

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称：涪陵页岩气田平桥区块焦页 182 号立体
开发井组建设项目

建设单位 (盖章)：中石化重庆涪陵页岩气
勘探开发有限公司

编制日期：2022 年 3 月

中华人民共和国生态环境部制

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司
关于同意《涪陵页岩气田平桥区块焦页 182 号立体开发井组
建设项目环境影响报告表》全本对外公开的确认函

重庆市武隆区生态环境局：

我单位委托中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司编制了《涪陵页岩气田平桥区块焦页 182 号立体开发井组建设项目环境影响报告表》，同意将删除了涉及国家秘密和商业秘密内容的《涪陵页岩气田平桥区块焦页 182 号立体开发井组建设项目环境影响报告表》进行全文公示。

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

2022年3月24日



关于同意报送《涪陵页岩气田平桥区块焦页 182 号立体开发井组建设项目环境影响报告表》的确认函

重庆市武隆区生态环境局：

我公司委托中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司编制的《涪陵页岩气田平桥区块焦页 182 号立体开发井组建设项目环境影响报告表》（含文本、附图、附件），我公司已组织相关部门对环评报告进行了全面、认真的审核。经审核后，我认为，环评报告严格按照我公司提供的相关基础资料及沟通信息进行编制，我公司同意环评报告主要内容及结论，现予以确认。

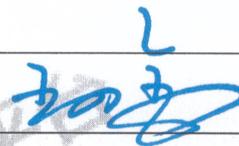
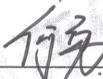
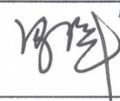
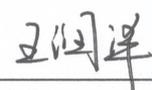
在项目的建设和管理中我公司将严格落实环评报告提出的污染防治措施及环境风险防范措施、环境管理、环境监测计划等要求。

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

2022年3月24日



编制单位和编制人员情况表

项目编号	5ri626		
建设项目名称	涪陵页岩气田平桥区块焦页182号立体开发井组建设项目		
建设项目类别	05--008陆地天然气开采		
环境影响评价文件类型	报告表		
一、建设单位情况			
单位名称 (盖章)	中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司		
统一社会信用代码	91500102304951438R		
法定代表人 (签章)	王必金 		
主要负责人 (签字)	何勇 		
直接负责的主管人员 (签字)	何勇 		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司		
统一社会信用代码	915000002028031195		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
冯斌	2013035550350000003511550249	BH007992	
2 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
冯斌	建设项目基本情况、建设内容、生态环境现状、保护目标及评价标准、结论	BH007992	
王润泽	生态环境影响分析、主要生态环境保护措施、生态环境保护措施监督检查清单、地下水专题、风险专题	BH015234	

一、建设项目基本情况

建设项目名称	涪陵页岩气田平桥区块焦页 182 号立体开发井组建设项目		
项目代码	2019-000291-07-03-001489		
建设单位联系人	何勇	联系方式	17783026444
建设地点	重庆市武隆区平桥镇茅坪村 1 组		
地理坐标	(107 度 22 分 2.219 秒, 29 度 21 分 17.573 秒)		
建设项目行业类别	8 陆地天然气开采 0721	用地(用海)面积 (m ²) /长度 (km)	17940m ² (临时占地)
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)		项目审批(核准/备案)文号(选填)	
总投资(万元)	38608	环保投资(万元)	1348.7
环保投资占比(%)	3.49	施工工期	15 个月
是否开工建设	<input checked="" type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> 是: _____		
专项评价设置情况	<p>本项目属于陆地天然气开采项目, 根据《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》, 项目属于为“五、石油和天然气开采业-8、陆地天然气开采 0721”类项目, 项目位于已开发的平桥区块内, 不属于新区块开发, 不涉及基本农田等环境敏感区, 编制报告表。根据《建设项目环境影响报告表编制技术指南(生态影响类)(试行)》, 本项目设置两项专项评价。</p> <p style="margin-left: 40px;">1、地下水专项评价</p> <p style="margin-left: 40px;">2、环境风险专项评价</p>		
规划情况	<p>规划名称:《重庆市矿产资源总体规划(2016-2020)》;</p> <p>规划审批机关: 自然资源部(原国土资源部);</p> <p>审批文件: 国土资源部关于重庆市矿产资源总体规划(2016—2020 年)的复函;</p> <p>审批文号: 国土资函(2017) 281 号。</p>		

<p>规划环境影响 评价情况</p>	<p>规划环评名称：《重庆市矿产资源总体规划(2016-2020 年)环境影响报告书》；</p> <p>规划环评审批机关：生态环境部（原环境保护部）；</p> <p>审批文件：关于《重庆市矿产资源总体规划(2016-2020 年)环境影响报告书》的审查意见；</p> <p>审批文号：环审〔2017〕77 号。</p>
<p>规划及规划环境影响 评价符合性分析</p>	<p>1.1 与《重庆市矿产资源总体规划》(2016-2020 年)符合性分析</p> <p>①项目与规划符合性分析</p> <p>根据《重庆市矿产资源总体规划(2016-2020 年)》，：“大力发展页岩气、煤层气、地热等清洁能源，严格控制煤炭开采总量，……大力发展页岩气。加快涪陵、忠县—丰都、南川、綦江、荣昌—永川、渝西(潼南、璧山、大足)等六大区块页岩气产能建设，支持企业加大页岩气开发力度，力争实现产能建设目标。……都市功能拓展区范围内除地热、矿泉水、页岩气、煤层气外，禁止新建、扩建其它矿产资源开发利用项目，其中二环及两江新区范围内禁止露天开采。……三峡库区两岸第一山脊线之间区域；长江及其主要支流(包括乌江、嘉陵江、大宁河、阿蓬江、涪江、渠江)两侧可视范围；铁路线路路堤坡脚、路堑坡顶或者铁路桥梁两侧外侧起各向外 1000 米范围；国道、省道、县道的公路用地两侧外缘起各向外 100 米范围；乡道的公路用地外缘起向外 50 米范围；公路渡口和中型以上公路桥梁周围 200 米；公路隧道上方和洞口外 100 米；铁路、国道、省道两侧直观可视范围；重要工业区、大中型水利工程及其淹没区、铁路、公路、港口、机场、军事禁区、军事管理区、国防工程区等区域作为禁止开采区。……禁止在各级自然保护区内所有区域进行矿产资源开采；”</p> <p>本项目属于页岩气开发建设项目，不属于禁止开采区域，符合规划要求。</p> <p>②项目与规划环评符合性分析</p> <p>根据《重庆市矿产资源总体规划（2016-2020 年）环境影响报</p>

告书》(下简称规划环评)及其审查意见,本项目与其符合性分析如下:

表 1.1-1 项目与重庆市矿产资源规划环评及其审查意见要求符合性分析

序号	规划环评及审查意见要求	项目情况	符合性
1	严格项目环境准入,落实国家、重庆市和本评价提出的项目相关环境准入条件,禁止新建对生态环境产生不可恢复利用的、产生破坏性影响的矿产资源开发项目;	拟建项目属于页岩气开采项目,属于《产业结构调整指导目录(2019年本)》中鼓励类项目	符合
2	生态保护红线禁止开采区内严禁新设探矿权和采矿权,已有探矿权和采矿权要逐步有序退出;	拟建项目不在武隆区生态红线范围内。	符合
3	禁止社会资源进入自然保护区探矿,保护区内探明的矿产只能作为国家战略储备资源。	项目所在地不属于自然保护区	符合

1.2 与《重庆市武隆区矿产资源总体规划(2016-2020年)》符合性

《重庆市武隆区矿产资源总体规划(2016-2020年)》提出:大力加强页岩气、地热、建筑石料用灰岩等的开发利用,重要矿产资源基本走上规模化、集约化发展道路,使重要矿产品产量平稳增长。到2020年,页岩气产量达到2亿立方米,地热达到73万立方米/年;矿业产值力争达到5亿元以上。……鼓励勘查具有找矿潜力的矿产、经济社会发展所需的矿产和短缺矿产以及综合利用、后续加工工艺成熟的矿产,矿种有页岩气、煤层气、地热、铝土矿、萤石、重晶石、方解石、饰面石材等。……完善矿产资源勘查准入制度,整顿勘查秩序,建立政府引导、市场配置的矿产资源勘查新体制,全面提高本区矿产资源对经济社会发展的保障能力。矿产资源勘查划分为限制勘查区、重点勘查区等。

本项目为页岩气开发项目,属于《重庆市武隆区矿产资源总体规划(2016-2020年)》鼓励勘查类矿种,符合《重庆市武隆区矿产资源总体规划(2016-2020年)》。

1.3 与《涪陵页岩气田二期产能建设规划环境影响报告书》及审查意见（渝环函[2017]437号）的符合性分析

表 1.3-1 项目与涪陵页岩气田二期产能建设规划环评符合性分析

序号	类别	负面清单		本项目情况	符合性分析
		禁止类	限制类		
1	布局选址	生态功能重要且敏感，主要分布饮用水源保护区、自然保护区、风景名胜区、森林公园等生态敏感区，也包括河流、水库等水体	植被良好区，土地胁迫严重区，人口密集区	项目不涉及饮用水源保护区等环境敏感区	符合
2	土地占用	非丛式井组的开发井	土地占用超过规范要求的井场	为丛式井组的开发井	符合
3	钻井液循环率	钻井液循环率低于 95%	/	钻井液循环率高于 98%	符合
4	原辅材料环境友好性	使用有毒有害油气田化学剂	使用微毒性油气田化学剂	不使用有毒有害油气田化学剂	符合
5	清洁生产水平	生产装备水平低于国内清洁生产先进水平	/	/	/
6	环境总量	超过规划总量的页岩气开发项目	/	/	/
7	平台选址	井口距铁路、高速公路小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所小于 500m	井口距离高压线及其他永久设施小于 75m，距民宅小于 100m，应采取相应措施	周边敏感点距离满足要求	符合

其他符合性分析

根据审查意见（渝环函〔2017〕437号）：“（一）严格空间管控。禁止在自然保护区、饮用水源保护区等相关法律法规规定禁止开发的区域内布设新的钻井平台，新建项目选址选线应符合生态保护红线管控要求。建议将焦页 76#平台调出乌江森林公园范围，严格控制 109#平台地下工程不得涉及自然保护区范围；（二）强化生态环境保护。合理布置集输管线、供水管线走向，优化路

由，绕避自然保护区等生态敏感区，尽量缩短管线穿越林地的长度，以减少对生态环境的影响。（三）落实污染防治措施。根据实际区块开发和产水情况优化调整污水处理设施规模，确保废水全部处理达标排放；积极探索水基钻屑、油基钻屑资源化综合利用途径和方式，妥善处理固体废弃物；合理安排施工时间，采取有效措施，避免噪声扰民。（四）强化环境风险防范。应采取有效的环境风险防范措施，制定可行的环境风险应急预案。（五）强化环境管理。规划区内的新建项目必须严格执行环境影响评价和环保“三同时”制度。制定长期监测计划，跟踪页岩气开发过程中主要污染源、生态影响和环境质量变化趋势。”

本项目选址于已建焦页 182 平台，不在武隆区生态红线保护范围内，不涉及自然保护区、饮用水源保护区等法律禁止开发区；项目不涉及站外管线建设，对生态环境影响较小。废水经处理后回用，不外排；固体废物经治理可得到妥善处置，不会造成二次污染；通过合理布置设备、安排施工期，施工噪声整体对敏感目标影响较小。建设单位制定风险应急预案并在生态环境主管部门备案，制定有长期监测计划，可以跟踪监测页岩气开发过程中的环境质量变化。

综上所述，本项目符合涪陵页岩气田二期产能建设规划环境影响报告书及其审查意见相关要求。

1.4与《产业结构调整指导目录（2019年本）》的符合性

本项目为常规石油、天然气勘探项目，属于《产业结构调整指导目录》（2019 年）“第一类 鼓励类-七、石油类、天然气-2、页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”类项目，符合国家产业政策。

1.5 “三线一单”符合性

（1）生态保护红线

本项目位于武隆区平桥镇，地理位置见附图 1。根据重庆市规划和自然资源局出具的空间监测分析报告，项目不在生态保护红

	<p>线范围内。根据重庆市生态环境局“三线一单”智检系统出具的检测分析报告（附件3），项目所在地环境管控单元有3个，分别为武隆区重点管控单元-大溪河鸭江镇（编码为“ZH50015620001”）；武隆区生物多样性维护功能区优先保护单元（编码ZH50015610018）；武隆区一般生态空间-生物多样性维护（编码ZH50015610021），本项目与武隆区环境管控单元位置关系见附图3，符合相应管控要求，符合性分析见表1.4-1。</p> <p>（2）环境质量底线</p> <p>根据《2020年重庆市生态环境状况公报》，2020年重庆市武隆区环境空气中可吸入颗粒物（PM₁₀）、细颗粒物（PM_{2.5}）、二氧化硫（SO₂）、二氧化氮（NO₂）、臭氧（O₃）和一氧化碳（CO）浓度均达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，项目所在评价区域为达标区。本项目周边主要河流为乌杨溪，属于大溪河流域，根据重庆市武隆区生态环境局发布的《重庆市武隆区生态环境质量月报（2021年12月）》，大溪河平桥断面2021年12月水质为II类，满足地表水III类水质标准。区域地下水满足《地下水质量标准》（GB/T14748-2017）III类水质标准。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。本项目所在区域环境质量现状较好。</p> <p>本项目施工期、运营期产生的污染物均能做到达标排放或妥善处置，对区域环境影响较小，项目建设不会突破项目所在地的环境质量底线，符合环境质量底线要求。</p> <p>（3）资源利用上线</p> <p>本项目为页岩气开采项目，开采的页岩气为清洁能源，本项目消耗资源主要为施工期生产生活用水，用水量较小，对区域水资源利用影响较小；运营期加热炉燃料为自产页岩气；本项目占地17940m²，占地面积不大。总体上，本项目满足资源利用上线要求。</p> <p>（4）环境准入负面清单</p>
--	---

	<p>本项目属于《产业结构调整指导目录（2019年本）》中的鼓励类项目，不涉及生态保护红线，不属于《重庆市长江经济带发展负面清单实施细则(试行)》中禁止建设项目，本项目满足环境准入条件，综上所述，本项目建设符合“三线一单”相关要求。</p> <p>1.5 《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</p> <p>《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）提出：井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求……”。本项目加热炉采用天然气作为燃料，根据同平台已开发页岩气井，页岩气不含硫化氢，符合管控要求。本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）相关要求，具体符合性分析详见表 1.4-1。</p>
--	---

表 1.3-1 与生态环境准入清单符合性分析

名称	分类	执行的市级 总体管控要求	管控类别	管控要求	本项目情况	符合性
武隆区重点 管控单元-大 溪河鸭江镇 ZH50015620 001	重点管 控单元 1	重点管控单 元,渝东南武 陵山区城镇 群总体管控 方向,武隆 区总体管控 要求	空间布局约束	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),进入工业园区(工业集聚区);平桥组团入园大气污染较重工序厂房应尽量布置在靠近组团南侧;平桥水厂备用水源(乌杨溪)取水口下游300m及其陆域保护区范围内不得布设排污口和排放污染物的项目;适时开展农用土地污染状况详查,对结论为污染严重的严格用途控制、禁止种植食用农产品和饲草。	本项目为页岩气开发项目,不属于工业项目,根据渝环函(2021)566号,平桥水厂备用水源(乌杨溪)已取消,且本项目未在取水口下游300m及其陆域保护区范围内布设排污	符合
			污染物排放管控	严禁高耗能、高污染、资源性行业和产能过剩企业入驻。禁止新建排放重金属(指铬、镉、汞、砷、铅五类重金属)、剧毒物质和持久性有机污染物的工业项目;禁止新建不符合国家及重庆市产业政策的造纸、电镀等严重污染水环境的工业项目。推广使用高固体分、粉末及水性涂料,加强工业废气收集治理;新建工业项目原则采用天然气、电、液化气等清洁能源;禁止新建20蒸吨/小时以下的燃煤锅炉。	本项目为页岩气开发项目,项目运营期水套炉使用平台自产天然气为原料	符合
			环境风险防控	建立完善环境风险防范体系,进一步优化完善风险防范措施和应急预案体系,严控环境风险事故发生,严防事故废水进入水体;不得设置集中危险品暂存区;开展鸭江、平桥组团环境风险评估,落实防控措施;提高应急响应能力;完善水污染事故预警预报与响应程序;加强人群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,在环境敏感区域设立地理界标和	建设单位制定有风险应急预案,并在生态环境主管部门备案,备案回执号为500102-2021-125-LT;环境风险评估备案号为5001022021120001;未设置集中危险品暂存	符合

				警示标志。	区；	
			资源开发效率要求	区域小水电站按照相关要求核定生态流量、增加生态流量监测设施；在加大工业节水力度的情况下，工业园区入园企业清洁生产水平不得低于国内先进水平；矿山企业严格按照年度《矿山环境恢复治理和植被恢复实施方案》进行植被恢复等相关治理工作	施工结束后，按照土地复垦要求对施工作业带临时占地进行土地复垦和生态恢复，退役期，井场除采气井口一定范围内土地，其余部分全部复垦	符合
武隆区生物多样性维护功能区 ZH50015610018	优先保护单元 18	生态保护红线,渝东南武陵山区城镇群总体管控方向,武隆区总体管控要求	空间布局约束	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。	本项目属于规划的矿区,项目提出全过程的环境保护措施,开发过程中严格执行	符合
			污染物排放管控	无	\	\
			环境风险防控	无	\	\
			资源开发效率要求	无	\	\
武隆区一般生态空间-生物多样性维护 ZH50015610021	武隆区一般生态空间-生物多样性维护	一般生态空间,渝东南武陵山区城镇群总体管控方向,武隆区总体管控要求	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□环境保护措施,减少对生态环境影响□	本项目提出全过程的环境保护措施,开发过程中严格执行	符合
			污染物排放管控	无	\	\
			环境风险防控	无	\	\
			资源开发效率要求	无	\	\

表 1.4-1 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	本项目情况	符合性
1	项目环评应当深入评价项目建设、运营期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	本项目依托原有设施建设,原有废水池、放喷池等池体	符合

	性	完好，依托可行。本项目生产废水优先回用平桥区块平台压裂工序；采出水依托四川兴澳涪陵气田平桥水处理站处理；水基岩屑进行制砖等资源化利用，油基岩屑交涪陵工区回收利用站脱油处理，处理后灰渣交有资质单位处置，均已论证措施的可行性及有效性	
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	本项目生产废水优先回用，无法回用时由四川兴澳涪陵气田平桥水处理站处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放，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	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生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置	本项目各类固体废物均按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行妥善处置	符合
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	本项目在主要利用已建井场建设，新增占地为生活区临时占地，占地面积小，施工结束后拆除并进行生态恢复。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，运营期设备选用低噪声设备	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	中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司已制定环境风险应急预案，并已备案，项目施工期和运营期严格落实防控措施	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环保管理部，并制定有完善的HSE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	本项目页岩气井退役时，按相关要求落实生态环境保护措施	符合

	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□设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施		
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>本项目焦页 182#平台位于武隆区平桥镇茅坪村 1 组，项目平台距武隆区城直线距离约 34km，距平桥镇直线距离约 3km。各井场经农村机耕道与 S303 省道连接，所在地交通较为方便。项目地理位置见附图 1。项目地理位置示意图见附图 1。</p>
项目组成及规模	<p>2.1 建设内容及规模</p> <p>2.1.1 建设项目概况</p> <p>平桥区块属于涪陵页岩气田二期产建区，自 2017 年起至 2021 年 9 月底，平桥区块动用面积 37.8 平方千米、动用储量 479.8 亿方，累计建成产能 11.35 亿方，至 2020 年平桥区块最高产量叠加可达 $9.1 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$。自 2019 年底起平桥区块整体已经进入产量递减阶段，为加快推进平桥区块开发调整，提高区块储量动用程度和采收率，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司(以下简称“建设单位”)拟部署“涪陵页岩气田平桥区块焦页 182 号立体开发井组建设项目”，利用已建焦页 182#平台部署 7 口开发井。本项目基本情况如下：</p> <p style="padding-left: 2em;">项目名称：涪陵页岩气田平桥区块焦页 182 号立体开发井组建设项目；</p> <p style="padding-left: 2em;">建设单位：中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司；</p> <p style="padding-left: 2em;">建设性质：新建；</p> <p style="padding-left: 2em;">建设地点：重庆市武隆区平桥镇茅坪村；</p> <p style="padding-left: 2em;">井别及井型：开发井、水平井；</p> <p style="padding-left: 2em;">产能规模：新建产能 $1.29 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$；</p> <p style="padding-left: 2em;">开发方式：自喷开采；</p> <p style="padding-left: 2em;">主要建设内容：利用已建焦页 182 平台，新建 7 口井（焦页 182-8HF、焦页 182-9HF、焦页 182-10HF、焦页 182-S1HF、焦页 182-S2HF、焦页 182-S3HF、焦页 182-S4HF）；在焦页 182 号集气站内再部署 2 台加热炉、2 台压缩机及 2 台计量分离器等设备，7 口井完井后接入同平台集气站进行生产。</p> <p style="padding-left: 2em;">项目总投资：38608 万元；</p> <p style="padding-left: 2em;">劳动定员：运营期集气站采用无人值守模式。</p> <p>2.1.2 项目组成</p> <p>拟建项目组成详见下表。</p>

表 2.1-1 拟建项目组成一览表

类别	工程名称	项目组成内容	备注	
主体工程	钻前工程	利用平台现有井场挖筑方井 7 口，碎石铺垫、局部采用混凝土硬化	新建	
	钻井工程	7 口井的钻井工程，采用双钻机布局，“导管+三段式”井身结构，并分段采用套管进行固井。钻井期间各井队均配备井控装置，包括液压泵站、阻流管汇、放喷器和井口设备	施工结束后仅保留井口采气树及配套设施，其余施工设备随井队搬迁	
	储层改造工程	洗井后进行射孔，采用 12 台 3000 型压裂车进行压裂，配置配液罐、混砂车等压裂设备，进行水力压裂		
	油气集输工程	采气树		每个井口安装采气树
		集气站	在焦页 182 号集气站内新增 2 台加热炉、2 台压缩机、2 台计量分离器等设备	新建
		集输管线	依托焦页 182 号集气站已建管线进入平桥区块集气干线，最终进入 4#脱水站进行集中脱水处理后外输	依托
公辅工程	生活区	每个井队设置 1 处，占地约 800m ² /个，水泥墩基座，活动板房，现场吊装	钻井结束后拆除	
	道路工程	依托平台现有井场道路	依托	
	供水工程	生活用水利用罐车由平桥镇运水，压裂用水主要依托水江工业园区龙洞水厂供给，采用供水管道输送	依托	
	排水工程	施工期间钻井废水、压裂返排液等在井场水池暂存后压裂回用，不外排；运营期采出水采用污水收集管线收集后依托四川兴澳涪陵气田平桥水处理站进行处理后排放至鱼泉河	依托	
	供电工程	施工期间依托周边已建成的 10kV 电网供电，配备 320kW 柴油发电机 2 台作为备用电源，施工完毕后搬迁；运营期间供电电源依托集气站已建低压电源	部分依托	
	通讯工程	利用现有光缆将数据传输，平台数据通过已建集气站上传至调控中心	依托	
	自控工程	集气站自控系统扩容完成数据采集，通过光纤传输至已建系统	部分依托	
环保工程	加热炉排气筒	集气站加热炉废气通过加热炉自带 15m 高的排气筒排放	新建	
	水池	焦页 182 号平台已建 1 座 2000m ³ 水池，2 格，为钢筋混凝土结构，池壁及池底涂有防渗层，防渗系数≤10 ⁻⁷ cm/s	依托	
	放喷池	依托平台已建 2 座放喷池，用于施工期间测试放喷和储存压裂返排液。每座放喷池容积为 300 m ³ ，放喷池为半地理式，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，防渗系数≤10 ⁻⁷ cm/s。放喷池设置 3 套点火装置	依托	

		放空立管	通过集气站已建放空立管排放	依托
		截排水沟	利用现有截排水沟，50cm×50cm 明沟	依托
		废润滑油收集	集气站内设置一处润滑油暂存点，定期交由有资质的单位进行处置	依托
		环保厕所	新建撬装厕所 1 座及玻璃钢化粪池 1 座	施工结束后拆除
		生活垃圾收集点	井场和生活区各设置 1 处□中收集点，□期由环卫部门统一清运处置	施工结束后拆除
		水基岩屑收集	在井场内各布置 1 套水基岩屑不落系统，水基岩屑经其收集、压滤脱水后，压滤液在储备罐暂存，回用于压裂工序，滤饼堆放在水基岩屑暂存区；本次在井场内配备 1 座水基岩屑暂存区，占地约 200m ² /座，容积 300m ³ /座；水基岩屑最终进行资源化利用	
		油基岩屑收集	每个井队配置约 8 个油基岩屑钢罐(约 2m ³ /个)收集油基岩屑，运输至工区 1#、2#油基岩屑回收站回收废油，处理后灰渣按危险废物进行处置，交由有危险废物处置资质的单位进行处置，或油基□屑直接交由有危险废物处置资质的单位进行处置	
	储运工程	柴油罐	每个钻井队设 2 个柴油罐，每个 10m ³ ，临时存储钻井用柴油，每个井场柴油最大储存量 15t，日常储量 10t	施工结束后随施工队伍搬迁
		钻井、□井材料储存区	每个井队设置 1□材料堆存区，用于暂存钻井、固井用的化学药品，药品桶装或袋装，地面硬化，彩钢板顶棚	
		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 ³ ，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 ³ 。□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	
		配液罐	压裂阶段设置 40 个配液罐，40m ³ /个，用于压裂液配制。罐区地面铺设防渗膜，并设置临时围堰□围堰容积不小于单个罐体最大储存量	

2.1.3 主体工程

2.1.3.1 钻前工程

钻前工程主要为 7 口井的井口基础、临时生活区、水基岩屑暂存区等建构物的建设。施工期结束后，临时生活区和水基岩屑暂存区进行拆除。

2.1.3.2 钻井工程

钻井工程包括钻井设备安装、钻井作业、固井作业、目的层取芯作业，以及完钻后钻井设备离场拆除等。

根据部署开发方案，本项目共部署 7 口页岩气水平井，采用“导管+三开”

的钻井工艺，导管段、一开段、二开直井段采用清水钻井，二开斜井段采用水基钻井液钻井，三开段采用油基钻井液钻井。单井平均井深 6274m，水平段平均长度 2485m，钻井总进尺 43920m，其中水平段进尺 17394m。

①导管

Φ609.6mm 钻头钻进，Φ473.1mm 套管下深 60m 左右，建立井口，采用水泥固井，水泥返至地面。

②表层导管

一开用 Φ406.4mm 钻头，采用清水钻井方式钻进，以封嘉陵江组等浅表漏失地层为原则确定中完深度，采用水泥固井，水泥返至地面。

③技术套管

二开用 Φ311.2mm 钻头，正常情况下，清水钻穿茅口组地层或钻至造斜点后转钻井液钻进，钻至龙马溪组页岩气层顶部，下 Φ244.5mm 套管固井，封韩家店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。

