

建设项目环境影响报告表

(送审本)

项目名称：东峰102井组钻采工程

建设单位(盖章)：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司
产能建设及勘探项目部

评价单位：四川省核工业辐射测试防护院
(四川省核应急技术支持中心)

编制日期：二〇二〇年七月

《建设项目环境影响报告表》编制说明

《建设项目环境影响报告表》由具有从事环境影响评价工作资质的单位编制。

1.项目名称——指项目立项批复时的名称，应不超过30个字(两个英文字段作一个汉字)。

2.建设地点——指项目所在地详细地址，公路、铁路应填写起止地点。

3.行业类别——按国标填写。

4.总投资——指项目投资总额。

5.主要环境保护目标——指项目区周围一定范围内集中居民住宅区、学校、医院、保护文物、风景名胜区、水源地和生态敏感点等，应尽可能给出保护目标、性质、规模和距厂界距离等。

6.结论与建议——给出本项目清洁生产、达标排放和总量控制的分析结论，确定污染防治措施的有效性，说明本项目对环境造成的影响，给出建设项目环境可行性的明确结论。同时提出减少环境影响的其他建议。

7.预审意见——由行业主管部门填写答复意见，无主管部门项目，可不填。

8.审批意见——由负责审批该项目的环境保护行政主管部门批复。

目录

表一 建设项目基本情况	1
表二 所在地自然环境简况	25
表三 环境质量状况	34
表四 评价使用标准	51
表五 工程分析	56
表六 主要污染物产生及预计排放情况	107
表七 环境影响分析	109
表八 环境风险分析	140
表九 拟采取的防治措施及预期治理效果	166
表十 结论与建议	170

地下水环境影响专项评价

附表

建设项目环境保护基础信息表

附图

附图1 项目地理位置图

附图2 项目外环境关系图

附图3 项目钻井期平面布置图

附图4 项目采气期平面布置图

附图5 项目监测布点及外环境关系图

附图6 项目社会关注及敏感点分布图

附图7 项目区域地水系图

附图8 项目区域水文地质图

附图9 项目与周边集中式饮用水源位置关系图

附图10 项目与四川省生态保护红线位置关系图

附件

附件1 委托书

附件2 立项文件

附件3 规划回复

附件4 废水配套处理协议

附件5 监测报告

附件6 关于做好川西气田钻采废弃物处理的通知

附件7 袁家污水处理站环评批复及验收批复

附件8 凝析油收集站环评、验收批复

附件9 泥浆中转站环评、批复

附件10 孝蓬101井组回注工程环评批复、变更复函、验收批复

附件11 配套环保设施剩余能力说明

附件12 高氯废水处理站环评批复及验收批复

附件13 涉及基本农田相关文件

建设项目基本情况

表一

项目名称	东峰102井组钻采工程				
建设单位	中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部				
法人代表	郭**		联系人		练**
联系电话	0838-2658516	传真	0838-2658516	邮政编码	618000
通讯地址	四川省德阳市嘉陵江西路325号				
建设地点	四川省资阳市雁江区丹山镇黑沙村 井口坐标：X-3330265，Y-18491202				
立项审批部门	中石化西南油气分公司		批准文号		西南油气（2020）132号
建设性质	新建 <input checked="" type="checkbox"/> 扩建 <input type="checkbox"/> 技改 <input type="checkbox"/>		行业类别		天然气开采（B072）
总投资（万元）	4375	环保投资（万元）	330	环保投资占总投资比例	7.54%
占地面积（平方米）	8370m ²		绿化面积（平方米）		/
评价经费（万元）	/		预期投产日期		2021年
<p>工程内容及规模：</p> <p>1.1 项目由来</p> <p>为满足当前经济发展和人民生活对天然气日益增长的需求，加快须家河组气藏的评价及开发建产工作，中国石化西南油气分公司拟在四川省资阳市雁江区丹山镇黑沙村部署东峰102井组。通过完井测试评价气藏情况，若测试具有工业产能，即进行站场建设和采气生产，本项目由中国石油化工股份有限公司西南分公司以西南油气[2020]132号文下达产能建设及勘探项目部作为建设单位具体实施(见附件2)。</p> <p>本项目东峰102井组钻采工程位于资阳市雁江区丹山镇黑沙村，项目包括钻井工程和采气工程。本项目东峰102井井型为直井，井别为评价井，与后面同井场4口井的井深均为2500m左右，以须家河组为主要目的层，评价其含气性。项目拟通过上述井的钻探，力争取得如下成果：（1）以须家河组为主要目的层，评价其含气性；（2）建立钻遇地层的岩性、电性、物性，含油气性及地压剖面，取得主要目的层实物资料，为储量计算提供基础资料；（3）验证地震异常的地质属性，进一步完善储层预测模式；（4）力争获取工业气流，建成5口工业气井。</p> <p>根据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），本项目属于天然气开采业（B072）。根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（环境保护部令第44号）及关于修改《建设项目环境影响</p>					

评价分类管理名录》部分内容的决定（生态环境部令部令1号），本项目属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》中第四十二项“石油和天然气开采业”中133条“天然气、页岩气、砂岩气开采（含净化、液化）”中其它，由于本项目属于四川盆地威远构造北斜坡，所在区块内已有东峰3井等其它钻采工程部署，故本项目不属于新区块开发类别，应编制环境影响报告表。为此，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部委托四川省核工业辐射测试防护院（四川省核应急技术支持中心）（国环评甲字第3214号）承担“东峰102井组钻采工程”环境影响评价工作（委托书见附件1）。我单位接受委托后，立即组织评价人员进行现场踏勘，收集有关基础资料，委托四川省工业环境监测研究院进行该项目的环境现状监测工作，完成了环境影响报告表的编制，内容经西南油气分公司审阅，现呈报管理部门审批。

本报告编制过程中得到资阳市雁江生态环境局、西南油气分公司、产能建设及勘探项目部等单位、专家的支持和帮助，在此一并致以诚挚的谢意！

1.2 产业政策与规划符合性

1.2.1 产业政策符合性分析

根据中华人民共和国国家发展和改革委员会令（2019年）第29号颁布的《产业结构调整指导目录（2019年本）》，该项目属于其中第一类“鼓励类”第七条“石油类、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探及开采”；项目实施经中国石油化工股份有限公司西南油气分公司以“西南油气[2020]132号”文下达钻采任务。因此，本项目符合国家产业政策。

根据《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求，本项目采用清洁生产工艺，废水回用率达到90%，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。本项目油气开发注重环境保护及油气田优化布局，同时在清洁生产、污染治理、生态保护和运行管理和风险防范等方面都符合其相关要求，满足《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求。

1.2.2 规划符合性分析

（1）与当地规划符合性分析

本项目选址位于四川省资阳市雁江区丹山镇黑沙村。其选址经由资阳市雁江区自然资源和规划局出具的《关于确认拟建东峰101井、东峰102井、东峰103井、东峰107井、东峰109井选址意见函的复函》（资雁资源函〔2020〕91号，见附件3）出文说明本项目不影响该片区规划的实施，初步同意规划选址，因此本项目建设不违背雁江区及丹山镇规划用地要求，与区域总体规划及土地利用相容。

(2) 与土地利用符合性分析

本次评价要求建设单位在施工前应办理好相关土地使用手续，对临时占地表土集中堆放，设施排水沟，减少水土流失，后期生态恢复时按照土地利用规划恢复，确保临时占地土地使用功能能恢复到占用前。因此本项目不违背当地土地利用规划要求，满足相关土地使用的要求。

(3) 与生态功能区划符合性分析

评价区域为农田生态系统，生态系统单一，结构简单，环境异质性差。区域以人工生境为主，易于恢复，评价区域无自然保护区，风景名胜区，文物古迹等。

根据《四川省生态功能区划》，项目所在地雁江区丹山镇位于四川盆地亚热带农林复合生态区(I) 盆中丘陵农林复合生态亚区(I-2)，为沱江中下游城镇-农业及水污染控制生态功能区(I-2-5)，其生态建设与发展方向为：发挥中心城市辐射作用，发展生态农业经济；发展农业、养殖业，以及以农副产品为主要原料的工业，适度发展轻纺工业和化工，防治农村面源污染和地表径流水质污染。项目区不属于特殊生态敏感区和重要生态敏感区，为一般区域。本项目污染物均有完善成熟的处理方案，废水、固废均不外排，项目建设符合丹山镇沱江中下游城镇-农业及水污染控制生态功能区生态建设与发展方向的要求。

(4) 与《四川省生态保护红线方案》符合性分析

根据“四川省人民政府关于印发四川省生态保护红线方案的通知（川府发〔2018〕24号）”，四川省生态保护红线总面积14.80万平方公里，占全省幅员面积的30.45%，涵盖了水源涵养、生物多样性维护、水土保持功能极重要区，水土流失、土地沙化、石漠化极敏感区，自然保护区、森林公园的生态保育区和核心景观区，风景名胜区的一级保护区(核心景区)、地质公园的地质遗迹保护区、世界自然遗产地的核心区、湿地公园的湿地保育区和恢复重建区、饮用水水源保护区的一级保护区、水产种质资源保护区的核心区等法定保护区域，以及极小种群物种分布栖息地、国家一级公益林、重要湿地、雪山冰川、高原冻土、重要水生生境、特大和大型地质灾害隐患点等各类保护地。

四川省生态保护红线主要分布于川西高山高原、川西南山地和盆周山地，分布格局为“四轴九核”。“四轴”指大巴山、金沙江下游干热河谷、川东南山地以及盆中丘陵区，呈带状分布；“九核”指若尔盖湿地(黄河源)、雅砻江源、大渡河源以及大雪山、沙鲁里山、岷山、邛崃山、凉山—相岭、锦屏山，以水系、山系为骨架集中成片分布。

资阳市境内生态红线为资阳市老鹰水库，距离本项目约40km，本项目选址不涉及上述生态红线保护区，不在四川省生态保护红线区域内，符合《四川省生态保护红线方案》管控要求，具体位置关系见附图10。

(5) 与《四川省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》的符合性

《四川省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》中，强调要“加快清洁能源产业发展”、“以川东北、川中、川西为主，加快中石油、中石化四川盆地常规天然气产能项目建设”。本项目处于川西地区天然气开发区块，可以加快川西地区天然气开发，促进该地区的发展，由此可见符合四川省国民经济和社会发展规划纲要。

综上，结合雁江区城乡规划、四川省生态功能与主体功能区划及国家、地方及环保部相关规划政策分析，本项目建设符合相关规划要求。

1.3 项目概况

项目名称：东峰102井组钻采工程；

建设地点：东峰102井组位于四川省资阳市雁江区丹山镇黑沙村，井场中心坐标：X-3330265，Y-18491202，经纬坐标：30° 5'17.1"北，104° 54'41.7"东，井口高程414m；

建设单位：中石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部；

建设性质：新建；

建设规模：根据同地区同层位邻井测试数据，须家河组天然气产量较好，实际产气量在1~10万m³/d，本项目投产后预计采气规模按最大10×10⁴ m³/d；凝析油须家河组产量较低，根据邻井产生情况，本项目单井凝析油按最大产量1.2m³/月计；

项目投资：4375万元；

占地面积：本工程临时占地面积为8370m²，永久占地面积3200m²；

井别：评价井；

井型：直井；

设计井深：本项目为丛式井，在东峰102井组内新建5口井，井深均约2500m；

构造位置：四川盆地威远构造北斜坡；

目的层：须家河组；

完井方式：套管射孔完井；

1.4 项目组成

项目组成包括钻前工程、钻井工程及采气工程，场站外油气集输及处理由建设单位另行办理手续，不纳入本次评价。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；采气工程在钻井完毕并获得天然气产能后实施，建设内容包括工艺装置区、废水罐等建设，以及天然气的开采。

1.4.1 施工期

(1) 钻前工程

钻前工程包括钻井场地平整, 新建钻井办公、生活区活动板房、钻井设备基础等工程。本项目钻前工程项目组成见表1.4-1。

表1.4-1 东峰102井组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	对东峰102井组占地进行平整, 井场尺寸94m×55m, 占地面积8370m ² 。	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。施工扬尘、废水和施工人员生活污水、生活垃圾等。	新建
	井口方井	3m×3m×2.5m/井, 共计5个方井, 重点防渗处理。		新建
	设备、设施基础	采用ZJ30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, 位于井场外东北侧, 容积为100m ³ , 用于测试放喷, 池内重点防渗。		新建
	生活区活动板房	18座, 仅构筑水泥墩基座, 板房现场吊装。		新建
储运工程	进场道路	由乡村水泥路进入, 维修道路长730米, 新修道路长200米, 宽4.5米。	临时占地, 破坏原有植被、水土流失	新建
环保工程	生活污水收集	依托周边居民旱厕	生活污水	新建
	生活垃圾收集	生活垃圾集中收集, 交由当地环卫部门处置。	生活垃圾	依托

(2) 钻井工程

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5口井实施钻井、套管固井作业。主要工程内容和工程量见表1.4-2。

表1.4-2 东峰102井组钻井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	钻井设备安装	ZJ30钻机成套设备搬运、安装、调试	钻井废水、废弃泥浆、岩屑现场存储泄漏环境风险影响, 钻井作业废气和噪声环境影响	新建
	钻井作业	导管段采用清水钻进, 一开、二开、三开段采用水基钻井液钻井, 钻井井深: 垂深2500m。		
	固井作业	全井段实施套管保护+水泥固井。		
	测试放喷	1个100 m ³ 放喷池, 完井后测试放喷	废水泄漏, 污染土壤、地下水	新建
辅助工程	柴油发电机组	2套(1用1备), 每套包括2台柴油动力机和1台发电机。	柴油机废气和噪声	新建
	钻井泥浆循环利用系统	含振动筛、除砂除泥器等	泥浆跑冒滴污染土壤、地下水	新建

	辅助设备用房	录井、泥浆实验等辅助工作	/	新建
储运工程	设泥浆储备罐2个(50m ³ /个)、泥浆循环罐6个(40m ³ /个)、油罐2个(8t/个)、生活水罐1座(10m ³ /座)、生产水罐2个(20m ³ /个)		泄漏污染、火灾爆炸环境风险影响	新建
公用工程	生活用水	地下水	挤占当地水资源	/
	生产用水	生产用水取自周边地表水或地下水		
	供电	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。	柴油机废气和噪声	新建
环保工程	泥浆不落地装置	接收、脱稳和固液分离单元等,占地400m ²	泥浆泄漏环境风险	新建
	沉淀池	生活区设置3个,单个容积2m ³	生活污水	新建
	清污分流	场内沿基础周围修建场内排水明沟,接入方井;水罐、井场面的清水直接排入自然水系;修建雨水沟实行清污分流,内环沟设集污坑,外环沟设集水坑。	排污沟外泄,会污染地表水等	新建
	防渗处理	除井场清污分流系统外,油罐、发电机房、泥浆泵、重浆罐等基础以及放喷池、泥浆不落地装置区等防渗处理	/	新建
	搬迁及无害化处理	测试完后进行设备搬迁以及钻井产生“三废”的无害化处理	噪声;如处理不彻底,可能产生废水及固体废物	新建
	厕所	设置一体化撬装厕所1套。	生活污水	新建
	生活垃圾收集	在井场及生活区设置移动式垃圾桶,对生活垃圾中收集,交由当地环卫部门处置。	生活垃圾	新建

1.4.2 运营期

钻井完毕后,通过测试并获得天然气产量后,进行地面工程建设,建设内容包括工艺装置区、废水罐等建设,以及天然气的开采。不涉及天然气站场以外的天然气管道建设。本项目采气工程项目组成见表1.4-3。

表1.4-3 东峰102井组采气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	采气场面积3200m ² (80m*40m)		废气、废水、噪声、环境风险	新建
	工艺装置区	采气树5套 分离器5台 计量系统、节流调压装置4套 水套加热炉2台		新建
辅助公用工程	放散系统	1套,放散管高10m	废气、噪声	新建
	供配电	接入当地电网	/	新建
	供水	水源使用地下水	/	新建
	采气废水、凝析油收集系统	井场设废水罐1座,容积为20m ³	采气废水储存、转运过程泄漏风险	新建
办公生活设施	站场设综合值班室40m ² ,并配套新增一体化撬装厕所1座		生活污水、生活垃圾	新建

1.4.3 依托环保设施

本项目产生的废水和一般固废的处理处置依托中国石油化工股份有限公司西南油气分公司现有环保设施及外委处理处置厂家，井中石化西南油气分公司同意调配后依托现有环保设施及外委处理处置厂家满足本项目使用需求。这些设施的环评及验收情况见表1.4-4。

表1.4-4 本项目依托环保设施的环评及验收情况

类别	依托环保设施及外委处理处置厂家	设计处理能力	本项目需要处理能力	环评及批复	竣工环保验收及意见
作业废水预处理	袁家污水处理站	日设计处理钻井废水能力为600m ³ ，目前实际处理量约为100~300m ³ /d，富余处理能力超过300m ³ /d	2.40m ³ /d	2011年已进行环评，批复为德市旌环函[2011]21号；2018年进行了技改，批复为德环审批[2018]87号	已通过验收，德市旌环验[2015]7号
钻井固废资源化利用	安县中联水泥有限公司	年处理钻井废弃物12万t	1490t	已进行环评，绵安环行审批[2019]14号	已建成投运
	中江县利金新型页岩墙材有限公司	年产3000万匹页岩砖		已进行环评，德环审批[2019]134号	
	中江县朝中砖厂	年产3500万匹页岩砖		已进行环评，德环审批[2019]234号	
	通江县昶丰新型建材有限公司	/		已批准实验函，通环境函[2020]26号	
	四川亚东水泥有限公司	/		已进行环评，彭环函[2019]11号	
	三台县立兴页岩砖厂	年产4000万匹标准实心砖		已进行环评，三环保[2017]275号	
	绵竹市香樟林建材有限公司	年产6000万匹烧结砖		已进行环评，德环审批[2020]167号	
	绵阳市安州区花菱机砖厂	年产3000万匹页岩砖		已进行环评，绵安环行审批[2019]33号	
	广元海创环保科技有限公司	4500t/d水泥		已进行环评，广环审[2019]23号	
	广汉市四友页岩砖厂	年产8000万匹标砖		已进行环评，德环审批[2019]283号	
	德阳市玖盛建材有限公司	6万t/a	已进行环评，德环审批[2019]76号		
作业废水暂存	孟家基地	存放量16000m ³	最大为750+540+73*5 m ³	备案号：20185106030000801	已建成投运
作业废	孝蓬101井组	设计规模为200m ³ /天。孝	2.40m ³ /d	已进行环评，德环审	已通过竣工环

水预处理后回注	回注站	蓬101井组回注站实际进场回注废水量50-100m ³ /天, 剩余回注量100-150m ³ /天		批[2016]13号	保验收 德环验[2018]29号 已建成投运
泥浆回用	川西泥浆中转站	泥浆储存能力3270 m ³ , 目前经西南油气分公司调配, 随时空余储存能力在2000 m ³ 以上	单井最大约248m ³	已进行环评, 德市旌环函[2011]208号	已通过验收 德市旌环验[2015]14号
采气废水	川西气田高氯废水综合利用站	处理站两期设计处理能力为(360+700)m ³ /d。项目依托川西气田高氯废水低温蒸馏处理站二期工程处理采气废水, 目前, 二期实际处理量约为650m ³ /d	5m ³ /d	已进行环评 一期: 德市旌环函[2011]240号 二期: 德环建函[2013]174号 一期技改: 德环审批(2018)86号	已通过竣工环保验收 一期: 德市旌环验[2013]30号 二期: 德环验[2015]11号
凝析油	川西采输凝析油收集站	分离能力约80m ³ /d。	6m ³ /d	已进行环评 德市旌环函[2006]26号	2006年12月已通过竣工环保验收

1.5 主要设备与原辅材料消耗

1.5.1 施工期

(1) 钻井工程设备

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ZJ30钻机。钻井工程采用水基泥浆钻进作业, 井架设备和井场监控自动化设备共用, 水基泥浆钻井系统(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。项目钻井工程所用设备见表1.5-1。

表1.5-1 本项目钻井工程所用主要设施一览表

序号	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
一	钻井				
1	机械钻机	ZJ30	3000	m	1
2	井架	JJ135/31-K	1350	kN	1
3	底座	DZ135/4.5-X1	1350	kN	1
4	柴油动力机	PZ12V190BG2-3	882	kW	4
5	发电机	PZ-8V190DZ	400	kW	2
6	机械传动装置	JS3-1000	/	/	4
7	钻井泵	3N	Z1300965	HP	2
8	泥浆不落地装置	/	/	套	1
9	振动筛	FC313	210	m ³ /h	2
10	重浆储备罐	10000×2800×2400	67	m ³	2
11	泥浆循环罐	10000×2800×2400	67	m ³	6
二	救生及消防				
1	消防房及消防工具				按标准配套

2	二层台逃生装置				
3	钻台紧急滑道				
4	可燃气体监测仪			台	2

(2) 完井测试作业设备

本项目完井测试作业采用加砂压裂工艺，该工艺主要设备情况见表1.5-2。

表1.5-2 完井测试作业设备设施一览表

序号	名称		规格型号	数量
1	2500型压裂车		YL140-1860	2
2	奔驰管汇车		SJX5292TYC	1
3	奔驰混砂车		STL-00100	2
4	皇冠混砂车		皇冠STP-100/C5006*4	1
5	奔驰仪表车		STC-00024	1
			SEV5150TYB	1
6	2000型压裂车		皇冠STP-2250/C500B6*6	4
7	万国仪表车		哈里伯顿1954	1
8	万国压裂车		FT1600CH/COF5870	6
9	液氮泵车		840K	3
10	液氮槽车		CGJ5250GDY	3
11	吊车	新8T吊	XZJ5201JSQ	1
			ZYT5200JSQ	1
		随车吊8T	PY5170JSQ5	1
		随车吊	徐工牌XZJ5121JSQD	1
12	双排座		JX1043DSLA2	1
			NKR77LLEWCJA/PY120	1
			江铃/JX1041TSG23	1
			LX1041TSG23	1
13	水泥车		YLC105-1120	1
			NC5200TYL/CA1260P3	1

1.5.2 运营期

井站所用设备基本一致，根据中国石化西南油气分公司设计，本项目单井最大产能按 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 进行设计，采气工程主要设备情况见表1.5-3。

表1.5-3 项目采气工程主要设备一览表

序号	设备名称	单位	数量	备注
1	采气树	台	5	PSL3
2	水套炉	台	2	HJ60-Q/35-Q, 60kW

3	分离器	套	5	处理能力10万m ³ /d
4	污水罐	台	2	容积为20m ³
5	放散管	套	1	高度为10m
6	节流降压流程	套	5	安装于分离器前一流程
7	计量系统	套	5	/

1.6 主要原辅材料消耗

1.6.1 施工期

(1) 钻井作业主要原辅材料、能源消耗及来源统计如下。

表1.6-1 单井钻井作业主要原辅材料和能源种类及用量 t

序号	材料名称	东峰102单井
1	膨润土	11.6
2	纯碱	0.7
3	氢氧化钠	1.4
4	黄原胶	0.3
5	两性离子聚合物包被剂	1.4
6	两性离子聚合物降粘剂	1.2
7	水解聚丙烯腈铵盐	2.3
8	水解聚丙烯腈钾盐	2.9
9	裂缝暂堵剂	8.7
10	生石灰	1.2
11	改性沥青	11.6
12	无铬磺化褐煤	8.7
13	磺化酚醛树脂	8.7
14	超细碳酸钙	8.7
15	普通润滑剂	7.8
16	乳化剂	0.6
17	碱式碳酸锌	0.5
18	重晶石	204

(2) 固井作业主要原辅材料、能源消耗及来源统计如下表1.6-2。

表1.6-2 单井钻井作业主要原辅材料和能源种类及用量 t

序号	物质	用量
		东峰 102 井组
1	干水泥量	133
2	外加剂分散剂	1.10
3	外加剂消泡剂	0.60
4	外加剂降失水剂	1.25
5	外加剂膨胀剂	2.10
6	外加剂缓凝剂	1.00
7	外加剂防窜剂	0.80
8	外加剂增塑剂	2.10

9	增韧剂	1.21
10	隔离液重晶石	25.01

(3) 压裂作业主要原辅材料、能源消耗及来源统计如下表1.6-3。

表1.6-3 单井压裂作业主要原辅材料览表

类型	添加剂类型	浓度 (%)
压裂液	稠化剂	0.42
	pH调节剂	0.3
	杀菌剂	0.3
	增效剂	0.5
	助排剂	0.5
	粘土稳定剂	0.5
	破乳剂	0.1
	氯化钾	1
	破胶剂	酸铵0.02~0.2
	交联剂	0.4

备注：压裂液均不在现场配制，由罐车拉运至井场，所有压裂液均储存在罐中。

(4) 该项目钻井泥浆的组成

钻井液的组成是根据不同地层性质和地下压力进行调整变化的，主体成分是水。

根据钻井设计，该项目钻井液组成如下：

表1.6-4 该项目钻井工程各钻井段钻井液主要组成

地质分层	井深 (m)	钻井液体系	pH	主要成分
导管段	0~32	高坂含钻井液	/	清水、膨润土
一开	32~352	高坂含钻井液		清水、膨润土
二开	352~1600	聚合物钻井液	9~10	上段钻井循环剩余井浆+膨润土、碳酸钠、抗温抗饱和盐润滑剂、聚丙烯酰胺、钻井液用清洁润滑剂、生石灰、氯化钾、黄原胶 (C ₃₅ H ₄₉ O ₂₉) _n 、重晶石（硫酸钡）
二开	1600~2500	钾基聚合物钻井液	9~10	上部井浆+0.2~0.3%两性离子聚合物包被剂+0.5~1%水解聚丙烯腈钾盐+0.5~1%水解聚丙烯腈铵盐+3~5%氯化钾+0.4~0.6%生石灰+2~4%沥清类防塌剂+1~2%改性石蜡封堵防塌剂+1~2%纳米-微米聚合物成膜封堵剂+4~6%抗温抗饱和盐润滑剂+重晶石

根据钻井液成分主要含水、有机物、一般金属盐和碱，无重金属。形成的溶液主要污染物为COD、SS、pH值，最终完井时钻井液pH值达到9~10。

1.6.2 运营期

项目运营期为天然气的开采，控制系统消耗一定的电能，水套炉加热系统消耗一定的天然气，员工生活用水等，采气工程主要原辅材料消耗情况见下表1.6-5。

表1.6-5 采气工程材料消耗一览表

	序号	名称	单位	数量	备注
能源	1	天然气	m ³ /a	12000	单井自产
	2	电	kw·h/a	3000	当地电网
水量	3	水	m ³ /a	3.6	水套炉用水
				29.2	生活用水

1.7 储层特征、井深结构及地层产量预测

1.7.1 储层特征

本项目地层设计参考四川盆地川西坳陷中江构造地震反射构造图并结合其邻井的实钻资料，综合考虑相邻井各大层段实钻厚度及钻厚变化趋势，确定本井各大层段及亚段钻厚，再综合分析各井厚度设计而成，项目地层分层设计表见表1.7-1。

表1.7-1 本项目设计井钻遇地层岩性简述表

地层名称					东峰102井组		地层岩性简述
系	统	组	段	代号	垂深 (m)	垂厚 (m)	
第四系				Q	3	3	棕黄色种植土及黏土层。与下伏剑门关组呈角度不整合接触。
侏罗系	上统	遂宁组		J3sn	221	218	棕褐色泥岩、粉砂质泥岩与褐灰色粉砂岩、泥质粉砂岩及细粒岩屑砂岩略等厚互层；与下伏上沙溪庙组呈整合接触。
侏罗系	中统	上沙溪庙组		J2s	1066	845	棕褐色泥岩、粉砂质泥岩与灰褐色、绿灰色、浅绿灰色细粒岩屑长石砂岩、细粒岩屑砂岩、中粒岩屑砂岩、粉砂岩及泥质粉砂岩略等厚互层；与下伏下沙溪庙组呈整合接触。
侏罗系	中统	下沙溪庙组		J2x	1200	134	棕褐、灰绿色泥岩、粉砂质泥岩与绿灰色、浅绿灰色、灰色中粒岩屑砂岩、细粒岩屑砂岩粉砂岩及泥质粉砂岩略等厚互层。
侏罗系	中统	凉高山组		J2l	1300	100	棕褐、紫褐色泥岩、粉砂质泥岩夹灰色细粒岩屑砂岩，底部为浅灰绿色细粒石英砂岩、含砾细粒岩屑石英砂岩、灰白色砂砾岩夹紫褐色粉砂质泥岩。与下伏自流井组呈平行不整合接触。
侏罗系	下统	自流井组		J1z	1600	300	灰色灰岩、泥质灰岩、(深)灰色介屑灰岩与灰黑色页岩、深灰色泥岩、灰质泥岩等厚互层。
三叠系	上统	须家河组		T3x	2500	900	黑灰、黑色页岩与浅灰、灰色细、中粒岩屑石英砂岩、岩屑砂岩及粉砂岩不等厚—等厚互层夹黑色煤层(线)。

1.7.2 井身结构

本项目采用射孔完井，结合井身结构及后期投产改造要求，可满足关井、压裂及投产对套管强度的要求。其井身结构及结构数据分别见图1.7-1、表1.7-2。

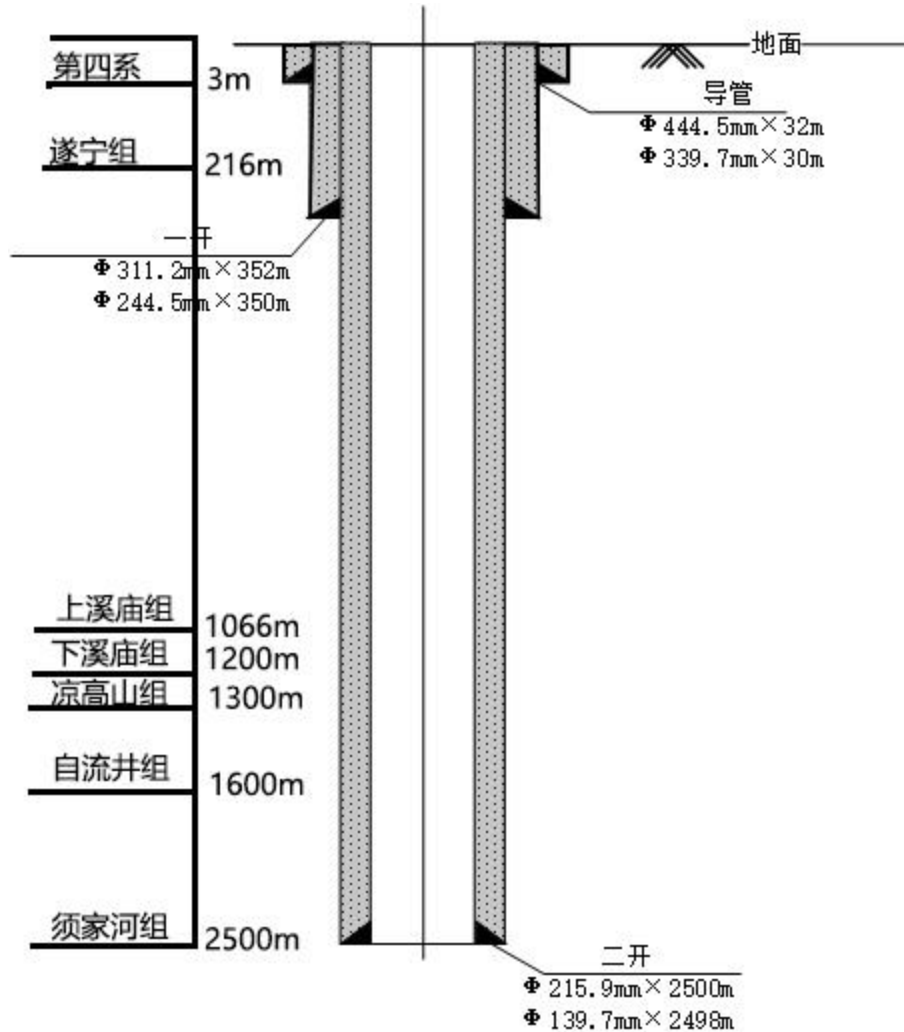


图1.7-1 东峰102井身结构设计示意图

表1.7-2 东峰102井井身结构设计数据表

开钻程序	钻头程序		套管程序		备注
	井眼尺寸 (mm)	完钻井深 (m)	尺寸 (mm)	下入井段 (m)	
导眼	Φ444.5	32	Φ339.7	30	现场根据实钻情况，可适当调整下深
1	Φ311.2	352	Φ244.5	350	表层套管，为二开钻井提供井控条件
2	Φ215.9	2500	Φ139.7	2498	油层套管

井身结构设计说明

- (1) 导管：导管开孔采用Φ444.5mm钻头，下入Φ339.7mm套管，封隔上部易漏层及浅层水。
- (2) 一开：采用Φ311.2mm钻头钻至井深352m±，下入Φ244.5mm套管，为二开钻井提供井

控条件，水泥浆返至地面。

- (3) 二开：使用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至完钻井深，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管完井。
- (4) 各层套管下深按设计原则，以实钻地层深度加以修正。

1.7.3 地层产量预测

参考邻井钻井油气显示钻遇情况，主要钻遇油气层预测见表1.7-3，成份预测结果见表1.7-4。

表1.7-3 设计井主要油气层预测表（单位：m）

层位	油气层代号	顶垂深	底垂深	厚度	显示级别	备注
上沙溪庙组	J2s	1090	1103	13	含气层	
下沙溪庙组	J2x	1140	1157	17	微含气层	
自流井组	JZ41	1305	1320	15	裂缝型含气层	
须家河组	T3x	1900	1980	80	含气层	
须家河组	T3x	2040	2075	35	含气层	
须家河组	T3x	2140	2175	35	微含气层	
须家河组	T3x	2180	2198	15	裂缝型含气层	

根据工区天然气组分资料，预测设计井目的层产出流体以天然气为主，不含 H_2S ，流体成分见下表。

表1.7-4 设计井目的层气样组分预测

层位	CH ₄ (%)		CO ₂ (%)	
	下限	上限	下限	上限
须家河组	90	94	0.3	1.10

表1.7-5 天然气气质分析统计表

分析项目	摩尔百分数	分析项	摩尔百分数
甲烷CH ₄	93.74	二氧化碳CO ₂	0.20
乙烷C ₂ H ₆	3.99	氧+氩O ₂ +Ar	0
丙烷C ₃ H ₈	0.81	氮N ₂	0.66
氢H ₂	/	氦He	0.02
硫化氢H ₂ S	/	相对密度	0.5997
重烃总量(%)	5.37	临界温度(K)	197.11
压缩因子	0.997	临界压力(MPa)	4.5895
高位热值(KJ/m ³)	38492	/	/

根据表1.7-4及表1.7-5中的对比结果，预测本项目目的层须家河组的油气显示为含气层，目的层CH₄含量为90%—94%，不含硫化氢，预计单井产量 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

1.8 项目给排水及供电

1.8.1 项目给水

本项目施工期的生产用水和生活用水采用自打机井井水，日均用水量：生产用水约为 15.15m^3 ，

生活用水约3.6m³。天然气开采期间井场设置工作人员4人，设置水套炉2个，水套炉使用井水量小，用水量约0.04m³/d。井站常驻值班人员2人，不在站内做饭洗浴，用水量小，约40L/人.d，故生活用水量0.08m³/d。项目附近堰塘及河流沟渠较多，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，用水前做好与当地村民沟通协调工作，项目取水不会对周边农田用水和堰塘、河流用水造成影响；若必须在枯水期取水要首先满足下游灌溉需求和生态流量要求、管理部门的要求，无法满足则备用自打地下水井水源作为生产用水。项目周边地下水资源较丰富，居民分布少，周边居民用水量小，项目用水量小且不外排，故项目建设生产及生活用水不会对区域地表水资源造成影响。

1.8.2 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污水罐或放喷池。

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区域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与洗井废水（固液分离的上清液）一起通过密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存，用于该区块钻井配置压裂液，不外排；压裂返排液水质能达到回用要求部分，用密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存，用于该区块钻井配置压裂液，不外排；水质不能达到回用要求的部分，用密闭罐车运至袁家污水处理站预处理后交孝蓬101井组回注站回注地层，不外排；生活污水经一体化撬装厕所收集后定期由清粪车拉运至较近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。项目天然气开采产生的采气废水用污水罐收集，运至川西气田高氯废水低温蒸馏处理站处理后达标排放。

1.8.3 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。

项目运营期，场站内的控制系统计量系统、员工生活用电等均由地方电网供给。

1.9 项目选址合理性分析

1.9.1 外环境关系

1、井场外环境简况

本工程拟选址位于四川省资阳市雁江区丹山镇黑沙村，井场方圆3km区域属低山、丘陵地貌，井场位于丘坡平坝上，井场内地势高差较小，在2m范围内。拟建地区属于农村生态环境，周边耕地种植有季节性蔬菜、菜籽和柑橘果树等农作物，周边散布着一些小灌溉堰塘，北侧、东侧均有小片树林，西侧与南侧主要为耕地。距井场中心西南侧122m处为四川满溪生态农业科技有限公司，该公司的生活区与办公区距井场中心约120米，值班人员2-4人，取用该公司后面的水井井水作为饮用水源，水井距井场中心165米。井场西北侧380米为正在新修的高速公路。井场四周散居居民较少，周边居民均以井水作为生活饮用水源，周边铺设了电网，项目依托利用方便。

项目位于雁江区城区西侧，距离雁江区城约23km，距离东北侧乐至县城约24km，距离东南侧回龙乡约6.8km，该项目外环境关系情况见附图2。项目拟建地现场照片见图1.9-1。

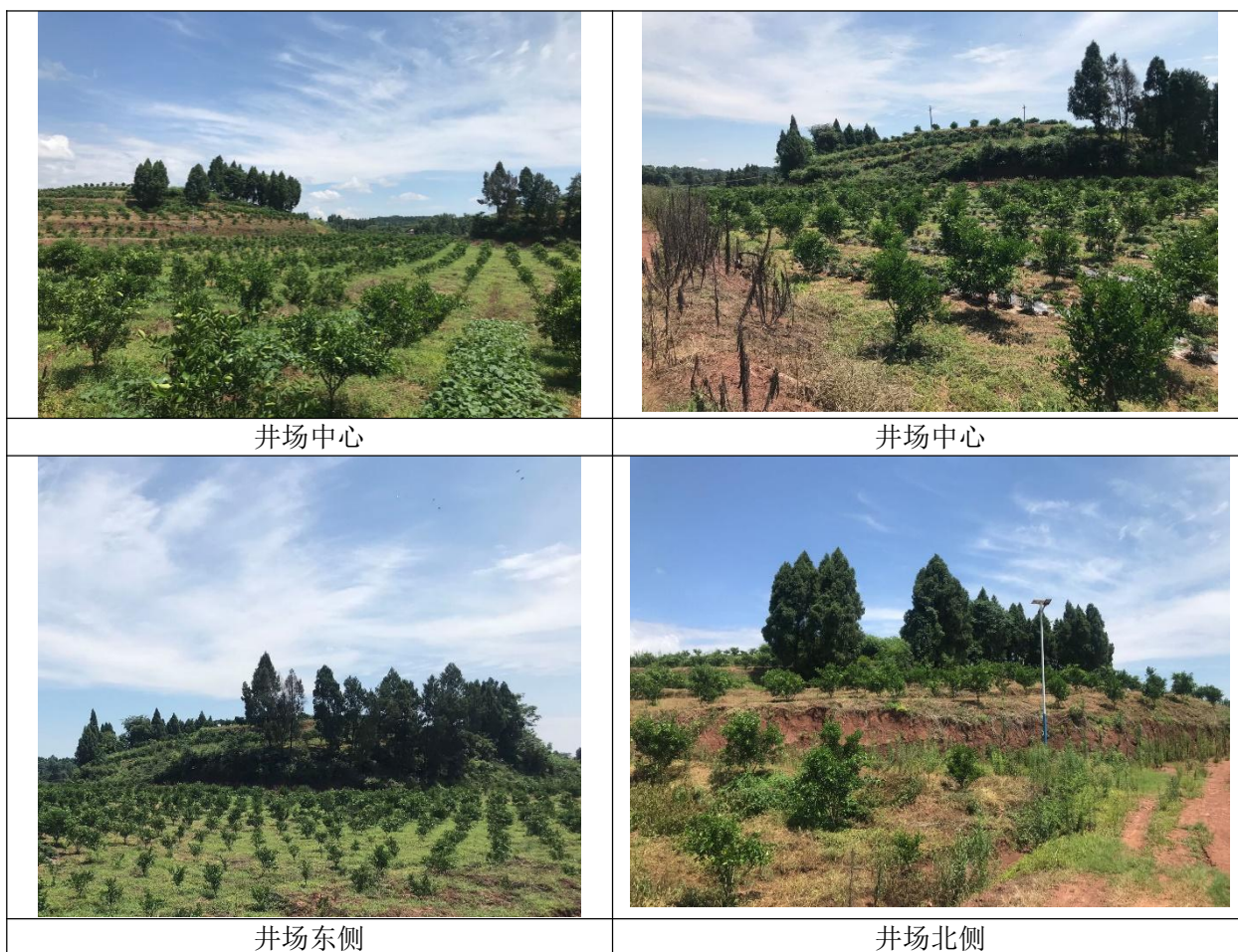




图1.9-1 项目拟建地周边照片

2、井场周边人居及地下水现状

根据现场调查，项目位于浅丘地区，周围分布有散居农户，主要分布在井场南侧和西侧。井场中心方圆0m~100m范围无居民分布；方圆100m~300m范围17户人口51人；方圆300m~500m范围人口52户156人；井场中心方圆500m范围内共计69户人口207人。根据调查，井场周边居民，最近居民点位于井口西北侧约122m处四川满溪生态农业科技有限公司。

根据现场调查，项目位于川西低山、丘陵地区，地形高差较大，地下水资源一般，在地下水汇集区域，地下水埋深浅，水量大，在其他山区地下水资源贫瘠，埋深深，出水量小。项目周边土地类型主要为林地和耕地，降雨补给地下水较多。该项目周边居民的饮用水均为井水，基本为1户1井。

