建设项目环境影响报告表

（生态影响类）

（公示本）

项目名称：金页 6#平台钻探工程

建设单位（盖章）：中国石油化工股份有限公司
西南油气分公司(页岩气项目部)

编制日期：2023 年 10 月

中华人民共和国生态环境部制

一、建设项目基本情况

<table>
<tr><td>建设项目名称</td><td colspan="3">金页 6#平台钻探工程</td></tr>
<tr><td>项目代码</td><td colspan="3">无</td></tr>
<tr><td>建设单位联系人</td><td>***</td><td>联系方式</td><td>***</td></tr>
<tr><td>建设地点</td><td colspan="3">四川省乐山市井研县王村镇梅旺村 4 组</td></tr>
<tr><td>地理坐标</td><td colspan="3">***</td></tr>
<tr><td>建设项目行业类别</td><td>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</td><td>用地（用海）面积（m^2）/长度（km）</td><td>临时占地 29760m^2</td></tr>
<tr><td>建设性质</td><td>☑新建（迁建）
□改建
□扩建
□技术改造</td><td>建设项目申报情形</td><td>☑首次申报项目
□不予批准后再次申报项目
□超五年重新审核项目
□重大变动重新报批项目</td></tr>
<tr><td>项目审批（核准/备案）部门（选填）</td><td>中国石油化工股份有限公司西南油气分公司</td><td>项目审批（核准/备案）文号（选填）</td><td>西南油气非〔2023〕80 号</td></tr>
<tr><td>总投资（万元）</td><td>***</td><td>环保投资（万元）</td><td>***</td></tr>
<tr><td>环保投资占比（%）</td><td>***</td><td>施工周期</td><td>***</td></tr>
<tr><td>是否开工建设</td><td colspan="3">☑否
□是：</td></tr>
<tr><td>专项评价设置情况</td><td colspan="3">本项目施工工艺与页岩气开采行业相比，对地下水环境的影响途径、方式基本一致，同时项目周边含水层具有供水价值，因此本项目参照与项目具有同类型施工工艺的页岩气开发井钻井工程项目开展地下水专项评价；此外本项目施工过程中环境风险物质产生情况、储存情况及风险事故发生情景与页岩气开发井钻采工程项目基本一致，因此本项目参照页岩气开发井钻采工程项目开展环境风险专项评价。
表1-1本项目专项评价设置情况一览表
<table><tr><th>序号</th><th>专项评价的类别</th><th>设置理由</th></tr><tr><td>1</td><td>环境风险</td><td>参照“石油和天然气开采”类别</td></tr><tr><td>2</td><td>地下水</td><td>参照“石油和天然气开采”类别</td></tr></table></td></tr>
<tr><td>规划情况</td><td colspan="3">1、规划名称：《四川省“十四五”能源发展规划》
审批机关：四川省能源局
审批文号：《关于印发<四川省“十四五”能源发展规划>的通知》（川府发[2022]8号）</td></tr>
</table>

2、规划名称：《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》

审批机关：自然资源部

审批文件名称及文号：《自然资源部办公厅关于四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）的复函》（自然资办函[2022]1506号）；

3、规划名称：《乐山市矿产资源总体规划（2021~2025年）》；

4、规划名称：《井研县矿产资源总体规划（2021-2025 年）》

规划环境影响评价情况

规划环评文件名称：《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》；
审查机关：中华人民共和国生态环境部；
审查文件名称及文号：《关于<四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书>的审查意见》（环审〔2022〕105号）

规划及规划环境影响评价符合性分析

1.1与《四川省“十四五”能源发展规划》的符合性分析

四川省人民政府于2022年3月3日发布了《关于印发<四川省“十四五”能源发展规划>的通知》（川府发[2022]8号）的通知，本项目与之符合性分析见下表。

表1-2本项目与《四川省“十四五”能源发展规划》符合性分析

文件情况	本工程情况	符合性
第五章第一节建设千亿立方米级产能基地 大力推进天然气勘探开发，实施国家天然气千亿立方米级产能基地建设行动方案，建成全国最大的现代化天然气生产基地。	本项目为位于乐山市井研县，属于页岩气（天然气中的一种）勘探项目，属于该规划中大力推进的天然气勘探开发项目。	符合
第二章第三节发展目标 能源保障能力稳步增强。2025 年，能源综合生产能力约 2.57 亿吨标准煤。天然气产量稳步提升。	本项目为页岩气勘探项目，随着项目的实施天然气产量总体将增加。	符合

注：页岩气实际上为天然气，之所以叫页岩气主要是区别常规砂岩中的天然气，其主要储存在页岩中，因此按储层的岩性叫页岩气。

由上表可知，本项目为页岩气勘探项目，符合《四川省“十四五”能源发展规划》的要求。

1.2与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》及《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》的符合性分析

四川省自然资源厅组织编制了《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》，2022年7月生态环境部正式印发《关于〈四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书〉的审查意见》（环审〔2022〕105号）。项目与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》及审查意见的符合性分析见表。

表1-3项目与矿产资源总体规划及其规划环评文件符合性分析

文件情况	本工程情况	符合性

严格“三线一单”管控： 规划中的开采区应依法遵守环境敏感区规定，加强规划空间管制，不在生态保护红线内新出让采矿权；出于国家矿产资源战略考虑，可在生态保护红线内开展公益性资源勘查；生态保护红线内已有矿产资源开发应开展生态环境论证，损害生态功能的采矿项目应依法逐步退出。 矿产开发企业应当对产生的废水进行处理，达到国家或者四川省的污染物排放标准后方可排放，严禁将未经处理的废水直接排入外环境。矿山开采区应进行必要的防渗处理，防控地下水污染。对农用地实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，禁止任何单位和个人在基本农田保护区内挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。 采矿权区块实施必须严格执行规划要求，不得超越矿权范围从事采矿活动，不得突破区块矿产资源利用上线。实行用水总量控制和定额管理，严格执行水资源开发利用控制红线，严格取水制度，加强污废水无害化处理和资源化再利用，建设节水型社会。严格控制采矿建设用地，优先进行原有矿山生态环境恢复治理，根据恢复土地数量进行土地供给。推进节能降耗，严格能耗准入门槛。坚持节约优先，严控资源利用上线，降低资源消耗强度，建设资源节约型社会。 规划应加强空间管控，严格按照《长江经济带战略环境评价四川省“三线一单”编制成果》及四川省各市州长江经济带战略环境评价“三线一单”编制文本中有关矿产资源勘查开发的准入要求，严格矿产资源开采项目准入，推进矿产资源开发利用布局与结构优化调整，落实《关于加快建设绿色矿山的实施意见》（国土资规〔2017〕4 号）等相关规定和要求，推动矿业绿色发展，实现资源开发利用与环境保护相协调的绿色发展格局。	本项目各单项建设内容均不在四川省生态保护红线范围之内，符合《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》（川府发〔2018〕24 号）的相关要求。施工过程中产生的废水及固废均得到有效处置，本项目涉及临时占用基本农田，按照相关要求办理相关用地手续，施工结束后及时复垦，符合占用基本农田的相关要求。	符合
严格开采准入条件，优化开发利用结构。 限制开采能耗大、污染重的矿产，最大限度减少对环境的破坏。一是加大页岩气、页岩油、煤层气、地热能等非常规能源矿产以及城镇化和重大基础设施建设所需新型建材矿产勘查开采，保障国家资源安全和区域经济高质量发展需求；二是严格禁止产能过剩、赋存条件差、环境污染重的硫铁矿、芒硝、盐矿、泥炭、石棉等矿产进行勘查或扩大产能，不具备安全生产条件、灾害隐患严重、污染物不能达标排放的矿山应依法关闭；三是严格落实稀土矿开采总量控制制度，同时对水泥用灰岩、磷矿开发规模进行控制。严格执行最低开采规模、三率水平门槛要求，提高资源规模化、集约化开发利用水平，着力构建一批高效、可持续发展的特色产业经济链和勘查开发基地。	本项目为页岩气勘探项目，不属于严格禁止类的矿产勘查。	符合
建立健全监管与风险防控体系。 坚持生态补偿和资源有偿使用制度，坚持“谁保护，谁受益”。健全自然资源资产产权制度和用途管制制度，发挥体制优势。全面实施生态环境管理监督机制，督促矿山企业依法履行治理责任。严格执行新、改、扩建矿山环境影响评估审批制度与闭坑矿山地质环境恢复治理审批制度，严格执行矿山建设环境保护的“三同时”制度。完善环境突发事件应急制度。各类矿山均应根据自身环境风险特征，制定针对如河流水质污染、有毒气体泄漏（如天然气、页岩气开采业）、尾矿库溃坝等突发性生态安全事件的应急措施、应急对策的决策、善后处理和影响评价，对重大生态安全事故作出应急处理、现场调查和技术指导。	本项目按照各相关技术导则要求，制定了相应的大气、地下水、土壤及噪声跟踪监测计划，并要求建设单位根据风险影响评价结论制定相应的环境风险应急预案。	符合

综上，本项目与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》及《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）环境影响报告书》是相符的。

1.3本项目与《乐山市矿产资源总体规划（2021-2025年）》符合性分析

本项目与《乐山市矿产资源总体规划（2021-2025年）》符合性分析详见下表。

表1-4项目与《乐山市矿产资源总体规划》符合性分析

序号	相关规划要求		本项目情况	符合性分析
1	规划目标	落实并细化省级矿产资源规划，加强页岩气、铜多金属、萤石、优质玄武岩等重要矿产资源勘查开发力度，强化重要资源的安全保障，立足我市地方特色，进一步优化矿业结构，有序提升矿业产业集中度，加快推进资源基地建设，鼓励资源综合利用和循环利用。	本项目为页岩气勘探项目，属于总体规划中明确的需加大勘查开发力度的重要矿产资源。	符合
2	矿产开发总体布局	严控煤炭资源配置，落实年产30万吨煤炭分类处置方案，在满足四川省“碳达峰碳中和”目标的基础上，合理高效利用本地煤炭资源；重点加强井研、犍为、沐川等地页岩气、煤层气资源的勘查开发利用，促进我市能源矿产产业发展。	本项目属于页岩气勘探项目，为重点勘查矿产资源。	符合
3	矿产资源勘查开发利用与保护	大力支持页岩气试采工作，积极参与推进建成中国“气大庆”，打造川渝页岩气千亿产能基地，根据中石油、中石化关于乐山市页岩气勘探开发规划预测，到2025年底，我市页岩气预计年产量将达到5亿立方米	本项目为页岩气勘探井，项目的实施可促进乐山市页岩气储量的探明。	符合
4	矿山生态保护修复	加强矿区生态保护，坚持“谁破坏、谁治理”的原则，明确责任主体，加强矿山地质环境恢复治理专项资金的管理，加大对采矿权人履行矿山地质环境恢复治理义务情况的监督检查。	本项目占地项目面积较少，仅涉及施工期，项目施工结束后及时对临时占地复垦，对区域生态环境影响较小。	符合

由上表可知，本项目符合《乐山市矿产资源总体规划（2021-2025年）》的相关要求。

1.4本项目与《井研县矿产资源总体规划（2021-2025年）》符合性分析

本项目与《井研县矿产资源总体规划（2021-2025年）》符合性分析详见下表。

表1-5本项目与《井研县矿产资源总体规划（2021-2025年）》符合性分析

序号	相关规划要求		本项目情况	符合性分析
1	规划目标	到2035年，页岩气、岩盐、砖瓦用页岩等重要矿产资源安全保障能力和有效供给能力得到进一步提高，供需平衡适应国民经济发展，矿产资源开发利用结构和空间布局进一步优化，资源利用效率进一步提升，矿产资源管理机制更加完善，矿业走上内涵式、集约型、绿色化的高质量发展新道路。	本项目属于页岩气勘探项目，属于规划中供给能力进一步提高的行业。	符合
2	落实矿产资源勘查开采调控方向	（一）突出重点矿产勘查。 重点勘查矿种：天然气（页岩气）、地热、矿泉水等重要矿产。 限制勘查矿种：岩盐水泥用灰岩等产能过剩矿种。	本项目为页岩气勘探项目，属于其中的重点开采矿种	符合
3		（二）落实优势矿产开发利用方向。		

			重点勘查矿种：加大力度勘查页岩气、地热、矿泉水等重要矿产。重点开采矿种：页岩气在符合准入条件下，可优先设置采矿权，充分保障资源供应能力和开发利用水平。限制开采矿种：限制岩盐、水泥用灰岩开采总量，遏制过剩产能，提高矿石综合利用水平，通过节能减排和新技术获取更高的经济效益和社会效益。禁止开采矿种：禁止勘查对生态环境影响较大的硫铁矿、芒硝、石棉等矿产和受国家产业政策限制的盐矿、泥炭等矿产。		
	4	矿产勘查开采与保护布局	**第五节严格管控勘查开采准入条件** 满足矿山地质环境保护与土地复垦准入条件。新建和改扩建矿山必须符合《矿山地质环境保护规定》《四川省地质环境管理条例》《土地复垦条例》等有关法律法规规定，编制《矿山地质环境保护与土地复垦方案》。设计采选加工工艺过程，必须符合相关环保规定或绿色矿山建设标准，固体废弃物、废气、废水等“三废”必须达标排放或无污染排放，粉尘、噪声、震动满足环保要求。	本项目在无工业气流时将进行复垦，并按照规定编制土地复垦方案。同时在施工过程中固体废弃物、废气、废水等“三废”达标排放，粉尘、噪声满足要求。	符合
	5	水土保持	坚持“谁开发谁保护，谁破坏谁治理，边开采、边治理”的原则，明确责任主体，坚持“一矿一方案”依法编制水土保持方案，矿山建设项目未编制水土保持方案或者水土保持方案未经水行政主管部门批准的，不得开工建设。	本项目建设方承诺在开工建设前，编制并报批水土保持方案。	符合

其他符合性分析

1、项目与“三线一单”符合性分析

根据《四川省生态保护红线实施意见》（川府发〔2018〕24号）生态保护红线划定结果：四川省生态保护红线总面积14.80万km^2，占全省幅员面积的30.45%。空间分布格局呈“四轴九核”，分为5大类13个区块，涵盖水源涵养、生物多样性维护、水土保持功能极重要区，森林公园的生态保育区和核心景观区等保护地，主要分布在川西高原山地、盆周山地的水源涵养、生物多样性维护、水土保持生态功能富集区和金沙江下游水土流失敏感区、川东南石漠化敏感区。

根据查询四川政务服务网结果，本项目不涉及四川省生态保护红线范围内，项目建设符合生态保护红线要求。

根据了解，本项目所在区域目前正在开展页岩气勘探工作，暂未开展区块规划环评。本项目用地属四川省五大经济区中“成都平原经济区”。

表1-6与四川省及成都平原经济区总体生态环境管控要求符合性情况分析表

区域	序号	生态环境管控要求	本项目情况	符合性
四川省	1	一般管控单元中，执行区域生态环境保护的基本要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。	本项目严格执行区域生态环境保护的基本要求。	符合
成都	1	针对突出生态环境问题，大力优化调整产业结构，实施最严格的环境准入要求	本项目实施了最严格的环境准入要求。	符合

平原经济区	2	加快地区生产总值（GDP）贡献小、污染排放强度大的产业（如建材、家具等产业）替代升级，结构优化。	本项目不涉及以上产业。	符合
	3	对重点发展的电子信息、装备制造、先进材料、食品饮料、生物医药等产业提出最严格的环境准入要求。	本项目不涉及以上项目。	符合
	4	岷江、沱江流域执行《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》。	本项目产生的钻井废水大部分回用于钻井作业，剩余的钻井废水回用于配制压裂液，压裂返排液大部分回用，剩余不能回用的压裂废水用密闭罐车转运至有处理能力的单位处理。	符合
	5	优化涉危险废物涉危险化学品产业布局，严控环境风险，保障人居安全。	本项目产生的危险废物及时交由具有危险废物处理资质的单位拉运处置	符合

本项目为页岩气勘探项目，在严格执行本环评提出的环境保护措施后，能达到四川省和成都平原经济区总体生态环境管控要求。

根据《乐山市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上限制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（乐府发〔2021〕7号），乐山市将全市行政区域从生态环境保护角度划分为优先保护、重点管控和一般管控三类环境管控单元。为实现生态环境精细化管理，建立国土空间全覆盖的生态环境保护制度，在一张图上落实生态保护、环境质量目标管理、资源利用管控要求，按照环境管控单元编制生态环境准入清单，构建生态环境分区管控体系。

乐山市共划定65个综合环境管控单元，其中优先保护单元26个，重点管控单元33个，一般管控单元6个。

本项目在乐山市环境管控单元分布图位置如下图所示：

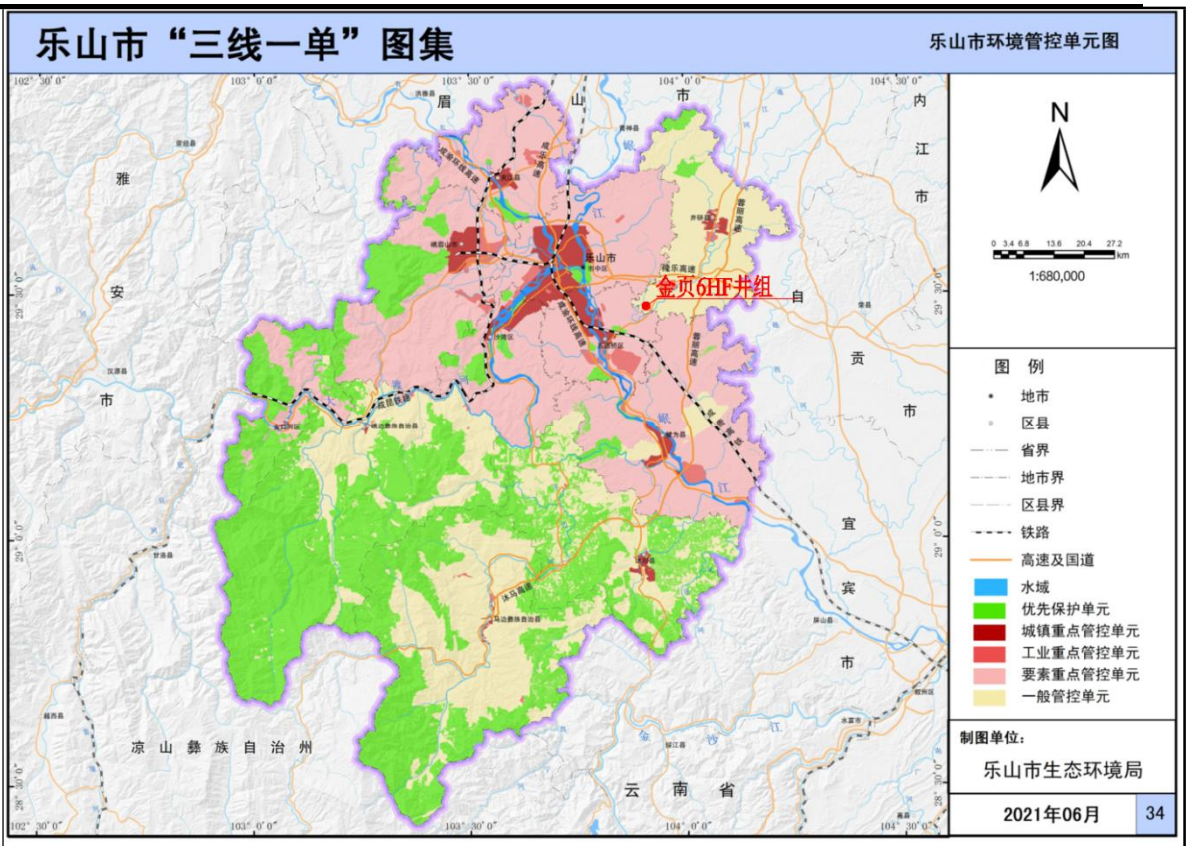

图1-2 乐山市环境管控单元分布图

由上图可知，本项目所在区域属于一般管控单元，不涉及生态红线。

（2）与“乐府发〔2021〕7号”符合性分析

根据《乐山市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上限制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（乐府发〔2021〕7号），乐山市将全市行政区域从生态环境保护角度划分为优先保护、重点管控和一般管控三类环境管控单元。

1、优先保护单元，共计26个，面积占比34.89%。优先保护单元中，应以生态环境保护优先为原则，严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态环境功能不降低。

2、重点管控单元，共计33个，面积占比38.35%。重点管控单元中，应针对性地加强污染物排放控制和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险突出等问题，制定差别化的生态环境准入要求。对环境质量不达标区域，提出污染物削减比例要求；对环境质量达标区域，提出允许排放量建议指标。

3、一般管控单元，共计 6 个，面积占比 26.76%。一般管控单元中，执行区域生态环境保护的基本要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。

表1-7本项目与乐山市及井研县生态环境准入总体要求符合性情况分析表

区域	序号	准入要求	本项目情况	符合

				性
乐山市	1	对化工、钢铁、水泥、陶瓷、造纸、铁合金、砖瓦等重点产业提出严格资源环境绩效水平要求；	本项目为页岩气勘探项目，不属于管控要求中提出的化工、水泥、陶瓷、造纸、铁合金等重点产业，亦不属于陶瓷、水泥等大气排放量大的企业，符合乐山市总体管控要求。	符合
	2	禁止在长江干支流岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目；鼓励现有化工企业逐步搬入合规园区；		
	3	按照“一总部五基地”工业总体布局，推进城区以及布局不合理的高排放、高能耗企业“退城入园”，引导企业在搬迁改造中压减低端、低效、负效产能；		
	4	严格控制高排放、高能耗项目准入；严格执行能源消费总量和强度双控制度；严格执行煤炭消费总量控制要求；		
	5	引进项目应符合园区规划环评和区域产业准入清单要求。		
井研县	1	加强区域大气污染治理，严格涉挥发性有机物排放项目环境准入；	本项目为页岩气勘探项目，不属于化工项目。项目整个工程仅涉及施工期，无运营期。建设过程不涉及一类重金属的使用、排放，在采取相应措施后不会对项目所在地环境产生明显影响。	符合
	2	加强茫溪河、泥溪河流域污染治理，严格执行茫溪河、泥溪河流域水污染物排放减量替代；		
	3	强化工业节水减排，禁止新建高耗水、废水排放量大的项目；		
	4	推进印染行业废水深度治理改造，强化中水回用，严格执行岷沱江排放标准；		
	5	合理调整水产养殖布局，推进畜禽粪污无害化、资源化综合利用；		
	6	加强城乡生态环境保护基础设施建设		

因此，本项目符合《乐山市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上限制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（乐府发〔2021〕7号）中一般环境管控单元管控要求。

（3）与区域管控单元要求符合性分析

根据查询政务服务网可知，本项目共涉及4个管控单元，项目与管控单元相对位置如下图所示：（图中▼表示项目位置）



图 1-3 本项目在政务网上的截图

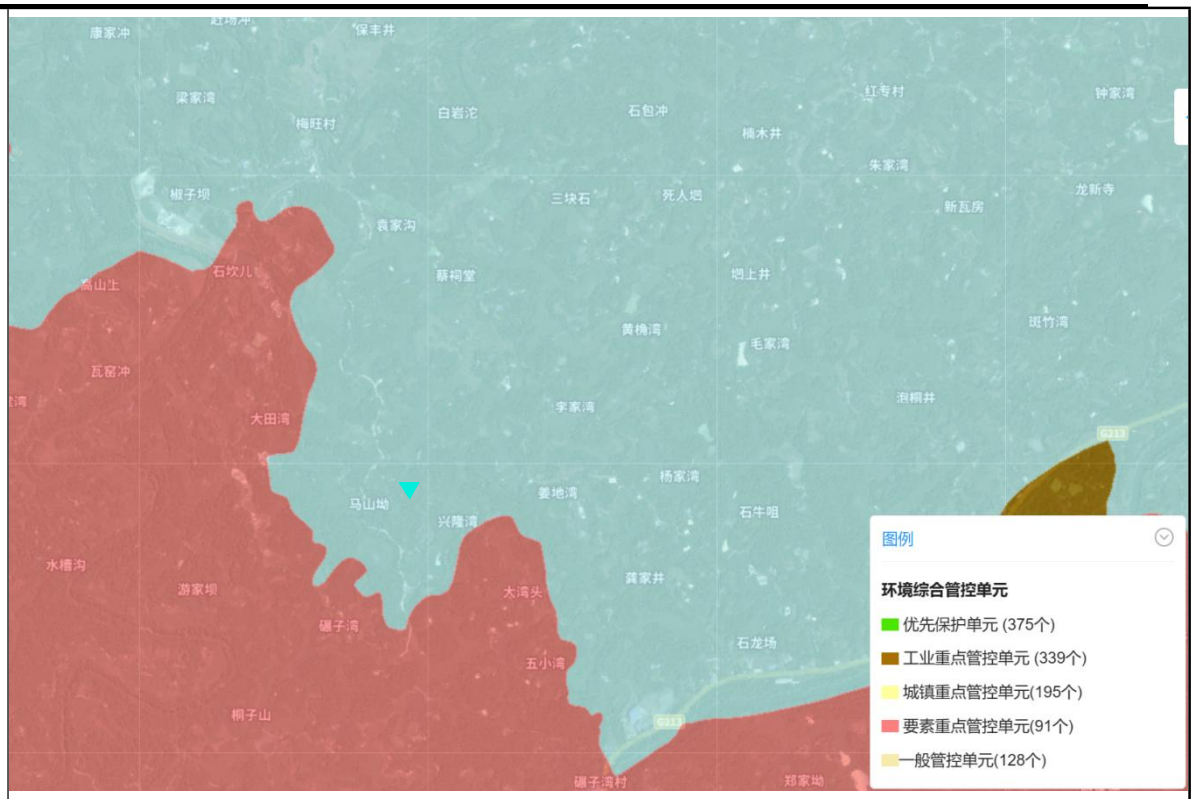

图 1-4 本项目与区域环境管控单元的位置关系图

本项目位于查询结果如下表所示：

表1-8本项目涉及环境管控单元情况表

环境管控单元编码	环境管控单元名称	所属市（州）	所属区县	准入清单类型	管控类型
ZH51112430001	井研县一般管控单元	乐山市	井研县	环境管控单元	环境综合管控单元一般管控单元
YS5111242230002	茫溪河井研县观音滩控制单元	乐山市	井研县	水环境管控分区	水环境农业污染重点管控区
YS5111242320001	乐山市井研县大气环境布局敏感重点管控区	乐山市	井研县	大气环境管控分区	大气环境布局敏感重点管控区

本项目与乐山市一般管控单元普适性管控要求符合性分析见下表。

表1-9项目与普适性清单管控符合性分析表

“三线一单”的具体要求					项目对应情况介绍	符合性分析
类别				对应管控要求		
一般管控单元编码：ZH51112430001	普适性清单管控要求	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求	（1）禁止在长江干支流岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目；禁止在长江重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库（以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外）； （2）禁止在长江流域开放水域养殖、投放外来物种或者其他非本地物种种质资源。禁止在长江流域禁止采砂区和禁止采砂期从事采砂活动。全面停止小型水电项目开发，已建成的中小型水电站不再扩容； （3）对全部基本农田按禁止开发的要求进行管理，禁止占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动； （4）永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除； （5）畜禽养殖严格按照乐山市各区县畜禽养殖区域划定方案执行，依法关闭或搬迁禁养区内的畜禽养殖场（小区）和养殖专业户。禁止在法律法规规定的禁采区内开采矿产；禁止土法采、选、冶严重污染环境的矿产资源。	①项目属于页岩气勘探项目，需临时占用基本农田8.02亩，但本项目属于法律规定的国家能源重点项目，选址无法避让，已取得井研县自然资源局出具的选址意见的复函，报告要求建设单位在开工前向相关单位办理相应基本农田占用手续方可进行开工建设 ②项目选址为井研县王村镇，除了占用基本农田以外，不属于其他禁止、限制开发建设活动；	符合
			限制开发建设活动的要求	（1）现有化工、建材、有色、钢铁等工业企业，原则上限制发展，污染物排放只降不增，允许以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建，引导企业结合产业升级等适时搬迁入园； （2）单元内若新布局工业园区，应符合最新的国土空间规划，并结合区域环境特点、三线成果、园区产业类别，充分论证选址的环境合理性； （3）国家重大战略资源勘查、生态保护修复和环境治理、重大基础设施、军事国防以及农牧民基本生产生活等必要的民生项目（包括深度贫困地区、集中连片特困地区、国家扶贫开发工作重点县省级以下		符合

“三线一单”的具体要求					项目对应情况介绍	符合性分析
类别				对应管控要求		
				基础设施、易地扶贫搬迁、民生发展等建设项目），选址确实难以避让永久基本农田的，按程序严格论证后依法依规报批； （4）坚持最严格的耕地保护制度，对全部耕地按限制开发的要求进行管理。严格限制农用地转为建设用地，控制建设用地总量，对耕地实行特殊保护； （5）新建大中型水电工程，应当经科学论证，并报国务院或者国务院授权的部门批准。除与生态环境保护相协调的且是国务院及其相关部门、省级人民政府认可的脱贫攻坚项目外，严控新建商业开发的小水电项目； （6）长江流域河道采砂应当依法取得国务院水行政主管部门有关流域管理机构或者县级以上地方人民政府水行政主管部门的许可。严格控制采砂区域、采砂总量和采砂区域内的采砂船舶数量。		
			不符合空间布局要求活动的退出要求	（1）长江主要支流重点管控岸线：按照长江干线非法码头治理标准和生态保护红线管控等要求，持续开展长江主要支流非法码头整治； （2）严格按照《四川省入河排污口整改提升工作方案》、《四川省总河长办公室关于开展入河排污口规范整治集中专项行动的通知》、《长江入河排污口排查整治专项行动》要求，持续进行长江干流及主要支流入河排污口整治； （3）现有制浆造纸企业，废水排放不能达到《制浆造纸工业水污染物排放标准》相应要求的应限期整治或适时搬迁入园。 其他空间布局约束要求	项目属于天然气勘探项目，不属于要求退出活动	符合
		污染物排放管控	允许排放量要求	（1）上一年度水环境质量未完成目标的，新建排放水污染的建设项目按照总量管控要求进行倍量削减替代； （2）对新建排放二氧化硫、氮氧化物、工业烟粉尘和挥发性有机物的项目实施现役源 2 倍削减替代； （3）水质超标的水功能区，应当实施更严格的污染物排放总量削减要求。	项目施工期间严格施工扬尘“六必须、六不准”管控要求，钻井期间备用柴油发电机组产生少量燃烧废气，试采期水套炉	符合

“三线一单”的具体要求					项目对应情况介绍	符合性分析
类别				对应管控要求		
			现有源提标升级改造	（1）现有处理规模大于 1000 吨日的城镇生活污水处理厂执行《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》； （2）全市燃煤锅炉稳定达到超低排放限值要求，烟粉尘低于 10 毫克立方米，二氧化硫低于 35 毫克立方米，氮氧化物低于 50 毫克立方米； （3）在矿产资源开发活动集中区域，废水执行重金属污染物排放特别限值； （4）现有企业执行相应行业以及锅炉大气污染物排放标准中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物和挥发性有机物特别排放限值和特别控制要求。	产生少量燃烧废气，大气环境影响小，本项目建设总体符合区域大气环境质量改善目标的管理要求。项目满足国内清洁生产先进水平。	/
			其他污染物排放管控要求	（1）长江流域县级以上地方人民政府应当统筹长江流域城乡污水集中处理设施及配套管网建设，并保障其正常运行，提高城乡污水收集处理能力； （2）新、改扩建规模化畜禽养殖场（小区）要实施雨污分流、粪便污水资源化利用； （3）屠宰项目必须配套污水处理设施或进入城市污水管网； （4）建制镇生活垃圾无害化处理设施建设率达 70%； （5）主要农作物化肥、农药使用量实现零增长，利用率提高到 40%以上，测土配方施肥技术推广覆盖率提高到 90%以上，控制农村面源污染，采取灌排分离等措施控制农田氮磷流失； （6）废旧农膜回收利用率达到 80%以上。		符合
		环境风险防控	联防联控要求	/	/	/
			其他环境风险防控要求	（1）严禁新增以铅、汞、镉、铬、砷五类重金属为主的污染物排放，引导现有企业结合产业升级等适时搬入产业对口园区； （2）对拟收回土地使用权的有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、天然（页岩）气开采、铅蓄电池、汽车制造、农药、危废处置、电子拆解等行业企业用地，以及用途拟变更为居住和商业、学校、医疗、养老机构等公共设施的上述企业用地，应按相关要求进行土壤环境状况调查评估，符合相应规划用地土壤环境质量要求的地块，方可进入用地程序； （3）严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料，禁止处	项目属于页岩气勘探项目，不属于开采项目，项目需临时占用基本农田 8.02亩，但本项目属于法律规定的国家能源重点项目，选址无法避让，已取得井研县自然资源局出具的选址意见的复函，报告要求建设单位在开	符合

“三线一单”的具体要求					项目对应情况介绍	符合性分析
类别				对应管控要求		
				理不达标的污泥进入耕地；禁止在农用地排放、倾倒、使用污泥、清淤底泥、尾矿（渣）等可能对土壤造成污染的固体废物； （4）严格控制在优先保护类耕地集中的区县新建有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、天然（页岩）气开采、铅蓄电池、汽车制造、农药、危废处置、电子拆解、涉重等行业企业。严格控制林地、草地、园地的农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。	工前向相关单位办理相应基本农田占用手续方可进行开工建设	
		资源开发利用效率	水资源利用效率要求	（1）加强农业灌溉管理，发展喷灌、微灌、管道输水灌溉、水肥一体化等高效农业节水灌溉方式和农耕农艺节水技术，提高输配水效率和调度水平。发展节水渔业、牧业，组织实施规模养殖场节水建设和改造，推行节水型畜禽养殖技术和方式。	本项目不涉及	/
			能源利用总量及效率要求	（1）推进清洁能源的推广使用，全面推进散煤清洁化整治；禁止新建每小时 10 蒸吨以下的燃煤锅炉及其他燃煤设施； （2）禁止焚烧秸秆，大力推进秸秆肥料化、饲料化、基料化、原料化、能源化等多种形式的秸秆综合利用； （3）到 2030 年，农业废弃物全部实现资源化利用。	本项目不涉及	/
			禁燃区要求	（1）禁燃区内任何单位不得新建、改建、扩建任何高污染燃料燃用设施，不得将其他燃料燃用设施改造为高污染燃料燃用设施； （2）高污染燃料销售单位应按照要求逐步取消禁燃区内的销售网点； （3）对于现有的高污染燃料燃用设施，有关单位和个人应当按照规定予以拆除或者改用电、天然气、生物质成型燃料等清洁能源； （4）对逾期继续使用高污染燃料的，各县市区政府、各园区管委会要依法依规查处；	本项目不涉及	/
			其他资源利用效率要求	加强农业灌溉管理，发展喷灌、微灌、管道输水灌溉、水肥一体化等高效农业节水灌溉方式和农耕农艺节水技术，提高输配水效率和调度水平。发展节水渔业、牧业，组织实施规模养殖场节水建设和改造，	本项目不涉及	

“三线一单”的具体要求					项目对应情况介绍	符合性分析
类别				对应管控要求		
				推行节水型畜禽养殖技术和方式。		

本项目与所在区域单元级管控要求符合性分析见下表。

表1-10建设项目与单元特性管控要求的符合性分析

环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控类别	单元特性管控要求	符合性分析	结论
ZH51112430001	井研县一般管控单元	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求 1、单元内的大气、水环境要素重点管控区执行要素重点管控要求；2、其他执行乐山市一般管控单元普适性总体管控要求 限制开发建设活动的要求 1、井研县是四川省主体功能区划中的农产品主产区，应限制进行大规模高强度工业化城镇化开发；2、其他执行乐山市一般管控单元普适性总体管控要求 允许开发建设活动的要求 不符合空间布局要求活动的退出要求 执行乐山市一般管控单元普适性总体管控要求 其他空间布局约束要求	项目属于页岩气勘探项目，项目符合单元内要素重点管控要求，符合乐山市一般管控单元普适性总体管控要求	符合
		污染物排放管控	现有源提标升级改造 1、单元内的大气、水环境要素重点管控区执行要素重点管控要求；2、其他执行乐山市一般管控单元普适性总体管控要求。 新增源等量或倍量替代 1、单元内的大气、水环境要素重点管控区执行要素重点管控要求；2、其他执行乐山市一般管控单元普适性总体管控要求。 新增源排放标准限值 污染物排放绩效水平准入要求 1、单元内的大气、水环境要素重点管控区执行要素重点管控要求；2、其他执行乐山市一般管控单元普适性总体管控要求。 其他污染物排放管控要求	项目符合单元内要素重点管控要求，符合乐山市一般管控单元普适性总体管控要求	符合
		环境风险	严格管控类农用地管控要求	项目符合单元内要素	符合

环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控类别	单元特性管控要求	符合性分析	结论
		防控	安全利用类农用地管控要求 污染地块管控要求 园区环境风险防控要求 企业环境风险防控要求 1、单元内的大气、水环境要素重点管控区执行要素重点管控要求；2、土壤污染重点监管企业和污染地块应严格执行《中华人民共和国土壤污染防治法》、《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》、《四川省工况用地土壤环境管理办法》、《土壤污染防治行动计划四川省工作方案》、《四川省污染地块土壤环境管理办法》等要求；3、其他执行乐山市一般管控单元普适性总体管控要求。 其他环境风险防控要求 1、单元内的大气、水环境要素重点管控区执行要素重点管控要求；2、其他执行乐山市一般管控单元普适性总体管控要求。	重点管控要求，符合乐山市一般管控单元普适性总体管控要求；项目不属于土壤重点监管企业	
		资源开发效率要求	水资源利用效率要求 执行乐山市一般管控单元普适性总体管控要求。 地下水开采要求 能源利用效率要求 执行乐山市一般管控单元普适性总体管控要求。 其他资源利用效率要求	本项目符合乐山市一般管控单元普适性总体管控要求	/
YS5111242230002	茫溪河井研县观音滩控制单元	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求 限制开发建设活动的要求 允许开发建设活动的要求 不符合空间布局要求活动的退出要求 其他空间布局约束要求	/	/
		污染物排放管控	城镇污水污染控制措施要求 工业废水污染控制措施要求 农业面源水污染控制措施要求 合理布局畜禽养殖规模，单位面积耕地的畜禽承载力不突破《四川省畜禽养殖污染防治技术指南》要求；强化畜禽养殖场污染治理，提高养殖粪污资源化利用率。 船舶港口水污染控制措施要求 饮用水水源和其它特殊水体保护要求	本项目不涉及	/

环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控类别	单元特性管控要求	符合性分析	结论
		环境风险防控	/	/	/
		资源开发效率要求	/	/	/
YS5111242320001	乐山市井研县大气环境布局敏感重点管控区	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求 限制开发建设活动的要求 允许开发建设活动的要求 不符合空间布局要求活动的退出要求 其他空间布局约束要求	本项目属于二类区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）：二级标准。	符合
		污染物排放管控	大气环境质量执行标准 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）：二级 区域大气污染物削减/替代要求 新增大气污染物排放的建设项目实施总量削减替代。 燃煤和其他能源大气污染控制要求 工业废气污染控制要求 机动车船大气污染控制要求 扬尘污染控制要求 农业生产经营活动大气污染控制要求 重点行业企业专项治理要求 其他大气污染物排放管控要求 禁止新建高污染项目，新上涉及大气污染物排放的项目必须采用国际领先、国内一流的清洁生产技术。把能源消耗与污染物排放总量指标作为环评审批的前置条件，对新建排放二氧化硫、氮氧化物、工业烟粉尘和挥发性有机物的项目实施现役源 2 倍削减量替代。提高挥发性有机物污染企业环境准入门槛。对涉 VOCs 新建项目进行严格把关，要求各类涉 VOCs 的建设项目在设计、建设中使用国际领先、国内一流的清洁生产和密闭化工艺。	本项目属于页岩气勘探项目，属于临时工程，不属于高污染项目，项目试采期间水套炉采用低氮燃烧技术，不排放二氧化硫	符合
		环境风险防控	/	/	/
		资源开发效率要求	/	/	/

其他符合性分析	综上，本项目属于页岩气勘探项目，不属于开采项目，项目需临时占用基本农田8.02亩，但本项目属于法律规定的国家能源重点项目，选址无法避让，已取得井研县自然资源局出具的选址意见的复函，报告要求建设单位在开工前向相关单位办理相应基本农田占用手续方可进行开工建设。 另外，根据分析，除了占用基本农田以外，本项目不属于环境管控单元生态环境准入清单的禁止类、限制类开发建设活动，本项目在压裂测试结束后若无工业气流，则进行封井并进行迹地恢复。试采结束后若产气性较好，则敷设集输管线（另行开展环评），若气质储量匮乏，则同时水泥封固进行封井，进行设备设施搬迁工作，并进行土地复垦。此外，项目不使用煤炭作为原料，不属于高污染行业，项目固废、废水、废气均采取有效措施进行处置，因此，本项目建设符合乐山市生态环境准入清单要求。 **2、与王村镇规划的符合性分析** 经调查，金页6#平台井场距离王村镇4.2km，占地属农村生态环境，征用的土地主要为旱地，井场周边没有其他工业污染源，井场不处于生态敏感区。 根据井研县自然资源局出具的《井研县自然资源局关于办理金页6HF井选址意见的的复函》，本项目选址在王村镇城镇开发边界范围外，同意项目选址，项目规划选址意见函见附件。 **3、与产业政策符合性分析** 根据《国民经济行业分类（GB/T4754-2017）》（2019 年修订版）“0721 陆地天然气开采”中注释，“石油和天然气勘探活动”列入“7471 能源矿产地质勘查”；项目为页岩气勘探项目，项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》及 2021 年修订版中规定鼓励发展类产业项目第七条第二款（页岩气、油页岩、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发）。 综上，本项目建设符合国家现行的产业政策。 **4、与环境保护相关规划政策符合性分析** 详见纸版。

二、建设内容

地理位置

本项目位于四川省乐山市井研县王村镇梅旺村 4 组。

金页 6#平台井场距离王村镇 4.2km，工程周边交通较为便利。本项目地理位置详见附图 1。

项目组成及规模

1、项目的由来

（1）区块开发情况

常规天然气主要蕴藏在储层砂岩中。页岩气为天然气的一种，其主要蕴藏在页岩中，按照储层的不同，为区别于常规天然气，因此命名为页岩气。

根据建设单位提供资料，中国石油化工股份有限公司已于 2021 年 5 月 21 日已取得《四川省四川盆地井研-犍为地区石油天然气页岩气勘查》探矿许可证（证号：T1000002021061018000555），其勘探范围为乐山市市中区、五通桥区、井研县、犍为县、荣县，勘查面积 1195.749 平方千米。

金页 6HF 井组主要邻井如下图所示，井口距离见下表。

表2-1金页6HF井组部分邻井井口距离及高程

井号	坐标（GSC2000）		井口高程 m	井口距离 m
	X	Y		
金山 1 井	***	***	477	8444
金山 101	***	***	374	6909
金石 103HF	***	***	444	21922
金页 3HF	***	***	426	28738
金页 5HF	***	***	355	9501

***

图 2-2 本项目周边井布设情况

（2）项目由来

目前，井研—犍为区块整体尚处于勘探开发阶段，对于区块内气藏动静态认识存在诸多不足，主要为以下几点：①根据邻井的取芯资料表明储层物性较好，但储层非均质性尚不明确；②金石 103HF 井单井测试产量高，但实际稳产能力有待进一步摸索；③目前仅用“一点法”计算无阻流量，需系统开展产能评价工作，明确产能特征及变化规律；④储量基础存在不确定性，可采储量规模有待评价。⑤地面工艺流程及开发方式需通过试采加以验证，为下一步区域内试采的地面方案制定提供依据。

