

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司
关于同意对《焦页 300 勘探评价井组项目环境影响报
告表》（公示版）进行公示的说明

重庆市武隆区生态环境局：

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》和《建设项目环境保护管理条例》等有关规定，我司委托河南油田工程科技股份有限公司编制了《焦页 300 勘探评价井组项目环境影响报告表》，报告表内容及附图附件等资料均真实有效，我公司作为环境保护主体责任，愿意承担相应的责任。报告表（公示版）已删除了涉及技术和商业秘密的章节（删除内容主要包括：生产工艺参数、井设计参数、地层构造参数、原辅料组分等内容）。我司同意对报告表（公示版）进行公示。

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

2025 年 7 月 18 日



目录

一、建设项目基本情况	1
二、建设内容	27
三、生态环境现状、保护目标及评价标准	53
四、生态环境影响分析	81
五、主要生态环境保护措施	141
六、生态环境保护措施监督检查清单	174
七、结论	178

一、建设项目基本情况

建设项目名称	焦页 300 勘探评价井组项目								
项目代码	2505-500156-04-01-847908								
建设单位联系人	葛佳菲	联系方式	18508663604						
建设地点	重庆市武隆区平桥镇高屋村								
地理坐标	(107 度 22 分 09.83 秒, 29 度 24 分 49.67 秒)								
建设项目行业类别	四十六、专业技术服务业 99 陆地矿产资源地质勘查 (含油气资源勘探)	用地 (用海) 面积 (m ²) / 长度 (km)	23493m ²						
建设性质	☒ 新建 (迁建) ☐ 改建 ☐ 扩建 ☐ 技术改造	建设项目申报情形	☒ 首次申报项目 ☐ 不予批准后再次申报项目 ☐ 超五年重新审核项目 ☐ 重大变动重新报批项目						
项目审批 (核准/备案) 部门 (选填)	重庆市武隆区发展和改革委员会	项目审批 (核准/备案) 文号 (选填)	2505-500156-04-01-847908						
总投资 (万元)	****	环保投资 (万元)	***						
环保投资占比 (%)	***	施工工期	24 个月						
是否开工建设	☒ 否 ☐ 是: _____								
专项评价设置情况	根据《建设项目环境影响评价分类管理 (2021 年版)》(部令第 16 号), 本项目属于“四十六专业技术服务业中 99 陆地矿产资源地质勘查 (含油气资源勘探); 二氧化碳地质封存”, 应编制环境影响报告表, 根据《建设项目环境影响报告表编制技术指南 (生态影响类) (试行)》中“表 1 专项评价设置原则表”, 本项目土壤不开展专项评价, 地表水、地下水、生态、大气、噪声、环境风险是否开展专项评价分析情况见下表。 表 1 专项评价设置原则表 <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">专项评价类别</th><th style="width: 55%;">设置原则</th><th style="width: 30%;">本项目</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>地表水</td><td>水力发电: 引水式发电、涉及调峰发电的项目; 人工湖、人工湿地: 全部; 水库: 全部; 引水工程: 全部 (配套的管线工程等除外); 防洪除涝工程: 包含水库的项目; 河湖整治: 涉及清淤且底泥存在重金属污染的</td><td>本项目为陆地矿产资源地质勘查 (油气资源勘探), 不属于左述项目, 因此不设置专项评价</td></tr> </tbody> </table>			专项评价类别	设置原则	本项目	地表水	水力发电: 引水式发电、涉及调峰发电的项目; 人工湖、人工湿地: 全部; 水库: 全部; 引水工程: 全部 (配套的管线工程等除外); 防洪除涝工程: 包含水库的项目; 河湖整治: 涉及清淤且底泥存在重金属污染的	本项目为陆地矿产资源地质勘查 (油气资源勘探), 不属于左述项目, 因此不设置专项评价
专项评价类别	设置原则	本项目							
地表水	水力发电: 引水式发电、涉及调峰发电的项目; 人工湖、人工湿地: 全部; 水库: 全部; 引水工程: 全部 (配套的管线工程等除外); 防洪除涝工程: 包含水库的项目; 河湖整治: 涉及清淤且底泥存在重金属污染的	本项目为陆地矿产资源地质勘查 (油气资源勘探), 不属于左述项目, 因此不设置专项评价							

		项目	
	地下水	陆地石油和天然气开采：全部； 地下水（含矿泉水）开采：全部； 水利、水电、交通等：含穿越可溶岩地层隧道的项目	本项目为陆地矿产资源地质勘查（油气资源勘探），不属于左述项目，因此不设置专项评价
	生态	涉及环境敏感区（不包括饮用水水源保护区，以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域，以及文物保护单位）的项目	本项目为陆地矿产资源地质勘查（油气资源勘探），不涉及环境敏感区，因此不设置专项评价
	大气	油气、液体化工码头：全部； 干散货（含煤炭、矿石）、件杂、多用途、通用码头：涉及粉尘、挥发性有机物排放的项目	本项目为陆地矿产资源地质勘查（油气资源勘探），因此不设置专项评价
	噪声	公路、铁路、机场等交通运输业涉及环境敏感区（以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域）的项目； 城市道路（不含维护，不含支路、人行天桥、人行地道）：全部	本项目为陆地矿产资源地质勘查（油气资源勘探），不属于左述项目，不涉及环境敏感区，因此不设置专项评价
	环境风险	石油和天然气开采：全部； 油气、液体化工码头：全部； 原油、成品油、天然气管线（不含城镇天然气管线、企业厂区内管线），危险化学品输送管线（不含企业厂区内管线）：全部	本项目为陆地矿产资源地质勘查（油气资源勘探），不属于左述项目，因此不设置专项评价
注：“涉及环境敏感区”是指建设项目位于、穿（跨）越（无害化通过的除外）环境敏感区，或环境影响范围涵盖环境敏感区。环境敏感区是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中针对该类项目所列的敏感区。			
规划情况	（1）重庆市 规划名称：《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025年）》 审批机关：重庆市人民政府办公厅 审批文号：渝府办发〔2022〕113号 （2）重庆市武隆区 规划名称：《重庆市武隆区矿产资源总体规划（2021—2025年）》 审批机关：重庆市武隆区人民政府 审批文号：武隆府办发〔2023〕25号		
规划环境影响评价情况	（1）重庆市 规划名称：《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》 审批机关：中华人民共和国生态环境部 审批文号：环审〔2022〕64号 （2）重庆市武隆区 规划名称：《重庆市武隆区矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》		

	审批机关：重庆市生态环境局 审批文号：渝环函〔2023〕14号																				
规划及规划环境影响评价符合性分析	1.1 规划及规划环境影响评价符合性分析																				
	1.1.1 《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》及其环评符合性																				
	（1）《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025年）》符合性分析																				
	本项目与《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025年）》的对比分析见下表。																				
	表 1.1-1 与《重庆市矿产资源总体规划》符合性分析对照表																				
	<table><tr><th colspan="2">相关规划要求</th><th>本项目情况</th><th>是否相符</th></tr><tr><td colspan="2">三、规划目标</td><td>本项目为页岩气勘探项目，评价提出严格措施，将施工建设与保护并行</td><td>符合</td></tr><tr><td rowspan="3">四、总体布局</td><td>（一）勘查开发保护区域布局</td><td>本项目为页岩气勘探项目，带动重庆市武隆区区域页岩气勘探</td><td>符合</td></tr><tr><td>（二）重要矿种勘查开发方向</td><td>本项目为页岩气勘探项目，属于重要矿种勘查，不属于禁止、限制勘探开发项目</td><td>符合</td></tr><tr><td>（三）规划分区管理</td><td>本项目不涉及生态保护红线，符合环</td><td>符合</td></tr></table>				相关规划要求		本项目情况	是否相符	三、规划目标		本项目为页岩气勘探项目，评价提出严格措施，将施工建设与保护并行	符合	四、总体布局	（一）勘查开发保护区域布局	本项目为页岩气勘探项目，带动重庆市武隆区区域页岩气勘探	符合	（二）重要矿种勘查开发方向	本项目为页岩气勘探项目，属于重要矿种勘查，不属于禁止、限制勘探开发项目	符合	（三）规划分区管理	本项目不涉及生态保护红线，符合环
相关规划要求		本项目情况	是否相符																		
三、规划目标		本项目为页岩气勘探项目，评价提出严格措施，将施工建设与保护并行	符合																		
四、总体布局	（一）勘查开发保护区域布局	本项目为页岩气勘探项目，带动重庆市武隆区区域页岩气勘探	符合																		
	（二）重要矿种勘查开发方向	本项目为页岩气勘探项目，属于重要矿种勘查，不属于禁止、限制勘探开发项目	符合																		
	（三）规划分区管理	本项目不涉及生态保护红线，符合环	符合																		

		源资源基地和国家规划矿区管控要求,合理划定重点勘查区、重点开采区、建筑石料用灰岩集中开采区,促进找矿突破,推动资源规模开发与集约利用。 1. 能源资源基地 落实并划定重庆-涪陵石油天然气页岩气、秀山锰矿 2 个国家能源资源基地,作为保障资源安全供应的重要战略核心区域	境质量底线、资源利用上线和生态环境准入管理要求	
	七、矿业绿色发展	全面推进绿色矿山建设,健全绿色矿山建设长效机制、完善常态化监管体系。加强新建矿山准入管理,确保新设采矿权按照绿色矿山建设要求建成投产。持续巩固市级绿色矿山建设成效,对照国家级绿色矿山名录遴选要求,提档升级绿色矿山建设。 持续巩固提升露天矿山综合整治成效,建立完善矿山地质环境监测工作体系,健全监测网络,对矿山地质环境进行动态监测,加强对采矿权人矿山地质环境监测的指导、监督	本项目建设坚持预防为主、防治结合,谁开发谁保护、谁破坏谁治理的原则,对区域生态进行保护	符合
综上,本项目与《重庆市矿产资源总体规划(2021—2025年)》是相符的。 (2) 与《重庆市矿产资源总体规划(2021—2025年)环境影响报告书》 及审查意见符合性分析 ①与重庆市矿产资源总体规划规划环评符合性分析 表 1.1-2 与重庆市矿产资源总体规划规划环评符合性分析一览表				
管控要求	《重庆市矿产资源总体规划(2021-2025 年)环境影响报告书》		本项目相关内容	是否符合
严守划定的生态保护红线,依法遵守禁止开发区规定,加强规划空间管制,合法开展矿产资源勘查和开发利用与保护	①将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线,按照生态优先的原则,依法实施强制性保护;生态保护红线内,自然保护区核心保护区原则上禁止人为活动,其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动,在符合现行法律法规前提下,除国家重大战略项目外,仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动,包括因国家重大能源资源安全需要开展的战略性能源资源勘查,公益性自然资源调查和地质勘查。禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园、世界文化和自然遗产地、永久基本农田、饮用水水源保护区、城镇开发边界等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内采矿		本项目不涉及生态保护红线,且未在自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、城镇开发边界等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内采矿,临时占用的土地正在办理用地手续	符合
	②与生态保护红线和自然保护区等生态敏感区存在空间冲突的探矿权或区块,有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》。因国家重大战略资源勘查需要,在不影响生态保护红线主体功能定位的前提下,经依法批准后可予以安排勘查项目		本项目不涉及生态保护红线和重要生态敏感区	符合

		③与生态保护红线存在空间冲突的开采区及其他可能的矿产资源开发活动,有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》;区域内已存在的矿产开发,应依法有序退出并及时开展生态恢复。与自然保护区等生态敏感区存在空间冲突的开采区及其他可能的矿产资源开发活动,有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》,避免影响生态服务功能	本项目不涉及生态保护红线和重要生态敏感区,不会影响生态服务功能	符合
		④禁止在重要道路及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。铁路两侧 1000m 范围内确需从事露天采矿、采石或爆破作业的,应当与铁路运输企业协商一致,依照有关法律法规的规定报县级以上地方人民政府有关部门批准,采取安全防护措施后方可进行	本项目不涉及重要道路及重要生态环境敏感目标	符合
		⑤临近生态保护红线和自然保护区、风景名胜区和森林公园等生态保护地的矿产资源勘查开发,应采取有效措施,避免影响生态服务功能	本项目不涉及生态保护红线,且未在自然保护区、风景名胜区、森林公园等重要生态保护地内,且本项目已采取生态保护措施,降低了对生态环境的影响	符合
	一般生态空间	对划入一般生态空间的自然保护区、饮用水水源保护区、水产种质资源保护区等法定自然保护区,其空间布局约束管控要求按现行法律法规执行。 一般生态空间中“功能评价区”“脆弱评价区”,应当按照限制性开发管理要求,严格控制建设活动范围和强度,保证其结构和主要功能不受破坏	本项目不涉及一般生态空间	符合
	Ⅱ类水体	矿区规划涉及的河流和水库水体功能区划为Ⅱ类水体,禁止新增排污口。现有排污口应按水体功能要求试行污染物总量控制	本项目不涉及Ⅱ类水体且不设置排污口	符合
②规划环评审查意见符合性分析				
表 1.1-3 与规划环评审查意见符合性分析一览表				
序号	审查意见相关内容	本项目情况	是否符合	
1	(一)坚持生态优先、绿色发展。坚持以习近平生态文明思想为指导,严格落实《中华人民共和国长江保护法》,按照“共抓大保护、不搞大开发”的要求,立足于生态系统稳定和生态环境质量改善,处理好生态环境保护与矿产资源开发的关系,合理控制矿产资源开发规模与强度,不得占用依法应当禁止开发的区域,优先避让生态环境敏感区域。进一步强化《规划》的生态环境保护总体要求,将细化后的绿色开发、生态修复等相关目标、指标作为《规划》实施的硬约束,合理确定布局、规模、结构和开发时序,采取严格的	本项目不涉及生态环境敏感区,且勘探过程制定生态保护措施,降低生态环境的破坏	符合	

		生态保护和修复措施，确保优化后的《规划》符合绿色发展要求，推动生态环境保护与矿产资源开发目标同步实现，助力筑牢长江上游重要生态屏障		
	2	（二）严格保护生态空间，优化《规划》空间布局。将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，应进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。	本项目为页岩气勘探评价井，位于重庆市武隆区平桥镇高屋村，不涉及重庆市生态保护红线	符合
	3	（三）《规划》应严格矿山最低开采规模准入要求，合理控制矿山开采规模，降低环境影响范围和程度。同意《规划》提出的铁、铝土矿、锑等45种重点矿种矿山最低开采规模要求以及全市矿山总数控制在1000个左右、大中型矿山比例达到60%的要求；进一步整合普通建筑用砂石土、毒重石、锑等小型矿山，加大低效产能压减、无效产能腾退力度，逐步关闭退出安全隐患突出、生产不规范、违法违规问题多的“小弱散”矿山和未达到最低生产规模要求的矿山。禁止开发汞、砖瓦用粘土及其他对生态环境可能产生严重破坏且难以恢复的矿产，限制开发耐火粘土、高岭石粘土、硫铁矿、煤、锰等矿产	本项目为页岩气勘探评价井，不属于禁止开发汞、砖瓦用粘土及其他对生态环境可能产生严重破坏且难以恢复的矿产，也不属于限制开发的耐火粘土、高岭石粘土、硫铁矿、煤、锰等矿产。项目勘探过程制定生态保护措施，降低生态环境的破坏	符合
	4	（四）严格环境准入，保护区域生态功能。按照重庆市生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等要求，与一般生态空间存在冲突的已设探矿权保留区块、空白区新设勘查区块、已设采矿权调整区块、探转采区块和空白区新设开采区块，应按照一般生态空间管控要求，严格控制勘查、开采活动范围和强度，严格落实绿色勘查、绿色开采及矿山环境保护、生态修复相关要求，确保生态系统结构稳定和生态功能不退化。严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、水土流失重点防治区等具有重要生态功能的区域矿产开采活动，并采取严格有针对性的保护措施，防止对区域生态功能产生不良环境影响	本项目位于重庆市武隆区平桥镇高屋村，不涉及重庆市生态保护红线和一般生态空间。本项目不涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、水土流失重点防治区，并在勘探过程制定生态保护措施，降低生态环境的破坏	符合
	5	（五）加强矿山生态修复和环境治理。结合区域生态环境质量改善目标和主要生态环境问题，分区域、分矿种确定矿山生态修复和环境治理总体要求，强化生态环境保护。重视关闭矿山及历史遗留矿山的生态环境问题，明确污染治理、生态修复的任务、要求和时限。对可能造成重金属污染等环境问题的矿区，进一步优化开发方式，推进结构调整，加大治理投入	评价提出在本项目退役后应及时按照规定进行矿山生态修复和环境治理	符合

	6 (六)加强生态环境保护监测和预警。结合生态保护、饮用水水源保护区及水环境功能区水质保护及改善要求、土壤污染防治目标等，明确责任主体、强化资金保障，推进重点矿区建立生态、地表水、地下水、土壤等环境要素的长期监测监控体系，在用尾矿库100%安装在线监测装置；组织开展主要矿种集中开采区域生态修复效果评估，并根据监测和评估结果增加和优化必要的保护措施。针对地表水环境及土壤环境累积影响、地下水环境质量下降、生态退化等情形，建立预警机制	本项目在建设 和勘探过程均 设置有环境保 护监测和预警 机制	符合
	综上，本项目与《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》及其审查意见的要求是相符的。 1.1.2 与《重庆市武隆区矿产资源总体规划（2021—2025年）》及规划环评符合性分析 根据《武隆区矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》可知，重庆市武隆区鼓励勘查开发国家战略性矿产、经济社会发展所需的矿产和短缺矿产以及综合开发利用、后续加工工艺成熟的矿产，矿种有页岩气、铝土矿、地热等矿产。限制开发煤、耐火粘土、高岭石粘土、硫铁矿及其他大规模开发可能引发产能过剩的矿产。禁止开发砖瓦用粘土及其他对生态环境可能产生严重破坏且难以恢复的矿产。该规划及规划环评未对页岩气的勘查和开发设置约束限制条件，因此，本项目的建设《重庆市武隆区矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》不冲突。		
其他符合性分析	1.2 “三线一单” 和产业政策符合性分析 1.2.1 与环境管控单元位置关系 根据重庆市武隆区人民政府《关于印发武隆区“三线一单”生态环境分区管控调整方案（2023年）的通知》（武隆府发〔2024〕5号）和重庆市“三线一单”智检服务，本项目所处区域属于武隆区“重点管控单元”大溪河鸭江镇，不在重庆市划定的生态保护红线范围内，详见附件3。 本项目位于重庆市武隆区平桥镇高屋村，根据重庆市“三线一单”智检服务平台查询结果（见附件3），本项目井场所在环境管控单元属于武隆区重点管控单元-大溪河鸭江镇（编码：ZH50015620007）。根据武隆府发〔2024〕5		

号，重庆市武隆区生态环境分区管控调整后，武隆区环境管控单元由 32 个调整为 28 个。其中一般管控单元保持 5 个不变，面积占比由 46.6%调整为 49.7%，较上一轮增加 3.1%。 1.2.2 生态环境分区管控符合性分析 根据《重庆市“三线一单”生态环境分区管控调整方案（2023 年）》的通知（渝环规〔2024〕2 号）、重庆市武隆区人民政府《关于印发武隆区“三线一单”生态环境分区管控调整方案（2023 年）的通知》（武隆府发〔2024〕5 号），本项目位于重点管控单元，名称为武隆区重点管控单元-大溪河鸭江镇，编号为 ZH50015620007。由于本项目属于重点管控单元，与重点管控单元管理要求符合性分析如下表。 表 1.2-1 项目与重点管控单元管控要求的符合性分析表 <table><tr><th colspan="2">环境管控单元编码</th><th>环境管控单元名称</th><th colspan="2">环境管控单元类型</th></tr><tr><td colspan="2">ZH50015620007</td><td>武隆区重点管控单元-大溪河鸭江镇</td><td colspan="2">重点管控单元</td></tr><tr><th>管控要求层级</th><th>管控类型</th><th>管控要求</th><th>建设项目相关情况</th><th>符合性分析</th></tr><tr><td rowspan="3">全市总体管控要求</td><td>空间布局约束</td><td>1、优先保护单元依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设，在功能受损的优先保护单元优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能。2、重点管控单元优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放控制和环境风险防控，解决生态环境、质量不达标、生态环境风险高等问题。3、一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求。</td><td>本建设项目选址不在优先保护单元范围；对于处于重点管控单元内的部分，将通过优化布局、应用节能技术以提高资源利用效率，同时配套建设完善的污染治理与风险防控设施，从而有针对性地解决相关环境问题</td><td>符合要求</td></tr><tr><td>污染物排放管控</td><td>实施差异化管理，推动“一区两群”协调发展，促进各片区发挥优势、彰显特色、协调发展。主城都市区重点推进产业升级，优化工业区、商业区、居住区布局，优化水资源配置和排污口、取水口及饮用水水源地布局、保护和修复“四山”生态、强化污染物排放控制和环境风险防控</td><td>本项目排放的污染物通过采取环保治理措施后可达标排放，对环境影响较小</td><td>符合要求</td></tr><tr><td>环境风险防控</td><td></td><td></td><td></td></tr></table>					环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型		ZH50015620007		武隆区重点管控单元-大溪河鸭江镇	重点管控单元		管控要求层级	管控类型	管控要求	建设项目相关情况	符合性分析	全市总体管控要求	空间布局约束	1、优先保护单元依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设，在功能受损的优先保护单元优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能。2、重点管控单元优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放控制和环境风险防控，解决生态环境、质量不达标、生态环境风险高等问题。3、一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求。	本建设项目选址不在优先保护单元范围；对于处于重点管控单元内的部分，将通过优化布局、应用节能技术以提高资源利用效率，同时配套建设完善的污染治理与风险防控设施，从而有针对性地解决相关环境问题	符合要求	污染物排放管控	实施差异化管理，推动“一区两群”协调发展，促进各片区发挥优势、彰显特色、协调发展。主城都市区重点推进产业升级，优化工业区、商业区、居住区布局，优化水资源配置和排污口、取水口及饮用水水源地布局、保护和修复“四山”生态、强化污染物排放控制和环境风险防控	本项目排放的污染物通过采取环保治理措施后可达标排放，对环境影响较小	符合要求	环境风险防控			
环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型																													
ZH50015620007		武隆区重点管控单元-大溪河鸭江镇	重点管控单元																													
管控要求层级	管控类型	管控要求	建设项目相关情况	符合性分析																												
全市总体管控要求	空间布局约束	1、优先保护单元依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设，在功能受损的优先保护单元优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能。2、重点管控单元优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放控制和环境风险防控，解决生态环境、质量不达标、生态环境风险高等问题。3、一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求。	本建设项目选址不在优先保护单元范围；对于处于重点管控单元内的部分，将通过优化布局、应用节能技术以提高资源利用效率，同时配套建设完善的污染治理与风险防控设施，从而有针对性地解决相关环境问题	符合要求																												
	污染物排放管控	实施差异化管理，推动“一区两群”协调发展，促进各片区发挥优势、彰显特色、协调发展。主城都市区重点推进产业升级，优化工业区、商业区、居住区布局，优化水资源配置和排污口、取水口及饮用水水源地布局、保护和修复“四山”生态、强化污染物排放控制和环境风险防控	本项目排放的污染物通过采取环保治理措施后可达标排放，对环境影响较小	符合要求																												
	环境风险防控																															

		资源开发 利用效率	/	/	/
	区 县 总 体 管 控 要 求	空间布局 约束	第一条：禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区核心景区内建设与风景名胜资源保护无关的其他建筑物；已经建设的，应当按照风景名胜区规划，逐步迁出。 第二条：禁止在自然保护区核心区和缓冲区内开展任何形式的开发建设活动、建设任何生产设施。在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施。 第三条：地质公园一级保护区未批准不得采集岩石、不得任意修建建筑物，设置商业广告；二级保护区内居民点实施调控，严格控制其发展；设置必要的旅游设施，以不破坏景观，不污染环境为前提，并控制其体量与风格；三级保护区区内村落、民舍建设与环境协调，加强村落、民舍的环境、卫生综合整治，维护生态平衡，确保一级、二级保护区得到有效保护。 第四条：新建有污染物排放的工业项目，除在安全生产或者产业布局等方面有特殊要求外（农副食品初加工等），应当进入工业园区（工业集聚区）。对未进入工业园区（工业集聚区）的项目，或在工业园区（工业集聚区）以外区域实施单纯增加产能的技改（扩建）的项目，不得办理项目核准或备案手续。工业园区紧邻受体敏感区、弱扩散区区域严格控制大气污染较重工业企业布局	本项目位于武隆区平桥镇高屋村，不涉及生态保护红线，且未在自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、城镇开发边界等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域，不属于左述区域，本项目属于页岩气勘探项目，项目施工过程各类污染物均采取相应的处理处置措施	符合要求
		污染物排放管控	第五条：执行重点管控单元市级总体管控要求第八条、第九条、第十条、第十三条和第十四条。 第六条：根据园区开发强度和废水排放量增长情况，适时实施园区污水处理厂改扩建工程。完善园区配套管网。企业向污水集中处理设施排放工业废水的，应当按照国家有关规定进行预处理，达到集中处理设施处理工艺要求后方可排放。 第七条：新建城市生活污水处理厂全部按照《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标及以上排放标准设计、施工、验收，建制乡镇生活污水处理设施出水水质不得低于《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 B 标排放标准。以老旧城区和城乡结合部为重点，推进雨污分流改造、老旧管网更新、污	本项目位于武隆区重点管控单元，属于页岩气勘探项目，项目施工过程各类污染物均采取相应的处理处置措施。本项目生活垃圾采用定点分类收集的方式，助力武隆区建成垃圾分类常态化运行机制	符合要求

		水管网建设，加快消除管网空白区，逐步提高城镇污水处理厂进水生化需氧量（BOD）浓度，建立排放总量与收集能力相适应的城乡污水收集网，城市公共管网漏损率控制在 10%以内。新区建设严格实施雨污分流制，不得将雨水、污水管网相互混接。推动城市生活污水处理设施扩能增效，强化运行管理和监督执法。 第八条：建设分类投放、分类收集、分类运输、分类处理的生活垃圾处理系统，建成具有武隆区特色的生活垃圾分类常态化运行机制。巩固海螺水泥厂垃圾无害化处理模式，重点打造渝东北再生资源集散中心，全面提高生活垃圾资源化处理率、无害化处理率及减量化水平。 第九条：完善船舶污染物“船—港—城”“收集—接收—转运—处置”的有机衔接和协作，强化船舶污染物接收、转运、处置全过程信息化管理，促进船舶污染物“船上储存、上岸交付”的零排放模式。加快港口岸电设施改造，实现港口岸电设施覆盖率 100%		
	环境风险防控	第十条：执行重点管控单元市级总体管控要求第十六条。 第十一条：按要求开展园区及企业突发环境事件风险评估及环境风险应急预案制修订、应急演练。强化环境风险源精细化管理，动态更新重点环境风险源管理目录清单。强化环境风险隐患排查整治，定期开展沿江环境风险企业、港口码头等环境安全排查整治。 第十二条：优化港区运输布局，完善围油栏、吸油毡、收油机等应急物资储备库，提高溢油处置能力，建立完善与港区环境风险相匹配的应急能力。加大船舶航行安全保障和风险防范力度	本项目位于武隆区重点管控单元-大溪河鸭江镇，属于页岩气勘探项目，建设单位在实施过程中采取相关风险防范措施，并已制定有应急预案体系，环境风险可控	符合要求
	资源开发利用效率	第十三条：执行重点管控单元市级总体管控要求第十八条、第二十条和第二十二条。 第十四条：严格执行重点领域项目产能置换、区域削减等政策，坚决遏制“两高”项目盲目发展。持续推进能耗环保安全技术方面达不到标准、生产不合格产品或属于淘汰类的落后产能依法依规退出。引导重点行业深入实施清洁生产改造，依法开展自愿性清洁生产评价认证。 第十五条：鼓励工业园区企业串联用水，优先使用再生水。加强企业新、改、扩建用水管理，完善工业用水监测计量体系，加强对重点用水户、特殊用水行业	本项目位于武隆区重点管控单元-大溪河鸭江镇，属于页岩气勘探项目，建设单位在实施过程中采取相关风险防范措施，并已制定有应急预案体系；本项目钻井过程中钻井废水循环利用，完井	符合要求

		用水户的监督管理。引导区域工业布局 and 产业结构调整，引导工业企业推广应用高效冷却、洗涤、循环用水、废污水再生利用、高耗水生产工艺替代等节水工艺和技术，加快淘汰落后用水工艺和技术	后钻井废水预处理后用于后续压裂液配置使用，不外排；压裂返排液预处理后综合利用，最终不能利用的废水转运至涪陵页岩气田采出水处理站处理达标排放，不直接排放	
单元管控要求	空间布局约束	/	/	/
	污染物排放管控	1、推进农村生活污水治理，完善农村生活污水处理设施，提升农村生活污水治理率。2、加强农业废弃物综合利用，持续推动秸秆、废旧农膜等资源化利用，提升农村生活垃圾收集处理率。3、持续推进科学施肥用药，推广有机肥、高效低毒低残留农药和生物农药，提升化肥、农药利用率	本项目钻井过程中产生的各类污废水及固体废物，均采取措施进行了有效控制，未外排	符合要求
	环境风险防控	/	/	/
	资源开发利用效率	/	/	/
1.2.3 产业政策符合性分析 （1）本项目为陆地矿产资源地质勘查（含油气资源勘探）项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于第一类鼓励类，第七条第一款：页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发，符合产业政策，且本项目已在重庆市武隆区发展和改革委员会投资备案，备案文号为 2505-500156-04-01-847908。 （2）根据《重庆市产业投资准入工作手册》（渝发改投资〔2022〕1436 号）要求，本项目不属于淘汰类项目、天然林商业性采伐以及其他不予准入的项目。本项目不涉及自然保护区、饮用水源保护区、国家湿地公园的岸线和河段范围等敏感区域，因此本项目符合《重庆市产业投资准入工作手册》（渝发改投资〔2022〕1436 号）。 （3）本项目为陆地矿产资源地质勘查（含油气资源勘探）项目，与《页岩气产业政策》（国家能源局公告 2013 年第 5 号）符合性分析见下表。				

表 1.2-2 与《页岩气产业政策》对比分析表			
序号	管控要求	本项目情况	是否相符
1	第二十三条 加强节能和能效管理。页岩气勘探开发利用项目必须按照节能设计规范和标准建设，推广使用符合国家能效标准、经过认证的节能产品。引进技术、设备等应达到国际先进水平	本项目施工期间采用网电方式，柴油设备均选用低能耗，油品均使用合格产品	相符
2	第二十四条 坚持页岩气勘探开发与生态保护并重的原则。钻井、压裂等作业过程和地面工程建设要减少占地面积、及时恢复植被、节约利用水资源，落实各类废弃物处置措施，保护生态环境	本项目在页岩气勘探过程中，始终把生态保护贯穿于勘探规划、钻井施工的各个环节，采用环保型技术，最大限度降低勘探活动对生环境的干扰；钻井、压裂等作业过程设计过程中优化设备设施布局，优化选址，减少占地面积，并制定生态保护措施，各类废水、废气、噪声、固废均采取合理可行的处理处置措施，从而减少对环境的影响	相符
3	第二十五条 钻井液、压裂液等应做到循环利用。采取节水措施，减少耗水量。鼓励采用先进的工艺、设备，开采过程逸散气体禁止直接排放	各类钻井液、压裂返排液优先回用，减少新鲜水用量；测试放喷产生的废气均通过燃烧方式处理	相符
4	第二十六条 加强对地下水和土壤的保护。钻井、压裂、气体集输处理等作业过程必须采取各项对地下水和土壤的保护措施，防止页岩气开发对地下水和土壤的污染	制定各功能区防渗措施，减少对土壤和地下水的影响，并制定土壤和地下水的监测计划	相符
5	第二十八条 加强页岩气勘探开发环境监管。页岩气开发过程排放的污染物必须符合相关排放标准，钻井、井下作业产生的各类固体废物必须得到有效处置，防止二次污染	本项目为页岩气勘探项目，周期较短，各类废水、废气、噪声、固废均采取合理可行的处理处置措施，优先回用或综合利用，减少对环境的影响	相符
6	第二十九条 国家对页岩气勘探开发利用开展战略环境影响评价或规划影响评价，从资源环境效率、生态环境承载力及环境风险水平等多方面，优化页岩气勘探开发的时空布局。禁止在自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区和地质灾害危险区等禁采区内开采页岩气	本项目所在区域不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区和地质灾害危险区等区域	相符
综上所述，本项目的建设可满足《页岩气产业政策》的要求。			

(4) 本项目不属于国务院规定关停的 15 类严重污染环境的“十五小”项目，不属于列入《第一批严重污染环境（大气）的淘汰工艺与设备名录》《淘汰落后生产能力、工艺和产品的目录》（第一批、第二批、第三批）和《工商投资领域制止重复建设目录》的项目，因此本项目不违反国家有关产业政策。

1.3 与生态环境保护法律法规政策和规划符合性分析

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

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）规定了陆上石油和天然气开采行业绿色矿山矿区环境、资源开发方式、资源综合利用、节能减排、科技创新与信息化、企业管理与企业形象方面的要求。

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）的符合性分析详见表 1.3-1。

表 1.3-1 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》对比分析表

序号	要求	本工程内容	符合性
1	矿区环境：矿区功能分区布局合理、矿区应绿化、美化，整体环境整洁美观，生产、运输、储存等管理规范有序	建设单位建立有管理机构、制定有管理制度、运行有序，管理规范；项目施工保证矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，施工过程安全有序	符合
3	资源开发方式：资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	设计阶段已优化选址及设备布局；钻井期间采用网电钻井，减少柴油使用，符合清洁生产要求；施工结束后对临时占地进行覆土和绿化、生态恢复	符合
4	资源综合利用：按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济	水基岩屑进行资源化利用；钻井过程中钻井废水循环利用，完井后钻井废水预处理后用于后续压裂液配置使用，不外排；压裂返排液经预处理后优先回用，不能回用的经罐车运送至涪陵页岩气田采出水处理站处理达标后排放	符合

	5	节能减排：建立油气田生产安全过程能耗核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，减少“三废”排放	为降低能耗，本工程采取如下节能措施：放空阀采用密封性和可靠性良好的阀门减少放空漏失量；充分利用井口的压力，以满足不设增压设备直接外输的工艺，降低项目耗电量；在勘探过程中，严格控制用水量，优先选用循环水、中水等替代新鲜水源，减少新鲜水取用量；在满足工艺和安全要求的情况下，尽可能采用节电型产品	符合				
	6	科技创新与信息化：建立科技研发对话，推广转化科技成果，加大技术改造力度，推动产业升级建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化	在钻井过程中，建设单位将使用高密度传感器阵列采集地下反射波数据，构建精细的三维地质模型，在评价阶段可监测储层动态变化；在钻头附近安装传感器，实时测量井斜、方位、工具面，实时监测钻井参数（钻压、转速、扭矩、泵压）、钻井液性能（密度、粘度、气测值、离子含量）以及岩屑描述等	符合				
	7	企业管理与企业形象：应建立涵盖产权、责任、管理和文化等方面的企业管理制度；应建立质量管理体系、环境管理体系和职业健康安全管理体系，确保质量、环境、职业健康与安全的管理	建设单位建立了相关管理制度；建立了质量管理体系、QHSE 管理体系和职业健康安全管理体系；环境管理体系认证证书编号为NO.00518E30567R1M	符合				
综上，本项目符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）要求。 1.3.2 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）提出：推进石油天然气开发与生态环境保护相协调，深化石油天然气行业环评“放管服”改革，助力打好污染防治攻坚战。本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）的符合性分析详见表 1.3-2。 表 1.3-2 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》对比分析表 <table><tr><td>序号</td><td>技术政策要求</td><td>本工程内容</td><td>符合性</td></tr></table>					序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
序号	技术政策要求	本工程内容	符合性					

深化项目环评“放管服”改革			
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目属油气资源勘探类项目，不属于油气开采，按要求应当依法编制环境影响报告表；本次深入评价了项目建设带来的环境影响和环境风险，并提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施，报告中论证防治设施和委托第三方处置的可行性和有效性	符合
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评	本项目属未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块的勘探评价井项目，应当依法编制环境影响报告表	符合
强化生态环境保护措施			
1	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求	本项目钻井过程中钻井废水循环利用，完井后钻井废水预处理后用于后续压裂液配置使用，不外排；压裂返排液预处理后综合利用，最终不能利用的转运至涪陵页岩气田采出水处理站处理达标排放，不直接排放	符合
2	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染	本项目不涉及回注	符合
3	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置	本项目水基岩屑交由处置单位进行综合利用，危险废物交由有处置资质的单位进行无害化处置，各类固体废物均按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行妥善处置	符合
4	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体	本项目测试放喷产生的废气均通过燃烧方式处理	符合

	无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施										
5	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目施工设计过程中，优化平面布局，减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式等，钻井设备优先采用网电，备用柴油发电机采用轻质环保型柴油成品；选用低噪声设备，并提出避免噪声扰民方案；提出施工结束后落实环评提出的生态保护措施方案	符合								
加强事中事后监管											
6	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的HSE管理体系	符合								
7	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的HSE管理体系，对油气开采项目环境信息依法进行公示	符合								
通过将本项目内容与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中深化项目环评“放管服”改革、强化生态环境保护措施内容、加强事中事后监管等方面进行对比分析，本项目建设符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》要求。 1.3.3 项目临时用地相关符合性分析 项目总用地面积为23493m²，包括井场占地，道路、各类池体占地、耕植土堆放区及生活区占地等，均属于临时占地，其中永久基本农田占地面积为22056m²，不涉及天然林、公益林占地。本项目与临时用地相关管理要求符合性分析如下。 表 1.3-3 本项目临时用地相关管理要求符合性分析表 <table border="1"> <tr> <th>序号</th><th>政策要求</th><th>本工程内容</th><th>符合性</th></tr> <tr> <td></td><td colspan="3">《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）</td></tr> </table>				序号	政策要求	本工程内容	符合性		《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）		
序号	政策要求	本工程内容	符合性								
	《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）										

1	矿业权申请人依法申请战略性矿产探矿权，开展地质勘查需临时用地的，应依法办理临时用地审批手续。石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井	本项目为页岩气勘探项目，属于战略性矿产资源勘探项目，正在依法办理临时用地审批手续	符合
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）			
1	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。 临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。城镇开发边界内临时建设用地规划许可、临时建设工程规划许可的期限应当与临时用地期限相衔接。临时用地使用期限，从批准之日起算	本项目为页岩气勘探项目，属典型“地下决定地上”型项目，项目用地均为临时占地，本项目在施工过程中应严格控制在临时用地红线范围内，工程完工结束后，若确定井下有工业开采价值时，工程将进入地面采气阶段（采气阶段需另行评价），交由后续建设单位完善永久占地手续。若确定井下无工业开采价值时，则对井筒实施封井作业。对井场等临时占用的土地进行平整和生态恢复	符合
2	三、规范临时用地审批县（市）自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批	建设单位按照相关规定在项目开工建设前向相关单位办理耕地和永久基本农田临时用地手续	符合
3	四、落实临时用地恢复责任 临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。 严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地	本项目为页岩气勘探项目，若无工业开采价值，建设单位在临时用地期满之日起一年内完成土地复垦；若有工业开采价值，根据需要办理用地手续，转为生产井，并另行组织环境影响评价相关手续	符合
1.3.4 与《重庆市规划和自然资源局关于规范临时用地管理的通知》（渝规资规范〔2022〕1号）符合性分析 本项目占用永久基本农田的符合性分析见下表。 表 1.3-4 与“渝规资规范〔2022〕1号”符合性分析表			
“渝规资规范〔2022〕1号”相关内容		本项目	符

			合 性
一、界定临时用地使用范围	(二) 矿产资源勘查、工程地质勘查、水文地质勘查等, 在勘查期间临时生活用房、临时工棚、勘查作业及其辅助工程、施工便道、运输便道等使用的土地, 包括油气资源勘探开发涉及的钻井井场、配套管线、电力设施、进场道路等钻井及配套设施使用的土地	本项目属于页岩气勘探项目, 征用土地23493m ² 均为临时用地	符合
二、引导临时用地科学合理选址	临时用地应当合理选址, 节约集约用地, 尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地, 要严格控制占用耕地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田, 可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地一般不得占用永久基本农田, 确需占用永久基本农田的, 必须能够恢复原种植条件, 并符合《重庆市规划和自然资源局重庆市农业农村委员会关于加强和改进永久基本农田保护工作的实施意见》(渝规资规范〔2020〕1号)中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定	本项目属于页岩气勘探项目, 经批准可临时占用永久基本农田布设探井	符合
三、明确临时用地期限	临时用地使用期限从批准之日起算, 一般不超过2年; 建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设使用的临时用地, 期限不超过4年; 法律、行政法规另有规定的除外。城镇开发边界内依法应当取得临时建设工程规划许可的, 其期限应当与临时用地的期限相衔接	本项目为页岩气勘探项目, 拟计划发现可供开采的油气资源时, 完成试气作业后继续试采作业2年(采气作业需另行进行评价), 临时用地计划不超过4年	符合
六、落实临时用地恢复责任	(一) 切实履行土地复垦责任义务。按照“谁使用、谁复垦”的原则, 临时用地单位是土地复垦的责任主体。临时用地单位应当将土地复垦费用纳入项目总投资, 确保土地复垦费用足额落实到位。在临时使用土地前, 临时用地单位要对拟占用的耕地、园地等农用地进行表土剥离和妥善保护, 并将其用于土地复垦。临时用地期满后, 临时用地单位应当拆除临时建(构)筑物, 使用耕地的应当复垦为耕地, 确保耕地面积不减少、质量不降低; 使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地; 使用未利用地的, 对于符合条件的鼓励复垦为耕地。 (二) 严格落实按期复垦要求。临时用地单位应当自临时用地期满之日起1年内完成土地复垦。因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的, 经区县规划自然资源主管部门批准可以适当延长复垦期限, 临时用地单位应当在不晚于不可抗力因素消除后的6个月内完成土地复垦。区县规划自然资源主管部门要依法监督临时用地单位履行复垦义务情况, 临时用地期满之日起1年内未完成复垦或者未恢复种植条件的, 由区县规划自然资源主管部门责令限期改正; 逾期不改正的, 责令缴纳复垦费, 可以按土地	本项目为页岩气勘探项目, 建设单位要对拟占用的耕地等农用地进行表土剥离和妥善保护, 并将其用于土地复垦。在勘探施工结束后, 对临时用地进行复垦, 需在临时用地期满之日起1年内完成土地复垦	符合

	复垦费的 2 倍以上 5 倍以下处以罚款，并由区县规划自然资源主管部门会同同级农业农村主管部门代为完成复垦或者恢复种植条件		
综合分析，本项目符合《重庆市规划和自然资源局关于进一步加强占用永久基本农田管理的通知》（渝规资规范〔2020〕9 号）。 1.3.5 与《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）符合性分析 本项目与《非常规油气开采污染控制技术规范》的符合性如下所示。 表 1.3-5 项目与《非常规油气开采污染控制技术规范》的符合性分析			
序号	要求	本工程情况	符合性
4.2 钻前工程			
4.2.1	井场的布置应符合 SY/T5466 的规定	本项目井场布置符合 SY/T5466 的规定	符合
4.2.2	钻前工程设计应根据当地气候条件进行雨污分流系统设计，集污区应采取防渗措施，排污沟的横截面积应根据当地雨季最大排量设计。年降雨量大于 500mm 的地区应在循环罐区、主要设备区、材料房等区域设置雨棚，雨棚边缘应超出下方围堰不小于 0.5m，雨棚的导流槽设计应将雨水导入场外自然水系。井场废油暂存区、钻井液废油暂存区、钻井液材料临时钻存区应设置雨棚或其他防雨措施	本项目钻前设计已根据当地气候条件进行雨污分流系统设计，集污区采用重点防渗措施，已根据重庆市武隆区雨季最大量设计排水沟，拟在循环罐区、主要设备区、材料房、岩屑堆放区等区域设置雨棚，雨棚边缘超出下方围堰不小于 0.5m，雨棚设计导流槽拟将雨水导入场外自然水系	符合
4.2.3	井场防渗区应实现分级管控，分为重点防渗区域和一般防渗区域。钻井基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、燃烧池、废油暂存区、应急池、柴油罐区、油基岩屑收集贮存区、柴油发电机房等涉及含油材料或废物流转的区域为重点防渗区；除重点防渗区域外的井场作业区为一般防渗区	本项目井场防渗区实行分级管控，重点防渗区包括：钻井过程中的钻井基础区域、清水池、污水池、放喷池、循环罐基础、水基岩屑暂存区、不落地系统装置区、发电房区、油罐区、危废贮存点；一般防渗区主要包括井场非设备硬化区、环保厕所基础、生活垃圾箱放置点等	符合
4.2.4	重点防渗区地面按 GB18597 的要求，应铺设 150mm 混凝土或 2mm 厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ，或采取铺设渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ，至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施，膜类材料重叠区域应采取热熔或焊熔技术，重叠压覆距离不小于 150mm，确保叠合良好；应修筑高于井场 20cm 的围堰与其他区域隔离，区域内场地平整，满足防腐蚀、防流失、防扬洒的要	本项目重点防渗区按 GB18597 的要求采取防渗措施	符合

