

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

(公示版)

项目名称: 红页 L2HF 井勘探项目

建设单位(盖章): 中国石油化工股份有限公司

江汉油田分公司采气一厂

编制日期: 2025 年 12 月

中华人民共和国生态环境部制

关于同意对《红页 L2HF 井勘探项目》（公示版）进行公示的说明

石柱土家族自治县生态环境局：

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，我公司委托中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司编制了《红页 L2HF 井勘探项目环境影响报告表》，报告表内容、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）不涉及国际秘密、商业秘密、个人隐私以及设计国家安全、公共安全、经济安全和社会稳定等内容。我公司同意对报告表（公示版）进行公示。

特此说明。

中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂

2025 年 12 月 5 日



一、建设项目基本情况

建设项目名称	红页 L2HF 井勘探项目											
项目代码	2506-500240-04-01-473706											
建设单位联系人	葛**	联系方式	134****2787									
建设地点	重庆市石柱土家族自治县临溪镇高建社区、花厅村											
地理坐标	(108 度 22 分 45.391 秒, 30 度 23 分 53.845 秒)											
建设项目行业类别	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)	17351m ²									
建设性质	<input checked="" type="checkbox"/> 新建 (迁建) <input type="checkbox"/> 改建 <input type="checkbox"/> 扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造	建设项目申报情形	<input checked="" type="checkbox"/> 首次申报项目 <input type="checkbox"/> 不予批准后再次申报项目 <input type="checkbox"/> 超五年重新审核项目 <input type="checkbox"/> 重大变动重新报批项目									
项目审批 (核准 / 备案) 部门 (选填)	石柱土家族自治县发展和改革委员会	项目审批 (核准 / 备案) 文号 (选填)	2506-500240-04-01-473706									
总投资 (万元)	4554	环保投资 (万元)	255									
环保投资占比 (%)	5.60	施工工期	100 天									
是否开工建设	<input checked="" type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> 是:											
专项评价设置情况	<p>本项目行业类别属于陆地矿产资源地质勘查 (含油气资源勘探), 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)》中专项评价设置原则, 项目不需要编制专项评价报告, 对照情况见表 1。</p> <p>表 1 专项评价设置情况表</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>专项评价类别</th><th>涉及项目类别</th><th>本项目情况</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项目</td><td>本项目不涉及</td></tr> <tr> <td>地下水</td><td>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</td><td>本项目进行页岩气勘探, 不涉及页岩气开采</td></tr> </tbody> </table>			专项评价类别	涉及项目类别	本项目情况	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项目	本项目不涉及	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	本项目进行页岩气勘探, 不涉及页岩气开采
专项评价类别	涉及项目类别	本项目情况										
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项目	本项目不涉及										
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	本项目进行页岩气勘探, 不涉及页岩气开采										

	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	本项目不涉及
	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	本项目不涉及
	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	本项目不涉及
	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	本项目进行勘探，不涉及石油和天然气开采
规划情况	<p>规划名称：《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》。</p> <p>规划审批机关：重庆市人民政府办公厅。</p> <p>审批文件：重庆市人民政府办公厅关于印发重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）的通知。</p> <p>审批文号：渝府办发〔2022〕113 号。</p>		
规划环境影响评价情况	<p>规划环评名称：《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》。</p> <p>规划环评审批机关：中华人民共和国生态环境部。</p> <p>审批文件：关于《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）环境影响报告书》的审查意见。</p> <p>审批文号：环审〔2022〕64 号。</p>		
规划及规划环境影响评价符合性分析	<p>1.1 与《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025 年）》及其规划环评和审查意见符合性分析</p> <p>①项目与规划符合性分析</p> <p>本项目为页岩气勘探工程，属于“四、矿产资源调查评价与勘查 2. 矿产资源勘查重点。大力支持油气公司加大天然气、页岩气勘探力度”规划中明确的重点勘查矿种，项目建设有利于加快石柱地区环境友好的矿业发展。项目不涉及生态保护红线，在采取相应的环境保护措施后，环境质量不降低，不会突破资源环境承载能力。故项目实施符合《重庆市</p>		

<p>矿产资源总体规划（2021—2025 年）》的相关要求。</p> <p>②项目与规划环评及审查意见符合性分析</p> <p>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》及审查意见（环审〔2022〕64 号）（附件 7）符合性分析见表 1-2。</p> <p>表 1.1-1 与规划环评及审查意见的符合性分析</p>			
序号	规划环评及审查意见要求	项目情况	符合性
1	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》实施硬约束，合理确定布局、规模、结构和开发时序，采取严格的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同步实现，助力筑牢长江上游重要生态屏障	本项目选址不属于依法应当禁止开发的区域，本项目采取的各项污染防治措施和生态保护措施合理可行，污染物能达标排放，对周边环境的影响较小	符合
2	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的保护	本项目不在生态保护红线内	符合
3	严格产业准入，合理控制矿山开采种类和规模	本项目符合产业准入	符合
4	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、已设采矿区调整区块、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	本项目施工期间严格控制施工范围，施工结束后及时对临时占地进行生态恢复，不会对区域生态功能产生不良环境影响	符合
5	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	施工结束后，对临时占地进行生态恢复；退役后，按照相关要求进	符合

			行土地复垦及生态恢复	
	6	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、土壤等环境要求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。针对地表水环境和土壤环境积累影响、地下水质量下降、生态退化等情况，建立预警机制。	建设单位建立了 HSE 管理体系，加强了生态环境保护监测和预警机制	符合
	<p>本项目为页岩气勘探项目，页岩气属于规划提出的重点勘查矿种，本项目符合《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（环审〔2022〕64 号）相关要求。</p>			
其他符合性分析	<p>1.2 与《产业结构调整指导目录（2024 年本）》符合性分析</p> <p>本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》“第一类 鼓励类一七、石油类天然气-1、页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”类项目，符合国家产业政策。</p> <p>1.3 与《石柱土家族自治县矿产资源总体规划（2021—2025 年）》符合性</p> <p>《石柱土家族自治县矿产资源总体规划（2021—2025 年）》三、矿产勘查开发与保护布局章节提出：“一是大力支持天然气、页岩气勘探开发力度，支持在已设油气矿业权区域增列煤层气进行综合勘查、综合开发，依法依规解决油气勘探、开采、输送等合理用地需求，加大对地热、石灰岩、砂岩等优势矿产勘查开发利用；二是限制开采煤、耐火粘土、高岭石粘土、硫铁矿等矿产；三是禁止开采砖瓦用粘土及其它对生态环境可能产生严重破坏且难以恢复的矿产……”本项目的实施有助于加快页岩气矿产资源勘探开发，符合《石柱土家族自治县矿产资源总体规划（2021—2025 年）》。</p> <p>1.4 与《重庆市石柱土家族自治县“十四五”能源发展规划（2021 年—2025 年）》符合性分析</p> <p>《重庆市石柱土家族自治县“十四五”能源发展规划（2021 年—2025</p>			

年)》三、重点任务提出:大力发展天然气。加快推进石柱县常规天然气和页岩气资源的勘探、开发、利用,重点支持推进石柱南三维页岩气地质勘探项目。加强与中石化、中石油等天然气供应企业的沟通协调,保障本地所需外输气源的稳定供给。

本项目位于重庆市石柱县临溪镇,项目的实施符合《重庆市石柱土家族自治县“十四五”能源发展规划(2021年—2025年)》,有助于加快石柱县页岩气的勘探、开发、利用。

1.5 与《重庆市产业投资准入工作手册》(渝发改投〔2022〕1436号)符合性分析

与《重庆市产业投资准入工作手册》(渝发改投〔2022〕1436号)的符合性分析见表1.5-1。

表 1.5-1 与《重庆市产业投资准入工作手册》符合性分析表

序号	不予准入规定	符合性	结果
(一) 全市范围内不予准入的产业			
1	国家产业结构调整指导目录中的淘汰类项目	不属于	项目不属于不予准入的项目
2	天然林商业性采伐	不属于	
3	法律法规和相关政策明令不予准入的其他项目	不属于	
(二) 重点区域范围内不予准入的产业			
1	外绕城高速公路以内长江、嘉陵江水域采砂	不属于	项目不属于不予准入的产业
2	二十五度以上陡坡地开垦种植农作物	不属于	
3	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	不属于	
4	饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内新建、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、放养畜禽、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。在饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目	不属于	
5	长江干流岸线3公里范围内和重要支流岸线1公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库（以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外）	不属于	
6	在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内投资建设与风景名胜资源保护无关的项目	不属于	
7	在国家湿地公园的岸线和河段范围内挖沙、采矿，以	不属于	

	及任何不符合主体功能定位的投资建设项目		
8	在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目	不属于	
9	在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目	不属于	
(三) 限制准入类			
全市范围内限制准入的产业			
1	新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。新建、扩建不符合要求的高耗能高排放项目。	不属于	项 目 不 属 于 限 制 准 入 类 项 目
2	新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目	不属于	
3	在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目	不属于	
4	《汽车产业投资管理规定》（国家发展和改革委员会令 第 22 号）明确禁止建设的汽车投资项目。	不属于	
5	东北部地区、东南部地区限制发展易破坏生态植被的采矿业、建材等工业项目	不属于	
重点区域范围内限制准入的产业			
1	长江干支流、重要湖泊岸线 1 公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目，长江、嘉陵江、乌江岸线 1 公里范围内布局新建纸浆制造、印染等存在环境风险的项目	不属于	项 目 不 属 于 限 制 准 入 类 项 目
2	在水产种质资源保护区的岸线和河段范围内新建围湖造田等投资建设项目	不属于	
对照《重庆市产业投资准入工作手册》（渝发改投资〔2022〕1436 号），项目不属于不予准入类型、限制准入类型项目。			
1.6 与《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》（试行，2022 年版）符合性分析			
拟建项目符合《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》（试行，2022 年版）相关要求，见表 1.6-1。			
1.7 与“三线一单”符合性分析			
(1) 生态保护红线与环境管控单元			
本项目位于重庆市石柱县临溪镇。本项目不在生态保护红线范围之内，根据重庆市生态环境局“三线一单”智检系统的检测分析报告(附件 3)，			

	<p>该项目位于环境管控单元为（石柱县一般管控单元-磨刀溪化杠，环境管控单元编码 ZH50024030002），符合相应管控要求，符合性分析见表 1.7-1。</p> <p>（2）环境质量底线</p> <p>根据《2024 年重庆市生态环境状况公报》，2024 年重庆市石柱县环境空气中可吸入颗粒物（PM₁₀）、细颗粒物（PM_{2.5}）、二氧化硫（SO₂）、二氧化氮（NO₂）、臭氧（O₃）和一氧化碳（CO）浓度均达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，项目所在区域为达标区。项目位于北侧为官渡河，官渡河属于长江流域，《石柱土家族自治县水环境质量月报》（2024 年 7 月—2025 年 7 月），石柱土家族自治县地表水总体水质为优，I~III类水质断面占 100%，地表水环境质量好。</p> <p>本项目仅涉及施工期，施工期产生的污染物均能做到达标排放或妥善处置，对区域环境影响较小，项目建设不会突破项目所在地的环境质量底线，符合环境质量底线要求。</p> <p>（3）资源利用上限</p> <p>本项目为页岩气勘探项目，仅涉及施工期，消耗资源主要为施工期用水，用水从附近村镇和官渡河取水，为临时取水，总用水量约 4 万 m³，建设单位正在完善取水手续，在完善取水手续后进行取水，取水可靠合理，对区域水资源利用影响较小；本项目总占地面积 1.7351hm²，占地均为临时占地，由于统计口径不同，林地占用面积以林业局用地文件为准，项目占用林地面积约为 0.9148hm²，已于 2025 年 10 月 8 日取得石柱县林业局批复，批复文号“石柱许可地临（2025）096 号”，项目临时用地已于 2025 年 10 月 28 日取得石柱县规划和自然资源局批复，批复文号“石柱规资临地（2025）0029 号”。</p> <p>本项目满足资源利用上限要求。</p> <p>（4）环境准入负面清单</p> <p>本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的鼓励类项目，不在划定的生态保护红线之内，本项目满足环境准入条件。</p> <p>综上所述，本项目建设符合“三线一单”相关要求。</p> <p>1.8 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符</p>
--	---

	<p>合性分析</p> <p>《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 1.8-1。</p>
--	--

表 1.6-1 与《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》（试行，2022 年版）的符合性分析

编号	管控内容	项目符合性
1	禁止新建、改建和扩建不符合全国港口布局规划，以及《四川省内河水运发展规划》《泸州—宜宾—乐山港口群布局规划》《重庆港总体规划（2035 年）》等省级港口布局规划及市级港口总体规划的码头项目。	本项目不涉及港口，符合
2	禁止新建、改建和扩建不符合《长江干线过江通道布局规划（2020—2035 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。	本项目不涉及过长江通道，符合
3	禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。自然保护区的内部未分区的，依照核心区和缓冲区的规定管控。	本项目不涉及自然保护区，符合
4	禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区。禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的项目。	本项目不涉及风景名胜区，符合
5	禁止在饮用水水源准保护区的岸线和河段范围内新建、扩建对水体污染严重的建设项目，禁止改建增加排污量的建设项目。	本项目不涉及饮用水水源准保护区，符合
6	饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内，除遵守准保护区规定外，禁止新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目；禁止从事对水体有污染的水产养殖等活动。	本项目不涉及饮用水水源二级保护区，符合
7	饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内，除遵守二级保护区规定外，禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。	本项目不涉及饮用水水源一级保护区，符合
8	禁止在水产种质资源保护区岸线和河段范围内新建围湖造田、围湖造地或挖沙采石等投资建设项目。	本项目不涉及水产种质资源保护区，符合
9	禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内开（围）垦、填埋或者排干湿地，截断湿地水源，挖沙、采矿，倾倒有毒有害物质、废弃物、垃圾，从事房地产、度假村、高尔夫球场、风力发电、光伏发电等任何不符合主体功能定位的建设项目和开发活动，破坏野生动物栖息地和迁徙通道、鱼类洄游通道。	本项目不涉及国家湿地公园，符合
10	禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和岸线保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。	本项目未违法利用、占用长江流域河湖岸线，符合

编号	管控内容	项目符合性
11	禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目。	本项目不涉及《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区，符合
12	禁止在长江流域江河、湖泊新设、改设或者扩大排污口，经有管辖权的生态环境主管部门或者长江流域生态环境监督管理机构同意的除外。	本项目不涉及在长江流域江河、湖泊新设、改设或者扩大排污口，符合
13	禁止在长江干流、大渡河、岷江、赤水河、沱江、嘉陵江、乌江、汉江和 51 个（四川省 45 个、重庆市 6 个）水生生物保护区开展生产性捕捞。	本项目不涉及在水生生物保护区开展生产性捕捞，符合
14	禁止在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。	本项目不在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内，且不属于化工项目，符合
15	禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。	本项目不涉及尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，符合
16	禁止在生态保护红线区域、永久基本农田集中区域和其他需要特别保护的区域内选址建设尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库。	本项目不涉及尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，符合
17	禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。	本项目不属于钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目，符合
18	禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目。 （一）严格控制新增炼油产能，未列入《石化产业规划布局方案（修订版）》的新增炼油产能一律不得建设。 （二）新建煤制烯烃、煤制芳烃项目必须列入《现代煤化工产业创新发展布局方案》，必须符合《现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）》要求。	本项目不涉及炼油、煤制烯烃、煤制芳烃，符合
19	禁止新建、扩建法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目。对《产业结构调整指导目录》中淘汰类项目，禁止投资；限制类的新建项目，禁止投资，对属于限制类的现有生产能力，允许企业在一定期限内采取措施改造升级。	本项目属于《产业结构调整指导目录》中的鼓励类项目，不属于落后产能项目，符合
20	禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。对于不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业，不得以其他任何名义、任何方式备案新增产能项目。	本项目不属于过剩产能行业，符合
21	禁止建设以下燃油汽车投资项目（不在中国境内销售产品的投资项目除外）： （一）新建独立燃油汽车企业； （二）现有汽车企业跨乘用车、商用车类别建设燃油汽车生产能力；	本项目不属于燃油汽车投资项目

编号	管控内容	项目符合性
	<p>（三）外省现有燃油汽车企业整体搬迁至本省（列入国家级区域发展规划或不改变企业股权结构的项目除外）；</p> <p>（四）对行业管理部门特别公示的燃油汽车企业进行投资（企业原有股东投资或将该企业转为非独立法人的投资项目除外）。</p>	
22	禁止新建、扩建不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目。	本项目不属于高耗能、高排放、低水平项目，符合

表 1.7-1 与生态环境准入清单符合性分析

环境管控单元编码		环境管控单元名称	环境管控单元类型	
ZH50024030002		石柱县一般管控单元-磨刀溪化杠	一般管控单元	
管控要求层级	管控类型	管控要求	建设项目相关情况	符合性分析结论
全市总体管控要求	空间布局约束	第一条 深入实施农村“厕所革命”，推进农村生活垃圾治理和农村生活污水治理，基本消除较大面积农村黑臭水体，整治提升农村人居环境	生活污水依托租借重庆祥坤能源有限公司场地现有生化池进行收集和处理后达标排放	符合
	污染物排放管控	第二条 加强畜禽粪污资源化利用，加快推动长江沿线畜禽规模化养殖场粪污处理配套设施装备提档升级，推进畜禽养殖户粪污处理设施装备配套，推行畜禽粪肥低成本、机械化、就地就近还田，推进水产养殖尾水治理，强化水产养殖投入品使用管理	本项目不涉及畜禽养殖	符合
	环境风险防控	/	/	符合
	资源开发利用效率	/	/	符合
区县总体管控要求	空间布局约束	第一条 执行重点管控单元市级总体要求第一条、第二条、第三条、第五条、第六条和第七条	本项目属于天然气勘探项目，总体符合国家和地方相关规划和产业政策；不涉及禁止区域；不属于“两高”污染项目；不涉及有色金属冶炼、	符合

			电镀、铅蓄电池等；不属于工业项目；本项目无运营期，施工过程中拟采取严格划定施工作业范围，严禁占用、破坏占地外植被，施工结束后，及时进行生态恢复，保障有效规范空间开发秩序，合理控制空间开发强度	
		第二条 严把项目准入关口，对不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目坚决不予准入。加快布局分散的企业向园区集中，鼓励现有工业项目搬入工业园区	本项目属于天然气勘探项目，勘探项目选址具有“地下决定地上”的特点，不进入园区	符合
	污染物排放管控	第三条 执行重点管控单元市级总体要求第八条、第九条、第十条、第十一条、第十二条、第十三条、第十四条和第十五条	本项目不涉及石化、煤化工、燃煤发电（含热电）、钢铁、有色金属冶炼、制浆造纸行业及两高行业；本项目仅为施工期，产生的大气污染物均能做到达标排放或妥善处理；不涉及石化、化工、工业涂装、包装印刷、油品储运销等挥发性有机物产生及治理；本项目施工期产生的洗井废水、收集的雨水、压裂返排液回用其他平台压裂工序，不涉及废水排放；不涉及乡镇生活污水处理设施改造；不涉及重点重金属污染物排放；本项目产生的水基岩屑、油基岩屑等固体废物按照减量化、资源化和无害化的原则进行处置，严格落实产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治措施，并建立工业固体废物管理台账；本项目生活垃圾定点收	符合

			集后交环卫部门处置	
		第四条 关注矿区生态保护修复。新建矿山，在采矿权出让时明确矿山地质环境保护、矿区土地和生态损毁的责任和义务，建立矿山地质环境治理恢复基金账户；已设矿山，坚持“预防为主、防治结合、边开采边治理、谁开发谁保护、谁破坏谁治理、谁投资谁受益”的原则，严格落实矿山地质环境恢复治理主体责任制度	本项目不涉及矿区生态保护修复	符合
		第五条 实施历史遗留矿山生态修复工程，对历史遗留和关停矿山复垦、复绿，治理矿山地质环境问题，消除矿山地质灾害隐患，恢复损毁土地资源的使用功能	本项目不涉及历史遗留矿山生态修复工程	符合
		第六条 持续推进水磨溪湿地保护与修复工程，建设水磨溪湿地公园（整合优化后）	本项目不涉及水磨溪湿地保护与修复工程	符合
		第七条 持续关注龙潭片区等地铅锌矿重金属产业带来的土壤污染风险。切实开展石柱县铅锌矿历史遗留固体废物突出生态环境问题整改整治	本项目不属于铅锌矿重金属产业	符合
		第八条 实施黄水镇第一污水处理厂扩建及提标改造项目、黄水镇第二污水处理厂扩建及提标改造项目、黄水场镇排水系统升级改造项目。实施石柱县县城排水系统优化工程、石柱县老城区管网改造工程、下路场镇排水系统升级改造项目	本项目不属于污水处理厂扩建及提标改造项目	符合
		第九条 推进新型干法水泥窑低氮燃烧技术改造和脱硝设施建设。推进现状“两高”企业中重庆石柱西南水泥有限公司废气超低排放改造	本项目不涉及新型干法水泥窑低氮燃烧技术改造和脱硝设施建设	符合
	环境风险防控	第十条 深入开展行政区域、重点流域、重点饮用水源、工业园区等突发环境事件风险评估，建立区域突发环境事件风险评估数据信息获取与动态更新机制。落实企业突发环境事件风险评估制度，推进突发环境事件风险分类分级管理，严格监管重大突发环境事件风险企业	本项目属于天然气勘探项目，仅涉及施工期，建设单位应当编制环境风险应急预案，加强风险防控	符合

	资源开发利用效率	第十一条 执行重点管控单元市级总体要求十八条、第十九条、第二十条和第二十一条	本项目属于天然气勘探项目，项目总体符合国家和地方相关规划和产业政策；本项目使用优质燃料；本项目不属于“两高”项目；本项目施工期产生的洗井废水、收集的雨水、压裂返排液回用其他平台压裂工序，可减少新鲜水用量。	符合
		第十二条 高污染燃料禁燃区内禁止新建、改扩建采用高污染燃料的项目和设施	本项目不在高污染燃料禁燃区内	符合
		第十三条 2025 年，完成国家和市级下发能耗管控要求	本项目属于天然气勘探项目，仅涉及施工期，本项目优先使用网电施工，柴油发电机备用	符合
ZH50024030002 石柱县一般管 控单元-磨刀溪 化杠	空间布局约束	1.执行一般管控单元市级总体管控要求	本项目生活污水依托租借重庆祥坤能源有限公司场地现有生化池进行收集和处理后达标排放	符合
		2.严格执行畜禽养殖“三区”划定要求	本项目不涉及畜禽养殖	符合
		3.有序推进历史遗留和关闭矿山生态修复	本项目不涉及历史遗留和关闭矿山生态修复	符合
	污染物排放管控	1.执行一般管控单元市级总体管控要求	本项目不涉及畜禽养殖	符合
	环境风险防控	无	/	符合
	资源开发效率要求	无	/	符合

1.8-1 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性一览表

序号	要求	本项目	符合性
1	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	本项目新建井性质为勘探井，评价时段无运营期，本项目对施工过程可能带来的环境影响和环境风险进行了评价，提出了相应的环境保护和环境风险防范措施	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。	本项目属于勘探井，评价时段无运营期，其建设目的为勘探，依法开展环境影响评价工作	符合

序号	要求	本项目	符合性
3	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	洗井废水、收集的雨水、压裂返排液回用其他平台压裂工序，不涉及废水排放。	符合
4	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	本项目废水不直接向地表水体排放	符合
5	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；油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置	本项目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
6	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	本项目合理规划占地，严格控制占地面积，加强施工期环境管理，严格控制施工作业范围；施工期间优先使用网电，高标准清洁燃油。对受噪声影响的居民采取临时避让措施，减小噪声扰民	符合
7	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	建设单位已编制应急预案，并已完成备案，环境风险评估报告备案号：500119202306001；应急预案备案号：2023-500119-006-LT。	符合
8	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
9	工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污	建设单位应按照《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部 部令 第3号）在“终止生产经营活动前，应	符合

序号	要求	本项目	符合性
	染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施	当参照污染地块土壤环境管理等有关规定，开展土壤和地下水环境初步调查，编制调查报告.....”。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施	
10	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，对环境信息依法进行公示	符合