为评价威远构造——铁山构造夹持的鞍部区域筇竹寺组储层发育及含气性，为后续该区域后续 3500m 浅资源的规模化、有效化开发奠定基础，中国石油化工股份有限公

司西南油气分公司页岩气项目拟在四川省乐山市井研县王村镇梅旺村开展金页 6#平台钻探工程。井场内布设 8 口勘探井（金页 6HF 井、金页 6-1HF 井~金页 6-7HF 井），井别为勘探评价井，井型均为水平井，涉及井深均为 3480m（垂深），斜深均为 5900m，目的层均为筇竹寺组。金页 6HF 井组包含 8 口井，各单井井身结构、类别、目的层均相同，仅水平段朝向不同。

（3）评价范围

根据《页岩气资源/储量计算与评价技术规范》（DZ/T 0254—2014）中 4.5 页岩气勘探开发可分为 4 个阶段：勘探阶段、评价阶段，先导试验阶段，产能建设和生产阶段，其中勘探阶段是指对有利区带，进行地球物理勘探和探井钻探，建立完整的目的层取心剖面，查明储层厚度、含气性、物性等特征，并进行压裂改造达到页岩气井产量起算标准，优选出有利的评价区，并初步了解评价区的气藏特征，可以计算资源量。

根据设计资料，本项目先期布置一口预探井金页 6HF 井，该井预计井深 3480m（垂深），斜深 5900m，分三开建设，该井钻井完毕后进行压裂改造后再进行测试，若压裂测试结果显示无工业气流，则对金页 6HF 井进行封井作业并撤场，不再进行后续钻井；若测试结果显示有工业气流，则对金页 6HF 井进行试采，试采期根据《气藏试采地质技术规范》（SY/T 6171-2016）中“地质储量大于或等于 $300\times10^8m^3$ 的气藏或特殊类型气藏，应有一年以上连续试采期”，本项目所在区块井研-犍为区块在金石 103HF 井探明储量 $3878\times10^8m^3$，因此建设方基于气藏的复杂性，将试采期综合确定为 2 年，配套建设的临散气回收装置参照重庆市应急管理局《关于加强陆上油气田场站范围内零散气回收安全生产工作的通知》（渝应急发[2023]65 号），回收期不超过 4 年。试采期如获得的区域气地藏特征，计算的资源量能够满足工业开采价值，则整个金页 6#平台转为生产井（另行开展环评），若获得的气地藏特征不满足工业开采价值，则对金页 6HF 进行封井。

在金页 6HF 井试采期间，同步在井场内采用双排双机钻方式，分别完钻金页 6-1HF 井~金页 6-7HF 井共计 7 口勘探评价井。所有井完钻后，按照单井模式进行压裂测试。若经压裂测试判定该井无工业气流，则对该井进行封井；若经压裂测试判定具有工业气流，则金页 6#平台井组由预探井转为生产井（另行开展环评）。

本次评价以对环境最不利情况开展各项评价，即金页 6HF 井、金页 6-1HF 井、金页 6-2HF 井、金页 6-3HF 井、金页 6-4HF 井、金页 6-5HF 井、金页 6-6HF 井、金页 6-7HF 井共计 8 口井全部实施。

（4）环评开展类型

本项目主要目的为评价威远构造——铁山构造夹持的鞍部区域筇竹寺组储层发育及含气性，为后续该区域后续 3500m 浅资源的规模化、有效化开发奠定基础，属于勘探工程。

根据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），项目属于该行业分类中“M7471 能源矿产地质勘查”，按照《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号），项目应开展环境影响评价。工程区域已取得探矿许可证，但属于未确定产能建设规模的陆地油气开采区块，故项目不属于新区块开发和滚动开发项目，因此，拟建工程可以以单井形式开展环评。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），项目属于“四十六、专业技术服务业 46-099 陆地矿产资源地质勘查（含油气资源勘探）；二氧化碳地质封存”，应编制环境影响报告表。

2、工程建设内容及规模

（1）工程基本情况

项目名称：金页 6#平台钻探工程；

建设单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司（页岩气项目部）；

建设性质：新建；

井类别：预探井；

井型：水平井；

井口编号：金页 6HF 井预探井；金页 6-1HF 井~金页 6-7HF 井为评价井；共计 8 口预探评价井；

井深：垂深 3480m，斜深 5900m，水平段长 2300m；

目的层：筇竹寺组；

完钻层位：筇竹寺组；

完井方式：裸眼完井；

钻井泥浆体系：钻井泥浆体系：导管段（0~52m）采用清水钻进，一开段（52m~802m）、二开段（802m~3480m）采用钾基聚合物钻井液钻进（水基），三开段（3480m~设计井深）采用油基钻井液钻进。

建设周期：总建设周期 1680d，其中项目钻前工程 30d，金页 6HF 井钻井工程 210d，压裂工程单井 15d，放喷测试 60d，试采施工期 25d，试采期长 730d（约 2 年）；金页 6-1HF~金页 6-7HF 井在金页 6HF 井测试放喷结束后采用双钻机钻井作业，单井钻井周期 210d（7 口井钻井周期 840d），钻井完成后逐个进行压裂测试，单井压裂工程 15d、

放喷测试 60d。

临散气回收装置处理能力：$5\times10^4m^3/d$。

项目投资：25000 万元。

（2）试采产品方案

1）液化天然气

本项目将金页 6HF 井组采出的页岩气经预处理、液化后外运，根据项目定产规模，项目原料气处理规模为 $5\times10^4Nm^3/d$，产品为液化页岩气。液化后，产品天然气为-162℃、20kPa（G）的液体状态。本项目液化天然气组成指标见下表。

表2-2 液化天然气产品组分指标表单位：mol%

序号	组成	本项目
1	C_1	***
2	C_2	***
3	C_3	***
4	i-C_4	/
5	n-C_4	/
6	i-C_5	/
7	n-C_5	/
8	C_6^+	/
9	N_2	***
10	He	/
11	CO_2	/
合计		***
液化天然气密度为***		

液化天然气的指标满足《液化天然气》（GB/T38753-2020）中相关要求。本项目液化天然气与《液化天然气》（GB/T38753-2020）对比情况见下表。

表2-3本项目回收液化天然气与《液化天然气》质量标准对比一览表

项目	贫液类	常规类	富液类	本项目	符合性
甲烷摩尔分数/%	>97.5	86.0~97.5	75.0~86.0	***	贫液类
C_{4^+}烷烃摩尔分数/%	≤2			***	符合
二氧化碳摩尔分数/%	≤0.01			***	符合
氮气摩尔分数/%	≤1			***	符合
氧气摩尔分数/%	≤0.1			/	符合
总硫含量（以硫计）/（mg/m^3）	≤20			/	符合
合计				***	

3、项目组成

本项目建设内容包括钻前工程、钻井工程、压裂测试工程、试采工程。

（1）钻前工程

包括道路、新建井场、积液池、放喷池及设备基础等工程，当井场满足钻井工程要求后，将成套设备（包括钻机、活动房、油罐等）搬运至井场，并进行安装和调试，准备进行后续钻井作业、完井测试等。

（2）钻井工程

根据项目钻井设计，拟建工程钻井采用水基钻井液进行，其中导管段（0-52m）使用清水钻进；一开（52~802m）、二开（802~3480m）使用钾基聚合物钻井液进行钻进；三开（3480m~设计井深）为水平段使用油基中的白油基钻井液体系进行钻进。钻井作业包括下套管和水泥固井，当钻至目的层固井后完钻，然后进行洗井作业。整个钻井作业期间，泥浆循环使用，同时对钻井作业中产生的污染物进行治理。

（3）压裂测试

压裂测试主要包括压裂、放喷测试，以及工程完工后设备的搬迁和井场清理等过程。根据工程设计，金页 6HF 井钻井、压裂、放喷测试完如果有工业气流再进行后续 7 口井的作业以及金页 6HF 井的试采。测试结果若表明金页 6HF 井能获工业气流，则在井场内采用双排双机钻方式，完钻其他 7 口井。若金页 6HF 井不能获工业气流，则将井口用水泥封固，然后井场内的全部设备进行搬迁，搬迁前钻井污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清，放弃的井场应尽可能地恢复其原来的土地利用状况。

金页 6HF 井组每口单井水平段长度均为 2300m，分 37 段压裂，每段压裂时长 2 至 3 小时，单井压裂施工周期 15 天，每次使用电动压裂泵 7 台进行压裂，一天最长压裂作业时间不超过 12 个小时，并且最迟在 21 点之前停止压裂作业，压裂作业完成后进行放喷测试。

若经压裂测试判定该井不具备工业气流，则对该井进行封井，继续下口井压裂测试；若经压裂测试判定具有工业气流，则金页 6#平台整体转为生产井（另行开展环评）。

（4）试采工程

试采工程：若金页 6HF 井压裂测试后获得工业气流，则建设地面临时工程，对金页 6HF 井页岩气井进行试采，试采工程持续约 2 年，本项目试采方案情况如下：

1）试采任务

①全面求取气井压力、温度、产量等数据，试采期每季度测试井底流压 1 次；

②开展 2 次气井产能试井和压力恢复试井，解释气井储层储渗条件，分析储层特性，评价气井产能及压裂效果，确定气井合理生产制度；

③通过对气井生产过程中气、油和水产量、压力及流体性质监测，分析气井流体主要性质及气井生产动态特征；

④在足够的动态资料基础上，结合试采成果，评价气井产能特征及其变化规律，落实单井控制储量及可采储量，为下一步气藏开发技术对策的制定提供支撑；

⑤在试采期间，开展一次生产测井工作，绘制气井产气剖面，明确主要产能贡献层

段，分析产能主要控制因素；

⑥开展地面工艺适应性跟踪评价，优选工艺流程，分析其技术及经济可行性，为下一步的区块试采提供支撑；

⑦在试采期间，全面深入的了解气藏特征，深化气藏动静态认识，为下一步的勘探开发提出合理的建议。

2）试采时间

试采期根据《气藏试采地质技术规范》（SY/T 6171-2016）中“地质储量大于或等于 $300\times10^8m^3$ 的气藏或特殊类型气藏，应有一年以上连续试采期”，本项目所在区块井研-犍为区块在金石 103HF 井探明储量 $3878\times10^8m^3$，因此建设方基于气藏的复杂性，将试采期综合确定为 2 年，配套建设的临散气回收装置参照重庆市应急管理局《关于加强陆上油气田场站范围内零散气回收安全生产工作的通知》（渝应急发[2023]65 号），回收期不超过 4 年。

3）试采方案

金页 6HF 井组位于乐山市井研县王村镇，由于该区块气藏动静态认识不足，该区域暂未设置集气干线管网就地消耗和外输，在正确认识区块气藏动静态之前，本项目临时建立临散气回收装置回收临散气，临散气回收装置制成的液化天然气以槽车方式外运。

4）试采规模

根据邻井金石 103HF 井采气现状，其无阻流量类比为 $10.4\times10^4m^3/d$，经对比分析本项目试采规模为 $5\times10^4m^3/d$。

5）试采任务及周期安排

本项目试采期主要开展测试任务以及周期安排情况如下。

表2-4试采期开展测试任务情况

时段	项目	监测内容
建设期	井站建设	新建金页 6HF 井站以及临散气回收装置区。
试采初期	高压物性取样	试采生产初期，适时井口高压物性取样，进行高压物性及相态分析。
钻采初期	生产测井	记录不同储层段流体产出情况，绘制该井流体产出剖面。
试采初期、试采 12 个月后	专项试井	开展 2 次专项试井，包括产能试井和压力恢复试井，依据试井设计调整气井工作制度。使用高精度电子压力计连续记录地层压力恢复数据。
试采期间	常规压力资料录取	产量规模控制在 $5\times10^4m^3/d$（8 口井共计），记录每天的油压、套压、气液产量。
	井底流压监测	每季度进行 1 次井底流压测试工作。
	流体性质监测	每月取得稳定气样、油样、水样进行全组分分析。
	设备工作参数记录	每天收集试采井井下及地面设备工作参数，跟踪评价采气工艺配套技术、地面工艺以及流程等的适应性。

试采期满	不具有工业开采价值	拆除试采工程、金页 6HF 井站，对项目占地进行覆土复垦，恢复土地利用性质。
	具有工业开采价值	拆除临散气回收装置，金页 6#平台由预探井转为开发井，纳入后续区块开发建设（另行开展环评）。

本项目基本情况详见下表。

表2-5本项目各井井口坐标、目的层及井型

井号	井位坐标（UTM）		海拔/m	井深/m	垂深/m	井型	类别	目的层
	X	Y						
金页6HF井	***	***	372	5900	3480	水平井	勘探井	筇竹寺组
金页6-1HF井	***	***	372	5900	3480			
金页6-2HF井	***	***	372	5900	3480			
金页6-3HF井	***	***	372	5900	3480			
金页6-4HF井	***	***	372	5900	3480			
金页6-5HF井	***	***	372	5900	3480			
金页6-6HF井	***	***	372	5900	3480			
金页6-7HF井	***	***	372	5900	3480			

本工程项目组成及主要环境问题见下表。

表2-6项目组成及主要环境问题

名称	建设内容	建设规模		可能产生的环境影响（施工期）
主体工程	钻前工程	道路工程	进场道路依托现有乡村道路。新建道路一条，长 50m，宽 3.5m。维修扩建道路长 500m。	施工扬尘、噪声、固废、环境风险
		井场工程	井场规模 13982m²（143m×97m），内设泥浆循环系统 2 套、井架基础 4 套。	
			井场西侧设置泥浆循环罐罐区，占地面积 255m²，内设泥浆循环罐。	
			油水罐区位于井场西南侧，包含 4 个 90m³ 水罐，1 个 20m³ 油罐。	
			“泥浆不落地”系统占地面积 255m²，位于井场内东北侧，包含接收罐，应急暂存罐、脱稳罐、脱稳药剂罐、滑水罐。其中废水处理区 180m²，设置 2 个滑水罐，容积共 120m³；接收罐 1 个，容积 40m³；应急暂存罐，容积 40m³；泥饼接收罐 2 个，容积 60m³；	
			水基/油基专用贮存场一处，位于井场北侧，占地面积 100m²	
		积液池	占地面积 800m²，长宽=40m×20m，容积 2000m³，进行重点防渗。	
		放喷池	设置 2 个，分别位于井场东北侧和西南侧，池体面积 2×200m²，半地埋式，四周设置围墙，高度 3.3m，进行重点防渗	
		表土堆场	占地面积为 2928m²，位于井场北侧，用于临时堆放剥离的表土。	
		施工棚区	位于井场入口处，占地面积为 25m²，用于暂存基础建筑材料堆放	
	钻井工程	钻井作业	钻 8 口井（金页 6HF 井、金页 6-1HF 井、金页 6-2HF 井、金页 6-3HF 井、金页 6-4HF 井、金页 6-5HF 井、金页 6-6HF 井、金页 6-7HF 井），所有单井设计井深（垂深）均为 3480m，井型均为水平井，水平段长度 2300m，采用 ZJ70D 钻机钻井。	废水、废气、固废和噪声

				钻井过程中建设泥浆循环系统 2 套，由泥浆循环罐、振动筛、离心机等设备设施组成；其中含 40m³ 泥浆循环罐 6 个，振动筛 3 台，离心机 1 台。水基泥浆和油基泥浆分别循环使用，对在一开、二开段对井眼采用套管+水泥固井保护。	
		压裂测试工程	洗井	采用清水进行洗井	洗井废水
			分段压裂	对水平段进行压裂作业，分 37 段。采用分段加砂压裂，设置 9 台电动压裂泵（7 用 2 备）。	泵注噪声，压裂返排液，放喷废气和放喷噪声
			放喷测试	设置节流汇管、分离器、测试临散气回收装置区，对目的层的气量、页岩气性质进行测试。	
			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，按井场占地类型进行迹地恢复。	/
		试采工程	井场部分	设置有紧急关断阀、除砂器 1 套，分离器 1 套、水套炉 1 套，出站阀组 1 套，燃料气调压计量撬 1 套。井口来气经紧急关断阀后进入除砂器除砂后，经水套炉加热至 45 度后进行节流，经分离器进行气液分离并分别进行计量后，进入出站阀组。	/
				新建返排液管线 1 条，长约 120m，采用Φ57mm×3.5mm，20#无缝钢管，接入积液池。	废水
			临散气回收区	新建“临散气回收装置”1 座，处理能力 5×10⁴m³/d，位于井场东南侧，各处理系统均为撬装化设计，包括： ①分离单元（由原料气入口过滤分离器、水套炉、采出水罐、除砂器等组成）； ②脱酸单元（由吸收塔、过滤分离器、脱酸气体换热器、富胺过滤器、凝液罐、富胺闪蒸罐、贫富胺换热器、贫胺进料泵、解吸塔、塔底再沸器、塔顶回流泵、回流罐、塔顶空冷器、活性炭过滤器、贫胺过滤器、贫胺空冷器等组成）； ③脱水单元（由分子筛塔、再生气分离器、再生气空冷器、再生气加热器等组成）； ④液化单元（由冷剂压缩机系统、冷箱、冷剂钢瓶、分离器等组成）； ⑤放空系统（由放空管道以及放散管等组成）； ⑥仪表风系统（由空压机、前置缓冲罐、仪表风罐等组成）； ⑦备用发电系统（由燃气发电机组等组成）以及其他配套辅助系统。	废水、废气、固废和噪声
			换装井口阀门系统	建设防护墙保护井口，井口安全阀 1 套。	/
	辅助工程	井控系统	自控化控制系统，位于井场南侧		/
		钻机配套钻井泥浆循环利用系统	单井配备 1 套，单套配置 1 台钻井泵，循环罐 6 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过程中的岩屑。水基泥浆和油基泥浆分阶段共用。		废水、噪声、固废
		钻井参数电测测定系统	单井配备 1 套，对钻压、扭矩、转速、泵压、泵冲、悬重、泥浆体积等参数测定		/
		柴油发电机房	占地 100m²，配置 2×300kw 发电机及配套电控室。		噪声、废气、固废
		放喷点火系统	新建放喷池 2 座，分别位于井场东北侧和西南侧，占地面积为 2×200m²，设置自动、手动和电子点火装置各 1 套。		放喷测试废气、废液、噪声

	储运工程	柴油罐		1 个柴油罐，容积 20m³，柴油罐区位于井场东北侧，储罐基础采用混凝土结构基础，四周设置 10m×10m×0.3m 围堰。	/
		水罐区		4 个清水罐，每个容积 90m³，水罐区位于井场东北侧。	/
		泥浆储备罐		设置泥浆储备罐区一处，内设储罐 8 个，每个容积 40m³，泥浆储备罐位于井场东北侧。	/
		泥浆循环罐区		设置储罐 12 个，每个容积 40m³，泥浆循环罐区位于井场北侧。	/
		重叠罐区		位于井口北侧，50 套重叠罐，每套容积 80m³（每套由两个 40m³ 的水罐重叠而成），用于压裂用水储存及压裂返排液储存。	/
		污水罐		1 个 5m³ 地污水罐，位于临散气回收装置区内，用以储存脱水单元内分离过程产生的污水。	/
		采出水罐		设置采出水罐一个，容积 50m³，位于井场西南侧，用以临时暂存试采后期分离采出水	
		水基油基岩屑贮存场		占地面积 100m²，设置泥饼接收罐（30m³/个 2 个），用于储存水基/油基泥浆	/
		储油区		位于材料库东北侧，占地面积 15m²，用于储存润滑油	
		胺液储槽		2 个 3.5m³MDEA 胺液贮槽，位于脱酸单元内，储存脱酸单元 MDEA 循环贫胺液。	/
	环保工程	废水处理	钻前施工废水	生活污水均依托周边农户旱厕收集后，作为农肥使用。站场施工少量施工废水经沉淀后可循环使用，不外排。	/
			生产废水	钻井废水、洗井废水、方井雨水全部回用于压裂液配制。压裂液返排后的废水优先循环回用于其他平台压裂液配置，特殊情况无法回用的交污水处理站或其他有处理能力、有资质的单位处置	
			生活污水	餐厨废水经 1 个 1m³ 的隔油池进行隔油处理后与其他生活废水经生活区的环保厕所（A²O+MBR）处理后回用作冲厕用水，剩余部分通过罐车拉运至王村镇污水处理厂进行处理。	
			积液池	一座，井场外，容积 2000m³。	/
			隔油池	共设 4 个隔油池，井场四周在低高程处布设一个隔油池，容积为 0.8m³；油罐区及泥浆储备罐区各设 1 个隔油池，单个容积为 0.8m³；生活废水设置洗浴、洗衣废水隔油池 1 座，容积为 1m³。	
			采出水处置	分离器分离后的采出水通过初期直接返排液管线汇入积液池，后期暂存于采出水储罐，脱水单元产生的废水暂存于脱水单元污水储罐，采出水储罐内废水和污水储罐内废水定期通过管线排入至积液池，积液池内的采出水优先用于区域内其他开发平台配制压裂液，不能回用部分由罐车外运具有处理能力单位进行处置。	
		废气处理	放喷测试废气	点燃放喷可燃气体，针对测试放喷废气主要采用地面灼烧处理，测试放喷管口高为 1m，采用对空短火焰灼烧器。	/
			食堂油烟	食堂油烟经油烟净化器处理后·房顶排放	
			柴油发电机燃烧废气	柴油发电机组烟气通过自带油烟净化器后，再经过自带排气筒达标排放	/
			水套加热炉燃烧废气	采用低氮燃烧技术，水套炉燃烧废气通过自带的 8m 排气筒高空排放。	/
			脱酸单元废气	解析塔释放的脱酸气体经塔顶空冷器、凝液罐冷却分离后经 15m 高排气筒排放。	/
			放空废气	事故/检修过程装置内需排空的天然气通过放喷池内 15m 放散管进行排放。	

	固体废物处理	水基泥浆、水基岩屑	废水基泥浆、水基岩屑收集后经泥浆不落地系统处理后由泥饼接收罐（30m³/个 2 个）收集，并专门暂存于岩屑专用贮存场地内，交地方砖厂或其他有资质及处理能力单位无害化处置	/
		危废暂存间	钻井压裂阶段废润滑油、废油桶、废棉纱手套、废含油塑料垫层等含油固废暂存危废暂存间，定期交有资质单位处置	/
			试采阶段废活性炭、废分子筛、惰性瓷球及废滤芯、导热油、废润滑油、原料活化剂、消泡剂、MDEA 溶剂的废包装物暂存于危废暂存间，定期交有资质单位处置	
		油基岩屑、废油基泥浆	油基钻井岩屑、废油基泥浆经“不落地”处理系统处理后由泥饼接收罐（30m³/个 2 个）收集，并专门暂存含油岩屑专用贮存场地内，最终交有资质单位处置	
		生活垃圾	存放在井场及生活区设置垃圾桶内，定期交由项目所在地王村镇环卫部门处置。	
		滤渣	除砂器滤渣中收集后交当地环卫部门处置	/
		表土堆场	设置 1 个表土堆场，占地面积 2928m²，位于井场北侧，主要用于暂存表土，表土分层剥离，用于后期覆土绿化，堆场涉及最大堆放量 8000m³。表土堆放前先用编织袋装土码砌护脚，采用层铺法进行层层堆放，并对每层进行适当压实，表面有 1%~-2%向外的坡度，然后用防水彩色胶布进行覆盖，同时，在表土堆场编织袋装土护脚外 30cm 处开挖 30cm×30cm 的简易排水沟排水，以防止雨水冲刷造成水土流失，待项目完成后利用表土进行土地复垦	/
	噪声	柴油机发电机等高噪声设备排气筒上自带高质量排气消声器降噪；设备置于列车房内，隔声降噪；设备安装基础安装弹性减振垫层降噪。放喷池四周设置围墙降噪。		/
	分区防渗	方井、钻机基础、泥浆循环罐、柴油发电房、“泥浆不落地”系统、水基油基岩屑贮存场、泥浆储备罐区、柴油罐、重叠罐区（包括重叠罐、混砂罐、配胶液罐、砂罐等）、盐酸罐、危废暂存间、试采装置区、采出水罐、储油区设为重点防渗区，重点防渗区各区域地面、地底、池壁采用“防渗混凝土+2mm 高密度聚乙烯膜或其他等效的人工材料”进行防渗处理，确保各单元防渗层达到 GB18597 的要求；材料库、配电房、压裂泵车区、环保厕所、隔油沉淀池等设置为一般防渗区，办公区、井控用房、值班房、录井工作房、现场办公室、道路等设置为简单防渗区		/
办公及生活设施	生活区	场外，42 栋列车房（含厨房）		生活污水、生活垃圾
	现场办公室	井场内，3 栋列车房		
	录井工作房	井场内，1 栋列车房		

6、工程主要设备设施

根据项目设计，工程共涉及钻前工程、钻井工程、压裂测试工程、试采共计四部分。本次按照最不利原则，按照双钻机钻井介绍。由于钻前工程施工主要为土建作业，设备为土建施工常用设备，本评价不做详细列举，重点对钻井设备、压裂设备列表说明，详见下表。

表2-7工程设备设施一览表

设备类型	设备名称	型号	主参数	数量（台/套）	备注

	动力系统	柴油发电机组		G12V190PZLG-3	810kW	2 台	2 备
	钻井设备	钻机部分	钻机	ZJ70D	7000m	2 台	/
			井架	JJ225/43-K	2250kN	2	/
			底座	DZ225/7.5-K2	2250kN	2	/
			绞车	JC-40	900kW	2	/
			天车	TC225-5	2250kN	2	/
			游车/大钩	YC225/DG225	2250kN	2	/
			水龙头	SL-225-3	2250kN	2	/
			电动转盘	ZP-27.5	4500kN	2	/
			泥浆泵	F-1600HL	1600HP	3	2 用 1 备
		泥浆循环系统	重浆储备罐	/	40m³	4*2	单井配备 4 个
			负压振动筛	GX-1	210m³/h	3	2 用 1 备
			循环罐	/	40m³	6*2	单井配备 6 个
			除气器	ZCQ1.5/5	240m³/h	1*2	单井配备 1 个
			除砂除泥一体机	ZQJ-1	/	1*2	单井配备 1 个
			高低速（800-1800r/min）离心机	JL40-DZ	40m³/h	1*2	单井配备 1 个
			加重泵、混浆漏斗	150NSP	55kW	2*2	单井配备 2 个
		液气分离器		NQF800/1.6	/	1	紧急放喷管线
		电动压风机		SPE-306X	1MPa	1*2	单井配备 1 个
		钻井参数仪		JZ250	/	1*2	单井配备 1 个
		钻柱扭摆系统		/	/	1*2	单井配备 1 个
	钻机救生及消防装置	消防房及消防工具		/	/	1*2	按标准配制
		二层逃生装置		/	/	1*2	
		钻台紧急滑道		/	/	1*2	
		可燃气体监测仪		/	/	4*2	
		大功率防爆排风扇		/	/	4*2	
		自动点火装置		/	/	1	
		移动式点火装置（钻开油气层前配置）		/	/	1	
	井控装置	环形防喷器		F35-35	35MPa	1*2	按标准配制
		剪切闸板		FZ35-70	70MPa	1*2	
		双闸板		2FZ35-70	70MPa	1*2	
		液气分离器		/	4166L/min	1	
		节流管汇		JG/Y2-70	70MPa	1	
		压井管汇		YG-70	70MPa	1	
	“泥浆不落地”系统	接收罐		/	40m³	1	/
		应急暂存罐		/	40m³	1	
		脱稳罐			40m³	1	
		脱稳药剂罐		/	20m³	1	
		滑水罐		/	60m³	1*2	

	泥饼接收罐		/	30m³	2	/
压裂设备	电动压裂泵		2000kw	SQP2800	9	7 用 2 备
	仪表车				1 台	/
	混砂撬		S 型	X5292TYC	2 台	/
	混配车				2 台	/
	压裂重叠罐		/	80m³	50 套	配制压裂液
	立式砂罐		/	30m³	20	
放喷测设备	节流管汇		JL/Y2-70	70MPa	1	/
	三相分离器		1440psi	10MPa	1	/
试采设备	井口监控系统	取样、处理系统	自制	/	1 套	/
		可燃气体监测系统	自制	/	1 套	/
		硫化氢监测系统	自制	/	1 套	/
		氧气/一氧化碳/二氧化碳气体监测系统		/	1 套	/
		便携式环境甲烷气体监测仪		/	1 只	/
		便携式环境硫化氢监测仪		/	15 只	/
		SO_2 监测仪		/	10 只	/
		便携式可燃气体监测仪		/	10 套	/
	预处理	紧急关断阀	70MPa，DN65	紧急关断阀	10 套	/
		除砂器	35MPa	/	1 套	/
		水套炉系统	/	/	1 套	/
		气液分离器	6.3MPa，DN1200	/	1 套	/
		放散管	DN100，15m	/	2 套	/
		出站阀组	DN150，5.4MPa	/	1 套	/
		两相流计量模块	6.3MPaPN63mm	/	1 套	/
	分离单元	气液过滤器	650m³/h	/	1 套	/
	脱酸单元	吸收塔	/	/	1 台	/
		再生塔	/	/	1 台	/
		富胺闪蒸罐	/	/	1 台	/
		回流罐	立式	/	1 台	/
		过滤分离器	过滤精度 5μm	/	1 台	/
		活性炭过滤器	过滤精度 1μm	/	1 台	/
		贫胺过滤器	过滤精度 1μm	/	1 台	/
		贫富胺换热器	定型	/	1 台	/
		脱酸气体换热器	/	/	1 台	/
		塔底再沸器	卧式	/	1 台	/
		塔顶空冷器	/	/	1 台	/
		贫胺空冷器	/	/	1 台	/
		贫胺进料泵	定型	/	2 台	/
		塔顶回流泵	定型	/	2 台	/
		补液泵	定型	/	1 台	/
		消泡剂泵	定型	/	1 台	/
	脱水单元	分子筛塔	定型	/	3 台	/
		再生气换热器	/	/	1 台	/
		再生气空冷器	/	/	1 台	/
		再生气分离器	/	/	1 台	/
		污水罐	/	/	1 台	/

		再生气加热器	/	/	1 台	/
	液化单元	冷剂压缩机机组	螺杆式	/	1 套	/
		冷箱	/	/	1 套	/
		冷剂压缩机入口分离器	/	/	1 台	/
		冷剂压缩机出口分离器	/	/	1 台	/
		中冷却器	/	/	1 台	/
		后冷却器	/	/	1 台	/
		燃料气平衡罐	/	/	1 台	/
		丙烷预冷器	/	/	1 台	/
		换热器	/	/	1 台	/
		粉尘过滤器	/	/	1 台	/
		冷剂钢瓶	/	/	1 批	/
	燃气发电机		/	/	1 台	/

7、主要原辅材料及能源消耗情况

项目总体原辅材料及能源消耗如下表所示：

表2-8总体原辅材料及能源消耗表

类别	工序	名称	单位	数量	成分组成	储存、来源及配置情况
主辅料	钻井	水基泥浆	m^3	***	循环使用，使用过程根据地层不同，对钻井泥浆密度与成分要求不同加入膨润土、氢氧化钠、纯碱等组分。	外购原材料堆存于材料库，现场适时调配
		油基泥浆	m^3	***	油基泥浆循环使用，由白油、有机土、氯化钙等组成	不在现场配制，首次使用时由厂家配制好后分批次拉运至井场，暂存于泥浆循环（12 个，总容积 480m^3） 内，贮存系数取 0.8，暂存量 384m^3，密度 1.35-1.6 g/cm^3，最大暂存 576t
		应急压井泥浆	m^3	***	事故应急压井泥浆（钻井泥浆+重晶石）	泥浆储备罐储存，由钻井队现场配制。
				***		
	压裂	压裂液	m^3	***	由各个高效减阻剂、活化剂、支撑剂等构成	压裂阶段由 4000m^3 重叠液罐储存，现场配制，井间循环使用。
		前置酸	m^3	***	浓度为 15%的稀盐酸	压裂开始前，将成品拉运至现场，在井场内由 1 个 10m^3 的玻璃钢罐现场临时贮存，贮存系数取 0.8
		支撑剂	t	***	陶粒	外购袋装成品。储存于材料库
		树脂覆膜砂	t	***	石英砂	
	试采	分子筛吸附剂	t/a	***	碱金属硅铝酸盐	
		制冷剂	t/a	***	包括氮气、甲烷、乙烯和正丁烷组成的混合物	外购罐装成品，储存于材料库

		MDEA 溶液	t/a	***	N-甲基二乙醇胺	定期添加，不储存，管道在线量 3.1278
		导热油	t/a	***	烃类混合物	外购桶装成品，储存于材料库内储油区，最大储存量 0.8t
	润滑油		t/a	***	烃类混合物	
	水泥		t	***	固井水泥，水泥厂购买。	外购袋装成品，储存于材料库
能源	钻井、压裂用水		m^3	***	钻井、压裂阶段优先使用钻井液废水、洗井废水、方井雨水，压裂返排中的可用部分配制，不足部分由罐车从周边池塘等取水拉运至场内储存	压裂重叠罐、积液池
	柴油		t	***	烃类混合物	备用燃料，储存于柴油罐中；采用 1 个 20m^3 的套装油罐存放，最大储存量 16t
	生活用水		m^3	***	/	/

各类原辅材料说明：

（1）钻井工程原辅材料

本项目钻井作业过程消耗的原辅料及能源主要有水、钻井液等，项目主要原辅材料消耗情况见下表。

表2-9钻井作业原辅材料消耗一览表

名称	单位	需量	备注	储存情况
水基泥浆	m^3	***	循环使用，使用过程根据地层不同，对钻井泥浆密度与成分要求不同加入膨润土、氢氧化钠、纯碱等组分。	原材料堆存于材料库，现场适时调配
油基泥浆	m^3	***	油基泥浆循环使用，由白油、有机土、氯化钙等组成	不在现场配制，首次使用时由厂家配制好后分批次拉运至井场暂存于泥浆循环系统
压井泥浆	m^3	***	事故应急压井泥浆（钻井泥浆+重晶石），由钻井队现场配制。	泥浆储备罐
		***		

A、钻井泥浆性质及作用

钻井液是钻探过程中，孔内使用的循环冲洗介质。钻井液是钻井的“血液”，又称泥浆。钻井液按组成成分可分为清水、泥浆、无粘土相冲洗液、乳状液、泡沫和压缩空气等。泥浆是广泛使用的钻井液，主要适用于松散、裂隙发育、易坍塌掉块、遇水膨胀剥落等孔壁不稳定岩层。

钻井液主要功用是：①冷却钻头、清净孔底、带出岩屑。②润滑钻具。③停钻时悬浮岩屑，保护孔壁防止坍塌，平衡地层压力、压住高压油气水层。④输送岩心，为孔底动力机传递破碎孔底岩石需要的动力等。钻井中钻井液的循环程序包括：钻井、液罐、

经泵→地面、管汇→立管→水龙带、水龙头→钻柱内→钻头→钻柱外环形空间→井口、泥浆（钻井液）槽→钻井液净化设备→钻井液罐。

B、钻井泥浆体系及泥浆主要原辅材料

钻井泥浆的类型较多，根据不同的地层地质情况，选用不同的泥浆。泥浆主要分为水基泥浆和油基泥浆两种基本类型，本工程钻井采用水基+油基钻井液相结合的方式进行钻进，导管段采用清水钻进，一开段、二开段使用水基泥浆钻井，三开井段使用油基钻井液钻进。本钻井作业中使用的油基泥浆不在现场配制，均由厂家配制好后分批次拉运至井场。

项目各井段钻井作业泥浆体系选择及各分段配方设计见下表。

表2-10本工程钻井液体系及成分

井段	主要成分	类型
导管	清水	水基钻井液
一开、二开	基本配方：30～40kg/m³＋0.3～0.5%复合金属离子聚合物＋0.1～0.2%黄原胶＋0.2～0.3%两性离子聚合物包被剂＋0.2%～0.3%两性离子聚合物降粘剂＋0.5%～1%水解聚丙烯腈铵盐＋0.5%～1%水解聚丙烯腈钾盐＋0.5%～1%水解聚丙烯酰胺+1%～2%改性沥青＋1%～2%改性石蜡封堵防塌剂＋3%～5%氯化钾+0.4%～0.6%生石灰。 其他添加剂：重晶石、碳酸钙(不同目数)、氢氧化钠、封堵剂等	
三开	基本配方：80%～90%白油+2%～4%主乳化剂+1%～2.5%辅乳化剂+0.5%～1%润滑剂+0.5%～1.5%有机土+3%～5%降滤失剂+2%～4%页岩封堵剂+2%～4%纤维封堵剂+2%～3%生灰+20%～10%氯化钙盐水（浓度 20%～25%）。 其他添加剂：重晶石、碳酸钙(不同目数)等	油基钻井液

项目钻井泥浆主要原辅材料用量如下表所示。

表2-11钻井作业主要原辅材料消耗情况表

种类	材料名称	包装方式	规格	单井用量（t）	总用量（t）	暂存位置
水基泥浆	膨润土	袋装	25kg/袋	***	***	材料库
	纯碱	袋装	25kg/袋	***	***	
	氢氧化钠	袋装	25kg/袋	***	***	
	黄原胶	袋装	25kg/袋	***	***	
	两性离子聚合物降粘剂	袋装	25kg/袋	***	***	
	水解聚丙烯腈铵盐	袋装	25kg/袋	***	***	
	两性离子聚合物包被剂	袋装	25kg/袋	***	***	
	复合金属离子聚合物	袋装	25kg/袋	***	***	
	聚丙烯酰胺钾盐	袋装	25kg/袋	***	***	
	抗温抗饱和盐润滑剂	袋装	25kg/袋	***	***	
	封堵剂	袋装	25kg/袋	***	***	
	改性沥青	袋装	25kg/袋	***	***	
	聚丙烯酰胺	袋装	25kg/袋	***	***	
	氯化钾	袋装	25kg/袋	***	***	

	生石灰	袋装	25kg/袋	***	***
	改性石蜡封堵防塌剂	袋装	25kg/袋	***	***
	超细碳酸钙	袋装	25kg/袋	***	***
	重晶石	灰罐装	/	***	***
油基泥浆	白油	桶装	25kg/桶	***	***
	氯化钙	袋装	25kg/袋	***	***
	主乳化剂	袋装	25kg/袋	***	***
	辅乳化剂	袋装	25kg/袋	***	***
	润湿剂	袋装	25kg/袋	***	***
	有机土	袋装	25kg/袋	***	***
	生石灰	袋装	25kg/袋	***	***
	降滤失剂	袋装	25kg/袋	***	***
	超细碳酸钙	袋装	25kg/袋	***	***
	封堵剂	袋装	25kg/袋	***	***
	重晶石	灰罐装	/	***	***

本项目钻井阶段每开使用钻井泥浆主要成分见下表。

表 2-12 项目井场钻井泥浆主要材料成分表

原辅材料	材料名称	主要化学成分及理化性质
水基钻井液	膨润土	膨润土是以蒙脱石为主要矿物成分的非金属矿产，由于蒙脱石晶胞形成的层状结构存在某些阳离子，如 Cu、Mg、Na、K 等，且这些阳离子与蒙脱石晶胞的作用很不稳定，易被其他阳离子交换，故具有较好的离子交换性，密度 2~3g/cm^3，沸点 381.8℃，闪点 184.7℃
	纯碱	碳酸钠（Na_2CO_3），常温下为白色无色无味的粉末或颗粒，有吸水性，分子量 105.99，熔点 851℃，分解温度 1744℃，沸点 1600℃，密度 2.532g/cm3，易溶于水和甘油，微溶于无水乙醇，难溶于丙醇，溶液显碱性，较稳定
	氢氧化钠	氢氧化钠（NaOH），俗称烧碱、火碱、苛性钠，为一种具有强腐蚀性的强碱，白色半透明片状或块状形态，分子量 39.996，密度 2.13g/cm^3，闪点 176-178℃，熔点 318.4℃，沸点 1390℃，易溶于水并形成碱性溶液，有潮解性，溶于乙醇和甘油，不溶于丙醇、乙醚，具有强腐蚀性
	聚丙烯酰胺钾盐	该产品是一种无毒、无腐蚀的井壁稳定剂，易溶于水。具有抑制泥页岩及钻屑分散作用，兼有降失水、改善流型和增加润滑等性能。可以有效的抑制地层造浆并能与多种处理剂配伍，是一种应用广、较理想的井壁稳定剂。外观呈白色或淡黄色粉末。
	水解聚丙烯腈铵盐	由腈纶丝高温高压下水解制得，为淡黄色粉末。含有 COOH、$COONH_4$、$CONH_2$、CN 等基团构成，具有一定的抗温和抗盐能力，具有一定的防塌效果。
	两性离子包被剂	是由含有多种有机阳离子基因、阴离子基因和非离子基因的单体通过共聚而形成的水溶性高分子聚合物，既能增强泥浆的抑制性，抑制泥页岩的水化膨胀，控制地层造浆，又能维持泥浆性能的稳定，改善流变性，降低摩阻和滤失量，有利于钻井。
	黄原胶	黄原胶是一种非胶凝的多糖，易溶于水水溶液呈透明状一般，在水基钻井液中用增粘，提高携砂能力。
	氯化钾	KCl，白色结晶小颗粒粉末，外观如同食盐，无臭、味咸、无毒性，分子量 74.55，熔点 770℃，沸点 1420℃，密度 1.98g/mL，闪点 1500℃，易溶于水、醚、甘油及碱类，不溶于无水乙醇，有吸湿性，易结块，稳定。

	超细碳酸钙	超细碳酸钙是碳酸钙的一个分类，分子式为：$CaCO_3$，指的是碳酸钙粉体平均粒径 0.02μm<d≤0.1μm 的碳酸钙，白色微细粉末，无味，无毒，分子量 100.09，相对密度 2.45~2.50，在空气中稳定，几乎不溶于水，不用于醇。
	重晶石	以 $BaSO_4$ 为主的非金属矿产品，比重 4.0~4.6，斜方晶体，莫氏硬度 3~3.5，在钻井过程中作为加重剂使用，钻井液用重晶石一般细度要达到 325 目，细度不够易于发生沉淀。$BaSO_4$，分子量 233.39，密度 4.25~4.5，熔点 1580℃，沸点 330℃at760mmHg，分解温度＞1600℃。
油基钻井液	白油	白油：C16~C31 的正异构烷烃的混合物，无色透明油状液体，无臭味，具有润滑性，不溶于水和乙醇。油基钻井液：基本组成是油、水、有机粘土和油溶性化学处理剂。本工程使用油基钻井液由白油、有机土、主乳化剂、润湿剂、降滤失剂、封堵剂、加重剂组成的钻井液体系。主要成分为白油，无色透明油状液体，没有气味。比重 0.831～0.883，闪点（开式）164～223℃，运动黏度（50℃）5.7～26mm^2/s，酸值≤0.05。对酸、光、热均稳定，不溶于乙醇，溶于乙醚、苯、石油醚等，并可与多数脂肪油互溶。为液体类烃类的混合物，主要成分为 C16～C31 的正异构烷烃的混合物，是自石油分馏的高沸馏分，依据黏度等性质的不同。白油的分子量通常都在 250～450 范围之内，具有良好的氧化安定性、化学稳定性、光安定性，无色、无味，不腐蚀纤维纺织物。
	氯化钙	$CaCl_2$，白色硬质碎块或颗粒，微苦，分子量 111，熔点 782℃，密度 2.15g/mLat25℃，易溶于水，溶解时放热，溶于醇、丙酮、醋酸，与氨或乙醇作用，生成络合物。
	主乳化剂	酰胺类乳化剂。
	辅乳化剂	酰胺类乳化剂。
	湿润剂	提高油基钻井液的动切力，改善钻井液体系的流变性。
	有机土	用季铵盐类阳离子表面活性剂处理后制成的亲油膨润土，在钻井时作为乳胶稳定剂使用，无毒，外观为白色或灰白色粉末，无味，相对密度 1.7~1.8g/cm^3，易溶于烃类溶剂
	石灰	石灰粉是钻井泥浆、完井液、修井液可酸溶的加重材料，产品为白色粉末状，因杂质不同而略带微红和微黄色，粒度 97%能通过 200 目筛，密度 2.7~2.9g/cm^3，用于加重钻储层钻井泥浆。分子量 56.08，熔点 2580℃，碱性。
	降滤失剂	黑褐色粉末，用于钻井液的降滤失剂，抑制页岩水化膨胀作用、增稠作用等。
	封堵剂	不同粒径的棉纤维粉、木质纤维粉和矿物纤维的复配物