④生产套管

三开使用 Φ215.9mm 钻头、油基钻井液，完成大斜度井段和水平段钻井作业，下入 Φ139.7mm 套管完井，采用水泥固井，水泥返至地面。

各井井身结构见下表。

表 2.1-2 本项目各井井身结构 单位：m
井身结构示意图见图 2.1-1。

图 2.1-1 井身结构示意图

2.1.3.3 储层改造工程

钻井工程结束后进行储层改造工程，主要是在井场内对本项目 7 口井井下目的层采取分段压裂改造，通过高压将压裂液经井筒注入井下目的层，将地层压出网状裂隙，在气层与井筒之间建立起页岩气采出通道。

2.1.3.4 油气集输工程

储层改造工程结束，进行地面油气集输工程建设，利用现有焦页 182 号集气站新部署生产设备及站内采气管线。完工后，本项目部署 7 口井接入本平台集气站处理后外输。

本项目油气集输工程主要设备包括 4 台水套加热炉撬、2 台压缩机撬、2 台热计量分离器撬等，详见表 2.1-3。

表 2.1-3 本项目油气集输工程主要设备表

实施后，本次新部署 7 口井，经过新建 4 台加热炉进行加热节流，节流后进入 3 台两相流量计（新建）和 4 台计量分离器（2 台利旧 2 台新建）进行气液分离、连续计量，然后接入已建外输汇管进行外输。后期气井压力降低后通过新建的 2 台压缩机进行增压后外输。现有集气站管辖的 6 口老井工艺流程不变（老井工艺流程见 2.1.4 章节）。集气站工艺流程总图见图 2.1-2。

图 2.1-2 集气站工艺流程总图

2.1.3 公辅工程

(1)给排水

生活用水利用罐车由平桥镇运水，压裂用水主要由平台附近乌杨溪供给，采用罐车拉运，取水前应进行水资源论证；施工期间钻井废水、压裂返排液等在井场水池暂存后压裂回用，不外排；运营期采出水依托四川兴澳涪陵气田平桥水处理站进行处理后排放至鱼泉河。

(2)供电

施工期间依托已建成的 10kV 电网供电，配备 320kW 柴油发电机 2 台作为备用电源，施工完毕后搬迁；运营期间供电电源依托集气站已建低压电源。

(3)通讯

利用现有光缆将平台数据通过已建集气站上传至调控中心。

2.1.4 依托工程

(1)焦页 182 号平台

原焦页 182 号平台配套建设有井场、进场道路、废水池、放喷池等，本次依托进场道路、放喷池、废水池、井场、集气站进行建设。

1)井场

焦页 182 平台建有 120m×110m 的井场，地面采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化，前期在井场内已部署 6 口开发井，目前正常生产。

本项目采用双钻机平行布局，井场可满足本项目部署 7 口气井的建设。

2)进场道路

根据现场调查，焦页 182 井场建有 1 条约 150m 进场道路，碎石铺路，通

过井场道路和乡村水泥道路相连，路况较好，能满足运输要求。

3)水池

井场外南侧现有 1 座废水池，容积约 2000m³，2 格。废水池完好，为钢筋混凝土结构，池壁及池底涂有防渗层。目前，废水池内存有雨水，池体完好，未发现泄漏情况。施工期，本项目依托废水池暂存场地内雨水和钻井废水；运营期，本项目依托废水池暂存采出水。

4)放喷池

井场外北侧和南侧各建有 1 座放喷池，放喷池容积为 300m³/座，放喷池为半地埋式，地表以下部分为钢混结构，地表以上部分为砖混结构，并做防渗处理。现状放喷池池体完好，未发现渗漏情况。本项目依托放喷池进行放喷燃烧。

(2)焦页 182 集气站

焦页 182 号集气站与 182 号平台同台建站，站内管辖焦页 182 号平台 6 口老井(焦页 182-1HF、焦页 182-3HF、182-4HF、焦页 182-5HF、焦页 182-6HF 和焦页 182-7HF)。目前，站内 6 口老气井经 2 台计量分离器及 1 台生产分离器气液分离和连续计量后外输。

集气站现有主要设备见表 2.2-2。

表 2.2-2 焦页 182 号集气站现有主要设备表

施工期，本项目依托焦页 182 号集气站新建设备；运营期，本项目新建 7 口井产气利用焦页 182 集气站处理后外输。

(3)脱水站及集输管网

目前，平桥区块已建成 182#集气站~4#脱水站的集气干线 14.5km、4#脱水站~水江分输站的外输联络线 2.2km，于 2020 年 12 月纳入《涪陵页岩气田平桥北区产能建设地面工程》完成验收。区块内产气全部进入 4#脱水站进行脱水处理后外输，根据开发部署，4#脱水站已建 10×10⁸m³/a 处理规模，可满足本项目新增开发需求。

图 2.1-2 涪陵页岩气田平桥北区管网及脱水站平面布置

(4)四川兴澳涪陵气田平桥水处理站

四川兴澳涪陵气田平桥水处理站重庆市南川区水江镇双河村焦页 190 平台，处理规模 600m³/d，采用“预处理+四效蒸发”处理工艺，主要处理涪陵页岩气田平桥区块各平台的采出水，采出水处理后满足《污水综合排放标准》

(GB8978-1996)一级标准后排入鱼泉河。目前污水处理量约为460m³/d,本项目采出水产生量约35m³/d,本项目属于水处理站服务范围,依托可行。

(5)涪陵工区油基岩屑回收利用率

目前,涪陵页岩气公司设置有1#、2#油基钻屑回收利用率,分别位于重庆市焦石镇楠木村、永丰村。

1#、2#油基钻屑回收利用率是涪陵页岩气公司为了对页岩气钻井过程产生的油基钻屑中的废油进行回收综合利用所建设的环境保护工程之一。1#、2#油基岩屑回收利用率均采用热脱附工艺对油基岩屑进行脱油,脱油后的灰渣交由有资质的单位(目前,建设单位已和重庆海创环保科技有限责任公司签订处置协议)处置。其中,1#站处理能力60.2m³/d,2#站处理能力40 m³/d,总处理能力为100.2m³/d。

本项目平均每天产生油基岩屑约6.14m³/d,依托1、2#进行脱油处置可行。

2.2 主要原辅用料

本项目运营期间主要能源消耗是加热炉燃料,加热炉以平台自产页岩气为燃料。本项目共计使用4台水套加热炉,每年天然气消耗量共计约78.27×10⁴m³。

2.3 目的层天然气组分

根据本平台内已开发页岩气井天然气组分分析,天然气中以甲烷为主,不含硫化氢,属于不含硫化氢气井。

表 2.3-1 气质组分一览表

2.4 工作制度及劳动定员

本项目运营期集气站无人值守。

2.5 主要经济技术指标

本项目主要技术经济指标见表 2.5-1。

表 2.5-1 本项目主要技术经济指标一览表

序号	指标	单位	数量
1	设计动用资源储量	10 ⁸ m ³	6.58
2	设计井数	口	7
3	能源消耗情况 天然气	m ³	78.27×10 ⁴
4	工程占地	m ²	17940
5	人□编制	人	无人值守
6	总投资	万元	3860
7	环保投资	万元	1348.7

<p>总平面及现场布置</p>	<p>2.6 总平面布置</p> <p>井场大门位于井场东南侧，通过井场道路与农村道路相连，废水池位于在井场外南侧，放喷池（2 座）分别位于井场外北侧及南侧。井场内现状布置有 6 口方井，井场内西侧和北侧布置为集气站的工艺区，由西向东依次布置为计量分离器、生产分离器、发球筒；加热炉、两相流量计位于站场的西北侧；仪控室、配电室及污水外输泵布置在站场西北侧。</p> <p>本项目在井场内新部署 7 口井，其中 4 口井位于井场内北侧，3 口井位于井场内东侧，两组井平行布置；集气站内新增的加热炉、分离器、流量计均布置于原有的设备区，新增压缩机布置于站场东北侧。</p> <p style="text-align: center;">图 2.6-1 182 号平台平面布置示意图</p>
<p>施工方案</p>	<p>2.7 施工方案</p> <p>本项目施工期包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程及油气集输工程的施工。各阶施工方案如下。</p> <p>2.7.1 钻前工程</p> <p>2.7.1.1 施工方案及布置</p> <p>钻前工程主要是方井的井口基础、设备基础及临时生活区的建设，主要施工内容如下：</p> <p>1) 井口建设</p> <p>依托 182 号平台已建井场，井场内布置 7 口方井，其中，北侧布置 4 口方井，南侧布置 3 口方井，两组井平行布置。</p> <p>2) 水基岩屑暂存区</p> <p>在井场内新建水基岩屑钻存区 1 座，容积 300m³/座，占地面积约 200m²/座，用于存放压滤后的水基岩屑。池体采用砖混结构，池壁采用防渗砂浆抹面，表面采用防渗材料处理，贮存场应采取防雨、防渗、防粉尘污染，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。施工期结束后随井队拆除。</p> <p>3) 生活区</p> <p>每个井队设置 1 个生活区，生活区按照 800m²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，本项目设置两处生活区位于井场西侧。施</p>

工期结束后随井队拆除。

2.7.1.2 施工设备

主要施工设备见下表。

表 2.7-1 钻前工程主要施工设备一览表

序号	名称	运行方式
1	载重汽车	移动设备
2	振动棒	移动设备

2.7.1.3 原辅用料

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

2.7.2.1 施工方案及布置

建设井口及设备基础后开始钻井，进行 7 口井的钻井作业。项目采用双钻机布局，钻井作业井场内布置柴油罐、水基岩屑暂存区、油基岩屑暂存区、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。钻井期，井场主要设施平面布置见附图 3。

(1) 钻井工艺

页岩气井采用“导管+三段式”钻井方式，导管段、一开及二开直井段采用清水钻井，二开斜井段采用水基钻井液钻井，三开采用油基钻井液钻井。清水和水基钻井液均属于水相钻井液体系，钻井过程中在循环罐内直接调整钻井液配方。待二开斜井段完钻后，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，顶替出来的钻井液在循环罐循环利用。三开采用油基钻井液体系，三开完钻后，采用固井水泥浆将油基钻井液顶替出来，与循环罐内的油基钻井液一起进入泥浆储备罐储存，用于下一口井使用。

钻井工程采用网电供电，柴油发电机作备用电源。通过钻机带动转盘钻探，通过钻头切削地层，使井不断加深，直至目的井深。在钻井过程中，钻井液通过高压泵经管道、钻井内壁进入井下，然后经钻井外壁和钻井壁之间环空返回地面，经管道收集进入振动筛、离心机分离钻井液和岩屑。

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。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)井控方案设计

油气井控制按《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。

油气井控制按《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。

一开压力等级：闸板防喷器 14MPa。

二开压力等级：闸板防喷器 70MPa，环形防喷器为 35MPa。

三开压力等级：闸板防喷器 70MPa，环形防喷器为 35MPa。

井控管汇压力等级按三开闸板放喷器压力等级选择。

(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。

2.7.2.2 施工设备

采用 ZJ75 钻机，双钻机布局，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 2.7-2 钻机主要设备配置一览表

2.7.2.3 原辅用料

钻井期间钻井液材料由供货厂家负责运输至井场，在井场材料堆场存储。项目采用“井工厂”方式施工，钻井期间按照井依次开展导管、一开、二开、三开钻井。各开次钻井液用量与钻井液平均循环量、钻井天数、纯钻时效等参数有关。项目使用的本项目钻井工程单井钻井液体系及消耗量见表 2.7-3，单井钻井液材料用量见表 2.7-4。

表 2.7-3 本项目钻井液体系及配制量

开次		钻井液体系	单井配制量(m ³)	本项目总配制量(m ³)
导管段		清水	300	2100
一开段				
二开	直井段			

	斜井段	水基钻井液	300	2100
	三开	油基钻井液	300	2100

表 2.7-4 钻井工程原材料消耗情况一览表 单位：t

2.7.3 储层改造工程

2.7.3.1 施工方案及布置

钻井作业结束后进行储层改造工程，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。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图 2.7-1。

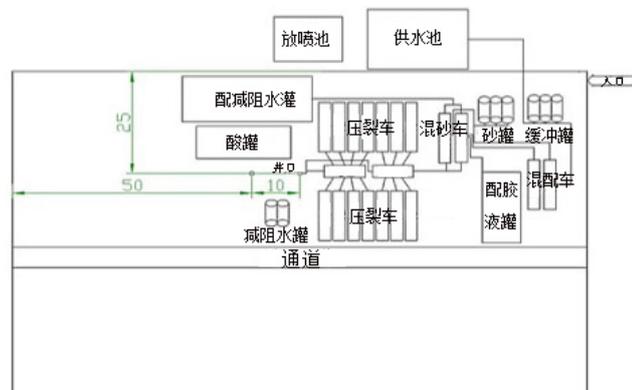


图 2.7-1 压裂井场布置参考示意图

(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，最终排入废水池暂存，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 20m³。压裂持续时间一般为 10 天，盐酸储罐储存时间约 10 天。

⑤ 压裂

压裂即用压力将地层压开一条或几条水平的或垂直的裂缝，并用支撑剂将裂缝支撑起来，减小油、气、水的流动阻力，沟通油、气、水的流动通道，从而达到增产的效果。本项目采用水力压裂，利用地面高压泵组将清水以超过地层吸收能力的排量注入井中，在井底憋起高压，当此压力大于井壁附近的地应力和地层岩石抗张强度时，在井底附近地层产生裂缝；继续注入带有支撑剂的携砂液，裂缝向前延伸并填以支撑剂；压裂后裂缝闭合在支撑剂上，从而在井底附近地层内形成具有导流能力的填砂裂缝。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。压裂液采用套管注入方式。预测正常施工压力为 65-70MPa，特殊情况施工压力不得大于 90MPa。

压裂期间在井场内配备 40 个配液罐，总容积约 1600m³，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。

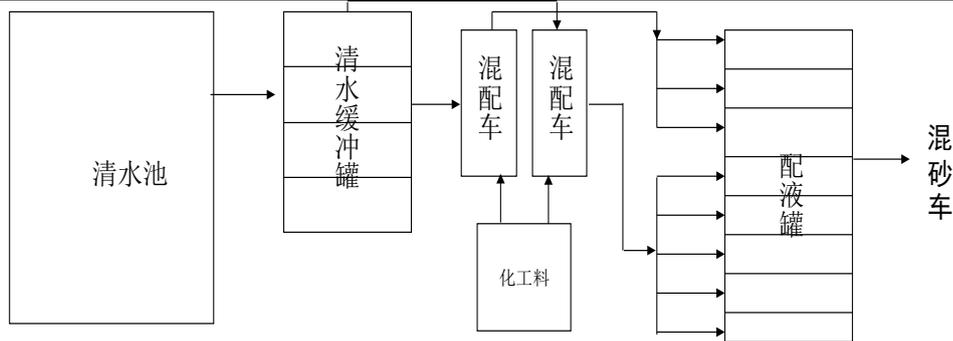


图 2.7-2 连续混配工艺流程图

(3) 钻塞

磨穿水平井各段桥塞。

(4) 下生产管柱

下生产管柱，将压裂井口换成采气井口。

(5) 测试放喷

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

2.7.3.2 原辅用料

压裂选用减阻水和活性液混合液体系。主体配方见表 2.7-6。

表 2.7-6 本项目压裂液配方一览表

根据本项目所在区域已完页岩气井压裂情况，每 100m 水平段压裂液用量约为 2000m³，本项目共计压裂 174 段，总液量 34.788 万 m³，压裂液中主要成分为水，比例在 98%以上。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。

本项目水力压裂液用量详见表 2.7-7、压裂液配制材料用量见表 2.7-8。

表 2.7-7 本项目压裂液用量一览表

表 2.7-8 压裂液添加剂消耗量配方表

2.7.3.3 施工设备

根据区块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 ≤ 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 2.7-9 储层改造工程主要施工车辆及设备一览表

2.7.4 油气集输工程

2.7.4.1 施工方案及布置

储层改造作业完成后，进行油气集输工程建设。本项目仅涉及站场工程建设，主要是在集气站的原有的工艺装置区内新增生产设备及站内管线安装等。

2.7.4.2 施工设备

主要施工设备见下表。

表 2.7-10 钻前工程主要施工设备一览表

序号	名称	运行方式
□	载重汽车	移动设备
2	振动棒	移动设备

2.7.4.3 原辅用料

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。

2.8 工程占地与土石方

(1) 工程占地

项目利用焦页 182#平台配套建有井场、放喷池、水池、进场道进行建设，项目新增占地为临时生活区占地，拟建项目占地详情见表 2.8-1。

表 2.8-1 拟建项目占地情况一览表

序号	工程内容	占地面积	占地类型
1	井□	13200	利用现有占地
2	废水池	800	利用现有占地
3	放喷池	400	利用现有占地
4	井场道路	600	利用现有占地
5	临时生活区	1600	旱地
6	井场边坡、放喷池与井场之间占地等其它占地	1340	利用现有占地
合计		17940	

(2) 土石方

182#平台井场已平整，土石方主要为井口开挖、集气站新增设备基础和站

内管线敷设开挖产生的土石方，土石方产生量较小，在井场内平衡，无弃方。

2.9 施工周期与施工人员

(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。

油气集输工程：施工人员约 20 人。

(2) 施工时序

平台钻前工程约 10 天；每口井钻井时间平均为 60 天，24 小时连续施工；每口井储层改造施工约 30 天，压裂施工仅在昼间施工，夜间不作业，测试放喷 24 小时连续作业；油气集输工程施工时间为 20 天。

表 2.9-1 平台具体施工时序

施工类型	施工时间/天	备注
钻前工程	10	一次性完成整个平台钻前工程
钻井工程	210	采用双钻机布局
储层改造工程	210	每口井依次压裂，每口井施工时间约 30 天
油气集输工程	20	一次性完成整个管线和设备安装
总计	450	/

其他

无

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状	<p>3.1 生态环境现状</p> <p>3.1.1 生态功能区划</p> <p>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文调蓄,辅助功能有水土保持、水源涵养和地质灾害防治。建立植被结构优化的中低山森林生态系统,强化其水文调蓄和生物多样性保护功能是本区生态功能保护与建设的主导方向。方斗山-七曜山等条状山脉,是区域生态系统廊道,应重点保护;区内自然保护区、自然文化遗产地、风景名胜区等区域的核心区为禁止开发区,严格保护。</p> <p>本项目周边属农村区域,井场周围主要为旱地、水田,区内植被主要为次生林和荒草地,林地多为后天人工栽种,现场调查未发现珍稀和保护植物种分布。</p> <p>3.1.2 河流水系</p> <p>项目所在区域主要河流为乌杨溪,乌杨溪属于乌江流域,大溪河一级支流,水量随季节降雨变化。乌杨溪在平桥场镇汇入大溪河,自西南向东北经20km后汇入乌江,乌杨溪段水域功能为Ⅲ类水功能区,原为平桥镇集中饮用水源,根据《重庆市生态环境局关于公布实施黔江区等区县(自治县)集中式饮用水水源地保护区的函》(渝环函〔2021〕566号),已取消供水功能及饮用水源保护区。</p> <p>焦页182#平台距离乌杨溪约2.1km,乌杨溪与井场高差-210m。</p> <p>3.1.3 地质构造</p> <p>(1) 构造描述</p> <p>区域构造上隶属于川东高陡褶皱带万县复向斜南部的平桥背斜带,桐麻湾背斜西翼。</p> <p>(2) 区域地层</p> <p>根据焦页8井钻井资料结合区域地质资料,占地范围内出露地层为三叠</p>
--------	---

系中统雷口坡组，地层自下而上发育：奥陶系、志留系、石炭系、二叠系、三叠系地层。地层厚度及岩性简述见地下水专项评价。

根据区域水文地质条件和现场水文地质调查分析可知，项目区周边地区的浅层地下水的类型主要分为松散孔隙水、碎屑岩夹碳酸岩裂隙溶洞水。各地下水类型及含水层结构特征分述见地下水专项评价。

3.2 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《2020年重庆市生态环境状况公报》中的数据和结论，项目所在区域环境空气质量现状评价详见表 3.5-1。

表 3.2-1 基本污染物环境质量现状

污染物	年评价指标	评价标准 ug/m ³	现状浓度 ug/m ³	达标情况
PM ₁₀	年平均浓度	70	38	达标
SO ₂	年平均浓度	60	13	达标
NO ₂	年平均浓度	40	22	达标
PM _{2.5}	年平均浓度	35	27	达标
O ₃	日最大 8h 平均浓度的第 90 百分位数	□60	99	达标
CO	日均浓度的第 95 百分位数	4000	1000	达标

2020年重庆市武隆区环境空气中可吸入颗粒物(PM₁₀)、细颗粒物(PM_{2.5})、二氧化硫(SO₂)、二氧化氮(NO₂)、臭氧(O₃)和一氧化碳(CO)浓度均达到《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准，项目所在评价区域为达标区。

3.3 地表水环境质量现状

根据重庆市武隆区生态环境局发布的《重庆市武隆区生态环境质量月报(2021年12月)》，大溪河平桥断面2021年1月~12月水质监测数据均达到《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002) II类水质标准，水环境质量现状较好。

3.4 声环境现状

本次评价委托重庆厦美环保科技有限公司对平台 50m 范围内敏感点进行

了监测，同时引用《涪陵页岩气田平桥北区产能建设地面工程竣工环境保护验收调查报告》中对焦页 182#平台周边声环境的监测结果进行评价。引用监测数据在 3 年以内，且监测时焦页 182#平台及集气站已完工，区域未新增明显噪声源，监测期与现状区域声环境质量现状相似，引用数据可行。

(1)监测布点及监测因子

共设 2 个声环境监测点，详见表 3.4-1，监测布点见附图 3。

表 3.4-1 声环境监测点情况

监测点名称	监测点位置	监测时间	监测因子	监测频率	数据来源
C1	井场北侧最近居民点	2022年2月25日~2月26日	昼间等效A声级， 夜间等效A声级	2天，昼夜间各一次	厦美[2022]第HP45号
C2	井场东侧最近居民点	2022年9月28日~9月29日			厦美[2020]第YS181号

(2)评价标准

执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准。

(3)监测及评价结果

监测结果见表 3.4-2。

表 3.4-2 声环境监测结果统计表 单位：dB(A)

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

3.5 土壤环境质量

考虑到项目特点，本次评价委托重庆厦美环保科技有限公司对平台占地范围内的土壤进行监测，监测建设用地基本因子、特征因子，监测 1 天，取样 1 次。

(1) 布点情况

本项目监测布点情况见下表。

表 3.5-1 土壤环境监测点情况

监测点编号	监测点	采样深度 m	监测因子
1	平台占地范围内 (G1)	0.2	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 的 45 项+ pH+全盐量+石油烃 (C10□C40)

(2) 评价标准

执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

(GB36600-2018)中二类用地筛选值；无相关标准的本次评价仅列出监测值。

(3) 监测结果

土壤监测结果见下表。

表 3.5-2 占地范围内土壤环境监测结果一览表（表层样）

注：无相关标准的本次评价仅列出监测值。

由上表分析，监测点各因子均低于《土壤环境质量建设用地区域土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中的第二类用地筛选值。

3.6 地下水环境质量

为了解区域地下水质量，本次评价委托重庆厦美环保科技有限公司对本项目所在水文地质单元内的 5 个地下水监测点进行监测，根据监测结果，各监测点的监测因子均能满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中Ⅲ类标准，详见地下水专项评价。

3.7 与项目有关的原有环境污染和生态破坏问题

3.7.1 焦页 182#平台前期工程环保手续履行情况

焦页 182 号平台前期共部署了 7 口井，实际实施 6 口井，前期工程涉及建设项目环评 3 个，环保手续履行情况详见表 3.7-1。

表 3.7-1 182#平台前期工程环保手续履行情况

项目名称	环评主要建设内容	环评批复	批复时间	环保验收情况
焦页 181#、182#、183#平台钻井工程	新建 3 个平台 14 口井，其中 182 平台部署 6 口井	渝（武）环准[2016]017 号	2016 年 5 月 11 日	已验收，实际 182#平台建设 5 口井
焦页 182-7HF 井钻井工程	依托 182 平台部署 1 口井	渝（武）环准[2017]022 号	2017 年 8 月 2 日	已验收
涪陵页岩气田平桥北区产能建设地面工程	新建 14 个采气平台，13 个集气站（包括 182#集气站）、1 个脱水站及集气干线 14.3km	渝（南川）环准[2017]11 号	2017 年 5 月 23 日	已验收

与项目有关的原有环境污染和生态破坏问题

3.7.2 前期工程污染产生及排放情况

根据《焦页 181#、182#、183#平台钻井工程竣工环境保护验收调查报告》、《涪陵页岩气田平桥北区产能建设地面工程竣工环境保护验收调查报告》，前期工程施工产生的废水、废气、固体废物等得到了有效处置，噪声排放未造成投诉，施工结束后对周边井场裸露地表采取了绿化措施，减少水土流失；

项目完工后进行了清场，因此重点调查运行期的产排污情况、采取的环境保护措施。焦页 182#平台主要污染物产生排放及环境保护措施如下：

1) 废水

采气分离水管输至四川兴澳涪陵气田平桥水处理站，处理后达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排入鱼泉河。根据现场调查，未发生过水污染事件和相关环保投诉。

2) 废气

集气站已建 2 台水套炉已拆除，无加热炉废气排放。

3) 固体废物

运营期无人值守，无固体废物产生。

4) 噪声

根据验收报告，各厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值要求。

3.7.3 现有环境问题及环保投诉情况

根据现场踏勘，平台水池完好用，池体完好未发生泄漏。放喷池底部为钢筋混凝土结构，地面以上池壁为砖混结构，内壁涂抹 20mm 厚的防水砂浆，放喷池完好，无裂缝，站场内无固体废物遗留，站场无遗留生态环境问题。

在 182 平台施工期及运营期间，均未发生污染事故及环保投诉。

3.8 生态环境保护目标

本项目不在生态保护红线范围内，不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等环境敏感区域。主要生态环境保护目标分布情况如下：

(1) 大气环境保护目标

本项目大气环境保护目标主要为周边散居居民点，500m 范围内散居居民点分布情况见表 3.8-1。

表 3.8-1 大气环境保护目标一览表

名称	UTM 坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对站场方位	相对厂界距离/m	与井场高差 m
	X	Y						
1#居民点	729788	3249727	居民	1 户 4 人，1□F 砖瓦房	2 类	NW	2□	+2
2#居民点	729908	3249786	居民	8 户 21 人，1~2F 砖瓦房	2 类	E	20	+8
3#居民点	729507	3249572	居民	1 户 4 人，1F 砖瓦房	2 类	SW	3200	+95

(2) 声环境保护目标

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)，本次重点关注井口 200m 范围内声环境保护目标。根据调查，声环境保护目标分布情况如下。

表 3.8-2 声环境保护目标一览表

名称	位置(m)				环境敏感特性
	方位	与站场场界最近距离	与井场高差	与放喷池最近距离	
1#居民点	NW	21	+2	2□	1 户 4 人，1□F 砖瓦房
2#居民点	E	20	+8	7□	8 户 21 人，1~2F 砖瓦房

(3) 地表水环境保护目标

本项目废水不直接排放，根据调查，区域汇水河流为乌杨溪，乌杨溪无饮用水水源保护区等水环境保护目标分布。

(3) 地下水环境保护目标

本项目周边 500 米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分布，井场周边分布有分散饮用井泉，供井场周边居民饮用，分布情况见 3.8-3。