		求；用以存放装载液体、半固体危险废物容器的区域，容器下方地面应硬化平整并采取防渗措施，设计堵截泄漏的围堰		
4.2.5		一般防渗区应按 GB18599 的要求，地面采取相当于 1.5m 厚黏土层，渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ，的防渗措施	本项目一般防渗区（井场非设备硬化区、水基岩屑暂存区、材料存放区、环保厕所基础、生活垃圾箱放置点、水套炉装置区）按 GB18599 的要求采取防渗措施	符合
4.2.6		井场污水（废液）池、岩屑池、水基钻井液池（罐）等设施应具备防雨、防渗功能，池（罐）内壁采取渗透系数不大于 10^{-7}cm/s 的防渗措施，防渗设计宜参照 GB18599 的要求；用于储存含油废水、油基钻井液、采出水的排污池需具备防雨、防渗、防腐功能，有 VOCs 气体逸散的要满足 GB37822 相关要求，池底和池壁铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜，渗透系数不大于 10^{-10}cm/s 或采取铺设至少 2mm 厚、渗透系数不大于 10^{-10}cm/s 的其他人工材料的防渗措施	本项目钻井过程中的钻井基础区域、清水池、污水池、循环罐基础、油基岩屑暂存区、不落地系统装置区、发电房区、油罐区按 GB18597 和 GB37822 的要求采取防渗措施	符合
4.2.7		井场污水池、岩屑池、钻井液池（罐）、废液处理池等构筑物（设施）的有效容积应根据生产工艺、降水量及未预见污水量确定容积系数，容积系数应不小于 1.2	本项目污水池、泥浆储罐等设施容积系数不小于 1.2	符合
4.3 钻井作业				
4.3.1		井场钻杆架、管排架等重点防渗区应增加铺设 2mm 高密度聚乙烯土工膜，所选土工膜符合 GB/T17643 的要求，或采取可达到相同效果的防渗措施，防止油污洒落地面	本项目对井场污染区、清水池、污水池、放喷池等按重点防渗区的要求采取防渗措施	符合
4.3.2		根据钻井各段遇到的地质条件、分层漏失情况及含水层分布，表层钻井宜采取气体钻井、清水钻井等技术，表层以下钻井宜采用环境友好型的钻井液体系。根据不同地质和工程情况，及时采取随钻堵漏、桥塞堵漏等防漏措施，降低钻井液漏失量，避免钻井液进入地层	本项目钻井工程导管段采用清水钻工序，已覆盖表层的含水层，后续钻井采用“水基钻井液+油基钻井液”相结合的方式钻井。根据不同地质和工程情况，及时采取随钻堵漏、桥塞堵漏等防漏措施	符合
4.3.3		固井质量应符合 SY/T6592 的要求，技术套管固井水泥应返高至地面，以防止钻井及开采活动连通浅层水及其他地层。井口与河流、沟谷水平距离小于 1000m 的井，表层套管的下深应低于河床、沟谷底部不少于 300m；井口与河流、沟谷水平距离大于 1000m 的井，表层套管的下深应低于河床、沟谷底部不少于 100m	本项目固井质量符合 SY/T6592 的要求。本项目表层套管的下深为 1300m，大于规范要求的 300m，本项目距离西侧大溪河约 700m，高差约 20m，表层套管下深低于河床、沟谷底部不少于 300m，满足要求	符合
4.3.4		钻井现场应实施钻井液无害化收集处理，建立钻井液收集、处理和回收循环系统；采用油基钻井液体系的应遵循“不落地”原则	本项目钻井现场建立钻井液收集、处理和回收循环系统；油基钻井液进入“不	符合

			落地”处理系统	
4.3.5	水基钻井液应优先回收再利用。无法回用的废弃钻井液应分离固相，分离固相的回收、储存、运输、处置过程应符合 GB18599 的要求。分离后固相宜采用资源化处理技术，用于铺路基土、免烧砖、烧结砖、免烧砌块及水泥辅料等，产品浸出液控制指标应满足 GB8978 中相关要求	本项目水基钻井液重复利用，产生的清水、水基岩屑资源化利用，回收、储存、运输、处置过程均符合 GB18599 的要求	符合	
4.3.6	油基钻井岩屑宜采用物理固液分离技术，按照 HJ607 的要求，对分离出的液相予以回用。分离出的固相和无法回用的液相宜采用萃取、热脱附等方式深度处理，回收的废矿物油应满足配制油基钻井液的技术要求。经深度处理后的岩屑宜采用水泥窑炉等协同处置资源化处理技术，达到 SY/T7301、GB/T30760-2014 中要求的；可用于铺设通井路、铺垫井场等基础材料或免烧砖、烧结砖、混凝土掺合料资源化利用	本项目废弃油基钻井泥浆全部回用。分离出的油基岩屑通过外运，交有资质单位处理	符合	
4.3.7	油基钻井废物的转运、装卸过程中应避免洒落，产生的含油废物应妥善收集，并按规定处理处置	项目油基岩屑采用密闭车辆进行转运，避免洒落	符合	
4.4 压裂作业				
4.4.1	压裂用水及配液应遵照节约用水的原则，在满足当地取水需求的前提下，先期制订优化供水方案，获得当地监管部门的取水许可	本项目压裂液的配置用水优先使用周边井场的压裂返排液，不够的情况下，尽可能地使用回用水，包括钻井废水、雨水和洗井废水	符合	
4.4.2	压裂配液应优先使用回用水，回用水储存应采用经过防渗处理的蓄水池或专用储罐。压裂作业单位应对压裂配液的用水量进行计量	本项目压裂液的配置尽可能地使用回用水，包括钻井废水、雨水和洗井废水、周边井场的压裂返排液等，回用水采用清水池和储存罐储存，并对用水量进行记录	符合	
4.4.3	压裂作业宜昼间作业，并按 GB12523 的要求，采取措施降低噪声对周边环境敏感点的影响	本项目压裂作业昼间作业，并按 GB12523 的要求，采取措施降低噪声	符合	
4.4.4	如非常规油气开采企业使用的压裂液的化学品成分中含有列入《危险化学品名录》的物质，在不涉及商业秘密的前提下，应通过环境影响评价文件等指定渠道向社会公开	本项目环境影响评价文件向社会公开	符合	
由上表可知，本项目满足《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）要求。 1.3.6 与《地下水管理条例》符合性分析				

本项目与《地下水管理条例》相关要求符合性分析见下表：

表 1.3-6 《地下水管理条例》符合性分析表

相关要求	项目情况	符合性
禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质；利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物；法律法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为	本项目各类废水优先回用，无法回用的外运涪陵页岩气田采出水处理站处理；平台设置环保厕所，生活污水采用环保厕所收集后交第三方环境治理公司清掏外运处置，不外排；设置危废贮存点，并采取防风、防雨、防晒、防渗漏措施。项目采取分区防渗措施； 本项目不涉及《地下水管理条例》中明确相关禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为	符合
新建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施；化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测	本项目属于页岩气勘探项目，本评价中包含地下水污染防治的内容，提出了相应的源头控制、分区防渗等地下水污染防治措施。符合相关要求	符合
在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内，不得新建、改建、扩建可能造成地下水污染的建设项目	本项目地下水评价范围内无地下水集中式饮用水水源保护区分布，属于基岩区域	符合

综上，本项目建设符合《地下水管理条例》相关要求。

1.3.7 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（〔2012〕18 号）符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（国家环保部公告 2012 年第 18 号）对比分析详见表 1.3-7。

表 1.3-7 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》对比分析表

序号	技术政策要求	本工程内容	符合性
一	清洁生产		
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目属于气藏的勘探项目，在设计阶段优化选址，优化设备设施布局，减少占地面积，废水收集后妥善处	符合

			理，废物收集集中外委处置	
3	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		本项目不涉及国际公约禁用化学物质，符合要求	符合
3	在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗等措施预防燃料泄漏对环境的污染		本项目不使用炸药，油罐区设置地面硬化防渗和设置集油池，符合要求	符合
4	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用		本项目导管段采用清水钻进，一开、二开采用水基钻井液钻进，三开使用油基钻井液钻进。固控设备完善，钻井液循环率达到 95%以上，钻井废水处理回用，符合要求	符合
5	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施		本项目采用盐酸作为压裂前置液，对岩层进行侵蚀。压裂液为碱性，压裂前置酸经压裂液中和后无酸返出。压裂残液和返排液尽可能地重复利用，本项目无法回用的压裂液返排至压裂罐内进行存储，酸化、压裂作业和试气过程拟采取防漏、防溢措施，全部外运处理，符合要求	符合
二	生态保护			
1	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道		放喷过程中废气不具备利用条件，在放喷池进行充分燃烧	符合
三	污染治理			
1	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式		钻井过程中钻井废水循环利用，完井后钻井废水预处理后用于后续压裂液配置使用，不外排；压裂返排液经预处理后优先回用，不能回用的经罐车运送至涪陵页岩气田采出水处理站处理达标后排放；平台设置环保厕所，钻井及试气时的生活污水采用环保厕所收集后交第三方环境治理公司清掏外运处置，不外排	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照国家要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池		本项目固废临时堆放区采用防渗技术，清水、水基岩屑经不落地系统收集后外运进	符合

			行资源化利用；油基岩屑交由有相应资质的危险废物处置资质单位进行处置。本项目不设钻井液贮池，采用泥浆不落地系统，钻井液随钻处理后回用	
3	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置		本项目不涉及油气处理，在井口及易产生油污的生产设施底部进行防渗处理，收集可能产生的废油，经废油桶收集，由建设单位回收利用或交有资质的单位进行处置	符合
4	对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复		本项目不涉及开采和油气处理，若产生少量柴油泄漏造成的土壤污染，则将对污染土壤进行收集，交有资质单位处置	符合
四	运行风险和环境管理			
1	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系		建设单位制定有完善的环境保护管理规定，并建立运行健康、安全与环境管理体系	符合
2	加强油气田建设、开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理		本项目制定有环境监理计划	符合
3	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水		本项目属于勘探项目，且加强钻井试气阶段套管监管，以避免钻井液及压裂液对地下水的污染	符合
4	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗		建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的环境管理制度和培训制度	符合
5	油气田企业应对开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故		评价进行了环境风险评价，提出设置突发环境事件应急预案，并定期举行演练。在井场周边设置事故监测点，定期监测特征污染物	符合
通过将本项目内容与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中清洁生产、生态保护、污染治理、运行风险和环境管理四大项十五小项内容进行对比分析，本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。 1.3.8 与《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022 年版）》（川长江办〔2022〕17 号）的符合性分析 表 1.3-8 与四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则符合性分析				
相关要求			项目情况	符合性

第六条：禁止新建、改建和扩建不符合《长江干线过江通道布局规划 2020-2035 年》的过长江通道项目（含桥梁、隧道），国家发展改革委同意过长江通道线位调整的除外	本项目不涉及过江通道	符合
第七条：禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目自然保护区的内部未分区的，依照核心区和缓冲区的规定管控	本项目不涉及自然保护区	符合
第八条：违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内建设宾馆招待所培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的项目	本项目不涉及风景名胜区	符合
第九条禁止在饮用水水源准保护区的岸线和河段范围内新建扩建对水体污染严重的建设项目改建增加排污量的建设项目	本项目位于重庆市武隆区平桥镇高屋村，本项目井场及其附属设施均不在饮用水水源保护区范围之内，井场道路不穿越饮用水源地保护区。本项目钻井废水、洗井废水预处理后用于后续压裂液配置使用，不外排；压裂返排液预处理后综合利用，最终不能利用的废水转运至涪陵页岩气田采出水处理站处理达标排放，不直接排放；固废收集后交由有资质单位处置。在采取风险预防措施后，本项目事故状态下对环境产生的风险可控	符合
第十条：饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内除遵守准保护区规定外禁止新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目禁止从事对水体有污染的水产养殖等活动		符合
第十一条：饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内，除遵守二级保护区规定外禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目		符合
第十二条：禁止在水产种质资源保护区岸线和河段范围内新建围湖造田、围湖造地或挖沙采石等投资建设项目	本项目不属于围湖造田、围湖造地或挖沙采石等项目	符合
第十三条：禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内开（围）垦、填埋或者排干湿地，截断湿地水源，挖沙、采矿，倾倒有毒有害物质、废弃物、垃圾，从事房地产、度假村、高尔夫球场、风力发电、光伏发电等任何不符合主体功能定位的建设项目和开发活动，破坏野生动物栖息地和迁徙通道、鱼类洄游通道	本项目不涉及国家湿地公园	符合
第十九条：禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建扩建尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外	本项目不在长江干流岸线三公里、重要支流岸线一公里范围	符合
十条：禁止在生态保护红线区域、永久基本农田集中区域和其他需要特别保护的区域内选址建设尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库	本项目不属于尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库建设项目	符合
第二十三条：禁止新建、扩建法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目。对《产业结构调整指导目录》中淘汰类项目，禁止投资限制类的新建项目，禁止投资，对属于限制类的现有生产能力，允许企业在一定期限内采取措施	本项目不属于法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目	符合

改造升级																			
1.3.9 与《甲烷排放控制行业行动》（环气候〔2023〕67号）符合性分析 根据生态环境部等11部门关于印发《甲烷排放控制行动方案》的通知，本项目与其符合性分析如下。 表 1.3-9 与《甲烷排放控制行业行动》符合性分析一览表 <table border="1"> <tr> <th>序号</th><th>主要内容</th><th>本项目情况</th><th>是否相符</th></tr> <tr> <td>1</td><td>强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励引导煤炭企业加大煤矿瓦斯抽采利用。到2025年，煤矿瓦斯年利用量达到60亿立方米；到2030年，油田伴生气集气率达到国际先进水平</td><td>本项目测试放喷天然气通过放喷池燃烧后排放</td><td>符合</td></tr> <tr> <td>2</td><td>推广应用泄漏检测与修复技术。探索逐步完善油气领域泄漏检测与修复技术规范体系，推动全产业链泄漏检测与修复常态化应用。加强管线先进维检修技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力</td><td>本项目属于页岩气勘探井建设项目，止于储层改造阶段，不涉及地面工程</td><td>符合</td></tr> <tr> <td>3</td><td>推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放</td><td>本项目不涉及火炬</td><td>符合</td></tr> </table> 综上所述，本项目的实施符合《甲烷排放控制行动方案》的要求。				序号	主要内容	本项目情况	是否相符	1	强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励引导煤炭企业加大煤矿瓦斯抽采利用。到2025年，煤矿瓦斯年利用量达到60亿立方米；到2030年，油田伴生气集气率达到国际先进水平	本项目测试放喷天然气通过放喷池燃烧后排放	符合	2	推广应用泄漏检测与修复技术。探索逐步完善油气领域泄漏检测与修复技术规范体系，推动全产业链泄漏检测与修复常态化应用。加强管线先进维检修技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力	本项目属于页岩气勘探井建设项目，止于储层改造阶段，不涉及地面工程	符合	3	推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放	本项目不涉及火炬	符合
序号	主要内容	本项目情况	是否相符																
1	强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励引导煤炭企业加大煤矿瓦斯抽采利用。到2025年，煤矿瓦斯年利用量达到60亿立方米；到2030年，油田伴生气集气率达到国际先进水平	本项目测试放喷天然气通过放喷池燃烧后排放	符合																
2	推广应用泄漏检测与修复技术。探索逐步完善油气领域泄漏检测与修复技术规范体系，推动全产业链泄漏检测与修复常态化应用。加强管线先进维检修技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力	本项目属于页岩气勘探井建设项目，止于储层改造阶段，不涉及地面工程	符合																
3	推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放	本项目不涉及火炬	符合																

二、建设内容

地理位置	本项目位于重庆市武隆区平桥镇高屋村，井场位置东侧地势高，西侧地势低，高差较大，高差约 20m，详细位置见附图 1。
项目组成及规模	2.1 凤来区块资源概况、开发概况 涉及商业秘密。 2.2 建设内容与规模 2.2.1 工程概况 项目名称：焦页 300 勘探评价井组项目 建设单位：中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司 建设性质：新建 建设地点：重庆市武隆区平桥镇高屋村 井类别：勘探评价井 井型：水平井 目的层：龙马溪组 完钻层位：龙马溪组 工程投资：***万元，其中环保投资***万元，占总投资的***。 建设内容：本项目主要建设内容包含钻前工程、钻井工程、储层改造工程，临时占地约 23493m²，新建井场 6050m²（110m×55m），部署 4 口勘探评价井，分别为焦页 300HF、焦页 300-2HF、焦页 300-3HF、焦页 300-4HF。新建进场道路 344m，1 处 1395m²生活区；井场四周新建排水沟 350m，东侧及北侧新建截水沟 300m；新建 500m³清水池、污水池、主放喷池各 1 座，副放喷罐 1 座；配套建设钻井设备基础、给排水、供配电等辅助工程。目的层龙马溪组，采用 ZJ70 钻机。 具体情况如下： （1）钻前工程 项目位于重庆市武隆区平桥镇高屋村，总用地面积为 23493m²，钻前工程主

要包括新建井场、进场道路、生活区、排水沟、截水沟、钻井设备基础、给排水、供配电等辅助工程及钻井工程的配套设施。

（2）钻井工程

焦页 300 井组井别参数如下表所示：

表 2.2-1 焦页 300 井组井型一览表

井位名称	平台 UTM 坐标		设计井深 (m)	井型	井别	目的层	完 井方法
	X坐标	Y坐标					
焦页 300HF	18729511.94	3257821.28	6800	水平井	勘探评价井	龙马溪组	套管完井
焦页 300-2HF			6900	水平井	勘探评价井	龙马溪组	套管完井
焦页 300-3HF			7000	水平井	勘探评价井	龙马溪组	套管完井
焦页 300-4HF			7000	水平井	勘探评价井	龙马溪组	套管完井

钻井及泥浆体系：均采用 ZJ70 钻机，导管采用清水钻井液钻井，一开、二开直、斜井段采用水基泥浆钻井，三开水平段采用油基泥浆钻井。

（3）储层改造工程

储层改造工程主要包括洗井、射孔、压裂、测试及设备搬迁。采用桥塞分段、套管注入体积压裂工艺，待钻完井后根据测录井成果优化射孔及分段参数。

2.2.2 项目组成

根据项目设计资料、投资备案证，本项目建设内容包含钻前工程、钻井工程、储层改造工程等，由主体工程、公辅工程、储运工程、环保工程等组成，本项目组成表见表 2.2-2。

表 2.2-2 焦页 300 勘探评价井组项目组成情况一览表

名称	建设内容	建设规模
主体工程	钻前工程	新建焦页 300 平台，平台尺寸为 110m（长）×55m（宽），主要对井场进行平整，采用混凝土硬化作为设备基础，局部采用碎石铺垫，井场内主要设置钻井设备基础、泥浆循环系统基础、泥浆储备罐基础、发电房基础、岩屑暂存区、柴油罐区，建设 4 口井的井口基础，开挖砌筑方井；并修建配套的清水池、污水池、放喷池、生活区、进场道路、耕植土堆放区等
	钻井工程	在焦页 300 平台开展 4 口井的钻井作业，设计井深为 6800~7000m，井型为水平井，其中水平段为 2000m，目的层为龙马溪组，总进尺

	储层改造工程		27700m，水平段进尺 8000m。采用“三开”井身结构，采用单钻机分井段批钻模式，实现泥浆共享，导管段使用清水钻井液钻进；一开~二开（直、斜井段）使用水基泥浆钻进；三开水平段使用油基泥浆钻进
			储层改造工艺：采用电缆泵送桥塞分簇射孔分段压裂工艺
			射孔工艺：分簇射孔
			压裂方案：对 4 口井采用依次压裂作业，对试气层进行分段加砂水力压裂改造
			设备配置：施工现场主要配置电驱压裂泵、混砂车、供液车、供酸橇、连续混配装置、仪表车、测井电缆车等
			试气作业：测试求产时，采用临界速度流量计或标准孔板流量计进行计量。事故放喷和测试放喷阶段将天然气引至放喷池或备用放喷罐点燃；测试放喷管口高为 1m，采用短火焰灼烧器，在放喷池、放喷罐内燃烧以降低热辐射影响
	辅助工程	道路工程	新建井场进场道路 344m；进场道路与平台相连，路基宽约 5m，均为水泥路面
		泥浆循环系统	设一套泥浆循环系统，系统由泥浆泵、除砂器、除泥器、振动筛等装置组成，水基泥浆转油基泥浆循环前，设备做清掏处理。设 40m ³ 泥浆循环罐 5 个，用于循环泥浆暂存
		点火系统	共设 3 套点火装置，分别为自动、手动和电子点火装置
		井控系统	根据所钻地层最高地层压力选用合适等级的液压防喷器和管汇。自动化控制系统，主要由井口防喷器组、防喷器控制装置、管汇、钻具内防喷工具以及其他装置及监测仪表
		不落地系统装置区	钻井期间，在井场内布置 1 套岩屑不落地系统，清水岩屑与水基岩屑经不落地系统收集后，加水泥、粉煤灰拌合固化，最终外运进行资源化利用；油基岩屑采用吨桶收集后交具有相应资质的单位处置
	公用工程	给水	生活用水引自附近村民的生活用水管道（自来水），采用临时软管铺设；压裂液配置优先采用周边井场的采出水、压裂返排液等废水，采用罐车运输进场，不足部分来自周边地表水体，拉水至现场；钻井泥浆用水优先采用处理达标后的废水、雨水等，不足部分来自周边地表水体。根据调查，目前企业取水点还未确定，建设单位应取得相关水务部门同意后再实施取水，取水工程不纳入本次评价
		排水	施工期间钻井废水经过处理后循环利用，完钻后的钻井废水回用于压裂液配置使用；压裂返排液优先回用于本平台，不能回用时由罐车直接外运至涪陵页岩气田采出水处理站处理后达标排放，现场不外排 施工期现场雨污分流，场外雨水通过截排水沟排入自然水系；场内雨水系统采用清污分流系统。其中： 场内清水系统：井场四周边界设场内清水沟，四角各设1个集液池，初期雨水通过清水沟汇入集液池，隔油、沉淀后回用于钻井液配置、压裂工序压裂液配置使用，后期雨水处理后排入场外自然水系。 场内污水系统：在场内设备安装到位后，在基础外设置挡水墙，在井架基础、发电房、循环系统、泥浆储备罐区、不落地系统装置区等基础外边缘以内范围线设挡污墙，与井场清洁区分隔，防止污染区污水溢流。拟在循环罐区、主要设备区、材料房、岩屑堆放区等区域设置雨棚，雨棚边缘应超出下方围堰不小于0.5m，通过雨棚的导流槽将雨水导入场外自然水系；通过集水坑汇集污染区雨水后，及时泵入污水池回用于钻井液配置、压裂工序压裂液配置使用，不

			外排	
			井场设置环保厕所，钻井、储层改造及试气时的生活污水采用环保厕所收集后交第三方环境治理公司清掏外运处置	
		供电	施工期间依托周边已建成的 10kV、35kV 电网供电	
		备用发电机房	设置一座 10m ² 发电机房，金属结构，配备简易排气筒；设置 2 套柴油发电机作为备用电源，施工完毕后搬迁	
		生活区	设置 1 处，水泥墩基座，活动板房，现场吊装。设置于预留发展用地内，占地 1395m ²	
	储运工程	柴油罐	设1个柴油罐区，12m×10m，罐区拟设2个柴油罐，每个容积35m ³ ，临时存储柴油，最大储存量30t；油罐区基础采用40cm厚手摆片石+20cm厚砂砾石+20cmC25碎石砼，地坪采用水泥基结晶型防渗涂料刷2遍共1mm厚，设300mm高砖砌围堰（围堰容积36m ³ ），柴油主要用于备用柴油发电机使用；本区域做重点防渗处理，等效黏土防渗层Mb≥6.0m，K≤1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s	
		泥浆储备罐	设置泥浆储备罐8个，每个容积40m ³	
		压裂液储罐	平台压裂期间，配备40个配液罐，100m ³ /个，用于压裂液配制；罐区地面铺设防渗膜，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量	
		盐酸储罐	压裂阶段设置 6 个 25m ³ 的储罐（5 用 1 备），由厂家运送 31%浓度的浓盐酸至平台，在罐体内稀释成 15%浓度的稀盐酸。盐酸罐区地面铺设防渗膜（防渗系数≤10 ⁻¹⁰ cm/s），并在四周设置围堰，围堰容积不小于单个罐体的容积	
		清水、污水池	于平台西侧新建500m ³ 清水池、污水池各1座，池体底板采用C15混凝土垫层，上覆C35混凝土底板；四周池壁采用C35混凝土；本区域作重点防渗处理，等效黏土防渗层Mb≥6.0m，K≤1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s	
	环保工程（钻井工程、储层改造阶段）	废水处理	生活污水	设置环保厕所，钻井、储层改造及试气时的生活污水采用环保厕所收集后交第三方环境治理公司清掏外运处置，环保厕所储存能力需≥5m ³ 或满足5天以上暂存要求
			场地污染区雨水	通过排水沟泵入污水池暂存，用于钻井液配置、压裂工序压裂液配置使用
			钻井废液、压裂返排液	钻井过程中产生的废水经过处理后循环利用，完钻后的钻井废水回用于压裂液配置使用；压裂返排液优先回用于本平台及周边井站，不能回用时由罐车直接外运至涪陵页岩气田采出水处理站处理后达标排放，现场不外排
		废气处理	柴油机燃烧废气	经设备自带尾气处理系统处理后经由3m高排气筒排放
			测试放喷废气	测试放喷阶段将页岩气引至放喷池点燃；测试放喷管口高为1m，采用短火焰灼烧器，在放喷池、防喷罐内燃烧以降低热辐射影响。放喷管线采用螺纹与标准法兰连接的专用抗硫管材
			酸雾吸收	酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水中吸收，无组织排放
		噪声		柴油发电机位于发电房内，安装隔震垫、消音器，可通过钻井期间对超标居民点采取功能置换、设置隔声屏障、安装通风式隔声窗或临时撤离等措施，避免环保纠纷
		固体	水基岩屑、泥	水基岩屑暂存区 1 个，容积约 300m ³ ，用于暂存水基岩屑，最终综合利用；设 300mm高围堰

	废物处理	渣	
		油基岩屑	油基岩屑采用吨桶（12个，单个容重1t，放置于循环罐旁，设置有油基岩屑暂存区，占地面积约30m ² ）收集后交由有资质单位进行处置；设300mm高围堰
		废包装材料（化工料桶）	交相应资质的单位处置或厂家回收
		废油	废油桶装收集后暂存于油基岩屑暂存区，由建设单位回收利用或交有资质的单位进行处置
		絮凝沉淀污泥	属于一般工业固体废物，交由有资质单位进行水泥窑协同处置
		生活垃圾	生活区、井场旁各设1个生活垃圾收集箱，对生活垃圾集中收集，交由当地环卫部门处置
	分区防渗		重点防渗区包括：钻井过程中的钻井基础区域、清水池、污水池、放喷池、循环罐基础、油基岩屑暂存区、不落地系统装置区、发电房区、油罐区；储层改造施工设备布置在井场内，利用井场已建的防渗系统，压裂设备、压裂液罐、酸罐等设施布置在井场设备区，利用挡污墙和防渗系统。 一般防渗区主要包括：井场非设备硬化区、水基岩屑暂存区、环保厕所基础、生活垃圾箱放置点等
		耕植土堆放区	井场西侧设置1个耕作土堆放区，占地面积为1亩（682m ² ），主要用于暂存表土，表层耕作土分层剥离，用于后期覆土绿化
	依托工程	涪陵页岩气田采出水处理站	2019年2月2日取得重庆市涪陵区生态环境局的批复，批复文号为“渝（涪）环准（2019）15号”，于2019年3月30日开工，2020年11月24日完工，现已完成竣工验收工作，近期产出水处理能力为1600m ³ /d
	2.2.3 主体工程概述 2.2.3.1 钻前工程 （1）平台 井场尺寸为110m（长）×55m（宽），本次建设井架基础下部采用C25钢筋混凝土筏板基础，上部为C25片（卵）石砼；面层为30cm厚C25碎石砼。ZJ70型钻机配套的机房基础、泥浆循环系统基础、发电房基础、不落地系统装置区基础等井场内设备基础下部为20cm厚片石基层+10cm厚C15混凝土垫层+20cm厚C25钢筋混凝土面层，均进行了防渗处理。 （2）进场道路 井场西侧新建井场进场道路344m，与外部乡道连接，路基宽约5m，均为水泥路面。 （3）清水池、污水池、放喷池		

平台西南侧新建 500m³清水池、污水池各一座。平台西侧新建一座 500m³放喷池。各水池采用钢混结构，池体底板采用 C15 混凝土垫层，上覆 C35 混凝土底板；四周池壁采用 C35 混凝土，底板和四周池壁均采用防渗混凝土。污水池用于贮存放喷测试产生的各类废水，清水池主要用于贮存配置各类液体的新鲜水，放喷池用于测试放喷试气。

（4）生活区

井队设置 1 个生活区，位于预留发展用地内，平台生活区占地面积约为 1395m²，采用现场吊装活动板房，配备环保厕所和垃圾收集点各 1 座。

（5）岩屑堆放区

平台井场内新建水基岩屑暂存区 1 个，砖混结构，容积约 300m³，占地面积约 150m²，用于暂存水基岩屑。油基岩屑采用吨桶（12 个，单个容重 1t，放置于循环罐旁，设置有油基岩屑暂存区，占地面积约 30m²）收集后交由有资质单位进行处置。

2.2.3.2 钻井工程

（1）井身结构

根据本次部署方案，本项目部署 4 口页岩气勘探评价井，其井身结构如下所示。井身结构见表 2.2-3。

表 2.2-3 井身结构设计数据

图 2.2-1 典型井井身结构设计图（焦页 300HF）

导管：焦页 300 井组采用 Φ609.6mm 钻头，下入 Φ473.1mm 表层套管，封固浅表松散易垮塌层，水泥返至地面。

一开：焦页 300 井组采用 Φ406.4mm 钻头，水基钻井液体系，钻进至一开设计井深时，下 Φ298.5mm 表层套管中完，以封嘉陵江组为原则确定中完深度，套管设计下深 1300m 左右，应保证固井质量，水泥返至地面。

二开：二开用 Φ311.2mm 钻头，水基钻井液钻井，以进入龙马溪组地层 100m 左右（斜深）为中完原则，下 Φ219.1mm 套管固井，封龙马溪组之上的易漏、易垮塌地层。水泥返至地面。

三开：三开使用 Φ215.9mm 钻头、油基钻井液，完成大斜度井段和水平段钻井作业，下入 Φ139.7mm 套管完井。

完井方式：采用套管射孔完井方式。

（2）主要设备

钻井过程采用ZJ70钻机，单钻机布局，井口附近布置钻井设备、钻杆、套管、钻井泵房、发电房等。井口两侧布置钻井液配制及循环系统。主要设备配置见表2.2-4。

钻井工程施工完毕后，钻井设备随钻井队搬迁。

表 2.2-4 ZJ70 钻机与主要设备配置表

（3）钻井液体系

本项目导管采用清水钻井液，一开段和二开直、斜井采用水基钻井液，三开水平井段采用油基钻井液钻井。见表2.2-5。

表 2.2-5 钻井液体系选择

（4）井控方案

油气井控制按《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）执行。钻井井口装置、井控管汇配套与安装应符合行业标准《钻井井控装置组合配套、安装调试与使用规范》（SY/T 5964-2019）、《涪陵页岩气田钻井井控安全技术要求》（Q/SH1035 1043-2014）的规定要求。井控管理执行《中国石化井控管理规定》（中国石化油〔2024〕12号）的规定要求。其中导管压力等级：闸板防喷器 21MPa，井控管汇压力等级为 21MPa。

（5）固井方案

固井作业是钻井达到各段预定深度后，下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间环形空间的作业。固井主要目的是封隔疏松易塌、易漏地层；同时封隔油、气、水层，防止互相窜漏、形成油气通道。固井作业主要设备有下灰罐车、混合漏斗和其他附属设备等。

2.2.3.3 储层改造工程

（1）完井工程

①完井方式

本项目投产前要进行分段压裂改造，综合储层特性和水平井分段压裂改造的特点，本项目采用套管射孔完井方式。

②射孔工艺

水平段采用电缆射孔与桥塞压裂联作技术，其原理是：电缆桥塞下到大斜度井段遇阻后，采用压裂车泵注减阻水推动桥塞管柱下行。在泵送过程中进行套管磁定位，直至到达预定位置，先点火座封桥塞、上提丢手，封隔已措施层；上提电缆到指定射孔位置进行分簇射孔，射孔结束后，上提出电缆工具串进行验枪。

（2）压裂工程

钻井至目的层下套管固井射孔后，采用盐酸作为前置液，对岩层进行侵蚀。压裂液为碱性，压裂前置酸经压裂液中和后无酸返出。在酸液腐蚀作用下，形成裂缝，从而在井底附近地层内形成具有导流能力的裂缝。射孔完毕后通过高压将压裂液注入井下，将地层压出网状裂隙，建立页岩气采出通道。本项目采用水力压裂，利用地面高压泵组将压裂液注入井中，从而在井底附近地层内形成具有导流能力的填砂裂缝。

（3）压裂主要工艺设备

根据区块已开发井测试压裂情况，施工车辆及设备准备如表2.2-6所示。

表 2.2-6 压裂施工车辆及工具准备

设备名称	参数	数量
压裂泵	功率>33538hp	压裂泵≤12 台
仪表车	计量误差≤1%	1 台
混砂车	供液速度≥14m ³ /min	≤2 台
管汇车	/	1 台
混配车	配液速度≥14m ³ /min	≤2 台
供液泵	供液速度≥14m ³ /min	≤2 台
供酸橇	供酸速度≥10m ³ /min	≤2 台
高压管汇	105MPa	≥2 套
清水罐（配液罐）	总容积≥3000m ³	≤30 具
立式酸罐	总容积≥100m ³	≤15 具
立式砂罐	100m ³ 、20m ³	100m ³ 2 具、20m ³ 1 具

（4）压裂井场布置

根据不同钻井井场情况，兼顾钻井、油气集输工程方案进行试气井场布置，摆好压裂机组，接好高、低压管线、管汇。

（5）试气作业

测试求产时，采用临界速度流量计或标准孔板流量计进行计量。测试放喷阶段将天然气引至放喷池点燃。

稳定求产的要求：排液至日产气量达到峰值时开始测试、求产，测试求产过程中要求：日产气量波动范围小于 5%，井口压力平均日波动幅度不大于 0.3MPa；井口压力和产量稳定时间要求不小于 5 天。其余资料录取按照《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SY/T 6125—2024）执行。

2.3 气质组成

风来区块气体组分以CH₄为主，CH₄含量97.780%～98.140%，平均为97.963%；C₂H₆为0.337%～0.405%；丙烷及以上重烃组分含量为0.011%，CO₂含量为0.581%～0.643%。页岩气相对密度0.5658，临界温度191.1K，临界压力4.61MPa，井产气特点为低重烃，不含H₂S，为优质天然气气源。气体组分见表2.3-1。

表 2.3-1 气体组分表

组分	He	H ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	C ₆ ⁺	CO ₂	H ₂ S
摩尔分数 (%)	0.052	0.005	0.987	97.963	0.371	0.010	0	0.001	0	0.611	0

（2）压裂液性质

根据区域开发，压裂液主要污染物为 COD、总氮、氯化物、石油类、挥发酚等。类比江汉石油管理局有限公司环境监测中心 2022 年对兴页 L1HF 分离器废水的监测，本项目压裂液水质与兴页 L1HF 井废水类似，水质情况见下表。

表 2.3-2 压裂返排液性质表

工序	产生源	浓度 (mg/L)						
		pH (无量纲)	COD	氨氮	氯化物	硫化物	石油类	挥发酚
压裂	压裂废水	8.1	504	12.0	13800	0.79	20.7	0.01

2.4 主要原辅材料名称及年消耗数量

(1) 钻井液

根据钻井工程设计，本项目所用钻井泥浆主要材料清单见下表。

表 2.4-1 项目钻井液用量表 单位：m³

开次	钻井液体系	总用量	单井用量	单井损耗量	单井剩余量	总损耗量	剩余钻井液去向
导管	清水	280	100	60	40	240	第一口井导管段完钻后钻井液补充 60m ³ ，用于下一口井导管段钻井，以此类推，最后一口井剩余钻井液 40m ³ 用于一开钻井液配置
一开、二开直、斜井段	水基	2000	800	400	400	1600	第一口井水基完钻后钻井液补充 400m ³ ，用于下一口井水基段钻井，依此类推，最后一口井剩余钻井液 400m ³ ，由钻井队回收利用
三开水平段	油基	1500	600	300	300	1200	第一口井水平段完钻后补充 300m ³ ，用于下一口井水平段油基段钻井，依此类推，最终剩余油基泥浆 300m ³ ，由钻井队回收利用

表 2.4-2 钻井泥浆主要材料成分表

钻井泥浆体系		主要成分
水基钻井泥浆	防塌钻井液	(4~5)%膨润土+(0.3~0.5)%纯碱+(0.2~0.3)%HV-CMC+(0.2~0.3)%聚丙烯酸钾+(1~1.5)%聚合物降滤失剂+(2~3)%多软化点封堵防塌剂。 其他添加剂：烧碱、堵漏剂等
	封堵防塌钻井液	(3~4)%膨润土+(0.3~0.5)%聚丙烯酸钾+1%有机胺+(0.5~1.0)%硅醇抑制剂+(1~1.5)%DR-II(或JMP-1)+(2~3)%SD-202+(1~2)%非渗透处理剂+(2~3)%FDF-1+(1~1.5)%抗盐聚合物降滤失剂+(2~3)%改性褐煤+3%超细碳酸钙。 其他添加剂：烧碱、降粘剂、加重剂、堵漏剂等
油基钻井泥浆		84%基液(95%柴油+白油：5%CaCl ₂ 盐水)+3%乳化剂+1%润湿剂+2%增黏剂+8%CaO+4%有机土+3%降滤失剂+5%高效封堵剂+3%超细碳酸钙。 其他添加剂：加重剂等

本项目使用的钻井液材料由供货厂家负责运输至平台，在平台材料堆场储存，化学材料堆存区顶部设置防雨棚，地面采用水泥硬化，并铺垫防渗膜。本项

目钻井液材料用量及特性见表 2.4-3。

表 2.4-3 钻井液材料用量 单位：t

材料名称	特性	材料消耗量		储存方式	平台日常储量
		单井消耗量	总消耗量		
纯碱	纯碱碳酸钠[497-19-8] Na_2CO_3 ，分子量 105.99。化学纯度大于 99.5 质量分数，也称为纯碱。 纯碱和对泥页岩水化具有较强抑制作用的粗分散钻井液体系	3	12	袋装，50kg/袋	0.50
膨润土	俗称白土粉。以蒙脱石为主要成分，化学代表式为： $(\text{Si}_{8-y}\text{Al}_y)(\text{Al}_4-x\text{Mg}_x)\text{O}_{20}(\text{OH})_4 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ ，外观特征是适当粒度的粉末，因含杂质的不同，有白色、灰色、灰黄色和紫红色等颜色，易吸潮，吸潮后结块。 具有良好的悬浮性、触变性，滤失量小、造浆性能好，配制方便、易调整钻井液比重等特点	30	120	袋装，25kg/袋	1.00
防塌剂 (FT-388)	页岩稳定剂改性沥青，由腐植酸钾、多种化工原料、沥青等在一定温度下经改性而成。抑制黏土水化和防塌作用，并具有抗盐、降滤失和降摩阻的功能	8	32	袋装，25kg/袋	1.00
高黏度羧甲基纤维素 (HV-CMC)	组分：一种水溶性高分子聚合物，通过天然纤维经过化学改良得到。 特征：其溶解于冷水或热水，形成高粘度透明溶液，具有良好的增稠、分散、乳化、稳定、保水等功能。 控制泥浆黏度	6	24	袋装，25kg/袋	0.25
氢氧化钠粉末 (NaOH)	俗称烧碱、火碱、苛性钠，为一种具有强腐蚀性的强碱，一般为片状或颗粒形态，易溶于水（溶于水时放热）并形成碱性溶液，另有潮解性，易吸取空气中的水蒸气（潮解）和二氧化碳（变质）	4	16	袋装，25kg/袋	0.25
超细碳酸钙 (QS-2)	油气井用碳酸钙粉，白色或淡黄色粉末	15	60	袋装，25kg/袋	0.25
聚丙烯酸钾 (K-PAM)	一种无毒、无腐蚀的井壁稳定剂，易溶于水。 具有抑制泥页岩及钻屑分散作用，兼有降失水、改善流型和增加润滑等性能。可以有效地抑制地层造浆并能与多种处理剂配伍	3	12	袋装，25kg/袋	0.25
KCl	无色细长菱形或成一立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，外观如同食盐，无臭、味咸。增强钻井液的抑制防塌能力	12	48	袋装，50kg/袋	0.50

	石灰石粉	以碳酸钙为主要成分白色粉末状物质	300	1200	袋装, 25kg/袋	0.25
	多功能固体润滑剂	利用天然石墨及油脂类聚合物合成的一种油田化学剂, 在钻井过程中主要作用: 加固井壁, 润滑钻杆, 防止塌陷, 增快钻进速度	4	16	袋装, 25kg/袋	0.25
	钻井液润滑剂 (RH-3)	以矿物油、合成烃、动植物油为原料的润滑剂, 能真正溶解于水	4	16	桶装, 50kg/桶	0.50
	重晶石粉 (加重剂)	主要为硫酸钡, 化学成分 BaO65.7%, SO ₃ 34.3%。成分中有 Sr、Pb 和 Ca 类质同像替代。无色透明的, 一般则呈白、浅黄色, 具有玻璃光泽。作为加重剂	150	600	罐装, 60t/罐	1.00
	复合堵漏剂	把纤维制品 (如纸、棉籽壳), 颗粒物 (如坚果壳), 还有片状物 (如片状云母) 材料按比例组合在一起, 即为复合堵漏剂	8	32	袋装, 25kg/袋	0.25
	主乳化剂 HIEMUL	经分子结构设计、人工合成的具有多种表面活性基团的表面活性剂。是一种优良的油基钻井液体系的主乳化剂, 与 HICOAT 辅乳化剂复合使用, 配制得到逆乳化油基钻井液体系。在较低加量时就可以使体系具有很强的稳定性	10	40	桶装, 25kg/桶	0.25
	辅助乳化剂 HICOAT	经分子结构设计、人工合成的具有多种表面活性基团的表面活性剂, 其具有较好的辅助乳化效果, 能够形成的油包水乳状液更加稳定	9	36	桶装, 25kg/桶	0.25
	降滤失剂 HIFLO	羧甲基纤维素钠盐, 代号为 Na-CMC, 简称 CMC, 目前常用的有低粘 CMC、中粘 CMC、高粘 CMC 三种。为白色纤维状粉末, 具有吸湿性, 不溶于酸和醇等有机溶剂, 易分散于水中形成胶状液, 抗温达 90~140C, 有一定抗盐、抗钙能力。主要用于各种水基钻井液的降滤失剂, 还具有抑制页岩水化膨胀作用、增稠作用等	10	40	袋装, 25kg/袋	0.25
	润湿剂 HIWET	属于脂肪酸类油润湿剂, 能有效润湿油基钻井液中的加重材料和钻屑, 改变油基钻井液中固相的亲油亲水性能, 提高加重材料及钻屑的亲油性能, 有利于改善油基钻井液体系的乳化稳定性	9	36	桶装, 50kg/桶	0.50
	增粘剂 MOGEL	丙烯酸盐的共聚物, 在钻井液中具有增粘、絮凝、改变流型、降滤失等作用	9	36	袋装, 25kg/袋	1.00
	封堵剂 HISEAL	黑褐色自由流动粉末	10	40	袋装, 25kg/袋	1.00

石灰	以氧化钙为主要成分的气硬性无机胶凝材料。用于调节碱度	12	48	袋装, 25kg/袋	0.25
CaCl ₂	氯化钙, 颗粒状, 控制水相的活度, 以防止或减弱泥页岩地层的水化膨胀, 保证井壁稳定	12	48	袋装, 25kg/袋	0.25

(2) 压裂液

本项目盐酸采用酸罐储存, 钻井过程中不储存, 仅在压裂施工过程中暂存, 压裂过程中所使用的化学材料均由厂家负责运输至井场。压裂液在井场内配液罐内配制。本项目 4 口井水平段压裂段数总数为 76 段, 按照设计资料, 本项目单井用酸量为 680m³, 则前置酸总用量为 2720m³。

本项目压裂施工预计压裂液总用量约 2.56×10⁵m³, 由返排液(返排液、污水重复利用)和平台内配置(取新鲜水配置)两部分组成, 单井压裂施工时间为 30 天, 4 口井合计压裂施工时间为 120 天。根据周边井场开发时序和已开发的页岩气井用水情况, 拟建工程压裂液配置重复利用其它井场采出水、其他井场返排液量、本平台井场废水量约占压裂液总量的 30%, 井场内新配置压裂液新鲜水用量约占 70%, 则重复利用约 0.768×10⁵m³, 新鲜水取水量约 1.792×10⁵m³。新鲜水采用潜水泵取水, 罐车输送至井场压裂液配液罐储存供给。则本项目水力压裂用量见表 2.4-4、压裂液配制材料用量见表 2.4-5、表 2.4-6。

表 2.4-4 本项目压裂液用量一览表

项目	压裂液用量 (m ³)	施工段数	压裂液用量 (m ³)		日最大取用新鲜水量* (m ³ /d)	日最大利用*(m ³ /d)	现场最大储存能力 (m ³)
			利用	新配置			
单井压裂	3368/段	19 段	19200	44800	2800	1200	4000
数量	4 口	4 口	4 口		/	/	/
合计	2.56×10 ⁵	76 段	0.768×10 ⁵	1.792×10 ⁵	/		/

*注: 日最大施工段数为 1 段。

本项目压裂液体系及配制材料用量见下表。

表 2.4-5 压裂液体系一览表

压裂液体系		主要成分
压裂	减阻水体	减阻剂浓度<0.08%后, 携砂能力下降幅度较大, 储层埋深 2750-3000

液体系	系	米，斜坡带采用 0.08%~0.12%减阻剂简化配方。 主体配方：0.08%~0.12%减阻剂+0.02%消泡剂+0.02%杀菌剂
	胶液体系	主体采用 0.25%稠化剂，条带状曲率附近采用 0.3%稠化剂。 胶液配方：0.25%~0.3%稠化剂+0.02%消泡剂+0.02%杀菌剂+0.1%黏度调节剂+0.25%流变助剂+0.1%增效剂
	酸液体系	15%HCl+2.0%缓蚀剂+1.5%助排剂+2.0%粘土稳定剂+1.5%铁离子稳定剂
	其他液体	钻塞液选用胶液基液，具体配方为：0.25%低分子稠化剂+0.1%复合增效剂+0.02%消泡剂
	支撑剂体系	综合考虑导流能力及降本要求，采用 70/140 目石英砂+40/70 目石英砂+30/50 目覆膜砂封口

表 2.4-6 压裂材料使用一览表

2.5 工程占地

本项目临时占地约 23493m²，其中新建井场 6050m²（110m×55m），部署 4 口勘探评价井，新建进场道路 344m，1 处生活区 1395m²；井场四周新建排水沟 350m，东侧及北侧新建截水沟 300m；新建 500m³清水池、污水池、主放喷池各 1 座。

本项目临时用地面积包含井场区域、井队生活区、边坡、清水池、污水池、放喷池、进场道路等，根据国土空间检测分析报告显示，本项目占用耕地（水田）22111m²，耕地（旱地）415m²，田坎 690m²，道路 277m²，合计 23493m²，其中永久基本农田 22056m²。