本项目油基泥浆不在现场配制，直接从厂家外购成品泥浆进行钻井。水基泥浆现场配制，为了避免场地二次污染，各类液体原料（比如白油）均利用密闭罐体储存于泥浆循环系统，利用密闭输送泵进行输送，同时，水基泥浆的配制在泥浆循环系统进行，泥浆循环系统进行了重点防渗并设置了围堰，防止各类液体泄漏污染区域地表水及地下水体。

（2）压裂液工程原辅材料

本项目需进行 8 口水平井的压裂作业，根据压裂方案设计，井下水平井段分段压裂采用低摩阻、可连续混配、可回收利用体系。压裂液由高效减阻剂、活化剂、支撑剂等构成，压裂液中不添加汞、镉、铬、铅、砷等有毒有害物质，主体配方见下表。

表 2-13 项目压裂液体系及配方

压裂液体系	配方

前置酸	15%盐酸+1%缓蚀剂+2%铁离子（前置酸留在地层中不返排到地面，返排阶段随气体带出）
活性水	2%KCl+0.5%增效剂
降阻水	0.07%降阻剂+0.1%防膨剂+0.1%增效剂+0.02%消泡剂+0.015%粘度调节剂
压裂液	0.35%低分子稠化剂+0.15%增效剂+0.2%高温稳定剂+0.02%消泡剂+0.3%流变助剂+0.05%粘度调节剂

水平井段水力压裂所需的材料及主要成分详见下表。

表 2-14 压裂液体系及配方

材料名称		代号	主要成分	用量（t）	暂存位置及包装方式
压裂液用料					
前置酸		/	HCl（15%，Wt%）	***	玻璃钢罐盛装、材料区堆存
压裂液量		/	水+添加剂	***	重叠罐
其中	高效减阻剂	JF-J10	阳离子聚合物，有效成分为阳离子聚丙烯酰胺	***	袋装、材料区堆存
	防膨剂	JC-FCO_3	小分子阳离子复合物，有效成分为四甲基氯化铵	***	袋装、材料区堆存
	消泡剂	/	聚二甲基硅醚	***	袋装、材料区堆存
	低分子稠化剂	SRFR-CH_3	改性豆胶 $HOCH_2$（CH_3）$CHOCH_2CH$（CH_3）O）n-CH_2CH（OH）CH_3	***	袋装、材料区堆存
	流变助剂	SRLB-2	聚氧乙烯月桂醇醚硫酸钠	***	袋装、材料区堆存
	缓蚀剂	FL4-2	低分子量聚季铵盐	***	袋装、材料区堆存
	助排剂	FL4-4	烷基酚聚氧乙烯醚与三乙醇胺	***	袋装、材料区堆存
	铁离子稳定剂	FL4-7	十二烷基三甲基氯化铵	***	袋装、材料区堆存
	粘土稳定剂	FL4-3	异抗坏血酸钠	***	袋装、材料区堆存
支撑剂用料					
粉陶		100	陶粒	***	袋装、材料区堆存
树脂覆膜砂		40/70	石英砂	***	袋装、材料区堆存
树脂覆膜砂		30/50	石英砂	***	袋装、材料区堆存
其他能源					
新鲜水		/	/	***	重叠罐+积液池，用于压裂液配置

压裂液主要成分理化性质如下表所示。

表2-15 压裂液主要成分理化性质

1	高效减阻剂	减阻剂是一种能减少流体在输送时所受阻力的试剂。多为水溶性或油溶性的高分子聚合物，有效成分为阳离子聚丙烯酰胺
2	防膨剂	防膨剂是一种有机阳离子聚合物的混合物，分子链节含有多个阳离子基团，能以网络形式强力吸附在粘土的交换点上，并通过分子间力和氢键力等作用，牢固吸附在粘土表面。该产品具有明显防止储层中粘土矿物水化膨胀和分散运移的作用，使油田注水的视吸水指数大幅度提高。产品分子量适当，可适用于高渗和低渗油气层，并且其独特的刚性结构，能进入粘土矿物层间，在多种化学力的作用下，达到高效稳定作用。主要有效成分为四甲基氯化

3	低分子稠化剂	主要组分为改性豆胶，分子式 $HOCH_2(CH_3)CHOCH_2CH(CH_3)O)n\text{-}CH_2CH(OH)CH_3$，易溶于水，增粘性能良好。豆胶由豆科植物的种子提取，白色至浅黄褐色粉末，无臭。
4	流变助剂	白色粉末，熔点 83~88℃，比重 1.01（温度20℃），不溶于水，溶于大部分有机溶剂，闪点>65℃，具有良好的抗流挂性能、防沉性、稳定性等。
5	铁离子稳定剂	十二烷基三甲基氯化铵，无色或淡黄色透明胶体，可溶于水和乙醇，与阳离子、非离子表面活性剂有良好的配伍性，化学稳定性好，耐热、耐光、耐压、耐强酸强碱，具有良好的渗透、乳化性能，熔点 237℃。
6	粘土稳定剂	粘土稳定剂能有效地吸附在粘土表面，防止水敏性矿物水化膨胀及分散运移而对油气层造成的伤害。淡黄色至棕红色液体，密度 1.0~1.15。主要成分为异抗坏血酸钠
7	前置酸（15%稀盐酸）	盐酸，化学式为 HCl，是氯化氢水溶液，相对密度 1.187。熔点：114.8℃。酸液浓度 15%~28%。沸点：84.9℃。易溶于水，有强烈的腐蚀性，能腐蚀金属，对动植物纤维和人体肌肤均有腐蚀作用。浓盐酸在空气中发烟，触及氨蒸气会生成白色云雾。氯化氢气体对动植物有害。盐酸是极强的无机酸，高浓度对人体有极度伤害，具有刺激性气味，能和很多金属发生反应。

压裂液现场配制，为了避免场地二次污染，各类液体原料均利用密闭罐体储存，利用密闭输送泵进行输送，同时，压裂液的配制在重叠罐区进行，重叠罐区进行了重点防渗并设置了围堰，防止各类液体泄漏污染区域地表水及地下水体。

（4）试采阶段原辅材料理化性质

1）MDEA 溶液

二氧化碳的脱除采用溶液吸收法，溶剂采用活性 MDEA 水溶液。由于 MDEA 水溶液的配方是机密资料，其中主要成分为 N-甲基二乙醇胺（MDEA），下面只是简要介绍 N-甲基二乙醇胺的性质。

N-甲基二乙醇胺（MDEA）的 CAS 国际编号为 105-59-9，它是无色或微黄色粘性液体，易与水、乙醇、乙醚混溶，分子式 $CH_3\text{-}N(CH_2CH_2OH)_2$，分子量 119.16，标准大气压下的沸点为 246~249℃，比重 1.0425，冰点为-21℃。其质量指标见下表。

表2-16 MDEA性能指标

指标名称	指标名称	
	优级品	一级品
外观	无色液体	无色或微黄色粘性液体
N-甲基二乙醇胺≥	99.5%	99%
伯、仲胺的含量，mmol/g≤	0.20	0.50
水份≤	0.3%	0.5%
密度（20℃）、g/cm^3	1.030-1.050	

N-甲基二乙醇胺主要用于酸性气体净化，特别是石化企业炼厂气尾气、天然气脱硫，化肥厂脱碳，具有较好的选择性。而且溶剂稳定性好，成为当今高效低能耗脱硫脱碳溶剂。MDEA 还可适用于表面活性剂、水性涂料溶剂及医药中间体乳化剂等。

2）干燥吸附剂

本装置采用 3A 分子筛来进行吸附脱水。3A 分子筛是指 A 型晶体结构的钾型，是一种碱金属硅铝酸盐。3A 型分子筛能吸附临界直径不大于 3A 的分子。

分子式：$K_{12}[(AlO_2)_{12}\cdot(SiO_2)_{12}]\cdot xH_2O$ 它在结构上有许多孔径均匀的孔道和排列整齐的孔穴，不同孔径的分子筛把不同大小和形状分子分开。根据 SiO_2 和 Al_2O_3 的分子比不同，得到不同孔径的分子筛。

3）导热油

本项目采用的导热油为烷基苯型导热油，这一类导热油为苯环附有链烷经支链类型的化合物，属于短支链烷经基（包括甲基、乙基、异丙基）与苯环结合的产物。其沸点在 170~180℃，凝点在-80℃以下，此类产品的特点是在适用范围内不易出现沉淀。

4）制冷剂

本项目制冷剂包括氮气、甲烷、乙烯和正丁烷组成的混合物，其质量比为 15:30:30:25，各组分物化性质如下：

①乙烯

无色气体，略具烃类特殊臭味，分子量为 28，熔点为-169.4℃，沸点为-103.9℃，气态密度 1.256kg/m^3，饱和蒸汽压力 4083kpa（0℃）。具有较强的麻醉作用。本品易燃。

②正丁烷

正丁烷是一种有机物，化学式是 C_3H_8，常温常压下为无色可燃性气体。熔点-159.4℃。沸点-11.73℃。微溶于水，可溶于乙醇、乙醚等。与空气形成爆炸性混合物，爆炸极限为 1.9%~8.4%（体积）。

③氮气

氮气，惰性，无色无臭，无腐蚀性，不可燃，温度极低。密度 1.25kg/m^3（0℃、气体）、0.804kg/m^3（-183℃、液体），熔点-210℃，沸点-195.8°C，临界温度-147°C；临界压力 3.39MPa，它是一种使人窒息的气体、液氮低温会对人造成冻伤、不可与皮肤接触。

8、公用工程

（1）供电

本项目供电采用电网供电，在停电时采用柴油发电机发电，共计三台，型号为 G12V190PZLG-3，功率为 810KW，柴油电动机组设置在发电机房内。

（2）给水工程

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。

本项目部分压裂作业用水来源于钻井废水、洗井废水、压裂返排液可回用部分，运至井场回用于配制压裂液；钻井、洗井及压裂作业部分用水为新鲜水，取自井场附近的

河流、吃糖，然后通过罐车拉运至井场，新鲜水用量较小，本评价建议施工单位在项目施工前办理相关取水许可。

生活用水主要从当地场镇购买，采用货车将桶装水运输到井场供给。

（3）排水工程

井场采用清污分流、雨污分流制。井场外的初期雨水经井场外沟进行截排。井场内散落的污水汇入井场四周内沟，最终可集中收集至积液池内。

本项目产生的最终剩余的钻井废水、洗井废水和方井雨水用于配制压裂液，压裂液返排后的废水优先循环回用于其他平台压裂液配置，特殊情况无法回用的交污水处理站或其他有处理能力、有资质的单位处置；生活污水经收集后经环保厕所收集处理后回用，最终剩余部分由吸粪车密闭转运至王村镇污水处理厂处理。

9、工程占地与平衡分析

（1）工程占地情况

本项目钻井工程占地（道路占地、井场及附属设施占地、生活区占地和表土堆放场占地等），项目占地情况见下表。

表2-17 项目占地情况一览表（单位：m^2）

序号	用地项目		用地面积	土地类型	占地性质
1	井场及附属设施占地	井场工程（含临散气回收装置区）	***	旱地、竹林地	临时占地
		池类工程	***	水田、旱地	临时占地
2	道路占地	新建、扩建道路	***	旱地	临时占地，在钻井、压裂设备搬迁后，对道路进行恢复。
3	生活区占地	列车房区	***	旱地	临时占地
4	表土堆场		***	坑塘	临时占地
5	其他边角用地		***	水田、旱地、竹林地	临时占地
合计	***				

本项目占地面积共计 2.976hm^2，其中占用永久基本农田共计 0.535hm^2，根据井研县生态环境局向井研县自然资源局征求本项目基本农田的函，对本项目占用基本农田的面积进行了复核，认同本项目占用基本农田面积。除了基本农田以外，其余占地为旱地及林地，本次环评要求，建设方在施工前办理相应的用地手续；项目占用林地部分在施工前取得用林许可。

（2）土石方平衡

根据钻前工程设计说明，本项目钻前工程挖方量 65000m^3，其中剥离表土约 5500m^3，堆放在本项目设置的表土堆场内，待完钻后临时占地复垦恢复表层覆土，井场填方约 65000m^3（表土 5500m^3），无多余弃方产生。

（3）水平衡

钻井期间用水情况如下表所示：

表 2-19 金页6#平台钻井期间生产用水、排水情况一览表 单位：m^3

工序	用水节点	赋存介质	介质量	含水率%	水量	去向	最终水赋存形式及水量		
							废水	损失	泥浆中
钻井过程	金页 6HF 井	钻井液	1833.25	92	1686.59	在泥浆循环过程中，根据钻井进度和地层对泥浆的需求情况，不断添加泥浆药剂调整泥浆参数和新鲜水；钻井过程实行“不落地”随钻处理方式处理，泥浆经破胶+板框压滤处理，压滤废水回用于后期压裂液配置，钻井泥浆循环使用，不外排	1281.81	84.33	320.45
洗井	金页 6HF 井洗井用新鲜水	水	25.29	100	25.29	暂存于积液池中，用于金页 6HF 井配制压裂液	25.29	/	/
降雨	/	/	/	/	/		10.7	/	/
金页 6HF 井用水量小计					1711.88	/	1317.8	84.33	320.45
钻井过程	金页 6-1HF 井~金页 6-7HF 井钻井液配置	钻井液	3666.5	92	3373.18	在泥浆循环过程中，根据钻井进度和地层对泥浆的需求情况，不断添加泥浆药剂调整泥浆参数和新鲜水；钻井过程实行“不落地”随钻处理方式处理，泥浆经破胶+板框压滤处理，压滤废水回用于后期压裂液配制，钻井泥浆循环使用，不外排	2563.62	590.31	640.9
	水基钻井液补充新鲜水	水	421.65	100	421.65	因钻井过程在地层中损耗，定期根据情况补水			
洗井	后续 7 口井洗井用新鲜水	水	177.03	100	177.03	暂存于积液池中，用于后续 7 口井配制压裂液	177.03	/	/
降雨	/	/	/	/	/		160.5	/	/
后续 7 口井用水量小计					3971.86	/	2901.15	590.31	640.9
合计	总生产用水量				5683.74	/	4218.95	674.64	961.35

金页 6HF 井~金页 6-7HF 井钻井期间水平衡如下图所示：

***

图 2-4 钻井期间生产用水水平衡 单位：m^3

10、天然气气质组分

目前在犍为—井研区块已经布设了 9 口井，其中普仁 1 井、金石 1 井、金山 101 井、金页 2 井已经完钻但未生产井；金页 1HF 井、金石 103 井正在进行生产。

金石 103HF 井生产层段为：3464~5471m，属于筇竹寺组层位，本项目目的层也为筇竹寺组。因此本项目和金石 103HF 井属于同一个气藏、同一个层位的气井，因此，气质监测报告（附件 3）可以进行类比，其主要成分见下表。

表2-21 气质监测报告

组分名称	摩尔百分数（%）	组分名称	摩尔百分数（%）
甲烷	***	二氧化碳	***
乙烷	***	氧（O_2）	***
丙烷	***	氮（N_2）	***
正丁烷	***	氦（He）	***
正丁烷	***	氢（H_2）	***
异戊烷	***	已烷及以上	***
正戊烷	***	相对密度	***
高位摩尔发热量（KJ/mol）	***	高位体积发热量（MJ/m^3）	***
密度（kg/m^3）	***		

注：相对密度*指相对空气密度。

根据气质组分分析报告，预计本项目天然气不含硫化氢，因此，本项目钻井工程按不含硫化氢天然气井进行评价。

（9）搬迁安置

根据现场踏勘，本项目井口周边 100m 范围内无居民，不涉及搬迁安置。

总平面及现场布置

本项目分为钻井工程、压裂测试工程、试采工程共计四部分。本次按照钻井、压裂测试期、试采期两段时期分别论述。

（一）**钻井、压裂测试期**

钻井工程平面布置按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T5225-2019）、《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T6396-2014）等石油和天然气行业标准的要求进行。钻井井场主要包括井控台、泥浆循环系统、泥浆泵、值班室、办公室、油水罐区等。井场外设置有放喷池、积液池、生活区（列车房）等，井场办公室用房为列车房，完钻后随钻井队搬迁走。

1、井口布局

金页 6#平台共 8 口井，位于井场中央，共计两排，每 4 口井为一排，井口横向间距为 30m，纵向间距为 8m，钻井过程中，8 口井均在同一井场进行钻井作业，共用一个井场、公辅（包括钻井设备、泥浆循环系统、井控系统、柴油发电房等）及环保设施（积液池、放喷池、“泥浆不落地”系统等）。

2、井场布局

本项目井场占地 13982m^2，由东北向西南布设，西南面为后场，东北面为前场，井场内包含 8 口井，位于井场中央，共计两排，每 4 口井为一排，平行排列。井场分为硬化区域和碎石区域两部分，井场硬化区域面层采用抗渗混凝土硬化，混凝土抗渗等级 P8；井场硬化区域外的其他区域面层采用 25cm 厚片石基层加 15cm 厚级配碎石面层整平。井控用房位于井场南侧，泥浆循环系统布设于井场北部，泥浆系统布置在井口周围，泥浆储备罐区布置在井场北侧，“泥浆不落地”系统位于泥浆循环系统东侧，柴油发电机布置在井场西北侧，油水罐基础布置在井场内东北侧。前场主要布设值班房和现场办公室，井场周边有环形井场内沟和井场外沟。后场主要布设“泥浆不落地”系统、泥浆循环、柴油发电机房，油水罐等。积液池布置在井场外东北侧，井场外修建放喷池 2 座，位于井场外西南面和东北面。

3、井场布置合理性分析

总体上井场布置按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T5225-2019）等石油和天然气行业标准的要求进行。

（1）油罐区布置合理性分析

根据总平面布置可见，该油罐区布置在井场东北侧，属于后场，符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中的相关规定。

根据《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程（SY5225-2019）》中第 3.1.3 条规定：油罐区距井口应不小于 30m。本项目油罐区距井口约 43m，满足要求。且柴油罐采用架空式储存，罐体下方设置 10m×10m×0.3m 围堰，发生泄漏易发现，并能及时收集，满足要求。

（2）隔油池布置合理性分析

本项目井场四个角中地势高程最低处布设一个隔油池，油罐区及泥浆储备罐区各设 1 个隔油池，生活区设置 1 个隔油池，共设 4 个隔油池。

油罐区隔油池位置尽量靠近废油产生源，便于及时收集作业期间产生的废油；由于井场内钻井设备较多，分布较为零散，为确保污水全部收集故在井场四角地势高程最低处设置，并与井场污水沟相连，利于井场含油废水及雨水的收集，避免含油废水外泄到井场外的土壤及地下水环境中。

生活区的职工洗衣废水，浴室洗浴废水，含油情况及性质有所差异，统一收集通过隔油池隔油处理，隔油池紧邻废水产生节点设置，利于废油的收集。

（3）噪声源布置合理性分析

本工程主要噪声源为柴油发电机、压裂车、放喷、钻机等，根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中的第 4.3.2 条规定：钻机、发电机组和电控房应布置并排置于井场的后方。本项目柴油发电机房布置于井口后场，符合《钻前工程及井场布置技术要求》中的第 4.3.2 条规定。压裂车位于井口西侧，放喷池位于井场外东北、西南侧，根据人居分布情况，井场周围散居农户主要分布在井场 50m 外，与噪声源保持了一定的噪声衰减距离，最大限度地降低噪声对敏感点的影响，噪声源布局合理。

综上所述，本项目平面布置符合相关规范要求，从环保角度分析是合理可行的，项目井场总平面布置见附图 2。

（二）试采期

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）中“生产规模小于 $50\times10^4m^3/d$ 的天然气净化厂、天然气处理厂和生产规模小于 $200\times10^4m^3/d$ 的天然气脱硫站、脱水站及生产规模小于或等于 $50\times10^4m^3/d$ 的天然气压气站、注气站为五级站场”，本项目生产规模为 $5\times10^4m^3/d$，因此，本项目井站属于五级站场。

本项目位于四川省乐山市井研县王村镇梅旺村，井场四周区内植被发育良好，旱地交错；该井组以井口为中心 100m 范围内无民房，符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的要求；该构造区域内地质构造较稳定，未出现地沉、地陷、地裂、滑坡、泥石流等不良地质现象。

井站有人值守，站场严格按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）站场总平面布置要求建设。从井站总平面布置图来看，站内利用钻前已硬化地坪，工艺装置布置在井场右侧，井口区（内设集水坑、钢操作平台、防护栏杆）位于站场内中场；油水罐区、装卸区、仪控房、箱变布置于井场左侧；拟建、构筑安全距离符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的要求；站场生产区四周拟建 2.2m 高砖砌围墙与外界隔离。临时生活区设置在井站右侧；临散气回收装置区内竖向设计采用平坡式，雨水通过四周设置的雨水沟进行收集。

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）中相关要求，本项目站场内平面布置符合性分析如下：

表2-22 站场内部平面布置符合性分析

GB50183-2004 要求	本项目情况	符合性
石油天然气站场总平面布置，应根据其生产工艺特点、火灾危险性等级、功能要求，结合地形、风向等条件，经技术经济比较确定	本项目平面布置图根据工艺流程结合地形风向等条件进行设置，放散管布置在放喷池内，布置在主导风险侧风向，远离井场。	符合

石油天然气站场内的锅炉房、35kV 及以上的变（配）电所、加热炉、水套炉等有明火或散发火花的地点，宜布置在站场或油气生产区边缘。	本项目不涉及 35kV 以上变配电，本项目导热油锅炉和水套炉锅炉等布设于井场边缘。	符合
汽车运输油品、天然气凝液、液化石油气和硫磺的装卸车场及硫磺仓库等，应布置在站场的边缘，独立成区，并宜设单独的出入口。	本项目液化气装车装置位于临散气回收装置区，临散气回收装置区设置于井站南侧边缘，独立成区，并设置有单独的出入口。	符合
石油天然气站场内的油气管道，宜地上敷设。一、二、三、四级石油天然气站场四周宜设不低于 2.2m 的非燃烧材料围墙或围栏。站场内变配电站（大于或等于 35kV）应设不低于 1.5m 的围栏。	本项目试采气规模为 $5\times10^4m^3/d$，属于五级站场，本项目临散气回收装置设置 2.2m 高砖混结构围墙，站场内管道均地面敷设，本项目不涉及 35kV 以上变配电	符合

本项目井站属于五级站，其内部平面布置满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）五级站场场内防火间距要求，井站内防火间距要求如下表所示：

表2-23 井站内部防火间距

序号	设施名称	气井	露天油气密闭设备及阀组
1	油气井	-	-
2	露天油气密闭设备及阀组	8/5	-
3	10KV 及以下户外变压器、配电室	40/15	-
4	值班室	19/9	60/5
5	放散管	120/20	100/12

临散气回收装置区为有人值守站，临散气回收装置区西侧设置入口，并布置 3 个液化天然气槽车位，便于运输；单元中部置工艺区，包括脱酸单元、脱水单元等。

其内部防火间距如下：

表2-24 临散气回收装置区内部防火间距

序号	设施名称	天然气泵组	露天油气密闭设备及阀组	可燃气体压缩机	10KV 及以下户外变压器、配电室
3	10KV 及以下户外变压器、配电室	25/15	30/10	-	-
4	临散气回收装置装车撬	25/10	10/10	-	30/15
5	中控室	24/10	60/5	3081/10	-

a/b：a 代表实际间距；b 代表标准间距

根据上述分析，本项目临散气回收装置区为“五级站场”，临散气回收装置区内平面布置符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）五级站场场内防火间距要求。

综上所述，本项目总图布置符合“分区合理、工艺流畅、物流短捷；突出环保与安全”的原则，项目在尽量满足运输、防火、卫生及安全要求的前提下，合理利用土地、功能分区明确、组织协作良好，方便生产联系和管理，避免人流、物流交叉干扰、污染，各功能区相对独立又紧密联系，因此从环境保护的角度考虑，本项目平面布置合理。

施工方

本项目工艺流程简述

案

金页 6HF 井组为页岩气勘探评价井，工程包括钻前工程、钻井工程、压裂测试工程、试采工程四部分，不涉及页岩气开采及地面集输工程。施工过程，井场内将先期布置一口井，即金页 6HF 井，在测试放喷确定有工业气流后，进行试采，试采同时再新增一台钻机，采用两台钻机进行两口井同时钻井，完井后对后续 7 口井进行压裂测试。本项目各新建勘探井井身结构、施工工艺、产污环节完全相同。因此本次施工工艺分析以金页 6HF 井一个完整施工过程（含钻前工程）为例进行分析。即施工期包括钻前工程、钻井工程、压裂测试工程以及试采工程四部分。

本项目总体思想见下图。

***

图 2-7 本项目总体思想

一、钻前工程工艺流程简述

钻前工程主要包括道路工程、平整井场、循环系统及设备的基础准备、钻井设备的搬运及安装、井口设备准备、放喷池修建、清污分流系统以及活动房布置等。钻前工程时间约为 1 个月。

钻井的井位确定后，将平整井场，在此期间会对所占用土地上的作物、植被进行清除，利用井场凸起处的土石方和外购砂石进行填方作业，对场地进行平整、硬化；井场建好后，再将钻井设备搬运到井场安装，井场设备几天内即可安装完毕。

井场建设的主要环境影响是占用土地并造成地表土壤和植被、农作物的破坏，处置不当还可能造成水土流失。本项目在钻前施工期间，影响环境的阶段主要是井场的建设阶段。

***

图 2-8 钻前工程施工过程及主要环境影响

1、道路工程

本项目通过现有乡村道路进入井场。根据现场踏勘，本项目需扩建道路 160m，并新修道路 55m，路面宽度 3.5m，以利于各类设备入场。

新建道路路基平整前，先排水晾干，将表土进行剥离，剥离厚度为 30cm，剥离后就近堆放，在碾压密实基础上，设计结构基层为压实厚度 400mm 毛石，面层为压实厚度 100mm 碎石，两侧设路肩各 0.5m×0.5m，道路路面结构设计为路基宽度 4.5m，设计路面宽度 3.5m，道路设计载荷 BZZ-100KN，道路最小转弯半径为 15m，道路边沟横截面尺寸为 0.5m×0.5m。道路施工时要求减少占道范围，对受影响道路进行合理交通组织规划，具体要求如下：

①道路新建应征询当地政府和村民同意，同时对附近道路的利用，与当地政府和村民做好沟通协调工作，建议建设单位与当地政府共同制定道路使用方案，确定合理行程路线和使用时间，大车经过居民区道路时减速慢行，尽量不在夜间运输。

②道路选择应尽量降低新建道路长度，充分利用现有道路，在合适位置设置错车道。

③对受影响道路进行合理规划，确保周边农户有道路可达，对无法规划会短期造成道路隔断的农户做好协调沟通工作，避免对当地居民出行造成不利影响。

④若使用过程中对道路产生破坏，应尽快修复。

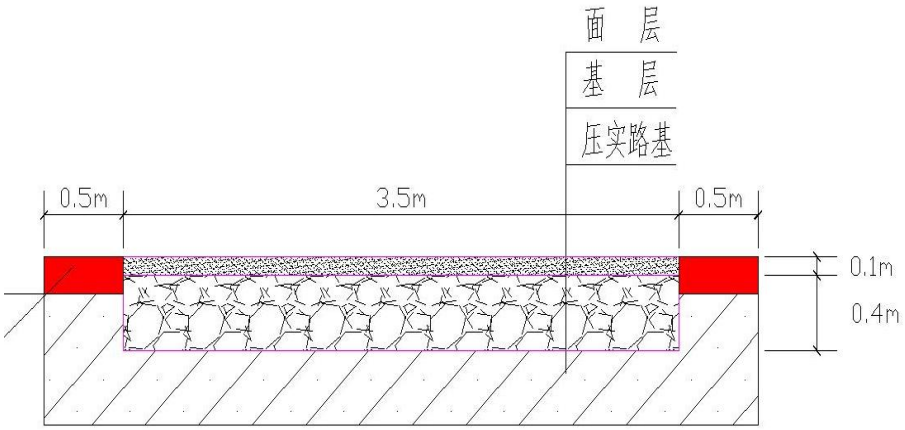

图 2-9 井场新建道路路面结构图

2、井场建设

①井场平整：井场使用面积 143m×97m，井场现状占地范围内主要为耕地、林地；为保证后期复垦及土方回填需要，对表土进行剥离，剥离后堆放于井场北侧的表土堆场，表土堆场占地面积为 2928m^2，用沙袋围堰，篷布遮盖，并布设截排水沟，排水沟末端设置沉砂池，以减少水土流失。

②硬化区域：除井架基础、方井、厕所不硬化外，其余地方全部硬化；

③场基结构基层为压实厚度 400mm 毛石，面层为压实厚度 100mm 碎石；

④本项目布设泥浆罐区共计两处，其中泥浆循环罐占地面积为 255m^2，泥浆储备罐区占地面积为 210m^2，同时布设泥浆车道，长 200m×宽 4.5m，在井场场基基层上浇注 200mm 厚 C20 混凝土，泥浆料台 105m^2 在基层上浇筑 C10 混凝土厚 200mm。

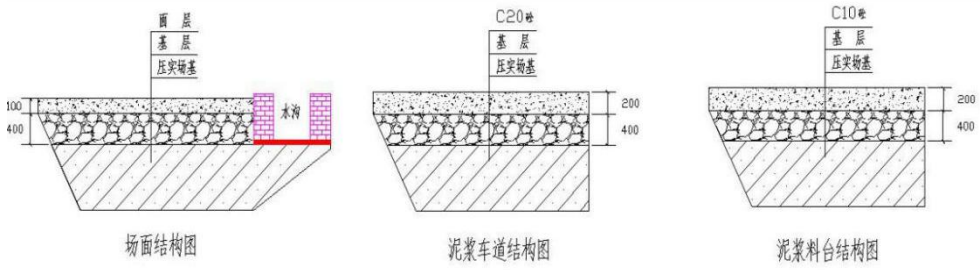

图 2-10 井场场基结构图

3、防渗区域

项目通过采取分区防渗措施，加强井场防渗等级，避免钻井过程污染物入渗土壤及地下水环境。按照《非常规油气开采污染控制技术规范》（SYT7482-2020）4.2.3、4.2.4、4.2.5 要求，本项目方井、钻机基础、泥浆循环罐、柴油发电房、“泥浆不落地”系统、水基油基岩屑贮存场、泥浆储备罐区、柴油罐、重叠罐区（包括重叠罐、混砂罐、配胶液罐、砂罐等）、盐酸罐、危废暂存间、试采装置区设为重点防渗区，材料库、配电房、压裂泵车区、环保厕所、隔油沉淀池等设置为一般防渗区，办公区、井控用房、值班房、现场办公室、道路等设置为简单防渗区，具体防渗要求见地下水专项。

4、清污分流及其他

井场清污分流：井场布置做到清污分流，污水经各自处理设施收集处理后回用。井场外四周设截水沟，用于排泄井场外的雨水，场外雨水直接导排至地表水体；井场场内井口及各设备放置区域（污染物）设置内排水沟，受污染雨水经内排水沟收集后汇入积液池内循环使用；井场四周沿边界修建井场排水沟，并在西北侧设置一个隔油池，钻井期间，井场内清洁区（除污染区外其余部分）雨水经场内清水沟收集后，经由隔油池隔油沉淀处理后就近排入地表水。

钻井工程生活营区采用列车房结构，现场仅构筑水泥基桩，生活营区配套修建生活污水隔油池、垃圾收集箱和环保厕所。

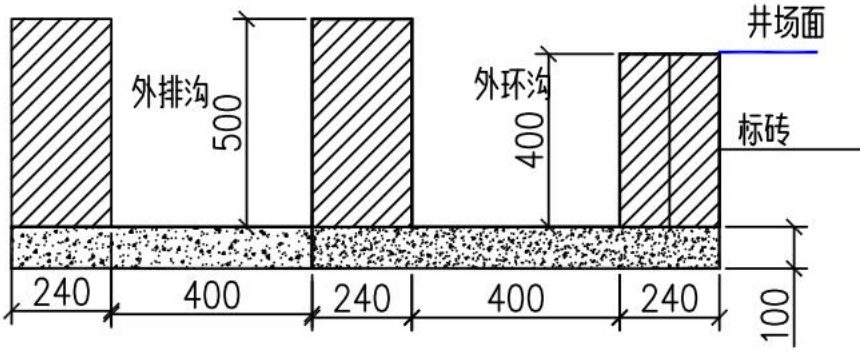

图 2-11 井场雨污分流排水沟结构图

二、钻井及压裂测试工艺流程简述

本项目丛式井均按三开设计，井身结构设计情况见表 2-23，井身结构示意图见图 2-18。钻机通过电网进行供电，在停电情况下使用备用柴油发电机进行供电，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，带钻屑的钻井泥浆进入泥浆循环系统进行固液分离，回收泥浆进入泥浆循环罐循环使用，分离出的一般钻屑经“泥浆不落地”系统进行处理后，经泥浆不落地系统处理后由泥饼接收罐（30m^3/个 2 个）收集，并专门暂存于岩屑专用贮存

场地内，交地方砖厂或其他有资质及处理能力单位无害化处置；油基钻井岩屑经“不落地”处理系统处理后由泥饼接收罐（30m³/个 2 个）收集，并专门暂存含油岩屑专用贮存场地内，最终交有资质单位处置。

根据项目设计资料，金页 6HF 井完钻、压裂测试后再进行其他井的钻井、测试。每两口井同时钻井，钻井结束后，钻机搬离至井组内下一个井位进行钻进。待所有钻井均钻进完毕后再分别进行压裂测试。单井产生的钻井废水、洗井废水、方井雨水回用于裂液配制；单井压裂液返排液经自然沉降等处理后用于下一口单井配制压裂液使用，最后一口井压裂返排液优先循环回用于其他平台压裂液配置，特殊情况无法回用的交污水处理站或其他有处理能力、有资质的单位处置。

钻井、完井测试总体工艺流程如下图所示：

***

图 2-12 项目钻井及压裂测试工程作业流程及产污环节图

1、钻井作业顺序

本项目采用常规钻井工艺，首先使用 1 台 ZJ70D 钻机对金页 6HF 井单井进行钻井，待压裂测试完成若获油气资源后，同时使用 2 台（ZJ70D）钻机对金页 6HF 井组其他井采用平行式站位进行钻井作业，将平台内 7 口井按照双排布置，按照金页 6-1HF 井→金页 6-3HF 井→金页 6-5HF 井→金页 6-7HF 井、金页 6-2HF 井→金页 6-4HF 井→金页 6-6HF 井的顺序依次实施各井导管段、一开、二开钻井，待全部井导管段、一开、二开完钻后，再将钻井泥浆转化为油基泥浆，对各井 3 开（水平井段）依次实施钻井作业。金页 6HF 井组后续钻井双机钻井流程图如下图所示。

***

图 2-13 钻井作业顺序示意图

2、钻井泥浆体系及泥浆转换工艺

（1）泥浆体系

导管段使用清水钻进，一开、二开井段使用水基泥浆中钾基聚合物钻井液钻井（水基钻井液），三开井段使用油基钻井液中白油基钻井液体系钻井。

（2）水基泥浆和油基泥浆转换工艺

金页 6HF 井组水基和油基钻井过程，其转换工艺如下：

A、准备 10m³ 高粘度（Fv>80s）顶替隔离液，比重和入井的油基钻井泥浆一致，其配方如下：油基泥浆基浆+3%MOGEL+3.0%主乳化剂+4%降滤失剂。

B、泵入 10m³ 高粘顶替隔离液，接着泵入油基钻井泥浆。顶替过程中不能停泵，

确保顶替效率。

C、隔离液返回到分离池，直到未受污染的油基泥浆返出，才使油基泥浆返回至循环罐，顶替作业结束。顶替液进入油基泥浆进行循环。

（3）钻井泥浆固相分离工艺（钻井泥浆循环工艺）

钻井泥浆其主要功能为带动钻头钻进和带出井底岩屑两大功能。钻井过程中，岩屑在钻头机械作用下，分散成大小不等的颗粒而混入钻井泥浆中，使钻井泥浆性能改变，给钻井工程及油、气层带来危害，因此必须消除钻井泥浆中的外加固相。

本项目采用机械强制清除外加固相，分离固相级配方式处理。从井底返出的钻井泥浆首先经过振动筛清除较大的固相颗粒，再通过不同规格的除砂器和除泥器对钻井液进一步进行固相分离，分离得到的泥浆经离心机除气处理（避免泥浆中含气量增加导致泥浆密度偏低，井下可燃气体影响泥浆使用安全）后回用于钻井过程，实现钻井泥浆的最大化循环重复利用。

3、钻井工程作业工艺流程

钻井由起下钻、接单根、钻井等作业组成；钻井辅助作业由电测井、综合录井等作业组成；固井由下套管和注固井液两个过程组成。完钻后进行压裂测试，若有油气显示，则安装采油树试采，钻井搬离，保留钻前工程设施，用于后期试采工程建设。完钻后若无油气显示，则将钻井设备搬迁并进行井场清理、迹地复垦。本项目采用水基+油基钻井液进行钻井，对钻井过程中产生的污染物采取“泥浆不落地”系统处理，不会在井场内长期储存。钻井过程中，同步完成录井等辅助作业。

钻井工艺设备组成示意见下图。

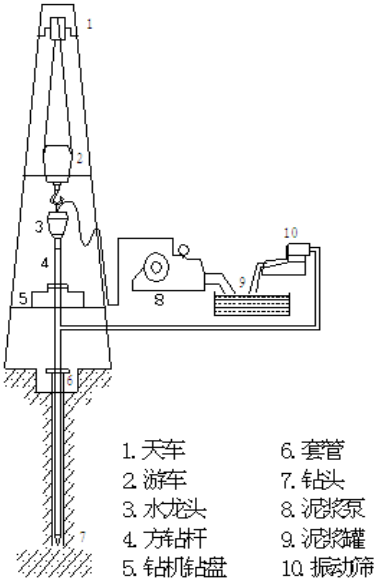

图 2-14 钻井工艺设备组成示意图

（1）设备设施的搬运及安装

施工单位用汽车将钻井设备和泥浆循环罐等设施运至进场并进行安装，通常 12~15 天可安装完毕。

（2）钻进

钻井是根据地层地质情况，利用钻井液辅助整个过程进行钻进直至目的层的过程。钻进过程根据井身结构先使用大钻头，后使用小钻头钻进，更换钻头时会停钻，以起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换洗井液、设备检修等。本工程井身按三开设计，井身结构设计情况见下表，井身结构示意图见图 2-18。一开、二开的钻井深度均超套管下入深度 2m，便于固井时在导/套管内外形成循环空间，便于固井水泥浆的上返至循环罐。

本项目金页 6HF 井组包含 8 口单井，各单井井身结构、所用钻头尺寸、套管尺寸、一开、二开、三开泥浆体系、水平段长度均相同，仅水平段方向不同。

表2-25 项目井身结构设计数据表（金页6HF井）

开钻次序	套管程序	下入井段（m）	钻头尺寸（mm）	套管尺寸（mm）	泥浆体系
导管	导管	0~52	Φ609.6	Φ508	清水
一开	表层套管	0~800	Φ406.4	Φ339.7	钾基聚合物钻井液
二开	技术套管	0~3480	Φ311.2	Φ244.5	钾基聚合物钻井液
三开	/	0~5900	Φ215.9	/	白油基钻井液体系

本项目井身结构如下图所示：

***

图 2-15 金页 6HF 井井身结构示意图

1）水基钻井液钻阶段

水基泥浆钻井包含导管段、一开段、二开段。

①水基钻井液钻工艺介绍

本项目在导管段、一开段、二开段均使用水基泥浆进行钻进，只是在不同的阶段根据地层的类型使用不同的水基泥浆体系。

根据钻井地质设计提供的地层压力梯度及《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）标准要求，钻井液密度安全附加值取 0.07～0.15g/cm^3，最大限度的减少对地层的污染，水基钻井段分段钻井液密度见下表：

表2-26 分段钻井液密度确定

层位	垂深（m）	地层预测压力系数		钻井液安全密度附加系数		钻井液密度（g/cm^3）		备注
		下限	上限	下限	上限	下限	上限	
自流井组-须家河	0~802	1.00	1.10	0.07	0.10	1.07	1.20	清水+水基

组								钻井液
须家河组-飞仙关组	802~2490	1.10	1.30	0.15	0.15	1.25	1.45	
飞仙关组-沧浪铺组	2490~3480	1.20	1.40	0.15	0.15	1.35	1.55	
沧浪铺组-筇竹寺组	3480~5900	1.20	1.45	0.15	0.15	1.35	1.60	油基钻井液

①导管段

在导管段，为了最大程度防止聚合物污染地层，采用清水钻进，钻井液密度为1.07~1.20g/cm^3，主要采用膨润土+水，并适当提高钻井液粘度，增加钻井液携带钻屑能力。导管段钻头尺寸为Φ609.6mm，钻井深度为 0~52m（垂深）。钻井至预定深度后，下入导管Φ508mm×50m 固井后进入一开段。

②一开段

在一开段使用水基泥浆中的钾基聚合物钻井液，有利于提高井壁的稳定性，减少井眼的垮塌，防止地层中盐水对泥浆体系的扰动，钻井液密度为 1.07~1.20g/cm^3。一开段钻头尺寸为Φ406.4mm，钻井深度为 52~802m（垂深）。钻井至预定深度后，下入表层套管Φ339.7mm×800m 后固井，安装井口井控装置后进入二开段。井控装置见下表。

表2-27 二开井控装备配置表

开次	井口防喷装置			节流与压井管汇	
	名称	型号	通径及压力级别	名称	型号
二开	环形防喷器	FH35-35	通径=346.1mm；压力=35MPa	节流管汇	JG/Y2-70
二开	剪切闸板	FZ35-70	通径=346.1mm；压力=70MPa	压井管汇	YG-70
二开	双闸板	2FZ35-70	通径=346.1mm；压力=70MPa	/	/
二开	钻井四通	FS35-70	通径=346.1mm；压力=70MPa	/	/
二开	套管头四通	Φ339.7mm×Φ244.5mm-70（EE 级）	/	/	/
二开	液气分离器	罐体内径不小于 1200mm、额定工作压力不小于 1.6MPa	/	/	/
二开	控制系统	控制头个数不少于 6 个	/	/	/

③二开段

在二开段使用水基泥浆中的钾基聚合物钻井液，有利于提高井壁的稳定性，减少井眼的垮塌，防止地层中盐水对泥浆体系的扰动，钻井液密度为 1.07~1.20g/cm^3。二开段钻头尺寸为Φ311.2mm，钻井深度为 802~3482m（垂深）。钻井至预定深度后，下入表层套管Φ244.5mm×3480m 后固井，安装井口装置（套管头）以及井控装置后进入三开段。**进入三开之前，需要对泥浆循环系统进行转换，即油水转换。**

水基钻井液钻阶段循环工艺介绍

水基泥浆通过泥浆泵泵送进钻具（水龙带+钻杆+钻头），不断的从井口进入井底，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的留在循环系统当中，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，将在完成除砂除泥作业后使用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。根据钻井工程设计，项目水基泥浆钻井过程中离心机的使用率为 70%。

***

图 2-16 水基钻井液钻井阶段作业流程及产污节点框图

③“泥浆不落地”系统

本项目采用“泥浆不落地”系统，其工艺为：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接收罐暂存，随后泵入脱稳罐处理（主要对泥浆进行破胶，当废弃泥浆产生量大于设备处理能力或设备临时检维修时废弃泥浆泵入应急暂存罐临时存放，在具备处理条件后再泵入接收罐进行处置）。脱稳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泥饼接收罐，处理后的泥饼含水率一般保持在 60%左右，及时转运至砖厂或水泥厂进行资源化利用（烧砖、制水泥）。废泥浆和岩屑经现场实施“泥浆不落地”系统工艺后分离出的钻井废水一部分回用于钻井过程，部分剩余钻井废水泵入积液池进行暂存后用作本井组其他井配置压裂液，不外排。

