

新胜 12 平台钻采工程 环境影响报告书

(送审稿)

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)

编制单位 (盖章): 贵州柱成环保科技有限公司

编制日期: 2025 年 6 月

编制单位和编制人员情况表

项目编号	328xka		
建设项目名称	新胜12平台钻采工程		
建设项目类别	05--008陆地天然气开采		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称 (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)		
统一社会信用代码	915100007422747640		
法定代表人 (签章)	刘伟		
主要负责人 (签字)	周伟韬		
直接负责的主管人员 (签字)	周伟韬		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	贵州佳成环保科技有限公司		
统一社会信用代码	91520115MA6D76LN6K		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
胡启强	20230503552000000012	BH016955	胡启强
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
梁鸿彬	现状评价、影响分析及措施	BH004349	梁鸿彬
胡启强	工程分析及其他	BH016955	胡启强



环境影响评价工程师

Environmental Impact Assessment Engineer



本证书由中华人民共和国人力资源和社会保障部、生态环境部批准颁发，表明持证人通过国家统一组织的考试，取得环境影响评价工程师职业资格

姓名：胡启强

证件号码：5[REDACTED]

性别：男

出生年月：1988年05月

批准日期：2023年05月28日

管理号：20230503552000000012



姓 名 胡启强

公民身份
号 码 1

工作单位 贵州省交通科学研究股份有限公司

(发证单位钢印)



系 列 工程 专 业 工程咨询

任 职 资 格

中级工程师

评审组织 贵州省交通科学研究股份有限公司工程系列
专业技术职务任职资格中级评审委员会

取得任职
资格时间 2019 年 12 月 23 日

审批单位 贵州省交通科学研究股份有限公司

发证单位

发证时间 2020 年 4 月 30 日

证书管理号 黔交研中交通[2019]1号



贵州省社会保险参保缴费证明（个人）



姓名	身份证号	参保单位名称	参保证号	缴费起止时间	实际缴费月数	中断月数
参保险种	现参保地社保经办机构	缴费状态				
企业职工基本养老保险	贵山湖区	参保缴费	贵州恒威环保科技有限公司	201209-201409	150	4
失业保险	贵山湖区	参保缴费	贵州恒威环保科技有限公司	201311-201409	100	4
参保缴费情况	贵山湖区	参保缴费	贵州恒威环保科技有限公司	201302-202506		
	贵阳市市本级	参保缴费	贵州德润祥保产业有限公司	缴费证明		
	贵州市市本级	参保缴费	贵州德润祥保产业有限公司	缴费证明		
	工伤保险	参保缴费	贵州德润祥保产业有限公司	工伤保险缴费记录缴费证明		

转入情况					
原参保地	转移险种	缴费起止时间	转移总月数		
武汉经济技术开发区	110	201209-201310	11		

打印日期: 2025-06-20
提示: 1、如您对您的参保信息有疑问, 请您持本人有效身份证件和本《缴费证明》到现参保地社保经办机构进行核实。

2、此证明与贵州省社会保险事业局打印的《贵州省社会保险参保缴费证明》具有同等效力。



目 录

概 述.....	1
一、建设项目的特点.....	1
二、环境影响评价的工作过程.....	2
三、分析判定相关情况.....	3
四、关注的主要环境问题及环境影响.....	4
五、环境影响报告书的主要结论.....	5
1 总 则.....	6
1.1 评价目的.....	6
1.2 评价原则.....	6
1.3 编制依据.....	7
1.4 评价内容、重点及时段.....	14
1.5 环境影响要素识别和评价因子筛选.....	14
1.6 评价标准.....	18
1.7 评价工作等级与评价范围.....	25
1.8 环境保护目标.....	39
1.9 产业政策及相关规划符合性分析.....	42
2 工程概况.....	76
2.1 工程基本情况.....	76
2.2 项目组成.....	76
2.3 地层构造及储层特征.....	83
2.4 钻井工程设备.....	83
2.5 主要原辅材料及能耗.....	83
2.6 新胜 12 平台平面布置.....	86
2.7 施工组织.....	89
2.8 居民防治方案.....	92

3 工程分析	93
3.1 钻前工程	93
3.2 钻井工程施工工艺及产污分析	98
3.3 储层改造施工工艺及产污分析	117
3.4 地面采气工程工艺及产污分析	124
3.5 退役期产污分析	143
4 项目所在地自然环境概况	144
4.1 自然环境条件	144
4.2 区域环境质量现状调查与评价	147
4.3 生态环境现状调查	157
5 环境影响评价	167
5.1 环境空气影响分析	167
5.2 声环境影响分析	169
5.3 地表水环境影响分析	177
5.4 地下水环境影响分析	181
5.5 固体废物环境影响分析	192
5.6 土壤环境影响分析	195
5.7 生态环境影响分析	205
5.8 热辐射环境影响分析	210
5.9 退役期环境影响因素分析	211
6 环境风险评价	213
6.1 评价目的和评价重点	213
6.2 风险识别	213
6.3 环境敏感目标概况	217
6.4 环境风险类型及扩散途径分析	217
6.5 风险预测与评价	218

6.6 环境风险防范措施.....	229
6.7 环境风险事故应急措施.....	247
6.8 应急保障体系.....	252
6.9 风险防范措施汇总.....	259
6.10 环境风险评价小结.....	260
7 环境保护措施及可行性论证.....	261
7.1 水污染防治措施.....	261
7.2 地下水防治措施分析论证.....	271
7.3 大气污染防治措施.....	278
7.4 噪声控制措施分析论证.....	280
7.5 固废处置及综合利用可行性分析.....	282
7.6 土壤环境保护措施.....	289
7.7 生态环境保护措施.....	291
7.8 热辐射防治措施有效性.....	300
7.9 污染防治措施及投资估算汇总.....	300
8 环境经济损益分析.....	304
8.1 环境保护费用的确定与计算.....	304
8.2 社会效益.....	304
8.3 环境效益.....	305
8.4 碳排放分析.....	305
8.5 环境经济效益分析.....	306
8.6 结论.....	307
9 环境管理及监测计划.....	308
9.1 企业环境管理现状.....	308
9.2 施工期环境管理的建议.....	309
9.3 试采期环境管理.....	311

9.4 环境监测及环境保护监控计划	312
9.5 竣工环验收	314
9.6 总量控制	316
10 排污许可证申请	318
11 评价结论及建议	321
11.1 结论	321
11.2 建议	328

附件：

- 附件 1 委托书
- 附件 2 环评单位承诺函
- 附件 3 建设单位承诺函
- 附件 4 企业环境信用承诺书
- 附件 5 授权委托函
- 附件 6 编制情况承诺书
- 附件 7 编制单位承诺书
- 附件 8 编制人员承诺书
- 附件 9 关于下达新胜 11 等 2 口井钻井任务的通知
- 附件 10 中国石油化工股份有限公司探矿证明
- 附件 11 赤水市自然资源局关于新胜 12 井钻探工程项目临时用地选址的复函
- 附件 12 福宝 1 井气质分析检测报告
- 附件 13 监测报告
- 附件 14 水基岩屑处置合同及处理资质
- 附件 15 油基岩屑处置合同及处理资质
- 附件 16 《贵州省生态环境厅关于对林页 7#平台钻采工程及回注工程环境影响报告书的批复》（黔环审[2019]123 号）

附表：

- 附表 1 建设项目环评审批基础信息表
- 附表 2 建设项目环境保护措施一览表
- 附表 3 施工期主要环境监理一览表
- 附表 4 建设项目环保投资估算一览表
- 附表 5 建设项目环保措施验收一览表
- 附表 6 地表水环境影响评价自查表
- 附表 7 大气环境影响评价自查表
- 附表 8 土壤环境影响评价自查表

附表 9 环境风险评价自查表

附表 10 声环境影响评价自查表

附表 11 生态环境影响评价自查表

附图：

附图 1 新胜 12 平台地理位置图

附图 2 钻井作业井场平面布置示意图

附图 3 储层改造压裂作业现场平面布置图

附图 4 地面采气生产运营平面布置图

附图 5 项目所在区域水系图

附图 6 项目周边环境现状图（含监测布点）

附图 7 环境评价范围及敏感目标分布图

附图 8 项目区域水文地质图（含评价范围及监测布点）

附图 9 评价区土地利用现状图

附图 10 评价区生态系统类型图

附图 11 评价区植被类型图

附图 12 项目与生态保护红线、城镇开发边界位置关系示意图

附图 13 项目与永久基本农田位置关系示意图

附图 14 项目与贵州省“三线一单”生态环境分区管控实施方案关系示意图

附图 15 生态保护措施布置图

概述

一、建设项目的特点

页岩气是指赋存于富有机质泥页岩及其夹层中，以吸附和游离状态为主要存在方式的非常规天然气，成分以甲烷为主，是一种清洁、高效的能源资源和化工原料。页岩气的形成和富集有着自身独特的特点，往往分布在盆地内厚度较大、分布广的页岩烃源岩地层中，以吸附或游离状态存在于泥岩、高碳泥岩、页岩及粉砂质岩类夹层中，游离相态（大约 50%）存在于裂缝、孔隙及其它储集空间，以吸附状态（大约 50%）存在于干酪根、粘土颗粒及孔隙表面。页岩气储层与常规天然气储层气藏不同，页岩既是页岩气生成的源岩，也是聚集和保存页岩气的储层和盖层，一般需采取储层改造（目前国内页岩气储层改造主要采取水力压裂方式）后才可获可供工业开采的稳定气流。

2011 年 12 月 31 日，页岩气被列为我国第 172 个独立矿种。

2016 年 9 月 14 日，国家能源局印发了《页岩气发展规划（2016~2020 年）》，根据规划，确定了（1）对已有产量或评价效果较好的区块，努力推进和扩大产能建设，发挥大幅提高页岩气产量主力军作用；（2）对已获得工业气流发现的区块，加强开发评价和井组实验，适时启动规模开发；（3）对工作基础较浅区块和大量新区块，强化基础地质条件研究和优选评价，力争取得新突破的三个层次布局我国页岩气勘探开发的工作重心。

根据《“十四五”现代能源体系规划》发展要求，增强能源供应链稳定性和安全性，加大国内油气勘探开发，坚持常非并举、海陆并重，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探，夯实资源接续基础。加快推进储量动用，抓好已开发油田“控递减”和“提高采收率”，推动老油气田稳产，加大新区产能建设力度，保障持续稳产增产。积极扩大非常规资源勘探开发，加快页岩油、页岩气、煤层气开发力度。石油产量稳中有升，力争 2022 年回升到 2 亿吨水平并较长时期稳产。天然气产量快速增长，力争 2025 年达到 2300 亿立方米以上。

根据《贵州省“十四五”生态环境保护规划》内容，加快推动绿色生产；推动新型工业化绿色发展。实施新能源提升工程，以风能、太阳能、水能为重点，加快构建多元化的新能源供应体系，实施天然气“县县通”工程，完善天然气产供储销体系。

推进煤层气（煤矿瓦斯）页岩气、地热能、氢能开发利用。

中国石油化工股份有限公司已取得《川渝黔四川盆地綦江地区石油天然气页岩气勘查》，探矿许可证证号：T1000002021021018000234（详见附件 10）；该勘查区包括：重庆市、合川区、江津区、綦江区、长寿区、南川区、涪陵区，四川省合江县以及贵州省赤水市、习水县；有效期限为 2022 年 4 月 18 日至 2027 年 4 月 18 日。

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）经过野外踏勘、实测地质剖面、样品采集分析、叠前二维地震资料处理及精细解释等前期工作，结合前期实施的新胜 1 平台等同区块平台钻探情况，发现贵州赤水区块的四川盆地川东南低陡构造带发育优质泥页岩层段，前期地质钻探并证明了该地区有较好的优质泥页岩发育特征、良好的页岩气地质保存条件。为进一步开发评价该区域构造页岩气地层的含气性及其赋存情况、开发潜力等，根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司文件“关于下达新胜 11 等 2 口井钻井任务的通知”“西南油气勘(2024)286 号”，拟定在遵义市赤水市白云乡平滩村实施新胜 12 平台钻采工程。

本次新胜 12 平台钻采工程环境影响评价包含施工期和运营期，施工期主要工程内容包含钻前工程、钻井工程、储层改造测试三部分，运营期为地面采气工程。

二、环境影响评价的工作过程

2025 年 1 月 28 日，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）正式委托贵州柱成环保科技有限公司承担该项目的环境影响评价工作。我公司接受委托后，立即成立了由水、大气、噪声、生态、固废等专题人员组成的环境影响评价组，于 2025 年 3 月~4 月走访了遵义市赤水市的生态环境局、自然资源局、规划局等单位，收集了有关的技术资料，在认真分析和研究现有资料的基础上又对工程评价区进行了详细调研和实地踏勘，于 2025 年 6 月编制完成了《新胜 12 平台钻采工程环境影响报告书》，并报送主管部门审查。

建设项目环境影响评价工程过程及程序见图 1.2-1。

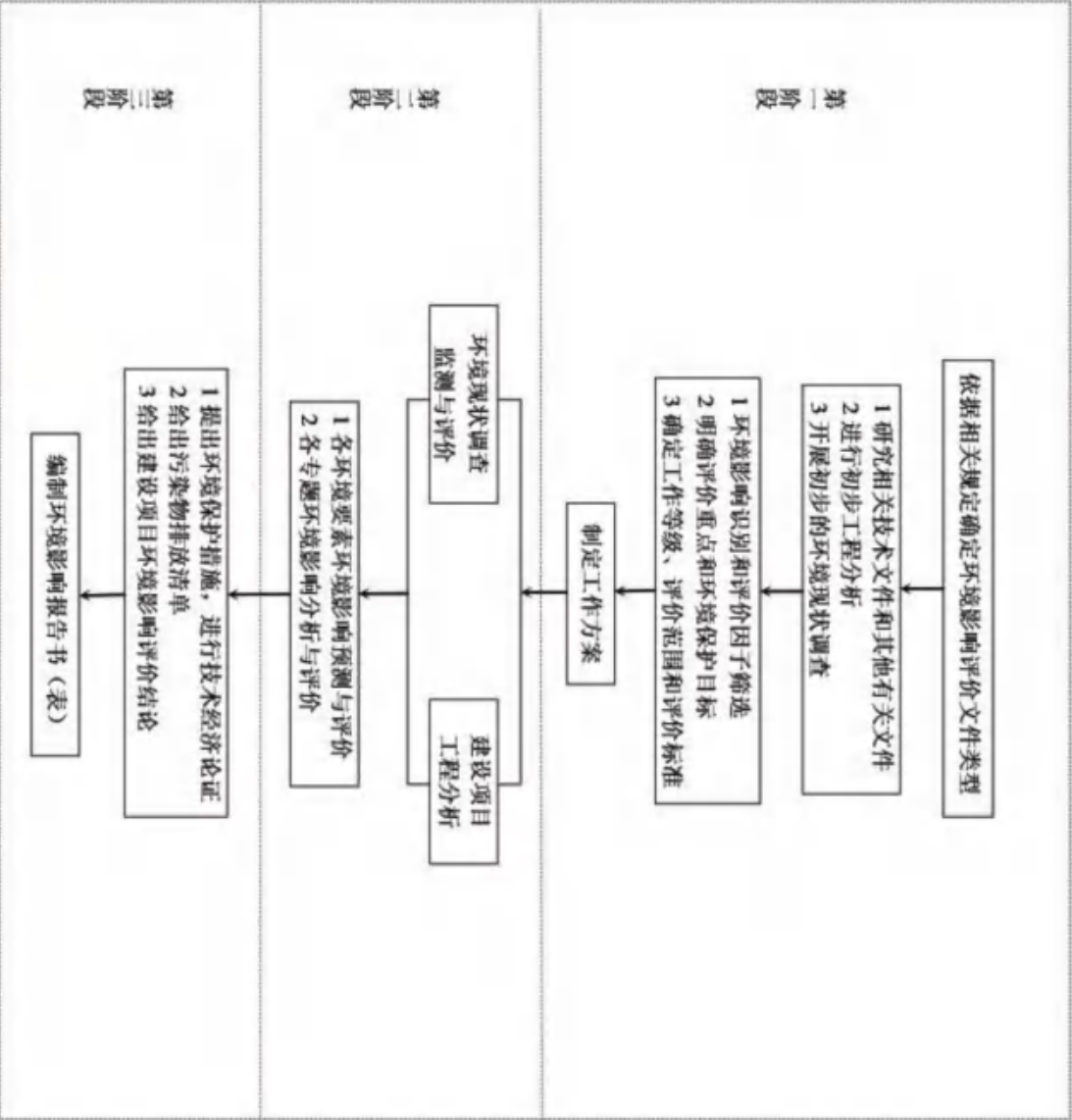


图 1.2-1 建设项目环境影响评价工作程序图

三、分析判定相关情况

(1) 报告类别分析

由于新胜区块未编制区块开发方案，因此，本项目新胜 12 平台钻采工程属于“第五条石油和天然气开采业”中“陆地天然气开采 0712”中的新区块开发”类别，应编制环境影响报告书。

(2) 产业政策符合性分析

本项目属于页岩气开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于鼓励类项目（第七类第 1 条“石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非非常规资源勘探开发”），本项目符合产业政策的要求。

(3) 规划符合性分析

本项目所在的贵州属我国页岩气勘探开发“潜力研究区”，符合《页岩气产业政策》、《“十四五”现代能源体系规划》、《页岩气产业政策》、《国务院关于支持贵州在新时代西部大开发上闯新路的意见》、《贵州省“十四五”生态环境保护规划》以及贵州省“三线一单”管控单位的相关要求；本项目不在赤水市白云乡乡镇规划区域内，不属于城镇用地，项目所在地为农村地区，项目不违背当地规划要求，与区域总体规划相容。

(4) 选址合理性分析

项目位于赤水市白云乡的农村地区，评价区域内无自然保护区、风景名胜区、自然遗迹、文物古迹等环境敏感区，但涉及永久基本农田，现阶段项目已取得自然资源局同意项目建设的用地选址意见，详见附件 11。

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T6396-2014）等规定：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。经调查，新胜 12 平台井口 100m 范围内无居民点，周边 200m 范围内无铁路及高速公路，500m 内无医院、学校等公共设施。

项目征地范围红线部分涉及永久基本农田（2.203hm²），按照《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》自然资规[2019]1 号文件，项目在施工前建设单位应依法办理临时占用永久基本农田的审批手续。在测试结束具有开发价值的，建设单位应依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田，项目已取得赤水市自然资源局同意项目建设的用地选址意见，详见附件 11。

从环保角度，本项目选址是合理可行的。

四、关注的主要环境问题及环境影响

根据页岩气开发评价的特点，环评过程关注的主要环境问题如下：

(1) 站场占地对生态环境的影响程度、对基本农田的影响程度及生态恢复措施、基本农田的恢复有效性及可靠性。

(2) 施工对生态环境的影响程度及生态恢复措施有效性，对生态环境的影响。

(3) 工程建设过程中运行过程中产生的废气对环境影响程度及废气控制措施的可行性、有效性和可靠性。

(4) 工程建设过程中产生的钻井废水、压裂返排液等生产废水和施工人员生活污水的环境影响和处置方式, 处理方式的可行性、有效性和可靠性。

(5) 钻井、储层改造过程中各类机械声源对敏感目标声环境质量的影响程度和采取的环境措施可行性、有效性和可靠性。

(6) 施工期及营运期过程中产生的固体废物(水基岩屑、水泥浆压滤滤饼、油基岩屑、失效油基泥浆、废油等) 处理方式及处置方式的可行性。

(7) 工程施工过程中对区域地下水环境的影响及拟采取的地下水污染防治措施的可行性、有效性和可靠性。

五、环境影响报告书的主要结论

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范, 项目的建设对增加清洁能源非常规天然气供应量, 对促进区域社会、经济发展, 保护和改善区域环境质量具有积极意义, 项目建设是必要的。

评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境、土壤环境质量现状总体较好; 项目建设产生的污染物均做到达标排放或妥善处置, 对生态环境、地表水、地下水、土壤、大气环境影响小, 声环境影响产生短期影响, 不改变区域的环境功能; 项目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。通过严格落实行业规范和环评要求的环境风险事故防范措施, 项目环境风险可控, 环境可接受。

综上所述, 在严格落实本项目相关设计和本评价提出的各项环保措施、环境风险防范和应急措施后, 从环境保护角度分析, 新胜 12 平台钻采工程的建设是可行的。

本报告书编制过程中得到了遵义市生态环境局、遵义市生态环境局赤水分局、赤水市相关职能部门以及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)等单位领导和专家的大力支持和帮助, 在此一并表示衷心感谢!

1 总 则

1.1 评价目的

(1) 结合国家相关产业政策、环境政策，页岩气开采行业政策，结合行业规划及区域规划，根据环境特征及环境影响预测与评价结论、环境风险评价结论，分析论述项目建设的选址可行性、环境可行性，为环境管理部门决策提供科学依据。

(2) 将污染防治措施、生态保护措施、风险防范应急措施及时落实到项目建设事中事后环境管理中，为该项目实施合理布局、优化设计、清洁生产、落实环保措施及风险防范、应急措施提供科学依据；确保污染物达标排放、区域环境功能不改变，生态系统良性循环，将不利环境影响降至最低程度；将风险概率及风险事故发生影响降低到可接受程度。为项目的稳定建设、企业环境管理、环境管理部门实施监督管理提供科学依据，实现该项目与区域经济、社会 and 环境的协调发展。

(3) 针对设计和拟采取的环保措施进行分析，提出环保完善措施以符合环保要求，将环境影响降低到最小并控制在当地环境可接受范围内。

1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量，遵循以下原则开展环境影响评价工作：

(1) 依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

1.3 编制依据

1.3.1 环境保护法律和法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修订）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日修订）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日）；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018 年 12 月 29 日修订）；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 4 月 29 日修订）；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日修订）；
- (8) 《中华人民共和国水法》（2016 年 7 月 2 日修订）；
- (9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日修订）；
- (10) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年 10 月 26 日修订）；
- (11) 《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月 26 日修订）；
- (12) 《中华人民共和国城乡规划法》（2019 年 4 月 23 日修正）；
- (13) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2022 年 12 月 30 日修订）；
- (14) 《中华人民共和国农业法》（2012.12.28 修订，2013.1.1 实施）；
- (15) 《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日）；
- (16) 《中华人民共和国长江保护法》（2021 年 3 月 1 日起施行）；
- (17) 《中华人民共和国安全生产法（修正草案）》（2020 年 11 月 25 日）；
- (18) 《中华人民共和国森林法》（2019.12.28 修订，2020.7.1 实施）；
- (19) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年 8 月 26 日修改）；
- (20) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010.10.1 实施）。

1.3.2 行政法规与国务院发布的规范性文件

起施行：

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（国务院 682 号令），2017 年 10 月 1 日
- (2) 《地下水管理条例》（国务院令 第 748 号），2021 年 12 月 1 日；

- (3) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（国务院令第 120 号）；
- (4) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（国务院令第 743 号），2021 年 9 月 1 日；

- (5) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（国务院令第 204 号）；
- (6) 《全国生态环境建设规划》（国务院国发〔1998〕36 号）；
- (7) 《全国生态环境保护纲要》（国务院国发〔2000〕38 号）；
- (8) 《全国主体功能区划》（国务院国发〔2010〕46 号）；
- (9) 《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》（国务院〔2005〕39 号）；
- (10) 《国务院关于环境保护若干问题的决定》（国发〔1996〕31 号）；
- (11) 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2011〕35 号）；
- (12) 《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发〔2010〕46 号）；
- (13) 《关于印发“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划的通知》（环土壤〔2021〕120 号）；

- (14) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发〔2013〕37 号）；
- (15) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17 号）；
- (16) 《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发〔2016〕31 号）；
- (17) 《中华人民共和国自然保护区条例》（2017.10.7 修订）；
- (18) 《土地复垦条例》（国务院令 592 号，2011.3.5 实施）；
- (19) 《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》（2016.2.6 修订）；
- (20) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017.10.7 修订）；
- (21) 国务院《关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》（2021 年 12 月 28 日）；
- (22) 《国务院关于支持贵州在新时代西部大开发上闯新路的意见》（国发〔2022〕2 号）；
- (23) 《基本农田保护条例》（2011 修订版）。

1.3.3 部门规章与部门发布的规范性文件

- (1) 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（国家发展和改革委员会第 29 号令）；
- (2) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（中华人民共和国环境保护部令

第 16 号，2020 年 11 月 30 日；

(3) 《国家危险废物名录》（2025 版）；

(4)《建设项目环境影响评价政府信息公开指南(试行)》(国家环保部[2013]103 号文，2014 年 1 月 1 日)；

(5) 环境保护部办公厅《关于切实加强环境影响评价监督管理工作的通知》(环办[2013]104 号)，环境保护部办公厅，2013 年 11 月 15 日；

(6)《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发[2012]77 号)，环境保护部，2012 年 7 月 3 日；

(7)《关于西部大开发中加强建设项目环境保护管理的若干意见》(环发[2001]4 号)；

(8)《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》(国环规环评[2017]4 号)；

(9)《关于加强环保审批从严控制新开工项目的通知》(环办函[2006]394 号)；

(10)《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资源[2019]1 号)；

(11)《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)

(12)《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部令 4 号)，2019 年 1 月 1 日施行；

(13)《突发环境事件应急管理办法》(环保部部令 2015 年第 34 号)；

(14)《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环保部公告 2012 年第 18 号，2012.03.07 实施)；

(15)《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》(环办[2014]30 号)；

(16)《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》(中共中央办公厅、国务院办公厅，2017.2.7)；

(17)《国家重点生态功能区规划纲要》(环发[2007]165 号)；

(18)《关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见》(环发[2013]16 号)；

(19)《关于推进污水资源化利用的指导意见》(发改环资〔2021〕13 号)；

(20)《国家重点保护野生植物名录》(国家林业和草原局 农业农村部公告 2021 年第 15 号, 2021.9.7)。

(21) (41) 关于印发《长江经济带生态环境保护规划》的通知(环规财〔2017〕88 号)；

(22) 《长江经济带生态环境保护规划》(2017 年 7 月 17 日印发)；

(23) 《长江保护修复攻坚战行动计划》(生态环境部办公厅 2019 年 1 月 21 日印发)；

(24) 中华人民共和国水利部《水土保持“十四五”实施方案》(2021 年 12 月 30 日实施)

(25) 国务院安全生产委员会关于印发《“十四五”国家安全生产规划》的通知安委〔2022〕7 号；

(26) 关于印发《“十四五”噪声污染防治行动计划》的通知环大气〔2023〕1 号；

(27)《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函〔2020〕72 号, 2020.2.20)；

(28) 国家发展改革委 国家能源局关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知发改能源〔2022〕210 号；

(29) 关于印发《“十四五”全国危险废物规范化环境管理评估工作方案》的通知环办固体〔2021〕20 号；

(30) 国务院安全生产委员会关于印发《“十四五”国家安全生产规划》的通知安委〔2022〕7 号；

(31) 生态环境部《关于印发“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划的通知》(环土壤〔2021〕120 号)；

(32) 《“十四五”环境影响评价与排污许可工作实施方案》《环环评〔2022〕26 号》；

(33) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)；

(34)《国家发展改革委关于印发天然气利用政策的通知》(特急发改能源〔2007〕2155 号)；

(35) 关于印发《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》等七项危险废物环境管理指南的公告；

(36)《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规〔2019〕1号)；

(37)《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2号)；
(38)《固定污染源排污许可分类管理名录(2019年版)》(生态环境部令 第11号)；

- (39)《排污许可管理办法(试行)》(环境保护部令第48号)；
(40)《固定污染源排污登记工作指南(试行)》(环办环评函〔2020〕9号)；
(41)《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)；
(42)《排污许可管理条例》(国务院令第736号)；
(43)《页岩气开发过程水资源保护要求》(GB/T41519-2022)。

1.3.4 地方行政规章及规范性文件

- (1)《贵州省生态环境保护条例》(2019年8月1日)；
(2)《贵州省大气污染防治条例》(2018年11月29日修订)；
(3)《贵州省水污染防治条例》(2018年11月29日)；
(4)《贵州省环境噪声污染防治条例》(2018年1月1日)；
(5)《贵州省固体废物污染环境防治条例》(2021年5月1日起施行)；
(6)《贵州省水土保持条例》(2018年11月29日修订)；
(7)《贵州省土地管理条例》(2018年11月29日修订)；
(8)《贵州省生态文明建设促进条例》，2014年5月17日贵州省第十二届人民代表大会常务委员会第九次会议通过，2014年7月1日起施行；
(9)《贵州省重点保护野生动物名录》(黔府发〔2023〕20号)；
(10)《省人民政府关于印发贵州省水污染防治行动计划工作方案的通知》(黔府发〔2015〕39号，2015年12月30日)；
(11)关于印发<贵州省推动长江经济带发展负面清单实施细则(试行)>(修订)>的通知》(黔区办〔2025〕1号)；
(12)《贵州省生态环境分区管控方案》(黔府办函〔2024〕67号)；
(13)《省政府印发我省大气污染防治行动计划实施方案》(黔府发〔2014〕13号)；
(14)《省人民政府关于印发<贵州省土壤污染防治工作方案>的通知》(黔府

发（2016）31 号）；2016 年 12 月 26 日；

（15）《贵州省环境空气质量功能区划报告》，贵州省环境保护局，2001 年 12 月；

（16）《贵州省生态保护红线监管办法（试行）》（黔自然资发〔2023〕4 号）；

（17）《贵州省生态功能区划》（2016 年修订）；

（18）《贵州省人民政府<关于贵州省水功能区划有关问题的批复>》（黔府函〔2015〕30 号）；

（19）《贵州省污染物排放申报登记及污染物排放许可证管理办法（2017 年修正本）》（贵州省人民政府令第 31 号），2017 年 7 月 28 日；

（20）《贵州省生态环境厅关于印发贵州省生态环境管控单元分类图等的通知》（黔环综合〔2024〕63 号）；

（21）《省人民政府办公厅关于印发贵州省“十四五”自然资源保护和利用规划的通知》（黔府办发〔2022〕5 号）；

（22）贵州省人民政府办公厅《省人民政府办公厅关于加快推进页岩气产业发展的指导意见（2019-2025 年）》（黔府办发〔2019〕34 号）；

（23）《贵州省环境保护厅关于强化建设项目环境保护“三同时”监管职责的通知》（黔环通〔2015〕146 号）；

（24）贵州省环境保护厅、中国保险监督管理委员会贵州监管局关于印发《贵州省关于开展环境污染强制责任保险试点工作方案》的通知（黔环通〔2017〕301 号）；

（25）《贵州省生态环境厅关于印发贵州省生态环境管控单元分类图等的通知》（黔环综合〔2024〕63 号）；

（26）《贵州省基本农田保护条例》（2010.9.17 修订）；

（27）《贵州省重点保护野生植物名录》（黔府发〔2023〕17 号）。

1.3.5 环境影响评价技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）；

（5）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；

- (6) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (8) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T 349-2023）；

- (9) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；
- (10) 《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018）；
- (11) 《生态环境状况评价技术规范》（HJ/T 192-2015）。

1.3.6 石油天然气行业技术规范

- (1) 《页岩气钻前工程作业规范》（Q/SY 16005-2017）；
- (2) 《页岩气平台钻前土建工程作业要求》（NB/T 14021-2017）；
- (3) 《页岩气水平井钻井作业技术规范》（NB/T 10252-2019）；
- (4) 《页岩气井试气技术规范》（NB/T 14014-2016）；
- (5) 《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ/T 2076-2020）；
- (6) 《页岩气井压裂设计规范》（Q/SY 1852-2015）；
- (7) 《页岩气井压裂施工规范》（Q/SY 1853-2015）；
- (8) 《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）；
- (10) 《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）；
- (11) 《钻井井控技术规范》（SY/T6426-2005）；
- (12) 《石油天然气井控技术规范》（GB/T31033-2014）；
- (13) 《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SYT6125-2013）；
- (14) 《油气井井喷着火抢险作法》（SYT6203-2014）；
- (15) 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）；
- (16) 《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T6396-2014）；
- (17) 《油井井下作业防喷技术规范》（SYT5974-2014）；
- (18) 《钻井井场、设备、作业安全技术规程》（SYT 5974-2014）；
- (19) 《气田集输设计规范》（GB50349-2015）；
- (20) 《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）；
- (21) 《页岩气开发过程水资源保护要求》（GB/T41519-2022）；
- (22) 《页岩气环境保护第 1 部分:钻井作业污染防治与处置方法》

(GB/T39139.1-2020)；

- (23) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6276-2014)；
- (24) 《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T 31033-2014)；
- (25) 《石油天然气设计防火规范》(GB50183-2004)；
- (26) 《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T 5087-2005)
- (27) 《硫化氢环境应急救援规范》(SY/T 7357-2017)；
- (28) 《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》(AQ 2018-2008)。

1.3.7 建设项目有关资料

- (1) 《新胜 12 平台钻前工程设计》；
- (2) 《新胜 11、新胜 12 井组环评地面方案》；
- (3) 新胜 12 平台钻采工程环境质量监测报告，贵州海美斯环保科技有限公司，2025 年 4 月。

1.4 评价内容、重点及时段

评价内容：区域自然环境概况调查、建设项目概况、工程分析、清洁生产分析、环境质量现状调查与评价、生态环境影响评价、环境影响预测与评价、环境风险评价、环境保护措施论证分析、污染物排放总量控制分析、环境影响经济损失分析、环境管理及监测计划、环境可行性论证与分析、结论及建议。

评价重点：工程分析、环境影响、环境风险、环境保护措施论证分析等。

评价时段：钻前工程施工期、钻井工程施工期、储层改造施工期，地面采气建设运营期（不包含地面采气工程配套的站外输气管道工程施工和运营，其单独开展设计和另行环评）和退役期（平台不具备页岩气工业开采价值时采取封井封场、生态恢复处理）。

1.5 环境影响要素识别和评价因子筛选

1.5.1 工程对环境的影响因素识别

由于本项目为页岩气井的平台开发，平台总占地（2.461hm²）面积较小，平台内采取分区防渗防止地下水污染，非防渗区采取敷设碎石垫层方式保护占地土壤，本

项目对当地土壤环境的影响主要表现为井场扩建工程土建施工开挖对当地耕植土影响（主要为对土壤物理结构的影响，采取表土移植→集中堆存→用于临时占地恢复措施予以保护）。故本项目对当地土壤质地形状无直接污染影响，重点关注对土壤物理结构的影响。

由于本项目为页岩气的开发，重点关注采气阶段废气（甲烷逸散）对当地环境空气的影响。

通过工程分析以及区域环境概况分析，项目在各阶段中对环境的影响要素及程度分别见表 1.5-1。

表 1.5-1 本工程对区域环境的影响因素识别矩阵表

环境要素		工程因素					综合识别
		钻前准备	钻机钻井	储层改造	地面采气	环境风险事故	
自然环境	地形地貌	-S	0	0	0	0	-S
	地质构造	0	-S	-M	0	0	-M
	气候气象	0	0	0	0	0	0
	地表水水文	-S	0	0	0	0	-S
	地下水水文	0	-M	0	0	0	-M
生态环境	陆生植物	-S	0	0	0	-M	-M
	陆生动物	-S	-S	0	0	-S	-S
	土地利用	-M	0	0	0	0	-M
	土壤侵蚀	-M	0	0	0	0	-M
	景观生态	-S	0	0	0	0	-S
环境质量	土壤环境	-S	-S	-S	0	0	-S
	地表水	-S	0	0	0	-M	-M
	地下水	0	-M	-S	0	0	-M
	环境空气	-S	-S	-S	-S	-M	-M
	声环境	-S	-M	-M	-S	0	-M
	固体废物	-S	-M	0	0	0	-M
	热辐射	0	0	-S	0	-M	-S

注：“+、-、0”分别表示有利、不利和可忽略影响，“L、M、S”分别表示影响程度大、中、小。
由表 1.5-1 可知，拟建项目对环境的主要不利环境影响要素有土地利用、水土流失、陆生植物、地表水、地下水、环境空气、土壤环境、声环境、固体废物；主要有利环境影响因素为资源开发。

1.5.2 主要评价因子筛选

根据工程制约因素及环境影响因素识别结果，采用矩阵法筛选出工程对环境的不良影响较大，同时环境敏感程度较高或自身重要程度较高的环境因子作为主要评价因子。评价因子识别矩阵具体见表 1.5-2。

表 1.5-2 拟建工程主要评价因子识别矩阵表

环境要素	环境因子	工程因素					敏感性	重要性
		钻前准备	钻机钻井	储层改造	采气工程	环境风险		
生态环境	土壤侵蚀	-2R					I	√
	土地利用	-2R					II	√
	陆生植物	-1R				-2R	II	√
地表水	COD/BOD ₅	-1R	-2R	-2R	-1L		III	√
	pH	-1R	-2R	-1R			I	√
	石油类		-2R	-1R			II	√
地下水	水质		-2R			-1L	II	√
	颗粒物	-1R	-1R	-1R			I	√
环境空气	SO ₂			-2R			II	√
	CH ₄					-1R	I	
	NOx	-1R	-1R				I	
	Leq		-2R	-2R	-1L		II	√
固体废物	临时土石方	-2R					II	√
	钻井岩屑		-2R				I	√
	废钻井泥浆		-2R				I	√
	油基钻井岩屑		-2L				III	√
	跑冒滴漏废油		-2R				I	√
辐射环境	生活垃圾	-1L	-1L	-1L	-1L		I	√
	热辐射			-2R			II	√
环境风险	CH ₄ 爆炸					-1R	II	
	废水泄漏			-2R	-2R		III	√

注：表中“+、-”分别表示影响性质为有利影响和不利影响，没有符号表示不涉及；1、2、3 分别表示影响程度为小、中、大；0、I、II、III 分别表示各环境因子在本工程所在评价区域的敏感程度为不涉及、可忽略、相对敏感、敏感；R、L 分别表示影响类型为可逆和不可逆影响，√表示重要。

1.5.3 评价因子确定

根据本项目施工作业和生产过程的环境影响特点，结合当地环境功能和各类环境因子的重要性和可能受影响的程度，在环境影响识别的基础上，各环境影响评价因子的筛选确定见表 1.5-3。

表 1.5-3 评价因子筛选结果表

序号	环境要素	现状评价因子	预测评价因子
1	环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、H ₂ S	TSP、SO ₂ 、NO _x
2	地表水	pH、COD、BOD ₅ 、氨氮、挥发酚、石油类、硫化物、氯化物	废水不外排，简单分析
3	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、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、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类。	氯化物、COD、石油类
4	声环境	等效 A 声级	等效 A 声级
5	土壤 (农用地)	pH 值、镉、汞、砷、铜、铝、铅、锌、镍、石油烃、全盐量	/
6	土壤(建设用 地)	pH 值、镉、汞、砷、铜、铅、铬（六价）、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、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃、全盐量	石油烃
		pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃	
7	生态环境	区域生态系统、植被类型、动植物资源、土地利用、土壤侵蚀等	工程占地、水土流失、植被、土壤、动物
8	环境风险	/	火灾爆炸、井喷、集输管线泄漏等；废水和固废泄漏、油罐泄漏、最终废水外运时的运输风险等

在工程分析和现场调查的基础上，结合本项目的特点，进行项目环境影响识别与评价因子筛选，确定本次评价的重点，生态环境影响因素如下表所示。

表 1.5-4 施工期陆生生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
-------	------	-----------	------	------

物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	新胜 12 平台（含污水池、清水池、放喷池）、生活区等，直接影响。	短期、可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性等			
生物群落	物种组成、群落结构等			
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等			
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等			
自然景观	景观多样性、完整性等			

表 1.5-5 运营期陆生生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	间接影响	长期、可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性等			
生物群落	物种组成、群落结构等			
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等			
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等			
自然景观	景观多样性、完整性等			

1.6 评价标准

项目所在区域环境功能区划及执行的环境影响评价标准如下：

1.6.1 环境功能区划

(1) 地表水环境功能区划

项目最近受纳水体为平台井场西南侧 400m 处的平滩河。

根据《贵州省水功能区划》（黔府函[2015]30 号）及《遵义市地表水环境功能区划类规定》（2011 修订本）资料查询，平滩河均未划定水环境功能，但下游习水河区域水域功能执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类水域功能，故平滩河区域水域功能执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类水域功能。

(2) 地下水环境功能区

本项目所在区域地下水未划分水域功能，本次评价按照《地下水质量标准》（GB14848-2017）中对地下水质量分类依据，对本项目所在区域地下水质量标准参

照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准进行评价。

(3) 环境空气功能区划

工程建设区域属于农村地区，当地未划定环境空气功能区划，本评价参照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中环境空气功能区分类，本次评价区的环境空气功能区划属二类区。

(4) 声环境功能区划

项目所在区域属《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类区。

(5) 生态功能区划

根据《贵州省生态功能区划》，项目所在区赤水市属 V 北部湿润亚热带常绿阔叶林生态区—V1 黔北西部丹霞山地常绿阔叶林、竹林生物多样性保护与水源涵养生态功能亚区—V1-4 白云-石堡生物多样性保护与水源涵养生态功能小区，在该生态功能区位于赤水市东北部地区，面积 215.4 平方公里，以深切割低山为主，年降雨量约为毫米，年均温约 15.7 摄氏度，植被类型以人工植被和竹林为主，主要发育紫泥土；该生态功能区以对自然保护区的保护为目标，注意对保护区内水源涵养、水土保持和生态环境的保护，合理开发旅游资源，利用竹材资源。

1.6.2 环境质量标准

本次评价采用的环境质量标准如下：

(1) 环境空气质量标准

项目区环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准；非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准，H₂S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中表 D.1 的限值。标准值详见表 1.6-1。

表 1.6-1 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	污染物名称	取值时间	浓度限值
SO ₂	1 小时平均	500	NO ₂	1 小时平均	200
	24 小时平均	150		24 小时平均	80
	年平均	60		年平均	40
CO	1 小时平均	10mg/m ³	O ₃	1 小时平均	200
	24 小时平均	4 mg/m ³		日最大 8 小时平均	160

污染物名称	取值时间	浓度限值	污染物名称	取值时间	浓度限值
PM ₁₀	24 小时平均	150	PM _{2.5}	24 小时平均	75
	年平均	70		年平均	35
	1 小时平均	250	H ₂ S	1 小时平均	10
	24 小时平均	100		1 小时平均	2.0 mg/m ³
氮氧化物 (NO _x)	年平均	50	非甲烷总烃	《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准	

(2) 地表水环境质量标准

项目所在区域平滩河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准，标准值见表 1.6-2。

表 1.6-2 地表水环境质量标准限值 单位：mg/L (pH 无量纲)

污染物	pH (无量纲)	SS	BOD ₅	COD	NH ₃ -N	总磷
Ⅲ类标准值	6~9	/	≤4	≤20	≤1.0	≤0.2
污染物	石油类	硫化物	氯化物	硫酸盐	Fe	Mn
Ⅲ类标准值	≤0.05	≤0.2	250	250	≤0.3	≤0.1

(3) 声环境质量标准

项目区声环境功能区划为《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类功能区，执行 2 类功能区标准，标准值见表 1.6-3。

表 1.6-3 声环境质量标准 单位：dB (A)

评价标准	功能区类别	昼间值	夜间值
声环境质量标准（GB3096-2008）	2 类	60	50

(4) 地下水质量标准

本项目所在区域地下水未划分环境功能区划，地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准进行评价，标准值见表 1.6-4。

表 1.6-4 地下水质量标准限值 单位：mg/L

项目	pH	氨氮	铁	锰	石油类	氯化物
浓度限值	6.5~8.5	≤0.5	≤0.3	≤0.1	≤0.05	≤250
项目	硫酸盐	耗氧量(COD _{Mn} 计)	硝酸盐	亚硝酸盐	总硬度	溶解性总固体
浓度限值	≤250	≤3.0	≤20.0	≤1.00	≤450	≤1000
项目	氟	铬（六价）	铅	砷	汞	镉
浓度限值	≤1.0	≤0.05	≤0.01	≤0.01	≤0.001	≤0.005

项目	挥发性酚类	氰化物	总大肠菌群 (MPN/100mL)	细菌总数 (CFU/mL)	硫化物
浓度限值	≤0.002	≤0.05	≤3	≤100	≤0.02
备注	石油类参考《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)的Ⅲ类水标准;其他执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中Ⅲ类标准。总大肠菌群单位: MPN/100mL;菌落总数单位: CFU/mL; pH 无量纲; 其他指标单位: mg/L。				

(5) 土壤环境质量标准

项目附近耕地土壤应执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），详见表 1.6-5；周边建设用地和运营期站场执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018），详见表 1.6-6。

表 1.6-5 农用地土壤污染风险管控标准 单位: mg/kg

污染物项目	pH≤5.5		5.5<pH≤6.5		6.5<pH≤7.5		pH>7.5	
	风险筛选值	风险管制值	风险筛选值	风险管制值	风险筛选值	风险管制值	风险筛选值	风险管制值
镉	水田	1.5	0.4	2.0	0.6	3.0	0.8	4.0
	其他		0.3		0.3		0.6	
汞	水田	2.0	0.5	2.5	0.6	4.0	1.0	6.0
	其他		1.8		2.4		3.4	
砷	水田	200	30	150	25	120	20	100
	其他		40		30		25	
铅	水田	400	100	500	140	700	240	1000
	其他		90		120		170	
铬	水田	800	250	850	300	1000	350	1300
	其他		150		200		250	
铜	水田	/	150	/	200	/	200	/
	其他		50		100		100	
镍	60	/	70	/	100	/	190	/
	锌		200		250		300	

注：①重金属和类金属砷均按元素总量计；②对于水旱轮作地，采用其中较严格的风险筛选值。

表 1.6-6 建设用地土壤污染风险管控标准 单位: mg/kg

污染物项目	筛选值		管制值	
	第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
砷	20	60	120	140
镉	20	65	47	172
铬（六价）	3	5.7	30	78
铜	2000	18000	8000	36000
铅	400	800	800	2500

新胜 12 平台钻采工程环境影响报告书

汞	8	38	33	82
镍	150	900	600	2000
四氯化碳	0.9	2.8	9	36
氯仿	0.3	0.9	5	10
氯甲烷	12	37	21	120
1,1-二氯乙烷	3	9	20	100
1,2-二氯乙烷	0.52	5	6	21
1,1-二氯乙烯	12	66	40	200
顺-1,2-二氯乙烯	66	596	200	2000
反-1,2-二氯乙烯	10	54	31	163
二氯甲烷	94	616	300	2000
1,2-二氯丙烷	1	5	5	47
1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	14	50
四氯乙烯	11	53	34	183
1,1,1-三氯乙烷	701	840	840	840
1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5
氯乙烷	0.12	0.43	1.2	4.3
苯	1	4	10	40
氯苯	68	270	200	1000
1,2-二氯苯	560	560	560	560
1,4-二氯苯	5.6	20	56	200
乙苯	7.2	28	72	280
苯乙烯	1290	1290	1290	1290
甲苯	1200	1200	1200	1200
间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
邻二甲苯	222	640	640	640
硝基苯	34	76	190	760
苯胺	92	260	211	663
2-氯酚	250	2256	500	45000
苯并[a]蒽	5.5	15	55	151
苯并[a]比	0.55	1.5	5.5	15
苯并[b]荧蒽	5.5	15	55	151
苯并[k]荧蒽	55	151	550	1500
蒽	490	1293	4900	12900
二苯并[a, h]蒽	0.55	1.5	5.5	15
茚并[1,2,3-cd]比	5.5	15	55	151
苯	25	70	255	700
石油烃类:				
石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	826	4500	5000	9000

1.6.3 排放标准

(1) 噪声

施工场界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），营运期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

表 1.6-7 噪声排放标准 单位：dB（A）

类 别	昼间	夜间	时段
（GB12523-2011）限值	70	55	施工期
（GB12348-2008）中 2 类	60	50	运营期

(2) 废水

生活污水自建一体化污水处理设施（处理规模 10m³/d）处理，处理后作为农灌用水或绿化用水回用，不外排，雨季期间不能及时回用于农灌用水或绿化用水时，则暂存在井场应急池内；钻前工程施工废水循环利用，不外排；生活污水处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后方可作为农灌用水或绿化用水回用，不外排。

钻井过程中钻井废水经积液池收集混凝沉淀处理后上清液回用于钻井泥浆调配用水，完钻时不能再重复利用于钻井作业的钻井废水现场污水罐内临时贮存处理，全部回用于水平井段压裂液调配用水，不外排；储层改造压裂返排液优先供给井间、平台间回用，若不能回用，通过压裂液重叠罐、积液池等暂存，再通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置，本项目无废水外排。

表 1.6-8 污水排放标准 单位：mg/L

污染物	pH（无量纲）	COD	BOD ₅	氨氮	SS	动植物油
《污水综合排放标准》 （GB8978-1996）一级标准	6~9	100	20	15	70	10

(3) 废气

本项目大气污染物主要为 SO₂、NO_x 和颗粒物等。

本项目钻采工程施工期扬尘场界浓度限值执行贵州省《施工场地扬尘排放标准》（TB521/700-2022）施工场地扬尘排放限值。

备用发电机尾气污染物为 SO₂、NO_x、颗粒物，排放标准执行《大气污染物综合

排放标准》（GB16297-1996）中新污染源大气污染物排放限值。

运营期采气工程撬式水套炉采用页岩气为燃料，废气排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建锅炉大气污染物排放限值标准。详见表 1.6-9。

表 1.6-9 钻井施工阶段废气排放执行标准 单位：mg/m³

污染物	最高允许排放浓度	无组织排放监控浓度限值	备注
*SO ₂	550	0.40	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）
*NO _x	240	0.12	
*颗粒物	120	1.0	
PM ₁₀	/	0.15	《施工场地扬尘排放标准》（DB52/1700-2022）

注*：根据 2017.1.12 环保部长《关于 GB16297-1996 的适用范围的回复》，对“固定式柴油发电机排气筒高度和排放速率暂不作要求”。

表 1.6-10 运营期大气污染物排放标准

项目	污染物	限值	污染物排放监控位置	标准
水套炉	SO ₂	50mg/m³	烟囱或烟道	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
	NO _x	250mg/m³		
	颗粒物	20mg/m³		
	烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1	烟囱排放口	

(4) 固体废物

本项目产生的固体废物主要为钻前工程的临时土石方、钻井工程（水基和油基钻井）产生的废弃泥浆、钻井岩屑、设备清洗废水沉砂污泥等。

临时土石方现状贮存按《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》

（GB18599-2020）中第 I 类一般工业固体废物进行控制；本项目除水平井段外钻井泥浆全部采用水基钻井泥浆体系，泥浆体系中不添加有毒有害重金属等物质，主要成分为水、无机盐、普通有机聚合物等无毒物质，根据四川省工业环境监测研究院检测分析，新胜区块水基岩屑各项检测因子均可满足《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3—2007）限值要求，可确定项目水基钻井废弃泥浆、岩屑等钻井固废为 II 类一般工业固体废物；水平井段油基泥浆钻井泥浆、含油岩屑按照危险废物进行管理（HW08 废矿物油与含矿物油废物），并委托资质单位贵州绿诺环保科技有限公司清运及最终处置，或委托其它具备相关危废处置能力的资质单位清运处置。

井场内设备保养润滑油跑冒滴漏产生的少量含油固废按照危险废物进行管

理，危险废物按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（公告 2021 年第 74 号）进行识别、贮存和管理。

表 1.6-11 项目固体废物执行标准

固废来源及名称	属性	执行标准
钻前施工土石方临时贮存	第 I 类一般工业固体废物	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
水基泥浆钻井失效泥浆、岩屑、现场不落地随钻脱水处理后定期委外处置	第 II 类一般工业固体废物	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
油基泥浆钻井含油岩屑等含油固废现场贮存，并委托资质单位贵州绿诺环保科技有限公司清运及最终处置，或委托其它具备相关危废处置能力的资质单位清运处置。	危险废物（HW08）	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597—2023）

1.7 评价工作等级与评价范围

1.7.1 生态环境

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），按以下原则确定评价等级：

表 1.7-1 生态影响评价工作等级判定表

序号	导则规定	本项目情况
1	a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及
2	b) 涉及森林公园时，评价等级为二级	不涉及
3	c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	不涉及
4	d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不涉及
5	e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	土壤评价范围不涉及天然林、公益林、湿地等生态保护目标
6	f) 当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆地和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆地和水域）确定	项目占地面积为 2.4641hm ² <20km ²
7	g、除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	三级

8	h、当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	三级
9	建设项目涉及及论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	项目区域不属于对保护生物多样性具有重要意义的区域
10	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级	不涉及

根据《环境影响评价技术导则 生态环境》（HJ19-2022），本项目生态环境评价工作等级定为三级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中关于评价范围的划分原则和本项目现场踏勘调查实际情况，项目不涉及公益林、天然林的占用，地下工程较深，且不会影响到区域生物多样性，因此主要的影响范围以地面的工程设施为主。

本项目生态评价范围为项目场址外扩 300m 为评价范围。

1.7.2 地表水

(1) 评价等级

根据现场调查情况，本项目所在区域属刁水河流域，受纳水体为项目西南侧 400m 处平滩河，下游 8.54km 处汇入刁水河。

运营期生活污水自建一体化污水处理设施（处理规模 10m³/d）处理，处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后作为农灌用水或绿化用水回用，不外排，雨季期间不能及时回用于农灌用水或绿化用水时，则暂存在井场应急池内；施工过程中上阶段废水全部回用于下阶段施工用水中，钻井过程中无废水外排，储层改造压裂返排液优先供给井间、平台间回用，若不能回用，通过压裂液重叠罐、积液池等暂存，再通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置。

本项目施工期及运营期均不外排废水，所有废水均得到妥善处理；根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）5.2 评价等级确定，本项目生活污水不外排，生产废水依托其他工程污水处理设施处理，不在厂区及周边新建排口，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）7.3 小节，废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三

级 B 开展评价。综上，确定地表水环境评价等级为三级 B，本次主要分析废水综合利用的可行性以及依托水处理站的环境可行性。详见表 1.7-2。

表 1.7-2 地表水评价等级

评价等级	判断依据	
	排放方式	废水排放量 Q/ (m ³ d) 水污染物当量数 W/ (无量纲)
三级 B	间接排放	--

(2) 评价范围

由于本项目无生产污水外排当地地表水环境中，故本次地表水评价范围为重点分析项目污水零排放措施的可行性以及环境风险事故性排水对当地地表水环境的影响。

项目地表水评价范围为西南侧平滩河项目事故水泄露口上游 200m~下游 1000m，全长 1.2km。

1.7.3 地下水

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)，以及《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中附录 A “地下水环境影响评价行业分类表”，“F：石油天然气（38、天然气、页岩气开采（含净化））”编制报告书的项目地下水环境影响评价项目类别为 II 类。

根据现场调查，项目评价范围内井泉数量较少，无地下水集中式供水源地及其他与地下水环境相关的保护区，评价区范围内已敷设自来水管网，居民生活用水已纳入当地农村饮水工程统一供给，周边井泉已不作为饮用水源取用。综合确定区内地下水环境敏感程度为“不敏感”，地下水环境敏感程度分级见表 1.7-3。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610—2016)本项目地下水评价工作等级划分原则见表 1.7-4。

表 1.7-3 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感程度分级表
------	--------------

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

综上所述，本项目地下水评价等级确定为三级，判定依据详见表 1.7-4。

表 1.7-4 新胜 12 平台钻采工程地下水评价等级判定表

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

(2) 评价范围

项目区域北侧以大屋基 转山田分水岭为界，西侧以平滩河为排泄基准面，东侧以第一分水岭为界，南侧横石梁分水岭为界，整个评价范围约 5.86km²。

1.7.4 声环境

(1) 评价等级

建设项目所处的声环境功能区属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 2 类声环境功能区；项目噪声源主要集中在钻井和压裂施工期，根据预测，运营期噪声排放值较小，仅有偶尔的放散噪声，项目建设前和建成后噪声增加量较小，建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量达 3~5dB（A）；受噪声影响人口变化不大。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）第 5.1 节中声环境影响评价等级的划分依据，确定项目声环境影响评价等级为二级。

(2) 评价范围

根据导则要求，结合项目周边居民点分布情况以及钻井设备高噪声值、昼夜连续施工的工程特点，声环境影响评价区涵盖所有噪声影响区域，即本次声环境影响评价范围确定为：井场外 200m 范围内。

1.7.5 环境空气

(1) 评价等级

根据页岩气开发项目平台井站环境影响特点，大气环境影响为钻井期间的施工机械、施工车辆产生的尾气、柴油发电机废气等，运营期间主要污染物为水套加热炉产生的废气。

项目采用水套加热炉撬防止水合物形成冰堵，水套炉运行初期时（最长使用时间一年）产生少量燃烧废气，主要污染物为 TSP、SO₂、NO_x。依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中规定的方法，选取本项目主要排放废气污染物 TSP、SO₂、NO_x为评价因子进行核算，分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 P_i和地面浓度达标限值 10% 时所对应的最远距离 D10%。其中 P_i定义为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中：P_i—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度，mg/m³；

C_{0i}—环境控制质量标准，mg/m³，取 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间内的二级标准浓度限值。

评价等级按下表的分级判据进行划分。

表 1.7-5 HJ2.2-2018 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	P _{max} ≥10%
二级	1≤P _{max} <10%
三级	P _{max} <1%

污染物评价标准和来源见下表。

表 1.7-6 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值μg/m ³	标准来源
NO _x	小时值	250	环境空气质量标准（GB3095-2012）及修改单
SO ₂	日均	500	
TSP	日均	900（折算）	

估算模式所用参数见下表。

表 1.7-7 估算模型参数表

参数			
城市/农村选项	城市/农村		农村
	人口数		/
	最高环境温度/℃		43.2

最低环境温度/℃		-3	
土地利用类型		农作地	
区域湿度条件		潮湿气候	
是否考虑地形	考虑地形		是
	地形分辨率/m		90
是否考虑岸边熏烟		考虑岸线熏烟	否

图 1.7-1 项目 3km 范围内土地利用现状图

本项目点源水套加热炉排气筒排放的大气污染物主要为 NO_x、SO₂、TSP，具体排放参数见表 1.7-8。

表 1.7-8 本工程涉及污染源正常生产时大气污染源参数表

点源名称	排放工况	坐标		排气筒参数 (m)			烟气排放参数		排放小时数 (h)	源强 (kg/h)		
		X	Y	底部海拔	内径	几何高度	出口温度 (℃)	烟气体量 (Nm ³ /h)		NO _x	SO ₂	TSP
水套加热炉	连续	22.8	-26.9	318	0.3	12	180	96	7920	0.006	0.000025	0.0013

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），采用估算模式 AERSCREEN 对上述污染物的影响程度和范围进行估算，其结果见下表。

表 1.7-9 本项目大气评价等级参数

土地利用类型
项目用地
H25范围
林地
草地
耕地
水域
其他
入海距离

距源中心下风向距离 (m)	SO ₂		NO _x			
	占标率 (%)	浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	£ (n ³)
10	0	0	0	0	0	0
48	0.01	0.000073	8.77	0.017541	0.42	0.0038
100	0.01	0.000025	3.02	0.006033	0.15	0.001307
200	0	0.000008	0.93	0.001868	0.04	0.000405
300	0	0.000005	0.55	0.001094	0.03	0.000237
400	0	0.000004	0.42	0.000848	0.02	0.000184
500	0	0.000002	0.2	0.000402	0.01	0.000087
600	0	0.000002	0.18	0.00036	0.01	0.000078
700	0	0.000001	0.13	0.000268	0.01	0.000058
800	0	0.000001	0.1	0.000198	0	0.000043
900	0	0.000001	0.12	0.00023	0.01	0.00005
1000	0	0.000001	0.09	0.000188	0	0.000041
2000	0	0.000001	0.08	0.000169	0	0.000037
3000	0	0	0.05	0.000091	0	0.00002
4000	0	0	0.05	0.000092	0	0.00002
5000	0	0	0.03	0.000052	0	0.000011

6000	0	0	0.02	0.000042	0	0.000009
7000	0	0	0.02	0.000046	0	0.00001
8000	0	0	0.01	0.000029	0	0.000006
9000	0	0	0.02	0.000038	0	0.000008
10000	0	0	0.01	0.000025	0	0.000005
11000	0	0	0.01	0.000025	0	0.000005
12000	0	0	0.01	0.000018	0	0.000004
13000	0	0	0.01	0.000025	0	0.000005
14000	0	0	0.01	0.000019	0	0.000004
15000	0	0	0.01	0.000019	0	0.000004
16000	0	0	0.01	0.000013	0	0.000003
17000	0	0	0.01	0.000018	0	0.000004
18000	0	0	0.01	0.000016	0	0.000003
19000	0	0	0.01	0.000014	0	0.000003
20000	0	0	0.01	0.000015	0	0.000003
21000	0	0	0.01	0.000012	0	0.000003
22000	0	0	0.01	0.000013	0	0.000003
23000	0	0	0.01	0.000012	0	0.000003
24000	0	0	0.01	0.000012	0	0.000003
25000	0	0	0	0.000007	0	0.000002
标准限值 (mg/m ³)	0.5		0.25		0.9	

根据上表可见,SO₂的最大占标率为8.77%,高于1%但低于10%,根据HJ2.2-2018的评价工作分级方法,本项目大气评价等级为二级。

(2) 评价范围

根据导则,二级评价项目评价范围取边长为5km的矩形区域,即25km²的矩形区域。

1.7.6 土壤环境

(1) 评价等级

新胜 12 平台属页岩气开发平台,钻井项目土壤影响类型主要为污染影响,如钻井废水、返排液泄漏引起土壤污染等。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023),以及《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 A 土壤环境影响评价项目类别,页岩气开采属于 II 类项目。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018),建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型,按相应等级分别开展评价工作;非土壤盐化、酸化和碱化地区,按照土壤污染影响型,按相应等级开展评价工作。根据本次评价开展的土壤环境质量监测结果统计可知,本项目各土壤环境监测点 pH 指标均在 5.5~8.5 范围内,不属于酸化土壤、碱化土壤,故本项目应按污染影响型开展土壤环

境评价。

项目占地面积为 2.4641hm²<5hm²，属于小型项目。

根据现场调查结果和相关资料收集，本项目建设场地周边存在耕地，查询污染影响型敏感程度分级表，本项目土壤环境敏感程度为“敏感”。

表 1.7-10 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

综上所述，本项目土壤评价等级确定为二级，判定依据详见表 1.7-11。

表 1.7-11 新胜 12 平台钻采工程土壤评价等级判定表

项目类别 敏感程度	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一	一	一	二	二	二(√)	三	三	三
较敏感	一	一	二	二	二	三	三	三	一
不敏感	一	二	二	二	三	三	三	一	一

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），参考“表 5 现状调查范围”，污染影响型项目二级评价范围为占地范围内以及占地范围外 0.2km 范围内。

1.7.7 环境风险

1.7.7.1 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），由建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，将建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV、IV⁺级。判断等级详见表 1.7-12。

表 1.7-12 环境风险评价等级判定表

环境风险潜势	IV ⁺ 、IV	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表

1.7-13 确定环境风险潜势。

表 1.7-13 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV ⁺	IV	III	III
环境中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区 (E3)	III	III	II	I

注：IV⁺为极高环境风险。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。当存在多种危险物质时，按照下列公式计算物质总量与临界量比值（Q）：

$$Q=q_1/Q_1+q_2/Q_2+...+q_n/Q_n.....$$
（公式 A1）

式中：q₁, q₂, ..., q_n----- 每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, ...Q_n----- 每种危险物质的临界量，t。

当 Q<1 时，将项目环境风险潜势为 I；

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：①1≤Q<10；②10≤Q<100；③Q≥100。

（1）危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）附录 C，危险物质数量与临界量比值（Q）的计算方法如下所示。

当只涉及一种污染物时，计算该物质的总量与临界量比值，即为 Q：

当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：q₁, q₂, ..., q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, ..., Q_n——每种危险物质的临界量，t。

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本项目主要危险物质在线量汇总，及危险物质数量与临界量比值见表 6.2-1。其中稀盐酸（15%）无临界量，不纳入 Q 值计算。

表 1.7-14 主要危险物质在线量及临界量比值

风险源	风险物质	危险性	容积（m ³ ）	最大在线量（t）	临界量（t）	比值 q/Q
-----	------	-----	---------------------	----------	--------	--------

一		施工期				
钻井	甲烷	易燃	/	0.292	10	0.0292
钻井	硫化氢	有毒	/	0.004	2.5	0.0016
钻井	柴油	易燃	/	200	2500	0.08
酸化作业	盐酸	毒性、腐蚀性	/	65.9	100	0.659
合计					/	0.7698
二		采气阶段				
井口集气工艺装置及管道	甲烷	易燃	50	0.0353	10	0.0035
	硫化氢	有毒	50	0.00038	2.5	0.0001
	甲烷	易燃	100	0.0707	10	0.0071
净化回收单元装置及管道	硫化氢	有毒	100	0.00075	2.5	0.0003
	甲烷	易燃	26	0.0188	10	0.0019
制冷剂系统	正丁烷	易燃	22	0.057	10	0.0057
	乙烯	易燃	8	0.01	10	0.0010
脱酸（碳）单元	MDEA 溶液	毒性	7	3.3	10	0.3300
LNG 槽车	甲烷	易燃	90	22.03	10	2.203
油料间	润滑油、机油	易燃	0.59	0.5	2500	0.0002
合计					/	2.5528

根据《建设项目环境影响评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本项目施工期 $Q=0.7698>1$ ，采气阶段值为 $Q=2.5528>1$ 。

因此，根据导则要求，项目施工期风险评价进行简单分析即可，采气阶段风险评价等级需要进一步判定。

(2) 行业及生产工艺 (M)

分析项目所属行业及生产工艺特点，按照下表评估生产工艺情况。具有多套工艺单元的项目，对每套工艺评分并求和。将 M 划分为 (1) $M>20$ ；(2) $10<M\leq 20$ ；(3) $5<M\leq 10$ ；(4) $M=5$ ，分别以 M1、M2、M3、M4 表示。

表 1.7-15 企业生产工艺过程评估

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶	涉及光气及光气化工工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化	10/每套

行业	评估依据		分值
炼等	工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺		
	无机酸制酸工艺、焦化工艺		5/每套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质储存罐区		5/每套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等		10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 b（不含城镇油气管线）		10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目		5

a 高温指工艺温度≥300℃，高压指压力容器的设计压力（P）≥10.0MPa；
b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

根据上表，本项目采气阶段分为 10 分，为 M3。

表 1.7-16 危险物质及工艺系统危险性等级判断

危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺（M）			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q<100	P1	P2	P3	P4
1≤Q<10	P2	P3	P4（√）	P4

通过上述分析，确定本项目危险物质及工艺系统危险性（P）的分级为 P4。

(3) 环境敏感程度分级（E）

基于风险调查，分析危险物质在事故情形下的环境影响途径，分别对大气环境、地表水环境及地下水环境三个环境要素的环境敏感程度进行分级，分级原则见《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D。

①大气环境敏感程度分级

表 1.7-17 大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性	本项目
E1	周边 5m 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人	本项目周边 500m 范围内人口总数为 66 人（小于 500 人），5km 范围内无居民集中居民区，经咨询地方管理部门，人口总
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人	
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构	

分级	大气环境敏感性	本项目
(√)	人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人	数小于 1 万人，故本项目大气环境敏感程度等级为 E3。

根据《建设项目环境影响评价技术导则》（HJ169—2018）附录 D 中大气环境敏感程度分级，本项目大气环境敏感程度为 E3。

②地表水环境敏感程度分级

表 1.7-18 地表水功能敏感性分区分级

敏感性	地表水环境敏感性	本项目
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内跨越国界的	本项目不外排废水，评价范围内地表水水域环境功能为Ⅲ类，因此本项目地表水敏感性属于 F2。
较敏感 F2 (√)	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的	
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区	

表 1.7-19 地表水环境敏感目标分级

分级	地表水环境敏感性	本项目
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区自然保护区：重要湿地：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：世界文化和自然遗产地：红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统：珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区：海洋特别保护区；海上自然保护区：盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜區；或其他特殊重要保护区	井口西南侧约 400m 为平滩河，平滩河流经约 8.54km 汇入习水河，环境敏感目标等级 S3。
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区：天然渔场：森林公园：地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域	
S3 (√)	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标	

表 1.7-20 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性
--------	----------

	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2 (√)	E3

根据《建设项目环境影响评价技术导则》(HJ169—2018) 附录 D 中地表水环境敏感程度分级，本项目地表水环境敏感程度为 E2。

③地下水环境敏感程度分级

表 1.7-21 地下水功能敏感性分区

分级	项目场地的地下水环境敏感特征	本工程
敏感 G1	集中式饮用水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的水源地） 准保护区；除集中式饮用水源地以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。	根据现场调查，本项目评价范围内不涉及集中式地下水饮用水源，周边分布有少量居民自打水井，属于分散居民饮用水源，综合确定区内地下水环境敏感程度为“较敏感”。
较敏感 G2	集中式饮用水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的水源地） 准保护区以外的补给径流区；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等） 保护区以外的分布区以及分散居民饮用水源等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区。	
不敏感 G3(√)	上述地区之外的其它地区。	

注：“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

表 1.7-22 防污性能分级

分级	包气带岩土的渗透性能	本工程
强 D3	岩（土） 层单层厚度 Mb≥1.0m， 渗透系数 K≤10 ⁻⁶ cm/s， 且分布连续、 稳定。	本项目评价区含水层主要为侏罗系中统上沙溪庙组（J ₂ s ² ） 风化裂隙含水层。 含水层厚度为 18~23m， 平均厚度为 20m， 包气带渗透系数介于 4.28×10 ⁻⁵ ~4.86×10 ⁻⁵ cm/s 量级， 综合确定包气带防污性能为“D2 级中”。
中 D2 (√)	岩（土） 层单层厚度 0.5m≤Mb<1.0m， 渗透系数 K≤10 ⁻⁶ cm/s， 且分布连续、 稳定。 岩（土） 层单层厚度 Mb≥1.0m， 渗透系数 10 ⁻⁶ cm/s<K≤10 ⁻⁴ cm/s， 且分布连续、 稳定。	
弱 D1	岩（土） 层不满足上述“强”和“中”条件。	

表 1.7-23 地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3 (√)
D3	E2	E3	E3

根据《环境影响评价技术导则——地下水环境》（HJ610-2016）中评价工作等级划分依据，本项目地下水环境敏感程度分级为 E3。

1.7.7.2 建设项目环境风险潜势判断

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV+级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照下表确定环境风险潜势。

表 1.7-24 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV ⁺	IV	III	III
环境中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区 (E3)	III	III	II	I

根据各环境因素敏感性，结合项目风险物质与临界量 Q，本项目环境风险潜势情况如下表。

表 1.7-25 本项目环境风险潜势划分

项目	环境要素	环境敏感程度	危险性 P	风险潜势
新胜 12 平台	大气	E3	P4	I
	地表水	E2	P4	II
	地下水	E3	P4	I

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 中关于环境风险评价工作等级的划分方法，本项目风险等级见下表。

表 1.7-26 本项目风险潜势及评价等级划分一览表

项目	环境要素	风险潜势	评价等级
新胜 12 平台	大气	I	简单分析
	地表水	II	三级评价
	地下水	I	简单分析

综合判定，本项目地表水环境风险评价等级为三级评价，大气环境及地下水环境风险评价等级为简单分析。

(2) 评价范围

根据风险导则要求及项目特点，评价建议环境风险评价范围同大气、地下水、

地表水环境要素评价范围。

1.8 环境保护目标

依据项目污染物排放特征和厂区周围环境敏感点分布情况及环境功能要求，确定本项目运营期的主要保护目标及保护级别，各环境敏感目标统计见表 1.8-1~2，项目周边环境敏感目标分布见附图 7。

表 1.8-1 评价范围内声环境、大气环境敏感目标统计表

序号	名称	坐标		位置（m）					环境敏感特性	影响因素
		X	Y	方位	与井场高差	与井口距离	与场界距离	与放喷池最近距离		
声环境敏感目标										
1	中同元								分散居民 4 户，约 14 人	钻前、钻井、储层改造、采气阶段噪声影响
2	管家田								分散居民 3 户，约 10 人	
大气环境敏感目标										
1	中同元								分散居民 6 户，约 19 人	施工扬尘、钻井废气、采气检修废气、测试燃烧废气
2	管家田								分散居民 7 户，约 23 人	
3	黄桷树								分散居民 5 户，约 13 人	
4	大坪子								分散居民 5 户，约 11 人	
5	核桃坪								分散居民 11 户，约 36 人	
6	鱼塘湾								分散居民 23 户，约 80 人	
7	观音岩								分散居民 13 户，约 22 人	
8	羊圈田								分散居民 41 户，约 96 人	
9	黄泥垆								分散居民 29 户，约 70 人	
10	群力村								分散居民 48 户，约 120 人	
11	白云村								分散居民 66 户，约 165 人	
12	平滩村								分散居民 110 户，约 275 人	
13	新黔村								分散居民 46 户，约 115 人	
14	杨家垆								分散居民 21 户，约 51 人	
15	郑碾子								分散居民 12 户，约 30 人	
16	柏香林								分散居民 38 户，约 95 人	
17	瓦窑坝								分散居民 54 户，约 135 人	
18	转山田								分散居民 34 户，约 85 人	
19	上店子								分散居民 18 户，约 45 人	
20	单家坳								分散居民 26 户，约 65 人	
21	青冈垆								分散居民 30 户，约 75 人	

表 1.8-2 评价范围内生态环境、地表水、环境风险敏感目标统计表

序号	名称	方位及距离（m）	环境敏感特性	影响因素
一、生态环境				
1	自然植被	评价范围内野生动植物，评价范围内未发现国家和省级重点保护动植物和古树名木分布。		施工期、运营期植物、植被保护及恢复，动物生境保护
2	永久基本农田	占地范围内及占地外延 200m 范围内	赤水市划定农业空间中的永久基本农田区域	改变永久基本农田土地功能
二、土壤环境				
1	土壤	项目占地外延 200m 范围内	属农田生态系统，受人类活动影响，以旱地农作物、疏林地为主，含少量林地分布，土壤以石灰型紫色土为主，无珍稀保护植物	占地，植被破坏、水土流失、放喷气体燃烧热辐射
二、地表水				
1	平滩河	西南侧 400m 处，与井场高差-48m	小河规模，属Ⅲ类水域	项目环境风险事故可能影响地表水水质
三、地下水				
1	泉点	浅层含水层主要为大气降雨补给，地下水流向为自东南往西北稍偏南径流；本项目所涉及的地下水环境保护目标主要为侏罗系上统遂宁组（J _{3s} ）风化裂隙含水层和评价范围内约分布的 5 口自然井泉。		钻井过程以及平台地面跑冒滴漏等污染事故污染地下水环境
2	浅层含水层	可能受建设项目影响的沙溪庙组潜水含水层		
四、环境风险				
1	平滩河	西南侧 400m 处，与井场高差-48m	小河规模，属Ⅲ类水域	项目环境风险事故可能影响水体
2	分散居民点	同大气环境敏感目标	643 户约 1626 人	可燃气体泄漏等大气环境风险

1.9 产业政策及相关规划符合性分析

1.9.1 与国家政策符合性分析

1、与《产业结构调整指导目录（2024 年本）》符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于鼓励类项目（第七类第 1 条“石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”），符合产业政策的要求。

2、与《页岩气产业政策》符合性分析

项目与《页岩气产业政策》（国家能源局公告，2013 年第 5 号）相关内容对比分析详见表 1.9-1。

表 1.9-1 与《页岩气产业政策》符合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
1	第四章第十五条：鼓励页岩气勘探开发企业应用国际成熟的高新、适用技术提高页岩气勘探成功率、开发利用率和经济效益。包括页岩气分析测试技术、水平井钻完井技术、水平井分段压裂技术、增产改造技术、微地震监测技术、开发环境影响控制技术	本项目页岩气开发采用水平井钻完井技术、水平井分段压裂技术，提高页岩气的开发利用率及经济效益	符合
2	第四章第十六条：鼓励页岩气勘探开发技术自主化，加快页岩气关键装备研制，形成适合我国国情的轻量化、车载化、易移运、低污染、低成本、智能化的页岩气装备体系，促进油气装备制造转型升级。	本项目页岩气开采采用的为轻量化、车载化易移运、低污染、智能化的页岩气装备	符合
3	第五章第二十二条：鼓励企业在基础设施缺乏地区投资建设天然气输送管道、压缩天然气（CNG）与小型液化天然气（LNG）等基础设施。	本项目不含输气管道	符合
4	第六章第二十三条：加强节能和能效管理。页岩气勘探开发利用项目必须按照节能设计规范和标准建设，推广使用符合国家能效标准、经过认证的节能产品。引进技术、设备等应达到国际先进水平。	项目建设按照节能设计规范 and 标准建设，井场工程采用一体化撬装设施	符合
5	第六章第二十四条：坚持页岩气勘探开发与生态环境保护并重的原则。钻井、压裂等作业过程和地面工程建设要减少占地面积、及时恢复植被、节约利用水资源，落实各类废弃物处置措施，保护生态环境。	本项目钻前、钻井、压裂和地面工程占地面积主要为耕地、荒地，占用林地面积较小，并在施工完成后完成绿化恢复	符合
6	第六章第二十五条：钻井液、压裂液等应做到循环利用。采取节水措施，减少耗水量。鼓励采用先进的工艺、设备，开采过程逸散气体禁止直接排放。	本项目钻井液、压裂液均循环利用，开采过程中的逸散气体采用放喷燃烧方式，以降低对外环境的影响	符合

7	第六章第二十六条：加强对地下水和土壤的保护。钻井、压裂、气体集输处理等作业过程必须采取各项对地下水和土壤的保护措施，防止页岩气开发对地下水和土壤的污染。	本项目钻井、压裂采用套管封闭等方式保护地下水及土壤	符合
8	第六章第二十七条：页岩气勘探开发利用必须依法开展环境影响评价，环保设施与主体工程要严格执行项目建设“三同时”制度。	本项目依法开展环境影响评价，项目实施工程严格落实“三同时”	符合
9	第六章第二十八条：加强页岩气勘探开发环境监管。页岩气开发过程排放的污染物必须符合相关排放标准，钻井、井下作业产生的各类固体废物必须得到有效处置，防止二次污染。	本项目各类污染物均可达到相关排放标准，钻井、井下作业岩屑均明确去向	符合
10	第六章第二十九条：禁止在自然保护区、风景名胜區、饮用水源保护区和地质灾害危险区等禁采区内开采页岩气。	本项目选址不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区等生态敏感区和地质灾害危险区等禁采区	符合

3、与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（国家环保部公告 2012 年第 18

号）符合性分析

项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（国家环保部公告 2012 年第 18 号）相关内容对比分析详见表 1.9-2。

表 1.9-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
清洁生产			
1	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目采用无毒气田化学剂	符合
2	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目钻井液为符合环境要求的钻井液，钻井过程产生的废水优先回收利用，无法回用通过外委方式进行合规处置。循环率达到 95%以上	符合
3	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	项目采用清水进行洗井和压裂，压裂返排液优先回用，不能回用的通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置。残余的钻井液和压裂残液入罐率 100%。在压裂、试气过程中，在放喷池设置有点火器。地面管线采用防刺、防漏、防溢设施	符合
生态保护			
1	（一）油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目采用丛式井组，水平井技术，尽量减少了工程岩屑、废水的产生，减少了占地。	

2	（四）在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本项目页岩气在放喷过程中不具备利用条件，在放喷池进行充分燃烧。	符合
3	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	本项目施工期结束后进行场地周边绿化恢复，并完善环境监测要求，建设地下水检测井井场周围设置有围堤或井界沟	符合
三 污染治理			
1	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理和相结合的方式。	钻井过程中产生的废水经过处理后全部重复利用，不能利用的回用于下一阶段的压裂液配置用水	符合
2	（三）固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃弃钻井液贮池。	钻井过程产生的固体废物充分利用井场的不落地装置，防止泄露造成土壤和地下水污染。现场人员定期对集污罐渗漏情况进行巡检和维护，及时转运至资质单位协同处置	符合
3	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本工程在井口及易产生污水的生产设施底部进行防渗处理，并采用塑料油罐收集可能产生的废油，然后按照危险废物处置要求，交由有资质的危险废物处置单位妥善处置	符合
4	对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	对于可能受到油污染的土地，拟采取置换异地处置方式处理	符合
四 运行管理与风险防范			
1	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	本项目业主制定有完善的环境保护管理规定，并建立运行健康、安全与环境管理体系。	符合
2	加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	本项目制定有完善的环境监督管理体系	符合
3	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	本项目开发过程，定期进行井套管的检测和维护	符合
4	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	本项目建有完善的环境保护人员培训制度和培训制度。经培训后上岗	符合
5	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	本项目业主对钻井工程设置有突发环境事件应急预案，并定期举行演练。在井场周边设置有事故监测点，实时监测危险因子	符合