项目周边居民照片见图1.9-2。





东南侧居民



居民水井

图1.9-2项目周边居民、水井照片

根据现场调查和对当地居民的走访，项目井场中心500m范围内人居及民井调查统计估算情况表1.9-1，水井调查统计估算表见表1.9-2。

表1.9-1 项目井场中心500m范围内人居调查统计估算表

区域范围(m)	与井场方位	距井场中心距离(m)	距最近井口距离(m)	户数(户)	人数(人)
0~100	/	/	/	0	0
100~300	WN	122	160	1	4
	WS	162~295	160~290	13	37
	WN	290~296	286~293	3	8
300~500	W~NW~N	310~448	306~444	13	38
	N~NE~E	410~480	406~476	4	14
	E~SE~S	351~499	346~494	12	36
	S~SW~W	379~498	374~493	23	70
500m内合计	/	/	/	69	207

表1.9-2 项目井场中心500m范围内饮用水井调查统计估算表

区域范围(m)	与井场方位	距井场中心距离(m)	与井场高程差(m)	地下水埋深(m)	水井数量(口)	服务人数(人)
0~100	/	/			0	0
100~300	WN	165	-7~-1	8~15	1	4
	WS	162~295	-4~-2		13	37
	WN	290~296	-12~-11		3	8
300~500	W~NW~N	310~448	1~+10		13	38
	N~NE~E	410~480	-7~-5		4	14
	E~SE~S	351~499	-9~-7		12	36
	S~SW~W	379~498	-4~+8		23	70
合计	/	/	/	/	69	207

项目3km范围除丹山水厂外，无其他集中式饮用水源。丹山水厂位于项目东侧约680m，取地下

水，原供水规模约1.6万人，未划保护区，与项目之间有河流、丘坡相隔。根据现场调查，该水厂近年来供水已经较少，周边场镇及居民自来水大多由中和水厂（滴水岩水库，位于项目西北侧约10.5km）供水，因此该水厂有替代水源，风险可控。项目与周边水厂位置关系见图1.9-2。

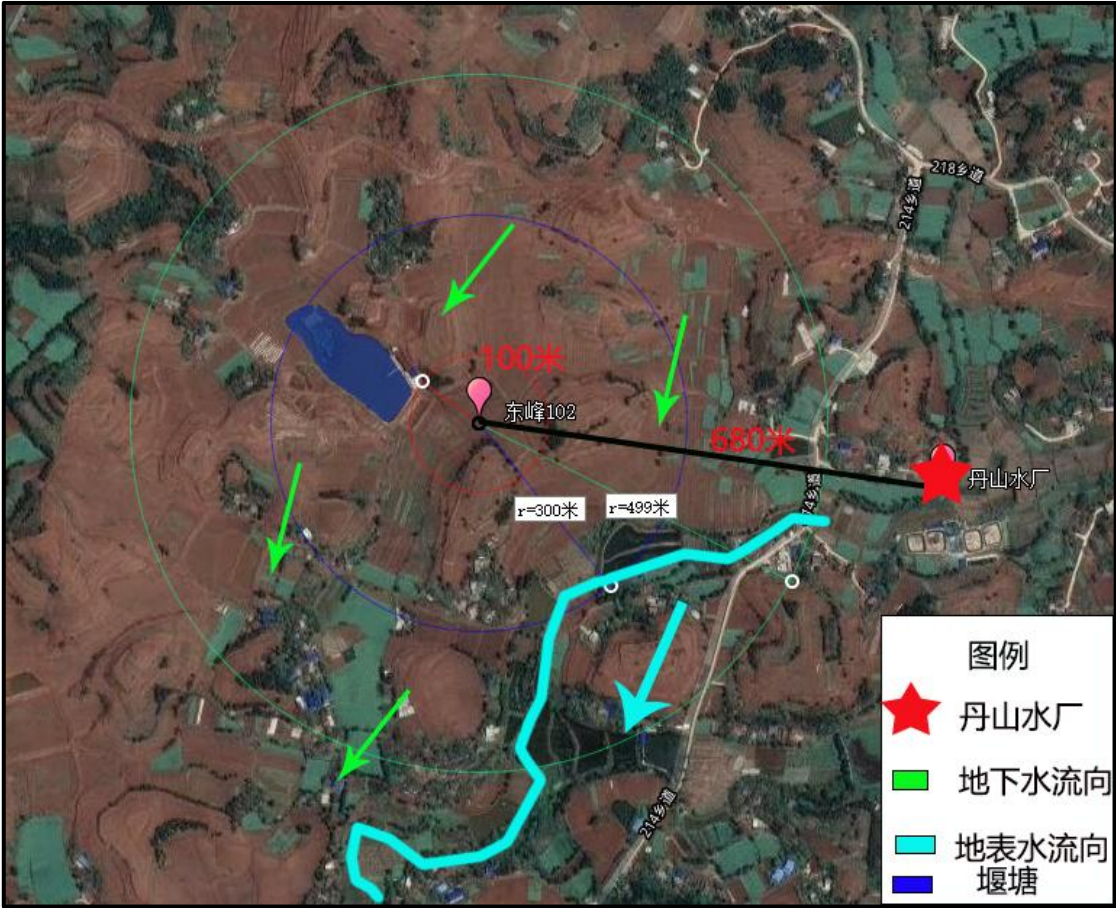


图1.9-2 项目与周边水厂位置关系图

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田地和林地，现场踏勘时耕地内植被主要为柑橘果树、季节性蔬菜等农作物，井场所在耕地主要种植柑橘果树，无珍稀动植物。

井场周边地表水体主要为井场南侧距离拟建井场场界最近约10m的排洪、灌溉小沟渠，现场踏勘时小河沟宽约0.5~1.0m，水深0.1~0.5m。小沟渠随着丘坡往丘谷汇集，最终汇入沱江。这些地表水体水域功能均为养殖、泄洪、灌溉和纳污。在拟建井场西南侧约115米，有一个较大的人工堰塘由四川满溪生态农业科技有限公司管理，主要用于周边果树灌溉。在项目周边3km范围内地表水体均无饮用水源取水口，各河流水体在项目附近上游3km到下游8.5km范围内均无饮用水源取水口，本项目不涉及地表水饮用水水源保护区。

本项目区域雨水经周边沟渠汇集后在下游最终汇入沱江。本项目不位于沱江河道保护区内，且

两者之间有诸多田地、沟渠相隔，项目不影响沱江行洪、河道管理。若项目井场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污水罐或放喷池，严禁污水外排。

另外井场500m范围内分布有一些排水沟和当地农民修造的灌溉沟渠及小堰塘，主要水体功能为灌溉、养殖和泄洪，部分居民生活废水排入了居民附近的排水沟。

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和堰塘造成影响，雨水经井场内外排水沟收集后排入井场外自然水沟，不会进入周边堰塘和水田，属于正常的雨水排放，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。



图1.9-3 项目周边地表水体及植被照片

4、放喷池外环境简况

该项目放喷池布置在井场外东北侧耕地内，距离最近井口约112m处，位于井场区域主导风向

的侧风向。根据现场调查，放喷池周围50m范围内无民房等各类设施，用地范围为种植柑橘果树的耕地。放喷池三面均设置了挡火墙，仅在靠近井场空旷处（放喷池西南侧）设置入口，在放喷时临时清理井场和放喷池之间以及放喷池周围的易燃物，加强监管，距离是满足放喷池防火要求的。周边无珍稀动植物和保护区分布。

5、生活区、井场道路周边外环境简况

生活区位于井场外西南侧耕地内，进场道路西南侧，周围分布有种植蔬菜的耕地和居民，不位于井场下风向。本工程进场道路由依托南侧乡村道路，对其进行修整维护并同时新建进场道路约200m，道路两侧分布有耕地。周边均无珍稀动植物和保护区分布。

1.9.2 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》、《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T 6396-2014）、《钻井井控技术规范》（Q/SY1552-2012）、《石油天然气井控技术规范》（GBT31033-2014）等规定：油气井井口距高压线及其他永久性设施不小于75m，距民宅不小于100m，距铁路、高速公路不小于200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于500m。根据现场调查，项目井口与各设施的距离及符合性分析见下表。

表1.9-3 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内不涉及永久性设施	满足要求
民宅	≥100m	100m内无民房，最近距井口160m	满足要求
铁路	≥200m	不涉及	满足要求
高速公路	≥200m	不涉及	满足要求
学校	≥500m	500m范围内不涉及	满足要求
医院	≥500m	500m范围内不涉及	满足要求
油库等高风险场所	≥500m	500m范围内不涉及	满足要求
集中居民地等人口密集区	≥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》、《石油天然气井控技术规范》（GBT31033-2014）等中规定的要求。

根据现场调查，本项目处于农村环境，本项目采气期采气站为五级站场，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。采气站满足《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，不涉及各类保护区及环境敏感区，位于

当地城镇规划区外，其选址比较理想。本项目井场占地为耕地，建设用地为临时占地，在按照相关规定采取合理措施、办理土地使用手续后，不违反土地利用要求。另外对工程占地的具体补偿措施及补偿方案由建设单位协同主管部门确定，在采取补偿等措施后，对失地农民和企业的生活影响较小。资阳市雁江区自然资源和规划局出文同意项目选址，选址位于当地城镇规划区外，不涉及环境敏感区，因此项目选址合理。

1.10 平面布置分析

1.10.1 钻井工程平面布局合理性分析

本项目钻井工程平面布置按照《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产管理规程》(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，井场平面布置满足防火、安全间距要求。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、活动板房等，井场值班及技术用房均为活动板房，完钻后随钻井队搬走。

东峰102井组内5口井依据井场长边方向2排排列，依次间隔5m，2排井口之间也间隔5m，井口布置满足《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》(SY/T 6396-2014)中关于丛式井井口间距不小于2.5m的要求、《石油天然气井控技术规范》(GBT31033-2014)中油气井之间井口间距不小于2m的要求和《钻井井控技术规范》(Q/SY1552-2012)中油气井之间井口间距不小于5m的要求。同时这样的井口布置，有利于东峰101井组内钻井基础和辅助设备基础的利用，仅需简单调整即可使用。钻井设备主要布置在井场后场（东偏南），与井场周围居民点相对较远，且有丘坡相隔，最大限度的减少钻井噪声对周围农户的影响。

(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1.10-1 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
东峰102井组	《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。散居农户主要分布在井口东南侧，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

本工程井场放喷池布置与《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)等相关要求及规程的符合性见下表。

表1.10-2 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
东峰102井组	《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产管理规程》(SY5225-2019) 3.1.4条规定：放喷管线出口距井口应不小于75m 《钻井井控技术规范》(Q/SY1552-2012)中第5.1.3.4条规定：放喷管线应接至距井口75m以上的安全地带；含硫油气井的放喷管线出口应接至距井口100m以上的安全地带，距各种设施不小于50m。	本项目不属于含硫油气井，放喷池布置在井场外井口北偏东侧，池体边缘距最近井口108m，50m范围内无民房等设施	符合要求

放喷池周围50m范围内无民房等各类设施，用地范围为栽种果树的耕地，放喷池三面均设置了挡火墙，仅在靠近井场空旷处（放喷池西南侧）设置入口，能避免放喷作业对周边植被的影响，在放喷时临时清理周边植被和放喷池之间的易燃物，加强监管，放喷池放喷使用时对环境的影响小。

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3。

1.10.2 采气工程平面布局合理性分析

采气期本项目利旧东峰102井组钻井工程建设，井口位置不变，5口井2排排列，依次间隔5m，2排井口之间也间隔5m，井口布置满足《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》(SY/T 6396-2014)中关于丛式井井口间距不小于2.5m的要求、《石油天然气井控技术规范》(GBT31033-2014)中油气井之间井口间距不小于2m的要求和《钻井井控技术规范》(Q/SY1552-2012)中油气井之间井口间距不小于5m的要求。本项目采气期采气站为五级站场，根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)第5.2.3条规定，五级站场内设施的间距要求见下表1.10-3。

表1.10-3 站场总平面布置间距一览表 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	-	-					
水套炉	9 (20)	5	15	-				

装卸车鹤管	15	10	15	15	-			
天然气凝液单罐50 m ³	-	-	9	22.5	25	-		
计量仪表间、值班室	9 (35)	5	10	10 (25)	15	22.5	-	
辅助生产厂房及辅助生产设施	20	12	15	-	15	22.5		-
污水池	5 (30)	-	5	5 (25)	5	-	10(15)	10

注：括号内为本项目采气站实际距离

本项目站场为天然气采气站，站内设施较少，主要涉及油气井、污水罐、水套炉工艺区和值班房等。工艺流程区位于站场前场西侧，水套炉和污水罐顺着流程区排列；值班室位于井站东北侧，放散区位于井站西偏北侧，能做到采气站功能分区合理，不杂乱，同时井口、污水罐、水套炉和值班室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。放散区位于井站西偏北角落处，周围植被稀疏，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。项目采气站运营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。

1.11 组织机构及劳动定员、工期

1.11.1 组织机构及定员

钻前工程：为土建施工，由专业施工单位组织当地民工施工作业为主，高峰时每天施工人员约30人，施工工期约20天，白天施工，夜间不作业。

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4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。

1.11.2 施工工期

根据本项目设计资料，项目施工工序及工期表见下表1.11-1。

表1.11-1 项目钻采施工工期一览表

井号	东峰102井	规划1井	规划2井	规划3井	规划4井
周期					
钻前 (d)	20	1	1	1	1
钻井 (d)	33	33	33	33	33
完井作业 (d)	7	7	7	7	7
试气、设备拆迁 (d)	5	5	5	5	5
总计 (d)	65	46	46	46	46

1.11.3运营期

站场建设工期约15d，该项目站场为有人值守站场，劳动定员4人，设站长1名，三班倒，每班1人，实行连续24h不间断生产，年运行365天。

1.12 与本项目有关的原有污染情况及主要环境问题：

本项目为新建，不涉及原有污染问题。

所在地自然环境简况

表二

自然环境简况（地形、地貌、地质、气候、气象、水文、植被、生物多样性等）：

2.1地理位置

资阳市雁江区位于东经 $104^{\circ}26'77''\sim 105^{\circ}3'5''$ ，北纬 $29^{\circ}51'$ ， $\sim 30^{\circ}17'7''$ 之间，处于成都和重庆两大城市的中间。北靠成都（相距 87 公里）、德阳，南连内江，东接重庆（相距 257 公里）、遂宁，西邻眉山，区内有成渝铁路、成渝高速公路、国道 318、319、321 等骨干交通干线，川西环线、106 省道及沱江穿境而过。构成了发达的水陆交通网络。交通旅游，方便快捷。资阳历来是上承成都，下启重庆的交通要道和重要的商品集散地，具有十分突出的区位优势，与成都重要经济带紧紧维系在一起，并承接川渝联系大开发的辐射。

本项目东峰102井组位于资阳市雁江区丹山镇黑沙村，项目地理位置见附图1。

2.2地形、地貌

雁江区是典型的四川盆地红岩丘陵区。丘陵多为浑圆形或长条状、桌状的浅丘和中丘，岗丘杂陈，连绵起伏，山脊走向明显，沟冲纵横曲折，谷坡平缓，覆盖紫色砂页岩互层。境内沱江及其支流两岸，小平坝变化坐落其间。境内地势起伏不大，海拔在 390米~460 米之间，相对高度在 40~90 米左右。最高点是回龙乡老鸦山，海拔 544 米，最低点是铜钟乡罗家坝河边，海拔 316.8 米，最大高差 227.2 米。县境西、西北、东和东北部较高，向中央逐渐降低，并向东南倾斜，沱江及其部分支流均向东南流入资中境内。

2.3地质

根据区域地质资料，资阳地处荣威穹隆西北翼尾端斜层地带，区内构造形迹简单，为一近水平单斜构造地层，无断裂通过。第四纪以来区域地壳运动较微弱，区内地质构造稳定性较好，属四川盆地弱活动断裂区，场地内岩层产状约，主要发育 2 组节理，J1 产状为 $215^{\circ}\sim 84^{\circ}$ ，J2 产状为 $120^{\circ}\sim 82^{\circ}$ ，裂隙面较平直，张开度 2~3mm，钙质胶结~无交结，平均间距 0.30~0.80m，延伸 0.40~0.80m。

雁江区地质构造为新华夏构造体系，属四川沉降带之川中褶皱带内，区内地势东、西、北高，南低。出露岩层按其新老秩序有：第四系全新统地层、侏罗系蓬莱镇组地层、侏罗系遂宁组地层、侏罗系沙溪庙组地层，土壤以棕紫泥土为主。雁江区北部出露地层为蓬莱镇组岩层，呈连岗状中丘中谷地貌，占全区幅员面积的 15.30%；区中部出露地层为遂宁组岩层，属低丘宽谷或中谷区，占全区幅员面积的 42.80%；南部属砂

溪庙组岩层, 裸露出宽厚的岩体, 多为平顶方山, 呈连岗状, 占全区幅员面积的 35.70%; 沱江及其支流两岸为阶地平坝, 占全区幅员面积的 6.20%。区内地质构造简单, 岩层产状平缓, 无深大断裂经过, 稳定性好, 地质构造运动及地震活动微弱。根据《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)和《中国地震动参数区划图(GB18306-2001)》及 2008 年汶川地震后修订图, 雁江区抗震设防烈度为 6 度, 设计地震分组为第一组, 设计基本地震加速度值为 0.05g, 动反应谱特征周期值为 0.35s。

结合地质调查和邻区钻探成果资料, 拟建场地地层主要特征如下:

(1) 第四系全新统残坡积层 (Q_4^{el+dl}):

粉质粘土: 为褐红色或黄褐色残坡积土, 主要由砂泥质类岩石风化残积而成, 呈可塑~硬塑状, 广泛分布于项目所在浅丘沟谷谷底及两侧缓坡。

(2) 侏罗系遂宁组地层 (J_3s):

由上层砂质泥岩和下层砂岩组成。

上层砂质泥岩: 该层为暗紫色, 呈现薄层~中厚层状泥质结构, 成分以粘土矿物为主, 含少量云母, 部分地段含薄层状砂质条带或透镜体。上部为强风化层, 岩芯较破碎, 岩质较软, 裂隙发育, 裂面可见褐色水锈; 下部为中风化, 岩芯多呈节柱状, 岩体结构较完整, 裂隙一般发育。

下层砂岩: 该层为灰白色或黄绿色, 含钙质胶结, 呈现中厚层状、中粒结构, 成分以长石、石英为主, 含少量云母, 局部夹泥岩透镜体, 裂隙一般发育, 岩芯较完整, 多呈柱状。

本项目各井场所在地抗震设防烈度6 度, 设计地震分组为第一组, 综合分析场地内及周边无不良地质作用, 适宜建筑。

2.4气象、气候

资阳市雁江区所在地属亚热带湿润气候区, 具有气候温和、雨量充沛、无霜期长等特点, 降雨多集中在 6-9 月, 占全年雨量的 75%以上。地处小风速区, 全年静风频率为 49.1%, 主导风向为东北风和北风。也是四川省低日照区, 阴天占全年的 40.47%。

多年平均气温 18.9℃

多年极端最高气温 36.9℃

多年极端最低气温-4.0℃

日照时数 1990hr

多年平均总云量 6.4 成
多年平均降雨量 698mm
多年平均相对湿度 70%
多年平均风速 2.0m/s
最大风速 8.61m/s
全年主导风向 NE

2.5 水文

(1) 地表水

雁江区位于长江上游的沱江中游，该项目区属沱江河流域，区内主要地表水最终汇入沱江。

沱江发源于龙门山脉的绵竹县茶坪山南麓断头岩大黑湾，流经金堂，从简阳市宏缘乡灵荫寺进入资阳市，在城区右岸纳绛溪河，流至雁江区双河口左岸纳阳化河，流至资阳城区右岸纳九曲河，在雁江区原铜钟乡罗家坝入弓滩口出资阳市境，区域内流经21个乡镇，河道总长175.4公里，水域面积30平方公里，流域面积达5898.4平方公里，占全市幅员面积的74%，入境平均径流量80.4亿米³；出境平均径流量195.8亿米³，多年平均洪峰流量3730立方米/秒，枯期（11月22至次年4月）月平均流量35.8立方米/秒。

(2) 地下水

资阳市所辖各县（市）、区为“红层”分布区，地下水赋存条件差，地下水资源贫乏。在该市区内的集中供水工程均以蓄积地表水和雨水为主。但由于地下淡水埋藏浅、易于开采、投资较少，且各地人畜饮用水又较分散，故现多采用小浅井分户小量开采地下水以供人畜饮用。这是这类地区解决人畜饮用水和工农业用水的一个基本特点。

资阳市含水岩层（组）的地下水类型及富水程度如下：

1) 松散堆积砂卵石层（Q）孔隙水

该类型地下水，主要分布于沱江两岸的一、二级阶地。由于阶地被河溪切割，且含水层较薄，蓄水能力很差，其赋水性受地形切割影响十分明显，仅局部地段因受河水的侧向补给赋水比较丰富。

2) 红层砂岩、泥岩（K、J）风化带孔隙裂隙水

该类型地下水分布很广，整个调查区都有出露。地下水赋存于砂岩、泥岩的浅部风化裂隙带中，一般深度30~50m。其富水程度受岩性、地貌、构造等因素的影响十

分明显。水位埋深一般都在5米以内，含水层厚度一般为30m以内，受构造控制局部赋存承压条件较好的层间承压水。表泉水稀少，泉流量一般小于0.1 L/s，多数在0.01~0.1L/s。单孔出水量小于100m³/昼夜，大多数在150-200m³/昼夜之间，矿化度0.1-0.8g/L，径流模数大于0.1L/s·km²。

调查区内出露的含水岩层（组）主要由白垩系天马山组（K_{1t}）、侏罗系上统蓬莱镇组（J_{3p}）和遂宁组（J_{3s}）、侏罗系中统上沙溪庙组（J_{2s}）组成。单井出水量一般小于100m³/d，水质多为HCO₃-Ca型淡水，矿化度0.3~0.5g/L。由于受岩性变化的影响，其富水性也不相同。

白垩系天马山组（K_{1t}）：砂岩、泥岩、砾岩含水岩组：分布于三星镇、周家乡、踏水镇、养马镇、石盘镇一带。出露面积463km²。该层下部夹4~5层薄至中层砾岩，中上部为砂、泥岩不等厚互层，砂岩裂隙率2~5.6%。地下水多沿坡脚、冲沟等低处出露。位于周家乡的4780号井，由于处于久隆向斜轴部附近，其单井出水量达151m³/d，其余地段单井出水量小于100m³/d，地下水迳流模数0.3~0.7L/s·km²。水质HCO₃-Ca型水，矿化度0.3~0.5g/L。

侏罗系上统蓬莱镇组（J_{3p}）：砂岩、泥岩含水层：主要分布于乐至县、安岳县及雁江区北部，分布面积5629.12km²。该层岩相在水平方向变化较大，中上段为砂、泥岩互层，砂岩占总厚的40~50%，裂隙率0.3~5.5%；下段以泥岩为主，夹薄~中层砂岩，地下水主要赋存于砂岩的裂隙中，其地下水迳流模数为0.3~0.5L/s·km²，富水程度较弱，其单井出水量小于100m³/d。

侏罗系上统遂宁组（J_{3s}）：以泥岩为主的浅部风化裂隙含水。主要分布于雁江区中部，乐至、安岳两县亦有分布，分布面积1274km²。由于受岩性、地貌的影响，切割深度较大，地表水多沿沟谷流失，补给面积小，因而该层的水量不大。但因该层的中下段泥岩含砂质较重，并夹薄层石膏和方解石细脉，浅层风化裂隙呈网状发育，分布面较广。局部地段受地形的影响，对地下水的补给和汇集提供了有利条件，而形成富水地段。如位于雁江镇附近的6238号井，单井出水量可达584m³/d，位于驯龙镇、周礼镇一带的0629号井、0420号井、1512号和1208号井等的单井出水量均在150~430m³/d其余大部分地段单井出水量均小于100m³/d。

侏罗系中统上沙溪庙组（J_{2s}）：泥岩、砂岩含水层，由于泥岩中含有较多的钙质结核，风化溶蚀后形成小的溶蚀孔洞，成为含水空间，但总的富水程度差，单井出水量

小于100m³/d。

资阳市主要为低山—丘陵地区，风化带裂隙是地下水主要的赋存空间，而风化带的发育深度又随地貌部位的不同而有所差异。所以，地形的变化，切割深度的不同，对地下水的补给、径流、排泄和汇集影响较大。总的规律是：切割深、坡度陡的地段，风化层厚度薄，浅层含水层多遭割裂，地表水流失快，对渗入补给地下水极为不利，地下水富积程度弱；而浅切丘陵区，地形起伏不大，丘坡平缓，沟谷宽缓，风化层厚度较大，且分布面较广，残坡积层厚度亦较厚，对渗入补给地下水十分有利。因此，这些地段地下水较丰富。如地貌过渡地带、沟谷交汇处、宽缓沟谷、沟谷谷口、顺岩层倾向的顺向沟谷发育等地段水量较大，单井出水量多在100~500m³/d，是打井取水的理想地段。根据单井出水量的大小，将整个地区分成五个区段，而单井出水量小于100m³/d的地区约占全市面积的三分之二。

根据实际调查结果和区域地质资料分析可知，本项目所在地区为丘陵区，潜水地下水类型为侏罗系上统遂宁组（J_{3s}）。大气降水是地下水的主要补给来源，大气降水主要是沿着岩层风化孔隙裂隙渗入。因此，由于裂隙发育程度不同，或因上覆透水性较差的粘土类物质，以及地形差异等，各地接受补给的程度也是不大相同的。其次，地表河流、溪沟、渠系也是重要的补给来源。零星分布的水库，都可沿风化裂隙补给地下水。近年来丘陵区农田水利大发展，灌溉也可以形成对地下水的补给。

场地的碎屑岩类（红层）孔隙裂隙水，裂隙发育深度较浅，地下水位埋藏不深，但水量在山区小，平坝区较大。地下水的径流、排泄主要以两种形式进行：一是在彼此形成联系的风化裂隙中循环，当遇有与地表相通的裂隙时，则以下降泉或上升泉的形式出露；一是就地排泄，由地形较高处向低部平坝洼地径流，并大多转化成地表水的形式排泄，平坝区内地下水总体流向自西北向东南径流。另外，蒸发也是评价区主要的排泄形式。

本项目区域地下水受地形影响，主要西北侧、北侧、南侧丘坡往平坝汇集，然后朝东南方向排泄径流。

2.6土壤

区内土壤类型主要为紫色土、褐色土和新老冲积土、水稻土等。紫色土主要分布在丘陵地区，褐色土分布在缓丘平地，丘间谷地和部分河谷阶地，老冲积黄壤土零星分布于沱江两岸的二级阶地及以上，新冲积土则主要分布在沿岸的一级阶地上，水稻

土主要分布在沱江两侧丘陵地带的低洼处。

由于受地质、地貌、气候等因素的影响，项目区土壤具有以下特点和分布规律：

(1) 土壤类型多，土壤成土母质复杂。基岩包括有多种地质岩层，因而形成土壤的种类和特性各异，发育的土壤地理带宜种性能差异明显，土壤种类较多，适宜多种林木生长。

(2) 土壤多处于幼年期。从土壤的地带性看，项目区应为黄壤带，但由于土壤母岩多属于结构松散的钙质页岩，其物理风化强烈，加之残积物、坡积物常受到雨水冲刷，自然成土过程常被中断，故土壤发育多处于幼年期，以岩性土为主。

项目区壤粘土居多，沙土次之，丘陵顶部一般为轻壤土，中部多为中壤土质，下部一、二台阶地位低坡缓，多为重壤土和轻粘土质。本项目拟建地位于水田内，土壤为紫色土，性状棕紫泥土为主，部分区域有褐色土混杂。

2.7 自然资源

雁江区物华天宝，土地肥沃，雨量充沛，无霜期长，物产丰富，是国家和省粮食、花生、海椒、柑桔及瘦肉型商品猪出口基地；地势起伏不大，海拔在 390-460 米之间，岗丘杂陈，连绵起伏，沱江纵贯全境，是发展现代农业的理想基地。

雁江区城市功能齐备，城区建成面积已达 15 平方公里，通讯网络覆盖城镇，水电气充足，地势平坦，绿树成荫，建成“绿色生态城市”是全市的共同目标。

农业资源：有耕地 113 万亩，粮食以小麦、水稻、玉米、红苕为主；经济作物以烤烟、棉花、花生、油菜、西瓜、海椒为主；水果为柑桔、苹果、梨、桃、李、枇杷等为主；养殖业以猪、牛、羊、鸡、鸭、鹅为主。2001 年，粮食总产量 34.9 万吨，出栏肥猪 82 万头。森林覆盖率达 20.7%，农业开发和农产品精细加工前景广阔。

水资源：有沱江、花溪谷、蒙溪、九曲河、清水河等一江七河十八溪流灌全境，老鹰湖、鲤鱼湖等大小人工湖泊星罗棋布。

旅游资源：资阳文化旅游资源丰富，有旅游景区 52 处、景点 325 个；重点文物保护单位 94 处，其中国家级 1 处，省级 12 处，地（市）级 1 处，县（市）级 80 处。尤以龙泉湖、三岔湖、安岳石刻、陈毅故居为主要特色的旅游资源，使资阳成为四川旅游东环线（元帅故里游）的起点和南环线的终点，成为川中旅游休闲胜地。尤其安岳石刻造像“古、多、精、美”，有很高的文物价值和博大精深的文化艺术内涵及观赏研究价值。其卧佛院的唐代卧佛造像全长 23 米，居世界之最，石刻经文 40 万字举

世罕见，为极具特色与研究价值的瑰宝。毗卢洞紫竹观音被誉为“东方维纳斯”，为中外旅游参观者向往和赞赏。著名美学理论家王朝闻先生评价安岳石刻“上承敦煌，下启大足”“不愧为我国又一伟大古代石刻宝库”。

经调查，评价区域内无自然保护区、无列入国家及地方保护名录的珍稀濒危动植物及古、大、珍、奇树木分布，井口周围 500m 范围内无煤矿、磷矿及生产厂矿等。

2.8生物多样性

2005年，资阳市森林总蓄积8628538立方米。森林覆盖率32%。区内野生植物有2000多种、树木600多种，主要林木有柏树、桑树、榕树、香樟、银杏、榆树、洋槐、马桑、慈竹等。其中柏树占植树总量的70%以上，活林蓄积200万立方米以上。据统计，区内现有古树名木19种、598株，其中，树龄在1000年以上的古树9株。分布在简阳市(银杏1株)、乐至县(红豆树1株、楠木1株、榕树5株)、安岳县(柏木1株)。

资阳境内共有野生动物236种，属国家一级的4种(梅花鹿、白鹤、金雕、云豹)、国家二级的21种(大鲵、鸳鸯、鸢、苍鹰、红隼、红腹锦鸡、领角鸮、班头鸮、长耳鸮、短耳鸮、黄喉貂、水獭、大灵猫、小灵猫、金猫、猕猴、棕猫、小苇开鸟、长脚秧鸡、蓝耳翠鸟、黄斑苇开鸟、栗背苇开鸟、董鸡、鹧鸪)、省级重点的15种，其他保护动物196种。

区域气候和土壤条件适宜多种作物生长，粮、棉、油、麻、丝、茶、糖、菜、烟、果、药、杂俱全，但因耕地有限和传统习惯，以粮食为主。在农作物中，粮食作物以水稻、玉米、红苕、小麦为主，其次为豌豆、葫豆、高粱、大豆、绿豆等；经济作物主要有油菜、棉花、花生、黄红麻、蔬菜、烤烟等；经果作物主要有水果、蚕桑等等。通过近年产业结构调整，现已逐步建立起乐至的优势杂交棉生产基地，资阳花生生产基地，安岳柠檬、通贤柚生产基地，安岳、乐至蚕桑生产基地等。雁江区没有天然成片的森林和草场，现有林木中，绝大多数为人工林，且较多的成带状分布在各级台坎坡面上，其次分布在溪河、道路两旁及房前屋后。

评价区域无古树名木和珍稀濒危动植物，无国家和地方保护类物种。评价区域内无珍稀保护动物，野生动物种类较少，缺少大型野生哺乳动物，动物少，主要为少量鼠类、鸟类等动物。

2.9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、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。

建设项目所在区域环境质量现状及主要污染问题（环境空气、地表水、地下水、声环境、生态环境等）：

为了掌握项目所在区域环境质量以及可能存在的问题，本次评价对东峰 102 井组所在区域进行环境质量现状监测。四川省工业监测研究院于 2020 年 7 月对本项目所在地的环境质量现状进行了监测。

3.1 环境空气质量现状

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中相关要求，需对本项目所在区域进行达标判定。本项目拟建地行政区划属于资阳市，根据《2019年资阳市环境质量状况公告》：

二氧化硫（SO₂）：资阳市主城区、安岳县、乐至县3个城市SO₂年平均值浓度分别为7μg/m³、10μg/m³和 6μg/m³，同比 2018 年，资阳市主城区不变，安岳县、乐至县分别下降3μg/m³、2μg/m³；

二氧化氮（NO₂）：资阳市主城区、安岳县、乐至县3个城市NO₂年平均值浓度分别为 27μg/m³、20μg/m³、16μg/m³，同比2018年，资阳市主城区上升2μg/m³，安岳县、乐至县分别下降2μg/m³、3μg/m³；

一氧化碳（CO）：资阳市主城区、安岳县、乐至县3个城市CO年平均值浓度（统计平均浓度）分别为1.0 mg/m³、1.4mg/m³、1.3mg/m³，同比 2018 年，资阳市主城区、安岳县保持不变，乐至县上升 0.1 mg/m³；

臭氧（O₃）：资阳市主城区、安岳县、乐至县3个城市O₃年平均值浓度（统计平均浓度）分别为147μg/m³、126μg/m³和110μg/m³，同比2018年，资阳市主城区、安岳县分别上升3μg/m³、3μg/m³，乐至县下降33μg/m³；

可吸入颗粒物（PM₁₀）：资阳市主城区、安岳县、乐至县3个城市PM₁₀年平均值浓度分别为54μg/m³、58μg/m³和 47μg/m³，同比2018年，分别下降9μg/m³、16μg/m³、23μg/m³；

细颗粒物（PM_{2.5}）：资阳市主城区、安岳县、乐至县3个城市PM_{2.5}年平均值浓度分别为35μg/m³、42μg/m³和 28μg/m³，同比2018年，资阳市主城区上升3μg/m³，安岳县、乐至县分别下降9μg/m³、9μg/m³。

2019 年，资阳市市区城市环境空气优良天数为 318 天，比例为87.1%，同上年相

比上升 0.8 个百分点，环境空气质量达到国家二级标准。首要污染物呈现出随季节变化的特点：秋冬首要污染物以细颗粒物（PM 2.5 ）为主，春夏首要污染物以臭氧为主。

表3.1-1 雁江区区域空气质量现状评价表

评价因子	年评价指标	现状浓度（范围）	标准值	占标率	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	7μg/m ³	60μg/m ³	11.7%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	27μg/m ³	40μg/m ³	67.5%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	54μg/m ³	70μg/m ³	77.1%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	35μg/m ³	35μg/m ³	100%	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均值第90百分位数	147μg/m ³	160μg/m ³	91.8%	达标
CO	24小时平均第95百分位数	1mg/m ³	4mg/m ³	25%	达标

因此，本项目所在的资阳市雁江区的基本污染物均达标，本项目所在区域属于达标区。

根据《资阳市环境空气质量限期达标规划》，进一步明确了资阳市大气污染防治措施，力争在2020年底实现空气质量全面达标。空气质量达标战略主要内容如下：

1、完善空气质量监测网络加强污染源监控能力建设

优化城市监测网络、区域监测网络、化学组成监测网络和超级站网络，建立资阳市空气质量“天地一体化”立体监测监控平台。建立空气质量责任承包制度，对污染指标居高不下、工作应付的县（区）分管领导及相关责任人，予以严肃追责；建立大气环境质量常态化管控制度，对各区县环境空气质量实行每月通报，PM连续不降反升的区县，暂停“涉气项目”的环评审批；加强污染源巡查，对重点区域内出现大气污染物超标的企业和不落实“六个百分百”扬尘防治要求的施工单位，依法处罚并实时停工15天，限期整改到位后方可恢复生产。

2、深化扬尘等面源污染治理，大力削减颗粒物排放

市大气、水、土壤污染防治“三大战役”领导小组办公室统筹安排全市扬尘污染防治工作，分类制定扬尘治理专项方案，实行扬尘控制网格化管理，明确网格负责人、保洁工作负责人，并公布名单，落实扬尘污染防治主管责任，建立扬尘污染防治长效机制。加大道路保洁力度，着力控制城市道路扬尘，各区县城市建成区道路机械化清扫率达到90%以上。到2020年底，在主要入城道路修建至少5个洗车点，对入城渣土车辆进行清洗。按照“预防为主、综合治理”原则，做好施工扬尘治理工作；各区县住建局、高新区及临空经济区建设主管部门按照“全覆盖、重实效”原则开展拉网式监督检

查，凡发现不合格建设项目，一律停工整顿直至达到规定要求。

3、加大工业源污染治理，实施多污染物协同控制

制定固定污染源排污许可目录，按行业分步完成固定源排污许可证发放工作。2018年完成水泥、化工等重点行业及产能过剩行业企业许可证核发，2020年全市基本完成固定污染源排污许可名录行业的许可证核发。全面实施工业污染源清单制管理模式，建立“红黄牌”未达标警示处罚制度，2019年完成工业污染源达标排放计划。加强重点行业达标治理，对水泥企业采取有效防尘措施，确保稳定达标排放。强力整治砖瓦行业大气污染，集中建设大型砖瓦企业，开展砖瓦企业大气污染排放综合治理。对全市范围内“散乱污”企业实行全面整治，建立管理台账，实施分类处置。对列入淘汰类的，依法依规予以取缔；列入搬迁改造、升级改造类的，制定改造提升方案，落实时间表和责任人。2018年底，完成集中整治任务，基本消除“散乱污”企业污染。2019年起，每年开展“回头看”，发现一起取缔一起。强化重点行业挥发性有机物综合整治，有效防控臭氧污染。以工业涂装和化工行业为重点全面开展挥发性有机物治理。到2020年，建立健全以改善环境空气质量为核心的VOCs污染防治管理体系，实施重点地区、重点行业VOCs污染减排，排放总量下降10%以上。通过与NO_x等污染物的协同控制，实现臭氧污染有效防控，持续改善环境空气质量。

4、加强移动源污染防治，推进“车油路管”综合防控

确保2020年底前建成互联互通、共管共享的遥感监测网络，全面筛查超标排放车辆。建立对柴油货车等高排放货运车辆的全天候、全方位管控网，确保公路货运车辆达标排放。开展非道路移动机械调查，摸清排放状况，2018年底前建立资阳市非道路移动源大气污染控制管理台账，严控不达标机械的销售采购。加强机动车环保达标监管，在全面实施机动车国V排放标准基础上，按国家要求实施机动车国VI排放标准。加强新生产车辆环保监管，严厉打击生产、销售环保不达标车辆的违法行为。严格实施机动车强制报废标准，2017年底完成黄标车淘汰任务，2020年前完成老旧车辆和摩托车淘汰。完善相关基础设施建设，积极推广新能源汽车。2020年底，全市公交、环卫等行业和政府机关的新能源和清洁能源车辆比例达到100%，采取直接上牌、政府补贴等措施鼓励个人购买。加强油品市场监管，力争2019年实施汽、柴油国VI标准，推进车用柴油、普通柴油、部分船用燃料油逐步并轨，引入车载油气回收技术（ORVR），严厉打击非法生产、销售不合格油品行为。

5、推进农业源大气污染防治

加强种养殖业氨排放控制和治理，降低大气氨排放，促进农业生产和畜禽养殖废物利用良性循环。严格管控秸秆焚烧，疏堵结合，落实市、县（区）、乡镇（街道）、村庄（社区）四级秸秆禁烧责任体系，问责问效。落实属地管理原则，大力加强城市建成区露天焚烧管控。加强秸秆禁烧宣传力度，提高农民对焚烧秸秆危害性的认识，普及秸秆综合利用的经济、社会和生态效益，用实际效果引导、教育农民群众转变观念。2020年全市基本消除秸秆露天焚烧污染。积极推进秸秆的综合利用，确保到2020年全市秸秆综合利用率保持 92%以上，秸秆规模化利用产业初步形成。

3.2 声环境质量现状

(1) 监测方案

监测布点：根据项目情况及环境特征，本次环评对东峰102井组布设噪声监测点2个。

监测点布置具体见附图5，噪声监测布点统计见表3.2-1。

表3.2-1 项目噪声监测点位一览表

井号	编号	方位	距离	备注
东峰102井组	1#	东峰102井场拟建地	1m	井口
	2#	井口西北侧	115m	四川满溪生态农业科技有限公司

监测因子：连续A声级。

监测频率及时间：连续2天（2020年7月29~30日），每天昼、夜间各一次，监测方法按《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定测量方法进行。

(2) 监测及评价结果

监测及评价结果见表3.2-2。

表3.2-2 环境噪声监测结果（单位：dB（A））

井号	编号	监测日期	7月29日		7月30日		执行标准
			昼间	夜间	昼间	夜间	
东峰102井组	1#	东峰102井场拟建地1m处	51	48	50	45	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类 昼间 60；夜间 50
	2#	井口西北侧115m处	52	46	51	48	

由表3.2-2可知，各监测点昼间夜间噪声监测值中，东峰102井场场界噪声监测结果均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类功能区标准，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。

3.3 地下水环境质量现状

（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作为饮用水源。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5和表3.3-1：

表3.3-1 项目井场地下水监测点位统计表

编号	方位	距离（井场中心）	备注
1#	西北侧	115m	四川满溪生态农业科技有限公司
2#	南侧	325m	居民水井
3#	西南侧	300m	居民水井
4#	东北侧	413m	居民水井
5#	东南侧	345m	居民水井

（2）地下水现状监测因子：背景离子（ K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} ）、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并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—— $M \leq 1.5g/L$ ；B组—— $1.5 < M \leq 10g/L$ ；C组—— $10 < M \leq 40g/L$ ；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3.3-2~3.3-4。