表 3.8-3 地下水环境保护目标一览表

名称	位置 (m)	环境敏感特性
Q1	107.3680°, 29.3558°, 位于井场东北侧, 距离井场最近距离约 70m, 出水高程约+558m, 与井场高差约+12m	出露地层雷口坡组, 流量 0.5L/S, 供应 1 户居民饮用水
Q2	107.3709°, 29.3546°, 位于井场东侧, 距离井场最近距离约 275m, 出水高程约+589m, 与井场高差约+43m	出露地层雷口坡组, 流量 1.0L/S, 供应 8 户居民饮用水
Q3	107.3704°, 29.3614°, 位于井场北侧约 720m, 出水高程 588m, 与井场高差约+42m	出露地层雷口坡组, 流量 1.0L/S, 供应 7 户居民饮用水
Q4	107.3708°, 29.3658°, 位于井场北侧约 1238m, 出水高程 508m, 与井场高差约-38m	出露地层雷口坡组, 流量 0.1L/S, 供应 2 户居民饮用水
Q5	107.3691°, 29.3662°, 位于井场北侧约 1265m, 出水高程 621m, 与井场高差约+75m	出露地层雷口坡组, 流量 0.3L/S, 供应 3 户居民饮用水
Q7	107.3649°, 29.3332, 位于井场南侧约 2340m, 出水高程 670m, 与井场高差约+124m	出露地层嘉陵江组, 流量 5.1L/S, 周边石茂村 1 组和 2 组居民利用自建水池和供水管线供水, 供水人数约 400 人
Q8	107.3540°, 29.3211, 位于井场南侧约 3867m, 出水高程 679m, 与井场高差约+133m	出露地层嘉陵江组, 现场调查时流量约 2.2L/s, 周边石茂村 5 组居民利用自建水池和供水管线供水, 供水人数约为 286 人

(4)生态保护目标

生态保护目标见表 3.8-4。

表 3.8-4 生态环境保护目标一览表

序号	名称	相互关□	环境敏感特性	影响因素
1	土壤及植被	项目占地外延 200m 范围内	属农林生态系统, 受人类活动影响强烈, 植被以旱地农作物为主, 无珍稀保护植物	占地, 植被破坏、水土流失

(5)土壤环境保护目标

表 3.8-5 土壤环境主要保护目标一览表

序号	名称	方位	最近距离 m	高差 m	环境特征	环境环保要求
1	1#居民点	NW	21	+2	分散居民	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)中的第一类用地的筛选值
2	2#居民点	E	20	+8	分散居民	
3	旱地	N/W	100	+9	农田	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)的筛选值
4	水田	N/W	10	+3	农田	

(6)环境风险保护目标

井场周边 5km 范围环境风险保护目标见下表。

表 3.8-6 井场 5km 范围内主要环境风险保护目标一览表

序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
1	182-1#居民点	NW	21	分散居民点	1 户 4 人
2	182-2#居民点	E	20	分散居民点	8 户 21 人
3	182-3#居民点	SW	275	分散居民点	1 户 4 人
4	茅坪村	SE	1140	居民区	1~5 万人
5	平桥镇	NW	1600	居民区	

3.9 环境功能区划及环境质量标准

(1)环境空气

根据《重庆市环境空气质量功能区划分规定》（渝府发〔2016〕19号），区域大气环境执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准。标准限值见表 3.9-1。

表 3.9-1 环境空气质量标准

序号	污染物项目	平均时□	浓度限值(二级)
1	SO ₂	年平均	60 ug/m ³
		24 小时平均	150 ug/m ³
		1 小时平均	500 ug/m ³
2	NO ₂	年平均	40 ug/m ³
		24 小时平均	80 ug/m ³
		1 小时平均	200 ug/m ³
3	CO	24 小时平均	4 mg/m ³
		1 小时平均	10 mg/m ³
4	O ₃	日最大 8 小时平均	160 ug/m ³
		1 小时平均	200 ug/m ³
5	PM ₁₀	年平均	70 ug/m ³
		24 小时平均	150 ug/m ³
6	PM _{2.5}	年平均	35 ug/m ³
		24 小时平均	75 ug/m ³

价
标准

(2)地表水

本项目周边主要河流有乌杨溪，属于大溪河流域。根据《重庆市人民政府批转重庆市地表水环境功能类别调整方案的通知》（渝府发[2012]4号），乌杨溪、大溪河属于Ⅲ类水域，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

项目处于乡村地区，属于工业活动较多的村庄区域，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

表 3.9-2 声环境质量标准 单位：dB(A)

类 别	昼 间	夜□ 间	执行区域
2 类标准	60	50	项目周边

(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

值见表 3.9-3。

表 3.9-3 地下水质量标准限值 单位: mg/L

污染物	pH(无量纲)	石油类*	耗氧量	氨氮	硫酸盐	总硬度
III类标准值	6.5~8.5	≤0.05	≤3.0	≤0.2	≤250	≤450
污染物	氯化物	铁	锰	阴离子表面活性剂	溶解性总固体	
III类标准值	≤250	≤0.3	≤0.1	≤0.3	≤1000	

注: 石油类标准限值取《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 III 类水域水质标准限值。

(5)土壤环境

项目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)。

表 3.9-4 建设土壤污染风险筛选值单位: mg/kg

污染物项目	第二类用地	
	筛选值	管制值
砷	60	140
镉	65	172
铬(六价)	5.7	78
铜	18000	36000
铅	800	2500
汞	38	82
镍	900	2000
四氯化碳	2.8	36
氯仿	0.9	10
氯甲烷	37	120
1,1-二氯乙烷	9	100
1,2-二氯乙烷	5	21
1,1-二氯乙烯	66	200
顺-1,2-二氯乙烯	596	2000
反-1,2-二氯乙烯	54	163
二氯甲烷	616	2000
1,2-二氯丙烷	5	47
1,1,1,2-四氯乙烷	10	100
1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	50
四氯乙烯	53	183
1,1,1-三氯乙烷	840	840
1,1,2-三氯乙烷	2.8	15
三氯乙烯	2.8	20

1,2,3-三氯丙烷	0.5	5
氯乙烯	0.43	4.3
苯	4	40
氯苯	270	1000
1,2-二氯苯	560	560
1,4-二氯苯	20	200
乙苯	28	280
苯乙烯	1290	1290
甲苯	1200	1200
间二甲苯+对二甲苯	570	570
邻二甲苯	640	640
硝基苯	76	760
苯胺	260	663
2-氯酚	2256	45000
苯并[a]蒽	15	151
苯并[a]芘	1.5	15
苯并[b]荧蒽	15	151
苯并[k] 荧蒽	151	1500
蒽	1293	12900
二苯并[a, h]蒽	1.5	15
茚并[1,2,3-cd]芘	15	151
萘	70	700

3.10 污染物排放控制标准

(1) 废气

施工期柴油机组废气排放限值执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单表 2 规定的限值。运营期，水套加热炉加热烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(DB50/658-2016)及重庆市地方标准第一号修改单中燃气锅炉排放标准。标准值见下表。

表 3.10-1 锅炉大气污染物排放标准限值

污染物	烟尘	SO ₂	NO _x
浓度限值	20	50	50

(2) 废水

施工期，本项目井队生活污水采用旱厕收集后农用，不外排；钻井废水回用于压裂工序，压裂返排液经处理满足《涪陵地区页岩气藏措施返排液处理规范》(Q/SH1035 1031-2013)后回用于平桥区块其他钻井平台压裂工序，不

外排，压裂液回用水质要求见表下表。

表 3.10-2 压裂液回用水质要求

项目	重复利用指标	处理方法
矿化度, □g/L	≤3×10 ⁴	絮凝沉淀、杀菌
pH	5.5-7.5	
Ca ²⁺ +Mg ²⁺ , mg/L	≤1800	
悬浮固体含量, mg/L	≤25	
硫酸盐杆菌 SRB, 个/m□	≤10	
腐生菌 TGB, 个/mL	≤25	
铁菌 FB, 个/mL	≤25	

运营期间，采气分离水管输至四川兴澳涪陵气田平桥水处理站处理，尾水满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排入鱼泉河。

表 3.10-3 采出水排放标准限值 单位: mg/L

序号	指标	标准限值 (mg/L)
1	pH	6~9
2	COD	≤100
3	色度	≤50
4	SS	≤70
5	BOD ₅	≤20
□	石油类	≤5
7	挥发酚	≤0.5
8	氨氮	≤15
9	磷酸盐	≤0.5

(3)噪声

施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)，即昼间噪声排放限值 70dB(A)，夜间 55dB(A)。

运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区标准，即昼间噪声排放限值 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

(3)固体废物贮存标准

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中的相关规定。危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及其修改单(环保部公告 2013 年 36 号)中的相关规定。

其他

无

四、生态环境影响分析

施工期生态环境影响分析	<p>4.1 施工期产排污环节简述</p> <p>4.1.1 钻前工程</p> <p>根据 2.7.1 章节，钻前工程主要是临时生活区、井口基础的建设，钻井设备运输安装等，施工过程主要环境影响因素包括井口开挖、设备搬运产生的施工噪声、扬尘和施工机械废气，以及临时生活区等临时占地造成的植被破坏。</p> <p>4.1.2 钻井工程</p> <p>根据 2.7.2 章节，钻井阶段主要采取“导管+三开”钻井工艺，导管段、一开及二开直井段采用清水钻井，二开斜井段采用水基钻井液钻井，三开采用油基钻井液钻井。该阶段主要产污环节为机械设备等产生噪声、尾气、钻井产生的钻井岩屑及钻井液等。</p> <p>各开次具体产污环节分述如下。</p> <p>①清水钻井阶段</p> <p>该阶段主要产污环节为柴油动力机组、污泥泵、污泥循环系统产生的噪声，柴油动力机组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。</p> <p style="text-align: center;">图 4.1-1 清水钻井阶段产污环节示意图</p> <p>②水基钻井阶段</p> <p>该阶段主要产污环节为柴油动力机组、污泥泵、污泥循环系统产生的噪声，柴油动力机组产生的尾气及钻井岩屑。钻井过程中钻井液循环使用，平台内剩余水基钻井泥浆由井队回收。</p> <p style="text-align: center;">图 4.1-2 水基钻井阶段产污环节示意图</p> <p>③油基钻井阶段</p> <p>在该阶段主要的产污环节为柴油动力机组、污泥泵、污泥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，交由有危险废物处置资质的单位进行转运处置。废油由井队综合利用或有资质的单位回收利用。</p>
-------------	--

图 4.1-3 油基钻井阶段产污环节示意图

4.1.3 储层改造工程

根据 2.7.3 章节的工艺介绍，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。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；压裂返排液排入废水池暂存，优先回用本平台压裂，最后一口井拉运至平桥区块其他平台压裂回用。测试过程中产生的可燃气体引至放喷池点燃。

图 4.1-4 储层改造工艺产污环节示意图

4.1.4 油气集输工程

本项目油气集输工程主要是集气站设备及站内管线安装等，施工过程及主要环境影响因素包括设备搬运产生的施工噪声、扬尘和施工机械废气。

4.2 污染源源强核算

4.2.1 废水

(1) 钻前废水

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。

钻前工程施工人员约为 20 人，生活用水量按 120L/d 人计算，工期约为 10 天，则生活用水量为 24m³(2.4m³/d)，排污系数取 0.80，生活污水量为 19.2m³(1.92m³/d)。生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、SS 和 NH₃-N，浓度分别为 400mg/L、200mg/L、250mg/L、25mg/L。每个平台钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用当地旱厕等设施处置，作为农肥使用。

表 4.2-1 钻前工程生活废水排放情况及浓度

平台号	废水量 m ³	项目	COD	BOD ₅	SS	NH ₃ -N
182	19.2	产生浓度/mg/l	400	200	250	25
		产生量/t	0.008	0.004	0.005	0.0005

(2) 钻井及储层改造工程

① 钻井废水

清水段剩余钻井液用于配置水基段钻井液，水基钻井液剩余 380m³，由钻井队回收利用。钻井液用量及损耗量见下表所示。

表 4.2-2 钻井液使用及消耗情况表

清水钻井液段：配制钻井液 2100m³，钻井液总用量为 579660m³，重复利用率为 99.78%，钻井液使用过程中损耗量约 1293m³。清水段完钻后，剩余钻井液 252m³，直接在循环罐内添加配方，用于水基段钻井液配制。

水基钻井液段：配制钻井液 2100m³，其中新鲜水用量为 954m³，清水段回用量 252m³。水基段钻井液总用量为 434532m³，重复利用率为 99.78%，钻井液使用过程中损耗量约 859m³。完钻后剩余钻井液 347m³，由井队回收用于后续钻井工程。

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 3200m²，钻井及储层改造工程工期按 420 天计算，则雨水收集量约 218m³。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 0.046t、0.0046t，雨水回用于压裂工序。

③洗井废水

项目采用清水洗井，清水中添加有少量洗涤剂，压入井内的清水会在排液测试阶段从井底返排出来，单口井约 180m³，主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物、石油类、阴离子表面活性剂等。本项目共产生洗井废水 1260m³。

表 4.2-3 洗井废水污染物浓度及产生量

废水量 m ³	项目	SS	石油类	COD
1260	产生浓度 mg/l	4500	40	2500
	产生量 t	5.67	0.0504	0.15

④压裂返排液

本项目水平段总长度为 17394m，共分为 174 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。根据项目设计资料，区域已开发平台平均返排率约 6%，本次评价按照 6%进行估算，本项目压裂液

使用总量为 34.788 万 m³，则本项目压裂返排液产生量为 20873m³，压裂返排液主要污染物为 pH 值、COD、石油类，压裂返排液在废水罐(2000m³)及配液罐(1600m³)暂存，经“混凝沉淀+杀菌”处理工艺处理后，优先回用于压裂工序配制压裂液。本项目压裂返排液 17675m³回用本平台压裂，剩余 3198m³回用于平桥区块其他钻井平台压裂工序，若压裂返排液无回用平台时，压裂返排液可利用四川兴澳涪陵气田平桥水处理站处理后排放至鱼泉河。

⑤生活污水

生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、SS 和 NH₃-N，浓度分别为 400mg/L、200mg/L、250mg/L、25mg/L。拟建项目生活用水按 120L/d 人计算，排污系数取 0.80，根据施工人员及施工天数，生活用水总量为 3780m³，生活污水产生总量为 3024m³，施工期生活污水利用化粪池收集处理后农用，不外排。

表 4.2-4 施工期生活用水及废水产生量

施工阶段	施工人数/人	施工时间/天	用水量 m ³	废水产量 m ³
钻井工程	100	210	2520	2016
储层改造工程	50	210	1260	1008
合计	/	420	3780	3024

表 4.2-5 钻井及储层改造工程生活废水产生浓度及产生量

废水量 m ³	项目	COD	BOD ₅	SS	NH ₃ -N
3024	产生浓度 mg/l	400	200	250	25
	产生量 t	1.21	0.605	0.756	0.076

(3)油气集输工程

生活用水量按 120L/人·d，排污系数取 0.80 计算，则生活污水产生量为 96L/(人·d)，油气集输工程施工人员 20 人，施工时间 20d，生活污水产生量为 38.4m³。生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、SS 和 NH₃-N，浓度分别为 400mg/L、200mg/L、250mg/L、25mg/L。油气集输工程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，施工人员均回家吃住，生活污水纳入居民的厕所等污水系统最终农用，无外排。

表 4.2-6 油气集输工程生活废水产生浓度及产生量

废水量 m ³	项目	COD	BOD ₅	SS	NH ₃ -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

(4)施工期废水产生情况汇总

本项目施工期水平衡见下图。

图 4.2-1 施工期水平衡图

4.2.2 废气

(1)扬尘

钻前工程、油气集输工程施工扬尘为中土石方开挖、材料运输、卸放、拌合等过程中产生，主要污染物为 TSP，工程土石方工程量小，扬尘产生量小。

(2)燃油废气

本项目钻井期间采用网电供电，柴油发电机作为备用电源；储层压裂期间采用柴油发电机组作为动力。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。

(3)测试放喷废气

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。事故放喷时间短，属临时排放。

4.2.3 噪声

(1)钻前工程

钻前工程仅在白天进行，夜间不施工，钻前工程主要噪声源见表 4.2-7。

表 4.2-7 钻前工程主要噪声源强特性 单位：dB(A)

序号	设备名称	测点距施工机具距离	最大声级 (dB(A))	运行方式	运行时间 (h)	作业范围
1	载重汽车	5	82	移动设备	间断, <2	工程区内
2	振动棒	5	86	移动设备	间断, <4	工程区内

(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)，对环境影响较大。

4.2-8 双钻机平台钻井工程主要噪声源强特性 单位：dB(A)

噪声设备	数量	单台源强	距声源	噪声特性	排放时间	声源种类
柴油发电机(备用)	4 台	100	1m	机械	备用, 间歇排放	固定声源

柴油动力机(备用)	2 台	95	1m	机械	备用, 间歇排放	固定声源
钻井设备	2 套	90	1m	机械	昼夜连续	固定声源
泥浆泵	4 台	90	1m	机械	昼夜连续	固定声源
振动筛	4 台	85	1m	机械	昼夜连续	固定声源

(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, 持续时间约 2 天。主要噪声源强及特性见表 4.2-9。

表 4.2-9 储层改造工程主要噪声源强特性 单位: dB(A)

噪声设备	数□	单台源强	距声源	噪声特性	排放时间	声源种类
压裂设备	12 台	90	1m	机械	昼间施工	固定声源
测试放喷	/	100	1m	空气动力	昼夜连续	固定声源

(4)油气集输工程

油气集输工程的施工噪声主要由运输车辆和施工机具引起, 施工机具噪声值参见表 4.2-7。

4.2.3 固体废物

(1)钻前工程

本项目挖方量较小, 结合地形可做到场地内土石方平衡, 无弃方。钻前工程固体废物主要为场施工人员生活垃圾。

钻前工程生活垃圾按 0.5kg/人·d 计算, 钻前施工人员 20 人, 则平台生活垃圾产生量为 10kg/d, 钻前施工时间为 10 天, 本项目钻前工程生活垃圾产生总量为 0.1t, 生活垃圾定点收集后, 由环卫部门统一清运处置。

(2)钻井及储层改造工程

本项目钻井期产生的固体废物主要有钻井岩屑、废油、废包装材料、废防渗材料、生活垃圾等。本项目剩余油基钻井液约 290m³, 由钻井队回收, 随钻井队用于后续钻井工程。

①钻井岩屑

钻井岩屑是在钻井过程中钻头切削地层岩石而产生的碎屑, 其产生量与井眼长度、平均井径有关。根据本项目钻井阶段各开次进尺、钻头尺寸, 并取一定的容积扩大倍数, 本项目钻井岩屑产生量见表 4.2-10。

计算公示如下:

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

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；

本项目井身结构见表 4.2-10。

表 4.2-10 井深结构参数表

开次	钻头尺寸 mm	总进尺(m)	计算值(m ³)
导管	609.6	420	306
一开段	406.4	5460	1771
二开直井段	311.2	11700	1959
二开斜井段	311.2	8946	1967
三开段	215.9	17394	1910

本项目钻井岩屑产生量见表 4.2-11。

表 4.2-11 钻井岩屑产生及处置情况表

岩屑类别	产生量(m ³)	备注或处置去向
清水岩屑	4036	铺垫井场或□建井间道路
水基岩屑	1967	用于制砖等资源化利用
油基岩屑	1910	危废处置单位转运处置

本项目普通岩屑产生量约 6003m³，为一般工业固废，废物代码为 747-001-99，其中清水岩屑产生量约 4036m³，水基岩屑产生量约 1967m³。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、压滤脱水后，用于制砖等资源化利用。

本项目油基岩屑产生总量为 1910m³。油基岩屑采用钢罐“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。结合工区已完井废油产生情况，单井废油产生量约为 0.5t，本项目 7 口井预计废油产生量为 3.5t，由井队综合利用或交由有相应危险废物处理资质的单位进行处置。

③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），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，类比建设单位其它已完钻页岩气钻井时废防渗材料产生情况，废防渗材料产生量约 0.1t。

拟建项目产生的各类危险废物名称、类别等信息见表 4.2-12。

表 4.2-12 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	3820	钻井	072-001-08	HW08	液态	柴油	柴油	施工期	毒性	危废处置单位处置
2	废油	3.5	钻机	900-201-08、 900-214-08、 900-249-08							资源回收
3	废防渗材料	0.1	场地清理	900-249-08	HW08	固态	矿物油	矿物油	施工期	毒性	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 4.2-13。

表 4.2-13 危险废物贮存场所(设施)基本情况样表

序号	贮存场所(设施)	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	油基岩屑钢罐(6个)	油基岩屑	072-001-08	HW08	循环罐旁	约 6m ²	钢罐集中贮存	约 12m ³	1d
2	危险废物暂存	废油	900-201-08、 900-214-08、	HW08	设备堆存	约 4m ²	2个 200L	约 2m ³	2d

	区		900-□49-08		区		油桶收集		
3		废防渗材料	900-24□-08	HW08	设备堆存区	约4m ²	防漏胶袋盛装	0.2t	60d

④化工料桶

根据钻井原材料使用情况，预计单井产生化工料桶 800 个，本项目 7 口井化工料桶产生总量为 5600 个，由厂家或有资质的单位回收。

⑤生活垃圾

生活垃圾按 0.5kg/(人·d)计算，本项目生活垃圾产生量为 15.75t。生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

拟建项目产生的一般工业固体废物名称、类别等信息见表 4.2-14。

表 4.2-14 一般工业固体废物分类与代码

序号	名称	行业来源代码	类别代码	代码
1	清水岩屑	072	99	072-999-99
2	水基岩屑	072	99	072-999-99
3	化工料桶	072	99	072-999-99

(3)油气集输工程

油气集输工程产生的固体废物主要为施工人员产生的生活垃圾。

施工期间生活垃圾按 0.5kg/人·d 计算，施工人员 20 人，则产生量约为 10kg/d，油气集输工程施工期约 20 天，则生活垃圾产生量共计 0.2t，生活垃圾交环卫部门处置。

(4)固废产生情况汇总

本项目施工期固体废物产生情况见表 4.2-15。

表 4.2-15 施工期固体废物汇总、

阶段	类别	产生量	处理措施	排放量
钻前工程	生活垃圾	0.1t	定点收集后，由环卫部门集中处置	0
钻井工程、储层改工程	清水岩屑	4036m ³	铺垫井场或修建井间道路	0
	水基岩屑	1967m ³	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	1910m ³	油基岩屑采用钢罐“不落地”收集后，交由有相应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

	废油	3.5t	由井队综合利用或交由有相应危险废物处理资质的单位进行处置	0
	废防渗材料	0.1t	交有资质的单位处置	0
	化工料桶	5600 个	由厂家或有资质的单位回收	0
	生活垃圾	15.75t	定点收集后，由环卫部门集中处置	0
油气集输工程	生活垃圾	0.2t	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钻前施工期间，新建临时生活区，会对占地范围内植被进行清除，改变土地利用现状；项目新增占地面积小，且属于临时占地，新增占地约 1600m²，其中占用旱地 900m²，荒草地 700m²，不会导致区域土地利用格局的变化，且施工结束后将对临时占地形成的地表扰动区域进行植被恢复和土地复耕，对区域土地利用格局产生的影响甚微，不会改变区域现有景观生态格局与功能，对区域动植物影响小。

本项目属于矿产资源开发行业，井场选址按照“工程服从地质、地面服从地下；地质兼顾工程、地下兼顾地面”的原则，选址具有一定的局限性，根据重庆市规划和自然资源局查询的基本农田占用情况，本项目井场不占用基本农田。

总体而言，本项目施工期对生态环境影响不大。

4.3.2 大气环境影响分析

4.3.2.1 钻前工程、油气集输工程

(1) 施工扬尘

根据类比监测统计结果：施工作业时，在距土石方施工场界 150m 处，颗粒物浓度值达 5.0mg/m³，超过环境空气质量标准。根据类比相似项目的监测资料，运输扬尘的影响范围在距起尘点 100m 至 150m 范围内影响较大。

工程施工作业时，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。

(2) 施工机具尾气

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，尽可能的减少施工机具尾气的排放量，尾气中 CO 和烃类污染物排放量小，对周围环境空气质量影响很小。

4.3.2.2 钻井工程

(1)正常工况

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。

(2)非正常工况下

在停电等非正常工况下，本项目采用柴油发电机供电。本项目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。钻井工程阶段的大气污染物排放为短时排放，对环境的影响小。

4.3.2.3 储层改造工程

(1)燃油废气

压裂车柴油机组废气主要污染物为 NO_x 、 SO_2 及颗粒物，采用设备自带排气筒排放。压裂施工为短时排放，对环境的影响小。

(2)测试放喷废气

根据区域页岩气井目的层天然气组分分析报告，不属于含硫化氢天然气井。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_x 、烟尘。

本项目井场周边设 2 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，对周边环境的影响较小。

4.3.3 地表水环境影响分析

4.3.3.1 钻前工程

(1)施工废水

井场基础砂石骨料加工等产生的含 SS 废水经沉淀处理后回用于场地洒水，不外排，对地表水环境影响很小。

(2)生活污水

钻前工程施工期约 10 天，施工人员主要为临时聘用的周边居民，不设置施工营地，生活污水纳入居民的厕所等污水系统最终农用。

4.3.3.2 钻井和储层改造工程

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

井场实施清污分流措施，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，后期用于配制压裂液，无废水排放。

(2)洗井废水

洗井废水在洗井结束后从井底返排出来，产生量约 180m³/口井，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，在废水池暂存，用于配制压裂液，不外排。

(3)压裂返排液

压裂返排液在井场软体罐暂存，回用于本平台压裂工序，最后一口井的压裂返排液回用于平桥区块其他钻井平台压裂工序或依托涪陵气田平桥水处理站处理达标后排放。

(4)生活污水

井场及生活区设置环保厕所，生活污水经化粪池收集处置后定期清掏农用，不外排，对地表水环境影响小。

4.3.3.3 油气集输工程

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，施工人员均回家吃住，生活污水纳入居民自有污水收集处理系统，对区域地表水环境基本无影响。

综上分析，本项目施工期产生的污废水经妥善处理后，对地表水环境影响较小。

4.3.4 地下水环境影响分析

引用本项目地下水专题评价结论“在正常情况下，本项目建设对地下水环境影响小，在非正常情况下将在下游形成一定的污染区域；随着时间的延续，污染物将在地下水自净作用下污染物的超标影响最终会消失，对地下水环境不会造成持久性影响。建设单位在严格按照本项目采取分区防渗措施，同时加强跟踪监测的基础上，本项目的建设对周边地下水环境影响较小。”项目地下水环境影响分析详见地下水专题。

4.3.5 声环境影响分析

4.3.5.1 钻前及油气集输工程

钻前工程主要是井场开挖井口、集气站生产设备安装时的挖掘机、动力设备等运行噪声，施工设备种类少，施工期短，对周边声环境影响小。

4.3.5.2 钻井工程

(1) 钻井噪声

钻井施工期间，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)。源强见 4.2.3 章节，本项目采用双钻机平行布局，主要噪声设备与场界关系详见表 4.3-1。

表 4.3-1 第一部钻机主要设备距离厂界距离一览表（北侧井场）

项目 距离	主要设备				
	柴油动力机 (备用)	发电机 (备用)	钻井设备	泥浆泵	振动筛
南场界	74	74	74	74	74
北场界	59	59	47	47	47
西场界	45	45	44	44	44
东场界	40	40	72	72	72

表 4.3-2 第二部钻机主要设备距离厂界距离一览表（南侧井场）

项目 距离	主要设备				
	柴油动力机 (备用)	发电机 (备用)	钻井设备	泥浆泵	振动筛
南场界	18	18	14	14	14
北场界	60	60	47	47	47
西场界	102	102	104	104	104
东场界	40	40	51	72	72