二、建设内容

地理位置	<p>本项目位于重庆市石柱县临溪镇，距离石柱县城区约 51km。区内有乡村道路形成的乡道、农村交通路网，可满足本项目施工设备及施工材料运输需要，交通较方便，地理位置见附图 1。</p>
项目组成及规模	<p>2.1 项目由来与建设背景</p> <p>2.1.1 项目由来</p> <p>为加快推进中国石化红星地区页岩气开发，统筹考虑资源落实程度、储量提交要求、地面配套利用最大化等因素，进行分阶段规划部署。第一阶段，2023-2025 年，重点开展储量探明、井组评价、地面配套并上产至 6 亿方/年；第二阶段，2025 年以后，实施井组接替，滚动建产，保持稳产。红星地区已压裂探评井 12 口，区域探评井环保手续完善，测试产量>万 m³/d 的井共 6 口（红页 2HF、3HF、3-2HF、7HF、26HF、24HF），其中红页 3-2HF 井、红页 7HF 井测试分别获 23.8 万 m³/d，32.35 万 m³/d 工业气流。红星地区建南区块地面工程已建成试采站 14 座，增压站 2 座，集输站 3 座；集输气管线 32 条，共 193.465km；净化站 2 座，规模 45 万 m³/d。建南区块已钻井揭示吴二段有机碳含量在 7.26%-8.83%之间，有机质类型以 II 1 型为主，吴二段页岩 RO 为 2.06%-2.54%，达到高成熟晚期。建南区块已钻井揭示吴二段孔隙度在 5.08%-5.95%，吴二段含气量在 5.06-5.81m³/t 之间，返排率 2%-20%。</p> <p>2021 年已提交红星地区建南区块的预测储量 1051 亿方，2022 年将红星地区建南区块北部升级提交控制储量 621 亿方，2023 年向中国石化提交探明储量 598.27 亿方，勘探开发潜力巨大。</p> <p>为进一步探明区域地层含气性，2025 年 6 月，中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂拟在重庆市石柱县临溪镇部署红页 L2HF 井勘探项目，计划部署 1 口页岩气勘探井红页 L2HF 井。红页 L2HF 井主要目的为勘探中侏罗统凉高山组致密砂岩，取芯获取地质参数，不涉及后续的开采工程，若后期具有开采价值，需进行开采，须另行开展环评。</p> <p>对照《国民经济行业分类》（GB/T 4754-2017），项目属于“M7475 地</p>

	<p>质勘查技术服务”。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本项目行业类别属于陆地矿产资源地质勘查（含油气资源勘探），应编制环境影响报告表。该项目勘探结束后，若未获可开发工业气流则进行闭井作业，若获可开发工业气流则暂时关井，后续转为开发井需完善相关环评手续。</p> <p>2.1.2 矿权概况</p> <p>本项目位于“鄂渝中扬子建南区块石油天然气页岩气勘查”探矿权范围内，该矿权横跨湖北省利川、恩施、建始及重庆市丰都、石柱、万县、云阳、奉节、巫山，证号为 T1000002021091018000667，探矿权人为中国石油化工股份有限公司，勘查面积 5033.8796 平方公里。</p> <p>2.2 建设内容及规模</p> <p>2.2.1 项目基本情况</p> <p>项目名称：红页 L2HF 井勘探项目；</p> <p>建设单位：中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂；</p> <p>建设性质：新建；</p> <p>建设地点：重庆市石柱县临溪镇；</p> <p>主要内容：新建红页 L2 平台一座，页岩气勘探井 1 口，新建平台配套临时进场道路、生活区、通讯、自控、供水、供电、消防及平台土建配套工程等。</p> <p>地质构造：四川盆地川东高陡褶皱带石柱复向斜中部；</p> <p>目的层：中侏罗统凉高山组；</p> <p>项目总投资：4554 万元。</p> <p>施工周期：100 天。</p> <p>2.2.2 项目组成</p> <p>本项目建设内容包括：钻前工程、钻井工程、储层改造工程等主体工程及相关配套工程。钻前工程主要为井场、放喷池、井场道路、生活区等构筑物建设。钻井工程主要是在平台井场内部署 1 口勘探井，包括钻井作业、固井作业、目的层取心作业，以及完钻后钻井设备离场拆除等；钻井工程结束后进行储层改造工程，在井场内对 1 口井实施水力压裂，压裂结束后进行测试放喷；储层改造工程结束后，关井，若后续进行开采，须另行开展环评。</p>
--	---

本项目组成详见表 2-1。

表 2.2-1 项目组成一览表

类别	工程名称		项目组成内容		备注
主体工程	钻前工程	井场	新建红页 L2 平台，井场长宽约 110m×55m，占地面积 6050m ² ，碎石铺垫，局部采用混凝土硬化		新建
		井口	开挖砌筑 1 口方井		新建
		房屋拆迁	对占地红线内的 1 处 3F 高民房进行房屋拆除		拆除
	钻井工程	钻井作业	1 口井的钻井工程，设计井深 5200m，其中水平段 2000m，“导管+三开”井身结构，一开、二开、三开直井段采用水基钻井液，三开水平段采用油基钻井液钻井		新建，施工结束后仅保留井口装置，其余施工设备随井队搬迁
		固井工程	分段采用套管进行固井		
		井控工程	井控装置：液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口设备		
		辅助工程	钻井液配制罐	井队配备 1 套，现场按需调配钻井液	
			钻井液循环系统	井队内配备 5 个循环罐，60m ³ /个，含除砂器、除泥器、振动筛、离心机等装置	
			钻井测定装置	井队配备 1 套，对钻压、扭矩、转速、泵压、泵冲、悬重、泥浆体积等参数，司钻台、监督房内显示	
			钻井监控装置	井队配备 1 套，含司钻控制台、节流控制室、远程控制台，均可独立开启井控装置	
	放喷点火装置	放喷池设置 3 套点火装置，分别为自动、手动和电子点火装置			
	储层改造工程	洗井后进行射孔，水力压裂，进行分段压裂试气			
公辅工程	生活区	租借重庆祥坤能源有限公司场地，距离红页 L2 平台直线距离 800m		新建，施工结束后拆除	
	道路工程	新建进场道路约 60m，路基宽约 5m		新建	
	供水工程	施工期生活用水采用罐车在附近乡镇拉水，压裂用水优先采用采出水，不足部分从平台北侧官渡河取水，取水前需办理取水手续		依托	
	排水工程	施工期间雨水、洗井废水在井场拟建清污水池暂存后压裂回用，不外排，压裂返排液回用区域平台压裂		新建	
	供电工程	施工期间周边已建成的 10kV 电网供电无负荷		新建	

			余量，因此钻井期间采用柴油驱动钻井，压裂期间采用柴油驱动压裂，配备 320kW 柴油发电机 2 台作为电源，施工完毕后搬迁		
		储运工程	柴油罐	钻井队设 2 个柴油罐，每个 10m ³ ，临时存储钻井用柴油，柴油最大储存量约 15t	新建，施工结束后拆除
			钻井材料储存区	井队设置 1 处材料堆存区，用于暂存钻井、固井用的化学药品，药品桶装或袋装，地面硬化，彩钢板顶棚	新建，施工结束后随施工队伍搬迁
			盐酸罐	压裂用前置酸采用 12 个盐酸罐暂存，盐酸浓度为 15%，每个罐容积 10m ³ ，酸罐区基础硬化，设置围堰，围堰容积不小于单个罐的最大容积	
			配液罐	压裂阶段设置 80 个配液罐，40m 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	
		环保工程	放喷池	平台新建 2 座放喷池，主放喷池位于平台西侧容积为 500m ³ 和 60m ³ ，均为半埋式结构，钢筋混凝土结构	新建
			软体罐	井场北侧布置 4 座软体罐，总容积约 2000m ³ ，压裂期间用于暂存清水，测试放喷期间用于暂存压裂返排液。软体罐内部采用聚氨酯（TPU）涂层材料，外部采用钢板固定	新建，施工结束后拆除
			截排水沟	井场周边新建截排水沟约 330m	新建
			清污水池	井场东侧新建 1 座水池，总容积约 1000m ³ ，2 格，池体为钢筋混凝土结构，池壁及池底进行防渗处理，防渗系数≤10 ⁻⁷ cm/s。其中 1 格为清污水池，用于暂存钻井废水、压裂返排液；1 格为清水池，压裂阶段临时暂存压裂用水，压裂完毕后作为废水暂存池。	新建
			生活垃圾收集点	井场和生活区各设置 1 处集中收集点，定期由环卫部门统一清运处置	新建，施工结束后拆除
			危险废物暂存区	设置危险废物间 1 座，暂存危险废物，按照危废管理要求进行“六防”处置，配置 4 个废油桶收集废油，废油桶地面铺设防渗膜，并设置临时围堰	
			水基岩屑暂存区	暂存区容积约 500m ³ ，采用砖混结构，池壁采用防渗砂浆抹面，表面采用防渗材料处理，防渗系数≤10 ⁻⁷ cm/s	
			水基岩屑收集	钻井期间，井队设 1 套水基岩屑不落系统，由板框压滤机、储备罐、收集罐、应急罐、高频振动筛、高速离心机、螺旋传送器、泥浆泵、长杆泵、搅拌机等设备组成，为成套设备，水基岩屑经其收集、压滤脱水后，压滤液在储备罐暂存，回用于压裂工序，滤饼在水基岩屑暂存区暂存，用于制砖等资源化利用	

		油基岩屑	配置约 30 个油基岩屑吨桶（约 1m ³ /个）收集油基岩屑，委托具有相应资质的危险废物处置资质单位进行处置	
		废油收集	井场设置废油收集点，收集后交由有危险废物处置资质的单位进行处置	
	依托工程	依托生活区	租借重庆祥坤能源有限公司场地，距离红页 L2 平台直线距离 800m	依托

2.3 公用工程

（1）供水工程

施工期生活用水利用罐车由附近村镇拉水。施工期压裂用水优先采用采出水，不足部分拟从北侧官渡河取水，采用临时软管地面敷设至井场，压裂用水取水前需按照国家相关要求办理取水许可。

（2）供电工程

施工期间周边已建成的 10kV 电网供电无负荷余量，因此钻井期间采用柴油驱动钻井，压裂期间采用柴油驱动压裂，配备 320kW 柴油发电机 2 台作为电源，施工完毕后搬迁。

2.4 环保工程

（1）废水

施工期产生的洗井废水、收集的雨水、压裂返排液回用其他平台压裂工序。

（2）废气

测试放喷阶段将页岩气引至放喷池点燃。

备用的柴油发电机和动力机废气经自带排气筒排放。

（3）噪声

柴油发电机及动力机采用自带根据隔声间进行降噪。

（4）固体废物

水基岩屑经不落地系统收集后外运综合利用；油基岩屑交由有相应危险废物处置资质的单位进行转运处置；废包装材料由厂家或有资质的单位回收；施工期废油由井队综合利用或交由有相应危险废物处理资质的单位进行处置。沾染油类物质的废防渗材料交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置；絮凝沉淀污泥交由一般工业固废场处置或用于制砖等资源化利用；生

活垃圾定点收集，交当地环卫部门统一处置。

2.5 依托工程

施工期间的生活区租借重庆祥坤能源有限公司场地，距离红页 L2 平台直线距离 800m。

2.6 主要原辅材料

2.6.1 钻井工程主要原辅材料消耗

(1) 钻井液体系

本项目导管段、一开段采用水基钻井液（膨润土），一开段和二开段采用水基钻井液（钾胺基聚合物钻井液），三开水平段采用油基钻井液。本项目使用的钻井液材料由供货厂家负责运输至井场，在井场材料堆场存储。项目钻井工程钻井液体系及消耗量见表 2.6-1，钻井液材料用量见表 2.6-2。

表 2.6-1 本项目钻井液体系及配制量

开次	钻井液体系	主要成分	本项目配制量 (m ³)
导管段	水基钻井液	膨润土、水	300
一开段、二开段		水、膨润土、纯碱、FT-388、K-HPAN、LV-CMC、PAM、聚胺、HV-CMC、NaOH、QS-2、K-PAM、KCl、RH-3、复合堵漏剂、石灰、重晶石粉	300
三开水平段	油基钻井液	柴油、HIEMUL、HICOAT、HIFLO、HIWET、MOGEL、HISEAL、刚性堵漏剂、石灰、CaCl ₂ 、重晶石粉	300

表 2.6-2 本项目钻井液材料用量 单位：t

材料名称	本项目	储存方式
膨润土	7.5	袋装，25kg/袋
纯碱	1.1	袋装，50kg/袋
防塌剂（FT-388）	4.5	袋装，25kg/袋
低粘羧甲基纤维素钠盐（LV-CMC）	2.4	袋装，25kg/袋
水解聚丙烯腈-钾盐（K-HPAN）	3	袋装，25kg/袋
聚丙烯酰胺（PAM）	1.1	袋装，25kg/袋
氢氧化钠粉末（NaOH）	0.3	袋装，25kg/袋
超细碳酸钙（QS-2）	7.5	袋装，25kg/袋
高粘度羧甲基纤维素钠（HV-CMC）	根据需要	袋装，25kg/袋
聚丙烯酰胺钾盐（K-PAM）	2.4	袋装，25kg/袋
KCl	10.5	袋装，50kg/袋
石灰石粉	根据需要	袋装，25kg/袋

多功能固体润滑剂	10.5	袋装, 25kg/袋
钻井液润滑剂 (RH-3)	10.5	桶装, 50kg/桶
重晶石粉 (加重剂)	根据需要	罐装, 60t/罐
复合堵漏剂	根据需要	袋装, 25kg/袋
主乳化剂 HIEMUL	9	桶装, 25kg/桶
辅助乳化剂 HICOAT	4.5	桶装, 25kg/桶
降滤失剂 HIFLO	8.3	袋装, 25kg/袋
润湿剂 HIWET	3	桶装, 50kg/桶
增粘剂 MOGEL	4.2	袋装, 25kg/袋
封堵剂 HISEAL	4.5	袋装, 25kg/袋
石灰 (调节碱度)	7.5	袋装, 25kg/袋
CaCl ₂ 盐水	20	袋装, 25kg/袋
酸溶性暂堵剂	12	袋装, 25kg/袋
刚性堵漏剂	12	袋装, 50kg/袋
油基成膜剂	1.2	桶装, 50kg/桶
单封	12	袋装, 25kg/袋
核桃壳	7.5	袋装, 40kg/袋

各开次钻井液使用情况如下:

水基钻井液段 (膨润土): 使用清水 300m³, 导管段水基钻井液段 (膨润土) 总用量为 5840m³, 钻井液使用过程中损耗量约 12m³。清水钻完钻后, 剩余钻井液 288m³, 直接在循环罐内添加配方, 用于下一阶段水基钻井液 (钾胺基聚合物钻井液) 钻井。

水基钻井液 (钾胺基聚合物钻井液): 使用清水 12m³, 导管段回用量 288m³。水基钻井阶段钻井液总用量为 100780m³, 钻井液使用过程中损耗量约 202m³。二开水基钻完钻后, 剩余钻井液 98m³, 由井队回收用于后续钻井工程。

油基钻井液段: 油基钻井阶段钻井液总用量为 28000m³, 钻井液使用过程中损耗量约 110m³。油基段完钻后, 剩余钻井液 190m³, 由井队回收用于后续钻井工程。

表 2.6-3 各开次钻井液使用情况表 单位: m³

钻井阶段	钻井液总用量	新鲜水用量	损耗量	循环量	循环次数	剩余量	去向
导管段	5840	300	12	5540	19	288	用于配制一开水基钻井液
一开段、二开直井段、二开	100780	12	202	100480	335	98	随钻井队用于后续钻井

斜井段							
三开段（油基）	28000	0*	110	27700	93	190	随钻井队用于后续钻井

备注：三开段采用油基钻井液。

2.6.2 储层改造工程主要原辅材料消耗

根据区域已完页岩气井压裂情况，每 100m 水平段压裂液用量约为 2000m³，压裂液中主要成分为水，比例在 98%以上。本项目用水量约 40000m³（包括回用水 314m³）。压裂液需添加增效剂、防膨剂、支撑剂等，由供货厂家负责运输至井场，在井场材料堆存区存储，添加剂用量见表 2.6-4。

表 2.6-4 储层改造工程原辅材料一览表 单位：t

序号	药品名称	代号	用量（t）
1	水	/	40000
2	工业盐酸	15%HCl	400
3	高效减阻剂	JC-J10	30
4	增效剂	JC-Z01	37
5	防膨剂	JC-FC03	98
6	消泡剂	/	7
7	低分子稠化剂	SRFR-CH3	15
8	流变助剂	SRLB-2	14
9	粘度调节剂	SRVC-2	2
10	缓蚀剂	FL4-2	9
11	助排剂	FL4-4	7
12	铁稳定剂	FL4-7	7
13	粘土稳定剂	FL4-3	9
支撑剂材料用量			
序号	支撑剂名称	粒径（目）	总用量（m ³ ）
1	粉陶、树脂覆膜砂	100/70/30	1381

其中：减阻剂 JC-J10 主要成分为阳离子聚合物，有效成分为阳离子聚丙烯酰胺；
防膨剂 JC-FC03 主要成分为小分子阳离子复合物，有效成分为四甲基氯化铵；
增效剂 JC-Z01 主要成分为阴阳离子复配表面活性剂，包括十四烷基三甲基氯化铵和十二烷基硫酸钠；
消泡剂主要成分为聚二甲基硅醚；
低分子稠化剂主要成分为改性豆胶 $\text{HOCH}_2(\text{CH}_3)\text{CHO}[\text{CH}_2\text{CH}(\text{CH}_3)\text{O}]_n\text{CH}_2\text{CH}(\text{OH})\text{CH}_3$ ；
流变助剂 SRLB-2 主要成分为聚氧乙烯月桂醇醚硫酸钠；
粘度调节剂主要成分为乙氧基化烷基硫酸钠；
缓蚀剂 FL4-2 主要成分为低分子量聚季铵盐；
助排剂 FL4-4 主要成分为烷基酚聚氧乙烯醚与三乙醇胺；
粘土稳定剂 FL4-3 主要成分为十二烷基三甲基氯化铵；
铁离子稳定剂 FL4-7 主要成分为异抗坏血酸钠。

2.7 主要经济技术指标

	本项目主要技术经济指标见表 2.7-1。			
	表 2.7-1 本项目主要技术经济指标一览表			
	序号	项目指标	单位	数量
	1	占地面积	m ²	17351
	2	井数	口	1
	3	井别	/	勘探井
	4	井型	/	水平井
	5	井深	m	5200m（其中水平段 2000m）
	6	预计工期	天	100
	7	计划投资	万元	4554
总平面及现场布置	2.8 总平面布局			
	本项目井场通过进场道路与乡村道路相连，大门和前场位于井场东侧，主放喷池位于井场西南侧，副放喷池位于井场西侧，井口位于井场中部。			
	钻井时，井场内布置柴油罐、水基岩屑暂存区、危废暂存区、材料堆存区等。井口附近布置钻井设备、钻杆、套管、钻井泵房、柴油机房、发电房等。钻井工程施工完毕后，钻井设备随井队搬迁。本项目钻井期，井场主要设施平面布置见附图 3。			
	储层改造作业时，在井场内主要布置配液罐、压裂机组、盐酸储罐、配液罐等压裂设备，压裂完毕后上述设备搬迁，储层改造作业平面布置示意图见附图 4。			
施工方案	2.9 施工方案			
	2.9.1 钻前工程			
	（1）井场			
	井场是钻井工程施工的主要场地，井场采用标准化方式建设，井场以井口相对进场道路方向为前场，相反方向为后场。本项目井场面积约 6050m ² ，采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化。			
	（2）放喷池			
	新建 2 座放喷池，主放喷池位于井场西南侧容积约 500m ³ ，副放喷池位于井场西侧容积约 60m ³ ，均采用半地埋式结构，地表以下部分为钢混结构，地表以上部分为砖混结构，均做防渗处理。放喷池用于暂存雨水、压裂返排液等。			
	井场东侧新建 1 座水池，总容积约 1000m ³ ，2 格，池体为钢筋混凝土			

结构，池壁及池底进行防渗处理。其中 1 格为清污水池，用于暂存钻井废水、压裂返排液；1 格为清水池，压裂阶段临时暂存压裂用水，压裂完毕后作为废水暂存池。

（4）水基岩屑暂存区

在井场内设置 1 座水基岩屑暂存区，用于储存水基岩屑，暂存区容积约 500m³，采用砖混结构，池壁采用防渗砂浆抹面，表面采用防渗材料处理，防渗系数≤10⁻⁷cm/s，施工结束后拆除。

（5）进场道路

新建井场道路约 60m，与乡村道路连接，砂石路面，路基宽 5m；可满足施工及运输要求。

（6）表土堆存场地

在井场外南侧设置表土堆存场，场地占地面积约 900m²，堆存高度为 2.5~3.0m，施工完毕后复垦。

（7）房屋拆除

对占地红线内的 1 处 3F 高民房进行拆除。

2.9.2 钻井工程

（1）井身结构

钻井工程包括钻井设备安装、钻井作业、固井作业、目的层取芯作业，以及完钻后钻井设备离场拆除等。根据部署开发方案，本项目采用“导管+三开”的钻井工艺，导管段采用水基钻井液进行钻进（膨润土浆），一开段、二开、三开直井段采用水基钻井液（钾胺基聚合物钻井液）钻井，三开水平段采用油基钻井液钻井。

表 2.9-1 本项目井身结构数据

井号	总井深	其中水平段长度
红页 L2HF	5200	2000

1) 导管

导管用Φ609.6mm 钻头，水基钻井液钻井（膨润土浆），下Φ473.1mm 套管 40m 左右，建立井口。

2) 一开

一开用Φ406.4mm 钻头，水基钻井液钻井，下Φ339.7mm 表层套管中完，表层套管设计下深 540m 左右，应保证固井质量，水泥返至地面。

3) 二开

二开导眼用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头，水基钻井液钻井，钻进至凉高山组取心，取全资料，完成导眼段钻井作业，二开直井导眼井裸眼完钻，然后回填，再侧钻水平井后续做侧钻水平段准备。

4) 三开水平

三开使用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头，直井段采用水基钻井液钻进，直井导眼井裸眼完钻，然后回填，再侧钻水平井，水平段采用油基钻井液钻井，侧钻凉高山组，水平段长度约 2000m，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管完井。

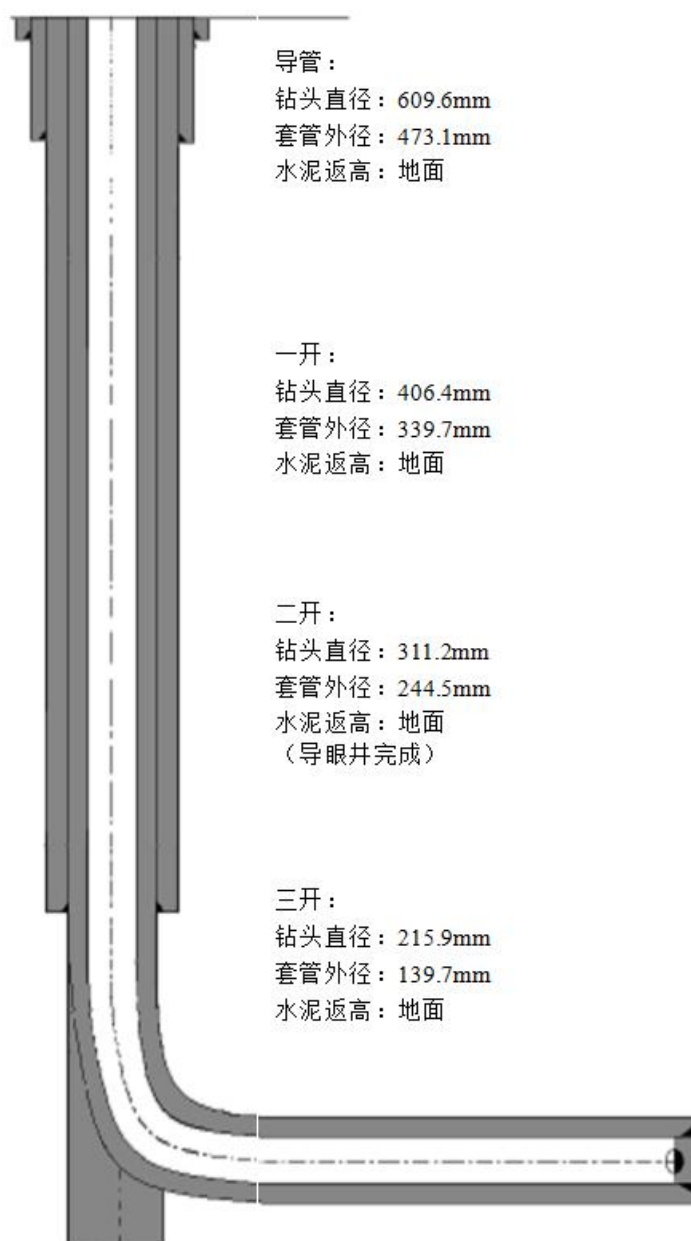


图 2.9-1 井身结构示意图

表 2.9-2 “导管+三开”井身结构说明

井身结构	开次	钻头尺寸 (mm)	套管外径 (mm)	钻深 (m)	对应井号
导管+三开	导管	609.6	473.1	40	红页 L2HF 井
	一开	406.4	339.7	540	
	二开	311.2	244.5	2736	
	三开直井	215.9	139.7	464	
	三开水平	215.9	139.7	2000	

