

# 目 录

<b>概 述</b> .....	<b>1</b>
<b>1 总 则</b> .....	<b>4</b>
1.1 评价目的.....	4
1.2 编制依据.....	4
1.3 评价总体构思.....	8
1.4 环境影响识别与评价因子筛选.....	9
1.5 环境功能区划及评价标准.....	11
1.6 评价内容、重点及时段.....	15
1.7 环境工作等级和评价范围.....	16
1.8 相关规划符合性及选址合理性分析.....	18
1.9 主要环境保护目标.....	32
<b>2 建设项目工程分析</b> .....	<b>36</b>
2.1 区块概况.....	36
2.2 坪地 1 平台现状.....	36
2.3 建设项目概况.....	39
2.4 影响因素分析.....	55
2.5 污染源源强核算.....	61
2.6 污染物排放汇总.....	73
<b>3 环境现状调查与评价</b> .....	<b>77</b>
3.1 自然环境现状调查与评价.....	77
3.2 环境质量现状调查与评价.....	83
<b>4 环境影响预测及评价</b> .....	<b>93</b>
4.1 地表水环境影响预测及评价.....	93
4.2 地下水环境影响预测及评价.....	95
4.3 大气环境影响预测及评价.....	101
4.4 声环境影响预测及评价.....	103
4.5 固体废物环境影响分析.....	109
4.6 土壤环境影响分析.....	110
4.7 生态环境影响预测及评价.....	115
4.8 环境风险评价.....	118
<b>5 环境保护措施及其可行性论证</b> .....	<b>140</b>

5.1	施工期污染防治措施可行性论证.....	140
5.2	运营期污染防治措施可行性论证.....	152
5.3	环保措施汇总.....	154
<b>6</b>	<b>环境影响经济损益分析 .....</b>	<b>158</b>
6.1	环境保护费用的确定与计算.....	158
6.2	社会效益.....	158
6.3	环境效益.....	159
6.4	环境经济效益分析.....	159
<b>7</b>	<b>环境管理与环境监测 .....</b>	<b>161</b>
7.1	企业环境管理体系.....	161
7.2	污染物排放清单及总量控制.....	162
7.3	环境监测计划.....	163
7.4	竣工环保验收.....	164
<b>8</b>	<b>环境影响评价结论 .....</b>	<b>166</b>
8.1	建设项目概况.....	166
8.2	环境质量现状.....	166
8.3	污染物排放情况.....	167
8.4	主要环境影响及环境保护措施.....	168
8.5	环境影响经济损益分析.....	170
8.6	环境管理与环境监测.....	170
8.7	综合结论.....	170

## 概 述

### 一、建设项目背景

2010 年 8 月，自然资源部（原国土资源部）授予中国石油化工股份有限公司“黔、渝彭水地区石油天然气（页岩气）勘查”探矿权，矿权区包括重庆市东南部彭水县、武隆区及贵州省北部道真仡佬县，勘查面积 6837.087km<sup>2</sup>，勘查单位为中国石油化工股份有限公司华东油气分公司。

2020 年 1 月 3 日，中国石油化工股份有限公司华东油气分公司组建的中石化重庆页岩气有限公司在南川区揭牌成立，负责南川、武隆等区块页岩气的开发。

2020 年，中石化重庆页岩气有限公司在重庆市武隆区双河镇莽子村部署了坪地 1 平台，平台内部署了一口风险探井，即坪地 1 井，部署目的为探索寒武系石龙洞组颗粒滩碳酸盐岩、震旦系灯影组岩溶白云岩常规气勘探潜力，兼探寒武系水井沱组、志留系龙马溪组页岩气，坪地 1 井实际完钻井深 3990m，未获勘探突破，目前已封井。中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司编制了《坪地 1 井钻探工程环境影响报告表》，武隆区生态环境局以“渝（武）环准〔2020〕005 号”对该项目环评进行了批复。

2021 年，中石化重庆页岩气有限公司在坪地 1 平台内部署了坪地 1HF 井，部署目的为评价区域龙马溪组页岩地质参数，落实页岩含气性，坪地 1HF 井实际完钻井深 2725m，完钻后进行了压裂测试，根据试气结论，龙马溪组为页岩气层。目前，坪地 1HF 井暂时关井。中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司编制了《坪地 1HF 井钻探工程环境影响报告表》，武隆区生态环境局以“渝（武）环准〔2021〕019 号”对该项目环评进行了批复。

为落实区域页岩气产能，根据前期勘探成果和开发计划，2022 年 3 月，中石化重庆页岩气有限公司拟依托坪地 1 平台实施坪地 1 井区产能建设项目（以下简称“本项目”）。

### 二、建设项目特点

本项目依托已建的坪地 1 平台实施，建设内容包括：钻前工程、钻井工程、

储层改造工程和地面采气工程等主体工程及相关配套工程。钻前工程主要为临时生活区、钻井设备基础、水基岩屑暂存区等建构物建设；钻前工程结束后在井场内新钻坪地 1-2HF 井、坪地 1-3HF 井、坪地 1-4HF 井、坪地 1-5HF 井、坪地 1-6HF 井等五口页岩气井，钻井工程包括钻井设备安装、钻井作业、固井作业、目的层取芯作业，以及完钻后钻井设备离场拆除等；钻井工程结束后进行储层改造工程，在井场内对坪地 1-2HF 井、坪地 1-3HF 井、坪地 1-4HF 井、坪地 1-5HF 井、坪地 1-6HF 井井下目的层实施水力压裂，构造“人工气藏”，压裂结束后进行测试放喷；储层改造工程完成后，在井场内建设集气站对井场内已建的坪地 1HF 井、在建的坪地 1-1HF（另行开展了环评）和本项目新钻的坪地 1-2HF 井、坪地 1-3HF 井、坪地 1-4HF 井、坪地 1-5HF 井、坪地 1-6HF 井共 7 口井进行开采。本项目不含外输管线。本项目总施工期约 11 个月。

本项目为页岩气新区块开发项目，涉及基本农田、水土流失重点治理区，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本项目环评类别为报告书。

### 三、环境影响评价工作过程

2022 年 3 月，中石化重庆页岩气有限公司委托中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司（以下简称“我公司”）承担本项目环境影响评价工作。我公司接受委托后，随即组织评价人员分析研究本项目相关资料，组织评价人员进行现场踏勘，收集有关基础资料，在认真分析项目建设内容、周边环境现状、环境保护目标分布等基础上，依据国家及地方法律法规、相关技术导则编制完成了《坪地 1 井区产能建设项目环境影响报告书》。

### 四、分析判定相关情况

#### （1）产业政策符合性

本项目属于《产业结构调整指导目录(2019 年本)》“第一类 鼓励类-七、石油类、天然气-2、页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”类项目。

本项目符合《页岩气产业政策》要求。

(2) 规划符合性

本项目符合《重庆市矿产资源总体规划(2016-2020年)》、《武隆区矿产资源总体规划(2016-2020年)》、《武隆区“十四五”能源发展规划(2021年-2025年)》等相关规划要求。

(3) “三线一单”符合性

本项目不在生态保护红线范围内；区域环境质量现状较好，施工期、运营期产生的污染物均能做到达标排放或妥善处置，对区域环境影响较小，项目建设不会突破项目所在地的环境质量底线；本项目开采的页岩气为清洁能源，消耗资源主要为施工期压裂用水，压裂用水从莽子溪水库取水，为临时取水，取水需按照国家相关要求办理取水许可，取水量较小，对区域水资源利用影响较小，满足资源利用上线要求；本项目不属于《重庆市长江经济带发展负面清单实施细则(试行)》中禁止建设项目，本项目满足环境准入条件。本项目符合“三线一单”相关要求。

(4) 选址合理性

本项目占地不涉及自然保护区、风景名胜区、文物保护单位、饮用水源保护区等环境敏感区，不在生态保护红线范围内。

本项目占用基本农田，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》(自然资规〔2019〕1号)：石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接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。

本项目选址满足《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)相关要求，所在区域环境质量现状总体较好，项目产生的污染物均能做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、大气、土壤、声环境影响较小，在按照基本农田管理相关规定办理占地手续后，项目所选位置无重大环境制约因素，选址合理。

## 五、关注的主要环境问题及环境影响

(1) 项目占地对生态环境的影响；

(2) 施工期钻井废水、压裂返排液等生产废水和施工人员生活污水的环境影响，运营期采出水的环境影响；

(3) 施工期、运营期产生的固体废物对环境的影响；

(4) 施工期噪声对周边环境的影响；

(5) 施工期、运营期废水跑冒滴漏和钻井过程对地下水环境的影响；

(6) 施工期、运营期可能存在的环境风险。

## 二、环境影响评价主要结论

本项目符合国家产业政策，项目选址选线不在生态保护红线内，本项目的建设有利于提升区域页岩气产能，加快构建区域能源新格局，有利于推动地方经济的可持续发展。本项目所在区域环境空气、声环境、地表水、地下水、土壤环境质量现状总体较好，在严格落实各项污染防治措施、生态保护措施及环境风险措施情况下，可将项目对环境的影响降至最低，实现污染物达标排放，满足环境功能区要求，环境影响可以接受。从环境保护角度分析，本项目建设可行。



# 1 总则

## 1.1 评价目的

开展本项目环境影响评价的目的在于贯彻《中华人民共和国环境影响评价法》，利用《环境影响评价技术导则》等评价技术手段，在充分调查项目区生态环境和环境质量现状基础上，结合武隆工区页岩气井产排污及环境影响调查，预测、评估本项目建设对环境可能带来的影响，分析论证项目建设的环境可行性，提出切实可行的生态保护及污染防治对策，维持或改善影响区的环境功能，降低本项目带来的不利环境影响，为项目建设和环境管理提供依据。

## 1.2 编制依据

### 1.2.1 环境保护相关法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》(2014 年 4 月 24 日修订);
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年 12 月 29 日修订);
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》(2017 年 6 月 27 日修订);
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》(2018 年 10 月 16 日修订);
- (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 日实施);
- (8) 《中华人民共和国水法》(2016 年 7 月 2 日修订);
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》(2011 年 3 月 1 日);
- (10) 《中华人民共和国森林法》(2019 年 12 月 28 日修订);
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》(2018 年 10 月 26 日修订);
- (12) 《中华人民共和国长江保护法》(2020 年 12 月 26 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议通过);
- (13) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010 年 10 月 1 日);
- (14) 《中华人民共和国土地管理法》(2019 年 8 月 26 日修订)。

### 1.2.2 行政法规及规范性文件

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》(国务院令第 682 号);

- (2) 《土地复垦条例》(国务院令 592 号);
- (3) 《排污许可管理条例》(国务院令第 736 号);
- (4) 《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 29 号);
- (5) 《页岩气发展规划(2016-2020 年)》(〔2016〕255 号);
- (6) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》，生态环境部令第 16 号，2021 年 1 月 1 日起施行;
- (7) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 1 月 1 日起实施;
- (8) 《突发环境事件应急管理办法》(中华人民共和国环境保护部令第 34 号);
- (9) 《国家危险废物名录》(2021 年版);
- (10) 《危险化学品目录(2015 版)》;
- (11) 《危险化学品安全管理条例》(国务院令第 645 号);
- (12) 《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，2012-03-07 实施)。
- (13) 《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》，生态环境部令第 3 号，2018 年 8 月 1 日起实施;
- (14) 《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)。
- (15) 《基本农田保护条例》(国务院令第 588 号，2011 年 1 月 8 日修订);
- (16) 《中共中央国务院关于加强耕地保护和改进占补平衡的意见》(2017 年 1 月 9 日);
- (17) 《自然资源部关于做好占用永久基本农田重大建设项目用地预审的通知》(自然资规〔2018〕3 号，2018 年 8 月 3 日);
- (18) 《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);
- (19) 《危险废物排除管理清单(2021 年版)》;

(20) 《地下水管理条例》(中华人民共和国国务院令 第 748 号 2021 年 12 月 1 日起施行)；

(21) 《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号，2021 年 11 月 4 日)；

(22) 《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，2012-03-07 实施)；

(23) 《页岩气产业政策》(国家能源局公告 2013 年第 5 号)。

### 1.2.3 地方行政规章及规范性文件

(1) 《重庆市环境保护条例》(2018 年 7 月 26 日修订)；

(2) 《重庆市大气污染防治条例》(2017 年 3 月 29 日)；

(3) 《重庆市长江三峡水库库区及流域水污染防治条例(2011 修订)》；

(4) 《重庆市生态功能区划(修编)》(渝府〔2008〕133 号)；

(5) 《重庆市环境噪声污染防治办法》(重庆市人民政府令第 270 号)；

(6) 《重庆市环境保护局关于印发城市区域环境噪声标准适用区域划分规定调整方案的通知》，渝环发〔2007〕39 号；

(7) 《重庆市环境保护局关于修正城市区域环境噪声标准适用区域划分规定调整方案有关内容的通知》(渝环发〔2007〕78 号)；

(8) 《重庆市环境保护局关于调整重庆市部分地表水域适用功能类别的通知》(渝环发〔2007〕15 号)；

(9) 《重庆市人民政府批准重庆市地表水环境功能类别调整方案的通知》(渝府发〔2012〕4 号)；

(10) 《重庆市人民政府关于印发重庆市环境空气质量功能区划分规定的通知》(渝府发〔2016〕19 号)；

(11) 《中共重庆市委重庆市人民政府关于加快推进生态文明建设的意见》(渝委发〔2014〕19 号)；

(12) 《重庆市人民政府关于发布重庆市生态保护红线的通知》(渝府发〔2018〕25 号)；

(13) 《重庆市人民政府关于贯彻落实大气污染防治行动计划的实施意见》(渝府发〔2013〕86 号)；

(14) 《重庆市人民政府关于印发贯彻落实国务院水污染防治行动计划实施方案的通知》(渝府发〔2015〕69号);

(15) 《重庆市人民政府关于印发重庆市贯彻落实土壤污染防治行动计划工作方案的通知》(渝府发〔2016〕50号);

(16) 《重庆市环境保护局关于印发<重庆市页岩气勘探开发行业环境保护指导意见(试行)>的通知》(渝环〔2016〕316号);

(17) 《重庆市环境保护局关于天然气开采行业固体废物污染防治有关问题的通知》(渝环〔2014〕106号);

(18) 《重庆市规划和自然资源局关于进一步加强占用永久基本农田管理的通知》(渝规资规范〔2020〕9号, 2020年7月21日)。

#### 1.2.4 环境影响评价技术导则和规范

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016);
- (2) 《环境影响评价技术导则 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》(HJ2.4-2009);
- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016);
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011);
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤导则(试行)》(HJ964-2018);
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018);
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007);
- (10) 《生产建设项目水土保持技术标准》(GB 50433-2018);
- (11) 《生产建设项目水土流失防治标准》(GB/T 50434-2018)。

#### 1.2.5 行业技术规范

- (1) 《含硫油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2005);
- (2) 《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》(Q/CNPC53);
- (3) 《钻井井控技术规程》(SY/T6426-2005);
- (4) 《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》(AQ2016-2008);

- (5) 《含硫化氢天然气井公众危害程度分级方法》(AQ2017-2008);
- (6) 《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》(AQ2018-2008);
- (7) 《石油天然气设计防火规范》(GB50183-2004);
- (8) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014);
- (9) 《钻井废弃物无害化处理技术规范》(Q/SY XN0276-2015);
- (10) 《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007);
- (11) 《钻井技术操作规程》(Q/SYCQZ001-2008);
- (12) 《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013);
- (13) 《川东北地区天然气勘探开发环境保护规范第 1 部分：钻井与井下作业工程》(QSH 0099.1-2009);
- (14) 《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ607-2011);
- (15) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ T 0317-2018)。

### 1.2.6 项目有关资料

- (1)相关钻井工程、油气集输工程设计资料;
- (2)《页岩气藏措施返排液处理管理技术规范》(华东油气南页〔2016〕159号)。

## 1.3 评价总体构思

(1) 突出环境环境影响评价源头预防作用，坚持保护和改善环境质量，严格贯彻依法评价、科学评价、突出重点的评价原则。

(2) 本项目属于页岩气产能建设项目，对环境的影响具有阶段性，本次环境影响评价时段包括施工期、运营期、退役期。建设内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程。钻前工程重点识别生态环境影响；钻井工程和储层改造工程重点识别地表水、地下水环境影响及存在的环境风险；油气集输工程重点识别施工期生态环境影响及运营期存在的环境影响。本次评价根据钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程分别分析其环境影响，并有针对性的提出生态保护及污染防治措施。

(3) 运营期, 本项目采出水依托武隆工区采出水处理项目处理达标后排放, 其环境影响分析已纳入武隆工区采出水处理项目环评内容, 本次评价引用评价结论, 主要分析采出水转运存在的环境风险。

(4) 建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》等规范性文件要求, 开展公众参调查, 本次环评仅在评价结论中引用其调查结果。

## 1.4 环境影响识别与评价因子筛选

### 1.4.1 环境影响因素识别

根据项目建设特征及区域环境现状, 环境对工程的制约因素见表 1.4-1。

表 1.4-1 区域环境对工程的制约因素分析

环境因素		对工程的制约
自然环境	地质水文	中度
	地形地貌	轻度
	土地资源	轻度
	水资源	轻度
	景观	轻度
	生态环境	轻度
环境质量	环境空气	轻度
	声环境	轻度
	地表水	轻度
	地下水	轻度
	生态环境	中度
	土壤环境	轻度

项目建设对主要环境要素影响分析见表 1.4-2, 影响性质见表 1.4-3。

表 1.4-2 工程建设对环境要素影响分析

影响分析		有利影响	不利影响	综合影响
自然环境	地下水文		S	-S
	矿产资源	M		+M
	地形地貌		S	-S
生态环境	植被资源		S	-S
	土地利用		S	-S
	陆生动物		S	-S
	水土流失		S	-S
环境质量	地表水水质		S	-S
	地下水水质		S	-S
	大气环境质量		S	-S
	声环境质量		M	-M
	土壤环境		S	-S

注：“+”、“-”分别表示有利影响和不利影响，“L、M、S”分别表示影响程度，大、中、小。

表 1.4-3 工程建设对环境要素影响性质分析

阶段	影响性质 环境要素	短期 影响	长期 影响	可逆 影响	不可 逆影响	直接 影响	间接 影响
施工期	地形、地貌		◆		◆	◆	
	植被资源		◆		◆	◆	
	地表水水质	◆		◆			◆
	地下水水质	◆		◆		◆	
	大气环境质量	◆		◆		◆	
	声环境质量	◆		◆		◆	
	土壤环境质量	◆		◆		◆	
运营期	矿产资源		◆		◆	◆	
	地表水水质		◆	◆			◆
	地下水水质		◆	◆		◆	
	大气环境质量		◆	◆		◆	
	声环境质量		◆	◆		◆	
	土壤环境质量		◆	◆		◆	

注：表中“◆”表示相关联。

#### 1.4.2 评价因子筛选

根据页岩气开发特点，确定本次评价因子如下：

##### (1) 环境现状评价因子

地表水：pH、氨氮、溶解氧等。

地下水：pH、总硬度、氨氮、铁、锰、氯化物、阴离子表面活性剂、溶解性总固体、硫酸盐、石油类、耗氧量(COD<sub>Mn</sub>法，以 O<sub>2</sub> 计)、挥发性酚类、硫化物、氟化物、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、总大肠菌群、细菌总数、铜、铅、砷、汞、铬（六价）、镉、氰化物、细菌总数、锌、氯化物、硫酸盐、K<sup>+</sup>、Na<sup>+</sup>、Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>、CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>、HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>。

包气带：pH、耗氧量(COD<sub>Mn</sub>法，以 O<sub>2</sub> 计)、氨氮、氯化物、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、石油类。

环境空气：SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、O<sub>3</sub>、CO、非甲烷总烃。

声环境：昼间等效声级、夜间等效声级。

土壤：占地范围外土壤为 pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油

烃(C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>)、全盐量；占地范围内土壤为 pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-,四氯乙烷、1,1,2,2-,四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[a]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(C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>)、全盐量。

## (2)预测评价因子

环境空气：TSP、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>。

地下水：耗氧量、氯化物、石油类。

声环境：昼间等效声级、夜间等效声级。

土壤环境：石油烃(C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>)。

固体废物：钻井岩屑、废油、废包装材料、废防渗材料、生活垃圾、废润滑油等。

生态环境：水土流失、土地利用、动植物。

环境风险：甲烷、柴油。

## 1.5 环境功能区划及评价标准

### 1.5.1 环境功能区划

#### (1)地表水

本项目周边主要地表水体为清水溪。本项目运营期采出水依托武隆工区采出水处理项目处理达标后排放至乌江。根据《重庆市人民政府批准重庆市地表水环境功能类别调整方案的通知》(渝府发〔2012〕4号)，清水溪属于Ⅲ类水域。

#### (2)地下水

本项目所在区域地下水质量标准按《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的Ⅲ类标准进行评价。

#### (3)声环境

根据《重庆市环境保护局关于印发城市区域环境噪声标准适用区域划分规

定调整方案的通知》(渝环发〔2007〕39号)等文件,项目所处区域属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区。

#### (4)环境空气

根据《重庆市人民政府关于印发重庆市环境空气质量功能区划分规定的通知》(渝府发〔2016〕19号),本项目所在地属于环境空气二类功能区。

#### (5)生态环境

根据《重庆市生态功能区划》(修编),本项目所在区域属“III1-1方斗山-七曜山水源涵养-生物多样性生态功能区”,区域主导生态功能为生物多样性保护和人文调蓄。

### 1.5.2 环境质量标准

#### (1)地表水

执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类水域水质标准,标准值见表1.5-1。

表 1.5-1 地表水环境质量标准限值 单位: mg/L

项目	pH(无量纲)	溶解氧	高锰酸盐指数	COD	BOD <sub>5</sub>	氨氮	总磷
III类标准值	6~9	≥5	≤6	≤20	≤4	≤1	≤0.2

#### (2)地下水

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类标准,标准值见表1.5-2。

表 1.5-2 地下水质量标准限值 单位: mg/L

序号	项目	III类标准值	序号	项目	III类标准值
1	pH值(无量纲)	6.5-8.5	12	氯化物	250
2	溶解性总固体	1000	13	硝酸盐氮	20
3	总硬度	450	14	硫酸盐	250
4	耗氧量	3	15	亚硝酸盐氮	1
5	氨氮	0.5	16	铜	1
6	硫化物	0.02	17	铅	0.01
7	挥发酚	0.002	18	砷	0.01
8	阴离子表面活性剂	0.3	19	汞	0.001
9	总大肠菌群 (MPN/100mL)	3	20	铁	0.3
10	六价铬	0.05	21	锰	0.1
11	氟化物	1	22	钠	200

#### (3)声环境

本项目所在区属 2 类声环境功能区，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

#### (4)环境空气

项目所在地大气环境执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准。标准值见表 1.5-3。

表 1.5-3 环境空气质量标准 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

序号	污染物项目	平均时间	浓度限值(二级)	单位
1	SO <sub>2</sub>	年平均	60	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
		24小时平均	150	
		1小时平均	500	
2	NO <sub>2</sub>	年平均	40	
		24小时平均	80	
		1小时平均	200	
3	CO	24小时平均	4	mg/m <sup>3</sup>
		1小时平均	10	
4	O <sub>3</sub>	日最大8小时平均	160	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
		1小时平均	200	
5	PM <sub>10</sub>	年平均	70	
		24小时平均	150	
6	PM <sub>2.5</sub>	年平均	35	
		24小时平均	75	

#### (5)土壤质量标准

占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值，标准值见表 1.5-4。占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)风险筛选值，标准值见 1.5-5。

表 1.5-4 建设用地土壤污染风险筛选值(第二类用地) 单位：mg/kg

序号	污染物项目	第二类用地 筛选值	序号	污染物项目	第二类用地 筛选值
1	砷	60	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	六价铬	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1,2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1,4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200

序号	污染物项目	第二类用地 筛选值	序号	污染物项目	第二类用地 筛选值
10	氯甲烷	37	33	间二甲苯+对二甲苯	570
11	1,1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1,2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1,1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	54	38	苯并[a]蒽	15
16	二氯甲烷	616	39	苯并[a]芘	1.5
17	1,2-二氯丙烷	5	40	苯并[b]荧蒽	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	41	苯并[k]荧蒽	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	42	蒽	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并[a,h]蒽	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	840	44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70
23	三氯乙烯	2.8	46	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	4500

表 1.5-5 农用地土壤污染风险筛选值 单位: mg/kg

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

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

### 1.5.3 污染物排放标准

#### (1) 废水

本项目施工期生活污水采用旱厕收集后农用，不外排；钻井废水、压裂返排液等收集后在废水池、软体罐、配液罐等暂存，优先回用于本平台压裂工序，

最后一口井压裂返排液优先拉运至武隆工区其他钻井平台经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用于后续新钻井压裂工序配制压裂液，无可用平台回用时，依托武隆工区采出水处理项目处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。运营期采出水依托武隆工区采出水处理项目处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放，排放标准见表 1.5-6。

表 1.5-6 采出水排放标准 单位：mg/L

序号	指标	标准值(mg/L)
1	pH	6~9
2	COD	≤100
3	SS	≤70
4	BOD <sub>5</sub>	≤20
5	石油类	≤5
6	色度	≤50
7	氨氮	≤15
8	磷酸盐	≤0.5

#### (2)噪声

施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)，即昼间噪声排放限值 70dB(A)，夜间 55dB(A)；运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

#### (3)废气

施工期柴油机组废气排放限值执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单表 2 规定的限值。本项目运营期间正常工况下无废气产生。

#### (4)固体废物

一般工业固废暂存过程应满足防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求；危险废物暂存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单（环保部公告 2013 年 第 36 号）相关要求。

## 1.6 评价内容、重点及时段

评价工作内容：建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测

及评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与环境监测、环境影响评价结论。

评价重点：建设项目工程分析、地下水环境现状调查与影响评价、生态环境现状调查与影响评价、环境风险评价、环境保护措施及其可行性论证等。

评价时段：施工期、运营期、退役期。其中施工期包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输气工程；运营期指平台施工结束进入采气阶段；退役期主要是页岩气资源枯竭后实施的闭井作业。

## 1.7 环境工作等级和评价范围

### (1)生态环境

本项目占地面积约 11750m<sup>2</sup>，小于 2.0km<sup>2</sup>，工程建设影响区域不涉及《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)中的特殊生态敏感区、重要生态敏感区，属于一般区域，根据导则评价等级划分，确定项目生态环境影响评价等级为三级。

评价范围：项目占地及周边 200m 范围。

### (2)地表水

施工过程中产生的施工废水、钻井废水等回用。压裂返排液优先回用于本平台压裂工序，最后一口井的压裂返排液优先回用于武隆工区其他钻井平台压裂工序，无可用平台回用时，依托武隆工区采出水处理项目处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放。运营期采出水依托武隆工区采出水处理项目处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放。本项目废水为间接排放，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)，确定地表水评价等级为三级 B。

评价范围：根据地表水评价导则 5.3.2.2：“三级 B，其评价范围应符合以下要求：a)应满足其依托污水处理设施环境可行性分析的要求，b)涉及地表水环境风险的，应覆盖影响范围所及的水环境保护目标”。

### (3)地下水

本项目为页岩气开采项目，属于《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中的第 II 类建设项目。根据调查，项目水文地质单元内无地下水

集中式饮用水源分布，但有分散式饮用水源分布，项目区地下水环境较敏感，根据导则中地下水评价等级划分方法，确定地下水环境评价等级为二级。

评价范围：根据项目区水文地质特点，地下水环境采用自定义法确定评价范围，以平台所在水文地质单元作为评价范围，评价范围西侧以清水溪为界、东侧、北侧以山脊线为边界，评价范围总面积约 2.5km<sup>2</sup>。

#### (4)环境空气

本项目运营期间正常工况下无废气产生，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)，本项目大气环境评价等级为三级。

评价范围：根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)，无需设置大气环境影响评价范围。

#### (5)声环境

项目所在区域属于《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区，工程建成前后评价范围内敏感目标噪声级增高量小于 5dB(A)，建成后项目区受影响人口未显著增加，根据《环境影响评价导则 声环境》(HJ2.4-2009)，声环境评价工作等级确定为二级。

评价范围：井场周边及进场道路两侧 200m 范围，放喷池周边 320m 范围。

#### (6)环境风险

本项目钻前工程、油气集输工程施工仅涉及场地平整、设备安装，环境风险较小，本次重点分析钻井工程、储层改造工程过程中的环境风险以及运营阶段的环境风险。钻井工程阶段涉及的风险物质主要为柴油等，储层改造工程阶段涉及的风险物质主要为柴油，根据 4.8.1.2 章节，钻井工程期间 Q 值约为 0.006128，储层改造工程阶段 Q 值约为 0.006128；运营阶段，结合项目特点，本次评价将集气站作为功能单元，涉及的风险物质主要为甲烷和废润滑油，根据 4.8.1.2 章节，本项目运营期集气站 Q 值约为 0.078604。本项目施工期间各阶段 Q 小于 1，运营期间集气站 Q 值均小于 1，因此，确定本项目环境风险评价工作等级为简单分析。

评价范围：本项目环境风险工作等级为简单分析，根据风险导则，未要求设置大气风险评价范围，但考虑到行业特点，本次重点针对井场周边 500m 进行评价；地下水环境风险评价范围与地下水评价范围一致；地表水环境风险评

价范围与地表水评价范围一致。

#### (7)土壤环境

拟建项目属于页岩气开采项目，属于《环境影响评价导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)中的 II 类项目，拟建项目建设不会造成区域土壤盐化、酸化、碱化，不属于生态影响型；主要为污染物下渗对土壤环境的影响，因此本项目土壤环境影响类型为污染影响型。拟建项目总占地面积约 11750m<sup>2</sup>，小于 5hm<sup>2</sup>，占地规模为小型；项目占地周边 200m 范围内分布有农田，土壤环境敏感，土壤环境影响评价等级为二级。

评价范围：本项目占地范围及外扩 200m 范围。

### 1.8 相关规划符合性及选址合理性分析

#### 1.8.1 与《产业结构调整指导目录(2019 年本)》符合性

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

#### 1.8.2 与《重庆市矿产资源总体规划(2016-2020 年)》及规划环评符合性

根据《重庆市矿产资源总体规划(2016-2020 年)》：“大力发展页岩气、煤层气、地热等清洁能源，严格控制煤炭开采总量，……大力发展页岩气。加快涪陵、忠县—丰都、南川、綦江、荣昌—永川、渝西(潼南、璧山、大足)等六大区块页岩气产能建设，支持企业加大页岩气开发力度，力争实现产能建设目标。……都市功能拓展区范围内除地热、矿泉水、页岩气、煤层气外，禁止新建、扩建其他矿产资源开发利用项目，其中二环及两江新区范围内禁止露天开采。……三峡库区两岸第一山脊线之间区域；长江及其主要支流(包括乌江、嘉陵江、大宁河、阿蓬江、涪江、渠江)两侧可视范围；铁路线路路堤坡脚、路堑坡顶或者铁路桥梁两侧外侧起各向外 1000 米范围；国道、省道、县道的公路用地两侧外缘起各向外 100 米范围；乡道的公路用地外缘起向外 50 米范围；公路渡口和中型以上公路桥梁周围 200 米；公路隧道上方和洞口外 100 米；铁路、国道、省道两侧直观可视范围；重要工业区、大中型水利工程及其淹没区、铁路、公路、港口、机场、军事禁区、军事管理区、国防工程区等区

域作为禁止开采区。……禁止在各级自然保护区内所有区域进行矿产资源开采。”

本项目与《重庆市矿产资源总体规划（2016-2020 年）环境影响报告书》（下简称规划环评）及其审查意见符合性分析见下表。

表 1.8-1 规划及规划环评符合性分析

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

本项目页岩气开采不涉及上述禁止开采区，符合重庆市矿产资源总体规划（2016-2020 年）及规划环评要求。

### 1.8.3 与《武隆区矿产资源总体规划(2016-2020 年)》符合性

《重庆市武隆区矿产资源总体规划(2016-2020 年)》提出：大力加强页岩气、地热、建筑石料用灰岩等的开发利用，重要矿产资源基本走上规模化、集约化发展道路，使重要矿产品产量平稳增长。到 2020 年，页岩气产量达到 2 亿立方米，地热达到 73 万立方米/年；矿业产值力争达到 5 亿元以上。……鼓励开发利用的矿产有页岩气、煤层气、地热、铝土矿、方解石等；限制开发利用对环境可能产生严重影响及后续深加工利用不成熟的矿产；禁止开发利用基本农田内砖瓦用粘土以及经济效益差和选冶技术不成熟的低品位难选冶的矿产、对环境可能产生严重破坏且不可恢复的矿产。……限制开采区包括：开发受国家产业政策约束的地区；开发对生态环境有较大影响，通过治理可达标的地区，如主要森林分布区、主要公路、铁路、水利等重要基础设施规定保护范围外部地区；地质灾害危险区（包括地质灾害点分布范围和影响范围及人类工程活动可能影响该处地质灾害稳定的区域）外 500 米范围。禁止开采区包括：

现有技术经济条件下,达不到资源合理利用和整体开发以及开发利用会造成严重资源破坏或浪费的矿产地;国家重要生态功能区、基本农田、国家名胜区、森林公园和历史文物、名胜古迹所在地,重要饮水水源保护区等矿产资源开发对生态环境具有不可恢复的影响的地区;地质灾害影响区;大江大河(乌江等)两侧直观可视范围,铁路线路路堤坡脚、路堑坡顶或者铁路桥梁两侧外侧起各向外 1000 米范围;国道、省道、县道的公路用地两侧外缘起各向外 100 米范围;乡道的公路用地外缘起向外 50 米范围;公路渡口和中型以上公路桥梁周围 200 米;公路隧道上方和洞口外 100 米;铁路、国道、省道两侧直观可视范围;城镇及规划区、重要工业区、大中型水利工程及其淹没区、铁路、公路、港口、机场、军事禁区、军事管理区、国防工程区等区域作为禁止开采区。明确禁止开采区 20 个。禁采区内除石油、天然气、页岩气、地热等禁止新建、扩建开矿、挖沙、采石等相关法律明令禁止的活动。

本项目属页岩气开发项目,属于《重庆市武隆区矿产资源总体规划(2016-2020 年)》鼓励开发类项目,符合《重庆市武隆区矿产资源总体规划(2016-2020 年)》要求。

#### 1.8.4 与《页岩气产业政策》符合性

本项目与《页岩气产业政策》符合性分析判定情况见表 1.8-2。

表 1.8-2 本项目与页岩气产业政策符合性判定一览表

政策要求	工程情况	符合性
第二十四条:坚持页岩气勘探开发与生态保护并重的原则。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、落实各类废弃物处置措施,保护生态环境	本项目按照行业规范要求规范化布置井场,利用已有井场减少项目占地,从而减少对植被的破坏,各类污染物能做到达标排放或妥善处置	符合
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	本项目钻井液、压裂液循环利用,最后剩余的部分由井队回收,随井队用于下一口井钻井。压裂返排液井间回用,配制压裂液,减少新鲜水用量	符合
第二十六条:加强地下水和土壤的保护。钻井、压裂、气体集输处理等作业过程采取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	本项目钻井采用近平衡钻井技术,采取随钻堵漏措施,钻井达到各段预定深度后均进行固井作业,下入套管并注入水泥浆固井。导管段使用纯清水。对施工期循环罐、储备罐,柴油罐、盐酸储罐等加强管理,地面铺设防渗膜并设置围堰,做好相关防	符合

政策要求	工程情况	符合性
	渗和防护，防止对地下水和土壤的污染	
第二十七条：页岩气勘探开发利用必须严格实行项目建设“三同时”制度	本项目严格落实“三同时”制度	符合
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	本项目各类污染物能做到达标排放或妥善处置	符合
第二十九条：优化页岩气勘探开发时空布局。禁止在自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区和地质灾害危险区等内开采页岩气	本项目不在自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区和地质灾害危险区内	符合

### 1.8.5 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性

本项目符合《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）相关规定，符合性分析见表 1.8-3。

表 1.8-3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析一览表

序号	技术政策要求	本项目	符合性
一	清洁生产		
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目新钻井位于原有同一井场内，减小了占地	符合
2	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	本项采用无毒油气田化学剂	符合
3	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	本项目采用环境友好的钻井液体系，钻井液循环利用率大于 95%，钻井过程中产生的废水全部回用	符合
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本项目压裂液集中配制，压裂返排液集中收集，优先回用于武隆工区其他钻井平台压裂工序配制压裂液，无可用平台时外运处理达标后排放，压裂作业和试气过程采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	符合
5	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	本项目运营期采气采用密闭集输流程	符合
二	生态保护		
1	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	本项目新钻井位于原有同一井场内	符合

