

一、建设项目基本情况

建设项目名称	丁页 19# 平台钻井工程扩建项目		
项目代码	2602-500110-04-01-854359		
建设单位联系人	孙***	联系方式	184***825
建设地点	重庆市綦江区打通镇吹角村 6 组		
地理坐标	***		
建设项目行业类别	四十六、专业技术服务业 99 陆地矿产资源地质勘查 (含油气资源勘探)	用地(用海)面积 (m ²)/长度(km)	永久占地: 0 临时占地: 17072.0m ²
建设性质	<input type="checkbox"/> 新建(迁建) <input type="checkbox"/> 改建 <input checked="" type="checkbox"/> 扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造	建设项目 申报情形	<input checked="" type="checkbox"/> 首次申报项目 <input type="checkbox"/> 不予批准后再次申报项目 <input type="checkbox"/> 超五年重新审核项目 <input type="checkbox"/> 重大变动重新报批项目
项目审批(核准/备案)部门(选填)	重庆市綦江区发展和改革委员会	项目审批(核准/备案)文号	2602-500110-04-01-854359
总投资(万元)	***	环保投资(万元)	***
环保投资占比(%)	4.29	施工工期	30 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>根据《建设项目环境影响报告表编制技术指南(试行)》(生态影响类)表 1 中专项评价设置原则要求“根据建设项目特点和涉及的环境敏感区类别,确定专项评价的类别,设置原则参照表 1,确有必要可根据建设项目环境影响程度等实际情况适当调整”,根据表 1,项目属于专业技术服务,无专项评价要求。考虑到页岩气勘探可能存在井喷、井漏等环境风险事故,同时考虑地下水影响程度,因此,本次环评设置环境风险、地下水专项评价。</p>		
规划情况	<p>(1) 重庆市 规划名称:《重庆市矿产资源总体规划(2021—2025 年)》 审批机关:重庆市人民政府 审批文件名称及文号:《重庆市人民政府办公厅关于印发重庆市矿产资源总体规划(2021—2025 年)的通知》(渝府办发〔2022〕113 号)</p>		

<p>规划情况</p>	<p>(2) 綦江区</p> <p>规划名称：《重庆市綦江区矿产资源总体规划（2021—2025年）》</p> <p>审批机关：重庆市綦江区人民政府</p> <p>审批文件名称及文号：《重庆市綦江区人民政府办公室关于印发重庆市綦江区矿产资源总体规划（2021—2025年）的通知》（綦江府办发〔2023〕5号）</p>												
<p>规划环境影响评价情况</p>	<p>(1) 重庆市</p> <p>《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》</p> <p>审批机关：中华人民共和国生态环境部</p> <p>审批文号：环审〔2022〕64号</p> <p>(2) 綦江区</p> <p>规划名称：《重庆市綦江区矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》</p> <p>审批机关：重庆市生态环境局</p> <p>审批文号：渝环函〔2022〕555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（2021—2025年）》（渝府办发〔2022〕113号）符合性分析</p> <p>扩建项目与《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025年）》（渝府办发〔2022〕113号）符合性分析见下表。</p> <p>表 1.1-1 与《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025年）》符合性分析</p> <table border="1" data-bbox="300 1361 1410 2024"> <thead> <tr> <th>序号</th> <th>规划内容</th> <th>项目情况</th> <th>符合性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>三、总体布局：（一）强化矿产资源安全保障。加强战略性矿产资源勘查开发管理，在空间布局、勘查开发方向、准入要求、总量调控、结构调整等方面加强引导，提高资源安全供应能力和开发利用水平，保障产业发展需求。在国家战略性矿产目录基础上，制定我市优势矿产目录，突出地方资源特色、开发利用格局，引导优化地质勘查工作投入、资源利用方向。</td> <td>项目为页岩气勘探工程，属于国家战略性矿产资源</td> <td>符合</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>四、矿产资源调查评价与勘查：（三）实施新一轮找矿突破战略行动。（1）主攻勘查方向。加大天然气、页岩（油）气、煤层气、铝土矿、钾盐、萤石等战略性矿产，以及地热、锶、毒重石、岩盐等优势矿产勘查力度，攻深找盲，扩大储量，新增一批矿产地，提高资源接续能力。（2）矿产资源勘查重点。大力支持油气公司加大天然气、页岩气勘探力度。开展煤层气、铝土矿、钾盐、萤石等战略性矿产勘查，提高资源保障水平。开展地热（温泉）、锶、毒重石、岩盐、石灰岩、</td> <td>项目为页岩气勘探工程</td> <td>符合</td> </tr> </tbody> </table>	序号	规划内容	项目情况	符合性	1	三、总体布局：（一）强化矿产资源安全保障。加强战略性矿产资源勘查开发管理，在空间布局、勘查开发方向、准入要求、总量调控、结构调整等方面加强引导，提高资源安全供应能力和开发利用水平，保障产业发展需求。在国家战略性矿产目录基础上，制定我市优势矿产目录，突出地方资源特色、开发利用格局，引导优化地质勘查工作投入、资源利用方向。	项目为页岩气勘探工程，属于国家战略性矿产资源	符合	2	四、矿产资源调查评价与勘查：（三）实施新一轮找矿突破战略行动。（1）主攻勘查方向。加大天然气、页岩（油）气、煤层气、铝土矿、钾盐、萤石等战略性矿产，以及地热、锶、毒重石、岩盐等优势矿产勘查力度，攻深找盲，扩大储量，新增一批矿产地，提高资源接续能力。（2）矿产资源勘查重点。大力支持油气公司加大天然气、页岩气勘探力度。开展煤层气、铝土矿、钾盐、萤石等战略性矿产勘查，提高资源保障水平。开展地热（温泉）、锶、毒重石、岩盐、石灰岩、	项目为页岩气勘探工程	符合
序号	规划内容	项目情况	符合性										
1	三、总体布局：（一）强化矿产资源安全保障。加强战略性矿产资源勘查开发管理，在空间布局、勘查开发方向、准入要求、总量调控、结构调整等方面加强引导，提高资源安全供应能力和开发利用水平，保障产业发展需求。在国家战略性矿产目录基础上，制定我市优势矿产目录，突出地方资源特色、开发利用格局，引导优化地质勘查工作投入、资源利用方向。	项目为页岩气勘探工程，属于国家战略性矿产资源	符合										
2	四、矿产资源调查评价与勘查：（三）实施新一轮找矿突破战略行动。（1）主攻勘查方向。加大天然气、页岩（油）气、煤层气、铝土矿、钾盐、萤石等战略性矿产，以及地热、锶、毒重石、岩盐等优势矿产勘查力度，攻深找盲，扩大储量，新增一批矿产地，提高资源接续能力。（2）矿产资源勘查重点。大力支持油气公司加大天然气、页岩气勘探力度。开展煤层气、铝土矿、钾盐、萤石等战略性矿产勘查，提高资源保障水平。开展地热（温泉）、锶、毒重石、岩盐、石灰岩、	项目为页岩气勘探工程	符合										

	砂岩、页岩（陶粒）等优势矿产，以及重晶石、石膏等有开发利用前景的矿产资源勘查，保障下游产业资源稳定供给，支持打造规模化集约化特色产业集群。在成矿有利区带开展地热（浅层地温、干热岩）勘查，推动新型清洁能源开发利用。支持区县（自治县，以下简称区县）财政出资开展集中开采区和普通建筑用砂石土开采规划区块资源调查评价。按照有关规程规范，做到浅部有系统控制、深部有工程验证，提高普通建筑用砂石土采矿权资源可靠性。		
3	五、矿产资源开发利用与保护：（一）明确开发利用与保护方向。重要矿产资源储备。落实国家和企业共同参与、矿产品和矿产地相结合的战略储备，保障矿产资源供应安全和供给平衡。鼓励企业对重要矿产品和原料进行储备。探索建立矿产地储备、储采结合和储备矿产地动态调整机制，加强对煤、铁、锰、铝土矿、锑、毒重石等矿产的储备。逐步将未利用的大中型矿产地以及生态保护红线、自然保护地内已探明的大中型矿产地纳入储备管理。完善矿产资源储备管理政策，加强对储备矿产资源的保护和监管。矿产资源开发与保护重大工程：健全政府和社会资本合作模式，以财政资金为引导，鼓励社会资金投入，推动页岩气、地热、锑、毒重石、萤石重晶石方解石等矿产资源开发利用，设置重大工程5个，包括涪陵、南川、荣昌、永川、大足、铜梁等页岩气开发利用；中心城区地热开发利用；萤石重晶石方解石综合开发利用；城口毒重石开发利用；大足锑开发利用。	项目位于重庆市綦江区，为页岩气勘探工程	符合

1.2 与《重庆市綦江区矿产资源总体规划（2021—2025年）》（綦江府办发〔2023〕5号）的符合性分析

根据《重庆市綦江区矿产资源总体规划（2021—2025年）》可知：三、矿产勘查开发与保护布局（一）矿产资源勘查开发调控方向勘查方向。……大力支持油气公司加大天然气、页岩气勘探开发力度，支持油气公司在已设油气矿业权区域增列煤层气进行综合勘查、综合开发，依法依规解决油气勘探、开采、输送等合理用地需求。

扩建项目属于页岩气勘探，位于重庆市綦江区打通镇，符合重庆市綦江区矿产资源总体规划相关要求。

1.3 与《重庆市能源发展“十四五”规划（2021—2025年）》（渝府办发〔2022〕48号）的符合性分析

项目与《重庆市能源发展“十四五”规划（2021—2025年）》（渝府办发〔2022〕48号）的符合性分析见下表。

表 1.3-1 与“渝府办发〔2022〕48号”符合性分析

序	规划内容	项目情况	符合
---	------	------	----

号			性
1	二、总体要求和主要目标—能源保障安全有力。到 2025 年，煤炭供应保障能力达到 5000 万吨；电力装机容量达到 3650 万千瓦，全社会用电量达到 1620 亿千瓦时；常规天然气、页岩气产量分别达到 50 亿立方米、135 亿立方米；成品油供应能力达到 1050 万吨；能源储备体系进一步完善，应急保供能力进一步增强。	项目为页岩气勘探工程,有助于进一步完善能源储备体系,进一步增强应急保供能力。	符合
2	三、构建多元安全的能源供给体系—专栏 4 油气勘探开发重点项目—常规天然气勘探项目：建设磨溪气田（潼南）震旦系—下古生界、建南气田勘探项目（石柱）。页岩气勘探项目：推进丰都、彭水、万盛、江津等页岩气勘探项目，涪陵页岩气志留系、侏罗系等勘探项目。常规天然气开发项目：建设中石油大庆油气田潼南、合川常规天然气，中石化兴隆气田产能项目；推进潼南—合川、开州罗家寨、磨溪气田（潼南）稳产增能项目，川东北高含硫气田产能调整项目；建设忠县、万州、梁平、垫江、大足、丰都等老气田补充产能工程。页岩气开发项目：推进涪陵、南川页岩气稳产增能项目，复兴、梁平、彭水、永川—荣昌、铜梁—大足、武隆、綦江丁山核心区等区块页岩气商业化开发和产能建设项目。其他非常规油气项目：开展煤层气资源调查评价。争创复兴区块国家级页岩油开发示范基地。	项目位于重庆市綦江区,为页岩气勘探工程,有助于构建多元安全的能源供给体系。	符合
3	五、构建创新引领的能源产业体系-专栏 9 重大能源装备-油气：发展超大功率油气压裂装备等成套装备，井口测试、仪器仪表等配套装备，套管、压裂液等配套材料。	项目为页岩气勘探工程,对发展能源产业体系有促进作用。	符合
4	六、推动重点领域能源体制改革-（二）推动油气体制改革。鼓励引导各类资本进入上游勘探开发市场，支持页岩气矿权流转，全面实施区块竞争性出让，激发页岩气勘查开采的市场活力。完善天然气（页岩气）利益共享机制，推动与央企合资合作。规范天然气管网建设和运营，整治和清理违法项目和“背靠背”不合理加价行为。全面落实油气管道等基础设施向第三方公平开放，研究天然气管网设施托运商制度，探索建立管网运行统一调度机制，推动“多气源”供气。推动储气设施独立运行，建立储气库气量和储气服务市场化交易机制。	项目为页岩气勘探工程,有助于推动“多气源”供气。	符合
5	九、环境影响评价-（二）规划实施的环境保护措施-强化能源通道建设和储存设施建设中的环境保护。加强油气管道保护，加大隐患整治力度，提高管道安全运行水平，防止发生泄漏、爆炸、火灾等事故，避免天然气等危险化学品运输突发事件对环境造成不良影响。优化油气管网布局，推动油气资源清洁开发，促进废水循环利用。优化全市电网结构、探索多元能源利用等一系列政策措施，持续推动电力行业节能减排和清洁化生产利	项目为页岩气勘探,属于清洁能源开发,产生的废水优先进行回用,剩余部分废水及不可回用废水通过罐车拉运至具备处理能力、处理资	符合

	用。继续完善存储设施，严格按照安全、卫生防护距离	质和具备环保手续的污水处理厂	
	布局选址，按照安全标准设计建造，做好消防、防渗、防溢、防泄、防尘集尘、截污治污等措施	处理。	

1.4 与《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》及审查意见的符合性分析

根据《重庆市矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》及审查意见，项目与其符合性见下表。

表 1.4-1 与规划环境影响报告书环境保护准入负面清单符合性分析

管控要求	报告书内容	项目相关内容	符合性
严守划定的生态保护红线，依法遵守禁止开发区规定，加强规划空间管制，合法开展矿产资源勘查和开发利用与保护	①将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，按照生态优先的原则，依法实施强制性保护；生态保护红线内，自然保护区核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动，在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，包括因国家重大能源资源安全需要开展的战略性能源资源勘查，公益性自然资源调查和地质勘查。禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园、世界文化和自然遗产地、永久基本农田、饮用水水源保护区、城镇开发边界等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内采矿	项目不涉及生态保护红线，且未在自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内。本次项目不涉及新增占用永久基本农田。	符合
	②与生态保护红线和自然保护区等生态敏感区存在空间冲突的探矿权或区块，有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》。因国家重大战略资源勘查需要，在不影响生态保护红线主体功能定位的前提下，经依法批准后可予以安排勘查项目	项目不涉及生态保护红线和自然保护区等生态敏感区。	符合
	③与生态保护红线存在空间冲突的开采区及其他可能的矿产资源开发活动，有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》；区域内已存在的矿产开发，应依法有序退出并及时开展生态恢复。与自然保护区等生态敏感区存在空间冲突的开采区及其他可能的矿产	项目不涉及生态保护红线和自然保护区等生态敏感区，不会影响生态服务功能。	符合

		资源开发活动,有关重叠区域应予以避让或不纳入《规划》,避免影响生态服务功能		
		④禁止在重要道路及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。铁路两侧 1000m 范围内确需从事露天采矿、采石或爆破作业的,应当与铁路运输企业协商一致,依照有关法律法规的规定报县级以上地方人民政府有关部门批准,采取安全防护措施后方可进行。	项目不属于露天开采项目。	符合
		⑤临近生态保护红线和自然保护区、风景名胜区和森林公园等生态保护地的矿产资源勘查开发,应采取有效措施,避免影响生态服务功能。	项目不涉及生态保护红线和自然保护区等生态敏感区,项目采取严格的生态保护措施降低对生态服务功能的影响。	符合
一般生态空间		对划入一般生态空间的自然保护区、饮用水水源保护区、水产种质资源保护区等法定自然保护地,其空间布局约束管控要求按现行法律法规执行。一般生态空间中“功能评价区”“脆弱评价区”,应当按照限制性开发管理要求,严格控制建设活动范围和强度,保证其结构和主要功能不受破坏	项目不涉及生态保护红线和自然保护区等生态敏感区,不涉及一般生态空间中“功能评价区”“脆弱评价区”。	符合
II类水体		矿区规划涉及的河流和水库水体功能区划为II类水体,禁止新增排污口。现有排污口应按水体功能要求试行污染物总量控制	项目不涉及新增排污口。	符合

表 1.4-2 与《规划环境影响报告书》及其审查意见符合性分析

序号	审查意见	符合性分析	符合性
1	(一)坚持生态优先、绿色发展。坚持以习近平生态文明思想为指导,严格落实《中华人民共和国长江保护法》,按照“共抓大保护、不搞大开发”的要求,立足于生态系统稳定和生态环境质量改善,处理好生态环境保护与矿产资源开发的关系,合理控制矿产资源开发规模与强度,不得占用依法应当禁止开发的区域,优先避让生态环境敏感区域。进一步强化《规划》的生态环境保护总体要求,将细化后的绿色开发、生态修复等相关目标、指标作为《规划》实施的硬约束,合理确定布局、规模、结构和开发时序,采取严格的生态保护和修复措施,确保优化后的《规划》符合绿色发展要求,推动生态环境保护与矿产资源开发目标同步实现,助力筑牢长江上游重要生态屏障	项目位于綦江区,属于页岩气勘探工程,项目施工时间较短,项目开发过程中采取了相应的生态保护措施,不会改变周边生态系统的稳定和环境质量。	符合
2	(二)严格保护生态空间,优化《规划》空间布局。将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线,应进一步优化矿业权设置和空间布局,依法依规对生态空间实施严格保护	项目所在地不涉及生态保护红线和自然保护区等生态敏感区。	符合

3	<p>(三)《规划》应严格矿山最低开采规模准入要求,合理控制矿山开采规模,降低环境影响范围和程度。同意《规划》提出的铁、铝土矿、锑等45种重点矿种矿山最低开采规模要求以及全市矿山总数控制在1000个左右、大中型矿山比例达到60%的要求;进一步整合普通建筑用砂、粘土、毒重石、锑等小型矿山,加大低效产能压减、无效产能腾退力度,逐步关闭退出安全隐患突出、生产不规范、违法违规问题多的“小弱散”矿山和未达到最低生产规模要求的矿山。禁止开发汞,砖瓦用粘土及其他对生态环境可能产生严重破坏且难以恢复的矿产,限制开发耐火粘土、高岭石粘土、硫铁矿、煤、锰等矿产</p>	<p>项目为页岩气勘探,不属于禁止开发汞、砖瓦用粘土及其他对生态环境可能产生严重破坏且难以恢复的矿产。</p>	<p>符合</p>
4	<p>(四)严格环境准入,保护区域生态功能。按照重庆市生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等要求,与一般生态空间存在冲突的已设探矿权保留区块、空白区新设勘查区块、已设采矿权调整区块、探转采区块和空白区新设开采区块,应按照一般生态空间管控要求,严格控制勘查、开采活动范围和强度,严格落实绿色勘查、绿色开采及矿山环境保护、生态修复相关要求,确保生态系统结构稳定和生态功能不退化。严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、水土流失重点防治区等具有重要生态功能的区域矿产开采活动,并采取严格有针对性的保护措施,防止对区域生态功能产生不良影响</p>	<p>项目占地不涉及生态保护红线和自然保护区等生态敏感区,勘探过程中采取生态环境保护措施降低不良影响。</p>	<p>符合</p>
5	<p>(五)加强矿山生态修复和环境治理。结合区域生态环境质量改善目标和主要生态环境问题,分区域、分矿种确定矿山生态修复和环境治理总体要求,强化生态环境保护。重视关闭矿山及历史遗留矿山的生态环境问题,明确污染治理、生态修复的任务、要求和时限。对可能造成重金属污染等环境问题的矿区,进一步优化开发方式,推进结构调整,加大治理投入</p>	<p>评价提出在项目退役后应及时按照规定进行生态修复和环境治理。</p>	<p>符合</p>
6	<p>(六)加强生态环境保护监测和预警。结合生态保护、饮用水水源保护区及水环境功能区水质保护及改善要求、土壤污染防治目标等,明确责任主体、强化资金保障,推进重点矿区建立生态、地表水、地下水、土壤等环境要素的长期监测监控体系,在用尾矿库100%安装在线监测装置;组织开展主要矿种集中开采区域生态修复效果评估,并根据监测和评估结果增加和优化必要的保护措施。针对地表水环境及土壤环境累积影响、地下水环境质量下降、生态退化等情形,建立预警机制</p>	<p>项目在建设过程中均设置有环境保护监测和预警系统。产生的岩屑综合利用,无尾矿产生。</p>	<p>符合</p>

综上所述,项目符合《重庆市矿产资源总体规划(2021—2025年)环境影响报告书》及审查意见管控要求。

1.5 与《重庆市綦江区矿产资源总体规划(2021—2025年)环境影响报告书》及审查意见的符合性分析

根据《重庆市綦江区矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》及审查意见，项目与其符合性见下表。

表 1.5-1 与《重庆市綦江区矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》及审查意见的符合性分析

分类	相关要求	项目情况	符合性
重点区域生态环境管控	<p>(1) CQ02 等临近生态保护红线的矿产资源勘查开发，应采取有效措施，避免影响生态服务功能。</p> <p>(2) 露天开采 CQ13、CQ14、CQ15、CQ16、CQ59 等 5 个开采区块与一般生态空间重叠，一般生态空间中“生物多样性维护”，应当按照限制性开发管理要求，严格控制建设活动范围和强度，保证其结构和生物多样性维护的主要功能不受破坏。</p> <p>(3) 《规划》划定的 2 个露天开采区块与重点预防区重叠，应严格控制生产建设活动，有效避免人为水土流失，结合水土流失重点预防区主要工作内容做好矿山水土流失防治。18 个露天开采区块与重点治理区重叠，矿山应积极实施有效水土保持措施，不加重区域水土流失。(4) 对于与二级国家级公益林重叠的勘查规划区块（KQ01、KQ02、KQ03、KQ04、KQ05）和开采规划区块（CQ11、CQ12、CQ48、CQ60），应严格执行《国家级公益林管理办法》《重庆市公益林管理办法》等规定，勘查和开采过程中，不占或者少占公益林林地，确需使用的，严格按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。</p> <p>(5) 探转采地下开采矿山 CQ21（矿泉水）、CQ22（矿泉水）和空白区新设 CQ60（地热），不造成永久基本农田损毁、塌陷破坏的，可申请新设矿业权。对于井下方式开采，矿产资源开发利用与生态保护修复方案应落实保护性开发措施。</p> <p>(6) 露天开采 CQ03、CQ06、CQ09、CQ28、CQ29、CQ31、CQ33、CQ37、CQ38、CQ39、CQ42、CQ45、CQ46、CQ51、CQ55 等矿山，可能位于省道、国道和铁路可视范围内，建议开采区块投放前，进一步核实区块与现状及规划铁路、高速的距离及位置关系，禁止在直观可视范围内进行露天开采。</p> <p>(7) CQ02 严格控制开采区域，避让饮用水源保护区，落实废水处理设施，严禁向饮用水源保护区排放废水；同时加强监管，确保饮用水水源环境安全。</p>	<p>项目位于綦江区打通镇，属于陆地矿产资源地质勘查。项目依托现有井场钻井，不涉及新增占地，不涉及重点治理区和重点预防区，建设单位已取得重庆市綦江区规划和自然资源局下发的《关于中石化丁页 19HF 井钻探工程临时用地的批复》（綦规资发[2024]33 号）</p>	符合
污染物排放控制标准	<p>(1) 一类功能区内的建设用地及其以外所设 300 米宽的缓冲带，原则上按一类功能区对应的标准执行。CQ34、CQ35 矿区范围位于一类功能区以及一</p>	<p>扩建项目属于陆地矿产资源地质勘查；依托已建井场钻井，井</p>	符合

	类功能区以外 300 米缓冲带范围内，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）一级标准，对于位于缓冲带内的采矿区块应强化粉尘排放控制。 （2）严格执行国家及重庆市大气污染物排放标准。水泥配料用页岩、水泥配料用灰岩大气污染物执行《水泥工业大气污染物排放标准》（DB50/656-2016）；其余大气污染物排放执行《重庆市大气污染物综合排放标准》（DB50/418-2016）。 （3）露天开采矿山，加工区应依法采取封闭措施控制无组织排放粉尘。采矿生产、生活废水应处理后尽量回用或达标排放，减少污染物排放量。（4）建筑用砂岩矿，采用切割方式进行开采，用水冷却和降尘，其生产废水采用混凝沉淀后回用，严禁外排。	场范围不涉及一类功能区及其以外所设 300 米宽的缓冲带。	
环境风险防控	临近饮用水水源保护区的采矿权，严格落实相关废水处理措施，严禁向饮用水源保护区排水。	扩建项目所在矿权区域不涉及饮用水水源保护区，且项目废水转运至有资质污水处理厂进行处理，现场不外排。	符合
资源开发利用要求	（1）建筑石料用灰岩、水泥用灰岩开采总量不得高于规划设置指标值；（2）单个矿山最低开采规模不得低于规划设计标准。	扩建项目不属于此类项目。	符合

表 1.5-2 与审查意见的符合性分析一览表

审查意见要求	项目情况	符合性
（一）坚持生态优先，绿色发展。坚持以习近平生态文明思想为指导，严格落实《中华人民共和国长江保护法》，按照“共抓大保护、不搞大开发”的要求，立足于生态系统稳定和生态环境质量改善，处理好生态环境保护与矿产资源开发的关系，合理控制矿产资源开发规模与强度，不得占用依法应当禁止开发的区域，优先避让生态环境敏感区域。进一步强化《规划》的生态环境保护总体要求，推动生态环境保护与矿产资源开发目标同步实现。	项目不占用规划中划定的禁止开发区域，不涉及生态环境敏感区域。	符合
（二）严格产业准入，合理控制开采。严格落实《规划》提出的全区矿山数量控制在 40 个以内、矿山最低开采规模准入要求、大中型矿山比例不低于 70%等要求，水泥用灰岩、建筑石料用灰岩矿石产量严格控制在《规划》提出的约束性指标内。	项目为页岩气勘探项目，不属于矿山项目。	符合
（三）严格保护生态空间，维护区域生态功能。按照重庆市“三线一单”生态环境分区管控方	项目满足“生态环境分区管控”要求，不占用生态保护红线、	

	<p>案、生态环境保护规划等要求，进一步优化矿权设置和空间布局，依法依规对生态空间实施严格保护。勘查规划区块 KQ01 已纳入市级矿规，应严格落实市级矿规环评及审查意见，确保满足生态保护红线、自然保护地和一般生态空间管控要求。与生态保护红线、风景名胜存在冲突的开采规划区块 CQ34、CQ35 应优化空间布局，避让生态保护红线和风景名胜区，确保满足生态保护红线和风景名胜区管控要求；与一般生态空间存在冲突的勘查规划区块 KQ05、开采规划区块 CQ13、CQ14、CQ15、CQ16、CQ59、CQ60，应严格按照一般生态空间管控要求，严格控制勘查、开采活动范围和强度，严格落实绿色勘查、绿色开采及矿山环境保护、生态修复相关要求，保证其结构和生物多样性维护的主要功能不受破坏。与饮用水水源保护区存在冲突的开采规划区块 CQ16 应优化调整区块范围，避让饮用水水源保护区。与永久基本农田存在冲突的探转采、空白区新设和已设采矿权调整区块（矿泉水和地热除外），应优化区块布局，避让永久基本农田。对涉及占用二级国家级公益林的，应优先调整区块布局，不占或者少占公益林，确需使用的应按规定办理林地使用手续。</p> <p>严格控制涉及国家重要生态功能区、水土流失重点预防区等具有重要生态功能的区域矿产开采活动，并采取严格有针对性的保护措施，防止对区域生态功能产生不良影响。</p>	<p>风景名胜区、饮用水源保护区、国家重要生态功能区、水土流失重点预防区等，不涉及新增占用永久基本农田。项目依托现有井场钻井，不新增占地，建设单位已取得重庆市綦江区规划和自然资源局下发的《关于中石化丁页 19HF 井钻探工程临时用地的批复》（綦规资发〔2024〕33 号）。</p>	
	<p>（四）加强矿山生态修复和环境治理。</p> <p>结合区域生态环境质量改善目标和主要生态环境问题，分区域、分矿种确定矿山修复和环境治理总体要求，强化生态环境保护。重视关闭矿山及历史遗留矿山的生态环境问题，按照国家、重庆市和綦江区相关文件规定和要求，落实矿山生态修复及土地复垦责任主体，采取自然恢复、工程修复或合法再利用措施有序推进重庆松藻煤电有限责任公司打通一煤矿等 28 个矿山的生态修复和环境治理。严格按照重庆市及綦江区相关规划和治理方案，加快推进关闭煤矿矿井涌水和矸石山治理。加强对污水处理设施的监督性检查和日常维护，确保污水处理设施稳定运行，矿井废水达标排放。加强煤矸石堆场治理和煤矸石综合利用。</p>	<p>项目依托已建道路工程、井场及附属构筑物进行钻井，不会再次造成生态环境破坏。</p>	符合
	<p>（五）严守环境质量底线，加强污染防治</p>	<p>项目属于页岩气勘探，不属于</p>	符合

	<p>针对重庆市綦江区永通建材有限公司等矿山企业存在原料库成品库未完全密闭、粉尘外溢、矿石乱堆乱放等现状问题，应加强废气污染治理，认真落实好环评文件及环评批准书提出的各项环境保护措施和要求。</p> <p>矿产资源开发利用过程中采用技术经济可行、措施有效的污染防治措施，控制生产和运输产生的污染物排放。采矿生产、生活污水应处理后尽量回用或达标排放，减少污染物排放量。采取密闭、除尘、洒水降尘等有效措施控制矿山开采和破碎加工过程中粉尘等大气污染物排放，严格控制矿产品及弃渣运输过程中的粉尘污染和尾气排放。邻近生态保护红线的开采区块应切实加强对生态环境的保护，严控生产建设活动，强化粉尘排放控制，降低对生态环境的影响。合理布局工业场地，合理安排作业时间，选用低噪声设备，采取消声、隔声、减振等措施，减缓噪声不利影响，确保符合声环境相关标准。矿山剥离表土、废石妥善处置，实现资源化利用，危险废物依法依规交有资质单位处置。做好矿区工业场地分区防渗，强化废石场、弃渣场土壤和地下水污染防治措施。</p>	<p>矿山开采和破碎加工；周边不涉及生态保护红线；扩建项目通过合理安排作业时间，选用低噪声设备，采取消声、隔声、减振等措施，减缓噪声不利影响；依托井场已采取的分区防渗措施，同时结合实际钻井情况对新建区域采取分区防渗措施。</p>	
	<p>（六）强化环境风险防控</p> <p>严格落实矿产资源开发各项环境风险防范措施，防范突发性环境风险事故发生。邻近饮用水水源保护区的采矿区，应严格落实相关废水处理措施和环境风险防范措施，预防突发性环境风险事故对饮用水水源保护区造成影响。开采规划区块 CQ02 应严格控制开采区域，避让饮用水水源保护区，落实废水处理设施，严禁向饮用水水源保护区排放废水；同时加强监管，确保饮用水水源环境安全。</p>	<p>项目将严格落实本次评价提出的环境风险防范措施。</p>	<p>符合</p>
<p>综上所述，扩建项目符合《重庆市綦江区矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》及审查意见相关要求。</p> <p>1.6 与《重庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（渝府发〔2021〕6号）的符合性分析</p> <p>根据《重庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》渝府发〔2021〕6号，第三节-完善能源保障体系-紧扣2030年前碳排放达峰目标，深化能源供给侧结构性改革，优先发展清洁能源和可再生能源，推进化石能源清洁高效开发利用，加快构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。</p>			

	<p>专栏 9-重大能源项目-天然气（页岩气）开发项目。推进涪陵、南川页岩气和潼南—合川、开州罗家寨常规天然气稳产增能，力争永川—荣昌、铜梁—大足、綦江、武隆、梁平、复兴等区块页岩气商业化开发，持续推进巫溪—宣汉、忠县—丰都、彭水等区块风险勘探。</p> <p>扩建项目位于重庆市綦江区，属于页岩气勘探工程，有助于加快构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系，符合《重庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》。</p> <p>1.7 与《重庆市綦江区生态环境保护“十四五”规划（2021—2025 年）》符合性分析</p> <p>根据《重庆市綦江区生态环境保护“十四五”规划（2021—2025 年）》中 第三节 构建绿色低碳循环发展经济体系 构建清洁能源体系。加快发展清洁能源和新能源，严控煤炭消费总量，构建以页岩气、煤电、抽水蓄能发电等为重点的现代化能源产业体系。推进页岩气勘探开发及下游产业发展，建设页岩气集输管网和外输干线，确保页岩气就地接入、应产尽产。依托扶欢循环经济产业园，推广页岩气在 CNG、LNG 和分布式能源等领域应用，延伸页岩气下游精深加工链条，发展生物医药、精细化工等产业，形成页岩气全产业链集群式发展，发挥页岩气勘探开发、综合利用、装备制造和生态环境保护综合示范作用。推动氢能产业发展，推广氢能源在燃料电池、氢燃料电池汽车、分布式发电等领域应用。</p> <p>扩建项目位于重庆市綦江区，属于页岩气勘探项目，有助于加快构建清洁能源体系，符合《重庆市綦江区生态环境保护“十四五”规划（2021—2025 年）》。</p> <p>1.8 与《重庆市綦江区国土空间分区规划（2021—2035 年）》符合性分析</p> <p>根据《重庆市綦江区国土空间分区规划（2021—2035 年）》，到 2035 年，綦江区耕地保有量不低于 93.10 万亩，其中永久基本农田保护面积不低于 71.60 万亩；生态保护红线面积不低于 237.97km²；城镇开发边界面积控制在 80.64km² 以内。</p> <p>根据叠图分析，本项目选址选线不在綦江区划定的城镇开发边界、生态保护红线内，且本次扩建不新增占地，依托现有工程已建井场。建设单位已取得重庆市綦江区规划和自然资源局下发的《关于中石化丁页 19HF 井钻探工程临时用地的批复》（綦规资发〔2024〕33 号），符合用地要求。</p>
其他	1.9 产业政策符合性分析

符合性分析

扩建项目为页岩气勘探项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”中“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”。因此，项目建设符合国家产业政策。

2.0与“生态环境分区管控”符合性分析

扩建项目位于綦江区打通镇，对照“重庆市生态环境分区管控智检服务”《重庆市“三线一单”生态环境分区管控调整方案（2023 年）》（渝环规〔2024〕2 号）、重庆市綦江区人民政府关于印发《重庆市綦江区“三线一单”生态环境分区管控调整方案（2023 年）》（綦江府发〔2024〕15 号），扩建项目所在区域属于綦江区一般管控单元-綦江河綦江上游段，不涉及生态保护红线，也不涉及优先保护单元。

扩建项目与管控单元相对位置关系如下图所示：



图 2.0-1 项目与管控单元位置关系示意图

表 2.0-1 项目与生态分区管控要求的符合性分析表

表 2.0-1 项目与生态分区管控要求的符合性分析表				
环境管控单元编码		环境管控单元名称		环境管控单元分类
ZH50011030001		綦江区一般管控单元-綦江河綦江上游段		一般管控单元
管控要求层级	管控类型	管控要求	项目情况	符合性
一般管控单元 市级总体管控要求	空间布局约束	第一条 深入实施农村“厕所革命”，推进农村生活垃圾治理和农村生活污水治理，基本消除较大面积农村黑臭水体，整治提升农村人居环境。	项目属于页岩气勘探，井场设置环保厕所，生活污水经环保厕所收集处理后拉运至污水处理厂处理，不会造成周边水体污染。	符合
	污染物排放管控	第二条 加强畜禽粪污资源化利用，加快推动长江沿线畜禽规模化养殖场粪污处理配套设施装备提档升级，推进畜禽养殖户粪污处理设施装备配套，推行畜禽粪肥低成本、机械化、就地就近还田，推进水产养殖尾水治理，强化水产养殖投入品使用管理。	扩建项目不涉及畜禽养殖。	符合
	环境风险防控	/	/	/
	资源开发利用效率	/	/	/
綦江区 总体管控要求	空间布局约束	1.执行重点管控单元市级总体要求第一条、第二条、第五条、第六条、第七条	扩建项目位于綦江区一般管控单元，不涉及重点管控单元。	符合
		2.禁止在合规园区綦江工业园区各组团外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目（高污染项目严格按照《环境保护综合名录（2021年版）》“高污染”产品名录执行）。禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业规划布局的项目。新建、改建、扩建“两高”项目须符合生态环境保护法律法规和相关法定规划，满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。	扩建项目为天然气勘探工程，不属于钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目；不属于高耗能、高排放、低水平工业项目。	
		3.严把项目准入关口，对不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目坚决不予准入。		

他符合性分析

		<p>加快布局分散的企业向园区集中，鼓励现有工业项目搬入綦江工业园区和中小企业集聚区、化工项目按要求进入綦江工业园区扶欢组团。除在安全或者产业布局等方面有特殊要求的项目外，新建有污染物排放的工业项目应当进入工业集聚区，新建化工项目按要求进入綦江工业园区扶欢组团。</p>		
		<p>4.持续推进历史遗留及关闭矿山生态修复工程，对还未采取生态保护和恢复措施的，严格按照规定和标准开展生态恢复与治理。</p>	<p>扩建项目不涉及煤炭、矿山项目。</p>	<p>符合</p>
	<p>5.以赶水、打通、安稳、石壕四镇为重点区域，加强采煤沉陷区生态环境修复治理，加快接续替代产业培育，开展矿井水治理，实施煤炭渣场及矸石山治理和生态恢复，严格落实生态恢复要求。</p>			
	<p>6.加快大中型和骨干矿山企业的建设和发展，促进小型矿山企业的重组改造。新建矿山按照绿色矿山建设标准进行规划、设计、建设和运营管理，生产矿山加快升级改造、逐步达标，因地制宜建设“工厂式”矿山、“花园式”矿山，促进矿区矿容矿貌大改观、大提升。</p>			
	<p>7.页岩气开发布井时，应尽量避免地下暗河。</p>			
		<p>8.严格排放重金属（铅、汞、镉、铬、砷、铊和铋）相关的重点行业企业准入。</p>	<p>扩建项目不属于排放重金属（铅、汞、镉、铬、砷、铊和铋）相关的重点行业。</p>	
		<p>9.紧邻居住、医疗等环境敏感用地的工业地块严格限制排放恶臭异味物质、《有毒有害大气污染物名录》所列大气环境污染物以及《危险化学品目录》所列剧毒物质的项目建设。</p>	<p>扩建项目不涉及。</p>	
		<p>10.严格执行钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃等行业产能置换实施办法。</p>	<p>扩建项目不属于钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃等行业。</p>	
	<p>污染物排放管控</p>	<p>1.执行重点管控单元市级总体要求第八条、第九条、第十一条、第十三条、第十五条。</p>	<p>扩建项目位于綦江区一般管控单元，不涉及重点管控单元。</p>	<p>符合</p>
		<p>2.在重点行业（工业涂装、化工、电子、包装印刷、家具制造、油品储运销等）推进挥发性有机物综合治理，推动低（无）挥发性有机物原辅材料和产品源头替代，推广使用低挥发性有机物含量产品，推动纳入政府绿色采购名录。有条件的工业集聚区建设集中喷涂工程中心，配备高效治污设施，替代企业独立喷涂工序，对涉及喷漆、喷粉、印刷等废气进行集中处理。</p>	<p>扩建项目属于天然气勘探项目，不属于工业涂装、化工、电子、包装印刷、家具制造、油品储运销等重点行业，不涉及喷漆、喷粉、印刷等工序。</p>	

		<p>3.推进乡镇生活污水处理设施达标改造。新建城市生活污水处理厂转关口污水处理厂、共同片区、松同片区等污水处理厂全部按照《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标及以上排放设备标准设计、施工、验收，建制石角干坝、东溪竹林堂、三角吉安、打通大罗、郭扶高庙、三角乐兴等乡镇生活污水处理设施出水水质不得低于《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 B 标排放标准；对现有截留制排水管网实施雨污分流改造，针对无法彻底雨污分流的老城区，尊重现实合理保留截留制区域，提高截留倍数；对新建的排水管网，全部按照雨污分流模式实施建设。</p>	<p>扩建项目不涉及。</p>	<p>符合</p>
		<p>4.固体废物污染防治坚持减量化、资源化和无害化的原则。推动磷石膏、冶炼废渣、煤矸石、粉煤灰、尾矿等大宗工业固体废物资源化利用，逐步减少一般工业固体废物堆存量；产生工业固体废物的单位应当建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度，建立工业固体废物管理台账。</p>	<p>扩建项目施工过程中产生的废水基泥浆、水基岩屑等交相应单位资源化利用；废包装材料等外售废品回收单位；油基岩屑、废油等危险废物交由有危废处置资质单位无害化处置。工业固废建立产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度，建立工业固体废物管理台账。</p>	
		<p>5.全面推进水泥熟料行业超低排放改造，有序推进现有火电、热电行业超低排放改造，新建燃煤机组实施超低排放；火电、水泥工业企业以及燃煤锅炉使用单位应当按照规定配套建设脱硫、脱硝、除尘等污染防治设施，采用先进的大气污染物协同控制技术和装备。全面实施分散燃气锅炉低氮排放改造；重点推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排，加强细颗粒物和臭氧协同控制。</p>	<p>扩建项目不涉及水泥、火电、热电等行业，不涉及锅炉使用。</p>	
		<p>6.矿产资源开采过程中，应当在矿山开采现场以及堆场配套建设、使用控制扬尘和粉尘等污染治理设施，确保达标排放，并按规定进行生态修复。</p>	<p>扩建项目属于天然气勘探项目，不属于矿山开采。</p>	
		<p>7.加快大宗货物和中长途货物运输“公转铁”“公转水”，大力发展铁水、公铁、公水等多式联运，大宗物料优先采用铁路、管道或水路运输，短途接驳优先使用新能源车辆运输；提高燃油车船能效标准，健全交通运输装备能效标识制度，加快淘汰高耗能高排放老旧车船。全面实施汽车国六排放标准和非道路移动柴油机国四排放标准。深入实施清洁柴油机行动，鼓励重型柴油货车更新替代。</p>	<p>扩建项目不涉及。</p>	

		8.加强农业面源污染治理。引导、鼓励农村“化肥农药减量化生产”行动，推进农药化肥减量增效、秸秆综合利用，强化农膜和农药包装废弃物回收处理。并加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，完善畜禽养殖场污染治理配套设施设备，推广、指导畜禽养殖废弃物综合利用，推进畜禽粪污资源化利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理。	扩建项目不涉及农药化肥使用、不涉及畜禽养殖。	符合
	环境风险防控	执行重点管控单元市级总体要求第十六条。	扩建项目位于綦江区一般管控单元，不涉及重点管控单元。	符合
		綦江工业园区扶欢组团严格构建不低于“单元—企业—片区级—流域”四级事故废水风险防范体系和“政府—园区—企业”的三级环境风险应急体系。	扩建项目位于打通镇，不属于綦江工业园区扶欢组团。	
		磷石膏渣场实现雨污分流、渗滤液有效收集处理，地下水定期监测；加强磷石膏综合利用。	扩建项目不属于磷石膏渣场项目。	
		制定页岩气开采地表水、地下水环境监测方案，采用先进环保的钻采工艺。	扩建项目属于天然气勘探项目，采用先进环保的钻采工艺，导管段采用清水钻井，废水优先回用，其余废水均外运至相应单位处理，现场不外排，因此不制定地表水监测方案，制定地下水环境监测方案	符合
		定期开展环境安全排查整治专项行动，落实企业突发环境事件风险评估制度，严格监管重大突发环境事件风险企业。建立环境风险隐患排查档案，实行销号制度。	扩建项目不涉及。	符合
	资源开发效率要求	执行重点管控单元市级总体要求第二十一条、第二十二条。	扩建项目位于綦江区一般管控单元，不涉及重点管控单元。	符合
		实施能源领域碳达峰碳中和行动，发展壮大清洁能源产业，坚持因地制宜、分布式与集中式并举，充分利用水能、光伏、风能等可再生能源资源，加速对化石能源的替代；因地制宜开发水能资源，推进水电绿色智能化发展，加快蟠龙抽水蓄能电站等项目建设，推动能源清洁低碳安全高效开发利用，促进重点用能领域能效提升。	钻井过程中产生的井场雨水、洗井废水优先回用于配制压裂液；压裂返排液优先回用于周边平台配制压裂液；项目不涉及现有污水处理设施提标升级扩能改造和城镇污水再生利用设施建设。	符合
		鼓励高耗能行业生产企业实施技术升级改造，全区工业重点行业建成产能全部达到能效基准水平；鼓励企业对标能耗限额标准先进值或国际先进水平，钢铁、火电、水泥、电解铝、平板玻璃等主要产品单位能耗应当优于国家能耗限额标准；水泥熟料能效不低于《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021年版）》中基		

		<p>准水平 117 千克标准煤/吨；燃煤发电机组不低于《煤炭清洁高效利用重点领域标杆水平和基准水平（2022 年版）》（发改运行〔2022〕559 号）中基准水平。加快主要产品工艺升级与绿色化改造，推动工业窑炉、锅炉、电机、压缩机、泵、变压器等重点用能设备系统节能改造。</p>		
		<p>新建、扩建“两高”项目应采用先进适用的工艺技术和装备，单位产品物耗、能耗、水耗等达到清洁生产先进水平，鼓励实施先进的节能降碳以及废水循环利用技术，深挖水泥熟料、火电机组等余热余压利用，提升能源资源利用效率；建材等行业重点工业产品能效达到国际先进水平。</p>	项目不属于高耗能行业，项目不属于钢铁、火电、水泥、电解铝、平板玻璃行业；项目用能主要为电能。项目不属于“两高”项目。	符合
		<p>在高污染燃料禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；现有使用高污染燃料的设施应当限期淘汰或者改用天然气、页岩气、电力、风能等其他清洁能源。加强页岩气勘探开发利用，鼓励页岩气制氢产业发展，推进扶欢循环经济产业园建设，推动延伸页岩气下游精深加工链条。</p>	项目为天然气勘探项目，天然气为清洁能源，本项目实施后，可改善区域高污染燃料使用情况；本项目不在高污染燃料禁燃区。	
		<p>控制煤炭消费总量，电解铝、火电、水泥等重点用煤行业实施煤炭清洁利用，有序推进“煤改电”“煤改气”工程。持续优化现役煤电机组运行管理，推进旗能电铝自备煤电机组等现役煤电机组三改联动，推动具备条件的机组开展热电联产改造，鼓励松藻电力开展锅炉和汽轮机冷端余热深度利用改造、煤电机组能量梯级利用改造。</p>	项目不涉及煤炭使用。	
綦江区 一般管 控单 元-綦 江河綦 江上游 段管控 要求	空间布局约束	1.推进低效及污染工业用地转型，引导城镇开发边界外以及现有分散工业用地上企业向工业园区集中。	扩建项目属于天然气勘探，不属于工业项目。	符合
	污染物 排放管 控	1.新建碎石矿山应按照绿色矿山标准达标后投产，生产矿山按照绿色矿山标准建设要求整改达标，因地制宜建设“工厂式”矿山、“花园式”矿山。矿产资源开采过程中，应当在矿山开采现场以及堆场配套建设、使用控制扬尘和粉尘等污染治理设施，确保达标排放，并按规定进行生态修复。	扩建项目为天然气勘探工程，不属于碎石矿山项目。	符合
		2.加快推进关闭煤矿矿井水治理，提标改造矿井水治理设施，强化对矿井水排放的日常监管，加快推进金鸡岩洗选厂及打通一煤矿、石壕煤矿、渝阳煤矿等关闭煤矿煤矸石堆场的整治。	扩建项目为天然气勘探工程，不属于煤矿项目。	符合
		3.进一步提升城镇污水收集处理水平，加快完善城镇二三级污水管网，逐步提高污水收集率和处理量，强化城中村、老旧城区和城乡结合部污水的收集处理，落实雨污分流。并加强城镇污水处理厂管理，根据处理需求及实际能力，推进乡镇污水处	扩建项目不涉及。	符合