表 2.5-1 本项目占地类型表

序号	功能名称	占地类型	占地面积（m²）	备注
1	焦页 300 平台	耕地（水田）	22111	临时占地
2		耕地（旱地）	415	临时占地
3		田坎	690	临时占地
4		道路	277	临时占地
合计			23493	临时占地

2.6 土石方平衡

本项目井场建设过程中表土剥离用于后期复垦，产生的土石方主要来自井场

	平整、污水池建设、井场道路、生活区等工程。根据施工设计资料，项目施工过程中总挖方约29400m³，总填方约25300m³，剩余2075m³堆放在表土临时堆放场，用于后期土地复垦，井场施工过程无弃方。产生的耕植土2025m³，临时堆放耕植土堆放区面积为682m²，设计堆放高度为4m，能够满足堆放需求，耕植土堆放区较低区域修建挡土墙；井场土边坡区域、道路土边坡区域、耕植土堆放区在土建工程完工后，及时播撒草种或覆盖，防止地表水冲刷造成水土流失和边坡失稳。钻前工程土石方工程量见下表所示。						
	表 2.6-1 土石方统计表						
	项目		挖方量（m³）	填方量（m³）	耕植土回填（m³）	土地复垦	弃方（m³）
	场地平整	平台	-13800	12500	2025	2075	0
		边坡	-3500	7300			
	井架基础等		-3600	/			
	道路土方		-5000	5500			
	清表		-3500	/			
总计		-29400	25300	2025	2075	0	
总平面及现场布置	2.7 总平面及现场布置合理性分析						
	本次评价从放喷池布置、油罐区布置合理性分析本工程平面布置的合理性，平面布置执行《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技术规程》（SY/T5225-2019）等石油天然气行业标准的相关规定。						
	（1）总平面布置						
	本项目选用 ZJ70 型钻机，井场是钻井工程的主要场地，井场采用标准化方式建设，井场尺寸为 110m×55m，场地面积 6050m²；左场 18m，右场 37m，前场 55m，后场 55m；场地最大标高 389m，最小标高 369m，最大高差 20m，整平后标高 379.40m；新建进场路 344m；井场四周新建排水沟 350m，东侧及北侧新建截水沟 300m；井场西侧新建放喷池 1 座，东北侧新建放喷罐 1 座；井场西侧、进站路北侧、放喷池南侧设置耕植土堆放区；生活区位于新建进场路入口南侧。						

	井场平面布置详见附图 3。 (2) 油罐区布置合理性分析 根据《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程（SY5225-2012）》中第 3.1.3 条规定：柴油罐区距井口应不小于 30m，根据平面布置该井油罐区布置在井场东部，距离最近井口约 38m，满足防火间距的要求。且油罐采用架空式储存，罐体下方设置 12m×10m×0.3m 围堰，发生泄漏易发现，并能及时收集，位置布设于井场内，便于职工监管，故满足要求。 (3) 放喷池布置合理性分析 根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T5225-2019）第 3.1.4 规定：放喷管线出口距井口应不小于 75m；《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）中第 5.3.1 条规定：放喷和火炬应限于安全地点，尽可能考虑选择井场主导风向的下风向放喷或点燃火炬，还应使排入大气的气体完全燃烧。 根据项目平面布置图及现场调查可知，本项目新建 1 个放喷池，位于平台西侧，距离最近井口为 120m，本项目为勘探评价井，不属于“三高”井及风险探井，根据调查，放喷池周围 100m 范围内无各类设施和民房。由此可见，放喷池设置满足相关规定，布置合理。 综上，放喷池选址及平面布置均满足《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）、《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）及其他相关规定的要求。因此本项目放喷池布置合理。
施 工 方 案	2.8 施工工艺流程综述 2.8.1 施工组织及定员、拆迁安置 (1) 施工组织 平台钻前工程约 30 天；4 口井钻井和完井时间共 329 天，24 小时连续施工，钻井期间按照井依次开展导管、一开、二开、三开。因此各阶段钻井液转换次数仅为一次，减少因转换钻井液体系产生的污染物；4 口井均完钻后再进行储层改造，储层改造采用依次压裂方式，即完成一口井压裂后继续进行下一口井的压裂，总压裂施工时间约 120 天，压裂完毕后进行试气作业，施工约 60 天，共 360 天，

压裂施工仅在昼间施工，夜间不作业，测试放喷 24 小时连续作业。

工程拟于 2025 年 10 月动工，钻井及储层改造施工期限约 24 个月。各井施工周期见表 2.8-1 所示。

表 2.8-1 项目各井施工周期一览表 单位：d

井号	钻前工程周期	钻井工程周期		储层改造周期	
		钻井周期	完井作业周期	压裂	试气作业
焦页 300HF	30	68	13	30	60
焦页 300-2HF		69	13	30	60
焦页 300-3HF		70	13	30	60
焦页 300-4HF		70	13	30	60
合计	30	329		360	

（2）定员

施工最大员工数量约 50 人。其中钻前工程施工人员为 20 人，钻井施工人员为 50 人，储层改施工人员为 30 人。

（3）拆迁安置

井口 100m 范围内无居民分布，因此不涉及居民拆迁安置。井场周围有多座坟墓需要迁移，采取协商处理。井场需要迁移 35kv 高压线共计约 2000m。

2.8.2 钻前工程施工工序

钻前工程主要包括方井井口建设、钻井设备及其活动板房基础构筑等，主要为土建施工，由专业施工单位组织当地民工作业。钻前工艺流程见图 2.8-1。

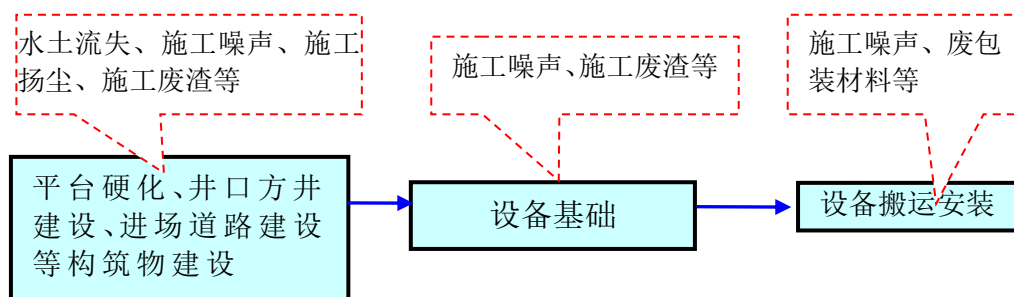


图 2.8-1 钻前工艺总流程图

（1）井场道路

	本项目新建井场进场道路 344m，设计等级为厂矿道路，设计行车速度 20km/h，路基宽 5.0m。为减轻路面水土流失，道路路面采用混凝土路面。 (2) 井场构筑 ①主要构筑物 本项目井场尺寸为 110m×55m，于平台西侧新建 1 座 500m³清水池、1 座 500m³污水池，于平台西侧新建一座 500m³放喷池。 ②构筑物分区防渗 井场内外各设备基础及附属设施严格落实《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）要求，井场防渗区域实现分级管控，分为重点防渗区域和一般防渗区域。 ③清污分流及生活区 清污分流：井场实施清污分流。四周设边沟，用于排泄井场外的雨水，清水沟出水口处设置沉砂井。平台内设备安装完毕后，在设备摆放区周围修建挡污墙，通过挡污墙内的积水坑、方井收集污水由井队收集存放在储存池中，由井队负责回收利用。 钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地。 2.8.3 钻井工程 钻井作业为 24h 连续作业，钻井期间主要的环境影响因素是备用柴油发电机运行时产生的废气、油基泥浆使用过程中产生的废气，钻进、起下钻和固井冲洗作业等产生的废水，机械设备运转时产生的噪声，以及钻井钻屑、废弃泥浆等固体废物。 项目钻井及完井作业流程见图 2.8-2。
--	--

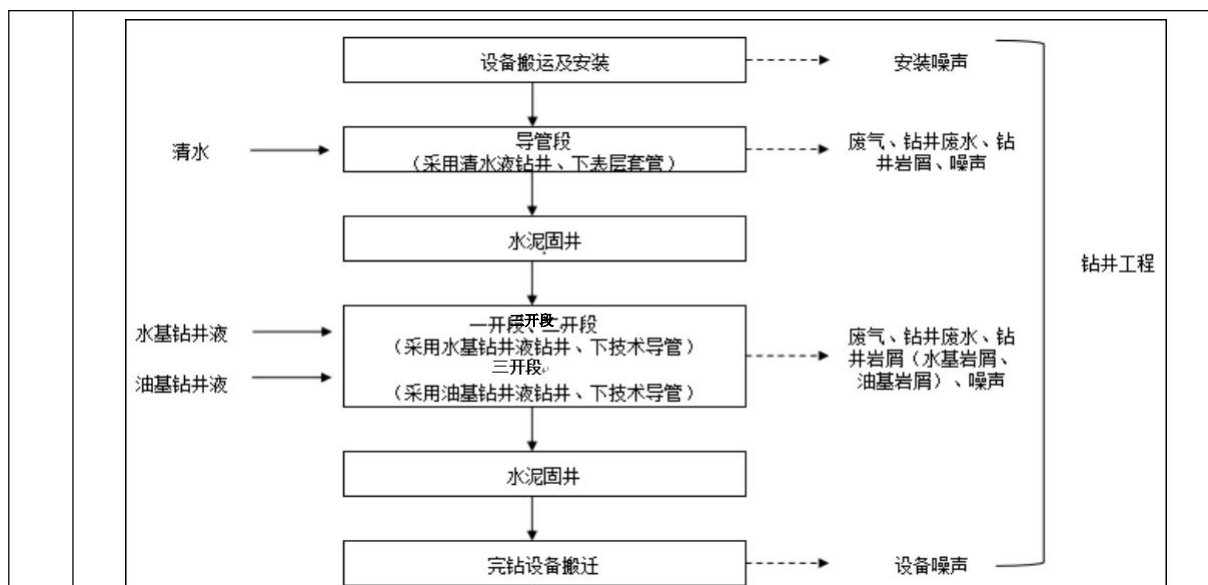


图 2.8-2 项目钻井作业流程及产污环节图

(1) 钻井方式

本项目 4 口井均采用“三开”钻井方式。导管段采用清水钻井，一开、二开直井段及斜井段采用水基钻井液钻井，三开水平段采用油基钻井液。清水和水基钻井液均属于水相钻井液体系，钻井过程中在循环罐内直接调整钻井液配方。通过钻机带动转盘钻探，通过钻头切削地层，使井不断加深，直至目的井深。在钻井过程中，钻井液通过高压泵经管道、钻井内壁进入井下，然后经钻井外壁和钻井壁之间环空返回地面，经管道收集进入振动筛分离钻井液和岩屑。钻井中途会停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、测井和后续井身固井作业。

(2) 钻进

钻进过程根据井身结构先使用大钻头，后使用小钻头钻进，更换钻头时会停钻，以起下钻具更换钻头、下套管、固井、设备检修等。钻井是根据地层地质情况，利用钻井液辅助整个过程进行钻进直至目的层的过程。

①清水钻井阶段

本项目导管段采用清水钻井。此阶段钻井液为清水，不添加其他成分。钻井优先采用网电动力机作为钻井动力，通过钻机转盘带动钻杆切削地层，同时将清水泵入钻杆注入井内高压冲刷井底地层，将钻头切削的岩屑不断地带至地面，利用振动筛分离岩屑和钻井液，分离的钻井液带入泥浆罐循环利用。导管段产生的清水钻井岩屑外运综合利用。该阶段主要污染物为泥浆泵产生的噪声，泥浆系统产生的噪声、清水泥浆岩屑及钻井废水，钻井产生的噪声和柴油发电机（备用设

备) 废气等。钻井过程中清水钻井液循环使用, 该阶段完成后的剩余清水钻井液在循环罐内直接用于配制水基钻井液, 钻井岩屑收集后交由处置单位进行资源化利用。

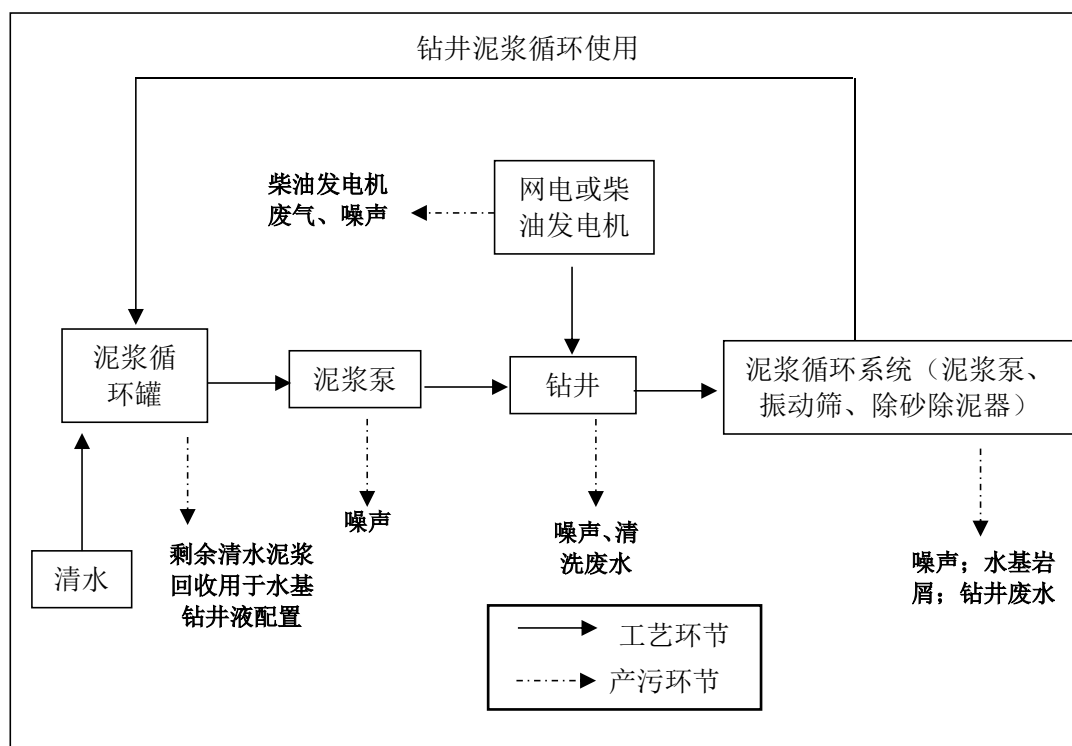


图 2.8-3 导管钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

②水基钻井阶段

一开、二开斜井段、直井段采用水基钻井液体系, 钻井工艺与清水钻井工艺相似, 钻井过程中以水基钻井液作为载体将岩屑带至地面, 振动筛分离的钻井泥浆进入泥浆罐循环利用, 水基钻井岩屑经处理后交由处置单位进行资源化利用。水基钻井阶段完成后剩余水基钻井泥浆排入循环罐暂存, 回用于其他钻井平台。该阶段主要污染物为泥浆泵产生的噪声, 泥浆系统产生的噪声、水基泥浆岩屑及钻井废水, 钻井产生的噪声和柴油发电机(备用设备)废气等。钻井废水循环利用, 完井后钻井废水预处理后用于后续压裂液配置使用, 不能回用时由罐车直接外运至涪陵页岩气田采出水处理站处理后达标排放, 现场不外排。钻井岩屑收集后交由处置单位进行资源化利用。

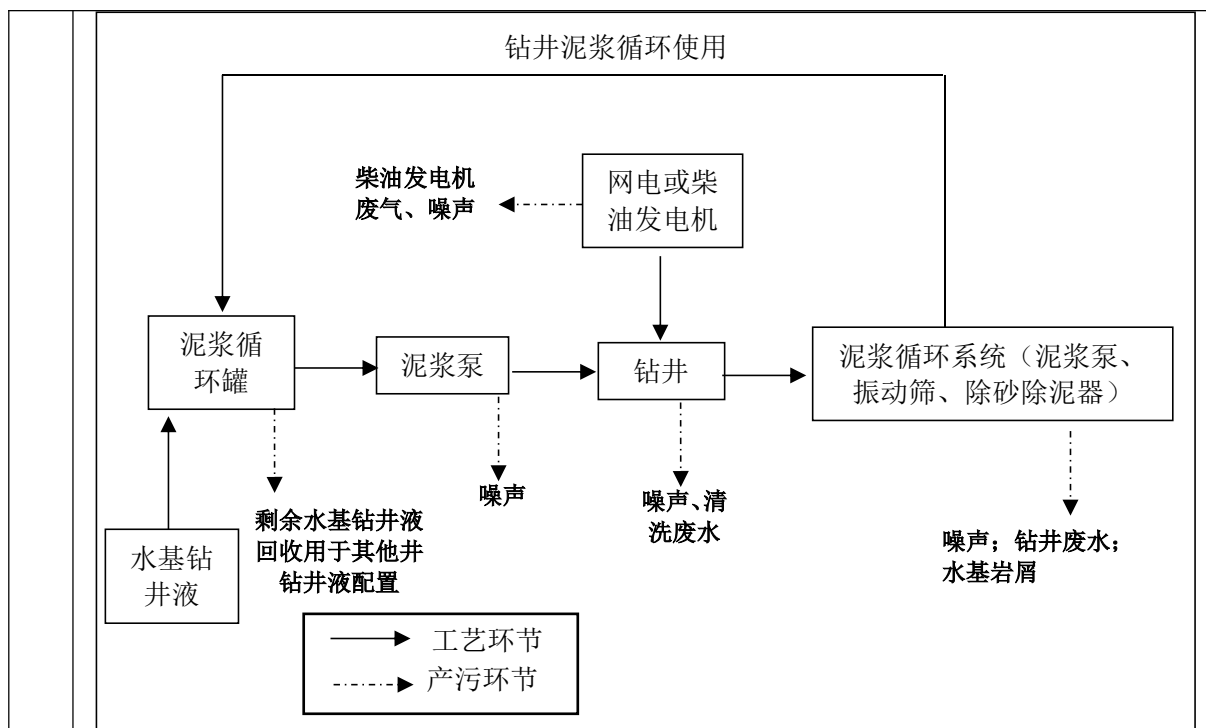


图 2.8-4 水基泥浆钻井工艺流程及产排污环节图

③三开水平段：采用油基钻井液钻进。通过电动钻机转盘带动钻杆切削地层，同时将油基钻井液泵入钻杆注入井内高压冲刷井底地层，将钻头切削的岩屑不断地带至地面，利用振动筛分离岩屑和钻井泥浆，分离的钻井液带入泥浆循环罐循环利用，钻井岩屑在振动筛后集中收集，不落地。

在该阶段主要的产污环节为泥浆泵、泥浆循环系统产生的噪声及油基钻井岩屑，钻井产生的噪声和柴油发电机（备用设备）废气等。废弃油基钻井泥浆全部回用。油基岩屑经泥浆循环系统分离后由吨桶收集，暂存后交由具有相应资质的危险废物处置资质单位进行处置。

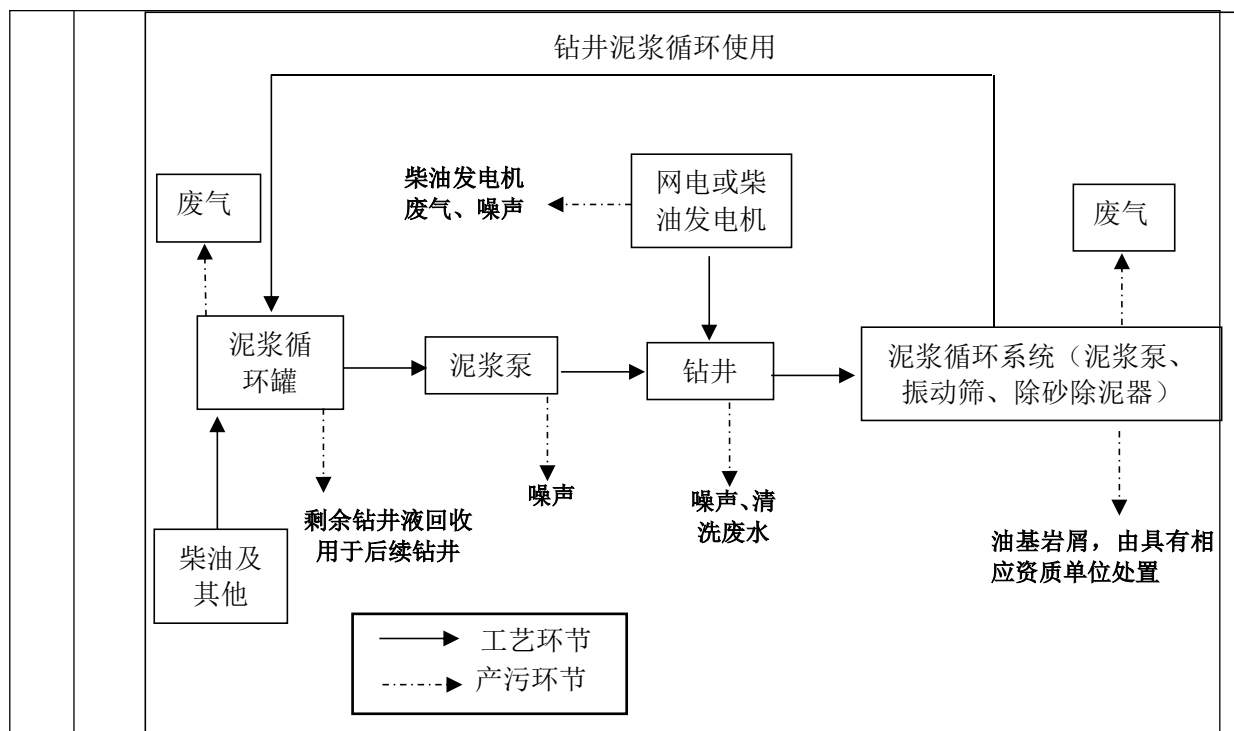


图 2.8-5 油基钻井液体系钻井工艺流程及产污环节示意图

④钻井工程主要原辅材料种类

根据钻井设计，本项目钻井阶段主要使用的原辅料主要为防塌钻井液、封堵防塌钻井液、纯碱、膨润土等各类钻井泥浆材料、固井水泥、柴油、清水等。

钻井泥浆的组成根据不同地层性质和地下压力进行配比，水基钻井泥浆组成以物质化学性质稳定、无毒无害的无机盐和大型聚合物为主，不添加汞、铬、铅等重金属有毒有害物质。

（3）固井作业

固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程。固井作业与钻井过程交替进行，各井段钻至预定深度后，下套管进行本井段固井作业，然后开始下一井段钻进及固井，依次交替进行，直至钻至目的深度并下套管固井。出靶点完成水平井段钻进后下入油层套管完井。完井后需对钻井设备进行搬迁和拆除。

2.8.4 储层改造工程

储层改造工程包括前期准备、压裂、钻塞、放喷排液及测试求产等工序，产生的主要污染物为洗井废水、压裂返排液、放喷废气及各工序产生的噪声，其工

艺流程及产污环节示意图 2.8-6。

(1) 前期准备

①洗井：钻井完井后，采用清水对井壁进行清洗，利用水泵将水通过钻杆内部压入井下，然后通过钻杆与套管之间的环空返回地面。本阶段产生的污染物主要为废水和噪声，其中废水中主要含 SS，最终由管道排入污水池，用于配制压裂液。

②刮管：下 $\Phi 73\text{mm}$ 钻杆底带套管刮削器至井底，并分别在桥塞坐封处反复刮削不少于 3 次。清除井下套管内壁的水泥、沙土、划痕、石蜡、毛刺以及其他附着物，使套管内壁变得清洁。

②通井：将 $\Phi 73\text{mm}$ 钻杆、 $210\text{mm}\times\Phi 105\text{mmH}$ 型安全接头、 $\Phi 112\text{mm}\times 2\text{m}$ 通井规自上而下组合成管柱，伸入井中对井径进行检查。

④试压：套管、井口及封井器试压 95MPa，稳压 30min，压降不超过 0.5MPa 为合格；起钻。本阶段主要污染物为噪声。

⑤拆防喷器组合：拆掉防喷器组合，关闭上部大阀门，并在上面盖上铁板并固定，防止落物入井或落物损坏大闸门。

⑥换压裂井口：清水对井筒、压裂井口试压 95MPa，稳压 30min，压降不超过 0.5MPa 为合格。

⑦安装固定地面流程：安装两级地面测试流程和放喷测试管线，固定牢固；上油管头三通连接好测试流程，流程试压合格。

⑧开工验收：由现场施工总指挥召集作业监督、各施工单位负责人、设计单位负责人、各工序和岗位负责人，对施工准备情况、人员配置、HSE 进行检查，同时明确试气运行组织机构及相关注意事项，各工艺负责人就工艺衔接相互进行交底。

(2) 压裂

①下射孔枪。

采用连续油管组下射孔枪。连续油管+凹痕接头+双瓣式单流阀+液压丢手+变扣接头+压力开孔点火头+射孔枪+压力点火头+射孔枪（包括接头及引鞋）；连续油管下放至井底，下放过程中钻压不超过 300kg。然后进行深度定位，连续油管接近井底时，下放速度 2m/min-3m/min，下探井底时施加钻压不超过 500kg，

避免损坏射孔枪。

②坐封桥塞。

在压裂完成后，需要封堵已完成压裂的下部井段，为上返测试、压裂改造等工艺技术的成功实施提供保障。

③射孔

采用特殊聚能器材进入井眼预定层位进行爆炸开孔让井下地层内流体进入孔眼。射孔后取出射孔工具。

④前置酸

钻井至目的层下套管固井射孔后，采用盐酸作为前置液，对岩层进行侵蚀。压裂液为碱性，压裂前置酸经压裂液中和后无酸返出。

⑤压裂

压裂即用压力将地层压开一条或几条水平的或垂直的裂缝，并用支撑剂将裂缝支撑起来，减小油、气、水的流动阻力，沟通油、气、水的流动通道，从而达到增产的效果。利用地面高压泵组将压裂液以超过地层吸收能力的排量注入井中，在井底憋起高压，当此压力大于井壁附近的地应力和地层岩石抗张强度时，在井底附近地层产生裂缝；继续注入带有支撑剂的携砂液，裂缝向前延伸并填以支撑剂；压裂后裂缝闭合在支撑剂上，从而在井底附近地层内形成具有导流能力的填砂裂缝。压裂产生的污染物主要为噪声。待一段压裂完成后，向井下再放置桥塞，重复上段压裂过程，直至压裂全部水平井段。

（3）钻塞

磨穿水平井各段桥塞。

（4）下生产管柱

下生产管柱，将压裂井口换成采气井口。

（5）测试放喷

为避免地层吐砂，开始返排的速度应小于 200L/min（12m³/h），分别采用 4、6、8mm 油嘴放喷，每个油嘴放喷时间 4-6h，再改用 10、12mm 油嘴放喷排液，根据排液情况和井口压力再定产量规模；具体的要根据井口压力及出砂情况相应调整。井口压力原则上不低于 12MPa。当产液量小于 10m³/h 或者产气量高于临界携液流量时，进入测试求产阶段。为减小井下积液的影响，采用油嘴从大到小

的方式测产。本阶段产生的污染物有放喷噪声、压裂返排液、燃烧废气及热辐射。

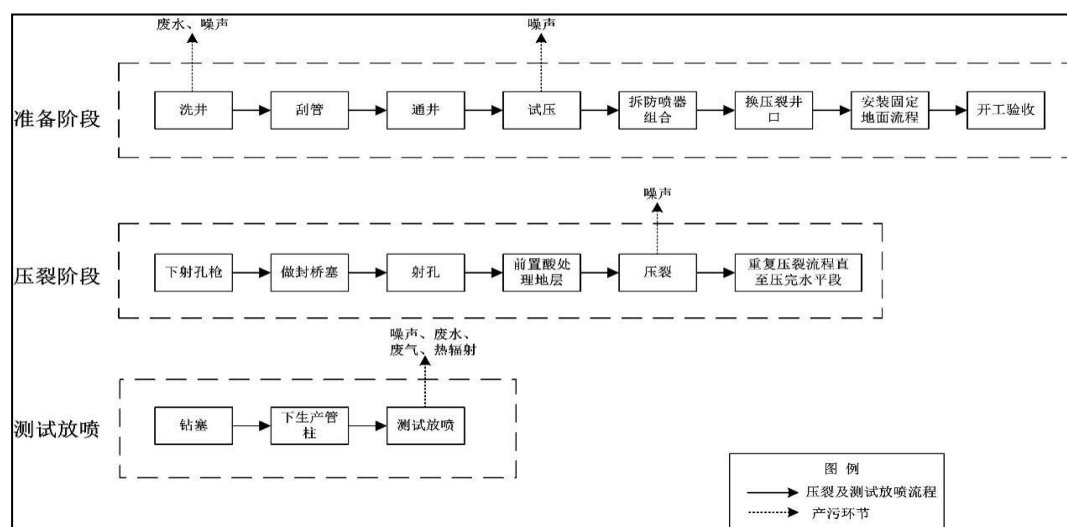


图 2.8-6 本项目储层改造工艺流程及产污环节示意图

测试过程中井场安装放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备、回收罐等。采出物经过计量分离后，分离产生的可燃气体引至放喷池点燃；压裂返排液经放喷管线进入放喷池，经絮凝沉淀后用于后续压裂工程，无法回用的经罐车运送至涪陵页岩气田采出水处理站处理达标后排放。

(6) 完井搬迁

本项目钻探施工完毕后，不再利用的临时设施、构筑物和设备进行拆除或搬迁，并对井场废弃物进行无害化治理。

完成测井、录井、井下资料收集后，不具备开采价值时按行业相关规范进行封井作业。全井段注入水泥封井，其中在可能的产气层段上部注入高标号水泥，形成水泥塞，封隔可能的工业气流产层。在封井井口套管头上安装丝扣法兰，其工作压力大于最上气层的地层压力，装放气阀，盖井口房，在丝扣法兰上标注井号、完井日期，并设置醒目的警示标志，加以保护，防止人为破坏。对钻井生活区和井场能重复利用的设施搬迁利用，不能利用的统一收集交回收单位处置；对构筑的设备基础拆除后作为场地各类池体的平整填方区填方，回填各类池体，不留坑凼；清除场内固体废物，平整井场，对临时租用而后续项目不需要占用的占地实施复垦，复耕复种，复耕复种采取经济补偿当地农户由当地农户自己落实方式进行，但经济补偿前建设单位应通过临时占地土地复垦修复作业，确保复垦土地的土壤肥力。完井作业和工程撤场后现场无污染物产生。

其他	
----	--

无

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状	3.1 生态环境 3.1.1 主体功能区划 本项目位于重庆市武隆区，根据《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发〔2010〕46号），项目所在区域属于重点开发区域中的成渝地区，不属于限制开发区域（重点生态功能区）以及禁止开发区域。 3.1.2 生态功能区划 根据《重庆市生态功能区划（修编）》（2008年7月），重庆市生态功能区划分为5个一级区，9个二级区，14个三级区。本项目所在地（武隆区）属“Ⅲ1-1方斗山-七曜山水源涵养-生物多样性生态功能区”。该区主要生态环境问题为坡耕地比重大，降雨量大且集中，水土流失严重，植被退化明显，生物多样性下降，土地石漠化严重，地质灾害频繁。主导生态功能为生物多样性保护和水文调蓄，辅助功能有水土保持、水源涵养和地质灾害防治。建立植被结构优化的中低山森林生态系统，强化其水文调蓄和生物多样性保护功能是本区域生态功能保护与建设的主导方向。方斗山—七曜山等条状山脉，是区域生态系统廊道，应重点保护；自然保护区、自然文化遗产地、风景名胜区等区域的核心区为禁止开发区，严格保护。 本项目评价区域主要为农业生态系统，呈不规则斑块分布于评价区域平坦、缓坡处，面积小。农作物种类单一，主要为水稻、豆类、红薯等。生态系统较稳定，承受干扰的能力较强，结合重庆市生态功能区划，评价区域生态功能主体水土保持，目前未受人类活动明显影响。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。无大型野生哺乳动物，现有的野生动物多为一些常见的鸟类、啮齿类等，家畜主要有猪、牛、羊等，无珍稀保护动物。
--------	--

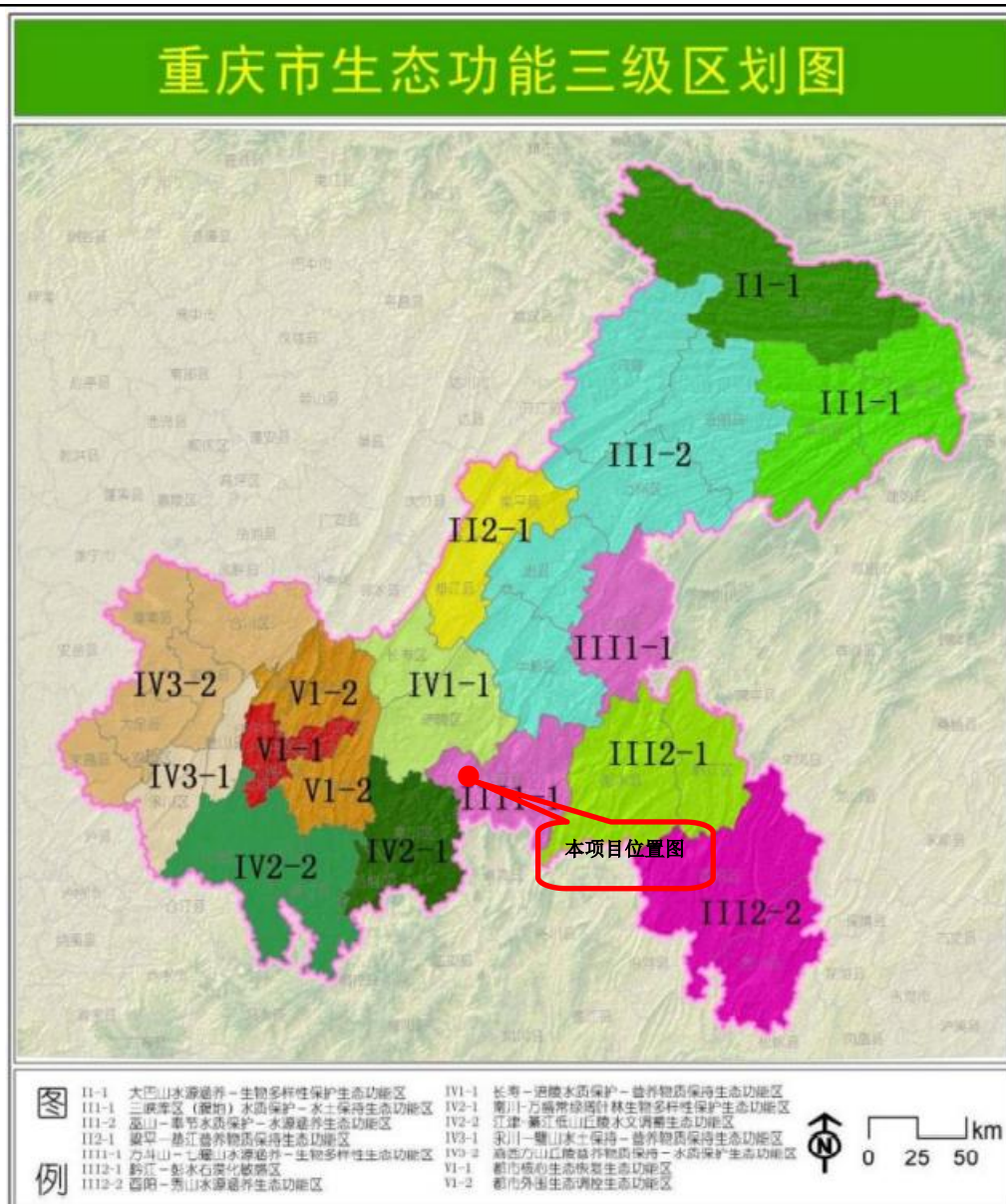


图 3.1-1 项目评价范围与重庆市生态功能区划的位置关系图

3.1.3 生态环境现状

(1) 地形、地貌

武隆区属渝东南边缘大娄山脉褶皱带，多深丘、河谷，以山地为主。地势东北高，西南低。境内东山菁、白马山、弹子山由北向南近似平行排列，分割组成桐梓、木根、双河、铁矿、白云高地。因娄山褶皱背斜宽广而开阔，为寒武系石灰岩构成，在地质作用过程中，背斜被深刻溶蚀。乌江由东向西从中部横断全境。乌江北面的桐梓山、仙女山属武陵山系，乌江南面的白马山、弹子山属大娄山系。木棕河、芙蓉江、长途河、清水溪、石梁河、大溪河等大小支流由南北两翼汇入乌江。由于深度溶蚀形成的深切槽谷交错出现，构成武隆区崇山峻岭，岗峦陡险，

沟谷纵横。仙女山主峰磨槽湾海拔最高，达 2033 米；大溪河口海拔最低，海拔为 160 米。除高山和河谷有少而小的平坝外，绝大多数为坡地梯土。土壤多属黄壤、黄棕壤，其次紫色土。

本工程位于重庆市武隆区平桥镇高屋村，海拔 369m-389m，东侧地势较高，西侧地势低，西侧 700m 是大溪河，相对高差约为 20m。

（2）项目周边土地利用现状及植被类型

本项目占地以耕地为主。根据临时占地面积统计，本工程总占地面积为 23493m²，其中井场、放喷池、放喷罐、新建进场路、清水池、污水池临时用地面积 20750m²，约 31.1 亩；进场道路加宽临时用地面积 666m²，约 1.0 亩；耕植土堆放区临时用地面积 682m²，约 1.0 亩；生活区临时用地面积 1395m²，约 2.1 亩。

根据调查，项目周边主要分布农用地、林地，主要植被类型为果园、竹林地、灌木林、柏木林、农业植被，林地主要分布在井场用地北面、南面、西面坡上和沟壑，项目用地不占用国家公益林和天然林。本项目占地区域和周边林地乔木主要为柏树等，灌木以黄荆、马桑及亚高山常绿灌丛等为主，草本植物以禾草、蕨类为主。农田植被主要为红薯、玉米等。未见珍稀保护植物和古树名木。

（3）项目用地及周边生态环境现状

项目周边主要为农田生态系统，少量普通林地，生态系统单一，结构简单，环境异质性差。区域以人工生境为主，易于恢复，评价区域无自然保护区，风景名胜，文物古迹等，不涉及生态红线等生态环境敏感区。

评价区域内野生动物少，主要为少量鼠类、鸟类等动物。评价区域调查期间未见珍稀保护动物。

综上，评价区域为主要农田生态系统及普通林地，生态系统单一，结构简单，环境异质性差。区域以人工生境为主，易于恢复。评价区生产力水平较差，主要是受到人类干扰严重的耕地、林地等用地类型，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，不存在重要物种分布。评价区域生态环境现状质量总体一般。

（4）土壤及土地资源

本项目所在地武隆区土壤类型多样，全区共有 4 类土壤类型，即紫色土、黄壤土、黄棕壤土、水稻土，土属 11 个，土种 42 个。土壤垂直分布，由山顶至山

脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。土壤垂直分布，由山顶至山脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。各类土壤以中性偏酸为主，一般情况黏度适中、耕性较好，宜种性广，适合多种绿色粮油食品产业发展，但有机质含量较低，氮少、磷缺、钾够，锌、硼、钼等微量元素不足，养分含量随地形坡地及耕地薄厚而变，一些土块土层偏薄，特别是窄谷阴山、低山两翼多冷浸烂泥田，农作物产量不高不稳。

（5）地表水

武隆区河流众多，全区大小河流199条，其中有乌江、芙蓉江、大溪河等是主要河流。乌江是武隆区最重要的地表水体，它自西南向东北贯穿武隆区境，在武隆区境内流程较长，流域面积达748.8平方公里。沿途接纳了众多支流，水量丰富，水流湍急，为武隆区提供了丰富的水资源，也形成了壮丽的峡谷景观。芙蓉江是乌江最大的支流，发源于贵州省，在武隆区浩口乡入境，与彭水县部分乡镇形成界河，境内流长32公里，流域面积360平方公里。芙蓉江江水清澈，两岸景色秀丽，以其独特的喀斯特地貌和丰富的水景资源闻名。大溪河又称白水河，源出南川区金佛山北，流经南川区后进入武隆区，在武隆区境内流经中村、凤来、平桥、鸭江等乡镇，最终在兴顺乡注入乌江，境内河段长30.3公里。大溪河落差较大，水力资源丰富。根据现场踏勘，大溪河位于本项目西侧700m。

（6）地下水

武隆区地处乌江水系岩溶地区，碳酸盐岩类岩溶水较为丰富。这类水主要呈条带状分布于背斜山区。由于区内广泛分布着碳酸盐岩地层，如二叠系、三叠系的灰岩、白云岩等，在长期的地质作用下，岩溶发育强烈，形成了众多的溶洞、溶蚀裂隙等岩溶通道，为地下水的储存和运移提供了良好的空间。因此，在背斜核部及两翼的碳酸盐岩出露区，岩溶水较为富集，往往以泉的形式出露于地表，或者形成地下暗河。

基岩裂隙水广布于向斜丘陵区。武隆区的基岩裂隙水主要赋存于砂岩、泥岩等基岩的裂隙中。虽然基岩裂隙水的分布范围较广，但由于裂隙的发育程度和连通性不同，导致其富水性差异较大。一般来说，在构造破碎带、节理裂隙密集区，基岩裂隙水相对富集；而在裂隙不发育的地区，地下水则较为贫乏。例如，在武隆民用机场所在区域，基岩为二叠系上统吴家坪组灰岩，场区的基岩裂隙、溶隙

水主要指分布于灰岩溶隙、裂隙、溶洞内的浅层水体，在场区内局部分布，受裂隙、溶隙或溶洞、岩性组合、高程等因素控制。

松散岩类孔隙水仅零星分布于江河两岸阶地、漫滩区及山间平坝区。武隆区的松散岩类孔隙水主要分布在乌江、芙蓉江等河流的河谷地带以及一些小型的山间盆地中。这些地区的第四系松散堆积物中含有一定量的孔隙水，但含水层厚度相对较薄，水量有限，主要受大气降水和地表水的补给，具有季节性变化明显的特点。

本项目所在地降水较为充沛，大气降水是地下水的主要补给来源之一。降水通过地表入渗，一部分形成地表径流，一部分则渗入地下，补给各类地下水。在山区，地形坡度大，降水入渗相对较慢，但由于植被覆盖较好，有利于水分的截留和下渗；在平原地区，地势平坦，降水入渗相对容易，对地下水的补给作用较为明显。

综上，本项目补充水源主要为大气降水的渗透，充水途径主要为基岩层中的裂隙，贯通性较差，充水途径不畅通。其水文地质类型为简单类型。本项目钻井过程中将采取固井作业，因此对区域地下水影响较小。

（7）水土流失现状

根据2025年6月6日，重庆市水利局公开发布的《2024年重庆市水土保持公报》，水力侵蚀是重庆水土流失的主要形式，2024年，全市水土流失面积23339.34平方公里，占土地总面积的28.33%，比2023年减少534.65平方公里，减幅2.24%。

根据2023年9月4日重庆市武隆区水利局公开发布的《武隆区水土流失重点预防区和重点治理区划分成果》，项目所在地不在武隆区“水土流失重点治理区”或“水土流失重点预防区”范围内。

综上，评价区域无国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等区域，不涉及重要生境。评价区域为主要农田生态系统及普通林地，生态系统单一，结构简单，环境异质性差。区域以人工生境为主，易于恢复。评价区生产力水平较差，主要是受到人类干扰严重的耕地、林地等用地类型，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。

3.2 环境质量现状

3.2.1 环境空气质量调查

根据重庆市人民政府《关于印发重庆市环境空气质量功能区划分规定的通知》（渝府发〔2016〕19号），本项目所在地环境空气功能区划为二类区，环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

（1）基本污染物

本次环境空气质量引用重庆市生态环境局 2025 年 6 月 4 日公开发布的《2024 年重庆市生态环境状况公报》中武隆区环境空气质量数据对区域进行达标判定，详见下表。

表 3.2-1 武隆区环境空气质量状况表

污染物	年评价指标	现状浓度（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	标准值（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	占标率/%	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	11	60	18.33	达标
NO ₂	年平均质量浓度	22	40	55	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	44	70	62.86	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	28	35	80	达标
CO	24 小时平均值	1.0mg/m ³	4.0mg/m ³	25	达标
O ₃	日最大 8h 平均	107	160	66.88	达标

由上表可知，项目所在区域 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均值，CO 日均浓度的第 95 百分位数，和 O₃ 日最大 8 小时平均浓度的 90 百分位数均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，项目所在区域属于环境空气质量现状达标区。

（2）其他污染物

为了解项目区域环境空气质量状况，委托重庆港庆测控技术有限公司于 2025 年 5 月 31 日—6 月 2 日对项目拟建地连续监测 3 天，监测因子为非甲烷总烃，监测结果见下表 3.2-2，满足《大气污染物综合排放标准详解》要求（非甲烷总烃小时平均浓度 2.0mg/m³）。

表 3.2-2 环境空气质量监测结果统计一览表

采样时间		非甲烷总烃 mg/m ³	标准限值（mg/m ³ ）	超标率（%）	最大超标倍数	达标情况
采样日期	采样时段	项目拟建地				

	2025.5.31	2:00	0.56	2.0	0	/	达标
		8:00	0.65	2.0	0	/	达标
		14:00	0.51	2.0	0	/	达标
		20:00	0.69	2.0	0	/	达标
	2025.6.1	2:00	0.60	2.0	0	/	达标
		8:00	0.72	2.0	0	/	达标
		14:00	0.56	2.0	0	/	达标
		20:00	0.69	2.0	0	/	达标
	2025.6.2	2:00	0.72	2.0	0	/	达标
		8:00	0.63	2.0	0	/	达标
		14:00	0.78	2.0	0	/	达标
		20:00	0.67	2.0	0	/	达标

经过对监测结果统计分析可知：评价区域内监测点位非甲烷总烃一次浓度值可以满足《大气污染物综合排放标准详解》要求（非甲烷总烃小时平均浓度2.0mg/m³）。因此，评价区域内环境空气质量现状较好。

3.2.2 地表水环境质量评价

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中 6.6.3.2 “应优先采用国务院生态环境保护主管部门统一发布的水环境状况信息”，本次引用生态环境保护主管部门发布的大溪河例行监测断面监测结论进行评价。