(2) 噪声预测方法及模式

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》(HJ2.4-2009)中的点声源几何发散衰减模式进行计算。

多个声源发出的噪声在同一受声点的共同影响，噪声在预测点处产生的等效声级贡献值的计算采用评价导则 8.2.2 中(1)式，公式如下：

$$L_{eq} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1L_{A1}} \right)$$

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, 计算采用评价导则 8.2.2 中(2)式, 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表 4.3-3。

表 4.3-3 钻井工程场界噪声预测结果单位: dB(A)

预测工况	场界	场界噪声值		超标范围	
		昼间	夜间	昼间	夜间
网电供电 电供电	南场界	52.6	52.6	/	/
	北场界	56.6	56.6	/	1.6
	西场界	57.1	57.1	/	2.1
	东场界	52.9	52.9	/	/
柴油发 电机供电(备 用)	南场界	73.2	73.2	3.2	18.2
	北场界	65.6	65.6	/	10.6
	西场界	65.2	65.2	/	10.2
	东场界	67.7	67.7	/	12.7

由表 4.3-3 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, 西场界、北场界噪声超标, 超标范围 1.6~2.1dB(A)。柴油发电机供电时, 昼间南场界噪声超标, 超标范围 3.2dB(A); 夜间各场界噪声均超标, 超标范围为 10.2~18.2dB(A)。

由以上分析可知, 网电供电时场界噪声明显小于柴油发电机供电, 拟建项目钻探期间采用网电供电, 对周边声环境影响可以接受。

②敏感点影响预测分析

结合噪声预测达标范围，本次对井场外扩 200m 范围内的居民点进行预测。根据监测结果，选取居民点噪声监测最大值作为噪声背景值进行预测，预测结果见表 4.3-4 和表 4.3-5。

表 4.3-4 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	NW	20	42	38	58.5	58.5	58.6	58.5	/	8.5
2#居民点	E	21	55	47	61.1	61.1	62.0	61.2	2.03	11.2

表 4.3-5 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	NW	20	42	38	62.2	62.2	62.2	62.2	2.23	12.2
2#居民点	E	21	55	47	62.6	62.6	63.3	62.7	3.29	12.7

由预测结果可知：网电供电时，预测 2#居民点昼间超过《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区标准，夜间噪声均超过《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准；柴油供电时，预测昼夜间噪声均超过《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准。

(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》(HJ2.4-2009)中的点声源几何发散衰减模式进行预测，预测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 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
压裂设备	80.8	74.8	68.8	65.2	62.7	60.8	57.3	54.8
放喷测口	80.0	74.0	68.0	64.4	61.9	60.0	56.5	54.0

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。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 处能够满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准，夜间距离放喷池约 280m 处能够满足 2 类标准。放喷池周边 280m 范围内的居民点将受到测试放喷噪声影响。

平台所采用的设备均符合国家产品标准，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。

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)，施工噪声对居民影响可以得到控制。施工噪声将随施工的结束而消失。

4.3.6 固体废物环境影响分析

本项目施工期固体废物主要为普通钻井岩屑、油基岩屑、废油、化工料桶、生活垃圾等。

普通钻井岩屑包括清水岩屑和水基岩屑，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、压滤脱水后，外运用于砖厂制砖等资源化利用。

油基岩屑为危险废物，交由有危废处置资质的单位进行转运处置。油基岩屑的贮存、转运按照危险废物进行管理。油基钻井阶段，钻井队伍在井场配备专门的清运人员和车辆，保障油基岩屑的及时运出。油基岩屑在振动筛后采用钢罐收集，在危险废物暂存区暂存，储存设施应做好四防防风、防雨、防晒、防渗漏要求，并设置警示标识定期转运。在危险废物暂存区顶部设置雨棚、地面采用混凝土硬化并铺设防渗膜，设置围堰及收集沟，确保油基岩屑不落地。

本项目钻井、压裂结束后对场地进行清理，拆除的废防渗材料直接应交由有危废处置资质的单位进行转运处置，不在站场内暂存。

钻井过程中废油由井队回收利用或交由有资质的单位回收。

施工期生活垃圾设固定收集点，收集后交由当地的环卫部门统一处置。

综上所述，施工期各固体废物均得到妥善处置，对周边环境影响小。

4.3.7 土壤环境影响分析

施工期对土壤的影响主要有两方面，一是工程排放的污染物对土壤质地性状的影响，页岩气开发对土壤的污染主要是落地油污、含油固体废物、钻井泥浆等泄漏后可能导致土壤污染；二是工程建设钻井和地面工程建设的开挖、填埋对土壤结构的破坏，土壤生产力下降。

类比分析平桥区块内已验收的页岩气平台，根据平台验收监测情况类比分

	<p>析，平台内各监测点均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地的筛选值要求。通过类比分析，本项目在采取相同防渗措施下，对柴油罐区、危废暂存区采取重点防渗，对循环罐区、不落地装置、原辅材料暂存区及软体罐区采取敷设防渗膜方式防渗，可有效防止污染物泄漏污染土壤，对土壤环境影响小。</p> <p style="text-align: center;">表 4.3-7 土壤监测结果统计表 单位：mg/kg</p> <p>4.3.8 环境风险分析</p> <p>引用本项目环境风险专项评价结论：“本项目风险事故发生几率低，但事故发生对环境的影响重大，工程主管部门通过完善井控、防火、防爆安全以及硫化氢安全防护等措施，尤其是井喷失控后按《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》(AQ2016-2008)5min 内点火、撤离居民等关键措施。制定详尽有效的事故应急方案，充分提高队伍的事故防范能力，严格按照钻井设计和行业规范作业，强化健康、安全、环境管理(HSE)，该项目的环境风险值会大大的降低。通过按行业规范要求进行风险防范和制定应急措施，本项目的的环境风险可控。”具体分析详见风险专题。</p>
运营期生态环境影响分析	<p>4.4 运营期工艺流程及产排污简述</p> <p>(1) 运营期工艺流程</p> <p>运营期，天然气集输过程中主要产污环节为集气站水套加热炉加热过程中产生的废气、压缩机产生的噪声、采出水及放喷过程中产生的噪声和废气。项目生产工艺流程见图 4.4-1。</p> <p style="text-align: center;">图 4.4-1 运营期工艺流程图</p> <p>前期井口来气经水套加热炉进行加热，以项目采出的天然气为燃料(单台加热炉天然气用量约为 22.3m³/h)，加热温度约为 100℃，加热的目的为防止页岩气的降压后出现冰冻现象，后经节流阀降压，页岩气压力由就 32Mpa 降至 6.3Mpa，分离的废水进入集气站水池暂存，页岩气经计量并进行脱水后外输；后期井口压力降低后，井口来气越过水套加热炉，进行气液分离后，通过旁路进入压缩机橇进行增压或者直接进入外输管线，最后管输至 4#脱水站。</p> <p>4.5 污染源源强核算</p> <p>4.5.1 废气</p> <p>项目运营期的废气主要有水套加热炉燃烧废气、放空废气。</p>

(1) 加热炉废气

本项目使用 4 台水套加热炉，加热炉以平台自产的页岩气为燃料，单台水套炉燃气消耗量为 22.3m³/h。

参考《锅炉产排污量核算系数手册》，废气排放系数为 107753Nm³/10⁴m³-原料，二氧化硫排污系数为 0.02Sk_g/10⁴m³-原料，氮氧化物排污系数为 3.03kg/10⁴m³-原料（低氮燃烧-国际领先）。类比平桥区块页岩气组分，页岩气以甲烷为主，本次按《天然气》（GB17820-2018）二类天然气指标，硫含量取较大值 100，即 S=100，则二氧化硫排污系数为 2kg/万 m³-原料。类比《涪陵页岩气田平桥北区产能建设地面工程竣工环境保护验收调查报告》中集气站水套炉验收监测数据，颗粒物浓度为 9.7mg/m³~12.5mg/m³，本项目水套加热炉类型与已验收水套炉类型一致，本次颗粒物排放源强可进行类比，本次取较大值 12.5mg/m³。本项目每套设备排放情况见表 4.5-3。

(2) 非正常工况放空废气

事故和检修时，切断井口截断阀，工艺设备及管线内废气经放喷池放空，每次持续时间在 2~5min，发生频率为 2~3 次/年。

表 4.5-1 运营期废气排放情况一览表

废气类型	排放量			排气筒		烟气温度	排放方式
	项目	排放浓度	排放量	高度	内径		
水套炉燃烧废气	废气量	/	210.49 万 m ³	15m	0.20m	150℃	有组织排放，连续排放
	SO ₂	18.56mg/m ³	39.07kg/a				
	NO _x	28.12mg/m ³	59.19kg/a				
	烟尘	12.5mg/m ³	26.31kg/a				
非正常放空废气	页岩气	/	每次 2~5min，每次持续时间 2~5min	15m	0.1m	/	非正常工况排放

本项目共计使用 4 台水套加热炉，则废气排放污染物排放量为 SO₂ 0.156 t/a、NO_x 0.237t/a、烟尘 0.105t/a。

4.5.2 废水

项目运营期废水主要为井下作业废水及采出水，集气站采用无人值守方式，因此无生活废水产生。

(1)井下作业废水

项目运营期废水主要为井下作业废水，参考《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法(试行)》中(与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表)排污系数，低渗透油田洗井工业废水产生量为 27.13m³/井次，预

计每 2 年进行 1 次井下作业(洗井), 则本项目 7 口井井下作业废水产生量预计约 94.96m³/a, 主要污染物为 COD 和石油类, 回用平桥区块页岩气平台压裂工序。

(2) 采出水

根据平桥区块已开发气井, 单井采出水量为 5m³/d, 主要污染物为 COD 200-2500mg/L、Cl⁻ 10000 -14000mg/L、氨氮 15-85 mg/L。优先用于其他平台配制压裂液, 不能回用则管输送至四川兴澳涪陵气田平桥水处理站处理《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放至鱼泉河。本项目运营期废水产排情况如下。

表 4.5-2 运营期废水产排情况一览表

类型	产生量 (m ³ /a)	污染物	产生浓度 mg/L	产生量 t/a	排放浓度 mg/L	排放量 t/a	削减量 t/a
采出水	12775	COD	2500	31.94	100	1.28	30.66
		氨氮	85	1.09	15	0.19	0.9
		Cl ^{-*}	14000	178.85	100.8	1.29	1□7.56
井下作业废水	94.96	COD	/	0.121	/	0	0.121
		石油类	/	0.021	/	0	0.021

备注: 氯化物处理效率按照四川兴澳涪陵气田平桥水处理站竣工验收报告进出水浓度计算得到, 去除效率约 99.28%。

4.5.3 声环境

运营期噪声主要来自集气站设备运行噪声。集气站噪声源有计量分离器、水套加热炉、压缩机等, 正常情况下, 分离器等设备声源均低于 50dB。站场内的压缩机裸机噪声大约在 85dB 左右, 采取隔声罩、基础减震等措施后, 噪声约 75dB。

此外, 事故或检修时, 设备和管线内少量天然气在放喷池点火后放空, 放空噪声可达 80dB(A)左右, 持续时间在 2~5min。

表 4.5-3 集气设备噪声源强一览表 单位: dB(A)

设备名称	距声源 1m 处噪声级(dB)	数量 (台/套)	备注
节流阀	65	1	/
加热炉	60	4	/
压缩机	75	2	/
分离器	60	7	/

4.5.4 固体废物

集气站无人值守, 无生活垃圾产生, 固体废物主要为清管废物和废润滑油。

集气站生产过程中产生的固体废物主要是压缩机维护过程产生的废润滑油，单台压缩机废润滑油预计产生量为 0.01t/a，本项目 2 台压缩机，则废润滑油产生量约 0.02t/a，交由有危险废物处置资质的单位处置。

运营期清管作业的频次为每年 1-3 次，清管作业将产生少量的固体废物，主要为成分为硫化亚铁和硫化铁，属一般工业固体废物，集气站清管废物产生量约为 0.5kg/次，清管废物总产生量约 1.5kg/a，由一般固废处理场处置。

表 4.5-4 运营期一般工业固废汇总一览表

序号	名称	产生量 kg/a	行业来源 代码	类别代码	代码	排放量 kg/a
1	清管废物	1.5	072	99	072-999-99	0

表 4.5-5 运营期危险废物汇总一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量(t/a)	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
1	废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-214-08、900-249-08	0.02	液态	润滑油	润滑油	毒性	交由有相应危废处置资质的单位处置

危险废物贮存场所(设施)基本情况见表 4.5-6。

表 4.5-6 运营期贮存场所(设施)汇总一览表

序号	贮存场所(设施)名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	润滑油存放点	废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-214-08、900-249-08	集气站内	约 2m ²	集中贮存	约 0.02t	7d

4.6 运营期环境影响分析

4.6.1 生态环境

运营期本项目利用集气站现有占地，场地内已硬化，通过井场现有截排水沟排水，不会引起新的水土流失；集气站设备运行噪声小，且采用无人值守模式，对周边动植物及生态环境影响小。

4.6.2 地表水环境影响分析

废水主要为采出水和井下作业废水在废水池暂存，依托四川兴澳平桥区块采出水处理站处理达标后排放，对地表水环境影响较小。

4.6.3 地下水环境影响分析

引用本项目地下水专项评价结论“在运营期废水主要为采气过程中产生的采出水，正常情况下，采出水通过管网输送至四川兴澳平桥区块采出水处理站处理达标后排放至鱼泉河，在严格落实分区防渗等污染防治措施情况下，对周边地下水环境影响小。”项目地下水环境影响分析详见地下水评价。

4.6.4 大气环境影响分析

废气主要来自水套炉燃烧废气以及放空废气。

(1)水套炉废气

本项目加热炉采用平台自产的清洁能源天然气作为燃料，燃烧废气经自带15m高排气筒，满足《锅炉大气污染物排放标准》(DB50/658-2016)及修改单中新建燃气锅炉排放标准要求，污染物排放对环境空气的影响较小。

(2)放空废气

事故和检修时，切断井口截断阀，工艺设备及管线内气体经放空立管放空，类比平桥区块页岩气组分，页岩气以甲烷为主，不含硫化氢，每次持续时间在2~5min，放空废气量较小，持续时间短，集气站场地势开阔，扩散条件好，不会对环境空气和敏感点产生影响。

4.6.4 声环境

试采期噪声主要来自集气站分离器、加热炉、压缩机等设备。

(1) 噪声源强

运营期，站场设备噪声源强见表4.5-4。

(2) 噪声预测方法及模式

预测时考虑声源在传播过程中经过距离衰减，预测模型与施工期预测相同，详见4.3节。

(3) 预测结果

①厂界噪声

表4.6-1 运营期主要噪声设备距厂界距离一览表 单位：m

厂界	压缩机	分离器	节流阀	水套炉
北场界	40	10	10	20
东场界	12	50	74	88
南场界	78	108	108	88
西场界	85	45	25	10

表4.6-2 运营期厂界噪声预测结果一览表 单位：dB(A)

场界	厂界噪声值		超标值	
	昼间	夜间	昼间	夜间
北场界	50.2	50.2	/	0.2
东场界	55.0	55.0	/	5.0
南场界	39.1	39.1	/	/
西场界	44.2	44.2	/	/

由表 4.6-2 可知，运营期各场界昼间噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准；夜间噪声除北、东场界超标，超标 0.2~5.0 dB (A)。

②敏感点噪声

本次评价对站场 200m 范围内的居民点进行预测，预测结果详见下表。

表 4.6-3 周边敏感点噪声预测结果一览表 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		超标值	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民	NW	20	42	38	44.7	44.7	46.6	45.6	/	/
2#居民	E	21	55	47	47.7	47.7	55.7	50.4	/	0.4

由表 4.6-3 可知，运营期周边居民 2#敏感点夜间噪声超过《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准，超标 0.4 dB (A)，主要由于压缩机运行噪声，建设单位应对压缩机采取隔声罩等降噪措施降低对周边声环境的影响。

③放空噪声影响分析

在事故和检修放空时，产生的放空噪声等级约为 80dB(A)，在距声源不同距离的影响值见表 4.6-3。

表 4.6-4 放空噪声预测结果 单位：dB (A)

与声源距离(m)	10	15	20	30	40	50
预测值(dB(A))	60	56.5	54	50.5	48	46

由上表可知，距离放空立管 10m 外的昼间噪声便可达标，约在 32m 处夜间噪声便可达标。放空立管周边 32m 范围内无居民分布，因此事故检修时，放空对周边声环境影响较小。

4.6.5 固体废物影响分析

运营期无人值守，无生活垃圾产生。废润滑油交由有危险废物处理资质的单位回收处置，清管废弃物由一般固废处理场处置，各类固体废物妥善处置后对周边环境影响小。

	<p>4.6.6 土壤环境影响分析</p> <p>运营期间，可能的影响主要为废水、润滑油泄露造成的土壤污染，主要污染物为 COD、氯化物、石油类等污染物。类比分析平桥区块已验收页岩气平台（类比情况见表 4.3-7），项目在采取源头控制、过程控制等措施，对土壤环境影响小。</p> <p>4.6.7 环境风险分析</p> <p>根据本项目环境风险专项评价“建设单位在建设过程中应落实项目提出的风险对策措施，当发生风险事故时立即启动事故应急预案，能确保事故不扩大，不会对周边环境造成较大危害。在采取完善的环境风险防范措施下，本次技改项目环境风险可防控，事故状态下不会对周边环境造成影响。”</p> <p>4.7 退役期环境影响分析</p> <p>服役期满后，对完成采气的废弃井，进行封堵，拆除井口装置，清理场地、拆除地面设施等。主要是在原有占地范围内施工，工程施工对生态环境的影响因素包括土石方开挖、回填、构筑物建设等活动对的土地的扰动作用，生态影响主要为水土流失。</p> <p>服役期满后，按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》相关规定采取封井作业，封井作业中主要污染物为清洗废水以及生活污水。清洗废水产生量约为 10m³/平台，主要污染物为 SS，则清洗废水产生总量约为 20m³。</p> <p>拆除井场施工期 20d，施工人员 10 人，施工人员生活用水定额取 50L/人·d，生活用水量为 10m³/井，生活污水产生量取生活用水量的 80%，则污水产生量为 8m³/井，退役期产生的生活污水总量约为 128m³，依托当地旱厕收集后农用。</p>
<p>选址选线环境合理性分析</p>	<p>本项目选址属于已开发涪陵页岩气田二期产建区平桥区块内，项目选址不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区等环境敏感区域，不在划定的生态保护红线内，不在岩溶强发育地区；项目井场不涉及基本农田，所在平桥镇不属于武隆区划定的水土流失重点预防区和重点治理区。</p> <p>项目在原焦页 182#平台内实施，所选位置无重大环境制约因素，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，项目采取的污染防治措施对环境影响可控，产生的污染物均能做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、大气、土壤、声环境影响小，因此，本项目选址合理。</p>

五、主要生态环境保护措施

施工期生态环境保护措施	<p>5.1 施工期地表水污染防治措施</p> <p>5.1.1 钻前工程</p> <p>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。</p> <p>5.1.2 钻井及储层改造工程</p> <p>该施工阶段废水包括剩余水基钻井液、雨水、洗井废水、压裂返排液及生活污水。</p> <p>(1) 剩余钻井液</p> <p>钻井过程中钻井液全部在循环罐内循环，不外排。清水钻井液直接在循环罐内用于配制水基钻井液，水基钻井阶段完钻后，剩余水基钻井液由井队回收，用于后续钻井工程。</p> <p>本项目清水钻井阶段钻井液为清水，不添加其他成分，剩余清水钻井液可直接用于配置水基钻井液。目前，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发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/油基钻井液体系，因此，本项目水基、油基钻井阶段结束后，剩余水基/油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。</p> <p style="text-align: center;">图 5.1-1 本项目钻井过程中钻井液循环方式</p> <p>(2) 压裂返排液</p> <p>压裂返排液等收集后在废水池、配液罐等池体暂存，优先回用于本平台压裂工序，最后一口井压裂返排液优先拉运至平桥区块其他钻井平台经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用于后续新钻井压裂工序配制压裂液。</p> <p>① 储运可行性分析</p> <p>气井分别逐井压裂，一口井压裂完毕后，再进行下一口的压裂。本项目单井平均压裂返排液产生量为 2982m³。储层改造期间，井场配置配液罐约 40 个，容积不小于为 1600m³，平台废水池容积不小于 2000m³，可进行压裂返排液暂存。当罐体或池体容积空高低于 0.5m 时，施工单位应采取措施控制返排速率，将平台内返排液转运至平桥区块已建池体暂存，保证水池保持规定的安全空高，避免废水外溢。因此，本项目可利用工区已建池体等暂存压裂返排液，可满足暂</p>
-------------	--

存要求。

②压裂返排液回用压裂可行性分析

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，经上述工艺处理后废水可满足压裂回用水质标准要求，压裂液回用水质要求见表 5.1-1。

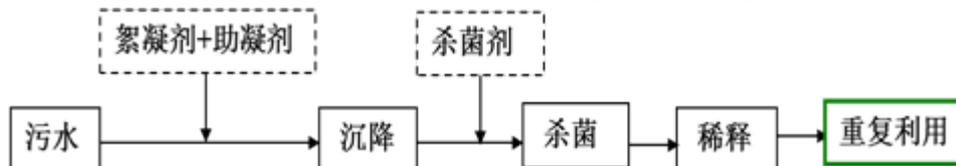


图 5.1-2 污水处理工艺流程

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	5.5-9.0	
3	$\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}$, mg/L	≤ 1800	
4	悬浮固体含量, mg/L	≤ 150	
5	硫酸盐杆菌 SRB, 个/mL	≤ 25	
6	腐生菌 TGB, 个/mL	≤ 25	
7	铁菌 FB, 个/mL	≤ 25	

根据工区内钻井废水及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场地雨水

场地雨水在废水池收集后，经处理达标后回用至压裂施工平台。

④洗井废水

洗井废水通过高压临时软管输送至废水池暂存，用于压裂液配制。洗井废水产生量约 $180\text{m}^3/\text{口井}$ ，废水中主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物，经处理后处理达标后输送至压裂施工平台回用。

⑤生活污水处理措施

井场及生活区各设置 1 个环保厕所，施工人员生活污水经旱厕收集后定期清掏农用，不外排。

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 源头控制措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)的要求，污染源头控制主要包括提出各类废物循环利用的具体方案，减少污染物的排放量；提出工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物应采取的污染防控措施，将污染物跑、冒、滴、漏降到最低限度。在施工期强化，储存、输送等工艺设备管理，避免因施工造成容器破损，引起污染物渗漏。

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)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。

本项目所在区域主要地下水类型为松散岩类孔隙水及碳酸盐岩裂隙溶洞水。第四系红粘土分布不均，分布于场地低洼地带。土层厚度约 2m，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、软体罐布置在地面上，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，软体罐内部采用聚氨酯(TPU)涂层布材料，外部采用钢板固定，难于观察到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“难”。

本项目污废水主要污染物为 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，并结合导则表 7 分析，本项目放喷池、废水池、柴油罐区和盐酸罐区等为一般防渗区域，但考虑到风险的危害性，本项目将危险废物暂存区、废水池、柴油罐区、盐酸罐区划为重点防渗区，本项目井口区、循环罐区、水基岩屑暂存区、放喷池等为一般防渗区域。

项目分区防渗要求见表 5.2-1。

表 5.2-1 钻井期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
油基岩屑暂存区	重点防渗	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m, k≤1×10 ⁻⁷ cm/s; 或参照 GB18598 执行
废水池	重点防渗	
柴油罐区	重点防渗	
盐酸罐区	重点防渗	
放喷池	一般防渗区	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s; 或参照 GB16889 执行
水基岩屑暂存区	一般防渗区	
井口区	一般防渗区	
原辅材料暂存区	一般防渗区	
循环罐区	一般防渗区	
值班房	简单防渗区	一般地面硬化

5.2.3 地下水环境监测与管理

5.2.3.1 地下水监测原则

本项目地下水环境监测应遵循以下原则：

(1) 建立地下水环境监测管理体系，包括制定地下水环境影响跟踪监测计划和跟踪监测制度。建设单位可自行监测或委托有资质的第三方监测，以便及时发现问题，采取措施

(2) 跟踪监测计划应根据环境水文地质条件和建设项目特点设置跟踪监测点，跟踪监测点应明确与建设项目的地理位置关系，给出点位、井深、井结构、监测层位、监测因子及监测频率等相关参数。

(3) 污染防治区重点监测原则，以现有井泉为跟踪监测点，在现有监测点不满足要求的情况下，应设置监控井。

(4) 水质监测项目根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 相关要求并参照潜在污染源特征污染因子，各监测井可依据监测目的不同适当增加和减少监测项目，同时要明确各跟踪监测点的基本功能。

5.2.3.2 地下水环境监测机构与人员

为了及时发现渗漏事故并采取相应的措施，最大限度地降低渗漏事故对地下水环境的污染，建设单位应建立完善的质量管理体系，实现“质量、安全、环境”三位一体的全面质量管理目标。设立地下水监控小组，负责自行监测或者委托专业的资质机构完成。建立有关规章制度和岗位责任制。制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

5.2.3.3 地下水监测计划

(1) 地下水环境跟踪监测计划

本项目井场所在区下游存在分散的地下水环境敏感点，为了及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，需要针对性开展地下水环境跟踪监测。

5.3-1 地下水环境跟踪监测点一览表

周边泉点	监测频率	监测因子
泉点	事故过程	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、总硬度、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、COD、石油类、硫化物

(2) 信息公开计划

按跟踪监测计划对地下水环境进行跟踪监测后，建设单位应按相关规定对监测结果及时建立档案，并按照国家环保部门相关规定定期向相关部门汇报并备案。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并根据污染物特征增加监测项目，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。同时将包括“建设项目特征因子的地下水环境监测值”在内的信息上报至相关部门。

通过以上措施可有效预防地下水污染，措施可行。

5.3 施工期大气污染防治措施

(1) 施工扬尘

加强施工场地的防尘洒水，装卸材料时应规范作业，减少扬尘的产生。

(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，定期对设备进行检测与维护。

(3) 测试放喷废气

测试放喷废气在放喷池内燃烧，三面设置有防火墙，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 施工期噪声污染防治措施

施工单位必须选用符合国家标准的施工机具和运输车辆，加强维护和保养。

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，并加装基座减震。采取临时避让的方式降低对周边居民的影响，同时通过宣传讲解、争取谅解。

通过放喷池放喷，利用防火墙进行隔声。

油气集输工程施工合理安排施工时间，禁止在夜间(22:00~6:00)进行施工作

业，运输作业应尽量安排在昼间进行。运输车辆途经敏感点时应限速、禁鸣。

5.5 施工期固体废物污染防治措施

施工期固体废物主要是生活垃圾、钻井岩屑（普通岩屑和油基岩屑）、化工原料桶及废油。

(1) 普通钻井岩屑

普通钻井岩屑包括清水岩屑和水基岩屑。

① 清水岩屑

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。

② 水基岩屑

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、脱水后滤饼在水基岩屑暂存区存放；暂存区采用砖混结构，做防渗处理，上部搭设雨棚，满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020)要求。水基岩屑不落地系统工艺流程见图 5.5-1。

压滤后岩屑采用装载机短距离转运至暂存区，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，避免因暂存区储存空间不足导致滤饼露天堆放。

图 5.5-1 岩屑不落地系统工艺流程图

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区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，暂存区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。