(2) 井控方案设计

井控方案按《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)、《钻井井控技术规程》(SY/T 6426-2005) 执行。

(3) 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。

(4) 施工设备

本项目钻机选择 ZJ50 型钻机。钻机驱动采用电动钻机并配置顶驱,主要设备配置见表 2.9-3。

表 2.9-3 钻井工程主要设备配置一览表

序号	名称	功率或负荷	本项目
1	井架	4643kN	1
2	天车	5000kN	1
3	游动滑车	5000kN	1
4	大钩	4500kN	1
5	水龙头	4500kN	1
6	转盘	5000kN	1
7	绞车	1100kW	1
8	顶驱	3430kN	1
9	钻井泵	1180kW	3
10	柴油机	1320kW	1
11	发电机	320kW	2
12	环形防喷器	35MPa	1
13	单闸板防喷器	35MPa	1
14	双闸板防喷	35MPa	1

15	压井管汇	35MPa	1
16	节流管汇	35MPa	1
17	液气分离器		1
18	自动点火装置		1
19	除砂器	45 kW	1
20	除泥器	45 kW	1
21	振动筛	4 kW	2
22	除气器		1
23	离心机	69 kW	1
24	灌浆装置		1
25	循环罐	60 m ³	5
26	储备罐	40 m ³	6
27	二层台逃生装置		1
28	加重装置		3

2.9.3 储层改造工程

(1) 完井工程

1) 完井方式

综合储层特性和水平井分段压裂改造的特点,本项目直井导眼井裸眼完钻,然后回填,侧钻水平井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:电缆桥塞入井后,在直井段利用自身重量下放,桥塞进入大斜度井段遇阻后,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。

3) 压裂井口

压裂井口压力等级设计为 105MPa。

(2) 压裂工程

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,建立天然气采出通道。

1) 压裂液配制

压裂期间在井场内配备 80 个配液罐,总容积约 3200m³,压裂液在现场进行配制,压裂液配制完成后在配液罐内暂存待用。

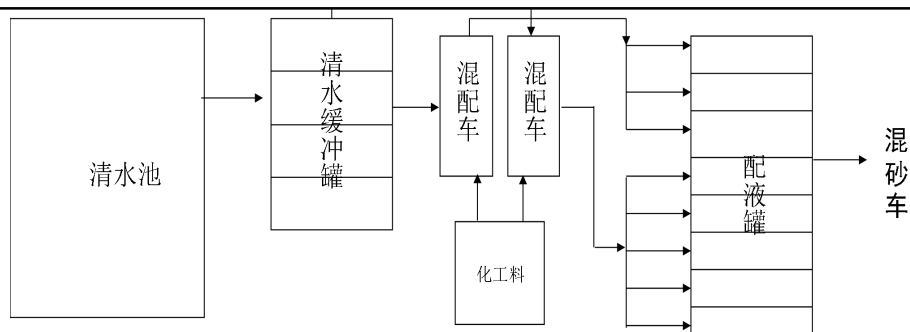


图 2.9-2 连续混配工艺流程图

2) 注入方式

采用套管注入方式。预测正常施工压力为 65-70MPa，特殊情况施工压力不得大于 90MPa。

3) 返排工艺

排液初期，返排速率以不出砂为原则，采用油嘴控制返排速率在 $5\text{m}^3/\text{h} \sim 10\text{m}^3/\text{h}$ ，其后返排速率控制在 $8\text{m}^3/\text{h} \sim 35\text{m}^3/\text{h}$ 。

4) 返排液处理

压裂返排液排入配液罐或水池内暂存，回用气田其他平台压裂工序。

(3) 施工设备

储层改造工程主要施工车辆及设备见表 2.9-4。

表 2.9-4 储层改造工程主要设备一览表

设备名称	参数	数量
压裂车	功率>51928Hhp	5500/6000 型 12 台
仪表车	计量误差 $\leq 1\%$	1 台
混砂车	供液速度 $\geq 14\text{m}^3/\text{min}$	2 台
管汇车		1 台
混配车	配液速度 $\geq 14\text{m}^3/\text{min}$	2 台
供液泵	供液速度 $\geq 14\text{m}^3/\text{min}$	2 台
供酸橇	供酸速度 $\geq 10\text{m}^3/\text{min}$	2 台
高压管汇	105MPa	2 套
清水罐（配液罐）	总容积 3200m^3	80 具
立式酸罐	总容积 120m^3	12 具
立式砂罐	100m^3 、 20m^3	100m^3 2 具、 20m^3 1 具

2.10 工程占地与土石方

(1) 工程土石方

本项目土石方主要为钻前工程井场平整、放喷池、进场道路等施工过程

中产生的土石方，剥离的表土堆临时存于井场南侧，堆放场总占地面积约 900m²，堆高约 2.5~3m，表土四周夯实，覆彩条布处理减少表土层水土流失，用于后期土地恢复，预计本项目总挖方 1.1 万 m³，总填方 1.1 万 m³，建设结合地形及后期复垦可做到场地内土石方平衡。

(2) 项目占地

本项目占地主要为井场、井场道路、放喷池、清污水池等占地，均为临时占地，总占地面积约 1.7351hm²，均为临时占地，占地类型情况详见表 2.10-1。根据重庆市规划和自然资源局“国土空间用途管制红线智检服务”查询（附件 4），本项目占用永久基本农田约 0.7644hm²，均为旱地。

表 2.10-1 本项目占地类型一览表 单位：m²

序号	工程内容	土地利用现状						小计
		耕地		其他土地	交通运输用地	住宅用地	林地	
		旱地	水田	设施农用地、田坎	农村道路	农村宅基地	乔木林地	
1	井场	1360	1613	60	0	0	3017	6050
2	主放喷池	0	0	0	0	0	200	200
3	副放喷池	26	0	0	0	0	4	30
3	井场道路	0	300	0	0	0	0	300
4	清污水池	0	213	0	0	0	37	250
5	井场边坡、放喷池与井场之间占地等其他占地	1290	4467	2022	73	829	1840	10521
合计		2676	6593	2082	73	829	5098	17351

2.11 建设周期

(1) 施工人员

钻前工程：施工人员约 20 人，不设施工营地。

钻井工程：钻井队施工人员约 50 人，生活、办公为自带的活动板房。

	<p>钻井队由专业人员组成，钻井队管理人员有队长、副队长等。</p> <p>储层改造工程：施工人员约 50 人，生活、办公为自带的活动板房，试气队由专业人员组成，试气队管理人员有队长、副队长等。</p> <p>（2）施工时序</p> <p>本项目钻前工程施工时间约 20d, 钻井周期为 50d, 储层改造时间为 30d, 总施工时间预计约 100 天。</p> <p>本项目钻前工程完工后，整个井场交给钻井队；钻井工程完成后，井场交给储层改造作业队伍，施工结束后撤场。</p>
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	<p>3.1 主体功能区划与生态功能区划</p> <p>3.1.1 主体功能区划</p> <p>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），石柱县属于武陵山区生物多样性与水土保持生态功能区，类型为生物多样性维护，综合评价为属于典型亚热带植物分布区，拥有多种珍稀濒危物种。是清江和澧水的发源地，对减少长江泥沙具有重要作用。目前土壤侵蚀较严重，地质灾害较多，生物多样性受到威胁。发展方向为扩大天然林保护范围，巩固退耕还林成果，恢复森林植被和生物多样性。</p> <p>3.1.2 生态功能区划</p> <p>根据《重庆市生态功能区划（修编）》，本项目所在地属于“Ⅲ1-1 方斗山—七曜山水文涵养、生物多样性保护生态功能区”。本生态功能区位于重庆市东南面，地处渝、鄂结合部，方斗山、七曜山横贯本区，包括石柱县、武隆区。详见下图。主要生态环境问题：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。主导生态功能定位为：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。</p> <p>生态环境保护与建设的方向和措施：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；区内自然保护区、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。</p>
--------	---



图 3.1-1 重庆市生态功能区划图

3.2 自然环境现状调查

3.2.1 地形地貌

石柱土家族自治县（简称“石柱县”）地处渝东褶皱地带，属巫山大娄山中山区。境内地势东高西低，呈起伏下降。县境为多级夷平面与侵蚀沟谷组合的山区地貌，群山连绵，重峦叠嶂，峰坝交错，沟壑纵横。地表形态以中低山为主，兼有山原、丘陵。西北方斗山背斜、东南老厂坪背斜，顺北东、南西近似平行纵贯全境，形成“两山夹一槽”的主要地貌特征。

红页 L2HF 井位于山谷间平地，标高为 640~650m，地形相对较平坦。

3.2.2 气候、气象

石柱县属于亚热带季风气候区，具有春雨，夏（伏）旱，秋雨绵绵，冬干的特点。根据石柱县气象站资料统计，多年平均气温为 16.4℃，极端最高气温为 40.2℃（1959 年 8 月 23 日），极端最低气温为 -4.7℃（1975 年 12 月 16 日）。多年平均降雨量 1247.3mm，最大年降雨

2010.7mm（1982 年），最小年降雨 555.0mm（1971 年），降雨年际变化大，年内分配不均。多年平均蒸发量 1174mm，多年平均风速为 1.0m/s，实测最大风速 12.0m/s（1975 年 8 月 7 日），风向为 WNW。流域多年平均相对湿度为 79%，多年平均日照时数为 1230h，多年平均降水日数 158.9d。

3.2.3 河流水系

石柱县水系发达，溪流密布，集雨面积在 50km² 以上的河流有 26 条，分布于各乡镇，总长 758.31km；集雨面积在 100km² 以上的河流有 11 条，其中较大的有 6 条分别是：长江、龙河、官渡河、油草河、毛滩河、马武河。

本项目井场北侧紧邻官渡河，属于长江流域，官渡河流经石柱县临溪镇，在大滩口右岸汇入罗田河，至赶场右岸纳入龙驹河后称为磨刀溪，再经云阳县龙角镇右岸汇入泥溪河后，在新津口注入长江，河道全长 170km，流域面积 3167km²。

3.2.4 地层结构

本项目位于川东褶皱带石柱复向斜中部。根据建设单位提供资料，本项目出露地层为上沙溪庙组，区内地层自下而上发育：中侏罗统凉高山组、中侏罗统下沙溪庙组、中侏罗统上沙溪庙组。

表 3.2-1 区域地层简述表

地层					岩 性 简 述
界	系	统	组	代号	
中生界	侏罗系	中统	上沙溪庙组	<i>J_{2s}</i>	紫红色泥岩、砂质泥岩与黄灰、绿灰色细粒砂岩、泥岩粉砂岩不等厚互层
			下沙溪庙组	<i>J_{2xs}</i>	以紫红色、暗紫色泥岩、砂质泥岩为主，夹灰绿色、黄绿色砂岩
			凉高山组	<i>J_{1l}</i>	灰黑色页岩、粉砂质页岩与致密砂岩组合

3.3 生态环境现状

3.3.1 生态环境现状调查

本次生态环境现状调查范围为项目占地及外扩 50m 的区域，面积

约 6.4399hm²。

(1) 植被类型及植物多样性

按照《中国植被》的植被分类原则对本项目评价范围内的植被类型进行划分，可分为 2 个植被系列，2 个植被型组、2 个植被亚型，见表 3.1-1。

表 3.3-1 评价范围内植物群落调查统计表

类别	植被型组	植被型
I.自然植被	阔叶林	常绿阔叶林
II.栽培植被	草本类型	大田作物型

调查范围内主要植被类型为：常绿阔叶林、大田作物型等植被型。调查范围面积 6.4399hm²，经现场调查及资料整理，植被面积约 4.9747hm²，占评价范围面积的 77.25%，交通运输用地、住宅用地、水域、其他用地等其他非植被覆盖面积 1.4652hm²，占评价范围面积的 22.75%。评价范围内栽培植被类型主要为种植玉米、水稻等大田作物型，大田作物型面积 1.6450hm²，占评价范围面积的 25.55%。自然植被类型主要为常绿阔叶林，面积 3.3297hm²，占评价范围面积的 51.70%。常绿阔叶林为评价范围内主要的植被类型。

各植被类型统计汇总情况见表 3.3-2，评价范围内植被类型分布示意图见附图 5。

表 3.2-2 评价范围植被类型分布统计一览表

序号	植被类型	面积 (hm ²)	比例
1	大田作物型	1.6450	25.55%
2	常绿阔叶林	3.3297	51.70%
3	其他非植被	1.4652	22.75%
合计		6.4399	100.00%

根据资料及现场调查，生态评价范围内陆生主要为森林和农林生态系统，以耕地为主，营养层次简单，未发现有古树名木和重点野生保护植物分布。

根据石柱县林业资料，评价范围内公益林面积约 1.1252hm²，均为地方公益林。占地范围内公益林面积约 0.1077hm²，均为地方公益林。公益林分布示意图详见附图 6。评价范围内天然林面积约 3.3875hm²，占地范围内天然林面积约 0.55hm²，天然林分布示意图详见附图 7。

(2) 动物多样性

本项目所在区域人类活动频繁，群落组成和结构较简单，野生动物种类及数量均较少，无大型野生哺乳动物，现有的野生动物为常见的蛇类、啮齿类、鸟类及昆虫等，调查期间，未发现有重点保护野生动物分布。

（3）土地利用现状

根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）分类，本项目评价范围内土地利用类型有耕地、林地、住宅用地、交通运输用地、水域及水利设施用地、其他用地六种土地利用类型。评价范围土地利用现状统计见表 3.3-3，评价范围土地利用现状分布示意图详见附图 8。

表 3.3-3 评价范围土地利用现状统计一览表

土地利用类型		面积 (hm ²)	比例
一级类	二级类		
耕地	水田	0.8149	12.65%
	旱地	0.8301	12.89%
	小计	1.6450	25.54%
水域及水利设施用地	河流水面	0.8440	13.11%
交通运输用地	农村道路	0.2369	3.68%
	公路用地	0.3036	4.71%
	小计	0.5405	8.39%
住宅用地	农村宅基地	0.0494	0.77%
林地	乔木林地	3.3297	51.70%
其他土地	设施农用地	0.0313	0.49%
总计		6.4399	100.00%

根据土地利用现状面积统计，本项目生态评价范围内主要为林地，林地面积 3.3297hm²，占评价范围面积的 51.70%，耕地面积 1.6450hm²，占评价范围面积的 25.54%，交通运输用地面积 0.5405hm²，占评价范围面积的 8.39%，住宅用地面积 0.0494hm²，占评价范围面积的 0.77%，水域及水利设施用地面积 0.8440hm²，占评价范围面积的 13.11%，其他土地用地面积 0.0313hm²，占评价范围面积的 0.49%。

本项目调查评价范围内永久基本农田面积约 1.434hm²，占地范围内永久基本农田面积 0.7644hm²，永久基本农田分布详见附图 9。

（4）水土流失现状

	<p>根据《2024 年重庆市水土保持公报》，石柱县水土流失面积 425.94km²，占石柱县国土总面积的 14.13%；其中轻度侵蚀 407.38km²，占流失面积的 95.65%；中度侵蚀 4.87km²，占流失面积的 1.14%；强度侵蚀 8.01km²，占流失面积的 1.88%；极强度 5.49km²，占流失面积的 1.29%；剧烈侵蚀 0.19km²，占流失面积的 0.04%。</p> <p>根据石柱土家族自治县水利局公布的水柱县水土流失重点预防区和重点治理区划分成果（2018 年 12 月），本项目所在地高建社区、花厅村在石柱县“石柱县官渡河县级水土流失重点治理区”范围内。</p> <p>3.3.2 大气环境质量现状</p> <p>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），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。</p> <p>本次评价引用《2024 年重庆市生态环境状况公报》中的石柱县环境空气质量状况进行评价，见表 3.3-4。</p> <p>表 3.3-4 基本污染物环境质量现状</p> <table><tr><th>污染物</th><th>年评价指标</th><th>评价指标 μg/m³</th><th>现状浓度 μg/m³</th><th>占标率</th><th>达标情况</th></tr><tr><td>PM₁₀</td><td>年平均浓度</td><td>70</td><td>31</td><td>44.29%</td><td>达标</td></tr><tr><td>PM_{2.5}</td><td>年平均浓度</td><td>35</td><td>25</td><td>71.43%</td><td>达标</td></tr><tr><td>SO₂</td><td>年平均浓度</td><td>60</td><td>11</td><td>18.33%</td><td>达标</td></tr><tr><td>NO₂</td><td>年平均浓度</td><td>40</td><td>15</td><td>37.50%</td><td>达标</td></tr><tr><td>O₃</td><td>日最大 8h 平均浓度的第 90 百分位数</td><td>160</td><td>115</td><td>71.88%</td><td>达标</td></tr><tr><td>CO</td><td>日均浓度的第 95 百分位数</td><td>4000</td><td>800</td><td>20.00%</td><td>达标</td></tr></table> <p>2024 年，石柱县环境空气中可吸入颗粒物（PM₁₀）、细颗粒物（PM_{2.5}）、二氧化硫（SO₂）、二氧化氮（NO₂）、臭氧（O₃）和一氧化碳（CO）浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值，项目所在评价区域为达标区。</p> <p>3.3.3 地表水环境质量现状</p> <p>本项目周边地表水体为官渡河，属于长江水系，《石柱土家族自治县水环境质量月报》（2024 年 7 月—2025 年 7 月），石柱土家族自治县</p>	污染物	年评价指标	评价指标 μg/m ³	现状浓度 μg/m ³	占标率	达标情况	PM ₁₀	年平均浓度	70	31	44.29%	达标	PM _{2.5}	年平均浓度	35	25	71.43%	达标	SO ₂	年平均浓度	60	11	18.33%	达标	NO ₂	年平均浓度	40	15	37.50%	达标	O ₃	日最大 8h 平均浓度的第 90 百分位数	160	115	71.88%	达标	CO	日均浓度的第 95 百分位数	4000	800	20.00%	达标
污染物	年评价指标	评价指标 μg/m ³	现状浓度 μg/m ³	占标率	达标情况																																						
PM ₁₀	年平均浓度	70	31	44.29%	达标																																						
PM _{2.5}	年平均浓度	35	25	71.43%	达标																																						
SO ₂	年平均浓度	60	11	18.33%	达标																																						
NO ₂	年平均浓度	40	15	37.50%	达标																																						
O ₃	日最大 8h 平均浓度的第 90 百分位数	160	115	71.88%	达标																																						
CO	日均浓度的第 95 百分位数	4000	800	20.00%	达标																																						

县地表水总体水质为优，I~III类水质断面占 100%，地表水环境质量好。

3.3.4 声环境质量现状

本次委托监测单位对红页 L2 平台北侧边界处、平台东侧居民点噪声进行监测，监测布点见附图 2。

(1) 监测点

红页 L2 平台北侧边界处 C1、平台东侧居民点 C2（1#居民点，距离井场约 196m）。

(2) 监测因子

昼间等效 A 声级，夜间等效 A 声级。

(3) 监测时间与频率

2025 年 7 月 29 日—7 月 30 日，连续监测 2 天，昼、夜各一次。

(4) 评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

(5) 监测及评价结果

监测结果见表 3.3-5。

表 3.3-5 环境质量噪声监测结果统计表单位：dB（A）

监测点	监测时段	监测结果	2 类区标准值	达标情况
C1	昼间	50~52	60	达标
	夜间	39~41	50	达标
C2	昼间	49	60	达标
	夜间	40	50	达标

由上表可知，项目周边声环境质量能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，区域声环境质量较好。

3.3.5 地下水质量现状

(1) 监测布点

本次委托监测单位对红页 L2 平台区域地下水进行监测。监测点位于平台东南侧（F1，地下水流向上游）。监测点位示意图见附图 2。

(2) 监测因子、监测时间及监测频率

监测因子、监测时间及监测频率见表 3.3-6。

表 3.3-6 地下水监测因子、时间及监测频率一览表

监测点名称	监测因子	采样时间	监测频率
F1	pH 值、氨氮、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以	2025	1 次

		N 计)、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、硫化物、钡、阴离子表面活性剂、石油类、总大肠菌群、细菌总数、钾离子、钠离子、镁离子、钙离子、碳酸盐、重碳酸盐、氯离子、硫酸盐	年 7 月 29 日	
<p>(3) 评价标准</p> <p>执行《地下水质量标准》（GB/T14748-2017）中Ⅲ类标准。</p> <p>(4) 监测及评价结果</p> <p>监测及评价结果见表 3.3-7，监测点位监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类水质标准，区域地下水环境质量现状总体较好。</p>				
表 3.3-7 地下水现状质量评价表				
检测项目	单位	监测点位 F1		Ⅲ标准值
		监测结果	标准指数	
pH 值	无量纲	7.1	0.07	6.5-8.5
氨氮	mg/L	0.067	0.13	0.5
耗氧量	mg/L	2.8	0.93	3
总硬度	mg/L	77.9	0.17	450
溶解性总固体	mg/L	101	0.10	1000
铬（六价）	mg/L	<0.004	/	0.05
挥发酚	mg/L	0.0003L	/	0.002
氰化物	mg/L	<0.002	/	0.05
石油类	mg/L	0.01L	/	0.05
硫化物	mg/L	0.004	0.20	0.02
阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L	/	0.3
氯化物	mg/L	2.34	0.01	250
硫酸盐	mg/L	4.49	0.02	250
硝酸盐	mg/L	0.605	0.03	20
亚硝酸盐	mg/L	0.016L	/	1
氟化物	mg/L	0.006L	/	1
铅	μg/L	<2.5	/	10
镉	μg/L	1L	/	5
铁	mg/L	0.03L	/	0.3
锰	mg/L	0.01L	/	0.1
钡	mg/L	0.058	0.08	0.7

	汞	μg/L	0.04L	/	1	
	砷	μg/L	0.6	0.06	10	
	总大肠菌群	MPN/L	20	0.67	30	
	菌落总数	CFU/mL	88	0.88	100	
监测点八大离子数据见表 3.3-8。						
表 3.3-8 八大离子监测点情况一览表						
检测点	离子	监测浓度（mg/L）	分子量	离子价	当量浓度	毫克当量百分数
F1	K ⁺	1.50	39	1	0.03846	2.20%
	Na ⁺	3.59	23	1	0.15609	8.93%
	Ca ²⁺	26.7	40	2	1.335	76.34%
	Mg ²⁺	2.63	24	2	0.21917	12.53%
	CO ₃ ²⁻	0	60	2	0	0.00%
	HCO ₃ ⁻	96	61	1	1.57377	90.00%
	Cl ⁻	2.34	35.5	1	0.06592	3.77%
	SO ₄ ²⁻	4.49	96	2	0.09354	5.35%
由表 3.3-8 统计分析可知，项目所在水文地质单元地下水化学类型为重碳酸盐—钙型地下水。阳离子毫克当量总数与阴离子毫克当量总数相对误差为 0.44%，相对误差小于《生活饮用水标准检验方法 第 3 部分：水质分析质量控制》（GB/T5750.3-2023）要求。						
3.3.5 土壤环境质量现状						
（1）土壤环境理化特性调查、利用状况调查						
本次评价重点针对项目占地及外扩 50m 范围进行调查，通过调查相关资料，并结合国家土壤信息服务平台（中国 1km 土壤类型图），区域土壤类型主要为石灰性紫色土，土壤（G2）理化性质见表 3.3-9。						
表 3.3-9 土壤理化特性调查表						
采样日期			7 月 29 日			
点位			G1			
经度（°）			108.374511			
纬度（°）			30.401150			
层次			0-0.2m			
现场记录	颜色		棕色			
	结构		块状			
	质地		轻壤土			

