

四川瑞坤能源服务有限公司
吉富 19 井试采气工程环境影响报告书
(征求意见稿)

建设单位：四川瑞坤能源服务有限公司
编制单位：四川吉之源科技发展有限公司

二〇二五年七月

概 述

一、建设项目背景及特点

中国石油积极推进页岩气勘探开发，四川盆地川南地区五峰组～龙马溪组深水陆棚相广泛发育，富有机质页岩厚度大、分布稳定，页岩气资源丰富，长宁、威远、泸州和渝西四个矿区埋深 4500 米以内可工作面积约 2 万平方千米，资源量约 9.7 万亿立方米。

吉富 19 井位于川西南低褶构造带瓦市东断鼻构造，处于构造高部位且位于断层上盘，研究认为，茅口组气藏类型为岩性气藏，通过三维区精细标定认为储层表现为最大波峰特征，通过最大波峰振幅属性分析落实吉富 19 井储渗体圈闭面积 3.8km^2 ，按照邻区古佛坎背斜探明储量参数，孔隙度为 8%，体积系数 0.00438，饱和度 86%，厚度为 19m，计算圈闭资源量 $A*\Phi*S_g*V=11.4\times 10^8\text{m}^3$ 。龙马溪组为自生自储的岩性气藏，气藏连片分布，资源规模大，单井控制储量为 $7\times 10^8\text{m}^3$ 。

吉富 19 井于 2024 年 8 月开钻，于 2025 年 2 月完钻。根据前期勘探结果，自贡地区单井储层吉富 19 井测试获得高产工业气流，具有较好的地质条件及开发潜力。

同时为加快推进页岩气勘探开发，增加清洁能源供应，优化调整能源结构，满足经济社会较快发展、人民生活水平不断提高和绿色低碳环境建设的需求，加快威远勘探开发区龙马溪组、五峰组气藏的开发建产工作，开展探矿成果试采，评价区块开发资源潜力，探明储量获取试采资料，为下一步区块投入正式开采的开发方案提供依据。由于吉富 19 井周边 20 公里内无输气管网，目前还未进行管道建设规划工作，生产不具备入管网条件，为节约能源，减少资源浪费，提高资源的利用效率，为此中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司对吉富 19 井试采气工程进行公开招标，为此四川瑞坤能源服务有限公司在中标承揽加工吉富 19 井后，拟在吉富 19 井新建试采气回收站一座，包括单井部分，试采气回收部分，配套的公用工程。 设计规模 10 万方/天。工艺流程：采气树-节流阀组-出砂装置—分离计量-脱酸(含二氧化碳及硫化氢)-脱水-脱汞—天然气液化。

二、建设项目特点

(1) 本项目为新建吉富 19 井试采气工程，原吉富 19 井钻井工程已结束撤场，已进行环保验收。因此评价开展现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题提出有效防治措施。

(2) 吉富 19 井，天然气含硫化氢。

(3) 本项目为试采天然气项目，主要建设内容为采气站场，兼有生态影响和污染影响的特点。本项目生态环境影响主要体现在施工期土地占用、植被和土壤破坏、水土流失及生态景观破坏等方面；污染影响施工期主要为设备噪声、扬尘、施工废水、试压废水等；运营期主要为气田水、放空废气、撬装设备噪声、废分子筛等。

(4) 运营期产生的气田水转运至具有回注处理能力的回注井或具有污水处理资质的单位进行处理。不排入地表水体，可有效保护项目区域内的地表水环境。开展现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题提出有效防治措施。

(5) 运营期产生的废水主要为气田水和站场值守人员生活污水，气田水经污水池（500m³）收集后定期转运至回注处理能力的回注井或具有污水处理资质的单位进行处理，不在项目所在区域外排。可有效保护项目区域内的地表水环境。

三、环境影响评价过程

按照《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国务院令第 682 号）要求，项目应进行环境影响评价。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，本项目属于“五、石油和天然气开采业 07”中“0721 陆地天然气开采（涉及环境敏感区的）”。**对照贡井区莲花镇永久基本农田矢量分布图，拟建项目占地区域涉及永久基本农田。**项目涉及《名录》中所列环境敏感区—永久基本农田和水土流失重点治理区，故环评类别为编制环境影响报告书。

2025 年 2 月，四川瑞坤能源服务有限公司委托四川吉之源科技发展有限公司（以下简称我公司）承担该工程的环境影响评价工作。接受委托后，我公司随即组织环评技术人员进行现场踏勘和调查，收集资料，在进行项目初步工程分析及环境现状调查等工作基础上，确定了评价工作等级、评价范围以及评价标准、评价因子等，制定了环境质量现状监测方案并委托监测。2025 年 2 月取得四川海德汇检测有限公司出具的环境质量现状监测报告。

在现场踏勘和调查、资料收集、环境质量现状调查及监测、评价因子识别以及工程分析等工作的基础上，对本项目实施可能产生的环境影响以及环境风险进行了预测分析与评价，并根据项目实施可能产生的环境影响提出了相应的环境保护措施以及风险防范措施和应急要求，在上述工作的基础上，编制完成了《吉富 19 井试采气工程项目境影响报告书》。

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）第 3.3 条，本项目整个环境影响评价工作分为三个阶段，即调查分析和工作方案编制阶段、分析论证和预测评价阶段、环境影响报告书编制阶段。项目具体流程见下图 1-1。

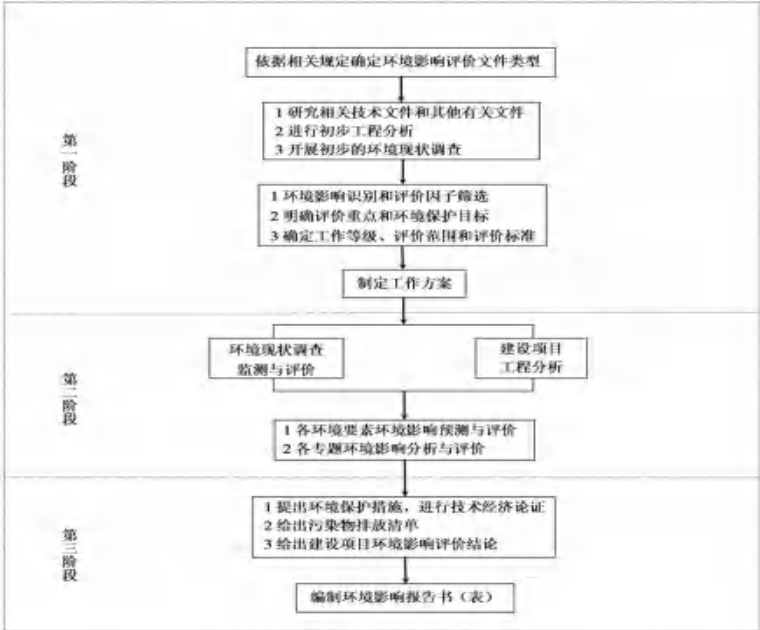


图 1-1 环境影响评价工作程序图

（1）准备阶段

根据建设单位提供的资料，确立了如下环评工作思路：

- ①编制环境影响评价工作方案；
- ②根据设计资料，针对拟建工程建设特点，对项目实施可能对环境的影响进行识别；
- ③在识别环境影响的基础上，重点对工程建设可能会对区域内的生态环境、环境空气、地表水、地下水、土壤和声环境等重点环境要素的环境影响和环境风险进行深入分析、预测，以论证工程的环境可行性。

（2）环境影响评价工作阶段

①环境敏感区筛查

本次评价于 2025 年 2 月对项目评价范围进行了详查，查明评价范围内永久基本农田、居民点、学校、饮用水水源保护区、自然保护区、风景名胜区、森林公园等各类环境敏感区分布情况，并将筛查结果及时反馈给建设单位及设计单位。

②环境现状调查

本次评价在 2025 年 3 月完成了区域大气环境、地下水环境、土壤、声环境等现状监测工作。

③环境影响评价工作

根据调查、收集到的有关文件、资料，在环境现状调查结果的基础上，采用计算机模型模拟、类比分析等手段，对建设项目各环境要素的环境影响和环境风险进行了分析、预测及评价。

（3）环境影响报告书编制阶段

整理各环境要素的分析、预测成果，评价工程建设对各环境要素的影响，编制环境影响报告书，论证工程建设的环境可行性。

四、相关环境保护法律、法规、标准、政策、规范、规划的符合性判定情况

本项目符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》、《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《页岩气产业政策》、《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》、《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）、《四川省主体功能区规划》、《页岩气发展规划（2016-2020 年）》、《四川省矿产资源总体规划》（2016-2020 年）《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》（国办发〔2024〕39 号）。相项目选址不涉及生态红线，符合《长江经济带生态环境保护规划》、《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022 年版）》、《自贡市人民政府关于加强生态环境分区管控的通知》（自府发〔2024〕36 号）等相关管控要求。

五、关注的主要环境问题及环境影响

针对工程建设特点，本次环境影响评价施工期主要关注因施工临时占地和施工活动造成的环境影响及退役后施工迹地的恢复，营运期主要关注事故环境风险影响。

拟建项目的环境影响主要表现为生态型影响。项目临时占地涉及永久基本农田和水土流失重点治理区，拟建项目的实施将造成永久基本农田的临时占用和水土流失影响，影响时段主要体现在施工期，在采取相应生态保护和水土保持措施的基础上，施工期造成的影响较小。服务期产生的污染物较少，主要为站场产生的废气、燃气发电机组燃烧废气、水套炉燃烧废气、无组织挥发废气、废脱硫剂、废脱汞剂、废活性炭、废包装物等，站场操作人员生活污水和生活垃圾等，产生的污染物均得到合理处置，对周边环境影响较小。

六、环境影响评价主要结论

吉富 19 井试采气工程符合相关产业政策，符合相关环境保护政策，符合自贡市“生态环境分区”管控要求。总体符合相关规划要求，占地不涉及生态红线。通过落实评价提出的污染防治措施和生态保护与恢复措施，对大气、地表水、声环境、地下水、土壤、生态环境影响小，不改变区域的环境功能，符合区域大气环境改善目标管理要求，环境

影响可接受。通过严格按照设计和行业规范作业，按照行业规范和环评要求完善相关风险防范和应急措施，制定详尽有效的环境风险应急预案。项目环境风险是可防控的。项目选址选线环境可行，布局合理，采用的环保措施可行。从环境保护的角度分析，在严格落实报告中提出的各项环保措施的前提下，工程建设是可行的。

本报告编制过程中得到自贡市生态环境局、贡井区生态环境局等相关职能部门以及国石油天然气股份有限公司吉林油田川南天然气勘探开发分公司等单位领导和专家的大力支持和帮助，在此一并表示感谢！

1 总则

1.1 评价目的及原则

1.1.1 评价目的

(1) 在对工程区进行实地调查、监测和资料收集的基础上，分析项目所在区域的大气环境、地表水环境、地下水环境、生态环境、土壤和声环境等的质量现状及存在的主要环境制约因素。

(2) 结合项目特点，在工程分析的基础上，进一步分析、预测、评价整个项目建设期及服务期对评价区域内大气环境、水环境、声环境、生态环境、土壤等可能造成的影响。

(3) 对项目设计拟采取的环保措施进行论证，提出项目施工期和服务期的污染防治措施及生态保护对策、建议，为项目下阶段建设和环境管理提供科学依据，使项目在取得经济效益的同时最大程度减轻项目建设带来的不利影响。

(4) 从环境风险防范角度，论证项目服务期间的环境风险大小，并从设计、生产、管理等方面提出控制和削减环境风险的对策措施，最大限度降低项目环境风险，实现环境的可持续发展。

1.1.2 评价原则

该项目的环境影响评价将遵循以下原则：

(1) 页岩气开采应符合国家、地方有关产业政策、环境政策和法规要求。符合环境准入和生态红线保护要求，满足区域“生态环境分区管控”要求。

(2) 符合地区总体发展规划、页岩气发展规划、矿产资源开发规划以及规划环评及审查意见要求。

(3) 污染物达标排放，并实施污染物排放总量控制和达到清洁生产要求。通过提出有效的环保措施、风险防范措施和应急措施，确保环境影响可接受，环境风险可防可控。

(4) 科学性、客观公正性。

1.1.3 总体构思

针对拟建工程排污特点，评价以污染物达标排放和总量控制为纲，分析预测拟建工程建成后可能造成的环境影响，论证拟建工程全过程的污染控制水平和环保措施的经济技术可行性，科学、客观地评述拟建工程建设的环境可行性，为拟建工程设计、运行和环境管理提供科学依据。

(1) 拟建工程在原钻井工程已建井场上进行建设，评价对试采工程环保措施执行情况、环境影响程度进行回顾性调查，识别存在的环境问题并提出相应整改措施，并对钻井工程环保设施可依托性进行分析。

(2) 对试采撬装站建设、服务期和服务期满后评价，识别主要的生态环境影响因素和环境污染因素，提出合理的生态环境保护措施和污染防治措施，以减小工程运营对环境的影响。

1.2 编制依据

1.2.1 国家法律法规

(1) 《中华人民共和国环境保护法》（中华人民共和国主席令第9号，2014年4月24日修订，2015年1月1日起实施）；

(2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第77号，2018年12月29日修订，2018年12月29日起实施）；

(3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（中华人民共和国主席令第31号，2018年10月26日修订，2018年10月26日起实施）；

(4) 《中华人民共和国水污染防治法》（中华人民共和国主席令第87号，2017年6月27日修订，2018年1月1日实施）；

(5) 《中华人民共和国水法》（中华人民共和国主席令第74号，2016年7月修订）；

(6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（中华人民共和国主席令第 104 号，2021 年 12 月 24 日通过，2022 年 6 月 5 日起施行）；

(7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（中华人民共和国主席令第 43 号，2020 年 4 月 29 日发布，2020 年 9 月 1 日起实施）；

(8) 《中华人民共和国土地管理法》（中华人民共和国主席令第 28 号，2019 年 8 月 26 日修正，2020 年 1 月 1 日起实施）；

(9) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席令第 39 号，2010 年 12 月 25 日修订，2011 年 3 月 1 日起实施）；

(10) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（中华人民共和国主席令第 8 号，2019 年 1 月 1 日起实施）；

(11) 《中华人民共和国节约能源法》（中华人民共和国主席令第七十七号，2018 年 10 月修正）；

(12) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（中华人民共和国主席令第五十四号，2012 年 7 月 1 日起实施）；

(13) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日施行）；

(14) 《中华人民共和国长江保护法》（中华人民共和国主席令第六十五号，2021 年 3 月 1 日施行）；

(15) 《中华人民共和国森林法》（2019 年 12 月 28 日修订，2020 年 7 月 1 日实施）；

(16) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2018 年 10 月 26 日修订）。

1.2.2 行政法规与国务院发布的规范性文件

(1) 《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令第 682 号，2017.10.1）；

- (2) 《危险化学品安全管理条例》（中华人民共和国主席令第 591 号，2013 年修正）；
- (3) 《土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令第 592 号，2011.2.22）；
- (4) 《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发〔2010〕46 号）；
- (5) 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2011〕35 号，2011.10.17）；
- (6) 《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）；
- (7) 《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》（2021.11.2）；
- (8) 《基本农田保护条例》（2011 年 01 月 08 日修订版）；
- (9) 《建设项目用地预审管理办法》（2016 年修订版）；
- (10) 《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第 748 号，2021.12.1）。
- (11) 《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37 号）；
- (12) 《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17 号）；
- (13) 《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31 号）；
- (14) 《国务院办公厅关于印发<加快构建碳排放双控制度体系工作方案>的通知》（国办发〔2024〕39 号）。

1.2.3 部门规章与部门发布的规划性文件

- (1) 《关于进一步加强生态保护工作的意见》（环发〔2007〕37 号）；
- (2) 《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4 号）；
- (3) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（中华人民共和国生态环境部令第 16 号，2021 年 1 月 1 日起施行）；
- (4) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 7 号）；
- (5) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号）；

(6) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98号）；

(7) 关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知（环保部环办〔2013〕103号）；

(8) 《关于推进环境保护公众参与的指导意见》（环办〔2014〕48号）；

(9) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号，2018.7.16）；

(10) 《分散式饮用水水源地环境保护指南（试行）》（环办〔2010〕132号）；

(11) 《集中式饮用水水源环境保护指南（试行）》（环办〔2012〕50号）；

(15) 关于印发《“十四五”生态保护监管规划》的通知（环生态〔2022〕15号）；

(16) 《关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166号，2021.11.27）；

(17) 《关于全面实行永久基本农田特殊保护的通知》（国土资规〔2018〕1号，2018年2月23日）；

(18) 《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号，2021.11.4）；

(19) 《自然资源部办公厅关于加强临时用地监管有关工作的通知》（自然资办函〔2023〕1280号）；

(20) 《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）；

(21) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告2012年第18号，2012-03-07实施）；

(22) 《油气田开采废弃井永久性封井处置作业规程》（GB/T43672-2024）；

(23) 《国家重点保护野生动物名录》（国家林业和草原局农业农村部公告2021年第3号）；

(24) 《国家重点保护野生植物名录》（国家林业和草原局农业农村部公告2021

年第 15 号)；

(25) 甲烷排放控制行动方案(环气候〔2023〕67 号)；

(26) 危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采(公告 2021 年 第 74 号，2021-12-22 实施)；

(27) 《自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知(试行)》(自然资发〔2022〕142 号，2022 年 8 月 16 日)；

(28) 《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)；

(29) 《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)。

1.2.4 地方性法规和文件

(1) 《四川省环境保护条例》(修订)(四川省第十二届人民代表大会常务委员会公告第 94 号公布)；

(2) 《四川省生态功能区划》；

(3) 《四川省主体功能区规划》，川府发〔2013〕16 号；

(4) 《四川省基本农田保护实施细则》，川府发〔1996〕77 号；

(5) 《四川省人民政府关于〈全国生态环境保护纲要〉的实施意见》，川府发〔2002〕7 号；

(6) 《四川省<中华人民共和国土地管理法>实施办法》，四川省第十三届人民代表大会常务委员会公告第 125 号发布；

(7) 《四川省人民政府办公厅关于加强灰霾污染防治的通知》，川办发〔2013〕32 号；

(8) 《四川省灰霾污染防治实施方案》，川环发〔2013〕78 号；

(9) 《四川省固体废物污染环境防治条例》，2022 年 6 月 9 日；

(10) 《四川省环境保护厅办公室关于贯彻落实<建设项目主要污染物排放总量控制指标审核及管理暂行办法>的通知》，川环办发〔2015〕333 号；

- (11) 《四川省人民政府关于印发水污染防治行动计划四川省工作方案的通知》，川府发〔2015〕59号；
- (12) 《四川省人民政府关于印发四川省生态保护红线方案的通知》，川府发〔2018〕24号；
- (13) 《四川省环境保护厅关于发布生态保护红线市县级行政区汇总表和登记表的函》，川环函〔2018〕1201号；
- (14) 《四川省生物多样性保护战略与行动计划》；
- (15) 《四川省〈中华人民共和国水土保持法〉实施办法》，2012年12月1日；
- (16) 《四川省新增重点保护野生动物名录》，川府发〔2000〕37号；
- (17) 《四川省“十四五”能源发展规划》，川府发〔2022〕8号；
- (18) 《四川省突发环境事件应急预案备案行业名录（2022版）》，川环规〔2022〕5号；
- (19) 《四川省地面水水域环境功能划类管理规定》，2012年9月26日；
- (20) 《四川省水利厅关于印发四川省省级水土流失重点预防区和重点治理区划分成果的通知》，川水函〔2017〕482号；
- (21) 《四川省林地管理办法》，川林发〔2010〕33号；
- (22) 《四川省“十四五”生态环境保护规划》，川府发〔2022〕2号；
- (23) 《四川省〈中华人民共和国水土保持法〉实施办法》，2012年12月1日；
- (24) 《四川省人民政府关于〈四川省生态功能区划〉的批复》，川府函〔2006〕100号；
- (25) 《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》，川自然资规〔2022〕3号；
- (26) 四川省生态环境厅办公室关于印发《产业园区规划环评“三线一单”符合性分

析技术要点（试行）》和《项目环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）》的通知，川环办函〔2021〕469号；

（27）《自贡市人民政府关于加强生态环境分区管控的通知》（自府办发〔2024〕36号）；

（28）《四川省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》，2021年2月2日；

（29）《四川省人民政府关于印发四川省碳达峰实施方案的通知》，川府发〔2022〕37号；

（30）《自贡市“十四五”生态环境保护规划》，自府发〔2022〕25号；

（31）《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022年版）》，川长江办[2022]17号；

（32）《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》；

（33）《自贡市矿产资源总体规划（2021—2025年）》。

1.2.5环境影响评价技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（5）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（6）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（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》（HJ349-2023）；

（10）《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；

- (11) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令[2018]4号）；
- (12) 《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）；
- (13) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）；
- (14) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）。

1.2.6行业技术规范

- (1) 《页岩气地面工程设计规范》（QSY 1858-2015）；
- (2) 《页岩气井试气技术规范》（NB/T14014-2016）；
- (3) 《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）；
- (4) 《石油天然气设计防火规范》（GB50183-2004）；
- (5) 《石油天然气工程总图设计规范》（SY/T0048-2016）；
- (6) 《油气田地面建设工程设计文件编制标准》（GB/T50691-2011）；
- (7) 《石油天然气站内工艺管道工程施工及验收规范》（SY0402—2000）；
- (8) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628—2005）；
- (9) 《非常规油气开采企业温室气体排放核算方法与报告指南》（SY/T7641-2021）；
- (10) 《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》（SY6503-2016）；
- (11) 《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SY/T6125-2013）；
- (12) 《油气井井喷着火抢险作法》（SY/T6203-2014）；
- (13) 《页岩气开发工程地下水环境监测技术规范》（NB/T10848-2021）；
- (14) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；
- (16) 《页岩气试采方案编制技术要求》（NB/T10119-2018）。

1.2.7 建设项目有关文件、资料

- (1) 立项文件；
- (2) 吉富19井钻井工程环保手续；
- (3) 《吉富19井试采气工程初步设计》，中宏善建建设有限公司

(4) 与项目有关的其他资料。

1.3 环境功能区划

(1) 大气环境

工程建设区域属于农村地区，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012），评价区的大气环境功能区划属二类区。

(2) 地表水环境

根据现场调查，本项目区域地表水体属于牛尾河，项目评价范围内的地表水体环境功能为Ⅲ类水域，水体功能主要为灌溉、泄洪等。

经核实，项目评价范围内不涉及集中式饮用水源保护区。

(3) 地下水环境

根据现场调查结果，本项目区域的地下水开发利用现状主要以水井作为人畜生活用水，评价范围内不涉及地下水集中式饮用水水源保护区。因此，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）地下水质量分类，工程区域地下水环境属Ⅲ类用水。

(4) 声环境

项目评价范围属于农村地区，主要为散居农户，属一般居住环境，属《声环境质量标准》（GB3096-2008）声环境2类区。

(5) 生态环境

根据《四川省生态功能区划》，项目所在地属一级区为I四川盆地亚热带湿润气候生态区内，二级区为I2盆中丘陵农林复合生态亚区，三级区为I2-5沱江中下游城镇-农业及水污染控制生态功能区。

1.4 评价标准

拟建工程环境功能区划和环境影响评价标准如下：

1.4.1 环境质量标准

(1) 环境空气质量标准

项目所在地属环境空气二类区，环境空气SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃及TSP执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中制定非甲烷总烃排放标准时选用的环境质量标准。

表 1.4-1 环境空气质量标准 单位：μg/m³

污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	备注
SO ₂	年平均	60	μg/m ³	GB3095-2012 《环境空气质量标准》 二级标准
	24 小时平均	150		
	1 小时平均	500		
PM ₁₀	年平均	70		
	24 小时平均	150		
PM _{2.5}	年平均	35		
	24 小时平均	75		
NO ₂	年平均	40		
	24 小时平均	80		
	1 小时平均	200		
O ₃	日最大 8 小时平均	160		
	1 小时平均	200		
CO	24 小时平均	4	mg/m ³	
	1 小时平均	10		
非甲烷总烃	1 小时平均浓度限值	2000	μg/m ³	参照《大气污染物综合排放标准 详解》中参考限值

(2) 地表水环境质量标准

拟建项目最近地表水体为西侧溪沟，距离项目井口最近距离约332m，无饮用功能。工程执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类水域水质标准，详见下表。

表1.4-2 地表水环境质量标准 单位：mg/L

项目	Ⅲ类水域标准
pH（无量纲）	6~9
高锰酸盐指数	≤6
COD	≤20
BOD ₅	≤4
挥发酚	≤0.005
氨氮	≤1.0
石油类	≤0.05
溶解氧	≥5
硫化物	≤0.2
氯化物	≤250

总磷	≤1.0
总氮	≤1.0

(3) 地下水环境质量标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类水质标准，详见下表。

表1.4-3 地下水环境质量标准 单位：mg/L

名称	浓度限值	名称	浓度限值
pH（无量纲）	6.5~8.5	硫化物	≤0.02
总硬度	≤450	硝酸盐	≤20
砷	≤0.01	亚硝酸盐	≤1.0
汞	≤0.001	铬（六价）	≤0.05
氟化物	≤1.0	铅	≤0.01
镉	≤0.005	石油类	≤0.05
溶解性总固体	≤1000	氰化物	≤0.05
铁	≤0.3	氨氮	≤0.5
锰	≤0.1	硫酸盐	≤250
挥发性酚类	≤0.002	氯化物	≤250
耗氧量	≤3	总大肠菌群（MPN100mL）	≤3.0
钠	≤200	细菌总数	≤100
钡	≤0.7	/	/

石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准限值。

(4) 声环境质量标准

声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类标准。标准限值见下表。

表1.4-4 声环境质量标准 单位：dB（A）

类别	昼间	夜间	
2类	60	50	

(5) 土壤环境

场地内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的相关标准，其中钡执行《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》（DB51/2978-2023）中的标准值，详见表1.4-5；场地外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中相关标准，标准值见1.4-6。

表 1.4-5 建设用地土壤质量标准限值 单位：mg/kg

污染物项目	筛选值		管制值	
	第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
砷	20	60	120	140
镉	20	65	47	172
铬（六价）	3	5.7	30	78
铜	2000	18000	8000	36000
铅	400	800	800	2500
汞	8	38	33	82
镍	150	900	600	2000
四氯化碳	0.9	2.8	9	36
氯仿	0.3	0.9	5	10
氯甲烷	12	37	21	120
1，1-二氯乙烷	3	9	20	100
1，2-二氯乙烷	0.52	5	6	21
1，1-二氯乙烯	12	66	40	200
顺-1，2-二氯乙烯	66	596	200	2000
反-1，2-二氯乙烯	10	54	31	163
二氯甲烷	94	616	300	2000
1，2-二氯丙烷	1	5	5	47
1，1，2-四氯乙烷	2.6	10	26	100
1，1，2，2-四氯乙烷	1.6	6.8	14	50
四氯乙烯	11	53	34	183
1，1，1-三氯乙烷	701	840	840	840
1，1，2-三氯乙烷	0.6	2.8	5	15
三氯乙烯	0.7	2.8	7	20
1，2，3-三氯丙烷	0.05	0.5	0.5	5
氯乙烯	0.12	0.43	1.2	4.3
苯	1	4	10	40
氯苯	68	270	200	1000
1，2-二氯苯	560	560	560	560
1，4-二氯苯	5.6	20	56	200
乙苯	7.2	28	72	280

苯乙烯	1290	1290	1290	1290
甲苯	1200	1200	1200	1200
间二甲苯+对二甲苯	163	570	500	570
邻二甲苯	222	640	640	640
硝基苯	34	76	190	760
苯胺	92	260	211	663
2-氯酚	250	2256	500	4500
苯并(a)蒽	5.5	15	55	151
苯并(a)芘	0.55	1.5	5.5	15
苯并(b)荧蒽	5.5	15	55	151
苯并(k)荧蒽	55	151	550	1500
蒽	490	1293	4900	12900
二苯并(a,h)蒽	0.55	1.5	5.5	15
并(1,2,3-cd)芘	5.5	15	55	151
萘	25	70	255	700
石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	826	4500	5000	9000

表 1.4-6 农用地土壤质量标准限值 单位: mg/kg

污染物项目		pH≤5.5		5.5<pH≤6.5		6.5<pH≤7.5		pH>7.5	
		风险筛选值	风险管制值	风险筛选值	风险管制值	风险筛选值	风险管制值	风险筛选值	风险管制值
镉	水田	0.3	1.5	0.4	2.0	0.6	3.0	0.8	4.0
	其他	0.3		0.3		0.3		0.6	
汞	水田	0.5	2.0	0.5	2.5	0.6	4.0	1.0	6.0
	其他	1.3		1.8		2.4		3.4	
砷	水田	30	200	30	150	25	120	20	100
	其他	40		40		30		25	
铅	水田	80	400	100	500	140	700	240	1000
	其他	70		90		120		170	
铬	水田	250	800	250	850	300	1000	350	1300
	其他	150		150		200		250	
铜	水田	150	/	150	/	200	/	200	/
	其他	50		50		100		100	
镍		60	/	70	/	100	/	190	/
锌		200	/	200	/	250	/	300	/

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

表 1.4-6 建设用地土壤污染风险管控标准-基本项目（GB36600-2018）单位: mg/kg

1.4.2 污染物排放标准

(1) 废气

拟建工程施工期扬尘执行《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB512682-2020）中表 3 大气污染物特别排放限值；燃气发电机组排放燃烧废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 排放限值及折算后排放速率要求；拟建项目水套炉燃烧执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中标准限值；

项目营运期站场设备阀组非甲烷总烃排放执行《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377-2017）表 5 中“其他”类无组织排放监控浓度限值；储存池非甲烷总烃无组织排放控制要求执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019），具体排放限值见下表。

表 1.4-7 四川省施工场地扬尘排放限值 单位：μg/m³

监测项目	区域	施工阶段	监测点排放限值
总悬浮颗粒物 (TSP)	自贡市	拆除工程/土方开挖/土方回填阶段	600
		其他工程阶段	250

表 1.4-8 大气污染物综合排放标准 单位：μg/m³

标准名称及代号	执行级别	污染物排放浓度（速率）标准限值			折算成 8m 污染物排放浓度（速率）
《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)	表 2	颗粒物	120mg/m³, 3.5kg/h	15m 高排气筒	120mg/m³, 0.996kg/h
			1.0mg/m³	周界外浓度最高点	1.0mg/m³
		二氧化硫	550mg/m³, 2.6kg/h	15m 高排气筒	550mg/m³, 0.74kg/h
			0.4mg/m³	周界外浓度最高点	0.4mg/m³
		氮氧化物	240mg/m³, 0.77kg/h	15m 高排气筒	240mg/m³, 0.219kg/h
			0.12mg/m³	周界外浓度最高点	0.12mg/m³

表 1.4-9 锅炉大气污染物特别排放标准限值

污染物项目	燃气锅炉	浓度限值 (mg/m ³)
SO ₂	烟囱或烟道	50
NO _x		150
颗粒物		20

表 1.4-10 《四川省固定污染源大气挥发性有机污染物排放标准》（DB51/2377-2017）

污染物	无组织排放浓度限值 (mg/m ³)
非甲烷总烃	2.0

含 VOCs 废水储存设施敞开液面上方 100mm 处 VOCs 检测浓度 $\geq 100\mu\text{mol/mol}$, 应符合下列规定之一: a) 采用浮动顶盖; b) 采用固定顶盖, 收集废气至 VOCs 废气收集处理系统; c) 其他等效措施。

(2) 废水

拟建工程施工期和运营期生活废水依托吉富 19 井钻井工程已建的撬装厕所收集由周边农户用于施肥, 不外排; 施工期管道试压废水经沉淀处理后全部回用于洒水降尘, 不外排; 运营期产生的生活污水依托吉富 19 井钻井工程已建的撬装厕所收集由周边农户用于施肥, 不外排; 生产废水主要为试采过程分离出的气田水、脱盐浓水、冷凝水通过站场设置的污水罐收集暂存后定期转运至具有回注处理能力的回注井回注处理, 或转运至具有污水处置资质单位进行处理。回注则按照《气田水回注技术规范》(Q/SY01004-2016) 中的相关要求。

表 1.4-11 《气田水回注技术规范》(Q/SY01004-2016) 主要控制指标

序号	因子	指标 (mg/L)	序号	指标	
1	PH 值	6-9 (无量纲)	4	悬浮物固体含量	≤ 200
2	溶解氧*	≤ 0.5	5	铁细菌 (IB) *	$\leq n \times 10^4$ (个/L)
3	石油类	≤ 100	6	硫酸盐还原菌 (SBR) *	≤ 25 (个/mL)

注 1: “*”表示碳钢油管回注井回注预处理工艺控制执行。

注 2: $1 < n < 10$, 水质分析方法参照 SY/T 5329 的规定执行。

(3) 噪声

拟建工程施工期噪声排放标准执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011); 运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准, 见下表。

表 1.4-12 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位: dB (A)

时段	昼间	夜间
标准限值	70	55

表 1.4-13 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位: dB (A)

厂界外声环境功能区类别	昼间	夜间
2类	60	50

(4) 固体废物

本项目一般工业固体废物按照《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告年2024年第4号）识别，参照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中有关规定要求贮存过程满足防渗漏、防雨淋、防扬尘等环保要求。

危险废物：按《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（公告2021年第74号）、《国家危险废物名录》（2025年版）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求，危险废物转移执行《危险废物转移管理办法》（生态环境部 公安部 交通运输部 部令第23号）中相关要求，交由具有相应危废处置资质单位妥善处置。严格落实危险废物登记、联单管理制度。

（5）生态保护

以不破坏生态系统完整性为标准，水土流失以不改变土壤侵蚀类型为标准。

1.5 环境影响识别和评价因子筛选

1.5.1 环境影响识别

（1）环境对工程建设的制约因素分析

①环境质量

项目地处农村地区，人口密度小，据环境质量现状监测结果及实地调查，评价区环境空气、水环境、声环境和生态环境现状良好，能满足其环境功能的要求，其对工程的制约作用较小。

②自然环境

项目占地主要为耕地，少量占用林地，完工后恢复，对土地资源减少影响有限，但是涉及基本农田需要重点保护；项目所在地不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、文物古迹、学校以及集中人群等特殊敏感点，制约较小。通过对本项目评价周围的环境现状调查，识别出环境对工程建设的制约因素分析结果见表 1.5-1。

表1.5-1 区域环境对工程的制约因素分析

序号	环境要素	制约程度	序号	环境要素	制约程度
1	气候资源	轻度	8	声环境质量	轻度

2	地形地貌	中度	9	地表水环境质量	轻度
3	地质条件	轻度	10	景观资源	轻度
4	地表水文	轻度	11	生物资源	轻度
5	土地资源	轻度	12	交通运输	轻度
6	水土流失	中度	13	电力供给	轻度
7	环境空气质量	轻度	14	经济水平	轻度

(2) 工程建设对环境的影响因素分析

拟建工程施工期环境影响的特点是持续时间短，破坏性小，在工程建设结束后可在一定时期消失，对于而言，运行期环境影响范围小、程度低。环境影响识别结果见下表。

表1.5-2 工程环境影响识别表

建设项目	工程建设活动	环境影响内容
施工期	1场站建设	不新增占地，施工产生机械车辆废气，施工人员生活污水、生活垃圾
	1.1施工机械操作	产生机械尾气和机械噪声、试压废水
	1.2施工人员日常生活	生活污水、生活垃圾排放
运营期	2站场	(1) 水套炉燃烧废气； (2) 燃气发电机燃烧废气； (2) 检修时放空燃烧产生的燃烧废气； (3) 气田水储运产生的 VOCs； (4) 值守人员生活污水和生活垃圾； (5) 试采过程中分离出的气田水、分子筛冷凝水； (6) 噪声源主要为站场设备、天然气放空系统、空压机、发电机、压缩机等； (7) 除砂废渣、废分子筛、废脱硫剂、废活性炭、废脱汞剂、废导热油、维修产生的废润滑油等。
	3工艺站场事故	(1) 工艺站场发生泄漏对站场周围环境和人员的影响。 (2) 天然气遇明火引起火灾或爆炸事故，对事故区域环境空气质量人口集中居住区、社会关注区产生的影响。 (3) 废水泄漏对周边环境造成污染。
	4社会影响	增加劳动就业，促进经济发展。
退役期	站场设备拆除	施工扬尘、机械废气、施工废水、废弃设备管线及零件、建筑垃圾等

本项目环境影响因素识别和主要环境影响因子见下表。

表 1.5-3 项目环境影响因素识别和主要环节影响因子统计表

序号	环境影响因素			主要环境影响因子	统计结果	环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤	植被	动物	景观	其他
1	施工期	废气	施工扬尘、道路扬尘	TSP 等	-	√								
			施工机械和车辆尾气	NO _x 、SO ₂ 、非甲烷总烃等	-	√								
			施工废水	SS 等	-		√	√						

		废水	生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N 等	—		√	√					
			试压废水	SS 等			√	√					
		固废	施工垃圾和生活垃圾	/	—		√	√		√	√		
		噪声	施工机械和车辆噪声	等效A 声级	—				√				
		生态	站场建设	占地, 动植物影响	—					√	√	√	√
		其他	雇佣当地劳动力	对当地经济的拉动	++								√
			交通	短时间阻断交通									√
2	运营期	废气	水套炉燃烧废气	NO _x 、SO ₂ 、颗粒物等	—	√							
			导热油炉燃烧废气	NO _x 、SO ₂ 、颗粒物等	—	√							
			燃气发电机组燃烧废气	NO _x 、SO ₂ 、颗粒物等	—	√							
			站场无组织废气	非甲烷总烃	—	√							
			放空废气	非甲烷总烃	—	√							
		废水	气田水	Cl ⁻ 、SS、COD 等	—		√	√					
			生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N 等	—		√	√					
		固废	废渣	除砂废渣、废分子筛	—		√	√		√			
			生活垃圾	/	—		√	√		√			
		噪声	站场设备噪声	等效 A 声级	—				√				
		风险	站场污水罐	Cl ⁻ 、SS、COD 等	—		√	√					√
			管道天然气泄漏火灾	NO ₂ 、CO	—		√				√		√
3	退役期	废气	施工扬尘、道路扬尘	TSP 等	—	√							
		废水	施工废水	SS 等	—		√	√					
		固废	废弃管道设备、固废等	/	—		√	√		√			
		噪声	设施拆除噪声	等效声级	—				√				

		生态	土地复垦、植被恢复	动植物影响	+					√	√	√	√	
--	--	----	-----------	-------	---	--	--	--	--	---	---	---	---	--

注：“--”为负影响较大；“-”为负影响较小；“++”正影响较大；“+”为正影响较小。

1.5.2 评价因子筛选

根据本项目生产作业过程的排污特点，结合当地环境功能和各类环境因子的重要性
和可能受影响的程度，在环境影响识别的基础上，各环境影响因子的筛选如下：

表 1.5-4 环境影响评价因子表

序号	类别	环境要素	评价因子
1	环境质量现状评价	环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、O ₃ 、CO、非甲烷总烃
		地表水	pH 值、COD、氨氮、石油类、硫化物、氯化物
		地下水	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、总硬度、砷、汞、铬（六价）、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数。 八大离子：K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 。
		土壤	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[b]蒽、苯并[k]蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、氯离子、硫酸根、钡、石油烃（C10-40）
		包气带	pH、氨氮、高锰酸盐指数（COD _{Mn} ）、SO ₄ ²⁻ 、总硬度、石油类、硫化物、Cl ⁻ 、硝酸盐、亚硝酸盐、Fe、锰、钡
		声环境	等效A 声级
		固体废物	/
		生态	土地利用、植被和植物群落、陆生动植物物种及生境、动物物种及生境、生态系统、景观生态体系、流域生态现状、水生生物现状、鱼类
2	环境影响分析	环境空气	非甲烷总烃
		地表水	气田水：pH、COD、SS、石油类、氯化物
		地下水	氯化物、石油类、COD _{Mn}
		声环境	等效A 声级
		土壤	氯离子、石油烃（C10-C40）
		固体废物	废滤渣、废分子筛、废活性炭、废脱硫剂、废脱汞剂、维修过程产生的废润滑油、生活垃圾；
		生态	物种、生境、生物群落、生态系统、生物多样性、生态敏感区
3	环境风险		涉气风险评价因子：非甲烷总烃
			涉水风险评价因子：COD、石油类、氯化物

1.6 评价等级

1.6.1 地表水

拟建工程施工期废水主要为站内工艺管道试压废水及施工人员生活污水，施工期生活污水依托吉富 19 井钻井工程已建的撬装厕所收集后用于周边农田施肥，不外排；站场运营期产生的废水主要为试采过程分离出的气田水暂存于污水罐，定期转运至具有回注能力的回注井回注或转运至具有污水处理资质单位进行处置；站场值守人员产生的生活污水依托吉富 19 井钻井工程已建的撬装厕所收集后用于周边农田施肥，不外排。

根据《环境影响评价技术导则-地表水环境》（HJ2.3-2018）的规定，拟建工程运营期废水均不涉及 废水直接外排，地表水环境评价工作等级确定为水污染影响型三级 B。

1.6.2 环境空气

拟建工程施工期环境空气影响为施工机械、施工车辆的尾气以及扬尘。根据气质报告分析，拟建工程含硫，项目正常工况下，产生的废气主要为水套炉燃烧废气、导热油炉燃烧废气、燃气发电机废气，燃烧介质为净化天然气，污染因子主要为 NO_x、颗粒物、SO₂ 和装置区无组织逸散的非甲烷总烃。

非正常工况下，设备检修和发生事故时排放的放空废气。

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中规定的方法，选取拟建工程主要废气污染物 SO₂、NO_x、颗粒物和 非甲烷总烃为评价因子进行核算，分别计算污染物的最大地面浓度占标率 P_i 和地面浓度达标限值 10%时所对应的最远距离 D_{10%}。其中 P_i 定义为：

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

式中：P_i—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气浓度，μg/m³；

C_{0i} —第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），采用 EIAProA2018 中估算模式对上述污染物的影响程度和范围进行估算，估算参数见下表。

表 1.6-1 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		40.7
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-3.0
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		潮湿
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

表 1.6-2 估算模式计算结果表

污染源名称	评价因子	单位	评价标准	C_{max} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_{max} (%)	$D_{10\%}$ (m)
水套炉燃烧 废气	NO_x	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	250	0.8780	0.35	
	SO_2	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	500	2.9726	0.59	
	PM_{10}	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	450	1.5512	0.34	
导热油燃烧 废气	NO_x	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	250	1.5809	0.63	
	SO_2	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	500	0.7904	0.16	
	PM_{10}	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	450	3.2210	0.72	
燃气发电机 组燃烧废气	NO_x	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	250	15.148	6.06	/
	SO_2	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	500	38.562	7.71	/
	PM_{10}	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	450	30.296	6.73	
工艺装置区 无组织废气	非甲烷总 烃	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	2000	0.0358	/	/
	H_2S	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	10	0.004	0.04	

注： PM_{10} 无小时均值标准，按照日平均值（ $150\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）的 3 倍执行

拟建工程燃气发电机组燃烧废气排气筒排放的 SO_2 ，其占标率为 $1\% < P_{\text{max}} = 7.71\% < 10\%$ 。根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的技术规定，确定拟建工程大气环境影响评价工作等级为“二级”。大气评价范围为以吉富 19 井试采站为中心，边长为 5km 的矩形。

项目大气评价范围见下图所示：

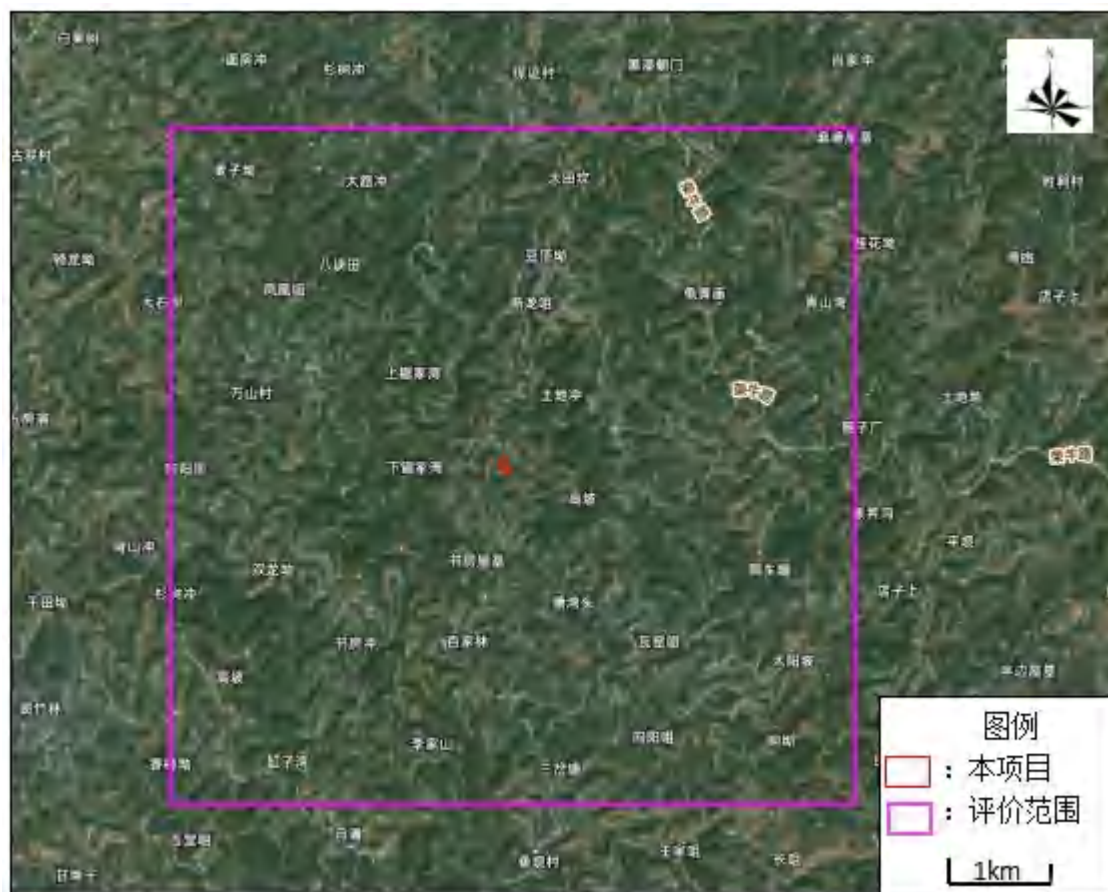


图 1.6-1 大气环境评价范围图

1.6.3 地下水

1、评价工作等级划分

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）、《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的等级划分要求，对本工程地下水环境影响评价等级进行了划分。

（1）建设项目行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中 7.2 规定：按照场站和内部集输管道分别判断行业类别；常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开产井场、站场（含净化厂）等工程，油类和废水等输送管道，按照Ⅱ类建

设项目开展地下水环境评价。本项目为吉富 19 井试采气工程，因此，项目按 II 类建设项目考虑。

（2）地下水环境影响评价工作等级

根据现场的调查结果和收集的相关资料表明，项目站场评价范围内有少量居民采用自打水井作为饮用水源，不涉及地下水集中式饮用水源和分散式饮用水源地、与地下水环境相关的其它保护区，地下水环境敏感特征为“较敏感”。

表 1.6-3 地下水环境敏感程度分级表

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

根据现场调查和资料收集，评价区范围内无地下水集中式饮用水源分布，井场周围居民主要以分散式水井水作为生活饮用水，项目拟建地评价范围不涉及地下水集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。

根据调查，拟建项目场地水文地质单元内分布有分散式饮用水水源，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 1 地下水环境敏感程度分级表，拟建项目地下水环境敏感程度为较敏感。

（3）评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）“表 2 评价工作等级分级表”，本项目地下水环境影响评价工作等级为二级，地下水评价等级划分情况见表 1.6-4。

表1.6-4 地下水评价工作等级分级表

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

2、评价范围

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），根据项目特点及其所在区域水文地质条件、地下水环境保护目标、地下水环境现状、地下水基本流场特征等因素。

《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中给出了评价范围确定的方法，当建设项目所在地水文地质条件相对简单，且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时，应采用公式计算法确定；当不满足公式计算法的要求时，可采用查表法确定。当计算或查表范围超出所处水文地质单元边界时，应以所处水文地质单元边界为宜。

拟建工程场地周边地下水类型为泥砂岩风化带裂隙水，水文地质条件相对简单，且基本掌握了场地周边含水层渗透系数、水力坡度等水文地质参数，满足采用公式计算法的要求。因此，拟建工程评价范围的确定采用公式计算法结合具体水文地质单元条件确定。计算公式为：

$$L = \alpha \times K \times I \times T / ne$$

式中：L—下游迁移距离；

α —变化系数，取值 2；

K—渗透系数，m/d，吉富 19 井位于丘坡，参照评价区周边抽水试验结果，丘坡处抽水试验值 0.0584m/d；

I—水力坡度，根据井场周边地下水位计算结果，拟建项目取站场所在地平均水力坡度约为 1.67%；

T—质点迁移天数，取值 5000d；

ne—有效孔隙度，结合井场含水层特征及周边水文地质勘查成果，取经验值 0.08。经计算， $L=121.9\text{m}$ 。表明，5000 天内水流迁移的最远距离为 121.9m。

井场地下水类型为泥砂岩风化带裂隙水，风化裂隙水的运动受地形起伏和裂隙、溶孔等组成的孔隙裂隙导水系统的控制，区内基岩裂隙因受风化带裂隙发育程度和丘陵地形条件的制约，一般不能构成区域性径流与循环，总体处于分散补给、分散排泄状态，故富集条件较差。基岩裂隙水具浅循环短途径径流和积极交替的特点。一般在较高位置接受补给后，沿风化裂隙渗入含水带并向低洼处运移，于附近沟谷排出地表；少部分能流向稍远沟谷或江河。

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）中给出了评价范围确定的方法，当建设项目所在地水文地质条件相对简单，且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时，应优先采用公式计算法确定；当不满足公式计算法的要求时，可采用查表法确定。当计算或查表范围超出所处水文地质单元边界时，应以所处水文地质单元边界为宜。评价区水文地质条件简单，掌握的资料能满足公式计算法的要求，优先选用公式计算法，结合地下水导则要求及井场所处的水文地质条件，综合采用公式计算法和结合水文地质条件的自定义法确定。经公式法计算，5000 天内水流迁移的最远距离为 121.9m。因评价区地下水类型为泥砂岩风化带裂隙水，地下水一般在位置较高的丘顶接受补给后，沿风化裂隙渗入含水带并向低洼处运移，于附近沟谷排出地表，结合公式计算结果、自定义法综合确定地下水评价范围为井场北侧和南侧河流为排泄边界，其余边界以丘顶地表分水岭为隔水边界，地下水评价范围约 0.97km^2 ，地下水整体上由东北向西南侧、南侧径流，最终排泄入下游河流。

项目地下水评价范围见下图所示：



图 1.6-2 地下水环境评价范围

1.6.4 声环境

根据天然气开采运行环境影响特性，主要噪声源位于井站内，本项目场站采取降噪措施确保各厂界噪声达标；本项目场站位于2类声环境功能区；周边200m范围内有少量分散居民点分布，受噪声影响人口数量不大，居民点处噪声值增加量小于5dB（A），因此，根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中关于评价工作等级的划分原则，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级。判断等级详见下表。

表 1.6-5 声环境评价等级

划分依据	项目基本情况	判别	评价等级
区域声环境功能区类别	井站周边为散居居民	2类地区	二级
受影响人口的数量	井站声环境评价范围内以及井站道路沿线仅少量分散居民点分布	受噪声影响人口数量少	
噪声环境影响	项目建设前后正常工况下敏感目标噪声增量小于 5dB		

根据导则要求，结合项目周边居民点分布情况以及设备高噪声值、昼夜连续施工的工程特点，声环境影响评价区涵盖所有噪声影响区域。故本项目施工期和运营期声环境影响评价范围按照导则要求确定为吉富 19 井试采平台厂界外 200m 范围。

项目噪声评价范围见下图所示：

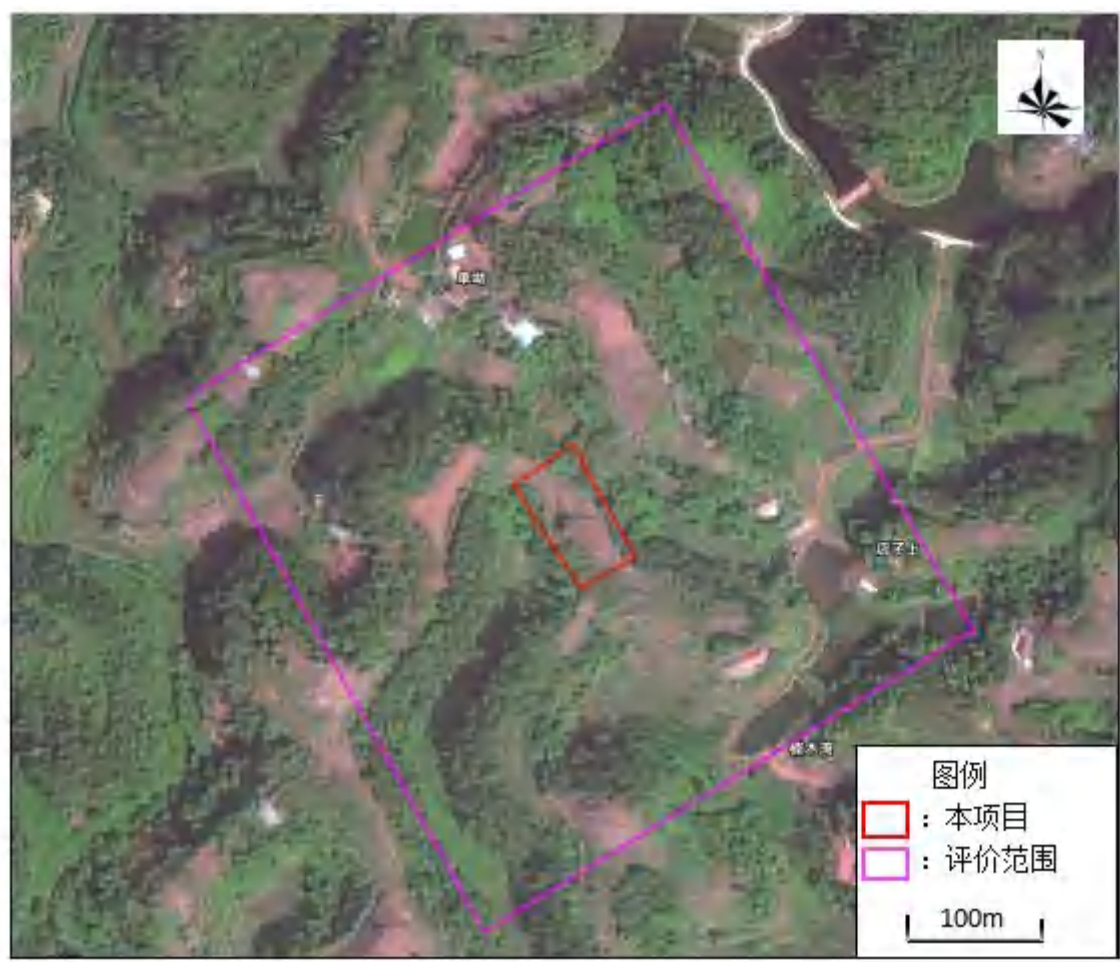


图 1.6-3 声环境评价范围

1.6.5 生态环境

工程在原试采场站内预留地上建设，不新增占地。项目影响区域不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园及生态保护红线等生态敏感区；项目周边以农业经济为主，站场地下水和土壤影响范围内分布有永久基本农田及水土流失重点治理区，但项目依托原试采工程已建井场进行建设，不涉及地下水及土壤影响。

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）评价等级划分规定，拟建工程生态环境影响评价分级情况详见下表。

表 1.6-6 生态环境影响评价工作等级划分表

序号	导则评价等级判定原则	拟建工程概况	拟建工程评价等级判定
----	------------	--------	------------

导则条款 6.1.2	a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及	/
	b	涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及	/
	c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	不涉及	/
	d	根据HJ2.3判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	项目建设不涉及水文要素；运营期地表水评价等级为三级B	/
	e	根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	项目依托原钻井工程已建井场进行建设，吉富19井试采站评价范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标，陆生评价等级为三级	/
	f	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	工程在原井站内预留地上建设，不新征占地	/
	g	除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	√	三级
	h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/	/
导则条款 6.1.3		建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级	根据《四川省生态功能区划》项目所在区域属于I-2-5沱江中下游城镇-农业及水污染控制生态功能区，不属于对保护生物多样性具有重要意义的区域	不涉及评价等级上调
导则条款 6.1.4		建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	项目仅涉及陆生生态影响	三级
导则条款 6.1.5		在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	不涉及	/
导则条款 6.1.6		线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级	项目不涉及线性工程，同时评价等级不进行下调	/
导则条款 6.1.7		涉海工程评价等级判定参照GB/T19485	不涉及	/
导则条款 6.1.7		符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析	本项目站原有钻井工程占地范围内进行建设，不新增占地。	/

根据上表分析，拟建工程仅涉及陆生生态影响，评价等级为三级。根据《环境影响评价技术导则生态环境影响》（HJ19-2022）“6.2.1生态应评价应能充分体现生态完整性和生物多样性保护要求，涵盖评价项目全部活动的直接影响区域和间接影响区域”；《环

境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）“7.1a）井场、站场（含净化厂）等工程以场界周围50m范围、集输管道等线性工程两侧外延300米为评价范围”。

因此本项目生态评价范围为试采平台场界周围50m范围，项目生态评价范围约3.36hm²。

项目生态评价范围图见下图所示：



图 1.6-4 生态评价范围图

1.6.6 环境风险

1.6.6.1 危险物质数量与临界量比值（Q）

拟建项目工艺设备区净化气在发生事故后可通过井口高低压截断阀控制，放空废气通过放空管直接排放。拟建项目使用的混合冷剂由甲烷、丙烷、氮气、异丁烷、乙烯组成，其中甲烷、丙烷、异丁烷、乙烯为风险物质。拟建项目设置 1 个容积为 6.5m³ 重烃闪蒸罐，重烃易燃，属于风险物质；拟建项目 LNG 装车单元设置 3 台 LNG 装车臂，按最不利情况，本评价考虑 3 辆槽车装车时同时发生泄漏。项目设置 1 台导热油炉，导热油存放于储罐内，最大暂存量为 0.6t。

拟建项目风险物质在线量详见下表 1.6-7。

表 1.6-7 拟建项目风险物质在线量统计表

站场名称	风险物质	最大在线量 (t)	来源
吉富 19 井	LNG	70.2	LNG 装车单元
	甲烷	0.9	混合冷剂制备区
	乙烯	0.9	
	丙烷	0.5	
	异丁烷	0.5	
	甲烷	0.0773	工艺装置区在线天然气
	硫化氢	0.000053	
	重烃	1.62	重烃闪蒸罐
	导热油	0.6	导热油炉储罐内

备注：①LNG 槽车一般拉运量为 52m³/车，LNG 产品气相对密度 0.5656kg/m³，约 23.4t/车，考虑最不利情况，3 辆槽车同时泄漏量为 70.2t

②混合冷剂制备区甲烷、乙烯、丙烷、异丁烷的最大在线量为钢瓶的暂存量；

③根据业主提供资料，重烃相对密度为 0.58；

④根据参考气质报告，天然气相对密度为 0.5729，甲烷含量约 97.2%，硫化氢含量为 380mg/m³，工艺装置区总设计规模为 10×10⁴m³/d，在站场有人值守情况下，考虑应急截断时间 2min；

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 并结合参考的气质报告可知，本项目所涉及易燃易爆、有毒有害的危险物质主要为天然气，其主要成分为甲烷，且含硫化氢。项目涉及的风险物质主要为甲烷、硫化氢、导热油、制冷剂（乙烯、丙烷）。按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：q₁，q₂，...，q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量, t;

当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时, 将 Q 值划分为: (1) $1 \leq Q < 10$; (2) $10 \leq Q < 100$; (3) $Q \geq 100$ 。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018), 危险物质数量与临界量比值见下表。

表 1.6-8 危险物质数量与临界量比值计算一览表

站场	涉及危险单元	危险物质名称	最大存在总量/t (q_n)	临界量 Q_n (t)	Q 值
吉富 19 井	LNG 装车单元	LNG	70.2	10	7.02
	混合冷剂制备区	甲烷	0.9	10	0.09
		乙烯	0.9	10	0.09
		丙烷	0.5	10	0.05
		异丁烷	0.5	10	0.05
	工艺装置区在线天然气	甲烷	0.0773	10	0.00773
		硫化氢	0.000053	2.5	0.0000212
	重烃闪蒸罐	重烃	1.62	2500	0.000648
	导热油炉储罐	导热油	0.6	2500	0.00024
合计					7.32

1.6.6.2 项目环境风险潜势等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 附录 C 可知:

当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时, 将 Q 值划分为: (1) $1 \leq Q < 10$; (2) $10 \leq Q < 100$; (3) $100 \leq Q$ 。

本项目危险物质数量与临界值比值 Q 值为 7.32, $1 \leq Q < 10$ 。

1.6.6.3 行业及生产工艺 (M)