表3.3-2 区域地下水质量现状监测结果 单位：mg/L

7月29日 监测因子	监测结果					标准值	单项指数	
	1#	2#	3#	4#	5#		最小值	最大值
pH	6.81	6.83	6.83	7.22	6.90	6.5~8.5	0.06	0.15
耗氧量(高锰酸盐指数)	0.8	1.1	1.7	2.8	0.8	≤3.0	0.26	0.93
石油类	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	≤0.05*	0	0.2
铬(六价)	<0.00 4	<0.004	<0.00 4	<0.004	<0.004	≤0.05	0	0.08
铁	<0.03	<0.03	<0.03	<0.03	<0.03	≤0.3	0	0.1
锰	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	≤0.1	0	0.1
总硬度	265	357	301	146	357	≤450	0.32	0.79
氯化物	13.0	34.2	20.3	32.5	15.7	≤250	0.05	0.14
挥发性酚类	<0.00 03	<0.000 3	<0.00 03	<0.000 3	<0.000 3	≤0.002	0	0.15
氰化物	<0.00 4	<0.004	<0.00 4	<0.004	<0.004	≤0.05	0	0.08
砷(μg/L)	<0.00 03	<0.000 3	<0.00 03	<0.000 3	<0.000 3	≤10	0	0.03
汞(μg/L)	<0.00 004	<0.000 04	<0.00 004	<0.000 04	<0.000 04	≤1.0	0	0.04
铅	<0.00 1	<0.001	<0.00 1	<0.001	<0.001	≤0.01	0	0.1
氟化物	0.202	0.201	0.263	0.427	0.258	≤1.0	0.20	0.42
镉(μg/L)	<1.0× 10 ⁻⁴	<1.0×1 0 ⁻⁴	<1.0× 10 ⁻⁴	<1.0×1 0 ⁻⁴	<1.0×1 0 ⁻⁴	≤5	0	0.0000 8
溶解性总固体	310	452	359	252	312	≤1000	0.25	0.45
硝酸盐氮	9.01	25.4	22.8	1.96	15.2	≤20	0.27	0.80
亚硝酸盐氮	<0.00 3	<0.003	0.009	<0.003	<0.003	≤1.0	0	0.003
氨氮	0.058	0.048	0.066	0.071	0.063	≤0.5	0.009	0.14
总大肠菌群	1	<1	<1	1	1	<3个/L	-	-
细菌总数	60	80	75	70	55	≤100个/L	0.55	0.80

注：“/”表示未检出。

由上表可见，本次地下水现状监测所有指标除硝酸盐氮外均未超过《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的III类标准限值要求。2个超标点位位于南侧和西南侧靠近居民居住区域和农田区域，超标倍数分别为0.27倍和0.14倍。超标原因为居民养殖不

规范，粪便直接排入地表，加上农田化肥使用强度高，农药使用量多，长期积累渗入地下造成地下水硝酸盐氮超标。整体来看，本项目所在地区地下水环境质量除人为原因造成部分区域硝酸盐氮超标外，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。本项目所在地区地下水环境质量总体上良好，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3.3-3。

表3.3-3 区域地下水阴阳离子含量比例及各水样矿化度一览表

监测因子	当量浓度 (meq/L)					当量浓度比例 (%)				
	1#	2#	3#	4#	5#	1#	2#	3#	4#	5#
钠+钾	0.29	0.85	0.53	0.5	0.56	4.88	10.12	7.68	13.97	8.00
钙	4.51	5.6	4.98	2.08	3.65	75.93	66.67	72.17	58.10	52.14
镁	1.14	1.95	1.39	1.00	2.79	19.19	23.21	20.14	27.93	39.86
碳酸根	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
重碳酸根	3.52	3.92	4.05	1.06	3.26	38.30	34.30	40.06	19.49	36.84
硫酸盐	1.16	1.91	1.08	2.3	1.94	12.62	16.71	10.68	42.28	21.92
氯化物	4.51	5.6	4.98	2.08	3.65	49.08	48.99	49.26	38.24	41.24
矿化度 mg/L						289.61	410.2	330.54	144.44	314.61

由表3.3-3可以看出，本次评价各水样的矿化度范围在144.44mg/L-410.2mg/L，小于1500mg/L，主要离子中含量大于25%毫克当量的阴离子及阳离子分别为氯离子、硫酸盐离子、碳酸氢根离子和镁、钙离子，因此，本项目所在区域地下水化学类型为16-A型水，矿化度不大于1.5g/L的HCO₃+SO₄+cl-Ca+Mg型水。

3.4 地表水环境质量现状

本项目位于沱江流域，根据《2019年雁江区环境状况公报》，2019年，沱江干流整体水质状况为良好，与上年相比水质状况无变化。3个断面水质达标率为100%，与上年相比无变化。因此，项目区域地表水环境质量较好。

表3.4-1 2019年资阳市地表水水质评价结果表

序号	监测	水系河	断面名称	断面	规定	实测	是否达标	主要污染物
1	国家总站	沱江干流	拱城铺渡口	控制	III	III	是	/
2			幸福村	出境	III	III	是	/
3	资阳市环境监测中心站		临江寺	入境	III	III	是	/

采气期间产生的气田水经川西高氯废水处理站预处理后排入绵远河（旌阳区），根据《2019年旌阳区环境状况公报》，绵远河在旌阳区境内水质为优良，绵远河在旌阳区境内监测点位水质均符合《地表水环境质量标准》（GB3838—2002）中表1的III类水质标准限值要求。

本项目对拟建井场南侧小河沟进行了补充监测，监测方案和结果如下：

（1）监测方案

监测点位：本次地表水监测布设1个监测点位，在拟建井口南侧小河下游，具体位置见附图5。

监测因子：pH、硫化物、COD_{Cr}、BOD₅、NH₃-N、挥发酚、石油类、六价铬、SS。

监测频率及时间：2020年7月29日~7月31日监测3天，每天采样一次。

（2）评价方法

采用标准指数法。模式如下：

$$S_{i,j} = c_{i,j} / c_{si}$$

pH的标准指数为：

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

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

水质参数的标准指数>1，表明该水质参数超过了规定的水质标准，已经不能满足使用要求。

（3）监测及评价结果

地表水环境质量现状监测及评价结果见表 3.4-2。

表3.4-2 地表水环境监测结果统计表 单位：mg/m³

监测点位	监测日期	pH	COD	BOD ₅	氨氮	石油类	挥发酚	六价铬	硫化物	悬浮物	氯化物
拟建井口南侧小河下游1#	7月29日	7.38	10	1.4	0.216	未检出	未检出	未检出	未检出	24	18.9
	7月30日	7.55	11	1.5	0.027	未检出	未检出	未检出	未检出	11	18.6
	7月31日	7.61	9	1.2	0.187	未检出	未检出	未检出	未检出	5	18.7
	超标率	0	0	0	0	0	0	0	0	/	0
	单项指数最大值	0.34	0.55	0.38	0.22	0.2	0.066	0.08	0.26	/	0.08
III类标准	6-9	≤20	≤4	≤1.0	≤0.05	≤0.005	≤0.05	≤0.2	/	250	

根据表3.4-1可知，本项目南侧小河沟各现状监测值均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类水域标准。据现场观察，南侧小河沟流速很缓慢，河水混浊。本项目钻井施工期间，均不向地表水体排放工业污水、生活污水和固废，项目周边的地表水体不会因本项目的建设而受到污染影响。

3.5 土壤环境现状

项目区域属于四川盆地川中丘陵区，周边土地主要以耕地为主，散布着居民散居用地和工矿企业等零星用地，项目区域土地利用类型以耕地（果树林、旱地、少量水田）为主，平坝区耕地大多旱地，存在少量未利用的林地。根据收集资料和现场调查，项目区域土壤以紫色土为主，土壤环境质量良好，未发生过土壤污染及盐碱化情况，也无土壤环境质量投诉，本次评价对项目区域土壤环境质量进行现状监测。

项目区域土壤现场照片见图3.5-1。



图3.5-1 项目区域土壤现场照片

监测布点：本项目为《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中II类建设项目，土壤环境影响类型为污染影响型。根据外环境调查，项目用地为工矿用地，周边土地利用类型主要为农用地、居民建设用地和未利用地，本次土壤监测布设6个土壤环境质量监测点，4个监测点位于项目占地范围内（其中3个为柱状样点，1个为表层样点），2个监测点位于项目占地范围外（均为表层样点），表层取样深度均为20cm，柱状样取样深度为3m（0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样），具体监测点位分布见附图5和表3.5-1：

表3.5-1 项目区域土壤监测点位统计表

编号	方位距离	监测指标	备注
1#	东峰102井场东北侧放喷池处	特征因子：pH、石油烃、氯离子（0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样）	工矿用地
2#	东峰102井场东侧45米耕地	特征因子：pH、石油烃、氯离子（0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样）	农用地
3#	东峰102井场东侧附近	基本因子：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）（GB36600—2018）》中表1基本项目，共45个 特征因子：石油烃、氯离子 理化性质：pH、离子交换量、氧化还原电位、饱和导水	工矿用地

		率、土壤容重、孔隙度	
4#	东峰102井场东南侧附近	特征因子：pH、石油烃、氯离子(0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样)	工矿用地
5#	东峰102井场西南侧附近	特征因子：pH、石油烃、氯离子	工矿用地
6#	东峰102井场外西南侧50m耕地	基本因子：《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）(GB15618—2018)》中表1基本项目，共8个 特征因子：pH、石油烃、氯离子	农用地

(2) 所有指标按照《土壤环境监测技术规范》(HJ/T166) 取样，按照《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)》监测1次。

(3) 评价方法

采用标准指数法。公式如下：

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

pH 的标准指数为：

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

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

土壤参数的标准指数>1，表明该土壤参数超过了规定的土壤环境标准，土壤环境存在污染。

(4) 评价结果及分析

监测因子根据《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)》中对应筛选值评价。本项目建设用地为建设用地为第二类用地，农用地为“旱地”用地类型，评价结果见表3.5-2和表3.5-3。

表3.5-2 区域土壤质量现状监测结果 单位：mg/L

3#（建设用地中第二类用地）					1#20cm（建设用地中第二类用地）				
监测因子	监测结果	标准指数	最大超标倍数	标准	监测因子	监测结果	标准指数	最大超标倍数	标准
砷	3.38	0.053	无	60	石油烃(C ₁₀ ~	112	0.002	无	4500

					C ₄₀)				
镉	0.1	0.00 1	无	65	氯化物	0.025	/	无	/
铬(六价)	未检出	0	无	5.7	2#150cm(建设用地中第二类用地)				
铜	34	0.00 1	无	18000	监测因子	监测结果	标准指数	最大超标倍数	标准
铅	30.5	0.03 1	无	800	石油烃 (C ₁₀ ~ C ₄₀)	103	/	无	4500
汞	0.064	0.00 2	无	38	氯化物	0.028	/	无	/
镍	58	0.03 6	无	900	2#300cm(建设用地中第二类用地)				
四氯化碳	未检出	0	无	2.8	监测因子	监测结果	标准指数	最大超标倍数	标准
氯仿	未检出	0	无	0.9	石油烃 (C ₁₀ ~C 40)	115	/	无	4500
氯甲烷	未检出	0	无	37	氯化物	<0.01 4	/	无	/
1,1-二氯乙烷	未检出	0	无	9	4#20cm(建设用地中第二类用地)				
1,2-二氯乙烷	未检出	0	无	5	监测因子	监测结果	标准指数	最大超标倍数	标准
1,1-二氯乙烯	未检出	0	无	66	石油烃 (C ₁₀ ~C 40)	98	0.00 5	无	4500
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	0	无	596	氯化物	0.035	/	无	/
反-1,2-二氯乙烯	未检出	0	无	54	4#150cm(建设用地中第二类用地)				
二氯甲烷*	未检出	0	无	616	监测因子	监测结果	标准指数	最大超标倍数	标准
1,2-二氯丙烷	未出	0	无	5	石油烃 (C ₁₀ ~C 40)	98	0.00 7	无	4500
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	0	无	10	氯化物	未检出	/	无	/
1,1,2,2四氯乙烷	未检出	0	无	6.8	4#300cm(建设用地中第二类用地)				
四氯乙烯	未检出	0	无	53	监测因子	监测结果	标准指数	最大超标	标准

								倍数	
1,1,1-三氯乙烷	未检出	0	无	840	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	96	0.004	无	4500
1,1,2-三氯乙烷	未检出	0	无	2.8	氯化物	0.014	/	无	/
三氯乙烯	未检出	0	无	2.8	5#20cm (建设用地中第二类用地)				
1,2,3-三氯丙烷	未检出	0	无	0.5	监测因子	监测结果	标准指数	最大超标倍数	标准
氯乙烯	未检出	0	无	0.43	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	112	0.002	无	4500
苯	未检出	0	无	4	氯化物	0.028	/	无	/
氯苯	未检出	0	无	270	5#150cm (建设用地中第二类用地)				
1,2-二氯苯	未检出	0	无	560	监测因子	监测结果	标准指数	最大超标倍数	标准
1,4-二氯苯	未检出	0	无	20	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	91	0.00	无	4500
乙苯	未检出	0	无	28	氯化物	0.035	/	无	/
苯乙烯	未检出	0	无	1290	5#300cm (建设用地中第二类用地)				
甲苯	未检出	0	无	1200	监测因子	监测结果	标准指数	最大超标倍数	标准
间,对-二甲苯	未检出	0	无	570	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	92	/	无	4500
邻-二甲苯	未检出	0	无	640	氯化物	0.021	/	无	/
硝基苯	未检出	0	无	76	6# (农用地“旱地”)				
苯胺	未检出	0	无	260	监测因子	监测结果	标准指数	最大超标倍数	标准 pH>7.5
2-氯酚	未检出	0	无	2256	砷	3.89	0.164	无	20
苯并[a]蒽	未检出	0	无	15	镉	0.14	0.400	无	0.6
苯并[a]芘	未检出	0	无	1.5	铜	36	0.210	无	100
苯并[b]荧蒽	未检出	0	无	15	铅	27.6	0.154	无	170
苯并[k]荧蒽	未检出	0	无	151	汞	0.050	0.13	无	1.0
蒽	未检出	0	无	1293	镍	61	0.168	无	190

二并[a,h]蒽	未检出	0	无	1.5	锌	111	0.25 3	无	300
茚并[1,2,-cd]芘	未检出	0	无	15	铬	85	0.22 4	无	250
萘	未检出	0	无	70	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	98	/	无	826
石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	95	0.01 2	无	4500	氯化物	未检 出	/	无	/
氯化物*	0.014	0	无	250	2# (农用地“旱地”)				
					监测因 子	监测 结果	标准 指数	最大 超标 倍数	标准 pH> 7.5
					石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	98	0.00 8	无	826
					氯化物	未检 出	/	无	/

备注：农用地石油烃参考第一类建设用地筛选值。

由上表3.5-2可知，本项目拟建地及周边土壤环境质量监测指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）(GB36600—2018)》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。土壤环境较好，未受污染。

(5) 土壤理化特性调查

根据监测结果本项目各监测点位（层位）土壤环境pH为8.03~8.47，位于5.5~8.5之间，无酸化或碱化，根据土壤导则附录D，项目位于半湿润地区，本项目各监测点氯离子均远远小于1g/kg，土壤未盐化。根据现场调查、资料收集和实验室测定，本项目土壤理化特性表3.5-3。

表3.5-3 区域土壤理化特性调查表

点号	3#	6#
时间	2020.7.31	2020.7.31
层次	表层	表层
现场记录	颜色	紫色
	结构	团粒
	质地	中壤土
	其他异物	无
实验室测定	pH	8.31
	阳离子交换量 (cmol(+)/kg)	22.9

	水分 (%)	1.5	1.6
	含水率 (%)	28.1	
	干物质含量(冻干土)(%)	97.5	97.9
	干物质含量(风干土)	98.5	98.4
	容重 (g/cm ³)	1.29	
	总孔隙度	36%	
	渗滤率	2.268 mm/min	
	氧化还原电位	411mV	

综上所述，本项目区域土壤以紫色土为主，未发生过土壤污染及酸化、碱化及盐化情况，也无土壤环境质量投诉，项目所在区域土壤环境良好。

3.6 生态环境现状

评价区域为农田生态系统，生态系统单一，结构简单，环境异质性差。区域以人工生境为主，易于恢复，评价区域无自然保护区，风景名胜区，文物古迹等。

根据《四川省生态功能区划》，项目所在地雁江区丹山镇位于四川盆地亚热带农林复合生态区（I）盆中丘陵农林复合生态亚区（I-2），为沱江中下游城镇-农业及水污染控制生态功能区（I-2-5），其生态建设与发展方向为：发挥中心城市辐射作用，发展生态农业经济；发展农业、养殖业，以及以农副产品为主要原料的工业，适度发展轻纺工业和化工，防治农村面源污染和地表径流水质污染。项目区不属于特殊生态敏感区和重要生态敏感区，为一般区域。本项目污染物均有完善成熟的处理方案，废水、固废均不外排，项目建设符合丹山镇镇沱江中下游城镇-农业及水污染控制生态功能区生态建设与发展方向的要求。

项目占地以农田为主，评价区域为中度侵蚀区，平均侵蚀模数约3750t/km².a。目前未发现受天然气开采影响流失明显加剧。

综上，评价区域为农田生态系统，生态系统简单，结构简单，环境异质性一般。区域以人工生境为主，易于恢复，评价区生产力水平较差，主要是受到人类干扰严重的耕地、林地、灌草地等用地类型，动植物物种以及生物体的数量较少，食物网简单，即生态系统结构较简单，生态系统的自我调节能力差，其稳定性差，必须依靠人工干预才能维持稳定。评价区域生态环境现状质量总体较差。

主要环境敏感点和环境保护目标（列出名单及保护级别）：

3.7 主要环境敏感点

本工程拟选址位于四川省资阳市雁江区丹山镇黑沙村，根据前文介绍的外环境关系及选址合理性分析，本项目外环境关系简单，无环境制约因素，项目选址合理，项

目与外环境相容。东峰102井组钻采工程主要环境保护目标见表3.7-1。

表3.7-1 东峰102井组周边环境敏感点统计表

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围内	0~100m	分散居住农户	/
		100~300m	分散居住农户	17户、51人，最近居民点位于西北侧四川满溪生态农业科技有限公司122m处
		300~500	分散居住农户	52户、156人
地下水环境	距井口500m范围内		农户饮用水井	附近居民主要采用井水为饮用水源。井场500m范围内有水井69口，无集中式饮用水取水井。
	项目周边		地下水环境	其环境功能类别不因项目建设而受影响
地表水环境	井口西南侧500m		河沟	沟宽约0.5~1.5m，水深0.3~0.6m，堰塘均为小型人工堰塘，水域功能为灌溉泄洪纳污及养殖
地表水环境	井口西北侧115m		人工堰塘	四川满溪生态农业科技有限公司
声环境	钻井工程	距井口300m范围内	分散居住农户	17户、51人
	采气工程	距井口300m范围内	分散居住农户	17户、51人
生态环境	井场周围500m范围内		农田、少量林木等	满足当地生态环境功能区划的要求
环境风险	西北侧2.9km		丹山场镇	场镇人口约1.5万人，含学校、卫生院等
	东侧680m		丹山水厂	现已很少使用，原服务人口约1.6万人
	东北侧2.0m		响洞水库	小型水库，水域功能为灌溉

3.8 环境保护目标

(1) 大气环境

项目废气主要为柴油发电机组燃油废气及放喷废气，控制项目废气的排放浓度和排放量，使各污染源的废气排放满足相关标准要求。

(2) 地表水环境

生产废水不外排，生活污水经一体化撬装厕所收集后定期由清粪车拉运至较近生活污水处理厂处理。本项目水污染控制目标为控制项目泄漏风险，保护附近地表水体现有水域功能。

(3) 地下水环境

各类水污染物做到达标排放，防渗措施妥善落实，使评价范围内地下水质量维持《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类水质标准。

（4）声环境

采用经济、合理的噪声控制措施，防止钻井噪声扰民。

（5）生态环境

控制建设项目的各种施工活动，尽量减少对生态环境的破坏，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤污染。

（6）环境风险

落实风险防范、应急措施，避免环境风险事故发生。

评价使用标准

表四

环 境 质 量 标 准	本项目所在区域应执行的环境质量标准及污染物排放标准如下：									
	1、环境空气质量									
	本项目所在区域环境空气质量执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)的二级标准。									
	表4.1-1 环境空气质量标准 单位：mg/m ³									
	控制项目		PM _{2.5}	PM ₁₀	SO ₂	NO ₂	CO	O ₃		
	标 准 值	小时平均	/	/	0.50	0.20	10	200		
		日平均	0.075	0.15	0.15	0.08	4	160*		
		年平均	0.035	0.07	0.06	0.04	/	/		
	2、地表水环境质量									
	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4.1-2 地表水环境质量标准 (III类) 单位：mg/L										
污染物	pH	COD _{Cr}	石油类	BOD ₅	六价铬	挥发酚	NH ₃ -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	
3、地下水质量										
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4.1-3。										
表4.1-3 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	SO ₄ ²⁻	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。										
4、声学环境质量										
项目区声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类功能区标准，										

标准限值见表 4.1-4。

表 4.1-4 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、土壤环境质量

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)》中“旱地（果园）”用地类型筛选值（pH>7.5），具体筛选值见表 4.1-5 和表 4.1-6。

表 4.1-5 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	蒾	二苯并[a,h]蒽	茚并[1,2,3-cd]芘	萘		石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	
筛选值	1293	1.5	15	70		4500	

表 4.1-6 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
镉	0.3	0.3	0.3	0.6
汞	1.3	1.8	2.4	3.4
砷	40	40	30	25
铅	70	90	120	170
铬	150	150	200	250

环 境 质 量 标 准	铜	50	50	100	100		
	镍	60	70	100	190		
	锌	200	200	250	300		
	农用地石油烃参考第一类建设用地筛选值为 826 mg/kg。						
污 染 物 排 放 标 准	6、水土流失控制标准						
	水土流失根据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007), 项目开发建设应以不加重土壤侵蚀等级类型现状为标准, 土壤水力侵蚀强度分级标准见表 4.1-7。						
	表 4.1-7 土壤水力侵蚀强度分级标准						
	等 级	侵蚀模数 (t/km ² •a)		平均流失厚度(mm/a)			
微度	<200, <500, <1000		<0.15, <0.37, <0.74				
轻度	200, 500, 1000~2500		0.15, 0.37, 0.74~1.9				
中度	2500~5000		1.9~3.7				
强度	5000~8000		3.7~5.9				
极强度	8000~15000		5.9~11.1				
剧烈	>15000		>11.1				
污 染 物 排 放 标 准	1、废气						
	项目颗粒物、NOX、SO2 排放执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 二级标准。						
	表 4.2-1 大气污染物排放标准 单位: mg/m ³						
	项 目	NOx	SO ₂	颗粒物			
最高允许排放浓度, mg/m ³	240	550	120				
15m最高允许排放速率, kg/h	0.77	2.6	3.5				
8m最高允许排放速率, kg/h	0.11	0.34	0.50				
污 染 物 排 放 标 准	2、废水						
	污水执行《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准, 主要污染物标准值见表 4.2-2。						
	表 4.2-2 污染综合排放标准 (GB8978-1996) (一级) 单位: mg/L						
	项目	pH	COD	BOD ₅	SS	石油类	硫化物
标准值	6~9	100	20	70	5	1.0	15
污 染 物 排 放 标 准	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），运营期执行《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4.2-3、表4.2-4。

表 4.2-3 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼间	夜间
70	55

表 4.2-4 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

项目	昼间	夜间
标准值（2类）	60	50

4、固体废物

本项目产生的固体废物主要为钻井泥浆，主要污染物为钻井泥浆、岩屑，主要成分为水、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。钻井岩屑主要成分为岩石、土壤及钻井泥浆。因此，钻井固废属一般固体废物执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）和《关于发布〈一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准〉（GB18599-2001）等3项国家污染物控制标准修改单的公告》（环境保护部公告2013年第36号）。

废油等危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）、《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598-2001）和《关于发布〈一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准〉（GB18599-2001）等3项国家污染物控制标准修改单的公告》（环境保护部公告2013年第36号文）。

5、生态保护

以不破坏生态系统完整性为标准，水土流失以不改变土壤侵蚀类型为标准。

污
染
物
排
放
标
准

总量控制标准	<p>国家环境保护部在国家“十三五”环保计划中提出了新的总量控制目标，并把二氧化硫、化学需氧量、氨氮和氮氧化物列为总量控制项目。本项目除钻井作业期间柴油机尾气排放少量氮氧化物和颗粒物，运营期间使用天然气为燃料的水套加热炉有少量氮氧化物排放，但排放量小且仅在冬天低温时偶尔排放。采气地层水运至川西气田高氯废水低温蒸馏处理站进行，经处理达标后外排，该污水站均隶属中国石化西南油气分公司产能建设及勘探项目部，并服务于其旗下的天然气勘探和开采项目，且当地环保局对该污水处理站下达了总量控制指标。</p> <p>因此，在该项目在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，建议不单独核定和提出排放总量控制指标，可以将钻井期间产生的污染物排放总量作为施工期环境管理的依据。</p>
---------------	--

工艺流程简述（图示）：

本项目包含钻井工程及采气工程两部分。其中钻井工程包括钻前工程和钻井工程，均为施工期；采气工程包含站场建设及采气运营两部分，其中站场建设为施工期，采气运营为运营期。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石化西南油气分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、集污罐池建设等）、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5-1。

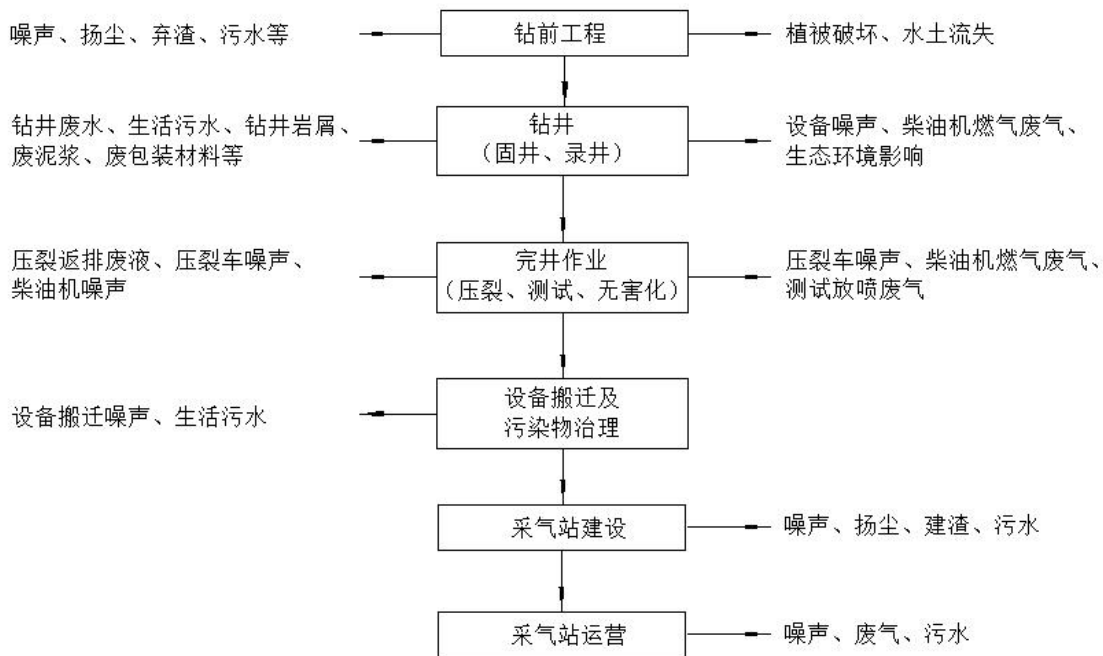


图 5-1 项目工艺概况图

5.1 施工期

5.1.1 钻前工程工艺流程简述

本项目新修井场占地5470m²，放喷池一个，容积100m³。利用现有乡村水泥道路730m，需对其进行维修，新修进场道路200m，宽4.5m。钻前工程主要为新修井场、设备的基础准备、钻井设备的搬运及安装、井口设备准备以及活动房布置等，由专业施工单位组织当地民工作业。

施工过程及主要环境影响因素见图5.1-1。

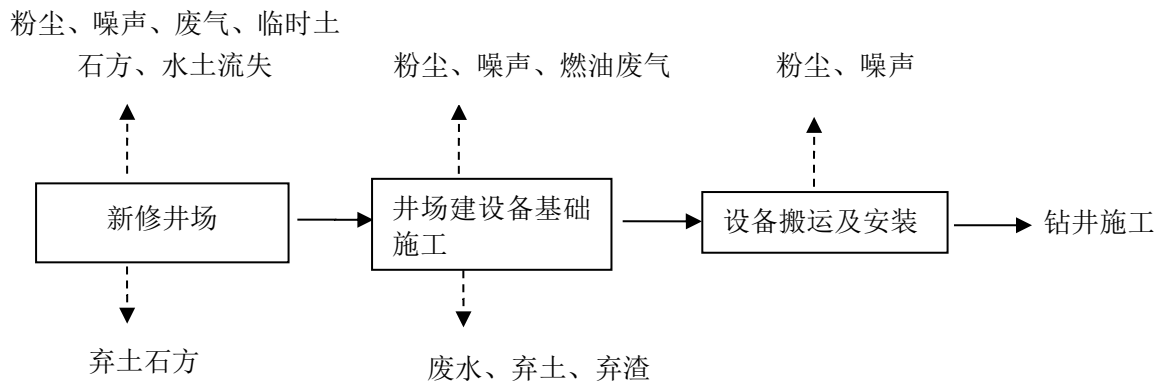


图 5.1-1 钻前工程施工过程及主要环境影响

1、道路工程

本项目新改建进场道路200m，新建道路路基平整前，先排水晾干，取表土300mm就近堆放，在碾压密实基础上，设计结构基层为压实厚度400mm毛石，面层为压实厚度100mm碎石，两侧设土质路肩各0.5m×0.5m，道路路面结构设计为路基宽度4.5m，设计路面宽度3.5m，井场附近的乡村道路宽度约3.5~6.5m，在靠近井场附近部分道路需要拓宽。

2、新修井场及硬化

(1) 新修井场：东峰102井组钻采工程井场使用面积 $94\text{m} \times 55\text{m} + 50 \times 6$ ，井场现状由几块耕地组成，现场踏勘时耕地内植被主要为栽种的果树以及周边少量田地种植的季节性蔬菜等农作物；为保证后期复垦及土方回填需要，对果林段进行取表层土300mm，就近堆放，并碾压平整密实，施工前与果林使用人协调沟通施工方式，由原所有人对果树进行迁移后，施工单位再进场施工，采取井场内平衡，不新取弃土。

(2) 硬化区域：除井架基础、方井、厕所不硬化外，其余地方全部硬化；

(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；

(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 80m^2 在基层上浇筑C15混凝土厚200mm，见图5.1-2；

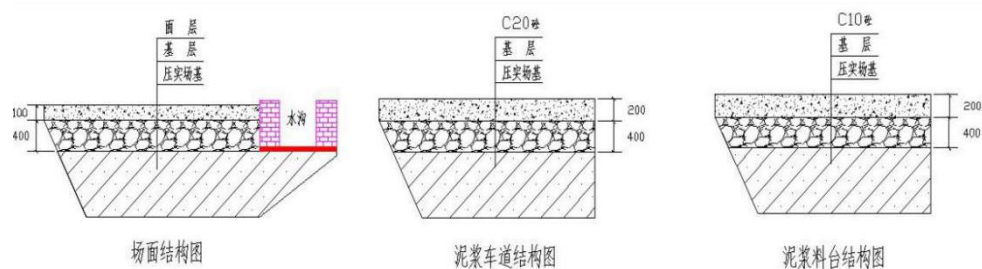


图 5.1-2 井场场基结构图

3、井场建设

本项目井场全场进行表层去除表土0.3m，就近堆放，并修建临时堆土场，用沙袋围堰，篷布遮盖，以减少水土流失。场地以井口为标高，采用挖填平衡处理，由于场地平整回填面积不大，采用分层回填方案，分层回填厚度为200-300mm，采用高能量压路机碾压，碾压后压实厚度不小于0.9。本项目井场基础采用C20混凝土基础，其设计结构图如下。

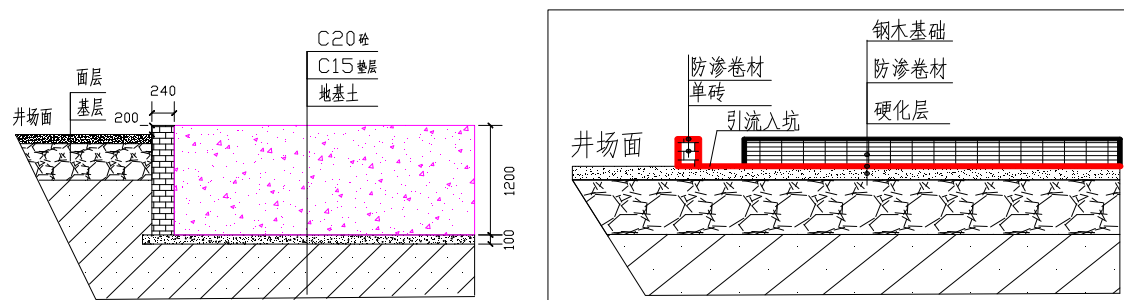


图 5.1-3 井场基础设计结构图

4、清污分流

本项目钻井井场四周修筑外环沟，便于排除场地内雨水等清水，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不落地装置区域设置排污沟，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污水罐或放喷池，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5.1-5。

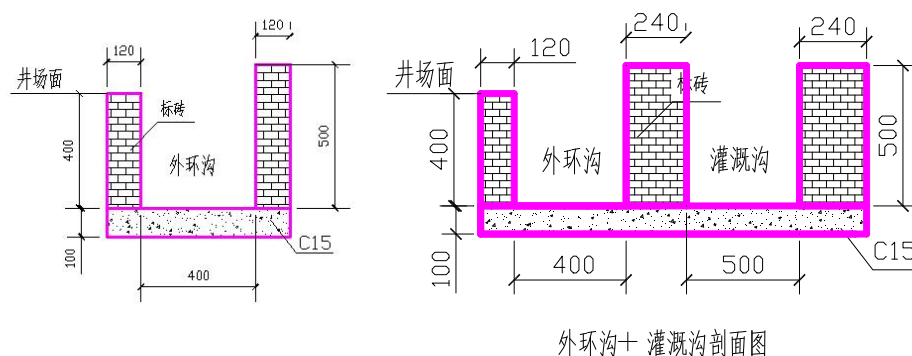


图 5.1-4 井场排水沟结构图

5、泥浆不落地处置区

泥浆不落地装置，现场需配备固液分离设备，设备主要由接收、脱稳和固液分离单元构成，现场配备1个暂存罐、2个脱稳罐，其中一个脱稳罐可作为应急暂存罐使用，使现场应急储备有效容积达到120m³，现场配备1个水罐，废水临时存放能力达到60m³，设

备占地面积约400m²。

6、放喷池

在井场东北处新建放喷池一座，放喷池净尺寸长10.0m×宽10.0m×深1.3m，净容积100m³，池内污水距池顶为300mm，放喷池具体结构图见图5.1-5。

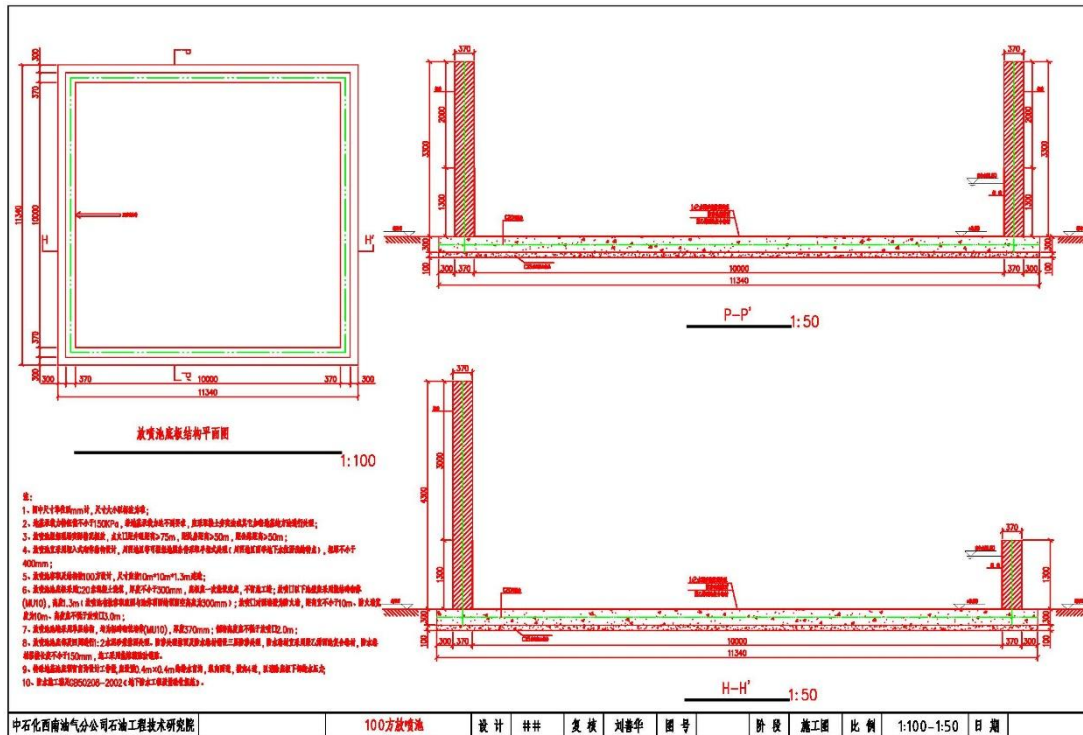


图 5.1-5 井场放喷池结构图

7、分区防渗

井场采取如下防渗措施：场地内方井、放喷池储存废水、泥浆，其泄漏后不能及时发现处理的区域采取重点防渗措施；泥浆不落地系统、油罐区、油桶堆放区、发电机房、泥浆循环系统、循环罐以及厕所等区域采取一般防渗措施；水罐等其他区域等采取简单防渗措施。

重点污染防治区的防渗层该防渗性能要求达到《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598-2001）相关要求，重点防渗区防渗结构示意图见下图。

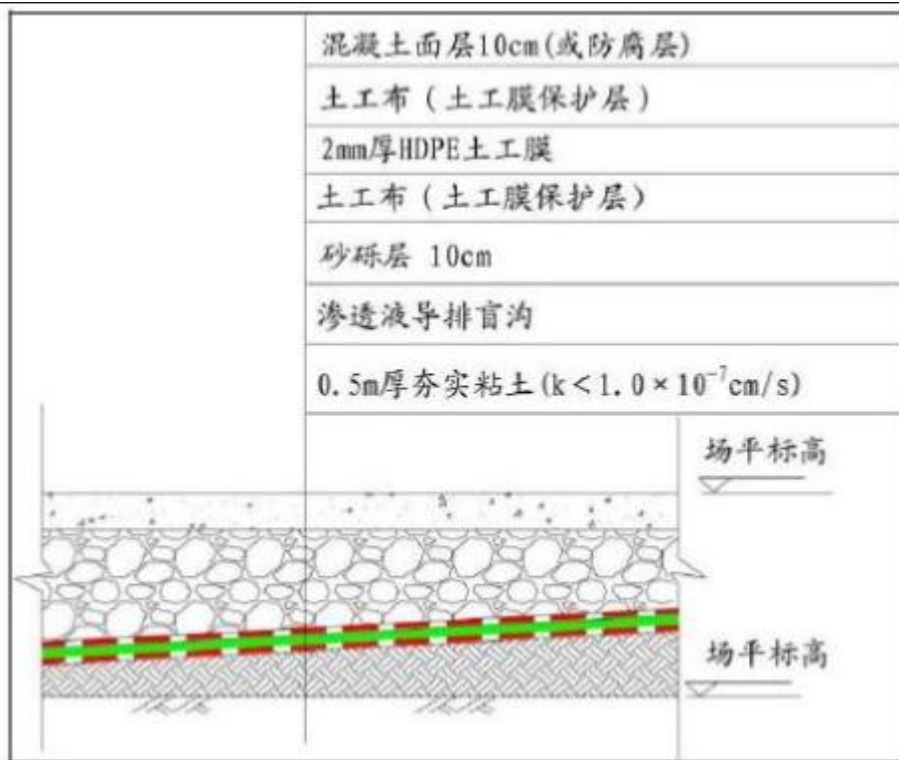


图 5.1-6 重点防渗区防渗结构示意图

一般污染防治区防渗层的渗透系数满足 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的防渗性能。

通过在抗渗混凝土面层（包括钢筋混凝土、钢纤维混凝土）中掺水泥基渗透结晶型防水剂，其下铺砌砂石基层，原土夯实达到防渗的目的。对于混凝土中间的伸缩缝和实体基础的缝隙，通过填充柔性材料达到防渗目的，渗透系数应 $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。一般污染防治区抗渗混凝土的抗渗等级不低于P8，其厚度不小于100mm。一般污染防治区防渗结构示意图见下图。

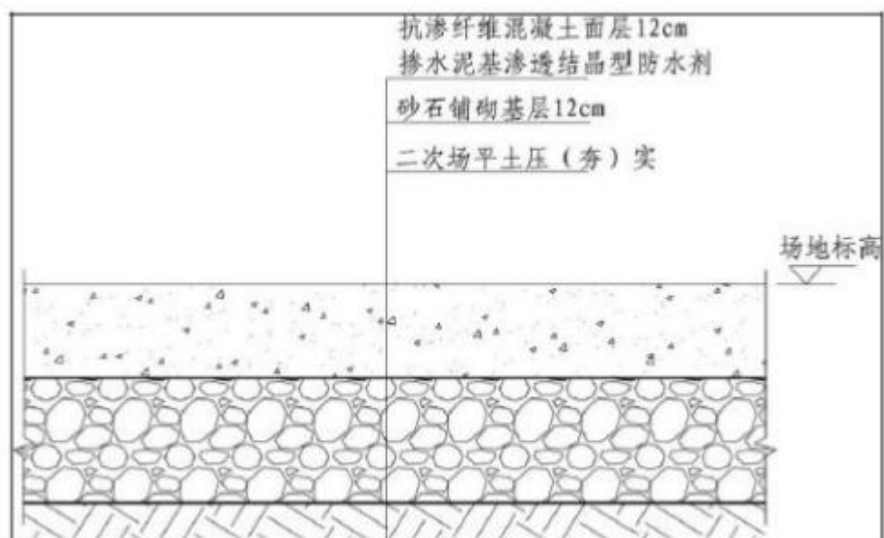


图 5.1-7 一般防渗区防渗结构示意图

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。

9、活动房布置

井场活动房为临时占地，通常布置于井场外围。

5.1.2 钻前工程产污分析

1、生态环境影响

项目钻前工程对生态环境的主要影响因素包括新建场地、方井开挖、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，生态影响效果主要是造成水土流失等。