		砂砾含量	13%
		其他异物	无
	实验测定	氧化还原电位（mV）	348
		阳离子交换量（cmol+/kg）	8.5
		容重（g/cm ³ ）	1.48
		饱和导水率（mm/min）	1.67
		孔隙度（%）	33
	备注	/	

（2）土壤环境现状监测

1）监测点位

本次委托监测单位对平台占地及下游土壤进行了监测。其中，G1 位于占地范围内井场内西侧，G2 位于占地范围外地表径流下游旱地。监测点位示意图见附图 2。

2）监测因子及监测频率

占地范围内 G1 监测点检测建设用地 45 项基本因子、pH 值及特征因子（石油烃、全盐量、钡）；占地范围外 G2 监测点检测农用地 8 项基本因子及特征因子（石油烃、全盐量、钡）。各监测点监测 1 天，取样 1 次。

3）采样时间

采样时间为 2025 年 7 月 29 日。

4）评价标准

G2 监测点执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中的“其他类”风险筛选值标准；G1 监测点执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值标准。

表 3.3-10 农用地监测结果一览表

检测项目	监测点位 G1		
	检测结果	标准指数	其他类筛选值
pH 值	8.58	/	/
砷	1.88	0.08	25
镉	0.04	0.07	0.6
铜	11	0.11	100
铅	38	0.22	170

汞	0.18	0.05	3.4
镍	16	0.08	190
铬	21	0.08	250
锌	29	0.10	300
石油烃	10	/	/
全盐量 (g/kg)	0.6	/	/
钡	530	/	/

表 3.3-11 建设用地监测结果一览表

检测项目	第二类用地筛选值	监测点位 G1		检测项目	第二类用地筛选值	监测点位 G1	
		检测结果	标准指数			检测结果	标准指数
pH 值	/	8.21	/	1,1,2-三氯乙烷	2.8	未检出	/
砷	60	3.3	0.06	三氯乙烯	2.8	未检出	/
镉	65	0.12	0.002	1,2,3-三氯丙烷	0.5	未检出	/
铬（六价）	5.7	未检出	/	氯乙烯	0.43	未检出	/
铜	18000	19	0.001	苯	4	未检出	/
铅	800	59	0.07	氯苯	270	未检出	/
汞	38	0.185	0.005	1,2-二氯苯	560	未检出	/
镍	900	25	0.03	1,4-二氯苯	20	未检出	/
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	4500	10	0.002	乙苯	28	未检出	/
全盐量 (g/kg)	/	0.4	/	苯乙烯	1290	未检出	/
钡	/	426	/	甲苯	1200	未检出	/
四氯化碳	2.8	未检出	/	间二甲苯+对二甲苯	570	未检出	/
氯仿	0.9	未检出	/	邻二甲苯	640	未检出	/
氯甲烷	37	未检出	/	硝基苯	76	未检出	/
1,1-二氯乙烷	9	未检出	/	苯胺	260	未检出	/
1,2-二氯乙烷	5	未检出	/	2-氯酚	2256	未检出	/
1,1-二氯乙炔	66	未检出	/	苯并（a）蒽	15	未检出	/

	顺-1,2-二氯乙烯	596	未检出	/	苯并(a)芘	1.5	未检出	/
	反-1,2-二氯乙烯	54	未检出	/	苯并(b)荧蒽	15	未检出	/
	二氯甲烷	616	未检出	/	苯并(k)荧蒽	151	未检出	/
	1,2-二氯丙烷	5	未检出	/	蒽	1293	未检出	/
	1,1,1,2-四氯乙烷	10	未检出	/	二苯并(a,h)蒽	1.5	未检出	/
	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	未检出	/	茚并(1,2,3-cd)芘	15	未检出	/
	四氯乙烯	53	未检出	/	萘	70	未检出	/
	1,1,1-三氯乙烷	840	未检出	/				
<p>由上，场地外 G2 监测点满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）风险筛选值。本项目井场内监测点 G1 各监测因子小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类工业用地风险筛选值。</p>								
与项目有关的原有环境污染和生态破坏问题	<p>本项目为新建项目，不存在与项目有关的原有环境污染和生态破坏问题。目前，项目未施工，场地及周边主要为耕地和林地。</p>							
生态环境保护目标	<p>3.4 生态环境保护目标</p> <p>根据调查，项目占地范围位于生态保护红线之外，不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区等环境敏感区域，拟拆除的 1 户居民点不作为保护目标，生态环境保护目标分布情况如下：</p> <p>3.4.1 大气环境保护目标</p> <p>参考《建设项目环境影响报告表编制技术指南（污染影响类）（试行）》，本次重点关注站场 500m 的大气环境保护目标，根据调查评价范围内约有 7 处分散居民点，具体见表 3.4-1，大气环境保护目标见附图 2。</p> <p style="text-align: center;">表 3.4-1 大气环境保护目标</p>							

名称	UTM 坐标系		保护对象	保护内容	环境功能区	相对井口最近距离/m	相对厂址方位	相对厂界最近距离/m
	X	Y						
1#居民点	536114	3364611	居民	1 户约 4 人	二类	262	E	197
2#居民点	536166	3364916	居民	13 户约 52 人	二类	248	NE	216
3#居民点	535693	3364971	居民	16 户约 84 人	二类	256	NW	285
4#居民点	535480	3364642	居民	16 户约 84 人	二类	511	W	465
5#居民点	536022	3364070	居民	6 户约 24 人	二类	500	S	474
6#居民点	536240	3364449	居民	4 户约 16 人	二类	300	SE	234
7#居民点	536511	3364511	居民	6 户约 24 人	二类	488	SE	420

3.4.2 声环境保护目标

主要调查站场周边 200m 范围的声环境保护目标, 根据调查, 调查范围内主要分布有 1 户分散居民, 具体见表 3.4-2, 声环境保护目标见附图 2。

表 3.4-2 声环境保护目标

名称	空间相对位置/m			方位	与厂界最近距离/m	与放喷池最近距离/m	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
	X	Y	Z					
1#居民点	195	54	+25	E	197	343	2 类功能区,《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准限值	1 户约 4 人

注: 以井场东南角为原点 (108.375060°, 30.400595°), 北厂界、东厂界方向为正方向, 高程 650m

3.4.3 地表水环境保护目标

本项目废水不直接排入地表水体, 周边主要水体为官渡河, 紧邻井场北侧, 下游 10km 无饮用水水源保护区、饮用水取水口、涉水的自然保护区、风景名胜区, 重要湿地、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道, 天然渔场等渔业水体以及水产种质资源保护区等水环境保护目标分布。

表 3.4-3 地表水体分布情况一览表

名称	位置 (m)	环境敏感特性
----	--------	--------

官渡河		站场北侧 30m		未划定水域功能		
3.4.4 生态保护目标						
参考《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），本次调查范围为项目占地及外扩 50m 的区域，本项目工程占地及评价范围均不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等生态敏感区、重要物种等。本次生态环境保护目标主要为基本农田、天然林、公益林，具体见表 3.4-4，评价范围公益林分布示意图见附图 6、评价范围天然林分布示意图附图 7、永久基本农田分布示意图见附图 9。						
表 3.4-4 生态环境保护目标一览表						
名称		位置（m）		环境敏感特性		
基本农田		站场外扩 50m 范围内		分布有耕地，受人类活动影响强烈，调查评价范围内永久基本农田面积约 1.434hm ² ，占地范围内永久基本农田面积 0.7644hm ²		
天然林、公益林		站场外扩 50m 范围内		属农林生态系统，受人类活动影响强烈，植被以农作物为主，占地范围内天然林面积约 0.55hm ² ，调查范围内天然林面积约 3.3875hm ² ；占地范围内公益林面积约 0.1077hm ² ，调查范围内公益林面积约 1.1252hm ² ，均为地方公益林		
3.4.5 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），本项目属于IV类项目，可不开展地下水评价，本次参考《建设项目环境影响报告表编制技术指南（污染影响类）（试行）》，本次重点调查厂界外 500 米范围内的地下水集中式饮用水水源和热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源。根据调查，500m 范围内地下水保护目标见表 3.4-5。地下水环境保护目标见附图 2。						
表 3.4-5 周边 500m 范围内泉点一览表						
名称	类型	空间相互关系			位置关系	环境敏感特性
		经度/°	纬度/°	水位高程/m		
Q1	泉点	108.37760	30.398332	686	位于平台东南侧上游约 320m，比井场高 36m	出露地层为沙溪庙组，现场调查时出水量约 0.01L/s，无饮用水功能
3.4.6 土壤环境保护目标						

评价标准

根据《环境影响评价技术导则 土壤导则（试行）》（HJ964-2018），本项目属于IV类项目，可不开展土壤评价，结合生态评价范围，本次重点关注站场占地及外扩 50m 范围的土壤环境保护目标，主要为耕地。

表 3.4-6 生态环境保护目标一览表

名称	位置（m）	环境敏感特性
基本农田	用地范围外扩 50m 范围内	分布有耕地，受人类活动影响强烈，调查评价范围内永久基本农田面积约 1.434hm ² ，占地范围内永久基本农田面积 0.7644hm ²

3.5 环境质量标准

（1）环境空气

项目区属于二类环境空气功能区，环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准。标准值见表 3.5-1。

表 3.5-1 大气污染物基本项目浓度限值

序号	污染物项目	平均时间	浓度限值（二级）
1	SO ₂	年平均	60μg/m ³
2	NO ₂	年平均	40μg/m ³
3	CO	日最大 8h 平均浓度的第 90 百分位数	4mg/m ³
4	O ₃	日均浓度的第 95 百分位数	160μg/m ³
5	PM ₁₀	年平均	70μg/m ³
6	PM _{2.5}	年平均	35μg/m ³

（2）地表水环境

本项目周边主要河流为官渡河，官渡河为磨刀溪的支流，《重庆市人民政府批转重庆市地表水环境功能类别调整方案的通知》（渝府发〔2012〕4 号）等文件，磨刀溪属于《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类水域功能区，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

（3）声环境

本项目位于石柱县临溪镇高建社区、花厅村，不在《石柱县声环境功能区划调整方案（2018 版）》划定声功能区域范围内，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）“工业活动较多的村庄以及有交通干线经过的村庄（指执行 4 类声环境功能区要求以外的地区）可局部或全部执行 2 类声环境功能区要求”，周边有重庆祥坤能源有限公司等乡镇企业，项目所在区域工业活动较多，可执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

(4) 地下水

区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，标准限值见下表。

表 3.5-22 地下水质量标准限值

序号	项目	单位	标准限值（Ⅲ类）
1	pH 值	无量纲	6.5~8.5
2	氨氮	mg/L	0.5
3	耗氧量	mg/L	3
4	总硬度	mg/L	450
5	挥发酚	mg/L	0.002
6	溶解性总固体	mg/L	1000
7	硫化物	mg/L	0.02
8	阴离子表面活性剂	mg/L	0.3
9	氰化物	mg/L	0.05
10	铬（六价）	mg/L	0.05
11	钠离子	mg/L	200
12	氯化物	mg/L	250
13	硫酸盐	mg/L	250
14	硝酸盐（以 N 计）	mg/L	20
15	亚硝酸盐（以 N 计）	mg/L	1
16	氟化物	mg/L	1
17	铁	mg/L	0.3
18	锰	mg/L	0.1
19	铅	μg/L	10
20	钡	mg/L	0.7
21	镉	μg/L	5
22	汞	μg/L	1
23	砷	μg/L	10
24	总大肠菌群	MPN/L	30
25	细菌总数	CFU/mL	100

(5) 土壤质量标准

占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，标准值见表 3.5-3。占地范围外土壤执行《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，标准值见 3.5-4。

表 3.5-3 建设用地土壤污染风险筛选值（第二类用地） 单位：mg/kg

序号	污染物项目	第二类用地筛选值	序号	污染物项目	第二类用地筛选值
1	砷	60	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	六价铬	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1,2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1,4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间二甲苯+对二甲苯	570
11	1,1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1,2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1,1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	54	38	苯并[a]蒽	15
16	二氯甲烷	616	39	苯并[a]芘	1.5
17	1,2-二氯丙烷	5	40	苯并[b]荧蒽	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	41	苯并[k]荧蒽	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	42	蒽	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并[a,h]蒽	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	840	44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70
23	三氯乙烯	2.8	46	石油烃（C10-C40）	4500

表 3.5-4 农用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170

	5	铬	水田	250	250	300	350
			其他	150	150	200	250
	6	铜	果园	150	150	200	200
			其他	50	50	100	100
	7	镍		60	70	100	190
	8	锌		200	200	250	300
	注：重金属和类金属砷均按元素总量计。对于水旱轮作地，采用较严格的风险筛选值。						

3.6 污染物排放标准

（1）废气

施工期扬尘和施工机械燃油废气执行重庆市《大气污染物综合排放标准》（DB50/418-2016）其他区域无组织排放限值。

表 3.6-1 大气污染物综合排放标准（DB50/418-2016）

序号	污染物	最高允许排放浓度（mg/m ³ ）	最高允许排放速度（kg/h）		无组织排放监控浓度限值	
			排气筒高度（m）	速度	监控点	浓度（mg/m ³ ）
1	二氧化硫	550 （硫，二氧化硫，硫酸和其他含硫化合物使用）	15	2.6	周界外浓度最高点	0.40
			20	4.3		
			30	15		
			40	25		
			50	39		
2	氮氧化物	240 （硝酸使用和其他）	15	0.77	周界外浓度最高点	0.12
			20	1.3		
			30	4.4		
			40	7.5		
			50	12		
3	颗粒物	120 （其他）	15	3.5	周界外浓度最高点	1.0
			20	3.9		
			30	23		
			40	39		
			50	60		

（2）废水

项目施工期井队生活污水依托租借重庆祥坤能源有限公司场地现有生化池进行收集和处理后达标排放；施工期产生的洗井废水、收集的雨水、压裂返排液回用其他平台压裂工序，不涉及废水排放。

（3）噪声

项目无运营期，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）。

	<p>(4) 固体废物</p> <p>清水岩屑、水基岩屑等一般工业固体废物暂存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》，采用库房、包装工具（罐、桶、包装袋等）贮存一般工业固体废物的，不适用于《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020），其贮存过程应满足相应的防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求。废油、油基岩屑等危险废物暂存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。</p>
其他	无

四、生态环境影响分析

4.1 施工期工艺流程及产排污环节

4.1.1 钻前工程

钻前工程是为钻井工程进行前期的基础设施建设，主要包括井场平整、建设井口及设备基础，新建池体、设备运输安装等。施工过程及主要环境影响因素见图 4.1-1。

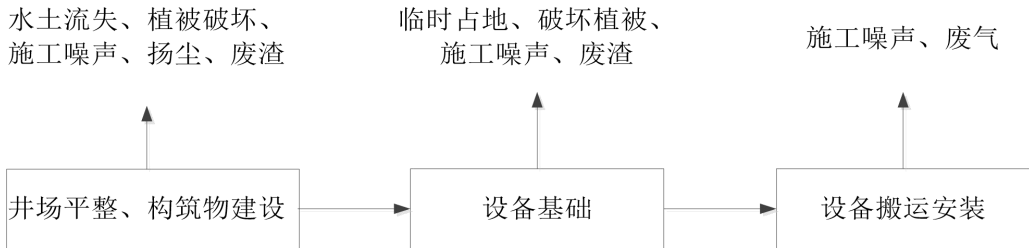


图 4.1-1 钻前工程及主要环境影响因素

4.1.2 钻井工程

（1）钻井工艺

本项目采用“导管+三开”钻井方式。导管段采用水基钻井液（膨润土）、一开段、二开段采用水基钻井液（钾胺基聚合物钻井液）钻进，水基完钻后，采用油基钻井液将井筒内的水基钻井液顶替出来，与循环罐内的钻井液一起进入泥浆储备罐储存，随钻井队用于后续钻井。三开段采用油基钻井液钻井，完钻后，采用固井水泥浆将油基钻井液顶替出来，剩余油基钻井液在泥浆储备罐储存，随钻井队用于后续钻井；在各开次施工过程中钻屑经振动筛和离心机分离钻井液和钻井岩屑。

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。

（2）钻井产污环节分析

1) 导管钻井阶段

此阶段钻井液为水基钻井液（膨润土）。钻井采用柴油发电机作为钻井动力，通过钻机转盘带动钻杆切削地层，同时将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液，分离的钻井液进入泥浆罐循环利用，钻井岩屑外运综合利用。

该阶段主要污染物为钻井设备、泥浆泵、泥浆循环系统、备用发电机等设备产生的噪声，柴油发电机产生的尾气及钻井岩屑。钻井过程中钻井液循环使用，该阶段完成后的剩余钻井液在循环罐内直接用于配制一开水基钻井液。

施工期生态环境影响分析

2) 一开及二开段

钻井过程中以水基钻井液（钾胺基聚合物钻井液）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。

该阶段主要污染物为钻井设备、泥浆泵、泥浆循环系统、柴油发电机等设备产生的噪声，柴油发电机产生的尾气及钻井岩屑。钻井过程中钻井液循环使用，最后剩余的水基钻井液由井队回收。水基岩屑压滤后外运至一般工业固废处置场或运用于制砖资源化利用。

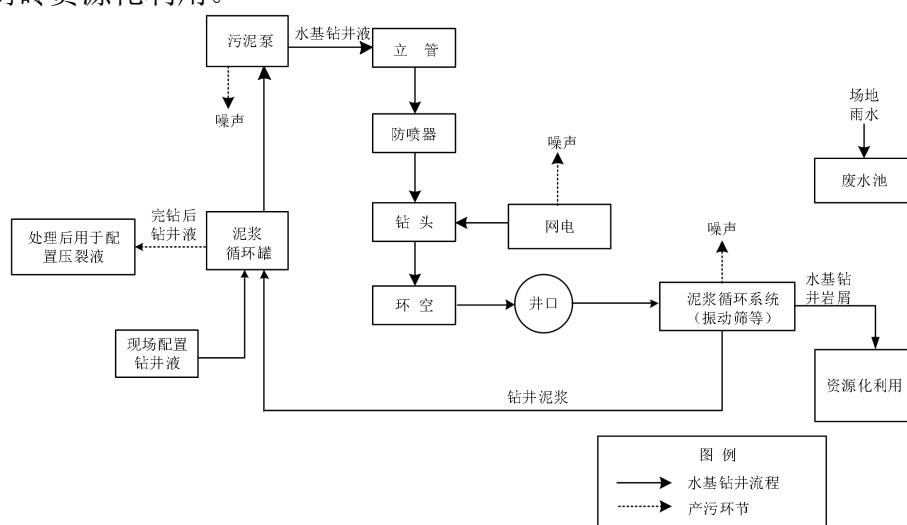


图 4.1-2 水基钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

3) 三开钻井阶段

三开水平井段采用油基钻井液钻进，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岩屑。钻井过程中钻井液循环使用，平台所有井完钻后油基钻井液由井队回收，随井队用于后续钻井工程。油基岩屑经泥浆循环系统分离后集中收集后交由有危险废物处置资质的单位处置。废油由井队或有资质的单位回收利用。

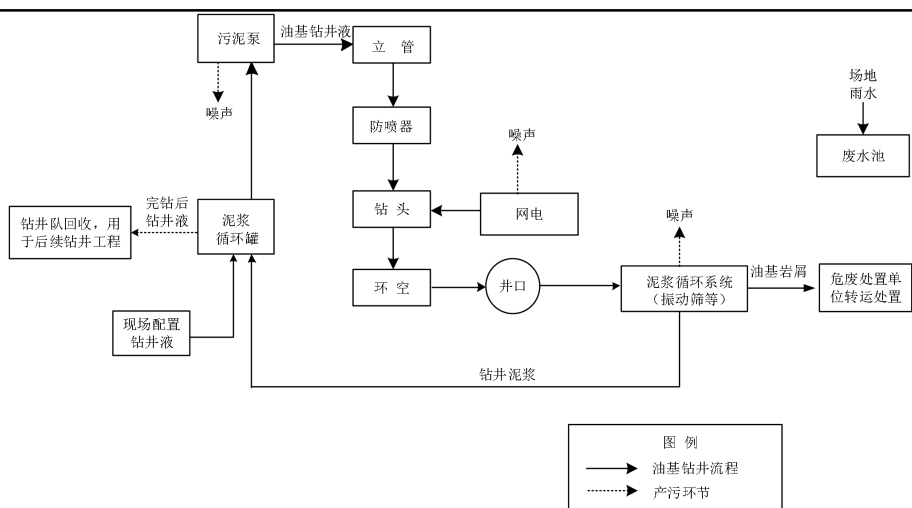


图 4.1-3 油基钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

4) “不落地”随钻处理系统工艺

不落地处理系统由输送系统（螺旋输送机）、泥水分离系统（振动、水喷淋、搅拌沉淀单元）、板框压滤单元、贮存单元四部分组成，实现岩屑和泥浆的不落地随钻处理，分离的水回用于钻井系统用水，减少新鲜用水量。

由振动筛、旋流除砂器、除泥器排出的废弃物通过螺旋输送机送至预处理罐振动筛上，预处理罐中浆液在浆液泵的作用下排入混凝罐，启动加药系统向混凝罐不断加入适量水溶液药剂，搅拌后破胶沉淀处理，通过泥浆泵不断向压滤机中挤入泥浆，压滤机的滤室内的压力逐渐提高，把水基泥浆中的水分不断挤出，从而实现固液分离，固体部分外运综合利用，压滤机分离出来的水用于钻井泥浆循环系统调配新泥浆时用水，从而实现钻井废水的循环利用，不外排，“不落地”随钻处理系统工艺见图 4.1-4。

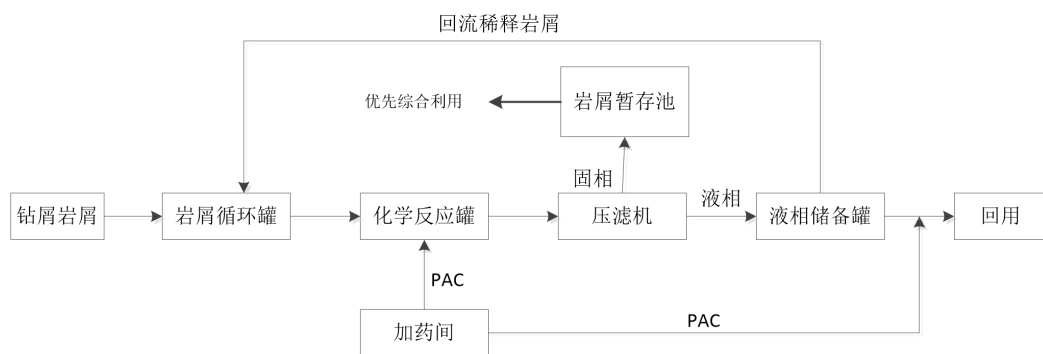


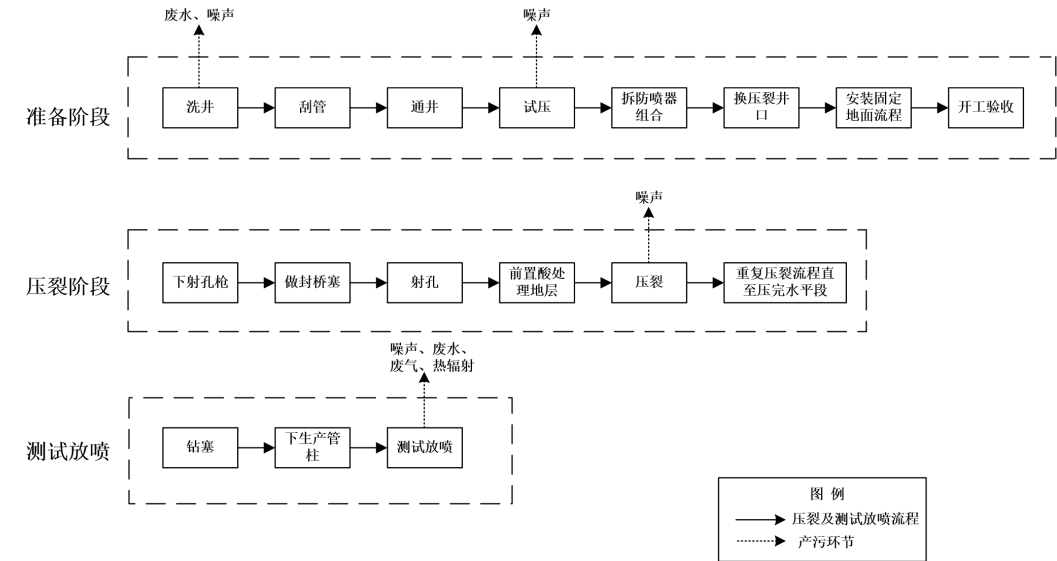
图 4.1-4 不落地系统工艺流程图

压滤后岩屑采用装载机短距离转运至水基岩屑暂存区，装载机转运时，应加强操作人员环保意识，确保岩屑不落地，严格管理，岩屑堆存高度不可超过围墙高度。在水基岩屑暂存区储存量达到 80% 以前应及时对处理后的滤饼进行综合利用，避免

