

# 建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称： PD9-1 井页岩气勘探建设项目

建设单位（盖章）： 中石化重庆页岩气有限公司

编制日期： 2024 年 4 月

中华人民共和国生态环境部制



## 一、建设项目基本情况

建设项目名称	PD9-1 井页岩气勘探建设项目											
项目代码	2401-500156-04-01-147017											
建设单位联系人	李雄	联系方式	17353239069									
建设地点	重庆市武隆区羊角街道清水村											
地理坐标	(107度 40分 22.116秒, 29度 26分 55.742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 <sup>2</sup> ) /长度(km)	11897m <sup>2</sup>									
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)	重庆市武隆区发展和改革委员会	项目审批(核准/备案)文号(选填)	2401-500156-04-01-147017									
总投资(万元)	5000	环保投资(万元)	258									
环保投资占比(%)	5.16	施工工期	110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><b>1.1 专项评价设置情况</b></p> <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,对照情况见下表。</p> <p style="text-align: center;">表 1.1-1 专项评价设置原则对照表</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">类别</th> <th style="width: 60%;">设置原则</th> <th style="width: 25%;">本项目情况</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">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 style="text-align: center;">本项目不涉及</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">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</td> <td style="text-align: center;">本项目不涉及</td> </tr> </tbody> </table>			类别	设置原则	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	本项目不涉及
类别	设置原则	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	本项目不涉及										

		的项目									
	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	本项目不涉及								
规划情况	\										
规划环境影响评价情况	\										
规划及规划环境影响评价符合性分析	<p><b>1.2 与《重庆市矿产资源总体规划(2021-2025年)》及规划环评符合性</b></p> <p>《重庆市矿产资源总体规划(2021-2025年)》提出，“重点勘查天然气、页岩气、煤层气、地热、锰、铝土矿、锶、萤石、重晶石、毒重石、岩盐、钾盐等矿产。……推动页岩气、地热、锶、毒重石、萤石重晶石方解石等矿产资源开发利用，设置重大工程5个，包括涪陵、南川、荣昌、永川、大足、铜梁等页岩气开发利用。”</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）符合性分析见下表。</p> <p>表 1.2-1 本项目与重庆市矿产资源总体规划(2021-2025年)审查意见的符合性分析</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>序号</th> <th>规划环评及审查意见要求</th> <th>项目情况</th> <th>符合性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>坚持生态优先、绿色发展。坚持以习近平生</td> <td>本项目选址</td> <td>符合</td> </tr> </tbody> </table>			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	本项目选址	符合
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	本项目选址	符合								

		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	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，对周边环境影响减小	
	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范围内	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条件	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，按照相关要求要求进行土地复垦及生态恢复	符合
	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	建设单位已建立QHSE管理体系，	符合

	<p>确责任主体、强化资金报账，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，监理预警机制。</p>	<p>环境监测和预警制度完善</p>	
<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> <p><b>1.3 与《重庆市武隆区矿产资源总体规划(2021-2025 年)》符合性</b></p> <p>《重庆市武隆区矿产资源总体规划（2021—2025 年）》提出：鼓励勘查开发国家战略性矿产、经济社会发展所需的矿产和短缺矿产以及综合开发利用、后续加工工艺成熟的矿产，矿种有页岩气、铝土矿、地热等矿产。本项目为页岩气勘探项目，页岩气属于《重庆市武隆区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》鼓励勘探开发矿种，符合《重庆市武隆区矿产资源总体规划（2021-2025 年）》相关要求。</p> <p>《重庆市武隆区矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》不包括页岩气勘探开发环境影响评价内容，本次不对比《重庆市武隆区矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》进行符合性分析。</p> <p><b>1.4 与《武隆区“十四五”能源发展规划（2021 年-2025 年）》及其环境影响篇章符合性</b></p> <p>《武隆区“十四五”能源发展规划（2021 年-2025 年）》提出：加快推进页岩气规模化开发。立足于武隆区页岩气资源禀赋现状，重点依托中石化和中石油技术优势、前期地质勘探成果以及白马区块新增的 1048.83 亿立方米探明储量，加强武隆区页岩气地质构造、成藏机理及开发适应性技术的基础性研究。加大勘探开发和先导性试验的投资力度，抢抓页岩气开发黄金期，尽快实现有利区块页岩</p>			

气的商业化开发。谋划页岩气“产学研用”一体化发展，规划布局页岩气开发利用研发中心，吸引一批优秀的页岩气专业技术研究院落地武隆。加大对开发区内环境敏感区的调查，优化页岩气勘探开发项目选址，引导勘探开发企业做好白马区块（白马镇、长坝镇、白云乡、大洞河乡）、平桥北区块（平桥镇）、凤来区块（涉及鸭江镇、凤来镇、和顺镇、平桥镇、庙垭乡）、武隆区块（仙女山街道、火炉镇、凤山街道、芙蓉街道、沧沟乡）、双河区块（双河镇）页岩气勘探开发工作，力争到 2025 年，完成钻井 265 口，建成产能 45 亿立方米/年，产量 36 亿立方米/年，产值 50 亿元/年，将武隆区建成重庆重要页岩气生产基地。

本项目与《武隆区“十四五”能源发展规划（2021 年-2025 年）环境影响篇章》及其审查意见符合性分析见表 1.4-1。

表 1.4-1 与武隆区“十四五”能源发展规划环境影响篇章符合性分析

序号	环境影响篇章要求	项目情况	符合性
1	严禁在自然保护区核心区、缓冲区，建设生产经营活动，在自然保护区实验区内组织地质勘探、基础设施建设等活动，应经过自然保护区主管部门同意。禁止在森林公园、风景名胜区、自然遗产地、地质公园保护范围内开展页岩气开发、风电等破坏植被、景观和污染环境的建设项目，建设其他项目应当经主管管理机构同意后，依照有关法律、法规的规定办理审批手续	本项目不在森林公园、风景名胜区、自然遗产地、地质公园保护范围内	符合
2	禁止在文物保护范围内实施破坏文物的活动，在文物保护单位外围保护带开展建设活动，不得危害文物安全	本项目不在文物保护范围内	符合
3	页岩气开发项目、水电开发、风电等能源项目应优先避让永久基本农田，无法避让的须按《自然资源部关于做好占用永久基本农田重大建设项目用地预审的通知》（自然资规〔2018〕3号）要求，办理用地手续，做到“占补平衡”	本项目占用基本农田，应按相关规定办理用地手续	符合
4	禁止在饮用水水源一级保护区内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的建设项目；禁止在饮用水水源二级保护区内新建、改建、扩建及排放污染物的建设项目；禁止在饮用水水源准保护区内新建、扩建对水体污染严重的建设项目。在饮用水源上游建设危害饮用水源安全的设施，应经过充分论证，建设应急防控措施，编制突发环境事件应急预案	本项目不涉及饮用水水源保护区	符合

	<p>本项目为页岩气勘探项目，符合《武隆区“十四五”能源发展规划（2021年-2025年）》及其环境影响篇章相关要求。</p>
其他符合性分析	<p><b>1.5 与《产业结构调整指导目录（2024年本）》的符合性</b></p> <p>本项目为页岩气勘探项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》“第一类 鼓励类-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><b>1.6 “三线一单”符合性</b></p> <p>(1) 生态保护红线</p> <p>本项目位于重庆市武隆区羊角街道清水村，地理位置见附图1。本项目不位于生态保护红线范围之内，距生态保护红线最近距离约850m，与武隆区生态保护红线位置关系见附图2。</p> <p>(2) 环境质量底线</p> <p>根据《2022年重庆市生态环境状况公报》，2022年重庆市武隆区环境空气中可吸入颗粒物（PM<sub>10</sub>）、细颗粒物（PM<sub>2.5</sub>）、二氧化硫（SO<sub>2</sub>）、二氧化氮（NO<sub>2</sub>）、臭氧（O<sub>3</sub>）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，项目所在评价区域为达标区。根据《重庆市武隆区生态环境质量月报（2024年1月）》，乌江锣鹰、白马断面水质类别为II类。项目周边地下水质量满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准。项目周边声环境质量能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准限值。占地范围内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，占地范围外土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）“其他类”风险筛选值。本项目所在区域环境质量现状总体较好。</p> <p>本项目仅为施工期，施工期产生的污染物均能做到达标排放或</p>



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。

### (3) 资源利用上线

本项目为页岩气勘探项目，仅为施工期，消耗资源主要为施工期压裂用水，压裂用水从莽子溪水库取水，为临时取水，用水量约4万 m<sup>3</sup>，取水量较小，对区域水资源利用影响较小；本项目总占地面积1.1897hm<sup>2</sup>，占地均为临时占地。总体上，本项目满足资源利用上线要求。

### (4) 环境准入负面清单

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，不涉及生态保护红线。对照《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》、《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），本项目不属于其中规定的禁止建设项目。本项目满足环境准入条件。

### (5) 与“三线一单”分区管控实施方案符合性分析

根据重庆市生态环境局“三线一单”智检系统出具的检测报告（附件3），本项目位于武隆区优先保护单元-武隆区一般生态空间-生物多样性维护（环境管控单元编码：ZH50015610021）单元内，符合相应管控要求，符合性分析见表1.5-1。

综上所述，本项目建设符合“三线一单”相关要求。

## 1.7 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》的符合性分析

《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1.7-1。

表 1.6-1 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	
ZH50015610021		武隆区一般生态空间-生物多样性维护		优先保护单元	
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
市级总体管控要求	空间布局约束	严格控制开发建设活动范围和强度，落实生态修复相关要求，确保生态系统结构稳定和生态功能不退化。		本项目无运营期，占地均为临时占地，并按相关要求办理用地手续，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，及时进行生态恢复，不会导致区域生态系统结构稳定和生态功能退化	符合
区县总体管控要求	空间布局约束	<p>第一条 禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区核心景区内建设与风景名胜资源保护无关的其他建筑物；已经建设的，应当按照风景名胜区规划，逐步迁出。</p> <p>第二条 禁止在自然保护区核心区和缓冲区内开展任何形式的开发建设活动、建设任何生产设施。在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施。</p> <p>第三条 地质公园一级保护区未批准不得采集岩石、不得任意修建建筑物，设置商业广告；二级保护区区内居民点实施调控，严格控制其发展；设置必要的旅游设施，以不破坏景观，不污染环境为前提，并控制其体量与风格；三级保护区区内村落、民舍建设与环境协调，加强村落、民舍的环境、卫生综合整治，维护生态平衡，确保一级、二级保护区得到有效保护。</p>		本项目不涉及风景名胜区、自然保护区、地质公园等	符合
		<p>第四条 新建有污染物排放的工业项目，除在安全生产或者产业布局等方面有特殊要求外（农副食品初加工等），应当进入工业园区（工业集聚区）。对未进入工业园区（工业集聚区）的项目，或在工业园区（工业集聚区）以外区域实施单纯增加产能的技改（扩建）的项目，不得办理项目核准或备案手续。</p> <p>第五条 工业园区紧邻受体敏感区、弱扩散区区域严格控制大气污染较重工业企业布局。</p>		本项目不属于工业项目	符合
	污染物排放管控	<p>第六条 推动污染企业退出，鼓励企业自愿“退城进园”。</p> <p>第七条 强化工业企业废水处理，优化污水处理设施处理工艺。</p>		本项目不属于工业项目	符合
	环境风险防控	第八条 加强重点河段、水库（湖库）、饮用水水源地、人群		本项目不在饮用水源保护区，本项目采取严	符合

		<p>活动区域等环境敏感区周边企业风险源和交通运输的监管，划定防护范围，并在环境敏感区域设立地理界标和警示标志，减少突发环境污染事故的损失和影响。</p> <p>第九条 加强污染源头防控，防范新增土壤污染，加强土壤环境调查、风险评估和污染地块治理修复的环境监管，实施农用地分类管理，保障农产品质量安全。</p> <p>第十条 禁止在饮用水水源（包括备用水源）二级保护区内新建、改建、扩建排放污染物的建设项目及设置排污口</p>	格的分区防渗措施，防止对区域土壤产生污染	
单元管控要求	空间布局约束	加强银盘电站营运水生生物影响监测，按照相关要求落实增殖放流措施；全国矿产资源规划中确定的国家规划矿区、战略性矿产储量规模在中型及以上且已纳入规划的矿产地，开发过程中采取严格环境保护措施，减少对生态环境影响	本项目为页岩气勘探项目，无运营期，施工过程中严格落实各项生态环境保护措施，各项污染物能达标排放或妥善处置	符合
	污染物排放管控	无	\	符合
	环境风险防控	无	\	符合
	资源开发利用效率	无	\	符合

表 1.7-1 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	本项目对施工等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	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目废水优先回用于工区其他钻井平台压裂工序配制压裂液，无可回用的平台时，依托采出水处理站处理，依托可行	符合
3	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
4	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	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

	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		
5	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目合理规划占地，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。对受噪声影响居民采取临时避让措施，减小噪声扰民	符合
6	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《武隆区块页岩气勘探开发项目突发环境事件应急预案》和《武隆区块页岩气勘探开发项目突发环境事件风险评估报告》，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
7	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QHSE管理体系	符合
8	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	建设单位应按照《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部令 部令 第3号)在“终止生产经营活动前，应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	符合
9	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，对油气开采项目环境信息依法进行公示	符合

## 二、建设内容

地理位置	<p>本项目位于重庆市武隆区羊角街道清水村，距离羊角街道镇区约8km。拟建井场附近有巷双路、S203 省道与外部道路相接，交通运输较为方便，地理位置见附图 1。</p>
项目组成及规模	<p><b>2.1 项目背景</b></p> <p>2022 年 2 月 15 日，重庆市武隆区人民政府办公室发布了《武隆区“十四五”能源发展规划（2021 年-2025 年）》，该规划提出：要加快推进页岩气规模化开发……加强武隆区页岩气地质构造、成藏机理及开发适应性技术的基础性研究。加大勘探开发和先导性试验的投资力度，抢抓页岩气开发黄金期，尽快实现有利区块页岩气的商业化开发……引导勘探开发企业做好白马区块（白马镇、长坝镇、白云乡、大洞河乡）、平桥北区块（平桥镇）、凤来区块（涉及鸭江镇、凤来镇、和顺镇、平桥镇、庙垭乡）、武隆区块（仙女山街道、火炉镇、凤山街道、芙蓉街道、沧沟乡）、双河区块（双河镇）页岩气勘探开发工作，力争到 2025 年，完成钻井 265 口，建成产能 45 亿立方米/年，产量 36 亿立方米/年，产值 50 亿元/年，将武隆区建成重庆重要页岩气生产基地。</p> <p>为进一步落实区域页岩气勘探开发潜力，获取目的层地质参数，中石化重庆页岩气有限公司拟在武隆区羊角街道清水村实施“PD9-1 井页岩气勘探建设项目（以下简称“本项目”）。</p> <p>本项目为能源矿产地质勘查类项目，不涉及后续的页岩气开采工程内容，若后期具有开采价值，需进行开发，须另行开展环评。</p> <p><b>2.2 建设内容及规模</b></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、临时生活区、钻井设备基础、水基岩屑暂存区等建构物建设；钻前工程结束后在井场内新钻 1 口勘探井，即 PD9-1 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 PD9-1 井井下目的层实施水力压裂，压裂结束后进行测试放</p>

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。

本项目项目组成详见表 2.2-1、表 2.2-2、表 2.2-3。

表 2.2-1 钻前工程项目组成一览表

类别	工程名称	项目组成内容	备注
主体工程	井场建设	井场面积 5408m <sup>2</sup> ，碎石铺垫，局部采用混凝土硬化	\
	井口建设	1 口井的井口基础，开挖砌筑方井	\
辅助工程	水基岩屑暂存区	井场内设置 1 处水基岩屑暂存区，用作钻井期暂存水基岩屑，暂存区容积约 300m <sup>3</sup> ，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，渗透系数≤10 <sup>-7</sup> cm/s	钻井工程结束后拆除
	临时生活区	设置 1 处活动板房式生活区，作为钻井工程、储层改造工程生活场所，占地约 660m <sup>2</sup> ，水泥墩基座	储层改造工程结束后拆除
	钻井设施基础	包括井架基础、钻机设备基础、柴油罐区基础等	钻井工程结束后拆除
公用工程	排水工程	钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用当地污水处理设施处置	\
	供水工程	施工期生活用水利用罐车由附近村镇拉水	\
	道路工程	新建井场道路 30m，路宽约 5m，砂石路面	\
环保工程	生活污水处理	钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用当地污水处理设施处置	\
	生活垃圾收集点	施工场地设置生活垃圾收集点 1 处，集中收集生活垃圾，定期交环卫部门处置	储层改造工程结束后拆除
	放喷池	井场东南侧新建 1 座放喷池，用于测试放喷。放喷池容积为 300m <sup>3</sup> ，砖混结构，做防渗处理，防渗系数≤10 <sup>-7</sup> cm/s。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	\
	废水池	井场东南侧新建 1 座废水池，总容积约 500m <sup>3</sup> ，砖混结构，做防渗处理，防渗系数≤10 <sup>-7</sup> cm/s。钻井期间用于暂存场地雨水和钻井废水	\
	临时表土堆场	位于井场北侧，用临时堆放剥离的表土，占地面积约 800m <sup>2</sup> ，施工结束后用于生态恢复	\

表 2.2-2 钻井工程项目组成一览表

类别	工程名称	项目组成内容	备注
主体工程	钻井设备安装	部署 1 部电动钻机，搭设井架及钻井成套设备搬运、安装、调试	钻井结束后，钻井设备随井队搬迁
	钻井作业	1 口井钻井工程，采用“导管+二开”井身结构，设计总井深 3250m，导管采用Φ406.4mm 钻头清水钻进，一开直井段采用Φ311.2mm 钻头清水钻进，斜井段转水基钻井液钻进，二开段采用	\