通过将本项目工程内容和环保措施内容与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中清洁生产、生态保护、污染治理、运行风险和环境管理四大项十三小项内容进行对比分析，本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

4、与《“十四五”现代能源体系规划》符合性分析

项目与《“十四五”现代能源体系规划》相关内容对比分析详见表 1.9-3。

表 1.9-3 项目与《“十四五”现代能源体系规划》符合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
1	根据《“十四五”现代能源体系规划》第三章 增强能源供应链稳定性和安全性，六、强化战略安全保障：增强油气供应能力。加大国内油气勘探开发，坚持常非并举、海陆并重，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探，夯实资源接续基础。加快推进储量动用，抓好已开发油田“控递减”和“提高采收率”，推动老油气田稳产，加大新区产能建设力度，保障持续稳产增产。积极扩大非常规资源勘探开发，加快页岩油、页岩气、煤层气开发力度。石油产量稳中有升，力争 2022 年回升到 2 亿吨水平并较长时期稳产。天然气产量快速增长，力争 2025 年达到 2300 亿立方米以上。	本项目为页岩气开采项目，项目实施有利于提高天然气的增长，完善能源稳定的供应要求	符合

5、与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）相关内容对比分析详见表 1.9-4。

表 1.9-4 本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符

合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和生态环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	新胜区块未编制区块开发方案，项目为新井开发建设，本项目提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施；本项目不属于滚动开发区块；本项目依托其他防治设施及委托第三方处置固废、废水，且可以满足依托处置要求。	符合
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环	本项目属于未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，但新胜区块未编制区块开发方案。项目拟建的新胜 12 井为勘探	符合

	评。自 2021 年 1 月 1 日起,原则上不以单井形式开展环评。过渡期间,项目建设单位可以根据实际情况,报批区块环评或单井环评。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入油气开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油气开发工程调整井项目,实施环境影响登记表备案管理。	井,在具有开采价值后,再进行开发工作,勘探及后续开发均纳入环评;若勘探不具有开发价值,则恢复植被及原有用地类型,进行离场恢复。项目不涉及过渡期、不涉及海洋油气开发工程	
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目,应当符合国家和地方污染物排放标准,满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目,应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914)等排放标准要求。	本项目不外排废水,项目生活污水处理达标后回用于农灌、绿化,生产废水经收集后回用	符合
4	涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行的措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层,一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究,重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等,提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目	项目压裂返排液、气田水通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注,或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置;生活污水自建一体化污水处理设施(处理规模 10m³/d)处理,处理后作为农灌用水或绿化用水回用	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用效率。油气开采项目产生的危险废物,应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究,重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响,分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求,促进固体废物合理利用和妥善处置。	本项目产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他危险废物固体废物等交由有资质单位处理;生活垃圾收集后交由环卫部门处理,固废处理合理	符合
6	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的,应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺,减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、	本项目采用开压裂液、水基泥浆及油基泥浆等液体含有有机物成分的配置、收集、输送均采用储罐收集,采用储罐运输,放喷池设置燃烧系统进行页岩气燃烧,项目水套炉采用页岩气为燃料,废气均处理达标后排放等;根据气质分析,硫化氢含量约 7.536g/m³,不属于	符合

	压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁能源，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	高含硫天然气：	
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目施工仅在占地红线内施工。项目施工以加快施工进度，降低环境影响为要求，项目钻井、压裂设备等均采用清洁燃油，施工期间完善环境保护要求	符合
8	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	项目不涉及油气长输管道工程	符合

6、与《长江经济带发展负面清单指南（试行） 2022 年版》（长江办（2022） 7 号）符合性分析

据推动长江经济带发展领导小组办公室《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》（长江办（2022） 7 号）的要求，项目与该负面清单的符合性见表 1.9-5。

表 1.9-5 本项目与《长江经济带发展负面清单指南》符合性分析

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

	护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目		
6	禁止未经许可可在长江支流及湖泊新设、改设或扩大排污口	本项目不涉及	符合
7	禁止在“一江一口两湖七河”和 322 个水生生物保护区开展生产性捕捞	本项目不涉及上述内容	符合
8	禁止在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外	本项目不涉及	符合
9	禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目	本项目不属于上述高污染项目	符合
10	禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目	项目不属于国家石化、现代煤化工项目	符合
11	禁止新建、扩建法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目。禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。禁止新建、扩建不符合要求的高能耗高排放项目	项目不属于落后产能、高能耗、高排放项目	符合
12	法律法规及相关政策文件有更加严格规定的从其规定		

7、与《国家发展改革委 国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206 号）的符合性分析

本项目与《国家发展改革委 国家能源局关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206 号）相关内容对比分析详见表 1.9-6。

表 1.9-6 本项目与发改能源〔2022〕206 号符合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
1	“十四五”时期，基本建立推进能源绿色低碳发展的制度框架，形成比较完善的政策、标准、市场和监管体系，构建以能耗“双控”和非化石能源目标制度为引领的能源绿色低碳转型推进机制。到 2030 年，基本建立完整的能源绿色低碳发展基本制度和政策体系，形成非化石能源既基本满足能源需求增量又规模化替代化石能源存量、能源安全保障能力得到全面增强的能源生产消费格局。	本项目为页岩气开采项目，属于非化石能源的开采，项目建设有利于能源的增量	符合
2	完善油气清洁高效利用机制。提升油气田清洁高效开采能力，推动炼化行业转型升级，加大减污降碳协同力度。完善油气与地热能以及风能、太阳能等能源资源协同开发机制，鼓励油气企业利用自有建设用地发展可再生能源和建设分布式能源设施，在油气田区域内建设多能融合的区域供能系统。”	本项目为页岩气开采，项目属于清洁能源的开采	符合

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

《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T7466-2020）规定了陆上石油天然气勘探开水基钻井废弃物处理、处置及资源化利用技术等要求，本项目与该规范符合性分析见下表。

表 1.9-7 本项目与 SY/T7466-2020 符合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
1	对水基钻井废弃物进行不落地收集、处理、处置。	本项目水基钻井液采用不落地设施（储罐）收集，罐车运输	符合
2	对收集的水基钻井废弃物采用固液分离以实现钻井废弃物减量化。水基钻井废弃物进行固液分离或无害化处理，进一步资源化处理或安全处置	水基钻井废弃物采用固液分离，水基钻井岩屑委托正安西南水泥有限公司综合利用处置，或其它具备一般固废处理能力的资质单位委托处置	符合
3	水基钻井液废弃物处理、处置过程中应保护处置场地及周边环境，避免造成环境污染和生态破坏	本项目采用不落地设施收集水基钻井液废弃物，项目周边建设截污管道及应急池等设施，可避免水基钻井液废弃物造成环境影响	符合

9、与《国务院关于支持贵州在新时代西部大开发上闯新路的意见》（国发〔2022〕2号）符合性分析

本项目与《国务院关于支持贵州在新时代西部大开发上闯新路的意见》（国发〔2022〕2号）相关内容对比分析详见表 1.9-8。

表 1.9-8 本项目与国发〔2022〕2号符合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
1	八、强化重点领域安全保障和风险防范（二十八）提升能源安全保障能力。加强清洁能源开发利用，建设新型综合能源基地。在毕节、六盘水、黔西南布局建设大型煤炭储配基地，打造西南地区煤炭保供中心。加快现役煤电机组节能升级和灵活性改造，推动以原址扩能升级改造及多能互补方式建设清洁高效燃煤机组。推进川气入黔、海气入黔等工作。加快煤层气、页岩气等勘探开发利用，推进黔西南、遵义等煤矿瓦斯规模化抽采利用。推进川滇黔桂水风光综合基地建设，加快实施大型风电、光伏、抽水蓄能项目，在开阳等县（市、区）开展屋顶分布式光伏开发试点。开展源网荷储一体化、能源数字化试点，研究建设能源数据中心。	本项目为页岩气勘探开发项目，属于清洁能源的开发利用	符合

10、与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性分析

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）规定了陆上石油和天然气开采行业绿色矿山矿区环境、资源开发方式、资源综合利用、节能减排、科技创新与信息化、企业管理与企业形象方面的要求。

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相关内容对比分析详见表 1.9-9。

表 1.9-9 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
1	矿区环境 矿区功能分区布局合理、矿区应绿化、美化，整体环境整洁美观生产、运输、储存等管理规范有序	本项目布局合理，厂区内环境整洁。在工程范围内选择适宜当地生长的乔灌木及草本品种进行绿化；生产、运输、储存等过程制定有完善的管理制度，管理规范有序。	符合
2	资源开发方式 资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设想协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	本项目贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，做到井场整洁、无杂物。	符合
3	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济。	本项目钻井工程废水及压裂液废水等均采用多次利用及使用其他平台压裂液进行施工	符合
4	资源综合利用 油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清渣化、无害化处置，处置率应达到 100%。油气生产过程中的采出水应清渣处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式。	本项目钻井液、压裂液等配置，使用、运输均采用计量方式进行计量，以处理后以循环使用为主，在不能使用后通过罐车进行输送。	符合
5	节能减排 建立油气田生产安全过程能耗核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，减少“三废”排放。	本项目节能管理坚持依法合规的原则，开发与节约并举、节约优先的原则，优化结构、多能互补的原则，坚持节能与降本增效相结合，源头控制与存量挖潜相结合，坚持优化存量与控制增量的原则。提高用能效率，落实	符合

		绿色低碳发展战略。	
6	科技创新与信息化	建立科技研发对话，推广转化科技成果，加大技术改造力度，推动产业升级建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化。	符合
7	企业管理与企业形象	应建立涵盖产权、责任、管理和文化等方面的企业管理制度应建立质量管理体系、环境管理体系和职业健康安全管理体系，确保质量、环境、职业健康与安全的管理。	符合

11、与《地下水管理条例》符合性分析

2021 年 9 月 15 日国务院第 149 次常务会议通过，2021 年 10 月 29 日公布，自 2021 年 12 月 1 日起施行的《地下水管理条例》，本项目与其符合性分析见表 1.9-10。

表 1.9-10 本项目与《地下水管理条例》符合性分析

序号	相关要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	建设单位和个人应当采取措施防止地下工程建设对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响。对开挖达到一定深度或者达到一定排水规模的地下工程，建设单位和个人应当于工程开工前，将工程建设方案和防止对地下水产生不利影响措施方案报有管理权限的水行政主管部门备案。开挖深度和排水规模由省、自治区、直辖市人民政府制定、公布。	本项目采取了严格措施（浅层清水钻、分区防渗等）防止地下工程建设对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响	符合
2	禁止下列污染或者可能污染地下水的行为： （一）利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物； （二）利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质； （三）利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物； （四）法律、法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为	本项目制定了严格措施防止项目建设运营对地下水造成污染	符合

	企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施，防止地下水污染： (一) 兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应防治的内容，并采取了取防护性措施；当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施； (二) 化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测； (三) 加油站等的地下油罐应当使用双层罐或者采取建造防渗池等其他有效措施，并进行防渗漏监测； (四) 存放可溶性剧毒废渣的场所，应当采取防水、防渗漏、防流失的措施； (五) 法律、法规规定应当采取的其他防止地下水污染的措施	(一) 本项目依法编制的环境影响评价文件中，包括了地下水污染防治的内容，并采取了取防护性措施； (二) 本项目不属于化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位； (三) 本项目没有地下油罐，同时项目采取了分区防渗措施； (四) 本项目设置的危险废物暂存区采取了重点防渗措施，满足防水、防渗漏、防流失的要求； (五) 本项目落实了法律、法规规定的应当采取的其他防止地下水污染的措施	符合
4	在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内，不得新建、改建、扩建溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的建设项目	本项目不在泉域保护范围以及岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域内	符合

12、与《关于规范临时用地管理的通知》的符合性分析

本项目与《关于规范临时用地管理的通知》相关内容对比分析详见表 1.9-11。

表 1.9-11 本项目与《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
1	一、界定临时用地使用范围：“临时用地的范围包括：……矿产资源勘查、工程地质勘查、水文地质勘查等，在勘查期间临时生活用房、临时工棚、勘查作业及其辅助工程、施工便道、运输便道等使用的土地，包括油气资源勘查中钻井井场、配套管线、电力设施、进场道路等钻井及配套设施使用的土地。……油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续；不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。”	在确定具有开采价值后，进行用地手续办理，不具备开采价值，项目进行场地恢复，并不再建设其他工程设施内容	符合
2	二、临时用地选址要求和使用寿命：建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。	本项目以占地红线内进行开采，同时在占地范围内进行绿化设施建设，不占用占地范围外用地，临时用地在施工完成后及时恢复原有用地类型	符合

13、与《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》的符合性分析

本项目与《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》（2021 年 11 月 2 日）相关内容对比分析详见表 1.9-12。

表 1.9-12 《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》符合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
1	以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，深入贯彻习近平生态文明思想，坚持以人民为中心的发展思想，立足新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，以实现减污降碳协同增效为总抓手，以改善生态环境质量为核心，以精准治污、科学治污、依法治污为工作方针，统筹污染治理、生态保护、应对气候变化，保持力度、延伸深度、拓宽广度，以更高标准打好蓝天、碧水、净土保卫战，以高水平保护推动高质量发展、创造高品质生活，努力建设人与自然和谐共生的美丽中国。……到 2025 年，生态环境持续改善，主要污染物排放总量持续下降，单位国内生产总值二氧化碳排放比 2020 年下降 18%，地级及以上城市细颗粒物（PM _{2.5} ）浓度下降 10%，空气质量优良天数比率达到 87.5%，地表水 I-III 类水体比例达到 85%，近岸海域水质优良（Ⅰ、Ⅱ类）比例达到 79%左右，重污染天气、城市黑臭水体基本消除，土壤污染风险得到有效管控，固体废物和新污染物治理能力明显增强，生态系统质量和稳定性持续提升，生态环境治理体系更加完善，生态文明建设实现新进步。到 2035 年，广泛形成绿色生产生活方式，碳排放达峰后稳中有降，生态环境根本好转，美丽中国建设目标基本实现。……推动能源清洁低碳转型。在保障能源安全的前提下，加快煤炭减量步伐，实施可再生能源替代行动。“十四五”时期，严控煤炭消费增长，非化石能源消费比重提高到 20%左右，京津冀及周边地区、长三角地区煤炭消费量分别下降 10%、5%左右，汾渭平原煤炭消费量实现负增长。”	本项目为页岩气开采项目，属于清洁能源的开采使用，具有较高的使用价值，项目开采可实现能源的转换使用，降低煤炭资源的消费水平，推动低碳转型	符合

14、与国家发展改革委 国家能源局《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206 号）的符合性分析

本项目与国家发展改革委 国家能源局《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206 号）相关内容对比分析详见表 1.9-13。

表 1.9-13 本项目与发改能源〔2022〕206 号符合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
1	十四五时期，基本建立推进能源绿色低碳发展的制度框架，形成比较完善的政策、标准、市场和监管体系，构建以能耗“双控”和非化石能源目标制度为引领的能源绿色低碳转型推进机制。到 2030 年，基本建立完整	本项目为页岩气开采建设项目，项目的实施有利于提升油气田清洁高效开采	符合

	的能源绿色低碳发展基本制度和政策体系，形成非化石能源既基本满足能源需求增量又规模化替代化石能源存量、能源安全保障能力得到全面增强的能源生产消费格局。……完善油气清洁高效利用机制。提升油气田清洁高效开采能力，推动炼化行业转型升级，加大减污降碳协同力度。完善油气与地热能以及风能、太阳能等能源资源协同开发机制，鼓励油气企业利用自有建设用地发展可再生能源和建设分布式能源设施，在油气田区域内建设多能融合的区域供能系统。持续推动油气管网公平开放并完善接入标准，梳理天然气供气环节并减少供气层级，在满足安全和质量标准等前提下，支持生物燃料乙醇、生物柴油、生物天然气等清洁燃料接入油气管网，探索输气管道掺氢输送、纯氢管道输送、液氢运输等高效输氢方式。鼓励传统加油站、加气站建设油气电氢一体化综合交通能源服务站。加强二氧化碳驱油技术应用与封存技术推广示范，扩大二氧化碳驱油技术应用，探索利用油气开采形成地下空间封存二氧化碳。	能力。提高清洁能源储量，有助于建设赤水市区域供能系统，并进行辐射发展。	
--	---	-------------------------------------	--

15、与《自然资源部办公厅关于加强临时用地监管有关工作的通知》（自然资办函〔2023〕1280号）的符合性分析

本项目与国家发展改革委 国家能源局《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206号）相关内容对比分析详见表 1.9-14。

表 1.9-14 本项目与自然资源办函〔2023〕1280 号符合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
1	能源基础设施建设中，油气探采合一开发涉及的钻井及配套设施依据 2 号文件审批的临时用地，使用期限不超过四年。油气企业在勘探结束转入开采的，应及时办理建设用地审批手续。建设用地经依法批准后，不再进行土地复垦，相关土地复垦费用退回。未在规定期限内办理建设用地手续的，按违法用地处理。 对于占用耕地以外其他地类的临时用地，在规定的使用期限内，在不改变用途和范围的前提下，经临时用地原审批机关批准，可以确定给其他建设作为临时用地使用，但必须确保土地复垦义务履行到位。	本项目先进行新胜 12 井勘探井勘探，在确定具有开采价值后进行后续井及井场设施的完善建设，勘探期间采用临时用地。本项目建设过程中依照 2 号文完善临时用地手续；确定具有开采价值办理永久占地手续，在未取得用地手续情况下不得施工	符合

16、与《页岩气开发过程水资源保护要求》（GB/T 41519-2022）的符合性分析

本项目与《页岩气开发过程水资源保护要求》相关内容对比分析详见表 1.9-15。

表 1.9-15 本项目与《页岩气开发过程水资源保护要求》符合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
1	取水要求 ①页岩气开发取水应遵循合理利用、节约使用、有效保护的原则，且符合江河流域或区域的综合规划及水资源保护规划等专项规划，遵守经批准的水量分配方案或协议。②取水源可选用地表水、城市中水、水利工程供水城市自来水等。③建设单位直接取用地表水（江河湖泊水）时，应办理取水许可证。④取水构筑物的型式，应根据取水水量和水质要求，结合河床地形及地质、河床冲淤、水深及水位变幅泥沙及漂浮物冰清和航运等因素以及施工条件，在保证安全可靠的前提下，通过技术经济比较后确定。可采用的取水构筑物型式主要有：岸边式、河床式、缆车式、浮船式、低坝式等，设计应符合 GB 50013 的相关规定。	①本项目位置位于赤水市白云乡平滩村，现场调查不属于缺水区域，项目将进行节水措施；②本项目不在城镇范围内，项目取水就近取自平滩河，经论证，项目取水在不会影响平滩河水生态环境。③本项目为直接取水地表水，环评要求取水办理取水许可证。④本项目取水口在平滩河以泵及输送管道取水，不在河道内建设取水构筑物。	符合
2	用水要求 ①页岩气开发用水应充分考虑水资源的可持续利用及时空分布特性，提高废水回收利用率，控制废水产生量，有条件地区宜建立集中供水系统及水库、蓄水池等调蓄设施；②钻井废水宜收集后重复利用，平台内单井剩余废水量宜不大于 150 m ³ ；③返排液应优先收集回用。	①施工期压裂液首先利用邻近的平台压裂返排液作为本项目压裂液使用，减少压裂液配置用水；开采期钻井及压裂液设置循环罐设施循环使用钻井废水及压裂液，提高水资源的利用率；②项目钻井废水用于下一次钻井的钻井液配置，最后的钻井废水用于压裂液的配置，平台内设置有满足钻井废水的污水罐，及时使用不长期贮存；③本项目压裂返排液用于下一次压裂液使用，最后一口返排液再进行处置，提高循环利用效率。	符合
3	废水处理要求 ①回用处置废水经处理后应达到相应回用水质要求，若尚未制定回用水质标准宜参照 NB/T 14002.3 执行。②回注处置：注入层的选择和注入井的选择及建造宜参照 SY/T6596 的有关要求执行。注水前应针对注入水进行处理，保证不发生严重的结垢堵塞。当不同水源的水混注入时，应首先进行室内评价，证实其相互之间以及与地层水之间配伍性适宜，对注入层无伤害。③外排处	本项目钻井废水全部回用不外排，压裂返排液采用罐车运至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理质单位处置，本项目不设置处理设施，本项目不设置入河排污口。	符合

		置：水质应满足 GB 8978 水质指标要求及地方水质标准要求同时取得排污许可证。		
4		钻（完）井、压裂过程地下水保护要求：钻井作业时按照 GB/T 31033 的要求预防井漏事故发生；结合区域水文地质资料，合理选择井眼位置，尽量避开溶洞和暗河等复杂地质实时监控钻井液量、井口压力，并配备足够堵漏材料。 地面设施要求：①防渗漏要求废水储存区域防渗性能应满足 GB/T 50934 HJ 610 的要求；水基岩屑和废弃水基钻井液收集、贮存区域防渗性能应满足 GB 18599 的要求油基岩屑和废弃油基钻井液、废机油、洗件油等收集、贮存区域防渗性能应满足 GB 18597、HJ2025 的要求。②废水池（罐）选址应避开地质结构不稳定的地方；重点防控区（柴油罐区、泥浆储备和循环系统区、清洁化生产处理工艺区、压裂配液区、材料库堆存区）宜设置围堰、集水沟；井场内应设置清污分流或雨污分流系统，防止污水进雨水系统；废水池（罐）、岩屑不落地装置区应设置截排水沟架设雨棚等必要的防雨设施废水应及时清理转运，废水池（罐）剩余容量不 10%；定期检查井场清水沟、废水池（罐）液量，暴雨季节加强巡查。	本项目钻井过程分段钻进，采用套管保护，降低钻井废水泄露事故发生，同时压裂过程分段压裂，并完善井控设施及监控设施等设施设备要求，满足 GB/T 31033 的要求，本项目钻井不涉及溶洞及暗河等复杂地形，依照应急物资需求配备满要求的堵漏材料。	符合
5	水污染防治要求	①本项目采取分区防渗措施，防渗性能应满足 GB/T 50934 HJ 610 的要求；水基岩屑和废弃水基钻井液收集、贮存区域防渗性能满足 GB 18599 的要求油基岩屑和废弃油基钻井液、废机油、危废暂存间等收集、贮存区域防渗性能满足 GB 18597、HJ2025 的要求。②本项目选址不在滑坡区，属于地质稳定区，涉及滑坡区的放喷池不建设在滑坡带上，本项目罐区设置有围堰，井场设置有污水沟，雨水沟，实现雨污分流；钻井期及压裂期雨水收集后用于钻井补水及压裂用水，项目罐采用不落地设施，设置有防雨措施，设置有污水罐及应急池等，定期进行站场的巡查及检修，清理雨污管道，降低污水进入外环境的可能。		符合
6		废水车辆运输要求：罐体宜采用耐腐蚀容器；装卸时应防止泄漏、洒落；采用罐、箱进行装载，配备切断阀和快速密封接头；应建立车辆管理及废水运输台账。	本项目废水采用罐车运输，罐车满足耐腐蚀容器；装卸时采取密封防止泄漏、洒落；配备切断阀和快速密封接头；环评已提出建立车辆管理及废水运输台账。	符合
7	事故应急响应要求	①应对页岩气田开发过程开展水资源环境风险识别评估，编制环境突发事件应急预案。②建立水污染事故预防和控制措施，主要包括围堰、排水切断系统、拦污坝，导流设施，中间或末端事故缓冲设施等。③发生废水外溢或泄漏时，按照应急预案及时启动应急响应措施。	①本次环评已提出突发事件应急预案要求；②本项目设计及建设均满足包括围堰、排水切断系统、拦污坝，导流设施，中间或末端事故缓冲设施等要求；③发生废水外溢或泄漏时，已要求按照应急预案及时启动应急响应措施，并提出相关要求。	符合

17、与污染防治政策的符合性分析

经分析，项目建设与相关污染防治政策要求相符合，具体情况见表 1.9-16。

表 1.9-16 与污染防治政策的符合性分析一览表

名称	文件相关要求	本项目情况	符合性
《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37 号）	四、加快调整能源结构，增加清洁能源供应。 （十三）加快清洁能源替代利用。加大天然气、煤制天然气、煤层气供应。优化天然气使用方式，新增天然气应优先保障居民生活或用于替代燃煤；鼓励发展天然气分布式能源等高效利用项目，限制发展天然气化工项目。	项目为天然气气勘探和试采工程，属于天然气供应前期工程。	符合
水污染防治行动计划（国发〔2015〕17 号）	（七）推进循环发展。加强工业水循环利用。推进矿井水综合利用，煤炭矿区的补充用水、周边地区生产和生态用水应优先使用矿井水，加强洗煤 废水循环利用。鼓励钢铁、纺织印染、造纸、石油石化、化工、制革等高耗水企业废水深度处理回用。	钻井过程中产生的钻井废水尽量重复利用。不能利用的废水采用罐车转运至旺隆回注站处理后回注，或委托具备出水处理能力的污水处理资质单位处置，不外排。	符合
土壤污染防治行动计划（国发〔2016〕31 号）	六、加强污染源监管，做好土壤污染预防工作（十八）严控工矿污染。加强工业废物处理处置。全面整治尾矿、煤矸石、工业副产石膏、粉煤灰、赤泥、冶炼渣、电石渣、铬渣、砷渣以及脱硫、脱硝、除尘产生固体废物的堆存场所以及脱硫、脱硝、防流失、防渗漏等设施，制定整治方案并有序实施。加强工业固体废物综合利用。	项目产生的危险废物暂存于危废暂存间，地面进行重点防渗，并采取了防扬散、防流失等措施。	符合

18、与《基本农田保护条例》的符合性分析

本项目与《基本农田保护条例》（2011 修订版）相关内容对比分析详见表 1.9-17。

表 1.9-17 本项目与《基本农田保护条例》符合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
1	地方各级人民政府应当采取措施，确保土地利用总体规划确定的本行政区域内基本农田的数量不减少。	本项目临时用地占用基本农田（20230m ² ），项目已取得赤水市自然资源局同意项目临时用地选址意见	符合
2	基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。	本项目占用基本农田（20230m ² ），项目已取得赤水市自然资源局同意项目临时用地选址意见。在测试结束具有开发价值的，建设单位应依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久	符合

		基本农田。	
3	占用基本农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良	本项目占用基本农田（20230m ² ），在项目建设完成后，进行土地复垦恢复为耕地	符合
4	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。禁止任何单位和个人占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。	项目为页岩气开采，项目占用基本农田不涉及上述破坏基本农田活动内容	符合

1.9.2 与地方相关规划及政策法规的符合性分析

1、与《贵州省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《贵州省“十四五”生态环境保护规划》相关内容对比分析详见表 1.9-18。

表 1.9-18 本项目与《贵州省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
1	第二十一节 加快推动绿色生产；推动新型工业化绿色发展。实施新能源提升工程，以风能、太阳能、水能为重点，加快构建多元化的新能源供应体系，实施天然气“县县通”工程，完善天然气产供储销体系。推进煤层气（煤矿瓦斯）页岩气、地热能、氢能开发利用。	本项目为页岩气开发利用，同时完善多元化的新能源供应体系，提高天然气的使用体系	符合

2、与《省人民政府办公厅关于加快推进页岩气产业发展的指导意见（2019—2025 年）》（黔府办发〔2019〕34 号）符合性分析

本项目与《省人民政府办公厅关于加快推进页岩气产业发展的指导意见（2019—2025 年）》（黔府办发〔2019〕34 号）相关内容对比分析详见表 1.9-19。

表 1.9-19 本项目与黔府办发〔2019〕34 号符合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
1	一、总体要求。（二）主要目标：以正安、习水等为重点建产区，以道真、桐梓、岑巩等为勘探突破区，以威宁、水城、兴仁、黄平、长顺、务川等为资源潜力后备区。力争到 2022 年，页岩气探明储量达 100 亿立方米，建成页岩气年产能达 15 亿立方米、年产量达 9 亿立方米；力争到 2025 年，探明页岩气储量达 500 亿立方米，建成页岩气年产能达 20 亿立方米、年产量达 12 亿立方米。	本项目位于赤水市，属于页岩气勘探开发利用项目，钻采工程投产后单井产气量 2.5 万 m ³ /d，总产气规模约为 10×10 ⁴ m ³ /d。满足开发要求	符合
2	二、加快页岩气勘探开发。（四）加快推进“探转采”。加大正安、习水等页岩气评价突破区开发评价和井组先导性试验，加快勘探和提交资源探明储量报告进度，力争页岩气探明储量到 2022 年达 100 亿立方米、到 2025 年达 500 亿立方米。加强向自然资源部汇报，推进“探钻采”工作，加快取得采矿权证，推动规模开发。	本项目为页岩气勘探开发，项目开发预计总产气规模约为 20×10 ⁴ m ³ /d，满足规划要求加强钻采工作	符合

3	二、加快页岩气勘探开发。（五）加快产能释放。依托正安、习水页岩气勘探开发重大项目，加快产能建设，将黔北页岩气勘探开发项目打造成为全省重点建产示范区，力争页岩气年产能、年产量到 2022 年分别达 15、9 亿立方米，到 2025 年分别达 18、11 亿立方米。	本项目位于赤水市，属于页岩气勘探开发利用项目，项目建设有利于完成增加页岩气产能	符合
4	三、加快页岩气综合利用。（六）完善输出通道。依托中缅、中贵国家天然气管道和全省天然气“县县通”工程，结合页岩气产能建设和市场需求，按照整体规划、适度超前、分步实施的原则，统筹规划全省页岩气输气管道建设，将习水—正安—务川—德江天然气管道打造成为黔北页岩气资源输出主通道，确保页岩气就近消纳和余量外输通道互联互通。	本项目不含管道工程建设	符合
5	五、落实生态环境保护和安全生产责任。（十三）加强生态环境保护。严格做好页岩气开采区块规划环评工作，对已开展且符合规划环评结论及审查意见要求的建设项目，其环评文件可按照规划环评意见简化，建设项目投产后 5 年内要及时组织开展环境影响后评价。重点抓好钻井过程中产生的固体和液体废物处理，推进处理设施建设，严格交由有资质单位处置页岩气勘探开发过程中产生的油基岩屑等危险废物。	本项目与为页岩气开发项目，项目与建设期间产生的固体和液体废物处理严格处理，危险废物收集暂存后交由有资质单位处置	符合
6	五、落实生态环境保护和安全生产责任。（十四）做好安全生产工作。研究建立页岩气安全监管制度，强化安全生产监管技术应用，提高安全监管能力，推动页岩气安全生产。页岩气勘探开发企业要严格履行安全生产主体责任，针对页岩气钻井、压裂、集输、脱水等环节可能存在的风险隐患，制订应急预案，完善安全管理措施，层层落实安全生产责任，严防生产安全事故发生。	本项目建成后完善监管要求，要求人员培训持证上岗，编制应急预案并完善应急演练等，落实安全生产责任，严防生产安全事故发生	符合

3、与《省人民政府办公厅关于印发贵州省“十四五”自然资源保护和利用规划的通知》（黔府办发〔2022〕5 号）符合性分析

本项目与《省人民政府办公厅关于印发贵州省“十四五”自然资源保护和利用规划的通知》（黔府办发〔2022〕5 号）相关内容对比分析详见表 1.9-20。

表 1.9-20 本项目与黔府办发〔2022〕5 号符合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
1	第三章、构建国土空间规划管控体系。第四节、落实区域协调发展战略。……加强页岩气勘探、开采、利用等领域合作，建设黔渝页岩气智能化开发基地。……	本项目属于页岩气开采项目，利于建设黔渝页岩气智能化开发基地	符合

2	第六章、构建自然资源保护和高效利用体系。第四节、提高矿产资源开发保护水平：加强能源资源安全保障。围绕构建全国重要能源基地和资源深加工基地，坚持和完善能源工业运行新机制，加快转型升级，推进煤炭、煤层气、页岩气、地热（温泉）等能源资源勘查开发利用，着力构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。	本项目为页岩气开发利用项目，项目建设有利于完成清洁低碳、安全高效的现代能源体系建设	符合
3	第六章、构建自然资源保护和高效利用体系。专栏 9、矿产资源调查评价与勘查开发：页岩气勘查开发。加快黔北页岩气综合勘查开发试验区建设，推进正安、习水、道真等重点建产区，相梓、岑巩等勘探突破区，威宁、水城、兴仁、黄平、长顺、务川等资源潜力后备区项目建设。开展黔北习水、务川、正安、道真等区块页岩气勘查，力争探明页岩气资源储量 500 亿立方米以上。	本项目为页岩气开发建设项目，位于赤水市境内，项目建设有利于完成黔北页岩气综合勘查开发试验区建设	符合
4	第六章、构建自然资源保护和高效利用体系。第六节、加强水资源节约利用。深入实施节约用水行动。坚持把节水作为水资源开发、利用、保护、配置、调度的基本要求，推进水资源节约集约利用。落实国家和省节水行动实施方案，推进农业节水灌溉，加快建设现代化灌区，推进农业节水增效。推进工业节水改造，鼓励支持企业开展节水技术改造及再生水回用改造，严控高耗水项目，推动工业节水减排。	本项目钻井废水用于配置压裂液，压裂返排液进行各井压裂回用后最终剩余压裂液通过委托处置	符合

4、与《贵州省推动长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022 年版）（修订）》符合性分析

根据贵州省委区域协调发展领导小组办公室关于印发《贵州省推动长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022 年版）（修订）》的通知（黔区办〔2025〕1 号）中相关要求，本项目与该细则符合性分析内容见下表。

表 1.9-21 《贵州省推动长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022 年版）（修订）》符合性分析

序号	实施细则内容	工程建设情况	工程符合性
1	禁止建设不符合全国和我省港口布局规划以及港口总体规划的码头项目。	本项目不属于码头工程	符合
2	禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。禁止在风景名胜区内核心景区的岸线和河段范围内投资建设与风景名胜名胜资源保护无关的项目，防洪供水、生态修复、河道治理项目应依法依规办理审批手续。	本项目不涉及自然保护区、风景名胜胜区	符合
3	禁止在饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内新建改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。禁止在饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目。	本项目不涉及饮用水水源保护区	符合
4	禁止在水产种质资源保护区的岸线和河段范围内	本项目不涉及水产种质资	符合

新胜 12 平台钻采工程环境影响报告书

	新建围湖造田等投资建设项目。禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内挖沙、采矿，以及任何不符合湿地公园管控要求的投资建设项目	源保护区	
5	禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目	本项目不涉及长江岸线保护区	符合
6	禁止未经许可在长江支流及湖泊新设、改设或扩大排污口	本项目不涉及长江二级支流或支流湖泊	符合
7	禁止在赤水河、乌江和《率先全面禁捕的长江流域水生生物保护区名录》中涉及贵州省的水生动植物自然保护区和水产种质资源保护区开展生产性捕捞	本项目不涉及《率先全面禁捕的长江流域水生生物保护区名录》中涉及贵州省的水生动植物自然保护区和水产种质资源保护区	符合
8	禁止在长江流域水土流失严重、生态脆弱的区域开展可能造成水土流失的生产建设活动。确因国家发展战略和国计民生需要建设的，应当经科学论证，并依法办理审批手续。	项目占地面积较小，评价要求采取严格的水土保持措施	符合
9	禁止在河湖管理范围内倾倒、填埋、堆放、弃置、处理固体废物。	项目施工期固废均可得到合理处置	符合
10	禁止在开放水域养殖、投放外来物种或者其他非本地物种和质资源。	项目不涉及水域养殖	符合
11	禁止在长江支流、重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在长江重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库，以提升安全生态环境保护水平为目的的改建除外。	本项目不属于化工工程	符合
12	禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。高污染项目界定严格按照生态环境部发布的《环境保护综合名录》有关规定执行。	本项目不属于高污染项目	符合
13	禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目。	本项目不属于化工工程	符合
14	禁止新建、扩建法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目。禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。禁止新建、扩建不符合产业政策、“生态环境分区管控”等要求的高耗能高排放项目。	本项目不属于相关政策明令禁止的落后产能项目	符合

由上表可知，本项目不属于《贵州省推动长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022 年版）》（修订）》禁止建设工程范畴，符合《贵州省推动长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022 年版）》（修订）》的要求。

5、与《贵州省赤水河流域保护条例》符合性分析

《贵州省赤水河流域保护条例》由贵州省第十一届人民代表大会常务委员会第二十三次会议于 2011 年 7 月 29 日通过,2021 年 5 月 27 日贵州省第十三届人民代表大会常务委员会第二十六次会议修订。本项目建设与该条例符合性分析见表 1.9-22。

表 1.9-22 与《贵州省赤水河流域保护条例》符合性分析

条例要求		本项目情况	符合性
第二章 规划与管控	第三十二条 禁止在赤水河流域内发展下列产业： (一) 不符合国家产业政策的； (二) 不符合环境保护要求的； (三) 不符合赤水河流域保护规划、产业发展规划的。 禁止在赤水河干流岸线一公里范围内新建、扩建煤矿、砂石厂(场)、取土场、化工园区和化工项目。 禁止在赤水河干流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库。但是以提升安全、生态环境保护水平为目的的除外。 在赤水河流域沿岸铺设石油天然气、化工液体管道应当符合河湖岸线保护规划和生态环境保护要求。 禁止新建、扩建、改建生活垃圾填埋场。	本项目符合国家产业政策，环境保护措施满足相关要求，项目不属于化工项目、煤矿开采项目，项目不设尾矿库、生活垃圾填埋场。	符合
	第二十三条 赤水河流域县级以上人民政府应当按照国家规定和流域保护的需要，限期淘汰本行政区域内落后的生产技术、工艺、设备、产能。 禁止采用被国家列入限制类、淘汰类的工艺、技术和设备。	本项目未采用落后、淘汰的设备或工艺。	符合
	第三十二条 禁止占用或者征收、征用流域内的国家一级公益林地，不得随意变更公益林地用途。因国家和本省重点工程项目，以及县级以上人民政府及其有关部门批准的基础设施、公共事业和民生项目建设确需占用或者征收、征用国家二级公益林和地方公益林的，应当依法办理审批手续，	项目不涉及国家或地方公益林。	符合
第三章 生态建设与 环境保护	第三十九条在赤水河流域内实施的建设项目，应当符合区域用水总量和消耗强度控制指标，依法进行环境影响评价，建设配套的水污染防治设施，符合国家有关标准后方可排放。	施工期压裂液可采用邻近的平台压裂返排液作为本项目压裂液使用，可有效减少压裂液配置用水。	符合
	第四十条 赤水河流域禁止下列行为： (一) 向水体排放油类、酸液、碱液或者剧毒废液； (二) 在水体清洗装贮过油类或者有毒污染物的车辆、容器、包装物； (三) 向水体排放、倾倒工业废渣、城镇垃圾或者其他废物；	项目施工期、运营期产生的废水、固废均可得到合理处置，不会向平滩河排放废水及倾倒固废。	符合

条例要求	本项目情况	符合性
(四) 在流域沿河滩地和岸坡倾倒、堆放、存贮、填埋垃圾等固体废物或者其他污染物; (五) 使用国家明令禁止的农药, 随地丢弃农药包装物、废物; (六) 生产、销售、使用含磷洗涤剂; (七) 侵占河道建设建筑物、构筑物; (八) 在赤水河航运船舶和码头装卸、储存、运输危化、剧毒物品; (九) 向水体排放、倾倒船舶垃圾、残油、废油和生活污水; (十) 法律、法规禁止的其他行为。单位和个人设置的废物储存、处理设施或者场所, 应当采取必要的措施, 防止堆放的废物产生的污水渗漏、溢流和废物散落等对水环境造成污染。		

6、与《贵州省赤水河流域保护总体规划》符合性分析

根据《贵州省赤水河流域保护总体规划》中相关内容, 赤水河流域保护规划最终目标是到 2035 年, 赤水河流域生态环境总体保持优良, 基本达到与美丽中国建设相适应的水资源、水生态、水环境、水文化、水安全目标。水资源环境承载力与生产生活方式相互协调, 河湖生态流量(水位)得到保障。水源涵养功能有效提升, 河湖生态缓冲带得到保持和恢复, 生物多样性保护水平显著提升。污染物排放得到有效控制, 水体水质保持优良, 城乡黑臭水体全面消除, 城乡居民饮水安全得到全面保障。产业结构调整取得重大进展, 重点领域低碳发展模式基本形成, 绿色低碳技术取得关键突破, 绿色低碳循环发展政策体系基本健全, 基本满足人民对优美生态环境的需要。

赤水河流域划分为“双城带动、三区共生”的流域保护功能分区。双城: 包括区域中心城市遵义市和毕节市。三区: 包括南部水源涵养区、中部生态产业区和北部生物多样性保护区。南部水源涵养区包括七星关区和大方县, 主要保护修复天蓝地绿、水净气清的优良生态环境, 保障贵州省赤水河中下游白酒生产用水安全, 构筑生态安全屏障; 中部生态产业区主要包括仁怀市、播州区、汇川区、金沙县和桐梓县, 主要建立完善结构优化、循环高效的生态产业体系, 推进产业集群集约集群发展, 成为流域经济增长的引擎和发动机; 北部生物多样性保护区主要包括习水县和赤水市, 主要完善连通自然保护地、重要自然生态节点、濒危动植物栖息地, 形

成覆盖区域的陆域和水域生态廊道，切实保护珍稀特有鱼类和其它动植物，成为流域生物多样性保护高地。

本项目位于赤水市白云乡平滩村，所在地属于赤水河流域划中北部生物多样性保护区。经现场调查，本项目选址不涉及赤水河支流河岸区域，不会对水生生态环境造成负面影响；项目征地范围以耕地、荒地为主，占少量林地，不会对自然植被覆盖区域的陆域造成阻断等破坏性影响；项目不涉及赤水风景名胜区、贵州赤水丹霞国家地质公园、贵州赤水桫欏国家级自然保护区等自然保护区、重要自然生态节点，项目的建设对北部生物多样性保护区功能区影响较小。

根据《贵州省赤水河流域保护总体规划》可查，赤水河流域将积极推动生态产业高质量发展，推进绿色低碳工业体系建设，稳步发展清洁能源。

具体为：围绕流域能源需求，稳步发展清洁能源产业，加快推进页岩气、煤层气等非常规天然气产业化发展，因地制宜发展风光电和地热能产业。积极发展生物质能产业。推动煤炭等能源清洁高效利用，强化能源消费强度和总量双控，统筹做好煤电机组延寿和煤电行业淘汰落后产能工作。扎实推进重点领域清洁能源替代。

《贵州省赤水河流域保护总体规划》中清洁能源重点发展项目包括：重点推进习水县页岩气勘探开发建设、赤水市页岩气勘探钻采工程、七星关区和播州区光伏、大方县和金沙县风电等项目。实施金沙西部清洁高效能源基地、习水县垃圾焚烧发电、赤水市浅层地热能空调系统示范、桐梓县页岩气勘探建设等清洁能源项目，推动重点用能单位节能改造。本项目属于赤水市页岩气勘探钻采工程，符合《贵州省赤水河流域保护总体规划》中产业发展规划。

综上，本项目选址合理，与《贵州省赤水河流域保护总体规划》功能区保护要求不冲突，且符合规划中中产业发展项目，因此，项目的建设符合《贵州省赤水河流域保护总体规划》相关规划内容。

7、与《遵义市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》主要目标、重点任务和重大项目分工方案符合性分析

本项目与《遵义市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》主要目标、重点任务和重大项目分工方案相关内容对比分析详见表 1.9-23。

表 1.9-23 本项目与《遵义市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远

景目标纲要》符合性分析

序号	政策内容	本项目内容	符合性
1	(一) 坚持以绿色食品工业为支撑, 高质量推进新型工业化; ……推动煤化工、页岩气化工产业发展。……	本项目为页岩气新区块开发建设项目, 有助于推进新型工业化	符合
2	专栏 5、传统产业转型升级重大工程: 能源工业: 加快推进习水、桐梓等煤层气后各勘查区项目建设, 力争建成贵州金元习水电厂“上大压小”2×660 兆瓦煤电项目; 以正安页岩气新型能源工业园区建设为重点, 加快黔北页岩气勘探开发, 建成正安县页岩气勘探开发项目, 全力推进道真自治县页岩气勘探与开发利用项目、桐梓县热电联产项目、习水县页岩气勘探开发建设项目、赤水市和绥阳县页岩气勘探钻采工程前期工作并力争早日开工建设。	本项目位于赤水市, 为页岩气开发利用, 属于赤水市页岩气勘探开发建设项目	符合
3	(六) 坚持生态优先绿色发展, 高质量建设全国“两山论”实践样板城市: 1. 加强国土空间开发保护: 立足资源环境承载力, 把水资源作为最大的刚性约束, 科学有序统筹布局生态、农业、城镇等功能空间, 严守生态保护红线、水资源三条红线、耕地保护红线和永久基本农田、城镇开发边界等控制线, 建立健全国土空间规划体系, 严格落实长江经济带战略环评“三线一单”硬约束。	本项目建设符合贵州省三线一单管控要求, 涉及占用永久基本农田, 项目已取得自然资源局同意项目建设的用地选址意见	符合
4	(六) 坚持生态优先绿色发展, 高质量建设全国“两山论”实践样板城市: 3. 深入推进防治污染攻坚战“五场战役”固废治理战。实行危废风险源统一监管, 加强园区和重点企业、排污治污整治力度, 强力推进危废综合利用, 积极开发固废资源化和信息化科技创新成果, 提升遵义酒糟、粉煤灰和电解锰渣等大宗固废的综合利用水平。持续加强问题渣场(尾矿库)整改力度, 持续加强工业渣场环境监测监管, 持续开展重金属行业企业污染源排查整治。持续开展危险废物污染防治排查治理。	本项目危险废物经收集后交由有资质的处置单位处理	符合
5	(六) 坚持生态优先绿色发展, 高质量建设全国“两山论”实践样板城市: 4. 大力发展绿色生态经济: 实施绿色制造专项行动。推进企业循环生产、产业循环组合、园区循环改造, 建设一批绿色工厂、绿色园区、绿色产业链。推进循环化改造和生态化升级, 实现废弃物交换利用、能量梯级利用、废水循环利用和污染物集中处理。促进园区企业间链接共生、原料互供、资源共享, 实现近零排放。	本项目优先采用其他页岩气开采平台的剩余钻井液及压裂液, 能回用的在站场内回用, 项目产生的可回用压裂液运至其他平台回用。	符合
6	(八) 坚持加大现代化基础设施建设力度, 夯实高质量发展支撑能力: 4. 大力提升能源基础设施安全性: 加强天然气基础设施建设。依托中卫—贵阳天然气联络线, 规划布局“一主一环五支”输气管道建设(即中卫—贵阳联络线遵义段主管道, 遵义市高压环网, 遵义—仁怀—荣昌坝、温水—习水—赤水、遵义—道真(含正安—务川)、新舟—湄潭—凤冈、瓮安—余庆等五条支管网), 加快遵义至绥阳燃气管网建设。加快推进中石化 6681 油库搬迁。加强天然气应急调峰储备设施建设, 加快县级城区全部建成城镇燃气配气管网, 并逐步向乡村覆盖。加快赤水天然气勘	本项目不含输气管道工程	符合

探开采。加快正安、习水、凤冈、绥阳、道真等县页岩气勘探开发，尽快形成规模产能。		
---	--	--

1.9.3 三区三线符合性分析

1.9.3.1 三区三线涉及情况

根据《自然资源部关于进一步加强国土空间规划编制和实施管理的通知》（自然资发〔2022〕186号）要求，巩固和深化“多规合一”改革成果，2022年12月，贵州省“三区三线”划定成果已经国家质检通过并正式启用。“三区三线”的划定及管控是发挥国土空间规划战略性、引领性、约束性、载体性作用的重要基础，是国土空间规划的核心内容。科学划定“三区三线”，对于加快形成生产空间集约高效、生活空间宜居适度、生态空间山清水秀的国土空间格局具有重大意义。

“三区”是指城镇空间、农业空间、生态空间三种类型的国土空间，其中，城镇空间是指以承载城镇经济、社会、政治、文化、生态等要素为主的功能空间；农业空间是指以农业生产、农村生活为主的功能空间；生态空间是指以提供生态系统服务或生态产品为主的功能空间。“三线”分别对应在城镇空间、农业空间、生态空间划定的城镇开发边界、永久基本农田、生态保护红线三条控制线，其中，生态保护红线是指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能，必须强制性严格保护的陆域、水域、海域等区域；永久基本农田是指按照一定时期人口和经济和社会发展对农产品的需求，依据国土空间规划确定的不能擅自占用或改变用途的耕地；城镇开发边界是指在一定时期内因城镇发展需要，可以集中进行城镇开发建设，重点完善城镇功能的区域边界，涉及城市、建制镇和各类开发区等。

经叠图分析，新胜 12 平台涉及占用贵州省“三区三线”（2023 年版）中农业空间的永久基本农田（详见图 1.9-1），项目永久占地涉及贵州省“三区三线”（2023 年版）中农业空间的永久基本农田占用面积为 20230m²，不涉及城镇空间及生态空间。

项目现阶段用地属于临时占地，按照《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》自然资规〔2019〕1 号文件，项目在施工前建设单位应依法办理临时占用永久基本农田的审批手续。在测试结束具有开发价值的，建设单位应依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。

项目与城镇开发边界、贵州省生态保护红线及永久基本农田位置关系详见附图 12、附图 13。

1.9.3.2 与永久基本农田相关条例符合性分析

(1) 与《基本农田保护条例》的符合性分析

根据前文分析，项目符合《基本农田保护条例》（2011 修订版）中相关要求，详见表 1.9-17。

(2) 《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》符合性分析

根据《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资源（2019）1 号）中“三、严控建设占用永久基本农田”相关条例。

“（七）一般建设项目不得占用永久基本农田；重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，在可行性研究阶段，省级自然资源主管部门负责组织对占用的必要性、合理性和补划方案的可行性进行严格论证，报自然资源部用地预审；农用地转用和土地征收依法报批。深度贫困地区、集中连片特困地区、国家扶贫开发工作重点县省级以下基础设施、易地扶贫搬迁、民生发展等建设项目，确实难以避让永久基本农田的，可以纳入重大建设项目范围，由省级自然资源主管部门办理用地预审，并按照规定办理农用地转用和土地征收。严禁通过擅自调整县乡土地利用总体规划，规避占用永久基本农田的审批。

重大建设项目占用永久基本农田的，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划，并按照法定程序修改相应的土地利用总体规划。补划的永久基本农田必须是坡度小于 25 度的耕地，原则上与现有永久基本农田集中连片。占用城市周边永久基本农田的，原则上在城市周边范围内补划，经实地踏勘论证确实难以在城市周边补划的，按照空间由近及远、质量由高到低的要求进行补划。重大建设项目用地预审和审查中要严格把关，切实落实最严格的节约集约用地制度，尽量不占或少占永久基本农田；重大建设项目在用地预审时不占永久基本农田、用地审批时占用的，按有关要求报自然资源部用地预审。线性重大建设项目占用永久基本农田用地预审通过后，选址发生局部调整、占用永久基本农田规模和区位发生变化的，由省级自然资源主管部门论证审核后完善补划方案，在用地审查报批时详细说明调整和补划情况。非线性重大建设项目占用永久基本农田用地预审通过后，所占规模和区位原则上不予调整。

临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、

选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格的，继续按照永久基本农田保护和管理；验收不合格的，责令土地使用者进行整改，经整改仍不合格的，按照《土地复垦条例》规定由县级自然资源主管部门使用缴纳的土地复垦费代为组织复垦，并由县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收。县级自然资源主管部门要切实履行职责，对在临时用地上修建永久性建（构）筑物或其他造成无法恢复原种植条件的行为依法进行处理；市级自然资源主管部门负责临时用地使用情况的监督管理，通过日常检查、年度卫片执法检查等，及时发现并纠正临时用地中存在的问题。”

根据《省人民政府办公厅关于加快推进页岩气产业发展的指导意见（2019-2025年）》（黔府办发[2019]34号），要求保障页岩气开发项目的建设用地；认真落实页岩气作为战略性矿产，地质勘查经批准可办理临时使用土地手续的政策；在试采和取得采矿权后转为开采井的，应依法办理农用地转用和土地征收审批手续；涉及占用永久基本农田的，按规定进行补划；将页岩气勘探开发用地纳入国土空间规划，在土地利用年度计划中应保尽保。（责任单位：省自然资源厅、省农业农村厅、省能源局）

页岩气为战略性矿产，本项目属于重大建设项目，在依法办理相关用地手续的前提下是可以占用基本农田的。因此，项目在施工前建设单位应依法办理临时占用永久基本农田的审批手续，在测试结束具有开发价值的，建设单位应依法办理农用地转用和土地征收审批手续，由相关主管部门按规定进行补划，不会造成所在区域的基本农田数量减少。

现阶段项目已取得自然资源局同意项目建设的用地选址意见，详见附件 11。

综上，本项目与永久基本农田相关管理法规不冲突。

1.9.4 与《贵州省生态环境分区管控方案》符合性分析

根据《贵州省生态环境分区管控方案》（黔府办函〔2024〕67号）中遵义市生

态环境分区管控及要求可查。

遵义市全市划分为 223 个生态环境分区管控单元，其中：优先保护单元 147 个，主要包括生态保护红线、自然保护区、饮用水水源保护区等生态功能区域；重点管控单元 62 个，主要包括经济开发区、工业园区、中心城区等经济发展程度较高的区域；一般管控单元 14 个，主要包括优先保护单元、重点管控单元以外的区域，是以生态环境保护与适度开发相结合为主的管控单元，开发建设中应落实生态环境管控相关要求。

①优先保护单元以生态环境保护为主，依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设。生态保护红线原则上按禁止开发或依现行法律法规规定有条件开发区域进行管理。严禁不符合国家有关规定的各类开发活动，严禁任意改变用途，严格禁止任何单位和个人擅自占用和改变用地性质；

②重点管控单元以生态修复和环境污染治理为主，加强污染物排放控制和环境风险防控，进一步提升资源利用效率。严格落实区域及重点行业污染物允许排放量。对于环境质量不达标的管控单元，落实现有各类污染源污染物排放削减计划和环境容量增容方案；

③一般管控单元主要为优先保护单元、重点管控单元以外的区域。管控要求为：以生态环境保护与适度开发相结合为主，开发建设中应落实生态环境管控相关要求。

根据“三线一单”公众应用平台核对结果，本项目全部工程涉及赤水市一般管控单元（ZH52038130001），本项目与贵州省“三线一单”生态环境分区管控实施方案单元位置关系见附图 14。

根据《贵州省生态环境分区管控方案》（黔府办函〔2024〕67 号）可查，赤水市一般管控单元（ZH52038130001）管控要求符合性分析见表 1.9-24。

表 1.9-24 环境管控单元管控要求

序号	保护单元	管控分类	管控要求		项目建设情况	是否符合
1	ZH52038130001	赤水市一般管控单元	空间布局约束	1. 畜禽养殖业执行贵州省农业污染禁养区、限养区普适性管控要求；畜禽养殖业规模的确定执行贵州省农业污染普适性管控要求	本项目为天然气勘探和开采，不属于畜禽养殖业	符合
				2. 城镇开发边界执行贵州省土地资源普适性管控要求	项目不涉及城镇开发边界管控单元	符合
				3. 高速公路、铁路沿线以及城镇建成区上风向等重点区域限制露天矿山建设；对现有造成污染的露天矿山进行有序退出	本项目为天然气勘探和开采，不属于露天矿山	符合
				4. 控制畜禽养殖规模和数量，优化养殖场布局	项目不属于畜禽养殖业	符合
				5. 加强和规范城镇开发边界管理，不得擅自突破城镇建设用地规模和城镇开发边界扩展倍数，严禁违反法律和规划开展用地审批	项目不涉及城镇开发边界管控单元	符合
				6. 涉及农用地优先保护区严格耕地用途管制，坚决制止耕地“非农化”、防止耕地“非粮化”	本项目占用部分基本农田，已取得主管部门批复同意项目用地，井场退役后开展迹地恢复及复垦恢复	符合
			污染物排放管控	1. 生活污水处理率、污泥无害化处置率、新建城镇生活污水处理、旅游基础设施执行贵州省水环境城镇生活污染普适性管控要求。	生活污水、生产废水全部处置回用不外排	符合
				2. 按照“户分类、村收集、镇转运、县处理”的模式，乡镇生活垃圾无害化处理率达到相关要求	项目不涉及乡镇生活垃圾处理	符合
				3. 化肥农药使用量执行遵义市普适性管控要求	项目不使用化肥农药	符合
				4. 大气污染物排放执行贵州省大气环境污染物排放普适性管控要求	项目水套炉采用井场自产的天然气，不涉及燃煤	符合

新胜 12 平台钻采工程环境影响报告书

				5.畜禽养殖业废弃污染物管控要求执行遵义市普适性管控要求	项目不属于畜禽养殖业	符合
				6.全市一般工业固体废物综合利用率稳定提高，危险废物安全处置率100%	项目产生的一般固废及危废均得到有效处置	符合
3			环境 风险 防控	1.执行贵州省土壤污染风险防控普适性管控要求	项目符合贵州省土壤污染风险防控普适性管控要求	符合
				2.执行全省及遵义市环境风险防控普适性管控要求	项目符合省及遵义市环境风险防控普适性管控要求	符合
				3.加强对区域内现有工矿企业的环境监管，避免环境风险事故发生	项目不属于工矿企业	符合
				4.与四川省联合建立水污染联防联控机制，保障赤水河流域水质安全。	施工期及运营期产生的生活污水及生产废水均不外排	符合
4			资源 开发 效率 要求	1.执行遵义市赤水市资源开发利用效率普适性要求。	项目消耗地表水资源总量较少，用水时间较短，符合赤水市资源开发利用效率普适性要求	符合

综合以上分析，本次评价认为本项目符合《贵州省“三线一单”生态环境分区管控实施方案》相关管理要求。

1.9.5 与贵州省“三线一单”符合性分析

根据《环保部关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环评[2016]150 号），为适应以改善环境质量为核心的环境管理要求，切实加强环境影响评价管理，落实“生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单”约束，建立项目环评审批与规划环评、现有项目环境管理、区域环境质量联动机制，更好地发挥环评制度从源头防范环境污染和生态破坏的作用。

（1）与生态保护红线的符合性

本次评价根据与贵州省生态保护红线叠图分析，本项目扰动区域及周边 300m 范围内不涉及生态保护红线。

（2）环境质量底线符合性

环境质量底线是国家和地方设置的大气、水、噪声和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关规划环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。

①地表水

经监测分析，平滩河监测断面各项监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准，地表水体水质较好，满足Ⅲ类地表水水域功能要求。

②地下水

本次地下水环境质量监测中，所有监测指标均能达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类水质标准，地下水水质总体表现较好。

③环境空气

判定达标区的六项指标均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准，故评价区域为环境空气质量达标区。

④声环境

本项目声环境监测点昼间、夜间监测值均能达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

综上，本项目所在区域符合环境质量底线相关要求。

(3) 资源利用上线

资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。

本项目运营期间对水电资源的用量较小，符合资源利用上线要求。

(4) 环境准入负面清单

根据贵州省生态环境厅关于印发《贵州省建设项目环境准入清单管理办法（试行）》的通知（黔环通〔2018〕303号），贵州省以资源环境承载力为基础，严格空间管制、总量管控和环境准入要求，建立建设项目环境准入绿色通道类（绿线）、从严审查类（黄线）、禁止审批类（红线）等三大清单管理制度。

根据管理办法第六条（禁止审批类、红线）可知：禁止审批类（红线）主要是指不符合国家产业政策、国家地方法律法规和政策规定以及自然保护区、饮用水源保护区、风景名胜区等重要环境敏感区内国家相关法律法规政策明确禁止的建设项目。根据管理办法第八条：对国家明令淘汰、禁止建设、不符合国家产业政策的项目，一律不批；对高能耗、高污染和低水平重复建设的项目，一律不批；对环境质量不能满足功能区的项目，一律不批；对位于生态保护红线内不符合主体定位的项目，一律不批；对无成熟可靠污染治理技术、污染物不能稳定达标排放的项目，一律不批。

项目不属于国家地方法律法规和政策规定的禁止建设区，也不属于国家明令淘汰、禁止建设、不符合国家产业政策、高能耗、高污染的项目。本项目不在其环境准入负面清单内，即视为符合其相关要求。因此，项目的建设与国家 and 地方产业政策相符，满足负面清单管理要求。

综上所述，项目建设符合“三线一单”的相关要求。

1.9.6 选址合理性分析

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，然后通过入

为的方式使井口满足相应的环保要求。

本项目所在与为山地，项目选址周边区域较为平坦区域，采取挖填方式进行井场平整，项目周边区域为坡度大于 25° 的山地，项目区域存在水田、旱地，选址区域较周边区域相对平坦，且易于建设。项目不在地质条件不稳定区域。项目红线不在遵义市生态保护红线范围内，不涉及国家及地方公益林、天然林，项目不涉及饮用水源重要湖库，不涉及生态用水补给区，项目周边无保护文物、风景名胜区、自然保护区，无珍稀野生保护动物栖息地，无医院学校等敏感目标，新胜 12 平台选址周边无环境限制因素。

井场外占地红线涉及永久基本农田（20230m²）。项目占用的基本农田为永久基本农田；根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）中临时用地的界定，本项目临时工程占用永久基本农田占地属于该通知中：油气资源勘查中钻井井场、配套管线、电力设施、进场道路等钻井及配套设施使用的土地；依照该通知要求，本项目临时用地确需占用永久基本农田的，施工期结束后，能够恢复原种植条件；项目征地范围内涉及占用基本农田，项目施工取得基本农田占用审批手续及相应的临时用地许可后方可施工建设，完善基本农田占一补一，实现占补平衡；本项目已提出满足要求的临时用地复垦、复绿措施要求。

项目设施建设已避开滑坡带。

综上，本项目临时工程在施工完成后能够恢复原种植条件项目选址合理；现阶段项目已取得自然资源局同意项目建设的用地选址意见；项目设施建设已避开滑坡区进行临时工程建设，项目选址是可行的。

1.9.7 平面布置合理性分析

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）中对 ZJ50 整合钻机井场规范化布置要求，对井场、清水池、放喷池等场外设施规范化模块布置。

（1）放喷池布置合理性分析

新胜 12 平台井场沿东北~西南方向布置，场地面积有限，区域主导风向不明显，但同时受局地风场山谷风影响较明显。按照钻井行业规范要求，放喷点远离井场周边居民，利用相对空旷地形优势利于放喷点火燃烧污染物的扩散，本项目放喷池布置符合钻井环保、安全相关规范要求。

（2）高噪声设备平面布置合理性分析

本项目高噪声设备主要为钻井阶的钻机、泥浆循环系统设备，在井场后场靠集中布置，储层改造压裂阶段主要高噪声设备压裂泵车也布置在井场后场（钻井设备撤离腾空井场场地），最大程度的加大了项目高噪声源与周边居民点间的距离，充分利用噪声的距离衰减，减小对当地周边居民的声环境影响。通过平面布置优化减轻噪声环境影响，高噪声设备平面布置合理。

（3）清、污废水池布置合理性分析

积液池在井场外东北侧，采用半埋地式联合布置，池体周边无地表水体，不属于洼地汇水区域。鉴于本项目位于中低山区，雨季山洪爆发时对场地存在一定环境风险影响，通过加强了暴雨环境风险防范，积液池水土保持按照 20 年一遇的暴雨设防（50 年一遇校核），鉴于清水池和应急池兼具钻井阶段井场事故性废水收集功能和压裂返排阶段返排液收集外运中转池功能，应急池与在井场布置的钻井阶段不落地随钻处理设施和压裂返排阶段布置的返排液处理装置（同位置错时布置）距离都较近，避免了污水场地内的长距离转运，利用返排液带压返排特性，避免了废水处理时反复提升能耗，积液池在井场外东北侧布置合理。

（4）柴油罐区布置合理性分析

按照钻井行业安全规程要求，柴油罐区布置在井场大门处，进场道路一侧单独布置。井场外布置避免柴油拉运和卸载与钻井施工现场交叉作业，同时布置位置位于井场道路侧，便于柴油拉运补给；产油罐区布置位置地质结构稳定，不属于洼地汇水区域，周边 25m 控制范围内无居民点分布，通过采取地坪防渗处理，构筑围堰放外溢措施，确保柴油罐区环境风险可控，柴油罐区选址合理。

（5）生活区平面布置合理性分析

钻井队和储层改造施工队伍临时生活区在井场内设置，有利于生活污水处理后作为农灌用水或绿化用水回用，便于生活消耗品的补给，本项目生活区设置位置合理。

综上所述，本项目平面布置满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SYT 5466-2013）对井场布置规范要求。通过合理优化平面布置减轻项目施工对周边环境敏感点的影响，节约能耗，新胜 12 平台平面布置从环保上分析是合理可行的。

2 工程概况

2.1 工程基本情况

项目名称：新胜 12 平台钻采工程；

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；

建设地点：遵义市赤水市白云乡平滩村，项目占地红线均属于贵州省境内，不涉及四川省管辖范围；

井 别：新胜 12 井为勘探井；新胜 12-1 井~新胜 12-3 井为开发井；

井 型：水平井；

设计井深：新建 4 口井设计井深为 4240~4500m，水平井段长 1020~1700m 左右，实际过程中将根据前序钻井地层实际情况适时微调；

泥浆体系：导管段采用清水钻，一开、二开井段采用水基钻井液钻进，三开（水平段）采用油基泥浆钻进，不涉及聚磺体系钻井液；

目的层：茅口组；

完钻层位：栖霞组；

完井方式：采用套管完井。

建设内容：钻采工程建设内容包括施工期（钻前工程、钻井工程、储层改造工程）及运营期（地面采气）。新胜 12 井为勘探井，先实施施工期（包括钻前工程、钻井工程、压裂测试），新胜 12 井在测试完毕后，若有工业开采价值，再于同井场部署新胜 12-1 井、新胜 12-2 井、新胜 12-3 井，储层改造测试完毕后，平台内 4 口井进行试采和地面采气工程建设；钻采工程投产后单井产气量 2.5 万 m³/d，总产气规模约为 10×10⁴m³/d。

项目投资：20000 万元；

2.2 项目组成

新胜 12 平台作为页岩气开发井生产平台，项目建设内容包括施工期（钻前工程、

钻井工程、储层改造工程)及运营期(地面采气)。先对新胜 12 井进行钻井、储层改造,新胜 12 井储层改造测试确定该区块具有开采价值后,再进行新胜 12-1 井~新胜 12-3 井的钻井开发,新胜 12 井测试完毕若无工业开采价值,拆除设备,场地平整并进行生态恢复。

钻前工程包括新建井场,新建放喷池以及钻井设备基础,配套建设给排水、供电等辅助工程。钻井工程主要包括利用钻前工程构筑的井场对平台内布置的 4 口井实施钻井、套管固井作业。储层改造主要为在钻井设备完井搬迁撤离后在井场内对井下水平井段实施压裂,压裂主要由压裂液调配系统、返排液收集循环利用系统、压裂车、水泵等组成,经压裂测试放喷定产后搬迁撤离压裂设备,原场地内建设采气工程,在平台内井区位置布设撬装采气设备组织平台采气生产。

1、钻前工程

(1) 工程方案:先在井场实施新胜 12 平台的钻前工程建设。

(2) 钻前工程内容:钻前工程新建 136m×60m (8160m²) 的井场 1 个,先进行新胜 12 井(勘探井)的建设,方井规格 4m×4m×3.7m,采用钢筋混凝土浇筑;井场东侧设 1 个 200m³放喷池,高 3.5m,西侧设 1 个 100m³放喷池,高 3.5m。积液池为 2000m³,共分 4 格,其中 1 格作为应急池 500m³,1 格作为清水池 500m³,2 格作为积液池 1000m³;新建道路 160m;设计钻井临时房屋、活动房基础、给排水、供电等辅助工程。设置表土堆场位于井场东北侧,占地面积 1060m²。

2、钻井工程

新胜 12 井分为三个开次,井深 4500m,其中导管段井深 302m,采用清水钻井进行钻入,一开井深 2402m,采用水基钻井液钻入,二开井深 3602m,采用油基钻井液钻入。钻井完成后套管完井。

在钻井结束后,对新胜 12 井进行储层改造测试,新胜 12 测试完毕后,若有工业开采价值,对其余 3 口井再进行钻井开发采气。

3、储层改造测试

先对新胜 12 井进行分段压裂,压裂过程配置单井压裂液,可采用新胜片区页岩气井产生的压裂返排液,采取分段压裂方式进行压裂水平井视地层不同工况,约 100m/段,新胜 12 井水平井分 15 段压裂。压裂完毕后适当关井一段时间稳压(3~5 天),稳压后新胜 12 井对进行测试放喷求产,确定区块开采价值及预估产气量。

在新胜 12 井测试完毕后，若有工业开采价值，然后依次对新胜 12-1 井、新胜 12-2 井、新胜 12-3 井进行依次压裂开采，上口井的压裂返排液用于下一口井压裂，新胜 12-1 井、新胜 12-2 井、新胜 12-3 井共分 10-12 段压裂，稳压后进行测试放喷求产。本项目采用加砂压裂，使用压裂车从地面泵入携带支撑剂的高压工作液，使地层形成并保持裂缝，以达到增产的目的。

4、地面采气工程

在 4 口井均完成测试放喷求产后。在井场平台内安装采气工艺设备，采集气采用“临永结合、测采输一体化”模式，测试阶段利用测试流程、DN1200 一体化撬（副撬）、湿气外输，正式生产阶段采用高压除砂、水套炉、一体化撬计量分离（主撬）、湿气外输，采气工程产生的气田水（返排液）暂存于平台集液池再通过罐车至其他平台重复利用或第三方处置。

本项目周边尚未建设输气管道，尚无输气管道前采用罐车运输页岩气，项目一体化撬设施预留输气管道连接口，待输气管道建设后连接输气管道。

5、工程内容

平台钻前工程、钻井工程、储层改造测试工程及地面采气工程主要工程内容和工程量见表 2.2-1。

表 2.2-1 项目组成一览表

类别	名称	主要工程内容
钻前工程	井场建设	新建 1 座 136×60m 的井场，占地面积 8160m ² ，用于布置井口及钻井设备，钻机基础等。
	井口方井	井场共布设 4 口井，4×4×3.7m/井，采取重点防渗处理。
	井架基础	井架基础以粉质粘土层为持力层，为 C25 钢筋混凝土基础，厚度为 1.2m。
	设备、设施基础	钻井设备 1 套，采用滑轨式纵向移动加强型 ZJ50D 钻机设备，井场采用 7%的级配碎石水泥硬化防渗处理，后场水泥混凝土硬化，其中钻井设备、泥浆循环处理系统、油罐罐区、污染物不落地质随钻处理工艺区等采用 C25 钢筋混凝土构筑防渗处理
	放喷池	设 2 座放喷池，分别位于距扩建井场东侧及西侧，防火墙高 3.5m，池容分别为 200m ³ 、100m ³ ，配井场气液分离器 1 台，池内重点防渗。
主体 工程	备用钻井柴油机组	810kW 功率发电机，2 套
	办公区	主要为办公用途兼住宿，位于井场红线外西南侧 120m，占地约 500m ² ，不硬化，活动板房，现场吊装，配套设 1 座 5+10 型环保厕所
辅助工程		

公用工程	钻井、固井材料储存区	占地 300m ² ，堆场采用彩钢板顶棚防雨防风，地面水泥防渗
	柴油罐区	井场设 1 个 20m ³ 的柴油罐，临时存储钻井用柴油。最大储存量 20t，地坪 C20 防渗，设 10m ³ 围堰
	水基钻井泥浆配置系统	钻井水基泥浆现场调配设备
	重泥浆储备系统	500m ³ /套，3 套，带搅拌机泥浆储罐储存
	配套钻井泥浆循环利用系统	滑轨式纵向移动加强型 ZJ50 型网电钻机及钻井平台设备设施安装，含除砂器、除泥器、振动筛、离心机装置，由 6 个 60m ³ /个循环罐组成
	钻井参数电测测定系统	3 套，对钻压、扭矩、转速、泵压、泵冲、悬重、泥浆体积等参数测定
	井控系统	1 套，自动化控制系统
	钻井监控系统	1 套，节流阀组独立控制井控装置
	放喷点火系统	2 套，自动、手动和电子点火装置
	进场道路	长度 160m，混凝土路面，有效行车路面宽度 3.5m，路基宽 4.5m
环保工程	供电工程	当地电网引入井场
	供水	设钻井用水取水工程，从平滩河取水，采用明管敷设安装，末端接入清水池；生活用水以桶装水车载至场地；
	场地围墙	站场内修建围栏、大门及井口操作台。
	防洪防汛	站场边坡顶部设置截水沟，并与自然沟渠相连，井场外侧沟渠保持通畅
	污水池/清水池	位于项目占地红线北侧，容积 2000m ³ ，共分 4 格，其中 1 格作为应急池 500m ³ ，1 格作为清水池 500m ³ ，2 格作为积液池 1000m ³ ；清水池储存用于钻井新鲜水补充及压裂液配置补充水，采取防渗措施，可暂存钻井废水及压裂返排液。
环保工程	放喷系统	井场外西侧 60m 处，容积为 100m ³ ，3.5m 高防火砖构筑，井场气液分离器一台，放喷管线约 70m，放喷池设 3 面设挡火墙，挡火墙高 3m，厚 10cm
	清污分流	井场东侧 110m 处，容积为 200m ³ ，3.5m 高防火砖构筑，井场气液分离器一台，放喷管线约 115m，放喷池设 3 面设挡火墙，挡火墙高 3m，厚 10cm
	生活垃圾收集箱	在井场四周修筑内环沟，用于收集场内雨水等清水，收集于雨水池；内环沟外修筑外环沟，便于排除场外雨水等清水及满足地方灌溉需要
	生活污水处理设施	2 座，生活区 1 个，井场内 1 个
	隔油池	1 座，容积 1m ³ ，食堂废水预处理
环保工程	水基泥浆钻井污染物不落地“随钻处理系统	1 套，生活区一体化处理设备处理，处理规模 10m ³ /d
		由输送系统（螺旋输送机）、泥水分离系统（振动、沉淀单元、污水罐成套设备）、板框压滤单元、贮存单元四部分组成，实现水基泥浆钻井废水、泥浆、岩屑不落地处理。钻井废水回用钻井系统用水，完井时全部回用于储层改造压裂液调配用水

		油基泥浆钻井污染物收集贮存系统	利用钻井设备配备的泥浆循环系统分离出油基钻井岩屑，现场配置若干 2.5m³ 岩屑收集罐，按照危险废物贮存要求在井场设置 40m² 的油基岩屑贮存场地（按危废要求建设）
		放空火炬	平台内修建 H=15m 管架式放空火炬管
		表土堆场	井场北侧，占地约 1060m²，用于堆存剥离表土
			导管设计“PDC 钻头+直螺杆”复合钻井。采用清水为钻井液一开次使用“PDC 钻头+弯螺杆”复合钻井。采用水基钻井液（钾基聚合物钻井液），采用清水为钻井液
主体工程	钻井		二开选用 PDC 钻头+大功率长寿命单弯螺杆钻进，每台钻机从施工的第二口井开始，直井段使用 MWD，采用清水为钻井液三开井段设计“PDC 钻头+旋转导向+动力马达、油基钻井液”地质导向钻井，备用常规导向+近钻头伽马钻具，采用油基钻井液
		固井作业	全井段实施套管保护+水泥固井
		井控作业	含液压泵站、阻流管汇、放喷器和井口防喷设备
		放喷点火	每个放喷池设置 8 套点火装置
		生活污水	采用 5+10 型环保厕所及生活污水一体化处理装置处理达标后农灌、绿化，雨季期间不能及时回用于农灌用水或绿化用水时，则暂存在井场应急池内
钻井工程	环保工程	洗井废水	完井后，采用清水对井壁进行清洗，产生洗井废水，洗井废水暂存于污水罐（6 个，单个 40m³），回用于配置压裂液。
		水基岩屑罐	水基岩屑暂存于井场内水基岩屑罐，单个容积 40m³，2 个，共计容积 80m³，不落地设施，以除砂器分离水基泥浆及水基泥浆中的岩屑
		水基岩屑暂存区	水基钻井废弃物采用固液分离，水基钻井岩屑委托正安西南水泥有限公司综合利用处置，或其它具备一般固废处理能力的资质单位委托处置
		危废暂存区	占地约 50m²，用于暂存油基岩屑、失效泥浆，暂存区地面采用防渗处理；危险废物暂存区设置 20 个 2.5m³ 的油基岩屑收集罐，属于不落地设施；最终由资质单位贵州绿诺环保科技有限公司清运及处置，或委托其它具备相关危废处置能力的资质单位清运处置
储运工程		油基泥浆配液罐	属于不落地设施，用于配置油基泥浆，4 个配制罐，单个 50m³，总计容积 200m³
		油基泥浆循环罐	属于不落地设施，配置油基泥浆，5 个配制罐，单个 50m³，总计容积 240m³
		水基钻井液配制罐	属于不落地设施，配置水基泥浆，4 个配制罐，单个 50m³，容积 200m³
		设备安装	完钻后（钻井设备搬家撤离完毕）的场地，井口一侧并排布置压裂泵车、仪表车、压裂液材料、压裂液组合罐以及混砂设备
储层改造测试	主体工程	压裂液配置	井场现场配置压裂液，配制压裂液的原始水来源于钻井废水、洗井废水和其他平台压裂返排液以及新鲜取水；新鲜水主要取自附近平滩河

地面采气工程	储运工程	压裂测试	加砂压裂方式进行压裂，利用钻井放喷池进行测试放喷，开井测试压裂返排液收集采用压裂液罐收集暂存（开井测试前将压裂液罐清空）
		压裂液	井场现场配置压裂液，配制压裂液的原始水来源于项目钻井工程收集的钻井废水、洗井废水和其他平台多余的压裂返排液以及新鲜取水，不能再利用的返排液通过压裂液重疊液罐、积液池等暂存，最终罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置
		压裂液混配系统	1 套，由高、低压供液、砂罐组成
		压裂液配置罐	不落地设施，共 8 个，单个压裂液罐容积 50m³，总容积 400m³，前期用于配置压裂液，后期暂存返排液
		压裂液重疊液罐	50m³/个，共计 24 个，共计 1200m³，压裂时井场内后场布置（成品吊装），设置砖砌围堰
		盐酸罐	4 个，15m³/个，共计 60m³，储存 20%盐酸
	主体工程	井口集气装置	平台内井口附近设置井口装置区，布置采气树、1 套除砂捕、1 套 4 井式水套加热炉撬、1 套卧式气流分离撬等。井口集气装置主要工艺流程为：井口来气→除砂→加热节流→分离计量→LNG 净化回收装置（含脱酸、脱硫、脱水、液化）。
		LNG 回收单元	共 1 套，设计原料气处理规模为 20×10 ⁴ Nm³/d，含调压过滤计量系统、脱酸性气体系统、脱硫系统、脱水系统、液化系统，备用燃气发电机、配电室、LNG 装车等设备。LNG 净化回收装置主要工艺流程为：井口集气工艺区来气→过滤、调压、计量→脱酸→脱水、脱汞→液化→装车外运。
		放散点火	项目管道事故超压时，需要将相关设备及管线中原料页岩气通过放空管进行点火燃烧后排放
		信息化设施	计量仪表、RTU、高清摄像机、一体化监控立杆等已集成到计量分离一体化撬上，平台设一个全井场的监控 1 套，污水池旁设一体化监控立杆 1 套。
环保工程		换装井口井控系统	用于井场控制措施及智能设施
		气田水	经专用管道排入积液池暂存，收集后通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置
		设备、流程及管道放空废气	放空燃烧排放
		脱酸废气	脱酸废气经塔顶排气口直接排放，排放高度为 15m。
		水套炉加热废气	水套加热炉燃烧废气通过自带的 12m 排气筒高空排放；备用燃气发电机废气经自带排气筒进行排放。

新胜 12 平台钻采工程主要技术经济指标见表 2.2-2。

表 2.2-2 新胜 12 平台钻采工程主要技术经济指标表

序号	项目指标	单位	数量	备注
1	井场面积	m ²	8160	136×60m
2	征地面积（新增）	hm ²	2.4641	暂按临时占地办理相关手续
3	井口海拔	m	318	
4	设计垂深	m	垂深 4240~4500m	水平井段长 1020~1500m
5	井别		页岩气开发井	
6	井型		丛式水平井组井型	
7	开钻次数	开	0~3	3 开为水平井段
8	目的层		茅口组	页岩气层
9	完钻层位		栖霞组	
10	钻进方式		清水钻井（导管井段）+水基泥浆钻（1~2 井段）+油基泥浆钻（3 开水井段）	
11	储层改造方式		水力压裂	
12	完井方式		根据试采情况，若获稳定工业气流则转为地面采气工程，并完善井场永久占地征地手续，临时占地恢复原貌，若未获可开发利用的工业气流则封井封场处理（无永久占地，临时占地恢复原貌）	上步钻井情况决定下步实施 本评价不含地面集输工程
13	所属构造、带		四川盆地川东南低陡构造带赤水褶皱带	
14	预计气量	单井无阻流量	2.5 万 m ³ /d	共 4 口井
15	预计工期	月	26	含钻前、钻井、储层改造、试采阶段
16	计划投资	万元	8000	