(1) 钻前工程占地面积、类型

本项目钻前工程占地主要包括井场占地（包括油罐、水罐、泥浆循环罐、泥浆储备罐、钻井设备、泥浆不落地系统等占地）、放喷池占地、生活区（指员工住宿房等）占地、临时试采区占地、道路占地等，为临时占地，占地面积8370m²，占地类型主要为种植柑橘果树的园地及少量堰塘用地，工程的具体占地情况见表5.1-1。

表 5.1-1 钻前工程占地类型一览表 单位：m²

井号	井场占地	临时表土堆场	放喷池	生活区	道路	合计	占地类型
东峰102井组	5470	1000	100	900	900	8370	耕地

(2) 钻前工程土石方工程量

本项目为新建东峰102井组钻采工程，主要固废产生来源于井场的修建及方井和部分设备基础开挖，主要的固体废物为井场工程剥离的表土。项目土石方平衡见下表5.1-2。

表 5.1-2 东峰 102 井组土石方平衡一览表 单位：m³

名称	挖方量/m ³	填方量/m ³	调入量/m ³	调出量/m ³	弃方量/m ³	借方量

井场平整	1551	550	/	/	1001	/
道路工程	88	12	/	/	76	/
内外水沟	72	12	/	/	60	/
方井	113	0	/	/	113	/
井场设备基础	163	0	/	/	163	/
集污坑	2	0	/	/	2	/
生活区	0	0	/	/	0	/
放喷池	30	6	/	/	24	/
厕所	12	0	/	/	12	/
合计	2031	580	0	0	1451	

从上表可以看出，本项目有弃方1451m³，均为井场工程剥离的地表土，本项目在井场东被侧设置的临时堆土场，弃土场占地约600m²，预计平均堆高2.4m，弃土场满足本项目使用需求。弃土场应用沙袋围堰，篷布遮盖，以防止雨水冲刷造成水土流失，待项目施工完成后用于土地复耕工作，并对堆土场按照国家相关标准恢复其使用功能。

(3) 土地利用性质改变

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，即一般农田变为工业用地，将导致粮食减产等。本项目占地主要为荒地，少部分为耕地，占地面积小，占地时间短，属于临时占地，工程拟采取先租地后根据开发情况进行征地的用地模式，若气井有开发价值，则后期采气期会永久征用井场部分占地。本项目新增占地对当地土地利用资源的影响小，临时占地用地类型为一般农业用地，短期内改变土地利用性质，工程结束后即对临时占用的土地进行恢复，对当地土地资源的影响较小。对于工程的占地，建设方应按国家相关法律法规办理土地征用手续。

(4) 土壤侵蚀

钻前工程施工期，要加强水土流失防治，在新修井场前，对钻井井场四周边界砌挡墙再回填土石，井场外围采取浆砌石方式砌成堡坎。在钻前工程施工中及时完成了水保措施，减少了水土流失。

2、大气污染物

本项目利用钻前工程工程量小，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粉尘和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20天）。粉尘主要源于材料运输、使用过程中的粉尘散落以及修筑钻井场地的挖填方转运工程中的二次扬尘。

3、水污染物

钻前工程的水污染主要包括施工废水(主要污染物为SS)和施工人员的生活污水(主要污染物为COD、SS和NH₃-N等)。井场钻前工程高峰时日上工人数约30人,生活污水经旱厕收集后农用,人均生活用水量按80L/d计,生活总用水量约2.4m³/d,工期10d,生活用水总量24m³。产污系数取0.8,则每个井队生活污水量1.92m³/d,生活污水总量为19.2m³,主要污染物为COD、BOD₅、SS、NH₃-N,浓度依次大约为400mg/L、200 mg/L、300mg/L、25 mg/L。

4、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5.1-3。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 5.1-3 主要施工机具声源强

序号	设备名称	测点距施工机具距离	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

5、固废

固废主要有钻前工程开挖带来的临时弃土石方(表层耕作土,堆存于井场临时表土堆场内)。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。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,产生的少量生活垃圾,如零食袋等,这些生活垃圾人均产生量按0.5kg/d计算,垃圾产生量5kg/d,钻前施工期累计产生量50kg,井场设置垃圾桶进行收集,定期清运交由当地环卫部门统一处理。

5.1.3 钻井工程流程简述

钻前工程满足钻井作业要求时,各类作业车辆将设备逐步运至井场进行安装,通过检查满足钻井要求时开始进行钻井作业。

1、钻井

本工程采用常规钻井工艺，钻井工程作业正常情况下以网电为动力，停电等非正常情况下以柴油机为动力，通过钻机、转盘，带动钻杆切削地层，同时用泥浆泵经钻杆向井内注入高压泥浆，冲刷井底，将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途会停钻，以起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换洗井液、设备检修等。钻井工艺设备组成示意图5.1-8。

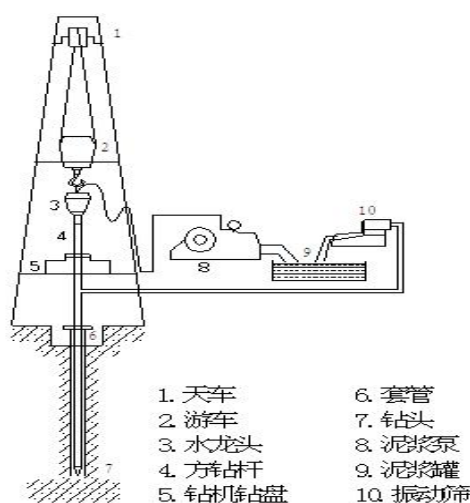


图 5.1-8 钻井工艺设备组成示意图

2、钻井液循环系统

钻井泥浆系统是钻井工程的核心部分，钻井泥浆分为可生物降解、水基、油基三种，清洁性能依次减弱。本工程采用的钻井泥浆为水基钻井泥浆，在三种钻井泥浆体系中属于中等清洁产品，不含重金属物质。泥浆循环系统主要包括钻井液振动筛、真空除气器、除砂器、除泥器，除砂除泥一体机、液气分离器、搅拌器、砂泵、泥浆罐等石油钻井固控设备及成套泥浆循环系统，泥浆循环系统，适用于油井、水井钻探中泥浆循环作业。箱体外壳均用钢板压制成型，外形美观，强度高。

钻井泥浆泵经钻杆向井内注入高压钻井泥浆，通过钻头挤入井底，冲刷井底，将钻头切削下的岩屑不断地带至地面。通过泥浆循环系统实现泥浆与岩屑的分离，回收泥浆进入泥浆罐再利用。本项目0~32m段，采用清水；32~352m段，采用清水；352~1600m段，采用聚合物钻井液；1600~2500m段，采用钾石灰聚合物钻井液。完钻后，本项目钻井过程中使用的泥浆体系为清水和水基泥浆，导管段使用清水钻井液钻进，可有效保护浅层地下水；0~352 m井段采用清水钻井液钻井，有利于降低作业成本，减少对地层

污染。

钻井过程严格按照西南油气分公司钻井作业指导书进行，强化泥浆的循环利用率。泥浆循环系统中产生的水基泥浆暂存在水基泥浆储备罐内，拉运到川西泥浆中转站进行回收用于其他井场。钻井过程中产生的废弃泥浆通过现场泥浆不落地工艺进行固液分离后形成钻井固废，钻井固废及时转运至表1.4-4所列有资质单位进行资源化利用。

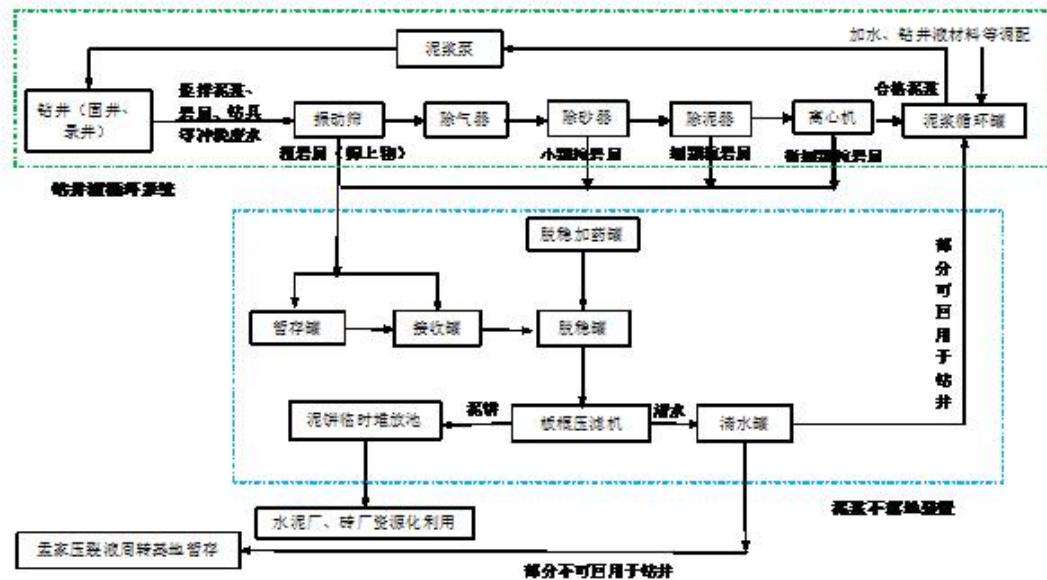


图 5.1-9 项目钻井工艺流程图

3、泥浆不落地系统

本项目采用随钻泥浆不落地工艺，泥浆不落地工艺流程图如下5.1-10。

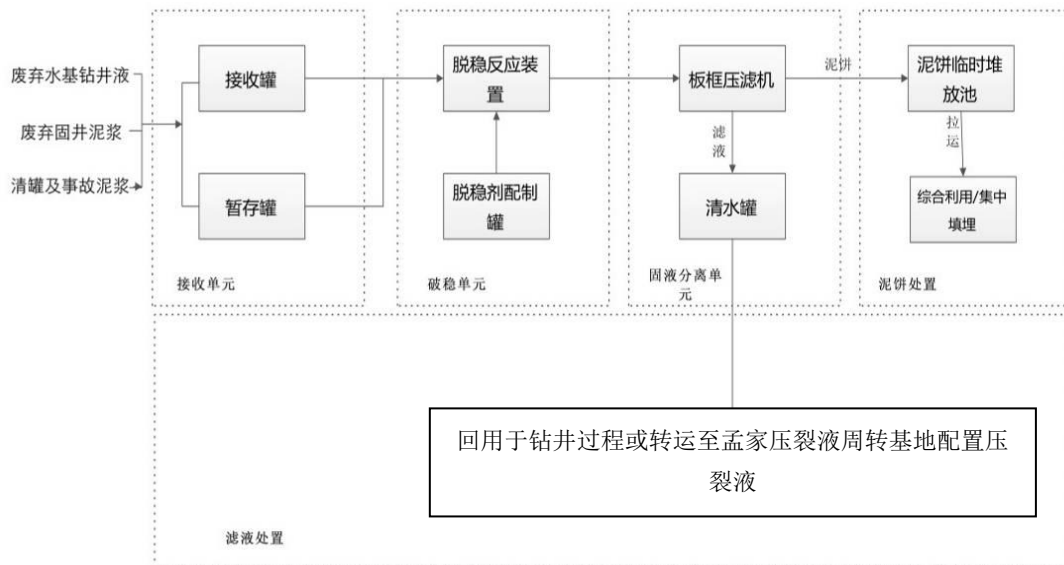


图 5.1-10 项目泥浆不落地工艺流程图

随钻不落地处理工艺流程为：钻井循环系统振动筛、除砂除泥器产生的钻井废弃物通过滑槽及螺旋输送机收集暂存于接收罐，随后泵入脱稳罐处理（当废弃泥浆产生量大于设备处理能力或设备临时检维修时废弃泥浆泵入应急暂存罐临时存放，在具备处置条件后再泵入系统进行处置）。脱稳的钻井废弃物通过进料泵送入压滤机中进行强制固液分离，泥饼卸料后由皮带输送机或螺旋输送机输送到设备泥饼接收槽，定期用装载机和挖掘机运送到泥饼堆放区，处置后泥饼含水率一般保持在60%左右，及时拉运至表1.4-4所列有资质单位进行资源化利用。钻井废泥浆和岩屑经现场实施泥浆不落地工艺后分离出的钻井废水一部分钻井过程中回用，剩余钻井废水通过密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存，用于该区块钻井配置压裂液，不外排。

泥浆不落地装置，现场需配备固液分离设备，设备主要由接收、脱稳和固液分离单元构成，现场配备1个暂存罐、2个脱稳罐，其中一个脱稳罐可作为应急暂存罐使用，使现场应急储备有效容积达到120m³，现场配备1个水罐，废水临时存放能力达到60 m³，设备占地面积约400m²。泥浆不落地设备配套见表5.1-4，设备布局见图5.1-11。

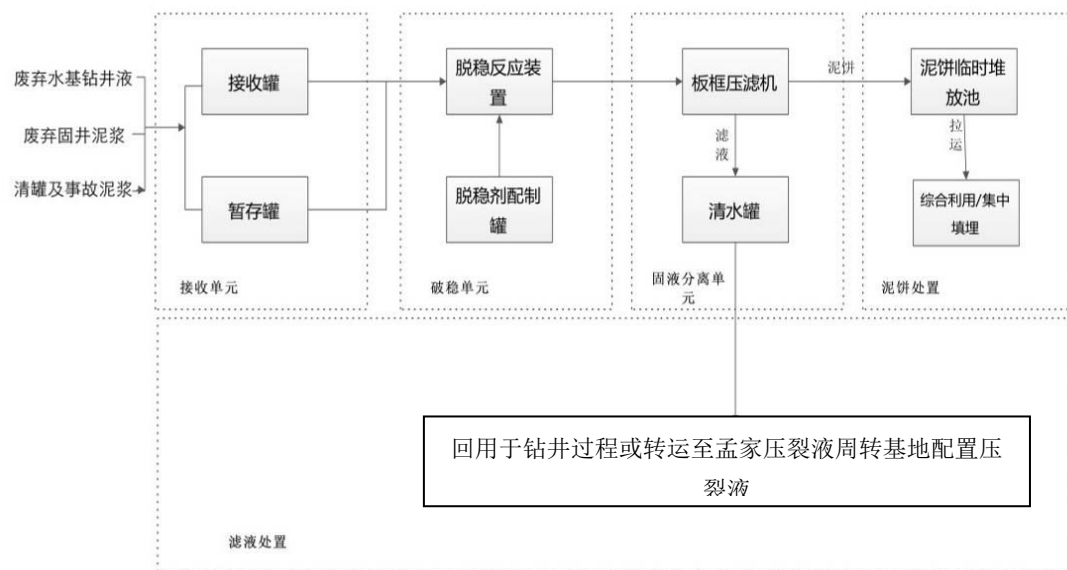


图 5.1-10 项目泥浆不落地工艺流程图

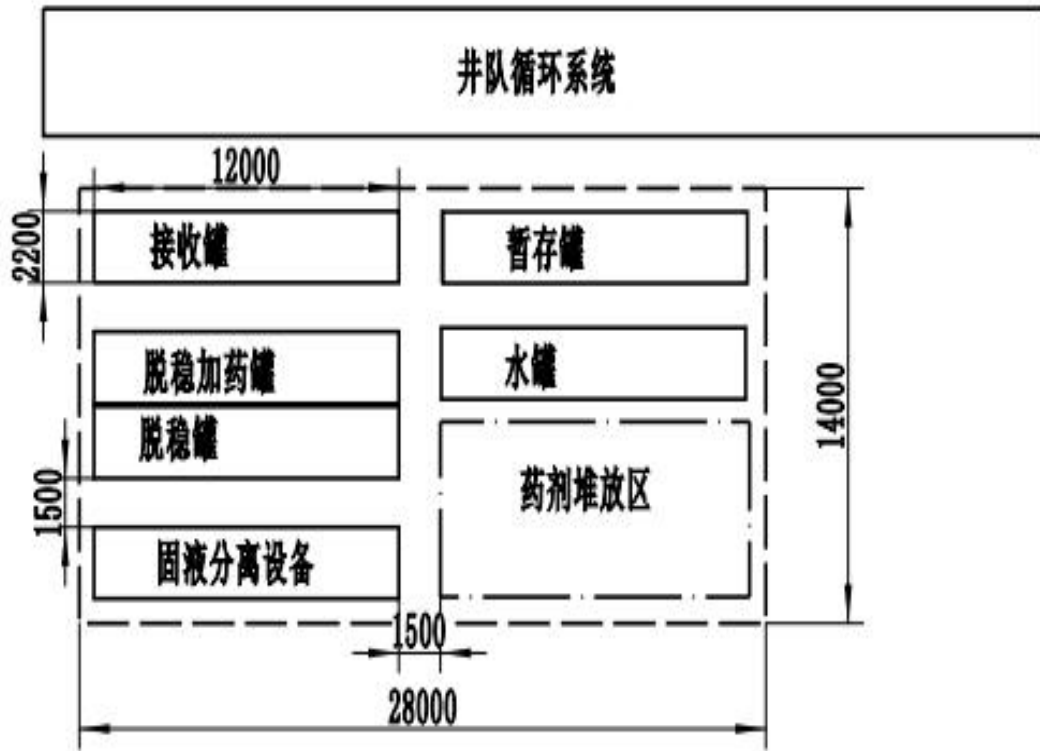
随钻不落地处理工艺流程为：钻井循环系统振动筛、除砂除泥器产生的钻井废弃物通过滑槽及螺旋输送机收集暂存于接收罐，随后泵入脱稳罐处理（当废弃泥浆产生量大于设备处理能力或设备临时检维修时废弃泥浆泵入应急暂存罐临时存放，在具备处置条件后再泵入系统进行处置）。脱稳的钻井废弃物通过进料泵送入压滤机中进行强制固液分离，泥饼卸料后由皮带输送机或螺旋输送机输送到设备泥饼接收槽，定期用装载机和

挖掘机运送到泥饼堆放区，处置后泥饼含水率一般保持在60%左右，及时拉运至表1.4-4所列有资质单位进行资源化利用。钻井废泥浆和岩屑经现场实施泥浆不落地工艺后分离出的钻井废水一部分钻井过程中回用，剩余钻井废水通过密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存，用于该区块钻井配置压裂液，不外排。

泥浆不落地装置，现场需配备固液分离设备，设备主要由接收、脱稳和固液分离单元构成，现场配备1个暂存罐、2个脱稳罐，其中一个脱稳罐可做为应急暂存罐使用，使现场应急储备有效容积达到120m³，现场配备1个水罐，废水临时存放能力达到60 m³，设备占地面积约400m²。泥浆不落地设备配套见表5.1-4，设备布局见图5.1-11。

表 5.1-4 泥浆不落地装置设备配套表

序号	名称	规格	单位	数量	备注
1	接收罐	12m*2.2m*1.7m (40m ³)	个	1	
2	脱稳罐	12m*2.2m*2.4m (60m ³)	个	1	
3	脱稳、加药罐	12m*2.2m*2.4m (60m ³)	个	1	
4	固液分离单元	12m*2.2m*2.4m	个	1	
5	暂存罐	12m*2.2m*2.4m (60m ³)	个	1	
6	水罐	12m*2.2m*2.4m (60m ³)	个	1	
7	泥饼接收槽	6m*2.2m*2.4m (30m ³)	个	1	
8	滑槽及支架	5路	批	1	
9	地面电缆槽	/	批	1	
10	电气	/	批	1	
11	管道、阀门	/	批	1	
12	罐间过道、栏杆	/	套	1	覆盖脱稳罐及脱稳、加药罐、固液分离单元
13	8人间住房	10m*3m*3m	栋	1	
14	坐岗房	2.5m*2.5m*2.5m	栋	1	



5.1-11 钻井废弃物随钻不落地处置设备布局图

4、测井、取心、录井

测井是把利用电、磁、声、热、核等物理原理制造的各种测井仪器，由测井电缆下入井内，使地面电测仪可沿着井筒连续记录随深度变化的各种参数。通过表示这类参数的曲线，来识别地下的岩层，如油、气、水层、煤层、金属矿床等

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

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

测井、取心、录井主要就是取样分析地质等情况，该过程基本不涉及污染物。

5、固井作业

固井是钻井达到预定深度后，下入套管并注入水钻井泥浆，封固套管和井壁之间的环形空间的作业。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥车、下灰罐车、混合漏斗和其他附属设备等。

固井是钻井过程中的重要作业，最上面的固井是表层套管固井，它起的是“泥浆通

路，油气门户”的作用。在下次开钻之前，表层套管上要装防喷器预防井喷。防喷器之上要装泥浆导管，是钻井液返回泥浆池的通路。钻井过程中往往要下技术套管固井，它起的是“巩固后方，安全探路”的作用。和公路的隧道、煤矿中的巷道一样，钻井过程中也会遇到井塌、高压和不稳定的地层，同时也是为了在向前“探路”中遇险有个退路，起到“救助”的作用。

固井主要是注入水泥，基本无污染物产生，固井过程分为三步如下：

下套管：套管有不同的尺寸和钢级。分为表层固井通常使用20~13.375英寸的套管，多数是采用钢级低的“J”级套管。技术套管通常使用13.375~7英寸的套管，采用的钢级较高。油层套管固井通常使用7~5英寸的套管，钢级强度与技术套管相同。根据用途、地层预测压力和套管下入深度设计套管的强度，确定套管的使用壁厚，钢级和丝扣类型。套管与钻杆不同，是一次性下入的管材，没有加厚部分，长度没有严格规定。为保证固井质量和顺利地下入套管，要做套管柱的结构设计。

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

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

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

6、完井测试

按照本项目钻井设计，钻井中途不测试，仅在钻至目的层时测试放喷求产。完井测试的一般施工工序为：先电测定位射空、刮管、通井、下加砂压裂联作管柱、换装井口接管线、压裂、放喷排液、测试求产、收尾。其中加砂压裂和测试放喷是最主要工序，也是主要产生污染物排放的工艺环节。

（1）洗井作业

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

(2) 射孔作业

洗净作业完成后，将进行射孔作业，射孔完井是指下入油层套管封固产层后再用射孔弹将套管、水泥环、部分产层射穿，形成油气流通通道。射穿产层后油气井的生产能力受产层压力、产层性质和射孔参数及质量影响。

(3) 压裂作业

压裂是指在井筒中形成高压迫使地层形成裂缝的施工过程。本项目采用水力压裂，使用压裂车从地面泵入携带支撑剂的高压工作液，使地层形成并保持裂缝，已达到增产的目的。

该环节产生的污染物主要为压裂作业设备产生的噪声及返排出的压裂液。压裂作业过程及压裂液使用流程见图5.1-12。

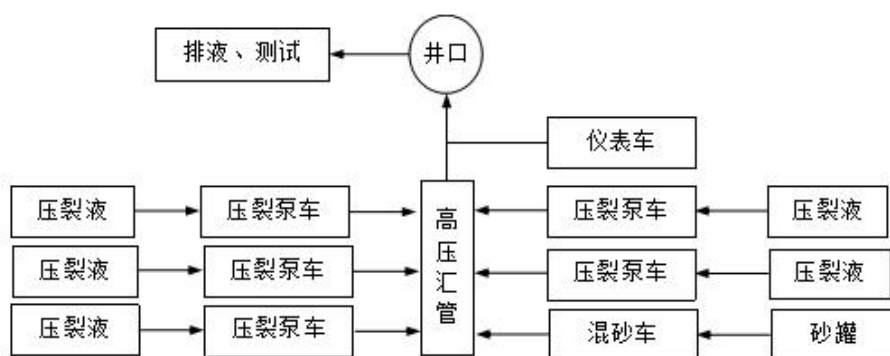


图 5.1-12 压裂作业示意图

(4) 测试放喷

天然气测试放喷前需换装井口接测试管线，井内天然气经该管线，通过专用产量测试仪器测定天然气产量。为了解气井的产气量，在完井后，需进行测试放喷，测试放喷产生的废气量取决于所钻井的产气量和测试时的释放量，一般产量大的井其放喷量也较大。测试放喷的天然气经点火燃烧，由于项目目的层为须家河组，不含硫化氢，因此，测试放喷主要产物为CO₂和H₂O，测试放喷时间一般为3~6小时，属短期排放。测试放喷燃烧筒一般为高度1m的地面火炬，放喷池内放喷，放喷池设有耐火砖挡墙减轻热辐射影响。

7、完井与井口装置搬迁

测试结果若表明气井有工业开采的价值，则在井口装上采气装置正常生产，其余设

备将拆除搬迁，并对井场废弃物进行无害化治理。若不产天然气或所产气量无工业开采价值，则将井口用水泥封固后搬迁。搬迁前钻后污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清，放弃的井场应尽可能地恢复其原来的土地利用状况或者按土地承包人的意愿转换土地用途（如保留水泥硬化地面作为谷场等）。此过程对环境基本无影响。

完井后，钻井液材料必须全部回收，不得遗弃在井场，三废进行无害化处理。施工单位负责做到工完、料净、场地清，做到符合国家和当地政府环保要求，并办理环保手续。作业区域达到复耕水平，并对后续可能出现的环保问题负责。由施工作业方和甲方环保人员共同严格按钻井井场环保标准进行验收，验收合格方可交井。

5.1.4 钻井工程产污分析

钻井备用动力设备柴油机、发电机运行产生废气和噪声，钻井废水产生于清洗钻井井场、钻具、振动筛等。

钻井泥浆使用中会产生废弃钻井泥浆，通过泥浆不落地工艺产生钻井废水和钻井固废。当钻井过程中遇到无法控制的环境风险事故时，可能引起天然气的泄露和在点燃井喷、井漏天然气产生的燃烧废气，产污环节示意图见图5.1-13。

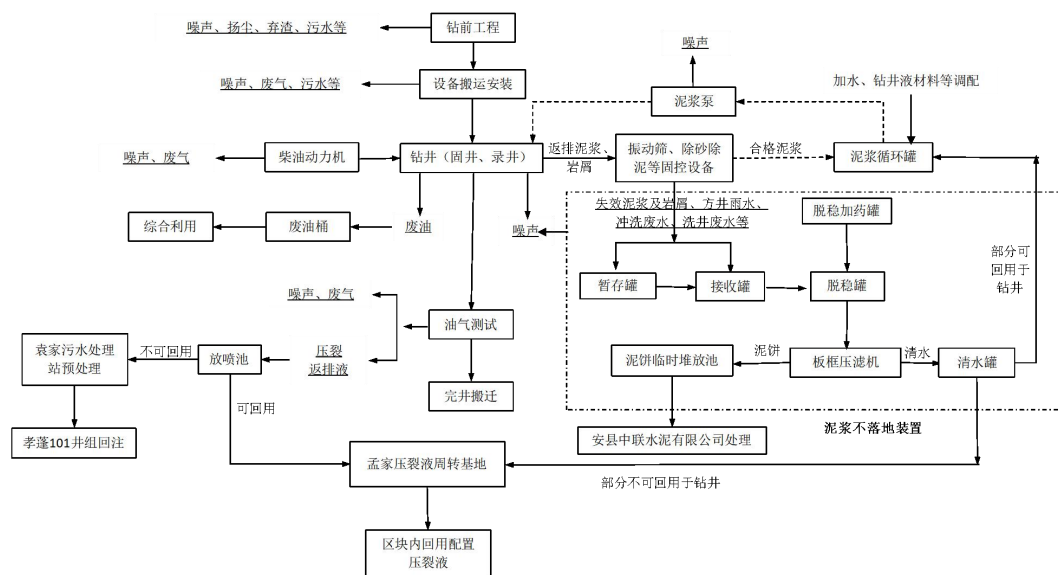


图 5.1-13 钻井工程产污节点图

根据设计，钻井过程中，上段钻井液用于下段钻井液配置，钻井过程中钻井液均不离开泥浆循环系统。

1、废水

从项目产生的废水情况分析，包括钻井废水、加砂压裂返排液、洗井废水和生活废水。

A、钻井废水

根据钻井工艺，首先进行钻井用水基泥浆的配置（本项目所有泥浆均现场配置，若项目建设时，按照西南油气分公司计划需使用泥浆调配站的回用泥浆，则可按计划使用回用泥浆，进行简单配置后使用，从而减少泥浆原辅料和清水的使用。由于分公司在拟定回用计划时会充分考虑距离适当、环保安全等相关要求，环境风险会大大降低，因此在做好泥浆运输过程中的应急处理措施后可减少原辅材料的使用量，也不会新增污染，更符合清洁生产和环保要求，且实际需要回用量也无法确定，故本次评价按照设计和最不利情况进行评价，即不考虑使用泥浆调配站的回用泥浆，所有泥浆均现场配置的情况进行评价），储存于泥浆储备罐中，钻井时由泥浆泵经钻杆向井内高压注入泥浆，冲刷井底，切削下来的岩屑进入泥浆循环罐，经振动筛筛分后分离出岩屑和泥浆，泥浆依次经除气、除砂、除泥经泥浆循环系统处理检测，其性能满足要求后进入泥浆储备罐循环使用。钻井过程中，上段钻井液用于下段钻井液配置，钻井过程中钻井液均不离开泥浆循环系统。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全部拉运至泥浆调配站（中转站）回用或者储存待下一口井使用，钻井过程中泥浆回用率不低于95%。不可回用部分约5%（废钻井泥浆）通过钻井现场泥浆不落地工艺进行固液分离，形成钻井废水和钻井固废分别综合利用。

失效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部分失效钻井泥浆；④钻井泥浆循环系统跑、冒、滴、漏而排出的钻井泥浆。钻井岩屑是在钻井过程中钻头切屑地层岩石而产生的碎屑，并通过钻井泥浆带出至地面。

钻井废水主要包括：①失效钻井泥浆经泥浆不落地工艺固液分离出来的液体；②检修设备废水，冲洗钻台、钻具和振动筛等设备清洗废水以及泥浆循环罐和泥浆储备罐定期清洗废水等，经泥浆不落地工艺固液分离出来的液体。钻井废水经清水罐收集后部分回用于钻井过程，不能回用于钻井过程的部分钻井废水用密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存，用于该区块钻井配置压裂液，不外排。

根据西南油气分公司通过大量钻井数据的统计分析，得出不同井身范围内常规钻井作业的新鲜水使用量、废水量和废泥浆量（《石油天然气勘探开发污染物防治管理办法》），该办法中废水排放量标准的规定见表5.1-5，其中钻井阶段平均每米进尺新鲜水

用水量约为0.2m³，平均每米进尺废水排放量取0.06m³。

表 5.1-5 钻井工程单井废水排放量标准

井深H (m)	废水控制量 (m ³)
≤2000	H×0.05
2000-3000	H×0.06
≥3000	H×0.06

由于实际地质结构的不确定性，故本项目按照该排放量标准预测废水产生量，钻井固废含水率按新鲜水补充水量的60%计，项目钻井工程具体产生的废水量如表5.1-6所示。

表 5.1-6 钻井用水量及废水产生量表 单位：m³

井号	井斜深m	新鲜水补充量	消耗量	钻井固废含水量	区块回用量
东峰102井	2500	500	179.1	170.9	150
合计	/	2500	895.5	854.5	750

由上表可见，本项目钻井过程新鲜水补充量2500m³，钻井废水产生量750m³，回用率100%。

钻井废水中的污染物主要来自泥浆和柴油机跑冒漏滴的油类以及泥浆不落地处理时添加的药剂，因此废水中的主要污染物为石油类、SS和COD。通过查阅“《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（征求意见稿）编制说明”，其中对钻井废水浓度未进行明确——“钻井污水的组成、特性与钻井泥浆的组成和性质有关，如采用不同的水基泥浆、油基泥浆和合成泥浆，钻井废水的水质会有较大差异，一般而言，钻井污水主要污染物为油、悬浮物和泥浆添加剂，随着环保类泥浆的逐步推广应用，钻井污水的污染程度会显著降低”。首先，本项目钻井时使用水基泥浆，属于环保类泥浆，钻井废水污染程度较低；同时根据对袁家污水处理站的调查，省内钻井废水的COD普遍在200~6000mg/L之间，中石化西南油气分公司安全环保处对袁家污水处理站原水的监测结果基本符合上述统计；最后，项目参考了省内同类采气项目的源强，最终确定项目钻井废水的主要污染物浓度见表5.1-7。

表5.1-7 钻井废水中主要污染物浓度

主要污染物名称	pH	COD	SS	氯化物	石油类	氨氮
---------	----	-----	----	-----	-----	----

浓度/(mg/L, pH除外)	7~10	200~5000	50~500	3000~5000	0.5~80	0~60
-----------------	------	----------	--------	-----------	--------	------

B、洗井废水

项目完钻后需进行清水洗井作业，清除套管内残余的钻井液和岩屑，通常清洗1~2次，根据西南油气田分公司通过大量钻井数据的统计分析项目单井洗井用水量约80~100m³，由于本项目井深不深，采用新鲜水洗井单井用水量取90m³/口井，废水产生量取81m³/口井，废水暂存于泥浆不落地装置，上清液定期用密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存，用于该区块钻井配置压裂液，不外排；泥沙岩屑等固废进入泥浆不落地装置处理。

表5.1-8 洗井废水产生量 单位m³

井号	用水量	消耗量	废水量	废水区块回用量	固废含水量
东峰102井	90*5	9*5	81*5	73*5	8*5
合计	450	45	405	365	40

洗井废水主要污染物及浓度情况见表5.1-9。

表 5.1-9 洗井废水主要污染物及浓度情况一览表

主要污染物名称	pH	COD	SS	氯化物	石油类
浓度/(mg/L, pH除外)	6.5~9	≤2000	≤200	500-15000	≤80

C、加砂压裂返排液

当钻至目的层后，通过压裂车将压裂液压至地层，压裂出许多裂缝，加入支撑剂（如石英砂、玻璃珠等）充填进裂缝，提高气层的渗透能力，以增加产气量。压入地层的压裂液和井筒存在的液体会在排液测试阶段从井底返排出来，进入放喷池。井场放喷池有效容积100m³，压裂时废水和井筒中存在的液体返排至放喷池，储存的返排液不超过放喷池有效容积的80%。压裂返排液若水质能达到回用要求（约90%），则用密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存，用于该区块钻井配置压裂液，不外排；水质不能达到回用要求的部分（约10%），用密闭罐车运至袁家污水处理站预处理后交孝蓬101井组回注站回注地层，不外排。

根据设计方案，本项目直井采用5段压裂，单井加砂压裂液总入井量为400m³。根据

川西气田近期的统计数据，一般返出液量为注入量的20%-30%左右，本项目按30%计算，其中约90%区块内回用配置压裂液，剩余约10%不可回用的压返液用密闭罐车运至袁家固废处理站预处理后交孝蓬101井组回注站回注地层，不外排。本项目单井加砂压裂液的返排周期约3d~7d，项目压裂返排液产生量见表5.1-10，废水水质情况见表5.1-11。

表5.1-10 压裂返排液产生量 单位：m³

井号	压裂液用量	返排液量	回用量	回注量	返排周期(d)	日均返排量
东峰102井	400	120	108	12	5	2.40
规划1井	400	120	108	12	5	2.40
规划2井	400	120	108	12	5	2.40
规划3井	400	120	108	12	5	2.40
规划4井	400	120	108	12	5	2.40
合计	2000	600	540	60.00	/	/

表5.1-11 压裂返排液中主要污染物浓度

污染物种类	pH	SS	石油类	COD	氯化物
浓度/(mg/L, pH除外)	2~8	50~800	5~80	380~5600	2000~6000

D、生活废水

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。这部分废水经一体化撬装厕所收集后定期由清粪车拉运至较近生活污水处理厂处理。本项目生活污水水质情况见下表5.1-12。

表5.1-12 项目生活污水水质

主要污染物名称	pH	SS	COD	BOD ₅	氨氮
浓度/(mg/L, pH除外)	7.0-9.0	250-300	350-400	200-250	30-40

E、初期雨水

项目施工期间若遇到下雨，则对场地内初期雨水由场地内排污沟和集水坑收集至泥浆不落地装置与钻井废水合并处理，后期雨水通过内外环沟的阀门控制，排入井场外的自然沟渠。

由于本项目位于四川资阳市，故雨水汇水量计算根据内江地区经验公式计算，计算过程及公式如下：

$$Q = \Psi * q * F$$

式中：Q—雨水流量，L/s；

Ψ —径流系数，经验数值为0.45（按地面硬化后考虑）；

q —设计暴雨强度，L/s.hm²；

F —汇水面积，hm²（取5470m²，井场面积）；

降雨强度采用如下资阳地区暴雨强度公式计算：

$$1246(1+0.7051\lg P)/(t+4.73P^{0.0102})^{0.597}$$

式中： P —设计降雨重现期2a；

t —降雨历时（取60min雨水收集时间）。

按照公式， q 值为125.24 L/s.hm²，考虑15min初期雨水收集量为27.75m³。为满足雨污水的收集暂存，考虑0.85安全系数，收集容器容积不应小于32.6m³。本项目“不落地”处理工艺现场配备1个暂存罐（60 m³/个）、2个脱稳罐（60 m³/个），其中一个脱稳罐可做为应急暂存罐使用，使现场应急储备有效容积达到120 m³。能满足初期雨水收集存储容易要求，收集后经“不落地”处理工艺后回用于钻井泥浆生产用水，减少新鲜用水量。

F、钻井工程水平衡

根据对本项目钻井工艺的分析可知，本项目主要的用水点按照钻井工序的不同时段，分为导管段的清水钻井用水；水基泥浆钻井阶段的泥浆调配用水；压裂液调配用水；以及伴随钻井工程全过程的钻井井场和设备冲洗废水、生活用水，各用水点用水量统计见表5.1-13。

表5.1-13 钻井工程用水量统计表

东峰102井组	进水（m ³ ）		消耗（m ³ ）	出水（m ³ ）	
钻井废水	新鲜水	2500	895.5	钻井固废含水	854.5
				区块回用废水	750
洗井废水	新鲜水	450	9*5	区块回用废水	360
				洗井固废含水	8*5
完井作业	压裂液	2000	1400（入井）	新井回用	540
				孝蓬101井组回注	60
生活废水	每天取水	3.60	0.72	每天排水	2.88

2、废气

A、钻井作业燃料燃烧废气

本项目钻井作业时动力主要由地方网电提供，当网电无法正常供电时将使用备用的

柴油发电机组，其燃料为柴油，柴油机燃烧废气主要污染物为NO_x、碳氢化合物、CO。根据项目实际特点，本项目基本利用网电供电，只有极少数的情况下使用备用柴油发电机组，因而消耗的柴油量少，污染物排放也很少。

在停电或者电网供应不能满足使用时，井场同时使用备用2台（2备）柴油动力机运行功率882kw和1台（1备）400kw柴油发电机组，油耗143g/kw·h，小时最大耗油量309.5kg。根据类比资料及项目实际特点，单井钻井柴油消耗量约5t/d，平均消耗量为208.3kg/h，本项目使用的为合格的轻质柴油成品，排气筒内径0.1m，排放烟气温度为100℃。根据《大气环境工程师实用手册》，当空气过剩系数为1时，1kg柴油产生的烟气量约为11Nm³，一般柴油发电机空气过剩系数为1.8，则发电机每燃烧1kg柴油产生的烟气量为11×1.8≈20Nm³；根据环评工程师注册培训教材《社会区域》给出的计算参数，柴油机的烟气量可按12m³/kg柴油计，根据类比资料及本项目实际特点，烟气量按13 m³/kg计。NO_x、SO₂的排放情况按照原国家环保总局《关于排污费征收核定有关工作的通知》（环发[2003]64号）中有关排放污染物物料衡算的规定，烟尘的排放参考《固定污染物监测质量保证与质量控制技术规划》（HJ/T373-2007）中5.3.5提出的方法计算。预测方法如下：

1) NO_x的产生量

$$G_{NO_x}=1.63 \cdot B \cdot (N \cdot \beta + 0.000938)$$

式中：G_{NO_x}——氮氧化物排放量，kg；

B——消耗的燃油量，kg；

N——燃料中的含氮量，轻质柴油取0.02%；

β——燃料中氮的转化率，轻质柴油取40%。

2) SO₂的产生量

$$G_{SO_2}=2 \cdot B \cdot S \cdot (1-\eta)$$

式中：G_{SO₂}——二氧化硫排放量，kg；

B——消耗的燃油量，kg；

S——燃料中的全硫份含量，轻质柴油取0.1%；

η——脱硫装置的二氧化硫去除率，本项目无脱硫装置。

3) 烟尘的产生量

烟尘排放速率（kg/h）=油消耗量率（t/h）×烟尘排放系数（kg/t）×（1-除尘效率）

式中：——烟尘排放系数。优质轻质柴油，取0.56；

——柴油机烟尘处理效率。

通过上述计算公式，预测主要污染物排放情况见表5.1-14。

表5.1-14 柴油机、发电机组废气污染物排放情况

污染源	平均油耗kg/h	烟气量m ³ /h	污染物名称	排放速率(kg/h)	排放浓度(mg/m ³)	排气筒高度
2台柴油动力机	185.16	2407.08	NO _x	0.307	127.64	6m
			SO ₂	0.370	153.85	
			颗粒物	0.104	43.08	
1台柴油发电机	23.14	300.82	NO _x	0.038	127.64	6m
			SO ₂	0.046	153.85	
			颗粒物	0.013	43.08	

B、完井测试

为了解气井的产气量，在完井后，需进行测试放喷，测试放喷产生的废气量取决于所钻井的产气量和测试时的释放量，一般产量大的井其放喷量也较大。本项目根据类比邻井，测试放喷时天然气量最大为 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，压力最大为10MPa，测试放喷的天然气经点火燃烧，由于项目目的层为须家河组，不含硫化氢，因此，测试放喷主要产物为CO₂和H₂O，测试放喷时间一般为3~6小时，属短期排放。

C、非正常状态

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷，此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开防喷管线阀门泄压，放喷的天然气立即点火烧掉，主要污染物为CO₂。事故放喷时间短，属临时排放。

3、固体废物

本项目产生的固体废物主要有钻、洗井过程产生的钻井固废（包括钻井泥浆、岩屑）、生活垃圾和包装材料、废油等。

A、钻井固废

1) 废钻井泥浆

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、石灰石和硫化褐煤。

根据本项目钻井设计，本项目钻井液使用量见表5.1-15。

表5.1-15 钻井期间钻井液使用量统计表 单位：t

井号	导管	一开	二开	合计
东峰102井	7	28	113	148
合计	35	140	565	740

根据川西气田统计数据钻井液循环利用率在95%以上，故本项目约产生最大废弃钻井泥浆37.0m³，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，确定废弃钻井泥浆为第Ⅱ类一般工业固体废物。