1) 措施可行性

水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，暂存在水基岩屑暂存区，委托重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司拉运至水泥厂进行水泥窑协同处置，合同

见附件 5。水基岩屑水泥窑协同处置措施符合《水泥窑协同处置固体废物污染防治技术政策》(环保部公告 2016 年第 72 号)、《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)。

2)措施可靠性

水基岩屑运输至水泥厂后,将水基钻井岩屑进行破碎,破碎后的原料经皮带输送到固废料仓中,固废粉体按一定质量比例输送至原水泥生料线上,与生料各组分在均化罐中混合均匀,并依次输送至预热系统、煅烧系统,最后经篦冷机处理后,得到水泥熟料产品。根据建设单位在平桥区块已完钻井岩屑处置情况,目前水基岩屑主要由重庆市涪陵区鑫垚环保科技有限公司运至丰都东方希望重庆水泥有限公司水泥厂。

丰都东方希望重庆水泥有限公司水泥厂每天可处理一般固废 192 t/d,(59520 t/a),本项目产生水基岩屑约 1701m³(约 2552t)、平均单井水基岩屑产生量为 364.5t,本项目单井施工期为 60 天,单井每天水基岩屑最大产生量为 6.83t,项目双钻机布局,同时产生约 12.15 水基岩屑,约为丰都东方希望重庆水泥有限公司水泥厂每天处理能力的 6.3%,占比较小,丰都东方希望重庆水泥有限公司水泥厂有能力处置水基岩屑。

综上所述,本项目水基岩屑可以依托该水泥厂进行处置。

(2)油基钻井岩屑

①总体处理方案

根据《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ607-2011),“9.2 原油和天然气开采 9.2.1 含油率大于 5%的含油污泥、油泥沙应进行再生利用。9.2.2 油泥沙经油沙分离后含油率应小于 2%。”

本项目产生的油基钻屑油率一般在 15~20%,油基钻屑收集后运输至工区油基钻屑处置设施进行脱油综合利用,油基钻屑经综合利用含油率≤2.0%,条件允许的情况下对油基钻屑热解渣进行资源化综合利用,如建设单位无法处理,应按照国家危险废物处置要求交由有资质的单位处理。

②油基钻屑的暂存和转运

油基钻屑在振动筛后采用钢罐收集,定期运输至涪陵油基岩屑综合利用场进行脱油或交由有危险废物处置资质的单位处置。现场接收的油基钻井岩屑,应及时装入具有防渗(漏)功能的容器中,设置警示标识,并及时安全转运或处理

处置。

油基钻屑的贮存、转运应按照危险废物进行管理。油基岩屑委托第三方利用处置的，转移、运输时应按照《危险废物转移联单管理办法》的规定填写危险废物转移联单；废油基钻井泥浆和油基钻井岩屑在页岩气开采企业内部转移、运输的，应如实记录转移起始位置、数量、车辆车牌号、经办人员等信息。

油基钻井阶段，建设单位在井场配备专门的清运人员和车辆，保障油基岩屑的及时运出。在岩屑收集区顶部设置雨棚、地面采用混凝土进行硬化、在硬化地面上部采用防雨布进行防渗，确保油基岩屑不落地。油基钻井岩屑转移、运输按《道路危险货物运输管理规定》执行，运输工具须用危险货物专用车辆进行运输，并按《道路运输危险货物车辆标志》设置车辆标志。

油基钻屑应采用专用车辆运输，在油基钻屑运输过程中应加强运输管理，井场与运输车辆，运输车辆与油基钻屑回收利用率之间的台账应清楚，杜绝油基钻屑沿路抛洒和随意弃置的情况。危险货物运输车辆驾驶员和押运人员等必须经过危险废物和应急救援方面的培训，包括防火、防泄漏以及应急联络等。

③油基岩屑的处置

本项目产生的油基岩屑运至涪陵页岩气田 1#、2#油基钻屑回收利用率处置或直接交由有危险废物处置资质的单位(目前，建设单位已和重庆海创环保科技有限公司签订处置协议)进行处置，协议见附件 7。

为了对页岩气钻井过程产生的油基钻屑中的废油进行回收综合利用，中石化重庆涪陵页岩气勘探有限公司在涪陵区焦石镇建设了 1#、2#油基钻屑回收利用率，对油基钻屑中岩屑、水和柴油进行分离，回收柴油；该综合利用场是配套一期产建区的环境保护工程之一，采用热解析蒸馏工艺。2015 年 3 月，中煤科工重庆设计研究院(集团)有限公司完成《涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程南区环境影响报告书》编制，2015 年 4 月经涪陵区生态环境局以“(涪)环准(2015)58 号”文对项目进行了批复。

2017 年 12 月起，中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司组织验收，并委托武隆县乌江环保咨询有限责任公司编制完成《涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程南区产能建设项目竣工环境保护验收报告》，为便于环保管理，建设单位根据各个工程建设内容，在《涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程南区产能建设项目竣工环境保护验收报告》的基础上，根据各工程建设内容，单独汇总形成《61#、

62#、63#、64#、65#平台钻井工程验收调查报告》、《焦页 62 号、63 号、64 号、65 号集气站及支线工程调查报告》、《1 号油基钻屑回收利用站建设项目竣工环境保护验收调查报告》、《2 号油基钻屑回收利用站建设项目竣工环境保护验收调查报告》等。2018 年 6 月，涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程南区产能建设项目取得涪陵区环保局竣工环境保护验收资料回执单。

环评、验收完成情况见表 5.5-1。

表 5.5-1 油基岩屑利用站环评、验收完成情况

名称	项目名称	批复文号及时间	验收文号
1 号油基岩屑回收利用站	涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程南区产能建设项目环境影响报告书	渝(涪)环准(2015)58 号；2015.4.13	纳入《涪陵页岩气田焦石坝区块一期工程南区产能建设项目竣工环境保护验收调查报告》验收，验收回执单编号 2018-39
2 号油基岩屑回收利用站			

根据《1 号油基岩屑回收利用站环境影响后评价报告书》结论：中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司 1 号油基岩屑回收利用站目前建成处理规模与环评阶段基本保持一致，目前可达 60.2m³/d，生产工艺与环评相比未发生变化，仍采用热脱附工艺。变更部分对环境的影响减小，其他环境保护措施与环评阶段基本相符。根据建设项目近年委托监测结果，建设项目运营期废气、噪声、固体废物污染防治措施切实有效，污染物排放均满足国家及地方相关标准，未出现超标情况，表明目前环保设施有效，建设单位及运营单位在采取本项目所提出的整改措施并保证治理设施稳定运行的条件下，项目继续运行不会对周围环境造成进一步的影响。

根据《2 号油基岩屑回收利用站环境影响后评价报告书》结论：中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司 2 号油基岩屑回收利用站处理规模从环评阶段的 60m³/d 变为 40m³/d，生产工艺与环评相比未发生变化，仍采用热脱附工艺。变更部分对环境的影响减小，其他环境保护措施与环评阶段基本相符。根据建设项目近年委托监测结果，建设项目运营期废气、噪声、固体废物污染防治措施切实有效，污染物排放均满足国家及地方相关标准，未出现超标情况，表明目前环保设施有效，建设单位及运营单位在采取本项目所提出的整改措施并保证治理设施稳定运行的条件下，项目继续运行不会对周围环境造成明显的影响。

综上，油基岩屑回收利用站废气、噪声、固体废物污染防治措施切实有效，

污染物排放均满足国家及地方相关标准，未出现超标情况，目前环保设施有效，总处理能力为 100.2m³/d。

本项目油基岩屑总产生量约为 1910m³，平均每天产生油基岩屑约 6.14m³/d，远小于 100.2m³/d，本项目可利用 1#、2#油基岩屑回收站进行综合利用，脱油后的灰渣交由重庆海创环保科技有限责任公司进行处置，处置协议见附件 7。

(3)废油处置

本项目废油产生量 3.5t，由井队回收综合利用或有资质的单位回收处理。

(4)化工料桶

本项目产生的化工料桶由厂家或有资质的单位回收。

(5)生活垃圾

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。生活垃圾处理措施可行。

5.6 施工期生态环境保护措施

本项目施工主要利用已建井场、废水池、放喷池施工，新增占地为临时生活区占地，属于临时占地，施工结束后将拆除。项目施工期应严格控制临时施工作业带，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。项目施工结束后，对施工临时占地进行生态恢复。施工过程中若发现珍稀植物时，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；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。

5.7 施工期环境风险防范措施

(1)钻井工程井控措施

钻井过程中严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》、《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》《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 30 MPa，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《含硫油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2003)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 50mg/m³ 以下。

(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《含硫油气井安全钻井推荐作》(SY/T5087-2003)8.2.2.3 节要求，“当发生井喷失控时，应按下列应急程序立即执行：(a)当现场总负责人或其指定人员向当地政府报告，协助当地政府做好井口 500m 范围内的居民的疏散工作，根据监测情况决定是否扩大撤离范围；(b)关停生产设施；(c)设立警戒区，任何人未

经许可不得入内；(d)请求援助”。因此建设单位应根据本项目钻井设计，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《钻井井控技术规程》(SY/T6426-2005)、《含硫油气井安全钻井推荐作》(SY/T5087-2003)、《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)、《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6283-1997)和《石油天然气钻井健康、安全与环境管理导则》(Q-CNPC 53-2001)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，应立即将池体中废水全部转运井场场内可用罐体或采用罐车拉运至工区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，应将涌出水引入水池中。

此外，为防范井涌，钻井过程中还配备了加重材料，主要为重晶石(含钡硫酸盐矿物)。由于重晶石密度大、硬度适中、化学性质稳定、不溶于水和酸、无磁性和毒性。通过将加重材料注入井中，在高压下，可以起到压制地下水涌出的作用，可以防止井涌。

(7)地下水漏失方法

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

	<p>(8)夜间特别管理机制</p> <p>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 5min 内及时点火的原则，5min 内泄漏的天然气不会危及井场周边农民的生命和健康。但为了确保周围居民的健康，应在井喷失控时紧急疏散撤离周边井口 500m 范围内居民，至固井作业完成。井场配备高音喇叭、防爆灯具，以便夜间事故及时通知周边居民，防爆灯具应布置在井场内风向标处，以便井场人员和周边较近居民可判断风向，带领其他人员撤离。井场实行轮班制度，保证夜间各岗位有相应值班人员。对居民进行公众教育、培训中应强调夜间自救内容，要求居民夜间保持通讯设备的畅通，夜间不关手机等教育。强调在钻气层期间夜间保持一定的警惕，提出在夜间事故报警后及时撤离。</p> <p>(9)柴油及盐酸储罐事故防范措施</p> <p>柴油储罐及盐酸储罐区地面应做硬化，罐底设置防渗膜，并在四周设置围堰，围堰高度不小于 15cm，同时配备相应应急物资(片碱、消防器材等)。</p> <p>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。</p> <p>(10)化学药品事故防范措施</p> <p>平台化学药品堆放于药品堆放仓库，地面铺设防渗膜及遮雨棚。药品必须堆放整齐、标志明显，并有专人保管，严格执行定置管理，防湿、防潮、防渗，加强安全保管措施。</p>
运营期生态环境保护措施	<p>5.7 运营期水环境保护措施</p> <p>运营期废水主要为采出水，管输至四川兴澳涪陵气田平桥水处理站进行处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级 A 标准后排放至鱼泉河。</p> <p>四川兴澳涪陵气田平桥水处理站于 2019 年 6 月取得环评批复(渝(南川)环准(2019)28 号)，于 2020 年 9 月办理了排污许可证(证书编号：91500119MA60BXUM9M001V)，并与 2020 年 10 月完成项目自主验收。根据环</p>

评及批复，四川兴澳涪陵气田平桥水处理站服务于涪陵页岩气田平桥区块焦页108#、181#、182#、183#、184#、185#、186#、187#、188#、189#、190#、191#、192#、193#等平台，本项目属于服务范围内。

目前，处理站设计处理规模 600m³/d，实际平均处理量约 460m³/d，尚有较大处理余量。本项目运营期采出水产生量约 35m³/d，运营期采出水依托其处理可行。

5.7 运营期大气环境保护措施

加热炉采用平台自产页岩气作为燃料，燃烧废气满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB50- 658-2016）重庆市地方标准第 1 号修改单表 3 新建锅炉标准，加热炉燃烧废气经 15m 高排气筒达标排放。

事故和检修时，设备和管线内少量天然气经放喷池放空，检修可采用分段检修法，减小放空量，同时应采用技术质量可靠的设备、管线，加强设备的维护和保养，保持其良好的工况，减小放空频率。

5.8 运营期声环境保护措施

运营期项目压缩机、加热炉、分离设备等采用减振、隔声等降噪措施，管道采用柔性连接，同时加强设备的维护和保养，保持其良好的工况。

5.9 运营期固体废物污染防治措施

运营期废油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置，废油的收集、临时储存和转运应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单、《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）等相关要求。

清管废弃物交由一般固废场处置。

5.10 环境风险防范和应急措施

(1)管道工程安全措施

集气管道线路安全应符合现行国家标准《石油天然气工程防火规范》（GB50183-2004）中有关规定的要求。

(2)站场工程安全措施

设置井口安全截断阀，可在超压或失压情况下自动快速截断，保护气井和地面设施。

为防止场站内设备及管线超压，场站内设置有安全泄放阀，安全泄压阀与场站放空系统相连。站内管线及设备设有手动放空，放空阀后与防空系统相

连；集气站设置有放空立管，作为检维修、事故站内管线的放散。

(3)消防工程安全措施

依据 GB50140-2005 规定，井站、集气站属于五级站，按要求配制灭火器材，扑灭初期火灾。

(4)自动控制工程安全措施

设置井口安全截断系统，当检测点压力超高或超低以及火灾情况下，该系统自动关闭井口，同时也能人工紧急关闭井口。

在场站出站管线设置压力检测和压力高、低报警，压力超低时对出站管线进行安全联锁截断。

场站设置固定式可燃气体检测报警系统，固定式气体检测报警系统由现场探测器、控制器及配套报警喇叭等设备组成。井口装置区设置可燃气体(甲烷)探测器，现场探测器的检测信号采用铠装控制电缆敷设至控制器，信号传入控制器进行显示，当控制器接收到超标信号，传送至喇叭进行报警。

在场站的主出入口和逃生门外分别设置有火灾手动报警按钮和声光报警器，当现场操作人员发现有火灾等紧急情况发生时，迅速逃离装置区并按下手动报警按钮触发井场安全联锁，同时触发声光报警器启动提醒其余操作人员迅速撤离，保证人身安全。

(5)工程安全管理措施

① 防火灾、爆炸对策措施

建立动火制度，明确责任制，对火源进行严格管理。

建立站场管道和阀门等的定期检查和防腐蚀制度，以防止因腐蚀原因和阀门失灵等而存在的漏气现象发生。

整个场站应当严禁烟火。

严格执行安全生产制度及操作规程，防止因误操作而造成阀门和仪表失灵等，从而导致危险。

② 站场装置和管道防爆对策措施

严格执行安全生产制度及操作规程。

投产后的管线定期进行防腐涂层检测、阴极保护有效性检查、智能清管检测等。

站内设备和管线严禁超压工作。

安全阀与压力表定期校验检查，保证准确灵敏。

上班人员应戴工作服和工作鞋，以免产生静电火花和撞击火花。

③ 管道运行管理对策措施

建立安全技术操作规程和巡检制度。

制定定期检测计划，定期对照安全检查表进行安全检查。

管道防腐设备、检测仪器、仪表，实行专人负责制，定期鉴定和正确使用。

5.11 退役期生态恢复方案

服役期满后，对完成采气的废弃井，进行封堵，拆除井口装置，清理场地、拆除地面设施等。当不具备商业开采价值时或停止采气后将按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》相关规定采取封井作业。废弃井封井回填工作流程包括废弃井判定、环境风险评估、封井回填与验收等步骤。

同时，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……”。工程设施退役后，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)》(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。

5.12 环境监测计划

本项目施工期及运营期间开展定期监测，在事故时进行应急监测。施工期监测计划见表 5.12-1，运营期监测计划见表 5.12-2。。

表 5.12-1 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 ₂ 、H ₂ S、甲烷	实时监控	事故过程
		事故井场 500m 范围内		实时监控	事故过程
地表水	废水泄漏地表水体	被污染河段	pH、COD、BOD ₅ 、氨氮、硫化物、氯化物、石油类等	实时监控	事故过程
地下水	钻井液泄漏	平台周边井泉	pH、耗氧量、氨氮、硫酸盐、氯化物、石油类等	实时监控	事故过程
环境噪	出现噪声	井场场界、井场周	昼间等效声级、夜	昼夜各 1	/

其他

	声	扰民投诉	边居民	间等效声级	次	
	土壤	井喷事故情况、漏油、钻井液洒落	井场下游	pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、石油烃[C10-C40]等	/	事故过程
表 5.12-2 项目运营期间监测计划表						
环境要素	监测点		监测因子		监测频次	监测时段
大气环境	管道泄漏事故情况	平台周边区居民	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、H ₂ S、甲烷		实时监控	事故过程
		泄漏点下风向			实时监控	事故过程
环境噪声	集气站厂界		昼间等效声级 夜间等效声级		1次/季度	定期
土壤环境	放喷池下游		pH值、铜、六价铬、铅、镉、汞、砷、镍、石油烃(C10-C40)、全盐量等		五年一次	定期
地下水	平台下游井泉		pH、石油类、氨氮、氯化物、硫酸盐、六价铬、总硬度、硝酸盐及亚硝酸盐等		每年一次	定期
环保投资	项目环保投资 1348.7 万元，占总投资的 3.49%，环保投资见下表。					
	时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量		投资估算
	施工期	地表水	井场废水储存设施	依托平台现有水池、放喷池		依托现有
			钻井废水及压裂返排液处理与利用	钻井废水、压裂返排液经临时高压软管输送至平桥区块其他平台废水池，经处理满足压裂回用水质要求后，回用于压裂工序		37.6
			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		依托现有
			生活污水	生活区每个井队设置环保厕所 1 座，对生活污水进行收集处理		2.0
		地下水	钻井工艺措施	采用近平衡钻井方式，导管段、一开、二开直井段(茅口组地层或造斜点之前)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	井场内危险废物暂存区、废水池、软体罐、柴油罐区、盐酸罐区为重点防渗区，放喷池、水基岩屑暂存区、井口区、原材料暂存区、循环罐区为一般防渗区		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	如钻井队周边饮用水产生影响,对于供水规模较小的表层岩溶泉可采用供水车的方式	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	12.0
		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
	临时避让措施		对受噪声影响居民采取临时避让的方式降低对其影响	
	固体废物	钻井岩屑及沉淀污泥处置	清水岩屑用于井场铺垫或综合利用;水基岩屑经岩屑不落地系统收集、脱水后,液相回用于压裂工序,水基岩屑固相优先进行综合利用;油基岩屑采用钢罐不落地收集后交由有危险废物处置资质的单位进行处置	1140.6
		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	0.5
		废油	收集后由业主或有资质的单位回收利用	/
		化工料桶	由厂家或有资质的单位回收	/
		生活垃圾处置	井场、生活区各设1处垃圾收集点,完钻后由环卫部门统一清运处置	2.0
	生态环境	生态恢复	放喷池、井场等设施待退役后再进行拆除和恢复;表土临时堆存并用防雨膜覆盖,后期用于井场恢复;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;站场周边按照规范要求设置防火隔离带	60.0
	环境风险	环境风险防范	钻井及试气压裂过程中严格按照规范和设计施工;各井场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等	20.0
运营期	污水	采气分离废水、井下作业废水	优先回用压裂;无平台压裂施工时,通过管线运输至四川兴澳涪陵气田平桥水处理站处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级A标准后排放	计入运营投资
	废气	站场放空废气	通过站场放空立管进行放空	/
		加热炉废气	通过自带排气筒排放	/
	噪声	压缩机、泵等设备噪声	压缩机采取隔声、减振等噪声防治措施,水泵等设置于泵房内,墙面采用吸声材料吸声,底部设减振系统,管道设柔性连接	20.0

		放空噪声	瞬时噪声，距离居民点较远	
	固体废物	废润滑油	由有资质的单位回收	计入运营投资
	风险	环境风险防范	集气站站场四周宜设不低于 2.2m 的非燃烧材料围墙或围栏；管线设截断阀、自控系统、设置警示标志，根据安全评价划定安全防护距离，制定突发环境事件应急预案，并加强演练	30.0
	合计			1384.7

六、生态环境保护措施监督检查清单

内容要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
陆生生态	施工期应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	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	临时占地土地复垦及植被恢复，站场绿化	土地完成复垦，植被得到恢复
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；压裂返排液回用于压裂工序；生活污水旱厕收集处理后农用，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	(1)采出水管输至四川兴澳涪陵气田平桥水处理站处理达标后排放；(2)生活污水化粪池处理后农用	各类废水均得到妥善处置，无跑冒滴漏现象
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	分区防渗、定期监测	地下水满足（GB/T1484-2017）III类标准
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，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	避免噪声扰民	尽量选取低噪声设备，压缩机等设备采用基础减振，同时加强设备的维护和保养	集气站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准

	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			
振动	无	无	无	无
大气环境	燃油机械使用优质燃料，施工机具进行定期的保养和维护，加强场地防尘洒水	无	加热炉废气经自带排气筒排放	加热炉废气满足《锅炉大气污染物排放标准》(DB50/658-2016)
固体废物	水基岩屑进行资源化利用；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；化工原料桶由厂家回收；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；油基岩屑拉运至涪陵工区 1#、2#回收利用站脱油处理，灰渣交有资质单位处置	固体废物得到妥善处置，转运台账、联单等齐全，验收时现场无固体废物堆存；建立井场油基岩屑转移台账，执行转移联单制度，油基岩屑转移时间、转移方式、转移量、处理后的岩屑转移量等资料清楚；建立废防渗材料转移台账，转移情况清楚；建立油基钻井液台账，转移时间、转移方式、转移量、处理后的岩屑转移量等资料清楚	生活垃圾集中收集，交环卫部门处置；废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置	固体废物妥善处置，转运台账、联单等齐全，验收时现场无固体废物堆存
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	集气站设截断阀、自控系统、设置警示标志；采出水及时转运	环境风险可控
环境监测	按 5.12 章节监测计划执行	出现环保投诉或环境事故时环境监测报告资料齐全	按章节监测计划执行	出现环保投诉或环境事故时环境监测报告资料齐全
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《重庆市矿产资源总体规划（2016-2020）》、《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。评价区域大气环境质量、土壤环境质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量现状总体较好；本项目产生的污染物均能做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、大气、土壤、声环境影响小；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

附图 1 本项目地理位置示意图

附图 2 项目平面布置图

附图 3 区域地表水系图

附图 4 项目与环境管控单元位置关系图

附图 5 区域土地利用现状图

附图 6 项目环境敏感目标及监测点位示意图

附图 7 本项目所在区域水文地质图

附图 8 分区防渗示意图

附图 9 生态恢复措施示意图

附件

附件 1 确认函

附件 2 备案确认单

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 江汉油田涪陵页岩气公司 2022 年水基钻屑资源化利用工程服务合同

附件 7 油基岩屑及灰渣处置协议（2022 年）

附件 8 施工期水平衡附表



中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司
涪陵页岩气田平桥区块焦页 182 号立体开发
井组建设项目环境风险专项评价

建设单位：中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司

环评单位：中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司

二〇二二年三月

目录

1 总论	1
1.1 项目由来	1
1.2 评价目的	1
1.3 编制依据	1
1.4 评价时段	2
1.5 评价内容	2
2 评价依据	3
2.1 风险调查	3
2.2 环境风险潜势初判	14
2.3 评价等级	15
3 环境敏感目标概括	15
4 环境风险识别	16
4.1 物质危险性识别	16
4.2 生产系统危险性识别	16
4.3 危险物质向环境转移的途径识别	17
4.4 环境风险分析	18
5 环境风险防范措施及应急要求	21
5.1 环境风险管理目标	21
5.2 环境风险防范措施	21
5.3 环境风险自查表	31
6 环境风险分析结论	32

1 总论

1.1 项目由来

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）》，石油和天然气开采类项目应进行环境风险专项评价。因此，我公司根据项目特点以及建设单位提供的资料，进行了平台厂址及其周围现场踏勘，收集了建设项目的有关资料，在此基础上编制完成了《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司涪陵页岩气田平桥区块焦页 182 号立体开发井组建设项目环境风险专项评价》。

1.2 评价目的

（1）收集项目资料，调查并掌握中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司焦页 182 平台环境风险情况。

（2）据环境影响分析，对不利影响提出环境风险防范措施和应急处理措施，把不利影响减小。

（3）为本项目的环境风险防范措施和应急处理措施提供科学依据。

1.3 编制依据

1.3.1 国家法规、行政法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日修订）；

（2）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018 年 12 月 29 日施行）；

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

（4）《建设项目环境保护管理条例》（国务院第 682 号令，2017 年 10 月 1 日施行）；

（5）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版）（部令 第 16 号）；

（6）《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号）、《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98 号）；

- (7)关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法(试行)》的通知(环发〔2015〕4号);
- (8)《突发环境事件应急管理办法》(环境保护部令2015年第34号);
- (9)《危险化学品安全管理条例》(中华人民共和国国务院令第591号);
- (10)《危险化学品目录》(2015年版,2015年5月1日期实施);
- (11)《重庆市人民政府关于加强突发事件风险管理工作的意见》(渝府发〔2015〕15号);
- (12)《重庆市突发环境事件应急预案》(渝府办发〔2016〕22号);
- (13)《国家危险废物名录》(2021年版,2021年1月1日起实施)。

1.3.2 相关标准、技术规范

- (1)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018);
- (2)《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018);
- (3)《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016);
- (4)《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018);
- (5)《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018);
- (6)《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告2017年第43号);
- (7)《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012);

1.4 评价时段

根据项目特点,本次评价时段分为施工期及运营期。施工期间,环境风险集中在钻井工程和储层改造工程阶段。运营期间,环境风险集中在集气站。

1.5 评价内容

环境风险评价的目的是分析和预测钻井过程中存在的潜在危险、有害因素,钻井期间可能发生的突发性事件或事故,引起井内天然气泄漏,所造成的人身安全、环境影响的损害程度,提出合理可行的防范、应急与减缓措施,以使事故率、

损失和环境风险影响达到可接受水平。

本次风险评价把施工期钻井过程中出现的井喷失控、危险物质泄漏事故引起井场周边环境质量恶化及运营期集输过程中甲烷泄漏作为评价工作重点。

本章按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)和《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发〔2012〕77号)等相关文件的要求,并结合本项目自身特点,重点对本项目运营期间可能发生的突发性事件进行评估,提出防范、应急与减缓措施。

本专项属于《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司涪陵页岩气田平桥区块焦页 182 号立体开发井组建设项目环境影响报告表》中的内容,项目建设内容已在报告表内说明,本专项不再叙述,本专项主要评价内容为环境风险影响分析。

2 评价依据

2.1 风险调查

2.1.1 危险物质识别

(1)原辅材料

页岩气井施工期间主要原辅材料为清水钻井液、水基钻井液、油基钻井液、水泥、稀盐酸。清水钻井液成分为清水。水基钻井液以粘土(主要用膨润土)、水作为基础配浆材料,加入各种有机和无机材料形成的多种成分和相态共存的悬浮液,主要添加成分有聚丙烯酰胺钾盐、沥青 LF-TEX-1、80A51、氯化钠、羧甲基纤维素(CMC)、硅腐植酸钾、磺化沥青钠盐、烧碱、纯碱等化学品。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,目前采用的水基泥浆钻井液属无毒无害物质,呈碱性。油基钻井液以 0 号柴油为主,加入了有机土 OGEL-D、乳化剂 EMUL、降滤失剂 OS-FLA、氯化钙、氧化钙、重晶石粉等化学品,存在易燃易爆物质。