2.3 地层构造及储层特征

2.3.1 钻遇地层预测

表 2.3-1 设计井钻遇地层预测及地层异常提示

2.3.2 储层分布及油、气、水层预测

根据周边区域内同层位（栖霞组）福宝 1 井天然气分析报告类比，并结合新胜 12 平台钻井地质设计，预测新胜 12 平台目的层茅口组、栖霞组将钻遇气层，产出流体主要为天然气，气体组份以甲烷为主，预测气体成分见表 2.3-2。

表 2.3-2 原料气组分分析表

福宝 1 井气质分析数据结果硫化氢含量 7.536g/m³。

根据新胜 12 平台钻井液设计，钻井至二开时，钻井液中加入除硫剂，并在施工过程中严格执行《含硫油气井钻井作业规程》（Q/SY02115-2019）、《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2017），以达到预防 H₂S 的安全措施。

2.4 钻井工程设备

新胜 12 平台钻采工程共涉及钻前、钻井、储层改造、地面采气四个阶段，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、储层改造设备、地面采气设备列表说明。各建设阶段主要设备见表 2.4-1。

表 2.4-1 主要设备配置表

2.5 主要原辅材料及能耗

2.5.1 钻井工程原辅材料消耗

① 钻井泥浆体系选择

本项目导管段采用清水钻井，1~2 开井段采用水基泥浆钻井，在目的层段（3 开）

采用泥浆稳定性更好、连续性较高、钻速更快的油基泥浆钻井，项目各井段钻井作
业泥浆体系选择及各分段配方设计见表 2.5-1。

表 2.5-1 新胜 12 平台钻井泥浆组成设计表

② 水基泥浆和油基泥浆转换工艺

本项目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 + 2.5%主乳化剂（HIEMUL）+1.5%降滤失
剂（HIFLO）。

B. 泵入 10m³ 高粘顶替隔离液，然后是油基钻井泥浆。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 泥浆原辅材料

根据项目设计资料，平台钻井所用钻井泥浆主要材料清单见表 2.5-2。

表 2.5-2 新胜 12 平台钻井泥浆主要成分物理化学特性表

序号	材料名称	主要化学成分及用途
1	两性离子共聚物强包被剂 FA-367	白色粉末，高分子水溶性聚合物，高分子中有阳离子和阴离子等亲水基团，一种良好的钻井液用包被剂，pH7.5-9.0
2	钻井液用聚丙烯酰胺钾盐 KPAM	白色或淡黄色粉末，是一种含羧钾聚丙烯酰胺衍生物，它是很强的抑制页岩分散剂，具有控制地层造浆的作用并兼有降失水、改善流型及增加润滑性等功能
3	羧甲基淀粉粉 CMS	以玉米和马铃薯为原料提取一种变性淀粉，主要用于钻井泥浆降滤失性和增加钻井液流行，保护地层
4	防塌润滑剂 FRH	由高软化点物质和活性剂等经一定工艺反应调制而成的防塌润滑剂
5	生石灰 CaO	石灰石粉是钻井泥浆、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液
6	加重剂	一般以重晶石 BaSO ₄ ，赤铁矿粉 Fe ₂ O ₃ 等为主
7	纯碱 Na ₂ CO ₃	Na ₂ CO ₃
8	氢氧化钠 NaOH	NaOH
9	生物聚合物黄原胶	XCD：一般在水基钻井液中用增粘，提高携砂能力。
10	聚阴离子纤维素 PAC-LV	羧甲基纤维素钠
11	钻井液用重晶石粉 FK-10	BaSO ₄

序号	材料名称	主要化学成分及用途
12	氯化钾	KCl
13	非渗透处理剂	只有物理作用的惰性材料和高、低分子量的聚合物组成
14	增黏剂	石油树脂是烃类裂解的液态产物中，经除去苯、甲苯、二甲苯后,所余重质芳烃和烯烃混合物，在催化剂作用下，聚合生成的一种合成树脂
15	高效封堵剂	不同粒径的棉纤维粉、木质纤维粉和矿物纤维的复配物
17	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
18	乳化剂	酰胺类乳化剂
19	降滤失剂	低粘度羟甲基纤维素 CMC-LV、磺甲基酚醛树脂 SMP-n
20	柴油	柴油是轻质石油产品，复杂烃类（碳原子数约 10～22）混合物，主要由原油蒸馏、催化裂化、热裂化、加氢裂化、石油焦化等过程生产的柴油馏分调配而成
21	主乳化剂/辅乳化剂	酰胺类乳化剂
22	固体润滑剂	聚乙烯、聚酰亚胺有机物
23	流型调节增黏剂	石油树脂是烃类裂解的液态产物中，经除去苯、甲苯、二甲苯后，所余重质芳烃和烯烃混合物，在催化剂作用下，聚合生成的一种合成树脂

钻井泥浆的组成是根据不同地层性质和地下压力进行调整变化的，根据对项目钻井泥浆使用材料判断，除三开油基钻井泥浆外，导管采用不含有毒有害物质的清水钻，一开、二开水基钻井泥浆的组成物质化学性质稳定，以无毒无害的无机盐和大型聚合物为主，产生的废水主要污染物以 COD、SS、pH、盐分、Cl⁻为主，不含汞、铬、铅等重金属。

2.5.2 储层改造工程原辅材料消耗

① 压裂泥浆体系选择

根据本项目压裂方案设计，井下水平井分段压裂采用低摩阻、可连续混配、可回收利用滑溜水体系。压裂液的主要成分为 90.61%的清水和 8.95%的支撑剂，其他添加剂 0.44%。压裂液中不添加汞、镉、铬、铅、砷等有毒有害物质，主体配方见表 2.5-3。

表 2.5-3 新胜 12 平台各井压裂液体系及配方

注：配方各药剂主要成分详见储层改造阶段主要原辅材料表。

② 泥浆原辅材料

压裂液由破乳助排剂、活化剂、支撑剂等构成，水平井段水力压裂所需的材料见表 2.5-4。

表 2.5-4 新胜 12 平台水平井段水力压裂材料一览表

压裂液用料					
序号	药品名称	代号	主要成分	用量 (t)	储存位置及方式
1	前置酸	/	盐酸	15m³×4	桶装、材料区堆存
3	压裂液量	/	水+添加剂	/	重叠液罐存储
4	高效减阻剂	JC-J10	阳离子聚合物，有效成分为阳离子聚丙烯酰胺	9×6	袋装、材料区堆存
5	防膨剂	JC-FC03	小分子阳离子复合物，有效成分为四甲基氯化铵	29×6	桶装、材料区堆存
6	消泡剂	/	聚二甲基硅醚	2×6	桶装、材料区堆存
7	低分子稠化剂	SRFR-CH3	改性豆胶	4×6	袋装、材料区堆存
8	流变助剂	SRLB-2	聚氧乙烯月桂醇醚硫酸钠	4×6	桶装、材料区堆存
9	粘度调节剂	SRVC-2	乙氧基化烷基硫酸钠	1×6	桶装、材料区堆存
10	缓蚀剂	FL4-2	低分子量聚季铵盐	3×6	桶装、材料区堆存
11	铁稳定剂	FL4-7	十二烷基三甲基氯化铵	2×6	桶装、材料区堆存
12	助排剂	FL4-4	烷基酚聚氧乙烯醚与三乙醇胺	2×6	桶装、材料区堆存
13	粘土稳定剂	FL4-3	异抗坏血酸钠	3×6	袋装、材料区堆存
支撑剂用料					
序号	支撑剂名称	粒径 (目)	主要成分	用量 (t)	储存位置及方式
1	粉陶	100	陶粒	64×6	袋装、材料区堆存
2	树脂覆膜砂	40/70	石英砂	308×6	袋装、材料区堆存
3	树脂覆膜砂	30/50	石英砂	40×6	袋装、材料区堆存

2.6 新胜 12 平台平面布置

新胜 12 平台钻采工程共涉及钻前、钻井、储层改造和地面采气四个阶段，由四个不同施工单位具体负责实施，四个阶段平面布置情况介绍如下。

2.6.1 钻前工程平面布置

本项目平面布置按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）要求建设平台。主要包括井场建设、应急池、放喷池、表土堆场、雨污分流排水系统及生活区等。

钻前工程主要为土建施工，按照钻井工程的总平面布置完成场地平整、设备基础构筑、场地及设备基础防渗处理等。钻前工程均在项目临时征地红线范围内依次按照钻井工程平面布置依图施工，钻前工程不设施工营地，施工人员租住居民家。

(1) 井场建设：井场是钻井工程以及后续压裂、地面采气作业的主要场地，井场采用标准化方式建设，井场分硬化区和一般硬化区，其中井口附近井架基础以及泥浆循环系统区域为硬化区域，其余为一般硬化区，井场内中部设置 4 口井；大门位于井场东北侧，与进场道路相连，进场道路与农村道路道相连。配套应急池、泥浆储备罐区等构筑物分布于井场周围。

(2) 积液池：位于井场外东北侧，有效容积 2000m³，分 4 格，其中 1 格作为应急池 500m³，1 格作为清水池 500m³，2 格作为积液池 1000m³。采用钢筋混凝土结构，池体防渗处理。临时占地为旱地，地势较为平坦，周边无居民点和地表水体分析，且池体采用地陷式构造，不在填方土堆上修建，尽可能地降低了池体垮塌的风险，池体修建时进行防渗处理，池体四周修建围堰、雨水导流沟和截污沟，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。另外，暴雨时期初期雨水可通过应急池收集暂存，其有效容积设置合理、布设位置合理。

(3) 放喷池：共设 2 座放喷池，容积为 200m³及 100m³；西侧放喷池距离最近井口约 100m；东侧放喷池距离最近井口约 126m；放喷池设 3 面设挡火墙，挡火墙高 3m，厚 10cm。放喷池采用砖混+钢筋混凝土浇筑并做防渗处理，挡火墙采用耐火砖砌。

根据《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）中第 4.1.2.3 规定：“放喷管线应接至距井口 75m 以上的安全地带，距各种设施不小于 50m”；《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）第 5.3.1 条规定：“放喷池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”；《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2012）中第 3.1.4 规定：“放喷管线出口距井口应不小于 75m”。根据项目设计，本项目设计的放喷池与井口距离均大于 100m，且周围 50m 范围内无各类设施和民房，均位于井场侧风向。由此可见，拟建项目放喷池设置满足相关规定，布置合理。

(4) 生活区：井场外设置 1 处生活区，生活区按照 500m²进行布置，采用活动板房，配备生活污水一体化处理设备 1 套（处理能力 10m³/d），5+10 型环保厕所 1 座，垃圾收集箱 1 处。

(5) 进场道路：新建 160m 进场道路，道路宽 3.5m，混凝土路面，采用 20cm

厚砂卵石基层 +20cm 厚 C25 混凝土面层，设计最大载荷 80t，与现有乡村道路相连。

(6) 表土场：位于扩建井场内，占地约 1060m²，用于堆存剥离表土。

2.6.2 钻井工程平面布置

新胜 12 平台钻采工程钻井选用 ZJ50 整合钻机，新建 136×60m 规格井场。

根据钻井标准化井场布置要求：在井场南侧布置油水罐区，钻井原辅材料堆存场、钻井监控设备用房等设置在井场北侧；井场西侧设置“不落地”工艺区，区域地面夯实后浇筑 5cm 厚 C25 混凝土，坡度为 1~3%，并修筑收集沟，铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜，一侧修筑 600×600×500mm 收集坑，对散落的油污进行定期收集，存放区四周修建 0.3~0.5m 围堰，确保“防扬散、防流失、防渗漏”三防措施。

钻井作业井场平面布置示意图见附图 2。

2.6.3 储层改造作业平面布置

利用完钻后（钻井设备搬迁撤离完毕）的新胜 12 平台场地实施压裂测试作业，井场中部靠近井口布置压裂设备等。井场外，利用钻井放喷池进行测试放喷，压裂废水依托钻前工程修建的积液池（2000m³）及储层改造阶段设置的重叠液罐收集暂存中转。施工人员租赁周边居民用房。

储层改造压裂作业现场平面布置见附图 3。

2.6.4 地面采气工程平面布置

利用压裂测试放喷定产后的新胜 12 平台场地建设试采工程，利用钻前设计修建的井场布置试采工程。新胜 12 井钻井、酸化压裂试气后，若有开采价值，则暂时关井，利用井场内场地进行新胜 12-1 井、新胜 12-2 井和新胜 12-3 井钻井、酸化试气等施工；4 口井施工完毕后，设备全部撤离井场，再就地布置 LNG 液化装置，4 口井一起开展试采（可通过井口阀门控制气流量）。地面试采工程建设完成后，对临时占地（平台未利用场地、钻井放喷池、应急池、井场四周便道等）实施复垦及生态恢复。

在井口附近设置井安/井控自动控制系统和除砂橇，在井场西侧设置井口集气工艺区（含分离橇、计量橇、水套加热炉橇、卧式气液分离橇等设备）；在井场内北侧布置 LNG 装置主体工艺区（含调压过滤计量系统、脱酸性气体系统、脱水系统、液化系统），站场西北侧设为 LNG 装车区，发电机、控制室等配套设施布置在站场

东侧，井场东南侧设有放空区，内设 1 根 12m 高放空立管。井场外利用站外 160m 进场道路（水泥硬化处理）。

本项目地面采气工程平面布置示意图见附图 4。

本项目试采站场与周边区域内设施满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）中防火间距要求，同时项目放空立管设在井场东南侧放空区，与周边散居民房最近距离约 105m，满足 GB50183-2004 中 60m 间距要求，故项目试采站场平面布置满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）中相关规定，符合《页岩气试采方案编制技术要求》（NB/T 10119-2018）中试采站平面布置要求。

2.7 施工组织

2.7.1 施工工序及工期

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，施工工期约 2 个月，仅白天施工。

钻井工程队由专业人员组成，预计每口井的钻井工程周期约 2 个月，为 24h 连续不间断作业。

压裂测试由专业人员实施，单口井压裂测试时间为 1 个月（各目的层酸化作业时间约 2 天，其他为压裂测试准备，酸液返排及测试时间），共计约 3 个月，仅白天施工。

试采时间原则上不超过 2 年，年运行 8000h。

根据项目设计资料，施工工序及工期预计如下：

表 2.7-1 新胜 12 平台钻采工程施工工期统计表

工序	工期（个月）					
	平台钻前施工	2				
新胜 12 井钻井			2			
新胜 12 井压裂测试定产				1		
新胜 12-1 井、新胜 12-2 井、新胜 12-3 井依次钻井					6	

工序	工期 (个月)				
新胜 12-1 井、新胜 12-2 井、新胜 12-3 井依次压裂测试定产				3	
试采阶段					12
开采阶段	/				
总计	26				

2.7.2 组织机构及定员

钻前工程：主要为土建施工，由土建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 20 人。仅白天施工，夜间不作业，施工人员依托租用当地民房。

钻井工程：由钻井专业人员组成，单个队 35 人左右，管理人员有队长、副队长、地质工程师、钻井工程师、钻井泥浆工程师、动力机械师、安全监督、环保员等，钻井队下设钻井班、地质资料组、后勤组等机构。24h 连续不间断作业。生活区内设置有活动板房办公、生活。

储层改造压裂作业：由井下压裂作业专业人员组成，包含储层水力压裂、稳压、返排测试放喷定产作业，共计 50 人左右，办公、生活租用当地民房或住宾馆，仅白天施工，夜间不作业。

地面采气：现场派驻 3 人现场值守负责采气设备日常管理，运行 330 天/年，昼夜运行。

2.7.3 施工时序

根据钻井设计资料，本平台内先进行新胜 12 井的钻井、压裂试气作业确定产气后，于同井场部署新胜 12-1 井、新胜 12-2 井、新胜 12-3 井，依次进行一开钻井，然后再进行二开、三开钻井，压裂试气作业（包含射孔、压裂）；4 口井施工完毕后，再统一进行地面试采。

2.7.4 各施工阶段的衔接关系

由于本项目包含新胜 12 平台钻前、钻井、储层改造测试、地面采气四个阶段，各施工阶段接续如下：

（1）第一个阶段为钻前施工，主要为后续钻井和储层改造构筑施工场地，主要为土建施工作业。

（2）第二个阶段为钻井施工，在前序钻前工程构筑的井场、设备、设施基础上安装钻井专业设备并实施平台双机钻井作业。

(3) 第三个阶段为储层改造测试放喷求产施工，钻井完钻后，钻井设备撤场，场地留作储层改造施工用。在钻井工程构筑的井身结构中，对目的层实施压裂改造地层从而获得页岩气稳定气流，开井测试放喷求产，根据测试放喷求产情况，若测试效果好，转为试采定产施工，若试采获稳定工业气流和经济可行开采比，则转入地面采气工程建设，若测试放喷求产或者试采定产未获可供工业开发的稳定气流则关井封井封场撤离，占地全部恢复原土地利用类型。

(4) 第四个阶段为地面采气，测试求产后进行地面工程建设，设置采气工艺区，生产流程为井口集气工艺区来气→过滤、调压、计量→脱酸→脱水、脱汞→液化→装车外运，运行初期使用撬装水套加热炉（防水合物冰堵，最长使用时间一年），井场内布置 LNG 回收装置，不涉及集输管线建设。

本项目各阶段各主要构筑物衔接情况见下表：

表 2.7-2 各阶段各主要构筑物衔接情况表

构筑物	钻前施工	钻井施工	储层改造			地面采气
			压裂测试	测试差（放喷求产和试采定产均未获稳定工业气流，或开采比经济不可行）	测试好（放喷求产和试采定产均获稳定工业气流，开采比经济可行）	
136×60m 井场	构筑	钻井场地	压裂场地	临时占地，全部恢复原貌	永久征地，建设地面采气工程	
积液池	构筑	污废应急收集、贮存	返排液处理达标外排调节	无害化固化回填，覆土复耕复种		
放喷池	构筑	应急放喷	测试放喷池			
井场道路	构筑	物资转运		拆除、恢复原貌	保留	
临时表土堆场	堆存表土	/	/	表土用于临时占地复耕复种用途		/
生活区	构筑	钻井队生活区	压裂队生活区	拆除、恢复原貌		/

2.7.5 占地情况

项目占地红线均属于贵州省境内，不涉及四川省管辖范围，项目已取得自然资源局同意项目建设的用地选址意见，若平台具有工业开采价值，则转为采气集输运行期，办理永久占地相关手续。

依据土地利用现状图分析，本项目总占地面积为 2.4641hm²，其中占用基本农田面积 2.023hm²，均为旱地功能耕地，项目已取得赤水市自然资源局同意项目建设的

用地选址意见，详见附件 11。

2.8 居民防治方案

据现场调查，新胜 12 平台各井口 100m 范围内无居民敏感点，井场周边农户主要分布在东侧，其中最近农户位于新胜 12-3 井口东侧 110m 处，符合《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中油气井井口距离民宅不小于 100m 要求。

项目施工过程中主要影响为钻前施工扬尘废气、钻井设备噪声、储层改造测试设备噪声、地面采气工程噪声、地面采气工程水套炉废气以及钻井废水、压裂返排液等对居民点的影响。其中钻前施工扬尘废气采用洒水降尘可以有效降低扬尘影响，且影响时间短，水套炉废气主要为 NO_x 、TSP、 SO_2 ，仅运行一年，项目地主导风向为北风，废气对于对东侧居民敏感点影响较小；周边居民点地势高于井场，钻井废水、压裂返排液不会对周边居民点造成影响；项目施工及运营期的噪声设备距离该居民点近，且属于长期影响行为，因此，需要对声环境保护目标居民点采取防治措施降低噪声影响，且噪声影响为长期的主要影响，本项目可以优先采取噪声防治措施进行降噪，与居民点做好协商、降低噪声对该居民点的影响。在噪声防治措施无法取得效果下，方进行居民点的搬迁或功能置换。

3、居民点防治措施方案

（1）在钻前工程施工前，与临项目一侧的居民点进行协商，并在临居民一侧修建临时隔声围墙。钻前工程夜间不施工，夜间对居民点无噪声影响。

（2）钻井工程期间，在站场四周设置围墙，井场西侧设置较高的围墙，有效阻隔噪声的传播，储层改造测试期间围墙沿用不拆除。地面采气工程期间在临时工程拆除后，绿化恢复后井场四周再建设围墙，有效阻挡噪声的传播，确保居民点噪声达标。定期对居民点采取噪声监测，确保居民点声环境达标。同时，与居民点做好沟通，施工告知等，降低施工、营运对居民的影响。

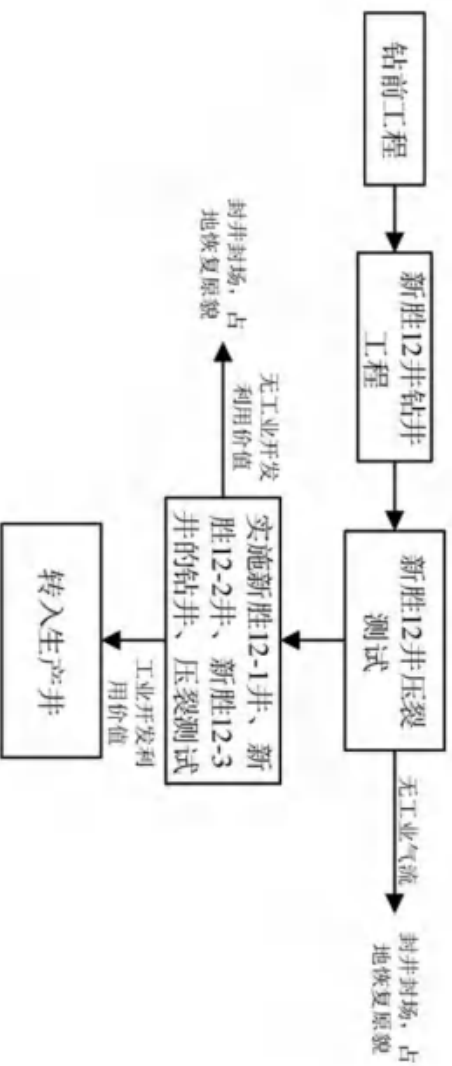
3 工程分析

新胜 12 平台钻采工程项目包括钻前、钻井、储层改造、地面采气四个阶段，涉及页岩气生产井建设施工期和运营期两部分，施工期包括钻前工程、钻井工程、储层改造作业，运营期包括地面采气工程，建设井口集气工艺和 1 套 LNG 撬装设备，试采天然气经井口集气工艺预处理后，再经 LNG 撬装设备处理，采用罐车外运，不涉及地面集输管线工程。

施工过程中，井场内将先实施一口井的钻探，即新胜 12 井，在测试放喷确定有工业气流后，再实施另外 3 口井（新胜 12-1 井、新胜 12-2 井、新胜 12-3 井），4 口井均测试放喷结束后，在井场内建设试采地面工程进行试采。本次评价以新胜 12 平台 4 口井均实施的过程进行分析。

若新胜 12 井测试未获得工业气流，则进行封井封场处理，并及时对临时占地进行迹地恢复。

本项目总体施工思路见下图所示。



本项目总体施工思路示意图

3.1 钻前工程

钻前工程为钻井工程以及后续储层改造压裂作业施工构筑场地和设备基础，主要为土建施工，由专业施工单位组织当地民工施工，施工人员生活依托项目附近农

户，施工现场不设钻前工程集中生活营地。

3.1.1 钻前工程施工工序及环境影响因素分析

钻前工程主要包括井场平整，建设井场、进场道路、放喷池、应急池、设备、设施基础等相关配套设施基础的构筑等，主要为土建和基础施工，由专业施工单位组织当地民工作业，施工人员生活依托项目附近农户，施工现场不设钻前工程集中生活营地。施工过程及主要环境影响因素见图 3.1-1。

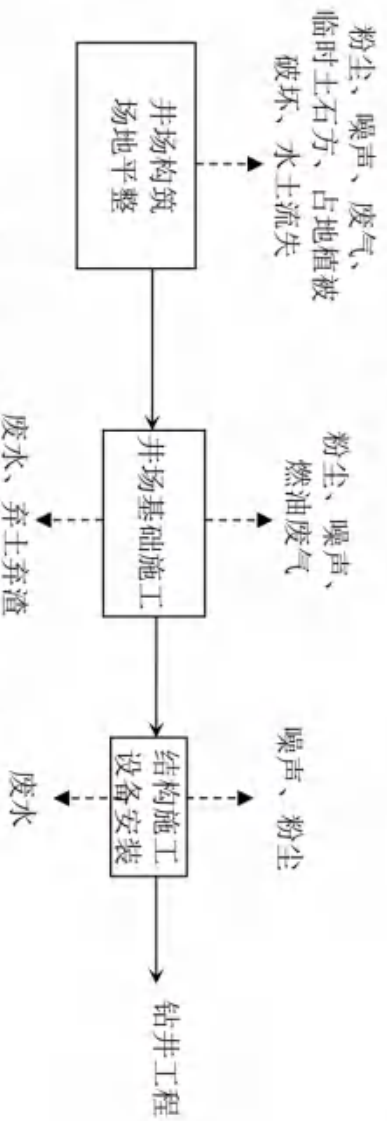


图 3.1-1 钻前工程施工过程及主要环境影响

(1) 井场道路构筑

进场道路设计等级为四级单车道公路，设计行车速度 20km/h，路基宽 5m，路面宽 4.5m，设计最大荷载 80t，为井场与农村道路的连接通道。

路基采用分层填筑，分层压实构筑。道路两侧采用明沟排水和挡土墙。为减轻路面水土流失，道路路面基层为 20cm 厚的砂卵石，路面面层为 20cm 厚 C25 混凝土。

(2) 主要工程内容

①主要构筑物：本项目钻前工程主要包括为钻井工程配套用的 136×60m 井场、2000m³ 积液池、2 座放喷池、500m² 生活区活动板房基础；井场外西侧设置 1060m² 的剥离表土堆放区。

②构筑物分区防渗

井场（平台）：硬化区采用抗渗等级为 P8 的混凝土重点防渗处理，井架基础采用 C25 钢筋混凝土面层，基础下作厚度 100mm 的 C15 素混凝土垫层；主基础间（除方井外）采用素 C25 混凝土进行找平处理，厚度 100mm。平台硬化区外的其他区域在基础压实达到要求后，上作 200mm 后的砂砾石基层，基层上作 200mm 后的 7%水泥稳定性碎石一般硬化处理。

不落地随钻处理工艺区等防渗：钻井基础及泥浆循环系统区域、泥浆储备罐区、柴油罐区、清洁生产操作平台等采用 C25 混凝土防渗层，厚度为 20cm。盐酸罐区、柴油罐区和废油收集暂存罐区设置围堰，采用 C25 混凝土防渗层，厚度为 20cm，高 0.3m。清污分流区采用 C15 混凝土防渗层，厚 8cm。

危废暂存区防渗：区域地面夯实后浇筑 5cm 厚 C25 混凝土，坡度为 1~3%，并修筑收集沟，铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜，一侧修筑 $600 \times 600 \times 500\text{mm}$ 收集坑，对散落的油污进行定期收集。存放区四周修建 0.3~0.5m 围堰。

排水沟及积液池防渗：场内排水沟底部采用 C25 碎石砼浇筑，沟壁采用标砖砌筑；排液沟成型后，采用 1:3 水泥砂浆抹面+水泥基结晶型防渗/防腐涂料作防渗处理。积液池体采用防渗钢筋混凝土结构，原土夯实处理后，垫层为 8cm 厚的 C15 混凝土，面层为 40cm 厚的 C30 钢筋混凝土，采用的混凝土抗渗等级为 P8；池底和内壁采用水泥基渗透结晶型防水涂料（渗透系数不大于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ）施工两层，两层涂料的施工方向相互垂直，水泥基渗透结晶型防水涂料厚度不小于 1.0mm，水泥基渗透结晶型防水涂料掺量宜为胶凝材料总量的 1%~2%。池墙顶设置钢管栏杆。

放喷池防渗：底部采用 C25 碎石砼浇筑，坑底浇筑、墙体砌筑完成后，采用耐火砂浆进行抹面，耐火砂浆抹面厚度不小于 2cm。排酸沟以及集酸坑采用 C25 碎石砼浇筑成型后，采用 1:5 水泥砂浆抹面，然后采用水泥基结晶型防水涂料作防渗处理。

（3）井场表土处置以及水土保持

由于新胜 12 平台用地暂按临时用地管理，为保证后期复垦需要，对井场进行表层表土剥离 0.3m，堆存于井场西侧临时表土堆场内，表土四周夯实，覆彩条布处理减少表土层水土流失。场地以井口为标高，采用挖填平衡处理，井场四个角位置做浆砌条石堡坎和护坡，防止水土流失。

对井场四周挖方边坡高于 2m 的边坡采用重力式挡墙进行支挡，并对裸露边坡采用水泥砂浆喷浆护坡处理。

（4）井场清污分流

井场实施清污分流，井场以井架基础周围外沿为起点，设置井场四周的排水坡，场外雨水经井场外围排水沟从井场西北侧和东北侧排入冲沟；

井场四周设内环沟，在内环沟出水口设置 $2\text{m} \times 3\text{m} \times 1\text{m}$ 的沉砂井，场内雨水经井场四周内环沟收集进沉砂井，泵输进不落地随钻处理系统污水罐内，经沉淀+压滤处

表 3.1-1 主要施工机具噪声源强

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	5	85	移动设备	间断, <4
2	挖掘机	5	84	移动设备	间断, <2
3	载重汽车	5	82	移动设备	间断, <2
4	空压机	5	88	移动设备	间断, <4
5	柴油发电机	5	95	移动设备	间断, <2
6	振动棒	5	86	移动设备	间断, <4

(3) 大气污染

钻前施工人员多为临时聘请的当地民工，租住在附近农户家中，本项目不设钻前施工集中生活营区，无集中生活废气排放。钻前工程大气污染物主要为施工粉尘和运输和作业车辆排放的汽车尾气，但属短期影响（钻前施工工期约 2 个月）。粉尘主要源于材料运输、使用过程中的粉尘散落以及修筑钻井场地和井场外道路的土方转运工程中的二次扬尘。

(4) 水污染

钻前工程的水污染主要来自道路、井场平整和基础施工过程中产生的施工废水（主要污染物为 SS）以及施工人员的生活污水（主要污染物为 COD、SS 和 NH₃-N 等）。钻前工程高峰时日施工人数约 20 人，主要为附近民工，上述人员租住在附近农户，其产生的生活废水利用农户已有的污水收集、处理措施；钻前施工主要为土建施工，产生的施工废水循环利用于洒水抑尘，无施工废水排放；施工场地设截排水设施，减少场地雨水冲刷，减少场地废水产生量。

(5) 固体废物

固废主要有钻前工程开挖带来的土石方，工程总挖方 11213m³（其中表土剥离 2868m³，其它土石方 8345m³），土石方全部回填，不设弃土场，剥离表层土堆存于井场外表土临时堆放场内用于完井阶段的临时占地复耕复种。

剥离表土堆存在表土堆场，并采用 M7.5 水泥砂浆砌 MU30 片石挡土墙，同时在挡土墙外 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，待项目完成后用于场地的复垦。耕植表土应均匀回填并夯实平整，回填整平后之后尽快植草以防表土流失。表土堆场位于井场外北侧，占地面积约 1060m²，设计堆放高度为 2.7m，则最大堆放量 2900m³，能够满足项目耕植表土堆放需求。表土

用于后期生态恢复，最终做到土石方平衡。

因此，本项目挖填量能做到场内自行平衡，无多余弃方量产生和外排。

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。

3.2 钻井工程施工工艺及产污分析

3.2.1 钻井工艺及产污环节

钻井作业主要包括钻井作业、钻井辅助作业、井控、固井和完钻设备搬迁等过程。

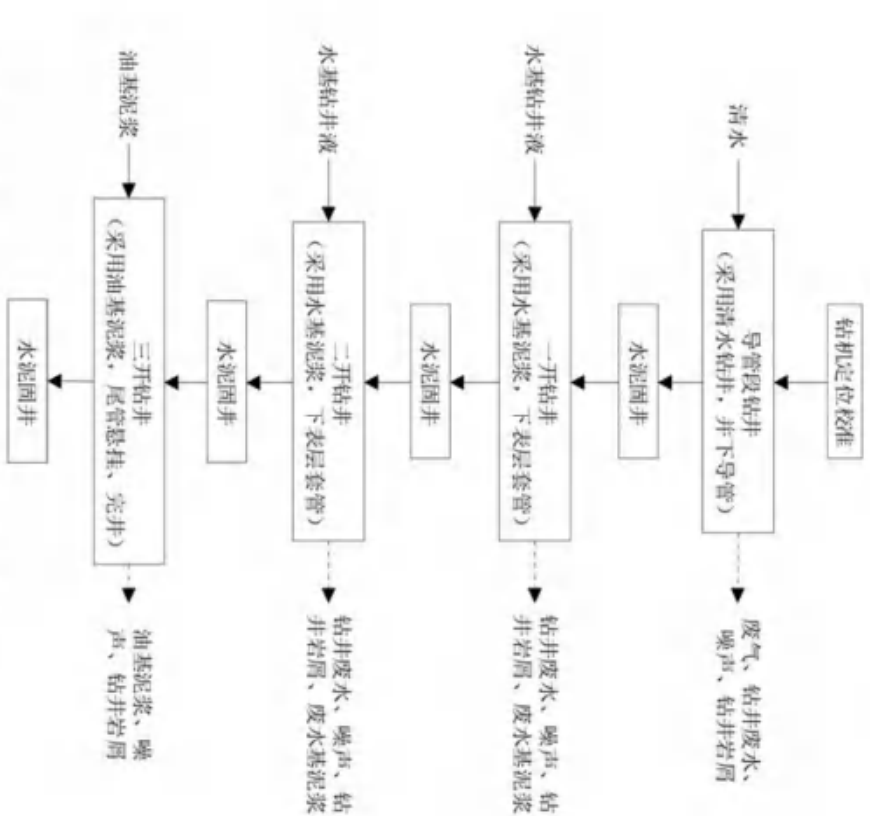


图 3.2-1 钻井作业流程及产污环节示意图

根据本项目钻井设计资料，为加快钻进速度，保护当地地质环境，避免地下水污染，同时为尽量减少因使用油基泥浆钻井而产生含油岩屑、含油废弃泥浆等含矿物油固废量，根据目前已知的地质结构情况，新胜 12 平台 4 口井井身均按三开设置，导管井段采用清水钻进，1~2 开采用聚合物防塌钻井液和 KCl-聚合物水基泥浆联合

钻进，3 开（~目的层）采用油基泥浆钻进。

泥浆常规钻井工艺属过平衡钻井技术，作用于井底的压力大于该处地层孔隙压力情况下的钻井作业；以当地电网为动力，通过钻机、转盘带动钻杆切削地层，同时由钻井泥浆泵经钻杆向井内注入高压钻井泥浆，冲刷井底，将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途会停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、取芯测井和后续井身固井作业。钻井作业为 24h 连续作业。

各开钻或分井段施工重点及工程控制关键措施：

（1）导管段

导管段钻井时间约 1~3d，采用无毒无害的清水钻井方式，最大程度的保护浅层地下水环境。及时下套管固井并根据现场实际钻探情况，导管段套管下井深度以完全封隔浅层地下水为原则，必要时可加长。

轻微漏失（漏失量小于 3m³/h）采用加注堵漏剂（不同粒径的棉纤维粉、木质纤维粉和矿物纤维的复配物）堵漏，漏失情况较大时（漏失量小于 3m³/h）可采取清水强钻或水泥封堵后再钻方式穿越漏层，套管及时封隔措施处理。

（2）一开~二开井段钻井

①加强钻井泥浆监控以及钻井泥浆循环系统的管理，需做好现场钻井污染物“不落地”工艺设备维护工作，保障各工序间协调匹配。

②钻遇浅层含气层时，做好返排泥浆的监控工作，根据实际检测结果确定合理的钻井液密度，防止气侵、井喷事故的发生。

③加强井控工作，严格执行有关防喷、防爆、防火等有关规定和要求。

（3）三开钻进井段（目的层水平段）

①三开钻进井段为本井预计主要含气层段之一，钻进中加强钻井液造壁性与封堵性，降低钻井液失水，抑制地层坍塌，防止卡钻等事故，避免钻井过程事故性排放钻井废水、泥浆和岩屑等污染物。

②加强井控工作，严格执行石油天然气行业有关防喷、防爆、防火等有关规定和要求。施工单位制定单井井控应急预案、搞好随钻地层压力监测，通过调整钻井泥浆密度平衡井底压力。

泥浆常规钻井工艺属过平衡钻井技术，作用于井底的压力大于该处地层孔隙压力情况下的钻井作业：本项目通过钻机、转盘带动钻杆切削地层，同时由钻井泥浆泵经钻杆向井内注入高压钻井泥浆，冲刷井底，将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途会停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、取芯测井和后续井身固井作业，钻井作业为 24h 连续作业，对钻井过程中产生的污染物采取随钻处理，不会在井场内长期储存。

清水及水基泥浆钻井工艺流程及产排污环节见图 3.1-4。

图 3.2-2 水基泥浆循环系统和“不落地”清洁化生产系统工艺流程图

“不落地”处理系统工艺步骤：

“不落地”处理系统主要由螺旋输送机、板框压滤机、岩屑收集罐、废水收集罐、污水处理系统、清水罐、清水罐等组成。

系统工艺主要为：由钻井配备的泥浆循环系统（主要由振动筛、旋流除砂器、除泥器组成）排出的废弃物通过输送机送至预处理罐振动筛上，经由预处理罐上振动筛过滤后的钻井岩屑，进入板框压滤机，压滤出来的岩屑装车委外处置；预处理罐中浆液在浆液泵的作用下排入混凝罐；启动加药系统向混凝罐不断加入适量水溶液药剂，搅拌后破胶沉淀处理，通过泥浆泵不断向压滤机中挤入泥浆，压滤机的滤室内的压力逐渐提高，把泥浆中的水分不断挤出，从而实现固液分离，固体部分可通过带（链）式输送机进固废存储罐，定期委外处置，压滤机分离出来的水通过管道进入污水罐内，用于岩屑振动筛的冲洗用水以及钻井泥浆循环系统调配新泥浆时用水，从而实现钻井废水的循环利用，不外排，固废随钻处理。

本“不落地”处理工艺方案把钻井过程中产生的废弃物随钻进行处理，使井队不必再修建泥浆罐、岩屑罐等，减少对临时占地的占用和对环境的污染，同时也能免除泥浆罐、岩屑罐现场贮存污染物渗漏地下水污染环境风险。

表 3.2-1 “不落地”清洁化生产系统设备配套表

序号	名称	规格	备注
1	废水收集罐	40m³/个	预计 6 个，钻井过程中根据罐容配置
2	岩屑接收罐	40m³/个	预计 2 个，钻井过程中根据罐容配置
3	螺旋输送机	/	/
4	板框压滤机	/	/

序号	名称	规格	备注
5	油基泥浆配液罐	50m ³	预计 4 个，钻井过程中根据罐容配置
6	油基泥浆循环罐	50m ³	预计 5 个，钻井过程中根据罐容配置
7	清水罐	40m ³	预计 2 个，钻井过程中根据罐容配置

油基泥浆钻井：由于水平井段仅为目的层钻井，泥浆接触的地层单一，失效泥浆少，现场 ZJ50 型钻井泥浆循环系统（振动筛分、离心分离）分离的主要为油基泥浆和含油岩屑（含失效泥浆）两部分；油基泥浆重复回用于钻井作业，不外排，完井阶段做资源化回用，回用于其他井场油基泥浆钻井，不外排；含油岩屑（含失效泥浆）经现场配置的岩屑收集罐收集后在井场设置的含油岩屑专用场地贮存，并委托资质单位贵州绿诺环保科技有限公司清运及最终处置，或委托其它具备相关危废处置能力的资质单位清运处置。油基泥浆钻井工艺流程及产排污环节示意图见图 3.2-3。

图 3.2-3 油基泥浆循环系统和“不落地”清洁化生产系统工艺流程图

钻井液固相分离工艺：钻井液其主要功能为带出岩屑。钻井过程中，钻屑在机械及化学作用下，分散成大小不等的颗粒而混入钻井液中，使钻井液性能变差，给钻井工程及贡气层带来危害，因此必须消除有害固相。本项目采用机械设备强制清除有害固相，改变固相级配。

从井底返出的钻井液首先经过振动筛清除较大的固相颗粒，故称振动筛为第一级固控设备。再通过不同规格的除砂器和除泥器对钻井液进行进一步固相分离，进行回用。

3.2.2 钻井泥浆方案

① 钻井泥浆体系选择

本项目导管段采用清水钻井，1~2 开井段采用水基泥浆钻井，在目的层段（3 开）采用泥浆稳定性更好、连续性较高、钻速更快的油基泥浆钻井。

② 水基泥浆和油基泥浆转换工艺

本项目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 + 2.5%主乳化剂（HIEMUL）+1.5%降滤失剂（HIFLO）。

B. 泵入 10m³ 高粘顶替隔离液，然后是油基钻井泥浆。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 泥浆原辅材料

根据项目设计资料，平台钻井所用钻井泥浆主要材料清单见表 3.2-3。

表 3.2-2 钻井泥浆主要材料成分表

序号	材料名称	主要化学成分及用途
1	两性离子共聚物强包被剂 FA-367	白色粉末，高分子水溶性聚合物，高分子中有阳离子和阴离子等亲水基团，一种良好的钻井液用包被剂，pH7.5-9.0
2	钻井液用聚丙烯酰胺钾盐 KPAM	白色或淡黄色粉末，是一种含羧钾聚丙烯酰胺衍生物，它是很强的抑制页岩分散剂，具有控制地层造浆的作用并兼有降失水、改善流型及增加润滑性等功能
3	羧甲基淀粉粉 CMS	以玉米和马铃薯为原料提取一种变性淀粉，主要用于钻井泥浆降滤失性和增加钻井液流动，保护地层
4	防塌润滑剂 FRH	由高软化点物质和活性剂等经一定工艺反应调制而成的防塌润滑剂
5	生石灰 CaO	石灰石粉是钻井泥浆、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液
6	加重剂	一般以重晶石 BaSO ₄ ，赤铁矿粉 Fe ₂ O ₃ 等为主
7	纯碱 Na ₂ CO ₃	Na ₂ CO ₃
8	氢氧化钠 NaOH	NaOH
9	生物聚合物黄原胶	XCD：一般在水基钻井液中用增粘，提高携砂能力。
10	聚阴离子纤维素 PAC-LV	羧甲基纤维素钠
11	钻井液用重晶石粉 FK-10	BaSO ₄
12	氯化钾	KCl
13	非渗透处理剂	只有物理作用的惰性材料和高、低分子量的聚合物组成
14	增黏剂	石油树脂是烃类裂解的液态产物中，经除去苯、甲苯、二甲苯后,所余重质芳烃和烯烃混合物，在催化剂作用下，聚合生成的一种合成树脂
15	高效封堵剂	不同粒径的棉纤维粉、木质纤维粉和矿物纤维的复配物
17	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
18	乳化剂	酰胺类乳化剂
19	降滤失剂	低粘度羟甲基纤维素 CMC-LV、磺甲基酚醛树脂 SMP-n
20	柴油	柴油是轻质石油产品，复杂烃类（碳原子数约 10~22）混合物，主要由原油蒸馏、催化裂化、热裂化、加氢裂化、石油焦化等过程生产的柴油馏分调配而成

序号	材料名称	主要化学成分及用途
21	主乳化剂/辅乳化剂	酰胺类乳化剂 聚乙烯、聚酯亚胺有机物 石油树脂是烃类裂解的液态产物中，经除去苯、甲苯、二甲苯后，所余重质芳烃和烯烃混合物，在催化剂作用下，聚合生成的一种合成树脂
22	固体润滑剂	
23	流型调节增黏剂	

钻井泥浆的组成是根据不同地层性质和地下压力进行调整变化的，根据对项目钻井泥浆使用材料判断，除三开油基钻井泥浆外，导管采用不含有毒有害物质的清水钻，一开、二开油基钻井泥浆的组成物质化学性质稳定，以无毒无害的无机盐和大型聚合物为主，产生的废水主要污染物以 COD、SS、pH、盐分、Cl⁻为主，不含汞、铬、铅等重金属。

④ 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。

⑤ 储备泥浆情况

为满足井喷压井应急处置需要，压井泥浆须在历次开钻前提前做好，根据本项目钻井设计资料，压井泥浆（重泥浆）现场储存量≥500m³，罐装存储在井场后场，完钻时未使用的重泥浆可重复利用于其他井作应急压井备用。

3.2.1 钻进辅助作业

钻进辅助作业由电测井、取芯钻进、综合录井等作业组成。

测井方法有电、声、放射性三种基本方法。目前测井通常指地球物理测井，指把利用电、磁、声、热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。

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。

本项目导眼井钻至栖霞组后进行取芯，取芯通过下取芯钻具至裸眼段，进行探底投球 1，通过调整顶驱转速进行引芯，进而适当加大转压、顶驱转速和排量进行取芯钻进，钻至预计井深停止送钻 1min，不上提钻具，停泵卸顶驱投球 2，待球 2 到位直至岩心割断，起钻、出芯后通井。并根据目的层岩芯的岩性、物性、电性、矿物成分及化石等资料对地层进行对比分析，根据分析结果可以判断天然气目的层和有利地区，进一步了解目的层中油、气、水的分布情况。

3.2.2 井控作业

井控主要是井口安装管汇控制气浸、井涌、井喷。先根据本井预测地层压力及套管抗内压强度等情况，确定井控装置压力等级，再根据等级要求选择相应的井控装置进行井控作业。各次开钻井控等级及井控装置情况见表 3.2-4。

表 3.2-3 各次开钻井控等级及井控装置一览表

开钻次数	井控等级	井控装置
一开	双闸板防喷器（上全封、下半封） 14MPa。	钻井四通、底法兰、节流管汇、压井管汇、 双闸板防喷器（上全封、下半封）。
二开	环形防喷器 35MPa、单闸板防喷器（半封） 70MPa、单闸板防喷器（剪切） 70MPa、双闸板防喷器（上全封、下半封） 70MPa。	环形防喷器、单闸板防喷器（半封）、单闸板防喷器（剪切）、双闸板防喷器（上全封、下半封）、 钻井四通、占位短节、套管头下四通、 节流管汇、压井管汇、液气分离器、控制系统。
三开	环形防喷器 70MPa、单闸板防喷器（半封） 105MPa、单闸板防喷器（剪切） 105MPa、双闸板防喷器（上全封、下半封） 105MPa。	环形防喷器、单闸板防喷器（半封）、单闸板防喷器（剪切）、 双闸板防喷器（上全封、下半封）、 钻井四通、转换法兰、套管头下四通、 节流管汇、压井管汇、液气分离器、控制系统。

3.2.3 井身结构与套管程序设计

（1）井位基本情况

根据工程设计资料，本项目井位坐标及目的层基本情况详见表 3.2-5。

表 3.2-4 井位坐标、目的层及井型

井号	井位坐标		海拔高度/m	设计井深/m	设计垂深/m	水平段/m	井型	类别	目的层
	Y 坐标	X 坐标							
新胜 12 井							水平井	勘探井	茅口组
新胜 12-1 井							水平井	评价井	
新胜 12-2 井							水平井	评价井	
新胜 12-3 井							水平井	评价井	

(2) 井身结构

本项目 4 口井井身结构及套管设计见表 3.2-6。

表 3.2-5 新胜 12 平台各井井身结构与套管设计表

井身结构总体说明：

- (1) 导管采用Φ609.6mm 钻头钻至井深 302m 左右，下入Φ508mm 套管，封隔上部易漏层及浅层水，为安装井口提供条件。
- (2) 一开采用Φ406.4mm 钻头钻至雷口坡组顶部，下入Φ339.7mm 套管，为二开钻井提供井控条件。本井段设计采用“PDC 钻头+弯螺杆+MWD”复合钻井提速，若钻遇漏失层则采用转盘钻井。
- (3) 二开采用Φ311.2mm 钻头钻至飞二段，下入Φ244.5mm 套管，为下一开次安全钻进创造条件。本井段设计采用“PDC 钻头+弯螺杆+MWD”复合钻井提速，若钻遇漏失层则采用转盘钻井。
- (4) 三开采用Φ215.9mm 钻头钻至设计井深完钻，裸眼完钻。本井段设计采用“PDC 钻头+弯螺杆+MWD”复合钻井提速，若钻遇漏失层则采用转盘钻井。

图 3.2-4 新胜 12 井、新胜 12-1 井井身结构示意图

图 3.2-5 新胜 12-2 井、新胜 12-3 井井身结构示意图

3.2.4 固井方案

固井作业是钻井达到各段预定深度后，下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间环形空间的作业。固井主要目的是封隔疏松易塌、易漏地层；同时封隔可能的油、气、水层，防止互相窜漏、形成油气通道。固井作业主要设备有下灰罐车、混合漏斗和其他附属设备等。

不同套管的固井泥浆配方见表 3.2-7。

表 3.2-6 固井泥浆、隔离液配方

套管程序	水泥浆	隔离液
导管	G 级水泥+促凝剂+减阻剂+消泡剂	配浆水
表层套管	G 级水泥+降失水剂+促凝剂+增强剂+减阻剂+消泡剂+多功能纤维	配浆水
技术套管	G 级水泥+缓凝剂+降失水剂+减阻剂+防窜剂+增强剂+消泡剂+膨胀剂+多功能纤维	抗钙隔离液
油层套管	G 级水泥+缓凝剂+降失水剂+减阻剂+防窜剂+增强剂+消泡剂+膨胀剂+多功能纤维+加重剂	加重抗钙隔离液

3.2.5 完钻设备搬迁

当钻井钻至产气层后，将对气井进行压裂测试作业，在进行压裂测试作业前需对钻井设备进行搬迁，为下一步压裂测试做准备。

3.2.6 钻井工程水平衡

由于新胜 12 平台内 4 口井三开采用油基泥浆钻井(以柴油为调配基,不使用水),故钻井过程用水阶段主要产生于 0~2 开井段。导管段采用清水钻, 1~2 开采用水基泥浆钻井,水基泥浆钻井用水不是直接参与钻井过程(以与钻井用料调配成泥浆参与),且钻井过程为不断推进过程,本评价对钻井过程按照钻井工序的不同时段、不同用水节点,以钻井泥浆循环系统和“不落地”随钻处理工艺为整体,根据进出系统的泥浆、岩屑含水率折算用水量情况,水基泥浆钻井阶段各用水点用水量统计见表 3.2-8。

1、单井

(1) 开钻前

导管井段开钻所使用的泥浆体系为清水,除附着于岩屑部分外的其他泥浆均可循环使用,在沉淀罐中分离出的上清液全部回用于配制泥浆,钻井阶段结束后剩余的清水泥浆还可用于下阶段配置水基钻井液。

(2) 钻井过程

清水钻阶段:清水钻阶段所使用的泥浆体系为清水,除附着于岩屑部分外的其他泥浆均可循环使用,在板框压滤机中分离出的上清液全部回用于配制泥浆,钻井阶段结束后剩余的清水泥浆还可用于下阶段钻井液配浆使用,因此该阶段无钻井废水产生。

水基泥浆钻井阶段:在水基钻井作业的配浆过程中会根据泥浆的不同配比要求

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清洁化生产区，经处理后的上清液后回用于配浆。

除钻井设备配套的泥浆循环系统外，本项目还实施了钻井污染物“不落地”随钻处理。钻井过程中不断产生的失效泥浆（由泥浆循环系统分离产生）经“不落地”工艺收集破胶+板框压滤处理，压滤出水重复利用于钻井过程中钻具、钻台、泥浆循环系统等设备清洗用水以及岩屑振动分离水洗用水，剩余出水作为钻井用水（对水质无特殊要求）重复利用与不断补充的钻井泥浆现场调配生产用水。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120《石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册》，钻井作业（普通气井） ≤ 2 千米进尺废水量为 54.94t/100m，2~4 千米进尺废水量为 46.41t/100m，本工程二开井深 3602m，经计算本项目单井钻井废水最大产生量约 1842t，参考川渝地区同类型项目类比调查，常规钻井阶段钻井过程中损耗量为 5-10%，本项目按 7.5%计，则最大损耗量约 138m³；水基钻井液平均每米钻进产生水基泥浆约 0.45m³；此外，钻井过程中产生的岩屑及失效泥浆将带走一部分钻井废水。计算过程见表 3.2-8。

表 3.2-7 钻井阶段排水情况表

项目		数据
新胜 12 井水基钻井		
井深		3602
产污系数 (t/100m)		54.94、46.41
废水量 (t)		1842
损耗	水损耗量	138
	损耗率 (%)	7.5
岩屑中	进入岩屑水量，占比 10% (t)	184
失效泥浆	钻井含水泥浆量 (t)	1621
	钻井泥浆含水率 (%)	85
	钻井泥浆总含水量 (t)	1378
	压滤泥浆含水量，含水量 60% (t)	608
	压滤后得到的废水 (t)	1013
钻井阶段单井总废水量		1155

单井钻井废水经不落地处理系统处理后暂存于积液池中清水池，作为下一口井钻井阶段配制钻井液配置回用，最后一口井产生的钻井废水由积液池及“不落地”工艺设备配备的废水收集罐暂存，作为后续压裂生产用水回用，不外排。

(2) 钻井操作平台清洗废水：完井后需要进行钻井操作平台清洗，钻井操作平

台完井后施工清洗时间约 20 天，每天进行清洗，类比为建成丁页 3#钻采工程清洗用水量约 $1.2\text{m}^3/\text{d}$ ，清洗水用量 24m^3 ，产污系数 0.8，完井清洗废水量为 19.2m^3 ，消耗水量 4.8m^3 ，清洗废水经收集后存放于污水罐及积液池，作为后续施工压裂液配置，不外排。

(3) 洗井废水

项目完钻后首先要进行洗井作业，本项目采用清水对套管进行清洗，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120《石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册》产污系数，洗井液产生量为 $25.29\text{t}/\text{井}$ 。

根据建设单位提供的钻井经验数据，常规钻井过程中洗井用水损耗量约 10%，则单井洗井用水量为 28.1m^3 ，洗井废水产生量为 25.29m^3 ，从井底返排的洗井废水采用污水泵泵至井场清洁化操作平台废水处理罐随钻处理，并暂存在积液池内，作为后续施工压裂液配置，不外排。

废水中主要污染物指标为 pH、COD、SS、石油类和氯化物。

(4) 生活污水

钻井期间钻井专业队伍约 35 人。施工期 2 月，全天施工。设置施工营地，提供食宿，施工人员短期内增加较多，生活污水依照贵州省《用水定额》(DB52/T725-2025)中农村分散式供水生活用水 $100\text{L}/(\text{人}\cdot\text{d})$ ，用水量为 $3.5\text{m}^3/\text{d}$ (钻井施工期 210m^3)，产污系数取 0.8，生活废水量为 $2.8\text{m}^3/\text{d}$ (钻井施工期 168m^3)，设置一套一体化生活污水处理设施 ($10\text{m}^3/\text{d}$) 处理生活污水，处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后用于农灌及绿化。

新胜 12 井钻井阶段水平衡图详见图 3.2-8。

图 3.2-6 新胜 12 井钻井阶段水平衡图

2、平台

根据平台钻井时序，平台内部署的 4 口井钻井过程依次进行，钻井过程中单井钻井废水全部回用于下阶段钻井工程钻井液调配用水，最终仅新胜 1-3 井产生钻井废水，最终废水产生量为 1199.49m^3 ，贮存于“不落地”工艺设备配备的废水收集罐（总容积 $40\text{m}^3\times 4$ ，“不落地”工艺区）以及积液池暂存，作为后续压裂液调配用水，不外排。

3.2.7 钻井工程主要污染源及污染物排放情况

1、废气

(1) 备用柴油机废气

钻井施工前，拟从当地电网接入 10kV 线路进入井场，作为钻井动力，带动钻头切割地层从而不断钻进，井下返排污以“湿”泥浆形式返排，产生率很低，故钻井工程废气污染源主要为材料运输所产生的汽车扬尘及柴油发电机废气。

项目钻井能源为电力，使用网电进行清洁化生产，并配备 2 台柴油发电机（810kW）作为备用电源。网供电情况下无燃油废气排放，柴油发电机供电时有燃油废气排放。

根据《绿色设计产品评价技术规范柴油发动机》（T/CMIIF-2019）P 大于 560kW 的非道路用柴油发动机的燃料消耗率基准值为 GB/T28239 中 $450\text{kW} \leq P \leq 560\text{kW}$ 功率段柴油机加权燃料消耗率限值的 95%；根据《非道路用柴油机燃料消耗率限值及试验方法》（GB-T28239-2020）表 1 非道路用柴油机加权燃料消耗率限值，本项目为 810kW 柴油发电机，小时最大耗油量为 $450\text{kW} \leq P \leq 560\text{kW}$ 加权燃料消耗率限值 95%（即 $228\text{g/kW}\cdot\text{h} \times 95\% = 216.6\text{g/kW}\cdot\text{h}$ ），执行单机小时最大耗油量 $0.228\text{kg/kW}\cdot\text{h}$ ，根据建设单位钻采经验，备用柴油发电机以每个月运行 4 次每次 2h 计算，钻井期共计 10 个月，共计运行 80h 运行。新胜 12 平台使用的为合格的轻质柴油成品，含硫量为不大于 0.2%，本次取值为 0.2%。烟气量根据《大气污染工程师手册》，当空气过剩系数为 1 时， 1kg 柴油产生的烟气量约为 11Nm^3 。一般柴油发电机空气过剩系数为 1.8，则备用发电机每燃烧 1kg 柴油产生的烟气量为 19.8Nm^3 。见表 3.3-8。

表 3.2-8 备用柴油发电机废气污染物排放情况

污染源	油耗 kg/h	烟气量 m^3/h	污染物名称	产污系数	排放速率 (kg/h)	排放浓度 (mg/m^3)	排气筒高度
1 台备用柴油发电机	168	3318	NOx	20S*	0.6703	202.02	6m
			SO ₂	3.36	0.5631	169.7	
			烟尘	2.2	0.3687	111.1	

根据《关于对<大气污染物综合排放标准>（GB16297-1996）的适用范围的回复》：

目前，我国还没有专门的固定式柴油发电机污染物排放标准，柴油发电机污染物排

放控制应参照《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）执行。该标准除对污染物排放浓度有明确要求外，对排气筒高度和排放速率也有具体规定。考虑到加高固定式柴油发电机排气筒高度会导致燃料燃烧不充分、增大污染物排放等现象，以及大功率柴油机存在无法满足排放速率限值的情况，建议目前固定式柴油发电机污染物排放浓度按照《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的最高允许排放浓度指标进行控制，对排气筒高度和排放速率暂不作要求。

本项目备用发电机尾气排放标准执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源大气污染物排放限值，即 $\text{SO}_2 \leq 550\text{mg/m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 240\text{mg/m}^3$ 、烟尘 $\leq 120\text{mg/m}^3$ 和林格曼黑度小于 1 级，则本项目备用发电机组烟气可实现稳定达标排放。由于备用发电机不是经常使用设备，所以其影响是暂时性的。对当地环境空气的 NO_x 和 SO_2 污染物贡献值很小，对周围环境的大气质量影响有限。

柴油发电机废气由自然通风扩散、绿植吸收后，污染物排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中二级标准要求。环评要求确保使用优质低硫轻柴油。

（2）油基泥浆钻井时产生的有机废气

油基泥浆钻井产生的有机废气来源于油基泥浆钻井过程、油基泥浆和油基岩屑暂存时挥发产生的无组织废气，废气成分主要以非甲烷总烃计，产生量较小。项目油基泥浆配置好后用泥浆罐拉运至现场进行钻井，暂存时间较短；油基岩屑由岩屑罐收集临时存放于泥浆不落地及循环系统区域，及时由危废资质单位进行转运处置，现场暂存时间短，废气的产生随着施工结束而结束，对周边环境空气影响较小。

（3）非正常工况下事故放喷天然气经点燃后排放废气

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开放喷管线阀门泄压，即事故放喷。事故放喷一般时间较短，约 2~4h，属于临时排放，放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，其燃烧主要产物为 SO_2 、 NO_x 、 CO_2 和水。事故放喷时间较短，且污染物产生量较小，故对大气环境的影响较小。

2、废水

本项目严格实施雨污分流，井场四周设置有雨水排水沟，场外雨水随雨水沟排

放。钻井过程中实现废水收集处理循环利用，钻井工程钻井过程中无外排废水，项目废水主要为钻井废水和洗井废水。

(1) 钻井废水

新胜 12 平台钻井废水主要产生于各井 0~2 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，不外排；完井阶段废水主要为水基泥浆压滤出水和设备清洗废水。根据前述水平衡分析，钻井过程中单井钻井废水全部回用于下阶段钻井工程钻井液调配用水，最终仅新胜 1-3 井产生钻井废水，最终钻井废水产生量为 1155m³，洗井废水产生量为 25.29m³，由“不落地”工艺设备配备的废水收集罐（总容积 40m³×4）以及积液池暂存，作为后续压裂生产用水回用，不外排。

清洗废水由于清洗的是钻井平台，钻井清洗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，经板框压滤处理后主要污染物以 pH、COD、石油类、氯化物等为主，完井清洗废水量为 19.2m³，根据川、渝区块已实施的页岩气钻井废水监测资料，钻井废水中污染物浓度见表 3.2-7。

表 3.2-9 钻井废水中的主要污染物与浓度 单位：mg/L（pH 无量纲）

废水类别 \ 污染物	pH	石油类	COD	Cl ⁻
清水钻进后的废水	6.5~8.0	≤1	≤800	≤1000
水基钻井液钻进后废水	9.0~11.5	≤5	≤1400	≤2000

②生活污水

现场钻井工作人员总计约 35 人，生活用水按每人每天 80L 计，整个钻井周期（8 个月）内生活用水量约为 840m³，污水按用水量的 80%计，则整个钻井工程期间生活污水产生量共计 672m³（约 2.8m³/d），生活污水产生量较少，主要污染物为：SS、COD、BOD₅、NH₃-N。主要污染物 COD 约为 300mg/L，BOD₅ 约为 100mg/L，SS 约为 250mg/L，NH₃-N 约为 20mg/L。由于本次钻井周期时间短，生活污水每天产生量小，水质较为简单，鉴于项目周边 200m 范围内旱地分布较广，生活污水自建一体化污水处理设施（处理规模 10m³/d）处理，处理后作为农灌用水或绿化用水回用，不外排，雨季期间不能及时回用于农灌用水或绿化用水时，则暂存在井场应急池内。

(3) 地下水污染

① 地下水污染源类型分析

钻井工程对地下水环境可能造成影响的污染源主要是场地内暂存的钻井废水、

泥浆、岩屑等的渗滤液以及井下钻井过程中滤失的钻井泥浆。

② 污染途径分析

钻井工程对地下水产生污染的途径主要有两种，即渗透污染和穿透污染。

A、渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。钻井泥浆循环系统、钻井污染物“不落地”处理系统、原辅材料堆存淋溶雨水等产生、暂存、离析出的废水、废油通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

B、穿透污染：以该种方式污染地下水的主要是钻进中滤失钻井泥浆。钻进中，在水头压力差的作用下，将有少量钻井泥浆滤失，并在含水层中扩散迁移，污染地下水，污染程度与所选用的钻井泥浆体系与固井方案密切相关。

③ 地下水污染源强分析

A、污染物渗滤液

此类废水产生于钻井废水和岩屑等固废在“不落地”操作平台内暂存中，所含废液经离析后，向周围岩层渗入、扩散。产生量与废物存放时间、含水率等密切相关，废水性质受使用钻井泥浆控制，与钻井废水类似。本项目对“不落地”处理工艺区作为重点污染防治区处理，正常工况下渗透外泄量极小。

B、钻井滤失泥浆

此类影响产生于钻进期间的过平衡钻井阶段（泥浆类的钻井），钻井泥浆在压力差的作用下，渗透入井壁岩石的裂隙或孔隙中。渗入量与地层压力、钻井工艺等复杂相关，目前钻井泥浆监控系统一般在地层滤失量 $<3\text{m}^3/\text{h}$ 时即可发现泥浆漏失，以便及时采取堵漏措施。本项目在每段完钻后，及时采用套管+水泥固井，从工程措施上减少井筒内泥浆滤失的可能。

（4）噪声

井场钻井期主要噪声设备有：

- ①动力区主要有钻井阶段的柴油发电机（备用），位于井场中北侧位置。
- ②泥浆泵区主要为直流电机、泥浆泵、振动筛、搅拌器、除砂器等，位于“不落地”工艺区。
- ③放喷区主要是在钻遇地层遇高压大气量时（本项目现有地质资料判定无此地

层，但鉴于地层的不可预见性，配置应急放喷池）应急放喷产生的气流噪声，位于井场外放喷池。

由于本项目钻井过程为 24 小时连续运行，最长持续时间约 6 个月，对当地声环境影响大的主要为钻井过程中钻机、泥浆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，钻井工程主要噪声源设备噪声值见表 3.2-10。

表 3.2-10 项目主要噪声源一览表

阶段	噪声设备	数量*	单台源强 dB (A) (1m 处)	采取的降噪措施	降噪后源强 dB (A) (1m 处)	噪声特性	排放时间	频谱特性
正常工 况	钻井设备	1 套	95~100	置于钻井平台内，基础安装减振垫层	85~90	机械	昼夜连续	以低频噪声为主，60~1000Hz 以内，具有波长较长，方向性弱，衰减消失缓慢等特点。
	泥浆泵	2 台	85~90		75~80			
	振动筛	2 台	70~80		60~70			
事故状 态	搅拌机	2 台	70~80	软垫基座	60~70	空气动力	间断	
	放喷高压气流	/	110	/	110		偶发	
应急备 用	柴油机	2 台	95~100	基础安装弹性减振垫层，设机房+消声器，降噪 20 dB (A)	75~80	机械	应急备用	

(5) 固体废物

本项目固废主要有钻井过程中产生的水基钻井岩屑、失效的水基钻井泥浆、油基钻井岩屑、失效的油基钻井泥浆以及生活垃圾、钻井及其配套设备保养产生含油棉纱等含油固废。

① 钻井岩屑

包括水基钻井岩屑和油基钻井岩屑。钻井岩屑是在钻井过程中钻头切割地层岩石而产生的碎屑，其产生量与井眼长度、平均井径有关。根据各单井身结构图，根据本项目钻井阶段各开次进尺、钻头尺寸，并取一定的容积扩大倍数，并考虑岩屑破碎松散情况。

计算公式如下： $V=\pi\times r^2\times d\times f$

式中： V —废弃岩屑量， m^3 ；

r —各开次钻头尺寸半径， m ；

d—各开次段长度，m；

f—膨胀系数，倍。

膨胀系数取 1.5 倍，本项目导管采用清水钻，一开和二开采用水基钻井液，三开采用油基钻井液，平台钻井岩屑情况详见表 3.2-9。

表 3.2-11 钻井岩屑产生量统计表

井号	开钻程序	钻头直径 mm	单井最大完井深度 m	井身理论体积 m ³	岩屑产生量 m ³
新胜 12 井	导管段				
	一开				
	二开				
	三开				
新胜 12-1 井	导管段				
	一开				
	二开				
	三开				
新胜 12-2 井	导管段				
	一开				
	二开				
	三开				
新胜 12-3 井	导管段				
	一开				
	二开				
	三开				
合计	水基岩屑			1807.2	2710.8
	油基岩屑			394.8	592.3

水基岩屑理化性质：水基岩屑是有膨润土、水各种处理剂、加重材料以及钻屑所组成的多相分散体系组成，从流体介质角度看，水基岩屑是以水为连续流体介质的钻井液产生的。本项目水基泥浆阶段使用聚合物钻井液，根据《危险废物排除管理清单（2021 年版）》（公告 2021 年第 66 号），废弃水基钻井泥浆及岩屑不属于危险废物。因此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，按照《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020）对一般固废进行编码，其代码为 747-002-99。本项目水基钻井固废产生量约 2710m³（密度 1.5g/cm³，4065t），经压滤脱水后在钢制的岩屑收集罐内暂存，水基钻井岩屑委托正安西南水泥有限公司综合利用处置，或其它具备一般固废处理能力的资质单位委托处置，不

外排。

油基钻井固废：本项目油基钻井固废主要为油基泥浆钻井岩屑，产生量约 592.3m³（密度 1.5g/cm³，888.45t），根据《国家危险废物名录》（2025 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”中“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”，危废代码（072-001-08），应按照国家危险废物相关要求收集、暂存、转运。

本项目产生的油基钻井岩屑在清洁化操作平台内经“不落地”处理系统处理后收集于危险废物暂存间内的油基岩屑收集罐中，由资质单位贵州绿诺环保科技有限公司清运及处置，或委托其它具备相关危废处置能力的资质单位清运处置；危废暂存区地面进行防渗处理，还需进行防风、防雨、防渗漏防腐等处理，并设置警示标。

②钻井泥浆：

水基泥浆：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，废泥浆产生量一般为每米进尺 0.02m³，本工程水基泥浆钻井段为 14408m，可计算废钻井泥浆产生量约 288.16m³（密度 1.5g/cm³，432.24t），收集后委托正安西南水泥有限公司综合利用处置，或其它具备一般固废处理能力的资质单位委托处置，不外排。

本项目水基泥浆阶段使用聚合物钻井液，根据《危险废物排除管理清单（2021 年版）》（公告 2021 年第 66 号），废弃水基钻井泥浆不属于危险废物，为一般工业固废。根据《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（公告 2021 年第 82 号），本次项目一般工业固体废物需对管理台账实施分级管理。包括：一般工业固体废物产生清单（年度）、一般工业固体废物流向汇总表（月度）、一般工业固体废物出厂环节记录表，主要用于记录固体废物的基础信息及流向信息。

油基钻井泥浆：油基泥浆在钻井过程中除少量损耗和附着于岩屑外，其余部分可实现全部循环利用；对失效油基泥浆根据《国家危险废物名录》（2025 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损耗统计结果，失效油基泥浆量约为 0.12m³/m，故新胜 12 平台总失效油基泥浆量 1294.44m³，经振动筛分离产生的废油

基泥浆由油基泥浆收集罐收集暂存，现场贮存周期 1~2 周，与油基岩屑一起委托资质单位外运并处置。

综上，新胜 12 平台共产生油基钻井固废（包括油基泥浆钻井岩屑及泥浆）量约 2182.89t。

③ 生活垃圾和包装材料

钻井期，生活垃圾按 0.3kg/人·d 计算，钻井人员 35 人，则产生量约为 10.5kg/d（钻井期 8 个月，共 2.52t）。生活垃圾均存放在生活区修建的垃圾堆放箱中，定期交由当地环卫部门处理。废包装材料的量较少，收集后全部回收利用。

④ 含油固废

钻井过程中含油固废的主要来源有：A、机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑油、油固废；B、液压控制管线滴漏的控制液，如液压大钳、封井器及液压表传压管线滴漏的控制液。

上述两项钻井产生的含油固废属于危险废物（HW08，900-217-08），由废油回收桶收集，产生量约 0.2t，属危险废物。现场配备废油回收桶，堆存于井场东南侧危险废物贮存场地内，并采取防渗防雨措施，完钻后委托资质单位外运并处置。

固体废物产生量见表 3.2-12。

表 3.2-12 新胜 12 平台钻井固体废物产生量

种类	来源	产生量 t	主要成分	处理方式	分类
水基钻井岩屑	0~2 开钻井	4065	岩石、土壤	由“不落地”工艺处理后（振动冲洗分离）定期委托压安西南水泥有限公司处置，或其它具备一般固废处理能力的资质单位委托处置	一般工业固废
水基钻井泥浆	水基钻井失效泥浆	432.24	水、粘土、碳酸钠、氢氧化钠、石灰石、褐煤等	采用“不落地”工艺处理后（破胶板框压滤脱水）定期委托正安西南水泥有限公司处置，或其它具备一般固废处理能力的资质单位委托处置	
合计		4497.24	/	/	/
油基钻井岩屑	3 开钻井	888.45	岩石、土壤、柴油	油基泥浆罐收集集中贮存于含油岩屑专用贮存场地内，并委托资质单位贵州绿诺环保科技有限公司清运及最终处置，或委托其它具备相关危险废物处置能力的资质单位清运处置	HW08 危险废物，代码 HW08-072-001-08
油基钻井泥浆	失效油基泥浆	1294.44	柴油、重晶石、有机土、酰胺、钾盐等		

合计		2182.89	/	/	/
生活垃圾	钻井队	2.52t	生活垃圾	按当地环卫部门要求统一妥善处理	生活垃圾
含油 固体 废物	使用的润滑油、棉纱等	0.2t	废油	站内设置废油桶集中收集，完钻后交由资质单位妥善处置	危险固废， 代码 HW08-900 -217-08

3.3 储层改造施工工艺及产污分析

3.3.1 储层改造工程施工工艺

页岩气藏作为“人工气藏”，储层改造增产在页岩气藏的开发中具有举足轻重的作用，针对页岩气储层的改造主要采取压裂人工构筑地层裂缝方式进行，主要分为水力压裂、开井排液测试放喷、完井撤离三个阶段。

图 3.3-1 储层改造阶段产污环节图

1、射孔完井、酸化作业

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。洗井作业完成后，将进行射孔作业，射孔完井是指下入油层套管封固产层后再用射孔弹将套管、水泥环、部产层射穿，形成油气流通通道。射孔后，为提高目的层的渗透能力，实施压裂作业。本工程采用酸化压裂，是在高于地层破裂压力下用酸液作为压裂液，进行不加支撑剂的压裂。酸压过程中靠酸液的溶蚀作用将裂缝的壁面溶蚀成凹凸不平的表面，以使停泵卸压后，裂缝壁面不会完全闭合。因此，具有较高的导流能力，对恢复和提高井生产能力，效果明显。压裂测试工程时间约 1 个月。

类比川渝地区已钻井压裂产排情况，返排周期一般为 7 天，工艺上可通过控制放喷阀门的尺寸控制返排量。

图 3.3-2 项目压裂作业流程示意图

2、开井返排测试放喷求产

在完井及酸化作业后，平台内各井关井稳压结束后需开井排液（压裂时压入的大量压裂液）。开井排液期间记录开关井时间、排液量、产气量，每 30min 记录一次井口油套压力。开井排液时必须控制井口压力，其最大压降控制在地层压力的 30～

50%。

开井排液一定时间后（根据同地层、相近地层应力、同等压裂压力页岩气井返排气液量统计资料，开井排液时 1~2d 内返排水量较小，3~15d 后返排水量逐渐增大，约在 12~15d 左右达到峰值（最大返排水量约为 200m³/d），而后从 16~30d 返排水量逐渐减小，直至趋近于气水平衡，约 10m³/d，返排液由返排废水转为气水混合物形式返排，此时启用井场内安装的气液分离器，分离出来的返排液废水排入压裂阶段现场吊装的重叠液罐（返排液罐区）和积液池暂存，后转运区域内其他页岩气开发井作为返排液使用调配，不能再利用的返排液通过压裂液重叠罐、清水池、积液池等暂存，再通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置，分离出的气体通过放空管管输至放喷池点火燃烧处理。

返排液趋于气水同产时，对井下页岩气进行测试放喷作业。测试放喷前需换装井口接测试管线，井内天然气经该管线，通过专用产量测试仪器测定天然气产量、压力、气质。为了测试安全和减轻对环境的污染，点火烧掉测试放喷的天然气，单井测试放喷时间一般 2~4h，测试放喷燃烧筒一般为高度 1m 的地面火炬，放喷池内点火放喷，放喷池设有耐火砖挡墙减轻热辐射影响。出于安全操作和有利于燃烧废气污染物大气扩散考虑，测试放喷一般在白天进行。

测试放喷时可能产生燃烧废气、热辐射和高压气流噪声。

测试结束后换装采气树关井待产。

3、完井撤离

测试放喷后压裂设备撤离。为进一步确定区域天然气储量，是否具有工业开采价值，则在井口安装采气树、防高压节流系统、高压预分离器、真空相变炉、旋流分离器、低压燃气系统、控制系统、计量系统、紧急切断系统、数据传输等装置进行临时试采和各项参数测定。

3.3.2 储层改造及污染物排放情况

根据对储层改造测试工程分析，产污环节主要出现在储层改造（压裂）环节和开井返排测试环节。由于压裂是将压裂液高压注入地层，此阶段无返排液外排，主要污染源为压裂设备噪声；开井返排测试试采环节由于采取的是无动力泄压外排，此阶段主要污染源为返排废水以及放喷气体燃烧热辐射以及气流和工艺管道设备噪声。储层改造阶段工艺流程及产排污见下图：

(1) 噪声

压裂噪声分布区域主要分为压裂泵车设备区、压裂液调配泵区等，其主要噪声设备有：

- ①压裂泵车设备区（约 14 辆压裂泵车，12 用 2 备）围绕井口两列并排布置。
- ②压裂液调配泵区主要为直流电机和提升设备噪声，位于井场北侧。

根据压裂作业工作制度，每天压裂 2 段，仅昼间施工，夜间（22: 00~6:00）不施工作业，平台压裂作业持续时间约 10d/井；测试放喷时产生的噪声主要为气流噪声，噪声源为放喷池，持续时间一般在 4d 左右。

储层改造阶段主要噪声源设备噪声值见表 3.3-13。综合分析各井口与周边敏感保护目标的位置关系，表 3.3-1 中设备空间相对位置坐标将选取最不利情况作为分析参数。

表 3.3-1 储层改造主要噪声源特性

序号	声源名称	型号	声功率级 dB (A)	频谱特性	声源控制措施	运行时段
1	压裂车	2500HHP 型	90	以低频噪声为主，60~1000 Hz 以内，具有波长较长、方向性弱、衰减消失缓慢等特点	置于钻井平台内，基础安装减振垫层	昼间连续运行，持续时间约 4 个月
2	压裂车		90			
3	压裂车		90			
4	压裂车		90			
5	压裂车		90			
6	压裂车		90			
7	压裂车		90			
8	压裂车		90			
9	压裂车		90			
10	压裂车		90			
11	压裂车		90			
12	压裂车		90			
13	提升设备		80			
14	提升设备	/	80			
15	放喷池（东）	/	110		/	24 小时连续运行，
16	放喷池（西）	/	110		/	持续时间约 4 天

(2) 废水

①压裂返排液

按照本工程钻井设计，套管固井完毕后，为了消除井筒附近地层渗透率降低的不良影响，以达到增产的目的，在测试放喷前需要对气井进行酸化压裂作业处理，酸化液的主要成分为 HCl。根据建设单位运营经验，水平井压裂工程采取分段压裂方式进行压裂，约 100m/段，单口压裂液的用量约 1200m³/段，根据前文分析，新胜

12 平台 4 口井依次压裂开采，上一口的开井返排液作为压裂液回用于后续一口井的压裂施工。

储层改造期间新胜 12 平台压裂液用量及返排情况见下表 3.3-2，项目储层改造期间用排水量见图 3.3-2。

表 3.3-2 新胜 12 平台压裂液用量表

根据以上分析，新胜 12 平台 4 口井酸化废水共计为 2160m³，进入废水罐中预处理（隔油、沉淀、中和处理）后临时暂存于积液池及压裂液重叠液罐，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。工程对返排出的压裂废水进行回收利用，用于该区域其他井的压裂液的配制，不可回用时通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置。

积液池最大可临时储存 800m³（不超过积液池最大容量 80%），压裂液重叠液罐容积 1200m³，共计储存容积 2000m³，由于返排液为间歇性排除，单井单日最大返排量 200m³，当返排液不能综合利用时，立即开展返排液外运工作，在合理安排压裂阶段工程情况下，本次评价认为井场内储存设施有能力存储所有返排量。

经类比调查，酸化作业产生的废水水质情况见下表。

表 3.3-3 酸化废水中的主要污染物与浓度（mg/L, pH 除外）

污染物	pH	SS	石油类	COD	Cl ⁻
酸化废水浓度	3~5	≤2000	≤40	≤5000	≤8000
隔油、沉淀、中和处理	6~9	≤1000	≤20	≤3000	≤3000

② 生活污水

压裂施工人员为 50 人，生活用水按每人每天 100L 计，整个压裂施工期（4 个月）

间生活用水量约为 600m³，污水按用水量的 80%计，则整个压裂施工期间生活污水产生量共计 480m³（约 4m³/d）。

生活污水产生量较少，主要污染物为：SS、COD、BOD₅、NH₃-N。主要污染物 COD 约为 300mg/L，BOD₅ 约为 100mg/L，SS 约为 250mg/L、NH₃-N 约为 20mg/L。此工序作业期间工作人员延续使用钻井工程阶段建设的生活设施，生活污水利用一体化污水处理设施和 5+10 型环保厕所，用作农灌用水或绿化用水回用，不外排，雨季期间不能及时回用于农灌用水或绿化用水时，则暂存在井场应急池内。