		理厂提标改造和扩容，加快推进松同片区污水处理厂建设并完善污水处理设施及配套管网。确保长期稳定达标排放。		
		4.及时划定藻渡水库水源区饮用水源保护区，实施藻渡水库工程水污染防治规划。并开展苦溪河环境整治和生态治理工程和次级支流小流域环境综合整治工程，确保退水接纳河流水质维持水环境功能区划目标。	扩建项目不涉及。	符合
	环境风险防控	1.藻渡水库应满足生态流量泄放要求，安装生态流量监测系统，降低水文情势影响，尽量减小低温水带来的不利影响。2.制定完善矿山环境问题监测方案，建立矿山环境监测体系和矿山地质灾害防治预警监测系统，对矿山地质环境问题实行动态监测。	扩建项目不涉及。	符合
	资源开发效率要求	/	/	/
<p>扩建项目为页岩气勘探项目，不属于工业项目，不涉及废水直接排放，不属于生态环境准入清单管控要求中禁止建设项目。综上，项目建设选址符合重庆市及綦江区生态环境分区管控相关要求。</p>				

其他符合性分析	2.1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》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析			
	项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（以下简称《通知》）（环办环评函〔2019〕910号）对比分析详见下表（摘录与项目相关内容）。			
	表 2.1-1 与《通知》符合性分析（摘录）			
	序号	技术政策要求	项目情况	符合性
	一	深化项目环评“放管服”改革		
	1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	项目位于未确定产能建设规模的陆地油气开采区块，不属于新区块开发和滚动开发项目，不以区块为单位开展环评。本次评价已提出对项目施工期环境风险带来的环境影响相应的生态环保和环境风险防范措施。	符合
	2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入油气开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油开发工程调整井项目，实施环境影响登记表备案管理。	项目仅涉及勘探井，且位于未确定产能建设规模的陆地油气开采区块，按照要求编制环境影响报告表。本次以页岩气勘探类开展环评工作，后续转生产井，按相关规范另行开展环评。	符合
	二	强化生态环境保护措施		
	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。	钻井废水、洗井废水、方井雨水等经预处理后优先回用，剩余部分废水及不可回用废水则通过罐车转运至具备处理能力、处理资质和具备环保手续的污	符合
	4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，		

		回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2022)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层,一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	水处理厂处理。	
5		油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中处理和综合利用设施,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。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。	项目产生的油基泥浆遵循减量化、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。危险废物按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	符合
6		陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的,应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺,减少二氧化硫排放。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。	项目为页岩气勘探工程,不属于陆地油气开采项目,不含硫化氢、凝析油。项目使用的备用柴油发电机废气经自带的排气筒排放,且仅在备用情况下使用,排放量少。	符合
7		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。	本次项目依托已建井场进行勘探,不新增临时占地;钻井和压裂设备优先使用网电,柴油发电机作为备用电源。选用低噪声设备,避免噪声扰民。提出了施工结束后及时落实生态保护措施的要求。	符合
8		陆地油气长输管道项目,原则上应当单独编制环评文件。	不涉及油气长输管道。	符合
9		油气储存项目,选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测,落实地下水污染防治和跟踪监测要求,采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理;盐穴储气库	项目为页岩气勘探项目,不属于油气储存项目。	符合

	项目还应当严格落实采卤造腔期和管道施工期的生态环境保护措施，妥善处理采出水。		
10	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。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。	建设单位制定了严格的环境风险防范措施，本评价提出了按规定编制突发环境事件应急预案的相关要求。	符合
三	加强事中事后监管		
11	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。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，涉及自然保护区和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	建设单位建立了完善的健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属气田落实规划、建设、试采、退役等环节生态环境保护措施，定期向生态环境主管部门报告并接受主管部门依法监督。	符合
12	陆地区块产能建设项目实施后，建设单位或生产经营单位应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测，发现问题应及时整改。项目正式投入生产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。按要求开展环评的现有滚动开发区块，可以单独开展环境影响后评价，法律法规另有规定的除外。	项目不属于区块环评内容，项目建设完成后进行环保验收监测。	符合

综上所述，扩建项目符合《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）的相关要求。

2.2与临时用地相关文件的符合性分析

（1）与《基本农田保护条例》符合性分析

《基本农田保护条例》中第十五条提到：“基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。占用基本农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。”

扩建项目依托现有井场开展天然气勘探，不新增占地；根据与永久基本农田矢量数据叠图分析，已建井场及附属设施建设区域不涉及永久基本农田。建设单位已取得重庆市綦江区规划和自然资源局下发的《关于中石化丁页 19HF 井钻探工程临时用地的批复》（綦规资发〔2024〕33 号），符合相关用地要求。

(2) 与其他相关文件的符合性分析

表 2.2-1 与其他相关文件的符合性分析

文件	文件要求	本项目情况	符合性
《中华人民共和国土地管理法》	在土地利用总体规划确定的城市和村庄、集镇建设用地规模范围内，为实施该规划而将永久基本农田以外的农用地转为建设用地的，按土地利用年度计划分批次按照国务院规定由原批准土地利用总体规划的机关或者其授权的机关批准。在已批准的农用地转用范围内，具体建设项目用地可以由市、县人民政府批准。在土地利用总体规划确定的城市和村庄、集镇建设用地规模范围外，将永久基本农田以外的农用地转为建设用地的，由国务院或者国务院授权的省、自治区、直辖市人民政府批准。	扩建项目依托现有井场开展页岩气勘探，不新增占地。	符合
《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）	<p>界定临时土地使用范围：（二）矿产资源勘查、工程地质勘查、水文地质勘查等，在勘查期间临时生活用房、临时工棚、勘查作业及其辅助工程、施工便道、运输便道等使用的土地，包括油气资源勘查中钻井井场、配套管线、电力设施、进场道路等钻井及配套设施使用的土地。</p> <p>临时用地选址要求和使用期限：建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。临时土地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。</p> <p>临时土地使用期限，从批准之日起算规范临时用地审批：油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。</p>	扩建项目依托现有井场开展页岩气勘探，不新增占地。	符合

	<p>落实临时用地恢复责任：临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。</p> <p>严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。</p>		
《关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166号）	<p>严格永久基本农田占用与补划。能源、交通、水利、军事设施等重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，经依法批准，应在落实耕地占补平衡基础上，按照数量不减、质量不降原则，在可以长期稳定利用的耕地上落实永久基本农田补划任务</p>	<p>扩建项目依托现有井场开展页岩气勘探，不新增占地。</p>	符合
《关于进一步做好用地用海要素保障的通知》（自然资发〔2023〕89号）	<p>2.缩小用地预审范围。以下情形不需申请办理用地预审，直接申请办理农用地转用和土地征收： （1）国土空间规划确定的城市和村庄、集镇建设用地范围内的建设项目用地；（2）油气类“探采合一”和“探转采”钻井及其配套设施建设用地；（3）具备直接出让采矿权条件、能够明确具体用地范围的采矿用地；（4）露天煤矿接续用地；（5）水利水电项目涉及的淹没区用地。</p> <p>9.明确占用永久基本农田重大建设项目范围。（1）党中央、国务院明确支持的重大建设项目（包括党中央、国务院发布文件或批准规划中明确具体名称的项目和国务院批准的项目）；（2）中央军委及其有关部门批准的军事国防类项目；（3）纳入国家级规划（指国务院及其有关部门颁布）的机场、铁路、公路、水运、能源、水利项目；（4）省级公路网规划的省级高速公路项目；（5）按《关于梳理国家重大项目清单加大建设用地保障力度的通知》（发改投资〔2020〕688号）要求，列入需中央加大用地保障力度清单的项目；（6）原深度贫困地区、集中连片特困地区、国家扶贫开发工作重点县省级以下基础设施、民生发展等项目。</p>	<p>扩建项目为能源建设项目，依托现有井场进行页岩气勘探，井场不新增占地、不涉及新增占用基本农田，生活区临时占用基本农田</p>	符合
《自然资源部办公厅关于加	<p>能源基础设施建设中，油气探采合一开发涉及的钻井及配套设施依据2号文件审批的临时用地，</p>	<p>扩建项目为能源建设项目，依托现有井场进</p>	符合

	<p>强临时用地监管有关工作的通知》（自然资源部函〔2023〕1280号）</p>	<p>使用期限不超过四年。油气企业在勘探结束转入开采的，应及时办理建设用地审批手续。建设用地经依法批准后，不再进行土地复垦，相关土地复垦费用退回。未在规定期限内办理建设用地手续的，按违法用地处理。</p> <p>对于占用耕地以外其他地类的临时用地，在规定的使用期限内，在不改变用途和范围的前提下，经临时用地原审批机关批准，可以确定给其他建设作为临时用地使用，但必须确保土地复垦义务履行到位。</p>	<p>行页岩气勘探，井场不新增占地、不涉及新增占用基本农田，生活区临时占用基本农田</p>	
	<p>《重庆市规划和自然资源局重庆市农业农村委员会关于加强和改进永久基本农田保护工作的实施意见》（渝规资规范〔2020〕1号）</p>	<p>一、界定临时用地使用范围 临时用地是指建设项目施工、地质勘查等临时使用，不修建永久性建（构）筑物，使用后可恢复的土地（通过复垦可恢复原地类或者达到可供利用状态）。</p>	<p>项目属于能源勘查项目，依托现有井场进行页岩气勘探，不新增占地</p>	符合
	<p>《重庆市规划和自然资源局重庆市农业农村委员会关于加强和改进永久基本农田保护工作的实施意见》（渝规资规范〔2020〕1号）</p>	<p>二、引导临时用地科学合理选址 临时用地应当合理选址，节约集约用地，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地一般不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《重庆市规划和自然资源局重庆市农业农村委员会关于加强和改进永久基本农田保护工作的实施意见》（渝规资规范〔2020〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。</p>	<p>项目为能源勘查项目，依托现有井场进行页岩气勘探，井场不新增占地、不涉及新增占用基本农田，生活区临时占用基本农田</p>	符合
	<p>《重庆市规划和自然资源局重庆市农业农村委员会关于加强和改进永久基本农田保护工作的实施意见》（渝规资规范〔2020〕1号）</p>	<p>三、明确临时用地期限 临时用地使用期限从批准之日起算，一般不超过2年；建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设使用的临时用地，期限不超过4年。</p>	<p>施工期约30个月，建设单位已取得重庆市綦江区规划和自然资源局下发的《关于中石化丁页19HF井钻探工程临时用地的批复》（綦规资发〔2024〕33号）</p>	符合
	<p>《重庆市规划和自然资源局关于规范临时用地管理的通知》（渝规资规范〔2022〕1号）</p>	<p>界定临时用地使用范围 临时用地是指建设项目施工、地质勘查等临时使用，不修建永久性建（构）筑物，使用后可恢复的土地（通过复垦可恢复原地类或者达到可供利用状态）。</p>	<p>项目属于能源勘查项目，依托现有井场进行页岩气勘探，井场不新增占地</p>	符合
	<p>《重庆市规划和自然资源局关于规范临时用地管理的通知》（渝规资规范〔2022〕1号）</p>	<p>引导临时用地科学合理选址 临时用地应当合理选址，节约集约用地，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。制梁场、拌合站</p>	<p>项目为能源勘查项目，依托现有井场进行页岩气勘探，井场不新增占地、不涉及新增占用</p>	符合

	<p>等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。临时用地一般不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《重庆市规划和自然资源局重庆市农业农村委员会关于加强和改进永久基本农田保护工作的实施意见》（渝规资规范（2020）1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。</p>	基本农田，生活区临时占用基本农田	
	<p>明确临时用地期限 临时用地使用期限从批准之日起算，一般不超过2年；建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设使用的临时用地，期限不超过4年。</p>	<p>项目施工期约30个月，建设单位已取得重庆市綦江区规划和自然资源局下发的《关于中石化丁页19HF井钻探工程临时用地的批复》（綦规资发（2024）33号）。</p>	符合

综上所述，扩建项目建设符合永久基本农田符合相关要求。

2.3与其他环境保护相关规划政策符合性分析

（1）重庆市人民政府《重庆市生态环境保护“十四五”规划（2021—2025年）》（渝府发〔2022〕11号）的符合性分析

表 2.3-1 与《重庆市生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

序号	技术政策要求	项目情况	符合性
第三章 第二节	除在安全生产或者产业布局等方面有特殊要求外，禁止在工业园区外新建工业项目。禁止在工业园区外扩建钢铁、焦化、建材、有色等高污染项目，禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目。	项目为页岩气勘探项目，不属于工业、养殖类项目。	符合
第五章 第四节	严格畜禽养殖和水产养殖禁养区、限养区管理，优化养殖产业布局，全面禁止在畜禽养殖禁养区内建立畜禽养殖场、发展养殖专业户。		符合
第五章 第五节	加强建筑施工噪声监管。完善城市夜间作业审核管理，落实城市建筑施工环保公告制度，依法严格限定施工作业时间，严格限制在敏感区内进行产生噪声污染的夜间施工作业。	项目位于乡村地区且井场选址已尽量远离周边农户，不在城市和敏感区范围内。	符合
	强化工业企业噪声监管。关停、搬迁、治理城市建成区内的噪声污染严重企业，基本消除城区工业噪声扰民污染源。加强工业园区噪声污染防治，禁止在1类声环境功能区、严格限制在2类声环境功能区审批产生噪声污染的工业项目环评。	项目不属于工业项目，且项目属于临时工程，选址不在1类声环境功能区内，主要影响为施工期的钻井、压裂作业噪声。	符合

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

扩建项目与其符合性分析详见下表（摘录与项目相关的实施细则）。

表 2.3-2 与《负面清单实施细则》符合性分析表（摘录）

序号	文件中相关要求	项目情况	符合性
第五条	禁止新建、改建和扩建不符合全国港口布局规划，以及《四川省内河水运发展规划》《泸州—宜宾—乐山港口群布局规划》《重庆港总体规划（2035年）》等省级港口布局规划及市级港口总体规划的码头项目。	不涉及港口工程。	符合
第六条	禁止新建、改建和扩建不符合《长江干线过江通道布局规划（2020—2035年）》的过长江通道项目（含桥梁、隧道），国家发展改革委同意过长江通道线位调整的除外。	不属于过长江通道项目。	符合
第七条	禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。自然保护区的内部未分区的，依照核心区和缓冲区的规定管控。	不涉及自然保护区核心区、缓冲区。	符合
第八条	禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区。禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的项目。	不涉及风景名胜区。	符合
第九条	禁止在饮用水水源准保护区的岸线和河段范围内新建、扩建对水体污染严重的建设项目，禁止改建增加排污量的建设项目。	不涉及饮用水水源准保护区。	符合
第十条	饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内，除遵守准保护区规定外，禁止新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目；禁止从事对水体有污染的水产养殖等活动。	不涉及饮用水水源二级保护区。	符合
第十一条	饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内，除遵守二级保护区规定外，禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护区无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。	不涉及饮用水水源一级保护区。	符合
第十二条	禁止在水产种质资源保护区岸线和河段范围内新建围湖造田、围湖造地或挖沙采石等投资建设项目。	不涉及水产种质资源保护区。	符合
第十三条	禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内开（围）垦、填埋或者排干湿地，截断湿地水源，挖沙、采矿，倾倒有毒有害物质、废弃物、垃圾，从事房地产、度假村、高尔夫球场、风力发电、光伏发电等任何不符合主体功能定位的建设项目和开发活动，破坏野生动物栖息地和迁徙通道、鱼类洄游通道。	不涉及国家湿地公园及左列活动。	符合

第十四条	禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和岸线保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。	不涉及长江流域河湖岸线。	符合
第十五条	禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目。	不涉及上述区域。	符合
第十六条	禁止在长江流域江河、湖泊新设、改设或者扩大排污口，经有管辖权的生态环境主管部门或者长江流域生态环境监督管理机构同意的除外。	不涉及排污口工程。	符合
第十七条	禁止在长江干流、大渡河、岷江、赤水河、沱江、嘉陵江、乌江、汉江和 51 个（四川省 45 个、重庆市 6 个）水生生物保护区开展生产性捕捞。	不进行生产性捕捞。	符合
第十八条	禁止在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。	不属于化工园区和化工项目。	符合
第十九条	禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。	不属于上述项目。	符合
第二十条	禁止在生态保护红线区域、永久基本农田集中区域和其他需要特别保护的区域内选址建设尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库。	不属于上述项目。	符合
第二十一条	禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。	不属于上述高污染项目。	符合
第二十二条	禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目。（一）严格控制新增炼油产能，未列入《石化产业规划布局方案（修订版）》的新增炼油产能一律不得建设。（二）新建煤制烯烃、煤制芳烃项目必须列入《现代煤化工产业创新发展布局方案》，必须符合《现代煤化工建设项目环境准入条件（试行）》要求。	不属于石化、现代煤化工等项目。	符合
第二十三条	禁止新建、扩建法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目。对《产业结构调整指导目录》中淘汰类项目，禁止投资；限制类的新建项目，禁止投资，对属于限制类的现有生产能力，允许企业在一定期限内采取措施改造升级。	不属于落后产能项目。	符合
第二十四条	禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。对于不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业，不得以其他任何名义、任何方式备案新增产能项目。	不属于严重过剩产能行业。	符合

第二十五条	禁止建设以下燃油汽车投资项目（不在中国境内销售产品的投资项目除外）：（一）新建独立燃油汽车企业；（二）现有汽车企业跨乘用车、商用车类别建设燃油汽车生产能力；（三）外省现有燃油汽车企业整体搬迁至本省（列入国家级区域发展规划或不改变企业股权结构的项目除外）；（四）对行业管理部门特别公示的燃油汽车企业进行投资（企业原有股东投资或将该企业转为非独立法人的投资项目除外）。	不属于上述项目。	符合
第二十六条	禁止新建、扩建不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目。	不属于上述项目。	符合

由上表分析可知，扩建项目的建设符合《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》相关要求。

（3）与《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》符合性分析

扩建项目与《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》的符合性分析详见下表。

表 2.3-3 与《长江经济带发展负面清单指南》符合性分析

序号	文件中相关要求	项目情况	符合性
1	禁止建设不符合全国和省级港口布局规划以及港口总体规划的码头项目，禁止建设不符合《长江干线过江通道布局规划》的过长江通道项目。	不属于码头、长江通道项目。	符合
2	禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内投资建设与风景名胜资源保护无关的项目。	不涉及风景名胜区和自然保护区。	符合
3	禁止在饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。禁止在饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目。	不涉及饮用水水源保护区。	符合
4	禁止在水产种质资源保护区的岸线和河段范围内新建围湖造田、围海造地或围填海等投资建设项目。禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内挖沙、采矿，以及任何不符合主体功能定位的投资建设项目。	不涉及水产种质资源保护区和国家湿地公园。	符合
5	禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留	不涉及重要水功能区划河段。	符合

		区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目。				
6		禁止未经许可在长江干支流及湖泊新设、改设或扩大排污口。	不涉及排污口工程。	符合		
7		禁止在“一江一口两湖七河”和 332 个水生生物保护区开展生产性捕捞。	不进行生产性捕捞。	符合		
8		禁止在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。	不属于左述禁止类项目。	符合		
9		禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。	不属于高污染项目。	符合		
10		禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目。	不属于上述产业布局规划项目。	符合		
11		禁止新建、扩建法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目。禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。禁止新建、扩建不符合要求的高耗能高排放项目。	不涉及落后产能项目。	符合		
<p>注：1、长江干流指流经长江经济带四川省、云南省、重庆市、湖北省、湖南省、江西省、安徽省、江苏省、上海市的长江主河段。</p> <p>2、长江支流指直接或者间接流入长江干流的河流，可以分为一级支流、二级支流等。</p> <p>3、长江重要支流指流域面积一万平方米以上的支流，其中流域面积八万平方米以上的一级支流包括雅砻江、岷江、嘉陵江、乌江、湘江、沅江、汉江和赣江等；重要湖泊包括鄱阳湖、洞庭湖、太湖、巢湖、滇池等。</p> <p>4、“一江一口两湖七河”指长江干流、长江口、鄱阳湖、洞庭湖、大渡河、岷江、赤水河、沱江、嘉陵江、乌江、汉江；332 个水生生物保护区指《率先全面禁捕的长江流域水生生物保护区名录》中的水生动植物自然保护区和水产种质资源保护区。</p> <p>5、长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围指长江干支流、重要湖泊岸线边界（即水利部门河湖管理范围边界）向陆域纵深一公里。</p> <p>6、合规园区指已列入《中国开发区审核公告目录》或由省级人民政府批准设立、审核认定的园区。</p>						
<p>根据上表分析可知，项目符合《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022年版）》的有关要求。</p> <p>（4）与《成渝地区双城经济圈生态环境保护规划》的符合性分析</p> <p>项目与《成渝地区双城经济圈生态环境保护规划》符合性分析见下表（摘录与项目相关内容）。</p> <p>表 2.3-4 与《成渝地区双城经济圈生态环境保护规划》符合性分析</p>						
		序号		文件中相关要求	项目情况	符合性
1	推 进	推 动 产 业	促进传统产业绿色升级。严控石化化工、钢铁、建材、煤炭、有色金属等行业新增产能，严格	项目为页岩气勘探项目，位	符合	

		绿色低碳转型发展	结构绿色转型	<p>执行产能等量或减量置换。禁止在长江干支流岸线1公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目，实施沱江、岷江、涪江、嘉陵江等沿江危险化学品生产企业搬迁改造。大力推进食品、轻工、纺织、机械、化工等传统产业清洁生产改造。推动装备制造、冶金建材、汽车摩托车等传统产业高质量集群化发展。促进废钢资源回收利用，提高电炉短流程炼钢比例。促进物流、餐饮、交通运输等行业绿色转型，积极构建绿色物流产业链。</p> <p>培育绿色新兴产业集群。围绕新一代信息技术、生物医药、通用航空、临港产业、新能源、新材料、智能制造、集成电路等新兴产业，培育绿色经济增长源。重点支持发展先进金属材料、高端航空航天装备、化工合成材料、复合材料、电子材料和页岩气、氢能等产业，打造附加值高、污染物排放量小的绿色产业基地。培育壮大清洁能源产业，建设国家一流清洁能源科技创新基地。提升汽车产业竞争力，加快推动汽车产业向电动化、智能化、网联化方向转型。培育壮大绿色环保产业，发展重庆中心城区、成都、自贡、德阳等节能环保产业集群。</p> <p>深化绿色创新驱动。构建市场导向的绿色技术创新体系，实施绿色技术创新攻关行动。实施工业绿色生产，开展绿色设计，推行绿色供应链管理。建设沱江绿色发展经济带。</p>	于綦江区打通镇，不属于长江干支流岸线1公里范围内，且不属于左列禁止项目范畴。	
			促进能源结构绿色优化	<p>加快推动能源结构优化。充分发挥四川水电和天然气等清洁能源优势，统筹调配构建成渝地区“能源互联网”，创建清洁能源高质量发展示范区，提高清洁能源消费比例。重点实施气田增储上产，推进宜宾、内江、泸州、涪陵、南川等地页岩气勘探开发，建设天然气(页岩气)千亿立方米级产能基地，打造中国“气大庆”。优化天然气使用方式，新增天然气优先保障居民生活需求和船舶运输需求，加大工业用煤天然气替代规模；完善天然气产供储销体系，加快管网建设与整合，推动省级管网以市场化方式融入国家管网。</p> <p>优化煤炭消费结构。严控钢铁、化工、水泥等主要用煤行业煤炭消费，新(改、扩)建建设项目实行用煤减量替代。</p> <p>促进能源资源节约高效利用。严格落实能源消费强度和总量双控制度，坚决遏制“两高”项目盲目发展。实施节能重点工程，强化重点用能</p>	项目为页岩气勘探项目，属于重点开发资源，不属于“两高”项目。	符合

			<p>单位节能管理，着力提高工业、建筑、交通等重点领域能源利用效率。加强城市照明规划、设计、建设、运营全过程管控，严格控制景观照明与道路照明亮度和时间。加大节能科研力度，鼓励先进节能技术和产品推广应用，加快能耗在线监测系统建设与数据运用。推进水资源消耗总量和强度双控行动，联合落实最严格的水资源管理制度，实施节水行动。开展重点行业和重点产品资源效率对标提升行动。</p>		
		稳步推进区域碳排放达峰	<p>有序开展碳达峰行动相关工作。研究制定成渝地区碳达峰目标、路线图和实施方案，率先开展重点领域碳达峰行动。推动重点行业、企业提出碳达峰目标和低碳转型规划，鼓励大型企业和重点工业园区制定碳达峰行动方案。调控石化化工、钢铁、建材、煤炭、有色金属等重点行业产能，提高准入门槛，开展低碳化改造。制定交通领域低碳行动方案，推行智慧低碳交通，提高绿色出行比例和资源环境效益，加快实现铁路公交化。积极推广人工湿地、河湖生态缓冲带等低能耗环境污染治理与修复基础设施建设。积极开展低碳城市建设。</p> <p>建立健全应对气候变化制度体系。开展石油天然气开采、煤炭开采等重点行业甲烷排放监测与管控。开展重点行业温室气体排放与排污许可管理相关试点研究。建立健全企业温室气体数据报送系统，完善低碳产品政府采购、绿色金融、企业碳排放信息披露等相关制度。统筹提升城乡极端气候事件监测预警、防灾减灾综合评估和风险管控能力，制定应对和防范措施，探索运用基于自然的解决方案适应气候变化，提升区域适应气候变化能力。</p> <p>构建温室气体减排激励机制。推进地方自愿减排工作，扩大风电、户用沼气、林业等自愿减排项目应用领域；将自愿减排交易制度体系与乡村振兴相结合，鼓励参与国家核证自愿减排交易。加强“碳惠通”“碳惠天府”等碳普惠制的推广应用，推动实现成渝碳普惠互认和对接。制定出台“碳标签”涉及的各项标准与规范，探索开展出口产品低碳认证。</p>	建设单位每年定期对甲烷排放进行监控。	符合
2	筑牢长江上	共筑“四屏六廊”生态格局	<p>共建区域生态屏障体系。加大天然林资源保护力度，加强天然林、公益林管护及有害生物防治，全面保护原生性生态系统。</p> <p>共建区域绿色生态廊道。以长江、嘉陵江、乌江、岷江、沱江、涪江为主体，其他支流、湖</p>	不涉及生态屏障，且项目满足生态环境分区管控、长江经济带发展负	符合

		游生态屏障	<p>泊、水库、渠系为支撑，建设江河水系绿色生态廊道。建立生态调度机制，适时适度实施生态补水。开展长江重点支流沿岸生态缓冲带、河岸防护林体系建设，提升江河水系生态廊道功能。</p>	面清单相关要求。	
			<p>严格落实生态空间布局与管控。衔接国土空间规划分区和用途管制要求，统筹建立并实施成渝地区“三线一单”生态环境分区管控制度，协调跨省相邻区域管控分区和管控要求。严格执行长江经济带发展负面清单管理制度体系，共同制定负面清单实施细则，严格建设项目生态环境准入。加强长江干流及嘉陵江等重要支流限制开发和禁止开发的岸线、河段及区域的产业布局 and 项目建设管控力度。</p>		
		加强重要生态空间保护	<p>推进生态功能重要区域保护。推进三峡库区土壤保持重要区、大娄山区水源涵养与生物多样性保护重要区、武陵山区生物多样性保护与水源涵养重要区、岷山—邛崃山—凉山生物多样性保护与水源涵养重要区等国家生态功能重要区域保护，增强水土保持、水源涵养、生物多样性维护等功能。以渝东北三峡库区核心区、渝东南乌江下游区域为重点，分区分段开展生态修复，试点实施生态敏感区生态搬迁。</p>	不涉及生态保护红线及其他生态功能重要区域。	符合
			<p>完善自然保护地体系建设。有序推进自然保护地勘界立标，做好与生态保护红线衔接。实行成渝地区自然保护地统一管理、分区管控、协同保护，分类有序解决历史遗留问题，推动自然保护地内不符合管控要求的矿产资源、能源、工业、旅游等开发建设项目稳妥有序退出。</p>		
			<p>严格生态保护红线监管。落实各级政府主体责任，强化生态保护红线刚性约束，严格管控生态保护红线内人为活动。加强生态保护红线监管，开展生态保护红线内生态环境质量和人为活动遥感监测，及时发现查处违法违规生态破坏问题。</p>		
			<p>持续开展生态保护成效评估。以长江干流及其重要支流以及黑龙滩、三岔湖等重点湖库为对象开展生态保护修复遥感评估，以页岩气开发、大型水电开发等重大工程区域为重点开展生态系统治理成效评价。</p>		
			<p>加强城市生态系统保护修复。开展城市绿色空间体系建设，合理布局绿心、绿楔、绿环、绿廊等城市结构性绿地。强化城市绿地保护。完</p>		

3	深化 环境 污染 同防 共治	共抓 水生态 环境治 理	善中小型栖息地和生物迁徙廊道系统。	项目钻井废 水、洗井废水 等经预处理后 优先进行回 用，剩余部分 废水及不可回 用废水则通过 罐车转运至具 备处理能力、 处理资质和具 备环保手续的 污水处理厂处 理；生活污水 经环保厕所收 集后拉运至城 镇污水处理厂 处理。	符合
			<p>推进跨界水体联保共治。构建跨界水污染协同治理格局。加强工业污染、畜禽养殖污染、入河排污口、环境风险隐患点等协同管理。持续推进长江入河排污口排查与整治提升工作，严格入河排污口监督管理，建立入河排污口台账清单。深化沱江、龙溪河、岷江流域水环境综合治理与可持续发展试点，共同推动琼江等示范河湖建设。统筹制定琼江、大清流河、任市河、铜钵河、大陆溪河、南溪河等跨界河流生态环境保护方案，推动跨界水体目标、标准、监测、措施等协调统一，力保跨界水体水质稳定达标。</p> <p>全面补齐污水收集能力短板。加快城中村、老旧城区、易地扶贫搬迁安置区、乡镇的生活污水收集管网建设，基本消除城市收集管网空白区。有条件的地区加快雨污分流改造。有序实施混错接、漏接、老旧破损管网更新修复。积极探索城市排水体制机制改革，推广“厂网一体”治污新模式。</p> <p>统筹提升水污染防治能力。以 23 个跨界国控断面所在河流为重点，推动毗邻地区城市和建制乡镇污水处理设施、污水污泥无害化处置设施共建共享。有序推进污水处理厂提升改造，实现全面稳定达标排放。坚持“水泥同治”，全面推进县级及以上城市污泥处理处置。扎实推进工业园区废水治理，全面开展园区污水管网排查整治，合理建设和改造污水集中处理设施。</p> <p>深入推进农业农村面源污染治理。</p> <p>系统实施流域水生态环境修复。加快制定重点河湖生态流量保障目标，保证河湖生态用水需求，保障枯水期和鱼类产卵期生态流量。长江干流、重要支流和重要湖泊上游的水利水电、航运枢纽等工程应当将生态用水调度纳入日常运行调度规程，保证河湖生态流量。分类整改不符合生态保护要求的小水电工程。开展长江干流及其主要支流水生态修复，因地制宜建设湿地、河湖生态缓冲带。</p>		
	深化 大气 污染 联防 联控		协同开展 PM2.5 和臭氧污染防治。探索实施 PM2.5 和臭氧污染连片整治，实现 PM2.5 和臭氧污染“双控双减”。制定空气质量持续改善行动计划，明确控制目标、路线图和时间表，未达标城市编制并实施大气环境质量限期达标	项目为页岩气勘探项目，不属于左述行业。	符合

			<p>规划。到 2025 年，力争臭氧基本达标。</p> <p>推进区域工业污染协同治理。逐步统一重点行业《大气污染物综合排放标准》，协同推动成渝地区工业污染治理。持续推进钢铁、水泥行业超低排放改造。推动铸造、铁合金、有色金属、玻璃、陶瓷等行业工业炉窑深度治理和升级改造。推进燃气锅炉低氮燃烧改造。实施挥发性有机物（VOCs）总量控制，推广使用低（无）VOCs 含量或者低反应活性的原辅料，推进重点行业 VOCs 综合治理。严格控制铸造、铁合金、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、有色金属等行业物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。</p> <p>推进燃煤锅炉和小热电关停整合。推进小热电机组科学整合，鼓励有条件的地区通过替代建设高效清洁热源等方式，逐步淘汰燃煤小热电机组。</p> <p>强化移动源联合治理与监管，加快交通运输结构调整。</p> <p>加强重污染天气联合应对。加强污染成因机理和排放特征分析，提升臭氧预报能力。对重点行业实施绩效分级动态管控。联合对交界区域重点涉气企业开展现场执法检查，发现环境问题移交属地处理。</p>		
		加强土壤污染协同治理	<p>强化土壤污染源协同监管。严格落实新（改、扩）建建设项目土壤与地下水环境影响评价、有毒有害物质排放监管、土壤和地下水污染隐患排查、自行监测等要求。规范有色金属矿采选、有色金属矿冶炼、化工、农药、炼焦等重点行业企业土壤污染防治管理。持续推进重金属减排，鼓励涉重金属企业开展绿色化提标改造。</p> <p>实施建设用地风险管控和修复。将建设用地土壤环境管理要求纳入国土空间规划，合理确定土地用途，优化规划开发时序。从严管控农药、化工等行业的重度污染地块规划用途，确需开发利用的，鼓励用于拓展生态空间。以长江干流、嘉陵江、乌江、岷江等沿江化工园区、矿山、污染地块为重点，开展典型污染地块土壤和地下水风险管控和修复治理。</p> <p>开展农用地土壤污染分类管控。落实农用地分类管理制度。</p>	项目钻井过程中对井场进行分区防渗，采取了土壤、地下水污染防治措施，且不涉重金属排放。	符合
		协同开展	梯次推进“无废城市”建设。深化重庆中心城区“无废城市”建设。以大型工业园区为重点，逐	水基岩屑、废水基泥浆等暂	符合

			“无废城市”建设	<p>步推进建设 20 个绿色园区、绿色工厂、无废矿区等。</p> <p>提高工业固体废物源头减量和资源化利用水平。重点推动大型园区循环化改造和企业清洁化改造，引导双桥经开区等地废弃电器电子产品及报废汽车等拆解企业开展设施升级，延长产品产业链，提高可再生资源回收利用水平。在德阳、雅安、綦江等地统筹布局区域工业固体废物资源回收和综合利用基地，以尾矿、磷石膏、赤泥、钛石膏、锰渣、煤研石等为重点，加强贮存处置环节管理，推动工业固体废物综合利用示范。</p> <p>强化区域危险废物利用处置能力共享。完善危险废物收集转运体系，深化危险废物跨省转移“白名单”制度，探索危险废物跨区域“点对点”定向利用许可证豁免试点。推进汽车制造、电子、油气开采、医药化工等行业企业建设危险废物利用处置设施。依法严厉打击危险废物非法跨界转移、倾倒等违法行为。</p> <p>推进生活垃圾分类和资源循环利用。逐步扩大垃圾分类覆盖城市，建立健全农村生活垃圾收运处置体系，推动相邻区域共建共享生活垃圾焚烧处理设施。广泛采用密闭、负压等措施，消除垃圾收集、转运阶段产生的异味，基本消除垃圾处置阶段产生的恶臭。加强塑料污染治理，探索可复制推广的塑料减量模式。提升建筑垃圾资源化利用水平，加强建筑垃圾再生产品在建筑、市政及道路工程中的应用。</p> <p>促进主要农业废弃物全量利用。</p>	存于水基岩屑暂存区，外运资源化处理；危险废物分类收集暂存，交有危废资质单位处置；生活垃圾统一收集后交由当地环卫部门处置。	
			解决人民群众反映强烈的环境问题	<p>开展扬尘与餐饮油烟污染治理。强化施工工地、渣土运输、道路、堆场等扬尘污染控制；加强餐饮油烟治理，城市建成区产生油烟的餐饮服务单位全部安装油烟净化装置并定期维护。</p> <p>提升城市声环境质量。加强交通运输、建筑施工和社会生活等噪声监测和监管，探索实施城市主干道“一路一策”，提高受噪声影响区域建筑物的隔声性能。</p> <p>统筹推进城乡黑臭水体治理。</p> <p>加强流域饮用水水源地保护。以县级及以上城市集中式饮用水水源地为重点，持续推进集中式饮用水水源地规范化建设。探索建立毗邻区县跨界饮用水水源地联合保护机制。</p>	项目选址不涉及饮用水水源保护区。	符合
4	严	完善	推进区域、流域环境风险管控。开展区域、流	扩建项目依托	符合	

密 防 控 区 域 环 境 风 险	环境 风险 防 控 与 预 警	域突发环境事件风险评估，划分水环境高风险区域，实施分级管理。以三峡库区及长江干支流为重点，联合调查流域内水环境应急设施及场所，绘制流域环境风险“一河一策一图”，编制完善突发环境事件应急响应方案。提升跨界区域、流域上下游风险防范水平，结合地方实际推动建设一批水环境风险防控工程。	现有井场，井场内已采取分区防渗措施，可有效控制环境风险事故。	
		加强环境风险源头防控。推动开展工业园区环境风险评估，以长江干流、嘉陵江、乌江、岷江等沿岸工业园区为重点，加强园区环境应急管理能力建设。联合开展涉危涉化、尾矿库企业环境风险隐患排查治理专项行动，动态更新企业突发环境事件风险状况，实现“一企一档”精细化监管。		
		加强环境风险预警能力。提升突发环境事件监测预警能力，建立跨区域、跨流域突发环境污染事件应急监测联合响应机制。探索建立突发环境事件舆论风险和生态环境群体性事件预警工作机制。		
	强化环境 应急 准 备 与 响 应	完善优化应急预案体系。推进重要区域、流域应急预案修编，并纳入成渝地区突发公共事件应急管理体系。推进跨界流域上下游市县突发水污染事件联防联控。强化饮用水水源地、工业园区应急预案管理。		
		夯实环境应急战备基础。依托长江、嘉陵江等重点流域建立健全以应急物资储备为主、社会救援物资为辅的生态环境应急物资保障体系。开展区域环境风险应急管理数据共享，确保应急物资共享、应急处置协作，共同防范化解长江上游生态环境风险。以跨界区域、流域环境敏感目标为重点，联合开展环境应急演练，提升突发环境事件快速处置能力和实战水平。		
		强化基层环境应急管理水平。以化工园区、尾矿库、冶炼企业等为重点，健全防范化解突发生态环境事件风险和应急准备责任体系，严格落实企业主体责任。加强市县两级应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，动态监控可能引发跨界流域突发水污染事件的风险物质本底值。		
	加强 重 点 领 域 环 境 风 险	加强尾矿库环境监管。	不属于上述项目，项目区域各要素环境质量满足要求。	符合
		协调推进辐射安全管理。		
		开展新污染物治理行动。选取石化、印染、原料药等重点行业企业，开展新污染物环境风险防控与治理工程试点示范。推进区域协同减排		

		管理	和有毒有害化学物质替代，在污水处理、饮用水净化、固体废物处置、污染土壤修复等领域研发推广新污染物治理关键技术。		
			推动生态环境与健康。加强饮用水、空气、土壤等环境健康影响监测与评价，逐步建立生态环境与健康调查、监测和风险评估制度。以长江上游（川渝段）等重点流域为试点，探索建立生态环境健康监测网络及风险评估工作体系。		

由上表分析可知，扩建项目符合《成渝地区双城经济圈生态环境保护规划》中的相关要求。

（5）与《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T7466-2020）符合性分析

根据规范要求，固液分离后产生的固体废物含水率宜不大于 60%且不呈流动态。固液分离产生的固体废物应首先考虑资源化利用，不能资源化利用的应进行安全处置。处理过程中产生的污水优先考虑井场就地回用，包括但不限于设备清洗用水等。无法回用的废水（包括无法回用的污水、无法回收配浆的废钻井液等），可拉运至具备相应资质、能力和环保手续的污水处理厂处理。

液相资源化利用要求：

固液分离技术分离后的液相相关指标达到井队钻井液配浆要求，宜首先考虑钻井液配浆。无法回用配浆的液相，宜作为设备清洗用水等。

固相资源化利用要求：

清水钻井、空气钻或达到环保要求的水基钻井液产生的废弃物，宜物理固液分离后制备铺路基土用于铺垫井场，或作为免烧砖骨料等产品；聚合物钻井液废弃物等其他体系的水基钻井废弃物，固液分离处理或无害化处理后宜制备免烧砖、免烧砌块、免烧陶粒、烧结砖等产品。水基钻井废弃物经固液分离后，可作为水泥窑协同处置的原料。其协同处置过程的技术要求和污染控制要求，应符合《水泥窑协同处置固体废物技术规范》（GB30760-2014）等要求。

扩建项目采用清水、聚合物水基钻井液及油基泥浆进行钻井时，产生的固体废物进行固液分离和减量化处置后上清液回用于泥浆配制或通过罐车转运至具备相应资质、能力和环保手续的污水处理厂处理，一般固体废物（水基钻井岩屑和废水基泥浆等）等固体大颗粒岩屑进入泥浆“不落地”系统区域中的岩屑接收罐自然沉淀后固相物质进入搅拌罐，通过减量装置（压滤机等）处理后暂存于岩屑堆放区，随后转运至具备处理能力、处理资质的砖厂或水泥厂资源化利用，能满足《水泥窑协

同处置固体废物技术规范》（GB30760-2014）要求。钻井过程中产生的油基岩屑则交给有危险废物处理资质的单位处理。项目符合规范要求。

（6）与《重庆市环境保护局关于进一步加强对页岩气开采行业危险废物环境管理的通知》（渝环〔2015〕318号）符合性分析

根据《重庆环境保护局关于进一步加强对页岩气开采行业危险废物环境管理的通知》（渝环〔2015〕318号）的要求：①页岩气开采过程中产生的油基钻井泥浆和岩屑属于危险废物，应严格按照国家和我市危险废物管理有关规定进行管理。②油基钻井泥浆和岩屑的贮存应符合《危险废物贮存污染控制标准》。严禁将油基钻井泥浆和岩屑提供或委托给无经营资质的单位从事经营活动，转移油基钻井泥浆和岩屑应执行固体废物转移审批和危险废物转移联单制度。③转移油基钻井泥浆和岩屑应及时填报危险废物转移联单，建立危险废物经营情况记录簿，定期向环保部门报告经营活动情况。

扩建项目危险废物为油基岩屑、油基岩屑干渣、废油、废油桶、废棉纱/手套及隔油池污泥等，按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关规定，全过程全时段管理危险废物的产生、收集、贮存、运输、利用、处置情况，暂存于岩屑堆放区内或危废贮存点，分类收集后交由有危废资质单位处置。严格按照该管理通知要求实施。故项目在钻井过程中产生的危险废物处置方式与该通知相符。

（7）与《重庆市生态环境局办公室关于进一步加强危险废物环境污染防治的通知》（渝环办〔2025〕78号）符合性分析

根据“渝环办〔2025〕78号”中要求：（三）推动危险废物减量。推行绿色设计，支持研发、推广减少危险废物产生量和降低危险废物危害性的生产工艺和设备。鼓励危险废物产生企业采取有效措施，减少危险废物的产生量、降低危害性，提升危险废物规范化环境管理水平。重点深化生活垃圾焚烧设施技术优化，加强烟气治理科学控制，推动生活垃圾焚烧飞灰源头减量，降低产生率。鼓励含油金属屑产生单位采用先进加工工艺和措施，替代切削油或油/水、烃/水类切削液，减少属于危险废物的含油金属屑的产生量。

扩建项目拟采用油基岩屑减量化装置对油基岩屑进行场内减量化处置，处置后产生的回收油回用于油基泥浆配置，产生的油基岩屑干渣交由有危废资质单位处置。符合“渝环办〔2025〕78号”中相关要求。

（8）《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）符合性分析

项目与《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）符合性分析详见下表（摘录与拟建项目相关要求）。

表2.3-5 与《非常规油气开采污染控制技术规范》符合性分析表（摘录）

序号	技术规范要求	项目内容	符合性分析
4.2	钻前工程作业		
4.2.1	井场的布置应符合 SY/T 5466 的规定	工程井场布置符合 SY/T 5466 的规定。	符合
4.2.4	重点防渗区地面按 GB18597 的要求，应铺设 150mm 混凝土或 2mm 厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于 10^{-10} cm/s，或采取铺设渗透系数不大于 10^{-10} cm/s，至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施，膜类材料重叠区域应采取热熔或焊接技术，重叠压覆距离不小于 150mm，确保叠合良好；应修筑高于井场 20cm 的围堰与其他区域隔离，区域内场地平整，满足防腐蚀、防流失、防扬洒的要求；用以存放装载液体、半固体危险废物容器的区域，容器下方地面应硬化平整并采取防渗措施，设计堵截泄漏的围堰。	扩建项目新增方井区域重点防渗区按 GB18597 的要求采取防渗措施。	符合
4.3	钻井作业		
4.3.1	井场钻杆架、管排架等重点防渗区应增加铺设 2mm 高密度聚乙烯土工膜，所选土工膜符合 GB/T 17643 的要求，或采取可达到相同效果的防渗措施，防止油污洒落地面。	工程重点防渗区按 GB18597 的要求采取了防渗措施。	符合
4.3.2	根据钻井各段遇到的地质条件、分层漏失情况及含水层分布，表层钻井宜采取气体钻井、清水钻井等技术，表层以下钻井宜采用环境友好型的钻井液体系。根据不同地质和工程情况，及时采取随钻堵漏、桥塞堵漏等防漏措施，降低钻井液漏失量，避免钻井液进入地层。	工程采取“清水+水基+油基钻井液”相结合的方式进行钻井。根据不同地质和工程情况，及时采取了随钻堵漏、桥塞堵漏等防漏措施。	符合
4.3.3	固井质量应符合 SY/T6592 的要求，技术套管固井水泥应返高至地面，以防止钻井及开采活动连通浅层水及其他地层。井口与河流、沟谷水平距离小于 1000m 的井，表层套管的下深应低于河床、沟谷底部不少于 300m；井口与河流、沟谷水平距离大于 1000m 的井，表层套管的下深应低于河床、沟谷底部不少于 100m。	工程固井质量符合 SY/T6592 的要求。距离井口最近为西侧的太平河支流，约 1.1km，大于 1000m，项目单井表层套管的下深为 381m，远大于规范要求的 100m。	符合
4.3.4	钻井现场应实施钻井液无害化收集处理，建立钻井液收集、处理和回收循环系统；采用油基钻井液体系的应遵循“不落地”原则。	工程钻井现场建立钻井液收集、处理和回收循环系统、油基钻井液体系遵循了“不落地”原则。	符合
4.3.5	水基钻井液应优先回收再利用。无法回用的废弃钻井液应分离固相，分离固相的回收、储存、运	工程水基钻井液优先回收再利用，无法回用的废弃钻	符合

	输、处置过程应符合 GB18599 的要求。分离后固相宜采用资源化处理技术，用于铺路基土、免烧砖、烧结砖、免烧砌块及水泥辅料等，产品浸出液控制指标应满足 GB8978 中相关要求。	井液进行固液分离，分离固相的回收、储存、运输、处置过程符合 GB 18599。分离后的固相资源化利用，用于制作烧结砖或水泥。产品浸出液控制指标满足 GB 8978 中相关要求。	
4.3.6	油基钻井岩屑宜采用物理固液分离技术，按照 HJ607 的要求，对分离出的液相予以回用。分离出的固相和无法回用的液相宜采用萃取、热脱附等方式深度处理，回收的废矿物油应满足配制油基钻井液的技术要求。经深度处理后的岩屑宜采用水泥窑炉等协同处置资源化处理技术，达到 SY/T 7301、GB 30760 中要求的；可用于铺设通路、铺垫井场等基础材料或免烧砖、烧结砖、混凝土掺和料资源化利用。	工程产生的油基岩屑经减量化处置后交由具有危险废物处置资质的单位处置。	符合
4.3.7	油基钻井废物的转运、装卸过程中应避免洒落，产生的含油废物应妥善收集，并按规定处理处置。	工程产生的油基岩屑在收集、贮存和运输中满足《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关规定。最终交由具有危险废物处置资质的单位代为处置。	符合
4.4	压裂作业		
4.4.1	压裂用水及配液应遵照节约用水的原则，在满足当地取水需求的前提下，先期制订优化供水方案，获得当地监管部门的取水许可。	工程在满足当地取水需求的前提下，建设单位在施工前办理相关取水许可。	符合
4.4.2	压裂配液应优先使用回用水，回用水储存应采用经过防渗处理的蓄水池或专用储罐。压裂作业单位应对压裂配液的用水量进行计量。	洗井废水、井场雨水用于配制压裂液。压裂返排液返排后暂存于污水池中，拉运至周边平台回用于配制压裂液。压裂作业单位对压裂配液的用水量进行计量。	符合
4.4.3	压裂作业宜昼间作业，并按 GB 12523 的要求，采取措施降低噪声对周边环境敏感点的影响。	工程压裂作业昼间作业，并按 GB 12523 的要求，采取了措施降低噪声。	符合
4.4.4	如非常规油气开采企业使用的压裂液的化学品成分中含有列入《危险化学品名录》的物质，在不涉及商业秘密的前提下，应通过环境影响评价文件等指定渠道向社会公开。	项目环境影响评价文件向社会公开。	符合
由上可知，项目符合《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）			