2) 钻井岩屑

钻井岩屑是在钻井过程中钻头切屑地层岩石而产生的碎屑，并通过钻井泥浆和洗井液带出至地面。主要成分为岩石、土壤及钻井液。

根据各井段井眼结构设计以及钻井岩屑粘附钻井废水增容等因素，按照直井段井径扩大率15%、钻屑膨胀系数按2.0估算，本项目钻井岩屑产生量1430m³，估算过程见表5.1-16。

表5.1-16 钻井期间岩屑产生量估算表

东峰102井单井	参数	钻头直径mm	面积m ²	钻井进尺m	井径扩大	钻屑膨胀系数	岩屑体积m ³
	井段						
	导管段	Φ444.5	0.1552	32	1.3225	2	13
	一开段	Φ311.2	0.0761	352	1.3225	2	65
	二开段	Φ215.9	0.0366	2500	1.3225	2	208
总体积							286
东峰102井组五口井合计							1430

项目完钻后需进行清水洗井作业，清除套管内残余的钻井液和岩屑，在钻井现场经泥浆不落地工艺进行固液分离后，洗井过程产生钻井固废约65m³。本项目5口井共计产生岩屑和废弃泥浆1629.8m³。由于废弃泥浆附着于岩屑上和岩屑一起收集统计，且一起经泥浆不落地装置处理后，降低其含水率并实现了一定减容，根据统计资料减容大致为45%，因此经泥浆不落地装置处理后本项目钻井固废产生量约896.4m³，根据统计资料经泥浆不落地装置处理后水基钻井固废容重约1.8t/m³，故钻井固废产生量约1613.5t，属于第Ⅱ类一般工业固体废物。

在钻井现场经泥浆不落地工艺进行固液分离后产生的钻井固废，用密闭罐车转运至水泥厂、砖厂进行资源化利用。

B、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。

C、废包装材料

本项目单井产生的废包装材料约为1.0t，共计5.0t，集中收集后送当地废品回收站处理。

D、废油

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0.4m³，故本项目产生废油量2.0m³。站内设置废油桶集中收集，废油桶置于防渗区域，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含油废棉纱交由有资质的单位处理。

固体废物产生量见表5.1-17。

表5.1-17 固体废物产生及处置情况一览表

固废种类	钻井固废 (m ³)	生活垃圾	废包装材料 (t)	废油(t)	不能继续使用废油桶、含油废棉纱
东峰102井组	1613.5	22.5kg/d	5.0	2.0	少量
处置措施及去向	经泥浆不落地工艺进行固液分离后用密闭罐车转运至表1.4-4所列有资质单位进行资源化利用	集中垃圾箱，送当地城镇垃圾场处置	集中收集后送当地废品回收站处理	站内设置废油桶集中收集，钻井队综合利用	交由有资质的单位处理

(4) 噪声

井场噪声分布区域主要分为动力及钻台区、泥浆泵区和固控区、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。因此对当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，钻井工程主要噪声源设备噪声值见表5.1-18。

表5.1-18 项目钻井工程主要噪声源设备噪声值表

阶段	噪声设备	数量	单台源强 dB (A) (1m处)	采取的降噪措施	降噪后 源强	噪声特征	排放时间	声源种类
正常工况	钻井设备	1套	95~100	置于钻井井场内，基础安装减振垫层	93~98	机械	昼夜连续	固定声源
	泥浆泵	2台	85~90		80~85	机械	昼夜连续	固定声源
	振动筛	2台	75~85		75	机械	昼夜连续	固定声源
	泥浆不落地装置	1套	85~90		80~85	机械	昼夜间断	固定声源
	压裂设备	8台	95~100		95~100	机械	昼夜间断	固定声源
非正常工况	放喷高压气流	/	110	/	/	空气动力	测试3h	固定声源
	柴油动力机	2台	95~100	排气筒上自带高质量消声器的柴油机	90~95	机械	间断	固定声源
	柴油发电机	1台	90~95	活动板房隔声，安装减振垫层和阻尼涂料	85~90	机械	间断	固定声源

根据平面布置及周边敏感点分布情况，本项目主要噪声源走钻机布置在井口，位于井场中部靠后场位置，其他柴油机组、发电机组、泥浆循环系统、泥浆不落地装置、泥浆泵以及压裂作业设备等均围绕井口布置在井场后场，距离敏感点很远。

(5) 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；废水外运处理中的运输风险等。

5.1.5 施工期污染物治理措施

1、施工期大气污染物治理

扬尘：根据国内外有关研究资料，施工扬尘起尘量与许多因素有关。起尘量主要包括两类：挖掘机开挖起尘量和施工渣土堆场起尘量，属无组织排放，源强不易确定，主要是通过加强管理和采取洒水等措施来进行控制，尽量减少扬尘的排放量。

本项目施工期扬尘污染主要体现在钻井井场及附属设施建设，由于本项目工程建设量少，施工时间短，其施工过程中产生的扬尘产生量也较小。结合项目实际情况，采取的主要措施有：开挖的土方及时回填；临时土堆加遮盖或喷洒水润湿；施工现场定期洒水等；避免大风天气进行施工。

机械废气：本项目施工时采取的废气治理措施主要如下：

- ①选用先进的施工机械，减少油耗和燃油废气污染；
- ②尽量使用电气化设备，少使用燃油设备
- ③施工阶段做好设备的维修和养护工作，使机械设备处于良好的工作状态，减少油耗，同时降低污染；

本项目设备及材料的运输量少，施工废气产生量较小，且属间断性无组织排放，施工场地开阔，扩散条件良好，该类废气可实现达标排放。

柴油机废气：本项目柴油机偶尔使用，柴油机自身是环保达标设备，做好设备的维护保养工作，采用设备自带排气筒排气，影响范围小，影响时间短。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。

放喷废气：放喷的天然气立即点火烧掉，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3.5m，厚0.5m，其余墙厚0.25m，内层采用耐火砖修建。放喷池地势空旷，并清除周边10m范围内的杂草和农作物，放喷池内储存约1.5m深的清水，有利于燃烧废气的扩散和减少热辐射污染。该技术在钻井工程中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行，根据该构造产气情况，天然气不含硫化氢，天然气燃烧产物为CO₂和H₂O，事故放喷时间短，属临时排放，对环境的影响是可接受的。

2、施工期废水治理

(1) 治理措施

钻前施工废水产生量小，通过收集洒水降尘回用，施工单位应定期进行检查，避免事故性油类泄漏，减少油类物质对周边土壤的影响。由于项目施工所聘请的员工大部分来自于当地农户，所产生的生活污水经一体化撬装厕所收集后定期由清粪车拉运至较近

生活污水经污水处理厂处理，环境是能够接受的。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、方井雨水、洗井带出泥浆岩屑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，定期用密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存，用于该区块钻井配置压裂液，不外排；固体为钻井固废用密闭罐车拉运至袁家固废处理场临时暂存。加砂压裂返排液放喷时由放喷管排入放喷池，全部通过泵抽入至压裂液储罐，水质能达到回用要求，则用密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存，用于该区块钻井配置压裂液，不外排；水质不能达到回用要求的部分，用密闭罐车运至袁家污水处理站预处理后交孝蓬101井组回注站回注地层，不外排；钻井期间生活污水经一体化撬装厕所收集后定期由清粪车拉运至较近生活污水厂处理，不乱排。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。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。项目钻井期间各类废水回收及处置措施工艺流程如下。

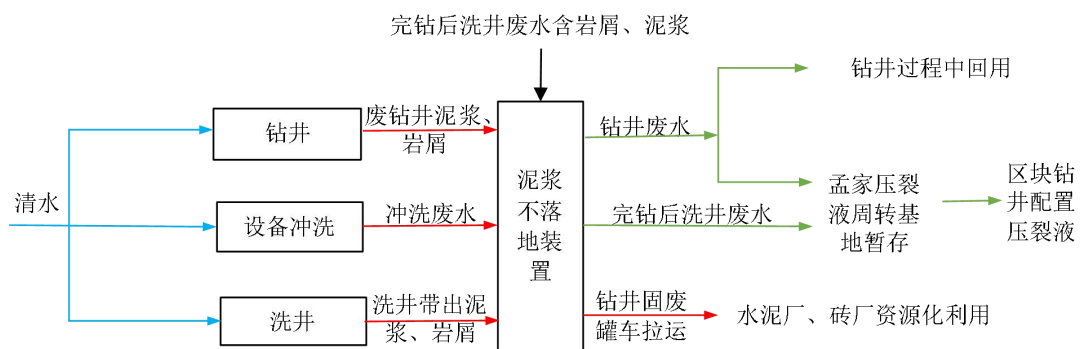


图5.1-14 项目钻井废水及洗井废水回收利用工艺流程图

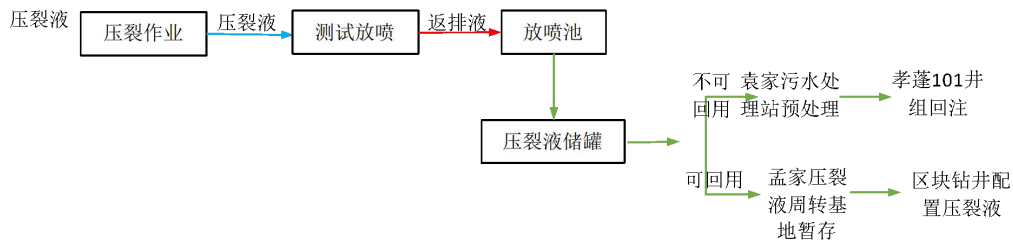


图5.1-15 项目压裂返排液回收利用工艺流程图

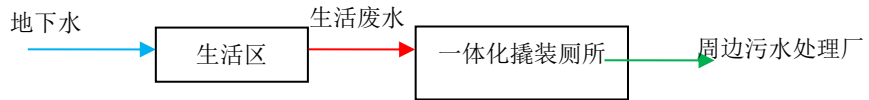


图5.1-16 项目生活废水回收利用工艺流程图

由于项目拟建地周围河渠较多，为了进一步做好对附近河渠的保护工作，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，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，建议加大集水坑尺寸或者改建为废水池，做好防渗。
- ③施工时间尽量避开雨季，废水在拉运过程中经过河渠附近时，应减缓车速，平稳通过。

(2) 污水收集处理设施可行性分析

钻前工程生活污水经一体化撬装厕所收集后定期由清粪车拉运至较近生活污水处理厂处理，其生活污水处理措施是可行的。钻前施工废水经沉淀处理后循环使用，剩余部分回用于洒水降尘是可行的，该处理方式也是大多数项目在土建施工期常用的处理方式，处理可行。

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1个接收罐（40 m³/个）、1个暂存罐（60 m³/个、常空）、2个脱稳罐（60 m³/个）、1个水罐（60 m³/个），其中一个脱稳罐可作为应急暂存罐使用，废水临时存放能力达到280m³。本项目钻井期间污水经固控设备固液分离后，需进入清水罐暂存废水750m³，每天最大约4.55m³，井站设立污水定期拉运机制，井场的泥浆不落地装置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单井73m³，洗井废水边处理边拉运回用，井场的泥浆不落地装置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进入放喷池后，泵入压裂液储罐，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，返排液量小于入井液量，压裂液罐总容积大于压裂返排液返排量。项目在井场周围设置了放喷池1座，放喷池容积为100m³，井场的放喷池的容量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漏，对初期雨水进行收集，本项目“不落地”处理工艺现场配备1个接收罐（40 m³/个）、1个暂存罐（60 m³/个，常空）、2个脱稳罐（60 m³/个）、1个水罐（60 m³/个），其中一个脱稳罐可作为应急暂存罐使用，加上常空的暂存罐，使现场应急储备有效容积达到120 m³，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27.75m³），杜绝废水外溢污染事故。

钻井期一体化撬装厕所能满足50人入厕需求，本项目钻井期最多人员为45人，一体化撬装厕所满足使用需求。

（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。根据中石油西南油气田分公司在川西地区实施的泥浆“不落地”处置工艺，借鉴中国石油化工股份有限公司西南油气分公司在2015年实施的知新33-3井钻井废弃物无害化处理和资源化利用的成功工程经验和中石油川西地区大量成功实施的泥浆不落地工艺，上述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，确保西南油气分公司清洁生产、绿色开发和可持续发展。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 $\leq 1000\text{mg/L}$ 、氯根含量 $\leq 50000\text{mg/L}$ 、铁细菌TGB $\leq 2.5 \times 10^4$ 个/mg、腐生菌 $\leq 2.5 \times 10^4$ 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 $\leq 800\text{ mg/L}$ 。本项目钻井废水、洗井废水和压返液中固相含量 $< 500\text{mg/L}$ 、氯根含量 $\leq 15000\text{mg/L}$ 、总硬度 $\leq 800\text{ mg/L}$ ，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。

(5) 不可回用压裂返排液转运预处理和回注可行性分析

不可回用压裂返排液用罐车转运自袁家污水处理站预处理后交由孝蓬101井组回注站回注。

①袁家污水处理站

隶属中国石化西南油气分公司，位于德阳市旌阳区黄许镇江林村2组（项目川西泥浆中转站位于其内），主要服务对象是中石化西南油气分公司在川西德阳、新都等片区的钻井作业废水处理，工艺采用物理化学法。日设计处理钻井废水能力为 600m^3 ，目前实际主要处理川西地区中浅层的作业废水，实际处理量约为 $100\sim 300\text{m}^3/\text{d}$ ，富余处理能力超过 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，其废水处理工艺流程见图5.1-17。

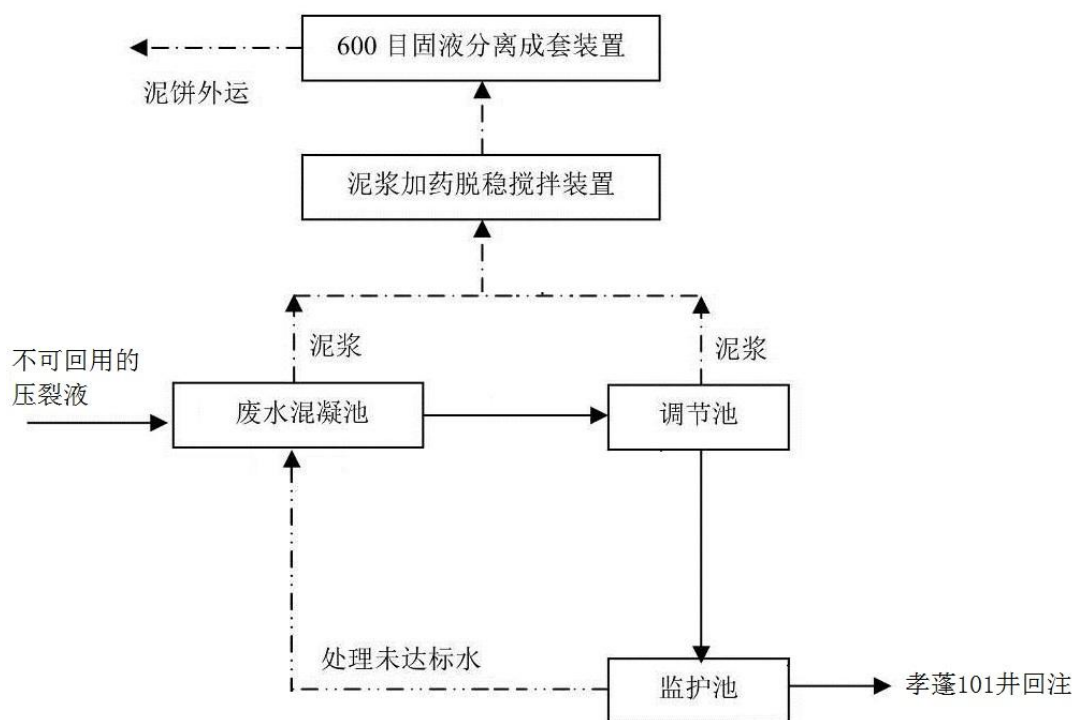


图5.1-17 袁家污水处理站作业废水预处理流程图

技术可行性：袁家污水处理站仅对本项目废水进行预处理，处理后废水不通过外排口外排，而是转运至孝蓬101井组回注站回注，其处理水质要求远低于袁家污水处理站处理的外排水质要求，因此利用袁家污水处理站对不可回用压裂返排液进行预处理后交由孝蓬101井组回注站回注工艺技术上可行的。根据回注水质要求对袁家污水处理站工艺适当优化，工艺处理流程描述如下：不可回用的压裂返排液存放于袁家污水处理站废水收集池（兼均质调节作用），通过泵将收集池内废水输送到废水混凝池，先后投加调节剂调节污水到最佳pH值范围，再投加絮凝剂、氧化剂充分反应后进入调节池进行自然沉淀，待沉淀完全时将上清液抽至废水监护池，待检验达标后回注孝蓬101井组，若监测水不达标则进入废水混凝池重新混凝。

根据工程作业特点，本工程不可回用的压裂返排液产生量约 $1\text{m}^3/\text{d}$ ，根据中石化西南油气分公司钻探计划和污水调配计划，袁家污水处理站同时服务的钻井项目不会超过20个，袁家污水处理站富余处理能力 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，满足压返液预处理要求。同时本项目废水外运至袁家污水处理站预处理后送至孝蓬101井组进行回注处置方案接受袁家污水处理站和孝蓬101井组回注站的调运计划，由西南油气分公司统筹安排，能确保所服务的各井场钻井废水都到袁家污水处理站预处理后送至孝蓬101井组进行回注处置，袁家污水处理站和孝蓬101井组回注处置处理能力完全能够容纳本项目产生的压裂返排液。同时，对比项目所产废水浓度及袁家污水处理站接受废水浓度，本项目压裂返排液水质满足袁家污水处理站进水水质要求。此外中石化西南油气分公司于2010年下发了《关于做好川西气田钻采废弃物处理的通知》（安环[2010]21号），要求袁家污水处理站接收本项目产生的压裂返排液，因此，将不满足回用水质要求的压裂返排液送往袁家污水处理站预处理是有效可行的。

同时根据德阳市环保局2018年8月批复的《袁家气田水处理站技改项目环评报告表》及环评批复，将对袁家污水处理站进行技改，目前还未完成，在技改时将临时保留对压返液的预处理系统和处理能力，并按照分公司钻采工程及配套服务工程计划严格实现压返液的预处理系统和袁家污水站技改的无缝连接，确保川西地区气田水“有处可去”。根据《袁家气田水处理站技改项目环评报告表》及环评批复袁家污水处理站经技术改造后，预处理能力达到 $800\text{m}^3/\text{d}$ ，（地层水、压返液、酸化废液、钻井废水等）回注预处理系统预处理能力 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，能完全满足本项目压返液预处理需求，因此即使本项目建设时袁家污水处理站技改完成停用了压返液的预处理系统，也不会影响袁家污水处理站

对压返液的预处理。

②孝蓬101井组回注站

孝蓬101井组回注站位于绵竹市新市镇两河口村12组，孝蓬101井组回注工程环评已于2016年1月取得德阳市环保局批复(德环审批〔2016〕13号)，2017年9月德阳市环保局做出了关于《关于孝蓬101井组回注工程变更方案的请示》的回复(德环函〔2017〕265号)，回注设计规模为200m³/天。本项目需要回注的钻井作业废水量约2.3m³/d，目前，孝蓬101井组回注站实际进场回注废水量50-100m³/天，剩余回注量100-150m³/天，完全能够满足钻井作业废水回注的需要。

回注工艺流程为：废水收集—精密过滤—高架水罐—回注目的层。回注站设有注水接收池、精密过滤器、高位水罐、回注泵房、输水管线等设施。经预那你处理后的钻井废水进入回注站后，再通过精密过滤器、高位水罐、回注泵进行回注。

上述固液分离装置、过滤装置和超滤装置反洗水进入前端絮凝沉淀池重新处理，所有过程产生的污泥进入袁家固废处理场钻井泥浆处理系统进行无害化处置。气田水回注水质执行《气田水回注方法》(SY/T6596-2004)规定的回注标准。

表5.1-19 气田水回注水质指标表

悬浮固体含量 (mg/L)	K>0.2μm ² 时	<25
	K≤0.2μm ² 时	≤15
悬浮物颗粒直径中值(μm)	K>0.2μm ² 时	<10
	K≤0.2μm ² 时	≤8
石油类 mg/L	<30	
pH	6~9	

注：K——渗透率

3、施工期噪声治理

为减小施工期噪声对站场周边环境敏感点的影响，采取的噪声治理措施如下：

①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；

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；为钻井控制系统和办公等供电的发电机安装隔声和吸声棚等噪声控制措施后，可降低噪

声约15 dB(A);

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；

⑤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。

针对钻井施工期施工噪声超标影响周边居民的环境问题，可对井口外受噪声超标影响的居民采取协商措施，通过劝说、经济补偿等方式解决噪声污染问题，取得居民谅解，避免环保纠纷。

测试放喷时产生的气流噪声通过放喷池可以起到一定的降噪作用，且测试放喷时间选择在白天进行，在测试放喷前，对距放喷池300m范围内的居民进行告知，并且测试放喷时间较短，因此，测试放喷噪声对周围居民影响较小，其措施可行。

采取以上措施后，可有效降低施工期噪声对周围环境的影响。

4、施工期固体废物治理

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。运输应尽量避免避开交通高峰期，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。

生活垃圾：钻前工程施工人员多数为当地农民工，施工现场不设施工营地，员工饮食和住宿均在当地农民家，施工过程产生的生活垃圾依托当地农户生活垃圾收集系统，集中送当地乡镇垃圾场处置。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。

钻井固废：岩屑和废泥浆井固控系统分离后，固相进入固废资源化装置处置后拉运至表1.4-4所列有资质单位进行资源化利用。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、处置场污染控制标准》GB18599-2001（修订版）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，本项目泥浆不落地装置区采用混凝土浇筑，地面夯实整平后，先铺设10cm厚C15混凝土垫层，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。在防渗区内放置有收集

罐，渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s，满足第Ⅱ类一般工业固体废物处置场防渗要求后用于存放钻井固废。固废钻井过程中经泥浆不落地工艺进行固液分离后用密闭罐车转运至表1.4-4所列有资质单位进行资源化利用。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全部拉运至泥浆调配站(中转站)回用。

废包装材料：部分回收重复利用，不可回用部分经收集后暂处于井场内，定期送当地废品回收站处理。

废油及其他不能使用含油废物：站内设置废油桶集中收集，废油桶置于防渗区域，并做“防风、防雨、防晒、防渗漏”等措施，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含油废棉纱交由有资质的单位处理。

(3) 钻井泥浆、钻井固废依托措施的可行性分析

川西泥浆中转站：位于德阳市旌阳区黄许镇(与袁家固废处理场在同一地方)，德阳市旌阳区环境保护局以德市旌环[2011]208号文对“中国石化集团西南石油局油田工程服务公司西南环保中心川西泥浆中转站建设工程项目《环境影响报告表》”出了批复，并于同年通过了德阳市旌阳区环境保护局组织的竣工验收(见附件9)。厂区进行了防雨及硬化防渗，安装了40座75m³的泥浆罐体，泥浆储存能力3000 m³，目前经西南油气分公司调配，随时空余储存能力在2000 m³以上，满足本项目剩余合格钻井泥浆的存储要求，该措施经济环保可行。

根据表1.4-4所列资质单位环评批复及相关文件可知，上述单位均有接收本项目钻井固废的能力，因此建设单位在钻井期应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。

5、施工期地下水及土壤环境防治措施

(1) 钻井工艺选择

项目井钻井选用全井段套管保护+水泥固井工艺。在设计表层(0-32m)用清水钻井以避免重点关注的表层含水层和浅层土壤受泥浆污染，并在钻井中遇到浅水层，下套管时注水泥封固，防止地下水层被地层其它流体或钻井泥浆污染；在32m以下，采用较清

洁的水基泥浆，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。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和土壤环境的影响。该部分设施费用纳入工程总投资中，经济技术上可行。

（2）分区防渗设置

参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）中的有关要求，为加强项目地下水的污染防治措施，需对钻井期井场油水罐区、发电机房、废水收集罐、废渣收集罐、放喷池及采气期污水罐、工艺区进行分区防渗的设置。分区防渗布设情况及防渗系数要求见前文所示。项目场地内方井、放喷池储存废水、泥浆泄露后不能及时发现处理的区域采取重点防渗措施；泥浆不落地系统、油罐区、油桶堆放区、发电机房、泥浆循环系统、循环罐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。能满足项目地下水污染防治的防渗要求，同时避免污染物进入土壤环境。该部分投资纳入工程投资，经济技术可行。

（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，在井场周围修建好排水沟，可以降低因暴雨等自然灾害而导致废水外溢的危险；另一方面，针对井场内泥浆循环系统区域和不落地装置区域等设置排污沟，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（预计4个），基础及区域空地设置防渗倾斜地坪，坡向排污沟或集污坑，而且排污沟集污坑均应该做好防渗处理，以防止意外情况下，泥浆或污水泄露造成地下水、土壤污染。

（4）针对施工期进行场地平整、基础开挖，要破坏占地表层，本项目采取如下土壤污染防治措施：

①井场边设置弃土场，临时堆放临时占地清理表层耕植土，用于完钻后回填、复垦。弃土场选择在地势较高、周边无污染物的区域，采用遮盖、围挡等措施，避免表土被污染或发生盐碱化等。

②对临时占地修建放喷池采取重点防渗，及时转运放喷池废水和检查放喷管线，完钻后对放喷池污染物进行有效治理后及时恢复，确保放喷池废水不进入土壤环境和地下水环境。

③完钻后对钻井期临时占地就行污染治理后恢复，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耕地复耕。

④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，并建议建设单位制定土壤监测计划。

(5) 一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案，启动污染监控方案，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，对附近群众用水采取集中供应，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，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，确保供水站安全，并计划备用水源供给准备工作。

一旦发生污染物通过土壤污染事故，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，对范围内和范围外的植物进行监控，确认植物符合相应食用标准后方可食用。对确认污染的土壤采取土壤修复治理合格后方可复耕，对于污染严重难以复耕的应全部取土交由有相应处理能力单位处理。

6、施工期生态环境治理措施

本项目占地面积小，占地类型为园地，以种植柑橘及季节性农作物为主，对破坏的植被进行补偿。井场边设置弃土场，临时堆放弃土，主要为钻前占地清理表层耕植土用于完钻后回填、复垦，纳入工程投资。

井场表面铺一层碎石有效地防止雨水冲刷、场地四周设置挡墙、排水沟，弃土场设置挡墙、进行复垦，临时覆盖，临时排水沟。弃土场应该覆盖土工布减少水土流失，设置临时编织袋装土挡墙。

5.2 运营期

如钻井完毕并通过测试获得天然气产能，则进行地面建设工程（天然气的开采），本项目利旧钻井井场建设采气井站，建站后东峰102井组试采区装置全部搬迁至井站内，试采区进行生态恢复，因此运营期不新增占地，采气站占地3200m²。若某口井无工业产能，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。本项目为勘探开发井，由于地质结构的复杂性，可能存在无天然气产能的情况，但本次评价按5口井均获得天然气产能来分析其对环境的最大影响。本次评价按单井最大产能为10×10⁴ m³/d进行评价，单井凝析油以最大产量1.2m³/月进行评价。

5.2.1 站场建设工艺流程简述

井站主要为固定设施的建设，建设内容：地面平整与加固，安装采气树、井口地面安全切断系统、降压分离等；还有计量系统等、工艺装置区安装等。本项目利旧原钻井井场进行采气站建设，根据设计，建站后试采区装置全部搬迁至井站内，试采区进行生态恢复，因此运营期不新增占地。本项目新设置5台采气树、2台水套加热炉、5套采气集输分离计量流程、2个污水罐、1根放空管以及值班室、防渗厕所等。基本工艺流程如图5.2-1所示。

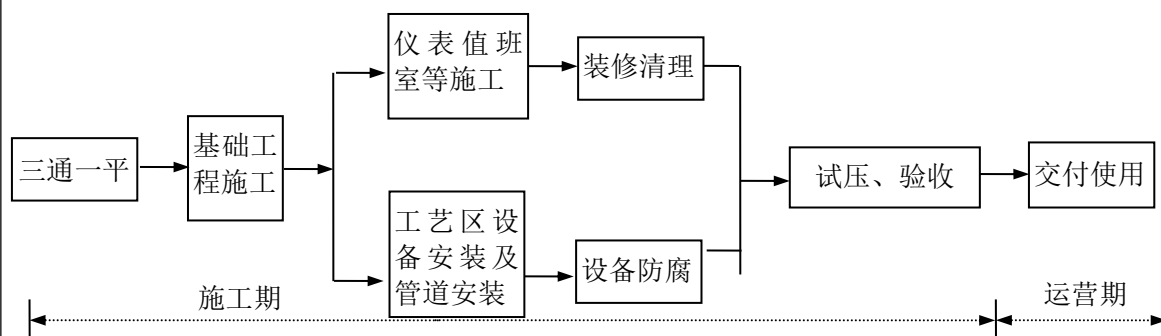


图5.2-1 单井站施工期工艺流程图

5.2.2 站场建设产污分析

采气工程在原钻井工程作业场地内进行建设，建站后原试采区装置全部搬迁至井站内，试采区进行生态恢复。站场建设主要是基础施工和设备安装，因此在施工期产生的污染物主要有施工噪声、扬尘、设备安装等产生固体废物以及施工时用水所产生的废水等。

5.2.3 采气运营期工艺流程简述

在地面工程建设完成，即进入天然气开采期。根据本构造气质组成，以及目前该构造采用的天然气开采工艺看，能满足天然气开采的要求。开采的主要工艺流程为：气层所产天然气经过井口节流降压后，经水套炉加热（仅低温时需要）后，转入分离器，在分离器内天然气与采气废水比重的不同进行重力分离，分离后的采气废水转至污水罐，天然气外输，本项目按单井 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 产气量进行评价，外输天然气管道及增压站另行环评，不在本次评价范围内。

单井地面建设工程运营期工艺流程及产污节点见图5.2-1。

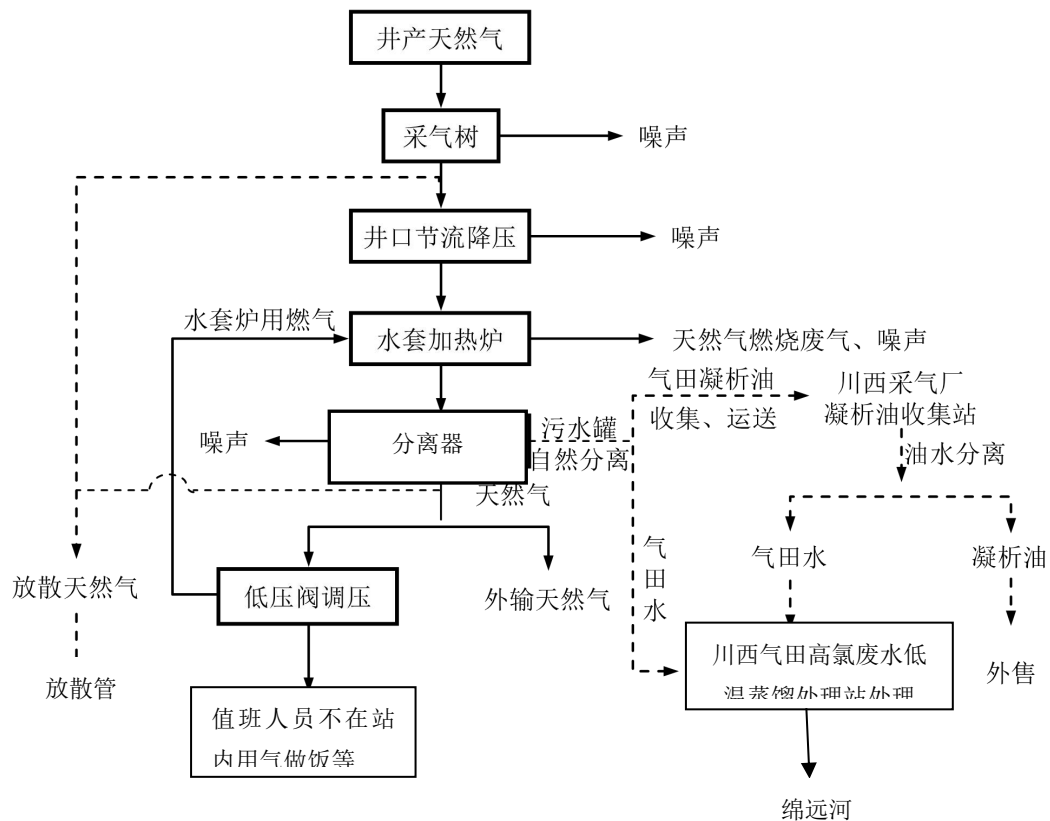


图5.2-1 单井地面建设工程运营期工艺流程及产污节点图

一般天然气开采中为了防止天然气在节流和输送过程中形成水合物，项目采用水套加热炉加热防止水合物形成。水套炉是在气温降低的冬季运行，其余时间不运行，根据类比邻井的产气产水和水套炉使用情况，本项目使用水套炉次数少、时间短。本项目建2台水套炉，供5口井共用，水套炉使用本项目井站内井产天然气，用水使用井水；同时项目实行三班倒，每班1人，值班人员不在站内用气做饭等。

5.2.4 采气运营期产物分析

(1) 废水

①采气废水

由于气井所采天然气中含有一定的游离水分，经水套炉加热后，进入分离器，分离出的采气废水转入污水罐，定期由罐车拉运至川西气田高氯废水低温蒸馏处理站进行处理达标后排入绵远河。根据已采气井类比资料调查，单井采气废水产生量平均约0.5~1m³/d，本工程按单井采气废水产量按平均最大1m³/d进行计算，则项目采气废水产生总量约5m³/d。采气废水主要污染物为 COD、SS和氯化物等，类比同目的层的采气废水水质，本项目采气废水污染物及浓度见表5.2-1。

表5.2-1 采气废水水质一览表

污染物名称	COD _{Cr}	BOD ₅	SS	氯化物	石油类	pH(无量纲)
污染物产生浓度, mg/L	460-2000	100~300	50-400	3000-8000	20-80	6~7

②生活污水

原井站值班人员4人，生活水用量约0.4m³/d，排放系数取0.85，则项目生活污水产生量约0.34m³/d。

(2) 废气

项目运营过程中废气包括水套加热炉燃气烟气、设备检修或系统超压时排放少量天然气。由于天然气中不含硫，其燃烧产物为二氧化碳、水和少量氮氧化物，根据原环境保护部《关于发布计算污染物排放量的排污系数和物料衡算方法的公告》（环境保护部公告 2017年 第81号），未纳入排污许可管理的锡矿采选业等行业排污单位，适用《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》。本项目水套炉属于未纳入排污许可管理的行业，根据《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》。根据平面布置图，2个水套炉排气筒之间距离约3m，小于该2个排气筒高度之和16m，根据《大气污染物综合排放标准》，应以一个等效排气筒代表该2个排气筒。根据《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）附录B，采用外推法计算本项目水套炉最高允许排放速率， $Q=Q_c(h/h_c)^2$ ，再严50%执行。因此本项目水套炉最高允许排放速率为：NO_x为0.11 kg/h。

氮氧化物排放量核算方法为： $NO_x=Q \times \mu$

式中：NO_x为氮氧化物排放量（千克）；

Q为燃料消耗量（吨）；

μ 为排污系数，煤炭取1.6~2.6千克/吨煤，天然气取8千克/万立方米天然气。

本项目每年约使用天然气最多12000m³，每年约使用240小时，因此本项目氮氧化物排放量为：NO_x=1.2kg×8=0.0096t/a，0.04kg/h。

根据《排污申报登记实用手册》231页举例计算，1m³天然气完全燃烧产生的废气量为10.89m³。实际天然气燃烧时产生的废气，与天然气成分，完全燃烧的比例等都有关系，但通常认为废气量为天然气量的10-11倍，因此本次评价取10.5倍。

因此，本项目烟尘排放量为：10.5×1.2万m³/a=12.6万m³/a，525m³/h。从而计算得到水套炉排放氮氧化物浓度为76.19 mg/m³。水套炉燃烧废气排放情况见表5.2-2。

表5.2-2 水套炉燃烧废气排放情况表

污染源	烟气量 (m ³ /h)	主要污染物		排放参数		
		NO _x		高度 (m)	内径 (m)	温度 (°C)
		mg/m ³	kg/h			
水套炉	525	76.19	0.04	8	0.26	120
排放标准	/	240	0.11	/	/	/

由于两台水套炉完全一致，天然气使用及排放情况一致，等效排气筒内径、高度与单个排气筒一样，排放速率为两个排气筒之和；等效排气筒位置位于2个排气筒连线中点上，其排放速率和排放浓度均符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）新污染物二级排放标准要求。

井站设备检修时，有少量天然气排放，压力最大为10MPa，其污染物为甲烷等，每个站场每年约2~5次，放散量约为5~10m³/次。由于甲烷密度较空气低很多，稀释扩散快，影响时间短。项目设备检修排放的天然气，属间歇排放，通过拟建10m高的放散管散排。

（3）噪声

井站噪声主要来自水套加热炉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。根据邻井类比调查预测，井口最大压力为10MPa，单井气体流量按10×10⁴m³/d计，流体成分见表5.2-3，通过大量钻井项目的采气期气流噪声源类比调查结果，预计本项目噪声级约60dB（A）。

表5.2-3 东峰102井组流体成分预测

层位	温度预测（°C）	流体成分预测			
		CH ₄ (%)	CO ₂ (%)	重烃 (%)	水型
须家河组	82	90—95	0.2-0.53	5-9	CaCl ₂ 型

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，降低集气站内噪声；其次，选用高效低噪声的水套炉、分离器和调压设备。通过采取这些噪声控制措施后，噪声源声级值能降至55dB（A）以下。

(4) 固体废物

本项目不新增值班人员，井站产生的固体废物为少量废油及含油废物，产品为凝析油。

废油为采气设备润滑、保养产生的废机油，预计产生量0.05t/a，站内设置废油桶集中收集，废油桶置于防渗区域，并做好防雨、防水进入措施，暂存期间做好废油管理记录，定期回收综合利用，根据类比调查，运营期废油产生量很小，能在井站内全部综合利用。若因某种不可预见原因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含油废棉纱交由有资质的单位处理。

从井中采出的天然气或多或少都带有一部分凝析油，单井凝析油产生量约为0~1.2m³/月，本项目取最大值约1.2m³，则本项目凝析油产生量为6.0m³/月，凝析油与采气废水一起经水套炉加热后，进入分离器，后转入污水罐，由于密度差异，凝析油浮于采气废水表面，经收集后交由川西采气厂凝析油收集站处理作为产品销售。

项目运营期所产生的生活垃圾要定点收集，不得随意堆放和丢弃，以保持站内和站外的环境卫生。项目投入运行时，应及时与当地环卫部门进行衔接，确保生活垃圾能得以有效处置，避免造成环境污染。凝析油要及时转运至川西采气厂凝析油收集站处理，在井场暂存时应将油桶置于防渗区。

(5) 其他事故状态

项目运行期间在事故情况下对环境的影响相对较大，尤其是在短期内这种影响是显著的。通过类比调查，潜在的各种灾害大体可分为：

自然因素造成的灾害包括雷击、地震、地质灾害（地险）等因素，造成天然气的泄漏等。

人为破坏是指人为在井场内盗气、盗取设备材料等，造成天然气的泄漏，发生火灾或爆炸事故。

中石化西南油气分公司通过完善的HSE管理和应急方案的实施，能够大大降低这些事故的发生，同时加强保安消防管理，做好应急处置工作，能大大降低事故状态下对环境的影响。

5.2.5 运营期污染物治理措施

采气工程中井站建设在原钻井工程作业场地内进行建设，不新增占地，工程量小，

污染物排少；建站时将临时试采区设备搬迁至拟建井站内，对试采区进行生态恢复，对井站采取硬化、绿化等防护措施，降低水土流失和扬尘产生。

扬尘采取施工现场定期洒水、避免大风天气进行施工等治理措施；机施工噪声做好设备的维修和养护工作，使机械设备处于良好的工作状态，夜间不施工；废水采取洒水降尘措施回用；固废收集后做好防水防风措施，集中分类堆放，定期转运至当地废品回收站处理。

运营期污染物排放主要在建站后的采气运营过程中，采气运营期污染物主要有水套炉废气及设备检修或系统超压时排放少量天然气、采气废水及生活废水、生活垃圾和作业噪声等。

1、运营期废气治理措施

水套炉加热炉燃气废气：本项目预计运营过程中不使用水套炉，但可能因实际地质情况差异，需要偶尔使用水套炉，由于使用天然气做燃料，废气产生量很小且仅在冬季排放，在运营中应对水套使用情况总结，根据温度尽量减少使用水套炉，同时加强水套炉的保养维护。

设备检修或系统超压时排放少量天然气：由于甲烷密度较空气低很多，稀释扩散快，影响时间短。项目设备检修排放的天然气，属间歇排放，根据同行业经验和《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求，本项目检测期间排放的天然气量远远低于油气集输损耗率0.5%，同时通过10m高的放散管排放，天然气稀释净化效果好，时间短，不会对井场外环境空气质量产生明显影响，因此，本项目对检测期间天然气采取10m高的放散管散排是可行的。

2、运营期废水治理措施

生活污水：本项值班人员不在站内洗浴做饭等，生活污水量小，经一体化撬装厕所收集后定期由清粪车拉运至较近生活污水处理厂处理，不外排。

采气废水：本项目采气期地层水产生量预计为5m³/d，由站内2个20m³（共40m³）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。井站设置污水罐于防渗区，并搭盖雨棚，做好污水罐的保养检查，杜绝污水泄露；做好采气废水转运计划，及时转运采气废水。