		Φ215.9mm 钻头油基钻井液钻进	
	固井工程	水泥固井	
	井控工程	井控装置：液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口设备	
公辅工程	临时生活区	利用钻前工程建成的生活区	储层改造工程结束后拆除
	供水工程	生活用水、钻井用水利用罐车由附近村镇拉水	\
	供电工程	依托周边已建成的 10kV 电网供电，配备 2 台 810kw 柴油动力机作为备用钻井动力，2 台 320kW 柴油发电机作为备用电源	\
	围栏	四周设 2.2m 高的非燃烧材料围栏	\
环保工程	生活污水处理	井场和生活区各设置环保厕所 1 处	储层改造工程结束后拆除
	生活垃圾收集点	井场和生活区各设置生活垃圾收集点 1 处，集中收集生活垃圾，定期由环卫部门统一清运处置	储层改造工程结束后拆除
	钻井废水、场地雨水处理	钻井废水全部回用，钻井期场地雨水经废水池收集后回用于后续压裂工序配制压裂液	\
	水基岩屑处理	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，回用于钻井，滤饼在水基岩屑暂存区暂存，用于制水泥，资源化利用	钻井结束后设备随井队搬迁
	油基岩屑处理	设置油基岩屑暂存区一座，配置约 30 个吨桶(约 1m <sup>3</sup> /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	钻井工程结束后设备随井队搬迁
	危废暂存间	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“三防”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	储层改造工程结束后拆除
储运工程	柴油罐	设 2 个柴油罐，每个 10m <sup>3</sup> ，临时存储钻井用柴油，井场最大储存量 15t，日常储量 10t，储罐区防渗处理，储罐区四周设围堰，围堰容积大于 10m <sup>3</sup> ，并配备污油回收罐	储层改造工程结束后拆除
	材料储存区	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，储存区设置彩钢板顶棚	

表 2.2-3 储层改造工程项目组成一览表

类别	工程名称	项目组成内容	备注
主体工程	完井工程	采用套管射孔完井方式	储层改造工程结束后，仅保留井口装置，其余施工设备随井队搬迁
	压裂工程	对完钻井进行正压射孔、水力压裂、测试放喷	
公	生活区	利用钻前工程建设的生活区	储层改造工程结束

辅工程			后拆除
	供水工程	施工期生活用水利用罐车由附近村镇拉水，压裂用水从莽子溪水库取水，取水之前应根据国家有关规定办理取水手续	\
	供电工程	依托周边已建成的 10kV 电网供电	\
	围栏	四周设 2.2m 高的非燃烧材料围栏	\
环保工程	环保厕所	利用钻井工程设置的环保厕所	\
	压裂返排液处理	压裂返排液优先回用于其它钻井平台压裂工序配制压裂液，没有钻井平台可回用时，依托武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放	\
	洗井废水处理	经配液罐收集后回用于压裂工序配制压裂液	储层改造工程结束后配液罐随井队搬迁
	场地雨水处理	回用于压裂工序配制压裂液	\
	放喷池	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	利用钻前工程布置的水池、放喷池
	废水池	暂存压裂返排液	
	软体罐	储层改造期间，临时布置 4 座 500m <sup>3</sup> 软体罐，总容积 2000m <sup>3</sup> ，压裂期间用于暂存清水，放喷测试期间用于暂存压裂返排液，软体罐内部采用聚氨酯(TPU)涂层布材料，外部采用钢板固定	储层改造工程结束后拆除
	生活垃圾	利用钻井工程设置的生活垃圾收集点集中收集生活垃圾，定期交环卫部门处置	储层改造工程结束后拆除
	危废暂存区	利用钻井工程设置的危险废物暂存区暂存危险废物	
储运工程	柴油罐	设 2 个柴油罐，每个 10m <sup>3</sup> ，临时存储钻井用柴油，井场最大储存量 15t，日常储量 10t，储罐区防渗处理，储罐区四周设围堰，围堰容积大于 10m <sup>3</sup> ，并配备油污回收罐	储层改造工程结束后拆除
	材料储存区	利用钻井工程设置的材料堆存区暂存压裂用的化学药品，药品桶装或袋装，地面硬化，储存区设置彩钢板顶棚	
	盐酸储罐	储层改造工程期间，井场设置 12 个储罐，每个储罐 10m <sup>3</sup> ，盐酸仅在压裂时储存，厂家运送 31%浓度的浓盐酸至井场，稀释成 15%浓度后进罐。稀盐酸临时储存量一般为 120m <sup>3</sup> 。盐酸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	储层改造工程结束后拆除
	配液罐	压裂阶段设置 60 个配液罐，40m <sup>3</sup> /个，用于压裂液配制。罐区地面铺设防腐、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	



## 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。

施工期压裂用水从莽子溪水库取水，采用多级离心泵进行提升供水，取水点位于项目北侧约 2.1km，采用临时软管地面敷设至井场，临时软管总长约 2.5km，取水能力约 200m<sup>3</sup>/h，压裂用水取水需按照国家相关要求办理取水许可。

本项目对 PD9-1 井水平段分段进行水力压裂，每段长约 100m，每段压裂用水量约 2000m<sup>3</sup>，每天平均压裂 2 段，需水量约 4000m<sup>3</sup>/d，压裂时间为 10d。本项目压裂总用水量约 4 万 m<sup>3</sup>，采用临时软管从莽子溪水库取水，在平台可采用“软体罐+配液罐+废水池”中转储存，最大储存能力 4900m<sup>3</sup>，满足压裂用水储存要求。

表 2.3-1 压裂用水储存能力一览表

日用水量 (m <sup>3</sup> /d)	日最大取水能力 (m <sup>3</sup> /d)	最大储水能力 (m <sup>3</sup> )		
		软体罐	配液罐	废水池
4000	4800	2000	2400	500

### (2) 供电工程

井场附近已建有 10kv 电力线路，施工期采用网电供电，井场配备 2 台 320kW 柴油发电机作为备用电源。

## 2.4 环保工程

### (1) 废水

井场周边设置截排水沟，场外雨水经排水沟排入附近溪沟，井场内雨水收集后排入废水池暂存，用于配制压裂液。

压裂返排液在废水池、软体罐、配液罐暂存，压裂返排液优先回用于其他平台，没有钻井平台可回用时，依托武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放。

### (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隔声间进行降噪。

#### (4) 固体废物

水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，外运综合利用。

油基岩屑采用吨桶集中收集后，交由有相应危险废物处置资质的单位进行转运处置。

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

本项目储层改造期间压裂返排液产生量约 4000m<sup>3</sup>，压裂返排液优先回用于其它平台钻井压裂工序配制压裂液，没有钻井平台可回用时，依托武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放。

武隆工区采出水处理站位于武隆区凤山街道，采用“混凝沉淀+化学氧化法+双滤料过滤+折点氯化法除氨氮”工艺，设计处理能力 400m<sup>3</sup>/d，尾水满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后，经尾水排放管排入白笋溪，最终汇入乌江，目前运行正常，实际处理量约 30~50m<sup>3</sup>/d，尚有较大处理余量。

### 2.6 主要施工设备

本项目仅涉及施工期，包括钻前、钻井、储层改造三个阶段，不涉及运营期。

#### 2.6.1 钻前工程主要设备

钻前工程主要施工设备见下表。

表 2.6-1 钻前工程主要施工设备一览表

序号	名称	运行方式
1	推土机	移动设备
2	挖掘机	移动设备
3	振捣机	移动设备
4	载重机车	移动设备
5	空压机	移动设备

#### 2.6.2 钻井工程主要设备

采用 ZJ50 钻机，钻机驱动采用电动钻机并配置顶驱，主要设备配置见下表。

表 2.6-2 钻机主要设备配置一览表

序号	名称	功率或负荷	数量
1	井架	3150 kN	1
2	天车	3150 kN	1
3	游动滑车	3500 kN	1
4	大钩	3500 kN	3
5	水龙头	4500 kN	1
6	转盘	4500 kN	1
7	绞车	1100 kW	1
8	顶驱	3430 kN	1
9	钻井泵	1180 kW	2
10	柴油机	882 kW	2
11	发电机	320 kW	2
12	环型防喷器	35 MPa	1
13	单闸板防喷器	35MPa	1
14	双闸板防喷器	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	4kW	2
22	除气器		1
23	离心机	69kW	1
24	灌浆装置		1
25	循环罐	60 m <sup>3</sup>	5
26	储备罐	40 m <sup>3</sup>	6
27	二层台逃生装置		1
28	加重装置		3

### 2.6.3 储层改造工程主要设备

根据区域已钻井测试压裂情况，水平井单段正常压裂施工时间为 3h、施工泵压 $\leq 65\text{MPa}$ 、施工排量为  $12\sim 14\text{m}^3/\text{h}$ 。混砂设备：供液能力 $\geq 14\text{m}^3/\text{min}$ ，混砂车 $\leq 2$  台；仪表车 1 台、高压管汇、低压管汇、化学添加剂比例泵、各种抽化学剂的配液小泵若干台、化学剂混注小管汇和管线 2 套。储层改造工程主要施工车辆及设备见下表。

表 2.6-3 储层改造工程主要施工车辆及设备一览表

设备名称	参数	数量
压裂车	功率>33538hp	3000 型压裂车/2500 型压裂车≤15 台
仪表车	计量误差≤1%	1 台
混砂车	供液速度≥14m <sup>3</sup> /min	≤2 台
管汇车		1 台
混配车	配液速度≥14m <sup>3</sup> /min	≤2 台
供液泵	供液速度≥14m <sup>3</sup> /min	≤2 台
供酸橇	供酸速度≥10m <sup>3</sup> /min	≤2 台
高压管汇	105MPa	≥2 套
清水罐(配液罐)	总容积≥2400m <sup>3</sup>	≥60 具
立式酸罐	总容积≥100m <sup>3</sup>	≤15 具
立式砂罐	100m <sup>3</sup> 、20m <sup>3</sup>	100m <sup>3</sup> 2 具、20m <sup>3</sup> 1 具

## 2.7 主要原辅材料消耗

### 2.7.1 钻前工程主要原辅材料消耗

钻前工程主要原辅材料为水泥、砂石料、普通砖等，能源消耗主要为各类施工设备燃料用油，均由市场供应。

### 2.7.2 钻井工程主要原辅材料消耗

本项目钻井采用网电供电，停电情况下采用柴油机供电，井场设 2 个柴油罐，日常储量 10t。

本项目导管段采用清水钻进，一开用Φ311.2mm 钻头清水钻进，钻至造斜点后转水基钻井液钻进，二开采用油基钻井液钻井。本项目钻井泥浆原材料由供货厂家负责运输至井场，在井场材料堆存区存储。本项目钻井液体系及配制量见表 2.7-1，钻井工程钻井泥浆材料用量见表 2.7-2。

表 2.7-1 本项目钻井液体系及配制量

开次	钻井液体系	本项目配制量(m <sup>3</sup> )
导管段	清水	300
一开直井段		
一开斜井段	高性能水基钻井液	300
二开段	油基钻井液	300

表 2.7-2 钻井液材料用量 单位：t

材料名称	用量	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
水解聚丙烯晴-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 <sub>2</sub> 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:

清水钻井液段: 使用清水 300m<sup>3</sup>, 清水钻井阶段钻井液总用量为 16890m<sup>3</sup>, 钻井液使用过程中损耗量约 34m<sup>3</sup>。清水钻完钻后, 剩余钻井液 266m<sup>3</sup>, 直接在循环罐内添加配方, 用于水基钻井液钻井。

水基钻井液段: 使用清水 34m<sup>3</sup>, 清水段回用量 266m<sup>3</sup>。水基钻井阶段钻井液总用量为 12600m<sup>3</sup>, 钻井液使用过程中损耗量约 25m<sup>3</sup>。水基钻完钻后, 剩余钻井液 275m<sup>3</sup>, 由井队回收用于后续钻井工程。

油基钻井液段: 油基钻井液配置量为 300m<sup>3</sup>。油基钻井阶段钻井液总用量为 33600m<sup>3</sup>, 钻井液使用过程中损耗量约 132m<sup>3</sup>。油基段完钻后, 剩余钻井液 168m<sup>3</sup>, 由井队回收用于后续钻井工程。

表 2.7-3 各开次钻井液使用情况表

钻井阶段	钻井液总用量(m <sup>3</sup> )	钻井液配制量(m <sup>3</sup> )	新鲜水用量(m <sup>3</sup> )	损耗量(m <sup>3</sup> )	循环量(m <sup>3</sup> )	重复利用率	剩余量(m <sup>3</sup> )	去向
导管、一开直井段	16890	300	300	34	16590	98.22%	266	用于配置水基钻井液
一开斜井段	12600	300	34	25	12300	97.62%	275	随钻井队用于后续钻井
二开段	33600	300	300 (油基)	132	33300	99.11%	168	随钻井队用于后续钻井

### 2.7.3 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 2000m<sup>3</sup>，压裂液中主要成分为水，比例在 98%以上。压裂用水从井场北侧养子溪水库取水，本项目水平段长 2000m，取水量约 4 万 m<sup>3</sup>，采用临时软管输送至井场软体罐、配液灌暂存。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，添加剂用量见下表。

表 2.7-4 压裂液添加剂消耗量一览表

序号	药品名称	代号	用量(t)
1	水	/	40000m <sup>3</sup>
2	工业盐酸	15%HCl	200
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 <sup>3</sup> )
1	粉陶、树脂覆膜砂	100/70/30	1400

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  $\text{HOCH}_2(\text{CH}_2)\text{CHO}[\text{CH}_2\text{CH}(\text{CH}_3)\text{O}]_n\text{CH}_2\text{CH}(\text{OH})$

CH<sub>3</sub>;

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。

## 2.8 主要经济技术指标

本项目主要技术经济指标见表 2.8-1。

表 2.8-1 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	井场面积	m <sup>2</sup>	5408
2	总占地面积	m <sup>2</sup>	11897
3	设计井深	m	3250
4	水平段长	m	2000
5	井别		页岩气勘探井
6	井型		水平井
7	开钻次数	开	导管+二开
8	目的层		志留统龙马溪组
9	钻进方式		导管采用Φ406.4mm 钻头清水钻进，一开直井段采用Φ311.2mm 钻头清水钻进，斜井段转水基钻井液钻进，二开段采用Φ215.9mm 钻头油基钻井液钻进
10	预计工期	天	110
11	计划投资	万元	5000

## 2.9 总平面布局

本项目井场通过井场道路与巷双路相连，大门位于井场南侧，废水池、放喷池于井场东南侧，PD9-1 井位于井场中部。

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。

总平面及现场布置

施 工 方 案	<p><b>2.10 施工方案</b></p> <p><b>2.10.1 钻前工程</b></p> <p>(1) 井场</p> <p>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5408m<sup>2</sup>，采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化。</p> <p>(2) 放喷池</p> <p>井场东南侧新建1座放喷池，容积约300m<sup>3</sup>，采用半埋式结构，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。放喷池用于施工期间测试放喷。</p> <p>(3) 废水池</p> <p>井场外东南侧新建1座废水池，容积约500m<sup>3</sup>。采用半埋式结构，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。施工期间暂存场地内雨水、压裂返排液等。</p> <p>(4) 水基岩屑暂存区</p> <p>在井场内设置1座水基岩屑暂存区，用于储存水基岩屑压滤脱水后的滤饼，暂存区容积约300m<sup>3</sup>，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<math>\leq 10^{-7}</math>cm/s，施工结束后拆除。</p> <p>(5) 临时生活区</p> <p>井队设置1个临时生活区，生活区按照660m<sup>2</sup>进行布置，采用活动板房，配备环保厕所和垃圾收集点各1座，施工结束后拆除临时生活区。</p> <p>(6) 钻井设施基础</p> <p>包括井架基础、钻机设备基础、柴油罐区基础等。</p> <p>(7) 进场道路</p> <p>新建井场道路约30m，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。</p> <p>(8) 表土堆存场地</p> <p>在井场外北侧设置表土堆存场，场地占地面积约800m<sup>2</sup>，拟堆存高度为2.5~3.0m，施工完毕后复垦。</p>
------------------	---



## 2.10.2 钻井工程

### (1) 井身结构

本项目采用“导管+二开”井身结构，设计井深 3250m，其中水平段长度 2000m。本项目井身结构及套管程序设计见下表。

表 2.10-1 井身结构与套管程序设计数据

开次	钻头尺寸 (mm)	井段 (m)	套管外径 (mm)	水泥返深 (m)
导管	406.4	0~120	339.7	地面
一开	311.2	120~850	244.5	地面
二开	215.9	850~3250	139.7	上层套管鞋以上 300m

井身结构示意图见图 2.10-1。

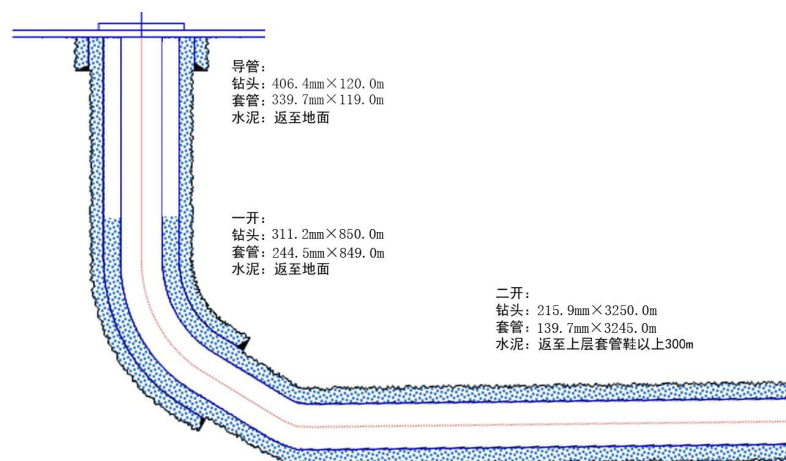


图 2.10-1 井身结构示意图

#### ①导管

导管用 $\Phi 406.4\text{mm}$  钻头钻进， $\Phi 339.7\text{mm}$  套管下深约 120m，采用清水钻进，目的是建立井口，满足下一开次井控要求，固井水泥返至地面，固井后在井口安装防喷器组。

#### ②表层套管

一开用 $\Phi 311.2\text{mm}$  钻头清水钻进，钻至造斜点后转水基钻井液钻进，钻至龙马溪组页岩气层顶部，下 $\Phi 244.5\text{mm}$  套管固井，封龙马溪组页岩气层之上的易漏、易垮塌地层，以钻达或钻穿龙马溪组页岩气层上部的标准层“浊积砂”为中完原则，采用水泥固井，水泥返至地面。

#### ③生产套管

二开用 $\Phi 215.9\text{mm}$  钻头，油基钻井液，完成大斜度井段和水平段钻井

作业，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$  套管完井，采用水泥固井，水泥返至上层套管鞋以上 300m。