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 C, 分析项目所属行业及生产工艺特点, 按照下表评估生产工艺情况。具有多套工艺单元的项目, 对每套生产工艺分别评分并求和。将 M 划分为 (1) $M > 20$; (2) $10 < M \leq 20$; (3) $5 < M \leq 10$; (4) $M = 5$, 分别以 M_1 、 M_2 、 M_3 和 M_4 表示, M 值取值方式见下表。

表 1.6-9 行业及生产工艺 (M)

行业	评估依据	分值
----	------	----

石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 ^a 、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 ^b （不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5

^a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力（P） $\geq 10.0\text{MPa}$ ；

^b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

由上表可知，根据上表，本项目涉及页岩气开采(含净化)，M 属于 M3（M=10）。

1.6.6.4 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录C，已知危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M），按照下表确定危险物质及工艺系统危险性等级（P），分别以P1、P2、P3、P4表示，P值分级见下表所示。

表1.6-10 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

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

本项目的Q 值小于 10，M 值均为 10（ $5 < M \leq 10$ ），由上表可知，本项目运营期危险物质及工艺系统危险性等级均为 P4。

1.6.6.5 环境敏感程度（E）分级

（1）大气环境敏感程度分级

大气环境敏感程度分级原则见下表：

表 1.6-11 大气环境敏感程度分级（E）

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化

	学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

根据外环境关系介绍可知，项目 5km 范围为人口总数大于 1 万人，项目大气环境敏感程度为 E2。

(2) 地表水环境敏感程度分级

地表水环境敏感程度分级原则、地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级如下所示。

表 1.6-12 地表水功能环境敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
F1	排放点进入地表水水域环境功能为 II 类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
F2	排放点进入地表水水域环境功能为 III 类及以上，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
F3	上述地区之外的其他地区

表 1.6-13 环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区、天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

拟建项目最近地表水为西侧 332m 的溪沟，该河流段功能为灌溉、饮用功能；因此，本工程地表水环境敏感特征为 F2。项目排放点沟渠下游（顺水流向）10km 范围内不涉及饮用水源保护区，本工程地表水环境敏感目标分级为 S3。

根据地表水环境敏感程度分级，项目地表水环境功能敏感性为**E2**。

表 1.6-14 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

(3) 地下水环境敏感程度分级

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 1.6-13。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 1.6-14 和表 1.6-15。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

表 1.6-15 地下水功能环境敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区
不敏感 G3	上述地区之外的其他地区

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

表 1.6-16 包气带防污性能分级

分级	环境敏感目标
D3	$Mb \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定
D2	$0.5m \leq Mb \leq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$, 且分布连续、稳定
D1	岩土层不满足上述“D2”和“D3”条件

Mb: 岩土层单层厚度；K: 渗透系数

价区地下水类型为泥砂岩风化带裂隙水，地下水一般在位置较高的丘顶接受补给后，沿风化裂隙渗入含水带并向低洼处运移，于附近沟谷排出地表，结合公式计算结果、自定义法综合确定地下水评价范围为井场北侧和南侧河流为排泄边界，其余边界以丘顶地表分水岭为隔水边界，地下水评价范围约 $0.97 km^2$ ，地下水整体上由东北向西南侧、南侧径流，最终排泄入下游河流。

根据实地踏勘，吉富19井周边分布有分散式水井16口。评价范围内居民使用自挖分散水井作为饮用水源，无集中式饮用水源，地下水功能敏感性分级为敏感G2；根据工程地勘报告及水文地质参数，项目位于丘坡，包气带主要为基岩包气带，岩性主要为粉质粘土，包气带分布连续、稳定，厚度一般大于4.0，结合现场渗水试验结果计算，井场周边包气带垂向渗透系数 $4.8 \times 10^{-5} \text{cm/s}$ (0.0415m/d)。因此包气带防污性能分级为D2。

表 1.6-17 地下水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

综上，拟建项目地下水环境风险敏感程度为E2。

1.6.6.6环境风险潜势划分

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

表 1.6-18 建设项目施工期环境风险潜势划分

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

注：IV+为极高环境风险。

本项目地表水环境敏感程度、大气环境敏感程度为 E2，地下水环境敏感程度为 E2，危险物质及工艺系统危险性等级为 P4，因此，本项目地表水、大气环境及地下水环境风险潜势为II。

1.6.6.7 评级等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），环境风险评价等级划

分依据见下表。

表 1.6-19 评价工作等级划分

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

^a是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。

由上表可知，本项目环境风险潜势为 II，环境风险评价等级为三级。

1.6.7 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）“7 评价等级和评价范围”：土壤环境评价等级和评价范围依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的相关原则来确定，并符合下列要求：

依据 HJ964 的规定，土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开产井场、站场（含净化厂）等工程，油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项目开展土壤环境评价。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中 4.2.2，IV 类建设项目可不开展土综上，根据本次对项目周边土壤现状调查，项目所在区域属于轻度盐化、不属于酸化区、碱化区。项目为页岩气试采及壤环境影响评价。故项目按 II 类建设项目、污染影响型项目考虑。

拟建工程站场占地面积为“小型”，周围分布有耕地，土壤环境敏感程度为“敏感”。
拟建工程属于土壤污染影响型项目，污染影响型评价工作等级划分见下表。

表 1.6-20 污染影响型评价工作等级划分表

类别	I			II			III		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级（√）	三级	三级	三级

较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

由上表可知，拟建工程土壤污染影响型评价工作等级为“二级”。

因此项目土壤环境污染影响型评价范围为站场占地范围内以及占地范围外 0.2km 范围内。

项目土壤环境影响评价范围见下图所示：

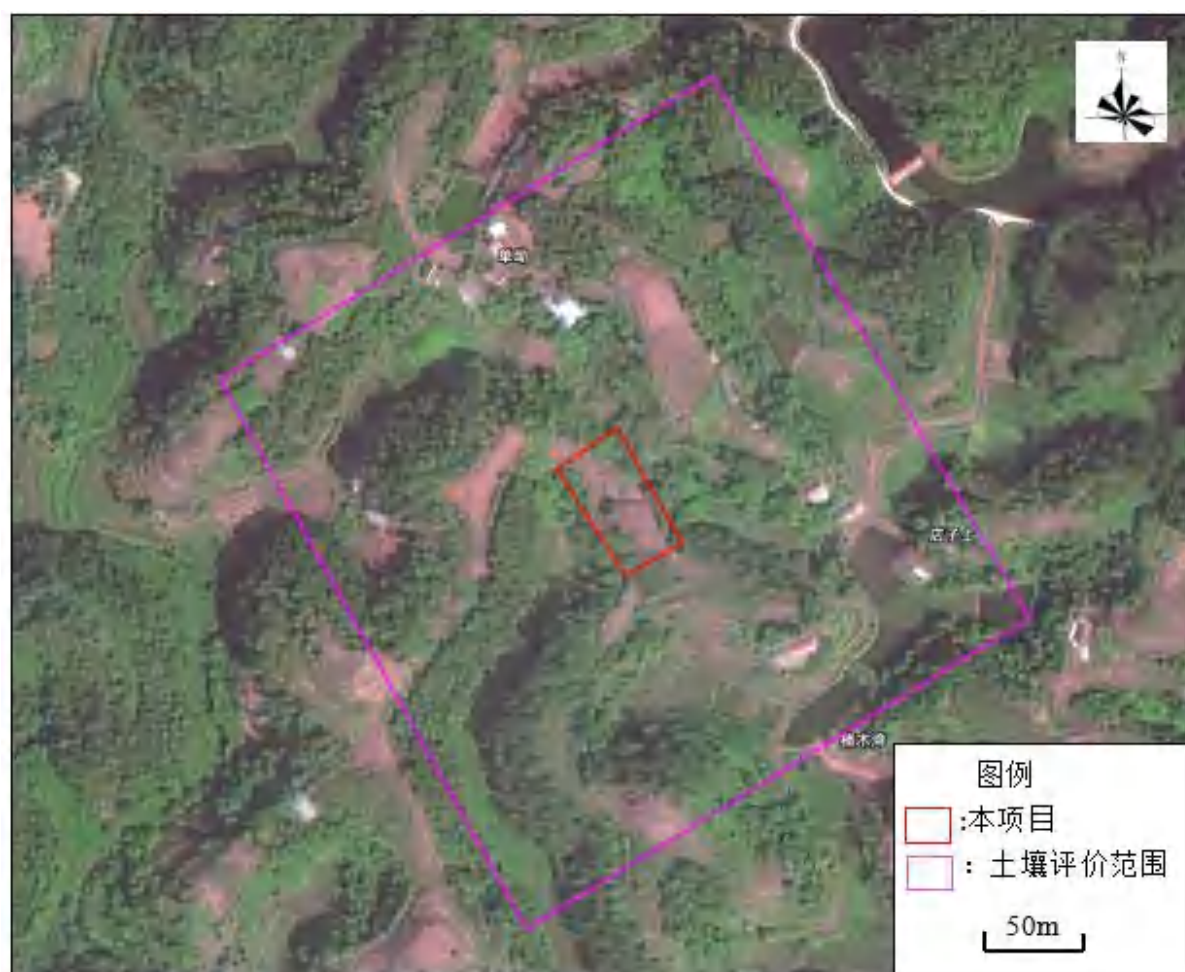


图 1.6-5 土壤评价范围图

1.7 评价范围

根据环境影响评价技术导则及上述评价工作等级分析和项目施工期、运营期对环境影响的特点及项目周边自然环境特征，结合以往类似工程环评工作及监测数据的实践经验，确定拟建工程的环境影响评价范围见下表。

表 1.7-1 环境影响评价范围一览表

环境要素	评价范围
环境空气	二级评价项目大气环境影响评价范围为站场周边边长5km的矩形范围
地表水	项目地表水环境影响评价工作等级为三级B，不涉及地表水评价范围
地下水	站场所在水文地质单元，以站场北侧和南侧河流为排泄边界，其余边界以丘顶地表分水岭为隔水边界，地下水评价范围约0.97km ² ，地下水整体上由东北向西南侧、南侧径流，最终排泄入下游河流。
声环境	声环境评价范围确定为站场边界外200m范围
土壤环境	站场占地内及其占地范围外200m范围
生态环境	井站占地范围外50m范围
环境风险	大气环境风险评价范围为距离项目场站3km的范围；地表水评价范围为周边1km范围内的水体；地下水环境风险评价范围同地下水环境影响评价范围

1.8 评价工作内容、评价时段及评价重点

评价工作内容：建设项目概况、工程分析、区域环境概况、环境影响预测与评价、环境风险评价、环境保护措施及可行性论证分析、清洁生产分析与污染物排放总量控制分析、公众参与、环境影响经济损益分析、环境管理与环境监测、评价结论及建议。

环境影响评价时段：施工期、运营期、退役期。

评价重点：在区域环境质量现状评价的基础上，结合本项目环境影响因素，本报告书确定以下几个方面为评价重点：工程分析、大气环境现状调查与影响分析、地下水环境现状调查与影响分析、土壤环境现状调查与影响分析、环境风险评价、生态环境现状调查与影响分析、环境保护措施及可行性论证分析。

1.9 建设项目环境可行性论证分析

1.9.1 产业政策符合性分析

1.9.1.1 与《产业结构调整指导目录（2024 年本）》符合性分析

本项目为页岩气试采项目，根据《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020），页岩气属于非常规油气，项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”第七条“石油天然气”第 1 款“常规石油、天然气勘探与开采，页岩

气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”中的“非常规页岩气勘探与开采”。

建设单位于 2025 年 5 月 13 日在贡井区发展和改革局完成项目投资备案，备案号：川投资备【2503-510303-04-01-226517】FGQB-0075 号，并明确项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目。

因此，本项目的建设符合国家现行产业政策。

1.9.1.2 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）符合性分析

中华人民共和国生态环境部于 2019 年 12 月 13 日发布了《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），本项目与其符合性分析见下表。

表 1.9-1 与环办环评函〔2019〕910 号文相符性分析表

序号	文件要求	本工程情况	符合性
一、深化项目环评“放管服”改革			
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	拟建项目所在区域为新勘探气藏，气藏生产动态资料较少，区域内统筹建设尚未进行专项规划，支撑区域开发的储层特征、流体分布、渗流特征、气藏类型等数据条件等均较少，区域整体开发布局尚未能形成方案。在勘探过程中为产生的工业气流得到合理利用，建设吉富 19 井试采回收工程尤为必要；拟建项目主要为站场的建设，试采时间为 2 年。环评报告已对依托的回注井等污染防治设施可行性和有效性进行论证	符合
二、强化生态环境保护措施			
2	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914）等排放标准要求。	拟建项目产生的气田水经站场设置的污水罐收集后定期转运至具有回注处理能力的回注井或具有环保手续的第三方污水处理单位处置，不向地表水体排放污染物。本次评价论证了项目气田水外运处置可行性。	符合

3	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。	本项目产生的气田水经污水罐收集后定期转运至具有回注处理能力的回注井或具有环保手续的第三方污水处理单位处置，本次评价对其进行了环境可行性分析	符合
4油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	本项目营运期间产生的固废主要为一般固废和危险废物，一般固废主要为废滤芯、废分子筛、废脱硫剂，分子筛每三年更换一次，更换产生的废分子筛由厂家回收处置，危险废物主要为污水罐及污水池污泥、废活性炭、废 MDEA 溶液、废润滑油、废导热油等收集后暂存于危废间定期交由危废资质单位处置；生活垃圾经袋装收集后当地环卫部门清运处置	符合
5	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	拟建项目为非常规天然气（页岩气）试采净化工程，废水等污染物均为罐装，页岩气由管道密闭输送，可有效减少挥发性有机物无组织排放。	符合
6	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。.....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。	项目按标准化井场进行建设，采气井站在原钻井平台占地范围内实施，不新增占地。项目施工布置要求减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式等；选用低噪声设备，并提出避免噪声扰民方案；提出施工结束后落实环评提出的生态保护措施方案。	
7	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	建设单位拟制定突发环境事件应急预案，项目建成后，纳入预案进行统一管理，并根据项目情况对现有预案进行修订，报所在地生态环境主管部门备案。	符合
三、加强事中事后监管			
8	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管。	建设单位建立了完善的健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施，定期向生态环境主管部门报告并接受主管部门依法监督。同时本次评价提出了按规定编制突发环境事件应急预案的相关要求。	符合
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、	建设单位已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，主动公开项目环境信	符合

	表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	息	
10	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土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600)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。	本次评价已提出工程设施退役后,相关生态环境保护措施。建设单位应严格按照相关法律法规规定执行。	符合

综上所述,拟建项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号)的相关要求。

1.9.1.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》(公告 2012 年第 18 号)符合性分析

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

表 1.9-2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

序号	技术政策相关要求	本项目情况	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。	拟建项目属于页岩气评价井的试采,占地依托吉富 19 井钻井工程用地,产生的气田水定期由罐车运至具有污水处理资质单位处理,产生的固废主要为一般固废和危险废物,一般固废主要为废滤芯、废分子筛、废脱硫剂,分子筛每三年更换一次,更换产生的废分子筛由厂家回收处置,危险废物主要为污水罐及污水池污泥、废活性炭、废 MDEA 溶液、废润滑油、废导热油等收集后暂存于危废间定期交由危废资质单位处置;生活垃圾经袋装收集后当地环卫部门清运处置	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。	拟建项目不使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂以及微毒及以上油气田化学剂。	符合
3	在勘探开发过程中,应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收,落地原油回收率应达到 100%。	本项目为页岩气试采,无落地原油。	符合

序号	技术政策相关要求	本项目情况	符合性
二	生态保护		
1	开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本项目采用撬装装置回收，不能回收的天然气通过站场设置的放空火炬系统点火燃烧后排放，放空设施不涉及鸟类迁徙通道。	符合
三	污染治理		
1	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	本项目为非常规页岩气试采，本项目产生的废水主要为采气过程中分离出的气田水，经站场设置的污水罐收集后定期转运至具有回注处理能力的回注井回注或具有污水处理能力的单位处置，不外排	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照国家要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	本项目营运期产生的危险废物经站场设置的 1 座危废暂存间（10m ² ）收集后定期交由资质单位处置，危废暂存间采取防渗漏措施	符合
3	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照国家《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本工程不产生落地原油处理等油泥；本工程在井口及易产生油污的生产设施底部进行防渗处理，收集可能产生的全部废油，然后交由资质单位处置。	符合
4	对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	不涉及原油，少量废油，通过采取防渗措施，总体不会造成土壤的油污污染。	符合
四	运行风险和环境管理		
1	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	本项目建设单位制定有完善的环境保护管理规定，并建立运行健康、安全与环境管理体系。	符合
2	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	本项目制定有完善的监测维护计划和制度，制定有环境监测计划。	符合
3	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建设单位设有专门的环境管理部门，并制定有完善的环境管理制度和培训制度。	符合
4	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，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。	建设单位对钻探、开采制定发环境事件应急预案，并定期进行演练。设计配备有特征因子监测报警装置，制定有相应的天然气试采风险防范和应急措施。	符合

通过将本项目内容与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中清洁生产、生态保护、污染治理、运行风险和环境管理内容进行对比分析，本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

1.9.1.4 与《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》（2018年第3号）的符合性分析

拟建工程为页岩气开采，与《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》符合性分析详见下表，本次分析内容仅摘录拟建工程开采阶段涉及内容。

表 1.9-3 与《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》（摘录）对比分析表

文件要求	项目情况	符合性
二、选址要求		
（一）页岩气开采区域和单体建设项目选址布局应避开人群聚集区；选址应符合城乡规划、土地利用规划、页岩气产业发展规划和生态环境功能区划	拟建工程位于贡井区莲花镇，属于农村地区；项目不在所辖场镇规划范围内，不在人权聚集区。符合城乡规划、土地利用规划、页岩气产业发展规划和生态环境功能区规划。	符合
（二）页岩气开发作业不得进入四川省生态红线规定的禁止开发区域、自然保护区的核心区及缓冲区、风景名胜区核心景区、饮用水水源保护区的一级及二级保护区以及文物保护单位等依法划定的需要特殊保护的环境敏感区。因工程条件和自然因素限制，确需在自然保护区实验区、风景名胜区核心景区以外范围、饮用水水源准保护区开发建设的，在环境影响评价文件中应对其选址、建设方案、污染防治措施、生态保护措施及风险防范措施等做充分论证。	经核实，拟建工程所在区域不涉及四川省生态红线规定的禁止开发区域、自然保护区的核心区及缓冲区、风景名胜区核心景区、饮用水水源保护区的一级及二级保护区以及文物保护单位等依法划定的需要特殊保护的环境敏感区。	符合
（三）在岩溶区从事页岩气开采活动，应结合区域水文地质和地下水补给、径流、排泄等条件，充分论证其选址合理性。钻井通过浅表岩溶层时，宜采用气体钻或清水钻工艺，以确保岩溶区水环境安全。	本项目所在区不涉及岩溶区，水文地质较简单	符合
三、水污染防治		
（一）页岩气开采项目应开展水资源环境论证，取用地表水应优先保证生态用水、生活用水和农业用水。	拟建工程生活用水自附近场镇拉运至站场内水箱暂存，不会对当地水资源造成较大影响，不涉及水资源环境论证。	符合
（三）钻井废水和压裂返排液应优先进行回用，平台钻井废水回用率、平台或区域压裂返排液回用率均应达到85%以上。无法	根据调查，拟建工程原钻井阶段产生的钻井废水、洗井废水、压裂废水等全部回用，压裂返排液经处理后先用于其他井站压裂	符合

回用的，应采取就近处理原则，减缓废水运输过程中的环境风险。区域有集中处理条件的，可纳入集中式污水处理厂处理，并确保进厂废水水质满足污水处理厂进水水质要求；区域无集中处理条件的，在确保区域地表水环境质量及用水安全的前提下，可自行处理达相关标准后排放，其中，对氯化物的管理可以参照《农田灌溉水质标准》(GB5084-2005)中的有关规定。采取回注方式处理压裂返排液，应充分考虑其依托回注井的完整性，注入层的封闭性、隔离性、可注性，以及压裂返排液与注入层的相容性，确保环境安全。依托的回注井相关手续须齐全，运行监控管理制度须健全。	用水，不能重复利用部分外运至自23回注井回注处理，不外排；本项目建成后营运期产生的废水主要为试采过程中分离出的气田水，分子筛冷凝水、经站场设置的污水罐收集后定期转运至具有回注处理能力的回注井处理或具有污水处理能力的单位处理，不外排。	
（四）回注废水应按照相关标准规范和环境影响评价文件的要求，在回注井及周边设立地下水监测井，开展地下水监测，防止废水回注对地下水环境造成污染。	本项目建成后营运期产生的废水主要为试采过程中分离出的气田水经污水罐收集和试采过程中产生的空压系统排水、分子筛冷凝废水依托原钻井工程已设置的一座500m ³ 污水池收集后定期外运处置后定期转运至具有回注处理能力的回注井处理或具有污水处理能力的单位处理，不外排。	符合
（五）钻井废水、废弃钻井液、压裂返排液等废水或废液的收集、贮存、处理处置设施和场所应按照相关标准规范和环境影响评价文件的要求采取防渗措施，并定期开展跟踪监测。	项目拟设置2座污水罐（单个容积为30m ³ ），本项目试采过程中分离出的气田水经污水罐收集后定期外运处置，试采过程中产生的空压系统排水、分子筛冷凝废水依托原钻井工程已设置的一座500m ³ 污水池收集后定期外运处置，污水池已按照要求进行重点防渗。	符合
四、固体废物处置及综合利用		
（一）页岩气开采产生的固体废物应实行全过程管理，并按照“减量化、资源化、无害化”的原则，减少固体废物的产生量，并对其进行资源化利用和无害化处理处置。	本项目营运期产生的产生的固废主要为一般固废和危险废物，一般固废主要为废滤芯、废分子筛、废脱硫剂，分子筛每三年更换一次，更换产生的废分子筛由厂家回收处置，危险废物主要为污水罐及污水池污泥、废活性炭、废MDEA溶液、废润滑油、废导热油等收集后暂存于危废间定期交由危废资质单位处置；生活垃圾经袋装收集后当地环卫部门清运处置	符合
（二）页岩气开采产生的固体废物可采用集中或撬装化的处理方式，并按相关要求办理环保手续。集中处理设施的数量、服	产生的固废主要为一般固废和危险废物，一般固废主要为废滤芯、废分子筛、废脱硫剂，分子筛每三年更换一次，更换产生的废分子	符合

务半径、处理能力等应根据区域开发建设情况合理规划布局。	筛由厂家回收处置，危险废物主要为污水罐及污水池污泥、废活性炭、废MDEA溶液、废润滑油、废导热油等收集后暂存于危废间定期交由危废资质单位处置；生活垃圾经袋装收集后当地环卫部门清运处置	
（七）固体废物处理处置过程应符合国家和地方污染控制标准及相关技术规范要求，避免和减少二次污染。对产生的二次污染，应按照国家 and 地方环境保护法规和标准的规定进行治理。	拟建工程产生的固体废物处置按照要求进行处理。	符合
（八）固体废物收集、贮存、处理处置设施和场所应按照相关标准规范和环境影响评价文件的要求采取防渗措施，并定期开展跟踪监测。	拟建工程暂存设施和池体均采取重点防渗处理。	符合
（九）严格执行危险废物转移联单制度。转移危险废物的（向县内本单位转移除外），危险废物产生单位必须按照相关规定填写危险废物转移联单。	根据工程分析，本项目营运期将严格执行危险废物转运联单制度，危险危废产生按照相关规定填写危废转移联单	符合
五、大气污染防治		
（一）重视并做好油基岩屑暂存、转运和处理处置过程中异味的控制。	拟建工程已完钻，钻井阶段油基岩屑已按照要求处置，拟建工程不涉及。	符合
（二）压裂柴油动力机组燃油废气排放应满足国家相关标准要求。	拟建工程不涉及压裂。	符合
六、噪声污染防治		
（一）优先使用网电，采用低噪声设备，宜在柴油发电机组上安装高效消声设备，从源头上降低噪声。	拟建工程生产设备采用低噪声设备，试采单元井场工艺区、试采回收单元均采用网电，燃气发电机设置在撬装设备中，减小对噪声对周边环境的影响。	符合
（二）合理安排压裂作业时间，压裂作业施工宜在昼间进行。在压裂及测试放喷阶段，针对噪声超标的居民点，应采取功能置换、设置隔声屏障、安装通风式隔声窗或临时撤离等措施，减轻和控制噪声对其的不利影响。	拟建工程不涉及压裂及测试放喷，钻井阶段已按照要求进行处置。	符合
八、环境管理与环境风险防范		
（一）制定环境保护管理规章制度，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	建设单位已建立完善的环境保护管理规章制度，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	符合
（二）建立健全环境管理档案、污染源和环境质量信息数据库、环保设施和污染物台账，执行环境统计报表制度。	建设单位已建立健全环境管理档案等。	符合
（三）委托有资质的环境监测机构跟踪监测页岩气开采区域地下水、地表水及土壤	拟建工程设置监测计划，要求建设单位按照要求进行监测。	符合

环境质量，密切监控地下水、地表水及土壤环境质量变化，确保监测数据的真实有效，并将监测结果定期上报所在地环保部门。		
（四）建立环境风险应急管理机制，编制环境应急预案，对可能产生的突发环境事件做到反应迅速、措施有效、应对及时，避免重大环境损害事件的发生。	建设单位建立了完善的环境风险应急管理机制，本次评价要求建设单位编制环境风险应急预案，加强应急演练等	符合
（五）加大环境信息公开力度，按照环境信息公开相关管理办法要求，向公众宣传、解释页岩气开采可能产生的环境风险及应对措施，并依法公开环境信息；充分发挥第三方监督职能与作用，建立良好的信息沟通机制。	项目施工前，项目环境影响评价文件已在“自贡市当地媒体网站“釜溪印象”网站上对项目环境信息进行公开。	符合
（六）建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、环境统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建设单位按照要求对环保人员进行培训，合格上岗。	符合

综上所述，拟建项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）的相关要求。

1.9.1.5 与《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）的符合性分析

《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）于2020年10月23日由国家能源局发布，于2021年2月1日开始实施，该标准适用于页岩气、煤层气、致密油和致密气四类非常规油气勘探、开发、生产运行全过程中的污染防治管理，本项目为页岩气试采工程，适用该技术规范。因此，本项目与其符合性分析如下：

表 1.9-4 与《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T 7482-2020）的符合性分析

技术规范要求	本项目情况	符合性
非常规油气田建设应优化布局和工艺，减少占地、水资源消耗和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。开采过程中应使用清洁的能源和原料，采用先进的工艺技术与设备，从源头削减污染，实现废弃物的减量化、资源化和无害化处理，减轻或者消除废弃物对环境的影响。	本项目为页岩气试采工程，其试采工艺与油气开采工艺类似。项目营运期固废、废水、废气均按照“减量化、资源化、无害化”原则进行处置，营运期污染物均得到有效处置，有效减轻污染物对环境的影响。	符合
井场、站场、管线选址应避开生态保护红线规划水源保护区等环境敏感点。确需在生态保护红线的非禁止开发区及饮用水水源保护区准保护区开发的，在环境影响评价文件中应对	本项目站场选址均符合自贡市“生态环境分区管控”管理要求，未在自贡市生态保护红线范围内，占地范围无饮用水水源保护区以及其他需特殊保护的区域	符合

其选址、建设方案、污染防治措施、生态保护措施及风险防范措施等做充分论证，并采取有效的保护措施，降低工程对环境敏感点的不利影响。		
非常规油气开采作业过程中应减少甲烷、VOCs等有机气体的无组织排放。运行期中，应定期对井场地面生产设备、设施和管线进行维护保养，并对动静密封点进行泄漏检测	本项目为页岩气试采项目，其试采工艺与油气开采工艺类似，项目设备逸散的非甲烷总烃以无组织形式排出；营运期建设单位拟加强对设备、设施以及管线的维护保养，并设置可燃气体探测器，对气体泄漏进行连续监测、指示和报警，运营期加强对动静密封点进行检漏监测。	符合
非常规油气开采作业过程中产生的生活污水应进行收集和处理，无法回用的生活污水按当地政府要求处理排放；生活垃圾应由作业单位送至当地垃圾处理厂，或委托地方环卫机构清运处理。	本项目营运期废生活废水经旱厕收集后用于周边农田施肥，不外排；采气过程中产生的气田水经设置的污水罐收集后定期转运至具有回注能力的回注井回注处理或交由具有污水处理能力的单位处理；生活垃圾交由当地环卫部门清运处理。	符合
非常规油气开采施工过程中，应做好施工作业区域表层土壤的保护措施。表层土壤应单独存放，施工工程完成后宜按序回填覆盖，并及时开展土地整理及复垦工作或进行植被恢复，恢复场地排水系统	本项目不新增占地，依托吉富 19 井钻井工程站场建设。项目不设置施工营地，表土堆放于管沟的一侧，不设置表土堆场，施工完成后按序回填覆盖，并及时开展	符合
管道焊接、喷砂等表面处理作业宜在具有降尘防尘措施的集中预制工厂完成，优先选用室内预制；室外预制时，地面宜采用混凝土硬化处理，现场不得积水，不得在砂土地上直接进行预制工作。现场防腐补口作业时，应采取粉尘防治设施。	本项目管道防腐补口等工作在厂家预制厂房内进行，施工现场不进行管道防腐工序。	符合

1.9.2 与规划符合性分析

1.9.2.1 与国土空间规划符合性分析

本项目在现有井站占地范围内进行建设，不新增占地，根据《四川省自然资源厅关于解决油气勘探开发用地问题的复函》（川自然资函〔2019〕197号，见附件5）文件要求，油气勘探开发项目可在无法避让永久基本农田的情况下，办理临时用地。本项目为非常规页岩气试采气工程项目，项目在原有井站用地范围内进行建设，选址不涉及生态保护红线，涉及永久基本农田。根据自贡市自然资源和规划局关于《同意吉富 19 井

钻井工程临时用地的批复》（自自然规发[2024]152 号）中明确临时用地使用期限为 2024 年 7 月 1 日至 2028 年 6 月 1 日。期满后结束后涉及的钻井及配套设施建设用地，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续，不再办理临时用地手续。

综上，本项目符合相关土地利用总体规划。

1.9.2.2 与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及其规划环评的符合性分析

本项目与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及其规划环评的符合性分析见下表。

表1.9-5 与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025）》及其规划环评的符合性分析

项目	文件内容	本项目情况	符合性
《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）》	第三章第一节 统筹勘查开发区域总体格局；成都平原建材化工勘查开发区。包括成都、资阳、德阳、绵阳、眉山、乐山、雅安、遂宁 8 市。重点加强遂宁、资阳、绵阳、成都等地天然气及龙门山沿线地热能等清洁能源勘查开发。	本项目位于自贡市贡井区，属于非常规资源页岩气勘探开发项目。	符合
	第五章第一节 优化矿产资源开发利用总量和结构一、提高重要矿产资源供应能力能源矿产：大力支持天然气、页岩气开采，2025 年底全省天然气（页岩气）产量达到 630 亿立方米/年，2035 年建成国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地。深化煤炭供给侧改革，调整煤炭产能结构，提高优质产能比重。	本项目建设有利于加强区域内页岩气开发，为后续区块页岩气开发利用提供数据支撑。	符合
《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》及审查意见	严格控制涉及生物多样性保护优先区域、国家重点生态功能区、水土流失重点防治区等具有重要生态功能的矿产开采活动，并采取有针对性的保护措施，防止对区域生态功能产生不良影响。	本项目不涉及生物多样性保护区，国家重点生态功能区等区域。拟建项目采取了严格针对性的生态保护、水保措施，防止对区域生态功能产生不良影响	符合
	禁止开采高硫、高砷、高氟煤炭和石棉、砂金、温地泥炭等矿产，限制开发难冶的赤铁矿、菱铁矿以及对生态环境影响较大的硫铁矿等矿产。	拟建项目为非常规天然气（页岩气）试采净化工程，不属于禁止和限制开采的矿产。	符合

综上所述，本项目的建设与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）》及其规划环评审查意见相符合。

1.9.2.3 与《四川省“十四五”能源发展规划》（川府发[2022]8号）符合性分析

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

表 1.9-6 本项目与《四川省“十四五”能源发展规划》符合性分析

文件内容	本项目情况	符合性
第五章 第一节建设千亿立方米级产能基地 大力推进天然气勘探开发，实施国家天然气千亿立方米级产能基地建设行动方案，建成全国最大的现代化天然气生产基地。	项目属于该规划中大力推进的天然气勘探项目	符合
第二章 第三节发展目标 能源保障能力稳步增强。2025 年，能源综合生产能力约 2.57 亿吨标准煤。天然气产量稳步提升。	项目的建设有利于推进天然气能源发展	符合

综上所述，本项目的建设符合《四川省“十四五”能源发展规划》要求。

1.9.2.4 与《“十四五”现代能源体系规划》符合性分析

根据国家发展改革委、国家能源局于 2022 年印发的《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210 号）要求，增强油气供应能力。加大国内油气勘探开发，坚持常非并举、海陆并重，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探，夯实资源接续基础。加快推进储量动用，抓好已开发油田“控递减”和“提高采收率”，推动老油气田稳产，加大新区产能建设力度，保障持续稳产增产。积极扩大非常规资源勘探开发，加快页岩油、页岩气、煤层气开发力度。

石油产量稳中有升，力争 2022 年回升到 2 亿吨水平并较长期稳产。天然气产量快速增长，力争 2025 年达到 2300 亿立方米以上。

油气勘探开发方面：立足四川盆地、塔里木盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、松辽盆地、渤海湾盆地、柴达木盆地等重点盆地，加强中西部地区和海域风险勘探，强化东部老区精细勘探。推动准噶尔盆地玛湖、吉木萨尔页岩油，鄂尔多斯盆地页岩油、致密气，松辽盆地大庆古龙页岩油，四川盆地川中古隆起、川南页岩气，塔里木盆地顺北、

富满、博孜一大北，鄂西、陕南、滇黔北页岩气，海域渤中、垦利、恩平等油气上产工程。加快推进四川盆地“气大庆”、塔里木盆地“深层油气大庆”、鄂尔多斯亿吨级“油气超级盆地”等标志性工程。加强沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘煤层气勘探开发。开展南海等地区天然气水合物试采。

本项目属于《“十四五”现代能源体系规划》川南页岩气勘探开发重点区域，项目的建设可有效提升区域天然气产量增长，项目建设符合《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号）中相关要求。

1.9.2.5 与《四川省人民政府关于印发四川省碳达峰实施方案的通知（川府发〔2022〕37号）》的符合性分析

《四川省人民政府关于印发四川省碳达峰实施方案的通知（川府发〔2022〕37号）》指出：**加大天然气（页岩气）勘探开发力度**。加快建设国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地，重点实施川中安岳气田、川东北普光和元坝气田、川西气田、川南页岩气田滚动开发等项目。加快川气东送二线（四川段）、威远和泸州区块页岩气集输干线等管道建设，完善省内输气管道网络，加强与国家干线管道的互联互通，积极推进老翁场、牟家坪等地下储气库建设，补齐储气调峰能力短板。到2025年，天然气（页岩气）年产量达到630亿立方米；到2030年，天然气（页岩气）年产量达到850亿立方米。

本项目为天然气试采项目，项目建成后，有利于加大区域天然气勘探力度，提升区域天然气产量。因此，本项目的建设符合《四川省人民政府关于印发四川省碳达峰实施方案的通知》（川府发〔2022〕37号）要求。

1.9.2.6 与《四川省“十四五”规划和2035年远景目标纲要》符合性分析

根据《四川省“十四五”规划和2035年远景目标纲要》，实施中国“气大庆”建设行动，加强天然气产供储销体系建设，建成全国最大天然气（页岩气）生产基地，天然气年产量力争达到630亿立方米。大力推进天然气（页岩气）勘探开发，完善资源开发利益共享机制，加快增储上产，重点实施川中安岳、川东北高含硫、川西致密气等气

田滚动开发，加快川南长宁、威远、泸州等区块页岩气产能建设。优化城乡天然气输配网络，加快重点区域天然气长输管道建设，延伸和完善天然气支线管道，天然气管道达到 2.25 万公里以上，年输配能力达 700 亿立方米。

本项目位于四川省自贡市贡井区，项目为非常规页岩气试采工程，属于大力推进天然气（页岩气）勘探开发建设项目，符合《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》要求。

1.9.3 与生态环境保护规划符合性分析

1.9.3.1 与《四川省“十四五”生态环境保护规划》（川府发〔2022〕2 号）符合性分析

2022 年 1 月 12 日，四川省人民政府以川府发〔2022〕2 号文印发了《四川省“十四五”生态环境保护规划》，拟建工程与该文件的符合性分析见下表。

表 1.9-7 与《四川省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析表

内容	相关要求	项目情况	符合性
三、推动经济社会全面绿色低碳转型，建设全国绿色发展示范区	（一）构建绿色空间格局 推进长江经济带产业布局优化和绿色转型发展，禁止在长江干支流岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。	拟建工程不在长江干支流一公里范围内，且不属于左列化工园区及项目。	符合
	（二）推动生产方式绿色转型。 严格控制新（改、扩）建高耗能、高排放项目，新建高耗能、高排放项目应按相关要求落实区域削减。	拟建工程不属于高耗能、高排放项目。	符合
	（三）推动能源利用方式绿色转型。 鼓励非常规天然气清洁开发、污染治理等技术的研究和应用，加快制定符合区域实际的非常规天然气开采的环境政策、标准及污染防治技术规范。促进天然气资源综合利用，支持天然气主产地高质量发展绿色精细化工产业。	拟建工程为页岩气开采项目，属于清洁能源利用。	符合
五、深化大气污染协同控制，持续改善环境空气质量	（一）深化工业源污染防治。 强化重点行业污染治理。加快火电、钢铁水泥、焦化及燃煤工业锅炉超低排放改造。推进平板玻璃、陶瓷、铁合金、有色等重点行业深度治理。深化工业炉窑大气污染综合治理，基本完成使用高污染燃料的燃	拟建工程不涉及左列内容，站内使用净化气作为燃料。	符合

	料类工业 炉窑清洁能源替代。		
	<p>（三）深化面源污染治理。</p> <p>加强扬尘污染治理。完善文明施工和绿色施工管理工作制度，积极探索将建设工程施工工地扬尘排污纳入环境税范围。全面落实建筑施工“六个百分百”，重要工地实现视频监控、PM10 在线监测全覆盖。</p>	<p>拟建工程施工期采取扬尘污染治理措施，可满足左列文件要求。</p>	符合
六、系统推进“三水”共治，巩固提升水环境质量	<p>（二）强化水环境污染防治。</p> <p>强化工业污水综合整治。深入实施工业企业污水处理设施升级改造，重点开展电子信息、造纸、印染、化工、酿造等行业废水专项治理，全面实现工业废水达标排放。.....统一规范排污口设置，有效管控入河污染物排放</p>	<p>拟建工程营运期产生的气田水经污水罐收集后定期转运至具有污水处理资质单位处置；生活污水依托吉富 19 井钻井工程已建的撬装厕所收集后用于周边农田施肥，不外排，项目不涉及外排工业废水。</p>	符合
	<p>（四）加强饮用水水源地保护。</p> <p>加强饮用水水源地保护，对水质不达标或存在环境问题的饮用水水源地开展整治。</p>	<p>拟建工程不在饮用水源保护区的范围内。</p>	符合
七、扎实推进净土减废行动，保持土壤环境总体稳定	<p>强化土壤污染源头防控，深化土壤风险管控，突出重金属污染防治，强化固体废物分类处置，提升固废综合利用水平</p>	<p>拟建工程在原钻井工程已建井场上建设，原钻井工程已对井场进行分区防渗，且根据现状监测情况可知，区域分区防渗措施未破坏，可有效防治污染控制；拟建工程不涉及重金属污染。</p>	符合
八、加强风险防范与化解，守住生态环境安全底线	<p>（一）强化环境风险防范。</p> <p>加强行业、园区、企业风险防范管控。健全环境安全隐患治理制度，落实化工园区、饮用水水源地、尾矿库及涉危、涉重、涉有毒有害物质的重点区域、行业、领域环境风险防控措施，建立环境安全隐患动态清单，落实环境风险防范主体责任，防范化解重特大突发生态环境事件风险。</p>	<p>拟建工程在原钻井工程已建井场上建设，原钻井工程已对井场进行分区防渗，且根据现状监测情况可知，区域分区防渗措施未破坏，项目新建风险区域均布置在原井场重点防渗区域，风险可控。</p>	符合
	<p>（二）完善应急管理体系。</p> <p>提升环境应急管理能力和企业突发生态环境事件应急预案管理，强化技术指导，落实企业环境安全隐患排查治理制度，督促企业按行业完善企业备案，强化企业应</p>	<p>拟建工程建设后纳入作业区内完善相关风险评估及应急预案</p>	符合

	急实战演练。		
	（三）强化有毒有害化学物质风险防控。加强新污染物治理。强化新化学物质环境管理登记，加强事中事后监管，落实环境风险管控措施	拟建工程采取相应风险防范措施，风险可控。	符合

由上表可知，拟建工程符合《四川省“十四五”生态环境保护规划》（川府发〔2022〕2号）文件的相关要求。

1.9.3.2 与《四川省“十四五”长江流域水生生态环境保护规划》符合性分析

2022年5月31日，四川省生态环境厅下达了《关于印发<四川省“十四五”长江流域水生态环境保护规划>的通知》（川环函[2022]537号），范围包括四川省21个市州共183个县（市、区），长江流域面积46.7万平方公里。本项目位于贡井区莲花镇新民村，属于沱江流域范围内。

该规划中，相关要求如下：

严格生态环境准入。落实“三线一单”生态环境分区管控，建立“三线一单”动态更新和调整机制，编制实施重点生态功能区产业准入负面清单，加强对开发建设活动的生态监管，强化生态保护红线刚性约束，严格生态红线监管要求，严禁红线范围内新增破坏水土生态的各类开发活性和任意改变用途的行为。

优化沿江产业布局。实施沱江、岷江、涪江、嘉陵江沿江化工企业搬迁改造或关闭退出行动，禁止在长江干支流岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。

本项目符合生态环境分区管控相关要求，不涉及四川省生态保护红线，同时本项目不属于新改扩建园区和化工项目。因此，本项目建设符合《四川省“十四五长江流域水生态环境保护规划”》（川环函[2022]537号）。

1.9.3.3 与《四川省地下水生态环境保护规划（2023-2025年）》的符合性分析

四川省生态环境厅于2023年8月24日发布了《四川省地下水生态环境保护规划（2023-2025年）》（川环发[2023]16号，该规划指出：“监督石油、天然气（含页岩

气)行业企业在资源开采、储存、运输过程中的风险管控措施,强化地下水水质监测和应急能力建设”。

本项目属于天然气试采建设项目,项目拟采取严格的地下水污染防治措施,制定地下水环境影响跟踪监测计划和应急预案。因此项目的建设符合《四川省地下水生态环境保护规划(2023-2025年)》中相关要求。

1.9.3.4 与《自贡市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

根据《自贡市“十四五”生态环境保护规划》,大力推进页岩气等清洁能源开发,提高页岩气就地转化利用率,以川南页岩气气田为重点,加强在滚动开发过程中的环境管理,支持荣县区块打造国家级页岩气循环产业示范基地。鼓励发展天然气分布式能源系统,加快液化天然气(LNG)推广应用。

本工程属于非常规页岩气试采建设项目,为推动天然气清洁能源发展而建设,符合《自贡市“十四五”生态环境保护规划》的相关要求。

1.9.4 主体功能区划

1.9.4.1 与《全国主体功能区规划》符合性分析

根据《全国生态功能区划》(2015修编版),评价区所在区域属于“Ⅱ产品提供功能区-Ⅱ-01农产品提供功能区-Ⅱ-01-31四川盆地南部低山丘陵农产品提供功能区”。不属于全国重要生态功能区。

该类型区的主要生态问题:农田侵占、土壤肥力下降、农业面源污染严重。

该类型区生态保护的主要方向:

- (1) 严格保护基本农田,培养土壤肥力。
- (2) 加强农田基本建设,增强抗自然灾害的能力。
- (3) 加强水利建设,大力发展节水农业;种养结合,科学施肥。
- (4) 发展无公害农产品、绿色食品和有机食品;调整农业产业和农村经济结构,合理组织农业生产和农村经济活动。

项目为天然气试采工程，可实现规模效益开发，对保障国民经济和社会发展的能源安全起到了积极作用，更对页岩气下一步的开发生产提供有力的支撑。项目不占用林地，对野生物种影响较小。工程建设符合全国生态功能区划相关要求。

1.9.4.2 与《四川省主体功能区规划》的符合性分析

根据《四川省生态功能区划》（2010年版），项目所在地属于“I四川盆地亚热带湿润气候生态区—I-2 盆地丘陵农林复合生态亚区—I-2-5 沱江中下游城镇-农业及水污染控制生态功能区”。

I-2-5 生态功能区-生态建设与发展方向：发挥区域中心城市辐射作用，发展生态农业经济；发展农业、养殖业，以及以农副产品为主要原料的工业，适度发展轻纺工业和化工，防治农村面源污染和地表径流水质污染。

本项目不涉及特殊生态敏感区（自然保护区、世界文化和自然遗产地），亦不涉及重要生态敏感区（风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场、越冬场和洄游通道、天然渔场），不涉及生态红线。项目建设对区域生态功能影响很小，不会造成生态问题的明显恶化。符合《四川省生态功能区划》要求。

1.9.5 与行业相关污染防治政策符合性分析

1.9.5.1 与“水十条”和“土十条”及“气十条”“声十条”等文件的符合性分析

本项目与《水污染防治行动计划》《土壤污染防治行动计划》《大气污染防治行动计划》《“十四五”噪声污染防治行动计划》及其相关文件符合性分析如下。

表 1.9-7 本项目与污染防治行动计划等文件符合性分析一览表

文件名称	相关要求	本项目情况	符合性
水污染防治			
《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17号）	专项整治十大重点行业。制定造纸、焦化、氮肥、有色金属、印染、农副食品加工、原料药制造、制革、农药、电镀等行业专项治理方案，实施清洁化改造。新建、改建、扩建上述行业建设项目实行主要污染物排放等量	本项目为页岩气试采，不属于造纸、焦化、氮肥、有色金属、印染、农副食品加工、原料药制造、制革、农药、电镀等行业。	符合

	或减量置换。		
《关于印发水污染防治行动计划四川省工作方案的通 知》(川府发(2015) 59 号)	专项整治“10+1”重点行业。环境保护、经济和 本信息化部门联合制定造纸、焦化、氮肥、有色金属、印染、农副食品加工、原料药制造、制革、农药、电镀和磷化工等行业专项治理方案并组织实施；新建、改建、扩建上述行业的建设项目执行氨氮、化学需氧量等量或减量置换。	本项目为页岩气试采，不属于造纸、焦化、氮肥、有色金属、印染、农副食品加工、原料药制造、制革、农药、电镀和磷化工等行业。	符合
土壤污染防治			
《土壤污染防治行 动计划》（国发 （2016）31 号）	自 2017 年起，对拟收回土地使用权的有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业用地，以及用途拟变更为居住和商业、学校、医疗、养老机构等公共设施的上述企业用地，由土地使用权人负责开展土壤环境状况调查评估	本项目利用原钻井平台用地，不新增用地，占地为永久占地，项目不属于有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀等工业企业用地。	符合
《关于印发土壤污 染防治行动计划四 川省工作方案的通 知》(川府发(2016) 63 号)	排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用；有关环境保护部门要做好有关措施落实情况的监督管理工作。	本项目为页岩气试采，不属于排放重点污染物的建设项目，不属于有色金属冶炼、焦化等行业，项目周边无集中居民区、学校、医疗及养老机构等敏感目标。	符合
	鼓励工业企业集聚发展，提高土地节约集约利用水平，减少土壤污染。严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建有色金属冶炼、焦化等行业企业。		符合
大气污染防治			
《大气污染防治行 动计划》（国发 （2013）37 号）	对钢铁、水泥、化工、石化、有色金属冶炼等重点行业进行清洁生产审核，针对节能减排关键领域和薄弱环节，采用先进适用的技术、工艺和装备，实施清洁生产技术改造。	本项目为页岩气试采项目，不属于钢铁、水泥、化工等重点行业。	符合
《打赢蓝天保卫战 三年行动计划》(国 发(2018) 22 号)	根据产业政策、产业布局规划，以及土地、环保、质量、安全、能耗等要求，制定“散乱污”企业集群整治标准	本项目不属于“散乱污”企业，严格按行业规范进行相关布置	符合
	深化工业污染治理。 持续推进工业污染源全面达标排放。	项目运营期产生的废气均可实现达标排放。	符合

《关于印发四川省打赢蓝天保卫战等九个实施方案的通知》(川府发〔2019〕4号)	(一)调整产业结构,深化工业污染治理。强化“三线一单”(生态保护红线、环境质量底线、资源利用上生态环境准入清单)约束,明确禁止和限制发展的行业、生产工艺和产业目录,优化产业布局和资源配置。积极推行区境影响评价,新、改、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、的环境影响评价应满足区域、规划环境影响评价要求。(二)优化能源结构,构建清洁能源体系。加快发展清洁能源。科学有序推进水电、天然气(页岩气)、风电、太阳能、生物质能等清洁能源开发利用。	本项目位于自贡市贡井区莲花镇,为页岩气试采项目,页岩气属于清洁能源,项目的建设有利于优化项目所在区域能源结构,构建清洁能源体系。	符合
《四川省污染防治“三大战役”实施方案》(川委厅〔2016〕92号)	实施结构调整减排行动,加快能源结构调整。大幅降低煤炭在一次能源消费中的比重,限制高硫分、高灰分煤炭的开采使用,扩大高污染燃料禁燃区范围,在县级以上城市建成区全面实施煤改气、煤改电,逐步实现工业园区集中供热,到2020年全省煤炭消费总量削减到7700万吨以内,比2015年下降14%	本项目为页岩气试采项目,页岩气属于清洁能源,项目的建设有利于优化项目所在区域能源结构,构建清洁能源体系。	符合
《“十四五”噪声污染防治行动计划》环大气〔2023〕1号	严格落实噪声污染防治要求。制定修改相关规划、建设对环境有影响的项目时,应依法开展环评,对可能产生噪声与振动的影响进行分析、预测和评估,积极采取噪声污染防治对策措施。建设项目的噪声污染防治设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本项目严格落实噪声污染防治要求,噪声污染防治设施将与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	符合
《四川省噪声污染防治行动计划实施方案(2023-2025年)》川环发〔2023〕9号	加强施工设备噪声管理。征集低噪声施工设备名录,推广使用先进工艺设备.....出入施工工地的所有车辆,无特殊情况禁止鸣号,应避免急刹车、大马力启动加速等操作。加强敏感建筑物集中区域和夜间时段施工噪声管理。噪声敏感建筑物集中区域和夜间时段的施工场地应优先使用低噪声施工工艺和设备,采取减振降噪措施,加强进出场地运输车辆管理。严格夜间施工管理,完善夜间施工证明申报,夜间施工单位应依法进行公示	本项目采用低噪声施工设备,加强施工设备及车辆的噪声管理,禁止车辆随意鸣号,尽量避免急刹车、大马力启动加速等操作,同时本项目不在。	符合

	公告。		
《甲烷排放控制行动方案》（环气候[2023]67号）	<p>（二）、推进能源领域甲烷排放控制。4.强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励引导煤炭企业加大煤矿瓦斯抽采利用。到2025年，煤矿瓦斯年利用量达到60亿立方米；到2030年，油田伴生气集气率达到国际先进水平。</p> <p>5.推广应用泄漏检测与修复技术。探索逐步完善油气领域泄漏检测与修复技术规范体系，推动全产业链泄漏检测与修复常态化应用。加强管线先进维检修技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力。推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放。”</p>	本项目站场检修或事故时通过放空系统燃烧后排放，满足《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67号）相关要求。	符合
《四川省空气质量持续改善行动计划实施方案》（川府发〔2024〕15号）	三、实施能源结构清洁低碳行动（六）大力发展清洁能源……持续增加天然气生产供应，推进“国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地”建设。	本项目为页岩气试采项目，页岩气属于清洁能源，有利于区域清洁能源发展，有利于增加区域天然气供应量，同时有助于推进“国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地”建设。	符合
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	重点地区敞开式油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水的储存和处理设施，若其敞开液面逸散排放的VOCs浓度（以碳计） $\geq 100\mu\text{mol/mol}$ ，应符合下列规定之一：a）采用浮动顶盖；b）对设施采用固定顶盖进行封闭，收集排放废气中非甲烷总烃浓度不超过 120 mg/m^3 。收集废气中非甲烷总烃初始排放速率 $\geq 2\text{ kg/h}$ 的，废气处理设施非甲烷总烃去除效率不低于80%；c）采取其他等效措施。	本项目营运期产生的气田水经站场拟设置的污水罐（单个容积 30m^3 收集暂存后定期转运至具有回注处理能力的回注井回注或转运至具有第三方环保手续的单位进行处理。原钻井工程完钻目的层茅口组不含凝析油，但由于钻井过程中采用了油基泥浆钻井，因此井筒中残留部分油类物质，将随着开采运营过程中产生的气田水排出进入污水	符合

		罐，废水等污染物均为灌装，可有效减少挥发性有机物无组织排放产生的量较小	
	对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。	项目检修/事故状态下产生的防控废气经放空系统燃烧后经 15m 高放散立管排放	符合

1.9.5.2 与耕地、永久基本农田及临时占地相关法律法规、规范标准的符合性分析

本项目与耕地、永久基本农田及临时占地相关法律法规、规范标准的符合性分析见下表。

表 1.9-8 本项目与污染防治行动计划等文件符合性分析一览表

法律法规	要求	本项目	符合性
《中华人民共和国土地管理法》 (2019.8.26 修订， 2020.1.1 实施)	第四条 国家实行土地用途管制制度。国家编制土地利用总体规划，规定土地用途，将土地分为农用地、建设用地和未利用地。严格限制农用地转为建设用地，控制建设用地总量，对耕地实行特殊保护。前款所称农用地是指直接用于农业生产的土地，包括耕地、林地、草地、农田水利用地、养殖水面等；建设用地是指建造建筑物、构筑物的土地，包括城乡住宅和公共设施用地、工矿用地、交通水利设施用地、旅游用地、军事设施用地等；未利用地是指农用地和建设用地以外的土地。使用土地的单位和个人必须严格按照土地利用总体规划确定的用途使用土地。	本项目利用吉富 19 井钻井工程临时占地进行建设，试采期限为 2 年本次项目占地约 2.4425 公顷，根据自贡市自然资源和规划局关于《同意吉富 19 井钻井工程临时用地的批复》（自自然规发[2024]152 号）中明确临时土地使用期限为 2024 年 7 月 1 日至 2028 年 6 月 1 日。期满后涉及的钻井及配套设施建设用地，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续，不再办理临时用地手续。	符合
	第三十七条 非农业建设必须节约使用土地，可以利用荒地的，不得占用耕地；可以利用劣地的，不得占用好地。禁止占用耕地建窑、建坟或者擅自在耕地上建房、挖砂、采石、采矿、取土等。禁止占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼。	本项目为页岩气试采项目，利用原钻井工程占地进行建设，不新增占地，试采期限为 2 年。自贡市自然资源和规划局关于《同意吉富 19 井钻井工程临时用地的批复》（自自然规发[2024]152 号）中明确临时土地使用期限为 2024 年 7 月 1 日至 2028 年 6 月 1 日。	符合
	第四十三条 因挖损、塌陷、压占等造成土地破坏，用地单位和个人应当按照国家有关规定负责复垦；没有条件复垦或	本项目为页岩气试采项目，试采期限为 2 年，利用原钻井工程占地进行建设，不新增占地。	符合

	者复垦不符合要求的，应当缴纳土地复垦费，专项用于土地复垦。复垦的土地应当优先用于农业	自贡市自然资源和规划局关于《同意吉富 19 井钻井工程临时用地的批复》（自自然规发[2024]152 号）中明确临时用地使用期限为 2024 年 7 月 1 日至 2028 年 6 月 1 日。	
	第五十七条 建设项目施工和地质勘查需要临时使用国有土地或者农民集体所有的土地的，由县级以上人民政府自然资源主管部门批准。其中，在城市规划区内的临时用地，在报批前，应当先经有关城市规划行政主管部门同意。土地使用者应当根据土地权属，与有关自然资源主管部门或者农村集体经济组织、村民委员会签订临时使用土地合同，并按照合同的约定支付临时使用土地补偿费。临时使用土地的使用者应当按照临时使用土地合同约定的用途使用土地，并不得修建永久性建筑物。临时使用土地期限一般不超过二年。	本项目为页岩气试采项目，试采期限为 2 年，利用原钻井工程占地进行建设，不新增占地，项目试采期限为 2 年。自贡市自然资源和规划局关于《同意吉富 19 井钻井工程临时用地的批复》（自自然规发[2024]152 号）中明确临时用地使用期限为 2024 年 7 月 1 日至 2028 年 6 月 1 日。	符合
《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021.7.2 修订）	第二十条 建设项目施工、地质勘查需要临时使用土地的，应当尽量不占或者少占耕地。临时用地由县级以上人民政府自然资源主管部门批准，期限一般不超过二年；建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设使用的临时用地，期限不超过四年；法律、行政法规另有规定的除外。土地使用者应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，使其达到可供利用状态，其中占用耕地的应当恢复种植条件。	本项目利用吉富 19 井钻井工程临时占地进行建设，试采期限为 2 年本次项目占地约 2.4425 公顷，根据自贡市自然资源和规划局关于《同意吉富 19 井钻井工程临时用地的批复》（自自然规发[2024]152 号）中明确临时用地使用期限为 2024 年 7 月 1 日至 2028 年 6 月 1 日。期满后涉及的钻井及配套设施建设用地，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续，不再办理临时用地手续。	符合
《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）	（四）国家级规划明确的且符合国家产业政策的能源开采、油气管线、水电、核电 项目”经批准可以占用永久基本农田	本项目为吉富 19 井试采气工程，属于（自然资规〔2018〕3 号）中明确的“符合国家产业政策的能源开采”范畴，根据《关于积极做好用地用海要素保障的通知》（自然资发〔2022〕129 号），本项目属于油气战略性矿产在试采和取得采矿权后转为开采井的，因此可直接申请办理农用地转用和土地征收。拟建项	符合

		目在原钻井工程平台进行建设，根据自贡市自然资源和规划局关于《同意吉富 19 井钻井工程临时用地的批复》（自自然规发[2024]152 号）中明确临时土地使用期限为 2024 年 7 月 1 日至 2028 年 6 月 1 日。期满后涉及的钻井及配套设施建设用 地，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续，不再办 理临时用地手续。	
《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）	“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。	项目利用吉富 19 井钻井工程临时占地进行建设，试采期限为 2 年本次项目占地约 2.4425 公顷，根据自贡市自然资源和规划局关于《同意吉富 19 井钻井工程临时用地的批复》（自自然规发[2024]152 号）中明确临时土地使用期限为 2024 年 7 月 1 日至 2028 年 6 月 1 日。	符合
	“临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选 址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。”		符合
《基本农田保护条例》（2011.1.8 修订）	第十五条 基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。	项目利用吉富 19 井钻井工程临时占地进行建设，试采期限为 2 年本次项目占地约 2.4425 公顷，根据自贡市自然资源和规划局关于《同意吉富 19 井钻井工程临时用地的批复》（自自然规发[2024]152 号）中明确临时土地使用期限为 2024 年 7 月 1 日至 2028 年 6 月 1 日。	符合
	第十七条 禁止任何单位和个人在基本农田内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废物或者进行其他破坏基本农田的活动。禁止任何单位和个人占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。		符合

《关于全面实行永久基本农田特殊保护的通知》（国土资规[2018]1号	重大建设项目施工和地质勘查临时用地选址确实难以避让永久基本农田的……在不破坏永久基本农田耕作层、不修建永久性建（构）筑物的前提下，经省级国土资源主管部门组织论证确需占用且土地复垦方案符合有关规定后，可在规定时间内临时占用永久基本农田，原则上不超过两年，到期后必须及时复垦并恢复原状……重点项目占用永久基本农田的，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求开展补划。	本项目占地涉及永久基本农田，项目属于油气战略性矿产在试采和取得采矿权后转为开采井的，建设单位按照相关要求办理建设用地征收审批手续	符合
自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知（自然资规〔2019〕1号）	三、严控建设占用永久基本农田（七）临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年。同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格的，继续按照永久基本农田保护和管理；验收不合格的，责令土地使用者进行整改，经整改仍不合格的，按照《土地复垦条例》规定由县级自然资源主管部门使用缴纳的土地复垦费代为组织复垦，并由县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收。县级自然资源主管部门要切实履行职责，对在临时土地上修建永久性建（构）筑物或其他造成无法恢复原种植条件的行为依法进行处理；市级自然资源主管部门负责临时用地使用情况的监督管理，通过日常检查、年度卫片执法检查等，及时发现并纠正临时用地中存在的问题。	项目利用吉富19井钻井工程临时占地进行建设，试采期限为2年本次项目占地约2.4425公顷，根据自贡市自然资源和规划局关于《同意吉富19井钻井工程临时用地的批复》（自自然规发[2024]152号）中明确临时用地使用期限为2024年7月1日至2028年6月1日。项目在试采结束后，若产气性较好，则转开发井，纳入区块环评，若气质储量匮乏，则同时将井站口用水泥封固，进行设备设施搬迁工作并严格按照原钻井工程编制的土地复垦方案进行土地复垦工作	符合
《自然资源部关于规范	二、临时用地选址要求和使用期限建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应	①本项目属能源等基础设施建设项目，项目占地为临时占地。	符合