(3) 地下水污染

储层改造作业是在完钻的井场内实施，井身均有套管保护，实现井下压裂地面作业和地下 4000 米左右的目的层直接联通，通过控制井下压裂作业压力大小从而控制井下压裂裂缝垂向长度，控制压裂构筑的缝隙全部在页岩气目的层内，也同时避免裂隙导通目的层上部隔水层（非页岩气层），防止页岩气外溢，从而保护浅部和中部地下水含水层，故新胜 12 平台储层改造作业地下水环境影响主要表现为地面压裂液连续混配过程中的跑冒滴漏和开井返排阶段返排液收集贮存跑冒滴漏污染地下水环境。

(4) 废气

每口井开井返排结束后进行一次测试放喷确定目的层产能，为地面采气阶段定产。为了测试安全和减轻对环境的污染，本项目采取点火燃烧方式处置测试放喷的天然气。

1) 放喷废气

储层改造阶段工程的 4 口井中，每口井开井返排结束后进行一次测试放喷确定目的层产能，采取点火燃烧方式处置测试放喷天然气，天然气经燃烧后产物主要为 SO₂、NO_x、CO₂ 和水蒸气，测试放喷时间约 2~4h，燃烧产物对环境影响较小，且随着测试的结束放喷废气排放污染源消失。

2) 酸化作业 HCl 废气

本项目在酸化前将成品酸用玻璃钢罐车拉至现场储存待使用。存储过程和酸化过程会产生少量的 HCl 废气，盐酸通过玻璃钢罐体密闭储存，储存量少（不超过 80m³），且酸化作业时间短（各目的层作业时间约 2 天），产生的 HCl 废气量少。酸化作业 HCl 废气随着酸化作业完成而停止产生，对周边大气环境影响小。

3) 运输汽车扬尘

在整个施工期汽车行驶引起的道路扬尘占扬尘总量的 60% 以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况下，可按下面经验公式计算：

$$Q = 0.123(V/5) \quad (W/0.68)^{0.85} (P/0.5)^{0.75}$$

式中：Q——汽车行驶的扬尘，kg / km·辆；

V——汽车速度，km / h；

W——汽车载重量，t；

P——道路表面粉尘量，km / m。

车辆行驶扬尘的影响主要集中在交通沿线。表 3.3-4 为一辆 10t 卡车，通过一段长度为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

表 3.3-4 在不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘

P 车速	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	1
5 (km/h)	0.051	0.086	0.116	0.144	0.171	0.287
10 (km/h)	0.102	0.171	0.232	0.289	0.341	0.574
15 (km/h)	0.153	0.257	0.349	0.433	0.512	0.861
20 (km/h)	0.255	0.429	0.582	0.722	0.853	1.435

由此可见，在同样路面清洁程度条件下，车速越快，扬尘越大；而在同样车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。因此，限速行驶及保持路面的清洁是减少汽车扬尘的有效方法。另外，汽车行驶扬尘与道路状况有很大的关系。场地、道路在自然风作用下产生的扬尘影响范围在 100m 以内。如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4-5 次，可使扬尘减少 70% 左右，其抑尘效果是显而易见的。有人曾作过洒水抑尘试验，结果见表 3.3-5。

表 3.3-5 施工场地洒水抑尘试验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时浓度 (mg/Nm³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

试验结果显示，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的 TSP 污染距离可缩小到 20~50m 范围。

施工期平时需对新修道路进行适当洒水、进出场车辆清洗及道路路面清扫，车

辆运输产生的路面扬尘少，随着压裂液运输完成，扬尘影响随之消失，扬尘影响在当地环境可接受范围内。

(5) 燃烧热辐射

开井返排结束后进行测试放喷确定目的层产能，为区域页岩气评价和该井地面采气阶段定产求证。为了测试安全和减轻对环境的污染，本项目采取点火燃烧方式处置测试放喷的天然气。

热辐射主要来自于目的层测试放喷（放喷池），与气井产量、压力、燃烧时间、火焰温度有关，页岩气将点火燃烧处理，以地面火炬形式形成喷射火。

(6) 固废

1) 生活垃圾

储层改造期间主要固废仅为工作人员产生的生活垃圾。生活垃圾按 $0.3\text{kg}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计算，作业人员约 50 人，则产生量约为 $15\text{kg}/\text{d}$ （施工周期 4 个月，共 1.8t ）。这些生活垃圾均存放在钻井工程生活区使用过的垃圾堆放箱中，与生活污水生化处理池产生的污泥一并定期交由当地环卫部门处理。

2) 施工固废

在返排初期，返排液可能夹带少量的固相颗粒，具有前期多后期少的特点，结合川渝地区页岩气开发平台，放喷结束后固相颗粒沉淀于放喷池底，主要为页岩气层随气体带出的少量砂砾，整个储层改造施工期（4 个月）估算产生总量 30kg ，属于一般工业固废，在后期放喷池生态恢复时，直接放置于放喷池底部。

3) 废油

压裂作业设备维护过程中产生一定量废油，废油生量约为 1.1t 。废油首先用于井场内设备的保养做润滑油使用，剩余利用不完的部分属于危险废物 HW08 900-214-08（车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油），经回收桶收集后存放于危废暂存间，具有危废处置资质的单位处置。

3.4 地面采气工程工艺及产污分析

3.4.1 地面采气工艺流程及产污环节分析

由于本次地面采气工程仅涉及平台内采气，仅涉及站内管沟开挖、敷设、阻焊输气管道、设备安装、站外临时占地复耕复种等施工。由于采气工程施工全部在新胜 12 平台内完成，无新增占地，施工期环境影响主要为土建施工环境影响，场内土石方平衡，无弃土方量，设备基础构筑及安装施工时间短，其环境影响较小，地面采气工程环境影响主要表现在运营阶段。

压裂作业等设备撤离后，就地布置试采设备和站内管道敷设，试采设备主要包括采气树、单筒除砂橇、水套炉撬块、卧式气液分离器撬块和 LNG 回收撬装设备。

新胜 12 平台 4 口井施工结束后，一起开展试采（可通过井口阀门控制气流量），原料气处理规模 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。试采天然气首先通过井口集气工艺预处理后，再经 LNG 净化回收工艺（含调压过滤计量、脱酸、脱硫、脱水、液化）处理后，采用槽车外运销售。

项目地面采气工艺流程及产污环节见图 3.4-1。

图 3.4-1 项目地面采气工艺流程

工艺流程简述：

（1）采气树、节流阀

从采气树出来的高压天然气（84.5MPa）在井口一级节流降压至 42MPa，再经固定式节流阀节流降低至 35MPa，节流前温度为 30℃，节流后的温度为 24.32℃，在高于 30MPa 时形成水合物时的温度 22℃，即不会形成水合物。节流过程中会产生噪声。

井口采气配套阀门采用密封性好、操作灵活、质量可靠的高压平板闸阀，节流降压选用固定式节流阀。井口配套有 1 套井口安全切断系统，这是井场重要的安全保护设备，由井口高低压紧急截断阀、控制柜、火警易熔塞、管路系统组成，采用液压传动，感测气源不进入控制系统，装置可实现手动关井和事故状态下自动关井功能。当运行压力超过（低于）设定压力或发生火灾时，装置将迅速自动关闭切断阀，截断井口气源，从而达到保护站场设备的目的。

(2) 单筒除砂撬

在井口节流后的天然气经单筒除砂撬除砂，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（粒径大于 $10\mu\text{m}$ 的砂砾）在自重作用下排出，气体通过管道排向下一处理单元。该过程产生除砂滤渣。

(3) 水套炉撬块加热、节流

经采气树、固定式节流阀节流后的天然气管输至 120kW 水套炉模块，撬式水套炉采用开采页岩气为燃料，进行两级加热、节流，加热炉一级加热节流后压力降至 12MPa ，温度由 50.3°C 降至 21.99°C ；加热炉二级加热节流后压力降至 2.5MPa ，温度由 50.3°C 降至 15.09°C 。

在分离器撬块的天然气出口管道处引出一路管线，经过 120kW 水套炉撬块内自带的燃料气系统过滤、调压至 $0.1\text{MPa}\sim 0.2\text{MPa}$ 后，供给 120kW 水套炉撬块燃烧使用，燃烧会产生废气。另外 LNG 回收产生的再生气及 BOG 均收入燃料气缓冲罐后用于水套炉加热燃料。

(4) 卧式重力分离器撬块气液两相分离

经二级加热、节流的天然气再管输至卧式重力分离器撬块进行处理，分离出的天然气经计量后，管输至 LNG 净化回收装置区，分离出的采出水管输至站外东南侧的污水池（ $V=500\text{m}^3$ ），该污水池为钻前工程已建成池体。

(5) LNG 净化回收

分离出的天然气经计量后，管输至 LNG 装置区进行净化回收处理，详见 3.4.2。

(6) 检修放空

在试采过程中，为安全考虑在井口设置有紧急关断阀，同时分离器上方设置有安全阀和安全膜，在站场内管道超压过程中通过安全阀紧急开发，对管道内压力进行释放，保证各设备不超压运行；在设备检修及非正常工况时，管线两端的阀门将关闭，管道内的少量天然气通过放散管线导排至放喷池进行点火燃烧或引至放空立管燃烧排放。该过程产生放空废气和放空噪声，放空废气通过放散管线导排至放喷池或放空立管进行排放。

3.4.2 LNG 净化回收工艺及产污环节

进入 LNG 装置区的天然气采用混合冷剂制冷工艺将气体液化。通常气体液化前必须将原料气中的 CO_2 和 H_2O 等脱除，以免在低温下冻结而堵塞设备和管线， H_2S 腐蚀管道。根据项目原料天然气的组份分析，主要成分为甲烷， C_3 及以上烃类物质含量基本没有，所以不会产生凝析油废物。但考虑到原料天然气成分的波动，从保守角度设计了调压过滤、脱酸、脱硫、脱水（LNG 撬装为成套设备，自带有脱汞装置，但本项目天然气中不含汞，故运行过程中未使用该部分装置）工序，以适应气源组分发生波动时不会对液化系统造成影响，确保生产装置安全。

经处理后的液化天然气充装于 LNG 槽车中，外运销售。LNG 槽车外输部分不在本次评价范围内。LNG 净化回收工艺总流程见图 3.4-2。

图 3.4-2 LNG 净化回收工艺总流程图

新胜 12 平台试采阶段产出的天然气先经井口集气工艺处理，计量后进入 LNG 净化回收装置的调压过滤计量系统中，经过滤分离器，除去粒径大于 $5\mu\text{m}$ 的颗粒和夹带的游离态液体等，再进行计量；接着进入脱酸性气体系统去除天然气中的 CO_2 ；再进入脱硫系统中去除天然气中的 H_2S ；然后进入脱水系统对气体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 LNG，充装后槽车外运。

LNG 净化回收装置用电主要来自市政电网供电，同时装置配备 2 台备用燃气发电机作为备用电源。使用的制冷剂由甲烷、乙烯、氮气、正丁烷按一定比例混合而成，利用蒸汽压缩制冷循环的原理，为天然气液化提供各种温度等级的制冷量。

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

3.4.2.1 调压过滤计量系统

经新胜 12 平台井口集气工艺处理计量后的天然气进入调压过滤计量系统，为防止原料气内粉状机械杂质以及液态水堵塞计量装置，首先进行过滤，即经过滤分离器除去粒径大于 $5\mu\text{m}$ 的颗粒（产生砂粒）和夹带的游离态液体后进行计量、调压后再进入脱酸性气体系统，同时设有阀门控制减压燃料气进入燃料气缓冲罐，用于停电时备用燃气发电机组使用。分离出来的液体由管道收集至脱水单元污水罐（ 40m^3 ）暂存。其工艺流程详见图 3.2-1。

图 3.4-3 调压过滤计量系统工艺流程及产污环节

3.4.2.2 络合铁脱硫

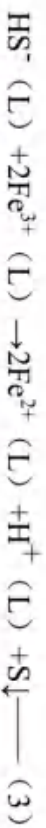
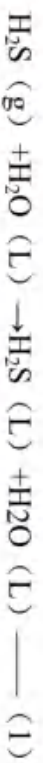
来自 MDEA 脱酸单元的酸性尾气从脱硫塔下部进入，在上升过程中与塔上喷淋的络合铁在脱硫塔内逆向充分接触，气相中的 H_2S 在络合铁催化剂溶液中被 Fe^{3+} 氧化为硫磺，催化剂中 Fe^{3+} 被还原为 Fe^{2+} 而失活，从脱硫塔顶部排出，经过脱硫塔顶分离器分离游离水后，少了酸性气体通过塔顶直接排放。

脱硫塔内失活络合铁催化剂溶液夹带硫磺颗粒从底部流出，经脱硫富液泵升压后进入氧化槽，氧化槽为常压容器，在氧化槽中，采用鼓风机鼓入空气的方式对络合铁催化剂溶液进行再生，催化剂中 Fe^{2+} 被空气中的氧气氧化为 Fe^{3+} 而恢复活性，再通过贫液泵打入板框压滤机对硫磺颗粒进行过滤，得到硫磺产品（即硫膏），过滤后的滤液由贫液泵送至脱硫塔，完成络合铁催化剂溶液循环，并保证系统溶液对 H_2S 的处理效果。

络合铁脱硫工艺的基本原理：

① 脱硫原理

络合铁脱硫催化剂利用水溶液中络合铁离子的氧化还原性，使含硫化氢气体与含络合铁催化剂的水溶液进行气液相接触反应。该气液相接触反应首先通过水溶液的偏碱性，在气液接触时通过酸碱化学吸收将原料气中的硫化氢吸收进入水溶液；在水溶液中，利用高价络合铁离子的氧化性将硫化氢氧化成单质硫，络合铁离子被还原为低价络合亚铁离子。



② 再生原理

为恢复溶液吸收硫化氢的能力，就必须对溶液进行再生，水溶液中络合铁离子容易被氧气氧化，将络合亚铁离子溶液直接与空气进行气液相接触反应，利用空气中的氧气将水溶液中的络合亚铁离子氧化为络合铁离子。





总反应：



同时，由于气（空气）液相的相对剧烈运动，使析出的单质硫相互凝聚，离开脱硫液，从而使脱硫液又重新具有吸收硫化氢的能力，可以循环使用。

设施设备运行产生噪声、脱硫产生硫膏。

3.4.2.3 脱酸性气体系统

从调压过滤计量系统出来的原料气进入脱酸性气体系统，脱酸性气体系统采用 MDEA 物理吸附法先吸收天然气中的二氧化碳和硫化氢等酸性气体，经吸收脱除后本项目原料气中二氧化碳含量 $\leq 50\text{ppm}$ ，硫化氢含量 $\leq 1\text{ppm}$ 。以 MDEA 复合胺溶液为吸收剂，吸收了酸性气体的 MDEA 溶液称富胺溶液，再进入解析塔和脱硫塔进行再生、脱硫等。其工艺流程及产污环节详见图 3.4-4。

图 3.4-4 脱酸性气体系统工艺流程及产污环节

该系统工艺主要包括吸收和解吸两部分，分别描述如下：

(1) 吸收：来气进入脱酸气体换热器，换热后从吸收塔下部进入，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，进行传质传热，气体中的酸性气体（ CO_2 、 H_2S ）被吸收而进入液相，脱除酸性气体的净化气从吸收塔顶部引出，自塔顶出来的气体经脱酸气体换热器降温后进入过滤分离器，分离出可能夹带的水和胺并去除杂质微粒及液滴后送入下游系统。在过滤分离器出口设二氧化碳监测设施。

MDEA 即 N-甲基二乙醇胺，能与水和醇混溶，微溶于醚。在一定条件下，对二氧化碳等酸性气体有很强的吸收能力，而且反应热小，解吸温度低，化学性质稳定，无毒且不降解。

MDEA 吸收 CO_2 反应原理如下：



(2) 解吸（即胺液再生）：吸收了酸性气体的 MDEA 溶液称富胺溶液，由塔

底进入富胺闪蒸罐，闪蒸出少量酸性气体和溶解烃类后进入富胺过滤器，然后进入贫富胺换热器，与来自解吸塔底的贫胺溶液换热，升温到 93~99℃后进入解吸塔的中上部与塔底上升蒸汽充分逆向接触释放出酸性气体。

MDEA 再生化学原理如下：



塔顶解吸释放的气体经塔顶空冷器、凝液罐冷却分离后与闪蒸产生的少量酸性气体一同进入脱硫塔中；凝液由塔顶凝液泵增压与经贫富胺换热器降温后的贫胺溶液汇合，解析塔底设切断阀，与吸收塔底低液位联锁，防止高压原料气窜入低压系统。出解吸塔的贫液经过贫/富胺换热器冷却到 75℃左右，进入胺液贮槽内，经贫液泵加压至 5.4MPa 后，再经贫液空冷器冷却到 48℃，经活性炭过滤器中耐水活性炭吸附 MDEA 溶液的降解物，再经贫胺过滤器过滤后进入吸收塔顶部来吸收酸性气体，实现 MDEA 溶液的循环，剩下的贫液通过旁路进入活性炭溶液过滤器，吸附过滤胺溶液的降解物，然后返回贫液罐。其中，富胺溶液再生热源由电加热器提供。该过程将产生废活性炭及废滤芯。

解析塔顶部产生的酸性气体进入脱硫塔中，经脱硫塔脱除硫化氢后的酸性气体（主要成分为 CO₂ 及水蒸气），通过塔顶排气口直接排放。

同时工艺中设有消泡剂的注入点，用于系统发泡情况的控制；同时设有胺液检测和补充点，用于系统胺液品质及循环量的控制，以保证工艺的正常操作和稳定性。目前国内已基本掌握活化 MDEA 工艺技术，并成功研制出活化 MDEA 复合脱碳溶剂，现已成功应用于中国国内多套合成氨工厂和天然气处理厂的脱 CO₂ 装置。

试采过程中每年更换一次 MDEA 溶液，产生废弃 MDEA 溶液。

3.4.2.4 脱水系统

脱硫后脱酸性气体进入脱水系统（LNG 撬装设备自带有脱汞装置，但本项目天然气中不含汞，故不使用脱汞装置），脱水系统采用分子筛脱除天然气中的水，天然气要求含水量≤1ppm。系统共设置 2 台分子筛塔切换操作，其中一塔吸附，一塔再生、冷吹。

具体工艺流程及产污环节详见图 3.2-3。

图 3.4-5 脱水系统工艺流程及产污环节

(1) 吸附：从脱酸系统出来的天然气自分子筛塔顶部进入，通过分子筛附脱水后，进入液化系统。每台吸附塔的完整循环周期为 40h，吸附状态 20h、加热状态 10h、冷却状态 9.5h、切换备用状态 0.5h。

(2) 再生、冷吹：自分子筛塔前的天然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。该过程再生气分离器将产生少量污水，暂存于脱水系统中设置的 5m³污水罐内；废分子筛：再生气分离器将产生少量再生气，进入燃料气缓冲罐。

3.4.2.5 液化系统

液化系统采用混合制冷剂单循环双节流制冷工艺。该工艺的特点是制冷剂增压冷却后进入冷箱进行换热，达到 LNG 的目的。在整个换热过程中充分利用了冷剂中不同组分的气化潜热和显热来完成对天然气的制冷。本工艺传热效率高、深冷段换热效果好，控制相对容易。

液化系统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图 3.4-6。

图 3.4-6 液化系统工艺流程及产污环节图

(1) 液化单元

从净化系统出来的天然气进入预冷器前设置的一台粉尘过滤器，过滤可能存在的活性炭粉尘，过滤后的原料气进入预冷器预冷至-10℃，然后进入冷箱，与混合冷剂进行充分换热逐级冷却，初冷至-30℃，再冷凝以致过冷，直至液化到~-160℃，再经流量调节阀节流降压汇合后进入 LNG 槽车罐内，得到 LNG 产品。分离出的液相重烃进入积液池，定期由罐车转运至相关单位进行资源化利用。该过程制冷剂循环使用，过滤器分离的粉尘、杂质极少量，通常一年清扫一次，因产生量极小，不计入产排污分析。

冷箱内设置有换热器，换热器由上下两个组装在冷箱内的铝制钎接换热器板束体组成。冷箱的空间内充满了珠光砂绝热材料。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。

冷箱内除了铝制钎接换热器之外，还包含原料气低温分离器、冷剂闪蒸罐（上下）。冷箱内没有任何阀门和非焊接的接口，避免和杜绝了天然气和冷剂的内部泄漏。

（2）冷剂配制、压缩单元

冷剂混合作为混合冷剂介质，混合冷剂经过冷剂压缩机压缩至高压，并经循环水冷却后，进入板翅式换热器进行逐级冷却、蒸发、节流膨胀得到不同温度水平的制冷量。由于本项目冷剂循环量较小，冷剂压缩机密封要求较高，因此冷剂压缩机选用 1 组螺杆式主冷压缩机和 1 组预冷压缩机，运行时产生噪声。

补充冷剂的高纯氮气来自外购；补充冷剂的甲烷为来自经过脱水粉尘过滤器过滤的净化气；补充冷剂的乙烯为外购液态乙烯，补充冷剂的正丁烷为外购液态正丁烷，乙烯和正丁烷均直接添加冷箱，循环使用，根据试采情况定期补充。

（3）BOG 回收单元

本项目对液化过程中冷箱 LNG 节流闪蒸的 BOG，以及装车单元产生的 BOG 进行回收，冷箱及装车单元产生的 BOG 输送到 BOG 回收单元的气化器加热后送入燃料气缓冲罐用于水套炉加热。

3.4.2.6 装车

本项目设有 1 套装车撬，包括 2 台装车臂、1 套地衡称重计量系统，LNG 产品采用低温液体装车臂进行装车，并配备质量流量计进行计量，计量结果通信到中控室，由中控室进行定量控制，另外设置紧急切断阀进行紧急切断。整个工艺流程采用管网密闭输送，各设施设备密封性能良好，并安装有泄漏仪、报警器等密闭仪器。

3.4.2.7 辅助工程

（1）燃料气系统

本项目燃料气系统由 1 台燃料气缓冲罐和 1 台电气换热器组成，项目再生气、LNG 装车和冷箱产生的 BOG 均由燃料气管线进入燃料气缓冲罐，用于井口集气工

艺中水套炉加热。

(2) 放空系统

本项目设置 1 套放空单元，位于井场南侧。本项目放空系统用来保证所有工艺装置在正常、事故、紧急和非正常工况下能够及时、安全、可靠地排放，并满足相关的环保和安全要求。根据《石油化工可燃性气体排放系统设计规范》（SH3009-2013），放空系统的能力按照系统内最大排放装置的一次最大排放量和同一事故中几个装置同时泻放的排放量总和中的最大值选取，不考虑同时发生两种事故的工况，对不同事故发生的排放条件不进行组合的原则确定。装车 and 冷箱放空的页岩气经 EAG 气化器加热后与工艺区放空管的放空气汇合后进入放空分液罐，然后通过放空立管进行放空。

(3) 脱盐水系统

本项目设 1 套脱盐水箱 1 套（处理规模 $0.25\text{m}^3/\text{d}$ ），采取二级 RO+EDI 的处理工艺，其工艺流程为新鲜水进入原水箱后，由原水泵升压后打入预处理过滤系统去除水中部分重金属、游离氯等杂质后，通过高压泵打入 RO 处理系统，在 RO 处理系统去除水中的阴离子、阳离子、无机盐、有机物、重金属以及细菌和病毒。经过 RO 处理系统处理后的水进入中间水箱，由中间水泵升压后进入 EDI 装置，在 EDI 装置中深度去除水中所有溶解性固体和其他杂质后进入除盐水箱，供工艺装置区补给水。

EDI 装置（连续电除盐），是利用混合离子交换树脂吸附给水中的阴阳离子，同时这些被吸附的离子又在直流电压的作用下，分别透过阴阳离子交换膜而被去除的过程。此过程离子交换树脂不需要用酸和碱再生，出水水质连续、稳定，能消耗低。

脱盐水装置工艺流程及产污环节如下图所示。

图 3.4-7 脱盐水箱工艺流程及产污环节示意图

脱盐撬运行过程中产生的污染物主要有脱盐浓水，过滤系统更换的废过滤料、EDI 系统更换的废树脂。

(4) 空压制氮系统

本项目设置空压制氮撬 1 套，为全站各生产装置提供仪表气和保护用及开停工吹扫置换用氮气。1 套空压制氮撬共设置 2 台空压机（1 用 1 备），设置 1 套无热再生干燥系统，PSA 变压吸附制氮装置 1 套。空压制氮工艺流程及产排污环节如下图所示

所示。

图 3.4-8 空压制氮撬工艺流程及产污环节示意图

工艺说明：

仪表气制备：新鲜空气经螺杆空压机生成压缩空气进入缓冲罐，缓冲罐内压缩空气分别经空气过滤器、再生干燥器和后置过滤器的先后净化，净化后的压缩空气露点 $\leq -35^{\circ}\text{C}$ （0.6MPa 条件下），油含量 $\leq 0.001\text{ppm}$ ，含尘粒径 $\leq 0.01\mu\text{m}$ 。净化后的压缩空气分为两路，一路进入仪表气储罐后经仪表气管网送至各仪表气用气装置，一路作为制氮原料进入制氮系统。仪表风供气能力 $144\text{Nm}^3/\text{h}$ 。

氮气制备：仪表气进入 PSA 变压吸附制氮机，在装填有专用碳分子筛的吸附塔内，氧气被碳分子筛所吸附，99.9%纯度的产品氮气由吸附塔上端流出，经一段时间后，碳分子筛被所吸附的氧饱和。这时，第 1 个塔自动停止吸附，仪表气被自动切换到第 2 个吸附塔，同时对第 1 个塔进行再生。吸附塔的再生是通过将吸附塔逆向泄压至常压来实现的。2 个吸附塔交替进行吸附和再生，从而确保氮气的连续输出。撬块输出氮气最大气量为 $5\text{Nm}^3/\text{h}$ ，纯度为 99.9%，压力为 0.6MPa。输出氮气进入氮气储罐，然后进入工厂系统管网。

空压机组产生螺杆空压机废水，过滤器废滤料，PSA 解吸装置废吸附剂。

（5）其他污染物

MEDA 溶剂、消泡剂使用过程中产生废包装材料；站场设备检修时产生少量检修废水；各设备运行定期维护保养过程中产生有废机油、废润滑油。

井场值守人员产生有生活污水、生活垃圾。

3.4.3 地面采气工程主要污染源及污染物排放情况

（1）废水

本项目排水系统采取雨污分流制，雨水排入附近的沟渠。本项目产生的废水包括压裂返排液、LNG 的调压过滤计量系统中分离出的污水、LNG 的脱水系统分离出的污水，以及脱盐浓水、检修废水和生活污水。

① 生活污水

采气期人员 3 人，生活用水按每人每天 100L 计，生活用水量为 $0.3\text{m}^3/\text{d}$ ，污水按用水量的 80%计，生活污水产生量为 $0.24\text{m}^3/\text{d}$ 。生活污水每天产生量较少，主要

污染物 COD 约为 300mg/L, BOD₅ 约为 100mg/L, SS 约为 250mg/L、NH₃-N 约为 20mg/L, 利用站场钻井期间建设的 5+10 型环保厕所及生活污水一体化处理装置, 处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 一级标准后作为农灌用水或绿化用水回用, 不外排地表水体。生活污水处理后产生的少量污泥按当地环卫部门要求处置。

② 压裂返排液

根据区块已投产的页岩气井生产废水产排规律, 生产期间生产废水仍然为压裂期间压入地层的压裂液, 其污染物成分与储层改造阶段开井返排液污染成分类似, 其产水符合如下规律:

A: 生产初期: 时长约 1 个月, 水气同产, 通过气液分离器脱水。根据区块内已产气开发井返排规律, 产水量约 10m³/万 m³气。新胜 12 平台处于采气初期的 4 口井配产 20×10⁴m³/d, 生产初期产水量约为 200m³/d。

B: 生产稳定期: 以水气溶解饱和 (压力作用下, 返排液以饱和态形式溶解于产气中, 混合集输), 通过气液分离器脱水, 产水量约 1m³/万 m³气, 持续时间较长, 缓慢降低至产水为零。新胜 12 平台运营期配产 20×10⁴m³/d, 则平台 4 口井产水量约为 20m³/d。

采气阶段生产废水经站场气液分离器分离后排入平台外的 1000m³积液池 (水泥砂浆防渗, 加棚防雨处理) 暂存中转, 优先转运至项目周边页岩气开发井压裂液综合重复利用, 不能利用的通过压裂液重叠罐、清水池、积液池等暂存, 再通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注, 或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置。井场内吊装的 1200m³重叠液罐用作运营采气初期阶段返排液应急收集池备用, 待运营期采气稳定期 (返排液稳定) 后方才拆除搬运。

地面采气阶段用排水量见下图 3.4-9。

图 3.4-9 项目地面采气期间用排水量

③ LNG 装置污水

LNG 净化回收装置对新胜 12 平台井口集气工艺处理后的来气进行处理过程中, 在调压过滤计量系统中的过滤分离器、脱水系统中再生分离器分离过程会产生少量污水。

调压过滤计量系统中的过滤分离器对气体进行分离干燥, 产生的污水 (0.3m³/d)

与采出水成分相同。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。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
(0.2m³/d)，主要成分也与采出水相同。

调压过滤计量系统的过滤分离器分离出的污水、脱水系统中再生分离器分离的
污水均由管道全部收集于脱水系统中设置的 5m³污水罐内，最终通过罐车输送至旺
隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置。

④ 脱盐浓水

脱盐水主要用于配 MDEA 溶液用；原水为新鲜水，主要由预处理单元、除盐单
元和供水系统三部分组成，除盐水能力为 0.2 m³/h。脱盐水与脱盐浓水的比例约为 1：
3.5；本项目共需要 45%的 MDEA 溶液共 18t/a，则脱盐水需要 9.9t/a，剩余脱盐浓水
产生量为 34.65t，主要污染物为盐类和少量 SS，暂存于积液池内，最终通过罐车输
送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置。

⑤ 检修废水

本工程工艺设备维修时会产生检修废水，检修废水排放量约 6m³/次，1~2 次/1
年，排放方式为间歇式排放，主要污染物及浓度为石油类 100mg/L，SS 200mg/L，
废水经管道收集至应急池内暂存，最终通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或
委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置。

本项目废水产排汇总表见表 3.4-1。

表 3.4-1 污水及污染物产排汇总表

项目名称		污染因子	产生量 (m³/d)	处理措施
采出水	压裂返排液	COD、氯化物、 石油类	200 (稳定后 20)	通过罐车输送至旺隆回注站处 理后回注，或委托具备采出水 处理能力的污水处理资质单位 处置
	过滤分离器废水		0.3	
	再生气分离器废水		0.2	
脱盐浓水		盐类物质、SS	0.1	
检修废水		COD、氯化物、 石油类	6m³/次	
小计*			206.6	
生活污水		COD、NH ₃ -N、 BOD ₅ 、SS	0.24	经一体化污水处理设施收集处 理后，用作周边农灌及绿化
合计*			206.84	/

项目名称	污染因子	产生量 (m³/d)	处理措施
注：*统计日最大污水量。			

(2) 废气

正常运行时，地面采气全部在压力管道内运行，无废气排放，试采期废气主要包括：井口集气工艺水套加热炉燃烧废气（燃料气为平台分离后的页岩气，燃烧废气中主要污染物为 SO₂、CO₂ 和水蒸气）、脱酸性气体过程产生的少量酸性气体，另外站场设备检修排放的少量的检修废气（页岩气原料气）对环境产生轻微的环境影响。

①撬装式水套加热炉

在采气初期采用一体化撬装式水套加热炉来实现加热节流的目的（最长使用期间一年）。本项目设置 1 套 120KW 的 4 井式水套加热炉，燃气量约为 9m³/h。水套加热炉在运行过程中使用站场自产的页岩气作燃料，页岩气燃烧后产生的废气含 SO₂、CO₂、NO_x 和颗粒物，其中主要污染物为 SO₂、NO_x 通过 12m 高排气筒排放，排放方式为连续排放。水套加热炉的相关设计参数见表 3.4-1。

表 3.4-1 水套加热炉相关设计参数

水套加热炉功率	排气筒高度 (m)	排气筒内径 (m)	自耗气量 (m³/h)	排放时间 (h)	排放工况	烟气出口温度 (K)
120kW	12	0.3	9	7920	连续	545

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。颗粒物产污系数参照《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材》，二氧化硫和氮氧化物参照《第二次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》4430 工业锅炉（热力生产和供应行业）。污染物产污系数见表 3.2-1；本项目水套加热炉燃烧废气产排放情况见表 3.4-2。

表 3.4-2 水套炉燃烧废气主要污染物排放系数

污染物指标	单位	产污系数	依据
废气量	Nm³/万 m³-原料	107753	《第二次全国污染源普查产排污核算系数手册》中燃气锅炉
SO ₂	kg/万 m³-原料	0.02S	
NO _x	kg/万 m³-原料	6.97（低氮燃烧-国内领先）	
颗粒物	kg/万 m³-原料	1.4	《环境保护使用数据手册》（表 2-63）

注 1：产排污系数表中二氧化硫的产排污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指燃气硫分含量，单位为 mg/m³。例如燃料中含硫量（S）为 200mg/m³，则 S=200。

注 2：本项目原料气中硫化氢含量为 7536mg/m³，经本站净化后硫化氢浓度≤1ppm，则总硫（以硫计）取值 1.43mg/m³，则本项目 S 为 1.43。

表 3.4-3 水套加热炉污染物排放情况

装置	污染物	污染物产生			污染物排放			
		烟气量(万 m³/a)	速率 (kg/h)	浓度 (mg/m³)	产生量 (t/a)	速率 (kg/h)	浓度 (mg/m³)	产生量 (t/a)
1 台 水套 炉	SO ₂	76.8	0.000025	0.26	0.0002	0.000025	0.26	0.0002
	NO _x		0.006	63.8	0.049	0.006	63.8	0.049
	颗粒物		0.0013	13.02	0.01	0.0013	13.02	0.01

本项目水套炉燃烧废气经 1 根 12m 高内径 300mm 的排气筒(DA001)进行排放，

颗粒物、SO₂、NO_x的排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）

中表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值（二氧化硫 50mg/m³，氮氧化物 200mg/m³，颗粒物 20mg/m³）的要求。

水套炉使用本试采站净化后的天然气作为燃料，属于清洁能源，站场拟建地较为开阔，且地势较高，扩散条件较好，废气通过排气筒高空排放即可减少其对环境的影响。同时参考《排污许可证申请与核发技术规范锅炉》（HJ953-2018）规定，以天然气为清洁能源，燃烧燃气的锅炉可不设 SO₂、NO_x、颗粒物的处理设施，直接排放。因此本设备不设专门的污染物治理设施。

②脱酸废气

本项目采用甲基二乙醇胺（MDEA）吸收液对原料天然气进行脱酸，脱酸后的废气进入脱硫塔脱除硫后通过塔顶排气口直接排放，排放高度为 15m。该废气组成为 CO₂、H₂O 及微量 CH₄。

③ 设备检修废气

本工程地面采气工程正常运行期间，站场设备一般每年需要进行 2 次定期检修，检修泄露的少量天然气将通过工艺区外的放散系统直接排放。根据建设单位已建成投运的采气平台运营经验，设备检修时的天然气排放量约为 4m³/次。

设备检修时间比较短，且气量较小，点火装置往往不能点火，天然气直接通过放空管引高放散排放（H=12m），大气污染物主要为甲烷等烃类，且为瞬时排放，对周围环境影响较小。

(3) 噪声

试采期运行期的噪声主要来源于机械设备运行噪声，水套炉、泵、风机、压缩机等设备。根据《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018），结合相关行业污染源源强核算技术指南，以及类比同类项目设施设备、实测数据等综合确定源强数据，主要噪声设备及源强统计见表 3.4-4。

表 3.4-4 运营期采气站场主要噪声源强

声源名称	型号	声源源强	声源控制措施	运行时段
		声压级 /dB (A)		
井口集气工艺	节流阀	class2500	选用低噪声设备，设备基础安装弹性减振垫层，可降低噪声 10dB (A)	昼夜连续
	卧式重力分离器	PN6.3MPa		
	水套加热器	PN35MPa		
调压过滤计量系统	过滤分离器	/		昼夜连续
	节流阀	/		昼夜连续
	过滤分离器	/		昼夜连续
脱酸性气体系统	贫胺进料泵	/	泵类设备加装减振器，进水管道可设曲挠管道橡胶伸缩接头，连接水泵进出口的水管均采用减振吊架，可降低噪声 15dB (A)	间歇
	塔顶回流泵	/		昼夜连续
	补液泵	/		间歇
	消泡剂泵	/		昼夜连续
脱硫系统	板框压滤机	/	选用低噪声设备，设备基础安装弹性减振垫层等，可降低噪声 10dB (A)	间歇
	富液泵	/		间歇
	贫液泵	/		间歇
脱水系统	再生气空冷器	/	选用低噪声设备，设备安装基础减振，压缩机并设备置于隔声材料的集装箱式隔声间内，可降低噪声 20dB (A)	昼夜连续
	再生气分离器	/		昼夜连续
	制冷剂压缩机	/		昼夜连续
液化系统	BOG 气化器	/		昼夜连续
	空气压缩机	/		昼夜连续
空压系统	PSA 制氮设备	40Nm ³ /h	合理布局，选用低噪声设备，设备基础安装弹性减振垫层，可降低噪声 10dB (A)	昼夜连续
脱盐水系统	供水泵	/	泵类设备加装减振器，进水管道可设曲挠管道橡胶伸缩接头，连接水泵进出口的水管均采用减振吊架，可降低噪声 15dB (A)	昼夜连续
辅助生产系统	备用燃气发电机	600kW	优先使用网电；采取减振、机房采取隔声、吸声措施，出风口设消声器，可降低低	昼夜连续

声源名称	型号	声源源强	声源控制措施	运行时段
		声压级 /dB (A)		
放空	放空系统	/	105	噪声 20dB (A) /
				偶发

为防止本项目试采期设备噪声对区域环境的影响，保证噪声达标，建设单位应采取以下噪声防治措施：

①选型上使用国内先进的低噪声设备，安装时采取台基减振、橡胶减震接头及减震垫等措施。

②水泵加装减震器，进水管道路可曲挠管道橡胶伸缩接头以减小水锤冲击和水泵震动产生的噪声，连接水泵进出口的水管、进出机房隔墙处与运转设备连接的管道均采用减震吊架；

③采用低噪声设备，优先使用网电，对发电机采取减振措施、机房采取隔声、吸声等降噪措施，出风口设消声器；

④风机进口或出口加装消声器，站场内合理布局，将主要产噪设备布置在场区远离场界外环境敏感点区域，且充分利用山体进行阻隔。

⑤定期进行设备检修，保证设备的正常运转，降低故障性噪声排放；加强运行过程中的生产管理，采取有效措施减少事故放空频次。同时，在试采期间应做好与受噪声影响居民的解释、沟通与协调，争取得到他们的理解和支持，避免环保纠纷。

(4) 固废

本工程试采过程产生的固体废物主要包括一般工业固废、危险废物和临值守人员产生的生活垃圾。

其中一般工业固体废物包括：除砂岩屑杂质（除砂撬滤渣和调压过滤器产生砂砾）、脱硫系统产生的石膏、脱盐系统过滤器更换的废过滤料及 EDI 更换的废树脂、空压制氮系统过滤器更换的废滤芯和 PSA 装置废吸附剂；

危险废物包括：脱酸性气体系统活性炭过滤器产生的废活性炭、贫胺过滤器产生的废滤芯、更换的废 MDEA 溶液、脱水系统干燥器产生的废分子筛、MEDA 溶剂及消泡剂使用过程中产生废包装材料以及设备保养产生的废机油类。

1) 生活垃圾

本项目运行期派驻有 3 人值守，生活垃圾按 0.5kg/人•d 计算，则产生量约为

1.5kg/d。生活垃圾均存放在生活区分类垃圾箱中，与生活污水生化处理池产生的污泥一并定期交由当地环卫部门处理。

2) 一般工业固废

①除砂岩屑杂质

除砂撬和调压过滤器分离出来的废渣具有前期多后期少的特点，除过滤除砂量约为 10kg/次，生产初期约为每 2~3 月 1 次，生产稳定期约为每年 1~2 次，越往后频次越少。过滤器分离的废渣主要为试气作业阶段压入地层的支撑剂（石英砂和陶粒）以及页岩气层随气体带出的少量砂砾，项目工程 4 口井产生除砂杂质 1t/a。由于岩屑杂质附着于除砂器内件上，因此由厂家更换内件时一并回收处置。

②硫膏

脱硫产生的硫浆经板框压滤机脱水处理后得到硫膏，属一般工业固废，根据同类项目运营经验及检测结果，硫膏中硫含量为 0.50t/d，含硫率为 70%，则硫膏产生量为 237.86t/a。硫膏暂存于硫膏堆存区，然后交由其他单位进行回收综合利用。

③脱盐系统更换的废过滤材和废树脂

脱盐系统过滤器更换的废过滤料及 EDI 更换的废树脂：类比同等规模 LNG 处理站，脱盐系统产生的废过滤料为 0.10t/a、废树脂为 0.25t/a。根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），由生产厂家定期更换时回收处理。

④空压制氮系统废滤材和废吸附剂

空压制氮系统过滤器更换的废滤材和 PSA 装置废吸附剂：类比同等规模 LNG 处理站，空压制氮系统产生的过滤废滤料约 0.25t/a、PSA 装置废吸附剂约 0.50t/a，属于一般工业固体废物，根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），由生产厂家定期更换时回收处理。

3) 危险废物

①废活性炭

脱酸性气体系统采用 MDEA 溶液脱去来气中的 CO₂ 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，会产生一定量废活性炭，根据《国家危险废物名录》（2025 年本），该部分废活性炭属于“化学原料和化学制品脱色（不包括有机合成食品添加剂脱色）、除杂、净化过程产生的废活性炭”，危险废物代码为“HW49-900-039-49”，危废特性为 T。根据建设单位川渝地区同类

型项目多年建设经验，该部分活性炭需要每年更换 1 次，产生量约为 0.4t/a，更换后暂存在危废暂存间，定期交由资质单位处置。

②脱酸性气体系统废滤芯

经活性炭过滤器处理后的贫胺溶液进入贫胺过滤器中进一步去除其中的降解物，使得贫胺溶液满足循环利用要求，该过程将产生废滤芯，根据设计资料，贫胺溶液过滤器滤芯每年更换 1 次，每次更换 1 组，产生量约为 0.2t/a。废滤芯属于“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“HW49-900-041-49”，危废特性为 T/In，更换后收集于危废间暂存后及时交由危废资质单位处置。

③废 MDEA 溶液

根据项目设计资料，试采过程中每年更换一次 MDEA 溶液，则废弃的 N-甲基二乙醇胺（MDEA）溶液产生量为 0.5t/a。对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，属于 HW06 废有机溶剂与含有有机溶剂废物（900-402-06），危险特性为 T, I, R，收集后暂存在危废暂存间，定期交由资质单位处置。

④脱水系统干燥器产生的废分子筛

脱水单元干燥塔填充分子筛需要每 2 年更换 1 次，废分子筛产生量为 2.4t/2a。

对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，该部分废分子筛及惰性瓷球属于“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，危废特性为 T/In，收集于危废间暂存后及时交由危废资质单位处置。

⑤废包装材料

项目使用 MDEA 溶剂、消泡剂产生的废包装袋，产生量约 0.1t/a。对照《国家危险废物名录（2025 年版）》，属于 HW49 其他废物中“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，危废特性为 T/In；收集后暂存在危废暂存间，定期交由资质单位处置。

⑥废油类

LNG 装置中的脱酸、脱水、压缩、泵、风机等设备维护过程中需定期更换润滑油和机油，会产生少量废润滑油和废机油，废润滑油产生量约 0.3t/a，废机油的产生量有 0.2t/a，则废油类年产生量分别为 0.5t/a。

废润滑油和废机油属于《国家危险废物名录》（2025 年版）中“HW08 废矿物油与含矿物油废物”中的“900-219-08 冷冻压缩设备维护、更换和拆解过程中产生的废冷冻机油”，危废特性为 T，I，收集后暂存在危废暂存间，定期交由资质单位处置。

表 3.4-5 地面采气工程固废产生情况汇总

序号	名称	产生环节	产生量	固废性质	危废代码	处置去向
1	除砂岩屑杂质	除砂撬和调压过滤器	1t/a	一般固废	/	暂存储砂罐，交当地环卫部门收运
2	硫膏	脱硫塔	237.86t/a		/	暂存于固废间，交由其他单位回收利用
3	废过滤料及废树脂	脱盐系统过滤	0.35t/a		/	由生产厂家定期更换时回收，不在站场内暂存
4	废过滤料及废吸附剂	空压制氮系统过滤、吸附	0.75t/a		/	
5	废活性炭	脱酸性气体系统	0.4t/a	危险废物	HW49-900-039-49	分类收集分类暂存在危废暂存间，定期交由资质单位处置
6	脱酸环节废滤芯		0.2t/a		HW49-900-041-49	
7	废 MDEA 溶液		0.5t/a		HW06-900-402-06	
8	废分子筛		2.4t/2a		HW49-900-041-49	
9	废包装材料	脱酸性气体系统	0.1t/a		HW49-900-041-49	
10	废油类	设备维护	0.5t/a	生活垃圾	HW08-900-219-08	交由当地环卫部门收运
11	生活垃圾	生活垃圾	1.5kg/d			

表 3.4-6 危险废物汇总表

名称	危废类别	危废代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
废活性炭	HW49	900-039-49	0.4t/a	脱酸性气体系统	固	活性炭	胺溶液	1 年	T	分类收集分类暂存在危废暂存间，定期交由资质单位处置
脱酸环节废滤芯	HW49	900-041-49	0.2t/a		固	/	胺溶液	1 年	T/In	
废 MDEA 溶液	HW06	900-402-06	0.5t/a	脱酸性气体系统	液	MDEA	MDEA 溶液	1 年	T, I, R	在危废暂存间，定期交由资质单位处置
废包装材料	HW49	900-041-49	0.1t/a	脱水系统	固体	包装桶	油	1 年	T, I, R	
废分子筛	HW49	900-041-49	1.2t/a	脱水系统	固	矿物油	油	2 年	T/In	
废润滑油、	HW08	900-219-08	0.5t/a	设备维护	液	矿物油	油	1 年	T, I	

名称	危废类别	危废代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
废机油										

3.5 退役期产污分析

随着新胜 12 平台各井地下页岩气的不断输出，其储量逐渐下降，根据采气情况可能存在直接退役，退役后各种机械设备将停止使用，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等污染源随即消失。

根据《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2006）等技术要求，气井停止试采后应对井口进行封堵。封堵后采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、井场内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复。在此过程会产生少量施工扬尘和废弃建筑材料。

4 项目所在地自然环境概况

4.1 自然环境条件

4.1.1 地理位置

赤水市，贵州省辖县级市，由遵义市代管，位于贵州省西北部，赤水河中下游，地处东经 105°36′至 106°14′，北纬 28°15′至 45′之间，东南与贵州习水县接壤，西北分别与四川省古蔺、叙永、合江三县交界。距遵义 225 千米、贵阳 377 千米、重庆 172 千米、成都 293 千米、泸州 40 千米，总面积 1852 平方千米。

白云乡地处赤水市东北面，东（东北）与长沙镇接壤，南与旺隆镇相连，西、西北与四川省泸州市合江县相邻。乡人民政府驻地距赤水市区 56 千米。辖区东西距离 8.8 千米，南北距离 11.6 千米，总面积 49.4 平方千米。

新胜 12 平台位于贵州省遵义市赤水市白云乡平滩村，距赤水市直线距离约 21km，距遵义市直线距离约 145km。工程地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

赤水地处大娄山北麓贵州高原与四川盆地的过渡地带，娄山脉尾部沿东南向西北以三条山脊伸入市境，地势呈东南高、西北低，最高为金沙葫芦坪 1730.1m，最低为风溪河出境口磨刀溪 221m，相对高差 1509.1m。地处长江中上游地区，生态区位十分重要，境内地势为东南高、西北低，地形起伏较大，山高坡陡，切割较深。赤水河、风溪河几乎平行，斜向贯穿市境，使市境形成“两谷一梁四面坡”的地形特点。

按褶皱起伏程度，从东南向西北依次递降为中山、低山、丘陵，海拔多在 130～1200 米之间，最高处为葫市镇域葫芦坪 1720.1 米，最低处为白云乡域习水河出境口泥滩坝 216 米，相对高差 1514.1 米。市境南部山大坡陡，河流切割强烈，深度在 500～1000 米之间，以平顶山、单面山为主，形成“V”型峡谷，河流落差大，东南部山峦重叠，峡谷幽深。中部有二郎坝、七里坝山梁。西北河谷开阔平缓，丘陵起伏，多为浑圆山丘或河流阶地。

低山地貌：主要分布于赤水市西北部大部分地区，地层主要为蓬莱镇组棕红、

棕紫色泥岩、砂质泥岩与浅灰、黄灰色石英砂岩互层，砂岩含钙质较重，海拔 340~800m，相对高差大于 200m，沟谷较宽。多为林地，少耕地。岩层多为灰紫、灰白色长石砂岩，钙质石英砂岩及棕红色泥岩互层。

项目区地处贵州高原黔北山地向四川盆地过渡地带，地貌受地层岩性及构造控制，地表侵蚀作用强烈，河流深切，一般切割深度 200~700m，山顶一般高程 600~800m。地貌以侵蚀地貌为主，山体以桌状山或单面山为主，状台面上山顶多呈浑圆，台面以下为陡壁、陡坡向下与峡谷衔接，谷地宽 50~200m，属侵蚀构造类中切峡谷桌状低山地形。

拟建场地地势较为平坦，属于低山地貌，建设项目所在区域地质条件变化较小，岩性较简单，岩土体现状稳定，未见滑坡、洞穴、断裂等不良工程地质现象。

4.1.3 地质地震状况

(1) 地质

赤水紧靠黔北大娄山北麓，扬子准地台西部，属四川台坳、四川盆地分区泸州小区，与四川为同一沉积湖盆。境内出露地层为侏罗系、白垩系红色建造，是贵州省内侏罗系、白垩系地层发育最好，出露最齐的地区。位于四川盆地川南拗陷东缘，东北邻川东南褶皱带，东南为黔北娄山褶皱带延伸的尾部地带，属川中台坳泸州小区的赤水褶皱束，陆相沉积岩层较新。

项目区内主要出露侏罗系上统蓬莱镇组 (J3P)、白垩系上统夹关组 (Kj) 及第四系 (Q) 大地构造单元为扬子准地台 (Pt) 四川台坳 (I3) 綦江—官渡构造带，断裂构造不发育。

(2) 地震

根据《建筑抗震设计规范》(GB50011—2010, 2016 年版) 和《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)，抗震设防烈度为 6 度，地震动反应谱特征周期为 0.35s，地震动峰值加速度值为 0.05g。设计地震分组为第一组，建筑设计按相关规程设防。相应的地震基本烈度为度，工程所处区域构造稳定性较好。

4.1.4 气候、气象

赤水市属中亚热带湿润季风气候区，年平均气温为 18.1℃，年均降雨量 1292.3 毫米，年日照时数 1297.7 小时，年均相对湿度 82%，无霜期 340~350 天，并随海拔高度上升而递减，800 米以下地区无霜期 300 天左右，800 米以上地区无霜期 210~

300 天。

赤水 7 月平均气温最高达 27.2℃左右，1 月平均气温最低仅 7.9℃左右，气温年较差为 20.1~20.5℃，极端最低气温为-1.2℃，极端最高气温 42.3℃。由于地形遮蔽大，林木茂盛，40℃以上的伤害性高温罕见。年降水量在 800~1700 毫米之间，降水量主要集中在 4~10 月，约占全年的 80%以上。夏季（6~8 月）降水量最多，达 383~681 毫米，占全年雨量的 40.12%~44.7%。冬季（12~2 月）降水量最少，仅 58.3~166 毫米，占年雨量的 6.5%~10.5%。常年主导风向为北风，夏季为西南风，冬季为北风。极端风速可达 27 米/秒，风力 10 级。平均风速 1.5 米/秒。8 级以上的大风常发生在 3~9 月，7、8 月最多。

4.1.5 地表水文概况

赤水境内主干河流为赤水河，属长江水系，赤水河的主要支流有习水河、大同河等。

赤水境内河流属长江水系，有大小河流 352 条，总长度 1255 公里，其中流域面积大于 20 平方公里的河流 26 条，总长度 335 公里，其中流域面大于 20 平方公里的 22 条，总长 355 公里。赤水市河网密度达到 0.7 公里/平方公里，赤水河为境内最大的河流，是长江一级支流。

赤水河在境内的干流支流 14 条，总长 230km，流域面积 1195.25km²。习水河在境内干流支流 7 条，总长 96km，流域面积 576.3km²，境内水资源总量 100 亿 m 现有水库 48 座，年均蓄水量 2715 万 m，水能资源 33 万 kW，已开发 1.3 万 kW 习水河属于赤水河右岸一级支流，习水河发源于习水县寨坝镇境内的白杨坪山顶高程 1453.2m。习水河全流域面积 1600km²（其中贵州省境内 1538km²），河长 156 km（其中贵州省境内 120km），河道平均比降 8.1%。流域内植被较好，森林覆盖率约 35%。流域呈带形，水系发育，主要支流有右岸的三岔沟和左岸的梅溪河、官渡河、长嵌沟及长沙河等。

平滩河属于习水河左岸一级支流，平滩河发源于赤水市旺隆镇境内的甘家坳山顶高程 1080.0m。河流由南向北流，经向阳坪、香湾、树坪、黄柳店、大毛沟、王家坝等地，最后从小石鹿汇入习水河。平滩河全流域面积 68.4km²，河长 22.7km，河道平均比降 18.4%。本项目涉及河流平滩河下游无饮用水源取水点。

4.1.6 水文地质条件

(1) 地质构造

赤水紧靠黔北大娄山北麓，扬子准地台西部，属四川台坳、四川盆地分区泸州小区，与四川为同一沉积湖盆。境内出露地层为侏罗系、白垩系红色建造，是贵州省内侏罗系、白垩系地层发育最好，出露最齐的地区。位于四川盆地川南拗陷东缘，东北邻川东南褶皱带，东南为黔北娄山褶皱带延伸的尾部地带，属川中台坳泸州小区的赤水褶皱束，陆相沉积岩层较新。

调查内主要出露侏罗系上统蓬莱镇组 (J_3P)、白垩系上统夹关组 (K_2j)、侏罗系上统遂宁组 (J_3s) 及第四系 (Q) 大地构造单元为扬子准地台 (Pt) 四川台坳 (13) 慕江—官渡构造带，断裂构造不发育。

(2) 地下水类型及补给、径流和排泄

碎屑岩类孔隙裂隙水系统地下水的富集主要受裂隙发育、地貌形态等影响。大气降水为地下水主要补给来源。由于地下水含水层产状较为平缓，植被茂密，利于地下水沿裂隙下渗。下渗地下水向较深部运移，或由分水岭向河谷切割的低处运动，但运移途径都较短，当遇到有与地表相通的裂隙，或人工开挖切割裂隙时，地下水以泉的形式出露。泉多出露于坡脚或坡面上，并往往形成溢出带。但泉水流量都不大，流量动态均随季节变化，与降雨量关系密切。

本项目所在区域浅层地下水整体上接受大气降水后，受地形地貌及河流切割，建设项目所在区域整体上，地下水由东南向西北径流排泄至平滩河。

4.2 区域环境质量现状调查与评价

根据现场调查情况，本项目所在地远离城区、人口密集区、工业区等敏感区，区内以农业生态系统为主。本评价在开展项目区环境质量现状调查的基础上，委托贵州海美斯环保科技有限公司于 2025 年 4 月对本项目所在区域环境质量本底情况进行现状监测。现场监测时，本项目未开工建设。

4.2.1 环境空气质量现状调查与评价

(1) 空气质量达标区判定

本项目位于赤水市，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)

的要求，优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公报或环境质量报告中的数据或结论。

根据《2023 年遵义市环境状况公报》，2023 年，全市 15 个县（市、区，含新蒲新区）环境空气质量较好，六参数监测项目全部达标，县级以上城市环境空气质量平均优良率为 98.17%，红花岗区优良率最高（100%），赤水市优良率最低（94.2%）。环境空气质量综合指数平均值 2.52，最低为正安县 2.10，最高为播州区 3.02，首要污染物为 O₃-8H 和 PM_{2.5}。依据《城市环境空气质量排名技术规定》，按空气质量综合指数进行评价，排名依次为：正安县（2.10）、务川县（2.11）、余庆县（2.28）、新蒲新区（2.30）、湄潭县、凤冈县（2.37 并列）、绥阳县（2.44）、道真县（2.54）、汇川区（2.57）、桐梓县（2.62）、仁怀市（2.65）、红花岗区（2.68）、习水县（2.69）、赤水市（3.01）、播州区（3.02）。

因此，本次评价认为项目所在区域属于环境空气质量达标区。

(2) 环境空气补充监测

项目设置 1 个补充监测点，监测点位于项目所在地井场场址处，符合大气环境影响评价导则一级评价补充监测要求。

监测位置：拟建井场场址处，详见图 4.2-1。

监测因子：非甲烷总烃、硫化氢，连续监测 7 天，2025 年 4 月 26 日~5 月 2 日。

监测及分析方法：采样方法按照各监测项目环境监测技术方法进行。

评价标准：非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准，H₂S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中表 D.1 的限值。

评价方法及模式：采用占标率对项目建设区大气环境质量现状进行评价。

计算公式：

$$P_i = C_i / C_{0i} \times 100\%$$

P_i-第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i-采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度，mg/m³；

C_{0i}-第 i 个污染物的环境空气质量标准，mg/m³。

环境空气质量现状监测及评价结果见下表：

表 4.2-1 环境空气监测结果（单位：mg/m³）

监测项目	采样时段	采样日期						
		4.26	4.27	4.28	4.29	4.30	5.1	5.2
NMHC 小时平均浓度 (mg/m ³)	2:00—3:00	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002
	8:00—9:00	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.001	0.001
	14:00—15:00	0.001	0.001	0.002	0.001	0.002	0.001	0.001
	20:00—21:00	0.002	0.001	0.001	0.002	0.002	0.002	0.002
H ₂ S 小时平均浓度 (mg/m ³)	2:00	0.46	0.36	0.30	0.49	0.54	0.56	0.59
	8:00	0.46	0.31	0.38	0.54	0.48	0.64	0.62
	14:00	0.40	0.36	0.42	0.55	0.57	0.58	0.64
	20:00	0.42	0.46	0.42	0.46	0.53	0.61	0.68

表 4.2-2 环境空气质量现状监测评价结果

监测点位	监测因子	监测时段	监测值	标准限值 (mg/m ³)	最大单因子指数	超标率 (%)	最大超标倍数
拟建井场场址处	非甲烷总烃 (mg/m ³)	小时平均	0.31~0.68	4	0.24	0	0
	H ₂ S (mg/m ³)	小时平均	0.001~0.002	0.01	0.2	0	0

从表 4.2-2 中可知，评价区域非甲烷总烃小时值满足《大气污染物综合排放标准详解》中制定的非甲烷总烃小时值标准，H₂S 在监测期间内小时浓度能够达到《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中表 D.1 的限值，本项目所在区域环境空气质量现状良好，区域环境具有一定的环境容量。

4.2.2 声环境现状调查与评价

(1) 区域声环境现状调查

本项目声环境影响评价范围内除分散居民点生活噪声外，无其他噪声源，区域内居民生活噪声声级小，根据对区域噪声源的调查，未发现明显高噪声源。

(2) 声环境质量现状监测

监测布点：本次设置 3 处声环境质量监测点，监测布点分别见下表，详见附图 6。

表 4.2-3 声环境现状监测布点一览表

序号	名称	监测项目及因子	布点方法	执行标准
N1	井场北侧场界	环境噪声、LAeq	场界外 1m 处，距地面 1.2m 处监测	2 类
N2	井场东侧居民点	环境噪声、LAeq	临本项目第一排房前 1m 处，距地面 1.2m 处监测	
N3	井场西南侧居民点	环境噪声、LAeq	临本项目第一排房前 1m 处，距地面 1.2m 处监测	

监测时间及频率：2025 年 4 月 28~29 日，连续 2 天，昼、夜各一次。

监测工况：监测时，本项目现场未施工。

评价标准：《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准。

环境噪声现状监测统计结果见表 4.2-4 所示。

表 4.2-4 声环境现状监测结果 单位: dB (A)

序号	监测点位	监测时间		标准	监测结果及达标情况	
		日期	时段		监测值	达标情况
N1	井场北侧场界	2025.4.28	昼间	2 类		达标
			夜间			达标
		2025.4.29	昼间			达标
			夜间			达标
N2	井场东侧居民点	2025.4.28	昼间	2 类		达标
			夜间			达标
		2025.4.29	昼间			达标
			夜间			达标
N3	井场西南侧居民点	2025.4.28	昼间	2 类		达标
			夜间			达标
		2025.4.29	昼间			达标
			夜间			达标

由上表 4.2-4 可知：各监测点昼、夜间噪声值均满足《声环境质量标准》

(GB3096-2008) 2 类区标准要求，新胜 12 平台所在区域声环境质量较好。

4.2.3 土壤环境现状调查与评价

(1) 区域土壤环境现状调查

本次调查对土壤理化性质进行了调查，根据现场调查、实验室测定，其土壤理化特性见下表。

表 4.2-5 项目所在区域中性紫色土主要理化性质

编号	T1 (0.0~0.5m)	T1 (0.5~1.5m)	T1 (1.5~3.0m)
土体构型			
土壤结构			
土壤质地			
饱和导水率 (cm/s)			
土壤容重 (g/cm³)			
孔隙度 (%)			
砂砾含量			
其他异物			
土壤颜色			

(2) 土壤环境质量现状监测

本项目土壤环境影响评价等级为二级，根据土壤环境影响评价技术导则，需在项目占地范围内设置 3 个柱状样和 1 个表层样，在项目占地范围外设置 2 个表层样，监测点位符合土壤环境影响评价导则二级评价补充监测要求。

① 监测点位

监测点位见附图 6。监测时间为 2025 年 4 月 27 日，采样分析一次。

表 4.2-6 土壤背景值监测点

编号	监测点位置	取样要求	土地性质	监测指标
T1	井场内井口处	取 3 个柱状样。 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、 1.5~3m 分别取 样	建设 用地	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管 控标准（试行）》（GB36600—2018）基本 项目，同时测定 pH、石油烃、硫化物、氯化 物：
T2	积液池处			
T3	井场内北侧			
T4	放喷池处	取 1 个表层样， 在 0~0.2m 取样	建设 用地	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管 控标准（试行）》（GB36600—2018）基本 项目，同时测定 pH、石油烃、硫化物、氯化 物
T5	井场外东侧居 民点	取 1 个表层样， 在 0~0.2m 取样		
T6	井场外东侧耕 地内	取 1 个表层样， 在 0~0.2m 取样		

GB36600 基本因子：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、四氯乙烷、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、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

GB15168 基本因子：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

特征因子：石油烃、硫化物、氯化物。

其他因子：pH。

②评价方法

土壤现状监测结果采用单顶污染指数法进行评价，公式如下：

$$P_i=C_i/S_i$$

式中：P_i——第 i 种污染物的污染指数；

C_i——第 i 种污染物的实测浓度（mg/kg）；

S_i——第 i 种污染物的评价标准（mg/kg）。

③环境质量现状评价

土壤现状监测统计结果见 4.2-7~4.2-12，可知项目所在区域的土壤环境质量满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值及《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中二类用地筛选值要求，无因子超标现象，土壤环境质量现状良好。

表 4.2-7 土壤环境质量现状（农用地）监测结果 单位：mg/kg（pH 无量纲）

项目	单位	监测值	风险筛选值	
		T6 井场外东侧耕地 20cm	Si _j	是否达标
pH 值	无量纲		/	/
镍	mg/kg			是
汞	mg/kg			是
铅	mg/kg			是
铜	mg/kg			是
铬	mg/kg			是
镉	mg/kg			是
砷	mg/kg			是
锌	mg/kg			是
石油烃（C10-C40）	mg/kg		/	/
硫化物	mg/kg		/	/
氯化物	mg/kg			

表 4.2-8 土壤环境质量现状（建设用地）监测结果 单位：mg/kg（pH 无量纲）

表 4.2-9 土壤环境质量现状（建设用地）监测结果 单位：mg/kg（pH 无量纲）

表 4.2-10 土壤环境质量现状（建设用地）监测结果 单位：mg/kg（pH 无量纲）

表 4.2-11 土壤环境质量现状（建设用地）监测结果 单位：mg/kg（pH 无量纲）

表 4.2-12 土壤环境质量现状（建设用地）监测结果 单位：mg/kg（pH 无量纲）

④土壤理化特性调查结果

本次评价对 5 个建设用地监测点采取土壤现状监测的同时，也对其进行了土壤理化特性调查结果见 4.2-14。

4.2.4 地表水环境现状调查与评价

(1) 区域地表水环境现状调查

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中有关水环境质量现状调查的规定，优先采用生态环境保护主管部门统一发布的水环境质量状况信息。本项目附近地表水体为平滩河，均属于赤水河流域，根据遵义市生态环境局公开发布的《2023 年遵义市环境状况公报》，赤水河水质优，黄岐坳、茅台、小河口、两

河口、九龙囤、鲢鱼溪断面实达 II 类，达到规定的 II 类水质考核标准，水质达标率均为 100%。

(2) 地表水环境质量现状监测

本项目自然受纳水体为平滩河，为了解项目所在地地表水环境现状，本次评价对平滩河开展了现状监测。

① 监测断面

地表水监测断面位置见表 4.2-14 及附图 6。

表 4.2-13 地表水监测断面布设

序号	水体名称	监测点位	监测因子	执行标准
W1	平滩河	地表径流汇口处下游 200m 处	水温、pH、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、石油类、氯化物、硫化物、粪大肠菌群，同步测定河流监测断面河宽、流量、流速	III

② 监测因子

pH、悬浮物、COD、BOD₅、氨氮、石油类、氯化物、硫化物、粪大肠菌群，同步测定河流监测断面河宽、流量、流速。

③ 监测时间和频率

2025 年 4 月 25~27 日，连续监测 3 天，每天 1 次。

④ 监测结果与评价

评价方法及评价模式：统计分析水质监测结果，采用单因子指数法进行地表水环境质量现状评价。单因子标准指数计算公式为：

$$S_i=C_i/C_{oi}$$

式中：Si ——第 i 种污染物的评价指数；

Ci ——第 i 种污染物的监测平均值（mg/L）；

Coi——第 i 种污染物的评价标准（mg/L）。

评价 pH 值时采用下述模式：

$$S_{pH_j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \qquad pH_j \geq 7.0$$

式中：S_{pHj}——pH 的标准指数；

pH_j——pH 的实测值；

pH_{su}——地表水质量标准中规定的 pH 值上限。

采用《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准作评价标准。按上

述评价模式和评价标准，单项污染指数计算结果如表 4.2-15 所示。

表 4.2-14 水质现状监测结果表

评价因子	评价标准	监测时间			均值	标准指数	最大超标倍数
		2025.4.25	2025.4.26	2025.4.27			
pH 值（无量纲）						0.55	0
悬浮物（mg/L）						/	0
化学需氧量（mg/L）						/	0
五日生化需氧量（mg/L）						0.34	0
氨氮（mg/L）						0.13	0
粪大肠菌群（MPN/L）						0.48	0
石油类（mg/L）						/	0
硫化物（mg/L）						/	0
氯化物（mg/L）						/	0
流量（m³/s）	/				/	/	/
流速（m/s）	/				/	/	/

根据表 4.2-15 评价结果，本次地表水取样断面各项监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准，平滩河水质较好，满足Ⅲ类地表水水域功能要求。

4.2.5 地下水环境现状调查与评价

1、水位监测

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的相关要求，本次评价需要进行一期地下水水位调查。结合项目所处的水文地质条件及地形地貌特征，在场地所在的次级水文地质单元内进行水位调查，调查点基本情况及位置见表 4.2-16 和附图 8。

表 4.2-15 地下水环境水位监测点信息一览表

编号	监测点名称	监测点坐标	与本项目相对位置关系	水位高程（m）	水温（℃）
Q4	中同元井泉				
Q5	郑碾子井泉				

Q6	平滩村井泉			
----	-------	--	--	--

2、水质监测

①监测布点

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJH610-2016）地下水相关要求，本次选取评价范围内具有代表性的 5 个水环境监测点进行地下水环境质量现状分析，监测点位置见表 4.2-17，监测点布置详见图 4.2-1。

表 4.2-16 地下水环境现状监测点布置情况

编号	监测点名称	监测点坐标	与本项目相对位置关系	水位高程 (m)	水温 (℃)
Q1	大坪子井泉				
Q2	打马沟井泉				
Q3	黄榆树井泉				

②监测因子

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、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类，八大离子（碳酸根、重碳酸根、Cl⁻、SO₄²⁻、K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺），水温、水位。

③监测频次

监测分析时间：2025 年 4 月 26~27 日。

采样频率：2 天，每天 1 次。

监测分析方法按相关规范执行。

④评价标准

经现场调查，项目周边的地下水已不具备饮用功能，周边区域居民均已由地方主管部门接通集中供水系统。故执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的 III 类标准。

⑤评价方法

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

对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式为：

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

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

式中： P_{pH} ——pH 的标准指数，无量纲；

pH ——pH 监测值；

pH_{sd} ——标准中 pH 的下限值；

pH_{su} ——标准中 pH 的上限值。

⑥ 地下水质量监测与评价结果

本次评价委托了贵州海美斯环保科技有限公司在 2025 年 4 月对项目周边地下水环境进行了取样及监测，监测报告见附件 13。对其地下水质量监测结果进行了分析，见表 4.2-18。

表 4.2-17 本次地下水质量现状监测结果表

表 4.2-18 本次地下水质量现状评价计算分析结果表

由表可知，超标指标包括总大肠菌群、菌落总数两项，其余监测因子单因子指数 S_{ij} 均小于 1，达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的 III 类标准。根据实际调查，其超标原因可能是受当地居民生活垃圾、生活废水的无序排放以及人畜粪便的污染所造成的。

3、地下水化学类型

通过检测周边 3 个井泉中的 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 共 8 项对周边地下水化学性质进行了解，监测结果详见表前文 4.2-19。

（1）阴阳离子平衡分析

为验证检测结果，评价进行阴阳离子平衡分析，采用以下分析公式：

$$E = \frac{\left| \sum mc - \sum ma \right|}{\left| \sum mc + \sum ma \right|} \times 100\%$$

式中：E——相对误差（%）；

mc——阳离子毫克当量浓度（meq/L）；

MA——阴离子毫克当量浓度（MEQ/L）；

根据检测结果（共计 8 组阴阳离子数据），参照上述公式分析出的相对误差在均不超过 5%，为可信数据。

（2）化学水分析

本次评价按舒卡列夫分类进行化学水类型分析，根据地下水中 Ca、Mg、Na（Na+K）、Cl、SO₄、HCO₃ 等主要离子检测结果进行核算，将 meq 百分数大于 25% 的阴离子和阳离子进行组合并分类。项目周边阳离子以钙离子和钠离子为主，阴离子以硫酸根和重碳酸氢根离子为主，即项目周边地下水化学类型主要为 HCO₃-Ca 型水。

4.3 生态环境现状调查

本项目生态环境评价等级为三级，依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）7.3.6 条“三级评价现状调查以收集有效资料为主，可开展必要的遥感调查或现场校核。”

4.3.1 项目区域土壤及土地资源利用现状

1、土壤

项目所在区域土壤类型为石灰型紫色土。分布于河流的 3~5 级高阶地的沟谷中、下部及坡脚，海拔 400-800m。质地偏粘，多为壤质粘土，少数为粉砂质粘壤。

本项目区主要分布的土壤为石灰型紫色土，区域水利条件方便，石灰型紫色土由紫色母土经水耕熟化而成，是一种人工土壤。经过多年的精耕细作，项目区有机质积累良好，与旱作土壤相比，其腐殖质化系数高，pH 值为 7.5~8.5，石灰含量随母质而异，盐基饱和度达 80~90%。肥力较高，耕作层一般在 20cm 以上，犁底层发育良好，通气透水，质地适中。

2、土地资源利用现状

本项目井场占地 2.4641hm²，以耕地为主，其次为竹林地，鉴于深层页岩气储层情况的复杂和不确定性，若获良好页岩气产能则井口安装采气树后转为后续地面采气工程（项目占地按照永久占地完善征地手续，临时占地恢复原貌）；若未获可开发利用的工业气流则封井封场处理（无永久占地，临时占地恢复原貌），故本平台施工阶段用地暂按临时用地办理手续。

本评价以 2024 年 7 月的 ZY-3 卫星影像数据作为信息源（空间分辨率达 2.1m，满足生态影响评价图件制作要求），并结合项目周边区域 1:1 万地形图及相关资料，进行遥感释义，得到项目周边区域土地利用现状。本次评价范围内土地利用现状具体见表 4.3-1，土地利用现状图见附图 9。

表 4.3-1 评价范围内土地利用现状表

土地利用类型	评价范围		占地范围	
	面积（hm ² ）	占评价范围比例（%）	面积（hm ² ）	占评价范围比例（%）
水田				
旱地				
有林地				
竹林地				
灌木林地				
草地				
水域				
建设用地				
合计				

生态环境调查评价范围内土地利用现状以耕地及竹林地为主，竹林地土地利用类型共占调查面积的 39.13%，其次是耕地，共占调查面积的 24.81%，其余类型面积占比较少。

从整体上看，项目评价范围内开发程度一般，植被覆盖率较高，但以人工植被为主，有林地面积较小，仅占评价范围比例 9.08%，评价范围内人为活动对于评价区的扰动强度较大，自然植被覆盖度较低，开发程度较高，开发方式以农耕为主，总体来说生态环境质量一般。

占地范围内则以耕地及竹林地为主，其中耕地土地利用类型共占占地面积的 67.65%，其次竹林地共占调查面积的 20.68%，其余土地利用类型面积占比均未超过 6%，由此分析，项目占地主要影响的土地利用类型为耕地，对自热植被影响较小。

4.3.2 评价区域生态系统现状

4.3.2.1 生态系统组成分析

本次调查采用的遥感影像为 2024 年 7 月（ZY-3）卫星影像，为确保影像具有较高的可比性，分辨率 2.1m；GIS 数据制作和处理的软件平台为 ArcGIS NV，遥感处理分析的软件采用 ArcGIS NV，最终形成评价范围生态系统类型分布图。

评价范围内生态系统类型分布情况统计数据见表 4.3-2。

表 4.3-2 评价区生态系统类型及面积统计表

植被类型	评价范围		占地范围	
	面积（hm ² ）	百分比（%）	面积（hm ² ）	百分比（%）
阔叶林生态系统				
阔叶灌丛生态系统				
草丛生态系统				
湖泊生态系统				
河流生态系统				
耕地生态系统				
居住地生态系统				
工矿交通生态系统				
合计				

根据本次评价区生态评价范围遥感解译统计结果整体分析，评价区生态系统类型主要为阔叶林生态系统及耕地生态系统，分别占评价区域的 48.21%和 24.81%，其次为阔叶灌丛生态系统，共计 7.77hm²，约占评价区 12.61%；其他生态系统类型面积较小。占地范围内则以耕地生态系统为主，占地范围内耕地生态系统占比 67.65%，其次为阔叶林生态系统，占比 26.04%。

结合评价范围内植被类型调查结果综合分析，阔叶林生态系统中，以麻栎、枫香为主的阔叶林植被占比 10%，以慈竹、麻竹等为主的竹林植被占比 90%，且集中分布于工程扰动区域外，项目的建设不会导致评价区域生态系统类型结构产生较大的影响，不会破坏评价区生态系统类型平衡。

4.3.2.2 评价区生态系统组成

按照《全国生态状况调查评估技术规范—生态系统遥感解译与野外核查》（HJ1166—2021）中生态系统分类体系，结合评价区域土地利用现状调查分析，评价区生态系统主要以农田生态系统、森林生态系统为主，含有少量湿地生态系统、

城镇生态系统等。

(1) 农田生态系统

由于评价区地处位于川渝黔结合部，四川盆地南缘，此处人口密度较小，分布广泛，农耕历史悠久，因此调查区域呈现以农业生态系统为基质的景观格局，农业生态系统组成相对单一，其植物主要以居民种植的人工粮食作物（玉米、水稻等）和水果（荔枝）为主。间或生长些杂草和灌丛。该系统为人工景观生态系统，其主要特点是人在生态系统中的作用非常关键。农田中的动植物种类较少，可以说农业生态系统是受人工控制的生态系统，人的管理作用消失，农业生态系统就会很快退化，原来占优势地位的农作物就会被杂草和其他植物所取代。农田生态系统中分布的野生动物主要有家麻雀、小家鼠等。

可见，农业生态系统是评价区的重要组成部分，由于其人工性质的起源直接导致评价区生态系统组成的自然性大大降低，形成人工性质生态系统占优势地位的基本格局。

(2) 森林生态系统

森林生态系统是以乔木为主体的生物群落（包括植物、动物和微生物）及其非生物环境（光、热、水、气、土壤等）综合组成的生态系统。评价区内森林生态系统属于亚热带森林生态系统，植被类型以阔叶林为主。土壤以紫色土和黄壤为主，结构为块状，土层厚度 50cm~100cm，植物种类以竹林为主，在评价区内呈大片条状、斑块状分布。

森林生态系统在群落垂直结构上一般由乔木层、灌木层和草本层组成这些植物群落构成了区内相对稳定的生态系统。乔木层主要以竹林为主，在评价区域内分布广泛，且多以麻竹与慈竹混交形式出现，以幼中林为主，乔木层林间密度大，林下灌木层、草本层较稀疏。灌丛层主要为一些林间空地分布为主，包括落叶阔叶灌丛和山地草丛，灌木层主要有构树、马桑、盐麸木、黄荆等。草本层常见种主要有喜旱莲子草、荩草、艾等。

森林生态系统在群落水平结构上，表现为镶嵌性，主要为一些灌丛、草本的聚集分布，主要是中低山落叶、常绿阔叶灌丛，其中分布较广的灌丛主要是山地常绿阔叶灌丛，如构树灌丛、小茎竹林等，在评价区内分布范围较广。

(4) 湿地生态系统

评价区的湿地生态系统主要是河流、坑塘湿地，主要为平滩河，主要承担着栖息地功能、过滤作用、屏蔽作用、通道作用、源汇功能等作用。由于河流较小，受季节影响较大，河流生态系统内生物多样性指数较低。

(4) 农田村寨生态系统

农田村寨是一个高度复合的人工化生态系统，与自然生态系统在结构和功能上都存在明显差别，生态服务功能主要是提供生活和生产物质的功能，包括食物生产、原材料生产以及满足人类精神和物质生活需求的功能。农田村寨生态系统内的植被为栽培植被，种类组成较为简单，主要为房前屋后的四旁树，零星分布果树和花卉植物。城镇生态系统中人类活动频繁，野生动物种类少，主要分布有喜与人类伴居的鸟类如麻雀、家燕、金腰燕等；灌丛石隙型爬行类如蹼趾壁虎等；兽类主要有半地下生活型中的小家鼠、褐家鼠等。

4.3.3 植被及植物资源现状

4.3.3.1 植被类型与分布

(1) 主要植被类型

评价区域植被以乔木林为主，乔木林以亚热带竹林为优势群落，主要是慈竹、麻竹、苦竹等；在林缘和部分陡峭区域呈带状或斑块状分布有一些小茎竹林、落叶灌丛和灌草丛，主要有构树、马桑、盐麸木、黄荆、芒和白茅草等。另外评价区域居民点分布较少，农田主要种植玉米、水稻等。

(2) 植被空间分布

根据现场调查以 2024 年 7 月的 ZY-3 卫星影像数据作为信息源（空间分辨率达 2.1m，满足生态影响评价图件制作要求），并结合评价范围内的 1:1 万地形图及相关资料，进行遥感解译，得到项目周边区域植被资源现状。评价区的植被类型及面积统计见表 4.3-3。

表 4.3-3 评价区植被类型及面积统计表

植被类型	评价范围		占地范围	
	面积 (hm ²)	百分比 (%)	面积 (hm ²)	百分比 (%)
麻栎、枫香为主的阔叶林植被				
小果蔷薇、火棘、马桑为主的灌丛植被				
白茅、芒、荩草为主的草丛植被				
竹林植被				
水稻、小麦(油菜)为主的作物组合				
玉米、小麦(油菜)为主的作物组合				
水域				
建设用地				
合计				