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。

页岩气施工期间使用盐酸作为前置酸,注入地层解堵。盐酸在压裂期间由厂

家运输至井场，采用 10m³的钢体储灌进行储存，储存量一般为 120m³，储存时间一般为 15d，盐酸浓度为 15%。本项目盐酸浓度为小于 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 L_{D50}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。

(2)燃料

施工期间井场设置有柴油发电机备用，停电状况下通过柴油机提供动力和电力。柴油属于闪点在 28℃与 60℃之间的易燃、具爆炸性的液体，属于乙类危险品。

运营期间，集气站内设置有水套加热炉，采出部分页岩气作为燃料对水套加热炉进行加热，页岩气主要成分为甲烷。

(3)中间产品及产品

本项目产品为页岩气，页岩气是指附存于以富有机质页岩为主的储集岩系中的非常规天然气，主要成分为甲烷。

(4)污染物

①废气

本项目废气主要为柴油燃烧废气、甲烷燃烧废气、放空废气。

②废水

本项目废水主要为施工期压裂返排液和运营期间产生的气液分离废水，污染物为 COD 和氯化物，COD 浓度小于 10000mg/L，氨氮浓度小于 2000 mg/L，不属于《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)重点关注的危险物质。

③固废

本项目固废主要为清水岩屑、水基岩屑、油基岩屑、废油、生活垃圾。

(5)火灾和爆炸伴生/次生污染物

柴油、甲烷泄漏遇火发生火灾时，可能产生一氧化碳和二氧化硫。

(6)其他

本项目目的层为龙马溪组，在钻井过程中钻遇地层之间可能含有硫化氢气体，但含量较低，且井场内不对硫化氢进行储存，本次对硫化氢进行风险风险，不纳入Q值结算。

各类物质危险特性或安全技术说明书见表 2.1-1~表 2.1-6。

表 2.1-1 柴油安全技术说明书一览表

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)		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。						

害	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>

表 2.1-2 盐酸安全技术说明书一览表

1、物质的理化常数	
<p>国标编号： 22022</p> <p>中文名称： 氯化氢</p> <p>英文名称： hydrogen chloride</p> <p>别名： 盐酸</p> <p>分子式： HCl</p> <p>熔点： -114.2℃ 沸点： -85.</p> <p>密度： 相对密度(水=1)1.19;</p> <p>蒸汽压：</p> <p>溶解性： 易溶于水</p> <p>稳定性： 稳定</p> <p>外观与性状： 无色有刺激性气味的气体</p> <p>危险标记： 5(不燃气体)</p> <p>用途： 制染料、香料、药物、各种氯化物及腐蚀抑制剂</p>	<p>C A S： 7647-01-1</p> <p>分子量： 36.46</p>
<p>2.对环境的影响:</p> <p>一、健康危害</p> <p>侵入途径：吸入。</p> <p>健康危害：本品对眼和呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。</p>	

急性中毒：出现头痛、头昏、恶心、眼痛、咳嗽、痰中带血、声音嘶哑、呼吸困难、胸闷、胸痛等。重者发生肺炎、肺水肿、肺不张。眼角膜可见溃疡或混浊。皮肤直接接触可出现大量粟粒样红色小丘疹而呈潮红痛热。

慢性影响：长期较高浓度接触，可引起慢性支气管炎、胃肠功能障碍及牙齿酸蚀症。

二、毒理学资料及环境行为

急性毒性：LD₅₀400mg/kg(兔经口)；LC₅₀4600mg/m³，1小时(大鼠吸入)

污染来源：氯化氢可由氯和氢直接合成，或是使氯及水蒸气通过燃烧的焦炭而制成。氯化氢主要用于制造氯化钡、氯化铵等，在冶金、制造染料、皮革的鞣制及染色，纺织以及有关化工生产中亦常用。

危险特性：无水氯化氢无腐蚀性，但遇水时有强腐蚀性。能与一些活性金属粉末发生反应，放出氢气。遇氰化物能产生剧毒的氰化氢气体。

燃烧(分解)产物：氯化氢。

3.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，小泄漏时隔离 150 米，大泄漏时隔离 300 米，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷氨水或其它稀碱液中和。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。废弃物处置方法：建议废料用碱液-石灰水中和，生成氯化钠和氯化钙，用水稀释后排放，从加工过程的废气中回收氯化氢。

二、防护措施

呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具(半面罩)。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。

眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。

身体防护：穿化学防护服。

手防护：戴橡胶手套。

其它：工作毕，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。

三、急救措施

皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用大量流动清水冲洗，至少 15 分钟。就医。

眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。就医。

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

灭火方法：本品不燃。但与其它物品接触引起火灾时，消防人员须穿戴全身防护服，关闭火场中钢瓶的阀门，减弱火势，并用水喷淋保护去关闭阀门的人员。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。

表 2.1-3 甲烷安全技术说明书一览表

国标编号	21007
CAS 号	74-82-8
中文名称	甲烷

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

1、健康危害
 侵入途径: 吸入。
 健康危害: 甲烷对人基本无毒, 但浓度过高时, 使空气中氧含量明显降低, 使人窒息。当空气中甲烷体积分数达 25%-30%时, 可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离, 可致窒息死亡。皮肤接触液化本品, 可致冻伤。

2、爆炸风险
 甲烷爆炸极限为 (V/V) 5.3-15.0%

3、毒理学资料及环境行为
 毒性: 属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中达到 25~30% 出现头昏、呼吸加速、运动失调。
 危险特性: 易燃, 与空气混合能形成爆炸性混合物, 遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、三氟化氮、液氧、二氧化氮及其它强氧化剂接触剧烈反应。

4.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。

表 2.1-4 二氧化硫安全技术说明书一览表

1、物质的理化常数			
国标编号:	23013	CAS:	7446-09-5
中文名称:	二氧化硫		
英文名称:	sulfurdioxide		
别名:	亚硫酸酐		

分子式:	SO ₂	分子量:	64.06
熔点:	-75.5℃	沸点:	-10℃
密度:	相对密度(水=1)1.43;		
闪点(℃):	不适用		
爆炸上限/下限 (%(V/V))	上限:无资料; 下限:无资料		
溶解性:	溶于水、乙醇		
稳定性:	稳定		
外观与性状:	无色气体, 具有窒息性特臭		
危险标记:	6(有毒气体), 11(氧化剂)		
用途:	用于制造硫酸和保险粉等		

2.对环境的影响:

一、健康危害

侵入途径: 吸入。

健康危害: 易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。

急性中毒: 轻度中毒时, 发生流泪、畏光、咳嗽, 咽喉灼痛等; 严重中毒可在数小时内发生肺水肿; 极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息。皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。

慢性影响: 长期低浓度接触, 可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。少数工人有牙齿酸蚀症。

二、毒理学资料及环境行为

急性毒性: LC506600mg/m³, 1小时(大鼠吸入)

刺激性: 家兔经眼: 6ppm/4小时, 32天, 轻度刺激。

致突变性: DNA损伤: 人淋巴细胞 5700ppb。DNA抑制: 人淋巴细胞 5700ppb。

生殖毒性: 大鼠吸入最低中毒浓度(TCL0): 4mg/m³, 24小时(交配前72天), 引起月经周期改变或失调, 对分娩有影响, 对雌性生育指数有影响。小鼠吸入最低中毒浓度(TCL0): 25ppm(7小时), (孕6-15天), 引起胚胎毒性。

致癌性: 小鼠吸入最低中毒浓度(TCL0): 500ppm(5分钟), 30周(间歇), 疑致肿瘤。

危险特性: 不燃。若遇高热, 容器内压增大, 有开裂和爆炸的危险。

燃烧(分解)产物: 氧化硫。

3.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, 并立即进行隔离, 小泄漏时隔离150米, 大泄漏时隔离450米, 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, 穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方, 防止气体进入。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, 用一捉捕器使气体通过次氯酸钠溶液。漏气容器要妥善处理, 修复、检验后再用。

<p>二、防护措施</p> <p>呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具(全面罩)。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴自给正压式呼吸器。</p> <p>眼睛防护：呼吸系统防护中已作防护。</p> <p>身体防护：穿聚乙烯防毒服。</p> <p>手防护：戴橡胶手套。</p> <p>其它：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。</p> <p>三、急救措施</p> <p>皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用大量流动清水冲洗。就医。</p> <p>眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。</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>灭火方法：本品不燃。消防人员必须佩戴过滤式防毒面具(全面罩)或隔离式呼吸器、穿全身防火防毒服。在上风处灭火。切断气源。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。</p>

表 2.1-5 一氧化碳安全技术说明书一览表

1、物质的理化常数	
国标编号:	21005 CAS: 630-08-0
中文名称:	一氧化碳
英文名称:	carbonmonoxide
别名:	
分子式:	CO 分子量: 28.01
熔点:	-199.1℃ 沸点: -191.4℃
密度:	相对密度(水=1)0.79;
闪点(℃):	不适用
爆炸上限/下限 (%(V/V))	上限:74.2; 下限:12.5
溶解性:	微溶于水，溶于乙醇、苯等多种有机溶剂
稳定性:	稳定
外观与性状:	无色无臭气体
危险标记:	4(易燃气体)
用途:	主要用于化学合成，如合成甲醇、光气等，用作精炼金属的还原剂
2.对环境的影响:	
一、健康危害	

侵入途径：吸入。

健康危害：一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。

二、毒理学资料及环境行为

毒性：一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力。中度中毒者除上述症状外，还有面色潮红、口唇樱红、脉快、烦躁、步态不稳、意识模糊，可有昏迷。重度患者昏迷不醒、瞳孔缩小、肌张力增加，频繁抽搐、大小便失禁等。深度中毒可致死。慢性影响：长期反复吸入一定量的一氧化碳可致神经和心血管系统损害。

急性毒性：LC₅₀2069mg/m³，4小时(大鼠吸入)

亚急性和慢性毒性：大鼠吸入0.047~0.053mg/L，4~8小时/天，30天，出现生长缓慢，血红蛋白及红细胞数增高，肝脏的琥珀酸脱氢酶及细胞色素氧化酶的活性受到破坏。猴吸入0.11mg/L，经3~6个月引起心肌损伤。

生殖毒性：大鼠吸入最低中毒浓度(TCL₀)：150ppm(24小时，孕1~22天)，引起心血管(循环)系统异常。小鼠吸入最低中毒浓度(TCL₀)：125ppm(24小时，孕7~18天)，致胚胎毒性。

污染来源：一氧化碳污染主要来源于冶金工业的炼焦、炼钢、炼铁、矿井放炮，化学工业的合成氨、合成甲醇，碳素厂石墨电极制造。汽车尾气、煤气发生炉以及所有碳物质(包括家庭用煤炉)的不完全燃烧均可产生CO气体。

危险特性：是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。

燃烧(分解)产物：二氧化碳。

3.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，并立即隔离150m，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。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。

二、防护措施

呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩带自吸过滤式防毒面具(半面罩)。紧急事态抢救或撤离时，建议佩带空气呼吸器、一氧化碳过滤式自救器。

眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼睛。

身体防护：穿防静电工作服。

手防护：戴一般作业防护手套。

其它：工作现场严禁吸烟。实行就业前和定期的体验。避免高浓度吸入。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。

三、急救措施

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。呼吸心跳停止时，立即进行人工呼吸和胸外心脏按压术。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。

表 2.1-6 硫化氢安全技术说明书一览表

国标编号	21006		
CAS 号	7783-06-4		
中文名称	硫化氢		
英文名称	hydrogen sulfide		
别名	氢硫酸		
分子式	H ₂ S	外观与性状	无色有恶臭气体
分子量	34.08	蒸汽压	2026.5kPa/25.5℃ 闪点: <-50℃
熔点	-85.5℃ 沸点: -60.4℃	溶解性	溶于水、乙醇
密度	相对密度 (空气=1) 1.19	稳定性	稳定
危险标记	4 (易燃气体)	主要用途	用于化学分析如鉴定金属离子
<p>1.对环境的影响:</p> <p>一、健康危害 侵入途径: 吸入。 健康危害: 本品是强烈的神经毒物, 对粘膜有强烈刺激作用。</p> <p>二、毒理学资料及环境行为 急性毒性: LC₅₀168mg/m³ (大鼠吸入) , 人吸入: LCL₀ 600ppm/30min, 800ppm/5min。 污染来源: 一般作为某些化学反应和蛋白质自然分解过程的产物以及某些天然物的成分和杂质, 而经常存在于多种生产过程中以及自然界中。如采矿和有色金属冶炼。煤的低温焦化, 含硫石油开采、提炼, 橡胶、制革、染料、制糖等工业中都有硫化氢产生。开挖和整治沼泽地、沟渠、印染、下水道以及清除垃圾、粪便等作业, 还有天然气、火山喷气、矿泉中也常伴有硫化氢存在。危险特性: 易燃, 与空气混合能形成爆炸性混合物, 遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硫酸或其它强氧化剂剧烈反应, 发生爆炸。气体比空气重, 能在较低处扩散到相当远的地方, 遇明火会引起回燃。燃烧 (分解) 产物: 氧化硫。</p> <p>2.现场应急监测方法:</p> <p>①便携式气体检测仪器: 硫化氢库仑检测仪、硫化氢气敏电极检测仪; ②常用快速化学分析方法: 醋酸铅检测管法、醋酸铅指示纸法</p> <p>3.应急处理处置方法:</p> <p>一、泄漏应急处理 迅速撤离泄漏污染区人员至上风处, 并立即进行隔离, 小泄漏时隔离 150m, 大泄漏时隔离 300m, 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, 穿防毒服。从上风处进入现场。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, 将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液, 管路装止回装置以防溶液吸回。</p> <p>二、防护措施 呼吸系统防护: 空气中浓度超标时, 佩带过渡式防毒面具 (半面罩)。紧急事态抢救或撤离时, 建议佩带氧气呼吸器或空气呼吸器。 眼睛防护: 戴化学安全防护眼镜。身体防护: 穿防静电工作服。手防护: 戴防化学品手套。 其它: 工作现场严禁吸烟、进食和饮水。工作毕, 淋浴更衣。及时换洗工作服。作业人员应学会自救互救。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业, 须有人监护。</p> <p>三、急救措施 皮肤接触: 脱去污染的衣着, 用流动清水清洗。就医。 眼睛接触: 立即提起眼睑, 用大量流动清水或生理盐水彻底清洗至少 5min。就医。 吸入: 迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难, 给输氧。如呼吸停止, 即进行人工呼吸。就医。 灭火方法: 消防人员必须穿戴全身防火防毒服。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。</p>			

表 2.1-7 项目物质一览表

类型	材料名称或类型	成分	使用量或产生量	最大存储量 t	
原辅材料	清水钻井液	水	2100m ³	450m ³	
	水基钻井液	水、表面活性剂等	2100m ³	450m ³	
	油基钻井液	油类物质	2100m ³	450m ³	
	固井水泥	硅酸钙	645t	200t	
	盐酸	HCl	3480m ³	120m ³	
燃料	柴油	油类物质	50t	30 t	
	页岩气	甲烷	78.12×10 ⁴ m ³ /a	不储存	
产品	页岩气	甲烷	1.28×10 ⁸ m ³ /a	不储存	
污 染 物	废水	压裂返排液	COD、氨氮、氯化物等	20873t	4000t
		采出水	COD、氨氮、氯化物等	12775m ³ /a	4000t
	废气	柴油燃烧废气	NO _x 、SO ₂ 、烟尘	少量	不储存
		水套加热炉燃烧废气	NO _x 、SO ₂ 、烟尘	少量	不储存
		放空	甲烷	少量	不储存
	固体废物	清水岩屑	岩石		不储存
		水基岩屑	岩石		300m ³
		油基岩屑	岩石, 含油类物质		48t
		废油	油类物质		3.2t
		生活垃圾	/		1.0t

2.1.2 危险物质数量及分布

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)及安全技术说明书,对上述物质进行危险物质识别,本项目施工期间涉及的危险物质主要包括:油基钻井液、油基岩屑、废油,运营期间涉及的危险物质主要包括甲烷、废油。

本项目危险物质数量及分布情况见表 2.1-8。

表 2.1-8 危险物质数量、分布情况一览表

不同时段	工程阶段	危险物质	最大暂存量	暂存位置
施工期	钻井工程	柴油	30t	柴油罐
		油基岩屑	48t	钢罐
		废油	3.2t	油桶
		油基钻井液	900t(600m ³)	储备罐
	储层改造工程	柴油	15t	盐酸罐
		废油	1.6t	油桶
运营期	集气站生产	甲烷	0.71t	设备、管线
		废油	0.04t	废润滑油暂存间

2.2 环境风险潜势初判

(1)危险物质及工艺系统危险性的确定

本次评价分为施工期及运营期。根据建设项目不同阶段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。

表 2.1-1 建设项目 Q 值确定表

站场	施工时段	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	
182 平台	施工期	钻井工程	柴油	/	30	2500	0.012	
			油基岩屑	/	48	2500	0.0192	
			废油	/	3.2	2500	0.00128	
			油基钻井液	/	900	2500	0.36	
		项目 Q 值 Σ						0.39248
		储层改造工程	柴油	/	15	2500	0.006	
			废油	/	1.6	2500	0.00064	
			项目 Q 值 Σ					
182 集气站	运营期	站场	甲烷	74-82-8	0.71	10	0.071	
			废润滑油	/	0.02	2500	0.000008	
			项目 Q 值 Σ					

②环境风险潜势判断

根据表 2.1-9，拟建项目各阶段 Q 值均小于 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。

2.3 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T 169-2018)，环境风险评价等级按照项目环境风险潜势确定，拟建项目环境风险潜势为 I 类，因此，拟建项目环境风险评价工作等级为简单分析。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，未对简单分析设置评价范围。

3 环境敏感目标概括

本项目根据调查，本项目平台周边 5km 范围内主要为平桥镇、茅坪村等。地表水接纳水体为乌杨溪，具体见表 3.1-1。

表 3.1-1 建设项目环境风险敏感特征表

类别	环境敏感特征					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数
环境空气	1	182-1#居民点	NW	21	居民区	1~5 万人
	2	182-2#居民点	E	20	居民区	
	3	182-3#居民点	SW	275	居民区	
	4	茅坪村	SE	1140	居民区	

	5	平桥镇	NW	1600	居民区	
	厂址周边 500 m 范围内人口数小计					小于 500 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	乌杨溪	III	其他		
	内陆水体排放点下游 10km(近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍)范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	1	无敏目标				
	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	/	不敏感	III	D3	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E3

4 环境风险识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)规定,风险识别包括物质危险性识别、生产系统危险性识别和危险物质向环境转移的途径识别。

4.1 物质危险性识别

本项目施工期间,危险物质为油基钻井液、柴油、油基岩屑、废油等。油基钻井液存放于储备罐内,柴油存放于柴油罐内。运营期间,危险物质为页岩气、废润滑油,主要成分为甲烷,不含硫化氢。其危险性见表 4.1-1。

表 4.1-1 主要危险物质危险性

危险物质	物质危险特性
柴油	可燃、有毒
油基岩屑	可燃、有毒
废油	可燃、有毒
油基钻井液	可燃、有毒
甲烷	易燃、有毒

4.2 生产系统危险性识别

(1)施工期钻井过程潜在危险性因素识别

钻井中常见可能诱发事故的因素有井漏、井涌、气侵,主要事故为井喷、井

喷失控。

①钻井作业危险性因素识别

页岩气在钻探作业过程中发生泄漏后的影响后果严重，即井喷失控、着火爆炸是钻井工作中最重大的危险。当钻进气层后，遇到高压气流，因各种原因使井内压力不能平衡地层压力时而造成井喷和井喷失控事故。

②钻井辅助设施环境风险识别

柴油罐、盐酸罐、储备罐等意外破损将引起周边土壤污染。柴油拉运至井场过程中出现交通事故可能引起水体、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。

(2)运营期潜在危险性因素识别

项目运营过程中可能诱发事故的因素有集气站集输过程中管线等压力设备破裂、泄漏引发火灾爆炸引发的大气污染等。

①站场工程危险性因素识别

项目站场工程中因设备故障引起的天然气泄漏引发的火灾爆炸事故；放空系统可能因阀门密封不严或者破裂、操作不当、维护不到位易造成设备的破裂和泄漏，可能发生火灾爆炸事故。

②天然气集输管线危险因素识别

在天然气管道中，因局部腐蚀引起的管道事故居各类事故之首，因管材及施工缺陷在管道事故中占的比例较大，此外第三方破坏或者地质灾害也可能引起天然气发生天然气泄漏，并可能引发火灾爆炸事故。

4.3 危险物质向环境转移的途径识别

根据项目的危险物质的性质，项目潜在的环境风险主要是在存放的过程中由

于管理或操作的失误导致危险物质的泄漏，泄漏物进入周围环境空气、地表水、土壤，从而导致对周围环境空气、地表水、土壤乃至地下水的污染，进而影响人体健康。

表 4.3-1 环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标	备注
1	钻井辅助设施	储备罐	油基钻井液	土壤、地下水	泄漏渗入土壤	周边居民、农田	施工期
2	柴油罐	柴油罐	液态危险废物	大气、土壤、地下水	泄漏渗入土壤或引起火灾	周边居民、农田	
3	集气站	计量分离器等设备	甲烷	大气	泄漏引起火灾	周边居民	运营期
4	集气管线	管线	甲烷	大气	泄漏引起火灾	周边居民	

4.4 环境风险分析

4.4.1 井喷失控环境风险分析

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。其中可能造成最大危害的是井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人、伤亡事故。根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》(AQ2016-2008)和本项目钻井工程设计资料，钻井现场井场配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，按照中石化集团公司对发生井喷环境风险事故时的井控管理要求，在“含硫化氢天然气井出现井喷事故征兆时，现场作业人员应立即进行点火准备工作”；在符合下述条件之一时，须在 5min 内实施井口点火：①“气井发生井喷失控，且距井口 500m 范围内存在未撤离的公众；②距井口 500m 范围内居民点的硫化氢 3 min 平均监测浓度达到 100ppm，且存在无防护措施的公众；③井场周边 1000 米范围内无有效的 H₂S 监测手段”。

由于本项目井口周边 500m 范围内有分散居民，事故状态下应在 5min 内启动点火程序实施点火。井场内同时配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，可有效确保按要求在井喷失控后 5min 内成功实施点火作业。

4.4.2 钻井过程中地层间气体涌出

根据现阶段钻井情况，所穿地层中长兴组、龙潭组和茅口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。

4.4.3 套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险影响分析

套管破裂在钻井中出现的几率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的几率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带。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。

4.4.4 池体破损环境风险影响分析

本项目采用放喷池临时暂存压裂返排液。池体意外破损将引起水体污染，该废水中 pH 值呈碱性、可溶性盐含量高、含石油类，影响土壤的结构，危害植物生长。

污水所含的其他有机处理剂使水体的 COD、SS 增高，水体污染会对地势低于池体的水环境产生破坏，破坏农作物和影响土壤质量，同时会对坡面的地表植被和土壤产生影响，池体为半埋式结构，泄漏不易于发现，持续时间长，但泄漏量相对较小，对土壤影响可控。

4.4.5 地下水井涌事故风险影响分析

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

4.4.6 柴油罐事故影响分析

网电断电时，钻井需使用柴油，柴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几率很小，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。

4.4.7 压裂前置酸泄漏事故影响分析

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

4.4.8 油基岩屑外运过程事故影响分析

本项目油基岩屑利用交由有危险废物处置资质的单位进行转运及处置，不在评价范围。本次环评提出建议，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。

4.4.9 废水转运事故影响分析

本项目废水输送至采出水处理站处理后达标排放，转运采用专用罐车或者管线输送，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的几率很小，罐车转运过程中发生事

故污染的可能性极小，管线采用高压软管输送，泄漏可能性低，加强转运风险防范及定期巡检后，其环境风险值在环境可接受范围内。

4.4.10 集输过程中环境风险分析

在集输过程中，若发生甲烷泄漏事故时，会进入周边环境，造成大气污染。当空气中甲烷浓度达 25%-30%时，将造成人体不适，甚至窒息死亡。当甲烷浓度到达爆炸极限时，会发生爆炸，引发火灾，造成人员和财产损失。爆炸和火灾引发的有毒有害气体和烟尘会破坏植被、污染土壤，对周边生态环境和居民健康产生不利影响。

5 环境风险防范措施及应急要求

5.1 环境风险管理目标

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

5.2 环境风险防范措施

5.2.1 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)、《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》(Q/CNPC53)的要求执行。

目前中石化重庆涪陵页岩气勘探有限公司安全环保管理部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。

拟建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。

5.2.2 施工期环境风险防范措施

(1) 钻井工程井控措施

钻井过程中严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》、《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》《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 30 MPa，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《含硫油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2003)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 50mg/m³ 以下。

(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《含硫油气井安全钻井推荐作》(SY/T5087-2003)8.2.2.3 节要求，“当发生井喷失控时，应按下列应急程序立即执行：(a)当现场总负责人或其指定人员向当地政府报告，协助当地政府做好井口 500m 范围内的居民的疏散工作，根据监测情况决定是否扩大撤离范围；(b)关停生产设施；(c)设立警戒区，任何人未经许可不得入内；(d)请求援助”。因此建设单位应根据本项目钻井设计，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《钻井井控技术规程》(SY/T6426-2005)、《含硫油气井安全钻井推荐作》(SY/T5087-2003)、《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)、《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6283-1997)和《石油天然气钻井健康、安全与环境管理导则》(Q-CNPC 53-2001)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，应立即将池体中废水全部转运井场场内可用罐体或采用罐车拉运至工区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，应将涌出水引入水池中。

此外，为防范井涌，钻井过程中还配备了加重材料，主要为重晶石(含钡硫酸盐矿物)。由于重晶石密度大、硬度适中、化学性质稳定、不溶于水和酸、无磁性和毒性。通过将加重材料注入井中，在高压下，可以起到压制地下水涌出的作用，可以防止井涌。

(7)地下水漏失方法

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

(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 5min 内及时点火的原则，5min 内泄漏的天然气不会危及井场周边农民的生命和健康。但为了确保周围居民的健康，应在井喷失控时紧急疏散撤离周边井口 500m 范围内居民，至固井作业完成。井场配备高音喇叭、防爆灯具，以便夜间事故及时通知周边居民，防爆灯具应布置在井

场内风向标处，以便井场人员和周边较近居民可判断风向，带领其他人员撤离。井场实行轮班制度，保证夜间各岗位有相应值班人员。对居民进行公众教育、培训中应强调夜间自救内容，要求居民夜间保持通讯设备的畅通，夜间不关手机等教育。强调在钻气层期间夜间保持一定的警惕，提出在夜间事故报警后及时撤离。