<p>临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号</p>	<p>坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。城镇开发边界内临时建设用地规划许可、临时建设工程规划许可的期限应当与临时用地期限相衔接。临时用地使用期限，从批准之日起算。</p> <p>三、规范临时用地审批县（市）自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。不得下放临时用地审批权或者委托相关部门行使审批权。</p> <p>申请临时用地应当提供临时用地申请书、临时使用土地合同、项目建设依据文件、土地复垦方案报告表、土地权属材料、勘测定界材料、土地利用现状照片及其他必要的材料。临时用地申请人根据土地权属，与县（市）自然资源主管部门或者农村集体经济组织、村民委员会签订临时使用土地合同，明确临时用地的地点、四至范围、面积和现状地类，以及临时使用</p> <p>土地的用途、使用期限、土地复垦标准、补偿费用和支付方式、违约责任等。临时用地申请人应当编制临时用地土地复垦方案报告表，由有关自然资源主管部门负责审核。其中，所申请使用的临时用地位于项目建设用地报批时已批准土地复垦方案范围内的，不再重复编制土地复垦方案报告表</p>	<p>②拟建项目在吉富 19 井钻井平台上建设，原钻井工程用地为临时用地，自贡市自贡市自然资源和规划局关于《同意吉富 19 井钻井工程临时用地的批复》（自自然规发[2024]152 号）中明确临时用地使用期限为 2024 年 7 月 1 日至 2028 年 6 月 1 日。</p>
--------------------------------	---	---

	<p>四、落实临时用地恢复责任临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。</p>	<p>项目在建设阶段，涉及临时占地。项目完工后将按照相关规定和复垦方案及时复垦恢复原种植条件，做好覆土复耕。</p>	符合
<p>《关于石油天然气钻井及配套设施用地有关问题的通知》（川国土资发〔2012〕105号）</p>	<p>通过预审的石油天然气钻井及配套设施用地，根据其特点，可按临时用地审批权限报国土资源管理部门办理临时用地审批手续后使用土地……经勘探后，确需永久用地部分，由石油天然气生产企业及时向当地县（市）级国土资源管理部门提出用地申请……市、县（区）国土资源局应于每年5月底、10月底对石油天然气钻井及配套设施项目建设用地进行汇总打捆按程序报批。</p>	<p>本项目占地为临时占地，施工结束后，按照相关规定对项目占地情况向当地县（市）级国土资源管理部门提出用地申请，满足建设用地相关要求。</p>	符合
<p>关于加强重大项目用地保障工作的通知》（川自然资规〔2019〕4号）</p>	<p>（六）优化临时用地审批。临时用地一般不得占用永久基本农田。建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在符合不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，可临时占用永久基本农田；土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，由项目所在地县级自然资源主管部门牵头组织开展临时用地占用永久基本农田踏勘论证和土地复垦方案评审工作。临时用地审批权限按照《四川省〈中华人民共和国土地管理法〉实施办法》有关规定办理。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手续，按规定补划永</p>	<p>本项目将对吉富19井进行试采，项目用地满足“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手续，按规定补划永久基本农田”相关规定</p>	符合

《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》 (川自然资规〔2022〕3号)	一、进一步规范临时用地审批。临时用地审批权不得下放或委托相关部门行使。涉及占用耕地和永久基本农田的临时用地，由市级自然资源主管部门负责审批，不涉及的由县级自然资源主管部门负责审批。需要临时使用林地的，应当按照《中华人民共和国森林法》有关规定进行临时用地审批。临时用地位于地质灾害易发区进行工程建设的，申请人应当按照《地质灾害防治条例》有关规定提供地质灾害危险性评估报告，并落实防治措施。	本项目实施将临时占用永久基本农田，建设单位在施工前按照相关要求办理了临时用地手续。同时建设单位在施工前按照法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，报自然资源主管部门进行审批	符合
	三、进一步强化永久基本农田特殊保护。市、县级自然资源主管部门要严格耕地用途管制，临时用地应尽量不占或少占耕地，原则上不占用永久基本农田。确需占用永久基本农田的，县级自然资源主管部门应在前期选址阶段，实地核实永久基本农田地块的空间位置、地类、面积、质量状况、利用现状等，组织编制临时用地踏勘报告，并对占用永久基本农田的必要性和合理性进行严格论证，报市级自然资源主管部门审查。	本项目钻井工程期间占地为临时占地，施工结束后将对后期不再使用的占地进行复耕；项目新建的吉富19井试采工程在原钻井井场占地范围内建设，因试采工程需要，项目需临时占地	
	四、进一步严格临时用地监管。市、县级自然资源主管部门应按照相关规定对临时用地选址、审批、备案、使用、复垦进行严格审核把关、依法监督检查，严禁违规认定临时用地，严禁在法律法规规定的禁止区域审批临时用地，严禁擅自扩大临时用地审批范围和延长使用期限，严禁以临时用地名义规避建设用地审批手续特别是建设占用耕地和永久基本农田，要坚持节约集约用地，切实保障临时用地依法管理、有序使用、及时恢复。按照“谁审批、谁备案”的原则，审批临时用地的市、县级自然资源主管部门负责按照《通知》有关规定完成临时用地信息系统备案工作。县级自然资源主管部门负责将临时用地占地范围以及批准文号以单独图层的方式统一纳入年度国土变更调查数据库，并严格按照规定进行监测。	本项目井站用地不涉及法律法规规定的禁止区域。本项目建设用地符合项目建设用地相关规定要求。	符合
《关于严格	已划定的永久基本农田，任何单位和个	本项目为页岩气试采项目，属规	符合

耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发[2021]166号）	人不得擅自占用或者改变用途。非农业建设不得“未批先建”。能源、交通、水利、军事设施等重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，经依法批准，应在落实耕地占补平衡基础上，按照数量不减、质量不降原则，在可以长期稳定利用的耕地上落实永久基本农田补划任务。	定的能源重大建设项目，项目选址难以避让永久基本农田。评价要求建设单位需在取得相关部分审批手续后，方可开工建设。同时评价要求建设单位应编制临时用地土地复垦方案，并取得自然资源主管部门的批复，在施工结束后按照土地复垦方案及批复的要求进行复垦，按照数量不减、质量不降原则落实永久基本农田补划任务。	
《自然资源部关于积极做好用地用海要素保障的通知》（自然资发〔2022〕129号）	严格占用永久基本农田的重大建设项目范围：（1）党中央、国务院明确支持的重大建设项目；（2）按《关于梳理国家重大项目清单加大建设用地保障力度的通知》（发改投资〔2020〕688号）要求，列入需中央加大用地保障力度清单的项目；（3）中央军委及其有关部门批准的军事国防类项目；（4）纳入国家级规划的机场、铁路、公路、水运、能源、水利项目；（5）省级公路网规划的省级高速公路和连接原深度贫困地区直接为该地区服务的省级公路项目；（6）原深度贫困地区、集中连片特困地区、国家扶贫开发工作重点县省级以下基础设施、民生发展等项目。	本项目为页岩气试采，属于党中央、国务院明确支持的重大建设项目。	符合
《关于落实自然资源部等部委有关用地用海要素保障文件要求服务保障各地加快推进重大项目落地实施的通知》（川自然资发〔2022〕47号）	优化用地预审程序。除自然资发〔2022〕129号文件规定情形外，经批准的国土空间规划近期实施方案已确定的城镇村建设用地不需要申请办理用地预审；已建成需补办手续的采矿用地项目不再预审；水利水电项目的淹没区用地不纳入预审范围，但项目总用地（含淹没区）涉及占用永久基本农田或生态保护红线的，应按规定报自然资源部预审。预审阶段，涉及规划土地用途调整的，审查其是否符合允许调整情形，不再提交规划土地用途调整方案；涉及占用永久基本农田的，仅提交永久基本农田补划方案，并严格审查是否属于占用永久基本农田的重大建设项目范围。	本项目钻井工程期间占地为临时占地，施工结束后将对后期不再使用的占地进行复耕；站场在原井场基础上建设，为永久占地，不涉及生态保护红线，项目将按照相关规定提交永久基本农田补划方案	符合
《自然资源部办公厅关	能源基础设施建设中，油气探采合一开发涉及的钻井及配套设施依据2号文件	本项目建设将按照相关规定在规定的期限内办理建设用地审批手续	符合

于加强临时用地监管有关工作的通知》自然资源办函〔2023〕1280号	审批的临时用地，使用期限不超过四年。油气企业在勘探结束转入开采的，应及时办理建设用地审批手续。建设用地经依法批准后，不再进行土地复垦，相关土地复垦费用退回。未在规定期限内办理建设用地手续的，按违法用地处理。对于占用耕地以外其他地类的临时用地，在规定的使用期限内，在不改变用途和范围的前提下，经临时用地原审批机关批准，可以确定给其他建设作为临时用地使用，但必须确保土地复垦义务履行到位。		
------------------------------------	--	--	--

本项目为页岩气试采项目，属于能源建设项目；项目在原钻井工程已建井场施工；本次评价建议建设单位应按照相关规定尽快向相关单位依法合规办理并取得相关土地手续，在施工过程中做好临时占地表土集中堆放、截排水沟、挡土墙、表面覆盖等水土流失控制措施，严格落实永久基本农田环境保护方案。综上所述，本项目建设符合永久基本农田符合相关要求。

综上，本项目建设与《中华人民共和国土地管理法》（2019.8.26 修订，2020.1.1 实施）、《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021.7.2 修订）、《基本农田保护条例》（2011.1.8 修订）、《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）、《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）、《关于加强临时用地监管有关工作的通知》（自然资办函〔2023〕1280 号）、《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》（川自然资规〔2022〕3 号）、《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》（川自然资规〔2022〕3 号）等相关要求符合。

1.9.5.3 与《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》（国办发〔2024〕39 号）符合性分析

2024 年 7 月 30 日，国务院办公厅发布《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》（国办发〔2024〕39 号），明确要求：

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的二十大和二十届二中、三中全会精神，全面贯彻习近平经济思想、习近平生态文明思想，完整准确全面贯彻新发展理念，加快构建新发展格局，着力推动高质量发展，将碳排放指标及相关要求纳入国家规划，建立健全地方碳考核、行业碳管控、企业碳管理、项目碳评价、产品碳足迹等政策制度和管理机制，并与全国碳排放权交易市场有效衔接，构建系统完备的碳排放双控制度体系，为实现碳达峰碳中和目标提供有力保障。

到 2025 年，碳排放统计核算体系进一步完善，一批行业企业碳排放核算相关标准和产品碳足迹标准出台实施，国家温室气体排放因子数据库基本建成并定期更新，相关计量、统计、监测能力得到提升，为“十五五”时期在全国范围实施碳排放双控奠定基础。

“十五五”时期，实施以强度控制为主、总量控制为辅的碳排放双控制度，建立碳达峰碳中和综合评价考核制度，加强重点领域和行业碳排放核算能力，健全重点用能和碳排放单位管理制度，开展固定资产投资项目碳排放评价，构建符合中国国情的产品碳足迹管理体系和产品碳标识认证制度，确保如期实现碳达峰目标。

碳达峰后，实施以总量控制为主、强度控制为辅的碳排放双控制度，建立碳中和目标评价考核制度，进一步强化对各地区及重点领域、行业、企业的碳排放管控要求，健全产品碳足迹管理体系，推行产品碳标识认证制度，推动碳排放总量稳中有降。

本项目从事页岩天然气试采，推广天然气使用对碳排放削减的主要优势包括其清洁能源特性、低碳排放以及环保优势。天然气是一种清洁能源，燃烧过程中产生的二氧化碳、氮氧化物、颗粒物等污染物远低于煤炭和石油等传统能源。天然气燃烧产生的二氧化碳排放量相对较低，有助于减缓全球气候变暖。此外，天然气燃烧后几乎不产生任何废渣、废水等污染物，进一步减少了环境污染。天然气单位热值的碳排放较低，仅为原煤的 61%，原油的 77%。在发电方面，燃气电厂的单位发电量碳排放仅为最先进的煤机排放量的一半左右。民用燃气方面，天然气替代燃煤集中供暖对 CO₂、颗粒物（PM）SO₂ 和 NO_x 都有较明显的减排效果。天然气燃烧产生的氮氧化物、硫化物等污染物远

低于煤炭和石油，能够显著减少空气污染，改善空气质量。使用天然气作为燃料，有助于降低城市空气污染，保护公众健康。

综上所述，本项目的实施可推广天然气使用，符合《加快构建碳排放双控制度体系工作方案》（国办发〔2024〕39号）中总体要求。

1.9.6与“四川省国土空间规划”符合性分析

《四川省国土空间规划（2021-2035年）》因地制宜地细化四川省主体功能分区，合理优化调整了县级行政区主体功能定位，分为国家级农产品主产区、重点生态功能区、城市化地区、历史文化资源富集区。

巩固农产品主产区格局。将位于成都平原、安宁河谷、川南和川东北地区，农业生产适宜条件良好、优质耕地分布密集的32个县确定为国家级农产品主产区。同时根据水土匹配关系，将位于川东北山地、盆地西缘、攀西山地和川西高原区域的部分县（市、区）确定为农牧业生产协同区。推动有条件的其他主体功能区协调承载部分农牧生产功能，增强全省多元化农产品供给能力。

夯实重点生态功能区格局。将位于川西北、攀西和川东北地区，生态保护极重要区面积较大、生态功能突出、生态系统相对脆弱的64个县(市、区)确定为重点生态功能区。其中60个为国家级重点生态功能区、4个为省级重点生态功能区。同时根据维护区域生态系统完整性、落实生态保护修复重大工程的需要,将位于岷山-横断山脉生态走廊和大小凉山等区域的部分县（市、区）确定为生态功能协同区，巩固扩展生态功能区范围，提升生态服务功能。

优化城市化地区格局。将处于重要发展轴带沿线区域，经济基础良好、人口分布密集、资源环境承载能力较强的87个县（市、区）确定为城市化地区。其中52个为国家级城市化地区、35个为省级城市化地区。根据现状条件和城镇化发展趋势。将其他主体功能区的部分县（市、区）确定为城市化发展协同区。构建多中心、网络化、开放式的省域城镇空间格局。

本项目位于四川省自贡市贡井区莲花镇，该区域属于国家级农产品主产区。本项目属于非常规页岩气试采项目，能够促进区域天然气资源的勘探开发，促进区域清洁能源的发展。本项目施工期污染物均能得到有效治理，不会对周边环境造成较大影响，对区域资源环境承载能力影响较小。因此，项目建设符合《四川省国土空间规划（2021-2035年）》。

1.9.7 与长江生态环境保护相关法律法规及规划的符合性分析

（1）与《中华人民共和国长江保护法》符合性分析

表 1.9-9 项目与《中华人民共和国长江保护法》符合性分析

序号	要求	项目情况	符合性
（二）	规划与管控		
二十一	国务院生态环境主管部门根据水环境质量改善目标和水污染防治要求，确定长江流域各省级行政区域重点污染物排放总量控制指标。长江流域水质超标的水功能区，应当实施更严格的污染物排放总量削减要求。企业事业单位应当按照要求，采取污染物排放总量控制措施。	本项目产生的气田水经气田水经污水罐收集后定期运至具有回注处理能力的回注井回注处理经或具有污水处理能力的单位单位，不外排	符合
二十六	禁止在长江干支流岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库；但是以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。	本项目位于贡井区莲花镇，项目为非常规页岩气试采工程，不属于化工项目和尾矿库项目。	符合
二十七	严格限制在长江流域生态保护红线、自然保护地、水生生物重要栖息地水域实施航道整治工程；确需整治的，应当经科学论证，并依法办理相关手续。	本项目不属于航道整治工程，不涉及长江流域生态保护红线、自然保护地、水生生物重要栖息地	符合
（三）	资源保护		
三十四	长江流域省级人民政府组织划定饮用水水源保护区，加强饮用水水源保护，保障饮用水安全。	本项目不涉及饮用水源保护区	符合
（四）	水污染防治		
四十九	禁止在长江流域河湖管理范围内倾倒、填埋、堆放、弃置、处理固体废物。长江流域县级以上地方人民政府应当加强对固体废物非法转移和倾倒的联防联控。	本项目产生的固体废物均由得到妥善处置	符合
五十一	禁止在长江流域水上运输剧毒化学品和国家规定禁止通过内河运输的其他危险化学品。长江流域县级以上地方人民政府交通运输主管部门会同本级人民政府有关部门加强对长江流域危险化学品运输的管	本项目不涉及剧毒化学品使用和运输	符合

	控		
(五)	生态环境修复		
六十一	禁止在长江流域水土流失严重、生态脆弱的区域开展可能造成水土流失的生产建设活动。确因国家发展战略和国计民生需要建设的，应当经科学论证，并依法办理审批手续。	本项目位于水土流失重点治理区，项目已开展水土保持方案。	符合
(六)	绿色发展		
六十六	长江流域县级以上地方人民政府应当推动钢铁、石油、化工、有色金属、建材、船舶等产业升级改造，提升技术装备水平；推动造纸、制革、电镀、印染、有色金属、农药、氮肥、焦化、原料药制造等企业实施清洁化改造。企业应当通过技术创新减少资源消耗和污染物排放	本项目为非常规页岩气试采工程，页岩气属清洁能源；企业选用的工艺技术、能耗、防腐、节水、污染物的排放、运营管理等方面均符合清洁生产原则。	符合

(2) 与《长江经济带发展负面清单指南（试行）（2022年版）》的符合性分析

为认真落实长江保护法，进一步完善长江经济带负面清单管理制度体系，推动长江经济带发展领导小组于2022年1月19日印发了《长江经济带负面清单指南（试行，2022年版）》（长江办[2022]7号），本项目与该指南符合性如下表所示。

表 1.9-10 项目与《长江经济带负面清单指南（试行，2022年版）》符合性一览表

实施细则具体要求	本项目情况	符合性
禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内投资建设与风景名胜资源保护无关的项目	本项目不涉及自然保护区	符合
禁止在饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。禁止在饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目。	不涉及饮用水水源保护区	符合
禁止在水产种质资源保护区的岸线和河段范围内新建围湖造田、围海造地或围填海等投资建设项目。禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内挖沙、采矿，以及任何不符合主体功能定位的投资建设项目。	不涉及水产种质资源保护区及国家湿地公园	符合
禁止在长江干支流、重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。	本项目不属于化工、尾矿库、冶炼渣库和磷石膏库	符合
禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。	根据《环境保护综合名录（2021年版）》，项目不属于高污染项目	符合
禁止新建、扩建法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目。禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的	本项目不属于产能落后、产能过剩及高耗能	符合

项目。禁止新建、扩建不符合要求的高耗能高排放项目。	高排放项目。	
---------------------------	--------	--

由上表可以看出，本项目建设与《长江经济带负面清单指南（试行，2022 年版）》不相冲突。

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

为深入贯彻落实习近平总书记关于推动长江经济带发展的重要讲话和指示批示精神，认真落实党中央、国务院关于推动长江经济带发展重大战略部署，抓好长江保护法贯彻落实，加强成渝地区双城经济圈生态环境联防联控，根据国家《长江经济带发展负面清单指南（试行，2022 年版）》等相关文件规定和一张负面清单管川渝两地的要求，结合四川省、重庆市实际，四川省、重庆市推动长江经济带发展领导小组办公室联合制定了《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则（试行，2022 年版）》（川长江办[2022]17 号）。项目与该实施细则的符合性如下表所示：

表 1.9-11 项目与《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》（试行，2022 年版）

序号	负面清单实施细则管控内容要求	项目情况	符合性
第五条	禁止新建、改建和扩建不符合全国港口布局规划，以及《四川省内河水运发展规划》《泸州一宜宾一乐山港口群布局规划》《重庆港总体规划（2035年）》等省级港口布局规划及市级港口总体规划的码头项目。	项目不涉及港口工程	符合
第六条	禁止新建、改建和扩建不符合《长江干线过江通道布局规划（2020-2035年）》的过长江通道项目（含桥梁、隧道），国家发展改革委同意过长江通道线位调整的除外。	项目不涉及过长江通道项目（含桥梁、隧道）	符合
第七条	禁止在自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围内投资建设旅游和生产经营项目。自然保护区的内部未分区的，依照核心区和缓冲区的规定管控。	不涉及自然保护区核心区、缓冲区	符合
第八条	禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区。禁止在风景名胜区核心景区的岸线和河段范围内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的项目。	不涉及风景名胜区	符合
第九条	禁止在饮用水水源准保护区的岸线和河段范围内新建、扩建对水体污染严重的建设项目，禁止改建增加排污量的建设项目。	不涉及饮用水水源准保护区	符合
第十条	饮用水水源二级保护区的岸线和河段范围内，除遵守准保护区规定外，禁止新建、改建、扩建排放污染物的投资建	不涉及饮用水水源二级保护区	符合

	设项目；禁止从事对水体有污染的水产养殖等活动。		
第十一条	饮用水水源一级保护区的岸线和河段范围内，除遵守二级保护区规定外，禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的项目，以及网箱养殖、畜禽养殖、旅游等可能污染饮用水水体的投资建设项目。	不涉及饮用水水源一级保护区	符合
第十二条	禁止在水产种质资源保护区岸线和河段范围内新建围湖造田、围湖造地或挖沙采石等投资建设项目。	不涉及水产种质资源保护区	符合
第十三条	禁止在国家湿地公园的岸线和河段范围内开（围）垦、填埋或者排干湿地，截断湿地水源，挖沙、采矿，倾倒有毒有害物质、废弃物、垃圾，从事房地产、度假村、高尔夫球场、风力发电、光伏发电等任何不符合主体功能定位的建设项目和开发活动，破坏野生动物栖息地和迁徙通道、鱼类洄游通道。	不涉及国家湿地公园及左列活动	符合
第十四条	禁止违法利用、占用长江流域河湖岸线。禁止在《长江岸线保护和开发利用总体规划》划定的岸线保护区和岸线保留区内投资建设除事关公共安全及公众利益的防洪护岸、河道治理、供水、生态环境保护、航道整治、国家重要基础设施以外的项目。	不涉及长江流域河湖岸线	符合
第十五条	禁止在《全国重要江河湖泊水功能区划》划定的河段及湖泊保护区、保留区内投资建设不利于水资源及自然生态保护的项目。	不涉及左列区域	符合
第十六条	禁止在长江流域江河、湖泊新设、改设或者扩大排污口，经有管辖权的生态环境主管部门或者长江流域生态环境监督管理机构同意的除外。	不涉及排污口工程	符合
第十七条	禁止在长江干流、大渡河、岷江、赤水河、沱江、嘉陵江、乌江、汉江和51个（四川省45个、重庆市6个）水生生物保护区开展生产性捕捞。	不进行生产性捕捞	符合
第十八条	禁止在长江干支流重要湖泊岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。	不属于化工园区和化工项目	符合
第十九条	禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。	不属于左列项目	符合
第二十条	禁止在生态保护红线区域、永久基本农田集中区域和其他需要特别保护的区域内选址建设尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库。	不属于左列项目	符合
第二十一条	禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。	不属于左列项目	符合
第二十二条	禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目。（一）严格控制新增炼油产能，未列入《石化产业规划布局方案（修订版）》的新增炼油产能一律不得建设。（二）新建煤制烯烃、煤制芳烃项目必须列入《现代煤化工产业创新发展布局方案》，必须符合《现	不属于石化、现代煤化工等项目	符合

	代煤化工建设项目环境准入条件（试行）》要求。		
第二十三条	禁止新建、扩建法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目。对《产业结构调整指导目录》中淘汰类项目，禁止投资；限制类的新建项目，禁止投资，对属于限制类的现有生产能力，允许企业在一定期限内采取措施改造升级。	不属于落后产能项目。	符合
第二十四条	禁止新建、扩建不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业的项目。对于不符合国家产能置换要求的严重过剩产能行业，不得以其他任何名义、任何方式备案新增产能项目。	不属于过剩产能行业	符合
第二十五条	禁止建设以下燃油汽车投资项目（不在中国境内销售产品的投资项目除外）：（一）新建独立燃油汽车企业；（二）现有汽车企业跨乘用车、商用车类别建设燃油汽车生产能力；（三）外省现有燃油汽车企业整体搬迁至本省（列入国家级区域发展规划或不改变企业股权结构的项目除外）；（四）对行业管理部门特别公示的燃油汽车企业进行投资（企业原有股东投资或将该企业转为非独立法人的投资项目除外）。	不属于左列项目	符合
第二十六条	禁止新建、扩建不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目。	不属于左列项目	符合

（4）与《四川省沱江流域水环境保护条例》符合性分析

项目所在地属沱江流域，项目与《四川省沱江流域水环境保护条例》符合性分析见下表。

表 1.9-12 与《四川省沱江流域水环境保护条例》符合性分析（摘录）

序号	条例要求	项目情况	符合性
1	省人民政府可以根据沱江流域水污染防治需要和经济、技术条件，制定严于国家标准的水污染物排放标准，执行水污染物特别排放限值；对国家重点水污染物之外的其他水污染物排放实行总量控制。排放水污染物，不得超过国家或者地方规定的水污染物排放标准和重点水污染物排放总量控制指标。	拟建工程生活污水依托周边农户旱厕收集后用于农田施肥，不外排；生产废水由罐车期运至具有回注处理能力的回注井回注处理经或具有污水处理能力的单位处置，项目不涉及废水直接排放。	符合
2	省人民政府应当依法确定沱江流域水资源利用上线，加强水资源实时监控管理系统建设，实行最严格的水资源管理制度。县级以上地方人民政府应当严守本行政区域沱江流域水资源利用上线，市级或者县级行政区域取用水总量达到或者超过取用水总量控制指标的，暂停审批建设项目新增取水，取用水总量接近取用水总量控制指	拟建工程生活用水、生产用水均来自外运罐车拉入放入厂区储水罐，不涉及新增流域取水。	符合

	标的，限制审批建设项目新增取水。		
3	工业集聚区未按照要求配套建设污水处理设施的，暂停审批该区域内排放水污染物的建设项目环境影响评价文件。	拟建工程不在工业集聚区内。	符合
4	<p>县级以上地方人民政府在沱江流域实行总磷污染防治特别措施：</p> <p>（一）削减总磷污染物排放总量，禁止新建、改建、扩建增加含磷污染物排放的建设项目；</p> <p>（二）推动磷矿开采项目逐步搬迁或者退出，禁止新建磷矿开采项目；</p> <p>（三）强化工业领域总磷污染防治，禁止在工业循环冷却水除垢、杀菌过程中加入含磷药剂；</p> <p>（四）加强资源化综合利用，新增磷石膏实现产消平衡，并按照要求削减磷石膏堆放存量，实施涉磷石膏堆场规范化整治，按照要求开展地下水监测；</p> <p>（五）监督磷石膏堆场按照相关技术规范采取防渗漏和渗滤液处理、冲洗废水处理等措施达标排放，禁止偷排和漏排；（六）其他特别措施。</p>	拟建工程不涉及水污染物直接排放，不属于磷矿项目，不涉及磷石膏产生。	符合
5	在沱江流域设置排污口的单位，应当在排污口设置标志牌，载明相关信息，接受社会监督。县级以上地方人民政府应当组织生态环境等主管部门开展本行政区域沱江流域的排污口调查，对排污口情况登记造册，实施规范化整治和动态管理。	拟建工程不涉及排污口设置。	符合

综上，拟建工程符合《四川省沱江流域水环境保护条例》相关要求。

（5）与《地下水管理条例》（国令第 748 号）符合性分析

拟建工程与《地下水管理条例》（国令第 748 号）对比分析详见下表。

表 1.9-13 项目与“地下水管理条例”符合性分析（摘录）

序号	条例要求	项目内容	符合性
一	节约与保护		
第二十一条	<p>取用地下水的单位和个人应当遵守取水总量控制和定额管理要求，使用先进节约用水技术、工艺和设备，采取循环用水、综合利用及废水处理回用等措施，实施技术改造，降低用水消耗。对下列工艺、设备和产品，应当在规定的期限内停止生产、销售、进口或者使用：（一）列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的；（二）列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备名录的。</p>	<p>项目为页岩气（非常规天然气）开采，站场为有人值守站，试采回收单元作业人员用水由附近场镇拉运至站场内水箱暂存，不涉及地下水取用。</p>	符合

第二十二 条	新建、改建、扩建地下水取水工程，应当同时安装计量设施。已有地下水取水工程未安装计量设施的，应当按照县级以上地方人民政府水行政主管部门规定的期限安装。单位和个人取用地下水量达到取水规模以上的，应当安装地下水取水在线计量设施，并将计量数据实时传输到有管理权限的水行政主管部门。取水规模由省、自治区、直辖市人民政府水行政主管部门制定、公布，并报国务院水行政主管部门备案。		符合
第二十六 条	建设单位和个人应当采取措施防止地下工程建设对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响。对开挖达到一定深度或者达到一定排水规模的地下工程，建设单位和个人应当于工程开工前，将工程建设方案和防止对地下水产生不利影响的措施方案报有管理权限的水行政主管部门备案。	站场各类罐体及依托的钻前工程应急池进行重点防渗，并设置围堰防止物料泄漏污染周边环境，并及时转运废水。	符合
二	污染防治		
第四十 条	禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：（一）利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；（二）利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质；（三）利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物；（四）法律、法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为。	本项目生产废水通过污水罐收集后由污水罐车定期转运至具有回注处理能力的回注井回注处理经或具有污水处理能力的单位处置，不外排。项目采取分区防渗措施，不涉及相关禁止污染或者可能污染地下水的行为。	符合
第四十 一条	企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施，防止地下水污染：（一）兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施；（二）化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测；（三）加油站……；（四）存放可溶性剧毒废渣的场所，应当采取防水、防渗漏、防流失的措施；（五）法律、法规规定应当采取的其他防止地下水污染的措施。……地方人民政府生态环境主管部门……确定并公布地下水污染防治重点排污单位名录。地下水污染防治重点排污单位应当依法安装水污染物排放自动监测设备，与生态环境主管部门的监控设备联网，并保证监测设备正常运行。	项目为页岩气开采，环评提出相应的源头控制、分区防渗等地下水污染防治措施，提出了跟踪监测计划，符合相关要求	符合
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。	评价区域地下水类型主要为红层砂泥岩风化带孔隙裂隙水。 地下水保护目标为周边居	符合

		民分散式饮用水源。项目区、评价区域不涉及泉域保护范围，不属于岩溶强发育、存在较多落水洞和岩溶漏斗的区域。项目选址符合要求	
--	--	--	--

综上，本项目建设符合《地下水管理条例》相关要求。

1.9.8 与“生态环境分区管控”符合性分析

根据生态环境部发布的《关于印发〈2023年生态环境分区管控成果动态更新工作方案〉的通知》（环办环评函〔2023〕81号）（以下简称《通知》），《通知》指出实施生态环境分区管控，严守生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线，科学指导各类开发保护建设活动，对于推动高质量发展，建设人与自然和谐共生的现代化具有重要意义。

本次评价根据《四川省生态环境厅关于公布〈四川省生态环境分区管控动态更新成果成果（2023年版）〉的通知》（川环函〔2024〕409号）及《自贡市人民政府办公室关于加强生态环境分区管控的通知》（自府办法〔2024〕36号）相关要求，具体符合性分析如下。

（1）项目所在管控单元

本次评价四川省生态环境厅官网中“生态环境分区管控”符合性分析查询可知，本项目涉及到4个环境管控单元。涉及到管控单元见下表：



图 1.9-1 四川政务网“生态环境分区管控”查询系统

表 1.9-14 本项目涉及到环境管控单元一览表

环境管控单元编码	环境管控单元名称	所属市（州）	所属区县	准入清单类型	管控类型
YS5103033110001	贡井区其他区域	自贡市	贡井区	生态空间分区	生态空间分区一般生态空间
YS5103033210001	越溪河-贡井区-控制单元	自贡市	贡井区	水环境管控分区	水环境一般管控区
YS5103033310001	贡井区大气环境一般管控区	自贡市	贡井区	大气环境管控分区	大气环境一般管控区
ZH51030330001	贡井区一般管控单元	自贡市	贡井区	环境综合管控单元	环境综合管控单元一般管控单元

根据查询结果，本项目位于贡井区环境综合管控单元一般管控单元（管控单元名称：贡井区一般管控单元，管控单元编号：ZH51030330001）。项目与管控单元相对位置如下图所示：

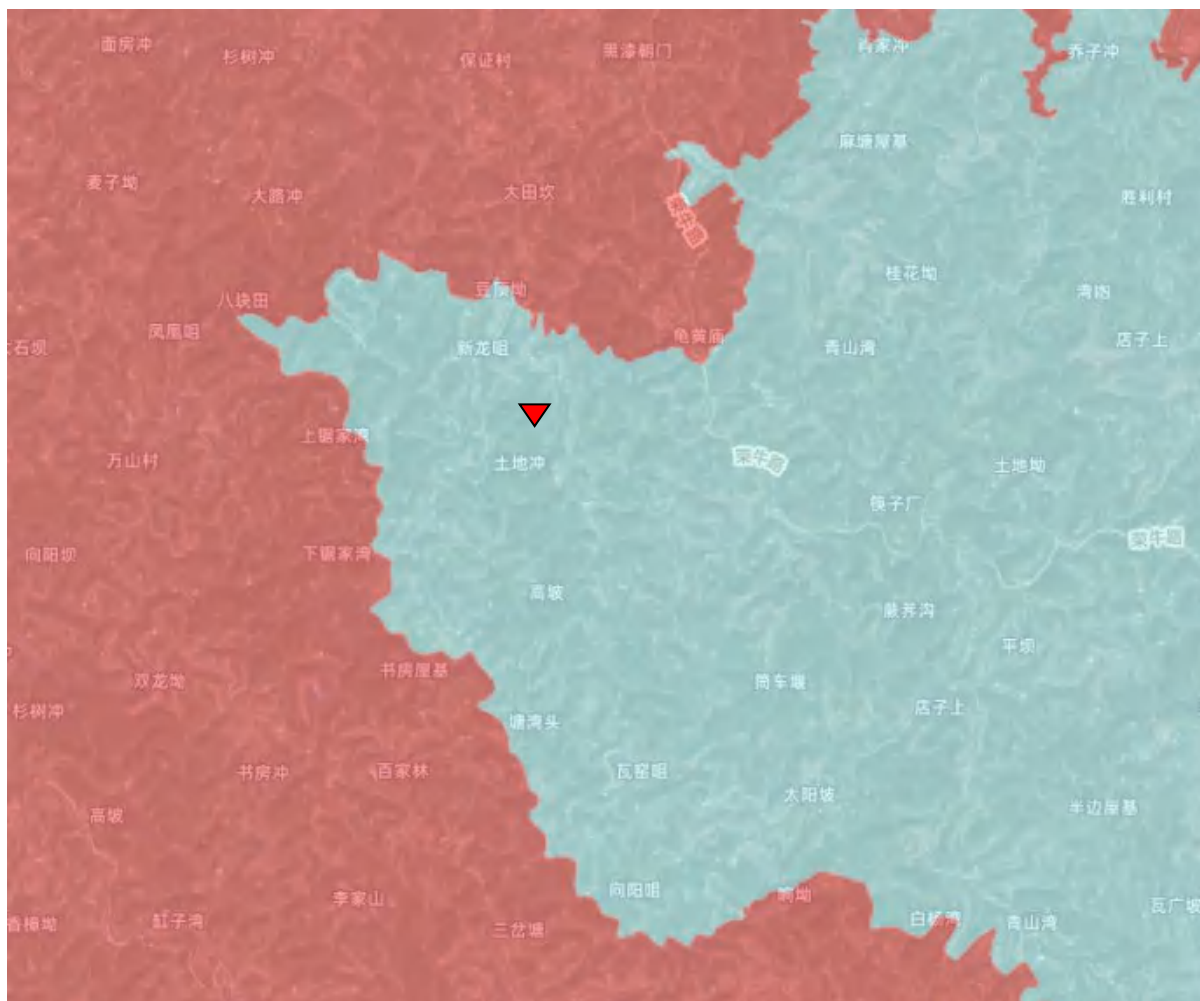


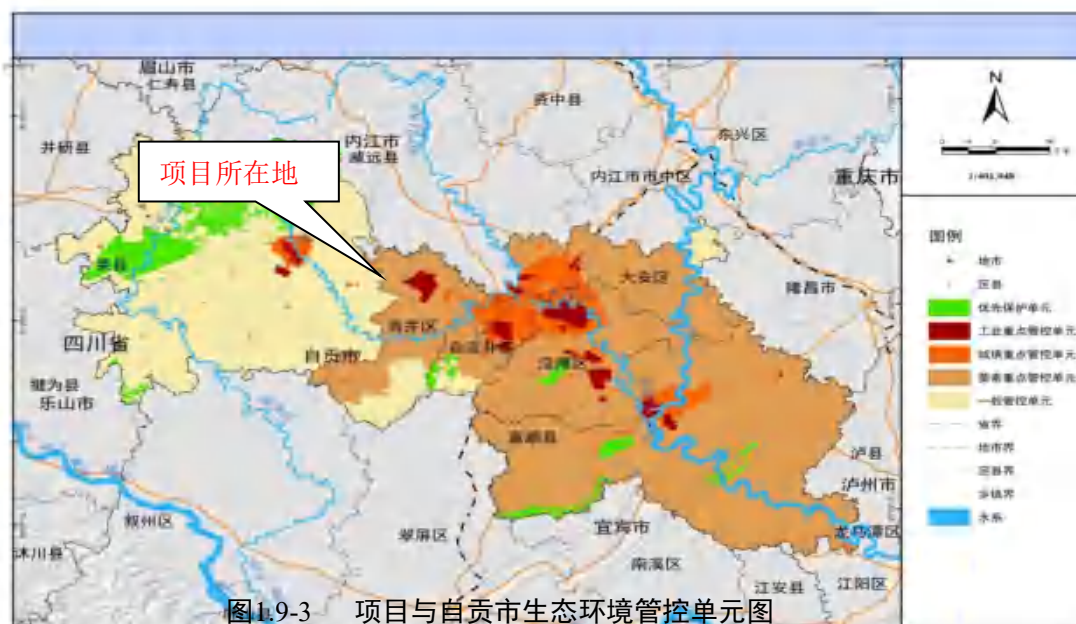
图 1.9-2 项目与四川政务网“生态环境分区管控”相对位置图（图中 ▼ 表示项目位置）

2）生态环境准入清单符合性分析

2024年7月16日，自贡市人民政府发布了《自贡市人民政府办公室关于加强生态环境分区管控的通知》（自府办发〔2024〕36号），对原生态环境分区管控成果进行了动态更新。更新后，全市生态环境管控单元总数由31个调整为33个，其中优先保护单元6个、重点管控单元23个、一般管控单元4个。

本项目位于自贡市贡井区莲花镇新民村，不在自贡市生态空间的“生态保护红线”和“一般生态管控区法定保护地、其他保护地”范围内，符合四川省生态保护红线相关要求。

本项目与自贡市环境管控单元位置关系见下图。



根据自贡市、贡井区总体生态环境管控要求，本项目符合性分析如下表。

表1.9-15 项目与自贡市及贡井区环境准入总体要求符合性分析

管控区域	总体管控要求	本项目	符合性
自贡市	1.深入实施主体功能区战略，以区域社会经济、资源环境条件为引领，构建区域绿色协调发展格局。	本项目位于自贡市贡井区莲花镇新民村，属于环境综合管控单元一般管控单元，符合生态环境分区管控要求。	符合
	2.禁止在长江干支流岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。	本项目位于自贡市贡井区莲花镇新民村，项目为天然气试采回收项目，不属于化工项目且不在长江干支流岸线一公里范围内	符合
	3.严控新增高耗能、高排放项目，坚决遏制高耗能、高排放项目盲目发展，对现存高耗能、高排放企业执行最严格排放标准和总量控制要求。	本项目为天然气试采回收项目，属能源矿产地质勘查项目，不属于高耗能、高排放项目。	符合
	4.优化调整全市产业结构，持续推进老工业基地绿色转型，加大节能环保装备制造和新能源、新材料、无人机及通航等4个主导产业及人工智能、电子信息、大健康等3个有潜在优势的产业占比。全面推行化工、轻工、建材、食品等传统领域的企业清洁化、循环化、低碳化改造，不断提升资源能源利用效率、削减污染物排放。对化工新材料等重点发展产业提出严格资源环境绩效水平要求。	本项目为天然气试采回收项目，项目为能源矿产地质勘查项目。	符合

	5.水污染物和大气污染物严格按照《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》相关要求执行。页岩气开采全过程控制采取污染预防、末端治理与综合利用相结合，执行《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》。	项目营运期产生的废水主要为气田水、分子筛脱水冷凝水、空压系统排水以及生活污水，项目拟严格执行《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》，产生的废水收集后定期运至具有回注处理能力的回注井回注处理经或具有污水处理能力的单位单位处置，不外排	符合
	6.加强与流域上下游、毗邻城市环境风险联防联控，提高环境应急处置能力；深化川南地区大气污染联防联控工作协同，强化重污染天气应对。	项目环境风险章节提出了风险防控体系建立要求，营运期严格按照相关规范作业，强化环境风险防范，制定可行的环境风险应急预案，在确保各项环境风险防范措施和应急预案逐项落实的前提下，本项目的环境风险是可以接受的。	符合
贡井区	1.巩固提升节能环保、先进材料、食品饮料等产业，搭建高质量发展主体架构；培育发展无人机及通航、高端装备制造、生物医药等产业，铸造高质量发展核心动能；融合发展数字经济未来产业，培育高质量发展新引擎。推动传统产业高端化、智能化、绿色化转型。	本项目位于自贡市贡井区莲花镇新民村	符合
	2.加大清洁能源利用比例，提高可再生能源利用比例。提高清洁能源汽车占比，逐步淘汰国三及以下排放标准的营运柴油货车。	本项目属于天然气采气项目，项目属于允许类产业	符合
	3.加强大气污染防治，执行大气污染物特别排放限值。以秸秆综合利用、企业达标排放、扬尘综合管控等为抓手，加强多污染物协同控制和区域协同治理，推动实现细颗粒物和臭氧污染“双控双减”。推进重点工业企业污染源治理设施升级改造，提升低碳化、绿色化、清洁化水平。加强砖瓦等工业窑炉污染综合整治，严控无组织排放，全面实现稳定达标排放	项目营运期产生的废气主要是水套炉燃烧废气、燃气发电机废气和生产装置区逸散废气以及非正常工况下产生的放空废气	符合
	4.推进旭水河、金鱼河等小流域污染治理，提高中心城区再生水利用率，提升城乡污水处理能力，水污染物排放严格执行《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》。加强畜禽养殖污染防治，提高规模化畜禽养殖场粪污综合利用率。实施旭水河及金鱼河沿线河湖岸线修复等水生态保护修复工程。	项目营运期产生的废水主要为气田水、分子筛脱水冷凝水、空压系统排水以及生活污水，产生的废水收集后定期运至具有回注处理能力的回注井回注处理经或具有污水处理能力的单位单位处置，不外排	符合
	5.严格落实用水总量和用水效率双控指标，坚决控制不合理用水，优化产调整业结构，优化调度和配置水资源。以国家节水行动和最	本项目营运期用水主要为站场值守人员生活污水	符合

	严格水资源管理制度为抓手，全面节水、合理分水、管住用水		
	6.加强与周边区县、跨市毗邻交界区域环境风险联防联控	项目环境风险章节提出了风险防控体系建立要求，营运期严格按照相关规范作业，强化环境风险防范，制定可行的环境风险应急预案，在确保各项环境风险防范措施和应急预案逐项落实的前提下，本项目的环境风险是可以接受的。	符合

根据自贡市环境管控单元的生态环境准入清单，本项目从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源开发效率四个维度与自贡市“生态环境分区管控”符合性分析如下表。

表 1.9-16 “生态环境分区管控”环境管控单元生态环境准入清单

“三线一单”的具体要求			项目对应情况介绍	符合性分析	
类别		对应管控要求			
/	自贡市一般管控单元普适性管控要求	空间布局约束	<p>禁止开发建设活动的要求</p> <p>1.禁止在长江干支流岸线一公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。</p> <p>2.禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库，但是以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。</p> <p>4.禁止在长江干流岸线三公里范围内和重要支流岸线一公里范围内新建、改建、扩建尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库，以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建除外。</p> <p>5.禁止在长江流域开放水域养殖、投放外来物种或者其他非本地物种种质资源。禁止在长江流域禁止采砂区和禁止采砂期从事采砂活动。全面停止小型水电项目开发，已建成的中小型水电站不再扩容。</p> <p>6.禁止违法将污染环境、破坏生态的产业、企业向农村转移。禁止违法将城镇垃圾、工业固体废物、未经达标处理的城镇污水等向农业农村转移。</p> <p>7.对全部基本农田按禁止开发的要求进行管理，禁止占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。</p> <p>8.永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。</p> <p>9.畜禽养殖严格按照自贡市各区县畜禽养殖区域划定方案执行，依法关闭或搬迁禁养区内的畜禽养殖场（小区）和养殖专业户。禁止在禁采区内开采矿产；禁止土法采、选、冶严重污染环境的矿产资源。</p> <p>10.禁止在永久基本农田集中区域和其他需要特别保护的区域选址建设尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库。</p>	<p>1.本项目不属于化工项目且不涉及长江干流及主要支流岸线1公里范围。</p> <p>2.本项目为天然气采气项目，位于自贡市贡井区莲花镇新民村，不属于化工项目项目。</p> <p>3.项目不属于水产养殖、采砂行业。</p> <p>4.项目营运期产生的产生的气田水经污水罐收集后定期转运至具有回注能力的回注井回注处理或转运至具有污水处理能力的单位处理，不外排。</p> <p>5.本项目为天然气采气项目，项目在原吉富 19 井钻井平台临时占地范围内进行，自贡市自然资源和规划局已出具关于同意吉富 19 井钻井工程临时用地的批复（自自然资规发[2024]152 号）中明确</p>	符合

		<p>限制开发建设活动的要求</p> <p>1. 现有化工、冶炼、水泥等工业企业，原则上限制发展，污染物排放只降不增，允许以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建，引导企业结合产业升级等适时搬迁入园。</p> <p>2. 国家重大战略资源勘查、生态保护修复和环境治理、重大基础设施、军事国防以及农牧民基本生产生活等必要的民生项目（包括深度贫困地区、集中连片特困地区、国家扶贫开发工作重点县省级以下基础设施、易地扶贫搬迁、民生发展等建设项目），选址确实难以避让永久基本农田的，按程序严格论证后依法依规报批。</p> <p>3. 坚持最严格的耕地保护制度，对全部耕地按限制开发的要求进行管理。严格限制农用地转为建设用地，控制建设用地总量，对耕地实行特殊保护。</p> <p>4. 新建大中型水电工程，应当经科学论证，并报国务院或者国务院授权的部门批准。除与生态环境保护相协调的且是国务院及其相关部门、省级人民政府认可的脱贫攻坚项目外，严控新建商业开发的小水电项目。</p> <p>5. 长江流域河道采砂应当依法取得国务院水行政主管部门有关流域管理机构或者县级以上地方人民政府水行政主管部门的许可。严格控制采砂区域、采砂总量和采砂区域内的采砂船舶数量。</p> <p>6. 大气弱扩散重点管控区：强化落后产能退出机制，对能耗、环保、安全、技术达不到标准，生产不合格或淘汰类产品的企业和产能，依法予以关闭淘汰，推动重污染企业搬迁入园或依法关闭。对长江及重要支流沿线存在重大环境安全隐患的生产企业，加快推进就地改造异地迁建、关闭退出。开展差别化环境管理，对能耗、物耗、污染物排放等指标提出最严格管控要求，倒逼竞争乏力的产能退出。支持现有钢铁、水泥、焦化等废气排放量大的产业向有刚性需求、具有资源优势、环境容量允许的地区转移布局。</p> <p>7. 水环境农业污染重点管控区：（1）稳步推进建制镇污水处理设施建设，适当预留发展空间，宜集中则集中，宜分散则分散。农村生活污水处理设施排水执行《农村生活污水处理设施水污染物排放标准》（DB 51</p>	<p>项目临时土地使用期限为 2024 年 7 月 1 日至 2028 年 6 月 1 日。</p> <p>6. 本项目不属于尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库项目。</p> <p>7. 项目不属于畜禽养殖、采矿产项目。</p>	
--	--	--	--	--

			<p>2626-2019)要求。(2)深入推进化肥减量增效。鼓励以循环利用与生态净化相结合的方式控制种植业污染,农企合作推进测土配方施肥。</p> <p>不符合空间布局要求活动的退出要求</p> <p>长江主要支流重点管控岸线:按照长江干线非法码头治理标准和生态保护红线管控等要求,持续开展长江主要支流非法码头整治</p> <p>其他空间布局约束要求</p> <p>位于该单元的区外企业:①具有合法手续的企业,且污染物排放及环境风险满足管理要求的企业,可继续保留,并进一步加强日常环保监管;允许以提升安全、生态环境保护水平为目的的改建,以及不增加环境风险的产品升级调整,引导企业结合产业升级、化解过剩产能等,搬迁入园。②不具备合法手续,或污染物排放超标、环境风险不可控的企业,限期进行整改提升,通过环保、安全、工艺装备升级等落实整改措施并达到相关标准实现合法生产,整改后仍不能达到要求的,属地政府应按相关要求责令关停并退出</p>		
		<p>污染物排放管控</p>	<p>允许排放量要求</p> <p>/</p> <p>现有源提标升级改造</p> <p>1.岷江流域现有处理规模大于1000吨/日的城镇生活污水处理厂,以及存栏量≥300头猪、粪污经处理后向环境排放的畜禽养殖场,应执行《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》(DB51/2311-2016)相关要求。</p> <p>2.全省大气污染防治重点区域的现有企业执行相应行业以及锅炉大气污染物排放标准中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物和挥发性有机物特别排放限值和特别控制要求。</p> <p>3.大气环境布局敏感区,65 蒸吨以上燃煤锅炉企业和水泥行业全面推进超低排放改造,工业窑炉应强化氮氧化物污染防控。</p> <p>其他污染物排放管控要求</p> <p>新增源排放标准限制:岷江、沱江流域新建处理规模大于 1000 吨/日的城镇生活污水处理厂,以及存栏量≥300 头猪、粪污经处理后向环境排放的畜</p>	<p>本项目为页岩气试采工程,不涉及城镇生活污水处理厂、养殖场。产生的气田水经污水罐收集后定期转运至具有回注能力的回注井回注处理或转运至具有污水处理能力的单位处理,不外排;营运期产生的水套炉燃烧废气经不 15m 高排气筒排放;导热油炉燃烧废气经 15m 高排气筒排放,燃气发电机组</p>	符合

		<p>禽养殖场，应执行《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》（DB51/2311-2016）相关要求；其他城镇结合生活污水主要污染物排放量和受纳水体环境容量等实际情况，合理确定排放标准。处理规模在 500m³/d（不含）以下的乡集镇及撤并乡镇的生活污水处理设施，可参照《农村生活污水处理设施水污染物排放标准》（DB51/2626）执行。（《四川省岷江、沱江流域水污染物排放标准》、《自贡市城镇生活污水和城乡生活垃圾处理设施建设三年推进实施方案(2021-2023 年)》、《四川省建制镇生活污水处理设施建设和运行管理技术导则（试行）》、《关于进一步明确畜禽粪污还田利用要求强化养殖污染监管的通知》）；位于全省大气污染防治重点区域的新建企业执行相应行业以及锅炉大气污染物排放标准中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物和挥发性有机物特别排放限值和特别控制要求。（《四川省生态环境厅关于执行大气污染物特别排放限值的公告》2020 年第 2 号）；大气环境布局敏感区，工业窑炉应强化氮氧化物污染防控。</p> <p>新增源等量或倍量替代：上一年度空气质量年平均浓度不达标的城市，建设项目新增相关污染物按照总量管控要求进行倍量削减替代。上一年度水环境质量未完成目标的，新建排放水污染的建设项目按照总量管控要求进行倍量削减替代。（《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》）；</p> <p>污染物排放绩效水平准入要求：水污染物：到 2023 年底，所有建制镇具备污水处理能力。各区县建制镇生活污水处理设施应按照“以城带镇”的方式，纳入城镇一体化运营管理，提高专业化水平。水环境敏感区域污水资源化利用水平明显提升。加强畜禽养殖废弃物污染治理和综合利用，强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体。鼓励畜禽粪污还田利用。粪污经无害化处理后还田利用具体要求及限量应符合《畜禽粪便无害化处理技术规范》、《畜禽粪便还田技术规范》、《畜禽粪污土地承载力测算技术指南》。用于农田灌溉的，应符合《农田灌溉水质标准》（GB5084）。到 2025 年，规模化畜禽养殖场（小区）粪污处理设施配套率达到 100%，畜禽粪污综合利用率达到 80%以上。</p>	<p>燃烧废气经余热回收装置利用余热后经 15m 高排气筒排放；试采过程中事故/检修过程装置内通过放空火炬点火燃烧后经 30m 高的放散管排放；本项目运营期产生的固废按要求进行合理处置，满足《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》相关要求。</p>
--	--	---	---

			<p>大气环境污染物：强化城郊结合部大气污染管控。严格执行《关于实施第六阶段机动车排放标准的通告》及《四川省机动车和非道路移动机械排气污染防治办法》。2021年7月1日起，全面实施重型柴油车国六排放标准。加强油品的监督管理，按照国家、省要求全面供应国六标准的车用汽柴油。重点抓好重点交通建筑工地扬尘治理，切实加强城郊结合部重点货车绕行道路扬尘治理。熏制腊肉集中规划布点，加强宣传和引导，防止腌制品熏制污染大气环境。划定烟花爆竹禁限放区域。严控垃圾、落叶、秸秆等露天焚烧。</p> <p>固体废物：到2023年底，乡镇及行政村生活垃圾收转运处置体系保持全覆盖；大力推进农村生活垃圾就地分类减量和资源化利用，因地制宜选择农村生活垃圾治理模式。（《自贡市城镇生活污水和城乡生活垃圾处理设施建设三年推进实施方案（2021—2023年）》）；到2025年，建立较为完善的秸秆收储运体系，形成布局合理、多元利用的产业化格局，秸秆综合利用率保持在90%以上。（2021年四川省秸秆综合利用工作现场推进会）；到2025年，农膜回收率达85%。（《“十四五”生态环境保护规划（征求意见稿）》）。页岩气开采应满足《四川省页岩气开采业污染防治技术政策》相关要求；全程采用岩屑不落地工艺对钻井岩屑进行分类收集、储存和转运，钻井废水回用率、裂返排液回用率应达到85%以上。</p>		
		环境风险防控	<p>联防联控要求</p> <p>加强与上下游城市环境风险联防联控</p> <p>其他环境风险防控要求</p> <p>企业环境风险防控要求：严禁新增以铅、汞、镉、铬、砷五类重金属为主的污染物排放。</p> <p>用地环境风险防控要求：建设用地：对拟收回土地使用权的有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、铅蓄电池、农药、危废处置、电子拆解等行业企业用地，以及用途拟变更为居住和商业、学校、医疗、养老机构等公共设施的上述企业用地，应按相关要求开展土壤环境状况调查评估，符合相应规划用地土壤环境质量要求的地块，方可</p>	本项目符合以上要求	符合

			进入用地程序。（《土壤污染防治行动计划自贡市工作方案》）；农用地：到 2025 年全市受污染耕地安全利用率达到 95%，到 2035 年，全市受污染耕地安全利用率得到有效保障。（《“十四五”土壤和农村生态环境保护规划（征求意见稿）》、《四川省“十四五”生态环境保护规划（征求意见稿）》）；严禁将城镇生活垃圾、污泥、工业废物直接用作肥料，禁止处理不达标的污泥进入耕地；禁止在农用地排放、倾倒、使用污泥、清淤底泥、尾矿（渣）等可能对土壤造成污染的固体废物。（《土壤污染防治行动计划》）；严格控制在优先保护类耕地集中的区县新建有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、天然（页岩）气开采、铅蓄电池、汽车制造、农药、危废处置、电子拆解、涉重等行业企业。严格控制林地、草地、园地的农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药。		
		资源开发利用效率	<p>水资源利用总量要求</p> <p>加强农业灌溉管理，发展喷灌、微灌、管道输水灌溉、水肥一体化等高效农业节水灌溉方式和农耕农艺节水技术，提高输配水效率和调度水平。发展节水渔业、牧业，组织实施规模养殖场节水建设和改造，推行节水型畜禽养殖技术和方式。</p> <p>地下水开采要求</p> <p>/</p> <p>能源利用总量及效率要求</p> <p>县级及以上城市建成区原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下的燃煤锅炉。（《四川省打赢蓝天保卫战实施方案》；积极实施煤改电、有序推进煤改气。（《自贡市打赢蓝天保卫战实施方案》）。</p> <p>禁燃区要求</p> <p>/</p> <p>其他资源利用效率要求</p> <p>/</p>	本项目不涉及燃煤锅炉，符合以上要求	符合
ZH51030330001	贡井区一般管	空间布局约束	<p>禁止开发建设活动的要求</p> <p>同自贡市一般管控单元普适性管控要求</p>	本项目页岩气试采工程，根据前文与自贡市	符合

	控单元		限制开发建设活动的要求 同自贡市一般管控单元普适性管控要求 允许开发建设活动的要求 / 不符合空间布局要求活动的退出要求 1、鼓励现有建材、食品企业提高污染物治理水平； 2、其它同自贡市一般管控单元普适性管控要求 其他空间布局约束要求 /	总体管控要求的符合性分析，本项目符合空间布局要求	
		污染物排放管控	现有源提标升级改造 1、加强页岩气油基岩屑暂存措施； 2、同自贡市一般管控单元普适性管控要求。 新增源等量或倍量替代 同自贡市一般管控单元普适性管控要求。 新增源排放标准限值 同自贡市一般管控单元普适性管控要求。 污染物排放绩效水平准入要求 同自贡市一般管控单元普适性管控要求。 其他污染物排放管控要求	本项目为页岩气试采气工程，营运期产生的固废主要为废分子筛、废过滤器、废脱硫剂、废脱汞剂、污水池污泥、废导热油、废MDEA溶液及包装物、废活性炭、生活垃圾等，产生的固废按要求进行合理处置。废水主要为气田水以及值守人员产生的生活污水等，气田水经污水罐收集后定期转运至具有回注能力的回注井回注处理或转运至具有污水处理能力的单位处理，不外排。	符合
		环境风	严格管控类农用地管控要求	本项目不涉及农产品	符合

		险防控	<p>同自贡市一般管控单元普适性管控要求</p> <p>安全利用类农用地管控要求</p> <p>对安全利用类，应制定安全利用方案，通过农艺调控、替代种植、种植结构调整等措施，降低农产品超标风险，确保农产品质量安全；开展受污染耕地安全利用及修复；禁止建设向农用水体排放含有毒、有害废水的项目。</p> <p>污染地块管控要求</p> <p>建设用地污染风险重点管控区：落实《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤污染防治行动计划四川省工作方案》《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》等要求，引入新建产业或企业时，企业选择应结合产业发展规划，充分考虑企业类型、污染物排放特征以及外环境情况等因素，避免企业形成交叉污染。对可能造成土壤污染的建设项目，应当依法进行环境影响评价。环境影响评价文件应当包括对土壤可能造成的不良影响及应当采取的相应预防措施等内容。建设用地污染风险重点管控企业：落实《中华人民共和国土壤污染防治法》，执行《污染地块土壤环境管理办法（试行）》，加强对地块的环境风险防控管理，生产、使用、贮存、运输、回收、处置、排放有毒有害物质的，应当采取有效措施，防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散，避免土壤受到污染。拆除设施、设备或者建筑物、构筑物的，应当采取相应的土壤污染防治措施。涉重金属、持久性有机物等有毒有害污染物工业企业退出用地，须经评估、治理，满足后续相应用地土壤环境质量要求。</p> <p>园区环境风险防控要求</p> <p>/</p> <p>企业环境风险防控要求</p> <p>同自贡市一般管控单元普适性管控要求。</p> <p>其他环境风险防控要求</p> <p>/</p>	种植，项目为非常规天然气（页岩气）试采净化工程；项目区域土壤现状均满足相应标准要求；废水等物料均为罐装，页岩气密闭输送	符合
		资源开发利用	<p>水资源利用效率要求</p> <p>同自贡市一般管控单元普适性管控要求。</p>	本项目页岩气试采工程，不涉及地下水开	

		效率	地下水开采要求 应加大地下水开采管理，严格水资源地下水开采考核管理，严格控制新增地下水取水项目，实行地下水水位控制。 能源利用效率要求 同自贡市一般管控单元普适性管控要求。 其他资源利用效率要求	采，服务期仅涉及站场 值守人员生活用水	
YS5103033110001	生态空间分区 一般生态空间 （贡井区其他区域）	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求 / 限制开发建设活动的要求 / 允许开发建设活动的要求 / 不符合空间布局要求活动的退出要求 / 其他空间布局约束要求	本项目为页岩气试采工程，不属于磷矿开采项目。项目符合以上要求	符合
		污染物排放管控	/	/	符合
		环境风险防控	/	/	符合
		资源开发利用效率	/	/	符合
YS5103222330001	水环境一般管控区（越溪河—贡井区-	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求 不再新建、改扩建开采规模在 50 万吨/年以下的磷矿，不再新建露天磷矿 限制开发建设活动的要求 / 允许开发建设活动的要求	项目为非常规天然气（页岩气）试采净化工程，不属于磷矿开采项目	符合