要求。

(9) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（生态环境部 公告 2012 年 第 18 号）符合性分析

项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（生态环境部 公告 2012 年第 18 号）对比分析详见下表（摘录与项目相关内容）。

表 2.3-7 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析表

序号	文件中相关要求	项目情况	符合性
一	清洁生产		
1	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	项目采用无毒油气田化学剂。	符合
2	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	项目采用对环境友好的钻井液体系；钻井液循环率可达 95%以上，钻井废水循环使用，剩余部分通过罐车转运至具备相应资质、能力和环保手续的污水处理厂处理。	符合
3	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	项目压裂液集中配置，压裂过程中产生的废水经过处理后尽量重复利用，剩余部分废水及不可回用废水则通过罐车拉运至具备相应资质、能力和环保手续的污水处理厂处理。	符合
二	生态保护		
2	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	测试放喷过程中的测试气或放空气进行回收利用	符合
三	污染治理		
1	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式。	不可回用部分废水及时通过罐车转运至具备相应资质、能力和环保手续的污水处理厂处理。	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照国家要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废钻井液贮池。	项目严格按照相关要求及规范落实防渗措施。	符合

3	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	项目不涉及原油产生，在井场内井口及易产生油污的生产设施底部进行防渗处理，采用废油桶收集产生的废油，废油定期交有资质单位处置。	符合
4	对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	项目不涉及原油，钻井阶段站场均采取防渗措施，施工过程不会造成土壤油污染。	符合
四	运行风险和环境管理		
1	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	项目建设单位制定有完善的环境保护管理规定，并建立运行健康、安全与环境管理体系。	符合
2	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	项目制定有完善的套管监测维护计划和制度，防止项目开展期间废水、废油泄漏污染地下水。	符合
3	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的环境管理制度和培训制度。	符合
4	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	本次环评对钻井期间环境风险提出了防范措施和应急措施。	符合

由上表分析可知，项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（生态环境部公告 2012 年第 18 号）的相关要求。

（10）与《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号）符合性分析

项目与《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号）（摘录分析项目相关内容）对比分析详见下表。

表 2.3-8 与“环气候〔2023〕67 号”符合性分析

序号	文件要求	项目情况	符合性
（一）加强甲烷排放监测、核算、报告和核查体系建设			
2	研究建立甲烷排放核算、报告和核查制度。研究推进建立重点行业企业甲烷排放核算和报告制度，推动煤矿、油气田、养殖场、垃圾填埋场以及污水处理厂等大型排放源定期报告甲烷排放数据。结合国家和省级温室气体清单编制工作，逐步实现甲烷排放常态化核算。组织开展数据核查、抽查和现场检查工作，稳步提升甲烷排放数据质量。	扩建项目为钻井工程，无运营期，仅测试或事故放喷时产生少量甲烷。	符合
（二）推进能源领域甲烷排放控制			
4	强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放	测试放喷过程中的测试气	符合

	<p>管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励引导煤炭企业加大煤矿瓦斯抽采利用。到 2025 年，煤矿瓦斯年利用量达到 60 亿立方米；到 2030 年，油田伴生气集气率达到国际先进水平。</p>	或放空气进行回收利用					
5	推广应用泄漏检测与修复技术。探索逐步完善油气领域泄漏检测与修复技术规范体系，推动全产业链泄漏检测与修复常态化应用。加强管线先进维检修技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力。						
6	推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放。						
(五) 加强污染物与甲烷协同控制。							
12	强化污染物与甲烷协同控制措施。充分利用现有生态环境法规标准政策，构建污染物减排与甲烷排放控制一体推进的治理体系。加强挥发性有机物与甲烷协同控制，妥善处置工业生产产生的含甲烷可燃性气体。推进垃圾填埋场恶臭污染物与甲烷协同控制。鼓励对废水有机物含量高、可生化性较好的行业依法依规与城镇污水处理厂协商水污染物纳管浓度，减少甲烷产生。推动机动车船动力系统技术提升，实现污染物与甲烷协同控制。到 2025 年，污染治理与甲烷排放协同控制能力明显提升。	测试放喷过程中的测试气或放空气进行回收利用	符合				
13	优化协同治理技术路线。制定重点领域污染物与甲烷协同控制技术指南。推进油气开采领域使用烃蒸汽回收利用、作业密闭化改造、安全氧化燃烧等一体化控制技术。推广畜禽养殖粪污固液分离、分质处理、深施还田治理工艺。推广使用高浓度有机工业废水高效产甲烷技术并配套高效处理技术。						
<p>综上分析，项目符合《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67号）相关要求。</p> <p>(11) 项目与“碳排放”相关文件的符合性分析</p> <p>扩建项目与“碳排放”相关文件的符合性分析见下表。</p> <p>表 2.3-9 与“碳排放”相关文件的符合性分析表（摘录）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>政策文件</th> <th>文件要求</th> <th>项目内容</th> <th>符合性</th> </tr> </thead> </table>				政策文件	文件要求	项目内容	符合性
政策文件	文件要求	项目内容	符合性				

<p>《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》（国办发〔2024〕39号）</p>	<p>六、开展固定资产投资项目碳排放评价（十二）完善建设项目环境影响评价制度。将温室气体排放管控纳入环境影响评价，对建设项目温室气体排放量和排放水平进行预测和评价，在电力、钢铁、建材、有色、石化、化工等重点行业开展温室气体排放环境影响评价，强化减污降碳协同控制。制定重点行业建设项目温室气体排放环境影响评价技术规范，健全环境影响评价技术体系。</p>	<p>项目属于页岩气勘探项目，可不进行温室气体排放管控评价，项目不属于上述重点行业。</p>	<p>符合</p>
<p>《2024-2025 节能降碳行动方案》（国发〔2024〕12号）</p>	<p>二、重点任务 2. 优化油气消费结构。合理调控石油消费，推广先进生物液体燃料、可持续航空燃料。加快页岩油（气）、煤层气、致密油（气）等非常规油气资源规模化开发。有序引导天然气消费，优先保障居民生活和北方地区清洁取暖。除石化企业现有自备机组外，不得采用高硫石油焦作为燃料。</p>	<p>项目属于页岩气勘探项目</p>	<p>符合</p>

（12）与《自然资源部、国家林草局关于在新一轮找矿突破战略行动中全面实施绿色勘查的通知》（自然资发〔2024〕122号）和《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）符合性分析

表 2.3-10 与“自然资发〔2024〕122号”符合性分析

序号	文件要求	项目情况	符合性
<p>（二）健全绿色勘查标准体系，明确项目实施要求</p>			
3	<p>地勘单位和矿山企业要在新一轮找矿突破战略行动有关地质勘查项目实施中，优先采用遥感、物探、化探等对环境影响小的地质勘查方法，必要的坑探、槽探、钻探、硐探要符合绿色勘查有关标准规范。在森林、草原、湿地地区尽可能减少使用坑探、槽探，鼓励使用以钻代槽、一基多孔等探矿手段。</p>	<p>项目为页岩气勘探项目，建设单位目前已取得区域探矿权，已通过物探技术探明区域的气层分布区域，后续通过分区进行钻探探明各分区储量，为后续区域整体开发打下基础。</p>	<p>符合</p>
<p>（五）加强项目场地生态环境保护和恢复</p>			
1	<p>各地要严格落实好生态环境保护有关规定和要求，勘查工作结束后，项目承担单位要及时撤除各项设施，严格按照废弃物清理有关国家标准清理施工现场各种废物、垃圾等，严格按照绿色勘查有关标准规范和勘查实施方案要求处理新建道路、施工产生的坑、沟等，严格按照森林、草原、湿地、防沙治沙有关法律法规和标准规范在规定时间内做好复绿、复植等。各地要将绿色勘查措施落实和项目场地生态环境</p>	<p>项目为页岩气勘探项目，工程属于临时工程，工程结束后会撤除现有设施设备，对临时占地进行覆土复耕。</p>	<p>符合</p>

恢复情况作为地质勘查项目验收重要内容，不符合规定的项目（野外）验收不予通过。		
--	--	--

表 2.3-11 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析

序号	文件要求	项目情况	符合性
1	矿区环境：矿区功能分区布局合理、矿区应绿化、美化，整体环境整洁美观，生产、运输、储存等管理规范有序。	建设方建立有管理机构、制定管理制度、运行有序，管理规范；矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，油气生产、储运过程安全有序。	符合
2	资源开发方式：资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地。	项目工程占地均属于临时占地，采取先进的、清洁化的钻井工艺，施工结束后对临时占地进行覆土和绿化。	符合
3	资源综合利用：按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏共生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济	项目产生的一般钻井岩屑进行减量化处置后交有资质单位进行资源化利用；项目工程废水优先回用，剩余部分废水及不可回用废水外运至具备相应处理资质、处理能力及环保手续的污水处理厂处理。	符合
4	科技创新与信息化：建立科技研发对话，推广转化科技成果，加大技术改造力度，推动产业升级建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化。	钻井期间可实现井站数据自动采集、安全自主操控、安防联动弹窗等多种功能。	符合
5	企业管理与企业形象：应建立涵盖产权、责任、管理和文化等方面的企业管理制度；应建立质量管理体系、环境管理体系和职业健康安全管理体系，确保质量、环境、职业健康与安全的管理。	企业建立了相关管理制度；建立了质量管理体系、QHSE 管理体系和职业健康安全管理体系	符合

综上，扩建项目符合《通知》和《规范》提出的绿色勘查相关要求。

(13) 与《地下水管理条例》（国令第 748 号）符合性分析

项目与《地下水管理条例》（国令第 748 号）对比分析详见下表。

表 2.3-12 项目与《地下水管理条例》符合性分析表（摘录）

序号	管理条例要求	项目情况	符合性
----	--------	------	-----

第四十条	禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：（一）利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；（二）利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质；（三）利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物；（四）法律法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为。	项目产生的废水全部合理处置，不存在左述行为。	符合
第四十一条	企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施，防止地下水污染：（一）兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施；（二）化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测；（三）加油站等的地下油罐应当使用双层罐或者采取建造防渗池等其他有效措施，并进行防渗漏监测；（四）存放可溶性剧毒废渣的场所，应当采取防水、防渗漏、防流失的措施；（五）法律法规规定应当采取的其他防止地下水污染的措施。	项目依法编制的环境影响评价文件中，包括了地下水污染防治的内容，并采取了分区防渗等防护性措施。	符合
第四十二条	泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内，不得新建、改建、扩建可能造成地下水污染的建设项目。	项目位于綦江区打通镇吹角村，该区域不属于岩溶强发育，不在泉域保护范围和存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内。	符合
第四十三条	多层含水层开采、回灌地下水应当防止串层污染。多层地下水的含水层水质差异大的，应当分层开采；对已受污染的潜水和承压水，不得混合开采。已经造成地下水串层污染的，应当按照封填井技术要求限期回填串层开采井，并对造成的地下水污染进行治理和修复。人工回灌补给地下水，应当符合相关的水质标准，不得使地下水水质恶化。	不涉及多层含水层开采、回灌地下水。	符合
第四十四条	农业生产经营者等有关单位和个人应当科学、合理使用农药、肥料等农业投入品，农田灌溉用水应当符合相关水质标准，防止地下水污染。县级以上地方人民政府及其有关部门应当加强农药、肥料等农业投入品使用指导和技术服务，鼓励和引导农业生产经营者等有关单位和个人合理使用农药、肥料等农业投入品，防止地下水污染。	不属于农业项目。	符合
第四十五条	依照《中华人民共和国土壤污染防治法》的有关规定，安全利用类和严格管控类农用地地块的土壤污染影	监测结果表明，项目土壤监测点满足《土	符合

条	<p>响或者可能影响地下水安全的,制定防治污染的方案时,应当包括地下水污染防治的内容。污染物含量超过土壤污染风险管控标准的建设用地地块,编制土壤污染风险评估报告时,应当包括地下水是否受到污染的内容;列入风险管控和修复名录的建设用地地块,采取的风险管控措施中应当包括地下水污染防治的内容。对需要实施修复的农用地地块,以及列入风险管控和修复名录的建设用地地块,修复方案中应当包括地下水污染防治的内容。</p>	<p>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中第二类用地筛选值。</p>	
---	--	--	--

根据上表分析,扩建项目建设符合《地下水管理条例》(国令第748号)管理要求。

二、建设内容

地理位置	<p>丁页 19# 平台钻井工程扩建项目位于重庆市綦江区打通镇吹角村，距綦江城区直线距离约 47km，距打通镇场镇直线距离约 2.2km。具体地理位置见附图 1。</p>
项目组成及规模	<p>2.1 项目由来</p> <p>丁山区块位于中国石化渝黔四川盆地綦江地区石油天然气页岩气勘查区东南侧、川渝黔綦江南部区块油气页岩气勘查区东北侧，总面积约 405.22km²，横跨重庆市綦江区和贵州省习水县。丁山区块依据矿业权人中国石油化工股份有限公司向自然资源部申请取得的 2 个矿业权，位于《川渝黔四川盆地綦江地区石油天然气页岩气勘查》和《川渝黔綦江南部区块石油天然气页岩气勘查》范围内。</p> <p>扩建项目位于《川渝黔綦江南部区块石油天然气页岩气勘查》范围内，许可证号为：T1000002021081018000643，矿权有效期限 2021 年 7 月 26 日至 2026 年 7 月 26 日，探矿权人为中国石油化工股份有限公司，勘查面积 5682.5239km²。</p> <p>为进一步掌握綦江地区川东南低陡构造带林滩场-丁山构造带丁山构造气质及储量情况，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司拟在重庆市綦江区打通镇吹角村部署丁页 19# 平台钻井工程扩建项目，在平台内新增部署 6 口勘探井，分别为丁页 19-1HF、丁页 19-2HF、丁页 19-3HF、丁页 19-4HF、丁页 19-5HF、丁页 19-6HF，实施天然气勘探工作，评价区域龙马溪组页岩气赋存规模、分布、内部特征、储量、产能。</p> <p>根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部 部令第 2 号），建设内容仅涉及施工期，包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程，不涉及运营期。属于第四十六项“专业技术服务业”中“99 陆地矿产资源地质勘查（含油气资源勘探）；二氧化碳地质封存”中“油气资源勘探”，应编制环境影响报告表。</p> <p>2.2 建设内容</p> <p>项目名称：丁页 19# 平台钻井工程扩建项目；</p> <p>建设性质：扩建；</p> <p>建设单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司；</p> <p>建设地点：重庆市綦江区打通镇***；</p> <p>项目投资：***万元，其中环保投资***万元；</p> <p>工程内容：依托“丁页 19HF 井钻探工程”已建井场进行丁页 19-1HF、丁页</p>

19-2HF、丁页 19-3HF、丁页 19-4HF、丁页 19-5HF 及丁页 19-6HF 的勘探工作，包括钻井工程、储层改造工程，不含地面集输工程建设及试采内容（另行开展环评），因此不对运营期工程进行分析。

表 2.2-1 项目井位坐标、目的层及井型

2.3 气质特征

扩建项目目的层位为龙马溪组，丁页 19HF 井已开展试采作业，本次采用丁页 19HF 井天然气组成分析报告进行类比分析。类比的气质组分见下表。

表 2.3-1 页岩气气质组分及物性表

综上，经类比丁页 19HF 井实测资料预测，丁页 19HF 井目的层龙马溪组产出流体组分以甲烷为主，重烃含量低，不含硫化氢，预测本次扩建的丁页 19-1HF~6HF 井均不含硫化氢。

2.4 项目组成

钻前工程：依托“丁页 19HF 井钻探工程”已建井场、道路、泥浆“不落地”系统区基础、清水池、污水池、放喷池、设备基础、油水罐区、岩屑暂存区等工程。扩建项目仅在已建井场上开展方井开挖、方井区域重点防渗处理、成套设备（包括钻机、活动房、油罐等）搬运至井场等工作，然后进行后续钻井作业、储层改造等。

钻井工程：包括下钻、套管固井，钻至目的层后完钻。根据项目钻井设计，采用“清水+水基钻井液+油基钻井液”进行钻井。其中导管段（0~202m）使用清水钻，实际钻井过程中根据现场浅层地下水水深情况及时调整导管段深度，有效保护浅层地下水。整个钻井作业期间，泥浆体系循环使用，同时对钻井作业中产生的污染物进行治理。

储层改造工程：包括洗井、射孔、压裂、完井测试（测试放喷），以及工程完工后设备的搬迁和井场清理等。根据工程设计，6 口井均为水平井，水平段长 2000m~2800m，水平段每 90m~100m 为一段进行射孔压裂，压裂作业时使用压裂泵车。其中完井测试采用测试放喷或进行撬装装置回收的方式，分为方案一：采用测试放喷工艺，利用测试放喷专用管线将井内页岩气引至放喷池点火燃烧；方案二：采用撬装装置对测试天然气脱水脱烃后，随后经 CNG 压缩后由 CNG 管束车拉运或集气管道外输。

完井测试结果若表明该井有油气显示，则在井口安装封井器，井场上钻井、压

裂等设备拆除搬迁，并对井场废弃物进行资源化利用，井场平台及放喷池等钻前设施保留，用于后期地面集输工程建设（不属于本次评价内容）。

项目组成见下表。

表 2.4-1 项目主要内容和工程量表

类别	工程名称	项目组成内容		备注	
主体工程	钻前工程	井场工程	依托“丁页 19HF 井钻探工程”已建井场、道路、泥浆“不落地”系统区基础、泥浆储备罐基础等工程。	依托	
		池体工程	积液池：有效容积为 2000m ³ 积液池 1 座，分为两格，每格容积均为 1000m ³ ，其中 1 格作为污水收集池，用于收集、暂存压裂返排液，另 1 格作为应急池，事故状态下收集钻井阶段废水或污水收集池容量不足时废水临时暂存； 清水池：有效容积为 4000m ³ 清水池 1 座，用于暂存钻井及压裂阶段作业用水，如钻井液配置、压裂液配置等； 放喷池：主放喷池位于井口南侧约 104m 处，副放喷池位于井口北侧约 100m 处。		
		方井	新建 6 口方井，尺寸为 4m×4m×4m，均采取重点防渗处理。		新建
		设备搬运安装	采用双钻机钻进（共 2 套钻井设备）。单套钻井设备包括 ZJ70 钻机、泥浆循环系统、泥浆“不落地”系统等设备。钻井前进行成套设备搬运、安装、调试。		新建
	钻井工程	钻井作业	采用滑轨式纵向移动加强型 ZJ70 钻机钻进，分别按丁页 19-1HF→19-2HF→19-3HF、丁页 19-4HF→19-5HF→19-6HF 的施工方式。各单井导管段采用清水钻进，一开、二开采用水基钻井液钻进，三开采用油基钻井液钻进，钻进过程中水基泥浆和油基泥浆均循环使用。		新建
		固井作业	全井段采用套管+水泥固井保护		
		井控作业	井控装置：液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口防喷设备。		
	储层改造工程	洗井	采用清水进行洗井		/
		分段射孔、压裂	设置压裂作业系统 1 套，含电动压裂泵车、混砂车、仪表车、管汇车等。对水平段进行压裂作业，分段射孔，分段水力压裂，90~100m/段，压裂 20~28 次。 射孔：采用电缆射孔。设置 18 台电动压裂泵车（16 备 2 用）		

		完井测试	压裂作业完成后进行完井测试，根据实际现场情况，采取放喷池放喷或采用一体化撬装装置回收利用。 放喷池放喷：利用放喷池及放喷点火系统处理测试气。 撬装装置回收：若实施时的实际情况满足使用撬装装置的条件，则测试气采用撬装装置回收，新建一体化高度集成化一体撬装装置及相应设备。	
		设备搬迁	压裂测试阶段结束后，井队撤离现场，井场内设施设备搬迁。	
辅助工程	柴油发电机房	优先使用电网，依托现有工程已建柴油发电机房基础设置两座发电机房（1#、2#），每座发电机房内分别备用2台810kW柴油发电机组用作备用电源。		依托现有工程已建基础，安装相应设备、设施
	泥浆循环系统	依托现有工程已建泥浆循环罐区基础，单套钻井设备包括1套泥浆循环系统，系统内含3台泥浆泵，6个循环罐（容积40m ³ /个），同时配置除砂器、除泥器、振动筛、离心机等装置用于去除钻井泥浆中的岩屑使泥浆循环使用，水基泥浆和油基泥浆分阶段共用。		
	泥浆“不落地”系统	依托现有工程已建泥浆“不落地”系统区基础，单套钻井设备配套设置1套泥浆“不落地”系统，对泥浆循环系统处理后的岩屑再次进行固液分离，从而对其中的钻井液再次利用，单套系统包含废水罐4个，容积40m ³ /个；应急暂存罐2个，容积20m ³ /个；搅拌罐1个，容积30m ³ /个；岩屑接收罐3个，容积30m ³ /个，用于泥浆减量化处理；压滤机1台。		
	撬装化油基岩屑减量化处理装置	位于井场内西北侧，占地面积约150m ² ，处理能力为40t/d。主要包括进料单元、深度减量化单元、排料单元、气处理单元及中央控制系统等。		
	测井、取心、录井系统	配套测井仪器、取心工具等进行录井，分析地质情况。		新建
	井控系统	共2套，自动化控制系统。		
	钻井监控系统	节流阀组独立控制井控装置。		
	放喷点火系统	设置自动、手动和电子点火装置各1套。		
	生活区及值班区	钻井及压裂阶段均设置值班区，值班区位于井场西南侧，井场进场道路旁。压裂阶段不设置生活区，由相应的工程承包单位在周边自行租房；钻井阶段在井场外西南侧设置1处生活区（原丁页19HF井钻探工程生活区设置处），生活区及值班区均采用活动板房，钻井结束后调走，在其他井场重复利用，设环保厕所和生活垃圾收集箱。		依托+新建

公用工程	供电	优先采用网电供电；依托现有工程已建构筑物基础，将成套柴油发电机拉运至井场安装，停电时使用备用柴油发电机供电。	依托+新建	
	供水	生活用水通过罐车从附近场镇拉运至现场水罐中暂存。	/	
		压裂用水来自项目周边其他井场可重复利用的压裂返排液，钻井泥浆配制用水和不足部分压裂用水来源为场镇或者周边河沟，由于目前生产用水水源暂未确定，如向周边水体取水，按要求办理取水证。		
	排水	生活区和井场分别设置1处环保厕所，生活污水经环保厕所收集处理后拉运至城镇污水处理厂处理。	/	
		雨水依托井场四周已建排、截水沟，可实现清污分流。	依托	
		生产作业废水预处理后优先回用，无法回用部分外运至具备处理能力、处理资质和具备环保手续的污水处理厂处理。	/	
		油罐区、泥浆储备罐区域内设置各1个集污坑，共设置3个集污坑（规格0.5×0.5×0.4m），收集的污水回用于钻井液或压裂液的配置。		
	储运工程	油/水罐区	依托现有工程已建柴油罐区基础，布置4个柴油罐（20m ³ /个）、2个水罐（30m ³ /个），油罐区周边设置不低于0.2m高围堰。	依托现有工程已建基础区域，安装相应罐体
		岩屑堆放区	共设2个，分别位于井场内西北侧、东南侧，占地面积约150m ² /个。用于分阶段暂存水基、油基钻井岩屑： 清水、水基钻井期间：临时堆放水基岩屑、失效水基泥浆等固废； 油基钻井期间：作为危险废物贮存场，临时堆放油基岩屑、失效油基泥浆等固废。 岩屑堆放区上方均设有雨棚，区域三面设有1.2m的挡墙，另一面（出入口处）设有防泄露截流沟或围堤。油基岩屑贮存前需将水基岩屑完全清运，不得混合贮存，岩屑堆放区按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）危险废物贮存场要求设计。	
		油基岩屑干渣暂存区	位于井场内西北侧，占地面积约150m ² 。用于暂存经撬装化油基岩屑减量化处理装置处理后的油基岩屑干渣，四周设不低于0.3m高围堰。按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）危险废物贮存场要求设计。	
材料堆放区		共设2个，分别位于井场内南侧、西北侧，用于暂存项目钻井过程润滑油、污水处理剂、水基泥浆原辅料等；四周设置不低于0.3m高围堰，并采取防腐、防渗等措施。		
危废贮存点		共设2个，分别位于井场内西侧、南侧，占地面积约5m ² /个。用于暂存废油、废油桶、废棉纱/手套等危险废物。		
泥浆储备罐		依托现有工程已建泥浆储备罐区基础，单套钻井设备钻井期间设泥浆储备罐6个，每个容积40m ³ ，罐区设置不低于0.2m围堰。		
岩屑收集桶		位于泥浆“不落地”系统区域，每套系统区域内设1.0m ³ 岩屑收集桶10个，分阶段设置： 清水、水基钻井阶段：用于清水、水基钻进阶段岩屑收集、暂存，随后转运至岩屑堆放区暂存，外运资源化处置； 油基钻井阶段：用于收集油基岩屑，油基岩屑经收集桶收集后转运至岩屑堆放区暂存，随后转运至油基岩屑减量化装置区进行减量化处置。		

		重叠罐	压裂作业期间依托钻井工程期间已重点防渗区域，25套配液罐，每套容积100m ³ （每套由两个50m ³ 的水罐重叠而成），用于压裂用水及压裂返排液储存。		
		立式砂罐	压裂作业期间依托现有工程已重点防渗区域，10个立式砂罐，每个容积30m ³ ，用于储存压裂支撑剂。		
		酸化液储罐	酸化作业前，用罐车将盐酸拉运至现场调配后临时暂存，储罐采用钢制防腐罐材，单罐有效容积为25m ³ （共4个，3用1备）。将酸化液储罐区设置在（钻井阶段建设）泥浆循环系统区域内，依托钻井阶段已建的防渗系统、挡水墙等形成不低于0.2m的围堰（此阶段泥浆循环系统区域内各钻井设施设备等均已搬迁）。		
		回收油储存桶	位于油基岩屑减量化装置区，用于收集回收油，共设4个，2.5m ³ /个；经收集后用于井场内或区域其他平台配制油基钻井液。		
		回收水储存桶	位于油基岩屑减量化装置区，用于收集回收水，共设4个，2.5m ³ /个；经收集后用于井场内或区域其他平台回用于配制水基钻井液或洗井用水或配置压裂液。		
	环保工程	废气处理	测试实际根据现场情况选择撬装装置回收或直接通过放喷池放喷燃烧，若采用撬装装置回收天然气，通过真空相变炉对页岩气进行加热，燃烧废气经8m排气筒排放；若采用放喷池放喷，页岩气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧。		/
			（停电状态下）使用轻质柴油为燃料，使用符合环保要求的柴油发电机，柴油发电机废气经设备自带排气筒排放。		
			减量化装置工艺废气（不凝气）经“碱喷淋+干式过滤+活性炭吸附”处理后经1根15m高DA001排气筒排放。		
			低氮冷凝加热器燃烧废气经设备自带8m高排气筒排放		
			燃气发电机废气经设备自带2m高排气筒排放。		
油基岩屑干渣出料粉尘产生量少，无组织排放。					
油基泥浆/岩屑暂存及积液池（压裂返排液）挥发废气产生时间短，挥发废气量小，无组织排放。					
环保工程	废水处理	作业废水	大部分钻井废水随泥浆循环使用，方井雨水、洗井废水优先回用于配制压裂液；压裂返排液优先回用井场内或周边平台配制压裂液； 钻井废水、不可回用部分及剩余部分压裂返排液拉运至具备处理能力、处理资质和具备环保手续的污水处理厂处理达标后排放； 回收水（减量化装置）、碱喷淋废水、冷却塔循环排水及测试放空气回收分离废水均采取储存桶、废水罐或积液池收集后，全部回用于压裂液配制，不外排。	/	
		生活污水	生活区（钻井阶段）和井场内分别设1座环保厕所，经环保厕所收集处理后拉运至城镇污水处理厂处理。		
	固废处理	废水基泥浆、水基岩屑、沉淀污泥等经泥浆“不落地”系统减量处理后，由岩屑收集桶收集后暂存于岩屑堆放区，定期外运资源化	依托现有工程		

		处理。	已建基础
		油基岩屑、顶替泥浆、隔油池污泥等经泥浆“不落地”系统减量处理后由岩屑收集桶收集后暂存于岩屑堆放区，随后经油基岩屑减量化装置处理，产生的油基岩屑干渣交由有危废资质单位处置，产生的回收油用于配置油基钻井泥浆。	
		钻井机械设备润滑、保养产生的废油，设置2个0.2m ³ /个的废油桶收集，暂存于危废贮存点，用于井站配制油基泥浆。	
		废活性炭、废棉纱/手套等危废收集后暂存于危废贮存点，交由有危废资质单位处置。	
		废包装材料经收集后回收利用或交废品回收站处理。	
		废分子筛由厂家定期更换并回收处置。	
		砂砾经集中收集后交区域集气总站进行处理。	/
		井场区域和生活区（钻井阶段）各设1个垃圾桶，定期清运交当地环卫部门统一处理。	/
	噪声防治	优先采用网电供电，柴油发电机作为备用电源。选用低噪声的施工机械和工艺，加强各种施工设备的维护和保养。对震动较大的固定机械设备加装基座减震，柴油发电机设于单独的发电机房并设置吸声棉等。	/
	环境风险防范措施	落实井控措施，加强井漏防范措施，配备应急点火系统（自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统）并设立管理系统，进入气层前和测试放喷时制定环境风险防范措施，并进行培训和演练。	新建
		平台内采取分区防渗措施，其中：方井及钻机基础区域、泥浆（钻井液）循环系统区域、泥浆“不落地”系统区域、积液池、机房系统区域、发电机房、泥浆储备罐区、岩屑堆放区、危废贮存点、油基岩屑干渣暂存区、放喷池、油罐区、井场隔油池、集污坑、材料堆放区为重点防渗区；除重点防渗区域的其他井场区域、环保厕所、排水沟为一般防渗区。 作业现场应配备硫化氢监测仪、空气呼吸器等硫化氢防护设备。	依托+新建

2.5 主要设备

钻前工程主要为方井开挖，本评价对土建施工常用设备不作详细列举，项目主要设备设施详见下表。

表 2.5-1 主要设备设施一览表

序号	设备名称	规格型号	主参数	数量	备注
—	钻井设备（双钻机）				
1	钻机	***	***	2套	/
2	井架	***	***	2套	/
3	底座	***	***	2套	/
4	绞车	***	***	2套	/
5	天车	***	***	2套	/
6	游车/大钩	***	***	2套	/
7	水龙头	***	***	2套	/

8	转盘	***	***	2套	/
9	机械传动装置	***	***	2套	/
10	泥浆泵	***	***	6台	(4用 2备)
11	泥浆循环罐	***	***	12个	/
12	振动筛	***	***	6台	/
13	除气器	***	***	2台	/
14	除砂器	***	***	2台	/
15	除泥器	***	***	2台	/
16	离心机	***	***	4台	/
17	加重泵、混合漏斗	***	***	4套	/
18	液气分离器	***	***	2套	/
19	电动压风机	***	***	2台	/
20	钻井参数仪	***	***	2套	/
21	顶部驱动钻井系统	***	***	2套	/
22	环形防喷器	***	***	2台	/
23	闸板防喷器	***	***	2台	/
24	液气分离器	***	***	2台	/
25	节流管汇	***	***	2台	/
26	压井管汇	***	***	2台	/
27	控制系统	***	***	2台	/
二	压裂作业				
1	压裂泵车	***	***	18台	(16 用2 备)
2	仪表车	***	***	1台	/
3	混砂车	***	***	2台	/
4	管汇车	***	***	2台	/
5	混配车	***	***	2台	/
6	供液泵	***	***	2台	/
7	高压管汇	***	***	2套	/
8	酸化液储罐	***	***	4个	3用1 备
9	立式砂罐	***	***	10个	/
10	重叠罐	***	***	50个	/
三	其他储罐				
1	柴油罐	***	***	4个	/
2	清水罐	***	***	2个	/
3	泥浆储备罐	***	***	12个	/
四	动力系统(备用)				
1	柴油机	***	***	钻井期间4台,压裂期	

					间 2 台	
五	泥浆“不落地”系统					
1	岩屑收集桶	***	***	20	/	
2	废水罐	***	***	8	/	
3	输送装置	***	***	12	/	
4	压滤机	***	***	2	/	
5	压滤机供液泵 (含管线)	***	***	2	/	
6	破胶搅拌罐(带 加药系统)	***	***	2	/	
7	岩屑接收罐	***	***	6	/	
8	应急罐	***	***	4	/	
六	油基岩屑减量化处理系统					
1	撬装化 油基岩 屑减量 化处理 装置	进料 单元	***	***	2 个	/
			***	***	1 个	/
		深度 减量 化单 元	***	***	2 套	/
			***	***	2 套	/
		冷凝 分离 单元	***	***	2 套	/
			***	***	1 套	/
			***	***	1 套	/
			***	***	1 套	/
2	油/水储存单元		***	***	4 个	/
			***	***	4 个	/
			***	***	4 个	/
3	干渣出料单元	***	***	2 套	/	
4	控制单元	***	***	1 套	/	
5	尾气处理单元	***	***	1 套	/	
七	测试气回收撬装装置					
1	一体化脱水 脱烃撬	***	***	1	/	
2	立式旋流除砂器	***	***	1 套	/	
3	高压气液分离器	***	***	1 套	/	
4	预冷换热器	***	***	1 套	/	
5	超音速旋流分离 器	***	***	1 套	/	
6	常压低氮冷凝热 水器	***	***	1 套	/	
7	CNG 压缩干燥 撬	***	***	1 套	/	
8	燃气发电机组	***	***	2 套	/	
八	救生及消防					

1	消防房及消防工具	***	***	1套	/
2	二层台逃生装置	***	***	1套	/
3	钻台紧急滑道	***	***	1台	/
4	可燃气体检测仪	***	***	2台	/
九	硫化氢防护设备				
1	固定式 H ₂ S 监测仪	***	***	1套	/
2	便携式 H ₂ S 监测仪	***	***	2只	/
		***	***	5只	/
		***	***	1只	/
3	空气呼吸器	***	***	实际配备数量满足当班作业人员 1 套/人, 并另按井队人数的 15% 备用	/

2.6 工程原辅料消耗情况

(一) 钻井液体系设计

泥浆体系选择见下表。

表 2.6-1 分段钻井液体系设计

(二) 钻井及压裂材料

拟建项目采用常规钻井工艺进行钻进, 优先采用网电供电。在网电断电时, 启用备用柴油机发电机, 消耗的能源主要是柴油, 储存在柴油罐内, 储罐基础采用混凝土结构基础, 四周设置围堤。

(1) 钻井作业材料

项目原辅材料用量见下表。

表 2.6-2 项目原辅材料用量一览表

类型	材料名称	预计总消耗量/t	暂存量/t	储存方式	暂存位置
能源	柴油	停电时按需使用		罐装 20m ³ /个 (共 4 个)	油罐区
水基泥浆	膨润土			袋装, 25kg/袋	材料堆放区
	纯碱 Na ₂ CO ₃				
	烧碱 NaOH				

		黄原胶				
		水解聚丙烯腈铵盐				
		聚阴离子纤维素				
		聚丙烯酰胺钾盐				
		两性离子聚合物包被剂				
		氯化钾				
		生石灰				
		封堵防塌剂				
		超细碳酸钙				
		钻井液用清洁剂				
		液体类润滑剂				
		乳化剂				
		重晶石（加重剂）	按需添加		罐装	
	油基 泥浆	白油		不在现场配置，由厂家配置好后拉运至井场，暂存于泥浆循环系统中。		
		氯化钙				
		主乳化剂				
		辅乳化剂				
		润湿剂				
		提切剂				
		有机土				
		生石灰				
		降滤失剂				
		超细碳酸钙				
		成膜封堵剂				
		重晶石（加重剂）	按需添加			
	固井	水泥		不在井场内暂存，固井时外购商品砼运至井场		
	废水 井场 预处 理药 剂	无机盐混凝剂		袋装或桶装暂存于井场材料堆放区		
		有机絮凝剂				
		次氯酸钠				
		氧化钙				
	设备 维护	润滑油		桶装（170kg/桶）暂存于井场材料堆放区		
		棉纱手套		袋装暂存于井场材料堆放区		
注：油罐区内设有4个柴油罐（20m ³ /个），罐装系数取0.85，总暂存量即68m ³ 、56.78t（密度按0.835g/cm ³ 计）；						

表 2.6-3 项目钻井泥浆主要材料成分表

(2) 压裂测试材料

压裂作业所需的材料见下表。

表 2.6-4 压裂材料消耗一览表

类型	药品名称	主要成分	预计总用量/t	暂存量/t	暂存位置
压裂液用料	前置酸（15%酸化液）			罐装，25m ³ /个（罐装系数取 0.8），共 4 个（3 用 1 备）	
	水			2500	重叠罐区
	高效减阻剂			2	袋装或桶装，暂存于材料堆放区
	防膨剂			3	
	消泡剂			1	
	低分子稠化剂			1	
	流变助剂			1	
	铁稳定剂			1	
粘土稳定剂			1		
支撑剂用料	粉陶 100 目			50	储存于立式砂罐
	树覆砂 40/70 目			220	
	树脂覆膜砂 30/50 目			30	

2.7 公用工程

2.7.1 给排水

（1）给水

工程用水包括生产用水和生活用水，生产用水包括钻井、洗井及压裂用水。

生活用水：主要从当地场镇用罐车运输到井场内水罐区内暂存、供给。

生产用水：钻井阶段：主要来自其他井场可重复利用的采出水，不足部分来源于场镇自来水或者周边河流；压裂阶段：来自井场内方井雨水、洗井废水或其他井场可重复利用的采出水，不足部分来源于场镇自来水或者周边河流。

由于目前生产用水需求量暂不确定，因此水源暂未确定，如向周边水体取水，按要求办理取水证。

（2）排水

井场内设备区域均设置有围堰和雨棚，通过雨棚的导流槽将雨水导入井场四周设置的排水沟，雨水依靠井场设置的地面坡度，自流至井场四角设置的隔油池内，经隔油后泵入积液池内暂存，经预处理后用于平台配制钻井液或压裂液；方井区域

的雨水收集在方井内，经污水泵泵入废水罐中，用于配制钻井液或压裂液。另外，于井场内东北侧设有1处沉砂池，日常施工期间，沉砂池收集的雨水经泵泵入废水罐内，回用于配制钻井液或压裂液；若遇停工状态下，雨水则经沉砂池沉砂后排入外环境，进入自然水系。

大部分钻井废水可随泥浆循环使用，方井雨水、洗井废水回用于配制压裂液，压裂返排液优先回用于周边平台配制压裂液，钻井阶段产生分剩余钻井废水、不可回用部分压裂液及剩余无法回用压裂返排液均采用罐车拉运至具备处理能力、处理资质和具备环保手续的污水处理厂处理后达标排放。

生活区（钻井阶段）及井场值班室区域分别设置环保厕所，生活污水经环保厕所收集处理后拉运至城镇污水处理厂处理。

2.7.2 供配电

扩建项目实施过程中优先使用网电，平台内设置备用柴油发电机，停电时或储层改造阶段停电时使用备用柴油发电机供电。

2.7.3 消防

平台站内设置成品消防柜，平台内置干粉灭火器、消防沙、消防桶、消防铲等消防设施，一旦发生火灾，可随时启用扑救。

2.8 工程占地及土石方平衡

扩建项目依托“丁页19HF井钻探工程”已建井场及附属设施新增6口勘探井，不涉及新建占地。

本次依托现有工程井场及附属设施，不新增占地，依托占地面积为17072.0m²，原用地类型为林地和旱地。经核实依托井场已取得的《重庆市綦江区规划和自然资源局关于中石化丁页19HF井钻探工程临时用地的批复》（綦规资发〔2024〕33号）属于有效期内，待后续到期后向重庆市綦江区规划和自然资源局提交用地接续使用申请。扩建项目依托井场面积见下表。

表 2.8-1 项目依托井场占地统计表 单位：m²

序号	用地项目	土地类型	用地面积	永久基本农田
1	井场工程及附属设施	01 耕地	2060	2059
		03 林地	12518	0
		10 交通运输用地	435	0
小计			15013	2059
合计			17072	

2.9总体平面布置

2.9.1钻井工程

依托井场由西北向东南布置，西北侧为前场，东南侧为后场，井控台和泥浆循环系统、柴油发电机房分别布设于井场前场、后场，泥浆系统布置在井口周围，井场西北侧布置岩屑堆放区，用于暂存施工期产生的各类固废；泥浆“不落地”系统区和泥浆储备罐区布置在井口附近。放喷池分别布置在前场外北侧和南侧，污水池布置在前场外西侧；井场周边有环形清水排水沟及污水截流沟；生活区（钻井阶段）布置于井场西南侧，距离约 200m。

依托井场在现有工程开展期已按相关规范要求布置，满足《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T31033-2025）、《石油与天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产管理规定》（SY5225-2012）等石油和天然气行业标准的要求进行。

2.9.2工程依托设施可行性分析

扩建项目依托现有工程已建井场（平台）、放喷池、污水池、清水池等附属设施，《丁页 19HF 井钻探工程环境影响评价报告表》和《丁页 19-丁页 17 集气管道项目环境影响评价报告书》均已对井场布置合理性进行分析。根据现场踏勘了解，前期施工期间未发生环境污染、环保投诉事件，各附属设施布置合理，现有工程放喷池、污水池、清水池、分区防渗措施等现状良好，因此本次评价仅对新增井口与放喷池位置合理性、污水池容积合理性进行简单分析。

（1）放喷池布置合理性分析

根据《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）中第 4.1.2.3 规定：“放喷管线应接至距井口 75m 以上的安全地带，距各种设施不小于 50m”；《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2012）中第 3.1.4 规定：“放喷管线出口距井口应不小于 75m”。

经现场踏勘，依托放喷池分别位于井场南侧约 104m 处、北侧约 100m 处，设置三面挡墙，放喷池设置合理，满足规范文件要求，依托可行。

（2）污水池布置合理性分析

依托现有 2000m³ 积液池一座，位于井场外西侧，分为 2 格，容积均为 1000m³，分别为污水池、应急池；另设有 1 座清水池，容积约 4000m³，用于储存清水或可回用压裂返排液，应急池作为事故应急，现有工程已对其容积进行合理性分析，依托可行。

（3）固废暂存设施布设合理性分析

扩建项目拟设置2处岩屑堆放区和2处危废贮存点,每处的面积分别约150m²、5m²。钻井阶段将岩屑堆放区采取重点防渗措施,分阶段进行固废暂存:1)水基钻井阶段:用于收集失效水基泥浆、水基岩屑、废水罐污泥等;2)油基钻井阶段:用于收集顶替泥浆、失效油基泥浆、油基岩屑等。(整个钻井阶段岩屑堆放区已按相关技术要求采取了重点防渗措施,因此,岩屑堆放区属于已重点防渗区域,后续不再单独介绍岩屑堆放区分阶段的防渗要求。)

井场内另设有1处油基岩屑干渣暂存区,面积约150m²,钻井阶段按相关技术要求采取重点防渗措施。

项目导管段采用清水钻,一开、二开均采用水基钻井液,三开采用油基钻井液。根据《危险废物排除管理清单(2026年版)》,废弃水基钻井泥浆及岩屑不属于危险废物,项目使用水基泥浆(聚合物钻井液)钻井时产生的废水基泥浆、水基岩屑为一般工业固废,按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中第II类一般工业固体废物进行控制。

油基岩屑、油基岩屑干渣等属于危险废物,按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)、《建设项目危险废物环境影响评价指南》及《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ607-2011)中相关规定存放于岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点,各暂存区建设应符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)中相关要求。

1) 固废暂存区/场选址合理性分析

一般固体废物暂存区选址合理性分析见下表所示。

表 2.9-1 一般固体废物暂存区设置合理性分析表

选址要求	拟设置情况	符合性
应符合当地城乡建设总体规划	项目占地区不属于城镇用地,符合规划	符合
应选在工业区和居民集中区主导风向下风侧,场界距居民集中区500m外	项目位于周边500m范围内散户的下风向和侧风向,500m范围内无居民集中区和工业区。	符合
应选在满足承载力要求的地基上,以避免地基下沉的影响,特别是不均匀或局部下沉的影响	工程地质条件属简单类型,满足承载力要求。	符合
应避开断层、断层破碎带、溶洞区,以及天然滑坡或泥石流影响区	无断层、断层破碎带、溶洞区。无天然滑坡,无泥石流影响。	符合
禁止选在江河、江河、湖泊、水库最高水位线以下的滩地和洪泛区	不在江河、湖泊、水库最高水位线以下的滩地和洪泛区。	符合
禁止选在自然保护区、风景名胜区和其 其他需要特别保护的区域	项目不在自然保护区、风景名胜区和其 其他需要特别保护的区域。	符合