坪地 1 井区产能建设项目环境影响报告书

序号	技术政策要求	本项目	符合性
2	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	本项目施工结束后，对临时占地进行生态恢复。井场四周修建有截排水沟。本项目不涉及回注	符合
三	污染治理		
1	在钻井和井下作业过程中，鼓励油污、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的油污、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式	本项目钻井废水循环利用，压裂返排液优先回用于武隆工区其他钻井平台压裂工序配制压裂液，无可用平台时外运处理达标后排放。采出水外运处理达标后排放	符合
2	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）后应立即封闭废弃钻井液贮池	本项目严格落实分区防渗措施，钻井岩屑、废油等固废收集、贮存采取防渗措施。不设钻井液贮池	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	废油由井队综合利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置	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	废油等含油固废集中收集，临时储存点采取严格的防渗措施，防止对区域土壤产生污染	符合
四	环境管理		
1	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系	建设单位制定有完善的环境保护管理规定，并建立运行有健康、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	建设单位加强本项目环境监督管理，建设过程中开展工程环境监理	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	建设单位加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水	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	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的环境管理制度和培训制度	符合
5	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境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	建设单位应制定突发环境事件应急预案，并定期举行演练。事故发生时，开展应急监测，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	符合

### 1.8.6 与《页岩气发展规划(2016-2020 年)》符合性分析

根据《国家能源局关于印发页岩气发展规划(2016-2020 年)的通知》(国能

油气(2016)255号),“重点突破页岩气和煤层气开发。加强页岩气地质调查研究,加快“工厂化”、“成套化”技术研发和应用,探索形成先进适用的页岩气勘探开发技术模式和商业模式,培育自主创新和装备制造能力。着力提高四川长宁-威远、重庆涪陵、云南昭通、陕西延安等国家级示范区储量和产量规模,同时争取在湘鄂、云贵和苏皖等地区实现突破。到2020年,页岩气产量力争超过300亿立方米。以沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘为重点,加大支持力度,加快煤层气勘探开采步伐。到2020年,煤层气产量力争达到300亿立方米。”、“完善成熟3500米以浅海相页岩气勘探开发技术,突破3500米以深海相页岩气、陆相和海陆过渡相页岩气勘探开发技术;在政策支持到位和市场开拓顺利情况下,2020年力争实现页岩气产量300亿立方米。”

本项目属于页岩气开发项目,符合《页岩气发展规划(2016-2020年)》要求。

### 1.8.7 与《武隆区“十四五”能源发展规划(2021年-2025年)》及其环境影响篇章符合性

《武隆区“十四五”能源发展规划(2021年-2025年)》提出:加快推进页岩气规模化开发。立足于武隆区页岩气资源禀赋现状,重点依托中石化和中石油技术优势、前期地质勘探成果以及白马区块新增的1048.83亿立方米探明储量,加强武隆区页岩气地质构造、成藏机理及开发适应性技术的基础性研究。加大勘探开发和先导性试验的投资力度,抢抓页岩气开发黄金期,尽快实现有利区块页岩气的商业化开发。谋划页岩气“产学研用”一体化发展,规划布局页岩气开发利用研发中心,吸引一批优秀的页岩气专业技术研究院落地武隆。加大对开发区内环境敏感区的调查,优化页岩气勘探开发项目选址,引导勘探开发企业做好白马区块(白马镇、长坝镇、白云乡、大洞河乡)、平桥北区块(平桥镇)、凤来区块(涉及鸭江镇、凤来镇、和顺镇、平桥镇、庙垭乡)、武隆区块(仙女山街道、火炉镇、凤山街道、芙蓉街道、沧沟乡)、双河区块(双河镇)页岩气勘探开发工作,力争到2025年,完成钻井265口,建成产能45亿立方米/年,产量36亿立方米/年,产值50亿元/年,将武隆区建成重庆重要页岩气生产基地。

本项目与《武隆区“十四五”能源发展规划(2021年-2025年)环境影响

篇章》及其审查意见符合性分析见表 1.8-4。

表 1.8-4 与武隆区“十四五”能源发展规划环境影响篇章符合性分析

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

本项目为页岩气开发项目，位于武隆区双河镇，符合《武隆区“十四五”能源发展规划（2021年-2025年）》及其环境影响篇章相关要求。

### 1.8.8 与《重庆市武隆区生态环境保护“十四五”规划》符合性

《重庆市武隆区生态环境保护“十四五”规划》提出：加快清洁能源建设。依托武隆丰富的水能、风能、页岩气等能源资源，在保护好生态环境前提下，加快有序发展清洁能源和新能源，建成重庆市清洁能源基地……加快推进页岩气勘探开发和商业化利用，完善页岩气地面集输管网、管道联络线和配套

设施的建设。推进天然气管道工程建设，规划布局天然气分布式发电基地，打造智慧能源综合服务基地。……以工业园区、页岩气开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场、加油站等区域为重点，开展防渗情况检测评估，统筹推进地下水安全源头预防和风险管控，实施地表水—地下水、土壤—地下水、区域—地块地下水污染协同防治。……加强废弃物资源化利用。推进一般工业固体废物减量和循环利用，有效利用大宗工业固体废物。严格管控页岩气开采固体废物，完善钻屑废弃物综合利用。……落实页岩气开采企业主体责任，加强生态环境监管，安全处置页岩气开采产生的岩屑、泥浆等固体废物。

本项目属于页岩气开采，项目的实施有助于推动清洁能源发展，页岩气开采产生的清水钻井岩屑作为井场或道路垫层使用；水基钻井岩屑经不落地系统收集后，用于制砖等资源化利用；废油由中石化重庆页岩气有限公司或有资质的单位回收利用，固体废物均能妥善处置。采取严格的分区防渗措施，防止污染物跑、冒、滴、漏。本项目符合《重庆市武隆区生态环境保护“十四五”规划》要求。

### 1.8.9 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/T 7466-2020）的符合型分析

《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/T 7466-2020）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表 1.8-5。

表 1.8-5 与《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）符合性分析

序号	要求	本项目	符合性
1	对水基钻井废弃物进行不落地收集、处置、处置	本项目采用“不落地系统”收集水基岩屑	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或无害化处理后，进一步	采用压滤方式，进行固液分离，压滤液在储备罐暂存，回用于压裂工序，压滤后的水基滤饼外送资源化利用(制砖或水泥窑协同处置)时符合接纳企业对原材料的质量和规	符合

序号	要求	本项目	符合性
	资源化处理或安全处置	格要求，烧结砖符合产品质量标准	
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	水基钻井液废弃物在井场内处置，处置、堆放场地满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的相关规定	符合

### 1.8.10 “三线一单”符合性

#### （1）生态保护红线

本项目位于重庆市武隆区双河镇莽子村。本项目不位于生态保护红线范围之内，根据重庆市生态环境局“三线一单”智检系统出具的检测分析报告，本项目所在地环境管控单元属于优先管控单元（武隆区一般生态空间-生物多样性维护，环境管控单元编码 ZH50015610021），符合相应管控要求，符合性分析见表 1.8-6。

#### （2）环境质量底线

根据《2020 年重庆市生态环境状况公报》，2020 年重庆市武隆区环境空气中可吸入颗粒物（PM<sub>10</sub>）、细颗粒物（PM<sub>2.5</sub>）、二氧化硫（SO<sub>2</sub>）、二氧化氮（NO<sub>2</sub>）、臭氧（O<sub>3</sub>）和一氧化碳（CO）浓度均达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，项目所在评价区域为达标区。根据《重庆市武隆区生态环境质量月报（2021 年 12 月）》，乌江锣鹰、白马断面水质类别为 II 类。项目周边地下水质量满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准。项目周边声环境质量能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值。占地范围内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，占地范围外土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB15618-2018）风险筛选值。本项目所在区域环境质量现状较好。

本项目施工期、运营期产生的污染物均能做到达标排放或妥善处置，对区域环境影响较小，项目建设不会突破项目所在地的环境质量底线，符合环境质量底线要求。

#### （3）资源利用上线

本项目为页岩气开发项目，开采的页岩气为清洁能源，本项目消耗资源主要为施工期压裂用水，压裂用水从莽子溪取水，为临时取水，对区域水资源利用影响较小。本项目占地主要利用已有占地，总占地面积 1.175hm<sup>2</sup>，其中新增占地 0.13hm<sup>2</sup>，占地均为临时占地。总体上，本项目满足资源利用上线要求。

#### (4) 环境准入负面清单

本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中的鼓励类项目，不涉及生态保护红线，不属于《重庆市长江经济带发展负面清单实施细则(试行)》中禁止建设项目，本项目满足环境准入条件。

综上所述，本项目建设符合“三线一单”相关要求。

#### **1.8.11 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**

《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）提出：推进石油天然气开发与生态环境保护相协调，深化石油天然气行业环评“放管服”改革，助力打好污染防治攻坚战。本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）的符合性分析详见表 1.8-7。

表 1.8-6 与生态环境准入清单符合性分析

名称	分类	执行的市级总体管控要求	管控类别	管控要求	本项目	符合性
武隆区一般生态空间-生物多样性维护	优先保护单元 21	一般生态空间，渝东南武陵山区城镇群总体管控方向，武隆区总体管控要求	空间布局约束	加强银盘电站营运水生生物影响监测，按照相关要求落实增殖放流措施；全国矿产资源规划中确定的国家规划矿区、战略性矿产储量规模在中型及以上且已纳入规划的矿产地，开发过程中采取严格环境保护措施，减少对生态环境影响	本项目为页岩气开发项目，占地主要利用已有占地，实施过程中严格落实各项生态环境保护措施，各项污染物能达标排放或妥善处置	符合
			污染物排放管控	无	\	符合
			环境风险防控	无	\	符合
			资源开发效率要求	无	\	符合

表 1.8-7 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性

序号	要求	本项目	符合性
1	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施	本次环评对项目可能带来的环境影响和环境风险进行了评价，提出了相应的环境保护和环境风险防范措施	符合
2	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目对依托工程的依托可行性进行了分析	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求	本项目采出水依托武隆工区采出水处理站处理达《污水综合排放标准》(GB 8978-1996)一级标准后排放	符合
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固废	本项目各类固体废物均按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行妥善处置	符合

坪地 1 井区产能建设项目环境影响报告书

序号	要求	本项目	符合性
	体废物的管理规定进行处置；油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置		
5	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目合理规划占地，严格控制占地面积，加强施工期环境管理，严格控制施工作业范围；施工期间优先使用网电，高标准清洁燃油。对受噪声影响居民采取临时避让措施，减小噪声扰民。施工结束后，对临时占地进行植被绿化或复垦	
6	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	建设单位已编制《武隆区块页岩气勘探开发项目突发环境事件应急预案》和《武隆区块页岩气勘探开发项目突发环境事件风险评估报告》，并已在武隆区生态环境局完成备案。环境风险评估报告备案号：5001192020050004；应急预案备案号：500119-2020-007-LT	符合
7	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的HSE管理体系	符合
8	工程设施退役，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标	退役后，建设单位按照《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部令 部令 第3号)、《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量建设用地土壤污染风	符合

坪地 1 井区产能建设项目环境影响报告书

序号	要求	本项目	符合性
	准（试行）》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施	险管控标准（试行）》（GB 36600）的相关要求执行	
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权	建设单位设置有专门的环境管理部门，并制定有完善的HSE 管理体系，对油气开采项目环境信息依法进行公示	符合

### 1.8.12 选址合理性分析

#### (1) 钻井平台

地下天然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天然气，是否具有开采价值。因此，在选择井口的时候具有很大的约束，是通过天然气所在位置来确定井口位置，然后通过人为的方式使井口满足相应的环保要求。

根据《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)，井场选址应符合：“油、气井井口距离高压线及其他永久设施不小于 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”。

根据现场调查，项目井口周边 75m 范围内无高压线及其他永久性设施，井口 100m 范围内无居民居住，200m 范围内无铁路、高速公路，500m 范围内无医院、学校和大型油库等人口密集性、高危性场所，放喷池周边 50m 范围内无居民点，选址满足《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)等行业规范要求。

本项目占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、文物保护单位等环境敏感区，不在生态保护红线范围内，项目选址无重大制约因素。

本项目占用基本农田，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》（自然资规〔2019〕1号）：石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接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。本项目应按照《基本农田保护条例》、《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）等有关规定完善相应征占手续，采取“占补平衡”措施。

#### (2) 集气站

本项目集气站在钻井平台井场内建设，采气运营期，每口井配产约 5 万

m<sup>3</sup>/d, 集气站生产规模为 35 万 m<sup>3</sup>/d。根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)中“第 3.2.3 节”天然气站场规模分类规定:“集气、集输工程中任何生产规模的集气站、计量站、输气站(压气站除外)、清管站、配气站等定为五级站场”, 本项目集气站属于五级站场。本项目各集气站距 100 人以上的居住区、村镇、公共福利设施大于 22.5m, 气井距离距 100 人以上的居住区、村镇、公共福利设施大于 67.5m(以气井关井压力超过 25MPa 考虑), 拟建项目满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)中“表 4.0.4 石油天然气站场区域布置防火间距”和“表 4.0.7 油气井与周围构筑物、设施防火间距”防火距离要求。

#### (2)与《地下水管理条例》(国令第 748 号)符合性分析

根据《地下水管理条例》(国令第 748 号)“...第四十二条 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、扩建可能造成地下水污染的建设项目...”。

本项目位于清水溪沟谷地带, 东西两侧为山体, 大气降雨通过土壤、岩石裂缝渗入地下, 地下水整体东西两侧排泄至清水溪。根据区域水文地质图, 项目区落水洞、暗河主要分布在清水溪西侧, 本项目位于清水溪东侧, 平台占地范围内未发现落水洞、岩溶漏斗、暗河等分布, 同时参考坪地 1 平台内已完钻的坪地 1 井、坪地 1HF 井完井报告, 第四系粘土层、二叠系栖霞组、梁山组钻进过程中未发生钻井液漏失现象。因此本项目选址不属于《地下水管理条例》(国令第 748 号)禁止建设区域。建设单位应严格按照导管段采取清水钻井工艺, 采取套管封隔地层, 各类废水、固体废物妥善储存, 同时采取严格防渗措施, 防止污染物渗漏, 在正常情况不会项目所在区域井泉水质造成影响。

综上, 项目选址符合《地下水管理条例》(国令第 748 号)相关规定。

综上, 本项目选址满足《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)相关要求, 所在区域环境质量现状总体较好, 项目产生的污染物均能做到达标排放或妥善处置, 对生态环境、地表水、地下水、大气、土壤、声环境影响较小, 在按照基本农田管理相关规定办理占地手续后, 项目所选位置无重大环境制约因素, 选址合理。

## 1.9 主要环境保护目标

(1)环境空气保护目标

本项目大气评价等级为三级,不设大气评价范围,主要调查井场周边 500m 范围环境空气保护目标分布情况。井场周边 500m 范围内无自然保护区、风景名胜區、学校、医院等,主要环境空气保护目标为散居居民点,分布情况见表 1.9-1。

(2)声环境敏感目标

声环境评价范围内无医院、学校、机关、可研单位、自然保护区等,主要声环境敏感目标为散居居民点,分布情况见表 1.9-1。

(3)地表水环境保护目标

本项目废水不直接排入地表水体,项目附近地表水体主要为清水溪、莽子溪水库,所在区域属清水溪汇水区,施工期压裂取水从莽子溪水库取水,与清水溪、莽子溪水库位置关系见表 1.9-2、附图 4。

(4)地下水环境保护目标

本项目地下水环境保护目标主要为评价范围内出露的泉点,周边泉点分布见表 1.9-3。

(5)土壤环境保护目标

本项目土壤环境保护目标主要为周边 200m 范围内的旱地和散居居民点,分布情况见表 1.9-4。

(6)生态环境保护目标

本项目建设影响区域不涉及《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)中的特殊生态敏感区、重要生态敏感区,属于一般区域,生态环境保护目标为周边 500m 范围内的农林生态系统,见表 1.9-5。

表 1.9-1 大气、声环境保护目标一览表

居民点	方位	高差/m	距井口最近距离/m	距井场最近距离/m	距放喷池最近距离/m	保护对象	保护内容	环境功能区
1#居民点	E	+23	103	60	290	散居居民	1 户约 4 人	二类
2#居民点	SE	+5	170	120	313	散居居民	1 户约 4 人	二类
3#居民点	S-SE	+6~+50	218	176	350	散居居民	约 12 户 50 人	二类
4#居民点	NE	+21~+60	191	185	172	散居居民	约 7 户 30 人	二类

表 1.9-2 地表水水环境保护目标一览表

名称	位置 (m)	环境敏感特性
清水溪	本项目西侧, 最近距离约 100m	III 类水体, 无饮用水功能
莽子溪水库	本项目西南侧, 最近距离约 360m	III 类水体, 无饮用水功能

表 1.9-3 地下水环境敏感特性一览表

名称	相互关系	环境敏感特性
Q1	水位高程约为 1180m, 地下水流向向上方向, 井场东侧约 70m, 比井场高约 15m	属碳酸盐岩裂隙水, 以大气降雨补给为主, 现场调查时流量约 0.5L/s, 无人饮用
Q2	水位高程约为 1154m, 地下水流向侧方向, 井场南侧约 1.3km, 比井场低约 9m	属碳酸盐岩裂隙水, 以大气降雨补给为主, 现场调查时流量约 0.5L/s, 供约 20 户居民饮用
Q3	水位高程约为 1146m, 地下水流向下游, 井场西侧约 65m, 比井场低约 19m	属碳酸盐岩裂隙水, 以大气降雨补给为主, 现场调查时流量约 0.005L/s, 无人饮用
Q4	水位高程约为 1153m, 地下水流向侧方向, 井场北侧约 870m, 比井场低约 12m	属碳酸盐岩裂隙水, 以大气降雨补给为主, 现场调查时流量约 0.02L/s, 无人饮用
Q5	水位高程约为 1166m, 地下水流向侧方向, 井场北侧约 750m, 比井场高约 1m	属碳酸盐岩裂隙水, 以大气降雨补给为主, 现场调查时流量约 0.001L/s, 无人饮用

坪地 1 井区产能建设项目环境影响报告书

名称	相互关系	环境敏感特性
Q6	水位高程约为 1178m, 地下水流向侧方向, 井场北侧约 900m, 比井场高约 13m	属碳酸盐岩裂隙水, 以大气降雨补给为主, 现场调查时流量约 0.005L/s, 无人饮用
Q7	水位高程约为 1167m, 地下水流向侧方向, 井场北侧约 1.3km, 比井场高约 2m	属碳酸盐岩裂隙水, 以大气降雨补给为主, 现场调查时流量约 0.3L/s, 无人饮用
Q8	水位高程约为 1350m, 地下水流向侧方向, 井场西南侧约 550m, 比井场高约 185m	属碳酸盐岩裂隙水, 以大气降雨补给为主, 现场调查时流量约 0.5L/s, 供约 20 户居民饮用
Q9	水位高程约为 1340m, 地下水流向侧方向, 井场东北侧约 570m, 比井场高约 175m	属碳酸盐岩裂隙水, 以大气降雨补给为主, 现场调查时流量约 0.5L/s, 供约 20 户居民饮用
Q10	水位高程约为 1216m, 地下水流向侧方向, 井场东北侧约 400m, 比井场高约 47m	属碳酸盐岩裂隙水, 以大气降雨补给为主, 现场调查时流量约 0.01L/s, 无人饮用

表 1.9-4 土壤环境敏感特性一览表

名称	位置(m)	环境敏感特性
土壤	项目占地外延 200m 范围内	分布有耕地、居民点, 受人类活动影响强烈

表 1.9-5 生态环境敏感特性一览表

序号	名称	相互关系	环境敏感特性	影响因素
1	土壤及植被	项目占地外延 200m 范围内	属农林生态系统, 受人类活动影响强烈, 植被以旱地农作物、柏树等为主, 无珍稀保护植物	占地, 植被破坏
2	基本农田	本项目占用永久基本农田面积约为 8917m <sup>2</sup>	旱地	占地

## 2 建设项目工程分析

### 2.1 区块概况

#### 2.1.1 构造特征

坪地 1 井区构造上隶属于四川盆地东南缘利川-武隆复向斜老厂坪背斜，利川-武隆复向斜老厂坪背斜整体上是由白沙断层、平安断层控制形成的，呈现隆凹相间的构造格局，由老厂坪背斜和武隆向斜组成。老厂坪背斜紧邻四川盆地，是盆外第一排构造，南部与武隆向斜团堡次洼北翼相连。东部为茶园断层、胡家园断层以及白沙断层夹持形成的背斜，背斜相对宽缓，核部出露地层为志留系韩家店组、龙马溪组。北西方向剖面显示为宽缓背斜，核部地层倾角在  $5^{\circ}$  - $10^{\circ}$ ，翼部地层倾角在  $15^{\circ}$  - $25^{\circ}$ 。

#### 2.1.2 地层及储层特征

区内烃源岩主要发育于上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组、下寒武统水井沱组。由于经过多期次的构造运动，下志留统龙马溪组主要分布在向斜中，背斜带剥蚀严重，寒武系-志留系均有不同程度的出露，下寒武统水井沱组大面积连片分布。其中老厂坪背斜地区出露地层主要为二叠系、志留系、奥陶系地层，坪地 1 井区出露地层为下二叠统栖霞组。

#### 2.1.3 前期勘探开发情况

坪地 1 井区现有坪地 1 井、坪地 1HF 井共 2 口勘探井，其中坪地 1 井已封井，坪地 1HF 井目前关井，尚未进入正式开发阶段。

### 2.2 坪地 1 平台现状

本项目依托坪地 1 平台已建成的井场、放喷池、废水池等设施。井场内现有 2 口勘探井，即坪地 1 井、坪地 1HF 井。

#### 2.2.1 平台建设情况

##### 2.2.1.1. 已建工程概况

2020 年，中石化重庆页岩气有限公司在重庆市武隆区双河镇莽子村部署

了坪地 1 平台，平台内部署了一口风险探井，即坪地 1 井，部署目的为探索寒武系石龙洞组颗粒滩碳酸盐岩、震旦系灯影组岩溶白云岩常规气勘探潜力，兼探寒武系水井沱组、志留系龙马溪组页岩气，坪地 1 井实际完钻井深 3990m，未获勘探突破，目前已封井。中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司编制了《坪地 1 井钻探工程环境影响报告表》，武隆区生态环境局以“渝（武）环准（2020）005 号”对该项目环评进行了批复。

2021 年，中石化重庆页岩气有限公司在坪地 1 平台内部署了坪地 1HF 井，部署目的为评价区域龙马溪组页岩地质参数，落实页岩含气性，坪地 1HF 井实际完钻井深 2725m，完钻后进行了压裂测试，根据试气结论，龙马溪组为页岩气层。目前，坪地 1HF 井暂时关井。中煤科工重庆设计研究院（集团）有限公司编制了《坪地 1HF 井钻探工程环境影响报告表》，武隆区生态环境局以“渝（武）环准（2021）019 号”对该项目环评进行了批复。

坪地 1 平台已建工程见表 2.2-1。

表 2.2-1 坪地 1 平台已建工程主要内容一览表

类别	工程名称	项目组成内容
主体工程	井场	占地面积约 6800m <sup>2</sup> ，地面采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化，井场内部署有坪地 1 井、坪地 1HF 井共 2 口勘探井
公用工程	井场道路	长约 110m，砂石路面
环保工程	废水池	1 座，容积约 500m <sup>3</sup>
	放喷池	1 座，容积为 300 <sup>3</sup>

### 2.2.1.2. 拟建工程概况

为进一步获取四川盆地东南缘利川-武隆复向斜老厂坪背斜下志留统龙马溪组页岩地质评价参数，落实页岩含气性，2022 年 3 月，中石化重庆页岩气有限公司计划实施“坪地 1-1HF 井钻探工程”，在已有坪地 1 平台内新建勘探井 1 口，即坪地 1-1HF 井，设计井深 2888m，该项目已取得环评批复，目前尚未开工建设。

### 2.2.2 环保手续履行情况

坪地 1 平台涉及建设项目 3 个，其中在建项目 1 个，环保手续情况详见表 2.2-2。

表 2.2-2 坪地 1 平台环保手续履行情况

项目名称	建设内容	环评批复	环评批复时间	验收情况
坪地 1 井钻探工程	坪地 1 井	渝（武）环准（2020）005 号	2020 年 5 月 20 日	正开展验收
坪地 1HF 井钻探工程	坪地 1HF 井	渝（武）环准（2021）019 号	2021 年 2 月 8 日	正开展验收
坪地 1-1HF 井钻探工程	坪地 1-1HF 井	渝（武）环准（2022）007 号	2022 年 4 月 21 日	尚未开工建设

### 2.2.3 环境影响回顾

目前，“坪地 1-1HF 井钻探工程”尚未开工建设，“坪地 1 井钻探工程”、“坪地 1HF 井钻探工程”无运营期，本次主要对“坪地 1 井钻探工程”、“坪地 1HF 井钻探工程”施工期主要污染物产生、排放情况及主要污染防治措施进行回顾性分析：

据建设单位提供资料，坪地 1 井完钻后即进行了封井，未进行储层改造测试，坪地 1HF 井完钻后进行了储层改造测试，测试结束后关井。坪地 1 平台已建工程主要污染物产生排放及污染防治措施如下：

#### （1）废气

坪地 1 井、坪地 1HF 井钻井采用网电供电，柴油机发电机作为备用电源，使用优质柴油。

坪地 1HF 井测试放喷在放喷池内进行点火。

#### （2）废水

坪地 1 井、坪地 1HF 井钻井过程中钻井废水循环利用，无法利用的配制压裂液，剩余水基钻井液由钻井队回收用于后续钻井使用，不外排；井队生活污水经旱厕收集处置后定期清掏农用，不外排。

坪地 1HF 井压裂返排液由拉运至其它钻井平台配置压裂液。

#### （3）噪声

施工单位尽量选择合理的施工时间，钻井期间对主要产生噪声的设备采取降噪减震措施，在钻进设备选型时选取高效低噪声设备，同时做好对居民的解释和沟通工作，争取到了受影响居民的理解，避免噪声扰民，无相关环保投诉。

#### (4) 固体废物

坪地 1 井采用“导管+三开”井身结构，均使用水基钻井液钻进，坪地 1HF 井采用“导管+二开”井身结构，其中，导管、一开使用水基钻井液钻进，二开使用油基钻井液钻进。根据建设单位提供资料，水基岩屑经岩屑不落地系统收集、压滤脱水后交由重庆森宸节能建材有限责任公司综合利用，油基岩屑交重庆利特聚欣资源循环科技有限责任公司处置；废油由井队回收；化工料桶由厂家回收；生活垃圾定点收集后交由当地环卫部门处置。钻井期间产生的固体废物均得到妥善处置，无污染事件和环保投诉。

#### (5) 生态环境

施工过程中加强了施工人员管理，严格划定施工作业范围，施工结束后对井场边坡、生活区占地、软体罐占地等区域采取了绿化措施，减少水土流失；完工后进行了清场，井场内及周边无废水、废渣等遗留。

### 2.2.4 污染物产生及排放情况

坪地 1 平台现状无污染物产生和排放。拟建“坪地 1-1HF 井钻探工程”仅为施工期，无运营期，建成后无污染物产生和排放。

### 2.2.5 主要环境问题及环保投诉情况

根据现场踏勘，废水池、放喷池现状完好，无裂缝。前期落实了原环评及批复提出的各项环境保护措施，项目建设对周边生态环境没有产生明显的不利影响，无环保相关投诉，产生的污染物能达标排放或妥善处置，无遗留生态环境问题。

## 2.3 建设项目概况

### 2.3.1 地理位置与交通

本项目位于重庆市武隆区双河镇莽子村，距离双河镇镇区约 10km。S203 省道从平台东侧约 100m 处经过，交通运输较为方便。

### 2.3.2 建设项目基本概况

项目名称：坪地 1 井区产能建设项目；

建设单位：中石化重庆页岩气有限公司；

建设性质：新建；

建设地点：重庆市武隆区双河镇；

项目总投资：30000 万元；

构造位置：川东南地区利川-武隆复向斜武隆向斜；

井别：开发井；

井型：水平井；

目的层：龙马溪组；

完井方式：钻探至龙马溪组地层设计的水平井靶点后完钻；

建设内容：在已建坪地 1 平台内新建 5 口页岩气井；在平台内新建集气站 1 座；

钻井方式：采用“导管+一开”钻井工艺，导管段采用清水钻进，一开段采用高性能水基钻井液钻进；

施工周期：平台钻前施工人员约 20 人，施工期约 10 天；钻井队钻井及储层改造期施工人员约 50 人，每口井施工期 55 天；完钻后，开始集气站建设，施工期约 30 天，施工人员约 10 人，总施工期约 11 个月。

劳动定员：运营期采用无人值守模式。

### 2.3.3 建设项目组成

本项目建设内容为钻前工程、钻井工程和储层改造工程和油气集输工程。

钻前工程主要为临时生活区、钻井设备基础、水基岩屑暂存区等建构物建设；钻前工程结束后在井场内新钻坪地 1-2HF 井、坪地 1-3HF 井、坪地 1-4HF 井、坪地 1-5HF 井、坪地 1-6HF 井等五口页岩气井，钻井工程包括钻井设备安装、钻井作业、固井作业、目的层取芯作业，以及完钻后钻井设备离场拆除等；钻井工程结束后进行储层改造工程，在井场内对坪地 1-2HF 井、坪地 1-3HF 井、坪地 1-4HF 井、坪地 1-5HF 井、坪地 1-6HF 井井下目的层实施水力压裂，构造“人工气藏”，压裂结束后进行测试放喷；储层改造工程完成后，在井场内建设集气站对井场内已建的坪地 1HF 井、在建的坪地 1-1HF（另行开展了环评）和本项目新钻的坪地 1-2HF 井、坪地 1-3HF 井、坪地 1-4HF 井、坪地 1-5HF 井、坪地 1-6HF 井共 7 口井进行开采。本项目不含外输管线。本项目项目组成见表 2.3-1。

表 2.3-1 项目组程一览表

类别	工程名称		项目组成内容	备注
主体工程	钻前工程	井场	碎石铺垫，局部采用混凝土硬化	依托
		井口建设	开挖砌筑 5 口方井	新建
	钻井工程	钻井设备安装	部署 1 部电动钻机，搭设井架及钻井成套设备搬运、安装、调试	施工结束后仅保留井口采气树及配套 设施，其余施工设备随井队搬迁
		钻井作业	5 口井钻井工程，采用“导管+一开”井身结构，设计总进尺 14588m，其中水平段长度 7500m，导管采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头清水钻进，一开采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头水基钻井液钻进	
		固井工程	水泥固井	
		井控工程	井控装置：液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口设备	
	储层改造工程	钻井工程结束后，对完钻井进行正压射孔、水力压裂、测试放喷		
油气集输工程	新建 1 座集气站，主要包括 4 台两相流量计、4 台 DN800 计量分离器、2 台空气压缩机、2 台分子筛脱水撬，集气站无人值守	新建		
公辅工程	生活区	设置 1 处活动板房式生活区，占地约 800m <sup>2</sup> ，水泥墩基座	新建，施工结束后拆除	
	道路工程	依托已有井场道路 110m，路宽约 5m，砂石路面	依托	
	供水工程	生活用水采用罐车供给，从附近村镇拉运；压裂用水由井场西南侧养子溪水库取水，采用临时软管输送至井场，压裂用水从养子溪水库取水需按照国家相关要求办理取水许可	新建，压裂结束后拆除供水软管	
	供电工程	施工期间依托周边已建成的 10kV 电网供电，配备 2 台 320kW 柴油发电机作为备用电源	新建，施工结束搬迁供电设备	
环保工程	软体罐	井场东侧布置 1 座软体罐，总容积约 2000m <sup>3</sup> ，压裂期间用于暂存清水，测试放喷期间用于暂存压裂返排液。软体罐内部采用聚氨酯(TPU)涂层布材料，外部采用钢板固定	新建，施工结束后拆除	
	废水池	依托井场西南侧已有废水池，总容积约 500m <sup>3</sup> ，砖混结构，已做防渗处理，防渗系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ 。钻井期间用于暂存场地雨水和钻井废水	依托	
	放喷池	依托井场北侧已有放喷池，用于测试放喷。放喷池容积为 300m <sup>3</sup> ，砖混结构，已做防渗处理，防渗系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ 。放喷池设置 3 套点火装置，分别为自动、手动和电子点火装置	依托	
	旱厕	井场设置旱厕 1 处	新建，施工结束后	

坪地 1 井区产能建设项目环境影响报告书

类别	工程名称	项目组成内容	备注
		生活区设置旱厕 1 处	拆除
	截排水沟	依托井场周边已有截排水沟	依托
	生活垃圾	井场和生活区各设置 1 处生活垃圾集中收集点，定期由环卫部门统一清运处置	新建，施工结束后拆除
	废水处理	钻井期，生活污水旱厕收集后农用，钻井废水、场地雨水等回用于压裂液配制；储层改造期间的压裂返排液优先回用于工区其它平台钻井压裂工序，没有钻井平台可回用时，罐车拉运至武隆工区采出水处理项目处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放；运营期采出水依托武隆工区采出水处理项目处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放	\
	水基岩屑收集	钻井期间，井队设 1 套水基岩屑不落系统，由板框压滤机、储备罐、收集罐、应急罐、高频振动筛、高速离心机、螺旋传送器、泥浆泵、长杆泵、搅拌机等设备组成，为成套设备，水基岩屑经其收集、压滤脱水后，压滤液在储备罐暂存，回用于压裂工序，滤饼在水基岩屑暂存区暂存，用于制砖等资源化利用	新建，施工结束后设备随井队搬迁
	水基岩屑暂存	暂存区容积约 300m <sup>3</sup> ，采用砖混结构，池壁采用防渗砂浆抹面，表面采用防渗材料处理，防渗系数≤10 <sup>-7</sup> cm/s	新建，施工结束后拆除
	施工期危废暂存	设置危险废物暂存间 1 处，按照危废管理要求进行“三防”处置	新建，施工结束后拆除
储运工程	运营期废润滑油收集	集气站内设置 1 座危险废物暂存间，暂存废润滑油，贮存能力约 0.2m <sup>3</sup> ，废润滑油定期交由有资质的单位进行处置	新建
	柴油罐	设 2 个柴油罐，每个 10m <sup>3</sup> ，临时存储钻井用柴油，井场最大储存量 15t，日常储量 10t，储罐区防渗处理，储罐区四周设围堰，围堰容积大于 10m <sup>3</sup> ，并配备污油回收罐。	新建，施工结束后拆除
	钻井、固井材料储存区	井队设置 1 处材料堆存区，用于暂存钻井、固井、压裂用的化学药品，药品桶装或袋装，地面硬化，储存区设置彩钢板顶棚	
	盐酸储罐	储层改造工程期间，井场设置 12 个储罐，每个储罐 10m <sup>3</sup> ，盐酸仅在压裂时储存，厂家运送 31%浓度的浓盐酸至井场，稀释成 15%浓度后进罐。稀盐酸临时储存量一般为 120m <sup>3</sup> 。盐酸罐区地面铺设防渗膜，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量	
配液罐	压裂阶段设置 40 个配液罐，40m <sup>3</sup> /个，用于压裂液配制。罐区地面铺设防渗膜，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量		

### 2.3.3.1. 钻前工程

钻前工程主要为临时生活区、钻井设备基础、水基岩屑暂存区、软体罐等建构物建设。

#### (1) 井场

井场是钻井工程施工的主要场地，井场采用标准化方式建设，井场以井口相对进场道路方向为前场，相反方向为后场。本项目井场近似矩形，面积约 6800m<sup>2</sup>，采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化，在井场内挖筑 5 口方井。

#### (2) 软体罐

储层改造期间，在井场外临时布置 1 座总容积为 2000m<sup>3</sup>的软体罐，压裂期间用于暂存清水，测试放喷期间用于暂存压裂返排液。软体罐内部采用聚氨酯(TPU)涂层布材料，外部采用钢板固定，施工结束后拆除。