因暂存池储存空间不足导致滤饼露天堆放。

4.1.3 储层改造工程

储层改造工程主要包括前期准备、压裂、钻塞、放喷排液及测试求产等工序。



图

4.1-5 储层改造工艺流程及产污环节示意图

(1) 前期准备

①洗井：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，然后通过钻杆与井壁之间的环孔返回地面。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、石油类，在配液罐暂存，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。

③通井：管柱组合（自上而下）为 $\phi 73\text{mm}$ 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。

④试压：套管、井口及封井器试压 90MPa，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 90MPa，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。

(2) 压裂

①下射孔枪。

②做封桥塞。

③射孔。

在目的层压裂管段引爆射孔枪，射孔后起出射孔工具。

④前置酸

压裂时，厂家拉运来的 31%浓度的盐酸稀释为 15%浓度，15%浓度的稀盐酸作为前置酸对地层进行处理，起到减压、解堵的作用。每段前置酸用量为 20m³。压裂持续时间一般为 10 天，盐酸储罐储存时间约 10 天。

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。本项目采用水力压裂，利用地面高压泵组将清水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进入求产阶段；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。测试过程中产生的可燃气体引至放喷池点燃；压裂返排液排入清污水池、配液罐暂存，优先回用气田其他平台压裂工序。

4.1.4 生态影响

工程施工对生态环境的影响因素包括工程占地、土石方开挖、回填、构筑物建设等活动对土地的扰动作用。本项目总占地面积 17351m²，生态影响主要包括植被破坏、改变占地范围内土地利用类型、造成水土流失等。

4.2 施工期污染源强核算

4.2.1 废水

施工期废水主要为钻井过程中产生的废水，包括施工废水、场地收集的雨水、洗井废水、压裂返排液和生活污水。

（1）施工废水

施工废水主要为井场基础建设时砂石骨料加工等产生的含 SS 废水，施工废水经沉淀处理后回用。施工用水量为 30m³，废水量约 6m³，经沉淀回用于场地洒水。

（2）场地雨水

石柱县年均降雨量为 1247.3mm，年均蒸发量约为 1174mm。井场四周设置有截排水沟，场外雨水随截排水沟就近排放；井口周边主要设备设置有场内排污沟，与清污水池连通，井场内雨水排入清污水池暂存，后期回用于压裂工序。

根据井场设计，井场内排污沟及池体集雨面积约为 6050m²，钻井工程总工期为 80 天，储层改造工程总工期为 30 天，则雨水收集量约 134m³。结合本项目特征，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，产生量分别为 0.027t、0.003t，雨水回用于本项目压裂工序。

（3）生活污水

钻前工程人员 20 人，钻井施工人员约 50 人，储层改造工程施工人员 50 人，生活用水按 120L/d 人计算，施工时间分别为 20 天、50 天、30 天，则生活用水量为 480m³，排污系数取 0.80，施工期间生活污水产生量为 422.4m³，主要污染因子为 COD、BOD₅、SS、NH₃-N，产生浓度分别为 400mg/L，200mg/L，250mg/L，25mg/L，产生量见表 4.2-1。

表 4.2-1 生活污水产生情况一览表 单位: t

废水量 m ³	COD	BOD ₅	SS	NH ₃ -N
422.4	0.169	0.084	0.106	0.011

(4) 洗井废水

本项目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, 然后通过环空返回地面, 洗井时, 由于井筒内存在大比重泥浆, 起始洗井排量较小, 泵压比较高, 伴随着井筒内泥浆等污染物的逐渐替出, 洗井排量逐渐增大, 泵压恢复到正常泵压。根据建设单位已实施的页岩气井洗井资料统计结果, 预计项目单井洗井废水量约 180m³, 洗井废水在清污水池或放喷池暂存回用于压裂工序配制压裂液。

(5) 压裂返排液

本项目压裂液使用总量为 4.0 万 m³, 参考气田已实施气井返排液情况, 本次压裂液返排率按照 10%考虑, 则本项目压裂返排液产生量为 4000m³, 压裂返排液主要污染物为 pH 值、COD、石油类、氯化物等, 压裂返排液在放喷池、配液罐中集中收集。根据建设单位在天然气勘探开发过程中压裂返排液实际处置情况, 采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺处理后的压裂返排液可全部回用于配制压裂液, 不会对压裂性能产生不良影响, 因此, 压裂返排液回用于气田其他平台压裂工序配制压裂液。

本项目施工期水平衡见表 4.2-2。

表 4.2-2 施工期水水平衡一览表

工段	用水环节	总用水量	新鲜水用量	损耗量	循环量	废水量			废水去向
						产生量	本平台利用量	其他平台利用量	
钻前工程	生活用水	48	48	9.6	0	38.4	0	0	利用重庆祥坤能源有限公司场地现有生化池进行收集和处理后达标排放
	施工废水	30	30	24	0	6	0	0	沉淀处理后用于防尘洒水
钻井工程	导管钻进	5840	300	12	5540	288	288	0	配制一开水基钻井液
	一开、二开钻进	100780	12	202	100480	98		98	随钻井队用于其他钻井工程
	生活用水	300	300	60	/	240	/	/	利用重庆祥坤能源有限公司场地现有生化池进行收集和

									处理后达标排放
	场地雨水	/	/	/	/	134	134	/	配制压裂液
储层改造工程	洗井	180	180	/	/	180	180	/	配制压裂液
	生活用水	180	180	36	/	144	/	/	利用重庆祥坤能源有限公司场地现有生化池进行收集和处理后达标排放
	水力压裂	40000	39686	36000	/	4000	/	4000	回用其他平台压裂工序
总用水量		147358	40736	36343.6	106020	5128.4	602	4098	/

4.2.2 废气

施工期废气主要为施工扬尘、施工机械和运输车辆尾气、燃油废气、测试放喷废气、盐酸配制产生盐酸雾。

(1) 施工扬尘

施工扬尘主要来自运输车辆、筑路机械作业过程、土石方工程、材料装卸等过程，主要污染物为 TSP。施工机械和运输车辆尾气主要污染物为 NO_x 和 CO。本项目工程土石方工程量小，施工时间短，扬尘产生量小。

(2) 机具尾气

施工期间，工程机械和运输车辆工作时会排放尾气，主要污染物是 CO、HC 和 NO_x 等。本项目施工期较短，产生的废气量较小，项目施工现场位于开阔地带，有利于废气扩散，且废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

(3) 燃油废气

本项目钻井期间、储层压裂期间采用柴油发电机作为电源；柴油发电机、动力机供电时有燃油废气排放。柴油发电机、动力机采用符合国家标准的优质柴油，其污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单表 2 规定的限值。

(4) 放喷废气

①事故放喷

当钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求时，就可能发生井涌，若井口压力过高，为防止井喷事故，

需打开放喷管线阀门泄压进行放喷，放喷天然气在放喷池内，经 1m 高对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，事故放喷时间短，属临时排放，

②测试放喷

为了解气井产气量，完井后需进行测试排液放喷，测试放喷产生的废气量取决于测试时释放量，每个制度放喷时间小于 6h，总放喷时间小于 48h。测试放喷天然气在放喷池内，经 1m 高对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放。

(5) 盐酸雾

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，稀释至 15%盐酸，酸罐呼吸孔排放的少量盐酸雾引至水封罐，被罐内的水吸收。盐酸雾极易溶于水，经水吸收后排入环境的量极少，水封罐的水用于稀释盐酸，不外排。本项目盐酸浓度较低，现场储存量不大，使用工期短，因此盐酸雾对环境的影响很小。

4.2.3 噪声

(1) 钻前工程

钻前工程主要是井场、井场道路、池体、临时生活区、钻井设施基础等构筑物施工和钻井设备运输安装，钻前施工仅在白天进行，夜间不施工，钻前工程施工期的噪声主要是挖掘机、载重车辆等重型机械产生的噪声，见表 4.2-3。

表 4.2-3 钻前工程主要噪声源强特性单位：dB(A)

序号	设备名称	测点距施工机具距离	噪声值 dB (A)	运行方式	运行时间
1	推土机	5m	83-88	移动设备	间断，<4h
2	挖掘机	5m	85-90	移动设备	间断，<2h
3	振捣机	5m	76-84	移动设备	间断，<2h
4	载重机车	5m	80-85	移动设备	间断，<2h
5	空压机	5m	85-88	移动设备	间断，<4h

(2) 钻井工程

钻井噪声主要来源于井场内钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声，噪声源强在 80~100dB(A)，对环境的影响较大，均为室外声源，通过减振、隔声等措施，可降噪 5~10dB(A)，降噪后各设备源强在 75~90dB(A)，钻井工程主要噪声源见表 4.2-4。

表 4.2-4 钻井工程主要噪声源强特性 单位：dB (A)

声源名称	空间相对位置/m			声源控制措施	降噪后声源强		运行时段	设备数量
	X	Y	Z		声压级 dB (A)	距声源距离 m		
柴油动力机	-15	-5	1	机房隔声、消声、减振	90	1	备用，间	1

							歇排放	
发电机	-13	-5	1	机房隔声、消声、减振	95	1	备用, 间歇排放	2
钻井设备	0	0	1	\	90	1	昼夜	1
泥浆泵	-15	5	1	减振	85	1	昼夜	1
振动筛	-10	5	1	减振	80	1	昼夜	1
钻井泵	1	1	1	减振	85	1	昼夜	1
板框压滤机	-10	16	1	减振	80	1	昼夜	1
高频振动筛	-7	14	1	减振	80	1	昼夜	1
高速离心机	-9	16	1	减振	80	1	昼夜	1

原点坐标：以井口为原点坐标，东厂界、北厂界为正方向，高程 650m

(3) 储层改造工程

压裂噪声主要来源于压裂机组等设备的机械噪声，噪声源强为 90dB（A），昼间施工；测试放喷噪声源强为 100dB（A），属空气动力连续性噪声。

表 4.2-5 储层改造工程主要噪声源强特性 单位：dB（A）

声源名称	空间相对位置/m			声源强		声源控制措施	运行时段	设备数量
	X	Y	Z	声压级 dB（A）	距声源距离 m			
压裂设备	-25	10	1	90	1	减振	昼夜	12
主放喷池	-75	-78	+10	100	1	/	昼夜	1
副放喷池	-105	6	2	100	1	/	昼夜	1
混砂撬	0	-15	1	75	1	减振	昼夜	1
供液撬	10	-15	1	75	1	减振	昼夜	1
配液撬	-10	-15	1	75	1	减振	昼夜	1

原点坐标：以井口为原点坐标，东厂界、北厂界为正方向，高程 650m

(4) 废水转运噪声影响分析

本项目采用罐车转运废水，拟转运至红页 4、红页 5、红页 12 等平台，预计每天转运 2~3 次，转运路线见附图 15。转运时应尽量避开居民午休时间，车辆途经居民点时减速慢行，禁止鸣笛等措施，以此来降低噪声对附近居民的影响，本项目转运频次低，在采取措施下，总体上对声环境影响是可以接受的。

4.2.4 固体废物

本项目产生的固体废物主要有水基岩屑、油基岩屑、废油、絮凝沉淀污泥、废包装材料、废防渗材料及生活垃圾。本项目剩余水基钻井液约 98m³，由钻井队回收，随钻井队用于后续钻井工程。剩余油基钻井液约 190m³，由钻井队回收，随钻井队用于后续钻井工程。

(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：

$$V = \sum \pi r^2 d * \sigma$$

式中：

r——不同阶段钻头尺寸半径，m；

d——不同阶段对应的钻头进尺，m；

σ——扩大倍数，水基钻井取 2.5 倍，油基钻井取 4 倍；

根据本项目钻井阶段各开次进尺、钻头尺寸，本项目钻井岩屑产生量见表 4.2-6。

表 4.2-6 钻井岩屑产生情况 单位：m³

开次	钻头尺寸 mm	总进尺(m)	估算值（m³）	岩屑类别	处置去向
导管	609.6	40	29	水基	资源化利用
一开段	406.4	500	162	水基	资源化利用
二开段	311.2	2660	809	水基	资源化利用
三开段	215.9	2000	293	油基	危废处置单位转运处置

表 4.2-7 钻井岩屑产生及处置情况表

井号	岩屑类别	产生量（m³）	备注或处置去向
红页 L2HF	水基岩屑	1000	资源化利用
	油基岩屑	293	交由危废处置单位转运处置

本项目不使用聚磺水基钻井液，根据《危险废物排除管理清单》（2021 年版），石油和天然气开采行业产生的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）不作为危险废物管理。水基岩屑（约 1500t，密度按照 1.5t/m³ 考虑）收集后用于制砖等资源化利用。

本项目油基岩屑产生总量为 293m³（约 586t）。油基岩屑采用吨桶“不落地”收集后，交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置。

本项目产生的油基岩屑收集、贮存、转运应符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）等有关要求。危险废物暂存区应做好防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐等要求，并设置警示标识。

（2）沾染废油的废防渗材料

场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗

材料等（如油罐区防渗膜），沾染矿物油的防渗材料属于危险废物（HW08），临时暂存在危废暂存间，最终交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置，类比建设单位其他页岩气井钻井工程废防渗材料产生情况，废防渗材料产生量约 0.2t。

（3）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废油，如更换柴油机零部件和清洗钻具、套管等。结合建设单位页岩气钻井期废油产生情况，本项目废油产生量约为 0.5t，废油属于危险废物（HW08），废油由废油回收桶收集，临时暂存在危废暂存间，暂存间采取防风、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。废油由井队综合利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

（4）废包装材料

根据已钻井原材料使用情况，预计产生废包装材料 800 个，由厂家或有资质的单位回收。

（5）絮凝沉淀污泥

本项目压裂返排液排入配液罐、放喷池内暂存，回用本平台及工区其他钻井平台压裂工序，回用前压裂返排液絮凝沉淀处理，参考重庆市南川、武隆、石柱等地区天然气开发项目污泥成分检测数据，本项目压裂返排液回用处理过程中产生的絮凝沉淀污泥不属于危险废物，凝沉淀污泥按照一般工业固体废物进行处置或资源化利用，本项目絮凝沉淀污泥约 8t，交由一般工业固废场处置或资源化利用。

（6）生活垃圾

按照生活垃圾按 0.5kg/（人·d）计算，则本项目生活垃圾产生量为 2.2t。生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

（7）土石方

本项目土石方量较小，结合地形可做到场地内土石方平衡，无弃方。

本项目产生的各类危险废物名称、类别等信息见表 4.2-8。

表 4.2-8 本项目危险废物属性一览表

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	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施*
1	油基岩屑	586	钻井	072-001-08	HW08	半固态	矿物油	矿物油	施工期	毒性	危废处置单位处置

2	废油	0.5	机械设备清洗、保养、检修等	900-201-08、 900-214-08、 900-249-08	液态				毒性、 易燃性	资源回收
3	废防渗材料	0.2	场地清理	900-249-08	固态				毒性、 易燃性	危废处置 单位处置

危险废物贮存场所（设施）基本情况见表 4.2-9。

表 4.2-9 危险废物贮存场所（设施）基本情况表

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	贮存能力	贮存周期
1	油基岩屑暂存区	油基岩屑	072-001-08	HW08	约 40m ²	30 个吨桶	约 30m ³	5d
2	危废暂存区	废油	900-201-08、 900-214-08、 900-249-08	HW08	约 12m ²	4 个 200L 油桶收集	约 0.8m ³	30d
3		废防渗材料	900-249-08	HW08		防漏胶袋盛装	1t	30d

本项目产生的一般工业固体废物名称、类别等信息见表 4-8。

表 4.2-10 一般工业固体废物分类与代码

序号	名称	废物种类	行业来源	代码
1	水基岩屑	SW12 钻井岩屑	天然气开采	072-001-S12
2	废包装材料	SW59 其他工业固体废物	非特定行业	900-099-S59
3	絮凝沉淀物	SW07 污泥	非特定行业	900-099-S07

本项目施工期固体废物产生情况见表 4.2-11。

表 4.2-11 施工期固体废物汇总表

类别	产生量	处理措施	排放量
水基岩屑	1000m ³	水基岩屑用于制砖等资源化利用	0
油基岩屑	586t	交由有危险废物处置资质的单位转运处置	0
絮凝沉淀污泥	8t	交一般工业固废场处置或资源化利用	0
废防渗材料	0.2t	交由有危险废物处置资质的单位处置	0
废油	0.5t	由井队回收或有危险废物处置资质单位处置	0
废包装材料	800 个	由厂家或有资质的单位回收	0
生活垃圾	2.2 t	定点收集后，由环卫部门集中处置	0

4.3 施工期环境影响分析

4.3.1 生态环境影响分析

本项目会对占地范围内植被进行清除，改变土地利用现状；土地开挖、平整会改变土壤结构，造成地表裸露，开挖的土石方临时就近堆放，可能引起新的水土流失；环境改变和施工噪声可能会影响周围栖息的动物。

（1）土地利用影响分析

本项目占地面积约 17351m²，从生态评价范围土地利用现状看，主要是由林地和耕地相间出现的土地利用结构形式组成，土地利用结构受人为影响破碎化程度较高。项目占地范围小，施工期对评价范围内的土地利用类型不会构成大的影响，土地利用结构不会发生明显变化，对土地利用的影响较小。建设单位需按照国家相关法律法规办理土地使用手续。

（2）永久基本农田影响分析

根据重庆市规划和自然资源局“国土空间用途管制红线智检服务”查询结果，项目占用永久基本农田 0.7644hm²。

根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）：“油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。”本项目为油气勘探项目，属于可以占用永久基本农田的项目。本项目施工期间对耕地耕作层土壤剥离，堆放在表土堆场。施工结束后，除井场、放喷池、井场道路外，建设单位按照土地复垦要求对其他临时占地进行土地复垦和生态恢复，并组织土地复垦验收。

本项目占用的永久基本农田，已取得占地手续，详见附件 9，用地过程中应规范用地审批，控制用地范围，严禁破坏征地范围外土地，可有效控制占地对区域土地资源及群众生活所造成的负面影响，对永久基本农田的影响可控。

（3）植被影响分析

本项目对植被的影响主要表现在由于对土地的占用，将清除占地范围内的所有植被，同时按相关规定对占用的土地苗木进行赔偿。储层改造过程中的供水管线为临时耐压软管，不需要开挖管沟，不会破坏沿线植被，压裂结束后拆除。

由于地表工程建设等因素，造成植物生境的破坏，使得植被覆盖率降低，植物生产能力下降，生物多样性降低，从而导致环境功能的下降，使评价范围内的总生物量减少，对局部区域的生物量有一定影响。根据现场调查，工程建设破坏的植被是周边地区常见的物种。

项目选址不涉及自然保护区、森林公园等特有生物多样性保护区，不会造成区域生物多样性的降低，不会造成生物物种入侵以及对当地及邻近地区植物种类的生存和繁衍造成影响。对整个地区生态系统的功能和稳定性不会产生大的影响，更不

会引起物种的损失。

根据施工规范，在放喷池周边设置防火带，加上井场施工自身的防火要求，将严格控制施工人员的管理，规范用火。做好相关管控措施后，造成周边植被起火风险性小。

综上，本项目建设对区域植被影响小。

（4）陆生动物群落及动物资源影响分析

根据资料收集、现场踏勘和调查，本项目生态环境影响评价范围内未发现珍稀濒危野生动物集中栖息地。项目区域野生动物主要为一些常见的小型爬行动物、哺乳动物及鸟类如蛇、鼠、蛙等，其活动范围较大，虽然会在工程施工过程中对其生活的栖息地产生一定的破坏或扰动，但对其在区域内的分布及数量的影响较小，不会造成区域陆生动物群落的改变及动物资源的减少。

此外，施工中如发现珍稀保护动物，不得随意捕杀和伤害，应及时向林业部门和环境保护部门报告，并加以保护。

（5）农田生态系统稳定性影响分析

本项目占用耕地约 10604m²，在施工过程中，运输车辆、机械以及人员也可能对邻近耕地造成干扰，施工场地产生的水土流失可能会进入农田，影响正常的农业生产。

项目施工在造成占地区生物量损失的同时，也对占地区耕作土壤造成不利影响，而且这种影响是永久性的，不可恢复的。因此，项目区域在施工中应将农田区约 30cm 厚的上层土壤层先行剥离，临时堆积保存起来，拟堆放在项目占地内东侧，采取有效的水土保持措施，用于后期土地复垦和植被恢复用。

（6）对区域景观格局的影响

根据调查，区域内景观单元异质性程度高，工程的开展可使区域景观异质化程度进一步提高，引起局部生态景观的变化。但由于井场面积较小，项目工矿景观的加入对评价范围现有景观格局并没有太大改变，除人工建筑景观外其他景观的多样性指数、优势度均没有太大变化，各景观内部景观要素的组成稳定。但项目的实施将会使区域景观斑块的破碎程度有一定的增加，但对自然景观内部功能的发挥阻碍作用较小，斑块之间继续保持着较高的连通性。

综上所述，本项目的实施不会对区域的现有景观生态格局与功能产生较大影响。

（7）水土流失影响

本项目井场表面铺碎石，能有效防止雨水冲刷，场地周围修建临时排水沟，临坡面做堡坎、护坡处理，能有效防治水土流失，本项目土石方量较小，挖填方平衡，对环境的影响较小。

在施工结束后，及时对临时占地形成的地表扰动区域进行植被恢复或土地复耕。在采取上述措施后，项目将遏制水土流失，对生态环境影响小。

（8）区域景观影响分析

本项目井场表面铺碎石，能有效防止雨水冲刷，场地周围修建临时排水沟，临坡面做堡坎、护坡处理，能有效防治水土流失，在采取上述措施后，项目将遏制水土流失，对生态环境影响小。

（9）天然林、公益林影响分析

但因地形地貌、区域发展和项目条件的限制，项目涉及占用天然林、公益林。本项目占用天然林面积约 0.55hm²，占用公益林面积约 0.1077hm²，占用的公益林均为地方公益林，项目已取得林地用地手续。

在项目设计和施工过程中，严格控制施工范围，最大限度减少占用林地，保护林业设施，同时做好植被恢复工作，减缓项目建设对天然林、公益林的不利影响。

（10）闭井后生态环境影响分析

本项目若未获可开发工业气流则按照行业规范采取封井作业。首先，采用水泥对套管及套管壁进行固封，防止天然气串入地层；同时在射孔段上部注入水泥，形成水泥塞封隔天然气层。在井口套管头上安装丝扣法兰，其工作压力大于最上气层的地层压力，装放气阀，盖井口房，在丝扣法兰上标注井号、完井日期，并设置醒目的警示标志，加以保护，防止人为破坏和气体泄漏污染及环境风险事故。若后续不在平台内继续布井，本项目钻探工程结束后，将对井场钻井设备、压裂测试设备、生活区等进行拆除、搬迁，回填放喷池，除井口区域采取碎石硬化外，井场其他区域进行土地复垦，根据《土地复垦条例》，需编制土地利用复垦方案，土地复垦应当坚持科学规划、因地制宜、综合治理、经济可行、合理利用的原则，因地制宜地建立植被恢复体系，遵循破坏土地与周边现状保持一致的原则。

若后续需利用本平台继续布井，本项目结束后，对井场钻井设备、压裂测试设备、生活区进行拆除、搬迁，拆除水基岩屑暂存区，井口区域采取碎石硬化，保留井场、井场道路、放喷池等设施便于后续钻井继续利用，后续钻井需完善相关环评手续，明确保留设施依托的可行性，保留期间，建设单位需对井场进行巡检，确保

边坡稳固，防止发生滑坡、崩塌等，产生大的水土流失。

综上所述，本项目的建设对区域的生态环境影响较小。

4.3.2 土壤环境影响分析

本项目对土壤的影响主要为排放的污染物对土壤质地性状的影响，对土壤的污染主要是落地油污、含油固体废物、钻井泥浆、废水等泄漏后可能导致土壤污染。本项目施工期间，事故情况（井喷、柴油罐、废水等泄漏）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，造成大面积土壤环境的污染。泄漏的大量柴油进入土壤环境中，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。