#### (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。

$\phi 215.9\text{mm}$  井眼采用 14MPa 压力级别防喷器装置；采用 70MPa 压力等级套管头。

#### (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。

### 2.9.3 储层改造工程

#### (1) 完井工程

##### ①完井方式

龙马溪组页岩气属非常规天然气，投产前要进行分段压裂改造。综合储层特性和水平井分段压裂改造的特点，本项目采用套管射孔完井方式。

##### ②射孔工艺

水平段采用电缆射孔与桥塞压裂联作技术。其原理是：电缆桥塞入井后，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，建立页岩气采出通道。

### ①压裂液体系

本项目选用减阻水和活性液混合液体系。主体配方见表 2.10-2。

表 2.10-2 本项目压裂液配方一览表

压裂液体系	配方
JC-J10 减阻水体系	0.06-0.1%减阻剂 JC-J10+0.2-0.4%防膨剂+0.05-0.1%增效剂+0.02%消泡剂
活性胶液	0.3%低分子稠化剂+0.3%流变助剂+0.15%增效剂+0.05%粘度调节剂+0.02%消泡剂
前置酸	15%HCl+2.0%缓蚀剂+1.5%助排剂+2.0%粘土稳定剂+1.5%铁离子稳定剂

其中：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压裂液配制

压裂期间在井场内配备 60 个配液罐，总容积约 2400m<sup>3</sup>，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。

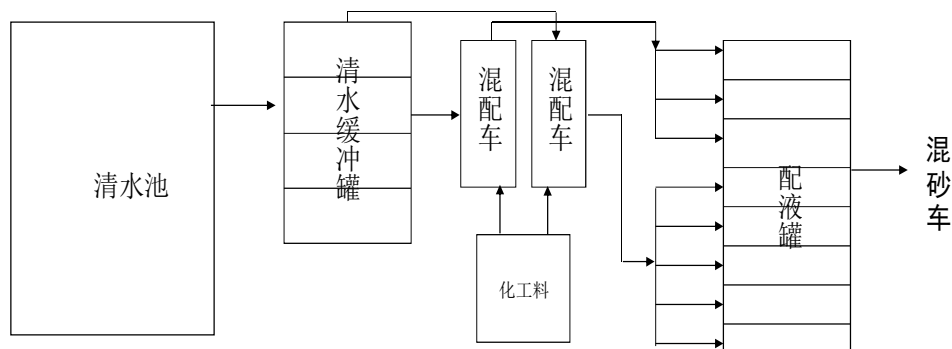


图 2.10-2 连续混配工艺流程图

### ③注入方式及压力预测

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。

### ④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  $8\text{m}^3/\text{h}\sim 35\text{m}^3/\text{h}$ 。

#### ⑤返排液处理及重复利用工艺

根据室内实验和现场应用分析，返排液中采用自然沉降+杀菌剂，使悬浮物的含量降到  $50\text{mg/L}$  以下，处理后的回用水按比例进行清污混合，添加杀菌剂杀菌后，可满足配成减阻水要求。

#### ⑥工艺参数

根据区块已开钻井压裂工艺参数，压裂工艺参数如表 2.10-3。

表 2.10-3 压裂施工工艺参数

压注排量( $\text{m}^3/\text{min}$ )	12-16		
单段长度(m)	75-100		
每段簇数	2~3		
段间距(m)	30-40		
单段前置盐酸用量( $\text{m}^3$ )	15-20		
单段液量( $\text{m}^3$ )	1400-2000		
单段总砂量( $\text{m}^3$ )	50-70		
100 目支撑剂用量( $\text{m}^3$ )	5-10	砂比(%)	2-9
40/70 目支撑剂用量( $\text{m}^3$ )	40-50	砂比(%)	4-16
30/50 目支撑剂用量( $\text{m}^3$ )	5-10	砂比(%)	17-22

## 2.11 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、废水池、放喷池、进场道路等施工过程中产生的土石方，剥离的表土堆存于井场北侧，堆放场总占地面积约  $800\text{m}^2$ ，堆高约  $2.5\sim 3\text{m}$ ，最大堆存量约  $2400\text{m}^3$ ，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  $1.7\text{万}\text{m}^3$ ，总填方  $1.7\text{万}\text{m}^3$ ，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、废水池、生活区等占地，均为临时占地，总占地面积约  $1.1897\text{hm}^2$ ，均为临时占地，占地情况统计详见表 2.2-17。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  $0.2411\text{hm}^2$ ，均为旱地。

表 2.11-1 本项目占地情况一览表

序号	工程内容	占地面积 (m <sup>2</sup> )	备注
1	井场	5408	\
2	软体罐	\	位于井场内
3	放喷池	200	\
4	废水池	200	\
5	井场道路	150	\
6	临时生活区	660	\
7	表土堆场	800	\
8	井场边坡、放喷池与井场之间占地等其它占地	4479	\
合计		11897	\

本项目总占地面积 1.1897hm<sup>2</sup>，占地类型主要为旱地、乔木林地，具体见表 2.11-2。

表 2.11-2 本项目占地类型一览表 单位：hm<sup>2</sup>

土地利用现状		占地面积 (m <sup>2</sup> )
林地	乔木林地	9147
耕地	旱地	2731
交通运输用地	公路用地	19
总计		11897

## 2.12 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。钻井队由专业人员组成，钻井队管理人员有队长、副队长、钻井工程师等。

储层改造工程：施工人员约 50 人。

### (2) 施工时序

本项目钻前工程施工时间约 30d，钻井周期为 50d，储层改造时间为 30d。

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。

其他

无

### 三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状

#### 3.1 生态环境质量现状

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 4.99hm<sup>2</sup>。

##### 3.1.1 生态功能区划

根据《重庆市生态功能区划》(修编)，项目所在地属“III1-1 方斗山-七曜山水源涵养-生物多样性生态功能区”。主导生态功能为生物多样性保护和水土涵养，辅助功能有水土保持、水源涵养和地质灾害防治。建立植被结构优化的中低山森林生态系统，强化其水土涵养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。

##### 3.1.2 生态环境现状调查

###### (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，3 个植被型组、3 个植被亚型，见下表。

表 3.1-1 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	针叶林	暖性针叶林
II. 栽培植被	草本类型	大田作物型
	草本木本间作类型	农果间作型

调查范围内主要植被类型为：暖性针叶林、农果间作型、大田作物型等植被型。调查范围面积 4.99hm<sup>2</sup>，经现场调查及资料整理，植被面积约 4.53hm<sup>2</sup>，占评价范围面积的 90.8%，其中：暖性针叶林面积 2.95hm<sup>2</sup>，占评价范围面积的 59.1%；大田作物型面积 0.31hm<sup>2</sup>，占评价范围面积的 6.2%；农果间作型面积 1.27hm<sup>2</sup>，占评价范围面积的 25.5%。交通运输用地、住宅用地等其他非植被面积 0.46hm<sup>2</sup>，占评价范围面积的 9.2%。各植被类型统计汇总情况见下表，评价范围内植被类型分布示意图见附图 5。

表 3.1-2 评价范围植被类型分布统计一览表

序号	植被类型	面积 (hm <sup>2</sup> )	比例
1	暖性针叶林	2.95	59.1%
2	大田作物型	0.31	6.2%
3	农果间作型	1.27	25.5%
4	其他非植被	0.46	9.2%
合计		4.99	100%

根据资料及现场调查,生态评价范围内主要为农林生态系统,以林地、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。

根据武隆区森林资源管理一张图数据与项目评价范围叠图,评价范围内公益林面积约2.62hm<sup>2</sup>,均为地方公益林。占地范围内公益林面积约0.93hm<sup>2</sup>,均为地方公益林。公益林分布示意图详见附图6。

根据武隆区森林资源管理一张图数据与项目评价范围叠图,评价范围内天然林面积约2.62hm<sup>2</sup>,占地范围内天然林面积约0.93hm<sup>2</sup>,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,调查范围内土地利用类型有耕地、林地、住宅用地、交通运输用地等四种土地利用类型。评价范围土地利用现状统计见下表,土地利用现状分布示意图详见附图8。

表 3.1-3 调查范围土地利用现状统计表

序号	土地利用类型		面积 (hm <sup>2</sup> )	比例
	一级类	二级类		
1	耕地	旱地	1.58	31.7%
2	交通运输用地	农村道路	0.02	0.4%
		公路用地	0.43	8.6%
		小计	0.45	9.0%
3	林地	乔木林地	2.95	59.1%
4	住宅用地	农村宅基地	0.01	0.2%
合计				100.00%

根据土地利用现状面积统计，调查范围内主要为林地和耕地，林地面积 $2.95\text{hm}^2$ ，占评价范围面积的59.1%，耕地面积 $1.58\text{hm}^2$ ，占评价范围面积的31.7%，住宅用地面积 $0.01\text{hm}^2$ ，占评价范围面积的0.2%，交通运输用地面积 $0.45\text{hm}^2$ ，占评价范围面积的9.0%。

本项目调查评价范围内基本农田面积约 $1.57\text{hm}^2$ ，占地范围内基本农田面积 $0.2411\text{hm}^2$ ，永久基本农田分布详见附图9。

### 3.2 地表水系

武隆河流众多，流域面积在 $50\text{km}^2$ 以上的大小河流13条，均属乌江水系。大溪河、芙蓉江、木棕河、清水溪、老盘河、猫儿沟、长头河、石梁河等直接流入乌江，均属雨型河，天然降水是其主要水源。由于降雨季节分配不均，水量夏丰冬枯，变幅很大。

本项目所在区域主要河流为清水溪。清水溪是乌江右岸支流，发源于武隆区双河镇龙洞口，南流过莽子、清水至土坎镇西北，汇入乌江，全长 $16\text{km}$ ，天然落差 $1138\text{m}$ ，河床平均比降 $66.27\%$ ，全流域面积 $199\text{km}^2$ ，多年平均流量 $4.91\text{m}^3/\text{s}$ 。本项目位于清水溪东侧，距清水溪约 $400\text{m}$ ，区域水系图见附图10。

### 3.3 水文地质

#### 3.3.1 区域含隔水层特征

本项目所在区域从含气地层底板地层奥陶系开始由老至新各地层含隔水层特征分述如下：

##### (1) 奥陶系古岩溶含水层

奥陶系古岩溶含水层，为含气地层底板。为灰色中厚层状灰岩，或白云灰岩加薄层钙质页岩。

本区域没有出露。

##### (2) 志留系中下统隔水层 ( $S_1$ 、 $S_2$ )

志留系中下统隔水层，为灰绿色、黄灰色页岩、泥质粉砂岩夹薄层生物碎屑灰岩。

含气地层为志留系底部的下志留统龙马溪组。龙马溪组为一套浅海相砂页岩地层。下部为灰黑色炭质粉砂质水云母页岩，上部为黄灰色页岩、



粉砂质页岩。该地层三分性特征明显，其中下部含气泥页岩段岩性以含硅质、粉砂质碳质泥页岩为主，是规划区页岩气开发的目 的层段，为深水陆棚沉积，岩性稳定。

项目区南侧约 300m 有 S<sub>2</sub>h 韩家店组出露。

#### (3) 二叠系下统灰岩岩溶含水层 (P<sub>1</sub>l+q)

梁山组灰色灰岩、灰黑色泥岩。

栖霞组连续沉积于梁山组之上，为浅灰色灰岩，厚约 90m。

该地层为占地范围内出露地层。

#### (4) 二叠系上统裂隙弱含水层 (P<sub>2</sub>)

长兴组整合于龙潭组之上，为浅海碳酸盐相沉积、岩性为浅灰色厚层含生物碎屑灰岩，上部含少许燧石团块，顶有 1m 中厚层含泥质硅质灰岩。

龙潭组假整合于下二叠统茅口组之上。按岩性可分为二段：下段白灰色黏土岩，黏土质页岩，炭质页岩，夹煤线上段为深灰色中厚层灰岩，含生物碎屑灰岩，含燧石团块及夹薄一中厚层硅质岩，岩层厚度 98-143m。

长兴、龙潭组裂隙弱含水层，地层厚度约 160-210m。岩性为由灰、深灰、灰绿色薄~中厚层状细砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩、泥岩及煤层等组成。地层浅部风化裂隙发育，局部含风化裂隙水，深部裂隙不甚发育，多见细小闭合状裂隙，细砂岩中见少量含水裂隙，含裂隙水，含、隔水层相间产出，显示含水层富水性弱。

该地层在平台东部约 1.5km 出露。

#### (5) 第四系孔隙含水层 (Q<sub>4</sub>)

第四系零星分布于山麓、河床及缓坡地带，厚度一般 1~2m，不整合覆盖于各老地层之上。由风化残积、坡积、崩积的灰岩、粉砂岩、砂岩、泥岩碎块、粘土、粉砂质粘土、砂砾等组成，结构松散，旱季一般透水而不含水，雨季局部地形低洼处含季节性孔隙水，具有就地补给、排泄、迳流短的特点。

### 3.3.2 地下水类型及富水性

根据含水岩层在地质剖面中所处的部位及隔水层限制的情况，将区内地下水主要分为第四系孔隙水、碳酸盐岩类裂隙溶洞水。

#### (1) 第四系孔隙水

第四系孔隙水分布于第四系孔隙含水层，主要集中于在区域内河流、溪沟沿岸，山麓坡地，溶谷和溶蚀盆地，岩性为残、坡积物，冲洪积物的沙砾石，亚砂土，耕植土等。分布零散，厚度变化大，一般 1~2m。

第四系孔隙水由于富水性弱，且随季节性变化大。

#### (2) 碳酸盐岩类裂隙溶洞水含水层

主要由二叠系灰岩、页岩岩类组成，地下水沿岩溶裂隙发育，地下水赋存、补给、运移及排泄严格受区域性侵蚀基面制约，地下水主要受大气降雨补给，在侵蚀沟谷排泄至地表水体，该含水层属富水强的含水层。

### 3.3.3 地下水补径排条件

#### (1) 第四系孔隙水

第四系孔隙含水层补给上主要接受大气降雨和部分地表水补给。无定向径流排泄方向，一般与基岩无隔水层，有时呈互补关系；在河流沿岸与地表水有时也呈互补关系。其富水性主要随季节，旱季一般透水而不含水，雨季局部地形低洼处含季节性孔隙水，泉水流量在 0.01~0.61L/S。

第四系孔隙水赋存由于富水性弱，随季节性变化大，且分布面积有限、不连续。

#### (2) 碳酸盐岩类裂隙溶洞水

坪地 9 平台出露基岩地层为二叠系岩溶地层，地下水受大气降雨补给和上部地层补给，就近排泄至西侧河流。

区域水文地质示意图见附图 11。

### 3.4 大气环境质量现状

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质量功能区划为二类区，环境空气质量执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准。

本次评价引用《2022 年重庆市生态环境状况公报》中的武隆区 2022 年环境空气质量状况进行评价，见表 3.4-1。

表 3.4-1 基本污染物环境质量现状

年评价指标	污染物	评价标准 μg/m <sup>3</sup>	现状浓度 μg/m <sup>3</sup>	占标率 %	达标 情况
年平均质量浓度	SO <sub>2</sub>	60	13	21.7%	达标
年平均质量浓度	NO <sub>2</sub>	40	23	57.5%	达标
年平均质量浓度	PM <sub>10</sub>	70	42	60.0%	达标
年平均质量浓度	PM <sub>2.5</sub>	35	24	68.6%	达标
日均浓度的第 95 百分位数	CO (mg/m <sup>3</sup> )	4	0.9	22.5%	达标
日最大 8h 平均浓度的第 90 百分位数	O <sub>3</sub>	160	119	74.4%	达标

2022 年重庆市武隆区环境空气中可吸入颗粒物 (PM<sub>10</sub>)、细颗粒物 (PM<sub>2.5</sub>)、二氧化硫 (SO<sub>2</sub>)、二氧化氮 (NO<sub>2</sub>)、臭氧 (O<sub>3</sub>) 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, 项目所在评价区域为达标区。

### 3.5 地表水环境质量现状

本项目所在区域主要河流为清水溪, 清水溪无例行监测断面, 清水溪是乌江右岸支流, 根据《重庆市武隆区生态环境质量月报(2024 年 1 月)》, 乌江锣鹰、白马断面水质类别为 II 类。满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中 III 类水域水质标准。

### 3.6 地下水质量现状

#### (1) 监测布点

共设置 5 个地下水现状监测点 (F1~F5)。F1 位于平台北侧, 地下水流向侧方向; F2 位于平台东侧, 地下水流向上游; F3 位于平台西南侧, 地下水流向下游; F4 位于平台西侧, 地下水流向下游; F5 位于平台东南侧, 地下水流向侧方向, 各监测点处于同一水文地质单元。监测点位示意图见附图 11。

#### (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 3.6-1。

表 3.6-1 地下水环境监测布点、监测因子一览表

类别	监测点名称	监测因子	采样时间	监测频率
地下水	F1、F3、F4、F5	pH 值、氨氮、硝酸盐 (以 N 计)、亚硝酸盐 (以 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、	2024 年 3 月 1 日	1 次

		阴离子表面活性剂、石油类、总大肠菌群、细菌总数		
	F2	钾离子、钠离子、镁离子、钙离子、碳酸盐、重碳酸盐、氯化物 (Cl <sup>-</sup> )、硫酸盐 (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )、水位、pH 值、氨氮、硝酸盐 (以 N 计)、亚硝酸盐 (以 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		

(3) 评价标准

执行《地下水质量标准》(GB/T14748-2017)中III类标准。

(4) 监测及评价结果

监测及评价结果见表 3.6-2，由表 3.6.2 可知，各监测点各监测因子均满足《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较好。

**3.7 土壤环境质量现状**

(1) 监测点位

为了解项目所在区域的环境质量现状，占地范围内布置 3 个柱状样 (G3、G4、G5，取样深度 1.8m)，1 个表层样 (G2，取样深度 0.2m)；占地范围外布置 2 个表层样 (G1、G6，取样深度 0.2m)。G2 监测点监测建设用地 45 项基本因子、pH 及特征因子(石油烃(C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>)、全盐量、钡)，G3-G5 监测点监测 pH 及特征因子(石油烃(C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>)、全盐量、钡)；占地范围外监测点 G1、G6 监测农用地 8 项目基本因子及特征因子(石油烃(C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>)、全盐量、钡)。各监测点监测 1 天，取样 1 次。本项目监测布点情况见表 3.7-1，监测点位见附图 12。