	控制单元)		<p>/</p> <p>不符合空间布局要求活动的退出要求</p> <p>/</p> <p>其他空间布局约束要求</p>		
		污染物排放管控	<p>城镇污水污染控制措施要求</p> <p>1、持续推进环保基础设施补短板，完善污水收集处理系统。2、保障乡镇污水收集处理设施顺畅运行。3、推进污水直排口排查与整治，落实“一口一策”整改措施。</p> <p>工业废水污染控制措施要求</p> <p>1、落实主要污染物排放总量指标控制要求，加强入河排污口登记、审批和监督管理。2、强化流域内工业点源、规模化畜禽养殖场运行监管，避免偷排、漏排。</p> <p>农业面源水污染控制措施要求</p> <p>1、推进农村污染治理，稳步农村污水处理设施建设，适当预留发展空间，宜集中则集中，宜分散则分散。大力推进农村生活垃圾就地分类减量 和资源化利用，因地制宜选择农村生活垃圾治理模式。严格做好“农家乐”、种植采摘园等范围内的生活及农产品产生污水及垃圾治理。2、以环境承载能力为约束，合理规划水产养殖空间及规模；推进水产生态健康养殖，加强渔业生产过程中抗菌药物使用管控。推进水产养殖治理，水产养殖废水应处理达到《四川省水产养殖业水污染物排放标准》后排放；实施池塘标准化改造，完善循环水和进排水处理设施；推进养殖尾水节水减排。3、以环境承载能力为约束，合理规划畜禽养殖空间及规模；推进畜禽粪污分类处置，根据排放去向或利用方式的不同执行相应的标准规范。不断提高畜禽养殖粪污资源化利用率及利用水平；设有污水排放口的规模化畜禽养殖场应当依法申领排污许可证。4、推进化肥、农药使用量“零增长”，逐步推进农田径流拦截及治理。</p> <p>船舶港口水污染控制措施要求</p> <p>饮用水水源和其它特殊水体保护要求</p>	<p>项目为非常规天然气（页岩气）试采净化工程，废水通过罐车运至具有回注能力的回注井回注或具有污水处理能力的污水处理厂处理，不向地表水体排放污染物；项目产生的废气均能达标排放，对外环境影响较小；服务期一般工业固废分类收集处置、危险废物交由危废资质单位处置</p>	符合

		环境风险防控	进一步完善工业企业和矿山环境风险防范和管理体系建设，开展企业风险隐患排查与风险评估，增强企业的环境风险意识，守住环境安全底线。落实“一河一策一图”风险管理和应急响应方案，提升风险应急管理水平。	项目为非常规天然气（页岩气）试采净化工程；项目区域土壤现状均满足相应标准要求；废水等物料均为罐装，页岩气密闭输送	/
		资源开发利用效率	强化种植业节水；推进农村污水分质资源化利用。	/	/
YS5103033310001	贡井区 大气环境一般 管控区	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求 / 限制开发建设活动的要求 / 允许开发建设活动的要求 / 不符合空间布局要求活动的退出要求 / 其他空间布局约束要求 /	本项目为页岩气试采工程，项目不涉及地下水取水、用水。	符合
		污染物排放管控	大气环境质量执行标准 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）：二级 区域大气污染物削减/替代要求 / 燃煤和其他能源大气污染控制要求 / 工业废气污染控制要求 / 机动车船大气污染控制要求	/	/

			/ 扬尘污染控制要求 / 农业生产经营活动大气污染控制要求 / 重点行业企业专项治理要求 / 其他大气污染物排放管控要求 减少工业化、城镇化对大气环境的影响，严格执行国家、省、市下达的相关大气污染防治要求。		
		环境风险防控			
		资源开发效率要求	/	/	/

综上，项目为非常规天然气（页岩气）试采净化工程，施工期及服务期产生的各类污染物均得到有效处理，不会对外环境造成不利影响，与区域管控要求不相悖。经过与“生态环境分区管控”对照分析，项目不在自贡市生态保护红线内、未超出环境质量底线及资源利用上线、不属于当地环境准入负面清单，项目与“生态环境分区管控”相符，满足自贡市“生态环境分区管控”要求。

1.10 环境保护目标

1.10.1 外环境关系

1.10.1.1 站场外环境关系

本项目位于自贡市贡井区莲花镇新民村 2 组。拟建项目周边主要为耕地和林地，根据现场踏勘，项目 200m 范围内无铁路、高速公路等；500m 范围内无学校、医院和大型优酷登人口密集性、高危性场所。拟建项目除涉及永久基本农田和水土流失重点治理区外，评价范围不涉及特殊生态敏感区（自然保护区、世界文化和自然遗产地），亦不涉及重要生态敏感区（风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场、越冬场和洄游通道、天然渔场），不涉及生态红线。站场周边 500m 范围内共分布散居农户约 55 户 165 人。

站场东侧场界：站场东侧厂界紧邻耕地和林地，东侧 424m 外分布有散居农户约 4 户，约 12 人；

站场南侧场界：站场南侧厂界紧邻耕地和林地，南侧约 105m 分布有散居农户约 3 户 9 人；南侧 190-335m 分布有散居农户约 4 户 12 人；站场东南侧 170m 分布有散居农户约 2 户 6 人；313m 处分布有散居农户 2 户 6 人；站场东南侧 420m 分布有散居农户约 2 户 6 人；

站场西侧场界：站场西侧场界紧邻耕地和林地，西侧约 140m 分布有散居农户 3 户 9 人；西侧 296m 分布有散居农户约 4 户 12 人；站场西南侧场界 350m 分布有散居农户 4 户 12 人，西南侧 360m 分布有散居农户 2 户 6 人；

站场北侧场界：站场北侧侧场界紧邻进场道路，北侧 88~186m 分布有三局农户 7 户约 21 人；110m 处分布有散居农户 1 户；北侧 370m 分布有散居农户约 1 户；东北侧约 250m 分布有散居农户约 2 户 6 人；360m 分布有散居农户 1 户；390-500m 范围分布有散居农户 2 户 6 人；西北侧 220m 分布有散居农户 1 户；315m 处分布有散居农户约 3 户 12 人。

项目所在区域不涉及自然保护区、风景名胜区、生态脆弱区、饮用水源地和其他需要特别保护的环境敏感保护目标，项目评价范围内没有古、大、珍、奇植物及名木古树。

1.10.2 环境保护目标

(1) 大气环境保护目标

拟建工程大气评价范围 5km 矩形内居住区和农村地区中人群较集中的区域，具体的环境保护目标见下表。

表 1.10-1 项目大气环境保护目标

序号	环境保护目标	方位	与站场场界最近距离 /m	规模	保护级别
500m范围内					
1	散居农户	北侧	110m	1户，3人	
2	散居农户		88-186m	约7户，约21人	
3	散居农户		370m	1 户，3 人	
4	散居农户	西北侧	220m	1 户，3 人	
			315m	约 3 户，9 人	
6	散居农户	西侧	140m	约 3 户，9 人	
7	散居农户		296m	约 4 户，12 人	
8	散居农户	东侧	424m	约 4 户，12 人	
9	散居农户	东北侧	250m	2 户，6 人	
10	散居农户		390-500m	约 2 户，4 人	
11	散居农户		360m	1 户，3 人	
12	散居农户	南侧	105m	3 户，12 人	
13	散居农户		190-335m	约 4 户，12 人	
14	散居农户	东南侧	104m	约 2 户，4 人	
15	散居农户		170m	约 2 户，4 人	
16	散居农户		313m	约 2 户，4 人	
17	散居农户		420m	约 2 户，4 人	
18	散居农户	西南侧	350m	约 4 户，12 人	
			360m	约 2 户，4 人	
5km 范围内					
19	新民村	东、南、西、北	500~1000m	约 400 人	
20	保证村	北侧	2691m	约 600 人	
21	云峰村	东北侧	4793m	约 800 人	
22	五宝镇	北侧	4933m	约 600 人	
23	胜利村	东北侧	4282m	约 700 人	

24	中嘴村	东南侧	4325m	约 600 人	满足《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准
25	渔坝村	南侧	2547m	约 1000 人	
26	白花镇渔坝小学校	南侧	2537m	在校师生约 250 人	
27	雷殿村	西南侧	3899m	约 600 人	
28	普岗社区	西南侧	4045m	约 800 人	
29	万山村	西北侧	1710m	约 700 人	
30	古罗村	西北侧	3847m	约 800 人	
31	观音镇古罗场	西北侧	4808m	约 2500 人	
32	古罗镇初级中学	西北侧	4838m	在校师生约 600 人	
33	东里村	西北侧	4211m	约 600 人	

(2) 声环境保护目标

根据现场踏勘，站场周围 200m 范围内环境保护目标为零散分布的农户，不存在学校、医院、居民区等人口集聚区。

表 1.10-2 项目声环境保护目标

类别	环境保护目标	方位	与场界最近距离/m	规模	保护级别
声环境	散居农户	北侧	110	1户，3人	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求
	散居农户	北侧	88-186	约7户，约21人	
	散居农户	西侧	140	约 3 户，9 人	
	散居农户	南侧	105	约 3 户，9 人	
	散居农户	南侧	190	1 户，3 人	
	散居农户	西南侧	104	约 2 户，6 人	
	散居农户		170	约 2 户，6 人	

(3) 地表水环境保护目标

拟建项目最近地表水为西侧 332m 的溪沟，该河流段功能为灌溉、饮用功能；观音镇古罗村地下水饮用水源保护区位于拟建项目西北侧约 4835m，拟建项目与观音镇古罗村地下水饮用水源保护区不在同一水文地质单元，且中间存在山体阻隔，拟建项目的建设对该饮用水源地无不利影响。

(4) 地下水环境保护目标

经调查，拟建项目地下水评价范围内无乡镇地下水集中式饮用水源分布，居民主要以分散式水井水作为生活饮用水，因此，拟建项目地下水环境保护目标为白垩系中统

夹关组风化带孔隙裂隙水和地下水评价范围内的分散式饮用水井。

根据实地踏勘，吉富 19 井周边分布有分散式水井 16 口，与项目井口的距离在 131m~668m 之间，与储存池的距离在 92m~631m 之间，下游的最近分散式水井距离井口距离为 203m，下游最近分散式水井距离储存池距离为 209m。其中项目地下水流向上游及两侧分布有 8 口水井，下游分布有 8 口水井，以上居民水井深度介于 8m~20m 之间，水位埋深 1.0m~6.0m。井场周边居民饮用水井地下水类型均为白垩系中统夹关组风化带孔隙裂隙水。具体的地下水环境保护目标如表 1.10-3。

1.10-3 地下水环境保护目标

编号	与井口 上下游及 距离 (m)	经度	纬度	与井口高 程差 (m)	水井深 度 (m)	水位埋 深 (m)	水位高 程 (m)	日开采量 (m ³ /d)
S1	侧向 168	104.492989	29.180337	1.7	9	2.0	303.0	0.74
S2	上游 131	104.495489	29.178440	2.7	11	3.0	302.0	0.94
S3	侧向 242	104.491936	29.178306	0.9	16	5.0	305.0	1.26
S4	下游 203	104.495506	29.177218	-2.7	8	1.0	302.0	1.34
S5	下游 412	104.494561	29.174529	-1.8	10	2.0	303.0	0.47
S6	下游 507	104.495140	29.174056	-1.9	17	6.0	303.0	1.07
S7	下游 511	104.496192	29.175817	-2.2	15	3.0	303.0	1.27
S8	下游 374	104.498670	29.176974	-3.1	13	4.0	303.0	0.84
S9	侧向 390	104.497678	29.177344	1.5	14	5.0	303.0	1.36
S10	上游 668	104.498241	29.181058	1.9	20	3.0	303.0	0.87
S11	上游 495	104.492506	29.174567	1.7	11	2.0	303.0	1.27
S12	侧向 361	104.490650	29.180063	2.1	14	2.6	306.8	1.37
S13	下游 209	104.491788	29.178910	-0.7	13	3.3	305.4	1.05
S14	侧向 296	104.491552	29.176705	1.5	17	2.9	304.9	1.47
S15	下游 475	104.492201	29.174409	-0.7	14	4.5	304.0	0.78
S16	下游 440	104.494411	29.174500	-2.3	18	3.8	302.4	1.42

(5) 土壤环境保护目标

根据现场踏勘，拟建工程土壤环境保护目标为井场周边 200m 范围内分布的旱地、水田、林地。

(5) 环境风险保护目标

根据现场踏勘，拟建工程环境风险保护目标为项目周边 3km 范围内城镇、学校等人口相对密集的场所等。

表 1.10-4 项目环境风险保护目标一览表

序号	环境保护目标	方位	与站场场界最近距离 /m	规模	保护级别
500m范围内					满足《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二级标准
1	散居农户	北侧	110m	1户，3人	
2	散居农户		88-186m	约7户，约21人	
3	散居农户		370m	1 户，3 人	
4	散居农户	西北侧	220m	1 户，3 人	
			315m	约 3 户，9 人	
6	散居农户	西侧	140m	约 3 户，9 人	
7	散居农户		296m	约 4 户，12 人	
8	散居农户	东侧	424m	约 4 户，12 人	
9	散居农户	东北侧	250m	2 户，6 人	
10	散居农户		390-500m	约 2 户，4 人	
11	散居农户		360m	1 户，3 人	
12	散居农户	南侧	105m	3 户，12 人	
13	散居农户		190-335m	约 4 户，12 人	
14	散居农户	东南侧	104m	约 2 户，4 人	
15	散居农户		170m	约 2 户，4 人	
16	散居农户		313m	约 2 户，4 人	
17	散居农户		420m	约 2 户，4 人	
18	散居农户	西南侧	350m	约 4 户，12 人	
			360m	约 2 户，4 人	
5km 范围内					
19	新民村	东、南、西、北	500~1000m	约 400 人	
20	保证村	北侧	2691m	约 600 人	
21	云峰村	东北侧	4793m	约 800 人	
22	五宝镇	北侧	4933m	约 600 人	
23	胜利村	东北侧	4282m	约 700 人	
24	中嘴村	东南侧	4325m	约 600 人	
25	渔坝村	南侧	2547m	约 1000 人	
26	白花镇渔坝小学校	南侧	2537m	在校师生约 250 人	
27	雷殿村	西南侧	3899m	约 600 人	
28	普岗社区	西南侧	4045m	约 800 人	
29	万山村	西北侧	1710m	约 700 人	
30	古罗村	西北侧	3847m	约 800 人	

31	观音镇古罗场	西北侧	4808m	约 2500 人	
32	古罗镇初级中学	西北侧	4838m	在校师生约 600 人	
33	东里村	西北侧	4211m	约 600 人	
序号	环境保护目标	方位	与站场场界最近距离 /m	规模	保护级别
500m范围内					
1	散居农户	北侧	110m	1户，3人	
2	散居农户		88-186m	约7户，约21人	
3	散居农户		370m	1 户，3 人	
4	散居农户	西北侧	220m	1 户，3 人	
			315m	约 3 户，9 人	
6	散居农户	西侧	140m	约 3 户，9 人	
7	散居农户		296m	约 4 户，12 人	
8	散居农户	东侧	424m	约 4 户，12 人	
9	散居农户	东北侧	250m	2 户，6 人	
10	散居农户		390-500m	约 2 户，4 人	
11	散居农户		360m	1 户，3 人	
12	散居农户	南侧	105m	3 户，12 人	
13	散居农户		190-335m	约 4 户，12 人	
14	散居农户	东南侧	104m	约 2 户，4 人	
15	散居农户		170m	约 2 户，4 人	
16	散居农户		313m	约 2 户，4 人	
17	散居农户		420m	约 2 户，4 人	
18	散居农户	西南侧	350m	约 4 户，12 人	
			360m	约 2 户，4 人	
5km 范围内					
19	新民村	东、南、西、北	500~1000m	约 400 人	
20	保证村	北侧	2691m	约 600 人	
21	云峰村	东北侧	4793m	约 800 人	
22	五宝镇	北侧	4933m	约 600 人	
23	胜利村	东北侧	4282m	约 700 人	
24	中嘴村	东南侧	4325m	约 600 人	
25	渔坝村	南侧	2547m	约 1000 人	
26	白花镇渔坝小学校	南侧	2537m	在校师生约 250 人	
27	雷殿村	西南侧	3899m	约 600 人	
28	普岗社区	西南侧	4045m	约 800 人	
29	万山村	西北侧	1710m	约 700 人	
30	古罗村	西北侧	3847m	约 800 人	
31	观音镇古罗场	西北侧	4808m	约 2500 人	

32	古罗镇初级中学	西北侧	4838m	在校师生约 600 人	
33	东里村	西北侧	4211m	约 600 人	

2 建设项目概况

2.1 建设项目概况

2.1.1 项目基本情况

项目名称：吉富 19 井试采气工程

建设单位：四川瑞坤能源服务有限公司

建设性质：新建

建设地点：自贡市贡井区莲花镇新民村

占地面积：24425m²

主要建设内容及规模：新建吉富 19 井单井站 1 座。包括单井部分，试采气回收部分，配套的公用工程。设计规模 10 万方/天。工艺流程：采气树-节流阀组-出砂装置—分离计量-脱酸（含二氧化碳及硫化氢）-脱水-脱汞—天然气液化。

劳动定员及工作制度：项目劳动定员 9 人，生产操作人员实行两班三倒运行制，全年运行时间 8000h。

建设周期：1个月。

工程投资：本项目总投资5000万元，其中环保投资73.5万元，占工程总投资的1.47%。

2.1.2 项目产品方案

拟建工程对吉富 19 井从采气树出来的高压含硫天然气经井安阀（压力 70MPa，温度 60℃），井口二级节流阀降压后（23MPa，48℃）进入水套炉，经水套炉加热并节流至 5.0MPa，25℃后输往过滤计量橇，经分离计量后输往净化装置区，经脱酸、脱水、脱汞、脱硫后进入液化处理单元冷却到-160℃液化，经阀节流后得到 LNG 产品流至 LNG 装车臂。根据项目定产规模，项目设计规模(标况)为 10×10⁴Nm³/d,年生产时间为 8000h，产品为液化天然气（以下简称“LNG”）。

（1）产品方案

拟建项目产品及产能见下表 2.1-1。

表 2.1-1 项目产品及产能一览表

序号	名称	年产量	储存方式	最大暂存量	运输方案	产品质量标准
1	LNG	10×10 ⁴ Nm ³ /d	在线充装，不储存	/	槽车外运	《液化天然气》 (GB/T38753-2020)

(2) 产品储存及周转

拟建项目不设置固定 LNG 储罐，产品 LNG 不在站内储存，LNG 通过管道输至装车区经装车臂膀直接充装至 LNG 槽车外运。LNG 由专业危化品运输公司承接运输服务，使用专用危化品运输车运输。

表 2.1-2 拟建工程装车周转情况一览表

装车介质	气体状态 LNG 产量	液体状态 LNG 产量	日装车辆	净装车时间	总装车时间	装车臂	单臂工作时间
LNG	10×10 ⁴ m ³ /d	168.31	4 辆/d	120min/辆	130min/辆	3 台	2h/d

2.1.3 流体性质

(1) 原料气组分

根据建设单位提供的信息，由于吉富 19 井组钻井队已搬迁，试油队入场正在进行试油；目前试采平台试油结论未完成，因此无相关介质组分报告。本次评价气质类比区块内同层位的吉富 6 井气质成分（详见附件），吉富 6 井位于富顺县代寺镇太和嘴，与拟建项目构造均属于川西南低褶构造带瓦市东断鼻构造，目的层位均为茅口组，其气质组成具有类比可行性。该气层页岩气含硫化氢，原料气组分见下表所示：

表 2.1-3 原料气组分一览表（参考吉富 6 井）

组份	摩尔分数浓度（%）
甲烷（CH ₄ ）	97.2
乙烷（C ₂ H ₆ ）	1.06
丙烷（C ₃ H ₈ ）	0.29
正丁烷（i-C ₄ H ₁₀ ）	0.02
异丁烷（n-C ₄ H ₁₀ ）	0.02
异戊烷	未检出
正戊烷	未检出
氢气（H ₂ ）	未检出
氦气（He）	0.03
氮气（N ₂ ）	0.62

二氧化碳 (CO ₂)	0.74
一氧化碳	< 0.01
硫化氢	0.03
理化性质	
相对密度	0.5729
密度 (kg/cm ³)	0.6901
高位体积发热量MJ/m ³	37.087
低位体积发热量MJ/m ³	33.422
高位沃泊指数MJ/m ³	48.998
硫化氢mg/m ³	380

(2) 气田水组分

参考吉富 6 井气田水组分报告数据,气田水氯离子含量为 21800mg/L,PH 值为 6.03,总矿化度 37700mg/L,水型为氯化钙型,相对密度为 1.0257g/cm³。气田水水质如下。

表 2.1-4 气田水性质一览表 (参照吉富 6 井)

分析项目	阳离子 mg/L	分析项目	阴离子 mg/L
Li ⁺	43.2	F ⁻	20.2
Na ⁺	1.15×10 ⁴	Cl ⁻	2.18×10 ⁴
NH ₄ ⁺	未检出	SO ₄ ²⁻	285
K ⁺	286	Br ⁻	250
Mg ²⁺	551	NO ₃ ²⁻	未检出
Ca ²⁺	1.98×10 ³	I ⁻	未检出
Sr ²⁺	445	CO ₃ ²⁻	未检出
Ba ²⁺	未检出	OH ⁻	未检出
PH	6.03	重碳酸盐	517
水型类型	氯化钙		

2.1.3 项目组成

拟建项目主要包括主体工程、辅助工程、公辅工程、储运工程和环保工程,其中主体工程为井口装置、净化装置、液化装置,公辅工程包括水套炉撬、导热油炉撬、冷剂压缩机储配撬、燃料气单元、脱盐水撬等,同时配套建设废水、废气、固废等环保工程。项目组成及主要环境问题见表 2.1-5。

表 2.1-5 项目组成一览表

工程分类	项目组成	主要建设内容及规模	可能产生的环境问题		备注
			施工期	运营期	
主体工程	井口装置	站内设置井安阀、二级降压节流阀、1 套水套炉、过滤计量撬。原料天然气来源于吉富 19 井口 (10×10 ⁴ m ³ /d),从采气树出来的高压含硫天然气经井安阀 (压力 70MPa,温度 60℃),井口二级节流阀降压后 (23MPa,48℃) 进入水套炉,经水套炉加热并节流至 5.0MPa,25℃后输往过滤计量撬,经分离计量后输往净化装置区。	施工废水、施工废气、施工固废、施工噪声	废水、废气、噪声、固废	依托

辅助工程	净化装置	站内设置 1 套脱酸撬、1 套脱水脱汞撬、1 套干法脱硫撬。建设规模为 10×10 ⁴ m ³ /d			新建
	液化装置	站内设置1套液化装置，建设规模为10×10 ⁴ m ³ /d，主要包括混合制冷剂压缩撬、空压制氮撬。		/	新建
	燃料气系统	设置燃料气装置1套，用于水套炉、导热油炉、发电机、火炬供气。燃料气气源为脱水装置净化气		/	新建
	余热回收装置	余热回收：设置 1 座余热回收装置，对发电机产生的高温尾气进行余热回收，产生高温导热油为脱酸性气体系统提供热量，系统供油温度 180℃，回油温度 150℃		/	新建
	放空系统	站场设置放空火炬 1 座（DN250 H=30m）进行放空燃烧，火炬设置长明灯，并设置自动点火及火焰检测；站场内常温装置放空气体直接经放散管放空；冷却装置的气体和液化气体先经空温式加热器进行复温变成常温气体后再通过放散管放空		放空废气	新建
	空压制氮单元	设置空压制氮撬 1 套及空气缓冲罐 1 台，空压制氮撬共设置 2 台螺杆式空气压缩机（1 用 1 备），最高排气压力为 0.85MPa。设置 1 套冷冻式干燥机、1 套微热再生干燥系统，与空气压缩机配套使用。		噪声	新建
	导热油炉撬	站内共设置导热油炉撬 1 座、余热回收装置 1 座，导热油炉撬中含 1 台导热油炉，装机功率为 1200kW，由净化后的天然气作燃料，为炸内脱酸工序提供热量。		废气	新建
	值班室	1 座，集装箱成品结构，位于站场东侧		固废、生活污水	新建
	配电室	2 座，高压配电室和低压配电室各 1 座，集装箱成品结构，位于站场东侧		/	新建
	控制室	1 座，集装箱成品结构，位于站场东侧		/	新建
	给水工程	场站生活用水主要为生活饮用水，采用外购桶装水，生产用水主要为脱盐用水，采用清水罐车当地拉运。		/	新建
	排水工程	脱酸、脱水脱汞、液化、冷剂压缩及装车工艺装置区，撬装设置均修有围堰及集水坑，装置区污水禁止直接外排；由管道收集后暂存于 2 座污水罐及污水池内，由污水罐车定期外运处理。		/	新建
	消防系统	设置应急水泵房 1 座，泵房内设置 1 台电动应急水泵、1 台柴油应急水泵和 1 套增压稳压设备。泵房外 2 座应急水箱，总有效容积 700m ³ ，补水由罐车拉运补给，水池内设置液位计，检测高低液位并报警；设室外地上式消火栓，站场内各处配置一定数量的手提式灭火器和 2 台移动式高倍数泡沫灭火装置			

	通信	设置工业电视监控系统、火灾自动报警系统用于保障试采的正常生产、工作秩序及安全防范，站内配备对讲机用于日常通讯		/	新建
储运工程	燃料气罐	设置2个容积为1.25m³的燃料气罐		废气	新建
	污水收集罐	设置2座污水罐，单个污水罐容积为30m³，用于收集站场内产生的生产废水		废水	新建
	放空分液罐	设置放空分液罐1个，容积为1m³，用于收集放空分离液		/	新建
	事故应急池	利用原吉富19井钻井工程设置的一座500m³污水池作为本次拟建项目事故应急池使用		废水	
	LNG装车	位于站场北侧，设置3套LNG装车撬，配套3台LNG装车臂，每台装车臂装车能力为60m³/h，装车均采用定量装车系统控制，称重结算系统等		尾气排放、噪声	
	厂外运输	采用社会专业服务机构槽车运输（具有相应危化品运输资质）			
环保工程	废水	生活污水经旱厕收集后定期由污水罐车转运至具有污水处理能力的污水处理厂处理		废水	新建
		分离计量撬以及脱水装置分离出的气田水暂存于站内污水收集罐（1座，容积为30m³）、空压系统循环排水以及检修废水暂存于站内污水收集罐（1座，容积为30m³）后定期转运至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理进行处理或拉运至纳59井回注工程进行回注处理			
	废气	水套炉燃烧废气经一根不低于8m高排气筒排放；		废气	新建
		导热油炉燃烧废气经一根不低于8m高排气筒排放			
		燃气发电机组废气经余热回收装置利用余热后经一根不低于8m高排气筒排放；			
		站内全过程采用密闭工艺流程，站场检修放空废气经站场设置的1座放空火炬（DN250 H=30m）放空燃烧			
噪声	选用低噪声的设备，合理安排噪声设备位置，对发电机、空压机等高噪声设备处设置声屏障，同时做好与受影响的居民的协调工作		噪声	新建	
固废	生活垃圾由垃圾桶收集后由当地环卫部门统一清运；		固废	新建	
	一般固废：脱水单元废分子筛吉甯性瓷球、废过滤器、膜分离装置更换的废滤膜，更换时由厂家回收利用；污水收集罐污泥收集后交有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用；				
	危险废物：站场设置1座危废暂存间，面积约10m²，脱碳单元MDEA过滤器及废包装物、脱烃吸附塔更换废活性炭，更换时交有危废处置资质				

		的单位转运处置；脱汞塔更换的废脱汞剂（载硫活性炭），更换时交有危废处置资质的单位转运处置。项目服务期压缩机等设备要定期更换机油，导热油炉需定期更换导热油，废机油、废导热油及废油桶收集暂存于站内危废贮存点，交有危废处置资质单位转运处置。			
风险、地下水		站场内脱酸、脱水脱汞、液化、冷剂压缩及装车等工艺装置区，导热油炉区地面均需进行重点防渗，并设置围堰防止物料泄漏污染周边环境		环境风险	新建
		在井口区、工艺装置区设置固定式可燃气体探测器以及 H ₂ S 探测器车			

2.1.4 主要设备

项目主要设备见表 2.1-6。

表 2.1-6 主要工程量表

序号	名称	设计压力 MPaG	设计 温度 ℃	材料	外形 尺寸	数量	备注
泵及压缩机							
一	机泵						
1	再生塔回流泵	0.35	93/-20	304	Q=5m ³ /h H=25m	2	Met-Pro, 1.5hp
2	贫胺循环泵	6.5	93/-20	304	Q=6.53m ³ /h H=630m	2	Speck, 18.5KW
3	胺补充泵	0.1	104/-40		Q=1.15m ³ /h H=35m	1	WILDEN 气动隔膜泵
4	MR 油泵	525psi	85		600L/min, 11KW	1	压缩机配套
5	PR 油泵	525psi	65/-34		600L/min, 11KW	1	压缩机配套
6	EG 循环泵	1.034	65/-34			1	压缩机配套
7	导热油循环泵				Q=100m ³ /h H=50m	2	导热油炉配 套
8	导热油装卸油泵				Q=3m ³ /h; 1.5KW	1	导热油炉配 套
二	压缩机、风机						
9	MR 主冷压缩机			C.S		2	压缩机配套
10	PR 螺杆压缩机			C.S		1	压缩机配套
11	MR 压缩机电机				1120KW	1	压缩机配套
12	PR 压缩机电机				710KW	1	压缩机配套
13	MR 润滑油泵电机				7.5KW	1	压缩机配套
14	PR 润滑油泵电机				7.5KW	1	压缩机配套

B	换热器						
一	管壳式换热器						
1	原料气换热器	6.5/-0.1	93/-39	C.S	φ219mm×~ 6102mm	1	
2	塔底再沸器	1.04	250/-39	C.S	φ610mm×633 4mm	1	
3	MR 油冷却器	2.8	176/-39	C.S	φ650mm×~ 7108 mm	1	压缩机配套
4	BOG 加热器	2.8/-0.1	93/-196	304	φ219mm×~ 2701 mm	1	
5	再生气加热器	3.5	350/-39	C.S	φ250mm×~ 3165 mm	1	
6	再生塔塔顶冷凝器	0.35	204/-39	304	4KW, 空冷器	1	
7	贫胺冷却器	1.034	204/-39	304	4KW*2 台风 机, 空冷器	1	
8	再生气冷却器	3.5	288/-39	304	3KW, 空冷器	1	
9	MR 冷却器	2.8	176/-39	C.S	空冷器	1	压缩机配套
9	PR 冷却器	2.5	176/-39	C.S	空冷器	1	压缩机配套
10	PR 油冷却器	2.5	176/-39	C.S	6600×2880×1 550	1	压缩机配套
9	EG 冷却器	2.8	176/-39	C.S	空冷器	1	压缩机配套
11	EAG 加热器	1.6	93/-196	304	600m³/h	1	
二	板式换热器						
12	贫胺液换热器	1.04/FV	316/-39	C.S		1	板式
13	冷箱	2.8/6.5		3003-508 3	6300*540*56 0	1	
14	丙烷换热器	6.5/3.0/2. 5	93/-39	16MnDR	2885/750/600 *9675	1	
1	原料气进气缓冲罐	6.5	93/-39	C.S		1	
2	胺液闪蒸罐	1.034	93/-39	C.S	φ900mm×~ 2654mm(卧)	1	
3	胺回流收集罐	F.V/0.35	93/-39	C.S	ID609mm×~ 2845mm	1	
4	消泡剂罐	F.V/0.35	204/-39	S.S	φ100mm×200 mm	1	车间现场制 作
5	进气水分离器	6.5	93/-39	C.S	φ762mm×267 7mm	1	
6	再生气水分离器	6.5	93/-39	C.S	φ458mm×243 3mm	1	
7	脱汞床	6.5	93/-39	C.S	φ610mm×170 4mm	1	
8	重烃分离器					1	冷箱带
容器							
9	MR 气相分离罐	2.8	65/-196	S.S		1	冷箱带

10	MR 分离罐	2.8	65/-196	S.S	φ500*2400	1	冷箱带
11	MR 储罐	2.8	93/-39	C.S		1	压缩机带
12	MR 缓冲罐	2.8	93/-39	C.S	φ1720mm×~ 3900mm	1	压缩机带
13	MR 油分离器	2.5	176/-39	C.S	φ5334mm×~ 760mm (卧)	1	压缩机带
14	出口气液分离器	2.5	176/-39	C.S	φ2150mm×~ 915mm	1	压缩机带
15	油分离器	2.5	176/-39	Q245R	φ4115×760m m	1	压缩机带
16	丙烷接收器	2.5	93/-39	C.S	φ7085mm×~ 910mm	1	压缩机带
17	油分离器	2.5	93/-39	C.S	φ2000mm×50 3mm	1	压缩机带
18	EG 膨胀罐	ATM	120/-39	C.S	φ1880mm×~ 460mm	1	压缩机带
19	燃料气罐	0.6	93/-39	C.S	ID762mm×27 43mm	1	
20	燃料气罐	0.6	93/-39	C.S	ID762mm×27 43mm	1	
21	导热油膨胀罐				1.2m3		导热油炉带
22	导热油储罐				4m3		导热油炉带
23	污水储罐	0.6	93/-39	C.S	φ1800mm×~ 4470mm	2	
24	火炬分液罐	1.5	93/-39	C.S	φ1200*1666	1	

过滤器

1	原料气进气过滤器	6.5	93/-20	C.S	φ273mm (φ168.3mm)×2649mm	1	
2	胺活性炭过滤器	6.5	93/-39	C.S	φ610mm×~ 3064.5mm	1	
3	脱汞过滤器	6.5	65/-39	C.S	φ219mm×~ 1433.1mm	1	
4	MR 油过滤器	3.5	176/-39	C.S	φ1380mm×21 9mm	2	
5	MR 油过滤器	2.8	93/-39	C.S	φ924mm×219 mm	1	
6	PR 油过滤器	3.5	176/-39	C.S	φ1380mm×21 9mm	1	

塔器

1	胺吸收塔	6.5	93/-39	C.S	φ457mm×~ 15246.5mm	1	
2	胺再生塔	0.35/-0.1	204/-39	C.S	φ406mm×~ 15272mm	1	
3	分子筛吸附塔	6.5	350/-39	C.S	φ700mm×~ 6050mm	3	
4	干法脱硫塔	1.6	80/-20	Q245R+ 正火	φ2012*6295	2	

共用工程							
1	井安系统	105	60	HH	井安阀，3-1/16，HH级	1	
2	水套炉	42	65	20G	18 万方/D	1	
3	仪表风制氮系统	0.8		C.S	≥3m³/min，露点≤-40℃，0.8Mpa 功率60KW	1	
4	导热油炉系统	0.8		C.S	≥1200KW	1	
5	余热回收装置	1		铸钢	1100KW	1	
6	排放系统	ATM		C.S	/	1	
7	装车系统	1.6		S.S	/	3	

2.1.4原辅料消耗情况

拟建项目消耗的原材料主要有页岩气、活化 MDEA、分子筛、脱汞剂、脱硫剂等，能源消耗主要有水、电。项目主要物料的消耗情况见下表所示。

表 2.1-7 主要原辅料消耗情况表

项目	名称	单位	数量	储存方式	备注
原辅材料	原料页岩气	m³/d	10×10 ⁴		
	活化 MDEA	t/a	5	45wt%；胺液储罐暂存，暂存量约 0.1t	外购
	活性炭	t/a	3	站内不储存	
	4A 分子筛及惰性瓷球	t/a	4.5	站内不储存	
	脱汞剂	t/a	2	站内不储存	
	脱硫剂（氧化剂）	t/a	21	站内不储存	
	冷剂首次投加量	t	3.2	钢瓶装	
	冷剂消耗量	t/a	3.2	钢瓶装	
	脱盐水	t/a	8	桶装	10kg/h，一次添加
能耗	电	10 ⁴ kWh/a	2300	燃气发电机供电	
	生活用水	m³/a			清水罐车定期拉运方式供水，站内员工饮用水采用外购桶装水

	燃料气	m ³ /d	17280		站内自制
	仪表空气	m ³ /h	200		站内自制
	氮气	m ³ /h	150		站内自制
	导热油	t/a	1.5	储油罐储存，最大暂存量 0.6t	外购

注：分子筛、导热油、脱汞剂、混合冷剂由于更换周期较长（约 3~5 年/换），试采期结束后不再更换，设备设施内残留物即外运妥善处置。

原辅材料理化性质如下：

表 2.1-7 原辅材料理化性质表

名称	成分	理化性质
活化 MDE 溶液	MDEA45±5% (Wt%)、活化剂 2-5%、水 50-60%	由 MDEA 溶液和活化剂混合制成，MDEA 溶液即 N-甲基二乙醇胺的水溶液，分子式为 CH ₃ -N(CH ₂ CH ₂ OH) ₂ ，分子量 119.2，沸点 246~248℃，闪点 260℃，凝固点-21℃，汽化潜热 519.16kJ/kg，为无色或微黄色粘性液体，能与水和醇混溶，微溶于醚。在一定条件下，对二氧化碳等酸性气体有很强的吸收能力，而且反应热小，解吸温度低，化学性质稳定，无毒而不降解。储存于阴凉、通风的库房，远离火种、热源。应与氧化剂分开存放，切忌混储。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。活化剂为仲胺，为胺的一种，也称二级胺，通式为 R ₂ -NH，沸点-7℃，白色固体，不溶于水、易溶于酸。与伯胺(RNH ₂)、叔胺(R ₃ N)、季胺盐(R ₄ NH ⁺ X ⁻)一起构成了有机胺的四大类。仲胺分子能形成氢键。
冷剂	甲烷、丙烷、氮气、异丁烷、乙烯	甲烷：分子式 CH ₄ ，沸点：-161.5℃，临界温度：-82.0℃，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、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。乙烯：分子式：C ₂ H ₄ ，无色气体，略具烃类特有臭味；溶解性：不溶于水，微溶于乙醇，溶于乙醚、丙酮、苯；危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。丙烷：分子式：C ₃ H ₈ ，无色气体，纯品无臭；危险特性：易燃气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触剧烈反映。气体比空气重，能在较低处扩散到相称远的地方，遇火源会着火回燃。异丁烷：分子式：C ₄ H ₁₀ ，无色稍有气味气体；健康危险：具有弱刺激和麻醉作用，急性中毒主要表现为头痛、头晕、睡、恶心、酒醉状态，严重者可出现昏迷。慢性影响出现头痛、头晕、睡眠不佳、易疲倦。
脱汞剂	载硫活性炭	采用优质活性炭为基炭，经特殊工艺制成含硫活性炭。脱汞活性炭的孔隙是由于在活化过程中，一种含碳化合物和有序炭(有时也从基本微晶的石墨层中除去部分碳)之后产生的孔隙，因制备脱汞活

		性炭的原料、炭化及活化的过程和方法等不同，所以形成的孔隙形状、大小和分布等不同。脱汞活性炭的分布为大孔（孔径大于50nm）、中孔（孔径在2~50nm之间）和微孔（孔径小于2nm）三类，这个方案已被国际纯化学和应用化学学会无定形炭的基本微晶之间清除了各脱汞活性炭中，这三类大小不同的孔隙是互通的，呈树状结构，通过高分辨透射电子显微镜的研究表明，脱汞活性炭中的微孔是脱汞活性炭微晶结构中弯曲和变形的芳环层或带之间的具有分子尺寸大小的间隙。使用不同的方法研究发现：有些孔隙具有缩小的入口（瓶状孔），有些是两端敞开的毛细管孔或一端封闭的毛细管孔，还有一些是两平面之间或多或少比较规则
分子筛、	碱金属硅铝酸盐	采用4A分子筛来进行吸附脱水。3A分子筛是指A型晶体结构的钾型，是一种碱金属硅铝酸盐。3A型分子筛能吸附临界直径不大于3A的分子。分子式： $K_{12}[(AlO_2)_{12}(SiO_2)_{12}]XH_2O$ 它在结构上有许多孔径均匀的孔道和排列整齐的孔穴，不同孔径的分子筛把不同大小和形状分子分开。根据 SO_2 和 Al_2O_3 的分子比不同，得到不同孔径的分子筛。
导热油	油类	用于间接传递热量的一类热稳定性较好的专用油品。具有加热均匀，调温控制准确，能在低蒸汽压下产生高温，传热效果好，节能，输送和操作方便的特点。低毒无味，不腐蚀设备，闪点、燃点及自燃点均较高，在许用温度及密闭状态下不会着火燃烧

2.2 依托工程

拟建工程依托原吉富19井钻井工程站场、进场道路。新建站场在原井场区域范围内进行建设，进场道路依托钻井工程已建进场道路，依托原有污水池收集试采气田水，依托原有主放喷池设置放空管。

吉富19井钻井施工过程中占地范围内的植被已进行清除，并对钻井井场（95m×45m）、污水池、清洁化操作平台、放喷池等进行分区防渗。《吉富19井钻井工程环境影响报告表》于2024年8月23日取得由自贡市生态环境局下发的环评批复（自环审批〔2024〕36号）。目前吉富19井已完钻，钻井及压裂设备已搬迁拆除，井口安装集气树。原有钻井工程井场规模满足拟建工程占地规模，不仅可避免井站土建工程建设，而且能减小环境影响，降低工程投资。因此，从环保、经济等角度分析，钻井工程井场具有可依托性。

2.3 公用工程

2.3.1 给排水

给水：吉富 19 井试采工程为有人值守站，用水主要包括站场生产和生活用水，站场采用清水罐车（带加压泵）定期拉运方式供水。

排水：脱酸、脱水脱汞、液化、冷剂压缩及装车工艺装置区，余热回收利用装置区均修有围堰并设置排水沟，实现场站内清水与污水分流。装置区污水禁止直接外排，经管道收集后进入污水罐中，由罐车定期外运泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理进行处理或拉运至纳 59 井回注工程进行回注处理，或转运至具有处理能力的污水处理厂（站）、回注井处理。防止污水进入自然水系。

事故工况下：少量污水泄漏（生产污水、胺液等）散排围堰内，再通过排水沟流至集液池、事故应急池，最终收集后外运至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理进行处理或拉运至纳 59 井回注工程进行回注处理，或转运至具有处理能力的污水处理厂（站）处理。

2.3.2 供配电

本项目供配电设计主要包括站场内变配电、动力、照明、雷电防护、防静电及接地系统的设计。

站内设 1200KW 天然气发电机组 4 套；撬装 SB10-0.4/10KV 升压撬 1 座；撬装高压配电室 1 座，其中包含：高压进线柜、PT 柜、电机出线柜、变频器出线柜等共计 6 面；10kV 一脱三高压变频启动、工频运行装置 1 套。10kV 开关柜采用微机综合保护自动化系统，在 10kV PT 柜内设分布式直流电源装置 1 套，为 10kV 开关柜提供控制电源。撬装低压配电室 1 座（0.4KV），其中包含：双电源进线柜 1 台；动力出线柜 3 台；电容补偿 1 台；以满足站内高、低压设备供电需求。

2.3.3 自动控制

据生产需要，本工程设置了 DCS 系统、SIS 系统、GDS 系统、FAS 系统、成套设备 PLC 系统。

新建 DCS 系统、SIS 系统主要由过程控制单元、操作员工作站、打印机、网络设

备、数据通信设备等组成，站控系统软件主要有过程控制单元操作系统软件、过程控制单元组态软件、操作员工作站操作系统软件、MMI 组态软件。

2.3.4 通信工程

在本工程设置工业电视监视系统 1 套。工业电视监视系统主要用于生产值班人员在仪表橇对工艺站场内的重要生产装置区及周边环境的视频监视，以便及时发现和确认火灾险情、预防非正常闯入并给予报警。

在站内装车区域设置防爆网络高清枪型摄像机 1 台，在工艺装置区、装车区、控制室、导热油炉等共用辅助区等关键区域设置红外高清防爆一体化云台共 5 台，在大门口、周边区域设置 3 台红外网络智能球型摄像机。监控系统主机设在控制室内，设 1 台 22 英寸液晶显示器作为全站工业电视监视画面显示，以满足监控需要。

2.3.5 消防

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）及《压缩天然气供应站设计规范》（GB51102-2016）相关要求，按五级站考虑，可不设消防冷却水系统。本项目按照《消防给水及消火栓系统技术规范》GB50974-2014、《建筑设计防火规范》GB 50016-2014（2018 年版）、《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004 的有关规定设计。消防设计按同一时间内，火灾发生的次数为一次设计，火灾延续的时间为 3 小时。该工程最大用水量着火点为装车区。由于该场站建筑体积不超过 5000m³，根据《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2004 第 8.6.5 条知不设室内应急水给水。根据《消防给水及消火栓系统技术规范》GB50974-2014 第 3.4.8 条装卸区的应急用水量为 60L/s。故室外消火栓一次性用水量为 60 L/s，火灾延续时间为 3 小时，一次应急总用水量 V=648m³。

表 2.2-1 消防设施布置情况一览表

序号	设备名称	参数	单位	数量	备注
1	消防水箱	350m ³	个	2	
2	电动应急水泵	Q=60L/s, H=50m, N=55kw	台	1	
3	柴油应急水泵	Q=60L/s, H=50m	台	1	

4	增压稳压设备	Q=1.0L/s, H=50m, N=3kw	套	1	
5	手提式 CO ₂ 灭火器	MT7	具	10	
6	手提式磷酸铵盐灭火器	MF/ABC8	具	40	
7	手提式磷酸铵盐灭火器	MF/ABC5	具	24	
8	手提式磷酸铵盐灭火器	MFT/ABC50	具	2	
9	移动式高倍数泡沫灭火装置	4L/s	具	2	

2.3.6 水套炉撬

站内共设置水套炉撬 1 座，装机功率为 400kw，由净化后的天然气作燃料，为井口节流调压提供热源。

2.3.7 导热油炉撬

站内设置导热油炉撬 1 座，余热回收装置 1 座，导热油炉撬装中含 1 台导热油炉，装机功率为 1200kw，由净化后的天然气作燃料，为脱酸工序提供热量。

2.3.8 脱盐水撬

站场设置脱盐水撬 1 套，配套设置 1 套脱盐水储罐（容积 2m³），满足脱盐水需求，原水采用拉运方式进行补充。产生浓水量很少，收集后随其余生产废水一并外运处理。脱盐水主要用于脱碳单元 MDEA 溶液循环再生过程中补充溶剂用。

2.3.9 空压制氮撬

站场设置空压制氮撬 1 套及空气缓冲罐 1 台，为全站各生产装置提供仪表用的净化空气、保护用及及开停工吹扫置换用氮气。

空压制氮撬共设置 2 台螺杆式空气压缩机（1 用 1 备），最高排气压力为 0.85MPa。设置 1 套冷冻式干燥机、1 套微热再生干燥系统，与空气压缩机配套使用。设置变压吸附制氮装置 1 套。仪表风供气能力 200Nm³/h，供气压力 0.7MPaG；氮气供气能力为 150Nm³/h，供气压力 0.6MPaG。

2.4 项目占地

本项目的占地面积为站场临时性占地，面积约 2.4425 公顷（24425m²），在原钻井井场范围内进行建设，不涉及新增占地，不涉及天然林地和自然保护区。

2024 年 1 月 25 日，自贡市自然资源和规划局出具了《关于确认拟建吉富 13 井、吉富 18 井、吉富 19 井、自 215H11 井、自 215H40 井规划情况的复函》，明确吉富 19 井不再城镇开发边界内，距离城镇开发边界约 3.8 公里。项目涉及占用“三区三线”划定的永久基本农田约 0.3752 公顷，与在编国土空间总体规划重大项目无冲突。

根据《四川省自然资源厅关于解决油气勘探开发用地问题的复函》（川自然资函〔2019〕197 号）文件要求，油气勘探开发项目可在无法避让永久基本农田的情况下，办理临时用地。2024 年 7 月 1 日，自贡市自然资源和规划局出具了《关于同意吉富 19 井钻井工程临时用地的批复》（自自然资规发〔2024〕152 号），明确同意使用项目使用贡井区莲花镇新民村 2 组集体土地 2.4425hm²（含永久基本农田 0.3899hm²）作为吉富 19 井钻井工程临时勘察作业及其辅助工程用地、临时生活用房、临时油气钻井井场用地、临时油气进场道路用地。

环评要求试采工程占地不得超出临时用地红线范围，建设单位应按照《中华人民共和国土地管理法》、《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）、《土地复垦条例》（2011 年 2 月）和《关于加强生产建设项目土地复垦的通知》（国土发〔2006〕225 号）等相关规定完善用地手续以及进行土壤复垦工作，临时用地期满后但试采未结束时应向相关部门办理临时用地延期手续，确保用地合法合规。

2.5 项目平面布置及站场选址合理性

2.5.1 站场总平面布置及合理性分析

参考《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）的站场等级划分规定，项目属五级站。站内根据功能不同分为井口集输区、工艺装置区、LNG 装车区、公辅区、火炬区，共计 5 个区块。

井口集输区位于站场中央，场站大门设置在站场北侧，采用 10m 宽的电动伸缩大门。站周围设铁丝网围栏，在站场西南侧靠近工艺区附近设置有逃生门。工艺装置区位于

于站场南侧，布设又脱水脱汞撬装置、脱硫塔、空压机组及软化脱盐水装置。污水罐设置在井口北侧 20m 处，依托站场南侧钻井工程设置的储存池作为事故应急池收集事故状态下废水。放空区位于工艺装置区南侧围墙外，与场区围墙间距大于 10 米，放空区周边设置同款钢丝网围墙，放空区位于站场外南侧围栏约 123 米处的位置，与周边居民房距离大于 60m，远离井场周边农户，从而最大程度减少放空噪声和废气对周边居民的影响。工艺设备与周围建筑、构筑物距离满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的要求。装车区位于井场大门入口的西北侧，设有 3 个 LNG 装车位。

本项目站场总平面布置合理，从环保角度分析是合理可行的。站场总平面布置详见附图。

2.5.2 站场选址合理性及环境相容性分析

吉富 19 井井位于四川省自贡市贡井区莲花镇新民村，站场均利用钻井工程井场进行建设，不另行选址建设，进出站场均可依托吉富 19 井站已建进场道路，故从基础设施保障角度而言，站场选址合理。

根据环境质量现状监测结果，站场所在区域环境空气质量、地表水环境质量、声环境质量和土壤环境质量较好。站场涉及临时占用一般耕地和水土保持重点治理区，不涉及永久基本农田、自然保护区、森林公园、风景名胜区等重要生态保护目标，不涉及生态红线，不存在环境制约因素。

经现场调查核实，吉富 19 井位于四川省自贡市贡井区莲花镇新民村，地处农村环境，四周主要为耕地，农作物以蔬菜和粮食作物为主，站场评价范围涉及永久基本农田，项目位于水土保持重点治理区，不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、世界文化和自然遗产地等环境敏感区域。本项目的环境敏感点主要为周边的散居居民，项目评价区域内不涉及集中式饮用水源保护区。项目站内建筑物与站位散居民房间距均满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）中防火间距要求。因此项目选址从环保角度而言合理。

2.6 组织机构与劳动定员

拟建工程由四川瑞坤能源服务有限公司进行运行和管理。

吉富 19 井试采气工程为有人值守站，站场劳动定员 25 人，其中管理人员 4 人，操作人员 21 人，三班制，3 人/班。人员食宿均依托吉富 19 井钻井工程已建的生活设施；年工作时间 8000h。

2.7 施工组织

（1）施工计划

拟建工程建设周期为 3 个月。

（2）施工人员

拟建工程施工人员共计 20 人，主要聘用项目区周边居民。施工期不设置施工营地，施工期施工人员临时租用周边民房和周边场镇已有设施作为生活办公点。

（3）施工用电、用水

站场施工用水采用清水罐（带加压泵），用电均从当地农村电网接入。

（4）交通组织

站场施工：站场施工依托井场现有井场道路进出场地，不单独修建施工便道。

2.8 与本项目有关的原有污染源情况及主要环境问题

2.8.1 钻井工程概况及环保手续履行情况

2.8.1.1 钻井工程概况及现状

拟建工程是在吉富 19 井已完成钻井工程所设井场内实施，在已完成环保手续的基础上建设。

根据《吉富 19 井钻井工程环境影响报告表》、中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南燃气勘探开发分公司钻井施工资料及现场调查，吉富 19 井钻井工程位于自贡市贡井区莲花镇新民村 2 组，平台共设置 1 口勘探井，井型为定向井，目的层为茅口组，井别为预探井。建有井场、进场道路、储存池、清洁化操作平台、泥浆储备罐、泥浆储

备罐区、燃烧池、点火口。项目于 2024 年 11 月 15 日开钻，于 2025 年 3 月 12 日完钻，完钻目的层为茅口组，完钻深度为 4680m。经对比吉富 19 井钻井工程实施情况、《吉富 19 井钻井工程环境影响报告表》及批复，吉富 19 井钻井工程按照《吉富 19 井钻井工程环境影响报告表》及批复要求实施，无重大变更。

根据现场调查，项目钻井工程相关设施、设备正在拆除搬离，钻井施工生活区进行了拆除搬离及地面恢复。钻井工程设备搬离后将保留水泥混凝土硬化的井场（95m×45m）、井口采气树、污水池、主燃烧池。

2.8.1.2 环保手续履行情况

吉富 19 井钻井工程建设单位为中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南燃气勘探开发分公司，委托重庆浩力环境工程股份有限公司编制了《吉富 19 井钻井工程环境影响报告表》，并于 2024 年 8 月 23 日取得了自贡市生态环境局出具的《关于中国石油天然气股份有限公司吉林油田川南燃气勘探开发分公司吉富 19 井钻井工程环境影响报告表的批复》（自环审批〔2024〕36 号）。

2.8.2 吉富 19 井钻井工程污染物排放情况、主要环保措施

根据调查吉富 19 井钻井期间污染物主要为生活污水、钻井废水、洗井废水、方井雨水、压裂反排废水、钻井废气、放喷燃烧废气、废水基泥浆、一般钻井岩屑、沉淀罐污泥、油基岩屑、废油、废油桶、废包装材料、废棉纱手套、生活垃圾等。

2.8.2.1 钻井工程废水

吉富 19 井钻井工程期间产生的废水主要为生活污水、钻井废水、洗井废水、方井雨水、压裂反排废水。根据钻井施工资料，产生情况及治理措施如下。

表 2.8-1 原钻井工程废水产生及环保措施落实情况

污染物名称	产生情况	环保措施	环保措施落实情况
钻井废水	138m ³	经固液分离后在回用罐中暂存后，可回用部分回用于配置钻井液，不可回用部分进入废水罐，配置本井组压裂液	经固液分离后在回用罐中暂存后，可回用部分回用于配置钻井液，不可回用部分进入废水罐，已全部用于配置本井组压裂液
洗井废水	180m ³	井废水经排砂管道直接进入清洁	井废水经排砂管道直接进入清洁

		化操作平台的废水罐中，经过预处理后，回用于压裂液的配置	化操作平台的废水罐中，经过预处理后，全部回用于压裂液的配置
方井废水	150m ³	方井雨水定期通过污水泵泵入废水罐中处理，作为压裂液使用	方井区域的雨水收集在方井内，定期通过污水泵泵入废水罐中处理，已全部用于配置本井组压裂液
压裂返排废水	3220m ³	可回用部分压裂返排液拉运至周边其他井站或井场用于配置压裂液，不可回用部分压裂返排废水经废水预处理系统处理后采用罐车外运自 23 回注井回注处理	拉运至周边其他井站或井场用于配置压裂液，不可回用部分压裂返排废水经废水预处理系统处理后已全部外运自 23 回注井回注处理，未外排
生活污水	54m ³	生活污水经旱厕收集后由具有资质的专业清洁公司采用吸污车拉运处理，不外排	生活污水经旱厕收集后由具有资质的专业清洁公司采用吸污车拉运处理，未外排

根据现场调查，钻井工程实施期间所产生废水已全部得到妥善处置，无污废水直接排放，未造成周边地表水环境污染，无废水遗留问题，无水环境污染投诉案件。

2.8.2.2 钻井工程废气

吉富 19 井钻井期间产生的废气主要为油基泥浆钻井废气、放喷燃烧废气、备用柴油发电机燃烧废气。油基泥浆钻井废气主要来源于油基泥浆钻井过程、油基岩屑暂时挥发产生的无组织废气，油基泥浆钻井废气随着钻井工程的完工而结束；测试放喷的天然气经专用放喷管线引至燃烧池后通过放空管放空，吉富 19 井测试放喷时间约 6h，依据测试气量，间歇放喷，每次持续放喷时间约 3h，废气排放属短期排放。未形成长期环境影响，短期影响控制在周边居民健康安全限值以下，污染物排放已随测试放喷的结束而停止，不会长期存在。柴油发电机组仅在停电时使用，燃烧废气属于短期排放，对周边环境的影响较小，无大气环境污染投诉案件。

2.8.2.3 钻井工程固废

吉富 19 井钻井期间产生的固体废物主要为废水基泥浆、一般钻井岩屑、沉淀罐污泥、油基岩屑、废油、废油桶、废包装材料、废棉纱手套、生活垃圾。根据钻井施工资料，产生情况及治理措施如下。

表 2.8-2 原钻井工程固废产生及环保措施落实情况

名称	产生情况	环保措施	环保措施落实情况
废水基泥浆	770t	采用密封、防渗复合袋分装暂存，定期外运资源化利用	采用密封、防渗复合袋分装暂存于岩屑堆放场，定期外运砖厂进行制砖处理，本次评价踏勘期间，现场无废水基泥浆、沉淀罐污泥遗留
沉淀罐污泥	15t		
废包装材料	0.2t	收集后定期运至就近的废品回收站进行处理	收集后运至就近的废品回收站进行处理，本次评价踏勘期间，现场无废包装材料遗留
水基岩屑	2300m ³	水基钻井岩屑分类收集，定期交周边砖厂或其他具有处置能力单位处置	其中 1625 吨拉运至四川治民环保工程有限公司进行资源化处理；979 吨拉运至自贡市立铭建筑材料有限责任公司进行资源化处理；以上水基岩屑及废水基泥浆均作为建筑材料、机砖厂原料进行综合利用生产建筑材料，对应的处置单位均具备处理水基岩屑的资质
油基岩屑	1190m ³	暂存于危废暂存间，交有资质单位进行处置	本次评价踏勘期间，现场无油基岩屑遗留，油基岩屑已全部交由具有资质的危废处置单位内江瑞丰环保科技有限公司进行处置
废油	0.5t	废油桶收集，用于其它井站配置油基泥浆	油桶收集，用于其它井站配置油基泥浆
废油桶	0.3t	暂存于危废暂存间，交有资质单位进行处置	本次评价踏勘期间，现场无废油桶、废棉纱/手套遗留，钻井工期产生的危废均按要求交资质单位处理
废棉纱/手套	0.2t		
生活垃圾	1.8t	垃圾桶集中收集后，交当地环卫部门处理	垃圾桶集中收集后，交当地环卫部门处理

根据现场调查，钻井工程实施期间所产生各项固废已全部得到妥善处置，无固废直接排放，未对周边环境造成明显影响，无固废遗留问题，无相应污染投诉案件。

2.8.2.4 钻井工程噪声

项目噪声主要包括钻井噪声、压裂噪声和测试放喷噪声。

钻井作业阶段的噪声源主要来源于柴油发电机、钻机、泥浆泵、振动筛及离心机等，压裂作业主要运行的设备为发电机和压裂车，完井测试时产生的噪声主要有发电机噪声和放喷噪声，采用厂房隔声、基础减振、距离衰减、燃烧池三面设置 3m 的围墙等降噪措施，未对周边居民产生明显影响，未收到噪声投诉。

2.8.2.5 钻井工程土壤、地下水污染防治措施

原钻井工程针对土壤及地下水污染采取了分区防渗措施。

表 2.8-3 原钻井工程分区防渗措施

污染防渗区类别	防渗性能要求	装置、单元名称	污染防渗区域或部位
重点防渗区	设 150mm 混凝土或 2mm 厚高密度聚乙烯膜、渗透系数不大于 $10 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，或采取铺设渗透系数不大于 $10 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 、至少 2mm 厚的其他人工材料的防渗措施	钻机基础区域	地面
		钻井液循环系统	地面
		清洁化生产操作平台	地面
		燃烧池	地面
		集酸池（集酸沟）	池底及池壁
		储水池	池底及池壁
		油水罐区	地面、围堰及四周及底部， 防渗罐体
		危废暂存间	地面、围堰及四周
		井场隔油池	池底及池壁
		发电机房	地面
		清洁化生产操作平台 （包括固废暂存区）	地面
一般防渗区	采取相当于 1.5m 厚黏土层，渗透系数不大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的防渗措施	除重点防渗区域外的井场作业	

根据现场调查，钻井工程严格落实了环评中提出的分区防渗措施，有效防止了污染物渗入地下污染地下水及土壤。

2025 年 03 月 18 日，四川海德汇环保科技有限公司对项目周边水进行了采样检测，根据检测结果（详见本报告 4.2.3.6.5 章节），本工程所在区域周边地下水水质各监测点位各项监测指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准要求，因此钻井工程施工期间未对项目区域地下水环境造成明显影响。

2025 年 3 月 18 日，四川海德汇环保科技有限公司对项目井场东侧、西北侧耕地土壤进行了采样检测，根据检测结果（详见本报告表 4.2-16），土壤监测点各项指标均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中的标准限值要求，因此钻井工程施工期间未对项目区域土壤环境造成明显影响。