应避开地下水主要补给区和饮用水源含水层	项目不是主要补给区，不涉及主要饮用水源含水层。	符合																													
应选在防渗性能好的地基上。天然基础层地表距地下水水位的距离不得小于1.5m	一般固废暂存区按要求采取防渗措施。	符合																													
<p>危险废物贮存场（岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点）设置合理性分析见下表所示。</p> <p style="text-align: center;">表 2.9-2 危险废物贮存场设置合理性分析表</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 40%;">措施要求</th> <th style="width: 40%;">本项目情况</th> <th style="width: 20%;">符合性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center;">5 贮存设施选址要求</td> </tr> <tr> <td>5.1 贮存设施选址应满足生态环境保护法律法规、规划和“三线一单”生态环境分区管控的要求，建设项目应依法进行环境影响评价。</td> <td>岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均设置于井场内，均采用重点防渗措施，选址符合生态环境保护法律法规、规划和生态环境分区管控中相关要求。</td> <td style="text-align: center;">符合</td> </tr> <tr> <td>5.2 集中贮存设施不应选在生态保护红线区域、永久基本农田和其他需要特别保护的区域内，不应建在溶洞区或易遭受洪水、滑坡、泥石流、潮汐等严重自然灾害影响的地区。</td> <td rowspan="2">岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均设置于井场内，选址不涉及左述地区内。</td> <td style="text-align: center;">符合</td> </tr> <tr> <td>5.3 贮存设施不应选在江河、湖泊、运河、渠道、水库及其最高水位线以下的滩地和岸坡，以及法律法规规定禁止贮存危险废物的其他地点。</td> <td style="text-align: center;">符合</td> </tr> <tr> <td>5.4 贮存设施场址的位置以及其与周围环境敏感目标的距离应依据环境影响评价文件确定。</td> <td>岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均设置于井场内，与最近环境敏感目标距离约 135m（地势较低处敏感点）。</td> <td style="text-align: center;">符合</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center;">6 贮存设施污染控制要求</td> </tr> <tr> <td>6.3.1 贮存场应设置径流疏导系统，保证能防止当地重现期不小于 25 年的暴雨流入贮存区域，并采取防止雨水冲淋危险废物，避免增加渗滤液量。</td> <td>岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均采用防雨、防泄漏措施，可有效防止雨水进入。</td> <td style="text-align: center;">符合</td> </tr> <tr> <td>6.3.2 贮存场可整体或分区设计液体导流和收集设施，收集设施容积应保证在最不利条件下可以容纳对应贮存区域产生的渗滤液、废水等液态物质。</td> <td>岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均采用防雨、防泄漏措施，不外溢</td> <td style="text-align: center;">符合</td> </tr> <tr> <td>6.3.3 贮存场应采取防止危险废物扬散、流失的措施。</td> <td>岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均采用“六防”措施</td> <td style="text-align: center;">符合</td> </tr> </tbody> </table> <p>2) 危废贮存设施运行环境管理要求</p> <p>岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均应按《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）中“8.2 贮存设施运行环境管理要求”进行管理：</p>			措施要求	本项目情况	符合性	5 贮存设施选址要求			5.1 贮存设施选址应满足生态环境保护法律法规、规划和“三线一单”生态环境分区管控的要求，建设项目应依法进行环境影响评价。	岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均设置于井场内，均采用重点防渗措施，选址符合生态环境保护法律法规、规划和生态环境分区管控中相关要求。	符合	5.2 集中贮存设施不应选在生态保护红线区域、永久基本农田和其他需要特别保护的区域内，不应建在溶洞区或易遭受洪水、滑坡、泥石流、潮汐等严重自然灾害影响的地区。	岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均设置于井场内，选址不涉及左述地区内。	符合	5.3 贮存设施不应选在江河、湖泊、运河、渠道、水库及其最高水位线以下的滩地和岸坡，以及法律法规规定禁止贮存危险废物的其他地点。	符合	5.4 贮存设施场址的位置以及其与周围环境敏感目标的距离应依据环境影响评价文件确定。	岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均设置于井场内，与最近环境敏感目标距离约 135m（地势较低处敏感点）。	符合	6 贮存设施污染控制要求			6.3.1 贮存场应设置径流疏导系统，保证能防止当地重现期不小于 25 年的暴雨流入贮存区域，并采取防止雨水冲淋危险废物，避免增加渗滤液量。	岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均采用防雨、防泄漏措施，可有效防止雨水进入。	符合	6.3.2 贮存场可整体或分区设计液体导流和收集设施，收集设施容积应保证在最不利条件下可以容纳对应贮存区域产生的渗滤液、废水等液态物质。	岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均采用防雨、防泄漏措施，不外溢	符合	6.3.3 贮存场应采取防止危险废物扬散、流失的措施。	岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均采用“六防”措施	符合
措施要求	本项目情况	符合性																													
5 贮存设施选址要求																															
5.1 贮存设施选址应满足生态环境保护法律法规、规划和“三线一单”生态环境分区管控的要求，建设项目应依法进行环境影响评价。	岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均设置于井场内，均采用重点防渗措施，选址符合生态环境保护法律法规、规划和生态环境分区管控中相关要求。	符合																													
5.2 集中贮存设施不应选在生态保护红线区域、永久基本农田和其他需要特别保护的区域内，不应建在溶洞区或易遭受洪水、滑坡、泥石流、潮汐等严重自然灾害影响的地区。	岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均设置于井场内，选址不涉及左述地区内。	符合																													
5.3 贮存设施不应选在江河、湖泊、运河、渠道、水库及其最高水位线以下的滩地和岸坡，以及法律法规规定禁止贮存危险废物的其他地点。		符合																													
5.4 贮存设施场址的位置以及其与周围环境敏感目标的距离应依据环境影响评价文件确定。	岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均设置于井场内，与最近环境敏感目标距离约 135m（地势较低处敏感点）。	符合																													
6 贮存设施污染控制要求																															
6.3.1 贮存场应设置径流疏导系统，保证能防止当地重现期不小于 25 年的暴雨流入贮存区域，并采取防止雨水冲淋危险废物，避免增加渗滤液量。	岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均采用防雨、防泄漏措施，可有效防止雨水进入。	符合																													
6.3.2 贮存场可整体或分区设计液体导流和收集设施，收集设施容积应保证在最不利条件下可以容纳对应贮存区域产生的渗滤液、废水等液态物质。	岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均采用防雨、防泄漏措施，不外溢	符合																													
6.3.3 贮存场应采取防止危险废物扬散、流失的措施。	岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点均采用“六防”措施	符合																													

8.2.1 危险废物存入贮存设施前应对危险废物类别和特性与危险废物标签等危险废物识别标志的一致性进行核验，不一致的或类别、特性不明的不应存入。

8.2.2 应定期检查危险废物的贮存状况，及时清理贮存设施地面，更换破损泄漏的危险废物贮存容器和包装物，保证堆存危险废物的防雨、防风、防扬尘等设施功能完好。

8.2.3 作业设备及车辆等结束作业离开贮存设施时，应对其残留的危险废物进行清理，清理的废物或清洗废水应收集处理。

8.2.4 贮存设施运行期间，应按国家有关标准和规定建立危险废物管理台账并保存。

8.2.5 贮存设施所有者或运营者应建立贮存设施环境管理制度、管理人员岗位职责制度、设施运行操作制度、人员岗位培训制度等。

8.2.6 贮存设施所有者或运营者应依据国家土壤和地下水污染防治的有关规定，结合贮存设施特点建立土壤和地下水污染隐患排查制度，并定期开展隐患排查；发现隐患应及时采取措施消除隐患，并建立档案。

8.2.7 贮存设施所有者或运营者应建立贮存设施全部档案，包括设计、施工、验收、运行、监测和环境应急等，应按国家有关档案管理的法律法规进行整理和归档。

综上所述，岩屑堆放区、油基岩屑干渣暂存区或危废贮存点管理总体符合相关管理要求。

2.10 施工工艺及产污环节

扩建项目建设内容主要包括钻井设备安装、钻井作业（钻井和固井）、储层改造作业（洗井、分段射孔压裂、完井测试放喷和完井作业）、井队的撤离及废弃物资源化利用

2.10.1 钻前工程

扩建项目钻前工程依托已建平台，不涉及修建进场道路、平整井场、钻井设施基础的建设。主要建设内容包括：新增井口基础建设（方井）、设备搬迁及安装，以及施工期间根据实际设备设施设置情况采取分区防渗措施。

1、井场防渗设置

具体防渗设施情况如下：

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中相关要求，平台内采取分区防渗措施，其中：方井及钻机基础区域、泥浆（钻井液）循环系统区域、泥浆“不落地”系统区域、积液池、机房系统区域、发电机房、泥浆储备罐区、岩屑堆放区、危废贮存点、油基岩屑干渣暂存区、放喷池、油罐区、井场隔油池、集污坑、材料堆放区为重点防渗区；除重点防渗区域的其他井场区域、环保厕所、排水沟为一般防渗区。

重点防渗区应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）中 6.1.4 中要求：

贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ），或其他防渗性能等效的材料。另外，危废贮存点应满足防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐的要求，周围醒目处应设置危险废物贮存标识标牌；用以存放装载液体、半固体危险废物容器的区域，容器下方地面应硬化平整并采取防渗措施，设计堵截泄漏的围堰。

一般防渗区应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 5.2.2 要求：采用改性压实粘土类衬层或具有同等以上隔水效力的其他材料防渗衬层，其防渗性能应至少相当于渗透系数为 $1.0\times 10^{-5}\text{cm/s}$ 且厚度为 0.75m 的天然基础层。

表 2.10-1 项目分区防渗方案一览表

污染防渗区类别	防渗性能要求	装置、单元名称	防渗区域或部位	备注
重点防渗区	表面防渗(抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料)+至少 1m 厚黏土层(渗透系数不大于 10^{-7} cm/s), 或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料(渗透系数不大于 10^{-10} cm/s), 或其他防渗性能等效的材料	方井	地面	钻井及压裂阶段
		钻井基础区域	地面	钻井阶段
		泥浆循环系统区域	装置区的地面、围堰四周	钻井阶段
		积液池	池底及池壁	钻井及压裂阶段
		放喷池	池底及池壁	钻井及压裂阶段
		油罐区	地面、围堰四周及底部, 防渗罐体	钻井及压裂阶段
		集污坑	池底及池壁	钻井阶段
		井场隔油池	池底及池壁	钻井及压裂阶段
		机房系统区域	地面	钻井阶段
		发电机房	地面	钻井及压裂阶段
		泥浆储备罐区	地面、围堰四周及底部, 防渗罐体	钻井阶段
		泥浆“不落地”系统区域	地面、围堰四周	钻井阶段
		危废贮存点	地面、围堰四周	钻井及压裂阶段
		岩屑堆放区	地面、围堰四周	钻井阶段
		油基岩屑干渣暂存区	地面、围堰四周	钻井阶段
		油基岩屑减量化装置区	地面、围堰四周	钻井阶段
一般防渗区	改性压实粘土类衬层或具有同等以上隔水效力的其他材料防渗衬层(至少相当于渗透系数为 1.0×10^{-5} cm/s 且厚度为 0.75m 的天然基础层)	井场其他区域	井场内除重点防渗区外的区域	钻井及压裂阶段
		排水沟	沟底及沟壁	钻井及压裂阶段
		环保厕所	池壁、池底	钻井及压裂阶段

扩建项目开展前对区域地下水、土壤环境开展了现状检测, 各项检测因子均满足相应限值, 防渗措施未受到破坏。

2、设备设施的搬运及安装

将钻井设备和泥浆罐等设施运至进场并安装，通常 12~15 天安装完毕。

3、值班房布置

井场活动房为临时占地，布置于井场进场道路左侧，用活动板房，板房钻井结束后调走在其他井场重复利用。

2.10.2 钻井工程

施工方式：采用双钻机同时钻进，由 2 个钻井队分别负责，2 台钻机双排同时进行井口钻进，施工次序为丁页 19-1HF/丁页 19-4HF→丁页 19-2HF/丁页 19-5HF→丁页 19-3HF/丁页 19-6HF。

整体施工流程及工艺见图 2.10-1 所示。

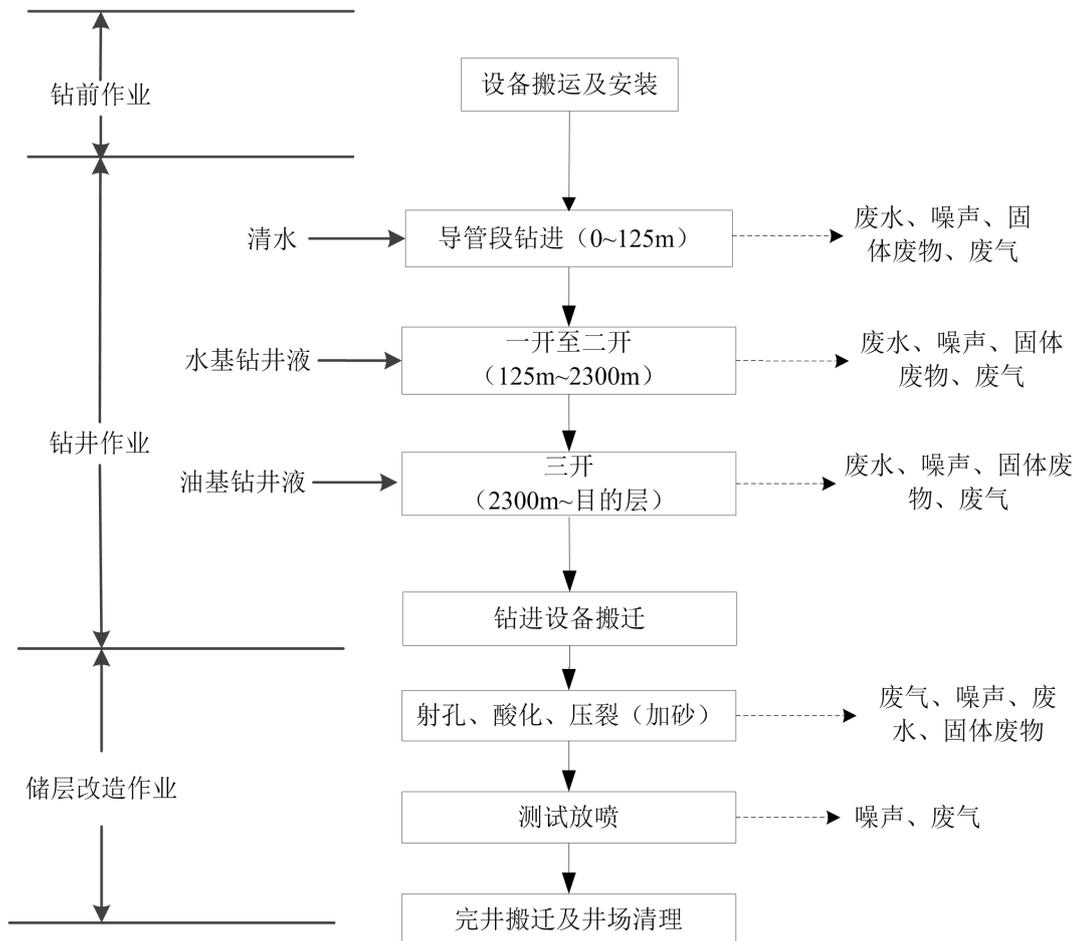


图 2.10-1 钻井工艺及产排污节点图

扩建项目采用常规钻井工艺。钻井工程阶段主要包括清水钻阶段、水基泥浆钻阶段及油基泥浆钻阶段，导管段（0m~125m）采用清水钻，可有效保护浅层地下水；一开~二开（125m~2300m）采用水基泥浆钻；三开（2300m~目的层）采用

油基泥浆钻。保持良好的钻井液性能，加强井况监测分析，在保障井控安全和井壁稳定的前提下，可根据实际情况合理调整钻井液密度。钻井、固井、录井和钻屑随钻处理工程，整个钻井作业均为 24 小时连续作业。

扩建项目新增 6 口井井身均按导管段+三开设计，井身结构设计情况见表 2.10-1，井身结构示意图见图 2.10-2。该工艺通过钻机带动钻杆切削地层，同时由泥浆泵经钻杆向井内注入高压钻井泥浆冲刷井底，并将钻头切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，钻机位置不断加深，直至目的层。带钻屑的钻井泥浆、岩屑暂存于岩屑堆放区，外运资源化利用；作业废水最终无法回用部分转运至具备处理能力、处理资质和具备环保手续的污水处理厂处理。

表 2.10-1 井身结构设计数据表

图 2.10-2 井身结构图（以丁页 19-1HF 井为例）

（1）清水钻进阶段

导管钻深 125m 封隔上部易漏层，保护地表水。

一开：Φ406.4mm 钻头钻至 825m，下入Φ339.7mm 表层套管，封须家河组三段以上不稳定地层，水泥浆返至地面，建立井口，为二开钻井提供井控条件。本开次钻井工艺设计“PDC 钻头+弯螺杆+MWD”复合钻井，本开次可以采用清水试钻进，视井下情况添加钻井液材料，如果井筒条件良好，无井控风险，可以采用清水完成一开。

二开：Φ311.2mm 钻头钻至 2302m，下入Φ244.5mm 套管，为三开创造条件。本开次设计“PDC 钻头+弯螺杆+MWD”复合钻井。

三开采用Φ215.9mm 钻头钻至地质要求目的井深，全井下入Φ139.7mm 油层套管固井，水泥浆返至地面。

为实现井眼轨迹控制和提速降本等要求，三开采用“PDC 钻头+单弯螺杆+MWD”扫塞后继续钻进，钻至 45°后采用旋导钻具着陆后继续钻进 300m 判定地层走向，后续水平段采用“PDC 钻头+单弯螺杆+LWD+水力振荡器”完成施工。

清水钻阶段中，返回地表的含屑钻井液通过泥浆管输入 180 目的振动筛进行固液分离，将钻井液中粒径大于 0.1mm 的钻屑留于筛上，振动筛筛下的泥浆直接进入泥浆循环罐暂存，使用时先通过除砂器将粒径大于 0.07mm 的钻屑进行分离，再循环用于本阶段的钻井作业和后续水基泥浆钻阶段的配浆作业；振动筛的筛上物质则通过螺旋传输器进入泥浆“不落地”系统工艺区的岩屑接收罐进行自然沉淀，

沉淀后上层清液用于钻井作业和后续钻井的配浆作业，下层固相物质进入搅拌罐，通过减量装置（压滤机等）处理，存放于岩屑堆放场，定期外运至有资质单位资源化利用。

此过程会产生废水（钻井废水、方井雨水和生活污水）、废气（停电状况下的柴油发电机燃烧废气）、岩屑、废油及废棉纱/手套及设备噪声。

（2）水基泥浆钻进阶段

一开段、二开段使用水基泥浆钻井液钻进，有利于提高井壁的稳定性和减少井眼的坍塌，防止地层中盐水对泥浆体系的扰动。钻井过程中加强油气水压力监测，密切关注井下情况的变化，在保证井控安全和井壁稳定的前提下，现场可根据实钻情况对密度进行合理调整。若发生井漏复杂，堵漏效果差，根据现场情况降低钻井液密度。

水基泥浆通过泥浆泵泵送进钻具（水龙带+钻杆+钻头），不断从井口进入井底，随着钻头旋转切割地层，水基泥浆夹带着产生的岩屑由钻杆与井壁之间的环形空间返回至地面，经振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机对岩屑进行分级去除后，进入泥浆循环罐，再次通过泥浆泵泵入钻具，形成循环。振动筛、除砂器、离心机分离的岩屑经泥浆“不落地”系统处理后进行资源化利用。

振动筛（一层，180目，筛孔网孔径约0.1mm）将钻井液中粒径大于0.1mm的钻屑留于筛上（筛上物），筛上物通过滑槽进入泥浆“不落地”系统，振动筛筛下的钻井液再通过除气器将泥浆中可能存在的天然气进行去除；再通过除砂器分离出粒径大于0.07mm的钻屑；再通过除泥器分离出粒径大于0.01mm的钻屑，净化后的泥浆进入循环罐用于钻井作业和后续的配浆作业。振动筛的筛上物和除砂除泥器分离出的细小固相物质则通过螺旋传输器进入泥浆“不落地”装置进行处理。

由于振动筛、除砂除泥器的可分离颗粒物粒径限制，粒径小于0.01mm的微小钻屑将不可避免留在循环系统当中，随着泥浆的不断循环，泥浆中的细小钻屑便随之增多，进而造成泥浆携带钻屑能力减弱、废泥浆量增加和影响循环系统的工作效率的不利影响。因此，为确保钻井作业的稳定运行，当循环泥浆中含砂率过高时，离心机对循环泥浆进行进一步分离，以降低循环泥浆中的钻屑含量。

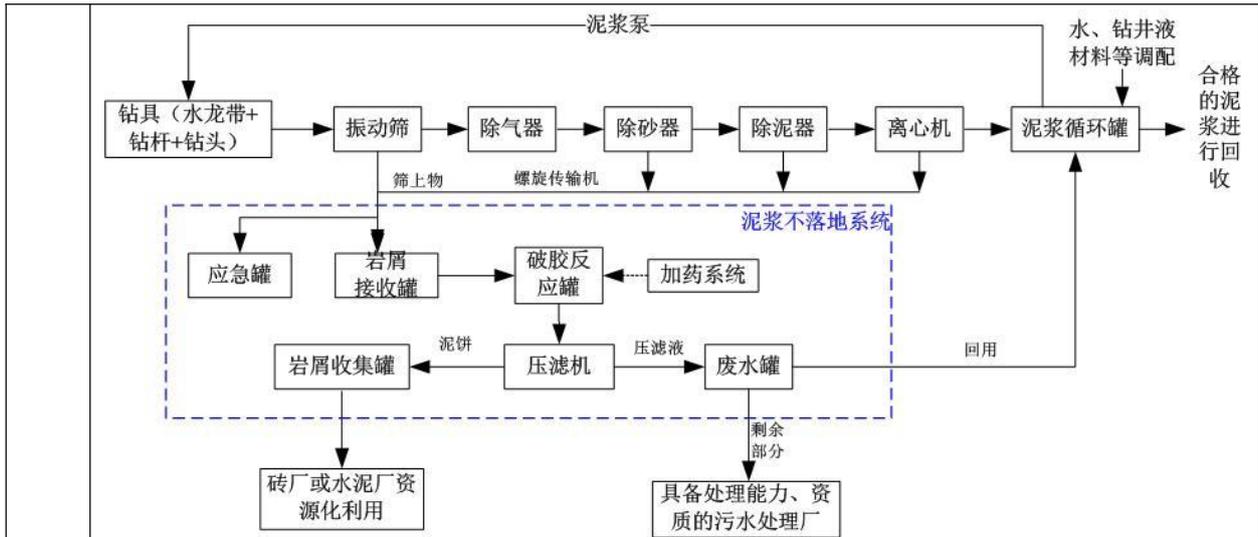


图 2.10-3 清水及水基钻井液钻井阶段作业流程图

泥浆“不落地”系统：钻井循环系统振动筛、除砂除泥器产生的含水基泥浆钻屑，通过滑槽及螺旋输送机收集送至岩屑接收罐暂存，随后泵入搅拌罐处理（主要对泥浆进行破胶）。破胶后的钻井废弃物通过进料泵送入板框压滤机中进行固液分离，压滤后的泥饼由皮带输送机或螺旋输送机输送到岩屑收集罐减量化处理，及时转运至砖厂或水泥厂进行资源化利用。废泥浆和岩屑经现场经泥浆“不落地”系统，大部分钻井废水随泥浆循环系统循环，少部分无法回用钻井废水定期由罐车拉运至有资质且环保手续齐全的污水处理厂处理达标后排放，项目现场不外排。

此过程会产生废水（钻井废水、方井雨水和生活污水）、废气（停电状况下的柴油发电机燃烧废气）、水基钻井固废（废水基泥浆、水基岩屑）、隔油池污泥、沉淀污泥（废水罐）、废油、废油桶、废棉纱/手套、员工生活垃圾以及设备噪声。

（3）油基泥浆钻阶段

三开（2300m~目的层）钻井使用油基钻井液，有利于提高钻具与井壁的润滑性，减少卡钻、井筒内壁垮塌的风险。因项目水基泥浆和油基泥浆共用一套泥浆循环系统，进行三开油基泥浆钻前需对泥浆循环系统进行油水转换，钻井液由水基泥浆转换为油基泥浆，在水基泥浆和油基泥浆转换过程中，会有一部分水基泥浆和油基泥浆混合物（顶替泥浆），该部分顶替泥浆无法与油基泥浆完全分离，全部进入油基钻井系统利用、处置。

油基泥浆“不落地”系统：钻井过程中井底排出的钻井液经振动筛分离，筛下物为油基钻井液，进入切换后的泥浆循环罐，分离出的油基岩屑输送至岩屑收集桶暂存，油基岩屑由平台设置的油基岩屑减量化处理装置处理后，回收油交由钻井

队配置油基泥浆使用处置，处理后的油基岩屑干渣交危废单位处置。

油基泥浆钻井工艺流程图见图 2.10-4。

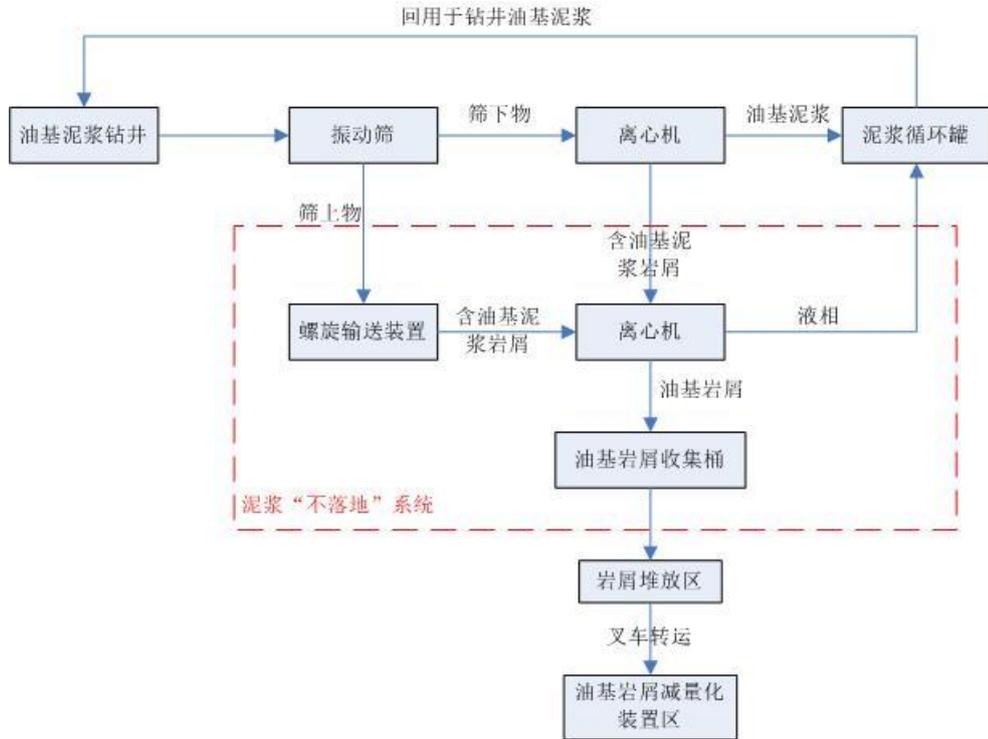


图 2.10-4 油基岩屑钻井工艺流程及产排污环节图

此过程会产生废水（钻井废水、方井雨水和生活污水）、废气（停电状况下的柴油发电机燃烧废气、油基泥浆/岩屑挥发废气）、油基钻井固废（顶替泥浆、油基岩屑、失效油基泥浆、油基岩屑干渣）、废油、废油桶、废棉纱/手套、员工生活垃圾以及设备噪声。

（4）油基岩屑减量化装置处理方案

油基岩屑减量化处理工艺流程见下图 2.10-5。

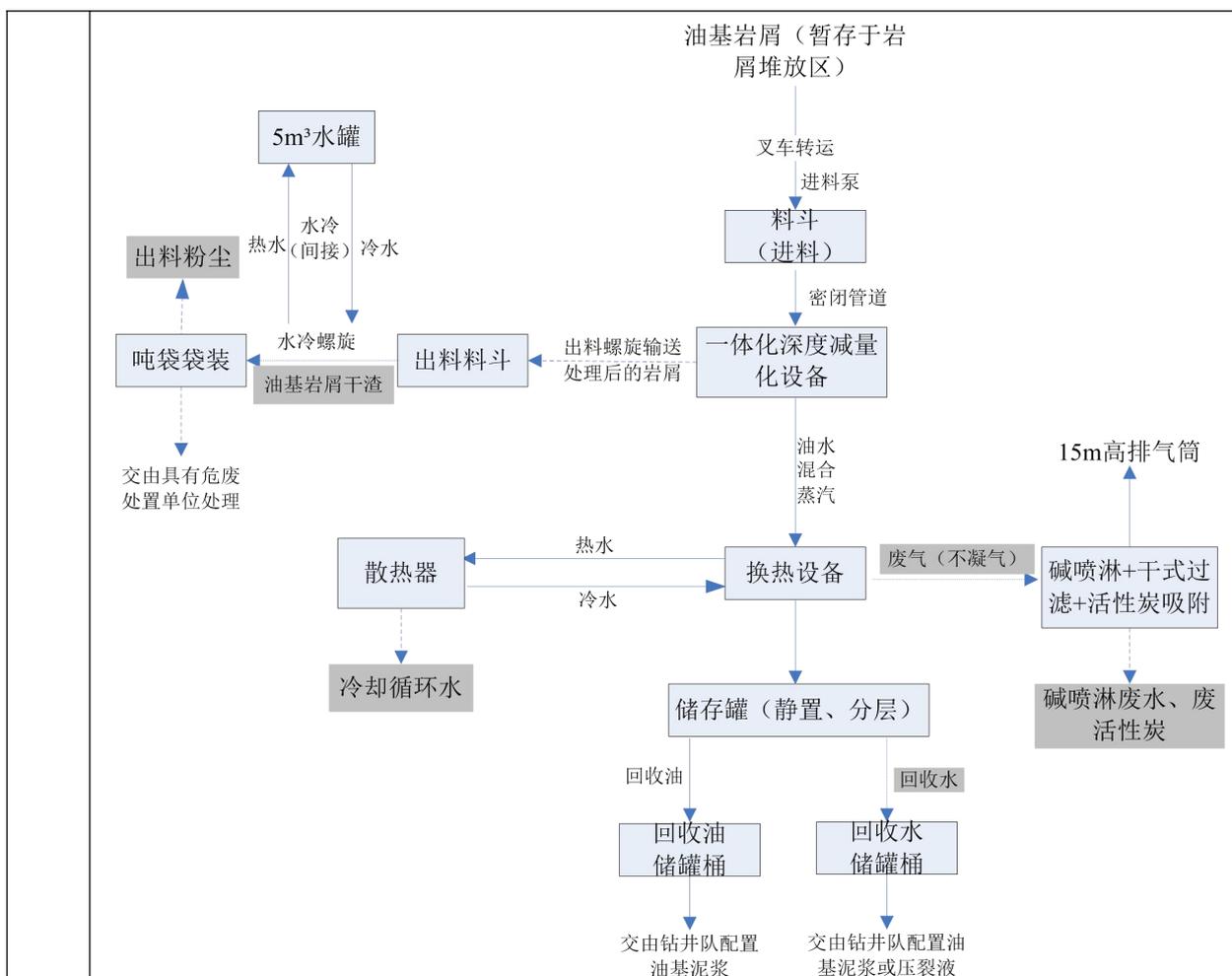


图 2.10-5 油基岩屑减量化处理工艺流程图

处理工艺流程介绍:

扩建项目油基岩屑减量化处理装置利用电磁间接加热，对油基岩屑进行处理，由进料、深度减量化装置、冷凝分离、干渣出料等单元组成。

1) 进料单元

由油基岩屑收集桶收集暂存于岩屑堆放区的油基岩屑，由叉车转运至油基岩屑减量化处置区，油基岩屑经进料泵提升至封闭料斗内，料斗内物料通过封闭管道进入一体化深度减量化装置进行处理。物料通过工程机械上至进料装置内。进料装置采用密闭式设计，可避免输送过程中 VOCs 外泄造成现场异味。进料过程中分批次进行，非连续性进料。

2) 深度减量化单元

本段工艺的目的是通过对物料间接加热，使物料中的水及油组份气化与固体分离，达到净化固体的效果。油基岩屑通过进料设备进入减量化设备，进行处理前通过制氮设备制取氮气通入深度减量化设备炉体中，形成惰性缺氧环境，在缺

氧状态下被间接加热，温度逐渐上升，加热大约 1h 后温度升至 200℃，油基岩屑中形成水蒸气（油水混合气）；再持续加热约 1h 温度升至 300℃，物料开始进入脱水状态，油类开始解析、挥发，继续加热约为 2.0h，减量化设备内石油类物质已基本蒸发完毕；为保证原料包含的石油类物质得到充分的回收，设备内气流温度会从 300℃ 上升到 360℃，停留一段时间后，又缓降至 280℃，随后深度减量化设备进行卸料，干渣进入出料单元。深度减量化设备内采用板结清理装置，可实现对体内壁板结、结焦物料的清理。热相分离后固体进入密闭出料系统，油水混合蒸汽进入后续冷凝系统。本阶段控制反应过程中物料加热温度 360℃，设备最大处理能力为 40t/d。

3) 冷凝分离单元

本段工艺的目的是对热相分离过程中产生的水及油蒸汽进行冷凝，达到回收气体中可凝组份的效果。热相分离设备处理过程中产生的油水混合蒸汽进入换热设备，在换热设备内通过冷却循环水对气体进行间壁传热降温，降温后气体中的水及部分油组份液化并与气体分离。冷凝后的油水混合物则进入油水储存罐暂存，进行静置、分层，分离后的气体（不凝气）进入废气处理装置处理达标后排放。此处配有冷却水塔，用于冷凝。本阶段处理过程中气体被冷凝至 <60℃。

4) 油/水储存单元

本段工艺的目的是对换热设备产生的油水混合液进行分离，达到从混合液中回收油、水进行冷却的效果。从换热设备出来后的油水混合物进入油水储存罐，将分离的油水进一步静置、分离。上层的油经过卸油泵泵入回收油储存桶收集、储存，用于钻井队配置油基泥浆使用，下层的水相（回收水）经泵入回收水储存桶内收集、暂存，用于井场回用于配置油基钻井液或后续压裂液配置，罐内少量底泥则经过排污泵送至油基岩屑收集桶内暂存，再次进行减量化处置。

5) 干渣出料单元

待温度稳定后将岩屑废渣进行卸料，分离出的岩屑废渣呈干粉末状态，从深度减量化设备分离出的干渣温度约约为 280℃。在出料区域通过水冷螺旋输送机进行间接降温、出料，在出料口连接防渗吨袋进行袋装。油基岩屑干渣由防渗吨袋袋装后暂存于油基岩屑干渣暂存区，交由有危废资质单位处置。此处水冷螺旋采用清水作为冷却介质（配 1 个 5m³ 清水罐，对冷却水进行暂存、循环利用），间接冷却，冷却水循环使用，根据消耗情况及时补充新鲜水，不排放。

参考其他平台已实施的撬装化油基岩屑减量化处理装置设置情况，见下图：



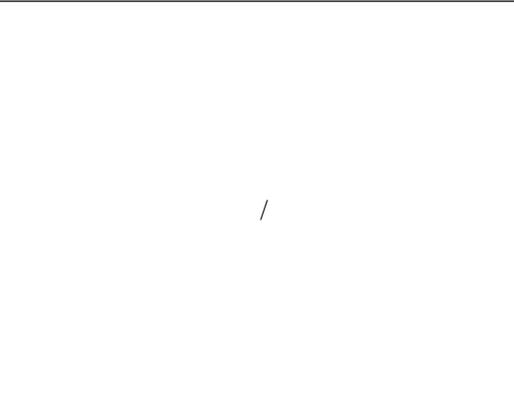
撬装化油基岩屑减量化处理装置



处理前的油基岩屑照片



处理后的油基岩屑干渣



/

/

此过程会产生废水（回收水、碱喷淋废水、冷却塔循环排水）、废气（工艺废气、出料粉尘）、固废（油基岩屑干渣、废活性炭）及设备噪声。

（5）钻井辅助作业（测井、取心、录井）

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

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

本井为勘探评价井，要求进行地质综合录井，录井是根据测井数据、现场录井数据及综合分析化验数据进行岩性解释、归位，确定含油、气、水产状。总的原则是按照中国石油天然气集团公司《录井资料采集处理解释规范》

（Q/SY01128-2020）的有关要求取全取准各项录井资料。使用综合录井仪，并配套使用红外 CO₂ 检测仪、H₂S 传感器及声光报警装置，进行综合录井。从井口开

始录取资料，综合录井从下完导管开始，要求仪器性能可靠，并且使用录井数据实时传输及视频系统，以加强对录井数据及钻录井现场情况的监控。

测井、取心、录井主要是取样分析地质等情况，该过程基本不产生污染物。

(6) 固井作业

固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环形空间内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，可防止复杂情况以保证安全继续钻进下一段井眼或保证顺利开采生产层中的油、气。

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥就是在地面上将水泥浆通过套管柱注入井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全放喷设备等。

固井过程采用特种水泥由供应厂家按作业要求配制完成，然后由灰罐车直接密闭运至作业场地，灰罐车内设搅拌设备，现场按配比由泵吸入液相配制液后，通过密闭搅拌，制成所需特种水泥，进行固井作业。此过程中在密闭罐内进行，无粉尘产生，仅搅拌过程产生设备噪声，配制过程中应加强管理，防止粉尘产生。

另外，若钻进中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

(7) 钻井设备搬迁

当各井钻至目的层后，将对气井进行储层改造作业。作业前根据需要对钻井设备进行搬迁，为下一步压裂测试做准备。

2.10.2 储层改造工程

当钻井钻至目的层后，将对气井进行储层改造作业，以取得该井施工段流体性质、测试产能、地层压力等详细工程资料。储层改造工程包括洗井、压裂和放喷测试过程。

(1) 洗井

项目完钻后开展洗井作业，采用清水或上清液对套管进行清洗；类比建设单位区域内其他平台洗井作业参数，洗井最终返排出的废水量约 70m³/井。大部分洗井废水从井口返排进入废水处理系统暂存罐中；少部分洗井废水从放喷口返排，

进入放喷池，然后泵入废水处理系统中；废水处理系统预处理后的洗井废水用于配制压裂液。

（2）分段射孔、压裂

①射孔完井

扩建项目采用射孔完井方式。射孔完井是指下入油层套管封固产层后再用电缆射孔将套管、水泥环、部分产层射穿，形成油气流通通道。射穿产层后油气井的生产能力受产层压力、产层性质、射孔参数及质量影响。射孔噪声一般产生在地表以下上千米的产层，不会对地表的声环境造成影响。

②压裂作业

射孔后，为提高产层的渗透能力，实施压裂作业。扩建项目采用水力压裂，利用地面压裂泵车将一定粘度的液体以足够高的压力和足够大的排量沿井筒注入井中。由于注入速度远远大于油气层的吸收速度，所以多余的液体在井底引起高压，当压力超过岩石抗张强度后，油气层就会开始破裂形成裂缝。当裂缝延伸一段时间后，继续注入携带有支撑剂的混砂液扩展延伸裂缝，并使之充填支撑剂。施工完成后，由于支撑剂的支撑作用，裂缝不致闭合或至少不完全闭合，因此即可在油气层中形成一条具有足够长度、宽度和高度的填砂裂缝。此裂缝具有很高的渗滤能力，并且扩大了油气水的渗滤面积，故油气可畅流入井，注入水可沿裂缝顺利进入地层，从而达到增产增注的目的。

酸化压裂后对每一段进行注水射孔压裂，分段射孔压裂作业工艺如下：一次射孔→酸化压裂→电缆可钻桥塞→二次射孔→…n次射孔→酸化压裂，参与作业的压裂车 18 台（16 用 2 备），压裂作业压力参数在 55Mpa、压力功率为 2500kWh，每次压裂液泵入时间约 2~3 小时，均在白天进行，一天最长压裂作业时间不超过 15 个小时，并且最迟在 22 点之前停止压裂作业。

根据压裂设计方案，采取单井依次进行压裂的方式，即压裂顺序为丁页 19-1HF→丁页 19-2HF→丁页 19-3HF→丁页 19-4HF→丁页 19-5HF。单井每 90m~100m 为一段进行加砂压裂（本次按 100m 核算），单次压裂液用量约 2000m³。6 口井共压裂 141 次，压裂液总用量为 282000m³，压裂液返排率约 20%，压裂返排液总量为 56400m³，单井返排周期约 30 天，压裂返排液进行回收利用。工艺上可通过控制放喷阀门的尺寸控制返排作业，进而控制每日返排量。

参考周边同类型钻井工程压裂返排液回用率按 90%计，则项目压裂返排液可回用部分约 50760m³，可回用的返排液转运至区域其他井站配制压裂液，从而减少

废水转运、处理的风险和成本，也减少取用新鲜水配制压裂液的量，节约用水。废水预处理系统处理后不可回用的压裂废水以及剩余不可回用部分压裂废水采用罐车拉运至具备处理能力、处理资质和具备环保手续的污水处理厂处理。

③钻磨可钻桥塞

待水平井段全部压裂结束后，对目的层内设置可钻桥塞进行钻磨，连通各压裂段气层，为放喷测试做准备。

(3) 测试放喷（完井测试作业）

根据大力推进常规火炬熄灭、密闭流程改造、泄漏检测与修复、放空天然气回收等推进能源领域甲烷排放控制的相关政策，本次扩建项目根据钻井过程中进一步获取储层致密气情况，选取测试作业废气放喷池放喷或撬装装置回收测试气中一种方式进行完井测试。其中放喷池放喷为完井测试作业过程中各大油气田采取的最普遍的方式，周边已实施井站均采用该种方式，撬装装置回收测试方式于近年逐步推广应用，已于新页 1 平台、永页 16-1 平台等钻井工程中成功使用。

本次评价对两种方案工艺流程及产排污情况分别进行分析，分析如下。

1) 方案一：放喷池放喷

测试放喷是在射孔作业后，利用测试放喷专用管线将井内油气引至放喷池点火燃烧对气井进行产量测试的过程。

2) 方案二：撬装装置回收利用

采用高度集成化一体撬装装置对测试天然气进行回收。井口页岩气经站内管线接入高压一体化脱水撬和天然气压缩充装撬等装置处理，通过脱水、压缩后，以 CNG 形式通过 CNG 管束车外运。工艺流程见下图。

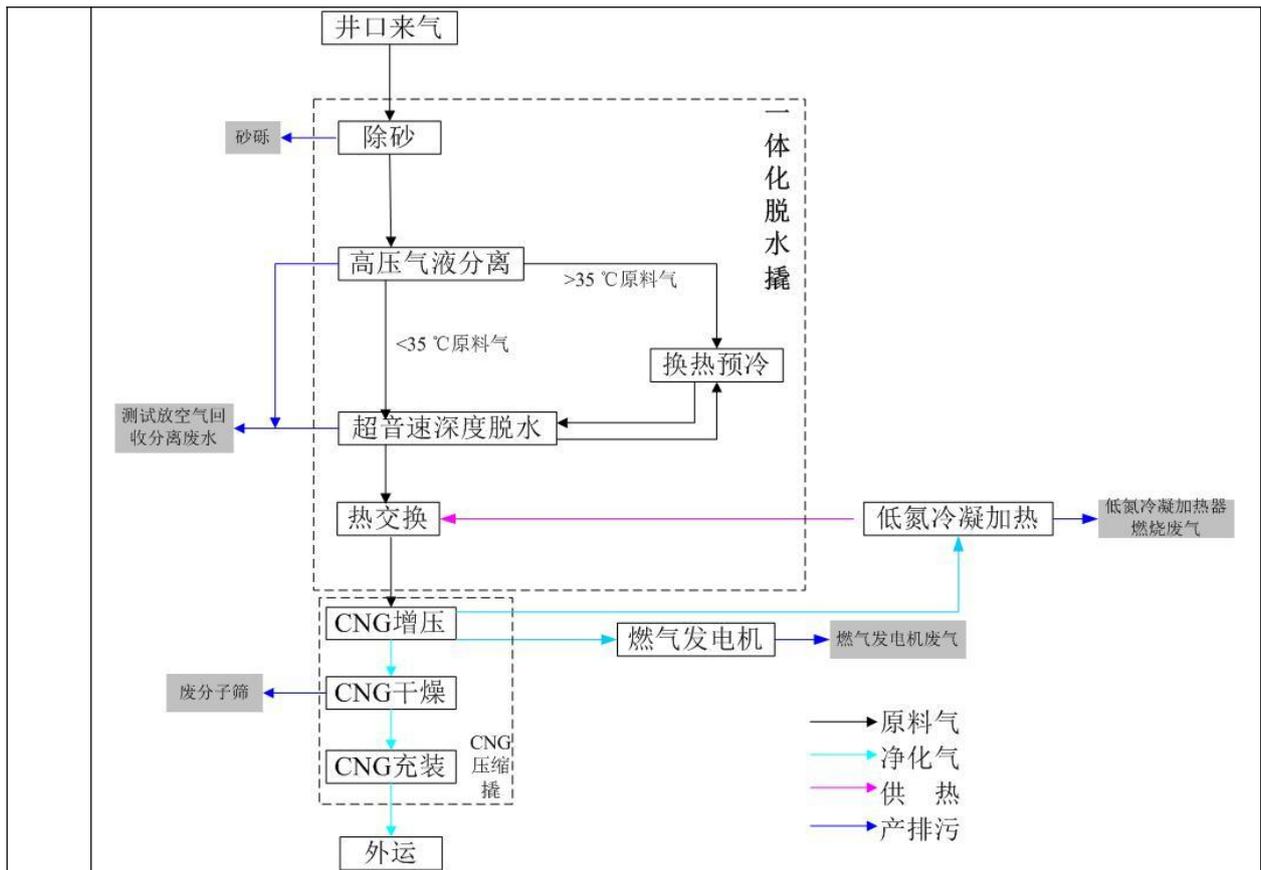


图 2.10-7 测试气回收工艺流程及产污节点示意图



图 2.10-8 测试气回收集成撬三维示意图

工艺简述:

①来气

压裂作业结束后安装有采气树及配套管汇和节流阀，通过井口油嘴管汇的节流阀（进气阀组设计压力 35MPa）降压至适合下游处理的压力（8~12MPa），进入管汇分配系统。

②一体化脱水撬工艺:

一体化脱水撬工艺主要包括立式旋流除砂分离、高压气液分离和超音速深度分离三个工序，入撬压力控制在 8~12MPa；撬内设备包括：进气节流阀组、除砂器、高压气液分离器、预冷器、超音速深度脱水脱烃旋流分离器、高级阀式孔板流量计、在线水露点检测仪、数据采集系统、ESDV 紧急切断及放空系统、可燃气体探测系统、配防爆 PLC 控制系统，做到一键启停，全自动运行，整体做成防撞框架集成撬。

A.立式旋流除砂器

井口来气进入撬装装置首先进入除砂器除砂，以保证下游设备的正常运行。天然气进入除砂器后被螺旋叶片阻挡并推动螺旋叶片转动，螺旋叶片转动后驱动气流沿器壁由上而下作旋转运动，气流中的沙砾在惯性离心力的推动下移向外壁，在气流和重力的共同作用下沿壁面落入除砂器底部，从而达到除砂目的，捕集的砂从底部排至除砂罐。

表 2.10-2 立式旋流除砂器设计参数一览表

序号	除砂系统设计参数	技术数据
1	型号	HPCSL-DN400 PN25MPa
2	工作压力MPa	5~24MPa
3	设计压力MPa	25MPa
4	工作温度/°C	40
5	设计温度/°C	50
6	设计最小除砂颗粒mm	0.1mm
7	设计天然气处理量	50000~200000m ³ /d
8	除砂器基本尺寸	壳体：DN400×45
9	分离效率	98%

B.高压气液分离

可对天然气中携带的液体进行预分离，以减轻后续超音速旋流分离器脱水脱烃的负荷。分离原理：气体经切向方向进入分离器后作圆周运动，液滴由于较重受到较大离心力而被抛在容器器壁上，最终从气体中分离出来；气体旋转速度逐渐减小最终向上运动从顶部流出，液体从底部流出。

表 2.10-3 高压气液分离器设计参数一览表

序号	高压预分离器设计参数	技术数据
1	型号	HPWF-DN800 PN25MPa
2	工作压力MPa	5~24MPa
3	设计压力MPa	25MPa
4	工作温度°C	40°C

5	设计温度℃	50℃
6	设计天然气处理量	50000~200000m ³ /d
7	设计处理液量	160m ³ /d
8	高压预分离器基本尺寸	壳体：DN800×45

C.超音速旋流分离器（脱水装置）

超音速旋流分离器（Super Sonic Separator，简称“3S”）由旋流装置、拉伐尔喷管、旋流分离段、扩压器等构件组成等六部分组成，是一种体积小、质量轻、可靠性高的天然气脱水、脱烃设备，它能够充分利用天然气的低压制冷，以达到脱水、脱烃的目的。分离器结构简图如下图所示。

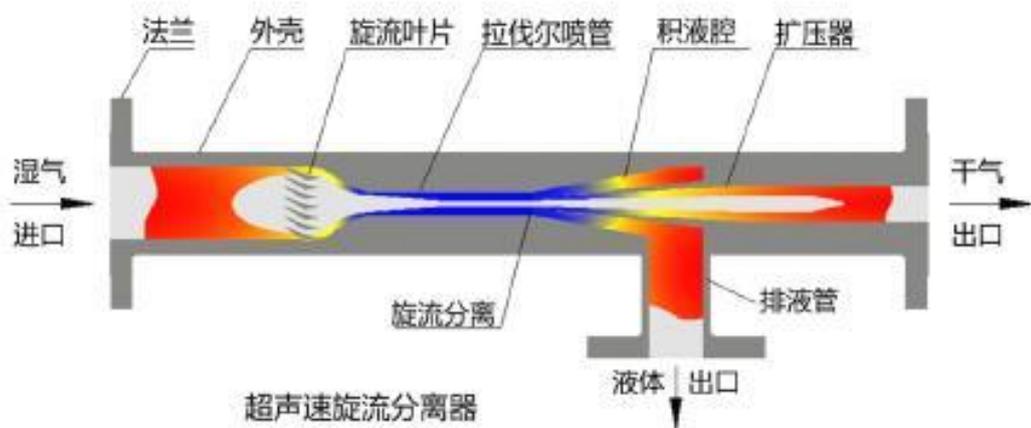


图 2.10-9 超音速旋流分离器结构示意简图

在超音速旋流分离器中，天然气通过喷管绝热膨胀至超声速，其温度和压力将降低，形成低温低压，天然气中的少量重烃和水蒸汽达到过饱和状态开始凝结，发生成核现象，并且液滴开始生长，形成气液混合物。同时，流体在旋流装置的作用下发生旋转，形成强烈的旋流场，在流动中液滴在离心力的作用下旋流到管壁处。因而居于管道中心处的气流变成干气，而管壁处的气体将包含少量重烃和水分成份。最后，分离器将气流外层与中心处气流分离，实现气体和凝析液的分离，然后干气流入扩压器压缩，减速升压，经净化处理的主气流水、烃露点为-5℃。