(2) 采样时间

采样时间为 2024 年 3 月 1 日。

(3) 评价标准

监测点 G1、G6 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，监测点 G2~G5 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 3.6-2 地下水质量现状监测及评价结果一览表

检测项目	单位	F1		F2		F3		F4		F5		III标准值
		监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	
pH 值	无量纲	7.9	0.6	7.6	0.4	8.1	0.733	7.4	0.267	7.8	0.533	6.5-8.5
钠离子	mg/L		0	1.24	0.006		0		0		0	200
氨氮	mg/L	0.277	0.554	0.346	0.692	0.24	0.48	0.317	0.634	0.186	0.372	0.5
耗氧量	mg/L	1.8	0.6	1.8	0.6	1.7	0.57	1.8	0.6	1.5	0.5	3
总硬度	mg/L	137	0.304	200	0.444	185	0.41	206	0.458	136	0.302	450
挥发酚	mg/L	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/	0.002
溶解性总固体	mg/L	179	0.179	226	0.226	214	0.214	262	0.262	196	0.196	1000
硫化物	mg/L	0.009	0.45	0.007	0.35	0.006	0.3	0.006	0.3	0.005	0.25	0.02
阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/	0.3
氰化物	mg/L	0.002L	/	0.002L	/	0.002L	/	0.002L	/	0.002L	/	0.05
铬(六价)	mg/L	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/	0.05
氯化物	mg/L	1.17	0.005	0.554	0.002	0.73	0.003	1.52	0.006	4.35	0.017	250
硫酸盐	mg/L	12.4	0.050	2.21	0.009	2.28	0.009	27.5	0.11	12.9	0.052	250
硝酸盐(以N计)	mg/L	0.934	0.047	0.778	0.039	0.815	0.041	0.957	0.048	2.22	0.111	20
亚硝酸盐(以N计)	mg/L	0.245	0.245	0.195	0.195	0.016L	/	0.016L	/	0.016L	/	1
氟化物	mg/L	0.095	0.095	0.286	0.286	0.319	0.319	0.163	0.163	0.635	0.635	1
铁	mg/L	1.2	4	0.06	0.2	0.06	0.2	0.06	0.2	0.05	0.167	0.3
锰	mg/L	0.07	0.7	0.07	0.7	0.06	0.6	0.03	0.3	0.02	0.2	0.1

铅	mg/L	0.0025L	/	0.0025L	/	0.0025L	/	0.0025L	/	0.0025L	/	0.01
钡	mg/L	0.1	0.143	0.01	0.014	0.4	0.571	0.02	0.029	0.04	0.057	0.7
石油类	mg/L	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/	0.05
镉	mg/L	0.001L	/	0.001L	/	0.001L	/	0.001L	/	0.001L	/	0.005
汞	mg/L	0.00004L	/	0.00004L	/	0.00004L	/	0.00004L	/	0.00004L	/	0.001
砷	mg/L	0.0005	0.05	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/	0.01
总大肠菌群	MPN/L	<10	/	<10	/	10	0.333	20	0.667	<10	/	30
细菌总数	CFU/mL	88	0.88	91	0.91	91	0.91	92	0.92	89	0.89	100

注：“L”表示未检出，检测结果以检出限加“L”表示，标准指数无量纲。石油类标准参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 III 类水域水质标准限值。

表 3.7-1 土壤环境监测点情况												
监测点编号	监测点	备注	采样深度 m	监测因子								
G1	地表径流上游	占地范围外旱地	0.2	pH 值、全盐量、石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、钡、砷、汞、铅、镉、铜、锌、铬、镍								
G6	地表径流下游	占地范围外林地										
G3	井场内中部	占地范围内	0.3、0.8、1.8	pH 值、全盐量、石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、钡、阳离子交换量、氧化还原电位、容重、饱和导水率、孔隙度								
G4	井场内南部	占地范围内	0.3、0.8、1.8	pH 值、全盐量、石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、钡								
G5	拟建放喷池位置	占地范围内	0.3、0.8、1.8									
G2	井场内北部	占地范围内	0.2	pH 值、全盐量、石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、钡、砷、汞、镉、铜、铅、镍、六价铬、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间、对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘								

(4) 监测结果

土壤环境现状监测与评价结果见表 3.7-2~3.7-4。

表 3.7-2 G1、G6 土壤环境现状监测与评价结果 单位: mg/kg, pH 无量纲

监测点	监测因子	pH 值	砷	镉	铬	铜	铅	汞	镍	锌	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	全盐量	钡
G1	监测值	7.2	5.56	0.28	38	19	38	0.167	34	41	11	0.6	1050
	标准指数	/	0.19	0.93	0.19	0.19	0.32	0.07	0.34	0.16	/	/	/
	标准值 (6.5 < pH ≤ 7.5, 其他)	/	30	0.3	200	100	120	2.4	100	250	/	/	/
G6	监测值	6.23	9.16	0.25	61	18	49	0.223	44	56	11	0.8	3870
	标准指数	/	0.23	0.83	0.41	0.36	0.54	0.12	0.63	0.28	/	/	/
	标准值 (5.5 < pH ≤ 6.5, 其他)	/	40	0.3	150	50	90	1.8	70	200	/	/	/

表 3.7-3 G3~G5 土壤环境现状监测与评价结果 单位: mg/kg, pH 无量纲

监测因子	监测点	pH	全盐量 g/kg	钡 mg/kg	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	
					监测值	标准指数
G3	0.3m	5.63	0.8	5610	13	0.003
	0.8m	5.38	0.7	5210	8	0.002
	1.8m	5.71	0.6	4900	14	0.003
G4	0.3m	5.21	0.9	3350	18	0.004
	0.8m	5.24	0.8	3100	10	0.002
	1.8m	5.49	0.4	2820	13	0.003
G5	0.3m	5.36	0.6	8930	8	0.002
	0.8m	4.89	0.7	3190	11	0.002
	1.8m	4.93	0.7	9800	11	0.002
标准值		/	/	/	4500	

表 3.7-4 G2 土壤环境现状监测与评价结果

监测因子	单位	G2		标准值
		监测值	标准指数	
pH	无量纲	5.68	-	-
铜	mg/kg	20	0.001	18000
铅	mg/kg	66	0.083	800
镉	mg/kg	0.21	0.003	65
镍	mg/kg	32	0.036	900
砷	mg/kg	7.03	0.117	60
汞	mg/kg	0.189	0.005	38
六价铬	mg/kg	未检出	-	5.7
钡	mg/kg	5490	-	-
全盐量	g/kg	0.5	-	-
石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	mg/kg	34	0.008	4500
萘	mg/kg	未检出	-	70
茚并[1, 2, 3-cd]芘	mg/kg	未检出	-	15
二苯并[a, h]蒽	mg/kg	未检出	-	1.5
蒽	mg/kg	未检出	-	1293
苯并[k]荧蒽	mg/kg	未检出	-	151
苯并[b]荧蒽	mg/kg	未检出	-	15
苯并[a]芘	mg/kg	未检出	-	1.5
苯并[a]蒽	mg/kg	未检出	-	15
2-氯酚	mg/kg	未检出	-	2256
苯胺	mg/kg	未检出	-	260
硝基苯	mg/kg	未检出	-	76
邻二甲苯	mg/kg	未检出	-	640
间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	未检出	-	570
甲苯	mg/kg	未检出	-	1200
1, 2-二氯苯	mg/kg	未检出	-	560
1, 4-二氯苯	mg/kg	未检出	-	20
乙苯	mg/kg	未检出	-	28
苯乙烯	mg/kg	未检出	-	1290
1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	未检出	-	840
1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	未检出	-	2.8
三氯乙烷	mg/kg	未检出	-	2.8
1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	未检出	-	0.5



氯乙烯	mg/kg	未检出	-	0.43
苯	mg/kg	未检出	-	4
氯苯	mg/kg	未检出	-	270
1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	未检出	-	6.8
1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	未检出	-	10
四氯乙烯	mg/kg	未检出	-	53
反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	未检出	-	54
二氯甲烷	mg/kg	未检出	-	616
1,2-二氯丙烷	mg/kg	未检出	-	5
四氯化碳	mg/kg	未检出	-	2.8
氯仿	mg/kg	未检出	-	0.9
氯甲烷	mg/kg	未检出	-	37
1,1-二氯乙烷	mg/kg	未检出	-	9
1,2-二氯乙烷	mg/kg	未检出	-	5
1,1-二氯乙烯	mg/kg	未检出	-	66
顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	未检出	-	596

由表 3.7.2~3.7-4 可知，G1 点其余各监测因子和 G6 点各监测因子均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)“其他类”风险筛选值；G2~G5 监测点各因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中的第二类用地筛选值。

### 3.8 声环境质量现状

#### (1) 监测布点

共设 2 个噪声监测点，分别位于平台东侧厂界处 (C1)、离平台最近的西南侧居民点处 (C2)，监测点位示意图见附图 12。

#### (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

监测时间为 2024 年 2 月 29 日~2024 年 3 月 1 日。连续监测 2 天，昼、夜各一次。

#### (4) 监测及评价结果

监测结果见下表。

表 3.8-1 声环境监测结果统计表 单位：dB(A)

监测点	监测日期	昼间监测结果	夜间监测结果	达标情况	执行标准
C1	2月29日	43	39	达标	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2类标准
	3月1日	46	37	达标	
C2	2月29日	49	39	达标	
	3月1日	49	39	达标	
标准值		60	50	/	/

由上表可知，各监测点处声环境质量满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准，区域声环境质量较好。

与项目有关的原有环境污染和生态破坏问题

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。

生态环境保护目标

### 3.9 生态环境保护目标

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。项目主要生态环境保护目标为井场周边散居居民点和分散式饮用水源，分布情况如下：

#### 3.9.1 大气环境保护目标

井场周边 500m 范围内无自然保护区、风景名胜区、学校、医院等，主要环境空气保护目标为周边农村散居居民点，散居居民点分布情况见表 3.9-1、附图 12。

表 3.9-1 大气环境保护目标一览表

名称	坐标		方位	高差/m	距井口最近距离/m	距井场最近距离/m	距放喷池最近距离/m	保护对象	保护内容	环境功能区
	经度	纬度								
1#居民点	107°40'27.0"	29°26'56.4"	E	22	132	97	110	散居居民	1户约4人	二类
2#居民点	107°40'29.2"	29°27'0.1"	NE	19	220	163	225	散居居民	3户约12人	二类
3#居民点	107°40'18.6"	29°27'0.3"	NW	-28	194	135	280	散居居民	2户约8人	二类
4#居民点	107°40'17.6"	29°26'55.6"	W	-28	109	70	192	散居居民	4户约16人	二类
5#居民点	107°40'18.7"	29°26'52.29"	SW	-27	121	71	133	散居居民	1户约4人	二类
6#居民点	107°40'24.7"	29°26'45.1"	S	2	320	267	225	散居居民	1户约4人	二类
7#居民点	107°40'21.3"	29°26'42.1"	S	-14	380	333	312	散居居民	约7户约28人	二类
8#居民点	107°40'10.7"	29°26'53.3"	SW	-69	316	269	361	散居居民	3户12人	二类
9#居民点	107°40'8.9"	29°27'1.2"	W	-83	390	360	478	散居居民	2户约8人	二类
10#居民点	107°40'17.4"	29°27'5.5"	NW	-67	317	249	405	散居居民	2户约8人	二类
11#居民点	107°40'25.1"	29°27'10.3"	N	-19	387	325	424	散居居民	3户约15人	二类
松树林酒店	107°40'23.6"	29°27'7.5"	N	-20	333	272	397	酒店	约100人	二类

### 3.9.2 声环境保护目标

结合噪声预测达标情况，本项目声环境保护目标主要调查井场周边200m和放喷池周边320m范围，此范围内无医院、学校、机关、科研单位、自然保护区等，主要声环境敏感目标为散居居民点，声环境保护目标分布情况见表3.9-2、附图12。

表 3.9-2 声环境保护目标一览表

名称	空间相对位置*			方位	距井口最近距离/m	距井场最近距离/m	距放喷池最近距离/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	178	65	22	E	132	97	110	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准	2层砖瓦结构，1户约4人
2#居民点	239	172	19	NE	220	163	225	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准	2层砖瓦结构，3户约12人

									人
3#居民点	-62	181	-28	NW	194	135	280	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准	2层砖瓦结构, 2户约8人
4#居民点	-70	75	-28	W	109	70	192	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准	2-3层砖瓦结构, 4户约16人
5#居民点	-50	-52	-27	SW	121	71	133	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准	2层砖瓦结构, 1户约4人
6#居民点	114	-261	2	S	320	267	225	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准	2层砖瓦结构, 1户约4人
霄宏食品公司肉牛养殖场	282	102	34	E	236	193	208	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准	/

注\*: 以该井场西南角为原点, 南北方向为Y轴, 东西方向为X轴, 北、东为正。

### 3.9.3 地表水环境保护目标

本项目废水不直接排入地表水体, 所在地属清水溪汇水区, 再经约9km 汇入乌江, 施工期压裂取水从莽子溪水库取水, 平台汇水区范围内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。

本项目废水不直接排放, 项目附近主要地表水体见表 3.9-3。

表 3.9-3 地表水外环境关系一览表

名称	位置 (m)	环境敏感特性
清水溪	本项目西侧, 最近距离约 350m	III 类水体, 无饮用水功能
莽子溪水库	本项目北侧, 最近距离约 2.0km	III 类水体, 无饮用水功能

### 3.9.4 地下水环境保护目标

本项目周边 500m 范围内无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, 500m 范围内泉点分布情况见表 3.9-4。

表 3.9-4 地下水环境保护目标一览表

名称	相互关系	环境敏感特性
Q1	E107° 40' 22.5", N29° 26' 41.8", 水位高程约为 1146m, 地	属碳酸盐岩裂隙溶洞水, 以大气降雨补给为主, 现场调查时流量约

	下水流向侧方向，井场南侧约380m，比井场低约9m	0.01L/s，供约1户居民饮用
Q2	E107° 40' 18.0"，N29° 26' 45.2"，水位高程约为1121m，地下水流向下游，井场西南侧约285m，比井场低约34m	属碳酸盐岩裂隙溶洞水，以大气降雨补给为主，现场调查时流量约0.02L/s，无人饮用
Q3	E107° 40' 11.2"，N29° 26' 51.8"，水位高程约为1091m，地下水流向下游，井场西南侧约270m，比井场低约64m	属碳酸盐岩裂隙溶洞水，以大气降雨补给为主，现场调查时流量约0.005L/s，无人饮用
潜水含水层	可能受本项目影响的潜水含水层	

### 3.9.5 生态保护目标

本项目位于生态保护红线之外，占地及评价范围内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等生态敏感区，但涉及永久基本农田、公益林、天然林，生态保护目标见表3.9-5。

表3.9-5 生态环境保护目标一览表

序号	名称	相互关系	环境敏感特性	影响因素
1	植被	项目占地外延50m范围内	评价范围主要以森林生态系统和农田生态系统为主，受人类活动影响强烈，农田生态系统主要以栽培植被为主，森林生态系统植被以针叶林为主	占地，植被破坏、水土流失
2	基本农田	本项目占用基本农田0.2411hm <sup>2</sup>		
3	公益林	本项目占用公益林面积约为0.93hm <sup>2</sup> ，均为地方公益林		
4	天然林	本项目占用天然林面积约为0.93hm <sup>2</sup>		

### 3.9.6 土壤保护目标

本次重点关注站场周边200m范围的土壤环境保护目标，见表3.9-6。

表3.9-6 土壤环境保护目标一览表

序号	名称	方位	距井场最近距离/m	高差 m	环境特征	环保要求
1	耕地	周边	紧邻	/	旱地	满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中的风险筛选值
2	1#居民点	E	132	22	居民点	满足《土壤环境质量 建设地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的一类用地的风险筛选值
3	2#居民点	NE	220	19	居民点	
4	3#居民点	NW	194	-28	居民点	
5	4#居民点	W	109	-28	居民点	
6	5#居民点	SW	121	-27	居民点	

### 3.10 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 3.10-1。

表 3.10-1 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)	单位
1	SO <sub>2</sub>	年平均	60	μg/m <sup>3</sup>
		24 小时平均	150	
		1 小时平均	500	
2	NO <sub>2</sub>	年平均	40	
		24 小时平均	80	
		1 小时平均	200	
3	CO	24 小时平均	4	mg/m <sup>3</sup>
		1 小时平均	10	
4	O <sub>3</sub>	日最大 8 小时平均	160	μg/m <sup>3</sup>
		1 小时平均	200	
5	PM <sub>10</sub>	年平均	70	
		24 小时平均	150	
6	PM <sub>2.5</sub>	年平均	35	
		24 小时平均	75	

#### (2) 地表水

执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类水域水质标准。

#### (3) 声环境

本项目附近有巷双路、S203 省道经过，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”，本项目所在区域为《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类功能区，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 3.10-2 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3.10-3。

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3.10-4。

表3.10-3 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	蒎	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(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	4500

表 3.10-4 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。

### 3.11 污染物排放标准

#### (1) 废气

施工期大气执行《大气污染物综合排放标准》(DB50/418-2016)其他区域标准值，详见表 3.11-1。

表 3.11-1 《大气污染物综合排放标准》(DB50/418-2016)其他区域标准值

序号	污染物	最高允许排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	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 <sup>3</sup> )



1	二氧化硫	550 (硫, 二氧化硫, 硫酸和其它含硫化合物使用)	15 20 30 40 50	2.6 4.3 15 25 39	周界外浓度最高点	0.40
	氮氧化物	240 (硝酸使用和其它)	15 20 30 40 50	0.77 1.3 4.4 7.5 12	周界外浓度最高点	0.12
	颗粒物	120 (其它)	15 20 30 40 50	3.5 3.9 23 39 60	周界外浓度最高点	1.0
<p>(2) 废水</p> <p>本项目施工期井队生活污水采用环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置; 压裂返排液优先回用于工区其它平台钻井压裂工序, 没有钻井平台可回用时, 由罐车拉运至武隆工区采出水处理站处理后达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准后排放。</p> <p>(3) 噪声</p> <p>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> <p>(4) 固体废物</p> <p>一般工业固废暂存过程应满足防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求; 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