2024 年度，武隆区共布设地表水监测断面 9 个，其中国控考核 5 个（乌江铧鹰、乌江白马、芙蓉江江口镇、芙蓉江芙蓉洞码头和大溪河鸭江镇），市控考核 3 个（乌江白涛、大溪河平桥镇、木棕河马金），市控评价 1 个（石梁河长坝镇）。根据重庆市武隆区生态环境质量月报（2024 年 5 月），大溪河平桥镇监测断面水质情况见表 3.2-3。

表 3.2-3 重庆市武隆区 2024 年 5 月石梁河断面水质评价表

断面名称	断面水域功能	5 月水质类别	5 月主要污染指标（超标倍数）	1~5 月水质类别
平桥镇	III	II	/	II

大溪河平桥镇水质满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水域水质标准，地表水环境质量好。

3.2.3 地下水质量现状评价

本次评价委托重庆港庆测控技术有限公司 2025 年 6 月 1 日对地下水监测点位进行了监测，本项目在场地影响区布设 2 个地下水水质监测点做背景值。

（1）监测点位及项目

表 3.2-4 检测点位及项目一览表

检测点位及编号	检测频率	检测项目	样品描述
项目占地内（地勘钻孔），编号为 V1	1 次/天，检测 1 天	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（ SO_4^{2-} ）、氯化物（ Cl^- ）、总大肠菌群、细菌总数、钡、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 特征因子：硫化物、石油类	无色、无异味、澄清
平台东南侧水井，（地下水下游，距本项目 226m）编号为 V2			无色、无异味、澄清

（2）评价标准

地下水环境质量标准执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，石油类标准限值参考《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准。

（3）监测及评价结果

本次地下水监测及评价结果见表 3.2-3。根据监测结果来看，监测点位监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类水质标准。石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准。

表 3.2-5 地下水监测结果表

检测项目	单位	V1 监测结果	V2 监测结果	标准限值	标准指数 V1	标准指数 V2
pH	无量纲	7.7	7.4	6.5~8.5	0.906	0.871
硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	1.30	0.648	20.0	0.065	0.032
亚硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	0.030	0.074	1.00	0.030	0.074
铁	mg/L	0.01L	0.01L	0.3	/	/
锰	mg/L	0.01L	0.02	0.10	/	0.200

	钡	mg/L	0.09	0.50	0.70	0.129	0.714
	耗氧量	mg/L	1.20	2.12	3.0	0.400	0.707
	氨氮	mg/L	0.303	0.414	0.50	0.606	0.828
	挥发酚	mg/L	0.0003L	0.0003L	0.002	/	/
	六价铬	mg/L	0.004L	0.004L	0.05	/	/
	氟化物	mg/L	0.304	0.186	1.0	0.304	0.186
	砷	μg/L	3×10 ⁻⁴ L	3×10 ⁻⁴ L	10	/	/
	汞	μg/L	4×10 ⁻⁵ L	4×10 ⁻⁵ L	1	/	/
	总硬度	mg/L	256	252	450	0.569	0.560
	溶解性总固体	mg/L	332	326	1000	0.332	0.326
	总大肠菌群	MPN/100mL	2	<2	3.0	/	/
	细菌总数	CFU/mL	58	62	100	0.840	0.790
	硫化物	mg/L	0.003	0.003	0.02	0.150	0.150
	铅	μg/L	0.09L	0.34	10	/	0.034
	镉	μg/L	0.09	0.21	5	0.018	0.042
	石油类	mg/L	0.02	0.03	0.05	0.400	0.600
	氰化物	mg/L	0.002L	0.002L	0.05	/	/
	Ca ²⁺	mg/L	72.6	58.4	/	/	/
	Mg ²⁺	mg/L	16.7	25.1	/	/	/
	Na ⁺	mg/L	30.2	36.8	200	0.151	0.184
	K ⁺	mg/L	1.36	3.48	/	/	/
	硫酸盐	mg/L	33.0	21.6	250	0.132	0.086
	氯化物	mg/L	16.2	3.30	250	0.065	0.013
	根据地下水水质现状评价成果（表 3.2-5），项目所在区域周边监测水井各项监测指标均可达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准，石油类可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准。 （4）地下水化学类型分析 地下水化学类型的舒卡列夫分类是根据地下水中 8 种主要离子（Na⁺、K⁺、						

Ca²⁺、Mg²⁺、HCO₃⁻、SO₄²⁻、Cl⁻和 CO₃²⁻）毫克当量浓度来划分的。

首先列举出本次项目地下水中的主要离子含量，详见表 3.2-6。

表 3.2-6 地下水水质监测中主要离子含量 单位：mg/L

监测因子	V1 监测结果	V2 监测结果
Ca ²⁺	72.6	58.4
Mg ²⁺	16.7	25.1
Na ⁺	30.2	36.8
K ⁺	1.36	3.48
CO ₃ ²⁻	5L	5L
HCO ₃ ⁻	287	350
SO ₄ ²⁻	33.0	21.6
Cl ⁻	16.2	3.30

然后将计量单位 mg/L 换算为当量浓度 meq/L，即：

$$c(\text{meq/L}) = \frac{c(\text{mg/L})}{\text{该离子的相对原子质量}} \times \text{自身离子价}$$

地下水水质中离子换算成当量浓度 meq/L 后见表 3.2-7。

表 3.2-7 地下水水质中主要离子当量浓度含量 单位：meq/L

监测点位	监测项目							
	K ⁺	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻
V1	0.0349	1.313	3.63	1.39	0	4.705	0.456	0.688
V2	0.0892	1.6	2.92	2.09	0	5.738	0.093	0.45

各离子成分所占比重见表 3.2-8。

表 3.2-8 地下水检测中各离子成分所占比重 单位：%

监测点位	阳离子				阴离子			
	K ⁺	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻
V1	0.548	57.005	20.619	21.828	0	80.441	7.796	11.763
V2	1.332	23.883	43.587	31.198	0	91.355	1.481	7.164

根据表 3.2-8 阴阳离子分布结果，将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并且命名，阴离子在前，阳离子在后可得出地下水化学类型，本次评价各监测点地下水类型见表 3.2-9。

表 3.2-9 各检测点地下水类型

检测点位	地下水化学类型
V1	HCO ₃ —Na 型
V2	HCO ₃ —Ca 型、HCO ₃ —Mg 型

综上，本工程所在区域周边水井监测指标满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准要求。地下水化学类型阳离子以钙离子、钠离子、镁离子为主，阴离子以碳酸氢根离子为主。

3.2.4 声环境质量评价

根据《声环境功能区划分技术规范》（GB/T 15190-2014），本项目均位于农村地区，且由于钻井工艺活动明显，所属声环境功能为 2 类区，现状声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

为全面掌握本项目所在区域声环境质量现状情况，本评价委托重庆港庆测控技术有限公司对项目所处区域声环境现状质量进行监测，布设 2 个监测点，具体布点详见附图 9。

（1）监测点位

2 个噪声监测点基本信息见下表所示。

表 3.2-10 声环境质量现状监测布点一览表

编号	布点要求
N1	位于拟建平台
N2	位于平台西南侧民房

（2）监测项目

昼、夜等效声级。

（3）监测时间及频率

连续监测两天、每天昼夜各监测一次，监测时间为 2025 年 5 月 31 日—6 月 1 日。

(4) 评价方法

采用噪声值与标准值直接比较法评价项目所在区域声环境质量现状。

(5) 监测及评价结果

本项目区域声环境质量监测结果见表 3.2-11。

表 3.2-11 声环境质量现状监测结果一览表 单位：dB（A）

监测时间	测点位置	监测结果		执行标准
		昼间	夜间	
2025.5.31	N1	47	43	昼间≤60
	N2	50	42	夜间≤50
2025.6.1	N1	50	43	昼间≤60
	N2	52	43	夜间≤50

监测结果表明，项目所在区域环境噪声均未超标，项目区域环境噪声能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

3.2.5 土壤环境评价

本次评价委托重庆港庆测控技术有限公司 2025 年 5 月 31 日对项目所在地土壤进行了监测，具体如下。

(1) 土壤理化性质调查

表 3.2-12 土壤理化特性调查表

监测点位	项目	单位	S1 检测值	S2 检测值
理化特性	pH	无量纲	8.31	8.50
	容重	g/cm ³	1.27	1.30
	阳离子交换量	cmol ⁺ /kg	13.7	12.6

(2) 监测点位及监测因子

本次评价土壤监测布点情况见下表，监测布点图见附图 9。

表 3.2-13 土壤监测布点及监测项目表

类别	检测点位及编号	检测频率	检测项目
土壤	占地内拟建污水池用地 S1	1 次/天， 检测 1 天	建设项目（GB36600-2018）用地土壤 45 项基本因子：pH、镉、铅、汞、六价铬、砷、镍、铜、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1, 1-二氯乙烷、1, 2-二氯乙烷、1, 1-二氯乙烯、顺-1, 2-二氯乙烯、反-1, 2-二氯乙烯、二氯甲烷、1, 2-二氯丙烷、1, 1, 1, 2-四氯乙烷、1, 1, 2, 2-四氯乙烷、四氯乙烯、1, 1, 1-三氯乙烷、1, 1, 2-三氯乙烷、三氯乙烯、1, 2, 3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1, 2-二氯苯、1, 4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘； 特征因子：pH、石油烃、钡、硫化物、全盐量
	占地外土壤 S2		农用地（GB15618-2018）土壤 8 项基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌 特征因子：pH、石油烃、钡、硫化物、全盐量

(2) 评价标准

S1 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）相应标准；S2 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）；特征因子石油烃参照执行《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。钡、pH、全盐量、硫化物、氯化物等只列出监测值留作背景。

(3) 土壤环境现状监测统计

表 3.2-14 土壤环境现状监测及评价结果表（建设用地）

序号	监测项目	单位	S1（占地范围内）	标准限值	标准指数
1	pH	无量纲	8.31	/	/
2	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	25	4500	0.01
3	砷	mg/kg	2.65	60	0.04
4	汞	mg/kg	0.045	38	0.001
5	铜	mg/kg	24	18000	0.001
6	镍	mg/kg	24	900	0.03
7	六价铬	mg/kg	ND	5.7	/

8	铅	mg/kg	30	800	0.04
9	镉	mg/kg	0.28	65	0.004
10	氯化物	mg/kg	0.058	/	/
11	苯胺	mg/kg	ND	260	/
12	2-氯酚	mg/kg	ND	2256	/
13	硝基苯	mg/kg	ND	76	/
14	萘	mg/kg	ND	70	/
15	苯并[a]蒽	mg/kg	ND	15	/
16	蒽	mg/kg	ND	1293	/
17	苯并[b]荧蒽	mg/kg	ND	15	/
18	苯并[k]荧蒽	mg/kg	ND	151	/
19	苯并[a]芘	mg/kg	ND	1.5	/
20	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	ND	15	/
21	二苯并[ah]蒽	mg/kg	ND	1.5	/
22	氯甲烷	mg/kg	ND	37000	/
23	氯乙烯	mg/kg	ND	430	/
24	1, 1-二氯乙烯	mg/kg	ND	66000	/
25	二氯甲烷	mg/kg	ND	616000	/
26	反式-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	ND	54000	/
27	1, 1-二氯乙烷	mg/kg	ND	9000	/
28	顺式-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	ND	596000	/
29	氯仿	mg/kg	ND	900	/
30	1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	ND	840000	/
31	四氯化碳	mg/kg	ND	2800	/
32	苯	mg/kg	ND	4000	/
33	1, 2-二氯乙烷	mg/kg	ND	5000	/
34	三氯乙烯	mg/kg	ND	2800	/
35	1, 2-二氯丙烷	mg/kg	ND	5000	/
36	1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	ND	2800	/

37	四氯乙烯	mg/kg	ND	53000	/
38	氯苯	mg/kg	ND	270000	/
39	1, 1, 1, 2-四 氯乙烷	mg/kg	ND	10000	/
40	乙苯	mg/kg	ND	28000	/
41	甲苯	mg/kg	ND	1200000	/
42	间, 对二甲苯	mg/kg	ND	570000	/
43	邻-二甲苯	mg/kg	ND	640000	/
44	苯乙烯	mg/kg	ND	1290000	/
45	1, 1, 2, 2-四 氯乙烷	mg/kg	ND	6800	/
46	1, 2, 3-三氯丙 烷	mg/kg	ND	500	/
47	1, 4-二氯苯	mg/kg	ND	20000	/
48	1, 2-二氯苯	mg/kg	ND	560000	/
49	水溶性盐总量	mg/kg	0.7	/	/
50	锌	mg/kg	/	/	/
51	钡*	mg/kg	0.53	/	/

表 3.2-15 土壤环境现状监测及评价结果表

序号	监测项目	单位	S2	标准指数	标准限值
1	pH	无量纲	8.5	/	/
2	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	44	4500	0.01
3	砷	mg/kg	3.21	25	0.13
4	汞	mg/kg	0.050	3.4	0.01
5	铜	mg/kg	34	100	0.34
6	镍	mg/kg	26	190	0.14
7	六价铬	mg/kg	/	5.7	/
8	铬	mg/kg	/	250	/
9	铅	mg/kg	39	170	0.23
10	镉	mg/kg	0.48	0.6	0.80
11	锌	mg/kg	129	300	0.43

	12	氯化物	mg/kg	0.068	/	/
	13	水溶性盐总量	g/kg	1.2	/	/
	14	钡*	mg/kg	0.66	/	/
	由土壤监测结果分析可知，平台内监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）；平台外监测因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。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）表 2 中二类用地筛选值，根据土壤导则表 D.1 土壤盐化分级标准、表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准，本项目位于半湿润和半干旱地区，各监测点土壤属于“轻度盐化、未盐化”，无酸化或碱化。项目区域土壤环境质量良好。					
与项目有关的原有环境污染和生态破坏问题	焦页 300 勘探评价井组项目属新建项目，地处农村地区，平台及周边无从事过有色和黑色金属矿采选、有色和黑色金属冶炼、石油和天然气开采、石油加工、化学原料和化学制品制造、化学制药、铅蓄电池、焦化、电镀、制革、汽车制造、电子拆解、垃圾焚烧等行业生产经营活动的建设用地；无从事过危险废物贮存、利用、处置活动的建设用地；不涉及镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍等重金属或多环芳烃、石油烃等有机物污染风险的建设用地；无其他工业污染源；本项目不涉及土壤污染地块，项目用地不存在原有环境污染和生态破坏问题。					
生态环境保护目标	3.3 环境保护目标 根据《建设项目环境影响报告表编制技术指南（生态影响类）（试行）》：按照环境影响评价相关技术导则要求确定评价范围并识别环境保护目标。确定评价范围需明确评价等级，因此本项目后文各环境敏感要素均明确评价等级。 （1）外环境关系及环境敏感区					

	本工程总占地面积为23493m²，其中井场、放喷池、放喷罐、新建进场路、清水池、污水池临时用地面积20750m²，约31.1亩；进场道路加宽临时用地面积666m²，约1.0亩；耕植土堆放区临时用地面积682m²，约1.0亩；生活区临时用地面积1395m²，约2.1亩。根据《重庆市武隆区人民政府办公室关于公布武隆区水土流失重点预防区和重点治理区划分成果的通知》（武隆府办发〔2019〕20号），项目所在地不在武隆区“水土流失重点治理区”或“水土流失重点预防区”范围内。 项目距离最近的城镇平桥镇为 5.466km，距离最近的河流为西侧 700m 的大溪河。项目所在区域水系图详见附图 2 根据现场调查，本项目涉及的主要环境敏感目标为周边分散居民。本项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区，不涉及基本草原、自然公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，不涉及重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，不涉及天然渔场，水土流失重点治理区和预防区、沙化土地封禁保护区等。不涉及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域，以及文物保护单位。 （2）生态环境保护目标 根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）要求：评价范围应涵盖项目全部活动的直接影响区域和间接影响区域。 根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目生态环境评价范围还应满足以下要求：井场、站场（含净化厂）等工程以场界周围 50 米范围为评价范围。根据叠图分析和现场调查，评价区域无国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等区域，不涉及重要生境，占地不涉及公益林、天然林。 本项目临时占地及周边主要为耕地、田坎、道路，本项目临时占地面积约 23493m²。 （3）大气环境保护目标 本项目为页岩气勘探项目，属于生态类项目，施工期大气污染物主要为施工扬尘等，但其排放量及排放浓度均具有不稳定性，且影响范围主要在施工场区附近；项目施工完成后污染随之消失，因此本项目不设大气评价范围，不涉及大气
--	---

环境保护目标。

为充分了解本项目周边大气环境保护目标分布情况，本次评价对井场周边 500m 范围内进行调查。根据现场调查，项目井场厂界外扩边长为 500m 的矩形区域范围内大气环境无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域；项目井场 500m 范围内声环境无医院、学校等特殊敏感点。大气、声环境保护目标主要为周边农村地区农村分散式居民；根据现场调查，拟建井场平台井口方圆 100m 范围内无人居住。

大气环境保护目标分布图详见附图 6。

表 3.3-1 焦页 300 平台大气环境保护目标

名称	X	Y	保护对象	保护内容	相对厂址方位	与井口最近距离/m	与井场场界距离/m	与井场高差	与放喷池最近距离
1#居民点	-188	-133	居民	8 户，32 人	SW	173	106	0	93
2#居民点	-332	-396	居民	1 户，4 人	SW	492	408	+4	432
3#居民点	0	-347	居民	6 户，24 人	S	285	213	+2	292
4#居民点	89	-190	居民	5 户，20 人	SE	175	135	+6	256
5#居民点	344	-146	居民	5 户，20 人	SE	347	297	+75	473
6#居民点	333	0	居民	1 户，4 人	E	333	272	+25	440
7#居民点	259	177	居民	2 户，8 人	NE	248	210	0	346
8#居民点	0	208	居民	1 户，4 人	N	208	205	-45	253
9#居民点	-90	301	居民	1 户，4 人	NW	354	320	-75	316
10#居民点	-437	0	居民	9 户，36 人	W	437	372	-50	300
材料运输道路两侧区域	/	/	分散式居民		道路两侧	0~100		/	/
备注：以焦页 300 井中心为坐标原点									

(4) 声环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中规定“根据建设项目实施过程中噪声的影响特点，可按施工期和运行期分别开展声环境影响评价”，由于本工程不涉及运营期，噪声环境影响在施工期，项目建成后噪声随之消失。本项目位于农村地区，所属声环境功能为2类区，施工期噪声评价等级设为二级，本项目声环境影响评价范围为井场边界向外200m的区域。

根据现场调查，项目平台200m范围内无医院、学校等环境特殊敏感点，主要为散布的农村居民住宅。项目周边声环境保护目标见下表：

表 3.3-2 焦页 300 平台声环境保护目标

名称	X	Y	保护对象	保护内容	相对厂址方位	与井口最近距离/m	与井场场界距离/m	与井场高差	与放喷池最近距离
1#居民点	-188	-133	居民	8 户，32 人	SW	173	106	0	93
2#居民点	89	-190	居民	5 户，20 人	SE	175	135	+6	256
材料运输道路两侧区域	/	/	分散式居民	道路两侧		0~100	/	/	/
备注：以焦页 300 井中心为坐标原点（E107°22'09.83"，N29°24'49.67"）									

（5）环境风险保护目标

本项目环境风险较小，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目环境风险敏感目标主要为：井口 500m 范围分布农村散户、500m~3000m 范围分布散户居民、乡镇等。

表 3.3-3 环境风险敏感目标一览表

类别	名称	相对厂址方位	与井场最近距离/m	与放喷池最近距离/m	保护内容	保护对象
环境空气	1#居民点	SW	173	93	8 户，32 人	农村分散式居民
	2#居民点	SE	175	256	5 户，20 人	农村分散式居民
	3#居民点	SW	492	432	1 户，4 人	农村分散式居民

	4#居民点	S	285	292	6 户，24 人	农村分散式居民	
	5#居民点	SE	347	473	5 户，20 人	农村分散式居民	
	6#居民点	E	333	440	1 户，4 人	农村分散式居民	
	7#居民点	NE	248	346	2 户，8 人	农村分散式居民	
	8#居民点	N	208	253	1 户，4 人	农村分散式居民	
	9#居民点	NW	354	316	1 户，4 人	农村分散式居民	
	10#居民点	W	437	300	9 户，36 人	农村分散式居民	
	11#高屋基村	SW	1440	1366	150 户，600 人	农村分散式居民	
	12#砖屋村	SE	1690	1660	50 户，100 人	农村分散式居民	
	13#高家沟村	SE	2460	2490	20 户，80 人	农村分散式居民	
	14#桐籽林村	SE	1470	1480	20 户，80 人	农村分散式居民	
	15#柏果树村	W	1870	2000	15 户，60 人	农村分散式居民	
	16#新房子村	W	2350	2500	25 户，100 人	农村分散式居民	
	17#三坝滩村	NE	1500	1560	25 户，100 人	农村分散式居民	
	18#赵家店村	N	1500	1530	30 户，120 人	农村分散式居民	
	19#廖家湾村	NW	1700	1600	25 户，100 人	农村分散式居民	
	20#新湾村	NW	2190	2000	10 户，40 人	农村分散式居民	
	21#田坝村	W	1700	1600	15 户，60 人	农村分散式居民	
	地表水	保护目标	与项目位置关系、高差、水力联系			保护对象及保护要求	
		大溪河	西南侧约 700m			III类水体	
	地下水环境	评价范围内的浅水含水层及可能受到建设影响且具有饮用水开发利用价值的含水层					

（6）地表水环境保护目标

本项目为页岩气勘探项目，不涉及运营期，施工期产生的各类废水均得到合理处置不直接排放。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018），本项目地表水评价等级为三级 B，不设评价范围。考虑本项目距离大溪河较近，因此可把西侧 700m 处的大溪河

（Ⅲ类水体）作为地表水环境保护目标，同时对依托污水处理设施的环境可行性进行分析。

距离本项目最近的水体为西侧的大溪河，距离约 700m。

表 3.4-4 地表水环境保护目标一览表

序号	保护目标	与项目位置关系、高差、水力联系	保护对象及保护要求	环境要素
1	大溪河	西侧约 700m；海拔 300m	Ⅲ类水体	保护水体不被污染

（7）地下水环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 地下水环境影响评价行业分类表，本项目行业类别为：C 地质勘查，24、矿产资源地质勘查（包括勘探活动），地下水环境影响评价项目类别为Ⅳ类。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），Ⅳ类建设项目不开展地下水环境影响评价，且周边村民的饮水来源为自来水，故本项目不设评价范围，考虑到钻井等工程可能会对地下水环境造成影响，为分析本项目对地下水环境的影响，本评价重点调查周边 500m 范围内的地下水环境保护目标。

经调查，本项目周围村庄已通自来水，近些年一直使用自来水作为饮用水源。经现场调查，周围无地下水集中式饮用水水源，不涉及热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源分布，本项目地下水环境保护目标主要为区域范围内的浅层地下水和少量的水井，现场调查阶段仅在井场周边 500m 范围内发现 1 眼居民水井，水井作为备用水源，主要用于牲畜与生活洗衣用水。

表 3.3-5 焦页 300 井地下水环境保护目标

编号	坐标		与井口位置	标高 (m)	水井类型
	经度	纬度			
D1	107°21'59.3029"	29°24'46.1042"	SW, 320m	350	水井
地下水评价范围内具备饮用功能的潜水含水层					

（8）土壤环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求，

评价标准

本项目为IV类建设项目，可不开展土壤环境影响评价，故不设调查范围。为充分了解本项目周边土壤环境保护目标现状，本评价将对井场周边 50m 范围内的土壤环境保护目标进行调查。

土壤环境保护目标主要为占地范围及项目周边 50m 范围内的耕地等。

3.4 环境质量标准

3.4.1 环境空气

工程位于农村环境，环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。标准具体指标见表 3.4-1。

表 3.4-1 环境空气质量执行标准 单位：μg/m³

污染物	1 小时平均	24 小时平均	年平均	标准名称
SO ₂	500	150	60	环境空气质量标准（GB3095-2012）二级标准
NO ₂	200	80	40	
PM _{2.5}	-	75	35	
PM ₁₀	-	150	70	
O ₃	200	160（日最大 8h 平均）	-	
CO（mg/m³）	10	4	-	
非甲烷总烃	2000	/	/	《大气污染物综合排放标准详解》

3.4.2 地表水环境

项目附近水体为大溪河，根据《重庆市地表水环境功能类别调整方案》（渝府发〔2012〕4 号），大溪河属III类水域功能适用区，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类水域水质标准，标准限值如下。

表 3.4-2 地表水环境质量标准限值 单位：mg/L，pH 无量纲

项目	pH	BOD ₅	COD	NH ₃ -N	高 锰 酸 盐 指 数	硫酸盐	氟化物	硫化物
III类标准值	6~9	4	20	1.0	6	250	1	0.2
项目	总磷	挥发酚	溶 解 氧	汞	镉	六价铬	砷	铅
III类标准	0.2	0.005	5	0.0001	0.005	0.05	0.05	0.05

值								
项目	铜	锌	硒	氰化物	阴离子表面活性剂	/	/	/
III类标准值	1	1	0.01	0.2	0.2	/	/	/

3.4.3 地下水环境

地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002），具体标准值见表 3.4-3。

表 3.4-3 地下水环境质量标准限值 单位：mg/L，pH 无量纲

污染物	pH	石油类*	耗氧量	氨氮	硫酸盐	总硬度	挥发酚
III类标准值	6.5-8.5	≤0.05	≤3.0	≤0.5	≤250	≤450	≤0.002
污染物	氯化物	铁	锰	阴离子表面活性剂	溶解性总固体	钡	硫化物
III类标准值	≤250	≤0.3	≤0.1	≤0.3	≤1000	≤0.7	≤0.02
污染物	氟化物	硝酸盐	亚硝酸盐	氰化物	砷	汞	铅
III类标准值	≤1.0	≤20	≤1.0	≤0.05	≤0.01	≤0.001	≤0.01
污染物	镉	铬（六价）	/	/	/	/	/
III类标准值	≤0.005	≤0.05	/	/	/	/	/

3.4.4 声环境

工程区域所属声环境功能为 2 类区，声环境应执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，标准值见表 3.4-4。

表 3.4-4 《声环境质量标准》标准限值 单位：dB（A）

指标类别	标准值	
	昼间	夜间
2类	60	50

3.4.5 土壤环境

本项目用地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）第二类用地筛选值；平台井站周边耕地基本因子执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618—2018）风险筛选值，特征因子石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600—2018）其他项目第二类用地筛选值。

表 3.4-5 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）表 单位：mg/kg

序号	污染物项目		风险筛选值	标准名称
			pH>7.5	
1	镉	水田	0.8	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618—2018）
		其他	0.6	
2	汞	水田	1	
		其他	3.4	
3	砷	水田	20	
		其他	25	
4	铅	水田	240	
		其他	170	
5	铬	水田	350	
		其他	250	
6	铜	果园	200	
		其他	100	
7	镍		190	
8	锌		300	

表 3.4-6 建设用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值
			第二类用地
1	铜	7440—43—9	18000

2	铅	7439-92-1	800
3	镉	7440-43-9	65
4	汞	7439-97-6	38
5	铬（六价）	18540-29-9	5.7
6	砷	7440-38-2	60
7	镍	7440-02-0	900
8	四氯化碳	56-23-5	2.8
9	氯仿	67-66-3	0.9
10	氯甲烷	74-87-3	37
11	1, 1-二氯乙烷	75-34-3	9
12	1, 2-二氯乙烷	107-06-2	5
13	1, 1-二氯乙烯	75-35-4	66
14	顺-1, 2-二氯乙烯	156-59-2	596
15	反-1, 2-二氯乙烯	156-60-5	54
16	二氯甲烷	75-09-2	616
17	1, 2-二氯丙烷	78-87-5	5
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	630-20-6	10
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	79-34-5	6.8
20	四氯乙烯	127-18-4	53
21	1, 1, 1-三氯乙烷	71-55-6	840
22	1, 1, 2-三氯乙烷	79-00-5	2.8
23	三氯乙烯	79-01-6	2.8
24	1, 2, 3-三氯丙烷	96-18-4	0.5
25	氯乙烯	75-01-4	0.43
26	苯	71-43-2	4
27	氯苯	108-90-7	270
28	1, 2-二氯苯	95-50-1	560
29	1, 4-二氯苯	106-46-7	20
30	乙苯	100-41-4	28
31	苯乙烯	100-42-5	1290

32	甲苯	108—88—3	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108—38—3, 106—42—3	570
34	邻二甲苯	95—47—6	640
35	硝基苯	98—95—3	76
36	苯胺	62—53—3	260
37	2-氯酚	95—57—8	2256
38	苯并[a]蒽	56—55—3	15
39	苯并[a]芘	50—32—8	1.5
40	苯并[b]荧蒽	205—99—2	15
41	苯并[k]荧蒽	207—08—9	151
42	蒽	218—01—9	1293
43	二苯并[a, h]蒽	53—70—3	1.5
44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	193—39—5	15
45	萘	91—20—3	70
46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	-	4500

3.5 污染物排放标准

3.5.1 废气

施工期柴油机组废气排放限值执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）表2规定的限值。施工扬尘等无组织排放执行重庆市《大气污染物综合排放标准》（DB50/418-2016）其他区域标准值，颗粒物无组织排放监控点浓度限值 1.0mg/m³。

表 3.5-1 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

阶段	额定净功率 (P _{max}) (kW)	CO (g/kWh)	HC+ NO _x (g/kWh)	PM (g/kWh)
第三阶段	P _{max} > 560	3.5	6.4	0.20
	130 ≤ P _{max} ≤ 560	3.5	4.0	0.20
	75 ≤ P _{max} < 130	5.0	4.0	0.30
	37 ≤ P _{max} < 75	5.0	4.7	0.40

	$P_{\max}<37$	5.5	7.5	0.60
--	---------------	-----	-----	------

表 3.5-2 无组织颗粒物污染物排放限值

施工阶段	污染物	最高允许排放浓度 限值（mg/m³）	无组织排放监控点浓度 限值监控点（mg/m³）	标准名称
施工期	颗粒物	120	1.0	《大气污染物综合排放标准》 （DB50/418-2016）其 他区域标准值

3.5.2 废水

本项目设置环保厕所，生活污水采用环保厕所收集后交第三方环境治理公司清掏外运处置；施工期间本项目钻井过程中钻井废水循环利用，完井后钻井废水预处理后用于后续压裂液配置使用，不外排；压裂返排液预处理后综合利用，各类不能回用的废水通过罐车运送至涪陵页岩气田采出水处理站，处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准排放。

表 3.5-3 压裂返排液废水排放标准 单位：mg/L

序号	项目	限值
1	pH	6~9
2	COD	≤100
3	色度	≤50
4	SS	≤70
5	BOD ₅	≤20
6	石油类	≤5
7	挥发酚	≤0.5
8	氨氮	≤15
9	磷酸盐	≤0.5
10	氯化物	≤350

3.5.3 噪声

	施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），即昼间噪声排放限值 70dB（A），夜间 55dB（A）。 3.5.4 固体废物 危险废物：油基岩屑、废油等危险废物收集、储存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年第 74 号），转移按照《危险废物转移管理办法》（2022 年 1 月 1 日）执行。 一般固体废物：一般工业固体废物贮存环节，参照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）执行。
其他	无

四、生态环境影响分析

施工期生态环境影响分析	4.1 生态影响分析 (1) 土地利用影响 项目总占地面积 23493m²，均为新增临时占地，其中井场、放喷池、放喷罐、新建进场路、清水池、污水池临时用地面积 20750m²，约 31.1 亩；进场道路加宽临时用地面积 666m²，约 1.0 亩；耕植土堆放区临时用地面积 682m²，约 1.0 亩；生活区临时用地面积 1395m²，约 2.1 亩。由于本项目占地面积较小且为临时占地，在施工结束后及时对临时占地进行耕地的复耕复种工作，因此不会导致区域土地利用格局的变化，对区域土地利用格局产生的影响甚微。 环评要求建设单位应严格按照《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）以及相关法律政策及规定要求办理相关手续，同时制定土地复垦计划，对基本农田加以重点保护，施工时，应严格施工管理，严格控制施工作业范围，表层耕植土应进行剥离，并设置表土堆放场，对表土进行保护，后期用于临时占地复耕。 (2) 对地表植被的影响 本项目临时占地和施工影响范围区域内植被以果园、竹林地、灌木林、柏木林为主，其中损坏的植被主要包括果园、林地等。本项目临时占地破坏的大部分植被均属于当地农户种植的果园、林木，无国家及重庆市重点保护的野生植物和古树名木分布。影响数量占区域面积比例小，在完井结束后采取覆土复垦等措施后，区域地表植被有所恢复。 (3) 对陆生动物的影响分析 根据现场调查，本项目临时占地区域主要为耕地，未发现大型野生动物栖息地，野生动物稀少，未见珍稀保护动物。多为常见鸟类、啮齿类动物。项目建设过程中，随着基础开挖平整，啮齿类动物、鸟类和昆虫等将向作业区外迁徙，但只促使其向作业区外迁徙，不会对其构成毁灭威胁；工程完井结束后，随着耕地的复垦，啮齿类动物和昆虫将回迁，对区域陆生动物的影响较小。 (4) 水土流失 本项目建设过程中，由于井场平场、道路施工、表土堆放等活动，产生一定的
-------------	--

	水土流失危害。在工程施工期间，将损坏原地表植被等水土保持设施，形成松散裸露地表，增加了地表的可蚀性，同时也改变了原有坡面水系，降低了原地貌水土保持功能，加剧了该地区的水土流失。 （5）测试放喷对生态环境的影响分析 测试放喷对生态环境的影响主要是放喷产生的热辐射对生态的影响。 测试放喷是指在压裂作业结束后实施关井稳压。稳压后实施开井返排和测试放喷。测试放喷主要为测定气井的天然气产量而人为进行的天然气放喷。天然气燃烧产生的热辐射影响，可能灼伤放喷点周围 20~50m 范围的植被。天然气测试放喷在专门的放喷池中点火放喷，本项目放喷池由三面 2.5m 高的砖墙组成，采用放喷池放喷可以有效减少放喷天然气燃烧产生的热辐射对测试区周围的土壤和植被的灼伤。 （6）井场建设对永久基本农田环境影响分析 本项目临时占用永久基本农田 22056m²，根据《关于全面实行永久基本农田特殊保护的通知》等相关要求，耕地是我国最为宝贵的资源，永久基本农田是耕地的精华，完成永久基本农田控制线划定功在当前、利及长远。本项目对土壤的影响主要表现在土壤肥力、立地条件等，具体如下： ①对永久基本农田地表开挖影响 本项目井场及配套设施临时占地的开挖致使原地表形态、土壤结构等直接破坏，使土地原有功能降低。具体为： 1）破坏了表土和植被，对地表和植被的直接挖损破坏了原有的表层土质、地貌景观和植被，使土地丧失原有的使用价值；若表土堆存过程中遇降雨，带走土壤中的养分，导致土壤肥力下降。 2）施工开挖将扰乱土壤耕作层，除开挖部分受到直接破坏以外，施工区使用的砂石、水泥、土石方等等散落在地表，混合回填后，亦改变了土壤层次。 因此，本环评要求施工时首先应保存开挖处的表层土，并将表层熟土和生土分开堆放。 ②对永久基本农田压占影响 压占对土地的损毁主要表现为改变了土壤容重，压占改变了土壤的孔隙度，使土壤更加密实，不利于农作物生长，导致耕地质量下降。但这种影响是暂时的；由于本项目施工时间较短，一般不超过 4 年，施工结束后即可对临时征占永久基本农
--	---

	田恢复生产。 ③对永久基本农田污染影响 施工机械运行及放置期间可能存在渗油，但这种影响是可以避免的。本项目施工单位将加强施工机械的养护，并对施工机械放置场地采取防渗措施防止渗油污染土壤。另外，本项目各阶段将加强固体废物、废水的收集，加强各类防渗措施的落实，在采取上述措施后，项目对永久基本农田的污染影响极小。 综上，本环评要求建设单位在施工过程中严格控制施工范围，减少对永久基本农田的破坏。在土地恢复期，应对土壤进行熟化和培肥，落实耕地质量调查及监测工作，及时掌握耕地质量变化状况，直至恢复到原来的生产力水平。本项目临时占用永久基本农田，建设单位应按法定程序编制土地复垦方案，经主管部门批准后方可临时占用。同时，建设单位应通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，并在临时用地到期后及时复垦恢复原种植条件。 本项目钻井期间针对井场应按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、事故状态应急响应等各方面进行土壤污染防治措施，确保井场实施不会对当地永久基本农田产生不利影响。 （7）完井期生态影响分析 页岩气开采属典型“地下决定地上”型项目，若确定具有开采价值时，工程将进入地面试采采气阶段，试采工程需另行环评手续。 若确定无开采价值时，则对井筒实施封井作业。通过井场设施拆迁，设备基础、构建筑将拆除，井场土地平整和生态恢复，污水池、放喷池等填方区填方处置后，井场占地除井口保留装置外，场地实施复耕复种生态恢复作业，封井作业后现场无“三废”排放、无噪声影响，完井期项目区域生态将逐渐得到恢复。封井后项目对生态环境影响因素将不再存在，无废气、废水、废渣等污染物产生和排放影响生态环境。 （8）小结 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，风景名胜区等生态环境敏感区，不涉及生态保护红线。本项目总体建设规模小，占地规模小，施工期对各生态因子影响小，不影响生态系统的结构和稳定性，不影响评价区域的生态环境质量现状，
--	--

	不影响区域生态功能。风险事故概率小，风险情况对生态影响不大，总体项目对生态环境影响小。 4.2 大气环境影响分析 4.2.1 钻前工程 （1）施工扬尘 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 30 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和井场外道路的挖填方转运过程中的二次扬尘。 施工筑路材料主要靠汽车运输。运输过程产生的扬尘及汽车尾气会污染大气环境，施工工地的扬尘 50%以上是汽车运输材料引起的道路扬尘。另外，还有材料装卸等工序产生的扬尘。这些扬尘粒径在 3~80μm 之间，比重在 1.2~1.3。从粒径分析，施工扬尘易于沉降。 运输扬尘主要是运输的弃土和粉状建筑材料洒落，导致运输道路路面清洁度降低，在车辆行驶过程中和大风干燥天气颗粒物被气流从地面上扬起而产生的。根据类比相似项目的监测资料，运输扬尘的影响范围在距起尘点 100m 至 150m 范围内影响较大，对进场道路沿线的居民会造成一定影响，项目施工期对环境的影响是局部的、暂时的，并随着施工的结束而结束。 （2）施工机具和运输车辆尾气 施工机具和运输车辆尾气中污染物主要有 CO、HC、NO_x、烟尘等。根据相同类型工程各施工段施工机具和运输车辆尾气中污染物排放量预测可知：施工过程中施工机具和运输车辆尾气中 CO、HC、NO_x、烟尘等污染物排放量小，预计工程建设过程中，项目区周围环境空气质量受施工机具和运输车辆尾气影响很小。 4.2.2 钻井工程 本项目钻井过程采用网电驱动电动钻机，带动钻头切割地层从而不断钻进，井下返排污以“湿”泥浆形式返排，产尘率很低。钻井过程废气主要为备用发电机废气和少量油基泥浆钻井过程、岩屑堆放 VOCs 废气。 （1）大气污染物源强核算 ①柴油发电机废气
--	--

	本项目钻井期间采用网电供电，柴油发电机仅作为备用电源，网电供电情况下无燃油废气排放。备用柴油发电机采用符合国家标准的柴油，使用频率很小，产生的污染物量很少，其污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891—2014）及修改单表2规定的限值。 ②油基泥浆钻井废气 油基泥浆钻井废气主要来源于油基泥浆钻井过程、油基岩屑、废弃油基钻井泥浆挥发产生的无组织废气。项目钻井作业中三开水平段使用油基泥浆，油基泥浆主要成分为柴油、白油等，属于烷烃类物质，故其废气主要成分为 VOCs。钻井作业中使用的油基泥浆不在现场配制，均由厂家配制好后分批次拉运至井场，暂存于现场泥浆循环系统，暂存时间较短，故产生挥发性废气（VOCs）量较小；油基岩屑采用吨桶密闭收集暂存于油基岩屑暂存区，暂存区按照《危险废物贮存污染控制标准》要求采取“六防”措施，暂存时间较短，且储存措施较好，故产生挥发性废气（VOCs）量极小。 （2）非正常工况大气污染物排放情况 钻井过程中，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。此时利用放喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，放喷的天然气立即点火烧掉，即事故放喷。 放喷废气主要采用地面燃烧处理，测试放喷管口高为 1m，采用短火焰灼烧器，在放喷池、防喷罐内燃烧以降低热辐射影响。放喷管线采用螺纹与标准法兰连接的专用抗硫管材。本项目设置放喷池 1 座、放喷罐 1 座，正对燃烧筒的墙均高 2.5m，厚 0.5m，其余墙厚 0.25m，内层采用耐火砖修建。 （3）大气环境影响分析 本项目钻井用备用柴油发电机为烟气达标的合格产品，使用的燃料为合格的轻质柴油成品，此类柴油燃烧主要污染因子为 THC、NO_x 和少量烟尘等，设备自带排气筒高度 3m，燃油充分燃烧后 NO_x、SO₂ 等污染物浓度低，结合以往钻井项目从未发生过柴油发电机大气污染事故类比资料判定，由于柴油发电机烟气释放到环境空气中后将很快被稀释，加之其持续时间较短，钻井期间的大气污染物将随钻井工程的结束而消除，钻井工程的实施不会对环境空气造成长期明显不利影响，不会改变区域的环境功能，对区域内各分散居民点环境空气影响程度在可接受范围内。
--	---

	油基泥浆钻井废气主要来源于油基泥浆钻井过程、油基岩屑暂时挥发产生的无组织废气，废气主要成分为 VOCs。钻井作业中使用的油基泥浆不在现场配制，均由厂家配制好后分批次拉运至井场，暂存于现场泥浆循环系统，暂存时间较短，故产生挥发性废气（VOCs）量较小；油基岩屑采用吨桶密闭收集暂存于油基岩屑暂存区，暂存时间较短，且储存措施较好，故产生挥发性废气（VOCs）量较小。油基泥浆钻井废气随着钻井作业的完工而结束，项目区周围环境空气质量受其影响很小。 事故放喷主产物是页岩气燃烧后产生 CO₂ 和水，放喷时间持续较短，属临时排放。建议在发生事故后可按照环境风险应急预案的内容及时进行事故信息报告，及时通报相关应急组织机构、人员，做好应急准备。因此非正常工况排放的大气污染物对环境空气影响较小可以接受。 综上所述，本项目为达标区域的建设项目，废气主要为临时排放和非正常排放。本项目施工期间较短，产生的大气污染物较少，不会对周边大气环境造成明显不利影响，本项目的建设不会造成该区域的环境空气质量发生改变，环境影响可以接受。 4.2.3 储层改造工程 4.2.3.1 废气产排污基本情况 （1）前置酸配制产生盐酸雾 储层改造时盐酸配制主要是采用外运的 31%盐酸在井场内的盐酸储罐中稀释至 15%（盐酸储罐内先加入适量水，然后将 31%盐酸泵入储罐）。现场将酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水中吸收。盐酸雾极易溶于水，经水吸收后排入环境的量极少。加上盐酸浓度较低，现场储存量不大，使用工期短，排放量小。 （2）测试放喷废气 试气作业期间大气污染物主要来自测试放喷产生的废气，属于非正常工况大气污染物。 本项目目的层为龙马溪组，目的层不含硫化氢。测试放喷天然气在放喷池内进行，采用地面燃烧处理，经高度为 1m 的对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，主要产生 CO、CO₂，伴有少量氮氧化物产生。测试放喷时间一般为短时间连续作业，属短期排放，预计测试放喷废气对周边环境影响不大。 4.2.3.2 大气环境影响分析 盐酸储罐内先加入适量水，然后将 31%盐酸泵入储罐，稀释至 15%盐酸，酸罐
--	---

	呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水中吸收。盐酸雾极易溶于水，经水吸收后排入环境的量极少。加上盐酸浓度较低，现场储存量不大，使用工期短，因此盐酸雾对环境影响很小。 压裂完成后对目的层进行测试放喷定产，产生页岩气燃烧废气，测试放喷在放喷池内进行，经排气筒高度为 1m 的对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，污染物主要为 CO、CO₂，伴有少量氮氧化物产生，但排放量小，且本项目井场西侧设置放喷池 1 座，放喷池周边 50m 范围内无居民分布，且放喷池为敞开式，放喷燃烧废气产生后可以及时扩散，测试放喷时间短，属临时排放，测试完毕，影响很快消失。因此，测试放喷对周边环境的影响较小。 因此储层改造期间排放的大气污染物对环境空气影响较小可以接受。 4.3 地表水环境影响分析 4.3.1 钻前工程 (1) 施工废水 钻前工程水污染主要来自道路、井场平整和基础施工过程中产生的施工废水（主要污染物为 SS）。钻前施工主要为土建施工，会产生一定的施工废水，此外基础建设砂石骨料加工时会产生一定含 SS 的废水，施工废水经沉淀处理后循环用于洒水抑尘，无施工废水排放，对当地地表水环境影响很小。施工场地设截排水设施，减少场地雨水冲刷，减少场地废水产生量，收集的雨水经沉淀后用于平台洒水抑尘。施工单位通过定期检查，杜绝发生油类泄漏事故。 (2) 生活污水 钻前施工天数共计 30 天，施工人数 20 人，生活用水量按 100L/d 人计算，排污系数取 0.80。生活污水产生量为 48m³。钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用租住民房现有旱厕收集后交第三方环境治理公司清掏外运处置，对当地地表水环境影响很小。 4.3.2 钻井工程 钻井工程废水主要有钻井废水、场地雨水和生活污水。 (1) 场地雨水 根据武隆区气象资料，年均降雨量为 1197.2mm，结合本工程井场方井区域及井
--	--

架相关污染区占地共计约 700m²，本项目钻井工程施工时间约为 329d，因此平台钻井区域的最大雨水量约为 755m³，场地雨水通过污水泵泵入废水罐、污水池内用于钻井液、压裂液配置，能够满足本项目储存雨水的要求。其他非污染区通过场内清水沟排放。结合本项目特征，场内场地雨水主要污染物为 SS 和石油类，产生浓度分别为 200mg/L 和 20mg/L。