“泥浆不落地”系统主要由接收、脱稳和固液分离单元构成，包含 1 个接收罐，1 个应急暂存罐、1 个脱稳罐、1 个脱稳药剂罐、2 个滑水罐、泥饼接收罐 2 个。

综上所述，水基泥浆钻阶段产生的主要污染物为钻机、柴油发电机（停电时）、泥浆泵、振动筛和离心机等设备产生的噪声，以及在“泥浆不落地”系统产生的水基岩屑；此外，钻井过程各钻井设备将使用润滑油，将产生少量油类。

2）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，这种成块的岩石叫做岩心，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。

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。

测井、取心、录井主要就是取样分析地质等情况，该过程基本不涉及污染物。

3）固井作业

固井是钻井达到预定深度后，下入套管并注入水泥浆，封固套管和井壁之间的环形空间的作业。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，防止串层。固井作业的主要设备有水泥车、下灰罐车、混合漏斗和其他附属设备等。

固井是钻井过程中的重要作业，最上面的固井是表层套管固井，它起的是“泥浆通路，油气门户”的作用。在下一次开钻之前，表层套管上要安装防喷器预防井喷。防喷器之上要装泥浆导管，是钻井液返回泥浆池的通路。二开结束后下入技术套管固井，它起的是“巩固后方，安全探路”的作用。和公路的隧道、煤矿中的巷道一样，钻井过程中也会遇到井塌、高压和不稳定的地层，同时也是为了在向前“探路”中遇险有个退路，起到“救助”的作用。

固井主要是注入水泥，基本无污染物产生，固井过程分为三步如下：

下套管：套管有不同的尺寸和钢级。分为表层套管通常使用 20～13.375 英寸的套管，多数是采用钢级低的“J”级套管。技术套管通常使用 13.375～7 英寸的套管，采用的钢级较高。根据用途、地层预测压力和套管下入深度设计套管的强度，确定套管的使用壁厚，钢级和丝扣类型。套管与钻杆不同，它是一次性下入的管材，没有加厚部分，长度没有严格规定。为保证固井质量和顺利地下入套管，要做套管柱的结构设计。

注水泥：是套管下入井后的关键工序，其作用是将套管和井壁的环形空间封固起来，以封隔油气水层，使套管成为地层流体通向井中的通道。

井口安装和套管试压，下套管注水泥之后，在水泥凝固期间就要安装井口。表层套管的顶端要安装套管头的壳体。各层套管的顶端都挂在套管头内，套管头主要用来支撑技术套管的重量，这对固井水泥未返至地面尤为重要。套管头还用来密封套管间的环形空间，防止压力互窜。套管头还是防喷器、油管头的过渡连接装置。陆地上使用的套管头上还有两个侧口，可以进行补挤水泥、监控井况、注平衡液等其他作业。

套管试压是检查固井质量的重要组成部分。安装好套管头和接好防喷器及防喷管线后，要做套管头密封的耐压力检查，和与防喷器连接的密封试压。探套管内水泥塞后要做套管柱的压力检验，钻穿套管鞋 5～10m 后（表层套管）要做地层压裂试验。固井后要用声波检测固井质量。固井质量的全部指标合格后，才能进入到下一个作业程序。

4）油基钻井液钻井阶段

三开主要为水平段，钻井过程中使用油基钻井液，有利于提高钻具与井壁的润滑性，减少卡钻的风险。三开油基泥浆循环设备仍然使用切换后的泥浆循环系统，水基“泥浆不落地”系统不再使用，采用油基“泥浆不落地”系统。钻井液密度为 1.60~1.35g/cm^3，三开采用Φ139.7mm×5900m（斜深）钻头。三开井控装置沿用二开时井控装置。

5）油基“泥浆不落地”系统

油基“泥浆不落地”系统采用切换后的水基“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，分离出的油基岩屑为危险废物，交有资质单位处置，现场临时贮存场地按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）规范化建设，整个油基钻井液三开钻井阶段无钻井废水产生。三开钻井工程施工工艺及产排污环节详下图。

***

图 2-17 油基钻井工艺流程及产排污环节图

6）钻井设备搬迁

当钻井钻至目的层后，将对气井进行压裂测试作业。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。

7）洗井

项目完钻后，搬迁钻井设备后安装井口采油树后开展洗井作业，采用清水对套管进行清洗，大部分洗井废水从井口返排进入滑水罐中，最终转入积液池；少部分洗井废水从放喷口（位于放喷池）返排，经放喷池侧面的混凝土明沟进入积液池。进入积液池的废水最终用于配置压裂液。

四、压裂测试工程作业工艺流程

当钻井钻至目的层后，将对气井进行压裂测试作业，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。压裂测试作业包括压裂和放喷测试过程，其作业工艺流程下图。

***

图 2-18 压裂测试作业工艺流程示意图

（1）分段压裂

本项目采用裸眼完井，完井后进行压裂作业。

根据压裂设计方案，单井水平段总计 2300m，压裂作业一般 62m 左右为一段，单井约 37 段，单段完井后再进行压裂，单段砂量 110-135m^3，单段液量 1200-1500m^3，则金页 6HF 井组单井压裂液总用量为 50000m^3。

压裂作业工艺如下：一次加砂压裂→放喷测试→电缆可钻桥塞→二次加砂压裂→•••n n 次加砂压裂→n 次放喷测试。

①裸眼完井

本工程采用裸眼完井方式。裸眼完井是套管下至生产层顶部进行固井，生产层段裸露的完井方法。

②压裂作业

裸眼完井后，为提高产层的渗透能力，实施压裂作业。压裂即使用电动压裂泵用压力将地层压开一条或几条水平的或垂直的裂缝，并用支撑剂（携砂液）将裂缝支撑起来，从而达到增产的效果。

本项目采用的压裂工艺为加砂压裂，主要由混砂水、添加剂组成，滑溜水压裂液中99.7%为混砂水，添加剂一般占滑溜水总体积的 0.3%，包括降阻剂、防膨助排剂、破乳剂、破胶剂等。利用液体的传压作用，经地面设备将水基压裂液在大排量条件下注入井内，压开页岩形成裂缝，加入支撑剂，形成多条具有高导流能力的渗流带，沟通岩层裂缝，之后关闭井口进行闷井，使产层被充分压开。最后通过岩层排水一降压一解吸的过程，达到正常排气的目的。

根据压裂设计方案，单井水平段总计 2300m，压裂作业一般 62m 左右为一段，单井约 37 段，单段完井后在进行压裂，单段砂量 110-135m^3，单段液量 1200-1500m^3，

一般每天压裂 1~2 段，每天最大压裂液用量为 3125m^3，金页 6HF 井组单井压裂液总用量为 50000m^3。压裂前根据地层情况选择利用 15%盐酸的前置酸对分隔井段内灰岩地层进行腐蚀，前置酸留在地层中，随返排液逐渐返排。单井压裂施工周期 15 天，夜间不作业，压裂液返排时间为 60 天。

***

压裂作业过程见下图。

***

图 2-19 压裂作业过程示意图

表2-28 压裂施工车辆

设备名称	数量	备注
电动压裂泵/压裂车	9 台	7 台电动压裂泵使用 2 台压裂车备用
仪表车	1 台	1 台
混砂车	2 台	2 台
管汇车	2 台	2 台
混配车	2 台	2 台
供液泵	2 台	2 台
高压管汇	2 套	2 套

本项目对返排出的压裂废水进行回收利用，根据设计资料和类比同类型已完钻钻井工程，压裂液返排率约 20%，单井项目压裂返排废水约 10000m^3，压裂期间返排液通过压裂液重叠罐（容积 4000m^3）收集，采用自然沉降、加药处理后再与清水混合配制压裂液。根据本项目压裂设计，对水平段分成 37 段分段压裂，压裂后开井返排，单井压裂液返排周期总计约 60 天，单井单日最大压裂两段，根据工程分析，单日最大返排量为 625m^3。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。

本项目对返排出的压裂废水进行回收利用，回用于本井组下一口井或区块其他井站压裂液的配制，最后一次压裂返排液回用于同区块井组用于压裂液配制，从而减少废水转运、处理的风险和成本，也减少了取用新鲜水配制压裂液的量，节约用水。

（2）放喷测试

为了解气井的产气量以及对应的地层参数，在压裂液返排结束后，需进行放喷测试。放喷测试是在压裂液返排结束后，利用放喷测试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。放喷测试时间约 2~3 天，依据测试气量、井口压力，间歇性放喷，每次持续放喷时间约 4~6h，废气排放属不连续排放，此过程部分压裂液伴随地层流体返回至地面，进入放喷池，最终通过明沟进入积液池。

（3）完井搬迁及井场清理

若在勘探过程中，若金页 6HF 井不产油气或无工业气流，则将进行封井处理及完井后的设备搬迁工作。封井处理为全井段注入水泥封井，其中在可能的产气层段上部注入高标号水泥，形成水泥塞，封隔可能的工业气流产层。在封井井口套管头上安装丝扣法兰，并在井口周边修建围墙，围墙上设置醒目的警示标志，加以保护，防止人为破坏。测试结果若表明该井有工业气流，则进行后续 7 口井的钻井作业并同时对金页 6HF 井

进行试采，试采期满若有工业开采价值，则在井口安装采气装置正常生产，地面采气工程应根据《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）的相关规定另行开展环评，若无开采价值，则封井并进行土地复垦。

五、试采工程施工工艺流程

1、施工期

本工程施工工程内容及流程包括地表清理、管道铺设等，本项目管道、设备出厂前均进行了相应的防腐处理，施工现场无需进行防腐处理。主要施工工序及主要产污环节如下图。

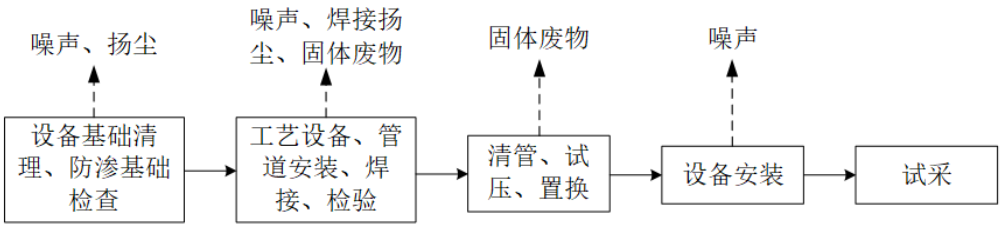

图 2-20 试采施工工序及产污环节示意图

（1）设备基础清理、防渗层检查

施工前对项目设备基础布设区域进行清理及地面防渗检查，确保满足设备建设所需。

（2）设备、管道安装、焊接及检验

①设备安装

将试气工程需用到的临散气回收装置（含调压过滤计量系统、脱酸单元、脱水单元、液化单元、放空系统、仪表风及备用发电系统）以及站内输气管线等设施安装于场地内基础上。

②焊接和检验

根据设计资料，本项目管道焊接采用氩电联焊工艺，焊接完成后首先进行外观检查，检查合格后根据不同管线设计压力大小，分别进行超声波探伤及射线探伤。

（3）清管、试压和置换

①清管：站场内设备及管道组装完毕，经焊缝质量检验合格后将对各管线进行清管，清管过程采用压缩空气作为吹扫介质，吹扫过程要求管道中空气流速不低于 20m/s，直至吹出的气体无铁锈、尘土、石块、水等赃物时为合格，并及时封堵出口。

②试压

清管合格后将对管道进行强度试压，该试压过程采用压缩空气进行。

③管道内气体置换

使用液氮车以低压氮气为介质，将站间全线置换。置换时管道末端及站场应配备气体含量检测设备，置换管道末端放空管口气体含氧量不大于 2%时为置换合格。当天然气置换氮气时，置换过程中管道内气流速度不应大于 5m/s；同时，置换管道末端以及站场配备甲烷气体含量检测设备，在末站放空口取样，甲烷含量与首站进口处含量一致，且连续三次（每次间隔 5 分钟）都一致时为合格。

（4）管理及设备用房搭建、设备安装

项目管理及设备用房均采用活动板房搭建，不涉及砖混结构建筑，施工过程无建筑废渣产生。

2、预处理阶段

天然气预处理主要对页岩气进行预处理，预处理主要是进行初步的除砂、脱水并将压力调整至 6.3MPa，作为临散气回收装置的原料气。其工艺流程如下图。

***

图 2-21 预处理阶段工艺流程图

经采气树采集后原料气经除砂橇除砂，再经水套炉加热（利用天然气燃烧加热水，通过水对天然气间接加热，加热前 25℃，加热后温度 45℃）、节流（节流前：压力 25MPa，温度 45℃，节流后：P≤10MPa、T=25℃）降压后进入三相流计量橇进行比对计量、再进入分离计量橇。分离后的天然气一路进入临散气回收装置，处理后经过液化天然气槽车拉运外运（待区域集输管网及站场建设完成后再通过管道输送进入正式试采阶段）。

（1）除砂：此过程采用除砂器（撬装）进行除砂除杂，除砂器由排砂管、集砂腔、旋流圆柱腔、顶部排气口、溢流管等几部分组成，天然气由斜接气管进入，在除砂器旋流圆柱腔内完成固气两相分离，分离后的气体由顶部排气口流出，固体砂砾落入集砂腔内，当需要排砂时，切断进气口气流，打开排气管线上放空阀及排砂口阀后，固体砂砾在自重作用下排出，气体通过管道排向下一处理单元。

产污分析：此过程将产生过滤残渣及设备运行噪声。

（2）加热节流

加热：本项目采用燃烧器燃烧天然气对水套炉中的水进行加热进行热力传递至天然气，天然气温度由 25℃提升至 45℃，天然气加热前后压力不变，此过程水套炉的燃烧器产生天然气燃烧废气，燃烧器采用低氮燃烧，燃烧废气经 8m 高排气筒高空排放。

***

图 2-22 水套炉结构示意图

节流：

在天然气加热后设置一级二级节流装置进行节流，节流主要通过改变节流截面或节流长度以控制流体流量的阀门）对天然气进行节流（节流前：压力 25MPa，温度 45℃，节流后：P≤10MPa、T=25℃）节流后通过管道进入分离器，此过程不产生污染物，仅节流装置产生运转噪声。

（3）气液分离、计量：

采用气液分离器对气液两相进行分离，分离后的页岩气从分离器顶部进入气路管线，经天然气湿气计量部分进行计量；液相（水）水相（采出水）进入水相流计量部分。

分离器分离过程：气液混合流体进入分离器后，首先碰撞在分离器挡板上对液滴进行初步分离，分离出液滴粒径大于 150μm，液滴在界面张力的作用下，液滴逐渐变大，同时在重力的作用下进入分离器下部（液相区域），分离的天然气从挡板和液相之间经过捕雾器去除 150~50μm 的液滴后，通过分离器的顶部出气口进入天然气湿气计量部分。初期分离较大，分离器底部的液相部分经水相流计量部分计量后通过管线排入积液池暂存，后期分离器分离采出水量较小，排入采出水罐暂存。

计量过程：天然气湿气计量部分包括定容积的圆柱计量管，内置可上下移动的活塞，计量管的两头各接两个电动阀控制进排气换向，可以控制计量管分别实现下进气、上排气计量以及上进气、下排气计量，计量管上还安装有温度和压力变送器，实现天然气湿气的体积流量计量，计量后的页岩气进入临散气回收装置处理区。

产污分析：从分离器分离出的采出水初期通过返排液管线排入积液池暂存，后期排入采出水罐暂存，分离器分离采出水优先用于区域内其他开发平台配制压裂液，不能回用部分由罐车外运具有处理能力单位进行处置。

（4）检修放散：在天然气试采的过程中，为安全考虑在井口设置紧急关断阀，同时分离器上方设置有安全阀和安全膜，在管线超压过程中通过安全阀紧急开放对管线压力进行释放，从而不能超过各设备的承压范围。同时检修过程中对管道进行泄压至外界气压。

产污分析：放散天然气通过管线导排至放喷池内放散管进行点火燃烧。

主要污染工序：

项目试采期主要污染因素为：废气、废水、噪声以及固体废物。

（1）废水：本项目试采期产生的废水主要为：分离器分离产生的采出水，人员生活污水。

（2）废气：事故放散过程产生的放散废气。

（3）噪声：本项目试采期间噪声主要来自节流阀、除砂器等设备的气流摩擦噪声，设备噪声的声级受输气量、运行压力等因素影响；另外，事故放空时放空天然气经放空火炬排放将产生噪声。

（4）固体废物：本项目试采期间的固废主要为设备检修固废以及除砂撬过滤产生的滤渣。

注：采出水为开采过程中伴随页岩气生产从深部地层返回地面的除天然气以外的液体，鉴于本项目试采时间较短，水套炉使用的水不经过软化处理直接使用，后续水套炉结垢则外委单位进行处置。

3、临散气回收装置工艺及产污环节

测试后的天然气进入临散气回收装置进行处理，临散气回收装置包括分离单元、脱酸单元、脱水单元、液化单元，处理后直接通过临散气装车系统（鹤管）对液化天然气进行装车，两台可以同时对槽车进行装填，槽车容积为 30m^3，最大两台槽车同时在线装填。

临散气回收装置工艺流程详见下图。

***

图 2-23　临散气回收装置工艺流程图

经预处理后的原料气进入回收装置分离单元进一步进行除水，除水后经脱酸单元去除天然气中的 CO_2；然后进入脱水单元对气质进行干燥并脱去天然气中的水；最后进入液化系统经预冷、低温液化成液化天然气，直接通过液化天然气装车系统（鹤管）对液化天然气槽车进行装车。

临散气回收装置用电主要来自市政电网供电，同时装置配备 1 台燃气发电机作为备用电源。临散气回收装置使用的制冷剂是由氮气、甲烷、乙烯和正丁烷组成的混合物。

由于临散气回收装置生产工序涉及的处理环节较多，本次评价对临散气回收装置主要生产单元的工艺流程及污染工序依次进行分析。

（1）分离单元

分离单元主要进行作用为过滤、计量、调压。分离单元由过滤器、流量计和调压阀组成，原料气进入过滤器内去除气体中可能夹带的固体杂质和存在的液体颗粒（大于 10μm 的液体及杂质），分离出的采出水产生量较小，暂存采出水储罐中，过滤器内截留的固体杂质定期清理，然后原料气经过计量、调压装置后进入脱酸单元，调压后压力稳定在 5.1MPa。

（2）脱酸单元

从调压过滤计量单元出来的原料气进入脱酸单元，脱酸单元采用 MDEA 物理吸附法脱除页岩气中的二氧化碳等酸性气体，本项目二氧化碳设计含量为 2.8%（mol），脱除后二氧化碳含量≤50ppm。其工艺流程及产污环节详见下图所示。

***

图 2-24 脱酸单元工艺流程及产污环节

脱酸单元：原料气从吸收塔下部进入，自下而上通过吸收塔；再生后的 MDEA 溶液（贫液）从吸收塔上部进入，自上而下通过吸收塔，逆向流动的 MDEA 溶液和天然气在吸收塔内充分接触，气体中的 CO_2 被收而进入液相，气体从吸收塔的顶部排出，CO_2 浓度将减小至 50ppm（体积百分数），脱除 CO_2 的气体进入脱水单元。

MDEA 吸收 CO_2 反应原理如下：

$$2RNH_2 + CO_2 \rightarrow RNHCOONH_3R$$

$$2RNH_2 + CO_2 + H_2O \rightarrow (RNH_3)_2CO_3$$

MDEA 再生：吸收了 CO_2 的 MDEA 溶液称富液，通过液位控制阀降压后去富胺闪蒸罐，再进入贫富液换热器，与再生塔底部流出的溶液（贫液）在贫/富液换热器中换热，升温到 93~99℃去再生塔顶部，此过程 CO_2 被脱除并夹带少量胺液从再生塔顶部排出，含有胺液的气体在再生塔顶部酸气冷凝器内被冷却后经再生塔顶部流入再生塔内，未被冷凝的气体主要为 CO_2，在装置高点安全排放，解析后的贫液进入再生塔底部，在再生塔重沸器内进行加热，塔底重沸器被导热油加热（间接加热，其中导热油的热源为电），产生的蒸汽返回胺再生塔，热贫液进入换热器与富胺液换热冷却到 75℃左右，进入贫液空冷器冷却到 48℃，再进入胺液回流罐，经贫液泵加压 5.4MPa 后，全量进入贫胺过滤器，用活性炭吸附过滤 MDEA 溶液的降解物，过滤后的液体进入吸收塔顶部来吸收二氧化碳，实现 MDEA 溶液的循环。

MDEA 再生化学原理如下：

$$RNHCOONH_3R \xrightarrow{\Delta} 2RNH_2 + CO_2$$

$$(RNH_3)_2CO_3 \xrightarrow{\Delta} 2RNH_2 + CO_2 + H_2O$$

表2-29 脱酸单元主要参数

	操作参数
吸收塔	
气体入塔压力（MPa）	5.1
气体入塔温度（℃）	45
气体出塔温度（℃）	53.73
MDEA 入塔温度（℃）	48
富液出塔温度（℃）	62.82

入塔气体流量（Nm^3/h）	4210
出塔气体 CO_2%（V）	≤50ppm
闪蒸罐压力 MPa（G）	0.3
再生塔	
富液入塔温度（℃）	105
塔顶压力 MPa（G）	0.04
塔底压力 MPa（G）	0.06
塔顶温度（℃）	91.49
塔底温度（℃）	115.8

产污环节：

废气：再生塔塔顶冷凝器排放的脱酸单元废气，主要为 CO_2。

废水：过滤分离过程中分离产生少量废水，为采出水。

固废：贫胺液过滤器产生的废活性炭、废滤芯以及过滤计量调压单元产生的固体杂质。

（3）脱水单元

脱酸单元来的湿净化气进入脱水单元脱水，脱水后的气体进入下一单元。工艺流程及产污环节详见下图所示：

***

图 2-25 脱水单元工艺流程及产污环节

工艺流程简述：

吸附：原料气从分子筛塔顶部进入，通过分子筛床层吸附脱除水分后，从分子筛塔底部出来，吸附后天然气中含水量≤1ppm。

系统共设置三台分子筛塔切换操作，其中一塔吸附，一塔再生、冷吹，一塔预吸附。一台处于吸附状态来脱除原料气中的水分或冷吹状态来冷却分子筛，第二台处于再生状态来解吸分子筛中的水分，或冷吹状态来冷却分子筛，第三台处于再生气吸附状态。当处于吸附状态的吸附塔饱和后，切换到第二台再生好的吸附塔。被饱和吸附塔紧接着加热再生循环，然后冷却。第一台、第二台吸附塔切换使用，第三台始终处于吸附再生气中的水分并解吸。每台吸附塔的完整循环周期为 18h，吸附状态 8h、加热状态 4.5h、冷却状态 3.5h、切换备用状态 2h。

再生、冷吹：自分子筛塔前的页岩气中引出一股作为再生气。再生气先经分子筛塔预吸附后变成干气，再经再生气加热器（电加热器）加热到 240~260℃。加热后的高温再生气自分子筛塔塔底进入，充分加热吸水后的分子筛，当分子筛中部床层温度在一定时间内维持稳定后，即完成分子筛的再生。再生完成后再生气作为冷吹气为分子筛进行降温，直至分子筛中部床层温度满足要求后，再生、冷吹完成。湿再生气出塔后经再生气空冷器冷却和再生气分离器分离液体后返回分子筛塔前，进行循环处理。

该过程气液分离器将产生少量采出水，由管道收集至脱水单元污水罐暂存，同时，该过程会产生废分子筛以及惰性瓷球。

本项目脱水单元参数详见下表。

表2-30 脱水单元主要参数

项目	单位	参数	备注
天然气处理量（V）	m^3/d	50000	
天然气在工况下流率（v_1）	m^3/h	2083	
液化气工况下密度（ρ_g）	kg/m^3	392.6	
脱水负荷（$G_{水}$）	kg/h	2.0	
吸附压力（P）	MPa	5.05	
吸附温度（T）	℃	45	
天然气标态下密度（ρ_0）	kg/m^3	0.7631	
干燥器台数	3	3	2 大 1 小
吸附剂型号	/	3A	
吸附剂平均直径（D_p）	mm	4.0	球形
分子筛使用寿命	a	3	
吸附剂堆积密度（ρ_B）	kg/m^3	700	
吸附剂体积用量（V_w）	m^3	1.19	833kg
吸附时间（t）	h	8	
再生加热时间	h	4.5	
有效吸附湿容量	kg 水/100kg 吸附剂	10	
干燥器内径（D）	m	0.8	
床层高度（H_t）	m	3.2	
吸附剂脱除的水量（G_1）	kg/T	64	T 为吸附周期
空塔流速（v_2）	m/min	8.77	
再生气流量	m^3/h	18.16	
再生气进干燥器床层的温度（T_H）	℃	260	
再生气出干燥器温度（t_2）	℃	220	
再生气压力（P1）	MPa	5.02	

产污环节：

废水：再生气分离器产生少量废液，均进入脱水单元自带污水罐内。

固废：分子筛塔内需定期更换分子筛以及惰性瓷球，产生少量废分子筛以及惰性瓷球。

（4）液化单元

本项目预冷、液化采用带预冷的混合冷剂制冷工艺，将原料气和混合冷剂初步冷却后，再进入液化冷箱，降低冷箱热负荷。然后低温液化系统使天然气逐渐降温、冷凝和过冷，以得到液化的天然气。

液化单元包括天然气液化部分和冷剂循环部分，工艺流程及产污环节详见下图。

***

图 2-26 液化系统工艺流程及产污环节图

预冷：原料气进入预冷器前设置一台粉尘过滤器，过滤可能存在的活性炭粉尘。过

滤后的原料气进入丙烷预冷器预冷至-10℃，然后进入液化混合冷剂制冷箱。

混合冷剂低温液化：净化气进入冷箱内的换热器。换热器竖直安装，净化气由顶部进入冷箱内的换热器，向下流动到冷箱底部的冷端，低温液体只出现在冷端，因此在停车期间，由于重力的作用，这些低温液体被隔离在冷箱底部，它们不会流到未按低温条件设计的区域。净化气在换热器中向下流动，到底部出来时，被冷却、冷凝和过冷成为液化天然气，再经控制阀节流降压经鹤管送入液化天然气槽车。

BOG 回收：本项目对液化过程冷箱液化天然气节流闪蒸的 BOG，以及装车单元产生的 BOG 进行回收，将这些 BOG 输送到 BOG 回收单元的换热器汽化复温后送入燃料气平衡罐补充水套炉燃料气。

产污环节：该工序过滤分离出的粉尘、杂质，产生量很小，通常一年清扫一次，不计产污。

六、完井搬迁、交井

1、有开采价值时

完成测井、录井、井下资料收集、试采工程结束后，结果若表明该井有工业开采价值，则在完善后续手续后，转为开发井。

2、无开采价值时

若不具备开采价值时按行业相关规范进行封井作业。本项目全井段注入水泥封井，其中在可能的产气层段上部注入高标号水泥，封隔可能的工业气流产层。在封井井口套管头上安装丝扣法兰，其工作压力大于最大气层的地层压力，装放气阀，盖井口房，在丝扣法兰上标注井号、完井日期，并设置醒目的警示标志，加以保护，防止人为破坏。

3、交井

对钻井生活区和井场能重复利用的设施搬迁利用，不能利用的统一收集交回收单位处置；对构筑的设备基础拆除后进行场地各类池体的平整填方区填方，回填各类池体，不留坑凼；清除场内固体废物，平整井场，保留场地排水等基础设施，对钻井场地等临时占地实施复垦，生态恢复。

搬迁前钻后污染物应得到妥善处理，做到工完、料净，放弃的井场应尽可能地恢复其原来的土地利用状况。建设单位依法办理环保手续并按照钻井井场环保标准进行验收，验收合格方可交井。

4、复垦

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，即：

①旱地田面坡度不得超过 25°。复垦地为水浇地、水田时，地面坡度不宜超过 15°。

②有效土层厚度大于 40cm，土壤具有较好的肥力，土壤环境质量符合《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）规定的风险筛选值。

七、本项目施工时序及人员安排：

金页 6#平台钻探工程分钻前工程、钻井工程、压裂测试工程、试采工程四部分。拟于 2023 年 12 月动工，2028 年 7 月完工。

（1）**钻前工程**：主要为土建施工，由专业施工单位组织当地民工施工作业为主，高峰时每天施工人员约 30 人。施工工期约 1 个月，白天施工、夜间不施工。

（2）**钻井工程**：钻井阶段由专业钻井队负责，一个井队编制为 55 人，分两队倒班，24h 连续工作。本项目单井钻井工程持续约 210 天左右。

（3）**压裂测试工程**：压裂测试由专业井下作业队负责，一般约 40 人，分两队倒班，仅昼间工作。本项目单井压裂改造工程持续约 15d，单井放喷测试施工周期为 60d，采用单井逐个压裂测试方式，整个工程压裂测试施工总计约 750d。

（4）**试采工程**：对金页 6HF 井进行试采，试采工程由专业试采队负责，建设周期约 25d，其中建设过程施工人员约 20 人，分两队倒班，24h 连续工作。试采过程站场内有 2 名值守人员 24 小时值守，基于气藏的复杂性，为了更好的录取动态监测资料，试采期为 2 年，试采期满如获得的区域气地藏特征，计算的资源量能够满足工业开采价值，则整个金页 6#平台转为生产井（另行开展环评），若获得的气地藏特征不满足工业开采价值，则对金页 6HF 井进行封井。

项目建设工期如下表所示：

表2-31 项目建设工期一览表

井别	开始时间	钻前工程（d）	钻井工程（d）	压裂测试工程（d）		试采期（d）		结束日期
				压裂期	放喷测试期	施工期	试采期	
金页 6HF 井	2023/12/1	30	210	15	60	25	730	2026/11/5
金页 6-1HF 井、金页 6-2HF 井	2024/10/11	/	210	/	/	/	/	2025/5/9
金页 6-3HF 井、金页 6-4HF 井	2025/5/9	/	210	/	/	/	/	2025/12/5
金页 6-5HF 井、金页 6-6HF 井	2025/12/5	/	210	/	/	/	/	2026/7/3
金页 6-7HF 井	2026/7/3	/	210	/	/	/	/	2027/1/29
压裂测试	2027/1/29			105	420	/	/	2028/7/7

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

一、生态环境现状

1、生态环境现状调查

（1）生态现状调查与评价范围

根据《环境影响评价技术导则生态环境》（HJ19-2022），生态评价范围应以项目所在区域所涉及的完整的水文单元、生态单元等为参照边界，项目区域地形为丘陵为主，整体地势高差起伏较小，因此本项目生态评价范围边界确定为：以项目钻井工程区、生活区占地范围为边界外延 500m，调查范围与评价范围一致，因此本次评价范围为 115.14hm^2。

（2）评价区土地利用现状

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 2021 年 9 月 0.5m 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，其中耕地占地面积 60.18hm^2，占评价范围总面积 42.26%，其中水田占地为 47.09hm^2，占比为 40.9%，其中旱地占地为 13.09hm^2，占比为 11.36%；林地占地面积为 43.88hm^2，占比为 38.11%，其中乔木林地占地为 28.21hm^2，占评价范围总面积 24.5%，其中竹林地占地为 15.67hm^2，占评价范围总面积 13.61%；住宅用地占地面积为 4.43hm^2，占评价范围总面积 3.85%，均为农村宅基地；交通运输用地占地面积 1.1hm^2，占比为 0.96%；水域及水利设施用地用地占地面积为 5.55hm^2，占评价范围总面积 4.82%，均为坑塘水面。具体如下表所示，见生态附图 1 土地利用类型图。

表 3-1 评价范围土地利用现状统计表

土地利用分类		面积（公顷）	占比（%）	斑块数
一级类	二级类			
01 耕地	0101 水田	47.09	40.90	17
	0103 旱地	13.09	11.36	38
03 林地	0301 乔木林地	28.21	24.50	52
	0302 竹林地	15.67	13.61	36
07 住宅用地	0702 农村宅基地	4.43	3.85	73
10 交通运输用地	1006 农村道路	1.10	0.96	10
11 水域及水利设施用地	1104 坑塘水面	5.55	4.82	7

合计	115.14	115.14	233

（3）评价区植被现状

评价区域植被类型图参照《1：1000000 中国植被图》中植被分类体系将评价范围内植被类型分为阔叶林、栽培植被等 2 个植被型组，结合区域高分遥感数据、DEM 数据、地面调查数据等对评价范围的植被类型进行目视解译，并将植被型组细分为 3 个植被型、3 个植被群系，并编制评价范围植被类型图，见生态附图 2 植被类型图。

根据植被类型图，统计评价范围内的各植被类型面积，其中亚热带阔叶林占地面积为 28.21hm^2，占评价范围总面积 14.5%；亚热带竹林占地面积为 15.37hm^2，占评价范围总面积 13.61%；一年两熟粮食作物田的水稻、油菜、玉米等占地面积为 60.18hm^2，占评价范围总面积 52.26%；无植被地段的建设用地占地面积 11.08hm^2，占评价范围总面积 9.63%。具体如下表所示。

表 3-2 评价范围植被类型面积统计表

植被型组	植被型	群系	面积（公顷）	占比（%）
针叶林	亚热带阔叶林	栎类、桉树	28.21	14.5
阔叶林	亚热带竹林	丛生杂竹林	15.37	13.61
栽培植被	一年两熟粮食作物田	水稻、玉米、油菜等	60.18	52.26
无植被地段	建设用地、水域		11.08	9.63
总计			115.14	100

根据野外调查和评价区珍稀濒危保护植物资料查证，按照中华人民共和国国务院 1999 年 8 月 4 日《国家重点保护野生植物名录（第一批）》和《中国珍稀濒危保护植物名录（第一册）》中所列物种，评价区未发现评价区内有国家重点保护与珍稀濒危野生植物以及名木古树分布。

（4）评价区动物类型

根据现场调查，目所在地为农业生态系统，井场、生活区周边以林地、耕地为主。项目所在地以人居环境为主—居民住宅地及农田生境，人为干扰强度较大，大型兽类少见，未发现受保护的野生动物分布，项目用地范围及周边多为与人类关系较密切或适应了人类活动影响的物种，以鸟类为主，兽类、爬行类、两栖类较少。

二、环境空气质量现状

项目位于农村环境，所在区域为环境空气质量二类功能区。

1、基本污染物环境质量状况

根据《建设项目环境影响报告表编制指南》（生态影响类）（试行），常规污染物引用与建设项目距离近的有效数据，包括近 3 年的规划环境影响评价的监测数据，国家、地方环境空气质量监测网数据或生态环境主管部门公开发布的质量数据等；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

告表编制指南》（污染影响类）（试行）相关规定开展补充监测。

本项目位于乐山市井研县，所在环境空气功能区属二类区，可引用生态环境主管部门公开发布的质量数据，根据乐山市生态环境局官方网站 2023 年 6 月 4 日发布的《2022 年乐山市环境质量公报》可知，乐山市 11 个县（市、区）年平均质量浓度均能达到《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准，本项目位于乐山市井研县，因此本项目所在地为达标区。

公示截图如下图所示：





图 1-1 2022 年乐山市环境空气质量级别图

全年以臭氧为首要污染物的天数为 123 天，占 46.2%；以细颗粒物为首要污染物的天数为 111 天，占 41.7%；以可吸入颗粒物为首要污染物的天数为 31 天，占 11.7%；以可吸入颗粒物和细颗粒物同时为首要污染物的天数为 1 天，占 0.4%。

乐山市 11 个县（市、区）环境空气中二氧化硫、二氧化氮、臭氧、一氧化碳、可吸入颗粒物和细颗粒物浓度分别为 7μg/m³、21μg/m³、141μg/m³、1.2mg/m³、53μg/m³ 和 34μg/m³，均达到国家环境空气二级

公示链接:https://ssthjj.leshan.gov.cn/shbj/hjzlgb/202307/489b6ebc071a4425be428006425334ea.shtml

根据以上截图可知，乐山市井研县 2022 年环境空气质量现状评价情况如下：

表 3-3 乐山市 11 个县（区、县）环境空气质量现状评价表

污染指标	GB3095-2012 二级标准	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均	7	60	11.67	达标
NO_2	年平均	21	40	52.50	达标
$PM_{2.5}$	年平均	34	35	97.14	达标
PM_{10}	年平均	53	70	75.71	达标
CO	百分位数日平均	1200	4000	30.00	达标
O_3	日最大 8h 平均	141	160	88.13	达标

根据上表，乐山市井研县 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10} 年均浓度，O_3 日最大 8 小时均值的第 90 百分位数、CO 日均值第 95 百分位数均达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单二级标准，因此，项目所在区域井研县属于环境空气质量达标区。

2、特征污染物环境质量现状

根据《建设项目环境影响报告表编制指南》（污染影响类）（试行），排放国家、地方环境空气质量标准中有标准限值要求的特征污染物时，引用建设项目周边 5 千米范围内近 3 年的现有监测数据，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。

本项目大气特征污染物监测引用原金页 6HF 井组钻探工程项目环境空气检测结果，原金页 6HF 井组距本项目约 4.9km，引用数据有效。

（1）监测布点

设置 1 处大气监测点，位于本次勘探井井口处。

（2）监测项目

非甲烷总烃（小时值）。

（3）监测时间及频率

监测时间为 2023 年 3 月 8 日~10 日，连续监测 3 天。

（4）监测结果

项目监测结果如下表所示：

表 3-4 环境空气质量现状监测结果单位：mg/m³

采样日期	检测项目	检测结果					
		第一次	第二次	第三次	第四次	小时均值	日均值
2023.3.8	非甲烷总烃	0.24	0.06	0.29	0.23	/	/
2023.3.9		0.35	0.33	0.39	0.36	/	/
2023.3.10		0.31	0.32	0.30	0.29	/	/

（5）评价方法

评价方法采用单项污染指数法进行，公式为：

$$P_i=C_i/Co_i\times100\%$$

式中：P_i——i 污染物的污染指数，%

C_i——i 污染物的浓度，mg/m^3

Co_i——i 污染物的评价标准，mg/m^3

当 Pi 值大于 100%时，表明大气环境已受到该项评价因子所表征的污染物的污染。Pi 值越大，受污染程度越重；Pi 值越小，受污染程度越轻。

（6）评价结果

项目区环境空气质量现状评价结果见下表：

表3-5环境空气质量现状监测结果及评价结果

采样点	监测时间	监测项目	采样天数	浓度及超标结果			
				浓度范围（mg/m^3）	标准值（mg/m^3）	最大指数	达标情况
井口处	2023 年 3 月 8 日~10 日	非甲烷总烃（小时均值）	3	0.06~0.39	2	0.20	达标

由上表可知，本项目所在位置的非甲烷总烃浓度能够满足《大气污染物综合排

放标准详解》中参考限值。

三、声环境质量

为了解项目所在地声环境质量现状及钻井、完井过程对周边敏感点的噪声预测分析，本次评价于 2023 年 8 月 11 日委托四川九诚检测技术有限公司对项目周边农户进行声环境质量现状监测。

1、监测布点：共设 15 个监测点。

2、监测因子：等效连续 A 声级。

3、监测频次：监测一天，昼间、夜间各监测 1 次。

4、评价标准：《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

5、监测结果见下表。

表3-6声环境现状监测结果单位：dB（A）

检测时间	测点编号	测点位置	主要声源	噪声值	
				昼间	夜间
				60	50
2023.8.11	1#	北侧住户	无明显声源	57	46
	2#	西北侧住户	无明显声源	56	47
	3#	西侧住户	无明显声源	55	46
	4#	东侧住户	无明显声源	56	46
	5#	东南侧住户	无明显声源	57	48
	6#	南侧住户	无明显声源	53	48
	7#	东北侧住户	无明显声源	57	48
	8#	北侧住户	无明显声源	56	47
	9#	东北侧住户	无明显声源	57	42
	10#	东侧住户	无明显声源	56	47
	11#	东南侧住户	无明显声源	54	46
	12#	东南侧住户	无明显声源	54	47
	13#	东南侧住户	无明显声源	57	48
	14#	北侧住户	无明显声源	55	46
	15#	西北侧住户	无明显声源	58	48

监测结果表明，各监测点昼、夜间噪声均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

四、地表水环境质量

本项目编制报告表，根据《建设项目环境影响报告编制技术指南》（生态影响类），地表水的监测参照环境影响评价相关技术导则开展补充监测。

本次评价委托四川九诚检测技术有限公司于 2023 年 8 月 9 日~2023 年 8 月 11 日对项目西侧磨池河水质现状进行了监测。

（1）监测点位：本项目上游 500m，下游 1500m。

（2）监测因子：氯化物、总氮、硫酸盐、化学需氧量、氨氮、五日生化需氧量、石油类、pH。

（3）监测频率：连续监测 3 天，每天采样一次。

（4）监测时间：2023 年 8 月 9 日~11 日。

（5）评价方法：采用标准指数法对地表水质进行现状评价，计算公式如下：

一般因子：$S_{ij}=C_{ij}/C_{s,\ i}$

式中：S_{ij}——标准指数；

C_{ij}——评价因子 i 在 j 点的实测浓度值（mg/L）；

$C_{s,\ i}$——评价因子 i 的评价标准限值（mg/L）。

特殊水质因子：pH 标准指数

$pH_j \leq 7.0$ $S_{pHj}=（7.0－pH_j）/（7.0－pH_{sd}）$

$pH_j > 7.0$ $S_{pHj}=（pH_j－7.0）/（pH_{su}－7.0）$

式中：S_{pHj}——pH 值的标准指数；

pH_j——pH 实测值；

pH_{sd}——评价标准中 pH 的下限值；

pH_{su}——评价标准中 pH 的上限值；

（6）监测结果与分析

水质监测结果见下表。

表 3-7 项目西侧磨池河地表水检测结果

采样日期 / 检测项目	2023.08.09	2023.08.10	2023.08.11
氯化物（以 Cl^-计）（mg/L）			
硫酸盐（以 SO_4^{2-}计）（mg/L）			
化学需氧量（mg/L）			
氨氮（以 N 计）（mg/L）			
五日生化需氧量（mg/L）			
pH（无量纲）			
石油类（mg/L）			
水温（℃）			
硫化物（mg/L）			
氟化物（以 F^-计）（mg/L）			
铁（mg/L）			

锰（mg/L）			
钡（mg/L）			
硝酸盐（以 N 计）（mg/L）			

备注：“ND”表示检测结果小于方法检出限。

根据上表可知，项目所在地地表水环境能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的 III 类水域标准。

五、地下水环境质量

为了解项目所在地地下水现状，本次评价委托四川九诚检测技术有限公司于 2023 年 8 月 10 日对项目所在地地下水质现状进行监测。

1、地下水环境质量现状监测

（1）监测布点及检测内容

本次地下水监测对金页 6HF 井组井口周边的 5 口井进行了地下水水质和水位的监测，对 5 口井进行了水位监测。监测布点及检测内容见下表。

表 3-8 地下水现状监测点位及项目一览表

序号	方位	监测项目	监测频次	备注
1#	井场北侧农户水井	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、Cl^-、SO_4^{2-}共 8 项；基本水质因子包括 pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、钡、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、氯化物、石油类、COD	监测1，1天1次	水质、水位
2#	井场北侧农户水井			
3#	井场下游农户水井			
4#	井场上游农户水井			
5#	井场东南侧农户水井			
6#	井场南侧农户水井	水位		水位
7#	井场东北侧农户水井	水位		
8#	井场下游农户水井	水位		
9#	井场下游农户水井	水位		
10#	井场上游侧农户水井	水位		

（2）监测频次：监测 1 天，每天采样 1 次。

（3）评价标准：《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，其中石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准。

（4）监测结果

根据监测报告，项目地下水监测结果如下：

表 3-9 地下水现状监测点位及项目一览表单位：mg/L（pH 无量纲）

采样日期	检测项目	检测结果					限值
		DW1	DW2	DW3	DW4	DW5	
2023.8.10	汞（mg/L）						≤0.001
	细菌总数（CFU/ml）						≤100
	总大肠菌群（MPN/L）						≤30
	挥发酚（mg/L）						≤0.002