### 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。

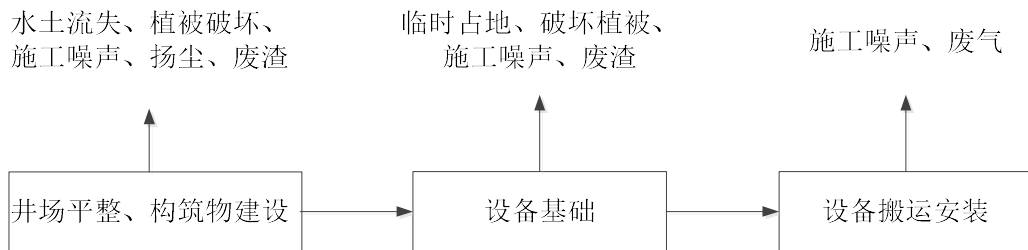


图 4.1-1 钻前施工及主要环境影响因素

#### 4.1.2 钻井工程

##### (1) 钻井工艺

本项目采用“导管+二开”钻井方式。导管、一开直井段采用清水钻进，一开斜井段采用水基钻井液钻进，一开直井段完钻后在循环罐内直接调整钻井液配方，进行一开斜井段钻进。一开斜井段完钻后，采用顶替隔离液和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，用于下一口井使用。二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，用于下一口井使用；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清水钻井阶段

此阶段钻井液为清水，不添加其他成分。钻井采用网电作为钻井动力，通过钻机转盘带动钻杆切削地层，同时将清水泵入钻杆注入井内高压冲刷井

底地层，将钻头切削的岩屑不断地带至地面，利用振动筛分离岩屑和钻井液，分离的钻井液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，备用柴油发电机产生的尾气及钻井岩屑。钻井过程中清水循环使用，该阶段完成后的剩余清水在循环罐内直接用于配制水基钻井液。

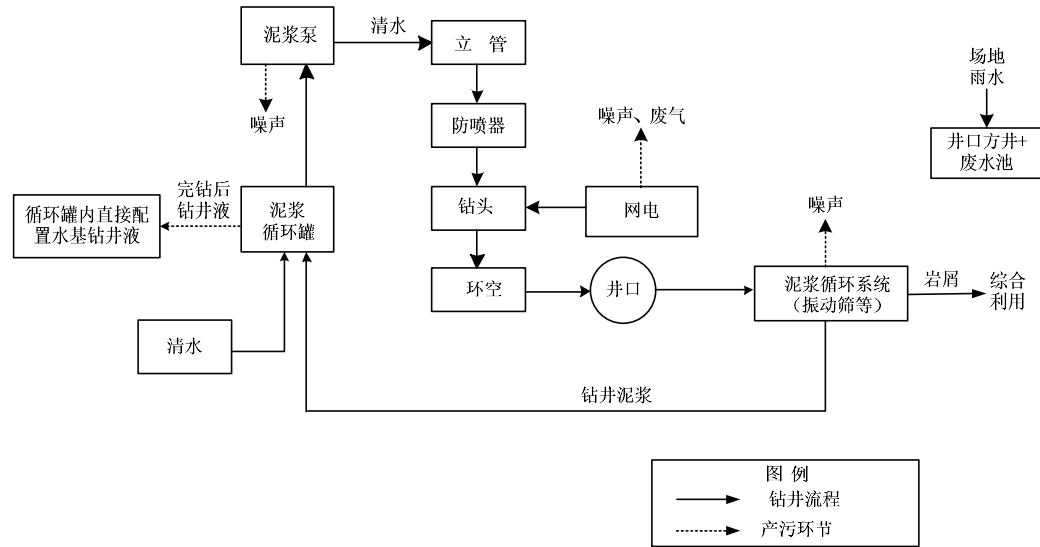


图 4.1-2 清水钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

## ②水基钻井阶段

水基钻井液钻井工艺与清水钻井相似，钻井过程中以水基钻井液作为载体将岩屑带至地面，振动筛分离的钻井泥浆进入泥浆罐循环利用，钻井岩屑不落地收集，经压滤机脱水后进行资源化利用。

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，备用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。

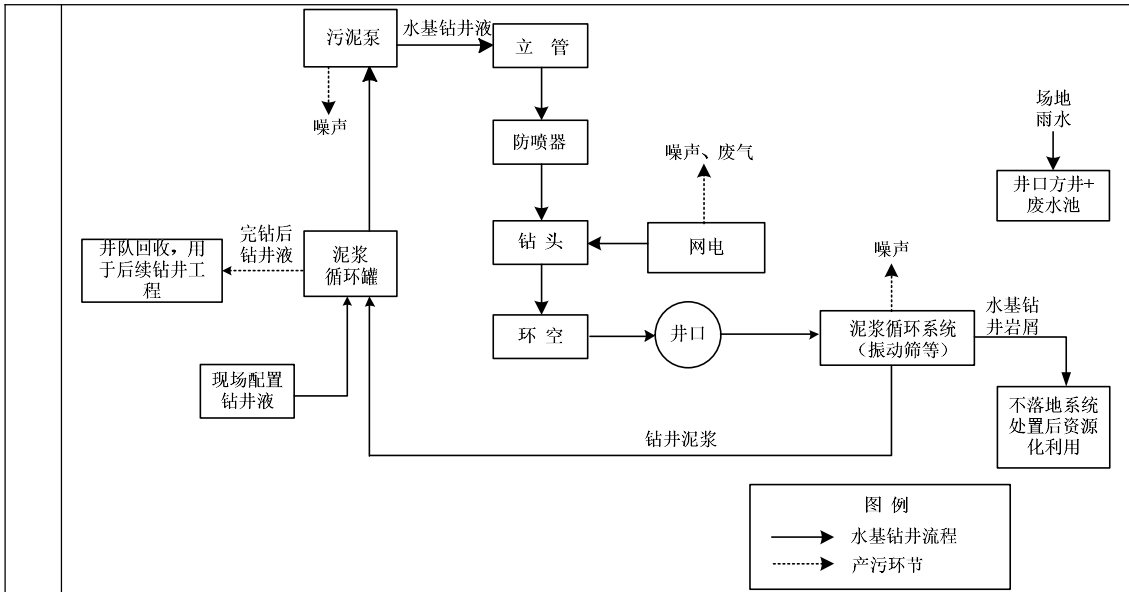


图 4.1-3 水基钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

### ③油基钻井阶段

二开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柴油动力机组、泥浆泵、泥浆循环系统产生的噪声，柴油动力机组产生的尾气及油基岩屑。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，交由有相应危险废物处置资质的单位进行转运处置。废油由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收利用。

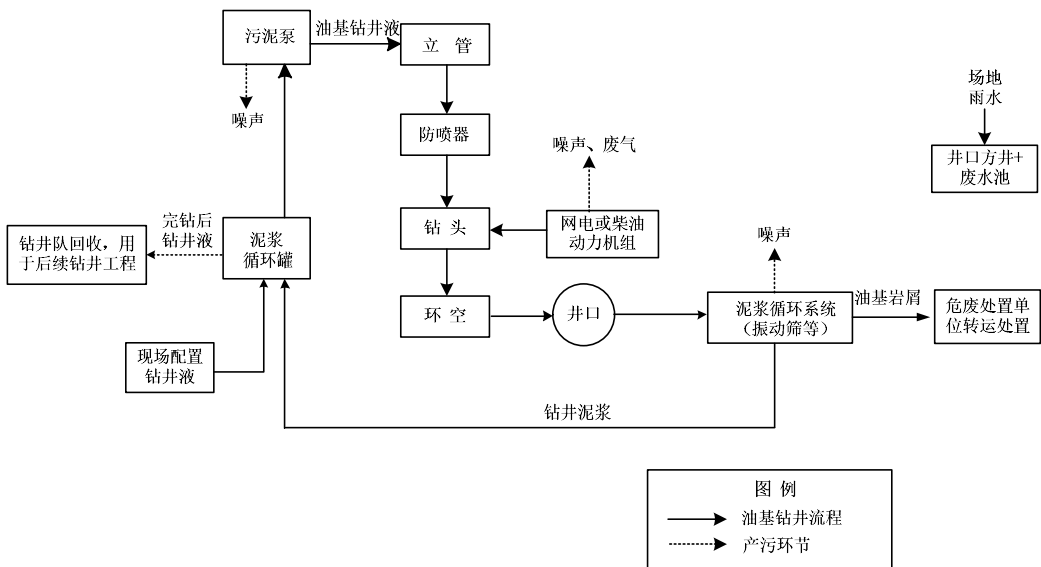


图 4.1-4 油基钻井工艺流程及产污环节示意图

### (3) “不落地”随钻处理系统工艺

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，废水回用钻井系统用水，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，固体部分外运附近砖厂、水泥厂用于制砖或制水泥，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 4.1-5。

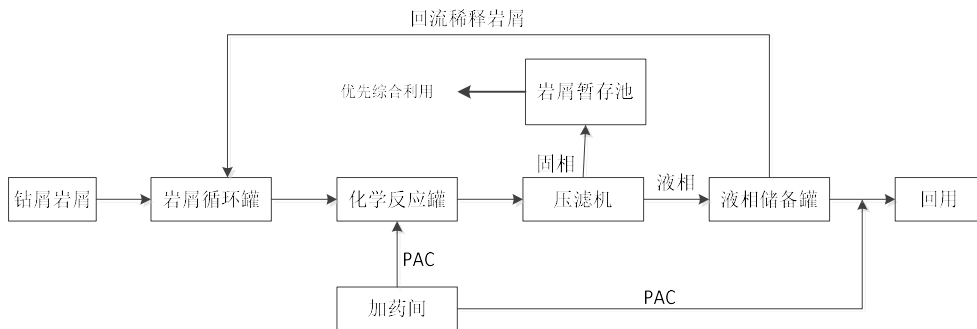


图 4.1-5 不落地系统工艺流程图

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。

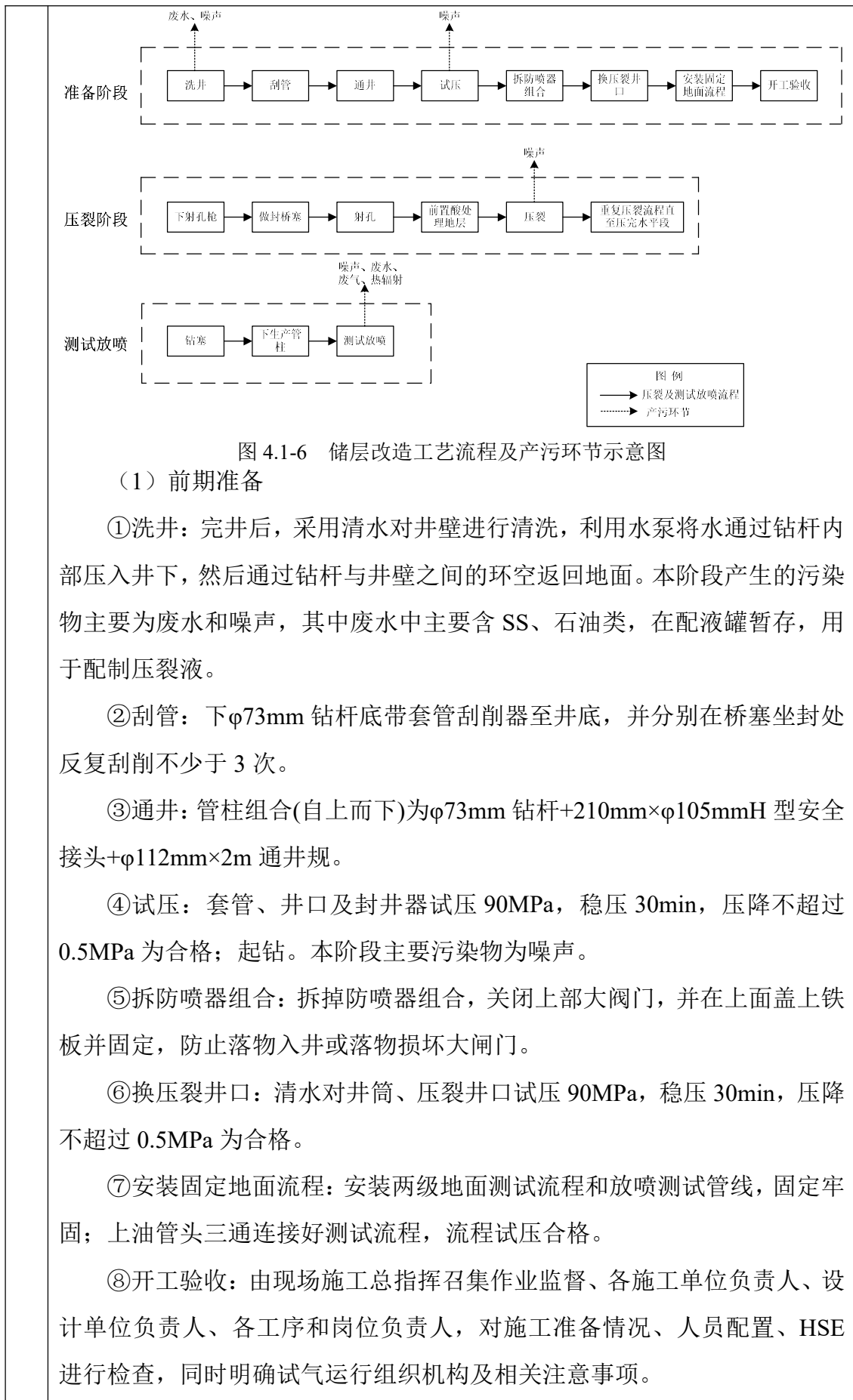


图 4.1-6 储层改造工艺流程及产污环节示意图

(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空返回地面。本阶段产生的污染物主要为废水和噪声，其中废水中主要含 SS、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%浓度的浓盐酸稀释为 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。单井每段前置酸用量为 20m<sup>3</sup>。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(12m<sup>3</sup>/h)，分别采用 4、6、8mm 油嘴放喷，每个油嘴放喷时间 4-6h，再改用 10、12mm 油嘴放喷排液，根据排液情况和井口压力再定进入求产阶段；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

10m<sup>3</sup>/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；压裂返排液排入软体罐、废水池、配液罐暂存，及时回用于工区其他钻井平台压裂工序，没有可回用的平台时，采用罐车拉运至武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放。测试过程中产生的可燃气体引至放喷池点燃。

#### 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的土地的扰动作用。本项目总占地面积 11897m<sup>2</sup>，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 污染源源强核算

#### 4.2.1 废水

##### (1) 钻前工程

钻前工程废水包括施工废水和施工人员生活污水。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。

钻前工期为 30 天，施工人员约为 20 人，生活用水量按 80L/d 人计算，则生活用水量为 48m<sup>3</sup> (1.6m<sup>3</sup>/d)，排污系数取 0.80，生活污水量为 38.4m<sup>3</sup> (1.28m<sup>3</sup>/d)。钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用租住

表 4.2-1 钻前工程生活污水产生情况一览表

废水量 m <sup>3</sup>	项目	COD	BOD <sub>5</sub>	SS	NH <sub>3</sub> -N
38.4	产生浓度/mg/l	400	200	250	25
	产生量/t	0.015	0.008	0.01	0.001

##### (2) 钻井工程

##### ① 钻井废水

本项目导管、一开直井段采用清水钻进，钻进过程中从井下返回地面的混合物经泥浆循环系统分离处理，分离的液相循环利用，一开段钻井结束剩余的液相直接在循环罐内添加配方，配制水基钻井液，用于一开斜井段钻井。

一开斜井段钻进采用水基钻井液钻进，钻进过程中从井下返回地面的混



合物经泥浆循环系统分离处理，分离的液相循环利用，分离的固相经“不落地”随钻处理系统进一步处理，“不落地”随钻处理系统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，一开斜井段钻井结束时剩余的液相（266m<sup>3</sup>）由钻井队回收，回用于其它钻井平台。

综上，本项目钻井废水由钻井队回收利用，不外排。

### ②场地雨水

武隆区年均降雨量为 1197.2mm，年均蒸发量约为 1137.8mm。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，与废水池连通，井场内雨水排入废水池暂存，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 3200m<sup>2</sup>，钻井工期按 50 天计算，则雨水收集量约 24m<sup>3</sup>。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 0.0048t、0.00048t，雨水回用于压裂工序。

### ③生活污水

钻井工程施工人员约 50 人，生活用水按 80L/d 人计算，钻井时间为 50 天，则生活用水量为 200m<sup>3</sup>，排污系数取 0.80，钻井期间生活污水产生量为 160m<sup>3</sup>。生活污水经环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置。

表 4.2-2 钻井工程生活污水产生情况一览表

废水量 m <sup>3</sup>	项目	COD	BOD <sub>5</sub>	SS	NH <sub>3</sub> -N
160	产生浓度/mg/l	400	200	250	25
	产生量/t	0.064	0.032	0.04	0.004

## （3）储层改造工程

### ①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,单井洗井用清水量约 180m<sup>3</sup>,洗井废水在配液罐暂存回用于压裂工序配制压裂液。

表 4.2-3 洗井废水污染物浓度及产生量

废水量 m <sup>3</sup>	项目	SS	石油类	COD
720	产生浓度 mg/l	4500	40	2500
	产生量 t	0.81	0.0072	0.45

### ②场地雨水

储层改造工期 30d,场地雨水产生量约为 14m<sup>3</sup>,回用于压裂工序配制压裂液。

### ③压裂返排液

本项目水平段总长度为 2000m,共分为 20 段进行压裂(每段长度约 100m),采用分段压裂一次返排,利用油嘴控制返排速率。根据武隆工区其他页岩气井储层改造返排率统计,返排率约 5%-10%,本次返排率取 10%。本项目压裂液使用总量为 4 万 m<sup>3</sup>,则本项目压裂返排液产生量为 4000m<sup>3</sup>,压裂返排液主要污染物为 pH 值、COD、石油类、氯化物等,压裂返排液在软体罐(2000m<sup>3</sup>)、配液罐(2400m<sup>3</sup>)、废水池中集中收集。根据建设单位在南川、武隆等地区页岩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,压裂返排液优先回用于其它平台钻井压裂工序配制压裂液,没有钻井平台可回用时,依托武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放。

### ④生活污水

储层改造工程施工人员约 50 人,生活用水按 80L/d 人计算,施工时间为 30 天,则生活用水量为 120m<sup>3</sup>,排污系数取 0.80,钻井期间生活污水产生量为 96m<sup>3</sup>。生活污水经环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置。

表 4.2-4 储层改造工程生活污水产生情况一览表

废水量 m <sup>3</sup>	项目	COD	BOD5	SS	NH3-N
96	产生浓度/mg/l	400	200	250	25
	产生量/t	0.038	0.019	0.024	0.0024