根据统计结果，评价范围内植被类型比较简单，以竹林植被为主，面积占比为 39.13%，其次为人工栽培植被，主要为玉米、小麦等农作物。

综上，项目区域内有林地面积较小，自然植被生长状况一般，自然植被以竹林地为主，区域土地开发利用程度较高，主要原因是受到人类活动扰动影响，而征地范围内主要为人工植被，主要植被类型为耕地，项目的建设对区域自然生态环境影响较小。

4.3.3.2 主要植被特征

1、自然植被

(1) 樟+栲栳群系

评价区常见樟树与栲栳树的混交林，林下灌木层植物种类较少，主要包括棕榈、海桐、女贞等；林下草本层盖度不高，植物种类较少，多见红盖鳞毛蕨、柔枝莠竹、

十字臺草等；林下分布有藤本植物，以尖叶清风藤为主。

樟是常绿大乔木，高可达 30 米，直径可达 3 米，树冠广卵形，枝、叶及木材均有樟脑气味，树皮黄褐色，有不规则的纵裂。栲栢落叶乔木，高达 25 米，树皮灰褐色，深纵裂。

(2) 慈竹群系

慈竹在项目周边区域分布普遍，栽培历史悠久的竹种。评价区慈竹林下林分密度极大，林下灌木层植被稀少，草本层植被盖度也不高，以喜旱莲子草、天名精、土牛膝等为主。

慈竹竿高 5-10 米，稍端细长作弧形向外弯曲或幼时下垂如钓丝状，全竿共 30 节左右，竿壁薄；节间圆筒形，长 15-30（60）厘米，径粗 3-6 厘米，表面贴生灰白色或褐色疣基小刺毛，其长约 2 毫米，以后毛脱落则在节间留下小凹痕和小疣点；竿环平坦；箨环显著；节内长约 1 厘米；竿基部数节有时在箨环的上下方均有贴生的银白色绒毛环，环宽 5-8 毫米，在竿上部各节之箨环则无此绒毛环，或仅于竿芽周围稍具绒毛。

(3) 毛竹+慈竹+苦竹

项目周边区域由于地形条件复杂，气候温暖，雨量充沛，适宜于竹类植物生长。评价区常见毛竹与慈竹、苦竹的混交林，林分密度极大，林下灌木层、草本层植物数量极少，以柔枝莠竹、毛蕨、蕺菜等为主。

毛竹地下茎为单轴散生，竿高竿高达 20 余米，直径可达 20 余厘米，幼竿密被细柔毛及厚白粉，箨环有毛，老竿无毛，并由绿色渐变为绿黄色；基部节间甚短而向上则逐节较长，中部节间长达 40 厘米或更长，壁厚约 1 厘米（但有变异）；竿环不明显，低于箨环或在细竿中隆起。

苦竹竿高 3-5 米，粗 3-4 厘米不等，直立，竿壁厚约 6 毫米，幼竿淡绿色，具白粉，老后渐转绿黄色，被灰白色粉斑；节间圆筒形，在分枝一侧下部稍扁平，通常长 27-29 厘米，节下方粉环明显；节内长约 6 毫米；竿环隆起，高于箨环；箨环留有箨鞘基部木栓质残留物，在幼竿的箨环还具一圈发达的棕紫褐色刺毛；竿每节具 5-7 枝，枝稍开展。

2、人工植被

玉米、水稻广泛分布于盆地内丘陵低山、水热条件较好、完全能满足一年收获

两季作物的需要的地区。评价区位于白云乡平滩村农村区域的农耕区内，农户周边缓坡丘陵区和陡坡山地以旱地为主，种植作物以玉米、水稻为主，部分地块栽种花生、芋头、南瓜、茄子、辣椒等蔬菜作物。

4、植被生物量计算

植被的生物量可以反映一个区域内的陆地生态系统的生产能力和生态效益。本次评价根据区域遥感卫星数据，归纳汇总成各植被所占面积。其中，森林面积指林业用地中的“乔木林地”面积，包括各种类型的森林群落；灌丛面积主要是林业用地中的“灌木林地”面积；灌草从面积主要由土地利用中的“其他草地”构成，这是因为在贵州基本上无单纯草本植物群落，作为牧草地利用的土地上均发育为含有少量灌木的草本植物群落。评价区域植被面积及生物量情况详见表 4.3-4。

表 4.3-4 评价区植被生物量估算一览表

植被类型	植被面积 (hm^2)	单位面积生物量(t/hm^2)	各类植被生物 量 (t)	占区域总生物量比 重 (%)
森林植被 (乔木林地)				
灌丛植被 (灌木林地)				
灌草丛植被 (其它草地)				
以玉米为主的旱 地植被				
以水稻为主的水 田植被				
合计				

统计结果表明，评价区植被总生物量为 3071.0909t，从表中不同植被类型的生物量的统计中可以看出，森林植被的生物量是所有植被类型中最大的，达 2647.456t，占总生物量的 86.21%，这与森林植被在这一区域分布广泛有关。

4.3.4 动物资源现状调查

(1) 调查方法

陆生脊椎动物的调查主要包括以下两个过程：

① 查阅文献资料

查阅以往的调查资料，参考《贵州省动物志》、《中国动物志》、《中国动物地理》等文献资料，以获得评价范围内陆生脊椎动物的基本组成情况，了解动物的区系组成。

② 现场调查

通过走访评价区范围内及周边居民，核实曾经所见动物种类、数量、时间、地点等信息。同时根据两栖类、鸟类、兽类、爬行类等不同类群动物的生活习性，对其进行实地调查，以此了解评价区及其周边区域的陆生脊椎动物资源。

(2) 动物总体概况

项目工程周边地区由于人类活动历史悠久，人为干扰对于周边环境影响较大，区域内分布的野生陆生脊椎动物种类以鸟类为多，兽类、爬行类、两栖类种类较少，且多为和人类关系较为密切或适应了人类影响的种类。如兽类中的啮齿目鼠科、仓鼠科和松鼠科的种类，鸟类中的雀形目种类，爬行类以蛇目和蜥蜴目中在农田周围活动的种类为多，两栖类则多为无尾目的蛙科和蟾蜍科种类。

① 兽类

项目周边人类活动较为频繁且分散，经现场调查、走访及文献资料查阅，评价范围内分布的兽类主要为小型兽类，如啮齿目种类，啮齿类动物是该区域内种类和数量最多的兽类，主要为鼠科的部分种类，其中部分种类具有家野两栖的习性，部分种类是某些自然疫源性疾病的传播源。

② 鸟类

根据现场调查、文献资料查阅，本项目评价区内的鸟类以留鸟为主，评价区域数量最多的是家燕、珠颈斑鸠和麻雀，它们常常成群活动。各生境的鸟类中，以居民区和农耕地鸟类较为常见。

③ 爬行类

根据现场走访调查及文献资料查阅，本项目评价区内爬行类均为常见种，生态型均为陆栖型，多栖息在山地森林灌草丛，荒坡灌草丛或田野、村舍、竹林及水域附近。未发现特有种分布。常见种类有石子龙、北草蜥、乌梢蛇、翠青蛇、王锦蛇等。

④ 两栖类

通过调查，文献发现，本项目评价范围内有两栖类动物均为常见种，两栖动物可分为陆栖型、树栖型、水栖型，调查区域内的两栖动物大多为幼体生活在水中，成体大多数生活在陆地上的陆栖型，常见于坑塘水洼小溪等水域附近，尤以华西雨蛙和中华蟾蜍等数量最大。

4.3.5 珍稀保护动植物情况

(1) 重点保护野生动物

依据现行《中华人民共和国野生动物保护法（2022）》、《国家重点保护野生动物名录（2021）》等法律法规，根据现场调查和访问，在评价区域未发现国家重点保护动物。

另根据贵州省人民政府于 2024 年 1 月 3 日发布的《关于公布贵州省重点保护野生动物名录的通知》（黔府发〔2023〕20 号）中附录“贵州省重点保护野生动物名录”核对结果，在评价区域未发现贵州省重点保护动物。

(2) 重点保护野生植物

根据《中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年 10 月 7 日修订）》、《国家重点保护野生植物名录（2021 年 9 月）》、《全国古树名木普查建档技术规定》、《贵州省重点保护野生植物名录》（黔府发〔2023〕17 号）以及其它相关规定，并结合现场实地踏勘，评价范围内未发现国家一级、二级重点保护野生植物分布，未发现贵州省重点保护野生植物，也未发现有古树名木分布。

5 环境影响评价

5.1 环境空气影响分析

5.1.1 钻前工程环境空气影响分析

钻前施工对环境空气的影响主要是道路扬尘及燃油动力机械废气。扬尘主要来自施工现场运输车辆、筑路机械作业过程中扬起的灰尘。根据经验数据，在风速为 1.2m/s 或 2.4m/s 下土方和灰土的装卸、运输、施工或现场施工以及石料运输时距离 50~150m 处下风方向粉尘浓度为 $11.7\sim5.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。项目所在区域的年平均风速为 1.5m/s，风速小，产生的扬尘量小，同时在易产生施工点采取定点洒水湿式作业措施，可有效降低局部施工产生点扬尘。钻前工程施工时间很短，完成后影响即可消失，无长期影响，对区域环境影响小。

各类燃油动力机械在现场进行场地挖填、运输、施工等作业时，排放的废气中含 CO 和 NO_x 等污染物，由于施工的燃油机械为间断施工，加之污染物排放量小，对环境空气的不利影响很小，施工结束后，影响将消失。

施工期废气对当地环境空气影响较小，可控制在当地环境可接受范围内。

5.1.2 钻井工程环境空气影响分析

本工程钻井阶段采用电网供电，故钻井阶段（压裂为钻井作业的后续施工阶段）本项目对环境空气的影响主要为井场公路交通运输废气。

钻井过程中，需不断拉运柴油、生产用水、钻井原辅材料等，新胜 12 平台周边依托的地方公路已全部硬化处理，本项目进场公路较短，路面经夯实并敷设碎石处理后，车辆运输产生的路面扬尘少，且由于运输车辆少，汽车尾气排放量少，公路交通废气对当地居民影响很小，在当地环境可接受范围内。

本项目钻井过程使用钻机为滑轨式纵向移动加强型 ZJ50 型网电钻机，钻井能源为电力，使用网电进行清洁化生产。柴油发电机作为备用电源。网电供电情况下无燃油废气排放，柴油发电机供电时有燃油废气排放。

表 5.1-1 备用柴油发电机废气污染物排放情况

污染源	油耗 kg/h	烟气量 m³/h	污染物名称	产污 系数	排放速率 (kg/h)	排放浓度 (mg/m³)	排气筒 高度
1 台备用柴 油发电机	168	3318	NOx	20S*	0.6703	202.02	6m
			SO ₂	3.36	0.5631	169.7	
			烟尘	2.2	0.3687	111.1	

本项目备用柴油发电机使用时，NOx 排放浓度为 202.02mg/m³，SO₂ 排放浓度为 169.7mg/m³，烟尘排放浓度为 111.1mg/m³。根据《关于对<大气污染物综合排放标准>（GB16297-1996）的适用范围的回复》：目前，我国还没有专门的固定式柴油发电机污染物排放标准，柴油发电机污染物排放控制应参照《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996 执行。该标准除对污染物排放浓度有明确要求外，对排气筒高度和排放速率也有具体规定。考虑到加高固定式柴油发电机排气筒高度会导致燃料燃烧不充分、增大污染物排放等现象，以及大功率柴油机存在无法满足排放速率限值的情况，建议目前固定式柴油发电机污染物排放浓度按照《大气污染物综合排放标准》GB16297-1996）中的最高允许排放浓度指标进行控制，对排气筒高度和排放速率暂不作要求。

由于备用发电机设备使用频率较低，所以其影响是暂时性的。对当地环境空气质量中 NOx 和 SO₂ 污染物贡献值很小，对周围环境的大气质量影响有限。

柴油发电机废气由自然通风扩散、绿植吸收后，柴油发电机和柴油动力机仅在断电情况下应急使用，工作时间短，环评要求严格采用符合要求的轻质柴油，污染物排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中二级标准要求。产生的废气对大气环境影响较小。

5.1.3 储层改造阶段环境空气影响分析

根据前文工程分析，压裂测试工程产生的废气主要为酸化作业 HCl 废气和测试放喷燃烧废气。

本项目在酸化前外购成品稀盐酸用玻璃钢罐在井场内储存待使用。存储过程和酸化过程会产生少量的 HCl 废气，盐酸通过玻璃钢罐体密闭储存，储存量少（不超过 80m³），且酸化作业时间短（各目的层作业时间约 2 天），产生的 HCl 废气量少。酸化作业 HCl 废气随着酸化作业完成而停止产生，对大气环境影响小。另返排的废水采用密闭管道、密闭罐车或容器输送，整个环节挥发性有机物无组织逸散量较小，对环境空气影响较小。

本项目采取点火燃烧方式处置测试放喷天然气，天然气经燃烧后产物主要为SO₂、NO_x、CO₂和水蒸气，测试放喷时间约 2~4h，燃烧产物对环境影响较小，且随着测试的结束放喷废气排放污染源消失。

5.1.4 地面采气阶段环境空气影响分析

在项目采气初期为了防冰堵而使用的水套炉加热炉会产生少量烟气，根据本项目的投产建设计划，水套加热炉最长使用时间一年。

根据前文计算，运营期 1 套水套加热炉污染物产生情况见表 5.1-2。

表 5.1-2 水套炉产污情况表

水套炉	水套加热炉 (kW)	耗天然气 (m ³ /h)	废气产生量 (m ³ /h)	NO _x 排放量 (t)	SO ₂ 排放量 (t)	TSP 排放量 (t)	最终排放去向
单台	100	9	76.8	0.049	0.0002	0.01	大气

注：排放时间按 12 个月/年计。

根据上表结果，本工程运营期间每套水套炉产生的 NO_x排放量为 0.049t/a，SO₂排放量为 0.0002t/a，TSP 排放量为 0.01t/a。废气通过自带 12m 高排气筒排放，污染物产生量很少，且运行时间很短，对外环境影响较小，控制在当地环境可接受范围内。

本工程地面采气工程正常运行期间，站场设备一般每年需要进行 2 次定期检修，检修泄露的少量天然气将通过工艺区外的分散系统直接排放。根据类比调查，新胜 12 平台 4 口井平台设备检修时的天然气排放量约为 4m³/次。

设备检修时间比较短，且气量较小，点火装置往往不能点火，天然气直接通过放散管引高放散排放（H=12m），大气污染物主要为甲烷等烃类，且为瞬时排放，对周围环境影响较小。

5.2 声环境影响分析

5.2.1 施工期声环境影响分析

5.2.1.1 噪声源强

本项目施工期主要包括有钻前、钻井、压裂测试及地面试采工程施工，均设在露天场地内施工，各阶段施工设备及噪声源强见 5.2-1。

表 5.2-1 施工期主要噪声源强调查清单

施工阶段	声源名称	型号	空间相对位置			声源源强 /dB(A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
钻前工程	推土机	/	/	/	/	85	/	昼间 间歇
	挖掘机	/	/	/	/	84	/	
	载重汽车	/	/	/	/	82	/	
	空压机					88	/	
钻井工程	钻机	ZJ50	-1	1	1.5	95	基础安装弹性减振垫层，降噪 8dB(A)	昼夜 连续
	泥浆泵	F-1600	1	-8	0.5	90		
	振动筛	F313	2	-10	1	85		
	搅拌机	JL40-DZ	2	-11	1	80		
	备用柴油发电机组	/	36	21	1	100		
压裂测试工程	供液泵	/	0	-20	0	85	基础安装弹性减振垫层，降噪 8dB(A)	昼间 连续
	备用柴油发电机组	/	36	21	0	100	基础安装弹性减振垫层，设机房+消声器，降噪 20 dB(A)	停电 期间
	测试放喷	/	114	0	1	105	气流噪声，设置有放喷池	偶发
	电锯	/	/	/	/	93	/	昼间 间歇
地面 试采 工程	钻孔机	/	/	/	/	82	/	
	载重汽车	/	/	/	/	88	/	
	电焊机	/	/	/	/	75	/	
	吊管机	/	/	/	/	81	/	

注：钻前施工机具噪声声压级测点为机具 5m 处。

5.2.1.2 预测模式

本项目施工期使用的施工机械均设在露天井场内，本次评价采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的室外声源计算方法的无指向性点声源几何发散衰减公式进行预测。

(1) 室外声源衰减采用以下公式计算

$$L_p(r)=L_p(r_0)-20lg\ (r/r_0)$$

式中：L_p (r) ——预测点处声压级；dB，

L_p (r₀) ——参考位置 r₀ 处的声压级；

r——预测点距声源的距离，m；

r0—参考位置距声源的距离，m。

(2) 施工机具综合影响采用以下预测模式

建设项目声源在预测点的等效声级贡献值 (Leqg) 计算公式:

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

式中：Leqg—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB (A)；

LAi—i 声源在预测点产生的 A 声级，dB (A)；

T—预测计算的时间段，s；

ti—i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

(3) 预测点的预测等效声级 (Leq) 计算公式:

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

式中：Leqg—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB (A)；

Leqb—预测点的背景值，dB (A)。

5.2.1.3 预测结果及影响分析

(1) 钻前工程

按照钻前工程夜间不施工的施工计划，不存在施工噪声夜间超标的环境影响；在不采取任何土建施工噪声防治措施的情况下，通过施工期噪声预测可知，在临近厂界 25m 范围内使用钻孔、挖掘机等构筑井场设备基础、放喷池、清水池、应急池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。在钻前工程施工过程中，应尽量将高噪声设备安排在远离最近居民点的位置布置，并选择合理的施工时间，避开周边居民休息时间进行施工，尽量将施工噪声对居民的影响降到最小，避免噪声扰民。

①施工影响范围预测分析

利用上述室外声源衰减公式对各施工机械噪声的影响范围（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所示。

表 5.2-2 施工机械噪声影响范围预测结果 单位：dB(A)

机械名称	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m
推土机	79.0	72.9	65.0	62.0	59.0	55.4	52.9	49.4
挖掘机	78.0	71.9	64.0	61.0	58.0	54.4	51.9	48.4
载重汽车	76.0	70.0	62.0	59.0	56.0	52.4	50.0	46.4
空压机	78.0	71.9	64.0	61.0	58.0	54.4	51.9	48.4
柴油发电机	78.0	68.5	64.0	61.1	58.0	55.7	54.5	52.0

根据上表可知，在距离 50m 处施工机具对声环境的贡献值为 62.0~65.0dB（A），在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 56.0~60.0dB（A），在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 50.0~54.0dB（A）。

按照钻前工程夜间不施工的施工计划，不存在施工噪声夜间超标的环境影响；在不采取任何土建施工噪声防治措施的情况下，通过施工期噪声预测可知，在不采取任何噪声防治措施的情况下，使用钻孔、挖掘机等构筑井场设备基础、放喷池、应急池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。在钻前工程施工过程中，应尽量将高噪声设备远离居民点布置，并选择合理的施工时间，避开周边居民休息时间进行施工，尽量将施工噪声对居民的影响降到最小，避免噪声扰民。

②井场周边 200m 范围内声环境保护目标处噪声影响分析

根据现场调查，钻前工程施工期间本项目场界周边最近的居民点距离为 80m，钻前工程施工机具噪声对周边声环境保护目标处的预测结果见下表所示。

表 5.2-3 钻前施工井场周边声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表

序号	声环境保护目标	现状值 /dB(A)	标准值 /dB(A)	贡献值 /dB(A)	预测值 /dB(A)	较现状增量/dB(A)	达标情况
1	中同元						达标
2	管家田						达标

注：夜间不施工，仅预测昼间时段噪声影响。

通过预测可知，本项目钻前工程施工昼间噪声预测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准昼间值。钻前施工仅为昼间施工（夜间不施工），钻前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，钻前施工噪声环境影响总体在当地环境可接受范围内。本评价建议在钻前工程施工过程中，应尽量选择合理的施工时间，高噪声设备尽量远离居民点，采取噪声防治措施，减

轻环境影响，最大程度的避免噪声扰民。

(2) 钻井工程

钻井设备为固定连续声源，本次评价针对井场场界及声环境保护目标处分别进行预测分析。

①场界噪声预测影响分析

正常工况下，本项目钻井时主要钻井设备噪声厂界贡献值预测统计见下表所示。

表 5.2-4 正常工况下钻井设备噪声对厂界贡献值预测结果表

评价点	东 侧		南 侧		西 侧		北 侧	
	距离	贡献值	距离	贡献值	距离	贡献值	距离	贡献值
噪声源强								
钻机								
泥浆泵								
振动筛								
搅拌机								
贡献叠加值	贡献值 41.1		贡献值 30.68		贡献值 37.7		贡献值 26.2	
评价标准	昼间：70dB、夜间：55dB							

根据上表可知，在采用网电供电工况下，钻井作业时各场界噪声昼间、夜间均满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）昼间标准限值。

②钻井期间声环境保护目标处噪声预测影响分析

结合钻井工程特点，本次评价对井口周边 200m 范围内的居民点进行预测。采用电网供电和备用柴油发电机两种不同供电方式时，对环境保护目标处的噪声进行预测。

正常工况下，钻井期间井口周边 200m 范围内声环境保护目标处噪声预测结果见下表所示。

表 5.2-5 正常工况下对声环境保护目标处的噪声预测结果表

序号	声环境保护目标	现状值/dB(A)		标准值/dB(A)		贡献值/dB(A)		预测值/dB(A)		达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	中同元									达标	超标
2	管家田									达标	达标

根据上表可知，钻井工程施工过程中采用网电供电时，井口周边 200m 范围内居民点昼间预测值均达《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

由于钻井作业为野外作业，针对高噪声设备进行降噪处理技术上和经济难度较大，对设备基础安装时加装弹性垫料，高噪声设备设机房和消声器，正常情况下采

用网电供电进行钻井。同时应对周边居民做好沟通解释工作，争取谅解，必要时可对受噪声影响的居民采取临时撤离措施。根据施工时居民点处的实测噪声值情况，采取协商补偿、临时避让措施（可租用当地民房、在噪声达标距离之外进行妥善安置等）；此外，开工前通过与当地村委会、居民提前沟通，并做好宣传、讲解及安抚工作，以取得居民点农户的谅解。钻井噪声影响是暂时性的，钻井结束后影响即消失，不会长时间对周边居民产生影响。

此外，钻井期间运输车次少，仅对道路附近的居民产生瞬时影响，且一般情况下运输在昼间进行，钻井过程中运输车辆交通噪声对周边居民的影响小。

(3) 压裂测试工程

主要为测试放喷噪声影响，利用上述室外声源衰减公式对各施工机械噪声的影响范围（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所示。

表 5.2-6 测试放喷噪声影响范围预测结果 单位：dB(A)

噪声源	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	180m	200m
测试放喷噪声	85.0	75.5	71.0	68.1	65.0	52.7	61.5	59.9	59.0

测试放喷时产生的高压气流噪声为~85dB(A)，测试放喷时间一般以小时计，且一般在昼间进行，单次持续时间较短，一般 2~4h。根据上表可知，在距离放喷池 180m 处可达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类昼间标准。2 处居民点均在放喷池周边 180m 范围内，故放喷时对前述居民点有一定的噪声影响，但放喷均在昼间进行，且放喷时间短，并随着测试的结束，噪声影响也消失。

本项目放喷均在昼间进行，距离放喷池最近的敏感点为中同元居民点，距离放喷池约 83m，仅考虑距离衰减的情况下，中同元居民点处的噪声预测值为 67.4dB(A)。根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），各类声环境功能区夜间突发噪声，其最大声级超过环境噪声限值的幅度不得高于 15dB(A)。本项目压裂测试属于施工期的临时工程，噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准，即昼间为 70dB(A)。

为减轻压裂测试阶段噪声对周边农户造成的噪声困扰，本次评价建议，对周边居民做好沟通解释工作，争取谅解，必要时可对受噪声影响的居民采取临时撤离措施。

5.2.2 地面采气阶段声环境影响分析

①场界噪声预测结果

由工程分析可知，本项目地面采气工程期间噪声主要来源于汇气管、节流阀和分离器等设备，通过控制采气规模控制站内管道的气体流速、采用软截垫层减振等措施后，场站噪声强度不大，工艺区噪声源强一般约为 60dB（A）～75dB（A）。评价采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的点声源几何发散衰减模式进行预测。

预测结果见表 5.2-7。

表 5.2-7 地面采气阶段设备噪声影响范围预测结果

噪声源	距声源距离 (m)							
	10.0	20.0	30.0	50.0	80.0	100.0	150.0	200.0
除砂器								
分离器								
水套炉								
节流阀								
汇气管								
计量装置								
放空管道								

地面采气工程期间厂界噪声环境预测见表 5.2-8。

表 5.2-8 地面采气阶段厂界噪声影响预测结果影响

环境保护目标	距最近场界方位/距离（m）	噪声贡献值 dB（A）
厂界东侧	I/东	
厂界南侧	I/南	
厂界西侧	I/西	
厂界北侧	I/北	

②环境保护目标噪声影响预测结果

本次评价将站场场界 200m 范围内的环境保护目标的噪声进行预测。正常工况下声环境保护目标处昼夜夜间噪声影响预测结果见下表所示。

表 5.2-9 正常工况下声环境保护目标噪声影响预测结果 单位：dB（A）

序号	声环境保护目标	现状值/dB(A)			标准值/dB(A)		贡献值 /dB (A)	预测值/dB (A)		达标情况	
		昼间	夜间		昼间	夜间		昼间	夜间	昼间	夜间
1	中同元									达标	达标
2	管家田									达标	达标

由上表的预测值可知，项目试采期周边各声环境保护目标处昼间、夜间噪声声能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，不会改变区域声环境质量。

③放空噪声

新胜 12 平台站场非正常工况或事故工况放空情况下，将产生放空噪声，其源强可达 105dB，放空噪声不同距离的贡献值见下表所示。

表 5.2-10 声环境保护目标处噪声影响预测结果 单位：dB（A）

距声源（m）	50	100	150	180	200	300	500
贡献值dB（A）							

注：《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类标准达标距离：昼间180m，夜间570m。

根据上表预测结果可以看出，不考虑噪声在传播过程中山体、建筑阻隔等作用下，放空噪声在 2 类区昼间达标距离为 180m，夜间达标距离为 570m。即昼间 180m、夜间 570m 范围内容易出现噪声超标。

本项目放喷均在昼间进行，距离放喷池最近的敏感点为中同元居民点，距离放喷池约 83m，仅考虑距离衰减的情况下，中同元居民点处的噪声预测值为 66.7dB(A)。声环境敏感目标声环境质量执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准，即昼间为 60dB（A），夜间为 50dB（A），同时，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），各类声环境功能区夜间突发噪声，其最大声级超过环境噪声限值的幅度不得高于 15dB（A）。如果在夜间放喷，放喷突发噪声不会超过环境噪声限值 15dB（A），且预测值也未考虑山体、建筑阻隔等。

但考虑到本工程仅在非正常工况或事故工况下才会使用放空系统，频率极低，且放空时间短。因此，评价认为在做好附近居民协商沟通工作的前提下，放空噪声对声环境的影响可接受。

根据以上预测结果，地面采气阶段厂界处昼、夜间噪声预测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。正常采气过程中不会出现噪声扰民问题。

5.3 地表水环境影响分析

5.3.1 钻前工程地表水环境影响分析

(1) 土建施工废水

井场及井场道路施工过程遇降雨产生的地表径流，径流雨水中夹带有悬浮物，雨水经井场道路排水沟沉砂井沉淀处理后外排，对当地地表水环境影响很小。井场基础建设产生的废水主要来自砂石骨料加工、混凝土拌和及养护等过程。在基础机械施工过程中及机械设备的清洗维护时将产生含油废水，施工单位定期进行检查，避免事故性油类泄漏，避免油类物质对周边土壤的影响。由于钻前施工主要为土建施工，施工期废水产生量较少，经简易沉淀处理后回用于场地洒水抑尘，无钻前工程施工废水外排，对当地地表水环境影响很小，在当地环境可接受范围内。

综上，钻前工程阶段无施工废水外排，该阶段对平滩河地表水环境质量影响较小。

(2) 生活污水

钻前工程施工期约 2 个月，施工队伍主要为临时聘用周边居民，钻前施工现场不设施工营地，现场管理技术工人及施工人员主要租用周边居民房屋，生活污水纳入当地居民自建的厕所等污水收集处理系统最终用于农肥，不外排，钻前施工人员生活污水对当地地表水环境无影响，在当地环境可接受范围内。

综上，钻前工程阶段无生活污水外排，该阶段对平滩河地表水环境质量影响较小。

5.3.2 钻井工程地表水环境影响分析

由于本项目钻井施工期正常情况下不排放污水，故本评价不对该阶段正常工况下的地表水环境影响进行预测评价，采取与同类似钻井工程钻井废水处理环境影响情况类比分析评价本钻井工程阶段不排水对当地地表水环境的影响（风险事故情况下的地表水环境影响见风险评价章节）。

(1) 井场取水对当地地表水环境影响分析

本项目生活用水由拉运的桶装水供给。

本项目生产用水由平滩河以泵及输送管道提升取水贮存于现场的清水池供给钻井生产用水，不在河道内建设取水构筑物。

由于本项目 8 个月水基钻井阶段中，单井水基钻井阶段（共 2 个月），新鲜水用水量为 629.7m^3 ，每天取水时长约 24h/d ，则取水量约 $0.4373\text{m}^3/\text{h}$ ，单位时间内项目取水量少。

本次评价估算钻井阶段取水仅占平滩河地表水流量（约 $2419.2\text{m}^3/\text{h}$ ）的 0.02% ，实际取水量以施工期施工需求为准，本次评价要求取水前须办理取水许可证。

综上，对平滩河沿河灌溉用水资源水资源影响较小。

（2）钻井废水、生活污水的影响分析

① 钻井废水

本项目针对钻井过程实施污染物“不落地”处理工艺，使钻井过程中产生的废水经收集处理后回用于钻井系统用水，完钻后废水不能再重复利用时产生 1155m^3 的钻井废水，该部分污水所含的 COD、SS、石油类、氯化物浓度较高、pH 值高呈碱性，经“不落地”处理工艺破胶+沉淀+压滤处理后贮存于“不落地”处理工艺系统配备的 1 套 $6\times 40\text{m}^3$ 废水收集罐及清水池，回用于后续储层改造压裂期间的压裂液调配用水。整个钻井过程无污水废水直接排入当地地表水体，通过上述措施可最大限度的减少钻井废水对当地地表水环境的影响，本项目钻井生产废水对当地地表水环境影响可接受。

② 生活污水

钻井期间生活污水日产生量较小，约 $2.8\text{m}^3/\text{d}$ 。生活污水自建一体化污水处理设施（处理规模 $10\text{m}^3/\text{d}$ ）处理，处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后作为农灌用水或绿化用水回用，不外排，雨季期间不能及时回用于农灌用水或绿化用水时，则暂存在井场应急池内。由于本项目钻井施工生活污水产生量小，随着钻井施工的结束而结束产污，无长期环境影响，对当地地表水环境影响小，在当地环境可接受范围内。

综上，钻井工程阶段无生产废水、生活污水外排，该阶段对平滩河地表水环境质量影响较小。

5.3.3 储层改造阶段地表水环境影响分析

储层改造施工作业废水主要有压裂返排废水和施工人员生活污水。

（1）压裂返排液

根据本项目压裂方案以及压裂返排过程工艺分析，项目平台压裂返排液量为压

入量的 15%，单井测试前返排持续时间约 1 个月，返排量峰值约为 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，一般情况下下约为 $80\sim 120\text{m}^3/\text{d}$ ；剩余的井下压裂液在后续的试采或采气阶段以气水混合物形式返排，直至全部返排完毕。返排压裂液出井后经井场内气液分离器（临时装置）分离后由压裂阶段现场吊装的 1200m^3 重叠液罐及积液池收集暂存，优先用于平台内下一口井的压裂工序液重复利用，最终仅新胜 12-3 井返排液（ 2160m^3 ）不能再在平台内井间循环利用，在 1200m^3 重叠液罐及积液池内暂存，采用罐车外运至区块内其他平台循环利用。不能利用时通过压裂液重叠罐、清水池、积液池等暂存，再通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置，本项目产生的废水不外排，最大程度避免对当地地表水体环境的影响。

（2）生活污水

压裂施工人员为 50 人，整个储层改造施工期间生活污水产生量共计 306m^3 （约 $4\text{m}^3/\text{d}$ ）。继续使用钻井工程阶段使用一体化污水处理设施和 5+10 型环保厕所，作为农灌用水或绿化用水回用，不外排，雨季期间不能及时回用于农灌用水或绿化用水时，则暂存在井场应急池内。对项目所在地地表水环境影响小，在可接受范围内。综上，钻井工程阶段无生产废水、生活污水外排，该阶段对平滩河地表水环境质量影响较小。

综上，储层改造阶段无压裂返排液、生活污水外排，该阶段对平滩河地表水环境质量影响较小。

（3）压裂工序取水对当地地表水环境影响分析

根据前文分析，由于本项目压裂用水优先使用钻井液、平台内及周边平台的压裂返排液，不足部分才从平滩河取水，将最大限度减轻对平滩河水资源的影响。

在无外部返排液供给的极端情况下，本项目压裂阶段用水将全部取自平滩河，为减少单位时间内平滩河取水冲击负荷，取水工作将采用分时段取水方式进行，每天取水时长按 24h 考虑，则本项目施工期最大取水量约 $36.96\text{m}^3/\text{h}$ ，占平滩河地表水流量（ $2419.2\text{m}^3/\text{h}$ ）的 1.5%，对平滩河沿河灌溉用水资源影响较小。

5.3.4 地面采气阶段地表水环境影响分析

（1）站内工艺管道施工完毕后试压废水

站内工艺管道组焊后采用清水试压，平台内管网试压废水约 5m^3 。由于试压主要为管道密闭性检验，试压后排出的废水较清洁，主要污染物为泥沙、焊斑等悬浮物。

试压废水排放时将在排放口安装过滤器拦截试压废水中的悬浮物，通过平台场地雨水沟外排。

(2) 生产废水

采气生产阶段井下压裂液返排分为两个阶段：生产初期和生产稳定期。生产初期产气具有产量高、压力高，产量递减快的特点，生产过程还将带有一定压裂液排液，排液时长约 1 个月。生产稳定期产气中含少量返排压裂液，井口压力、产量将有明显的下降，返排液明显下降。

本项目运行期间，初期压裂液返排液排入井场外的 2000m³ 积液池中转运外运（中转池加棚防雨处理，返排期间井场内吊装的 1200m³ 重叠液罐及积液池用作返排液应急收集中转池备用，待返排液稳定后方才拆除搬运）。根据周边页岩气开发平台建设情况采取如下处置方式：

①当邻近有页岩气平台正在建设或压裂施工期间，可将本项目压裂液返排液转运其他平台用于其配制压裂液实现资源化利用；

②当周边无页岩气开发建设平台或已施工期结束情况时，所有平台均进入运行期后，本项目运营期产生的压裂液返排液由积液池收集，不能利用时通过压裂液重叠罐、清水池、积液池等暂存，再通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置，本项目产生的废水不外排，最大程度避免对当地地表水体环境的影响。

(3) 生活污水

采气期人员 3 人，生活用水按每人每天 80L 计，生活用水量为 0.24m³/d，污水按用水量的 80%计，生活污水产生量为 0.192m³/d。生活污水每天产生量较少，利用站场钻井期间建设的 5+10 型环保厕所及生活污水一体化处理装置，处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后作为农灌用水或绿化用水回用，不外排地表水体。

综上，运营期采气阶段无压裂液返排液、生活污水外排，该阶段对平滩河地表水环境质量影响较小。

5.4 地下水环境影响分析

5.4.1 区域水文地质条件

5.4.1.1 区域地质条件

表 5.4-1 区域地层岩性简表

调查区域内主要出露的地层有：第四系（Q）、白垩系上统夹关组（K_{2j}）、侏罗系上统蓬莱镇组（J_{3p}）和侏罗系上统遂宁组（J_{3s}）。

5.4.1.2 区域水文地质条件

1、地下水类型与含水岩组和隔水岩组的划分

根据区域水文地质调查，区域内地下水划分为碳酸盐岩岩溶水、基岩裂隙水及松散岩类孔隙水三大类型。

根据含水介质及其组合特征不同，可分为碳酸盐岩类岩石含水介质和碎屑岩类含水介质，其中根据碳酸盐岩含量将区内碳酸盐岩分为纯碳酸盐岩、碳酸盐岩与非碳酸盐岩互层两类，各地层的含水岩组类型及富水性详见表 5.4-2。

表 5.4-2 含水岩组富水性统计表

2、地下水补径排条件

（1）基岩裂隙水的补给、径流、排泄条件

区内的基岩裂隙水，指赋存于碎屑岩风化网状裂隙带中的地下水。大气降水大部分形成地表径流，汇集于树枝状的河溪之中，少部分渗入地下，赋存于岩石的节理及风化带的网状裂隙中。

基岩裂隙水的径流流程不长，呈层流状态从分水岭向坡麓缓慢运移，排泄方式有两种，一种是以裂隙下降泉排泄。另一种呈片流缓慢而又源源不断地直接渗入地表河溪，所以在基岩裂隙水分布区，旱季大气降水量虽然甚微，出露的泉水又不足以补给地表溪流，但沟谷中仍是流水潺潺，沟长流量大。

（2）松散堆积层孔隙水的补给、径流、排泄条件

风化残积、坡积粘土、亚粘土的微小孔隙中的毛细水，主要接受大气降水的补给，受毛细管的作用垂直方向的运动，为植物所吸收。河相沉积的砂砾石层孔隙中的孔隙水，接受大气降水和地表水的补给，在连通性较好的孔隙中径流，有的下渗补给下伏基岩的岩溶水和裂隙水，有的直接排泄于地表河溪之中。

(3) 碳酸盐岩类岩溶水的补给、径流、排泄条件

区内地下水主要补给源是大气降水，补给方式主要有分散渗入补给和集中灌入补给两种类型。岩溶地下水接受补给的量受地形地貌条件、地表覆盖层厚度、地质构造控制下的地层产出状态、岩性、岩溶发育状况等因素控制。在出露 T_1-2j^2 、 T_2g^1 地层为主的区域，岩性为碳酸盐岩夹碎屑岩，该类岩性接受补给的能力弱，仅有少部分的降水渗入到地下含水层中，多数降水以地表径流的形式汇流到地表河沟中。

5.4.2 评价区地质条件

5.4.2.1 环境水文地质调查

原生环境水文地质调查：通过现有资料分析和根据现场对居民的走访调查，评价区内无天然劣质水以及由此引发的地方性疾病等环境问题。

地下水开发利用现状：评价区内无大规模开采利用地下水的企业，未见由于地下水开采利用引起的环境水文地质问题。

人类活动影响：项目位于农村地区，人类活动影响主要表现在居民生活污水、农药化肥、动物粪便等对地下水的影响，总体来说影响较小，未影响到地下水环境功能。

5.4.2.2 地下水污染源调查

根据现场调查与访问，区域主要的污染源为生活污染源和农业污染源。

生活污染源调查：根据现场水文地质现状调查，调查区内现有居民分布，居民日常生活污水农灌，对浅层小范围内地下水环境造成一定的影响，总体污染较小。

农业污染源调查：调查区农业包括水稻、玉米、油菜等，农业生产过程中所使用的农药化肥对浅层小范围内地下水造成一定的影响，但居民点分散，农业污染产生的农业面源污水无法大量汇集形成污染源，在自然环境的降解下，农业面源总体污染较小。

工业污染源调查：据现场调查评价区附近无“工矿”企业，区域地下水环境未见工业污染源影响迹象。

5.4.2.3 地层岩性

根据现场调查和相关资料表明，平台周边所处的地层为侏罗系上统蓬莱镇组 (J_{3p})，其岩性主要以浅灰、灰紫红色砂质泥岩及泥质粉砂岩为主。根据前文表 2.3-1 设计井钻遇地层预测表，开孔地层为侏罗系上统蓬莱镇组 (J_{3p})，完钻层位预计为

二叠系中统栖霞组 (P_2q)，钻遇地层岩性详见表 2.3-1。

5.4.2.4 平台周边地下水类型及赋存条件

根据区域水文地质资料及现场勘察，项目场地及周边的含水层主要为侏罗系上统蓬莱镇组 (J_3p) 含水岩组，地下水类型主要为风化带裂隙水。该部分地下水运移及赋存主要依靠地形及裂隙发育控制，补给途径相对较短，垂直厚度变化小，含水层埋深一般在 10~50m，水量易受降雨量影响，富水性贫乏，枯水期部分泉点出现干涸现象。

5.4.2.5 地下水补给、径流、排泄关系

1、补给

通过现场调查和相关资料表明，本项目场地所在的红层地区，出露地层为侏罗系上统蓬莱镇组 (J_3p)，其岩性主要以浅灰、灰紫红色砂质泥岩及泥质粉砂岩为主。区域地下水属于局部层间承压，总体上仍属于潜水含水层；局部上，主要补给为大气降水，补给区主要位于东侧青山-横石梁地势较高区域，补给方式以大气降水垂直入渗补给为主，大气降水落至地面后部分直接下渗，部分形成坡面流，在径流过程中通过基岩裂隙和第四系孔隙逐渐下渗补给地下水，下渗通道主要为第四系孔隙、节理及风化带裂隙。

2、径流

评价区域地下水的径流主要受地形地貌条件、地表水系的控制作用，地下水主要向西侧径流为主，地下水呈层流状态从分水岭向坡麓缓慢运移，场地内地下水主要径流与区域径流方向基本一致，整体向排泄基准面平滩河方向径流。

3、排泄

排泄方式有两种，一种是以下降泉排泄。另一种呈片流缓慢而又源源不断地直接渗入地表河溪，区域西部平滩河作为区域地下水排泄基准面。评价区受地形地貌和地表河沟的排泄面的双重控制，地下水排泄方式有两种，一种是以下降泉排泄，另一种是带状渗流。下降泉的排泄形式在评价区内主要为分散的 Q1-Q6 井泉，主要在地势切割与局部节理裂隙发育位置发育侵蚀下降泉，通过调查评价区内无地下水集中排泄点；带状渗流排泄主要位于平滩河，为评价区占主导地位的排泄形式，赋存于风化带裂隙中的裂隙型地下水在平滩河沿河通过各种形式的裂隙渗流排泄进入平滩河，源源不断地形成补给，也是平滩河径流量的稳定来源。

考虑到本次钻井完钻于二叠系栖霞组 (P₂q)，与浅层侏罗系含水层无统一的水力联系，故本次地下水评价范围主要是为了反映建设项目所处的浅层地下水径流特征及本次地下水环境保护目标。根据调查，区域浅层地下水主要排泄基准面为平滩河。结合地形情况进行分析，本次评价范围为：项目区域北侧以大屋基-转山田分水岭为界，西侧以平滩河为排泄基准面，东侧以第一分水岭为界，南侧横石梁分水岭为界，整个评价范围约 5.86km²。

5.4.3 地下水污染预测分析

5.4.3.1 地下水环境影响识别

本项目对地下水的环境影响主要是在页岩气开采阶段的施工期（钻井过程和压裂过程中），主要表现为钻井液地层漏失影响以及井场污废水非正常工况泄漏可能对地下水有一定的影响。

由于本项目严格按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）采取防渗措施，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）对地下水环境影响预测情景设置要求，本评价不再对正常工况下预测地下水影响，重点分析非正常状况下的项目对地下水环境的影响。

本项目非正常状况下对地下水可能产生的不利影响途径主要有以下几个方面：

- (1) 地面的放喷池、积液池及污水罐底部因防渗不到位或防渗层破裂出现废水渗漏，有可能造成不同程度的地下水污染；
- (2) 因防渗不到位出现废水渗漏，井场设备机油泄漏，固废以及钻井所需化学药品堆放不当，在雨季产生地面溢流等都有可能造成不同程度的地下水污染；
- (3) 物料跑冒滴漏，钻井过程中物料管理不严格、化学品堆放不当、柴油泄漏等物料的跑冒滴漏不同程度的污染地下水；
- (4) 井喷造成钻井液、压裂返排液外溢，可能造成地下水污染；
- (5) 压裂过程中井管破裂，压裂液进入岩溶裂隙含水层中造成地下水污染。
- (6) 导管及一开钻井过程中钻井液在钻井过程中与遇到地下水含水层，钻井液漏失进入地下水。
- (7) 采气期间，积液池破裂，废水渗漏可能造成地下水污染。

根据本项目所处的水文地质条件，结合 HJ610-2016 的预测相关要求，本次选取在非正常工况下对地下水污染情景设定主要有如下情景：

①积液池的防渗层破裂导致废水渗漏至含水层，污染地下水环境；

②压裂阶段井管破裂，压裂液进入含水层污染地下水；

5.4.3.2 预测方法及范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）的要求，本项目地下水预测分析主要进行饱和带污染物迁移预测，采用解析法计算。污染物在地下水系统中的迁移转化过程十分复杂，本次污染物模拟预测过程不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，模型中各项参数予以保守性考虑。由于污染物预测主要针对非正常状况下污染物运移情况，因此模型预测不考虑包气带对污染物的截留作用，假设污染物可以直接通过包气带进入地下水，最大限度地考虑污染物对研究区水体的影响。地下水环境影响预测范围与调查评价范围一致，预测层位以潜水含水层为主。

5.4.3.3 预测时段及预测因子

（1）预测时段

根据《环境影响评价技术导则》（HJ610-2016）中相关要求，选取 10d、100d、365d、730d、1000d、5000d 等能反映特征污染因子迁移规律的时间节点，本次计算泄露至地下水排泄基准面平滩河处的浓度值。

（2）预测因子

根据工程分析，本项目主要产生的污水来自于钻井过程中产生钻井废水、压裂阶段的压裂废水以及生活废水等。根据业主在其他同类型项目及川渝地区同类型钻采项目中废水中相关污染物的浓度情况，废水中主要污染物以 COD、石油类、氯化物为主，浓度较高，一旦发生泄漏会影响地下水水质；另外，根据 HJ610-2016，对于不属于 GB/T14848 水质指标的评价因子，可参照 GB3838 进行评价，因此本次地下水评价以 COD、石油类、氯化物为主要预测因子进行预测。

5.4.3.4 污染源强概化

（1）污水池底破裂

根据钻井设计资料，钻井期设置污水池/清水池（容积 2000m³，共分 4 格，其中 1 格作为应急池 500m³，1 格作为清水池 500m³，2 格作为积液池 1000m³）一座，用于主要储存钻井阶段产生的钻井废水、压裂阶段和前期采气阶段产生的返排液（预测时，取不同废水的同一污染物最大浓度值为计算源强），有效容积 2000m³，积液池池底面

积 600m²，假定积液池渗漏面积为池底总面积的 10%，水池内蓄有水，包气带充满水，池水进入地下属于有压渗透。考虑最不利情况，积液池持续泄漏，一直未发现。积液池按达西公式计算源强，公式如下：

$$Q=K\times\frac{h_2-h_1}{L}\times A=K\times i\times A$$

式中：Q—为渗入到地下水中的钻井废液量（m³/d）；

K—为等效垂向渗透系数（m/d），根据依照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 B，项目区域粉土砂质岩渗透系数 0.87m/d；

i—水力坡度，为 0.11（无纲量）；

A—为池底的泄漏面积（m²），按 10%的面积破损，本次取值

600×10%=60m²。

通过计算，积液池底部破裂，非正常工况下发生的废水泄漏量 Q=5.74m³/d。

(2) 钻井阶段井管破裂

根据钻井工艺，钻井液单段注入量约 3.62m³/min，泄露面积以导管段最大套管最大直径 0.508m 计，泄露口以套管最大直径圆形计，即最大泄露面积为 0.20m²，假设泄漏时间为 1 小时，按最大注入速率计算，设定渗漏速度为注入量的 5%，那么 1 小时的渗漏量为 10.86m³。压力检测很快就能发现问题，因此，该污染源排放规律可概化为瞬时泄漏。

根据前述工程分析可知，本项目各个环节的污染物浓度见表 5.4-3。

表 5.4-3 本项目主要废水及污染物浓度一览表

名称	污染物种类			
	石油类	COD	氯化物	钾离子
一开水基钻井液钻进 废水	≤5	≤1400	≤2000	≤1600

综上所述，通过上述各环节产生的污染物浓度、种类和污染物泄漏量的分析取值，本次预测评价的各环节产生污染物的源强计算如表 5.4-4 所示。

表 5.4-4 各环节产生污染物的源强一览表

预测情景	渗漏量 (m ³)	污染物	污染物浓度 (mg/L)	污染物渗漏量 (g)
积液池池底破裂	5.74m ³ /d 持续泄漏	COD	1400	
		石油类	15	
		氯化物	17000	

		钾离子	1600	
		COD	1400	
—开钻井过程套管破裂	10.86	石油类	5	
		氯化物	2000	
		钾离子	1600	

5.4.3.5 预测模型及参数选取

由于污染物在地下水系统中的迁移转化过程十分复杂，本次污染物模拟预测过程不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，模型中各项参数予以保守性考虑。由于污染物预测主要针对非正常状况下污染物运移情况，因此模型预测不考虑包气带对污染物的截留作用，假设污染物可以直接通过包气带进入地下水体，最大限度地考虑污染物对研究区水体的影响。

通过对项目建设工程的分析，该项目建设期产生污染物在泄漏情境下会对地下水环境造成一定的影响。通过井场所在地区的水文地质条件的分析，井场区域岩性主要以灰色细砂岩为主的夹灰色、深灰色泥岩、粉砂质泥岩，为多孔介质柱体，项目西侧河道即为本项目地下水汇集区，高差大，地下水流向单一，项目含水层地下水流，属于已知水头边界，地下水文水位较为简单。

1、预测模型

①—开钻井套管破裂泄露、污水罐破裂泄露

依照上述预测场景与源强条件概化，—开钻井套管破裂泄露、污水罐破裂泄露情况下，预测方法参考《环境影响评价评价技术导则 地下水环境》附录中地下水溶质运移解析法中—维稳定流动二维水动力弥散问题中的瞬时注入示踪剂——平面瞬时点源，公式如下所示：

$$C(x, y, t) = \frac{m_M/M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：x、y—计算点处的位置坐标 m；

t—时间，d；

C (x, y, t)—t时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，mg/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，g；

u—水流速度，m/d；

ne—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向弥散系数，m²/d；

π—圆周率。

②污水池（积液池）池底破裂

污水池破裂为池底破裂，属于持续泄露，泄露点位置不变，泄露面积占池底面积 10%，泄露面概化为点源，污水池池底破裂情况下，预测方法参考《环境影响评价技术导则 地下水环境》附录中地下水溶质运移解析法中一维稳定流动二维水动力弥散问题中的连续注入示踪剂——平面连续点源，公式如下：

$$C(x, y, t) = \frac{m_i}{4\pi M n_e \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xy}{2D_L}} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：x、y—计算点处的位置坐标 m；

t—时间，d；

C (x, y, t) —t时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m—单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n_e—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向弥散系数，m²/d；

π—圆周率。

K₀(β) —第二类零阶修正贝塞尔函数；

W($\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta$). —第一类越流系统井函数。

2、参数选取

对场地水文地质条件及可能的环境污染状况进行简化处理。做模型概化时，按照最不利组合原则设置解析模型的相关参数。

①实际渗流速度： $u=V/n_e$ ，其中渗流速度 V 按公式 $V=K*i$ 计算，根据依照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 B，项目区域粉土质砂岩渗透系数 0.87m/d 。根据区域地形特征，地形高差约 590m ，径流方向长度（南东向）约 1724m ，估算水力坡度为 $i=0.34$ ，考虑含水层岩性特征，根据相关经验，本次综合有效孔隙度取值 0.15 。经计算，实际渗流速 u 为 1.972m/d 。

②纵向弥散系数：弥散试验的结果受试验场地的尺度效应影响明显，其结果应用受到很大的局限性。因此，一般不推荐开展弥散试验工作。将世界范围内所收集到的百余个水质模型中所使用的纵向弥散度 α_L 绘在双对数坐标纸上，从图上可以看出纵向弥散度 α_L 从整体上随着尺度的增加而增大。许多研究者都曾利用类似的图说明水动力弥散的尺度效应。根据模型所计算出的孔隙介质的纵向弥散度 α_L 及有关资料与参数做出的 $\lg\alpha_L-\lg L_s$ 。如前述分析，由于水动力弥散尺度效应的存在，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度。因此，本次工作参考前人的研究成果，此次计算区范围约 1000m 范围。

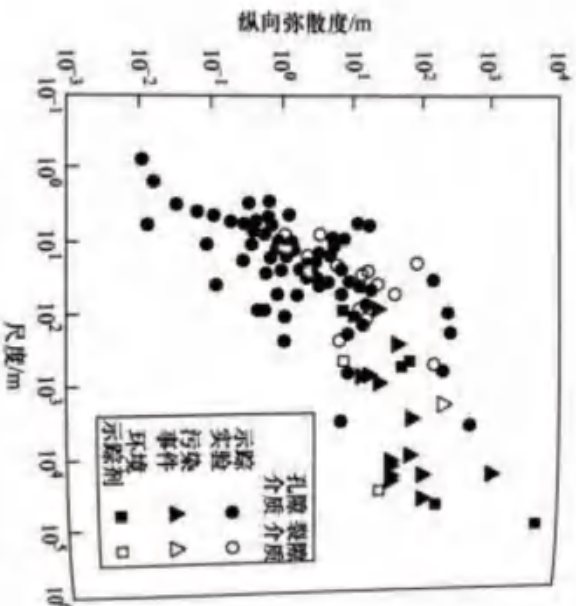


图 5.4-1 纵向弥散度与观测尺度间的关系（引自 Gellar 等（1992））

根据图 5.4-1，本次模拟取纵向弥散度参数为 10m ，计算得纵向弥散系数 $D_L=\alpha_L \times u=19.72\text{m}^2/\text{d}$ 。

③横向 y 方向的弥散系数 D_T ：根据经验一般 $D_T/D_L=0.1$ ，因此取值 $D_T=1.972\text{m}^2/\text{d}$ 。

④距离注入点的距离：根据时间和具体模拟情况而定。

5.4.3.6 预测点位

按《环境影响评价导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求，预测污染因子在污水池、一开套管破裂点泄漏条件下，对环境敏感预测点的影响范围及程度。

预测时，各泄漏点坐标作为原点（即：X=0，Y=0），选择下游 Q2 泉点作为敏感点，假设敏感点位于地下水流向正下方为最差情况，则有以下三种泄漏情况产生。

(1)以污水池泄漏点为原点时，与 Q2 点位相对距离为 780m(相对坐标为 X=780，Y=0)，该情况下泄漏点距离排泄基准面平滩河相对距离约 1100m（相对坐标为 X=1100，Y=0）；

(2)针对一开套管破裂，考虑最不利情况，距离下游 Q2 最近的 12-3HF 井一开套管发生破裂，以 12-3HF 井一开套管泄漏点作为原点时，Q2 泉点相对距离约 750m（相对坐标为 X=750，Y=0），该情况下泄漏点距离排泄基准面平滩河相对距离约 1080m（即红线边界坐标 X=1080，Y=0）；

5.4.3.7 地下水预测结果分析

本次评价污染物影响与超标情况分别以各检测指标的检出限和地下水质量标准限值为判别依据（表 5.4-5），当预测结果小于标准限值时即可视为污染物不会对地下水产生污染，当预测结果小于检出限时即可视为对地下水环境没有影响。

表 5.4-5 各污染指标质量标准及检出限一览表

类别	COD	石油类	氯化物	钾离子
环境质量标准mg/l	20	0.05	250	20*
检出限mg/l	4	0.01	0.15	0.5*

注：上述标准参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类水标准，COD、石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）标准。钾离子采用《地下水分析方法第27部分钾和钠量的测定火焰发射光谱法》钾的测定范围作为参考值，但不做达标评价。

1、污水池池底破裂预测

根据非正常状况污水池池底发生破裂并导致水池中的钻井废水直接进入含水层的情景假设，该情况下属于持续泄漏，事故下不考虑污染物衰减。运用解析法得出主要污染物（COD、石油类、氯化物、钾离子）对地下水的影响情况及运移规律的分析结果，按污染物运移中心线上（最大浓度）进行统计，污染物运移预测结果见表 5.4-6~5.4-9。

表 5.4-6 污水池泄漏后 COD 运移计算结果

表 5.4-7 污水池泄漏后石油类运移计算结果

表 5.4-8 污水池泄漏后氯化物运移计算结果

表 5.4-9 污水池泄漏后钾离子运移计算结果

表 5.4-10 污水池发生点源持续泄漏后各污染因子随时间浓度变化预测成果表

根据预测结果总体分析，在污水池发生持续泄漏后，污染物浓度以泄漏处最高，而后向周边逐渐降低。随着泄漏时间的推移，污染晕随地下水流向下游扩散，导致下游污染羽的浓度逐渐升高，在达到峰值后趋于恒定。

2、钻井过程套管破裂预测

根据非正常状况钻井套管破裂导致钻井液等进入含水层的情景假设，按瞬时泄露进行考虑，事故下不考虑污染物的衰减，运用解析法得出主要污染物（COD、石油类、氯化物、钾离子）对地下水的的影响情况及运移规律的分析结果，具体预测结果见表 5.4-11~5.4-14。

表 5.4-11 套管破裂泄漏后 COD 运移计算结果

表 5.4-12 套管破裂泄漏后石油类运移计算结果

表 5.4-13 套管破裂泄漏后氯化物运移计算结果

表 5.4-14 套管破裂泄漏后钾离子运移计算结果

根据计算结果可以看出瞬时泄漏发生时，预测点地下水水质中污染因子浓度随时间的推移缓慢递增，达到峰值后，污染物浓度逐渐缓慢回落，最终地下水水质恢复至本底值状态。

5.4.3.8 地下水污染影响分析

（1）对含水层的影响分析

根据各情景预测结果分析可知，积液池池体破裂，池体中的废水在发生渗漏，影响地下水潜水含水层，各类污染物在地下水的对流弥散作用下，向下游逐渐迁移，污染物超标和影响距离逐渐增加，最后污染物的浓度降至标准值以下，对地下水的影响逐渐降低，直至低于标准值及检出限。由于平台下游为平滩河排泄基准面，污染物随地下水将补给平滩河，事故情况发生时将对平滩河产生不利影响。

（2）对周边井泉的影响分析

根据上述章节在非正常状况情境下预测污染物迁移规律，本项目平台事故情况下

污水水可能会通过下渗而影响下游地下水。结合平台周边井泉分布情况，针对 Q2 泉点预测结果显示，不会造成该泉点主要污染物超标，由于平台下游存在平滩河排泄基准面，且周边井泉大部分分布于平台上游或测向区域，因此基本不会对周边井泉造成影响。

5.4.3.9 评价小结

在非正常状况下的假设情境下建设项目可能会对其周围区域（特别是下游地区）的地下水产生一定程度的污染影响。但由于地下水弥散、稀释作用以及水流的迁移作用，产生的污染物最后会降解消失。根据各类污染物质的性质特征，污染物质在区内迁移速度较慢，影响范围也有限。

根据预测结果分析钻井工程在非正常状况下，虽然不会对周边井泉产生超标影响，但是废水一旦渗漏至含水层，会对地下水环境产生一定范围内的影响，因此，若发生上述情景的污染事故，应加强对保护目标的跟踪监测，迅速采取相关地下水污染修复技术等。总体而言，在做好防渗、防漏及堵漏措施的前提下，本次建设项目在地下水环境保护可接受范围内。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 钻前工程固体废物环境影响分析

钻前工程所需用料外购于有资质的企业，施工过程中不设置料场和弃土场。钻前施工土建开挖带来的临时土石方在施工作业场地内导换贮存，实现场内平衡。钻前工程施工前对占地表土进行清理堆存于场地外侧设置的临时表土堆场内，完井后用于场地临时占地复垦表层覆土。场地以井口为标高，采用挖填平衡处理，井场四个角位置做浆砌条石堡坎和护坡，可有效减少水土流失。同时本项目采用彩条布覆盖表土石堆场的方法来减少水土流失，水土流失量在可接受范围内。

施工期间施工人员主要为附近居民，施工场地内生活垃圾产生量少，定点堆放并及时清运，定期交由当地环卫部门处理，对当地环境的影响小，在当地环境可接受范围内。

5.5.2 钻井工程固体废物环境影响分析

本项目钻井作业采用水基钻井和油基钻井两种方式钻进，产生的固体废物主要有水基钻井过程产生的水基钻井岩屑、废泥浆（含钻井损失的水基泥浆）；油基钻

井产生的废油基泥浆和含油岩屑；井场钻井设备设备润滑、井控设备控制液等产生的废油以及钻井队职工生活垃圾。

(1) 水基钻井固废（岩屑和废弃泥浆，含钻井过程中的损失泥浆）

新胜 12 平台 4 口井钻井作业过程中产生的水基岩屑及废泥浆由“不落地”随钻处理工艺处理后（振动冲洗分离）定期委托正安西南水泥有限公司处置，或其它具备一般固废处理能力的资质单位委托处置。水基泥浆钻井阶段产生的岩屑和废弃泥浆的处置控制在当地环境可接受范围内。

(2) 油基钻井固废（岩屑和失效油基泥浆）

新胜 12 平台 4 口井钻井作业仅水平段采用油基泥浆钻井，油基泥浆全部循环利用，对未失效泥浆进行全部回收通过泥浆储备站作为页岩气水平井钻井资源化产品实现重复利用于其他钻井平台，不外排；4 口井水平井段油基钻井失效油基泥浆和含油岩屑按照危废进行管理（HW08 危险废物），现场设置危废贮存场地由岩屑罐临时转运贮存（按危废贮存场地标准建设和使用管理），交由资质单位贵州绿诺环保科技有限公司分批分次实施场外转运和最终处置，或委托其它具备相关危废处置能力的资质单位清运处置，现场无油基固废排放，油基泥浆钻井产生的岩屑和失效泥浆处置控制在当地环境可接受范围内。

(3) 生活垃圾

本项目井场和生活区分别设置生活垃圾收集箱，钻井施工人员产生的生活垃圾存放在垃圾箱内，定点堆放，定期交由当地环卫部门处理，做到现场无生活垃圾残留。钻井工程工作人员产生的生活垃圾现场仅采用垃圾箱临时贮存，对当地环境影响小，在当地环境可接受范围内。

(4) 废油及跑冒滴漏

废油产生量约 0.2t，油罐、柴油机和发电机房各设 1 座 2m³ 的跑、冒、滴、漏废油收集池收集，跑冒滴漏油等固废，现场废油桶回收，并采取防渗防雨措施，现场无外排量。废油桶设置雨棚防雨水进入，地面设防渗，防渗系数要求低于 10⁻⁷cm/s，并在废油桶周围设 20cm 高 10m³ 围堰，完钻后废油统一交由资质单位贵州绿诺环保科技有限公司妥善处置，或委托其它具备相关危废处置能力的资质单位清运处置，废油对环境影响很小。

散落的钻井泥浆原辅材料、水泥、废弃包装材料等，产生量少，应合理收集，

回收利用，钻井完毕后保证工完料尽场地清，现场无遗留，对当地环境影响轻微，可控制在当地环境可接受范围内。

5.5.3 储层改造阶段固体废物环境影响分析

储层改造期间产生的固体废物包括危险废物和生活垃圾。

(1) 危险废物

压裂作业使用的设备维护过程中产生的废油，由废油回收桶收集，危废暂存间暂存后及时交由有相关资质的单位妥善处置。对当地环境影响小，在当地环境可接受范围内。

(2) 生活垃圾

压裂测试期间工作人员产生的生活垃圾，均存放在钻井工程井场及生活区使用过的垃圾堆放箱中，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置，对环境影响小，在当地环境可接受范围内。

5.5.4 地面采气阶段固体废物环境影响分析

本工程试采过程产生的固体废物主要包括一般工业固废、危险废物和临值守人员产生的生活垃圾。

一般工业固体废物包括：除砂岩屑杂质（除砂撬滤渣和调压过滤器产生砂砾）、脱硫系统产生的石膏、脱盐系统过滤器更换的废过滤料及 EDI 更换的废树脂、空压制氮系统过滤器更换的废滤芯和 PSA 装置废吸附剂；

危险废物包括：脱酸性气体系统活性炭过滤器产生的废活性炭、贫胺过滤器产生的废滤芯、更换的废 MDEA 溶液、脱水系统干燥器产生的废分子筛、MEDA 溶剂及消泡剂使用过程中产生废包装材料以及设备保养产生的废机油类。

(1) 一般工业固废管理要求

根据《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》（公告 2021 年第 82 号）要求对一般工业固体废物进行如下台账管理：

- ①按记录要求记录固体废物的基础信息及流向信息。
- ②按记录要求记录固体废物的产生、贮存、利用、处置数量和利用、处置方式等信息。
- ③每一批固体废物的出场以及转移信息均应如实记录。
- ④台账记录时，应根据自身固体废物产生情况，选择对应的固体废物种类和代

码，并根据固体废物种类确定固体废物具体名称。

⑤鼓励采用电子台账，简化数据填写、台账管理工作；电子台账要实现与国家系统对接，建立电子台账的产废单位可不再记录纸质台账。

⑥台账记录表各表单的负责人对记录信息的真实性、完整性和规范性负责。

⑦应当设立专人负责台账的管理与归档，一般工业固体废物管理台账保存期限不少于 5 年。

(2) 危险废物的收集和管理

本项目建成后，建设单位在厂区内单独建设危废暂存间，建筑面积约 40m²，分类收集暂存危险废物后委托有资质单位清运、处置。

综上，采气阶段一般固废及危险废物固体废物均可以有效处置，对环境影响小，对当地生态环境的影响在接受范围内。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 钻前工程土壤环境影响分析

项目钻前施工期间的开挖会对土壤结构造成一定的影响，主要表现为对土壤的占压和扰动破坏。

本项目主要占用农用地，场地开挖时会扰乱和破坏土壤的耕作层，除开挖部分的植被受到破坏外，开挖土石方的堆放也会破坏农用地的耕作土。开挖与回填混合了原有的在长期发展中形成的层次，不同的层次被打乱并混合在一起，影响土壤的发育，从而影响农作物的生长和农业产量。表层土回填后一般难以恢复原有土壤紧实度，土层过松，易引起水土流失，土体过紧，又会影响农作物生长；施工过程中固体废物残留于土壤中，难于分解，被埋于土壤中长时间残留，影响土壤耕作和农作物的生长。

本项目钻前施工将对井场、放喷池等占地范围内表层土进行剥离和收集，分层压实堆放在井场旁的表土临时堆放区内，待钻井工程完成后作为临时占地恢复的覆土使用，并采取土壤恢复措施，逐步恢复土地原有功能，不会影响农用地的农业生产活动，对区域整个土壤生态系统的影响不大。钻前施工期间施工人员生活污水和生活垃圾依托周边居民现有设施处理，不在场地内排放，对区域土壤环境影响较小，

影响可接受。

另外，项目生活区临时活动板房占地将影响当季农作物种植（生活区布置在相对平坦区域，无大规模开挖和回填，只修建少量活动板房基础结构），同时对土壤产生轻微物理性能影响；临时板房搬迁后即可清除活动板房基础结构，采取适当松土措施，恢复土壤结构功能，进行复垦，对该区域土壤生态环境影响较小，影响可接受。

5.6.2 钻井工程土壤环境影响分析

本项目废气主要为交通运输废气，主要污染物为扬尘等。本项目废气污染物经大气沉降进入附近土壤的量极小，对土壤的影响很小。本项目井场及配套区域均采取了分区防渗措施，防渗层发生破损可能性极低，井场四周均设置了排水沟和隔油沉砂井，并在井场旁设置了应急池，可有效收集井场内的雨污废水，正常情况下无井场污水漫流情况发生，对周边土壤环境影响较小。

在非正常情况下，即在暴雨情况下井场内形成雨污废水漫流进入附近土壤，可能对土壤环境产生一定的影响。为了有效控制井场污水漫流情况发生，本项目在重点污染物产生区域（柴油罐区、危废暂存区域、备用发电机房区域、泥浆储备罐区、泥浆循环系统区、井架区域、“不落地”处置区等）进行了重点防渗，在柴油罐区、危废暂存区域等设置围堰，在井场四角和泥浆储备罐区设置隔油沉砂井，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。钻井泥浆配置、存放均在“不落地”系统配备的泥浆罐中进行，避免污染物通过土壤渗入地下，对土壤影响小。

本项目钻井过程在采取上述措施后，发生井场污水漫流的可能性低，能有效控制污染物进入周边土壤环境，对区域土壤环境影响可接受。且随着工程施工的结束，以及生态保护和临时占地植被恢复措施的进行，本项目对井场周边土壤和农作物的影响将逐步得到恢复。

5.6.3 储层改造阶段土壤环境影响分析

（1）正常工况

正常工况下，本项目压裂液配制和暂存均在重叠液罐内进行，压裂之后的返排液在积液池、重叠液罐内暂存，并及时外运，无污水外排。本项目在积液池、重叠液罐区进行防渗处理，能有效的防止非正常工况下压裂液或返排液漫流进入周边土

壤内。另外，本项目设置了足够容积的应急池，预留一格做应急使用，可在非正常工况下收集漫流的压裂液或返排液，减小对周边土壤的影响。

根据类比分析，本项目压裂测试过程在采取上述措施后，发生污染物漫流的可能性较低，能有效地控制污染物进入周边土壤环境中，对区域土壤环境影响较小，影响可接受。本项目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地土壤和农作物的影响得到尽快的恢复。

(2) 非正常工况

①预测情景

非正常工况：污水池出现裂缝，压裂返排液进入土壤。

②预测模式

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 土壤环境影响预测方法之 E.1.3 公式进行预测。

a) 单位质量土壤中某种物质的增量可用下式计算，公式如下：

$$\Delta S=n\left(I S-L S-R S\right) /\left(p b \times A \times D\right)$$

式中：△S—单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；本项目不考虑，取值 0；

Rs—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；本项目不考虑，取值 0；

pb—表层土壤容重，kg/m³；

A—预测评价范围，m²；

D—表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n—持续年份，a。

b) 单位质量土壤中某种物质的预测值可根据其增量叠加现状值进行计算：

$$S=S b+\Delta S$$

式中：Sb—单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg；

S—单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg。

③预测因子

根据项目特点，选取石油烃、氯化物为预测因子。

④预测源强

污水池出现裂缝或破损发生渗漏，考虑发生渗漏能立即能按照应急预案进行关闭和应急处置的情况，渗漏进入土壤的压裂返排液量按照地下水源强计，氯化物 88.879kg，石油烃 1.778kg。

⑤预测范围和时限

本次预测范围为项目占地范围外 200m 范围内，预测时段为压裂作业期 30d。

⑥预测结果

表 5.6-1 项目压裂测试作业期土壤污染物质预测结果 单位：g/kg

污染源	物质类别	现状值	增量	预测值	标准值
应急池	石油烃	0.008	0.00003	0.008	4500
	氯化物	0.047	0.0013	0.0483	/

注：现状值取占地范围内监测点最大值。

根据上表可知，非正常工况下应急池出现裂缝泄漏压裂返排液，石油烃在评价区域土壤中的预测值（叠加背景值后）满足《土壤环境质量 建设地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018），氯化物无相应管控标准，因此作为背景值予以保留。同时石油类、氯化物在土壤中增量较少，故对土壤的影响较小。

5.6.4 地面采气阶段土壤环境影响分析

本项目污染土壤的途径主要为废水暂存、输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

本项目生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

井场采取了“雨污分流”，压裂返排液（气田水）全部排入井场废水池暂存，并定期通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置。积液池池体采用钢筋混凝土结构，基础一般置于较为稳定的基岩地层之上，池底和池壁进行防渗处理，因此项目污废水正常情况下不会形成地面漫流、污染物垂直下渗量较小。

综上，本项目从源头控制液体物料、废水泄露，同时采取可视可控措施，若发生泄露可及时发现，对收集泄漏物的管沟、积液池以及污水处理站池体等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，液体物料、废水、废液等进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.6.5 事故状态下污染途径

(1) 废水导致的土壤污染途径

本项目钻井水基钻井液经循环使用后暂存在积液池中，用于后续压裂过程的压裂液配置。压裂液配制和暂存均在重叠液罐内进行，压裂之后的返排液在积液池、重叠液罐内暂存，循环使用后最后一口井压裂返排液采用罐车运至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置，项目不设置入河排污口。

若积液池发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。当废水池破裂发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；等查漏发现后，可能造成大面积土壤环境的污染。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，破坏微生物与周围环境构成系统的平衡。同时这些水分经土壤渗入地下水，对地下水水质也造成污染。本次评价在地下水环境影响章节中已分析了事故情况下污水处理站对地下水的影响，从结果可以看出，若该处发生渗漏，污染物将穿过包气带，影响到地下水。污染物穿越包气带的过程中，由于土壤的阻隔、吸附作用，导致土壤受到污染。因此，项目应严格落实好防渗工程并定期检查重点风险点，杜绝事故泄露情况发生。

(2) 油类导致的土壤污染途径

本项目柴油罐区设置有油罐区，采取重点防渗措施，可以有效防止柴油的外溢；本项目油基泥浆、废油基泥浆、油基岩屑均在井场内采用“不落地”设施罐体储存；废油存储在危废暂存间；油基泥浆采用油基泥浆配置罐、循环罐储存，废油基泥浆采用专用油基泥浆罐储存、油基岩屑采用油基岩屑罐储层，并设置含油物质罐区地面采取重点防渗措施，并设置防渗围堰，废油在危废暂存间采用专用收集桶收集，存量小且设置有防渗、严格的管理措施。

根据上述本项目柴油类泄露下，进入油罐区围堰，围堰存量大于柴油容量，柴油泄露不会进入外环境，井场内油基泥浆、废油泥浆、油基岩屑采用罐装，并设置

围堰，井场采取重点防渗措施，可以有效确保罐体破裂后油类的收集，同时，外溢至井场的油类泄露后会因地势高差优先进入积液池，积液池有效收集外溢油类，避免油类进入井场外环境。因此本次土壤污染途径不考虑油类泄露后的污染途径。

5.6.6 土壤污染预测参数

1、评价范围及调查范围

本项目土壤环境影响评价等级为二级。根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤评价范围为井场周边 200m 范围内。

2、土壤环境影响途径、影响源及影响因子识别

储层改造对土壤的影响类型与影响途径见表 5.6-2；根据 GB15618-2018、GB36600-2018，土壤环境影响源及影响因子识别见表 5.6-3。

表 5.6-2 土壤环境影响类型与影响途径表

时段	污染影响型、污染影响途径			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
钻井工程	/	√	√	/
储层改造测试	/	√	√	/

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 5.6-3 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程及节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
场地	钻井工程/水基 钻井液泄露	大气沉降	/		/
		地面漫流	/	石油烃	事故满溢
		垂直入渗	/	石油烃	防渗层破裂
	储层改造工程/ 压裂返排液泄漏	其他	/		/
		大气沉降	/		
		地面漫流	/	石油烃	事故满溢
		垂直入渗	/	石油烃	防渗层破裂
		其他	/		/

a 根据工程分析结果填写。
b 应描述污染源特征：如连续、间断、正常、事故等，涉及大气沉降途径的，应识别建设工程周边的土壤环境敏感目标。

3、污染源调查

(1) 预测因子确定

本次评价主要考虑在事故工况下，设置的积液池可能发生地面漫流或垂直入渗进入附近土壤，造成土壤污染的情况。钻井废水及压裂返排液中的主要污染物有 COD、SS、氯化物、石油类等，钻井废水及压裂返排液中无重金属，本次预测为事故状态下土壤污染物累计预测，不属于可能造成土壤盐化、酸化、碱化影响的建设

项目，主要污染因子根据环境影响识别，主要污染物为废水中石油类泄露至外环境的石油烃。

(2) 预测情景

积液池渗漏：根据工程设计，废水池有效容积 1000m³。假定由于事故下，平台中钻井水基钻井液存储在废水池，废水池池体池底泄漏，面积约为池底面积的 2.5%（25m²），泄露后一周检修期发现。平台返排液储存在重叠液罐（1200m³）中，当罐体破裂的时候，泄露 10%的返排液泄露（500m³），发生泄露后进入积液池（1000m³），在收集、转移过程中可能发生溢出，假定满溢出 30m³返排液，满溢至外环境，溢出时间 1h，及时堵漏后不在泄露。

(3) 污染物产生量

废水渗透地下属于有压渗透，假定包气带充满水，按达西公式计算源强，公式如下：

$$Q=K\frac{H+D}{D}A$$

式中：Q—为渗入到地下水或外环境的污水量（m³/d）；

K—为地面垂向渗透系数（m/d），包气带渗透系数 0.87m/d；

H—为池内水深（m），参照设计，本次取 1.7m；

D—为地下水埋深（m），含水层地下水埋深取周边浅井平均约 2.0m（本

数据根据周边区域工程地质勘察资料获取）；

A—为泄漏面积（m²），m²。

本次渗入土壤的污水量计算参数如下：

表 5.6-4 渗入土壤的污水量计算参数

工艺流程	K	H	D	泄露面积 (m²)	泄露天数 (d)	Q (m³/d)	总泄露量 (m³)
钻井工程	0.87	1.7	2	25	7	40.24	281.66
储存改造 测试	/	/	/	/	0.04	30	30

钻井废水各污染因子浓度分别为：石油类≤30mg/L；压裂废水各污染因子浓度分

别为：石油类≤100mg/L；本次评价以废水浓度最高值进行计算。

钻井废水非正常工况下渗漏的石油类量=8.45kg。

压裂返排液非正常工况下渗漏的石油类量=28.17kg。

4、土壤污染影响预测

采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ694-2018）中 E.1.3 中预测方法进行计算。

$$\Delta S = n(Is - Ls - Rs) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中：ΔS—单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

Is—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

Ls—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g，

本项目取 0；

Rs—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g，

本项目取 0；

ρb—表层土壤容重，取本次环境质量现状监测平均值 1233kg/m³；

A——预测评价范围，厂界外 200m，根据井场地势高差情况，事故发生后从自然排水口进入外环境，以自然排水口呈扇形的区域，46937m²；

D——表层土壤深度，取 0.2m；

n——持续年份，a，钻井工程泄漏约 7 天发现，约 0.16 年；压裂液泄露

按 1 天计，即 0.0028 年；

单位质量土壤中某种物质的预测值可根据其增量叠加现状值进行计算：

$$S = S_b + \Delta S$$

式中：S_b——单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg；

S——单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

由于工程特征污染物主要为石油烃，根据《建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）进行预测。

项目土壤背景值石油烃取本次评价现状监测结果最大值。

计算结果详见下表。

表 5.6-5 项目土壤物质预测结果 单位：g/kg

泄露事故	物质类别	现状值	增量	预测值	标准值	达标情况
钻井废水	石油烃					达标
压裂返排液	石油烃					达标

备注：取本次各点土壤监测值中最大值作为本底值；

由上表可知，在事故发生泄漏的情况下，钻井废水或压裂返排液中石油类在土

壤中增量较少，故对土壤的影响较小。

本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和分区防渗措施，预计周边耕地土壤及占地范围内各评价因子满足相关标准要求；本项目钻井过程对土壤环境影响较小，是可以接受的。

5、土壤污染影响深度预测

本项目可将包气带水流概化为垂向一维流。可采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 土壤环境影响预测方法之 E.2.2 一维非饱和溶质运移模型预测方法进行预测。

（1）一维非饱和和水分垂向运移控制方程：

假定水分运移过程中气相作用很小，忽略温度梯度的影响，非饱和带水分运移采用 Richards 方程的修改形式来表示，公式如下：

$$\begin{cases} \frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[K \frac{\partial h}{\partial z} \right] \\ -K \left(\frac{\partial h}{\partial z} + 1 \right) = V(z, t) & z=0, t \geq 0 \\ \theta(z, t) = \theta_s & z=0, t \geq 0 \\ \theta(z, t) = \theta_0 & 0 < z \leq H, t=0 \end{cases}$$

式中： θ —土壤体积含水率，L³/L³；

t—水分运移时间，T；

h—非饱和带压力水头，L；

K—土壤水的非饱和和水力传导率，L/T；

θ_s —饱和含水率；

θ_0 —初始含水率；

V—渗透通量，L/T；

H—非饱和带深度，L。

（2）一维非饱和和溶质垂向运移控制方程

忽略污染物在气相中的扩散，不考虑液相中通过对流和弥散作用进行溶质运移时的化学反应，在固液相间的吸附作用采用线性平衡方程，公式如下：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中：c——污染物介质中的浓度，mg/L；