2.8.2.6 生态环境保护措

根据现场现场踏勘调查，吉富 19 井钻井期间做好了表土保护工作，预先进行了剥离表层熟土，堆放于耕植土堆放区内，井场及各构筑分区硬化，防止雨水冲刷，井场四周修建临时截排水沟，井场挡土墙可有效减少水土流失。钻井结束后建设单位对主燃烧池、耕植土堆放区、生活区等区域进行覆土回填，种植普通杂草绿化恢复生态，覆土回填底层采用砾石覆盖回填，中间层采用粗砂石土回填；顶层采用预先剥离的表土进行了覆盖（取土来自井场设置的耕植土堆放区）。对临时建筑进行了拆除，对临时用地进行了整治，对生活区用地等进行了覆土，并采取种植植被等生态恢复措施。建设区域内植被恢复良好，生态功能未受到影响。

2.8.2.7 小结

综上，原钻井工程严格落实了环评提出的各项污染治理措施，根据现状监测数据，本项目区域环境空气、声环境、地下水环境和土壤环境均可满足相应的环境质量标准，钻井工程污染排放未对周边环境造成明显不利影响，未收到环保投诉。

2.8.2.9 钻井工程环境遗留问题

本项目原钻井工程现场调查情况如下：

（1）临时占地恢复情况

目前钻井工程已完工，原钻井表土堆场临时占地已基本恢复，现场保留工程包括采气树、排水沟、进场道路、旱厕、污水池、副放喷池、泥浆罐区硬化基础。

（2）复垦情况

钻井工程已对表土堆场区进行了复垦，复垦成效可达到钻井工程复垦方案要求。

（3）站场现状

根据现场调查，目前，现场遗留部分钻井工程、压裂测试工程设备已全部搬迁、清理，现有井场的部分水泥硬化地面及进场硬化道路。

目前，吉富 19 井钻井工程正在进行竣工环保验收。整体来看，钻井工程无遗留环境问题。

2.8.3 本项目依托情况

本项目利用吉富 19 井钻井工程井场临时占地范围进行建设，依托工程如下表所示：

表 2.8-4 本项目依托情况

阶段	内容	依托工程情况	依托可行性
试采阶段	井场及 周边附 属占地	吉富 19 井钻井工程共占地约 2.455 公顷，该工程施工过程中占地范围内的植被进行清除，并对钻井井场以及周边附属构筑物基础进行了硬化处理；原钻井工程于 2024 年 8 月 23 取得自贡市生态环境局下达的批复文件（自环审批〔2024〕36 号），项目于 2024 年 11 月 15 日开钻，于 2025 年 3 月 12 日完钻，完钻目的层为茅口组，完钻深度为 4680m，目前正在进行设备撤场办理以及开展验收工作	本项目主要以吉富 19 井口为中心布置，本项目井站用地（24425m ² ）依托现有井场及周边附属设施硬化地面基础上进行建设，目前钻井工程已结束，占地范围内设备设施已完成搬迁拆除
	进场道 路	吉富 19 井北侧已有的乡村路以及原有吉富 19 井已建进场道路	吉富 19 井站平台以原有钻井井场为基础进行地面设施建设，目前进站道路路况良好，依托可行
	污水池	吉富 19 井前期钻井工程设置 1 座污水池	吉富 19 井试采工程实施过程中，依托钻井工程保留污水池作为污水池兼事故废水池，依托可行
	雨水沟	场内沿基础周围修建场内排水明沟，实行清污分流	吉富 19 井试采工程实施过程中，依托钻井工程保留雨水沟实行雨污分流，雨水沟完好，依托可行

综上，根据项目本次监测数据，项目区域环境空气、声环境、地表水环境、地下水环境和土壤环境均可满足相应环境质量标准，无遗留环境污染问题，无投诉情况产生。由此可见，吉富 19 井钻井工程实施未对周边环境造成明显不利影响。

3 工程分析

拟建项目为试采阶段地面集输工程，根据拟建项目的工程特点，可将项目实施分为三个阶段：建设施工期、运营期、退役期。其中在施工期内的主要工程活动是工艺管道的敷设、站场设备及相关辅助工程的建设；运营期的生产活动则主要是以站场设备、工艺管道构成的地面集输工程；退役期的主要工程活动是拆除地面设施、封井或纳入后期区块开采。

3.1 施工期工程分析及产污分析

3.1.1 施工期工艺流程

本项目在原吉富 19 井钻井工程用地范围内（地面均已硬化）进行建设，且站场主要工艺单元均采用撬装化设备，施工工程量较小。拟建工程施工期包括场地清理、基础工程施工、设备安装等阶段。其施工工序及主要产污环节见下图。

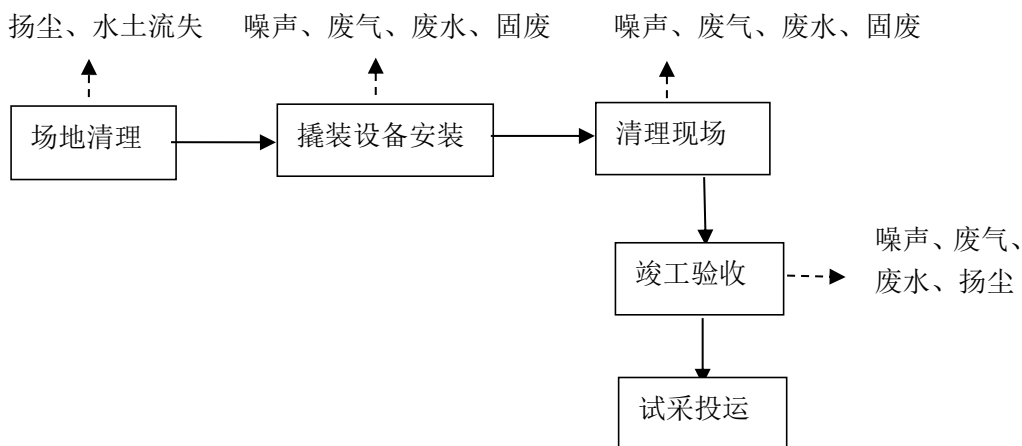


图 3.1-1 站场主要施工过程及产污节点图

拟建工程新建吉富 19 井试采气工程，施工过程包括站场工艺装置安装、辅助设施建设以及站内工艺管道吹扫、试压；投产前对设备调试后试采运行。

（1）站内管线吹扫

站内工艺管道安装完毕后，在与管道碰口连接前，必须进行吹扫和试压。吹扫介质

为压缩空气，吹扫压力为 0.1~0.2MPa，吹扫时气体在管道中流速应大于 20m/s。当目测排气无烟尘时，在排气口设置白布或涂白漆木靶检验，5min 内吹出的气体无铁锈、尘土、石块、水等脏物时为吹扫合格。吹扫合格后应及时封堵。无损检测和吹扫合格后，应进行压力试验。

（2）站内管线试压

站内管线强度、严密性试压介质为清水。强度试压压力为设计压力 1.15 倍，严密性试压按设计压力进行。试压时缓慢升压，达到试验压力后严密性稳压 30min。稳压期间沿管道系统进行检查，以无变形、无渗漏、无压降为合格。试压中有泄漏时，不得带压修理。缺陷修补后应重新进行试压，直至合格。此过程产生试压废水。

（3）氮气置换管道碰口投运前应先用氮气置换新建工艺系统内空气，合格后才能进行碰口连接，管道碰口合格后投运时再用天然气置换系统内氮气。

施工时间 3 个月。项目施工期间不设施工营地，施工便道依托现有乡村道路。施工过程中建筑材料堆放会产生一定的扬尘；施工机械将产生一定的噪声及废气；交通运输车辆产生扬尘；施工废渣处理不好可能影响周围土壤及地下水环境。

3.1.2 施工期主要污染物产生及排放情况

（1）废气

拟建工程主要工艺单元均采用撬装化设备，站内工艺均在已建站场内建设，运输材料少，且施工周期短，施工扬尘产生量小。

施工期扬尘主要来源于站内少量工艺管道敷设及施工材料堆放，扬尘影响范围主要为施工场地周边 20m，施工场地下风向影响范围增加至 30~50m。施工期间运输车辆和施工使用的各种动力机械（如挖掘机、推土机、铲车等）产生的尾气也使大气环境受到污染，主要污染物有 CO、THC、NO_x 等。

拟建工程焊接烟气产生量较小，废气污染源具有排放量小、间歇分散的特点。

（2）废水

施工期污水主要来自站内工艺管道试压废水和施工人员生活污水。

①站内工艺管道试压废水

管道组焊前将对单根管道进行人工清扫，施工完成后将采用压缩空气对全线进行吹扫，最后采用清水试压，预计试采平台内部工艺管道试压废水约 5m³。由于试压主要为管道密闭性检验，试压后排出的废水较清洁，主要污染物为焊接铁屑和泥沙。类比同类项目，试压废水主要污染物为 SS，不含有毒有害物质，试压废水经施工现场设置的沉淀池简单沉淀处理后回用或洒水控尘。

②施工人员生活污水

试采平台施工人员高峰时日工人数约 20 人，施工人员生活用水以每人 100L/d 计，产污系数取 0.9，试采平台施工期间生活污水产生量约 0.18m³/d。

本项目施工所聘请的员工主要来自于当地农户，施工工地不设食堂、宿舍等生活设施，施工人员依托当地农户家吃住，所产生的生活污水利用农户已有设施收集处置，不外排。

(3) 噪声

拟建工程施工噪声主要为施工设备噪声，如挖掘机、装载机等突发性噪声，声源强度为 75~90dB（A）。根据类比调查，拟建工程主要施工机械噪声源强见下表。

表 3.1-1 施工期主要施工机具噪声源强

序号	设备名称	测点距施工机具距离	最大声级（dB（A））	运行方式	运行时间（h）
1	挖掘机	5	84	移动设备	间断，<4
2	装载机	5	90	移动设备	间断，<4
3	冲击式钻机	5	75	移动设备	间断，<4
4	电焊机	5	75	移动设备	间断，<4
5	吊管机	5	81	移动设备	间断，<4

(4) 固体废物

本项目站场设备安装主要为施工人员的生活垃圾、施工废料等。

①生活垃圾

由于施工工地不设食堂、宿舍等生活设施，施工人员食宿均依托周边农户，施工期每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计，考虑每天施工人员为 10 人，则生活垃圾产生量约 5kg/d，施工人员产生的生活垃圾利用附近农户现有设施进行收集处置。

②施工废料

施工过程中废弃建筑材料主要包括废焊条、废防腐材料、废包装材料等。本项目管道防腐均在厂家预制完成，管道施工现场无防腐废料产生。施工过程中产生的施工废料 2kg，由施工单位回收利用，剩余部分由施工单位严格按照 HSE 管理模式进行集中收集后，依托当地环卫部门有偿清运，按相关规定进行妥善处置。

(5) 生态环境

a.对土地利用的影响分析

项目在原已建井场施工，不新增占地。根据与贡井区永久基本农田适量数据进行叠图分析，项目不新增占地，且建设单位已取得使用该临时用地手续。

b.对土壤的影响分析

拟建工程主体工程均在原钻井工程用地范围内进行建设，施工过程中，不会对周边的旱地造成影响，不会改变其用地性质。

c.对水土流失的影响分析

拟建工程主体工程均在原钻井工程用地范围内进行建设，施工过程中，不会造成水土流失。

d.对基本农田的影响分析

拟建项目均在原钻井工程用地范围内进行建设，不会对基本农田造成影响。

3.1.3 施工期三废产排情况

表 3.1-2 施工期三废排放情况

序号	类别	污染源	主要污染物	产生量	排放去向
1	废气	燃油机械施工作业	CO、NOx	少量	大气环境

2	废水	试压废水	SS	3m ³	经沉淀池沉淀后用于施工场地洒水降尘
		施工人员产生的生活污水	COD _{Cr} 、SS、BOD ₅ 、氨氮	1.5m ³	依托现有污水处理系统处理后用于农田施肥
3	噪声	施工机械	噪声	/	/
4	固体废物	施工作业	施工废料	2kg	施工废料部分可回收利用,可回收的部分全部由废品收购方回收处理,剩余废料及时清运到指定建筑垃圾处置场所进行处置
5		生活设施	施工人员生活垃圾	0.45t	施工生活垃圾交由地环卫部门处置

3.2 运营期工艺流程及产污环节

3.2.1 运营期工艺流程

3.2.1.1 运营期主体工程工艺流程及产污环节

拟建工程为非常规天然气（页岩气）试采气工程，吉富 19 井井口原料气先经节流降压至 23MPa 后，进入水套炉加热，并经两级节流降压至 5MPa，然后经过过滤分离器分离掉天然气可能携带的液体和机制杂质，再经孔板流量计计量后送至脱酸单元，再经脱酸单元脱去 CO₂，脱酸装置采用活化 MEDA 溶剂脱除原料气中的 CO₂，脱除 CO₂ 后的湿天然气进入脱硫塔去除天然气中的 H₂S，脱硫后的天然气中 H₂S 含量不高于 4ppm，脱硫后的天然气再进入脱水脱汞装置，湿天然气首先进入脱水装置，采用 4A 分子筛吸附塔吸附脱除气体中的饱和水，脱水后天然气通过浸硫活性炭脱汞塔，采用化学反应吸附法脱除原料气中可能含有的微量汞，经脱水脱汞后的天然气经粉尘过滤器过滤后进入液化装置进行液化。液化工艺采用单循环混合制冷工艺，经分离器分离后气相经进一步冷却到-160℃并液化，经节流后得到 LNG 产品流至 LNG 装车臂装车外运。

拟建工程运营期总体工艺流程示意图如下。

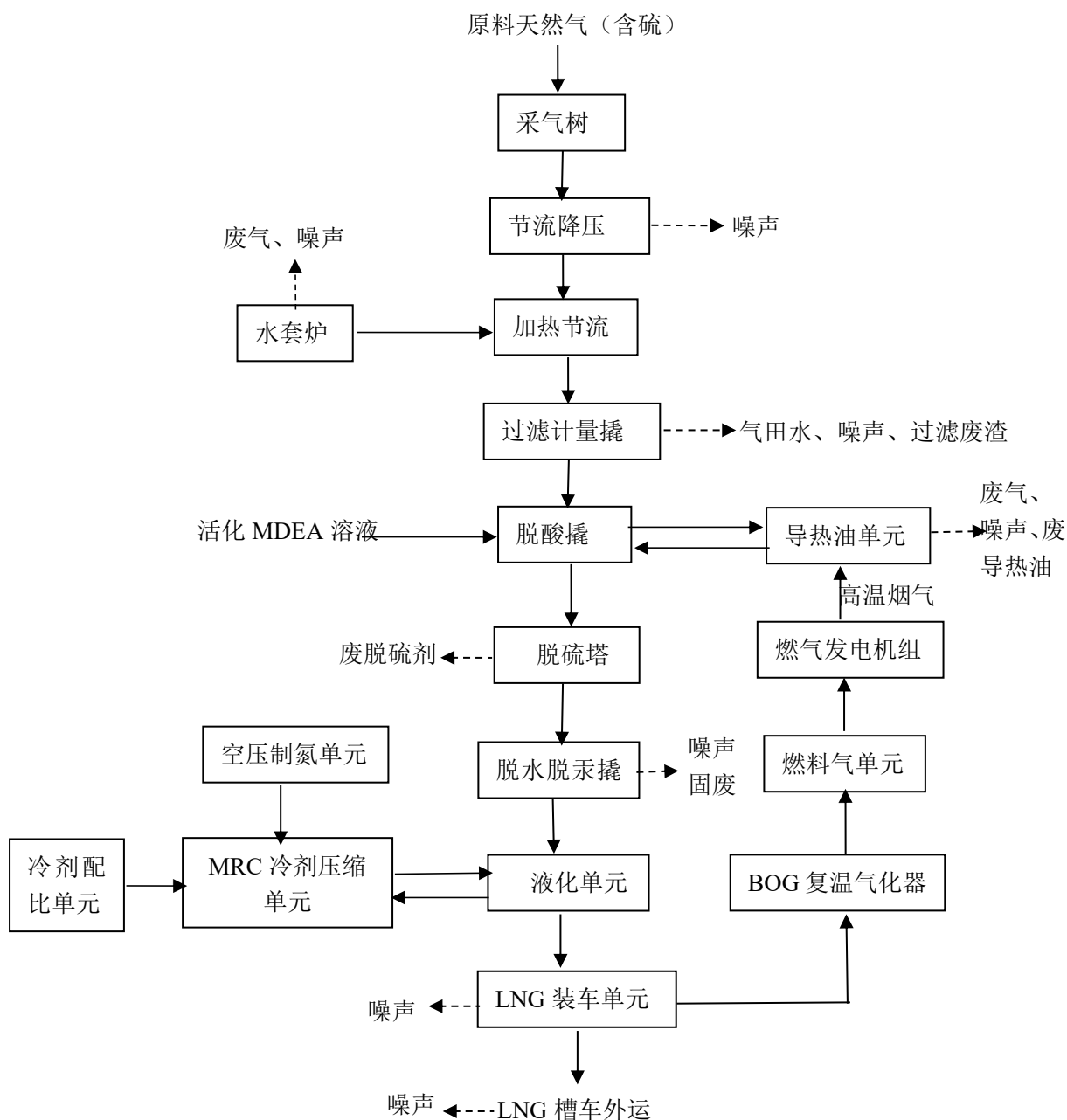


图 3.2-1 营运期工艺流程及产污节点图

工艺流程简述

(1) 净化撬装工艺流程

①原料气预处理

从井口采气树出来的高压含硫天然气经井安阀（压力 70MPa，温度 60℃）井口二级节流阀降压后（23MPa，48℃）进入水套炉，经水套炉加热并节流至 5.0MPa，25℃

后输往过滤计量橇，经分离计量后输往净化装置区。原料气过滤分离器可除去天然气中夹带的游离水，产生少量过滤废水。性质类似气田水，经污水收集罐收集后定期外运回注处理。

水套炉系统：水套炉主要以水作为传热介质的间接加热设备，通过燃烧燃料气加热炉体中的水，然后通过对流传热将水的热量传给被加热原料气，为二级节流单级加热，额定加热功率为 600kW，盘管设计压力 42MPa（工作压力 23MPa）。采用燃料气罐压力约 0.4MPa 的天然气作为燃料，井调压阀调压至 15~35KPa 进入水套炉的燃烧机燃烧。同时水套炉节流后设置超压放空设施，放空后气体汇合采气树出来的放空气体一起进入高架放空火炬。

产污环节：原料气过滤分离器分离出的游离水、原料气过滤分离器产生的过滤废渣，水套炉燃烧废气。

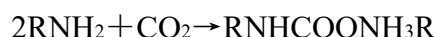
②脱酸单元

经预处理后的原料气经孔板流量计计量后送至脱酸单元。脱酸单元分为天然气吸收部分、MDEA 溶液再生部分、MDEA 溶液储存及补充部分，主要产品为湿脱碳气（含饱和水）。

预处理后原料气进入吸收塔底部，由下向上流动与塔内自上而下的 MDEA 溶液（贫液）逆流接触，MDEA 溶液吸收天然气中的 CO₂（使原料气 CO₂ 浓度<50ppm），气体中的 CO₂ 被吸收，未被吸收的组分出吸收塔后进入脱水脱汞单元。

活化 MDEA 溶液脱碳原理：

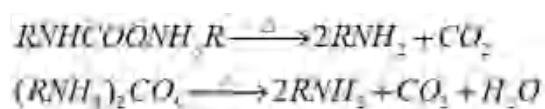
MDEA 吸收 CO₂ 反应原理如下：



脱酸单元再生循环：收了二氧化碳的 MDEA 溶液称富胺溶液，富胺溶液由吸收塔塔底调节阀节流降压后进入富胺闪蒸罐（再生塔），闪蒸出二氧化碳和溶解烃类，然后

经贫富胺换热器与来自解吸塔底的贫胺溶液换热后进入解吸塔顶部。富胺溶液在填料表面下落的过程中与塔底上升蒸汽充分接触，逆向反应释放出二氧化碳气体。二氧化碳气体随蒸汽上升至塔顶后分别经塔顶空冷器、凝液罐冷却分离后酸气进行高点放空。凝液由塔顶凝液泵后进入富胺闪蒸罐。解吸塔底再生合格的贫液经贫富胺换热器换热后经贫胺进料泵增压、贫胺空冷器冷却及过滤器、贫胺过滤器过滤后返回吸收塔顶部，完成胺液的循环。

MDEA 再生化学原理如下：



工艺中设有消泡剂的注入点，用于系统发泡情况的控制；同时设有胺液检测和补充点，用于系统胺液品质及循环量的控制，以保证工艺的正常操作和稳定性。

再生热源来自贫富液换热器和燃气发电机高温烟气。贫富液换热器回收了贫液的热量，降低了再生塔的热负荷，从而降低了再沸器的热负荷。再生塔再沸器的热媒来自余热回收利用装置系统的高温导热油提供，回油返回到热油储罐。空冷器设置喷软化水蒸发辅助降温的措施。

具体工艺流程及产污环节如下。

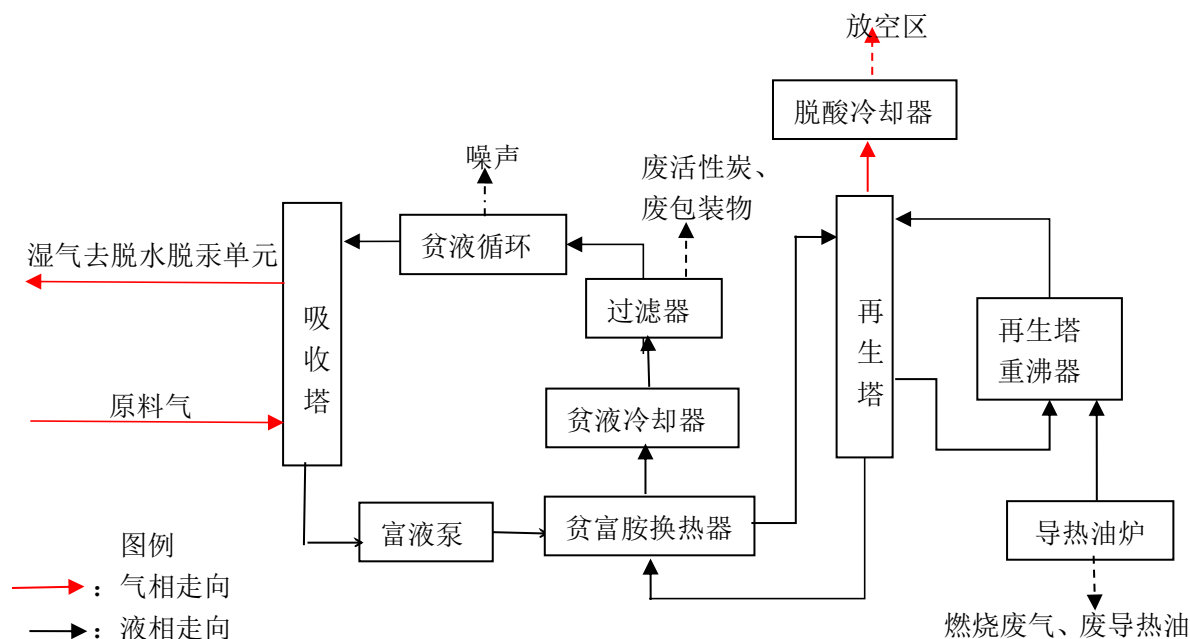
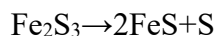


图 3.2-2 脱酸单元工艺流程及产污环节示意图

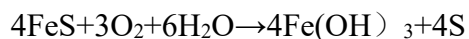
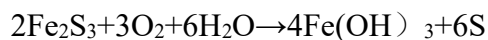
产污环节：再生塔解吸出的酸气、导热油炉燃烧废气，贫胺过滤器产生的废活性炭及废包装物。

③脱硫单元

来自 MDEA 脱酸单元的酸性委屈从脱硫塔底部进入，项目采用干法脱硫，以氧化铁为硫磺回收剂，当天然气通过硫磺回收剂时，天然气中的硫化氢与氧化铁接触，生成硫化铁，而脱除气体中硫化氢。



硫化铁与天然气中的氧接触，在有水分存在的条件下，硫化铁又被天然气中的氧气氧化成氧化铁并析出硫而再生。



④脱水脱汞单元

原料气从干燥塔顶部进入，通过分子筛床层吸附脱除水分后，从干燥塔底部出来，干燥后天然气中含水量 $\leq 1\text{ppm}$ ，脱水后的干气经自吸附塔底部进入脱汞吸附床（脱汞剂为浸硫活性炭），干气中的汞与吸附剂产生化学反应被吸附，以保护后续的冷箱不被腐蚀。脱汞处理后（ Hg 含量 $\leq 0.01\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）的干气经脱汞过滤器滤除吸附剂粉尘后进入天然气液化单元。

脱水脱汞单元设三台吸附塔，两台分子筛塔和一台预吸附塔切换操作。其中两台分子筛塔中一塔吸附，一塔再生。再生气为含饱和水的天然气，经预吸附塔后脱除其中的水，然后进入再生气换热器进行加热，得到高温再生气。

吸附、再生原理：干燥脱水单元由 2 台干燥塔（干燥塔 A、干燥塔 B）、1 台再生气干燥塔、1 台再生气分离器、1 台再生气电加热器、1 台再生气空冷器组成。在给定的吸附周期内，塔 A 处于**吸附**状态来脱除原料气中的水分，塔 B 处于**再生**状态来**解吸**分子筛中的水分，或**冷吹**状态来冷却分子筛，再生塔处于**再生气吸附**状态或分子筛**冷吹**状态。当处于吸附状态的塔 A 饱和后，切换到再生好的塔 B。被饱和吸附塔紧接着加热再生循环，然后冷却。塔 A、塔 B 吸附塔切换使用，再生塔始终处于吸附再生气中的水分并解吸。每台吸附塔的完整循环周期为 24h，吸附状态 12h、加热状态 5.5h、冷却状态 5.5h、切换备用状态 0.5h。冷却后的再生气经再生气液分离器 V-302 分离出液态水后，再生气返回燃料气罐进行回收。

脱水脱汞单元工艺流程和产污节点如下：

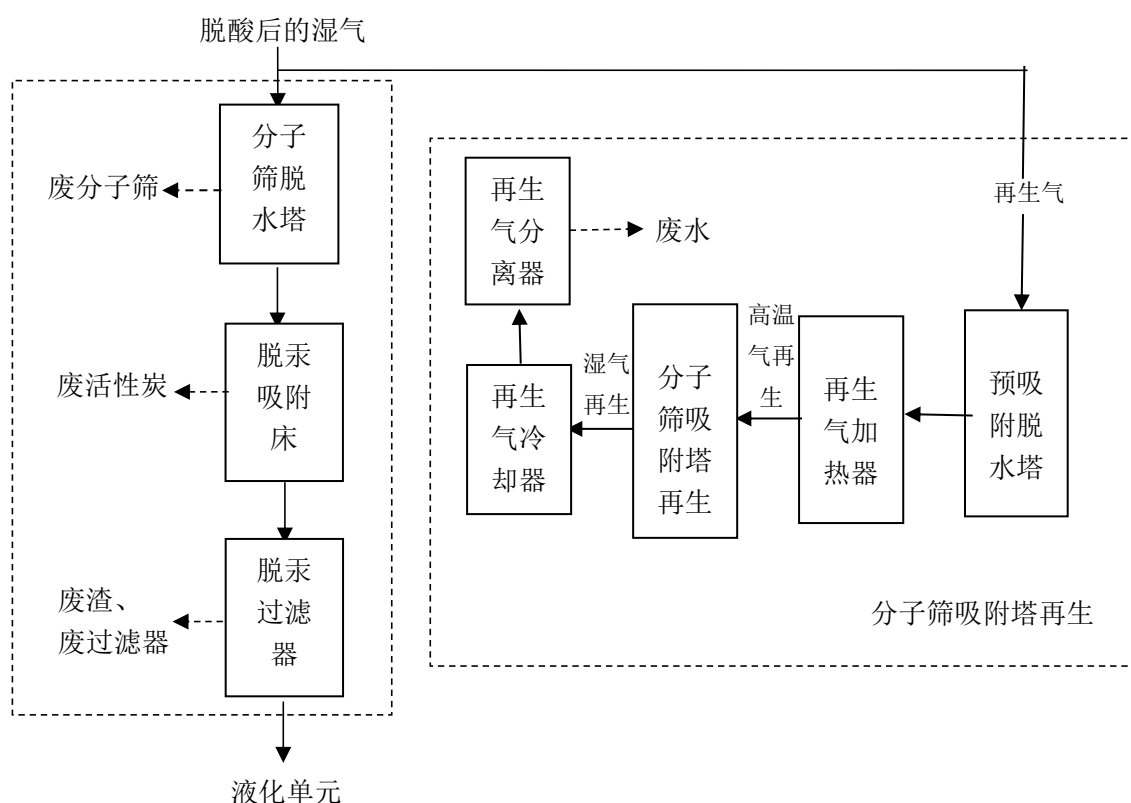


图 3.2-3 脱水脱汞单元工艺流程及产污示意图

产污环节：脱水塔更换的废分子筛及惰性瓷球、脱汞塔更换的废活性剂、脱汞过滤器产生的废过滤器及过滤废渣、冷却分离产生的废水。

⑤液化单元

来自净化单元的净化气进入预冷换热器被冷却到-21℃左右后进入深冷换热器的通道A被降温到-60℃，经分离器分离后气相返回深冷换热器的通道B进一步冷却到-160℃并液化，经阀节流，得到LNG产品流至LNG装车臂。

来自预冷压缩单元的预冷冷剂经阀节流后得到-25℃左右的低温低压冷剂液体，进入预冷气液分离罐，低温液体冷剂进入预冷换热器，为混合冷剂跟净化后的伴生气的降温提供冷量。液体冷剂因吸热而气化变成低压冷剂气体后，返回预冷压缩单元进行增压而循环运行。

混合制冷剂进入冷箱后依次被预冷换热器、及深冷换热器降温冷凝变成-156℃的液相，该冷剂液体经阀节流至230KPaG左右，温度也降至-160℃。该低温、低压混合冷

剂经深冷换热器为冷剂自身和天然气液化提供冷量后回温并气化。回温后的冷剂气体返回混合制冷压缩机单元增压而循环运行。

混合冷剂压缩单元：丙烷作为预冷冷剂，从液化单元预冷换热器返回的丙烷气体进入压缩机，经预冷压缩机增压后，进入一级油分、二级油分将压缩过程中携带的油分离干净。增压后的丙烷气体经预冷冷凝器降温至 45℃后冷凝成液相进入丙烷接收罐，为液化单元提供预冷冷剂。分离出的润滑油经预冷油冷却器降温后由回油输送回预冷压缩机。

从冷箱返回的混合冷剂进入压缩机入口缓冲罐，经压缩机增压至 2.0MPaG 左右。增压后的混合冷剂依次经一级油分、二级油分、过滤、冷却器等降温除油后进入冷箱，为液化单元提供混合冷剂。分离出的润滑油经混合冷剂油冷却器降温后由回油泵输送回预冷压缩机。

混合冷剂由氮气、甲烷、丙烷和乙烯组成，其中甲烷由脱水后的净化气提供，N₂来自空压制氮橇，其余冷剂组分为外购。丙烷和乙烯通过冷剂汽化器后，再进入冷剂干燥器后进入冷剂返流管道。氮气经过冷剂汽化器和冷剂干燥器后，进入冷剂返流管道。

产污环节：设备运行噪声。

⑥LNG 装车单元

装车系统单元由 3 台低温装车臂、1 套地衡称重计量组成。产品运输采用全部汽车槽车公路运输方式。装车臂选型为 DN50，同门禁监控系统在本工程建设过程中一次考虑完成。来车与装车鹤管对接后，装车控制系统首先进行氮气吹扫。吹扫气液相对接管线完成后，开启气相控制阀，缓慢打开液相装车阀，系统以一定的流量对对接管线以及槽车进行预冷。预冷槽车操作结束后，以全流量装车。在槽车内充入液体时，气相的天然气通过气相管道返回冷箱。装车臂采用整体橇装供货。LNG 装车过程产生的 BOG 经 BOG 气化器复热进入燃料系统燃烧。

槽车装车压力位 40kPa，槽车容积约 52m³/车，每车装车有效容积按 80%计，约为 41.6m³/车，日均装运频次为 4 车/d，3 台低温装车臂不同时装车。

产污环节：设备运行噪声、冷剂干燥器更换的废分子筛。

3.2.1.2 运营期公辅工程工艺流程及产污环节

①燃料气单元

燃料气单元由 2 台燃料气缓冲罐、1 台 BOG 换热器组成。本项目燃料气单元主要用于水套炉、发电机、火炬提供燃料气。燃料气主要气源为酸性气体脱除系统富胺闪蒸罐顶部的气体、LNG 装车过程中槽车返回并复热后的 BOG 气体，同时引入一股原料气作为补充气源，管线汇合后一起进入燃气缓冲罐。

②发电及余热回收系统

本项目设置燃气发电机组为装置供电，保证全场的供电需求，为本项目提供 380V 电源。设置 4 组燃气发电机组，每台功率 1200kW 撬装燃气发电机。正常工况下，3 组发电机工作，1 组发电机作为备用电源。主要污染物为燃气发电机废气、噪声。

本项目设置 1 座余热回收装置，对发电机产生的高温尾气进行余热回收，产生高温导热油为脱酸性气体系统提供热量。供热系统为机械闭式循环系统，导热油为热载体，整个系统采用 180℃作为供油温度，导热油与脱酸装置换热后，产生 150℃回油，经导热油循环泵送至余热回收系统重新加热，如此循环往复。余热回收系统采用高位膨胀罐定压。余热回收系统通过切换装卸油泵进出口的阀门，可实现系统导热油的加注与卸放。余热回收系统为全自动控制，设置一台 PLC 就地控制柜，实现供热系统所需的所有控制、监测、报警等功能。导热油更换周期 3 年，产生废导热油危险废物。

③仪表风及制氮系统

空压机撬的任务是为各系统提供工艺及仪表用气。本设计选用两台螺杆式空气压缩机，一开一备，可保证装置的工艺及仪表用气的连续供气量。空压机提供的压缩空气经

缓冲罐、无热再生吸附式干燥机后，再经过二级过滤，为空压机撬提供清洁、连续的气源。其中一部分作为仪表风用气，另一部分进入制氮机撬。

制氮机撬的任务是为各系统提供密封用氮气。本项目采用 PSA 制氮法，选用一套 PSA 制氮设备。

空压机撬提供的 0.75MPa.G（表压）的压缩空气进入制氮机撬经除油器除油、空气缓冲罐缓冲后进入吸附制氮机，产品氮气经氮气缓冲罐缓冲，再经过粉尘过滤器过滤后由氮分析仪分析，达标氮气再经过干燥机脱水，达露点-40℃时，供给各系统使用，未达标氮气放空。

⑤放空单元

设置放空火炬 1 座（DN250 H=30m）进行集中放空燃烧，满足站内各工艺单元放空需求。燃料气来自燃料气单元，火炬设长明灯，并设置有自动点火及火焰检测，可监测长明灯状态，熄火报警并自动点火。能够保证所有工艺装置在正常、事故、紧急和非正常工况下产生的易燃气体能够及时、安全可靠地排放，并满足相关的环保和安全要求。

根据《石油化工可燃性气体排放系统设计规范》（SH3009-2013），放空系统的能力按照系统内最大排放装置的一次最大排放量和同一事故中几个装置同时泻放的排放量总和中的最大值选取，不考虑同时发生两种事故的工况，对不同事故发生的排放条件不进行组合的原则确定。

产污环节：装车和冷箱放空的 EAG（放空低温天然气）经 EAG 空温式加热器加热后与工艺区放散总管的放散气汇合后进入放空分液罐，然后再通过放空立管进行放散。放空分液罐产生少量放空分离液、放散废气和放空噪声。

3.2.1.3 运营期的环境影响因素统计

运营期产生的环境影响见下表。

表 3.2-1 运营期各工程产生的环境影响因素

类别	环境影响
废气	水套炉燃烧废气、燃气发电机废气、导热油炉废气、脱酸废气、站场气田水及放空分离液储存过程中的无组织闪蒸废气

	检修或事故时，天然气通过放空系统燃烧产生的放空废气
废水	气田水、脱水单元分子筛冷凝水、脱盐水制备浓水、生活污水、空压系统排污水、放空分离液
噪声	站场设备噪声
固废	废分子筛及惰性瓷球、废过滤器、过滤废渣、脱酸单元 MDEA 过滤器及废包装物、废活性炭、废脱硫剂、脱汞单元废脱汞剂及压缩机等设备产生的废润滑油、废导热油、生活垃圾

3.3 运营期污染物排放及治理措施

3.3.1 运营期废气产生及治理措施

(1) 正常工况

站场废气主要为水套炉燃烧废气、导热油炉燃烧废气、燃气发电机组燃烧废气、脱酸单元再生塔产生的酸性废气，以及站场气田水及放空分离液储存过程中的无组织闪蒸废气。

①水套炉燃烧废气

拟建项目设置 1 台负荷为 400kw 的水套炉为井口天然气进行加热，使用经调压过滤后的天然气作为燃料，项目燃料气含硫，燃烧后的主要污染物为 NO_x、SO₂ 和颗粒物。根据前文可知，站内设置 1 台水套炉，装机功率为 400kw，根据项目原料气成分含量计算，低位发热量为 33.422MJ/m³，热效率按 90%计算，则用气量为 47.9m³/h，年工作时间 8000h，水套炉燃烧废气通过 15m 高排气筒排放。

本次评价参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（环境部公告 2021 年第 24 号）中锅炉产排污核算系数手册中《4430 工业锅炉（热力供应）行业系数手册》：工业废气量为 107753 标 m³/万 m³-原料、SO₂ 为 0.02Skg/万 m³-原料；根据《工业锅炉污染防治可行技术指南》（HJ1178-2021）《锅炉烟气治理工程技术规范》（HJ462-2021）中相关规定，在采用低氮燃烧器后，锅炉氮氧化物产生浓度可控制在 20~80mg/m³，拟建项目导热油炉采用低氮燃烧装置，本次评价氮氧化物排放浓度取 50mg/m³，颗粒物参照参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部公告 2021 年第 24 号）中《生活污染源产排污系数手册》，颗粒物产污系数：1.1kg/万 m³-燃料。

以天然气为燃料的水套炉产污系数如下：

表 3.3-1 水套炉燃烧废气主要污染物排放情况表

类别	污染物	燃气量 (m ³ /h)	烟气量 (m ³ /h)	产污系数	排放 方式	排放量 (t/a)	排放 速率 (kg/h)	排放 浓度 (mg/m ³)
水套炉	颗粒物	47.9	516.14	1.1kg/万 m ³ -燃料	15m 高排 气筒排放	0.042	0.0053	10.27
	SO ₂			0.02Skg/万 m ³ -原料		0.08	0.01	19.37
	NO _x			50mg/m ³ -原料		0.02	0.003	5.8

备注：①S 是指燃气收到基硫分含量，单位为 mg/m³。例如燃料中含硫量 (S) 为 200mg/m³，则 S=200。根据原料气成分报告，项目天然气含硫，项目使用经脱硫后的天然气作为燃料，脱硫后天然气硫含量 ≤100mg/m³，本次评价取 S=100mg/m³ 进行核算。

②氮氧化物参照《工业锅炉污染防治可行技术指南》(HJ1178-2021) 中相关要求，本次取 50mg/m³。

②导热油炉燃烧废气

本项目设置装机功率为 1200kW 的导热油炉 1 台。根据本项目原料气成分含量计算，低位发热量为 33.411MJ/m³，热效率按照 90% 计算，则用气量为 143.6m³/h，年工作时间 8000h，导热油炉燃烧废气通过 15m 高排气筒排放。

本次评价参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(环境部公告 2021 年第 24 号) 中锅炉产排污核算系数手册中《4430 工业锅炉(热力供应) 行业系数手册》：工业废气量为 107753 标 m³/万 m³-原料、SO₂ 为 0.02Skg/万 m³-原料；根据《工业锅炉污染防治可行技术指南》(HJ1178-2021) 《锅炉烟气治理工程技术规范》(HJ462-2021) 中相关规定，在采用低氮燃烧器后，锅炉氮氧化物产生浓度可控制在 20~80mg/m³，拟建项目导热油炉采用低氮燃烧装置，本次评价氮氧化物排放浓度取 50mg/m³，颗粒物参照参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(生态环境部公告 2021 年第 24 号) 中《生活污染源产排污系数手册》，颗粒物产污系数：1.1kg/万 m³-燃料。以天然气为燃料的导热油炉产污系数如下：

表 3.3-2 导热油炉燃烧废气排放情况表

类别	污染物	燃气量 (m ³ /h)	烟气量 (m ³ /h)	产污系数	排放 方式	排放量 (t/a)	排放 速率 (kg/h)	排放 浓度 (mg/m ³)
导热油 炉	颗粒物	143.7	1547.3	1.1kg/万 m ³ -燃料	15m 高排 气筒排放	0.13	0.0163	10.53
	SO ₂			0.02Skg/万 m ³ -原料		0.03	0.004	2.6
	NO _x			50mg/m ³ -原料		0.06	0.008	5.17

备注: ①S 是指燃气收到基硫分含量, 单位为 mg/m³。例如燃料中含硫量(S)为 200mg/m³, 则 S=200。根据原料气成分报告, 项目天然气含硫, 项目使用经脱硫后的天然气作为燃料, 脱硫后天然气硫含量≤100mg/m³, 本次评价取 S=100mg/m³ 进行核算。

②氮氧化物参照《工业锅炉污染防治可行技术指南》(HJ1178-2021) 中相关要求, 本次取 50mg/m³。

③燃气发电机组废气

据项目初步设计方案, 本项目设置 4 组燃气发电机组为装置供电, 单组功率 1200kW, 保证全场的供电需求, 为本项目提供 380V 电源。正常工况下, 3 组发电机工作, 1 组发电机作为备用电源。单组燃气发电机用气量约 323m³/h, 3 组燃气发电机同时工作合计用气量 969m³/h, 年工作时间 8000h, 燃气发电机燃烧尾气经余热回收装置对热量回收用于导热油加热后通过 1 根 15m 高排气筒排放。

本次评价参考《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(环境部公告 2021 年第 24 号) 中《4411 火力发电、4412 热电联产行业系数手册》, 结合拟建项目燃料气实际情况, 烟气量产污系数为 24.55m³/m³-天然气, 颗粒物产污系数为 103.9mg/m³-原料, 二氧化硫产污系数 2Smg/万 m³-原料; 拟建项目燃气发电机采用低氮燃烧装置, 本次评价氮氧化物排放浓度取 50mg/m³。以天然气为燃料的燃气发电机产污系数如下。

表 3.3-3 燃气发电机组燃烧废气排放情况表

类别	污染物	燃气量 (m ³ /h)	烟气量 (m ³ /h)	产污系数	排放 方式	排放量 (t/a)	排放 速率 (kg/h)	排放 浓度 (mg/m ³)
燃气发 电机组	颗粒物	969	23788.95	103.9mg/m ³ -燃料	15m 高排 气筒排放	0.8	0.1	4.2
	SO ₂			2Smg/m ³ -原料		1.55	0.2	8.4
	NO _x			50mg/m ³ -原料		0.39	0.05	2.1

备注: ①S 是指燃气收到基硫分含量, 单位为 mg/m³。例如燃料中含硫量(S)为 200mg/m³, 则 S=200。根据原料气成分报告, 项目天然气含硫, 项目使用经脱硫后的天然气作为燃料, 脱硫后天然气硫含

量 $\leq 100\text{mg}/\text{m}^3$ ，本次评价取 $S=100\text{mg}/\text{m}^3$ 进行核算。

②氮氧化物参照《工业锅炉污染防治可行技术指南》（HJ1178-2021）中相关要求，本次取 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。

④脱酸单元酸气

站内脱酸过程产生的酸性废气，主要成分为 CO_2 和少量水蒸气，通过再生塔顶排气口汇至放空系统排放。根据原料气气质报告，二氧化碳含量为 0.74%，拟建项目设计处理规模为 $10\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，经脱酸处理后的原料气中 CO_2 浓度 $<50\text{ppm}$ ，则 CO_2 产生量为 $1.45\text{t}/\text{d}$ （ $482.85\text{t}/\text{a}$ ）。

⑤无组织排放废气

a.装车区无组织废气

装车时系统采用潜液泵，通过 LNG 装车臂将 LNG 泵入槽车内，整个过程密闭设计，并配有可燃气体探测报警系统，一旦发生泄漏可及时处理。LNG 装车过程中，由于低温槽车受外界热量的影响，罐内液下泵运行时部分机械能转化为热能，使槽车内 LNG 气化产生闪蒸气（BOG）。类比同类型已投产项目，低温槽车内的 LNG 蒸发率约为 0.31%，项目试采规模为 $10\text{万 m}^3/\text{d}$ 。经过计算，LNG 闪蒸气产生量为 $310\text{m}^3/\text{d}$ （ $12.92\text{kg}/\text{h}$ ），这部分蒸发气体使槽车气相空间的压力升高。为保证安全及装卸车工艺需要，本项目设置了槽车安全减压阀，可根据储存期间压力自动排出 BOG。装车区设置 BOG 回收系统，回收的 BOG 返回脱酸单元入口，少量未收集到的 BOG 气体无组织排放。

拟建项目站场在站场工艺管道设备区存在一定量的无组织排放，主要污染物为非甲烷总烃和硫化氢。根据天然气试采作业的特点，所有过程均在高压密闭环境下实施天然气的闭路循环试采，站场无组织挥发性有机物主要来自阀门、法兰、设备等系统的跑、冒、滴、漏。主要污染物为非甲烷总烃、硫化氢，参考类似已建地面工程无组织排放情况，根据站场内部管线、设备容积，按每天百万分之一的泄漏率进行计算。拟建项目井站设计产气量为 $10\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ （相对密度约 0.5729），根据气质分析报告，非甲烷总烃含量为 1.75%，硫化氢含量为 $380\text{mg}/\text{m}^3$ ；按最不利情况计，则拟建项目天然气泄漏量为

0.1m³/d, 非甲烷总烃泄漏源强约 0.0034kg/d(0.0011t/a), 硫化氢泄漏源强约 0.38×10⁻⁴kg/d (0.13×10⁻⁴t/a)。

b. 气田水储运产生的 VOCs

吉富 19 井天然气经站内气液分离后, 气田水储存于站场设置的 2 座污水罐 (单个容积约 30m³) 收集暂存, 根据周边同类项目类比资料, 初期返排阶段气田水中溶解气量约 1%~3%, 后期稳产阶段溶解气占比逐渐降低至 0.5%~2%, 本评价取平均值 1%。根据原料气组分, 原料气中挥发性有机物 (以 VOCs 计) 含量约 0.12%, 本项目气田水年均产生量约 11580m³/a, 气田水在储存运输、运输过程中挥发性有机物将通过无组织形式挥发, 因此本项目气田水储存、运输过程无组织排放的挥发性有机物 (以 VOCs 计) 约 0.139t/a, 排放速率约 0.016kg/h。气田水储运过程产生的挥发性有机物速率较低, 产生量较小, 通过无组织形式排放。

(2) 非正常工况

项目装置检修时为保证检修过程的安全, 需排空装置及管道内的残留天然气, 根据参考气质报告, 项目天然气含硫, 项目设置放空火炬 1 座 (DN250 H=30m) 进行集中放空燃烧, 火炬设长明灯, 并设置有自动点火及火焰检测。拟建项目设备检修预计每年约 1 次, 放空量约为 30m³/次, 放空区远离站场周边农户, 放空时间约 10 分钟, 根据参考气质报告, 甲烷含量 97.2%, 则每次放空后产生的甲烷量约为 0.021t。

非正常工况下项目放空废气难以回收, 通过放空火炬燃烧排放, 满足《甲烷排放控制行动方案》(环气候〔2023〕67 号) 控制措施要求。

(3) 废气污染物产生及排放情况汇总

本项目废气污染物产生及排放情况汇总如下:

表 3.3-4 废气污染物产生及排放情况汇总

产污环节	污染物	核算方法	废气量 (m ³ /h)	治理前			治理设施	排放情况			排放 时间 (h)	排放 去向
				产生浓度 (mg/m ³)	产生速率 (kg/h)	产生量 (t/a)		排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	排放量 (t/a)		
水套炉	颗粒物	产污 系数 法	516.4	10.27	0.0053	0.042	经1根15m高的排气筒排 放	10.27	0.0053	0.042	8000	大气 环境
	SO ₂			19.37	0.01	0.08		19.37	0.01	0.08		
	NO _x			5.8	0.003	0.02		5.8	0.003	0.02		
导热油炉	颗粒物	产污 系数 法	1547.3	10.53	0.0163	0.13	经 1 根 15m 高的排气筒 排放	10.53	0.0163	0.13	8000	大气 环境
	SO ₂			2.6	0.004	0.03		2.6	0.004	0.03		
	NO _x			5.17	0.008	0.06		5.17	0.008	0.06		
燃气发电 机组	颗粒物	产污 系数 法	23788.9 5	4.2	0.1	0.8	经余热回收装置利用余 热后通过15m高排气筒 排放	4.2	0.1	0.8	8000	大气 环境
	SO ₂			8.4	0.2	1.55		8.4	0.2	1.55		
	NO _x			2.1	0.05	0.39		2.1	0.05	0.39		
脱酸单元	CO ₂	/	/	/	0.18	1.45	再生塔顶排气口汇至放 空系统排放。	/	0.18	1.45	8000	大气 环境
	H ₂ O	/	/	/	/	/		/	/	/		
生产装置 区	非甲烷 总烃	/	/	/	0.00014	0.0011	装车区设置 BOG 回收系 统, 回收的 BOG 返回脱 酸单元入口, 管线逸散的 少量废气无组织排放	/	0.00014	0.0011	8000	大气 环境
	H ₂ S	/	/	/	0.0000016	0.000013		/	0.0000016	0.0000 13		
污水收集 罐	VOCs	/	/	/	0.016	0.139	无组织排放	/	0.016	0.139	8000	大气 环境

3.3.2 运营期废水排放及治理措施

根据前述运营期工艺流程及产污分析，拟建工程运营期正常工况下废水包括井口工艺单元分离计量撬分离的气田水、脱水单元分子筛脱水塔冷凝水、循环冷却水、空压系统循环排水、生活污水以及井站场区初期雨水。非正常工况废水主要为检修废水、放空分离废液。

(1) 正常工况下

①气田水

站场天然气经站内气液分离后，气田水经站场内设置的 2 座污水罐（单座容积约 30m^3 ）收集暂存，根据周边同类项目类比资料及类比吉富 6 井工程，排液生产期气田水产生量约 $40\text{m}^3/\text{d}$ ，稳产期气田水产生量约 $15.6\text{m}^3/\text{d}$ 。其中排液期约 7~14 天，本评价取 14 天进行计算，则本项目第一年气田水产生量约 5536.4m^3 ，第二年气田水产生量约 5194.8m^3 ，气田水年均产生量约 $5365.6\text{m}^3/\text{a}$ ，日均产生量约 $16.12\text{m}^3/\text{d}$ ，主要污染物为氯化物，SS、石油类，污染物浓度约为 COD 为 1940mg/L 、SS 为 707mg/L 、石油类为 100mg/L 、氯化物为 218000mg/L 。

分离的气田水经 2 座污水罐（单座容积 30m^3 ）收集，定期转运至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理进行处理或拉运至纳 59 井回注工程进行回注处理，或转运至具有处理能力的污水处理厂（站）、回注井处理。

②脱水单元分子筛脱水塔冷凝水

井口来气经预处理单元原料气过滤分离器分离一部分后进入脱酸单元，此时预处理后的天然气仍存在部分水分，项目采用 2 塔等压工艺脱水，进一步分离天然气中水分，冷凝液通过脱水单元中脱水再生分离器排出，根据项目设计资料，脱水单元冷凝液产生量为 $0.2\text{m}^3/\text{d}$ ，全年产生量为 $66.6\text{m}^3/\text{a}$ 。经站场设置的 2 座污水罐（单座 30m^3 ）收集暂存，定期由罐车定期转运至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公

司处理进行处理或拉运至纳 59 井回注工程进行回注处理，或转运至具有处理能力的污水处理厂（站）、回注井处理。

③循环冷却水

根据工艺提供资料及总图可知，本项目脱水过程中冷却器采用空冷器，冷却介质为脱盐水，属于闭式循环，循环水量为 650m³，正常工况下不更换。非正常工况下仅需补充少量脱盐水，根据其他地区多年的运行经验，每月实际情况补充量为循环水量的 1.5%，因此，循环冷却脱盐水总补水量为 117m³/a，冷却水全部循环使用不外排。

④空压系统循环排水

项目采用空压制氮机为项目制造所需氮气，空压系统排水为 0.5m³/d，则全年废水量为 166.5m³/a，主要污染物为 COD、SS、石油类，主要污染物浓度为 COD500mg/L、SS300mg/L、石油类 12mg/L，经站场设置的 2 座污水罐（单座 30m³）收集后定期转运至相关单位处置。

⑤生活污水

站场总劳动定员 25 人，其中管理人员 4 人，操作人员 21 人，三班制，3 人/班，用水量取 80L/人·d，试采时间约 333d，则站场人员生活用水量为 0.56m³/d，186.48m³/a。产污系数按 0.85 计，生活污水产生量为 0.48m³/d，159.84m³/a，主要污染物为 COD、BOD₅、SS、氨氮等，浓度分别为 400mg/L、200mg/L、300mg/L、25mg/L。生活污水依托站场已建旱厕收集后用于周边农田施肥，不外排。

⑥初期雨水

初期雨水参照自贡市主城区暴雨强度公式《关于发布自贡市暴雨强度公式（修订）的通知》（自住建发〔2017〕108 号）：

$$q = \frac{1986(1+0.945\lg P)}{(t+14.9)^{0.703}}$$

(适用范围：5≤t≤180min，2≤P≤10 年)

式中：q——暴雨强度，L/s.hm²；

P——重现期，无量纲；本项目取 2 年；

t——降雨历时，min；本项目取 15 分钟；

计算的暴雨强度为 206.52 L/s.hm²，初期雨水量计算公式如下：

$$Q=\varphi\times q\times F\times t$$

式中：Q——初期雨水量，L；

q——暴雨强度，L/s.hm²；

F——汇水面积，hm²；

φ ——流量系数(混凝土路面取 0.9)；

t——降雨历时，s；本项目取 15 分钟。

项目厂区汇水面积 2.4452hm²，计算得的初期雨水量约 409m³，雨水通过地面坡度散排至站场雨水沟。

吉富 19 井站依托原钻井工程已建成的井场建设，井场内均已地面硬化，地面径流产生的少量雨水根据场地自然坡度，并通过雨水沟排放至集液池，同井口方井内少量积水定期采用便携式潜水排污泵输至罐车运至具有处理能力的水处理站、回注井进行处理。

(2) 非正常工况

①放空分离液

井站装置检修时为保证检修过程的安全，需排空装置及管道内的残留天然气，残留天然气通过放空分液罐进行气液分离。设备检修预计每年约 1~2 次，放空分离液产生量约为 0.05m³/次，暂存于放空分液罐中，定期由罐车定期转运至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理进行处理或拉运至纳 59 井回注工程进行回注处理。放空分离液主要污染物为氯化物、COD、石油类，浓度同采出水。

⑦检修废水

本工程工艺设备进行检修，单次检修废水排放量约 0.3m³/次，1 年 1~2 次/年，排放方式为间歇式排放，主要污染物及浓度为 COD，石油类、氯化物，经站场设置的 2 座污水罐收集暂存，定期罐车外运至具有回注处理能力的回注井进行回注处理或其他符合环保手续的的第三方单位处理达标后排放。

②放空分离液

站场装置检修时为保证检修过程的安全，需排空装置及管道内的残留天然气，残留天然气通过放空系统进行点火燃烧后经 30m 高放空立管排放。本工程设备检修预计每年约 1~2 次，放空分离液产生量约为 0.05m³/次，则项目产生放空分离液最大量为 0.1m³/a，罐车定期外运至具有回注处理能力的回注井进行回注处理或其他符合环保手续的的第三方单位处理达标后排放。

3.3.4 运营期噪声排放及治理措施

拟建项目噪声主要为井站噪声井站声源主要为工艺区内的设备气流摩擦噪声，工艺区设备主要为井口节流橇、加热节流橇、气液分离橇、脱水脱汞橇、压缩机、发电机组等。项目主要噪声源调查详见下表。

表 3.3-4 噪声源强调查清单一览表

序号	声源名称	空间相对位置			声源强度/dB (A)		声源控制措施	治理后源强/dB (A)	运行时段
		X	Y	Z	声压级 dB (A)	距声源距离 m			
1	井口节流橇	111.93	60.15	1	75	1	水泥混凝土基座基础减振、设置隔声屏障	60	连续排放
2	气液分离橇	105.82	52.01	1	75	1	基础减振、建筑隔声，置于集装箱式隔声间	60	连续排放
3	脱水脱汞橇	97.68	50.38	1	80	1	选用低噪声设备，基础减振、建筑隔声，置于集装箱式隔声间	75	连续排放
4	燃气发电机组	154.28	31.24	1	90	1	采基础减振、隔声、消声、设置声屏障，发电机置于集装箱式隔声间，排烟系统安装消声器	75	连续排放
5	压缩机	105.01	41.01	1	90	1	基础减振、建筑隔声，设置声屏障，置于集装箱式隔声间	75	连续排放
6	放散系统	108.26	101.28	1	75	1	/	60	偶发

3.3.5 运营期固体废物产生及治理措施

拟建项目营运期产生的固废主要是站场装置区废分子筛及惰性瓷球、废滤芯、脱酸单元 MDEA 过滤器及废包装物、废活性炭、废脱硫剂、脱汞单元废脱汞剂以及压缩机等设备废润滑油、废导热油，工作人员生活垃圾。

（1）生活垃圾

运营期站场值守人员为 3 人/班和管理人员 4 人，共 9 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/（人·d）计算，则生活垃圾产生量为 4.5kg/d（1.5t/a），定点收集后交由当地环卫部门统一处置。

（2）一般固废

①废分子筛及惰性瓷球：脱水单元干燥塔内填充的分子筛及惰性瓷球（作为分子筛的载体），冷剂干燥塔内填充的分子筛、每 2 年更换一次，产生量约 3.5t/a。分子筛是一种碱金属硅铝酸盐，拟建项目工艺为吸附原料气中的水分、杂质气体等，由于采用分子筛再生热吹工艺，废弃的分子筛含量微量气田水，废分子筛属于《固体废物分类与代码目录》（公告 2024 年第 4 号）中 SW59 其他工业固体废物，废物代码“900-005-S59”，属于一般固废，更换后交由厂家回收再生利用。

②废过滤器：脱酸单元粉尘过滤器内更换的废过滤器，主要过滤干燥后原料气中可能带出的干燥剂颗粒杂质，废过滤器属于《固体废物分类与代码目录》（公告 2024 年第 4 号）中 SW59 其他工业固体废物，废物代码“900-009-S59”，一般工业固废，由厂家回收利用，产生量约 0.2t/a。

③除盐水系统产生的废滤芯、滤膜：除盐水系统滤芯、滤膜一次投入量为 0.2t，每半年更换 1 次，即废滤芯、废滤膜产生量为 0.4t/a，收集后交由环卫部门清运处置。

（3）危险废物

脱酸单元 MDEA 过滤器及废包装物：脱酸单元中所用 MDEA 溶液的废弃包装物，约 0.2t/a，属于危险废物 HW49 其他废物，危废代码“900-041-49”，收集后暂存于危废间交由有危废处置资质的单位收运处置；MDEA 过滤器内填充的活性炭，

每年更换，处置量约 0.4t/a，属于危险废物 HW49 其他废物，危废代码“900-039-49”，收集后暂存于危废间定期交由有危废处置资质的单位收运处置

废脱汞剂：本项目脱水脱汞工序脱汞罐采用载硫活性炭进行脱汞，将产生废活性炭，根据活性炭使用管理规范，项目正常情况下脱水脱汞单元工艺过程脱汞罐中活性炭装填后每 3 个月需更换一次，每次更换产生废活性炭量约 0.5t，因此废活性炭年产量为 2t/a。根据《国家危险废物名录》（2025 年版），项目废脱汞剂（载硫废活性炭）危险废物 HW29 含汞废物，危废代码为“072-002-29”，集中收集暂存交危废处置资质的单位收运处置。

废润滑油：拟建项目泵类设备、空压机等机械设备使用润滑油，润滑油在使用过程中，由于受到外界作用，如机械杂质、灰尘、氧化物、水汽等的影响而氧化、变质、解聚和老化，使用性能变坏，因而需要增补或更换，产生废润滑油根据《危险废物管理名录》（2025 年版），属于 HW08 类废矿物油，危废代码“900-217-08”。废机油产生量为 0.5t/a。

废导热油：项目营运期供热单元用导热油作热载体，项目正常情况下，余热回收系统导热油每 3~5 年更换 1 次，每次约 1.2t，根据《危险废物管理名录》（2025 年版），废导热油属于 HW08 类废矿物油，危废代码“900-249-08”，集中收集交有危废处置资质单位转运处置。