本项目施工期水平衡见下表。

表 4.2-5 施工期水平衡一览表 单位: m<sup>3</sup>

工段	用水环节	总用水量	新鲜水用量	回用水量	损耗量	循环量	废水量			废水去向
							产生量	本工艺利用量	其它工艺利用量	
钻前工程	生活用水	48	48	/	9.6	/	38.4	/	38.4	利用当地污水处理设施处理
钻井工程	清水钻进	16890	300	/	34	16590	266	266	/	配制本项目水基钻井液
	水基钻进	12600	34	266	25	12300	275	/	275	随钻井队用于其他钻井工程
	生活用水	200	200	/	40	/	160	/	160	生活污水经环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置
	场地雨水	/	/	/	/	/	24	24	/	配制本项目压裂液
储层改造工程	洗井	180	180	/	/	/	180	180	/	生活污水经环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置
	生活用水	120	120	/	24	/	96	/	96	利用井场及生活区环保厕所进行处置
	场地雨水	/	/	/	/	/	14	14	/	配制本项目压裂液
	水力压裂	40000	39782	218	36000	/	4000	0	4000	用于其它钻井平台配制压裂液
总用水量		70038	40664	484	36132.6	28890	5053.4	484	4569.4	/

#### 4.2.2 废气

##### (1) 钻前工程

钻前工程大气污染物主要为施工扬尘、施工机械和运输车辆尾气。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<sub>x</sub> 和 CO。

##### (2) 钻井工程

本项目采用网电供电,柴油发电机作为备用电源。网电供电情况下无燃油废气排放,柴油发电机供电时有燃油废气排放。柴油发电机采用符合国家

标准的优质柴油，其污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单表 2 规定的限值。

此外，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，此时需进行事故放喷，即利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压；事故放喷时间短，属临时排放。

### (3) 储层改造工程

本项目采用柴油作为动力进行压裂，采用符合国家标准的优质柴油。

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。

## 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、钻井设施基础等建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 4.2-6。

表 4.2-6 主要施工机械噪声源强 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钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声，噪声源强在 85~100dB(A)，钻井工程主要噪声源见表 4.2-7。

表 4.2-7 钻井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	声源源强		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	38	34	1	机房隔声、消声、减振	90	1	备用	1
发电机	40	33	1	机房隔声、消声、减振	95	1	备用	2
钻井设备	41	39	1	\	90	1	昼夜	1
泥浆泵	50	49	1	减振	85	1	昼夜	1
振动筛	51	54	1	减振	80	1	昼夜	1

注：以井场西南角为原点，南北方向为 Y 轴，东西方向为 X 轴，北、东为正。

### (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 4.2-8 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	33	35	1	90	1	减振	昼间施工	12
测试放喷	105	-42	1	100	1	/	昼夜连续	/

注：以井场西南角为原点，南北方向为 Y 轴，东西方向为 X 轴，北、东为正。

### 4.2.4 固体废物

本项目产生的固体废物主要有土石方、清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、废油、废钻井泥浆和污泥、废包装材料、废防渗材料及生活垃圾。本项目剩余油基钻井液约 168m<sup>3</sup>，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，计算公式如下：

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

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，清水和水基钻井取 2.5 倍，油基钻井取 3 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 4.2-9。

表 4.2-9 钻井岩屑产生情况

开次	钻头尺寸 mm	总进尺 (m)	估算值(m <sup>3</sup> )	岩屑类别	处置去向
----	------------	------------	----------------------	------	------

导管段	406.4	120	39	清水	铺垫井场或修建井间道路
一开直井段	311.2	430	82	清水	铺垫井场或修建井间道路
一开斜井段	311.2	300	57	水基	用于制砖等资源化利用
二开段	215.9	2400	264 (528t)	油基	危废处置单位转运处置

注：油基岩屑容重按 2 考虑。

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。清水岩屑主要作为井场铺垫或修建井间道路使用，水基岩屑经不落地系统收集，压滤后岩屑用于制砖等资源化利用。

本项目油基岩屑产生总量为 528t。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）有关要求。危险废物暂存区应做好防风、防雨、防晒、防渗漏要求，并设置警示标识。

### ②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），若沾染矿物油，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，类比建设单位其它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 1.1t，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，暂存间采取防渗防雨措施，最终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。

拟建项目产生的各类危险废物名称、类别等信息见表 4.2-10。

表 4.2-10 本项目含油物质属性一览表

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	528	钻井	072-001-08	HW08	固态	矿物油	矿物油	施工期	毒性	危废处置单位处置
2	废油	1.1	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

注：油基岩屑容重按 2 考虑。

危险废物贮存场所(设施)基本情况见表 4.2-11。

表 4.2-11 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 <sup>2</sup>	30 个吨桶	约 30m <sup>3</sup>	5d
2	危废暂存区	废油	900-201-08、 900-214-08、 900-249-08	HW08	约 12m <sup>2</sup>	4 个 200L 油桶收集	约 0.8m <sup>3</sup>	30d
3		废防渗材料	900-249-08	HW08		防漏胶袋盛装	1t	30d

#### 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压裂返排液絮凝沉淀污泥

本项目压裂返排液排入配液罐、软体罐、废水池内暂存，及时转运回用于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，参考南川区块页岩气采出水循环处理系统在 201 平台、DP2、DP30 平台压裂返排液絮凝沉淀处理污泥产生情况，压裂返排液絮凝沉淀污泥产生量约 33t/万 m<sup>3</sup>-废水，本项目压裂返排液产生量为 4000m<sup>3</sup>，则压裂返排液絮凝沉淀污泥约

13.2t，交一般工业固废场处置或进行制砖等资源化利用。

#### ⑥生活垃圾

钻前施工人员 20 人，共施工 30 天；钻井施工人员 50 人，共施工 50 天；储层改造施工人员 50 人，共施工 30 天，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 2.3t。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。

拟建项目产生的一般工业固体废物名称、类别等信息见表 4.2-12。

表 4.2-12 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	清水岩屑	SW12	天然气开采	072-001-S12
2	水基岩屑	钻井岩屑	天然气开采	072-001-S12
3	废包装材料	SW59 其他工业固体废物	非特定行业	900-099-S59

本项目施工期固体废物产生情况见表 4.2-13。

表 4.2-13 施工期固体废物汇总

类别	产生量	处理措施	排放量
清水岩屑	121m <sup>3</sup>	铺垫井场或修建井间道路	0
水基岩屑	57m <sup>3</sup>	水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，用于制砖等资源化利用	0
油基岩屑	528t	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转运处置。油基岩屑收集、贮存、转运应符合《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)有关要求	0
絮凝沉淀污泥	13.2t	交一般工业固废场处置或用于制砖等资源化利用	0
废防渗材料	0.2t	集中收集后，交由有危险废物处置资质的单位转运处置	0
废油	1.1t	由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收利用	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	2.3t	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

本项目影响生态环境的因素主要是在施工期间，在此期间会对占地范围



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 11897m<sup>2</sup>，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）对基本农田影响分析

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，项目建设需占用永久基本农田 0.2411hm<sup>2</sup>。

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、废水池、井场道路外，建设单位按照土地复垦要求对其它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应按国家和重庆市相关要求办理用地手续，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,规范使用用火。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。

### (3) 对农田生态系统稳定性的影响

本项目占用耕地 2731m<sup>2</sup>, 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, 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。

### (4) 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它景观的多样性指数、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。

#### (5) 对陆生动物群落及动物资源的影响

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。

#### (6) 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。

#### (7) 对天然林、公益林的影响

本项目在选址、选线阶段已最大限度的考虑林地的保护，但因地形地貌、区域发展和项目条件的限制，项目将占用天然林、公益林。本项目占用天然林面积约 0.93hm<sup>2</sup>，占用公益林面积约 0.93hm<sup>2</sup>，占用的公益林均为地方公益林。

本项目占用林地应在开工前按照国家有关规定办理林地征用手续。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，减缓项目建设对公益林的不利影响。

#### (8) 对项目所在区域景观影响分析

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。但由于占地面积较小，项目工矿景观的加入对整个评价区现有景观格局并没有太大改变，除人工建筑景观外其它景观的多样性、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。本项目结束后，将拆除井架及相关设备，并对临时用地进行生态恢复，项目建设对周边景观影响较小，可控制在当地环境可接受范围内。

#### （9）水土流失影响分析

钻前工程建设将对占地范围内的地表进行剥离、挖掘和堆积，使原来的地表结构、土地利用类型、局部地貌发生变化。施工场地为自然地面和经过切坡、开挖后的地面，单位面积的悬浮物冲刷量和流失量较大。遇到雨天，因地表水流会带走泥沙，水土流失加剧。开挖土石方的临时堆放也会产生一定的水土流失。本项目井场的开挖面积小，施工期短，土石方就近进行临时堆放，无转运丢弃，实际新增水土流失量小。

本项目由于施工期短，占地面积小，土石方可场内平衡，无外运土石方，工程实际新增的水土流失量小，在环境可接受范围内。

#### （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、软体罐等进行拆除、搬迁，回填放喷池、废水池，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与恢复体系，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，本项目钻探工程结束后，对井场钻井设备、压裂测试设备、生活区、软体罐进行拆除、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、废水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。

#### 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，地面铺设防渗膜，因此只要加材料的管理，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 10m<sup>3</sup>，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几率很小，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大于 10m<sup>3</sup>，满足《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）、《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2008）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 10m<sup>3</sup>，盐酸仅在压裂时储存，厂家运送 31%浓度的浓盐酸至井场，在罐体内稀释成 15%浓度的稀盐酸，临时储存量一般为 120m<sup>3</sup>。盐酸罐区井场地面铺设防渗膜，并设置临时围堰，盐酸储罐区围堰容积大于 40m<sup>3</sup>，，满足《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）、《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2008）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，正常情况下发生污废水漫流或泄露的可能性较低。

### 4.3.3 大气环境影响分析

#### (1) 钻前工程

钻前工程对环境空气的影响主要是施工扬尘及施工机械和运输车辆尾气。

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，并随着施工的开始而结束。

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。

#### (2) 钻井工程

正常工况下，本项目钻井工程采用网电供电，无燃油废气产生。在停电等非正常工况下，本项目采用柴油发电机供电，采用符合国家标准的优质柴油，污染物排放为短时排放，对环境影响小。

#### (3) 储层改造工程

压裂作业时采用柴油发电机组作为动力，采用符合国家标准的优质柴油，压裂作业时间较短，污染物排放为短时排放，对环境影响小。

本项目目的层为下志留统龙马溪组，根据区域页岩气井目的层天然气组分分析报告（附件 9），预计本项目属于不含硫化氢页岩气井。测试放喷在放喷池内进行，经排气筒高度为 1m 的对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，污染物主要为 NO<sub>x</sub>、烟尘。本项目井场周边设有 1 座放喷池，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影响较小。

### 4.3.4 地表水环境影响分析

### (1) 钻前工程

钻前工程施工期约 30d，施工人员主要为临时聘用的周边居民，施工现场不设施工营地，生活污水利用附近居民污水处理设施处置，对环境的影响较小。

### (2) 钻井及储层改造工程

钻井及储层改造工程废水主要有场地雨水、洗井废水、压裂返排液和生活污水。

#### 1) 场地雨水

本项目井场内实施清污分流措施，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，泵输至平台废水池暂存，用于配制压裂液。井口方井、废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。废水漏失、渗透对当地地表水环境影响小。

#### 2) 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 180m<sup>3</sup>，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。

#### 3) 场地雨水

场内雨水用于配制本项目压裂液，对当地地表水环境影响小。

#### 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软体罐、配液罐、废水池暂存，优先回用于工区其他平台压裂工序。

本项目压裂返排液优先回用于压裂，是国家和重庆市鼓励和支持的压裂返排液处理方式，能减小废水排放量和水资源消耗，符合法律法规要求。无平台可回用时，压裂返排液依托武隆工区采出水处理项目处理达标后排放，压裂返排液得到妥善处置，对周边环境的影响较小。

#### 4) 生活污水

本项目井场及生活区设置环保厕所,生活污水经环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置,对地表水环境影响小。

#### 4.3.5 地下水环境影响分析

##### (1) 钻井液漏失影响因素

钻井过程中,若地层中有裂缝、溶洞,当地层孔隙中的流体压力小于钻井液液注压力,在压差的作用下,钻井液可能发生漏失,从而进入地层影响地下水水质。

##### (2) 钻井岩屑影响因素

钻井过程中,由于钻头的研磨,会形成大量的岩屑,岩屑可能进入地下水,增加地下水中的SS和浊度,影响下游岩溶泉水质。影响方式主要通过岩溶裂隙和地层渗透影响地下水水质。

##### (3) 压裂施工过程影响因素

压裂水绝大部分为清水,根据工程设计,本项目压裂液体系为绿色环保型压裂液,主要成分为水,添加有钾盐和有机聚合物,不含重金属,且压裂层位深,影响方式主要通过岩溶裂隙和地层渗透影响深层的地下水水质。

##### (4) 平台内施工材料和污废水储存事故性渗漏影响因素

平台内施工材料和污废水储存设施破损,可能发生污染物渗入地下,对浅层地下水(主要是潜水)造成的影响:

①钻井施工过程中,井场内循环罐和储备罐损坏,造成水基钻井液、油基钻井液(包含油基岩屑收集时造成的渗漏)渗漏;

②钻井施工和压裂试气过程中,柴油罐发生损坏,造成柴油泄漏;

③钻井、压裂期间施工材料发生泄漏;

④废水池发生破损,废水中污染物渗漏进入地下水环境。

#### 4.3.5.2 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、一开直井段采用清水钻进,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。

施工期间应加强对周边泉点的巡视和水质监测，在发现居民泉点受影响时，业主应积极采取补救供水措施，利用供水车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。

### （2）压裂工程对地下水的影响

压裂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（上部地层为志留系小河坝组、韩家店组等泥岩隔水层）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两层套管和水泥固井，同时在压裂前采用清水对固井质量进行试压检测（试压压力达到 140Mpa 以上），以确保压裂时压裂液在目的层射孔通道内形成压力，压裂地层建立采气通道，压裂时套管破裂，从而导致压裂液进入浅层含水层的可能性很低。根据调查，区块内已钻坪地 1HF 等井在压裂过程中未发生套管破裂压裂液泄露的情况。综上，压裂施工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 10m<sup>3</sup> 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

压裂返排液在废水池、软体罐、配液罐暂存，废水池进行了重点防渗，软体罐聚氨酯(TPU)涂层布材料，外部采用钢板固定，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，只要本项目做好相关防渗和防护工作，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：

#### ①施工噪声源可近似视为点声源，点声源衰减模式如下：

$$L_p = L_{p_0} - 20L_g(r/r_0)$$

式中：L<sub>p</sub>——距声源 r (m) 处声压级，dB (A)；

L<sub>p0</sub>——距声源 r<sub>0</sub> (m) 处声压级，dB (A)；

#### ②施工机械综合影响采用以下预测模式：

A、建设项目声源在预测点产生的等效声级贡献值 (Leqg) 计算公式：

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

式中： $L_{eqg}$ ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

$L_{Ai}$ ——i 声源在预测点产生的 A 声级，dB(A)；

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。

B、预测点的预测等效声级( $L_{eq}$ )计算公式：

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

式中： $L_{eqg}$ ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

$L_{eqb}$ ——预测点的背景值，dB(A)。

根据以上公式，施工机械在不同距离处噪声影响见下表。

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	69.4	65.0	59.0	54.9	53.0	49.4	46.9	45.0
挖掘机	84.0	74.4	70.0	64.0	59.9	58.0	54.4	51.9	50.0
振捣机	78.0	68.4	64.0	58.0	53.9	52.0	48.4	45.9	44.0
载重机车	79.0	69.4	65.0	59.0	54.9	53.0	49.4	46.9	45.0
空压机	82.0	72.4	68.0	62.0	57.9	56.0	52.4	49.9	48.0
推土机	79.0	69.4	65.0	59.0	54.9	53.0	49.4	46.9	45.0

本项目钻前工程仅在白天作业，夜晚不施工，由上表可知，昼间在施工机场地 160m 范围内超过《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准，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工期较短，总体上对声环境影响是可以接受的。

## (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 85~90dB(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

预测时考虑声源在传播过程中经过距离衰减，采用《环境影响评价技术

导则《声环境》(HJ2.4-2021)中的无指向性点声源几何发散衰减模式进行计算。

噪声贡献值计算公式如下：

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

式中：

$L_{eqg}$  — 建设项目在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

$L_{Ai}$  — i 声源在预测点产生的 A 声级，dB(A)；

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。

声源在敏感点处的贡献值叠加背景值即为该敏感点处噪声预测值，公式为：

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

式中：

$L_{eqg}$  — 建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

$L_{eqb}$  — 预测点的背景值，dB(A)。

### 3) 预测结果分析

#### ① 场界噪声预测分析

钻井过程中对井场场界昼夜间噪声值预测见下表。

表 4.3-2 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
网电供电 电供电	东场界	64.6	64.6	/	9.6
	南场界	57.5	57.5	/	2.5
	西场界	59.4	59.4	/	4.4
	北场界	54.3	54.3	/	/
柴油发 电机供电(备 用)	东场界	73.7	73.7	3.7	18.7
	南场界	69.8	69.8	/	14.8
	西场界	71.0	71.0	1.0	16.0
	北场界	63.5	63.5	/	8.5

由表 4.3-4 可知，由上表可知，网电供电时，钻井期间场界噪声在昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准；夜间，东场界、南场界、西场界噪声超标，超标范围 2.5~9.6dB(A)。柴油发电机供电时，

昼间东场界、西场界噪声超标，超标范围 1.0~3.7dB(A)，夜间各场界噪声均超标，超标范围为 8.5~18.7dB(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 4.3-3 和表 4.3-4。

表 4.3-3 网电供电时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	E	97	49	39	51.5	51.5	53.4	51.7	\	1.7
2#居民点	NE	163	49	39	46.7	46.7	51.0	47.4	\	\
3#居民点	NW	135	49	39	49.2	49.2	52.1	49.6	\	\
4#居民点	W	70	49	39	52.6	52.6	54.2	52.8	\	2.8
5#居民点	SW	71	49	39	51.4	51.4	53.4	51.6	\	1.6
6#居民点	S	267	49	39	43.3	43.3	50.0	44.7	\	\
霄宏食品公司肉牛养殖场	E	193	49	39	45.3	45.3	50.5	46.2	\	\