本项目钻井、储层改造工程中，钻井液材料、压裂液材料堆存区设置遮雨棚及围堰，地面铺设有防渗膜，因此只要加强材料的管理，就可以有效避免污染物泄漏污染土壤。井场设 2 个柴油罐，每个 10m³，临时存储钻井用柴油，最大储存量 15t，日常储量 10t，柴油罐均设置围堰，且油罐为成套钢质油罐，柴油发生大量泄漏的概率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集在围堰范围内，可有效防止土壤污染。柴油储罐区围堰容积应大于 10m³，满足《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）、《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2018）等关于围堰容积的要求。

在压裂过程中，井场设置 12 个盐酸储罐，每个储罐 10m³，盐酸仅在压裂时储存，临时储存量为 120m³。盐酸罐区井场地面铺设防渗膜，并设置临时围堰，围堰容积应大于 10m³，满足《建筑设计防火规范》和《石油化工企业设计防火标准》等关于围堰容积的要求。

本项目采取严格的分区防渗措施和雨污分流措施，污废水和各类固体废物均得到妥善储存，正常情况下土壤污染可能性较低。

4.3.3 大气环境影响分析

（1）施工扬尘

施工作业时，必须加强洒水等防尘工作，降低扬尘的产生量，从而从源头上降

低施工扬尘对环境空气质量和敏感点的影响。在加强洒水防尘作业后，项目施工期对环境的影响是局部的，并随着施工的结束而结束。

（2）机具尾气

施工机具尾气中污染物主要有 CO 和烃类。根据相同类型工程各施工段施工机具尾气中污染物排放量预测可知：施工过程中施工机具尾气中 CO 和烃类污染物排放量小，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尾气影响很小。

为了保护环境，减少施工机具作业时排放的尾气对环境的污染，施工方应尽量使用优质燃料，并对施工机具进行定期的保养和维护，不使用带“病”机具，尽可能的减少施工机具尾气的排放量。

（3）燃油废气

项目所在区域网电余量不足，无法接入网电进行供电，需使用柴油发电机供电，项目钻井和压裂时间较短，污染物排放为短时排放，采用符合国家标准的优质柴油，对环境影响小。

（4）放喷废气

拆除井口西侧的居民点后放喷池周边 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。

（5）盐酸雾

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封罐，被罐内的水吸收。盐酸雾极易溶于水，经水吸收后排入环境的量极少，水封罐的水用于稀释盐酸，不外排。本项目盐酸浓度较低，现场储存量不大，使用工期短，因此盐酸雾对环境的影响很小。

4.3.4 地表水环境影响分析

（1）施工废水

施工废水主要为混凝土拌合和养护废水，主要污染因子为 SS。项目施工废水属间断产生，通过将施工废水经沉淀池沉淀处理后回用防尘洒水，不外排，对水环境影响小。

（2）场地雨水

本项目井场内外实施清污分流措施，井场四周设置有截排水沟，场外雨水沿截排水沟排入附近冲沟，场内雨水经井口方井收集后，泵输至平台清污水池暂存，用

于配制压裂液。井口方井、清污水池为钢筋混凝土结构，能有效避免废水通过漏失和渗漏进入当地环境，对地表水环境影响小。

（3）洗井废水

本项目使用清水洗井，清水中添加有少量洗涤剂，压入井内的清水会在洗井结束后从井底返排出来，洗井废水产生量约 180m³，主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物、石油类、阴离子表面活性剂等，排入配液罐或清污水池暂存，用于配制压裂液，不外排，不会对周边地表水环境造成不利影响。

（4）压裂返排液

根据处理单位提供的相关资料，压裂返排液经絮凝沉淀处理后，可满足配制压裂液水质要求。本项目压裂返排液在配液罐、清污水池暂存，回用其他本平台压裂工序。

本项目压裂返排液优先用于压裂，是国家和重庆市鼓励和支持的压裂返排液处理方式，能减少废水排放量和水资源消耗，符合法律法规要求。压裂返排液得到妥善处置后，对周边环境影响较小。

（5）生活污水

项目施工期井队生活污水依托租借重庆祥坤能源有限公司场地现有生化池进行收集和处理后达标排放，对地表水环境影响小。

因此，项目施工期产生的废水不会对当地水环境造成明显不利影响。

4.3.5 地下水环境影响分析

（1）钻井过程对地下水水质影响分析

本项目导管、一开、二开段采用水基钻井液钻进，中完后采用钢管固井、水泥封隔地层，在后续钻进时钻井液将被封隔在套管内，后续水基、油基钻井液不会透过封隔层污染具有供水意义的浅层含水层，钻井过程对浅层地下水影响极小。

在钻井过程中，岩层中可能存在裂隙等，钻井发生漏失时，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，但随着 SS 随地下水流动，SS 会被逐步过滤，地下水中 SS 和浊度会逐步降低，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。

施工期间，采取套管封隔地层，采取分区防渗措施，防止污染物渗漏，在正常情况下不会对项目所在区域地下水水质造成影响。由于裂隙发育的不均匀性和不确定

性，对周边泉点的巡视和水质监测，一旦发现水质受到影响，应立即停工，并对循环罐、储备罐、柴油罐、放喷池、清污水池等构筑物进行检查，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。

（2）压裂工程对地下水的影响

储层改造过程中会有部分压裂液滞留在深层地层中，压裂液绝大部分为清水，其余主要成分为钾盐和有机聚合物，不含重金属。压裂作业阶段裂缝深度最大为 60—80m，压裂范围基本控制在目的地层，在一个圈闭层内进行，压裂时不会对上覆、下覆含水地层产生影响。

压裂过程中压裂液与浅层具有供水意义含水层之间有套管和水泥固井分隔，同时在压裂前采用清水对固井质量进行试压检测，确保固井质量良好。压裂液进入浅层含水层的可能性很低，不会对具有供水意义的浅层含水层造成污染。

（3）平台内施工材料和污废水储存对地下水环境影响分析

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 C30 混凝土 15cm，并铺设防渗膜，满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）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膜进行防渗，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，对地下水影响小。

②柴油储存期间对地下水环境的影响

在钻井、压裂期间，在井场内配备 10m³ 的柴油罐 2 座，为钢质罐体，柴油罐区按重点防渗区进行防渗，罐区四周设围堰，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、压裂期间施工材料发生泄漏，在雨水冲刷下可能对地下水环境造成影响，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废水暂存对地下水环境影响分析

压裂返排液在清污水池、配液罐暂存，清污水池进行了重点防渗，在正常情况

下不会发生泄漏，对地下水环境影响小。

综上所述，在本项目落实好相关防渗措施和防护工作的前提下，正常情况下可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。

4.3.6 声环境影响分析

（1）钻前工程

钻前工程使用的施工机械种类多，运行时间不固定，施工机械的共同特点是噪声值高，对施工现场附近会造成一定影响，且在露天场地施工难以采取吸声、隔声等措施来控制其对周围环境的影响。

噪声预测模式如下：

本次预测采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）推荐的噪声户外传播衰减计算的替代方法，即用 A 声级计算，其计算公式如下：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中：

$L_p(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级，dB（A）；

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的 A 声级，dB（A）；

A_{div} ——声波几何发散引起的 A 声级衰减量，dB（A）；

$$A_{div} = 20 \lg(r/r_0)$$

A_{gr} ——空气吸收引起的 A 声级衰减量，dB（A）；

A_{bar} ——声屏障引起的倍频带衰减，dB（A）；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB（A）；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB（A）。

为避免计算中增大衰减量而造成预测值偏小，计算时忽略 A_{atm} 、 A_{gr} 和 A_{misc} 。主要考虑距离衰减和声屏障引起的噪声衰减。

噪声贡献值计算公式如下：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1 L_{Ai}} \right)$$

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；

ti—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。

根据以上公式，施工机械在不同距离处噪声影响见表 4.3-1：

表 4.3-1 施工机械噪声影响范围预测结果 单位：dB（A）

机械名称	10m	30m	50m	100m	160m	200m	300m	400m	500m
推土机	79.0	69.5	65.0	59.0	54.9	53.0	49.5	47.0	45.0
挖掘机	84.0	74.5	70.0	64.0	59.9	58.0	54.5	52.0	50.0
振捣机	78.0	68.5	64.0	58.0	53.9	52.0	48.5	46.0	44.0
载重机车	79.0	69.5	65.0	59.0	54.9	53.0	49.5	47.0	45.0
空压机	82.0	72.5	68.0	62.0	57.9	56.0	52.5	50.0	48.0

本项目钻前工程仅在白天作业，夜晚不施工，由上表可知，昼间在施工场地约 160m 范围内超过《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，项目占地范围外东侧有 1 处居民点，施工噪声可能会对其造成一定不利影响。项目白天施工时应选择合理的施工时间，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。本项目钻前工程施工期较短，总体上对声环境影响可以接受。

（2）钻井工程

1）主要噪声源

本项目采用网电供电，柴油发电机为备用电源。正常工况下，钻机期间噪声主要来自钻井设备、泥浆泵、振动筛等，噪声源强在 80~95dB（A）。

2）噪声预测方法及模式

①预测方法

本项目按照钻井过程中最大噪声影响情况，预测网电及柴油发电机组供电情况下钻井平台场界和敏感点噪声值，并进行达标分析。

②预测模式

本次预测采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）推荐的噪声户外传播衰减计算的替代方法，即用 A 声级计算，其计算公式如下：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中:

$L_p(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级, dB (A) ;

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的 A 声级, dB (A) ;

A_{div} ——声波几何发散引起的 A 声级衰减量, dB (A) ;

$$A_{div} = 20 \lg(r/r_0)$$

A_{gr} ——空气吸收引起的 A 声级衰减量, dB (A) ;

A_{bar} ——声屏障引起的倍频带衰减, dB (A) ;

A_{misc} ——其他多方面效应引起的倍频带衰减, dB (A) ;

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减, dB (A) 。

为避免计算中增大衰减量而造成预测值偏小, 计算时忽略 A_{atm} 、 A_{gr} 和 A_{misc} 。
主要考虑距离衰减和声屏障引起的噪声衰减。

噪声贡献值计算公式如下:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1 L_{Ai}} \right)$$

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:

$$L_{eq} = 10 \lg (10^{0.1 L_{eqg}} + 10^{0.1 L_{eqb}})$$

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。

3) 预测结果分析

①场界噪声预测分析

钻井工程主要噪声源与场界位置关系见表 4.3-2。

表 4.3-2 主要噪声源与场界位置关系

场界	柴油动力机	发电机	钻井设备	泥浆泵	振动筛	柴油动力机	发电机	钻井设备	泥浆泵
东厂界	70	68	55	70	65	70	68	55	70
西厂界	40	42	55	40	45	40	42	55	40
南厂界	15	15	20	25	25	15	15	20	25
北厂界	40	40	35	30	30	40	40	35	30

钻井过程中对井场场界昼夜间噪声值预测见表 4.3-3。

表 4.3-3 钻井工程场界噪声预测结果 单位: dB (A)

预测工况	场界	场界噪声值		超标范围	
		昼间	夜间	昼间	夜间
柴油发电机供电	东厂界	61.7	61.7	/	6.7
	西厂界	65.1	65.1	/	10.1
	南厂界	75.8	75.8	5.8	20.8
	北厂界	66.3	66.3	/	11.3

由表 4.3-3 可知, 昼间钻井期间场界噪声南厂界超标, 超标值为 5.8dB (A), 东、西、南厂界在昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 标准; 夜间, 各场界噪声均超标, 超标范围 6.7~20.8dB (A)。

②敏感点影响预测分析

根据噪声现状监测结果, 选取居民点噪声监测最大值作为噪声背景值进行预测, 预测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 钻井过程敏感点噪声预测表 单位: dB (A)

敏感点名称	相对方向	距井场边界 (m)	背景值		贡献值		预测值		超标范围	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民点	NW	197	49	40	20.4	20.4	49.0	40.0	/	/

由预测结果可知: 钻井时昼间、夜间均能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类功能区标准,

本项目采用符合国家产品标准的设备, 建设单位应在钻井期间对现场实测噪声超标的居民采取临时避让措施和宣传讲解的措施, 争取周边居民谅解, 将噪声对居民生活的影响降至最低。钻井噪声是暂时性的, 钻井结束后影响即消失。

(2) 储层改造工程

压裂施工作业和测试放喷根据试气计划依次开展。

①压裂施工

压裂噪声主要来源于压裂设备、混砂撬等设备的机械噪声，仅在昼间施工，压裂设备布置情况及源强特性见 4.2-5，预测结果见表 4.3-5。

表 4.3-5 压裂作业场界噪声预测结果 单位：dB（A）

场界	场界噪声值（昼间）	超标范围
东场界	52.8	\
西场界	60.6	\
南场界	70.1	0.1
北场界	57.6	\

表 4.3-6 压裂过程敏感点噪声预测表 单位：dB（A）

敏感点名称	相对方向	距井场边界（m）	背景值		贡献值		预测值		超标范围	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民点	NW	197	49	40	21.9	21.9	49.0	40.1	/	/

由表 4.3-5 可知，昼间压裂作业时南场界噪声不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），超标 0.1dB（A），其余场界均达标。

由表 4.3-6 可知，本项目压裂施工时间约 10d，在昼间进行，项目最近的 1#居民点贡献值能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，受到压裂施工噪声的影响，但影响较小。

②测试放喷

测试放喷时产生的高压气流噪声为 100dB（A），昼夜连续测试。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，预测结果见下表。

表 4.3-6 放喷噪声影响范围预测结果单位：dB（A）

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

表 4.3-7 放喷过程敏感点噪声预测表 单位：dB（A）

敏感点名称	相对方向	距井场边界（m）	距放喷池边界最近距离（m）	背景值		贡献值		预测值		超标范围	
				昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民点	NW	197	343	49	40	49.3	49.3	52.2	49.8	/	/

本项目测试放喷时间约 10d，昼夜连续排放，昼间距离放喷池 100m 处能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，夜间距离放喷池约 320m 处能够满足 2 类标准，单台放喷池工作时距离最近的 1#居民点达标。

工程建设通过合理的施工安排和对受影响居民采取临时避让措施（具体范围根

据施工过程中监测超标情况确定），储层改造工程噪声对居民影响可以得到控制，噪声将随储层改造的结束而消失。

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侧居民影响可以得到控制。

4.3.7 固体废物环境影响分析

（1）土石方

土石方在施工场地内进行合理调配实现挖填平衡，无弃方产生。

（2）钻井岩屑

水基岩屑用于制砖等资源化利用，油基岩屑交由有相应资质的单位进行处置，妥善处置后对区域环境影响较小。

（3）废油

柴油罐区、柴油机和发电机房设置围堰收集跑、冒、滴、漏废油，废油在回收桶集中收集，临时暂存在危废暂存间，暂存间采取防渗防雨措施，由井队综合利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置，对环境影响较小。

（4）废包装材料

废包装材料主要为盛装钻井液、压裂液原材料的编织袋、空桶等，为一般固体废物，由厂家或有回收资质的单位回收，对区域环境影响较小。

（5）废防渗材料

场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料等（如油罐区防渗膜），沾染矿物油的防渗材料属于危险废物（HW08），临时暂存在危废暂存间，交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置，对环境影响较小。

（6）生活垃圾

生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置，对区域环境影响较小。

（7）压裂返排液絮凝沉淀污泥

压裂返排液絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或用于制砖等资源化利用。

总体上，本项目施工期各类固体废物均得到妥善处置，不会对周边环境产生大的影响。

4.3.8 环境风险评价

4.3.8.1 评价依据

(1) 风险调查

本项目施工期涉及的物质主要为钻井液、压裂液、固井水泥、柴油等。本项目目的层页岩气的成分以甲烷等烃类物质为主，项目勘探井目的层为凉高山组，目前该区域尚无凉高山组的气质类比资料，本次评价以最不利情况（含硫井组）考虑，即参照周边志留系页岩气勘探井红页 1HF 井的气质数据，根据红页 1HF 井硫化氢含量为 5.02g/m^3 ，本项目保守按照含硫气井进行分析和安全把控。

1) 钻井液、压裂液、固井水泥材料

水基钻井液以钠土（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，主要添加成分有机盐、纯碱、氯化钾、氢氧化钠等化学品。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，采用的水基泥浆钻井液属无毒无害物质，呈碱性。

油基钻井液以 0 号柴油、白油或者燃料油为主，加入了有机土 OGEL-D、乳化剂 EMUL、降滤失剂 OS-FLA、氯化钙、氧化钙、重晶石粉等化学品，存在易燃易爆物质，属于危险物质。

本项目采用水力压裂，压裂液体系选用减阻水和活性液混合液体系，压裂液主要成分为水，添加有减阻剂、防膨剂、增效剂等，无毒。

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) 柴油

钻井过程中设 2 个柴油罐，柴油属于闪点在 28°C 与 60°C 之间的易燃、具有爆炸性的液体，属于乙类危险品。

3) 盐酸

在水力压裂前使用盐酸作为前置酸，主要功能为解堵地层。盐酸在压裂期间，由厂家运输至井场，采用 10m^3 的钢体储罐进行储存，储存量为 120m^3 ，存时间一般为 10d，本项目盐酸浓度小于 37%，未到达《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）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》（GB 30000.18-2013）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》（HJ 169-2018），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。

4) 甲烷

本项目目的层页岩气主要成分为甲烷，若发生井喷失控事故，可能发生泄漏事故。

(2) 环境风险潜势判定

根据涉及的危险物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度确定环境风险潜势。

①危险物质数量与临界量比值（Q）

根据分析建设项目生产、使用、储存过程中涉及的有毒有害、易燃易爆物质，定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）。

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；当存在多种危险物质时，则按式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：q₁，q₂，…，q_n-每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，…，Q_n-每种危险物质的临界量，t。

结合项目特点，按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 表 B1、表 B.2 判定。施工期间，环境风险集中在钻井工程和储层改造阶段，施工期间，环境风险集中在钻井工程和储层改造阶段。钻井工程涉及的危险物质为柴油、油基岩屑、废油、油基钻井液。钻井期井场设 2 座柴油罐，最大储量 15t；设 30 个 1m³ 吨桶收集油基岩屑，油基岩屑密度取 2t/m³，则油基岩屑最大存在总量为 60t；油基钻井液配制量 300m³，密度按 1.5t/m³，则油基钻井液最大存在总量为 450t；废油设 4 个 200L 油桶收集，密度为 0.8t/m³，废油最大存在总量为 0.64t。储层改造工程涉及的危险物质为柴油、废油，井场设 2 座柴油罐，最大储量 15t，废油设 4 个 200L 油桶收集，密度按 0.8t/m³，废油最大存放总量为 0.64t。Q 值计算见下表。

表 4.3-8 施工期 Q 值确定表

时段	工程阶段	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 Qn/t	Q 值
施工期	钻井工程	柴油	/	15	2500	0.006
		油基岩屑	/	60	2500	0.024
		废油	/	0.64	2500	0.000256

		油基钻井液	/	450	2500	0.18
		项目 Q 值Σ				0.21
	储层改造工程	柴油	/	15	2500	0.006
		废油	/	0.64	2500	0.000256
		项目 Q 值Σ				0.006256

②环境风险潜势判断

根据表 4-15，拟建项目施工期 Q 值小于 1，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目环境风险潜势为I。

（3）评价等级

本项目环境风险潜势为I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169—2018），环境风险评价工作等级为简单分析。

4.3.8.2 环境敏感目标概况

本项目环境风险敏感特征见表 4.3-9。

表 4.3-9 环境风险敏感特征表

类别	环境敏感特征					
环境空气	序号	敏感目标名称	相对方位	最近距离/m	属性	人口数
	1	1#居民点	E	197	居民区	4
	2	2#居民点	NE	216	居民区	52
	3	3#居民点	NW	285	居民区	84
	4	4#居民点	W	465	居民区	84
	5	5#居民点	S	474	居民区	24
	6	6#居民点	SE	234	居民区	16
	7	7#居民点	SE	420	居民区	24
	厂址周边 500 m 范围内人口数小计					288
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					1 万~5 万
	管线周边 200m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	不涉及外输管线					
	大气环境敏感程度 E 值					E2
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称 (最近地表水体)	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	官渡河	/		其他	
	内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍）范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	1	水体下游 10km 无敏感目标分布				
	地表水环境敏感程度 E 值					E3

地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	/	不敏感	III	D1	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E2

4.3.8.3 风险识别

(1) 物质危险性识别

本项目施工期间，危险物质主要为甲烷、柴油。

1) 甲烷危险性分析

甲烷属于《化学品分类和危险性公示 通则》（GB13690-2009）中的气相爆炸物质，泄漏在环境中与空气混合后易达到爆炸极限，此时若遇火或静电可能引起燃烧和爆炸。其爆炸极限范围为 5%~15%（体积比）。当空气中甲烷浓度达到 10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。甲烷的物理化学特性详见表 4.3-10。

表 4.3-10 甲烷物理化学特性表

国标编号	21007		
CAS 号	74-82-8		
中文名称	甲烷		
英文名称	methane;Marsh gas		
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃闪点：-188℃
熔点	-182.5℃ 沸点：-161.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚
密度	相对密度（水=1）0.42 相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
危险标记	4（易燃液体）	主要用途	燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造

1、健康危害

侵入途径：吸入。

健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷体积分数达 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、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。

2、爆炸风险

甲烷爆炸极限为（V/V）5.3%~15.0%

3、毒理学资料及环境行为

毒性：属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中达到 25%~30%出现头昏、呼吸加速、运动失调。

危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五

氧化溴、氯气、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。

4.环境标准：
前苏联车间空气中有害物质的最高容许浓度 300mg/m³
美国车间卫生标准窒息性气体

5.应急处理处置方法：

一、泄漏应急处理

迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。

二、急救措施

皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。

吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。

灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

2) 柴油

柴油属于闪点在 28℃与 60℃之间的易燃、具有爆炸性的液体，属于乙类危险品，其特性见表 4.3-11。

表 4.3-11 柴油物理化学特性表

标识	中文名	柴油	英文名	Diesel oil		分子式	分子量
理化性质	溶解性	与水混溶，可混溶于乙醇	外观	稍有粘性的棕色液体。			
	性能参数	沸点（℃）	-18	熔点（℃）	-29.56	饱和蒸汽压	0.67kPa
		相对密度（水=1）	0.87-0.90		相对密度（空气=1）		3.38
燃烧爆炸危险性	燃烧性	不燃	闪点（℃）	55		引燃温度（℃）	257
	聚合危害	不聚合	火灾危险级别			甲	
	危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。灭火方法：消防人员必须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。					
	燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳	禁忌物	强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物			
毒性	毒性	属中等毒类					
	接触极限			侵入途径		吸入、食入、经皮肤吸收	

	及健康危害	健康危害	皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。
		防护	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：尽快彻底洗胃。就医。 工程防护：密闭操作，注意通风。 个人防护：空气中浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，必须佩戴空气呼吸器。戴化学安全防护眼镜。穿一般作业防护服。戴橡胶耐油手套。工作现场禁止吸烟。避免长期反复接触。
	包装与储运	储运注意事项	不储存于阴凉、通风的库房内。远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备工具和合适的收容材料。运输前应先检查包装容器是否完整、密封，运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。运输时运输车辆配备相应的品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。

（2）生产系统危险性识别

钻井中常见可能诱发事故的因素有井漏、井涌、气侵，主要事故为井喷、井喷失控。

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，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、储备罐等意外破损将引起周边土壤污染。

③套管破裂事故对环境的影响

套管破裂后，页岩气体可能窜层泄漏进入地表，遇火爆炸燃烧等。

④地下水井涌对环境的影响

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。

⑤运输过程事故对环境的影响

柴油、盐酸、钻井材料、压裂返排液等拉运过程中出现交通事故可能引起水体、土壤污染。

4.3.8.4 环境风险分析

（1）井喷失控环境风险分析

钻井过程中遇到地下气、水层时，气或水窜进井内的泥浆里，加快了泥浆流动和循环的速度，如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动泥浆外溢，即发生溢流。此时如果对地下气压平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成气、水或其混合物沿着环形空间迅速喷到地面，即发生井喷。

导致井喷失控的主要因素涉及以下几个方面：

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

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

③压井泥浆密度偏低，不能满足压井要求。

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

突发井喷事故时地层中的页岩气直接冲出地面进入大气造成环境空气污染，若遇明火，可能造成爆炸，引起人员伤亡。

（2）钻井过程中地层间气体涌出

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

（3）套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险影响分析

套管破裂在钻井中出现的概率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的概率极小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带。主要表现为可燃气体的泄漏遇火爆炸环境风险，形成的爆炸冲击波较井喷失控时甲烷扩散遇火爆炸形成的爆炸冲击波影响小得多。