表 2.10-4 超音速旋流分离器设计参数一览表

序号	超音速旋流分离器设计参数	技术数据
1	型号	HPXL-DN400 PN25MPa
2	工作压力MPa	5~24MPa
3	设计压力MPa	25MPa
4	工作温度℃	40℃
5	设计温度℃	50℃
6	设计天然气处理量	50000~200000m ³ /d
7	设计处理液量	160m ³ /d

8	旋流分离器基本尺寸	壳体: DN400×40
9	脱水脱烃后水、烃露点	-5℃

D.换热预冷工序: 从高压预分离出口出来的天然气温度 $>35^{\circ}\text{C}$ 时, 高温天然气从预冷分离器的管程上部进入预冷器, 在管程中与低温天然气(来自超音速分离出口天然气)换热后从预冷器的下部出来, 温度在 $25\sim 30^{\circ}\text{C}$, 起到了较好的预冷效果, 预冷之后的天然气进入超音速分离器进口, 在超音速内, 温度进一步降低, 温度降低至 $0\sim 5^{\circ}\text{C}$, 在低温情况下, 深度的脱出天然气中的饱和水。

从超音速分离出口出来的天然气温度较低($0\sim 5^{\circ}\text{C}$), 低温天然气从预冷器壳程的下端进入预冷器, 通过与高温的天然气换热后, 从预冷器的壳程上端出预冷器, 换热后的天然气温度为 $5\sim 10^{\circ}\text{C}$, 然后进入低氮冷凝加热器。

E.热交换

为避免低温损伤压缩机缸体, 需采用低氮冷凝加热器供热, 通过热交换器对压缩前天然气进行间接加热至 20°C 。低氮冷凝加热器气源来自撬装式井口气回收装置。

③CNG 增压干燥

脱水后的原料气(进气压力 $3\sim 7.5\text{Mpa}$)经压缩机增压至 20MPa 压缩天然气后进入干燥设施, 采用分子筛进行干燥后前往加气柱, 由加气柱装车, 并设置安全泄放。压缩机为风冷的干燥方式, 机组控制系统包括撬装就地仪表盘和 PLC 控制柜控制, 对压缩机进行自动控制和保护。

④CNG 装车

压缩后的天然气经加气柱向 CNG 管束车内加气, 通过 CNG 管束车将天然气成品运送至购气方。CNG 运输由资质单位承运, 不在本次评价范围内。

⑤燃气发电机组

项目拟设 4 台 500kW 的燃气发电机组, 作为站内测试气回收工艺设备的备用电源, 采用脱水处理后的天然气作为燃气发电机燃料气。

此过程会产生废水(测试放空气回收分离废水)、废气(低氮冷凝加热器燃烧废气、燃气发电机废气)、固废(砂砾、废分子筛)、废油、废棉纱/手套及设备噪声。

(4) 完井搬迁、交井

完井测试结果若表明该井有油气显示, 则在井口安装封井器, 其余设备将拆除搬迁, 并对井场废弃物进行资源化利用或无害化治理。搬迁前钻后污染物应得到妥善处理, 做到工完、料净、场地清。建设单位依法办理环保手续并按照钻井

	<p>井场环保标准进行验收，验收合格方可交井，并对后续可能出现的环保问题负责。</p> <p>2.11 施工时序及人员安排</p> <p>2.11.1 施工时序</p> <p>根据项目设计资料，项目采用常规钻井工艺。根据项目钻前设计资料进行钻井工程施工（扩建项目主要包括方井区域基础建设），钻前施工结束后钻井队入场进行钻井设备安装和钻井作业，钻井作业结束后由井下作业队进行储层改造、完井测试作业。</p> <p>扩建项目 6 口井采用双钻机同时进行钻进，待 6 口井钻完后，再对 6 口井依次进行压裂、测试。具体如下：</p> <p>钻井：由专业钻井队负责，由 2 个钻井队伍分别负责丁页 19-1HF~丁页 19-3HF 井和丁页 19-4HF~丁页 19-6HF 井钻井作业，施工次序为丁页 19-1HF/丁页 19-4HF →丁页 19-2HF/丁页 19-5HF→丁页 19-3HF/丁页 19-6HF。</p> <p>储层改造：由专业井下作业队负责，施工次序为丁页 19-1HF→丁页 19-2HF→丁页 19-3HF→丁页 19-4HF→丁页 19-5HF→丁页 19-6HF。</p> <p>2.11.2 工作周期、制度及劳动定员</p> <p>扩建项目预计总施工期为 30 个月，依托已建平台，不涉及钻前工程，具体施工周期如下：</p> <p>钻前阶段：进行方井开挖和设备安装，高峰时每天施工人员约 20 人。施工工期约 30d（约 1 个月），白天施工、夜间不施工。</p> <p>钻井工程：由 2 个钻井队伍分别同时进行钻井。井队编制为 48 人/队，各对分 2 组倒班，24h 连续工作。单井钻井工程周期约 80 天，总钻井工期约 240d（约 8 个月）。设有生活区，位于井场西南侧约 200m 处。</p> <p>储层改造工程：压裂、测试由专业井下作业队负责，一般约 60 人，分两队倒班，单井压裂时间约 40d，单井返排及测试求产周期约 60d，单井储层改造施工总计约 100d。6 口井总工期为 600d（约 20 个月）。洗井、射井、压裂、完井搬迁时仅白天施工，夜间不作业；测试求产为 24h 连续不间断作业。不设生活区，办公、生活租用当地民房或附近场镇宾馆。</p> <p>完井搬迁：工期约 30d（约 1 个月），白天施工、夜间不施工。</p>
其他	无

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状	<p>3.1生态环境现状</p> <p>3.1.1生态环境概况</p> <p>1、生态功能区划</p> <p>根据《重庆市生态功能区划（修编）》，扩建项目所在区域属于“IV 渝中西丘陵-低山生态区”中的“IV2 渝西南常绿阔叶林生态亚区—IV2-2 江津-綦江低山丘陵水文调蓄生态功能区”。</p> <p>生态功能区包括江津区和綦江区，幅员面积 5401.14km²。形地貌受地质构造影响，以丘陵和低山为主，丘陵和低山面积分别占本区面积的 51.05%和 37.73%，中山面积占 7.37%，平原面积最小，仅占 3.85%森林覆盖率高于全市平均水平，生物资源丰富，有四面山和老瀛山自然保护区，有黑石山—滚子坪、骆硐山、碑槽山等风景名胜区。主要矿产资源有煤、铁、铜、硫磺、石英、矾、天然气、大理石、方解石、石膏、石灰岩、页岩、绿豆岩、 卤盐等，煤矿地质储量 15 亿吨以上。</p> <p>主要生态环境问题为工业、生活、旅游对植被造成的破坏比较严重，次级河流存在一定的水体污染问题，长江干支流的水体保护面临压力。地质灾害频繁，土壤侵蚀敏感性区域分布较广。主导生态功能为水文调蓄和水源涵养，辅助功能为生态恢复与重建、水土保持，生物多样性保护。生态功能保护与建设应围绕加强水土保持和水源涵养进行。重点任务是大力开展陡坡耕地的退耕还林和裸岩石山的植被恢复。实施矿山污染生态重建，加强工矿废弃地和工矿废渣的环境监管与治理。积极开展长江干支流的水体污染综合整治。加强自然资源保护工作。区内自然保护区、森林公园、地质公园和风景名胜区核心区应划为禁止开发区，依法强制保护，严禁开发。</p> <p>扩建项目为天然气勘探工程，位于綦江区赶水镇麻柳村，不涉及饮用水水源保护区、自然保护区、森林公园、地质公园和风景名胜区等生态环境敏感区域，不属于禁止开发区；建设过程采取相应环境保护措施，各类污染物均得到有效收集处置。</p> <p>综上所述，扩建项目位于重庆市綦江区打通镇吹角村，不涉及《全国生态功能区划（修编版）》中划定的重要生态功能区，符合全国及重庆市主体功能区规划及生态功能区划相关要求。</p> <p>2、土地利用现状</p>
--------	---

评价区域土地利用现状基于高分辨率遥感影像利用 GIS 软件进行人工目视解译，遥感影像采用区域 2023 年 8 月 2.0m 分辨率卫星影像作为解译基础底图。按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）要求，通过人工目视判读遥感影像及现场调查核实，将评价范围内的土地利用类型按 GB/T21010-2017 土地利用分类体系进行分类，形成土地利用现状矢量数据库，并以二级类型作为基础制图单位制作评价区域土地利用现状图。

根据土地利用现状解译结果，对评价范围土地利用现状类型进行统计分析，具体如下表所示。

表 3.1-1 项目调查范围内土地利用现状面积统计表

土地利用分类		项目占地面积 (hm ²)	占比 (%)
一级类	二级类		
01 耕地	0103 旱地	10.81	37.29
03 林地	0301 乔木林地	12.45	42.95
	0302 竹林地	0.8	2.76
	0305 灌木林地	1.45	5
04 草地	0404 其他草地	1.07	3.69
06 工矿仓储用地	0602 采矿用地	1.64	5.66
07 住宅用地	0702 农村宅基地	0.3	1.03
10 交通运输用地	1006 农村道路	0.47	1.62
合计		28.99	100

3、动植物资源

綦江区有 2000 多种植物资源，其中栽培植物近 1000 种。粮食作物以水稻、玉米、薯类为主，其次是豆类等小杂粮；经济作物有桑、果、茶、橘子、木瓜、红梅、银花、吴茱萸、杜仲、黄柏等 110 多个长经品种，有油菜、烟叶、25 海椒、花生、西瓜、甘蔗等 450 多个短经品种。綦江是全国商品粮基地、重庆市烟叶生产和蚕桑生产基地。特色农产品有綦江木瓜、东溪辣椒、赶水草茼萝卜、横山大米、石壕糯玉米、东溪花生、石角花椒、永新梨子等。

綦江区有 200 多种动物资源，其中兽类有 20 多种、鸟类有 40 余种、蛇虫类 50 多种、水生动物及鱼类 70 多种。重点保护陆生野生脊椎动物，其中有黑叶猴、云豹、林麝 3 种国家一级保护动物，有猕猴、穿山甲、豺、青鼯（黄喉貂）、大灵猫、小灵猫、金猫、斑羚、黑耳鸢、苍鹰、雀鹰、普通鵟、红隼、红腹锦鸡、领角鸮、雕鸮、斑头鸺鹠和鹰鸮 18 种国家二级保护动物，市（省）级保护动物 12 种。全区有昆虫种类 271 种。

现场调查期间，扩建项目所在区域内未发现珍稀濒危及国家重点保护的野生

植物，未发现珍稀濒危及国家和重庆市重点保护的野生动物，也未发现野生动物栖息地；无国家保护名录内的珍稀野生动植物资源分布；无野生保护动物栖息地、繁殖地、觅食地，无国家野生保护动物分布。

根据植被类型图，统计评价范围内的各植被类型面积，具体如下表所示。

表 3.1-2 评价范围植被类型面积统计表

群系	面积 (hm ²)	占比 (%)
人类开发建设区域	2.41	8.31
竹林 (慈竹)	0.8	2.76
落叶阔叶林 (麻栎等)	4.04	13.94
常绿针叶林 (马尾松、柏木)	8.41	29.01
落叶阔叶灌丛 (黄荆、莢蒾等)	1.45	5
草丛 (白茅、牛筋草等)	1.07	3.69
一年两熟粮食作物田 (玉米、小麦、红薯等)	10.81	37.29
总计	28.99	100

4、土壤资源

綦江区境内以山地为主，有部分丘陵。山地占全区总面积约 70%，丘陵约占 30%。全区土地面积约 413 万亩，其中耕地面积 162 万亩，林地面积 133.6 万亩，水域面积 7.7 万亩，园地、居民点及工矿用地 28.1 万亩。綦江区境土壤分 4 土类，6 个亚类，10 个土属及 45 个土种。土壤分布由北至南为棕紫泥、黄红紫泥、紫色潮土、老冲积黄泥及灰棕潮土。土层由薄增厚，质地沙到粘。土壤垂直分布，由山顶至山脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。土壤垂直分布，由山顶至山脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。土壤养分含量一般有机质低，氮少、磷缺、钾够，锌、硼、钼等微量元素不足，养分含量随地形坡地及耕地薄厚而变。

5、水生生态现状

扩建项目所在区域水体为吹角河，无水域功能划分，水流量小，不涉及重要水生生物的产卵场、越冬场、索饵场及洄游通道等重要水生生境，水生生态系统不敏感。

根据现场调查及走访询问，吹角河为山区小河沟，水生生物匮乏，河道底质主要为基岩、砾石，且两岸分布有散居居民，受人为活动影响较大，河道内无国家重点保护鱼类和重庆市市级保护鱼类分布，主要为常见的鲫鱼、鲤鱼、黄颡鱼、草鱼、泥鳅、黄鳝等；浮游植物以流水的硅藻门种类为主，包括舟形藻、钝脆杆藻、尖针杆藻等；浮游动物主要为普通表壳虫、轮虫、矩形尖额溞、剑水蚤等，

底栖动物主要为扁蜉、石蚕、短尾石蝇、摇蚊水丝蚓、珍珠短沟蜷、中华圆田螺、水跳虫、福寿螺等。

3.3 水文

綦江区境内溪流纵横，水系发达。綦江河系境内第一大河流，为长江一级支流，全长 231.3km，河宽 30~150m，发源于贵州省桐梓区花坝火盆洞，自南向北于江津市江口注入长江。綦江区赶水镇以上上游流域面积 2943.4km²，赶水以下至綦江县城中游流域面积 1737.4km²；中游河段长 59.9km，宽 60—100m，落差 71m，坡降 0.3‰，多年平均流量 93.85m³/s。大小支流 30 多条，依次注入綦江流域面积 100km² 以上的有羊渡河、藻渡河、扶欢河、郭扶河、蒲河、三角河、清溪河。

羊渡河为綦江的一级支流，发源于贵州省习水县温水镇汤坝山脚，经温水至梨园入綦江区境内，北流经獐狮坝、羊叉滩、金鸡岩，经麻柳滩至赶水镇流入綦江。全长 46.1km，多年平均流量 6.1m³/s，落差 1094m，坡降 12.5‰，流域面积 322.5km²。

吹角河为羊渡河的一级支流，流域面积约 81km²，綦江区境内河段长度 17.25km。綦江区境内上游起于打通镇天星村岩角，下游止于綦江区赶水镇洋渡村。

扩建项目所在地地表水系为吹角河，根据现场调查，扩建项目平台周边 500m 范围内无大型水库、河流等地表水体，最近地表水体主要为场地西侧约 1.5km 吹角河（羊渡河一级支流，III 类水域），向下游流动约 12.0km 后汇入羊渡河。位于井场东南侧约 4.98km 处为羊叉河白岩水厂水源地（河流型），羊叉河于扩建项目周边的吹角河不属于同一水系，互相之间不存在水力联系。

井场周边 3km 范围内不涉及饮用水水源保护区、自然保护区、重要湿地、天然渔场等敏感目标。

3.4 水文地质条件

3.4.1 地下水类型及富水性

根据项目区水文地质资料，依据调查评价区含水介质类型、含水层岩性特征、地下水赋存条件和水动力特征，项目所在场地上部为厚度较大的茅草铺组（厚度在 400 至 500m 左右），含水层组为三迭系下统茅草铺组，地下水类型主要为碳酸盐类裂隙溶洞水，主要赋存于三迭系下统茅草铺组地层内，该类地下水含水岩组上部为岩溶塌角砾岩中厚层微细粒石灰岩、白云质灰岩；下部浅、深灰色微细

粒石灰岩。地下水主要储存在碳酸盐岩（如石灰岩、白云岩）的溶蚀裂隙、溶洞和溶孔中，形成复杂的“孔-缝-洞”网络流动通道，

由于储层极不均匀，裂隙和溶洞的分布、大小、连通性差异大，导致富水性在空间上变化明显，相差较大。地层内岩溶暗河发育中等，一般泉流量为10~100L/s，暗河流量>100L/s，地下水埋深为50~100m。地下水化学类型主要为HCO₃-Ca型为主，矿化度一般<0.3g/L。

3.4.2地下水补给、径流及排泄条件

（1）补给条件

井场所在区域地下水补给以大气降水垂直入渗补给为主，辅以地表水体渗漏补给及相邻含水岩组越层补给，为地下水补给提供了充足的水源。井场位于距离山顶较近的山坡上，地形坡度适中，地表基岩裸露面积较大，局部覆盖薄层残坡积土，降水易于沿岩溶裂隙、溶孔垂直入渗补给地下水。

此外，区域内沟谷发育，部分地段分布季节性溪流，在雨季溪流水位上涨时，水体可通过沟谷底部的岩溶裂隙渗漏补给地下水，进一步丰富井场所在含水岩组的补给来源。补给区主要为井场周边的山坡及山顶地带，补给强度受降水强度、地形坡度及岩溶发育程度控制。

（2）径流条件

区域内整体地下水流向受地形及构造控制，总体呈向西方向径流，井场所在评价区地下水径流特征与区域一致，且受局部沟谷地形影响表现出分异特征。评价区内地形东高西低，岩溶裂隙发育且连通性较好，形成顺畅的径流通道，与区域岩溶系统连为一体。地下水径流受岩溶发育程度控制明显，在溶洞、溶蚀裂隙密集带径流速度较快，而在裂隙不发育的致密岩层地段径流速度较慢，属于强径流区。

（3）排泄条件

井场所在区域地下水排泄方式以地表径流排泄为主，辅以蒸发排泄，排泄区主要为区域内西侧的吹角河，通过河岸边的岩溶泉排泄，成为河流的重要补给源。此外，在地下水浅埋地段及沟谷两侧，存在少量蒸发排泄，但由于区域气候湿润，蒸发量较小，蒸发排泄占比不足5%。地下水排泄强度与降水季节变化密切相关，丰水期排泄量占全年的70%，以岩溶泉集中排泄为主；枯水期排泄量减少，主要为裂隙泉分散排泄。井场所在的岩溶水排泄通畅，与地表水系水力联系密切，形成了“降水入渗—地下径流—河流排泄”的完整水循环系统。

3.5 水土流失

根据《綦江区水土保持分区布局》（2024年），綦江区水土流失重点预防区总面积为189.8km²，涉及10个街镇的64个村，主要分布在石壕镇、衡山镇、三角镇、永城镇、石角镇、文龙街道、古南街道、永新镇、中锋镇、郭扶镇；水土流失重点治理区总面积为134.9km²，涉及10个街镇的60个村，主要分布扶欢镇、东溪镇、丁山镇、赶水镇、打通镇、石壕镇。根据叠图分析，扩建项目选址位于綦江区打通镇境内，属于綦江区划定的水土流失重点治理区。位置关系详见附图18。

3.2环境空气质量现状

（1）项目所在区域环境空气质量达标情况

根据《环境影响评价导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，本次评价引用重庆市生态环境局公布的《2024年重庆市生态环境状况公报》中綦江区的环境空气质量现状数据进行现状评价，详见下表。

表 3.2-1 区域环境空气质量现状

监测项目	年评价指标	现状浓度 (ug/m ³)	标准值 (ug/m ³)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均质量 浓度	10	60	16.67	达标
NO ₂		20	40	50	达标
PM ₁₀		54	70	77.14	达标
PM _{2.5}		41.6	35	118.86	超标
CO	日均浓度第 95百分位数	1.0mg/m ³	4000	25.0	达标
O ₃	日最大8h平 均浓度的第 90百分位数	132	160	82.5	达标

区域
环境
质量
现状

由上表可知，2024年，綦江区环境空气中PM₁₀、SO₂、NO₂、CO、O₃均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，PM_{2.5}年均值不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，故项目所在区域属不达标区。

根据《綦江区环境空气质量限期达标规划（2017—2025年）》，将采取改善能源结构、深化清洁生产、优化产业布局、推动产业聚集、加大防治力度、减少工业排放、实施全面控制、遏制交通污染、提升管理水平、严格控制扬尘、强化油烟监管、控制生活污染、控制农业氨源、加强秸秆管理、完善法规制度、增强监管能力、加强宣传教育、推动公众参与等防控措施，有效消减大气污染物排

放量，加强管理减排，五年内通过优化产业与能源结构，协同周边区县联防联控，到 2025 年 PM_{2.5} 浓度达标，臭氧污染得到初步控制，其他指标全部达标，全区优良天数比率大于 85%，重污染天数比例小于 1.0%。在綦江区范围内执行相应的整治措施后，可改善区域环境质量达标情况。

(2) 特征污染物

为了解项目周围空气环境质量现状，本评价委托重庆国环环境监测有限公司对项目所在区域 TSP、氯化氢、氟化物进行了实测，同时引用重庆智海有限责任公司于 2025 年 4 月 18~2025 年 4 月 24 日对项目所在地非甲烷总烃现状监测数据。

1) 监测方案

监测布点：井场下风向；

监测因子：TSP、氯化氢、氟化物、非甲烷总烃；

监测时间与频率：

TSP、氯化氢、氟化物：2026 年 1 月 23 日~2026 年 1 月 25 日，连续监测 3 天，监测 4 次小时值。

非甲烷总烃：2025 年 4 月 18 日~24 日，连续监测 7 天，每天采样 4 次，测小时均值

2) 监测布点合理性

根据《建设项目环境影响报告表编制技术指南（生态影响类）（试行）》中“无相关数据的，大气、固定声源环境质量现状监测参照《建设项目环境影响报告表编制技术指南（污染影响类）（试行）》相关规定开展补充监测”，因此根据《建设项目环境影响报告表编制技术指南（污染影响类）（试行）》中要求：无相关数据的选择当季主导风向下风向 1 个点位补充不少于 3 天的监测数据。根据查阅重庆市气象局官网公布的相关历史气象资料，监测期间项目所在区域当季主导风向为北风，因此于项目平台外东南侧（下风向）设置 1 处监测点。

3) 评价标准与方法

非甲烷总烃参照河北省地方标准《环境空气质量 非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）二级标准限值要求、氯化氢参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 推荐限值要求，TSP 参照《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中过渡阶段二级浓度限值要求，氟化物参照《环境空气质量标准》（GB3095-2026）附录 A 参考浓度限值。

本评价采用最大浓度占标率进行评价。评价公式如下：

$$P_{ij}=C_{ij}/C_{sj}\times 100\%$$

式中： P_{ij} —第 i 现状监测点第污染因子 j 的最大浓度占标率，其值在 0~100% 之间为满足标准，大于 100% 则为超标；

C_{ij} —第 i 现状监测点第污染因子 j 的实测浓度 (mg/m^3)；

C_{sj} —污染因子 j 的环境质量标准 (mg/m^3)。

4) 监测及评价结果

评价区环境空气质量监测统计及评价结果见下表。

表 3.2-2 环境空气质量现状监测结果

由监测结果可知，项目所在区域特征污染物非甲烷总烃浓度满足河北省地方标准《环境空气质量 非甲烷总烃限值》(DB13/1577-2012) 二级标准限值要求，氯化氢浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 推荐限值要求，TSP 浓度满足《环境空气质量标准》(GB3095-2026) 中过渡阶段二级浓度限值要求，氟化物浓度满足《环境空气质量标准》(GB3095-2026) 附录 A 参考浓度限值。

3.3 地表水环境质量现状

根据现场调查，项目井场西侧距离吹角河约 1.5km，吹角河为羊渡河左岸一级支流，为 III 类水域。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018) 中有关水环境质量现状调查的规定，优先采用生态环境保护主管部门统一发布的水环境质量状况信息。

本次地表水环境质量现状评价根据重庆市綦江区生态环境局于 2025 年 12 月 12 日发布的“2025 年綦江水环境质量月报 11 月”，羊渡河紫龙断面各监测因子浓度均可满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中 II 类水域功能要求，水质达标率为 100%。

3.4 地下水环境质量现状

(1) 监测布点及因子

共布设 5 个水质监测点，调查 11 个水位点（其中包括 5 个水质监测点），具体情况见下表 3.4-1。

扩建项目地下水环境影响评价工作等级判定为“二级”，根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》(HJ610-2016)，二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个；一般情况下，地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下

水水质监测点数的 2 倍。

本次评价以水文地质单元为范围，结合地下水流向，重点在各场地的上游、中、下游位置布点，结合点位的井深和周边地下水开发利用情况，选取的监测点具有代表性，满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中监测点位布设要求。具体监测点位设置情况见表 3.4-1。

(2) 监测时间及频次

2026 年 1 月 25 日，监测 1 天，每天采样 1 次。

(3) 评价标准及方法

地下水环境质量现状执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水域标准，其中石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

现状评价方法采用单因子标准指数法，标准指数 >1 ，表明该水质因子已超标，标准指数越大，超标越严重。标准指数计算公式分以下两种情况：

对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法见公式如下：

$$S_i = C_i / C_{0i}$$

式中： C_i ——第*i*种污染物实测浓度值，mg/L；

C_{0i} ——第*i*种污染物在GB/T14848-2017中III类标准值，mg/L；

pH的标准指数 S_{pH} 为：

$$\text{当 } pH \leq 7.0 \text{ 时 } S_{pH} = (7.0 - pH) / (7.0 - pH_{sd})$$

$$\text{当 } pH \geq 7.0 \text{ 时 } S_{pH} = (pH - 7.0) / (pH_{sw} - 7.0)$$

式中： pH ——实测的pH值；

pH_{sd} ——地下水质量标准中规定的pH值下限；

pH_{sw} ——地下水质量标准中规定的pH值上限。

④地下水环境质量监测结果及评价结果

地下水水质监测数据统计结果见下表。

表 3.4-1 地下水位及水质现状监测布点情况表

表 3.4-2 地下水监测结果统计表

扩建项目所在区域周边农户水井各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

表 3.4-3 地下水八大离子监测结果（单位：mg/L）

表 3.4-4 地下水化学离子毫克当量百分数计算表

通过计算八大离子的毫克当量百分数，阳离子以钙离子为主，阴离子以碳酸氢根离子为主，因此，项目区域地下水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-Ca}^{2+}$ 型水；经计算，地下水中阴阳离子差与和的比值均 $<10\%$ ，满足标准限值的要求。

3.5 声环境质量现状

为了解项目所在地声环境质量，重庆国环环境监测有限公司于 2025 年 12 月 23 日—2025 年 12 月 25 日对项目所在地声环境质量进行了现状监测，连续监测两天，昼、夜各一次。

(1) 监测方案

监测布点：3 个监测点，C1 (N1) 位于井场南侧厂界，C2 (N2) 位于井场西侧厂界，C3 (N3) 位于井场东北侧敏感点处。监测点位见附图。

监测因子：连续等效 A 声级；

监测时间及频率：2025 年 12 月 23 日—2025 年 12 月 25 日；连续 2 天，昼、夜间各一次。

(2) 评价标准与方法

执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准。

(3) 监测结果及评价

声环境质量现状监测结果统计及评价见下表。

表 3.5-1 项目现状监测结果表 单位：dB (A)

监测点位		2025.2.20		2025.2.21	
编号	位置	昼间	夜间	昼间	夜间
C1 (N1)	井场南侧厂界	46	43	47	46
C2 (N2)	井场西侧厂界	46	42	47	43
C3 (N3)	井场北侧敏感点处	49	44	47	44
标准限值		60	50	60	50

监测结果表明，扩建项目所在区域昼、夜间声环境质量满足《声环境质量标准》(GB3096—2008) 2 类标准要求，已建井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准要求。

3.6 土壤环境质量现状

参照土壤导则，本项目为勘探井，属于 IV 类项目。原则可不开展土壤现状评价。鉴于涉及土壤环境要素，按照指南明确项目所在区域的环境质量现状的要求，评价委托重庆国环环境监测有限公司对项目所在地进行了土壤环境现状监测，同时引用重庆智海科技有限责任公司 2025 年 4 月 19 日对扩建项目井场占地范围内的监测数据 (S1 监测点，柱状样)。

(1) 监测布点及监测因子

扩建项目设 1 个监测点 (表层样)，具体点位及监测因子见下表。

表 3.6-1 土壤监测点位及监测因子

监测点				监测因子	监测频次	备注
井场占地范围外	表层样	T-1 井场外东北侧旱地	0~0.2 m	①GB15168 基本因子：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌； ②特征因子：石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、硫化物、氯化物、含盐量（SSC）、钡	一次值	实测
井场占地范围内	柱状样	S1	0.2m、0.8m、1.8m	pH、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、氯化物、硫酸盐、含盐量及（GB36600-2018）中的45项基本因子	一次值	引用

(2) 监测时间及频率

监测时间及频率：2025年4月19日、2026年1月25日；监测1天，采样1次。

(3) 评价标准与方法

站场占地范围外农用地（T-1）执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值；站场内建设用地（S1）基本因子执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值。特征因子石油烃参照执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。

(4) 评价方法：

一般采用环境质量指数法，土壤中某污染物的单一指数计算式为：

$$I_i = C_i / S_i$$

式中：I_i—土壤中 i 污染物的污染指数；

C_i—土壤中 i 污染物的实测含量，mg/kg；

S_i—土壤中 i 污染物的环境质量标准（背景值），mg/kg。

(5) 监测结果及评价

土壤环境质量现状监测结果统计见下表。

表 3.6-2 井场内 S1 柱状样点土壤监测结果统计表（引用）

表 3.6-3 井场外 T-1 表层样点土壤监测结果统计表

表 3.6-4 土壤理化特性调查表

监测结果表明：井场内 S1 监测点各项指标均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中风险筛选值要求；场地外 T-1 监测点所测各项指标均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中风险筛选值要求。石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）。监测点位土壤环境无酸化、碱化现象，属于轻度盐化，表明项目所在区域土壤环境质量现状较好。同时对特征因子无质量标准的因子进行记录监测值。

3.7包气带环境现状

为了解项目所在地包气带质量现状，本次评价委托重庆国环环境监测有限公司于 2026 年 1 月 25 日对项目所在地包气带质量进行现状监测。

①监测布点

本次评价包气带污染调查取样位置选取井站污水池周边未硬化区域以及井站上游处。监测布点情况见下表。

表 3.7-1 监测点位分布情况

编号	监测点位置	取样深度	监测因子	备注
B1	丁页 19 平台污水池上游	20cm 处 取样	pH、石油类、氨氮、氯化物、耗氧量、硫化物、钡	背景调查
B2	丁页 19 平台污水池下游			污染源调查

②监测结果：见下表。

表 3.7-2 包气带环境现状监测及评价结果

由上述分析结果可知，扩建项目区域的包气土壤浸出液中，和项目有关的特征污染物浓度较小，监测点相对背景对照点污染物特征因子浓度未有明显升高，测试结果表明场区地下水包气带未受现有工程明显影响。

与项目有关的原有环境污染

1、现有工程概况

图 1 丁页 19 平台现状平面布置图

丁页 19 平台位于重庆市綦江区打通镇吹角村，井场内部署有 1 口勘探

和生态破坏问题

井（丁页 19HF 井），目前已完钻，正在进行页岩气试采。建设单位分别于 2023 年、2025 年进行了两次环境影响评价，具体评价及建设内容如下：

（1）《丁页 19HF 井钻探工程》

A、环保手续

2023 年 12 月由中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司编制完成了《中石化丁页 19HF 井钻探工程环境影响报告表》，并于 2023 年 12 月 18 日取得了重庆市綦江区生态环境局下发的批复“渝（綦）环准〔2023〕76 号”。2025 年 5 月，建设单位委托重庆市生态环境工程评估中心编制完成了《中石化丁页 19HF 井钻探工程竣工环境保护验收调查表》，开展竣工环境保护验收，项目通过专家组验收，并取得验收组专家意见。

根据《中石化丁页 19HF 井钻探工程竣工环境保护验收调查》可知，实际建设内容包括：井场尺寸为 130×55m，场内已完钻 1 口勘探井（丁页 19HF 井），目的层为五峰组-龙马溪组，完钻井深为 4818m，垂深为 1793.86m，水平段长为 2506.0m。井场西侧建有 1 座有效容积为 2000m³的污水池（分为两格，容积均为 1000m³，其中 1 格作为污水收集池，另 1 格作为应急池）、1 座容积为 4000m³的清水池。设有 2 个放喷池，单个容积均为 300m³，主放喷池位于井口南侧约 104m 处，副放喷池为位于井口北侧约 100m 处；池体均采用 C30（P8）钢筋混凝土浇筑，上部防火墙为岩砖砌筑。

B、污染防治措施采取情况

1) 水污染防治和处置措施

井场采取分区防渗，雨污分流制。场内修建排水明沟，废水接入排污池，排污池未设置废水排放口。钻井阶段丁页 19HF 井废水转运至重庆宁态环保科技有限公司进行处理。压裂返排液转运至新页 1 井回用，无法回用部分转运至重庆宁态环保科技有限公司处理后达标排放。生活污水经收集后拉运至綦江区扶欢污水处理厂处理达标后排放。

2) 大气污染防治措施

钻井作业期间使用网电，钻井前期工程扬尘和燃油设备废气影响时间短，无固定排放源，施工结束后即消失，无长期影响；测试放喷废气主要采用设置放喷池，采用短火焰灼烧器充分燃烧后排放。施工期、放喷期未发生因废气排放引起的投诉。

3) 噪声污染防治措施

备用柴油发电机等高噪声设备排气筒上自带消声器降噪，设备置于活动板房内，设备基础敷设减振垫层和阻尼涂料。对 200m 范围内受噪声影响居民通过友好协商取得了居民理解，未收到噪声扰民的环保投诉。

4) 固体废物处理措施

①水基钻井岩屑、废弃水基钻井泥浆

废弃水基钻井泥浆和岩屑采用板框压滤机处理，转运至重庆市綦江县扶欢石足页岩砖厂进行资源化利用。

②油基岩屑、含油污染物

油基岩屑在现场配备专用收集容器收集暂存于井场危险废物贮存点（重点防渗），油基岩屑交由重庆市翰渝再生资源有限公司进行处置，含油污染物转运至重庆众思润禾环保科技有限公司处置。

③生活垃圾

分类存放在垃圾箱内，定期交由打通镇环卫部门拉运、处理。

5) 生态保护措施建设情况

①钻前工程阶段生态保护措施

钻前施工进行了表土剥离保护工作；井场构筑时，井场进行了表面硬化；场地周围修建有临时排水沟；放喷管线出口位置修建了放喷池，减缓钻井和测试阶段燃烧热辐射对生态植被的影响。

②完井撤离阶段生态保护措施

经试气该井具备开发利用价值，由于该井需进行进一步勘探开发，因此临时占地未进行复垦，后续井场及配套设施用地复垦由中国石化西南油气分公司采气四厂负责。

(2) 《丁页 19-丁页 17 集气管道项目》

A、环保手续

2025 年 6 月由重庆瀚智环保工程有限公司编制完成了《丁页 19-丁页 17 集气管道项目环境影响报告书》，并于 2025 年 7 月 15 日取得了重庆市綦江区生态环境局下发的批复“渝（綦）环准〔2025〕42 号”。批复内容为：新建丁页 19HF 井试采站场，并按照丁页 19 平台后期整体布局情况建设丁页 19 平台集气支线 T 接入丁页 17~丁页 3 采气站集输管道。依托丁页 19HF 井钻探工程现有井场新建丁页 19HF 井试采地面工程，对丁页 19HF 井进行试采，为有人值守站场，采取节流、重力分离、过滤分离、脱水、增压、计量

外输的工艺，设计产气规模为 $4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，试采周期暂定为 2 年，可根据现场实际情况适当调整。外输管道自丁页 19F 井采气站场出站后由东南向西北敷设，长约 3.5km（平面长度约 3061.86m），T 接入丁页 17~丁页 3 采气站集输管道，管径为 DN200，设计压力为 6.3MPa，输气规模按照丁页 19 平台后期整体布局情况进行建设，为 $49.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，并同沟敷设采出水管线、通信光缆。项目总投资 600 万元，其中环保投资 41 万元。本项目为有人值守站场，劳动定员为 3 人，每天 24 小时值守。

B、污染防治措施采取情况

1) 水污染防治和处置措施

采出水、检修废水经设置的排水管线输送至井场西侧已建污水池（总容积为 2000m^3 ）暂存后，由业主统一调配，可回用部分由罐车运输至区块附近钻井平台配制压裂液，剩余无法回用部分经采出水管线转输至集气总站污水暂存池暂存，优先回用于区块内压裂等生产建设过程，剩余部分由集气总站统一转运至重庆宁态环保科技有限公司、四川兴澳綦江水处理站等有资质且环保手续齐全的页岩气开采废水处理设施中处理达标后排放。

2) 大气污染防治措施

检修排空的页岩气通过管道引至试采站场东南侧所建放空区内，通过 15m 高放空立管内点燃排放。

3) 噪声污染防治措施

选用低噪声设备，合理布局，对机械设备进行定期维护保养；水泵安置于污水池液面以下，合理安排水泵的运行时间，夜间不运行；增压机设置隔声罩，间断运行。根据现场踏勘，运行至今未出现噪声扰民现象。

4) 固体废物处理措施

设备检修产生的废渣、砂砾、废滤芯等经集中收集后，由运营单位统一处置。根据现场踏勘，目前暂未进行设备检修，未产生固废。

2、依托井场存在的环保问题及建议

根据现场踏勘及《中石化丁页19HF井钻探工程竣工环境保护验收调查》显示，丁页19HF井施工过程中严格按照环评提出的环保措施进行落实，未对周围环境产生明显不利影响，未发生环保投诉事件，无环境遗留问题。

3.6外环境关系

扩建项目不在綦江区打通镇场镇总体规划区域内，项目评价范围内不涉及国家级自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域。项目井口 75m 范围内无其他永久性设施；100m 范围内无居民民宅；200m 范围内无铁路、高速公路；500m 范围内无煤矿、大型厂矿、大型油库，也无医院、无中学和小学、无自然保护区、风景名胜区。符合《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T31033-2025）中规定要求。

扩建项目所在地属丘陵地貌，井场占地及周边土地利用类型为林地、旱地。区域植被类型主要为慈竹、柏木等植物。根据现场调查，井口 100m 范围内无农户分布，井口周边 500m 范围内无自然保护区、风景名胜区、森林公园等生态敏感区；井口 100~500m 内零散分布农户住宅，最近居民点位于丁页 19-1HF 井井口东北侧，距离约 176m。放喷池周边 50m 范围内无农户分布，最近农户分布在放喷池东侧约 85m 处。

3.7主要环境保护目标

根据《建设项目环境影响报告表编制技术指南（生态影响类）（试行）》，“生态环境保护目标按照环境影响评价技术导则要求确定评价范围并识别环境保护目标”，同时结合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）及各要素环境影响评价技术导则确定调查范围并识别环境保护目标。

（一）生态保护目标

扩建项目属于非常规天然气勘探，结合已完钻平台施工期间对周边生态环境的影响情况及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中 7.1 相关要求，项目生态环境保护目标调查范围为井场厂界（占地红线）外 50m 范围内。

扩建项目依托已建井场进行勘探，不新增占地，因此生态环境保护目标为井场（包括附属设施）外 50m 范围内的农林生态系统。根据现场调查及查阅相关资料，调查范围内不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线、重要生境等生态敏感区。

根据现场调查访问及查阅《重庆市重点保护野生动物名录》，调查范围内未见珍稀保护植物和古树名木，但分布有乌梢蛇，乌梢蛇主要分布于草地、灌丛、农田及村庄附近，施工期施工噪声、灯光、振动等可能会对其产生影响。调查期

间评价范围内未发现乌梢蛇踪迹及其栖息地分布。

(二) 环境空气

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，本项目不设置大气评价范围。但考虑到钻井过程中柴油机废气、测试废气等可能会对周边居民产生一定影响，本次评价以井场(场界)周边 500m 为大气评价范围。

环境空气保护目标分布情况见下表 3.7-1。

(三) 地表水环境

平台周边 500m 范围内无大型水库、河流等地表水体，最近地表水体主要为场地西侧约 1.4km 吹角河(羊渡河一级支流，III 类水域)，向下游流动约 12.0km 后汇入羊渡河。井场周边 3km 范围内不涉及饮用水水源保护区、自然保护区、重要湿地、天然渔场等敏感目标。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)中 7.3: 地表水环境评价等级和评价范围依据 HJ 2.3 的相关原则来确定。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》中相关要求，本项目评价等级属于三级 B，未设置评价范围。

(四) 地下水环境

经调查，本项目地下水评价范围内无乡镇地下水集中式饮用水源分布，井场周围居民已有自来水供应，大部分居民主要以自来水作为生活饮用水，但仍有少部分居民以分散式水井作为生活饮用水，因此，本项目地下水环境保护目标为评价范围内的分散式饮用水井、三迭系下统茅草铺组(T1m)碳酸盐岩裂隙溶洞水含水层。

丁页 19# 平台周边分布有下降泉 5 个，分散式水井 8 口，共服务居民约 11 户，与项目井口的距离在 169m~1380m 之间，与污水池的距离在 164m~1291m 之间，下游的最近保护目标距离井口距离为 242m，下游最近保护目标距离污水池距离为 164m。其中项目地下水流向上游及两侧分布有 7 个，下游分布有 6 个，以上地下水类型主要为三迭系下统茅草铺组(T1m)碳酸盐岩裂隙溶洞水。以上居民水井深度介于 4.16m~15.45m 之间，水位埋深 0.45~2.32m。

根据现场调查情况，主要地下水保护目标一览表见表 3.7-2。

表 3.7-2 本项目主要地下水保护目标一览表

(五) 声环境

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)中 7.6: 声环境评价等级和评价范围依据 HJ2.4 的相关原则来确定。根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中 5.2.1—c): “如依据建设项目声源计算得到的贡献值到 200m 处, 仍不能满足相应功能区标准值时, 应将评价范围扩大到满足标准值的距离。”根据预测, 项目钻井、压裂作业期间场界外 400m 处满足相应功能区标准值, 因此, 项目声环境评价范围为 400m。

钻井、压裂测试期间厂界声环境保护目标分布情况见下表。

表 3.7-3 声环境保护目标一览表

(六) 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)中 7.4 及《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中 6 评价工作分级中相关要求, 扩建项目土壤评价范围为项目占地范围及占地范围外 0.2km 范围内分布的永久基本农田、林地(涉及天然林)等。

(七) 环境风险

距离平台边界 3km 的范围内的城镇、学校等人口相对密集的场所以及河流域等, 具体见“环境风险专项评价”。

表 3.7-1 场界 500m 范围内环境空气保护目标一览表

生态环境
保护
目标

3.8环境质量标准

(一) 环境空气

执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中的二级标准。非甲烷总烃参照《环境空气质量 非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）中参考限值。详见下表。

表 3.8-1 环境空气质量标准

污染物名称	取值时间	浓度限值	备注
SO ₂	年平均	60μg/m ³	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准
	24 小时平均	150μg/m ³	
	1 小时平均	500μg/m ³	
NO ₂	年平均	40μg/m ³	
	24 小时平均	80μg/m ³	
	1 小时平均	200μg/m ³	
CO	24 小时平均	4mg/m ³	
	1 小时平均	10mg/m ³	
O ₃	日最大 8 小时平均	160μg/m ³	
	1 小时平均	200μg/m ³	
PM ₁₀	年平均	70μg/m ³	
	24 小时平均	150μg/m ³	
PM _{2.5}	年平均	35μg/m ³	
	24 小时平均	75μg/m ³	
非甲烷总烃	1 小时平均	2mg/m ³	《环境空气质量 非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）

(二) 地表水环境

执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准。

表 3.8-2 地表水环境质量标准 单位：mg/L

项目	pH	COD _{Cr}	BOD ₅	NH ₃ -N	石油类	硫化物	氯化物
III类标准	6~9	≤20	≤4	≤1.0	≤0.05	≤0.2	≤250

(三) 地下水环境

执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，标准值见下表。

表 3.8-3 地下水质量标准限值 [摘要]

序号	项目	III类标准值 (mg/L)	序号	项目	III类标准值 (mg/L)
1	pH 值 (无量纲)	6.5~8.5	13	镉	≤0.005
2	氨氮	≤0.5	14	铁	≤0.3
3	硝酸盐	≤20.0	15	锰	≤0.1
4	亚硝酸盐	≤1.0	16	溶解性总固体	≤1000
5	挥发性酚类	≤0.002	17	耗氧量	≤3.0
6	氰化物	≤0.05	18	硫酸盐	≤250
7	砷	≤0.01	19	氯化物	≤250

8	汞	≤0.001	20	总大肠菌群 (MPNb/100mL)	≤3.0
9	铬(六价)	≤0.05	21	石油类*	≤0.05
10	总硬度	≤450	22	菌落总数(CFU/mL)	≤100
11	铅	≤0.01	23	钡	≤0.7
12	氟化物	≤1.0	/	/	/

注 1: “*”石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准限值。

(四) 声环境

扩建项目位于农村环境,项目区域已有丁页 19 井钻探平台,根据《声环境功能区划分技术规范》(GB/T15190-2014),区域属于“居住、商业、工业混杂,需要维护住宅安静的区域”,因此声环境功能为 2 类区,执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准。

表 3.8-4 声环境质量标准

标准类别	等效声级 LAeq (dB)	
	昼间	夜间
2 类	60	50

(五) 土壤环境

项目站场占地范围外农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)筛选值;站场内建设用地基本因子执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)筛选值。特征因子石油烃参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地筛选值。

表 3.8-5 农用地土壤质量标准 单位: mg/kg

序号	污染物项目	风险筛选值				
		pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5	
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	果园	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍	60	70	100	190	
8	锌	200	200	250	300	

表 3.8-6 建设用地土壤质量标准 单位: mg/kg

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

44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
45	萘	70
石油烃类		
46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500

3.9 污染物排放标准

(一) 废气

项目施工期无组织排放的扬尘、非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》(DB 50/418-2016)中无组织排放监控浓度限值,油基岩屑减量化装置有组织外排非甲烷总烃、氯化氢、氟化物执行《大气污染物综合排放标准》(DB 50/418-2016)中其他区域浓度限值,低氮冷凝炉和燃气发电机组燃料气均采用自身净化后的页岩气,低氮冷凝炉燃烧废气参照执行重庆市《锅炉大气污染物排放标准》(DB50/658-2016)及第1号修改单中其他区燃气锅炉相关排放限值;备用燃气发电机组燃烧废气执行《大气污染物综合排放标准》(DB50/418-2016)中无组织排放监控浓度限值。

标准值见表 3.9-1。

表 3.9-1 大气污染物排放标准一览表

污染源	污染物	最高允许 排放浓度 mg/m ³	最高允许 排放速率 kg/h	排气筒高度 m	依据
低氮冷凝 炉燃烧废 气	NO _x	50	/	8	《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
	颗粒物	20	/		
	烟气黑度(林 格曼黑度,级)	1	/		
减量化装 置废气	非甲烷总烃	120	10	15	《大气污染物综合排 放标准》 (DB50/418-2016)
	氯化氢	100	0.26		
	氟化物	9	0.1		
无组织 废气	NO _x	0.12	/	/	
	颗粒物	120	/	/	
	非甲烷总烃	4.0	/	/	

另外,钻井设备中的柴油机应尽量采用符合《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)及其2020年修改单中的设备。

(二) 废水

钻井液处理后大部分于不落地系统内循环使用,洗井废水回用于项目储层改造阶段配制压裂液,压裂返排液优先回用于区域其他平台配制压裂液。

扩建项目剩余钻井废水、不可回用的压裂返排液及未能回用的压裂返排液均罐车拉运至具备相应资质、能力和环保手续的污水处理厂处理后排放。《页岩气开采水污染物排放标准》（DB50/1806-2025）中明确：现有排污单位自本文件实施之日（2025年7月1日）起24个月后执行表1规定的水污染物排放限值。重庆宁态环保科技有限公司属于现有排污单位，后续应在2027年6月30日标准执行之前进行整改达到标准要求排放限值。