（2）钻井废水

本项目清水岩屑、水基岩屑采用干拌干化技术，根据工艺流程，振动筛筛分的固相通过收集罐收集后添加粉煤灰、水泥等直接固化，液相直接进入泥浆循环系统循环使用，从而减少了钻井过程中岩屑处置产生的钻井废水量，因此项目钻井过程中钻井废水主要来自于设备清洗水等，本项目水基完钻前清洗废水可回用于钻井液配置使用，根据中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司已完成的钻井工程施工经验，本项目钻井废水产生量约 30m³，采用污水池暂存后用于后期储层改造使用。

本项目钻井废水采用污水池暂存后用于后期储层改造使用，不能回用时由罐车直接外运至涪陵页岩气田采出水处理站处理后达标排放，项目现场不外排，对周边地表水环境无不利影响。

（3）生活污水

本项目施工过程中钻井队施工人数为 50 人，施工时间为 329 天，生活用水按 100L/d 人计算，则生活用水量为 1645m³，排污系数取 0.80，生活污水产生量为 1316m³，平均约 4m³/d，生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、SS 和 NH₃-N，浓度分别为 400mg/L、200mg/L、250mg/L、25mg/L。平台设置环保厕所，生活污水采用环保厕所收集后交第三方环境治理公司清掏外运处置。

表 4.3-1 钻井工程生活污水产生情况一览表

污染物项目	废水量	COD	BOD ₅	SS	NH ₃ -N
产生浓度（mg/L）	/	400	200	250	25
产生量（t）	1316	0.526	0.263	0.329	0.033

4.3.3 储层改造工程

（1）洗井废水

本项目采用清水洗井。压入井内的清水冲洗套管内壁，最终排入污水池，用于

压裂液配制。根据建设单位提供资料，洗井废水产生量约 180m³/口井，废水中主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物、石油类，本项目 4 口井洗井废水产生量为 720m³。洗 1 口井压裂 1 口井，洗井废水暂存于污水池用于配制压裂液，不外排，污水池暂存洗井废水量最大约 500m³，不会对周边地表水环境造成不利影响。

（2）压裂返排液

根据调查页岩气生产分为排采期、相对稳产期、递减期、低压低产期 4 个生产阶段，其中排采期位于压裂施工完毕闷井后开井测试求产的前 30~45 天，本项目压裂液总量 2.56×10⁵m³，本工程压裂完毕后进行试气作业，施工约 60 天，按 30 天排采期计算，根据区内压裂返排液量产生情况，30 天排采期单井返排量通常在 2000m³~4000m³ 之间，本次取 4000m³/口井，则压裂返排液总产生量为 16000m³，根据建设单位生产统计可知，返排液中循环利用量为 12000m³，剩余 4000m³ 用于武隆地区其他平台压裂，不能回用时拉运至涪陵页岩气田产出水处理站处理。水平衡见图 4.3-2。

表 4.3-2 压裂液用量及返排量表 单位：m³

井号	压裂液总用量	地层里	返排量	循环来源	剩余量	去向
焦页 300HF	64000	60000	4000	钻井、雨水及洗井废水	4000	平台内配置压裂液回用
焦页 300-2HF	64000	60000	4000	平台内产生压裂返排液	4000	
焦页 300-3HF	64000	60000	4000		4000	
焦页 300-4HF	64000	60000	4000		4000	
合计	256000	240000	16000	/	16000	/

注：4 口井水平段均为 3090 米，仅在水平段进行压裂作业。

本项目压裂返排液水质情况参照中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司在涪陵、忠县等区域其他钻井平台产生的压裂返排液水质，其水质见表 2.3-2。

根据建设单位提供的相关资料，压裂返排液经混凝沉淀处理后，可满足配制压裂液水质要求。优先回用于其他平台压裂，减少废水排放量和水资源消耗，无法回用的采用罐车运送至涪陵页岩气田采出水处理站进行集中处理达标后排放。压裂返排液得到妥善处置，符合法律法规要求，对周边环境影响较小。

（3）生活污水

储层改造施工人员约 30 人，生活用水按每人每天 100L 计，总施工时间为 360d，生活用水量约为 1080m³，污水按用水量的 80%计，则生活污水产生量共计 864m³，约 2.4m³/d。生活污水产生量较少，主要污染物浓度分别为 COD 约 300mg/L、BOD₅ 约 250mg/L、SS 约 250mg/L、NH₃-N 约 20mg/L。

本项目平台设置环保厕所，生活污水采用环保厕所收集后交第三方环境治理公司清掏外运处置，不外排，对地表水环境影响小。

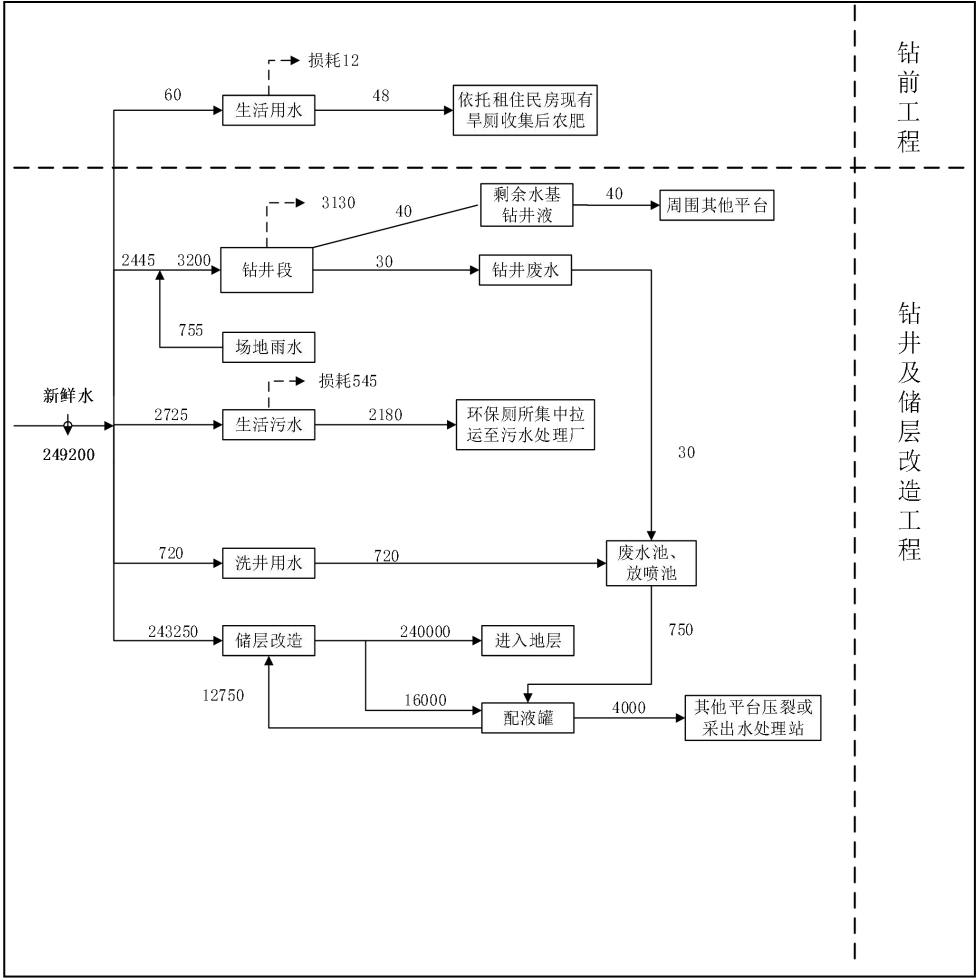


图 4.3-1 本项目全周期水平衡图 (m³)

4.3.4 对地表水体影响分析

本项目周边最近地表水水体为大溪河，位于本项目西南侧约 700m。本项目钻前工程、钻井工程、储能改造工程等环节产生的废水全部合理处置，未外排。故本项目对当地地表水环境影响很小。

4.4 地下水环境影响分析

本项目属于专业技术服务业-能源矿产地质勘查,不属于陆地石油和天然气开采,根据《建设项目环境影响评价报告表编制指南(生态影响类)(试行)》,可不开展地下水专项评价。

根据项目的工程特点,工程建设对地下水环境造成的影响的主要为钻井作业和储层改造工程,主要情景包括钻井液漏失、钻井岩屑渗漏、压裂液渗漏、其他施工材料和污水储存事故性渗漏。

经现场调查,本项目周围村庄已通自来水,近些年一直使用自来水作为饮用水源。由于项目所在区域特点,井场周围现场调查阶段仅在地下水评价范围内发现1眼居民水井,水井作为备用水源,主要用于牲畜与生活洗衣用水。结合《建设项目环境影响评价报告表编制指南(生态影响类)(试行)》和本项目行业类别,本次评价对项目建设的地下水环境影响进行定性分析,主要对地下水影响潜在的因素包括正常状况和非正常状况两种情景。

4.4.1 正常工况

(1) 钻进工程钻井液漏失对地下水的影响

本项目井筒内的钻井液柱压力稍大于裸露地层的地层压力,在钻井过程中可能会发生钻井液漏失的现象,若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙,漏失的钻井液和钻井岩屑就有可能被压入岩层断裂、裂隙进入地下水。本项目周围分布有泉点,发生泄漏、渗漏时,容易造成周围泉点等地下水污染,是地下水环境影响的首要因素。

根据本项目钻井工艺,钻井过程从开钻至二开段底部,钻井深度已达2000m以下,在这一钻井过程中,钻井液均使用清水钻井液和水基钻井液,其中导管段(0-400m)使用清水钻井液。对于有供水意义的含水层,钻井液以清水为主,钻井液对水质基本没有影响。且各段钻井完成后将迅速下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面,封固套管和井壁之间环形空间,在后续钻进时钻井液将被封隔在套管内,后续钻井不会影响含水层。

清水和水基钻井液发生漏失时,钻头研磨形成的岩屑将会进入地下,在钻遇裂隙、溶洞等地下通道时,将使井筒下游一定范围内的地下水中SS和浊度有所增加,

	影响水质。根据对产建区内受影响井泉观测情况，该种影响持续时间较短，施工结束后受影响地下水水质将会恢复。 （2）压裂工程对地下水的影响 钻井工程压裂过程中会有部分压裂液滞留在地层中，压裂液绝大部分为清水，其余主要成分为无机盐和有机聚合物，不含重金属。按照断距大于 50m 的断层作为部署边界，轨迹与断层斜交时，端点与断层的垂距大于 200m，轨迹基本平行断层时，水平轨迹与断层距离大于 300m，全部规避了大断层。再通过泵送易钻桥塞分段压裂技术结合物探技术，采用特殊段桥塞封闭的方式，有效规避小型断层，裂隙和薄岩层段。可以保证压裂作业阶段裂缝深度最大控制在 60~80m。 本项目完钻层位为龙马溪组，由于采用分段压裂技术，压裂作业阶段裂缝深度最大为 60~80m，压裂范围基本控制在龙马溪组地层以内，而龙马溪组为页岩夹灰岩，为区域相对隔水层。由此，压裂始终在一个页岩圈闭层内进行，压裂过程中压裂水及压裂完成后的滞留压裂水不会向其他地层渗透，并且龙马溪组位于地下垂深 2000m 以下，在项目区及周边范围内完全没有出露，压裂过程中压裂水及压裂完成后，废水随页岩气排出地面。因此压裂施工对浅层具有供水意义的地下水和周围分布的水井水质影响小。 （3）施工材料、固废暂存和污水储存对地下水环境影响分析 根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）以及建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，本项目将钻井基础区域、清水池、污水池、放喷池、循环罐基础、油基岩屑暂存区、不落地系统装置区、发电房区、油罐区；储层改造施工设备布置在井场内，利用井场已建的防渗系统，压裂设备、压裂液罐、酸罐划为重点防渗区，井场非设备硬化区、水基岩屑暂存区、施工材料、环保厕所、生活垃圾箱放置点等为本项目的一般防渗区域，采取分区防渗措施后，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。 ①循环罐区、油基岩屑收集区施工期对地下水环境的影响 循环罐区和油基岩屑收集区基础采用高密度聚乙烯膜等人工防渗材料，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求。 循环罐区和油基岩屑收集区顶部设置彩钢板防雨棚，同时油基岩屑收集时地面
--	--

铺设防渗布进行防渗，钻井产生的油基岩屑不落地，油基岩屑经泥浆循环系统分离后集中收集，交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置。

在做好油基岩屑的收集管理，及时外运处理，并对收集区做好防渗和防雨，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响很小。

②柴油储存期间对地下水环境的影响

在钻井期间，在井场内配备 35m³的柴油罐 2 座，为钢质罐体。油罐区基础采用 40cm 厚手摆片石+20cm 厚砂砾石+20cmC25 碎石砼，地坪采用水泥基结晶型防渗涂料刷 2 遍共 1mm 厚，设 300mm 高砖砌围堰，确保满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求。在正常情况下，油罐中柴油不会发生泄漏，不会对地下水环境造成影响。

③施工材料堆存对地下水环境的影响

钻井、压裂期间施工材料主要为烧碱（固体）、纯碱（固体）等材料，在雨水冲刷下可能对地下水环境造成影响。施工材料堆存区铺设防渗膜，满足一般防渗要求。堆存区顶部设置防雨棚，材料堆存在防渗膜上，在材料堆存区四周设置围挡，可有效防止雨水冲刷产生的污染。

（4）类比影响分析结果

根据《涪陵页岩气田焦石坝区块南部主 3 区井网加密开发调整建设项目竣工环境保护验收调查表》《焦页 56-Z1 导眼井项目竣工环境保护验收调查表》等，焦页 44 号扩、焦页 56 号 A 扩、焦页 56 号 B 扩平台前期已建设井的竣工环境保护验收调查表、各平台环境监理报告与本次评价委托监测的地下水质量监测数据可知，各平台在建设施工期与运营期均未发生地下水超标事件，区域地下水水质未受到明显影响，因此类比可知，在正常工况下本项目的实施不会对各平台区域的地下水环境质量造成明显污染影响。

4.4.2 非正常工况

本项目非正常状况下对地下水环境影响较大，对地下水可能产生的不利影响途径主要有以下几个方面：

（1）钻进过程中在水头压力差的作用下，套管破裂有少量钻井泥浆滤失并在含水层中扩散迁移，污染地下水及污染环境；压裂过程利用地面高压泵组将压裂液以超过地层吸收能力的排量注入井中，在井底憋起高压，可能会导致井筒破裂事故发

	生，若固井质量不佳，会导致压裂液在层间窜流，从而污染浅层地下水和周围泉点（井）； （2）因防渗不到位出现废水渗漏，或是在雨季发生泥浆池外溢情况，井场设备机油泄漏，生活污水、固废以及钻井所需化学品堆放不当，在雨季产生地面溢流等都有可能造成不同程度的地下水和周围水井污染； （3）物料跑冒滴漏，钻井过程中物料管理不严格、化学品堆放不当、柴油及酸化液泄漏、污水罐泄漏后的物料跑冒滴漏会在不同程度地污染地下水； （4）废水收集池因防渗不到位出现废水渗漏，有可能造成不同程度的地下水污染； （5）井喷造成钻井液外溢，可能造成地下水污染。 根据上述分析，非正常状况下对地下水环境和周围水井主要污染途径来自地面池体渗漏，地下钻井过程套管破裂钻井液漏失。本项目在导管段采用清水钻进，在套管破损导致钻井液漏失后，监控系统一般在 2.0 小时即可发现泥浆漏失并采取相应的封堵措施，因此即使有少量清水液漏失，但考虑到污染物主要为悬浮物，泄漏量较少，对潜水含水层影响可接受。在导管段钻井完毕后，采用水泥固井，使后续钻井时钻井液与含水层的分隔，确保钻井液漏失不会对地下水造成污染影响。钻井过程采用近平衡钻井工艺，有效控制泥浆和地层压力，能够有效杜绝浅水含水层钻井液漏失事故发生。 本项目井场内不同阶段分别设置有压裂液罐、泥浆储备罐、循环罐、污水罐等，均采用防渗罐体，罐体位于地面修建的水泥基础之上架空式储存，罐区外设置有围堰，即使发生泄漏，能及时发现泄漏，收集在围堰内且采取处理措施，一般不会对地下水和周围水井产生影响。 井场外设置的清水池、污水池、放喷池采用半地下式池体，污水池用于雨水、废水、事故状态下的废水临时储存。在非正常状况下污水池破裂导致废水泄漏会对浅层地下水含水层（特别是下游地区）产生一定的影响，各类污染物在地下水的对流弥散作用下，其影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染影响距离逐渐增加，最后污染物的浓度降至标准值以下，然后降低至检出限以下并对地下水的影响消失。 综上，本项目对地下水和周围水井影响阶段主要发生在施工期。井场将严格按
--	---

照分区防渗要求进行防渗，加强污水池日常维护和检查，在钻井施工期间，建设单位对导管段钻井应采取清水钻井工艺，采取套管封隔地层。施工期加强对周边水井的应急监测，一旦发现水质受到影响，应立即停工，并对可能造成地下水污染的设施进行检查，对渗漏区域防渗层进行修复，避免污染物的进一步泄漏和扩散。

4.5 噪声环境影响分析

4.5.1 钻前工程

(1) 施工期噪声影响

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

根据工程设计，本项目仅白天施工，夜间不施工。根据噪声衰减模式，各施工机具声源在不同距离处的噪声影响值（未考虑吸声、隔声等效果）参见表 4.5-1。

表 4.5-1 主要施工机械在不同距离的噪声值 单位：dB（A）

序号	施工机具	预测距离（m）							
		10	40	50	100	150	200	250	280
1	推土机	82.0	69.9	68.0	62.0	58.5	56.0	54.0	53.0
2	挖掘机	84.0	71.9	70.0	64.0	60.5	58.0	56.0	55.0
3	载重机车	79.0	66.9	65.0	59.0	55.5	53.0	51.0	50.0
4	空压机	82.0	69.9	68.0	62.0	58.5	56.0	54.0	53.0

根据预测结果，在距离施工机械约 50m 处噪声级低于 70dB（A），即施工区域场界外 50m 处可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）。

(2) 施工期噪声对敏感点的影响分析

按《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准评价（昼间小于等于 60 分贝），昼间距离施工区约 200m 可满足标准要求，夜间不施工。

项目周边 200m 范围内存在声环境敏感点，最近居民距离井场边界 106m，因此本项目钻前工程施工对周边保护目标有一定的影响，即 1#居民点、2#居民点钻前工程施工期可能出现超标现象。评价要求工程在施工时应选择合理的施工时间，仅在

白天作业，夜晚 10 点后不施工；白天施工时尽量避开居民午休时间，以此来降低噪声对附近居民的影响；同时尽量采取低噪声施工设施，加强设备维护和保养，进一步降低对周边居民的影响；优化施工总平面布置，高噪声设备尽量远离居民区，尽量避开在同一时段使用多种高噪声设备。由于该工序持续时间短，且施工机械非持续性噪声，经采取以上措施后，对周边敏感目标的影响较小。

4.5.2 钻井工程

4.5.2.1 噪声源

本项目采用网电供电驱动钻机，因此井场钻井期主要噪声设备有：

（1）钻井期间使用柴油发电机作为备用电源，停电状况下使用备用发电机会产生噪声，位于井场发电房。

（2）泥浆泵主要为直流电机和泥浆泵自身的噪声，位于井场内。

（3）振动筛、搅拌器、砂泵等位于井场内。

（4）钻井设备位于井口区域。

由于本项目钻井过程为 24 小时连续运行，对当地声环境影响大的主要为钻井过程中备用柴油发电机、钻机等设备的运行产生较大的连续性噪声，此时的主要噪声源设备噪声值见表 4.5-2。

表 4.5-2 钻井工程主要噪声源特性

噪声设备	数量	空间相对位置/m			单台源强 dB (A)	采取降噪措施	降噪后 源强dB	排放 时间
		X	Y	Z				
备用柴油发电机	2套	-40	-6	2	125	机房隔声，安装减振垫层、消声器	105	昼夜 连续
钻井设备	1套	0	0	0	103	置于钻井场地内，基础安装减振垫层	98	
泥浆泵	2台	-22	-18	-2	90		85	
振动筛	2台	-25	-16	-1	85		80	

注：柴油发电机参考《石油天然气钻采设备 柴油机》（SY/T5030-2020）表 3 的规定；井口位置设为（0.0.0）。

4.5.2.2 噪声环境影响分析

（1）噪声预测方法及模式

①预测情况选择

	由于本项目采用网电供电，柴油发电机为备用电源。本次评价主要对平台钻井过程采用网电供电、备用柴油发电机组分别供电情况下钻井平台场界和保护目标噪声值进行预测和达标分析。 ②预测模式 1) 本次将钻机及其配套设施噪声源作为点源，分别预测每个噪声源在厂界贡献值，进行叠加后作为最终的噪声贡献值。本次预测考虑声源在传播过程中经过距离衰减，采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4—2021）中的无指向性点声源几何发散衰减模式。 噪声贡献值计算公式如下： $L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1L_{Ai}} \right)$ 式中： L_{eqg}—建设项目在预测点的等效声级贡献值，dB； L_{Ai}—i 声源在预测点产生的 A 声级，dB； T—预测计算的时间段，s； t_i—i 声源在 T 时段内的运行时间，s。 声预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级，公式为： $L_{eq} = 10 \lg (10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$ 式中： L_{eq}—预测点的噪声预测值，dB； L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB； L_{eqb}—预测点的背景噪声值，dB。 2) 露天单台建筑机械可视为点源，本次评价采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中无指向性半自由声场点声源几何发散衰减计算公式进行预测计算，噪声预测模式如下： $L_A(r) = L_{Aw} - 20 \lg r - 8$ 式中：$L_A(r)$—距声源 r 处的 A 声级，dB (A)； L_{Aw}—点声源 A 计权声功率级，dB (A)； r—预测点距声源的距离。 (2) 使用网电情况下预测结果分析
--	--

①场界噪声预测分析

钻井过程中使用网电情况下对井场场界昼夜间噪声预测结果见表 4.5-3。

表 4.5-3 网电情况下场界噪声预测结果 单位：dB（A）

平台	预测工况	场界	场界噪声预测值		超标范围	
			昼间	夜间	昼间	夜间
焦页 300 平台	网电供电	东场界	58.1	58.1	达标	3.1
		南场界	66.5	66.5	达标	11.5
		西场界	62.0	62.0	达标	7.0
		北场界	62.1	62.1	达标	7.1

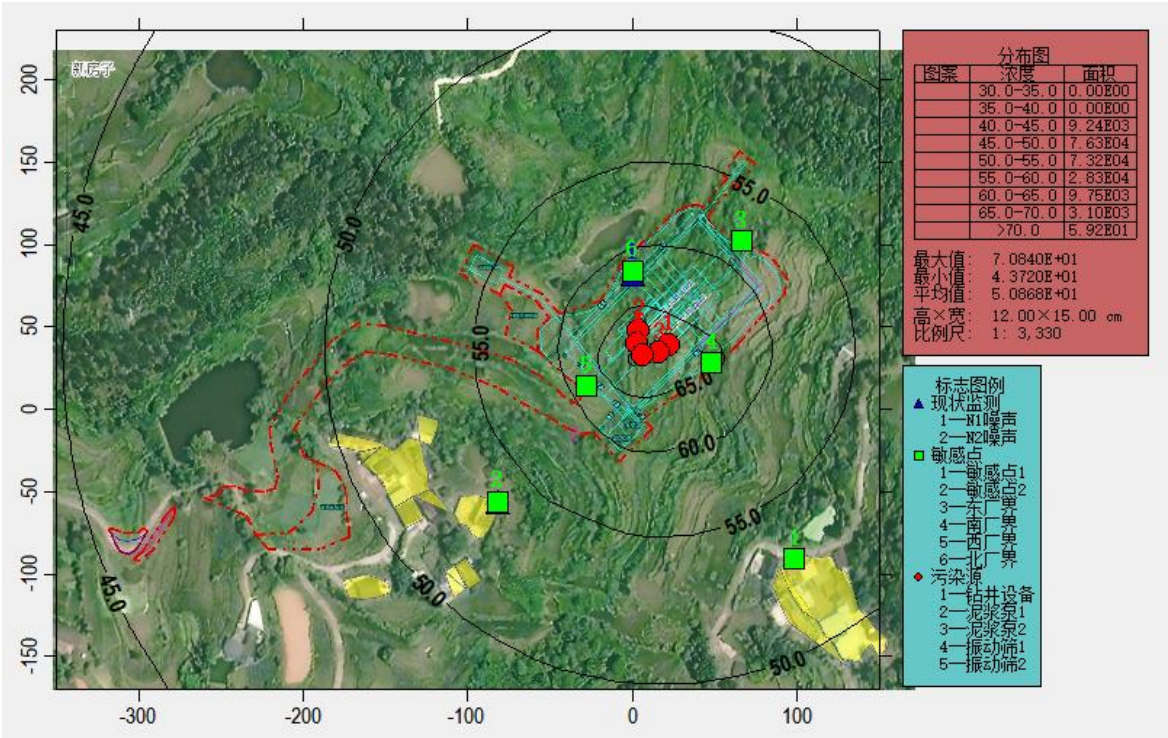


图 4.5-1 本项目采用网电情况下昼间噪声等值线图

根据预测，在网电供电时，本项目钻井平台昼间厂界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523—2011）昼间 70dB（A）标准，夜间东、南、西、北侧厂界噪声不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523—2011）夜间 55dB（A）标准，超标 3.1~11.5dB（A）。

②保护目标影响预测分析

结合噪声预测达标范围，本次对井场周边 200m 范围内的居民点进行预测。预测

结果见表 4.5-4。

表 4.5-4 网电供电时钻井过程保护目标噪声预测表 单位：dB（A）

平台	敏感点名称	相对方向	距厂界距离 (m)	背景值		贡献值		预测值		是否达标	
				昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
焦页 300 平台	1#居民点	SE	135	47	43	52.7	52.7	54.1	53.1	达标	3.1
	2#居民点	SW	106	50	42	53.5	53.5	55.1	53.8	达标	3.8

根据预测，在网电供电时，本项目钻井平台周边 1#居民点昼间噪声满足《声环境质量标准》（GB3096—2008）2 类标准，1#居民点夜间及 2#居民点昼间和夜间噪声不满足《声环境质量标准》（GB3096—2008）2 类标准，超标 3.1~3.8dB（A）。

（3）使用备用柴油发电机情况下预测结果分析

①场界噪声预测分析

钻井过程中使用备用柴油发电机情况下对井场场界昼夜间噪声预测结果见表 4.5-5。

表 4.5-5 备用柴油发电机情况下场界噪声预测结果 单位：dB（A）

平台	预测工况	场界	场界噪声预测值		超标范围	
			昼间	夜间	昼间	夜间
焦页 300 平台	备用柴油发电机供电	东场界	67.9	67.9	达标	12.9
		南场界	73.4	73.4	3.4	18.4
		西场界	67.6	67.6	达标	12.6
		北场界	72.5	72.5	2.5	17.5

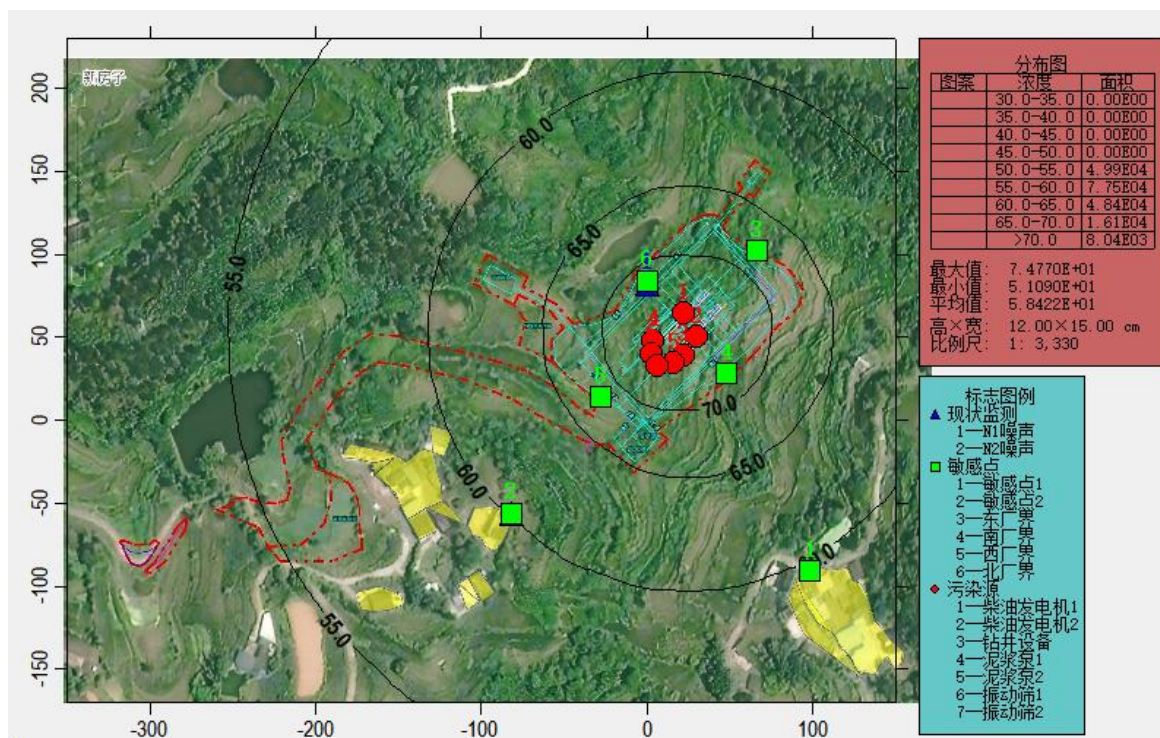


图 4.5-2 拟建工程柴油发电机钻井噪声等值线图

根据预测，在柴油发电机供电时，本项目钻井平台南侧、北侧场界昼间噪声不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523—2011）昼间 70dB（A）的标准，其他侧满足标准限值要求，超标 1.3~6.1dB（A）；夜间场界四周噪声均不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523—2011）夜间 55dB（A）标准，超标 12.6~18.4dB（A）。

②保护目标影响预测分析

结合噪声预测达标范围，本次对井场周边 200m 范围内的居民点进行预测。预测结果见表 4.5-6。

表 4.5-6 柴油发电机供电时钻井过程保护目标噪声预测表 单位：dB（A）

平台	敏感点名称	相对方向	距厂界距离 m)	背景值		贡献值		预测值		是否达标	
				昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
焦页300平台	1# 居民点	SE	135	47	43	59.7	59.7	60.1	59.8	0.1	9.8
	2# 居民点	SW	106	50	42	60.2	60.2	60.6	60.3	0.6	10.3

根据预测，在柴油发电机供电时，本项目钻井平台周边 1#、2#居民点昼间、夜间噪声均不满足《声环境质量标准》（GB3096—2008）2 类标准，超标 0.1~10.3dB（A）。

综上所述，本项目钻井期间噪声影响较突出，夜间影响范围较大，通过采用网电供电后，对周围敏感目标影响较小，因此评价要求在钻井施工过程中除停电等特殊情况下应尽量采用网电供电。由于钻井作业属于短期临时影响，可通过钻井期间对超标居民点采取安装通风式隔声窗或临时撤离等措施（临时避让范围等根据施工过程中噪声监测超标情况确定），避免环保纠纷，同时通过宣传讲解、争取谅解的方式，将噪声对周边环境的影响降至最低。通过以上措施，钻井工程对声环境的影响是可以接受的。

4.5.3 储层改造工程

4.5.3.1 噪声源

压裂噪声主要来源于电驱压裂机组等设备的机械噪声，噪声源强为 85dB（A），昼间施工；测试放喷噪声源强为 100dB（A），测试放喷作业一般为短时间连续作业，属短期间歇排放。主要噪声源强及特性见表 4.5-7。

表 4.5-7 储层改造工程主要噪声源强特性 单位：dB（A）

噪声设备	数量	空间相对位置/m			单台源强 dB（A）	采取降噪措施	排放时间
		X	Y	Z			
电驱压裂设备	10 台	29	-20	1	85	安装减振垫层	昼间施工
测试放喷	/	198	-16	2	100	安装减振垫层	间歇排放

注：井口位置设为（0.0.0）。

4.5.3.2 噪声环境影响分析

本项目压裂液需外运进场，而最终无法利用的压裂返排液通过公路外运，运输车辆会对沿线距离较近的居民产生噪声影响。环评建议运输在昼间进行，经过居民点时应控制车速，最大化减轻返排液运输车辆交通噪声影响。

本项目储层改造工程期间噪声主要来自压裂噪声和测试放喷噪声。项目压裂作业主要运行的设备为压裂泵，压裂过程需 10 台电驱压裂泵同时运行，压裂机组设备分布较为集中，距离敏感点较远，且压裂仅在白天进行作业。本次评价对压裂作业

期间进行典型分析预测和达标分析。

评价采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4—2021）中的点声源几何发散衰减模式进行预测，预测结果见表 4.5-8。

表 4.5-8 压裂施工作业场界噪声预测结果 单位：dB（A）

平台	场界	场界噪声贡献值	标准值	超标范围
		昼间	昼间	昼间
焦页 300 平台	东场界	57.5	70	达标
	南场界	59.6	70	达标
	西场界	57.9	70	达标
	北场界	60.8	70	达标

表 4.5-9 压裂施工作业过程保护目标噪声预测表 单位：dB（A）

平台	敏感点名称	相对方向	距井场场界距离(m)	背景值	贡献值	预测值	超标范围
				昼间	昼间	昼间	昼间
焦页 300 平台	1#居民点	SE	135	47	49.3	51.9	达标
	2#居民点	NE	106	50	52.9	54.7	达标

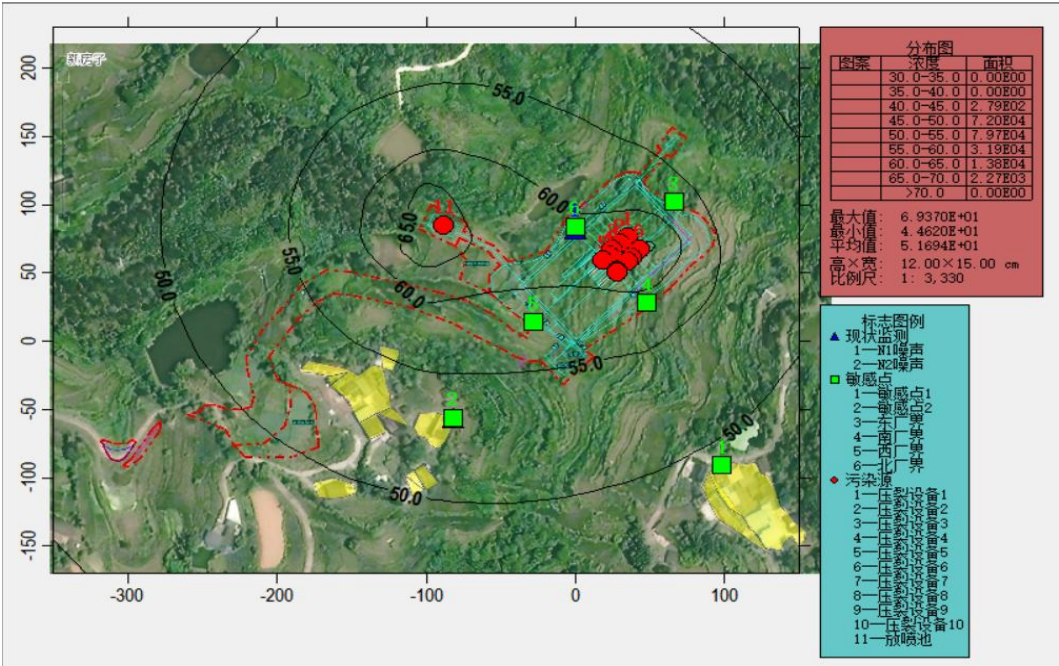


图 4.5-3 本项目压裂施工作业噪声等值线图

场界噪声达标情况：根据预测结果表明，本项目压裂施工作业过程昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)昼间的噪声限值 70dB (A) 的规定。

环境保护目标影响情况：根据预测结果表明，本项目压裂施工作业过程昼间平台周边敏感目标噪声均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准 60dB (A) 要求。因此本项目钻井平台压裂作业噪声对周边环境的影响较小。

测试放喷噪声主要是在需要放喷时产生的气流噪声，位于放喷池，考虑叠加区域昼间最大现状监测值 50dB (A) 后，根据预测可知昼间距离放喷池 106m 处能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准 (60dB (A))；考虑放喷池阻隔、地形衰减与障碍物阻隔后 (10dB (A))，叠加区域夜间最大现状监测值 43dB (A) 后，根据预测可知夜间距离放喷池 135m 处能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准 (50dB (A))，根据调查，拟建工程放喷池周边 135m 范围内无居民点分布，测试放喷结束影响即消失，总体影响较小，建议建设单位应加强与周边居民沟通，如遇噪声投诉相关情况应根据现场实际监测结果采取相关措施，确保测试放喷期间不扰民。

表 4.5-10 测试放喷噪声影响范围预测结果 (未考虑衰减) 单位: dB (A)

噪声源	距声源距离 (m)								
	10	20	40	60	80	100	150	200	320
放喷测试	80.0	74.0	68.0	64.4	61.9	60.0	56.5	54.0	49.9

项目施工期间采用汽车运输方式，主要运输材料为钻井、压裂设备及原辅材料，转运次数有限，通过合理安排转运时间，物料运输车辆途经居民点时减速慢行，禁止鸣笛等措施后，项目交通噪声对道路两边居民影响可以得到控制。

4.6 固体废物环境影响分析

4.6.1 钻前工程固体废物

本项目钻前工程场地平整产生的土石方做到场地挖填自行平衡，无土石方弃方和借方量情况。钻前工程固废主要为施工过程中施工人员产生的生活垃圾，收集后交由当地环卫部门处置。

本项目钻前工程施工人数共计 20 人，施工 30 天，生活垃圾按照 0.5kg/ (d·人)

计算，则钻前工程生活垃圾产生量约 0.3t，固体废物代码为 SW64：900-099-S64。定点收集后交由当地环卫部门统一处置。

4.6.2 钻井工程

本项目钻井作业产生的固体废物主要有一般固体废物、危险废物和生活垃圾。一般固体废物主要为水基钻井岩屑和泥浆、絮凝沉淀污泥，危险废物主要为油基岩屑、废油等。

(1) 钻井岩屑

钻井岩屑是在钻井过程中钻头切削地层岩石而产生的碎屑，其产生量与井眼长度、平均井径有关。根据本项目钻井阶段各开次进尺、钻头尺寸，并取一定的容积扩大倍数（清水和水基钻井取 4 倍，油基钻井取 3 倍），本项目钻井岩屑产生量见表 4.6-1。

计算公式如下：

$$V_{\text{清水}} = \pi (r_1^2 \times d_1) \times 4$$

$$V_{\text{水基}} = \pi (r_2^2 \times d_2 + r_3^2 \times d_3) \times 4$$

$$V_{\text{油基}} = \pi (r_4^2 \times d_4) \times 3$$

式中：

r——钻头尺寸半径；d——几开段长度；

表 4.6-1 本项目 4 口勘探评价井钻井钻屑计算结果一览表

开次	钻头尺寸 (mm)	井段 (m)	合计井 段长度	钻屑产生量	去向
导管	609.6	400	1600	6808.77m ³ / 15660.17t	水基钻井岩屑资源化 利用
一开	406.4	400~1300	3600		
二开（直 井段）	311.2	1300~3900	10100		
三开（水 平段）	215.9	3700~7000	12400	1361.88m ³ / 2451.38t	油基钻屑，收集罐收集 后交危废资质单位拉 运处置

注：油基岩屑容重按 1.8t/m³考虑，水基按 2.3t/m³考虑。

水基钻井岩屑属于一般固体废物（废物代码：SW12，072-001-S12），由“不落地”工艺处理后（振动冲洗分离）外运资源化利用。

油基钻屑属于危险废物（危险废物代码：HW08，072-001-08），油基钻屑由储

存桶收集后交危废资质单位拉运处置。

（2）废油

钻井过程中废油的主要来源有：a、机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油。b、钻井设备清洗与保养、泥浆循环罐掏罐产生的浮油，如更换柴油机零部件和清洗钻具、套管等。结合工区已完井废油产生情况，单井废油产生量约为 0.5t，本项目 4 口井预计废油产生量为 2t，桶装收集后暂存于油基岩屑暂存区，由建设单位回收利用或交有资质的单位进行处置。

本项目产生的各类危险废物名称、类别等信息见表 4.6-2。

表 4.6-2 本项目危险废物产生情况一览表

序号	危险废物名称	产生量(t)	产生工序及装置	危险废物类别	危险废物代码	形态	主要成分	危险特性	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	油基岩屑	2451.38	油基钻井	072-001-08	HW08	固态	岩屑、白油	T	施工期	毒性	危废处置单位处置
2	废油	2	钻机等设备	900-249-08		液态	润滑油	T, I		毒性、易燃性	桶装收集后暂存于油基岩屑暂存区,由建设单位回收利用或交有资质的单位进行处置

危险废物贮存设施基本情况见表 4.6-3。

表 4.6-3 危险废物贮存设施基本情况样表

序号	贮存场所(设施)	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	占地面积	贮存方式	最大贮存能力	贮存周期
----	----------	--------	--------	--------	------	------	--------	------

1	油基岩屑暂存区吨桶	油基岩屑	072-001-08	HW08	约 30m ²	集中贮存	约 100m ³	15d
2	废油桶收集，暂存于危废贮存点内	废油	900-249-08	HW08	约 12m ²	集中贮存	约 1t	50d

（4）废包装材料（化工料桶）

根据本项目所在区域已钻井原材料使用情况，预计单井产生废包装材料（化工料桶）700 个约 0.28t，本项目 4 口井废包装材料（化工料桶）产生总量约为 1.12t（废物代码：SW17 可再生类废物，900-099-S17），由厂家或有资质的单位回收。

（5）泥渣

项目钻井过程中钻井液罐、压井水泥罐等储罐清掏会产生泥渣，根据同类型项目类比产生量约 20t/口，合计产生量为 80t（废物代码：SW12，072-002-S12），同水基岩屑一起外运处置。

（6）生活垃圾

生活垃圾按 0.5kg/（人·d）计算，根据施工人数及施工天数，预计本项目钻井期间生活垃圾产生量为 8.23t。生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

本项目产生的一般工业固体废物名称、类别等信息见表 4.6-4。

表 4.6-4 一般工业固体废物分类与代码

序号	名称	废物种类	代码	产生量	去向
1	水基钻井岩屑	SW12 钻井岩屑	072-001-S12	15660.17t	外运资源化利用
2	废包装材料（化工料桶）	SW17 可再生类废物	900-099-S17	1.12t	由厂家或有资质的单位回收
3	泥渣	SW12 钻井岩屑	072-002-S12	80t	同水基岩屑一起外运处置

4.6.3 储层改造工程

（1）废油

试气作业施工过程中废油的主要来源为机械润滑废油。根据建设单位已完井页岩气井废油产生情况，单井压裂作业废油产生约为 0.2t（合计 0.8t），桶装收集后由建设单位回收利用或交有资质的单位进行处置。

（2）废包装材料（化工料桶）

压裂液配置过程中需要配置压裂液，产生包装材料（化工料桶）2.0t，集中收集后定期由厂家或交由资源回收单位回收处置。

（3）压裂返排液絮凝沉淀污泥

本项目压裂返排液排入水池与配液罐内暂存，回用于平台内钻井工程压裂工序，平台内最后一口井剩余压裂返排液根据试气计划依次回用于工区其他平台，回用前压裂返排液在水池内进行絮凝沉淀处理，参考工区压裂返排液絮凝沉淀污泥产生情况，压裂返排液中悬浮物浓度约 120mg/L，经絮凝沉淀后悬浮物约 50mg/L，絮凝沉淀过程中将添加絮凝剂，本项目单井压裂返排液絮凝沉淀污泥产生量约 5.0m³，本项目总产生量约 20m³。絮凝沉淀污泥参照重庆市生态环境工程评估中心于 2020 年 12 月编制的《南川区块页岩气采出水处理项目污泥危险特性鉴别报告》（备案稿），确定不具有相应危险特性，不属于危险废物，属于一般工业固体废物，交一般工业固废场处置或用于制砖等资源化利用。

（4）生活垃圾

储层改造作业期间工作人员产生的生活垃圾。按 0.5kg/人·d 计算，根据施工时序产生量约 5.4t。均存放在井场区域和生活区设置的垃圾收集箱，生活垃圾外运场镇环卫集中收集卫生填埋处置。

本项目试气作业期间固体废物主要名称、物理性状、环境危险特性、年度产生量、贮存方式、利用处置方式和去向等详见表 4.6-5～表 4.6-6。

表 4.6-5 一般工业固体废弃物及生活垃圾产生情况一览表

类别	名称	产生源	贮存方式	产生量	处置措施
一般固废 (废物代码 900-099-S17)	废包装材料	压裂液配置	袋装、桶装收集	2.0t	由厂家或交由资源回收单位回收处置
一般固废 (072-001-S12)	絮凝沉淀污泥	压裂返排液絮凝沉淀	桶装收集	20m ³	交一般工业固废场处置或用于制砖等资源化利用
生活垃圾	生活垃圾	员工生活	袋装	5.4t	交环卫部门统一处置

表 4.6-6 危险废物产生情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序及状态	产废周期	危险特性	贮存方式	污染防治措施
----	--------	--------	--------	-----	---------	------	------	------	--------

					置					
1	废油	HW08	900-214-08	0.8t	机械维护保养	液态	/	T/I	设置废油桶集中收集	交有资质的单位进行处置

4.6.4 固废产生情况汇总

本项目施工期固体废物产生情况见表 4.6-9。

表 4.6-9 固体废物汇总一览表

产生阶段	类别	产生量	代码	处理措施	排放量
钻井阶段	水基岩屑	15660.17t	SW12: 072-001-S12	水基岩屑经不落地系统收集后交由第三方单位进行资源化利用	0
	泥渣	80t			
	油基岩屑	2451.38t	HW08: 072-001-08	油基岩屑采用吨桶“不落地”收集后，交由具有相应危险废物处置资质单位进行处置。油基岩屑收集、贮存、转运应符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）有关要求	0
钻井阶段 储层改造 阶段	废油	2.8t	HW08: 900-249-08	桶装收集后暂存于油基岩屑暂存区，由建设单位回收利用或交有资质的单位进行处置	0
	废包装材料 (化工料桶)	3.12t	SW17: 900-099-S17	由厂家或有资质的单位回收	0
储层改造 阶段	絮凝沉淀污泥	20m³	其他废物: 072-001-S12	交一般工业固废场处置或用于制砖等资源化利用	0
各阶段	生活垃圾	13.93t	SW64: 900-099-S64	定点收集后由环卫部门统一处置	0