D——弥散系数， m^2/d ；

q——渗流速率， m/d ；

z——沿 z 轴的距离，m；

t——时间变量，d；

θ ——土壤含水率，%。

初始条件：

$$c(z,t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

边界条件：第一类 Dirichlet 边界条件，适用于连续点源情景。

$$c(z,t) = c_0 \quad t > 0, z = 0$$

(3) 边界条件概化和参数设定

将包气带水流概化为垂向一维流。积液池渗漏污染物随污水不断地渗入包气带，污染物在破裂处浓度最高。HYDRUS-1D 只考虑污染物在非饱和带的一维垂直迁移，因此模型的边界只有上边界和下边界，上边界为积液池场地的底断面，下边界为包气带底部（即潜水面）。模型中的水流模拟采用经典 Richards 方程来描述水分迁移的过程，模型上边界设定为大气边界，下边界设定为自由排水边界。而溶质运移模型采用对流—弥散方程，模型上边界设定为定浓度边界，下边界设定为零浓度边界。

水分迁移模型需要确定的水文地质参数包括：残余含水率 θ_r 、饱和含水率 θ_s 、垂直饱和和渗透系数 Ks 以及曲线形状参数 α 、 n ，均采用 HYDRUS-1D 软件提供的土壤经验参数库中的数值。溶质的空间权重计算方案选择 Galerkin 有限元法，时间权重计算方案选择 Grank-Pb cholson 古典显示法。

本次场地附近土壤主要为中性紫色土，调节池底部 0~0.5m 为壤土层，0.6~1.2m 为粘土层，1.2m~为泥岩层，地下水水位埋深 20m。垂向上按 30cm 一个格剖分，将模型剖面剖分成 101 个节点。在预测目标层布置 5 个观测点，从上到下依次为 T1~T5，距模型顶端距离分别为 20cm、40cm、60cm、120cm、400cm。

(4) 模拟预测结果

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018），土壤污染风险筛选值（第二类用地）中土壤污染风险筛选值单位和检测标准检出限单

位均为 mg/kg ，预测结果为非饱和带土壤中浓度（单位为 mg/cm^3 ），因此需要对计算结果进行转换，转换公式为：

$$X1=X0\times\theta/\text{Gs}\times1000$$

式中：X1-转换后污染物浓度限值， mg/kg ；

X0-转换前污染物质量比限值， mg/cm^3 ；

Gs-土颗粒重 g/cm^3 ；1.22；

θ -土壤含水率。

从环境安全角度考虑，不考虑吸附作用、化学反应作用等对溶质运移的延迟，采用连续注入模型预测石油类进入包气带后的迁移行为。预测结果见图 5.6-1 所示。

图 5.6-1 同一时间包气带中石油类浓度与深度关系曲线

由图 5.6-1 可见，石油类在整个包气带剖面的浓度分布情况，随着时间的增加，由于包气带整体防污性能较好，因此靠下的观测点石油类浓度均较低，其中 T1 点（20cm）受影响较大，最高浓度达到 4.0mg/cm^3 。

由上面分析可知，整个包气带剖面石油类浓度随时间增加，因此，评价要求必须严格做好站内防渗和施工质量，避免泄露事件发生。

5.7 生态环境影响分析

本工程影响生态环境的因素主要是在钻前施工期间，在此期间会对井场及所征用土地的植被进行清除，改变土地利用现状；对井场用地进行开挖、平整会改变土壤结构，造成地表裸露，开挖的土石方临时就近堆放，可能引起新的水土流失；环境改变和施工噪声可能会影响周围栖息的动物。钻井工程对生态环境的影响主要源于污染物的排放和生态环境事故状态下对当地生态环境的影响，本评价将事故状态的生态环境纳入环境风险评价中一并予以评价。

5.7.1 项目占地对土地利用影响分析

本项目总占地面积 2.4641hm^2 ，为钻井队临时生活区活动板房占地和钻井配套设施占地，占用主要土地利用类型为耕地（旱地）、有林地，均为临时用地，测试定产后具备开采价值后再按照永久占地完善手续，临时占地时间约 26 个月。由于本项目临时占地占用了耕地，该部分土地无法在短时间内恢复，需要对占用的耕地进

行补偿，根据现场调查，项目的井场选址占地在当地现有土地利用类型中所占比例很小，不会导致区域土地利用格局变化，对区域土地利用格局产生的影响甚微。本项目对农业生产的直接影响主要体现为因临时占用耕地而造成耕地内的玉米、红薯和水稻等经济作物减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对耕种农户进行补偿外，在施工结束后对临时占地应委托原被征地农户进行耕地的复耕复种工作，进行必要的土壤抚育，多使用有机肥，恢复临时占用耕地的生产力。工程开工前，应先剥离占地范围内表层土，表层土堆置于井场外西侧的耕植土堆放场，并对堆放场做好水土保持措施，待钻井工程结束后，回填临时占地表层，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，对土地利用影响小。

另外，本项目涉及占用永久基本农田，但属于临时占地，建设单位已取得赤水市自然资源和规划局出具的《关于新胜 12 平台钻采工程项目临时用地选址的复函》，同意项目临时用地选址。

在建设过程中还应采取措施对基本农田加以重点保护，施工时，应严格施工管理，严格控制施工作业范围，对于临时占用的基本农田，表层耕植土应进行表层剥离，并设置表土堆放场，对表土进行保护，后期用于复耕以尽可能减小土壤肥力损失，进而减小农作物损失。

5.7.2 对永久基本农田的影响分析

根据《省人民政府办公厅关于加快推进页岩气产业发展的指导意见（2019-2025 年）》（黔府办发[2019]34 号）文，要求保障页岩气开发项目的建设用地，在试采和取得采矿权后转为开采井的，应依法办理农用地转用和土地征收审批手续；涉及占用永久基本农田的，按规定进行补划；将页岩气勘探开发用地纳入国土空间规划，在土地利用年度计划中应保尽保。

在测试结束具有开发价值的，建设单位应依法办理农用地转用和土地征收审批手续，由相关主管部门按规定进行补划，不会造成所在区域的基本农田数量减少。

因此，本项目的实施对永久基本农田功能区的影响较小。

5.7.3 工程建设对土壤影响分析

工程对土壤的影响主要有两方面，一是工程建设期的开挖、填埋行为对土壤结构的破坏；二是工程排放的污染物对土壤质地性状的影响。

对场地平整产生的剥离表层土堆存于井场外表土堆放场内，在钻井结束后用于场

地临时占地的复垦表层用土。剥离表层土临时堆放采用夯实、覆盖彩条布等严格的水保措施防止水土流失。搭建在乡村水泥公路旁旱地上的生活区临时活动板房将影响当季农作物种植，同时对土壤产生轻微物理性能影响，临时板房搬迁后即可复垦。

本项目采用当地电网电作为动力电源，采用备用柴油发电机作为备用电源，选用环保合格的备用柴油机并使用轻质环保的柴油提供动力，柴油机废气排放时间短，区域敏感作物少，对农作物生长影响很小。通过井场内排水沟、地表硬化防渗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，可控制在井场范围内，同时在井场地面采用级配碎石水泥硬化，有效吸附过滤渗漏的污水水污染物以保护占地原表层土壤。对于被占地农户进行青苗补偿，根据耕地不同作物的市场价格，与损失方协商后进行经济补偿，对于临时性占地，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，有效的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的恢复。

5.7.4 对项目所在区域植物影响分析

(1) 施工期

井场占地将临时占用一定数量的林地和灌草丛，林地砍伐、灌草丛的损毁都将造成植物群落物种个体数量减少，生物量丧失，植被覆盖率降低，从而造成地表裸露，水土流失增加。

结合对区内已建、在建钻井平台的调查，占地及施工扰动周边区域的植被，除了被砍伐、损毁的植被，周边植被影响不明显，且所砍伐、破坏的植被类型是当地群落分布普遍，个体数量极大，优势地位明显的种类。

因此，小面积的破坏不会影响评价范围植被类型格局，不会因物种个体数量的减少而影响其优势种或建群种的地位，也不会造成该区域植物生物多样性的损失，对植物区系的结构方面不会有明显影响。

压裂测试阶段放喷时，出于防火安全控制要求，须对周围 50m 范围树木砍伐或移栽清理；放喷燃烧产生的热辐射对放喷池周边植被有一定程度影响，由于本项目预计井下气量较小，且单井测试放喷定产燃烧时间短（4d 左右），加装防火砖墙阻挡燃烧热，热辐射影响时间短，一般情况下此类影响放喷池周边植被可自行恢复。

(2) 运行期

本项目试采期不新增占地，不涉及植被进一步的破坏，井场占地面积较小，钻前工程临时占地所涉及的植被可恢复，对区域植被现状影响较小，影响可接受。

5.7.5 对陆生动物环境影响分析

(1) 施工期

评价范围内分布的野生动物以野兔、鼠类、雀类等广布型小型兽类和鸟类及当地常见的爬行类、两栖类为主。项目对占地范围内植被的破坏，将直接影响穴居的啮齿类、爬行类动物及筑巢、觅食林间的鸟类。动物可以通过重新寻找附近的相同生境定居，躲避影响。局部生境丧失不会导致依赖这些生境生存的动物物种数量下降。

根据资料收集、现场踏勘和调查，规划生态环境影响评价范围内未发现国家级、省级保护的珍稀濒危野生动物集中栖息地。施工中如发现国家和省级珍稀保护动物，不得随意捕杀和伤害，应及时向林业部门 and 环境保护部门报告，并加以保护。

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。页岩气井开采施工活动对野生动物的影响主要来自钻井和压裂过程中人类活动、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。

钻井过程除了占地影响动物生境外，主要的影响来自噪声，钻井过程的噪声源强在 70dB (A) ~ 102dB (A)，动物长期在高噪声的环境生存可能会影响动物的生理机能，但是与植物不同，动物易于躲避干扰，重新寻找远离干扰源的生境定居，且钻井噪声属于短期、可逆的，钻井结束后，对动物的影响也随之消失。

(2) 运行期

运行期，对陆生动物的影响主要是站场紧急放空时产生的瞬时强噪声对动物造成惊吓，项目所在的站场位于农村地区，野生动物均为常见的啮齿类、爬行类、鸟类动物及人工饲养的畜禽，紧急放空只会在事故时发生，且持续时间短，对动物的影响在可接受范围。

5.7.6 对项目所在区域景观影响分析

(1) 施工期

本项目未涉及自然保护区、森林公园、湿地公园、风景名胜区等特殊、重要生态敏感区，也不涉及重点文物保护单位。

项目评价范围以农田、林地及人工景观占主导地位，根据项目评价范围内土地利用现状可知，评价范围农田景观具有较好的结构连接度。施工期临时性占地对农田景观产生的影响属于短期不利影响，这种影响是可逆的，不会改变评价范围农业生产结构，工程结束后不利影响会很快消失。

项目区农业生产历史久远，景观生态类型呈明显人工和半人工特点，从整个评价范围来看，无论是景观比例还是景观优势度，占据重要位置的景观类型均为人工栽培植被景观，同时也是受工程建设影响最大的景观。

因此，根据项目特点及区域景观类型组成，施工不会影响评价范围优势景观类型，对区域农田景观格局影响很小，对景观功能影响也很小。

(2) 运行期

运行期，井场临时占用的旱地、水田等已恢复原有土地利用状况，原有耕作制度已恢复。采取科学人工培肥、土壤熟化措施，临时性占用的农田土壤肥力很快可以恢复。永久占用的耕地变为建设用地，但是永久占用耕地的比例小，不会改变区域农田景观的格局，也不会改变评价范围的农业生产结构。

井场占用的林地面积很小，在施工结束后，临时占用的林地、灌丛，随着演替的发生，都将得到恢复，对林地的景观格局影响不大。

另外，井场建设将使区域景观斑块的破碎程度有一定的增加，但对自然景观内部功能的发挥阻碍作用较小，斑块之间继续保持着较高的连通性。

5.7.7 水土流失影响分析

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

根据设计，本项目井场钻前工程土石方最终可做到挖填平衡，但在施工过程中，需对占地范围内的耕作层土壤进行单独剥离、单独临时堆存。本项目设计中考虑将

临时表土堆场设置于井场外附近的挡墙台阶地内，钻前工程施工时，将场地内的表土进行剥离并在临时表土堆场内予以单独存放，临时表土堆场四周设置挡土墙和截排水沟，减少雨水的冲刷；在表土临时堆存期间，对其采用土工布遮盖，或进行临时绿化，可有效减少水土流失。完钻后临时堆存的表土用于各类池体回填后的表层覆土复植用，同时对临时表土堆场进行复垦。通过该措施，本项目大大减小了土石方开挖引起的水土流失量。

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

5.7.8 封井生态环境影响分析

页岩气开采属典型“地下决定地上”型项目，井下确无开采价值时，则对井筒实施封井作业，平台实施生态恢复作业。通过井场设施拆迁，设备基础、构建筑将拆除，场地土地平整和生态恢复，放喷池、应急池、清水池等填方区填方处置后，井场占地除井口保留井安置外，场地实施复耕复种生态恢复作业，封井作业后现场无“三废”、噪声排放。封井后本项目对生态环境影响因素将不再存在，无废气、废水、废渣等污染物产生和排放影响生态环境。

对井场道路，结合本项目测试定产情况，若将进入地面采气阶段，则交由开发单位完善道路永久占地手续和实施道路边坡修整和硬化作业；若完井试采情况不佳，井场将封井封场处理，则需按照临时占地恢复要求，对井场道路实施复耕复种，同时应广泛征询周边居民对井场道路恢复或保留的意见，尽可能的方便周边居民出行，以便构筑和谐企民关系。

5.8 热辐射环境影响分析

在储层改造阶段，目的产气层测试放喷天然气将点火燃烧处理，故本评价重点考虑井场外放喷池点火燃烧放喷天然气时对周围环境的热辐射影响。

点火燃烧产气层测试放喷页岩气以地面火炬形式形成喷射火，因本项目目的层测试放喷产气层测试放喷 4d 左右，属短期排放，且测试前后间隔时间长，故不考虑太阳热辐射强度和各测试层位间的热辐射叠加。暴露时间按 30s 进行计算。根据 EIAProA 预测软件进行计算。在 30s 的暴露时间下，各伤害（概率=50%）对应辐射

强度及伤害半径件表 5.8-1：在 30s 的暴露时间下，给定辐射强度 q (KW/m^2) 下的死或伤概率 (%) 见表 5.8-2。

表 5.8-1 30s 暴露时间下伤害对应辐射强度及伤害半径

伤害类型	对应辐射强度	烧热辐射伤害半径 (m)
有衣服保护时 (20%皮肤裸露) 的死亡伤害	18.420KW/m ²	8.65m
有衣服保护时 (20%皮肤裸露) 的二度烧伤	12.200KW/m ²	10.55m
有衣服保护时 (20%皮肤裸露) 的一度烧伤	5.360KW/m ²	15.71m
财产损失 (持续时间为 30s)	25.843KW/m ²	7.33m

表 5.8-2 30s 暴露时间下给定辐射强度下的死或伤概率

Q (KW/m ²)	皮肤裸露时死亡概率 (%)	有衣服保护时 (20%皮肤裸露) 死亡概率 (%)	有衣服保护时 (20%皮肤裸露) 二度烧伤概率 (%)	有衣服保护时 (20%皮肤裸露) 一度烧伤概率 (%)
37.5	99.95	99.24	100.00	100.00
25.0	97.08	85.14	99.81	100.00
12.5	31.80	9.29	53.90	99.97
4.0	0.00	0.00	0.00	11.93
1.6	0.00	0.00	0.00	0.00

根据以上预测可知，本工程测试放喷点火燃烧产生的热辐射致死最大半径为 8.65m，伤害半径为 15.71m，根据对放喷池周边环境敏感点的调查和钻井行业规范要求，热辐射预测伤害半径内无居民点，且按照测试放喷要求，放喷池周边 20m 处设置警戒线，严防不相关人员靠近，故放喷页岩气燃烧热辐射不会对周边居民造成影响。在放喷时，虽采用了放喷池放喷（放喷池壁高 3.5m）减少热辐射影响，但是燃烧产生的热辐射会对放喷池周围的土壤和植被会造成灼伤，需对因热辐射导致周边农作物等植被破坏予以补偿。

5.9 退役期环境影响因素分析

5.9.1 退役工艺流程

闭井期为采气井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能时段。闭井后作业主要包括拆除井场的采气设备、设施，封闭出气层段和采气井口，井场清理等。

5.9.2 退役期环境影响因素及产污环节

退役期污染源主要为施工扬尘、车辆噪声、清管废水及施工固废，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；井场废水池回填复垦前，先将池内剩余气田水

通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置；井场拆除的采气设施、集输设施、井构筑物等进行综合利用，废弃建筑垃圾运至建筑垃圾填埋场。

6 环境风险评价

6.1 评价目的和评价重点

环境风险评价是分析和预测该项目在钻井、压裂测试采过程中存在的潜在危险、有害因素，该项目在建设期间可能发生的突发性事件或事故（不包括人为破坏或自然灾害），引起井场内可燃气体、液体泄漏，所造成的人身安全、环境影响的损失程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境风险影响达到可接受水平。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）导则要求，本次环境风险评价关注点为环境风险事故状态下对厂（场）界外环境的影响，同时关注钻井污染物处理单元、废水泄漏等对当地环境的环境风险影响。

6.2 风险识别

6.2.1 施工期风险源调查

1、施工期间主要原辅材料

施工期主要是天然气评价井进行钻井和压裂作业，风险源主要为井场内钻井、压裂主要原辅材料，包括甲烷、柴油、白油、盐酸等；以及钻井过程中可能涉及的主要危险物质为硫化氢（有毒气体）、 CH_4 （易燃易爆）。

施工期，按照 15 分钟井喷量计算，根据设计，绝对无阻流量约 $5.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。预计本井井喷失控泄漏量按 $0.228 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ 计算，相对密度为 0.5599；甲烷含量为 99mol%，硫化氢含量为 $7.536 \text{g}/\text{m}^3$ ，则计算结果甲烷量为 0.292t，硫化氢量为 0.004t。

项目共有 4 个 15m^3 盐酸储罐，20%稀盐酸密度为 $1.098 \text{t}/\text{m}^3$ ，最大存量为 65.9t，项目储存盐酸不属于浓度 $\geq 37\%$ 的风险物质，稀盐酸挥发性低，风险事故下主要为浓度 20%的盐酸对水环境具有危害性，因此本次评价将稀盐酸折纯为 37%盐酸，属于危害水环境物质（急性毒性类别 1），临界量为 100t。经计算，65.9t 的 20%稀盐酸折纯为 47.04t 的 37%盐酸。

钻井工程主要原辅材料、压裂返排液和产品成分、物理化学特性及毒性见表

6.2-1。

表 6.2-1 施工期间主要材料成分及理化性质表

钻井液中影响环境的主要成分是有机物类、无机盐类、纯碱等配浆和加重材料中的杂质，本项目采用的水基钻井液属无毒无害物质，呈碱性，油基钻井液主要含油成分，具有易燃性。水泥及添加剂主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不含易燃、易爆、有毒物质。

柴油在柴油罐内存储，储罐基础防渗并设置围堰。钻井材料在材料堆存区存放，堆存区地面采用混凝土硬化，四周设围挡，顶部设置雨棚，钻井材料分区堆放；钻井液在井场内循环罐内配置。

压裂作业各原辅材料钻井过程中不存储，仅在压裂施工期间暂存，暂存周期较短。盐酸采用储罐存储，其它原辅材料在材料堆存区暂存。

综上所述，施工期原辅材料中主要危险物料为柴油和盐酸，柴油和盐酸的详细理化及危险特性见表 6.2-2 和表 6.2-3。

表 6.2-2 柴油物理化学及危险特性表

表 6.2-3 盐酸物理化学及危险特性表

2、压裂返排液

返排测试期间井场压裂返排液最大储存量为 1000m³，返排液中不含苯系物和多环芳烃类，返排液中镉、铅、汞的浓度均低于《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中表 1 第一类污染物最高允许排放浓度，均低于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类水质标准。返排液不能回用的通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置，运输过程中发生泄漏会对沿途地表水体和土壤造成污染。

3、危险废物

本项目危险废物为废油和油基钻井岩屑。

废油主要含油成分，具有易燃性；油基岩屑含有少量柴油，处理不当，可能会对土壤和地下水造成影响。

6.2.2 采气阶段风险源调查

本项目采气阶段实施过程中涉及的主要危险物为是天然气主要成分 CH₄（易燃易爆）、H₂S（易燃易爆、有毒）和试采使用的制冷剂及脱酸溶液、机油及润滑油。

本项目厂区内最大在线存在量为涉及到的罐体、池体正常生产运行时的量，以及槽车在厂区的最大充装量和气相管道和液相管道，主要风险源及在线量如下。

(1) 井口集气工艺风险物质在线量

井口集气工艺各设备及管线内天然气在线量约为 50m^3 ，根据气质组分报告，甲烷含量为 99%，故甲烷在线量为 35.36kg ；硫化氢含量为 7.536g/m^3 ，则硫化氢在线量为 0.38kg 。

(2) LNG 净化回收单元风险物质在线量

①设备内天然气

LNG 试采回收单元内各设备内天然气在线量约为 100m^3 ，则甲烷含量为 70.71kg ；考虑最不利情况下，硫化氢含量为 0.75kg 。

②制冷剂系统

根据制冷剂内各制冷剂（标况下）在线体积，各制冷剂在线量情况如下：

甲烷在线量： $26\text{m}^3/22.4\text{L/mol} \times 16\text{g/mol} = 18.57\text{kg}$

正丁烷在线量： $22\text{m}^3/22.4\text{L/mol} \times 58\text{g/mol} = 56.96\text{kg}$

乙烯在线量： $8\text{m}^3/22.4\text{L/mol} \times 28\text{g/mol} = 10\text{kg}$

③脱酸（碳）单元

设有 2 个 $3.5\text{m}^3\text{MDEA}$ 胺液贮槽，则 MDEA 最大在线量为 3.3t 。

④LNG 槽车

本项目试采回收单元采用 LNG 槽车输送，考虑现场同时最多仅有 1 辆槽车为满载状态。单车 LNG 最大容量 45m^3 （标况下 30835m^3 ），则槽车风险物质在线量为： $30835\text{m}^3/22.4\text{L/mol} \times 16\text{g/mol}/1000 = 22.03\text{t}$ 。

(3) 润滑油

润滑油场内最大暂存量为 0.5t 。

本项目试采期主要风险物质为自产页岩气，目的层页岩气主要成分为甲烷，甲烷的理化性质及危险特性见表 6.2-4。

表 6.2-4 甲烷物理化学及危险特性表

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体黏膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

表 6.2-5 天然气的 H₂S 物理化学特性表

表 6.2-6 硫化氢对人的生理影响及危害

表 6.2-7 二氧化硫物理化学特性表

N-甲基二乙醇胺 (MDEA) 具体的物理、化学性质、危险性参数和毒性参数见下表。

表 6.2-8 N-甲基二乙醇胺 (MDEA) 危险特性表

6.2.3 生产过程风险识别

(1) 生产系统风险识别

生产系统危险性识别首先参照本工程各生产装置、储运设施、公用工程和辅助生产设施以及环境保护措施，由此可识别工程建设生产过程中的风险源。

危险单元是由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元，一个独立的危险单元在事故状况下应可实现与其他功能单元的分割。本项目危险单元主要为试采回收单元。试采回收单元内天然气、液化工艺装置，存在较高火灾、爆炸危险性。

吸收塔、换热器、分离器、再沸器等设备，若由于焊缝质量差或未焊透等原因，压力过高导致设备在焊缝处发生开裂；管线或设备腐蚀穿孔；设备自身密闭性不强，阀门、法兰、引压管路接头密封不严等都可引起天然气泄漏进而引发火灾爆炸事故。在生产过程中产生的超温、超压、超负荷的异常情况，会使设备、管线的动、静密封点的密封性能失效，导致产生壳体裂纹，使天然气逸出遇明火发生火灾、爆炸。

由于天然气属于易燃、易爆物质，泄漏到空气中遇明火、高热易燃烧爆炸。火灾爆炸事故对环境的影响较为严重。火灾爆炸事故一旦发生，不但会造成人员的伤亡，财产的损失，还将影响和妨碍作物生长，燃烧产生的大量碳氢化合物、一氧化碳、烟尘等污染物还会造成大气污染，火灾爆炸事故主要危害集中在事故现场。装卸胶液的车辆发生翻车、存放废水的应急池发生垮塌或泄漏时，外泄的污水将会污染周围的农田、地表水体。

结合本项目各单元工艺流程，对各危险单元的风险源进行识别，风险识别结果见下表所示。

表 6.2-9 本项目生产系统环境风险识别表

(2) 风险事故因素分析

通过项目技术分析和类比分析调查，项目潜在的危险种类、原因及易发场所见

下表。

表 6.2-10 潜在危险因素分析

序号	事故种类	发生原因	易发场所	备注
1	燃烧爆炸事故	操作原因：设备超压，或因操作失误。 设备原因：设备不符合设计技术要求；设备损坏而未及时维修；安全泄压阀失灵，设备仪表腐蚀引入爆炸气体；设备管道泄漏使易爆气体外逸形成爆炸性气体混合物；设备维修不慎，引起火灾爆炸。环境原因：操作中产生静电火花引起蒸汽燃爆。	设备管道、物料贮存装置	影响大，发生频率低
2	泄露中毒事故	操作原因：违章指挥、违章作业、误操作设备原因：设备故障，管道堵塞或损坏；设备放空、排污装置配置不当；主要转动设备发生故障；长期超负荷运行。安全设施有缺陷。	管道设备、物料输送设备、储罐、压缩机等场所。	污染范围大，发生频率低

综上，本项目试采期环境风险识别汇总见下表所示。

表 6.2-11 建设项目环境风险识别

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	井口集气装置区	工艺装置	天然气（甲烷、硫化氢等）	危险物质泄漏、火灾爆炸等次生伴生污染物排放	大气	环境空气保护目标
2						
3		槽车				
4		试采回收装置区	矿物油	危险物质泄漏	地下水	地下水环境敏感目标、环境空气敏感目标
5		胺液贮槽	MDEA 溶液	危险物质泄漏	地下水	地下水环境敏感目标、环境空气敏感目标

6.3 环境敏感目标概况

项目所在地不涉及森林公园、自然保护区等环境敏感区，项目周边环境保护目标具体情况见表 1.8-2。

6.4 环境风险类型及扩散途径分析

6.4.1 施工期环境风险类型及扩散途径

结合前述环境风险识别结果，确定本项目环境风险评价类型见下表。

表 6.4-1 建设项目环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物 质	环境风险 类型	环境影响途 径	可能受影响的环 境敏感目标
1	井口	地层天然气	硫化氢、甲烷	泄漏，伴生/次 生污染物排放	大气	周边的居民、学校、城镇 等大气环境保护目标
2	柴油罐	柴油罐	柴油	泄漏	地表水、地 下水	周边的农田坑塘、平滩河 等以及地下水含水层
3	应急池	应急池	钻井、酸化、 洗井废水	泄漏	地表水、地 下水	周边的农田坑塘、平滩河 等以及地下水含水层
4	岩屑堆放区	岩屑堆放区	油基岩屑、水 基岩屑	泄漏	地表水、地 下水	周边的农田坑塘、平滩河 等以及地下水含水层
5	危废暂存间	废水罐、废油 桶	废水、危险废 物	泄漏	地表水、地 下水	周边的农田坑塘、平滩河 等以及地下水含水层
6	酸液罐	酸化液罐体	20%稀盐酸	泄漏	地表水、地 下水	周边的农田坑塘、平滩河 等以及地下水含水层

6.4.2 试采期环境风险类型及扩散途径

本项目试采期环境风险类型包括危险物质泄漏，火灾、爆炸等引发的伴生次生污染物排放，同一种危险物质可能有多种环境风险类型。本项目主要环境风险物质为CH₄，此外，还要考虑CH₄泄漏后的火灾事故中未完全燃烧产生的伴生污染物CO，以及火灾事故时产生的消防废水和事故后维修作业废水。本工程试采期涉及的危险物质及每种危险物质涉及的风险类型、扩散途径和可能影响方式见下表所示。

表 6.4-2 本项目试采期环境风险识别表

危险物质	环境风险 类型	环境要素影 响	扩散途径和可能影响方式
甲烷、乙 烷、正丁 烷、润滑 油、机油等	泄漏	大气	泄漏后直接进入大气环境，通过大气扩散对项目周围环境 造成危害，致使居民窒息
		火灾、爆 炸	泄漏发生火灾事故，引发伴生污染物 CO、NO _x 等进入大 气环境，对项目周围环境造成危害
	火灾、爆 炸	地表水	泄漏发生火灾事故，引发伴生污染物 CO、NO _x 等进入大 气环境，对项目周围环境造成危害
MDEA 溶 液	泄漏	地表水、地下 水、土壤	储罐发生泄漏，导致 MDEA 溶液进入地表水、地下水、 土壤环境，对项目周围环境造成危害

6.5 风险预测与评价

6.5.1 施工期风险事故影响分析

(1) 天然气泄漏爆炸风险影响分析

①井喷失控天然气泄漏量计算

根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》(AQ2016-2008)和本项目钻井工程设计资料,钻井现场设置主、辅两个放喷池,并配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统,按照建设单位对发生井喷环境风险事故时的井控管理要求,在出现井喷事故征兆时,现场作业人员应立即进行点火准备工作。在符合下述条件之一时,须在 5min 内实施井口点火:

- ①气井发生井喷失控,且距井口 500m 范围内存在未撤离的公众;
- ②距井口 500m 范围内居民点的硫化氢 3min 平均监测浓度达到 100ppm,且存在无防护措施的公众;

③井场周边 1000m 范围内无有效的 H₂S 监测手段。由于本工程井场周边 500m 范围内有居民分布,事故状态下应在 5min 内启动点火程序实施点火。

井场内同时配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统,可确保按要求在井喷失控后 5min 内成功实施点火作业。事故放喷时无阻流量按 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 计算(井间独立控制,按独立单元计算),井喷天然气放喷时间按最大量 5min 计,总计天然气泄漏量 174m³。

②甲烷泄漏爆炸影响分析

由于甲烷摩尔质量低于空气,属于轻质气体,随着时间的推移,扩散到空气中的甲烷会逐渐上浮,形成蒸气云团,如遇到明火,存在火灾爆炸风险。

在得到云团中燃料的质量的情况下,按下式直接计算爆炸冲击波超压 Δp 。

$$\ln(\Delta p_s / p_a) = -0.9126 - 1.5058(\ln Z) + 0.1675(\ln Z)^2 - 0.0320(\ln Z)^3$$

$$Z = R / \left(\frac{E}{P_a} \right)^{1/3}; \quad E = 1.8 \alpha W Q_c$$

式中: Δp_s —为冲击波正相最大超压 (Pa);

Z—为无量纲距离;

Pa—为环境压力;

R—为目标到爆源的水平距离 (m);

E—为爆源总能量 (J);

α —为蒸气云当量系数,一般取 0.04;

W—为蒸气云中对爆炸冲击波有实际贡献的燃料质量 (kg)；

Qc—为燃料的燃烧热 (J/kg)。

注：爆炸冲击波超压 $\Delta p < 20\text{kPa}$ ，能保证人员安全； $20\sim 30\text{kPa}$ ，人体受到轻微损伤； $30\sim 50\text{kPa}$ ，损伤人的听觉或产生骨折； 50kPa 以上，严重损伤人的内脏或死亡。

表 6.5-1 泄漏天然气爆炸各种损失半径 单位：m

类别	安全距离	防护距离	损失距离甚至死亡
距离	48.66	27.92	8.99

根据爆炸超压标准限值，结合计算结果，井喷失控天然气爆炸影响的安全距离为泄漏爆炸点外 48.66m，防护距离为 27.92m，损伤至严重致死区域为 8.99m 内。本项目的井喷失控天然气爆炸冲击波严重致死区域位于井场安全距离内，属于安全事故。场界内按照项目安全评价内容加强监管，一旦井喷失控，严格控制井口周边明火，场界外受影响范围，应组织人员撤离，保证周边居民生命财产安全。

③硫化氢泄露影响分析

在工程上，高含硫化氢天然气井发生井口失控，短时间无法控制，任一检测点连续 3 分钟监测的硫化氢浓度平均值达到 100ppm，井口点火决策人应在 15min 内下令实施井口点火。若井场自动点火装置失灵，也可以用点火枪远距离实施点火，从井涌至井喷至少要 20min，足够井场工作人员安全撤离并且做好远距离点火准备，且经类比预测本项目硫化氢含量为 7.536g/m^3 ，是低含硫化氢天然气。

若出现井喷失控，通过点燃装置将 H_2S 点燃生产危害性较小的 SO_2 气体。井喷点火后产生的主要污染物为 SO_2 ，虽然持续时间可能较长，但国内外目前并没有发生过含硫气田井喷释放的 SO_2 致死的情况。

④火灾或爆炸事故次生污染物对环境的影响

在事故状态下，若发生火灾或爆炸事故，天然气燃烧生成的主要产物为 CO_2 和 SO_2 、 H_2O ，会导致区域内 SO_2 浓度迅速上升，导致局部环境空气质量急剧下降。事故时天然气燃烧主要采用二氧化碳或干粉灭火器等进行灭火。若引发大面积火灾时会产生一定的消防水，但该类消防水不含有有毒有害物质，对项目拟建地周围环境不会造成较大污染。

(2) 井漏环境风险影响分析

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

（3）油罐事故影响分析

油罐的风险影响主要是柴油罐区的火灾爆炸。油罐设置在基础上，基础周边设置围堰、收油沟以及隔油池。油罐密闭，柴油发生大量泄漏的几率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集在隔油池内，可有效进行防止污染。罐体破裂导致柴油大量泄漏的几率很小，一旦产生废油泄漏主要污染罐体周边旱地土壤，对土壤造成污染，造成经济影响。

（4）对地表水环境的风险影响分析

①废水泄漏或外溢影响分析

钻井废水、酸化废水的危害主要表现在： pH 值过高过低、可溶性盐含量高，含石油类。泄漏和外溢废水对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将泄漏废水或受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为水田和旱地。项目附近有冲沟等，泄漏的废水可能随着降雨进入地表水，使地表水中的 COD 、石油类增高，影响水生生物的生长。

②柴油、废油等泄漏和外溢影响分析

柴油和废油泄漏对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是柴油或废油泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为旱地和水田；项目附近有冲沟等，泄漏的柴油或废油可能随着降雨进入地表水，将产生如下危害：薄层油在地表水体中可大大降低水体及动植物对氧的摄取，能引起某些生物死亡率的增加。因此，加强管理尽量杜绝风险事故发生是控制污染的主要手段，应加强对储油罐和废油罐的检查，以减少事故的发生。

尽管项目在钻井期存在对地表水环境产生影响的风险因素，但项目有完善的 QHSE 管理体系，以及有效的风险防范措施，发生事故的概率较低。此外，工程也有相应的事应急预案，事故能及时采取控制措施，确保对地表水环境的影响降至最低限度。

（5）对地下水环境的风险影响分析

项目钻井期间潜在地下水影响包括钻井期间钻井液漏失，柴油、废油、钻井废水等泄漏对地下水影响。

①柴油、废油渗漏和外溢影响

泄漏的柴油、废油在泄漏处呈点状分布，其在粘性土中渗透能力极弱，并且与水的溶解又很低。因此，泄漏的柴油、废油对第四系潜水水质影响很弱。只要对泄漏的柴油、废油采取有效的回收措施，对浅层地下水不会产生明显影响。

②钻井作业废水外溢或渗漏影响

当钻井废水和气田水外溢或渗漏，其中污染物通过土壤渗入地下或直接进入浅层地下水含水层，呈点状污染潜水。随着源强浓度的降低，扩散速度缓慢，因此，废水外溢和渗漏对潜水影响极其有限，呈点状分布在排污池周围。

③钻井液漏失影响

由于钻井作业，极易破坏地下水层的封闭性，造成钻井液进入地下水含水层污染地下水。项目在具体实施钻井时，导管钻井使用是清水进行钻井，对浅层地下水不会造成明显的污染影响。此外，在每开钻井完毕后都进行固井，可有效防止串漏等污染事故的发生。

(6) 生态环境风险影响分析

生态影响主要表现为事故状态下泄漏的废水、废油、柴油等对土壤和植被的影响。

①对土壤环境的影响

泄漏的柴油、废油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。但对土壤的污染仅限于有油覆盖或洒落的地区，而且主要对地表层 0~20cm 土层构成污染。含油污水进入土壤后由于土壤的截留和吸附可使大部分油残存于土壤，造成污染，但与柴油、废油相比污染要小得多。

②对植物—农作物的影响

泄漏柴油、废油粘附于植物体将阻断植物光合作用，使植物枯萎、死亡。土壤污染造成的土壤理化性状变化往往也会影响植物生长，严重时可导致植物死亡。含油污水中油浓度不高时（几十毫克每升），对植物的影响不显著，但浓度较高时（几百毫克每升以上）可影响植物生长。因此，就土壤—植物生态系统而言，柴油、废油泄漏事故造成的影响一般比较显著，但仅限于直接有泄漏柴油和废油覆盖地区。

泄漏的废水因对土壤结构产生影响，因此也将危害植物生长。

③天然气点火燃烧对生态环境的影响

含硫天然气点火燃烧产生 SO_2 ，一定程度上影响植被生长，尤其是对农作物影响明显，影响一季度农作物。若 SO_2 浓度过高，与水反应生成亚硫酸盐的速度超过植物细胞将其氧化成硫酸盐的速度，就会引起植物的急性伤害，造成植物枯死。在雨天高浓度的 SO_2 还可能形成酸雨，对植物造成更大的危害。但这种影响是可逆的，事故得到控制后能够恢复生产。同时项目区域无自然保护区、风景区等敏感生态区域，为农业生态环境，事故对生态环境的影响是可恢复的。

(7) 其他风险分析

由于本项目为区域开发勘探井和评价井，兼具评价区域地质构造目的，鉴于地质环境的复杂和不确定性，不能完全排除气侵、气涌等钻井行业特征环境风险。

①钻井过程中地层间气体涌出

钻井过程中地层之间的气体如果出气量较大，则会引发气体溢流。钻井过程中钻遇的层间气体可能含有硫化氢，当钻井设备测量到硫化氢气体后，立刻往钻井液中配加氢氧化钠进行中和，从而消除钻井过程中硫化氢气体的影响，泥浆循环系统除气单元废气引至放喷池点火燃烧处理。

②套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险分析

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

③地下水井涌事故风险分析

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

④泥浆、污水泄漏对土壤环境的影响分析

当泥浆、污水发生泄漏时，污染物将直接与土壤接触，其中一部分进入土壤后被土壤中的生物分解，另一部分与土壤中的某些物质发生反应，从而改变土壤的性质，造成土壤凝固结块，使土壤丧失种植能力，对种植农作物或植被极为不利，造成土地资源的

浪费。另外污染物中的有机物等物质慢慢渗透至地表深处，与水接触后还可能导致水污染。

⑤H₂S 扩散对人体健康的影响

H₂S 是一种神经毒剂，亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和粘膜接触部位。硫化氢在体内大部分经氧化代谢形成硫酸盐和硫酸盐而解毒，在代谢过程中谷胱甘肽可能起激发作用；少部分可经甲基化代谢而形成毒性较低的甲硫醇和甲硫醚，但高浓度甲硫醇对中枢神经系统有麻醉作用。体内代谢产物可在 24 小时内随尿排出，部分随粪排出，少部分以原形经肺呼出，在体内无蓄积。H₂S 的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时粘膜刺激作用明显。

6.5.2 采气阶段风险事故影响分析

6.5.2.1 对大气环境影响分析

(1) 天然气泄漏影响分析

本项目主要风险物质为天然气，事故泄漏天然气中主要成分为甲烷，甲烷的密度比空气的密度小，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物造成的影响是局部的，经分析，事故状态下，不会造成人员窒息现象。井站天然气管道和井站内均设有自动阀门，若遇泄漏，系统会自动启动关闭阀门，自阀门关闭到管道内气体泄漏完毕，最多历时 10min，泄漏量极少。综合分析，泄漏的天然气对环境影响较小。

为了减小对周围居民的影响，应对群众进行宣传应告知：发生泄漏时，迅速转移至远离事故泄漏点的地方，朝上风向往高处走并及时报告。

(2) 其他易燃气体泄漏的影响分析

本工程压缩制冷剂单元储存有一定量的甲烷、乙烯、正丁烷等，均为易燃气体，泄漏至大气同样对周边居民存在风险。同时，由于乙烯、正丁烷相对分子质量更大，在空气中较甲烷更难扩散，可能造成局部的大气风险影响。但本项目装置及设备中各气体的在线量均较小，不会引发较大的环境事故。

各类易燃气体，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险，正常情况下，不会引起泄漏，仅在工艺管道破裂非事故泄漏排放，一般在发

生泄漏的同时会快速在空气中稀释，很难达到爆炸上限，在没有明火的情况下不易引起爆炸风险。

(3) 火灾或爆炸事故次生污染物对环境的影响

在事故状态下，若发生火灾或爆炸事故，天然气燃烧生成的主要产物为 CO_2 和 H_2O ，仅在事故刚发生时少量甲烷、乙烷等释放，且很快就能扩散，不会长期影响空气质量。

事故时天然气燃烧主要采用二氧化碳或干粉灭火器等进行灭火。若引发大面积火灾时会产生一定的消防水，但该类消防水不含有有毒有害物质，对项目拟建地周围环境不会造成较大污染。

6.5.2.2 对地表水环境影响分析

(1) 站场事故影响分析

本项目产生的气田水等生产废水经收集后暂存于应急池内中，不能回用的通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置，现场不外排。主要环境风险为返排液池中废水发生外泄、溢流引起水体污染，废水中 pH 值过高过低、可溶性盐含量高、含石油类，影响土壤的结构，危害植物生长。污水所含的其他有机处理剂使水体的 COD 等增高，影响水生生物的生长。事故发生时可能直接对地势低于池体的耕地产生污染，破坏农作物和影响土壤质量。

经调查，项目拟建地区域属于赤水河流域，项目井口西南侧约 400m 的平滩河，平滩河流经约 8.54km 汇入习水河，习水河再汇入赤水河。由于项目地势相对周边沟渠较高，一旦发生废水泄漏及外溢，首先将通过高差向西南侧的地表水排放，从而造成地表水污染。建设单位利用钻井工程已建的雨水沟、截污沟等设施将事故污水通过自然流动引入已采取防渗处理的应急池中，可将风险控制可控范围内。

此外，项目机械设备在使用过程中还会产生少量废机油，油类泄漏对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于农业生态环境中，主要为水田和旱地；项目附近有冲沟等，泄漏的油类可能随着降雨进入地表水，将产生如下危害：薄层油在地表水体中可大大降低水体及动植物对氧的摄取，能引起某些生物死亡率的增加。因此，加强管理尽量杜绝风险事故发生是控制污染的主要手段，应加强对废油桶和危险废物暂存区的检查，制定相应的事故应急预案，

使发生事故能及时采取控制措施，以减少事故发生的几率和减缓事故发生时造成的危害。

(2) 废水转运事故影响分析

废水转运采用罐体装载，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的机率很小，且返排液无有毒有害物质，主要是含有机污染物，COD 约 800~1360mg/L，pH 7.5~11 为碱性，石油类 4.79mg/L，罐车输送的量约 10t/车，一次运输量不大，不会产生严重后果。根据沿海对盐碱地改造的经验，一块盐碱地经 2~3 次灌淡水浸泡后，便可种植水稻。遵义地区自然降雨量大，受污染的植被、土壤、农田经过几场雨后便可基本得到恢复。转运过程中发生事故污染的可能性极小，在环境所能接受的范围內。

旺隆回注站处理后回注与本项目运输距离约 24km，运输距离较短，运输线路不涉及饮用水源保护区范围。本项目废水转运路线主要依托社会已建成道路运输，沿线主要分布有居民点，穿越部分地表水体，现有道路有专门的部门运行管理，对沿线运输风险可控。

另外，废水承运单位应选择具有专用罐车转运资质的单位，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。

转运废水车辆途径河流时，一旦发生交通事故或其他原因导致废水外溢，会增加地表水受污染的环境风险。因此，应加强对废水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。要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对废水罐车的管理，防止人为原因造成的废水外溢，并且在罐车行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者途经河流（含河沟等）的道路时，要求罐车司机提高注意力并限速行驶，在确保安全的情况下方能通过，避免意外情况下罐体内废水进入附近水体发生污染。

6.5.2.3 对地下水环境影响分析

(1) 采出水泄漏对地下水影响分析

本项目采出水对站内设备、输水管道自然腐蚀穿孔的几率非常小，并且管道破损孔径一般较小，因此，气田水泄露量是有限的，泄露的气田水进入地下水、土壤

后经过扩散、雨水淋滤之后，对环境的影响有限。

采出水罐的破裂、泄漏以及污水池出现裂痕或破损均会引起气田水的外溢，可能造成的危害主要表现在：首先是污染气田水外泄处的土壤，影响土壤结构，对地表农作物和植物生长有较大影响其次若泄漏位置位于地表水、地下水附近，则可能污染地表水和地下水，造成水污染事件。

井站气田水罐和污水池出现破损发生泄漏，会对地下水等造成污染影响。本项目各区域按照要求均进行了分区防渗处理，气田水一旦发生泄漏，立即采取关停、围堵、转移等措施，对地下水影响较小。

(2) MDEA 溶液等泄漏

本项目试采回收单元脱酸（碳）单元装置内生产过程中有 MDEA 溶液循环。MDEA 溶液的主要成分均为有机化合物，其危害性体现在装置发生破裂、泄漏均会引起 MDEA 溶液外溢，可能造成的危害主要表现在：首先是 MDEA 溶液外泄处，污染地下水、土壤，影响地下水水质以及土壤结构，对地表农作物和植物生长有较大影响。其次若泄漏位置位于地表水、地下水附近，则可能污染地下水，造成水污染事件。

站场内设置有配套的 MDEA 溶液储罐，一旦出现 MDEA 溶液泄漏，立即关停、堵塞，采用配套容器收集等措施；油类物质存放与油料间，设置有围堰，地面进行了重点防渗，并配有空置油桶，且配有吸油物质（吸油棉、砂），事故情况下可满足油料泄漏及时收集储存。

(3) 风险事故地下水影响预测分析

根据地下水环境影响识别结果，试采期非正常状况下对地下水环境影响较大。本项目非正常状况下对地下水可能产生的不利影响途径主要为：气田水罐体，污水池、MDEA 溶液等储罐或设备装置等发生破裂或防腐层失效的情况下导致污染物通过下渗的方式进入地下水环境。

根据项目可能泄漏的物料的危害性，本次评价选取其中危害性较大且泄漏量最大的气田水罐和污水池发生破裂，同时地面防渗层失效进入地下水环境的影响。

根据地下水预测章节，若气田水罐或污水池发生破裂，导致气田水泄漏并进入周边浅层地下水环境中，下游无超标点。

站场内各区域按照要求均进行了防渗处理，井站内部气田水一旦发生泄漏，立

即采取关停、围堵、转移等措施，防止进入地下水，对地下水影响较小。

(4) 项目对地下水环境保护目标的影响

根据地下水预测章节可知，事故工况下，若应急池出现裂缝或破损短时渗漏时，将对周边地下水环境造成一定影响。根据项目周边地下水环境保护目标调查，项目周边主要分布有少量居民分散式自打水井。

项目所处的位置，地下水径流速度慢，含水层有效孔隙度小，污染物扩散速度较慢，污染影响范围小，且水文地质条件简单，且为潜水含水层，一旦事故发生后可以有足够的时间来处理，并可达良好的效果，不会对周边居民用水造成影响。

同时，本项目积液池为半地下式，一般开始出现裂缝时就能及时发现，不会发生大量泄漏情况。此外，井站工作人员定期对罐体、污水池等进行检查，能够及时发现事故并采取措。因此，在实际情况中，气田水泄漏对周边地下水的影响将能够得到控制。

6.5.2.4 生态环境风险分析

生态影响主要表现为事故情况下泄漏的废水、废油、柴油等对土壤和植被的影响。

(1) 对土壤环境的影响

泄漏的柴油、废油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。但对土壤的污染仅限于有油覆盖或洒落的地区，而且主要对地表层 0~20cm 土层构成污染。含油污水进入土壤后由于土壤的截流和吸附可使大部分油残存于土壤，造成污染，但与柴油、废油相比污染要小得多。

(2) 对植物—农作物的影响

泄漏柴油、废油粘附于植物体将阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡、土壤污染造成的土壤理化性状变化往往也会影响植物生长，严重时可导致植物死亡。含油污水中油浓度不高时（几十毫克每升），对植物的影响不显著，但浓度较高时（几百毫克每升以上）可影响植物生长。因此，就土壤—植物生态系统而言，柴油、废油泄漏事故造成的影响一般比较显著，但仅限于直接有泄漏柴油和废油覆盖地区。泄漏的废水因对土壤结构产生影响，因此将危害植物生长。

(3) 火灾、爆炸事故对生态环境的影响

若天然气发生燃烧可能引发林木燃烧、对林地造成影响，产生热辐射会对周围农作物和植物造成影响，根据类比调查可知，本项目若发生天然气泄漏燃烧事故，喷射火长度可达 40m 左右。因此本工程站场放空系统或放喷池，在发生事故时可及时关闭进出站阀门，并将站内工艺管线、设备中残余天然气进行放空。在高压检测点压力超高、低压检测点压力超低以及站场火灾情况发生时，高低压紧急截断阀自动关闭输送阀门。

因此，发生事故时泄漏出的天然气量较少，对生态环境的影响小，并且是暂时的、可逆的。但若发生事故对周边植被造成了明显影响的情况，建设单位应根据周边植被和农作物的损伤程度，对受损失一方进行相应的赔偿和沟通，避免发生因事故引起扰民现象。

6.6 环境风险防范措施

6.6.1 环境风险管理目标及措施

6.6.1.1 环境风险管理目标

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

本项目建设单位制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系，采取环境风险防范和应急措施，防止由突发性天然气泄漏而产生的环境风险事故。

6.6.1.2 环境风险管理措施

(1) 施工期环境管理

该项目建设施工期对生态环境的影响较大，为最大限度的减少野外施工对自然生态环境和农业生态环境的破坏，必须制定严格的管理体制，严格执行各项管理措施，在施工中应在满足施工人员健康、确保施工安全进行的前提下，通过环境管理把施工期对环境的影响降到最低。

①优选施工单位，在管材选用、焊接工艺、焊后质量检验方面提出严格的技术要求，并实施工程施工管理制度。

②业主单位应设专人负责施工作业进行，其职责在于监督施工单位在施工过程中的履行合同，同时监督施工单位落实环境保护措施情况。施工单位也应设管理人员负责落实环境管理制度。

③业主单位和施工单位应协作在施工前制定环境保护方案，如在施工场地的踏勘和清理中，要求在保证安全和顺利施工的前提下，尽量限制作业带外植被的人为破坏，挖掘土石方应堆放在适当场所，并修建挡拦设施防止水土流失。同时应在施工前对施工人员进行环境保护培训。

(2) 采气阶段环境管理

站场内管道破裂和腐蚀穿孔产生的天然气泄漏可能诱发火灾或爆炸，不仅使地表植被遭到破坏，同时还会威胁站场附近居住的居民人身财产安全。为进一步削弱工程的环境风险，使环境风险降到最低，应采取以下防范措施。

①加强管理，严格执行正规的操作程序；加强员工的环保意识和风险防范意识，制定完善的事故应急救援预案。

②加强管道防腐管理，采用清洁生产工艺，对管道腐蚀情况实施监测以及泄漏和管道设施的检查。

③建立严格的安全管理制度，杜绝违章动火、吸烟等现象，按规定配备劳动防护用品，经常性地进行安全与健康防护方面的教育。

④事故放空时应及时通知附近群众，防止产生恐慌。

⑤为了防止天然气泄漏爆炸及燃烧而危害附近群众的安全，在工程设计中应采取严格的防爆措施。

⑥拟建项目评价范围内居民点等易出现事故的区域或有环境保护目标分布的地区，通过加设告示牌、标示桩和加强对周边各单位和个人进行宣传的方式进行防护。

⑦加强自我救护、应急防范、逃生路线、救生路线的预案。

6.6.2 施工期环境风险防范措施

6.6.2.1 井喷风险防范措施

(1) 钻井工程井控措施

本项目钻遇地层中有含硫气层，钻井施工中应严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》、《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》、GB/T31033-2014《石油天然气钻井井控技术规范》、Q/SY1552-2012《钻井井控技术

规范》执行。防 H₂S 的安全措施应符合 SY/T 5087-2017《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》、SY/T6616-2005《含硫化氢油气井钻井井控装置配套、安装和使用规范》、SY/T 6277-2017《硫化氢环境人身防护规范》及 Q/SY 1115-2014《含硫油气井钻井作业规范》的要求。

(2) 施工设计中的防井喷措施

①选择合理的压井液。新井投产和试油、试气施工应参照钻穿油、气层时钻井泥浆性能，认真选择合理的压井液，避免因压井液性能达不到施工要求而造成井喷污染。

②选择合理的射孔方式。

③规定出上提钻具速度。井内下有大直径工具(工具外径超过油层套管内径 80%以上)的井，严禁高速起钻，防止因高速起钻引起抽汲作用造成井喷污染。

④对防喷装置的配备要有明确要求。

⑤选择使用有利于防止和控制井喷的井下管柱和工具，以适应突发事件的处理和补救措施的需要。

(3) 钻井作业中的井喷防范措施

施工单位应按《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》

(SY/T6283-1997)、中国石油天然气集团公司《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》、《井下作业井控实施细则》(2018 年，西南油气田分公司)及相关的井控技术标准 and 规范中的有关规定执行，并针对本井情况制定具体的可操作的实施方案，主要包括：

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

②严格执行井控工作九项管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度，井控准备工作及应急预案必须经验收合格后，方可钻开油气层。

③各种井控装备及其他专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常。

④进入油气层前 50~100m 对上部裸眼段进行承压试验无井漏后将钻井液密度逐步调整至设计要求值；每次起钻前必须活动方钻杆旋塞一次，每次起钻完检查

活动闸板封井器一次，半月活动检查环型封井器一次，以保证其正常可靠。

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

⑥按班组进行防喷演习，并达到规定要求。关井压力不得超过井口装置的工作压力、套管抗内压强度的 80%地层破裂压力三者中的最小值。根据当地地形环境，确定逃生路线及撤离方案。

⑦严格落实坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其他辅助作业，钻井班落实专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都必须做好真实准确记录，值班干部必须对上述两个岗位工作情况进行定时和不定时的检查，并当班签认。

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

⑨严格控制起下钻速度，起钻必须按规定灌满钻井液；加强井场设备的运行、保养和检查，保证设备的正常运行，设备检修必须按有关规定执行。

⑩钻进中遇到钻速突然加快、放空、井漏、气测及油气水显示异常等情况，应立即停钻观察，如发生溢流要按规定及时发出报警信号，并按正确的关井程序及时关井，关井求压后迅速实施压井作业。发生溢流后，根据关井压力，尽快在井口、地层和套管安全条件下压井，待井内平稳后才恢复钻进。

（4）防井喷装置

①以半封和全封防喷器为主体的防喷装置，包括高压阀门、自封、四通、套管头、过渡法兰等。

②以节流管汇为主体的井控管汇，包括放喷管线、压井管线等。

③井下管柱防喷工具，包括钻具、防喷单流阀等。

④具有净化、加大密度、原料储备及自动调配、自动灌装等功能的压井液储备系统。

⑤防止井喷失控专用设备、设施，包括高压自封、不压井起下管柱装置等。

（5）钻开气层前验收

钻开气层时极易发生井下和环境污染事故。钻开气层前验收就是在钻开气层前对井队的安全和井控工作进行全面大检查，以消除事故隐患，实现安全生产和清洁生产。

(6) 井喷应急措施

井喷失控造成天然气急速释放，发生井喷的过程主要是由泥浆溢流→井涌→井喷。天然气从井口喷出，这段时间大约在 20~60min。泥浆溢流后，应立即组织首先撤离井口周边 500m 内的居民，并告知井口周围 3km 范围内的敏感点，尤其是学校、集镇等。井喷失控后，在 15min 内完成井口点火燃烧泄漏天然气，将天然气燃烧转化为 CO_2 、 H_2O 和少量 SO_2 。

钻井过程中，井下监控措施监控发现井内泥浆溢流量达 1m^3 时报警，达到 2m^3 时马上采取关井措施。当所有关断措施全部失效，井口失控后，即发生井喷事故。若采取关井措施能防止井喷，将疏散的居民撤回；若井口失控后发生井喷，则井喷结束后，将疏散的居民撤回。

(7) 井喷事故撤离范围及路线

①紧急撤离区

本项目井口 500m 范围内为紧急撤离区。虽然在严格按照井喷失控 5min 后及时点火的原则，5min 内泄漏的天然气浓度不会危及井场周边农民的生命和健康。但为了确保周围居民的健康，应立即撤离周边井口 500m 范围内居民，至固井作业完成。

撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的侧上风方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。由于涉及人员多，应通过应急组织机构负责组织撤离，通过广播系统和电话系统通知。由于远处居民不能看到风向标，在通知撤离时要由专业人员根据风向标说明撤离方向。可通过广播系统和电话系统通知，应通过协调村委会通过电话通知，设立 1 个联络点。指定 5 人负责通知周边居民。

②一般撤离区

本项目井口 500m~3km 范围内为一般撤离区，根据布置的实时监测点环境空气质量情况，判断受环境影响程度和指导下一步环境风险应急措施开展；若监测数值指示需撤离时，采取镇、县两级联动组织受影响的居民及时撤离。撤离路线应根据钻井井场实时风向情况，沿发生事故时的上风向及侧上风方向进行疏散撤离。

6.6.2.2 废水泄漏及外溢防范措施

(1) 废水泄漏防范措施

①为防止废水泄漏，积液池选址避开不良地质或岩土松散的地段等地质结构不稳定的地方。

②加强员工操作规范管理，尽量避免废水装车失误。装车过程若遇到废水泄漏，立即停止装车作业，减少废水泄漏量，并利用井场内的污水沟将泄漏废水收集至应急池内，不外流。

(2) 废水外溢防范措施

①确保井场钻井污染物处理装置连续稳定运行，避免废水现场贮存，同时井场外东北侧配套建设应急事故池。

②井场实施清污分流措施，避免突降大雨引起场地雨水外溢，同时在雨季前做好应急池容积管控要求，减少新鲜水或返排液贮存量，落实容积环境管理要求。

(3) 废水外溢应急措施

一旦发生废水外溢，要立即启动废水外溢应急预案，建议设置地表水三级防控机制，一是在水池周围设截水沟，将从水池溢出的污水截留下来，截留的废水收集至应急池中，避免其流入项目周围的沟渠中；二是对井场外溢的废水进行封堵或利用较近的水塘、洼地进行导流，防止废水顺沟渠进入河流。另外，在井场内设置沙袋、吸水材料等，防止突发事故。

6.6.2.3 废水及岩屑转运过程的风险防范措施

本项目废水转运时采取罐车密闭输送，岩屑采用岩屑罐整体运输。为降低废水、岩屑转运对地表水的污染风险，确保本工程废水、岩屑得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，本工程废水、岩屑转运过程中，采取如下措施：

(1) 建立建设单位与当地政府、环保局等相关部门的联络机制，若有险情发生，应及时与作业区值班人员取得联系，若确认发生废水、岩屑外溢事故，应及时上报当地政府、环保局等相关部门。

(2) 对承包废水、岩屑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。

(3) 转运过程做好三联单转运台账，严格实施交接清单制度。加强罐车装载量管理，严禁超载。

(4) 加强对运输司机的安全教育，定期对车辆进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。

(5) 转运车辆行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，应放慢行驶速度，观察并安全通过。

(6) 废水、岩屑转运应提前安排，尽量避开暴雨时节等路况较差的季节。

(7) 运输前规划运输路线，钻井固废转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避开自然保护区、风景名胜区、集中式饮用水水源保护区等环境敏感区，废水、钻井固废转运应建立交接联单制度，确保运至目的地。

6.6.2.4 井漏防范措施

在钻井过程中对井漏应坚持预防为主的原则，主要包括避开复杂地质环境、选用和维持较低的井筒内钻井介质压力、提高地层承压能力等防范措施：

(1) 通过地质勘探合理选址

业主单位应结合区域水文地质资料，合理选择井眼位置，一开井段尽量避开溶洞和暗河等复杂地质，从井位选择上降低钻井工程风险。

(2) 降低井下环空压耗

在保证钻井介质（水基钻井泥浆）能携带钻屑的前提下，尽可能降低钻井介质粘度，做到近平衡钻井。

(3) 提高地层承压能力

地层的漏失主要取决于地层的特性，通过人为的方法提高地层的承压能力，封堵漏失孔道，从而达到防漏的目的。通常采用以下三种方法来提高地层承压能力。

①调整钻井泥浆性能：对于轻微渗透性漏失，进入漏层前，适当提高钻井泥浆粘度、增加泥浆切力以防漏。

②在钻井泥浆中加入堵漏材料随钻堵漏：对于孔隙型或孔隙—裂缝性漏失，进入漏层前，在钻井泥浆中加入堵漏材料（主要由植物硬质果壳，云母和其它植物纤维等组成），在压差作用下，堵漏剂进入漏失通道，提高地层的承压能力，达到防漏的目的。

③先期堵漏

当下部地层孔隙压力超过上部地层破裂压力时，进入高压层前，须按下部高压层的孔隙压力确定钻井泥浆密度，这样容易导致上部地层漏失，为防止上部地层漏失而引起的井涌、井喷等复杂情况发生，在进入高压层之前，应进行先期堵漏，提高上部地层承压能力。先期堵漏程序：a.钻进下部高压层前试压，求出上部漏失层破裂压力。b.若地层破裂压力低于钻进下部高压层的当量循环密度，必须进行堵漏，堵漏方法及材料应根据地层特性加以选择。堵漏钻井泥浆注入井中后，井口加压将堵漏浆挤入地层中。静止 48h，然后下钻分段循环到井底。c.起钻至漏层以上安全位置或套管内，采用井口加压的方式试漏，检查堵漏效果，当试漏钻井液密度大于下部地层钻井液用密度时，方可加重钻开下部高压层。

(4) 出现井漏应立即进行泄漏点的调查和人员的撤离工作，根据井漏的范围划定饮用水禁止取水区的范围并立即通知周边居民，同时应做好饮用水水质的监测工作，防止食用被污染的饮用水中毒等事故。启动地下水紧急监测方案，并采取临时供水措施（配送桶装水等）以保障居民的饮水安全，并给受影响的农户另觅水源，保证居民的正常生活用水。

6.6.2.5 柴油使用、储运过程中的风险防范措施

(1) 提高柴油危险性的认识。从柴油的燃烧爆炸危险性分析可以看出，正常条件下，如炎热干燥的天气、附近存在火源、工作中违章操作、油库的安全设备、设施配备不合理或管理使用不当等，都有可能将柴油引燃、引爆。

(2) 加强对柴油的储存管理，应采取减少油品蒸发、防止形成爆炸性油品混合物的一次防护措施。工程采用柴油罐对柴油进行储存，确保呼吸阀、测量孔、接地装置等附件完整可靠，防止油蒸气的产生和积聚。油罐区设置有 20m³围堰，可防止油罐破损泄漏的柴油污染地表土壤、地表水等。油罐区使用前底部及墙体内侧采用三油两布（沥青、玻璃纤维布）作防渗处理。

(3) 柴油储存和使用场所要设置在通风条件较好的地势较高处，设置机械排风系统。柴油储存和使用场所内的通风、照明、通信、控制等电气设备的选型、安装、电力线路敷设等，必须符合现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》的规定。

(4) 建设方将柴油储存和运输列入环境事故应急处置预案，且应与当地政府的环境事故应急处置预案相衔接。

6.6.2.6 酸化液使用、储运过程中的风险防范措施

(1) 使用及储存过程

①本项目酸化用酸主要成分为稀盐酸，在钻至目的层位后，由专业运输车辆（玻璃钢罐车）将成品酸化用酸拉运至现场使用，不在现场配置。

②完钻洗井前井场内设置 4 个玻璃钢盐酸罐（单座有效容积 15m^3 ），现场最大贮存量不超 60m^3 。罐区四周采 C20 混凝土设置围堰，正常情况下应保证应急池有足够的容积，确保事故时能将泄漏的盐酸导流至应急池。

③盐酸罐区围堰内地坪采用混凝土地坪，并进行防渗漏处理。

④加强盐酸罐及管道连接处的维护保养，避免盐酸罐泄漏事件的发生。

⑤加强员工风险防范意识教育，严格按操作规程操作。

(2) 运输过程

①运输按照《道路危险货物运输管理规定》、《汽车运输危险货物规则》、《汽车运输装卸危险货物作业流程》执行，采用具有 GPS 的车辆，并按照规定的路线行驶；运输车辆按照《道路运输危险货物车辆标志》设置车辆标志，危险货物包装上设置标志。

②转运过程做好转运台账，严格实施转运联单制。

③加强盐酸罐车装载量管理，严禁超载，采取防渗措施，同时覆盖防雨篷布，应采用货箱完好的车辆，保证运输过程中无抛洒。

④加强对盐酸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。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。

6.6.2.7 危险废物暂存、转运过程中的风险防范措施

(1) 暂存风险防范措施：施工期产生的各废油类物质暂存于危废暂存间，危废暂存间进行重点防渗处理，并在设置围堰，防止泄露物料外泄至站场内其他区域；危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施；贮存危险废物时应按危险废物的种类和特性进行分区贮存，每个贮存区域之间宜设置挡墙间隔，并应设置防雨、防火、防雷、防扬尘装置；建设单位应明确危险废物贮存设施现状，包括设施名称、数量、类型、面积及贮存能力，掌握贮存危险废物的类别、名称、数量及贮存原因，提出危险废物贮存过程的污染防治和事故预防措施等内容。

(2) 危废转运风险防范措施：危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》（交通部令〔2005〕第 9 号）、JT617 以及 JT618 执行；运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志；危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志；危险废物运输应遵守危险货物运输管理的有关规定，按照危险废物特性分类运输。自行运输危险废物的应描述拟采用运输工具状况，包括工具种类、载重量、使用年限、危险货物运输资质、污染防治和事故预防措施等；委托外单位运输危险废物的，应描述委托运输具体状况，包括委托运输单位、危险货物运输资质等；危险废物转移本工程开发过程中涉及到的危险废物交由有危废运输资质的单位进行转运，转运过程参照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）严格执行危废申报和五联单管理制度；加强对转运车辆的行车安全管理，定期对进行安全检查，严格遵守交通规则，放慢车速，避免交通事故发生，尤其是在雾天、暴雨等恶劣天气情况下的行车安全；加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。转运过程中，应当配备押运人员，并保证运输的废润滑油、机油等处于押运人员的监控之下，对转运车辆安装 GPS 或摄像头，实现联网动态监控的要求；转运车辆须按照指定的路线、时间和速度行驶，不得进入随意改变行驶路线等。

6.6.2.8 测试放喷环境风险防范措施

天然气测试放喷在专门的燃烧池中点火放喷，燃烧池是由三面砖墙组成，且燃烧池周围设置实体砖围墙，并周边设置有警戒线，严防不相关人员靠近，故热辐射对周边居民影响轻微，事故状态下的放喷燃烧热辐射不会对周边居民产生健康危害影响。采用燃烧池放喷，可以有效减小放喷天然气燃烧产生的热辐射对测试区周围的土壤和植被的灼伤。

6.6.2.9 H₂S 扩散环境风险防范措施

根据《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》（AQ2018-2008）中第 4.1 条规定，本项目公众防护距离要求为：“井口距民宅不小于 100m；距离铁路及高速公路应不小于 200m；距离公共设施及城镇中心不小于 500m”，结合工程外环境调查可知，井口 100m 范围内无居民，200m 范围内均无铁路及高速公路，500m 范围内均无公共设施，由此可见，拟建工程选址满足《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》相关规定。

根据公众防护距离要求，确定拟建项目紧急撤离距离为井口周边 500m，当井喷失控时，由现场总负责人或其指定人员向当地政府报告，协助当地政府做好居民紧急疏散工作。建设单位可通过安装广播、建立通讯录电话告知等方式告知农户，划定逃生路线并确定临时聚居点，并加强宣传和演练，结合现场地形和交通情况。井场 3km 范围内的其他社会敏感点虽然不在紧急撤离范围内，但应根据监测情况决定是否撤离。经此措施后，该风险可控制在可接受范围。

6.6.2.10 地下水风险防范措施

(1) 收集沟采用可视化原则做到污染物“早发现、早处理”，以减少由于埋地管道和池体泄漏而可能造成的地下水污染。

(2) 项目采取分区防渗措施，并进行地下水跟踪监测。

6.6.2.11 其他风险防范措施

① 公众安全防护

按照本项目行业操作规范，需加强对井场附近居民宣传井喷的危害及相关知识。井队队长及安全员负责制定应急培训计划，定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并做好培训记录。应急演练应每个月开展一次，进入气层后半个月开展一次，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，二是加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。按照钻井行业环境风险应急预案规范要求，发生井喷失控等重大风险事故时应及时撤离疏散紧急撤离区内（井口周边 0~500m 范围）居民，保护周围居民生命安全和健康，同时井喷失控后，还需在井口周边 500m 范围外布设环境应急监测点，并根据监测结果及时按照环境风险应急预案制订的临时撤离方案组织一般撤离区（井口周边 0.5~3.0km 范围）居民撤离。

作业场所达到硫化氢监测报警值，应对紧急撤离区（井口周边 500m）范围内公众进行撤离。撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风向、侧风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话、入户及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。应通过应急组织机构负责组织撤离。疏散通道主要为国道、县道、乡村公路、农村道路。

人群自救方法推荐：迅速撤离远离井场，沿井场上风向撤离，位于井场下风向

的应避免逆风撤离，应从风向两侧撤离后再沿上风向撤离，同时尽量撤离到高地。撤离过程中采用湿毛巾或棉布捂住嘴，穿戴遮蔽皮肤完全的衣服和戴手套。有眼镜的佩戴眼镜。该自救措施应在宣传单、册中注明，在应急演练中进行演练。

同时放喷作业前对安全距离内的人员按照撤离路线临时撤离，撤离路线见下图。企业撤离组织机构领导以现场施工队及其上级主管部门为主，根据制定的组织撤离方案现场指挥，同时应急合江县凤鸣镇政府以及新胜村、文理村等各村委纳入组织撤离的协作部门。由于本项目为低含量硫化氢，同时是通过放散管线导排至放喷池进行点火燃烧，放喷池周边 50m 范围内无居民分布，严格按照《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2017）相关要求执行，放喷环境风险较小。

② 钻井、测试期间配备应急点火系统及点火时间、点火管理

根据《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005），钻井现场仍按照含硫油气井配备自动、手动和高压高能电子点火三套独立点火系统，确保 100% 的点火成功率。钻井队在现场条件不能实施井控作业而决定放喷点火时，点火人员应佩戴防护器具，并在上风方向，离火口距离不得少于 10m，用点火枪点火。

③ 地质灾害防范

对项目地周边开展详尽地质勘探工作，进而指导钻井前施工和钻井施工，严防地质灾害环境影响诱发本项目环境风险。

④ 夜间特别管理机制

由于钻井工程特点需要 24 小时连续作业，所以应特别警惕夜间风险事故的防范和应急。严格落实井喷失控 5min 内及时点火以及应急预案确定的周边居民事故状态下的撤离方案，至压井作业完成。井场配备高音喇叭、防爆灯具，以便夜间事故发生时通知周边居民，防爆灯具应布置在井场内风向标处，以便井场人员和周边较近居民可判断风向，带领其他人员撤离。井场实行轮班制度，保证夜间各岗位有相应值班人员。对居民进行公众教育、培训中应强调夜间自救内容，要求居民夜间保持通讯设备的畅通，夜间不关手机等，在钻开气层前后及钻开过程中夜间保持必要的警惕性。

6.6.3 采气阶段环境风险防范措施

6.6.3.1 一般风险防范措施

(1) 制定应急救援预案并定期演练，出现事故后必须立即向当地政府报告，同

时通知事故影响范围内的厂矿企业和居民立即撤离，并组织协助当地政府做好事
故影响范围内居民的疏散工作。根据当地情况，应立即组织周边居民向管道上风向
方向进行撤离。考虑风向、地形、人口密度、受影响程度等情况及时作出风险和危
害程度评估，决定是否扩大撤离范围。

(2) 确保项目紧急切断装置保持正常状态，确保在事故状态下能够做到立即进
行放空作业，以减缓天然气对周边环境造成的影响。

(3) 设置观察点，定时取样，监测大气/空气中的天然气、甲烷含量/有毒有害
气体的浓度，划分安全范围，并根据监测情况决定是否扩大撤离范围。

(4) 迅速成立现场抢险领导小组，根据失控状况制定抢险方案，统一指挥、组
织和协调抢险工作。抢险方案制订及实施，要把环境保护同时考虑，同时实施，防
止出现次生环境事故。

6.6.3.2 场站内输气管道风险防范措施

(1) 管道强度结构设计按规范执行，根据管道所经的不同地区分别采取不同的
强度设计系数，提供不同的强度储备来保证管道不发生强度爆炸和减小爆炸的危害
性。

(2) 按中华人民共和国石油天然气行业标准《石油天然气钢质管道无损检测》
(SY/T4109-2005)，对管道焊缝进行无损检测，保证焊接质量。

6.6.3.3 LNG 单元环境风险防范措施

(1) 集散型控制系统 (DCS)

回收单元控制系统采用集散型控制系统 (DCS) 实现对整个站场的集中监视和
控制。回收单元 DCS 系统主要对进厂天然气过滤分离及调压计量、酸气脱除、脱水、
液化系统、LNG 装车外运等过程监控，以及消防、仪表风、给排水、放散塔放空等
生产装置进行常规检测与 PID 控制，顺序控制，以及输入/输出监视和数据采集，历
史数据记录和报表生成打印，报警指示记录打印。通过中控室人机界面的显示器能
够显示全站工艺流程图及各种主要工艺参数，工艺变量的历史趋势，机、泵的启停
状态，过程控制阀和紧急关断阀的阀位状态，调节阀的开度及状态等。

(2) 仪表安全系统 (SIS)

所有安全设备上的仪表都有独立的分接点。在 SIS 系统中可调整临界值的设定，
同时可通过 DCS 操作员界面和报警管理系统监视报警状态。所有的线圈由 SIS 系统

驱动。安全动作触发之后，即使所有问题得到解决后，元件也不会自动复位，复位动作全部手动完成。

(3) 工艺系统安全设计级风险防范

根据本项目各生产装置的特点，在不同的生产装置区采取不同的措施：

①为确保装置安全生产，在生产工艺系统中净化装置、液化装置及放空等装置露天布置，有利于有气体的扩散；在生产过程中，对各密封点进行经常检查，防止有毒有害物的泄漏，装置区设置可燃气体浓度监测仪，当可燃气体浓度超标时报警。

②工艺过程中的高、中压设备上均设有安全阀，防止设备超压引起爆炸。

③低温制冷剂等工段的低温管道及设备按规定设置保冷设施，操作工按规程操作，防止发生冻伤事故。

④所有设备的设计、选购、安装均应按有关规范、标准进行。

⑤管材、壁厚、阀门选择及管道安装时严格把关，以防物料泄漏。

⑥对于因超温超压可能引起的火灾爆炸危险的设备，应设置自动报警信号及自动和手动紧急泄压措施。

⑦在消防给水设计中，根据有关规定配置相应的消防管道、消防水罐、消火栓、灭火器等。

(4) 加强站场设备安全的管理

LNG 装车必须配备质量、型号合格的安全阀，安全阀每年必须校验一次，并确保维修人员能定期进行日常维护或更换，提高安全阀的可靠性。在日常工作与维护过程中，控制好储罐运行中的压力，尽可能保证储罐内压力的稳定性。

(5) 加强危险废物的管理措施

危废暂存间的选址、设计、标识、运行、安全防护、监测和关闭等措施应按照《危险废物贮存控制标准》（GB18597-2001）的相关要求进行。产生的危废及时委托专业运输单位将其外运至危废资质单位妥善处置，避免在项目站场内长时间堆存，转运及处置过程中严格按照《危险废物转移联单管理办法》执行。

(6) 控制好站场内的点火源

加强明火管理，在站场内严禁吸烟，禁止任何进出人员携带火种（打火机、火柴等）。要管理好罐区、配电房及充气泵房内的电器设施，防止产生电器火花。做好防止静电火花产生的措施，操作人员不能穿化纤制作的工作服，应穿棉布或防静电

电布制作的衣服。

(7) 严格规范管理制度

对站内工作人员, 要保证定期对其进行系统的安全教育和培训, 确保人员持证上岗。对于已建立的的安全管理制度, 要严格遵守执行, 降低人为失误率。

6.6.3.4 H₂S 防护措施

(1) H₂S 安全培训

高含硫化氢系统中, 操作人员应充分认识 H₂S 对人身安全的危害性, 并防止泄漏及泄漏后的应急措施两方面来保护作业人员的安全。

在含 H₂S 环境中的作业人员上岗前都应接受 H₂S 危害及人身防护措施的培训, 经考核合格后方可持证上岗。首次培训时间不得少于 15h, 每二年复训一次, 复训时间不得少于 6h。现场监督人员还需要增加培训对硫化氢处理系统的影响, 如腐蚀、变脆等。

来访者和其它临时指派人员进入站场之前, 应向其简要介绍出口路线、紧急集合区域、所用报警信号以及紧急情况的响应措施, 包括个人防护设备的使用等。所有培训课程的日期、指导人、参加人及主题都应形成文件并记录, 其记录宜至少保留两年。

(2) 脱硫设施事故预警系统

本工程所有设施, 包括天然气脱硫设施和采气平台都设置了 H₂S 检测仪, 当达到 5ppm 时, 启动厂内中央控制室的报警系统; 当达到 20ppm 时, 启动现场的局部信标灯和警笛, 同时出现故障的工艺设备自动实施紧急关闭。

在脱硫设施和采气平台厂界安装了硫化氢检测仪, 当检测仪检测到硫化氢浓度达 100ppm 时, 对外向应急疏散区内的居民报警。站场设置高音喇叭, 由控制中心控制, 一旦出现紧急事故状况, 可由高音喇叭进行全场信息传达, 信息能有效辐射到场内员工及周边居民。

(3) 硫化氢监测与安全防护

H₂S 监测与安全防护应按照《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》(SY6277-2005) 和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐作法》(SY/T6137-2005) 要求进行。

作业人员巡检时应配戴携带式硫化氢监测仪(第 1 级预警阈值应设置为 15mg/m³

(或 10ppm)，第 2 级报警阈值应设置为 30mg/m³ (或 20ppm)，进入上述区域应注意是否有报警信号。

作业人员检修和抢险作业时，应携带硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。当监测到空气中 H₂S 的浓度达到 15mg/m³ (或 10ppm) 时，作业人员应该检查泄漏点，准备防护用具，迅速打开排风扇，实应急程序。当监测到空气中 H₂S 的浓度达到 30mg/m³ (或 20ppm) 报警时，应该迅速打开排风扇，疏散下风向人员，作业人员应戴上防护用具，进入紧急状态，立即实施应急方案。作业环境应设置风向标。

(4) H₂S 事故状态下逃生路线

当在最不利气象条件下，最不利气象条件取 F 类稳定度，1.5m/s 风速，温度 25℃，相对湿度 50%，结合当地最常见风向北风，厂区内沿着厂区道路向厂区外逃生，逃出厂区后往上风向北方向逃生，逃至厂区外村道或者周边农村居民院坝中或者开阔的田地里。

当在最常见气象条件下，最常见气象条件由当地近 3 年内的至少连续 1 年气象观测资料统计分析得出，包括出现频率最高的稳定度、该稳定度下的平均风速（非静风）、日最高平均气温、年平均湿度。厂区内沿着厂区道路向厂区外逃生，逃出厂区后往上风向逃生，逃至厂区外村道或者周边农村居民院坝中或者开阔的田地里。

根据实际情况，实际风速、风向、温度、湿度等气象条件，所在地势高低情况，厂区内沿着厂区道路向厂区外逃生，逃出厂区后往上风向逃生，逃至厂区外村道或者周边农村居民院坝中或者四周开阔的田地里。

根据实际情况，组织相关人员或协助地方政府警戒疏散周边可能受影响区域的人群，通报事件信息，发出警报。如果决定疏散，须规划有效避难所和疏散路线，引导疏散。同时，要求建设单位制定环境风险应急预案，按照相应规范细化相关内容。

6.6.3.5 油类储存、运输过程中的风险防范措施

润滑油、机油等存放于油料间，油料间进行重点防渗处理，并在设置围堰，防止泄漏物料外泄至站场内其他区域；罐车装车场地，设罐车装车时用的防静电接地装置，并设置能检测跨接线及监视接地装置状态的静电接地仪；使用密闭技术。