生活污水经环保厕所收集处理后拉运至污水处理厂处理。

表 3.9-2 《页岩气开采水污染物排放标准》（DB50/1806-2025） 单位：mg/L

序号	污染物控制项目	排放限值		污染物排放监控位置
		直接排放	间接排放	
1	pH值（无量纲）	6~9	6~9	污水总排放口
2	色度（稀释倍数）	30	64	
3	悬浮物（SS）	10	400	
4	化学需氧量（COD _{Cr} ）	50	500	
5	五日生化需氧量（BOD ₅ ）	10	300	
6	氨氮（以N计）	5	45	
7	总氮（以N计）	15	70	
8	总磷（以P计）	0.5	8.0	
9	总有机碳（TOC）	15	150	
10	石油类	1.0	15	
11	硫化物	1.0	1.0	
12	氟化物	10	20	
13	氯化物	1000	3000	
14	溶解性总固体（TDS）	2000	4000	
15	阴离子表面活性剂	0.5	20	
16	急性毒性（以HgCl ₂ 浓度计）	0.07	-	
17	挥发酚	0.5	0.5	
18	砷	2.0	3.0	
19	可溶性钡	2.0	2.0	
20	总α放射性（Bq/L）	1	1	
21	总β放射性（Bq/L）	10	10	

（三）噪声

施工期间，执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）。

表 3.9-3 《建筑施工噪声排放标准》 单位：dB(A)

类别	标准值（dB(A)）	
	昼间	夜间
施工期	70	55

	<p style="text-align: center;">（四）固体废物</p> <p>按《固体废物分类与代码目录》（公告 2024 年第 4 号）识别，一般工业固废满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中贮存过程满足防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求；危险废物满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（公告 2021 年第 74 号）要求，转移按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部 部令 第 23 号）执行。</p>
其他	<p>扩建项目为天然气勘探工程，不涉及地面集输工程，各类污染采取相应的处理，可实现资源利用或外委处理后达标排放，同时各类污染将随着钻井工程的完成而消失，不会造成长期影响，建议不设总量控制指标。</p>

四、生态环境影响分析

4.1 钻前设备安装、完井搬迁

4.1.1 废气

扩建项目钻前作业仅涉及设备搬运安装、方井开挖产生扬尘，与丁页 19HF 井钻探工程相比，施工期对区域大气环境的影响减小。

设备搬运安装产生的空气污染主要是设备运输的载重汽车产生的尾气也使大气环境受到污染，尾气中所含的有害物质主要有 CO、NO_x 等。

设备搬运安装废气影响随施工的结束而消失，不会对当地环境空气造成明显不利影响，对周围环境影响是可接受的。

4.1.2 废水

施工人员约 20 人，人均生活用水量按 50L/d 计，生活用水量约 1.0m³/d，钻前设备搬运安装周期为 1 个月（30d），生活用水总量 30.0m³，产污系数取 0.9，则生活污水量 27.0m³，主要污染物为 COD、BOD₅、SS、NH₃-N，浓度依次约 400mg/L、200mg/L、300mg/L、25mg/L。生活污水依托周边农户已建设施收集处理。

4.1.3 噪声

扩建项目依托已建井场及附属设施，仅进行设备安装和方井开挖，钻前工程施工期的噪声主要是挖掘机、载重汽车运行中产生的，根据《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）附录，噪声级见下表。

表 4-1 主要施工机具声源强

序号	设备名称	测点距施工机具距离	最大声压级/dB (A)	运行方式	运行时间 (h)
1	挖掘机	5	90	移动设备	间断, <2
2	载重汽车	5	90	移动设备	间断, <2

施工机械的特点是噪声值较高，运行时间不固定，对施工现场附近有影响，且在露天场地施工难以采取吸声、隔声等措施来控制其对环境的影响。

项目钻前工程夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标环境影响，扩建项目钻前工程施工期短，且仅昼间施工，施工噪声对环境的影响程度有限，且周边居民分布较少，施工噪声影响随钻前工程施工的结束而消失，不会造成长期环境影响，在当地环境可接受范围内。综上所述，钻前工程对声环境影响较小，在当地环境可接受范围内。

4.1.4 固体废物

设备搬运、安装人员产生的生活垃圾经收集后拉运至当地环卫部门处置，设备包装材料等固体废物统一收集后外售至回收站，不会对环境产生影响。

4.1.5生态环境

扩建项目依托已建井场及附属构筑物进行钻井，不涉及新增占地，不会再次导致区域土地利用格局的变化，对区域土地利用格局产生的影响甚微。

4.2废气

4.2.1钻井工程

钻井工程废气主要包括停电状况下的柴油发电机燃烧废气、减量化装置工艺废气（不凝气）、油基泥浆/岩屑挥发废气、出料粉尘、事故放喷废气等。

(1) 柴油发电机燃烧废气

扩建项目优先采用网电做动力，在停电时采用备用柴油发电机组供电。备用柴油发电机使用合格的轻质环保型柴油成品，此类柴油燃烧主要污染因子为 NO_x 和少量烟尘等。备用柴油发电机使用时间较短，柴油燃烧废气属于短期排放，随着钻井期的结束而消失，对周边环境影响较小。

(2) 减量化装置工艺废气（不凝气）

油基岩屑的主要成分为岩石颗粒，同时伴有少量的油基钻井液（主要成分为白油、乳化剂、加重剂、膨润土等）和基础油（主要成分为烃类及非烃类混合物）。本次油基岩屑成分参照《四川广阳环保科技有限公司综合利用钻井油泥（HW08）40000t/a 工程项目竣工环保验收监测报告》中对钻井油泥全成分的检测结果，详见下表。

表 4.2-1 油基岩屑全成分检测结果表

成分编号	HW08 072-001-08
灼烧失重(475℃)	5.46
二氧化硅(SiO ₂)	35.12g/kg
氧化铝(Al ₂ O ₃)	5.24g/kg
碳酸钙(CaCO ₃)	33.0g/kg
氧化铁(Fe ₂ O ₃)	2.39g/kg
氧化钾(K ₂ O)	1.38g/kg
氧化镁(MgO)	2.26g/kg
氧化钠(Na ₂ O)	0.39g/kg
二氧化钛(TiO ₂)	0.22g/kg
磷酸盐	未检出
氯	0.3817(3817mg/kg)
砷	18.3mg/kg
铬	19.4mg/kg
铅	50.7mg/kg
镉	未检出
汞	未检出

镍	40.5mg/kg
铈	6.74mg/kg
铜	49.7mg/kg
锡	未检出
锰	239mg/kg
氟	未检出

油基岩屑在油基减量化装置内进行间接加热，在该装置内进行水分干燥、油蒸发形成气态的混合蒸汽，蒸汽进入间接换热设备中冷却后，得到回收油、回收水和不凝气，回收油、回收水则分别进入收集桶内暂存利用，不凝气采用“碱喷淋+干式过滤+活性炭吸附”装置处置后，由 15m 高的 DA001 排气筒排放。

热相分离设备采用电加热间接分离技术，其工作温度（200~300℃）根据油基岩屑中白油的馏程确定，是一种热力学的分离工艺即蒸馏，具有受热均匀、避免局部高温特点，且在高度密封的惰性厌氧环境下运行，使得油基岩屑中的液相物理气化，防止氧化或破坏碳氢化合物及其化学成分，最终未改变油基岩屑和白油的物理、化学和生物特性。

扩建项目油基岩屑在油基减量化装置内产生的含油气体，经冷凝系统冷凝之后，未能冷凝为液体的气体，形成不凝气，主要为 C₄ 以下的石油烃，以甲烷为主。

参照《威立雅环境资源服务中心项目（一期）环境影响报告书》“根据涪陵页岩气田焦石坝区块建设的 1 号油基岩屑回收利用站对不凝气成分检测报告可知”，不凝气主要成分为常见的 CO₂、H₂、O₂、N₂、CO 及 C₁-C₆ 的烃类气体，不含组分复杂的高分子化合物”，具体成分见下表。

表 4.2-2 不凝气主要成分分析表（报告编号：SHFX20170200）

编号	组分名称	CAS号	含量%	含量排序
1	二氧化碳	124-38-9	22.45785	2
2	氢气	1333-74-0	7.05542	5
3	氧气	7782-44-7	5.98704	6
4	氮气	7727-37-9	37.40584	1
5	一氧化碳	630-08-0	0.954967	9
6	甲烷	74-82-8	9.22870	3
7	乙烷	74-84-0	2.77152	8
8	乙烯	74-85-1	8.24331	4
9	丙烷	74-98-6	0.511868	11
10	丙烯	115-07-1	3.86692	7
11	异丁烷	75-28-5	0.17720	13
12	正丁烷	106-97-8	0.050794	18
13	反-2-丁烯	624-64-6	0.098790	15
14	1-丁烯	106-98-9	0.538577	10

15	异丁烯	115-11-7	0.353753	12
16	顺-2-丁烯	590-18-1	0.063516	17
17	异戊烷	78-78-4	0.002629	26
18	正戊烷	109-66-0	0.004448	25
19	1,3-丁二烯	106-99-0	0.170271	14
20	3-甲基-1-丁烯	563-45-1	0.032003	19
21	反-2-戊烯	646-04-8	0.00997074	23
22	2-甲基-2-丁烯	513-35-9	0.010905	22
23	1-戊烯	109-67-1	0.089796	16
24	2-甲基-1-丁烯	563-46-2	0.027435	20
25	顺-2-戊烯	627-20-3	0.00577	24
26	正己烷	110-54-3	0.02136	21
合计			100	

根据油基岩屑成分检测（表 4.2-1），油基岩屑中含有氯元素，部分氯化物在热解过程中形成 HCl 气体，甚至可能产生二噁英。据调查了解，二噁英多来源于焚烧过程，产生条件与含氧量、氯含量、温度及催化剂等有关。

①温度

温度对二噁英生成的影响主要表现在以下几点：温度升高加快多环芳烃的分解，提供了二噁英生产所需要的碳源；高温更容易分解飞灰中的过渡态金属化合物，从而促成氯化氢和氯分子的形成；高温下二噁英的分解率会提高。

②含氧量

氧气含量会影响二噁英的从头合成反应，缺氧环境下二噁英的生成量很低，过氧环境中下二噁英的生成量会大幅度增加。

③催化剂

CuCl₂、FeCl₃、CuCl、CuO 和 CuSO₄ 都能催化酚类生成二噁英，Cu 和 Fe 的催化活性在 400℃时达到最大值，SiO₂ 能促进对氯酚的合反应，而 CuCl₂ 催化能力最佳。

④氯含量

由于二噁英的形成需要含氯物质提供氯源，所以氯含量也是影响二噁英产生的重要参数。相关研究表明，当焚烧物质中氯浓度低于 0.8%~1.1%时，二噁英的生成量与氯源无关；当焚烧物质中氯浓度高于这个值时，二噁英生成量随氯浓度的上升而增加。根据油基岩屑的成分检测报告，油基岩屑中含有少量氯离子，在对油基岩屑进行热脱附减量化处置时，热相分离设备采用电加热间接分离技术，是一种热力学的分离工艺即蒸馏，属于物理汽化过程；且物料不接触火焰、不参与焚烧，并通过制氮设备不断的往热相分离设备内通入氮气，使其处于惰性厌氧环境下运行。因此，油基岩屑热脱附减量化处置过程中无二噁英产生。

⑤重金属

根据《天然气开采含油污泥综合利用后剩余固相利用处置标准》(DB51/T2850-2021)，编制说明(2021年10月)“编制组对四川省剩余固相的产生、基本性质和主要特点进行了调研，对典型剩余固相进行了采样和检测分析……重金属数据显示，除个别样品的As含量接近建设用地二类土壤筛选值外，其它主要重金属含量均小于建设用地第二类用地土壤污染风险筛选值(4500mg/kg, 0.45%)要求。根据油基岩屑组分分析，油基岩屑中各重金属元素含量均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB3600-2018)中第二类用地筛选值，因此项目油基岩屑中重金属含量与一般土壤、岩层中含量一致。土壤中重金属以固体化合物的形式存在，呈离子态，加热温度(400℃)远未达到绝大多数重金属的熔点，热脱附过程很难溶出，即项目加热过程中产生的重金属极少，绝大部分重金属砷、铬、铅、镍、锦、铜、锰存在于干渣中，存在于干渣中，不予考虑废气中的重金属。

⑥不凝气

减量化装置运行产生的不凝气主要成分为非甲烷总烃，可能含有少量氯化氢、氟化物。油基岩屑中的氯化物一部分来自钻井液、一部分来自岩屑，根据扩建项目钻井液体系，钻井液中氯化物大多为氯化钙、氯化钠等无机盐，岩屑中的氯化物、氟化物等基本以矿物质的形式存在。故油基岩屑中氯化物、氟化物等主要进入干渣中，不易被加热挥发，即减量化装置运行产生的不凝气中氯化氢、氟化物的含量很小，且末端设置有碱喷淋装置，可有效去除不凝气中的氯化氢、氟化物，故本次评价不进行定量分析，作为监控因子进行例行监测。此处主要评价非甲烷总烃(VOCs)。

参照《四川广阳环保科技有限公司综合利用钻井油泥(HW08)40000t/a工程项目验收监测报告》，该项目采用热解析工艺，其不凝气尾气进入燃烧系统(温度1100℃)后由活性炭吸附装置处理后经15m高排气筒排放，其验收监测结果VOCs排放速率为0.009kg/h，该装置处理能力为133t/d，“燃烧系统+活性炭”对VOCs处理效率为99%，则VOCs产生速率为0.9kg/h。扩建项目处理量为40t/d，根据类比广阳环保验收监测结果，VOCs产生速率为0.27kg/h，扩建项目拟采用“碱喷淋+干式过滤+活性炭吸附”处理废气，处理效率按60%计，则VOCs排放速率为0.108kg/h。

不凝气经“碱喷淋+干式过滤+活性炭吸附”装置处理后再通过15m高的DA001排气筒排放。项目不凝气污染物产排情况见下表。

表 4.2-2 不凝气废气污染物产生情况表

污染源	废气量	污染物	产生情况			排放情况			标准限值
			产生速率 (kg/h)	产生浓度 (mg/m ³)	产生量/t	排放速率 (kg/h)	排放浓度 (mg/m ³)	排放量/t	
不凝气 DA001	4000 m ³ /h	VOCs	0.27	67.5	0.389	0.108	27	0.156	10.0kg/h; 120mg/m ³

因此，项目不凝气废气中的 VOCs 排放浓度和排放速率能够满足《大气污染物综合排放标准》（DB50/418-2016）表 1 中标准限值。

(3) 出料粉尘（颗粒物）

出料残渣由于温度较高，进行喷淋降温除尘，岩屑中水分在高温条件下大部分挥发，参考《逸散性工业粉尘控制技术》，物料装卸粉尘产生量按 0.15kg/t-产品计，1t 油基岩屑处理后的干渣约 0.86t，则项目干渣产生量约 5987.75t，则出料废气产生量为 0.89t，无组织排放。

(4) 油基泥浆/岩屑暂存挥发废气

油基泥浆钻井废气主要来源于两部分，其一为油基泥浆钻井过程，其二为油基岩屑暂时挥发产生的无组织废气。项目钻井作业过程中三开使用油基泥浆钻井，油基泥浆主要成分为白油，白油属于烷烃类物质，故其废气主要成分为VOCs。钻井过程中使用的油基泥浆不在现场配制，均由厂家配制好后分批次拉运至井场，暂存于现场泥浆循环系统，油基岩屑经过泥浆“不落地”系统的减量化处理后，采用岩屑收集桶收集后暂存在岩屑堆放区，暂存时间较短，且储存措施较好，故产生挥发性废气（VOCs）量较小，废气随着钻井工程的完工而结束。

(5) 事故放喷废气

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，即事故放喷。事故放喷一般时间较短，约 2~4h，属于临时排放，放喷的页岩气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，其燃烧主要产物为 NO_x、CO₂ 和水。项目事故放喷时间较短，且污染物产生量较小。因此，项目事故放喷排放的大气污染物对环境空气影响较小，在当地环境可接受范围内。

4.2.2 储层改造工程

据前文工程分析，此阶段产生的废气主要为测试放空系统废气（低氮冷凝加热器燃烧废气、燃气发电机废气、测试放喷燃烧废气）、放空废气、积液池（压裂返排液）挥发废气。

(1) 测试放空系统废气

1) 低氮冷凝加热器燃烧废气

根据建设单位提供资料，低氮冷凝热水器所用燃料由站内脱水后的净化气提供。根据前文天然气组分表可知，原料气不含硫，故燃烧烟气主要污染物为 NO_x 和颗粒物，低氮冷凝热水器燃烧烟气经设备自带 8m 高排气筒排放。

扩建项目低氮冷凝热水器天然气消耗量约 35m³/h，年消耗天然气量约 30.66 万 m³/a。低氮冷凝热水器燃烧烟气量参照《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）中经验公式估算和附录 F.3 燃气锅炉产排污核算系数核算；根据《环境保护产品技术要求中小型燃油、燃气锅炉》（HJ/T287-2006），燃气锅炉的烟尘排放质量浓度≤20mg/m³，同时结合同类型项目使用的天然气蒸汽锅炉情况下，排放的颗粒物浓度均≤20mg/m³，因此本评价低氮冷凝热水器的颗粒物排放浓度取《锅炉大气污染物排放标准》（DB50/658-2016）的标准限值 20mg/m³。根据《工业锅炉污染防治可行技术指南》（HJ1178-2021）、《工业锅炉烟气治理工程技术规范》（HJ462-2021）中相关规定，在采用低氮燃烧器后，锅炉氮氧化物产生浓度可控制在 20~50mg/m³，项目低氮冷凝热水器采用低氮燃烧装置，本次评价氮氧化物排放浓度取 50mg/m³。

表4.2-1 低氮冷凝热水器燃烧废气产排污核算一览表

分类	污染物	单位	产污系数	排放量	排放速率 kg/h	排放浓度 mg/m ³
低氮冷凝 热水器燃 烧废气	工业 废气量	m ³ /m ³ -原料	9.825	3012330m ³	/	/
	颗粒物	kg/万 m ³ -原料	1	0.06t/a	0.0068	20
	NO _x	/	/	0.151t/a	0.017	50

注：①Q_{net}——气体燃料低位发热量（MJ/m³），取 33.27，核算出烟气量
V_{gy}=0.285*33.27+0.343=9.825m³/m³

2) 燃气发电机废气

测试放空气回收系统采用网电供电，燃气发电机组作为备用电源，仅在停电或网电供应不足时启用，运行时间很短。根据设计备用燃气发电机组使用时间少，使用自身净化处置后的页岩气，不含硫化氢，燃气废气中主要污染因子为颗粒物、氮氧化物，经过设备自带2m高排气筒排放，对区域外环境影响小。

3) 测试放喷燃烧废气

若项目实施时的实际情况不能满足使用撬装装置的条件，则试气作业采用放喷池点火放喷，该方案试气作业过程中测试放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，测试放喷时间为1~2天，依据测试气量，间歇放喷，每次持续放喷时间

约4~6h，废气排放属短期排放。项目在放喷前，建设单位会对距离井口500m范围内的居民临时撤离，并建立警戒点进行24小时警戒，严禁居民靠近，以减轻放喷废气对这些居民的影响。同时由于单次测试放喷时间一般为3小时，属短期排放，不会形成长期环境影响，短期影响也可控制在可接受范围内，污染物排放随测试放喷的结束而停止，对周边环境影响较小。

综上所述，项目拟实施两种不同方案产生天然气燃烧废气排放均属短期排放，随着完井试气的结束而消失，对周边环境影响小。总体而言，项目试气作业产生废气对周边环境产生的影响可接受。

(2) 放空废气

测试放空气回收系统出现超压等非正常工况下，为保证安全，需排空回收装置及管线中残留的页岩气，经放空管道引至放喷池内经高度为1m的对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，污染物主要为少量CO、NO_x，排放量小；且本项目井场周边设置放喷池，放喷池周边50m范围内无居民分布，且放喷池为敞开式，燃烧废气产生后可以及时扩散，燃烧时间短，属临时排放，影响很快消失。因此，事故放空废气燃烧对周边环境影响较小。

(3) 积液池（压裂返排液）挥发废气

主要考虑压裂返排阶段积液池暂存返排液时产生的挥发废气。根据建设单位提供资料，结合区域内其他已完井平台施工经验，压裂返排阶段返排的废水主要为泵入地层的压裂液，压裂液的主要成分为支撑材料（粉陶、树覆砂等）、助排剂、支撑剂等，其中支撑材料占大部分，根据成分可知，压裂液本身含有的挥发性物质质量很少，返排的废水挥发性废气产生量很低，对外环境影响小。

环评要求：建设单位需加强压裂返排液的日常监管，及时对积液池内的返排液进行转运（区域其它平台回用或拉运至具备处理能力的污水处理站），避免返排液长时间在池内暂存向外挥发性废气产生量增多，而导致对外环境影响大。

4.3 废水

4.3.1 钻井工程

主要包括钻井废水、方井雨水、生活污水和油基减量化装置产生的回收水、冷却塔循环排水及碱喷淋废水（废气处理装置产生）等。

(1) 钻井废水

钻井废水主要来源于清水钻井阶段和水基泥浆钻井阶段产生的岩屑（含水）及报废泥浆的压滤水。通过区域已完钻钻井数据的统计分析，清水钻井阶段和水基泥

浆钻井阶段配浆的总体水用量约为 0.15m³/m进尺，钻井过程产生的岩屑在压滤过程中将产生压滤水（即钻井废水），水基泥浆钻井阶段施工结束后，将对废水基泥浆进行压滤减量化处置，此过程同样将产生压滤水（即钻井废水）。根据区域同类型钻井施工过程汇总经验数据（目前已完成竣工验收的丁页 11 平台、丁页 12 平台、丁页 15 平台等），整个清水钻井阶段和水基泥浆钻井阶段总体产生的钻井废水约为 0.08m³/m进尺。新鲜水用量和废水产生情况见下表。

表 4.3-1 项目钻井阶段用、排水情况一览表 单位：m³

根据建设单位结合区域内其他已完钻平台提供资料，实际配制钻井泥浆过程中对水质（此处指来源于丁山区块内其他平台的产生的钻井废水或采出水）无具体的要求，基本均可回用，回用过程中亦未进行相关水质监测，直接拉运回用。无法回用废水则拉运至其他具备相应处理资质、处理能力及环保手续的污水处理厂处理。

表 4.3-2 钻井废水水质情况

废水种类	主要污染物浓度（单位 mg/L，pH 无量纲）					
	pH	COD	石油类	SS	氯化物	钡离子
清水钻进后的废水	6.5~9.0	≤800	≤10	≤2000	/	/
水基钻井液钻进后废水	10~11	≤5000	≤30	≤2500	≤3000	≤40

(2) 方井雨水

井场设备区域除井架基础的区域外均设有挡雨棚（如泥浆循环系统区域、机房系统区域、材料堆放区等），此部分的雨水由挡雨棚汇集后进入场内排水沟，经井场四角隔油池隔油后可回用，仅井架基础区域的雨水收集在方井内，则污染区面积约 1000m²。根据綦江区气象资料，年均降雨量为 1070mm，井场污染区（井架基础区）面积约 1000m² 计算，6 口井钻井时间总计约 8 个月，则方井区域收集的雨水总量约 642.0m³（水泥地面径流系数取 0.9）。

方井内雨水及时通过污水泵泵入废水预处理系统中，经预处理后用于钻井液或压裂液配制，不可回用部分拉运至其他有资质的第三方单位处理。结合项目特征，方井雨水主要污染物为 SS 和石油类，产生浓度分别为 200mg/L 和 20mg/L。

(3) 回收水

根据区域其他已实施油基岩屑减量化装置运行经验（丁页 16 平台、自 205H2、阳 101H15 平台等，与扩建项目采用同一生产厂家的生产设备），处理 1t 油基岩屑产生回收水量约为 4%。扩建项目油基岩屑总产生量为 6952.5t，则回收水产生量约 278.1t。主要污染物为 SS，进入回收水储存桶收集后，全部回用于钻井液或压裂液

配置，不外排。

(4) 冷却塔循环排水

换热设备为间接冷却，故其用水为循环使用，根据建设单位提供资料，循环水用量为 15m³/h（即 360m³/d），循环水蒸发损失量约循环水量的 10%，即 36m³/d；并需定期排放，排放量约为循环水量的 1%，即为 3.6m³/d。排水中主要污染因子为 SS，进入储存桶内暂存后，全部回用于钻井液或压裂液配置，不外排。

(5) 碱喷淋废水

油基岩屑减量化装置配套设置 1 套碱液喷淋处理装置，碱液喷淋装置配套设置 1 个容积为 1m³的循环水箱，循环使用，损耗率约为 10%，每日排放一次，则喷淋废水产生量为 0.9m³/d，主要污染因子为 SS、氯化物，排入污水池或废水暂存罐内，全部回用于配置水基钻井液或压裂液配置，不外排。

(6) 生活污水

钻井工程阶段设有生活区，配套环保厕所收集生活污水。

钻井队施工人数为 50 人，施工时间为 8 个月，人均生活用水量按 80L/d 计，则生活用水量约 4.0m³/d，生活用水总用量约 960.0m³，产污系数取 0.9，则生活污水量 3.6m³/d，生活污水总量约 864.0m³。生活污水经环保厕所收集处理后拉运至城镇污水处理厂处理达标后排放。

4.3.2 储层改造工程

主要包括洗井废水、压裂返排液、测试放空气回收分离废水及生活污水等。

(1) 洗井废水

项目采用清水或钻井废水上清液对套管进行清洗，根据区域其他已实施钻井运行经验（丁页 11 平台、丁页 12 平台、丁页 15 平台等平台），单井返排出水量约为 70m³，则 6 口井洗井废水合计 420m³，洗井废水从井口返排至重叠罐或污水池中暂存，用于后续配置压裂液。经类比调查，洗井作业产生的废水水质情况见下表。

表 4.3-3 洗井作业废水产生情况统计

废水种类	产生量(m ³)	主要污染物浓度 mg/L (pH 除外)				
		pH	COD	石油类	SS	氯化物
洗井废水	420	6.5~8.0	≤2500	≤60	≤4500	≤2000

(2) 压裂返排液

根据压裂设计方案，压裂作业每 100m 为一段，每段压裂液注入量约为 2000m³，6 口井共压裂 141 段，压裂液使用量约 282000m³。根据设计资料和类比同类型已完井平台，压裂液返排率约 20%（即单井返排液量占单井所需压裂液用量的 20%）

，压裂返排液暂存后优先回用于区块其他平台配制压裂液，剩余部分废水及不可回用废水则拉运至具备相应资质、能力和环保手续的污水处理厂处置。参考周边同类型钻井工程、周边正在压裂和待压裂平台情况，压裂废水回用率可达90%以上（本评价压裂废水回用率按90%计）。

表 4.3-4 压裂液产生情况一览表

根据川渝地区已实施的同类型井压裂返排液数据，压裂返排液以 pH、石油类、钡、COD、SS、氯离子污染物为主，各污染物浓度见下表。

表 4.3-5 压裂返排液废水浓度一览表 单位：mg/L

废水种类	主要污染物浓度 mg/L (pH 无量纲)					
	pH	COD	石油类	SS	氯化物	钡离子
压裂返排废水	7.5~9.0	≤3000	≤100	≤1000	≤15000	≤300

备注：参考川渝地区已实施的龙马溪组页岩气压裂返排液水质情况。

(3) 测试放空气回收分离废水

测试放空气回收装置运行时高压气液分离器、超音速深度脱水工序均会产生分离废水，预计单井回收规模为 2.0 万 m³/d，分离水产生量集中在回收初期，并逐日递减，6 口井平均产生量约 15m³/d。水质中污染因子同压裂返排液中一致，以 pH、石油类、COD、SS、氯离子污染物为主。经管道进入积液池内暂存，回用于压裂液配制，不可回用时通过罐车拉运至有资质、环保手续齐全的污水处理厂处理达标后排放。

(4) 生活污水

储层改造工程阶段不设置生活区，仅在站内设置值班室，配套设置环保厕所收集生活污水。

每天站内值班人员按 15 人计，人均生活用水量按 50L/d 计，施工时间合计 20 个月（600 天），则生活用水量约 0.75m³/d，生活用水总用量约 450.0m³，产污系数取 0.9，则生活污水量 0.675m³/d，生活污水总量约 405m³。

生活污水经环保厕所收集处理后拉运至城镇污水处理厂处理达标后排放。

4.4 噪声影响分析

依据钻井工艺，钻井过程包括钻井噪声；压裂测试过程包括压裂作业噪声和测试放喷作业噪声以及整个过程设备转运、污染物转运时产生的交通噪声。正常工况下钻井作业期间噪声主要来源于钻井过程中的钻机、泥浆泵、离心机等，在停电时启用备用柴油发电机。

1、预测模式

项目噪声源均为室外声源，只考虑几何发散衰减，因此预测模式采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）附录 A 中（A.8 和 A.10）预测公式，其中自由声场采用 A.8：

$$L_A(r) = L_{Aw} - 20 \lg r - 11 \quad (\text{A.8})$$

式中： $L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；
 L_{Aw} ——点声源 A 计权声功率级，dB；
 r ——预测点距声源的距离。

半自由声场采用 A.10：

$$L_A(r) = L_{Aw} - 20 \lg r - 8 \quad (\text{A.10})$$

式中： $L_A(r)$ ——距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；
 L_{Aw} ——点声源 A 计权声功率级，dB；
 r ——预测点距声源的距离。

预测点贡献值计算：

$$L_{Leq} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1L_{Ai}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1L_{Aj}} \right) \right]$$

式中： L_{Leq} ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T ——用于计算等效声级的时间，s；

N ——室外声源个数；

t_i ——在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M ——等效室外声源个数；

t_j ——在 T 时间内 j 声源工作时间，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：

$$L_{eq} = 10 \lg \left(10^{0.1L_{eqs}} + 10^{0.1L_{eqd}} \right)$$

式中：

L_{eqs} ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqd} ——预测点的背景值，dB(A)。

2、噪声源强及影响分析

(1) 钻井阶段

① 噪声源强

项目采用网电供电，柴油发电机作为备用电源。钻井噪声主要来源于钻机、泥浆泵、振动筛等连续噪声，噪声源强在 85~110dB(A)。钻机在井口位置，高度约 9m，

振动筛等设备在循环系统位置，高度约 1.5m。目前钻井噪声处理难度较大，要减轻钻井噪声影响，主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。在钻井过程中采取的噪声防治措施有：柴油发电机自带铁皮设备机房；在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声；泥浆泵、振动筛等采用弹性垫料，可起到一定降噪效果。通过以上措施可以降低噪声约 5~15dB(A)。采取降噪措施后设备的噪声值见下表。

表 4.4-1 工业企业噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声功率级 /dB(A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	钻机 A		0	0	9	100	/	昼夜连续
2	泥浆泵 A-1		-7	17	1	90	泵房、垫料	昼夜连续
3	泥浆泵 A-2		-6	16	1	90		昼夜连续
4	泥浆泵 A-3		-4	14	1	90		昼夜连续
5	振动筛 A-1		6	15	1.5	90	加衬弹性垫料	昼夜连续
6	振动筛 A-2		6	16	1.5	90		昼夜连续
7	振动筛 A-3		6	17	1.5	90		昼夜连续
8	离心机 A-1		2	13	1.5	90		昼夜连续
9	离心机 A-2		4	14	1.5	90		昼夜连续
10	柴油发电机组 A-1		-19	20	1	110	发电房 隔声、垫料	网电停电情况下， 昼夜连续
11	柴油发电机组 A-2		-19	18	1	110		

注：以丁页 19-1HF 井口中心为坐标原点（0，0）。

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声功率级 /dB(A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	钻机 B		28	-11	9	100	/	昼夜连续
2	泥浆泵 B-1		39	-31	1	90	泵房、垫料	昼夜连续
3	泥浆泵 B-2		40	-32	1	90		昼夜连续
4	泥浆泵 B-3		42	-34	1	90		昼夜连续
5	振动筛 B-1		39	-33	1.5	90	加衬弹性垫料	昼夜连续
6	振动筛 B-2		40	-34	1.5	90		昼夜连续
7	振动筛 B-3		42	-33	1.5	90		昼夜连续
8	离心机 B-1		43	-34	1.5	90		昼夜连续
9	离心机 B-2		45	-34	1.5	90		昼夜连续
10	柴油发电机组 B-1		65	-39	1	110	发电房 隔声、垫料	网电停电情况下， 昼夜连续
11	柴油发电机组 B-2		64	-41	1	110		

注：以丁页 19-4HF 井口中心为坐标原点（0，0）。

②场界噪声预测

项目设柴油发电机组为备用电源，评价分为网电和柴油发电机两种供电方式进行钻井过程中噪声预测。

A、网电情况下噪声预测

网电情况下场界噪声预测详见下表。

表 4.4-2 网电情况下场界噪声贡献值预测一览表 单位：dB(A)

预测方位	时段	背景值	最大贡献值	叠加值	标准限值	达标情况
东侧	昼间	49	70	70	70	达标
	夜间	44	70	70	55	超标
南侧	昼间	47	73	73	70	超标
	夜间	46	73	73	55	超标
西侧	昼间	47	70	70	70	达标
	夜间	46	70	70	55	超标
北侧	昼间	47	71	71	70	超标
	夜间	43	71	71	55	超标

根据上表预测结果可知，场界施工噪声昼间除东侧、西侧外均满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中限值要求，夜间各场界噪声预测值均超标。

本次噪声预测，以井场周边代表农户（1#散户居民）声环境质量现状监测最大值作为背景值进行预测，周边各敏感点处噪声预测结果见下表。

表 4.4-3 网电情况下环境保护目标处噪声预测情况表

序号	声环境保护目标名称	背景值 (dB(A))		标准值 (dB(A))		贡献值 (dB(A))		预测值 (dB(A))		较现状增量 (dB(A))		达标性判定	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	1#散户居民点	49	44	60	50	59	59	59	59	10	15	达标	超标
2	2#散户居民点	49	44	60	50	55	55	55	55	6	11	达标	超标
3	3#散户居民点	49	44	60	50	54	54	55	55	6	11	达标	超标
4	4#散户居民点	49	44	60	50	54	54	55	54	6	10	达标	超标
5	5#散户居民点	49	44	60	50	53	53	54	54	5	10	达标	超标
6	6#散户居民点	49	44	60	50	53	53	54	53	5	9	达标	超标
7	7#散户居民点	49	44	60	50	52	52	53	52	4	8	达标	超标
8	8#散户	49	44	60	50	52	52	53	53	4	9	达	超

	居民点											标	标
9	9#散户居民点	49	44	60	50	51	51	53	52	4	8	达标	超标
10	10#散户居民点	49	44	60	50	50	50	52	51	3	7	达标	超标
11	11#散户居民点	49	44	60	50	49	49	51	50	2	6	达标	达标

图 4.4-1 网电情况下环境保护目标处噪声贡献值等声值线图

由上表预测结果可知，昼间 400m 范围内敏感点噪声预测值均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准；夜间除 11#农户处达标外，其余均不满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

B、备用柴油发电机组供电情况下预测

备用柴油发电机组供电情况下场界噪声预测详见下表。

表 4.4-4 柴油发电机组供电情况下场界噪声贡献值预测一览表

预测方位	时段	背景值	最大贡献值	叠加值	标准限值	达标情况
东侧	昼间	49	89	89	70	超标
	夜间	44	89	89	55	超标
南侧	昼间	47	79	79	70	超标
	夜间	46	79	79	55	超标
西侧	昼间	47	83	83	70	超标
	夜间	46	83	83	55	超标
北侧	昼间	47	79	79	70	超标
	夜间	43	79	79	55	超标

由上表可知，场界施工噪声昼间、夜间均不满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中标准限值要求。

表 4.4-5 柴油发电机组供电情况下环境保护目标处噪声预测情况表

序号	声环境保护目标名称	背景值 (dB(A))		标准值 (dB(A))		贡献值 (dB(A))		预测值 (dB(A))		较现状增量 (dB(A))		达标性判定	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	1#散户居民点	49	44	60	50	71	71	71	71	22	27	超标	超标
2	2#散户居民点	49	44	60	50	68	68	68	68	19	24	超标	超标
3	3#散户	49	44	60	50	67	67	67	67	18	23	超	超

	居民点											标	标
4	4#散户居民点	49	44	60	50	67	67	67	67	18	23	超标	超标
5	5#散户居民点	49	44	60	50	66	66	66	66	17	22	超标	超标
6	6#散户居民点	49	44	60	50	65	65	65	65	16	21	超标	超标
7	7#散户居民点	49	44	60	50	64	64	64	64	15	20	超标	超标
8	8#散户居民点	49	44	60	50	65	65	65	65	16	21	超标	超标
9	9#散户居民点	49	44	60	50	64	64	64	64	15	20	超标	超标
10	10#散户居民点	49	44	60	50	63	63	63	63	14	19	超标	超标
11	11#散户居民点	49	44	60	50	62	62	62	62	13	18	超标	超标

图 4.4-2 柴油发电机供电情况下环境保护目标处噪声贡献值等声值线图

由上表预测结果可知，柴油发电机供电情况下，400m 范围内敏感点噪声昼间及夜间预测值均不满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

钻井噪声影响是暂时性的，钻井结束后影响即消失。

（2）储层改造作业阶段

①噪声源强

扩建项目正常工况下压裂作业主要运行设备为电动压裂泵车，压裂过程需 18 台压裂泵车（16 用 2 备）同时运行，压裂机组设备分布较为集中，距离敏感点较远，且压裂仅在白天进行作业，对声环境影响是暂时的，影响随压裂作业的结束而消失，不会对当地声环境造成持续的环境影响。本次评价对压裂作业期间进行典型分析预测和达标分析。另外，测试放喷气流噪声也会对周围声环境造成一定影响。设备的噪声值见表 4.4-6。

表 4.4-6 噪声源强调查清单表

序号	声源名称	型号	空间相对位置 m			声功率级/dB (A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	压裂泵车		/	/	/	102	选取低噪声设备，加衬弹性垫料	昼间连续

2	柴油 发电 机组 1		-19	20	1	110	发电房隔声、垫料	昼间 连续
3	柴油 发电 机组 2		-19	18	1	110		昼间 连续

注：1、以丁页 19-1HF 井中心为坐标原点（0，0）点；
2、压裂阶段运行的设备为 18 台压裂泵车（16 用 2 备），压裂作业在白天进行，夜间不施工，故而仅对昼间噪声进行预测；实际的室外声源组，用处于该组中部的等效点声源 102dB（A）来描述。

②场界噪声预测

A.网电情况下噪声

厂界噪声预测详见下表。

表 4.4-7 网电情况下场界噪声贡献值预测一览表

预测方位	时段	背景值	最大贡献值	叠加值	标准限值	达标情况
东侧	昼间	49	51	53	70	达标
	夜间	44	51	53	55	达标
南侧	昼间	47	57	57	70	达标
	夜间	46	57	57	55	超标
西侧	昼间	47	52	53	70	达标
	夜间	46	52	53	55	达标
北侧	昼间	47	57	57	70	达标
	夜间	43	57	57	55	超标

根据上表预测结果可知，场界施工噪声昼间均满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中限值要求，夜间场界除南侧、北侧外噪声预测值均满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中限值要求。

本次噪声预测，以井场周边代表农户（1#散户居民）声环境质量现状监测最大值作为背景值进行预测，周边各敏感点处噪声预测结果见下表。

表 4.4-8 网电情况下环境保护目标处噪声预测情况表

序号	声环境 保护目 标名称	背景值 (dB(A))		标准值 (dB(A))		贡献值 (dB(A))		预测值 (dB(A))		较现状增量 (dB(A))		达标性 判定	
		昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间
1	1#散户 居民点	49	44	60	50	45	45	51	48	2	4	达 标	达 标
2	2#散户 居民点	49	44	60	50	41	41	48	46	-1	2	达 标	达 标
3	3#散户 居民点	49	44	60	50	41	41	48	46	-1	2	达 标	达 标

4	4#散户居民点	49	44	60	50	40	40	49	46	0	2	达标	达标
5	5#散户居民点	49	44	60	50	40	40	49	45	0	1	达标	达标
6	6#散户居民点	49	44	60	50	39	39	48	45	-1	1	达标	达标
7	7#散户居民点	49	44	60	50	38	38	48	45	-1	1	达标	达标
8	8#散户居民点	49	44	60	50	39	39	48	46	-1	2	达标	达标
9	9#散户居民点	49	44	60	50	37	37	48	45	-1	1	达标	达标
10	10#散户居民点	49	44	60	50	36	36	48	45	-1	1	达标	达标
11	11#散户居民点	49	44	60	50	35	35	48	45	-1	1	达标	达标

图 4.4-3 网电情况下环境保护目标处噪声贡献值等声值线图

由上表预测结果可知，昼间及夜间各敏感点噪声预测值均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

B、备用柴油发电机组供电情况下

备用柴油发电机组供电情况下场界噪声预测详见下表。

表 4.4-9 柴油发电机组供电情况下场界噪声贡献值预测一览表

预测方位	时段	背景值	最大贡献值	叠加值	标准限值	达标情况
东侧	昼间	49	70	70	70	达标
	夜间	44	70	70	55	超标
南侧	昼间	47	76	76	70	超标
	夜间	46	76	76	55	超标
西侧	昼间	47	83	83	70	超标
	夜间	46	83	83	55	超标
北侧	昼间	47	75	75	70	超标
	夜间	43	75	75	55	超标

根据上表预测结果可知，场界施工噪声昼间除东侧外均满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中限值要求，夜间各场界噪声预测值均超标。

表 4.4-10 柴油发电机组供电情况下环境保护目标处噪声预测情况表

序号	声环境保护目	背景值 (dB(A))	标准值 (dB(A))	贡献值 (dB(A))	预测值 (dB(A))	较现状增量 (dB(A))	达标性 判定
----	--------	----------------	----------------	----------------	----------------	------------------	-----------

	标名称	昼间	夜间										
1	1#散户居民点	49	44	60	50	67	67	67	67	18	23	超标	超标
2	2#散户居民点	49	44	60	50	66	66	66	66	17	22	超标	超标
3	3#散户居民点	49	44	60	50	63	63	63	63	14	19	超标	超标
4	4#散户居民点	49	44	60	50	62	62	62	62	13	18	超标	超标
5	5#散户居民点	49	44	60	50	62	62	62	62	13	18	超标	超标
6	6#散户居民点	49	44	60	50	62	62	62	62	13	18	超标	超标
7	7#散户居民点	49	44	60	50	62	62	62	62	13	18	超标	超标
8	8#散户居民点	49	44	60	50	63	63	63	63	14	19	超标	超标
9	9#散户居民点	49	44	60	50	59	59	60	59	11	15	达标	超标
10	10#散户居民点	49	44	60	50	58	58	59	58	10	14	达标	超标
11	11#散户居民点	49	44	60	50	59	59	60	59	11	15	达标	超标

图 4.4-4 柴油发电机情况下环境保护目标处噪声贡献值等声值线图

由上表预测结果可知，柴油发电机供电情况下，各敏感点处噪声昼间除 9#、10#、11#敏感点外，其余敏感点均不满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，各敏感点处噪声夜间预测值均不满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

建设单位对此应予以高度重视，采取基础减振、部分设备进行建筑隔声等措施。同时应根据施工时居民点处的实测噪声值情况，采取协商补偿、临时搬离措施（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置等），同时开工前通过与当地村委会、居民提前沟通，并做好宣传、讲解及安抚工作，以取得居民点农户的谅解，最终降低噪声对周围农户所产生的影响。

(3) 完井测试噪声预测及影响分析

完井测试作业根据现场建成情况可采用燃烧池放喷或撬装装置回收。燃烧池放喷为间断作业 4~6h，昼间作业，撬装装置回收为昼夜间连续作业 24h，本次环评对两种方案下产生的噪声及其影响均进行分析，预测及分析如下：

1) 撬装装置噪声预测及分析

A、噪声源强

撬装装置回收噪声源调查清单见下表。

表 4.4-11 撬装装置回收作业噪声源调查清单

序号	声源名称	型号	空间相对位置			声源源强/dB (A)	声源控制措施	治理后声源源强/dB (A)	运行时段
			X	Y	Z				
1	备用燃气发电机 1	250kw	56	-41	0.5	100	位于发电隔声房内，隔声房内填充吸声棉、发电机安装减振垫，发电机排气筒安装消声器	90	昼夜连续
2	备用燃气发电机 2	250kw	59	-36	0.5	100			
3	一体化撬装装置	/	59	-45	0.5	90	选取低噪声设备，加衬弹性垫料	80	

注：以丁页 19-1HF 井口为 (0,0,0)。

B、网电情况下

厂界噪声预测详见下表。

表 4.4-7 网电情况下场界噪声贡献值预测一览表

预测方位	时段	背景值	最大贡献值	叠加值	标准限值	达标情况
东侧	昼间	49	61	62	70	达标
	夜间	44	61	62	55	超标
南侧	昼间	47	47	48	70	达标
	夜间	46	47	48	55	达标
西侧	昼间	47	41	47	70	达标
	夜间	46	41	47	55	达标
北侧	昼间	47	47	49	70	达标
	夜间	43	47	49	55	达标

根据上表预测结果可知，场界噪声昼间均满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中限值要求，夜间场界除东侧外噪声预测值均满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中限值要求。

本次噪声预测，以井场周边代表农户（1#散户居民）声环境质量现状监测最大值作为背景值进行预测，周边各敏感点处噪声预测结果见下表。

表 4.4-8 网电情况下环境保护目标处噪声预测情况表

序号	声环境保护目标名称	背景值 (dB(A))		标准值 (dB(A))		贡献值 (dB(A))		预测值 (dB(A))		较现状增量 (dB(A))		达标性判定	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	1#散户居民点	49	44	60	50	40	40	50	46	1	2	达标	达标
2	2#散户居民点	49	44	60	50	34	34	49	44	0	0	达标	达标
3	3#散户居民点	49	44	60	50	36	36	49	45	0	1	达标	达标
4	4#散户居民点	49	44	60	50	37	37	49	45	0	1	达标	达标
5	5#散户居民点	49	44	60	50	36	36	49	45	0	1	达标	达标
6	6#散户居民点	49	44	60	50	34	34	49	44	0	0	达标	达标
7	7#散户居民点	49	44	60	50	32	32	49	44	0	0	达标	达标
8	8#散户居民点	49	44	60	50	32	32	49	44	0	0	达标	达标
9	9#散户居民点	49	44	60	50	34	34	49	44	0	0	达标	达标
10	10#散户居民点	49	44	60	50	32	32	49	44	0	0	达标	达标
11	11#散户居民点	49	44	60	50	29	29	49	44	0	0	达标	达标

图 4.4-3 网电情况下环境保护目标处噪声贡献值等声值线图

由上表预测结果可知，昼间、夜间各敏感点噪声预测值均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

B、备用柴油发电机组供电情况下

备用柴油发电机组供电情况下场界噪声预测详见下表。

表 4.4-9 柴油发电机组供电情况下场界噪声贡献值预测一览表

预测方位	时段	背景值	最大贡献值	叠加值	标准限值	达标情况
东侧	昼间	49	73	73	70	超标
	夜间	44	73	73	55	超标
南侧	昼间	47	60	60	70	达标
	夜间	46	60	60	55	超标

西侧	昼间	47	55	56	70	达标
	夜间	46	55	56	55	超标
北侧	昼间	47	61	61	70	达标
	夜间	43	61	61	55	超标

根据上表预测结果可知，昼间场界噪声除东侧外，其余场界均满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中限值要求，夜间各场界噪声预测值均超标。

表 4.4-10 柴油发电机组供电情况下环境保护目标处噪声预测情况表

序号	声环境保护目标名称	背景值 (dB(A))		标准值 (dB(A))		贡献值 (dB(A))		预测值 (dB(A))		较现状增量 (dB(A))		达标性判定	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	1#散户居民点	49	44	60	50	54	54	55	54	6	10	达标	超标
2	2#散户居民点	49	44	60	50	48	48	51	49	2	5	达标	达标
3	3#散户居民点	49	44	60	50	49	49	52	50	3	6	达标	达标
4	4#散户居民点	49	44	60	50	50	50	52	51	3	7	达标	超标
5	5#散户居民点	49	44	60	50	49	49	52	50	3	6	达标	达标
6	6#散户居民点	49	44	60	50	47	47	51	49	2	5	达标	达标
7	7#散户居民点	49	44	60	50	45	45	51	48	2	4	达标	达标
8	8#散户居民点	49	44	60	50	45	45	51	48	2	4	达标	达标
9	9#散户居民点	49	44	60	50	47	47	51	49	2	5	达标	达标
10	10#散户居民点	49	44	60	50	45	45	51	48	2	4	达标	达标
11	11#散户居民点	49	44	60	50	43	43	50	46	1	2	达标	达标