钻井、储层改造、设备运行过程中、完毕后各类固体废物全部清运处置，现场无遗留，对当地环境影响轻微，可控制在当地环境可接受范围内。

4.7 土壤环境影响分析

4.7.1 施工期影响分析

本项目施工期的工程内容主要是生活区建设的基础施工，包括地面的开挖和回填以及对深层土壤的破坏，对土壤环境的影响最直接，项目施工对土壤环境的影响主要有：

(1) 破坏土壤结构

土壤结构是在当地自然条件下土壤经过长期的发育过程形成的较为稳定的结构系统，在施工开挖过程中会破坏原有土壤结构。土壤中的分层特征和团粒结构是经过长期发展形成的，遭到破坏后，恢复需要较长的时间。

(2) 改变土壤质地

土壤质地因所处地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层与底层的土壤质地也有明显的不同。由于土壤在形成过程中层次分明，表层为耕作层，中层一般为淋溶淀积层，底层是母质层。土壤类型不同，各层次的理化性质和厚度会存在较大的差别。

(3) 影响土壤紧实度

基础施工后一般在短时期难以恢复其原有的紧实度。表层过于疏松时，因灌溉和降水容易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟。过于紧实时又会影响植物根系下扎。施工期间的车辆和重型机械的碾压也会造成管道两侧表层过于紧实，对植物生长产生不良影响。

(4) 项目建设临时占地对土壤环境的影响

项目临时占用地主要生活区临时占地。是可以复垦利用的，但因施工中的机械碾压、施工人员践踏、振动等原因，对土壤的理化性质、肥力水平都有一定影响。

(5) 施工废弃物对土壤环境的影响

项目施工产生的泥浆若落入土地，有可能把固体废弃物残留于土壤之中。这些固体废物一般都比较难于分解，影响环境景观和作物生长，若埋于土壤中则会对作物根系的生长和发育造成影响。

(6) 项目建设对土壤养分现状的影响

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况分布而言，表土层远较心土层好，其有机质、全氮、速效磷和速效钾等含量高，紧密度与孔隙状况适中强。施工势必扰动原有土体构型，使土壤养分分布状况受到影响，严重者会造成土壤性质的恶化，并影响其表层生长的植被，甚至难以恢复。

(7) 事故状态下对土壤的影响

本项目施工期间，事故情况（井喷、柴油罐泄漏）对土壤质量影响较大。根据

本区域钻井情况，本项目发生井喷的概率很小，但由于井喷事故对土壤质量影响很大，喷出的液体主要为油基泥浆，洒落在地面上，污染（扩展）面积较大；或当柴油罐穿孔泄漏，在泄漏初期由于泄漏的柴油量少，可收集在围堰内，不会泄漏至外环境；但若长时间泄漏，柴油可能溢出围堰，造成土壤环境的污染。油类物质在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（油类物质一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚），会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

（8）事故状态下对耕地的影响

本项目周围分布有果园、菜地、林地和荒地。施工期间，当发生事故情况（井喷、柴油罐泄漏）时，对耕地质量影响较大。当旱地受到污染时，应采取置换措施，使用本项目清理表土置换受污染的旱地。污染土壤主要含油，交由有资质单位进行处理。后期对耕地进行跟踪监测，并采取对应措施，直至各因子满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618—2018）。

4.8 环境风险分析

4.8.1 风险调查

（1）危险物质识别

本项目钻前工程主要为平场、设备的安装，环境风险较小，本次重点识别钻井工程、储层改造工程的危险物质。钻井工程的主要风险物质有甲烷、柴油、废油、油基钻井液；储层改造工程的主要风险物质有废油。

钻井和储层改造工程：

①原辅材料

钻井工程使用的材料有钻井液（包括清水钻井液、水基钻井液、油基钻井液）、固井水泥、堵漏剂。

清水钻井液成分为清水，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。水基钻井液以黏土（主要用膨润土）、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成分和相态共存的悬浮液，主要添加成分有氯化钠、羧甲基纤维素、木质硫酸盐、盐抑制剂以及改性石棉、石墨粉、烧碱等 20 多种化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。钻井液中影响环境的主要成分是有机物类、无机盐类、烧碱等配浆和加重材料中的杂质，目前采用的钻井液不含重金属及其他有毒物质，呈碱性。不具有易燃易

	爆、有毒有害等特性。 油基泥浆主要成分柴油、白油为无色透明油状液体，参照执行《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）机油属于附录 B.1 突发环境事件风险物质——油类物质，其临界量为 2500t。油基钻井泥浆采用罐车拉运配制好的油基泥浆至现场进入循环系统，现场无油基泥浆配制，其环境风险主要表现在油基钻井液泄漏环境风险，本项目单井使用量约为 600m³，预先配置 400m³，后续根据钻井进度调运。油基泥浆比重 0.831~0.883，本次取 0.883，根据油基泥浆配比，则油类物质最大储存量为 281.8t。 固井水泥主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。 堵漏剂主要为高分子聚合物、无机盐等，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。 储层改造期间主要使用的材料有压裂液、压裂前置酸（外运的 31%盐酸在井场内的盐酸储罐中稀释至 15%。盐酸储罐内先加入适量水，然后将 31%盐酸泵入储罐）。 压裂液主要成分包括破乳助排剂、活化剂、支撑剂等构成的混合液体系，主要成分为清水，并添加少量减阻水、活性胶液及支撑剂（陶粒），均不添加重金属等有毒有害物质，不具有易燃易爆、有毒有害等特性。 在储层改造期间洗井使用的前置酸由玻璃钢专业运输车辆拉运至现场使用，本项目洗井用前置酸为 15%的稀盐酸，盐酸浓度小于 37%，未到达《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的浓度（37%），且根据盐酸 MSDS，盐酸危害水生环境性质为“急性危害，类别 2”；盐酸 LD50 为 900mg/kg（经口），根据《化学品分类和标签规范第 18 部分：急性毒性》（GB30000.18-2013）判定为“健康危险急性毒性物质（类别 4）”，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目稀盐酸不属于重点关注的危险物质，本次对盐酸进行环境风险分析，不纳入 Q 值计算。 ②燃料 钻井工程阶段，井场设置有柴油发电机备用，停电状况下通过柴油机提供动力和电力。柴油属于闪点在 28℃与 60℃之间的易燃、易爆炸性的液体，属于乙类危险品。油罐区日常最大暂存量 14t。 ③污染物 1) 废气
--	---

	项目钻井工程阶段优先采用网电，柴油发电机备用，在使用柴油发电机的情况下，废气主要为柴油燃烧，污染因子主要为氮氧化物、颗粒物。 储层改造阶段采用电驱压裂机组，废气为测试放喷燃烧废气（天然气燃烧废气），污染因子主要为氮氧化物、颗粒物。 2）废水 钻井工程阶段产生的废水为生活污水、钻井废水、收集的雨水；储层改造工程阶段产生的废水为洗井废水、压裂返排液、收集的雨水。不属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）重点关注的危险物质。 3）固体废物 钻井工程阶段产生的固体废物主要为清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、废油、生活垃圾、废包装桶等。 储层工程阶段产生的固体废物主要废油、压裂返排液絮凝沉淀污泥、生活垃圾、废包装桶。 其中废油具有有毒有害等特性，最大暂存量约 1.0t，属于危险物质。 ④火灾和爆炸伴生/次生污染物 柴油泄漏遇火发生火灾时，可能产生一氧化碳。 ⑤井喷事故 1）目的层气质 根据本项目设计及周边井页岩气组分分析表明，页岩气中以甲烷为主，CH₄ 含量 97.780%~98.140%，平均为 97.963%；C₂H₆ 为 0.337%~0.405%；丙烷及以上重烃组分含量为 0.011%，CO₂ 含量为 0.581%~0.643%，不含 H₂S，为优质天然气气源。 本次井站测试流量取值 1.2×10⁴m³/d，无阻流量取值 4.8×10⁴m³/d（按照测试流量 4 倍考虑）。则本项目钻井工程在发生环境风险事故时 15min 天然气放喷 CH₄ 量：CH₄ 最大量为 0.35t。在井喷失控后，按抢险作业程序对油气井井口实施点火时，井喷天然气全部燃烧，转化为 CO 和 H₂O。 2）中途钻遇地层情况 本项目目的层龙马溪组为不含硫气层，根据设计资料，周边井在中途钻遇层也未发现硫化氢，本次评价提出硫化氢风险防范措施。 （2）危险物质数量和分布情况
--	---

表 4.8-1 风险物质最大在线量 单位: t

工程阶段	危险物质		最大暂存量	临界量	分布情况	环境影响途径
钻井工程	目的层	甲烷	0.35	10	井喷事故	涉气
	柴油		60	2500	柴油罐	涉水、涉气
	废油		1.0	2500	油桶	涉水、涉气
	油基钻井液		281.8	2500	储备罐	涉水、涉气
储层改造工程	废油		1.0	2500	油桶	涉水、涉气

4.8.2 敏感目标

本项目在选址过程中避开了居民集中区、规划区、风景名胜区、文物古迹等风险敏感点,井场周边分布有少量分散居民点、地表水体等。本项目环境风险敏感目标见表 3.3-3。环境风险保护目标分布见附图 6。

4.8.3 环境风险识别

(1) 物质危险性识别

本项目原料、燃料、介质和产品主要为甲烷,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。因此,钻井过程中可能涉及的主要危险物质为 CH₄(易燃易爆)。此外,涉及的风险物质还包括钻井过程中使用的易燃物质柴油、油基泥浆、目的层酸化用的稀盐酸。

① 甲烷危险性分析

本项目目的层页岩气、产品主要成分为甲烷。甲烷主要理化特性见下表。

表 4.8-2 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（℃）	-182.5	相对密度（水=1）	0.42/-164℃
		沸点（℃）	-161.5	相对密度（空气=1）	0.55
		饱和蒸汽压（kpa）	53.32（-168.8℃）		
		临界温度（℃）	-82.6	临界压力（Mpa）	4.59
		燃烧热（KJ/mol）	889.5	最小引燃能量（mJ）	0.28
	毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
			苏联 MAC	300mg/m³	
			美国 TWA	ACGIH 室息性气体	
			美国 STEL	未制定标准	
		侵入途径	吸入		
		健康危害	1、当空气中甲烷浓度达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、精细动作障碍等； 2、当空气中甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等。		
	燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建筑火险等级	甲
		闪点（℃）	-188	爆炸下限（v%）	5
		自然温度（℃）	538	爆炸上限（v%）	15
		危险特性	1、甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热能时引起燃烧爆炸。2、甲烷与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。3、甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
		稳定性	稳定		
		聚合危害	不会出现聚合危害		
		禁忌物	强氧化剂，如氟、氯等		
		灭火方法	1、立即切断气源。2、若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。3、喷水冷却容器，如果可能应将容器从火场移至空旷处。4、采用雾状水、泡沫灭火器和二氧化碳灭火器等。		
	包装储运	危险性类别	第 2.1 类（UN 类别）易燃气体		
		危险货物包装标志	4		

包装 储运	储运注意事项	1、储存于阴凉、通风的储存间内，且储存间内温度不宜超过 30℃，储存间内的照明、通风设施应采用防爆型，开关设置于储存间外。2、罐储时，要有防火防爆措施，若为露天储罐夏季应有降温措施。3、储存间和储罐附近应配备相应品种和数量的消防器材。4、远离火种、热源，禁止使用易产生火花的机械设备和工具。5、防止阳光直射。6、与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放，切忌混储混运。7、验收时应注意品名，注意验瓶日期，先进储存的先发用。8、搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。
急救	皮肤接触	若有冻伤，就医治疗。
	吸入	1、迅速脱离现场至空气新鲜处。2、注意保暖，呼吸困难时给输氧。3、呼吸及心跳停止者立即进行人工呼吸和心脏按压术，并就医治疗。
防护措施	工程控制	全面通风。
	呼吸系统防护	一般不需要特殊防护，高浓度环境中，可佩戴供气式呼吸器。
	眼睛防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。
	手防护	一般不需要特殊防护，高浓度接触可戴防护手套。
	其它	1、工作现场严禁吸烟；2、避免长期反复接触； 3、进入罐区或其他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柴油危险性分析

钻井作业过程中备用柴油发电机使用柴油，柴油具有可燃性，其特性见表 4.8-3。

表 4.8-3 柴油特性表

第一部分危险性概述	
危险性类别	第 3.3 类高闪点易燃液体。
侵入途径	吸入、食入、经皮肤吸收
健康危害	皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮，吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，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。防止吸入性肺炎。
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、沙土。		
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、通风房间内。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	黏性棕色液体。	闪点（℃）	55
相对密度	0.87~0.9（水=1）	爆炸下限（V%）	1.5
相对密度	3.5（空气=1）	爆炸上限（V%）	4.5
引燃温度（℃）	257	用途	用作柴油发电机的燃料。
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油基泥浆 油基泥浆是以白油为分散介质组成的钻井液，其基本组成是柴油、白油、有机			

	黏土（或其他亲油粉末）和油溶性化学处理剂。油相一般用柴油、白油，占钻井液的 60%~70%或更高，油基钻井液抗高温、抗盐钙侵蚀，有利于井壁稳定、润滑性好、对油气层损害小。 本工程使用油基钻井液由柴油、白油、有机土、主乳化剂、润湿剂、降滤失剂、封堵剂、加重剂等组成的钻井液体系。主要成分白油为无色透明油状液体，没有气味，比重 0.831~0.883，闪点（开式）164~223℃，运动黏度（50℃）5.7~26mm²/s，酸值≤0.05。对酸、光、热均稳定，不溶于乙醇，溶于乙醚、苯、石油醚等，并可与多数脂肪油互溶。为液体类烃类的混合物，主要成分为 C16~C31 的正异构烷烃的混合物，分子量通常在 250~450 之间，具有良好的氧化安定性、化学稳定性、光安定性，无色、无味，不腐蚀纤维纺织物。 油基钻井泥浆采用罐车拉运配制好的油基泥浆至现场进入循环系统，现场无油基泥浆配制，其环境风险主要表现在油基钻井液泄漏环境风险。 ④水基钻井液及作业废水 1）水基钻井液 本项目使用的水基钻井液，由清水、增稠剂、抑制剂、防塌剂、堵塞剂、碱度调节剂、杀菌剂、加重剂等组成。水基钻井液以黏土（主要用膨润土）、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成分和相态共存的悬浮液，主要添加成分有 FT-388、K-PAM、RH-3、HIEMUL、MOGEL、HISEAL、烧碱等 20 多种化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。 水基钻井液中影响环境的主要成分是有机物类、无机盐类、烧碱等配浆和加重材料中的杂质，目前采用的水基钻井液不含重金属及其他有毒物质，呈碱性。水泥及添加剂主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不含易燃、易爆、有毒物质。 2）各类作业废水 钻井废水主要呈现出 pH 值偏高，属碱性废水，含较高的 COD、氯离子和色度，具有一定的腐蚀性。钻井废水储存在废水罐和废水池内。 压裂返排液含较高的 COD、氯离子和色度，具有一定的腐蚀性。储层改造施工期压裂返排液采用压裂液罐、污水池收集，返排液罐在压裂作业期间布置，布置在井场原设备区，利用原有挡污墙和防渗系统。 根据以上分析水基钻井液、钻井废水、压裂返排液均不属于《建设项目环境风
--	---

	险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1），也不含有《有毒有害水污染物名录（第一批）》（公告 2019 年第 28 号）所列物质，无临界量规定，不需要计算 Q 值；但为了减小项目建设对环境的影响，本次仍对水基钻井液、钻井废水、压裂返排液进行环境风险定性分析，并提出风险管控措施。 3）压裂液 压裂液总用量为 $2.56 \times 10^5 \text{m}^3$，现场配置、液罐、清污水池存放，压裂液中主要为混砂水，添加剂少量，降阻剂、防膨助排剂、破乳剂、破胶剂等，成品拉运至现场。添加剂主要为阳离子聚合物型表面活性剂，以高电荷密度的高分子树脂为主、表面活性剂、磺基甜菜碱 10-15%、季铵盐、细石墨、膨润土、固化剂、润滑剂、导电水泥、还原双氧水、高锰酸钾、淀粉酶等，总体性质与返排液性质类型。不属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B.2 危害水环境物质（急性毒性类别 1），也不含有《有毒有害水污染物名录（第一批）》（公告 2019 年第 28 号）所列物质，无临界量规定。 ⑤破乳剂 破乳剂是一种能破坏乳状液的表面活性剂。破乳剂主要通过部分取代稳定膜的作用使乳状液破坏。用作脱水剂，能把原油及重油中的水分脱出来，使含水量达到要求；用于油井中可降低原油黏度，使油井不堵。由脂肪醇、环氧丙烷、环氧乙烷聚合而得。易溶于水，淡黄色或乳白色黏稠液体。肥皂气味。凝固点 $25 \sim 40^\circ\text{C}$。羟值 ≤ 60 毫克氢氧化钾/克，水溶液呈乳白色。 （2）生产系统危险性识别 1）钻井和储层改造工程阶段 ①钻井作业危险性因素识别 页岩气在钻探作业过程中发生泄漏后的影响后果严重，即井喷失控、着火爆炸是钻井工作中最重大的危险。当钻进气层后，遇到高压气流而发生溢流，或套管破裂后窜层泄漏进入地表，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。 ②钻井辅助设施环境风险识别 柴油罐、盐酸罐、压裂液罐、池体、测试放喷管道、放喷池等意外破损，导致柴油、盐酸或废水、采出物泄漏，造成周边土壤和地下水污染。
--	--

③地下水井涌或漏失对环境的影响

钻井过程中，钻遇含水地层时，易发生承压地下水涌出地表，从而发生地下水及钻井液污染地表水体的情况发生。

钻遇大型溶洞和地下暗河时，可能导致地下水漏失，导致地下水水位下降。

④危险物质转运事故对环境的影响

在废水、固废转运过程出现意外事故时，可能导致危险物质泄漏至外环境，对土壤和地下水造成影响。

（3）环境风险类型及危害分析

参考《中国石油集团公司井喷事故案例汇编》分析，钻井过程中出现过井身结构设计不合理，表层套管下深太浅，溢流关井后天然气从表层套管以下薄弱地层憋开，窜入附近煤矿矿井，导致煤矿工人死亡。其次主要为爆炸燃烧导致井场内作业人员死亡。

根据以上环境风险识别，本项目发生井喷失控甲烷等烃类-进入大气，会引起环境空气污染、爆炸燃烧的风险。

柴油罐、污水池、水罐等发生泄漏事故污染物主要进入周边地势较低的耕地、灌渠、地表水，引起局部地表水污染，同时引起地下水、土壤污染。

污水罐车、柴油罐车、固体废物、盐酸罐车等运输过程中出现交通事故可能沿途河流、堰塘、耕地引起水体、土壤、地下水污染。

井喷失控防火喷水、灭火喷水产生消防废水，具有钻井废水的特点，污染物浓度较高，具有水环境危害特性。如未能有效收集，进入周边耕地、灌渠、地表水，引起局部地表水污染，同时引起地下水、土壤污染。

（4）环境风险识别结果

表 4.8-5 建设项目环境风险识别表

阶段	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
钻井和储层改造工	井口	地层页岩气	甲烷、一氧化碳	井喷泄漏，伴生/次生污染物排放	大气	周边的居民等大气环境保护目标
	柴油罐	柴油罐	柴油	泄漏	地表水、地下水、土壤	周边的耕地、灌渠
	压裂液罐	压裂液罐	压裂液、返排液	泄漏	地表水、地下水、土壤	周边的耕地、灌渠
	污水池	污水池	废水	泄漏	地表水、地	周边的耕地、地下

程 阶 段					下水、土壤	水、灌渠、河流
	钻井辅助 设施	储备罐	油基钻井 液	泄漏	地表水、地 下水、土壤	周边的耕地、地下 水、灌渠、河流
	测试放喷 管线	页岩气	甲烷、一氧 化碳	泄漏	大气	周边的居民等大气 环境保护目标
	压裂作业	井下套管中 高压压裂液	压裂液	套管破裂压 裂液漏失	地下水	地下水
		盐酸储罐	盐酸	泄漏	地表水、地 下水、土壤	周边的耕地、地下 水、灌渠、河流
	危废贮存 点	油桶	废油	泄漏	地表水、地 下水、土壤	周边的耕地、地下 水、灌渠、河流
		吨桶	油基岩屑			
	消防废水	污水池	废水	泄漏	地表水、地 下水、土壤	周边的耕地、地下 水、灌渠、河流

4.8.4 环境风险分析

4.8.4.1 钻井和储层改造工程阶段

(1) 井喷事故风险分析

拟建工程共实施 4 口水平井，根据本项目周边相邻井获气情况，产层为龙马溪组页岩气体成分以甲烷为主，甲烷含量 97.780%~98.140%，平均为 97.963%，不含硫化氢，在发生井喷风险事故情形下，主要以目的层井喷失控页岩气泄漏造成的环境风险为主。通过风险预测，目的层井喷失控 CH₄ 影响预测结果为：无超过甲烷毒性终点浓度-1（mg/m³）和毒性终点浓度-2（mg/m³）的范围。本项目页岩气不含硫，井喷事故燃烧产物主要为 CO₂ 和水，由于是露天环境，空气充足，燃烧较充分，CO 产生量很少，次生污染废气影响较小。本项目实施对周围环境的风险影响有限。

(2) 其他环境风险影响分析

① 泥浆罐、油基岩屑、废油事故影响分析

本项目钻井设置不落地系统装置区、岩屑堆放区等周围修建挡污墙或围堰，能够将泄漏的废水、废油全部收集，且采取防渗措施，可有效防止污染扩散。发生事故时可通过污水池空余的容积作为事故应急容积进行收集，基本不会进入外部环境，不会通过下游冲沟进入大溪河。若操作不当未能及时收集造成少量外泄，主要污染井场周边耕地土壤，通过渗漏仅对周边地势较低处的土壤、地下水产生轻度影响。

通过以上围堰、防渗措施和风险应急措施，泥浆罐、油基岩屑、废油事故情况下污染物进入大溪河的概率很小。

②油罐、储酸罐事故影响分析

本项目柴油罐区 120m²，布置 2 个柴油罐（35m³/个）、柴油罐区周边设置 0.3m 高围堰、10m³收集池，总体容积达到 36m³。能够将泄漏的柴油全部收集在围堰、收集池内，且采取防渗措施，可有效防止污染进入外环境。若操作不当未能及时收集造成少量外泄，主要污染井场周边耕地土壤，通过渗漏仅对周边地势较低处的土壤、地下水产生轻度影响。

按照不利情况储酸罐单个容积 10m³全部泄漏，布置在井场污染区（设备基础硬化区域），井场的防渗系统和设置的 0.2m 高挡污墙作为围堰。围堰容积约 50m³，能够完全接纳泄漏的酸液。若操作不当未能及时收集造成少量外泄，主要污染井场周边耕地土壤，通过渗漏仅对周边地势较低处的土壤、地下水产生轻度影响，影响范围小，基本不会进入地表水体。

通过以上围堰、防渗措施和风险应急措施，油罐、储酸罐事故情况下污染物进入大溪河的概率可以忽略，不会对下游饮用水源造成不利影响。

③井漏、套外返水事故影响分析

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染和地表水间接污染。总体发生井漏的概率小。井漏应以预防为主，尽可能避免人为失误发生井漏。评价提出堵漏剂应选择清洁、无毒、对人体无害，环境污染轻种类，导管段采用污染物很少的清水钻井液，井漏采用水泥堵漏。漏失也不会污染表层地下水。同时对下游河沟的间接影响很小，预计不会导致地表水水质污染。通过表层套管的阻隔表层地下水和地表水体。不会对表层地下水和地表水体产生明显不利影响。

水泥固井过程将发生体积收缩，使水泥形成裂纹或在井壁与水泥环之间形成微缝隙，水泥固化吸水使地层流体易进入裂纹和缝隙，流体在未完全凝固的水泥中移动，形成连续窜槽，给地层深部流体进入浅部地下水层提供通道，发生套外返水。套管在多种因素作用下腐蚀严重，井筒内流体通过腐蚀孔进入浅部地下水层，发生套外返水。污染浅部地下水层。深部高矿化度地层水（主要在 2000m 以下地层）Cl⁻离子浓度达到 15000~20000mg/L，水型以 Na-HCO₃ 为主，矿化度 400g/L 左右。沿套管外形成的环状空隙带上窜，在水头压力差的作用下直接进入各含水层，并随地

	下水的流动和在弥散作用下，在含水层中扩散迁移，将引起盐污染。设计通过固井、水泥返至地面是防止套外返水的有效措施。固井质量的好坏是套管内外返水的控制因素。根据同气田周边钻井的资料统计分析，周边钻井未发生套外返水风险，风险概率很小。 本项目周边最近地表水水体为大溪河，位于本项目西南侧约 700m。本项目钻前工程、钻井工程、储层改造工程等环节产生的废水全部合理处置，未外排。故本项目对当地地表水环境影响很小。 （3）压裂过程井筒破裂地下水风险影响分析 压裂过程利用地面高压泵组将压裂液以超过地层吸收能力的排量注入井中，在井底憋起高压，可能会导致井筒破裂事故发生，若固井质量不佳，会导致压裂液在层间窜流，从而污染地下水。 根据各压裂作业的事故调查分析，由于表层含水层有 3 层套管和固井水泥，发生破裂压裂液进入表层含水层的概率很小。属于概率很小的风险事故。通过按照压裂相关规范作业，加强固井质量和套管强度，进行套管监控检测，一旦发生破裂风险事故，立即停止压裂作业，启动应急预案，将套管内压裂液及时排出、修井，减少进入含水层的量。压裂液主要成分是水 and 石英砂、覆膜砂，少量添加剂，同时在进行风险事故后，立即启动应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散，对地下水环境危害程度总体可控。总体风险影响是可控的。 （4）消防废水影响分析 井场钻井、储层改造中发生火灾时，防止着火过程和灭火过程均会产生消防废水。废水成分主要为岩屑、泥浆成分、含油类物质。产生量根据实际控制情况难以定量，参考结合《中国石油集团公司井喷事故案例汇编》，一般情况建设的污水池可以满足储存要求，如未能及时控制，污水池容积不足时，应在井场旁利用地形凹地设置临时应急储存池，敷设临时防渗膜后收集消防废水。若进入周边耕地可能直接对地势低于井场的农田产生污染，破坏农作物和影响土壤质量。如农田未有效截流，部分进入下游河流，进入地表水基本为后期消防废水，含污染物的量少，水质相对较好，通过与河水混合稀释后，预计对地表水水质总体影响轻度，对下游地表水体的水质不会造成明显不利影响。
--	--

（5）污水池泄漏或外溢的影响

本项目废水主要包括钻井废水、洗井废水、压裂返排液等，废水中 pH 值高、可溶性盐含量高、含石油类，若发生泄漏会影响土壤的结构，危害植物生长。事故发生时可能直接对地势低于污水池的农田产生污染，破坏农作物和影响土壤质量，同时会对坡面的地表植被和土壤产生影响。事故发生时可能直接对地势低于污水池的农田产生污染，破坏农作物和影响土壤质量，同时会对坡面的地表植被和土壤产生影响。

（6）盐酸、柴油、油基泥浆、污水罐车运输过程风险影响

盐酸、柴油、污水罐车、油基泥浆采用罐车密闭输送，罐车容积约 20m³，运输过程中，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，可能会造成土壤、地表水体和地下水体污染。

通过评价提出盐酸、柴油、油基泥浆等危险化学品按照《道路危险货物运输管理规定》委托道路危险货物运输许可证书的专业运输单位运输，运输单位应按照《道路危险货物运输管理规定》配备相应的应急预案、应急物资。承担运输过程的环境风险防范和应急主体责任，建设单位应协助进行风险防范和事故应急。污水委托具备相应道路货物运输资质的单位运输，承担运输过程的环境风险防范和应急主体责任，建设单位应协助进行风险防范和事故应急。运输单位应急抢险应以尽量减少泄漏量，控制扩散范围为基本原则。运输途中泄漏后进入农田、旱地等通过临时挖坑储集，然后调度罐车收集外运处理。应最大限度减少进入河流的泄漏量。泄漏入河流的，尽可能利用道路的边沟、周边地势低洼的农田堰塘筑坝截流，防止进入下游影响河流水质。采取隔离（如拦油绳）、吸附（如吸油毡）、打捞等方式减小影响程度和范围。通过落实相应的应急措施、应急预案，环境风险可控。

（7）固体废物外运过程的风险影响

本项目产生的危险废物主要是油基岩屑、废油等。钻井固废通过清洁化平台进行固化处理，固化后含水率低，渗滤废水很少，发现事故后固体废物主要以固态进入环境，便于清理，进入地表水体的概率很小。

本项目制定环境风险应急预案，发生突发环境风险事件时，立即启动应急预案。建设单位委托符合相关要求的运输公司进行运输，按照《危险废物转移管理办法》《道路危险货物运输管理规定》要求委托道路危险货物运输许可证书的专业运输单

	位运输。运输单位按照《道路危险货物运输管理规定》配备相应的应急预案、应急物资。运输人员持证上岗，运输车辆安装 GPS 定位系统；采取严格的联单转移管理制度，配备专人实施监管，避免转移环节泄漏。通过采取以上措施，本项目固体废物外运对环境的影响小，环境风险可控。 （8）放喷过程管线泄漏风险影响 测试放喷过程中管线可能发生泄漏风险，本项目在测试放喷管线两端设置有截断阀，当发生测试放喷管线泄漏时可立即关闭阀门，此阶段泄露的页岩气等量较小，对环境的影响小，环境风险可控。 4.8.4.2 对饮用水源的影响 根据调查本项目距离武隆区平桥斑竹园水源地保护区边界较远，不位于饮用水源保护区范围内，未位于同一地表径流，在采取相应的环境风险防范以及应急措施后，不会对饮用水源产生影响。 距离本项目最近的地表水源为西侧约 700 米的大溪河，为保护对地表水体的影响，本项目井场内外实施清污分流，修建场内排水沟及隔油、沉淀池，实现井场范围内清水与污水分流。井场内产污区和不落地区设置挡水墙与井场清洁区分隔，产污区的废水通过集水坑和井口方井收集泵入污水池暂存收集后回用。井场清洁区雨水通过排水沟排入自然水系。井场污染区、污水池、固废临时堆放区、油罐区等均采取防渗处理，有效避免废水通过漏失和渗漏进入当地水环境中。 4.8.4.3 环境风险管理 （1）环境风险管理措施 建设单位以及施工钻井队各项作业均在推行国际公认的 HSE 管理模式，较成熟。结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员。把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节。为防止事故的发生起到非常积极的作用。现场作业严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求执行。 中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司安全环保部负责指导本项目的环境保护和安全工作，同时以各钻井队队长为组长，包括钻井队各部门主要负责人和地方政府为组员的事态应急领导小组，负责整个工程的环境风险管理。在应急领导小组下，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组 and 环境保护组。 （2）环境风险防范措施
--	--

	①钻井工程 1) 基本防范措施 钻井中可能遇见含硫气层，钻井施工中应严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T2076—2020）、《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）执行。防 H₂S 的安全措施应符合《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2024）、《钻井井控装置组合配套、安装调试与使用规范》（SY/T5964-2019）、《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T6277-2017）的要求。所有施工人员、技术服务人员、现场指挥必须按照《中国石油化工集团公司石油与天然气井井控管理规定》《江汉油田井控实施细则》要求，全面落实井控管理规定，在工艺设备硬件上防止井喷事故。 2) 井喷防范措施 A. 施工设计中的防井喷措施 I 选择合理的压井液。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。 II 选择合理的射孔方式。 III 规定出上提钻具速度。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。 IV 对防喷装置的配备要有明确要求。 V 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。 B. 钻井作业中的井喷防范措施 施工单位应按《江汉油田井控实施细则》及相关的井控技术标准和规范中的有关规定执行，并针对本井情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括： I 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。 II 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。 III 各种井控装备及其他专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常。
--	---

	IV 进入气层前 50~100m 对上部裸眼段进行承压试验无井漏后并将钻井液密度逐步调整至设计要求值；每次起钻前必须活动方钻杆旋塞一次，每次起钻完检查活动闸板封井器一次，半月活动检查环型封井器一次，以保证其正常可靠。 V 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）。 VI 按班组进行防喷演习，并达到规定要求。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%地层破裂压力三者中的最小值。根据当地地形环境，确定逃生路线及撤离方案。 VII 严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其他辅助作业，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，两个岗都必须做好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作进行定时和不定时检查，并当班签认。 VIII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。 IX 严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；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。 X 钻井中遇到钻速突然加快、放空、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。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。 C.防井喷装置 I 以半封和全封防喷器为主体的防喷装置，包括高压阀门、自封、四通、套管头、过渡法兰等。 II 以节流管汇为主体的井控管汇，包括放喷管线、压井管线等。 III井下管柱防喷工具，包括钻具、防喷单流阀等。 IV 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。
--	---

v 防止井喷失控专用设备、设施，包括高压自封、不压井起下管柱装置等。

井漏防范措施：在钻井过程中对井漏应坚持预防为主的原则，除了及时下套管封固井身外，还包括避开复杂地质环境、选用和维持较低的井筒内钻井介质压力、提高地层承压能力、提前做好堵漏材料、必要时提前在钻井液中添加堵漏材料、加强观测及时发现漏失并采取堵漏措施等防范措施。

3) 油罐泄漏风险防范措施：

本项目使用柴油采用密闭套装柴油罐暂存，并在油罐区周边设置围堰，用于避免发生油罐破裂时柴油的泄漏，罐区周边围堰加 10^3 收集池总容积达到 36m^3 ，不低于一个油罐的容积（ 35m^3 ），可有效避免柴油罐破裂时柴油进入周边环境。在柴油拉运和使用过程中，做好工作人员的使用操作培训教育工作，保证工作人员操作规范；在罐区周边设置围栏和警示标识，加强日常管理和安全检查，从环境管理上防止泄漏事故的发生。

4) 油基泥浆使用、储运过程中的风险防范措施

加强运输过程的监控及管理，委托符合相关要求的运输公司进行运输，运输人员持证上岗，运输车辆安装 GPS 定位系统；拉运的成品油基泥浆采取严格的联单转移管理制度，配备专人实施监管，避免转移环节泄漏；加强对泥浆循环系统的监控，避免循环系统使用过程泄漏。

5) 清、污水池事故环境风险防范措施

井场采用清污分流系统，防止场外雨水流入污水池，并定期进行雨水沟维护，从而有效控制因暴雨而导致排污池的外溢；对污水池内废水及时回用或清运，防止污水池污水渗漏或外溢污染地表水及浅层地下水；加强管理，保证池内液位控制在 20%安全容积以内，水位达安全容积前应启用重叠液罐以及外运处理，防止溢流而产生污染事故。

②储层改造工程

1) 井下作业

井下作业应按《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）、《井下作业安全规程》（SY/T5727-2020）和《硫化氢环境井下作业场所作业安全规范》（SY/T6610-2017）等标准、规范的要求进行施工作业。井控还应符合《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）要求。修井及封堵作业过程应符合《常规修井作业规程第 9 部

	分：换井口装置》（SY/T5587.9-2021）、《常规修井作业规程第3部分：油气井压井、替喷、诱喷》（SY/T5587.3-2024）和《常规修井作业规程第14部分：注塞、钻塞》（SY/T5587.14-2013）等标准规范的要求。 2）压裂测试作业 压裂测试作业应按《天然气井试井技术规范》（SY/T5440-2019）、《高压油气井测试工艺技术规范》（SY/T6581-2012）和《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规范》（SY/T5225-2019）等标准规范的要求进行。试气前应进行井筒完整性评价。建议测试前应疏散井场和放喷口周边的居民，并在井场周围设置警戒线。放喷测试应在白天进行，现场工作人员应佩戴正压式空气呼吸器和便携式硫化氢和二氧化硫监测报警仪。 3）压裂返排液、危险废物转运过程的环境风险防范措施 压裂返排液和危险废物转运时采取罐车密闭运输，并确保运输车辆车况处于良好状态；建立与当地政府、生态环境局等相关部门的联络机制，若有险情发生，应及时与作业区值班人员取得联系，并及时上报当地政府、生态环境局等相关部门，启动应急计划；承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装GPS系统，并纳入建设方的GPS监控系统平台，以便随时掌握运输车辆位置和行驶路线，确保转运至相应的目的地；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地，运输过程中应尽量避免环境敏感区；转运应建立交接三联单制度，严格实施交接清单制度，确保运至相应的目的地；加强对罐车司机的专业技能培训及安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生；转运应尽量避免暴雨时节等路况较差的季节。 （3）环境风险应急措施 ①中途可能钻遇含硫气层应急措施 1）配备应急点火系统及点火时间、点火管理 根据《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2024）、《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T6277-2017）等相关规范的要求，《油气井井喷着火抢险作法》（SY/T6203）、《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）等配备规范要求配置点火系统、专业执行人员和负责人进行点火控制，列入应急预案中。
--	--

	井喷失控井口点火时间应执行《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）的规定；出现井喷事故征兆时，现场作业人员应立即进行点火准备工作。应按要求在井喷失控后 15 分钟内井口点火。不能实施井控作业应作出决定点火，在 15 分钟内进行决策并实施，并尽量缩短实施点火时间。 2）周边居民的风险应急培训、演练 建设单位、施工单位应主动联系当地政府，对紧急撤离区井口周边 500m 的居民、学校通过发放宣传册普及安全知识，内容应有危害程度、应急救护措施。 3）钻井风险监控、预警、响应 I 总体按照《江汉油田井控实施细则》《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2024）、《钻井井控装置组合配套、安装调试与使用规范》（SY/T5964-2019）等规范进行风险监控、预警、响应。 II 风险监控 作业现场应配备固定式硫化氢监测仪 1 套、便携式硫化氢监测仪 5 只。应在现场准备一只量程不小于 1500mg/m³（1000ppm）的硫化氢监测仪。配备可燃气体监测仪 1 只。钻井承包商按以下要求配备应急抢险防护设备：便携式硫化氢监测仪不少于 10 只。可燃气体监测仪不少于 5 只。正压式空气呼吸器不少于 30 套。空气呼吸器充气泵不少于 1 台。作业现场硫化氢防护器具应存放在便于取用的地方，妥善保管，并每周检查一次。带班干部、当班司钻和坐岗人员应携带便携式硫化氢监测仪；固定式硫化氢监测仪应在钻台、方井、振动筛、循环罐处设置探头。硫化氢监测仪的常规检查每班一次；固定式硫化氢监测仪一年检验一次，便携式硫化氢监测仪半年检验一次。 III 作业现场预警分级、响应 第一级硫化氢监测报警值应设置在阈限值〔硫化氢含量 15mg/m³（10ppm）〕，达到此浓度时启动报警，提示现场作业人员硫化氢的浓度超过阈限值，当空气中硫化氢浓度达到 15mg/m³（10ppm）的阈限值时，现场应：安排专人观察风向、风速，确定危险区。切断危险区不防爆电器的电源。安排专人佩戴正压式空气呼吸器到危险区检测泄漏点。非作业人员撤入安全区。保持对环境中的硫化氢浓度进行监测。同时评价提出应对井口周边 500m 范围内的居民进行预警，一旦出现事故可立即通知居民撤离。
--	---

	第二级硫化氢监测报警值应设置在安全临界浓度值〔硫化氢含量 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (20ppm)〕，达到此浓度时，现场作业人员应佩戴正压式空气呼吸器。除按达到第一级报警值的有关要求行动外，还应：启动报警音响，戴上正压式空气呼吸器。实施井控程序，控制硫化氢泄漏源。熄灭作业现场所有火源。立即向上级部门报告。指派专人在主要下风口 500m、1000m、3000m、4000m、5000m 处进行硫化氢监测，必要时监测点可适当加密。设立警戒区，任何人未经许可不应入内。撤离现场的非应急处置人员。清点现场人员。通知救援机构，救护人员进入戒备状态。根据监测情况，扩大公众撤离范围。 第三级硫化氢监测报警值应设置在危险临界浓度值〔硫化氢含量 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (100ppm)〕，报警信号应与二级报警信号有明显区别，警示立即组织现场人员撤离。 当井喷失控时，除按上述 1 和 2 的有关要求行动外，还应：立即通知并协助当地政府疏散井口 5000m 范围内的居民和其他人员，根据监测情况，考虑风向、地形、人口密集度、受污染程度等情况及时作出风险和危害程度评估，决定是否扩大撤离范围。关停生产设施。请求援助。当井喷失控、空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (100ppm) 的危险临界浓度时，现场作业人员应按预案立即撤离井场，通知当地政府和有关机构，同时向上级主管部门报告。 4) 环境应急监测 井场应急监控硫化氢监测按照《江汉油田井控实施细则》《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》(SY/T5087-2024)、《钻井井控装置组合配套、安装调试与使用规范》(SY/T5964-2019) 配备固定、便携检测仪。 作业场所达到第一级硫化氢监测报警值〔硫化氢含量 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (10ppm)〕，在井场周边下风口 500m 内主要居民点进行硫化氢监测。 作业场所达到第二级硫化氢监测报警值〔硫化氢含量 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (20ppm)〕，在主要下风口 1000m 内主要居民点进行硫化氢监测。 发生井喷失控或作业场所空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (100ppm) 的危险临界浓度时。对井口周边 5000m 内主要居民点、学校、城镇设置监测点进行硫化氢监测。同时在下风向 500m、1000m、3000m、4000m、5000m 设置监测点进行硫化氢监测。
--	--

	井喷失控点火后应对风口周边 5000m 主要居民点进行二氧化硫监测。同时在下风向 500m、1000m、3000m、4000m、5000m 设置监测点进行二氧化硫监测，根据持续燃烧时间适当扩大监测范围。 采用自行便携式硫化氢监测和外委进行环境监测结合。发生井喷失控或作业场所空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$（100ppm）、井喷失控点火后应委托有资质、能力的单位进行监测，不能完成的项目应协调其他环境监测单位、重庆市环境监测站帮助。 具体结合《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）进行监测。环境监测按照硫化氢阈值（$432.40\text{mg}/\text{m}^3$、$70\text{mg}/\text{m}^3$、$38\text{mg}/\text{m}^3$），设置三级撤离机制；超过 $432.40\text{mg}/\text{m}^3$ 为紧急撤离区，超过 $70\text{mg}/\text{m}^3$ 重点撤离区，超过 $38\text{mg}/\text{m}^3$ 为一般撤离区。 5) 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。井场配备高音喇叭、防爆灯具，以便夜间事故及时通知周边较近距离的居民，防爆灯具应布置在井场内风向标处，以便井场人员和周边较近居民可判断风向，带领其他人员撤离。井场实行轮班制度，保证夜间各岗位有相应值班人员。对居民进行公众教育、培训中应强调夜间自救内容，要求居民夜间保持通讯设备的畅通，夜间不关手机等教育。强调在钻气层期间夜间保持一定的警惕，提出在夜间事故报警后应立即穿少量衣服，及时保证人员撤离。 6) 井喷、井喷失控事故应急处置措施 井喷失控后，在 15 分钟内完成井口点火燃烧泄漏天然气。将剧毒气体硫化氢燃烧转化为 SO_2 和 H_2O。点火应监测甲烷浓度，防止爆炸事故。在发生事故后按照应急预案的内容及时进行事故信息报告，应及时通报当地生态环境部门和其他相关应急组织机构、人员。应把防止井喷失控、硫化氢外溢中毒等作为事故应急的重点，避免造成人员中毒危害和财产损失，建设单位、施工单位应本着“人员的安全优先、防止事故扩展优先、保护环境优先”的原则。 7) 井口点火程序 根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）和本项目钻井工程设计资料，钻井现场每个井场配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立
--	---

	点火系统，按照中石化集团公司对发生井喷环境风险事故时的井控管理要求，在“含硫化氢天然气井出现井喷事故征兆时，现场作业人员应立即进行点火准备工作”；在符合下述条件之一时，须在 15min 内实施井口点火：①“气井发生井喷失控，且距井口 500m 范围内存在未撤离的公众；②距井口 500m 范围内居民点的硫化氢 3min 平均监测浓度达到 100ppm，且存在无防护措施的公众；③井场周边 1000 米范围内无有效的 H₂S 监测手段”。油气井点火程序的相关内容应在应急预案中明确；油气井点火决策人宜由项目建设单位代表或其授权的现场负责人来担任，并列入应急预案中。点火人员佩戴防护器具，在上风方向，尽量远离井口使用移动点火器具点火；其他人员集中到上风方向的安全区。点火后应对下风方向，尤其是井场生活区、周围居民区等人员聚集场所的二氧化硫浓度进行监测。 8) 事故发生后外环境大气污染物的消除建议 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。含硫化氢扩散时间短，必要时可向井口喷洒雾状碱液将大气污染物转化为地表水污染物。井喷失控点燃后必要时可向燃烧口周边喷洒雾状碱液、水来降低废气中 SO₂ 浓度。 ②目的层（不含硫）环境风险应急措施 1) 环境风险应急关键措施 根据《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T2076-2020）、《江汉油田井控实施细则》。针对不含硫井，关键措施为： I严防着火。井喷失控后应立即停机、停车、停炉，关闭井架、钻台、机泵房等处全部照明灯和电器设备的电源，必要时打开专用防爆探照灯；熄灭火源，设立警戒区并组织警戒；将氧气瓶、油罐等易燃易爆物品撤离危险区；迅速做好储水、供水工作，并尽快由注水管线向井口注水防火或用消防水枪向油气喷流和井口周围设备大量喷水降温，保护井口装置，防止着火或事故继续恶化。 II并立即按应急程序向当地政府和安全生产监督部门报告，协助当地政府做好井口 500m 范围内居民的疏散工作。设置观察点，定时取样，测定井场各处天然气、硫化氢和二氧化碳含量，划分安全范围。在警戒线以内，严禁一切火源。根据监测情况决定是否扩大撤离范围。 III井口装置和井控管汇完好条件下井喷失控的处理：A、检查防喷器及井控管汇
--	--