(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。

5.2.3 运营期环境风险防范措施

(1)管道工程安全措施

集气管道线路安全应符合现行国家标准《石油天然气工程防火规范》(GB50183-2004)中有关规定的要求。

(2)站场工程安全措施

设置井口安全截断阀，可在超压或失压情况下自动快速截断，保护气井和地面设施。

为防止场站内设备及管线超压，场站内设置有安全泄放阀，安全泄压阀与场站放空系统相连。站内管线及设备设有手动放空，放空阀后与防空系统相连；

集气站设置有放空立管，作为检维修、事故站内管线的放散。

(3)消防工程安全措施

依据 GB50140-2005 规定，井站、集气站属于五级站，按要求配制灭火器材，扑灭初期火灾。

(4)自动控制工程安全措施

设置井口安全截断系统，当检测点压力超高或超低以及火灾情况下，该系统自动关闭井口，同时也能人工紧急关闭井口。

在场站出站管线设置压力检测和压力高、低报警，压力超低时对出站管线进行安全连锁截断。

场站设置固定式可燃气体检测报警系统，固定式气体检测报警系统由现场探测器、控制器及配套报警喇叭等设备组成。井口装置区设置可燃气体(甲烷)探测器，现场探测器的检测信号采用铠装控制电缆敷设至控制器，信号传入控制器进行显示，当控制器接收到超标信号，传送至喇叭进行报警。

在场站的主出入口和逃生门外分别设置有火灾手动报警按钮和声光报警器，当现场操作人员发现有火灾等紧急情况发生时，迅速逃离装置区并按下手动报警按钮触发井场安全连锁，同时触发声光报警器启动提醒其余操作人员迅速撤离，保证人身安全。

(5)工程安全管理措施

① 防火灾、爆炸对策措施

建立动火制度，明确责任制，对火源进行严格管理。

建立站场管道和阀门等的定期检查和防腐蚀制度，以防止因腐蚀原因和阀门失灵等而存在的漏气现象发生。

整个场站应当严禁烟火。

严格执行安全生产制度及操作规程，防止因误操作而造成阀门和仪表失灵等，从而导致危险。

② 站场装置和管道防爆对策措施

严格执行安全生产制度及操作规程。

投产后的管线定期进行防腐涂层检测、阴极保护有效性检查、智能清管检测等。

站内设备和管线严禁超压工作。

安全阀与压力表定期校验检查，保证准确灵敏。

上班人员应戴工作服和工作鞋，以免产生静电火花和撞击火花。

③ 管道运行管理对策措施

建立安全技术操作规程和巡检制度。

制定定期检测计划，定期对照安全检查表进行安全检查。

管道防腐设备、检测仪器、仪表，实行专人负责制，定期鉴定和正确使用。

5.2.4 环境风险事故应急措施

(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 5min 内完成井口点火燃烧泄漏天然气。将天然气燃烧转化为 CO₂和 H₂O。放喷燃烧期间井口外 500m 范围内确保无居民。点火应监测甲烷浓度，取 5.0%和 15%作为甲烷的爆炸上、下限区域，防止爆炸事故。

(3)环境风险事故时人员撤离的范围及路线

①紧急撤离区

本项目井口 500m 范围内为紧急撤离区，虽然在严格按照井喷失控 5min 后及时点火的原则，5min 内泄漏的天然气浓度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、区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。

(5)井喷失控燃烧井口的应急措施

项目钻至含气层后密切注意井口返空物质情况，同时防止周围有人使用明火，避免造成安全事故。

(6)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。企业在泄漏点周边设置便携监测仪确定浓度，根据浓度确定具体撤离范围。气窜发生时及应立即采取井下堵漏措施，并通过井口放喷管放喷燃烧泄压，减少周边地表泄漏点泄漏量，此

类环境风险是可控的。

(7)环境应急监测方案

在事故现场核心区和周边居民点共设置 8 个空气监测点，扩散时监测项目 H₂S、CH₄，燃烧时监测 SO₂、CO。项目所在的武隆区环境监测站设备较完善，监测人员业务能力较强，能够完成应急监测任务，不能完成的项目可申请重庆市环境监测中心协助。

(8)油品、盐酸等泄漏应急措施

根据现场情况，尽快切断污染源，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，清楚泄漏区的油污染。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，考虑用中转泵回收到同品空罐，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。酸少量泄漏，可以用大量的消防水冲洗泄漏处，稀释泄漏的工业盐酸；大量盐酸泄漏，地面上会四处蔓延扩散，难以收集处理。可以采用筑堤堵截或者引流到安全地点，并将泄漏物抽入容器或槽车内。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。

(9)事故发生后外环境污染物的消除方案

当发生天然气扩散时，应及时进行井控，争取最短时间控制井喷源头，尽可能切断泄漏源。天然气扩散时间短，通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中可燃气体浓度，可通过消防车喷雾状水溶解，将大气污染物转化为地表水污染

物。井喷失控点燃后可通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中污染物浓度。

5.2.5 环境风险应急预案

中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司已编制了《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件风险评估报告》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》，并已在涪陵区生态环境局完成备案，并抄送至武隆区生态环境局。

该应急预案适用于中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司在涪陵、武隆、南川管辖区域内页岩气开发项目的突发环境事件的处置。因此，本项目可依托该应急预案进行事故救援。环境风险评估报告备案编号：5001022021120001；应急预案备案编号：500102-2021-125-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。

当发生突发环境事件时，涉事承包商应立即组织救援，开展现场应急处置，当突发环境事件势态严重时或超出涉事承包商处置能力时，应扩大应急，请求中石化重庆页岩气有限公司支援。当中石化重庆页岩气有限公司启动预案后，应负责调动应急人员、调配应急资源和联络外部应急组织或机构，组织和协调有关部门参与现场应急处置。当事态进一步扩大时，超出中石化重庆页岩气有限公司预案处置能力时，应依据本预案内容扩大应急，请求地方政府或中国石油化工股份有限公司华东油气分公司支援。

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。

企业于2021年12月对《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件风险评估报告》和《中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司突发环境事件应急预案》进行了修订并备案，本次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，在完善本次技改项目的风险防范措施后，其余可依托现有工程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。

5.3 环境风险自查表

本项目环境风险自查表见表 5.3-1。

表 5.3-1 风险自查表

工作内容		完成情况							
风险调查	危险物质	名称	甲烷	废润滑油					
		存在量/t	0.71	0.02					
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数<500人			5km 范围内人口数 1~5 万人			
			每公里管段周边 200 m 范围内人口数(最大)				/人		
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>		F2 <input checked="" type="checkbox"/>		F3 <input type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>		S2 <input type="checkbox"/>		S3 <input checked="" type="checkbox"/>	
		地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>		G2 <input type="checkbox"/>		G3 <input checked="" type="checkbox"/>	
			包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>		D2 <input type="checkbox"/>		D3 <input checked="" type="checkbox"/>	
物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>		1≤Q<10 <input type="checkbox"/>		10≤Q<100 <input type="checkbox"/>		Q>100 <input type="checkbox"/>	
	M 值	M1 <input type="checkbox"/>		M2 <input type="checkbox"/>		M3 <input type="checkbox"/>		M4 <input type="checkbox"/>	
	P 值	P1 <input type="checkbox"/>		P2 <input type="checkbox"/>		P3 <input type="checkbox"/>		P4 <input type="checkbox"/>	
环境敏感程度	大气	E1 <input type="checkbox"/>		E2 <input checked="" type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>			
	地表水	E1 <input type="checkbox"/>		E2 <input checked="" type="checkbox"/>		E3 <input type="checkbox"/>			
	地下水	E1 <input type="checkbox"/>		E2 <input type="checkbox"/>		E3 <input checked="" type="checkbox"/>			
环境风险潜势	IV ⁺ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>		III <input type="checkbox"/>		II <input type="checkbox"/>		I <input checked="" type="checkbox"/>	
评价等级	一级 <input type="checkbox"/>			二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>	
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>				易燃易爆 <input type="checkbox"/>			
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>				
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>			地表水 <input checked="" type="checkbox"/>			地下水 <input checked="" type="checkbox"/>	
事故情形分析	源强设定法		计算法 <input type="checkbox"/>		经验估算法 <input type="checkbox"/>		其他估算法 <input type="checkbox"/>		
风险预	大气	预测模型		SLAB <input type="checkbox"/>		AFTOX <input type="checkbox"/>		其他 <input type="checkbox"/>	
		预测结果		大气毒性终点浓度-1 最大影响范围__m					
				大气毒性终点浓度-2 最大影响范围__ m					

测 与 评 价	地表水	最近环境敏感目标 L ，到达时间 h
	地下水	下游厂区边界到达时间 L_d
		最近环境敏感目标 L ，到达时间 L_d
重点风险防范措施	为防止场站内设备及管线超压，场站内设置有安全泄放阀，安全泄压阀与场站放空系统相连。站内管线及设备设有手动放空，放空阀与放空系统相连；集气站设置有放空立管，作为检维修、事故站内管线的放散。设置井口安全截断系统，当检测点压力超高或超低以及火灾情况下，该系统自动关闭井口，同时也能人工紧急关闭井口。	
评价结论与建议	建设单位必须高度重视，做到风险防范警钟长鸣，安全生产管理常抓不懈，严格落实各项风险防范措施，不断完善风险管理体系和应急预案。在落实风险防范对策措施、做好应急预案的前提下，本项目的环境风险可防控。	

6 环境风险分析结论

本项目风险事故发生几率低，但事故发生对环境的影响重大，工程主管部门通过完善井控、防火、防爆安全以及硫化氢安全防护等措施，尤其是井喷失控后按《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》(AQ2016-2008)5min 内点火、撤离居民等关键措施。制定详尽有效的事故应急方案，充分提高队伍的事故防范能力，严格按照钻井设计和行业规范作业，强化健康、安全、环境管理(HSE)，该项目的环境风险值会大大的降低。通过按行业规范要求进行风险防范和制定应急措施，将该项目环境风险几率和风险影响降至可接受水平。

建设单位在建设过程中应落实项目提出的风险对策措施，当发生风险事故时立即启动事故应急预案，能确保事故不扩大，不会对周边环境造成较大危害。在采取完善的环境风险防范措施下，本次技改项目环境风险可防控，事故状态下不会对周边环境造成影响。

通过评价可以看出，本项目在落实设计、建设和运行各项环境风险防范措施和应急预案落实的基础上，加强风险管理的条件下，本项目的建设从环境风险的角度考虑是可行的。

建设单位必须高度重视，做到风险防范警钟长鸣，安全生产管理常抓不懈，严格落实各项风险防范措施，不断完善风险管理体系和应急预案。在落实风险防范对策措施、做好应急预案的前提下，本项目的环境风险防控。

表 6.1-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	涪陵页岩气田平桥区块焦页 182 号立体开发井组建设项目				
建设地点	(/)省	(重庆市)	(武隆)区	(平桥)镇	(/)园区
地理坐标	经度	107°22'2.219"	纬度	29°21'17.573"	
主要危险物质及分布	柴油罐、盐酸罐、油基钻井液、目的层天然气				
环境影响途径及危害后果	<p>池体在遇雨季和山洪暴发，引起池体垮塌或溢流将引起周边土壤污染。柴油拉运至井场过程中出现交通事故可能引起水体、土壤污染。水池中污水所含的其他有机处理剂使水体的 COD、SS 增高，水体污染会对地势低于水池的水环境产生破坏，破坏农作物和影响土壤质量，同时会对坡面的地表植被和土壤产生影响。废油泄漏主要污染周边旱地土壤，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。在天然气管道中，因局部腐蚀引起的管道事故居各类事故之首，因管材及施工缺陷在管道事故中占的比例较大，此外第三方破坏或者地质灾害也可能引起天然气发生天然气泄漏，并可能引发火灾爆炸事故。在集输过程中，若发生甲烷泄漏事故时，会进入周边环境，造成大气污染。当空气中甲烷浓度达 25%-30%时，将造成人体不适，甚至窒息死亡。当甲烷浓度到达爆炸极限时，会发生爆炸，引发火灾，造成人员和财产损失。爆炸和火灾引发的有毒有害气体和烟尘会破坏植被、污染土壤，对周边生态环境和居民健康产生不利影响。</p>				
风险防范措施要求	详见第 5 章节				
填表说明	经风险调查、风险潜势初判，拟建项目 Q 值小于 1，确定项目风险潜势为 I，评价工作等级为简单分析				

涪陵页岩气田平桥区块
焦页 182 号立体开发井组建设项目
地下水环境影响专项评价报告



中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司
CCTEG Chongqing Engineering (group) Co., Ltd.

二〇二二年三月

目 录

1	总论	1
1.1	项目由来	1
1.2	评价原则与内容	1
1.3	编制依据	2
1.4	评价等级与范围	3
1.5	地下水功能与环境保护目标	4
1.6	环境影响评价执行标准	5
1.7	地下水环境影响评价重点	6
2	项目区自然地理概况	8
2.1	地理位置与交通	8
2.2	水文条件	8
2.3	区域地质条件	8
2.4	区域水文地质条件	9
3	地下水环境现状调查与评价	12
3.1	环境质量调查范围	12
3.2	监测点及监测因子	12
3.3	监测频率	12
3.4	地下水质量评价标准与方法	12
3.5	地下水质量监测与评价结果	13
4	地下水环境影响预测与评价	15
4.1	预测与评价原则	15
4.2	预测与评价范围	15
4.3	地下水预测模型	错误!未定义书签。
4.4	地下水污染预测与评价	错误!未定义书签。
4.5	评价小结	23
5	地下水环境保护管理措施与对策	24
5.1	基本原则	24
5.2	污染防治措施	24
5.3	地下水环境监测与管理	27
6	结论与建议	29
6.1	结论	29
6.2	建议	29

1 总论

1.1 项目由来

涪陵页岩气田平桥区块焦页 182 号立体开发井组建设项目位于武隆区平桥镇茅坪村，井场内拟新增部署 7 口页岩气开发井。开展本项目地下水环境影响专项评价的目的，是按照《建设项目环境影响报告表编制技术指南（生态影响类）（试行）》要求，“陆地石油和天然气开采”需设置地下水专题，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境（HJ 610—2016）》要求，进行全面评价。

1.2 评价原则与内容

1.2.1 评价原则

（1）开展地下水环境专题评价的目的在于贯彻《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国水污染防治法》、《地下水管理条例》、《地下水污染防治实施方案》等文件精神，在做好页岩气开发的同时，强化地下水污染防治。

（2）页岩气开发项目属于《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 中的“F 石油、天然气，38 天然气、页岩气开采（含净化）”，属于 II 类项目，因此按照 II 类项目要求开展调查与评价。

（3）根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），对页岩气开发过程中可能造成地下水污染的环节进行识别分析，确定污染源强、污染途径等；依据区域的水文地质条件，划定水文地质单元，确定地下水环境评价范围，调查评价范围内地下水环境敏感点分布，识别地下水环境的敏感性。

（3）根据页岩气开发对地下水的影响主要为施工期的特点，重点梳理施工期，施工储存、使用的物料、废水特性，识别其污染地下水的途径。按照“源头控制、分区防渗”的原则，分析其在正常情况和非正常状况两种情景下，对地下水的影响程度，并按照分区防渗的原则，制定防渗方案，并提出监控要求。

1.2.2 评价内容

根据本项目的性质、特点及其产生的污染物可能对地下水环境存在的潜在污染危害性，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求，同时根据评价范围内水文地质特征和环境敏感程度，确定本项目地下水环境影

响评价工作内容主要如下：

(1) 工程分析：根据焦页 182 号扩井组立体开发调整方案等资料，重点分析建设项目建设可能造成地下水污染的施工环节和物料储存情况，分析其污染地下水的途径等。

(2) 水文地质条件调查：调查评价范围内地下水类型和赋存条件、地下水补径排条件、地下水水化学特征、地下水动态特征和地下水开发利用现状等条件，为地下水环境影响的评价预测提供基础。

(3) 地下水环境现状调查与评价：根据项目类别，进行地下水环境质量监测，了解地下水环境质量背景值情况，查清项目周边的地下水环境质量现状及其污染现状。

(4) 地下水环境影响预测与评价：依据水文地质条件，选取合适的预测模型和源强，预测对地下水水质影响程度和范围。

(5) 地下水环境保护措施与对策：依据污染物特征、场地包气带防污性能、污染易发现程度等，提出有针对性的防渗措施，并提出管理意见，制定地下水环境影响跟踪监测计划。

1.3 编制依据

1.3.1 环境保护法律法规

(1) 《中华人民共和国环境保护法》（2014 年 4 月 24 日修订）；

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

(3) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年 6 月修正）；

(4) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》生态环境部第 16 号令（2021 年 1 月 1 日起施行）；

(5) 《关于加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发[2005]152 号）；

(6) 《关于印发<建设项目环境影响报告表>内容、格式及编制技术指南的通知》环办环评〔2020〕33 号。

1.3.2 相关技术规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016);

(2) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016);

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ/T2.3-2018);

(4) 《地下水环境监测技术规范》(HJ 164-2020);

(5) 《饮用水水源保护区划分技术规范》(HJ/T338-2018);

(6) 《全国地下水功能区划定技术大纲》，2005 年，水利部水利水电规划设计总院。

1.3.3 建设项目相关资料

(1) 《焦页 182 号扩井组立体开发调整方案》;

1.4 评价等级与范围

1.4.1 评价等级

(1) 建设项目行业分类

根据项目建设内容，本项目属于《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录 A 中“F 石油、天然气，38 天然气、页岩气开采（含净化）”，属于 II 类项目。

(2) 地下水环境影响评价工作等级

根据现场的调查结果和收集的相关资料表明，本项目建设场地不涉及当地集中式饮用水水源的保护区及其准保护区，也不涉及与地下水环境相关的其他保护区，但是井场周围分布有分散式饮用水源。因此，通过查询导则中的地下水环境敏感程度分级表（表 1.4-1）可知，本项目地下水环境敏感程度属于“较敏感”。

表 1.4-1 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感程度分级表
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。

较敏感 (✓)	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地，特殊地下水水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区。
注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

综上所述，参考《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的评价等级划分要求（表 1.4-2），本项目地下水环境影响评价工作等级按照“二级”进行评价。

表 1.4-2 建设项目评价工作等级分级表

项目类别 环境敏感程度	I 类项目	II 类项目	III 类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二 (✓)	三
不敏感	二	三	三

1.4.2 评价范围

根据《地下水环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境现状调查评价范围应包括于建设项目相关的地下水环境保护目标，以能说明地下水环境现状，反映调查评价区地下水基本渗流特征，满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。

通过现场调查和相关资料表明，本项目建设项目场地出露于三叠系中统雷口坡组（T₂l）地层，位于桐麻湾背斜西翼岩性主要以黄灰色钙质页岩、紫红色泥岩与薄层泥质灰岩，白云岩互层为主，建设项目场址处地下水主要以由东南向西北径流为主，结合区内地下水赋存和补径排特征，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的划分要求，本次地下水评价范围主要选用自定义法进行划定。具体范围为：东南侧以山脊线为界，南、北侧以分水岭为边界，西侧以乌杨溪为边界形成一个相对完整独立的水文地质单元，面积约 26.91km²。见附图 1。

1.5 地下水功能与环境保护目标

1.5.1 地下水环境功能

根据现场调查结果，根据资料收集和现场踏勘情况，项目周边地下水类型为裂隙溶洞泉水。评价范围内不存在地下水集中式饮用水水源地，评价区内居民以裂隙溶洞泉水为生活饮用水，因此，项目区域地下水的主要功能为地下水资源供给功能，满足当地居民生活用水，因此参照执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准功能。

1.5.2 地下水保护目标

本项目位于重庆市武隆区平桥镇茅坪村 1 组，评价范围内没有地下水集中式饮用水水源保护区，周边居民大部分以出露的溶洞裂隙水为饮用水源。

综上所述，本项目地下水环境保护目标为井场周边出露的溶洞，各保护目标（分散式泉点）分布、保护目标信息见表 1.5-1。具体位置见附图 1。

表 1.5-1 评价区地下水环境保护目标信息一览表

名称	位置 (m)	环境敏感特性
Q1	107.3680°, 29.3558°, 位于井场东北侧，距离井场最近距离约 70m，出水高程约 +558m，与井场高差约+12m	出露地层雷口坡组，流量 0.5L/S，供应 1 户居民饮用水
Q2	107.3709°, 29.3546°, 位于井场东侧，距离井场最近距离约 275m，出水高程约 +589m，与井场高差约+43m	出露地层雷口坡组，流量 1.0L/S，供应 8 户居民饮用水
Q3	107.3704°, 29.3614°, 位于井场北侧约 720m，出水高程 588m，与井场高差约+42m	出露地层雷口坡组，流量 1.0L/S，供应 7 户居民饮用水
Q4	107.3708°, 29.3658°, 位于井场北侧约 1238m，出水高程 508m，与井场高差约 -38m	出露地层雷口坡组，流量 0.1L/S，供应 2 户居民饮用水
Q5	107.3691°, 29.3662°, 位于井场北侧约 1265m，出水高程 621m，与井场高差约 +75m	出露地层雷口坡组，流量 0.3L/S，供应 3 户居民饮用水
Q7	107.3649°, 29.3332, 位于井场南侧约 2340m，出水高程 670m，与井场高差约 +124m	出露地层飞仙关组，流量 5.1L/S，周边石茂村 1 组和 2 组居民利用自建水池和供水管线供水，供水人数约 400 人
Q8	107.3540°, 29.3211, 位于井场南侧约 3867m，出水高程 679m，与井场高差约 +133m	出露地层飞仙关组，现场调查时流量约 2.2L/s，周边石茂村 5 组居民利用自建水池和供水管线供水，供水人数约为 286 人

1.6 环境影响评价执行标准

本次评价按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中对地下水质量分类依据，结合项目区地下水实际使用情况，对本项目所在区域按照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准进行评价，石油类参考《地表水环境质

量标准》(GB3838-2002) III 类标准值, 具体见表 1.6-1。

表 1.6-1 III类地下水质量标准

污染物	pH(无量纲)	石油类*	耗氧量	氨氮	硫酸盐	总硬度
III类标准值	6.5~8.5	≤0.05	≤3.0	≤0.2	≤250	≤450
污染物	氯化物	铁	锰	阴离子表面活性剂	溶解性总固体	
III类标准值	≤250	≤0.3	≤0.1	≤0.3	≤1000	

备注：“石油类参考《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类水质标准值。

1.7 地下水环境影响评价重点

本项目建设期间, 对地下水影响潜在的因素包括正常状况和非正常状况两种情景。正常情况下, 可能造成地下水污染的钻井泥浆、柴油、废水等储存在防渗完好的设施内, 渗漏几率小; 非正常主要为防渗设施发生破损等情况下对地下水环境的污染。

2 项目区自然地理概况

2.1 地理位置与交通

本项目位于重庆市武隆区平桥镇茅坪村 1 组，项目平台距武隆区城直线距离约 34km，距平桥镇直线距离约 3km。各井场经农村机耕道与 S303 省道连接，所在地交通较为方便。

2.2 水文条件

焦页 182#平台周边 500m 范围内无地表水体，区域降雨经井场附近冲沟汇入乌杨溪。焦页 182#平台距离乌杨溪约 2.1km，乌杨溪与井场高差-210m。

乌杨溪为溪沟，水量随季节降雨变化。乌杨溪汇入的大溪河为常年地表径流水，自西南向东北经 20km 后汇入乌江。本项目所在地乌杨溪段水域功能为III类，原为平桥镇集中饮用水源，根据《重庆市生态环境局关于公布实施黔江区等区县（自治县）集中式饮用水水源地保护区的函》（渝环函〔2021〕566 号），已取消供水功能及饮用水源保护区。

2.3 区域地质条件

2.3.1 地形地貌

区域构造上隶属于川东高陡褶皱带万县复向斜南部的桐麻湾背斜西翼。川东高陡褶皱带是四川盆地川东南构造区最重要的二级构造单元，也是四川盆地的重要产气区。

2.3.2 地层

区域东南侧桐麻湾背斜向西北地表依次出露二叠系、三叠系、侏罗系地层，本项目出露三叠中统雷口坡组地层。区内地层自下而上发育：中奥陶统十字铺组，上奥陶统宝塔组、涧草沟组、五峰组，下志留统龙马溪组、小河坝组、韩家店组，中石炭统黄龙组，下二叠统梁山组、栖霞组、茅口组，上二叠统龙潭组、长兴组，下三叠统飞仙关组、嘉陵江组，中三叠统雷口坡组。地层厚度及岩性简述见表 4.1-1。

表 4.1-1 区域地层简表

地 层					岩 性 简 述
界	系	统	组	代号	
中 生	三 叠 系	中统	雷口坡组	T ₂ l	紫红、灰绿色泥页岩与灰色角砾灰岩、灰岩互层
		下统	嘉陵江组	T ₁ j	灰岩为主。顶部见一中薄层灰、黄灰色白云岩、含灰白云岩，底部见一中厚层灰、深灰色云质灰岩
			飞仙关组	T ₁ f	顶部为灰黄色含灰泥质白云岩，间夹紫红色泥岩，中部以灰色、深灰色云质灰岩、鲕粒灰岩为主，下部为深灰色云质灰岩，底部见一层深灰色含灰泥岩
古 生 界	二 叠 系	上统	长兴组	P ₂ ch	灰岩。上部岩性主要为灰色、深灰色生屑（含生屑）灰岩，下部岩性为浅灰色、灰色、深灰色灰岩
			龙潭组	P ₂ l	中部岩性以灰、深灰色灰岩、含泥灰岩为主夹薄层含生屑灰岩，上、下部岩性为灰黑色碳质泥岩
		下统	茅口组	P ₁ m	灰岩、云质灰岩、泥质灰岩为主，夹薄层灰黑色泥岩、深灰色含灰泥岩及含生屑灰岩
			栖霞组	P ₁ q	灰岩，灰、浅灰色，局部泥质含量较重
			梁山组	P ₁ l	上部为薄层的灰黑色碳质泥岩与薄层的灰色（含云）灰岩互层，下部为灰色泥岩夹一薄层含砾粉砂岩条带。
	中石炭统	黄龙组	C ₂ h	灰岩，含云质灰岩	
	志 留 系	中统	韩家店组	S ₂ h	上部以紫红、棕红色泥岩、粉砂质泥岩为主夹薄层灰、绿灰色泥岩；中部以绿灰色泥岩、粉砂质泥岩夹薄层绿灰色泥质粉砂岩、粉砂岩；下部以灰色泥岩、粉砂质泥岩夹薄层灰色泥质粉砂岩、粉砂岩
		下统	小河坝组	S ₁ x	灰色、深灰色泥岩为主，夹薄层粉砂质泥岩
			龙马溪组	S ₁ l	上部以深灰色泥岩为主；中部灰-深灰色泥质粉砂岩与灰色粉砂岩互层；下部以大套灰黑色页岩、碳质页岩及灰黑色泥岩、碳质泥岩为主
	奥 陶 系	上统	五峰组	O ₃ w	黑色碳质泥岩；顶见 0.10m 灰黑色灰质泥岩
涧草沟组			O ₃ j	浅灰色含云灰岩、泥质灰岩，取芯见浅灰色含云瘤状灰岩。	
中统		宝塔组	O ₂ b	浅灰色灰岩	
		十字铺组	O ₂ sh	浅灰色泥质灰岩	

2.4 区域水文地质条件

2.4.1 地下水类型及地下水补给、径流、排泄条件

(1) 松散孔隙水 (Q)

大气降雨为第四系松散孔隙水的主要补给水源，地下水受大气降雨补给后，向下部渗流，在基岩上部，由高至低渗流，在低处形成季节性溪沟；少量沿风化裂隙带补给基岩地层。

(2) 碎屑岩夹碳酸岩裂隙溶洞水

紫红色、黄灰、灰绿色页岩，钙质页岩、砂质页岩夹灰岩，白云岩及泥质灰岩。碳酸盐约占总厚的 35%。出露于低位向斜轴部及两翼，以赋存碳酸岩岩溶水为主，暗河、溶洞不发育，水量贫乏。根据《区域水文地址普查报告 南川幅 H-48-[30]》表 9 碳酸岩类岩溶是富水性简表，雷口坡组碎屑岩夹碳酸岩裂隙溶洞水，岩溶发育程度为不发育。