#### (3) 水基岩屑暂存区

在井场内设置 1 座水基岩屑暂存区，用于储存水基岩屑压滤脱水后的滤饼，暂存区容积约 300m<sup>3</sup>，采用砖混结构，池壁采用防渗砂浆抹面，表面采用防渗材料处理，防渗系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s，施工结束后拆除。

#### (4) 生活区

井队设置 1 个生活区，生活区按照 800m<sup>2</sup>进行布置，采用活动板房，配备旱厕和垃圾收集点各 1 座，施工结束后拆除。

### 2.3.3.2. 钻井工程

#### (1)井身结构

本项目新钻 5 口页岩气井，设计总进尺 14588m，其中水平段长度 7500m，采用“导管+一段式”井身结构。各井井身情况见表 2.3-2，本项目井身结构及套管程序设计见表 2.3-3。

表 2.3-2 本项目各井井身结构数据一览表

井号	导管段(m)	三开段/水平段(m)	井深(m)
坪地 1-2HF 井	**	**	**
坪地 1-3HF 井	**	**	**
坪地 1-4HF 井	**	**	**
坪地 1-5HF 井	**	**	**
坪地 1-6HF 井	**	**	**
合计	**	**	**

表 2.3-3 井身结构与套管程序设计数据

开次	钻头尺寸 (mm)	套管外径 (mm)	备注
导管	**	**	固井水泥返至地面
一开	**	**	固井水泥返至井口

井身结构示意图见图 2.1-1。

\*\*\*

图 2.3-1 井身结构示意图

### ①表层套管

导管用  $\Phi 311.2\text{mm}$  钻头钻进,  $\Phi 244.5\text{mm}$  套管下深约 400m, 采用清水钻进, 目的是建立井口, 满足下一开次井控要求, 固井水泥返至地面, 固井后在井口安装防喷器组。

### ②生产套管

一开用  $\Phi 215.9\text{mm}$  钻头, 采用高性能水基钻井液钻进, 下入  $\Phi 139.7\text{mm}$  套管完井, 固井水泥返至井口。

### (2)主要工艺设备

本项目采用 ZJ30 单钻机布局, 钻机驱动采用电动钻机并配置顶驱, 主要设备配置见下表。

表 2.3-4 钻机主要设备配置表

序号	名称	规格型号	数量	参数
1	井架	**	1	170T
2	底座	**	1	170T
3	绞车	**	1	380KW
4	辅助刹车	**	1	44KN.m
5	天车	**	1	170T
6	游车	**	1	170T
7	大钩	**	1	225T
8	水龙头	**	1	225T
9	转盘	**	1	135T
10	钻井泵	**	2	1300HP
11	柴油机	**	2	810KW
12	空压机	**	2	6.5m <sup>3</sup> /min
13	发电机组	**	2	200KW
14	振动筛	**	1	40-50L/S
15	除砂器	**	1	200m <sup>3</sup> /h
16	除泥器	**	1	200m <sup>3</sup> /h
17	离心机	**	1	40m <sup>3</sup> /h

18	除气器	**	1	3m <sup>3</sup> /min
19	泥浆循环罐	**	4	30m <sup>3</sup>
20	重浆储备罐	**	2	30m <sup>3</sup>
21	清水罐	**	2	60m <sup>3</sup>
22	钻井参数仪	**	1	
23	司钻控制台	**	1	

### (3) 钻井液体系

#### ① 钻井液体系选择

本项目导管段采用清水钻进，一开段采用高性能水基钻井液钻进。根据钻遇地层特点，钻井液要保持低失水、优良的造壁性和润滑性，以及良好的流变性，保证安全快速钻进。龙马溪组页岩气层应保护气层、防喷、防塌、防漏、润滑等。在气层段实施近平衡压力钻井，确保气层污染降至最低限度。钻井液体系见表 2.3-5。

表 2.3-5 钻井液体系一览表

开次	钻井液体系	本项目单井配制量(m <sup>3</sup> )
导管段	清水	300
一开段	高性能水基钻井液	400

#### ② 分段钻井液配置

本项目施工期在井场内设置 1 处材料堆存区，用于暂存钻井工程、储层改工程用的化学药品，钻井所需膨润土、纯碱、烧碱等固体材料袋装，在材料储存区堆存；多功能润滑剂、钻井液润滑剂等液体材料采用塑料桶桶装，堆存在固体材料附近，储存区顶部设置轻钢结构雨棚。

#### (4) 井控方案设计

井控方案按《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)、《钻井井控技术规程》(SY/T 6426-2005)执行。

φ 215.9mm 井眼采用 14MPa 压力级别防喷器装置；采用 70MPa 压力等级套管头。

#### (5) 固井方案

固井作业是钻井达到各段预定深度后，下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间环形空间的作业。固井主要目的是封隔疏松易塌、

易漏地层；同时封隔油、气、水层，防止互相窜漏、形成油气通道。固井作业主要设备有下灰罐车、混合漏斗和其他附属设备等。

### 2.3.3.3. 储层改造工程

#### (1)完井工程

##### ①完井方式

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

##### ②射孔工艺

水平段采用电缆射孔与桥塞压裂联作技术。其原理是：电缆桥塞入井后，在直井段利用自身重量下放，桥塞进入大斜度井段遇阻后，采用压裂车泵注减阻水推动桥塞管柱下行。在泵送过程中进行套管磁定位，直至到达预定位置，先点火座封桥塞、上提丢手，封隔已措施层；上提电缆到指定射孔位置进行分簇射孔，射孔结束后，上提出电缆工具串进行验枪。

##### ③压裂井口

压裂井口压力等级设计为 105MPa。

#### (2)压裂工程

射孔完毕后通过高压将压裂液注入井下，将地层压出网状裂隙，建立页岩气采出通道。

##### ①压裂液体系

本项目选用减阻水和活性液混合液体系。主体配方见表 2.3-6。

表 2.3-6 本项目压裂液用量一览表

压裂液体系	配方
JC-J10 减阻水体系	**
活性胶液	**
前置酸	**

##### ②压裂液配置工艺

压裂期间在井场内配备 40 个配液罐，总容积大于 1600m<sup>3</sup>，压裂液在现场进行配置，压裂液配置完成后在配液罐内暂存待用。

\*\*

图 2.3-2 连续混配工艺流程图

## ③注入方式及压力预测

采用套管注入方式。预测正常施工压力为 65-70MPa，特殊情况施工压力不得大于 90MPa。

## ④返排工艺

排液初期，返排速率以不出砂为原则，采用油嘴控制返排速率在  $5\text{m}^3/\text{h}\sim 10\text{m}^3/\text{h}$ ，其后返排速率控制在  $8\text{m}^3/\text{h}\sim 35\text{m}^3/\text{h}$ 。

## ⑤返排液处理及重复利用工艺

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

## ⑥单井工艺参数

根据区块已开发井压裂工艺参数，单井压裂工艺参数如表 2.3-7。

表 2.3-7 单井施工工艺参数

压注排量( $\text{m}^3/\text{min}$ )	**		
单段长度(m)	**		
每段簇数	**		
段间距(m)	**		
单段前置盐酸用量( $\text{m}^3$ )	**		
单段液量( $\text{m}^3$ )	**		
单段总砂量( $\text{m}^3$ )	**		
100 目支撑剂用量( $\text{m}^3$ )	**	砂比(%)	**
40/70 目支撑剂用量( $\text{m}^3$ )	**	砂比(%)	**
30/50 目支撑剂用量( $\text{m}^3$ )	**	砂比(%)	**

## (3)压裂主要工艺设备

根据区块已开发井测试压裂情况，水平井单段正常压裂施工时间为 3h、施工泵压 $\leq 65\text{MPa}$ 、施工排量为  $12\sim 14\text{m}^3/\text{h}$ 。混砂设备：供液能力 $\geq 14\text{m}^3/\text{min}$ ，混砂车 $\leq 2$  台；仪表车 1 台、高压管汇、低压管汇、化学添加剂比例泵、各种抽化学剂的配液小泵若干台、化学剂混注小管汇和管线 2 套。

施工车辆及设备准备如表 2.3-8 所示。

表 2.3-8 压裂施工车辆及工具准备

设备名称	参数	数量
压裂车	**	**
仪表车	**	**
混砂车	**	**
管汇车	**	**
混配车	**	**
供液泵	**	**
供酸橇	**	**
高压管汇	**	**
清水罐(配液罐)	**	**
立式酸罐	**	**
立式砂罐	**	**

#### 2.3.3.4. 地面集输工程

本项目在井场内新建集气站 1 座，集气站按照标准集气站模式进行建设，包括气液分离、计量、脱水等设施。集气站主要设施见下表。

表 2.3-9 集气站主要设施一览表

序号	模块名称	模块功能	规格数量
1	井口安装模块	井口紧急关断，压力及温度显示远传	每口井1套，共7套
2	井口除砂器模块	井口来气除砂	DN65
3	计量分离器模块	井口来气气液分离、计量	DN800 (4台)
4	放空立管	集气站放空	DN150, 1根
5	压缩机模块	增压，压缩机橇 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	2台
6	脱水模块	脱水，分子筛脱水橇 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	2台
7	污水罐模块	采出水储存	1台， $20\text{m}^3$

#### 2.3.3.5. 公用工程

##### (1)供水工程

本项目压裂供水由莽子溪水库取水，采用临时软管输送至井场，莽子溪水库来水主要为清水溪，清水溪多年平均流量  $4.91\text{m}^3/\text{s}$ 。本项目日最大用水量为  $4000\text{m}^3$ （平台压裂施工每天压裂 2 段，平台每天压裂用水量约  $4000\text{m}^3$ ），占日均流量的 0.94%，取水量占水资源量少，可满足本项目使用。项目取水应根

据国家有关规定办理取水手续。

## (2)供电工程

钻井期间采用网电供电，井场配备 320kW 柴油发电机 2 台作为备用电源。

### 2.3.3.6. 环保工程

#### (1)施工期

##### ①废水

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

压裂返排液在井场废水池、软体罐、配液罐暂存，优先回用于本平台压裂液配制，最后一口井的压裂返排液优先回用于武隆工区其他钻井平台压裂工序，无法及时回用的压裂返排液依托武隆工区采出水处理项目处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。

##### ② 废气

测试放喷阶段将天然气引至放喷池点燃。

柴油发电机和动力机废气经自带排气筒排放。

##### ③暂存区噪声

柴油发电机及动力机采用自带隔声间进行降噪。

##### ④暂存区固体废物

水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，优先外运用于砖厂制砖等资源化利用。

生活垃圾定点收集，交当地环卫部门统一处置。

#### (2)运营期

##### ①采出水

采出水罐车拉运至武隆工区采出水处理项目处理，采用“混凝沉淀+化学氧化法+双滤料过滤+折点氯化法除氨氮”工艺，经其处理满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后，经尾水排放管排入季节性冲沟，最终汇入乌江。

##### ②废气

正常工况下，无废气排放，非正常工况下废气通过放空立管放空。

### ③固体废物

废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

#### 2.3.3.7. 依托工程

##### (1) 坪地 1 平台原有设施

本项目依托坪地 1 平台已建成的井场、放喷池、废水池等设施。

##### ①井场

已建井场占地面积约 6800m<sup>2</sup>，地面采用碎石铺垫，局部采用混凝土硬化，前期在井场内部署了坪地 1 井、坪地 1HF 井共 2 口勘探井，其中坪地 1 井已封井，坪地 1HF 井关井。

##### ②废水池

井场外西南侧现有 1 座废水池，容积约 500m<sup>3</sup>。废水池池体完好，为钢筋混凝土结构，池壁及池底涂有防渗层。目前，废水池池内存有雨水，池体完好，未发现泄漏情况，本项目依托废水池暂存本项目施工期间的场地内雨水和钻井废水。

##### ③放喷池

井场外北侧已有 1 座放喷池，放喷池容积约为 300m<sup>3</sup>，放喷池为半埋式，地表以下部分为钢混结构，地表以上部分为砖混结构，放喷池池体已做防垮塌、防渗漏处理，现状放喷池池体完好，未发现渗漏情况。本项目测试放喷依托原有放喷池。

##### ④进场道路

道路长 110m，井场道路路基宽 5m，道路路面宽度 4m，砂石路面。

本项目实施前，应对废水池、放喷池进行检查，确保池体完好，无渗漏，满足防渗要求。本项目依托坪地 1 平台原有设施建设是可行的。

##### (2) 武隆工区采出水处理项目

武隆工区采出水处理站位于武隆区凤山街道，采用“混凝沉淀+化学氧化法+双滤料过滤+折点氯化法除氨氮”工艺，设计处理能力 400m<sup>3</sup>/d，目前运行正常，实际处理量约 30~50m<sup>3</sup>/d，尚有较大处理余量。可满足本项目废水处理需求。

### 2.3.4 储运工程及原辅材料消耗

#### (1) 钻井液材料消耗

本项目平台使用的钻井液材料由供货厂家负责运输至各井场，在井场材料堆场存储。

#### (2) 钻井工艺钻井液使用情况

本项目采用“井工厂”方式施工，钻井期间按照井依次开展导管、一开钻井。各开次钻井液用量与钻井液平均循环量、钻井天数、纯钻时效等参数有关。根据方案设计，本项目钻井液使用情况见表 2.3-10、2.3-11。

表 2.3-10 本项目钻井液体系及配制量

开次	钻井液体系	单井配制量(m <sup>3</sup> )	本项目总配制量(m <sup>3</sup> )
导管	清水	300	1500
一开	高性能水基钻井液	400	2000

表 2.3-11 单井钻井液材料用量 单位：t

材料名称	用量 (t)		储存方式
	导管	一开	
钻井液类型	清水	水基钻井液	\
钠土		**	袋装, 25kg/袋
烧碱 NaOH		**	袋装, 25kg/袋
纯碱 Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>		**	袋装, 25kg/袋
低粘度羧甲基纤维素 LV-CMC		**	袋装, 25kg/袋
kcl		**	袋装, 25kg/袋
有机盐 weigh2		**	袋装, 25kg/袋
包被剂 IDN10		**	袋装, 25kg/袋
聚胺抑制剂		**	袋装, 25kg/袋
降滤失剂 redu1		**	袋装, 25kg/袋
固体聚合醇 PGCS		**	袋装, 25kg/袋
白沥青 NFA-25		**	袋装, 25kg/袋
QS-4		**	袋装, 25kg/袋
微纳米封堵剂		**	袋装, 25kg/袋
双亲承压封堵剂		**	袋装, 25kg/袋
生物润滑剂		**	桶装, 50kg/桶
重晶石		**	罐装, 60t/罐
Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub> /碱式碳酸锌		**	袋装, 25kg/袋
单向封闭剂 (KD-23、DF-1)		**	袋装, 25kg/袋
锯末		**	袋装, 25kg/袋
复合堵漏剂 (CBM 中、粗)		**	袋装, 25kg/袋

材料名称	用量 (t)		储存方式
核桃壳、棉籽壳、花生壳		**	袋装, 25kg/袋
酸溶性高失水暂堵剂 DL-93		**	袋装, 25kg/袋

根据钻井资料, 钻井液用量及损耗量如表 2.3-12 所示。

表 2.1-12 钻井液用量及消耗量

钻井阶段	钻井液总用量(m <sup>3</sup> )	钻井液配制量(m <sup>3</sup> )	新鲜水用量(m <sup>3</sup> )	损耗量(m <sup>3</sup> )	重复利用率	剩余量(m <sup>3</sup> )	去向
导管	292000	1500	764	580	99.74%	184	用于配制一开钻井液
一开段	553872	2000	1108	1119	99.77%	173	随钻井队用于后续钻井

### (3)水力压裂材料消耗

根据本项目所在区域已完井压裂情况, 每 100m 水平段压裂液用量约为 2000m<sup>3</sup>; 压裂液中主要成分为水, 比例在 98%以上。本项目盐酸采用储罐储存, 钻井过程中不储存, 仅在压裂施工过程中暂存, 压裂过程中所使用的化学材料均由厂家负责运输至井场。本项目共部署 5 口页岩气井, 水平段总长 7500m, 压裂液总用量约 150000m<sup>3</sup>, 压裂液在井场内配液罐内配制。

表 2.1-13 本项目压裂液用量一览表

井数(口)	水平段总长度(m)	压裂液总用量(m <sup>3</sup> )
5	7500	150000

表 2.1-14 压裂液添加剂消耗量配方表

压裂液配置材料				
序号	药品名称	代号	5 口井(t)	提供单位
1	压裂液量	**	**	/
2	工业盐酸	**	**	外购
3	高效减阻剂	**	**	外购
4	增效剂	**	**	
5	防膨剂	**	**	
6	消泡剂	**	**	
7	低分子稠化剂	**	**	
8	流变助剂	**	**	
9	粘度调节剂	**	**	
10	缓蚀剂	**	**	

11	助排剂	**	**	
12	铁稳定剂	**	**	
13	粘土稳定剂	**	**	
支撑剂材料用量				
序号	支撑剂名称	粒径(目)	总用量(m <sup>3</sup> )	准备单位
1	粉陶、树脂覆膜砂	**	**	外购

### 2.3.5 工程土石方与占地

#### (1)工程土石方

本项目土石方主要为临时生活区、软体罐布置时场地平整产生的土石方，预计总挖方 500m<sup>3</sup>，总填方 500m<sup>3</sup>，建设结合地形及后期复垦可做到场地内土石方平衡。

#### (2)项目占地

本项目施工期占地主要为井场、井场道路、放喷池、废水池、软体罐、生活区占地，总占地面积 11750m<sup>2</sup>，占用基本农田 8917m<sup>2</sup>，占地中井场、井场道路、放喷池、废水池等利用原有占地，新增占地约 1300m<sup>2</sup>，新增占地主要为软体罐和临时生活区占地。本项目占地情况见下表。

表 2.3-15 本项目占地情况一览表 单位：hm<sup>2</sup>

序号	工程内容	占地面积	占地类型
1	井场	6800	利用现有占地
2	软体罐	500	荒草地
3	放喷池	200	利用现有占地
4	废水池	120	利用现有占地
5	井场道路	600	利用现有占地
6	临时生活区	800	旱地
7	井场边坡、放喷池与井场之间占地等其它占地	2730	利用现有占地
合计		11750	

运营期，本项目集气站布置在井场内，占地主要为井场、井场道路、放喷池、废水池占地，总占地面积 7720m<sup>2</sup>，均为利用现有占地。

### 2.3.6 产能及气质组分

本项目运营期对已建的坪地 1HF 井、在建的坪地 1-1HF（另行开展了环评）和本项目新钻的坪地 1-2HF 井、坪地 1-3HF 井、坪地 1-4HF 井、坪地 1-5HF 井、

坪地 1-6HF 井共 7 口井进行开采，单井配产\*\*，年运行时间 330d，则本项目建设产能为\*\*。本项目新钻 5 口页岩气井、已建坪地 1HF 井、在建的坪地 1-1HF 目的层位均为志留系龙马溪组，坪地 1HF 井气质组分可以代表本项目气质成分，预计本项目页岩气井不属于含硫化氢井。

表 2.3-16 气质组分一览表

序号	分析项目	摩尔分数浓度 (%)
1	H <sub>2</sub>	**
2	He	**
3	N <sub>2</sub>	**
4	O <sub>2</sub>	**
5	C <sub>2</sub>	**
6	CO <sub>2</sub>	**
7	CH <sub>4</sub>	**
8	nC <sub>5</sub>	**
9	iC <sub>5</sub>	**
10	nC <sub>4</sub>	**
11	iC <sub>4</sub>	**
12	C <sub>3</sub>	**
13	C <sub>6+</sub>	**
14	硫化氢	**

### 2.3.7 总平面布局

现有井场通过井场道路与农村道路相连，大门位于井场北侧，废水池位于在井场西南侧，放喷池位于井场外北侧。施工期新建的软体罐位于井场东侧、临时生活区位于井场东侧，**总平面布置见附图 6。**

本项目钻井作业依托已有井场设施，井场内布置柴油罐、水基岩屑暂存区、危废暂存区、材料堆存区等。井口附近布置钻井设备、钻杆、套管、钻井泵房、柴油机房、发电房等。钻井工程施工完毕后，钻井设备随井队搬迁。本项目井口周边 75m 范围内无高压线及其他永久性设施，井口 100m 范围内无居民居住，200m 范围内无铁路、高速公路，500m 范围内无医院、学校和大型油库等人口密集性、高危性场所。满足《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)，平面布局合理。

储层改造作业时，在井场内主要布置配液罐、压裂机组、盐酸储罐、配液

罐等压裂设备，压裂完毕后上述设备搬迁，储层改造作业平面布置示意图见图 2.3-3。

\*\*

图 2.3-3 压裂井场布置参考示意图

运营期，集气站主要设备包括计量分离器、空气压缩机、分子筛脱水撬等。集气站距 100 人以上的居住区、村镇、公共福利设施大于 22.5m，气井距离距 100 人以上的居住区、村镇、公共福利设施大于 67.5m(以气井关井压力超过 25MPa 考虑)，满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)中“表 4.0.4 石油天然气站场区域布置防火间距”和“表 4.0.7 油气井与周围构筑物、设施防火间距”防火距离要求，平面布局合理。

### 2.3.8 施工组织

#### (1) 施工人员

钻前工程：施工人员约 20 人。

钻井工程：钻井队施工人员约 50 人，生活、办公为自带的活动板房。钻井队由专业人员组成，钻井队管理人员有队长、副队长、钻井工程师等。

储层改造工程：试气压裂队施工人员约 50 人，页岩气井依次完成试气施工。

地面集输工程：施工人员约 10 人。

#### (2) 施工时序

本项目钻前工程施工时间为 30d，单井钻井周期为 25d，单井储层改造时间为 30d。

本项目钻前工程完工后，整个井场交给钻井队；所有钻井工程完成后，井场交给试气队伍；所有储层改造工程完成后，进行集气站建设，建设时间约 30d，最后交给采气队伍，进行采气生产。

### 2.3.9 工作制度和劳动定员

本项目年运行时间 330d，运营期集气站无人值守。

## 2.4 影响因素分析

### 2.4.1 施工期污染因素分析

### 2.4.1.1. 钻前工程污染因素分析

本项目钻前工程主要是临时生活区、钻井设施基础等建构筑物建设，钻井设备运输安装等，施工过程及主要环境影响因素见图 2.4-1。

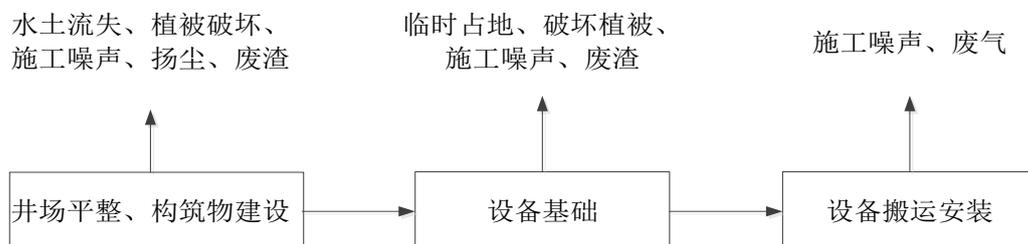


图 2.4-1 施工过程及主要环境影响因素

### 2.4.1.2. 钻井工程污染因素分析

#### (1) 钻井工艺

钻井作业采用“井工厂”模式，按照井号依次开展各井的导管、一开钻进，所有井导管段完钻后，再进行各井一开段钻进。

本项目采用“导管+一开”钻井方式。导管采用清水钻进，一开采用高性能水基钻井液钻进，导管段完钻后在循环罐内直接调整钻井液配方，进行一开钻进。一开完钻后，采用固井水泥浆将钻井液顶替出来，与循环罐内的钻井液一起进入泥浆储备罐储存，用于下一口井使用。

钻井工程采用网电供电，柴油发电机作备用电源。通过钻机带动转盘钻探，通过钻头切削地层，使井不断加深，直至目的井深。在钻井过程中，钻井液通过高压泵经管道、钻井内壁进入井下，然后经钻井外壁和钻井壁之间环空返回地面，经管道收集进入振动筛、离心机分离钻井液和岩屑。分离出的钻井液进入循环罐继续使用，岩屑经不落地系统收集处理后，进行资源化利用。

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

#### (2) 钻井产污环节分析

##### ① 清水钻井阶段

此阶段钻井液为清水，不添加其他成分。钻井采用网电作为钻井动力，通过钻机转盘带动钻杆切削地层，同时将清水泵入钻杆注入井内高压冲刷井底地层，将钻头切削的岩屑不断地带至地面，利用振动筛分离岩屑和钻井液，分离的钻井液进入泥浆罐循环利用，钻井岩屑外运综合利用。

该阶段主要污染物为钻井设备、泥浆泵、污泥循环系统、备用发电机等设备产生的噪声，备用柴油发电机产生的尾气及钻井岩屑。钻井过程中清水循环使用，该阶段完成后的剩余清水在循环罐内直接用于配制水基钻井液。

\*\*

图 2.4-2 清水钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

## ②水基钻井阶段

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

该阶段主要污染物为钻井设备、泥浆泵、污泥循环系统、备用发电机等设备产生的噪声，备用柴油发电机产生的尾气及钻井岩屑。钻井过程中钻井液循环使用，最后剩余的水基钻井液由井队回收。

\*\*

图 2.4-3 水基钻井阶段工艺流程及产污环节示意图

## ③“不落地”随钻处理系统工艺

处理系统由输送系统（螺旋输送机）、泥水分离系统（振动、水喷淋、搅拌沉淀单元）、板框压滤单元、贮存单元四部分组成，实现岩屑和泥浆的不落地随钻处理，废水回用钻井系统用水，减少新鲜用水量。

由振动筛、旋流除砂器、除泥器排出的废弃物通过螺旋输送机送至预处理罐振动筛上，预处理罐中浆液在浆液泵的作用下排入混凝罐，启动加药系统向混凝罐不断加入适量水溶液药剂，搅拌后破胶沉淀处理，通过泥浆泵不断向压滤机中挤入泥浆，压滤机的滤室内的压力逐渐提高，把水基泥浆中的水分不断挤出，从而实现固液分离，固体部分外运附近砖厂、水泥厂用于制砖或制水泥，综合利用，压滤机分离出来的水用于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，“不落地”随钻处理系统工艺见图 2.2-5。

\*\*

图 2.4-4 不落地系统工艺流程图

压滤后岩屑采用装载机短距离转运至水基岩屑暂存区，装载机转运时，应加强操作人员环保意识，确保岩屑不落地，严格管理，岩屑堆存高度不可超过围墙高度。在水基岩屑暂存区储存量达到 80% 以前应及时对处理后的滤饼进行综合利用，避免因暂存池储存空间不足导致滤饼露天堆放。

#### ④清洁生产分析

水基钻井主要以水、盐水、膨润土、各种处理剂、聚合物形成的钻井液为动力和介质，进行钻井的工艺。水基钻井技术适用于坚硬、有地层水的非产层段地层，可提高机械钻速，避免井塌、井漏等复杂情况的发生，可有效防塌、防卡钻、防漏、防斜、防井涌、防井喷、防火等钻井事故。该钻井技术工艺成熟，措施可靠，在国内属于先进水平。

工程采用网电供电，通过钻机带动转盘钻探，通过钻头切削地层，使井不断加深，直至目的井深。在钻井过程中，钻井液通过高压泵经管道、钻井内壁进入井下，然后经钻井外壁和钻井壁之间环空返回地面，经管道收集进入振动筛、离心机分离钻井液和岩屑。分离出的钻井液进入循环罐继续使用，水基岩屑经不落地设施处理后外运用于制砖、制水泥等资源化利用。

综上，本项目采用的生产工艺符合清洁生产要求。

### 2.4.1.3. 储层改造工程污染因素分析

储层改造工程主要包括前期准备、压裂、钻塞、放喷排液及测试求产等工序。

\*\*

图 2.4-5 试气工艺流程及产污环节示意图

#### (1)前期准备

①洗井：完井后，采用清水对井壁进行清洗，利用水泵将水通过钻杆内部压入井下，然后通过钻杆与井壁之间的环空返回地面。本阶段产生的污染物主要为废水和噪声，其中废水中主要含 SS，最终排入软体罐暂存，用于配制压裂液。

②刮管：下  $\phi 73\text{mm}$  钻杆底带套管刮削器至井底，并分别在桥塞坐封处反复刮削不少于 3 次。

③通井：管柱组合(自上而下)为  $\phi 73\text{mm}$  钻杆+ $210\text{mm}\times\phi 105\text{mmH}$  型安全接头+ $\phi 112\text{mm}\times 2\text{m}$  通井规。

④试压：套管、井口及封井器试压  $90\text{MPa}$ ，稳压  $30\text{min}$ ，压降不超过  $0.5\text{MPa}$  为合格；起钻。本阶段主要污染物为噪声。

⑤拆防喷器组合：拆掉防喷器组合，关闭上部大阀门，并在上面盖上铁板并固定，防止落物入井或落物损坏大闸门。

⑥换压裂井口：清水对井筒、压裂井口试压  $90\text{MPa}$ ，稳压  $30\text{min}$ ，压降不超过  $0.5\text{MPa}$  为合格。

⑦安装固定地面流程：安装两级地面测试流程和放喷测试管线，固定牢固；上油管头三通连接好测试流程，流程试压合格。

⑧开工验收：由现场施工总指挥召集作业监督、各施工单位负责人、设计单位负责人、各工序和岗位负责人，对施工准备情况、人员配置、HSE 进行检查，同时明确试气运行组织机构及相关注意事项。

## (2)压裂

① 下射孔枪。

② 做封桥塞。

③ 射孔。

在目的层压裂管段引爆射孔枪，射孔后起出射孔工具。

④ 前置酸

压裂时，厂家拉运来的  $31\%$  浓度的浓盐酸稀释为  $15\%$  浓度， $15\%$  浓度的稀盐酸作为前置酸对地层进行处理，起到减压、解堵的作用。单井每段前置酸用量为  $20\text{m}^3$ 。压裂持续时间一般为  $10$  天，盐酸储罐储存时间约  $10$  天。

⑤ 压裂

压裂即用压力将地层压开一条或几条水平的或垂直的裂缝，并用支撑剂将裂缝支撑起来，减小油、气、水的流动阻力，沟通油、气、水的流动通道，从而达到增产的效果。本项目采用水力压裂，利用地面高压泵组将清水以超过地层吸收能力的排量注入井中，在井底憋起高压，当此压力大于井壁附近的地应力和地层岩石抗张强度时，在井底附近地层产生裂缝；继续注入带有支撑剂的携砂液，裂缝向前延伸并填以支撑剂；压裂后裂缝闭合在支撑剂上，从而在井

底附近地层内形成具有导流能力的填砂裂缝。压裂产生的污染物主要为噪声。

待一段压裂完成后，向井下再放置桥塞，重复上段压裂过程，直至压裂全部水平井段。

### (3)钻塞

磨穿水平井各段桥塞。

### (4)下生产管柱

下生产管柱，将压裂井口换成采气井口。

### (5)测试放喷

为避免地层吐砂，开始返排的速度应小于 200 L/min(12m<sup>3</sup>/h)，分别采用 4、6、8mm 油嘴放喷，每个油嘴放喷时间 4-6h，再改用 10、12mm 油嘴放喷排液，根据排液情况和井口压力再定进入求产阶段；具体的要根据井口压力及出砂情况相应调整。井口压力原则上不低于 12MPa。当产液量小于 10m<sup>3</sup>/h 或者产气量高于临界携液流量时，进入测试求产阶段。为减小井下积液的影响，采用油嘴从大到小的方式测产。

测试过程中产生的可燃气体引至放喷池点燃。

### (6)清洁生产分析

测试过程中产生的可燃气体引至放喷池点燃；压裂返排液排入软体罐，用于后续压裂工程。完井测试时，利用井场放喷池，将测试放喷的天然气通过专门的放喷管线引至放喷池燃烧，减轻对大气的污染。因此本项目采用的生产工艺符合清洁生产要求。

#### 2.4.1.4. 地面集输工程污染因素分析

地面集输工程施工主要为采气树、井口至集气站管线和集气站新增设备安装，施工工艺如下：场地平整→基础施工→设备安装→地面恢复。

#### 2.4.2 运营期污染因素分析

运营期，井口来的页岩气后经节流阀井下降压后，井口来气分别去计量分离器进行单井产气连续计量，再通过压缩机增压，增压后再经分子筛脱水橇进一步脱除游离水后外输，运营期工艺流程示意图见下图。

\*\*

图 2.4-6 页岩气开采流程及产排污环节示意图

运营期采取密闭集输工艺，正常情况下无废气排放，事故和检修时，切断井口截断阀，集气站工艺设备及管线内废气经放空立管放空，产生放空废气，每次持续时间在 2~5min，发生频率为 2~3 次/年。

运营期集气站为无人值守模式，废水主要为集气站分离器、脱水撬分离的采出水，分离的废水运输至武隆工区采出水站处理达标后外排。此外，气井后期生产过程中，会对故障的气井进行井下作业，使气井恢复正常生产，因此，会不定期进行井下作业(洗井、清砂、修井、侧钻等)过程，期间产生少量井下作业废水。

运营期噪声主要为集气站压缩机产生的噪声及放空过程中产生的噪声。

运营期固体废物主要为压缩机维护过程产生的废润滑油。

### 2.4.3 退役期污染因素分析

服役期满后，对完成采气的废弃井进行封堵，拆除井口装置，清理场地、拆除地面设施等，产生的污染物主要为施工扬尘、生活污水、生活垃圾和废弃设备等，封井结束后，本项目无废气、废水、固体废物、噪声等污染物产生和排放。

### 2.4.4 生态环境影响因素

本项目对生态环境的影响因素主要包括工程占地、土石方开挖、回填、构筑物建设等活动对的土地的扰动作用。本项目总占地面积 11750m<sup>2</sup>，其中井场、井场道路、放喷池、废水池等利用原有占地，新增占地约 1300m<sup>2</sup>，新增占地主要为软体罐和临时生活区占地。生态影响主要包括植被破坏、改变土地利用性质、造成水土流失等。

## 2.5 污染源源强核算

### 2.5.1 施工期

#### 2.5.1.1. 废水

##### (1) 钻前工程

钻前工程废水主要为施工人员生活污水。

钻前工程施工人员约为 20 人，生活用水量按 80L/d 人计算，钻前工程工期为 10 天，则生活用水量为 16m<sup>3</sup>（1.60m<sup>3</sup>/d），排污系数取 0.80，生活污水量为 12.8m<sup>3</sup>（1.28m<sup>3</sup>/d）。生活污水主要污染物为 COD、BOD<sub>5</sub>、SS 和 NH<sub>3</sub>-N，浓度约为 400mg/L、200mg/L、250mg/L、25mg/L。钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，生活污水利用当地污水处理设施处置。

表 2.5-1 钻前工程生活污水产生情况一览表

废水量 m <sup>3</sup>	项目	COD	BOD <sub>5</sub>	SS	NH <sub>3</sub> -N
12.8	产生浓度/mg/l	400	200	250	25
	产生量/t	0.005	0.003	0.003	0.0003

## (2) 钻井及储层改造工程

### ① 钻井废水

本项目各井导管段采用清水钻进，钻进过程中从井下返回地面的混合物经泥浆循环系统分离处理，分离的液相循环利用，最后一口井完钻时剩余的液相直接在循环罐内添加配方，配制水基钻井液，用于一开段钻井。

一开斜井段钻进采用水基钻井液钻进，钻进过程中从井下返回地面的混合物经泥浆循环系统分离处理，分离的液相循环利用，分离的固相经“不落地”随钻处理系统进一步处理，“不落地”随钻处理系统分离出来的水用于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，最后一口井完钻时剩余的液相由钻井队回收，回用于其它钻井平台。

综上，本项目钻井废水由钻井队回收利用，不外排。

### ② 场地雨水

武隆区年均降雨量为 1197.2mm，年均蒸发量约为 1137.8mm。井场四周设置有截排水沟，场外雨水随截排水沟就近排放；井口周边主要设备设置有场内排污沟，与废水池连通，井场内雨水排入废水池暂存，后期回用于压裂工序。

根据井场设计，井场内排污沟及池体集雨面积约为 3200m<sup>2</sup>，钻井工期按 275 天计算，则雨水收集量约 143m<sup>3</sup>。结合本项目特征，场地雨水主要污染物为 SS 和石油类，产生浓度分别为 200mg/L 和 20mg/L，场地雨水经废水池收集后回用于压裂工序配制压裂液。