表 4.3-4 柴油发电机供电时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	E	97	49	39	61.1	61.1	61.4	61.1	1.4	11.1
2#居民点	NE	163	49	39	56.5	56.5	57.2	56.6	\	6.6
3#居民点	NW	135	49	39	59.2	59.2	59.6	59.2	\	9.2
4#居民点	W	70	49	39	62.8	62.8	63.0	62.8	3.0	12.8
5#居民点	SW	71	49	39	62.4	62.4	62.6	62.4	2.6	12.4
6#居民点	S	267	49	39	53.7	53.7	55.0	53.8	\	3.8
霄宏食品公司肉牛养殖场	E	193	49	39	55.9	55.9	56.7	56.0	\	6.0

由预测结果可知：网电供电时，预测居民点昼间均能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区标准，夜间 1#居民点、4#居民点、5#居民点噪声超过《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准；网柴油机供电时昼间 1#居民点、4#居民点、5#居民点，夜间各敏感点噪声均超过《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准。

本项目采用均符合国家产品标准的设备，由于钻井作业为野外作业，针

对高噪声设备进行降噪处理在技术上和经济合理性上均不适宜，因此，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。

### (3) 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。压裂机组噪声为90dB(A)，12台压裂机组叠加后源强为100.8dB(A)，仅在昼间施工；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 4.3-5 压裂、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	50	40	60	80	100	150	200	320
压裂设备	80.8	74.8	68.8	65.2	62.7	60.8	57.3	54.8	50.7
放喷测试	80.0	74.0	68.0	64.4	61.9	60.0	56.5	54.0	49.9

本项目压裂施工时间约10d，在昼间进行，昼间距离压裂设备110m处能够满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准，110m范围内的1#居民点、4#居民点、5#居民点可能受到压裂施工噪声的影响。

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，各敏感点可能受到夜间测试放喷噪声影响。

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，物料运输车辆途径居民点时减速慢行，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

钻前工程所需石料外购于有资质的开采企业，施工过程中不设置料场和

弃土场。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

水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，用于制砖等资源化利用。

#### (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、压裂液原材料的编制袋、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)，若沾染矿物油，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

本项目施工期设计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，类比坪地 1HF 井页岩气组分和区域其它同层位页岩气井，预计 PD9-1 井不属于含硫化氢井，但

为降低风险，本项目按照含硫气井进行安全把控。

#### 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份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。

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℃与 60℃之间的易燃、具爆炸性的液体，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<sup>3</sup> 的钢体储灌进行储存，储存量一般为 120m<sup>3</sup>，储存时间一般为 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)：

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

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ -每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ -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 1m<sup>3</sup>吨桶收集油基岩屑，油基岩屑密度取 2t/m<sup>3</sup>，则油基岩屑最大存在总量为 60t；油基钻井液配置量 300m<sup>3</sup>，密度按 1.5t/m<sup>3</sup>，则油基钻井液最大存在总量为 450t；废油设 4 个 200L 油桶收集，密度按 0.8t/m<sup>3</sup>，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/m<sup>3</sup>，废油最大存在总量为 0.64t。Q 值计算见下表。

表 4.3-6 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 4.3-10, 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下表。

表 4.3-7 环境风险敏感特征表

类别	环境敏感特征					
环境空气	厂址周边 5km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
	1	1#居民点	E	97	散居居民	1 户约 4 人
	2	2#居民点	NE	163	散居居民	3 户约 12 人
	3	3#居民点	NW	135	散居居民	2 户约 8 人
	4	4#居民点	W	70	散居居民	4 户约 16 人
	5	5#居民点	SW	71	散居居民	1 户约 4 人
	6	6#居民点	S	267	散居居民	1 户约 4 人
	7	7#居民点	S	333	散居居民	约 7 户 28 人
	8	8#居民点	SW	269	散居居民	3 户约 12 人
	9	9#居民点	W	360	散居居民	2 户约 8 人
	10	10#居民点	NW	249	散居居民	2 户约 8 人
	11	11#居民点	N	325	散居居民	3 户约 15 人
	12	松树林酒店	N	272	酒店	约 100 人
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					约 219 人
厂址周边 5km 范围内人口数小计					1-5 万人	
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	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	清水溪	III		不跨国界、省界	
	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	
	事故排放点水体下游 10km 无敏感目标					
地表水环境敏感程度 E 值					E2	
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	/	G3	/	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下表。

表 4.3-8 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 <sub>4</sub>	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/m<sup>3</sup>

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、具爆炸性的液体，属于乙类危险品，其特性见下表。

表 4.3-9 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 (°C)	-18	熔点 (°C)	-29.56	饱和蒸气压	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 (°C)	55		引燃温度 (°C)	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。自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			
毒性及健康危害	毒性	属中等毒类					
	接触极限				侵入途径	吸入、食入、经皮肤吸收	
	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	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>食入：尽快彻底洗胃。就医。</p> <p>工程防护：密闭操作，注意通风。</p> <p>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）。经济事态抢救或撤离时，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。</p>
包装与储运	储运注意事项	<p>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。</p>

## (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

软体罐、废水池、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，避免气体溢出，如气量较大，则引至放喷池点燃，如气量较小，往钻井液中配加氢氧化钠进行中和，从而消除钻井过程中硫化氢气体的影响。

##### (3) 套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险影响分析

套管破裂在钻井中出现的几率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的几率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后窜层泄漏进入地表

的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带。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、压裂液等泄露环境风险影响分析

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，发生泄露的可能性较小，即使发生泄露，由于废水产生量不大，同时距地表水体又较远，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的区的火灾爆炸。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几率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集在隔油池内，可有效进行防止污染。罐体破裂导致柴油大量泄漏的机率很小，一旦产生废油泄漏主要污染罐体周边旱地土壤，根据周边地势，主要流入旱地，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

	<p>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。</p> <p>(8) 油基岩屑外运过程事故影响分析</p> <p>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。</p> <p>(9) 压裂返排液转运事故影响分析</p> <p>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，发生翻车泄漏的机率很小，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>
	<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>根据武隆区森林资源管理一张图数据，本项目占用公益林面积约 0.93hm<sup>2</sup>，均为地方公益林，占用天然林面积约 0.93hm<sup>2</sup>。</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，本项目在选址、选线阶段已最大限度的考虑林地的保护，但因地形地貌、区域发展和项目条件的限制，项目将占用天然林、公益林，

本项目占地为临时占地，占用林地应在开工前按照国家有关规定办理林地征用手续。

### (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...”。根据建设单位对坪地 9 平台选址区域及周边地灾评价、地勘取芯和高密度电法勘察等专项论证评估结果，坪地 9 平台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（见附件 10）。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理，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/T5466-2013)，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，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

#### 5.1.1 钻前工程

钻前工程施工废水经沉淀处理后回用，施工人员租住附近民房，不设施工营地，施工人员生活污水利用附近已有污水处理设施处置。

#### 5.1.2 钻井及储层改造工程

##### (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。一开直井段剩余钻井液直接在循环罐内用于配制一开斜井段钻井液，一开完钻后，剩余水基钻井液由井队回收，用于后续钻井工程。目前，中石化重庆页岩气有限公司根据已开发的平台钻探情况，确立了区域页岩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。

施工期  
生态环境  
保护措施

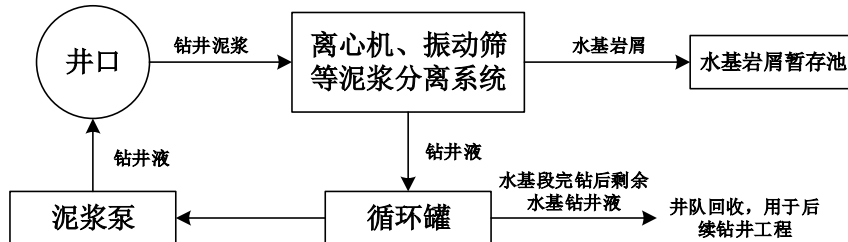


图 5.1-1 本项目钻井过程中钻井液循环方式

##### (2) 压裂返排液

压裂返排液优先通过罐车拉运至武隆工区其他平台回用于压裂工序。无平台可回用时，压裂返排液依托武隆工区采出水处理项目处理达标后排放。

##### ① 储运可行性分析

本项目压裂用量约为 40000m<sup>3</sup>，返排率按约 10%考虑，则压裂返排液产生量约 4000m<sup>3</sup>，排入废水池、软体罐及配液罐暂存。压裂施工时，井场配置配液罐约 60 个，容积不小于为 2400m<sup>3</sup>，废水池 1 座容积约 500m<sup>3</sup>，软体罐容积约 2000m<sup>3</sup>，总计容积不小于 4900m<sup>3</sup>，可以满足压裂返排液暂存需求。由于压裂返排具有一定的不规律性，若压裂返排液量增加，现场

不能满足储存要求时，应立即停止返排，并及时外运处置压裂返排液。

### ②压裂返排液回用压裂可行性分析

压裂返排液优先通过罐车拉运至武隆工区其他平台回用于压裂工序。根据建设单位在重庆南川、武隆等地区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，处理工艺见图 5.1-2，压裂液回用水质要求见表 5.1-1。

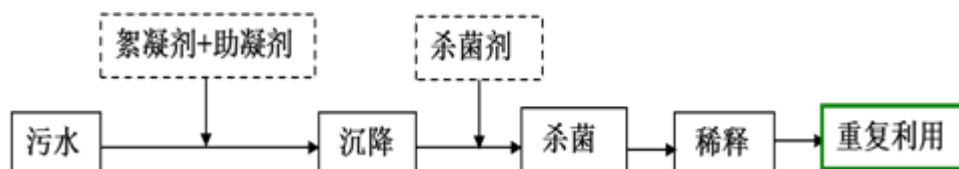


图 5.1-2 污水处理工艺流程

表 5.1-1 压裂液回用水质要求

序号	项目	重复利用指标	处理方法
1	矿化度, mg/L	$\leq 3 \times 10^4$	絮凝沉淀、杀菌
2	pH	5.5-7.5	
3	$\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$ , mg/L	$\leq 1800$	
4	悬浮固体含量, mg/L	$\leq 25$	
5	硫酸盐杆菌 SRB, 个/mL	$\leq 10$	
6	腐生菌 TGB, 个/mL	$\leq 25$	
7	铁菌 FB, 个/mL	$\leq 25$	

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、 $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$  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，直接在软体罐和配液罐添加絮凝剂和杀菌剂，不需其他处理设施，操作简单，在页岩气勘探开发中已得到广泛应用，根据建设单位其他页岩气井压裂返排液回用情况，返排废水的回用未对压裂性能产生不良影响，因此，回用是合理可行的。

### ③依托采出水处理站处理可行性分析

本项目压裂返排液无可用平台回用于压裂工序时，拉运至武隆工区采出水处理站处理，武隆工区采出水处理站位于武隆区凤山街道隆页 1 平台，主要服务于武隆区境内隆页 1 平台及附近的页岩气井采出水和压裂返排液处理，设计处理能力  $400\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“混凝沉淀+化学氧化法+双滤料过滤+折点氯化法除氨氮”工艺，出水水质达到《污水综合排放标准》

(GB8978-1996)一级标准后经尾水排放管排入白笋溪，最终汇入乌江。

武隆工区采出水处理项目于2020年9月23日取得环评批复(渝(武)环准(2020)027号)，目前已建成并处于调试运行阶段，已办理排污许可登记，正开展竣工环境保护验收。

目前，武隆工区采出水处理项目平均每天处理水量约 $30\sim 50\text{m}^3$ ，尚有较大处理余量。根据同地层、相近地层应力、同等压裂压力页岩气井返排液量统计资料，开井排液时1~2d内返排水量较小，3~15d后返排水量逐渐增大，约在12~15d左右达到峰值(最大返排液产生量约为 $300\text{m}^3/\text{d}$ )，峰值返排时间一般约为1~2d，而后返排水量逐渐减小，直至趋近于气水平衡。本项目压裂返排液产生量约 $4000\text{m}^3$ ，最大返排水量约为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，产生量不大，根据现行运行工况，武隆工区采出水处理项目每天现有约 $350\text{m}^3$ 的处理余量，压裂返排液采取分时分批次转运至武隆工区采出水处理项目是可行的。

当武隆工区采出水处理项目无法及时处理的压裂返排液可在平台废水池、软体罐及配液罐暂存，总计容积不小于 $4900\text{m}^3$ ，同时武隆工区采出水处理项目有1座 $1000\text{m}^3$ 调节池，可用于压裂返排液暂存。

综上，压裂返排阶段只要做好与其他页岩气平台、武隆工区采出水处理项目的运行协调，压裂返排液依托武隆工区采出水处理项目进行处理是可行的。

### (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)输送至平台废水池暂存，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)输送至平台软体罐暂存，用于压裂液配制。

### (5) 生活污水处理措施

井场及生活区各设置1个环保厕所，生活污水经环保厕所收集处置后定期清掏农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置。

### (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；井场内沿井口基础周围修建场内排水明沟，收集场地雨水，接入井口方井，再通过水泵将场地雨水送至废水池暂存。

## 5.2 地下水污染防治措施

### 5.2.1 钻井施工地下水防治措施

平台在选址上已避开了区域大断层，导管、一开直井段采取清水钻井方式。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碳酸盐岩裂隙溶洞水，包气带岩性为黏土层和灰岩，包气带防污性能为弱。

井场内井口区（方井前后地坪，井架基础前端 1.5m 范围内的地坪，井架基础和柴油机基础左侧 1.5m 范围内的地坪）、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、废水池为半地下式钢筋混凝土结构，难于观察到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“难”。

本项目污水主要污染物为 pH、色度、COD、石油类、SS、氯化物等，非重金属、非持久性有机物污染物。

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、油基岩屑暂存区、危险废物暂存区、柴油发电机房等涉及含油材料或废物流转的区域为重点防渗区，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
危险废物贮存场	重点防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ , $k \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ ; 或参照 GB18598 执行
油基岩暂存区	重点防渗	
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（兼废水池）	重点防渗	
钻机基础区	重点防渗	
水基岩屑暂存区	一般防渗区	
软体罐区	一般防渗区	
原辅材料暂存区	一般防渗区	
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 供水泉点水源污染防治措施

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，应加强对泉点的监测，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、废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。施工期间应加强对周边泉点的巡视和水质监测，在发现居民泉点受影响时，建设单位应积极采取补救供水措施，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。

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，最大程度的减少撒落现象。加强施工场地的防尘洒水，洒水频率视天气及具体操作情况而定；临时性用地等使用完毕要及时恢复植被；

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) 施工机具尾气影响减缓措施

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，本项目依托现有放喷池，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。

### 5.4 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的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。

本项目钻井平台采用网电供电，柴油发电机组作为备用电源。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震进行噪声控制。

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

根据《重庆市生态环境局办公室关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采固体废物环境管理服务的通知》(渝环办〔2019〕373号)，“清水钻井岩屑进行固液分离后可用作井场消防砂或铺垫井间道路”。因此，本项目产生的清水岩屑进行固液分离后可用作井场消防砂或铺垫井间道路。

本项目采用泥浆不落地技术，随钻收集处理水基钻井泥浆和岩屑。水基岩屑经不落地系统收集、脱水后，固相（滤饼）应满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）的相关规定在水基岩屑暂存区存放，随后外运用于资源化利用。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。暂存区采用砖混结构，基础下部采用 20cm 厚砂砾（卵）石层，面层为 20cm C25 混凝土+水泥基结晶型防渗涂料作防渗处理，上部搭设雨棚。

压滤后岩屑采用装载机短距离转运至暂存池，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。结合本项目不落地系统实际运行情况，滤饼在不落地系统至暂存池转运途中容易发生散落、地漏等现象，因此要求及时清理滤饼转运途中撒落的部分，暂存池均采用砖混结构并做好防雨、防渗处理，避免雨水对滤饼产生冲刷。在采取上述措施后，处理后的水基岩屑(滤饼)其收集、转运、暂存、运输过程中均不会对周围环境产生二次污染。

本项目水基岩屑最终送至附近砖厂、水泥厂等资源化利用。根据《重庆市生态环境局办公室关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采固



体废物环境管理服务的通知》(渝环办〔2019〕373号)：水基岩屑以水泥窑协同处置的方式处置的，需满足水泥窑协同处置的入窑（磨）要求，协同处置过程应满足《水泥窑协同处置固体废物污染控制标准》《水泥窑协同处置固体废物环境保护技术规范》《水泥窑协同处置固体废物技术规范》等要求；水基岩屑用于烧结制砖，烧结制砖设施应配套建设相应的固体废物贮存场所和污染防治设施，并履行相应环保手续，烧结砖应符合《烧结普通砖》（GB5101）要求。

根据重庆市计量质量检测研究院于2016年4月11日对水基岩屑进行的烧结砖质量检测结果表明，水基钻井岩屑固化体制备的烧结砖能满足《烧结普通砖》(GB5101-2003)和《建筑材料放射性核素限量》(GB6566-2010)中各项性能指标要求，检测结果详见表5.5-1，监测报告详见附件6。

表 5.5-1 普通烧结砖检验数据表

序号	检测项目		检验结果	标准值	备注
1	抗压强度(MPa)		14.3	≥10	合格
2	强度标准(MPa)		12.7	≥6.5	合格
3	吸水率	平均值	11	≤18	合格
		单块最大值	12	≤20	合格
4	饱和系数	平均值	0.54	≤0.78	合格
		单块最大值	0.57	≤0.80	合格
5	放射性	IRa	0.4	≤1.0	合格
6		Ir	0.4	≤1.0	合格

根据中石化华东分公司实验研究中心对南川区块水基岩屑烧结砖浸出液进行检测，浸出液指标监测达到《污水综合排放标准》（GB3838-2002）中一级标准，检测报告详见附件7。

表 5.5-2 水基岩屑烧结砖浸出液检测报告数据表

序号	检测项目	单位	检验结果	标准值	备注
1	pH	/	7.06	6~9	达标
2	铜	mg/L	0.05L	0.5	
3	锌	mg/L	0.02L	2.0	
4	铅	μg/L	22.3	1000	
5	镉	μg/L	1.22	100	
6	镍	mg/L	0.05L	1.0	
7	总铬	mg/L	0.05	1.2	