区域水文地质图详见附图 1。

2.4.2 地下水水化学特征

本次评价委托重庆厦美环保科技有限公司对项目北侧出露泉点的 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 进行监测。根据-舒卡列夫分类，将阳离子划分为 Ca、Ca+Mg、Mg、Na+Ca、Na+Ca+Mg、Na+Mg、Na 七组，将阴离子划分为 HCO_3^- 、 $HCO_3^-+SO_4^{2-}$ 、 $HCO_3^-+SO_4^{2-}+Cl^-$ 、 SO_4^{2-} 、 $SO_4^{2-}+Cl^-$ 、 Cl^- 七组，超过 25% 毫克当量的离子按照矩阵法组合出 49 类水。

表 2.4-1 地下水化学类型分析计算表

离子	监测浓度 (mg/L)	分子量	离子价	毫克当量	毫克当量百分数
HCO_3^-	207	61	1	3.39	63.59%
CO_3^{2-}	0	60	2	0.00	0
Cl^-	4.11	35.5	1	0.12	2.17%
SO_4^{2-}	87.7	96	2	1.83	34.24%
K^+	1.13	39	1	0.03	0.54%
Na^+	4.65	23	1	0.20	3.75%
Ca^{2+}	80.7	40	2	4.04	74.84%
Mg^{2+}	13.5	24	2	1.13	20.87%

由上表统计分析可知，项目区地下水类型为 $HCO_3^-+SO_4^{2-}-Ca$ 型地下水。

2.4.3 地下水动态特征

区内地下水的补给条件受多种因素控制，以大气降水渗入为主要补给来源，故其变化与大气降水的年变化和多年变化呈正相关，地下水动态主要受降水和

裂隙发育的控制，变化较大，以裂隙岩溶泉的形式出露（流量一般在数十至数百升每秒），其动态随降雨变化十分明显，有的在暴雨后数小时流量剧增，水变浑浊，久旱则干枯。在项目区东部根据现场调查，结合项目区岩溶泉出露情况，对评价范围内的 10 个岩溶泉水位情况进行调查，本项目采用解析法进行预测，已调查的 10 个观测点水位满足预测评价要求。

表 2.4-2 项目区水位调查表

序号	地下水水位观测点	经度（度）	纬度（度）	地形高程（m）	地下水埋深（m）
1	SW1（F1）	107.3680	29.3558	558	-0.1
2	SW2（F2）	107.3709	29.3546	589	-0.1
3	SW3（F3）	107.3704	29.3614	720	-0.3
4	SW4（F4）	107.3708	29.3658	508	-0.0
5	SW5（F5）	107.3691	29.3662	621	-0.2
6	SW6（F6）	107.3546	29.3391	518	-0.6
7	SW7（F7）	107.3649	29.3332	594	-0.5
8	SW8（F8）	107.3540	29.3211	678	-0.2
9	SW9（F9）	107.3536	29.3356	502	-0.3
10	SW10（F10）	107.3550	29.3380	509	-0.2

2.4.4 地下水开发利用情况

项目处于农村地区，评价区内大部分居民使用以岩溶地下水为主，主要为出露的裂隙泉或溶洞，其开采量和开采程度相对较低。整体上，评价区内地下水的开采规模较小，开发利用程度较低，开发用途主要作为生活用水。

3 地下水环境现状调查与评价

3.1 环境质量调查范围

为了查明井场及其周边的水文地质条件,针对本项目进行地下水环境调查评价范围约 26.91km²。本次调查工作主要进行了项目评价区内地形地貌和地表水系的调查和水样采集测试及水质评价等工作。

3.2 监测点及监测因子

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)地下水相关要求,本次选取评价范围内具有代表性的地下水水环境监测点进行现状质量分析,监测点位置见表 3.2-1,监测点布置详见附图 1。

表 3.2-1 地下水环境质量现状监测点布置情况

监测点□号	监测点位置*	监测因子	监测时间	监测频率
F1	项目东北侧泉点	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、COD、石油类、氯化物	2022 年 2 月 26 日	1 次/天
F2	项目东侧泉点			
F3	项目北侧泉点			
F4	项目北侧泉点			
F5	项目北侧泉点			

3.3 监测频率

本次评价作一期监测,监测一次数据。

监测分析时间:2022 年 2 月 26 日。

采样频率:一次

监测分析方法按相关规范执行。

3.4 地下水质量评价标准与方法

(1) 评价标准

经现场调查,项目周边的地下水主要用作当地居民的生活饮用水水源,本

次评价执行《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中的III类标准。上述标准中没有涉及的监测因子参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准执行。

(2) 评价方法

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》中地下水水质现状评价的有关要求,本次地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。

1) 对于评价标准为定值的水质因子,其标准指数计算公式为:

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}} \quad \text{式3.1}$$

式中:

P_i — 第*i*个水质因子的标准指数,无量纲;

C_i — 第*i*个水质因子的监测浓度值,mg/L;

C_{si} — 第*i*个水质因子的标准浓度值,mg/L。

2) 对于评价标准为区间值的水质因子(如pH值),其标准指数计算公式为:

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad (pH \leq 7) \quad \text{式3.2}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad (pH > 7 \text{ 时}) \quad \text{式3.3}$$

式中:

P_{pH} — pH的标准指数,无量纲;

pH — pH监测值;

pH_{sd} — 标准中pH的下限值;

pH_{su} — 标准中pH的上限值。

3.5 地下水质量监测与评价结果

本项目地下水监测结果及评价详见表 3.5-1。

表 3.5-1 地下水监测结果统计一览表

本次评价委托重庆厦美环保科技有限公司在 2022 年 2 月对项目周边地下

水环境进行了取样及监测，监测报告见附件 5。根据统计结果可知，各监测点监测因子的现状质量均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的Ⅲ类标准。

4 地下水环境影响预测与评价

4.1 预测与评价原则

(1) 预测原则

①本建设项目地下水环境影响预测应遵循相关评价导则规定的原则进行。考虑到地下水环境污染的复杂性、隐蔽性和难恢复性，还应遵循保护优先、预防为主的原则，预测应为评价各方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

②本建设项目预测的范围、时段、内容和方法应根据评价工作等级、工程特征与环境特征，结合当地环境功能和环保要求确定，应预测建设项目对地下水水质产生的直接影响，重点预测地下水环境保护目标的影响。

③在结合地下水污染防治措施的基础上，对可能引起的地下水环境影响进行预测，分别对建设工程所产生污染物在正常状况和非正常状况两种情况下可能产生的地下水污染情况进行预测。

④该项目的地下水环境影响评价较难采用类比和趋势外延等经验方法，因此该建设工程采用解析法进行影响预测。

(2) 评价原则

①评价应以地下水环境现状调查和地下水环境影响预测结果为依据，对建设项目各实施阶段不同环节及不同污染防治措施下的地下水环境影响进行评价

②建设项目应评价其对地下水水质的直接影响，重点评价建设项目对地下水环境保护目标的影响。

4.2 预测与评价范围

据项目所在位置的地形地貌条件、地下水环境保护目标、周边区域水文地质条件、地下水流场特征确定本次地下水评价范围为项目所在水文地质单元，面积约 26.91km²。预测范围为井场至乌杨溪支流，距离为 1000m，本次预测范围为 0~1000m 范围。

4.3 施工期地下水环境影响分析

4.3.1 地下水影响因素分析

(1) 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，岩屑将可能进入地下水，增加地下水中的 SS 和浊度，影响下游井泉水质。影响方式主要通过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

根据工程设计，本项目压裂液体系为绿色环保型压裂液，其余主要成分为水、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，对地下水环境的影响；

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，对地下水环境的影响；

③放喷测试期间，放喷池池体发生破损，压裂返排液渗漏对地下水环境的影响；

④水池发生破损条件下，废水中污染物渗漏对地下水环境的影响。

4.3.2 施工期正常状况下地下水环境影响分析

(1) 钻井液漏失地下水水质影响分析

本项目浅层钻井采用的钻井液均以清水为主，钻井液对地下水水质基本没有影响。且各段钻井完成后将迅速下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间环形空间，在后续钻进时钻井液将被封隔在套管内，后续钻井对浅层地下水影响极小。

清水钻井发生漏失时，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。根据对南川区块其它钻井过程对周边井泉影响情况调查，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。

平台在选址上已避开了区域大断层，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。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，在一个圈闭层内进行，压裂过程中压裂水及压裂完成后，废水随页岩气排出地面。

(3) 平台内施工材料和污废水储存对地下水环境影响分析

按照标准化井场建设要求，采取分区防渗措施如下：

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

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

② 柴油储存期间对地下水环境的影响

在钻井、压裂期间，在井场内配备 10m³的柴油罐 2 座，为钢质罐体。在罐体底部铺厚度不小于 0.5mm HDPE 防渗膜，抗渗等级不低于 P6，防渗系数不小于 10⁻¹²cm/s；在防渗膜底部为厚度不小于 15cm 厚混凝土基础，在四周设置高度为 15cm 高围堰，满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求。在正常情况下，油罐中柴油不会发生泄漏，不会对地下水环境造成影响。

③ 施工材料堆存对地下水环境的影响

钻井、压裂期间施工材料主要为烧碱（固体）、纯碱（固体）等材料，在雨水冲刷下可能对地下水环境造成影响。施工材料堆存区地面采用 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。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。

综上所述，只要本项目做好相关防渗和防护工作，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。

4.3.3 施工期非正常状况下地下水环境影响分析

本次预测最不利原则，选取污染物浓度最高的压裂返排液水质进行预测，预测情景考虑废水池底部破损 5%（10m²），失去防渗功能的最不利情况进行预测。

（1）预测模型

持续性泄漏的采用一维半无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界数学模型，表示为：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

式中：

x —距注入点的距离；m；

t —时间，d；

$C(x, t)$ — t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/L；

C_0 —注入的示踪剂浓度，g/L；

u —水流速度，m/d；

D_L —纵向弥散系数，m²/d；

$\operatorname{erfc}()$ —余误差函数。

（2）预测参数

A、渗透系数和孔隙度

不同地层的渗透系数为模型中最重要的参数，本次评价地层的渗透系数取值主要参考区域水文地质图等资料。根据前述地质、水文地质条件的分析，区域雷口坡组地下水含水层渗透系数取 0.95m/d；含水层孔隙度取值为 0.15。

B、地下水流速及流向

采用水动力学断面法计算地下水流速：

$$V=KI; u=V/n$$

式中， I 为断面间的水力坡度； K 为含水层渗透系数（m/d）； n 为含水层的孔隙率； V 为渗透速度（m/d）； u 为实际流速（m/d）。

根据现场调查地形地貌和岩层倾角，确定水力坡度取较不利情况， I 取较大值为 0.05。按上述公式进行计算，最终确定含水层地下水流速为 0.32m/d。

C、弥散系数

类比相关文献，确定含水层的纵向弥散系数取值为 6.5m²/d。

(3) 污染物源强

本次考虑软体罐底部破损 5%，完全失去防渗功能的最不利情况进行预测。根据区域采出水水质统计，废水主要污染物浓度取 COD2356mg/L、Cl⁻ 14000mg/L 进行预测。污染源强及评价标准详见表 4.2-1。

表 4.2-1 渗漏污染物源强及执行标准表

预测因子		污染物	
		COD	氯化物
标准值 (mg/L)	III 类地下水水质标准	/	250
	III 类地表水水质标准	20	
污染物浓度 (mg/L)		2356	14000

注：地下水质量标准中无标准值的，参考地表水水质标准；

本项目储层改造工程时压裂返排液主要排入废水池。平台（7 口井）储层改造工程预计为 300 天，单井施工时间为 30 天，因此本次评价分别为选择 100 天、365 天，同时以污染物扩散至乌杨溪支流时间（500d）为节点进行预测

(4) 预测结果

根据选取的预测模型及预测参数，预测结果见表 4.2-2。

表 4.2-2 污染物浓度迁移预测结果单位：mg/L

距离 (m)	事故泄露 N 天后的污染状况					
	COD 浓度(mg/l)			氯化物浓度(mg/l)		
	100d	365d	500d	100d	365d	500d
0	2356.00	2356.00	2356.00	14000.00	14000.00	14000.00
10	2355.82	2356.00	2356.00	13998.93	14000.00	14000.00
20	2355.14	2356.00	2356.00	13994.89	14000.00	14000.00
30	2353.11	2356.00	2356.00	13982.84	14000.00	14000.00

距离 (m)	事故泄露 N 天后的污染状况					
	COD 浓度(mg/l)			氯化物浓度(mg/l)		
	100d	365d	500d	100d	365d	500d
40	2347.95	2356.00	2356.00	13952.14	14000.00	14000.00
50	2336.31	2356.00	2356.00	13883.02	14000.00	14000.00
60	2312.78	2356.00	2356.00	13743.19	14000.00	14000.00
70	2269.62	2356.00	2356.00	13486.71	14000.00	14000.00
80	2197.41	2356.00	2356.00	13057.63	14000.00	14000.00
90	2086.83	2356.00	2356.00	12400.50	14000.00	14000.00
100	1931.38	2356.00	2356.00	11476.80	14000.00	14000.00
150	714.93	2356.00	2356.00	4248.32	13999.98	14000.00
500	0.00	761.04	2261.57	0.00	4522.28	13438.89
550	0.00	275.69	2048.84	0.00	1638.24	12174.75
600	0.00	64.60	1629.18	0.00	383.89	9681.02
800	0.00	0.00	54.43	0.00	0.01	323.43
1000	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.05

100 天时，COD 污染物浓度超标距离为下游 150m；氯化物污染物浓度标距离为下游 150m。365 天时，COD 污染物浓度超标距离为下游 600m；氯化物污染物浓度标距离为下游 800m，在 500d 时对下游溪沟水质产生影响。

4.4 运营期地下水环境影响分析

4.4.1 正常状况

运营期废水主要为采气过程中产生的采出水，正常情况下，采出水通过管网输送至四川兴澳平桥区块采出水处理站处理达标后排放至鱼泉河，在严格落实分区防渗等污染防治措施情况下，对周边地下水环境影响小。

4.4.2 非正常状况

运营期，集气站可能出现工艺设备因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行，污染风险源主要集中在采出水管线泄漏，由于外输管线已单独验收并通过环评，因此本次评价重点分析集气站内的废水渗漏影响。

(1) 预测模型

通过管线末端压力及流量、管线前后流量差的远程监控，采出水管线泄漏可在短时间内可发现，本次评价采用一维半无限长多孔介质柱体，示踪剂瞬时注入模型，表示为：

$$C(x, t) = \frac{m/w}{2n_e \sqrt{\pi D_L t}} e^{-\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}}$$

式中:

- x —距注入点的距离, m;
 t —时间, d;
 $C(x, t)$ — t 时刻 x 处的示踪剂浓度, g/L;
 m —注入的示踪剂质量, kg;
 w —横截面面积, m^2 ;
 u —水流速度, m/d;
 n_e —有效孔隙度, 无量纲;
 D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;
 π —圆周率。

预测参数见 4.2.1.3 节。

(2) 污染物源强

本次评价假设泄漏裂孔径为 10mm, 泄漏速度按下式计算:

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中:

- Q_L ——液体泄漏速度, kg/s;
 C_d ——液体泄漏系数, 圆形, $Re > 100$, 取值 0.65;
 A ——裂口面积, m^2 , $0.000078m^2$;
 P ——容器内介质压力, Pa, 取设计最大可承受压力 $4 \times 10^6 Pa$;
 P_0 ——环境压力, Pa, 近似大气压, 本次取值 $1.01325 \times 10^5 Pa$;
 g ——重力加速度;
 h ——裂口之上液位高度, m, 本次考虑管道的高程, 取管道的最大高程差, 9m。
 ρ ——液体密度, 本次考虑 $1000kg/m^3$ 。

经计算, 采出水泄漏速度约 4.56kg/s, 从发现管线泄漏到泄漏处置预计响应与处置时间为 12h, 总泄漏量约为 196.9t, 约 $196.9m^3$ 。采出水主要污染物为 COD 和氯化物, 平均值浓度值为 COD:2500mg/L、氯化物 14000mg/L。

表 4.2-3 管线泄漏污染物源强表

预测因子		污染物	
		COD	氯化物
标准值 (mg/L)	III 类地下水水质标准	/	250
	III 类地表水水质标准	20	
污染物浓度 (mg/L)		2500	14000
渗漏量 (m ³)		196.9	
渗漏量 (kg)		492.25	2756.6

注：地下水质量标准中无标准值的，参考地表水水质标准；

(2) 预测结果

经采用一维无限长多孔介质柱体，示踪剂瞬时注入数学模型预测，管线泄漏见表 4.2-4。

表 4.2-4 污染物浓度迁移预测结果 单位：mg/L

距离 (m)	事故泄漏 N 天后的污染状况					
	COD 浓度 (mg/l)			氯化物浓度 (mg/l)		
	100 天	365 天	1000 天	100 天	365 天	1000 天
0	246.91	46.51	2.43	1382.68	260.43	13.59
50	319.07	120.80	7.45	1786.81	676.45	41.73
100	60.27	185.26	18.88	337.48	1037.44	105.70
150	1.66	167.76	39.45	9.32	939.44	220.92
200	0.01	89.70	68.03	0.04	502.29	380.95
225	0.00	53.83	83.11	0.00	301.44	465.44
250	0.00	28.32	96.78	0.00	158.57	541.98
300	0.00	5.28	113.60	0.00	29.56	636.18
350	0.00	0.58	110.02	0.00	3.25	616.11
388	0.00	0.08	94.41	0.00	0.43	528.72
400	0.00	0.04	87.91	0.00	0.21	492.29
450	0.00	0.00	57.95	0.00	0.01	324.54
500	0.00	0.00	31.52	0.00	0.00	176.52
550	0.00	0.00	14.15	0.00	0.00	79.21
600	0.00	0.00	5.24	0.00	0.00	29.33
800	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.08
1000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

100 天时，COD 预测的最大值为 363.11mg/l，预测超标距离最远为 168m；氯化物预测的最大值为 1786.81mg/l，预测超标距离最远为 140m。365 天时，COD 预测的最大值为 1185.26mg/l，预测超标距离最远为 178m；氯化物预测

的最大值为 1037.44mg/l，预测超标距离最远为 230m；1000 天时，COD 预测的最大值为 113.60mg/l，预测超标距离最远为 536m，氯化物预测的最大值为 636.18mg/l，预测超标距离最远为 486m。

4.5 对具有供水意义的含水层及井泉影响分析

由调查分析可知，项目区内具有供水意义的含水层为雷口坡组、嘉陵江组、飞仙关组地层及出露的泉点，在正常情况下，可能造成污染的物料储存在设有防渗设施的区域内，废水渗漏可能性极小，对地下水影响小；在穿过雷口坡组、嘉陵江组等具有供水意义的地层，采用清水钻井，表征为地下水水质浑浊，污染物为 SS（岩层碎屑，不含有毒有害化学药剂），影响是短暂的。本项目具有供水意义的井泉均位于场地上游，非正常状况下污染物渗漏造成供水安全问题的可能性小。

4.6 评价小结

在正常情况下，地面可能污染地下水的区域参照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）实施地下水污染防治措施，对地下水环境影响小。

在非正常状况下的假设情境下建设项目可能会对其周围区域（特别是下游地区）的地下水产生一定程度的污染影响。但由于地下水弥散、稀释作用以及水流的迁移作用，产生的污染物最后会降解消失。

在施工期间建设单位应加强对泉点跟踪监测，当发现井泉特征污染物浓度明显增加时，应及时排查污染源，采取替代水源等措施降低对居民饮用水的影响。总体而言，在做好防渗、防漏及堵漏措施的前提下，本次建设项目在地下水环境保护可接受范围内。

5 地下水环境保护管理措施与对策

5.1 基本原则

(1) 地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制，分区防控、污染监控，应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

(2) 地下水环境环保对策措施建议应根据建设项目特点、调查评价区和场地环境水文地质条件，在建设项目可行性研究提出的污染防控对策的基础上，根据环境影响预测与评价结果，提出需要或完善的地下水环境保护措施和对策。

(3) 提出合理、可行和操作性强的地下水污染防控的环境管理体系，包括地下水环境跟踪监测方案和定期信息公开等。

5.2 污染防控措施

5.2.1 源头控制措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)的要求，污染源控制主要包括提出各类废物循环利用的具体方案，减少污染物的排放量；提出工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物应采取的污染防控措施，将污染物跑、冒、滴、漏降到最低限度。在施工期强化，储存、输送等工艺设备管理，避免因施工造成容器破损，引起污染物渗漏。具体源头控制措施详述如下：

(1) 项目应在施工建设前，充分研究地质设计资料和钻井等，在此基础上优化钻井施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位。选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。工程一开段利用清水钻井液迅速钻进，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水。此外，在钻井、压裂过程中应加强监控，防止泥浆、压裂液的扩散污染等。

(2) 钻进过程中保持平衡操作，同时对钻进过程中的钻井液漏失进行实时监控。一旦发现漏失，立即停转，查明原因，并采取堵漏防控措施，减少漏失量，解决问题后再恢复钻井过程。井场储备足够的堵漏剂，堵漏剂的选取应考虑清洁、无毒、对人体无害，环境污染轻的种类，建议采用水泥堵漏。

(3) 每开钻井结束后的固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，防止污染地下水。固井作业应提高固井质量，建议采用双凝水泥浆体系固井，可有效防止因为井漏事故造成的地下水环境污染。

(4) 在钻井完井过程中严格控制新鲜水用量，实行清污分流，减少污水产生量；压裂过程中通过提高作业效率和水的循环使用，减少淡水用量。

(5) 作业用药品、材料集中放置在防渗漏地面，防止对地下水的污染。

(6) 钻井过程中应加强钻井废水管理，防止出现废水渗漏、外溢或池垮塌等事故。

(7) 加强油料的管理和控制，特别应加强和完善废油的控制措施，其主要产生源发电房、机房、油罐区。

(8) 加强岩屑、废泥浆及其他固体废弃物收集、运输及暂存、处置等过程的环境管理，严格按有关技术规范 and 规定落实各项防范措施，确保不对地下水造成污染，防止产生新的环境问题，确保废钻井泥浆循环使用。

(9) 井场设置清污分流、雨污分流系统。针对污水，将污水排入场内污水截流沟，再依地势或用泵抽入废水罐中。对于清水，场面清水、雨水由场外雨水沟排入自然水系。清污分流排水系统对井场的雨水及钻井废水进行了有效的分离，可以降低因暴雨等自然灾害而导致废水外溢污染浅层地下水的风险。固体废物堆放场应设置防雨设施，并及时处理，防止雨水淋滤导致污染物下渗进入浅层地下水。

(10) 井场水池的选址避免地质灾害易发区域及影响区域，钻井期间施工人员应加强暴雨季节水池内水位观测，并及时转运废水，确保水池有足够的富余容量；新建池体高度应至少高出地面 30cm，四周应设置截排水沟，防止地面径流进入水池中；暴雨季节加强池体周围挡土墙及边坡巡查，防止边坡失稳及挡土墙失效等导致池体垮塌发生废水外溢等事故。

5.2.2 污染防治分区及措施

本项目根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)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溶洞裂隙水，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”。

本项目污废水主要污染物为 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，并结合导则表 7 分析，本项目放喷池、废水池、柴油罐区和盐酸罐区等为一般防渗区域，但考虑到风险的危害性，本项目将危险废物暂存区、废水池、软体罐、柴油罐区、盐酸罐区划为重点防渗区，本项目井口区、循环罐区、水基岩屑暂存区、放喷池等为一般防渗区域。

表 5.2-1 本项目井场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
油基岩屑暂存区	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
废水池	重点防渗	
柴油罐区	重点防渗	
盐酸罐区	重点防渗	
放喷池	一般防渗区	等效粘土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；或参照 GB16889 执行
水基岩屑暂存区	一般防渗区	
井口区	一般防渗区	
原辅材料暂存区	一般防渗区	
循环罐区	一般防渗区	
值班房	简单防渗区	一般地面硬化

油罐区临时储存区四周应设围堰，高度应不小于 15cm，并配备污油回收罐。危废暂存区上部搭建雨棚防雨，地面采用混凝土硬化并铺设防渗膜，废

油由井队回收利用，油桶集中收集。

5.3 地下水环境监测与管理

5.3.1 地下水监测原则

本项目地下水环境监测应遵循以下原则：

(1) 建立地下水环境监测管理体系，包括制定地下水环境影响跟踪监测计划和跟踪监测制度。建设单位可自行监测或委托有资质的第三方监测，以便及时发现问题，采取措施

(2) 跟踪监测计划应根据环境水文地质条件和建设项目特点设置跟踪监测点，跟踪监测点应明确与建设项目的地理位置关系，给出点位、井深、井结构、监测层位、监测因子及监测频率等相关参数。

(3) 污染防治区重点监测原则，以现有井泉为跟踪监测点，在现有监测点不满足要求的情况下，应设置监控井。

(4) 水质监测项目根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 相关要求并参照潜在污染源特征污染因子，各监测井可依据监测目的不同适当增加和减少监测项目，同时要明确各跟踪监测点的基本功能。

5.3.2 地下水环境监测机构与人员

为了及时发现渗漏事故并采取相应的措施，最大限度地降低渗漏事故对地下水环境的污染，建设单位应建立完善的质量管理体系，实现“质量、安全、环境”三位一体的全面质量管理目标。设立地下水监控小组，负责自行监测或者委托专业的资质机构完成。建立有关规章制度和岗位责任制。制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

5.3.3 地下水环境跟踪监测与信息公开计划

(1) 地下水环境跟踪监测计划

本项目井场所在区下游存在分散的地下水环境敏感点，为了及时准确掌握场址及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，需要针对性开展地下水环境跟踪监测。

5.3-1 地下水环境跟踪监测点一览表

周边泉点	监测频率	监测因子
泉点	事故过程	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、总硬度、

		铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、COD、石油类、硫化物
--	--	------------------------------------

(2) 信息公开计划

按跟踪监测计划对地下水环境进行跟踪监测后，建设单位应按相关规定对监测结果及时建立档案，并按照国家环保部门相关规定定期向相关部门汇报并备案。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并根据污染物特征增加监测项目，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。同时将包括“建设项目特征因子的地下水环境监测值”在内的信息上报至相关部门。

6 结论与建议

6.1 结论

综上所述，在正常情况下，本项目建设对地下水环境影响小，在非正常情况下将在下游形成一定的污染区域；随着时间的延续，污染物将在地下水自净作用下污染物的超标影响最终会消失，对地下水环境不会造成持久性影响。建设单位在严格按照本项目采取分区防渗措施，同时加强跟踪监测的基础上，本项目的建设对周边地下水环境影响较小，从地下水环境保护角度而言，该项目建设可行。

6.2 建议

(1) 由于钻井工程设置的废水池为半地埋型，发生渗漏时比较隐蔽，不易发现，因此应严格执行巡查巡视制度、定期监测周边地下水水质状况，及时发现地下水水质异常现象。

(2) 建议加强防渗设计、施工与管理，避免非正常情况地下水污染事故的发生。

(3) 在发生地下水污染事故时，应及时采取相应的措施控制污染事故范围的进一步扩大。