图 4.4-4 柴油发电机情况下环境保护目标处噪声贡献值等声值线图

由上表预测结果可知，柴油发电机供电情况下，昼间各敏感点处噪声均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，夜间除 1#、4#敏感点外，其他各处

噪声预测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

2) 测试放喷影响分析

若项目场地不具备使用撬装装置的条件，则完井测试作业采用放喷池放喷。测试放喷时产生的高压气流噪声为 100~110dB(A)，持续时间约 2~4h，在昼间进行。综合考虑副放喷池周边敏感点较多，且最近距离较近，此处以副放喷池进行预测。

表 4.4-11 测试放喷情况下环境保护目标处噪声预测情况表

序号	声环境保护目标名称	背景值 (dB(A))	标准值 (dB(A))	贡献值 (dB(A))	预测值 (dB(A))	较现状增量 (dB(A))	达标性 判定
		昼间	昼间	昼间	昼间	昼间	昼间
1	1#散户居民点	49	60	65	65	16	超标
2	2#散户居民点	49	60	55	56	7	达标
3	3#散户居民点	49	60	53	54	5	达标
4	4#散户居民点	49	60	56	56	7	达标
5	5#散户居民点	49	60	55	56	7	达标
6	6#散户居民点	49	60	52	53	4	达标

图 4.4-5 测试放喷作业下环境保护目标处噪声贡献值等声值线图

由上表预测结果可知，测试放喷过程对周边敏感点有一定影响，但测试放喷时间短，随着测试的结束，噪声影响也消失，影响可以接受。本项目应根据施工时居民点处的实测噪声值情况，采取协商补偿、临时避让措施（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置等），同时放喷前通过与当地村委会、居民提前沟通，并做好宣传、讲解及安抚工作，以取得居民点农户的谅解，最终降低噪声对周围农户所产生的影响。放喷噪声影响是暂时性的，放喷结束后影响即消失。

4.5 固体废物影响分析

4.5.1 钻井工程

钻井作业中产生的固体废物主要有废水基泥浆、水基岩屑、隔油池污泥、沉淀污泥（废水罐）、顶替泥浆、油基岩屑、油基岩屑干渣、废活性炭、废油、废分子筛、废包装材料及废棉纱/手套等，以及井队员工产生的生活垃圾。

(1) 废水基泥浆

为达到安全、快速下钻的目的，钻井泥浆常使用各类的钻井液添加剂。钻井作业中产生的废钻井泥浆主要来源为：

- 1) 被更换的不适于钻井作业和地质要求的钻井泥浆。
- 2) 在钻井作业中，因部分性能不合格而被排放的钻井泥浆。
- 3) 完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆。
- 4) 由钻井泥浆循环系统跑、冒、滴、漏而排出的钻井泥浆。
- 5) 钻屑与钻井液分离时，钻屑表面黏附的钻井液。

扩建项目采用随钻不落地处理技术，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册-1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册》，对于特殊气井 ≤ 2 千米进尺的，废水基泥浆产生系数为 14.75t/100m；2~4 千米进尺的，废水基泥浆产生系数为 23.36t/100m。则 6 口井废水基泥浆产生总量约 3223.68t。

根据《固体废物分类与代码目录》（公告 2024 年第 4 号），扩建项目产生的废水基泥浆属于一般工业固废，代码为 072-001-S12。

（2）钻井岩屑

钻井岩屑是在钻井作业中钻头切屑地层岩石而产生的碎屑，其产生量与井眼长度，平均井径及岩性有关。

根据钻探公司的统计经验数据，根据钻探公司的统计经验数据，水基钻井岩屑产生量约 0.4m³/m，密度按 1.5g/cm³ 计；油基岩屑产生量约 0.3m³/m，密度按 1.5g/cm³ 计，其中油基岩屑经收集后转运至油基岩屑减量化装置区处理，处理后产生的回收油用于油基泥浆配制，回收水用于水基泥浆配制或压裂液配制，油基岩屑干渣交有危废处置资质单位进行处置。项目钻井岩屑产生量见下表。

表 4.5-1 岩屑计算参数一览表

表 4.5-2 产生及处置情况表

岩屑类别	产生量 (t)	处置去向	类别及代码
水基岩屑	8280.0	水基岩屑经收集后交由有资质的砖厂或水泥厂处置	072-001-S12
油基岩屑干渣	5979.15	收集后暂存于油基岩屑干渣暂存区，做好六防措施，交由有危废处置资质单位进行处置	HW08, 072-001-08
回收油	695.25	经回收油吨桶收集后用于井场或其他平台配制油基泥浆	/

注：结合区域其他已实施油基岩屑减量化装置运行经验（丁页 16 平台、自 205H2、阳 101H15 平台等，与扩建项目采用同一生产厂家的生产设备），处理 1t 油基岩屑产生油基岩屑干渣约 0.86t，回收油产生量约 0.1t，则扩建项目（6 口井）油基岩屑干渣产生量约 5979.15t，回收油

产生量约 695.25t

(3) 沉淀污泥（废水罐）

废水罐进行废水收集、沉淀过程中会产生沉淀污泥。污泥的主要成分为钻井液、岩屑，根据类比调查，扩建项目产生的废水罐沉淀污泥约 50m³（75t），属于一般工业固废，根据《固体废物分类与代码目录》（公告 2024 年第 4 号），代码为 072-002-S12，与水基岩屑一同处理。

施工期间井场罐体、池体等产生的清捞可能会产生含油污泥，根据类比调查产生量较少，属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物”，代码为 900-210-08，与油基岩屑一同处置，纳入油基岩屑产生量中一并计划，此处不再单独核算。

按照《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T7298-2024）中相应要求，判定钻井固体废物所属类别，I 类一般钻井固体废物剩余固相，可直接用于服务油气开采生产的铺垫井场和井场道路，也可用于制备免烧砖，II 类一般钻井固体废物处理后达到 I 类一般钻井固体废物要求的剩余固相的利用参照 I 类一般钻井固体废物剩余固相执行。

扩建项目钻井产生的水基岩屑为 II 类一般钻井固体废物，用作区域内砖厂烧结砖原料或者建材厂陶粒原料等。符合《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T7298-2024）中钻井固体废物污染控制要求，不会造成环境污染影响。

(4) 顶替泥浆

项目水基泥浆转油基泥浆钻井时将产生顶替泥浆，按照危险废物进行管理，根据同类项目类比，项目顶替泥浆产生量约 10.0t，与油基岩屑一同经收集后转运至油基岩屑减量化装置区处理，处理后产生干渣约 8.6t，与油基岩屑干渣暂存区一同暂存、处置，纳入油基岩屑干渣产生量一并统计。

(5) 废油

钻井过程中废油的主要来源是：机械（泥浆泵、转盘、链条等）废油；清洗、保养产生的废油，如更换柴油机、发电机零部件和清洗钻具、套管时产生的废油；隔油罐产生的废油，项目共产生废油约 0.5t。废油属于危险废物（HW08）。

(6) 废油桶

项目设备保养润滑油使用后会产生废油桶，根据建设单位提供的资料，润滑油采用铁桶包装，废油桶重约 0.2t。废油桶属于危险废物（HW08）。

(7) 废棉纱/手套

施工人员在施工中产生的废棉纱手套和废弃含油劳保用品，主要有矿物油等，

共产生含油物质约 0.05t，根据国家危险废物名录（2025 年版），该废弃物质属于 HW49 中的代码为 900-041-49 的废弃的含油抹布、劳保用品，本次项目产生的该类废弃物暂存于危废贮存场，定期交由有危废资质单位处置。

（8）废包装材料

钻井期间产生的废包装材料主要为各原辅材料的包装袋/箱，为一般废物，其产生量约 0.5t，集中收集后定期运至就近的废品回收站进行回收。

（9）隔油池污泥

井场隔油池隔油沉淀处理会产生含油污泥，根据类比调查，隔油池污泥产生量约 3.0m³（4.5t，密度按 1.5g/cm³ 计），属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物”，代码为 900-210-08，与油基岩屑一同经减量化装置处置，纳入油基岩屑干渣产生量一并统计。

（10）废活性炭

油基岩屑减量化装置运行产生的不凝气经活性炭吸附处置后排放，在活性炭吸附饱和后定期更换，经核算非甲烷总烃的产生量约 0.389t，根据《2023 年重庆市夏秋季臭氧污染防治攻坚工作方案》相关要求，活性炭使用量宜不应低于 VOC 产生量的 5 倍，则项目废活性炭产生量为 1.945t。属于危险废物，废物类别及代码：HW49，900-039-49，袋装收集后暂存于危废贮存点内，交由危险废物处置资质的单位进行处置。

（11）废分子筛

油基岩屑减量化装置中的制氮设备利用分子筛吸附气体，使氮气与其他气体分离，制取高纯度氮气，分子筛吸附气体过多后会失去吸附性能，故会产生废分子筛，产生量约 0.25t。据《固体废物分类与代码目录》（公告 2024 年第 4 号），属于一般工业固废，废物类别与代码：SW59，900-005-S59，由厂家定期更换并回收处置。

（12）生活垃圾

钻井作业员工约 50 人，生活垃圾产生量按每人每天产生 0.5kg 计算，施工时长约 8 个月（240 天），则生活垃圾产生量为 6.0t。收集在井场区域垃圾箱内，定期外运环卫部门集中收集处置。

4.5.2 储层改造工程

主要有废油、废油桶、废棉纱/手套、废包装材料、废分子筛、砂砾等，还有井队员工产生的生活垃圾。

（1）废油、废油桶及废棉纱/手套

①废油

压裂过程中废油的主要来源是：机械（压裂车等）润滑废油；清洗、保养产生的废油，如更换柴油发电机零部件时产生的废油。类比区域内已完钻的探井，本工程预计产生废油约 0.2t，属于危险废物（HW08）。

②废油桶

本项目设备维护润滑油使用后会产生废油桶，根据建设单位提供的资料，润滑油采用铁桶包装，井场内预计产生铁桶数量 5 个（220L/桶），铁桶重约 20kg/个，则废油桶重约 0.1t。废油桶属于危险废物（HW08）。

③废棉纱/手套

压裂作业等设备维护会产生废棉纱/手套，类比区域内已完钻的探井，本项目废棉纱/手套产生量约 0.05t。废棉纱/手套属于危险废物（HW49）。

（2）废包装材料

压裂期间产生的废包装材料主要为各原辅材料的包装袋/箱，为一般固废，其产生量约 0.5t，集中收集后定期运至就近的废品回收站进行回收。

（3）废分子筛

测试放空气回收装置干燥工序会产生废分子筛，产生量约 0.3t，根据《固体废物分类与代码目录》（公告 2024 年第 4 号），属于一般工业固废，废物类别与代码：SW59，900-005-S59，由厂家定期更换并回收处置。

（4）砂砾

根据建设单位多年页岩气钻探经验，测试放空气回收过程中来气将不可避免的混杂有少量地层出砂，为保证装置正常运转，设置有除砂器 1 个，用于过滤气体中砂砾，产生量约 0.1t。根据《固体废物分类与代码目录》（公告 2024 年第 4 号），属于一般工业固废，废物类别与代码：SW12，072-002-S12，集中收集后交区域集气总站进行处理。

（5）生活垃圾

压裂测试阶段作业人员约 60 人，产生量按每人每天产生 0.5kg 计算，总施工时长约 20 个月（600 天），则产生量为 18.0t。收集在井场区域垃圾箱内，定期外运环卫部门集中收集处置。

钻井及储层改造阶段固体废物汇总表见下表。

表 4.5-3 固体废物统计表

固废类型	产生量 t	固废性质	代码	处置方式
废水基泥浆	3223.68	一般固废	072-001-S12	暂存于岩屑堆放区，定期外运资源化利用
水基岩屑	8280.0		072-001-S12	
沉淀污泥（废水罐）	75		HW08：900-210-08	
油基岩屑干渣	5987.75	危险废物	HW08：072-001-08	收集暂存于油基岩屑干渣暂存区（采取“六防”措施）， 交有资质单位进行处置
废油	0.7		HW08：900-217-08	收集暂存于危废贮存点（采取“六防”措施），交有资 质单位进行处置
废油桶	0.3		HW08：900-249-08	
废棉纱/手套	0.1		HW49：900-041-49	
废活性炭	1.945		HW49：900-039-49	
回收油	695.25		HW08：900-217-08	由回收油储存桶进行收集，用于钻井队配置油基泥浆
废分子筛	0.55	一般固废	SW59：900-005-S59	不暂存，由厂家定期更换并回收处置
砂砾	0.1		SW12：072-002-S12	
废包装材料	1.0			900-003-S17
生活垃圾	24.0	生活垃圾	900-999-S64	垃圾桶集中收集后，交当地环卫部门处理

表 4.5-4 危险废物统计表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量/t	产生工段及装置	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	油基岩屑干渣	HW08	072-001-08	5987.75	油基泥浆钻进	固态	矿物油	矿物油	1d	T	暂存于油基岩屑干渣暂存区，交有资质单位进行处置
2	废油	HW08	900-217-08	0.7	设备维护	液态	矿物油	矿物油	30d	T, I	废油桶收集，交有资质单位进行处置
3	废油桶	HW08	900-249-08	0.3	设备维护	固态	铁、矿物油	矿物油	30d	T, I	暂存于危废贮存点，交有资质单位进行处置
4	废棉纱/手套	HW49	900-041-49	0.1	设备维护	固态	棉纱、矿物油	矿物油	1d	T/In	
5	废活性炭	HW49	900-041-49	1.945	废气处置	固态	有机物	有机物	1个月	T/In	
6	回收油	HW08	900-217-08	695.25	油基岩屑减量化装置	液态	矿物油	矿物油	1d	T, I	由回收油储存桶进行收集，用于钻井队配置油基泥浆

表 4.5-5 建设项目危险废物贮存场（设施）基本情况表

贮存场所名称	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
--------	--------	--------	--------	----	------	------	------	------

危废贮存场	油基岩屑干渣	HW08	072-001-08	油基岩屑干渣暂存区	150m ²	吨桶	60t	10d
	废油	HW08	900-217-08	危废贮存点	5m ²	桶装	1t	10d
	废油桶	HW08	900-249-08			/	1t	10d
	废棉纱/手套	HW49	900-041-49			袋装	1t	10d
	废活性炭	HW49	900-041-49			袋装	1t	10d
	危废贮存场	回收油	HW08	900-217-08	油基岩屑减量化装置区	150	桶装	2t

根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《天然气开采含油污泥综合利用后剩余固相利用处置标准》（DB51/T2850-2021），同时参照《页岩气勘探开发油基岩屑处理方法及控制指标》（GB/T41518-2022），针对项目危险废物提出处置措施及环境管理要求如下：

①收集：企业应采用清洁生产技术，从源头减少油基泥浆的用量和油基岩屑的产生量；油基岩屑宜采用钢制容器或其他不宜被基础油腐蚀的容器进行收集；油基岩屑收集区应采取铺设防渗膜等防渗措施，避免油污落地等。

②运输：油基岩屑应采用密闭具有防渗漏措施的专用车辆运输。

③贮存：井场应设置临时贮存场，采取防风、防雨、防晒、防晒、防漏、防腐措施。

④环境管理：油基岩屑产生单位、处理单位及资源化综合利用单位应建立环境保护管理责任制度，设置环境保护部门及专（兼）职人员，负责监督油基岩屑收集、运输、贮存和处理、处置、资源化利用过程中的环境保护及相关管理工作。油基岩屑的产生、转运、处置及污染物排放监测记录应保存 10 年以上。

4.6地下水环境影响分析

扩建项目地下水环境影响分析详见《丁页 19# 平台钻井工程扩建项目地下水环境影响评价专项评价》。

4.7土壤环境影响分析

1、土壤环境影响识别

（1）土壤环境影响类型与影响途径识别

项目仅施工期有少量废气产生，且施工时间短，大气污染物不含重金属，因此本次评价不考虑大气沉降对土壤的影响。项目可能对土壤造成的污染主要为：井场废水暂存罐、油罐、污水池、罐车运输等由于基础不稳或是极端天气原因导致污染物外溢泄漏，废水等污染物通过垂直入渗和地表漫流的方式进入土壤。

根据《农用地土壤污染状况详查点位布设技术规定》中附件 1 土壤重点污染源周边影响区范围，“1、大气沉降影响调查范围确定，需考虑大气沉降影响的行业包括 08 黑色金属矿采选业、09 有色金属矿采选业、25 石油加工、炼焦和核燃料加工业、26 化学原料和化学制品制造业、27 医药制造业、31 黑色金属冶炼和压延加工业、32 有色金属冶炼和压延加工业、38 电气机械和器材制造业（电池制造）、77 生态保护和环境治理业（危废、医疗处置）、78 公共设施管理业（生活垃圾处置）。”项目不属于上述类别，因此，项目不需考虑大气沉降影响。

项目土壤环境影响类型与途径见下表。

表 4.7-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
施工期	/	√	√	/

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计

(2) 土壤环境影响源及影响因子识别

建设项目土壤环境影响源及影响因子见下表。

表 4.7-2 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物	特征因子	备注
场地	钻井工程、压裂工程	大气沉降	/	/	/
		地面漫流	石油烃、氯化物	石油烃、氯化物	事故
		垂直入渗	石油烃、氯化物	石油烃、氯化物	事故
		其他	/	/	/

注：本次评价中污染物评价标准采用《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）和《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）

2、土壤环境影响分析

正常工况下，钻井工程对土壤无影响，事故工程下，钻井过程对土壤可能产生不利影响的途径主要有以下几个方面：

(1) 大气沉降影响分析

项目仅施工期有少量废气产生，且施工时间短，大气污染物中不含重金属及粉尘，因此本次评价不考虑大气沉降对土壤的影响。

(2) 垂直入渗影响分析

①钻井过程中产生的废油由油桶收集，井场上用油罐对柴油进行存储。油桶和油罐区均进行重点防渗。在使用、储运过程中的环境风险主要来自收集、储存设施自身缺陷、人员误操作、老化等造成的泄漏以及外部破坏产生的事故，包括人为破坏及洪水、地震等不可抗拒因素，造成废油或柴油泄漏垂直入渗污染土壤。

②应急池防渗不当或失效，可能导致池体渗漏垮塌，废水通过垂直入渗污染土壤。

4.8环境风险影响分析

扩建项目环境风险主要存在于钻井作业阶段，环境风险表现为井漏、井涌，甚至井喷环境风险事故。从工程分析本项目发生井喷失控事故时对人身安全、健康、环境的后果影响重大，鉴于本次项目为陆地矿产资源地质勘查勘探井，对井

下地质环境情况的掌握有限，存在一定程度的不确定性和难预见性，故本项目必须严格落实《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）、《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）、《钻井井控技术规范》（Q/SY 02552-2018）、《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-CNPC53-2001）等相关钻井和井控规范要求的前提下，积极采取风险防范措施、放喷点火保障措施以及周边居民人员临时撤离措施等，尽量避免环境风险事故的发生，同时完善环境风险应急措施，组织编制、学习、演练应急预案以便在事故发生后将影响降低到最低程度，确保本次钻井工程环境风险防范措施有效可行。

采取上述措施后，项目环境风险可防可控，详见环境风险专项评价。

4.9 完井环境影响分析

4.9.1 具备开采价值时撤离方案及环境影响

（1）撤离方案

扩建项目储层改造工程结束后判断具备继续开采价值时，后续地面建设和采气由开发运营单位重新立项并按相关环保法律法规规定单独开展采气开发阶段的环评工作。

在井口安装采气树装置，井场、井场道路做移交处理，由后续开发运营单位视地面集输和开发生产需要予以保留或拆除，对保留的按永久占地办理相关手续，对拆除或不利用的井场占地由后续开发运营单位按临时占地要求实施生态恢复复耕复种。

（2）环保措施及污染物处理

完成钻井任务后，按行业规范对钻井设备、基础进行拆除、搬迁，仅保留井口采气树装置，在井口套管头上安装丝扣法兰，其工作压力大于最上层的地层压力，在丝扣法兰上标注井号、完井日期，并设置醒目的警示标志加以保护防止人为破坏。同时井场能利用设施搬迁利用，不能利用的统一收集后交废旧回收单位回收利用，设备基础，构建筑将拆除，建筑垃圾运至建筑垃圾场填埋或用作集液池平整填方区填方。清除固体废物，拆除回填放喷池、集液池等池体，平整井场，保留绿化，排水等设施。站内危险废物全部交由具有相应危废处置资质单位处置；剩余废水全部外运实现回用或处理达标外排；场外不再使用的生活区等拆除；对井场外的临时占地复耕复绿处理。

项目施工期产生的各项污染物均由拟建项目业主全部妥善处理完毕，无污染

物收集、暂存、处置等污染物处置内容后移交后续开发运营单位。

(3) 环境影响

采取上述措施后，项目完井期对环境的影响较小，不会对周围环境产生明显的不利影响。

4.9.2 不具备开采价值时撤离方案及环境影响

(1) 撤离方案

对不具有工业开发价值的气井应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）等技术要求对井口进行封堵。封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复。

(2) 环保措施及污染物处理

封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复。清理工作过程中将产生少量扬尘、废弃建筑材料、生活垃圾、废水及噪声。废水产生情况主要为施工人员生活污水、管线及集液池清理产生的污水。

因此，退役期闭井操作过程中采取降尘措施；施工人员产生的生活污水依托租用民房的旱厕收集处理后农用，不外排；管内残余废水、管线及污水池清理废水等收集后用于区域其他平台压裂使用，不能回用时运至有资质且环保手续齐全的专门的页岩气开采废水处理站处理达标后排放，项目现场不外排；地面拆除设备、管线等材料交由厂家回收利用；施工人员产生的生活垃圾收集后交由环卫部门处置。

(3) 环境影响

采取上述措施后，项目完井期对环境的影响较小，不会对周围环境产生明显的不利影响。

运营期生态环境影响分析	<p>扩建项目为天然气勘探井，仅涉及施工期，不涉及运营期；因此，本次评价不对运营期进行分析。</p>
选址选线环境合理性分析	<p style="text-align: center;">(1) 与行业规范符合性分析</p> <p>①与《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T31033-2025）、《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T2076-2020）符合性分析</p> <p>扩建项目为天然气钻井工程，根据《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T31033-2025）、《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T2076—2020）要求：油、气井井口距高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m，在地下矿产采掘区钻井，井筒与采掘坑道、矿井坑道之间的距离不小于 100m。</p> <p>根据现场调查，扩建项目井口 100m 范围内无民宅；井口 75m 范围内无其他永久性设施；200m 范围内无铁路、高速公路等；500m 范围内无学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所；井筒 100m 范围内无地下矿产采掘区采掘坑道和矿井坑道。项目选址满足《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T31033-2025）中相关规定。</p> <p style="text-align: center;">(2) 环境合理性分析</p> <p>扩建项目依托现有工程已建井场进行勘探钻井，现有工程井场选址避开自然保护区、风景名胜区、地质公园、饮用水水源保护区、重点保护野生动物栖息地等环境敏感区后确定。项目位于农村地区，根据现场踏勘，周边主要为林地、旱地，生态评价范围内不涉及自然保护区、森林公园、地质公园、风景名胜区核心区、集中式饮用水源保护区等环境敏感区。扩建项目依托现有工程已建井场不新增占地，避免了对生态环境造成较大破坏，选址环境合理。</p> <p>综上所述，扩建项目选址合理。</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 钻前作业、设备搬运安装</p> <p>5.1.1 废气防治措施</p> <p>扩建项目依托已建井场建设，环境空气污染物主要是施工和车辆货运扬尘，现场定期洒水，进场道路距离较短且路面经夯实并洒水抑尘，减少扬尘产生量和影响范围；此外，汽车尾气、施工机械排放燃烧烟气具有排放量小、间断性、短期性和流动性的特点，该类污染源对大气环境的影响较小。钻前施工工时不长，且采取上述措施后，不会对周围居民身体产生明显的不适影响，也不会对周边农业生产造成明显影响。</p> <p>5.1.2 废水防治措施</p> <p>生活污水来自施工人员，施工期间生活污水产生量小，设备搬运安装人员生活污水依托农户已建设施收集处理，不会对周边地表水环境造成明显不利影响。</p> <p>5.1.3 噪声防治措施</p> <p>运输设备等车辆沿固定路线行驶，尽量减少鸣笛，在当地环境可接受范围内。</p> <p>5.1.4 固体废物防治措施</p> <p>设备搬运安装过程中产生的生活垃圾统一收集，定期送往当地环卫垃圾处理系统处理。</p> <p>5.1.5 生态防治措施</p> <p>扩建项目依托已建道路工程、井场及附属构筑物进行钻井，不会再次造成生态环境破坏。</p> <p>综上所述，扩建项目依托现有井场进行建设，钻前工程仅包括设备搬运安装等，不涉及井场等基础建设，项目钻前作业产生的废水、废气、噪声、固废等污染物减少，不会加重对环境的影响，环境可接受。</p> <p>5.2 废水</p> <p>5.2.1 钻井工程</p> <p>主要包括钻井废水、方井雨水、生活污水和油基减量化装置产生的回收水、冷却塔循环排水及废气处理装置产生废碱喷淋废水等。</p> <p>(1) 钻井阶段废水处理措施</p> <p>① 钻井废水</p> <p>导管井段开钻所使用的泥浆体系为清水，除附着于岩屑部分外的其他泥浆均可循环使用，在泥浆“不落地”随钻处理系统内分离出的上清液全部回用于配制泥浆，导管段钻进结束后剩余的清水泥浆还可用于下阶段配置水基钻井液。</p>
-------------	--

钻井废水主要产生在水基钻井液钻井阶段，产生的钻井废水由泥浆“不落地”随系统内废水罐收集，随钻处理后回用，剩余不可回用部分废水拉运至具备处理能力、处理资质和具备环保手续的污水处理厂处理达标后排放，现场无废水外排。

②方井雨水

井场内设备区域均设置有围堰和雨棚，通过雨棚的导流槽将雨水导入井场四周设置的排水沟，雨水依靠井场设置的地面坡度，自流至井场四角设置的隔油池内，经隔油后泵入积液池内暂存，经预处理后（破胶+沉淀）用于平台配制钻井液或压裂液；方井区域的雨水收集在方井内，经污水泵泵入废水罐中，用于配制钻井液或压裂液。另外，于井场内东北侧设有1处沉砂池，日常施工期间，沉砂池收集的雨水井泵泵入废水罐内，回用于配制钻井液或压裂液；若遇停工状态下，雨水则经沉砂池沉砂后排入外环境，进入自然水系。

③回收水（油基岩屑减量化装置产生）、冷却塔循环排水、碱喷淋废水

油基岩屑减量化装置产生的回收水、冷却塔循环排水及废气处理装置产生碱喷淋废水均采取储存桶、积液池或废水罐等收集装置收集后，全部回用于配置钻井液或压裂液配置，不外排。

④生活污水

施工人员产生的生活污水经环保厕所收集处理后拉运至城镇污水处理厂处理达标后排放。

（2）废水钻井现场随钻处理工艺

项目采取“不落地”随钻处理工艺，水基泥浆钻进过程中，生产用水用于水基泥浆的调配，并以高压泥浆在井筒内循环形式带动井底钻头不断钻进地层，井下岩屑也随循环返排泥浆一并返排出地面，返排泥浆经随钻配套的泥浆循环系统的振动筛分、离心分离后分离成三部分：

①钻井岩屑：钻井泥浆循环系统振动分离的大颗粒岩屑经压滤脱水处置后，收集暂存于岩屑堆放场内，外运水泥厂或砖厂资源化利用。

②可循环利用钻井泥浆：钻井泥浆循环系统振动分离的可循环利用钻井泥浆，直接再次进入泥浆循环系统，经除泥除砂器分离出的钻井泥浆重复利用于钻井作业，减少钻井泥浆的调配量。

③废泥浆：主要为井下钻头切割岩石时产生的细小岩屑颗粒拌入泥浆，导致泥浆属性变化（密度、抗压性、粘性等参数变化）不满足再循环要求而排出泥浆

循环系统的失效泥浆。失效泥浆进入污水处理系统内破胶+沉淀处理后，进入板框压滤机内脱水处置，泥饼则袋装收集暂存于岩屑堆放场内，外运水泥厂或砖厂综合利用；压滤出水重复利用于钻井泥浆、压裂液现场调配生产用水。该过程产生的钻井废水重复利用于钻井泥浆、压裂液调配用水，完钻后剩余部分暂存在“不落地”随钻处理系统配套的 $4\times 40\text{m}^3$ 废水罐和井场积液池（有效容积 2000m^3 ）内，拉运至具备处理能力、处理资质和具备环保手续的污水处理厂处理达标后排放。

（3）井场废水贮存措施合理性分析

单井钻井周期内，钻井过程中泥浆不落地系统内不断产生压滤水（主要来源于岩屑和报废泥浆压滤后产生的压滤水），经预处理后暂存于废水罐内，废水罐内的上清液不断用于补充钻井泥浆现场调配生产用水，重复利用于钻井过程中。若遇事故状态下，泥浆循环系统亦停止运行，则不会再继续产生压滤水，已产生的压滤水则暂时停留在废水预处理系统中，不会继续产生，若实在短时间内无法回用，则立即调配运输车辆将废水拉运至具备处理能力、处理资质的污水处理厂处置。遇下雨天，方井内的雨水则经泵泵入废水预处理系统（设有4个废水罐，每个容积 40m^3 ）内进行预处理，及时用于补充钻井泥浆现场调配生产用水，实在无法回用且废水罐储存能力已满时，在井场外西侧设有1座容积为 2000m^3 的积液池，分为2格，包括 1000m^3 应急池+ 1000m^3 污水池，也可用于钻井废水、方井雨水、油基岩屑减量化装置产生分回收水等的收集和暂存。

由此可见，井场设置的贮存设施可确保钻井废水的收集处理需求，可杜绝废水外溢污染事故，井场废水贮存措施可行。

5.2.2 储层改造阶段

（1）废水处理措施

产生的废水有洗井废水、压裂返排液、测试放空气回收分离废水、生活污水。

①洗井废水

项目采用清水或钻井废水上清液洗井，压入井内的清水冲洗套管内壁，最终排入污水池、重叠液罐中，用于压裂液配制。洗井废水产生量约 $70\text{m}^3/\text{口井}$ ，共计 420m^3 ，经收集后用于配置压裂液。

②压裂返排液

由于页岩气井在目的层位的储层改造通过水力压裂来实施的，而水力压裂液需求量较大（项目压裂液总用量约 282000m^3 ），单井压裂返排液产生量为

8000m³~11200m³。为减少压裂用水对周边地表水体水资源的挤占，根据项目施工时序，丁页 19-6HF 压裂返排期间，压裂返排液根据污水池、重叠液罐的储存实况，安排外运拉运至有资质且环保手续齐全的页岩气开采废水处理站进行处理达标后排放，或回用于周边其他钻采平台，确保井场内压裂返排液暂存满足需要。丁页 19-1HF~6HF 井压裂期间，压裂反排液回用于下一口井的压裂液的配置。上一口井在开井返排时，下一口井已经在开展压裂作业，即上一口井返排、下一口井压裂的施工时序都是环环相扣的，且都是循序进行。

③测试放空气回收分离废水

测试放空气回收装置运行产生的分离水进入积液池内暂存，回用于压裂液的配制，不可回用时通过罐车输送至有资质且环保手续齐全的页岩气开采废水处理站处理达标后排放。

④生活污水

储层改造工程不设生活区，施工人员租住在附近民房，施工人员在井场产生的生活污水经环保厕所收集处理后拉运至城镇污水处理厂处理达标后排放。民房内产生的生活污水经旱厕收集处理后作农肥，不外排。

(2) 废水井场贮存措施合理性分析

洗井废水产生于压裂阶段前，从井口返排后泵入重叠罐中暂存，用于后续配置压裂液，拟设 25 套 100m³/套的重叠罐用于暂存压裂期间的清水或拟回用的废水（区域周边其他平台内产生的可回用废水），单井洗井废水产生量约 70m³，6 口井共 420m³，拟设的重叠罐完全可满足洗井废水的暂存要求。

压裂返排阶段：压裂阶段井场布置重叠液罐共设 25 套，1 套上下 2 个，单个容积为 50m³，容积共计 2500m³，主要用于压裂返排液的收集和暂存；同时在井场外西侧设有 1 座容积为 2000m³的积液池，分为 2 格，1000m³ 应急池+1000m³ 污水池，主要用于压裂返排液、测试放空气回收分离废水的收集和暂存。钻井平台压裂 6 口井，单井压裂返排量为 8000m³~11200m³，开井排液时 1~2d 内返排水量较小，4~15d 后返排水量逐渐增大，约在 12~15d 左右达到峰值，而后从 16~30d 返排水量逐渐减小，直至趋近于气水平衡。根据施工时序，最先实施丁页 19-1HF 井、最后实施丁页 19-6HF 井，压裂返排液是循序产生的。

丁页 19-1HF~6HF 井每口井依次压裂，单井储层改造工程施工时间约 100 天，其中返排周期约 30d，故项目最多两口井同时返排，则日最大产生返排液产生量为 680m³，同时平台井场配备的污水池、重叠液罐总容积合计为 3500m³，因此，平

台内下一口井压裂工序可消耗前一口井产生的压裂返排液，可满足储层改造期间压裂返排液暂存使用。另外，若遇事故状态，还可通过调节井口节流阀或油嘴控制返排液量。建设单位内部设有严格、有序的返排液管理制度，可及时调配返排液转运罐车对井场内的返排液进行转运或外运至有处理能力、处理资质的污水处理站处理。

单井测试放空气回收分离废水产生量约 15m³/d，产生量较小，主要利用积液池进行收集暂存，满足要求。

综上所述，各阶段的废水储存设施满足当前阶段废水储存要求。同时，要求运行过程中作业人员或巡检人员要加强巡检，尽量减少跑冒滴漏并做好相应记录并及时转运返排液，以防废水泄漏。

(3) 返排液优先回用于本平台及周边页岩气开发井压裂液调配可行性分析

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

①**水质要求：**本平台 6 口井目的层均为五峰-龙马溪组，压裂层位在五峰-龙马溪组相对隔水地层中，压裂过程为纯物理过程，返排液与压裂液水质无明显变化，且压裂液对水质要求较低，返排液经过简单沉淀、杀菌处理后（防转输泵堵塞）可作为压裂液配制利用；为减少页岩气井压裂用水对周边水资源的挤占，压裂返排液一般采用回用于压裂用水（水质满足重复利用要求）。扩建项目污水处理工艺流程图见图 5.5-1，主要采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，



图 5.5-1 污水处理工艺流程

絮凝剂和助凝剂的添加可有效处理污水中 SS、Ca²⁺、Mg²⁺浓度，杀菌剂可有效控制硫酸盐杆菌 SRB、腐生菌 TGB、铁菌 FB 数量，通过稀释的方式可降低废水矿化度，经上述工艺处理后废水可满足压裂回用水质标准要求。

需要回用的废水经絮凝沉淀处理后，再添加杀菌剂除菌，配清水稀释后可满足压裂液使用性能。根据工区内钻井废液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。

②**接纳储水：**页岩气开发平台建设采用标准化井场布置，平台在压裂准备阶段优先在井场布置的压裂液重叠液罐 2500m³用于压裂返排液的暂存，1000m³的污

水池也可用于开井返排液暂存；为压裂返排液回用井场创造了的存水条件。

③时序要求：丁页 19-1HF~6HF 井均为勘探评价井，依次实施，因此，丁页 19-1HF~6HF 井压裂作业后开井测试返排产生的压裂返排液可用于后 1 口井的压裂液配置，丁页 19-1HF 井及最后压裂的丁页 19-6HF 井开井测试返排时可与区域施工当年开始实施的页岩气开发平台形成联动，资源化利用本项目压裂返排液，减少新井对当地水资源的占用外，还可消纳前序实施井压裂返排液，实现最大程度的水资源重复循环利用。若周边平台无法全部回用，剩余部分压裂返排废水由罐车拉运至有资质且环保手续齐全的页岩气开采废水处理设施进行处理达标后排放，项目现场不外排。

④环境管理要求：压裂返排液转运方式采取罐车转运，采用罐车运输时，在压裂返排液转运过程中严格执行五联单管理制度；压裂返排液的转运参照固废转运联单管理制度执行。运输路线的选择须避开饮用水源保护区等重要水体，运输过程中应当严格根据已经选定的转运路线进行转运，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险。对运输参与人员进行环境保护教育培训，提升应对泄漏等风险事故的应对能力，将可能造成的环境影响降到最低。

综上分析，扩建项目产生的压裂返排液回用于本平台或区域其他平台可行。

5.3.4 钻井和压裂测试废水外运处置可行性分析

中国石油化工股份有限公司西南油气分公司作为建设单位，施工期间产生的废水污染物由施工单位收运至有资质且环保手续齐全的页岩气开采废水处理站进行处置，建设单位对其全程进行监管。项目完钻后剩余的钻井废水、压裂返排液均委托有资质且环保手续齐全的页岩气开采废水处理站进行处置，由于项目暂未进行招标，故施工单位、污废水处置单位均不能确定。因此，本评价对同类型污水处理厂工艺进行可行性分析。

(1) 可依托页岩气开采废水处理站基本情况

根据《丁山区块五峰组-龙马溪组页岩气一期产能建设试验项目可行性研究》可知：丁山区块綦江区废水有三家处理单位可依托，分别为重庆宁态环保科技有限公司（处理规模 2200m³/d）、四川兴澳环境技术服务有限公司涪陵气田平桥水处理站（处理规模 600m³/d）、四川兴澳綦江水处理站（处理规模 400m³/d），根据项目位置及废水产生情况等由建设单位统一调配。

①四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位于重庆市南川区水江镇双河村，该污水处

理站于 2019 年 6 月 4 日取得环评批复“渝（南川）环准〔2019〕28 号”，2021 年 1 月 26 日通过自主验收并投入运行。采用“预处理+四效蒸发”工艺处理，具体为一级反应→二级反应→板框（过滤）→原料罐→四效蒸发→冷却塔→外排，出水水质执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准，氯化物<350mg/L，纳污水体为鱼泉河，并安装有在线 pH、COD、氨氮、总磷仪器，数据实时上传至南川区生态环境局。四川兴澳涪陵气田平桥水处理站设计处理能力为 600m³/d，经调查，该站运行正常，目前实际废水处理量约为 420m³/d，还有约 180m³/d 的富余处理能力。

②四川兴澳綦江水处理站

四川兴澳綦江水处理站位于重庆市綦江区赶水镇土台社区，于 2021 年 9 月 30 日取得环评批复“渝（綦）环准〔2021〕102 号”，2022 年 8 月 5 日投入运行。四川兴澳綦江水处理站设计处理规模为 400m³/d，周边气井平台的采出水用罐车运至处理站，经“水质调节+混凝沉淀+多级氧化+折点氯化法除氨氮”工艺处理后，出水达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准，经处理达标后排入羊渡河。该处理站设计处理能力 400m³/d，经调查，该站运行正常，目前实际废水处理量约为 160m³/d，还有约 240m³/d 的富余处理能力。

③重庆宁态环保科技有限公司

重庆宁态环保科技有限公司綦江区页岩气采出水处理厂位于重庆市綦江区扶欢镇东升村，该项目于 2022 年 4 月取得綦江区生态环境局批复，批复文号“渝（綦）环准〔2022〕19 号”，实施过程中由于处理规模需发生变化，故重新编制《綦江区污水固废处理项目环境影响报告表（重新报批）》，于 2023 年 7 月 18 日取得綦江区生态环境局批复，批复文号“渝（綦）环准〔2023〕35 号”，并于 2023 年 7 月完成竣工并运行，2024 年 2 月完成自主竣工验收。根据后期区域采出水变化情况，重庆宁态环保科技有限公司对綦江区污水固废处理项目进行扩建，于 2024 年 5 月 28 日取得綦江区生态环境局批复，批复文号“渝（綦）环准〔2024〕21 号”。采用“水质调节+气浮+芬顿氧化+沉淀+预曝气+厌氧+缺氧+好氧+二沉池+MBR 膜池”，现有处理规模为 800m³/d，正在建设项目处理规模为 1400m³/d，合计处理能力为 2200m³/d，目前实际处理规模约为 700m³/d。

（2）出水水质达标性

根据查阅重庆宁态环保科技有限公司、四川兴澳环境技术服务有限公司涪陵气田平桥水处理站、四川兴澳綦江水处理站在全国排污许可证管理信息平台公示

的排污许可证执行报告季报、年报，其出水水质中各监测因子浓度均可满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准要求，实现了稳定达标排放。同时《页岩气开采水污染物排放标准》（DB50/1806-2025）中明确：现有排污单位自本文件实施之日（2025年7月1日）起24个月后执行表1规定的水污染物排放限值。重庆宁态环保科技有限公司、四川兴澳环境技术服务有限公司涪陵气田平桥水处理站、四川兴澳綦江水处理站均属于现有排污单位，后续应在2027年6月30日前进行改造确保出水水质满足标准限值要求。

（3）接纳处理能力可行性分析

根据工程分析，丁页19#平台需委托处置的钻井废水、压裂返排液量分别为368.0m³、5640m³，废水的产生及转运是一个动态的过程，项目井场内设置有1个容积为1000m³的污水池，钻井期间清洁化操作平台内设置有4个容积均为40m³的污水罐，储层改造期间井场设置有25套总容积为2500m³的重叠液罐，均可用于废水的暂存，同时可根据下游页岩气开采废水处理站的实际运行情况，协调罐车的转运频次；根据调查，重庆宁态环保科技有限公司、四川兴澳涪陵气田平桥水处理站及綦江水处理站均建成有2000m³的原水接收池，可用于外来废水的暂存，调整水质，并根据自身污水处理设施的运行情况，进行外来废水的有效处置。

考虑到运输的经济性以及建设单位的统一规划，若后期区域内有其他合法并符合环保要求的污水处理厂，也可根据实时情况依托其进行处理，但必须确保接纳本项目废水的污水处理厂满足《页岩气开采水污染物排放标准》（DB50/1806-2025）中要求。

综上所述，在利用井场废水罐、储存桶、重叠液罐、污水池、委外页岩气开采废水处理站原水接收池调整水量、水质后，可满足本项目施工期钻井废水、压裂返排液的处置需求。

（4）废水转运环境管理要求

扩建项目不能回用的废水通过罐车方式公路运输，建设单位应对其全程进行监管，主要采取的措施如下：

①建立与当地政府、生态环境主管部门等的联络机制，若有险情发生，应根据实际情况及时上报，

②废水承运单位需具备西南油气分公司HSE准入资格和相应运输服务准入资格，并对承运单位的实施车辆进行等级管理，要求车辆配置GPS装置，并留存记录，供建设单位跟踪管理。

③废水承运单位在开展运输工作之前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，废水运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废水过程中不得溢出和渗漏。严禁任意倾倒、排放或向第三方转移废水。

④转运过程中做好台账管理，严格实施交接清单制度，建立废水转运五联单制度，并留存管理不少于3年；加强罐车装载量管理，严禁超载。

⑤应合理规划运输路线，尽量减少途经、穿越河道次数，同时应避开饮用水水源保护区等特殊敏感区，随车携带铁铲、收集桶、吸油毡、围油栏等应急物资，便于事故状态下泄露废水的应急收集。

⑥尽量避免雨天和大雾天转运废水，严格遵守交通规则，避免交通事故发生；定期对罐车进行安全检查，确保其转运过程中的密闭性。

通过上述措施，本项目无废水外排当地环境，对当地地表水环境基本无影响，废水处理措施可行。

5.3 废气

5.3.1 钻井工程

主要包括柴油发电机燃烧废气（网电断电情况下）、热解析工艺（不凝气）废气、出料废气（颗粒物）、油基泥浆/岩屑暂存挥发废气、事故放喷废气。

（1）备用柴油发电机废气

项目钻井施工前，从当地电网接入网电，作为钻井作业动力，仅在停电时启用备用柴油发电机，项目采用优质柴油，且使用时间短，产生的废气量少且污染物浓度较低，且柴油机为成套设备，经设备自带排气筒排放，不会对当地环境空气造成明显不利影响。

（2）油基岩屑减量化装置工艺废气（不凝气）

根据前述分析，油基岩屑在进行热脱附减量化处置过程中产生的污染物主要为非甲烷总烃、氯化氢、氟化物、粉尘。其中非甲烷总烃、氯化氢、氟化物经密闭收集后，进入“碱喷淋+干式过滤+活性炭吸附”装置处理后经15m高DA001排气筒外排，非甲烷总烃有组织排放量为0.108kg/h，排放浓度为27.0mg/m³，满足《大气污染物综合排放标准》（DB50/418-2016）中限值要求；氯化氢、氟化物产生量极低，经碱液喷淋后可有效去除，并作为监控因子进行例行监测。

干式过滤器首先去除不凝气中夹带的少量粉尘，便于后续治理工序的有效运行。碱液喷淋塔拟采用逆流喷淋洗涤塔，属于湿法吸收型净化设备，工作原理为：不凝气经真空泵负压收集至喷淋塔，碱液在喷淋塔底部循环水箱内泵至喷淋塔顶

部淋下，使酸性气体与碱吸收液进行气液两相充分接触并发生中和反应后，即可去除废气中的氯化氢、氟化物；不凝气经初步净化后，排入活性炭吸附装置内，进一步去除废气中的非甲烷总烃，活性炭具有发达的孔隙结构和比表面积，可使有机废气被吸收、聚集在其表面，以达到去除有机废气的目的。

参照《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物和危险废物治理》（HJ1033-2019），本项目热脱附装置所采用的废气治理技术为其中可行技术，处置后的废气排放速率、浓度均可满足《大气污染物综合排放标准》（DB50/418-2016）中限值要求，且该工艺已在同行业中广泛应用，治理措施可行。

（3）出料粉尘

主要为出料过程中产生，项目排料系统密闭运行，出料口与吨袋直接衔接，可有效降低粉尘的排放量。

（4）油基泥浆/岩屑暂存挥发废气

钻井过程中使用的油基泥浆不在现场内配制，通过罐车拉运油基泥浆成品至井场内罐体短时间暂存，同时采用“不落地”清洁平台随钻处理，并采用岩屑收集罐进行密闭暂存油基岩屑并及时在井场内进行减量化处置。

（5）事故放喷废气

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，即事故放喷。事故放喷一般时间较短，约 2~4h，属于临时排放，事故放喷时将页岩气通过专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，其燃烧主要产物为 CO₂ 和水。项目事故放喷时间较短，且污染物产生量较小，故对大气环境的影响较小。

5.3.2 储层改造工程

主要包括测试放空系统废气、放空废气、污水池（压裂返排液）挥发废气等。

（1）测试放空气回收系统废气

测试放空气回收系统产生的废气主要为低氮冷凝炉燃气废气、备用燃气发电机燃气废气，均已自产的页岩气（不含硫化氢）为燃料，故主要污染因子均为颗粒物、氮氧化物。

①燃气发电机废气

备用燃气发电机仅在停电时启用，使用频次低、时间短，且燃料为页岩气，属于清洁能源，产生的废气量少且污染物浓度较低，经设备自带排气筒排放，不

会对当地环境空气造成明显不利影响。

②低氮冷凝炉燃气废气

低氮冷凝炉以自身处置后的页岩气为燃料，不含硫化氢，不产生二氧化硫，且采取低氮燃烧技术，属于《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018)中推荐可行技术，且经处理后，外排废气中颗粒物、氮氧化物浓度均可满足《锅炉大气污染物排放标准》(DB50/658-2016)及第1号修改单中其他区燃气锅炉相关排放限值，可实现达标外排，治理措施可行。

(2) 放空废气

测试放空气回收系统出现超压等非正常工况下，为保证安全，需放空回收装置及管线中残留的页岩气，经放空管道引至放喷池内经高度为1m的对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，放空频次低、放空时间短，排放的废气量较少，且项目所处地势较为开阔，扩散条件良好，故放空废气不会对周边大气环境造成明显影响。

(3) 积液池（压裂返排液）挥发废气

压裂返排液暂处于积液池或重叠液罐中，优先回用于本平台剩余井压裂液配置，不可回用部分经罐车拉运至周边平台回用于配置压裂液，或罐车转运至有资质且环保手续齐全的页岩气开采废水处理站处理达标后排放。项目压裂返排时间较短，重叠液罐密闭设置，并及时回用、转运处置，废气逸散量较小，经自然稀释扩散后对大气环境影响小，且随着储层改造工程的完工而结束。