（4）废水、钻井液、压裂液等泄漏环境风险影响分析

钻井废水、压裂返排液的危害主要表现在： pH 值过高、可溶性盐含量高，含石油类。泄漏和外溢废水对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将泄漏废水或受污染的土壤一起带入水体造成污染。

压裂返排液属高含盐废水，进入地表水体可能导致水体污染，造成富营养化，导致水生生物细胞渗透压升高，细胞因脱水引起质壁分离，同时还会破坏细胞膜，影响水生生物生长。本项目钻井废水、压裂返排液、钻井液、压裂液在井场均得到妥善储存，发生泄漏的可能性较小，即使发生泄漏，由于废水产生量不大，对地表水环境的影响也是很小的。

（5）地下水井涌事故风险影响分析

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

（6）油罐事故影响分析

网电断电时，钻井需使用柴油，油罐布置在井场地势较高处，风险影响主要是柴油罐区域的火灾爆炸。油罐设置在混凝土基础上，基础周边设置有围堰及收油沟。油罐密闭，柴油发生大量泄漏的概率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集在隔油池内，可有效进行防止污染。罐体破裂导致柴油大量泄漏的概率很小，一旦产生废油泄漏主要污染罐体周边旱地土壤，根据周边地势，主要流入旱地，对旱地土壤造成污染，造成经济影响。

（7）压裂前置酸泄漏事故影响分析

钻井至目的层下套管固井射空后，采用盐酸作为前置液，对岩层进行侵蚀。现场用酸由具有相关资质的单位用玻璃钢罐车拉运至现场使用，在井场内采用玻璃内衬钢罐临时储存，罐区设有防渗膜及围堰。盐酸如发生泄漏将引起土壤及周边水体污染，破坏土壤的结构，危害地表植被生长，影响水体 pH 值。

（8）油基岩屑外运过程事故影响分析

本项目油基岩屑利用交由有危险废物处置资质的单位进行转运及处置，油基岩屑转运车辆在行驶过程中，应严格执行危废转移联单制度，严防翻车污染河流。

（9）压裂返排液转运事故影响分析

本项目压裂返排液由专用罐车装载转运，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的

	<p>概率很小，发生事故污染的可能性小，加强转运风险防范措施后，其环境风险在环境可接受范围内。</p>
运营期生态环境影响分析	<p>项目不涉及运营期，运营期单独开展环境影响评价。</p>
选址选线环境合理性分析	<p>(1) 与《钻前工程及井场布置技术要求》符合性分析</p> <p>本项目井口周边 75m 范围内无高压线及其他永久性设施，井口 100m 范围内拆除 1 户民房，拆除后无居民居住，200m 范围内无铁路、高速公路，500m 范围内无医院、学校和大型油库等人口密集性、高危性场所，放喷池周边 50m 范围内无居民点，选址满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）相关规定。本项目施工过程中应严格按照相关安全评估要求，按照钻井设计和行业规范作业，强化健康、安全、环境管理（HSE）。</p> <p>(2) 占用天然林、公益林可行性分析</p> <p>根据石柱林业资料，本项目占用公益林面积约 0.1077hm²，均为地方公益林，占用天然林面积约 0.55hm²。</p> <p>页岩气勘探开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”，勘探井首先需考虑的是该区域是否有利于页岩气的生成地质条件。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过前期地球物理勘探所获取的页岩气赋存有利条件所确定的位置来确定井口位置，本项目利用现有平台施工，在选址、选线阶段已最大限度的考虑林地的保护，项目仍占用少量天然林、公益林，本项目占地为临时占地，已取得林地征用手续。</p> <p>(3) 项目占用基本农田符合性分析</p> <p>根据重庆市规划和自然资源局“国土空间用途管制红线智检服务”查询，本项目调查范围内永久基本农田面积约 1.434hm²，占地范围内永久基本农田面积 0.7644hm²</p> <p>根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）：“油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。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”。本项目为油气勘探项目，属于可以占用永久基本农田的项目。本项目施工期间</p>

对耕地耕作层土壤剥离，堆放在表土堆场。施工结束后，除井场、放喷池、井场道路外，建设单位按照土地复垦要求对其他临时占地进行土地复垦和生态恢复，并组织土地复垦验收。本项目已取得用地手续，用地过程中应控制用地范围，严禁破坏征地范围外土地，可有效控制占地对区域土地资源及群众生活所造成的负面影响，

（3）与《地下水管理条例》（国令第 748 号）符合性分析

根据《地下水管理条例》（国令第 748 号）“第四十二条 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”。根据现状调查、水文地质资料等，本项目占地范围内浅表地层内无泉域保护范围，未发现因地层岩溶强发育导致明显岩溶漏斗和落水洞现象，因此本项目选址不属于《地下水管理条例》（国令第 748 号）禁止建设区域。

本项目所在区域大气环境质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量现状总体较好，本项目产生的污染物均能做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、大气、土壤、声环境影响小，本项目选址满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013），占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、文物保护单位等环境敏感区，不在生态保护红线范围内，严格按照相关规定办理用地手续后，项目选址无重大制约因素，选址合理。

五、主要生态环境保护措施

5.1 地表水污染防治措施

(1) 剩余钻井液

钻井过程中钻井液全部在循环罐内循环，不外排。导管段剩余钻井液直接在循环罐内用于配制一开、二开钻井液，一开、二开段完钻后，剩余水基钻井液由井队回收，用于后续钻井工程，三开段采用油基钻井液钻进，剩余油基钻井液由井队回收。目前，中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂根据已开发的平台钻探情况，确立了区域天然气钻井用统一的水基钻井液体系，因此，本项目水基、钻井阶段结束后，剩余水基钻井液可随钻井队用于本平台或区域其他平台后续钻井工程使用。

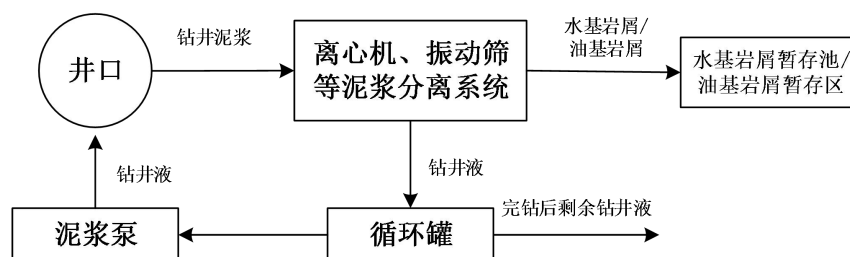


图 5.1-1 本项目钻井过程中钻井液循环方式图

(2) 压裂返排液

压裂返排液回用其他平台压裂工序。

①压裂返排液回用压裂可行性分析

根据建设单位区域压裂返排液回用情况，采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺对压裂返排液进行处理，处理后可以满足污水重复利用水质要求，处理工艺见图 5.1-2。



图 5.1-2 污水重复利用处理工艺流程

采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，絮凝剂和助凝剂的添加可有效处理污水中 SS、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 浓度，杀菌剂可有效控制硫酸盐杆菌 SRB、腐生菌 TGB、铁菌 FB 数量，通过稀释的方式可降低废水矿化度，经上述工艺处理后废水可满足压裂回用水质标准要求。采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，直接在水池或配液罐添

加絮凝剂和杀菌剂，不需其他处理设施，操作简单，在天然气勘探开发中已得到广泛应用，根据建设单位其他天然气井压裂返排液回用情况，压裂返排液的回用未对浅层地下水水质、压裂性能产生不良影响，因此，回用是合理可行的。

综上，项目周边红页 4、红页 5、红页 12 等平台的后续拟进一步实施钻井工程，压裂返排阶段只要做好与工区其他页岩气平台运行协调，压裂返排液回用是可行的。

②压裂返排液转运措施分析

对压裂返排液转运采取如下环保管理措施：转运前制定好运输路线，沿现有乡村道路运输；废水承运单位选择气田水专用罐车转运，转运时采取罐车密闭输送；承运单位开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保培训，废水运输车辆等必须符合安全环保要求，装卸和运输废水过程中不得溢出和渗漏；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，并纳入建设单位的 GPS 监控系统平台；废水承运人员进入井场装卸废水，必须遵守建设单位有关安全环保管理规定；转运过程中做好转运台账，废水车辆运输严格执行三联单转运和签认制度，签认单复印件存档备案，保存期不得少于二年；尽量避免在雨天和大雾天等恶劣天气进行转运，运输车辆配备堵漏工具，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；废水转运前应及时向当地生态环境局报备，以便其监督管理。

综上所述，在采用严格的环境管理措施情况下，本项目压裂返排液外运回用其他平台压裂工序处理措施是合理可行的。

项目压裂返排液产生量约 4000m³，在红页 L2 平台、红页 4 平台、红页 12 平台、红页 5 平台水池暂存，水池总容积约 16500m³，可以暂存约 344 天采出水。目前，建设单位在石柱工区拟施工的平台共计 4 个，包括红页 5、红页 4、红页 24、红页 L1 平台，共计部署 34 口井，目前已完工 4 口井，34 口井尚未施工。根据各项目环评工程分析，剩余 30 口井需要配制压裂液 137.66 万 m³。根据建设单位施工计划，预计明年在红页 5、红页 4 平台各实施 2 口井，每年度需要配制压裂液量约 18.38 万 m³。根据建设单位提供资料，压裂液中新鲜水与采出水的比例约 20%，则每年度可回用约 36760m³ 采出水，而本项目压裂返排液量约 4000m³，仅占回用量的 10.88%，因此，本项目废水可以全部回用压裂。

表 5.1-1 石柱区域拟施工平台环保手续及实施情况一览表

平台名称	环评项目名称	批复文号	批复井数	实施井数		剩余井压裂液需要量 m ³
				已实施	剩余	
红页 5	红页 5 井组钻井工程	渝（石）环准（2022）012 号	11	1	10	375000
红星 1（红页 4）	红星地区页岩气勘探项目（石柱工区一期）	渝（石）环准（2022）018 号	6	1	5	272000
红页 24			8	1	7	358400
红页 L1 平台			9	1	8	371200
小计	/	/	34	4	30	1376600

表 5.1-2 区域勘探实施计划表

平台	施工计划		所需压裂液量	
	2026 年度	2027 年度	2026 年度	2027 年度
红页 5	2	2	75000	75000
红星 1（红页 4）	2	2	108800	108800
小计	4	4	183800	183800

本项目依托本平台清污水池、红页 4 平台、红页 12 平台、红页 5 平台水池暂存，每半年回用一次压裂，本项目压裂返排液产生量约 4000m³，产生量小于最大暂存容积（15500m³），满足暂存要求。建设单位应污废水的存放情况安排运输，确保污水池在安全容积的情况下运行，避免外溢。转运路线见附图 15。

压裂返排液转运采取如下环保管理措施：转运前制定好运输路线，废水承运单位选择气田水专用罐车转运，转运时采取罐车密闭输送；承运单位开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保培训，废水运输车辆等必须符合安全环保要求，装卸和运输废水过程中不得溢出和渗漏；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，并纳入建设单位的 GPS 监控系统平台；废水承运人员进入井场装卸废水，必须遵守建设单位有关安全环保管理规定；转运过程做好转运台账；尽量避免在雨天和大雾天等恶劣天气进行转运，运输车辆配备堵漏工具，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。

综上所述，在采用严格的环境管理措施情况下，本项目压裂返排液处置是合理可行的。

（3）场地雨水

本项目场地雨水在井口方井收集后，通过高压临时软管（聚乙烯高压软管

DN200, 4MPa) 输送至平台清污水池暂存, 回用于压裂工序。

(4) 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, 通过高压临时软管 (聚乙烯高压软管 DN200, 4MPa) 输送至平台水池暂存, 用于压裂液配制。

(5) 生活污水处理措施

项目施工期井队生活污水依托租借重庆祥坤能源有限公司场地现有生化池进行收集和处理后达标排放。

(6) 井场清污分流

井场四周修建截排水沟, 雨水就近排入附近溪沟; 井场内收集的雨水排入送至放喷池暂存。

5.2 地下水污染防治措施

5.2.1 源头控制措施

平台在选址上已避开了区域大断层, 导管段、一开段和二开段采取水基钻井方式。当钻井期间钻井液发生泄漏时可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对泄漏位置进行堵塞。

5.2.2 分区防渗措施

本项目根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)、《地下水污染防治实施方案》(环土壤〔2019〕25号)、《地下水污染源防渗技术指南(试行)》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提出防渗技术要求。

项目所在区域地下水类型主要为风化带网状裂隙水, 包气带防污性能为弱。

井场内井口区、循环罐区(储备罐、循环罐、泥浆泵区)、柴油罐储存区、盐酸罐区布置在地面上, 易于观察到污染物泄漏和处置, 污染控制程度为“易”。放喷池难以观察到污染物泄漏和处置, 污染控制程度为“难”。

本项目污废水主要污染物为 pH、色度、COD、石油类、SS、氯化物、钡等。

由以上分析, 结合地下水导则及《非常规油气开采污染控制技术规范》(SY/T 7482-2020) 要求, 钻机基础区域、钻井液循环系统(包括循环罐、储

备罐等）、放喷池、废油暂存区、柴油罐区、钻后设备治理区（油基岩屑暂存区）、危险废物暂存区、柴油动力机发电机等涉及含油材料或废物流转的区域为重点防渗区，本项目原辅材料暂存区、水基岩屑暂存区等为一般防渗区域。

项目分区防渗要求见表 5.2-1。

表 5.2-1 各构筑物防渗要求一览表

构筑物名称	防渗分区	防渗技术要求
危险废物暂存区	重点防渗	满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求
水基岩屑暂存区	重点防渗	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m， k≤1×10 ⁻⁷ cm/s
柴油罐区	重点防渗	
盐酸罐区	重点防渗	
柴油动力机、发电机	重点防渗	
循环罐区	重点防渗	
放喷池	重点防渗	
清污水池	重点防渗	
井架基础区	重点防渗	
压裂泵车区	重点防渗	
原辅材料暂存区	一般防渗区	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s
压裂液罐区、配液撬、压裂机组区域、供液撬	一般防渗区	

5.2.3 污染监控

施工期间，采取套管封隔地层，采取分区防渗措施，防止污染物渗漏，在正常情况下不会对项目所在区域井泉水质造成影响。由于裂隙发育的不均匀性和不确定性，应加强对地下水的监测，本项目设置 Q1 为事故监测点。

表 5.2-2 地下水事故监测点一览表

泉点	经度/°	纬度/°	位置关系
Q1	108.37760	30.398332	位于平台东南侧约 320m，比井场高 36m

监测因子 pH、氨氮、溶解性总固体、耗氧量、总硬度、COD、氟化物、挥发性酚类、砷、汞、钡、六价铬、氯化物、石油类、硫酸盐等。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

监测频率：事故时监测。

监测要求：本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测，监测

采样方法应符合国家现行的相关质控标准。

一旦发现水质受到影响，应立即停工，并对循环罐、储备罐、柴油罐、放喷池、清污水池等构筑物进行检查，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。

5.2.4 应急响应

无论预防工作如何周密，污染事故总是很难根本杜绝，因此，必须制定地下水污染应急响应预案，明确污染状况下应采取控制污染源、切断污染途径、封闭、截流等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。本项目制定的应急响应程序如下图所示。

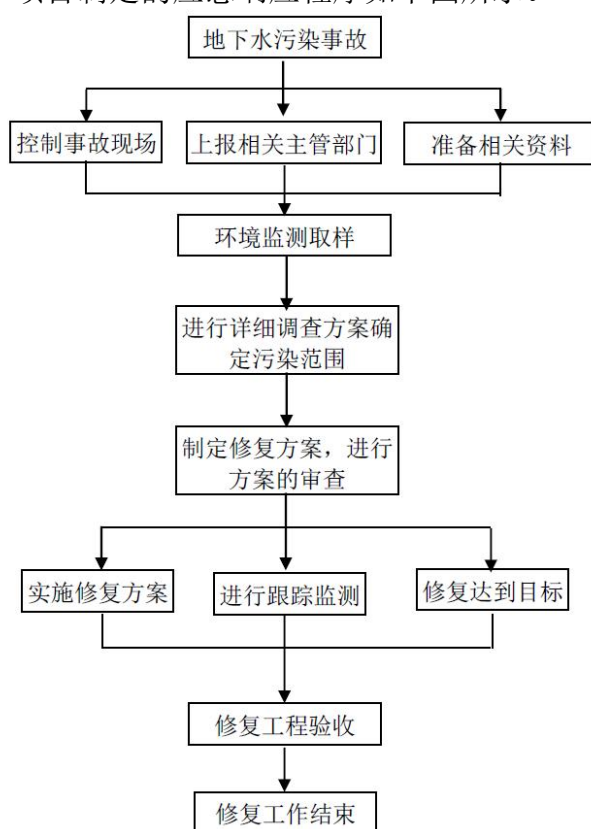


图 5.2-1 地下水应急响应

①制定风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。因此，建设单位应编制相应的应急方案，并将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估体系中，制定应急预案防止对周围地下水环境造成污染。

②成立事故应急对策指挥中心

建设单位应成立由多个部门组成的事故应急对策指挥中心，统筹负责在发生事故后进行统一指挥、协调处理好抢险工作。

③建立事故应急通报网络

建设单位应建立事故应急通报网络，由消防部门、环保部门、卫生部门、水利部门及公安部门等组成。若发生事故时，第一时间通知上述部门协作，采取应急防护措施，现场操作人员应立即以无线对讲机或电话向负责人报警；负责人在接报后立即确认事故位置及大小，及时用电话向事故应急对策指挥中心报警；事故应急对策指挥中心在接报后，按照应急指挥程序，立即用电话向环保部门、卫生部门、水利部门以及消防部门发出指示，指挥抢险工作；应急响应过程可分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。应针对应急响应分步骤制定应急程序，并按事先制定程序指导事故应急响应。

④相应的应急措施

在项目建设期间一旦发生地下水污染事故，应立即按照提前制定的应急预案迅速控制项目区事故现场，切断污染源，对污染场地进行清源处理，同时上报相关部门进行善后。

通过以上措施可有效预防地下水污染，措施可行。

5.3 大气污染防治措施

（1）施工扬尘

对易扬散材料的运输要采取包封措施，最大程度地减少洒落现象。

加强施工场地的防尘洒水，洒水频率视天气及具体情况而定；

临时性用地等使用完毕后要及时恢复植被；

在装卸材料时应规范作业，文明施工，减少扬尘的产生；

严禁施工现场搅拌混凝土，项目应使用商品混凝土，严禁施工现场搅拌混凝土；运输车要采取密闭运输，防止撒漏；进出场地口道路应进行硬化，严禁超载。

（2）施工机具尾气

燃油机械尽量使用优质燃料。

定期对燃油机械、消烟除尘等设备进行检测与维护。

运输车辆要统一调度，避免出现拥挤，尽可能正常装载和行驶。

加强对施工机械管理，科学安排其运行时间，严格按照施工时间作业，不允许超时间和任意扩大施工路线。

（3）燃油废气

柴油机发电机等设备使用优质燃料。

（4）测试放喷废气

测试放喷时，页岩气在放喷池内经 1m 高对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，放喷池正对燃烧筒的墙高约 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。

（5）盐酸雾

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封罐，被罐内的水吸收。盐酸雾极易溶于水，经水吸收后排入环境的量极少，水封罐的水用于稀释盐酸，不外排。本项目盐酸浓度较低，现场储存量不大，使用工期短，因此盐酸雾对环境的影响很小。

5.4 噪声控制措施

噪声控制首先是管理，施工单位必须选用符合国家标准施工机具和运输车辆，尽量选用低噪声的施工机械和工艺，加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的工况，以便从根本上降低噪声源强。

本项目固定机械设备（柴油动力机、发电机组）自带消声器，施工单位还对其加装基座减振进行噪声控制。

由于钻井作业为高大施工设备，采取隔声难度大，建设单位在钻井、储层改造期间应将高噪声设备布置在远离居民点一侧，同时对现场实测噪声超标的居民采取临时避让措施和宣传讲解的措施，争取周边居民谅解，将噪声对居民生活的影响降至最低。钻井噪声影响是暂时性的，钻井结束后影响即消失。

测试放喷时产生的高压气流噪声源强为 100dB（A），持续时间短，通过放喷池放喷，可以降低一定的噪声，测试放喷噪声影响是暂时的。

通过以上措施，施工期对声环境的影响是可以接受的。

5.5 固体废物处置措施

5.5.1 普通钻井岩屑

本项目水基岩屑经压滤后外运至一般工业固废处置场或运用于制砖资源化利用，同时应按照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（生态

环境部公告 2021 年第 82 号) 建立一般工业固体废物台账。

5.5.2 危险废物

(1) 处置要求

本项目施工期产生的危险废物包括油基岩屑、废油、沾染了废矿物油的废防渗材料, 其中废油由井队综合利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置, 油基岩屑、沾染了废矿物油的废防渗材料交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。危险废物的收集、临时储存和转运应满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《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)、《危险废物转移管理办法》(生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号) 等相关要求:

1) 收集作业

①应根据收集设备、转运车辆以及现场人员等实际情况确定相应作业区域, 同时要设置作业界限标志和警示牌。

②作业区域内应设置危险废物收集专用通道和人员避险通道。

③收集时应配备必要的收集工具和包装物, 以及必要的应急监测设备及应急装备。

④危险废物收集应填写记录表, 并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。

⑤收集结束后应清理和恢复收集作业区域, 确保作业区域环境整洁安全。

⑥收集过危险废物的容器、设备、设施、场所及其他物品转作他用时, 应消除污染, 确保其使用安全。

2) 危险废物贮存

油基岩屑暂存区、危险废物暂存区严格按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 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, 按照《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ 1276-2022) 及《环境保护图形标志—固体废物贮存(处置)场》(GB 15562.2-1995) 修改单要求, 规范设置标识标牌。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。

3) 危险废物的运输

	<p>本项目危险废物委托外单位运输危险废物的，建设单位应定期对承包商进行检查、监管，检查内容包括：</p> <p>①危险货物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通运输部令 2023 年第 13 号）、JT617 以及 JT618 执行。</p> <p>②运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志。</p> <p>③危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志。</p> <p>④危险废物运输应遵守危险货物运输管理的相关规定，按照危险废物特性分类运输。</p> <p>⑤危险废物转移</p> <p>按照《危险废物转移管理办法》（部令 第 23 号），实施转移联单制度，转运台账应清楚，杜绝油基岩屑沿路抛洒和随意弃置的情况。</p> <p>（2）废油处置措施</p> <p>柴油罐区、发电机房四周设置围堰，并各设 1 座 1×1×0.2m 的废油收集池收集跑冒滴漏的废油，在井场危险废物暂存区设置 4 个 200L 油桶收集暂存施工期产生的废油，可作为井场内设备的保养润滑油和配制油基钻井液，剩余利用不完的部分交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。</p> <p>（3）废防渗材料处置措施</p> <p>场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料等（如油罐区防渗膜），若沾染废矿物油，属于危险废物（HW08），临时暂存在危废暂存间，最终交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。</p> <p>（4）油基岩屑处置</p> <p>油基岩屑交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置，本项目预计产生约 293m³（约 586t）油基岩屑。</p> <p>5.5.3 废包装材料</p> <p>本项目产生的废包装材料由厂家或有回收资质的单位回收。</p> <p>5.5.4 生活垃圾处置</p> <p>生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置。</p> <p>5.5.5 压裂返排液絮凝沉淀污泥处置</p> <p>压裂返排液收集后采用“混凝沉淀+杀菌”处理后回用于其他平台压裂工</p>
--	--

序，压裂返排液处理过程中将产生絮凝沉淀污泥。

参考重庆市南川、武隆、石柱等地区天然气开发项目污泥成分检测数据，本项目压裂返排液回用处理过程中产生的絮凝沉淀污泥不属于危险废物，凝沉淀污泥按照一般工业固体废物进行处置或资源化利用。