污水罐污泥：拟建项目气田水等生产废水在污水罐储存过程中有污泥产生，根据建设单位同类井场运营经验，污水罐污泥产生量约 1t/a。根据《危险废物管理名录》（2025 年版），污水罐及污水池污泥属于 HW49 类其他废物，危废代码“772-006-49”。污泥定期清理，立即采用专用容器分类封装，暂存于危废暂存间，并由专用危废运输车辆外运交由有危废处置资质的单位进行收运处置。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号），本项目危险废物汇总表如下：

表 3.3-5 固废产生及处置情况一览表

固废名称	来源	固废属性	固废代码	产生量 t/a	处置方式
废分子筛及惰性瓷球	脱水	一般工业固废	SW59 900-005-S59	3.5	每 2 年更换一次，厂家定期更换回收
废过滤器	脱酸单元		SW59 900-009-S59	0.2	由厂家定期更换回收
废滤芯、滤膜	除盐水系统		SW59 00-009-S59	0.4	收集后交由环卫部门清运处置
MDEA 溶液的废弃包装物	脱酸	危险废物	HW49 900-041-49	0.2	收集后暂存于危废间，定期交由危废资质单位处置
MDEA 过滤器内填充的活性炭	检修		HW49 900-041-49	0.4	收集后暂存于危废间，定期交由危废资质单位处置
废脱汞剂	脱水脱汞工		HW29 900-072-29	2	收集后暂存于危废间，定期交由危废资质单位处置
废润滑油	设备危险		HW08 900-217-08	1.5	收集后暂存于危废间，定期交由危废资质单位处置
污水罐污泥	污水罐		HW49 772-006-49	1	收集后暂存于危废间，定期交由危废资质单位处置
生活垃圾	站场值守人员	生活垃圾	900-099-S64	1.5	设垃圾桶定点收集后交由当地环卫部门统一清运处置

表 3.3-6 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	处置方式
1	MDEA 溶液的废弃包装物	HW49	900-041-49	0.2t/a	原辅料储存	固态	有机溶剂	有机溶剂	3 个月	毒性、易燃	专用包装封装，暂存于危废暂存间，并由专用危废运输车辆外运交由有危废处置资质的单位进行收运处置。设置危废暂存间 1 座，位于站场北部厂前区，面积约 10m ² 。
2	MDEA 过滤器（废活性炭）	HW49	900-039-49	0.4	脱酸单元	固态	有机溶剂	有机溶剂	1 年		
3	废脱汞剂	HW29	072-002-29	1.5	脱汞床	固态	汞	汞	3 个月		
4	废润滑油	HW08	900-249-08	0.5	设备维护	液态	矿物油	矿物油	1 年		
5	污水罐污泥	HW49	772-006-49	1	污水罐	半固态	有机物、汞等	有机物、汞等	1 年		

3.3.6 营运期三废产排情况统计

项目营运期污染物产排情况见下表。

表 3.3-7 营运期主要污染源和污染物统计表

环境要素	污染物	主要污染物	产生情况		污染防治措施	排放情况		排放去向
			浓度 mg/m ³	产生量 (t/a)		浓度 mg/m ³	排放量 (t/a)	
废气	水套炉燃烧废气	颗粒物	10.27	0.042	经1根15m高的排气筒排放	10.27	0.042	大气环境
		SO ₂	19.37	0.08		19.37	0.08	
		NO _x	5.8	0.02		5.8	0.02	
	导热油炉燃烧废气	颗粒物	10.53	0.13	经 1 根 15m 高的排气筒排放	10.53	0.13	大气环境
		SO ₂	2.6	0.03		2.6	0.03	
		NO _x	5.17	0.06		5.17	0.06	
	燃气发电机燃烧废气	颗粒物	4.2	0.8	经余热回收装置利用余热后通过15m高排气筒排放	4.2	0.8	大气环境
		SO ₂	8.4	1.55		8.4	1.55	
		NO _x	2.1	0.39		2.1	0.39	
	脱酸单元	CO ₂	0.18	1.45	再生塔顶排气口汇至放空系统排放。	0.18	1.45	大气环境
		H ₂ O	/	/		/	/	
	生产装置区	非甲烷总烃	/	0.0011	装车区设置 BOG 回收系统，回收的 BOG 返回脱酸单元入口，管线逸散的少量废气无组织排放	/	0.0011	大气环境
		H ₂ S	/	0.000013		/	0.000013	
废水	污水收集罐	VOCs	/	0.139	无组织排放	/	0.139	大气环境
	检修/事故放空废气	甲烷、非甲烷总烃	/	0.021	放空废气通过放空系统进行点火燃烧后经 30m 高放空立管排放	/	0.021	大气环境
	气田水	COD、氯化物、石油类	/	5365.6m ³ /a	分离的气田水经 2 座污水罐收集后定期转运至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理进行处理或拉运至纳 59 井回注工程进行回注处理，或转运至具有处理能力的污水处理厂（站）、回注井处理。	/	5365.6m ³ /a	不外排
	分子筛脱水冷凝水	pH、COD、石油类、氯化物	/	66.6m ³ /a	经 2 座污水罐及污水池收集后定期转运至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理进行处理或拉运至纳	/	66.6m ³ /a	

					59井回注工程进行回注处理，或转运至具有处理能力的污水处理厂（站）、回注井处理			
	循环冷却水	/	/	/	定期补充，循环使用，不外排	/	/	
	空压系统循环排水	COD、SS、石油类	/	166.5m³/a	废水经收集后在废水池内暂存定期转运至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理进行处理或拉运至纳59井回注工程进行回注处理，或转运至具有处理能力的污水处理厂（站）、回注井处理。	/	166.5m³/a	
	生活污水	pH、COD、BOD5、SS、氨氮	/	240m³/a	依托站场撬装式旱厕收集后用于周边农户农田施肥处理，不外排	/	240m³/a	
	初期雨水	SS	/	409	根据场地自然坡度，通过雨水沟排入集液池，同井口方井内少量积水定期采用便携式潜水排污泵输至罐车运走	/	409	
噪声	设备噪声	噪声	75~95dB		选用低噪声设备，设备基础减振，站场装置区和放空区设置围墙，定期保养维护设备，保证设备正常运行	<50dB（A）		声环境
	放空噪声	噪声	105dB（A）		偶发噪声	105dB（A）		
固废	一般固废	废分子筛及惰性瓷球	3.5		厂家统一回收利用	3.5		不外排
		废过滤器	0.2		厂家统一回收利用	0.2		
		废滤芯、滤膜	0.4		收集后交由环卫部门清运处置	0.4		
		生活垃圾	1.5		交当地环卫部门处理	1.5		
	危险废物	MDEA溶液的废弃包装物	0.2		采用专用容器分类封装，暂存于危废暂存间，并由专用危废运输车辆外运交由有危废处置资	0.2		
		MDEA过滤器（废活性炭）	0.4					
		废脱汞剂	2					

	废润滑油	1.5	质的单位进行收运处置。设置危废暂存间 1 座，位于站场北部厂前区，面积约 10m ² 。		
	污水罐污泥	1			

3.4 退役期产排污分析

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终气田进入退役期。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的气田开发工作人员将陆续撤离气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。气井停采后应按《油气田开采废弃井永久性封井处置作业规程》（GB/T43672-2024）中封井规范进行退役封井处置。封井作业产生的废水、固废委托有资质的单位处置，封堵后将采取一系列清理工作，包括地面设施拆除、临时占地范围内水泥平台或砂砾石铺垫清理，随后进行复垦和植被恢复。清理工作会产生少量扬尘和废弃建筑材料。因此，闭井操作过程中应注意采取降尘措施，将产生的废弃建筑材料集中收集后外运至指定的固体废物填埋场处置。与此同时，还要进行永久性占地等地表植被的恢复，主要措施及方案为：

（1）站场清理工作：地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在闭井施工操作中注意降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生。

（2）固体废物的清理和收集：井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、废弃建筑残渣等进行集中清理收集，管线回收再利用，废弃建筑残渣外运至建筑垃圾填埋场处置。

（3）永久性占地地表恢复：井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复。为使土地功能的尽快

恢复，可增施肥料，加强灌溉等。在施肥时，应注意把有机肥和化肥结合起来用，以改良土壤结构及其理化性质，提高土壤的保肥保水能力，以恢复土壤的生产能力。

退役后井站对环境的影响将会消失。

3.5 清洁生产与总量控制

3.5.1 清洁生产

清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。清洁生产的最终目的是提高资源利用率，减少和避免污染物的产生和排放，保护和改善环境，实现经济和环境协调持续发展。

本章将对本项目的产品、原材料、工艺技术的清洁性以及三废治理工艺的先进性进行分析比较，并提出清洁生产措施和建议等。

1、工艺技术选择合理性分析

（1）生产工艺先进性

该项目在满足生产的条件下，整个生产过程是密闭式生产，降低了运行和维护成本，实现了清洁的工艺流程。

（2）自动控制

为了对站场进行集中监视/控制和管理，根据试采规模、流程特点、操作和管理水平要求，参照国内同类型工程站场自动化方面的成功经验，本项目采用计算机控制系统进行三级控制。自控系统通过对工艺装置区运行过程中的关键参数（压力、温度等）过程工作状况进行连续监视，检测其相对于预定安全操作条件的变化，当所检测的过程变量超过其安全限定值时，立即对生产设备进行操作，也就是对生产设备实施自动关断，力争将生产过程设置成安全的状态，把恶性事故的可能性降到最低的程度，保护人员、生产设备、周边环境的安全

2、产品的清洁性分析

本项目产品为天然气，天然气是清洁、优质、具有竞争力的能源和化工原料。天然气单位热量所产生的温室气体 CO₂ 只是煤炭的一半左右，比石油少三分之一。天然气与电力比较，在燃料费用上的节省是显著的，但投资费用较大；与焦炭、原煤比较，虽无价格优势，但环保性和产品质量优势明显；与汽油、液化气相比，其价格和环境性能也有明显优势，天然气替代工业用油和液化石油气，有直接的经济效益，容易被用户接受，同时技改的投资少。

天然气的利用一直受到工业发达国家的重视，目前美国国内一次性能源的消费结构中，天然气已超过原煤，仅次于石油而居第二。

3、节能措施

(1)为了减小因天然气泄漏、燃烧而产生的次生灾害，在站场进出站设置了 ESD 紧急截断阀，在站内发生紧急状况时紧急关闭，将站内天然气的排放或泄漏限制在最小范围内。

(2)充分利用天然气的压力能输气；

(3)对整个工艺系统进行计算分析，合理布置站场；

(4)站内设备选型，选用密闭性能好，使用寿命长，能耗低的阀门和设备，避免和减少由于阀门等设备密封不严造成的天然气损耗；

(5)简化站内流程，减少站内压降损失；

(6)设置自动检漏报警系统，及时发现漏气点，减少漏气损失；

(7)站内设备运行采用数据采集集中监控，借助先进的管理软件和计算机系统，使站内系统优化运行，减少运行中的能量损耗。

4、清洁生产结论

本工程采用了先进的生产工艺和较高的自动控制水平，减少了“三废”排放源，在工艺技术、能耗、污染物的排放等方面均符合清洁生产原则，最大限度地减少了

污染物排放及能源消耗，最大限度地保证站场的安全生产，达到国内先进的清洁生产水平。

3.5.2 污染物总量控制

污染物总量控制是在当地环境功能区划和环境功能要求的基础上，结合当地污染源和总体排污水平，将各企业允许排放总量合理分析，以维持经济、环境的合理有序发展的，达到预定环境目标的一种控制手段。

本项目建成后，正常运行时天然气处于密闭输送状态，一般无天然气污染物直接外排。正常工况条件下，井站有组织排放的大气污染物主要为水套炉废气、导热油炉废气、燃气发电机组燃烧废气产生的 NO_x 、 SO_2 、颗粒物， NO_x ：0.47t/a、颗粒物：0.972t/a、二氧化硫：1.66t/a；无组织排放废气非甲烷总烃为 0.0011t/a。

本项目运营期正常工况条件下，项目产生的气田水、脱水脱汞系统冷却分离设施废水、空压系统循环废水、检修废水经收集后定期转运至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理进行处理或拉运至纳 59 井回注工程进行回注处理，或转运至具有处理能力的污水处理厂（站）、回注井处理。员工生活污水经旱厕收集，均定期由污水罐车转运至相关单位进行处置。本项目无水污染物直接排放。

拟建项目为天然气试采项目，地面采气为全密闭管道内的天然气开采，燃气发电机组使用本项目所生产清洁能源天然气，结合天然气试采建设项目产排污特点，在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，本评价建议项目不核定总量指标。

3.5.3 温室气体管控措施

本项目为天然气试采项目，正常运行时天然气处于密闭输送状态，仅水套加热炉、燃气发电机组和导热油炉燃用清洁能源天然气产生少量 CO_2 和非正常工况下进行放空产生 CH_4 ，由于采用了先进的生产工艺和设备，导热油炉热源来自余热回收系统，站场检修次数较少，且本项目采取加强站场巡检，检修或事故状态下天然气通过 30m 高放空管点火燃烧后排放，项目采取清洁生产工艺、清洁天然气原料等措施

施降低温室气体的排放，故本项目产生的温室气体不会对周边大气环境造成明显不利影响。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

自贡市位于四川盆地南部，市境东邻隆昌、泸县，南连南溪、江安、宜宾，西接犍为、井研，北靠内江、威远、仁寿，地跨东 $104^{\circ}2'57''\sim 105^{\circ}16'11''$ ，北纬 $28^{\circ}55'37''\sim 29^{\circ}38'25''$ 之间，东西长 119.6km，南北宽 97.2km，是川南的腹心地带。自贡市区距成都 210km，距重庆 206km，距内江和宜宾分别为 38Km 和 68Km，均有高速公路相通；市区距乐山、泸州分别为 127km 和 68km，均为国家二级公路相连。内昆铁路从内市区 39.6Km，交通十分方便。

贡井区地处四川盆地南部丘陵地带，属沱江水系的旭水河自西向东横贯全境。地理位置介于东经 $104^{\circ}24'30''\sim 104^{\circ}44'30''$ ，北纬 $29^{\circ}08'10''\sim 29^{\circ}27'30''$ 之间，总面积 417.6 平方公里。毗邻内江市、宜宾市、乐山市。

项目位于自贡市贡井区莲花镇新民村，项目地理位置详见附图 1。

4.1.2 气候、气象

区境地处川东川西分界线上，全年气压、气温、降水等有季节性变化。属亚热带湿润季风气候，四季分明。冬季受北方季风影响，气压高，温和少雨；夏季受西太平洋或北印度洋季风控制，气压低，高温多雨；秋因南北冷暖气团形成锋面或南或北移动的影响，多绵雨、湿度大。冬季寒冷干燥，季风强大，持续、稳定，境内出现冬干或倒春寒。除四季一般气象外，温暖湿润的夏季风强劲年份，锋面和雨带过快推进到北方，境内 5 至 6 月份出现干旱；一般年份，7 月锋面和雨带推移到华北地区后，境内气流单一，缺少降水条件，7 至 8 月份出现伏旱。

全年气温变化与同纬度地区相比，是春旱、气温多变，夏季时间较长，雨量集中；秋凉时间较短，湿度大；冬雪少，四季分明，无霜期长达 300 天以上。全年阴

雨天多，日照偏少，年际有旱涝灾害性天气出现。气温：全年平均气温 17.0℃，最高气温 37℃，最低气温-2.8℃。最冷月为 1 月，平均气温为 5.0~6.4℃，最热月为 7 月，平均气温为 24~26℃左右。

降雨：多年平均降雨量为 1030 毫米左右，全年降雨分布不均，夏季占 56%，个别年占 79%，秋季多绵雨，占 23%。降雨年际变化较大，多雨年可多达 1430 毫米，少雨年则不足 730 毫米。

日照：多年平均日 1220~1280 小时，全年日照百分率为 28%。

湿度：全年无霜期为 300 天以上，有的年份甚至全年无霜。大气多年相对湿度在 78~81%之间，全年中 10 月份相对湿度最大，在 84~86%之间，3、4 月份相对湿度最小，在 72~74%之间。

气压：城区气压为 972.3hPa，1 月最高，为 978 hPa 以上，7 月最低，为 970hPa 以下。

风：整个城区多偏北风，自贡市地区全年主导风向为 N 风向，风频为 9%，次多主导风向为 SE 和 ESE，风频为 7%，全年静风频率为 23%，平均风速为 1.7m/s。

4.1.3 水文

(1) 中溪河：中溪河(旭水河上级支流)：发源于荣县墨林观音岩，在贡井区雷公滩汇入旭水河。河流全长 48.2km，流域面积 219.0km²。该河为荣县、贡井、威远三区县的界河。贡井区境内长度为 32.4km，河道流域面积 108.0km²，河道面积 801 亩，均宽为 16.5m，比降 0.68‰，河道弯曲系数 1.53，多年平均径流量为 2.65m/s，其天然河床糙率 0.035。

(2) 旭水河：旭水河是釜溪河重要的一级支流，发源于九宫山余脉，流经荣县县城、龙潭、桥头、贡井区，于自流井区城区上游双河口汇入釜溪河，全长 118 公里，河道平均比降 0.68‰，流域面积 1022 平方公里。旭水河为自贡市梯级开发河流，有 10 多座堰闸，担负着水源调节、工业用水、农业用水、场镇生活用水及环境用水

的重要功能。金鱼河发源于自流井区境内的农团乡银匠湾，流经自流井区舒平镇、贡井区长土镇、市工业开发区、大安区凤凰乡等地，在贡井城区中心平桥处汇入旭水河，流域跨自流井、大安、贡井三个区，全长 43.6 公里，其中贡井境内长约为 29 公里。

根据现场踏勘，拟建项目周边地表水体为西侧溪沟，距离井口最近距离约 332m，无饮用功能。

4.1.4 地形、地貌

贡井区东南部为起伏不平的中丘，西北部为连绵起伏的低缓丘陵。旭水河从西南向东北横贯境内，属丘陵河谷地貌型。地表形态由正地貌、平坦地貌和负地貌三部分组成。南面丘陵起伏，北面岭埂、溪流相间，多南西至北东走向，属侵蚀性、剥蚀性地貌。旭水河及其支流河谷地带，海拔多在 200—300 米左右。河谷一般有两级阶梯。河床与岸边阶地相对高差 10 至 20 米。河岸两侧阶地以上为中丘、浅丘地貌，浅丘多于中丘，丘间沟壑纵横，冲沟短小，但分布较密。

4.1.5 区域水文地质条件

4.1.5.1 地下水类型及富水性

(1) 地下水类型

评价区地下水类型主要为红层砂泥岩风化带孔隙裂隙水，项目区域大部分地区构造微弱，岩层缓倾，约 3~7 度，在长期的地质作用中形成了较为稳定的风化带，风化带内较发育的裂隙系统为地下水提供了储集空间，而下部弱风化的岩体又起到了相对隔水作用，地下水赋存条件较好。风化带孔隙裂隙水一般为潜水，红层地下水埋藏于浅部砂、泥岩风化带裂隙之中，以砂岩裂隙和泥岩网状微细裂隙储集为主，孔隙储集次之，局部地区，兼有溶蚀孔隙、裂隙储水，属潜水类型，部分微具承压，上部淡水带往往储集在风化裂隙里，埋藏浅，一般埋深在 30m 以内。

根据区域水文地质资料及本次水文地质勘察显示，区域红层风化带厚度一般不超过 50m，含水层厚度一般 15~30m，在不同地形部位有所区别。在丘（山）顶，特别是平缓山脊（丘坡），风化较深，谷坡风化深度与岩层组合及地形坡度有关。但通常是由软硬相间的岩层组成阶梯状谷坡，井场越宽，谷坡越缓，其风化带厚度越大，也越利于地下水的富集。沟底风化深度一般不大。

（2）含水岩层（组）及富水性

风化带孔隙裂隙水含水层在区内分布面积较广，井场周边主要为白垩系中统夹关组地层为主，岩性为砖红色厚层块状长石石英砂岩，中细粒结构，组织疏松，夹透镜体泥岩及薄层粉砂岩，上部颗粒变细，泥岩夹层多，下部砂岩多呈巨厚层状，大型交错层发育，组织疏松，风化剥蚀剧烈。

浅层含水层切割深度 20-50m。岩性以中、细粒石英砂岩为主，上部夹有透镜体泥岩。砂岩占全层的 95%以上，厚层块状、钙质孔隙式胶结，风化后结构疏松，孔隙度为 17.08%。因而潜水以饱和状态埋藏在颗粒孔隙中。

含水层呈现出以下主要储集特点：（1）多层迭置，以厚层砂岩为主要含水层。自流井组以厚层至中厚层砂岩与泥岩不等厚互层，而以砂岩为主要含水层，中细粒，结构疏松，层理不清，裂隙不发育。纵向上，由下而上砂岩单层厚度变薄，颗粒变细。（2）以裂隙储集为主要形式，所见较好井泉皆处于裂隙相对发育地段，裂隙有垂直层面、层间和层面三类，为地下水储集、径流、溢出通道，又以垂直层面为主要形式。（3）岩性以泥岩为主，夹砂岩和泥灰岩、结晶灰岩，泥岩多组成深切丘陵中顺走向延伸的条形谷地，表面平坦，为风化物覆盖，泉水稀少，水井多与地表水田水补给有关，水量不大，一般为 0.01-0.05L/s。

结合附近井场周边钻孔数据，区域风化带厚度一般不超过 50m，含水层厚度 15~30m，含水层渗透系数 0.0584m/d，据资料，枯季径流模数 0.3~0.5L/s·km²。根据抽水试验结果，单孔涌水量小于 100m³/d，水量贫乏。

4.1.5.2 地下水补给、径流、排泄条件

区内基岩裂隙水由大气降水和地表水体渗入补给，补给条件受裂隙发育程度、地形地貌特点、降雨及地表水体分布等因素控制。区内风化带网状裂隙水区，裂隙发育度稍差，吸收地面补给水的能力较差。

区内基岩裂隙因受风化带裂隙发育程度和丘陵地形条件的制约，一般不能构成区域性径流与循环，总体处于分散补给、分散排泄状态，故富集条件较差。基岩裂隙水具浅循环短途径径流和积极交替的特点。一般在较高位置接受补给后，沿风化裂隙渗入含水带并向低洼处运移，于附近沟谷排出地表；少部分虽能流向稍远沟谷或江河，但因含水层、段随地形起伏发育，运移途径终不太长，故不具备统一的区域性流向。但在径流过程中部分地下水渗入弱风化带，则径流相对缓慢。

区内地下水排泄均具有就近排泄的特点，排泄方式主要有：水平径流排泄、人工开采排泄两种。

吉富 19 井所在评价范围内地下水主要接受大气降水补给。基岩风化带孔隙裂隙水的运动受地形起伏和裂隙、溶孔等组成的孔隙裂隙导水系统的控制。在吉富 19 井所在评价范围中，地下水由丘坡向沟谷运动，汇集于沟谷流入下游河流。

吉富 19 井地下水排泄方式主要有：1）水平径流排泄：发生在该评价范围内的沟口、以地下径流的方式流入下游；2）人工开采排泄：区内居民主要以地下水为生活水源，取水方式主要为分散式居民饮用水井。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气质量达标情况

4.2.1.1 区域环境质量达标情况

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）空气质量达标区判定优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论，包括各评价因子的浓度、标准及达标判定结果等。

为了解项目所在区域环境空气达标情况，本次评价收集了自贡市生态环境局公布的《2024年自贡市生态环境状况公报》，具体为：2024年自贡市主城区环境空气质量有效监测天数366天，优良天数292天，占79.8%，其中优96天，良196天；污染天数62天，占20.2%，其中轻度污染62天、中度污染10天、重度污染2天。

2024年自贡市环境空气质量评价六项指标中细颗粒物PM_{2.5}超标，其余五项指标均达标。其中：细颗粒物PM_{2.5}年均值39微克/立方米，同比下降8.4%；可吸入颗粒物PM₁₀年均值53微克/立方米，同比下降15.9%；二氧化氮年均值20微克/立方米，同比下降14.6%；二氧化硫年均值7微克/立方米，同比上升1.6%；臭氧8小时滑动平均值第90百分位数157微克/立方米，同比上升1.3%；一氧化碳24小时平均第95百分位数0.7毫克/立方米，同比下降12.5%。此本项目所在区域为不达标区。

表4.2-1 自贡市2023年空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	浓度	标准值	P _i 值	达标情况
SO ₂	年均值（ug/m ³ ）	7	60	0.12	达标
NO ₂	年均值（ug/m ³ ）	20	40	0.5	达标
CO	日均值第95百分位浓度值（mg/m ³ ）	0.7	4	0.175	达标
O ₃	日最大8小时均值第90百分位浓度值（ug/m ³ ）	157	160	0.98	达标
PM ₁₀	年均值（ug/m ³ ）	53	70	0.757	达标
PM _{2.5}	年均值（ug/m ³ ）	39	35	1.11	未达标

4.2.1.2 大气环境质量达标规划及控制治理措施

根据自贡市生态环境保护委员会办公室关于印发《自贡市大气环境质量限期达标规划（修订版）》的通知（自环委办[2023]76号），为实现十四五空气质量稳定达标，设定2025年细颗粒物、可吸入颗粒物、二氧化硫、二氧化氮、臭氧、一氧化碳年均浓度稳定达标，年均浓度分别不超过35、66、8、24、160、0.9mg/m³。臭氧污染得到有效控制，实现稳定达标。

治理内容：针对自贡市2025年全市浓度达到国家标准，对工业源、移动源、扬尘源、其他面源等四大源进行减排分析，找出四大源潜在减排点，提出更严的减排对策，从而实现2025年目标。

空气质量改善措施：

①优化调整产业结构。加快建设千亿级新能源产业集群，打造成渝地区新能源产业新高地，实施重点行业综合整治，提升污染治理水平，持续推进挥发性有机物（VOCs）治理，加强工业园区污染防治；

②优化调整能源结构。优化能源结构，强化能源“双控”；

③优化调整交通运输结构。调整运输结构，强化移动源整治，）优化路网结构；

④深化面源污染治理。强化扬尘管控，继续实施全域禁放和禁烧，强化餐饮油烟管控；

⑤进一步提高污染治理能力。提升大气污染应急管控能力，强化污染物协同治理，提高治理能力现代化水平。

通过全面实施《自贡市大气环境质量限期达标规划（修订版）》、积极开展“四大源”环境污染防治工作，预期区域内大气环境质量将得到改善。

4.2.1.3 区域污染物环境质量现状

为了解建设项目周围空气环境质量现状，本项目于 2025 年 3 月 17 日~3 月 23 日委托四川海德汇环保科技有限公司对项目所在地进行了空气环境质量现状监测。

（1）监测内容

监测项目：非甲烷总烃

监测点位：项目所在地下风向居民处

监测时间：连续 7 天监测

监测频率：按监测规范，每天测 4 次

评价标准：非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值

（2）现状评价方法

评价方法：根据《环境影响评价技术导则-大气环境》HJ2.2-2018，现状监测结果以列表的方式给出各监测点大气污染物的不同取值时间的变化范围，并给出各取值时间最大浓度值占相应标准浓度限值的百分比和超标率，并评价达标情况。

(3) 评价结果及分析

监测结果评价及分析见下表。

表 4.2-3 环境空气质量现状监测结果及评价结果 单位 mg/m³

点位 编号	检测 点位	检测项 目	采样日期	检测结果				标准 限值	最大 占标 率 (%)	超标 率 (%)
				第一次	第二次	第三次	第四次			
O1#	项目 所在 地下 风向 居民 处	非甲烷 总烃	2025.3.17	0.56	0.58	0.52	0.51	2.0	29	0
			2025.3.18	0.53	0.48	0.54	0.55		27.5	0
			2025.3.19	0.64	0.49	0.51	0.59		32	0
			2025.3.20	0.68	0.78	0.74	0.69		39	0
			2025.3.21	0.56	0.57	0.60	0.61		30.5	0
			2025.3.22	0.90	0.82	0.83	0.89		45	0
			2025.3.23	0.77	0.73	0.88	0.87		44	0

由上表可知，项目所在地非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值。

4.2.2 地表水现状调查与评价

4.2.2.1 地表水环境质量达标判定

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）要求，水环境质量现状调查应优先采用生态环境保护主管部门统一发布的水环境质量状况信息。本次地表水环境质量现状引用 2025 年 6 月发布的《2024 年自贡市生态环境状况公报》：自贡市 10 个国省考断面优良率为 100%，较去年无变化。老翁桥、李家湾、起水站 3 个断面水质均为优（Ⅱ类）；大磨子、叶家滩、雷公滩、双河口、碳研所、宋渡大桥、越溪河两河口 7 个断面均为良（Ⅲ类）；无轻度污染、中度污染、重度污染水质。旭水河 2024 年旭水河平均水质为良，较 2023 年无明显变化。

因此，项目所在区域内地表水水体水质均达到规定环境功能要求，地表水环境质量状况好。

4.2.2.2 水污染防治规划

根据《2024 年自贡市环境状况公报》水污染防治规划如下：

表 4.2-4 2024 年自贡市生态环境状况公报—水污染防治

序号	水污染防治内容
----	---------

1	统筹开展流域水污染防治，制定并实施《自贡市 2024 年水污染防治重点任务清单》《自贡市 2024 年环境监管重点单位名录》《自贡市入河排污口标志牌设置规范（试行）》《自贡市入河排污口整治销号工作方案》。持续推进水质达标攻坚，累计召开 3 次水质达标攻坚专题会议、11 次河长制工作暨水环境治理会议；组建水质攻坚督导组，常态化开展暗访巡查、跟踪督办，强化问题整改质效，累计发现问题 133 个，整改到位 126 个，全市水环境质量持续改善，10 个省考核断面水质优良率 100%
2	水污染防治。实施重点污染物排放总量控制制度，严格环评和入河排污口审批、排污许可核发，持续减少水污染物排放总量，全年审批环评项目 116 个、入河排污口 5 个，核发排污许可 61 家。“全口径”排查全市入河排污口 500 个、纳入并完成验收销号 149 个；持续推动排污口规范化建设，完成 170 个主要排口立标立牌。严格落实《釜溪河流域支流水质监测及结果运用办法》，对 22 条支流 32 个断面实施月监测、月通报，针对性开展省考断面水质加密监测 1500 余次。依托水网格化监测系统、大数据平台等，密切关注 32 个水网格化站点水质数据，及时处置异常数据。严格涉水污染源监管，持续开展流域专项整治，排查涉水企业和污水处理厂
3	全面落实长江十年禁渔要求，扎实开展中国渔政亮剑行动，依法严厉打击违法捕捞行为，2024 年累计出动执法人员 2091 人次，办理渔政案件 168 件，罚款 12.96 万元，增殖放流鱼类 10 万余尾；开展朱公河、羊叉河、铁钱溪、濑溪河等 7 条小流域综合治理，因地制宜打造生态清洁小流域，完成生态缓冲带建设 16.3 公里、人工湿地建设 1.23 万平方米、河道清淤 2.4 万立方米。完成釜溪河流域植绿补绿 28.62 公里。全市 9 个城市黑臭水体实现“长制久清”。加快推进国家级美丽河湖保护与建设工作，印发《越溪河（自贡市）美丽河湖保护与建设实施方案》，开展美丽河湖建设成效自查自评，达到美丽河湖保护与建设基本要求
4	流域污水防控治理 持续加强城镇污水处理设施建设运行监管，富顺县水资源综合利用中心及配套管网工程完成建设进入调试阶段。自贡高新区污水处理厂等重点项目加紧建设中。中心城区实施 27 个雨污分流项目，新建、改建排水管网 95 公里。建立污水处理厂雨前、雨中、雨后联调联控机制，督促各污水处理厂运维单位加强污水处理调节和处理设施日常运营维护，2024 年共开展 31 次联调联控工作，有效减少雨污混合水入河现
5	农村生活污水治理 印发《2024 年推进乡村振兴战略工作方案》，以“千村示范工程”“厕所革命”等项目为抓手，完成 31 个行政村生活污水治理；强化农村生活污水处理设施日常管理，组织开展农村生活污水集中处理设施排查整治专项行动 4 次，累计排查农村生活污水处理设施 338 处，排查整治问题 58 处；积极推行第三方运维模式，168 处动力或微动力集中处理设施由专业公司负责运维。2024 年全市农村生活污水得到有效治理的行政村占比 80%。

4.2.3 地下水环境质量现状评价

4.2.3.1 监测布点

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）8.3.3.3 现状监测点的布设原则，二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且 具有饮用水开发利用价值的含水层 2~4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。为了解区域地下水环境质量现状，本次评价在项目区设置了 5 个地下水水质监测点位。

表 4.2-5 地下水现状监测点位

点位编号	监测点位置	与井站上下游关系	监测因子	检测频次	备注
------	-------	----------	------	------	----

W1	井场北侧农户水井 1#	侧向	八大离子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 基本因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、总硬度、砷、汞、铬（六价）、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数。 特征因子：COD、石油类、氯化物、硫化物	检测 1 天，每天 1 次	引用《吉富 19 井钻井工程环境影响报告表》中监测数据（川工环监字（2024）第 03060026 号）
W2	井场东侧农户水井 2#	上游			
W3	井场西侧农户水井 3#	侧向			
W4	井场东南侧农户水井 4#	下游			
W5	井场南侧农户水井 5#	下游			
W6	井场东南侧农户水井 4#	下游			本次补充监测

4.2.3.2 监测因子

监测因子：八大离子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-}

基本因子：pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、汞、砷、六价铬、铅、镉、石油类。

4.2.3.3 监测时间及采样频率

引用监测时间为 2024 年 5 月 31 日，监测 1 次。补充监测时间为 2025 年 3 月 18 日。监测 1 天，采样 1 次。

4.2.3.4 评价标准及评价方法

评价标准：《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准。

评价方法：根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），地下水环境质量现状评价方法采用标准指数法，根据现状监测数据进行超标率的分析。

4.2.3.5 监测结果及评价

监测结果及评价如下：

表4.2-6 地下水监测结果统计表单位: mg/L

监测因子	III类标准值	W1		W2		W3		W4		W5		W6	
		监测值	S _{ij}	监测值	S _{ij}	监测值	S _{ij}	监测值	S _{ij}	监测值	S _{ij}	监测值	S _{ij}
pH (无量纲)	6.5~8.5	7.4	0.27	7.2	0.13	7.3	0.20	7.4	0.27	7.2	0.13	6.8	
总硬度	≤450	201	0.45	263	0.58	236	0.52	194	0.43	256	0.57	321	0.71
溶解性总固体	≤1000	466	0.47	573	0.57	525	0.53	451	0.45	634	0.63	376	0.376
铁	≤0.3	0.00124	0.00	0.00242	0.01	0.0018	0.01	0.00103	0.003	0.00133	0.004	<0.02	0.067
锰	≤0.1	0.00344	0.03	0.00086	0.01	0.0004	0.004	0.00031	0.003	0.0003	0.003	<0.004	0.013
挥发性酚类	≤0.002	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	<0.0003	0.15
氯化物	≤250	25	0.10	20.6	0.08	21	0.08	21.4	0.09	38.3	0.15	25.2	0.1008
耗氧量	≤3	0.9	0.30	0.8	0.27	1.1	0.37	未检出	/	未检出	/	1.04	0.35
氨氮	≤0.5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	0.115	0.23
硫化物	≤0.02	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	<0.003	0.15
总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3	未检出	/	未检出	/	1	0.33	1	0.33	2	0.67	2	0.7
菌落总数 (CFU/mL)	≤100	75	0.75	71	0.71	78	0.78	80	0.80	90	0.90	90	0.9
硝酸盐	≤20	8.72	0.44	6.23	0.31	3.44	0.17	3.6	0.18	16	0.80	2.32	0.12
硫酸盐	≤250	18.4	0.07	38.3	0.15	35.1	0.14	38.3	0.15	66	0.26	34.2	0.14
氰化物	≤0.05	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	<0.002	0.04
汞	≤0.001	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	<0.00004	0.01
砷	≤0.01	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	0.001	0.10	<0.0003	0.3
六价铬	≤0.05	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	0.006	0.12
石油类	≤0.05	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	<0.01	0.2
铅 (μg/L)	≤10	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	<0.00009	0.000009
镉 (μg/L)	≤5	0.14	0.03	0.12	0.02	0.11	0.02	0.06	0.01	0.09	0.02	<0.00005	0.00001
氟化物(氟离子)	≤1.0	0.068	0.07	0.094	0.09	0.059	0.06	0.114	0.11	0.15	0.15	<0.002	0.002
钡	≤0.7	0.144	0.21	0.19	0.27	0.301	0.43	0.166	0.24	0.1	0.14	/	/
亚硝酸盐	≤1.0	未检出	/	未检出	/	0.005	0.01	0.003	0.00	0.009	0.01	0.012	0.012

表 4.2-7 地下水八大离子监测结果统计表单位: mg/L

监测因子	监测值					
	W1	W2	W3	W4	W5	W6
CO ₃ ²⁻	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	<5
HCO ₃ ⁻	319	277	400	301	271	322
Ca ²⁺	102	107	96.9	77.0	110	108
Mg ²⁺	10.4	8.64	8.28	9.14	8.86	12
K ⁺	1.58	0.74	1.04	7.50	0.66	<0.05
Na ⁺	13.8	10.9	22.6	14.6	24.5	14.9
Cl ⁻	25.0	20.6	21.0	21.4	38.3	25.2
SO ₄ ²⁻	18.4	38.3	35.1	38.3	66.0	34.2

监测结果表明,本工程所在区域周边地下水水质各监测点位各项监测指标均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中Ⅲ类标准要求。总体来说,项目评价区内地下水环境质量较好。

4.2.3.6 地下水化学类型

地下水化学类型是根据地下水中主要离子(K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、HCO₃⁻、SO₄²⁻、Cl⁻)及矿化度划分的。首先列举出本次项目地下水中的主要离子含量,然后将计量单位 mg/L 换算为当量浓度 meq/L,公示如下:

$$(\text{meq/L}) = \frac{(\text{mg/L})}{\text{元素原子相对原子质量} \times \text{自身离子价}}$$

最后,阴阳离子分别计算毫克当量比,将主要离子中含量大于 25%毫克当量的阴离子和阳离子进行组合并且命名,阴离子在前,阳离子在后可得出地下水化学类型。

本项目地下水各阴阳离子毫克当量浓度占比见下表。

表 4.2-7 地下水各监测点位阴阳离子毫克当量浓度占比一览表

	1#			2#			3#			4#			5#			6#		
离子	实测值 (mg/L)	毫克 当量 浓度 (meq/L)	比例 (%)	实测值 (mg/L)	毫克 当量 浓度 (meq/L)	比例 (%)	实测值 (mg/L)	毫克 当量 浓度 (meq/L)	比例 (%)	实测值 (mg/L)	毫克 当量 浓度 (meq/L)	比例 (%)	实测值 (mg/L)	毫克 当量 浓度 (meq/L)	比例 (%)	实测值 (mg/L)	毫克 当量 浓度 (meq/L)	比例 (%)
K ⁺	1.58	0.04	0.6	0.74	0.02	0.3	1.04	0.03	0.45	7.5	0.19	3.5	0.66	0.02	0.27	0.05	0.0013	0.02
Na ⁺	13.8	0.60	9.08	10.9	0.47	7.17	22.6	0.98	15	14.6	0.63	11.6	24.5	1.07	14.6	14.9	0.65	9.25
Ca ²⁺	102	5.10	77.16	107	5.35	81.55	96.9	4.85	74.05	77.0	3.85	70.9	110	5.50	75.03	108	5.39	76.67
Mg ²⁺	10.4	0.87	13.16	8.64	0.72	10.98	8.28	0.69	10.5	9.14	0.76	14	8.86	0.74	10.09	12.0	0.987	14.04
HCO ₃ ⁻	319	5.23	82.88	277	4.54	76.69	400	6.56	83.25	301	4.93	77.88	271	4.44	64.35	322	5.28	78.8
Cl ⁻	25.0	0.70	11.09	20.6	0.58	9.8	21.0	0.59	7.49	21.4	0.60	9.48	38.3	1.08	15.65	25.2	0.711	10.6
SO ₄ ²⁻	18.4	0.38	6.02	38.3	0.80	13.51	35.1	0.73	9.26	38.3	0.80	12.64	66.0	1.38	20	34.2	0.71	10.6

根据上表可知，本项目所在地地下水化学类型基本为 HCO_3^- -Ca 型。

各种离子在水体中处于一种相互联系，相互制约的平衡状态之中，本项目参考《生活饮用水标准检验方法水质分析质量控制》（GB/T5750.3-2023）中阴阳离子化学平衡、误差计算公式及标准如下：

表 4.2-8 阴阳离子化学平衡、误差计算公式及标准

化学平衡	误差计算公式	评价标准
阴离子与阳离子	$\frac{\sum \text{阴离子毫摩尔} - \sum \text{阳离子毫摩尔}}{\sum \text{阴离子毫摩尔} + \sum \text{阳离子毫摩尔}} \times 100\%$ <p>阴离子：Cl^-、SO_4^{2-}、HCO_3^-、NO_3^-、F^-、…… 阳离子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、……</p>	$< \pm 10\%$

计算结果如下：

表 4.2-9 地下水各监测点位阴阳离子化学平衡一览表

当量浓度 监测因子	1#	2#	3#	4#	5#	6#
K^+	0.04	0.02	0.03	0.19	0.02	0.0013
Na^+	0.60	0.47	0.98	0.63	1.07	0.65
Ca^{2+}	5.10	5.35	4.85	3.85	5.50	5.39
Mg^{2+}	0.87	0.72	0.69	0.76	0.74	0.987
HCO_3^-	5.23	4.54	6.56	4.93	4.44	5.28
Cl^-	0.70	0.58	0.59	0.60	1.08	0.711
SO_4^{2-}	0.38	0.80	0.73	0.80	1.38	0.71
阳离子和	6.61	6.56	6.54	5.44	7.32	7.03
阴离子和	6.32	5.92	7.88	6.34	6.90	6.7
阴离子-阳离子	0.29	0.64	1.34	0.90	0.42	0.33
阴离子+阳离子	12.92	12.48	14.42	11.77	14.22	13.73
(阴离子-阳离子) / (阴离子+阳离子)	2.24%	5.13%	9.26%	7.61%	2.95%	2.4%

根据上表可知，本项目所测的 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 误差均小于 10%。

4.2.3.7 包气带污染现状调查

4.2.3.7.1 点位布设

2025 年 3 月 18 日，对该项目的包气带现状进行了分析，共设 2 个采样点，采样点位置见下表。

表 4.2-10 包气带环境现状分析监测点位

序号	监测点位	监测类别
1#	项目地块东侧耕地，用地范围外	包气带同层土壤混合样浸溶液
2#	项目用地范围内	

4.2.3.7.2 检测因子

检测指标：pH、石油类、氨氮、氯化物、硫酸盐、耗氧量。

4.2.3.7.3 监测结果及评价

监测结果及评价见下表：

表 4.2-11 包气带（浸出液）检测结果一览表

采样日期	检测项目	单位	点位编号、检测点位及检测结果	
			1#项目地块东侧耕地，用地范围外	2#项目用地范围内
			0-0.2m	0-0.2m
2025.3.18	pH	无量纲	7.6	7.4
	氨氮	mg/L	0.874	0.274
	石油类	mg/L	ND	ND
	氯化物	mg/L	3.33	0.872
	硫酸盐	mg/L	1.6	2.93
	耗氧量	mg/L	1.13	1.27

由上表监测结果可知，项目用地范围内 2#的土壤浸溶监测结果与背景点 1#的监测结果区别不大，表明生产活动未对包气带产生影响。

4.2.4 土壤环境现状调查与评价

(1) 监测布点及监测因子

本项目依托吉富 19 井钻井工程用地范围内建设，用地现状基本已硬化，因此本次土壤质量现状调查占地范围内 3 个柱状样和 1 个表层样引用原吉富 19 井钻井工程监测数据，本次评价委托四川海德汇环保科技有限公司对吉富 19 井站场外的 2 处土壤进行了表层监测，监测布点情况见下表。

表 4.2-12 土壤现状监测点位

序号	监测点位		样点类型	监测因子	数据来源
1#	占地范围内	井口附近	0-0.5m	pH、氯离子、全盐量、硫化物、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油类、钡、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、挥发性有机物（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、对-二甲苯、邻-二甲苯）、半挥发性有机物（硝基苯、苯胺、2-氯苯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒈、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、蔡）	引用《吉富 19 井钻井工程环境影响报告表》中监测数据
			0.5-1.0m	pH、氯离子、全盐量、硫化物、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、钡	
			1.5-2.0m		
		2#	井场内东侧		
3#		场内西侧	柱状样		
4#		井场内南侧	表层样		
5#（监测报告中 1# 点）		站场外东北侧耕地			
6#（监测报告中 1# 点）	占地范围外	站场外南侧耕地	pH、氯化物、全盐量、硫化物、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、钡、砷、六价铬、汞、铜、铅、镍、锌、钡、硫化物	本次评价补充监测	

注：表层样在 0~0.2m 处取样，柱状样在 0~0.5m、0.5m~1.0m、1.5m~2m 处分别取样

(2) 监测频次：监测 1 天，共采样 1 次。

(3) 引用数据监测时间 2024 年 5 月 31 日，本次评价监测时间 2025 年 03 月 18

日

（4）评价标准：《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）。

（5）评价方法：根据《环境影响评价技术导则-土壤环境》（HJ964-2018），土壤环境质量现状评价方法采用标准指数法，根据现状监测数据进行超标率的分析。

（6）监测结果

土壤现状监测结果及标准指数评价结果见下表。

表 4.2-13 占地范围内土壤环境质量现状特征因子监测结果

监测项目	监测点位								
	T1			T2			T3		
	0~0.5m	0.5~1.0m	1.5~2.0m	0~0.5m	0.5~1.0m	1.5~2.0m	0~0.5m	0.5~1.0m	1.5~2.0m
pH	5.03	4.92	5.10	5.03	5.00	5.04	5.01	4.80	4.85
石油烃	<4	9	8	8	4	<4	<4	<4	<4
氯化物	<0.014	<0.014	<0.014	<0.014	<0.014	<0.014	<0.014	<0.014	<0.014
硫化物	<0.04	0.06	<0.04	<0.04	0.06	0.04	0.10	<0.04	<0.04
钡	0.259	0.253	0.252	0.228	0.265	0.251	0.237	0.281	0.261
全盐量	1.38	1.41	1.12	0.88	0.97	0.65	1.30	1.12	0.97

表 4.2-14 占地范围内表层土壤环境质量现状监测结果（T1 监测点）

序号	检测项目	检测值	筛选值	标准指数	序号	检测项目	检测值	筛选值	标准指数
1	PH	5.03	/		26	氯乙烯	未检出	0.43	/
2	镉	0.29	65	0.004	27	苯	未检出	4	/
3	铅	17	800	0.0212	28	氯苯	未检出	270	/
4	汞	0.054	38	0.0014	29	1,2-二氯苯	未检出	560	/
5	砷	0.29	60	0.0048	30	1,4-二氯苯	未检出	20	/
6	镍	20	900	0.022	31	乙苯	未检出	28	/
7	铜	16.5	18000	0.00092	32	苯乙烯	未检出	1290	/
8	六价铬	1.0	5.7	0.175	33	甲苯	未检出	1290	/
9	四氯化碳	未检出	2.8	/	34	间二甲苯+对二甲苯	未检出	570	/
10	氯仿	未检出	0.9	/	35	邻二甲苯	未检出	640	/
11	氯甲烷	未检出	37	/	36	硝基苯	未检出	76	/
12	1,1-二氯乙烷	未检出	9	/	37	苯胺	未检出	260	/

13	1,2-二氯乙烷	未检出	5	/	38	2-氯酚	未检出	2256	/
14	1,1-二氯乙烯	未检出	66	/	39	苯并[a]蒽	未检出	15	/
15	顺-1,2-二氯乙烯	未检出	596	/	40	苯并[a]芘	未检出	1.5	/
16	反-1,2-二氯乙烯	未检出	54	/	41	苯并[b]荧蒽	未检出	15	/
17	二氯甲烷	未检出	616	/	42	苯并[k]荧蒽	未检出	151	/
18	1,2-二氯丙烷	未检出	5	/	43	蒽	未检出	1293	/
19	1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	10	/	44	二苯并[a、h]蒽	未检出	1.5	/
20	1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	6.8	/	45	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	15	/
21	四氯乙烯	未检出	53	/	46	萘	未检出	70	/
22	1,1,1-三氯乙烷	未检出	840	/	47	石油烃	未检出	4500	/
23	1,1,2-三氯乙烷	未检出	2.8	/	48	氯化物	未检出	/	/
24	三氯乙烯	未检出	2.8	/	49	水溶性硫酸盐	未检出	/	/
25	1,2,3-三氯丙烷	未检出	0.5	/	50	钡	未检出	/	/

表 4.2-15 占地范围外表层样土壤环境质量现状监测结果

序号	污染项目	标准值	点位编号				达标情况
			5#站场外东北侧耕地		6#站场外南侧耕地		
			0~0.2m		0~0.2m		
			检测结果	标准指数	检测结果	标准指数	
1	pH	/	7.16	/	7.3	/	达标
2	砷	60mg/kg	2.13	0.0355	3.07	0.051	达标
3	铬	300mg/kg	34	0.113	46	0.153	达标
4	铜	18000mg/kg	11	0.0006	13.1	0.00073	达标
5	锌	/	38	/	56	/	/
6	铅	800mg/kg	14	0.0175	20	0.025	达标
7	镉	65mg/kg	0.29	0.0045	0.24	0.0037	达标

8	汞	38mg/kg	0.479	0.0126	0.465	0.0122	达标
9	镍	900mg/kg	10	0.011	19	0.02	达标
10	石油烃（C10-C40）	4500mg/kg	6	0.0013	7	0.0016	达标
11	全盐量	/	0.2	/	0.4	/	/
12	钡	8.66g/kg	0.40	0.046	0.39	0.045	/
13	硫化物	/	0.08	/	ND	/	/
14	氯化物	/	8.24	/	14.8	/	

根据上述分析结果，项目评价范围内各土壤监测点各项指标均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中的标准限值要求。同时“GB15618-2018 ”未涵盖的基本因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）其他项目第二类用地筛选值标准要求。

4.2.5 声环境质量现状监测与评价

(1) 监测点位

根据项目特点及周围敏感点分布情况，共设置 8 个声环境质量现状监测点位，厂界四周及井站周边居民点。具体位置见下表。

表 4.2-16 噪声监测点位一览表

监测点编号	监测点位置
1#	项目东侧厂界外 1m 处
2#	项目东南侧厂界外 1m 处
3#	项目西南侧厂界外 1m 处
4#	项目西北侧厂界外 1m 处
5#	项目站场西北侧最近农户处
6#	项目站场西侧最近农户处
7#	项目站场东南侧最近农户处
8#	项目站场东侧最近农户处

(2) 监测项目：各监测点昼间及夜间的等效连续 A 声级

(3) 监测时间：2025 年 3 月 20 日~21 日

(4) 监测工况：噪声监测结果为本底值

(5) 监测结果及评价

表 4.2-17 声环境现状监测结果

点位编号	监测点位	监测日期	监测结果		标准值	达标情况
△1#	项目东侧厂界外 1m 处	2025.3.20	昼间	57	60	达标
△2#	项目东南侧厂界外 1m 处		夜间	63	50	超标
			昼间	57	60	达标
△3#	项目西南侧厂界外 1m 处		夜间	65	50	超标
			昼间	56	60	达标
△4#	项目西北侧厂界外 1m 处		夜间	61	50	超标
			昼间	52	60	达标
△5#	项目站场西北侧最近农户处		夜间	59	50	超标
			昼间	53	60	达标
△6#	项目站场西侧最近农户处		夜间	46	50	达标
			昼间	40	60	达标
△7#	项目站场东南侧最近农户处		夜间	37	50	达标
			昼间	42	60	达标
△8#	项目站场东侧最近农户处		夜间	39	50	达标
			昼间	48	60	达标
△1#	项目东侧厂界外 1m 处		夜间	42	50	达标
		昼间	51	60	达标	
△2#	项目东南侧厂界外 1m 处	夜间	62	50	超标	
		昼间	57	60	达标	
			夜间	61	50	达标

△3#	项目西南侧厂界外 1m 处		昼间	56	60	达标
			夜间	63	50	超标
△4#	项目西北侧厂界外 1m 处		昼间	59	60	超标
			夜间	59	50	超标
△5#	项目站场西北侧最近农户处	2025.1.14	昼间	59	60	达标
			夜间	38	50	达标
△6#	项目站场西侧最近农户处		昼间	38	60	达标
			夜间	36	50	达标
△7#	项目站场东南侧最近农户处		昼间	42	60	达标
			夜间	35	50	达标
△8#	项目站场东侧最近农户处		昼间	42	60	达标
			夜间	36	50	达标

监测结果表明：本项目厂界四周监测点夜间声环境质量现状超过《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准限值要求，超标原因为原钻井工程正在拆除设备搬迁，导致噪声超标。厂界昼间和敏感点处昼间、夜间噪声监测值均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准限值要求。

4.2.6 生态环境现状调查与评价

4.2.6.1 生态功能区划

项目所在区域生态功能区划，根据《全国生态功能区划（修编版）》（环境保护部、中国科学院公告 2015 年第 61 号，2015 年 11 月）和《四川省生态功能区划》（川府函〔2006〕100 号，2006 年 5 月 31 日），本项目所在区域属于全国生态功能区划中 II-01-30 四川盆地农产品提供功能区；属四川省生态功能区划中的：I 四川盆地亚热带农业生态区—I-2 盆地丘陵农林复合生态亚区—I-2-5 沱江中下游城镇-农业及水污染控制生态功能区。项目区生态功能分区特征见下表。

表 4.2-18 项目区生态功能分区特性表

生态区	生态亚区	生态功能区	主要生态问题	生态环境敏感性	主要生态服务功能	生态建设与发展方向
I 四川盆地亚热带农业生态区	I-2 盆地丘陵农林复合生态亚区	I-2-5 沱江中下游城镇-农业及水污染控制生态功能区	森林覆盖率低，人口密度较大，耕地垦殖过度，农村面源污染，地表径流水质污染严重	土壤侵蚀中度敏感，水环境污染极敏感，酸雨轻度敏感	城镇与农业发展，水环境污染控制	发挥中心城市辐射作用，发展生态农业经济；发展农业、养殖业，以及以农副产品为主要原料的工业，适度发展轻纺工业和化工。防治农村面源污染和地表径流水质污染

其主要生态特征是地貌以丘陵为主。年均气温：16.4-17.5℃，≥10℃活动积温5300~5800℃，年降水量900-1078毫米。河流均属沱江水系。森林植被主要由人工或次生林构成。主要生态问题是森林覆盖率低，人口密度较大，耕地垦殖过度，工业污染、城镇污染、农村面源污染突出，河流污染较严重。生态环境敏感性为土壤侵蚀中度敏感，水环境污染极敏感，酸雨轻度敏感。主要生态服务功能是人居保障功能，农产品提供功能生态保护与发展方向为发挥区域中心城市辐射作用，科学调整产业结构和布局，发展以循环经济为核心的生态经济和现代产业，以高新技术产业为主导，重点发展资源节约型的工业：建设机械制造、盐化工和食品工业基地。保护耕地，发展生态农业、节水型农业。发展沼气等清洁能源。限制高耗水的产业。防治工业污染、城镇污染及农村面源污染；防治水环境污染，保障饮用水安全。



图 4.2-1 项目与四川省生态功能区划位置关系图

经现场调查核实，项目区不属于特殊生态敏感区和重要生态敏感区，为一般区域，且项目评价范围内无生态红线分布。该区域不涉及《四川省生态功能区划》规定的重点生态功能区、禁止开发区域等，符合区域生态功能发展的总体要求，因此本项目与四川省生态功能区划不冲突。

4.2.6.2 植被现状

评价区域植被类型图参照《1:1000000 中国植被图》中植被分类体系将评价范围内植被类型主要为栽培植被，结合区域高分遥感数据、DEM 数据、地面调查数据等对评价范围的植被类型进行目视解译。统计结果见下表。

表 4.2-19 评价范围植被类型面积统计表

序号	植被类型	面积（公顷）	占比（%）
1	亚热带常绿阔叶林	1.1251	36.47
2	亚热带竹林	0.0839	2.72
3	一年两熟粮食农作物田	1.7642	57.2
5	无植被地段	0.1115	3.62
合计		3.0847	100%

由上表可知，本项目评价范围内植被类型以栽培植被为主，竹林、阔叶林等自然植被较少。

本项目区域主要为农林生态系统，农林生态系统呈不规则斑块分布于评价区域平坦、缓坡处，面积小，农作物种类单一。主要为水稻、小麦、豆类、红薯、油菜等。评价区域没有特别生态系统或生境等生态敏感保护目标。生态系统较稳定，承受干扰的能力较强，目前受人类活动影响明显，生态系统单一，结构简单，环境异质性差。区域以人工生境为主，易于恢复。

4.2.6.3 项目周边土地利用类型

评价区域土地利用现状基于高分辨率遥感影像利用 GIS 软件进行人工目视解译，遥感影像采用区域 2023 年 8 月的 0.5m 分辨率卫星影像作为解译基础底图。按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）要求，通过人工目视判读遥感影像及现场调查核实，将评价范围内的土地利用类型按 GB/T 21010-2017 土地利用分类体系进行分类，形成土地利用现状矢量数据库，并以二级类型作为基础制图单位制作评价区域土地利用现状图。根据统计结果，区域土地利用现状类型主要为耕地和林地，其中耕地面积最大，其次为林地。

表 4.2-20 评价范围土地利用现状统计表

土地利用分类		面积（公顷）	占比（%）
一级类	二级类		
01 耕地	0101 水田	0.4524	14.67
	0103 旱地	1.3118	42.53

03 林地	0301 乔木林地	1.1251	36.47
	0302 竹林地	0.0839	2.72
10 交通运输用地	1004 城镇村道路用地	0.064	2.075
11 水域用地	1104 坑塘水面	0.051	1.65
合计		3.0847	100

4.6.2.4 陆生生态现状

(1) 动植物资源及生物多样性

贡井区禽畜类有猪、马、牛、羊、兔、猫、狗、蜂、鸽、蚕、鸡、鸭、鹅等 70 多个品种（牲畜 20 个品种、家禽 50 个品类）。野兽主要有狐、獾、拱猪等。野禽有野鸡、野鸭、喜鹊、斑鸠等近 100 种。鱼类有草鱼、鲢、鲤等 100 余种，还有蛙类，甲鱼、乌龟等两栖动物。区域粮食作物主要产水稻、小麦、玉米、红薯、大豆五大类 300 余个品种；经济作物有茶、桑、甘蔗、龙都早香柚、柑桔、橙、枇杷、樱桃、甜麻竹、油料、麻、菜等 120 多个品种；药材有红花、白芍、川芎等 100 余种；花卉有兰花、月季、茶花、牡丹等 200 多种；主要森林植被分布有马尾松、湿地松林、柏木林、桉树林、刺桐林、香樟林、女贞林等 100 多个品种。

(2) 野生动物现状

根据现场调查、访问及查阅文献资料，项目评价范围以农田生态系统为主，森林植被以人工林为主，评价范围内分布的动物为常见的啮齿类、食虫类。评价区动物物种种类、数量较少，营养层次较简单，生物多样性不丰富，生态系统的稳定性比较低。本工程评价范围内共有兽类动物主要为鼠科、松鼠科、蝙蝠科、兔科等。两栖爬行类动物主要为游蛇科、淡水龟科、蜥蜴科、蟾蜍科、壁虎科等，包括乌龟、北草蜥、中华蟾蜍、壁虎、中华石龙子等，均为丘陵地区常见种。常见鸟类主要有文鸟科、鸦科、燕科、鸠鸽科、啄木鸟科、鹁鸽科、噪鹛科、鹭科、雀科、莺科、鹌科、秧鸡科、燕雀 科等常见种；数量最多的是白头鹎、树麻雀、红头长尾山雀、金翅雀，它们常常成群活动，其次是白颊噪鹛、小白鹭和黑卷尾，这些种类可视为评价区鸟类群落的优势种。项目评价范围农业发展历史悠久，受农业生产活动的干扰，自然植被早已被栽培植被所取代，珍稀的野生动植物已经退缩在原生植被较好、交通不便的偏远山区。

经实地调查、访问，本项目评价范围没有发现《国家重点保护野生动物名录》《四川省重点保护野生动物名录》《四川省新增重点保护野生动物名录》中的重点保护野生动物分布。

4.2.6.5 小结

根据区域生态现状调查与评价结果，自然植被以亚热带针叶林，栽培植被以一年两熟或三熟水旱轮作及常绿果树园、亚热带经济林为主。

评价范围内人口众多，农业发展历史悠久，受人类活动的影响，现存植被为人工植被或半人工植被。农作物以中稻（或双季稻）—小麦、油菜、胡豆的水旱轮作一年两熟为主。动物种类主要常见的小型鼠类、中华蟾蜍，麻雀、喜鹊等，评价区生态系统主要为农业生态系统、森林生态系统。项目生态环境影响评价范围内主要生态问题是由于吉富 19 井钻井工程期间对井场及配套设施所征用土地的植被进行清除，改变了土地利用现状；钻井工程期间对井场及进场公路用地进行开挖、平整会改变土壤结构，造成地表裸露，钻井工程期间开挖的土石方临时就近堆放，引起了新的水土流失。