## ③洗井废水

本项目采用清水对井壁进行清洗，利用水泵将水通过钻杆内部压入井下，然后通过环空返回地面，洗井时，由于井筒内存在大比重泥浆，起始洗井排量较小，泵压比较高，伴随着井筒内泥浆等污染物的逐渐替出，洗井排量逐渐增大，泵压恢复到正常泵压。根据建设单位已实施的页岩气井洗井资料统计结果，单井洗井废水产生量约 180m<sup>3</sup>，本项目新钻 5 口页岩气井，洗井废水产生总量约 900m<sup>3</sup>，洗井废水在软体罐、配液罐暂存回用于压裂工序配制压裂液。

## ④压裂返排液

本项目水平段总长度为 7500m，共分为 75 段进行压裂(每段长度约 100m)，采用分段压裂一次返排，利用油嘴控制返排速率。根据坪地 1HF 井和武隆工区其他页岩气井储层改造返排率统计，返排率约 5%-10%，本次返排率取 10%。本项目压裂液使用总量为 15 万 m<sup>3</sup>，则本项目压裂返排液产生量为 15000m<sup>3</sup>，压裂返排液主要污染物为 pH 值、COD、石油类，压裂返排液在软体罐(2000m<sup>3</sup>)及配液罐(1600m<sup>3</sup>)暂存，经“混凝沉淀+杀菌”处理工艺处理后，优先回用于压裂工序配制压裂液，其中 12000m<sup>3</sup> 压裂返排液回用本平台压裂，剩余 3000m<sup>3</sup> 优先回用于武隆工区其他钻井平台压裂工序，无可用平台回用时，由罐车拉运至武隆工区采出水处理项目处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。

## ⑤ 生活污水

生活污水主要污染物为 COD、BOD<sub>5</sub>、SS 和 NH<sub>3</sub>-N，浓度分别为 400mg/L、200mg/L、250mg/L、25mg/L。拟建项目生活用水按 80L/d 人计算，排污系数取 0.80，根据施工人员及施工天数，生活污水产生总量为 880m<sup>3</sup>，施工期生活污水利用井场及生活区环保旱厕收集处理后农用，不外排。

表 2.5-2 钻井及储层改造工程生活污水产生情况一览表

废水量 m <sup>3</sup>	项目	COD	BOD <sub>5</sub>	SS	NH <sub>3</sub> -N
880	产生浓度/mg/l	400	200	250	25
	产生量/t	0.352	0.176	0.220	0.0220

## (3)地面集输工程

生活用水量按 80L/人·d，排污系数取 0.80 计算，则生活污水产生量为 64L/(人·d)，油气集输工程施工人员 10 人，施工时间 30d，生活污水产生量为

19.2m<sup>3</sup>。生活污水主要污染物为 COD、BOD<sub>5</sub>、SS 和 NH<sub>3</sub>-N，浓度分别为 400mg/L、200mg/L、250mg/L、25mg/L。地面集输工程施工人员主要为临时聘用的周边居民，施工现场不设施工营地，施工人员均回家吃住，生活污水纳入居民的厕所等污水系统最终农用，无外排。

本项目施工期水平衡见图 2.5-1 和表 2.5-3。

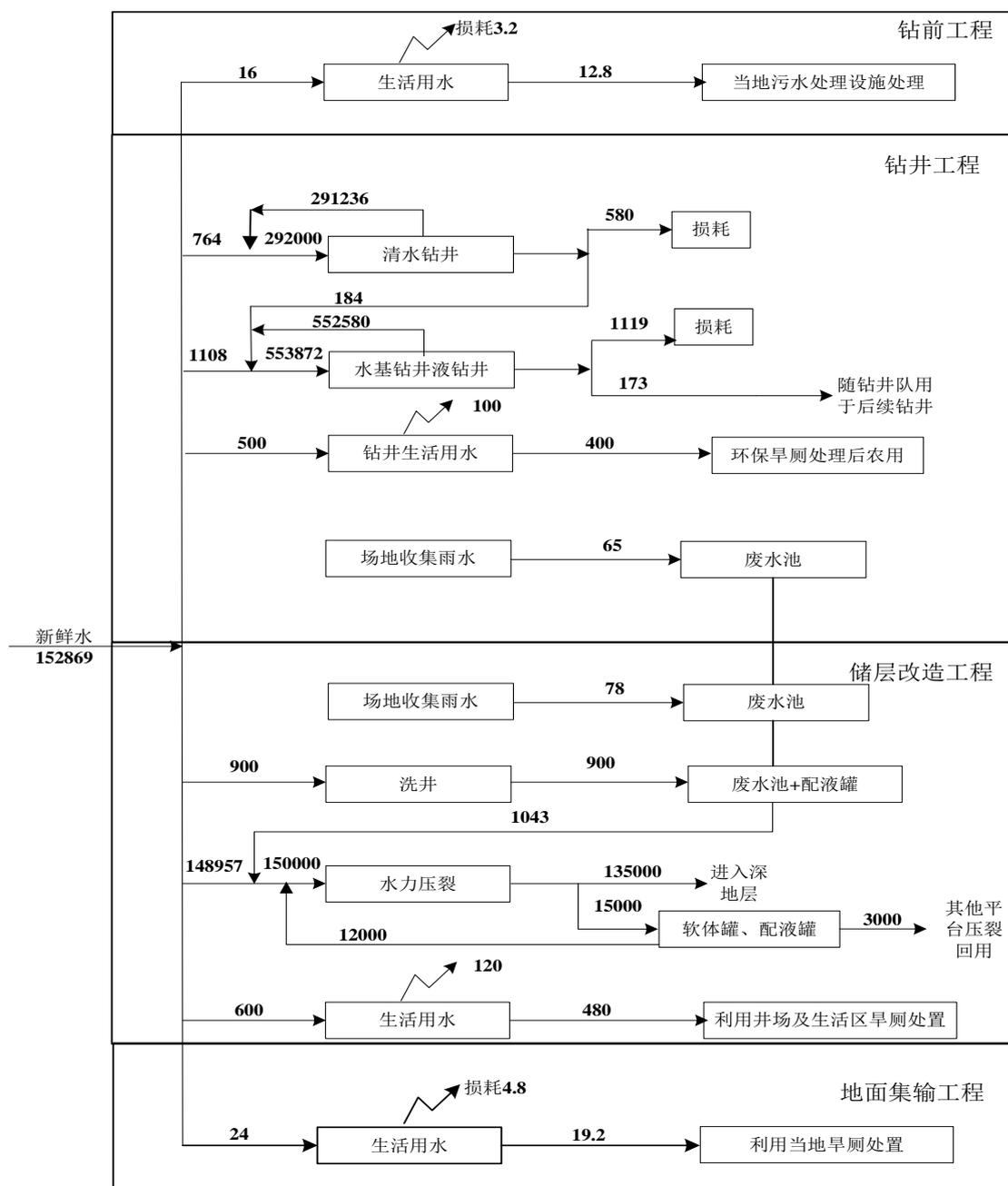


图 2.5-1 施工期水平衡图 单位：m<sup>3</sup>

表 2.5-3 施工期水平衡一览表 单位: m<sup>3</sup>

工段	用水环节	总用水量	新鲜水用量	回用水量	损耗量	循环量	废水量				去向
							产生量	本工程利用量	其它工程利用量	排放量	
钻前工程	生活用水	16	16	0	3.2	0	12.8	0	12.8	0	利用当地污水处理设施处理
钻井工程	清水钻进	292000	764	0	580	291236	184	184	0	0	配制本项目水基钻井液
	水基钻进	553872	1108	184	1119	552580	173	0	173	0	随钻井队用于其他钻井工程
	生活用水	500	500	0	100	0	400	400	0	0	旱厕处理后农用
	场地雨水	0	0	0	0	0	65	65	0	0	配制本项目压裂液
储层改造工程	洗井	900	900	0	0	0	900	900	0	0	配制本项目压裂液
	生活用水	600	600	0	120	0	480	480	0	0	旱厕处理后农用
	场地雨水	0	0	0	0	0	78	78	0	0	配制本项目压裂液
	水力压裂	150000	148957	1043	135000	0	15000	12000	3000	0	井间回用, 上一口井的压裂返排液用于下一口井压裂液配制, 最后一井的压裂返排液用于武隆工区其它钻井平台配制压裂液
地面集输工程	生活用水	24	24	0	4.8	0	19.2	19.2	0	0	利用当地污水处理设施处理
合计		997912	152869	\	\	\	17312	14126.2	3185.8	0	/

### 2.5.1.2. 废气

#### (1)扬尘

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

#### (2)燃油废气

##### ①钻井工程

本项目采用网电供电，柴油发电机作为备用电源。网电供电情况下无燃油废气排放，柴油发电机供电时有燃油废气排放。柴油发电机采用符合国家标准的优质柴油，其污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单表 2 规定的限值。

##### ②储层改造工程

本项目采用柴油发电机组作为动力进行压裂，柴油发电机采用符合国家标准的优质柴油，其污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单表 2 规定的限值。

#### (3)测试放喷废气

为了解气井产气量，完井后需进行测试排液放喷，测试放喷产生的废气量取决于测试时释放量，每个制度放喷时间小于 6h，总放喷时间小于 48h。测试放喷天然气在放喷池内，经 1m 高对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，燃烧废气污染因子主要为 CO<sub>2</sub>。

当钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求时，就可能发生井涌，此时需进行事故放喷，即利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开防喷管线阀门泄压；事故放喷时间短，属临时排放。

### 2.5.1.3. 噪声

#### (1)钻前工程

本项目依托原有井场、放喷池、废水池等，钻前工程主要是井口开挖砌筑方井、临时生活区、钻井设施基础等建构筑物和钻井设备运输安装，钻前施工

仅在白天进行，夜间不施工，钻前工程施工期的噪声主要是挖掘机、载重车辆等重型机械产生的噪声，见表 2.5-4。

表 2.5-4 主要施工机械噪声源强 单位：dB(A)

序号	设备名称	测点距施工机具距离	最大声级 (dB (A))	运行方式	运行时间(h)	作业范围
1	挖掘机	5	84	移动设备	间断, <2	工程区内
2	载重汽车	5	82	移动设备	间断, <2	工程区内

### (2) 钻井工程

钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声，噪声源强在 85~100dB(A)，对环境影响较大。

表 2.5-5 单钻机平台钻井工程主要噪声源强特性 单位：dB(A)

噪声设备	数量	单台源强	距声源	噪声特性	排放时间	声源种类
柴油发电机(备用)	2 台	100	1m	机械	备用, 间歇排放	固定声源
柴油动力机(备用)	1 台	95	1m	机械	备用, 间歇排放	固定声源
钻井设备	1 套	90	1m	机械	昼夜连续	固定声源
泥浆泵	2 台	90	1m	机械	昼夜连续	固定声源
振动筛	2 台	85	1m	机械	昼夜连续	固定声源

### (3) 储层改造工程

压裂噪声主要来源于压裂机组等设备的机械噪声，噪声源强为 90dB(A)，昼间施工；测试放喷噪声源强为 100dB(A)，属空气动力连续性噪声，持续时间约 2 天。主要噪声源强及特性见表 2.5-6。

表 2.5-6 储层改造工程主要噪声源强特性 单位：dB(A)

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

### (4) 地面集输工程

地面集输工程施工噪声主要为集气站设备安装机具噪声，噪声值参见表 2.5-7。

表 2.5-7 地面集输工程施工主要噪声源特性

噪声设备	数量	单台源强	距声源	噪声特性	排放时间	声源种类
切割机	1 台	100	1m	机械	间歇排放	移动声源
振捣器	1 台	85	1m	机械	间歇排放	固移动声源

#### 2.5.1.4. 固体废物

##### (1) 钻前工程

本项目土石方主要来自井口方井开挖和临时生活区场地平整，土石方量较小，结合地形可做到场地内土石方平衡，无弃方。

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

##### (2) 钻井、储层改造工程

本项目钻井、储层改造工程产生的固体废物主要有钻井岩屑、废油、废包装材料、废防渗材料、生活垃圾等。

##### ① 钻井岩屑

钻井岩屑是在钻井过程中钻头切削地层岩石而产生的碎屑，其产生量与井眼长度、平均井径有关。根据本项目钻井阶段各开次进尺、钻头尺寸，并取一定的容积扩大倍数(2.5 倍)，计算公示如下：

$$V_{\text{水基}} = \pi(r_1^2 * d_1 + r_2^2 * d_2) * 2.5$$

式中：

$r_1$ ——导管段钻头尺寸半径；

$d_1$ ——导管段长度；

$r_2$ ——一开段钻头尺寸半径；

$d_2$ ——一开段长度。

本项目导管段采用清水钻进，清水岩屑产生量为 380m<sup>3</sup>，清水岩屑主要作为井场铺垫或修建井间道路使用。一开段采用水基钻井液钻进，水基岩屑产生量为 1152m<sup>3</sup>。根据《危险废物排除管理清单（2021 年版）》，水基岩屑不属于危险废物，为一般工业固废，水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，用于制砖、制水泥等资源化利用。

##### ② 废包装材料

根据钻井液、压裂液材料使用情况，预计本项目施工期产生的废包装材料约 4t，由厂家或有回收资质的单位回收。

## ③压裂返排液絮凝沉淀污泥

本项目压裂返排液排入软体罐暂存，及时转运回用于工区其他钻井平台压裂工序，回用前压裂返排液在软体罐内进行絮凝沉淀处理，参考工区压裂返排液絮凝沉淀污泥产生情况，本项目压裂返排液絮凝沉淀污泥产生量约 4m<sup>3</sup>。

项目产生的一般工业固体废物名称、类别等信息见表 2.5-8。

表 2.5-8 一般工业固体废物分类与代码

序号	名称	行业来源代码	类别代码	代码
1	清水岩屑	072	99	072-999-99
2	水基岩屑	072	99	072-999-99
3	废包装材料	072	99	072-999-99
4	絮凝沉淀污泥	072	99	072-999-99

## ④废油

钻井过程中废油的主要来源有：a、机械(泥浆泵、转盘、链条等)润滑废油。b、钻井设备清洗与保养、泥浆循环罐掏罐产生的废油，如更换柴油机零部件和清洗钻具、套管等。结合工区已完井废油产生情况，单井废油产生量约为 1.1t，本项目 5 口井预计废油产生量为 5.5t，由井队综合利用或交由有相应危险废物处理资质的单位进行处置。

## ⑤废防渗材料

场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料等（如油罐区防渗膜），属于危险废物（HW08），临时暂存在危废暂存间，最终交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置，类比建设单位其它已页岩气井钻井工程废防渗材料产生情况，废防渗材料产生量约 0.5t。

本项目产生的各类危险废物名称、类别等信息见下表。

表 2.5-9 本项目钻井及储层改造工程含油固废属性一览表

序号	危险废物名称	产生量 t	产生工序及装置	危险废物代码	危险废物类别	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施*
1	废油	5.5	机械设备清洗、保养、检修	900-201-08、 900-214-08、 900-249-08	HW08	液态	矿物油	矿物油	施工期	毒性、易燃性	井队综合利用或危废处

			等								置单 位处 置
2	废防 渗材 料	0.5	场地 清理	900-249-08	HW08	固 态	矿 物 油	矿 物 油	施 工 期	毒 性、 易 燃 性	危废 处置 单位 处置

危险废物贮存场所(设施)基本情况见下表。

表 2.5-10 危险废物暂存区基本情况样表

序号	贮存场 所(设施)	危险废 物名称	危险废物类别	危险废物 代码	占地 面积	贮存 方式	贮存 能力	贮存 周期	备注
1	危险废 物暂存 区	废油	HW08	900-201-08、 900-214-08、 900-249-08	60m <sup>2</sup>	2 个 200L 油桶 收集	约 0.4m <sup>3</sup>	30d	施工 期结 束后， 拆除 危险 废物 暂存 区，所 有危 险废 物全 部清 运完 毕
2		废防渗 材料	HW08	900-249-08		防漏 胶袋 盛装	0.2t	30d	

### ⑥生活垃圾

钻井及储层改造期，生活垃圾按 0.5kg/人·d 计算，施工人员 50 人，工期 275 天，产生量约为 6.8t。生活垃圾集中收集，定期交当地的环卫部门统一处置。

#### (3)地面集输工程

地面集输工程产生的固体废物主要为施工人员产生的生活垃圾。

施工期间生活垃圾按 0.5kg/人·d 计算，施工人员 10 人，则产生量约为 5kg/d，地面集输工程施工期约 30 天，则生活垃圾产生量共计 0.15t，生活垃圾交环卫部门处置。

### 2.5.2 运营期

### 2.5.2.1. 废水

#### (1) 井下作业废水

参考《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法(试行)》中(与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表)排污系数,低渗透油田洗井工业废水产生量为 27.13m<sup>3</sup>/井次,预计每 2 年进行 1 次井下作业(洗井)。本项目运营期对井场内已建的坪地 1HF 井、在建的坪地 1-1HF 井和本项目新钻的坪地 1-2HF 井、坪地 1-3HF 井、坪地 1-4HF 井、坪地 1-5HF 井、坪地 1-6HF 井共 7 口井进行正式采气,7 口井井下作业废水产生量预计约 94.96m<sup>3</sup>/a,主要污染物为 COD 和石油类,井下作业废水回用于建设单位页岩气平台压裂工序配制压裂液,本项目井下作业废水产排污情况见下表。

表 2.5-11 井下作业废水产排污情况

产品名称	原料名称	污染物指标	规模	单位	产污系数	产污量	排污量
井下作业	洗井废水	工业废水量	1 井次	吨/井次-产品	27.13	94.96m <sup>3</sup> /a	0
		化学需氧量	1 井次	克/井次-产品	34679.3	0.12t/a	0
		石油类	1 井次	克/井次-产品	6122.1	0.02t/a	0

#### (2) 采出水

类比武隆工区页岩气采出水产生量,本次单井采出水预计产生量为 5m<sup>3</sup>/d,本项目 7 口井废水产生量为 35.0m<sup>3</sup>/d(11550m<sup>3</sup>/a),主要污染物为 COD 200-2500mg/L、Cl<sup>-</sup> 10000-14000mg/L、氨氮 15-85 mg/L。集气站站设置 20m<sup>3</sup>污水罐,采用罐车运至工区内需要压裂的井场用于配制压裂液,若无可回用平台时拉运至武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后,经尾水排放管排入季节性冲沟,最终汇入乌江。

本项目运营期废水排放量及浓度见表 2.5-12。

表 2.5-12 本项目采出水产生排放情况一览表

排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
		浓度	产生量		浓度	排放量
采出水	废水量	/	11550m <sup>3</sup> /a	送至武隆工区采出水处理站处理满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放	/	11550m <sup>3</sup> /a
	COD	2500mg/L	28.88t/a		100mg/L	1.16t/a
	氨氮	85mg/L	0.98t/a		15mg/L	0.17t/a

### (3)生活污水

运营期为无人值守，无生活污水产生。

#### 2.5.2.2. 废气

项目采用井下节流技术，运营期间无废气产生，仅在非正常工况下或事故状态下产生放空废气。非正常工况下废气排放见表 2.5-13 和表 2.5-14。

表 2.5-13 项目运营期非正常工况下废气排放一览表

废气类型	排放频次	排放量	污染物	备注
放空废气	2~3 次/年, 每次持续时间 2~5min	2~5Nm <sup>3</sup> /次	天然气	各设备设有旁通管, 单次放空废气较少

表 2.5-14 非正常工况下排放方式一览表

废气类型	排放方式	排气筒		排烟温度 (°C)
		高度(m)	内径(m)	
放空废气	有组织排放	15.0	0.15	常温

#### 2.5.2.3. 噪声

运营期噪声主要来自集气站设备运行噪声。集气站噪声源有气液分离器、分子筛脱水撬、压缩机等，见表 2.3-20。

事故状况下，安全放空阀、放空管的放空噪声可达 80dB 左右，持续时间在 2-5min。

表 2.5-15 集气站主要噪声源强特性 单位：dB(A)

噪声设备	数量	单台源强	距声源	噪声特性	声源种类
压缩机	2 台	80	1m	机械	固定声源
分离器	4 台	55	1m	机械	固定声源
分子筛脱水撬	2 台	55	1m	机械	固定声源
放空	/	80	1m	空气动力	固定声源

#### 2.5.2.4. 固体废物

运营期无人值守，无生活垃圾产生。

运营期固体废物主要为废润滑油。压缩机润滑油定期更换，更换的废润滑油为危险废物，预计产生量约 0.02t/a，在危险废物暂存间暂存，交由有危险废物处置资质的单位处置。

表 2.5-16 废润滑油属性一览表

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

危险废物贮存场所(设施)基本情况见表 2.5-17。

表 2.5-17 危险废物贮存场所(设施)基本情况表

序号	贮存场所(设施)	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	危险废物暂存间	废润滑油	HW08	900-214-08	约 2m <sup>2</sup>	1 个 200L 油桶收集	约 0.2m <sup>3</sup>	30d

### 2.5.3 退役期

当不具备商业开采价值时或停止采气后将按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》相关规定采取封井作业。封井作业主要污染物为扬尘、废弃设备、施工人员生活污水和生活垃圾，工期约 20d，作业人员 10 人，生活用水定额取 80L/人·d，则产生的生活污水总量约为 12.8m<sup>3</sup>，生活污水排入旱厕集中收集后作为农肥使用。生活垃圾产生量按 0.5kg/(人·d) 计算，则生活垃圾产生量为 0.1t，集中收集后交由当地环卫部门统一处置。

封井结束后，本项目无废气、废水、固体废物、噪声等污染物产生和排放。

## 2.6 污染物排放汇总

本项目施工期、运营期、退役期主要污染物产生及排放情况汇总见表 2.6-1、表 2.6-2 和表 2.6-3。

表 2.6-1 施工期主要污染物产生及预计排放情况

时段	污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
				浓度	产生量		浓度	排放量
钻前工程	废水	生活污水	生活污水	/	12.8m <sup>3</sup>	租住附近民房，不设施工营地，生活污水依托当地污水处理设施	/	0
	废气	施工扬尘及尾气	TSP、NO <sub>x</sub> 、CO	/	/	定期洒水，施工机具采用优质燃料	/	/
	噪声	施工机具	施工机械噪声	/	84dB(A)	合理布置施工场地及施工时间	/	84dB(A)
	固体废物	生活垃圾	生活垃圾	/	0.1t	由环卫部门定期清运	/	0
钻井及储层改造工程	废水	洗井废水	洗井废水	/	900m <sup>3</sup>	配制压裂液	/	0
		场地雨水	场地雨水	/	633m <sup>3</sup>	废水池暂存，配制压裂液	/	0
		压裂废水	压裂返排液	/	3000m <sup>3</sup>	井间回用，最后一口井压裂返排液优先回用于武隆工区其他钻井平台压裂工序，无可用平台回用时，由罐车拉运至武隆工区采出水处理项目处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放	/	0
	废水	生活污水	污水量	/	880m <sup>3</sup>	环保旱厕收集处理后作为农肥使用	/	0
		废气	燃油废气	烟尘、NO <sub>x</sub> 、CO	/	少量	采用符合国家标准的柴油	/
	测试放喷废气		NO <sub>x</sub> 、烟尘	/	/	放喷池燃烧排放	/	/
	噪声	钻井施工	钻井、泥浆泵等噪声	/	85~100dB(A)	设备自带消声器，减震	/	80~95dB(A)
		压裂施工	压裂机组噪声	/	90dB(A)		/	90dB(A)
		测试放喷	放喷气流噪声	/	100dB(A)	优化试气流程，减少放喷时间	/	100dB(A)
	固体	钻井岩屑	清水岩屑	/	380m <sup>3</sup>	用作井场或铺垫井间道路	/	0

时段	污染物类型 废物	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
				浓度	产生量		浓度	排放量
			水基岩屑	/	1152m <sup>3</sup>	经不落地系统收集、压滤脱水后,用于制砖、制水泥等资源化利用	/	0
		机械润滑废油、清洗保养	废油	/	5.5t	由井队综合利用或交由有相应危险废物处理资质的单位进行处置	/	0
		原材料使用	废包装材料	/	4t	由厂家或有资质的单位回收	/	0
		场地清理	废防渗材料	/	0.5t	交由有相应危险废物处理资质的单位进行处置	/	0
		压裂返排液絮凝沉淀	污泥	/	4m <sup>3</sup>	外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用	/	0
		生活垃圾	生活垃圾	/	6.8t	定点收集后,由环卫部门集中处置	/	0
地面集输工程	噪声	施工机具	施工机具噪声		85-100dB(A)	合理安排施工时间,禁止夜间施工	/	85-100dB(A)
	固体废物	生活垃圾	生活垃圾	/	0.15t	定点收集后,由环卫部门集中处置	/	0
	废水	生活污水	生活污水	/	19.2m <sup>3</sup>	环保旱厕收集处理后作为农肥使用	/	0
	废气	施工扬尘	扬尘	/	少量	洒水抑尘	/	/
		施工机具	设备尾气	CO、NO <sub>x</sub> 等	少量	/	/	/

表 2.6-2 运营期主要污染物产生及排放情况

污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
			浓度	产生量		浓度	排放量
废水	采出水	废水量	/	11550m <sup>3</sup> /a	送至武隆工区采出水处理站处理满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放	/	11550m <sup>3</sup> /a
		COD	2500mg/L	28.88t/a		100mg/L	1.16t/a
		氨氮	85mg/L	0.98t/a		15mg/L	0.17t/a
	井下作业废水	废水量	/	94.96m <sup>3</sup> /a	回用页岩气钻井平台压裂工序,不外	/	0

污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
			浓度	产生量		浓度	排放量
					排		
废气	放空废气	页岩气	2~3 次/年, 2-5Nm <sup>3</sup> /次		通过高 15m, 内径 0.15m 的放空立管放空	/	/
噪声	压缩机等设备噪声	噪声	80dB		基础减振, 隔声罩	70	
	放空噪声	噪声	80dB		通过集气站放空排气筒	/	
固体废物	压缩机	废润滑油	0.02t/a		交由有相应危险废物处置资质的单位处置	/	

表 2.6-3 退役期主要污染物产生及预计排放情况

污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
			浓度	产生量		浓度	排放量
废水	生活污水	废水量	/	12.8m <sup>3</sup>	旱厕收集处理后作为农肥使用	/	0
固体废物	生活垃圾	生活垃圾	/	0.1t	定点收集后, 由环卫部门集中处置	/	0

## 3 环境现状调查与评价

### 3.1 自然环境现状调查与评价

#### 3.1.1 地形地貌

武隆区属渝东南边缘大娄山脉褶皱带，多深丘、河谷，以山地为主。地势东北高，西南低。境内东山菁、白马山、弹子山由北向南近似平行排列，分割组成桐梓、木根、双河、铁矿、白云高地。因娄山褶皱背斜宽广而开阔，为寒武系石灰岩构成，在地质作用过程中，背斜被深刻溶蚀。

本项目位于山间沟谷地带，井场地面海拔最高 1160m 左右，地貌起伏较大。

#### 3.1.2 地质构造

本项目区域构造上隶属于四川盆地东南缘利川-武隆复向斜老厂坪背斜，整体上是白沙断层、平安断层控制形成的，呈现隆凹相间的构造格局，由老厂坪背斜和武隆向斜组成。老厂坪背斜紧邻四川盆地，是盆外第一排构造，南部与武隆向斜团堡次洼北翼相连。东部为茶园断层、胡家园断层以及白沙断层夹持形成的背斜，背斜相对宽缓，核部出露地层为志留系韩家店组、龙马溪组。北西方向剖面显示为宽缓背斜，核部地层倾角在  $5^{\circ}$  - $10^{\circ}$ ，翼部地层倾角在  $15^{\circ}$  - $25^{\circ}$ 。

#### 3.1.3 水文地质

##### 3.1.3.1. 区域含隔水层特征

目的层为志留系龙马溪组，钻遇地层依次为第四系粘土层、二叠系栖霞组、梁山组、三叠系韩家店组、小河坝组、龙马溪组。见表 3.1-1。

表 3.1-1 设计地层分层数据表

\*\*

由老至新各地层含隔水层特征分述如下：

##### (1) 志留系中下统隔水层 ( $S_1$ 、 $S_2$ )

志留系中下统隔水层，地层总厚度约为 1000m。为灰绿色、黄灰色页岩、泥质粉砂岩夹薄层生物碎屑灰岩。

含气地层为志留系底部的志留系下统龙马溪组。龙马溪组为一套浅海相砂页岩地层。下部以大套灰黑色页岩、碳质页岩及灰黑色泥岩、碳质泥岩为主上部以深灰色泥岩为主；中部灰-灰黑色泥质粉砂岩、粉砂岩互层。志留系下统龙马溪组是本项目所在区域页岩气开发的的目的层段，为深水陆棚沉积，岩性稳定，该地层厚度约 300m。

### (2) 二叠系下统栖霞、梁山组灰岩岩溶含水层 (P1q+l)

梁山、栖霞组灰岩为较强岩溶含水层，地层厚度约 10m，岩性主要为灰、浅灰色，中厚~厚层状灰岩。岩溶发育，但极不均匀，水位埋藏深。

为项目区出露地层。

### (3) 第四系孔隙含水层 (Q4)

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

### 3.1.3.2. 地下水类型

本项目区域地下水类型主要包括第四系松散层孔隙水和碳酸盐岩裂隙溶洞水。

第四系松散层孔隙水在区域均有分布，多在各沟谷、洼地以及埋藏型古地表岩溶低洼地带富集，当下伏有粘粒含量较高、渗透性较差的粉质粘土、粘土层时，在上覆碎石层或含粗颗粒较多的粉质粘土层中往往形成上层滞水，其分布范围受土中粗颗粒含量的控制。

碳酸盐岩裂隙溶洞水含水层主要为二叠系下统栖霞、梁山组，该地层岩溶较发育，因受下覆志留系隔水层所阻，大泉、暗河集中于底部排泄。

本次环评委托重庆厦美环保科技有限公司对区域地下水 ( $K^+$ 、 $Na^+$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $HCO_3^-$ 、 $Cl^-$ 、 $SO_4^{2-}$ )进行了监测，监测结果见表 3.1-1。

表 3.1-1 地下水化学类型分析计算表

离子	监测浓度(mg/L)	分子量	离子价	毫克当量	毫克当量百分数
$K^+$	2.39	39	1	0.0613	1.0%
$Na^+$	14.3	23	1	0.6217	10.4%

Ca <sup>2+</sup>	68.2	40	2	3.4100	57.1%
Mg <sup>2+</sup>	22.6	24	2	1.8833	31.5%
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0	60	2	0.0000	0.0%
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	292	61	1	4.7869	80.8%
Cl <sup>-</sup>	11.8	35.5	1	0.3324	5.6%
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	38.7	96	2	0.8063	13.6%

根据舒卡列夫分类,将阳离子划分为 Ca、Ca+Mg、Mg、Na+Ca、Na+Ca+Mg、Na+Mg、Na 七组,将阴离子划分为 HCO<sub>3</sub>、HCO<sub>3</sub>+SO<sub>4</sub>、HCO<sub>3</sub>+SO<sub>4</sub>+Cl、HCO<sub>3</sub>+Cl、SO<sub>4</sub>、SO<sub>4</sub>+Cl、Cl 七组,超过 25%毫克当量的离子按照矩阵法组合出 49 类水。由表 3.1-1 统计分析可知,项目区地下水类型为 HCO<sub>3</sub>—Ca+Mg 型地下水。

### 3.1.3.3. 地下水补给、径流、排泄条件

项目区地下水的补给来源主要为大气降水及地表水体。各含水层地下水,是由大气降水通过地面、溪流等垂直补给。区内降水丰沛,为地下水的补给提供了充足的补给源,但在降雨强度与时间分配上很不均匀。本项目区域地下水类型主要包括第四系松散层孔隙水和碳酸盐岩裂隙溶洞水,区域第四系孔隙水地表出露点较少,第四系孔隙水多沿古岩溶低洼地带、中风化基岩裂隙、溶隙排泄。受岩性组合、地貌的控制,碳酸盐岩裂隙溶洞水多于低洼地带的相对隔水层顶面以下降泉的形式排泄。

此外,地面蒸发也是主要的排泄途径之一。

本项目位于清水溪沟谷地带,东西两侧为山体,大气降雨通过土壤、岩石裂缝渗入地下,地下水整体东西两侧排泄至清水溪。

### 3.1.3.4. 评价区地下水动态变化特征

项目区地下水以岩溶地下水为主,根据影响地下水动态的主导因素进行分类,调查区地下水动态类型为径流型。地形高差相对较大,水位埋藏较深,蒸发排泄可以忽略,以径流排泄为主。雨季接受入渗补给,各处水位抬升幅度不等。接近排泄区的低地,水位上升幅度小,远离排泄点的高处,水位上升幅度大,因此,水力梯度增大,径流排泄加强。补给停止后,径流排泄使各处水位逐渐趋平。径流型动态的特点是:年水位变幅大而不均(由分水岭到排泄区,年水位变幅由大到小),水质季节变化不明显,长期中则不断趋于淡化。2022

年 3 月，我公司对评价范围内的井泉分布情况进行了调查，其水位情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 区域地下水水位调查情况表

序号	编号	地理坐标	水位高程 (m)
1	Q1	**	1180m
2	Q2	**	1154m
3	Q3	**	1146m
4	Q4	**	1153m
5	Q5	**	1166m
6	Q6	**	1178m
7	Q7	**	1167m
8	Q8	**	1350m
9	Q9	**	1340m
10	Q10	**	1216m

### 3.1.3.5. 水文地质单元划分

本项目所在区地下水类型为属碳酸盐岩裂隙水地下水一般以分水岭为界，在河流和溪沟及陡坡处排泄，本项目水文地质单元划分上游以分水岭为界，下游以清水溪为界，水文地质单元面积约 2.5km<sup>2</sup>。

### 3.1.3.6. 评价区地下水开发利用现状

根据现场调查，项目建设场地及周边无大型工矿企业，未进行大规模的地下水开发利用。井场周边居民大多以小型浅表层裂隙岩溶泉作为生活饮用水及畜禽养殖用水水源。

### 3.1.4 气候、气象

武隆地区属典型的亚热带湿润季风气候区，其特点是气候温和，降雨充沛，晴少阴多，云雾多，霜雪少。据当地气象部门多年气象资料统计，年平均气温 17.2℃，最冷月（1 月）平均气温 6.7℃，最热月（8 月）平均气温 27.3℃，极端最低气温 -1.8℃，极端最高气温 40.7℃；年平均无霜期 296d；年平均相对湿度 79%；区域静风频率高，主导风向不明显，年平均风速 1.8m/s。

### 3.1.5 地表水系

根据导则 6.5.1 要求，地表水环境现状调查内容包括建设项目及区域水污

污染源调查、受纳或受影响水体水环境质量现状调查、区域水资源与开发利用状况、水文情势与相关水文特征值调查，以及水环境保护目标、水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区及其相关的水环境质量管理要求等调查。项目地表水环境影响评价等级为三级 B，可不调查区域水污染源，项目废水大部分回用，部分依托单独评价的采出水处理工程达标排放，主要调查区域水环境功能区的水环境质量管理要求等。

武隆区河流众多，流域面积在 50km<sup>2</sup> 以上的大小河流 13 条，均属乌江水系。乌江发源于贵州省咸宁县乌蒙山东麓香炉山；由三岔河、六冲河南北两源在鸭池河汇合后始称乌江。全长 1070km，流域面积 88000km<sup>2</sup>。经贵州沿河，重庆彭水等县，在龙坝乡进入区境，流经 17 个乡镇，在大溪河口出境，流长 79km，流域面积 748.8km<sup>2</sup>。

本项目所在区域主要河流为清水溪。清水溪是乌江右岸支流，发源于武隆区双河镇龙洞口，南流过荞子、清水至土坎镇西北，汇入乌江，全长 16km，天然落差 1138m，河床平均比降 66.27%，全流域面积 199km<sup>2</sup>，多年平均流量 4.91m<sup>3</sup>/s。本项目位于清水溪东侧，距清水溪约 100m。区域水系见附图 8。