	的密封和固定情况，确定井口装置的最高承压值。B、检查方钻杆上、下旋塞阀的密封情况。C、井内有钻具时，要采取防止钻具上顶的措施。D、按规定和指令动用机动设备、发电机及电焊、气焊；对油罐、氧气瓶、乙炔发生器等易燃易爆物采取安全保护措施。E、迅速组织压井液，压井液密度根据邻近井地质、测试等资料和油、气、水喷出总量以及放喷压力等来确定；其准备量应为井筒容积的 2 倍至 3 倍。F、当具备压井条件时，采取相应的特殊压井方法进行压井作业。G、对具备投产条件的井，经批准可坐钻杆挂以原钻具完钻。 IV井口装置损坏或其他原因造成复杂情况条件下井喷失控或着火的处理：A、在失控井的井场和井口周围清除抢险通道时，要清除可能因其歪斜、倒塌而妨碍进行处理工作的障碍物（转盘、转盘大梁、防溢管、钻具、垮塌的井架等），充分暴露并对井口装置进行可能的保护；对于着火井应在灭火前按照先易后难、先外后内、先上后下、逐段切割的原则，采取氧炔焰切割或水力喷砂切割等办法带火清障；清理工作要根据地理条件、风向，在消防水枪喷射水幕的保护下进行；未着火井要严防着火，清障时要大量喷水，应使用铜质工具。B、采用密集水流法、突然改变喷流方向法、空中爆炸法、液态或固态快速灭火剂综合灭火法以及打救援井等方法扑灭不同程度的油气井大火；密集水流法是其余几种灭火方法须同时采用。 V井喷失控的井场内处理施工应尽量不在夜间和雷雨天进行，以免发生抢险人员人身事故，以及因操作失误而使处理工作复杂化；切断向河流、湖泊等环境的污染。施工时不应在现场进行干扰施工的其他作业。按 SY/T6203 的要求做好人身安全防护。 2) 风险撤离、疏散通道及安置 井喷失控天然气泄漏风险甲烷对周边居民的预测影响值低于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）附录大气毒性终点浓度 2 级（甲烷 150000mg/m³）。 本项目目的层不含硫，井喷失控天然气着火事故燃烧产物主要为 CO₂ 和水，由于是露天环境，空气充足，燃烧较充分，CO 产生量很少，CO₂ 主要危害就是浓度过高产生窒息。井场周边居民不在受限空间内，发生 CO₂ 浓度过高产生窒息的概率微小。参考《中国石油集团公司井喷事故案例汇编》分析，未出现外环境因为 CO₂ 浓度过高产生窒息中毒和死亡事故。总体天然气燃烧次生污染物风险影响可控。 根据《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）、《江汉油田井控
--	--

	实施细则》，发生井喷失控情况下，设置紧急撤离区及一般撤离区。 紧急撤离区：井口外 500m 范围为紧急撤离区。撤离路线根据钻井井场风向标，向上风向撤离，因此项目发生风险时组织向临近场镇方向撤离，便于集中转移。通过高音喇叭、广播、电话及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。 一般撤离区：当发生井喷失控时，一般撤离范围可根据监测情况决定。 在发生事故时应自发和在应急组织机构的带领下及时撤离。首先撤离井口周边 500m 内的居民；同时联系当地村委会及政府，以广播系统及电视系统进行通知，分别以村、镇为单位同时撤离现场，尤其是学校、集镇等。撤离路线应根据钻井井场风向标，发生风险时组织向临近场镇方向撤离，便于集中转移。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。 撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风向方向进行逃生撤离。由于涉及人员多，应通过应急组织机构负责组织撤离，通过广播系统和电话系统通知。由于远处居民不能看到风向标，在通知撤离时要由专业人员根据风向标说明撤离方向。可通过广播系统和电话系统通知，应通过协调村委会通过电话通知到小组，各组至少设立 2 个联络点。小组负责人指定专人负责通知小组内的居民。若未及时撤离，则就近寻找水源和棉布或毛巾，采用湿毛巾或棉布捂住嘴，穿戴遮蔽皮肤完全的衣服和戴手套，朝地势高的地方跑，与村联络员联系告知位置，等待救援。 撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风向、侧风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话、入户及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。疏散通道主要为农村道路。 综上，项目风险撤离首先为井口外 500m 居民，再根据环境风险应急监测情况决定是否扩大撤离范围。撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风向、侧风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话、入户及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。 3) 人群自救方法推荐 迅速撤离远离井场，沿井场上风、向撤离，位于井场下风向的应避免逆风撤离，应从风向两侧撤离后再沿上风向撤离，迅速撤离远离井场，沿井场上风向撤离，位于井场下风向的应避免逆风撤离，应从风向两侧撤离后再沿上风向撤离，同时尽量
--	---

	撤离到高地。撤离过程中采用湿毛巾或棉布捂住嘴，穿戴遮蔽皮肤完全的衣服和戴手套。有眼镜的佩戴眼镜。自救措施应在宣传单中注明，在应急演练中进行演练。 ③其他环境风险应急措施 1) 废水外溢应急措施 一旦发生废水外溢，要立即启动废水外溢应急预案，建议设置地表水三级防控机制，项目地表水三级防控措施布置如下： 第一级防控措施是通过修建围堰、拦水沟和及时转运等措施，将废水罐、压裂液罐区、污水池（应急池）、柴油罐区等所在平台沿地表加高 20-50cm，防止废水外溢； 第二级防控措施是在井场污染物泄漏点周围设截水沟，将溢出的污废水截留下来，截留的废水收集至污水池（应急池）中； 第三级防控措施是在污水池（应急池）发生废水外溢事故时，在污水池（应急池）周围的低洼区域、外溢口处采用沙包、装土编织袋等拦截措施阻拦外溢废水，避免废水流入外环境之中。 2) 废水外运过程事故应急措施 废水外运过程应急抢险应以尽量减少泄漏量，控制废水扩散范围为基本原则。废水运输途中泄漏后进入农田、旱地等通过临时挖坑储集，然后调度罐车收集外运处理。应最大限度减少进入河流的泄漏量。泄漏入河流的，尽可能筑坝截流，防止进入下游河沟影响水质。同时应及时通报当地环保部门和下游用水相关部门用水进行管理，并积极配合环保部门抢险统一部署。 运输人员持证上岗，运输过程中应当严格根据已经选定的转运路线进行转运，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险。承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装 GPS 系统，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台，以便随时掌握废水运输车辆位置和行驶路线，确保废水转运至相应的目的地，并采取严格的联单转移管理制度，配备专人实施监管，避免转移环节泄漏。 泄漏入河流的，尽可能筑坝截流，防止进入下游影响水质。采取隔离、吸附、打捞等方式减小影响程度和范围。 同时应及时上报《重庆市武隆区突发环境事件应急预案》（2023 年修订版）的应急组织机构、当地环保部门、农业部门等相关部门进行灌渠、地表水用水管理，
--	--

	并积极配合《重庆市武隆区突发环境事件应急预案》（2023 年修订版）的应急组织机构进行应急抢险。 3）柴油泄漏事故应急措施 泄漏的柴油进入集油池，若油罐大量泄漏应将集油池通过管道引入污水池。对收集的废油进行罐装回收利用。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。 4）套外返水的防范、应急措施 施工单位应严格按照固井作业规范进行，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、下套管对外表面防护层的磨损及套管与钻柱之间的磨损。套管是油气与地下水隔离的屏障，要防止腐蚀和破损。 发生套外返水应及时对套管进行修复，套管外形成的环状空隙进行水泥固封。 5）压裂破裂风险事故应急措施 通过按照压裂相关规范作业，加强固井质量和套管强度，进行套管监控检测，一旦发生破裂风险事故，立即停止压裂作业，启动应急预案，将套管内压裂液及时排出、修井，减少进入含水层的量。立即启动应急监测和地下水污染控制措施，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散。 6）地表水环境保护措施 距离本项目最近的地表水源为西侧约 700 米的大溪河，为保护对地表水体的影响，井场设计做到清污分流，减少场地污水产生量和贮存量。加强钻井废水、压裂液、压裂返排液等污废水的管理，防止出现废水渗漏、外溢或污水池垮塌等事故。废机油、洗件油应全部回收，回收率达到 100%，杜绝倾倒废油品。 压裂液返排期间，为避免实际返排液量超过预计产生量，导致水池、配液罐等无法收集溢出，在压裂返排期间，建设单位根据施工时序对压裂返排液进行调配，井场应配备污水罐车，定期将压裂返排液转运至其他平台压裂回用，无法回用的采用罐车运送至白涛水处理站进行集中处理达标后排放，并加强水池的巡检，保证水池空高不低于 0.5m，防止压裂返排液外溢造成水环境污染事故。 （4）应急处置联动 根据风险事件分级，井喷失控最为重大（Ⅰ级）事件，其他环境风险事故导致外环境污染为较大（Ⅱ级）事件，环境风险事故控制在井场及配套设施范围内一般（Ⅲ
--	---

级)事件,II级、I级事件应与《重庆市武隆区突发环境事件应急预案》有效联动、统筹考虑。

(5) 环境风险应急预案

目前,中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司已编制了《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司风险评估报告》,并已在重庆市生态环境局完成备案。环境风险评估报告备案号:5002332023090001;环保应急预案备案号:500102-2023-043-LT。应急预案主要包括:总则、基本情况、环境风险分析、风险分级、应急组织机构及职责、预防与预警、应急响应、后期处置、应急培训和演练等。通过将应急预案进行分解,明确各岗位人员的责任,将应急任务明确到人,确保应急事故处置的时效性和有效性;同时对钻井工程施工作业应急进行分类,明确各级别应急预案的响应范围,便于事故的有效控制;同时对各类应急事故编制详细的应急处置程序,应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施,确保应急处置的及时有效。本项目开工前可将本项目纳入现有环境风险应急预案体系。

(6) 环境风险防范措施投资

项目环境风险防控措施及投资见表 4.8-6。

表 4.8-6 环境风险防控措施及投资一览表

序号	风险类型	防控措施	投资(万元)
1	井喷和井喷失控	安装防井喷装置等,严格执行井控技术标准和规范,编制应急预案等。	计入工程投资
2	井漏	配备泥浆监控系统及堵漏应急物资。	计入工程投资
3	分区防渗	根据井场防渗等级,避免污染物入渗,采取了分区防渗措施,划分为重点防渗区、一般防渗区。	计入工程投资
4	柴油、油类措施	柴油罐区、清洁化堆放区等区域设置围堰,加强柴油储运过程管理。	计入工程投资
5	废水等防范措施	合理选址,雨季加盖防水篷布、三级废水截留系统;避开暴雨季节钻井施工;污水池保持空置,应急暂存的废水及时运走处理;加强与政府部门信息沟通,做好暴雨季节的防汛准备工作;制定废水泄漏应急预案。	计入工程投资
6	废水、废油、固废运输管理	落实废物转移联单制度,制定废物转运泄漏事故应急预案、为转运车辆装 GPS 等。	8
7	废油转运泄漏	制定风险应急预案,严格执行《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ607-2011)的相关规定等。	6

	8	—	应急疏散。	6
	9	—	应急监测。	
	合计			20
	4.8.4.4 环境风险结论 本项目属页岩气勘探工程，目的层不含硫，严格按照钻井相关行业规范完善井控、防火、防爆安全以及 H₂S 安全防护等措施，制定详尽有效的事故应急方案，充分提高队伍的事故防范能力，严格按照钻井设计和行业规范作业，强化健康、安全、环境管理（HSE），本项目的环境风险值会大大的降低。通过按行业规范要求环评要求进行风险防范和采取应急措施，可将该项目环境风险概率和风险影响降至最低，焦页 300 勘探评价井组项目产生的环境风险可控。			
运营期生态环境影响分析	根据《石油天然气勘探规范》（GB/T39537-2020），规范开展钻井、试气属于勘探阶段，通过试气作业确定该井是否具备工业开采价值，若其不具备工业开采价值，则按照封井规范进行退役封井处置；若具备工业开采条件，则进行临时封井。因此，本工程只涉及钻井、储层改造工程，不涉及运营期。 因此，本项目不涉及运营期生态环境影响分析。			
选址选线环境合理性分析	4.10 选址合理性分析 （1）选址合理性分析 根据重庆市武隆区人民政府《关于印发武隆区“三线一单”生态环境分区管控调整方案（2023 年）的通知》（武隆府发〔2024〕5 号）和重庆市“三线一单”智检服务，本项目所处区域属于武隆区“重点管控单元”大溪河鸭江镇，不在重庆市划定的生态保护红线范围内。 根据现场调查，本项目所在区域不涉及自然保护区、森林公园、地质公园、风景名胜核心区、集中式饮用水源保护区等环境敏感区；不在《重庆市生态功能区划》禁止开发区、重点保护区范围内。 本项目属于陆地矿产资源地质勘查，属于典型“地下决定地上”型项目；根据《自然资源部关于做好占用永久基本农田重大建设项目用地预审的通知》（自然资规〔2018〕3 号）、《重庆市规划和自然资源局关于进一步加强占用永久基本农田管理的通知》（渝规资规范〔2020〕9 号），项目无法避让基本农田。评价要求建设单			

位应严格按照《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）以及相关法律政策及规定要求编制土地复垦方案，经主管部门批准后才可临时占用，对基本农田加以重点保护，施工时，应严格施工管理，严格控制施工作业范围，表层耕植土应进行剥离，并设置表土堆放场，对表土进行保护，后期用于临时占地复耕。本项目在工程结束后及时对临时占地进行耕地的复耕复种工作，因此不会导致区域土地利用格局的变化，对区域土地利用格局产生的影响较小。

（2）相关规范及技术选址要求

本工程为页岩气勘探井钻井工程，根据《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T2076—2020）、《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）、《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）等相关规范及技术提出了选址要求，对比分析见下表。

表 4.10-1 本工程井口与周围设施间距离的符合性

序号	名称	安全间距（m）	焦页300	规范名称
1	高压线及其他永久性设施	≥75m、1.5 倍杆高	需迁移 35kv 高压线共计约 2000m	《GB/T 31033-2014 石油天然气钻井井控技术规范》 井口与高压线安全距离同时需满足《石油天然气工程设计防火规范 GB50183-2004》
2	民宅避让	≥100m	无	
3	铁路及高速公路	≥200m	/	
4	学校、医院和大型油库等人口密集型、高危性场所	≥500m	/	
5	放喷池与井口距离	≥75m	新建：满足要求	《GB/T 31033-2014 石油天然气钻井井控技术规范》
6	放喷池设置	主、副放喷池各 1 座	新建：满足要求	《GB/T 31033-2014 石油天然气钻井井控技术规范》
7	放喷池与永久设施距离	50m	新建：满足要求	《GB/T 31033-2014 石油天然气钻井井控技术规范》

根据上表对照分析可知，本工程井口选址满足相关规范及技术选址要求。

（3）环境制约性分析

	本项目临时占地主要为耕地，项目选址不在场镇规划区范围内，与当地场镇规划不冲突。项目不涉及集中式饮用水源保护区。项目周边 200m 范围无铁路、高速公路。本项目在施工期间严格控制施工作业范围，并在完工后采取生态恢复措施，减缓项目建设对生态环境的影响。项目井场所在区域不在城市规划区范围内，与武隆区城市规划不冲突，项目不涉及饮用水源一级保护区及自然保护区的核心区、缓冲区，不在饮用水水源保护区范围内，不在生态保护红线范围内。距离本项目最近的饮用水水源保护区为重庆市武隆区平桥斑竹园水源地，位于本项目南侧约 8.9km，与本项目未位于同一地表水径流单元，项目建设不会对重庆市武隆区平桥斑竹园水源地造成影响。 项目产生的危险废物主要为油基岩屑、废油、含矿物质油废物等，收集后交危废资质单位处理和企业内部资源化利用，不排放，对环境影响小。通过对井场区域大气环境、地表水环境、土壤环境、地下水环境、噪声环境监测和调查，不会制约本项目建设，总体上环境对本项目建设制约性小。 通过采取评价提出的技术经济可行的环保措施，根据本项目预测结果，本项目对周边居民的影响小，环境影响可接受。 环境风险的防范和应急措施主要根据相关行业规范、环评导则要求以及在同行业类似项目采取的措施提出，能够满足环境风险防范要求，本项目环境风险可防可控，环境风险防范和应急措施有效。
--	---

五、主要生态环境保护措施

5.1 生态环境保护措施

(1) 生态补偿措施

本工程临时占地约 23493m²，主要占用耕地、田坎、道路。根据临时占地面积统计，其中井场、放喷池、放喷罐、新建进场路、清水池、污水池临时用地面积 20750m²，约 31.1 亩；进场道路加宽临时用地面积 666m²，约 1.0 亩；耕植土堆放区临时用地面积 682m²，约 1.0 亩；生活区临时用地面积 1395m²，约 2.1 亩。按照《中华人民共和国土地管理法》第三十条：国家保护耕地，严格控制耕地转为非耕地。国家实行占用耕地补偿制度。非农业建设经批准占用耕地的，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。省、自治区、直辖市人民政府应当制定开垦耕地计划，监督占用耕地的单位按照计划开垦耕地或者按照计划组织开垦耕地，并进行验收。第三十一条：县级以上地方人民政府可以要求占用耕地的单位将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

项目临时用地占用耕地的，临时用地到期后，建设单位应按照相关规定和复垦方案及时复垦恢复原种植条件，做好覆土复耕。建设单位在补偿因临时占地对农田产量的直接损失的同时，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失对基本农田造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。

(2) 表土保护措施

①工程建设应做好表土保护工作。基础开挖前，应预先剥离表层熟土，临时堆放于耕植土堆放场内，用于后期临时用地的生态恢复。

②井场边设置耕植土堆放区 682m²，剥离表层耕植土转运至耕植土堆放场集中堆放，用于临时用地的回填、复垦。为避免耕植土堆放期间滑塌对场外耕地的破坏，堆土堆体可用条石护脚做拦挡处理。

③耕植土堆场采用临时措施保持水土。即剥离表土堆放平整，四周修筑临时排水沟，排导地表径流，排水沟为夯实土结构，末端接入排水沟沉砂井。在耕植土堆放区周围设置挡土墙，减少水土流失，挡土墙设计要求满足相关设计及安全要求。在表土

施工期生态环境保护措施

堆放结束后，应及时疏通周边水系并在耕植土表面播撒草种，减少因降雨而产生的水土流失。

④对耕植土堆放区应加强管理。堆土严格控制在临时用地红线内，禁止将表土堆在临时用地红线以外，对于表土的堆高不宜超过 5m，并应保证表土堆放的稳定性，防止滑坡。强降雨时不进行相关土石方工程的施工。

⑤节约集约利用土地，尽量少占耕地，工程结束后应对损毁的土地及时进行复垦。

⑥井场表面硬化，设置挡墙、排水沟，其他非硬化区场地表面铺一层碎石有效地防止雨水冲刷，场地周围修临时截排水沟，井场挡土墙，可有效减少水土流失。

⑦放喷管线出口位置修建放喷池，减小热辐射对植被的影响，对热辐射破坏的植被进行补偿。

⑧对清、污水池进行覆土回填时底层采用的砾石覆盖回填，回填厚度为 30cm；中间层采用厚度为 15cm 的粗砂石土回填；顶层采用厚度为 35cm 的预先剥离的表土进行覆盖（取土来自井场设置的耕植土堆放区）。对临时建筑进行拆除，对临时用地进行整治，对临时工房等进行覆土，并采取种植植被等生态恢复措施。

⑨施工季节的安排需紧密结合当地农作物的生态特点和气候条件，优先选择旱季施工、避开雨季和农作物生长关键期、进行表土剥离等以最大限度减少对表土的扰动和水土流失。

（3）水土流失防治措施

①在施工过程中及时将土石方回填，夯实，避免长时间堆放，同时尽量减少堆放坡度，回填时严禁将建筑垃圾、生活垃圾等填埋于下方。

②耕植土堆放区边界需设置围挡，采用 M7.5 浆砌条石挡土墙。在耕植土堆放区护脚外 30cm 处开挖 30cm×30cm 的简易排水沟排水，排水沟交汇处设置临时沉沙池，场地内的雨水汇集后经沉沙池沉淀后排放。

③根据调查，本项目所在区域主要为水力侵蚀，水土流失主要影响因素就是降雨，根据设计，本项目水土流失主要来自钻前工程施工，工程拟于 2025 年 10 月动工，钻前工程施工期仅 1 个月，因此本项目避开了雨季施工，施工期较短，可减少水土流失。为了进一步减少水土流失，环评要求挖方在边坡未修整前、开挖的土方在未进行填实和进行地表恢复前，如遇中到大雨或暴雨，应立即用防雨布覆盖边坡，以免被雨水浸泡和冲刷。

④工程场地建设时，严格控制施工区域，严禁超挖。

⑤在施工时应特别注意边坡坡度，边坡坡度应严格符合设计边坡坡度的要求，不得使挖方边坡陡于设计边坡坡度，否则，边坡既不稳定，又增加了挖方量，容易造成余土。

⑥道路路面采用碎石铺垫，防止雨水冲刷。

⑦井场周围设置挡土、水墙，井场内设施基础采用水泥砼，其余地面均为碎石铺垫。

⑧井场内外设置排水、截水沟，减少雨水对施工场地冲刷，排水沟两侧及沟底均为水泥砂浆抹面。

⑨耕植土堆放完成后，应及时疏通周边水系并在耕植土表面播撒草种，待项目完成后用于场地的复垦。

通过采取措施后，能有效降低水土流失。

（4）对基本农田的保护方案

①在工程的总体规划中必须考虑施工对农业生产的影响，将农业损失纳入工程预算中，尽量减少占用耕地的范围，降低工程对农业生态环境的干扰和破坏。

②本项目临时占用基本农田应按有关土地管理办法的要求，逐级上报有审批权的政府部门批准，经批准后方可开工。

③提高施工效率，缩短施工时间，以保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

④施工中要采取保护土壤措施，对农业熟化土壤要分层开挖，分别堆放，分层复原的方法，减少因施工生土上翻耕层养分损失农作物减产的后果，同时要避免间断覆土造成的土层不坚实形成的水土流失等问题。采取评价提出的废水、土壤、地下水、固体废物等污染防治措施和风险防范措施，确保不对周边的基本农田环境造成污染影响。

⑤严格按照《基本农田保护条例》《土地复垦条例》和《土地复垦条例实施办法》等相关规定和要求，严格做好对基本农田的保护及复垦措施。对临时占用基本农田应按规定编制土地复垦方案，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填，确保不降低项目区域基本农田地力，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。施工结束后应及时复垦恢复原种植条件，并满足相关复垦标准通过验收。

（5）临时占地恢复措施要求

①复垦目标：以耕地优先，恢复生态为辅，总体与原状相同，复垦面积不得小于原占用面积。

②复垦率及工期、植被恢复期复垦率 100%，钻井完工后进行复垦，施工期 3 个月，复垦种植恢复期 2 年。

③复垦土壤：主要采用临时表土堆场耕植土以及其他临时占地耕植土。

④复垦范围

若无开采价值，井场除保留井口封井装置区外全部拆除，平整、翻耕、培肥改良复垦。若后续具有开发价值，根据后续地面集输工程征用占地，对占地墙外的区域全部拆除，平整、翻耕、培肥改良复垦。

包括井场及井场外的道路、井场场区、耕植土堆放区、清水池、污水池、放喷池以及边坡等。

⑤复垦要求

对土壤进行翻耕、平整及培肥改良。工程应按照土地复垦方案的相关要求进行，复垦后应满足《土地复垦质量控制标准》（TD/T1036-2013）中规定的要求。

综上所述，本项目拟采取的生态保护措施简单可行，在川渝地区气矿井场广泛采用，效果较好，从环境保护技术和经济角度分析，措施可行。

5.2 地表水环境保护措施及可行性分析

5.2.1 钻前工程

钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，施工人员生活污水利用租住民房现有厕所处理后交第三方环境治理公司清掏外运处置。

5.2.2 钻井及储层改造工程

钻井及试气废水包括钻井废水、洗井废水和压裂返排液。

（1）钻井废水

清水钻井液直接在循环罐内用于配制水基钻井液，水基钻井阶段完钻后，废弃水基钻井液在循环罐内暂存，随钻井队用于工区其他平台钻井。

本项目第一口井产生的钻井废水用于下一口井钻井液的配置，各井按照上述方法依次进行钻井作业，钻井过程中钻井液全部在循环罐内循环，不外排。根据建设单位

实际施工经验，最后一口井产生钻井废水约 30m³，最终储存在污水池内，污水池可满足其储存量要求，用于后续压裂施工，储存过程中应随时对污水池进行检查，防止污水池破损和泄漏对周边环境造成影响。

本项目钻井过程中钻井液循环方式见图 5.2-1。

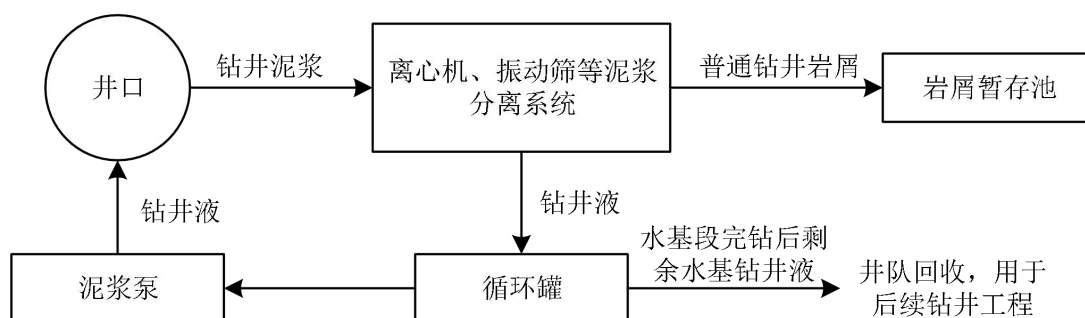


图 5.2-1 本项目钻井过程中钻井液循环方式

（2）洗井废水

本项目采用清水洗井。压入井内的清水冲洗套管内壁，最终排入污水池，用于压裂液配制。洗井废水产生量约 180m³/口井，废水中主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物、石油类，暂存于配液罐中或污水池，经杀菌处理后用于配制压裂液。

（3）压裂返排液

由于页岩气井在目的层位的储层改造通过水力压裂来实施的，而水力压裂液需求量较大（本项目压裂液总用量约 2.56×10⁵m³），单井压裂返排液量约 4000m³，压裂返排液总产生量为 16000m³，为减少压裂用水对周边地表水体水资源的挤占，压裂返排液大部分回用于本平台和区域其他钻井工程作为压裂液使用，不能回用的，采用罐车拉运至涪陵采出水处理站场进行处理，不得排入环境。

①压裂返排液处理措施技术经济论证

根据《减少水力压裂作业对地面环境影响的推荐做法》（NB/T 10116-2018）、《页岩气储层改造第 3 部分：压裂返排液回收和处理方法》（NB/T14002.3-2022）、《页岩气开发过程水资源保护要求》（GB/T41519-2022）等标准规范要求，提出以下压裂返排液回收储存、处置措施：

1) 压裂返排液废水收集贮存措施可行分析

本项目钻井平台压裂 4 口井，4 口井完钻后依次压裂，根据施工时序，本项目 4

口井依次返排，平均每口井返排液量 4000m^3 ，排采期 30 天，则日平均产生返排液 133m^3 ，平台配备的 500m^3 清水池、污水池各 1 座，配备 100m^3 配液罐 40 具用于暂存压裂返排液，可满足本项目储层改造期间压裂返排液 30 日的接纳量，因此本项目平台内可消耗前面 3 口井的压裂返排液，最后 1 口井返排期间的压裂返排液若无法回用，则拉运至涪陵采出水处理站场进行处理。压裂液返排期间，为避免实际返排液量超过预计产生量，导致水池溢出，在压裂返排期间，建设单位根据周边钻井工程施工时序对压裂返排液进行调配拉运，井场应配备污水罐车，将不能回用的压裂返排液转运至其他平台压裂回用，并加强水池的巡查，避免发生废水外溢事故。综上分析，本项目废水贮存设施能够满足存放要求，并在建设过程中加强环境管理措施，可杜绝废水外溢污染事故发生，贮存措施可行。

2) 返排液优先回用于本平台及周边页岩气开发井压裂液调配可行性分析

本项目压裂返排液优先回用于本平台和周边页岩气钻井平台的压裂用水，本评价从以下几方面分析该措施的可行性：

I 水质要求：本平台 4 口井目的层均为龙马溪组，压裂层位在龙马溪组相对隔水地层中，压裂过程为纯物理过程，返排液与压裂液水质无明显变化，且压裂液对水质要求较低，返排液经过简单沉淀、杀菌处理后（防转输泵堵塞）可作为压裂液配制利用；为减少页岩气井压裂用水对周边水资源的挤占，压裂返排液一般采取回用于压裂用水（水质满足重复利用要求）。

II 接纳储水：页岩气开发平台建设采用标准化井场布置，平台在压裂准备阶段优先在井场布置的压裂液罐 4000m^3 用于存水，此外井场配备 1 个容积为 500m^3 的污水池，1 个容积为 500m^3 的清水池，为压裂液回用井场返排液创造了的存水条件。

III 时序要求：本项目 4 口井采取依次压裂施工的方案，前 1 口井压裂作业后开井测试返排产生的压裂返排液可用于后 1 口井的压裂液配置，最后 1 口井开井测试返排时可与区域施工期当年开始实施的页岩气开发平台形成联动，资源化利用本项目压裂返排液，减少新井对当地水资源的占用外，还可消纳前序实施井压裂返排液，实现最大程度的水资源重复循环利用。

IV 环境管理要求：压裂返排液转运方式采取罐车转运，采用罐车运输时，在压裂返排液转运过程中严格执行五联单管理制度；压裂返排液的转运参照废物转运联单管理制度执行。运输路线的选择须避开饮用水源保护区等重要水体，运输过程中应当严

格根据已经选定的转运路线进行转运，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险。对运输参与人员进行环境保护教育培训，提升应对泄漏等风险事故的应对能力，将可能造成的环境影响降到最低。

综上所述，本项目产生的压裂返排液回用于本平台或区域其他平台可行。

3) 不能回用的压裂返排液拉运至涪陵采出水处理站场进行处理的可行性

当无可用钻井平台回用于压裂液配制时，本项目压裂返排液送至涪陵页岩气田采出水处理站处理。经过本平台内回用后，最终剩余的返排液总量为 4000m³，根据已有生产经验，剩余返排液拉运至涪陵采出水处理站进行处理（133m³/d）。

涪陵页岩气田产出水处理站是中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司投资建设的，处理站位于涪陵区白涛街道油坊村，该废水处理站专业服务于涪陵及周边区域天然气钻井作业产生的废水，本项目所在区域属于涪陵页岩气田采出水处理站服务范围。涪陵页岩气田产出水处理站共分为两期建设，一期（已建成）建设处理规模为 1600m³/d，二期建设处理规模为 800m³/d，该废水处理站主要收集中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司的钻井、完井作业废水及运营采出水进行集中处理，涪陵页岩气田产出水处理站该项目环评文件于 2019 年 2 月 2 日取得重庆市涪陵区生态环境局的批复，批复文号为“渝（涪）环准〔2019〕15 号”，于 2021 年 10 月 27 日通过自主验收。根据要求，处理站污水排放执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准，氯化物执行《四川省水污染物排放标准》（D851/190-1993）C 类水域二级标准。处理站收水水质标准见下表：

表 5.2-1 废水处理站进水质标准

项目	pH	COD (mg/L)	SS (mg/L)	Cl ⁻ (mg/L)	NH ₃ -N
进水	6.45~8.29	≤2500	≤2900	≤14000	≤85

A.处理工艺：

涪陵页岩气田产出水处理站采用“预处理+双膜+机械式二次蒸汽再压缩（MVR）工艺”，其中预处理工艺设备主要包括水质调储罐、混凝沉淀池、多级氧化反应池、中和软化澄清池、组合过滤器等，深度处理工艺主要包括 DTRO 膜处理系统、RO 膜处理系统、膜系统进水罐、外输淡水罐、浓水罐等，机械式二次蒸汽再压缩（MVR）工艺主要包括 MVR 蒸发结晶系统、盐浆脱水干燥系统、母液 MVR 蒸发结晶系统等；

配套建设污泥处理系统、污水污泥池等。处理后出水排放指标执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准，氯化物参照执行《四川省水污染物排放标准》（DB51/190-1993）C类水域二级标准。

B.工艺流程：

①预处理阶段

预处理阶段主要去除产出水中的石油类、COD、氨氮、SS及成垢离子。

预处理阶段构筑物包括调储罐、混凝沉淀撬、氧化反应池、中和澄清反应系统、电解氧化装置撬、缓冲池、多介质过滤撬等。

原水从调储罐调节均匀水质后经提升泵提升至混凝沉淀池，去除部分较易沉降的悬浮物和部分COD。混凝沉淀处理后的产出水进入氧化反应池，进行芬顿反应，将大部分COD转化为无机物状态，为防止大量污泥在氧化反应池析出，将中和反应放在中和软化澄清撬；二级提升泵将氧化反应池出水提升进入中和软化澄清系统，在中和软化澄清系统前端加碱中和，使氧化反应池反应后的产物在中性环境下析出形成污泥，中段投加软化剂，去除水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} ；中和软化澄清撬出水自流进入电解氧化装置，去除水中氨氮，并进一步去除水中COD；电解氧化装置出水自流进入缓冲池，由三级提升泵提升进入组合过滤器，组合过滤器由双滤料过滤器（金刚砂+无烟煤）和活性炭过滤器串联运行，可以进一步去除水中部分较低浓度的悬浮物及部分COD。

②“双膜”深度处理工艺

产出水的深度处理采用碟管式反渗透（DTRO）+反渗透（RO）双膜处理技术，主要去除水中的无机盐。“双膜”深度处理阶段构筑物主要包括：膜系统进水罐、DTRO单元、RO原水罐、RO单元、外输淡水罐等。

预处理段出水进入膜系统进水罐，后进入DTRO单元，DTRO单元的淡水进入RO原水罐，然后进入RO单元进行反渗透处理，反渗透产生的淡水达到外排水质标准，进入外输淡水罐储存，并由淡水提升泵外排至水体，反渗透产生的浓水回流至膜系统进水罐；DTRO单元产生浓水进入浓水罐。

③浓水处理工艺

浓水采用蒸汽机械压缩（MVR）蒸发结晶工艺。MVR蒸发结晶系统机械式热能压缩蒸发器，是一种新型高效蒸发设备，其工作原理是蒸发器产生的二次蒸汽经机械式热能压缩机压缩后，温度、压力提高，热焓增加，返回用作蒸发器加热室的加热热

源，使料液维持在沸腾状态。除开车启动及物料预热外，整个蒸发过程中几乎不需生蒸汽，原来要废弃的蒸汽就得到了充分地利用，回收了汽化潜热，又提高了热效率，从而极大降低能耗，减少了污染。系统启动后主要需消耗电能，利用机械压缩机将电能转化为热能。MVR 蒸发结晶系统主要设备有预热器、一级蒸发器、二级蒸发器、稠厚器、离心机、母液罐、冷凝水罐、压缩机、泵类等。

浓水罐内的浓水提升进入 MVR 蒸发结晶系统预热器，与蒸发后产生的高温冷凝水进行换热以回收热量后被依次送入一级、二级蒸发器进行分步加热浓缩。物料在蒸发器内沸腾后产生的二次蒸汽被送入压缩机进行压缩提高压力，之后被送入蒸发器的加热室作为热源，蒸汽放热后冷凝为水经过收集后排离系统。随着蒸发的进行，盐水在蒸发器内达到饱和并析出氯化钠固体，由泵打入稠厚器后喂料给离心机过滤，得到氯化钠固体，经盐浆脱水干燥装置干燥后生成工业盐。蒸发结晶装置产生的母液进入母液蒸发结晶装置继续蒸发，处理后得到工业盐。

涪陵页岩气田产出水处理站废水处理流程见下图：

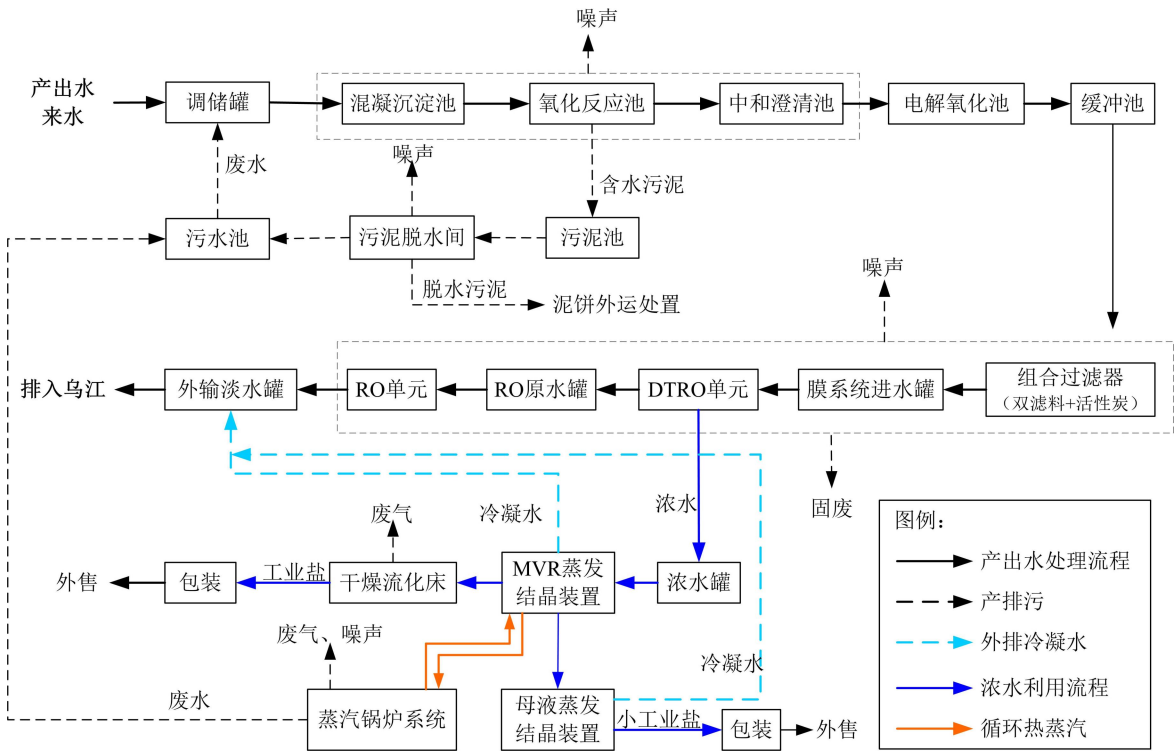


图 5.2-2 涪陵页岩气田产出水处理站废水处理流程图

C.水质接纳能力

本项目外运废水主要为压裂返排液，污废水中主要污染物浓度与涪陵页岩气田产出水处理站接收水质要求对比如下：

表 5.2-2 水质对比表

序号	接水指标	指标要求	项目废水预处理后指标	可行性结论
1	pH 值	6.45~8.29	8.1	满足要求
2	COD, mg/L	≤2500	504	满足涪陵页岩气田产出水处理站接水要求
3	NH ₃ -N, mg/L	≤85	12.0	
4	氯化物, mg/L	≤14000	13800	

综上所述,本项目压裂返排液中各类污染物能够满足涪陵页岩气田产出水处理站进水水质要求。

D.出水水质

根据《重庆市涪陵区生态环境局关于涪陵页岩气田产出水收集及处理系统建设项目环境影响报告书的批复》(渝(涪)环准〔2019〕15号)中明确:处理站处理后水质满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准,氯化物满足《四川省水污染物排放标准》(D851/190-1993)C类水域二级标准。。

《涪陵页岩气田产出水收集及处理系统建设项目竣工环境保护验收组意见》中验收监测结论:监测结果表明项目产出水系统出口及厂区出口各主要水污染物排放浓度均满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准要求(氯化物可以满足《四川省水污染物排放标准》(DB51/190-1993)C类水域二级标准要求)。。

E.接纳能力分析

通过了解,涪陵页岩气田产出水处理站一期设计处理规模为1600m³/d,二期设计建设处理规模为800m³/d。目前该废水处理站实际处理废水量约350m³/d,剩余1250m³/d。本项目储层改造工程外运处理量约600m³(20m³/d),经污水池暂存后通过罐车转运至污水处理站的调储罐,然后进行处理。根据涪陵页岩气田产出水处理站建设情况,涪陵页岩气田产出水处理站拥有300m³的调节池2座,本项目压裂返排液能够满足涪陵页岩气田产出水处理站接水要求,污水处理厂处理能力完全能够接纳项目的废水。

F.运输废水管理要求

运输废水要用密闭罐车进行运输,责任主体为中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有

限公司，同时为降低运输过程中的风险，本着切实保护环境的原则，在运输过程中应采取如下措施：

I、建立建设单位与当地政府、生态环境局等相关部门的联络机制，若有险情发生，应及时与作业区值班人员取得联系，若确认发生废水外溢事故，应及时上报当地政府、生态环境局等相关部门。

II、对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装 GPS，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台。

III、转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。

IV、加强罐车装载量管理，严禁超载。

V、加强对废水罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对废水罐车的管理，防止人为原因造成的废水外溢。

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

VII、废水转运尽量避开饮用水源等敏感水体和暴雨时节。

VIII、建立废水转运联单制度。

项目产生的废水不能回用于凤来区块其他井时，通过罐车转运至涪陵页岩气田采出水处理站。压裂返排液由罐车运输，本区块利用后剩余量较少，涪陵采出水处理站处理为备用措施，并且根据涪陵采出水处理站当时剩余处理能力进行，罐车可发挥临时储存作用，故本项目不能利用压裂返排液运至涪陵采出水处理站进行处理可行。

（2）钻井及储层改造工程各类废水回用可行性分析

钻井废水是钻井工程中产生，直接在循环罐内用于配制水基钻井液；本项目采用清水洗井。压入井内的清水冲洗套管内壁，最终排入污水池，用于压裂液配制；压裂返排液大部分回用于本平台和区域其他钻井工程作为压裂液使用，不能回用的，采用罐车拉运至涪陵采出水处理站场进行处理。

表 5.2-3 各类废水产生处置情况表

顺序	废水类别	产生环节	单井产生情况	暂存情况	单井作业时间	去向	备注
工序 1	钻井废水	钻井	产生后直接进入循环罐，	暂存于污水池	37 天	用于配置压裂液	/

			最后一口井 钻井废水产 生量为 30m ³				
工序 2	洗井 废水	洗井	4 口井依次洗 井，每口井产 生量为 180m ³ ，合计 720m ³	暂存于污水池和压 裂配液罐（污水池 容积 500m ³ ，配液 罐容积 4000m ³ ，储 存后剩余容积 3780m ³ ）	2 天（属完 井作业周 期内）	用于配置 压裂液	4 口井 依次进 行洗井
工序 3	压裂 返排 液	储层 改造	单井压裂返 排液平均产 生量为 133m ³ /d，排采 期产量 4000m ³	暂存于清污水池和 压裂配液罐，（清、 污水池容积均为 500m ³ ，配液罐容积 4000m ³ ，可满足暂 存要求）	30 天	压裂结束， 最后的压 裂返排液 运至区域 内其他平 台使用	4 口井 依次进 行压裂

本项目 4 口井依次进行钻井、洗井和储层改造，结合表 5.2-3，清、污水池容积均为 500m³，压裂配液罐容积 4000m³，可以满足储存和资源化利用的要求。为减少污染物的产生，4 口井依次进行洗井和压裂返排，可最大限度利用本项目产生的各类废水，减少转运的风险。

5.2.4 生活污水处理措施技术论证

本项目钻井、储层改造期间均会产生生活污水。

（1）生活污水处理方案

本项目钻井、储层改造期间采用移动式一体化环保厕所，收集后交第三方环境治理公司清掏外运处置。

（2）环保厕所处理工艺

环保厕所选用湿式生物降解的模式。采用水冲方式进行清洁器具，产生的排泄物随污水进入收集槽，通过自然沉降的方式进行简单的固液分离。液体经过微生物处理、曝气、杀菌、除臭、蒸发、脱色等工序进行处理，用于循环使用冲洗器具。固体排泄物通过微生物降解为二氧化碳和水，分解率 90%~95%。剩余残渣在设备搬迁时采用吸污车转运处理。同类型环保厕所实照及处理工艺如下：



环保厕所外观情况



环保厕所内部情况

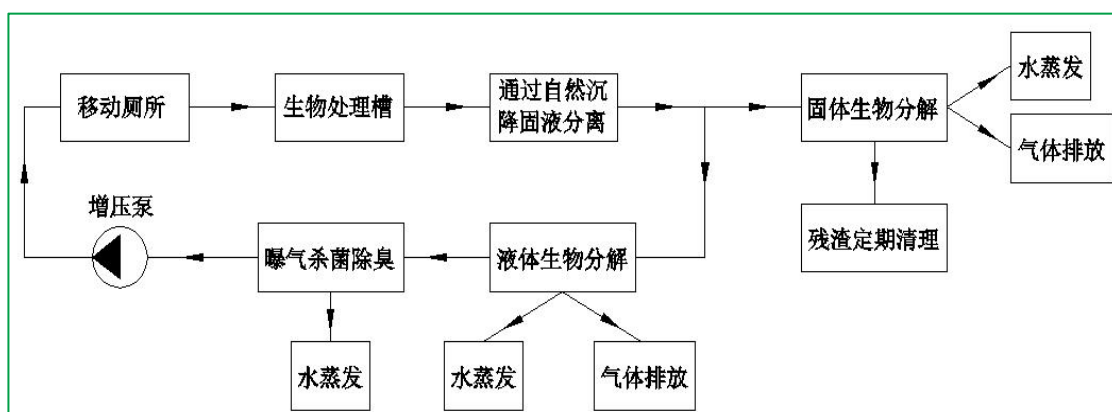


图 5.2-3 环保厕所工艺流程图

③生活污水处理方案可行性分析

本项目采用环保厕所收集施工人员产生的粪污，收集后交第三方环境治理公司清掏外运处置，生活污水处理措施可行。

5.3 大气污染防治措施

(1) 钻前工程

施工期大气污染物主要为钻前施工扬尘，钻前施工扬尘对施工区域周边一定范围内的环境空气质量造成影响，通过采取洒水降尘措施后，影响可得到有效控制，并且随着施工期的结束而结束，对周边环境影响小。

(2) 钻井工程

项目钻井期间使用网电供电方式钻井；需要使用柴油发电机时，柴油机发电机等设备使用优质柴油，产生的大气污染物浓度低，且柴油机发电机设备均为成套产品，经自带的排气筒排放，污染物排放占标率小，不足 1%，采取以上措施后，污染物排

放影响范围较小。

钻井作业中使用的油基泥浆不在现场配制，均由厂家配制好后分批次拉运至井场，暂存于现场泥浆循环系统，暂存时间较短；油基岩屑采用吨桶密闭收集暂存于油基岩屑暂存区，可以减少挥发性废气（VOCs）产生量。