4.2.7 区域环境质量现状评价小结

（1）根据《2024 年自贡市生态环境状况公报》，2024 年度自贡市区域环境空气质量为不达标区。因此，项目所在评价区域为不达标区。

（2）根据《2024 年自贡市生态环境状况公报》，2024 年自贡市 10 个国省考核断面水质优良率为 100%，全部达标。区域地表水各项监测指标均能满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水域标准。

（3）项目附近居民取水点各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求。

（4）噪声监测期间，项目厂界四周夜间噪声现状超过《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准限值要求，超标原因为原钻井工程正在拆除设备搬迁，导致噪声超标。厂界昼间和敏感点处昼间、夜间噪声监测值均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准限值要求。

(5) 项目附近土壤监测点位各监测指标均未超过《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值和《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值，项目拟建地土壤本底环境良好。

(6) 项目评价范围内不涉及自然保护区、野生或特殊稀有动植物栖息地等重要的生态系统，评价区域内未发现古树名木和珍稀濒危动植物及国家保护名录内的野生动、植物。

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响分析

5.1.1 施工期大气环境影响分析

施工期废气污染源主要来自运输车辆行驶产生的扬尘(粉尘)、管线焊接产生的焊烟,以及施工机械、运输车辆排放的尾气,尾气中的主要污染物为 NO_x 、 C_mH_n 等。这些污染物将对环境空气都有一定的影响,但产生的污染物的量较小,且为不连续、短期排放,这些影响将在施工结束后随之消失。本次评价主要利用同类项目的建设经验和监测结果,类比分析本工程施工期对沿线和站场周围大气环境的影响。

5.1.1.1 施工扬尘影响分析

施工期扬尘主要来自站场及管线管沟开挖、车辆运输、装卸材料等。根据同类型施工资料,施工场地土石方开挖、施工活动、装卸散装材料等产生的扬尘影响范围主要是施工场地周围 50m,施工场地下风向影响范围增加至 80~150m。车辆运输产生扬尘影响道路两侧的环境空气,路面积尘量在 $0.1\text{kg}/\text{m}^2$ 时,道路扬尘影响范围约为 10~20m 之间。根据经验,施工过程中通过适时洒水可有效抑制扬尘,可使空气中的扬尘量减少 70%以上,同时禁止在大风天施工作业,并采取防风遮挡等降尘措施,同时在风力大于四级时停止防渗层开挖作业。

在采取合理化管理、作业面和土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、大风天停止作业等措施后,施工扬尘对周围保护目标的影响会大为降低。

5.1.1.2 施工焊接烟尘影响分析

由工程分析可知,拟建工程产生的焊接烟尘废气量较小,且施工场地分散,废气污染源具有排放量小、间断分散的特点,因此,该类污染源对大气环境的影响较小。

5.1.1.3 施工机械尾气影响分析

施工期间,运输车辆使用柴油机等设备,会产生少量的柴油燃烧废气,主要污染物为 NO_x 、CO 等。由于废气量较小,且施工现场位于野外,有利于废气的扩散,同时废气污

染源具有间断和流动性，因此对局部地区周围环境影响较小。此外，施工机械排放燃烧烟气具有排放量小、间断性、短期性的特点，该类污染源对大气环境的影响较小。

综上所述，由于拟建工程量小、工期短，施工期间产生的废气量也很小。在采取了相应措施后，拟建工程施工期产生的少量废气不会对周边大气环境造成明显不利影响。

5.1.2 地表水环境影响分析

拟建工程施工期间产生的废水来自站场施工人员所产生的生活污水、站内工艺管道试压废水。

5.1.2.1 施工人员生活污水

项目不设置施工营地，施工人员食宿租用当地农户已有设施，生活污水经当地农户已建污水处理设施收集后作农肥，不外排。

5.1.2.2 站场管线试压废水

本项目管道试压使用洁净水，产生量约为 3m³，水中的主要污染物为管线敷设时掉的少量泥沙，由于在试压前已经过清管处理，试压废水中所含污染物主要是机械杂质、泥沙等，SS 浓度较低。由于污染物相对简单，试压废水经沉淀池沉淀后用于施工场地洒水降尘。可做到站场管线试压废水不外排。

综上，本项目井站施工期间无废水外排，对项目区域地表水环境影响较小。

5.1.3 施工期地下水环境影响分析

本项目依托已建勘探井及平整硬化的平台进行建设，进行天然气试采。本项目不涉及场地平整和基础硬化工作，不涉及钻井工程、压裂测试工程，其施工期主要为井场设备安装，安装集气工艺设备、CNG 充装装置及井场内敷设管道；CNG 采用槽车外运销售，不涉及井场外的输送管网。因此，本项目施工期工程较为简单，同时施工期短，施工期的污染源主要来自施工过程中施工机械跑、冒、滴、漏产生的油污污染，施工人员产生的生活污水若收集处理不当进入地下水系统后可能对地下水造成污染。

项目在建设过程中，地下水的污染源主要包括施工人员生活污水和站内管道试压废水，主要的污染物为 COD、氨氮、BOD₅、SS 等污染物质。

本环评要求建设单位应当充分利用吉富 19 井钻井工程建设的废水收集池，施工过程中的废水经隔油、沉淀除渣后循环使用不外排，有效避免对水环境的不利影响。项目施工生活污水经化粪池收集后用于周边农田灌溉。试压废水经沉淀池沉淀后用于施工场地洒水降尘。可做到站场管线试压废水不外排。

综上所述，项目在建设期对地下水环境的影响较小。

5.1.4 施工期声环境影响分析

5.1.4.1 施工期噪声源

施工区内将采用不同的机械设备施工，如在挖沟时采用挖掘机，布管时使用运输车辆，焊接时使用电焊机及发电机，这些施工均为白天作业，根据施工内容交替使用施工机械，并随施工位置变化移动，在同一区域施工时间较短。

根据类比调查以及项目提供的主要设备选型等有关资料分析，设备高达 85dB（A）以上的噪声源施工机械有：挖掘机、电焊机、切割机、柴油发电机等。

5.1.4.2 施工期噪声影响预测

a、噪声预测公式的选用

施工噪声可按点声源处理，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

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20\lg(r/r_0)$$

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB（A）；

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB（A）；

r ——预测点距声源的距离；

r_0 ——参考位置距声源的距离。

b、噪声预测结果

通过施工场地上有多台不同种类的施工机械同时作业，它们的辐射声级将叠加，其强度增量视噪声源种类、数量、相对分布的距离等因素而不同，施工噪声随距离衰减后的预测值见下表。

表 5.1-1 站场工程施工噪声随距离的衰减情况 单位：dB（A）

距离（m）	10	20	50	70	100	150	200
挖掘机	78.0	72	64	61.1	58.0	54.5	52.0
吊管机	80.0	75	66	63.1	60.0	56.5	54
电焊机	63.0	57	49	46.1	43.0	39.5	37.0
切割机	73.0	67	59	56.1	53.0	49.5	47.0
载重汽车	82.0	76	68	65.1	62.0	58.5	56.0
顶管机械	79.0	73	65	62.1	59.0	55.5	53.0
柴油发电机	78.0	72	64	61.1	58.0	54.5	52.0

5.1.4.3 施工期声环境影响分析

在施工中，使用柴油发电机的时间较长，噪声强度较高，持续时间较长，而其它施工机械如电焊机、吊管机、切割机、挖掘机等设备一般间歇使用，且施工时间较短，故柴油发电机施工噪声基本反映了管线施工噪声的影响水平。从计算结果可以看出：主要机械在 26m 以外均不超过建筑物施工场界昼间噪声限值 70dB（A），而在夜间若不超过 55dB（A）的标准，其间隔距离要达到 140m 以上。

本项目施工时间较短，但为减少施工对周边环境的影响，施工单位应严格执行《中华人民共和国噪声污染防治法》和《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）、《建筑施工噪声管理办法》相关要求，做好以下几点：

（1）施工单位必须选用符合国家有关标准的施工机械和运输车辆，尽量选用低噪声的施工机械和工艺，同时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；

（2）合理布局施工现场，优化施工方式，在居民点较多区域尽量避免机械施工。

（3）加强与周边居民的协调沟通，合理安排施工作业时间，严格控制各种强噪声施工机械的作业时间，在午间（12:00~14:00）和夜间（22:00~06:00）禁止任何施工作业，如果工艺要求必须连续作业的强噪声施工，应首先征得当地有关部门的同意。

（4）合理安排施工运输车辆的行走路线和行走时间，车辆运行线路尽量避开居民区。

（5）施工单位通过文明施工、加强有效管理缓解人为因素造成的噪声强度升高。施工方应该合理有效的制定施工计划，提高工作效率，把施工时间控制在最短范围内，并提前发布公告，最大限度的争取民众支持。

(6) 施工单位要加强对施工人员的教育，增强作业人员的环保意识，坚持文明施工。

(7) 将试压点设置在远离居民点等敏感区域的地方，合理安排试压时间，使噪声经过衰减后不会对居民点造成影响。

综上，在采取噪声防治措施后可将施工期噪声影响降至最低，并且本项目施工期较短，随着施工期的结束，影响也随之结束。

5.1.5 施工期固体废物环境影响分析

施工期的固体废物来源：施工人员产生的生活垃圾、施工废料和建筑垃圾等。

(1) 生活垃圾

工程施工过程中，施工人员就近租用当地民房，生活垃圾产生量很小，产生的生活垃圾运送至附近的垃圾中转站处理，不会对周围环境产生明显不利影响。

(2) 施工废料和建筑垃圾

施工废料主要包括废钢管和焊接作业中产生废焊条等，建筑垃圾为站场施工时对现有已硬化平台拆除产生的废混凝土。施工废料部分可回收利用，可回收的部分全部由废品收购方回收处理，剩余废料和建筑垃圾及时清运至建筑垃圾指定场所进行处置，不会对周围环境产生明显不利影响。

工程产生的固体废物经以上分类处置措施处理后，去向明确，充分做到了资源化、减量化、无害化，不会产生二次污染，对各单项工程所在地的环境影响较小。

5.1.6 施工期生态环境影响分析

根据工程建设的性质，拟建工程对生态环境的影响主要表现在施工期。根据拟建工程所在区域生态环境特点，施工期对局部生态环境有影响，但从整个区域来讲，其影响是局部的，是可以接受的。该项目对生态环境的影响主要表现为建设站场等工程活动对植被的破坏、对土壤环境的破坏、占用土地、改变土地利用性质等，即打破了地表的原有平衡状态。若恢复治理措施不当，土壤的每一个新坡面都可能形成新的侵蚀起点，从而加重当地的水土流失，并影响农业生产，使当地农民的收入受到一定的损失。

5.1.6.1 施工期对土地利用现状影响

拟建工程为页岩气试采工程，工程占地均为临时占地，试采工程总占地面积 24425m²。项目对调查区植被的影响在植物物种组成方面未见明显变化，由于植物组成状况与调查区域背景密切相关，所以未见植物组成成分发生变化。占地面积较小，不会影响到评价区域土地利用格局。

本次临时占地主要为站场占地。由于对这些土地的临时占用，对土地利用产生影响，并临时改变了土地利用形式，影响了土地的原有功能，使占地内的农林业生产受到暂时性影响。项目试采结束后按照要求进行迹地恢复和复垦工作，这一影响将逐渐减小或消失。本项目在现有井站占地范围内进行建设，不新增占地。2024 年 1 月 25 日，自贡市自然资源和规划局出具了《关于再次确认拟建吉富 13 井、吉富 18 井、吉富 19 井、自 215H11 井、自 215H40 井规划情况的复函》，吉富 19 井位于城镇开发边界之外、规划区之外。

5.1.6.2 对永久基本农田影响分析

拟建项目永久基本农田临时占用主要为站场占用。由于对永久基本农田占用，使被占地段的土壤层耕作层发生破坏，导致耕地质量下降，主要表现为可能耽误一季农作物生产，这种影响是临时的；项目试采结束后按照要求进行迹地恢复和复垦工作，这一影响将逐渐减小或消失。

为了减小站场对永久基本农田的影响，环评提出以下永久基本农田的保护及恢复措施要求：（1）严格控制好站场施工范围、施工作业带宽度，尽量减少临时占用永久基本农田；（2）严格按照《基本农田保护条例》《四川省基本农田保护实施细则》《土地复垦条例》和《土地复垦条例实施办法》等相关规定和要求，严格做好对永久基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填，确保不降低项目穿越段永久基本农田地力。

本次环评要求施工单位对临时占地除了在施工中采取措施减少永久基本农田破坏外，在服务期满后，一定要负责开挖破坏段耕地质量的恢复，除补偿因临时占地对农田产量的直接损失外，还将考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失而造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土壤恢复。在恢复期对土壤进行熟化和培肥，切实做好耕地质量调查及监测工作，及时掌握耕地质量变化状况，直至恢复到原

来的生产力水平。考虑到国家对永久基本农田实行特殊保护，为严格永久基本农田占用的监督管理，项目已取得当地自然资源和规划局出具临时占地手续，后期需编制土地复垦方案，临时用地使用完成后，建设单位应按经批准的土地复垦方案及时组织复垦，确保被压占破坏土地恢复原土地使用状态。

5.1.5.3 施工期对土壤的影响

根据调查了解，本项目总占地面积约 24425m²，施工场地在现有勘探井占地范围内，不新增临时占地，施工期作业内容主要为撬装设备安装，不涉及土地平整、开挖等大型作业。

由土地占用情况可知，项目占地均为临时占地，临时占地在工程结束后 2~3 年耕地土壤可恢复其原有使用功能。但因重型施工机械的碾压、施工人员的践踏、土体的扰动等原因，临时占地范围的耕作土壤或自然土壤的理化性质、肥力水平受到一定的影响，并进一步影响地表植被恢复。这种影响预计持续 2~3 年，随着时间的推移逐渐消失，最终使农作物的产量和品质恢复到原来的水平。具体表现如下：

（1）扰乱土壤耕作层、破坏土壤结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复，对农田土壤影响更大，农田土壤耕作层是保证农业生产的基础，深度一般在 15cm~25cm，是农作物根系生长和发达的层次。站场开挖必定扰乱和破坏土壤的耕作层，除站场占用的部分直接受到破坏外，土层的混合和扰动，同样会改变原有农田耕作层的性质。

（2）影响土壤养分

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。就养分而言，表土层远较芯土层好，其有机、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并波及其上生长的植被，甚至难以恢复。

（3）土壤环境污染

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾以及焊渣等废物。这些固体垃圾可能含有难于分解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量，影响土壤耕作和农作物生长。另外施工过程中，各种机器设备的燃油滴漏也可能对沿线土壤造成一定的影响。随着施工结束，通过采取一定的措施，土壤质量将逐渐得到恢复。

综上分析，由于改变了土壤结构和土壤养分状况，项目服务期满后需按照要求进行迹地恢复和复垦工作，这一影响将逐渐减小或消失。

5.1.5.4 对植被的影响

本项目建设在勘探井占地范围内，由于井场已经硬化平整，项目建设不对地表植被产生直接破坏。

5.1.5.5 对野生动物的影响

本工程施工期对评价区内动物的影响主要为施工噪声、机械振动、施工人员活动惊扰野生动物，影响它们的正常活动、觅食及繁殖，噪音影响严重的将迫使它们暂时迁徙。

工程项目对野生动物的不利影响是短暂和局部的，在采取保护野生动物栖息地，禁止捕杀和伤害野生动物等相应措施的前提下，并向作业施工人员宣传野生动物保护相关知识，工程建设不会导致评价区内动物多样性的明显减少，局部的不利影响可以得到有效的减轻、减免或消除。

工程项目建设对生态环境的影响主要表现为项目占地使土地功能发生改变，即农业用地变为工业用地。项目建设在勘探井占地范围内建设，场地已经硬化平整，项目建设不对地表植被产生直接破坏，该工程挖填土石方小，且有堡坎和围墙防护作用，站场建设期水土流失量很小，对生态环境影响很小。

本工程评价区内无珍稀动植物、自然保护区、风景名胜区等，工程所在区域主要为农村环境，以耕地为主，植被种类主要为当地农作物。因此建设期间所在区域会导致占用耕地，但不会减少当地的物种，不会对当地生物多样性产生不利影响。

因此，工程建设对周边生物多样性影响可接受。

5.2 运营期环境影响评价

5.2.1 大气环境影响评价

5.2.1.1 评价等级及评价范围

本项目正常工况下产生的废气主要为水套炉燃烧废气、导热油炉废气、燃气发电机组燃烧废气及工艺装置区无组织废气，该部分逸散的天然气以无组织形式进入大气环境；储存池无组织排放的挥发性有机废气。

5.2.1.2 大气预测结果

根据前文“1.6.2 章节 环境空气”预测结果，项目污染物最大占标率为 $1\% < P_{\max} \leq 10\%$ ，故本项目大气评价等级为**二级**。

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）环境空气质量现状调查要求，二级评价需调查项目所在区域环境质量达标情况，根据区域环境质量达标情况，自贡市2024年度区域环境空气质量为不达标区。还需调查评价范围内有环境质量标准的评价因子的环境质量监测数据或进行补充监测，用于评价项目所在区域污染物环境质量现状。本次评价进行了补充监测，详见环境质量现状章节。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中相关要求，二级评价项目不进行进一步预测评价，只对污染物排放量进行核算。

5.2.1.2.1 正常工况

1) 有组织排放量核算

根据前文工程分析，本项目有组织排放废气主要为水套炉燃烧废气，项目使用净化后的天然气作为燃料，水套炉燃烧废气经1根15m高排气筒排放；导热油炉废气经1根15m高排气筒排放；燃气发电机组废气通过余热回收装置回收热量后通过1根15m的排气筒排放。

项目脱酸单元 MDEA 闪蒸罐产生的酸性废气（主要为 CO_2 和水蒸气）和再生塔产生的酸性废气（主要为 CO_2 气体和水蒸气）， CO_2 产生量 CO_2 产生量为 1.45t/d(482.85t/a)。通过再生塔顶排气口汇至放空系统排放。

表 5.2-1 大气污染物有组织排放量核算表

产污环节	污染物种类	废气量 m ³ /h	治理前	排放方式	排放情况		
			产生量(t/a)		排放 浓度 mg/m ³	排放 速率 kg/h	年排 放量 t/a
水套炉	颗粒物	516.4	0.042	15m 排气筒 排放	10.27	0.0053	0.042
	SO ₂		0.08		19.37	0.01	0.08
	NO _x		0.02		5.8	0.003	0.02
导热油炉	颗粒物	1547.3	0.13	15m 排气筒 排放	10.53	0.0163	0.13
	SO ₂		0.03		2.6	0.004	0.03
	NO _x		0.06		2.17	0.008	0.06
燃气发电机 组	颗粒物	23788.9 5	0.8	15m 排气筒 排放	4.2	0.1	0.8
	SO ₂		1.55		8.4	0.2	1.55
	NO _x		0.39		2.1	0.05	0.39

2) 无组织排放量核算

本项目无组织排放主要为生产装置区无组织废气、气田水储存区无组织废气，其大气污染物主要为挥发性有机物 VOCs。

项目大气污染物年排放量核算结果，详见下表。

表 5.2-2 大气污染物无组织排放量核算表

站场	排放源	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
				标准名称	浓度限值/(mg/m ³)	
吉富19井工艺 装置区	BOG 废气(液 态蒸发闪蒸气)	VOCs	复热、增压 回收利用	《四川省固定污染源 大气挥发性有机物排 放标准》 (DB51/2377-2017) 表 5	2.0	0.0011
		H ₂ S				0.000013
气田水储存区	气田水中所含挥 发性有机物	VOCs	通过无组织形式 排放			0.139

5.2.1.2.2 非正常工况

非正常工况，在事故放空期间会产生放空废气，需排空装置及管道内的残留天然气，根据参考气质报告，项目天然气含硫，项目设置放空火炬 1 座（DN250 H=30m）进行集中放空燃烧，火炬设长明灯，并设置有自动点火及火焰检测。放空区均位于地势开阔的空旷地带，大气扩散条件良好，故放空废气不会对周边大气环境造成明显不利影响。

在事故放空期间，各平台产生的放空废气对周围环境影响较小。

综上所述，项目所在区域属于农业生态环境，项目产生的废气对当地环境空气影响很小。

5.2.1.3 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）大气环境保护距离的划定原则，结合计算结果可知，厂界处主要污染物均未超标，故本项目无需设置大气环境保护距离。

5.2.1.4 运营期大气环境影响评价小结

本项目正常工况下产生的废气主要为水套炉废气、导热油炉废气、燃气发电机废气、污水罐污水池以及工艺装置无组织排放的非甲烷总烃。水套炉废气通过 15m 高排气筒排放；导热油炉废气通过 15m 高排气筒排放；燃气发电机废气通过余热回收装置利用余热后通过 15 高排气筒排放；事故超压放空废气通过放空系统排放；站场产生的非甲烷总烃，产生量较小，于站场内无组织排放。

同时，根据监测报告，项目所在区域的环境空气质量满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求，区域环境空气质量较好，项目营运期大气污染物能做到达标排放，对环境的影响较小。

5.2.2 地表水环境影响评价

根据前述章节工程分析，拟建工程运营期废水包括井口工艺单元分离计量撬分离的气田水、脱水单元分子筛脱水塔冷凝水、空压系统循环排水、生活污水以及井站场区初期雨水。生产废水经收集后全部外运至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理进行处理或拉运至纳 59 井回注工程进行回注处理，或转运至具有处理能力的污水处理厂（站）、回注井处理，不直接外排。生活污水经旱厕收集后定期由污水罐车转运至相关单位进行处置，不外排。因此项目运营期无废水直接排放

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目地表水评价工作等级为三级 B，可不进行水环境影响预测，本次评价主要对废水处置措施的可行性进行评价。

生产废水处置可行性：

井口工艺单元分离计量撬分离的气田水、脱水单元分子筛脱水塔冷凝水、空压系统循环排水经站场设置的 2 座污水罐（单座 30m³），气田水年日均产生量约 16.12m³/d，建设单位拟对污水罐区设置围堰，并对污水罐区进行重点防渗处理，能够满足气田水的收集。建设单位应及时对产生的废水外运，加强废水收集、储存管理的情况下，项目 2 座污水罐能够满足收容要求。根据建设单位提供的资料，项目运营期产生的废水经收集后定期转运至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理进行处理或拉运至纳 59 井回注工程进行回注处理，或转运至具有处理能力的污水处理厂（站）、回注井处理。不直接外排。

站场初期雨水根据场地自然坡度，通过雨水沟进入集液池，同井口方井内少量积水定期采用便携式潜水排污泵输至罐车运至具有相应处理能力的污水处理站、回注井处理。

综上所述，本项目运营期无废水外排，对区域地表水影响较小，环境影响可接受。

5.2.3 声环境影响评价

5.2.3.1 运营期噪声源

运营期站场内的调压阀、节流装置及放空系统等因节流或流速改变将产生空气动力噪声和机械噪声，站场内工艺设备（脱水、加压、装车设备）及压缩机组、发电机组等公辅设备运行时会产生设备运行噪声。

运营期室外声源源强调查情况如下表所示：

表 5.2-3 工业企业噪声源调查清单（室外声源）

序号	声源名称	空间相对位置			声源强度/dB (A)		声源控制措施	治理后源强/dB (A)	运行时段
		X	Y	Z	声压级 dB (A)	距声源距离 m			
6	井口节流撬	111.93	60.15	1	75	1	水泥混凝土基座基础减振、设置隔声屏障	60	连续排放
7	气液分离撬	105.82	52.01	1	75	1	基础减振、建筑隔声，置于集装箱式隔声间	60	连续排放
8	脱水脱汞撬	97.68	50.38	1	80	1	选用低噪声设备，基础减振、建筑隔声，置于集装箱式隔声间	75	连续排放
9	燃气发电机组	154.28	31.24	1	90	1	采基础减振、隔声、消声、设置声屏障，发电机置于集装箱式隔声间，排烟系统安装消声器	75	连续排放
10	压缩机	105.01	41.01	1	90	1	基础减振、建筑隔声，设置声屏障，置于集装箱式隔声间	75	连续排放

6	放散系统	108.26	101.2 8	1	75	1	/	60	偶发
---	------	--------	------------	---	----	---	---	----	----

5.2.3.2 噪声预测模式

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的以下公式，对项目的声环境影响进行预测：

A、噪声衰减公式：

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

（式中： $L_A(r)$ -距离声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$ -距声源 r_0 处的 A 声级，dB(A)；

r_0 、r-距声源的距离，m；

ΔL -其它衰减因子，dB(A)。

影响 ΔL 取值因素很多，例如地物的隔声影响、大气压强的影响风速的影响等，本次评价不考虑其他衰减因素， ΔL 取 0。

B、噪声叠加公式

对于任何一个预测点，其总噪声效应是多个叠加声级（即各声源分别在该点的贡献值和本底噪声值）的能量总和。其计算式如下：

$$L = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0.1 L_i}$$

式中：L-某点噪声总叠加值，dB(A)；

L_i -第 i 个声源的噪声值，dB(A)；

n-声源个数。

5.2.3.3 噪声预测与分析

5.2.3.3.1 场界噪声预测与分析

正常生产时，不考虑放空噪声、装车噪声等偶发噪声，通过噪声环境影响评价软件预测得到采取声源控制措施后吉富 19 井的厂界噪声贡献值，详见下表：

表 5.2-4 厂界噪声预测结果

预测方位	最大值点空间相对位置/m			时段	贡献值dB (A)	标准限值dB (A)	是否达标
	X	Y	Z				
东侧厂界	140.00	74.00	1.2	昼间	49.38	60	达标
				夜间	44.38	50	达标

南侧厂界	125.00	30.25	1.2	昼间	49.12	60	达标
				夜间	44.52	50	达标
西侧厂界	85.73	95.74	1.2	昼间	48.93	60	达标
				夜间	48.59	50	达标
北侧厂界	84.35	95.74	1.2	昼间	45.98	60	达标
				夜间	42.68	50	达标

由上表可知，正常工况下，项目厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

5.2.3.3.2 敏感点噪声预测结果分析

本项目为新建工程，因此噪声背景值参照噪声现状值进行预测。项目周边 200m 范围内声环境敏感点噪声预测结果与达标分析如下：

表 5.2-5 声环境敏感点噪声预测结果与达标分析 单位：dB（A）

声环境保护目标	贡献值		背景值		预测值		标准值
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	
站场外北侧 110m 农户处	26.83	26.83	53	46	48.03	42.13	昼间：≤60 夜间：≤50
站场外西侧 140m 农户处	27.65	27.65	40	37	49.03	44.10	
站场外北侧 180m 农户处	20.57	20.57	53	46	52.00	44.02	
站场外东南侧 105m 农户处	21.46	21.46	42	39	49.04	43.03	
站场外东侧 104m 农户处	22.27	22.27	48	42	51.01	45.02	
站场外东南侧 170m 农户处	26.83	26.83	42	39	48.03	42.13	

根据上表预测分析可知，建设项目建成运营后，通过对主要高噪声源采取隔声、消声、高噪声设备处设置声屏障等措施后，项目厂界外 200m 声环境敏感目标点昼间、夜间噪声满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，运营期项目不会对声环境造成影响，不会对附近农户产生扰民影响。

5.2.3.3.3 非正常工况噪声影响分析

在检修或事故放散时会产生放散噪声，该噪声值较高，约为 90dB（A）。检修放散噪声一年出现 1~2 次，属于偶发噪声，不属于正常工况下的噪声。

本次评价对检修或事故放散时产生的放散噪声随距离地衰减进行了预测，预测模式采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中工业噪声预测模式中的室外点声源模式，仅考虑几何发散衰减，源强取为 90dB（A）。噪声背景值参照站场东南侧 105m

农户（距离放散管最近农户）噪声背景值。项目事故放散噪声随距离衰减的预测结果见下表。

表 5.2-6 放空噪声随距离衰减的预测结果 单位 dB (A)

距离/m	10	20	30	40	50	100	120	150
贡献值	66.86	60.48	55.17	52.03	49.83	44.09	42.66	40.77
背景值	昼间	48						
	夜间	42						
叠加值	昼间	66.92	60.72	55.93	53.48	52.02	52.02	49.11
	夜间	66.87	60.54	55.37	52.44	50.49	46.18	45.35

注：声源源强为 90dB (A)。

该项目工程所在区域为 2 类区，即昼间噪声标准值为 60dB (A)，由上表可知，放散噪声昼间在放散区距声源 30m 以外就能达到相关标准的要求，夜间在 100m 外才能达标。根据现场调查，距离吉富 19 井放空立管最近的居民位于东侧 138m，因此，昼间放散过程中不会对站场周边居民造成影响，夜间进行放散过程涉及约 3 户 9 人噪声超标。

由于检修、事故放散是偶然发生的，频次很低，且持续时间较短，一旦放散结束，噪声对环境的影响立即消失，故不会对该范围内的居民生活造成长期影响。

通过加强生产期间的安全管理，加强设备的维护，降低事故发生的概率，从而减少因检修放散产生噪声的次数；检修放散作业以及废水转运作业应尽量避免夜间和午休时间，并在事故放散时及时通知附近群众，以降低放散噪声以及火炬燃烧噪声对周边居民的影响。

5.2.3.4 小结

通过噪声预测，运营期正常工况下，本项目平台井站厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准；井站 200m 范围内敏感点噪声满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

5.2.4 土壤环境影响预测与分析

5.2.4.1 土壤环境影响识别

（1）土壤环境影响类型与影响途径识别

项目可能对土壤造成的污染主要为：吉富 19 井站场污水收集罐、放空分液罐由于基础不稳或是极端天气原因导致污染物外溢泄漏，废水或油类污染物通过垂直入渗和地表漫流的方式进入土壤。

项目土壤环境影响类型与途径见下表。

表 5.2-7 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计

（2）土壤环境影响源及影响因子识别

本项目土壤环境影响源及影响因子见下表。

表 5.2-8 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

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

（2）土壤环境影响分析

非正常状况下，假设污水收集罐、放空分液罐发生腐蚀泄漏或由于极端天气、地震等原因，发生罐体侧翻、破裂，发生污水或油类外溢，直接渗入地下水含水层，进而污染土壤，排放形式概化点源瞬时排放。考虑若发生泄漏或罐体倾覆立即能按照应急预案进行拦截和应急处置的情况，吉富19井站场每周进行巡检，溢出到罐区外进入土壤的污水量、石油类泄漏量见地下水分析。

拟建项目对土壤可能产生不利影响的途径主要有以下几个方面

①垂直入渗影响分析

站场产生的废水储存在污水收集罐、放空分液罐中，导热油存放于储油罐内。站场罐区均进行重点防渗。在储运过程中的环境风险主要来自储存设施自身缺陷、人员误操作、老化等造成的泄漏以及外部破坏产生的事故，包括人为破坏及洪水、地震等不可抗拒因素，

造成污水、油类物质泄漏垂直入渗污染土壤。

②地表漫流影响分析

运营过程中，污水储存于污水收集罐中，放空分离液储存于放空分液罐中，导热油存放于储油罐内，罐体由于外部破坏或防渗不当，可能导致罐体垮塌，造成泄漏，有可能通过地表漫流污染土壤。拟建项目通过采取分区防渗、加强管理及设备维护等土壤防治措施，将对区域土壤环境影响控制在可接受水平。

5.2.4.2 项目周围土壤资料

（1）土壤污染源调查

根据对拟建地土壤的监测结果与评价，项目所在地土壤各监测因子均能达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类用地筛选值标准，区域环境质量较好，未受到污染。

（2）土壤类型分布图

根据国家土壤信息平台（<http://www.soilinfo.cn/map/>）查询及现场调查，其结果如下：

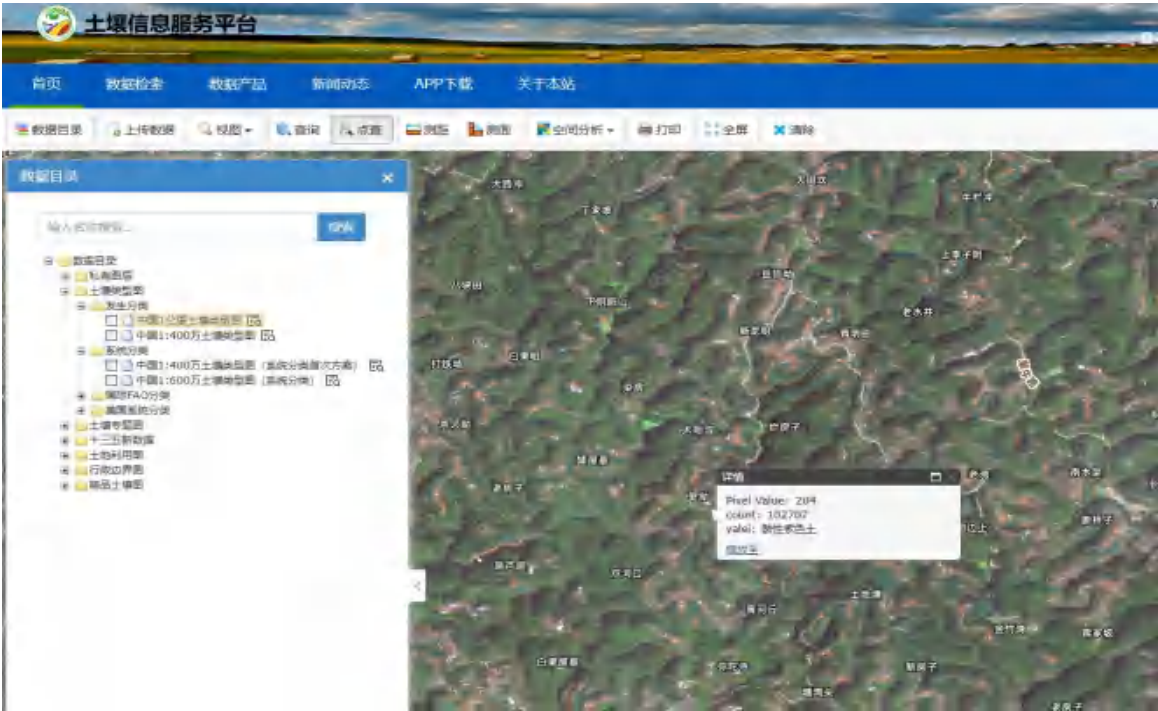




图 5.2-1 土壤调查类型截图

根据查询结果，本项目占地范围以及评价范围内土壤类型均为湿润维形土和水耕人为土，为中性紫色土。

(3) 土壤理化性质调查

本次评价引用四川省工业环境监测研究院出具的《吉富 19 井钻井工程检测报告》（川工环监字（2024）第 03060026 号）中对项目井场内土壤理化性质检测结果进行评价，根据该检测数据，本项目区域土壤理化特性见下表。

根据现场记录及实验室测定数据，本项目区域土壤理化特性见下表。

表 5.2-9 吉富 19 井所在区域土壤理化特性调查表

调查点位		项目井场边缘
经度		104.496493°E
纬度		29.175626°N
层次		0-50cm
现场记录	颜色	红棕
	结构	团粒
	质地	壤土
	砂砾含量%	5
	其他异物	无
实验室测定	pH 值（无量纲）	5.03
	阳离子交换量 cmol（+）/kg	18.6
	氧化还原电位 mV	328
	土壤容重（g/cm ³ ）	1.23
	总孔隙率（%）	42.3

5.2.4.3 评价工作等级及评价范围

（1）项目所在地周边土壤环境敏感程度

本项目占地面积为2.4425hm²（24425m²），属于小型规模。

项目位于四川省自贡市贡井区莲花镇新民村，为农村地区，项目周边均为散户村民。

因此，项目土壤环境敏感程度为“敏感”。

表 5.2-10 污染影响型敏感程度分级表

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

（2）评价等级

根据上述识别结果，本项目为污染影响型建设项目，行业类别及项目类别为页岩气开采，属于II类项目；项目占地规模属于小型；土壤环境敏感程度为敏感，综合判定评价等级为“二级”。

表 5.2-11 污染影响型评价工作等级划分表

类别	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

综上判断，本项目项目类别为II类，占地规模属于小型，周边土壤环境敏感程度为敏感，本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。

（3）调查评价范围及保护目标

根据《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）以及现场踏勘，项目周围为散户居民及农用地。

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）及项目评价等级（二级），本项目的现状调查范围及评价范围为项目占地范围内及占地范围外0.2km。

表 5.2-12 现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围 ^a
--------	------	-------------------

		占地 ^b 范围内	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5km 范围内
	污染影响型		1km 范围内
二级	生态影响型		2km 范围内
	污染影响型		0.2km 范围内
三级	生态影响型		1km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内

a: 涉及大气沉降途径影响的, 可根据主导风向下风向的最大落地浓度点适当调整

b: 矿山类项目指开采区与各场地的占地; 改、扩建类的指现有工程与拟建工程的占地

根据现场踏勘, 拟建工程土壤环境保护目标为井场周边 200m 范围内分布的耕地。

5.2.4.4 预测评价时段

根据本项目各阶段建设内容及土壤影响途径情况, 选取运营期作为本项目的重点预测时段。

5.2.4.5 土壤污染情景

结合壤环境影响源及影响因子识别, 本次评价主要考虑污水池发生事故导致石油类、氯化物泄漏的情形。

根据设计资料, 本项目站场拟设置 2 座污水收集罐 (单个容积为 30m³) 收集生产废水, 罐体均采用防渗材料制成, 罐体四周均设置围堰, 罐体泄漏可能性较小, 另外罐体存放地均进行重点防腐防渗处理, 拟建项目以非正常工况下污水收集罐泄漏进行土壤影响预测。假定污水罐渗漏面积为罐底总面积的 5% (1.5m²), 污水罐中存储有废水, 废水进入地下属于有压渗透, 假定包气带充满水, 按达西公式计算源强, 公式如下:

$$Q = K \frac{H + D}{D} A$$

式中: Q—为渗入到地下水的污水量 (m³/d);

K—为地面垂向渗透系数 (m/d), 根据已批复《吉富19井钻井工程环境影响报告表》可知, 本项目区域内地面垂向渗透系数为0.0584m/d;

H—为池内水深 (m), 参照设计, 本次取2.0m;

D—为地下水埋深 (m), 本次取4.0m;

A—为罐体的泄漏面积 (m²), 本次取1.5m²。

根据达西公式计算，本项目泄漏废水量为 0.134m³/d。要求建设单位定期对池体防渗层完整性进行检查，若池体泄漏能及时发现，从而减少对地下水环境的影响。由于事故池正常工况下无废水，仅在事故工况下临时储存废水，暂存时间较短，因此污水池持续泄漏时间设置为 15d。

预测源强汇总见下表。

表 5.2-13 各情景下污染物增量汇总表

泄漏情景	泄漏位置	特征污染物	浓度 (mg/L)	泄漏量 (kg)	泄漏时间	泄漏污水量 (m³)
非正常工况下	污水罐	氯化物	21800	4.382	15d	2.01
		石油	100	0.000002	15d	2.01

5.2.4.6 土壤环境影响预测

(1) 预测方法

根据《环境影响评价技术导则-土壤环境》（试行）（HJ964-2018），本项目土壤环境影响评价工作等级为二级，预测方法可参见附录 E.1.3 中预测方法进行计算。

单位质量土壤中某种物质的增量可用下式计算：

$$\Delta S = n(I_s - L_s - R_s) / (\rho_b \times A \times D)$$

式中：ΔS—单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

表层土壤中游离酸或游离碱浓度增量，mmol/kg；

I_s—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

预测评价范围内单位年份表层土壤中游离酸、游离碱输入量，mmol；

L_s—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

预测评价范围内单位年份表层土壤中经淋溶排出的游离酸、游离碱的量，

mmol；

R_s—预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

预测评价范围内单位年份表层土壤中经径流排出的游离酸、游离碱的量，

mmol；

ρ_b—表层土壤容重，kg/m³；

A—预测评价范围，m²；

D—表层土壤深度，一般取 0.2m，可根据实际情况适当调整；

n—持续年份，a。取值 1a。

单位质量土壤中某种物质的预测值可根据其增量叠加现状值进行计算：

$$S = S_b + \Delta S$$

式中：S_b—单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg；

S—单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg。

(2) 参数选取及预测结果

表 5.2-14 本项目土壤环境预测参数一览表

序号	参数名称	石油类取值	氯化物取值	备注
1	Is	0.002	4382	假设项目每年排放的石油类、氯化物全部沉降至土壤中
2	Ls	0	0	根据导则，涉及大气沉降影响的，可不考虑输出
3	Rs	0	0	根据导则，涉及大气沉降影响的，可不考虑输出
4	pb	1.23		/
5	A	24425m ²		项目占地范围内
6	D	0.2m		表层土壤深度
7	n	1a		/

(3) 预测结果

根据以上预测公式及参数，本项目对土壤的预测结果如下。

表 5.2-15 各情景下污染物预测值汇总表

泄漏情况	泄漏位置	特征污染物	ΔS	S _b	S	标准值	达标情况
非正常状况下	污水罐泄漏	氯化物	0.73g/kg	0.744g/kg	0.014g/kg	4.5g/kg	达标
		石油类	3.32×10 ⁻⁵ g/kg	7.32×10 ⁻⁵ g/kg	4g/kg	/	/

通过以上计算结果可知，项目单位质量土壤中污染物增量ΔS 较小，占地范围内特征因子石油烃（C10-C40）预测值低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地的风险筛选值。由于氯化物土壤环境要素中无标准值，因此报告仅分析增加量，不进行达标分析。

据站场实际情况分析，如果是装置区或罐区等可视场所发生硬化面破损，即使有物料或污水等泄漏，按目前的管理规范，可以及时采取措施，且污水收集罐设置围堰，不会任由物料或污水漫流渗漏。根据企业近年运行经验，在加强管理和风险防范措施的情况下，

未发生污染土壤环境的情况发生。拟建项目通过采取分区防渗、加强管理及设备维护等土壤防治措施，将对区域土壤环境影响控制在可接受水平。

5.2.5 固体废物环境影响预测与分析

拟建项目营运期产生的固废主要是站场装置区废分子筛及惰性瓷球、废滤芯、脱酸单元 MDEA 过滤器及废包装物、废活性炭、废脱硫剂、脱汞单元废脱汞剂以及压缩机等设备废润滑油、废导热油，工作人员生活垃圾。

(1) 生活垃圾

运营期站场值守人员为 3 人/班和管理人员 4 人，共 9 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/(人.d) 计算，则生活垃圾产生量为 4.5kg/d (1.5t/a)，定点收集后交由当地环卫部门统一处置。

(3) 一般固废

①废分子筛及惰性瓷球：脱水单元干燥塔内填充的分子筛及惰性瓷球（作为分子筛的载体），冷剂干燥塔内填充的分子筛、每 2 年更换一次，产生量约 3.5t/a。

分子筛是一种碱金属硅铝酸盐，拟建项目工艺为吸附原料气中的水分、杂质气体等，由于采用分子筛再生热吹工艺，废弃的分子筛含量微量气田水，废分子筛属于《固体废物分类与代码目录》（公告 2024 年第 4 号）中 SW59 其他工业固体废物，废物代码“900-005-S59”，属于一般固废，更换后交由厂家回收再生利用。

②废过滤器：脱酸单元粉尘过滤器内更换的废过滤器，主要过滤干燥后原料气中可能带出的干燥剂颗粒杂质，废过滤器属于《固体废物分类与代码目录》（公告 2024 年第 4 号）中 SW59 其他工业固体废物，废物代码“900-009-S59”，一般工业固废，由厂家回收利用，产生量约 0.2t/a。

③除盐水系统产生的废滤芯、滤膜：除盐水系统滤芯、滤膜一次投入量为 0.2t，每半年更换 1 次，即废滤芯、废滤膜产生量为 0.4t/a，收集后交由环卫部门清运处置。

(3) 危险废物

①脱酸单元 MDEA 过滤器及废包装物

脱酸单元中所用 MDEA 溶液的废弃包装物,约 0.2t/a,属于危险废物 HW49 其他废物,危废代码“900-041-49”,收集后暂存于危废间交由有危废处置资质的单位收运处置;MDEA 过滤器内填充的活性炭,每年更换,处置量约 0.4t/a,属于危险废物 HW49 其他废物,危废代码“900-039-49”,收集后暂存于危废间定期交由有危废处置资质的单位收运处置

②废脱汞剂

本项目脱水脱汞工序脱汞罐采用载硫活性炭进行脱汞,将产生废活性炭,根据活性炭使用管理规范,项目正常情况下脱水脱汞单元工艺过程脱汞罐中活性炭装填后每 3 个月需更换一次,每次更换产生废活性炭量约 0.5t,因此废活性炭年产量为 2t/a。根据《国家危险废物名录》(2025 年版),项目废脱汞剂(载硫废活性炭)危险废物 HW29 含汞废物,危废代码为“072-002-29”,集中收集暂存交危废处置资质的单位收运处置。

③废润滑油

拟建项目泵类设备、空压机等机械设备使用润滑油,润滑油在使用过程中,由于受到外界作用,如机械杂质、灰尘、氧化物、水汽等的影响而氧化、变质、解聚和老化,使用性能变坏,因而需要增补或更换,产生废润滑油根据《危险废物管理名录》(2025 年版),属于 HW08 类废矿物油,危废代码“900-217-08”。废机油产生量为 0.5t/a。

④废导热油

项目营运期供热单元用导热油作热载体,项目正常情况下,余热回收系统导热油每 3~5 年更换 1 次,每次约 1.2t,根据《危险废物管理名录》(2025 年版),废导热油属于 HW08 类废矿物油,危废代码“900-249-08”,集中收集交有危废处置资质单位转运处置。

⑤污水罐污泥

拟建项目气田水等生产废水在污水罐储存过程中有污泥产生,根据建设单位同类井场运营经验,污水罐污泥产生量约 1t/a。根据《危险废物管理名录》(2025 年版),污水罐及污水池污泥属于 HW49 类其他废物,危废代码“772-006-49”。污泥定期清理,立即采用专用容器分类封装,暂存于危废暂存间,并由专用危废运输车辆外运交由有危废处置资质的单位进行收运处置。

本次评价要求项目项目试采过程产生的危险废物应严格按照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中相关危险废物环境管理要求进行管理。

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

2) 落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。

3) 落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。

4) 落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息。

5) 落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

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

7) 落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

8) 危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025）等有关规定。

综上，各类固废处置措施合理可行，去向明确，可有效避免对环境的二次污染影响。

（4）小结

综上，本项目固体废物均得到有效处理，其处置措施体现了“减量化、资源化、无害化”的治理原则，符合《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》中相关要求，项目的建设及运营对周围环境不会产生明显影响。

5.2.6 地下水环境影响预测与分析

5.2.6.1 评价区水文地质条件

5.2.6.1.1 地下水类型及富水性

评价区地下水类型主要为红层砂泥岩风化带孔隙裂隙水，项目区域大部分地区构造微弱，岩层缓倾，约 3~7 度，在长期的地质作用中形成了较为稳定的风化带，风化带内较发育的裂隙系统为地下水提供了储集空间，而下部弱风化的岩体又起到了相对隔水作用，地下水赋存条件较好。风化带孔隙裂隙水一般为潜水，红层地下水埋藏于浅部砂、泥岩风化带裂隙之中，以砂岩裂隙和泥岩网状微细裂隙储集为主，孔隙储集次之，局部地区，兼有溶蚀孔隙、裂隙储水，属潜水类型，部分微具承压，上部淡水带往往储集在风化裂隙里，埋藏浅，一般埋深在 30m 以内。

根据区域水文地质资料及本次水文地质勘察显示，区域红层风化带厚度一般不超过 50m，含水层厚度一般 15~30m，在不同地形部位有所区别。在丘（山）顶，特别是平缓山脊（丘坡），风化较深，谷坡风化深度与岩层组合及地形坡度有关。但通常是由软硬相间的岩层组成阶梯状谷坡，井场越宽，谷坡越缓，其风化带厚度越大，也越利于地下水的富集。沟底风化深度一般不大。

风化带孔隙裂隙水含水层在区内分布面积较广，井场周边主要为白垩系中统夹关组地层为主，岩性为砖红色厚层块状长石石英砂岩，中细粒结构，组织疏松，夹透镜体泥岩及薄层粉砂岩，上部颗粒变细，泥岩夹层多，下部砂岩多呈巨厚层状，大型交错层发育，组织疏松，风化剥蚀剧烈。

浅层含水层切割深度 20-50m。岩性以中、细粒石英砂岩为主，上部夹有透镜体泥岩。砂岩占全层的 95%以上，厚层块状、钙质孔隙式胶结，风化后结构疏松，孔隙度为 17.08%。因而潜水以饱和状态埋藏在颗粒孔隙中。

含水层呈现出以下主要储集特点：（1）多层迭置，以厚层砂岩为主要含水层。自流井组以厚层至中厚层砂岩与泥岩不等厚互层，而以砂岩为主要含水层，中细粒，结构疏松，层理不清，裂隙不发育。纵向上，由下而上砂岩单层厚度变薄，颗粒变细。（2）以裂隙储集为主要形式，所见较好井泉皆处于裂隙相对发育地段，裂隙有垂直层面、层间和层面三类，为地下水储集、径流、溢出通道，又以垂直层面为主要形式。（3）岩性以泥岩为主，夹砂岩和泥灰岩、结晶灰岩，泥岩多组成深切丘陵中顺走向延伸的条形谷地，表面平坦，为风化物覆盖，泉水稀少，水井多与地表水田水补给有关，水量不大，一般为0.01-0.05L/s。

结合附近井场周边钻孔数据，区域风化带厚度一般不超过50m，含水层厚度15~30m，含水层渗透系数0.0584m/d，据资料，枯季径流模数0.3~0.5L/s·km²。根据抽水试验结果，单孔涌水量小于100m³/d，水量贫乏。

5.2.6.1.2 地下水补给径流排泄条件

区内基岩裂隙水由大气降水和地表水体渗入补给，补给条件受裂隙发育程度、地形地貌特点、降雨及地表水体分布等因素控制。区内风化带网状裂隙水区，裂隙发育度稍差，吸收地面补给水的能力较差。

区内基岩裂隙因受风化带裂隙发育程度和丘陵地形条件的制约，一般不能构成区域性径流与循环，总体处于分散补给、分散排泄状态，故富集条件较差。基岩裂隙水具浅循环短途径径流和积极交替的特点。一般在较高位置接受补给后，沿风化裂隙渗入含水带并向低洼处运移，于附近沟谷排出地表；少部分虽能流向稍远沟谷或江河，但因含水层、段随地形起伏发育，运移途径终不太长，故不具备统一的区域性流向。但在径流过程中部分地下水渗入弱风化带，则径流相对缓慢。

区内地下水排泄均具有就近排泄的特点，排泄方式主要有：水平径流排泄、人工开采排泄两种。

吉富19井所在评价范围内地下水主要接受大气降水补给。基岩风化带孔隙裂隙水的运动受地形起伏和裂隙、溶孔等组成的孔隙裂隙导水系统的控制。在吉富19井所在评价

范围中，地下水由丘坡向沟谷运动，汇集于沟谷流入下游河流。

吉富 19 井地下水排泄方式主要有：1）水平径流排泄：发生在该评价范围内的沟口、以地下径流的方式流入下游；2）人工开采排泄：区内居民主要以地下水为生活水源，取水方式主要为分散式居民饮用水井。

5.2.6.1.3 地下水水化学特征

根据对区内浅层地下水采样分析可知，区内地下水类型以重碳酸-钙型水为主，矿化度为 491~668mg/L，属于低等矿化度水，pH 值为 6.9~7.0。根据野外走访调查情况可知，区内地下水的水化学具有明显的垂向分带性，总体呈现为上层矿化度低深部矿化度高。

5.2.6.1.4 地下水开发利用及水位调查

工程区内地下水主要接受上游地下水补给和大气降水补给，地下水的动态变化同大气降水密切相关，一般随着降雨量的变化而变化，雨季时地下水水位上升，雨季之后地下水水位逐渐下降经调查，拟建项目地下水评价范围内无乡镇地下水集中式饮用水源分布，项目周围居民主要以分散式水井水为生活饮用水。

根据实地踏勘，井场周边分布有分散式水井 16 口，与项目井口的距离在 131m~668m 之间，以上居民水井深度介于 8m~20m 之间，水位埋深 1.0m~6.0m。代表性水井的地下水埋深数据如下：

表 5.2-16 项目周边水井地下水埋深数据表

编号	与井口上下游及距离 (m)	经度	纬度	与井口高程差 (m)	水井深度 (m)	水位埋深 (m)	水位高程 (m)	地下水类型
S1	侧向 168	104.49298°	29.180337°	1.7	9	2.0	303.0	红层砂泥岩风化带孔隙裂隙水
S2	上游 131	104.49548°	29.17844°	2.7	11	3.0	302.0	
S3	侧向 242	104.49193°	29.17830°	0.9	16	5.0	305.0	
S4	下游 203	104.49550°	29.17721°	-2.7	8	1.0	302.0	
S5	下游 412	104.49456°	29.17452°	-1.8	10	2.0	303.0	
S6	下游 507	104.49514°	29.17405°	-1.9	17	6.0	303.0	
S7	下游 511	104.49619°	29.17581°	-2.2	15	3.0	303.0	
S8	下游 374	104.49867°	29.17697°	-3.1	13	4.0	303.0	
S9	侧向 390	104.49767°	29.17734°	1.5	14	5.0	303.0	
S10	上游 668	104.49824°	29.18105°	1.9	20	3.0	303.0	
S11	上游 495	104.49250°	29.17456°	1.7	11	2.0	303.0	
S12	侧向 361	104.49065°	29.18006°	2.1	14	2.6	306.8	
S13	下游 209	104.49178°	29.17891°	-0.7	13	3.3	305.4	

S14	侧向 296	104.49155°	29.17670°	1.5	17	2.9	304.9	
S15	下游 475	104.49220°	29.17440°	-0.7	14	4.5	304.0	
S16	下游 440	104.49441°	29.17450°	-2.3	18	3.8	302.4	

5.2.6.2 地下水环境污染现状调查

通过环境水文地质调查，本项目所在区域地下水主要为红层砂泥岩风化带孔隙裂隙水，均采用分散型开采方式，开采量小，不会形成地下水开采漏斗。项目周围无地下水水位下降引起的土地次生荒漠化、地面沉降、地裂缝等，也无因农业灌溉导致局部地下水位上升产生的土壤次生盐渍化、次生沼泽化等环境水文地质问题，未见由水、土引发的地方性疾病。

根据本次现场调查，评价区内工业活动少，地下水污染源主要来自生活污染源和农业污染源。

生活污染源：居民生活所产生的污水，包括生活污水，比如农户的厕所等。由于不同试采平台周边居民住户比较分散，且生活污水排放量比较小，主要收集用于农业种植，对区域性地下水环境影响不大。但调查发现不少居民生活污水排口或厕所距离机民井距离较近，甚至位于水源补给径流区域，对水质可能产生影响，造成微生物类等指标超标。

农业污染源：主要农业污染源来源于少量的农业生产，对分散式饮用水水源构成一定的威胁。农业生产过程中农药化肥的使用，形成面源污染。农药的大量使用可使有机磷及挥发性酚类含量增加，从而污染地下水环境。化肥的使用将造成水体中的氮含量增加，部分氨氮还将转化成 NO_3^- 、 NO_2^- ，对地下水环境造成影响。畜牧养殖产生的废污水主要通过粪池收集，用于农业生产，多形成点源污染使部分地下水中细菌、总大肠菌群等超标。

5.2.6.3 预测方法及范围

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018) 二级评价中水文地质条件复杂且适宜采用数值法时，建议优先采用数值法。本项目水文条件简单，地下水预测分析主要进行饱和带污染物迁移预测，评价等级属二级，本次进行预测时，采用解析法计算。污染物在地下水系统中的迁移转化过程十分复杂，本次污染物模拟预测过程不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，模型中各项参数予以保守性考虑。由于污染物预测主要针对非正常状况下污染物运移情况，因此模型预测不考虑包气带对污染物的截留

作用，假设污染物可以直接通过包气带进入地下水，最大限度地考虑污染物对研究区水体的影响。

根据本工程的工程特点，工程建设对地下水环境的影响主要从建设施工期和生产运营期两个阶段来考虑。建设施工期内对地下水环境造成的影响主要是管线的敷设、工艺装置区及相关辅助工程的建设；生产运营期内对地下水环境造成的影响主要是收集气田水污水池发生破裂导致废水泄漏对地下水造成影响。

根据本项目特点，非正常工况下产污环节主要在生产运营期：主要发生的环节为收集气田水污水池的事故性泄漏。一般情况下，只要对各种地下水污染源及时采取回用、转运、防渗等方式处理，就不会对地下水水质产生明显不利影响。并且，项目处于地质稳定地带，也不受当地河水洪灾危险，正常状况下污染物泄漏及下渗造成地下水污染的可能性极小。

综上所述，本项目地下水环境影响预测范围与调查评价范围一致，预测层位以潜水含水层为主。

5.2.6.4 预测时段、预测因子、预测模型

5.2.6.4.1 预测时段

根据导则要求，地下水环境影响评价预测时段应包括项目建设、生产运行和服务期满后三个阶段。本项目为输气工程，对地下水的影响主要在生产运营期。

因此，考虑到项目特征因子，将预测时段定为项目运营期，同时将地下水环境影响预测时限定为 100 天、365 天、1000 天、3650 天或能反映特征因子迁移规律的其它重要时间节点。

5.2.6.4.2 预测因子

根据导则要求，并结合项目特点，预测因子选择应在导则要求的基础上，充分考虑选取与其排放的污染物有关的特征因子。预测因子为建设项目排放的污染物有关的特征因子。根据废水排放中污染物排放量和排放浓度，本次选取氯化物（Cl⁻）、COD 和石油类进行影响预测与评价。COD、氯化物预测评价采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）相应的Ⅲ类水质标准，限值为 3.0mg/L、250mg/L，石油类采用《地表水环境质量标准

（GB3838-2002）》中Ⅲ类标准限值 0.05mg/L。

5.2.6.4.3 预测情景假设

1) 预测情景设置

①正常工况

本项目不涉及钻井工程，仅进行天然气试采。在正常工况下，井田采出水、分子筛脱水塔冷凝水经站场设置的 2 座污水罐收集（单座 30m³），定期外运至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理进行处理或拉运至纳 59 井回注工程进行回注处理，或转运至具有处理能力的污水处理厂（站）、回注井处理。

正常工况下，本项目井口装置区、工艺装置区、装车区等可能对地下水环境造成影响工程构筑物均按要求进行防渗，在正常工况条件下对地下水环境的影响较小。

②非正常工况

在非正常工况条件下，场地内可能会造成地下水污染的工程构筑物地面或池体防渗层因老化、腐蚀、破损等因素的影响，防渗层不能满足地下水防渗要求，污染物进入下伏含水层中影响评价区内地下水水质，威胁下游地下饮用水水质安全。根据项目地下水环境影响识别，非正常状况下对地下水环境主要污染途径来自于气田水罐和污水池的 аварий性泄漏。在地下水预测情景设计中，主要考虑气田水罐和污水池故性泄漏致使污水外溢预测情景。

2) 预测源强

①污水罐泄漏

拟建项目站内设置 2 个 30m³ 的污水收集罐，非正常工况下，考虑废水还未及时转运，假设暂存废水的气田水罐由于极端天气或罐体质量原因发生罐体侧翻、破裂，发生废水外溢，直接渗入地下水含水层，排放形式概化点源瞬时排放。假定污水罐渗漏面积为罐底总面积的 5%（1.5m²），污水罐中存储有废水，废水进入地下属于有压渗透，假定包气带充满水，按达西公式计算源强，公式如下：

$$Q = K \frac{F \cdot H}{L}$$

式中：Q—为渗入到地下水的污水量（m³/d）；

K—为地面垂向渗透系数（m/d），参照试验结果取 0.0584m/d；

H—为罐体内水深（m），参照设计，本次取 2.0m；

D—为地下水埋深（m），本次取 4.0m；

A—为池体的泄漏面积（m²），本次取 1.5m²。

根据达西公式计算，本站场污水罐泄漏废水量为 0.175m³/d，污水罐持续泄漏时间为 1d。

②污水池泄漏

本项目依托钻井期间所设污水池，用于临时存储项目生产废水，容积 500m³，为地下池体，下方为防渗层。

规格为 13.7m×13.7m×2.7m。假定最大容积单池产生裂缝，污水通过裂缝逐渐渗漏到地下含水层中，对地下水水质造成污染，污染源类型为短时源强。假定污水渗漏面积为围堰池底总面积的 10%（18.8m²），污水池中存储有废水，废水进入地下属于有压渗透，假定包气带充满水，按达西公式计算源强，公式如下：

$$Q = K \frac{F \cdot H}{D} A$$

式中：Q—为渗入到地下水的污水量（m³/d）；

K—为地面垂向渗透系数（m/d），井场位于丘坡，包气带主要为粉质粘土，根据原钻井工程渗水试验，渗透系数取值 0.0584m/d；

H—为池内水深（m），参照设计，本次取 2.4m；

D—为地下水埋深（m），本次取 4m；

A—为污水池的泄漏面积（m²），本次取 18.8m²。根据工作区水文地质参数，污水池渗漏至含水层废水量 1.76m³/d，污水池破裂 10 天时间检修时发现，污染物泄漏时间为 10d。

非正常状况下源强确定

表 5.2-17 污染物预测源强

渗漏情景	渗漏位置	特征污染物	浓度(mg/L)	渗漏量(kg)	泄漏时间	渗漏污水量
非正常	气田水罐破损泄	COD	1667	0.3	1d	0.175m ³ /d