### 3.1.6 土壤

武隆区土壤类型多样，全县共有 4 类土壤类型，即紫色土、黄壤土、黄棕壤土、水稻土，土属 11 个，土种 42 个。土壤垂直分布，由山顶至山脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。土壤垂直分布，由山顶至山脚土层由薄增厚，质地由沙到粘，养分含量由低增高。各类土壤以中性偏酸为主，一般情况粘度适中、耕性较好，宜种性广，适合多种绿色粮油食品产业发展，但有机质含量较低，氮少、磷缺、钾够，锌、硼、钼等微量元素不足，养分含量随地形坡地及耕地薄厚而变，一些土块土层偏薄，特别是窄谷阴山、低山两翼多冷浸烂泥田，产量不高不稳。

### 3.1.7 动植物资源

武隆以中亚热带植物为主。植被类型有常绿阔叶林、常绿针叶林、常绿针阔混叶林、竹林、常绿阔叶与落叶阔叶交混林、灌木林、疏林草地及灌丛草地。植被中有速生树种马尾松、杉木、铁尖杉、白花泡桐、香椿、檫木、南酸枣；

武隆县境内分布有一级保护树种银杉、珙桐、水杉，二、三级保护树种杜仲、鹅掌楸、胡桃、厚朴、银雀树；还有经济树种桐、茶、乌柏、漆、椴、棕、刺梨、猕猴桃等。

武隆主要野生动物有哺乳类 4 目 12 科 34 种；爬行类 2 目 2 科 16 种；两栖类 2 目 3 科 6 种；鸟类 18 科 25 种；鱼类 7 目 8 科 34 种。

本项目周围主要为旱地和林地，受多年耕作和人类活动影响，以农业生态系统为主。区内野生动物分布很少，经走访调查，主要有蛇类、蜥蜴、青蛙、山雀等，现场调查未发现珍稀和保护野生动植物分布。

### 3.1.8 矿产资源

武隆非金属矿产十分丰富，已发现的矿产资源有煤、铁、铝土、硫铁矿、重晶石、白云岩、耐火粘土、白金、石灰岩、泥灰岩、泥（页）岩、砂岩、含钾页石、方解石、石墨、溶洞磷矿、铜硅石（硅灰石）、水晶、黄玉、建筑石料，以及稀有金属矿产，分散元素矿产。其中铝土矿资源相当丰富，经探明的储量达 1.6 亿吨，现已具备开发条件的铁矿山大佛岩储量达 2700 万吨；白马山凉水、兰坝、牧养沟储量达 5600 万吨；仙女山双河、清水溪储量达 4100 万吨；羊角碛储量达 1600 万吨；境内其他乡镇桐梓、白果、广阳等均有铝土矿分布。

本工程所在区域矿产资源开发程度低，根据本项目前期踏勘成果，本项目不涉及矿产资源压覆。

### 3.1.9 生态功能区划

根据《重庆市生态功能区划》（修编），项目所在地属“Ⅲ1-1 方斗山-七曜山水源涵养-生物多样性生态功能区”。主导生态功能为生物多样性保护和水文调蓄，辅助功能有水土保持、水源涵养和地质灾害防治。建立植被结构优化的中低山森林生态系统，强化其水文调蓄和生物多样性保护功能是本区生态功能保护与建设的主导方向。方斗山—七曜山等条状山脉，是区域生态系统廊道，应重点保护；区内自然保护区、自然文化遗产地、风景名胜区等区域的核心区为禁止开发区，严格保护。

### 3.1.10 水土流失现状

根据重庆市水土保持公报，武隆县水土流失总面积 1943.04km<sup>2</sup>，占全区总面积的 66.98%，其中轻度流失面积 197.17km<sup>2</sup>，占流失面积的 10.15%；中度流失面积 1150.77km<sup>2</sup>，占流失面积的 59.23%；强度流失面积 471.75km<sup>2</sup>，占流失面积的 24.28%；极强度流失面积 86.49km<sup>2</sup>，占流失面积的 4.45%；剧烈流失面积 36.87，占流失面积的 1.89%。全区年均侵蚀模数为 4020.22t/(km<sup>2</sup>.a)，为中度侵蚀，土壤年流失总量为 781.14 万 t。

## 3.2 环境质量现状调查与评价

### 3.2.1 环境空气质量现状调查

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中 6.4.1 “根据国家或地方生态环境主管部门公开发布的城市环境质量达标情况，判断项目所在区域是否属于达标区”，本次评价达标区判定采用《2020 年重庆市生态环境状况公报》数据，项目所在区域环境空气质量现状评价详见表 3.2-1。

表 3.2-1 基本污染物环境质量现状

年评价指标	污染物	评价标准 ug/m <sup>3</sup>	现状浓度 ug/m <sup>3</sup>	达标情况
年平均质量浓度	SO <sub>2</sub>	70	38	达标
年平均质量浓度	NO <sub>2</sub>	60	13	达标
年平均质量浓度	PM <sub>10</sub>	40	22	达标
年平均质量浓度	PM <sub>2.5</sub>	35	27	达标
日均浓度的第 95 百分位数	CO (mg/m <sup>3</sup> )	160	99	达标
日最大 8h 平均浓度的第 90 百分位数	O <sub>3</sub>	4000	1000	达标

根据上表 3.2-1 可知，PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、CO、O<sub>3</sub> 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，武隆区属于环境空气质量达标区。

### 3.2.2 地表水环境质量现状监测

本项目所在区域主要河流为清水溪，清水溪为季节性溪沟，无例行监测断面，清水溪是乌江右岸支流，根据《重庆市武隆区生态环境质量月报（2022 年 3 月）》，乌江锣鹰、白马断面水质类别为 II 类。

### 3.2.3 声环境质量现状调查

本次评价委托重庆厦美环保科技有限公司对项目所在地周边声环境质量现状进行了监测。

#### (1) 监测布点

共设 2 个噪声监测点,分别位于离本项目最近的井场东南侧居民点处(C1)井场西侧厂界处 (C2), 监测点位示意图见附图 4。

#### (2) 监测因子

昼间等效 A 声级, 夜间等效 A 声级。

#### (3) 监测时间与频率

监测时间为 2022 年 4 月 2 日~2022 年 4 月 3 日。连续监测 2 天, 昼、夜各一次。

#### (4) 监测及评价结果

监测结果见下表。

表 3.2-2 声环境监测结果统计表 单位: dB(A)

监测点	监测日期	昼间监测结果	夜间监测结果	达标情况	执行标准
井场东南侧居民点处 (C1)	4 月 2 日	53	44	达标	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准
	4 月 3 日	51	45	达标	
井场西侧厂界处 (C2)	4 月 2 日	57	47	达标	
	4 月 3 日	57	47	达标	
标准值		60	50	/	/

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

### 3.2.4 地下水环境质量现状监测

本次评价委托重庆厦美环保科技有限公司对本项目周边地下水质量现状进行监测。

#### (1) 监测布点

共设置 5 个地下水现状监测点 (F1~F5) 以及 2 个包气带监测点位 (B1、B2), 包气带进行了浸溶试验, 测试分析浸溶液成分。F1 位于平台东侧, 地下水流向上游; F2 位于平台南侧, 地下水流向侧方向游; F3 位于平台西侧,

地下水流向下游；F4 位于平台东北侧，地下水流向侧方向；F5 位于平台东北侧，地下水流向侧方向。B1 包气带监测点位于原有废水池上游，B2 包气带监测点位于原有废水池下游，包气带在 0~20cm 埋深范围内取一个样品。监测点位示意图见附图 4、附图 5。

### (2) 监测因子、监测时间及监测频率

监测因子、监测时间及监测频率见表 3.2-3。

表 3.2-3 地下水环境监测布点、监测因子一览表

类别	监测点名称	监测因子	采样时间	监测频率
地下水	F1 (Q1)	pH、总硬度、氨氮、铁、锰、氯化物、阴离子表面活性剂、溶解性总固体、硫酸盐、石油类、耗氧量(CODMn 法, 以 O <sub>2</sub> 计)、挥发性酚类、硫化物、氟化物、硝酸盐(以 N 计)、亚硝酸盐(以 N 计)、总大肠菌群、铜、铅、砷、汞、铬(六价)、镉、氰化物、细菌总数、锌、K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	2022 年 4 月 2 日	1 次
	F2 (Q2)	pH、总硬度、氨氮、铁、锰、氯化物、阴离子表面活性剂、溶解性总固体、硫酸盐、石油类、耗氧量(CODMn 法, 以 O <sub>2</sub> 计)、挥发性酚类、硫化物、氟化物、硝酸盐(以 N 计)、亚硝酸盐(以 N 计)、总大肠菌群、铜、铅、砷、汞、铬(六价)、镉、氰化物、细菌总数、锌		
	F3 (Q3)			
	F4 (Q4)			
	F5 (Q5)			
包气带	B1	pH、耗氧量(COD <sub>Mn</sub> 法, 以 O <sub>2</sub> 计)、氨氮、氯化物、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、石油类	2022 年 4 月 2 日	1 次
	B2			

### (3) 评价标准

执行《地下水质量标准》(GB/T14748-2017)中 III 类标准。

### (4) 监测及评价结果

监测及评价结果见表 3.2-4、表 3.2-5。

表 3.2-4 地下水质量现状监测及评价结果一览表

检测项目	单位	F1 (Q1)		F2 (Q2)		F3 (Q3)		F4 (Q4)		F5 (Q5)		III标准值
		监测结果	标准指数									
pH 值	无量纲	7.1	0.067	7.3	0.2	7	0	7.2	0.133	7.2	0.133	6.5-8.5
溶解性总固体	mg/L	537	0.537	558	0.558	561	0.561	624	0.624	586	0.586	1000
总硬度	mg/L	249	0.553	272	0.604	271	0.602	307	0.682	289	0.642	450
耗氧量	mg/L	0.56	0.187	0.37	0.123	0.43	0.143	0.42	0.14	1.27	0.423	3
氨氮	mg/L	0.34	0.68	0.352	0.704	0.329	0.658	0.352	0.704	0.342	0.684	0.5
硫化物	mg/L	0.008	0.4	0.007	0.35	0.008	0.4	0.01	0.5	0.01	0.5	0.02
挥发酚	mg/L	0.0003L	\	0.002								
阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L	\	0.3								
石油类	mg/L	0.01L	\	-								
总大肠菌群	MPN/L	<10	\	<10	\	<10	\	<10	\	<10	\	<b>30</b>
六价铬	mg/L	0.004L	\	0.05								
氟化物	mg/L	0.34	0.34	0.265	0.265	0.261	0.261	0.207	0.207	0.258	0.258	1
氯化物	mg/L	11.8	0.047	10.4	0.042	9.98	0.040	0.461	0.002	4.4	0.018	250
硝酸盐氮	mg/L	1.18	0.059	1.79	0.090	1.7	0.085	0.623	0.031	2.91	0.146	20
硫酸盐	mg/L	38.7	0.155	64.6	0.258	61.4	0.246	18.3	0.073	112	0.448	250
亚硝酸盐氮	mg/L	0.016L	\	1								
铜	mg/L	0.02L	\	1								
铅	mg/L	0.0025L	\	0.01								
砷	mg/L	0.0003L	\	0.01								
汞	mg/L	0.00004L	\	0.001								
铁	mg/L	0.03L	\	0.3								
锰	mg/L	0.01L	\	0.1								
钠离子	mg/L	14.3	0.072	\	\	\	\	\	\	\	\	200
镉	mg/L	0.001L	\	0.005								
锌	mg/L	0.04	0.04	0.03	0.03	0.02L	\	0.02L	\	0.02L	\	1

坪地 1 井区产能建设项目环境影响报告书

氰化物	mg/L	0.002L	\	0.05								
细菌总数	CFU/mL	75	0.75	76	0.76	66	0.66	67	0.67	75	0.75	100

注：“L”表示未检出，检测结果以检出限加“L”表示。

表 3.2-5 包气带现状监测结果一览表（单位：mg/L，pH 除外）

监测项目	pH 值	氨氮	耗氧量	挥发酚	氯化物	石油类	阴离子表面活性剂	
浓度值	B1	7	0.258	1.22	0.0003L	0.359	0.02	0.05L
	B2	7	0.251	1	0.0003L	0.225	0.02	0.05L

注：包气带浸出液无标准值，本次仅列出监测值，“L”表示未检出，检测结果以检出限加“L”表示。

由表 3.2-4 可知，各监测点各监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类水质标准，区域地下水环境质量现状较好。

### 3.2.5 土壤环境质量现状调查

#### 3.2.5.1. 土壤环境理化特性调查、利用状况调查

本次评价重点针对平台周边 200m 范围进行调查，通过调查相关资料，并结合国家土壤信息服务平台（中国 1km 土壤类型图），本项目土壤评价范围内土壤亚类均为黄壤。本次评价委托重庆厦美环保科技有限公司对区域土壤理化性质进行了调查，见表 3.2-6。

表 3.2-6 区域土壤理化特性调查表

点号		G1	时间	2022.4.2
经度		E107.68116°	纬度	N29.473083°
层次		0~20cm		
现场记录	颜色	棕色		
	结构	块状		
	质地	壤土		
	砂砾含量	少		
	其他异物	无		
实验室测定	饱和导水率 (mm/min)	1.63		
	氧化还原电位 (mV)	437		
	阳离子交换量 (cmol <sup>+</sup> /kg)	2.7		
	容重 (g/cm <sup>3</sup> )	1.42		
	孔隙度 (%)	36		

#### 3.2.5.2. 土壤环境质量现状监测

##### (1) 监测点位

为了解项目所在区域的环境质量现状，本次评价委托重庆厦美环保科技有限公司对项目所在区域进行了土壤环境现状监测。监测布点按照“土壤导则”二级评价要求，占地范围内布置 3 个柱状样、1 个表层样；占地范围外布置布

置 2 个表层样, 各监测点监测 1 天, 取样 1 次。本项目监测布点情况见表 3.2-7, 监测点位见附图 4。

表 3.2-7 土壤环境质量现状监测布点情况一览表

监测点编号	位置	占地范围内/外	采样深度 m	监测因子
G1	平台地表径流上游旱地	场地外	0.2m, 取表层样	pH 值、铜、锌、铬、铅、镉、汞、砷、镍、石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、全盐量
G6	平台地表径流下游林地	场地外	0.2m, 取表层样	
G2	井场内北侧	场地内	柱状样, G2、G4 在 0.3m、1.2m、1.8m 分别取样, G3 在 0.3m、1.2m、1.7m 分别取样	pH、石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、全盐量
G3	放喷池附近 (下游)	场地内		
G4	废水池附近 (下游)	场地内		
G5	井场内东侧	场地内	0.2m, 取表层样	pH、铅、镉、铜、汞、砷、镍、六价铬、全盐量、石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、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

## (2) 采样时间

采样时间为 2022 年 4 月 2 日。

## (3) 评价标准

监测点 G1、G6 执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中的风险筛选值标准, 监测点 G2~G5 执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中的第二类用地筛选值标准。

## (4) 监测结果

土壤环境现状监测与评价结果见表 3.2-8~3.2-10。

表 3.2-8 G1、G6 土壤环境现状监测与评价结果 单位：mg/kg，pH 无量纲

监测点		监测因子	pH	砷	镉	铜	铅	汞	镍	铬	锌	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	全 盐 量 g/k g
G1	监测值		5.7 5	18	22	0.21	0.27 3	10.4	16	56	65	0.6	11
	标准指数		-	0.3 6	0.24 4	0.7	0.15 2	0.26	0.22 9	0.28	0.43 3	-	-
	标准值 (5.5<pH≤6.5, 其他)		-	50	90	0.3	1.8	40	70	200	150	-	-
G6	监测值		5.9 1	17	20	0.13	0.26 6	10.5	17	53	69	0.4	13
	标准指数		-	0.3 4	0.22 2	0.43 3	0.14 8	0.26 3	0.24 3	0.26 5	0.46	-	-
	标准值 (5.5<pH≤6.5, 其他)		-	50	90	0.3	1.8	40	70	200	150	-	-

表 3.2-9 G2~G4 土壤环境现状监测与评价结果 单位：mg/kg，pH 无量纲

监测点 监测因子		pH	全盐量 g/kg	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	
				检测值	标准指数
G2	0.3m	5.80	0.6	12	0.003
	1.2m	6.06	0.4	12	0.003
	1.8m	6.05	0.6	12	0.003
G3	0.3m	6.20	0.8	16	0.004
	1.2m	5.95	0.5	11	0.002
	1.7m	5.88	0.8	14	0.003
G4	0.3m	6.00	0.7	13	0.003
	1.2m	5.83	0.4	14	0.003
	1.8m	5.95	0.5	16	0.004
标准值		/	/	4500	

表 3.2-10 G5 土壤环境现状监测与评价结果 单位：mg/kg，pH 无量纲

监测因子	单位	G5		标准值
		监测值	标准指数	
pH	无量纲	5.73	-	-
铜	mg/kg	17	0.001	18000
铅	mg/kg	24	0.030	800
镉	mg/kg	0.15	0.002	65
镍	mg/kg	15	0.017	900
砷	mg/kg	10.2	0.170	60
汞	mg/kg	0.318	0.008	38
六价铬	mg/kg	未检出	-	5.7
全盐量	g/kg	0.6	-	-

## 坪地 1 井区产能建设项目环境影响报告书

监测因子	单位	G5		标准值
		监测值	标准指数	
石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	mg/kg	10	0.002	4500
萘	mg/kg	未检出	-	70
茚并[1, 2, 3-cd]芘	mg/kg	未检出	-	15
二苯并[a, h]蒽	mg/kg	未检出	-	1.5
蒽	mg/kg	未检出	-	1293
苯并[k]荧蒽	mg/kg	未检出	-	151
苯并[b]荧蒽	mg/kg	未检出	-	15
苯并[a]芘	mg/kg	未检出	-	1.5
苯并[a]蒽	mg/kg	未检出	-	15
2-氯酚	mg/kg	未检出	-	2256
苯胺	mg/kg	未检出	-	260
硝基苯	mg/kg	未检出	-	76
邻二甲苯	mg/kg	未检出	-	640
间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	未检出	-	570
甲苯	mg/kg	未检出	-	1200
1, 2-二氯苯	mg/kg	未检出	-	560
1, 4-二氯苯	mg/kg	未检出	-	20
乙苯	mg/kg	未检出	-	28
苯乙烯	mg/kg	未检出	-	1290
1, 1, 1-三氯乙烷	mg/kg	未检出	-	840
1, 1, 2-三氯乙烷	mg/kg	未检出	-	2.8
三氯乙烯	mg/kg	未检出	-	2.8
1, 2, 3-三氯丙烷	mg/kg	未检出	-	0.5
氯乙烯	mg/kg	未检出	-	0.43
苯	mg/kg	未检出	-	4
氯苯	mg/kg	未检出	-	270
1, 1, 2, 2-四氯乙烷	mg/kg	未检出	-	6.8
1, 1, 1, 2-四氯乙烷	mg/kg	未检出	-	10
四氯乙烯	mg/kg	未检出	-	53
反-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	未检出	-	54
二氯甲烷	mg/kg	未检出	-	616
1, 2-二氯丙烷	mg/kg	未检出	-	5
四氯化碳	mg/kg	未检出	-	2.8
氯仿	mg/kg	未检出	-	0.9
氯甲烷	mg/kg	未检出	-	37
1, 1-二氯乙烷	mg/kg	未检出	-	9
1, 2-二氯乙烷	mg/kg	未检出	-	5
1, 1-二氯乙烯	mg/kg	未检出	-	66
顺-1, 2-二氯乙烯	mg/kg	未检出	-	596

由表 3.2-8、表 3.2-9、表 3.2-10 可知，G1 点各监测因子和 G6 点各监测因子均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》

(GB15618-2018)风险筛选值；G2~G5 监测点各因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中的第二类用地筛选值。

## 4 环境影响预测及评价

### 4.1 地表水环境影响预测及评价

拟建项目地表水环境影响评价等级为三级 B，根据地表水导则 7.1.2，水污染影响型三级 B 评价可不进行水环境影响预测。本次评价主要分析项目水污染控制和水环境影响减缓措施有效性以及依托污水处理设施的环境可行性。

#### 4.1.1 施工期地表水环境影响预测及评价

##### 4.1.1.1. 钻前工程

施工人员主要为临时聘用的周边居民，施工现场不设施工营地，施工现场生活污水经旱厕等处置后农用，不外排。

##### 4.1.1.2. 钻井及储层改造工程

钻井及储层改造工程废水主要有场地雨水、洗井废水、压裂返排液和生活污水。

###### (1) 场地雨水

本项目井场内外实施清污分流措施，井场四周设置有截排水沟，场外雨水沿截排水沟排入附近冲沟，场内雨水经井口方井收集后，泵输至平台废水池暂存，后期用于配制压裂液。井口方井、废水池为钢筋混凝土结构，能有效避免废水通过漏失和渗漏进入当地环境。废水漏失、渗透对当地地表水环境影响小。

###### (2) 洗井废水

本项目使用清水洗井，清水中添加有少量洗涤剂，压入井内的清水会在洗井结束后从井底返排出来，单井洗井废水产生量约 180m<sup>3</sup>，主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物、石油类、阴离子表面活性剂等，排入废水池、软体罐暂存，用于配制压裂液，不外排，不会对周边地表水环境造成不利影响。

###### (3) 压裂返排液

根据处理单位提供的相关资料，压裂返排液经絮凝沉淀处理后，可满足配制压裂液水质要求。本项目压裂返排液在井场软体罐、配液罐暂存，优先回用于本平台压裂工序，最后一口井的压裂返排液优先回用于武隆工区其他钻井平

台压裂工序，无可用平台回用时，依托武隆工区采出水处理项目处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。

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

#### (4)生活污水

本项目井场及生活区设置旱厕，生活污水经旱厕收集处置后定期清掏农用，不外排，对地表水环境影响小。

#### 4.1.1.3. 地面集输工程

地面集输工程建设时施工人员主要为临时聘用的周边居民，施工现场不设施工营地，施工人员均回家吃住，生活污水纳入居民的厕所等污水系统最终农用，无外排，对区域地表水环境基本无影响。

综上分析，本项目施工期产生的污废水经妥善处理后，对地表水环境影响较小。

#### 4.1.2 运营期地表水环境影响预测及评价

气井后期生产过程中，会对故障的气井进行井下作业，使气井恢复正常生产，因此，会不定期进行井下作业(洗井、清砂、修井、侧钻等)过程，期间产生少量井下作业废水，预计每 2 年进行 1 次井下作业(洗井)，井下作业废水回用武隆区块页岩气平台压裂工序。

采出水采用罐车运至工区内需要压裂的井场用于配制压裂液，若无可回用平台时拉运至武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后，经尾水排放管排入季节性冲沟，最终汇入乌江。

运营期污水均得到有效处置，对地表水环境影响较小。

#### 4.1.3 退役期地表水环境影响预测及评价

当不具备商业开采价值时或停止采气后将按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》相关规定采取封井作业。封井作业时，施工现场不设施工营地，生活污水利用当地旱厕等设施处置，作为农肥使用，对区域地表水环境无影响。封

井结束后，本项目无废水排放，对周边地表水不会产生影响。

## 4.2 地下水环境影响预测及评价

### 4.2.1 施工期地下水环境影响分析

#### 4.2.1.1. 地下水影响因素分析

##### (1) 钻井液漏失影响因素

钻井过程中，钻井液若发生漏失可能对地下水产生不利影响。

##### (2) 钻井岩屑影响因素

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

##### (3) 压裂施工过程影响因素

钻井工程压裂施工中会有部分压裂水滞留在龙马溪组地层中，压裂水绝大部分为清水，其余主要成分为钾盐和有机聚合物，不含重金属。根据工程设计，本工程压裂作业阶段裂缝深度为 60~80m。

##### (4) 平台内施工材料和污废水储存事故性渗漏影响因素

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

① 钻井施工过程中，井场内循环罐和储备罐损坏，造成水基钻井液渗漏，对地下水环境的影响；

② 钻井施工和压裂试气过程中，柴油罐发生损坏，造成柴油泄漏，对地下水环境的影响；

③ 放喷测试期间，放喷池池体发生破损，压裂返排液渗漏对地下水环境的影响；

④ 废水池、软体罐发生破损条件下，废水中污染物渗漏对地下水环境的影响。

#### 4.2.1.2. 施工期地下水环境影响分析

##### (1) 钻井液漏失地下水水质影响分析

钻井过程中可能会发生钻井液漏失的现象，若漏失地层与含水层之间存在

较多的裂隙，漏失的钻井液就有可能被压入岩层裂隙进入地下水，造成地下水污染。本项目导管采用清水钻进，一开段采用水基钻井液钻进，不使用油基钻井液。

根据区域地层分布情况，钻遇地层依次为第四系粘土层、二叠系栖霞组、梁山组、三叠系韩家店组、小河坝组、龙马溪组。其中梁山、栖霞组灰岩为较岩溶较发育含水层，地层厚度约 12m，为减轻对区域地下水的影响，上述地层钻进采用纯清水钻进，不添加任何其它物质，1 天即可钻穿栖霞组、梁山组地层，同时，参考坪地 1 平台内已完钻的坪地 1 井、坪地 1HF 井完井报告，第四系粘土层、二叠系栖霞组、梁山组钻进过程中未发生钻井液漏失现象。导管段钻完后下套管，采用水泥封固，封隔浅层地下水和地表水、松散粘土流砂、砂砾层。

水基钻井液以水为基质，具有良好的环保性能，无毒、无味。水基钻井过程采用近平衡钻井工艺，即钻井液压力与地层压力相平衡，正常钻进过程中，水基钻井液与含水层压力相近，一般不会出现漏失情况；在钻进过程中遇溶洞发生钻井液漏失时，钻头研磨形成的岩屑将会进入地下，在钻遇裂隙、溶洞等地下通道时，将使井筒下游一定范围内的地下水中 SS 和浊度有所增加，但随着 SS 随地下水流动，地下水中 SS 和浊度会逐步降低，同时，由于钻井液 pH 较高，因此钻井液漏失可能造成地下水中 pH 升高。

### (2)压裂工程对地下水的影响

钻井工程压裂过程中会有部分压裂水滞留在龙马溪组地层中，压裂水绝大部分为清水，其余主要成分为钾盐和有机聚合物，不含重金属。

本项目完钻层位为龙马溪组，由于采用泵送易钻桥塞分段压裂技术，压裂作业阶段裂缝深度最大为 60~80m，压裂范围基本控制在龙马溪组地层以内，而龙马溪组为页岩夹灰岩，为区域相对隔水层，其上覆韩家店组、小河坝组同样以页岩为主，同为相对隔水层。由此，压裂始终在一个页岩圈闭层内进行，压裂过程中压裂水及压裂完成后的滞留压裂水不会向其它地层渗透，压裂施工对浅层具有供水意义的岩溶地下水水质影响小。

### (3)平台内施工材料和污废水储存对地下水环境影响分析

采取分区防渗措施后，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影

响小。

#### ①循环罐区施工期对地下水环境的影响

循环罐区基础采用 C30 混凝土 15cm，并铺设防渗膜，满足《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)要求。

在做好收集区做好防渗和防雨，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。

#### ②柴油储存期间对地下水环境的影响

在钻井、压裂期间，在井场内配备 10m<sup>3</sup> 的柴油罐 2 座，为钢质罐体。在罐体底部铺厚度不小于 0.5mm HDPE 防渗膜，抗渗等级不低于 P6，防渗系数不小于 10<sup>-12</sup>cm/s；在防渗膜底部为厚度不小于 15cm 厚混凝土基础，在四周设置高度为 15cm 高围堰，满足《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)要求。在正常情况下，油罐中柴油不会发生泄漏，不会对地下水环境造成影响。

#### ③施工材料堆存对地下水环境的影响

钻井、压裂期间施工材料主要为烧碱(固体)、纯碱(固体)等材料，在雨水冲刷下可能对地下水环境造成影响。施工材料堆存区地面采用 C30 混凝土 15cm，并铺设防渗膜，满足《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)要求。堆存区顶部设置防雨棚，材料堆存在防渗膜上，在材料堆存区四周设置围挡，可有效防止雨水冲刷产生的污染。

#### ④池体意外破损影响分析

正常工况下，废水池、软体罐暂存的污水不会通过地表渗入地下污染地下水水质。但非正常状况发生破损，对浅层地下水可能造成一定的污染。

本次预测最不利原则，选取软体罐底部 5%破损，完全失去防渗功能的最不利情况进行预测，预测中不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，将其作为保守物质看待，各项参数只按保守型污染质考虑，即只考虑运移过程中的对流、弥散作用。

#### 1)预测模型

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

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

式中：

$x$ —距注入点的距离；m；

$t$ —时间，d；

$C(x, t)$ — $t$ 时刻  $x$  处的示踪剂浓度，g/L；

$C_0$ —注入的示踪剂浓度，g/L；

$u$ —水流速度，m/d；

$D_L$ —纵向弥散系数，m<sup>2</sup>/d；

$\operatorname{erfc}()$ —余误差函数。

## 2) 预测参数

### A、渗透系数和孔隙度

不同地层的渗透系数为模型中最重要的参数，本次评价地层的渗透系数取值主要参考区域水文地质图等资料。根据前述地质、水文地质条件的分析，平台附近出露地层为栖霞组，含水层渗透系数取 0.2m/d；含水层孔隙度取值为 0.1。

### B、地下水流速及流向

采用水动力学断面法计算地下水流速：

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

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

根据现场调查地形地貌和岩层倾角，确定水力坡度取较不利情况， $I$  取较大值为 0.4。按上述公式进行计算，最终确定含水层地下水流速为 0.8m/d。

### C、弥散系数

类比相关文献，确定含水层的纵向弥散系数取值为 6.5m<sup>2</sup>/d。

## 3) 污染物源强

本次考虑软体罐底部破损 5%(25m<sup>2</sup>)，完全失去防渗功能的最不利情况进行预测。软体罐临时存储压裂返排液，压裂返排液主要污染物为 COD 和氯化物，根据建设单位在武隆、南川工区压裂返排液水质分析，压裂返排液与采出水类水质似，主要污染物为 COD 200-2500mg/L、Cl<sup>-</sup> 10000 -14000mg/L，本次取高值 2500mg/L、14000mg/L 进行评价。渗漏液通过裂口渗入地下水中，源强

采用达西公式计算。达西定理计算的源强公式为：

$$Q = A \times K \times J$$

式中： $Q$ —下渗量， $m^3/d$ ；

$A$ —面积，取  $50.0m^2$ ；

$K$ —取平台岩层最大渗透系数， $0.2m/d$ ；

$J$ —水力梯度， $0.4$ 。

根据公式， $Q$  为  $4m^3/d$ 。各污染物源强如下。

表 4.2-1 软体罐底部 5% 面积破损情况下渗漏污染物源强表

预测因子		污染物	
		耗氧量	氯化物
标准值(mg/L)	III 类地下水水质标准	3	250
污染物浓度(mg/L)		2500	14000

说明：由于目前对于废水中耗氧量无监测数据，而采用重铬酸钾法测定的化学需氧量比高锰酸盐法测定的化学需氧量大，为保守起见，本次预测耗氧量采用  $COD_{Cr}$  数据。

### 3) 预测时段

本项目施工分为三个阶段：钻前工程阶段、钻井工程阶段、储层改造压裂阶段、地面工程施工。工程建设对地下水环境的影响集中的钻井工程、储层改造施工阶段，根据每个阶段的特征，选择不同工况情景，进行非正常状况下的地下水环境影响预测与评价。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的相关要求，本次地下水环境影响评价预测时间定为：100d、1000d 或能反映污染因子迁移规律的时间点。

### 4) 评价标准

综合考虑地下水流向、周围敏感点的分布有针对性的开展模拟计算。模拟结果氯化物、耗氧量的标准限值参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017），污染物影响范围，限值为各检测指标的检出限，各污染物的检出限值参照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004），当预测结果小于检出限时视为对地下水环境几乎没有影响。各指标具体情况见表 4.2-2。

表 4.2-2 采用污染物检出限及其水质标准限值

模拟预测因子	检出限(mg/L)	标准限值(mg/L)
耗氧量	0.05	3
氯化物	0.007	250

## 5) 预测结果

预测结果见表 4.2-3。

表 4.2-3 污染物浓度迁移预测结果 单位: mg/L

距离 (m)	事故泄露 N 天后的污染状况			
	耗氧量浓度(mg/l)		氯化物浓度(mg/l)	
	100d	1000d	100d	1000d
0	2500.00	2500.00	12200.00	14000.00
50	2180.00	2500.00	4980.00	14000.00
100	889.00	2500.00	496.00	14000.00
150	88.60	2500.00	9.09	14000.00
200	1.62	2500.00	0.02	14000.00
250	0.00	2500.00	0.00	14000.00
300	0.00	2500.00	0.00	14000.00
350	0.00	2500.00	0.00	14000.00
400	0.00	2500.00	0.00	14000.00
450	0.00	2500.00	0.00	13900.00
500	0.00	2490.00	0.00	13800.00
550	0.00	2460.00	0.00	13400.00
600	0.00	2400.00	0.00	12700.00
650	0.00	2260.00	0.00	11300.00
700	0.00	2020.00	0.00	9370.00
750	0.00	1670.00	0.00	7000.00
800	0.00	1250.00	0.00	4630.00
850	0.00	826.00	0.00	2660.00
900	0.00	476.00	0.00	1320.00
950	0.00	235.00	0.00	556.00
1000	0.00	99.30	12200.00	14000.00

100 天时, 耗氧量浓度超标距离为下游 188m, 氯化物污染物浓度超标距离为下游 160m; 1000 天时, 耗氧量浓度超标距离为下游 1128m, 氯化物污染物浓度超标距离为下游 1039m。

## (5) 井泉影响分析

本工程在浅层采取清水钻井工艺, 并采取套管封隔地层, 可有效防止钻井对井泉的影响; 井场内井口区、油罐区、循环罐区等均采取防渗措施, 防止污染物渗漏, 在正常情况不会对周边井泉水质造成影响。

施工期间, 建设单位应严格按照执行浅层采取清水钻井工艺, 采取套管封隔地层, 井场按照分区防渗要求进行防渗, 在正常情况不会项目所在区域井泉水质造成影响。施工期加强对泉点的监测, 一旦发现水质受到影响, 应立即停工, 并对可能造成地下水污染的设施进行检查, 对渗漏区域防渗层进行修复,

避免污染物的进一步泄漏和扩散。施工期间应加强对周边泉点的巡视和水质监测，在发现居民泉点受影响时，业主应积极采取补救供水措施，利用供水车给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施，解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水泉点水质恢复为止。

#### 4.2.2 运营期地下水环境影响分析

运营期废水主要为采气过程中产生的采出水，正常情况下，采出水通过罐车拉运至武隆工区采出水处理站处理达标后排放，在严格落实分区防渗等污染防治措施情况下，对周边地下水环境影响小。

### 4.3 大气环境影响预测及评价

#### 4.3.1 施工期大气环境影响预测及评价

施工期大气环境影响主要有钻前工程、油气集输工程施工过程中产生的扬尘，钻井工程、储层改造工程中柴油发电机、施工机具产生的尾气。

##### 4.3.1.1. 钻前工程、油气集输工程

###### (1) 施工扬尘

施工筑路材料主要靠汽车运输。运输过程产生的扬尘及汽车尾气会污染大气环境，施工工地的扬尘 50% 以上是汽车运输材料引起的道路扬尘。另外，还有挖方、填方、材料装卸等工序产生的扬尘。这些扬尘粒径在 3~80 $\mu\text{m}$  之间，比重在 1.2~1.3。从粒径分析，施工扬尘易于沉降。如土石方堆场在大风的作用下产生的扬尘，其影响范围可达 200m。根据类比监测统计结果：施工作业时，在距土石方施工场界 150m 处，颗粒物浓度值达 5.0mg/m<sup>3</sup>，超过环境空气质量标准。

运输扬尘主要是运输的弃土和粉状建筑材料洒落，导致运输道路路面清洁度降低，在车辆行驶过程中和大风干燥天气颗粒物被气流从地面上扬起而产生的。根据类比相似项目的监测资料，运输扬尘的影响范围在距起尘点 100m 至 150m 范围内影响较大。

工程施工作业时，必须加强洒水等防尘工作，降低扬尘的产生量，从而从源头上降低施工扬尘对环境空气质量和敏感点的影响。在加强洒水防尘作业后，项目施工期对环境的影响是局部的，并随着施工的开始而结束。