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，本项目污水罐置于地面上，

艺流程图见图5.2-3。

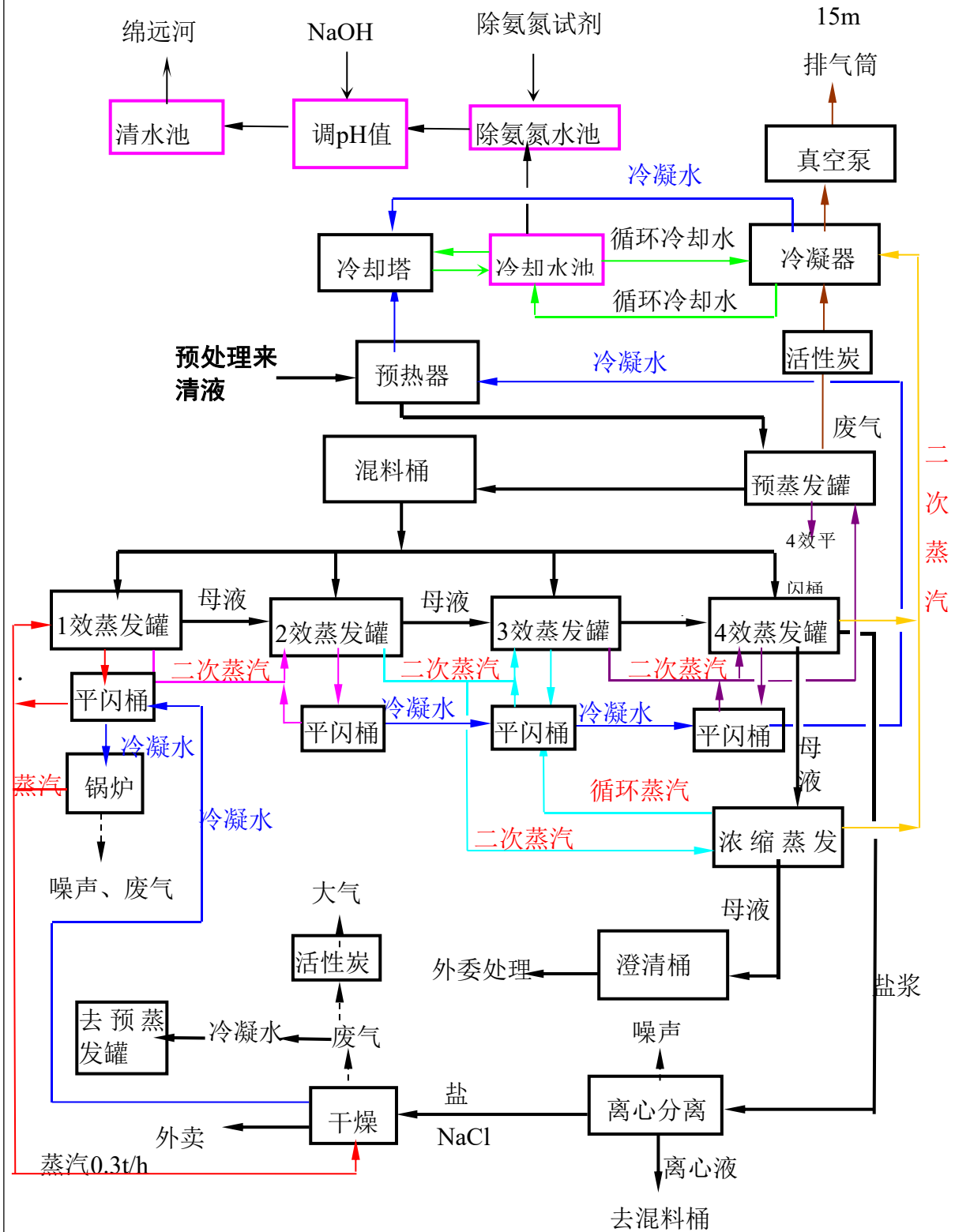


图 5.2-3 多效蒸发工艺及产污节点图

同时中石化西南油气分公司采气一厂启动了川西气田高氯废水低温蒸馏处理站一期工程的技改，将重启一期360m³/d地层水蒸馏处置能力，并能处理含泡排剂地层水，仍采取蒸馏工艺。该技改工程于2018年8月1日已取得原德阳市环保局环评批复（德环审批【2018】86号），目前正在建设中，项目建成后将大大提高川西地区采气废水的处理能力，确保中石化西南油气分公司旗下的采气站稳定运行。在一期技改时并不影响二期对地层水的处理，并按照分公司钻采工程及配套服务工程计划严格实现采气废水和高氯废水低温蒸馏处理站的无缝连接，确保川西地区采气废水“有处可去”。本项目采气废水也可纳入一期工程处理，将大大提高本项目采气废水处理保障能力，因此若本项目采气废水依托川西气田高氯废水低温蒸馏处理站处理是可行的。

3、运营期噪声治理措施

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，降低集气站内噪声。

②选用高效低噪声的水套炉、分离器和调压设备。

③种植绿化隔声。

4、运营期固体废物治理措施

生活垃圾：本项目依托原井站值班人员和已建的垃圾收集桶，不新增生活垃圾。井站生活垃圾通过在站内设置垃圾收集桶，将垃圾集中收集后送当地城镇垃圾清运系统。垃圾桶置于遮雨处，做好防风防水措施。项目投入运行时，应及时与当地环卫部门进行衔接，确保生活垃圾能得以有效处置，避免造成环境污染。

废油：站内设置废油桶集中收集，废油桶置于防渗区域，并做好“四防”措施，暂存期间做好废油管理记录，定期回收综合利用。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含油废棉纱交由有资质的单位处理。

凝析油（产品）：凝析油与采气废水一起经水套炉加热后，进入分离器，后转入污水罐，由于密度差异，凝析油浮于采气废水表面，经收集后暂存于凝析油收集桶，定期转运至川西采气厂凝析油收集站处理后作为产品销售。凝析油要及时转运至川西采气厂凝析油收集站处理，在井场暂存时应将油桶置于重点防渗区或一般防渗区，建议优先选在重点防渗区放置。

凝析油处理依托措施的可行性分析：川西采气厂凝析油收集站位于德阳市德新镇长征村6组，其站内的设备主要有：3套直径为600mm的立式分离器、4个40m³污水罐、2个30m³埋地式储水罐及其其它分离辅助设施。其站内对凝析油采用三级分离，分离能力约200m³/d。本项目凝析油单井最大产量为1.2m³/月，川西采气厂凝析油收集站每月需处理本项目产生的气田水和凝析油混合物约6.0m³。川西采气厂凝析油收集站完全具备对本项目井场凝析油的所有收集处置能力，故凝析油处置措施合理有效。

5、运营期防止地下水和土壤环境污染措施及要求

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

地下水和土壤污染防治措施坚持“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合”的原则，即采取主动控制和被动控制相结合的措施。本项目运营期方井、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，井站内空地采取硬化（**本次评价建议井站空地硬化采取水泥硬化替代砂石硬化**），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。因凝析油管理不善进入土壤环境，则应立即切断污染源，将该部分土壤封闭起来按照油泥进行修复治理。

6、生态环境影响及防治措施

①对临时占地表土堆存保护好，用于项目完成后的植被恢复，在站场施工，采用挡土墙和排水措施进行防护，站场在主体工程采用措施的基础上，新增了表土剥离、土工布及临时表土挡护、排水等措施，减少了施工过程中水土流失量；

②在施工过程中要合理安排施工进度，施工要避开雨季和大风天。分段施工，做到挖填平衡，尽量不留疏松地面，减少风蚀导致的水土流失；

③施工人员应严格按照设计路线和场地范围活动，减少对道路和井场及生活区周围植被的破坏；

④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和部分井场道路进行恢复，力求提高当地生态景观观感；

⑥施工期间临时弃土堆放应使用篷布覆盖，并设置一定围挡，避免雨水冲后造成水土流失；同时，项目临时弃土应尽快回填利用，避免存放过多遇降水时导致水土流失现象发生，对于近期不能利用的弃土，应在弃土上种植绿色植物，进行植被恢复。另外，站场施工场地临时弃土堆放处可以考虑设置临时排水沟，以及时排放弃土堆放处的积水，防止水土流失发生；

⑦施工单位要保持周围道路路面的平整和整洁，保证过往车辆和行人出行的安全和通畅。

5.3 清洁生产

清洁生产是指不断采用改进设计、使用清洁能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用，从源头削减污染，提高资源利用率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

1、清洁生产措施

本项目为天然气钻采工程，其清洁生产体现在如下几个方面：

(1) 选择具有专业资质和业绩优秀的施工队伍，在实施工程监理的同时，实施环境监理工作，以加强施工管理，规范施工行为，强化施工人员环保意识，做到规范施工，文明施工，最大限度减轻施工过程对环境的影响。

(2) 本工程钻井工艺选用清水和水基泥浆为钻井介质的常规钻井泥浆钻井，钻进速度快，物耗能耗小，对环境影响相对较小，本项目采用的清水和水基泥浆联合钻井工艺，技术成熟，措施可靠，在国内属于先进水平。

(3) 本项目井场采用清污分流设计，其具体做法是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，在井场周围修建好排水沟，可以降低因暴雨等自然灾害而导致废水外溢的危险；另一方面，针对井场内泥浆循环系统区域和不落地装置区域等设置排污沟，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（预计4个），基础及区域空地设置防渗倾斜地坪，坡向排污沟或集污坑，而且排污沟、集污坑均应该做好防渗处理，以防止意外情况下，泥浆或污水泄露造成地下水、土壤污染。

(4) 本项目钻井废水处理后全部回用，其中90%回用于钻井过程，剩余10%回用于配置压裂液，减少了新鲜水消耗量，井场清污分流措施减少废水的最终产生量。具备钻井泥浆回收利用系统和钻井废水处理回用系统，钻井液循环率达95%以上，回用系统状况良好。

(5) 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，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。

(6) 本项目采取的工艺先进、可靠，设备选型及材质满足生产需要，防腐措施得当，自动化控制较好，生产安全可靠，能有效地减少或杜绝污染事故的发生。本工程钻井设备属于国内领先水平的转盘旋转钻井设备，固控设备具有振动筛、除泥器、除砂器、离心机等钻井固控设备、较齐全，设备良好，固井质量合格率达到95%以上。

(7) 对罐车拉运线路走向进行优化选择，线路避开滑坡、垮塌等不良工程地段。罐体为钢板密封罐，喷涂聚氨酯漆防腐，从而大大增加抗腐蚀能力，减少事故风险。

(8) 本项目总图布置上进行闹静分区，并保证噪音源与人员集聚的办公值班地点的防噪声距离，使其对办公值班地点的噪音影响最小。

(9) 积极推行HSE（健康、安全、环保）管理体系，对本项目实施HSE管理。对员工进行相应的HSE培训，使井站员工自觉遵守HSE管理体系要求以保护其人身安全和周围环境，尽量减少直至杜绝环境污染事故的发生。

2、与《石油天然气开采业污染防治技术政策》清洁生产要求符合

表 5.3-1 《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析表

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关清洁生产要求	本项目情况	符合性
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。	本项目建设地属中石化划定的气田开发区块，符合油气田建设的总体规划，占地较少，废水能回用的收集后全部回用于配置压裂液，不能回用的用密闭罐车转运至袁家污水处理站预处理后进孝蓬101井组回注；钻井固废用密闭罐车转运表1.4-4所列有资质单位进行资源化利用。开采天然气通过管道集中输送到气田集中布置的集气站外输利用。	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	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	本项目为天然气开采项目，无落地原油产生。	符合
4	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
5	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，工业废水回用率达到90%以上。	本项目采用水基钻井液，表层采用清水钻井，减小钻井液影响。固控设备完善，钻井液循环率达到95%以上，钻井废水处理回用率达100%，符合要求。	符合
6	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目压裂液集中配置，压裂液运输到现场实施作业，压裂返排液通过放喷管排入放喷池，压裂放喷返排入罐率达到100%。放喷池采取了防漏、防溢措施，压裂返排废水量较少，若水质能达到回用要求，则用密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存，用于该区块钻井配置压裂液，不外排；若水质不能达到回用要求，则用密闭罐车运至袁家污水处理站预处理后交孝蓬101井组回注站回注地层，不外排，符合要求。	符合
7	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于0.5%，2010年12月31日前建设的油气田油气集输损耗率不高于0.8%。	本项目全线采用密闭输气工艺，设置可燃气体监测仪，本项目油气集输基本上无损耗。	符合

综上所述，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。

5.4 环保投资估算

本项目总投资4375万，环保投资330万元，占总投资的7.54%。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 5-4-1。

表 5.4-1 本项目环保措施及投资估算一览表

项目	内容	投资（万元）
废气治理	施工期：土石方覆盖材料，洒水降尘；放喷设施（套）、放喷池等	20
	运营期：新建10m高放散管，水套炉保养维护	10
废水治理	施工期：新建一体化撬装厕所，钻前施工废水沉淀池，泥浆不落地系统，废水转运	80
	运营期：新建2个建20m ³ 污水罐，污水罐区防渗，废水转运，一体化撬装厕所修建	30
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，必要时井场周边部分超标居民临时撤离等	30
	运营期：合理布局，基础减振等	5
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，废油桶收集及暂存	60
	运营期：废油桶，废油及含油废物处置	5
地下水及土壤防治措施	施工期：清污分流，排水沟，弃土场覆盖围挡，分区分级防渗，污染监测 运营期：清污分流，分区分级防渗，污染监测	20
生态恢复	青苗赔偿，临时占地施工迹地地表恢复等	10
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 运营期环境监测，正常时例行监测，污染发生时加密监测	10
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	20
	运营期：污水罐区设置围堰和防渗 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	30
合计	/	330

主要污染物产生及预计排放情况

表六

内容类型	排放源	污染物名称	处理前		处理后	
			浓度	产生量	浓度	排放量
大气污染物	备用柴油机、发电机组	NO _x	127.64 mg/m ³	/	127.64 mg/m ³	/
		SO ₂	153.85 mg/m ³	/	153.85 mg/m ³	/
		颗粒物	43.08 mg/m ³	/	43.08 mg/m ³	/
	完井测试	烃类	点火燃烧处理,全部转化成CO ₂ 和H ₂ O			
	水套炉	NO _x	9.6kg/a, 通过8m高排气筒排放			
	设备检修	烃类	排放天然气量少,且属间歇排放, 通过高度为10m放散管排放, 并稀释扩散后, 对环境影响小。			
水污染物	钻井	COD _{Cr} 、SS、石油类等	钻井废水产生量为750m ³ , 主要污染物浓度为CO _D ≤5000 mg/L, SS≤500mg/L, 石油类≤80mg/L		经钻井现场泥浆不落地工艺处理后, 部分回用于钻井过程, 部分运至孟家压裂液周转基地暂存, 用于压裂液的配置, 不外排	
	洗井	pH、COD _{Cr} 、SS、石油类等	洗井废水产生量为405m ³ ; 主要污染物浓度为SS≤200mg/L, 石油类≤80mg/L			
	加砂压裂	pH、COD _{Cr} 、SS、石油类等	压裂返排液产生量为600m ³		可回用的压裂废水(540m ³)运至孟家压裂液周转基地暂存, 用于同区域其他井压裂作业, 不外排; 不可回用的压裂废水(60m ³)用密闭罐车运至袁家污水处理站预处理达到回注标准后交孝蓬101井组回注站回注处置, 不外排	
	钻井队员工生活等	COD _{Cr} 、BOD ₅ 、SS等	生活污水产生量2.88m ³ /d		经一体化撬装厕所收集后定期由清粪车拉运至较近生活污水处理厂处理, 不外排	
	采气期值班员工生活等	COD _{Cr} 、BOD ₅ 、SS等	生活污水产生量0.34m ³ /d		经一体化撬装厕所收集后定期由清粪车拉运至较近生活污水处理厂处理, 不外排	
	分离器	COD _{Cr} 、SS、石油类、氯化物	气田水产生量5m ³ /d; 主要污染物浓度为COD _{Cr} ≤2000 mg/L, SS≤400 mg/L, 石油类≤80 mg/L		送川西气田地层水综合利用站进行低温蒸发脱盐工艺处理后外排	

固体废物	钻井	钻井固废	产生量1613.5t	泥浆不落地工艺处理后用密闭罐车转运至表1.4-4所列有资质单位进行资源化利用
		废包装材料	产生量5t	集中收集后送当地废品回收站处理
		废油	产生量2.0m ³	综合利用
		不能继续使用废油桶、含油废棉纱	少量	交由有资质的单位处理
	钻井员工生活等	生活垃圾	产生量22.5kg/d	集中收集至垃圾池，后送当地城镇垃圾收集点处理
	采气期值班员工生活等	生活垃圾	约1t/a	站内设置垃圾收集桶或坑，然后送当地城镇垃圾系统
噪声	钻前	施工噪声	82~101dB (A)	
	钻井期柴油机、泥浆泵、钻机、测试放喷等	设备噪声	75~110dB (A)，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。合理布置主要噪声源，使其尽量远离农户居住地；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；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；合理安排施工时间，尽量缩短施工周期；认真做好周围居民的协调和沟通工作，争取得到受噪声影响农户的理解和支持；放喷池设置三面建高的密实围墙，以减小测试放喷时的影响。	
	采气期分离器、弯头等设备内	气流噪声	天然气开采噪声来源于井站水套加热炉等设备的气流摩擦噪声，噪声源声级约66dB (A)。通过采取合理布局，控制气流速度，减少工艺管线的弯头、三通等管件，选用高效低噪声的水套炉、分离器和调压设备等措施，噪声源声级值能降至60dB (A) 以下。	
主要生态影响	<p>本项目建设生态影响表现为井场建设过程中造成地表的扰动，破坏原有地表植被，造成农作物损失，以及水土流失等。</p> <p>钻井结束后，除地面建设工程永久性占地不能得以恢复外，其余占地立即进行地表恢复，对生态环境影响较小，能有效控制水土流失。</p>			

7.1 施工期对环境的影响分析：

7.1.1 施工期生态环境影响分析

本项目占地面积小，不涉及特殊生态敏感区和重要生态敏感区，生态环境评价工作等级为3级。

(1) 对生态环境的影响

工程项目建设对生态环境的影响主要表现为项目占地使土地功能发生改变，即一般耕地变为工业用地，将导致粮食减产等。本项目新增占地8370m²，临时占地使用时间约10个月。临时占地用地类型为种植柑橘果树的耕地，短期内改变土地利用性质，工程结束后即对临时占用的土地进行恢复，新增占用时间短，对当地土地资源的影响较小。对于工程的占地，建设方应按国家相关法律法规办理土地征用手续。项目建设完毕后，在临时用地范围内进行恢复种植（通过经济补偿方式，一次性给予受损害方，由他们进行恢复种植），不会造成项目占用区域植被的减少，对生态环境影响较小。

在落实环评提出的清理井场和放喷池周围植被时，可能会临时破坏一定的植被，但破坏面积小，在钻井过程中只是清除地表较高易燃的植被，不会破坏植物根系，在钻井放喷结束后，即可较易的实现生态恢复，对生态环境影响有限。本环评建议优选设置防火隔离墙措施而不使用清理植被的措施，这样能减少对生态环境破坏。

总之，工程项目占地较小，新增占地时间短，对生态环境的影响是可接受的。通过采取经济补偿等措施后，对当地农民生活质量影响是可接受的，对当地生态环境的影响是有限的。

(2) 生态景观影响分析

项目施工期对景观的主要影响是临时占地占用现有斑块，本项目运营期利用东峰102井组钻井工程占地建设，不新增占地。原钻井井场总占地面较小，在测试天然气有工业价值后则建设采气站场进行采气工程。临时占地会因为地表植被不同程度的破坏，在短期内成为与原有生态景观不协调的“裸地”或“疮疤”斑块，对整体生态景观形成不和谐的视觉效果，造成一定的不利影响。评价区属于农村地区，临时占地为荒地和少量一般耕地，主要植被为农作物，以

柑橘果树植物为主，项目的建设对植被的破坏有限。评价区无景观资源分布，敏感度低，且临时占地时间短，易于恢复，在进行临时占地的植被恢复后，其不利影响就可以得到有效缓解甚至消除。永久占地为采气期永久占地，拟建东峰102井组采气站面积很小，采气站做好景观规划后，对当地景观产生不利影响很小，因此本项目对于生态景观的影响有限，也不会造成区域原有景观被分割而导致形成景观破碎化。

为了进一步减小对生态景观的不利影响，项目在建设过程中应采取如下措施：

①对临时占地表土堆存保护好，用于项目完成后的植被恢复；

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，减少对道路和井场及生活区周围植被的破坏；

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）水土流失影响分析

本工程水土流失主要可能发生在钻前施工期间，影响土壤环境的因素主要是井场建设、放喷池建设等，在此期间会对所征用土地上的植被进行清除。植被的清除使地表裸露，可能引起水土流失。同时，因开挖的土石方临时就近堆放，防护措施不当也会引起水土流失。项目通过采取修建排水沟、沉砂池，严格按照要求进行施工等措施，有效控制了水土流失量。施工结束后，通过对施工迹地地表植被的恢复和耕作，水土流失将得到有效控制。

在项目实施过程中应采取如下水土流失防治措施：

①在施工过程中要合理安排施工进度，施工要避开雨季和大风天。分段施工，做到挖填平衡，尽量不留疏松地面，减少风蚀导致的水土流失。

②划定施工作业范围和路线，不得随意扩大，按规定操作。严格控制和管

理运输车辆及重型机械施工作业范围，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，尤其是丘陵区要提高植被恢复速度和质量，减轻水土流失。

④在井场站场施工，采用挡土墙和排水措施进行防护，站场在主体工程采用措施的基础上，新增了表土剥离、土工布及临时表土挡护、排水等措施，减少了施工过程中水土流失量。

⑤施工期间临时弃土堆放应使用篷布覆盖，并设置一定围挡，避免雨水冲后造成水土流失；同时，项目临时弃土应尽快回填利用，避免存放过多遇降水时导致水土流失现象发生，对于近期不能利用的弃土，应在弃土上种植绿色植物，进行植被恢复。另外，站场施工场地临时弃土堆放处可以考虑设置临时排水沟，以及时排放弃土堆放处的积水，防止水土流失发生。

⑥施工单位要保持周围道路路面的平整和整洁，保证过往车辆和行人出行的安全和通畅。

总之，施工中要尽量减轻对地表植被的破坏。施工后，应采取人工种树种草的措施，加快植被的恢复过程，同时，采取一定的工程措施进行防护，降低水土流失。

7.1.2 施工期大气环境影响分析

本项目施工使用网电，项目施工期无长期稳定的大气污染物排放，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），其评价等级为3级，不进行进一步预测与评价。项目对大气环境的影响来自四个方面，一是钻前工程阶段产生的扬尘，二是燃料废气，三是井喷事故废气，四是测试放喷废气。

（1）钻前工程对大气环境的影响

钻前工程环境空气污染物主要来自施工扬尘、施工机械尾气和生活燃料烟气。施工扬尘为土石方开挖，材料运输、卸放、拌和等过程中产生的，主要污染物为TSP。本项目占地面积小，占地平坦，钻前工程工程量相对较小。运输建筑材料的施工车辆应采用相应的遮盖，施工地段应经常洒水以及尽量减少施工场地及运输过程中的粉尘污染，减少对当地居民生活产生的不利影响；施工机械尾气为燃油发电机、车辆排放尾气，主要污染物为NO_x和CO₂，由于累计

施工工时不长，不会对周围居民身体产生明显的不适影响，也不会对周边农业生产造成明显影响；施工人员不多，且部分雇用当地居民，几乎不新增生活燃料烟气，大气影响甚微。因此，钻前工程不会对当地环境空气造成明显不利影响。

(2) 燃料废气对大气环境的影响

本项目施工使用网电，正常情况下无柴油机燃烧废气产生。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NO_x、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，采用设备自带消炎除尘装置处理后经8m高排气筒达标排放，影响范围小，影响时间短，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2707.8m³/h，NO_x排放速率约为0.345kg/h，SO₂排放速率约为0.416kg/h，颗粒物排放速率约为0.117kg/h，属偶尔连续排放，排放时间短，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，不会改变敏感点环境功能，故对环境空气影响较小。

(3) 事故放喷废气对大气环境的影响

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷，此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开防喷管线阀门泄压，放喷的天然气立即点火烧掉。根据该构造产气情况，天然气不含硫化氢，天然气燃烧产物为CO₂和H₂O，事故放喷时间短，属临时排放，对环境的影响是可接受的。

(4) 测试放喷废气对大气环境的影响

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，燃烧产物CO₂、H₂O等，放喷时间短，属临时排放，对大气环境的影响是可接受的。

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。

7.1.3 施工期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，道路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。施工单位定期进行检查，避免事故性油类泄漏，减少油类物质对周边土壤的影响。

钻井施工废水均不外排，大部分综合利用，部分转运至回注站回注。项目施工期废水均属于间接排放，根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）判定地表水评价等级为三级B，可不进行水环境影响预测，本次评价就本项目施工期地表水环境影响进行简要分析，项目钻井期间对区域地表水影响分析如下：

（1）项目用水对区域水资源影响

本项目施工期的生产用水和生活用水来自于自打机井。由于项目生产用水量小，区域地下水埋深较浅，合理安排施工季节，尽量不在枯水期取水，用水前做好与当地村民沟通协调工作，项目取水不会对周边村民用水造成影响；若必须在枯水期取水要首先满足周边居民用水的要求，无法满足则备用水源作为生产用水。项目生活用水量小且不外排，故项目建设生产及生活用水不会对区域地表水资源造成影响。

（2）对区域地表水影响

本项目生活污水经一体化撬装厕所收集后定期由清粪车拉运至较近生活污水处理厂处理，不外排；项目产生的钻井废水、洗井废水和压裂返排液分别被贮存于井场泥浆不落地装置和放喷池中。根据工程分析中的废水收集回用措施可知，废水罐和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。

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和堰塘造成影响，但属于正常的雨水排放，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。

由于项目拟建地周围存在水塘，为了进一步做好对附近地表水的保护工作，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，加强监管内外排水沟，确保污水不流出井场。

②在做好泥浆不落地区域和放喷池的清运工作同时，建议加大集水坑尺寸或者改建为废水池，做好防渗。

③施工时间尽量避开雨季，废物在拉运过程中经过河渠附近时，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暂存罐或应急罐、放喷池，拦截可能流出井场外的废水，保持内环沟、集污坑、方井、泥浆不落地装置应急罐等常空。

在废水外溢事故发生，集水坑拦截失效时，在集水坑附近等低洼区域以及外溢口处采用沙包、装土编织袋等拦截措施阻止废水进入外环境，同时保持泥浆不落地区暂存罐、应急罐和放喷池常空，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暂存罐或应急罐、放喷池并及时处理转运。

在严格采取执行上述措施，确保废水不外排和外溢后，井场内的废水不会对井场周围地表水体产生影响。此外，项目产生的钻（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，剩余不可回用部分定期用密闭罐

车运至孟家压裂液周转基地暂存，用于该区块钻井配置压裂液，不外排；压裂返排液若水质能达到回用要求，则用密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存，用于该区块钻井配置压裂液，不外排；若水质不能达到回用要求，则用密闭罐车运至袁家污水处理站预处理后交孝蓬101井组回注站回注地层，不外排；项目废水产生量少，经处理达标后污染物排放量也少，对当地地表水环境的影响属可接受范围。

(3) 对项目周边农田影响

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，废油清理外运；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，对周边农田影响甚微。

7.1.4 施工期固体废物影响分析

(1) 钻前工程废渣

本项目新增占地面积小，钻前工程量小，工程多余弃土主要是井场的表层耕作土，这些弃土在施工过程中先临时堆放在井场外临时表土堆场，并用篷布遮盖，以防止水土流失和土壤中养分的流失，同时在临时堆存处周围设置排水沟，避免雨水冲刷，造成水土流失。待钻井结束后，临时表土堆场堆放的弃方全部用于对临时用地范围内的地表进行地貌恢复和农业生产恢复。通过采取上述措施后，施工过程中产生的临时弃方不会对环境产生影响。

钻前工程产生其他的建筑废料、弃渣，产生量较少，钻前工程生活垃圾得到统一收集，建筑废料、弃渣、生活垃圾等对环境的影响小。

(2) 钻井固废

钻井岩屑、泥浆、洗井废水等经井场泥浆不落地工艺固液分离后产生钻井固废约 1613.5t，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，钻井固废属于第II类一般固体废物，收集后采用密闭罐车转运至表 1.4-4 所列有资质单位进行资源化利用，对环境的影响小。

(3) 井队生活垃圾

井场和生活区分别设置垃圾坑收集，定期按井场所在地场镇环卫部门相关要求实施统一妥善处置，对环境影响轻微。

(4) 废油

项目钻井过程中产生的废油量较少，主要为设备维护产生的润滑油、清洗油等，属于偶尔产生，产生量小，能有效收集，约 2.0m³，经有效收集后回收综合利用。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含油废棉纱交由有资质的单位处理。

收集的废油暂存于废油桶，废油桶置于做了防渗的废油桶堆放区存放，做好堆放区的防渗围堰，并采取了防风、防雨、防晒、防渗漏的四防措施，地面耐腐蚀且无裂缝，废油暂存区选址符合危废暂存要求。堆放区能够暂存钻井时用的废油桶，本项目废油产生量小，且废油在产生过程中可以做到不断综合利用，2个废油桶足够暂存废油产生量，暂存能力能满足废油产生量要求。在收集、暂存中同样做好记录，并张贴明显危废标志，做好管理工作，废油不会泄露，也难以挥发，且置于设置了围堰的防渗区，围堰区容积远远大于其可能泄漏量，若发生泄露后不能及时发现处理，也不会进入外环境，对外环境造成影响。

(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，在合理收集、回收利用后，对环境影响轻微。

综上所述，项目施工期固体废物均可得到综合利用和妥善处置。同时，本次环评要求罐体设置顶棚，池体应按规范要求作硬化防渗处理，防止雨水冲刷和滤液外溢、下渗，避免对地面水和地下水造成污染。在认真落实后，该项目产生的固体废物对环境的影响较小。

7.1.5 施工期声环境影响分析

钻前工程的噪声主要是推土机、挖掘机、载重汽车等运行中产生的，钻前施工工程量小，施工时间短，作业噪声级较低，且为野外作业，夜间不施工，在加强对施工作业时间的管理和施工器械的保养工作后，钻前工程对附近居民

的噪声影响是可以接受的。由于项目处于2类声功能区，钻井期间噪声评价工作等级为二级评价，钻井期间的噪声影响分析如下：

(1) 预测范围、预测点位

井场周边200m范围的各居民点。

(2) 声源分析

根据钻井的实际情况，项目采用常规钻工艺，为机械钻机。

本工程采用网电，钻井工程噪声主要分为钻井动力设备噪声，其中钻井噪声主要来源于正常生产过程中的钻机、泥浆循环系统中的泥浆泵、振动筛等，非正常工况（停电）下启用柴油发电机组，新增柴油发电机运行噪声。

正常情况下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。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)。

非正常情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。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，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)。

(3) 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：

$$LA(r) = LA(r_0) - A = LA(r_0) - A_{div} - A_{atm} - A_{gr} - A_{bar} - A_{misc}$$

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

A_{div} ——声波几何发散引起的倍频带衰减量

A_{atm} ——空气吸收引起的倍频带衰减量

A_{gr} ——地面效应引起的倍频带衰减量

A_{bar} ——屏障引起的倍频带衰减量

A_{misc} ——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，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： $A_{div}=201g(r/r_0)$

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。

(4) 噪声预测结果

①正常（网电）工况

根据平面布置，主要噪声设备位于井口及后场，叠加噪声源强 99.5dB(A)，等效噪声源位置按位于井场中心位置预测，厂界距离噪声源约 25m~55m，忽略地面效应和山体树林隔挡，场界噪声仅考虑设备用房的衰减量为 2dB(A)，100m 范围外敏感点考虑地面及设备用房的衰减量为 5dB(A)，根据 $A_{div}=201g(r/r_0)$ 模式预测计算厂界噪声值范围为 62.7dB(A)~69.5dB(A)，距井口 100m 处噪声贡献值约为 54.5dB(A)，距井口 200m 处噪声贡献值约为 48.5dB(A)。

表 7.1-1 东峰 102 井组钻采工程网电工况钻井噪声影响

点位	项目	贡献值		超标情况		《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB12523-2011 标准
		昼间	夜间	昼间	夜间	
最近场界处 25m	昼间	69.5		达标		70
	夜间	69.5		超标		55
最远场界处 55m	昼间	62.7		达标		70
	夜间	62.7		超标		55
		贡献值	背景值	预测值	超标情况	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准
距井口100m 处	昼间	54.5	52	56.3	达标	60
	夜间	54.5	48	55.4	超标	50
距井口200m 处	昼间	48.5	52	53.6	达标	60
	夜间	48.5	48	51.2	超标	50
最近敏感点约 122m处	昼间	53.7	52	55.9	达标	60
	夜间	53.7	48	54.7	超标	50

由于昼夜连续作业，昼夜噪声变化不大，正常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。考虑山体、树林的遮挡、吸收衰减后，本项目钻井期正常工况噪声贡献值预测结果见图 7.1-1。

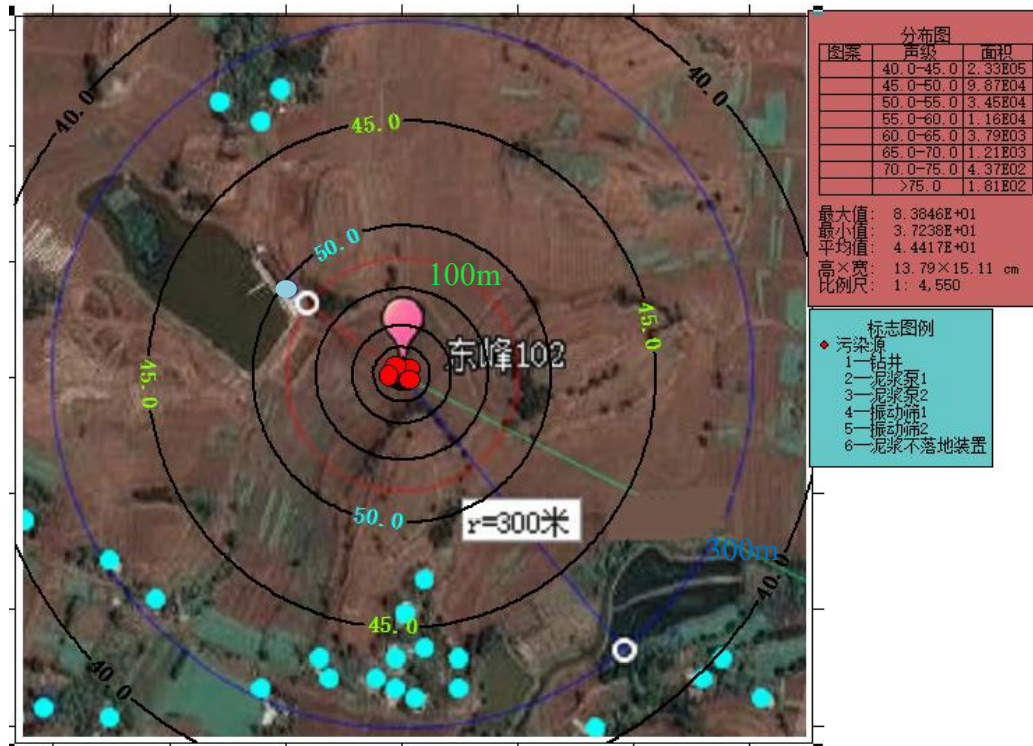
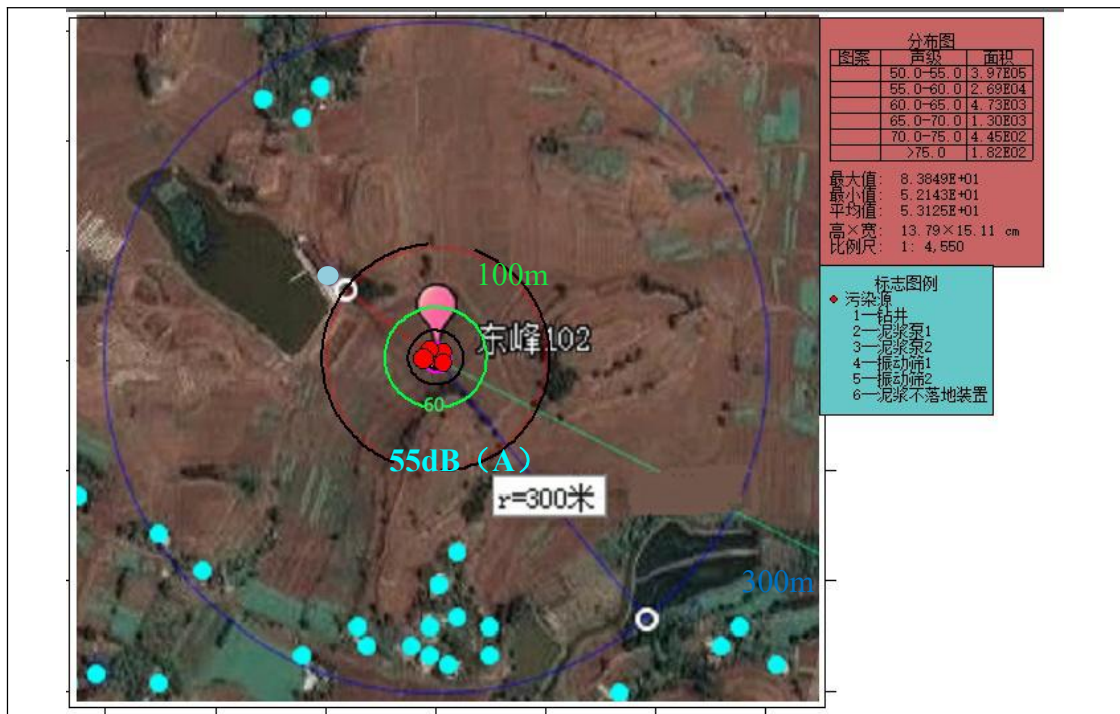
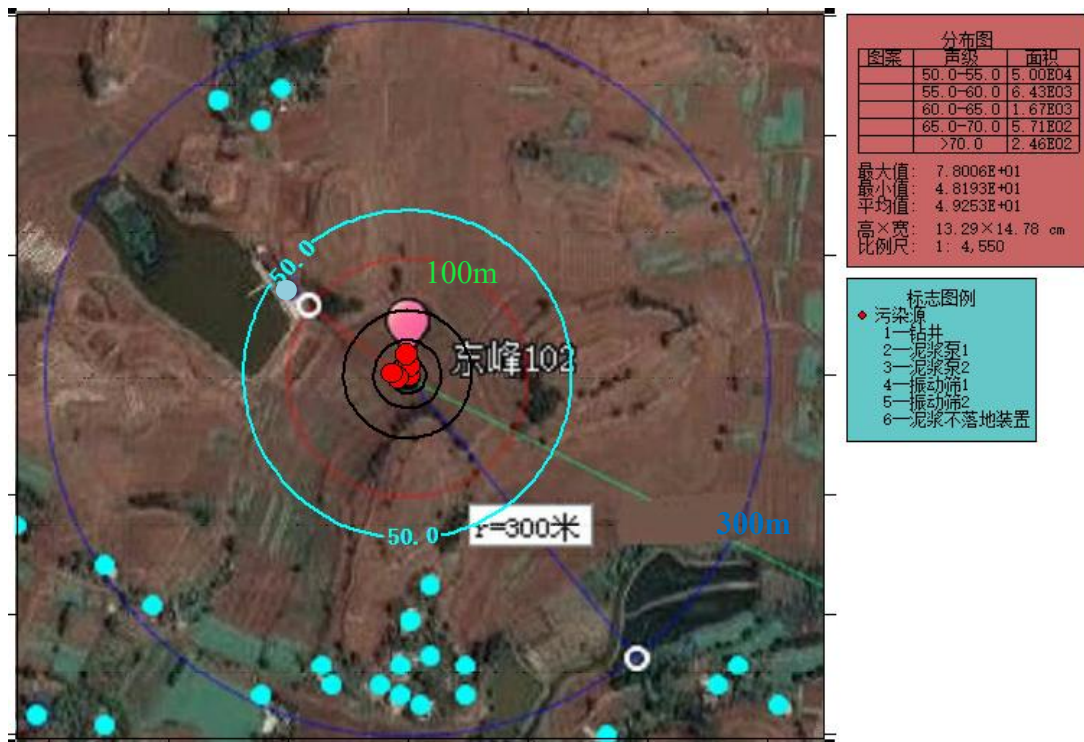


图 7.1-1 东峰 102 井组钻井期电网工况噪声贡献值等声级线图

图 7.1-1 预测结果可知，项目场界在夜间有超标现象出现。对环境敏感点叠加贡献值后预测结果见图 7.1-2。



昼间



夜间

图 7.1-2 东峰 102 井组钻井期电网工况环境噪声预测值等声级线图

对环境敏感点噪声预测值通过贡献值叠加本底值后可知，东峰 102 井组网电工况下钻井期间的噪声达标距离昼间在距井口 51m 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最远约 140m 处，项目敏感点主要分布在南侧，超标范围内除一家满溪生态农业科技有限公司，位于井场西北侧 122 米外无其他居民分布。项目周边距离较远的居民与项目之间有树林遮挡，项目网电工况下难以对其造成噪声污染影响。因此，正常情况下项目的建设会对周围居民的噪声影响较小。

②非电网工况

使用柴油发电机的柴油机工况下叠加噪声源强约 101.8 dB(A)，厂界距离井口约 25m~55m，忽略地面效应和山体树林隔挡，场界噪声仅考虑设备用房的衰减量为 2dB(A)，100m 范围外敏感点考虑地面及设备用房的衰减量为 5dB(A)，根据预测计算厂界噪声值范围为 63.5dB (A)~71.2dB (A)，距井口 100m 处噪声贡献值约为 56.8dB(A)，距井口 200m 处噪声贡献值约为 50.8dB(A)。

表 7.1-2 东峰 102 井组非电网工况钻井噪声影响 dB (A)

点位		项目		贡献值		超标情况		《建筑施工场界环境噪声排放标准》GB12523-2011 标准
		昼间	夜间	贡献值	背景值	预测值	超标情况	
最近场界处 25m	昼间	71.8					达标	70
	夜间	71.8					超标	55
最远场界处 55m	昼间	65					达标	70
	夜间	65					超标	55
				贡献值	背景值	预测值	超标情况	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准
距井口100m处	昼间	56.8	52	58.0			达标	60
	夜间	56.8	48	57.3			超标	50
距井口200m处	昼间	50.8	52	54.5			达标	60
	夜间	50.8	48	52.6			超标	50
最近敏感点约 122m处	昼间	54.2	52	56.2			达标	60
	夜间	54.2	48	55.1			超标	50

由于钻井昼夜连续作业，昼夜噪声变化不大，非电网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，非正常工况出现的频率低、时间短，在当前技术经济条件下，难以满足场界达标。考虑高程差和山体、树林的遮挡、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7.1-3。