(1) 加强对转运车辆及槽罐的维护和检测

加强罐车的管理，每次转运油类物质之前，须对罐车进行安全隐患排查，检查

储罐密封是否良好，罐车质量、车况是否可行。转运车辆应当符合国家标准要求的安全技术条件，并按照国家有关规定定期进行安全技术检验，并悬挂或者喷涂符合国家标准要求的警示标志；转运槽罐应当封口严密，气田水在运输过程中渗漏、洒漏，溢流和泄压装置应当设置准确、起闭灵活。

(2) 加强对驾驶员及押运人员的管理

加强对罐车司机的行车安全管理，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，放慢车速，避免交通事故发生，尤其是在雾天、暴雨等恶劣天气情况下的行车安全；加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。转运过程中，应当配备押运人员，并保证运输的润滑油、机油等处于押运人员的监控之下，对转运车辆安装 GPS 或摄像头，实现联网动态监控的要求；转运车辆须按照指定的路线、时间和速度行驶，不得进入随意改变行驶路线。

6.6.3.6 LNG 运输过程中的风险防范措施

(1) 制定科学合理的车辆运输路线，沿途路线尽量减少经过人口密集区，根据车辆运输实施相应的管理。

(2) 驾驶人员（含押运员）具备安全驾驶的知识和技术。LNG 槽车驾驶人员作为专业的危险化学品驾驶人员，驾驶员要了解液化天然气的性质、危害特性及罐体的结构等知识，日常行驶时要认真做好出车前、运输过程中及收车后的车辆检查。一旦车辆或者罐体部分出现异常或者意外，能采取紧急处置措施。驾驶人员要自觉地调整本能反应、驾驶习惯和精神状态等，改变驾驶保障安全驾驶。

(3) 依据《液化气体汽车罐车安全监察规程》和《移动式压力容器安全监察规程》中的相关规定，加强 LNG 槽车的安全性能监管，要定期对 LNG 槽车进行安全性能检测，对于在安全性能检测不达标的车辆要责令整改或及时淘汰。

(4) LNG 槽车运输过程需配备 GPS 定位，定期采样分析 LNG 槽车道路运输线路存在的风险性，为往后采取有效的防范措施提供科学依据；可以在线监督驾驶人员是否存在违规驾驶行为并能及时提醒或制止；可以在线监督车辆行驶过程中是否存在走错路线并能实时提醒；可以在线时刻监护运输车辆，一旦发生险情便能及时救援。

6.6.3.7 废水运输过程中的风险防范措施

本项目气田水罐区及污水池均进行重点防渗，并在气田水罐区设置围堰，防止泄漏物料外泄至站场内其他区域；为降低废水转运对地表水的污染风险，确保本项目废水得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，废水转运过程中，采取如下措施：

(1) 废水承运单位应具备 HSE 准入资格和相应的运输服务准入资格。

(2) 建立建设单位与当地政府、环保局等相关部门的联络机制，若有险情发生，应及时与作业区值班人员取得联系，若确认发生废水外溢事故，应及时上报当地政府、环保局等相关部门。

(3) 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。

(4) 转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。

(5) 采用罐车密闭式运输，加强罐车装载量管理，严禁超载。

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

加强对污水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。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对污水罐车的管理，防止人为原因造成的废水外溢。

(7) 转运罐车行驶至河流（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。

(8) 废水承运人员进入井场装卸废水，必须遵守西南油气分公司的有关安全环保管理规定，并服从井站值班人员的管理，不得擅自进入生产装置区和操作井场设备设施。

(9) 废水车辆运输严格执行签认制度。签认单复印件报属地管理单位安全部门和承运单位备查。

6.6.3.8 其他风险防范措施

(1) 本工程所属作业区应建立健全消防演习，熟悉灭火作战方案，定期组织演练。应定期对消防设施、消防器材和灭火剂进行检查。灭火剂应每年全面检查一次，

并定期更换。

(2) 岗位值班人员和干部对消防器材和消防设备应做到懂原理、懂性能、懂结构、懂用途、会使用、会保养、会检查。

(3) 对场站周围的居民做好事故应急宣传，以保证一旦发生天然气泄漏事故时，居民做出正确反应。

(4) 在今后的试采过程中，建设方必须保证试采回收单元内设备设施运行正常以及各标示装置、标示设施的完整，并对周边群众做好宣传教育工作；加强巡检工作，编制应急预案并按照预案内容进行定期演练

6.7 环境风险事故应急措施

6.7.1 页岩气窜层泄漏进入地表应急措施

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

6.7.2 井漏环境风险事故应急措施

发生井漏时必须利用各种堵漏材料，处理井漏的规定流程如下：

- ①分析井漏发生的原因，确定漏层位置、类型及漏失严重程度。
- ②保质保量的配置堵漏泥浆。
- ③施工时如果能起钻，应尽可能采用光钻杆，下至漏层顶部。
- ④使用正确的堵剂注入方法，确保堵剂进入漏层近井筒处。
- ⑤施工过程中要不停地活动钻具，避免卡钻。
- ⑥凡采用桥堵剂堵漏，要卸掉循环管线及泵中的滤清器、筛网等，防止堵塞憋泵伤人。
- ⑦憋压试漏时要缓慢进行，压力一般不能过大，避免造成新的诱导裂缝。

⑧施工完成后，各种资料必须收集整理齐全、准确。

6.7.3 井喷及井喷失控应急处置措施

①首先采取相应措施保护井口装置，严防井喷着火和事故继续恶化；

②立即启动应急预案并做好应急响应，同时上报上级主管单位（部门）及当地政府；

③应急监测组佩戴正压式空气呼吸器，对井场周围进行可燃气体、有毒有害气体检测，并根据检测结果和风向划定安全区域；

④治安警戒组根据划定的区域设置警戒线，封锁现场，控制火源；

⑤疏散搜救组疏散现场无关人员，搜救被困人员，医疗救护组对受伤人员立即进行现场救护，并根据伤情采取应急救援措施；

⑥应急抢险组或应急救援中心在上风方向向井口装置及周围大量注水，尽最大可能保护井口，防止井喷失控着火；

⑦应急抢险队或协议救援单位根据抢险方案实施抢险作业；

⑧物资保障组根据抢险方案做好抢险物资的组织、运输工作

⑨通信保障组负责现场应急通讯，做到电话、传真和网络畅通；

⑩新闻报道组准备相关的宣传材料，必要时在指定区域张贴发布；运用宣传工具开展舆论宣传，避免造成不良社会影响；

⑪善后处理组负责协助地方政府做好疏散人员的安置工作；

⑫后勤保障组做好现场应急人员的生活保障。

⑬含 H_2S 气井发生井喷失控在人员生命受到严重威胁、撤离无望，且短时无法恢复井口控制时，应实施弃井点火。

6.7.4 井喷及井喷失控并伴有硫化氢、二氧化碳等有毒有害气体逸散，

应急处置措施

①发出硫化氢、二氧化碳报警信号，抢救现场中毒人员，根据现场风向，疏散现场及周边无关人员，封闭现场；

②应急监测组佩戴正压式空气呼吸器利用仪器对井场周围进行可燃气体、硫化氢气体和二氧化碳气体检测，并根据检测结果和风向和当地的自然条件和气象情况划定安全区域，对下游环境进行跟踪监测，为扩大警戒和疏散提供科学依据；

③治安警戒组进行交通管制，禁止无关人员进入现场，控制火源；

④应急抢险组根据现场情况提出抢险方案建议，并上报总指挥；

⑤应急抢险组或协议救援单位根据抢险方案实施抢险作业；

⑥物资保障组根据抢险方案做好抢险物资的组织、运输工作；

⑦油气井点火决策人由局、分公司授权的现场总负责人担任，参照含硫化氢天然气井钻井与试气作业工程安全技术规范规定，在发生井喷失控（当封井器关闭后，井口仍有气体喷出）时起，平台经理（井队长）5min 内下令实施点火；井喷或发生硫化氢泄漏事故 30min 内紧急疏散距气井和脱硫站厂界 1.2km 范围内的居民。

⑧医疗救护组负责对中毒、受伤人员进行救护；

⑨通信保障组保障应急通信的畅通；

⑩后勤保障组做好现场应急人员的生活保障；

⑪新闻报道组准备相关的宣传材料，必要时在指定区域张贴发布；运用宣传工具开展舆论宣传，避免造成不良社会影响

⑫善后处理组负责协助地方政府做好疏散人员的安置工作。

6.7.5 事故发生后外环境污染物的消除方案

当发生页岩气扩散时，应及时进行井控，争取最短时间控制井喷源头，尽可能切断泄漏源。页岩气扩散时间短，通过空气流动自然扩散降低空气中可燃气体浓度。井喷失控点燃后可通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中污染物浓度。

6.7.6 废水泄漏事故、油罐泄漏事故等应急措施

废水发生泄漏和外溢的措施：在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时，应提前安排调度罐车对废水进行外运贮存或外运处理达标排放。外溢进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止流入地表水污染水体。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合各部门抢险。

暴雨天等特殊情况下对可能外溢的废水紧急罐车转运时发生泄漏事故的措施：废水外运采用罐车转运，罐车运输如发生事故，也可最大程度的避免或减少废水洒落。应急抢险应以尽量减少泄漏量，控制废水扩散范围为基本原则。罐车污水进入耕地和农田不会造成重大环境影响，主要影响土壤和植被生长。由于一罐车水量仅约 10t，量不大，影响到范围较小，同时事故应急在泄漏事故处挖坑截流等措施，能

更小的控制影响到面积。泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防止进入冲沟影响河流水体。泄漏入冲沟的，同时在冲沟筑坝截流，防止进入下游河沟影响水质。泄漏进入河流水体时应首先最大限度减少泄漏量，同时应及时通报当地环保部门和下游用水相关部门，并积极配合环保部门抢险统一部署，在泄漏点下游设置拦水坝和过滤吸附水坝，减少污染物下泄量。可能污染下游饮用水源的应及时通报当地生态环境局和相关取水单位和个人，并按规定程序启动应急预案采取联动处理。

6.7.7 酸化压裂用酸发生泄漏事故的措施

一旦发生泄漏进入农田的，应堵住农田缺口，挖坑收集，防治进入下游地表径流。发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置，对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿，避免造成环境纠纷。

6.7.8 油罐泄漏事故应急措施

储油罐区修建了围堰和集油池，泄漏时可将泄漏油进行收集，不会进入外环境，应急措施主要为防止继续泄漏并对泄漏收集油进行处置。发现油罐泄漏时，应立即查找泄漏源，并采取应急堵漏措施并观察周边修建的集油池及围堰存放情况，杜绝漏油进入地表；泄漏油罐应急堵漏后，立即联系收集单位将集油池罐内的剩余油转移至安全的存储装置，从源头上防止继续泄漏；然后对集污池收集的泄漏油进行处置。

6.7.9 盐酸泄漏事故应急措施

前置酸储存区修建围堰和导流槽，发生泄漏收集入污水池，不会进入外环境。发现盐酸泄漏时，应立即查找泄漏源，并采取应急堵漏措施，杜绝漏油进入地表；前置酸罐应急堵漏后，立即联系收集单位将泄漏源的剩余酸液转移至安全的存储装置，从源头上防止继续泄漏；然后对应急池收集的泄漏酸液进行处置。井场四周设施有截污沟进入污水池，酸液不会进入地表及土壤，污水池内盐酸及时清理并检查污水池防腐防渗层，避免出现破裂及腐蚀等。

6.7.10 事故状态下 H₂S 及 SO₂ 对敏感点防范措施

出现井喷、原料天然气因为管道、接头及阀门等部位泄漏或破裂，导致含硫天

然气泄漏释放，应紧急疏散距气井 500m 范围内的居民。

①事故发生后，公司应急指挥部应立即和当地有关部门联系，同时联系附近的社区、村委会或居委会等机构，利用喇叭、广播、移动电话等通信设施通知居民进行紧急撤离。

②当事故发生接到警报后，撤离人员应迅速撤离井远离井场，沿井场上风向撤离，位于井场下风向应避免逆风撤离，从两侧撤离后再沿上风向撤离，同时尽量撤离到高地。撤离时须注意避开井口附近的高浓度区域，切忌周围居民因贪恋财物等情况返回事故区域。

③建设单位应加大宣传力度，普及安全和防护知识，提高居民安全警惕性，减少由于人员安全意识薄弱导致的伤亡。应积极配合当地政府部门组织当地居民进行事故演习，演习中应重点对警报通知方式、撤离方式、撤离路线、紧急集合等内容进行应急演练。

④根据事故可能危害的范围设置警戒，所有人员朝远离泄漏处及其上风向撤离。

⑤一旦发生中毒事故，抢救人员戴好防毒面具，把中毒者救出现场，移至通风良好处，对呼吸及心跳停止者，立刻做人工呼吸，直至恢复正常或救护车到来或送医院。

6.7.11 废水转运过程的措施

本项目压裂返排液转运时采取罐车密闭输送。为降低废水转运对地表水的污染风险，确保本工程废水得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，本工程废水转运过程中，采取如下措施：

(1) 建立建设单位与当地政府、环保局等相关部门的联络机制，若有险情发生，应及时与作业区值班人员取得联系，若确认发生废水外溢事故，应及时上报当地政府、环保局等相关部门。

(2) 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。

(3) 转运过程做好五联单转运台账，严格实施交接清单制度。

(4) 加强罐车装载量管理，严禁超载。

(5) 加强对污水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。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运

输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对污水罐车的管理，防止人为原因造成的废水外溢。

(6) 转运罐车行驶至河流（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，观察并安全通过。

(7) 废水转运应提前安排，尽量避开暴雨时节等路况较差的季节。

6.7.12 应急联动

(1) 上层联动

本项目所在的遵义市、赤水市、白云乡政府均设置有应急管理办公室，工程建设和运行得到了当地各级政府的大力支持，因此，在企业自身建立并完善应急响应机制的前提下，与地方进一步强化应急联动，应急联动具有可行性。

(2) 下层联动

开展项目周边人居调查工作，结合项目周边人员分布情况，落实紧急情况下的应急联络人，确保有效组织环境风险事故下的应急撤离。

6.7.13 环境风险评估和应急预案制定

尽管本项目建设 and 运行所带来的环境影响在采取相应的措施后，不会对当地的环境造成恶化，但是工程建设和运行仍然存在发生风险事故的可能性，建议建设单位应充分重视项目潜在的环境风险，定期开展环境风险评估工作，对重点风险部位、风险源、风险保护目标开展评估，为项目平稳建设和运行保驾护航；此外，建设单位应编制项目总体应急预案和各类专项应急预案，并在当地相关部门进行备案，定期开展应急演练，确保各项应急措施有效实施。

6.8 应急保障体系

6.8.1 应急预案层次

本工程由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）负责施工管理。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）应急预案体系主要分三个层次：整体预案、专项预案和现场处置方案。其中针对环境风险的预案包括《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）突发事件应急预案》等。此外，还包括井喷、平台场站泄漏着火、突发自然灾害等其他专项预

案。

其中总体预案比较宏观，重在明确应急方针、组织结构及对应职责，应急行动总体思路。专项预案是主要针对具体的、特定的紧急情况制定的有较强针对性的预案。

6.8.2 应急预案设置

(1) 组织机构及主要职责

应急组织机构由应急领导小组、应急办公室、现场应急指挥部、信息报送组、专家组成员。

1) 应急领导小组

应急领导小组是页岩气项目部应急管理的最高领导机构，负责重大突发事件的应急领导和决策工作，包括预案审查、应急资金采购储备、物资、队伍等资源调配、演练管理及其他重要事项。应急领导小组组长由页岩气项目部经理担任，副组长由页岩气项目部主管安全副经理担任。HSE 管理小组为页岩气项目部各专业组人员。在应急状态下，应急领导小组的主要职责有：

- ① 贯彻页岩气项目部应急领导小组关于应急救援工作的指示指令，按照公司应急领导小组组长下达的应急状态启动令，启动相关《应急预案》指令。
- ② 负责向页岩气项目部应急领导小组及时汇报现场信息，制定现场抢险方案，并组织实施。
- ③ 负责向公司、政府部门、施工单位及时沟通协调，完成抢险救灾过程中的指挥、调度、汇报、通告、求援工作。
- ④ 收集、掌握气象、灾害动态等信息，及时传达给现场指挥。
- ⑤ 负责应急响应启动和终止指令的下发。

2) 应急办公室

应急办公室由页岩气项目部主管安全环保领导及环保专员、HSE 监督和各专业组成员组成，是应急领导小组的日常办事机构，负责预案的修订、平时的应急准备，突发事件时接受报告、信息报送、组织联络应急状态下各职能部门沟通协调及各承包商的应急处置。

应急办公室的日常任务为：

- ① 负责组织制订页岩气项目部突发事件总体应急预案和专项应急预案；

② 负责页岩气项目突发事件总体应急预案演习方案策划与实施；

③ 负责提出应急工作所需费用预算；

④ 负责承包商应急预案的审核和备案工作，对承包商应急预案的制定、培训、演练和实施情况进行监督、检查。

⑤ 负责应急领导小组交办的其它事项。

在应急状态下，应急办公室的职责为：

① 负责应急信息收集和应急值班；

② 接收突发事件的报告，持续跟踪事件动态，及时向应急领导小组组长汇报，接受并传达指令；

③ 向机关各职能部门、应急保障单位传达应急领导小组指令；

④ 根据应急领导小组组长指令，派出赴现场人员；

⑤ 协调和调动系统内部应急资源，联络系统外部应急资源；

⑥ 负责应急领导小组指示、应急活动记录和应急处置过程中资料的整理。

3) 现场应急指挥组

现场应急指挥组是负责现场应急救援的指挥中心，由页岩气项目部应急领导小组指定相关专业组副经理组成。现场应急指挥组在页岩气项目部应急领导小组授权下，行使现场应急指挥、协调、处置等职责。其职责为：

① 按照页岩气项目部应急领导小组组长的指令，指挥、组织现场抢险工作。

② 及时向页岩气项目部应急领导小组组长报告现场情况，提出抢险方案、措施与建议并组织实施。

③ 应急抢险行动结束后，负责安排、部署各项善后事宜。

4) 信息报送组

根据页岩气项目部应对重特大突发事件的需要，设置信息报送组。信息报送组的职责为：

① 贯彻页岩气项目部应急领导小组的信息报送指令；

② 拟定事件发生情况信息及动态信息，报应急领导小组组长审查后上报公司应急领导小组；

③ 根据公司应急领导小组授权与公司新闻媒体沟通，保持与公司媒体的联系，正确引导公司舆论；

④ 根据公司应急领导小组授权在油田内部刊物、网络发布消息，告知员工突发事件情况，保持与员工的沟通联系；

⑤ 收集、跟踪舆论信息；

⑥ 分析突发事件应急处置的相关法律责任，提供法律支持。在重特大突发事件应急处置首次会议后及时进行法律责任的初步判断，提出建议。

5) 专家组

专家组在应急处置中的职责为：

① 为现场环境保护应急工作提出实施应急救援方案的建议和技术支持；

② 根据应急办公室安排，参与制订突发事件应急处置方案和现场处置工作；

③ 负责应急办公室交办的其它任务。

④ 应急组织体系图

页岩气项目突发事件应急组织体系图如图 6.8-1 所示。

图 6.8-1 突发事件应急组织体系图

(2) 预防与预警

1) 预防与应急准备

① 预防

页岩气项目部应急办公室及各承包商应定期对各自业务范围内危险源进行分析、评估，建立危险源清单，找出重大危险因素，组织检查、监控及隐患治理，采取防范措施；保持与地方政府有关部门的沟通，收集有关气象、地质灾害预报的信息，及时采取有效措施，保证人员安全。

② 应急准备

页岩气项目部及承包商应建立并完善突发事件应急预案体系，建立健全应急工作规章制度，组织开展应急宣传教育及应急预案演练、应急救援专业知识培训，不断提升员工应急处置能力。

③ 监测与预警

根据应急能力情况及可能发生的突发事件的类型及事件特征，有针对性地开展应急监测工作。通过新闻媒体、地方政府、上级通知、员工及承包商上报的预警信息及气象、水利等地方专业机构发布的预报信息，对突发事件发生的可能性和严重

程度进行判断，当发生突发事件的可能性和严重程度较大时，以电话形式向页岩气项目部员工以及各承包商发出预警通知，预警内容包括按既有预警程序采取行动，并按程序进行应急响应准备。

突发事件的预报和预测结果，以及公司发布的预警等级，采取如下措施：下达预警指令，发布预警信息；采取防范措施，做好应急准备；达到突发事件 II、III 级标准时，启动应急响应；根据情况变化，适时解除预警。

(3) 应急信息响应

1) 应急信息收集

应急办公室负责井喷、火灾爆炸、人员伤亡、中毒、交通事故、自然灾害等险情信息的收集和记录。

2) 应急信息报告

页岩气项目部任何人发生或发现突发事件均应立即向页岩气项目部应急办公室汇报，遇有重大紧急突发事件时，为及时有效控制和处理突发事件，最大限度地减少人员伤亡和财产损失，可以直接上报油气分公司。

应急办公室收到险情信息，立即向应急领导小组组长报告，同时多方了解险情信息。重大交通事故在报告上级应急办公室的同时，属地方交警部门管辖的路段还应当报当地交警部门。发生火灾事故现场当事人应立即拨打火警电话，页岩气项目部应急办公室应同时报告公司应急办公室和安全环保部门。发生人员伤亡事故应立即拨打医疗救护电话，页岩气项目部应急办公室应同时报告公司应急办公室和安全环保部门。

报告和记录的内容：事件类别；时间、地点；初步原因；概况和已经采取的措施等；现场人员状况及撤离情况（人数、程度、国籍、所属单位）；事件过程描述；环境污染情况；对周边的影响情况；现场气象主要自然天气情况；生产恢复期的初步判断；报告人的单位、姓名、职务以及联系电话。上报过程应有时间限制，尽快上报险情。

根据公司应急领导小组授权由应急领导小组组长对外进行新闻舆论沟通。

(4) 应急反应程序

应急反应应该以最快捷、最有效的方式将险情报告给应急办公室。应急办公室接到险情信息后，立即向应急领导小组组长、副组长报告，应急领导小组赶赴现场

履行职责。应急领导小组依据具体情况做出是否启动环境风险应急预案的决定，并报应急领导小组组长。

应急办公室奉命下令启动环境风险应急预案后，应急机构和人员迅速到岗履行职责，进入应急工作状态。根据现场情况，迅速制定应急处置方案。根据应急现场指挥的指令，采取应急抢险措施（组织，技术），协调各应急组织、装备和物资，必要时请求油气分公司或地方政府调集第三方救援力量，实施环境风险应急抢险救助行动。

应急行动结束时，由应急办公室奉命下达解除应急状态的指令。应急办公室要对应急行动全过程进行综合评价，整理应急记录，编写应急总结报告，报送公司安全环保生产管理委员会办公室。

根据应急过程中出现的问题，按照事故险情级别由相应的应急组织机构制定下达纠正和预防措施，并跟踪实施。

（5）应急保障

为保证环境应急处置工作和应急效果，防止突发事件的影响扩大，应在区内建立应急维修队，消防队，医疗救护队等，并配备相应的应急设备、物资（如编织袋、铁锹、十字镐、毛巾、手套、绳套、铅丝、雨衣、雨鞋、救生衣、灭火器、防毒面具等），并由专业人员负责。应急物资应按时检查，确保应急设备物资都处于有效的状态。应急人员应定期进行应急培训、应急演练，以便在事故发生状态下做出正确的应急响应。

根据《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）突发事件应急预案》内容，该区块的医疗救护依托于赤水市人民医院，并自备了救援车辆。页岩气项目部每年年初从生产成本中列支 20 万元作为应急处置专项费用，用于各种突发事件应急设备、装备配备，抢险物资储备，人员培训和应急演练，实行专款专用。

页岩气项目部应每月组织页岩气项目部员工进行应急演练培训，并且每月定期对承包商应急演练培训情况进行监督检查和指导。

页岩气项目部根据公司要求每年制定应急演练计划，并定期组织应急演练工作。演练可以采用桌面、实战以及与地方政府协同等形式。应急办公室要对演练全过程留下评价性记录（《应急预案演练记录》）。

页岩气项目部应按照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4号）规定完善突发环境事件应急预案编制和备案要求。应急办公室每应根据实际情况的变化，按照行业规范要求及时对突发事件应急预案进行修订。

6.8.3 宣传、培训和演练

1、公众信息交流：按规定向公众和员工说明页岩气开采的危险性及发生事故可能造成的危害，广泛宣传应急救援有关法律法规和页岩气开采事故预防、避险、避灾、自救、互救的常识。

2、培训：页岩气开采有关应急救援队伍按照有关规定参加业务培训；页岩气开采企业按照有关规定对员工进行应急培训；各级安全生产监督管理部门负责对应急救援培训情况进行监督检查。各级应急救援管理机构加强应急管理、救援人员的上岗前培训和常规性培训。

3、演练：页岩气开采企业按有关规定定期组织应急救援演习；有关专业应急机构和地方人民政府根据自身情况定期组织页岩气开采事故应急救援演习，并于演习结束后向安全监管部門提交书面总结。应急指挥中心每年会同有关部门和地方政府组织一次应急演练。

根据《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ-T 2076-2020）钻井施工现场应急演练应由钻井队统一组织指挥，相关各方共同参加。

西南油气分公司及所属单位每年至少组织一次井喷事故应急的桌面演习或全面演习，并将演习总结报应急办公室。

6.8.4 周边公众区域警示和保护计划备案

根据《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T 5087-2005）、《页岩气钻井井控安全技术规范》（AQ-T 2076-2020）及《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014），井喷失控的处置及应急管理要求。

周边公众区域警示和保护计划备案”要求如下：

1、在应急预案中应包括周边公众警示、撤离和保护计划。应急预案中应有区域平面图及联络框图，在其上标明井场附近所有居民、学校、商业区的标识号码、所在位置及电话号码。

2、施工方应对不小于距离井口 500m 范围以内的所有居民及其他有关人员发放

安全告知书。

3、施工方与所在地乡（镇）人民政府签订应急疏散协议,明确双方的责任和义务。施工所在地乡（镇）人民政府应根据施工方报批备案的应急预案，制定在规定范围之内所有居民的疏散方案，明确应急疏散片区负责人，组织并参加施工方主持的防硫化氢知识培训。

4、井喷失控、二氧化碳泄漏发生时,页岩气生产经营单位代表或其授权的现场总负责人应及时与地方政府联络沟通，启动企地联合应急预案。

5、如硫化氢监测器监测到井场附近地区的硫化浓度可能达到 75mg/m³（50 ppm）时，施工方应及时通知当地乡（镇）人民政府、村委会组织邻近居民进行应急疏散撤离。

6、井喷失控后应立即停机、停车、停炉,关井架、钻台机房等处全部照明灯和电器设备的电源必要时打开专用防爆探照灯；熄灭火源,设立警戒区并组织警戒；将油类等易燃易爆物品撤离危险区；迅速做好储水供水工作,并尽快由注水管线向井口注水防火或用防水枪向油气喷流和井口周围设备大量喷水降温，保护井口装置，防止着火或事故继续恶化。

7、立即向上一级主管单位或有关部门汇报，同时按应急程序向当地政府和安全生产监督部门报告协助当地政府做好井口 500 范围内居民的疏散工作。

8、应设置观察点，定时取样,测定井场各处天然气硫化和二化碳含量,划分安全范围。在警戒线以内，严禁一切火源。根据监测情况决定是否扩大撤离范围。

6.9 风险防范措施汇总

本项目在环境风险防范措施上严格按照含硫气井要求落实。本项目环境风险防范措施，见表 6.8-1。

表 6.8-1 风险防范措施一览表

序号	类型	风险防控措施
1	柴油罐风险防范措施	地面防渗
		罐体四周建围堰和防渗集油池
		地面防渗，罐体四周建围堰和导流槽
2	盐酸罐风险防范措施	导流槽末端自流至应急池
3	井喷防范措施	消防器材
		防井喷装置

4	危险废物暂存风险 防范措施	场地按要求进行防渗处理，分类分区存放
5	应急池	防渗处理
6	环境风险管理及 防范措施	周边农户宣传；风向标、编制应急预案及培训、 演练；环境风险管理等。
7		应急疏散
8		应急监测
合计		

6.10 环境风险评价小结

本项目工程地质条件、钻井深度、地层压力、天然气含量等综合勘探条件在行业的开发井中属于中等不利，与工程地质情况类似的相邻井和开发井在钻井中未发生井喷失控事故，发生可能诱发井喷失控的不良现象很少，仅表现为井漏，未出现井喷情况。工程发生最大可信事故的机率小；根据环境风险预测，最大可信事故对人身安全、健康、环境的后果影响范围小，一般控制在井场区域，但仍有必要采取风险防范措施尽量避免环境风险事故的发生，同时完善环境风险应急措施，组织编制、学习、演练应急预案以便在环境风险事故发生后将环境影响降低到最小程度。

本项目在试采过程中涉及的甲烷（天然气）、乙烯、正丁烷、MDEA 等均属于危险化学品，可燃气体的扩散引起遇火爆炸产生爆炸，MDEA 等泄漏会对周边地表水和地下水环境存在一定的环境风险。建设单位通过在项目营运过程中严格管理，遵守操作规程，定期对设备进行检查、维修，一旦发生事故，立即启动事故应急预案，遵章处置，在确保各项环境风险防范措施和应急预案逐项落实的前提下，本项目的环境风险是可控。

综上，本项目在采取上述环境风险防范和应急处置措施后，本项目钻采工程环境风险可控，环境风险控制在接受范围内。

7 环境保护措施及可行性论证

鉴于页岩气开发井钻采项目的环境特殊性，虽然包含钻前、钻井和储层改造测试、地面采气四个阶段，但由于钻前工程施工期主要为野外土建筑施工（场地、基础构筑物施工），污染物产生量少，采取常规土建筑施工环境保护措施即可较好的将环境影响在当地环境可接受范围（相应环境保护措施见钻前工程施工期环境影响章节），土建施工环保措施成熟、可靠，类似井场均成功应用，故本评价重点对钻井工程、储层改造施工、地面采气运营期的环保措施经济技术可行进行分析论证。

7.1 水污染防治措施

7.1.1 钻井废水处理回用措施技术经济论证

本项目钻井废水以循环利用为主，不外排，主要环保措施包括“不落地”随钻处理、废水贮存、回用等。

（1）水量及水质

本项目钻井废水主要产生水基泥浆钻井阶段，由于本项目采取随钻处理的钻井污染物“不落地”工艺处理水基钻井污染物，在钻井过程中无废水需外排（全部收集处理后回用于钻井泥浆调配用水），仅在完钻阶段，不再需要回用时产生钻井废水约 1155m³，暂时贮存在“不落地”工艺配套的 1 套 4×40m³污水罐内及清水池，完钻后作为钻井下阶段压裂液调配生产用水全部重复利用，该部分污水主要污染物以 pH、COD、石油类、氯化物等为主，pH 值较高呈碱性。

（2）废水钻井现场“不落地”工艺

由于本项目采取“不落地”随钻处理工艺，钻井废水分为两部分分别处理：

1) 钻井过程中：水基泥浆钻井过程中，生产用水用于水基泥浆的调配，并以高压泥浆在井筒内循环形式带动井底钻头不断钻进地层，井下岩屑也随循环返排泥浆一并返排出地面，返排泥浆经 ZJ50 型钻井配套的泥浆循环系统的振动筛分、离心分离后分离成三部分：①钻井岩屑：钻井泥浆循环系统振动分离的大颗粒岩屑由现场配置的 20 个 2.5m³收集罐收集后转运至井场设置的不落地处理固相污染物专用贮存场地定期委外处置，无废水外排。②可循环利用钻井泥浆：直接再次进入泥浆循环

系统，重复利用于钻井作业，减少钻井泥浆的调配量，泥浆循环率在 95%以上，该过程无废水外排。③废泥浆：主要为井下钻头切割岩石时产生的细小岩屑颗粒拌入泥浆，导致泥浆属性变化（密度、抗压性、粘性等参数变化）不满足再循环要求而排除泥浆循环系统的失效泥浆。ZJ50 型钻井泥浆循环系统分离产生的此废泥浆（振动+离心分离）由现场产配置的 20 个 2.5m³收集罐收集后又车转运钻井污染物处置单元实施泥水分离处理（破胶+沉淀+板框压滤脱水），压滤出水重复利用于钻井泥浆现场调配生产用水，固相泥饼转运不落地处理固相污染物专用贮存场地中转定期委外处置，该过程钻井废水全部重复利用于钻井泥浆调配用水，无钻井废水外排。

此外本项目为平台丛式井组，前序钻井废水回用于后续钻井泥浆调配用水，即本项目平台钻井过程中，除单井内的 0~1~2 开废水循环利用外，井场同平台后续采气井钻井工序回用。钻井过程中钻井废水处理工艺流程详见图 7.1-1。

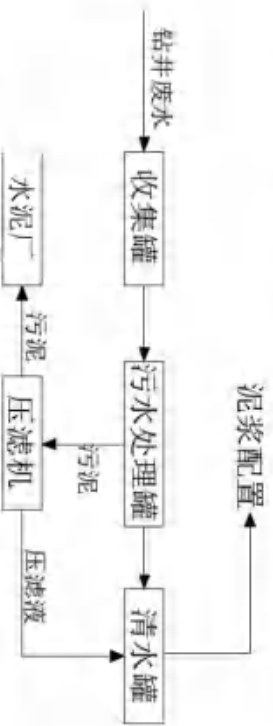


表 7.1-1 钻井过程中废水处理工艺流程图

2) 完井阶段：平台内 4 口井钻进作业全部结束，最后 1 口井的钻井系统配套的钻井泥浆循环系统内泥浆、井筒内泥浆都将被清水置换出来，进入“不落地”随钻处理系统实施泥水分离处理（破胶+沉淀+压滤），分离的固相定期委外处置，分离的废水与起钻井下钻具清洗废水以及操作平台清洗废水，总计 1155m³，暂时贮存“不落地”工艺配套的 1 套 4×40m³污水罐及清水池内，完钻后作为钻井下阶段压裂液调配生产用水全部重复利用，不外排。

(3) 废水井场贮存措施合理性分析

由于泥浆钻井过程仅是泥浆循环，仅在产生废泥浆和需要对钻具等进行清洗时才产生废水，钻井过程中废水产生量峰值约 10m³/d。结合钻井项目这样的产水特点，新胜 12 平台钻井“不落地”工艺区共配备 1 套 4 个 40m³废水收集罐用于收集钻井过程中产生的污水并处理。“不落地”工艺生产配备的均为钢制罐，存储废水避免了跑冒滴漏现象的发生，罐体容积满足废水收集贮存要求，“不落地”工艺沉淀+板框压

滤 20m³/h 的处理能力可确保所产生的废水及时得到处理并返回参与钻井生产用水循环，杜绝废水外溢污染事故。

为防止在暴雨或连续降雨等极端天气条件下发生废水泄漏，对初期雨水进行收集处理，现场 1 套 4 个 40m³ 废水收集罐平常正常工况下为 2 用 2 备，井场北侧同时配有 1000m³ 应急池，应急池和收集罐有容积应对暴雨或连续降雨等极端天气条件下初期雨水的收集需要（15min 的初期雨水量 250m³），杜绝废水外溢污染事故。

综上所述，本项目钻井过程中废水贮存措施可行。

（4）完钻废水作压裂液调配用水的可行性分析

由于页岩气井在目的层位的储层改造通过水力压裂来实施的，而水力压裂需水量较大（本项目 4 口井压裂总用水量约为 5.76 万 m³），为减少压裂用水对周边地表水体水资源的挤占，页岩气钻井项目钻井废水一般均回用于压裂液调配用水。根据本项目压裂设计方案，压裂液调配用水对水质要求较低，主要控制悬浮物，结合涪陵焦石坝、四川长宁、威远、昭通黄金坝等地页岩气井场钻井废水回用压裂液用水比率统计资料，钻井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，本项目钻井废水优先在平台内井间循环利用，最终仅 1 口井钻井废水产生，产生量仅为 1155m³，控制好钻井废水回用调配比率，均可全部回用于压裂液调配用水，从而避免钻井废水外运处理和现场外排。类比川、渝地区已钻页岩气井钻井废水回用实际经验，钻井废水回用压裂液调配用水具有可操作性和可行性，本项目钻井废水回用于后续压裂阶段压裂液调配用水处置措施可行。

7.1.2 压裂返排液处理措施技术经济论证

本项目压裂返排液的返排存在于储层改造阶段的开井测试放喷阶段以及地面采气工程运营期。由于本项目目的层含水性弱，一般不产地层水，且水力压裂为物理体积压裂方式，井下压裂液水质变化较小，故开井返排液仍为压裂施工压入地下的压裂液为主（带出部分压裂支撑剂，返排液 SS 浓度相对压裂液更高）。压裂返排液最终去向为资源化循环利用或定期通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置，主要环保措施包括井间、井组间利用的现场的贮存、资源化循环利用、委托处置等。

1、现场废水收集贮存调节措施合理性分析

根据本项目设计，本项目压裂阶段现场吊装重叠液罐 1200m³，积液池容积

1000m³，可供现场用于贮存压裂返排液。根据工程分析，压裂返排液返排符合如下规律：

表 7.1-2 压裂返排液返排规律

建设单位通过合理调配废水转运罐车和现场重叠液罐，及时中转本项目压裂返排液，为节约工程占地，考虑周边页岩气井平台开发进度、极端天气持续时间、安全转运条件等因素，综合返排液峰值返排持续时间仅为 1~2d 的返排规律，本项目压裂返排液现场贮存最短时间按 2d 时长，时间设置合理，同时中转池考虑 15%的安全容积作为应急容积使用，进一步保障了本项目返排液现状贮存，不外溢。

2、返排液资源化回用可行性分析

返排液优先回用于平台内井间回用，其次为周边页岩气开发井压裂液调配回用，实现压裂返排液的最大资源化利用，减轻页岩气开发对当地水资源的挤占，本评价从以下几方面分析该措施的可行性：

①水质要求：返排液与压裂液水质无明显变化，水质满足重复利用要求。同时为减少页岩气井压裂用水对周边水资源的挤占，压裂返排液采取回用于井间和区间回用方式处理，减少压裂液调配用水在当地的新鲜取水量。

② 接纳储水：页岩气开发平台建设采用标准化井场布置，每个平台均设置约 1000m³ 的积液池以及在压裂准备阶段优先在井场布置 1200m³ 的重叠液罐用于存水，为回用其他井场返排液创造了有利的存水条件。

③ 运输方式及线路可行性：根据业主提供的资料，返排液转运线路以水泥路面公路为主，路况较好，通过合理规划线路避开当地乡镇集中饮用水源地等敏感水体；同时采用罐车运输避免了转运途中废水的“跑、冒、滴、漏”；通过对罐车 GPS 定位跟踪、压裂返排液外运三联单管理等环保管理制度的落实，本项目压裂返排液外运线路及运输方式可行。

⑤ 环境管理要求：用罐车运输时，在压裂返排液转运过程中严格执行联单管理制度；压裂返排液的转运参照废物转运联单管理制度执行。运输路线的选择须避开饮用水源保护区等重要水体，运输过程中应当严格根据已经选定的转运路线进行转运，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险。对运输参与人员进行环境保护教育培训，提升应对泄漏等风险事故的应对能力，将可能造成的环境影响降到最低。

7.1.3 旺隆回注站依托处理可行性分析

1、压裂阶段返排液处理方式

新胜 12 平台 4 口井酸化废水共计为 2160m^3 ，进入废水罐中预处理（隔油、沉淀、中和处理）后临时暂存于积液池及压裂液重叠液罐，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。工程对返排出的压裂废水进行回收利用，用于该区域其他井的压裂液的配制，不可回用时通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注。由于返排液为间歇性排除，当返排液不能综合利用时，立即开展返排液外运工作，在合理安排压裂阶段工程情况下，井场内储存设施可以存储所有返排量。

采用 5 辆罐车正常每天运输 2 次，罐车容量约为 $10\text{m}^3/\text{车次}$ （约 $10\text{t}/\text{车次}$ ），平均每天运输最少 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，在 22 天内拉运结束。在返排液较大时，增加运输次数降低压裂返排液在厂区的储存量。通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注。

假设出现返排液暂存设备不足或不能及时运走处理，可立即关井处理，停止返排，待具有完善储运设施后继续进行返排。压裂阶段施工过程中应加强事故管理避免返排液泄露。一旦出现返排液暂存设备不足或不能及时运走处理，可立即关井处理，停止返排。待具有完善储运设施后继续进行返排。不得将污水外排至环境。在采取严格监督及完善储存设施，运输罐车的配置下，环保设施可行，环境影响可以接受。

2、运营期采气阶段气田水处理方式

本项目运营期气田水仍然为压裂期间压入地层的压裂液，再生产初期时长约 1 个月，水气同产，通过气液分离器脱水，生产初期产水量约为 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，时长约 1 个月；生产稳定期产水量约为 $20\text{m}^3/\text{d}$ 。生产初期气田水通过积液池（ 1000m^3 ）暂存，收集返排液。

采用 5 辆罐车正常每天运输 2 次，罐车容量约为 $10\text{m}^3/\text{车次}$ （约 $10\text{t}/\text{车次}$ ），平均每天运输最少 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，在生产量少时，减少运输车辆或运输车次。积液池（ 1000m^3 ）、清水池（ 1000m^3 ）可以做到有效收集单日压裂液产生量，压裂液量储存较大时，增加运输降低气田水在厂区内的存量。

本项目气田水在运营期可以有效收集，厂区设置有积液池（ 1000m^3 ）及截污沟作为事故状态下的气田水收集，可以收集至少 30 天的气田水，气田水不会外排进入外环境中。

3、依托处理可行性分析

(1) 旺隆回注站基础信息

建设位置：贵州省赤水市旺隆镇前进村；

服务范围：旺隆回注站接受中石化采气四厂页岩气工区内建设和生产期间的钻井废水、压裂返排液和气田水。

规模：设计回注规模 $400\text{m}^3/\text{d}$ （旺 4 井回注规模 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，旺 8 井回注规模 $100\text{m}^3/\text{d}$ ）；

批复建成情况：于 2019 年 11 月 27 日获得环评批复黔环审（2019）123 号，2021 年 1 月完成旺隆回注站竣工环境保护验收；

运行规模：实际运行可处理规模 $400\text{m}^3/\text{d}$ ；

处理工艺：处理废水拉运到旺 8 井井场排入来水收集池，在来水接收池进行初步沉淀后，通过来水提升泵将废水输送至混凝沉降池，加入 PAC、PAM，在混凝沉降池进行反应后，进入沉降区。沉降区溢流水进过滤缓冲池，在缓冲池沉降后，经由过滤提升泵进入蓝式过滤器，进一步分离水中的微粒悬浮物，然后进入高架罐，水罐利用高差，将水输送至注水泵进口，通过注水泵增压后，进入旺 4 井或旺 8 井；

(2) 压裂返排液及气田水依托旺隆回注站回注可行性

项目压裂测试阶段单井单日最大返排量 400m^3 ，

最后压裂的新胜 12-3 井压裂液 2160m^3 通过压裂液重叠液罐 1200m^3 、积液池 1000m^3 暂存，共计储存容积 2200m^3 ，由于返排液为间歇性排除，单井单日最大返排量 400m^3 。

压裂测试阶段采用 5 辆罐车正常每天运输 2 次，罐车容量约为 $10\text{m}^3/\text{车次}$ （约 $10\text{t}/\text{车次}$ ），运距单程 2 小时约 24km ，平均每天运输 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，在 22 天内拉运结束，在返排液最大时，增加运输车辆及运输次数，在厂区内压裂液储罐及积液池等有效收集压裂液下，同步运输，可以将压裂返排液尽快处置，减少在厂区内的贮存量。

本项目单日废水回注量为 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，不会超过旺隆回注站回注量 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，仅占其回注量的 50%，在气田水，本项目压裂液及气田水均属于压裂液，水质相同，运至旺隆回注站后由旺隆回注站污水处理设施处理后再进行回注，满足回注处置要求，旺隆回注站在赤水市境内，依托旺隆回注站回注是可行的，项目运输距离上满足当天运输 2 次。

综上，本项目压裂液及气田水采用罐车运输至旺隆回注站处理后回注是可行的。

(3) 运输距离可行性分析

本项目所在地至旺隆回注站共计运输距离 24km，单程运输时间在 40 分钟左右，运输路径为平滩村村道→S301 省道→旺隆镇村道→旺隆回注站，运输交通道路建成完善，均在贵州省省境范围内。

4、环境管理要求及建议

平台内压裂返排液及气田水水质相同，可优先回用于周边的新胜区块页岩气开采井，不能回用的返排液经罐车输送至旺隆回注站处理后回注是可行的。在压裂返排液及气田水处过程中，本次环评提出以下要求及建议：

本项目建设单位与专业运输公司签订转运合同，废水转运由专业公司负责实施，降低环境风险发生概率，本环评要求专业运输公司具有相应的运输资质。

在压裂返排液转运过程中严格执行联单管理制度；压裂返排液的转运按照废物转运联单管理制度执行。运输路线的选择须避开饮用水源保护区等重要水体，运输过程中应当严格根据已经选定的转运路线进行转运，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险。对运输参与人员进行环境保护教育培训，提升应对泄漏等风险事故的应对能力，将可能造成的环境影响降到最低。建设单位针对废水转运采取的管理措施为：

- ① 制定科学合理的车辆运输，根据管道输送和车辆运输实施相应的管理。
- ② 废水承运单位需具备西南油气分公司 HSE 准入资格和相应的运输服务准入资格。
- ③ 废水承运单位在开展运输工作之前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，废水运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废水过程中不得溢出和渗漏。严禁任意倾倒、排放或向第三方转移废水。
- ④ 废水承运人员进入井场装卸废水，必须遵守西南油气分公司的有关安全环保管理规定，并服从井站值班人员的管理，不得擅自进入生产装置区和操作井场设备设施。
- ⑤ 废水车辆运输严格执行签认制度。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。
- ⑥ 废水转运时采取罐车密闭输送。

⑦ 尽量避免在雨天和大雾天转运。

为确保本工程废水得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，建议本工程废水转运过程中，增加如下措施：

① 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。

② 转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。

③ 废水转运前应及时通知当地环保局，以便环保部门监督管理。

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

图 7.1-1 旺隆回注站运输路径示意图

7.1.4 生活污水处理可行性分析

由于井场施工人员较少，生活污水产生量较小，水质较为简单。由于本项目施工时间较短，评价仅提出临时性的生活污水处理措施。

生活污水产生量的高峰期为钻井阶段，最大产生量约为 $2.8\text{m}^3/\text{d}$ ，主要污染物 COD 约为 300mg/L ， BOD_5 约为 100mg/L ，SS 约为 250mg/L 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 约为 20mg/L 。

考虑本次钻井工程施工时间短，生活污水水量较小，水质较为简单，本项目拟采用投资较小的一体化设施处理。生活污水自建一体化污水处理设施（处理规模 $10\text{m}^3/\text{d}$ ）处理，处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后作为农灌用水或绿化用水回用，严禁随意外排，雨季期间不能及时回用于农灌用水或绿化用水时，则暂存在井场应急池内。钻井工程集中在夏秋季，项目所在地周边旱地较多，根据土地利用现状调查可知，井场周边 300m 范围内可以提供农用的林地及耕地总面积达 52.73hm^2 ，本项目生活污水产生量的高峰期为钻井阶段，最大产生量约为 $2.8\text{m}^3/\text{d}$ ，项目附近旱地和林地有能力消耗该部分生活污水。

若遇暴雨，生活污水无法作为农灌用水或绿化用水回用，则生活污水可暂存在现场的 1000m^3 应急池内，施工期生活污水产生量的高峰期约 $2.8\text{m}^3/\text{d}$ ，因此应急池可暂存远超 30 天的生活污水量，可保证生活污水不外排，待暴雨过后，再进行旱地、农田农用地或林地灌溉。

因此本项目周边耕地有需求要求，生活污水处理达标后用于农灌是可行的，生

活污水处理措施可行。在钻井期间建设一体化污水处理设施，并在后续施工，运营期继续使用，且污水处理设施规模满足生活污水产生量处置要求，生活污水处理工艺 A^2O+MBR 膜处理工艺为市场已成熟的一体化生活污水处理工艺，因此本项目项目生活污水处理措施有效可行，对当地地表水环境影响较小。

7.1.5 采气阶段地表水污染防治措施及其可行性论证

本项目排水系统采取雨污分流制，雨水排入附近的沟渠。本项目产生的废水有井口集气工艺中卧式重力分离器分离出的采出水、LNG 的调压过滤计量系统中分离出的污水、LNG 的脱水系统分离出的污水，以及脱盐浓水、空压机组运行过程中产生螺杆空压机废水、检修废水和生活污水。

(1) 污染防治措施

①采出水

由于气井所采原料气中含有一定的游离水分，经井口分离器分离产生量约 $20m^3/d$ ；LNG 装置对新胜 12 平台井口集气工艺处理后的来气进行处理过程中，在调压过滤计量系统中的过滤分离器、脱水系统中再生分离器分离等过程会产生少量污水，其成分与采出水相同，产生量分为 $0.3m^3/d$ 、 $0.2m^3/d$ ；则采出水总计为 $20.5m^3/d$ 。主要污染物为 COD、氯化物、石油类等。本工程井口集气工艺分离的采出水在应急池内暂存；LNG 装置分离的污水全部收集于脱水系统 $5m^3$ 污水罐内，最终通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置。

②脱盐浓水

本项目设置脱盐水装置，用于 MDEA 溶液配制。装置剩余脱盐浓水产生量为 $34.65m^3/a$ ，主要污染物为盐类和少量 SS，由管道收集暂存于应急池内，最终通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置。

③检修废水

本工程工艺设备维修时会产生检修废水，检修废水排放量约 $6m^3/次$ ，1~2 次/1 年，排放方式为间歇式排放，主要污染物及浓度为石油类 $100mg/L$ ，SS $200mg/L$ ，废水经管道收集至应急池内暂存，最终通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或

委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置。

④生活污水

本项目试采期间有 3 人值守，租用当地民房，产生的少量生活污水采用 5+10 型环保厕所及生活污水一体化处理装置处理达标后农灌、绿化，不外排。

(2) 污水储存设施合理性分析

钻前工程建设的积液池分为 4 格，容积均为 500m^3 ，用于收集暂存井口分离器产生的采出水 ($20\text{m}^3/\text{d}$)、检修废水 ($6\text{m}^3/\text{次}$) 和脱盐浓水 ($0.1\text{m}^3/\text{d}$)，产生量为 $26.1\text{m}^3/\text{d}$ ，污水池容积按不超过 80% 计，可存放 60 天以上；LNG 装置分离产生的废水量为 $0.5\text{m}^3/\text{d}$ ，采用 5m^3 污水罐暂存，可存放 10 天，有较充足的时间组织外运处理，储存设施合理可行。

(4) 废水处置合理性分析

试采期生产废水主要为采出水，且产生量远小于项目施工期，试采期产生的污水废水经站场内暂存设施暂存后。根据前文施工期采出水处置可行性分析，定期通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置，此处不再赘述。

当遇特殊情况，旺隆回注站不能接受试采期污水处理时，运营单位首先通过内部协调，将本项目采出水转运至公司旗下距离本项目较近且符合要求的其他污水处理站处理，转运前应及时通知当地环保局，以便环保部门监督管理。若旺隆回注站不能处理时，应及时协调其他有资质的第三方单位处置。

7.1.6 井场清污分流措施分析

沿井场四周修建排水明沟，接入雨水沟末端的沉砂池，简易沉淀后通过雨水沟排放；基础间修建排污明沟，基础内空间通过水泥砂浆表面坡度进入排水沟后进入“不落地”随钻处理工艺系统处理；井场临地势较高两侧修建雨水沟实行清污分流。该措施简单，主要是修建排水沟，效果明显，在各钻井井场广泛使用，措施可行。

7.1.7 暴雨防范措施分析

根据井场设计要求，井场设有内外雨水沟，以减少场外雨水流入场内；项目现场设置 1000m^3 的清水池和 1000m^3 的应急池，防止排污池外溢污染事故。通过上述措施后可应对突降暴雨，可有效防止暴雨季节场地雨水突增导致的废水外溢环境风向事故的发生。本项目应对暴雨处置措施可行。

7.2 地下水防治措施分析论证

新胜 12 平台主要采取合理选址、源头控制、分区防渗、工艺优化和建立应急响应保护措施保护地下水环境。

7.2.1 合理选址防止地下水污染

根据本项目开展的前期地质勘查结果以及项目所在地水文地质资料，井位选址已避开了现已知的地下暗河、溶洞、漏斗等复杂地质区，通过合理选址从源头上有效的保护了当地地下水环境。项目虽不位于喀斯特地貌发育区，但井位选址也应避开已知的地下暗河、溶洞、漏斗等复杂地质区，通过选址从源头上有效的保护了当地地下水环境。同时本项目建议业主单位开展《井区岩溶勘查》，调查确定 1000 米以下浅地层地下暗河、溶洞和破碎带的分布情况从而指导钻井工程地下水环境保护工作（实施避让、提前堵漏等工程措施保护当地地下水环境）。

7.2.2 源头控制

（1）建设期（钻前、钻井、储层改造阶段）

①项目在施工建设前应充分研究地质设计资料和钻井等，并在此基础上优化钻井施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，均作出了预见、预判和制定预防措施、应对方案。采用清水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。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。

②每次钻井结束后的固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，防止污染地下水。固井作业应提高固井质量，建议采用双凝水泥浆体系固井，可有效防止因为井漏事造成的地下水环境污染。

③施工期间钻井过程中应加强钻井废水管理，防止出现废水渗漏、外溢或积液池垮塌等事故；钻井过程中产生的废水采用化学混凝+板框压滤处理工艺，实现全部回用，不外排。

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；废泥浆、酸化废液、岩屑储存于防渗漏的罐中外运综合利用处理，完井废水用于后续压裂液配制，不外排。压裂返排液优先回用于井间、平台间，不能回用的外运回

注或其他符合环保要求的单位处理。

⑤ 井场设置清污分流、雨污分流系统。针对污水，将污水排入场内污水截流沟，再依地势或用泵抽入不落地随钻处理系统中。对于清水，场面清水、雨水由场外雨水沟排入自然水系。

⑥ 为避免突降大于引起雨水进入沉砂池或清水池，从而引发废水外溢，应在雨季对废水池加盖防雨篷布或架设雨篷。沉砂池和各清水池修建时应留有一定的富裕容量，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。

⑦ 压裂过程中通过提高作业效率和水的循环使用，减少新鲜水用量、设定水力压裂的最大用水限制，促进压裂操作回流水循环使用。

(2) 封井处理阶段（不具开发价值）

封井期间主要的污染源为拆除地面设施及封井时工人少量生活废水，以及井筒内残留的压裂液。封井期需严格按照相关设计规范做好设备拆除、井管水泥封填、场地恢复等工作，做好施工期工人生活污水收集处置工作，最大限度地减少对地下水环境的影响。

(3) 运营期（采气阶段）

① 运营期井场内仅有采气作业，平台内气液分离器分离出的压裂返排液排入井场内的污水中转池或污水罐，及时外运回注或其他符合环保要求的单位处理。减少现场贮存废水量。

② 清管作业和分离器检修时会产生少量清管废水和检修废水，经自然蒸发减容，不外排。清管作业产生的废水极少，清管废水沉淀处理后用于周边绿化。

③ 生产期间要做好井场的日常巡查工作，从源头将污染物泄漏对地下水影响降到最低限度。

7.2.3 分区防渗

(1) 分区防渗划分

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），对该项目各个建设工程单元可能泄漏污染物的地面需进行防渗处理，有效防止污染物渗入地下，并及时地将泄漏、渗漏的污染物收集并进行集中处理。根据新胜 12 平台各生产单元可能产生的污染物情况及构筑物的特征，将新胜 12 平台井场区划分为重点防渗区、一

般防渗区和简单防渗区，见图 7.2-1。

1) 重点防渗区

主要为对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理的区域或部位。主要包括整个井场区域、配套工程及辅助设施区的钻井基础区域、清洁生产操作区、钻井液材料房区域、应急池、清水池、放喷池以及各种储备罐区。

2) 一般防渗区

主要指裸露地面的各生产功能单元，对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位。该项目的一般防渗区主要包括除钻井井口区以外的井场钻井及井场四周排水沟。

根据以上原则，结合该项目各生产单元的实际情况，将本项目的分区防渗方案如表 7.2-1 所示。

表 7.2-1 新胜 12 平台分区防渗方案

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	等效防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能	整个井场区域	地面
		放喷池	池底及池壁
		泥浆循环系统（含储备灌区，位于附属设施区域）	装置区的地面、围堰四周及底部
		“不落地”随钻处理工艺区	装置区的地面、围堰四周及底部
		压裂作业系统（含压裂液储槽，位于附属设施区域）	装置区的地面、储液槽池底及池壁
		油罐区、废油暂存区	地面、围堰四周及底部
		积液池（应急池+清水池）	池底板及壁板
		油罐区、废油暂存区	地面、围堰四周及底部
一般污染防治区	等效防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能	水基、油基岩屑贮存场地	地面及围堰、雨棚
		材料堆放区	地面
		场内截污水沟	沟底及沟壁

(2) 分区防渗措施

重点污染防治区防渗层的防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层；一般污染防治区防渗层防渗性能不低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能，该防渗性能要求与《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）第 6.2.1 条等效。主要防渗介绍如下：

1) 重点防渗区

① 钻井工程（井场）

a.按照地上污染地上防治、地下污染地下防治的原则，对钻井基础区域的地面采用防渗混凝土层+防渗涂层的防渗方案，防渗结构见图 7.2-2 所示，防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层。

图 7.2-1 钻井基础区域防渗结构图

b.钻井井场的柴油灌区和废油暂存区设置围堰，钻井基础区域、钻井液设备场地（泥浆循环系统、泥浆储备灌区）、柴油灌区和废油暂存区的围堰均采用“防渗混凝土+高密度聚乙烯膜”进行防渗，其防渗层的渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。区域地面采用 C30 砼进行硬化防渗处理。

c.泥浆循环系统（含储备灌区）、“不落地”随钻处理区等

罐区地面采用水泥硬化和严格防渗、防腐和防爆措施，罐区周围须设置具有强防渗性的围堰和集水沟。

罐区基础的防渗，需从上至下依次采用“罐底板、沥青砂绝缘层、砂垫层、防水涂料层、钢筋混凝土承台、混凝土垫层”的防渗方式详见，图 7.2-3。

图 7.2-2 罐区基础防渗示意图

d.压裂作业系统（含压裂液储槽）

压裂作业系统地面采用 C30 砼进行硬化防渗处理。压裂液储槽的池壁和池底按照重点污染防治区进行防渗处理，其防渗层的防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

② 积液池

混凝土池体采用防渗钢筋混凝土，池体内表面涂刷水泥基渗透结晶型防水涂料

(渗透系数不大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$)。池底采用“HDPE 土工膜+抗渗钢筋混凝土整体基础+砂石垫层+长丝无纺布+原土夯实”。

HDPE 高聚乙烯土工膜下宜采用压实粘土作为保护层,压实粘土压实系数不小于 93%,厚度不小于 600mm,混凝土强度等级不低于 C30,结构厚度不小于 250mm,混凝土的抗渗等级不低于 P8,水泥基渗透结晶型防水涂料厚度不小于 1.0mm,水泥基渗透结晶型防水剂掺量宜为胶凝材料总量的 1%~2%。

图 7.2-3 废水池防渗结构示意图

③ 放喷池

放喷池坑底开挖整平后,先铺设 2mm 厚的 HDPE 防渗膜,再浇筑 20cm 厚 C15 碎石砼层,最后抹 3cm 厚的耐火砂浆。放喷池至集酸池采用石箱涵及明沟连接,箱涵及明沟内侧先采用 1:3 砂浆进行抹面后再铺设 2mm 厚的 HDPE 膜作防腐、防酸处理。

④ 生活区

主要是生活污水处理设施区域的防渗,采用复合防渗结构:土工膜(厚度不小于 1.5mm)+抗渗混凝土(厚度不易小于 100mm)结构。抗渗混凝土的渗透系数不大于 $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ 。

2) 一般防渗区

通过在抗渗混凝土面层(包括钢筋混凝土、钢纤维混凝土)中掺水泥基渗透结晶型防水剂,其下铺砌砂石基层,原土夯实达到防渗的目的。对于混凝土中间的伸缩缝和实体基础的缝隙,通过填充柔性材料达到防渗目的,渗透系数不大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ (图 7.2-5)。一般污染防治区抗渗混凝土的抗渗等级不低于 P8,其厚度不小于 100mm。

图 7.2-4 一般防渗区防渗结构示意图

3) 简单防渗区

利用混凝土进行一般地面硬化。

7.2.4 钻井工艺优化

本项目钻井选用全井段套管保护+水泥返空固井工艺，封固套管和井壁之间的环空空间，有效保护井下地质环境。本项目导管段选用的是清水钻进，1~2 开选用无毒无害的水基泥浆钻进，同时全井段采用套管和水泥固井防止地下水污染，钻井现场全时段储备重泥浆和井下堵漏剂，随时做好堵漏准备，防止钻井泥浆流失进入地下水，措施可行。

7.2.5 地下水环境管理措施

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

(2) 针对井场各存储池和存储罐，必须按下列要求进行管理：

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

②对井场临时储存的废水进行及时转运，减少储存周期，降低外溢风险，特别在汛期来临前，要腾空排污沟、环境监测池等。

③为避免突降大雨引起雨水进入排污沟、环境监测池等，从而引发废水外溢，应在雨季对水池加盖防雨篷布或架设雨棚。在暴雨季节，加强对各水池的巡查，降低废水外溢的风险。

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

⑤各类储备罐，如废水收集处理罐、泥浆储备罐等均置于防渗处理的地面上，应加强日常监管，一旦有物料泄漏，可及时发现并采取应急措施。

(3) 严格执行运输保障的“三联单”制度，运输车辆安装 GPS，防止废水随意排放引发环境污染事件，确保废水运输安全性。

(4) 用罐车运送废水时，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。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对罐车的管理，防止人为原因造成的污染物泄漏。

7.2.6 应急响应

无论预防工作如何周密，地下水污染事故总是难以根本杜绝，制定地下水污染应急响应是要迅速而有效地将事故损失减至最小，应急响应如图 7.2-6。

图 7.2-5 地下水污染应急响应程序

(1) 根据本项目对地下水环境影响识别，最大风险事故为钻井液漏失和压裂液漏失，钻井液漏失应采取立即更换清水钻井液、快速钻进、快速下管的工艺；压裂过程中井管破裂应立即停止压裂作业，并在场地下游设置抽水井，对污染的地下水进行抽出处理。

(2) 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。

(3) 制定应急监测方案，确定对所受污染地段的上下游至地表水、村庄饮用水源进行加密监测，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。

(4) 划定污染可能波及的范围，在划定圈内的群众在井中取水的，要求立即停止使用，严禁人畜饮用，对附近群众用水采取临时罐车拉水集中供应等应急措施，防止水污染中毒。

(5) 应尽快对污染区域人为隔断，尽量阻断其扩散范围。对较小的河流可建坝堵截。同时也要开渠导流，让上游来水改走新河道，绕过污染地带，通过围堵、导控相结合，避免污染范围的扩大。

(6) 分 3 个层面采取处理措施，处理事故污染

①源头控制：筑坝阻留，开渠导流，尽可能阻止污染向下游扩散。

②扩散途径控制：确定地下水污染范围，在受污染地段，抽取地下水并用活性炭吸附处理。

③敏感点应急处置：一旦发生池体泄漏或井漏等非正常工况的地下水污染事故，应立即启动应急预案，迅速控制项目区事故现场，切断污染源，对污染场地进行清源处理，同时上报相关部门进行善后。通过长期监测井作为应急抽水井开展抽水，

形成水力截获带，控制污染源，并监测地下水污染物浓度。发生风险事故或者非正常工况下后，因本项目导致周边分散式饮用水源受到污染的，应立即利用其他井水或送水车应急供水解决居民的饮水问题，并采取相关的地下水环境保护措施。敏感点应急处置费用纳入环境风险应急处置措施工程费用和地下水应急响应措施费用中，预留资金备用。

综上所述，通过采取上述地下水防治措施可有效保护项目所在地地下水环境，将环境影响控制在当地地下水环境可接受范围内，合理选址和分区防渗、源头控制、优化工艺、应急响应等措施在页岩气开发井建设项目中已多次成功应用，地下水防治措施可行。

7.3 大气污染防治措施

7.3.1 钻井阶段

本项目产生的环境污染主要有钻井阶段柴油发电机等设备产生的 NO_x 、 SO_2 和颗粒物，储层改造后测试放喷期间产生的燃烧废气，以及地面采气运营初期水套炉燃烧废气、工艺设备检修放散废气。

备用柴油发电机仅在断电情况下使用，会产生氮氧化物、二氧化硫和颗粒物。柴油发电机和柴油动力机使用优质柴油，有自备的处理设施和排气筒等，产生的大气污染物浓度低，且仅在断电情况下使用，工作时间短，以每个月运行 4 次，每次 2h，钻井期共计 10 个月，共计运行 80h 运行。本项目备用柴油发电机使用时， NO_x 排放浓度为 $202.02\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 排放浓度为 $169.7\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟尘排放浓度为 $111.1\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源大气污染物排放限值，即 $\text{SO}_2 \leq 550\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 240\text{mg}/\text{m}^3$ 、烟尘 $\leq 120\text{mg}/\text{m}^3$ 和林格曼黑度小于 1 级，则本项目备用发电机组烟气可实现稳定达标排放。由于备用发电机不是经常使用设备，所以其影响是暂时性的。对当地环境空气的 NO_x 和 SO_2 污染物贡献值很小，对周围环境的大气质量影响有限。备用发电机可不采取废气处理措施，完善管理减少备用发电机的使用即可降低污染物的排放量。废气排放时间短，污染物排放对环境的影响较小。

7.3.2 压裂测试阶段

每口井采用酸化压裂后需测试放喷确定目的层产能，为地面试采阶段定产。产生废气主要有酸化作业废气和要来自放喷测试废气。

酸化作业 HCl 废气：本项目在酸化前将成品酸（稀盐酸）用玻璃钢罐车拉至现场储存待使用。存储过程和酸化过程会产生少量的 HCl 废气，盐酸通过玻璃钢罐体密闭储存，储存量少（不超过 80m^3 ），且酸化作业时间短（各目的层作业时间约 2 天），产生的 HCl 废气量少。酸化作业 HCl 废气随着酸化作业完成而停止产生，对周边大气环境影响小。

测试废气：为了测试安全和减轻对环境的污染，本项目采取点火燃烧方式处置测试放喷的天然气，放喷池地势空旷，并清除周边 10m 范围内的杂草和作物，放喷池内储存约 1.5m 深的清水，有利于燃烧废气的扩散和减少热辐射污染。该技术在钻井工程中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行。天然气经燃烧后产物主要为 SO_2 、 CO_2 和 H_2O ，间歇性放喷，每次持续放喷时间约 2~4h，燃烧产物对环境影响甚微，且随着测试的结束放喷废气排放污染源消失。

7.3.3 采气阶段环境空气污染防治措施及其可行性论证

本项目试采期产生的废气主要包括水套加热炉燃烧废气、少量酸性气体以及井站无组织废气（以非甲烷总烃计）和停电期间备用燃气发电机废气、事故或检修工况下放空废气。

（1）水套加热炉燃烧废气及脱酸废气

项目正常工况下生产废气主要为井口集气工艺水套加热炉燃烧废气、脱酸系统产生的脱酸废气，水套炉所用燃料气为试采站净化后的天然气，属于清洁能源，污染物主要为 SO_2 、 NO_x 、颗粒物，水套炉燃烧废气通过 12m 高排气筒排放，废气排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 3 大气污染物特别排放限值；脱酸废气主要成分为 CO_2 、 H_2O （g）及微量 CH_4 ，经塔顶排气口直接排放，排放高度为 15m。站场拟建地较为开阔，扩散条件较好，废气通过自由扩散即可消除其对环境的影响。

（2）再生气

脱水系统产生的少量再生气以及 LNG 冷箱及装车过程中产生的 BOG 气化器复热后用于水套炉加热，对环境空气影响较小。

(3) 井站无组织废气

对试采回收单元内易发生泄漏的设备与管线组件，制定日常巡视工作制度，定期检测、及时修复，确保设施的稳定运行，防止或减少跑、冒、滴、漏现象。采取以上有效措施后，本项目无组织废气（以非甲烷总烃计）无组织逸散量较小，对周边环境影响较小。

(4) 备用燃气发电机废气

项目非正常工况下废气主要为备用燃气发电机废气、放空废气等排放的废气，燃气发电机采用本站净化后的天然气，燃烧废气主要为 SO_2 、 NO_x 和颗粒物，燃烧废气经自带排气筒排放，因发电机为备用时运行时间短，污染物产生量少，污染物排放满足《大气污染物综合排放标准》（DB50/418-2016）二级排放标准。

(5) 放空废气

试采回收单元在设备检修及非正常工况时，管线两端的阀门将关闭，管道内的少量天然气通过放散管线导排至放喷池进行点火燃烧或引至放空立管燃烧排放。由于项目事故及检修频率较低，且站场放空区位于地势开阔的空旷地带，大气扩散条件良好，减轻了对周围大气环境的影响。

综上所述，本项目运行期废气污染防治措施可行，不会对周围大气环境造成明显不利影响，对周围环境空气影响可接受。

7.4 噪声控制措施分析论证

7.4.1 施工期噪声控制措施

根据各阶段噪声环境影响分析，钻井作业和储层改造施工过程噪声环境影响方式和程度类似，故本评价对钻井和储层改造施工噪声控制措施一并分析论证。根据业主提供的资料，本项目采用电网接入，只有停电等紧急情况下才启用备用柴油发电机供电。

鉴于本工程的施工期特性，试采定产后，噪声消失的实际情况，选用在目前同类型钻井工程使用最多，容易被接受并能够减少和避免噪声影响导致的环保纠纷投诉的降噪措施。

对钻井期间主要产生噪声的设备具体采取以下降噪措施：

① 在钻进设备选型时选取高效低噪声设备。

② 可采用双回路供电，当一路电停电时，另一路电可继续供电，提高网点供应的可靠性，在断电使用备用柴油发电机时，采用活动板房隔声并对发电机基座减振，降低应急供电时的噪声影响。

③ 泥浆泵等高噪声源置于钻井平台内，基础安装减振垫层。

④ 声环境敏感点噪声防治措施：根据前文各施工阶段噪声环境影响分析结果，噪声环境影响主要体现在钻井施工时对周边 200m 范围内居民点夜间超标噪声影响以及压裂施工时距离较近的居民点昼间压裂噪声影响，针对噪声影响尤其是夜间影响突出问题，本评价提出在场地临近居民侧设置隔声围墙措施（隔声量 ≥ 15 dB(A)），避免噪声扰民。预测修建临时隔声围墙后，项目周边居民点噪声影响将满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。因此，通过以上措施，本项目施工期噪声对声环境的影响是可以接受的。

针对测试放喷等短期噪声影响，虽影响程度大，但由于影响时间太短，重点做好对居民的解释和沟通工作，争取受影响居民的理解，避免噪声扰民投诉。在噪声防治措施无法取得效果下，方进行居民点的搬迁或功能置换。

通过以上措施，本项目施工期对当地声环境的影响是可以接受的。

7.4.2 采气运营期噪声控制措施

站场运行期的噪声主要来源于机械设备运行噪声，水套炉、泵、风机、冷剂压缩机等设备。为防止本项目试采期设备噪声对区域环境的影响，保证噪声达标，本环评要求建设单位应采取以下噪声防治措施：

① 选型上使用国内先进的低噪声设备，安装时采取台基减振、橡胶减震接头及减震垫等措施。

② 水泵加装减震器，进水管道设可曲挠管道橡胶伸缩接头以减小水锤冲击和水泵振动产生的噪声，连接水泵进出口的水管、进出机房隔墙处与运转设备连接的管道均采用减震吊架。

③ 采用低噪声设备，优先使用网电，对发电机采取减振措施、机房采取隔声、吸声等降噪措施，出风口设消声器。

④ 风机进口或出口加装消声器，站场内合理布局，将主要产噪设备布置在场区远离场界外环境敏感点区域，且充分利用场界外山体进行阻隔。

⑤定期进行设备检修，保证设备的正常运转，降低故障性噪声排放；加强运行过程中的生产管理，采取有效措施减少事故放空频次。同时，在试采期间应做好与受噪声影响居民的解释、沟通与协调，争取得到他们的理解和支持，避免环保纠纷。

⑥放空前，应事先及时通知站场附近居民，根据《放空工艺操作规范》，放空管周围 50m 范围内不得有人员靠近。

积极采取措施后周边声环境保护目标处环境噪声可满足相应标准要求。总的来说，严格采取以上噪声污染防治措施后，项目对环境的影响可接受。

7.5 固废处置及综合利用可行性分析

7.5.1 水基钻井岩屑及钻井泥浆处置

1、水基钻井岩屑及钻井泥浆

本项目固废产生环节主要为钻井作业的废弃泥浆、岩屑（含油基钻井失效泥浆和含油岩屑）。

水基钻井固废主要包括水基钻井岩屑和失效的钻井泥浆，钻井岩屑由“不落地”工艺振动冲洗分离处理后、钻井泥浆采用“不落地”工艺板框压滤脱水处理后及时外运，现场设施堆存区（HPDE 膜垫层防渗防雨）仅作临时贮存，贮存周期不超过 7d，采用载重 10t~30t 汽车运输，高峰期运输频次 1~3 次/d，生产稳定期运输周期不超过 7 天。

根据建设单位提供资料，新胜 12 平台钻、完井施工过程中产生的水基岩屑、失效水基钻井液和堵漏浆等一般固体废物收集后委托正安西南水泥有限公司综合利用处置，或其它具备一般固废处理能力的资质单位委托处置，不外排。

综上所述，本项目水基钻井固废主要包括水基钻井岩屑和失效的钻井泥浆，钻井岩屑由“不落地”工艺振动冲洗分离处理后、钻井泥浆采用“不落地”工艺板框压滤脱水处理后，委托正安西南水泥有限公司处置，或其它具备一般固废处理能力的资质单位委托处置。

2、钻井岩屑及泥浆处置去向

本项目水基钻井岩屑及钻井泥浆滤饼均为一般固废，成分相同，仅粒径和含水量不同，为确保水基钻井岩屑及钻井泥浆滤饼可以有效处理，本次提出处置去向方

案。本项目水基钻井岩屑及钻井泥浆滤饼如有其他合理、可行去向时，在处置单位满足处置要求时可采取其他处置去向。

本项目建设单位为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），本项目钻井工程产生的水基岩屑委托正安西南水泥有限公司进行处置，或其它具备一般固废处理能力的资质单位委托处置，正安西南水泥有限公司处置协议详见附件 14。

3、正安西南水泥有限公司概况

①处置单位名称：正安西南水泥有限公司；

②处置单位所在地：贵州省遵义市正安县格林镇风光居盆泥坝组；

③处置单位环保手续：环评批复文号：遵环审[2024]448 号；环批复时间 2024 年 11 月 13 日。

④处置单位处置方案：正安西南水泥有限公司具备一条 3200t/d 熟料水泥生产线。

⑤处置工艺简述

水基钻井固废经加药后由泥浆泵向振动分选筛进料，筛分出大颗粒渣和泥浆，泥浆经加入助凝剂、絮凝剂反应后进入板框或带式压滤机压滤出废水和渣，废水再次絮凝、浓缩后经压滤水渣分离，废水经工艺处理达到再生工业用水标准，进行循环回用。筛分和各阶段压滤出的废渣，可作为水泥生产的原料。

图 7.5-1 水基岩屑制砖工艺流程图

4、采取其他处置去向要求

本项目水基钻井岩屑及钻井泥浆滤饼如有其他合理、可行去向时，在处置单位满足处置要求时可采取其他处置去向。对于其他处置去向是，本次提出以下要求：

（1）处置单位应具有相应的贮存、输送、处置设施，并配套相应的污染防治措施，具有处置本项目钻井岩屑及钻井泥浆滤饼的能力。

（2）处置应获得环境主管部门的相关环评手续，并完成竣工环境保护验收，处置可以满足本项目最大日处理 30t 水基钻井岩屑（含钻井泥浆滤饼）的处理能力，具有排污许可等要求。

（3）处置范围应优先在在遵义市境内，运输道路应建成完善，单程运输时间不易超过 4 个小时。

5、贮存、运输、处置要求

本项目水基钻井岩屑及钻井泥浆滤饼为一般固废，在项目水基钻井岩屑及钻井泥浆滤饼在贮存、运输、处置过程中，应采取以下措施防止环境污染发生。

(1) 水基钻井岩屑及钻井泥浆滤饼在井场内贮存时，应在水基岩屑罐内贮存，不应堆放在井场及井场周边空地，不得堆放在项目周边农田、荒地等地方。

(2) 井场内水基岩屑储罐内贮存的水基钻井岩屑及钻井泥浆滤饼应及时清理，产生一次运输量后即可采取运输车辆运走处理，降低水基岩屑的贮存量，贮存的水基岩屑罐应定期检查，避免水基岩屑罐破裂导致水基岩屑的泄露。

(3) 运输车辆运输过程中应采取密闭运输车辆运输，并且具有运输资质及运输能力，运输司乘人员应具有相关的运输经验，对于运输的水基钻井岩屑及钻井泥浆滤饼，运输人员应明确其性质，运输过程进行运输量确认，设置运输交接单及运输台账。

(4) 在运输至处置单位贮存设施后，依照处置单位要求进行运输至指定堆放区域，处置单位接收到后，核对固废量，并做好接收台账记录。

7.5.2 正安西南水泥有限公司依托处置可行性分析

(1) 处置规模可行性分析

正安西南水泥有限公司可协同处置水基岩屑 1000/d。本项目最大处置钻井岩屑及压滤滤饼一天最大运输至正安西南水泥有限公司的量 30t，占其日处理量的 3%。

(2) 处置内容符合性分析

正安西南水泥有限公司协同处置的一般工业固废包含天然气页岩气钻井污泥（不含油），本项目钻井岩屑及压滤滤饼均为水基钻井过程中的钻井污泥（不含油），符合其处置成分要求。

(3) 运输距离可行性分析

本项目所在地至正安西南水泥有限公司共计运输距离 253km，单程运输时间在 210 分钟左右，运输路径为村道→S301 省道→S208 省道→S302 省道→江习古高速→S303 省道→正安西南水泥有限公司，运输交通道路建成完善，均在贵州省省境范围内。

综上，本项目水基钻井岩屑及钻井泥浆滤饼均属于水基岩屑。可以依托正安西南水泥有限公司协同处置，该单位具有处置能力，具有完善的贮存、输送、处置设

施，环境保护手续完善，该企业处置本项目水基钻井岩屑及钻井泥浆滤是可行的。

7.5.3 油基钻井岩屑及钻井泥浆处置

水平井钻井采用油基泥浆钻井，油基泥浆全部循环利用，对未失效泥浆进行全部回收通过泥浆储备站实现重复利用于业主单位旗下其他钻井平台，不外排；新胜 12 平台 4 口井水平井段油基钻井固废约 2182.89t，按照危废进行现场管理（HW08 危险废物），在平台内设置危废贮存场地并由岩屑罐盛装临时贮存（按危废贮存场地标准建设和使用管理）。

油基钻井产生的危废全部交由资质单位贵州绿诺环保科技有限公司分批分次实施场外转运和最终处置，或委托其它具备相关危废处置能力的资质单位清运处置。

1、钻井现场临时贮存合理性

在井场内设置危废专用贮存场地并由若干的岩屑罐盛装临时贮存（按危废贮存场地标准建设和使用管理，采用水泥基渗透结晶型防渗+2mmHDPE 膜防渗，1.5m 高砖混结构 C20 水泥抹面围堰，彩钢棚防雨），水平井钻井作业产生的油基岩屑现场贮存场地满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597—2023）和《危险废物收集、贮存、运输集输规范》（HJ2025-2012）中对危废贮存场地相关环保要求。

2、危废贮存、处置环境管理

本项目油基岩屑转运采用 80m³ 岩屑罐加盖密封，整体转运方式转运，避免转运过程中的跑冒滴漏，严格按照《危险废物收集、贮存、运输集输规范》（HJ2025-2012）等危废运输管理各项规定予以落实，转运车辆按照预定线路转运，加强转运人员的环境风险防范意识教育，编制转运环境风险应急预案，转运车辆环境管理措施可行。

为加强贵州省危险废物监督管理工作，贵州省环境保护厅固体废物管理中心每年都会组织行政区域内危险废物产生单位对当年危险废物的产生、贮存、转移、利用、处置等情况进行申报，本项目须严格按照当地危险废物登记申报环境管理相关要求，以企业为单位，本项目产生危险固废阶段（油基泥浆钻井阶段）为子项汇总后主动向当地环境行政主管部门申报，接受监督检查。