## (2)施工机具尾气

施工机具尾气中污染物主要有 CO 和烃类。根据相同类型工程各施工段施工机具尾气中污染物排放量预测可知：施工过程中施工机具尾气中 CO 和烃类污染物排放量小，预计工程建设过程中，项目区周围环境空气质量受施工机具尾气影响很小。

为了保护环境，减少施工机具作业时排放的尾气对环境的污染，施工方应尽量使用优质燃料，并对施工机具进行定期的保养和维护，不使用带“病”机具，尽可能的减少施工机具尾气的排放量。

### 4.3.1.2. 钻井工程

#### (1)正常工况

正常工况下，本项目钻井工程采用网电供电，无燃油废气产生。

#### (2)非正常工况下

在停电等非正常工况下，本项目采用柴油发电机供电。本项目采用符合国家标准的优质柴油，其污染物排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)及修改单表 2 规定的限值。钻井工程阶段的大气污染物排放为短时排放，对环境影响小。

### 4.3.1.3. 储层改造工程

#### (1)燃油废气

压裂车柴油机组废气主要污染物为 NO<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub> 及颗粒物，采用设备自带排气筒排放。压裂施工为短时排放，对环境影响小。

#### (2)测试放喷废气

本项目目的层为下志留统龙马溪组，根据区域页岩气井目的层天然气组分分析报告，工程属于不含硫化氢天然气井。测试放喷在放喷池内进行，经排气筒高度为 1m 的对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，污染物主要为 NO<sub>x</sub>、烟尘。

本项目井场周边设有 1 座放喷池，放喷池周边 50m 范围内无居民分布，且放喷池为敞开式，放喷燃烧废气产生后可以及时扩散，测试放喷时间短，属临时排放，测试完毕，影响很快消失。因此，测试放喷对周边环境影响较小。

## 4.3.2 运营期大气环境影响评价及预测

### (1)正常工况

正常工况下，本项目无废气产生。

### (2)非正常工况下

集气站在超压时会产生放空废气，放空废气发生的频率为 2~3 次/年。根据项目业主提供的页岩气成分，预计不属于含硫化氢井，通过 15m 放空立管排放的废气量较小，持续时间短，站场地势开阔，扩散条件好，不会对环境空气和敏感点产生影响。

### 4.3.3 退役期大气环境影响评价

停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取洒水降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散。

## 4.4 声环境影响预测及评价

### 4.4.1 施工期声环境影响预测及评价

本项目施工期噪声主要为钻前基础施工过程中，挖掘机、运输车辆产生的施工噪声；钻井过程中泥浆泵、钻井设备、振动筛产生的设备噪声；储层改造过程中压裂机械噪声和放喷噪声；油气集输工程基础施工过程中，各类动力设备、施工机械、运输车辆等产生的施工噪声。

#### 4.4.1.1. 钻前工程

在施工期间噪声主要来自施工机械和运输车辆辐射的噪声，施工噪声影响虽然是暂时的，但施工过程中采用的施工机械一般都具有噪声高、无规则等特点，如不加以控制，将会对施工区域周边环境产生一定的影响。

施工噪声可近似视为点声源处理，根据点声源噪声衰减模式，估算出离声源不同距离处的噪声值，预测模式如下：

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

式中： $L_A(r)$  — 距声源  $r$  处的施工噪声预测值，dB(A)；

$L_A(r_0)$  — 距声源  $r_0$  处的参考声压级，dB(A)；

$r$  — 预测点距声源的距离，m；

$r_0$  — 参考点距声源的距离，m。

$\Delta L$ —各种衰减量(除发散衰减外), dB(A)。室外噪声源  $\Delta L$  取为零。

根据噪声衰减模式, 各施工机具声源在不同距离处的噪声影响值(未考虑吸声、隔声等效果)参见表 4.4-1。

表 4.4-1 主要施工机械在不同距离的噪声值 单位: dB(A)

机械名称	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m	400m
推土机	79.0	69.4	65.0	62.1	59.0	56.7	55.5	53.0	47.0
载重汽车	76.0	66.4	62.0	59.1	56.0	53.7	52.5	50.0	44.0

根据预测结果可知, 工程建设期易引起昼间距施工场界 100m 范围超标, 夜间超标距离可达 400m。

本项目钻前工程仅在白天作业, 夜晚 10 点后不施工, 白天施工时应选择合理的施工时间, 尽量避开居民午休时间, 以此来降低噪声对附近居民的影响。本项目钻前工程施工工期较短, 总体上对声环境影响是可以接受的。

#### 4.4.1.2. 钻井工程

##### (1) 钻井噪声

本项目采用网电供电, 柴油发电机为备用电源。正常工况下, 钻机期间噪声主要来自钻井设备、泥浆泵、振动筛等, 噪声源强在 85~90dB(A)。源强见表 4.4-2, 主要噪声设备与场界关系详见表 4.4-3。

表 4.4-2 采取噪声防治措施后单钻机的噪声源强 单位: dB(A)

噪声设备	数量	源强	测量距离	降噪措施	降噪后源强
柴油发电机	2 台运行, 备用	100	1m	机房、消声器	95
柴油动力机	1 台运行, 备用	95	1m	机房、消声器	90
钻井设备	1 套运行	90	1m	/	90
泥浆泵	2 台运行	90	1m	加衬弹性垫料	85
振动筛	2 台运行	85	1m	加衬弹性垫料	80

表 4.4-3 平台噪声设备位置表

项目 距离	主要设备				
	柴油动力机机 (备用)	发电机 (备用)	钻井设备	泥浆泵	振动筛
东场界	30	30	35	35	35
南场界	40	35	35	35	35

西场界	35	35	30	30	30
北场界	60	65	65	65	65

## (2) 噪声预测方法及模式

### ① 预测方法

本项目按照钻井过程中最大噪声影响情况，预测网电及柴油发电机组供电情况下钻井平台场界和敏感点噪声值，并进行达标分析。

### ② 预测模式

预测时考虑声源在传播过程中经过距离衰减，采用《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2009)中的点声源几何发散衰减模式进行计算。

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

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

式中：

$L_{eqg}$  — 建设项目在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

$L_{Ai}$  — i 声源在预测点产生的 A 声级，dB(A)；

T — 预测计算的时间段，s；

$t_i$  — i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

声源在敏感点处的贡献值叠加背景值即为该敏感点处噪声预测值，计算采用评价导则 8.2.2 中(2)式，公式为：

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

式中：

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

$L_{eqb}$  — 预测点的背景值，dB(A)。

## (3) 预测结果分析

### ① 场界噪声预测分析

钻井过程中对井场场界昼夜间噪声值预测见表 4.4-4。

表 4.4-4 钻井工程场界噪声预测结果单位：dB(A)

预测工况	场界	场界噪声值		超标范围	
		昼间	夜间	昼间	夜间

预测工况	场界	场界噪声值		超标范围	
		昼间	夜间	昼间	夜间
网电供电 电供电	东场界	59.1	59.1	/	4.1
	南场界	59.1	59.1	/	4.1
	西场界	60.5	60.5	/	5.5
	北场界	53.8	53.8	/	/
柴油发 电机供电(备用)	东场界	66.1	66.1	/	11.1
	南场界	64.9	64.9	/	9.9
	西场界	65.5	65.5	/	10.5
	北场界	59.8	59.8	/	4.3

由上表可知，网电供电时，钻井期间场界噪声在昼间满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准；夜间，东场界、南场界、西场界噪声超标，超标范围4.1~5.5dB(A)。柴油发电机供电时，昼间各场界满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准；夜间各场界噪声均超标，超标范围为4.3~11.1dB(A)。由以上分析可知，网电供电时场界噪声明显小于柴油发电机供电，拟建项目钻井期间采用网电供电。

### ②敏感点影响预测分析

结合噪声预测达标范围，本次对井场周边居民点进行预测。根据监测结果，选取居民点噪声监测最大值作为噪声背景值进行预测，预测结果见表4.4-5和表4.4-6。

表4.4-5 网电供电时钻井过程敏感点噪声预测表 单位：dB(A)

敏感点名称	相对方向	距井场边界(m)	背景值		贡献值		预测值		超标范围	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民点	E	60	53	45	51.6	51.6	55.4	52.5	/	2.5
2#居民点	SE	120	53	45	49.2	49.2	54.5	50.6	/	0.6
3#居民点	S-SE	176	53	45	41.1	41.1	53.3	46.5	/	/
4#居民点	NE	185	53	45	37.1	37.1	53.1	45.7	/	/

表4.4-6 柴油发电机供电时钻井过程敏感点噪声预测表 单位：dB(A)

敏感点名称	相对方向	距井场边界(m)	背景值		贡献值		预测值		超标范围	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民点	E	60	53	45	54.1	54.1	56.6	54.6	/	4.6
2#居民点	SE	120	53	45	51.4	51.4	55.3	52.3	/	2.3
3#居民点	S-SE	176	53	45	43.4	43.4	53.4	47.3	/	/
4#居民点	NE	185	53	45	39.4	39.4	53.2	46.1	/	/

由预测结果可知：网电供电时，预测居民点昼夜间满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区标准，夜间，1#居民点、2#居民点噪声超标，分别超标 2.5dB(A)、0.6dB(A)。柴油发电机供电时，预测居民点昼间满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类功能区标准，夜间，1#居民点、2#居民点噪声超标，分别超标 4.6dB(A)、2.3dB(A)。

平台所采用的设备均符合国家产品标准，由于钻井作业为野外作业，针对高噪声设备进行降噪处理在技术上和经济合理性上均不适宜，因此，建设单位应在钻井期间对现场实测噪声超标的居民采取临时避让措施和宣传讲解的措施，争取周边居民谅解，将噪声对居民生活的影响降至最低。钻井噪声是暂时性的，钻井结束后影响即消失。

#### 4.4.1.3. 储层改造工程

压裂施工作业和测试放喷根据试气计划依次开展。压裂机组噪声为 90dB(A)，12 台压裂机组叠加后源强为 100.8dB(A)，仅在昼间施工；测试放喷时产生的高压气流噪声为 100dB(A)，昼夜连续测试。评价采用《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2009)中的点声源几何发散衰减模式进行预测，预测结果见表 4.4-7。

表 4.4-7 压裂、放喷噪声影响范围预测结果 单位：dB(A)

噪声源	距声源距离(m)								
	10	50	40	60	80	100	150	200	320
压裂设备	80.8	74.8	68.8	65.2	62.7	60.8	57.3	54.8	50.7
放喷测试	80.0	74.0	68.0	64.4	61.9	60.0	56.5	54.0	49.9

本项目单井压裂施工时间约 10d，在昼间进行，昼间距离压裂设备 110m 处能够满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准，压裂设备位于井场内，井场周边 110m 范围的 1#居民点可能会受到影响。

单井测试放喷时间约 10d，昼夜连续排放，昼间距离放喷池 100m 处能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准，夜间距离放喷池约 320m 处能够满足 2 类标准。放喷池周边 320m 范围内的居民点将受到测试放喷噪声影响。

工程建设通过合理的施工安排和对受影响居民采取临时避让措施(具体范

围根据施工过程中监测超标情况确定), 施工噪声对居民影响可以得到控制。施工噪声将随施工的结束而消失。

#### 4.4.1.4. 油气集输工程

地面工程施工噪声主要来源于设备安装机具噪声, 为间歇性噪声, 同时地面集输工程仅在昼间施工, 选用符合国家有关标准的施工机具, 尽量选用低噪声的施工机械, 地面集输工程施工噪声对环境的不利影响是暂时的、短期的行为。在合理安排施工时间, 加强施工管理后, 地面集输工程施工噪声的影响可接受。

#### 4.4.2 运营期声环境影响预测及评价

运营期间, 噪声源主要为集气站设备产生的噪声。噪声源强主要有分离器、分子筛脱水撬、压缩机等产生的噪声。噪声源强见下表。

表 4.4-8 运营期站场主要设备噪声源强 单位: dB(A)

噪声设备	数量	源强	测量距离	降噪措施	降噪后源强
压缩机	2 台	80	1m	基础减震	70
分离器	4 台	55	1m	机房、消声器、基础减震	50
分子筛脱水撬	2 台	55	1m	基础减震	50

各噪声设备距厂界距离见下表。

表 4.4-9 运营期站场设备位置一览表

站场	厂界	主要设备距厂界距离(m)		
		压缩机	分子筛脱水撬	分离器
集气站	东场界	15	15	15
	南场界	70	50	30
	西场界	50	50	50
	北场界	30	50	70

运营期各集气站场界噪声预测结果见下表 4.4-10, 敏感点噪声预测结果见表 4.4-11。

表 4.4-10 运营期各集气站场界噪声预测结果一览表

站场	场界	场界噪声贡献值	
		昼间	夜间
集气站	东场界	48.1	48.1

站场	场界	场界噪声贡献值	
		昼间	夜间
	南场界	35.0	35.0
	西场界	37.6	37.6
	北场界	42.0	42.0

表 4.4-11 运营期各敏感点噪声预测表 单位: dB(A)

敏感点名称	相对方向	距井场边界(m)	背景值		贡献值		预测值	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#居民点	E	60	53	45	38.9	38.9	53.2	45.9
2#居民点	SE	120	53	45	30.9	30.9	53.0	45.2
3#居民点	S-SE	176	53	45	28.6	28.6	53.0	45.1
4#居民点	NE	185	53	45	29.6	29.6	53.0	45.1

由表 4.4-10 可知,运营期各场界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准。由表 4.4-11 可知,运营期集气站周边各敏感点噪声均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准。

在事故和检修放空时,产生的放空噪声等级约为 80dB(A),在距声源不同距离的影响值见表 4.4-12。

表 4.4-12 放空噪声预测结果 单位: dB(A)

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

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

综上,运营期站场设备噪声对外环境及周边敏感点的影响较小。

## 4.5 固体废物环境影响分析

### 4.5.1 施工期固体废物环境影响分析

施工期固体废物主要为钻井岩屑、废油、废包装材料、废防渗材料、生活垃圾等。

#### 4.5.1.1. 钻井岩屑

清水岩屑主要作为井场铺垫或修建井间道路使用,水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后,外运用于砖厂制砖等资源化利用。

#### 4.5.1.2. 废油

钻井过程中废油的主要来源有：a、机械(泥浆泵、转盘、链条等)润滑废油。b、钻井设备清洗与保养、泥浆循环罐掏罐产生的废油，如更换柴油机零部件和清洗钻具、套管等。本项目废油产生总量约 5.5t，由井队综合利用或交由有相应危险废物处理资质的单位进行处置。

#### 4.5.1.3. 废包装材料

废包装材料主要为盛装钻井液、压裂液原材料的编制袋、空桶等，为一般固体废物，由厂家或有回收资质的单位回收，对区域环境影响较小。

#### 4.5.1.4. 压裂返排液絮凝沉淀污泥

压裂返排液絮凝沉淀污泥外运至一般工业固废处置场处置或资源化利用。

#### 4.5.1.5. 废防渗材料

场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料等(如油罐区防渗膜)，临时暂存在危废暂存间，最终交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

#### 4.5.1.6. 生活垃圾

本项目施工期生活垃圾定点收集后，由环卫部门统一清运处置。

综上所述，本项目施工期产生的固体废物均得到妥善处置，对周边环境影响较小。

### 4.5.2 运营期固体废物环境影响分析

运营期无人值守，无生活垃圾产生。运营期压缩机维护过程产生的废润滑油，交由有危险废物处理资质的单位回收处置，各类固体废物妥善处置后对周边环境影响小。

## 4.6 土壤环境影响分析

### 4.6.1 土壤环境影响类型及途径

本项目施工期对土壤的影响主要有两方面，一是工程排放的污染物对土壤质地性状的影响，页岩气开发对土壤的污染主要是落地油污、含油固体废物、钻井泥浆等，泄漏后可能导致土壤污染；二是工程建设钻井和地面工程建设的

开挖、填埋对土壤结构的破坏，挖掘、碾压、践踏及堆积物等均会使土壤结构破坏，土壤生产力下降。运营期间，采出水、废润滑油泄漏可能对土壤造成污染。服务期满后，本项目无废气、废水、废渣等污染物产生和排放，对土壤无环境影响。

根据项目污染物类别及排放情况，结合前述环境影响识别结果，对区域土壤环境的影响主要为项目运营期废水下渗影响。其土壤环境影响类型与影响途径见表 4.6-1，影响因子见表 4.6-2。

表 4.6-1 项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期		√	√					
运营期			√					
服务期满后								

表 4.6-2 建设项目土壤环境影响源及影响因子识别

工程阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染指标	特征因子	备注
建设期	废水池	压裂返排液收集	垂直入渗、地面漫流	COD、SS BOD <sub>5</sub> 、石油类、色度、 氨氮、磷酸盐、氯化物	COD、氯化物	事故
	软体罐					
	水基岩屑暂存区	水基岩屑收集	垂直入渗			
运营期	润滑油堆存区	废润滑油收集	垂直入渗	石油类	石油类	事故
	废水池、集气站内采出水管线	采出水收集、转运	垂直入渗	COD、SS BOD <sub>5</sub> 、石油类、色度、 氨氮、磷酸盐、氯化物、 硫酸盐	COD、氨氮、氯化物	事故

#### 4.6.2 施工期土壤环境影响分析

##### (1) 影响因素分析

本项目施工期的工程内容主要是基础施工、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程，包括地面的开挖和回填以及对深层土壤的破坏，对土壤环境的影响最直接，项目施工对土壤环境的影响主要有：

##### ①破坏土壤结构

土壤结构是在当地自然条件下土壤经过长期的发育过程形成的较为稳定的结构系统，在施工开挖过程中会破坏原有土壤结构。土壤中的分层特征和团粒结构是经过长期发展形成的，遭到破坏后，恢复需要较长的时间。

#### ②改变土壤质地

土壤质地因所处地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化，即使同一土壤剖面，表层与底层的土壤质地也有明显的不同。由于土壤在形成过程中层次分明，表层为耕作层，中层一般为淋溶淀积层，底层是母质层。土壤类型不同，各层次的理化性质和厚度会存在较大的差别。

#### ③影响土壤紧实度

基础施工后一般在短时期难以恢复其原有的紧实度。表层过于疏松时，因灌溉和降水容易造成水份下渗，使土层明显下陷形成凹沟。过于紧实时又会影响植物根系下扎。施工期间的车辆和重型机械的碾压也会造成管道两侧表层过于紧实，对植物生长产生不良影响。

#### ④项目建设临时占地对土壤环境的影响

临时占用的土地，一部分是可以复垦利用的，但因施工中的机械碾压、施工人员践踏、振动等原因，对土壤的理化性质、肥力水平都有一定影响。

#### ⑤施工废弃物对土壤环境的影响

项目施工的产生的废弃物若落入土地，有可能把固体废弃物残留于土壤之中。这些固体废物一般都比较难于分解，影响环境景观和作物生长，若埋于土壤中则会对作物根系的生长和发育造成影响。

#### ⑥项目建设对土壤养分现状的影响

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分状况分布而言，表土层远较心土层好，其有机质、全氮、速效磷和速效钾等含量高，紧密度与孔隙状况适中。施工势必扰动原有土体构型，使土壤养分分布状况受到影响，严重者会造成土壤性质的恶化，并影响其表层生长的植被，甚至难于恢复。

#### ⑦事故状态下对土壤的影响

本项目施工期间，事故情况(井喷、柴油罐泄漏、池体破损泄漏等)对土壤质量影响较大。根据本区域钻井情况，本项目发生井喷的概率很小，但由于井

喷事故对土壤质量影响很大，喷出的液体主要为泥浆，洒落在地面上，污染(扩展)面积较大；或当柴油罐穿孔泄漏，在泄漏初期由于泄漏的柴油量少，可收集在围堰内，不会泄漏至外环境；但若长时间泄漏，柴油可能溢出围堰，造成大面积土壤环境的污染。泄漏的大量柴油进入土壤环境中，油类物质在土壤下下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大(油类物质一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚)，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

## (2)防控措施

### ①源头控制

主要包括在设备、污水储存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程度；放喷临时管线地上敷设，做到污染物“早发现、早处理”，减少泄漏而造成的土壤及地下水污染。

### ②过程防控

1)井场采取分区防渗措施，钻井工程中的化工药品堆存区设置遮雨棚及围堰，地面铺设防渗膜，因此只要加强对化工药品的管理，就可以有效避免污染物泄漏污染土壤。井场设 2 个柴油罐，每个  $10\text{m}^3$ ，临时存储钻井用柴油，最大储存量 15t，日常储量 10t，柴油罐均设置围堰，且油罐为成套钢质油罐，柴油发生大量泄漏的几率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集围堰范围内，可有效防止土壤污染。在压裂过程中，井场设置 12 个盐酸储罐，每个储罐  $10\text{m}^3$ ，临时储存量一般为  $120\text{m}^3$ 。盐酸罐区井场地面采用混凝土硬化，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量。同时，压裂机组地面铺设防腐防渗膜及围堰，可有效防止土壤污染。

2)本项目钻井采用水基岩屑不落地装置进行处理，保证废水、水基岩屑不落地，井场内各池体均采取防渗处理，在严格执行各项环保措施，项目钻井废水和钻井泥浆对土壤影响很小，影响范围有限，后期土地整治后可恢复土壤生产力。

3)井场采取全覆盖监控，在平台内设置 1 台室外网络高清球型摄像机用于对新建平台的工艺设备区进行监控；设置 1 台室外网络高清枪式摄像机对大门

口进出人员情况进行监视；以便预防意外闯入和及时发现险情给予报警及火灾确认等。

#### 4.6.3 运营期土壤环境影响分析

##### (1) 影响分析

运营期间，平台内仅保留井口装置，采出水汽车拉运至武隆工区采出水处理站处理达标后排放，运营期废润滑油在危险废物暂存间暂存。运营期间，可能的影响主要为废水的泄漏造成的土壤污染，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，可能增加土壤中 COD、石油类等污染物。

##### (2) 防控措施

###### ① 源头控制

1) 运营期废润滑油在危险废物暂存间暂存，危险废物暂存间应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）相关要求。

2) 因采出气不含  $H_2S$ ， $CO_2$  分压  $\leq 0.021MPa$ 。根据《天然气脱水设计规范》(SY/T 0076-2008)要求，站内管线不采取内防腐措施；

3) 设备、管道及钢结构表面除锈等级均为 Sa2.5 级。本工程新增设备主要为两相流量计、分子筛脱水撬、计量分离器撬和压缩机撬，设备本身自带防腐涂层。

###### ② 过程防控

1) 定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；

2) 加强水池的巡视、罐车运输管理，保证废水不外溢；

3) 对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响。

#### 4.6.4 退役期土壤环境影响分析

当不具备商业开采价值时或停止采气后将按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》相关规定采取封井作业。废弃井封井回填工作流程包括废弃井判定、环境风险评估、封井回填与验收等步骤。本项目在采取相关措施后，对土壤环

境的影响较小。

同时，建设单位应按照《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部令 部令 第 3 号)在“终止生产经营活动前，应当参照污染地块土壤环境管理等有关规定，开展土壤和地下水环境初步调查，编制调查报告……”。

工程设施退役后，建设单位或生产经营单位应当按照相关要求，采取有效生态环境保护措施。同时，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。

#### 4.7 生态环境影响预测及评价

本项目影响生态环境的因素主要是在钻前施工期间，在此期间会对占地范围内植被进行清除，改变土地利用现状；土地开挖、平整会改变土壤结构，造成地表裸露，开挖的土石方临时就近堆放，可能引起新的水土流失；环境改变和施工噪声可能会影响周围栖息的动物。

##### （1）土地利用影响分析

本项目总占地面积为 11750m<sup>2</sup>，其中井场、井场道路、放喷池、废水池等利用原有占地，软体罐和临时生活区占地为新增占地，新增占地约 1300m<sup>2</sup>，其中占用旱地 800m<sup>2</sup>，占用荒草地 500m<sup>2</sup>。

本项目占地均为临时占地，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的变化，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粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，在施工结束后应进行耕地的复垦工作，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。压裂试气期间的供水管线为临时耐压软管，不需要开挖管沟，压裂供水结束后拆除，对土地影响较小。

本项目属于矿产资源开发行业，井场选址按照“工程服从地质、地面服从地下；地质兼顾工程、地下兼顾地面”的原则，选址具有一定的局限性，本项

目占用基本农田面积约为 8917m<sup>2</sup>。根据《基本农田保护条例》：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。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。

《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）提出：要处理好涉及永久基本农田的矿业权设置。全国矿产资源规划确定的战略性矿产，区分油气和非油气矿产、探矿和采矿阶段、露天和井下开采等情况，在保护永久基本农田的同时，做好矿产资源勘查和开发利用。非战略性矿产，申请新设矿业权，应避让永久基本农田，其中地热、矿泉水勘查开采，不造成永久基本农田损毁、塌陷破坏的，可申请新设矿业权。矿业权申请人依法申请战略性矿产探矿权，开展地质勘查需临时用地的，应依法办理临时用地审批手续。石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接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。

综上所述，本项目应按照《基本农田保护条例》、《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）等有关规定完善相应征占手续，采取“占补平衡”措施，可有效控制占地对区域土地资源及群众生活所造成的负面影响。

采取以上措施后，预计本工程占地对区域土地利用的影响较小。

## （2）植被影响分析

本项目占地范围内植被将清除，未发现珍稀保护植物，新增占地为荒草地和旱地，且占地面积不大，对区域植被影响小。

放喷时，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，且燃烧时间短，加装防火砖墙阻挡燃烧热，热辐射影响时间短，测试放喷时，对放喷池周边植被影响较小。

### （3）动物影响分析

本项目的评价区内野生动物种类较少，未见大型野生哺乳动物出没迹象，现有的野生动物多为一些常见的蛇类、啮齿类、鸟类及昆虫等，无珍稀保护动物。

本项目占地面积较小，对当地地表植被的影响也是局部的，不会引起该区域野生动物生存环境大面积的明显改变，因此，本项目的建设对野生动物影响不大，对野生动物的影响主要来自施工人员活动、施工噪声等影响，但这种影响是局部和暂时的，随工程的结束而消失，不会引起该区域野生动物大面积迁移或消亡。

### （4）对项目所在区域景观影响分析

区域内景观单元异质性程度高，工程的开展可使区域景观异质化程度进一步提高，引起局部生态景观的变化。但由于占地面积较小，项目工矿景观的加入对整个评价区现有景观格局并没有太大改变，除人工建筑景观外其它景观的多样性、优势度均没有太大变化，各景观内部景观要素的组成稳定。但项目的实施将会使区域景观斑块的破碎程度有一定的增加，但对自然景观内部功能的发挥阻碍作用较小，斑块之间继续保持着较高的连通性。本项目结束后，将拆除井架及相关设备，并对临时用地进行生态恢复，项目建设对周边景观影响较小，可控制在当地环境可接受范围内。

### （5）水土流失影响分析

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

本项目由于施工期短，占地面积小，土石方可场内平衡，无外运土石方，

工程实际新增的水土流失量小，在环境可接受范围内。

#### (6) 闭井后生态环境影响分析

本项目若未获可开发工业气流则按照行业规范采取封井作业。首先，采用水泥对套管及套管壁进行固封，防止天然气串入地层；同时在射孔段上部注入水泥，形成水泥塞封隔天然气层。在井口套管头上安装丝扣法兰，其工作压力大于最上气层的地层压力，装放气阀，盖井口房，在丝扣法兰上标注井号、完井日期，并设置醒目的警示标志，加以保护，防止人为破坏和气体泄漏污染及环境风险事故。若后续不在平台内继续布井，本项目钻探工程结束后，将对井场钻井设备、压裂测试设备、生活区、软体罐、旱厕等进行拆除、搬迁，回填放喷池、废水池，除井口区域采取碎石硬化外，井场其他区域进行土地复垦，根据《土地复垦条例》，需编制土地利用复垦方案，土地复垦应当坚持科学规划、因地制宜、综合治理、经济可行、合理利用的原则，因地制宜地建立植被与恢复体系，遵循破坏土地与周边现状保持一致的原则。

若后续需利用本平台继续布井，本项目钻探工程结束后，对井场钻井设备、压裂测试设备、生活区、软体罐进行拆除、搬迁，拆除水基岩屑暂存区，井口区域采取碎石硬化，保留井场、井场道路、放喷池、废水池、旱厕等设施便于后续钻井继续利用，后续钻井需完善相关环评手续，明确保留设施依托的可行性，保留期间，建设单位需对井场进行巡检，确保边坡稳固，防止发生滑坡、崩塌等，产生大的水土流失。

## 4.8 环境风险评价

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

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

## 4.8.1 评价依据

### 4.8.1.1. 风险调查

本项目钻井过程中使用的材料有钻井液、固井水泥、堵漏剂，钻井时使用的柴油燃料等。本项目目的层天然气的成分以甲烷等烃类物质为主，硫化氢含量很低，属不含硫化氢气井。主要材料和产品成分、物理化学特性及毒理性如下：

#### (1) 钻井液、压裂液、固井水泥

水基钻井液以粘土(主要用膨润土)、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成分和相态共存的悬浮液，主要添加成分有纯碱、氯化钾、低粘羧甲基纤维素钠盐、氢氧化钠等化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。钻井液中影响环境的主要成分是有机物类、无机盐类、烧碱等配浆和加重材料中的杂质，目前采用的水基泥浆钻井液属无毒无害物质，呈碱性。

本项目采用水力压裂，压裂液体系选用减阻水和活性液混合液体系，压裂液主要成分为水，添加有减阻剂、防膨剂、增效剂等。

水泥及添加剂主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不含易燃、易爆、有毒物质。

#### (2) 柴油

场地多种设备通过柴油机提供动力和电力。柴油属于闪点在 28℃ 与 60℃ 之间的易燃、具爆炸性的液体，属于乙类危险品。

#### (3) 盐酸

在水力压裂前使用盐酸作为前置酸，主要功能为解堵地层。盐酸在压裂期间，由厂家运输至井场，采用 10m<sup>3</sup> 的钢体储灌进行储存，储存量一般为 120m<sup>3</sup>，储存时间一般为 10d，本项目盐酸浓度为小于 37%，未到达《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)中的浓度(37%)，且根据盐酸 MSDS，盐酸危害水生环境性质为“急性危害，类别 2”；盐酸 LD50 为 900mg/kg(经口)，根据《化学品分类和标签规范 第 18 部分：急性毒性》(GB 30000.18-2013)判定为“健康危险急性毒性物质(类别 4)”，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，本项目稀盐酸不属于重点关注的危险物质，本次对盐酸进行环境风险分析，不纳入 Q 值计算。

#### (4)甲烷

若发生井喷失控事故，可能发生泄漏事故，本项目目的层页岩气主要成分为甲烷，根据钻井地质资料，预计目的层不含硫化氢，钻井过程中钻遇地层之间可能含有硫化氢气体，本项目按照含硫气井进行安全把控。

#### (5)生产废水

本项目废水主要为集气站在采气过程中产生的气液分离废水，分离废水的主要污染物为 COD、氯化物、氨氮等，污染物浓度为 COD200~2500mg/L，氨氮浓度为 15~85mg/L，Cl<sup>-</sup> 浓度为 10000~14000mg/L，但 COD 浓度小于 10000mg/L，氨氮浓度小于 2000 mg/L，不属于《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)重点关注的危险物质。

### 4.8.1.2. 环境风险潜势初判

#### (1)危险物质及工艺系统危险性的确定

本次评价分为施工期及运营期。根据建设项目不同阶段涉及的危险物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度确定环境风险潜势。

##### ①危险物质数量与临界量比值(Q)

根据分析建设项目生产、使用、储存过程中涉及的有毒有害、易燃易爆物质，定量分析危险物质数量与临界量的比值(Q)。

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；当存在多种危险物质时，则按式计算物质总量与其临界量比值(Q)：

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ -每种危险物质的临界量，t。

结合项目特点，按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B 表 B1、表 B.2 判定。

根据项目特点，不同施工阶段，风险物质不同，本次将 Q 值计算评价分为施工期及运营期。施工期间，环境风险集中在钻井工程和储层改造阶段。运营期，将集气站作为功能单元分别进行评价。

表 4.8-1 建设项目 Q 值确定表

不同时段	工程阶段	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q <sub>n</sub> /t	临界量 Q <sub>n</sub> /t	Q 值
施工期	钻井工程	柴油	/	15	2500	0.006
		废油	/	0.32	2500	0.000128
		项目 Q 值 Σ				
	储层改造工程	柴油	/	15	2500	0.006
		废油	/	0.32	2500	0.000128
		项目 Q 值 Σ				
运营期	风险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q <sub>n</sub> /t	临界量 Q <sub>n</sub> /t	Q 值
	集气站	甲烷	74-82-8	0.78	10	0.078
		废润滑油	/	0.16	2500	0.000064
		Q 值 Σ				

### ②环境风险潜势判断

根据表 4.8-6，拟建项目施工期间各施工阶段、运营期 Q 值均小于 1，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，本项目环境风险潜势为 I。

#### 4.8.1.3. 评价等级

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

#### 4.8.2 保护目标概况

本项目环境风险敏感特征见下表。

表 4.8-2 建设项目环境风险敏感特征表

类别	环境敏感特征					
环境空气	厂址周边 500m 范围内人口数小计					小于 500 人
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					小于 1 万人
	大气环境敏感程度 E 值					E3
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	清水溪	III		不跨国界、省界	
	内陆水体排放点下游 10km(近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍)范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	事故排放点水体下游 10km 无敏感目标					
	地表水环境敏感程度 E 值					E2
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感	水质目	包气带防污性能	与下游厂界距

			特征	标		离/m
	1	Q2	不敏感	III	D1	65m
地下水环境敏感程度 E 值						E2

### 4.8.3 风险识别

#### 4.8.3.1. 物质危险性识别

本项目施工期间，危险物质为柴油。运营期间，危险物质为页岩气，页岩气主要成分为甲烷，不含硫化氢。

##### (1) 柴油

柴油属于闪点在 28℃ 与 60℃ 之间的易燃、具爆炸性的液体，属于乙类危险品，其特性见表 4.8-3。

表 4.8-3 柴油的危险特性

标识	中文名	柴油	英文名	Diesel oil	分子式	分子量
理化性质	溶解性	与水混溶，可混溶于乙醇	外观	稍有黏性的棕色液体。		
	性能参数	沸点 (°C)	-18	熔点 (°C)	饱和蒸气压	0.67kPa
		相对密度 (水=1)	0.87-0.90		相对密度 (空气=1)	3.38
燃烧爆炸危险性	燃烧性	不燃	闪点 (°C)	55	引燃温度 (°C)	257
	聚合危害	不聚合	火灾危险级别		甲	
	危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。灭火方法：消防人员必须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。自在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。				
	燃烧产物	一氧化碳、二氧化碳	禁忌物	强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物		
毒性及健康	毒性	属中等毒类				
	接触极限		侵入途径		吸入、食入、经皮肤吸收	
	健康危害	皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。				

危害	防护	<p>皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。</p> <p>眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗。就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入：尽快彻底洗胃。就医。</p> <p>工程防护：密闭操作，注意通风。</p> <p>个人防护：空气中浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。经济事态抢救或撤离时，必须佩戴空气呼吸器。戴化学安全防护眼镜。穿一般作业防护服。戴橡胶耐油手套。工作现场禁止吸烟。避免长期反复接触。</p>
包装与储运	储运注意事项	<p>不储存于阴凉、通风的库房内。远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备工具和合适的收容材料。运输前应先检查包装容器是否完整、密封，运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。运输时运输车辆配备相应的品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p>

## (2) 甲烷危险性分析

甲烷属于《化学品分类和危险性公示 通则》(GB13690-2009)中的气相爆炸物质，泄漏在环境中与空气混合后易达到爆炸极限，此时若遇火或静电可能引起燃烧和爆炸。其爆炸极限范围为 5%~15%(体积比)。当空气中甲烷浓度达到 10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。甲烷的物理化学特性详见表 4.8-4。

表 4.8-4 天然气主要成分 CH<sub>4</sub> 物理化学特性表

国标编号	21007		
CAS 号	74-82-8		
中文名称	甲烷		
英文名称	methane; Marsh gas		
分子式	CH <sub>4</sub>	外观与性状	无色无臭气体
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃ 闪点：-188℃
熔点	-182.5℃ 沸点： -161.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚
密度	相对密度（水=1）0.42 相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
危险标记	4（易燃液体）	主要用途	燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造
1、健康危害			