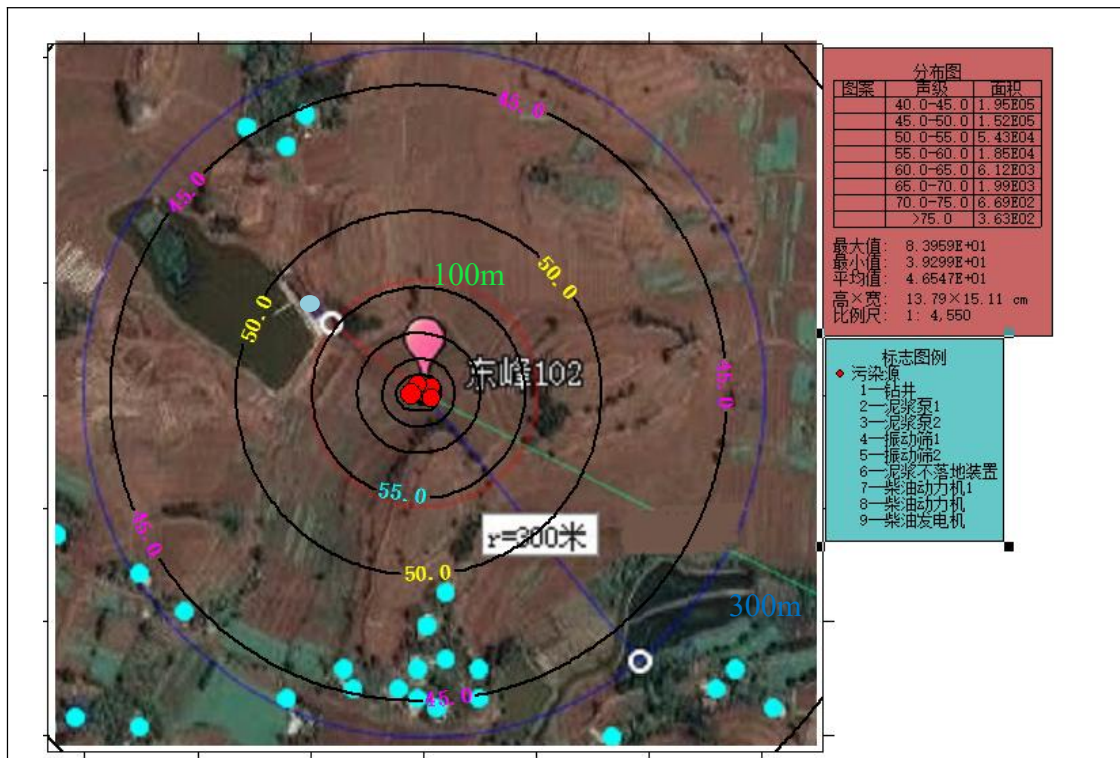
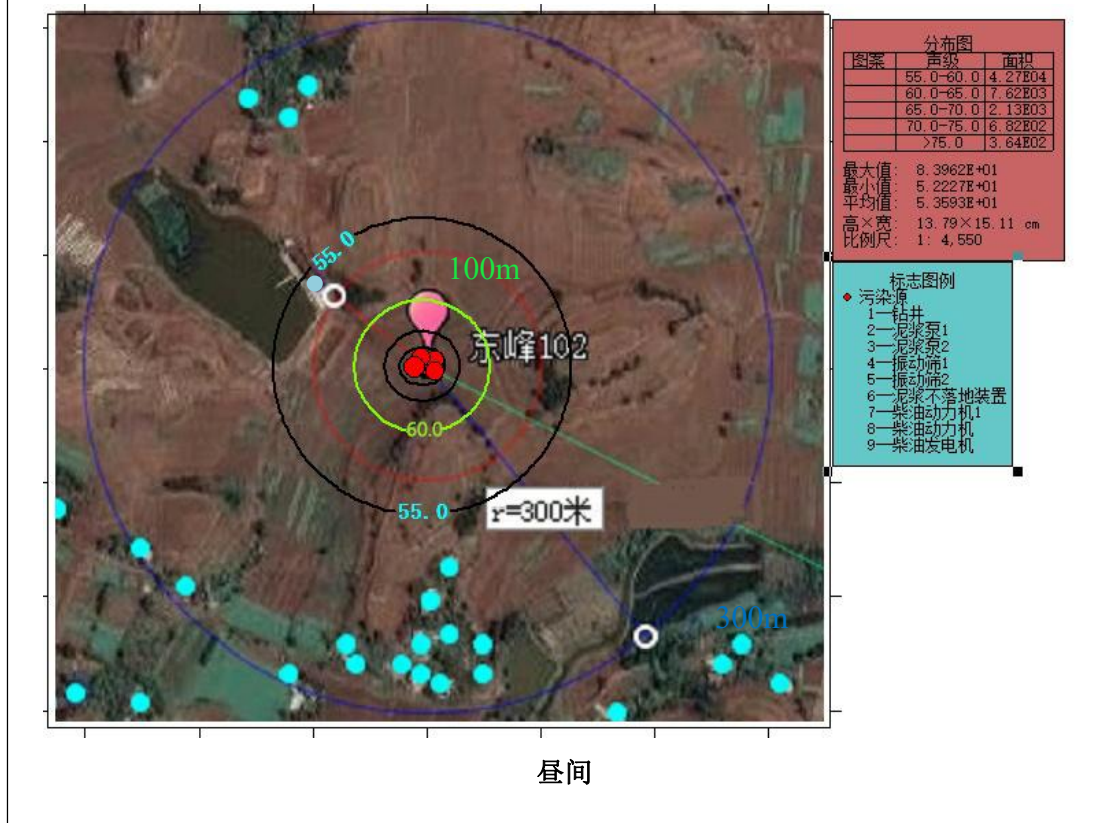


图 7.1-3 东峰 102 井组非电网工况下钻井期噪声贡献值等声级线图

根据图 7.1-3 预测结果，项目场界在昼间和夜间均有超标现象出现。对环境敏感点叠加贡献值后预测结果见图 7.1-4。



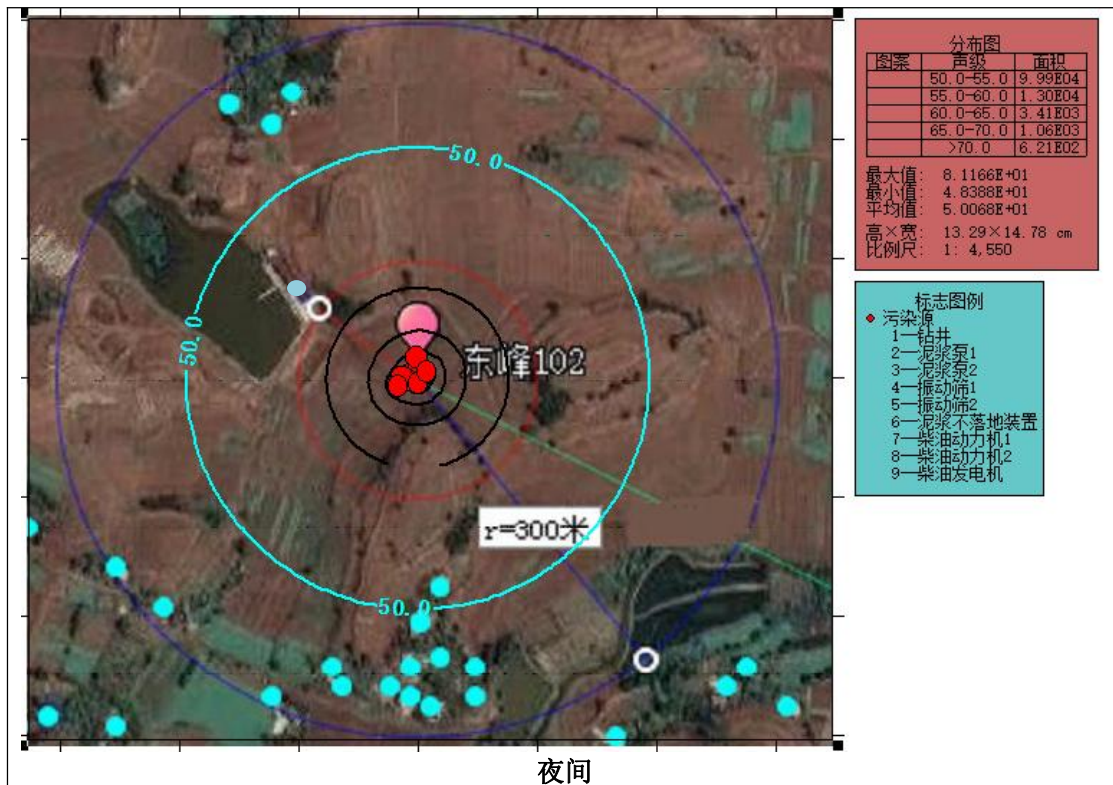


图 7.1-4 东峰 102 井组钻井期非电网工况环境噪声预测值等声级线图

对环境敏感点噪声预测值通过贡献值叠加本底值后可知，东峰 102 井组钻井期间的噪声达标昼间在距井口 65m 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最远 190m 处，项目敏感点主要分布在西南侧，超标范围内有 3 户 11 人居民分布。项目周边其他居民不在超标范围内，且距离较远与项目之间大多有树林遮挡，项目非网电工况下难以对其造成噪声污染影响。因此，非网电情况下项目的建设会对周围居民的噪声影响较小。

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。

为进一步降低噪声对周边居民的影响，钻井期间建设单位应采取如下措施：

a、井场平面布置时，已合理布置了主要噪声源，使其尽量远离农户居住地；

b、停电等紧急情况下为办公及生活提供电力的发电机房，采用特殊的减震，并安装吸声材料；泥浆泵设置泵房；停电等紧急情况下为钻机提供动力的柴油机安装消声装置和设置减震基础；为钻井控制系统和办公等供电的发电机

安装隔声和吸声棚等噪声控制措施后，可降低噪声 15dB(A)；

为尽量减小噪声对周围居民的生活影响，建设单位应在钻井期间采取如下措施：

a、合理安排施工时间，尽量缩短施工周期；

b、在开始钻井前，应认真做好周围居民的协调和沟通工作，确保钻井工程的顺利进行；

c、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；

d、尽量使用噪声较低的设备。

综上所述：井场采取积极有效的措施，有效的减小了项目施工对周边居民的影响。同时由于钻井噪声属于施工噪声，钻井时间较短，随着钻井工程的结束，本项目对周边环境造成的影响也会随之消失。

②压裂噪声环境影响分析

本项目压裂作业入井液量小，压裂时间短，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 95~100 dB (A)，由于压裂机组设备分布较为集中，距离敏感点较远，敏感点与项目之间具有高程差，且有诸多树林间隔。根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.5-2009)：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，则本工程压裂期间叠加后的噪声源强为 109dB(A)。压裂作业仅在昼间进行，不在夜间施工，施工时间短，单井约 2~5 天完成压裂作业，且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。

③测试放喷噪声影响分析

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，时间为 3~6 小时，井口压力最大为 10MPa，气体流量按 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 计，噪声源强度约为 95-105dB (A)。项目通过在放喷池设置三面建 3m 的围墙，可以降低一定的噪声；同时由于测试放喷时间较短，仅 3-6h，并选择在昼间进行测试，随着测试的结束，噪声影响也消失。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。

7.1.6 施工期地下水影响分析

浅层地下水是当地居民的生活饮用水源，项目区地下水循环是由多个小型水循环单元组成，呈动态不稳定，地下水长期处于降雨、入渗、自然或人工排泄的周期循环中。本工程建设施工过程中，钻井、固井等井下作业的地表污染物下渗可能污染浅层地下水，但由于其水循环动力相对较小，其影响范围也相对较小。在浅层钻井期间使用清水钻，可有效地降低对浅层地下水的污染。具体影响预测评价见地下水环境影响评价专项评价相关章节内容。

7.1.7 施工期土壤环境影响分析

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，项目施工期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。根据现场调查和收集资料，项目及周边存在耕地等土壤环境敏感目标，土壤环境敏感；项目占地面积 8370m²，小于 5 公顷，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，评价范围为项目占地范围外推 200m 的范围。

本项目占地面积小，用地性质采取措施和办理相关手续后符合当地规划和土地利用性质。项目施工期时间短、工程量小，施工占地范围小，对土壤环境的扰动较小。项目在施工过程中使用施工材料及建渣采取防雨、防水措施，不会因淋溶入渗土壤环境；钻井选用全井段套管保护+水泥固井工艺，在设计表层用清水钻井以避免重点关注的表层含水层和浅层土壤受泥浆污染，并在钻井中遇到浅水层，下套管时注水泥封固，防止地下水层被地层其它流体或钻井泥浆污染，在 202m 以下，采用较清洁的水基泥浆，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；钻井井场设置了清污分流和分级分区防渗，最终产生的较清洁废水回用或者通过密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存，用于该区块钻井配置压裂液，废水不会进入土壤环境；钻井固废利用泥浆不落地工艺现场处理后，产生固废以含水率约 60%的泥饼暂存于泥饼接收槽，定期转运至表 1.4-4 所列有资质单位进行资源化利用，生活垃圾专用生活垃圾桶收集，生活污水经一体化撬装厕

所收集后定期由清粪车拉运至较近生活污水处理厂处理，不外排，禁止现场垃圾和污水随意乱排乱放，固废不会直接暴露于项目空地和外环境，项目因污染物撒漏进入土壤环境的可能性小且能及时发现和处理，因此项目对土壤环境造成影响很小。

本次土壤环境影响评价类比同类地区同类土壤类型的同类项目进行分析，具体选择了中江丘陵地区的江沙 330 井组钻采工程和江沙 211-9HF 井组钻采工程。

江沙 330 井组钻采工程：中石化在四川中江丘陵地区中江县杰兴镇秀塘村实施的江沙 330 井组钻采工程属于中江丘陵地区，土壤类型均为紫色土，采取相同或相近的钻采工艺和钻采物质、设备，具有可类比性。建设单位拟在江沙 330 井站内新建钻井项目，故此环评单位对江沙 330 井组钻采工程进行了环境质量现状监测，根据对正在钻井施工的江沙 330 井组钻采工程项目的环境质量现状监测报告，监测单位在 2020 年 4 月 14 日取样时，江沙 330 井采气试运营，江沙 330-1 井正在钻井施工，在井场内布置 1 个表层点、3 个柱状样点，井场外布置 2 个表层点，井场内建设用地基本项目均满足《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“水旱轮作地”用地类型筛选值（pH6.5~7.5），井场内建设用地特征因子石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）(GB36600—2018)》筛选值、氯离子满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的Ⅲ类标准；土壤理化性质也无酸化、盐化或碱化现象。井场外上游出现 1 个点位镉超标现象，镉并非钻采项目特征污染，根据区域地质资料，镉超标主要是由于区域镉本底值高造成，与江沙 330 井组钻采工程实施无关系。由此可见，江沙 330 井组钻采工程的施工并未对土壤环境造成污染。

江沙 211-9HF 井组钻采工程：中石化在中江丘陵地区辑庆镇实施的江沙 211-9HF 井组钻采工程属于中江丘陵地区，土壤类型均为紫色土，采取相同或相近的钻采工艺和钻采物质、设备，具有可类比性。根据江沙 211-12HF 井组钻采工程对正在钻井施工的江沙 211-9HF 井组钻采工程项目的环境质量现状监测报告，监测单位在 2019 年 8 月 7 日取样时，江沙 211-9HF 井采气试运营，

江沙 211-10HF 井刚钻井完成准备测试求产，在完钻井场内布置 1 个表层点，井场外布置 2 个表层点，基本项目均满足《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“水旱轮作地”用地类型筛选值（pH6.5~7.5），特征因子石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）(GB36600—2018)》筛选值、氯离子满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准；土壤理化性质也无酸化、盐化或碱化现象。由此可见，江沙 211-9HF 井组钻采工程的施工并未对土壤环境造成污染。

根据调查和资料收集，西南地区的平原及丘陵低山地区的中石化、中石油天然气钻采项目，在施工期均未发生过土壤环境污染事故和土壤环境投诉，天然气钻采项目施工期对土壤环境的影响是很小的。

本项目土壤环境类比分析情况见表 7.1-3。

表7.1-3 本项目土壤环境影响类比分析表

类比项目	本项目	江沙330井组钻采工程	江沙211-9HF井组钻采工程	类比结果
地理位置	资阳市雁江区	德阳市中江县	德阳市中江县	/
项目建设内容	天然气钻采工程，使用水基泥浆钻井作业，压裂采用加砂压裂，钻采工艺为西南地区常规标准工艺，污染防治措施为西南地区普遍措施	天然气钻采工程，现状为钻采同步，使用水基泥浆钻井作业，压裂采用加砂压裂，钻采工艺为西南地区常规标准工艺，污染防治措施为西南地区普遍措施	天然气钻采工程，现状为刚完钻最后1口井即将测试求产，钻采同步，使用水基泥浆钻井作业，压裂采用加砂压裂，钻采工艺为西南地区常规标准工艺，污染防治措施为西南地区普遍措施	均为不含硫天然气钻采工程，使用原辅材料性质相似，钻采工艺相似，污染物产生和治理措施一致，因此相似
所在地环境特征	位于资阳丘陵地区，土壤类型为紫色土，外环境为耕地、林地和散居农户为主，地下水资源一般，埋深受地形影响较大，丘坡地区普遍较深，平坝地区偏浅	位于中江丘陵地区，土壤类型为紫色土，外环境为耕地、林地和散居农户为主，地下水资源一般，埋深受地形影响较大，丘坡地区普遍较深，平坝地区偏浅	位于中江丘陵地区，土壤类型为紫色土混合紫色土，外环境为耕地、林地和散居农户为主，地下水资源贫瘠，埋深受地形影响较大，除部分地下水汇集区域外，项目所处山区地下水埋深普遍较深	均位于丘陵地区，土壤类型一致，地下水埋深均较类似
土壤环境	项目建设不会导致土壤环境污染事故	根据调查监测，该项目钻采过程均未发	根据调查监测，该项目建设、测试求产、	/

影响	和土壤环境投诉,不会发生土壤环境质量超标和酸化、盐化或碱化现象	生过土壤环境污染事故和土壤环境投诉,无超标和酸化、盐化或碱化现象	钻采同步施工均未发生过土壤环境污染事故和土壤环境投诉,无超标和酸化、盐化或碱化现象	
类比结论	项目建设对土壤环境的影响很小,可接受			

因此,根据项目对土壤环境影响途径分析和类比同类项目同类地区的建设经验,本项目建设对土壤环境的影响是很小的,施工期的土壤环境影响是可以接受的。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耕地复耕。此外,根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)要求,本次评价建议建设单位开展土壤环境跟踪监测,监测计划见表 7.1-4。

表7.1-4 本项目土壤跟踪监测计划

监测点位	样点	监测项目	监测频次
井站占地范围内拟建方井西南侧附近(1#)	表层样、柱状样	含盐量、石油烃、氯化物(Cl ⁻)	每5年开展1次,事故时加密监测
井场占地范围外放喷池西南侧附近(2#)	表层样		
井场占地范围外东北侧耕地内(3#)	表层样		
井场占地范围外西南侧耕地内(4#)	表层样		

综上所述,项目施工期采取诸多保护地下水和土壤环境的措施,并有相应的跟踪监测计划,类比同地区同类项目实施中和实施后对土壤环境均无影响,项目施工期对土壤环境影响很小,对土壤环境的影响是可接受的。

7.2 运营期环境影响分析

采气工程建设内容为场站的建设,施工工作均在完井后的井场内建设,且内容少,施工期很短,其污染物产生量极少,对环境的影响很小。

7.2.1 运营期生态环境影响分析

本项目建设内容为采气站1座,不涉及站外输气管线,采气站场利旧钻井井场占地修建,仅占地3200m²。本项目占地面积小,不涉及特殊生态敏感区和重要生态敏感区,生态环境评价工作等级为3级,对生态环境影响有限。采气区做好景观规划后,对当地景观产生不利影响很小,因此本项目对于生态景观的影响有限,也不会造成区域原有景观被分割而导致形成景观破碎化。

工程建成后,随着地表植被、土壤结构逐渐恢复,水土流失将得到控制。

因此运营期基本不会造成水土流失，对生态环境的影响很小。

7.2.2 运营期大气环境影响分析

项目运营期无长期稳定的大气污染物排放，项目运营期无长期稳定的大气污染物排放，主要为水套炉偶尔使用排放的氮氧化物。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018），本次评价选取 NO_x 为评价指标，按照如下估算模式计算其落地浓度。

式中：
$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}} \times 100\%$$

P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度，mg/m³；

C_{oi} ——第 i 个污染物的大气环境质量标准，mg/m³，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单，本项目位于二类环境空气功能区，NO_x1h 浓度参考限值为 0.25mg/m³。

估算模型所用参数见表 7.2-1。

表7.2-1 估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	/
最高环境温度		36.9°C
最低环境温度		-4.0°C
土地利用类型		耕地
区域湿度条件		湿润
是否考虑地形	考虑地形	否
	地形数据分辨率(m)	/
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/o	/

评价等级判别表见表 7.2-2。

表7.2-2 大气环境影响评价工作等级表

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

本项目各主要污染源正常排放污染物的 Pmax 和 D10%预测结果见表 7.2-3。

表 7.2-3 主要污染源估算模型计算结果表

编号	污染源类型	污染源名称	评价因子	评价标准 (mg/m ³)	C _{max} (mg/m ³)	P _{max} (%)	D _{10%} (m)
1	点源	水套炉	NO _x	0.25	0.00734	2.94	—

根据估算模式计算结果，氮氧化物最大落地浓度出现在下风向104m处，其最大地面浓度占标率在1~10%，因此评价等级为2级，不进行进一步预测与评价。由于水套炉使用时间短，使用不含硫天然气为原料，污染物排放量小，且能达标排放，对环境的影响可接受。

项目建成后，全线采用密闭输气工艺，在生产运行初期不会出现天然气泄漏情况。据类比调查，经过长期的生产运行后，站内装置设备，可能会因密封材料的腐蚀、损耗或接头松动等原因引起天然气泄漏。泄漏出的甲烷稀释扩散很快，对环境的影响是可接受的，对井站内、站外敏感点的影响是可以接受的。

根据邻井运营资料，本项目依托的水套炉使用次数少、时间短，若因实际地质情况差异，需要偶尔使用水套炉，由于使用不含硫天然气作为燃料，燃烧产物为水、二氧化碳和少量高温状态下形成的氮氧化物，且水套炉只在冬天气温低的时候偶尔使用，使用时间短，根据核算氮氧化物产生量很小，对大气环境不会造成明显影响。

此外，系统超压、设备检修等情况，会排放一定量天然气。由于天然气排放量少，项目总计约100m³/a，为间歇排放，不含H₂S，且甲烷密度远低于空气密度，稀释扩散快，通过高度为10m放散管排放和空气稀释扩散后，影响时间很短，对井站周围大气环境不会造成明显影响，影响是可以接受的。

综上所述，本项目产生废气对周围环境的影响较小。

表7.2-4 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input checked="" type="checkbox"/>
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长5~50km <input type="checkbox"/>	边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥200t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>	<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5})		包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>

		其他污染物 ()						
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录D <input type="checkbox"/>	其他标准 <input type="checkbox"/>			
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>	一类区和二类区 <input type="checkbox"/>			
	评价基准年	(2019)年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>	现状补充监测 <input type="checkbox"/>			
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>			不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUF F <input type="checkbox"/>	网络模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
	预测范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子 ()				包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% <input type="checkbox"/>				C _{本项目} 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率>10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率>30% <input type="checkbox"/>		
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长 () h		C _{非正常} 占标率≤100% <input type="checkbox"/>		C _{非正常} 占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>				C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>		
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>				k>-20% <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测	监测因子: ()			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子: (CH ₄)			监测点位数 (1)		无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/>					不可以接受 <input type="checkbox"/>	
	大气环境保护距离	距 () 厂界最远 () m						
	污染源年排放量	SO ₂ : () t/a	NO _x : (0.0096) t/a	颗粒物: () t/a	VOCs: () t/a			
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项								
<h3>7.2.3 运营期固体废物影响分析</h3> <p>本项目为有人值守站场, 井站最多人数为4人, 生活垃圾产生少, 经有效收集, 并送井场所在地的城镇垃圾系统, 废油收集后暂存于做了防渗的污水罐</p>								

区，并采取四防措施，井站间综合利用，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含油废棉纱交由有资质的单位处理，不会对环境造成污染影响。凝析油作为产品，经凝析油收集罐收集后暂存于污水罐区，定期转运至川西采气厂凝析油收集站处理后作为产品销售。因此运营期固废产生量小，均有效收集后合理利用或处置，去向明确合理，不会对外环境造成影响。

7.2.4 运营期声环境影响分析

正常采气时，单井气流在装置中运行产生连续噪声，声压级约60dB（A）。项目在工艺设计中考虑了减少工艺管线的弯头、三通等管件，并选用低噪声设备，噪声源的声级值约55dB（A）以下。由于项目处于2类声功能区，钻井期间噪声评价工作等级为二级评价。由于项目水套炉共用，根据实际设备情况，本项目5口井工艺装置区噪声源叠加后声级值约62dB（A），采气期井场为40m×80m，工艺流程区位于井场中心偏前场布置，工艺流程区距离最近居民点约122m。噪声影响预测结果见表7.2-2。

表7.2-2 采气期噪声影响预测

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#	左场界	10	/	/	42.0	42.0	/	/	达标	达标
2#	后场界	20	/	/	36.0	36.0	/	/	达标	达标
3#	前场界	60	/	/	26.4	26.4	/	/	达标	达标
4#	右场界	30	/	/	32.5	32.5	/	/	达标	达标
5#	东峰102井组最近敏感点	122	52	48	20.0	20.0	52.0	48.0	达标	达标
标准值：昼间60dB（A），夜间50dB（A）										

由上表可见，项目运营期通过采取低噪声设备、优化集气站工艺、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。敏感点噪声维持现状，能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准要求。由此可见，运营期项目不会对声环境和敏感点（农户）造成噪声污染影响。

7.2.5 运营期地表水环境影响分析

由工程分析可知，气井所采天然气中含有一定的游离水分和凝析油，凝析油与采气废水一起经节流降压装置后，（冬季气温低时）再经水套炉加热后气外输，废水和凝析油进入分离器，后转入污水罐，由于密度差异，凝析油浮于采气废水表面，凝析油经收集后交由川西采气厂凝析油收集站处理外卖，分离出的采气废水转入污水罐，保证污水达到污水罐容积80%前，罐车外运到川西气田高氯废水低温蒸馏处理站进行处理后排入绵远河。井站生活污水产生量小，约0.34m³/d，经一体化撬装厕所收集后定期由清粪车拉运至较近生活污水处理厂处理，不外排。新增废水均属于间接排放，根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）判定地表水评价等级为三级B，可不进行水环境影响预测。天然气开采期间废水产生量小，水质简单，去向明确，根据工程分析章节介绍，本项目运营期废水依托的污水罐和川西气田高氯废水低温蒸馏处理站处理能力满足本项目需求，收集处理工艺在川西地区已运行多年，效果稳定可靠，未发生过处理不佳导致环境污染的事故。因此，本项目运营期不会对地表水环境造成不良影响。

表7.2-3 建设项目地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input checked="" type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵地及索耳场、越冬场和洄游通道、天然渔场等水体；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input checked="" type="checkbox"/> ；pH值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位（水深） <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
评价等级	水污染影响型	水文要素影响型	
	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 A <input type="checkbox"/> ；三级 B <input checked="" type="checkbox"/>	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>	
现状调查	区域污染源	调查项目	数据来源
		已建 <input type="checkbox"/> ；在建 <input type="checkbox"/> ；拟建 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> ； 拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	排污许可证 <input type="checkbox"/> ；环评 <input type="checkbox"/> ；环保验收 <input type="checkbox"/> ；即有实测 <input type="checkbox"/> ；现场监测 <input type="checkbox"/> ；入河排放口数据 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	受影响水体水	调查时期	数据来源

现状评价	环境质量	丰水期 <input checked="" type="checkbox"/> ; 平水期 <input checked="" type="checkbox"/> ; 枯水期 <input checked="" type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>	生态环境保护主管部门 <input checked="" type="checkbox"/> ; 补充监测 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
	区域水资源开发利用状况	未开发 <input type="checkbox"/> ; 开发量 40%以下 <input type="checkbox"/> ; 发量 40%以上 <input type="checkbox"/>		
	水文情势调查	调查时期	数据来源	
		丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>	水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ; 补充监测 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>	
	补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
		丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>	()	监测断面或点位个数 () 个
	评价范围	河流: 长度 () km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 () km ²		
	评价因子	()		
	评价标准	河流、湖库、河口: I类 <input type="checkbox"/> ; II类 <input type="checkbox"/> ; III类 <input checked="" type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/> ; V类 <input type="checkbox"/> ; 近岸海域: 第一类 <input type="checkbox"/> ; 第二类 <input type="checkbox"/> ; 第三类 <input type="checkbox"/> ; 第四类 <input type="checkbox"/> 规划年评价标准 ()		
	评价时期	丰水期 <input checked="" type="checkbox"/> ; 平水期 <input checked="" type="checkbox"/> ; 枯水期 <input checked="" type="checkbox"/> ; 冰封期 <input checked="" type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/>		
评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况: 达标 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标状况 <input checked="" type="checkbox"/> : 达标 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 水环境保护目标质量状况 <input checked="" type="checkbox"/> : 达标 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 <input type="checkbox"/> : 达标 <input type="checkbox"/> ; 不达标 <input type="checkbox"/> 底泥污染评价 <input type="checkbox"/> 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/> 水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/> 流域(区域)水资源(包括水能资源)与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 <input type="checkbox"/>		达标区 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标区 <input type="checkbox"/>	
影响预测	预测范围	河流: 长度 () km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 () km ²		
	预测因子	()		
	预测时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 冰封期 <input type="checkbox"/> ; 春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/> 设计水文条件 <input type="checkbox"/>		
	预测情景	建设期 <input type="checkbox"/> ; 生产运行期 <input type="checkbox"/> ; 服务期满后 <input type="checkbox"/> 正常工况 <input type="checkbox"/> ; 非正常工况 <input type="checkbox"/> 污染控制可减缓措施方案 <input type="checkbox"/> 区(流)域环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/>		
	预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ; 解析解 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/> 导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>		
影响	水污染控制和水环境影响减	区(流)域环境质量改善目标 <input type="checkbox"/> ; 替代消减源 <input type="checkbox"/>		

评价	缓措施有效性评价					
	水环境影响评价	排放口混合去外满足水环境保护要求 <input type="checkbox"/> 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/> 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 <input type="checkbox"/> 满足区（流）域环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> 水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 <input type="checkbox"/> 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 <input type="checkbox"/> 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 <input type="checkbox"/>				
	污染源排放量核算	污染物名称 ()	排放量/ (t/a) ()	排放浓度/ (mg/L) ()		
	替代源排放量情况	污染源名称 ()	排污许可证编号 ()	污染物名称 ()	排放量 ()	排放浓度/ (mg/L) ()
	生态流量确定	生态流量：一般水期 () m ³ /s；鱼类繁殖期 () m ³ /s；其他 () m ³ /s 生态水位：一般水期 () m ³ /s；鱼类繁殖期 () m ³ /s；其他 () m ³ /s				
防治措施	环保措施	污水处理设施 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域消减依托其他工程措施 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	监测计划	环境质量		污染源		
		监测方法	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无检测 <input type="checkbox"/>		手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无检测 <input type="checkbox"/>	
		监测点位	()		()	
	监测因子	()		()		
	污染物排放清单	<input type="checkbox"/>				
	评价结论	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可以接受 <input type="checkbox"/> ；				
注：“□”为勾选项，可√；“()”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

7.2.6 运营期地下水环境影响分析

本项目运营期，污水罐区和方井采取重点防渗，同时设置清污分流，对井身固井合格后运行，项目难以对地下水环境造成影响。具体影响预测评价见地下水环境影响评价专项评价相关章节内容。

7.2.7 运营期土壤环境影响分析

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，项目运营期对土壤环境的影响主要为污水罐废水泄漏对土壤造成污染，属于污染影响型项目。根据现场调查和收集资料，项目及周边存在耕地等土壤环境敏感目标，土壤环境

敏感；项目占地面积 8370m²，小于 5 公顷，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，评价范围为项目占地范围外推 200m 的范围。

本项目采气站占地为原钻井期占地，井场利旧钻井井场建设，不新增占地。项目采气运营期对井身固井合格后运行，地层水不会从井筒泄漏进入土壤环境，井站也无生产固废产生和堆放；凝析油经收集后交由川西采气厂凝析油收集站处理外卖；采气废水暂存于污水罐，罐车外运到川西气田高氯废水低温蒸馏处理站进行处理。生活污水产生量小，经一体化撬装厕所收集后定期由清粪车拉运至较近生活污水处理厂处理，不外排；除此之外，无其他废水产生。井场设置了清污分流，污水罐区和方井采取了围堰并防渗，污水罐暂存地层水及时转运，污水发生泄露进入土壤水环境可能性基本不存在，在加强土壤环境的跟踪监测在后，采气期不会对土壤环境造成不利影响。

江沙 203-3HF 井站位于中江丘陵地区，采取相同或相近的钻采工艺和钻采物质、设备，运营时采用同样的采气分离集输工业，相同的污染防治措施。根据监测单位四川省工业环境监测研究院 2020 年 6 月对已经建站运营的 203-3HF 井站进行的土壤环境现状监测数据，2020 年 6 月土壤取样时，项目正常采气运营，监测时在井站内布置 1 个表层点、2 个柱状样点，井站外布置 2 个表层点、1 个柱状样点，各点位监测结果中基本项目均满足《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“水旱轮作地”用地类型筛选值（pH6.5~7.5），特征因子石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）(GB36600—2018)》筛选值、氯离子也满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中的 III 类标准；土壤理化性质也无酸化、盐化或碱化现象。

表7.2-4 本项目运营期土壤类比预测表

类比项目	本项目	江沙203-3HF井站	类比结果
地理位置	雁江区	中江县	/
项目建设内容	天然气钻采工程，非含硫井，不新增占地，钻采工艺为西南地区常规标准工艺，污染防治措施为西南地区普遍措	天然气钻采工程，非含硫井，现状为采气运营期，钻采工艺为西南地区常规标准工艺，污染防治措施为西	目的层一致，钻采工艺相似，污染物产生和治理措施一致

	施, 本项目运营期设污水罐和流程区, 污水外运处理	南地区普遍措施, 运营期设污水罐和流程区, 污水外运处理	
所在地环境特征	位于资阳丘陵地区, 雁江区东部, 土壤类型为紫色土, 外环境为耕地、林地和散居农户为主, 地下水资源贫瘠, 埋深受地形影响较大, 普遍较深	位于中江丘陵地区, 土壤类型为紫色土, 外环境为耕地、林地和散居农户为主, 地下水资源贫瘠, 埋深受地形影响较大, 普遍较深	均位于丘陵地区, 土壤类型一致, 地下水埋深均较类似, 因此相似
土壤环境影响影响	项目建设不会导致土壤环境污染事故和土壤环境投诉, 不会发生土壤环境质量超标和酸化、盐化或碱化现象	根据调查监测, 该项目建设和测试求产均未发生过土壤环境污染事故和土壤环境投诉, 无超标和酸化、盐化或碱化现象	/
类比结论	项目运营对土壤环境的影响很小, 可接受		

由此可见, 江沙 203-3HF 井站的建设和运营也未对土壤环境造成污染。另外, 根据前文分析, 钻采同步的江沙 330 井站和江沙 211-9HF 井站钻采工程均在采气生产, 也未对土壤环境造成污染。同时调查了西南地区诸多天然气钻采工程, 均未出现运营期未对土壤环境造成不利影响, 因此本项目运营期对土壤环境影响很小, 项目在运营期对土壤环境的影响是可以接受的。

表 7.2-5 建设项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
响 识 别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态影响型 <input type="checkbox"/> ; 两种兼有 <input type="checkbox"/>	
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 未利用地 <input type="checkbox"/>	
	占地规模	施工期 (0.935) hm ² , 运营期利用原井场建设, 不新增占地	
	敏感目标信息	敏感目标 (耕地)、方位 (四周)、距离 (1~200m)	
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input checked="" type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()	
	全部污染物	石油烃、氯离子、COD、无机盐、悬浮物、pH	
	特征因子	石油烃、氯离子、pH	
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input type="checkbox"/> ; II类 <input checked="" type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/>	
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input type="checkbox"/>	
评价工作等级		一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>	

状 调 查 内 容	资料收集	a) <input type="checkbox"/> ; b) <input checked="" type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> ; d) <input checked="" type="checkbox"/>			同附录 C 点 位 布 置 图	
	理化特性	见表 3.5-3				
	现状监 测点位		占地范围 内	占地范围外		深 度
		表层样 点数	1	2		0 .2m
	柱状样 点数	0	0	/		
	现状监 测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)(GB36600—2018)》中表 1 基本项目, 共 45 个; 镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌; pH、石油类、氯离 子				
状 评 价	评价因 子					
	评价标 准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.1 <input type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	现状评 价结论	土壤环境质量无超标现象, 也无酸化、碱化及盐化				
响 预 测	预测因 子					
	预测方 法	附录 E <input type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	预测分 析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结 论	达标结论: a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>				
治 措 施	防控措 施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	跟踪监 测	监测点 数	监测指 标	监测频 次		
		3	pH值、含盐量、石油 烃、氯化物(Cl ⁻)	每5年开展1次, 事 故时加密监测		
信息公 开指标	pH 值、含盐量、石油烃、氯化物(Cl ⁻)					
	评价结论	本项目对土壤环境影响小, 采取了相应防控措施, 环境影响可接受				
注 1: “ <input type="checkbox"/> ” 为勾选项, 可√; “()” 为内容填写项; “备注” 为其他补充内容。 注 2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。						

7.3 封井期环境影响分析

完钻后测试结果若表明气井有工业开采的价值, 则在井口装上采气装置正常生产, 其余设备将拆除搬迁, 并对井场废弃物进行无害化治理。若不产天然气或所产气量无工业开采价值或采气结束后, 则将井口用水泥封固后搬迁。搬迁前钻采后污染物应得到妥善处理, 做到工完、料净、场地清。最终开采期结束, 井场不再使用后, 对井口应填平恢复或若保留井口则应设置安全防护装置,

应对井场进行污染治理合格后方可退租，同时放弃的井场应尽可能地按其原来的土地利用状况进行生态恢复或者按土地承包人的意愿转换土地用途（如保留水泥硬化地面作为谷场，保留井场道路作为乡村道路等），同时做好与周边用地的协调。此过程对环境基本无影响。

环境风险评价是分析和预测该项目在钻井、压裂测试过程中存在的潜在危险、有害因素，该项目在建设期间可能发生的突发性事件或事故（不包括人为破坏或自然灾害），引起平台内可燃气体、液体泄漏，所造成的人身安全、环境影响的损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境风险影响达到可接受水平。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）导则要求，本次环境风险评价关注点为环境风险事故状态下对厂（场）界外环境的影响，同时关注生产放喷池泄漏等对当地农田、水体的环境风险影响。

8.1 环境风险评价依据

8.1.1 风险调查

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）以及“关于开展重大危险源监督管理工作的指导意见”（安监管协调字[2004]56号）的有关规定，本项目所开采的天然气不含硫，因此，施工过程中涉及的主要危险物质包括CH₄（易燃易爆）以及停电等紧急情况下使用柴油发电机所需的易燃物质柴油；本项目采气运营期的站场设备包括采气树、分离器、水套加热炉、计量系统、节流调压装置及污水罐，因此，站场设施仅涉及天然气和副产品凝析油，不涉及危险物质的收集、暂存及处置等。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）天然气所含的甲烷属于附录B.1突发环境事件风险物质，其临界量为甲烷10t；柴油和凝析油属于附录B.1突发环境事件风险物质，其临界量为2500t。

8.1.2 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。

1、危险物质数量与临界量比值（Q）

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

式中：q₁, q₂, …, q_n—每种危险物质的最大存在量，t；

Q₁, Q₂, …, Q_n—每种危险物质的临界量，t；

当Q<1时，该项目环境风险潜势为I。

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

本项目大气环境危险物质主要涉及到甲烷（ CH_4 ）和油类（柴油、凝析油、废油）两类物质。根据对同区域须家河组已钻井获气情况类比判断，单井产能一般低于在 $10 \times 10^4 m^3/d$ ，本项目单井预计最大产能为 $10 \times 10^4 m^3/d$ 。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，提燃气密度按 $0.717 kg/m^3$ ，甲烷含量按最大98.16%核算，因此，单井 CH_4 泄漏量最大为0.733t，本项目新建5口井，5口井依次实施，不同时钻井，待上一口井测试求产后进行试采再实施下一口井，试采井安装了井控装置进行采气，几乎不会发生井喷事故。因此2口及以上井同时发生事故的状况几乎不可能发生，因此本项目事故时 CH_4 泄漏总量按单井计最大为0.733t，小于其临界量10t。钻井阶段现场柴油储存量最大16t；废油单井产生量约 $0.4 m^3$ ，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 $0.1 m^3$ ，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。

类比川西地区类似井站经验数据，采气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，采气期采气、分离设备管线内单井天然气在线量约12.1kg，其中甲烷在线量为11.9kg，故本项目采气期采气、分离设备管线内约59.4kg，小于其临界量10t。采气期各井安装井控设备和防喷器，对井身进行固井试压合格后生产，采气期各井发生井喷事故的可行非常小，故2口及以上井同时发生事故的状况几乎不可能发生，因此本项目采气期事故时 CH_4 泄漏总量按单井计最大为0.733t。因此，本项目采气期井站甲烷最大量为0.792t，小于甲烷临界量为10t。采气阶段凝析油采用10个25L的油桶暂存，井站暂存凝析油为地层水和凝析油的混合物，含水量约50%，其危险性远小于处理后的产品凝析油。凝析油和地层水混合物最大储存量为 $0.25 m^3$ ，密度约0.85，按最不利情况凝析油量最大为0.213t；废油单井约0.01t/a，本项目共计约0.03t/a，采用1个25L油桶存放，最大存放量约0.0213t；因此采气期共计最大约0.234t油类存放，远小于临界量为2500t。

表8.1-1 本项目环境风险物质数量与临界量的比值 Q 统计表

钻井期	序号	物质	q_n , 储存量, t	Q_n , 临界量, t	Q
	1	甲烷	0.733	10	0.0733
2	油类	16.085	2500	0.0064	
合计					0.0797
采气期	序号	物质	q_n , 储存量, t	Q_n , 临界量, t	Q
	1	甲烷	0.792	10	0.792