铬（六价）（mg/L）							≤0.05
镉（mg/L）							≤0.005
砷（mg/L）							≤0.01
铅（mg/L）							≤0.01
铁（mg/L）							≤0.3
锰（mg/L）							≤0.10
钡（mg/L）							≤0.70
氰化物（mg/L）							≤0.05
总硬度（mg/L）							≤450
化学需氧量（mg/L）							—
氨氮（mg/L）							≤0.50
耗氧量（mg/L）							≤3.0
溶解性总固体（mg/L）							≤1000
氟化物（mg/L）							≤1.0
硫酸盐（mg/L）							≤250
亚硝酸盐氮（mg/L）							≤1.0
硝酸盐氮（mg/L）							≤20.0
氯化物（mg/L）							≤250
pH（无量纲）							6.5≤pH≤8.5
石油类（mg/L）							—
硫化物（mg/L）							≤0.02
K^+							—
Na^+							≤200
Ca^{2+}							—
Mg^{2+}							—
CO_3^{2-}							—
HCO_3^-							—

2、地下水环境质量现状评价

（1）评价方法

采用单项指数法进行评价，单项指数法数学模式如下：

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

式中：Si,j—i 污染物指数；

Ci,j—i 污染物的监测值，mg/L；

Csi—i 污染物的评价标准；mg/L。

水质参数的标准指数>1，表明该项水质参数超过了规定的指数水质指标，已不能满足使用要求；水质参数的标准指数≤1，表明该项水质参数达到或优于规定的水质，完全符合国家标准，可以满足使用要求。

（2）评价结果

项目地下水环境质量评价结果，见下表。

表 3-10 地下水环境质量现状监测评价结果一览表

检测项目	评价结果					限值
	DW1	DW2	DW3	DW4	DW5	

汞						1
细菌总数						100 CFU/ml
总大肠菌群						30 MPN/L
挥发酚						0.002
铬（六价）						0.05
镉						5
砷						0.01
铅						0.01
铁						0.3
锰						0.1
氰化物						0.05
总硬度						450
氨氮						0.5
耗氧量						3
溶解性总固体						1000
氟化物						1
硫酸盐						250
亚硝酸盐氮						1
硝酸盐氮						20
氯化物						250
pH						6.5~8.5
石油类						—
硫化物						0.02
Na^+						200
钡						0.7

通过评价结果可知，监测指标中细菌总数、总大肠杆菌标准指数存在大于 1 的情况，水质超过了《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

细菌总数、总大肠杆菌超标原因为近期井研所在区域干旱少雨，地下水受到区域农村面源以及农村居民生活污染源的污染。

3、地下水水位调查

根据监测报告，区域地下水水位调查结果如下表所示：

表 3-11 地下水水位调查结果表

点位序号	采样点位	经纬度	调查日期	地下水水位（m）	井口高程（m）
DW1	井场北侧农户水井	***	2023.08.10	333	335
DW2	井场北侧农户水井	***	2023.08.10	331	338
DW3	井场下游农户水井	***	2023.08.10	326	328
DW4	井场上游农户水井	***	2023.08.10	317	325
DW5	井场东南侧农户水井	***	2023.08.10	328	332
DW6	井场南侧农户水井	***	2023.08.10	331	335

DW7	井场东北侧农户水井	***	2023.08.10	328	330
DW8	井场下游农户水井	***	2023.08.10	338	344
DW9	井场下游农户水井	***	2023.08.10	332	326
DW10	井场上游侧农户水井	***	2023.08.10	320	325

六、土壤环境质量

为了解项目所在地土壤环境质量状况，本次评价委托四川九诚检测技术有限公司于 2023 年 8 月 9 日，对项目占地范围内设置 3 个表层样监测点基本因子进行了现状监测，对项目所在区域土壤环境质量进行调查。

（1）监测布点

本次土壤监测对金页 6HF 井组井口周边的 3 处土壤进行了监测。监测布点情况见下表。

表3-14 土壤现状监测点位

序号	监测位置	采样位置	监测项目	
			基本项	特征项
S1	项目东南侧积液池	表层样（0~30cm）	/	氯离子、钡、石油烃
S2	项目占地范围内油罐区	表层样（0~30cm）	45 项*	pH、全盐量、氯离子、钡、石油烃
S3	放喷池 2	表层样（0~30cm）	/	氯离子、钡、石油烃

45 项基本因子包括：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

（2）监测结果及评价

土壤检测结果如下表所示：

表3-15 土壤环境现状监测及评价结果

采样点位 检测项目	项目西南侧积液池	项目占地范围内油罐区	放喷池 1	标准限值
pH（无量纲）				—
铜（mg/kg）				18000
铅（mg/kg）				800
镉（mg/kg）				65
镍（mg/kg）				900
汞（mg/kg）				38
砷（mg/kg）				60

	四氯化碳（mg/kg）				2.8
	氯仿（mg/kg）				0.9
	氯甲烷（mg/kg）				37
	1,1-二氯乙烷（mg/kg）				9
	1,2-二氯乙烷（mg/kg）				5
	1,1-二氯乙烯（mg/kg）				66
	顺-1,2-二氯乙烯（mg/kg）				596
	反-1,2-二氯乙烯（mg/kg）				54
	二氯甲烷（mg/kg）				616
	1,2-二氯丙烷（mg/kg）				5
	1,1,1,2-四氯乙烷（mg/kg）				10
	1,1,2,2-四氯乙烷（mg/kg）				6.8
	四氯乙烯（mg/kg）				53
	1,1,1-三氯乙烷（mg/kg）				840
	1,1,2-三氯乙烷（mg/kg）				2.8
	三氯乙烯（mg/kg）				2.8
	1,2,3-三氯丙烷（mg/kg）				0.5
	氯乙烯（mg/kg）				0.43
	苯（mg/kg）				4
	氯苯（mg/kg）				270
	1,2-二氯苯（mg/kg）				560
	1,4-二氯苯（mg/kg）				20
	乙苯（mg/kg）				28
	苯乙烯（mg/kg）				1290
	甲苯（mg/kg）				1200
	间二甲苯+对二甲苯（mg/kg）				570
	邻二甲苯（mg/kg）				640
	铬（六价）（mg/kg）				5.7
	硝基苯（mg/kg）				76
	苯胺（mg/kg）				260
	2-氯酚（mg/kg）				2256
	苯并[a]蒽（mg/kg）				15
	苯并[a]芘（mg/kg）				1.5
	苯并[b]荧蒽（mg/kg）				15
	苯并[k]荧蒽（mg/kg）				151
	䓛（mg/kg）				1293
	二苯并[a,h]蒽（mg/kg）				1.5
	茚并[1,2,3-cd]芘（mg/kg）				15
	萘（mg/kg）				70
	石油烃（C_{10}-C_{40}）（mg/kg）				4500
	*钡（mg/kg）				8660
	氯离子（mg/kg）				-
	全盐量（g/kg）				-
	监测结果表明：本项目各个监测点中各监测指标均未超过《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）和《四川省建设用地土壤污染风险管				

控标准》（DB51/2978-2023）中风险筛选值，项目拟建地土壤本底环境良好。

与项目有关的原有环境污染和生态破坏问题

本项目为新建页岩气勘探项目，地处农村地区，周边均为林地、耕地，无其他工业企业和矿产资源开发活动，项目所在区域生态环境质量较好，无环境污染和生态破坏情况。

生态环境保护目标

（1）生态环境保护目标

根据现场调查，拟建项目不涉及自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，不涉及风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等重要生态敏感区；不涉及生态保护红线。

本项目主要生态保护目标为生态评价范围内的农业、林地生态系统。

（2）地表水环境保护目标

本项目井口 500m 范围内均无大型水库，井场东南侧 1.25km 为茫溪河，西侧 880m 为磨池河，磨池河由东北向西南汇入茫溪河，其水域功能主要为农灌、行洪。本项目周边无饮用水源取水口。

根据调查，本项目所在区域及 3km 风险评价范围内无饮用水源保护区。

本项目地表水环境保护目标详见下表。

表 3-16 地表水环境保护目标分布情况一览表

水体名称	与本项目位置关系	主要功能	水域功能区划
茫溪河	位于井场东南侧，距井场边界约 1.25kmm，与井场高差约-20m。	农灌、泄洪和生态用水，有饮用功能。	III类水体
磨池河	位于井场西北侧，距井场边界约 880m，与井场高差约-21m。	农灌、泄洪和生态用水，有饮用功能。	III类水体

（3）地下水环境保护目标

目前钻井井场周边居民饮水使用自来水，水源为大佛水库。

金页 6HF 井组位于四川省乐山市井研县王村镇梅旺村 4 组，钻井区、生活区所在地不涉及森林公园、自然保护区、风景名胜区等环境敏感区，附近 500m 范围内无医院、学校、城镇等特别敏感区域。目前钻井井场周边居民饮水为自来水，但仍然以水井为备用水源，井口高程 321~343m，井深 10~15m，主要分布于房屋内或附近位于地势较低处的沟谷区域；小部分位于丘坡区，区域地下水潜水埋深 2~8m，主要分布于房屋自家房屋院内或附近。

本项目结合地形以及公示法计算出地下水评价范围（详见地下水专项），经过调查，地下水评价范围内分布有 18 口井，具体如下图所示：

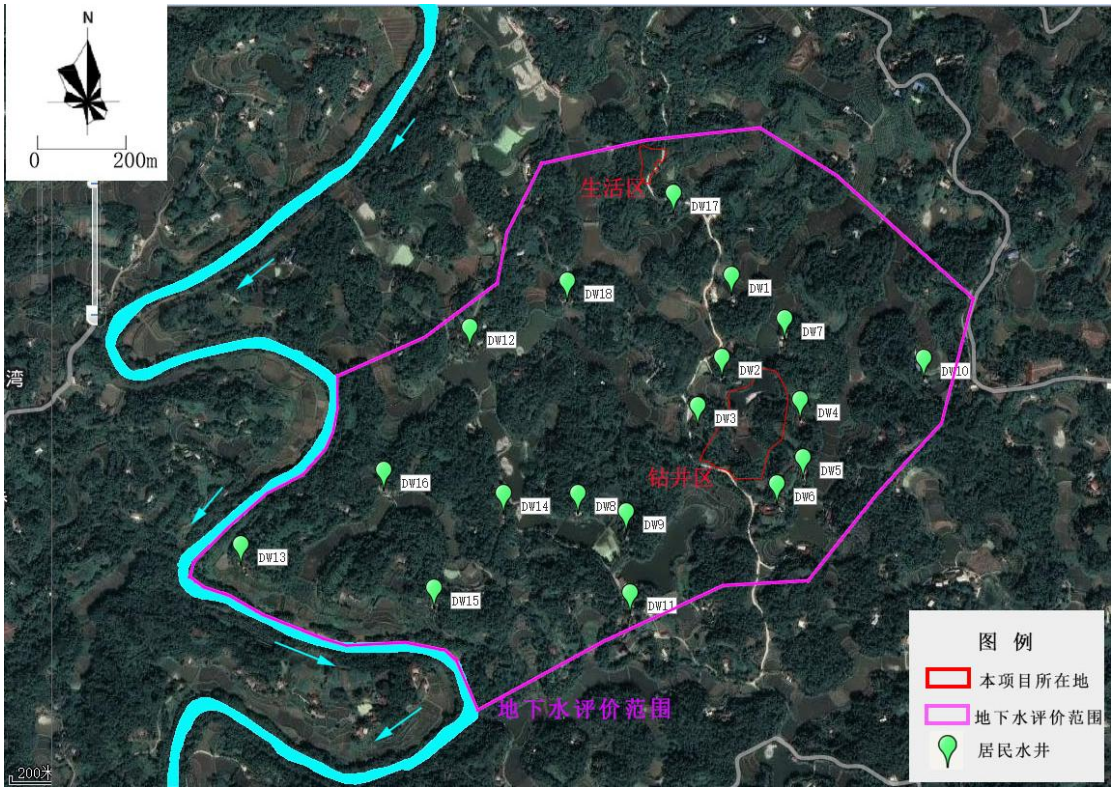

图 3-5 评价范围内水井分布图

表3-17 地下水环境保护目标一览表（以金页6HF井为原点）

点位序号	与井口（金页6HF）距离	经纬度（UTM 坐标）		地下水水位（m）	水井海拔（m）	水位埋深	水井深度
		X	Y				
DW1	298	***	***	325	327	2	10
DW2	135	***	***	323	330	7	15
DW3	109	***	***	337	339	2	10
DW4	110	***	***	322	330	8	15
DW5	148	***	***	332	336	4	10
DW6	161	***	***	339	343	4	10
DW7	215	***	***	324	326	2	10
DW8	411	***	***	336	342	6	12
DW9	342	***	***	338	342	4	10
DW10	365	***	***	316	321	5	10
DW11	465	***	***	323	329	6	10
DW12	635	***	***	319	324	5	10
DW13	1129	***	***	327	328	1	10
DW14	554	***	***	344	347	3	10
DW15	770	***	***	335	342	7	15
DW16	793	***	***	338	342	4	10
DW17	498	***	***	324	329	5	12
DW18	480	***	***	325	328	3	10

（4）环境风险保护目标

项目环境风险保护目标主要为井口周边 3km 范围内散居居民以及周边地表水体，详见表 3-15。

（5）大气环境保护目标

根据现场调查，大气环境保护目标主要为周边农村地区中人群较集中的区域，具体详见表 3-15 及附图 3。

（6）声环境保护目标

声环境保护目标主要为钻井区周边 200m 范围，声环境保护目标为评价范围内散居居民，详见下表。

表3-18 环境保护目标一览表

序号	名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对井口方位	相对井口高差/m	相对井口最近距离/m
		经度	纬度						
200m 范围内声环境保护目标									
1	1#居民	***	***	散居居民	分散居民 1 户，4 人，2F 砖瓦房	声环境 2 类区、环境空气二类区域	E	+7	88
2	2#居民	***	***	散居居民	分散居民 2 户，约 8 人，1~2F 砖瓦房		SE	+7~+8	154
3	3#居民	***	***	散居居民	分散居民 1 户，4 人，2F 砖瓦房		W	+7	115
4	4#居民	***	***	散居居民	分散居民 2 户，约 8 人，1~2F 砖瓦房		NW	+3~+4	86
5	5#居民	***	***	散居居民	分散居民 2 户，8 人，2F 砖瓦房		N	+2~+3	159
500m 范围内大气环境保护目标									
1	1#居民	***	***	散居居民	分散居民 1 户，4 人，2F 砖瓦房	环境空气二类区域	E	+7	88
2	2#居民	***	***	散居居民	分散居民 2 户，约 8 人，1~2F 砖瓦房		SE	+7~+8	154
3	3#居民	***	***	散居居民	分散居民 1 户，4 人，2F 砖瓦房		W	+7	115
4	4#居民	***	***	散居居民	分散居民 2 户，约 8 人，1~2F 砖瓦房		NW	+3~+4	86
5	5#居民	***	***	散居居民	分散居民 2 户，8 人，2F 砖瓦房		N	+2~+3	159
6	6#居民	***	***	散居居民	分散居民 3 户，约 12 人，1~2F 砖瓦房		E	+10~+15	272
7	7#居民	***	***	散居居民	分散居民 2 户，约 8 人，1~2F 砖瓦房		SE	+5~+6	255
8	8#居民	***	***	散居居民	分散居民 3 户，12 人，2F 砖瓦房		SE	+1~+2	415
9	9#居民	***	***	散居居民	分散居民 5 户，约 20 人，1~2F 砖瓦房		SW	-2~+3	392
10	10#居民	***	***	散居居民	分散居民 1 户，约 4 人，1~2F 砖瓦房		SN	+2	232
11	11#居民	***	***	散居	分散居民 1 户，4 人，		SN	-6	472

				居民	2F 砖瓦房				
12	12#居民	***	***	散居居民	分散居民 3 户，约 12 人，1~2F 砖瓦房		N	+1~+2	275
13	13#居民	***	***	散居居民	分散居民 2 户，约 8 人，1~2F 砖瓦房		N	+2~+3	462
14	14#居民	***	***	散居居民	分散居民 3 户，12 人，2F 砖瓦房		NE	+2~+6	469
15	15#居民	***	***	散居居民	分散居民 4 户，约 16 人，1~2F 砖瓦房		SE	+9~+12	452
环境风险保护目标		井口周边 500m 范围		散居居民，35 户 126 人					
		井口周边 500~1500m 范围		西北侧 1.8km 处石子坳村居民，约 130 人					
				南侧 589m 处碾子湾村居民，约 120 人					
		井口周边 1500~3000m 范围		东侧 2.3km 处石子坳村居民，约 130 人					
				东南侧 1.7km 处石塔村居民，约 110 人					
				东南侧 2.2km 处红星村居民，约 150 人					
				南侧 2.3km 处金山镇居民，约 1000 人					
				西南侧 1.9km 处石燕子村居民，约 115 人					
				西北侧 2.1km 处苦竹嘴村居民，约 120 人					
				西北侧 2.3km 有华光村居民，约 100 人					
				东北侧 2.7km 有红卫村居民，约 125 人					
				东北侧 2km 有红砖村居民，约 135 人					
		井口周边 3km 范围内人数合计		2361 人					
		茫溪河		茫溪河位于井口东南侧，距井场边界约 1.25km。					
		磨池河		磨池河位于井口西北侧，距井场边界约 880km。					
注：以+表示高于井口，-表示低于井口。									

评价标准

一、环境质量标准

1、环境空气

环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，非甲烷总烃参照其他标准，详见下表。

表3-19 环境空气质量标准单位：μg/m³

污染物名称	取值时间	浓度限值	备注
SO_2	24 小时平均	150	GB3095-2012《环境空气质量标准》二级标准
	1 小时平均	500	
PM_{10}	年平均	70	
	24 小时平均	150	
$PM_{2.5}$	年平均	35	
	24 小时平均	75	
NO_2	24 小时平均	80	
	1 小时平均	200	
O_3	日最大 8 小时平均	160	
	1 小时平均	200	
CO	24 小时平均	4000	
	1 小时平均	10000	
TSP	24 小时平均	300	
	年平均	200	
NOx	1 小时平均	250	
	24 小时平均	100	
	年平均	50	

非甲烷总烃	1 小时平均浓度限值	2000	参照《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值

2、地表水

地表水水质执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类水域标准。

表3-20 地表水环境质量标准

项目	III类水域标准
pH 值（无量纲）	6~9
化学需氧量	≤20
五日生化需氧量	≤4
氨氮	≤1.0
氟化物	≤1.0
石油类	≤0.05
硫化物	≤0.2
硫酸盐	≤250
氯化物	≤250
硝酸盐	≤10
铁	≤0.3
锰	≤0.1

3、声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。

表3-21 声环境质量标准单位：dB（A）

标准类别	等效声级	
	昼间	夜间
2 类	60	50

4、地下水

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

表3-22 地下水质量标准值表单位：mg/L，PH无量纲

名称	III类标准浓度限值	名称	III类标准浓度限值
pH	6.5～8.5	钠	≤200
氯化物	≤250	镉	≤0.005
硫酸盐	≤250	CODMn	≤3.0
氨氮	≤0.5	挥发酚	≤0.002
铁	≤0.3	硝酸盐	≤20
锰	≤0.1	亚硝酸盐	≤1.0
六价铬	≤0.05	氟化物	≤1.0
汞	≤0.001	氰化物	≤0.05
铅	≤0.01	硫化物	≤0.02
砷	≤0.01	总大肠菌群	≤3.0
总硬度	≤450	钡	≤0.70

5、土壤

土壤执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中的相关标准、《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》（DB51/2978-2023）。

表3-23 建设用地土壤污染风险管控标准 单位：mg/kg

污染物项目	风险筛选值	污染物项目	风险筛选值
砷	≤60	1，2，3-三氯丙烷	≤0.5
镉	≤65	氯乙烯	≤0.43
铬（六价）	≤5.7	苯	≤4
铜	≤18000	氯苯	≤270
铅	≤800	1，2-二氯苯	≤560
汞	≤38	1，4-二氯苯	≤20
镍	≤900	乙苯	≤28
四氯化碳	≤2.8	苯乙烯	≤1290
氯仿	≤0.9	甲苯	≤1200
氯甲烷	≤37	间二甲苯+对二甲苯	≤570
1，1-二氯乙烷	≤9	邻二甲苯	≤640
1，2-二氯乙烷	≤5	硝基苯	≤76
1，1-二氯乙烯	≤66	苯胺	≤260
顺-1，2-二氯乙烯	≤596	2-氯酚	≤2256
反-1，2-二氯乙烯	≤54	苯并［a］蒽	≤15
二氯甲烷	≤616	苯并［a］芘	≤1.5
1，2-二氯丙烷	≤5	苯并［b］荧蒽	≤15
1，1，1，2-四氯乙烷	≤10	苯并［k］荧蒽	≤151
1，1，2，2-四氯乙烷	≤6.8	䓛	≤1293
四氯乙烯	≤53	二苯并［a，h］蒽	≤1.5
1，1，1-三氯乙烷	≤840	茚并［1，2，3-cd］芘	≤15
1，1，2-三氯乙烷	≤2.8	萘	≤70
三氯乙烯	≤2.8	石油烃（C_{10-40}）	≤4500

表3-24 农用地土壤污染风险管控标准 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3-25 四川省建设用地土壤污染风险管控标准 单位：mg/kg

污染物项目	风险筛选值
钡	≤8660

二、污染物排放标准

1、废气

项目施工期废气排放执行《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）

中乐山市等区域标准；根据四川省生态环境厅《四川省生态环境厅》（2020 年第 2 号），本项目所在的乐山属于大气污染物特别排放限值的地区。试采阶段井场部分的水套炉燃烧天然气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 3 中的要求。本项目属于页岩气勘探项目，事故放空废气、非甲烷总烃无组织排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中“5.6、5.9 排放浓度限值”。

特别说明：根据生态环境部《关于部分供热及发电锅炉执行大气污染物排放标准有关问题的复函》“单台出力 65t/h 及以下燃煤、燃油、燃气发电锅炉，以及 65t/h 及以下煤粉供热锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）的污染物排放控制要求”。考虑乐山市井研县属于大气污染防治重点区域，从严格大气污染排放标准考虑，本项目试采期备用的燃气发电机组参照执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）特别排放限值。

钻井、压裂测试阶段备用柴油发电机执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB 20891-2014）及其修改单中表 2 中第三阶段标准。

表3-26 四川省施工场地扬尘排放限值

监测项目	区域	施工阶段	监测点排放限值（μg/m³）
TSP	乐山市	拆除工程/土方开挖/土方回填阶段	600
		其他工程阶段	250

表3-27《陆地石油天然气开采工业大气污染物排放标准》

污染物	无组织排放监控位置（单位：mg/m³）
NMHC（非甲烷总烃）	4.0

表3-28 锅炉大气污染物排放标准 单位：mg/m³

锅炉类别	排放浓度			
	颗粒物	NO_x	SO_2	烟气黑度（林格曼黑度，级）
燃气锅炉	20	150	50	≤1

表3-29《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）》表2中第三阶段排放限值 单位：g/kWh

阶段	排放限值				
	CO	HC	NOx	HC+NOx	颗粒物
第三阶段	3.5	-	-	6.4	0.2

2、废水

生活废水经环保厕所收集处理后回用，最终剩余部分由吸污车密闭转运至王村镇污水处理厂处理；钻井废水、洗井废水、方井雨水全部回用于压裂液配制。压裂液返排后的废水回用于本井场压裂液配制，最后一次压裂返排液回用于同区块井组用于压裂液配制，废水不外排。

3、噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准。

表3-31 建筑施工场界环境噪声排放限值（GB12523-2011）单位：dB（A）

昼间	夜间
70	55

4、固体废弃物

一般工业固体废物参照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）相关要求，危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关规定。

其他	拟建项目为非常规天然气勘探井工程，不涉及地面集输工程，各类污染采取了相应的处理，可实现资源利用或达标排放，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。

四、生态环境影响分析

施工期生态环境影响分析

拟建项目污染物产生环节及种类情况见以下汇总表。

表 4-1 项目污染物产生环节及种类汇总表

序号	产污位置		污染物种类及对生态环境影响
1	钻前作业	井场及井场道路建设或修复	施工及运输机械噪声、扬尘、施工及运输机械废气、水土流失、生活污水、植被破坏、土地性质改变等
		设备搬运安装	运输机械噪声、运输机械废气、生活污水、生活垃圾等
2	钻井作业		固体废弃物（水基钻井岩屑、废水基泥浆、油基钻井岩屑、废油基钻井泥浆、生活垃圾、废包装袋和废润滑油、废油桶、废棉纱手套、废含油塑料垫层、员工生活垃圾等）、设备噪声、废水（钻井废水、方井雨水、洗井废水和员工生活污水等）、柴油发电机废气、油基泥浆钻井废气、食堂油烟等
3	压裂测试		压裂返排液、压裂噪声、放喷气流噪声，测试放喷废气等
4	试采工程		设备检修固废以及除砂撬过滤产生的滤渣、分离器分离出的采出水、脱水装置废水、检修废水、人员生活污水、事故放散过程产生的放散废气；节流阀、除砂器设备噪声、事故放空噪声等

4.1 钻前工程环境影响分析

4.1 钻前工程生态环境影响分析

4.1.1.1 项目占地对区域土地利用影响分析

拟建工程总用地面积为 29760m^2，包括平台、道路、油水罐区、燃烧池、表土堆放场和生活区等占地，均属于临时占地，占地类型以旱地为主，约 5347m^2 属于永久基本农田，**环评要求报告要求建设单位在开工前向相关单位办理相应基本农田占用手续方可进行开工建设**。

本项目占地仅为施工期临时占地，占地主要表现为破坏地表植被和土壤结构，改变地形地貌以及自然景观，使区域植被盖度稍微降低、自然景观局部改变，导致粮食减产等。项目临时占地主要为农用地，基本农田比较多，场地内以种植季节性农作物，如小麦、玉米、蔬菜等为主。

施工期临时占地对生态影响主要有：

（1）临时占地将破坏地表原有植被作物，其中对农作物而言将减少近两年的收成；

（2）施工作业使占地范围内的土壤紧实度增加，对土地复耕后作物根系发育和生长不利；

（3）在干燥天气下，施工扬尘，使占地周围作物叶面覆盖降尘，光合作用弱，影响作物生长。

工程的建设会对当地林地及农田拥有者造成一定的经济损失，通过采取直接给受

损方一定经济补偿后，对耕地拥有者生活质量的影响较小；占用林地部分，要求建设单位在施工前取得用林许可，项目建设完毕后，在临时用地范围内进行恢复种植（通过经济补偿方式，一次性给予受损害方，由他们进行恢复种植），将被压占破坏土地恢复原土地使用状态，不会造成项目占用区域植被的减少，对生态环境影响较小。

若压裂测试结果若表明气井有开采价值，则征用井场、道路等部分用地，该部分占地面积较小，对当地土地资源的影响较小。

4.1.1.2 对农业的影响分析

1、对基本农田的影响

本项目建设部分占用基本农田。由于对部分基本农田占用，使被占用的土壤层耕作层发生破坏，导致耕地质量下降，主要表现为可能耽误一季农作物生产，由于本项目仅涉及施工期，临时占地只影响基本农田保护区一季到二季的产出功能。

项目建设仅在施工期对基本农田保护区形成临时征用。施工结束后即可恢复生产。本次环评要求施工单位对临时占地除了在施工中采取措施减少基本农田保护区破坏外，在施工结束后，一定要负责对施工占用的土壤进行质量的恢复，除补偿因临时占地对农田产量的直接损失外，还将考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失而造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。在恢复期对土壤进行熟化和培肥，切实做好耕地质量调查及监测工作，及时掌握耕地质量变化状况，直至恢复到原来的生产力水平。井场占地范围涉及占用基本农田，但占地面积小，不会影响区域基本农田整体水平。

考虑到国家对基本农田保护区内的耕地实行特殊保护，为严格基本农田及基本农田保护区占用的监督管理，项目需编制土地复垦方案，临时用地使用完成后，建设单位应按经批准的土地复垦方案及时组织复垦，确保被压占破坏土地恢复原土地使用状态。

2、对农作物的影响

项目占地类型主要为旱地，植被为玉米、小麦等，区域内未发现珍稀保护植物。项目对植被的影响主要表现在占地对少量耕地的破坏，使被开挖地段的土壤层耕作层发生破坏，导致耕地质量下降，这种影响是临时的，因此，施工结束后即可恢复生产。

本次环评要求施工单位对临时占地除了在施工中采取措施减少耕地破坏外，在施工结束后，一定要负责开挖破坏段耕地质量的恢复，除补偿因临时占地对农田产量的直接损失外，还将考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失而造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。在恢复期对土壤进

行熟化和培肥，切实做好耕地质量调查及监测工作，及时掌握耕地质量变化状况，直至恢复到原来的生产力水平。

3、对土壤的影响

工程对土壤的影响主要有两方面，一是工程排放的污染物对土壤质地性状的影响；二是工程建设期的开挖、填埋行为对土壤结构的破坏。对场地平整产生的剥离表层土在井场北侧的表土堆场独立集中临时堆放，钻井结束后用于场地复垦和积液池回填用土。剥离表层土临时堆放场地设置截排水沟等严格的水保措施防止水土流失。

通过对井场内排水沟、地表硬化处理和各池体采取防腐防渗处理，钻井废水和钻井泥浆对土壤影响很小，散落的废水和钻井泥浆对井场内小部分区域的土壤产生较严重破坏，但影响范围有限；井场地面采用碎石和混凝土敷设，有效保护占地原表层土壤。钻井工程施工结束后，拆除临时设施，由建设方给予被占地农民经济补偿，委托其恢复地表植被或作物。随着工程施工的结束，生态保护和临时占地的植被恢复措施的进行，有效地保护和恢复措施能保证工程对井场周边的土壤和农作物的影响得到尽快地恢复。通过上述措施，本项目建设对项目所在地土壤环境影响在当地环境可接受范围内。

4、放喷对周边植被的影响分析

放喷时，出于防火安全控制要求，须对周围 50m 范围植被清理；放喷燃烧对放喷池周边植被有一定程度影响，由于本项目放喷测试燃烧时间短（4~6h 左右），加装防火砖墙阻挡燃烧热，影响时间短，一般情况下此类影响植被可自行恢复。

4.1.1.3 对陆生动物环境的影响分析

评价区由于人类活动频繁，野生动物种类较少，未见大型野生哺乳动物出没迹象，现有的野生动物多为一些常见的蛇类、啮齿类、鸟类及昆虫等，无珍稀保护动物。

本项目占地面积较小，对当地地表植被的影响也是局部的，不会引起该区域野生动物生存环境大面积的明显改变，因此，本项目的建设对野生动物影响不大。钻井活动对野生动物的影响主要来自钻井过程中人类活动、生产机具噪声等影响，但这种影响是局部和暂时的，随钻井工程的结束而消失，不会引起该区域野生动物大面积迁移或消亡。

4.1.1.4 对区域水土流失的影响分析

钻前工程建设将对地表进行剥离、挖掘和堆积，使原来的地表结构、土地利用类型、局部地貌发生变化。施工场地为自然地面和经过切坡、开挖后的地面，单位面积的悬浮物冲刷量和流失量较大。遇到雨天，因地表水流会带走泥沙，水土流失加剧。

开挖土石方的临时堆放也会产生一定的水土流失。本项目开挖面积小，施工期短，土石方就近占地进行临时堆放，无转运丢弃，实际水土流失量小。

钻前工程预计产生的表土若随意堆放将引起水土流失，影响植被生长。本项目设计将表层表土临时堆放在表土堆场，临时堆放场设挡土墙、截水沟，可有效减少水土流失，表土堆放完成后，及时疏通周边水系并播撒草种，防止水土流失。完钻后表土作为表层的覆土复植用，对临时堆放场地进行复垦。

本项目由于施工期短，占地面积小，土石方量小，且施工时间短，水土流失量小，在环境可接受范围内。

4.1.2 钻前工程

钻前工程主要产生施工噪声、废气、弃渣等对地表水、大气、声环境及土壤的影响。

4.1.2.1 大气环境影响分析

钻前工程施工人员以雇佣周边村民为主，现场不设置施工营地，不在现场食宿。钻前施工对环境空气的影响主要来自于道路扬尘及燃油动力机械废气。据经验数据，在风速为 1.2m/s~2.4m/s 条件下，土方和灰土的装卸、运输、施工以及石料运输时，距离产尘点 50~150m 处下风方向粉尘浓度为 11.7～5.0mg/m^3。项目所在区域的年平均风速为 1.5m/s，风速较小，产生的扬尘量小，且钻前工程施工时间很短，完成后影响即可消失，无长期影响，通过采取降尘措施，施工期扬尘排放满足《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020），对区域环境影响小。因此，施工期废气对当地环境空气影响较小，在当地环境可接受范围内。

施工机械尾气为燃油发电机、车辆排放尾气，主要污染物为 NOx 和 CO_2，由于累计施工工时不长，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；施工人员不多，且大部分雇用当地居民，几乎不新增生活燃料烟气，大气影响较小。

因此，钻前工程不会对当地环境空气造成明显不利影响。

4.1.2.2 地表水影响分析

钻前施工废水产生量较少，其主要污染物为 SS，经沉淀处理后回用于场地洒水抑尘，对当地地表水环境影响很小。钻前工程施工期短，施工现场不设施工营地，施工人员生活污水依托周边居民自有设施收集后用于农肥，不外排，对当地地表水环境影响很小。

4.1.2.3 噪声影响分析

钻前工程施工期的噪声主要是推土机、挖掘机、载重汽车等运行中产生的，噪声级见下表。

表4-2施工机具声源强

序号	设备名称	测点距施工机具距离	最大声级（dB（A））	运行方式	运行时间（h）
1	推土机	1	99	移动设备	间断，<4
2	挖掘机	1	98	移动设备	间断，<4
3	载重汽车	1	96	移动设备	间断，<4
4	钻孔机	1	99	移动设备	间断，<4
5	空压机	1	102	移动设备	间断，<4
6	柴油发电机	1	98	移动设备	间断，<4
7	振动棒	1	100	移动设备	间断，<4

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。本次评价采用点声源噪声衰减模式进行预测分析评价。利用点声源噪声衰减模式公式对施工机械噪声的污染范围（作业点至噪声值达到标准的距离）进行预测，施工机械在不同距离处噪声影响见下表。

表4-3 施工机械噪声影响范围预测结果单位：dB（A）

序号	设备名称	10m	50m	100m	150m	200m
1	推土机	79.0	65.0	59.0	55.5	53.0
2	挖掘机	78.0	64.0	58.0	54.5	52.0
3	载重汽车	76.0	62.0	56.0	52.5	50.0
4	钻孔机	79.0	65.0	59.0	55.5	53.0
5	空压机	82.0	68.0	62.0	58.5	56.0
6	柴油发电机	78.0	64.0	58.0	54.5	52.0
7	振动棒	80.0	66.0	60.0	56.5	54.0

由上表可知，在距离 50m 处施工机械对声环境的贡献值为 62.0~66.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 56.0~62.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 50.0~56.0dB（A）。

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；在不采取任何噪声防治措施的情况下，在临近厂界使用推土机、挖掘机等都可能造成施工场界噪声不能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间 70dB（A）限值要求，需要采取适当措施降低环境影响。

本项目钻前工程主要为建设井场、积液池、放喷池基础建设以及相关公辅设施的安装。根据施工布置，距离施工边界较近居民主要为井场四周分布的分散居民（最近居民距离井）。项目钻前工程施工期短，且仅昼间施工，施工噪声对环境影响程度有

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。

4.1.2.4 固体废物

道路施工期固体废物一部分来自挖方中的表层土壤；另一部分来自施工的垃圾，包括废弃的建筑材料、包装材料、生活垃圾等。

生活垃圾：施工人员以临时聘请的当地民工为主，租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有的设施进行收集妥善处置，无集中生活垃圾产生外排，对环境的影响小。

表土：主要对占地的表土进行剥离，剥离的表土合计 6500m^3，临时堆放于北侧的表土堆场内。待钻井结束后，临时表土堆场堆放的弃方全部用于对临时用地范围内的地表进行地貌恢复和农业生产恢复。

废土石方：土石方在井场钻前作业中进行平衡，无弃方产生。

通过采取上述措施后，施工过程中产生的临时弃方不会对环境产生影响。

4.2 钻井、压裂测试工程影响分析

4.2.1 环境空气影响分析

钻井工程拟采用电网供电，现场设置柴油发电机 3 台进行备用。停电情况下，使用柴油发电机发电。钻井工作人员现场就餐，因此钻井、压裂测试过程大气污染物主要为物料运输过程产生的汽车尾气、扬尘、柴油发电机产生废气、油基泥浆钻井废气、测试放喷废气以及食堂油烟。

（1）汽车尾气及道路扬尘

钻井过程中需拉运钻井用辅助材料，进场道路主要为货运车辆使用，进场道路距离较短且路面经夯实并洒水，车辆运输产生的路面扬尘及汽车尾气排放量少，对环境空气影响很小，在当地环境可接受范围内。

（2）食堂油烟

项目生活区内设置有食堂一处，采用液化天然气（15 公斤 SP35.5 型液化石油气钢瓶）作为燃料，产生的食堂油烟经油烟净化器处理后房顶排放，类比同类型项目，在安装油烟净化器后食堂油烟可达标排放，对周边环境影响较小。

（3）柴油发电机燃烧废气

根据调查，项目所在区域电网情况较好，故钻井动力可接入网电，仅停电情况下启用备用柴油发电机发电。使用备用柴油发电机为钻井供电时，柴油机运行会产生柴

油燃烧废气，项目使用的为合格的轻质环保型柴油成品，其主要污染物 NO_x、SO_2 和颗粒物，废气采用柴油机设备自带的 6m 高排气筒排放。柴油发电机仅在停电时备用，运行时间很短，一般不会超过 2 天，其燃料燃烧产生及排放的污染物量很少。

（4）油基泥浆钻井废气

油基泥浆钻井废气主要来源于油基泥浆钻过程中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水平段使用油基泥浆，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。

钻井作业中首次使用的油基泥浆不在现场配制，均由厂家配制好后分批次拉运至井场，暂存于现场泥浆循环系统，暂存时间较短，故产生挥发性废气（VOCs）量较小；油基岩屑通过油基泥饼接收罐（30m^3/个*2 个）收集后暂存于含油岩屑专用贮存场地内，暂存时间较短，且储存措施较好，故产生挥发性废气（VOCs）量较小。油基泥浆钻井废气随着钻井作业的完工而结束。

（5）压裂放喷测试废气

放喷测试的天然气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，金页 6HF 井组单井放喷测试时间约 1~2 天，依据测试气量，间歇放喷，每次持续放喷时间约 3h，废气排放属短期排放。

目的层测试放喷期间致密气在燃烧池内，经排气筒高度为 1m 的对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放（火炬源排放），经燃烧池点燃后，1m^3 致密气燃烧后产生的烟气量为 10.5m^3，致密气燃烧热值取为 34.870MJ/m^3。

根据类比致密气组成可知，测试放喷期间致密气经点火燃烧后其主要污染物为 NO_X。

项目在放喷前，建设单位会对距离井周边影响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。由于甲烷燃烧产生的二氧化碳和水对周边环境没有影响，故在严格执行《石油天然气钻井、开发、储运、防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2019）关于放喷池选址要求及放喷撤离要求的前提下，项目放喷测试废气对周边环境产生的影响可接受。

（6）非正常生产时事故放喷天然气经点燃后排放废气

钻井进入目的层后，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，则打开防喷管线阀门泄压，放喷的页岩气立即点火烧掉，事故放喷一般时间较短，约 2~4h，属于临时排放。

4.2.2 地表水影响分析

本项目钻井、压裂测试期间产生的废水主要包括钻井废水、洗井废水、方井雨水以及生活废水、压裂返排液。

（1）钻井废水

钻井过程中产生的钻井废水主要为水基泥浆钻井阶段产生的废水。

钻井作业的水基配浆过程中会根据泥浆的不同要求加入不等量的水，这些水随钻井泥浆进入井底协助钻井作业，在钻井泥浆返回地面后，大部分水随泥浆进入泥浆循环系统回用，小部分水随振动筛、离心机和除砂除泥器分离出的钻屑进入泥浆“不落地”系统，经其系统配套的固液分离后，进入滑水罐内，上清液循环利用于钻井液，最终剩余水基钻井液钻井后的废水，用于相应井配制压裂液。

金页 6#井组钻井废水主要产生于各井导管段、一二开钻井阶段，钻井过程中废水全部循环利用于钻井泥浆循环系统，根据前述水平衡分析，金页 6HF 井组经过循环后最终仅金页 6HF 井、金页 6-6HF 井、金页 6-7HF 井会产生废水，废水总量约为约 4806.78m^3，由“不落地”系统进行板框压滤后，固相（废水基泥浆）中含水量约 961.35m^3，混于废水基泥浆中交砖厂或其他有接收能力的单位处置；液相（水基泥浆脱水处理废水）产生量为 3845.43m^3，由滑水罐（2 个，总容积 120m^3）收集并及时导排至积液池暂存，作为后续压裂液配置回用于生产，不外排。

钻井废水主要污染物成分与钻井泥浆成分相似，其性质是钻井泥浆的高倍稀释废水，主要污染物以 pH、COD、石油类、氯化物等为主，具体详见表 4-3 所示。

（2）洗井废水

本项目采用清水洗井，根据《1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手》中的废水产生系数进行核算，洗井废水产生量为 25.29m^3/井，则金页 6HF 井组 8 口井产生 202.32m^3，其中金页 6HF 洗井废水产生量 25.29m^3，其他 7 口井洗井废水产生量 177.03m^3。

本项目大部分洗井废水从井口返排进入滑水罐中，最终转入积液池；少部分洗井废水从放喷口（位于放喷池）返排，经放喷池侧面的混凝土明沟进入积液池。进入积液池的废水最终用于配置压裂液。

洗井废水主要污染物成分与钻井泥浆成分相似，其性质是钻井泥浆的高倍稀释废水，主要污染物以 pH、COD、石油类、氯化物等为主，根据川、渝区块已实施的页岩气钻井废水监测资料，钻井废水、洗井废水中污染物浓度见下表。

表4-4 钻井废水、洗井废水中的主要污染物与浓度单位：mg/L（pH无量纲）

污染物	pH	石油类	COD	Cl^-

洗井废水	6.5~8.0	≤1	≤800	≤1000
钻井废水	9.0~11.5	≤5	≤1400	≤2000

（3）方井雨水

井场采用清污分流、雨污分流制。方井区域的雨水收集在方井内，井研县年均降雨量为 930.9mm，结合拟建项目井场新建井口方井区域占地（20m²/井，合计 200m²）计算，金页 6HF 钻井期间最大雨水量 10.7m³，其他 7 口井钻井期间最大雨水量 160.5m³。钻井期间方井雨水汇入集水坑，及时通过污水泵泵入积液池，完钻后用于配制压裂液。

结合拟建项目特征，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。

（4）压裂返排液

压裂液用量：根据本项目压裂设计方案，本项目 8 口井压裂共 18400m。除了金页 6-HF 单独完钻即进行压裂测试，其他 7 口井待全部井完钻后分别进行压裂测试，上 1 口的开井返排液作为压裂液回用于后续 1 口井的压裂施工。每段压裂用水量预计为 1200~1500m³，单口井压裂共 37 段（60~80m/段）。根据附近已产气开发井的返排情况，测试作业阶段返排率约为 20%（短期内返排，可在平台内井间重复利用），其余在达到气水同产后逐年返排。

根据压裂测试期间水平衡分析，本项目采取平台内井间循环重复利用，最终仅金页 6HF、金页 6-7HF 的返排液（20000m³）不能再在平台内井间循环利用而排入井场压裂重叠罐暂存，全部同区块其他平台井压裂液的配置。

根据川、渝地区已实施的页岩气压裂返排液，压裂返排液以 pH、石油类、COD、SS、氯离子污染物为主，各污染物浓度见下表。

表4-6 平台压裂返排液中的主要污染物与浓度单位：mg/L（pH无量纲）

污染物	pH	石油类	SS	COD	Cl^-
压裂返排液	7.5~9.0	≤15	≤1000	≤1300	≤17000

（5）生活污水环境影响

项目钻井（包括金页 6HF 井试采）阶段施工人员为 55 人，单井作业时间为约 210 天（本项目后续 7 口井采用双机钻，因此总体钻井以及金页 6HF 井试采时间为 1050d）；压裂施工阶段为 40 人，单井作业时间为 15 天；放喷测试期间为 10 人，单井作业时间为 60 天。参考《四川省用水定额》（川府函〔2021〕8 号），本项目地理位置为乐山市，属于东部盆地区，日用水量为 130L/（人•天），产生系数按照 80%计，则生活废水产生量为 2496m³。主要污染物为 COD、BOD_5、SS、NH_3-N，浓度依次大约为