5.6 生态环境保护措施

（1）生态环境影响减缓措施

①在满足施工条件下，严格控制临时施工范围，尽量减少对植被的破坏；施工期应避开雨天与大风天气，减少水土流失量。

②井场采用水泥硬化或碎石铺垫，防止雨水冲刷，场地周围修临时排水沟。

③制定严格的施工操作规范，严禁施工车辆随意开辟施工便道。

④对因项目建设过程中形成的裸露地表，应及时采取绿化措施，选择适宜当地生长的乔灌木及草本品种。

（2）林地资源保护措施

①进一步优化工程占地，尽量减少对林地的占用。

②临时占用林地上的林木需要采伐的，项目已取得林地占用手续，详见附件 8。

③施工过程中严格控制施工区域，必须在批准的地点、面积和范围内施工，施工过程中应加强对土石方的调配管理，在具备条件的地段，对使用林地的表土层应予以剥离堆放，并用于恢复时覆土，提高林地生产力。切实采取有效保护措施，防止坍塌或堆放物滚落等损毁未批准占用的林地、林木。同时应加强施工管理，防止超范围占用林地、乱砍滥伐林木和发生森林火灾，防止乱捕滥猎野生动物、破坏和污染森林环境的行为发生。

④应加大森林防火宣传力度，研究制定详细的防火措施，对施工人员加强管护，避免引发森林火灾。

⑤按相关规定对占用的林地进行补偿。

（3）对珍稀植物及野生动物的保护

施工过程中若发现珍稀野生植物时，不得进行砍伐和破坏，应对其进行移栽及抚育，并及时向林业部门报告。

施工中如发现国家和省级珍稀保护动物，不得随意捕杀和伤害，应及时向林业部门和环境保护部门报告，并加以保护。

（4）场地清理要求

①钻井工程结束后，及时搬迁钻井设备，拆除后续储存改造工程不再利用的设施，如钻井基础、泥浆循环系统基础等，清理场地内其他杂物，做到场地内无固体废物遗留。

②钻井工程结束后，井场交给试气队伍进行储层改造，储层改造工程完成后，拆除或搬迁压裂、测试放喷设施设备，清理场地内其他杂物，做到场地内无固体废物遗留。

③施工结束后及时拆除材料堆存区、危废暂存区、临时生活区等施工临时设施，拆除或搬迁钻井、压裂、测试放喷设施设备，及时转运处置钻井岩屑、废油、生活垃圾等固体废物，清理场地内其他杂物或土石方，及时转运处置施工期产生的压裂返排液等废水。

④若具备开采价值，除保留井场、放喷池、清污水池、井场道路作为后续勘探开发设施外，清除其他所有设施，对其他占地进行平整、清理。若未获可开发工业气流，且平台后续无施工计划的，则回填清污水池、放喷池，对全部占地进行平整、清理。

（5）生态恢复

施工期，对施工时形成的裸地要及时采取工程措施，可绿化的土地要全部进行绿化。若该井具备开采价值，除保留井场、放喷池、清污水池、井场道路作为后续勘探开发设施外，其余占地进行生态恢复。若未获可开发工业气流，且平台后续无施工计划的，则进行闭井作业，回填清污水池、放喷池，除保留井口一定区域外，对其他全部区域因地制宜开展生态恢复，生态恢复措施见附图 9。临时占地复垦工作应遵循“谁破坏，谁复垦”的原则，建设单位需严格按照《土地复垦条例》（国务院令第 592 号）的要求，编制项目土地复垦方案，进行土地复垦，占用林地的恢复为林地，占用耕地的恢复为耕地，使其恢复到可供利用状态。

5.7 土壤污染防治措施

通过在主设备、污水储存设施采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；放喷临时管线地上敷设，做到污染物“早发现、早处理”，减少泄漏而造成的土壤污染。

柴油罐、盐酸罐地面采用混凝土硬化，并设置临时围堰，围堰容积不小于

	<p>单个罐体最大储存量。同时，压裂机组地面铺设防腐防渗膜及围堰，可有效防止土壤污染。</p> <p>5.8 环境风险防范及应急措施</p> <p>5.8.1 环境风险防范措施</p> <p>5.8.1.1 环境风险管理措施</p> <p>石油天然气部门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/T 6276-2014)的要求执行。</p> <p>建设单位安全环保机构负责指导本项目的环境保护和安全工作，同时以钻井队队长为组长，包括钻井队各部门主要负责人和地方政府为组员事故应急领导小组，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。</p> <p>本项目勘探井预计为不含硫化氢气井，但整个钻井施工中严格按照含硫气井进行风险防范，并按照含硫气井高标准要求落实好环境风险防范、应急措施以及环境风险管理措施。</p> <p>5.8.1.2 施工作业环境风险防范措施</p> <p>(1) 井喷防范措施</p> <p>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》和《钻井井控技术规程》(SY/T 6426-2005)、《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。</p> <p>主要有以下几方面：</p> <p>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。</p> <p>2) 防火、防爆措施：发电房摆放按 SY/T 5225 中的相应规定执行。井场</p>
--	--

电器设备、照明器具及输电线路的安装应符合 SY/T 5225 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) 防硫化氢措施：在井架上、井场盛行风入口处等地应设置风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有害、可燃气体。钻井队钻井作业时仍按《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》(SY/T5087-2024) 的规定配备硫化氢监测仪器和防护器具，并做到人人会使用、会维护、会检查。加强对返排泥浆中硫化氢浓度的测量，充分发挥除硫剂和除气器的功能，保持钻井泥浆中硫化氢浓度含量在 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 以下。

4) 根据井控技术标准和规范中的有关规定执行，制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

①开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出具体要求。

②严格执行井控工作各项管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层。

③各种井控装备及其它专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常。

④进入凉高山组地层前 $50\text{m}\sim 100\text{m}$ 对上部裸眼段进行承压试验无井漏后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。

⑤气层钻进中，必须在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备一只与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备一根防喷单根（钻杆下部有与钻铤扣相符的配合接头）。

⑥按班组进行防喷演习，并达到规定要求。

⑦严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其他辅助作业。

⑧认真做好随钻地层压力的监测工作，发现地层压力异常、溢流、井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门。

⑨严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液。

	<p>⑩加强井场设备的运行、保养和检查，保证设备的正常运行，设备检修必须按有关规定执行。</p> <p>⑪钻进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。</p> <p>⑫发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进。</p> <p>⑬关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80%地层破裂压力三者中的最小值。</p> <p>⑭根据井站所处地形环境、交通现状，确定逃生路线及撤离方案</p> <p>（2）公众安全防护</p> <p>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。应急演练应每个月开展一次，进入气层后半个月开展一次，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，二是加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。</p> <p>（3）配备应急点火系统及点火时间、点火管理</p> <p>根据《钻井井控技术规程》（SY/T 6426-2005），钻井现场仍按照含硫油气井配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，确保 100%的点火成功率。钻井队在现场条件不能实施井控作业而决定放喷点火时，点火人员应佩戴防护器具，并在上风方向，离火口距离不得少于 10m，用点火枪点火。</p> <p>（4）钻井进入目的层对居民的风险事故疏散准备</p> <p>在钻井作业过程中应严格落实《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）、《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T 2076-2020）、《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）、《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2024）、《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）、《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）等相关钻井和井控规范要求。</p> <p>（5）池体事故防范</p>
--	---

在施工过程中，应加强池体的管理、巡视，保证池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。

当池体发生渗漏时，应立即将池体中废水全部转运井场场内用罐体或采用罐车拉运至其他钻井平台池体内暂存。针对泄漏处，采用挖坑方式收集泄漏液体，并铺设防渗膜，防止废水沿土壤进一步扩散，利用水泵将收集的液体转移至可用罐体内。同时，对池体进行修复，对渗漏部位进行加固和防渗处理，经承压试验合格后方可再次使用，避免再次发生泄漏事故。

（6）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，应将涌出水引入放喷池中。

此外，为防范井涌，钻井过程中配备加重材料，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。

（7）地下水漏失方法

钻遇大型溶洞和地下暗河时，钻井液漏失一般比较严重。开工建设前应进一步开展水文地质条件勘察，查明地下溶洞、暗河分布情况。解决钻井液漏失的方法一般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。

（8）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 15min 内及时点火的原则，15min 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

	<p>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。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。</p> <p>（9）柴油及盐酸储罐事故防范措施</p> <p>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，围堰高度不小于 15cm，同时配备相应应急物资（片碱、消防器材等）。</p> <p>（10）化学药品事故防范措施</p> <p>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。</p> <p>（11）废水转运事故防范措施</p> <p>①建立建设单位与当地政府等相关部门的联络机制，保障信息畅通。</p> <p>②对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度。</p> <p>③转运过程中做好转运台账，严格实施交接清单制度。</p> <p>④加强转运车辆装载量管理，严禁超载。</p> <p>⑤加强对运输司机的安全教育，定期对车辆进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强驾驶员及其他拉运工作人员管理，要求工作人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。</p> <p>⑥转运车辆行驶至河流（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，观察并安全通过。</p> <p>⑦废水转运应避开大雾、暴雨等恶劣天气。</p> <p>⑧合理选择运输路线，转运路线尽量避开饮用水源保护区、自然保护区等环境敏感区。</p> <p>（12）岩屑转运事故防范措施</p> <p>①运输车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；对运输车辆、储罐及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。</p> <p>②担任运输人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦</p>
--	---

发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步扩大和恶化。

③运送车辆必须在车辆前部和后部、车厢两侧设置专用警示标识。

④应当根据岩屑数量，配备足够数量的运送车辆，合理地备用应急车辆。

⑤每辆运送车应指定负责人，对岩屑运送过程负责；从事油基岩屑运输的司机等人员应经过合格的培训并通过考核。

⑥在运输前应事先做出周密的运输计划，安排好运输车经过各路段的时间，尽量避免运输车在交通高峰期通过人口集中区域。

⑦应制定事故应急和防止运输过程中泄漏的保障措施和配备必要的设备，在油基岩屑发生泄漏时可以及时将油基岩屑收集。

⑧定期对运输车辆进行全面检查，减少和防止危化品或危险废物发生泄漏和交通事故的发生。

⑨合理安排运输频次，并加强安全措施。

5.8.2 环境风险应急措施

（1）井喷事故应急措施

1）环境风险应急基本要求

应把防止井喷失控等作为事故应急的重点，避免造成人员及财产损失，施工单位应本着“人员安全优先、防止事故扩展优先、保护环境优先”的原则，按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T 6276-2014）的要求和评价要求制定和当地政府有关部门相衔接的事故应急预案。

2）环境风险应急关键措施

井喷发生后，应立即组织首先撤离井口周边 500m 的居民。井喷失控后，在 15min 内完成井口点火燃烧泄漏天然气。将天然气燃烧转化为 CO₂ 和 H₂O。放喷燃烧期间井口外 500m 范围内确保无居民。点火应监测甲烷浓度，取 5.0% 和 15%作为甲烷的爆炸上、下限区域，防止爆炸事故。

3）环境风险事故时人员撤离的范围及路线

①紧急撤离区

本项目井口 500m 范围内为紧急撤离区，虽然严格按照井喷失控 15min 后及时点火的原则，15min 内泄漏的天然气浓度不会危及井场周边人民的生命和健康，但为了确保周围居民的健康，应立即撤离周边井口 500m 范围内居民，

至固井作业完成。

撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。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，通过协调村委会通过电话通知，设立 1 个联络点。指定 5 人负责通知周边居民。

②一般撤离区

本项目井口 500m 范围外为一般撤离区，根据布置的实时监测点环境空气质量情况，判断受环境风险影响程度和指导下步环境风险应急措施开展；若监测数值指示需撤离时，采取镇、县两级联动组织一般撤离区内的居民及时撤离。撤离路线应根据钻井井场实时风向情况，沿发生事故时的上风方向进行疏散撤离。

4) 人群自救方法

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方向撤离，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。该自救措施应在宣传单、册中注明，在应急演练中进行演练。

(2) 井漏环境风险事故应急措施

发生井漏时必须利用合格的堵漏材料进行堵漏，并解决漏失带来的负面影响，处理井漏的一般规定流程如下：

1) 若钻井过程中出现井漏现象，应立即停钻，直至解决井漏问题后再恢复钻井；如果对周边环境造成影响，应采取应急措施和恢复措施，保证周边居民的生活、生产活动。

2) 分析井漏发生的原因，确定漏层位置、类型及漏失严重程度。

3) 保质保量地配制堵漏泥浆，立即进行堵漏。

4) 使用正确的堵剂注入方法，确保堵剂进入漏层近井筒处。

5) 施工过程中要不停地活动钻具，避免卡钻。

6) 凡采用桥堵剂堵漏，要卸掉循环管线及泵中的滤清器、筛网等，防止堵塞憋泵伤人。

7) 憋压试漏时要缓慢进行, 压力一般不能过大, 避免造成新的诱导裂缝。

8) 施工完成后, 各种资料必须收集整理齐全、准确。

(3) 天然气窜层泄漏进入地表应急措施

由于天然气窜层泄漏时, 压力小, 速率低, 不会出现井喷式的泄漏, 只要及时组织人员撤离, 并及时采取事故应对措施一般情况下不会引起人员伤亡。应对该种事故措施主要是通过加强对钻井返空介质的监测来及时了解井下状况, 采取措施避免井漏气窜的发生, 钻前加强对周边居民的教育培训, 遇到此类事故应立即撤离泄漏点居民, 撤离距离至少应在 500m 外。在泄漏点周边设置便携监测仪确定浓度, 根据浓度确定具体撤离范围。气窜发生时应立即采取井下堵漏措施, 并通过井口放喷管放喷燃烧泄压, 减少周边地表泄漏点泄漏量, 此类环境风险是可控的。

(4) 油品、盐酸等泄漏应急措施

若柴油储罐发生泄漏, 应根据现场情况, 尽快切断污染源, 若泄漏量较小, 可采用吸油毡、棉纱等进行回收处理, 若泄漏量较多, 应在柴油储罐四周设置拦污栅, 对油品泄漏污染区进行围隔、封堵、控制污染范围, 同时采用泵回收泄漏的柴油到同品空罐, 回收及搬运油品过程中, 避免产生火花。同时迅速布点监测, 在第一时间确定污染物种类和浓度, 估算污染物转移、扩散速率, 对污染物状况进行跟踪调查, 根据监测数据和其他有关数据, 预测污染迁移强度、速度和影响范围, 及时调整对策, 设置警戒区域。

由于盐酸为强酸性腐蚀物品, 并在高浓度下对人体有烧伤的可能, 挥发出的氯化氢气体对呼吸道有强烈的刺激性, 因此盐酸泄漏后, 进入现场进行泄漏控制的人员必须穿防酸服、防酸碱雨鞋, 戴防护面罩。对泄漏点及时修补和堵漏, 防止盐酸的进一步泄漏。盐酸少量泄漏, 可以用沙土覆盖, 大量盐酸泄漏, 在泄漏处四周采用筑堤堵截或者引流到安全地点, 并用泵将泄漏物抽入专用容器或槽车内。同时为降低泄漏物向大气的蒸发, 可以采用泡沫或其他覆盖物进行覆盖。

被盐酸喷洒或者溅到身上时必须立即用大量的水清洗, 再以 0.5% 的碳酸氢钠溶液进行清洗, 严重者应及时送往医院。

(5) 废水泄漏应急措施

废水发生泄漏和外溢的措施: 在泄漏处四周采用筑堤堵截或者挖坑收容,

	<p>并用泵将泄漏废水抽入其他容器内。在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应提前安排调度罐车对废水进行外运处理。外溢进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止流入地表水污染水体。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。发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合各部门抢险。</p> <p>废水外运途中发生泄漏事故的措施：废水外运采用罐车转运，罐车运输如发生事故，也可最大程度地避免或减少废水洒落。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。罐车拉运量约 20m³/车，量不大，影响范围较小，同时事故发生后及时在泄漏事故处挖坑截流，能进一步控制影响范围。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止进入冲沟影响河流水体。泄漏入冲沟的，可在冲沟筑坝截流，防止进入下游河沟影响水质。泄漏进入河流水体时应首先最大限度减少泄漏量，同时应及时通报当地环保部门和下游用水相关部门，并积极配合环保部门抢险。可能污染下游饮用水源的应及时通报当地生态主管部门和相关取用水单位和个人，并按规定程序启动应急预案采取联动处理。</p> <p>5.9.3 环境风险应急预案</p> <p>为预防和减少突发环境事件的发生，控制、减轻和消除突发环境事件引起的危害，规范突发环境事件应急管理工作，保障公众生命安全、环境安全和财产安全，建设单位应当编制较详尽有效的环境风险应急预案，加强风险防控。</p> <p>应急预案主要内容应包括：环境风险源及风险评价、组织机构及职责、预防与预警、信息报告与通报、应急响应与措施、后期处置、保障措施等，使其适用于中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司采气一厂石柱管辖区域内的突发环境事件的处置。</p>
运营期生态环境保护措施	<p>项目不涉及运营期。</p> <p>若气井具备开采价值，配套建设采气工程项目，应另行开展环境影响评价。</p> <p>当气井不具备商业开采价值，应按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》相关规定采取封井作业。废弃井封井回填工作流程包括废弃井判定、环境风险评估、封井回填与验收等步骤。同时，拆除地面测试流程，对井场临时占地进行生态恢复。通过生态恢复，不会遗留环境问题，不会造成持续环境影响。</p>

其他	本项目施工期开展应急监测，施工期应急监测计划见表 5.10-1。 表 5.10-1 施工期间监测计划表					
	环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段
	大气环境	井喷事故情况	平台周边居民点	SO ₂ 、H ₂ S、甲烷	实时监控	事故过程
			事故井场 500m 范围内		实时监控	事故过程
	地表水	废水泄漏地表水体	官渡河	pH、COD、BOD ₅ 、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、钡等	实时监控	事故过程
	地下水	钻井液泄漏	平台周边井泉 Q1	pH、耗氧量、氨氮、硫酸盐、氯化物、石油类、钡等	实时监控	事故过程
	环境噪声	出现噪声扰民投诉	井场场界、井场周边居民	昼间等效 A 声级、夜间等效 A 声级	昼夜各 1 次	/
土壤	井喷事故情况、漏油、钻井液洒落	井场下游	pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、钡、含盐量等	/	事故过程	

环保投资	本项目环保投资 255.0 万元，占总投资的 5.6%，环保投资见下表 5-5。 表 5.10-2 本项目环保投资一览表			
	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	投资估算
	地表水	井场废水储存设施	新建清污水池用于储存项目废水	计入总投资
		钻井废水及压裂返排液处理与利用	施工期产生的洗井废水、收集的雨水、压裂返排液回用其他平台压裂工序	24.0
		井场清污分流排水沟	场内收集的雨水排入放喷池暂存；井场周边设雨水沟将雨水排入附近溪沟	计入总投资
	地下水	钻井工艺措施	采用近平衡钻井方式，直井段采用水基钻井，无任何添加剂，分段采用套管进行固井作业	计入总投资
		井场分区防渗	井场内井架基础、柴油机、循环罐区等采用混凝土硬化，油罐区和酸罐临时储存区基础硬化，四周设围堰，并设油污回收罐	计入总投资
池体防渗		放喷池、清污水池采取防渗处理	计入总投资	

		应急管理措施	出现井漏时及时排查井场周边地下水饮用水源，如出现异常应立即组织集中供水，做好及时堵漏准备，防止钻井液漏失进入地下水	计入总投资
		饮用井泉保障措施	若钻井、压裂废水泄漏对周边饮用水产生影响，利用供水车从附近乡镇运水给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施，解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水泉点水质恢复为止	计入总投资
	大气	施工场地大气污染防治措施	设置专用洒水车定期洒水防尘，设置围栏，相关环境管理	2.0
		燃油废气治理	使用轻质柴油为燃料，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	计入总投资
		测试放喷废气	测试放喷管口高为 1m，采用对空短火焰灼烧器，修建放喷池减少辐射影响	计入总投资
	噪声	减振隔声降噪	柴油机、发电机等高噪声设备排气筒上自带高质量排气消声器降噪；	10.0
	固体废物	钻井岩屑	水基岩屑外运至一般工业固废处置场处置或进行资源化利用；油基岩屑交由有危险废物处置资质的单位进行处置	112.0
		废防渗材料	交由有危险废物处置资质的单位进行处置	5.0
		废油	收集后由井队或有资质的单位回收利用	/
		生活垃圾处置	设垃圾收集点，定期交由环卫部门统一清运处置	1.0
		土石方	工程土石方平衡	计入主体工程投资
		沉淀污泥处置	絮凝沉淀池污泥交一般工业固废场处置或进行资源化利用	1.0
	环境风险	环境风险防范	钻井及试气压裂过程中严格按照规范和设计施工；制定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、盐酸储罐区设置围堰；加强岩屑、废水等转运过程的风险管理	60.0
	生态环境	生态恢复	放喷池、井场等设施待退役后再进行拆除和恢复；施工后对临时占地进行覆土或复绿，井场周边按照规范要求设置防火隔离带	40.0
	总投资			255.0

--	--

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	施工过程中严格划定施工作业范围，严禁占用、破坏占地外植被；施工结束后，拆除施工临时设施，搬迁施工设备；平整、清理施工场地，各类固体废物、废水全部妥善处置，现场无遗留；严格划定施工作业范围，严禁占用、破坏占地外植被，施工结束后搬迁施工设备，平整、清理施工场地。根据测试结果，若不具备商业开采价值时将按照行业规范进行闭井作业，根据《土地复垦条例》，编制土地利用复垦方案；若后续需要在平台内继续布井，拆除临时生活区，对临时生活区等占地范围进行土地复垦，保留井场、放喷池等，便于后续勘探开发，井场、放喷池等占地的生态恢复纳入后续工程。	施工过程中严格划定了施工作业范围，未占用、破坏占地外植被；施工结束后，拆除了施工临时设施和施工设备；对占地范围内场地进行了平整、清理，各类固体废物、废水全部妥善处置，现场无遗留；根据测试结果，若不具备商业开采价值时按照行业规范进行闭井作业；若后续需要在平台内继续布井，保留井场、放喷池等，便于后续勘探开发，井场、放喷池等占地的生态恢复纳入后续工程	无	无
水生生态	无	无	无	无
地表水环境	场地雨水、洗井废水收集后配制本项目压裂液；压裂返排液回用其他平台压裂工序；生活污水依托租借重庆祥坤能源有限公司场地现有生化池进行收集和处理后达标排放	废水全部妥善处置，现场无遗留，建立废水转移台账，具备交接清单	无	无
地下水及土壤环境	井场内井架基础、柴油机、循环罐区等采用混凝土硬化，油罐区和酸	按要求进行了分区防渗	无	无

	罐临时储存区基础硬化，四周设围堰，并设污油回收池			
声环境	柴油机、发电机等高噪声设备排气筒上自带高质量排气消声器降噪；发电机房密闭，机房墙壁涂覆阻尼涂料，采取隔声门，同时，柴油发电机底座安装减振垫层。对噪声实际超标和影响较大的居民点通过临时避让、临时租用其房屋等方式与居民协商取得谅解，尽可能减小噪声对周围住户的影响	避免噪声扰民	无	无
振动	无	无	无	无
大气环境	采用优质燃料，定期洒水防尘，测试放喷管口高为 1m，采用对空短火焰灼烧器，修建放喷池减少辐射影响	测试放喷通过放喷池燃烧处理	无	无
固体废物	水基岩屑资源化利用；油基岩屑采用吨桶不落地收集后交由有危险废物处置资质的单位进行处置；废油由井队综合利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置；生活垃圾定点收集后，交由当地环卫部门集中处置；废包装材料由厂家或有回收资质的单位回收；沾染了废矿物油的废防渗材料交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置	固体废物得到妥善处置，转运台账、联单等齐全	无	无
电磁环境	无	无	无	无
环境风险	钻井及储层改造过程中严格按照规范和设计施工；制定应急预案并加强演练；对周边居民进行环境风险应急	制定有应急预案并进行了演练；对周边居民进行了环境风险应急培训、演练；相关佐证材料齐全	无	无

	培训、演练；加强环境 风险管理及物资储备； 柴油储罐、盐酸储罐区 设置围堰等			
环境监测	无	无	无	无
其他	无	无	无	无

七、结论

本项目符合国家产业政策、符合“三线一单”管控要求，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》等相关政策，项目选址合理。评价区域环境质量现状总体较好；项目建设期间产生的污染物均做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、大气、土壤环境影响小，对周边声环境会产生短期不利影响，但随着施工结束而结束；通过严格按照行业规范和环评要求完善环境风险事故防范措施和制定较详尽有效的环境风险事故应急预案，项目环境风险可防控。

综上所述，在严格落实本项目提出的各项环保措施和环境风险防范的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设是可行的。