综上所述，水基岩屑用于制砖可满足产品质量要求，水基岩屑用于制作砖的综合利用处理方式能够满足水基钻井岩屑处理要求。本项目现场仅对水基岩屑进行“不落地”工艺板框压滤脱水处理，其余的处理均外委给

其他有资质并具备完善环保手续的单位。

### 5.5.2 危险废物处置

#### (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：

#### A、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、场所及其它物品转作它用时，应消除污染，确保其使用安全。

#### B、危险废物贮存

油基岩屑暂存区、危险废物暂存间严格按照《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。

#### C、危险废物的运输

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：

①危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》(交通运输部令 2019 年第 42 号)、JT617 以及 JT618 执行。

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。

③危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志。

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。

#### D、危险废物转移

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。

##### (2) 废油处置措施

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间设置 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置油基钻井液，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。

##### (3) 废防渗材料处置措施

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。

##### (4) 油基岩屑处置可行性分析

目前，中石化重庆页岩气有限公司与重庆太富环保科技集团有限公司、重庆众思润禾环保科技有限公司等单位签订了油基岩屑框架协议，协议见附件 8，重庆太富环保科技集团有限公司、重庆众思润禾环保科技有限公司

司HW08废矿物油与含矿物油废物核准处置规模分别为24300吨/年、26602吨/年，本项目预计产生约528t油基岩屑，产生量较小，重庆太富环保科技有限公司、重庆众思润禾环保科技有限公司能满足本项目油基岩屑的处置要求。

### 5.5.3 废包装材料

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。

### 5.5.4 生活垃圾处置

井场、生活区各设1处垃圾收集点，定期由环卫部门统一清运处置。

### 5.5.5 压裂返排液絮凝沉淀污泥处置

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序，压裂返排液处理过程中将产生絮凝沉淀污泥。

根据《中石化重庆页岩气有限公司南川区块页岩气采出水循环处理系统污泥危险废物特性鉴别报告》，表明南川区块页岩气采出水循环处理系统脱水污泥不具有危险特性，不属于危险废物。南川区块页岩气采出水循环处理系统采用混凝沉淀工艺处理南川区块页岩气开采返排液以及采出水，处理后回用于页岩气井压裂工序配制压裂。本项目压裂返排液与南川区块页岩气采出水循环处理系统处理的废水成分类似，添加的絮凝剂和助凝剂种类一致，因此，参考《中石化重庆页岩气有限公司南川区块页岩气采出水循环处理系统污泥危险废物特性鉴别报告》，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，建立施工期生态环境监理制度，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，尽量减小对林地的占用，特别是减小占用天然林和公益林面积。

②临时占用林地上的林木需要采伐的，必须按照现行林木采伐管理的有关规定，依法办理林木采伐许可证后方可采伐。

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，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，如水基岩屑暂存区、钻井基础、泥浆循环系统基础等，清理场地内其它杂物，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，清理场地内其它杂物，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，清理场地内其它杂物或土石方，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、废水池、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，则进行闭井作业，回填废水池、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、废水池、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，则进行闭井作业，回填废水池、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 15。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。

### 5.8 热辐射污染防治措施

本项目在测试放喷阶段页岩气在放喷池内点火燃烧，应优化放喷流程，尽量缩短放喷时间，点放喷前清理放喷池周边 50m 范围内的植被，放喷池周边 20m 处设置警戒线，严防不相关人员靠近，放喷池 3 面采用耐火砖墙，喷射火对面墙高 3.5m，可减少热辐射影响，同时在放喷池内储存约 1.5m

深的清水，有利于燃烧废气的扩散和减少热辐射污染。该技术在钻井工程中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行。

## **5.9 环境风险防范及应急措施**

### **5.9.1 环境风险防范措施**

#### **5.9.1.1 环境风险管理措施**

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。

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的事态应急领导小组，负责整个工程的环境风险管理。在应急领导小组下，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组 and 环境保护组。

本项目虽属不含硫化氢气井，但钻井所穿的部分地层可能含有硫化氢气体，因此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。

#### **5.9.1.2 施工作业环境风险防范措施**

##### **(1) 井喷防范措施**

钻井过程中严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》、《石油与天然气钻井井控规定》和《钻井井控技术规程》(SY/T 6426-2005)、《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2005)等行业相关规范和《钻井设计》的要求进行工程控制，在工艺设备硬件上防止井喷事故。

主要有以下几方面：

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

2) 防火、防爆措施：发电房摆放按 SY/T 5225 中的相应规定执行。井场电器设备、照明器具及输电线路的安装应符合 SY/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《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2005)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进入龙马溪组地层前 50m~100m 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值设计要求值；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，或其它辅助作业。

⑧认真搞好随钻地层压力的监测工作中，发现地层压力异常、溢流、



井涌等情况，应及时关井并调整钻井液密度，同时上报有关部门。

⑨严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液。

⑩加强井场设备的运行、保养和检查，保证设备的正常运行，设备检修必须按有关规定执行。

⑪钻进中遇到钻速突然加快、放空、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。

⑫发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进。

⑬关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80%地层破裂压力三者中的最小值。

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。

## (2) 公众安全防护

按照本项目行业操作规范，需加强对井场附近居民宣传井喷的危害及相关知识。井队队长及安全员负责指定应急培训计划，定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并作好培训记录。应急演练应每个月开展一次，进入气层后半个月开展一次，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，二是加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。

## (3) 配备应急点火系统及点火时间、点火管理

根据《钻井井控技术规程》(SY/T 6426-2005)，钻井现场仍按照含硫油气井配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，确保 100%的点火成功率。钻井队在现场条件不能实施井控作业而决定放喷点火时，点火人员应佩戴防护器具，并在上风方向，离火口距离不得少于 10m，用点火枪点火。

## (4) 钻井进入目的层对居民的风险事故疏散准备

根据《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2005)8.2.2.3 节要求，“当发生井喷失控时，应按下列应急程序立即执行：(a)由现场总负责人或其指定人员向当地政府报告，协助当地政府做好井口 500m 范围内的

居民的疏散工作，根据监测情况决定是否扩大撤离范围；(b)关停生产设施；(c)设立警戒区，任何人未经许可不得入内；(d)请求援助”。因此建设单位应根据本项目钻井设计，重点做好钻至目的层前 2 天随时组织井口周围 500m 范围内居民风险事故疏散的准备，同时对临时安置集中点提供必要的生活保障、服务设施。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》(GBT 31033-2014)、《页岩气钻井井控安全技术规范》(AQT 2076-2020)、《钻井井控技术规程》(SY/T6426-2005)、《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2005)、《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。

#### (5) 池体事故防范

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

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

当池体发生渗漏时，应立即将池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，应将涌出水引入废水池中。

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。虽然在严格按照井喷失控 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。

#### (9) 柴油及盐酸储罐事故防范措施

柴油储罐及盐酸储罐区地面应做硬化，罐底设置防渗膜，并在四周设置围堰，围堰高度不小于 15cm，同时配备相应应急物资(片碱、消防器材等)。

盐酸泄漏处理：盐酸为酸性腐蚀品，腐蚀性强，能严重灼伤眼睛和皮肤，与可燃物接触可引起剧烈反应，引起燃烧。若盐酸罐发生小量泄漏，当班人员穿戴好防护用品，对泄漏部位进行维修。若盐酸罐发生大量泄漏，当班人员应立即拨打应急电话报警。工区项目部人员到达现场后马上展开应急救援工作，应立即铺设水带，做好用雾状水、干粉灭火器灭火的准备工作，切不可用水柱直接灭火，防止盐酸喷溅伤人。

#### (10) 化学药品事故防范措施

平台化学药品堆放于药品堆放仓库，地面铺设防渗膜及遮雨棚。药品

必须堆放整齐、标志明显，并有专人保管，严格执行定置管理，防湿、防潮、防渗，加强安全保管措施。

#### （11）废水转运事故防范措施

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。

②对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度。

③转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。

④加强转运车辆装载量管理，严禁超载。

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。加强驾驶员外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。

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。

⑦废水转运应避免大雾、暴雨等恶劣天气。

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。

#### （12）岩屑转运事故防范措施

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；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。

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。工作人员应熟悉应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，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在运输前应事先作出周密的运输计划，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。

### 5.9.2 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“人员的安全优先、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 CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>O。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，虽然在严格按照井喷失控 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，应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一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) 保质保量的配置堵漏泥浆，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 3km 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。气窜发生时及应立即采取井下堵漏措施, 并通过井口放喷管放喷燃烧泄压, 减少周边地表泄漏点泄漏量, 此类环境风险是可控的。

### (4) 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油烧伤的可能, 挥发出来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：废水池发生泄漏，在泄漏处四周采用筑堤堵截或者挖坑收容，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。

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，也可最大程度的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 20m<sup>3</sup>/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，同时在冲沟筑坝截流，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环保局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。

### **5.9.3 环境风险应急预案**

中石化重庆页岩气有限公司已组织编制了《武隆区块页岩气勘探开发项目突发环境事件应急预案》和《武隆区块页岩气勘探开发项目突发环境事件风险评估报告》，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。应急预案主要内容包括：环境风险分析、应急组织机构及职责、预防与预警、应急响应、后期处置、监督管理等。该应急预案适用于中石化重庆页岩气有限公司武隆管辖区域内页岩气开发项目的突发环境事件的处置。本项目平台位于武隆区羊角街道，纳入《中石化重庆页岩气有限公司武隆区块页岩气勘探开发项目突发环境事件应急预案》统一进行管理。本项目不新增环境风险类型，新增危险物质量较小，周边敏感性未发生变化，不会导致企业风险等级变化，现有环境风险控制措施和应急预案可以满足要求，因此本次评价



	<p>不再单独再制定事故应急预案，但企业应严格按照经过备案的环境风险应急预案中的要求执行，并定期进行演练。</p> <p>本项目可通过将应急预案进行分解，明确各岗位人员的责任，将应急任务明确到人，确保应急事故处置的时效性和有效性；同时对钻井工程施工作业应急进行分类，明确各级别应急预案的响应范围，便于事故的有效控制；同时对各类应急事故编制详细的应急处置程序，应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施，确保应急处置的及时有效。</p>														
运营期生态环境保护措施	项目不涉及运营期，运营期单独开展环境影响评价。														
其他	无														
环保投资	<p><b>5.10 环保投资</b></p> <p>本项目环保投资 258 万元，占总投资的 5.16%，环保投资见下表。</p> <p>表 5.10-1 本项目环保投资一览表</p>														
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>环境因素</th> <th>措施名称</th> <th>工程内容及工程量</th> <th>投资估算</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">地表水</td> <td>井场废水储存设施</td> <td>1 座 500m<sup>3</sup> 废水池暂存废水；储层改造期间设置 4 座 500m<sup>3</sup> 软体罐，储层改造施工结束后拆除</td> <td>计入总投资</td> </tr> <tr> <td>钻井废水及压裂返排液处理与利用</td> <td>钻井废水循环利用，压裂返排液优先回用于其他平台井场，没有钻井平台可回用时，罐车拉运至武隆工区采出水处理站处理</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>井场清污分流排水沟</td> <td>场内井口沿基础周围有场内排水明沟接入井口方井；井场周边设雨水沟将雨水排入附近溪沟</td> <td>计入总投资</td> </tr> </tbody> </table>	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	1 座 500m <sup>3</sup> 废水池暂存废水；储层改造期间设置 4 座 500m <sup>3</sup> 软体罐，储层改造施工结束后拆除	计入总投资	钻井废水及压裂返排液处理与利用	钻井废水循环利用，压裂返排液优先回用于其他平台井场，没有钻井平台可回用时，罐车拉运至武隆工区采出水处理站处理	20	井场清污分流排水沟	场内井口沿基础周围有场内排水明沟接入井口方井；井场周边设雨水沟将雨水排入附近溪沟	计入总投资
	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	1 座 500m <sup>3</sup> 废水池暂存废水；储层改造期间设置 4 座 500m <sup>3</sup> 软体罐，储层改造施工结束后拆除	计入总投资											
钻井废水及压裂返排液处理与利用		钻井废水循环利用，压裂返排液优先回用于其他平台井场，没有钻井平台可回用时，罐车拉运至武隆工区采出水处理站处理	20												
井场清污分流排水沟		场内井口沿基础周围有场内排水明沟接入井口方井；井场周边设雨水沟将雨水排入附近溪沟	计入总投资												

	生活污水	井场及生活区设置环保厕所，对生活污水进行收集处理	2
地下水	钻井工艺措施	采用近平衡钻井方式，导管段、一开直井段采用清水钻井，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，并设污油回收罐	计入总投资
	池体防渗	放喷池、废水池采取防渗处理	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设计中做好及时堵漏准备，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	1
	燃油废气治理	采用网电供电，停电时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，修建放喷池减低辐射影响	计入总投资
噪声	减震隔声降噪	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；设备置于活动板房内，隔声降噪；设备安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料，减振降噪	10
固体废物	钻井岩屑	清水岩屑、水基岩屑综合利用，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	120
	废防渗材料	交由有危险废物处置资质的单位进行处置	1
	废油	收集后由业主或有资质的单位回收利用	/
	生活垃圾处置	井场、生活区各设1处垃圾收集点，定期交由环卫部门统一清运处置	3
	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
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；表土临时堆存并用防雨膜覆盖，用于临时占地恢复；井场周边按照规范要求设置防火隔离带，对管线施工作业带覆土回填，管线工程全线进行覆土恢复	计入主体工程投资
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

	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；表土临时堆存并用防雨膜覆盖，用于临时占地恢复；井场周边按照规范要求设置防火隔离带，对管线施工作业带覆土回填，管线工程全线进行覆土恢复	40
--	------	------	--	----

## 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	<p>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，若后续不在平台内继续布井，则回填放喷池、废水池，拆除软体罐、临时生活区，除井口区域采取碎石硬化外，对井场其他区域、放喷池、废水池、临时生活区等占地范围进行土地复垦，对占地进行生态恢复，根据《土地复垦条例》，编制土地利用复垦方案；若需要在平台内继续布井，拆除软体罐、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、废水池等，便于后续勘探开发，井场、放喷池、废水池等占地的生态恢复纳入后续工程。本项目勘探结束，根据测试结果，若具备商业开采价值，需转为开发井，则拆除软体罐、临时生活区，对临时生活区等占地范围进行土地复垦，根据开发需要决定井场保留范围和是否保留废水池、放喷池，转为开发井需另行开展环评，完善环保手续</p>	<p>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，若后续不在平台内继续布井，回填了放喷池、废水池，拆除了软体罐、临时生活区，除井口区域采取碎石硬化外，对井场其他区域、放喷池、废水池、临时生活区等占地范围进行了土地复垦，对占地进行生态恢复，若需要在平台内继续布井，拆除了软体罐、临时生活区，对临时生活区等占地范围进行了土地复垦；本项目勘探结束，根据测试结果，若具备商业开采价值，拆除了软体罐、临时生活区，对临</p>	无	无	

		时生活区等占地范围进行了土地复垦，根据开发需要决定井场保留范围和是否保留废水池、放喷池，转为开发井需另行开展环评，完善环保手续		
水生生态	无	无	无	无
地表水环境	施工废水沉淀后回用；钻井废水循环利用，不外排；压裂返排液优先回用于其它平台钻井压裂工序配制压裂液，没有钻井平台可回用时，罐车拉运武隆工区采出水处理站处理；生活污水经环保厕所收集后农用或交第三方环境治理公司进行清掏外运处置，不外排；场地雨水、洗井废水收集后配制本项目压裂液	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，油罐区和酸罐临时储存区基础硬化，四周设围堰，并设污油回收池	按要求进行了分区防渗	无	无
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	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，修建放喷池减低辐射影响	测试放喷通过放喷池燃烧处理	无	无
固体废物	清水岩屑、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；废油暂存在危废暂存间，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		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	
环境监测	本项目无运营期，环境监测计划主要为施工期发生事故时进行应急监测，施工期监测计划见表 6.1-1。					
	表 6.1-1 项目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 <sub>2</sub> 、H <sub>2</sub> S、甲烷、非甲烷总烃	事故后及时取样	事故过程
			事故井场 500m 范围内		事故后及时取样	事故过程
	地表水	废水泄漏	被污染河段	pH、COD、BOD <sub>5</sub> 、氨氮、硫化物、氯化物、石油类等	事故后及时取样	事故过程
	地下水	废水、钻井液等泄漏	周边泉点	pH 值、氨氮、溶解性总固体、耗氧量、总硬度、COD、氟化物、挥发性酚类、砷、钡、六价铬、氯化物、石油类等	事故后及时取样	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	昼间等效声级、夜间等效声级	昼夜各 1 次	有噪声投诉时
土壤	井喷事故情况、废水泄露、柴油漏油、钻井液洒落等	泄漏处	pH 值、铜、六价铬、铅、镉、汞、砷、镍、石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、全盐量等	/	事故过程	
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《武隆区“十四五”能源发展规划（2021年-2025年）》、《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，项目环境风险可防可控，环境风险值会大大降低，环境风险可接受。

综上所述，在严格落实本项目钻井设计和本评价提出的各项环保措施和环境风险防范以及应急措施后，从环境保护角度分析，本项目的建设是可行的。

- 附图 1 本项目地理位置示意图；
- 附图 2 本项目与生态保护红线位置关系示意图；
- 附图 3 钻井作业平面布置示意图；
- 附图 4 储层改造作业平面布置示意图；
- 附图 5 生态评价范围植被类型分布示意图；
- 附图 6 生态评价范围公益林分布示意图；
- 附图 7 生态评价范围天然林分布示意图；
- 附图 8 生态评价范围土地利用现状示意图；
- 附图 9 生态评价范围基本农田分布示意图；
- 附图 10 区域水系图；
- 附图 11 区域水文地质图；
- 附图 12 环境保护目标分布及监测点位示意图；
- 附图 13 钻井工程分区防渗示意图；
- 附图 14 储层改造工程分区防渗示意图；
- 附图 15 生态恢复措施示意图。

## 附件

- 附件 1 确认函；
- 附件 2 项目备案证；
- 附件 3 三线一单智检报告；
- 附件 4 空间检测分析报告；
- 附件 5 环境质量监测报告；
- 附件 6 水基岩屑烧结砖产品质量检测报告；
- 附件 7 水基岩屑烧结砖浸出液检测报告；
- 附件 8 油基岩屑处置协议；
- 附件 9 气质分析报告；
- 附件 10 关于坪地 9 平台周边地勘情况的说明。