400mg/L、200mg/L、300mg/L、25mg/L。本项目餐厨废水经 1 个 1m³ 的隔油池进行隔油处理，洗手废水和洗衣废水含有石油类，经隔油池处理后，与其他生活废水混合进入环保厕所污水处理设施内处理后回用作冲厕用水，不外排，最终剩余部分由罐车转运至王村镇污水处理厂处理。

4.2.3 声环境影响分析

1、产噪设备情况

工程噪声主要为钻井作业过程的钻机、柴油发电机组、振动筛、离心机等设备运行产生的机械噪声、压裂测试作业噪声等。

（1）钻井作业噪声

钻井过程中的噪声主要包括正常生产过程中的机械噪声、作业噪声以及事故放喷噪声，其产生情况为：①机械噪声：包括钻机、柴油发电机组、振动筛、泥浆泵、离心机以及其他各种机械转动所产生的噪声；②作业噪声：包括固井作业、下套管、起下钻具、钻机气路控制系统操作时快速放气阀放气、跳钻时吊环与水龙头的撞击等所产生的噪声；③事故放喷噪声。

（2）压裂测试作业噪声

本项目压裂测试中产生的噪声主要有设备运行噪声、压裂作业噪声和放喷测试噪声。单口井压裂作业在白天进行，参与作业的压裂车约 9 台（7 用 2 备），噪声主要来源于压裂车和泵噪声，其噪声将随着压裂作业的完成而消失。

由于本项目钻井过程为 24 小时连续运行，对当地声环境影响大的主要为钻井过程中钻机、钻井泵等设备的运行产生较大的连续性噪声，非正常工况下还有柴油发电机组产生的噪声，本项目按照最不利情况，两口井同时钻井，则项目钻井阶段、压裂测试阶段使用设备情况详见下表。

表4-7 钻井、压裂测试工程主要设备使用情况一览表

钻井噪声声级/dB（A）				非正常排放噪声声级/dB（A）			
声源名称	运行数量	降噪前声级/dB（A）	备注	声源名称	运行数量	降噪前声级/dB（A）	备注
ZJ70D 钻机	2 台	95-100	单台声源	事故放喷高压气流	/	95~105	2 天
泥浆泵	2 台	85~90		柴油发电机组	2 台	95~105	单台声源
泥浆循环系统（包括泵、离心机、振动筛等）	4 台	90~95		/	/	/	/
电动压风机	2 个	85~90		/	/	/	/
压裂作业噪声				**压裂测试噪声**			
声源名称	运行数量	降噪前声级/dB（A）	备注	声源名称	运行数量	降噪前声级/dB（A）	备注
电动压裂泵/压裂车	7 辆	85	单台声源	放喷测试	/	95~105	临时排放

柴油发电机组	2 台	95~105	单台声源	/	/	/	/

2、预测模式

本次噪声影响评价选用点源的噪声预测模式，在声源传播过程中，经过距离衰减和空气吸收后，到达受声点，其预测模式如下：

①点声源模式，在预测点的贡献值计算：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20\lg(\frac{r}{r_0}) - \Delta L_A$$

式中：LA（r）——距声源 r 处的声级值，dB（A）；

LA（r_0）——参考位置 r_0 处的声级值，dB（A）；

r——预测点至声源的距离，m；

r_0——参考点至声源的距离，m。

ΔLA——各种因素引起的噪声衰减量，dB（A）。一般指房间墙壁、室外建筑、绿化带和空气吸声衰减值。

②多个声源对某预测声能量叠加模式

$$L_{A(合)} = 10\lg(\sum_{i=1}^{n} 10^{0.1L_{Ai}})$$

式中：L_A－评价区内某预测点的总声级值，dB（A）；

n－某预测点接受声源个数；

L_{Ai}－第 i 个点声源贡献值，dB（A）。

③预测点叠加值：

$$Leq = 10\lg(10^{0.1L_{Ar}} + 10^{0.1L_{Ab}})$$

式中：L_{Ar}—预测贡献值，dB（A）；

L_{Ab}—背景值，dB（A）。

3、噪声源强及影响分析

①钻井作业噪声环境影响预测

A、噪声源强

钻井过程的噪声源主要来源于钻机、柴油发电机组、泥浆循环系统（包括泵、离心机、振动筛等）设备产生的连续机械噪声，钻井噪声的处理难度较大，要减轻钻井噪声的影响，主要还是通过在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：钻机位于井场中央位置，泥浆泵和浆循环系统（包括泵、离心机、振动筛等）位于井口后侧，该布设方式使各噪声源尽量远离了周边敏感点，降低了钻井期间各产噪设备对周边敏感点的影响；并且设备安装隔振垫、消声器等隔音措施，泥

浆泵可加衬弹性垫料和安装消声装置以达到减噪目的；同时在钻井过程中平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声。钻井阶段噪声设备源强清单见下表：

表4-8 钻井过程中噪声源强清单

序号	噪声源	型号	空间相对位置			声源源强	声源控制措施	运行时段	工况
			X	Y	Z	声功率级/dB（A）			
1	钻井设备	ZJ70D	-23.95	92.61	15.0	95~100	/	昼夜连续	正常工况
2		ZJ70D	-40.27	95.70	15.0	95~100	/		
3	泥浆泵	F-1600HL	-28.67	123.98	2.5	85~90	基础安装弹性减振垫层，降噪 8dB（A）		
4		F-1600HL	-24.45	122.01	2.5	85~90			
5	泥浆循环系统	/	-56.42	98.14	2.5	90~95			
6		/	-56.14	91.95	2.5	90~95			
7	电动压风机	SPE-306X	-14.77	123.18	1.0	85~90			
8		SPE-306X	-10.27	121.78	1.0	85~90			
9	柴油发电机	G12V190PZ	-54.90	125.25	1.0	95~105	发电机房、加装消声器，降噪 10dB（A）		非正常工况
10		G12V190PZ	-55.18	120.19	1.0	95~105			
11	事故放喷	/	36.71	206.93	/	95~105	四周设置围墙（降噪 10dB（A））	间断	

注：1、以***为中心，坐标为（0,0）点

B、预测结果

本项目按两种最不利情况进行预测，即两口井同时施工的正常工况以及两口井同时施工，伴随柴油发电机和事故放喷的非正常工况进行预测。钻进工程昼夜不停工，昼间、夜间噪声影响预测结果见下表。

表4-9 钻井期间噪声预测情况一览表

预测情形	预测结果	与井口最近距离（m）	贡献值[dB(A)]	背景值		预测值	
				昼间	夜间	昼间	夜间
钻井期间（正常工况）	1号居民点	277	37.13	57	46	57.04	46.53
	2号居民点	110	45.82	56	47	56.4	49.46
	3号居民点	155	46.95	55	46	55.63	49.51
	4号居民点	88	47.1	56	46	56.53	49.59
	5号居民点	165	44.38	57	48	57.23	49.57
	6号居民点	246	42.51	53	48	53.37	49.08
	7号居民点	185	40.02	57	48	57.09	48.64
	8号居民点	150	41.52	56	47	55.60	48.08
	9号居民点	231	38.2	57	42	57.06	43.51
	10号居民点	370	37.07	56	47	56.06	47.42
	11号居民点	210	39.82	54	46	54.16	46.94
	12号居民点	252	38.27	54	47	54.11	47.55
	13号居民点	258	38.83	57	48	57.07	48.5
	14号居民点	89	47.34	55	46	55.69	49.73
	15号居民点	219	39.42	58	48	58.06	48.56
钻井	1号居民点	277	39.27	57	46	57.07	46.84

（非正常工况）	2号居民点	110	47.48	56	47	56.57	50.26
	3号居民点	155	47.84	55	46	55.76	50.03
	4号居民点	88	48.3	56	46	56.68	50.31
	5号居民点	165	45.22	57	48	57.28	49.84
	6号居民点	246	43.32	53	48	53.44	49.27
	7号居民点	185	43.86	57	48	57.21	49.42
	8号居民点	150	43.79	56	47	55.60	48.7
	9号居民点	231	41.53	57	42	57.12	44.78
	10号居民点	370	38.76	56	47	56.08	47.61
	11号居民点	210	41.26	54	46	54.23	47.26
	12号居民点	252	39.61	54	47	54.16	47.73
	13号居民点	258	39.95	57	48	57.08	48.63
	14号居民点	89	49.2	55	46	56.01	50.9
	15号居民点	219	40.93	58	48	58.08	48.78

预测结果表明：本项目钻井期间在正常工况下噪声超标范围内均无敏感点。非正常工况下，夜间 2 号、3 号、4 号、14 号居民点噪声超标。

②压裂作业噪声环境影响预测

A、噪声源强

本项目压裂测试施工期间噪声源主要包括压裂设备等，根据压裂作业工作制度，压裂仅昼间施工，单井压裂持续时间约 15 天，压裂设备源强清单见下表。

表4-10 压裂设备源强清单

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	工况
			X	Y	Z				
1	柴油发电机	G12V190PZ	-49.68	117.43	1.0	95~105	发电房、消声器，降噪 10dB（A）	连续	非正常
2		G12V190PZ	-50.80	110.68	1.0	95~105		连续	非正常
2	压裂车（7用 2 备台）	2500 型	-11.63	95.65	1.0	105	选取低噪声设备，加衬弹性垫料，降噪 8dB（A）	连续	正常

注：1、以***为中心，坐标为（0,0）点

B、预测结果

压裂施工仅在昼间进行，昼间噪声影响预测结果见下表。

表4-11 压裂期间噪声预测情况一览表

预测情形	预测结果	与井口最近距离（m）	贡献值 [dB(A)]	背景值	预测值
				昼间	昼间
压裂期间（正常工况）	1号居民点	277	48.33	57	57.55
	2号居民点	110	56.19	56	59.11
	3号居民点	155	56.26	55	58.69
	4号居民点	88	57.89	56	60.05
	5号居民点	165	54.83	57	59.06
	6号居民点	246	52.82	53	55.92
	7号居民点	185	51.71	57	58.12

	8号居民点	150	52.82	56	57.71
	9号居民点	231	49.75	57	57.75
	10号居民点	370	48.84	56	56.76
	11号居民点	210	51.19	54	55.83
	12号居民点	252	49.61	54	55.35
	13号居民点	258	50.09	57	57.8
	14号居民点	89	58.09	55	59.83
	15号居民点	219	50.27	58	58.68
压裂（非正常工况）	1号居民点	277	48.49	57	57.57
	2号居民点	110	56.45	56	59.24
	3号居民点	155	56.55	55	58.86
	4号居民点	88	57.95	56	60.1
	5号居民点	165	54.91	57	59.09
	6号居民点	246	52.92	53	55.97
	7号居民点	185	51.84	57	58.16
	8号居民点	150	53.01	56	57.77
	9号居民点	231	49.88	57	57.77
	10号居民点	370	48.94	56	56.78
	11号居民点	210	51.28	54	55.86
	12号居民点	252	49.71	54	55.37
	13号居民点	258	50.19	57	57.82
	14号居民点	89	58.34	55	59.99
	15号居民点	219	50.48	58	58.71

预测结果表明：本项目压裂期间在正常、非正常工况下，4#居民点位于昼间噪声超标范围内。

③测试放喷作业噪声环境影响预测

A、噪声源强

本项目测试放喷施工期间噪声源主要为测试放喷噪声，根据测试放喷作业工作制度，测试放喷仅昼间施工，压裂设备源强清单见下表。

表4-12 测试放喷源强清单

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	工况
			X	Y	Z				
1	柴油发电机	G12V190PZ	-49.68	117.43	1.0	95~105	发电房、消声器，降噪10dB（A）	连续	非正常
2		G12V190PZ	-50.8	110.68	1.0	95~105		连续	
3	放喷池1	/	37.43	209.89	1.0	95~105	四周设置围墙（降噪10dB（A））	连续	正常
4	放喷池2	/	-112.36	37.32	1.0	95~105			

注：1、以***为中心，坐标为（0,0）点

B、预测结果

本项目测试放喷施工期间噪声源主要为测试放喷噪声，根据测试放喷作业工作制度，测试放喷仅昼间施工，噪声影响预测结果见下表。

表4-13 测试放喷噪声预测情况一览表

预测情形	预测结果	与井口最近距离（m）	贡献值 [dB(A)]	背景值 昼间	预测值 昼间
测试放喷（正常工况）	1号居民点	277	34.66	57	57.03
	2号居民点	110	40.5	56	56.12
	3号居民点	155	44.19	55	55.35
	4号居民点	88	39.56	56	56.1
	5号居民点	165	36.18	57	57.04
	6号居民点	246	36.06	53	53.09
	7号居民点	185	42.59	57	57.15
	8号居民点	150	39.87	56	56.1
	9号居民点	231	38.42	57	57.06
	10号居民点	370	32.89	56	56.02
	11号居民点	210	34.4	54	54.05
	12号居民点	252	32.77	54	54.03
	13号居民点	258	33.03	57	57.02
	14号居民点	89	42.62	55	55.24
	15号居民点	219	35.65	58	58.03
测试放喷（非正常工况）	1号居民点	277	37.47	57	57.05
	2号居民点	110	45.69	56	56.39
	3号居民点	155	47.44	55	55.7
	4号居民点	88	42.76	56	56.2
	5号居民点	165	39.91	57	57.08
	6号居民点	246	39.27	53	53.18
	7号居民点	185	43.6	57	57.19
	8号居民点	150	42.56	56	56.19
	9号居民点	231	39.9	57	57.08
	10号居民点	370	35.73	56	56.04
	11号居民点	210	37.48	54	54.1
	12号居民点	252	35.98	54	54.07
	13号居民点	258	36.37	57	57.04
	14号居民点	89	47.48	55	55.71
	15号居民点	219	39.45	58	58.06

预测结果表明：本项目测试放喷期间在正常、非正常工况下，昼间噪声超标范围内均无敏感点。

（4）评价结果

预测结果表明，本项目在最不利的情况下，钻井期间非正常工况下 2 号、3 号、4 号、14 号居民点噪声超标，压裂期间正常、非正常工况下 4 号居民点噪声超标，上述敏感点噪声均不能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准的要求。放喷测试期间无噪声超标点，敏感点噪声均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准的要求。

因此，环评要求对与井口距离小于 100m 的 4 号、14 号两处居民进行搬迁，对 2 号、3 号居民点进行经济补偿或租赁其房屋的方式，避免发生环保纠纷。

本项目施工作业时间短，施工结束影响即消除，影响可接受。

4.2.4 固体废物环境影响分析

钻井工程产生的固废包括水基钻井岩屑、废水基泥浆、油基钻井岩屑、废油基钻井泥浆、生活垃圾、废包装袋和废润滑油、废油桶、废棉纱手套、废含油塑料垫层等。

（1）废水基泥浆

为达到安全、快速钻井的目的，钻井泥浆常使用各类的钻井液添加剂。钻井过程中产生的废钻井泥浆主要来源，主要来源于以下情况：

①被更换的不适于钻井工程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。

钻井泥浆固废是钻井过程中无法再循环利用而废弃的泥浆（含失效泥浆）和钻井完工后地面泥浆循环系统内和井筒内贮存的钻井泥浆。根据对本项目钻井泥浆配备情况和使用情况分析，结合本项目水平衡分析，经不落地系统压滤为 60%的泥浆后，脱水泥浆中水量为 961.35m^3，故平台 8 口井水基泥浆钻井泥浆作为固废的最终产生量 1602.25m^3（相对密度 1.5，质量为 2403.38t）。

根据建设单位提供的水基泥浆原辅料，拟建工程水基泥浆钻井阶段采用聚合物水基泥浆（不涉及聚磺泥浆），根据生态环境部《关于发布〈危险废物排除管理清单（2021 年版）的公告〉》（生态环境部公告 2021 年第 66 号），石油和天然气开采行业产生的废弃水基钻井泥浆及岩屑（聚磺系除外）属于《危险废物排除管理清单 2021 年版》，因此拟建工程产生的废水基泥浆不属于危险废物，为一般工业固体废物。

水基泥浆经泥浆不落地系统处理后暂存泥饼接收罐，全部外运地方砖厂制砖综合利用。

（2）水基钻井岩屑

钻井岩屑是在钻井过程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。

本项目水基钻井岩屑由“不落地”工艺处理后（破胶、压滤）外运地方砖厂制砖综合利用。根据中石化、中石油多年来在相关区域的钻井数据进行归纳，在采取相同井身结构的钻井工作中，水基岩屑产生量按照 0.5259t/m 进尺。则本项目 8 口井在导管、一开、二开阶段总计产生水基钻井岩屑 14641.06t。

《国家危险废物名录》（2021 版）中对废弃水基泥浆及岩屑未作要求；但根据

《危险废物排除管理清单（2021 年版）》，以水为连续相配制钻井泥浆用于石油和天然气开采过程中产生的废弃钻井泥浆及岩屑（不包括废弃聚磺体系泥浆及岩屑）属于危险废物排除管理清单，符合本清单要求的固体废物不属于危险废物。拟建项目水基泥浆阶段使用聚合物钻井液，不属于聚磺体系泥浆。

本项目使用水基泥浆（聚合物钻井液）钻井，产生的岩屑为一般工业固废（747-001-99-002），交地方砖厂或其他有资质及处理能力单位无害化处置，不外排。

（3）油基钻井岩屑（三开段）

根据钻探公司的统计经验数据，废油基钻井岩屑产生量按照 0.3t/m，本项目三开段采用油基泥浆钻进，本项目油基泥浆单井钻进井深为 2300m，则系统产生油基岩屑约 690t，8 口井合计 5520t。根据《国家危险废物名录》（2021 年版），油基钻进产生的岩屑属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物”，应按照危险废物相关要求进行收集、暂存、转运。水平段产生的油基钻井岩屑经“不落地”处理系统处理后由油基泥饼接收罐（30m^3/个*2 个）收集，暂存于含油岩屑专用贮存场地内，并委托有危废处置资质的单位分批分次实施场外转运和最终处置。

（4）废油基钻井泥浆

油基钻井泥浆全部循环利用，对未失效泥浆进行全部回收重复利用于其他钻井平台；对失效油基泥浆根据《国家危险废物名录》（2021 年版）查询，属《名录》中的第 HW08 项（废矿物油与含矿物油废物）中的第 072-001-08 小项（以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆），按照危废进行管理。根据川渝地区油基泥浆实际失效损耗统计结果，失效油基泥浆量约为 0.05m^3/m，则金页 6HF 井组总失效油基泥浆量为 920m^3（密度 1.35-1.6 g/cm^3，本次取值 1.5 g/cm^3，则质量为 1380t），经振动筛分离产生的废油基泥浆由油基泥饼接收罐收集暂存，定期与油基岩屑一起交由具有危废处置资质的单位分批分次实施场外转运和最终处置。

（5）生活垃圾

生活垃圾按 0.5kg/人•d 计算，钻井人员 55 人，产生量约 27.5kg/d，钻井施工期 1050d，则钻井期生活垃圾产生量为 28.88t；压裂期压裂人员 40 人，压裂期 120d，则压裂期生活垃圾产生量约 2.4t; 测试放喷期压裂人员 10 人，测试放喷期 480d，则压裂期生活垃圾产生量约 2.4t，金页 6#平台井组钻井、压裂测试期间的产生量为 33.68t，经设置的垃圾桶进行收集，定期交由项目所在地王村镇环卫部门处置。

（6）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 1.0t，集中收集后定期运至就近的废品回收站进行处理。

（7）废润滑油、废油桶、废棉纱手套、废含油塑料垫层

①废润滑油

钻井过程机械设备润滑、清洗、保养将产生一定量废油。类比建设单位已完钻项目，本工程废油产生量约 0.5t。废油属于危险废物（HW08/900-249-08）。

②废油桶

钻井设备维护保养过程产生的废油桶，约 0.5t，属于危险废物（HW08）。

③废棉纱手套

钻井过程中钻机等设备维护保养会产生废棉纱手套，类比区域内已完钻的探井，本项目废棉纱/手套产生量约 0.5t，属于危险废物（HW49）。

废油经现场配备废油回收桶，与废油桶、废棉纱手套暂存于井场内危险废物暂存间内（占地 5m^2），暂存间按照要求采取防晒、防渗、防雨、防风的“四防”措施并且设置围堰保护，完钻后委托有资质单位处理。

④废含油塑料垫层

压裂测试期间，需要对入井的设备进行安装、维护、调试，因此设置设备安装维护时，设置测控区域，尺寸为 5m×3m，并对整个区域铺设塑料垫层，此塑料垫层沾染矿物油，单井产生量约 20kg，每 2 口井更换一次，金页 6HF 井组共计产生量约 0.16t，属于危险废物（HW49），暂存于危废暂存间，定期交有资质单位处置。

表4-14 项目固体废物产生及处置情况

固体废物名称	产生量（t）	性质	编号	处置方式
废水基泥浆	2403.38	一般固废	747-001-99	交地方砖厂或其他有资质及处理能力单位无害化处理。
水基钻井岩屑	14641.06		747-001-99	
废包装材料	1.0		747-001-07	外售废品回收站
生活垃圾	33.68		/	集中收集由王村镇环卫部门处理
油基岩屑	5520	危险固废	HW08/072-001-008	油基泥饼接收罐收集集中贮存于含油岩屑专用贮存场地内，并委托有危废处置资质的单位分批分次实施场外转运和最终处置
废油基泥浆	1380		HW08/072-001-008	
废润滑油	0.5		HW08/900-249-08	含油固废集中收集暂存危废暂存间，定期交有资质单位处置
废油桶	0.5		HW08/900-249-08	
废含油棉纱手套	0.5		HW49/900-041-49	
废含油塑料垫层	0.16		HW49/900-041-49	

表4-15 项目危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量（t）	产生工序及装置	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	HW08	072-001-08	5520	钻进	半固态	矿物油	矿物油	1 个月	T	油基泥饼接收罐
2	废油基泥浆	HW08	072-001-08	1380	钻进	半固态	矿物油	矿物油	1 个月	T	
3	废润滑油	HW08	900-249-08	0.5	设备维护	液态	矿物油	矿物油	3 个月	T	暂存于危废间暂存间
4	废油桶	HW08	900-249-08	0.5	设备维护	液态	矿物油	矿物油	1 个月	I/T	
5	废含油棉纱手套	HW49	900-041-49	0.5	设备维修	固态	矿物油	矿物油	1 个月	I/T	
6	废含油塑料垫层	HW49	900-041-49	0.16	设备安装、维护、调试	固态	矿物油	矿物油	1 个月	I/T	

表4-16 项目危险废物贮存场所基本情况表

序号	贮存场所（设施名称）	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	危废暂存间	废油桶	HW08	900-217-08	危废暂存间	5m^2	桶装贮存	10t	12 个月
2		废含油棉纱手套	HW49	900-041-49					
3		废油	HW08	900-217-08					
4		含油塑料垫层	HW49	900-041-49					
5	含油岩屑专用贮存场	油基岩屑	HW08	072-001-08	岩屑贮存场	100m^2	泥饼接收罐	200t	1 个月

综上所述，本项目钻井过程中产生的固体废物经以上方式处理后，均得到妥善处置，不会对土壤、植被及地下水环境造成影响。

根据《危险废物管理指南陆上石油天然气开采》，危险废物环境管理要求如下：

①落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。

②落实危险废物识别标志制度，按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276—2022）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

③落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等

有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

④落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

⑤落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

⑥落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025）等有关规定。

⑦落实环境影响评价制度及环境保护三同时制度，需要配套建设的危险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

⑧落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。

⑨加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

4.2.5 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

拟建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、入渗影响分析

本项目属于钻井期短期影响，本项目最终废水、固体废物均外运处置，不长期储存，钻井污染物渗透进入土壤环境的量很小，通过采取的源头控制和分区防渗措施，进一步有效减少污染物的渗透。废水、固体废物渗透进入井场及周边土壤的量很少，渗入点分散、量小。不会对土壤环境产生明显不利影响。预计不会造成评价范围及周

边土壤环境质量超标。

3、地面漫流影响分析

在井场四周设置雨水排水沟，场外雨水随雨水沟排放；井场内地面均进行了硬化处理，井场内的雨水随场内雨水沟汇集后经进入集水坑收集，且通过场地内设置的隔油池沉淀隔油处理后外排。雨水漫流带走的污染物很少；各罐体、池体周边均设有收集沟。采取了全面防控措施，避免事故废水和可能受污染的雨水发生地面漫流进入土壤。在全面落实相应措施的情况下，物料或污染物的地面漫流对土壤影响较小。

4.3 试采工程

试采工程将建设地面临时工程，用于气井测试求产。施工过程仅涉及井场内管线及临散气回收装置的安装，产生的天然气经临散气回收装置液化后由罐车转运（转运过程不在本次评价范围内）。不涉及井场外管线的建设，整个试采工程现场由两人共同值守，其环境影响分析如下。

4.3.1 环境空气影响分析

本项目试采过程采用电网供电，试采期设置有备用燃气发电机，无燃油废气产生，本项目试采期的导热油锅炉采用电加热，不产生废气，施工人员现场就餐，因此本项目大气污染物主要为施工扬尘；管道焊接过程产生的少量焊接粉尘；施工阶段产生的食堂油烟；试采过程中水套炉燃烧废气、备用燃气发电机废气、脱酸单元废气、设备检修、事故放散过程产生的放散废气。

（1）施工扬尘及机械尾气

项目建设过程中需拉运试采用各类原辅材料，进场道路主要为货运车辆使用，进场道路距离较短且路面经夯实并洒水，车辆运输产生的路面扬尘及汽车尾气排放量少，此外，施工过程中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。

（2）管道焊接烟尘

由工程分析可知，拟建项目井场内管道建设过程将采用焊接施工，该过程将产生少量焊接烟尘。但项目仅涉及井场内管线部分建设，管线长度较小，焊接量较少，且施工场地周边较为开阔，废气污染源具有排放量小，间断分散的特点，因此该类污染源对大气环境的影响较小。

（3）水套炉燃烧废气

在试采初期采用水套炉来实现加热节流的目的，使用时长约 2 个月。井场采出的页岩气经气液分离、除砂后作为该水套炉燃料，燃料气消耗量为 10Nm^3/h（折合

240m³/d），运行时间约为 60d，合计 1440h，则试采阶段水套炉燃气消耗量为 14400m³。

A、污染物排放系数

根据《污染源源强核算技术指南锅炉》（HJ991-2018），燃烧废气主要污染物为颗粒物、二氧化硫和氮氧化物。颗粒物产污系数按照《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材》表 4-12。NOx 产污系数根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“4430 工业锅炉（热力生产和供应行业）”中，污染物排污系数见下表。

表4-17 锅炉燃烧废气主要污染物排放系数

污染物指标	单位	排污系数	依据	备注
废气量	Nm³/万 m³-原料	107753	《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中“4430 工业锅炉（热力生产和供应行业）”中表 3；硫含量按照《天然气》（GB17820-2018）标准中二类天然气，其总硫含量≤100mg/m³	/
SO_2	kg/万 m³-原料	2.0①		/
NO_x	kg/万 m³-原料	15.87②		/
颗粒物	kg/万 m³-原料	1.4	《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材》表 4-12	/

注：①燃料使用本项目采出页岩气，计算过程为 $0.02S^{①}$=0.02*0=0；②本项目锅炉采用低氮燃烧-国内一般

B、污染物治理措施

本项目水套炉采用低氮燃烧法对天然气进行燃烧，燃烧废气通过 8m 高排气筒排放。

C、排放情况

根据上述排放系数计算可知，本项目水套加热炉燃烧过程大气污染物排放情况如下表所示：

表4-18 试采期间水套炉燃烧废气污染物产排情况

装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间
			核算方法	烟气量 m³/a	质量浓度（mg/m³）	产生量（kg/T*）	工艺	效率	核算方法	烟气量（m³/a）	质量浓度（mg/m³）	产生量（kg/T*）	
水套炉	锅炉烟囱	颗粒物	产污系数法	155164.32	13.0	2.0160	/	/	产污系数法	155164.32	13.0	2.0160	1440h/a
		NO_x			147.28	22.85					147.28	22.85	

T*表示使用时期。

根据上表可知，项目锅炉燃烧废气各大气污染物浓度均能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 新建锅炉大气污染物特别排放浓度限值，对周边环境空气影响较小。

（4）脱酸单元废气

试采过程采用 MDEA 吸收液对原料天然气进行脱酸气，MDEA 吸收液再生过程中在解析塔塔顶冷凝器将释放产生废气，废气组成为 CO_2、H_2O（g）及微量 CH_4，本项目设有 1 套脱酸单元，根据项目气质组分及周边同类型项目，脱酸单元废气预计产生量为 350m^3/h，脱酸气体经塔顶空冷器、凝液罐冷却分离后经 15m 高排气筒排放。

（5）设备检修、事故放空废气

本项目仅在设备检修、事故状态或系统超压等特殊情况下经设置的高 15m 的放空管处理，每年约 1~2 次，每次持续时间约 1~5min。根据类比调查，本项目 8 口井平台设备检修时的天然气排放量约为 5.5m^3/（次•井），上述排放属于非正常短时间排放，排放时间短，频率低，废气量不大，故放空废气对大气环境的影响很小。

（6）备用燃气发电机废气

本项目由市政供电，在市政停电时，启动燃气发电机对试采工程进行供电。现有项目设置 1 个燃气发电机房，发电机自带除尘系统，功率为 100kW。发电机位于独立房间内，仅停电时作为消防设备和重要设备的备用电源。发电机房内保持着良好的通风性，发电机产生的废气先由自身携带的废气净化装置处理，处理后的废气对外环境影响不明显，对环境空气质量影响较小。

4.3.2 水环境影响分析

试采工程水污染物主要来自于施工人员的生活污水、分离器分离采出水（包括分离器分离部分以及过滤分离器分离部分）、脱水系统分离产生的废水、检修或事故放空时，产生少量检修废水。由于试采施工期和试采过程均和钻井期重合，因此不再单独计算试采期生活废水量。

（1）分离器分离采出水

试采阶段采出水会随着天然气一同返至地面，根据工艺流程，采出水包括分离器分离部分以及过滤分离器分离部分，根据川渝地区已实施钻井工程情况，试采阶段采出水产生量最高峰约为 20m^3/d·井，其产生量特点为前期产生量较大，随着试采工程的进行，采出水产生量逐渐减少，待后期产气量稳定后，采出水平均产生量约 2m^3/d·井，本项目 8 口井产生量为 16m^3/d，年产生量约为 5840m^3/a，直至试采完成。试采阶段采出水经气液分离器分离，初期量较大，通过管线接入积液池内暂存，后期排入采出水罐暂存，类比项目区域已建成井场采出水水质情况，项目采出水产生情况详见下表。

表4-19 采出水水质一览表（pH无量纲）

因子	产生量（m^3/a）	pH	COD	SS	石油类	Cl^-
浓度（mg/L）	7000	7.5~9.0	2000	100	11.5	14700
产生量（t/a）	/	/	14	0.7	0.0805	102.9

分离器分离采出水依托钻井工程配套的一座 2000m³ 的积液池，并吊装的 4000m³ 重叠罐用作试采初期阶段返排液应急收集池备用进行收集暂存并及时转运至周边钻井平台配置压裂液，不能回用的转运至有资质单位进行处理后排放，后期采出水量产生较少，直接通过采出水罐暂存后用于周边钻井平台配制压裂液。

（2）脱水系统分离废水

临散气回收装置脱水系统采用分子筛过滤吸附气体中少量游离的水分子，以达到进一步干燥气体的目的。分离器分离水产生量约 0.5m³/d，该过程分子筛循环使用，再生过程加热后的气体将分子筛中的水带出，冷凝后形成液态水，通过再生气分离器时液态水被分离出来。该过程将产生少量的废水，其主要成分与分离器分离采出水相同，脱水系统产生的少量污水全部收集于脱水系统 5m³ 污水罐内，并定期转入积液池内，与分离器分离过程产生的采出水一同回用于同区块钻井平台配置压裂液，不能回用的转运至有资质单位进行处理后排放。

（3）检修废水

项目临散气回收装置设备检修也会产生少量的检修废水，预计每年进行 2 次检修作业，每次检修产生的废水量约 0.8m³/次，检修废水成分和采出水相同，主要污染物为 COD、石油类和氯离子。

检修废水与采出水一并输送至积液池暂存后和采出水一同回用于周边钻井平台配置压裂液，不能回用的转运至有资质单位进行处理后排放。

4.3.3 声环境影响分析

试采阶段噪声源主要设备运行噪声以及检修、事故状态放空噪声、停电时燃气发电机运行噪声。

A、噪声源强

试采阶段设备运行噪声主要来自于降压调节阀、气液分离器、水套加热炉等设备的运行，源强约 65~88dB（A），以及事故状态放空噪声、停电时燃气发电机运行噪声。

根据建设单位已有井场类比分析，试采期间站场设备噪声源清单详见下表。

表4-20 试采期间站场设备噪声源强单位dB（A）

序号	单元	噪声源	空间相对位置			声源源强	声源控制措施	运行时段	工况
			X	Y	Z	声功率级/dB（A）			
1	预处理	节流阀	-10.27	90.69	1	73	/	昼夜连续	正常工况
2		除砂器	10.28	84.78	1	65	/		
3		水套加热炉	8.03	67.61	1	75	基础安装弹性减振垫层，		
4		气液分离器	4.65	49.32	1	75			

5	分离单元	气液过滤器	-18.43	22.03	1	75	各类器具出口设置消音器，降噪 5dB（A）		
6	脱酸单元	气液分离器	-34.19	28.22	1	75			
7		贫胺进料泵*	-35.29	27.12	1	88			
8		塔顶回流泵*	-36.45	26.31	1	88			
9		补液泵	-37.34	25.78	1	85			
10		消泡剂泵	-38.86	24.57	1	85			
11	脱水单元	脱水器（换热器、空冷器、加热器）	-42.07	27.94	1	88			
12		电导热油锅炉	-45.44	29.34	1	75			
12	液化单元	冷剂压缩机	-52.48	31.31	1	88			
13	放空系统		-112.36	37.32	/	95~105	四周设置围墙（降噪 10dB（A））	偶发	非正常
14	燃气发电机		-67.29	62.80	1	95~105	发电机房、加装消声器，降噪 10dB（A）	连续	

注：1、以***为中心，坐标为（0,0）点

B、预测模式

本环评按照《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ 2.4-2021）中工业噪声预测模式进行预测。

1）项目室外声源按处于半自由声场考虑，公式为：

$$L_A(r) = L_{Aw} - 20\lg r - 8$$

式中：LA(r)——距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

LAw——点声源 A 计权声功率级，dB；

r——预测点距声源的距离。

2）室内声源

计算某一室内声源靠近围护结构处产生的倍频带声压级或 A 声级，如下：

$$L_{pl} = L_w + 10\lg\left(\frac{Q}{4\pi r^2} + \frac{4}{R}\right)$$

式中：Lpl——靠近开口处（或窗户）室内某倍频带的声压级或 A 声级，dB；

Lw——点声源声功率级（A 计权或倍频带），dB；

Q——指向性因数；通常对无指向性声源，当声源放在房间中心时，Q=1；当放在一面墙的中心时，Q=2；当放在两面墙夹角处时，Q=4；当放在三面墙夹角处时，Q=8；

R——房间常数；R=Sα/（1-α），S 为房间内表面面积，m^2；α为平均吸声系数；

r——声源到靠近围护结构某点处的距离，m。

然后按下式计算出所有室内声源在围护结构处产生的 i 倍频带叠加声压级：

$$L_{pli}(T)=10\lg\left(\sum_{j=1}^{N}10^{0.1L_{plij}}\right)$$

式中：Lpli(T)——靠近围护结构处室内 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

Lplij——室内 j 声源 i 倍频带的声压级，dB；

N——室内声源总数。

本项目室内声源近似为扩散声场，按下式计算出靠近室外围护结构处的声压级：

$$L_{p2i}(T)=L_{pli}(T)-(TL_i+6)$$

式中：Lp2i(T)——靠近围护结构处室外 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；

TLi——围护结构 i 倍频带的隔声量，dB。

然后再按下式将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算出中心位置位于透声面积（S）处的等效声源的倍频带声功率级。

$$L_w=L_{p2}(T)+10\lg S$$

式中：Lw——中心位置位于透声面积（S）处的等效声源的倍频带声功率级，dB；

Lp2(T)——靠近围护结构处室外声源的声压级，dB；

S——透声面积，m^2。

本项目在室内声源近似为扩散声场，为面声源，项目生产车间厂房外 1m 为室内声源贡献值预测结果，r（为 1）小于 a/π，因此几乎不衰减（Adiv≈0），即 Lw 为室内声源贡献值预测结果。

C、预测结果

试采期间噪声预测情况如下表所示：

表4-21 试采期噪声预测情况一览表

预测情形	预测结果	与井口最近距离（m）	贡献值[dB(A)]	背景值		预测值	
				昼间	夜间	昼间	夜间
试采期间（正常工况）	1号居民点	277	33.8	57	46	57.02	46.25
	2号居民点	110	40.25	56	47	56.11	47.83
	3号居民点	155	43.69	55	46	55.31	48.01
	4号居民点	88	41.95	56	46	56.17	47.44
	5号居民点	165	42.61	57	48	57.16	49.1
	6号居民点	246	43.18	53	48	53.43	49.24
	7号居民点	185	36.11	57	48	57.04	48.27
	8号居民点	150	37.34	56	47	56.06	47.45
	9号居民点	231	34.62	57	42	57.03	42.73

	10号居民点	370	35.12	56	47	56.04	47.27
	11号居民点	210	37.56	54	46	54.1	46.58
	12号居民点	252	36.73	54	47	54.08	47.39
	13号居民点	258	38.17	57	48	57.06	48.43
	14号居民点	89	41.04	55	46	55.17	47.2
	15号居民点	219	36.56	58	48	58.03	48.3
试采期间（非正常工况）	1号居民点	277	36.17	57	46	57.04	46.43
	2号居民点	110	43	56	47	56.21	48.46
	3号居民点	155	48.59	55	46	55.89	50.5
	4号居民点	88	43.35	56	46	56.23	47.89
	5号居民点	165	43.77	57	48	57.2	49.39
	6号居民点	246	44.38	53	48	53.56	49.57
	7号居民点	185	38.19	57	48	57.06	48.43
	8号居民点	150	39.78	56	47	56.1	47.75
	9号居民点	231	36.6	57	42	57.04	43.1
	10号居民点	370	36.73	56	47	56.05	47.39
	11号居民点	210	39.04	54	46	54.14	46.8
	12号居民点	252	38.21	54	47	54.11	47.54
	13号居民点	258	39.58	57	48	57.08	48.58
	14号居民点	89	43.59	55	46	55.3	47.97
	15号居民点	219	39.46	58	48	58.06	48.57

预测结果表明：本项目试采期间在正常工况下，昼间、夜间噪声超标范围内无敏感点。

4.3.4 固体废物环境影响分析

根据项目设计资料，本项目试采阶段产生的固体废物主要来着除砂器、脱酸、液化单元滤渣；脱酸单元活性炭过滤器产生的废活性炭、贫胺过滤器产生的废滤芯以及值守人员产生的生活垃圾。

（1）滤渣

根据建设单位多年页岩气钻探经验，试采过程中来气将不可避免的混杂有少量地层出砂，为保证临散气回收装置正常运转，设置有除砂器 1 个，用于过滤气体中大颗粒砂粒，用于过滤直径小于 5μm 的砂粒。类比川渝地区同类型项目试气阶段过滤分离器内砂石产生情况，本项目除砂器砂粒产生量为 0.5kg/d，0.1825t/a。

同时，在液化天然气生产过程中，脱酸、液化单元会过滤出部分固体杂质，主要为细小岩屑。类比同类型项目，产生量约为 5kg/a。

该部分固体废物属于一般工业固体废物（一般固废：747-001-99-002），集中收集后交当地环卫部门处置。

（2）废活性炭

脱酸单元采用 MDEA 溶液脱去来气中的 CO_2 等酸性气体，该过程中再生的贫胺溶液经过活性炭过滤器吸附掉贫胺溶液中的降解物，该过程将产生一定量废活性炭，

该部分废活性炭属于危险废物（HW49：900-039-49），根据建设单位川渝地区同类型项目多年建设经验，该部分活性炭需每年更换 1 次，产生量约为 0.15t/a，更换后交由有资质单位处置。

（3）废分子筛、惰性瓷球及废滤芯

脱水单元分子筛以及惰性瓷球（惰性瓷球不作为吸附材料，作为活性炭分子筛的载体）需要每 3 年更换 1 次，废分子筛产生量为 1.8t/3a，惰性瓷球产生量为 0.475t/3a，滤芯产生量为 0.3t/3a，属于“含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质”，危险废物代码为 900-041-49。

（4）废导热油

导热油每 3 年更换 1 次，每次约 3t，属于危险废物（HW08：900-249-08）。废导热油集中收集储存交危废处置资质的单位收运处置。

（5）废润滑油

项目试采期压缩机等设备要定期更换润滑油，废润滑油产生的量为 0.5t/a。废润滑油的危险废物类别 HW08，危废代码为 900-214-08。集中收集储存交危废处置资质的单位收运处置。

（6）活化剂、消泡剂、MDEA 溶剂的废包装物

活化剂、消泡剂、MDEA 溶剂的废包装物，产生量为 0.3t/a，属于危险废物（HW49：900-041-49）。集中收集储存交由有相应危险废物处理资质的单位处置。

（7）生活垃圾

项目试采施工阶段管线施工约 25d 完成，施工人员约 20 人，生活垃圾产生量约 0.25t，交环卫部门处置。

试采阶段井场设置 2 人值守，生活垃圾产生量约 1kg/d，年产生量为 0.365t/a，收集于设置的垃圾桶内，定期由市政环卫部门处置。

表4-22 项目固体废物产生及处置情况

固体废物名称	产生量（t）	性质	编号	处置方式
滤渣	0.1875	一般固废	747-001-99-002	集中收集由王村镇环卫部门处理
生活垃圾	0.365		747-001-99-002	
废活性炭	0.15	危险固废	HW49/900-041-49	暂存危废暂存间，定期交有资质单位处置
废分子筛	1.8t/3a		HW49/900-041-49	
惰性瓷球	0.475t/3a		HW49/900-041-49	
废滤芯	0.3t/3a		HW49/900-041-49	
废导热油	3t/3a		HW08：900-249-08	
废润滑油	0.5		HW08：900-214-08	

活化剂、消泡剂、MDEA 溶剂的废包装物春	0.3		HW49：900-041-49	

表4-23 项目危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	危险特性	污染防治措施
1	废活性炭	HW49	072-001-08	0.15	脱酸单元	固态	MDEA	MDEA	T	暂存于危废间暂存间
2	废分子筛	HW49	900-249-08	1.8t/3a	脱水单元	固态	/	/	In/T	
3	惰性瓷球	HW49	900-041-49	0.475t/3a	脱水单元	固态	/	/	In/T	
4	废滤芯	HW49	900-041-49	0.475t/3a	脱酸单元	固态	/	/	In/T	
5	废导热油	HW08	900-249-08	3 t/3a	脱酸单元	液态	石油类	石油类	In/T	
6	废润滑油	HW08	900-214-08	0.5	机械保养	液态	石油类	石油类	In/T	
7	活化剂、消泡剂、MDEA 溶剂的废包装物	HW49	900-041-49	0.3	原料包装	固态	/	/	T/In	

采取上述措施后，井场内及周边不会有固体废物遗留，各类固体废物就能得到有效处置，对周边环境影响较小。

4.3.5 土壤影响分析

试采工程会涉及试采流程的以及临时临散气回收装置区的建设，建设施工期土壤环境影响主要包括挖填方、机械碾压等活动影响土壤的理化性质：改变土壤的孔隙度、含水率、饱和导水率等；另外，施工机械跑冒滴漏的少量废油，通过垂直入渗途会发生局部土壤污染。由于试采临散气回收装置区施工集中在已建井场占地范围内，无新增占地。建设施工机械设备跑冒滴漏的少量废油，由于其排放量极少，对区域土壤环境的影响很小。