为加强转运过程中的环境管理，本项目严格按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ 2025-2012）、《危险废物转移联单管理办法》（原国家环境保护总局令 第 5 号）等相关环境管理要求，含油岩屑转运实施五联单转运制度，联单第一联由产生单位自留存档，联单第二联副联由产生单位在二日内报送移出地环境保护

行政主管部门：接受单位将联单第三联交付运输单位存档；联单第四联自留存档；联单第五联自接受危险废物之日起二日内报送接受地环境保护行政主管部门，联单保存期限为五年。

现场场内转运油基岩屑使用的岩屑罐在转运完毕后，委托有资质公司专业清理，清理物按照危废进行管理，岩屑罐转由业主单位旗下其他钻井平台重复使用。

3、油基钻井岩屑及泥浆处置去向

本项目危废转运严格按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ 2025-2012)、《危险废物转移联单管理办法》（原国家环境保护总局令 第 5 号）等相关环境管理要求执行，贵州境内危废企业有能力消纳本项目 HW08 危废。目前业主单位已与贵州绿诺环保科技有限公司达成危废接收协议。

危险固废（油基钻井岩屑及失效油基钻井液）处置去向：

①处置单位名称：贵州绿诺环保科技有限公司；

②处置单位所在地：贵州省遵义市绥阳县蒲场镇绥阳发电分厂内（距离本项目 98km）；

③处置单位环保手续：

贵州绿诺环保科技有限公司于 2021 年 5 月 27 日取《贵州省环厅关于贵州绿诺环保科技有限公司水泥窑协同处置危险废物 HW08 项目“三合一”环境影响报告书的批复》黔环审[2021]39 号，企业 2021 年 6 月开工建设，2021 年 9 月建设完成，于 2021 年 10 月 9 日在遵义市生态环境局进行突发环境事件应急预案备案（备案编号：520300-2021-929-L），于 2022 年 3 月 2 日取得贵州省生态环境厅颁发的危险废物经营许可证（编号 GZ52144）（初次发证日期：2021 年 11 月 30 日），于 2021 年 12 月 14 日取得排污许可证（排污许可证编号：91520322MAAK28MB69001V）。

2022 年 9 月进行调试，2022 年 12 月投入试营运。并于 2023 年 6 月进行竣工环境保护自主验收。

④危废经营许可证编号：GZ52144。

⑤经营类别：HW08 废矿物油与含矿物油废物（072-001-08）90000 吨/年；
(251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08)5000 吨/年；(900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-203-08、900-204-08、900-205-08、900-209-08、900-210-08、900-213-08、900-214-08、

900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-249-08) 5000 吨/年。

其中已包含 HW08-072-001-08 危废 (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)、及 HW08-900-249-08 危废 (其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物) 危废暂存类别, 包含石油、天然气开采 “所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆”。

⑥处置单位处置方案:

图 7.5-2 油基岩屑焚烧工艺流程图

⑦处置单位处置量: HW08 废矿物油与含矿物油废物年处理量为 90000 吨/年, 每天对固废废物的焚烧利用量为 300t/d, 约 15t/h、每年的时间为 6800h。

⑧接收、贮存设施情况

利用贵州绿诺环保科技有限公司内建城危废间用于暂存 HW08 危废, 危废暂存间内主要分为贮存区、搅拌池、循环池、事故池、收集沟槽等。暂存间和池底部和池子四周做了保护层+2mm 的防渗膜+保护层+混凝土。

⑨接纳能力分析

本项目油基固废危废产生量约 2182.89t, 产生量相对较少, 且仅为水平井油基钻井施工期产生, 产生周期仅 3 开水平井钻井阶段 (油基钻井阶段) 约 6 个月, 产生时间短。油基岩屑的暂存不会过多增加危废暂存企业冲击负荷。

由于本项目油基钻井危废产生量不大, 且随着施工的开始而停止产生, 交由贵州当地具有危废处置资质的单位采取分批分次场外转运和最终处置不会加重危废处置单位转运和处置负荷, 该处置方式在川、渝地区页岩气开发评价井项目中广泛应用, 中石化在贵州实施的丁页 2-1HF 井、丁页 5 井、林页 3HF 井等油基泥浆岩屑危废规范处置中已成功收集、转运和妥善处置, 贵州当地危废处置单位技术成熟可靠, 区域内有能力接收处置本项目产生的油基岩屑和废油基泥浆。

综上, 本项目水平井油基钻井固废交由当地具有相应危废处置资质单位贵州绿诺环保科技有限公司妥善处置措施合理、可行。

7.5.4 贵州绿诺环保科技有限公司依托处置可行性分析

(1) 处置规模可行性分析

贵州绿诺环保科技有限公司协同处置的 HW08 废矿物油与含矿物油废物, 按全

时段掺烧利用处置能力为 300t/d，约 15t/h。本项目最大处置基钻井岩屑及失效油基钻井液一天最大运输至贵州绿诺环保科技有限公司的量为 100t，占其日处理量的 33.3%，不迫超过其处置能力。

(2) 处置内容符合性分析

贵州绿诺环保科技有限公司协同处置的 HW08 废矿物油与含矿物油废物中的 071-002-08、072-001-08 两种，属于石油、天然气开采“所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆”，本项目油基钻井岩屑及失效油基钻井液为油基钻井过程中的含油泥浆，属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物中的 071-002-08、072-001-08 两种，符合其处置成分要求。

(3) 运输距离可行性分析

本项目所在地至贵州绿诺环保科技有限公司内共计运输距离 206km，单程运输时间在 190 分钟左右，运输路径为村道→S301 省道→S208 省道→S302 省道→江习古高速→崇遵高速→村道→贵州绿诺环保科技有限公司，运输交通道路建成完善，均在贵州省省境范围内。

(4) 产污现场贮存设施防渗措施

本项目危废贮存场地（油基岩屑罐及失效油基泥浆储罐所在罐区罐区）采取标准建设和使用管理，采用水泥基渗透结晶型防渗+2mmHDPE 膜防渗，1.5m 高砖混结构 C20 水泥抹面围堰，彩钢棚防雨），钻井作业产生的油基岩屑现场贮存场地满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）和《危险废物收集、贮存、运输集输规范》（HJ2025-2012）中对危废贮存场地相关环保要求。

综上，本项目油基钻井岩屑及失效油基钻井液均属于贵州绿诺环保科技有限公司可处理的含油矿物，且贵州绿诺环保科技有限公司具有处置资质，处置能力满足。因此本项目可以依托贵州绿诺环保科技有限公司处置本项目产生的油基钻井岩屑及失效油基钻井液，该单位具有完善的贮存、输送、处置设施，环境保护手续完善，该企业处置本项目油基钻井岩屑及失效油基钻井液是可行的。

7.5.5 含油固体废物

油罐、发电机房四周设置围堰，并各设 1 座 1×1×0.2m 的废油收集池收集跑冒滴漏的废油。废油属于危险废物，主要为润滑油成分，井场工艺区配备集污坑收集，现场配备废油回收桶贮存堆放于材料堆放区，并采取防渗、防雨、设置围堰保护措施，完钻后交由资质单位贵州绿诺环保科技有限公司通过资源回收方式妥善处置，或委托其它具备相关危废处置能力的资质单位清运处置，措施可行。生产工人的劳保用品（如废手套），属于危废（900-041-49），但可按危险废物豁免清单第 9 行的规定，随同生活垃圾一同处理，可不按危废管理。

7.5.6 生活垃圾、除砂器废渣处置

井场、生活区各设 4m³ 的垃圾箱，生活垃圾存放在垃圾箱内，定期交由当地环卫部门处理，处置措施简单、可行。井场过滤器过滤砂砾属于 II 类工业固废，作为一般固废外运委托处置，措施可行。

7.6 土壤环境保护措施

7.6.1 施工期

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动，避免施工活动造成的土壤结构破坏。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 新建钻井平台应保护和利用好表层熟化土壤，施工前把表层熟化土壤集中堆存，用于后期的原地貌恢复。

(4) 重视施工期水土保持，应严格按照《水土保持方案》要求，采取有效的防治水土流失措施。

(5) 钻井平台内的柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐等施工作业区域应铺设 HDPE 防渗膜，危废暂存间按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 要求进行防渗，施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

(6) 钻井平台应采取“雨污分流”，钻井作业区域修建雨水收集边沟及集污坑，场区雨污水经收集预处理后全部回用，废水池、放喷池等纳污水体及地基均需采取防渗设计，按照一般防渗区要求。

(7) 钻前施工场地平整产生的剥离表层土堆存于临时表土堆场内，钻井结束后用于场地临时占地的复垦表层用土。剥离表层土临时堆放采用夯实、覆盖彩条布等严格的水保措施防止水土流失。

7.6.2 运营期

(1) 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低气田水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

① 主要包括实施清洁生产及各类废物循环利用，减少污染物的排放量；在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低限度。

② 工艺管线、生产装置、应尽量悬空于地表修建，满足产污构筑物可视化设置要求。以便在项目运行过程中及时发现产污构筑物破损、泄漏，采取相应处置措施，最大限度降低项目运行过程中的环境风险。同时加强本项目工艺管线检修，避免生产工艺过程中溶液的漏滴。

③ 加强管理，避免药品、材料散乱堆放，避免油污直接接触土壤；定期检查水

泥硬化地面是否破损，定期进行地面清扫。

④站内埋地管道埋设要精心施工，并严格按照相关规定选择优质材料，避免管道破裂等意外情况发生，避免事故维修过程中的废物、废料对土壤造成污染。

⑤本项目针对各产污单元采取了分区防渗措施，可有效防治污染物渗入地下，并及时地将泄漏、渗漏的污染物收集并进行集中处理。

⑥本项目站场依托已建井场清污分流、雨污分流设施，已建井场内设置有污水截流沟，井场散落的污水汇入截流沟，最终可集中收集至水池内；应急池周边修建有围堰和雨水沟。

⑦本项目试采期间产生的废水由钻井工程已建的应急池或污水罐收集，最后定期由罐车外运至旺隆回注站回注或其他有资质的第三方单位处理达标后排放；产生的废油、废活性炭等危险废物均交由具有相应资质类别的危废处理单位处置；空压制氮系统废过滤料、废吸附剂、脱盐系统废过滤料及废树脂均由生产厂家定期更换时回收，不在站场内暂存；废滤渣同生活垃圾一同处置。因此项目产生的各类污染物均能得到有效处置，从根本上消除了对周边土壤环境的污染隐患。

⑧加强废水、废油等运输过程的管理。对承包转运的车辆实施车辆登记制度，为每台车安装 GPS，纳入建设方的 GPS 监控系统平台，加强运输过程中的监控措施，防止运输过程发生事故导致废水、废油等泄漏，污染环境。建立废水、废油等交接联单制度，确保不乱排乱倒。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。

⑨现场应设兼职人员进行监督管理，重点是监督各项环保措施的落实情况，确保废水不外溢和渗漏。

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。

(2) 过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

7.7 生态环境保护措施

根据页岩气开发井生态环境影响主要表现在钻前施工占地、表层土破坏影响；

钻井、储层改造排污对生态环境的影响以及站场临时占地恢复等。根据项目所处不同阶段落实生态保护措施。

7.7.1 钻前工程阶段

1、生态环境保护措施

① 钻前施工应做好表土保护工作。基础开挖前，应预先剥离表层熟土，临时单独堆放于进场外临时表土堆场内，用于后期临时用地的生态恢复用表土。

② 节约用地，尽量少占农耕地。

③ 井场构筑时，表面铺一层碎石有效地防止雨水冲刷，场地周围修临时截排水沟，井场挡土墙可有效减少水土流失。

④ 放喷管线出口位置修建放喷池，减小钻井和测试阶段燃烧热辐射对生态植被的影响。

2、表土剥离、暂存、回填防治措施及技术要求

施工前应执行分层开挖的操作制度，即表层耕作土与底层耕作土分开堆放，就近堆放至作业带上，将表土集中堆放在管沟一侧稍远处，生土堆放于表土内侧，表土与生土采用土工布隔离堆放，为了保持土壤结构、避免土壤板结，应用防雨布遮挡覆盖表土，并避免雨天剥离、搬运和堆存表土，防止水土流失，带走土壤中的养分，导致土壤肥力下降。施工完毕后，表土全部回用于施工作业带生态恢复绿化工程。施工完成后对作业带进行复耕。

根据《表土剥离及其再利用技术要求》（GB/T 45107-2024）及《贵州省非农业建设占用永久基本农田耕作层土壤剥离利用管理办法（试行）》（黔府办发[2023]24号）中相关要求，本次评价对表土剥离、暂存、回填等环节提出以下要求：

（1）剥离前准备

①剥离方式

应根据剥离区场地状况和表土厚度确定剥离方式，剥离区地面起伏大、土层小于 25cm 且不适宜机械作业时，可人工剥离；当剥离区地面平整且表土可剥离厚度大于或等于 25cm 时，选择对土壤压实少的机被进行剥离。

②剥离厚度

非农业建设依法占用永久基本农田的，占用耕地单位应当进行耕地耕作层剥离利用。各地根据占用永久基本农田土壤质量和用土需求合理确定耕作层剥离厚度，

剥离厚度宜在 20cm~30cm。

土层深厚、土壤深耕程度高且质量符合设计要求的，适当增加剥离的厚度，应剥尽剥，剥离厚度可至 50cm 以上，但需在地下水常水位以上；对于耕地，要耕层表土、亚耕层生土分层剥离、堆放；

(2) 表土储存

①通用要求

储存时间低于 3 个月的，建立临时储存区，选择运输方便，水土流失少，成本低及对周边环境影响小的区域，距离剥离区不超过 1km，还应在推土机能适合运输的范围。

表土储存应满足下列要求：按不同层次、不同质量等级的表土进行分类、分区堆放：

可直接用于耕作层的优质表土与其他表土分类堆放；当表土存在障碍因子时，按主要障碍因子分类堆放；单次堆放高度不大于 50cm。

②表土堆放过程应避免机械过度碾压，减少表土破坏；综合现场情况，表土储存量和再利用率，选择合适的储存区类型及必要的土壤保育措施。

③堆体之间可不设置分隔设施，确需分隔的，表土堆放 2 年以内，堆体之间、堆体与道路之间采用 30cm~50cm 装上的草袋或编织袋墙分隔。

④施工机械和设备的机械废油等有害物质应集中收集后妥善处置；不应在表土堆放点附近焚烧油毡、塑料、皮革等产生有毒有害气体物质。

⑤表土的堆放应一次性完成，不应在储存区内二次转移。

(3) 储存

①通用要求

储存区应设置排水设施，并采取必要的水土保持措施，地形平缓的储存区排水沟可采用三面夯实土质排水沟，排水沟坡比为 1：0.5~1：1.0。

储存区利用现有路网与外部连接，必要时可修建临时施工便道，不应对外边耕地造成破坏。储存区道路应采用最短线路布置，主要道路，机械停放，维修区域应与表土堆有效离。

场地交付使用前应清基和平整，清除储存区范围内的树根、石块、建筑垃圾等可视杂物。

②堆放

表土堆体应满足下列要求：储存区内表土堆放紧凑，减少占地面积；储存区的表土堆设置为台体或圆锥体，最大坡度不应超过 1: 2，堆体宽度或直径宜小于 20m，单个堆体的体积不应大于 5000m³；堆放高度满足堆体稳定性的设计要求，高度不超过 4m；土质黏重的，最高不超过 5m；堆土时，应边堆放边加固堆体边缘，做到堆体坡面平整；在每个工作日施工结束时，应做到堆体表面平整；当遇到降水天气，应中止堆放。

(4) 养护

堆放半年之内的，可采用防尘网、塑料膜，土工布或草栅进行遮盖保护；表土堆放完成后，在堆体坡面处开挖截流沟，在堆放场内采取水土保持措施，防止雨水对堆体下方的土壤造成水力侵蚀，水土保持措施符合 GB50433-2018 的相关规定。

表土堆放完成后，应进行明确标识；建立储存区表土信息档案，档案包括土壤类型、来源、主要理化性状、堆放位置、堆放时间、堆高、储存土方量及位置图等内容。

表土储存期间，应定期巡视并进行排水、杂草清除等维护；开展必要的表土质量定期监测或管护考核。

7.7.2 钻井和储层改造阶段

① 严格落实清污分流制度，及时收集处理钻井过程中的污染物，做到达标排放或不排，减小对周边环境的影响。

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。

③ 放喷池：测试放喷时通过 2.5m 高防火墙减少热辐射对周边生态环境的影响。

④ 施工过程中，文明施工，有序作业，减少临时占地面积；尽量缩短施工期，使土壤暴露时间缩短，并快速回填；施工结束后，立即采取植被恢复措施，如人工绿化、植物护坡等；表土临时堆放场应选择较平整的场地，且场地使用后尽快恢复植被。

⑤ 做好施工规划，取水时尽量在丰水期、平水期取水，枯水期尽量不进行取水，取水时做到少量取水，延长取水时间，同时在取水时做好项目提前取水储存，压裂用水优先使用钻井液、平台内及周边平台的压裂返排液。

7.7.3 地面采气阶段

① 对临时占用的土地及时复垦外，还应当对占用农田的使用者，支付损失补偿费，委托完成生态恢复复耕复种工作，重点落实以下措施：

临时表土堆场：表土就地摊铺，翻耕，利用剥离表土回填，复垦为旱地。

泥浆罐区：拆除基础后，覆土回填，建议复垦为旱地。

放喷池：拆除放喷池，覆土回填，建议复垦为旱地。

生活区：拆除条石、预制板，砖等，土地翻耕，建议复垦为旱地。

建设单位应按《土壤复垦条例》及相关规定要求对临时占地进行复垦。

② 加强站内草坪、灌木绿化养护工作，平台站场绿化率不低于 25%，绿化选用当地优势种植被，构筑协调生态景观。

7.7.4 完井撤离阶段生态保护措施

1、具备开采价值时（整井移交后续单位开发处置）

（1）设备进场与拆除

在具有价值时，钻井废水在循环使用后用于压裂液的配置，压裂液配置罐进场，压裂液重叠罐运至井场内，储存压裂返排液，压裂返排液循环使用至最后一口井时，运至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置，井场内压裂返排液全部处理完成后，地面采气工程测试阶段设施进场，生产初期气田水量较大，采用重叠液罐边收集边采用罐车运走处理，测试阶段一个月稳定生产后，将重叠罐运走，气田水罐进场，地面采气工程设施设备进场，进行安装后正式生产。

（2）站场恢复

项目运营期主要使用井场及小面积生活区活动房，站场其他区域临时用地回填覆土复植、复垦，对井场四周积液池、雨水池及各类临时占地和临时生活区拆除地面构筑物，依照设备进场、拆除方案，依照原钻前工程期间用地类型进行占地复耕复种处理。对运营期不再利用的移交地做临时占地处理，临时占地生态恢复措施由施工单位负责完善落实。

（3）土地利用现有格局的保护和恢复措施

①对临时占地合理规划，严格控制占地面积。在站场施工结束后，及时对临时占地恢复为原有土地利用形式。

②现场施工作业机械应严格管理，划定施工活动范围，不得在施工作业带、站场以外的地方行驶和作业，保证施工区域外植被不被破坏。

③站场施工中挖填方尽量实现自身平衡。若要取土，则就近取两侧土为宜，若有弃土要堆放在天然洼地中，并及时平整，避免形成小土丘，影响景观协调性。

(4) 农业、耕地保护措施

①根据当地农业活动特点，因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长期和收获期，以减少农业当季损失。

②场地内井口基础设施建设产生的土石方临时堆存于施工场地范围内，施工过程中做到场地挖填自行平衡。

③提高施工效率，缩短施工时间，减少裸地的暴露时间，保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。

④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。

(5) 站场移交后

对移交的井场、井场道路、生活区及污水池等地面设施设备移交后继续开发运营单位利用，并由后续单位完成永久占地手续。工程运营期基本上不会对生态环境形成干扰。主要生态保护措施为加强管理：加强巡护人员管理及生态环境保护知识的宣传，禁止巡护人员对周边植被、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。

2、不具备开采价值时（封井封场处置）

工程结束后确定不具备开采价值后，对井场设备全部搬迁利用。井场涉及用地类型主要为旱地，复垦确保与周边现状一致。建设初期采用表土分层剥离、存放、分层回填，预防措施得当，复垦后，对土壤进行翻耕、平整及培肥改良。工程应按照土地复垦方案的相关要求进行，复垦后应满足《土地复垦质量控制标准》（TD/T 1036-2013）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，土壤环境质量满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值及《土

壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中二类用地筛选值要求。

③ 井场设备基础、场地硬化水泥块等建筑垃圾清理后作为井场外清水池、放喷池等池体回填充物，确保现场不遗留凹地、空池等潜在安全隐患地，回填后上覆有效土层厚度大于 40cm，复耕复种处理。

④ 项目全部占地均为临时占地，实施生态恢复复耕复种措施后占地全部移交当地地方政府接收。

3、复植补绿要求

①对复植区域采取草本植被作为初期复绿地表植被，采取当地的车轴草、狗尾草、毛茛等易生长存活的草本。

②在初期种植的草本植物作为初期复绿种植下，种植灌木丛，采取当地的五节芒、葛藤、乌蕨等灌丛植被。

③高大树种种植根据当地新植被情况，种植对土层要求较浅的竹类为主，在地块红线易水土流失的边缘种植根系浅且根系较为扩张易存活的迎春、野蔷薇等易生长的多年生灌木丛，有效避免水土流失。

④在场地上层厚的区域种植当地马尾松、麻栎、亮叶桦等适宜生长的树种。

⑤在完成各类植被恢复情况下，对需对植被定期进行维护，确保复植植被的成活率达到 80%以上，有效确保生态环境的恢复。

各阶段生态保护措施简单可行，在黔、川、渝地区井场广泛采用，效果较好，生态保护措施可行。

7.7.5 永久基本农田保护措施

1、严格执行相关法律、法规关于基本农田的保护规定

严格执行《中华人民共和国土地管理法》《基本农田保护条例》和《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）文件中相关基本农田保护规定：

（1）国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。

（2）经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件

修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

(3) 符合法律规定确需占用基本农田的非农建设项目，要先补划后报批。省级国土资源部门和农业部门要对补划的基本农田进行验收，保证补划的基本农田落到地块，确保基本农田数量和质量平衡，防止占优补劣。占用前要将耕作层进行剥离，用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。

2、基本农田保护方案

《基本农田保护条例》规定：经国务院批准占用基本农田兴建国家重点建设项目的，在建设项目环境影响报告书中，应当有基本农田环境保护方案。

编制基本农田环境保护方案旨在就项目施工建设对基本农田的破坏影响提出减缓措施。本项目运营期对基本农田基本无影响，因此本方案仅针对建设前期和施工期两个阶段提出基本农田保护措施：

(1) 建设前期

a. 进一步优化施工道路、施工场地、井场选址、管道选线。本项目选址占用农耕地，在选址、选线过程应注意尽量避开基本农田、不破坏其水利设施。

b. 合理安排工期。占用农田的施工活动尽量安排在农作物收获期以后进行，以减少农业生产损失。

c. 施工便道应避开基本农田设置，减少对基本农田的占用。

d. 建设单位应严格执行国家及地方法律、法规有关基本农田征占审批和补偿的规定，在施工前应办理好相关土地使用手续。

e. 建设单位在完成土地使用审批手续后应及时施工建设，严禁闲置基本农田。

(2) 施工期

a. 占用基本农田前要将耕作层进行剥离，单独收集堆放，并采取防护措施。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。耕作层剥离再利用所需资金列入建设项目概算。

b. 严格控制好施工作业带宽度，尽量减少临时占用基本农田。

c. 严格按照《基本农田保护条例》《贵州省基本农田保护条例》《土地复垦条例》

和《土地复垦条例实施办法》等相关规定和要求，严格做好对基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填，确保不降低项目区域基本农田地力。

d.妥善处理农田灌溉水利设施。对施工开挖可能破坏的灌溉水利设施，开挖前另建替代管道，避免中断农业灌溉。

e.本项目涉及的土石方应及时清运，严禁临时堆置于基本农田内。

f.施工期间应对施工废弃物实行集中堆放，及时清运处理，严禁随意弃置污染基本农田土壤。

g.井场钻井期间针对井场按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、事故状态应急响应等各方面进行了土壤污染防治措施，确保井场实施不会对当地基本农田产生不利影响。

h.施工结束后，建设单位负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照相关规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

综上，本环评要求建设单位应在施工过程中严格控制施工范围，减少对永久基本农田的破坏。对临时占用的基本农田立即恢复，保证其耕地质量。此外，建设单位在补偿因占地对农田产量的直接损失的同时，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失对基本农田造成的影响，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，应对土壤进行熟化和培肥，落实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。本项目实施前，应取得相关用地手续。同时，建设单位应通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。

7.7.6 井场、场站、进场道路生态恢复措施

项目井场施工范围内需进行生态环境恢复治理。

(1) 施工结束初期，对井场等永久占地范围内的地表实施水泥硬化或砾石覆盖等措施，以减少水土流失。

(2) 工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的挖方覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。道路施工过程中，严禁在道路两侧取弃土，道路施工结束后，及时清理固体废

物，注意保护原始地表与天然植被，以利于植被恢复。

(3) 退役期实施封井措施，防止油水串层。场站水泥平台、废水池、放喷池或砂砾石铺垫被清理后，及时采取复垦、植被恢复措施。对于位于城市规划区或经济开发区的井场、场站，经与当地政府协商许可的前提下可根据规划土地性质作相应的调整，并建议根据《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）等文件要求开展场地调查，并根据结果采取相应的土壤及地下水修复等措施。

各阶段生态保护措施简单可行，在黔、川、渝地区井场广泛采用，效果较好，生态保护措施可行。

生态保护措施布置详见附图 15。

7.8 热辐射防治措施有效性

根据热辐射预测情况本工程测试放喷点火燃烧产生的热辐射致死最大半径为 8.65m，伤害半径为 15.71m，根据对放喷坑周边环境敏感点的调查和钻井行业规范要求，热辐射预测伤害半径内无居民点，且按照测试放喷要求，清理放喷池周边 10m 范围内林木草地等，放喷池周边 20m 处设置警戒线，严防不相关人员靠近，故放喷页岩气燃烧热辐射不会对周边居民造成影响。在放喷时，虽采用了放喷池放喷（放喷池壁高 3.5m）减少热辐射影响，但是燃烧产生的热辐射会对放喷坑周围的土壤和植被会造成灼伤，应对热辐射导致周边农作物等植被破坏的应予以补偿。

放喷池远离井场及周边居民点，设置警戒线，清理周边林木草场，可以有效避免热辐射对环境的影响，避免火灾事故发生。放喷结束后，恢复场地可及时完成绿化恢复，降低环境影响，环境影响可以接受。

7.9 污染防治措施及投资估算汇总

本项目采取的环保措施在川、渝地区页岩气开发井项目以及贵州丁山构造区页岩气开发井项目中多次成功实施，采取的环保措施技术、经济可行。防治措施汇总表 7.8-1。拟建工程建设投资为 20000 万元，环保投资估算为 457 万元，本工程环保投资占工程建设投资的 2.3%。

表 7.9-1 新胜 12 平台钻采工程设计、实施的环保措施、效果分析及完善措施

环境因素	节点	工程设计拟采取的环保措施	效果分析	
大气	钻井阶段	备用柴油机	现场使用轻质柴油为燃料，使用符合环保要求的柴油机和发电机，使用设备自带的排气设备排放	对环境影响控制在可接受范围内
	储层改造阶段	测试放喷废气以及应急放空	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，修建放喷池减低辐射影响。事故状态下紧急放喷时在井口周边 500m 范围布置环境空气质量监测点，并根据监测结果实时组织周边居民临时撤离	对环境敏感点不造成影响，符合环保和钻井井控安全要求
	地面采气阶段	应急放散	站场内边角设置 H=12m 放散管放散系统一套	对环境影响控制在可接受范围内
地表水	全过程	井场清污分流	井场外侧修建外环雨水沟，井场内侧修建内环沟，实行清污分流；基础间修建排污明沟及沉砂井；	清污分流减少废水量，井场的废水能够得到有效收集并汇入清排污池
		油罐区及材料区含油污水	设置 3 个隔油池，分布于柴油机房、发电机房和油罐区，2m ³ /个，池底池壁防渗处理，防渗系数≤10 ⁻⁷ cm/s，废油收集桶装后交资质单位处置	现场无跑冒滴漏，回收资源化利用后现场无残留和排放
		生活污水	生活污水自建一体化污水处理设施（处理规模 10m ³ /d）处理，处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后作为农灌用水或绿化用水回用，不外排，雨季期间不能及时回用于农灌用水或绿化用水时，则暂存在井场应急池内	对环境影响控制在可接受范围内
	钻井阶段	钻井过程	采用“不落地”随钻工艺处理收集处理，处理后回用于钻井泥浆调配用水，不外排。利用 1000m ³ 应急池备用。	及时随钻处理回用，现场无废水残留，无废水外排
		完井阶段	钻井结束后废水贮存于“不落地”工艺配备的 1 套 4×40m ³ 污水罐内，回用于储层改造阶段压裂液调配生产用水，重复利用不外排	钻井废水全部回用压裂工序，现场无外排量
	储层改造	压裂返排液	压裂阶段利用清水池（1000m ³ ）改做压裂返排阶段返排液收集中转池。返排液优先用于平台内井间循环，其次最大程度的回用于周边页岩气井压裂用水回用，确实不能回用时定期通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注。中转池预留 15%的安全容积备用，1200m ³ 重叠液罐现场留存备用做返排液池应急贮存罐	优先用于井间回用，其次用于周边页岩气井压裂用水回用，不能回用时定期委托外运处理，不排入当地自然环境

新胜 12 平台钻采工程环境影响报告书

环境因素	节点		工程设计拟采取的环保措施	效果分析	
	地面采气	压裂返排液	采气初期继续利用压裂阶段用清水池作备用中转池，完善清水池及应急池遮雨棚防雨措施，优先转运至其他平台做压裂液用，不能利用时定期通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置；落实转运联单管理制度，严禁私自外排		
噪声	钻井和储层改造阶段	工艺区降噪	备用柴油发电机置于活动板房内，隔声降噪；设备安装基础敷设减振垫层和阻尼涂料，减振降噪	最大程度降低噪声源强	
		声环境敏感点噪声防治措施	临近居民侧设置隔声围墙措施（隔声量 ≥ 15 dB(A)）确保项目周边居民点噪声影响满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，避免噪声扰民环保纠纷	最大程度减少对当地声环境敏感点的影响，避免噪声扰民环保投诉	
固废	全过程	生活垃圾	井场、生活区各设 4m^3 的垃圾箱，生活垃圾存放在垃圾箱内	统一收集，按当地环卫部门要求妥善处置	
		含油固废	设危废暂存区 1 处，跑冒滴漏油等固废，现场废油桶回收，并采取防渗防雨措施，暂存于危废暂存区，交由资质单位贵州绿诺环保科技有限公司分批分次实施场外转运和最终处置，或委托其它具备相关危废处置能力的资质单位清运处置	现场无跑冒滴漏，回收资源化利用后，现场无排放	
	钻井阶段	水基钻井固废	采用钻井污染物“不落地”随钻工艺处理，钻井岩屑由“不落地”工艺振动冲洗分离处理后定期委外处置；钻井泥浆采用“不落地”工艺处理后，委托正安西南水泥有限公司处置，或其它具备一般固废处理能力的资质单位委托处置，贮存场地采取防雨、防渗措施	现场不外排当地环境	
		油基钻井固废	油基泥浆和含油岩屑采用罐装收集封闭暂存在井场设置的专用贮存场地内贮存，贮存场地采取防雨、防渗措施，最终交由资质单位贵州绿诺环保科技有限公司分批分次实施场外转运和最终处置，或委托其它具备相关危废处置能力的资质单位清运处置	按危险废物相关环保要求管理，现场无跑冒滴漏，专业单位妥善处理，现场无排放	
生态	钻前阶段	表土	基础开挖前，应预先剥离表层熟土，临时单独堆放于井场外临时表土堆场内，用于施工结束后临时用地的生态恢复用表土	表土保存完好，不影响后期临时占地复耕复种用土	
	钻井、	输水管线	沿现有地方公路、小路明管敷设，避免对临时占地的开挖作业生态破坏	临时占地，避免大开挖作业	

新胜 12 平台钻采工程环境影响报告书

环境因素	节点		工程设计拟采取的环保措施	效果分析	
	储层改造阶段	放喷池临时占地等复耕	放喷管线出口位置修建放喷池，对放喷池等临时占地使用结束后及时复耕复种	临时占地复耕复种，保持当地生态景观一致性	
		青苗补偿、生态恢复	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。严禁砍伐野外植被；严格划定施工作业范围，限制施工范围。鼓励居民进行植被恢复。临时板房搬迁后，搬迁基础，进行复垦到原状态	永久占地完善征地补偿手续；完钻后，临时占地复垦到原状态；符合环保要求	
	地面采气	站场绿化	对站场边坡实施水土流失治理、加强站内绿化，优先选用当地优势种绿化井场	构筑井场与周边生态环境的协调生态景观	
地下水	全过程	源头控制	严格落实钻井清污分流制度，及时处理钻井污染物，减少现场堆存量和贮存时间；压裂返排液及时分批分次处理达标外排，避免现场大量和长时间贮存	减少污染物现场贮存时长和贮存量，源头控制地下水污染源	
		分区防渗	将井场划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区并实施分区防渗	各区域防渗性能满足相关规范 GB/T 50934-2013 要求	
	钻井阶段	优化工艺、清洁钻井	钻开井段及时采用套管和水泥固井防止地下水污染；设计中做好及时堵漏准备，防止钻井泥浆漏失进入地下水	有效防止井下污染物渗透进入地层和周边土壤环境，最大程度的保护地下水环境	
	全过程	跟踪监测	根据本评价制定的地下水跟踪监测计划实施地下水监测	及时发现地下水污染环境，及时启动应急响应	
		应急响应	根据地下水预测结果，执行应急监测方案，划定应急范围，采取应急处置措施	非正常工况下地下水污染有预案可供执行，控制和消除影响	
环境风险	全过程	环境风险防范	按照钻井、压裂行业规范要求落实工程环境风险防范措施	环境风险值控制在可接受范围内	
		环境风险应急	根据风险导则应急预案编制提纲并结合行业应急预案体系规范要求完善《井喷及井喷失控应急预案》、《重大环境污染应急预案》，并按行业要求统一配备应急物质	事故后能及时采取应急措施，组织各机构部门监测、抢险、救援、疏散	
		应急演练培训	施工单位应主动联系当地政府，对井口周边 500m 的居民通过发放宣传册普及安全知识，内容应有危害程度、防范应急救护措施。同时应在进入气层前对 500m 的居民进行环境风险应急演练一次	提高居民防范风险和应急自救能力，减小环境风险影响	
合计		/		/	

8 环境经济损益分析

建设项目在以较小经济投入，获得最大经济效益的同时，还必须确保社会经济和环境持续、稳定、协调发展，本项目的建设为了保护环境，防治污染，达到本地区环境目标要求，需实施一定的环保工程，为此就该项目的环境经济损益作一简要分析。

8.1 环境保护费用的确定与计算

环保投资是与治理，预防污染和生态保护措施有关的所有工程费用的总和，它既包括治理污染保护环境的设施费用，又包括既为生产所需，又为治理污染服务，但主要目的是为改善环境的设施费用，计算公式为：

$$H_T = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n X_{ij} + \sum_{k=1}^Q A_k$$

式中：X_{ij}—包括“三同时”在内的用于防治污染，“三废”综合利用等项目费用；

A_k—环保建设过程中的软件费（包括设计费、管理费、环境影响评价费

等）；

i—“三同时”项目个数（i=1、2、3…….m）；

j—“三同时”以外项目（i=1、2、3…….n）；

k—建设过程中软件费用类目数（k=1、2、3…….Q）。

根据估算，本项目环保投资为 457 万元。

8.2 社会效益

本工程旨在加快对该区域内页岩气层储合理、有序、有效开采，旨在缩小工业用气缺口、提高民用气压力和保证率以及增加项目区居民收入，具有重要的社会效益。立足于本工程基础数据可对区域内气藏进行开采，产品将用于保证川气东输和弥补川渝地区内天然气供销不足，进入管网后可向云、贵、川地区供气。工程的建设对改善区域能源结构，促进经济发展，改善环境质量具有重要的影响；对改善当地的经济条件，调整当地的燃料结构，建设西部生态保护屏障，减轻西部地区大气

环境污染有一定作用；工程的实施可增加当地部分居民（通过承担施工作业）收入。因此，本项目的建设具有良好的社会效益。

8.3 环境效益

页岩气的利用可减少环境空气污染物的排放量。研究表明以页岩气置换煤作燃料，每利用 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$ 页岩气可减少 SO_2 排放量约 1210t，减少 NO_x 排放量约 1650t，减少烟尘排放量约 4070t。使用页岩气环境效益明显。

8.4 碳排放分析

（1）项目实施的二氧化碳减排效应

碳达峰、碳中和已经成为全球广泛共识，实现碳达峰、碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，要把碳达峰、碳中和纳入生态文明建设整体布局，如期实现 2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和的目标。清洁能源天然气在能源系统的低碳转型中，发挥着两项潜在重要作用：一是在经济快速增长的发展中国家，由于可再生及其他非化石能源的增速不足以替代煤炭需求，天然气的利用可以减少对煤炭的使用；二是天然气结合 CCUS（碳捕捉、利用与封存）技术，实现零碳或近零碳发电。项目实施后，试采期实现 $2.5 \text{ 万 m}^3/\text{d}$ 的天然气产能，后期开采可实现 $10 \text{ 万 m}^3/\text{d}$ 的天然气产能，换算成标煤为 10.33 万 t，从燃烧产生二氧化碳排放因子角度考虑，每年可减少 11.35 万 t 二氧化碳排放。

（2）项目实施过程温室气体排放控制

为更好的应对气候变化，聚焦绿色低碳发展，以二氧化碳排放达峰目标碳中和愿景为导向，推动绿色低碳可持续发展，充分发挥央企重点企业带头作用，建设单位积极响应国家颁布的碳排放相关政策，在试采期间，井站能实现自动控制、定期巡查，能对全部工艺过程进行监视和控制，最大程度降低试采过程中甲烷气体的排放，大大减少甲烷所带来的温室效应。

8.5 环境经济效益分析

8.5.1 环境经济效益分析指标

建设项目的环境效益从环境代价大小、环境成本、环境系数的高低指标来分析是比较确切的，但对于环境代价的计算难度较大，目前尚处于研究阶段，所以，本评价中环境经济分析根据项目属于施工期的特点，采用环境保护投资比例系数 H_z ，环境经济系数 J_x 组成，以上各项指标所表述的意义及数学模式详见表 8.4-1。

表 8.5-1 主要环境经济损益指标一览表

指标	数学模型	参数意义	指标含义
环保投资比例系数 (H_b)	$H_z = \frac{H_i}{Z_i} \times 100\%$	H_i —环保投资 Z_i —建项目总投资	环保投资占总投资的百分比
环境经济效益系数 (J_x)	$J_x = \frac{\sum_{i=1}^n S_i}{H_f} \frac{H_i}{H_f}$	S_i —环保措施所挽救的损失 H_f —年环保费用	因有效的环保措施而挽救的损失费用与投入的环保费用之比

表 8.5-2 环保工程所挽回的损失费用

序号	项目	挽回的经济损失 (万元)
	避免“三废”排污费、罚款等	

表 8.5-3 主要环境经济指标表

序号	名称	单位	指标
5	环境效益系数		1.77

8.5.2 环境经济损益分析

环保投资的多少及所占项目总投资比例的大小，是与项目的污染特性和环境特征有关，主要建设是完善环保措施的投资，该项目的环保投资占该项目总投资比例

系数为 2.3%，这在目前国内页岩气开发井项目中属适当水平。

该项目环境效益系数为 1.77，即每投入 1 万元的环保费可挽回经济损失 10800 元。其他环境效益包括对人体健康的影响、风险防范避免重大事故造成巨大的损失，生态环境改善等，这部分无法定量。

从上可以看出，为了保护环境，达到环境目标的要求，采取了相应的环保措施，付出了一定的经济代价。但其度合适，企业完全能够接受，而且所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。

所以从社会效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

8.6 结论

本项目的建设在促进社会和经济发展的同时，相应的也将产生一定的影响。环境损益分析表明，在实现相应的环保措施和进行一定的环保投资后，不仅可达到预定的环境目标，减轻对周围环境的影响，同时还可创造一定的经济效益，使社会效益、环境效益和经济效益得到统一。

9 环境管理及监测计划

9.1 企业环境管理现状

本项目建设单位是中国石化集团公司西南油气分公司页岩气项目部，中石化集团公司积极推进 HSE 管理体系建设，强化健康、安全与环境的一体化管理，2001 年 2 月中国石化集团公司发布了《中国石油化工集团公司安全、环境与健康（HSE）管理体系》、《油田企业安全、环境与健康（HSE）管理规范》、《炼油化工企业安全、环境与健康（HSE）管理规范》、《销售企业安全、环境与健康（HSE）管理规范》和《油田企业基层队 HSE 实施程序编制指南》、《炼油化工企业生产车间（装置）HSE 实施程序编制指南》、《销售企业油库、加油站 HSE 实施程序编制指南》、《施工企业工程项目 HSE 实施程序编制指南》、《职能部门 HSE 职责实施计划编制指南》。形成了系统的 HSE 管理体系标准。HSE 目标：追求零伤害、零污染、零事故，在健康、安全与环境管理方面达到国际同行业先进水平；HSE 方针：以人为本，预防为主；全员参与，持续改进。HSE 管理系统是正在建设的中国石化生产营运指挥系统的第九个子系统，由安工院承担该系统的建设、研发和实施工作。2007 年已完成《中国石化 HSE 管理系统（一期）可行性研究报告》、《中国石化 HSE 管理系统专向规划》和《中国石化 HSE 管理系统应急响应子系统建设方案》的编制工作，目前企业 HSE 企业管理体系已基本建成投入指导生产。

本项目建设单位根据自身特点，建立了 HSE 管理体系并设置了质量安全环保科以及直接管理的分公司的 HSE 办公室负责环境管理，管理体系较完善。

中石化页岩气项目部主要依靠地方环境监测站进行环境监测，主要是在出现污染扰民，投诉情况下申请进行环境监测、监控。

拟建项目纳入中国石化 HSE 管理体系，采气工程纳入主要执行机构的 HSE 管理体系，直接执行人为井场值班人员。管理体系较成熟、完善。

在本项目实施 HSE 管理中建设单位主要注意以下几个方面的措施：

(1) 在工程招投标时应签订环保管理和环保措施执行合同，明确双方环境保护责任、义务。在钻井工程中有废物产生，钻井作业要严格按照《中石油西南油气田

分公司钻前、钻井作业环境保护暂行规定》进行环境管理和井场交接。

(2) 建设单位应加强施工作业合同中环保措施落实情况的监督。鉴于工程的环境影响主要发生在建设施工期的特点，加强施工期的环保监督能够对落实工程的环境保护措施提供重要保证。监督内容主要包括：修建井场的水土保持措施和生态保护措施；钻井作业的环境保护措施、水保措施和施工完毕后的植被恢复措施等。

(3) 实施施工作业人员、企业员工的环保培训，加强环保意识。

(4) 制定环境风险事故应急处理预案，实施环境风险事故应急预案演练。

(5) 积极推行清洁生产管理和不断完善清洁生产措施。

9.2 施工期环境管理的建议

施工前，建议施工单位在井场附近居民出入地张贴写有项目施工概况及施工期间的告示，作好宣传解释工作。

(1) 建立有效的环保措施落实监督检查机制

由于本项目施工期涉及钻前、钻井和储层改造、地面采气四个施工阶段，建设单位应设专人负责监督不同施工单位在各自施工阶段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。在施工承包合同中，应该包括有关环境保护条款，如生态保护措施，水土保持措施，施工设备排放的废气、噪声控制措施和环境保护目标，环境监测措施，环保专项资金的落实等。

在钻前施工阶段重点监督检查如下环保措施：

① 在施工场地的踏勘和清理中，要求在保证安全和顺利施工的前提下，尽量限制作业带宽度，控制施工活动范围，禁止区域外施工作业，挖掘土石方应堆放在指定场所，并修建拦挡设施防止水土流失；

② 控制施工过程中的扬尘产生、落实施工废水循环利用不外排措施；

③ 对场地隐蔽工程（尤其是重点防控区的防渗层施工），严格按照施工设计施工，确保工程质量，确保防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2018）的防渗要求。

在钻井施工阶段重点监督检查如下环保措施：

① 自建的钻井污染物处理站环保措施的执行和运行情况，确保措施有效、可靠、可行；

② 按照环保设计和环评文件要求，监督检查废水处理循环利用不外排、固废综合利用处理措施的执行情况；

③ 监督检查环境风险防范措施、应急预案、应急演练、地下水跟踪监测计划等制度措施制定和执行情况。

储层改造阶段重点监督检查如下环保措施：

① 阶段取水，避免对当地水资源的占用影响当地河流水体生境；

② 返排液收集、转运、处置措施执行情况；

③ 分区防渗措施可靠性情况，监督检查是否发生污染泄漏并及时整改；

④ 监督检查环境风险防范措施、应急预案、应急演练、地下水跟踪监测计划等制度措施制定和执行情况；

⑤ 压裂返排液定期委托其他符合环保要求单位的转运记录及联单情况。

(2) 建立有效的环境管理机构

建设方应设专人负责施工作业 HSE 的贯彻执行，主要职责在于监督承包商履行承包合同，监督施工作业进程。制定施工作业的环境保护规定。根据施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施。如在施工过程中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，尽量限制作业带的宽度，减少对土地的征用及植被、作物的人为破坏，禁止猎杀野生动物；挖掘出的土石方堆放要选择合适场所，不能堵塞自然排水沟，并修筑必要的挡拦设施以防止水土流失；在车辆运输中，要事先确定路线，防止车辆油料及物料装运泄漏等。

(3) 建立完善的环保工作计划

① 在施工前制定环境保护规划

收集施工地区现有的自然生态环境、社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，作为制定规划的依据。重点考虑生态、野生动物、植物等。

② 进行环境保护培训

在施工前需对全体员工进行环境保护知识和环保意识培训，并结合施工计划提出具体的环保措施。

③ 紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，并明确处理紧急情况的协调及提交相关的恢复措施报告。

④ 施工结束后的恢复计划

施工前必须制定恢复计划，主要包括：收集所有的施工材料废弃物和生活废弃物、填实污水坑并用土压实，尽量恢复工区内的自然排水通道，营地拆除后不留废弃物，并对现场作业环境和营地生态环境恢复情况进行回访等。

(4) 严格执行环境监督和审查制度

① 施工全过程的监督

施工过程中应经常对施工单位及施工状况进行监督检查，保证制定环保规划的实施和对潜在问题的预防，评估环境保护计划实施的效果。

② 环境保护审查

在施工完成后，根据项目环境影响报告，对工程进行环境保护审查。

9.3 试采期环境管理

本项目建成后由运营单位管理，该单位建立一个较完善的健康、安全与环境管理体系（QHSE）。拥有质量、安全、环保管理部门，直接负责管理的作业区设有“健康、安全与环境（HSE）办公室”负责环境管理。试采期间，单位应设置环境管理机构并配备相应的环境管理专业技术人员来负责本项目试采期间的环境管理工作。环境管理机构的基本任务是负责组织、落实、监督本企业的环保工作，主要职责如下：

(1) 贯彻执行国家环境保护的方针、政策。

(2) 根据批准后的环境影响报告书，负责落实该项目的各项环保措施，建立环保档案，并加强生态环境保护宣传教育，增强员工的环保意识。

(3) 组织制订企业的环境保护规章制度和标准并督促检查执行，根据企业特点制定污染控制及改善环境质量计划。

(4) 负责组织环境监测、事故防范以及外部协调工作，负责组织突发事件的应急处理和善后事宜。

(5) 监督企业执行环保“三同时”的情况，确保环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时运行，有效控制污染；检查环境保护设施的运行情况，定期进行环保工作检查，及时发现问题、处理问题，确保环保设施的正常运转，保证达标排放。

(6) 建立环境管理人员的环保职责要求，建立环保指标考核管理制度，并严格落实各项管理制度，定期对相关部门进行考核，以推动环保工作的开展。

(7) 明确各类人员的职责，对专、兼职环境管理人员进行环保业务知识的培训，并在全公司范围内进行环保知识的宣传和教育，树立全员的环保意识；定期组织召开环保工作例会，针对生产中存在的环保问题进行讨论，制定处理措施和改进方案，并报上级主管部门。

(8) 建立环境管理台账，制定重大环境因素的整改方案和计划，并检查其落实情况；建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

(9) 主管环保人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

9.4 环境监测及环境保护监控计划

环境监测是环保技术监控的重要组成部分，是弄清楚污染物来源、性质、数量和分布的主要手段，对督促、检查污染物排放是否达到国家排放标准起着有效的作用。环境监测制度的制定和执行，将会保证环保措施的实施和落实，可以及时发现环保措施的不足，进行修正和改进。根据该项目特点，主要污染源及污染物排放情况，提出如下监测计划。

为切实控制本工程治理设施的有效地运行和“达标排放”，落实排污总量控制制度，根据《建设项目环境保护管理条例》第八条的规定，本环评对建设项目实施环境监测建议，监测计划按照《排污许可证申请与核发技术规范 总则》

(HJ942-2018)，《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)以及各要素导则，制定的环境监测计划见表 9.4-1 和 9.4-2。

表 9.4-1 污染源监测计划

[illegible]

表 9.4-2 地下水环境跟踪监测点一览表

监测频率: 完钻后一次; 采气期每半年监测一次。

监测因子:

pH、耗氧量、硫化物、铁、锰、六价铬、氯化物、石油类。

如遇到特殊的情况或发生污染事故,可能影响地下水水质时,应增加采样频次,并根据实际情况增加监测项目。

9.4.4.2 信息公开计划

按照表 9.3-1 所列计划对地下水环境进行跟踪监测后, 建设单位应按相关规定对监测结果及时建立档案, 并按照国家环保部门相关规定定期向相关部门汇报并备案。如发现异常或发生事故, 加密监测频次, 并根据污染物特征增加监测项目, 并分析污染原因, 确定泄漏污染源, 及时采取应急措施。同时将包括“建设项目特征因子的地下水环境监测值”在内的信息上报至相关部门。

9.4.3 危废转运管理要求

建立转移联单制度，防止偷排，对运输车辆司机进行监管，进行五联单转移联单制度管理，开展跟踪监督检查。

转运车辆安装GPS跟踪管理,沿既定线路转运。

9.5 竣工环保验收

建设单位应根据《建设项目环境保护管理条例》（2017 年中华人民共和国国务院令第 682 号）和《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环环评〔2017〕4 号）的相关要求，如实查验、监测、记载项目环境保护设施的建设和调试情况，编制验收监测报告，组织成立验收工作组并形成验收组意见，验收合格后依法向社会公开验收报告，登录全国建设项目竣工环境保护验收信息平台，填报建设项目基本信息、环境保护设施验收情况等相关信息。

根据建设项目污染物排放特征，本项目竣工后，竣工环保验收的主要内容见表 9.5-1。

表 9.5-1 钻前工程完工后现场检查内容及要求一览表

检查项目及位置	检查内容	项目要求
清水池+应急池	建 2000m³ 积液池，采用地理式钢筋混凝土结构建设，10cmC30 混凝土面层+水泥基渗透结晶型防水涂料防渗处理，场地四周设置截排水沟，为减少雨水进入，架设遮雨棚防雨	满足防腐防渗要求
场地防渗处理	井场、井架基础、泥浆循环罐区、柴油罐区、自建的钻井污染物处理站分区防渗处理	
钻前施工污水	生产全部回用，未外排。当地民工为主，不设施工营地，无生活污水外排	不影响周边地表水环境
钻前施工噪声控制措施	夜间禁止施工，防止噪声扰民，避免引起环保纠纷	夜间不施工，无环保投诉
表土临时堆放点	表土临时堆放点表土堆放平整，夯实，表面覆塑料薄膜减少水土流失	水土流失得到有效控制
场地水土流失控制措施	井场碎石铺面防止雨水冲刷，场地周围修临时排水沟，井场挡土墙可有效减少水土流失	
放喷池选址要求及防护措施	主、辅放喷池离井场 100m 以上；与值班房、储油罐距离大于 30m；距森林大于 50m，且位于非主导风向上风向，放喷池内层采用耐火砖修建	满足选址要求
井场公路占地补偿及水保措施	对井场公路占地的旱地进行经济补偿当地农户，道路沿线修建可靠的护坡、堡坎、排水沟等水保措施	水土流失得到有效控制

新胜 12 平台钻采工程环境影响报告书

生活垃圾箱	生活区 1 个，井场旁 1 个	安装到位
施工期环境管理	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	有效监管

根据《建设项目环境保护管理条例》（2017 年）的相关要求，地面采气工程建设完成具备采气条件后，建设单位应按照国家国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，企业自行主持实施建设项目竣工环保验收工作，编制验收报告并向社会公开（除按照国家规定需要保密的情形外）。竣工环保验收措施清单见表 95-2。

表 9.5-2 竣工环保验收措施及要求一览表

压裂返排液及地面采气工程产生的气田水经罐车运输至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置。施工期间水基钻井岩屑外运至正安西南水泥有限公司综合利用处置，或其它具备一般固废处理能力的资质单位委托处置；油基钻井岩屑和废油委托有资质的单位处置，不外排；生活垃圾及生活污水处理站收集后按照当地环卫部门要求处置。

本项目地面采气为全密闭管道内的页岩气开采，水套炉使用时间较短（1 年），且燃用的自产页岩气为清洁能源。结合本项目产排污特点，在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，评价建议本项目不核定总量指标。

10 排污许可证申请

根据《排污许可管理条例》以及《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）等文件要求：纳入固定污染源排污许可分类管理名录的排污单位应当按照规定的时限申请并取得排污许可证。本项目为页岩气勘探开发项目，属于《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）中的“4 石油开采 071，天然气开采 072”行业，本项目涉及《名录》中的 109~112 通用工序中的 109 锅炉。本项目业主中石化西南油气分公司页岩气项目部未被纳入重点排污单位名录，本项目采气初期所使用的水套炉单台为 120KW，最长使用时间一年，属于单台且合计出力 20 吨/小时（14 兆瓦）以下的锅炉，因此，本项目的运行初期使用的水套炉属于登记管理。

（1）排污单位基本信息

排污单位基本信息见表 10.1-1。

表 10.1-1 排污单位基本信息表

(2) 主要产品及产能

排污单位主要生产单元、主要生产内容及参数见表 10.1-2。

表 10.1-2 排污单位主要生产单元、主要生产内容及参数

行业类别	主要生产单元	主要生产内容		参数
陆地石油和天然气开采	油气开采	开采方式		水力压裂
		生产能力	天然气	30.8×10m ⁴ /a
		设计年生产时间		330
		产品名称		页岩气

(3) 主要原辅材料及燃料

本项目为页岩气开采项目，采气运行初期（最长使用时间一年）使用的水套炉，其燃料为页岩气。生产稳定期，不再使用水套加热炉。

(4) 产排污节点、污染物及污染治理设施

本项目废水产污环节、污染物项目、污染治理设施及参数见表 10.1-3。

表 10.1-3 废水产污环节、污染物项目、污染治理设施及参数表

废水类别	执行标准	污染物项目	废水去向	污染治理设施名称及工艺	污染治理设施设计参数	排放去向	排放口类型
压裂返排液		总汞、烷基汞、总镉、总铬、六价铬、总砷、总铅、总镍	平台内和平台间回用，不能回用的通过罐车输送至旺隆回注站，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置	/	/		/
气田水	GB8978	pH、悬浮物、化学需氧量、氨氮、硫化物、五日生化需氧量、石油类、挥发酚、总有机碳、阴离子表面活性剂、磷酸盐（以 P 计）		/	/	/	/

(5) 大气污染物排放

本项目采气运营初期使用水套加热炉，待生产稳定后，不再使用水套加热炉，最长使用时间一年，因此不涉及大气排放总量申请。因此不再填写大气排放口相关表格。

(6) 水污染物排放

本项目产生的气田水外运其他平台回用，若不能回用则回注或通过罐车输送至

旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置，因此本项目不设置废水排污口，无需申请水污染物总量，因此，不再填写废水污染物排放口相关表格。

(7) 噪声排放

噪声排放信息见表 10.1-4。

表 10.1-4 噪声排放信息表

噪声类别	生产时段		执行排放标准名称	厂界噪声排放限值	
	昼间	夜间		昼间	夜间
稳态噪声	06: 00 至 22: 00	22: 00 至 06: 00	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008)	60dB (A)	50dB (A)

(8) 固体废物排放信息

本项目运行期无固体废物产生及排放，因此不再填写固体废物排放项目表格。

(9) 自行监测及环境台账

本项目无废水排放口，因此不再进行废水自行监测。但产生的废水会转运至其他平台回用或者委托处置，因此在转运过程中要设置环境管理转运台账记录废水转运情况，并保证环境管理转运台账的完整性和连续性。

11 评价结论及建议

11.1 结论

11.1.1 项目概况

中国石油化工股份有限公司西南油气分公司建设的新胜 12 平台钻采工程位于遵义市赤水市白云乡平滩村，共部署 4 口钻井（新胜 12 井、新胜 12-1 井、新胜 12-2 井和新胜 12-3 井），本次钻采工程包括施工期（钻前、钻井和压裂测试工程）、试采期（地面试采工程）两部分。

新胜 12 平台钻采工程包含施工期（钻前工程、钻井工程、储层改造工程）和运营期（地面采气）部分：

施工期：

钻前工程：钻前工程新建 136m×60m（8160m²）的井场 1 个，先进行新胜 12 井（勘探井）的建设，方井规格 4m×4m×3.7m，采用钢筋混凝土浇筑；井场东侧设 1 个 200m³放喷池，高 3.5m，西侧设 1 个 100m³放喷池，高 3.5m。积液池为 2000m³，共分 4 格，其中 1 格作为应急池 500m³，1 格作为清水池 500m³，2 格作为积液池 1000m³；新建道路 160m；设计钻井临时房屋、活动房基础、给排水、供电等辅助工程。设置表土堆场位于井场东北侧，占地面积 1060m²。

钻井工程：本工程是以茅口组页岩储层为目的层的页岩气钻井平台。新胜 12 井分为三个开次，井深 4500m，其中导管段井深 302m，采用清水钻井进行钻入，一开井深 2402m，采用水基钻井液钻入，二开井深 3602m，采用油基钻井液钻入。钻井完成后套管完井。

储层改造工程：先对新胜 12 井进行分段压裂，压裂过程配置单井压裂液，可采用新胜片区页岩气井产生的压裂返排液，采取分段压裂方式进行压裂水平井视地层不同工况，约 100m/段，新胜 12 井水平井分 15 段压裂。压裂完毕后适当关井一段时间稳压（3~5 天），稳压后新胜 12 井对进行测试放喷求产，确定区块开采价值及预估产气量。在新胜 12 井测试完毕后，若有工业开采价值，然后依次对新胜 12-1 井、新胜 12-2 井、新胜 12-3 井进行依次压裂开采，上口井的压裂返排液用于下一口井压裂，新胜 12-1 井、新胜 12-2 井、新胜 12-3 井共分 10-12 段压裂，稳压后进行测试放

喷求产。本项目采用加砂压裂，使用压裂车从地面泵入携带支撑剂的高压工作液，使地层形成并保持裂缝，以达到增产的目的。

运营期：

地面采气：平台内钻井、压裂设备撤除后，在井场内设置采气工艺区，生产流程为井口集气工艺区来气→过滤、调压、计量→脱酸→脱水、脱汞→液化→装车外运，运行初期使用撬装水套加热炉（防水合物冰堵，最长使用时间一年）。

本项目总投资 20000 万元，环保投资 457 万元，环保投资占比 2.3%。

11.1.2 项目相关政策、规划符合性

（1）产业政策

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于鼓励类项目（第七类第 1 条“石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”），本项目符合产业政策的要求。

（2）环保政策

本项目占地不涉及自然保护区、森林公园、地质公园和风景名胜区等环境敏感区，项目不在禁止开发区等重点保护区内，项目建设不违背地方环保政策。

（3）相关规划

本项目所在的贵州属我国页岩气勘探开发“潜力研究区”，符合《页岩气产业政策》、《“十四五”现代能源体系规划》符合《页岩气产业政策》、《国务院关于支持贵州在新时代西部大开发上闯新路的意见》、《贵州省“十四五”生态环境保护规划》以及贵州省生态环境分区管控方案的相关要求：本项目不在白云乡乡镇规划区域内，不属于城镇用地，项目所在地为农村地区，项目不违背当地规划要求，与区域总体规划相容。

11.1.3 环境质量现状

根据本次评价对环境本底监测结果显示，本工程区域声环境质量良好，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准值；区域环境空气质量达标，实测的非甲烷总烃监测值满足本项目环境质量控制标准值；项目所在区域地表水各项监测指标均达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类水域水质标准；项目所在区域地下水各项监测指标均达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标

准要求：项目区域土壤背景值均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值及《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中二类用地筛选值要求。

11.1.4 项目自然环境概况及敏感目标调查

（1）自然环境概况

项目位于赤水市白云乡平滩村的农村地区，所处区域属浅丘地带。项目新建道路、井场、各类池体等占地主要为丘陵地（主要均为耕地，少量林地），主要植被为常见农作物等经济作物，预计本工程施工时土地内为玉米、油菜等经济作物。现场调查项目周边未见珍稀保护植物，动物主要为常见鼠类、鸟类等动物，未发现珍稀野生保护动物。

（2）环境敏感性调查

本项目为页岩气开发评价井，发生井喷泄漏环境风险影响主要为可燃气体的爆炸冲击波影响，影响范围小，风险评价范围内无重大环境风险敏感区域；本次评价区域无自然保护区、风景名胜区、自然遗迹、文物古迹等，项目井口周边 500m 范围内无医院、学校、城镇等特别敏感区域，仅分布有散居居民，且居民人数较少，但项目占地涉及永久基本农田。

11.1.5 环境影响及环境保护措施

（1）钻前工程环境影响及环境保护措施

钻井工程阶段主要为场地施工及设备安装，扬尘、燃料废气等污染物产生量较少，对居民生活影响小，只在钻前施工期产生，随施工结束而消失，对大气环境的影响小。

钻前施工不设施施工营地，钻前施工人员依托租用周边居民房屋，生活污水纳入当地居民家的生活污水系统，如厕所、沼气池等。

施工噪声主要是各种施工机械、设备噪声，由于本项目钻前工程施工量小，仅昼间施工，且施工时间短，施工噪声对区域声环境影响小。

钻前工程土石方可场内平衡，设计中考虑将表层土土石方临时堆放在井场外临时表土堆场内，用作完钻后井场临时占地覆土复植用土。

通过上述措施，钻前施工对当地环境影响小，采取的措施可行，其环境影响控制在当地环境可接受范围内。

(2) 生态环境影响及保护措施

测试放喷管线出口位置修建放喷池。井场表面铺一层碎石有效地防止雨水冲刷、场地周围修临时排水沟，井场挡土墙可有效减少水土流失。完钻后表层土用于复垦，对临时占地实施改良，使土壤达到复垦要求。钻井噪声会对周边的少量普通动物产生短时间的轻微影响，放喷热辐射将影响植被，但放喷时间短，且放喷出口设置放喷池，可保护放喷热辐射对周边植物的影响，地表植被破坏很少，放喷前清除周边 10m 范围内的杂草和农作物，并通过设置 2.5m 高的挡火墙减轻影响，一般会对放喷池周边约 20m 的植被产生破坏，为普通农作物，受破坏的应进行补偿。工程建设对区域自然生态环境影响很小。

本项目永久占地（井场地面采气部分）测试定产后按照相关手续办理永久占地手续，除此之外均为临时占地，临时占地减少区域的耕地面积，但临时征地区域土地面积比例小，不会影响区域土地利用格局。临时占地在施工结束后进行生态恢复，不会对当地生态环境造成持续影响。项目生态保护措施可行，控制在当地环境可接受范围内。

(3) 地表水环境影响及污染防治措施

钻前工程：钻前施工不设施工营地，钻前施工队伍主要临时聘用周边居民，施工现场不设施工营地，生活污水利用农户已有旱厕收集后用作农肥；施工废水经隔油沉淀后可循环使用，不外排。

钻井工程：钻井废水、洗井废水及方井雨水随钻处理后回用，不能回用的废水暂存于应急池，通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置，不在项目所在地排放；生活污水经生活区的环保厕所及生活污水一体化处理装置后，用作农灌用水或绿化用水回用，不外排。

压裂测试工程：酸化废水进入废水罐中预处理（隔油、沉淀、中和处理）后临时暂存于应急池，通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置，不在项目所在地排放。

采气阶段：井口分离器分离出的采出水、脱盐浓水、螺杆空压机废水和检修废水均暂存于应急池内，LNG 装置分离产生的废水采用污水罐暂存，最终前述所有废

水通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置，不在项目所在地排放。生活污水采用 5+10 型环保厕所及生活污水一体化处理装置处理达标后农灌、绿化，不外排。

(4) 地下水环境影响及污染防治措施

钻井全过程采用了套管固封井身，避免井筒内污染物进入地下水环境。同时导管段钻井泥浆采用水和膨润土为基础的清水钻井，钻井介质较清洁，污染物少，属无毒无害物质，对主要利用浅层地下水的的影响程度小。

井场内采取防渗措施，废水渗透进入地层的量很少，本项目废水采取最大化回收利用，不能利用的定期通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置，对当地地表水和地下水环境影响很小。同时在井场四周设置井界沟和清污分流水沟，严防场地废水污染物溢出厂界，对区域表层含水层影响很小，正常工况情况下不会影响周边居民饮用水。

总体来说，项目采取的措施可行，对地下水的影响控制在当地环境可接受范围内。

(5) 大气环境影响及污染防治措施

钻井工程：废气主要为备用柴油机废气、油基泥浆钻井时产生的有机废气和事故放喷废气。仅在停电情况下启用备用柴油发电机发电，使用合格的轻质柴油成品；油基泥浆不在现场内配制，通过罐车拉运油基泥浆成品至井场内罐体短时间暂存，同时采用“不落地”清洁平台随钻处理，并采用岩屑收集罐暂存油基岩屑并及时由危废处置单位转运集处置；事故放喷一般时间较短，约 2~4h，属于临时排放，放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，其燃烧主要产物为 SO_2 、 NO_x 、 CO_2 和水。项目事故放喷时间较短；以上非正常工况下产生及排放的污染物量很少，且将随钻井工程的结束而消除，因此对环境空气的影响较小。

压裂测试工程：酸化作业时间短，产生的 HCl 废气量少；本项目单次测试放喷时间约 2~4h，采用场外放喷池点火燃烧方式处理，燃烧污染物主要为 SO_2 、 CO_2 和 H_2O ，对居民健康影响小。酸化作业和测试时间短，随着施工的结果污染源消失。

采气阶段：项目正常工况下生产废气主要为井口集气工艺水套加热炉燃烧废气、脱酸废气，水套炉所用燃料气为试采站净化后的天然气，属于清洁能源，污染物主要为 SO_2 、 NO_x 、颗粒物，水套炉然后废气通过 12m 高排气筒排放，废气排放浓度

满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 大气污染物特别排放限值；脱酸废气主要成分为 CO_2 、 H_2O （g）及微量 CH_4 ，经塔顶排气口直接排放，排放高度为 15m。

项目非正常工况下废气主要为备用燃气发电机废气、天然气放空等排放的废气，燃气发电机采用本站净化后的天然气，燃烧废气主要为 SO_2 、 NO_x 和颗粒物，燃烧废气经自带排气筒排放，因发电机为备用时运行时间短，污染物产生量少，污染物排放满足《大气污染物综合排放标准》（DB50/418-2016）。高压、事故/检修过程放空气体引至放喷池，通过 1m 高的空短火焰灼烧器充分燃烧后排放或低压时引至站场内放空立管燃烧排放。

（6）声环境影响及污染防治措施

井场公路运输车辆少，为农村区域，夜间一般不运输，道路周边居民少，交通噪声的影响小。根据钻井噪声预测结果，钻井、压裂等施工作业期间钻探工程厂界噪声超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。由于钻井工程作业期短，噪声影响是临时的。施工噪声防治采取低噪声设备外，对声环境敏感点修建隔声墙噪声防治措施，确保本项目所有声环境敏感点噪声满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准要求，避免施工噪声扰民。在噪声防治措施无法取得效果下，方进行居民点的搬迁或功能置换。

运行期设备运行噪声较小，经站场围墙隔声、绿化降噪后周边敏感目标能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，对周边外环境影响可接受。

本项目施工、运行对当地声环境影响范围小，受影响人口数量少，采取的噪声影响防控措施可行，采取上述措施后其声环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

（7）固体废物影响及处置措施

本项目水基钻井泥浆和岩屑采用钻井污染物“不落地”随钻工艺处理，钻井岩屑由“不落地”工艺振动冲洗分离处理后定期委托正安西南水泥有限公司处置，或其它具备一般固废处理能力的资质单位委托处置，实现全部综合利用，现场无外排。

本项目油基泥浆循环系统钻井阶段产生油基钻井岩屑和废油基泥浆在现场由油基泥浆收集罐（2.5m³/个）收集在专用贮存区暂存，待水平井钻进完成后委托资质单位贵州绿诺环保科技有限公司清运及最终处置，或委托其它具备相关危废处置能力的资质单位清运处置。

井场和生活区生活垃圾存放在垃圾箱内，定期统一收集定期交由当地环卫部门处理。

钻井过程中钻机等设备产生的废油由站内设置废油桶集中收集，委托资质单位贵州绿诺环保科技有限公司清运及最终处置，或委托其它具备相关危废处置能力的资质单位清运处置。

少量站场过滤器废渣作为一般固废外运委托处置，环境可接受。

本项目采取上述固废处置措施是可行的，固废环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

(8) 土壤环境影响及污染防治措施

钻前施工场地平整产生的剥离表层土堆存于表土堆场内，钻井结束后用于场地临时占地的复垦表层用土。剥离表层土临时堆放采用夯实、覆盖彩条布等严格的水保措施防止水土流失，后期临时占地复垦后可逐步恢复原有土壤功能和性质。

井场采取分区防渗措施，钻井、压裂施工期间禁止企业“偷排漏排”，严禁将钻井废水、压裂返排液等污水直接灌入土壤。原辅材料、固废等堆场设置彩钢棚并按要求采取防渗措施，钻井泥浆、压裂返排液等配置存放均在罐体中进行，避免污染物渗入土壤。

运营期间通过积液池收集压裂返排液（气田水），避免污染物渗入土壤；加强环保管理，禁止企业“偷排漏排”，严禁将压裂返排液（气田水）等污水直接灌入土壤。另外，需做好土壤跟踪监测，如果发现土壤污染则及时进行修复处理。

(9) 环境风险防范措施及环境影响结论

本项目工程地质条件、钻井深度、地层压力、天然气含量等综合勘探条件在行业的开采井中属于中等不利，与工程地层情况类似的相邻井在钻井中未发生井喷失控事故，发生可能诱发井喷失控的不良现象很少，仅表现为井漏，未出现井喷情况。工程发生最大可信事故的机率小；最大可信事故对人身安全、健康、环境的后果影响小，但应采取风险防范措施尽量避免事故发生，同时完善环境风险应急措施，组织编制、学习、演练应急预案以便在事故发生后将影响降低到最小程度，在采取以上措施后，可将工程环境风险控制在接受范围内。

11.1.6 公众参与调查

11.1.7 总量控制

本项目为页岩气钻采项目，项目地面采气为全密闭管道内的页岩气开采，水套炉（仅运行初期使用，最长使用时间一年）的燃气采用页岩气清洁能源，压裂返排液通过井区内回用或定期通过罐车输送至旺隆回注站处理后回注，或委托具备采出水处理能力的污水处理资质单位处置，不外排。结合页岩气建设项目产排污特点，在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，本评价建议本项目不核定总量指标。

11.1.8 环境影响经济损失分析

本项目的建设将会带动当地就业、对当地人口结构和经济结构产生积极影响，具有较好的社会效益。项目建成投产后，可将当地的矿产资源优势转变为经济优势，将实现较好的经济效益；为了保护环境，减轻工程建设和运营对环境的影响，本项目将投入一定的环境保护费用，将使得污染物得到有效治理，将取得显著的环境效益。总体而言，本项目具有较好的社会效益、经济效益和环境效益。

11.1.9 评价结论

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，符合规划和地方相关规划要求。项目的建设对增加清洁能源非常规天然气供应量，促进区域社会、经济发展，保护和改善区域环境质量具有积极意义，项目建设是必要的。

评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境、土壤环境质量现状总体较好；项目建设产生的污染物均做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、土壤、大气环境影响小，声环境影响产生短期影响，不改变区域的环境功能；项目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。通过严格落实行业规范和环评要求的环境风险防范措施，项目环境风险可控，环境可接受。

在严格落实项目相关设计和本评价提出的各项环保措施、环境风险防范和应急措施后，从环境保护角度分析，新胜 12 平台钻采工程的建设是可行的。

11.2 建议

（1）严格控制临时占地，尽量减少基本农田的占用；项目开发运营期，应依法

办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。

(2) 建设单位应按国家水资源管理办法按程序要求及时到当地水行政主管部门办理取水许可手续。

(3) 加强钻井队管理，规范施工作业，严格按照相关技术规范和设计要求施工。

(4) 运营单位应加强环保设施的日常管理、维护，建立健全环保设施的运行管理制度、定期检查制度、设备维护和检修制度，确保环保设施高效运行，尽量减少和避免事故排放情况发生，防治各类污染物非正常排放。

(5) 加强环境管理和风险防范意识，加强环境风险应急事故演练，不断完善环境风险应急预案，定期巡检、送检各类仪表、阀门等设备，杜绝环境风险事故的发生。

(6) 工程在生产过程中应按国家规定实施严格管理，确保安全性，避免事故发生时对环境产生破坏性影响。产生的危险废物在储存和运输过程中，应注意安全，严防中途泄漏；此外，加强对危险废物处置情况的回访，确保不造成二次污染。

(7) 认真贯彻执行国家、贵州省、遵义市的各项环保法规和要求，根据生产的需要，充实环境保护机构的人员，落实环境管理规章制度，认真执行环境监测计划。加强日常环境监督管理，使环保治理设施长期正常运行，防治各类污染物非正常排放，确保各项污染物达标排放。

委托书

贵州柱成环保科技有限公司：

根据《中华人民共和国环保法》、《中华人民共和国环境影响评价法》及《建设项目环境保护管理条例》（国务院第682号令）等相关法律法规的要求，我公司委托贵公司负责“新胜12平台钻采工程环境影响报告书”编制及相关工作，并承诺提供的资料真实有效。其他事宜在合同中明确。
特此委托。

委托单位（盖章）：中国石化化工股份有限公司

西南油气分公司（页岩气项目部）

委托日期：2025年1月28日



编制单位承诺书

本单位 贵州柱成环保科技有限公司 （统一社会信用代码 91520115MA6DT6LN6K）郑重承诺：本单位符合《建设项目环境影响评价报告书（表）编制监督管理办法》第九条第一款规定，无该条第三款所列情形，不属于（属于/不属于）该条第二款所列单位；本次在环境影响评价信用平台提交的下列第1项相关情况信息真实准确、完整有效。

1. 首次提交基本情况信息
2. 单位名称、住所或者法定代表人（负责人）变更的
3. 出资人、举办单位、业务主管部门或者挂靠单位等变更的
4. 未发生第3项所列情形、与《建设项目环境影响评价报告书（表）编制监督管理办法》第九条规定的符合性发生变更的
5. 编制人员从业单位已变更或者已调离从业单位的
6. 编制人员未发生第5项所列情形，全职情况发生变更、不再属于本单位全职人员的
7. 补正基本情况信息

承诺单位(公章):

2025年6月24日



企业环境信用承诺书

为践行绿色发展理念，努力营造诚实守信的社会环境，本企业自愿承诺，坚持守法生产经营，并自觉履行以下环境保护法律义务和社会责任。

一、依法申请办理环境保护行政许可，保证向环保行政机关提供资料合法、真实、准确、有效。

二、严格遵守国家和贵州省有关环境保护法律、法规、规章、标准和政策规定，依法从事生产经营活动。

三、建立企业环境保护责任制度，实施清洁生产，减少污染排放并合法排污，制定突发环境事件预案，依法公开排污信息，自觉接受环境保护行政主管部门的监督检查等环境保护法律、法规、规章规定的义务。

四、自觉接受政府、行业组织、社会公众、新闻舆论的监督，积极履行环境保护社会责任。

五、发生环境保护违法失信行为，除依照《中华人民共和国环境保护法》等有关法律、法规规定接受环保行政机关给予的行政处罚外，自愿接受惩戒和约束，并依法承担赔偿责任和刑事责任。

六、本《企业环境信用承诺书》同意向社会公开。
特此承诺，敬请社会各界予以监督。

承诺单位：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）

2025年6月24日

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)

承诺函

贵州省生态环境厅：

由我公司建设的新胜12平台钻采工程，现已委托贵州柱成环保科技有限公司编制新胜12平台钻采工程环境影响报告书，该编制单位已经按照国家有关法律法规和相关技术导则、规范要求完成了报告书编制工作，现按程序将报告书报你厅审批。我公司承诺对所申请报批的报告书内容、数据及提供材料的真实性等负责。该报告书不涉及国家机密、商业秘密、个人隐私以及国家安全、公共安全、经济安全和社会稳定等内容，可对外进行公开（公示）。

特此承诺。

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）

日期：2025年6月24日

贵州柱成环保科技有限公司

承诺函

贵州省生态环境厅：

我公司受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)委托编制的新胜 12 平台钻采工程环境影
响报告书已经按照国家有关法律法规和技术导则、规范要求
编制完成，现按照程序将报告书报贵厅审批。我公司承诺对
所申请报批的报告书内容、数据及提供材料的真实性等负
责。该报告书不涉及国家机密、商业秘密、个人隐私以及国
家安全、公共安全、经济安全和社会稳定等内容，可对外进
行公开（公示）。

特此承诺。

单位（盖章）：贵州柱成环保科技有限公司

日期：2025 年 6 月 24 日



编制人员承诺书

本人胡启强（身份证件号码5XXXXXXXXXX0）郑重承诺：

本人在 贵州柱成环保科技有限公司 单位（统一社会信用代码 91520115MA6DT6LN6K）全职工作，本次在环境影响评价信用平台提交的下列第1项相关情况信息真实准确、完整有效。

1. 首次提交基本情况信息
2. 从业单位变更的
3. 调离从业单位的
4. 建立诚信档案后取得环境影响评价工程师职业资格证书的
5. 被注销后从业单位变更的
6. 被注销后调回原从业单位的
7. 编制单位终止的
8. 补正基本情况信息

承诺人(签字): 胡启强

2025年6月24日

编制人员承诺书

本人梁鸿彬（身份证件号码518）郑重承诺：

本人在贵州柱成环保科技有限公司单位（统一社会信用代码91520115MA6DT6LN6K）全职工作，本次在环境影响评价信用平台提交的下列第1项相关情况信息真实准确、完整有效。

1. 首次提交基本情况信息
2. 从业单位变更的
3. 调离从业单位的
4. 建立诚信档案后取得环境影响评价工程师职业资格证书的
5. 被注销后从业单位变更的
6. 被注销后调回原从业单位的
7. 编制单位终止的
8. 补正基本情况信息

承诺人(签字):



2025年6月24日

建设项目环境影响报告书 编制情况承诺书

本单位 贵州柱成环保科技有限公司 （统一社会信用代码 91520115MA6DT6LN6K）郑重承诺：本单位符合《建设项目环境影响报告书（表）编制监督管理办法》第九条第一款规定，无该条第三款所列情形，不属于（属于/不属于）该条第二款所列单位；本次在环境影响评价信用平台提交的由本单位主持编制的 新胜12平台钻采工程 项目环境影响报告书基本情况信息真实准确、完整有效，不涉及国家秘密；该项目环境影响报告书的编制主持人为 胡启强（环境影响评价工程师职业资格证书管理号 202305035520000000012，信用编号 BH016955），主要编制人员包括 胡启强（信用编号 BH016955）、梁鸿彬（信用编号 BH004349）（依次全部列出）等2人，上述人员均为本单位全职人员；本单位和上述编制人员未被列入《建设项目环境影响报告书（表）编制监督管理办法》规定的限期整改名单、环境影响评价失信“黑名单”。

承诺单位(公章)：

2025年6月24日



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)

委托函

贵州省生态环境厅：

兹我 公 司 委 托（姓 名）梁 鸿 彬，（身 份 证 号 码）
5[REDACTED]8，联系电话 1[REDACTED]1，前来贵厅办理和
提交新胜 12 平台钻采工程环境影响报告书申请报批相关资料手
续，请贵厅给予帮助办理为谢。

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）

日期：2025 年 6 月 24 日