（3）储层改造工程

储层改造酸液暂存期间将酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水中吸收。盐酸雾极易溶于水，经水吸收后排入环境的量极少。

钻井过程中，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。此时利用放喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，放喷的天然气立即点火烧掉，即事故放喷。

测试放喷和事故放喷废气主要采用地面燃烧处理，测试放喷管口高为 1m，采用短火焰灼烧器，在放喷池、防喷罐内燃烧以降低热辐射影响。放喷管线采用螺纹与标准法兰连接的专用抗硫管材。本项目建设放喷池 1 座，正对燃烧筒的墙均高 2.5m，厚 0.5m，其余墙厚 0.25m，内层采用耐火砖修建。该技术在钻井工程中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行。

综上所述，本项目采取的废气治理措施是可行有效的。

5.4 噪声污染防治措施

（1）钻前工程

①运输设备等车辆沿固定路线行驶，尽量减少鸣笛。

②钻前工程建设时合理安排施工时间，钻前施工主要为土地平整，设备安装，主要在白天施工。在靠近民居点施工时，不得在深夜进行高噪音施工。

本项目周边农户较分散，施工噪声影响随施工的结束而消失，在当地环境可接受范围内。

（2）钻井工程

①合理布置主要噪声源，柴油发电机等固定设备放置在机房内，采取建筑隔声，并安装吸声材料；安装消声装置和设置减振基础。

②加强施工管理，钻机、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，避免作业时产生非正常的噪声。

③优先使用低噪声设备，采用地方电网供电，发电机作为备用电源使用。

④钻井期间对周边农户多采取沟通宣传和耐心解释等方式，取得周边居民支持谅解，避免环境纠纷及环保投诉。

钻井噪声治理措施在国内钻井工程中广泛使用，技术成熟可行。

（3）储层改造工程

根据本项目设计资料，项目储层改造作业阶段采用电网接入，压裂泵采用电驱，配备柴油发电机备用供电。鉴于本工程施工期的特性，本项目选用在目前使用最多，容易被接受并能够减少和避免噪声影响导致的环保纠纷投诉的降噪措施。具体采取以下降噪措施：

①压裂过程的压裂泵基础安装减振垫层并进行合理布局，通过减振以及设备隔声降低噪声影响。

②选用合格的压裂用水运输罐车，取水拉运均在昼间进行，避免午休时间和夜间拉运；加强管理，在罐车经过居民点段采用减速、禁鸣措施，减小对道路沿线居民的噪声影响。

③施工过程中配备兼职环保人员负责组织协调与周边居民的环保诉求，解决周边居民关注的环保问题，避免施工过程中的环保投诉。压裂施工作业仅为白天施工，受施工噪声影响持续时间较短，环境敏感点主要为分布于钻井平台周边的分散居民点，针对噪声影响问题，可对井口外受压裂噪声影响的居民协商通过临时搬迁或置换和租用房屋作为平台施工人员宿舍方式解决噪声污染问题，取得居民谅解，避免环保纠纷。

④针对测试放喷等短期噪声影响，重点做好对居民的解释和沟通工作，争取受影响居民的理解，避免噪声扰民投诉。

通过以上措施，储层改造工程施工产生的噪声对声环境的影响是可以接受的。降噪费用纳入工程主体投资中，具体补偿费用由井队与居民协商解决。

综上所述，本项目采取以上措施后，对外环境噪声影响较小，工程结束后影响即可消失。

5.5 固体废物防治措施

5.5.1 固废分类处置措施

5.5.1.1 钻前工程

本项目场内实现土石方平衡，表土清理后做好防护，施工结束后回填。生活垃圾

定点收集后交由当地环卫部门统一处置。

5.5.1.2 钻井工程

本项目钻井工程固体废物主要有一般工业固体废物、危险废物和生活垃圾。一般工业固体废物主要为水基钻井岩屑，危险废物主要包括油基岩屑、废油、泥渣、生活垃圾等。

水基岩屑、泥渣经不落地系统收集脱水后交由第三方单位进行资源化利用；油基岩屑采用吨桶“不落地”收集后交由具有相应危险废物处置资质单位进行处置；废油桶装收集后暂存于油基岩屑暂存区，交由资质的单位进行处置。生活垃圾定点收集后交由当地环卫部门统一处置。

（1）泥渣、水基钻井岩屑

①现场收集及储存情况

水基（清水）钻井岩屑产生于清水钻井液及水基钻井液钻井过程中的钻井液循环处理系统固液分离过程，其中振动筛筛上物及除砂器、除泥器分离的钻井岩屑采用不落地系统装置区工艺，根据工艺流程，振动筛筛分的固相通过收集罐收集后添加粉煤灰、水泥等直接固化，及时外运至地方具有相应资质的企业进行资源化利用。水基钻井岩屑储存设施满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求。

②钻井液泥浆回收重复利用措施

根据《页岩气环境保护第1部分：钻井作业污染防治与处置方法》（GB/T39139.1—2020）“6.2.2 水基钻井岩屑处理。6.2.2.1 水基钻井岩屑宜选用资源化利用方式处理。6.2.2.2 资源化利用宜采用以下方式：a）水基岩屑通过预处理后，用于制免烧砖（砌块）、烧结、水泥原料或铺井场、路基土等。”

根据《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T7466-2020），要求“固液分离技术分离后的液相相关指标达到井队钻井液配浆要求，宜首先考虑钻井液配浆。无法回用配浆的液相，作为设备清洗用水等”。

本项目钻井作业“不落地”清洁化生产处理系统工艺，钻井过程中以钻井液作为载体将岩屑带至地面，返排的钻井泥浆经钻井液循环处理，暂存于岩屑收集池中，加水泥、粉煤灰后经机械拌合固化，最终进行资源化利用。液相进入废水循环系统，通过循环罐收集、处理、储存后，继续用于钻井作业，实现钻井液的循环利用。完钻后，

可利用的剩余水基泥浆外运其他井站继续使用。因此本项目泥浆回收重复利用措施满足（GB/T39139.1-2020）、（SY/T7466-2020）相关要求。

根据《危险废物排除管理清单》（2021 年版），明确水基钻井岩屑属于以水为连续相配制钻井泥浆用于石油和天然气开采过程中产生的废弃钻井泥浆及岩屑，不包括废弃聚磺体系泥浆及岩屑；若本项目涉及聚磺钻井液体系，相应的岩屑、废弃泥浆应按照相应固废类别要求进行收集、储存管理和外委处置、利用。

③水基（清水）钻屑进入水泥厂综合利用可行性分析

钻屑综合利用的主要工艺特征是用钻井钻屑代替部分页岩，成为生产熟料的原料。

根据调查，本项目所在页岩气区域内 2024 年以来的新钻井工程产生的水基钻屑均委托重庆市涪陵区鑫珪环保科技有限公司拉运至东方希望重庆水泥有限公司进行资源化利用，建设单位签订有协议。东方希望重庆水泥有限公司（以下简称“东方希望公司”）是由东方希望集团独资兴建的大型水泥企业，位于重庆丰都县湛普镇，占地面积 750 亩。东方希望公司厂区已建有 5 条 4800t/d 的水泥熟料生产线，并且配套建设有余热发电系统、水泥热功联动系统、石灰石矿山、专用码头、固废协同处置、精品机制砂、商混站、废碎石再生利用等项目。均已按相关要求履行环保手续。本项目钻井平台距离东方希望公司约 51km，距离较近，同时企业年处理水基岩屑规模较大，本项目钻井工程合计产生水基（清水）岩屑、泥渣约 1.58 万 t，远远低于其处置规模，可完全消纳本项目钻井过程产生的水基（清水）岩屑、泥渣。

环评要求：项目污染治理前，明确钻井固废处置单位，并签订相关拉运及处理协议。若在后期实际运行过程中，水基岩屑等不能运至上述单位资源化利用，也可运至其他环保手续齐全、具有处理能力及资质的接纳单位处置，确保水基岩屑等得到合理有效处置，禁止随意排放。

（2）监管措施

①水基岩屑、泥渣等一般固废转运采用专用车辆，建议昼间进行转运作业。

②转运应建立台账，并按照转移联单登记制度进行转移。

③水基岩屑、泥渣拉运路线沿途行驶至河流较近位置或者穿越河流的道路时，应放慢行驶速度，谨慎通过，防止因交通事故造成的固废进入地表水体。

④对承包废渣转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装 GPS，并纳入建设

方的 GPS 监控系统平台。

⑤转运前应及时通知当地生态环境局，以便环保部门监督管理。

从环境保护角度及环境风险角度考虑，将水基钻井岩屑、泥浆、泥渣外运综合利用是合理的，不仅处理了固体废弃物，更是将其资源化利用，转换为有用资源，工艺技术成熟可靠。

（2）油基岩屑、废油等危废储存、处置方式及可行性分析

①油基岩屑、废油处理方式

按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告 2021 年第 74 号）、《页岩气勘探开发油基岩屑处理方法及控制指标》（GB/T41518—2022）和《天然气开采含油污泥综合利用后剩余固相利用处置标准》（DB51/T2850—2021）等文件提出危废的产生、收集、暂存、转运和处置措施。

本项目 4 口井的钻井工程三开钻井均采用油基泥浆钻井，油基泥浆全部循环利用，对转换泥浆（尚可使用的）进行全部回收通过泥浆储备站实现重复利用于同平台、其他钻井平台的油基钻井，完钻后油基泥浆储存于储备罐内，及时转运至区域内其他钻井井场利用。油基钻井产生的含油岩屑（2448.18t）按照危废进行现场管理（HW08 危险废物），在钻井平台油基岩屑暂存区内由储存桶盛装临时贮存（按危废贮存场地标准建设和使用管理），交有危废处置资质的单位进行处置，现场无残留。

项目钻井过程中产生的废油通过废油桶收集，暂存后交有资质的单位进行处置，可以有效避免废油对环境的污染。

②周边企业消纳能力调查

根据建设单位提供的相关资料可知，重庆海创环保科技有限公司于 2019 年 6 月顺利投产，公司位于重庆市忠县乌杨街道，依托重庆海螺水泥有限责任公司 2×4500t/d 新型干法熟料水泥生产线，对其原料磨、预热器、分解炉及废气处理系统进行改造，将废弃物引入水泥窑中进行高温煅烧处理，实现无害化、减量化和资源化处理。主要处理石油天然气开采、汽车生产、电子、电缆、电镀、印染、造纸、化工等行业生产的工业废弃物以及污染土壤等。该技术在钻井废弃物处理工程中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行。日处理能力 600t 废弃物（2×300t/d），年处理量 20 万 t。具备接受处置本项目产生油基岩屑的能力。本项目钻井平台距离重庆海创环保科技有限公司距离约 107km，距离较近，同时企业年处理油基岩屑等危险废物规

模较大，本项目钻井工程合计产生油基岩屑约 2448.18t，远小于依托企业设计处理量，可完全消纳本项目钻井过程产生的油基岩屑。

5.5.1.3 储层改造工程

本项目储层改造过程废包装材料（化工料桶）由厂家或有资质的单位回收；压裂返排液处理污泥属于一般工业固体废物，交一般工业固废场处置或用于制砖等资源化利用；废油收集暂存后交有资质的单位进行处置；生活垃圾集中收集交由环卫部门统一清运处置。

5.5.1.4 危险废物的现场收集及储存情况

本项目油基钻井阶段产生的油基岩屑等属于危废（HW08 072-001-08 危险废物），用吨桶收集后，暂存于岩屑堆放区（按照危险废物贮存场要求建设）；废油属于危险废物（HW08），现场配备废油回收桶，储存岩屑堆放区。废润滑油、落地油属于危险废物（HW08：900-209-08、HW08：071-001-08），在井场内危废贮存点暂存后交由有资质单位处置。废水池沉淀污泥属于危险废物（HW08：900-210-08），产生后立即交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置，不在现场暂存。

油基岩屑堆放区 30m²、危废贮存点等均属于危险废物贮存场，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597—2023）中危险废物贮存场要求提出以下环保措施：

A.危险废物贮存场所应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。

B.危险废物贮存场所应根据危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和污染防治等要求设置必要的贮存分区，避免不相容的危险废物接触、混合。

C.危险废物贮存场所内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险用坚固的材料建造，表面无裂缝。

D.危险废物贮存场所地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ）。或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ）。或其他防渗性能等效的材料。

E.危险废物贮存场所宜采用相同的防渗、防腐工艺（包括防渗、防腐结构或材料），

防渗、防腐材料应覆盖所有可能与废物及其渗滤液、泄漏液等接触的构筑物表面：采用不同防渗、防腐工艺应分别建设贮存分区。

F.危险废物贮存场所应采取技术和管理措施防止无关人员进入。

G.危险废物贮存场所应设置径流疏导系统，保证能防止当地重现期不小于 25 年的暴雨流入贮存区域，并采取措施防止雨水冲淋危险废物，避免增加渗滤液量。

H.危险废物贮存场所可整体或分区设计液体导流和收集设施，收集设施容积应保证在最不利条件下可以容纳对应贮存区域产生的渗滤液、废水等液态物质。

J.危险废物贮存场所应采取防止危险废物扬散、流失的措施。

按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597—2023）中危险废物贮存场要求提出以下污染控制要求：

A.贮存场应设置径流疏导系统，保证能防止当地重现期不小于 25 年的暴雨流入贮存区域，并采取措施防止雨水冲淋危险废物，避免增加渗滤液量。

B.贮存场可整体或分区设计液体导流和收集设施，收集设施容积应保证在最不利条件下可以容纳对应贮存区域产生的渗滤液、废水等液态物质。

C.贮存场应采取防止危险废物扬散、流失的措施。

按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597—2023）中危险废物贮存点要求提出以下环境管理要求：

A.贮存点应具有固定的区域边界，并应采取与其他区域进行隔离的措施。

B.贮存点应采取防风、防雨、防晒和防止危险物流失、扬散等措施。

C.贮存点贮存的危险废物应置于容器或包装物中，不应直接散堆。

D.贮存点应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式等，采取防渗、防漏等污染防治措施或采用具有相应功能的装置。

E.贮存点应及时清运贮存的危险废物，实时贮存量不应超过 3 吨。

4) 环境管理要求

危险废物暂存及运输应严格按照相关管理要求，在危废贮存点设置识别标志、向当地环保部门申报，运输过程实行五联单制度，确保各类危废可按照规定交由有资质单位处置。

5.5.2 固废环境管理要求

(1) 一般工业固体废物管理台账

根据《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（公告 2021 年第 82 号）等标准提出一般工业固废环境管理要求：

①一般工业固体废物管理台账实施分级管理。填报一般工业固废产生清单、流向汇总表、出厂以及转移信息记录表。

②记录固体废物在井站内贮存、利用、处置等信息，填写时应确保固体废物的来源信息、流向信息完整准确；根据固体废物产生周期，可按日或按班次、批次填写。

③产废单位填写台账记录表时，应当根据自身固体废物产生情况，选择对应的固体废物种类和代码，并根据固体废物种类确定固体废物的具体名称。

④鼓励产废单位采用国家建立的一般工业固体废物管理电子台账，简化数据填写、台账管理等工作。

⑤台账记录表各表单的负责人对记录信息的真实性、完整性和规范性负责。

⑥产废单位应当设立专人负责台账的管理与归档，一般工业固体废物管理台账保存期限不少于 5 年。

⑦鼓励有条件的产废单位在固体废物产生场所、贮存场所及磅秤位置等关键点位设置视频监控，提高台账记录信息的准确性。

（2）危险废物管理计划和管理台账

据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》加强危险废物的管理。主要加强以下几方面的管理：

①落实危险废物鉴别管理制度，对于不排除具有危险特性的固体废物，应根据《国家危险废物名录》（2025 年版）《危险废物鉴别标准》（GB5085.1~7）《危险废物鉴别技术规范》（HJ298-2019）等判定是否属于危险废物，属于危险废物的应按危险废物相关要求进行管理。

②落实污染环防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环防治责任制度。

③落实危险废物识别标志制度，按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

④落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

⑤根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等标准规范落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

⑥落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

⑦落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

⑧落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

综上，本项目产生的固废采取上述分类收集、分类处置的措施后，可合理处置各类固废，对周围环境不会造成二次污染影响。

5.6 土壤、地下水污染防治措施

根据本工程建设对地下水环境影响的特点，本项目地下水环境污染防治措施按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”的原则进行。

（1）源头控制

本项目源头控制措施根据地下水导则的相关要求，并按照《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）中的相关污染控制技术，为避免污染事故的发生，在污染源头控制上提出了地下水污染防治措施，主要包括提出各类污废水循环利用、减少污染物产生和外排，提出施工工艺、设备、污废水储存及处理构筑物优化设计施工运营方案，提出使用环境友好的原辅料，提出将污染物跑、冒、滴、漏事件发生概率降到最低的现场及时监管措施。结合本项目在施工期和运营期各阶段设备、工艺等特征，需要采取的源头控制措施如下：

①项目在施工建设前应充分研究钻井、地质设计等资料，并在此基础上优化钻井

施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，应有所预见。异常情况采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位，针对这种情况应选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。工程导管段利用清水钻井液迅速钻进，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水，导管段应大于具有供水价值的含水层，综合井场周边的地下水开采深度和区域地质资料，针对可能受影响的承压含水层，本项目钻井清水钻深度 100m 满足要求，导管段要及时下入套管进行严格止水，防止钻井液对浅层地下水造成影响。

②在施工过程中做好钻井液回收及重复利用工作，做到钻井废水及时回收。作业废水暂存于污水池内，现场人员应定期对污水池渗漏情况进行巡检，发现异常情况立即汇报和整改，并做好记录。定期对废水接收罐进行维护，及时转运废水，特别是在暴雨季节，加强对污水池的巡查等，降低废水发生外溢的概率。油罐区应设置围堰、收集池，防止油污洒落地面，污染地下水。

③废水、危险废物拉运车辆必须安装 GPS，转运过程中做好转运台账，严格执行废水转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止泄漏；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移。

④压裂返排液通过罐车拉运风来区块其他平台回用或拉运至涪陵页岩气田水处理站处理，不外排。

⑤固井作业应提高固井质量，每次钻井结束后的固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，防止污染地下水。

⑥钻井过程产生的钻屑进行随钻无害化处理或采用泥浆不落地装置进行资源利用专业化处理。

⑦井场应采用清污分流系统。在井场四周修筑外环沟及灌溉沟，便于排除场地内雨水等清水，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池。

⑧压裂液由罐车拉运至井场，所有压裂液均储存在罐中。压裂过程中通过提高作

业效率和水的循环使用，减少淡水用量、设定水力压裂的最大用水限制，促进压裂操作回流水循环使用，鼓励采用先进的工艺、设备。

⑨施工现场的垃圾废物应修建专门区域进行妥善收集，后期统一交由当地环卫部门进行集中处置。机械设备若有泄油现象要及时清理散落机油，将其收集后待施工结束后统一清运处理。

对于浅层地下水污染防治措施及应急措施如下：

1) 本项目区域内的居民以自来水为饮用水源，距离本项目最近的地表水源为西侧约 700 米的大溪河。为保护项目所在地的含水层，本项目钻井期间导管段使用清水钻进行钻进，并且配有套管措施，可以有效保护项目区域的地表含水层。

2) 本项目钻井期间，井场内应按照根据污染物种类、污染控制难易程度和包气带防污性能进行分区防渗，有效阻隔污染物进入地下水环境中，避免地下水受污染。同时清洁生产不落地平台等区域应加设雨棚，减少雨水收集量避免雨水造成的溢流。

3) 井场岩屑、危废、生活垃圾和污废水要及时转运，减少现场的暂存量，降低污染事故的影响程度。同时上述潜在污染源在转运过程中，运输车辆按要求规范管理，运输车辆避免穿越集中式饮用水源及保护区等。

4) 为了最大限度地避免污废水等污染物进入地下水环境，本项目结合预期结果，项目施工期间加强污水池巡查管理，压裂返排液暂存于压裂配液罐，便于监管和处置。

5) 建设单位和现场施工单位应设置专门污染事故应急小组，并指派专人和视频监控的形式定期巡查场地各涉污设施的跑冒滴漏情况，做到及时反馈及时处理。

6) 本项目禁止设置任何形式、任何类型的污废水排污口。

(2) 分区防控

重点防渗区：本区指污染物储存、输送、生产以及固体废弃物堆放过程中的产污环节。该项目的重点防渗区主要包括钻井过程中的钻井基础区域、清水池、污水池、放喷池、循环罐基础、油基岩屑暂存区、不落地系统装置区、发电房区、油罐区；储层改造施工设备布置在井场内，利用井场已建的防渗系统，压裂设备、压裂液罐、酸罐等设施设备布置在原井场设备区，利用挡污墙和防渗系统。

一般防渗区：本区指裸露地面的各功能单元，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域部位。该项目的一般防渗区主要包括井场非设备硬化区、环保厕所基础、生活垃圾箱放置点、水套炉装置区等。

本项目的分区防渗方案设计如表 5.6-1 所示。

表 5.6-1 项目分区防渗方案一览表

分区	工程内容	装置、单元名称	防渗技术要求
重点防渗区	钻井工程	钻井基础区域、清水池、污水池、放喷池、循环罐基础、油基岩屑暂存区、不落地系统装置区、发电房区、油罐区、危废贮存点	铺设 150mm 混凝土或 2mm 厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于 $10 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，或采取铺设渗透系数不大于 $10 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 、至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施
	储层改造工程	压裂设备区、液罐区、盐酸罐区、压裂液罐、供液撬等	
一般防渗区	钻井工程	井场非设备硬化区、原料堆放区、环保厕所基础、水基岩屑堆放区、生活垃圾箱放置点	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$

(3) 污染监控

逐步建立实施覆盖项目周边的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染，及时控制。

①监测井布设和监测频率、因子

为了掌握项目周围地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，应对项目所在地周围的地下水水质进行监测，以便及时准确地反馈地下水水质状况，为防止对地下水的污染采取相应的措施提供重要依据。

由于项目附近相对较易污染的是浅层地下水，因此，此次以浅层地下水为主要监测对象，根据《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）要求，在项目周边布设地下水水质监测井，以便随时掌握地下水水质变化趋势，为避免污染物随孔壁渗入地下，因项目周边地下水水井较少，故本项目建议根据地下水流向设置 1 眼浅层地下水水质监测井。

(4) 应急响应

评价建议建设单位制定并持续完善地下水污染风险应急预案。

污染事故发生后，应及时进行现场污染控制和处理，包括阻断污染源、清理污染物等措施；必要时向各级政府呈报。同时对污染事故风险及时作出初步评估，影响到水源地和周边居民供水安全时，及时采取应对措施。

一旦发现发生泄漏现象，用最快的办法阻断污染源，同时组织抢修队伍人工开挖

集油池，并用砂土、水泥等及时围堵或导流，防止泄漏物向河流、农田、居民点泄漏，确保泄漏物质不进入地表水体；在泄漏险情排除后迅速清理应急现场，回收泄漏物质，对少量无法回收的油泥，应在当地生态环境局的批准下妥善处理；对土壤中的污染物进行清运，最大限度地消除危害。

综上所述，通过采取以上各种处理及防治措施，本项目产生的各类事故都可以得到有效处置，会对周围土壤和地下水环境的影响小。

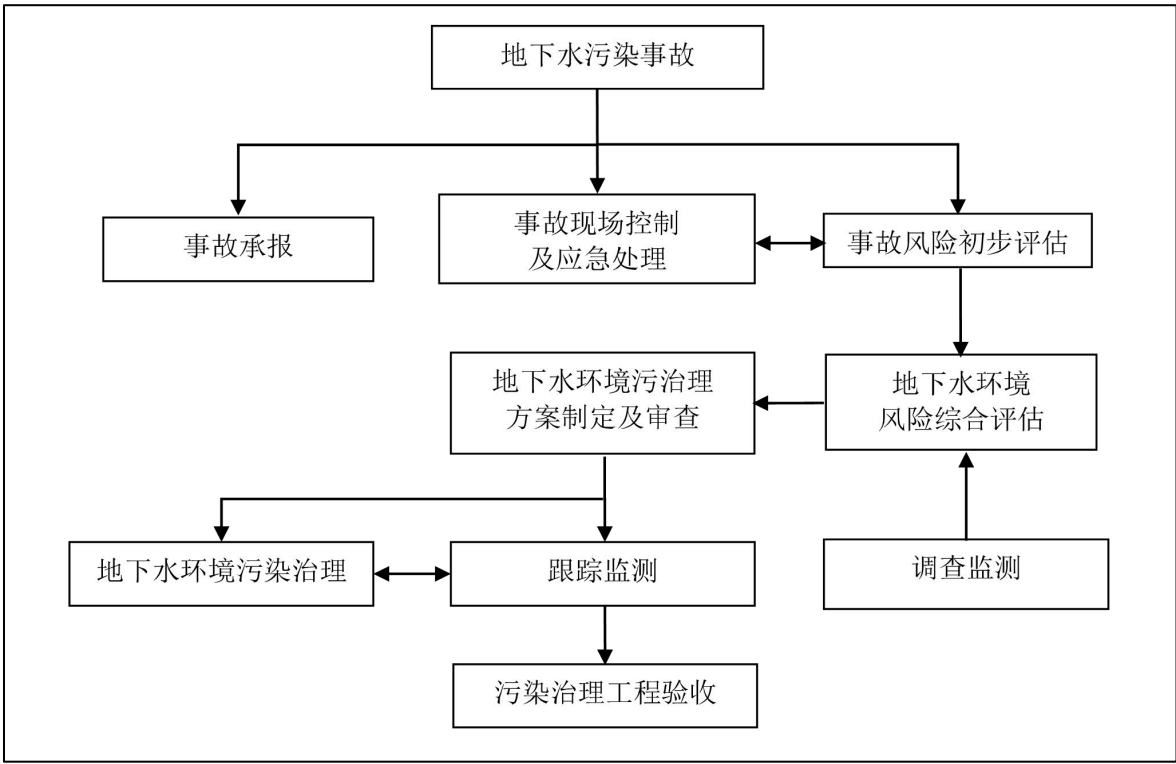


图 5.6-1 地下水污染事故处理程序框图

5.7 环境风险

5.7.1 环境风险管理措施

建设单位以及施工钻井队各项作业均在推行国际公认的 HSE 管理模式，较成熟。结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员。把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节。为防止事故的发生起到非常积极的作用。现场作业严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求执行。

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司安全环保部负责指导本项目的环境保护和安全工作，同时以各钻井队队长为组长，包括钻井队各部门主要负责人和地方政府为组员的事态应急领导小组，负责整个工程的环境风险管理。在应急领导小组下，

设置抢险组、消防组、救护组、警戒组 and 环境保护组。

5.7.2 施工期环境风险防范措施

(1) 钻井工程井控措施

钻井过程中严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》《石油与天然气钻井井控规定》《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2024）等行业相关规范和《钻井设计》的要求进行工程控制，在工艺设备硬件上防止井喷事故。

主要有以下几方面：

①钻井井口装置包括防喷器、防喷器控制系统、四通及套管头等的安装使用；井控管汇包括节流管汇、压井管汇、防喷管线和放喷管线的安装使用；钻具内防喷工具包括上部和下部方钻杆旋塞阀、钻具止回阀和防喷钻杆安装使用。根据设计，防喷器及相关井控设备抗压能力为 35MPa，而本项目地层压力低于 30MPa，因此可以有效防止井喷事故发生。

②防火、防爆措施：发电房摆放按 SY/T5225 中的相应规定执行。井场电器设备、照明器具及输电线路的安装应符合 SY/T5225 中的相应规定。柴油机排气管应无破漏和积炭，并有冷却灭火装置。

③池体事故防范

在施工过程中，增加池体的管理、巡视，保证罐体内液位在最高允许液位 0.5m 以下，水位达到池面 0.5m 前应转移。

在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应及时调度对废水进行外输，泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止进入下游地表水体影响水质。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险。

④地下水井涌防范

在钻井过程中，为防范发生地下水涌出污染地表土壤和水体的事情发生，在发生井涌后，应将涌出水引入水池中。此外，为防范井涌，钻井过程中还配备了加重材料，主要为重晶石（含钡硫酸盐矿物）。由于重晶石密度大、硬度适中、化学性质稳定、不溶于水和酸、无磁性和毒性。通过将加重材料注入井中，在高压下，可以起到压制地下水涌出的作用，可以防止井涌。

⑤地下水漏失方法

钻井液出现泄漏情况时，解决此类问题的方法为采用清水强钻套管封隔技术、速凝水泥堵漏技术、井口充砂技术、复合堵漏袋、尼龙袋堵漏工具、投入用水溶性壳体组成的堵漏物质等。

⑥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。虽然严格按照井喷失控 5min 内及时点火的原则，5min 内泄漏的天然气不会危及井场周边农民的生命和健康。但为了确保周围居民的健康，应在井喷失控时紧急疏散撤离周边井口 500m 范围内居民，至固井作业完成。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，夜间不关手机等教育。强调在钻气层期间夜间保持一定的警惕，提出在夜间事故报警后及时撤离。

（2）储层改造工程

①柴油及盐酸储罐事故防范措施

柴油储罐及盐酸储罐区地面应做硬化，罐底设置防渗膜，并在四周设置围堰，围堰容积不小于单个罐体的容积（约 10m³），同时配备相应应急物资（片碱、消防器材等）。

②化学药品事故防范措施

平台化学药品堆放于药品堆放仓库，地面铺设防渗膜及遮雨棚。药品必须堆放整齐、标志明显，并有专人保管，严格执行定置管理，防湿、防潮、防渗，加强安全保管措施。

③压裂返排液转运过程环境风险防范措施

为降低废水转运对地表水的污染风险，确保本工程废水得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，本工程废水转运过程中，采取如下措施：

- 1) 建立建设单位与当地政府、生态环境局等相关部门的联络机制，保障信息畅通。
- 2) 对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度。

3) 转运过程做好转运台账, 严格实施交接清单制度。

4) 加强罐车装载量管理, 严禁超载。

5) 加强对废水罐车司机的安全教育, 定期对罐车进行安全检查, 严格遵守交通规则, 避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理, 要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对废水罐车的管理, 防止人为原因造成的废水外溢。

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

7) 废水转运应提前安排, 运输路线尽量避开穿越饮用水源保护区; 运输时避开暴雨天气。

④目的层压裂对居民的风险事故疏散准备

根据《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》(SY/T5087-2024) 8.2.2.3 节要求, “当发生井喷失控时, 应按下列应急程序立即执行: (a) 当现场总负责人或其指定人员向当地政府报告, 协助当地政府做好井口 500m 范围内的居民的疏散工作, 根据监测情况决定是否扩大撤离范围; (b) 关停生产设施; (c) 设立警戒区, 任何人未经许可不得入内; (d) 请求援助”。因此建设单位应根据本项目设计, 重点做好压裂过程中随时组织井口周围 500m 范围内居民风险事故疏散的准备, 同时对临时安置集中点提供必要的生活保障、服务设施。

⑤放喷过程管线泄漏防范措施

放喷管线两端设置截断阀门, 发生泄漏事故后立即关闭截断阀门, 并及时清理、处理现场。

(3) 公众安全防护

按照本项目行业操作规范, 需加强对井场附近居民宣传井喷的危害及相关知识。井队队长及安全员负责制定应急培训计划, 定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并做好培训记录。应急演练应每个季度开展一次, 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。

5.7.3 风险防范措施结论

项目钻井、储层改造过程中严格按照规范和设计施工; 制定环境风险应急预案并

	加强演练；对周边居民进行环境风险应急培训、演练；加强环境风险管理及物资储备等；柴油储罐、盐酸储罐区等罐区设置围堰；压裂返排液、岩屑转运过程中加强环境管理。采取上述环境风险防范措施后，项目环境风险影响可降至可接受水平。
运营期生态环境保护措施	无
其他	5.8 环境管理 （1）环境管理机构 本项目建设单位设有完善的环境管理机构，企业安全环保部安排环保人员负责整个项目环境管理工作。负责组织、协调和监督本项目的环境保护工作，负责环境保护宣传和教育以及有关环境保护对外协调工作，加强与环保部门的联系。 建设单位设专人负责监督施工单位在施工过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。 钻井队应设现场健康、安全与环境管理小组，在钻井承包商健康、安全与环境管理部门的指导下开展健康、安全与环境管理工作。钻井队健康、安全与环境监督实行承包商派出制或业主聘任的监督机制。 （2）环境管理职责 贯彻执行国家、地方环境保护法规和标准；负责环保工作的计划安排，加强对废水、废气、噪声、固体废物等的管理，加强对施工过程中对动植物以及景观的保护。 认真贯彻落实环保“三同时”规定，切实按照环评、设计要求予以实施，以确保环保设施的建设，使环保工程达到预期效果。组织实施污染防治措施和生态保护措施，

并进行环保验收。检查环境管理工作中的问题和不足，对发现的问题和不足，提出改进意见。协同当地环保部门处理与项目有关的环境问题。

(3) 环境管理制度

建设单位应督促施工单位制定并组织实施施工期的环境保护管理制度。应制定相应的废水、废气、噪声和固体污染防治管理制度并执行。主要依据较完善的《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）作为管理的具体指导。

重点做好固体废物台账记录和转移联单制度，重点做好钻井废水的台账记录和转移联单制度、影像记录。对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装GPS，并纳入建设方的GPS监控系统平台。防止非法排污。

钻井施工单位环境保护措施纳入整个钻井工程整体管理，负责环保措施的监理工作，确保措施得到全面具体、合理有效地落实。

5.9 环境监测计划

本项目施工期开展定期监测，在事故时进行应急监测。施工期监测计划见表5.9-1。

表 5.9-1 项目施工期间监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	无组织排放	颗粒物、非甲烷总烃	排放源下风向的施工场界周界外10m 范围内	1 次/施工期
2	场界噪声	连续等效 A 声级	施工场界外 1m	1 次/施工期
3	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地下水、地表水事故地点周围区域	事故发生 24 小时内

5.10 工程环保投资估算

环
保
投
资

本项目总投资***万元，环保投资***万元，占总投资的***。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，符合项目的实际特点。具体情况见表 5.10-1。

表 5.10-1 项目环保措施及总投资估算一览表

环境因素	措施名称	工程内容及工程量	环保投资(万元)
大气污染物	钻前工程施工扬尘	采取湿法作业，定期洒水抑尘	*
	燃油废气	采用轻质柴油为燃料，使用符合环保要求的柴油机和发电机，使用设备自带的排气设备排放	纳入工程投资
	挥发性废气(VOCs)	油基岩屑采用吨桶密闭收集暂存于油基岩屑暂存区	纳入工程投资
	酸雾	引至水中吸收	纳入工程投资
	测试放喷废气	针对测试放喷废气主要采用地面灼烧处理，采用短火焰灼烧器，放喷池及挡墙减少辐射影响。	纳入主体工程投资
	水套加热炉废气	燃烧废气经8m高排气筒排放	纳入工程投资
	事故和检修废气	事故或检修状态下，场内页岩气经高15m的高架火炬点火燃烧后排放，井口高压气在放喷池点火燃烧后排放	纳入工程投资
水污染物	井场清污分流	施工期现场雨污分流，场外雨水通过截排水沟排入自然水系； 场内雨水系统采用清污分流系统。其中： 场内清水系统：井场四周边界设场内清水沟，四角各设1个集液池，初期雨水场内清水通过清水沟汇入集液池，隔油、沉淀后回用，后期雨水处理后排入场外自然水系。 场内污水系统：场内井架基础、设备基础等区域为污染区，设置在方井内设1个集水坑，在场内设备安装到位后，在基础外设置挡水墙，与井场清洁区分隔，防止污染区污水溢流。通过集水坑汇集污染区雨水后，及时泵入废水循环系统，不外排	纳入工程投资
	钻井废水	配备随钻处理系统收集处理建设过程中产生的污染物，实现污染物“不落地”，钻井过程中钻井废水循环利用，完井后钻井废水预处理后用于后续压裂液配置使用，不能回用时由罐车直接外运至涪陵页岩气田采出水处理站处理后达标排放，现场不外排	纳入工程投资
	洗井废水	配制压裂液回用	纳入工程投资
	压裂返排液处理	经杀菌等处理后回用于本平台、其他钻井压裂工序，不能回用的转运至涪陵页岩气田采出水处理站达标排放	*
	生活污水	平台设置环保厕所，生活污水采用环保厕所收集后交第三方环境治理公司清掏外运处置	*
	水基钻井岩屑、泥渣	属一般工业固体废物，暂存于水基岩屑暂存区内，暂存区采取防渗漏、防雨淋、防扬尘措施，定期外运资源化利用	*
固体废物	油基岩屑	油基岩屑采用吨桶“不落地”收集后，交由具有相应危险废物处置资质单位进行处置。油基岩屑收集、贮存、转运应符合《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)有关要求	*
	废油	桶装收集后暂存于油基岩屑暂存区，交有资质的单位进行处置	*
	废包装材料(化工料桶)	由厂家或有资质的单位回收	*

		絮凝沉淀污泥	交一般工业固废场处置或用于制砖等资源化利用	*
		废水池沉淀污泥	收集后交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置	*
		落地油	落地油收集后暂存交由有资质单位处置	*
		生活垃圾	定点收集后由环卫部门统一处置	*
	噪声	减振隔声降噪	对柴油发电机进行建筑隔声、基础减振、安装消音器	纳入主体工程投资
		临时搬迁或房屋功能置换	根据实测结果,对噪声超标区域的居民,应采取功能置换、安装通风式隔声窗或临时撤离等措施,避免环保纠纷	*
	生态保护	水土保持	井场铺碎石减少雨水冲刷;场地周围修临时排水沟;表土单独堆放;表土场采取拦挡、排水措施,采取防雨布临时遮挡措施	*
		生态保护	放喷管线出口位置修建放喷池,建挡墙减小热辐射影响。对热辐射破坏的植被进行补偿; 井场边设置表土临时堆场,临时堆放占地清理表层耕植土用于完钻后回填、复垦; 井场表面硬化,设置挡墙、排水沟;	*
		生态恢复	①复垦方向:总体全面复垦为原有用地类型,对边坡等不具备复垦耕地条件的种植草本植物恢复生态; ②复垦率及工期、植被恢复期。复垦率 100%,钻井完工后对不再利用的临时占地进行复垦,施工期 3 个月。复垦种植恢复期 2 年; ③复垦土壤:主要采用临时表土堆场耕植土以及其他临时占地原有耕植土; ④复垦范围:若无开采价值,井场除保留井口封井装置区外全部拆除,平整、翻耕、培肥改良复垦。若后续具有开发价值,根据后续地面集输工程征用占地,对不再使用的临时占地区域全部拆除,平整、翻耕、培肥改良复垦。 ⑤复垦要求:对土壤进行翻耕、平整及培肥改良。满足《土地复垦质量控制标准》(TD/T1036-2013)中规定的要求	*
		环境风险防范与应急措施	严格按照规范和设计施工;制定环境风险应急预案并加强演练;对周边居民进行环境风险应急培训、演练;加强环境风险管理及物资储备等;柴油储罐设置围堰等	*
	合计			*

六、生态环境保护措施监督检查清单

要素 \ 内容	施工期			运营期	
	环境保护措施		验收要求	环境保护措施	验收要求
陆生生态	补偿、减少影响范围、生态恢复	严格划定施工作业范围，限制施工范围。井场铺碎石、硬化减少雨水冲刷；场地周围修临时排水沟；表土集中堆存，并采取拦挡、排水措施，防雨布临时遮挡措施；对当地农户临时占用的耕地进行经济补偿		水土保持，生态影响小	/ /
	临时占地恢复	据《中华人民共和国土地管理法》和相关地方规定对工程临时占地进行补偿；若无开采价值，井场除保留井口封井装置区外全部拆除，平整、翻耕、培肥改良复垦。若后续具有开发价值，根据后续地面集输工程征用占地，对不再使用的临时占地区域全部拆除，平整、翻耕、培肥改良复垦。 复垦要求：对土壤进行翻耕、平整及培肥改良。满足《土地复垦质量控制标准》（TD/T1036-2013）中规定的要求		占地恢复原有土地利用性质	
水生生态	/		/	/	/
地表水环境	清污分流	井场设有清污分流措施：场外雨水由井场四周清水边沟汇集后外排，场内四周修建场内排水沟，并在边角（各节点）处设置隔油沉砂池		不外排，施工现场无遗留，核查台账、转运联单	/ /
	污废水	钻前阶段	施工废水：经沉淀处理后循环用于洒水抑尘，无施工废水排放		
		钻井阶段	雨水：初期雨水场内清水通过清水沟汇入集液池，隔油、沉淀后回用于钻井液、压裂液配置；后期雨水处理后通过场内清水沟排入场外自然水系； 钻井废水：采用污水池暂存后用于后期储层改造使用，不能回用时由罐车直接外运至涪陵页岩气田采出水处理站处理后达标排放，项目现场不外排		

		储层改造阶段	洗井废水：暂存于污水池用于配制压裂液，不外排； 压裂返排液：优先回用于其他平台压裂，减少废水排放量和水资源消耗，无法回用的采用罐车运送至涪陵页岩气田采出水处理站进行集中处理达标后排放			
	生活污水	钻前阶段	利用租住民房现有旱厕收集后交第三方环境治理公司清掏外运处置			
		钻井阶段	采用环保厕所收集后交第三方环境治理公司清掏外运处置			
		储层改造阶段	采用环保厕所收集后交第三方环境治理公司清掏外运处置			
地下水及土壤环境	分区防渗措施	重点防渗区：钻井过程中的钻井基础区域、清水池、污水池、循环罐基础、油基岩屑暂存区、不落地系统装置区、发电房区、油罐区；储层改造施工设备布置在井场内，利用井场已建的防渗系统，压裂设备、压裂液罐、酸罐等设施设备布置在原井场设备区，利用原有挡污墙和防渗系统。 一般防渗区：井场非设备硬化区、水基岩屑暂存区、材料存放区、环保厕所基础、生活垃圾箱放置点、水套炉装置区。		不对周边浅层地下水以及周边土壤造成影响	/	/
	物料堆放	钻屑临时堆放区设置防渗、防漏和雨棚，防止雨水淋滤导致污染物下渗污染			/	
声环境	采用网电供钻机作业，对备用柴油发电机进行建筑隔声、基础减振、安装消音器，对噪声超标区域的居民，应采取功能置换、安装通风式隔声窗或临时撤离等措施，避免环保纠纷			不发生扰民现象，	/	/
振动	/			/	/	/
大气环境	钻前阶段	施工扬尘：控制车速、湿法作业、加强洒水抑尘； 运输车辆尾气：选用排放量小的施工机械，尾气污染物排放量小		对大气环境无明显影响，满足环保要求	/	/
	钻井阶段	柴油发电机废气：柴油发电机为备用电源，经设备自带尾气处理系统处理后经由3m高排气筒排放，需采用符合国家标准柴油； 油基泥浆钻井废气：油基泥浆不在现场配制，且泥浆在现场泥浆循环系统暂存时间较短，油基岩屑采用吨桶密闭收集暂存于油基岩屑暂存区，故产生挥发性废气（VOCs）量较小； 放喷废气：事故放喷废气，属于非正常工况大气污染物，本项目开采页岩气不含硫化氢，测试放喷天然气在放喷池内进行，采用地面燃烧处理				

	储层改造阶段	盐酸雾：盐酸雾极易溶于水，经水吸收后排入环境； 放喷废气：本项目开采页岩气不含硫化氢，测试放喷天然气在放喷池内进行，采用地面燃烧处理			
固体废物	钻前阶段	土石方：场地平整产生的土石方做到场地挖填自行平衡，无土石方弃方和借方量情况； 生活垃圾：定点收集后交由当地环卫部门统一处置	合理处置，施工现场无遗留，核查台账、转运联单	/	/
	钻井阶段	水基钻井岩屑：由“不落地”工艺处理后外运资源化利用； 油基钻屑：由吨桶收集后交危废资质单位拉运处置； 废包装材料：集中收集后定期由厂家或交由资源回收单位回收处置； 泥渣：同水基岩屑一起外运处置； 生活垃圾：定点收集后，由环卫部门统一清运处置	合理处置，施工现场无遗留，核查台账、转运联单		
	储层改造阶段	废油：桶装收集后暂存于油基岩屑暂存区，由建设单位回收利用或交有资质的单位进行处置； 废包装材料：集中收集后定期由厂家或交由资源回收单位回收处置； 压裂返排液絮凝沉淀污泥：属于一般工业固体废物则交由有资质单位进行水泥窑协同处置； 生活垃圾：定点收集后，由环卫部门统一清运处置	合理处置，施工现场无遗留，核查台账、转运联单		
电磁环境	/		/	/	/
环境风险	严格按照规范和设计施工；制定环境风险应急预案并加强演练；进行环境风险应急培训、演练；加强环境风险管理及物资储备等；柴油储罐、盐酸储罐区等罐区设置围堰；压裂返排液、岩屑转运过程中加强环境管理。井场配备相应的风险防范措施。采取上述环境风险防范措施后，项目环境风险影响可降至可接受水平		建设风险防范措施和应急措施。具备有效的应急预案	/	/
环境监测	无组织排放：1次/施工期。排放源下风向的施工场界周界外10m范围内		《大气污染物综合排放标准》 (DB50/418-2016) 其他区域标准值	/	/
	场界噪声：1次/施工期。施工场界外1m		《建筑施工场界环境噪声排放标准》	/	/

		(GB12523-2011)		
其他	/	/	/	/

七、结论

焦页 300 勘探评价井组项目位于重庆市武隆区平桥镇高屋村,新建井场 110m×55m,新增钻井 4 口,目的层位为龙马溪组,采用套管完井。井目的是评价凤来区块焦页 300 评价井组的含油气性及单井产能。本项目总用地面积为 23493m²。建设内容主要包含钻前工程、钻井工程及储层改造工程。工程总投资***万元,其中环保投资***万元,占比***。

本项目符合相关产业政策,符合相关环境保护政策,总体符合相关规划要求,项目不涉及生态红线、生态敏感区。

评价区域属于大气环境、声环境、地下水环境、土壤质量现状满足环境功能区要求。通过落实评价提出的污染防治措施,对地表水、地下水、声环境、环境空气、地下水、土壤影响小。不改变区域的环境功能,影响可接受;通过严格按照行业规范作业,按照行业规划和环评要求完善相关风险防范和应急措施,制定详尽有效的环境风险应急预案,环境风险是可防控的。项目布局合理,采用的环保措施可行。

综上所述,从环境保护的角度分析焦页 300 勘探评价井组项目的建设是可行的。