侵入途径：吸入。

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

2、爆炸风险  
甲烷爆炸极限为 (V/V) 5.3-15.0%

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

4. 环境标准：  
前苏联车间空气中有害物质的最高容许浓度 300mg/m<sup>3</sup>  
美国车间卫生标准窒息性气体

5. 应急处理处置方法：  
一、泄漏应急处理  
迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。

二、急救措施  
皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。  
吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。  
灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

### (3) 硫化氢

根据钻井地质资料，预计目的层不含硫化氢，钻井过程中钻遇地层之间可能含有硫化氢气体，硫化氢特性见表 4.8-5。

表 4.8-5 H<sub>2</sub>S 物理化学特性表

国标编号	21006		
CAS 号	7783-06-4		
中文名称	硫化氢		
英文名称	hydrogen sulfide		
别名	氢硫酸		
分子式	H <sub>2</sub> S	外观与性状	无色有恶臭气体
分子量	34.08	蒸汽压	2026.5kPa/25.5℃ 闪点：<-50℃
熔点	-85.5℃ 沸点：-60.4℃	溶解性	溶于水、乙醇
密度	相对密度（空气=1）1.19	稳定性	稳定
危险标记	4（易燃气体）	主要用途	用于化学分析如鉴定金属离子
<b>1. 对环境的影响：</b>			

**一、健康危害**

侵入途径：吸入。

健康危害：本品是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。

**二、毒理学资料及环境行为**

急性毒性：LC<sub>50</sub>168mg/m<sup>3</sup>（大鼠吸入），人吸入：LCL<sub>0</sub> 600ppm/30min, 800ppm/5min。

污染来源：一般作为某些化学反应和蛋白质自然分解过程的产物以及某些天然物的成分和杂质，而经常存在于多种生产过程中以及自然界中。如采矿和有色金属冶炼。煤的低温焦化，含硫石油开采、提炼，橡胶、制革、染料、制糖等工业中都有硫化氢产生。开挖和整治沼泽地、沟渠、印染、下水道以及清除垃圾、粪便等作业，还有天然气、火山喷气、矿泉中也常伴有硫化氢存在。危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硫酸或其它强氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引起回燃。燃烧（分解）产物：氧化硫。

**2. 现场应急监测方法：**

①便携式气体检测仪器：硫化氢库仑检测仪、硫化氢气敏电极检测仪；

②常用快速化学分析方法：醋酸铅检测管法、醋酸铅指示纸法

**3. 应急处理处置方法：****一、泄漏应急处理**

迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 300m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液，管路装止回装置以防溶液吸回。

**二、防护措施**

呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩带过渡式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩带氧气呼吸器或空气呼吸器。

眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴防化学品手套。其它：工作现场严禁吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。及时换洗工作服。作业人员应学会自救互救。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。

**三、急救措施**

皮肤接触：脱去污染的衣着，用流动清水清洗。就医。

眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底清洗至少 5min。就医。

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

灭火方法：消防人员必须穿戴全身防火防毒服。切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。

**4.8.3.2. 生产系统危险性识别****(1) 施工期钻井过程潜在危险性因素识别**

钻井中常见可能诱发事故的因素有井漏、井涌、气侵，主要事故为井喷、井喷失控。

**① 钻井作业危险性因素识别**

页岩气在钻探作业过程中发生泄漏后的影响后果严重，即井喷失控、着

火爆炸是钻井工作中最重大的危险。当钻进气层后，遇到高压气流，因各种原因使井内压力不能平衡地层压力时而造成井喷和井喷失控事故。

#### ②钻井辅助设施环境风险识别

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

#### ③套管破裂事故对环境的影响

套管破裂后，页岩气体可能窜层泄漏进入地表，遇火爆炸燃烧等。

#### ④地下水井涌对环境的影响

钻井过程中，钻遇含水地层时，易发生承压地下水涌出地表，从而发生地下水及钻井液污染地表水体的情况发生。

### (2)运营期潜在危险性因素识别

项目运营过程中可能诱发事故的因素有页岩气集输过程中管线等压力设备破裂、泄漏引发火灾爆炸引发的大气污染及废水池破损导致废水泄漏污染地表水环境等。

#### ①站场工程危险性因素识别

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

#### ②站内管线危险因素识别

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

### 4.8.3.3. 危险物质向环境转移的途径识别

根据项目的危险物质的性质，项目潜在的环境风险主要是在存放的过程中由于管理或操作的失误导致危险物质的泄漏，泄漏物进入周围环境空气、地表水、土壤，从而导致对周围环境空气、地表水、土壤乃至地下水的污染，进而影响人体健康。

表 4.8-6 环境风险识别表

序	危险单	风险源	主要危险	环境风险类	环境影响途	可能受影响的	备
---	-----	-----	------	-------	-------	--------	---

号	元		物质	型	径	环境敏感目标	注
1	钻井辅助设施	储备罐、池体等	钻井液、废水等	土壤、地下水	泄漏渗入土壤	周边居民	施工期
2	柴油罐	柴油罐	液态危险废物	大气、土壤、地下水	泄漏渗入土壤或引起火灾	周边居民	
3	集气站	分离器、压缩机、站内管线等	甲烷	大气	泄漏引起火灾	周边居民	运营期
4	站内管线	采出水罐	废水	土壤、地下水	泄漏	周边农田	

#### 4.8.4 环境风险分析

##### 4.8.4.1. 井喷失控环境风险分析

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

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

##### 4.8.4.2. 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

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

#### 4.8.4.3. 套管破裂天然气窜层泄漏进入地表环境风险影响分析

套管破裂在钻井中出现的几率非常小，在严把质量关的前提下发生该事故的几率极其小。由于通过地下岩层的阻隔，事故发生后窜层泄漏进入地表的量、压力、速率比井喷量小很多，影响程度比井喷小很多。但出现的泄漏点多，出现位置不能进行有效预测，但主要在井口周边地带。主要表现为可燃气体的泄漏遇火爆炸环境风险，形成的爆炸冲击波较井喷失控时甲烷扩散遇火爆炸形成的爆炸冲击波影响小得多。

#### 4.8.4.4. 池体或软体罐破损环境风险影响分析

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

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

#### 4.8.4.5. 地下水井涌事故风险影响分析

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

#### 4.8.4.6. 油罐事故影响分析

网电断电时，钻井需使用柴油，油罐布置在井场地势较高处，风险影响主要是柴油罐的区的火灾爆炸。油罐设置在混凝土基础上，基础周边设置有围堰及收油沟。油罐密闭，柴油发生大量泄漏的几率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集在隔油池内，可有效进行防止污染。罐体破裂导致柴油大量泄漏的几率很小，一旦产生废油泄漏主要污染罐体周边旱地土壤，根据周边地势，主要流入旱地，对旱地土壤造成污染，造成经济影响。

#### 4.8.4.7. 压裂前置酸泄漏事故影响分析

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

#### 4.8.4.8. 压裂返排液转运事故影响分析

本项目压裂返排液由专用罐车装载转运,罐体为钢板密封罐,发生翻车泄漏的几率很小。罐车转运过程中发生事故污染的可能性极小,加强转运风险防范措施后,其环境风险值在环境可接受范围内。

#### 4.8.4.9. 集输过程中环境风险分析

##### (1)甲烷泄漏环境风险分析

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

##### (2)采出水泄漏污染水环境

采出水在储存和转运过程中泄露进入土壤环境,可能导致土壤污染,同时对土壤中微生物环境产生危害,导致土壤微生物细胞渗透压升高,细胞因脱水引起质壁分离,同时还会破坏细胞膜。采出水属高含盐废水,进入地表水体可能导致水体污染,造成富营养化,导致水生生物细胞渗透压升高,细胞因脱水引起质壁分离,同时还会破坏细胞膜,影响水生生物生长。采出水泄露进入地下水环境,可能对地下水造成不利影响。

本项目采出水由专用罐车装载转运,罐体为钢板密封罐,发生翻车泄漏的几率很小。罐车转运过程中发生事故污染的可能性极小,加强转运风险防范措施后,其环境风险值在环境可接受范围内。

#### 4.8.5 环境风险防范措施及应急要求

##### 4.8.5.1. 环境风险管理措施

石油天然气部门建设单位以及施工钻井队各项作业均在推行国际公认的 HSE 管理模式，较成熟。结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员。把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节。为防止事故的发生起到非常积极的作用。现场作业严格按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014)、《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》(Q/CNPC53)的要求执行。

中石化重庆页岩气有限公司安全环保室负责指导本项目的环境保护和安全工作，同时以钻井队队长为组长，包括钻井队各部门主要负责人和地方政府为组员的事态应急领导小组，负责整个工程的环境风险管理。在应急领导小组下，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组 and 环境保护组。

本项目虽属不含硫化氢气井，但钻井所穿的部分地层可能含有硫化氢气体，因此整个钻井施工中严格按照含硫气井进行风险防范，并按照含硫气井高标准要求落实好环境风险防范、应急措施以及环境风险管理措施。

#### 4.8.5.2. 施工期环境风险防范措施

##### (1) 钻井工程井控措施

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

主要有以下几方面：

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

②防火、防爆措施：发电房摆放按 SY/T 5225 中的相应规定执行。井场电器设备、照明器具及输电线路的安装应符合 SY/T 5225 中的相应规定。柴油机排气管应无破漏和积炭，并有冷却灭火装置。

③防硫化氢措施：在井架上、井场盛行风入口处等地应设置风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有害、可燃气体。钻井队钻井作业时仍按《含硫油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2003)的规定配备硫化氢监测仪器和防护器具，并做到人人会使用、会维护、会检查。加强对返排泥浆中硫化氢浓度的测量，充分发挥除硫剂和除气器的功能，保持钻井泥浆中硫化氢浓度含量在  $50\text{mg}/\text{m}^3$  以下。

#### (2)公众安全防护

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

#### (3)配备应急点火系统及点火时间、点火管理

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

#### (4)钻井进入目的层对居民的风险事故疏散准备

根据《含硫油气井安全钻井推荐作》(SY/T5087-2003)8.2.2.3 节要求，“当发生井喷失控时，应按下列应急程序立即执行：(a)当现场总负责人或其指定人员向当地政府报告，协助当地政府做好井口 500m 范围内的居民的疏散工作，根据监测情况决定是否扩大撤离范围；(b)关停生产设施；(c)设立警戒区，任何人未经许可不得入内；(d)请求援助”。因此建设单位应根据本项目钻井设计，重点做好钻至目的层前 2 天随时组织井口周围 500m 范围内居民风险事故疏散的准备，同时对临时安置集中点提供必要的生活保障、服务设施。在钻井作业过程中应严格落实《钻井井控技术规程》(SY/T6426-2005)、《含硫油气井安全钻井推荐作》(SY/T5087-2003)、《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)、

《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6283-1997)和《石油天然气钻井健康、安全与环境管理导则》(Q-CNPC 53-2001)等相关钻井和井控规范要求。

#### (5)池体事故防范

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

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

当池体发生渗漏时，应立即将池体中废水全部转运井场场内用罐体或采用罐车拉运至工区其他钻井平台池体内暂存。针对泄漏处，采用挖坑方式收集泄漏液体，并铺设防渗膜，防止废水沿土壤进一步扩散，利用水泵将收集的液体转移至可用罐体内。同时，对池体进行修复，对渗漏部位进行加固和防渗处理，经承压试验合格后方可再次使用，避免再次发生泄漏事故。

#### (6)地下水井涌防范

在钻井过程中，为防范发生地下水涌出污染地表土壤和水体的事情发生，在发生井涌后，应将涌出水引入废水池、软体罐等池体中。

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

#### (7)地下水漏失方法

钻遇大型溶洞和地下暗河时，钻井液漏失一般比较严重。开工建设前应进一步开展水文地质条件勘察，查明地下溶洞、暗河分布情况。解决钻井液漏失的方法一般为采用清水强钻套管封隔技术、速凝水泥堵漏技术、井口充砂技术、复合堵漏袋、尼龙袋堵漏工具、投入用水溶性壳体组成的堵漏物质等。

#### (8)夜间特别管理机制

由于钻井工程特点需要 24 小时连续作业，所以应特别警惕夜间风险事故

的防范和应急。虽然在严格按照井喷失控 5min 内及时点火的原则，5min 内泄漏的天然气不会危及井场周边农民的生命和健康。但为了确保周围居民的健康，应在井喷失控时紧急疏散撤离周边井口 500m 范围内居民，至固井作业完成。井场配备高音喇叭、防爆灯具，以便夜间事故及时通知周边居民，防爆灯具应布置在井场内风向标处，以便井场人员和周边较近居民可判断风向，带领其他人员撤离。井场实行轮班制度，保证夜间各岗位有相应值班人员。对居民进行公众教育、培训中应强调夜间自救内容，要求居民夜间保持通讯设备的畅通，夜间不关手机等。强调在钻气层期间夜间保持一定的警惕，提出在夜间事故报警后及时撤离。

#### (9)柴油及盐酸储罐事故防范措施

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

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

#### (10)化学药品事故防范措施

平台化学药品堆放于药品堆放仓库，地面铺设防渗膜及遮雨棚。药品必须堆放整齐、标志明显，并有专人保管，严格执行定置管理，防湿、防潮、防渗，加强安全保管措施。

#### (11)废水、岩屑转运事故防范措施

①对承包废水、岩屑转运的承包商实施车辆登记制度。

②转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。

③加强转运车辆装载量管理，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。加强驾驶员外及其他拉运工作人员管理，要求工作人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。

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、岩屑转运应避免大雾、暴雨等恶劣天气。

⑦合理选择运输路线，转运路线尽量避开饮用水源保护区、自然保护区等环境敏感区。

#### 4.8.5.3. 运营期环境风险防范措施

##### (1)站场工程安全措施

设井口安全截断阀，可在超压或失压情况下自动快速截断，保护气井和地面设施。

为防止场站内设备及管线超压，场站内设置有安全泄放阀，安全泄压阀与场站放空系统相连。站内管线及设备设有手动放空，放空阀后与防空系统相连；集气站设置有放空立管，作为检维修、事故站内管线的放散。

##### (2)消防工程安全措施

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

##### (3)自动控制工程安全措施

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

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

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

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

##### (4)工程安全管理措施

#### ① 防火灾、爆炸对策措施

建立动火制度，明确责任制，对火源进行严格管理。

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

整个场站应当严禁烟火。

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

#### ② 站场装置和管道防爆对策措施

严格执行安全生产制度及操作规程。

投产后的管线应定期防腐涂层检测、阴极保护有效性检查、智能清管检测等。

站内设备和管线严禁超压工作。

安全阀与压力表要定期校验检查，保证准确灵敏。

仪表间及安装有集气设备的其它工作间，应特别注意防止设备漏气；室内要通风良好，防止可能漏失天然气的聚集，并严禁烟火，防止发生天然气爆炸燃烧。

上班人员应穿戴工作服和工作鞋，以免产生静电火花和撞击火花。

#### ③ 管道运行管理对策措施

建立安全技术操作规程和巡检、清管制度，并必须执行。

应制定定期检测计划，定期对照安全检查表进行安全检查。

管道防腐设备、检测仪器、仪表，应实行专人负责制，必须定期检定和正确使用。

投产后巡线工应进行经常性的巡线活动，防止管道中心各侧 5m 内修筑构筑物占压管道和第三方施工破坏管道。

### 4.8.5.4. 环境风险事故应急措施

#### (1) 环境风险应急基本要求

应把防止井喷失控等作为事故应急的重点，避免造成人员及财产损失，施工单位应本着“人员的安全优先、防止事故扩展优先、保护环境优先”的原则，按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014)的要求和

评价要求制定和当地政府有关部门相衔接的事故应急预案。

## (2)环境风险应急关键措施

井喷发生后，应立即组织首先撤离井口周边 500m 的居民。井喷失控后，在 5min 内完成井口点火燃烧泄漏天然气。将天然气燃烧转化为 CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>O。放喷燃烧期间井口外 500m 范围内确保无居民。点火应监测甲烷浓度，取 5.0% 和 15% 作为甲烷的爆炸上、下限区域，防止爆炸事故。

## (3)环境风险事故时人员撤离的范围及路线

### ①紧急撤离区

本项目井口 500m 范围内为紧急撤离区，虽然在严格按照井喷失控 5min 后及时点火的原则，5min 内泄漏的天然气浓度不会危及井场周边农民的生命和健康，但为了确保周围居民的健康，应立即撤离周边井口 500m 范围内居民，至固井作业完成。

撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风向方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。由于涉及人员多，应通过应急组织机构负责组织撤离，通过广播系统和电话系统通知。由于远处居民不能看到风向标，在通知撤离时要由专业人员根据风向标说明撤离方向。可通过广播系统和电话系统通知，应通过协调村委会通过电话通知，设立 1 个联络点。指定 5 人负责通知周边居民。

### ②一般撤离区

本项目井口 500m 范围外为一般撤离区，根据布置的实时监测点环境空气质量情况，判断受环境风险影响程度和指导下一步环境风险应急措施开展；若监测数值指示需撤离时，采取镇、区两级联动组织一般撤离区内的居民及时撤离。撤离路线应根据钻井井场实时风向情况，沿发生事故时的上风向方向进行疏散撤离。

## (4)人群自救方法

迅速撤离远离井场，沿井场上风向撤离，位于井场下风向的应避免逆风撤离，应从风向两侧撤离后再沿上风向撤离，同时尽量撤离到高地。撤离过程中采用湿毛巾或棉布捂住嘴，穿戴遮蔽皮肤完全的衣服和戴手套。有眼镜的佩戴眼镜。该自救措施应在宣传单、册中注明，在应急演练中进行演练。

#### (5)井喷失控燃烧井口的应急措施

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

#### (6)天然气窜层泄漏进入地表应急措施

由于天然气窜层泄漏时，压力小，速率低，不会出现井喷式的泄漏，只要及时组织人员撤离，并及时采取事故应对措施一般情况下不会引起人员伤亡。应对该种事故措施主要是通过加强对钻井返空介质的监测来及时了解井下状况，采取措施避免井漏气窜的发生，钻前加强对周边 3km 居民的教育培训，遇到此类事故应立即撤离泄漏点居民，撤离距离至少应在 500m 外。在泄漏点周边设置便携监测仪确定浓度，根据浓度确定具体撤离范围。气窜发生时及应立即采取井下堵漏措施，并通过井口放喷管放喷燃烧泄压，减少周边地表泄漏点泄漏量，此类环境风险是可控的。

#### (7)环境应急监测方案和武隆区环境应急监测能力

在事故现场核心区和周边居民点共设置 8 个空气监测点，扩散时监测项目  $H_2S$ 、 $CH_4$ ，燃烧时监测  $SO_2$ 、 $CO$ 。项目所在的武隆区环境监测站设备较完善，监测人员业务能力较强，能够完成应急监测任务，不能完成的项目可申请重庆市环境监测中心协助。

#### (8)油品、盐酸等泄漏应急措施

根据现场情况，尽快切断污染源，设置拦污栅，对油品泄漏污染区进行围隔、封堵、控制污染范围，清楚泄漏区的油污染。若泄漏量较小，可采用吸油毡、棉纱等进行回收处理若；若泄漏量较多，考虑用中转泵回收同品空罐，回收及搬运油品过程中，避免产生火花。同时迅速布点监测，在第一时间确定污染物种类和浓度，估算污染物转移、扩散速率，对污染物状况进行跟踪调查，根据监测数据和其他有关数据，预测污染迁移强度、速度和影响范围，及时调整对策，设置警戒区域。

由于盐酸为强酸性腐蚀物品，并在高浓度下对人体油烧伤的可能，挥发出来的氯化氢气体对呼吸道有强烈的刺激性，因此盐酸泄漏后，进入现场进行泄漏控制的人员必须穿防酸服、防酸碱雨鞋，戴防护面罩。对泄漏点及时修补和堵漏，防止盐酸的进一步泄漏。酸少量泄漏，可以用大量的消防水冲洗泄漏处，

稀释泄漏的工业盐酸；大量盐酸泄漏，地面上会四处蔓延扩散，难以收集处理。可以采用筑堤堵截或者引流到安全地点，并将泄漏物抽入容器或槽车内。同时为降低泄漏物向大气的蒸发，可以采用泡沫或其他覆盖物进行覆盖。

被盐酸喷洒或者溅到身上时必须立即用大量的水清洗，再以 0.5% 的碳酸氢钠溶液进行清洗，严重者应及时送往医院。

#### (9)事故发生后外环境污染物的消除方案

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

#### 4.8.5.5. 环境风险应急预案

中石化重庆页岩气有限公司已编制了《武隆区块页岩气勘探开发项目突发环境事件应急预案》和《武隆区块页岩气勘探开发 项目突发环境事件风险评估报告》，并已在武隆区生态环境局完成备案。环境风险评估报告备案号：5001192020050004；应急预案备案号：500119-2020-007-LT。应急预案主要内容包括：环境风险分析、应急组织机构及职责、预防与预警、应急响应、后期处置、监督管理等。

本项目可通过将应急预案进行分解，明确各岗位人员的责任，将应急任务明确到人，确保应急事故处置的时效性和有效性；同时对钻井工程施工作业应急进行分类，明确各级别应急预案的响应范围，便于事故的有效控制；同时对各类应急事故编制详细的应急处置程序，应急监测、抢险、救援、疏散及消除、减缓、控制技术方法和设施，确保应急处置的及时有效。

#### 4.8.6 风险评价结论

综上所述，该项目风险事故发生几率低，但事故发生对环境的影响重大，工程主管部门通过完善井控、防火、防爆安全以及硫化氢安全防护等措施，尤其是井喷失控后按《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》(AQ2016-2008)5min 内点火、撤离居民等关键措施。制定详尽有效的事故应急

方案，充分提高队伍的事故防范能力，严格按照钻井设计和行业规范作业，强化健康、安全、环境管理(HSE)，该项目的环境风险值会大大的降低。通过按行业规范要求进行风险防范和制定应急措施，将该项目环境风险几率和风险影响降至可接受水平。

## 5 环境保护措施及其可行性论证

### 5.1 施工期污染防治措施可行性论证

#### 5.1.1 地表水污染防治措施分析论证

##### 5.1.1.1. 钻前工程

钻前工程施工人员租住附近民房，不设施工营地，施工人员生活污水利用区域现有旱厕等污水处理设施处置。

##### 5.1.1.2. 钻井及储层改造工程

###### (1) 剩余钻井液

钻井过程中钻井液全部在循环罐内循环，不外排。导管段剩余钻井液直接在循环罐内用于配制一开钻井液，一开完钻后，剩余水基钻井液由井队回收，用于后续钻井工程。目前，中石化重庆页岩气有限公司根据已开发的平台钻探情况，确立了区域页岩气钻井用统一的水基钻井液体系，因此，本项目水基钻井阶段结束后，剩余水基钻井液可随钻井队用于本平台或区域其他平台后续钻井工程使用。

\*\*

图 5.1-1 本项目钻井过程中钻井液循环方式

###### (2) 压裂返排液

压裂返排液等收集后在配液罐、软体罐等池体暂存，优先回用于本平台压裂工序，最后一口井压裂返排液优先拉运至武隆工区其他钻井平台经絮凝沉淀、杀菌，满足压裂回用水质标准要求后，回用于后续新钻井压裂工序配制压裂液，无可用平台回用时，依托武隆工区采出水处理项目处理达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后排放。

###### 1) 储运可行性分析

本项目 5 口气井逐井压裂，一口井压裂完毕后，再进行下一口的压裂。本项目单井压裂用量约为 30000m<sup>3</sup>，返排率按约 10% 考虑，则平均单井压裂返排液产生量约 3000m<sup>3</sup>，排入软体罐及配液罐暂存。压裂施工时，井场配置配液罐约 40 个，容积不小于为 1600m<sup>3</sup>，软体罐容积约 2000m<sup>3</sup>，总计容积不小

于 3600m<sup>3</sup>。本项目压裂返排液优先进入软体罐中暂存，当软体罐余量不足时，压裂返排液进入配液罐暂存。平均每天返排约 400m<sup>3</sup>，压裂返排液单天产生量占可用容积的 11%。若压裂返排液量增加，建设单位在压裂返排期间，根据施工时序对压裂返排液进行调配，优先转运至其他钻井平台回用于压裂工序，压裂返排液依托软体罐及配液罐暂存是可行的。

### 2) 压裂返排液回用压裂可行性分析

采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，絮凝剂和助凝剂的添加可有效处理污水中 SS、Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>浓度，杀菌剂可有效控制硫酸盐杆菌 SRB、腐生菌 TGB、铁菌 FB 数量，通过稀释的方式可降低废水矿化度，经上述工艺处理后废水可满足压裂回用水质标准要求。

根据钻井废水回用情况，压裂液回用水质要求见表 5.1-1。

表 5.1-1 压裂液回用水质要求

序号	项目	重复利用指标	处理方法
1	矿化度, mg/L	≤3×10 <sup>4</sup>	絮凝沉淀、杀菌
2	pH	5.5-9.0	
3	Ca <sup>2+</sup> +Mg <sup>2+</sup> , mg/L	≤1800	
4	悬浮固体含量, mg/L	≤150	
5	硫酸盐杆菌 SRB, 个/mL	≤25	
6	腐生菌 TGB, 个/mL	≤25	
7	铁菌 FB, 个/mL	≤25	

采用“混凝沉淀+杀菌”处理工艺，处理工艺流程图见图 5.1-2。

\*\*

图 5.1-2 污水处理工艺流程

需要回用的废水在罐体内进行絮凝沉淀处理，上清液在配液罐内添加杀菌剂除菌。配新水稀释后可满足压裂液使用性能。根据工区内钻井废水及压裂返排液回用情况，返排废水的回用未对压裂性能产生不良影响，因此，回用是合理可行的。

### 3) 依托采出水处理站处理可行性分析

本项目压裂返排液无可用平台回用于压裂工序时，拉运至武隆工区采出水处理站处理，武隆工区采出水处理站位于武隆区凤山街道隆页 1-1 井场范围

内，占地面积 2.2hm<sup>2</sup>，主要服务于武隆区境内隆页 1-1 平台及附近的页岩气井采出水和压裂返排液处理，设计处理能力 400m<sup>3</sup>/d，采用“混凝沉淀+化学氧化法+双滤料过滤+折点氯化法除氨氮”工艺，出水水质达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准后经季节性冲沟汇入乌江。

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

目前，武隆工区采出水处理项目平均每天处理水量约 30~50m<sup>3</sup>，尚有较大处理余量，本项目 5 口气井逐井压裂，一口井压裂完毕后，再进行下一口的压裂，上一口井的压裂返排液优先回用于下一口井压裂工序，最后一口井压裂返排液约 3000m<sup>3</sup>，优先拉运至武隆工区其他钻井平台回用于压裂工序，无可用平台回用于压裂工序时，拉运至武隆工区采出水处理站处理，根据现行运行工况，武隆工区采出水处理项目每天现有约 350m<sup>3</sup>的处理余量，当无法及时处理的压裂返排液可在平台软体罐及配液罐暂存，软体罐及配液罐总计容积不小于 3600m<sup>3</sup>，同时武隆工区采出水处理项目有 1 座 1000m<sup>3</sup>调节池，可用于压裂返排液暂存。

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

#### 4) 暂存、转运过程环境管理要求

在钻井期间应加强对废水储存情况进行观察，定期巡检，防止出现废水渗漏等情况，同时保证池体液位在最高允许液位 0.5m 以下，水位达到池面 0.5m 前应将废水进行转移。

转运过程中应采取以下措施，加强环境管理：

- ①对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度。
- ②转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。
- ③加强转运车辆装载量管理，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。加强驾驶员外及其他拉运工作人员管理，要求工作人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。

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转运应避开大雾、暴雨等恶劣天气。

⑦合理选择运输路线，转运路线尽量避开饮用水源保护区、自然保护区等环境敏感区。

### （3）场地雨水

本项目场地雨水在井口方井收集后，通过高压临时软管(聚乙烯高压软管 DN200, 4MPa)输送至平台废水池暂存，回用于压裂工序。

### （4）洗井废水

本项目采用清水洗井，压入井内的清水冲洗套管内壁，通过高压临时软管(聚乙烯高压软管 DN200, 4MPa)输送至平台软体罐、配液罐暂存，用于压裂液配制。洗井废水产生量约 180m<sup>3</sup>/口井，废水中主要污染物指标为 pH 值、COD、悬浮物，回用于压裂工序。

### （5）生活污水处理措施

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

### （6）井场清污分流沟

井场四周修建截排水沟，雨水就近排入附近溪沟；井场内沿井口基础周围修建场内排水明沟，接入井口方井。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。

## 5.1.1.3. 油气集输工程

地面集输工程施工时间短，生活污水量小，水质较为简单，施工人员采用旱厕，经旱厕收集后用作农肥，项目周边旱地较多，能够消纳，措施可行。

## 5.1.2 地下水防治措施分析论证

### 5.1.2.1. 断层导水防治措施

断层带往往也是岩溶发育带，因此钻井及压裂区域应避开断层，以免钻井液流失及压裂水通过断层污染浅层岩溶水。

平台在选址上已避开了区域大断层，钻井优先采用泵送易钻桥塞分段压裂

技术，在断层发育区域，结合物探技术，采用特殊段桥塞封闭的方式，规避小型断层。当钻井期间钻井液发生泄漏时可采用清水强钻套管封隔技术、速凝水泥堵漏技术、井口充砂技术、复合堵漏袋、尼龙袋堵漏工具、投入用水溶性壳体组成的堵漏物质等对泄漏位置进行堵塞。钻井优先采用泵送易钻桥塞分段压裂技术，在断层发育区域，结合物探技术，采用特殊段桥塞封闭的方式，规避小型断层。

### 5.1.2.2. 井场、集气站地下水污染防治措施

#### (1) 防渗分区

本项目根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)以及建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性提出防渗技术要求。

本项目所在区域主要地下水类型为松散岩类孔隙水及碳酸盐岩裂隙溶洞水。第四系红粘土分布不均，分布于场地低洼地带。土层厚度约 2m，包气带防污性能为弱。

井场内井口区(方井前后地坪，井架基础前端 1.5m 范围内的地坪，井架基础和柴油机基础左侧 1.5m 范围内的地坪)、循环罐区(储备罐、循环罐、泥浆泵区)、柴油罐储存区、盐酸罐区、软体罐布置在地面上，易于观察到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“易”。放喷池、废水池为半地下式钢筋混凝土结构，软体罐内部采用聚氨酯(TPU)涂层布材料，外部采用钢板固定，难于观察到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“难”。

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

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

表 5.1-2 本项目井场各构筑物防渗要求一览表

构筑物名称	防渗分区	防渗技术要求	具体措施
危险废物暂存	重点防渗	等效黏土防渗层	基础下部采用 20cm 厚砂砾(卵)石层；面

区		Mb≥6.0m, k≤1×10 <sup>-7</sup> cm/s; 或 参照 GB18598 执行	层为 20cm C25 混凝土, 设置围堰, 设置油桶暂存废油
软体罐	重点防渗		软体罐内部采用聚氨酯(TPU)涂层布材料, 外部采用钢板固定
废水池	重点防渗		底部采用 C25 碎石砼浇筑, 采用 1:5 水泥砂浆抹面+水泥基结晶型防渗涂料作防渗处理
柴油罐区	重点防渗		20mm 厚 1: 3 水泥砂浆抹面, 涂刷两遍水泥基渗透结晶型防渗材料防渗, 柴油通过密闭油罐储存, 设置围堰, 油罐区按照重点防渗区控制, 设置隔油池收集跑、冒、漏、滴油
盐酸罐区	重点防渗		基础下部采用 20cm 厚砂砾(卵)石层; 面层为 20cm C25 混凝土, 设置盐酸罐暂存, 罐区设置围堰, 地面铺设防渗膜
放喷池	一般防渗区	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m, K≤1×10 <sup>-7</sup> cm/s; 或参照 GB16889 执行	采用耐火页岩砖结构, 底部采用 C25 碎石砼浇筑, 采用 1:5 水泥砂浆抹面+水泥基结晶型防渗涂料作防渗处理
水基岩屑暂存区	一般防渗区		采用耐火页岩砖结构, 底部采用 C25 碎石砼浇筑, 采用 1:5 水泥砂浆抹面+水泥基结晶型防渗涂料作防渗处理
井口区	一般防渗区		井架基础进行硬化处理, 基础下部采用 20cm 厚砂砾(卵)石层; 面层为 20cm C25 混凝土
原辅材料暂存区	一般防渗区		采用轻钢结构房屋防雨, 地面采用混凝土防渗层, 并铺设防渗膜
循环罐区	一般防渗区		基础下部采用 20cm 厚砂砾(卵)石层; 面层为 20cm C25 混凝土

油罐区、酸罐临时储存区四周应设围堰, 高度应不小于 15cm, 并配备污油回收罐。

### 5.1.2.3. 供水泉点水源污染防治措施

根据地下水影响预测可知, 拟建项目在废水池渗漏、柴油罐破损等非正常情况下对周边地下水环境有一定影响。施工期间应加强对周边泉点的巡视和水质监测, 在发现居民泉点受影响时, 业主应积极采取补救供水措施, 利用供水车给受影响居民供应饮用水或采取其他供水措施, 解决居民的生活饮用水问题, 直至饮用水泉点水质恢复为止。

通过以上措施可有效预防地下水污染, 措施可行。

### 5.1.3 大气污染防治措施分析论证

#### (1) 施工扬尘

对易扬散材料的运输要采取包封措施，最大程度的减少撒落现象。

加强施工场地的防尘洒水，洒水频率视天气及具体情况而定；

临时性用地等使用完毕后要及时恢复植被；

在装卸材料时应规范作业，文明施工，减少扬尘的产生；

严禁施工现场搅拌混凝土，项目应使用商品混凝土，严禁施工现场搅拌混凝土；运输车要采取密闭运输，防止撒漏；进出场地口道路应进行硬化，严禁超载。

#### (2) 施工机具尾气影响减缓措施

燃油机械尽量使用优质燃料。

定期对燃油机械、消烟除尘等设备进行检测与维护。

运输车辆要统一调度，避免出现拥挤，尽可能正常装载和行驶。

加强对施工机械管理，科学安排其运行时间，严格按照施工时间作业，不允许超时间和任意扩大施工路线。

#### (3) 燃油废气

柴油机发电机等设备使用优质柴油，产生的大气污染物浓度低，且柴油机发电机设备均为成套产品，经自带的排气筒排放，污染物排放占标率小，不足 10%，采取以上措施后，污染物排放影响范围较小。

#### (4) 测试放喷废气

测试放喷废气主要采用地面燃烧处理，测试放喷管口高为 1m，采用短火焰灼烧器，修建放喷池降低热辐射影响。放喷管线采用螺纹与标准法兰连接的专用抗硫管材。水泥基墩坑长×宽×深为 0.8m×0.8m×1.0m，遇地表松软时，基坑体积应大于 1.2m<sup>3</sup>；地脚螺栓直径不小于 20mm，预埋长度不小于 0.5m。本项目有 2 个放喷池，正对燃烧筒的墙高 2.5m，厚 0.5m，其余墙厚 0.25m，内层采用耐火砖修建。该技术在钻井工程中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行。

### 5.1.4 噪声控制措施分析论证

噪声控制首先是管理，施工单位必须选用符合国家标准的施工机具和运输

车辆，尽量选用低噪声的施工机械和工艺，加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的工况，以便从根本上降低噪声源强。

本项目钻井平台采用网电供电，柴油发电机组作为备用电源。固定机械设备(柴油动力机、发电机组)自带消声器，施工单位还对其加装基座减震进行噪声控制。

在柴油发电机组供电时夜间钻井噪声对井场附近居民影响较大，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合理性上均不适宜，因此主要采取临时避让的方式降低对周边居民的影响，同时通过宣传讲解、争取谅解的方式，将噪声对周边环境的影响降至最低。钻井噪声影响是暂时性的，钻井结束后影响即消失。

测试放喷时产生的高压气流噪声源强为 100dB(A)，持续时间短，通过放喷池放喷，可以降低一定的噪声，测试放喷噪声影响是暂时的。

油气集输工程施工期间严格执行建筑工程夜间施工临时许可制度，合理安排施工时间，禁止在夜间(22:00~6:00)进行施工作业，运输作业应尽量安排在昼间进行。运输车辆途经敏感点时应限速、禁鸣。