试采阶段主要对试采装置区、采出水罐、危废暂存间进行重点防渗，可有效防止非正常工况下污染物进入附近土壤，对土壤环境的影响在可控制范围内。

因此，本项目试采工程的施工、试采过程对区域土壤环境的影响较小。

4.4 完井期环境影响分析

本项目为区域部署的页岩气勘探评价井，钻探作业受深层地质、目的层储层条件等不确定因素影响，目的层试采结束后存在有开采价值和无开采价值两种可能，针对不同测试结果，分别采取不同的完井撤离措施。

若无后续开采价值，则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。完井后拟建项目在钻井过程中的环境影响因素将不再存在，无“三废”排放及噪声影响。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清水池平整填方区填方。清除固体废物，拆除回放喷池、积液池等池体，平整井场，对临时占地进行复耕复种，项目建设区将逐步恢复原有生态环境。

若该气井经试采具有开采价值，则由采气部门进行后续采气站场及配套集输管线的建设，并另行开展环境影响评价工作。

4.5 环境风险影响分析（详见专题）

工程属不含硫化氢天然气井勘探工程，项目建设存在一定环境风险，主要为废水泄漏外溢和井喷事故。虽然本项目各类事故发生概率低，但事故发生对环境的影响重大，工程主管部门通过完善井控、污染物储存、转运措施、防火、防爆安全以及硫化氢安全防护等措施，尤其是井喷失控后按项目部管理要求 15min 内点火、撤离居民；液化天然气储罐泄漏后及时放散、堵漏等关键措施。制定详尽有效的事故应急方案，充分提高队伍的事故防范能力，严格按照钻井设计和行业规范作业，强化健康、安全、环境管理（HSE），该项目的环境风险值会大大的降低。**通过按行业规范要求和环评要求进行风险防范和制定应急措施，将该项目环境风险概率和风险影响降至可接受水平。**

具体分析预测内容详见《金页 6#平台钻探工程环境风险影响专项评价》。

4.6 地下水环境影响分析

项目钻前、钻井、压裂测试、试采过程中不可避免地会产生一定量的废水和固体废物，正常情况下工程建设项目不会对周边农户水井水质造成不利影响。非正常工况下池体破损、柴油储罐破损对地下水将造成一定范围出现超标，项目建设单位在加强环境管理，严格落实本评价提出的地下水环境污染防控措施的前提下，金页 6#平台

	钻探工程在拟选场址建设的地下水环境的影响是可以接受的。 **具体分析预测内容详见《金页 6#平台钻探工程地下水环境影响专项评价》。** **4.7 取水对周边畜禽、农业用水环境影响分析** 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。 本项目生活用水主要从当地场镇购买，采用货车将桶装水运输到井场供给。本项目部分压裂作业用水来源于钻井废水、洗井废水、压裂返排液可回用部分，运至井场回用于配制压裂液，钻井、洗井及压裂作业部分用水为新鲜水，取自井场附近的河流、池塘，然后通过罐车拉运至井场。 本项目占地范围内北侧存在一鱼塘，主要用途为经济鱼类养殖，无灌溉、饮用水源功能，本次占用之前会与鱼塘承包主进行协商给于经济补偿，避免纠纷。且本项目新鲜水用量较小，灌溉期、干旱枯水期周边水体优先保障灌溉和畜禽用水，灌溉期间、干旱期间如若周边用水紧张，则本项目压裂、洗井和钻井用水通过拉运周边自来水解决。 在采取上述措施保障周边畜禽和农业灌溉用水后，本项目的建设不会对周边农业、畜禽用水造成太大影响。
运营期生态环境影响分析	本项目为页岩气勘探井，只涉及施工期（钻前工程、钻井工程、压裂测试工程、试采工程），不涉及运营期。因此，本次评价不对营运期进行分析（若后续测试获良好气流，需另行办理采输环评手续）。
选址选线环境合理性分析	**一、主体工程选址合理性分析** 地下天然气勘探具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”，这决定了气田开发区域在大区域中的相对位置，首先需要考虑的是该区域是否含有天然气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过天然气所在位置来确定井口位置，然后通过人为的方式使井口满足相应的环保要求，因此井口无比选方案，井口的选址具有唯一性。 本项目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，同时需要满足各类行业规范要求，本项目选址分析如下： **1、生态敏感性分析** 金页 6#平台井组位于农村地区，占地类型主要为旱地，种植适时农作物，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；不在《四川省生态功能区划》禁止开发区、重点保护区范围

内，生态环境总体不敏感。

2、与行业规范符合性分析

本工程属非常规天然气（页岩气）勘探，目前尚无相关技术规范和安全规程，本次评价参考《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的相关规定。根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）第 3.2.2 节规定：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。

项目井口与周围设施间距离等基本情况见下表：

表4-24 项目井口与周围设施间距离的符合性

名称	钻前工程井场技术要求	本工程是否涉及居民区、铁路等，以及距井口的距离	是否满足钻前技术要求
高压线及其他永久性设施	≥75m	不涉及	满足要求
民宅	≥100m	距离井口 100m 范围内有民宅	不满足要求
铁路	≥200m	不涉及	满足要求
高速公路	≥200m	不涉及	满足要求
学校	≥500m	500m 范围内不涉及	满足要求
医院	≥500m	500m 范围内不涉及	满足要求
油库等高危险场所	≥500m	500m 范围内不涉及	满足要求
集中居住地等人口密集区	≥500m	500m 范围内不涉及	满足要求
地下矿产采掘坑道、矿井坑道	≥100m	100m 范围内不涉及	满足要求

经调查，井口方圆 100m 范围有 2 处居民；井口 75m 范围内无高压线，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。

为此，本次环评要求建设单位对井口东侧 4#居民点和井口西北侧 14#居民点进行搬迁。

综上，在对 2 处居民点搬迁后，本项目的选址满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中 3.2.2 节相关规定。

3、环境制约性分析

根据本项目的选址意见书本项目选址在城镇开发边界范围外，与当地场镇规划不冲突，项目不涉及饮用水源保护区，项目地下水评价范围内，无集中式饮用水源保护区，但地下水评价范围内，存在分散式水井，本项目在严格采取报告提出的防渗措施和风险防范措施后，不会对分散式水井水质造成影响。

通过对井场区域大气环境、地表水环境、土壤环境、地下水环境、噪声环境监测，

不会制约本项目建设，总体上环境对本项目建设制约性小。同时，通过采取评价提出的技术经济可行的环保措施，根据本项目预测以及影响分析结果，本项目不改变区域环境功能，对周边居民的影响小，环境影响可接受。

综上所述，工程选址符合相关技术规范要求，且不属于环境敏感区、不涉及乐山市生态保护红线，在采取必要的环境保护措施和风险防范措施，对环境的影响可得到有效控制，从环境保护角度分析本项目选址合理。

4、占用基本农田必要性分析

根据区域土地利用图，本项目钻井区占用永久基本农田，占用面积 0.535hm^2。按照土地集约利用原则及合理布局尽量减少对基本农田占用的原则，本项目已经取得临时用地批复，本项目实施可行。

由于地下页岩气开采具有明显的行业特殊性，在选址上很大程度上是“井下决定井上”，首先需要考虑的是该区域是否含有页岩气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过页岩气所在位置来确定井口位置，井站选址还需要考虑避开人群聚集区以及各类敏感区，综合选址要求后拟选的井站会占用少量永久基本农田。

同时，本项目所在区域为农村区域，周边除林地、农村宅基地、坑塘水面用地外，其他均属于永久基本农田。本项目在井场选址过程中需避免进行林地的砍伐，减少对生态环境造成较大的破坏；同时也要规避居民点等敏感点，控制环境风险后果影响。因此，本项目无法完全避免对基本农田的占用。

根据《四川省自然资源厅关于解决油气勘探开发用地问题的复函》（川自然资函〔2019〕197 号）文件要求，油气勘探开发项目可在无法避让基本农田的情况下，办理临时用地。

根据《国土资源部关于全面实行永久基本农田特殊保护的通知》（国土资规[2018]1号）文件要求，“临时用地和设施农用地原则上不得占用永久基本农田，重大建设项目施工和地质勘查临时用地选址确实难以避让永久基本农田的，直接服务于规模化粮食生产的粮食晾晒、粮食烘干、粮食和农资临时存放、大型农机具临时存放等用地确实无法避让永久基本农田的，在不破坏永久基本农田耕作层、不修建永久性建（构）筑物的前提下，经省级国土资源主管部门组织论证确需占用且土地复垦方案符合有关规定后，可在规定时间内临时占用永久基本农田，原则上不超过两年，到期后必须及时复垦并恢复原状。”

本项目已取得井研县自然资源局出具的选址意见的复函，报告要求建设单位在开

工前向相关单位办理相应基本农田临时占用手续方可进行开工建设，在取得基本农田临时占用手续后，后期确实需要将基本农田转为非农使用，则需按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划，按照基本农田占用政策实现占补平衡后，本项目符合相关政策要求。

二、配套设施选址合理性分析

1、放喷池选址合理性分析

项目压裂测试作业期间，将井内天然气引至放喷池点火燃烧，从而对勘探井进行产量测试。

根据《钻井井控技术规范》（Q/SY02552-2018）中的第 5.1.3.4 条规定：管线出口应接至距井口 75m 以上的安全地带。《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2019）第 3.1.4 规定：放喷管线出口距井口应不小于 75m；《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）中第 5.3.1 条规定：放喷和火炬应限于安全地点，尽可能考虑选择井场主导风向的下风向放喷或点燃火炬，还应使排入大气的气体完全燃烧。

根据项目井场平面布置可知，本项目设置放喷池 2 座，分别位于西南侧和东北侧的旱地中，距离井口分别为 81m、93m，位于井场主导风向的侧风向，放喷池并分别设置三面墙；根据调查，放喷池周围 50m 范围内无各类设施和民房。由此可见，放喷池设置满足相关规定，布置合理。

综上，放喷池选址及平面布置均满足《钻井井控技术规范》（Q/SY02552-2018）、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T5225-2019）及其他相关规定的要求。因此拟建项目放喷池选址合理。

2、积液池选址合理性分析

本项目拟建的积液池布置在井场东北侧，建设用地类型为旱地，高程相对井场较低，地势平坦，池体采用地陷式构造，不在填方土堆上修建，尽可能的降低了池体垮塌的风险。

从井口周围农户分布看，井场周围农户较少，并与井口保持了一定的距离。另外井场建设地地形较水池高，有利于井场区域污水自流进入水池，保证了有效的收集井场污水。项目在修建积液池时，池体采用地陷式构造，并对其进行防渗漏处理，在其周围修建围堰、雨水导流沟和截排沟。在采取以上措施后，项目对事故溢流出的废水能够做到可控范围，防止废水污染下游地表水体，因此积液池选址合理。

3、废水收集暂存设施选址合理性分析

本项目废水收集、处理设备废水罐、沉淀罐等均位于井场北侧的“泥浆不落地”系统（“泥浆不落地”系统）内，最近农户距离“泥浆不落地”系统约 80m，废水收集暂存设施选址有效减少了事故状态下废水外溢对周边居民的影响，故选址是合理的。

4、固废暂存设施选址合理性分析

工程针对废水基泥浆、水基岩屑经“泥浆不落地”系统处理后，经泥浆不落地系统处理后由泥饼接收罐收集，并专门暂存于岩屑专用贮存场地内；针对油基钻井岩屑、废油基泥浆经“不落地”处理系统处理后由油基泥饼接收罐收集，并专门暂存于含油岩屑专用贮存场地内；针对含油固废（废润滑油、废油桶、废棉纱手套、废含油塑料垫层）以及试采期固废（废活性炭、废分子筛、废滤芯以及惰性瓷球、导热油、废润滑油、原料活化剂、消泡剂、MDEA 溶剂的废包装物）设置危废暂存间 5m^2，危废暂存间位于井场东侧、含油岩屑专用贮存场位于井场北侧，都进行了重点防渗，且距离下游环境保护目标较远，故事故状态下，对其影响较小，因此固废暂存设施选址合理。

5、临散气回收装置区选址合理性分析

1）液化天然气属于危化品，根据《国家安全监管总局工业和信息化部关于危险化学品企业贯彻落实<国务院关于进一步加强企业安全生产工作的通知>的实施意见》，液化天然气站应进入化工园区。本项液化天然气站用于试采期间临散气回收，属于临时工程，为降低环境风险，考虑就近原则，液化天然气站设置于本项目场站内。根据《应急管理部办公厅关于石油天然气开采安全监管有关问题的复函》 应急厅函[2023]96 号，“在陆上油气田场站范围内，通过压缩、撬装液化天然气等方式对油气田临散气进行回收的活动，属于油气集输的环节，纳入陆上石油天然气开采安全监管范畴，不单独办理安全生产许可证。”据井研县应急管理局出具的《关于金页 6#平台、金页 9#平台、金页 11#平台、金页 12#平台有关问题请示的回复》（详见附件），本项目在场站范围内建设一套临散气回收装置，不需要单独办理安全生产许可证。

2）根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）中“生产规模小于 $50\times10^4m^3/d$ 的天然气净化厂、天然气处理厂和生产规模小于 $200\times10^4m^3/d$ 的天然气脱硫站、脱水站及生产规模小于或等于 $50\times10^4m^3/d$ 的天然气压气站、注气站为五级站场”，本项目生产规模为 $5\times10^4m^3/d$，因此，本项目井站属于五级站场。本项目临散气回收装置区域所在地区域防火间距符合性分析如下表所示：

表4-25 临散气回收装置区域布置防火间距（五级站）

序号	设施名称	距离要求（m）	本项目	符合性分析
1	100 人以上的居住区、村镇、公共福利设施	50	200m 以上	符合
2	100 人以下的散居房屋	45	75m 以上	符合

3	相邻厂矿企业	50	100m 内无其他企业	符合
4	铁路	40	200m 以上	符合
5	高速公路	30	200m 以上	符合
6	35KV 及以上独立变电所	50	200m 范围内不涉及	符合

由上表可知，本项目临散气回收装置选址符合《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）中五级站场区域布置要求，选址合理。

五、主要生态环境保护措施

施工期生态环境保护措施	**5.1 钻前工程生态环境保护措施** **5.1.1 钻前工程生态环境保护措施** **1、土地利用现有格局的保护措施** （1）施工占地合理规划，尽量控制工程施工活动范围，减少对周边占地的影响。 （2）按设计标准规定，严格控制施工作业面积，不得超过作业标准规定，以减少土壤扰动和地表植被破坏，减少裸地和土方暴露面积。 （3）井场施工作业机械应严格管理，划定活动范围，不得在站场以外的地方行驶和作业，保持路外植被不被破坏。 （4）项目井场建设占地涉及较大挖方量，应加快施工进度，缩短施工时间，对产生的挖方及时进行平整处理。此外，施工时应避免在雨天、大风等天气条件不利情况下施工，做到水土流失最小化，如遇特殊天气施工，应用施工布料对现挖松散临时弃土、弃渣进行临时遮掩，保证有效控制水土流失。 **2、生物多样性的保护措施** （1）在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏沿线地区的生态环境。 （2）禁止施工人员对野生动物尤其是珍稀动物的滥捕滥杀，做好野生动物的保护工作。 （3）施工期要加大对保护野生动物的宣传力度，大力宣传两栖、爬行动物、鸟类对农林卫生业的作用。蛙类、蜥蜴类和蛇类要吃掉大量的农林卫生业上害虫害鼠，对人类有益，应克服任意猎杀两栖、爬行动物和鸟类的恶习。 （4）对水生生物的一般保护措施为：切实加强对水环境的保护，避免井场周边地表水造成影响，施工用料的堆放应置于井场后场，防止物料被暴雨径流带入水体，影响水质，各类材料应备有防雨遮雨设施；在施工过程中禁止将污水、垃圾和其他施工机械的废油等污染物抛入水体，应收集后和工地上的污染物一并处理。施工挖出的淤泥、渣土等不得抛入河流和其他水体。 **3、水土流失防治措施** （1）在井场施工过程中应特别注意施工边坡坡度，可根据现场情况在井场周边设置边坡、堡坎等保护措施，以免雨水浸泡和冲刷。 （2）划定施工作业范围线，不随意扩大。并严格控制机械和车辆的作业范围，尽可能减少对土壤和农作物的破坏以及由此引发的水土流失。

（3）对于工程临时弃土选择了地势低洼处进行临时堆放，不得随意堆放，堆放完毕后要注意堆体表面平整处理，不要形成小山包，以免再次为水土流失创下条件。

（4）井场建设占地区域应先剥离占地范围内表层土，井场范围内表土堆至于钻井区临时表土堆场内，并对表土堆场采用彩条布遮挡、构筑截、排水沟等水保措施，防止水土流失。施工结束后用于临时占地的复耕复种，恢复临时占用耕地的生产力。

（5）弃土场土内多余土石方堆放平整，四周修筑临时排水沟，排导地表径流；分别于靠近邻近旱地侧设置挡土墙，减少水土流失，挡土墙设计要求满足相关设计及安全要求。

（6）尽量避开雨季施工，提高工程施工效率，缩短施工工期。

4、对基本农田农作物的保护措施

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

（2）由于本项目所涉及的临时占地都应按有关土地管理办法的要求，逐级上报有审批权的政府部门批准。

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

（4）施工中要采取保护土壤措施，对农业熟化土壤要分层开挖，分别堆放，分层复原的方法，减少因施工生土上翻耕层养分损失农作物减产的后果，同时要避免间断覆土造成的土层不坚实形成的水土流失等问题。

（5）施工完成后做好现场清理及恢复工作，尽可能降低施工对农田生态系统带来的不利影响。

除了以上耕地恢复的措施外，在开挖地表土壤时，在地形地貌允许的地方，应尽可能地把表土单独堆放，放置于表土堆场内临时堆放。回填时，把表土覆盖在最上面的地表层，这样可以大幅缩短土壤生产力恢复的时间，减少工程影响时间。

5.1.2 钻前工程废气污染防治措施

1、场地平整作业时，现场定期洒水，减少扬尘产生量和影响范围；

2、运输建筑材料等车辆，车厢遮盖严密后方可运出场外；

3、对土石方临时堆场及建筑材料（如水泥、沙石等）修建围护设施，并合理堆放物料，减少迎风面积，同时定时洒水，减少风对料堆表面细小颗粒物的侵蚀引起的扬尘量；

4、开挖的土方在遇大风天气时，应用篷布遮盖，减少扬尘产生量。钻前工程施工

期通过上述措施以减少施工扬尘影响，确保施工扬尘达到《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB512682-2020）限值要求。

5、钻前工程施工期必须严格执行“十必须”“十不准”，确保施工扬尘达到《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB512682-2020）限值要求。

由于钻前工程施工工时不长，施工人员不多，且部分雇用当地居民，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。

5.1.3 钻前废水污染防治措施

1、施工废水：废水经沉淀处理后循环使用，不外排。

2、生活废水：生活污水来自施工人员，施工期间生活污水产生量小，钻前工程，主要为附近民工，上述人员租住在附近农户，其产生的生活污水利用农户已有的旱厕进行收集处置。

综上所述，本项目钻前工程无废水外排。结合区域内已实施平台经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

5.1.4 钻前噪声污染防治措施

1、运输设备等车辆沿规定路线行驶，减少鸣笛。

2、钻前工程建设时应合理安排施工时间，在靠近民居点施工时不得深夜施工，尽量缩短施工周期。

3、在设备选型时尽可能选用低噪声设备，合理布置施工总平面布置，较强噪声源尽可能远离周边的敏感点。

4、加强设备维护、管理，避免非正常噪声的产生。

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

5.1.5 钻前固废污染防治措施

钻前工程施工期固体废物一部分来自挖方中的表土：另一部分来自施工的垃圾，包括废弃包装材料、生活垃圾等。

1、钻前工程中平整井场、修建积液池产生的表土集中堆放于表土堆场，表层土壤采用分层开挖，分层堆放，完井后用于复耕的表层覆土。

2、表土暂存于西侧的表土地层，表层土以下的土应及时进行回填，并夯实，先对埋在下层的压实，再用原有表层土覆盖于上层堆砌。

3、施工过程中产生的生活垃圾以及包装材料等固体废物统一收集，定期送往王村镇城镇垃圾处理系统处理。

4、表土堆场采用编织袋装土护脚，并建有截水沟和排水管等排水系统。相对于挡土墙，采用编织袋装土护脚在满足堆场安全的前提下，具有对环境更友好，便于后期土地复耕，有效减少建筑垃圾等优点。堆场周边设有完整的截排水系统，可有效降低水土流失，并降低暴雨等对堆土场造成的危险。

通过采取上述措施后，施工过程中产生的固废不会对环境产生影响。

5.2 钻井及压裂测试工程环保措施

5.2.1 地表水污染防治措施

1、钻井工程水污染防治措施及可行性分析

（1）钻井过程水污染预防措施

本项目钻前设计已根据当地气候条件进行了雨污分流系统设计，集污区采用重点防渗措施，已根据井研县雨季最大量设计排水沟规格，井场四周设置场内排水沟，并在前述相应区域按要求设置了雨棚或其他防雨措施，满足《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）中 4.2.2 要求。

井场设置清污分流、雨污分流系统。针对场内污水，将污水排入场内排水沟，再依地势或用泵泵送进入积液池中。对于场外雨水由外沟排入自然水系。清污分流排水系统对井场内外的雨水及钻井废水进行了有效的分离，可以降低因暴雨等自然灾害而导致废水外溢污染浅层地下水的风险。

（2）项目钻井过程水污染处置方案

项目钻井过程水污染物包括钻井废水、洗井废水、方井雨水。

钻井废水：金页 6HF 井组钻井废水主要产生于各井导管段、一二开钻井阶段，钻井过程中废水全部循环利用于钻井泥浆循环系统，根据前述水平衡分析，金页 6HF 井组钻井废水经过循环后最终仅金页 6HF、金页 6-6HF 井、金页 6-7HF 井会产生废水，废水总量约为约 4806.78m^3，由“不落地”系统进行板框压滤后，固相（废水基泥浆）中含水量约 961.35m^3，混于废水基泥浆中交砖厂或其他有接收能力的单位处置；液相（水基泥浆脱水处理废水）产生量为 3845.43m^3，由滑水罐（2 个，总容积 120m^3）收集并及时导排至积液池暂存，作为后续压裂液配置回用于生产，不外排。

洗井废水、方井雨水：单井洗井废水约 25.29m^3，总计洗井废水产生量 202.32m^3，均经收集后转入积液池，最后泵入压裂重叠罐用于配制压裂液。

根据区块内已实施钻井平台的钻井作业情况，本项目严格实施雨污分流制度和钻井污染物“不落地”处理，钻井过程中能实现废水收集处理循环利用，最终无外排废水产生。

（3）钻井过程废水收集、储存管理及可行性分析

项目钻井过程在“不落地”工艺区设置，系统设置有 2 个 60m³ 的滑水罐暂存水基泥浆脱出水以及洗井废水，在滑水罐中暂存后及时排入积液池，回用于压裂液调配，避免冒罐。

钻井期间方井雨水（金页 6HF 井 10.7m³，后续 7 口井 160.5m³）汇入集水坑，及时通过污水泵泵入积液池，完钻后用于配制压裂液，经泵送进积液池。

单井洗井废水中的大部分洗井废水从井口返排后进入滑水罐中，最终转入积液池，少部分洗井废水从放喷口返排，经放喷池侧面的混凝土明沟进入积液池。

钻井废水、方井雨水、单井洗井废水均不在井站内长时间储存，积液池容积为 2000m³，能够满足储存所需。

2、压裂工程水防治措施及可行性分析

（1）压裂返排液处置措施

根据分析，测试阶段开井返排阶段、放喷测试阶段产生的压裂返排液主要进入重叠罐，少数部分进入放喷池，经放喷池侧面的排水沟进入积液池，经泵送后进入重叠罐中，可回用部分回用于本平台压裂液配制。

根据分析，本项目采取平台内井间循环重复利用，最终仅金页 6HF 井、金页 6-7HF 井的返排液（20000m³）不能再在平台内井间循环利用而排入井场压裂重叠罐暂存，全部同区块其他平台井压裂液的配置。

（2）压裂返排液收集、储存管理可行性分析

根据工程分析，金页 6HF 井组压裂返排液单段产生量为 312.5m³，本项目最大每天压裂 2 段，2 段返排液的量为 625m³；本项目每天最多一个井组进行压裂作业，压裂作业均在白天进行，最迟在晚上 9 点之前停止压裂作业。如发生事故，将马上停止压裂作业，则每天压裂事故中事故废水最大产生量约 625m³，事故废水通过井场内布设的碳钢管道直接引入积液池暂存，井场内压裂返排液每天进行一次转运，拟建项目积液池容积为 2000m³>625m³，因此，积液池容积满足事故状态下压裂废水暂存。

如出现大雨天气，井场初期雨水收集后需汇入积液池内暂存。结合拟建项目井场占地面积约 13982m² 计算。

乐山市暴雨强度公式如下：

$$q=\frac{2213.141(1+0.57\lg P)}{(t+177.392)^{0.655}}$$

式中：

q：暴雨强度，L/（s•hm^2）；

P：重现期，取 1 年；

t：降雨历时，取 15min；

根据上示，计算暴雨强度 q=70.61L/（s•hm^2）。

$$Q=qF\psi T$$

式中：

Q：初期雨水产生量，m^3；

F：汇水面积，hm^2；1.3982hm^2

Ψ：径流系数；0.6

T：收水时间，取 15min。

初期雨水的量为 53m^3/次。

根据上述计算，在钻井设备故障和暴雨天气下，计算可知雨水以及污废水量共计约 678m^3，本项目积液池应急能力为 2000m^3，满足事故状态下 2 天的应急储备能力，运输罐车统一调配，可确保在 6h 内抵达现场并投入转运工作，故拟建项目积液池满足应急需求，事故状态下可以避免向外排放污水。积液池日常呈空置状态，作为井场内事故池。积液池内废水最终用罐车外运至有资质单位处理。

同时，在井研—犍为区块开发施工不能有效接续或指定污水处理厂暂无接收能力时，压裂返排液可暂存于项目所设置重叠罐内（容积 4000m^3），但暂存周期不宜过长，建设单位应迅速与其他有处理能力的单位签订处置协议，将压裂返排液交给其他污水处理厂或其他有处理能力的单位进行处置。

贮存要求：项目设置重叠罐区，50 套重叠罐，每套容积 80m^3（每套由两个 40m^3 的水罐重叠而成），压裂时井场内后场布置（成品吊装）；环评要求拟设置重叠储罐的区域采用防渗性能与厚度 Mb≥6.0m，渗透系数 K<1×10^{-7}cm/s 粘土防渗层等效的防渗措施，并设置 150m^3 砖砌围堰。

按上述要求对罐区进行防渗处理，并在施工期定时对罐区进行检查，可避免压裂返排液渗漏对地下水、土壤环境产生影响。

（3）钻井废水回用压裂液调配可行性分析

本项目单井压裂液总用量约为 50000m^3，压裂液调配用水对水质要求较低；根据涪陵焦石坝、四川长宁、威远等地井场钻井污废水回用压裂液用水比率统计资料，钻

井污废水与清洁水按照不低于 1：6 比例配比即可满足压裂液调配用水水质要求，本项目金页 6HF 井组经过循环后最终仅金页 6HF、金页 6-6HF 井、金页 6-7HF 井会产生废水，金页 6HF 单独产生，单独进行处置，金页 6-6HF 井、金页 6-7HF 同时产生，一起进行处置。其中金页 6HF 井产生 1281.81m^3，与压裂液的比例为 1：39；金页 6-6HF 井、金页 6-7HF 钻井废水产生量 2563.62 m^3，与压裂液的比例为 1：20。

因此，本项目钻井废水全部回用于压裂液调配可行。

（4）压裂返排液不能综合利用特殊情形下处理可行性

由于页岩气开发为深层井下压裂作业，受地层地质条件不确定因素以及国家对页岩气产业政策调整、区块内各勘探井开发时序调整、页岩气压裂技术进度等因素导致本项目与后续开发平台在施工时序上不能有效接续，或者由于区块开发施工不能有效接续，导致本项目现场积液池和重叠罐贮存的压裂返排液超过贮存时长等特殊情况下，本项目压裂返排液区间回用受阻，则压裂返排液外运符合环保要求的单位处理。

目前，中石化入库单位具有处置压返液的资质单位有四川兴澳环境技术服务有限公司（威远气田水处理站）、中石化西南石油工程有限公司油田工程服务分公司（袁家污水处理站）、重庆市财信纬联环保运营管理有限公司（凤凰湖工业园区污水处理厂）、重庆锐致环保科技有限公司（重庆市永川区农副产品及食品加工基地）。页岩气项目部拟从上述四家企业中进行招标，目前尚未确定具体服务单位，但是建设单位于四川兴澳环境技术服务有限公司（威远气田水处理站）签订了意向性合同（详见附件），因此本次将四川兴澳环境技术服务有限公司（威远气田水处理站）作为依托单位进行依托可行性分析。**同时本次环评规定，在招标前需要对投标单位的处理能力、接纳水质、水量进行评估，确保达标排放。**

A、四川兴澳环境技术服务有限公司可依托性分析

四川兴澳环境技术服务有限公司四川兴澳威远处理站建设项目位于内江市威远县新店镇长塘村 4 组，与本项目相距 72km（直线距离），该项目于 2022 年 8 月 17 日取得内江市生态环境局出具的环评批复（内市环审批〔2022〕16 号）。其服务对象为气田采出水（压返液、气田水），项目分为两期建设，一期处理量为 1000m^3/d，二期处理量为 2000m^3/d，两期建设完成后日处理量为 3000m^3/d。截至目前，该项目已经完成了一期建设并验收合格取得排污许可证（证书编号：91510000309385324C003V）。

1）处理工艺

该项目采用：“预处理+超滤+DTRO+MVR 蒸发+A/O+MBR+紫外杀菌+RO”处理工艺处理威远页岩气田采出水和新店镇及周边乡镇的酱腌菜盐渍废水，具体工艺流程见

下图。

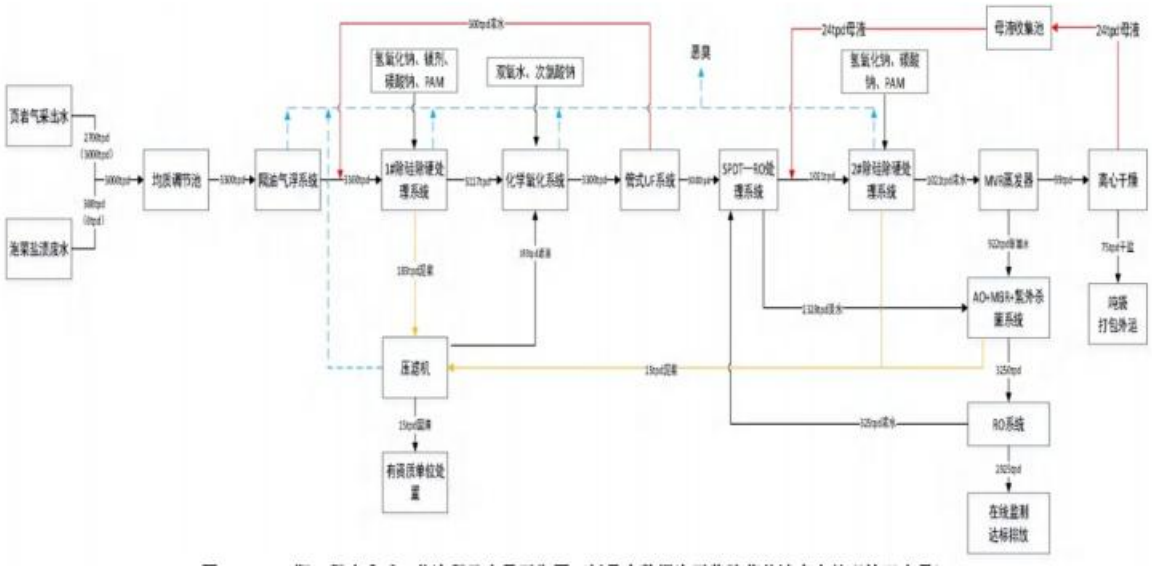

图 5-1 处理工艺流程图

2）水质、水量

水质的要求：

水质符合性见下表。

表 5-1 进水水质比较一览表

进水水质要求	pH	COD	Cl^-
兴澳进水水质	/	≤5200	≤25000
本项目返排液	7.5~9.0	1300	17000
符合性	符合	符合	符合

水量要求

该项目两期完建后，日处理油田采出水的量为 3000m^3/d，本项目共计产生压裂返排液共计 20000m^3，且产出周期较长，每天产生量最大不超过 625m^3，总共产生的压裂液仅需 7 天即可处理完毕。

此外污水处理站设有 4000m^3 原水接收池可合理利用原水接收池进行调节和压裂返排液暂存池进行调配每天返排液转运量，该污水处理站能够满足本工程返排液的依托需求。

本次环评要求，特殊情况压裂液和气田水不能回用需在转运前和水处理单位及时沟通，及时生产，不得达标排放。

3）转运管理

废水承运单位选择专用罐车转运单位，转运时采取罐车密闭输送；承运单位开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保培训，废水运输车辆等必须符合安全环保要求，装卸和运输废水过程中不得溢出和渗漏；对承包废水转

运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装 GPS，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台；废水承运人员进入井场装卸废水，必须遵守建设单位有关安全环保管理规定；转运过程做好转运台账，废水车辆运输严格执行建设单位三联单转运和签认制度，签认单复印件报属地管理单位安全部门和承运单位备查，保存期不得少于二年；转运前制定好运输路线，运输路线需要避开周边集中式饮用水源保护区等环境敏感区，根据现场踏勘，在合理布置运输路线的前提下；尽量避免在雨天和大雾天等恶劣天气进行转运；废水转运前应及时向当地生态环境局报备，以便其监督管理。

综上所述，本项目产生的压裂返排液特殊情况不可回用部分水质、水量、产生量均满足要求，在严格按照转运管理要求进行转运至四川兴澳威远气田水处理站，对周边环境影响较小，依托处理可行。

3、生活污水防治措施及可行性分析

本项目生活污水最大产生量约 5.2m^3/d（钻井、压裂测试施工期间），且水质较为简单，拟在生活区设置一个环保厕所，该环保厕所配套设置 1 套处理能力为 10m^3/d 的“A^2O+MBR”处理设施。食堂污水经隔油池隔油后与生活污水一同进入环保厕所污水处理设施内处理后回用作冲厕用水，不外排，最终剩余部分由罐车转运至王村镇污水处理厂处理。本项目所用环保厕所污水处理设施处理工艺详见下图。

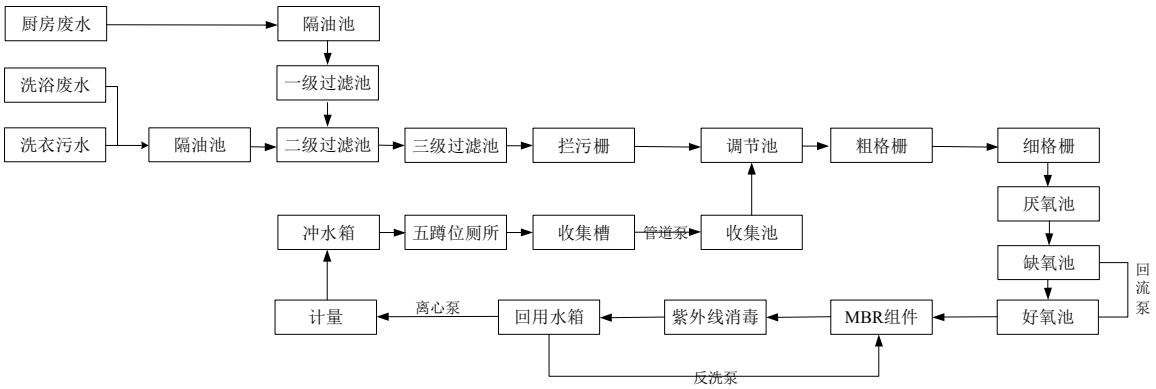

图 5-1 项目环保厕所污水处理设施处理工艺

根据西南油气分公司在川西、元坝、重庆区块多个井场运行经验，经处理后的生活污水出水水质可达到下表中水质。

表 5-1 出水水质一览表

类别	pH	色度	COD	BOD_5	SS	氨氮	TP	总大肠菌群
水质	6~9	≤30	≤100	≤10	≤40	≤10	≤4	≤3

综上所述，拟建项目钻井、压裂测试工程中废水产生量较小，并得到有效

处理和处置，均不在项目所在地外排，对地表水环境影响小，水污染防治措施合理可行。

5.2.2 钻井、压裂测试期地下水污染防治措施

（1）合理选址

建设单位前期对本项目所在区域地勘情况的分析以及对所在区域已完成的同类型项目施工过程相关数据进行了详备的分析，该区域无地下暗河、溶洞、漏斗发育。从合理选址角度出发，项目从源头上有效的保护了当地地下水环境，减小了地下水污染事故的发生概率。

（2）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，采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位。选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。工程导管段利用清水钻井液迅速钻进，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水，同时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、压裂过程中应加强监控，防止泥浆、压裂液的扩散污染等。

②钻进过程中对钻进过程中的钻井液漏失进行实时监控，一旦发现漏失，立即采取堵漏防控措施，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，环境友好的种类。

③每开钻井结束后的固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，防治污染地下水。固井作业应提高固井质量，可有效防止因为井漏事故造成的地下水环境污染。

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

⑤钻井过程中应加强钻井废水管理，防止出现废水渗漏、外溢或集污罐池垮塌等事故；加强油料等原辅料管理和控制，特别应加强和完善废油的控制措施。

⑥用罐车运送压裂返排液不可回用部分时，加强对罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。严格执行废水运输保障的“三联单”制度（即出站单据、进站单据和回注量单据），运输车辆必须安装 GPS，防止随意排放引发环境污染事件，确保运输安全性。

⑦为避免雨水进入积液池，从而引发废水外溢，应在雨季对积液池加盖防雨

篷布或架设雨篷。积液池修建时应留有一定的富余容量，以容纳暴雨增加的水量，防止外溢。在暴雨季节，加强对各水池的巡查，降低废水外溢的风险。

（3）分区防渗

根据本项目钻井工程内容及环境影响特点以及地下水导则分区防渗要求。本项目分区防渗情况见下表。

表 5-2 钻井期间分区防渗划分及防渗措施要求一览表

污染防治区类别	防渗性能要求	装置、单元名称	污染防治区域或部位
重点污染防治区	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	方井、钻机基础、泥浆循环罐、柴油发电房、“泥浆不落地”系统、岩屑贮存场、泥浆储备罐区、柴油罐、重叠罐区（包括混砂罐、配胶液罐、砂罐、盐酸罐等）、危废暂存间	地面及围堰
		积液池、放喷池	池底及池壁
	防渗系数≤1×10^{-10}cm/s	危废暂存间	地面及围堰
一般污染防治区	等效防渗性能应不低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层防渗性能	材料库、配电房基础、隔油沉淀池、环保厕所、压裂泵车区	钻井井口等重点防渗区域以外的井场清污分流区域地面
简单防渗区	一般地面硬化	办公区、井控用房、值班房、现场办公室、道路	地面

本次评价要求建设单位施工过程按照上表的要求，落实相应设施防渗措施，在满足上述防渗要求的前提下方可开展下一步施工。

（4）地下水环境跟踪监测

根据本项目地下水环境现状调查评价及污染预测评价结果，评价区地下水环境目前未受到其它工业生产活动的影响，本项目勘探井建设过程中非正常状态下污染物的渗漏可能导致周边地下水发生污染。鉴于该钻井平台所在区域内存在地下水环境敏感点，因此需针对本项目开展地下水环境跟踪监测。本次共设置地下水环境跟踪监测点 3 个，监测由施工方负责和完成，跟踪监测点位具体如下表所示。

表5-3 地下水环境跟踪监测点一览表

编号	坐标（UTM）		类型	跟踪监测点功能	建设期	监测因子
	X	Y				
1	***	***	水井	背景值监测点	钻前及钻井结束后分别监测一次，验收及环境污染投诉时、发生地下水污染事故时进行地下水监测，试采期每 1-2 年进行	pH、石油类、氨氮、氯化物、硫酸盐、溶解性总固体、耗氧量、硫化物、总硬度、COD
2	***	***	水井	污染扩散监测点		
3	***	***	水井	影响跟踪监测点		

					1 次监测	

（5）应急响应

建设单位应编制相应的应急方案，并将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估中，防止对周围地下水环境造成污染。同时要制定应急监测方案，密切关注污染动向，及时向协调领导小组通报监测结果，作为应急处理决策的直接支持。地下水污染事故发生后，迅速成立由建设单位及当地生态环境局牵头，公安、交通、消防、安全等部门参与的协调领导小组，启动应急预案，组织有关技术人员赴现场勘查、分析情况、开展监测，制定解决消除污染方案并予以落实。若因本项目导致周边居民饮水及生产用水困难时，由建设单位为受影响居民用水应急供水，直至居民饮水问题得以解决。

综上所述，上述地下水防治措施可有效保护项目所在地地下水环境，将环境影响控制在地下水环境可接受范围内，措施可行。

5.2.3 废气污染防治措施

钻井工程拟采用电网供电，现场设置柴油发电机 3 台进行备用。停电情况下，使用柴油发电机发电。钻井工作人员现场就餐，因此钻井、压裂测试过程大气污染物主要为物料运输过程产生的汽车尾气、扬尘、柴油发电机产生废气、油基泥浆钻井废气、压裂测试放喷废气以及食堂油烟。

（1）汽车尾气及道路扬尘

钻井过程中需拉运钻井用辅助材料，进场道路主要为货运车辆使用，进场道路距离较短且路面经夯实并洒水，车辆运输产生的路面扬尘及汽车尾气排放量少，对环境空气影响很小，在当地环境可接受范围内。

（2）食堂油烟

项目食堂设置油烟净化装置，食堂油烟经处理后排放，能够满足相应标准要求，处置措施环保、可行。

（3）柴油发电机燃烧废气

根据调查，项目所在区域电网情况较好，故钻井动力可接入网电，仅停电情况下启用备用柴油发电机发电。使用备用柴油发电机为钻井供电时，柴油机运行会产生柴油燃烧废气，项目使用的为合格的轻质环保型柴油成品，其主要污染物 NO_x、SO_2 和颗粒物，废气采用柴油机设备自带的 6m 高排气筒排放。柴油发电机仅在停电时备用，运行时间很短，一般不会超过 2 天，其燃料燃烧产生及排放的污染物量很少。

柴油发电机燃烧废气进入大气中后将很快被稀释，且其影响的持续时间较短，钻井期间的大气污染物将随钻井工程的结束而消除，故对环境空气影响较小。

（4）油基泥浆钻井废气

油基泥浆钻井废气主要来源于油基泥浆钻过程中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水平段使用油基泥浆，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。

钻井作业中首次使用的油基泥浆不在现场配制，均由厂家配制好后分批次拉运至井场，暂存于现场泥浆循环系统，暂存时间较短，故产生挥发性废气（VOCs）量较小；油基岩屑通过油基泥饼接收罐（30m^3/个*2 个）收集后暂存于油基岩屑贮存场，暂存时间较短，且储存措施较好，故产生挥发性废气（VOCs）量较小。油基泥浆钻井废气随着钻井作业的完工而结束。

（5）压裂放喷测试废气

放喷测试的天然气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，金页 6HF 井组单井放喷测试时间约 1~2 天，依据测试气量，间歇放喷，每次持续放喷时间约 3h，废气排放属短期排放。

项目在放喷前，建设单位会对距离井周边影响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。由于甲烷燃烧产生的二氧化碳和水对周边环境没有影响，故在严格执行《石油天然气钻井、开发、储运、防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2019）关于放喷池选址要求及放喷撤离要求的前提下，项目放喷测试废气对周边环境产生的影响可接受。