2	油类	0.234	2500	0.0000936
合计				0.0793

根据表8.1-1计算可知，企业的主要危险物质：钻井期天然气所含的甲烷和柴油的Q值计算结果为0.0797，Q值<1；采气期天然气所含的甲烷和凝析油的Q值计算结果为0.0793，Q值<1。因此，该项目环境风险潜势为I。

8.1.3 环境风险评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）进行项目环境风险评价工作等级划分，划分等级见表8.1-2：

表8.1-2 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”。

8.2 环境敏感目标概况

本工程拟选址位于四川省资阳市雁江区丹山镇黑沙村，根据前文介绍的外环境关系及选址合理性分析，本项目外环境关系简单，无环境制约因素，项目选址合理，项目与外环境相容。东峰102井组钻采工程主要环境保护目标见表3.7-1。

8.3 环境风险识别

8.3.1 物质危险性识别

根据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)以及“关于开展重大危险源监督管理工作的指导意见”(安监管协调字[2004]56号)的有关规定，本项目原料、燃料、介质和产品中主要为天然气，属于易燃品，存在发生火灾、泄漏、爆炸等突发性风险事故的可能性。

根据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2009)的有关规定，本项目原料、燃料、介质和产品中主要为天然气和柴油、凝析油，均属于易燃品，存在发生火灾、泄漏、爆炸等突发性风险事故的可能性。

本项目所开采的天然气不含硫，因此，施工过程中涉及的主要危险物质包括CH₄(易燃易爆)、副产品凝析油以及停电等紧急情况下使用柴油发电机所需的易燃物质柴油。

1、天然气

(1) 物质特性

从沙溪庙组开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。作为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。

本项目属天然气开发井，目的层为须家河组，根据钻井设计及邻井不同层位的测试情况，可能会钻遇多层含气层，根据中石化多年的勘探成果，本项目钻遇地层均不含硫。根据勘探成果及区域内已开发测试情况，本项目钻遇地层除目的层外其他地层含气量和压力均很小，且本项目只对目的层重点勘探，在其他地层不做储层改造等作业，各开完钻后及时固井，故本项目在其他地层发生井涌、井喷的可能性基本不存在。因此本项目重点关注目的层须家河组非含硫气层的井喷情况。根据区域内邻井测试情况，项目目的层须家河组H₂S含量为0g/m³，甲烷约738g/m³，井喷时井口压力最大为20MPa，最大测试流量10×10⁴m³/d，井喷天然气放喷时间按最大量15min计，总计天然气泄漏量25002m³，天然气中甲烷的泄漏量为0.808t。

《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)将使用或产生甲烷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8.3-1。

表8.3-1 甲烷危险、有害特性表

标识	中文名	甲烷	英文名	Methane
	化学式	CH ₄	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(°C)	-182.5	相对密度(水=1)	0.42/-164°C
	沸点(°C)	-161.5	相对密度(空气=1)	0.55
	饱和蒸汽压(kpa)	53.32(-168.8°C)		
	临界温度(°C)	-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/m ³	
		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、 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(°C)	-188	爆炸下限(v%)	5
	自然温度(°C)	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°C，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。		

泄漏处理	1、切断气源，喷雾状水稀释、降温，抽排(室内)或强力通风(室外)。2、切断火源，迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽。3、应急处理人员应戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。4、如有可能，应将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉；也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。5、漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。
------	--

(2) 分布情况

本项目井站内部天然气主要分布在钻井期地层内及可能的井筒内，采气期主要分布在采气工艺设备、及站场内部管道中。钻井期甲烷最大在线量为0.733t，主要分布在井筒内和事故发生后分布于井场内。类比西南地区类似井站经验数据，本项目采气期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，站场内设备、工艺管道天然气在线量约60.5kg，其中甲烷在线量为59.4kg，井喷事故时CH₄泄漏总量按单井计最大为0.733t，因此采气期甲烷总存在量约0.792t。

(3) 可能影响环境的途径

施工期：碳氢化合物在钻井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。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遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人、伤亡事故。

运营期：站场工艺管道及压力设备破裂、爆管或操作不当等原因引起天然气泄漏，导致天然气燃烧热辐射、天然气扩散影响环境空气及破坏植被。

2、柴油

(1) 物质特性

钻井及井下作业过程中将使用柴油，柴油具有可燃性。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录B油类物质的临界量为2500t，本项目柴油存储在井场右前方的油罐区内，储油罐系统总储存量约16t，贮存量远小于临界值，不属于本项目的重大危险源。柴油特性见表8.3-2。

表8.3-2 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 泄漏应急处理			
应急处理	切断火源。应急处理人员戴好防毒面具，穿化学防护服。在确保安全情况下堵漏。用活性炭或其他惰性材料吸收，然后收集运到空旷处焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。		
第五部分 操作处置与储存			
储存注意事项	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时轻装轻卸，防止包装及容器损坏。		
第六部分 接触控制/个体防护			
工程控制	密闭操作，注意通风。		
眼睛防护	必要时戴安全防护眼镜。		
呼吸系统防护	一般不需特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴供气式呼吸器。		
身体防护	穿工作服。		
手防护	必要时戴防护手套。		
其他防护	工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。		
第七部分 理化特性			
外观及性状	粘性棕色液体。	闪点(°C)	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(°C)	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。		

3、凝析油

项目采气过程中，从井中采出的天然气或多或少都带有一部分凝析油，凝析油与气田水一起经水套炉加热后，进入分离器，后转入污水罐，由于密度差异，凝析油浮于气田水表面。现场收集后油桶暂存于防渗区，定期运输至川西采气厂凝析油收集站进行处理后外售。凝析油主要分布于污水罐和油桶里面，其特性和柴油差不多。稳定的天然气凝析油是一种液态燃料，其蒸汽会对中枢神经系统产生有害的作用，刺激皮

肤、眼黏膜和上呼吸道。结合工程项目的实际情况，主要危害为凝析油泄漏后地表水、地下水和土壤的影响。

4、废油

项目钻井和采气使用设备过程中，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。本项目钻井期废油量最大为0.085t，采气期废油量最大为0.0213t。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、支气管的炎症、水肿、痉挛、化学性肺炎或肺水肿。接触后可引起燃灼感、咳嗽、喘息、气短、头痛、恶心和呕吐等。皮肤接触可发生接触性皮炎及油疹，可致急性肾脏损害，吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。结合工程项目的实际情况，主要危害为废油泄漏后地表水、地下水和土壤的影响。

8.3.2 钻井过程环境风险识别

1、钻井作业危险性因素识别

在钻井施工过程中，因为设备、人员、环境和管理上的缺陷，存在着众多的危险因素，并由此决定了钻井是石油天然气工程各个部门中的一个相对高危的行业，钻井过程中的事故发生概率相对较高。对本项目而言，可燃气体的易燃、易爆和有源性，钻井作业过程中潜在隐患较多，危险性较大，主要体现在：

①井漏：由于本项目采用是泥浆过平衡钻井，井下泥浆压力大于地层压力，当压力泥浆压力大于地层孔隙压力或破裂压力时会发生井漏。钻井过程中井漏一般发生在钻遇有天然裂缝、溶洞、高渗透低压地层时开钻过猛、下钻速度过快、加重过猛造成井漏或是在固井时中间套管下深不够或不下中间套管致使高低压地层处于同一裸眼井段，造成井漏。

②气侵：钻井过程中如果起钻速度过快，钻头就变成了一个井筒里的活塞，一般会产生抽吸压力，使地层中高压气体进入井眼，这种现象被称为气侵，并且导致井内液柱密度下降，不能对井内的天然气产生足够的压力，严重时会引起井喷。

③井喷：碳氢化合物在钻井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。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遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人、伤亡事故。

2、柴油泄漏的环境风险

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。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。钻井使用柴油，柴油罐布置在井场周围，风险影响主要是罐区的火灾爆炸。油罐设置在防渗的水泥基础上，基础周边设置围栏、收油围堰。油罐密闭，发生大量泄漏的几率小，一般情况阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集在收油围堰内，可有效进行防止污染。罐体破裂导致油类物质大量泄漏的机率小，一旦发生大量泄漏，首先会污染罐体周边土壤，控制不当的情况下，根据周边地势情况，可能会流出井场对井场附近的土壤、地下水、地表水、大气环境造成污染。

3、废水转运的环境风险

工程废水（压裂返排液）的转运采用罐车密闭输送，由于转运路线较长，沿途经过的地区多，存在发生事故所引发的次生环境污染。一旦发生交通事故或其他原因导致废水外溢，一方面可能会将造成土壤和地下水体污染，另一方面，若事故发生在跨河桥梁段，泄漏的废水会直接污染地表水体。

4、含油废水外溢泄漏环境风险

根据设计，本项目在井场内设置了内环沟和集水坑，用于收集场地内的少量含油废水，避免流出场区而造成污染。但若集水坑未及时清空而造成含油废水满池而外溢，将会对区域地表水、土壤和地下水环境产生一定的污染。

8.3.3 采气工程风险识别

1、井口及井场

根据站场流程的分析，井口和井场的主要风险因素分析结论见表8.3 -3。

表8.3-3 井口及井场主要危险、有害因素分析汇总表

位置	危险、有害因素	后果
井口装置	1、在开采设计中，井口装置未按气井压力大小并依据相关规定选用； 2、井口高低压截断阀故障：可能发生的故障有紧急关闭、突然开大、无法动作等，容易造成井口天然气泄漏无法控制； 3、井口堵塞，易造成接口破裂； 4、未对井场操作人员进行井口装置结构知识、操作规范、维护保养等方面的知识培训，造成操作人员不了解井口基本原理、未按照规定的操作规范、未按维护要求定期对阀门进行维护保养。	造成天然气泄漏，可能引发火灾、爆炸事故
站场流程	1、地面安全控制系统内部出现故障，以致不能控制安全阀的运行。 2、未对井场操作人员进行安全阀工作原理、操作规范、维护保养等方面的知识培训，造成操作人员不了解安全阀基本原理，未按照规定的操作规范、维护要求定期对安全阀进行维护保养；	

井场分离计量装置	1、分离器：可能出现超压或腐蚀； 2、计量装置：因孔板阀上下腔密封不严，在清洗或更换孔板时可能发生孔板导板飞出伤人和天然气泄漏。	
井场放空排污系统	1、放空系统出现窜压、堵塞和放空排污阀故障 2、放空系统可能因阀门密封不严或破裂，导致天然气泄漏； 3、自动点火装置故障； 4、操作不当、维护不到位； 5、排污管线腐蚀； 6、排污时液位过低造成天然气窜入污水系统。	低压设备损坏或天然气泄漏； 天然气泄漏污水泄漏释放漏
井场自控及通信系统	1、可燃气体检测报警系统、供电系统故障可能造成监测控制系统失效； 2、因雷击静电、强电磁辐射干扰、自然灾害、第三方破坏和计算机病毒等 3、通信联络不畅通，无法信息沟通，不能及时有效实施应急和救援行动。	通讯系统故障
井场检修	1、由于装置停产检修前吹扫、置换不彻底，或检修部位与有毒介质隔离不好。 2、检修时放空天然气未点燃火，可能引发天然气大量排放到大气，污染环境。 3、站场预留空间较小，修井等检修作业可能对生产设备、管道产生如重物撞击等影响，甚至引发设备、管道破裂释放天然气事故。 4、检修期间，有限空间作业，拆检、敲打、起吊作业，高温露天作业，动火、动焊作业等较多，容易发生窒息、触电、烫伤、摔伤、砸伤、撞伤、火灾、爆炸等事故。	检修人员在有限空间内窒息
存储及转运	1、分离器排污时，可能发生天然气窜入排污管线或排污池，引起火灾爆炸； 2、开井返排期间压裂返排液池（集液池）泄漏； 3、压裂返排液转运其他平台综合利用或回注处理时发生罐车泄漏；	火灾爆炸； 污染环境
雷击静电	1、防雷防静电设施失效。	雷击伤人； 火灾或爆炸事故

2、站内工艺管道

在站内输气过程中各种管线由于腐蚀穿孔等原因造成天然气泄漏，对环境产生较大危害。泄漏的天然气遇到明火还可能发生火灾、爆炸等事故。造成管线泄漏的主要原因如下：

② 机械失效(因材质失效和施工缺陷)导致管道破裂。

②腐蚀穿孔导致管道天然气泄露。本项目建设区域的地下水位高、土壤含盐量高存在对管线的外腐蚀。管线腐蚀一般发生在气井开发后期。

3、废油暂存

废油采用油桶收集暂存，油桶置于防渗区域，废油在站内随时利用，废油发生泄漏并进入外环境的可能性很小。

8.4 环境风险分析

8.4.1 井喷

由于甲烷摩尔质量低于空气，属于轻质气体，随着时间的推移，扩散到空气。本项目目的层成为须家河组，天然气不含硫化氢，主要成分为甲烷，发生井喷事故时，井喷天然气中主要成分为甲烷，由于甲烷摩尔质量远低于空气，属于轻质气体，随着时间的推移，扩散到空气中的甲烷会逐渐上浮，存在火灾爆炸风险。

由于甲烷较轻，井喷发生后，甲烷会迅速上升扩散，同时根据资阳地区的气象条件以及井场周围地形分析，项目四周都很空旷，利于甲烷气体的扩散，故在较短距离范围内，甲烷已经稀释扩散的很充分，在地面上空气中的甲烷浓度已经很低了，同时根据对项目周围环境情况的调查，工程建设区域属于农业生态环境，500m范围内无集中居民区，散居居民点与井口之间距离较远，扩散条件好，所以井喷甲烷扩散不会对周围环境敏感点和关注目标造成明显的影响。此外甲烷气体具有较突出的温室气体效应。

根据对项目周围环境情况的调查，井口周围3km范围内无居民较密集区等，事故条件下，对周围风险敏感点均无影响。若井喷失控点火作业后，火灾风险主要发生在井口周围，井场内无易燃植被，井场周边为种植绿色农作物，无连片树林，不会引发周边火灾危险，但会对距离井口较近农作物等植被造成破坏，但影响面积小，采取经济补偿措施后，影响可接受。若钻井施工时周边耕地处于水稻收割后稻草还田期或其他存放易燃物时期，应在钻井施工前将井口75m范围内易燃稻草等易燃物清理，避免事故时引发周边大面积火灾。此外，在实际钻井过程中，若出现井喷失控事故时，还应根据天然气的释放量、释放压力等，确定应急疏散半径。同时还要将应急预案落到实处，确保事故发生时能及时采取紧急措施，确保危害的最小化，确保周围人民群众的安全。

井涌由于其压力远小于井喷，测试放喷是有控制的放喷，其影响均远小于井喷。

8.4.2 井漏

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质(固井水泥浆等)漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。另外，钻井过程可能破坏含水层结构，影响地下水流场，造成井场周边的农户水井出现水量减少，严重情况下可导致水井干涸。

本项目钻井过程中对钻井液漏失量进行监控，发现钻井液漏失时，及时堵塞固井，

各开完钻后及时下套管水泥固井，能有效避免钻井液漏失对环境造成污染。项目浅层采用导管清水钻，能避免对浅层含水层造成污染，同时导管段施工时间短，完成后立即固井，能大大降低对浅层含水层流场的影响，对周边农户水井影响小。

8.4.3 废水外运过程事故影响分析

本项目废水转运采用罐体装载，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的机率很小，且合格泥浆、返排液、钻井固废等无有毒有害物质，主要是含有机污染物，罐车输送的量约10t/车，一次运输量不大，不会产生严重后果。根据沿海对盐碱地改造的经验，一块盐碱地经2~3次灌淡水浸泡后，便可种植水稻。资阳、成都、德阳地区自然降雨量大，受污染的植被、土壤、农田经过几场雨后便可基本得到恢复。废水罐车转运过程中发生事故污染的可能性极小，在环境所能接受的范围内。

8.4.4 油罐事故影响分析

油罐布置在井场外地势较高处，风险影响主要是柴油罐区的火灾爆炸。油罐设置在基础上，基础周边设置围栏、收油沟以及集水坑。油罐密闭，柴油发生大量泄漏的几率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集在集水坑内，可有效进行防止污染。废油采用油桶收集暂存，油桶置于防渗区域，废油在站内随时利用，废油暂存量小，废油发生泄漏并进入外环境的可能性很小。

8.4.5 套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险影响分析

在施工中，出现套管破裂的概率很小。由于地下岩层的阻隔，事故发生后窜层泄漏进入地表的天然气量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。

该事故主要控制措施是加强对周边3km范围内居民进行宣传教育，遇到此类事故应立即撤离泄漏点，撤离距离根据应急监测确定。企业应在可能的泄漏点周边设置便携监测仪，确定浓度，根据浓度确定具体撤离范围。企业同时应对事故主要是堵漏，通过井口周边放喷管放喷燃烧泄压，减少周边地表泄漏点泄漏量，对地表泄漏点进行点火燃烧。

8.4.6 污水泄露、渗漏以及压裂作业套管破裂的环境风险影响分析

在井站内罐体破裂、发生井喷事故等可能造成钻井液外溢，若处理不及时，可能进入附近地表水体，对地表水产生污染。井场周边地表水体主要为井场南侧小河流和当地居民自建的堰塘，无较大地表水体。这些地表水体主要水体功能为灌溉、养殖、泄洪和部分沿线居民排污容纳水体等非饮用生产、生活用水。根据外环境调查，井场

场地内及场地周围地表水（主要为雨水和部分居民生活污水）主要流向为丘坡向丘谷沟渠汇集，之后就近小河沟，最终汇入沱江。

通过对拟建地地形地貌和河流沟渠分布情况以及泥浆不落地装置、集污坑临时储存的废水量分析可知，事故情况下，外溢废水遇降雨时才会对地表水造成影响。但项目有完善的QHSE管理体系，以及有效的风险管理，发生事故的概率降低，此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对水环境的影响降至最低限度。

考虑到初期雨水以及井场内所有储水设备同时泄露等极端情况时，集污坑规格不够，废水流出井场，对周围环境造成影响，要求建设单位（尤其如果项目施工在雨季时）应确保集污坑的利用效率，保证井场内废水能有效收集进入泥浆不落地装置或放喷池。建议建设单位适当加大集污坑的规格或者将集污坑改建为隔油废水池并做好防渗，增大废水储存规格，避免初期雨水控制不好或极端情况对附近水环境的污染，同时也能更加降低污水泄露对外环境（如地下水、农田）的影响。本次环评要求构建“三级”防控体系：具体如下：

第一级防控措施是对存放废水和原料的罐池定期检查，确认罐池容量不超过设计容量，并及时清空，确保废水暂存容量足够；

第二级防控措施是通过对可能发生废水泄露的罐、池区以及作业区等区域修建围堰，避免泄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区暂存罐或应急池、放喷池，拦截可能流出井场外的废水，保持内环沟、集污坑、方井、泥浆不落地装置应急罐等常空。

在废水外溢事故发生，集水坑拦截失效时，在集水坑附近等低洼区域以及外溢口处采用沙包、装土编织袋等拦截措施阻止废水进入外环境，同时保持泥浆不落地区暂存罐常空，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暂存罐或应急罐并及时处理转运。

同时风险事故状况下压裂作业可能致使套管破裂，压裂液进入含水层，对地下水造成污染。但根据川西钻井多年的经验，在川西地区已钻天然气井中，还未出现套管破裂现象，在严格执行固井规范作业后，套管破裂发生几率微乎其微，且套管破裂后污染物进入潜水含水层可能性不大，通过及时修井能有效截断污染物进入环境，套管

破裂对环境带来影响是有限的，套管破裂带来的环境风险是可以接受的。

8.4.7井眼碰撞或压裂作业导致套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险影响分析

本项目在钻井施工中东峰 102 井组内 5 口井，井眼距离为 5~15m，符合《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T 6396-2014）、《钻井井控技术规范》（Q/SY1552-2012），且各井在浅层直井时严格控制井斜，在深层定向井时，各井朝不同方向，因此井下工具破坏已完钻气井套管的可能性基本不存在（且本项目均为直井）；套管均采用高压无缝钢管，压裂作业在高压压裂时破坏已完钻气井套管的可能性也很小。根据川西地区多年来的钻井记录，井眼碰撞以及压裂作业导致套管损坏在钻井中出现的几率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的几率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后天然气窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多，但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带，泄漏范围在井口外 1km 范围内。由于该井产气中不含硫化氢，不会引起周边居民的硫化氢中毒危害，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。

8.5 环境风险防范措施及应急要求

8.5.1风险防范措施

1、井喷防范措施

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，以适应突发事件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)确保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，无论钻进还是起下钻，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)钻进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进；

(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。

2、井眼防碰措施

①钻井施工保证直井段打直，造斜段误差在控制范围内，采用多点测斜（测井斜与方位）并及时计算轨迹数据，注意各井之间防碰计算。采用防碰计算软件，做出防碰预测，如果进行测斜时，磁干扰严重，采用陀螺测斜仪测斜。

②当井眼与已钻的邻井井眼距离在1.5-2.0米警戒范围内时，必须对钻井参数作调整，采取其它有效措施或提前定向或填井侧钻，防止两井眼相碰。

③井眼相碰时，由于首先要钻穿邻井已下套管周围的水泥环，钻井施工中要严密监测钻屑中的水泥颗粒检查。

④当钻头碰到水泥或套管时，司钻应能感觉鳖跳、扭矩变化，井口返出砂子里面有水泥、铁屑等现象时，当班司钻要立即停钻，查清原因方可继续钻井。

⑤钻井施工作业过程中应加强干部值班制度，严格监督执行施工技术措施，若发现上述情况，应立即停止作业。

3、废水外溢或泄露、废水拉运、油罐事故等风险防范措施

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池底按四周到中心倾斜，避免少量集水因围堰垮塌外流，对集污坑和泥浆不落地装置内集水进行及时清理，建议适当增大集污坑规格或者改建为隔油废水池，确保集污坑有足够的容

量。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。

废水外运应加强对罐车司机的培训教育，增强其安全环保意识，明确提出经过沿途河流要严格控制车速，提高警惕，杜绝事故。在发生事故后应及时采取应急措施，及时堵漏和控制污染尽量不扩散，向主管部门汇报启动预案，同时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险。

加强油罐的管理及安全检查，防止发生结构安全事故引起重大泄漏。

4、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。

5、柴油使用、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，防止油蒸汽的产生和积聚。油罐区均设置有围堰，可防止油罐破损泄漏的柴油污染地表土壤、地表水等。油罐区使用前底部及墙体内侧采用三油两布(沥青、玻璃纤维布)作防渗处理。

(3) 按照危险物品贮存场地相关要求，对柴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。

(5) 建设方将柴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、采气工程风险防范措施

(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漏，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漏污染环境；

(7) 污水罐区设置挡泄漏堤，防止泄漏废水外溢。

7、环境风险防范措施工程监理

为确保工程项目环境风险防范措施合理有效地实施，可在钻井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。

8、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。

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0~500m范围）居民，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（井口周边0.5~3.0km范围）居民撤离。

（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/T 6426-2005），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、凝析油、回用钻井液运输均由中石化西南石油工程有限公司油田工程服务分公司负责运输，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。由于项目废物转运距离较长，运输路线附近饮用水源和水库、河流较多，大多是集中式地下水饮用水源，其他环境敏感区较少。

由于项目废物转运距离较长，运输路线附近饮用水源较多，大多是为集中式地下水饮用水源，其他环境敏感区较少。本次环评要求建设单位合理规划运输路线，尽量

绕避饮用水源保护区和其他自然保护区、风景名胜区等环境敏感区。若本项目废物运输路由无法完全绕避饮用水源保护区，本次环评要求建设单位废物运输路由必须绕避饮用水源一级保护区，在无法绕避必须经过饮用水源二级保护区或准保护区时应遵守饮用水源保护规定，经过集中式地表水饮用水源二级保护区时或准保护区时，应按照《四川省饮用水源保护条例》的规定，应当在驶入该区域的二十四小时前向当地公安机关交通管理部门报告，配备防止污染物散落、溢流、渗漏的设施设备，指定专人保障废物运输安全。通过时严格控制车速，提高警惕，缓慢通过，杜绝事故，并制定相应应急预案和应急措施。在发生事故后应及时采取应急措施，及时堵漏和控制污染尽量不扩散，并向主管部门汇报启动预案，同时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险，尽量避免发生污染物泄漏进入保护区。若污染物事故发生的情况下进入二级保护区，应立即采取应急措施、启动应急预案，及时处理污染，控制污染扩散，并加强取水点的监测，确保不对饮用水源造成污染。若对饮用水源造成影响，应立即采取水源替代措施，并立即治理污染水源，待治理达标后方可供水。

在其他区域若发生泄漏事故，也应参照上述处理方法及时对废物进行处理。

8.5.2 应急要求

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，以及场镇居民、学校、医院等的疏散工作。此外，事故时应根据井喷的实际情况，确定扩大疏散范围，重点为3km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。

（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。

2、井喷或场站泄漏应急疏散预案

当井喷或天然气开采期间出现失控时，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，3km范围内的场镇居民、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做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。本项目南侧有逃生道路，建议撤离时根据风向，选择南侧道路往东侧撤离至安全高处，优先路线为沿南侧道路转移至东侧。

(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。

3、天然气窜层泄漏进入地表应急措施

由于天然气窜层泄漏时，压力小，速率低，不会出现井喷式的泄漏，只要及时组织人员撤离，并及时采取事故应对措施一般情况下不会引起人员伤亡。应对此类事故措施主要是通过加强对钻井返空介质的监测来及时了解井下状况，采取措施避免井漏气窜的发生，钻前加强对周边1km居民的教育培训，遇到此类事故应立即撤离并远离

泄漏点。企业在泄漏点周边设置便携监测仪确定浓度，根据浓度确定具体撤离范围。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，减少周边地表泄漏点泄漏量，此类环境风险是可控的。

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。

5、废水、柴油或凝析油泄漏应急救援预案

(1) 当钻井废水或柴油或凝析油外溢时，应及时围堵，并及时进行清理，确保废水或柴油或凝析油不进入河流中。

(2) 对受泄漏钻井废水或柴油或凝析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、废水、凝析油外运过程应急措施

废水和凝析油外运均采用密闭罐车运输，发生事故时对环境也不会造成重大影响。一旦发生事故，井场废水或凝析油外溢造成环境污染时，现场人员应及时向上级汇报并视情况向当地生态环境局汇报，同时采取有力措施，防止污染扩大。应急抢险应以尽量减少泄漏量、控制废水、凝析油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信联络系统。

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。对受污染的地下水采用抽采方式减缓污染，加快恢复。

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，尽可能切断泄漏源。天然气扩散时间短，通过空气流动自然扩散降低空气中可燃气体浓度。井喷失控点燃后可通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中污染物浓度。对洒水收集的废水经收集后单独处理达标排放。

9、应急联动

(1) 上层联动：本项目所在的资阳市、雁江区、丹山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。

10、应急预案

钻井是公共单位应与当地政府相关部门、群众进行协商、沟通，共同参与制订应急预案，尤其是涉及项目风险影响范围的丹山镇政府以及黑沙村村委会。应根据项目特点，参考其他钻井工程中好的应急预案，编制东峰102井组平台钻井工程环境风险应急预案。

应急预案应满足当前国家对环境风险管理的要求，内容应包括污染与生态破坏的应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施。《井喷及井喷失控应急预案》具体可参照表8.5-1基本纲要，结合钻井专业特点和风险评价要求进行编制并按编制内容实施。《重大环境污染应急预案》的影响程度低，应急预案应根据本评价提出的应急措施要求，结合钻井工程专业特点编制。

表 8.5-1 应急预案主要内容

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	危险目标：钻井产气层 环境保护目标：井口周围500m范围内的居民。
2	应急组织机构、人员	组织机构为中石化西南油气分公司产能建设与勘探项目部，钻井队及其管理单位、雁江区政府、丹山镇政府、黑沙村村委会。关键依靠钻井队、丹山镇政府、黑沙村村委会。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，涉及组织单位为中石化西南油气分公司产能建设与勘探项目部、钻井队和雁江区生态环境局。 井喷及井喷失控定为一級。涉及组织单位为业主单位、钻井队及其管理单位、雁江区政府、丹山镇政府、黑沙村村委会。必要时可增加到资阳市政府和西南油气分公司。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：井场配备硫化氢测试、防毒、医疗、消防、疏散等应急设施。同时钻开气层前通知雁江县政府、雁江区消防队等救援保障力量以及产能建设与勘探项目部应急救援单位。
5	报警、通信联络方式	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：协调井队通知黑沙村委通过广播和电话通知各居民点。设立1个联络点，指定4人负责通知周边居民。并电话通知雁江区交警队负责交通保障、管制。
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雁江区环境监测站监测。抢险、救援组织协调雁江区消防队和雁江区医院和钻井主管部门和产能建设与勘探项目部的应急队伍。控制措施主要由钻井队和其管理部门、天然气公司等部门共同协商控制。井喷失控的关键控制措施：保证井喷失控在15min内点火井口燃烧泄漏天然气，将天然气燃烧转化为CO ₂ 和H ₂ O。井口周边500m范围内布设环境监测点，并根据监测情况适时组织紧急车离去外的居民撤离。
7	应急防护措施	应急检测、防护采用井队配备的设备和消防队伍的设备，必要可增加天然气公司、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气态污染物转化为水污染物，再收集处理。
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划	严格执行及时点火的原则，井喷事故时应首先撤离井口周边500m范围内的居民，同时在井喷失控后在井口周边500m范围内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500m~3km范围内的居民撤离，至压井作业完成。撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风方向进行撤离。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。撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风方向进行撤离。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。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，设立1个联络点。指定人负责通知居民。
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。区域硫化氢浓度达标后应急救援程序关闭。 （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、业主单位成立事故调查小组，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： 着重在钻开含气层前的演练，把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硫化氢和井喷的危害及相关知识。井队队长及安全负责人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。 对井口周边500m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、防范应急救援措施。同时应在进入气层前对居民进行安全应急演练一

		次。应急演练由建设单位和当地村委会共同实施。
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： 钻井工程前，要向可能危及居民安全范围内（井口周边500m）进行H ₂ S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和方案，并告知周边居民。
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。强调在钻气层期间夜间保持一定的警惕，在夜间事故报警后立即撤离。

根据钻井工程特点和经验，从环境保护角度，具体应包括：《井喷及井喷失控环境风险应急预案》、《重大环境污染应急预案》。其中关键是《井喷及井喷失控环境风险应急预案》，主要包括针对井喷失控的应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施。该应急预案应根据本评价提出的应急措施和应急要求，结合钻井工程的工程特点编制。《重大环境污染应急预案》主要针对废水收集事故导致钻井废水外溢等污染事故。

8.6 环境风险评价结论

本工程属不含硫化氢天然气井钻井工程，工程地质条件、钻井深度、地层压力、天然气含量等综合开采条件在行业的开采井中属于中等不利，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。工程发生最大可信事故的机率小；最大可信事故对人身安全、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。

表8.6-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	东峰102井组钻采工程			
建设地点	四川省资阳市雁江区丹山镇黑沙村			
地理坐标	经度	104°54'41.7"东	纬度	30°5'17.1"北
主要危险物质及分布	1、柴油，总储量16.085t，储存于井场西侧的柴油罐内； 2、甲烷，井喷失控泄漏量为0.733t。			

	3、凝析油，0.234t，储存于井站防渗区
环境影响途径及危害后果	<p>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；</p> <p>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。</p>
风险防范措施要求	<p>①制定应急救援预案并定期演练；</p> <p>②配备完善的放空系统、安全截断系统、可燃气体报警系统；</p> <p>③按照相关规范进行了防爆、防雷、防静电设计；</p> <p>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；</p> <p>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；</p> <p>⑥对柴油罐、凝析油暂存区进行地面硬化、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。</p>

拟采取的防治措施及预期治理效果

表九

内容类型	排放源	污染物名称	防治措施	预期治理效果	
大气污染物	钻前	施工扬尘	颗粒物	洒水抑尘	施工周期短, 排放量较少, 对环境空气影响小
		施工机械尾气	NO _x 、CO	自由扩散	
	钻井期	备用柴油机废气	NO _x 、SO ₂ 、颗粒物	自带排气筒排放, 自由扩散	排放量较少, 时间短, 对环境空气影响小
		测试及事故放喷废气	CO ₂ 、H ₂ O	点火燃烧, 全部转化成CO ₂ 和H ₂ O	
	开采期	水套炉燃料燃烧废气	NO _x	通过8m高排气筒排放	排放量较少, 时间短, 对环境空气影响小
		放散废气	烃类	10m放散管自由扩散	
水污染物	钻前	施工作业废水	SS	循环利用于洒水抑尘, 无外排	无外排
		生活污水	COD、BOD ₅ 、SS、NH ₃ -N	由当地农户旱厕收集后用作农肥	不直接排入周边环境, 对环境影响较小
	钻井期	钻井废水	COD、SS、石油类、Cl ⁻	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, 定期通过密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存, 用于该区块钻井配置压裂液, 不外排	不外排
		洗井废水	COD、SS、石油类、Cl ⁻		不外排
		压裂返排液	pH、COD、SS、石油类、Cl ⁻	暂存在压裂返排液储罐中, 若水质能达到回用要求, 则用密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存, 用于该区块钻井配置压裂液, 不外排; 若水质不能达到回用要求, 则用密闭罐车运至袁家污水处理站预处理后交孝蓬101井组回注站回注地层, 不外排	不外排
		生活污水	COD、SS、N-NH ₃	经一体化撬装厕所收集后定期由清粪车拉运至较近生活污水处理厂处理, 不外排	不直接排入周边环境, 对环境影响较小
	开采期	采气废水	SS、Cl ⁻ 等	由罐车拉运至川西气田高氯废水低温蒸馏处理站进行处理后达标排放。	不直接排入周边环境, 经处理后达标排放, 对环境影

					响较小
		生活污水	COD、SS、N-NH ₃	经一体化撬装厕所收集后定期由清粪车拉运至较近生活污水处理厂处理，不外排	不直接排入周边环境，对环境的影响较小
固废	钻前	废弃土石方	剥离表土	堆存于井场表土临时堆存区内，完井后表层土用作土地复垦用土	各类固体废物处置措施得当，去向明确，不会对环境影响产生
		生活垃圾	生活垃圾	井场设置垃圾桶进行收集，定期清运交由当地环卫部门统一处理。	
	钻井期	钻井岩屑	岩石碎屑	泥浆不落地工艺固液分离后形成钻井固废，收集后采用密闭罐车转运至表1.4-4所列有资质单位进行资源化利用。	
		废泥浆	钻井泥浆		
		生活垃圾	生活垃圾	由垃圾桶集中收集后，交由当地环卫部门处理。	
		废油	废机油	设置废油桶集中收集后回收综合利用，不能综合利用或者利用不完的废油和不能继续使用的废油桶交由有资质单位处置。	
		废包装材料	废包装袋等	集中收集后运至就近废品回收站处理。	
	开采期	废油	废机油	设置废油桶集中收集后回收综合利用，不能综合利用或者利用不完的废油和不能继续使用的废油桶交由有资质单位处置。	
		凝析油	凝析油	经收集后交由川西采气厂凝析油收集站处理外卖	
		生活垃圾	生活垃圾	设置垃圾桶集中收集后定期交由当地环卫部门处理。	
噪声	钻前	施工噪声	82~101dB(A)	采用低噪声设备，夜间不施工	达标排放
	钻井期	钻井噪声	75~103dB(A)	隔声、减振、消声	时间短，昼间施工，影响小
		压裂泵	95~110dB(A)	减振、消声	时间短，昼间施工，影响小
		测试放喷噪声	105dB(A)	/	

	开采期	工艺区设备、放散管噪声	≤60dB (A)	选用低噪声设备、合理布局	达标排放
地下水	表层采取清水钻、分区防渗，各类废物合理处置难以进入地下水环境				避免污染物进入地下水环境
土壤	表层采取清水钻、分区防渗，各类废物合理处置难以进入土壤环境				避免污染物进入土壤环境
生态	生态恢复、弃土场设置围挡和遮盖				恢复到原状态
其他	污染监控，应急预案编制及演练等				环境风险可控
	清污分流				/

环境管理与监测计划

9.1 环境管理

为了明确钻采工程项目的健康、安全与环境保护方针及目标，加强对本项目的管理与监督，不断提高员工的健康水平，提高安全生产的保障水平，提高企业生产的环境保护水平，努力实现无事故、无伤害、无污染、无损失，建立科学有效的管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。目前HSE管理体系在国内外石油行业中已取得了非常成功的经验，根据国家和地方有关的环境保护法规，针对项目的建设施工期和生产运行期特点业主方采取了如下HSE管理模式，以保证项目在建设过程和运行过程中的各项工作都受到有效的管理和监督。

该项目纳入产能建设及勘探项目部和采气厂HSE管理体系，钻井工程纳入施工单位钻井的HSE管理体系。

建设单位产能建设及勘探项目部上级单位西南油气分公司拥有西南油气分公司环境监测中心等监测机构对环境进行监控，该监测结构纳入中石化西南油气分公司的HSE管理体系中，满足中石化西南油气分公司所属气田的环境监控要求。

9.2 环境监测计划

项目建设单位为中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部。中石化西南环保中心设有具有资质的环境监测中心，该厂投入正常生产后，由西南油气分公司定期下达水、气、声监测任务，对生产过程中所产生污染物进行日常监测，对可能受影响居住区监测，建立健全监测档案，发现问题及时处理。

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浓度，测试和事故放喷时监测CH₄浓度，监测点位设在井场场界和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，钻井期间监测昼间、夜间各1次。

土壤监测按照表7.1-4进行监测。

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。

10.1 结论

10.1.1 工程概况

本项目为天然气开采项目，共计布设5口井，井型为直井，井类别为评价井，井深为2500m左右，以须家河组为目的层，属于不属含硫化氢天然气井，项目地理位置为：四川省资阳市雁江区丹山镇黑沙村，预计单井采气量约 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，单井凝析油产量 $1.2 \text{m}^3/\text{月}$ 。

本项目总投资4375万元，环保投资330万元，环保投资占总投资的7.54%。

10.1.2 产业政策及规划符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》，本项目属于常规石油、天然气勘探及开采行业，属于鼓励类行业，本项目符合产业政策。

本项目区域内无自然保护区、森林公园、地质公园、集中式饮用水源保护区和风景名胜区，项目不在禁止开发区等重点保护区内，项目建设符合《四川省生态功能区划》和《四川省生态保护红线方案》管控要求要求。

东峰102井组位于四川省资阳市雁江区丹山镇黑沙村，其选址经由资阳市雁江区自然资源和规划局出具的《关于确认拟建东峰101井、东峰102井、东峰103井、东峰107井、东峰109井选址意见函的复函》（资雁资源函〔2020〕91号，见附件3）出文说明本项目不影响该片区规划的实施，初步同意规划选址，因此本项目建设不违背雁江区及丹山镇规划用地要求，

10.1.3 项目区域环境质量现状

本项目所在区域属环境空气二类区、地表水III类水域功能区、地下水III类区域和声环境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；大气环境质量满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，项目区域属于达标区；水质良好，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准；地下水监测指标中除2个点位硝酸盐氮超标外，其余各项监测指标均未超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准限值要求，根据现场调查硝酸盐氮超标原因与当地农村不规范养殖，粪便直接排入地表，加上农田化肥使用强度高，农药使用量多，长期积累渗入地下造成地下水硝酸盐氮超标；土壤环境无超标现象，土壤以紫色土

为主，未发生过土壤污染及酸化、碱化及盐化情况。项目所在地环境质量现状是良好的。

10.1.4 环境影响与污染防治措施

(1) 大气环境

钻井和天然气开采期，废气污染物排放量少，测试放喷采用放喷管线接至放喷池并经燃烧后放喷，开采期设备检修废气通过放散管排放，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，定期通过密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存，用于该区块钻井配置压裂液，不外排，压裂返排液若水质能达到回用要求，则用密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存，用于该区块钻井配置压裂液，不外排；若水质不能达到回用要求，则用密闭罐车运至袁家污水处理站预处理后交孝蓬101井组回注站回注地层，不外排；天然气开采期间，产生的废水送川西气田高氯废水低温蒸馏处理站处理达标后排入绵远河。废水经处理后，能达标排放，污染物排放量少，对区域地水影响甚微。

(3) 声环境

钻井期间噪声对周围环境的影响为短暂影响，项目使用网电，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（加强与受噪声影响农户的协调和沟通工作）后，钻井噪声对井场周围的居民影响能达到可接受程度。

天然气开采期间，厂界噪声能实现达标排放，敏感点噪声能达到《声环境质量标准》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，泥浆不落地工艺固液分离后形成钻井固废，收集后采用密闭罐车转运至表1.4-4所列有资质单位进行资源化利用，废油设置废油桶集中收集后综合回收利用。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

在表层采取清水钻、对井场采取分区防渗后，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石油类超标，该范围以外的地区，地下水环境质量维持现状，对周边散居农户水井的影响较小。天然气开采期间废水集中收集，不会对地下水造成影响。

(6) 土壤环境

本项目新增占地面积小，采取了清污分流、分区分级防渗等措施，污染物进入土壤环境的可能性很小。根据类比调查，同地区天然气钻采项目均未出现过土壤环境污染现场和投诉，项目不会对土壤环境造成影响。

(7) 对生态环境的影响

临时占地在施工结束后进行恢复种植（通过经济补偿方式，一次性给予受损害方，由他们进行恢复种植），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。

10.1.5 选址及平面布局合理性

本项目位于农村地区，按照相关规定办理手续和采取措施后符合选址管理要求，不涉及环境敏感区域，井口周边500m内农村分散居民，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SY/T 5466-2004《钻前工程及井场技术要求》，总体上符合环保要求。

东峰102井组内5口井依次间隔5m，井口布置满足《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T 6396-2014）中的要求。钻井设备主要布置在井场后场，与井场周围居民点相对较远，最大限度的减少钻井噪声对周围农户的影响。

10.1.6 清洁生产与总量控制

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。

由于本项目施工期时间短且采用网电，运营期间无其他常年稳定连续的污染物排放源，在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，建议不核定总量指标。

10.1.7 环境风险

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

10.1.8 综合结论

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、地下水环境质量现状总体较好；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。本项目均不含硫化氢，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，东峰102井组钻采工程的建设是可行的。

10.2 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) 对生活垃圾集中堆放，定期、及时进行外运处理，避免长期堆放产生臭气。

(3) 妥善解决好占用土地、毁坏道路、作物、植被等所造成的恢复赔偿问题。

(4) 依托环保处理设施应在项目开工前完成建设，并验收合格，否则不得进行项目开工建设。

(5) 项目完成后，对周围环境进行跟踪监测。