通过以上措施，施工期对声环境的影响是可以接受的。

运营期间，项目分离设备等采用减振、隔声等降噪措施，管道采用柔性连接，减振、隔声的建设计入总投资。通过以上措施，运营期对声环境的影响是可以接受的。

### **5.1.5 固废处置及综合利用可行性分析**

#### **5.1.5.1. 钻井岩屑**

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

水基岩屑经岩屑不落地系统收集、脱水后，压滤液相在储备罐暂存，回用于压裂，本项目将压滤后的水基岩屑外运用于砖厂制砖等资源化利用。

压滤后岩屑采用装载机短距离转运至暂存池，装载机转运时，应加强操作

人员环保意识,确保岩屑不落地,严格管理,岩屑堆存高度不可超过围墙高度。在水基岩屑暂存区储存量达到 80% 以前应及时对处理后的滤饼进行综合利用,避免因暂存池储存空间不足导致滤饼露天堆放。结合本项目不落地系统实际运行情况,滤饼在不落地系统至暂存池转运途中容易发生散落、地漏等现象,因此要求及时清理滤饼转运途中撒落的部分,暂存池均采用砖混结构并做好防雨、防渗处理,避免雨水对滤饼产生冲刷。在采取上述措施后,处理后的水基岩屑(滤饼)其收集、转运、暂存、运输过程中均不会对周围环境产生二次污染。

本项目水基岩屑最终送至附近砖厂、水泥厂等资源化利用。根据《重庆市生态环境局办公室关于加强水泥窑协同处置危险废物和页岩气开采固体废物环境管理服务的通知》(渝环办〔2019〕373 号):水基岩屑以水泥窑协同处置的方式处置的,需满足水泥窑协同处置的入窑(磨)要求,协同处置过程应满足《水泥窑协同处置固体废物污染控制标准》《水泥窑协同处置固体废物环境保护技术规范》《水泥窑协同处置固体废物技术规范》等要求;水基岩屑用于烧结制砖,烧结制砖设施应配套建设相应的固体废物贮存场所和污染防治设施,并履行相应环保手续,烧结砖应符合《烧结普通砖》(GB5101)要求。

根据重庆市计量质量检测研究院于 2016 年 4 月 11 日对水基岩屑进行的烧结砖质量检测结果表明,水基钻井岩屑固化体制备的烧结砖能满足《烧结普通砖》(GB5101-2003)和《建筑材料放射性核素限量》(GB6566-2010)中各项性能指标要求,检测结果详见表 5.1-3,监测报告详见附件 6。

表 5.1-3 普通烧结砖检验数据表

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

根据中石化华东分公司实验研究中心对南川区块水基岩屑烧结砖浸出液

进行检测，浸出液指标监测达到《污水综合排放标准》（GB3838-2002）中一级标准，检测报告详见附件 7。

表 5.1-4 水基岩屑烧结砖浸出液检测报告数据表

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

综合分析，水基岩屑用于制砖可满足产品质量要求，水基岩屑用于制作砖的综合利用处理方式能够满足水基钻井岩屑处理要求。本项目现场仅对水基岩屑进行“不落地”工艺板框压滤脱水处理，其余的处理均外委给其他有资质并具备完善环保手续的单位。

本项目水基滤饼外送资源化利用时应符合接纳企业对原材料的质量和规格要求；企业自身加工利用水基岩屑应符合国家行业技术政策和相关环保要求；利用水基岩屑加工制成产品外售，应符合产品质量标准。

#### 5.1.5.2. 废包装材料

本项目产生的废包装材料由厂家或有回收资质的单位回收。

#### 5.1.5.3. 压裂返排液絮凝沉淀污泥

参考《重庆市固体废物管理中心关于南川区块页岩气采出水处理项目污泥危险特性鉴别报告的审核意见》（渝环固函[2020]276 号），南川区块页岩气采出水处理站产生的污泥不属于危险废物，而本项目压裂返排液与南川区块页岩气采出水处理站的废水成分类似，产生的污泥可引用该结论，压裂返排液絮凝沉淀污泥按一般工业固体废物进行处置或资源化利用。

#### 5.1.5.4. 生活垃圾处置

井场、生活区各设 1 处垃圾收集点，定期由环卫部门统一清运处置。生活垃圾处理措施可行。

#### 5.1.5.5. 废油处置

本项目单井废油产生量约 1.1t，本项目共产生 5.5t，由井队综合利用或交由有相应危险废物处理资质的单位进行处置。

#### 5.1.5.6. 废防渗材料

废防渗材料交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

本项目施工期产生废油、废防渗材料为危险废物。危险废物的收集、临时储存和转运应满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单、《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)等相关要求：

##### A、收集作业

①应根据收集设备、转运车辆以及现场人员等实际情况确定相应作业区域，同时要设置作业界限标志和警示牌。

②作业区域内应设置危险废物收集专用通道和人员避险通道。

③收集时应配备必要的收集工具和包装物，以及必要的应急监测设备及应急装备。

④危险废物收集应填写记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。

⑤收集结束后应清理和恢复收集作业区域，确保作业区域环境整洁安全。

⑥收集过危险废物的容器、设备、设施、场所及其它物品转作它用时，应消除污染，确保其使用安全。

##### B、危险废物贮存

①危险废物贮存设施的选址、设计、建设、运行管理应满足 GB18597、GBZ1 和 GBZ2 的有关要求。

②危险废物贮存设施应配备通讯设备、照明设施和消防设施。

③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。

④危险废物贮存单位应建立危险废物贮存的台帐制度，危险废物出入库交接记录内容应参照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)附

录 C 执行。

⑤危险废物贮存设施应根据贮存的废物种类和特性按照 GB18597 附录 A 设置标志。

#### C、危险废物的运输

本项目危险废物委托外单位运输危险废物的，建设单位应定期对承包商进行检查、监管，检查内容包括：

①危险废物公路运输应按照《道路危险货物运输管理规定》(交通部令[2005 年]第 9 号)、JT617 以及 JT618 执行。

②运输单位承运危险废物时，应在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志。

③危险废物公路运输时，运输车辆应按 GB13392 设置车辆标志。

④危险废物运输应遵守危险货物运输管理的相关规定，按照危险废物特性分类运输。

#### D、危险废物转移

按照《危险废物转移联单管理办法》(国家环保总局令第 5 号)，实施转移联单制度，转运台账应清楚，杜绝危险废物沿路抛洒和随意弃置的情况。

### 5.1.5.7. 生活垃圾处置

井场、生活区各设 1 处垃圾收集点，定期由环卫部门统一清运处置。生活垃圾处理措施可行。

### 5.1.6 生态环境保护措施

#### (1)施工期生态环境影响减缓与避免措施

①在满足施工条件下，严格控制临时施工范围，尽量减少对植被的破坏；施工期应避开雨天与大风天气，减少水土流失量。

②井场采用水泥硬化或碎石铺垫，防止雨水冲刷，场地周围修临时排水沟。

③制定严格的施工操作规范，建立施工期生态环境监理制度，严禁施工车辆随意开辟施工便道。

④对因项目建设过程中形成的裸露地表，应及时采取绿化措施，选择适宜当地生长的乔灌木及草本品种。

## (2)施工迹地恢复

### a、施工迹地恢复要求

竣工后及时拆除临时生活区、工棚等临时设施，并进行迹地恢复。其上覆土 30cm，种植区域常见植物，对施工区形成的裸地要及时采取工程措施，可绿化的土地要全部进行绿化。场地内建筑物垃圾、生活垃圾清扫干净后，施工单位方可退场，防止工程弃渣挤占植被生存空间。

### b、临时占地复垦规划

土地复垦工作应遵循“谁破坏，谁复垦”的原则，建设单位需严格按照《土地复垦条例》(国务院令 第 592 号)的要求，编制项目土地复垦方案，进行土地复垦，使其恢复到可供利用状态。

## (3)林地资源保护措施

① 施工过程中严格控制施工区域，禁止随意扩大施工占地面积及破坏施工区域相邻的森林资源；加强对施工人员的宣传力度，禁止破坏施工占地范围外的森林资源

②应加大森林防火宣传力度，研究制定详细的防火措施，对施工人员加强管护，避免引发森林火灾。

## (4)对珍稀植物及野生动物的保护

施工过程中若发现珍稀植物时，不得进行砍伐和破坏，应对其进行移栽及抚育，并及时向林业部门报告。

施工中如发现国家和省级珍稀保护动物，不得随意捕杀和伤害，应及时向林业部门和环境保护部门报告，并加以保护。

### 5.1.7 土壤污染防治措施

通过在主设备、污水储存设施采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；放喷临时管线地上敷设，做到污染物“早发现、早处理”，减少泄漏而造成的土壤污染。

柴油罐、盐酸罐地面采用混凝土硬化，并设置临时围堰，围堰容积不小于单个罐体最大储存量。同时，压裂机组地面铺设防腐防渗膜及围堰，可有效防止土壤污染。

## 5.2 运营期污染防治措施可行性论证

### 5.2.1 地表水污染防治措施

运营期采出水采用罐车运至工区内需要压裂的井场用于配制压裂液，若无可回用平台时拉运至武隆工区采出水处理站处理，武隆工区采出水处理项目设计处理规模 400m<sup>3</sup>/d，目前正处于调试运行阶段，实际平均处理量约 30~50m<sup>3</sup>/d，尚有较大处理余量。本项目运营期采出水产生量约 35m<sup>3</sup>/d，采出水依托其处理可行。

### 5.2.2 地下水污染防治措施

本工程地下水保护应坚持“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则，其宗旨是采取主动控制，避免泄漏事故发生。

#### (1) 源头控制

运营期，采出水进入武隆工区采出水处理站处理达标后排放。

#### (2) 分区防渗

评价结合地下水环境影响评价结果，对工程设计或可行性研究报告提出的地下水污染防治方案提出优化调整的建议，给出不同分区的具体防渗技术要求。页岩气开采目前未颁布防渗的行业标准，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)表 7，或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，参照提出防渗技术要求。

本项目所在区域包气带防污性能为弱。

采出水罐体布置在地面上，易于观察到污染物泄漏和处置，污染控制程度为“易”。本项目污废水主要污染物为 COD、氯化物等，为非重金属、持久性有机物污染物。

由以上分析，并结合导则表 7 分析，本项目采出水罐区为一般防渗区，危废暂存间为重点防渗区，站场其他区域为简单防渗区。项目分区防渗要求见表 5.2-1。

表 5.2-1 本项目井场各构筑物防渗要求一览表

构筑物名称	防渗分区	防渗技术要求
危废暂存间	重点防渗	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ , $k \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ; 或参照 GB18598 执行
采出水罐区	一般防渗区	等效粘土防渗层 $M_b \geq 1.5m$ , $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ; 或参照 GB16889 执行

站场其他区域	简单防渗区	一般地面硬化
--------	-------	--------

运营期应对废水罐、废水池、润滑油暂存点进行定期检查，防止采出水泄漏。采取上述措施后，本项目运营期对地下水环境影响较小。

### 5.2.3 大气污染防治措施

项目放空废气产生的频率较低，每次放空废气量均小于  $10\text{Nm}^3/\text{次}$ ，集气站放空废气通过高 15m，内径 0.15m 的放空立管进行排放。

### 5.2.4 噪声污染防治措施

项目压缩机、分离设备等采用减振、隔声等降噪措施，管道采用柔性连接。

### 5.2.5 固体废物污染防治措施

运营期集气站产生的废润滑油交由有相应处置资质的单位处置。

## 5.3 环保措施汇总

拟采取的环保措施技术、经济可行，汇总如下表 5.3-1。

表 5.3-1 本项目环保措施及投资估算 单位：万元

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
施工期	地表水	废水储存设施	设置软体罐 1 座，总容积约 2000m <sup>3</sup> ，压裂期间用于暂存清水，测试放喷期间用于暂存压裂返排液。软体罐内部采用聚氨酯 (TPU) 涂层布材料，外部采用钢板固定	废水妥善储存，无泄漏	10
		钻井废水及压裂返排液处理与利用	钻井废水循环利用，压裂返排液优先回用于其它平台钻井压裂工序配制压裂液，没有钻井平台可回用时，罐车拉运至武隆工区采出水处理站处理	妥善处置	30
		井场清污分流排水沟	井场周边设截排水沟，场外雨水排入附近溪沟；井口沿基础周围设场内排水明沟，收集场地雨水，接入井口方井	清污分流减少废水量，减轻对环境的污染	计入总投资
		生活污水	生活区设置旱厕 1 座，对生活污水进行收集处理	定期清掏农用，不外排	2.0
	地下水	钻井工艺措施	采用近平衡钻井方式，导管段采用清水钻井，无任何添加剂，分段采用套管进行固井作业	防止钻井过程中钻井液漏失对浅层地下水水质产生不良影响	计入总投资
		井场分区防渗	井场内危险废物暂存区、废水池、油基岩暂存区、柴油罐区、盐酸罐区为重点防渗区，放喷池、水基岩屑暂存区、井口区、原材料暂存区、循环罐区为一般防渗区	有效防止井场内的污水进入土壤，防止污染环境	计入总投资
		池体防渗	废水池、放喷池采取防渗处理	废水妥善储存，无泄漏	依托已有
		应急管理措施	出现井漏时及时排查井场周边地下水饮用水源，如出现异常应立即组织集中供水，做好及时堵漏准备，防止钻井液进一步漏失	减少井漏对区域饮用水源的影响	20 (预留)
		饮用井泉保障措施	若已对周边饮用水产生影响，利用供水车从附近乡镇运水给受影响居民供应饮用水，或采取其他供水措施解决居民的生活饮用水问题，直至饮用水泉水水质恢复为止	保障周边居民的饮用水安全	20 (预留)
	大气	施工场地大气污染防治措施	定期洒水防尘	减轻施工扬尘及机具尾气对大气环境的影响	2.0
		燃油废气治理	采用网电供电，停电时使用符合环保要求的柴油机和发电机，各类燃油机械采取优质燃料	对环境影响控制在可接受范围内	计入总投资

坪地 1 井区产能建设项目环境影响报告书

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
		测试放喷废气	测试放喷时,页岩气在放喷池内经 1m 高对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放	对环境敏感点不造成影响,符合环保和钻井井控安全要求	计入总投资
	噪声	减震隔声降噪	采取消声、隔声、基础减震等措施降噪	最大程度降低噪声源源强	10
		临时避让措施	对受噪声影响居民采取临时避让的方式降低对其影响	最大程度减少对当地声环境的影响,避免噪声扰民环保纠纷	
	固体废物	钻井岩屑处置	清水岩屑用作井场消防砂或铺垫井间道路,水基岩屑进行综合利用	水基岩屑资源化利用应满足国家行业技术政策和相关环保要求及相应产品质量标准,油基岩屑妥善处置	75
		废油	井队回收利用或交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置	妥善处置	1.0
		废包装材料	由厂家或有回收资质的单位回收	妥善处置	/
		废防渗材料	交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置	妥善处置	1.0
		生活垃圾处置	井场、生活区各设 1 处垃圾收集点,交由环卫部门统一清运处置	妥善处置	1.0
	生态环境	生态恢复	严格划定施工作业范围,严禁占用、破坏占地外植被,施工结束后搬迁施工设备,平整、清理施工场地,拆除临时生活区,对临时生活区占地进行生态恢复	恢复地表植被,保持当地生态景观一致性	5.0
	环境风险	环境风险防范	钻井及储层改造作业过程中严格按照规范和设计施工;制定应急预案并加强演练;对周边居民进行环境风险应急培训、演练;加强环境风险管理及物资储备;柴油储罐、盐酸储罐区设置围堰等	/	5.0
运营期	污水	采出水	罐车拉运至武隆工区采出水处理站处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放	减轻对环境的污染	计入运营成本
		井下作业废水	回用于压裂工序,配制压裂液	回用	计入运营成本

坪地 1 井区产能建设项目环境影响报告书

时期	环境因素	措施名称	工程内容及工程量	效果分析	投资估算
	废气	站场放空废气	通过站场放空立管进行放空	/	/
	噪声	压缩机等设备噪声	压缩机采取隔声、减振等噪声防治措施	最大程度降低噪声源源强	5.0
		放空噪声	瞬时噪声，加强日常巡检，减小放空频次	减小放空频次	
	固体废物	废润滑油	修建废润滑油暂存设施，由有资质的单位回收	现场无跑冒滴漏，回收资源化利用后，现场无排放	1.0
	风险	环境风险防范	集气站站场四周宜设不低于 2.2m 的非燃烧材料围墙或围栏；管线设截断阀、自控系统、设置警示标志，根据安全评价划定安全防护距离，制定突发环境事件应急预案，并加强演练	/	5.0
投资合计					188

## 6 环境影响经济损益分析

页岩气产能建设项目属于生态影响项目，项目建设在以较小经济投入，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，为此就本项目的环境经济损益进行分析。

### 6.1 环境保护费用的确定与计算

环保投资是与预防、治理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，本项目环保投资共计约 188 万元。

### 6.2 社会效益

本项目属于页岩气田产能建设工程，项目实施对于缩小工业用气缺口、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，进入管网后可向两湖地区、四川地区供气。工程的建设对改善两湖及川、渝地区的能源结构，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，减轻三峡库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。

## 6.3 环境效益

天然气利用可减少环境空气污染物的排放量。研究表明以天然气置换煤作燃料，每利用  $1 \times 10^8 \text{m}^3$  天然气可减少  $\text{SO}_2$  排放量约 1210t，减少  $\text{NO}_x$  排放量约 1650t，减少烟尘排放量约 4070t。使用天然气环境效益明显。

## 6.4 环境经济效益分析

### 6.4.1 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，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 6.4-1。

表 6.4-1 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 ( $J_x$ )	$J_x = \frac{\sum_{i=1}^n S_i}{H_F}$	$S_i$ —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

### 6.4.2 环境经济损益分析

本项目运营期环保费用主要包括环保设施的运行、维护、管理费用、折旧费用等，每年投入的环保费用约 20 万，因有效的环保措施而挽救的损失费用主要为避免“三废”排污费、罚款等，避免“三废”排污费参考《中华人民共和国环境保护税法》以及《重庆市大气污染物和水污染物环境保护税适用税额方案》估算，罚款参考《中华人民共和国水污染防治法》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等估算，计算结果见表 6.4-2 和表 6.4-3。

表 6.4-2 环保工程所挽回的损失费用 单位：万元

序号	项目	挽回的经济损失(避免“三废”排污费、罚款等估算)
1	采出水	20
2	废润滑油	10
3	噪声	1
合计		31

表 6.4-3 主要环境经济指标表

序号	名称	单位	指标	备注
1	总投资	万元	30000	
2	环保投资	万元	188	
3	环保投资与总投资之比	%	0.63	
4	环境效益系数		1.55	

### 6.4.3 小结

环保投资及所占项目总投资比例，是项目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，该项目环保投资占该项目总投资比例系数为 0.63%，这在目前国内天然气开采钻井中建设属适当水平。

该项目环境效益系数为 1.55，即每投入 1 万元的环保费可挽直接回经济损失 1.55 万元。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。但企业能够接受，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。

## 7 环境管理与环境监测

### 7.1 企业环境管理体系

#### 7.1.1 HSE 管理体系

项目业主为中石化重庆页岩气公司，中国石化积极推进 HSE 管理体系建设，强化健康、安全与环境的一体化管理，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》、《施工企业安全、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。同时发布了《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》，本项目纳入中石化重庆页岩气有限公司 HSE 管理体系。

#### 7.1.2 环境管理机构设置

中石化重庆页岩气有限公司，下设 6 个机关部门、2 个基层单位，业务上接受中石化华东油气分公司机关部门的管理、指导和监督。

6 个机关部门分别是：生产指挥中心、工程技术科、地面工程科、党政办公室、安全环保科、计划财务科；2 个基层单位分别为：页岩气采气班（站）、煤层气采气班（站）。

中石化重庆页岩气有限公司安全环保室负责 HSSE 管理、现场 HSSE 督查、“三同时”制度落实、“三废”管理、牵头所辖业务的开工验收等。对所辖业

务的 HSSE、质量、进度、投资管控、成本控制等工作承担管理职责。配备有专职人员 6 人（其中安全总监兼科长 1 人、环保管理员 5 人）。各井队配备有专职安全环保员。

### 7.1.3 环境管理制度

项目业主根据生产现场需要，制定出了一批技术管理、安全标准，同时，按照标准化设计、标准化施工、标准化采购、信息化管理的“四化”要求，形成一系列标准化建设规范，有效保障了气田绿色安全开发。

### 7.1.4 环境监控手段

项目业主依托华东油气分公司实验研究中心环境监测站(实验中心通过 CNAS 认可，认可证书 CNASL4347)或者委托有资质证书的第三方环境监测队伍在武隆工区组建有相应监测能力的环境监测小组。

中石化重庆页岩气有限公司安全环保室下达环境监测工作任务，华东油气分公司实验研究中心环境监测站或者委托有资质证书的第三方环境监测队伍监督指导工作，建立完整的质量管理体系。监测机构人员配置人，其中站长 1 人，监测人员 5 人，均为持证上岗。

项目业主同时依托地方环境监测站进行定期环境监测，主要是在出现污染扰民，投诉情况下申请环境监测、监控。

为加强项目的环境保护管理工作，根据工程性质确定环境管理任务。钻井过程中配兼职管理干部和技术人员各 1 人，统一负责环境保护监督管理工作(运行管理等)，且应有一名钻井队领导分管环保、安全工作。

## 7.2 污染物排放清单及总量控制

### (1) 废水

本项目运营期集气站为无人值守型，无生活污水产生。废水主要为集气站产生的采出水及气井维修等产生的井下作业废水。井下作业废水回用武隆区块页岩气平台压裂工序。采出水罐车送至武隆工区采出水处理站处理满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放。本项目共 7 口井，采出水日产生量为 35m<sup>3</sup>/d，年产生量为 11550m<sup>3</sup>/a。

表 7.2-1 废水污染物排放清单一览表

排放源	排放标准及标准号	废水排放量 吨/年	污染物 名称	产生量		处理后	
				浓度 mg/L	产生量 t/a	浓度 mg/L	排放量 t/a
集气站 采出水	污水综合排放标准(GB8978-1996) 一级标准	11550	COD	2500	28.88	100	1.16
			氨氮	85	0.98	15	0.17

## (2) 废气

项目运营期间无燃烧废气产生，废气主要为非正常工况下的放空废气。

## (3) 固体废物

运营期固体废物主要为废润滑油，废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置。

表 7.2-2 固体废物排放清单及执行标准一览表

固体废物名称	产生工序	形态	主要成分	属性	废物代码	预测产生量 t/a	去向
废润滑油	压缩机润滑	液体	矿物油类	危险废物	900-214-08	0.02	交由有相应危废处置资质的单位处置

## (4) 噪声

运营期间，场界噪声执行《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008)，即昼间噪声排放限值 60dB(A)，夜间 50dB(A)。项目污染物排放清单见表 7.2-3。

表 7.2-3 噪声源排放执行标准

排放标准及标准号		最大允许排放值		备注
		昼间(dB)	夜间(dB)	
《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)	2类	60	50	/

本项目运营期井下作业废水回用平台压裂，采气分离分水依托武隆工区采出水处理站理后达标排放，污染物总量由纳入武隆工区采出水处理站。本项目正常情况下无废气排放，无需设置大气总量控制指标。

### 7.3 环境监测计划

本项目施工期及运营期间开展定期监测，在事故时进行应急监测。施工期监测计划见表 7.3-1，运营期监测计划见表 7.3-2。

表 7.3-1 项目施工期间监测计划表

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段
大气环境	井喷事故情况	平台周边居民点	SO <sub>2</sub> 、H <sub>2</sub> S、甲烷	事故后及时取样	事故过程
		事故井场 500m 范围内		事故后及时取样	事故过程
地表水	废水泄漏地表水体	被污染河段	pH、COD、BOD <sub>5</sub> 、氨氮、硫化物、氯化物、石油类等	事故后及时取样	事故过程
地下水	钻井液泄漏	Q1（平台上游泉点）、Q3（平台下游泉点）	pH、耗氧量、氨氮、硫酸盐、氯化物、石油类等	事故后及时取样	事故过程
环境噪声	出现噪声扰民投诉	井场场界、井场周边居民	昼间等效声级、夜间等效声级	昼夜各 1 次	/
土壤	井喷事故情况、漏油、钻井液洒落	泄漏处	pH、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )等	/	事故过程

表 7.3-2 项目运营期间监测计划表

环境要素	监测点		监测因子	监测频次	监测时段
大气环境	集气站泄漏事故情况	平台周边区居民	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、PM <sub>10</sub> 、H <sub>2</sub> S、甲烷	事故后及时取样	事故过程
		泄漏点下风向		事故后及时取样	事故过程
环境噪声	集气站厂界		昼间等效声级 夜间等效声级	1 次/季度	定期
土壤环境	平台下游		pH 值、铜、六价铬、铅、镉、汞、砷、镍、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、全盐量等	五年一次	定期
地下水	Q1（平台上游泉点）、Q3（平台下游泉点）		pH、石油类、氨氮、氯化物、硫酸盐、六价铬、总硬度、硝酸盐及亚硝酸盐等	每年一次	定期

## 7.4 竣工环保验收

本项目建设完成后，按照国家及重庆相关要求验收。竣工环保验收要

求见表 7.4-1。

表 7.4-1 竣工环保验收内容及管理要求一览表

分项	验收项目	验收指标及要求	
环境管理	环境管理制度及台账	具有环保机构，环保资料和污染物档案台账齐全	
	环境风险事故档案	编制有环境风险应急预案，如施工过程中发生环境风险事故，环境事故档案资料齐全	
	施工期环境监测	出现环保投诉或环境事故时环境监测报告资料齐全	
污染防治措施	废水	施工期钻井及压裂返排废水	钻井废水回用于压裂液配制，压裂返排液优先回用于本平台压裂工序，最后一口井的压裂返排液优先回用于武隆工区其他钻井平台压裂工序，无可用平台回用时，依托武隆工区采出水处理项目处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放，建立废水转移台账，废水转移时间、转移方式、转移量、转移去向等资料清楚
		施工期生活污水	施工期生活污水利用井场及生活区旱厕收集处理后农用，不外排
		运营期井下作业废水	回用武隆工区平台压裂工序，建立废水转移台账，废水转移时间、转移方式、转移量、转移去向等资料清楚
		运营期采出水	拉运至“武隆工区采出水处理项目”污水处理设施处理，处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放
	废气	运营期放空废气	集气站放空废气经高 15m，内径 0.15m 的放空立管进行放空
	噪声	运营期集气站	集气站厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准
	固体废物	施工期水基岩屑	外送加工利用水基岩屑，应符合接纳企业对原材料的质量和规格要求。企业自身加工利用水基岩屑，应符合国家行业技术政策和相关环保要求；利用水基岩屑加工制作成品外售，应符合产品质量标准，其浸出液应满足《污水综合排放标准》(GB 8978-1996)一级标准要求。转移时间、转移方式、转移量、转移去向等资料清楚
		施工期废油	由井队综合利用或交由有相应危险废物处理资质的单位进行处置。建立废油转移台账，转移情况清楚。验收时废油已全部回收，无废油暂存
		施工期生活垃圾	施工期生活垃圾集中收集，定期交环卫部门处置，转移时间、转移方式、转移量、转移去向等资料清楚，验收时现场无生活垃圾遗留
		运营期废润滑油	集中收集，在集气站危废暂存间暂存，定期交有相应危险废物处置资质的单位处置
生态保护措施	生态恢复措施	井场钻井设备、压裂测试设备进行搬迁，拆除生活区、软体罐，生活区、软体罐占地进行生态恢复，考虑到采气工程和后期继续布井的需要，井场、放喷池、废水池、井场道路等继续保留，待本项目退役后再进行生态恢复	

## 8 环境影响评价结论

### 8.1 建设项目概况

本项目建设内容为钻前工程、钻井工程和储层改造工程和油气集输工程。钻前工程主要为临时生活区、钻井设备基础、水基岩屑暂存区等建构物建设；钻前工程结束后在井场内新钻坪地 1-2HF 井、坪地 1-3HF 井、坪地 1-4HF 井、坪地 1-5HF 井、坪地 1-6HF 井等五口页岩气井，钻井工程包括钻井设备安装、钻井作业、固井作业、目的层取芯作业，以及完钻后钻井设备离场拆除等；钻井工程结束后进行储层改造工程，在井场内对坪地 1-2HF 井、坪地 1-3HF 井、坪地 1-4HF 井、坪地 1-5HF 井、坪地 1-6HF 井井下目的层实施水力压裂，构造“人工气藏”，压裂结束后进行测试放喷；储层改造工程完成后，在井场内建设集气站对井场内已建的坪地 1HF 井、在建的坪地 1-1HF（另行开展了环评）和本项目新钻的坪地 1-2HF 井、坪地 1-3HF 井、坪地 1-4HF 井、坪地 1-5HF 井、坪地 1-6HF 井共 7 口井进行开采。本项目不含外输管线。

项目总投资 30000 万元，其中环保投资 188 万元，占总投资的 0.63%。

### 8.2 环境质量现状

#### (1)地表水

本项目所在区域主要河流为清水溪，清水溪无例行监测断面，清水溪是乌江右岸支流，根据《重庆市武隆区生态环境质量月报（2021 年 12 月）》，乌江锣鹰、白马断面水质类别为 II 类。

#### (2)地下水

本项目所在区域地下水质量标准按《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的 III 类标准进行评价。

根据地下水环境质量监测数据，监测点的所有监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类水质标准。

#### (3)环境空气

根据《重庆市人民政府关于印发重庆市环境空气质量功能区划分规定的通知》(渝府发〔2016〕19 号)，项目区域属于环境空气二类功能区，执行《环境

空气质量标准》(GB3095-2012)中的二级标准。项目所在评价区域为达标区。

#### (4)声环境

本项目所在区域属于2类声环境功能区，执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区标准，即昼间60dB(A)，夜间50dB(A)。

根据声环境监测数据，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，现状声环境质量较好。

#### (5)生态环境

根据《重庆市生态功能区划》(修编)，本项目所在区域属“III1-1方斗山-七曜山水源涵养-生物多样性生态功能区”。主导生态功能为生物多样性保护和水文调蓄，辅助功能有水土保持、水源涵养和地质灾害防治。

#### (6)土壤环境质量

本项目平台内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地筛选值，平台外农用地土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)风险筛选值。根据监测结果，场地外监测点各因子均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)风险筛选值；场地内监测点各因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中的第二类用地筛选值。

### 8.3 污染物排放情况

本项目废水包括施工期生活污水、压裂返排液、生活污水以及运营期采出水等。施工期钻前生活污水利用区域现有旱厕处置；钻井期间平台剩余水基泥浆由钻井队回收用于后续钻井；压裂返排液在井场配液罐、软体罐暂存，压裂返排液优先回用于本平台压裂工序，最后一口井的压裂返排液优先回用于武隆工区其他钻井平台压裂工序，无可用平台回用时，依托武隆工区采出水处理项目处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放；钻井期间生活污水通过井场及生活区旱厕处理后农用，不外排。油气集输工程生活污水利用旱厕处置。运营期集气站采出水拉运至武隆工区采出水处理站，处理达《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放。

大气污染物主要为施工期压裂试气施工时的燃油废气及运营期间的放空废气，施工期燃油废气主要污染物为 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、烟尘；运营期间正常工况下无废气产生。

固体废物包括施工期的钻井岩屑、废油、废包装材料、压裂返排液絮凝沉淀污泥和生活垃圾等，运营期固体废物主要为废润滑油。

## 8.4 主要环境影响及环境保护措施

### 8.4.1 地表水环境影响及环境保护措施

本项目施工期钻井过程中剩余水基钻井液由井队全部回收，用于后续钻井工程；洗井废水、压裂返排液等经处理后回用于本平台及其他平台压裂工序；生活污水经旱厕收集处置后定期清掏农用，不外排。运营期井下作业废水收集处理后回用于武隆区块平台压裂工序，集气站采出水拉运至武隆工区采出水处理站处理达标《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后排放。

项目产生的污废水经妥善处理，对地表水环境影响较小。

### 8.4.2 地下水环境影响及环境保护措施

钻井过程中，钻井岩屑漏失，将使 SS 和浊度升高，可能对居民生活用水产生影响。本项目周边表层岩溶小泉可能受到钻井影响，应加强对泉点的监控。

钻井工程压裂过程中会有部分压裂水滞留在地层，压裂水绝大部分为清水，其余主要成分为钾盐和有机聚合物，压裂对浅表具有供水意义的地下水没有影响。

井场污染物和岩屑堆放，在做好相关防渗和防护工作后，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。但施工状况下平台内储存的施工材料、存储不到位和污废水储存设施破损，发生漏失会造成地表污染物入渗，对地下水可能造成较大的污染。

在对循环罐、储备罐，柴油罐加强管理，对地面进行硬化，对柴油罐设置围堰；加强对工程周边井泉的巡视和监测，在发生储存容器破损后，及时采取处置措施，减少工程建设对地下水环境的影响。在做好相关防渗和防护工作后，可以将对地下水环境影响降低至最低，对地下水影响小。

### 8.4.3 大气环境影响及环境保护措施

施工期产生的扬尘对施工区域周边一定范围内的环境空气质量造成影响，但通过采取防尘洒水措施后，影响可得到有效控制，并且随着施工期的结束而结束；施工过程中施工机具尾气所含 CO 和烃类污染物排放量小，对周围环境空气质量影响小；钻井阶段采用网电供电，柴油发电机仅作为备用电源，无燃油废气排放，影响较小；运营期间正常工况下无废气产生。

综上分析本工程建设过程中，通过对各施工和生产工序采取有效的大气污染防治措施，环境空气影响可得到有效控制。

#### 8.4.4 声环境影响及环境保护措施

施工期正常工况网电供电时，钻井噪声、压裂试气噪声虽然会造成场界和周边一定范围居民噪声超标，但通过合理的施工安排和对受影响居民采取临时功能避让措施，施工噪声对居民影响可以得到控制。施工噪声将随施工的结束而消失。运营期集气站厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12438-2008)2 类标准；周边各居民点处噪声均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准，

在采取相应措施后，本项目声环境影响可以接受。

#### 8.4.5 固体废物环境影响及处置措施

项目施工期清水岩屑用于铺垫井场、井间道路，水基岩屑经不落地系统收集、压滤脱水后，优先用于制砖或制水泥等资源化利用；废油由井队综合利用或交由有相应危险废物处理资质的单位进行处置；废包装材料由厂家或有资质的单位回收；压裂返排液絮凝沉淀污泥按一般工业固体废物进行处置或资源化利用；废防渗材料交由有相应危险废物处置资质的单位进行处置；生活垃圾定点收集后交由当地环卫部门统一处置。

运营期废润滑油交由有相应危险废物处置资质的单位处置。

本项目固体废物经妥善处理对环境的影响小。

#### 8.4.6 生态环境影响及环境保护措施

项目建设因占用部分耕地会导致区域农业粮食产量减少，通过青苗赔偿及占地补偿等措施，不会导致被占用耕地的居民生活质量下降。

由于井场面积较小，项目工矿景观的加入对项目区现有景观格局影响轻

微，除人工建筑景观外其它景观的多样性指数等没有太大变化，各景观内部景观要素的组成稳定。

项目针对建设及自然恢复期可能产生的水土流失，设置完善的截排水沟，并对井场占地进行硬化，在施工结束后，及时对临时占地形成的地表扰动区域进行植被恢复。在采取上述措施后，项目将进一步减少水土流失量，对生态环境影响较小。

#### 8.4.7 风险防范措施及环境影响

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

### 8.5 环境影响经济损益分析

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 环境管理与环境监测

建设单位已制定了严格的 HSE 程序文件和作业文件，应进一步加强 HSE 宣传，严格执行各项管理措施，实施各环节 HSE 审计。在施工过程中加强环境管理。项目在施工结束后自行组织建设项目竣工环境保护验收。

### 8.7 综合结论

本项目符合国家页岩气发展规划和产业政策，项目选址位于重庆市生态保护红线外，项目建设有利于扩大武隆区块页岩气产能，加快构建区域能源新格局，推动重庆地区节能减排工作的深入开展和地方经济的可持续发展。项目所在区域环境空气、声环境、地表水、地下水环境质量现状总体较好，在严格落实各项污染防治措施、生态保护措施及环境风险措施情况下，可将项目对环境

的影响降至最低，实现污染物达标排放，满足环境功能区要求，环境可以接受。  
从环境保护角度分析，项目建设可行。