5.2.4 声环境污染防治措施

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

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

（3）优先使用低噪声设备，采用电网供电；

（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，高度为 4.3m），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全。

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工程中广泛使用，技术成熟可行。

5.2.5 固废环境污染防治措施及其可行性分析

1、水基钻井固废

（1）水基钻井固废收集、暂存、转运可行性分析

水基钻井固废包括水基钻井岩屑、废水基泥浆（脱水后的泥饼），本项目水基钻井固废经配套的“不落地”清洁化生产工艺（振动、冲洗、分离）处理后（含水率降至 60%左右），暂存于泥饼接收罐内，收集后外运用于制砖。

本项目钻井期间采用钻井现场清洁化生产方案，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》（SYT7466-2020），对钻井过程中产生的污染物实行随钻处理。水基钻井过程中由井底排出的泥浆经振动筛、离心机分离出细颗粒泥浆进入泥浆循环罐，分离出的水基岩屑通过传输装置管输至“泥浆不落地”系统处置后通过泥饼接收罐收集后暂存于岩屑贮存场，其减量处理后含水率小于 60%且不呈流动状态，及时转运至环保手续齐全且具有处理能力的单位进行烧砖处理。该种资源化利用方式能完全实现固化体的无害化，并将固化体烧结成建筑用砖，彻底解决最终处置问题，同时实现废弃物回收利用，具有重要的环保效益、社会效益和经济效益。制备免烧砖、免烧砌块、免烧陶粒、烧结砖，抗压强度不小于 10MPa，并且根据用途满足对应建材标准要求；同时水基钻井废弃物浸出液需满足 SYT7466-2020 表 1 中资源化产品浸出液控制项目限值。

本项目钻井过程设置“不落地”系统，每套系统设置有2个30m^3的钢制泥饼接收罐收集暂存水基钻井固废。根据钻井作业过程施工时序，在双钻机施工期间预计每天废水基泥浆最大产生量约7.63t，水基岩屑产生量17.4t，总产生量25.03t（折合16.65m^3），泥饼接收罐可存放3.6天左右的产生量，有较为充足的时间安排外运处置。综上分析，本项目拟设置的临时存放措施满足水基钻井固废的存放要求。建设单位针对废水基泥浆、一般钻井岩屑转运采取的管理措施为：

①转运应建立台账，并按照转移联单登记制度进行转移。

②运输路线应避开饮用水源保护区、生态红线区、自然保护区、人口密集城镇等特殊环境敏感区。

③对承包废渣转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装GPS，并纳入建设方的GPS监控系统平台。

④废渣转运前应及时通知当地生态环境局，以便环保部门监督管理。

项目开工前，建设单位须明确钻井固废处置单位，签订相关拉运及处理协议，钻井固废处置单位须具备相应的环保手续。

（2）处置方式可行性分析

①处置方式的选择

水基钻井固废转运至砖厂堆放场地后，在分析其成分的基础上，可以加入一定量无毒的激活剂进行激活处理，然后和内燃煤混合均匀，混合物破碎后按一定比例与烧结砖原料混合，加水搅拌混匀后制成生胚砖，生胚砖转运到干燥室干燥，干燥后的胚砖转运至砖窑中焙烧，砖烧结成品合格冷却至室温后出窑形成产品砖。

根据四川省建材产品质量监督检验中心于对应用四川长宁215勘探井水基钻井固废进行了烧结砖质量检测结果，水基钻井固废制备的烧结砖能够满足《烧结普通砖》（GB5101-2003）和《建筑材料放射性核素限量》（GB6566-2010）中各项性能指标要求（检测结果详见表5.3-3），故水基钻井固废制砖综合利用可行。此外，建设单位应在开钻前落实相关运输及处置协议，确保水基钻井固废能够及时合理合规处置。

表 5-4 普通烧结砖检验数据表

序号	检测项目		检验效果	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

本项目目前尚未确定具体单位就水基岩屑委托第三方单处置进行招投标工作，目前尚未确定具体的砖厂。根据建设方介绍水基岩屑处置单位包括四川仁智石化科技有限公司、自贡威荣科技有限公司等，其中自贡威荣科技有限公司委托犍为县阳湾矸机砖厂、犍为县孝姑机砖厂、富顺县琵琶镇农场煤矸砖厂等处置，本次拟采用就近原则，论述与本项目距离最近的犍为县阳湾矸机砖厂依托可行性分析。

②合法性分析

根据乐山市犍为生态环境局关于利用砖瓦窑协同处置水基钻井固废咨询函的复函，原则上同意利用砖瓦窑协同处置水基岩屑，因此，本次利用砖瓦窑协同处置水基岩屑合法。

③处理量、处理工艺

A、处理能力

根据建设方提供的资料，水基岩屑的加量不超过 10%，犍为县阳湾矸机砖厂年处理水基岩屑的量为1万吨/a，本项目共计产生水基钻井固废14641.06t，产废周期为1050d（折合 2.88a），即平均年产生量为 5083.7t/a，占砖厂年处理量的 50.84%，因此犍为县阳湾矸机砖厂具有处理本项目水基岩屑的处理能力。

本项目水基岩屑在砖厂原料间进行暂存，暂存间能力为 1000t，本项目日均产生水基钻井固废约 25.03t，阳湾矸机砖厂暂存间能够暂存本项目产生的水基钻井泥浆。

B、处理工艺

水基岩屑暂存后作为原料直接和其他原料进行混合后进行制砖，其他工艺均不发生变化。同时水基岩屑的加入减少了原料中新鲜水的加入量，减少了能耗。

C、其他要求

建设方同时承诺，在犍为县阳湾矸砖厂暂存能力、或者处理不够时，及时委托其他砖厂进行处理。

项目区所在地周边有多个建材厂可供处理本项目水基岩屑及废弃水基泥浆，如地柴机砖厂、禾丰砖厂、友义砖厂等。

综合以上分析，本项目水基岩屑和水基泥浆转运至地方砖厂制砖，综合利用的方式可行。

③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，运输过程采取三联单制度，并报当地环保主管部门备案；外运车辆应设置 GPS 定位系统，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；水基钻井固废外运应实施联单管理制度，确保全部得到合理的处理与处置。

2、油基钻井岩屑处置措施

钻井阶段三开段采用油基泥浆钻进。产生的油基泥浆及岩屑经循环系统处理后全部回收利用，完井后泥浆通过泥浆储备站全部重复利用于其他钻井平台，不外排。本项目钻井阶段油基钻井岩屑产生量约 5520t，属于危险废物（编码为 HW08：072-001-08），在现场“不落地”清洁化生产工艺（振动、冲洗、分离）处理后，泥饼由油基泥饼接收罐（30m^3/个*2 个）收集，并专门暂存于含油岩屑专用贮存场地内，最终交有资质单位处置，做到现场无残留；根据现场泥浆的产生情况，处理后泥饼每天产生量约 8.6m^3，现场油基泥饼接收罐可暂存 6 天，岩屑转运周期约 3 天/次，每次转运

25.8m³，因此现场暂存容积和转运周期的安排是合理的，可以保证现场油基岩屑全部得到合理处置。

①收集、储存措施

本项目产生的油基岩屑由油基泥饼接收罐（30m³/个*2 个）收集，在罐底部铺设防渗膜，并采取防风防雨防流失措施，地面为 200mm 厚的 C20 混凝土，采取重点防渗，并设置围堰保护，派专人管理。

②转运措施

钻井过程产生的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，运输过程采取三联单制度，并报当地环保主管部门备案；外运车辆应设置 GPS 定位系统，确保本项目钻井固废可被接纳单位全部利用并避免产生二次环境污染。

③处置管理措施

目前建设方尚未就油基岩屑的处置委托第三方单位，但入库的单位乐山市地区有四川绿之峰科技发展有限公司。因此按照就近原则，就四川绿之峰科技发展有限公司进行依托可行性分析。

1）合法性分析

根据四川绿之峰科技发展有限公司关于《四川绿之峰科技发展有限公司犍为县废弃资源综合利用项目（一期）环境影响报告书》，该项目于 2020 年 11 月 13 日取得了乐山市）生态环境局的批复，批复文号为：乐市环审【2020】46 号文，附件 8，并于 2022 年 3 月 23 日进行了自主验收，自主意见详见附件 8，同时于 2021 年 5 月 20 日取得了乐山市生态环境局颁发的排污许可证（编号：91511123MA6B7QUP2LO01V）。

该项目位于乐山市犍为县新型工业基地孝姑组团内，对天然气开采油基岩屑进行资源化回收综合利用，主要服务区域为乐山市犍为、沐川、井研等周边区域，首先满足市内处置要求。项目包括 2 条油基岩屑综合利用生产线，分两期建设，其中一期 10 万吨/年，二期 10 万吨/年，本项目为一期工程。项目采用国内成熟的“无氧蒸馏回收”工艺，设计年处理油基岩屑 10 万吨/年，日均处理约为 300t/d。

A、处理能力

本项目油基岩屑的产生量为 5520t，需要约 19 天能处理完毕。

B、处理工艺

本项目油基岩屑拟委托有资质单位进行处置，油基岩屑在转运过程中，罐车行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路

时，应放慢行驶速度，谨慎通过；全油基泥浆转运过程严格执行联单制度，全程采用密闭罐车运输，可有效避免转运途中废水的“跑、冒、滴、漏”；同时落实罐车 GPS 定位跟踪等环保管理要求，并及时将转运联单报当地生态环境局备案；总体上本项目油基泥浆外运线路及运输方式是合理的。

5.2.6 钻井、压裂期间生态环境保护措施

1、严格落实钻井“不落地”随钻处理工艺，及时收集处理钻井过程中的污染物，废水、固废做到现场不外排，减小对周边生态环境的影响。

2、根据施工阶段的不同，对不再使用的临时占地及时采取复耕复种等生态恢复措施，减少临时占地面积、缩短临时占地周期。

5.2.7 完井后临时占地恢复措施

本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。若废弃，完井后将对钻井设备、基础进行拆除、搬迁，封井口作业，将临时用地恢复为其原有土地利用类型，耕地全部恢复为原有耕地，林地全部恢复为原有林地。

1、井口封隔措施

油气井若测试无开采价值则封井：首先，利用钻井过程中套管及套管壁用水泥固封防止页岩气窜入地层，同时在上部注水泥形成水泥塞面封隔气层；其次，回填并做碉堡（边 2m、高 2.2m 的三角形）和标识，设置醒目的警示标志。通过以上措施，可有效封隔地层产气，且压力很小，封隔措施有效可行，无环境隐患问题。

2、临时占地保护措施

本次评价结合工程土地占用情况，按照因地制宜的原则，对临时占地在完钻时的土地复垦提出以下建议：

表土堆场：表土外运利用后，就地摊铺，翻耕，利用剥离表土回填，复垦为旱地或根据当地居民要求复垦为其他用地。

泥浆罐区：拆除基础后，覆土回填，建议复垦为旱地。

放喷池及积液池：拆除放喷池及积液池，覆土回填，东北侧放喷池恢复为旱地，西南侧放喷池和积液池恢复为原有林地。

生活区：拆除条石、预制板，砖等，土地翻耕，建议复垦为林地。

厕所：灭蝇、白灰消毒后，覆土回填，建议复垦为旱地。

3、表土回填措施

本项目施工期间在井场设置表土堆场，填方由挖出的土方进行回填，待钻井项目完成后回填于积液池等池体，表层土用于土地复垦用土，最终得到合理利用。表土回

填时可混合基肥或土壤改良剂以利于植草，表土应均匀回填并夯压整平，回填整平后之后尽快植草以防表土流失。

4、基本农田复垦措施

（1）基本农田复垦方案

1）项目复垦主要内容

本项目复垦主要工作内容包括拆除井场占地范围内的临建设施，清除表层石渣等杂物，回填种植土、场地平整，恢复原有生产等。

2）施工方案

在复垦前先做好复垦准备，复垦时先清除场地上的所有设备设施，将施工前准备好的种植土均匀地铺设在场地内。施工方案简述如下：

①施工准备

施工前按方案组织人员到场，施工中使用的机械设备到场并运转正常，确定合理的拆除方案，确保施工顺利进行。

②场区内设施拆除

在拆除施工时，在场区道路与既有道路连接处竖立明显的标志和施工告示牌，禁止非施工用的任何车辆进入，防止发生安全事故。占地上的所有设施、设备、临时加工房等全部拆除，将垃圾清除干净，运输到市政部门指定地点。

③翻松原状土

挖掘机将路面上的杂物清除干净，用旋耕机将施工作业带中压实的原状土翻松。来回翻松不少于两次，深度不小于 50cm，组织一个由 5 人组成的施工配合组跟在旋耕机后面，将机械无法到达的死角翻挖彻底，翻挖结束后用平地机将翻挖的地面整平，机械无法到达的地方采用人工平整。

④平整场地

土地平整过程是复垦工作的主要工作内容之一，本复垦规划采取的平整工程包括覆土回填、平整。

⑤覆土回填

利用原剥离表土回填，回填厚度 0.6m，以满足耕作耕种需求。刚复垦后的土地由于肥力、土壤构成等原因，所形成的生态植被系统还比较脆弱，不利于植物生长，影响复垦效果。

结合当地农村养殖普遍，有充足的有机肥源的特点，可施用有机肥、厩肥和配施一定量的化肥来提高地力，确保快速实现复耕。

通过施用有机肥和化肥，改善土壤结构，增加有机质含量，提高植物养分利用率。同时在施用有机肥的同时，添加微生物腐熟菌剂，加速有机质分解，加快有机质熟化，快速培肥土壤，土壤培肥期限耕地为三年。年施用量为商品有机肥 3000kg/公顷，无机肥 3300kg/公顷。

该复垦区采用农家肥进行培肥，因此地力培肥由当地政府组织当地农民自行培肥。为有效地恢复土地生产力，达到高产稳产，建议复垦时采取以下改良措施培肥土壤；

a、增施有机肥料，提高土壤肥力。有机质是土壤肥力的重要影响因素，切实提高土壤有机质含量对复垦后土地快速恢复地力有非常重要的意义。在改良土壤过程中，有机肥料和无机肥料配合施用，以有机肥料为主，包括厩肥、人粪尿、堆肥等，以增加土壤有机质和养分，改良土壤性质，提高土壤肥力。

b、轮作倒茬，用养结合。实行轮作倒茬，是用养结合，培肥土壤的有效途径。因不同作物残留的茎叶、根系以及根系分泌物，对土壤中物质的积累和分解的影响不同；不同作物的根际微生物，对土壤养分、水分的要求不同；其根系深度、利用养分、水分的层次也有差异。实行轮作，能起到相辅相成，协调土壤养分的效果。

c、秸秆还田，增加土壤有机质。疏松土壤，增加土壤有机质含量与保水保肥能力，改善其理化性状，培肥地力，提高农作物产量。

同时，应加强对复垦土地的后期管理工作，待复垦土地新建立的生态植被系统达到基本稳定，植物自身表现出较强的生命力并能茁壮生长后，这时的复垦工作方可视为结束。

⑥摊铺种植土

在原状土摊铺整平并检查合格后开始摊铺种植土，摊铺厚度不小于 50cm，分为两次摊铺。第一层摊铺厚度为 30cm，第二层摊铺厚度为 20cm。每层填筑前根据填土厚度和运输车辆装载数量用石灰画方格，每格卸一车，用推土机将种植土推平，在推平的过程中，人工在推平区域巡回检查，来回旋耕不少于 3 次，但必须将翻松的原状土和种植土搅拌均匀，搅拌后的用平地机整平。

⑥恢复灌溉及生产道路

沟渠、道路等所有占地均按照原有规划进行恢复，人工修筑农田灌溉渠，确保农田灌溉顺畅。

⑦复垦土地的验收

土地复垦完成后，各项工序均完成，由当地相关部门施工单位参加验收，验收通过后交予当地使用。

（2）耕地复垦质量要求

工程应按照土地复垦方案的相关要求进行复垦，复垦时可混合基肥或土壤改良剂以利于植草。表土应均匀回填并夯压整平，回填整平之后尽快植草以防表土流失。复垦后应达到《土地复垦质量控制标准》（TD/T1036-2013）中规定的要求。即；

1）旱地田面坡度不得超过 25°，复垦地为水浇地、水田时，地面坡度不宜超过 15°。2）有效土层厚度大于 40cm，土壤具有较好的肥力，土壤环境质量符合《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）农用地土壤污染风险筛选限值。

由于本项目部分临时占地涉及林地和耕地，本评价要求建设单位在按照原耕地占地种植要求进行复垦，根据《土地复垦条例》，钻井工程完工后必须及时进行土地复垦，编制土地复垦方案，土地复垦应当坚持科学规划、因地制宜、综合治理、经济可行、合理利用的原则。井场所在地域地表植被茂盛，大气质量和地下水、地表水水质均较好。复垦方向应以农用地优先为主，以恢复生态环境为辅，因地制宜地建立植被与恢复体系，同时遵循破坏土地与周边现状保持一致的原则。环评要求临时占用损坏的土地在可能性闭井时，必须按照土地复垦方案的相关要求进行。

5.2.7 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，拟建项目导管管段（0~58m）采用清水钻井液，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

同时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。

（3）项目土壤监测计划

监测布点：设置 2 个土壤跟踪监测点位。

表 5-5 土壤跟踪监测计划一览表

序号	监测点位	监测因子	监测频次	实施单位
S1	井场	pH、氯离子、钡、石油烃	完钻后监测 1 次，验收监测 1 次。	施工期间的施

S2	积液池周边	pH、氯离子、钡、石油烃	钻井过程发生泄漏或风险事故、土壤环境污染投诉时进行监测	工方负责和完成

拟建项目评价范围土壤环境质量现状达标，通过落实设计及评价提出的源头控制、清污分流和分区防渗等措施，可有效减轻、防治土壤环境污染，土壤污染防治措施合理有效。

5.3 试采工程防治措施及可行性分析

5.3.1 水污染防治措施

试采期间分离器分离气田水、脱水系统分离器分离水、检修废水依托钻井工程配套的一座 2000m^3 的积液池，并吊装的 4000m^3 重叠罐用作试采初期阶段返排液应急收集池备用进行收集暂存并及时转运至周边钻井平台配置压裂液，不能回用的转运至四川兴澳威远气田水处理站进行处理。积液池在使用前进行检修（防止钻井使用过程中破损、防渗系统损坏），按照重点防渗区的要求进行维护。

（2）暂存可行性分析

本项目 8 口井采出水平均产生量为 20m^3/d，生产初期最大产生量 200m^3/d，因此生产初期设置 6000m^3（积液池 2000m^3+重叠罐 4000m^3），能一次储存 30 天的暂存量，满足暂存要求。临散气回收装置区脱水系统分离器分离废水日产生量 0.5m^3/d，通过设置污水罐进行收集（5m^3），能一次储存 10 天的分离水量。建设单位均有足够的时间统筹安排专用罐车转运。

（3）依托四川兴澳威远气田水处理站处理可行性分析

A、水质的要求

水质符合性见下表。

表 5-1 进水水质比较一览表

进水水质要求	pH	COD	Cl^-	石油类
兴澳进水水质	/	≤5200	≤25000	≤15
本项目采出水（气田水）	7.5~9.0	2000	17600	11.5
符合性	符合	符合	符合	

B、处理能力（水量）匹配性

兴澳威远气田水处理站两期完建后，日处理油田采出水的量为 3000m^3/d，本项目日最大产生量为 20m^3/d，远远小于设计处理能力。此外污水处理站设有 4000m^3 原水接收池，可合理利用原水接收池进行调节和积液池进行调配每天气田水转运量，该污水处理站能够满足本工程气田水的依托需求。

综上所述，本项目无法回用的采出水依托四川兴澳威远气田水处理站处理可行；同时，但考虑到项目开发过程存在不确定性，后期建设单位可根据生产调整，委托有

处理能力的单位进行无法回用的气田水进行处理，建设单位在开钻前确定处置单位并签订处理及运输协议。

5.3.2 试采期地下水污染防治措施

根据本项目试采期污染物产生情况和相关涉污设备构筑物的特征，本次评价在满足地下水导则的防渗分区划分要求的基础上，还要参照执行与项目行业类别及产生污染物种类相关行业污染控制技术标准及规范，如《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）和《给排水管道工程施工及验收规范》（GB50268-2008）。基于上述技术规范的要求将钻井区划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，通过对该项目各个建设工程单元可能泄漏污染物的地面构筑物及设备需进行防渗处理，不仅可以有效防止污染物泄漏出外环境，还可以及时将泄漏、渗漏情况下进入外环境的污染物收集处理，减轻对地下水环境的影响。本项目主要场地及构筑物设备的分区防渗方案划分情况详见附图。

本项目试采期间分区防渗情况见下表。

表 5-6 试采期间分区防渗划分及防渗措施要求一览表

污染防治区类别	防渗性能要求	装置、单元名称	污染防治区域或部位
重点污染防治区	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	污水罐、试采装置区、采出水储罐、危废暂存间	地面及围堰
		积液池、放喷池	池底及池壁
一般污染防治区	等效防渗性能应不低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层防渗性能	配电房	地面
		环保厕所	地面及池壁
简单防渗区	一般地面硬化	办公区、井控用房、值班房、现场办公室、道路	地面

本次评价要求建设单位施工过程按照上表的要求，落实相应设施防渗措施，在满足上述防渗要求的前提下方可开展下一步施工。

5.3.3 废气污染防治措施

本项目试采过程采用电网供电，试采期设置有备用燃气发电机，无燃油废气产生，本项目临散气回收装置液化天然气的导热油锅炉采用电加热，不产生废气，施工人员

现场就餐，因此本项目大气污染物主要为施工扬尘；管道焊接过程产生的少量焊接粉尘；施工阶段产生的食堂油烟；试采过程中水套炉燃烧废气、备用燃气发电机废气、脱酸性气体过程产生的少量酸性气体、设备检修、事故放散过程产生的放散废气。

（1）施工扬尘及机械尾气

项目建设过程中需拉运试采用各类原辅材料，进场道路主要为货运车辆使用，进场道路距离较短且路面经夯实并洒水，车辆运输产生的路面扬尘及汽车尾气排放量少，此外，施工过程中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。

（2）管道焊接烟尘

由工程分析可知，拟建项目井场内管道建设过程将采用焊接施工，该过程将产生少量焊接烟尘。但项目仅涉及井场内管线部分建设，管线长度较小，焊接量较少，且施工场地周边较为开阔，废气污染源具有排放量小，间断分散的特点，因此该类污染源对大气环境的影响较小。

（3）水套炉燃烧废气

在试采初期采用水套炉来实现加热节流的目的。本项目设置 1 套水套炉。水套炉采用页岩气对设备进行加热产生的燃烧废气，采用低氮燃烧方式，控制燃烧废气的氮氧化物浓度。

根据《排污许可证申请与核发技术规范锅炉》（HJ953-2018），项目水套炉废气中氮氧化物的污染防治措施可行性如下表：

表 5-7 锅炉排污单位废气产污环境、污染物项目、排放形式及污染防治设施一览表

生产设施	废气产污节点名称	污染物项目	排放形式	可行技术	本项目采用的技术	是否为可行性技术
水套炉	原料气燃烧	NOx	有组织	低氮燃烧、SCR 法、低氮燃烧+SCR 法、其他	低氮燃烧	是

由上表可知，项目水套炉采用低氮燃烧方式，降低燃烧废气氮氧化物浓度为《排污许可证申请与核发技术规范锅炉》（HJ953—2018）中可行技术；且根据核算，项目水套炉采用页岩气作为燃料，采用低氮燃烧+8m 排气筒达标排放，项目建设对大气环境影响可接受。

以上措施总体较简单可操作，在油气田开发广泛采用，类比同类型站场的，采用天然气的水套炉能够达标排放。

（4）脱酸单元废气

试采过程采用 MDEA 吸收液对原料天然气进行脱酸，MDEA 吸收液再生过程中在

解析塔塔顶冷凝器将释放产生废气，废气组成为 CO_2、H_2O（g）及微量 CH_4，本项目设有 1 套脱酸单元，根据项目气质组分及周边同类型项目，脱酸单元废气预计产生量为 350m^3/h，废气经解析塔排气口直接排放，排放高度为 15 米。通过排气筒排放后，不会对周边大气环境产生明显影响。

（5）设备检修、事故放空废气

本项目仅在设备检修、事故状态或系统超压等特殊情况下经设置的高 15m 的放空管处理，每年约 1~2 次，每次持续时间约 1~5min。根据类比调查，本项目 9 口井平台设备检修时的天然气排放量约为 5.5m^3/（次•井），上述排放属于非正常短时间排放，排放时间短，频率低，废气量不大，故放空废气对大气环境的影响很小。

（6）备用燃气发电机废气

本项目由市政供电，在市政停电时，启动燃气发电机对试采工程进行供电。现有项目设置 1 个燃气发电机房，发电机自带除尘系统，功率为 100kW。发电机位于独立房间内，仅停电时作为消防设备和重要设备的备用电源。发电机房内保持着良好的通风性，发电机产生的废气先由自身携带的废气净化装置处理，处理后的废气对外环境影响不明显，对环境空气质量影响较小。

5.3.4 噪声污染防治措施及可行性分析

本项目涉及的各单项工程试采期正常生产时，各站场噪声主要来源于工艺设备的运行噪声，本项目拟采取以下降噪措施：

（1）场内设备选用低噪声设备；分离器采取放大管径，降低流速措施降噪。

（2）在总图布置上进行闹静分区，室外高噪声工艺设施可尽量布置在井站、临散气回收装置位于工艺区中央，站场区内工艺装置周围绿化地，种植花卉、低矮树木，这样既可美化场地环境，也可达到降低噪声目的。

通过类比以往井站等试采期噪声环境影响实际情况分析，结合本次评价实际监测结果，本项目井站、临散气回收装置在采取上述措施后，试采期噪声对外环境影响小，环境影响可控制在当地环境可接受范围内，处理措施有效、可行。

5.3.5 固体废物污染防治措施及可行性分析

项目试采阶段脱酸系统过滤分离器将产生一定量废活性炭（危险废物 HW49：900-039-49），脱水、脱酸单元会产生废分子筛、惰性瓷球以及废滤芯（危废代码 900-041-49）；导热油炉会更换导热油，会产生废导热油（HW08：900-249-08）；项目试采期压缩机等设备要定期更换润滑油（HW08：900-214-08）；试采过程中会产生原料活化剂、消泡剂、MDEA 溶剂的废包装物（HW49：

900-041-49），危险废物均暂存危废暂存间，定期交有资质单位处置。

综上所述，采取上述措施后可有效避免危险废物对环境的污染。

5.3.6 土壤控制措施

①试采期井站、临散气回收装置区要做好日常巡查工作，避免管线的泄漏，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

②对井站内积液池采取防腐、防渗处理，尽量将池体建于地面上，便于尽早发现池体破损等问题；并定期进行重点防渗区和上述区域进行检查、维护，防止污水垂直渗入土壤的事故发生。

③加强管理和巡视，建立上报制度，及时发现站场内产生的污染情况并采取相应措施，减小对土壤环境的影响。

以上控制措施能从源头、过程中有效地控制和减少污染物对土壤的污染，技术上措施可行。

5.3.7 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，结合本项目工程特点及以往同类型项目施工经验，本项目施工过程中主要环境风险事件为井喷失控及前置酸等发生泄漏，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，能够最大限度的减小突发环境风险事件下对周边环境的影响。详见环境风险影响专项评价。

5.3.8 试采期生态环境保护措施

工程在正常试采期间，除少量的管道维护外，基本上不会对生态环境形成干扰。主要生态保护措施为生态恢复及加强管理。

（1）生态恢复措施

项目试采期，施工结束后种植的植被暂未完全恢复。在恢复区域加强对临时占地区域的植被恢复工程的保护，发现植被恢复受阻，如死亡的林木等，要进行植被的补植补种；森林的管护和抚育，提供森林植被的水源涵养能力，针对管线建设所形成的廊道，应制定严格的管理措施，严格限制人员进入廊道和实施与管道管理和森林保护无关的活动。

（2）试采期管理措施

试采期，加强巡护人员管理及生态环境保护知识的宣传，禁止巡护人员对管线沿线植被、陆生和水生动物的破坏，禁止乱扔乱丢垃圾，禁止破坏和随意践踏已恢复或正在恢复中的植被。

5.4 退役期生态环境保护措施

气井停采后应按照相关要求对井口进行封堵。封堵后对地面设施拆除、永久性占地范围内水泥平台或沙砾石铺垫清理，随后进行复垦。硬化物拆除以后，平整场地，对压实的土地进行翻松，松土厚度为 30cm。土方松动后将保存的表土铺覆于复垦区，覆土厚度一般为 70-80cm，最后种植农作物，损毁土地尽可能地复垦为原土地利用类型。

5.5 各施工阶段撤场过程污染防治措施

5.5.1 钻前工程撤场阶段污染防治措施

拟建项目钻前工程结束后施工队将进行撤场工作，为后续钻井工程施工队入场提供必要条件。本次评价根据钻前建设特点，对撤场阶段提出以下建议：

（1）施工场地内剩余施工物料，尤其是水泥等物料及时清理，避免因雨水浸湿导致物料变性，污染土壤。

（2）撤场前，需对表土堆场内的表土采用防尘网等进行遮盖，四周设置截排水沟，避免雨水冲刷导致表土流失，影响后期井场复垦工作的开展。

5.5.2 钻井工程撤场阶段污染防治措施

拟建项目钻井工程结束后施工队将进行撤场工作，为后续压裂测试工程施工队入场提供必要条件。本次评价根据钻井工程建设特点，对钻井工程撤场阶段提出以下建议。

（1）“泥浆不落地”系统区域拆除前循环系统内钻井废水及钻井泥浆必须完成转运，拆除后对地面防渗措施进行检查，如发现防渗层破损，应立即进行检修，并按照本次评价提出的验收监测方案对地下水开展监测，如发生地下水污染事件应立即上报。

（2）各动力设备撤场后井场内各设施地面需进行清理，确保无遗留污染物。

（3）撤场过程对危险废物暂存间内存放的危险废物按照管理要求外运资质单位处置，确保危险废物暂存间内无危险废物遗留。

5.5.3 压裂测试撤场阶段污染防治措施

拟建项目压裂测试工程结束后施工队将进行撤场工作，为后续工程施工队入场提供必要条件。本次评价根据压裂测试工程建设特点，对储层改造工程撤场阶段提出以下建议：

（1）对重叠液罐、柴油罐等罐体等拆除前，应将内部液体按要求进行转运并妥善处置。拆除后对罐体基础防渗层进行检查，如发现破损，应立即检修，

<table>
<tr><td></td><td>并按照本次评价提出的验收监测方案对地下水开展监测，如发生地下水污染事件应立即上报。
（2）危险废物暂存间拆除前，对危险废物暂存间内存放的危险废物按照管理要求外运资质单位处置，确保危险废物暂存间内无危险废物遗留。
（3）撤场过程对储层改造阶段使用的集水池内压裂返排液进行转运，确保撤场后污水池内无压裂返排液存在。</td></tr>
<tr><td>运营期生态环境保护措施</td><td>本项目为页岩气勘探项目，不涉及后期的站场运营；若测试具有页岩气开发价值，则后期需进行页岩气地面开采工程，应按要求另行环评。</td></tr>
<tr><td>其他</td><td>无</td></tr>
<tr><td>环保投资</td><td>项目总投资***万元，环保投资***万元，占总投资的***。环保投资主要用于废水治理、固体废物处理、噪声污染防治，以及施工迹地生态恢复等，符合该项目的实际特点，具体情况见下表。
表 5-8 环保措施及投资估算一览表（万元）
<table>
<tr><th>项目</th><th colspan="2">拟采取的环保措施</th><th>投资（万元）</th></tr>
<tr><td rowspan="10">地表水</td><td>钻前施工废水</td><td>生活污水均依托周边农户旱厕收集后，作为农肥使用。站场施工少量施工废水经沉淀后可循环使用，不外排。</td><td>***</td></tr>
<tr><td>井场清污分流</td><td>清污分流截排水沟</td><td>***</td></tr>
<tr><td>钻井、洗井废水</td><td>用于配置压裂液</td><td>***</td></tr>
<tr><td>压裂返排液</td><td>优先循环回用于其他平台压裂液配置，特殊情况无法回用的交污水处理站或其他有处理能力、有资质的单位处置</td><td>***</td></tr>
<tr><td>方井雨水</td><td>通过污水泵泵入积液池，完钻后用于配制压裂液</td><td>***</td></tr>
<tr><td>生活污水</td><td>餐厨废水经 1 个 1m^3 的隔油池进行隔油处理后与其他生活废水经生活区的环保厕所（A^{2}O+MBR）处理后回用作冲厕用水，剩余部分通过罐车拉运至王村镇集镇污水处理厂进行处理。</td><td>***</td></tr>
<tr><td>积液池</td><td>一座，井场外东北侧，容积 2000m^3。</td><td>***</td></tr>
<tr><td>隔油池</td><td>共设 4 个隔油池，井场四周在高程最低处布设一个隔油池，容积为 0.8m^3；油罐区及泥浆储备罐区各设 1 个隔油池，单个容积为 0.8m^3；生活废水设置洗浴、洗衣废水隔油池 1 座，容积为 1m^3。</td><td>***</td></tr>
<tr><td>采出水处置</td><td>分离器分离后的采出水通过初期直接返排液管线汇入积液池，后期暂存于采出水储罐，脱水单元产生的废水暂存于脱水单元污水储罐，采出水储罐内废水和污水储罐内废水定期通过管线排入至积液池，积液池内的采出水优先用于区域内其他开发平台配制压裂液，不能回用部分由罐车外运具有处理能力单位进行处置。</td><td>***</td></tr>
<tr><td rowspan="2">废气</td><td>汽车尾气及道路扬尘</td><td>进场道路距离较短且路面经夯实并洒水</td><td>***</td></tr>
<tr><td>食堂油烟</td><td>食堂油烟经油烟净化器处理后房顶排放</td><td>***</td></tr>
</table></td></tr>
</table>

		柴油发电机燃烧废气	柴油发电机组烟气通过自带油烟净化器后，再经过自带排气筒达标排放	***
		放喷测试废气	点燃放喷可燃气体，针对测试放喷废气主要采用地面灼烧处理，测试放喷管口高为 1m.，采用对空短火焰灼烧器。	***
		燃气发电机燃烧废气	经设备自带尾气处理系统处理后经自带排气筒排放。	***
		水套炉燃烧废气	采用低氮燃烧技术，水套炉燃烧废气通过自带的 8m 排气筒高空排放。	***
		脱酸气体	解析塔释放的脱酸气体经塔顶空冷器、凝液罐冷却分离后经 15m 高排气筒排放。	***
		放空废气	事故/检修过程装置内需排空的天然气通过放喷池内 15m 放散管进行排放。	***
	地下水	源头控制	采取先进的钻井方案和清洁钻井液体系。钻进过程及时固井，保证源头控制固井质量。做好及时堵漏准备，防止钻井泥浆漏失进入地下水。设置雨棚，防止雨水淋滤导致污染物下渗进入浅层地下水。	***
		分区防渗措施	方井、钻机基础、泥浆循环罐、柴油发电房、“泥浆不落地”系统、水基/油基岩屑贮存场、泥浆储备罐区、柴油罐、重叠罐区（包括重叠罐、混砂罐、配胶液罐、砂罐等）、盐酸罐、危废暂存间、试采装置区、采出水罐、储油区设为重点防渗区。材料库、配电房、压裂泵车区、环保厕所、隔油沉淀池等设置为一般防渗区，办公区、井控用房、值班房、现场办公室、道路等设置为简单防渗区	***
		跟踪监测和应急响应	设置 3 口水井作为跟踪监测井；跟踪监测发现居民水井受到污染时应查找污染原因，发现渗漏的应临时抽干污水外运处置，并进行防渗补救，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，临时拉运自来水或外购桶装水等方式解决居民用水问题。	***
	噪声	减震隔声降噪	柴油机发电机等高噪声设备排气筒上自带高质量排气消声器降噪；设备置于列车房内，隔声降噪；设备安装基础安装弹性减振垫层降噪。放喷池四周设置围墙降噪。	***
	固废	钻前施工生活垃圾	施工人员生活垃圾经周边农户已有设施收集后，依托当地环卫部门处置。	***
		钻前施工建筑垃圾	建筑垃圾转运至政府指定位置。	***
		表土堆场	设置 1 个表土堆场，占地面积 2928m^2，位于井场北侧，主要用于暂存表土，表土分层剥离，用于后期覆土绿化，堆场涉及最大堆放量 8000m^3。表土堆放前先用编织袋装土码砌护脚，采用层铺法进行层层堆放，并对每层进行适当压实，表面有 1%~-2%向外的坡度，然后用防水彩色胶布进行覆盖，同时，在表土堆场编织袋装土护脚外 30cm 处开挖 30cm×30cm 的简易排水沟排水，以防止雨水冲刷造成水土流失，待项目完成后利用表土进行土地复垦	***
		废水基泥浆、水基钻井岩屑	废水基泥浆、水基岩屑收集后经泥浆不落地系统处理后由泥饼接收罐（30m^3/个 2 个）收集，并专门暂存于岩屑专用贮存场地内，交地方砖厂或其他有资质及处理能力单位无害化处置	***

		油基钻井固废（三开段）	油基钻井岩屑、废油基泥浆经“不落地”处理系统处理后由油基泥饼接收罐（30m³/个*2 个）收集，并专门暂存于含油岩屑专用贮存场地内，最终交有资质单位处置。	***
		生活垃圾	存放在井场及生活区设置垃圾桶内，定期交由项目所在地王村镇环卫部门处置。	***
		废包装材料	集中收集后定期运至就近的废品回收站进行处理	***
		含油固废	废润滑油、废油桶、废棉纱手套、废含油塑料垫层等含油固废暂存危废暂存间，定期交有资质单位处置	***
		试采期危废	废活性炭、废分子筛、废滤芯以及惰性瓷球、导热油、废润滑油、原料活化剂、消泡剂、MDEA 溶剂的废包装物暂存于危废暂存间，定期交由有资质单位处	***
		除砂器滤渣	经除砂器滤渣中收集后交当地环卫部门处置	***
	土壤	各类下渗污染物	固废临时堆放区设置雨棚，防止雨水淋滤导致污染物下渗污染。针对渗入影响落实地下水评价内容提出的防渗分区及防渗措施。针对地面漫流影响实施井场清污分流措施，在井场四周设置井场内、外沟，场外雨水随井场外沟排放；井场内方井雨水汇入集水坑，及时通过污水泵泵入积液池，完钻后用于配制压裂液，经泵送进积液池。	***
	生态	补偿、减少影响范围、生态恢复	根据《土地管理法》规定相关地方规定对工程占地进行补偿。严格划定施工作业范围，严禁砍伐野外植被，进行土地复垦。	***
	环境管理及风险防范	对周边居民的风险应急培训、演练；风险监控、报警措施；环境风险应急预案；事故泄漏后外环境污染物的消除方案。		***
	合计			***

六、生态环境保护措施监督检查清单

内容 要素	施工期			运营期	
	环境保护措施		验收要求	环境保护措施	验收要求
陆生生态	补偿、减少影响范围、生态恢复	对占地范围内的表土剥离并在表土堆场中集中暂存，用于施工结束后土地复垦及生态恢复表层覆土；施工结束对临时占用的土地进行生态恢复及土地复垦，耕地恢复其耕种功能。	满足水土保持要，生态影响小。	/	/
	临时占地恢复	根据《土地管理法》和相关地方规定对工程临时占地进行补偿；对放喷池进行拆除，并进行迹地恢复。后期若不再使用，则对积液池等进行拆除回填覆土及生态恢复。	占地恢复原有土地利用性质		
	植被恢复	对不再使用的临时占地进行复垦和植被恢复，应满足《土地复垦质里控制标准》（TD/T1036-2013）中规定的要求，满足居民正常耕种要求。	土地恢复生产力		
水生生态	/		/	/	/
地表水环境	钻井过程废水循环利用，钻井废水、洗井废水、方井雨水暂存于积液池用于后续压裂液配制；压裂返排液重叠水罐内暂存，循环使用，多余部分外运于周边平台利用，特殊情况无法利用的交具有资质及处理能力单位处置。生活污水收集后由环保厕所自带污水处理设施处理后回用，最终剩余部分由罐车转运至周边污水处理厂处理。试采阶段采出水、脱水单元废水优先用于区块内其余井场配制压裂液，剩余部分交具有资质及处理能力单位处置。		废水全部按要求转运至交罐车密闭转运至具备处理能力及资质的单位处置，转运及交接等联单手续齐全，现场无污废水遗留及排放。		
地下水及土壤环境	实施套管保护，加强管理，防止泥浆进入土壤和地下水；落实污染物“不落地”处理措施，实施分区防渗措施，开工前对各防渗分区防渗层进行检修。		不对周边浅层地下水以及周边土壤造成影响	/	/
声环境	钻井期间合理安排施工时间；做好周围居民告知、协调和沟通工作。		确保噪声不扰民	/	/
振动	/		/	/	/
大气环境	优先使用网电作为能源，测试放喷废气引至放喷池点火燃烧，水套加热炉废气经自带 8m 高排气筒排放；食堂油烟经油烟净化器处理后房顶排放；柴油、燃气发电机组烟气通过自带油烟净化器后，再经过自带排气筒达标排放；放喷测试废气通过点燃放喷；脱酸气体经塔顶空冷器、凝液罐冷却分离后经 15m 高排气筒排放；事故/检修过程装置内需排空的天然气通过放喷池内 15m 放散管进行排放		按要求实施，区域环境功能不发生改变。	/	/

固体废物	废水基泥浆、水基岩屑收集后经泥浆不落地系统处理后由泥饼接收罐（30m³/个 2 个）收集，并专门暂存于岩屑专用贮存场地内，交地方砖厂或其他有资质及处理能力单位无害化处置；油基钻井岩屑、废油基泥浆经“不落地”处理系统处理后由油基泥饼接收罐（30m³/个，2 个）收集，并专门暂存于含油岩屑专用贮存场地内，最终交有资质单位处置；钻井压裂阶段废润滑油、废油桶、废棉纱手套、废含油塑料垫层等含油固废暂存危废暂存间，定期交有资质单位处置；试采阶段废活性炭、废分子筛、废滤芯以及惰性瓷球、导热油、废润滑油、原料活化剂、消泡剂、MDEA 溶剂的废包装物暂存于危废暂存间，定期交有资质单位处置；生活垃圾存放在井场及生活区设置垃圾桶内，定期交由项目所在地王村镇环卫部门处置；除砂器滤渣中收集后交当地环卫部门处置	固体废物按要求处置，转运及交接等联单手续齐全，现场无遗留		
电磁环境	/	/	/	/
环境风险	落实井控措施，加强井漏防范措施，配备应急点火系统并设立管理系统，进入气层前和测试放喷时对居民临时疏散，制定环境风险防范措施。编制环境风险应急预案，进行培训和演练。	具备符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案，建立与当地村、乡镇、区相关部门联动机制。	/	/
环境监测	设地下水环境跟踪监测点 3 个，钻前及钻井结束后分别监测一次，验收及环境污染投诉时进行地下水监测，试采期每 1-2 年进行 1 次监测，监测由施工方负责和完成	地下水水质不因本工程的实施而恶化	/	/
	土壤：完钻后监测 1 次，验收监测 1 次。钻井过程发生泄漏或风险事故、土壤环境污染投诉时进行监测。	不对周围土壤造成污染		
其他	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。	监理日志存档可查	/	/

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，建设期间产生的污染物能够做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、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；该项目符合清洁生产要求，采用的环保措施可行，社会、经济效益十分显著；建设项目环境可行，选址合理。井喷失控事故天然气泄漏事故对环境造成较严重影响，但事故发生机率低，井场作业按照钻井操作规程进行，并制定相应的应急预案，做好防范措施。该工程采取的环境风险措施及制定预案切实可行，在落实风险防范措施及应急预案后，环境风险达到可接受水平。

综上所述，在施工过程中强化环保管理，落实各项环保措施，保证各项设施正常运行，**从环境保护角度分析，金页 6#平台钻探工程建设是可行的。**