综上所述，废气主要为施工废气，随钻井结束而消失，不改变区域的环境空气功能，故项目对所在区域大气环境影响可接受。

5.4 噪声污染防治措施及可行性分析

(1) 合理布置主要噪声源，针对高噪声设备进行降噪处理技术上和经济难度较大，对设备基础安装时加装弹性垫料，高噪声如柴油发电机设备采取建筑隔声，并安装吸声材料；安装消声装置和设置减震基础；

(2) 加强施工管理，钻机、泥浆泵等设备应做好日常维护，同时在操作时做到平稳操作，避免作业时产生非正常的噪声；

(3) 优先使用低噪声设备，采用网电供电；

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

(5) 放喷测试时，设置放喷池（三面围挡），以减少其噪声影响范围和程度。放喷测试时合理安排放喷测试时间，避免夜间和午休时间进行放喷测试。测试前

应告知周围村民，并暂时疏散放喷池周围居民，确保其人身健康和安

（6）根据《中华人民共和国噪声污染防治法》，建议建设单位、施工单位应协同当地政府及主管部门与受噪声影响较大的环境保护目标进行友好协商，通过调整施工作业时间，采取减少振动、降低噪声措施，支付补偿金、异地安置、功能置换等方式妥善解决。

综上所述，对于钻井及测试作业噪声，优先选用低噪声设备、合理布局来减轻噪声的影响；对噪声源采取相应的隔声、减振、消声等措施；但由于钻井为露天施工，降噪难度大，建设单位应加强对噪声影响居民沟通、宣传和解释等工作，同时也可采取临时搬迁、租用或经济补偿的方式，取得居民谅解，避免环保纠纷。钻井噪声治理措施在国内钻井作业中广泛使用，技术成熟可行。

5.4 固体废物污染防治措施及可行性分析

5.4.1 钻井工程

主要包括废水基泥浆、水基岩屑、暂存罐污泥、顶替泥浆、失效油基泥浆、油基岩屑、油基岩屑干渣、废分子筛、废活性炭、废油、废包装材料及废棉纱/手套等，以及井队员工产生的生活垃圾。

（1）水基钻井固废（水基岩屑、废水基泥浆和沉淀污泥）

① 处置措施

根据《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（公告 2021 年第 82 号），项目产生的一般工业固废应按照分类表进行种类分类并做好台账记录，明确负责人及相关设施、场地。明确固体废物产生部门、贮存部门、自行利用部门和自行处置部门负责人，为固体废物产生设施、贮存设施、自行利用设施和自行处置设施编码。确定接受委托的利用处置单位。委托他人利用、处置的，应当按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》第三十七条要求，选择有资格、有能力的利用处置单位。

《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）对水基岩屑的污染控制要求如下：

1) 水基岩屑随钻固液分离后收集，分离后的水基岩屑含水率宜小于，60%分离后的液相宜在钻井现场循环利用。

2) 水基岩屑需要在作业现场临时贮存的，贮存场地的防渗性能满足 GB18599 的要求，综合考虑降雨量、蒸发量等因素，因地制宜采取必要的防雨、防尘措施。转移过程中采取防遗撒、防扬尘、防泄漏的措施。

3) 用于制备烧结砖时，窑炉烟气设置气体收集处理措施，废气排放满足 GB29620、GB25464 等国家或地方大气污染物排放标准的要求。制备的烧结砖按照其可能的应用场景，根据相关国家生态环境标准或技术文件等要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受。

4) 水基岩屑用于混凝土骨料时，满足 HJ1091 中固体废物建材化利用污染防治技术要求。

因此，项目钻井工程产生的水基钻井固废在井场泥浆不落地系统内经振动筛、除泥除砂器、离心机处理后与泥浆分离，大颗粒岩屑进入螺旋传送装置，进入脱稳罐内搅拌沉淀后，进入压滤机内脱水处置，脱出水回用于配置钻井液，固相则收集桶收集后暂存于岩屑堆放区内，定期外运水泥厂或砖厂综合利用。预处理过程通过降低水基钻井固废含水率，岩屑堆放区属于重点防渗区，且设置有顶棚；桶装储存，可有效降低起尘量；转运时限速限载，并采取篷布遮盖，运至砖厂或水泥厂综合利用，以实现资源化利用。

②制砖可行性分析

1) 烧结制砖产品质量检验分析

经调查，目前四川、重庆地区水基钻井固废处置采取经现场脱水处理后转运地方砖厂制砖综合利用的方式，已经成为一种常见且成熟的处置方式。

根据四川省建材产品质量监督检验中心于 2016 年 1 月 10 日对应用四川长宁 215 勘探井水基钻井固废生产的烧结砖进行了质量检测，检测结果表明，水基钻井固废制备的烧结砖能够满足《烧结普通砖》（GB/T5101-2017）和《建筑材料放射性核素限量》（GB6566-2010）中各项性能指标要求（检测结果详见表 5-1），故从产品质量方面看，水基钻井固废转运地方砖厂制砖综合利用的方式是可行的。

表 5.4-1 水基钻井固废制成烧结砖产品质量检测数据表

序号	监测项目		检验结果	标准值	备注
1	抗压强度(MPa)		19.3	≥15	合格
2	5h 吸水率(%)		17	≤18	合格
3	饱和系数		0.7	≤0.78	合格
4	放射性	IRa	0.13	合格	合格
5		Ir	0.41	合格	合格

2) 烧结砖浸出液检测分析

本报告类比引用中国石化集团西南石油局有限公司对四川乐山地区利用页岩气井水基钻井固废制成烧结砖的浸出液进行检测得出的结果（报告编号

HJ20251397A、HJ20251397B），来进行评价。四川乐山地区所采取的水基钻井工艺、钻井液体系、地层岩性均较为相似，故具有可类比性。检测结果详见表 5.4-2 所示。

表 5.4-2 水基钻井固废制成烧结砖浸出液检测数据表

序号	监测项目	检验结果	风险评估参考值	备注
1	腐蚀性（无量纲）	10.78	/	/
2	水分（%）	3.5	/	/
3	干物质（%）	96.5	/	/
4	化学需氧量（mg/L）	12	/	/
5	石油类（mg/L）	0.32	/	/
6	色度（倍）	7	/	/
7	氯离子（mg/L）	7.90	/	/
8	砷（mg/L）	0.0904	5	合格
9	硒（mg/L）	0.0014	1	合格
10	银（mg/L）	ND	/	/
11	钡（mg/L）	0.0575	0.7	合格
12	铜（mg/L）	ND	100	合格
13	铅（mg/L）	ND	5	合格
14	锌（mg/L）	ND	100	合格
15	镉（mg/L）	ND	0.5	合格
16	镍（mg/L）	ND	20	合格
17	六价铬（mg/L）	ND	5	合格
18	总铬（mg/L）	ND	/	/
19	汞（mg/L）	ND	0.01	合格

注：ND 为未检出，风险评估参考值根据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范》（HJ1461-2026）附录 A 给出。

由表 5.4-2 可知，利用水基钻井固废制成烧结砖的浸出液中各金属离子的浓度均小于《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范》（HJ1461-2026）附录 A 给出的风险评估参考值，环境风险为可接受。故，从浸出液成分检测结果来看，水基钻井固废转运地方砖厂制砖综合利用的方式是可行的。

3) 地方砖厂可接纳情况分析

根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司重庆市境内钻完井一般固废环境治理项目合同可知：项目产生的水基钻井固废通过随钻处置后，及时转运至附近砖厂制砖。

根据调查，目前可接纳项目水基钻井固废用于制备烧结砖的单位主要有扶欢

石足页岩砖厂、江津延泰建材等，均有相关的环保手续及处置能力，可以满足拟建项目水基钻井固废外运资源化利用。

扶欢石足页岩砖厂位于綦江区扶欢镇石足村，其“空心砖生产线综合利用一般固废项目”于2023年3月22日取得环评批复“渝（綦）环准〔2023〕013号”，建设规模为：利用现有年产7.5万m³的烧结空心砖生产线，协同处置城市生活污水泥3.5万吨、水基岩屑4000吨、气化渣1万吨、钛石膏3500吨。

重庆市江津区延泰建材有限责任公司位于江津区杜市镇梅湾九社，其“延泰建材水基钻井泥浆、钻屑资源利用项目”于2022年6月28日取得环评批复“渝（津）环准〔2022〕168号”，建设规模为：以厂区现有6000万匹标砖生产线为基础，资源化利用水基泥浆、钻屑约21701.25t/a。

经调查了解，该工艺为传统熟悉的工艺，由该工艺进行生产已多年，在使用水基钻井固废为原料进行生产时，采取的污染防治措施符合环保要求，未出现污染环境事故。因此，本项目水基钻井固废由环保手续齐全且具有处理能力的单位进行烧砖处理在工艺上是可行的。

4) 水基钻井固废制砖综合利用处置方式合理性分析

综上所述，本项目施工期产生的水基钻井固废委外用于制砖满足《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）、《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范》（HJ1461-2026）等文件要求，是合理可行的。

③水基钻井固废制作水泥综合利用处置方式合理性分析

水基钻井固废主要成分是岩石矿物，可以用作水泥制作。该工艺较为成熟，建设单位已实施此类方法处置水基钻井固废多年，具备可操作性。根据调查，目前可接纳项目水基钻井固废用于制备水泥的单位主要有重庆綦江西南水泥有限公司，重庆綦江西南水泥有限公司选址位于綦江区永城镇温泉村，其“重庆綦江西南水泥有限公司钻井水基岩屑综合利用项目”于2024年9月10日取得了綦江区生态环境局下发的《重庆市建设项目环境影响评价批准书》（渝（綦）环准〔2024〕049号），建设规模为：在綦江西南水泥有限公司厂区2#水泥线原料堆棚内改造设置水基钻井岩屑暂存区(300m²)，利用公司现有2#水泥生产线年处置水基钻井岩屑6.2万吨/年(含水率按25%控制)；该项目已于2024年12月取得排污许可证（证书编号：915002227530679716001P），并于2025年5月7日进行了竣工环境保护验收，取得验收意见。主要工艺流程详见图5.4-1所示。

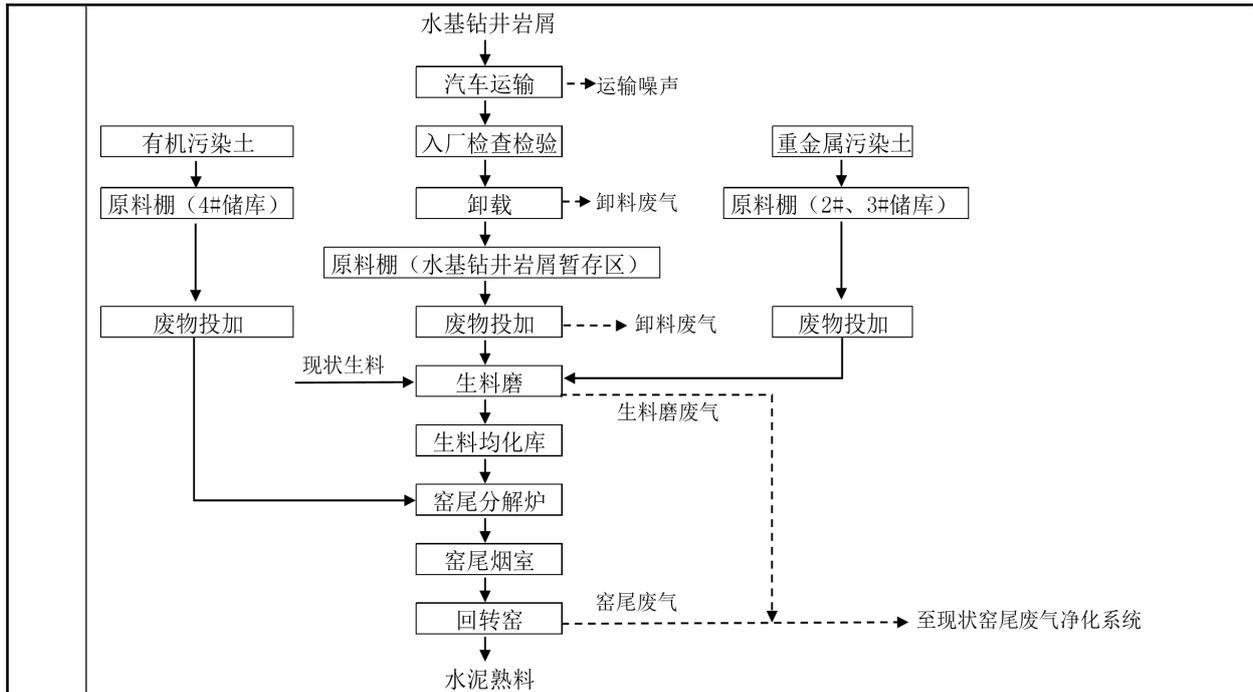


图 5.4-1 綦江西南水泥有限公司钻井水基岩屑综合利用项目处置工艺流程图

经调查了解，该工艺为传统熟悉的工艺，由该工艺进行生产已多年，在使用水基钻井固废为原料进行生产时，采取的污染防治措施符合环保要求，未出现污染环境事故。因此，项目水基钻井固废由环保手续齐全且具有处理能力的单位进行制作水泥处理在工艺上是可行的。

④反馈建议

此外，本评价要求处理本项目水基钻井固废单位应满足：①有齐全的环保手续（环评批复、验收等）；②签订正式处理协议，保证钻井过程中产生的固体废物及时处理；项目一般固废外运制砖处置前签署具体相关协议，并向生态环境主管部门提交外运处置资料用于备案检查；③合同约定砖厂应根据其制备的烧结砖可能的应用场景，根据相关国家生态环境标准或技术文件等要求开展环境风险定量评价，评价结果为可接受；④合同约定处置应按照《固体废物再生利用污染防治技术导则》（HJ1091-2020）中规定，对烧结砖、水泥进行监测。

另外，建设单位在钻井期间可就近选择有富余处置能力的，且具备环保手续的单位处置本项目的水基钻井固废，并在开钻与拉运前做好协调沟通工作，确保项目水基钻井固废能够得到妥善有效处置。

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

屑等得到合理有效处置，禁止随意排放。

⑤水基钻井固废收集及转运措施可行性分析

水基钻井固废等暂存于清洁化操作平台内的岩屑堆放区内，为重点防渗区，满足防渗漏、防雨淋、防扬尘的要求。建设单位在开钻前确定处置单位并签订处理及运输协议。本项目水基钻井岩屑采用汽车外运，现场水基钻井固废袋装储存，通过装载机将其转运至槽车内，按照安全行驶路线，确保转运过程安全环保。

⑥环境管理要求

水基钻井固废在现场储存以及外运处置过程中应加强环境管理，现场储存采取防渗、防雨等措施；建设单位应严格按照外运处置协议进行外运处置，并报当地环保主管部门备案；由专业运输公司承担转运，外运车辆应设置 GPS 定位系统，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台，确保本项目水基钻井固废可被全部利用并避免产生二次环境污染；水基泥浆和水基岩屑转运应建立台账，并按照转运联单登记制度进行转移，确保全部得到合理的处理与处置。

项目应根据《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（公告 2021 年第 82 号）建立一般固废台账，需如实记录固体废物的贮存、利用、处置等信息。根据自身固废产生情况，确定固废具体名称及种类、代码。同时鼓励采用电子台账，简化管理工作；产废单位应设立专人负责台账的管理及归档；一般固废台账保存期限不少于 5 年；鼓励设置监控、磅秤提供台账信息的准确性。项目开工前，建设单位须明确水基钻井固废处置单位，签订相关拉运及处理协议。

综上所述，项目水基钻井固废采用板框压滤脱水处理后及时外运地方水泥厂或砖厂资源利用，成品满足产品质量要求，从工艺和消纳能力满足本项目依托要求，该处置方式在川渝地区水基泥浆钻井工程项目中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行。在加强环境管理的情况下，水基钻井固废外运地方水泥厂或砖厂处置可行。

(2) 危险废物（油基岩屑、油基岩屑干渣、废油、废棉纱/手套、废活性炭等）

①处置方式

油基钻井固废由若干个 1m^3 岩屑桶临时转运至岩屑堆放区内贮存（按危废贮存场地标准建设和使用管理），随后全部转运至井场所设油基岩屑减量化装置区内减量化处置，减量化处置后产生的油基岩屑干渣经收集后交由有危废处置资质的单位收运处置。废油、废活性炭等分类收集后，分区暂存于井场所设危废贮存点内，最终交由有危废处置资质单位转运、处置。

②危废贮存环境管理要求

项目各类危险废物在井场贮存严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）、《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范》（HJ1461-2026）等文件要求执行，贮存区进行“六防”（防风、防雨、防晒、防渗、防漏、防腐）处理，并设置标识标牌，张贴管理、操作制度，安排专人进行管理；按照《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）要求，制定危险废物管理计划和台账，根据危险废物产生、贮存、利用、处置等环节的动态流向，记录危险废物产生时间、名称、类别、代码、数量、包装类型等内容，保存时间在5年以上。

③危废转运管理要求

对危险废物的收集、贮存和运输应满足《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）的相关规定。另外，完钻后危险废物委托有资质的单位清运处置，危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部颁发的危险货物运输资质；危险废物转移执行《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部 部令第23号）中相关要求，执行联单制，如实填写移出人、承运人、接收人信息、转移危险废物的种类、数量、特性等信息，以及突发环境事件的防范措施等。

④油基钻井固废减量化处置时的污染控制要求

根据《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范》（HJ1461-2026），项目油基钻井固废在井场内减量化处置时，应满足以下要求：

- 1) 入炉物料含固率宜大于70%。
- 2) 通过主炉体密封、进出料口密封等多种方式，保持炉腔内处于微负压或微正压的绝氧状态，并设置氧含量监测设施。
- 3) 采用外加热时，配备温度可控制的加热器，炉腔内物料温度宜控制在200~380℃，物料在炉腔内的停留时间大于30min。
- 4) 减量化装置产生的混合气体冷凝处理，处理后的尾气温度宜不高于60℃。不凝气收集、净化、干燥后作为供热系统的辅助燃料利用。不作为辅助燃料利用的不凝气收集处理，废气排放满足GB18484等标准要求。
- 5) 剩余固相输送系统与炉体密闭连接，收集和贮存过程对粉尘和VOCs进行处理。

6) 产生的废水收集处理或回用。

(3) 废包装材料

项目钻井工程会产生废包装材料，其中能回收利用的交生产厂家回收用于原用途，不能回收利用的按照其固体废物属性进行分类管理处置。属于一般工业固体废物的，分类收集后外售物资回收单位。

(4) 废分子筛

减量化装置中的制氮设备利用分子筛吸附气体，使得氮气与其他气体分离，制取高纯度氮气，分子筛吸附气体过多后会失去吸附性能，故会产生废分子筛。属于一般工业固体废物，由厂家定期更换并回收处置。

(5) 生活垃圾

生活垃圾经生活垃圾箱收集后，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置，做到现场无生活垃圾残留。

综上所述，钻井工程期间产生的固体废物采取有效措施，不会产生二次污染，环境影响可接受，处理措施可行。

5.4.2 储层改造工程

主要包括废油、废油桶、废棉纱/手套、废包装材料、废分子筛、砂砾等，还有井队员工产生的生活垃圾。

(1) 废油、废油桶、废棉纱/手套

储层改造工程施工过程中产生的废油主要来源为机械润滑废油，经危废贮存点设置的废油桶收集；日常设备维修、保养过程中产生的废棉纱/手套分类暂存于危废贮存点，交有危废资质的单位处置。

(2) 废包装材料

废包装材料能回收利用的交生产厂家回收用于原用途，不能回收利用的按照其固体废物属性进行分类管理处置。属于一般工业固体废物的，分类收集后外售物资回收单位。

(3) 废分子筛

测试放空气回收装置干燥工序会产生废分子筛，属于一般工业固废，由厂家定期更换并回收处置。

(4) 砂砾

测试放空气回收装置除砂工序会产生砂砾，属于一般工业固废，集中收集后交区域集气总站进行处理。

(5) 生活垃圾

项目储层改造租住附近居民房，施工人员产生的生活垃圾经生活垃圾箱收集后，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置，做到现场无生活垃圾残留。

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

5.5 地下水污染防治措施

钻井工程项目实施过程中，完全避免地下水环境质量受到影响是不可能的。如不采取合理的地下水污染防治措施，废水中的污染物有可能渗入地下潜水，从而影响地下水环境质量。只有采用先进的生产工艺，加强生产管理，防止或减少污染物通过各种污染途径污染地下水，才能减小工程建设对地下水环境的影响程度和影响范围。

根据扩建项目建设对地下水环境影响的特点，建议项目地下水环境保护措施按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等方面进行控制。

5.5.1 源头控制

(1) 采取先进的钻井方案和钻井液体系，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，采用堵漏提高承压能力或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，从而降低井筒中井底压力，减少泥浆漏失量。工程导管段利用清水迅速钻井，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水。选用清洁泥浆体系进行钻探，在钻遇含水层时采取边打边下套管的方式，避免穿透含水层。此外，在钻井过程中应加强监控，防止泥浆的扩散污染等。

(2) 在钻井作业中保持平衡操作，同时对钻井作业中的钻井液漏失进行实时监控。一旦发现漏失，立即采取堵漏防控措施，减少漏失量。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空隙，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。

5.5.2 分区防渗

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)

中相关要求，平台内采取分区防渗措施，其中：方井及钻机基础区域、泥浆（钻井液）循环系统区域、泥浆“不落地”系统区域、积液池、机房系统区域、发电机房、泥浆储备罐区、岩屑堆放区、危废贮存点、油基岩屑干渣暂存区、放喷池、油罐区、井场隔油池、集污坑、材料堆放区为重点防渗区；除重点防渗区域的其他井场区域、环保厕所、排水沟为一般防渗区。

具体防渗要求详见表 2.10-1。

5.5.3 跟踪监测

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248—2022）、《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ 589-2021）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209—2021）、《页岩气开发工程地下水环境监测技术规范》（NB/T 10848-2021）、《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）等要求，结合项目污染物特点，制定项目跟踪监测计划。

（1）监测点位

在项目场地附近设监控点 3 个，地下水环境监测点位布置见表 5.5-1。

表 5.5-1 地下水环境跟踪监测点位

（2）监测内容

项目地下水跟踪监测项目、频次及监测因子见下表：

表 5.5-2 地下水跟踪监测项目、频次及监测因子

监测阶段	监测时段	监测频率	监测因子
钻井期	完钻后监测一次，钻进期间接到环境污染投诉事故时监测	监测1天，每天1次	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬

注：如遇到特殊情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，可根据实际情况增加采样监测频次。

（3）数据管理

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妥善保存监测数据。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。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。设立地下水动态监测小组，负责对地下水环境监测和管理，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。

5.5.4 地下水环境管理措施

(1) 加强各类废水收集、暂存、处理及运输过程中的环境管理，并实施全过程监控，禁止违法违规排放，引发环境污染纠纷。

(2) 针对井场各储存池和存储罐，必须按下列要求进行管理：

①应严格按工程设计进行施工，确保各类罐体和池体有足够的容积满足工程建设的需要，应留有一定的富余容量，以容纳暴雨增加的水量，防止废水外溢。

②对井场临时储存的废水进行及时转运，减少储存周期，降低外溢风险，特别在汛期来临前，要腾空储存池。

③为避免突降大雨引起雨水进入储存池，从而引发废水外溢，应在雨季对储存池加盖防雨篷布或架设雨棚。在暴雨季节，加强巡查，降低废水外溢的风险。

④现场应设兼职人员进行监督管理，重点是监督各项环保措施的落实情况，确保废水不外溢和渗漏。

⑤各类储备罐（废水储罐、泥浆储罐、柴油储罐）均采用防渗罐体，均置于防渗处理的地面上，泥浆储罐、柴油储罐为架空式放置，加强日常监管，一旦有物料泄漏，可及时发现并采取应急措施。

(3) 严格执行废水转运“三联单”制度（即出站单据、进站单据和接收量单据），运输车辆安装 GPS，确保废水运输工程的安全性。

5.6 土壤污染防治措施及可行性分析

(1) 源头控制

采取先进的钻井方案和清洁钻井液体系，扩建项目导管管段采用清水钻，同时全井段采用水泥固井，可有效防止因井漏导致的土壤污染。钻井过程产生的钻井泥浆经“不落地”系统处置后回用，污染物最终产生量较小。

(2) 过程防控

本次评价要求建设单位在钻前工程建设期间按照防渗技术《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）对井场各区域进行防渗处理，做到有效防止污染物渗入地下；建设过程中，定期对各防渗设施进行检查，如发现防渗层破损导致污染物渗漏的，及时地将泄漏、渗漏的污染物收集并进行集中处理，将池体内剩余污染物转移至积液池内，破损处修补完成后方可复工。

5.7 环境风险防范措施

项目施工前建设单位及施工单位按照相关技术规范，结合扩建项目工程特点及以往同类型项目施工经验，扩建项目施工过程中环境风险事件主要为井喷失控及废水等发生泄漏，针对不同情景下制定了相应的风险防范措施，在采取本次评价提出的各项风险防范措施前提下，能够最大限度地减少突发环境风险事件对周边环境的影响。

（1）井喷风险防范措施

①测井作业人员充分了解钻井防喷器顶部法兰连接规范。

②电缆防喷管底部法兰与钻井防喷器顶部法兰连接密封可靠；防喷管中应配备测井仪器的防落装置；电缆防喷装置满足井口控压要求并试压。

③电测时发生溢流应尽快起出井内电缆；如果条件不允许，则立即剪断电缆，按空井溢流关井操作程序关井，不允许用关闭环形防喷器的方法继续起电缆。若是钻具传输测井，则剪断电缆接起下钻中发生溢流进行处理。

（2）废水泄漏防范措施

①积液池所在井场选址应避免不良地质或岩土松散的地段等地质结构不稳定的地方并做好地面防渗工作。

②按相关要求规定对积液池进行防渗处理。

③加强员工操作规范管理，尽量避免废水装车失误。装车过程中若遇到废水泄漏，立即停止装车作业，减少废水泄漏量，并利用井场内的污水沟将泄漏废水收集至积液池-应急池内，不外流。

（3）H₂S 泄漏防范措施

作业现场应配备固定式硫化氢监测仪、便携式硫化氢监测仪、可燃气体监测仪、空气呼吸器、空气呼吸器充气泵等硫化氢防护设备。作业现场硫化氢防护器具应存放在便于取用的地方，妥善保管，并每周检查一次。带班干部、当班司钻和坐岗人员应携带便携式硫化氢监测仪；固定式硫化氢监测仪应在钻台、方井、振动筛、循环罐处设置探头。

5.8 应急处理措施

①天然气泄漏险情发生后，应急指挥启动应急预案；

②事故现场根据站场系统事故影响，结合事故现场可燃气体浓度检测结果设置警戒区；

③现场检测、监测人员的防护。监测人员应根据现场情况合理布置现场可燃

	<p>气体监测点，确定具体数量和位置；在现场监测过程中，监测人员一旦发现异常情况，应立即向现场人员发出警告，同时报告现场管理单位负责人。</p> <p>④事故扩大后的应急措施。根据现场情况应立即扩大警戒范围，根据现场情况组织疏散危险区范围内群众，消灭火源，保证安全；立即组织现场应急救援人员撤离危险区；及时组织对事故扩大原因进行分析，采取果断措施控制事态进一步发展；针对现场情况，迅速制定进一步的应急救援方案；报请项目部调集更多救援队伍，赶赴现场进行支援。</p> <p>⑤对各岗位操作人员以及周边农户的日常应急处理能力进行应急培训与演练。风险防范措施及应急预案详见《环境风险影响专项评价》。</p> <p>5.9 完井后环保措施</p> <p>扩建项目钻探任务完成后若作为生产井，后续生产井地面建设则另行设计和开展环评。若无开采意义，完井后将对设备、基础进行拆除、搬迁，封井作业。扩建项目依托已建井场进行井场及附属构筑物勘探钻井，不会造成新的生态破坏。根据现有工程后续井钻采计划，扩建项目实施完成后，进行后续 6 口井钻采施工，因此井场及附属构筑物保留。</p>
运营期生态环境保护措施	<p>扩建项目为页岩气勘探项目，不涉及后期的站场运营；若测试具有开发价值，则后期需进行页岩气地面开采工程，应按要求另行环评。</p>
其他	<p>5.10 环境管理</p> <p>(1) 环境管理机构</p> <p>项目建设单位设有完善的环境管理机构，企业安全环保部安排环保人员负责整个项目环境管理工作。负责组织、协调和监督拟建项目的环境保护工作，负责环境保护宣传和教育、以及有关环境保护对外协调工作，加强与环保部门的联系。</p> <p>建设单位设专人负责监督施工单位在施工过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。</p> <p>钻井队应设现场健康、安全与环境管理小组，在钻井承包商健康、安全与环境管理部门的指导下开展健康、安全与环境管理工作。钻井队健康、安全与环境监督实行承包商派出制或业主聘任的监督机制。</p> <p>(2) 环境管理职责</p> <p>贯彻执行国家、地方环境保护法规和标准；负责环保工作的计划安排，加强</p>

对废水、废气、噪声、固体废物等的管理，加强对施工过程中对动植物以及景观的保护。

认真贯彻落实环保“三同时”规定，切实按照环评、设计要求予以实施，以确保环保设施的建设，使环保工程达到预期效果。组织实施污染防治措施和生态保护措施，并进行环保验收。检查环境管理工作中的问题和不足，对发现的问题和不足，提出改进意见。协同当地环保部门处理与项目有关的环境问题。

(3) 环境管理制度

建设单位应督促施工单位制定并组织实施施工期的环境保护管理制度。应制定相应的废水、废气、噪声和固体污染防治管理制度并执行。主要依据较完善的《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》（Q/CNPC53）作为管理的具体指导。

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

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

5.11 环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《页岩气开发工程地下水环境监测技术规范》（NB/T10848-2021）、《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ1209-2021）、《排污许可证申请与核发技术规范 工业噪声》（HJ1301-2023）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）要求，结合项目污染物特点，制定项目环境监测计划，提出如下监测计划：

表 5.11-1 环境监测计划一览表

扩建项目总投资***万元，环保投资***万元，占总投资的 4.29%。环保投资主要用于废水治理、固体废物处理、噪声污染防治，以及施工迹地生态恢复等，符合该项目的实际特点。具体情况见下表。

表 5.11-2 环保措施及总投资估算一览表

环境要素	污染源		防治措施	治理投资 (万元)
环境空气	钻前阶段	作业车辆及施工机具尾气	加强施工机具维护保养，严禁运输车辆怠速等	
	钻井、储层改造工程阶段	备用柴油发电机废气	仅在停电时使用，以轻质柴油为燃料，使用符合环保要求的柴油机，利用设备自带的排气设备排放	
		油基泥浆/岩屑暂存挥发废气	油基钻井液不在现场配置，由厂家配置好后分批次运至井场，暂存于现场泥浆循环系统，无组织挥发；油基钻井固废（顶替泥浆、油基岩屑等）经专用收集桶收集后，暂存于岩屑堆放区，无组织挥发。	
		减量化装置工艺废气（不凝气）	采用“碱喷淋+干式过滤+活性炭吸附”处置后，由 15m 高 DA001 排气筒外排。	
		出料粉尘	排料系统密闭运行，干渣采取吨袋收集，少量粉尘无组织排放。	
		事故放喷/测试放喷废气	针对事故放喷废气主要采用地面灼烧处理，引至放喷池内点燃处置，放喷池三面设置高为 3.5m 的挡墙，减低热辐射影响。	
		污水池（压裂返排液）挥发废气	及时回用或转运处置，挥发量较小，无组织排放。	
		低氮冷凝炉燃气废气	以自产页岩气为燃料，不含硫化氢，并采气低氮燃烧方式，燃烧废气经设备自带 8m 高排气筒排放。	
	燃气发电机废气	仅在停电时使用，以自产页岩气为燃料，属于清洁能源，经自带 2m 高排气筒外排。		
	地表水	钻井阶段	钻井废水、方井雨水	废水预处理系统内设置 4 个废水罐，每个容积 40m ³ ，主要对钻井废水、方井雨水等进行预处理，预处理后的废水优先回用于区域内其他平台配制钻井液，无法回用废水则拉运至具有相应处理资质、处理能力的单位处理达标后排放。并建立转移联单制度，防止偷排。
回收水（减量化装置）、碱喷淋废水、冷却塔循环排水			经储存桶、废水罐或积液池收集后，全部回用于压裂液配置，不外排。	
生活污水			经环保厕所收集处理后拉运至城镇污水处理厂处理达标后排放。	
储层改造阶段		洗井废水	暂存于积液池或重叠液罐，回用于配制压裂液。	
		压裂返排液	压裂返排液经重叠液罐或积液池收集后，大部分回	

环保投资

				用于本平台及项目周边其他钻井平台，无法回用部分定期由罐车拉运至具有相应处理资质、处理能力的单位处理达标后排放。		
			测试放空气回收分离废水	进入积液池或重叠液罐内暂存，回用于压裂液的配制，不可回用部分拉运至具有相应处理资质、处理能力的单位处理达标后排放。		
			生活污水	经环保厕所收集处理后拉运至城镇污水处理厂处理达标后排放。		
声环境	钻井、储层改造工程阶段		钻井噪声	采用地方网电供电，柴油发电机仅停电时使用，并设置专门的发电机房，安装吸声材料和消声器等；设备基础安装弹性减振垫层，钻机、泥浆泵、振动筛、除砂除泥器、高低速离心机处采取隔音降噪措施；合理布局，高噪声设备尽量远离居民点布置。		
			储层改造噪声	采用电网供电，优先选择低噪声设备，噪声源靠井口布置，铺设基础减振垫层；设备基础安装弹性减振垫层，合理安排作业时间，压裂仅昼间进行，测试放空气回收 24h 运行。		
			测试放喷噪声	气流噪声，放空系统安装消声器、挡板，设置有放喷池，放喷池三面设置 3.5m 高挡墙。		
			管理措施	加强管理，合理规划路线，尽量避免人群集中区域，并在运输途经过居民点段采用减速、禁鸣措施，减小对道路沿线居民的噪声影响；加强与受项目施工噪声影响农户的协调和沟通工作，争取得到他们的理解和支持，避免环境纠纷及环保投诉。		
固体废物	钻井阶段		水基钻井固废（清水岩屑、水基岩屑、废水基泥浆等）	压滤脱水处置后，收集后暂存于岩屑堆放区内，及时外运至附近环保手续完善的砖厂或水泥厂资源化利用。		
			废分子筛	由厂家定期更换并回收处置		
			废包装材料	收集后定期运至就近的废品回收站进行处理。		
			油基钻井固废、顶替泥浆、隔油池污泥	暂存于岩屑堆放区内，在井场内进行减量化处置，产生的油基岩屑干渣交由有危废处置资质的单位收运处置		
			废油、废油桶、废活性炭、废棉纱/手套等	分类收集后暂存危废贮存点，交由有资质的单位处置。		
			生活垃圾	由垃圾箱集中收集，定期交当地环卫部门统一处理		
		储层改造阶段		生活垃圾	由当地市政环卫部门统一清运处置	
			废分子筛	由厂家定期更换并回收处置		
			砂砾	集中收集后交区域集气总站进行处理		
			废包装材料	收集后定期运至就近的废品回收站进行处理		
			废油、废油桶、废棉纱/手套等	经危废贮存点设置的废油桶收集后交由有资质的单位处置。		

	地下水及土壤环境保护措施	全过程	源头控制	导管段利用清水钻进，有效避开浅层地下水存储地段，随后下入套管，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水。严格落实钻井污染物随钻处理，减少现场堆存量 and 贮存时间；钻井废水、洗井废水、压裂返排液等不能回用的废水及时分批分次转运，避免现场大量和长时间贮存。		
			分区防渗	将井区划分为重点防渗区、一般防渗区，并按相关防渗要求实施分区防渗		
			跟踪监测和应急响应	拟设 3 口水井作为跟踪监测井。发现井漏影响的应采取堵漏措施。并对受污染的居民水井水源采取替代补偿方案。在周边区域未受污染的区域重新打机井并安装供水管网到居民家中。		
	生态环境保护措施	钻井、储层改造阶段	放喷池临时占地等复耕	放喷管线出口位置修建放喷池，建挡墙减小热辐射。对放喷池等临时占地使用结束后及时恢复。		
			青苗补偿、生态恢复	根据《中华人民共和国土地管理法》和相关地方规定对临时占地进行补偿；严禁砍伐野外植被，严格划定施工作业范围，限制施工范围；鼓励居民进行植被恢复；临时板房搬迁后，搬迁基础，进行复垦到原状态。		
	环境风险	全过程	环境风险防范	按照钻井、压裂行业规范要求落实工程环境风险防范措施，编制环境风险评估报告和应急预案，定期开展应急演练，井场按规定储备应急物资。		
			应急培训	施工单位应主动联系当地政府，对井口周边 500m 的居民进行安全告知，内容应有危害程度、防范应急救护措施		
	环境监测与管理	环境管理		环境监督、管理、宣传		
		环境监测及竣工环保验收		按有关规定委托有资质的单位对噪声、地下水及土壤等进行监测，编制工程竣工环保验收调查报告，及时进行工程竣工环保验收		
	合计					***

六、生态环境保护措施监督检查清单

要素	内容	施工期		运营期	
		环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
陆生生态	生态恢复	总体全面复垦为原有用地类型,对边坡等不具备复垦耕地条件的种植草本植物恢复生态;复垦率 100%,钻井完工后进行复垦。复垦种植主要采用临时表土堆场耕植土以及其他临时占地原有耕植土;若无开采价值,井场除保留井口封井装置区外全部拆除,平整、翻耕、培肥改良复垦。若后续具有开发价值,根据后续地面集输工程征用占地,对征地范围外的区域全部拆除,平整、翻耕、培肥改良复垦,如油罐区、泥浆储备罐区、生活区、放喷池、积液池等;对土壤进行翻耕、平整及培肥改良,满足《土地复垦质量控制标准》(TD/T1036-2013)中规定的要求。	占地恢复原有土地利用性质;复垦后应满足《土地复垦质量控制标准》(TD/T1036-2013)中规定的要求	/	/
	永久基本农田	严格按照《基本农田保护条例》《土地复垦条例》和《土地复垦条例实施办法》等相关规定和要求,严格做好对永久基本农田的保护及复垦措施。对临时占用永久基本农田应按规定编制土地复垦方案,施工结束后应及时复垦恢复原种植条件,并满足相关复垦标准通过验收。			
水生生态	/	/	/	/	/
地表水环境	钻井工程	方井雨水收集后,泵入“不落地”随钻处理系统废水罐内,经预处理后全部回用于钻井泥浆调配用水。钻井过程中钻井废水经“不落地”随钻处理系统设置的废水罐收集处理后,优先回用于钻井液和压裂返排液调配用水,剩余无法回用的暂存在废水罐或积液池内,定期由罐车拉运至具备处理能力、处理资质和具备环保手续的污水处理厂处理达标后排放。回收水(减量化装置)、碱喷淋废水、冷却塔循环排水均采用储存桶、废水罐或积液池收集后,全部回用于压裂液配置,不外排。施工人员产生的生活污水经环保厕所收集处理后拉运至城镇污水处理厂处理达标后排放。	无废水外排	/	/

要素	内容		施工期		运营期	
			环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
地表水环境	储层改造工程	洗井废水进入积液池或重叠液罐内暂存，回用于压裂液配置。压裂返排液、测试放空气回收分离废水经重叠液罐或积液池收集后经积液池收集后，回用于本平台及周边其他钻探平台，无法回用部分由罐车拉运至具备处理能力、处理资质和具备环保手续的污水处理厂处理达标后排放。施工人员生活污水经环保厕所收集处理后拉运至城镇污水处理厂处理达标后排放。租赁民房作宿舍区产生的生活污水经旱厕收集处理后作农肥，不外排。		无废水外排	/	/
地下水及土壤环境	源头控制	导管段利用清水钻进，有效避开浅层地下水存储地段，随后下入套管，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水。严格落实钻井污染物随钻处理，减少现场堆存量和贮存时间；钻井废水、洗井废水等不能回用的废水及时分批分次转运，避免现场大量和长时间贮存。		不对周边浅层地下水以及周边土壤造成污染影响	/	/
	分区防渗	平台内采取分区防渗措施，其中：方井及钻机基础区域、泥浆（钻井液）循环系统区域、泥浆“不落地”系统区域、积液池、机房系统区域、发电机房、泥浆储备罐区、岩屑堆放区、危废贮存点、油基岩屑干渣暂存区、放喷池、油罐区、井场隔油池、集污坑、材料堆放区为重点防渗区；除重点防渗区域的其他井场区域、环保厕所、排水沟为一般防渗区。				
	跟踪监测和应急响应	将井场较近的地下水上游、下游共3口水井作为跟踪监测井；施工过程中按规定开展跟踪监测，若发生地下水井受到污染时应查找污染原因，并将受污染水井内水抽走处置后，进行防渗补救，采取堵漏措施。对受污染的居民水井水源采取替代补偿方案，临时拉运当地场镇自来水或外购桶装水等方式解决居民用水问题，或在周边区域未受污染的区域重新打机井并安装供水管网到居民家中。				

声环境	钻井噪声	采用地方网电供电，柴油发电机仅停电时使用，并设置专门的发电机房，安装吸声材料和消声器等；设备基础安装弹性减振垫层，钻机、泥浆泵、振动筛、除砂除泥器、高低速离心机处采取隔音降噪措施；合理布局，高噪声设备尽量远离居民点布置。	采取噪声防治措施，确保噪声不扰民	/	/
	储层改造噪声	采用电网供电，优先选择低噪声设备，噪声源靠井口布置，铺设基础减振垫层；设备基础安装弹性减振垫层，合理安排作业时间，压裂仅昼间进行，测试放空气回收 24h 运行。			
	管理措施	加强管理，合理规划路线，尽量避开人群集中区域，并在运输途经过居民点段采用减速、禁鸣措施，减小对道路沿线居民的噪声影响；加强与受项目施工噪声影响农户的协调和沟通工作，争取得到他们的理解和支持，避免环境纠纷及环保投诉。			
振动	/		/	/	/
大气环境	钻井工程	备用柴油发电机废气：使用轻质柴油为燃料，使用符合环保要求的柴油发电机，柴油发电机废气经设备自带排气筒排放； 油基泥浆/岩屑暂存挥发废气：暂存时间段，日常加强转运频次，减少无组织排放； 减量化装置工艺废气（不凝气）：采用“碱喷淋+干式过滤+活性炭吸附”处置后，由 15m 高 DA001 排气筒外排； 出料粉尘：排料系统密闭运行，干渣采取吨袋收集，少量粉尘呈无组织外排； 事故放喷/测试的页岩气：经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，放喷时间较短，污染物产生量少，无组织排放。	对大气环境无明显影响	/	/
	储层改造工程	污水池（压裂返排液）挥发废气：及时回用或转运处置，挥发量较小，呈无组织外排； 低氮冷凝炉燃气废气：以自产页岩气为燃料，不含硫化氢，并采用低氮燃烧			

		<p>方式，燃烧废气经设备自带 8m 高排气筒排放；</p> <p>备用燃气发电机废气：仅在停电时使用，以自产页岩气为燃料，属于清洁能源，经自带 2m 高排气筒外排；</p> <p>事故放喷废气：事故放喷时将页岩气通过专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧。</p>			
固体废物	钻井工程	<p>废水基泥浆、水基岩屑、沉淀污泥：压滤脱水处置后，收集暂存于岩屑堆放区内，及时外运至附近环保手续完善的砖厂或水泥厂资源化利用；建立有固体废物转移联单制度，具备交接清单。</p>	<p>一般工业固体废物满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）库房形式储存的防风、防雨、防渗漏要求，危险废物满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）控制要求，交有资质和能力的单位处置，现场无遗留，不造成二次污染。建立固体废物转移联单制度，具备交接清单/转运联单。</p>	/	/
		<p>油基岩屑、顶替泥浆、隔油池污泥：经泥浆“不落地”系统减量处理后由岩屑收集桶收集后暂存于岩屑堆放区，随后经油基岩屑减量化装置处理，产生的油基岩屑干渣交由有危废资质单位处置，产生的回收油用于配置油基钻井泥浆。</p>			
		<p>废油：经危废贮存点设置的废油桶收集后交由有资质的单位处置。</p>			
		<p>废油、废油桶、废活性炭等：分类暂存于危废贮存点，定期交由具有危险废物处理资质的单位拉运处置；建立有危险废物转移联单制度，具备转运联单。</p>			
		<p>废包装材料：收集后定期运至就近的废品回收站进行处理。</p>			
		<p>废分子筛：由厂家定期更换并回收处置。</p>			
	储层改造工程	<p>废油：经危废贮存点设置的废油桶收集后，交由资质的单位处置。</p>			
		<p>废包装材料：收集后定期运至就近的废品回收站进行处理。</p>			
		<p>废分子筛：由厂家定期更换并回收处置。</p>			
		<p>砂砾：集中收集后交区域集气总站进行处理。</p>			
		<p>生活垃圾：经生活垃圾箱收集后，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置。</p>			
		<p>生活垃圾：经生活垃圾箱收集后，定期交当地环卫部门统一妥善处置。</p>			

电磁环境	/		/	/	/
环境风险	井喷：安装防井喷装置等，严格执行井控技术标准和规范，编制应急预案； 井漏：配备泥浆监控系统及堵漏应急物资； 甲烷泄漏风险防范措施：井口、测试放空气回收装置设置紧急切断阀，井场设置便携式可燃气体检测仪，设置放喷池。 油料泄漏风险防范措施：加强罐体维护保养，设置围堰等； 盐酸泄漏风险防范措施：加强罐体维护保养，设置围堰等； 污废水泄漏及外溢风险防范措施：优化选址，及时转运，减少废水储存周期； 运输管理要求：加强污染物储运过程管理，落实废物转移联单制度，制定废物转运泄漏事故应急预案、为转运车辆装 GPS 等。		施工过程中无环境风险事故发生，编制应急预案及培训、演练等	/	/
环境监测	噪声	井场各侧场界外 1m 处及东北侧最近居民点各设置 1 个监测点	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）、 《声环境质量标准》 （GB3096-2008）2 类标准	/	/
	地下水	在井场所在水文地质单元内上游、侧方向、下游分别设置 1 个监测点位（共 3 个），主要为地下水影响跟踪监测及污染扩散监测点	《地下水质量标准》 （GB/T14848-2017）III 类标准		
	土壤	在积液池旁设置 1 个监测点位	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》 （GB15618-2018）		
其他	①环境管理制度：本项目建设单位根据自身特点建立了 HSE 管理体系，并设置了安全环保科负责环境管理，管理体系较完善，环保资料和档案齐全，建立废水、固废转运联单制度，具备交接清单；在建设全过程严格执行环保“三同时”制度。 ②环境风险应急预案：具备符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案，应急预案演		监理日志存档可查	/	/

	<p>练档案齐全。</p> <p>③设专人负责监督施工单位在施工过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施；同时接受环境保护主管部门的检查，定期上报各项管理工作的执行情况；定期进行审计，检查环境管理计划实施情况，使环境污染的治理、管理和控制不断得到改善，使企业对环境的影响降到最低程度。</p> <p>④根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》加强危险废物的管理。</p>			
--	--	--	--	--

七、结论

该项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，项目的建设对增加清洁能源天然气（页岩气）供应量，探明地区天然气（页岩气）储存情况，促进区域社会、经济发展，调整改善区域的环境质量有积极意义，项目建设是必要的。

评价区域大气环境质量、地表水环境质量、声环境质量、土壤环境质量、地下水环境质量现状总体较好；项目建设期间产生的污染物均做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、土壤、大气环境影响小，声环境影响产生短期影响，不改变区域的环境功能；该项目采用的环保措施可行，社会、经济、环境效益十分显著；建设项目环境可行，选址合理。项目为不含硫化氢天然气（页岩气）井，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，本项目环境风险可防可控，环境风险值会大大地降低，环境风险可接受。

综上所述，在严格落实项目钻井设计和本评价提出的各项环保措施和环境风险防范以及应急措施后，从环境保护角度分析丁页 19# 平台钻井工程扩建项目建设环境影响可行。