状况下	漏	氯化物	21800	3.815	1d	1.76m³/d
		石油类	100	0.0175	1d	
	污水池池底破裂 泄漏	COD	1667	29.34	10d	
		氯化物	21800	383.68	10d	
		石油类	100	1.76	10d	

注：1、各污染物取值均参照工程分析中的最大值确定；2、工程分析中 CODCr 最大值为 5000mg/L，因地下水中 CODCr 无质量标准，根据研究成果，废水中 CODMn 一般为 CODCr 的 1/3，换算成耗氧量（CODMn）浓度为 1667mg/L。

5.2.6.4.4 预测模型

（1）水文地质条件及污染源概化

根据实际调查研究及水文地质资料，本次研究的主要含水层为白垩系中统夹关组泥砂岩风化带裂隙水，下部未风化基岩构成隔水层。

含有污染物的废水将以入渗的方式进入含水层，从保守角度，本次计算忽略污染物在包气带的运移过程。建设场地地下水流向呈一维流动，地下水位动态稳定，因此污染物在浅层含水层中的迁移，可概化为瞬时注入示踪剂（平面瞬时点源）的一维稳定流动二维水动力弥散问题，当取平行地下水流动的方向为 x 轴正方向时，则污染物浓度分布模型如下。解析解模型如下所示：

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi n_e t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t} \right]}$$

式中：x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；π为圆周率；

C（x，y，t）—t时刻点 x，y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—瞬时注入示踪剂的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

本次预测所用模型需要的参数有：含水层厚度 M；外泄污染物质量 m_M；岩层的有效孔隙度 n；水流速度 u；污染物纵向弥散系数 DL；污染物横向弥散系数 DT。参数来源为

野外水文地质调查及对区域资料和周边工程勘察资料分析及引用。这些参数主要由本次工作的调查资料以及类比区内最新的勘察成果资料及区域水文普查资料来确定。

(2) 参数选取

本次地下水评价引用《吉富 19 井钻井工程地下水环境影响专项评价》中相关水文参数。

①水层厚度 M ：含水层组为白垩系中统夹关组泥砂岩风化带裂隙水，井场位于丘坡；根据区域水文地质勘察资料， M 确定为 25m。

②瞬时注入的示踪剂质量 mM ：进入地下水的污染物质量。

③含水层的平均有效孔隙度 n ：考虑含水层岩性特征，根据相关经验及区域引用资料，本项目所在区域综合有效孔隙度 n 取 0.08。

④水流速度 u ：评价区地下水含水层主要为风化带裂隙水，井场位于丘坡，依据抽水试验，渗透系数取丘坡处抽水试验值 0.0584m/d，水力坡度约为 1.67%，因此地下水的渗流速度 $v=KI=0.0009753m/d$ ，水流速度取实际流速 $u=v/n=0.0122m/d$ 。

⑤弥散度及弥散系数：参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度与观测尺度关系的理论，根据本次场地的研究尺度，模型计算中纵向弥散度选用 10.0m。由此计算评估区含水层中的纵向弥散系数。由此计算评估区含水层中的纵向弥散系数。 $D_L=\alpha*u=0.122m^2/d$ 。

⑥横向 y 方向的弥散系数 D_T ：根据经验一般 $D_T/D_L=0.1$ ，因此取值 $D_T=0.0122m^2/d$ 。

项目所在地的水文地质条件参数见下表。

表 5.2-18 场地水文地质参数取值

渗漏位置	外泄污染物质量(kg)		污染物浓度标准限值(mg/L)	含水层厚度M(m)	地下水流速u(m/d)	纵向弥散系数(m ² /d)	横向弥散系数(m ² /d)	有效孔隙度n
污水罐破损泄漏	COD	0.3	3	25	0.0122	0.122	0.0122	0.08
	氯化物	3.815	250					
	石油类	0.0175	0.05					
污水池池底破损泄漏	COD	29.34	3					
	氯化物	383.68	250					
	石油类	1.76	0.05					

5.2.6.4.5 预测结果

(1) 污水罐破裂泄漏

1) 地下水污染特征因子 COD_{Mn} 的影响范围及距离结果见下表、下图。

表 5.2-19 地下水中 COD_{Mn} 超标及影响范围

污染源总量 (kg)	模拟时间 (天)	最大超标距离 (m)	中心迁移距离 (m)	中心点处浓度 (mg/L)	标准限值 (mg/L)
0.3	100	3.22	/	3.094	3.0
	365	/	/	0.847	
	1000	/	/	0.000248	
	3650	/	/	0.0258	

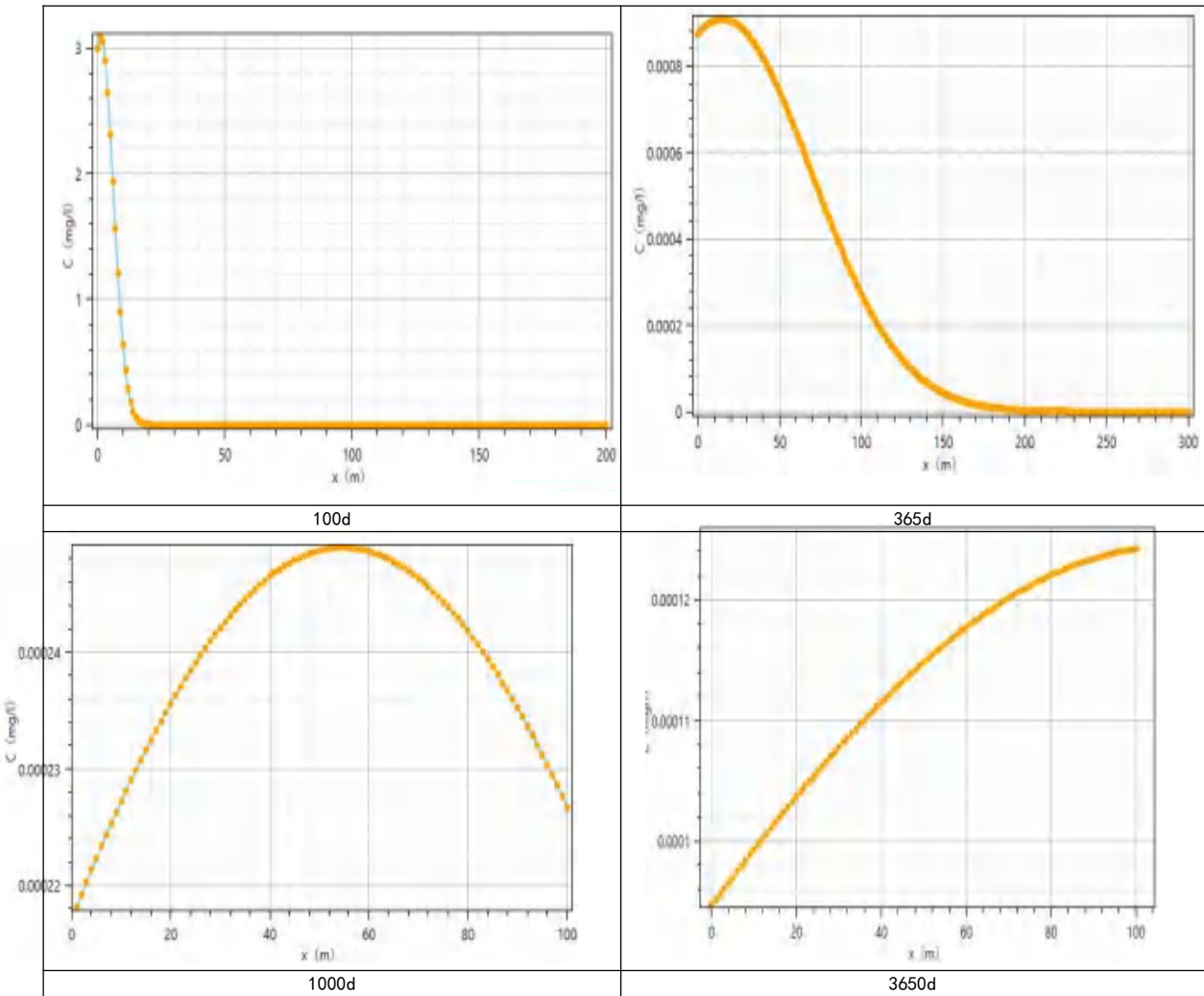


图 5.2-2 污水罐泄漏后 COD_{Mn} 浓度变化趋势图

2) 地下水污染特征因子氯化物的影响范围及距离结果见下表、下图。

表 5.2-20 泄漏氯化物超标及影响范围

污染源总量 (kg)	模拟时间 (天)	最大污染距离 (m)	中心迁移距离 (m)	中心点处浓度 (mg/L)	标准限值 (mg/L)
0.3	100	/	41.5	0.0891	250
	365	/	54	0.00891	
	1000	/	/	0.00244	
	3650	/	/	0.00122	

污染后水流下游轴向污染物浓度变化趋势图如下：

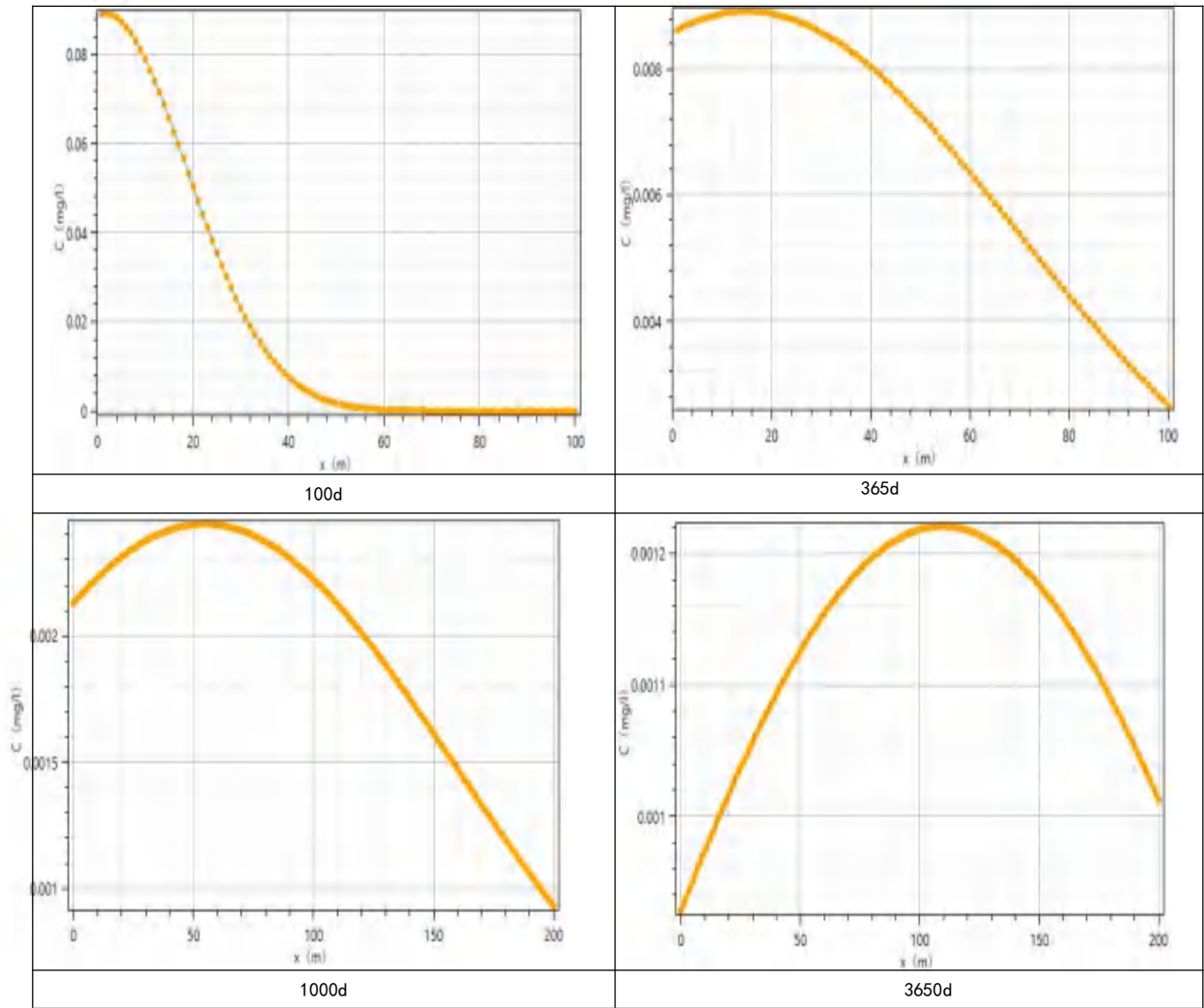


图 5.2-3 污水罐泄漏后氯化物浓度变化趋势图

3) 地下水污染特征因子石油类的影响范围及距离结果见下表、下图

表 5.2-21 地下水中石油类超标及影响范围

污染源总量 (kg)	模拟时间 (天)	最大污染距离 (m)	中心迁移距离 (m)	中心点处浓度 (mg/L)	标准限值 (mg/L)
0.3	100	/	/	0.00054	0.05
	1000	/	/	0.000054	
	3650	/	/	0.000015	
	7300	/	/	163.5115	

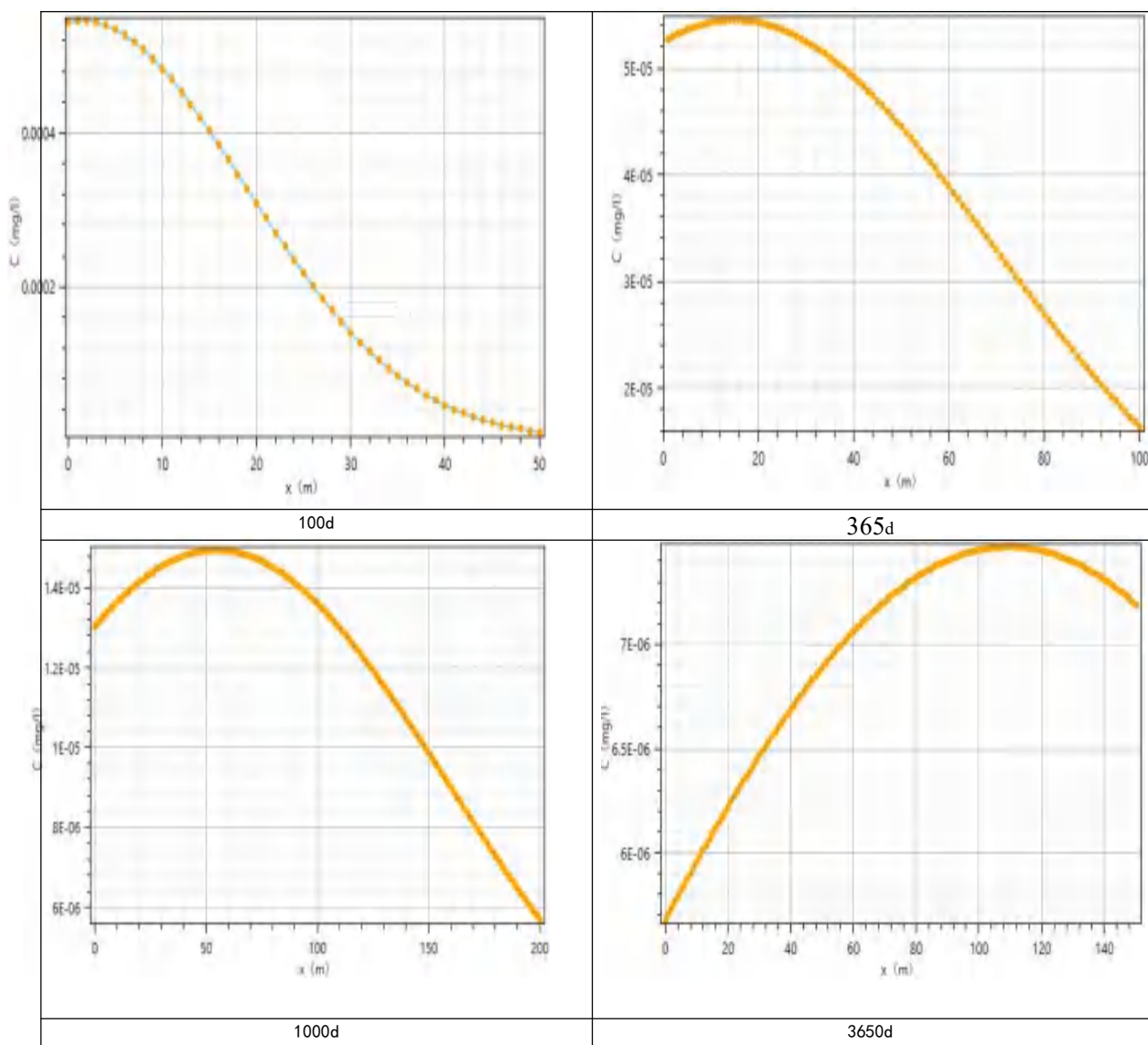


图 5.2-4 污水罐泄漏后石油类浓度变化趋势图

5.2.6.4.6 地下水环境影响评价

根据预测结果，COD、石油类和氯化物在泄漏100天时已无超标范围。

5.2.6.5 项目对地下水环境保护目标的影响

正常状况下污水池池体下方地面均做了防渗措施，各类废水对周边环境保护目标无影响。

非正常状况下污水池内污水泄漏后，各类污染物进入潜水含水层，在地下水的对流弥散作用下，向下游逐渐迁移，超标和影响面积呈现出先逐渐增大后逐渐缩小的趋势，污染影响距离逐渐增加，最后污染物的浓度降至标准值以下，对地下水的影响逐渐降低。

根据预测结果分析，非正常工况下，污水池破裂发生泄漏污水渗入含水层对本项目保护目标影响较小，且地下水径流速度慢，含水层有效孔隙度小，污染物扩散速度较慢，污染影响范围小，一旦事故发生后可以有足够的时间来处理，并可达到良好的效果。

综上所述，本项目正常状况下工程建设项目不会对下伏潜水含水层水质造成不利影响。非正常工况下，未经任何处理地废水中污染物浓度较高，进入地下水将造成一定影响，因此，在施工过程中应注重各类池体及罐体的施工质量，杜绝非正常工况的发生，同时还应制定废水泄漏风险防范措施。发生风险事故后，通过及时处理，工程建设对地下水环境影响可接受。

5.2.6.5.1 地下水环境保护措施与对策

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

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

5.2.6.5.2 源头控制措施

源头控制主要包括实施清洁生产及各类废物循环利用，减少污染物的排放量；在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低限度。

(1) 站场四周设置封闭排污沟，同时在排污沟外圈修建雨水沟，避免雨污混排，并设置初期雨水收集系统，实行“清污分流”。

工艺管线、生产装置、应尽量悬空于地表修建，满足产污构筑物可视化设置要求。以便在项目运行过程中及时发现产污构筑物破损、泄漏，采取相应处置措施，最大限度降低项目运行过程中的环境风险。同时加强本项目工艺管线检修，避免生产工艺过程中溶液的漏滴。

(2) 加强管理，避免药品、材料散乱堆放，避免油污直接接触土壤；定期检查水泥硬化地面是否破损，定期进行地面清扫。

(3) 站内外埋地管道埋设要精心施工，并严格按照相关规定选择优质材料，避免管道破裂等意外情况发生，避免事故维修过程中的废物、废料对地下水造成污染。

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

5.2.6.5.3 分区防渗控制措施

对本项目各建设工程单元可能泄漏污染物的地面进行防渗处理，可有效防止污染物渗入地下，并及时地将泄漏、渗漏的污染物收集并进行集中处理。本项目通过加强井场防渗等级，避免污染物入渗，采取了分区防渗措施。根据工程各功能单元可能产生污染的地区，划分为重点污染防治区、一般污染防治区。重点防渗区为对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理的区域或部位：包括污水池、井口、集液池等区域，防渗等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 。一般防渗区为工艺装置区、装车区、旱厕，防渗应满足等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ ；其他区域为非防渗区。

参照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）“危险废物的堆放基础必须防渗，防渗层为至少 1 米厚粘土层（渗透系数 $\leq 10^{-7}\text{cm/s}$ ），或 2 毫米厚高密度聚乙烯，或至少 2 毫米厚的其它人工材料，渗透系数 $\leq 10^{-10}\text{cm/s}$ ”，本工程应在危险废物产生、装卸及存储区域加强防渗措施，即在污水池、工艺装置区、集液池在已设计的砼防渗层之上均增加 2mm 高密度聚乙烯膜，再用水泥砂浆抹面，渗透系数 $\leq 10^{-10}\text{cm/s}$ ，可有效防止污染物入渗。

以上防渗措施均按相关要求和规定执行。集液池建设完毕后，用清水进行试漏，在无渗漏的前提下方可投入使用。工程采取以上措施后，在一定程度上可以切断地下水的污染途径，措施有效可行。

本项目具体防渗分区情况如下：

表 5.2-22 项目分区防渗判定一览表

防渗	装置、单元名称	污染控制难易程度	天然包气带防污性能	污染物类型	防渗分区判定	备注
吉富 19 井站	集液池	难	中	持久性有机污染物	重点防渗区	依托
	井口	难	中	持久性有机污染物		依托
	污水池	难	中	持久性有机污染物		依托
	工艺装置区	难	中	持久性有机污染物		依托
	旱厕	易	中	持久性有机污染物	一般防渗区	依托
	装车区	易	中	其他类型		依托

分区防渗方案如下：

表 5.2-23 项目分区防渗方案一览表

污染防渗区类别	防渗性能要求	建设项目场地	装置、单元名称	采取的防渗措施	备注
重点防渗区	应满足等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 的防渗性能	吉富 19 井试采气工程区域	污水池、集液池、井口	30cm 的 P6 混凝土+30cm 膨润土+1mmHDPE 膜	已采取
一般防渗区	应满足等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 的防渗性能		工艺装置区、旱厕、装车区	抗渗混凝土面层（厚度 300mm, 抗渗等级为 P6）、原土压（夯）实	已采取
简单防渗区	一般地面硬化即可		除重点防渗区、一般防渗区、绿化区以外的场内其他区域	/	

5.2.6.6 地下水环境管理与监测措施

1、地下水环境管理措施

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

（2）针对井场各存储池和存储罐，必须按下列要求进行管理：

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

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

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

⑤对于污水池须置于防渗处理的地面上，应加强日常监管，一旦有物料泄漏，可及时发现并采取应急措施。

(3) 严格执行气田水运输保障的“三联单”制度（即出站单据、进站单据和运输量单据），运输车辆安装 GPS，防止气田水随意排放引发环境污染事件，确保气田水运输安全性。

(4) 用罐车运送气田水时，加强对罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对罐车的管理，防止人为原因造成的污染物泄漏。

表 5.2-24 地下水环境跟踪监测点位

编号	与项目的方位	监测点功能	特征		备注
			监测项目	监测频率	
1#	井场西南侧约 110m 处农户水井	背景值监测点	pH、石油类、氨氮、钡、汞、砷、氯化物、硫化物、耗氧量（CODMn）、挥发酚、总硬度、溶解性总固体、六价铬等	运营期间每半年监测一次直至退役期，其背景点可一年一次	地下水上游方向
2#	井场南侧 200m 处农户水井	污染扩散监测点			地下水下游方向
3#	井场东南侧 180m 处农户水井	污染扩散监测点			地下水下游方向

通过以上地下水水质监测点的结果来分析是否出现污染物泄漏，以便及时发现问题并及时采取措施。

(3) 数据管理

建设单位应按相关规定对监测结果及时建立档案，并按照国家环保部门相关规定定期向相关部门汇报。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并根据污染物特征增加监测项目，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

建设单位应建立完善的质量管理体系，实现“质量、安全、环境”三位一体的全面质量管理目标。设立地下水动态监测小组，负责对地下水环境监测和管理，或者委托专业的

资质机构完成。建立有关规章制度和岗位责任制。制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

5.2.6.7 风险事故应急响应措施

当出现非正常工况可能导致地下水环境污染事件发生时，应按以下程序进行响应：

1、地下水污染风险快速评估及决策

地下水污染风险快速评估方法与决策由连续的 3 个阶段组成：

第 1 阶段为事故与场地调查：主要任务为搜集事故与污染物信息及场地水文地质资料等一些基本信息；

第 2 阶段为计算和评价：采用简单的数学模型判断事故对地下水影响的紧迫程度，以及对下游敏感点的影响，以快速获取所需要的信息；

第 3 阶段为分析与决策：综合分析前两阶段的结果制定场地应急控制措施。

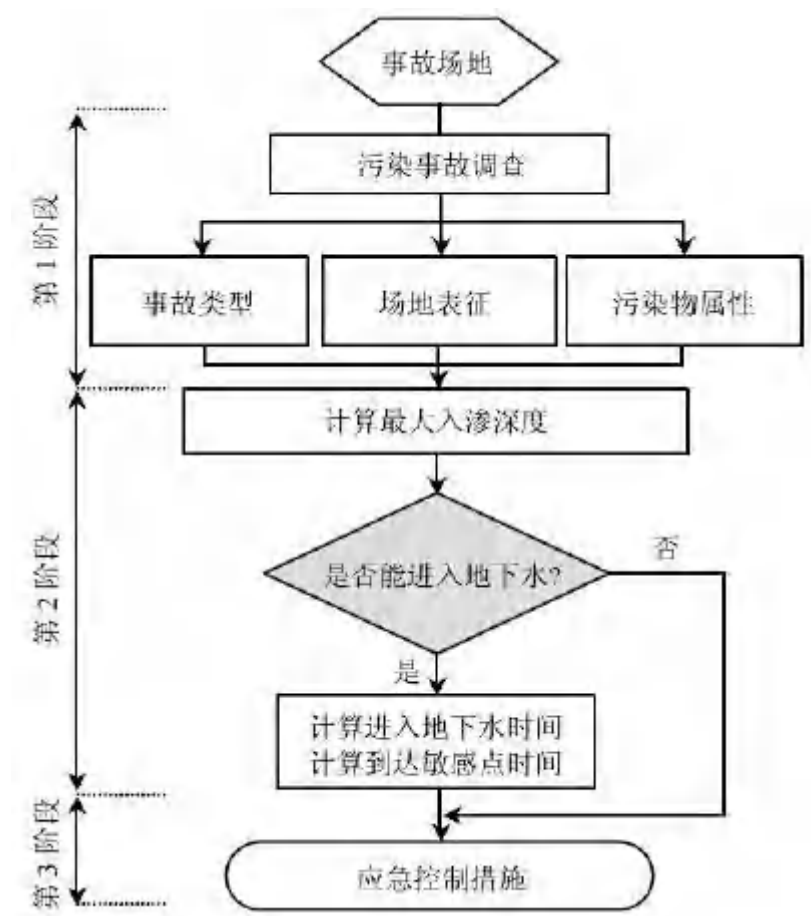


图 5.2-4 地下水污染风险快速评估与决策过程

2、风险事故应急程序

无论预防工作如何周密，风险事故总是难以根本杜绝，无论预防工作如何周密，风险事故总是难以根本杜绝，因此，必须制定地下水风险事故应急响应预案，明确风险事故状态下应采取封闭、截流等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。因此，建设单位应根据《中华人民共和国水污染防治法》编制相应的应急方案，并按照《关于印发<企业突发环境事件风险评估指南(试行)>的通知》（环办[2014]34号），将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估中，防止对周围地下水环境造成污染。针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见下图。

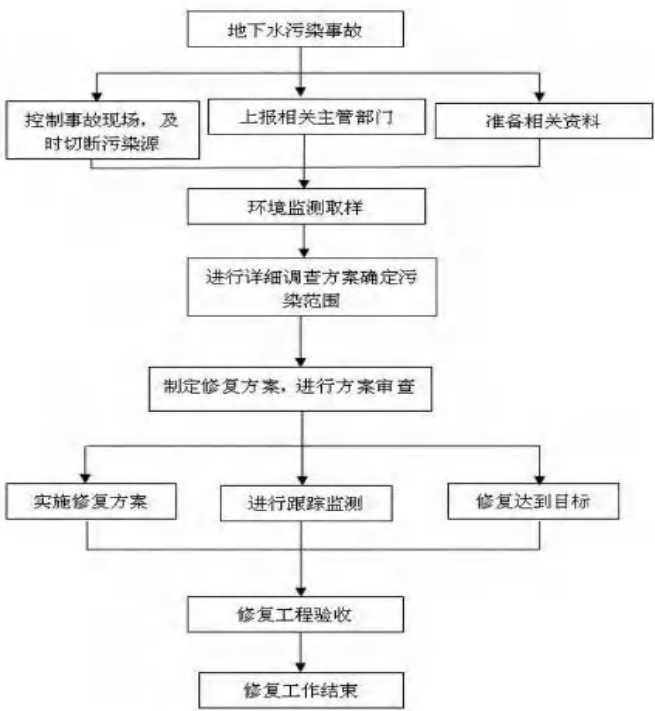


图 5.2-5 地下水污染应急治理程序

3、风险事故应急措施

无论预防工作如何周密，污染事故总是难以根本杜绝，因此，必须制定地下水污染事故应急响应预案，明确发生污染事故状态下应采取封闭、截流等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。

（1）制定风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。因此，建设单位应根据《中华人民共和国水污染防治法》编制相应的应急方案，并按照《关于印发<企业突发环境事件风险评估指南(试行)>的通知》(环办[2014]34号)，将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估中，防止对周围地下水环境造成污染。

(2) 成立事故应急对策指挥中心

成立由多个部门组成的事故应急对策指挥中心。负责在发生事故后进行统一指挥协调处理好抢险工作。

(3) 建立事故应急通报网络

网络交叉点包括消防部门、环保部门、卫生部门、水利部门及公安部门等。一旦发生事故时，第一时间通知上述部门协作，采取应急防护措施。一旦发生事故，现场操作人员应立即以无线对讲机或电话向负责人报警。负责人在接报后立即确认事故位置及大小，及时用电话向事故应急对策指挥中心报警。事故应急对策指挥中心在接报后，按照应急指挥程序，立即用电话向环保部门、卫生部门、水利部门以及消防部门发出指示，指挥抢险工作。应急响应过程可分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。应针对应急响应分步骤制定应急程序，并按事先制定程序指导事故应急响应。

(4) 相应的应急措施

一旦发生井漏等地下水污染事故，应立即停钻并启动应急预案，迅速控制项目区事故现场，切断污染源，对污染场地进行清源处理，同时上报相关部门进行善后。通过项目地下水流下游设置地下水抽水井开展抽水，形成水力截获带，控制污染羽，并监测地下水污染物浓度。发生风险事故后，应急处置期间可利用其他未受到影响的水井取水或送水车应急供水解决群众饮水问题。

5.2.6.8 地下水环保投资估算

本项目地下水环保措施投资估算详见下表。

表 5.2-25 地下水环保投资估算

地下水污染防治措施		地下水环保投资
进行分区防渗处理	重点防渗区域：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 的防渗性能；一般防渗区域：等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 的防渗性能	计入主体工程
地下水环境跟踪监测（包括自打井投资）		2 万元
地下水环境风险事故预留资金		10 万元

5.2.6.9 地下水环境影响分析小结

根据工程分析，本项目运行过程中主要产污构筑物包括：①分离撬；②脱水脱汞撬；③LNG 压缩机撬；④污水罐等。

环评要求上述构筑物均依据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）分区防渗要求，并借鉴《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）及同类型项目防渗施工经验等采取重点防渗措施。在采取防渗措施后，本项目正常运行状况废水下渗量极小，对地下水环境影响较小。工艺装置区、装车区、旱厕也进行一般防渗。正常运行状态，在采取相应措施后，以上构筑物运行过程中产生污染物下渗进入含水层几率较小。因此，以上构筑物不作为本次预测工作重点。

在非正常工况条件下，污水罐发生破损，在防渗层失效的情况下，污染物通过包气带进入地下水中会造成地下水环境的污染，通过软件预测结果可知，当各赋值区发生泄漏后，各污染物在短时间内浓度增加，在地下水流作用下污染源不断向周边扩散，污染物主要向地下水下游方向运移。随着时间的增加，污染源的范围不断扩大，中心浓度也随着地下水水流向下游方向发生迁移，在地下水的稀释和岩土体的物理化学作用下不断减小。

本项目非正常状况发生后，各污染物下渗进入地下水系统后将对评价区地下水系统造成影响，会对下伏及项目区下游含水层造成污染，且要恢复至背景值水平需较长时间。因此应尽量避免非正常状况发生。

环评要求本项目运行过程中，于项目下游布设地下水水质监测井，定期对地下水水质进行监测，如发现水质异常，立刻采取有效措施（如采用水动力隔离技术）阻止污染羽的扩散迁移，将地下水控制在局部范围，避免对厂区下游地下水造成污染。

5.2.7 营运期生态环境影响分析

本项目对生态环境的影响主要发生在施工期，运营期对生态环境的影响相对较小。运营期对生态环境的影响主要表现为运营期废气、噪声对周边农田植被、野生动物的影响。

5.2.7.1 动物及植被的影响分析

项目运营期将产生少量烃类气体，对植被的影响相对较小。运营期人类活动对于野生动物的活动影响小。但仍需加强对人员活动的控制，禁止对野生动物的捕杀、猎食，减少对野生动物的干扰，夜间减少活动。另外交通噪声存在一定的惊扰作用，但对于已经适应环境的野生动物，如鸟类、啮齿类，基本不存在影响。

5.2.7.2 景观影响分析

项目建成后，评价区内的景观格局发生了一定的变化。项目占地，使原有斑块发生破碎化倾向，景观类型的优势度均有所下降；项目用地的景观优势度提高，景观斑块密度增大，频度增加；但项目景观面积相对较小，比例较低，景观斑块分散、破碎且连通性差，不具备动态控制能力，对生态调控作用小，尚构不成对生态环境起决定作用的景观基底。总体上看，原有区域的景观连通程度仍较好，区域的景观基底仍以绿色植被为主。

5.2.7.3 农业生态系统的影响分析

运行期对农业生产的影响主要集中于生产过程事故排放等方面。运行期，按照清洁文明场地建设，设备检修过程中可能会产生一定的油污。如不及时进行回收和处理，则会对项目地附近的农田造成一定程度和范围的污染。根据兰州大学实验，当土壤原油含量小于0.5%时，原油对土壤具有一定的肥力作用。而当土壤原油含量大于1.0%时，对农作物生长有较大的不利影响。因此本项目对周边农业生态的影响主要体现在事故状态下含油污水泄漏进入外环境，造成周边农田污染。

综合以上分析，在正常运行情况下，本项目生产不会对农业生态造成影响。但若发生事故，泄漏含油污水将导致部分农田表层土壤严重污染，将造成农作物减产或绝产。

因此含油废水的有效收集，加强监管力度、防止事故发生，是避免或减少工程对农业生态系统影响的有效途径和重要举措。

5.2.7.4 对永久基本农田的影响

本项目不占用永久基本农田，占用一般耕地，通过建设单位办理土地征、占用手续，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行划补，占用耕地的影响可以缓解。同时试采气工程在采气运营期间需按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、事故状态应急响应等各方面进行了土壤污染防治措施，确保井场采气运营不会对耕地产生不利影响。

5.2.8 退役期影响分析

本项目到期退役时，拆除地表构建筑物，对原永久占地将进行复垦，表面覆盖 50cm 厚的土壤，复垦率应达到 100%以上。

在采取生态恢复措施后，生态环境逐步得到恢复，采取一定的管理措施后，力求融入周边环境。

5.2.9 小结

（1）施工期时，在原钻井井场内建设，不新增用地，项目占地均为临时性用地，对该区域自然植被生物量的影响轻微，不占用和破坏公益林面积。因此，不会发生某种植物成分的丧失或者消亡，不会影响植物区系的组成、结构和功能。栽培植被是以获得经济效益为主，其丧失不会影响评价范围农田生态系统结构和功能。

（2）运营期时，站场放空排放量少，次数少，属于偶发事件，站场放空废气高空排放，不会对农作物、果树造成急性伤害。运营期，站场放空时产生的噪声会对周边动物造成一定影响，但持续时间较短，动物可通过移动来减弱对自身的影响，这种影响在可接受范围。

（3）井站在退役期，站场除井口区域外的设备设施将进行拆除，且对水泥地坪进行清理，然后进行覆土和植被恢复，使井站占地范围内（除井口区域）的自然植被逐步恢复。

6 环境风险评价

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素，项目在营运期间可能发生的突发性事件或事故（不包括人为破坏及自然灾害引发的事故），引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，对环境造成的危害程度及可能性，提出合理可行的预防、控制与减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为项目环境风险防控提供科学依据。

6.1 风险调查

6.1.1 风险源调查

本项目为非常规页岩气试采工程，项目原料天然气含硫化氢，根据《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ941-2018）和《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目所涉及的主要危险物质除天然气中的各类烃类（主要为甲烷）外，还主要包括丙烷、废机油、废导热油、MDEA 溶液以及有剧毒、腐蚀性气体硫化氢（H₂S）等。

6.1.2 环境风险保护目标

本工程在选址选线过程中避开了居民集中区、风景名胜区、文物古迹等风险敏感点。环境风险保护目标如下。

表 6.1-1 环境风险敏感目标一览表

要素	序号	环境保护目标	方位	与站场场界最近距离/m	规模
大气环境	1	散居农户	北侧	110m	1户，3人
	2	散居农户		88-186m	约7户，约21人
	3	散居农户		370m	1户，3人
	4	散居农户	西北侧	220m	1户，3人
				315m	约3户，9人
	6	散居农户	西侧	140m	约3户，9人
	7	散居农户		296m	约4户，12人
	8	散居农户	东侧	424m	约4户，12人
	9	散居农户	东北侧	250m	2户，6人
	10	散居农户		390-500m	约2户，4人
	11	散居农户		360m	1户，3人
	12	散居农户	南侧	105m	3户，12人
	13	散居农户		190-335m	约4户，12人
	14	散居农户	东南侧	104m	约2户，4人
	15	散居农户		170m	约2户，4人

	16	散居农户		313m	约 2 户, 4 人
	17	散居农户		420m	约 2 户, 4 人
	18	散居农户	西南侧	350m	约 4 户, 12 人
				360m	约 2 户, 4 人
	19	新民村	东、南、西、北	500~1000m	约 400 人
	20	保证村	北侧	2691m	约 600 人
	21	云峰村	东北侧	4793m	约 800 人
	22	五宝镇	北侧	4933m	约 600 人
	23	胜利村	东北侧	4282m	约 700 人
	24	中嘴村	东南侧	4325m	约 600 人
	25	渔坝村	南侧	2547m	约 1000 人
	26	白花镇渔坝小学校	南侧	2537m	在校师生约 250 人
	27	雷殿村	西南侧	3899m	约 600 人
	28	普岗社区	西南侧	4045m	约 800 人
	29	万山村	西北侧	1710m	约 700 人
	30	古罗村	西北侧	3847m	约 800 人
	31	观音镇古罗场	西北侧	4808m	约 2500 人
	32	古罗镇初级中学	西北侧	4838m	在校师生约 600 人
	33	东里村	西北侧	4211m	约 600 人
地表水环境	1	无名小溪沟	西侧	332m	灌溉, 无饮用功能
地下水	1	评价范围内潜水含水层	/	/	饮用、灌溉

6.2 环境风险潜势初判

根据前文 1.6.6 章节, 本项目环境风险评价等级为三级。

6.3 环境风险识别

本项目为非常规页岩气试采工程, 项目原料天然气含硫化氢, 根据《企业突发环境事件风险分级方法》(HJ941-2018) 和《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018), 本项目所涉及的主要危险物质除天然气中的各类烃类(主要为甲烷)外, 还主要包括丙烷、废机油、废导热油、MDEA 溶液以及有剧毒、腐蚀性气体硫化氢(H_2S)等。

6.3.1 物质危险性识别

各类危险物质危险特性见下表。

表 6.3-1 物质的危险性及毒性特征一览表

危险物质名称		外观与性状	危险物质分布	危险特性	有害燃烧产物	闪点 (°C)	引燃温度 (°C)	爆炸下限/上限 (% (V/V))	急性毒性
天然气 (甲烷)		无色无臭气体	生产装置	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、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。	CO、CO ₂	-188	538	5.3/15	无资料
混合冷剂	乙烯	无色气体，略具烃类特有的臭味	液化装置	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。	CO、CO ₂	/	425	2.7/36	无资料
	丙烷	无色气体，纯品无臭		易燃气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触猛烈反应。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。	CO、CO ₂	-104	450	2.1/9.5	无资料
废机油 (油类物质)		油状液体，淡黄色至褐色，无气味或略带异味。	压缩机	遇明火、高热可燃。	CO、CO ₂	76	248	无资料	无资料
导热油 (油类物质)		淡黄色油状液体	导热油炉	遇明火、高热可燃。	CO、CO ₂	无资料	无资料	无资料	无资料
MDEA (甲基二乙醇胺)		深黄色油状液体	脱酸装置	具有刺激性。	/	127	无资料	无资料	大鼠经口 LD50: 4780mg/kg; 小鼠腹腔 LD50: 500mg/kg; 兔子皮肤接触 LD50: 5990μL/kg
硫化氢		无色有恶臭气体	原料气	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	氧化硫	50	/	/	LC50168mg/m ³ (大鼠吸入)，人吸入: LCL0 600ppm/30min,

		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					800ppm/5min。
--	--	---	--	--	--	--	--------------

（1）天然气（甲烷）

根据建设单位提供的原料气成分报告，吉富 19 井天然气中含有硫化氢，其主要危险物质为甲烷、硫化氢，具体的物理、化学性质、危险性参数和毒性参数见下表。

表6.3-2 甲烷物化性质表

中文名	甲烷	英文名	methane		
分子式	CH ₄	相对分子质量	16.04	CAS 号	74-82-8
危险性类别	易燃气体			化学类别	烷烃
主要组成与性状					
主要成分	甲烷	外观与性状	气态		
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。				
危险特性与灭火方法					
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、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其他强氧化剂接触剧烈反应。				
灭火方法	切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。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。				
毒理性质：LD50：无资料 LC50：无资料					
理化性质					
熔点（℃）	-182.5	沸点（℃）	-161.5	相对密度（水=1）	0.42（-164℃）
相对密度（空气=1）	0.55	饱和蒸汽压（MPa）	53.32（-168.8℃）	辛醇/水分配系数的对数值	无资料
燃烧热（kJ/mol）	889.5	临界温度（℃）	-188	临界压力（MPa）	4.59
折射率	/	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。		
爆炸特性					
燃烧性	易燃	闪点（℃）	4.59	引燃温度（℃）	538
爆炸下限（%）	5.3	爆炸上限（%）	15		
稳定性和反应活性					
稳定性	稳定	聚合危害	/		
避免接触条件			/		
禁忌物			强氧化剂、氟、氯		
燃烧（分解）产物			一氧化碳、二氧化碳、水		
对应的事故防范措施	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，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。 急救措施：皮肤接触或眼睛接触：皮肤或眼睛接触液态甲烷会冻伤，应及时就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。				

（2）硫化氢

吉富 19 井目的层为茅口组，根据建设单位提供的参考天然气成分报告，吉富 19 井为碱硫化氢天然气井。硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体粘膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

表 6.3-3 硫化氢物质特性表

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

	<p>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、干粉。</p>
--	---

表 6.3-4 硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
体积%	ppm	mg/m ³	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为 0.195mg/m ³ （0.13ppm）时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为 6.9mg/m ³ （4.6ppm）时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别
0.001	10	14.41	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家公会推荐的阈限值（8h 加权平均值）
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家公会推荐的 15min 短期暴露范围平均值
0.002	20	28.83	在暴露 1h 或更长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全与健康局的可接受上限值
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和/或摇晃。超过 75mg/m ³ （50ppm）将会出现肺水肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害
0.01	100	144.14	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。在 5min~20min 过后，呼吸就会变样、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状
0.03	300	432.40	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注：考虑此浓度为立即危害生命或健康（IDLH），参见美国国家职业安全与健康学会 DHHS No 85-114《化学危险袖珍指南》
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和/或心肺复苏技术
0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和/或心肺复苏技术
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，应用人工呼吸和/或心肺复苏
注：表中数据来源于《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2017）			

（3）二氧化硫

二氧化硫为无色气体，具有窒息性特臭，易被湿润的黏膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。

对眼及呼吸道黏膜有强烈的刺激作用，大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。

表 6.3-5 二氧化硫物理化学特性表

国标编号	23013		
CAS 号	7446-09-5		
中文名称	二氧化硫		
英文名称	sulfur dioxide		
别名	亚硫酸酐		
分子式	SO ₂	外观与性状	无色有恶臭气体
分子量	64.6	蒸汽压	338.42kPa/21.1℃
熔点	-74.5℃	溶解性	溶于水、乙醇
密度	相对密度（空气=1）1.43	稳定性	稳定
危险标记	不燃，有毒，具强刺激性	主要用途	用于制造硫酸和保险粉等
健康危害	侵入途径：吸入。		

危险性概述	<p>健康危害：易被湿润的黏膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道黏膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息。皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。</p> <p>环境危害：对大气可造成严重污染；一般植物对二氧化硫危害的抵抗力都很弱，最初的典型症状是叶脉间出现界限分明的点状或块状白斑，有的连接成片，接着叶脉也干枯，最后死亡。小麦受二氧化硫危害后，最初的典型症状是麦芒变成白色，接着叶片变成淡褐色或白色；水稻受二氧化硫危害时，最初叶片变成淡绿色或灰绿色，叶面有小白斑，随着全叶变白，叶尖卷曲、萎蔫、茎秆及稻粒也变白，枯熟甚至全株死亡；蔬菜受二氧化硫危害后，叶片症状因作物种类而异，叶片出现白斑的有萝卜、白菜、菠菜、番茄、葱、辣椒和黄瓜，出现褐斑的有茄子、胡萝卜、马铃薯、南瓜和甘薯，出现黑斑的有蚕豆。</p> <p>燃爆危险：本品不燃，有毒，具强刺激性。</p>
泄漏应急处理	<p>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 450m，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防护服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</p> <p>四、防护措施</p> <p>呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴过渡式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴氧气呼吸器或空气呼吸器。</p> <p>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、限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。</p>
急救措施	<p>皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。就医。</p> <p>眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。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。</p>

表 6.3-6 二氧化硫对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于二氧化硫的典型特性
% (V)	ppm	mg/m ³	
0.0001	1	2.71	具有刺激性气味，可能引起呼吸改变
0.0002	2	4.4	ACGIH TLV, NIOSH REL, 我国规定的阈限值
0.0005	5	13.50	灼伤眼睛，刺激呼吸，对嗓子有较小的刺激
0.0012	12	32.49	刺激嗓子咳嗽，胸腔收缩，流眼泪和恶心
0.010	100	271.00	立即对生命和健康产生危险的浓度（IDLH），见 DHHS No.85-114, NOISH 化学危险品手册
0.015	150	405.35	产生强烈的刺激，只能忍受几分钟
0.05	500	1354.50	即使吸入一口，就产生窒息感。应立即救治，提供人工呼吸或心肺复苏技术（CPR）
0.10	1000	2708.99	如不立即救治会导致死亡，应马上进行人工呼吸或心肺复苏（CPR）

注：表中数据来源于《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2017）

（4）导热油

表 6.3-7 导热油性质表

项目	导热油	
理化特性	外观及形状	琥珀色室温下液体
	沸点（℃）	>280
	密度	890kg/m ³ （20℃）
	自燃温度（℃）	>320
危险特性		<p>在正常条件下使用不会成为健康危险源。</p> <p>长期或持续接触皮肤，而不适当清洗，可能会阻塞皮肤毛孔，导致油脂性粉刺/毛囊炎等疾病。</p> <p>用过的油可能包含有害杂质。</p> <p>油脂性粉刺/毛囊炎征兆及症状可能包括暴露的皮肤出现黑色脓包及斑点。</p> <p>若摄入，可能会导致恶心、呕吐及/或腹泻。</p>
急救措施	吸入	晕眩或反胃不太可能出现，如果发生了，将患者移到有新鲜空气 的地方。若症状持续则要求求助医生。
	接触皮肤	脱去污染衣物。用水冲洗暴露的部位，并用肥皂进行清洗。如刺激持续，请求医。在使用高压设备时，有可能造成本品注入皮下，如发生此种情况，请立即送往医院治疗，不要等待，以免症状恶化。
	接触眼睛	用大量的水冲洗眼睛。如刺激持续，求医
	吞食	不要催吐，用水漱口并就医
消防措施	特定的危险	危险燃烧物品可能包括：气载固体与液体微粒及气体（烟）的复杂混合物。氧化碳。未被识别的有机、无机化合物。
	适当的灭火介质	泡沫，洒水或喷雾。干化学灭火粉、二氧化碳、沙或泥土仅宜用于小规模火灾。
泄漏应急措施	保护措施	避免沾及皮肤及眼睛。使用合适的防扩散措施，以免污染环境。用沙、泥土或其它适合的障碍物来防止扩散或进入排水道、阴沟 或河流。
	清楚方法	溢出后，地面非常光滑。为避免事故，应立即清洁。用沙、泥土 或其它可用来栏堵的材料设置障碍，以防止扩散。直接回收液体 或存放于吸收剂中。用粘土、沙或其它适当的吸附材料来吸收残余物，然后予以适当的弃置。

（5）混合制冷剂

制冷剂的主要成分为甲烷、乙烯、丙烷、氮气。主要风险物质为甲烷、乙烯、丙烷。

表 6.3-8 乙烯理化特性表

项目	中文名：乙烯	分子式：C ₂ H ₄
	分子量：28.06	CAS 号：74-85-1
理化特性	外观及形状：无色气体，略具烃类特有臭味	
	熔点℃：-169.4	溶解性：不溶于水，微溶于乙醇，溶于乙 醚、丙酮、苯
	沸点（℃）：-104	相对密度（水=1）：0.61（0℃）
	饱和蒸汽压/kPa:4083.40（0℃）	相对蒸气密度（空气=1）：0.98
	临界温度（℃）：9.6	燃烧热（kJ/mol）：-1323.8
	临界压力 MPa: 5.07	闪点℃：-135

	引燃温度℃：450	禁忌物：强氧化剂、强酸、氯化铝、金属 氧化物、卤素
燃烧爆炸 危险性	燃烧性：易燃	燃烧产物：一氧化碳
	爆炸极限（%）：2.7~36	火灾危险性：甲类 爆炸性气体分级分组：IB 级 T2
	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，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。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉	
健康危害	侵入途径：吸入 健康危害：具有较强的麻醉作用。 急性中毒：吸入高浓度乙烯可引起意识丧失无明显的兴奋期，但吸入新鲜空气后，可很快苏醒。对眼及呼吸道黏膜有轻微刺激性。液态乙烯可致皮肤冻伤。 慢性影响：长期接触，可引起头昏、全身不适、乏力思维不集中。个别人有胃肠道功能紊乱。	
急救措施	皮肤接触：用流动清水冲洗。 如果发生冻伤：将患部浸泡于保持在38~42℃的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 眼睛接触：不会通过该途径接触 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。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。 就医食入：不会通过该途径接触	
应急泄漏 处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触和跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。	

表6.3-9 丙烷理化特性表

项目	中文名：丙烷	分子式：C ₃ H ₈
	分子量：40.1	CAS 号：74-98-6
理化特性	外观及形状：无色气体，纯品无臭	
	熔点℃：-187.6	溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	沸点（℃）：-42.1	相对密度（水=1）：0.58
	饱和蒸汽压/kPa：53.32（-55.6℃）	相对蒸气密度（空气=1）：1.56
	燃烧热（kJ/mol）：2217.8	
燃烧爆炸 危险性	燃烧性：易燃	燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳
	爆炸极限（V%）：2.1~9.5	引燃温度（℃）：450
	危险特性：易燃气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触剧烈反映。气体比空气重，能在较低处扩散到相称远的地方，遇火源会着火回燃。	
	消防措施：切断气源。若不能切断气源，则不容许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，也许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。	
毒性	接触限值：中国MAC：未制定原则：前苏联MAC：300mg/m ³ 毒理资料：LD50：无资料LC50：无资料	

健康危害	本品有单纯性窒息及麻醉作用。人短暂接触 1%丙烷，不引起症状；10%如下的浓度，只引起轻度头晕；接触高浓度时可浮现麻醉状态、意识丧失；极高浓度时可致窒息。
急救措施	迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道畅通。如呼吸困难，给输。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
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。建议应急解决人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽量切断泄源。用工业覆盖层或吸附/吸取剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，避免气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设合适喷头烧掉。漏气容器要妥善解决，修复、检查后再用。

表 6.3-10 异丁烷理化特性表

项目	中文名：异丁烷	分子式：C ₄ H ₁₀
	分子量：58.12	CAS 号：75-28-5
理化特性	外观及性状：无色稍有气味气体	沸点（℃）：-11.8
	熔点（℃）：-159.6	相对密度（水=1）：0.56
	饱和蒸气压（kPa）：160.09（0℃）	相对蒸气密度（空气=1）：2.01
	燃烧热（kJ/mol）：2856.6	引燃温度（℃）：460
危险性	燃烧性：易燃	侵入途径：吸入
理化特性	外观及性状：无色稍有气味气体	沸点（℃）：-11.8
	熔点（℃）：-159.6	相对密度（水=1）：0.56
	饱和蒸气压（kPa）：160.09（0℃）	相对蒸气密度（空气=1）：2.01
	燃烧热（kJ/mol）：2856.6	引燃温度（℃）：460
健康危害	健康危险：具有弱刺激和麻醉作用，急性中毒主要表现为头痛、头晕、睡、恶心、酒醉状态，严重者可出现昏迷。慢性影响出现头痛、头晕、睡眠不佳、易疲倦	
环境危害	环境危害：该物质对环境有危害，还应特别注意对地表水、土壤、大气、饮用水的污染。燃爆危险：易燃气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触猛烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃	
急救措施	皮肤接触：不会通过该途径接触。 眼睛接触：不会通过该途径接触。 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。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：不会通过该途径接触。	
消防措施	危险特性：易燃气体，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氧化剂接触会猛烈反应。其蒸汽比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳 灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。消防人员在上风向灭火。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。雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	
泄漏应急处理	易燃气体，具有弱刺激和麻醉作用。 皮肤接触：不会通过该途径接触； 眼睛接触：不会通过该途径接触； 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。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：不会通过该途径接触。	

（6）采出水

气田水溶有氯离子（来自盐类）、氢离子和其他矿物质，当与金属表面接触时，会发生电化学反应，导致管道、设备腐蚀，丧失承载能力。气田水腐蚀破坏主要表现为裂缝腐蚀，孔蚀，磨损腐蚀，水线腐蚀等形状的局部腐蚀。Cl⁻可降低金属材质表面钝化膜形成的可能或加速钝化膜的破坏。由于Cl⁻具有离子半径小、穿透能力强，并且能够被金属表面较强吸附的特点，Cl⁻浓度越高，水溶液的导电性就越强，电解质的电阻就越低，Cl⁻就越容易到达金属表面，加快局部腐蚀的进程。同时Cl⁻对缝隙腐蚀还具有催化作用，从而加剧设备、管道的腐蚀。

气田水在输送、处理过程中，一旦发生泄漏，溶解的硫化氢气体溢散出来或气田水随地表水和地下水渗流至人畜水源地，可能引起中毒和环境污染事故。

（7）重烃

重烃是一种重要的碳氢化合物，被广泛应用在石化工业、能源生产化学制品制造等领域。C₁~C₄的烷烃为气态；C₅~C₁₆的烷烃为液态；C₁₇以上的烷烃为固态。沸点：随着碳原子数目增加，沸点升高。熔点：随着碳原子数目增加，熔点升高；奇数碳原子的烷烃熔点较低，偶数碳原子的烷烃熔点较高。相对密度：直链烷烃，随着碳原子数目增加，相对密度也增加；烃的相对密度都小于1。溶解度：烷烃不溶于水，易溶解于有机溶剂。紧急情况概述：极易燃，其蒸汽与空气可形成爆炸性混合物。遇明火高热极易燃烧爆炸。

6.3.2生产系统危险性识别

根据本工程各生产装置、辅助生产设施以及环境保护措施等识别工程建设生产过程中的风险源。

6.3.2.1 井站工艺过程

（1）站场天然气泄漏由于站场工艺操作压力高，若出现超压工况，站内压力设备可能因法兰密封不严或破裂，引发天然气泄漏。

6.3.2.2火灾、爆炸

站场存在明火、静电火花、雷击、电器火花等引发火灾事故。发生火灾事故时，压力设备遇热，导致容器内气体膨胀超压，容易引发爆炸事故。

6.3.2.3 天然气输送过程

天然气输送过程主要危险为天然气泄漏。如果泄漏的天然气遇火，将产生喷射火焰，发生火灾甚至爆炸事故，从而引起热辐射和爆炸伤害。

6.3.2.4 阀门泄漏阀门

由于受到天然气的温度，压力、冲刷、振动腐蚀的影响，以及阀门生产制作中存在的缺陷，阀门在使用过程中不可避免的产生泄漏，阀门泄漏一般包括以下类型：

（1）连接法兰及压盖法兰泄漏，这种泄漏一般通过在降压的情况下，通过拧紧螺栓得以解决；

（2）对于焊接体球阀，有可能存在焊接缺陷，出现泄漏；

（3）阀体的泄漏主要是由于阀门生产过程中的铸造缺陷所引起的。当然，天然气的腐蚀和冲刷造成阀体泄漏，这种泄漏常出现在调压阀上；

（4）阀门阀杆采用填料密封结构处所发生的泄漏，长时间使用填料老化、磨损、腐蚀等使其失效。

6.3.2.5 储罐泄漏

井站采出水及凝析油泄漏将会污染周围的土壤、地下水体和地表水体，同时凝析油储罐一旦发生泄漏将会造成大气污染。

6.3.2.6 采出水转运泄漏

采出水在转运途中存在发生泄漏从而污染周围的土壤、地下水体和地表水体等风险。

6.3.3 运营期潜在危险因素识别

6.3.3.1 事故类型识别及扩散途径分析

环境风险类型包括危险物质泄漏，火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，同一种危险物质可能有多种环境风险类型。本项目主要环境风险物质为 LNG、CH₄、硫化氢、油类物质采出水。一般来说，风险事故的触发因素多为设备（包括管线、阀门或其他设施）

腐蚀、材质缺陷或操作失误等，有毒有害的危险物质 CH₄、乙烯、丙烷、油类物质等泄漏至空气中，对周围大气环境造成污染。

除此之外，对于可能引发火灾、爆炸事故的危险物质 CH₄、硫化氢、油类物质、重烃等，还需要考虑到伴生/次生污染物如 SO₂、CO 的排放引发的环境影响。另外，扑救火灾时产生的消防污水，伴随泄漏物料以及污染雨水沿地面漫流，可能会对地表水、地下水环境造成污染。本工程涉及的危险物质及每种危险物质涉及的风险类型、扩散途径和可能影响方式见下表。

表6.3-11 环境风险类型及危害分析

号 序	危险物质	环境风险类型	类型	扩散途径和可能的影响方式
1	天然气 (CH ₄ 、硫化氢)	危险物质泄漏	大气扩散	天然气泄漏后直接进入大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害，致使居民甲烷窒息或硫化氢中毒
		火灾、爆炸引发的伴生/次生污染物排放	大气扩散	试采期间，天然气泄漏发生火灾事故，引发伴生污染物 CO、SO ₂ 等进入大气环境，对项目周围环境造成危害
		火灾引发的伴生/次生污染物排放	地表水、地下水环境扩散	试采期间，天然气泄漏发生火灾事故时产生的消防废水 或泄漏的液体未能得到有效收集而进入清净下水系统或 雨排系统，通过排水系统排入外界水体，引起水环境污染次生事故，对外界水环境造成影响
2	化学药剂 (MD EA溶剂、制冷剂)	危险物质泄漏	土壤环境	化学物质泄漏未能得到有效收集进入土壤，危害土壤环境，经积累后危害作物人体
			地表水、地下水环境扩散	泄漏未能得到有效收集进入周边地表水体，引起水环境污染事故，对水环境造成影响
			大气扩散	乙烯、异丁烷等泄漏后直接进入大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害，致使居民中毒
3	硫化氢	危险物质泄漏	大气扩散	试采期间，在处理过程中由于失灵或操作失误等原因都可造成气体溢出事故，造成项目周围的 H ₂ S 扩散引起居民中毒
4	气田水	渗漏	土壤环境	气田水输送、贮存及回注期间，管道或污水池中的气田 水泄漏未能得到有效收集进入土壤，危害土壤环境
			地表水、地下水环境扩散	气田水输送、贮存及回注期间，泄漏未能得到有效收集 进入周边地表水或地下水，引起水环境污染事故
5	油类物质、废油、重烃	火灾	大气扩散	燃烧引发火灾爆炸，致使人员伤亡

		火灾引发的伴生/次生污染物排放	大气扩散	燃烧引发火灾，引发伴生污染物（CO）等进入大气环境，造成大气污染
		危险物质泄漏	土壤环境	塔器或储罐中的油类物质泄漏未能得到有效收集进入土壤，危害土壤环境，经积累后危害作物人体
			地表水、地下水环境扩散	泄漏未能得到有效收集进入周边地表水体，引起水环境污染事故，对水环境造成影响

6.3.3.2 事故原因分析

天然气试采过程中风险及有害因素分析：

表6.3-12 环境风险类型及扩散途径分析

序号	类别	可能引发天然气泄漏的原因	影响后果
1	钢管因素	钢管母材质量不合格	易于形成砂眼、裂缝，甚至爆管。天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
2	焊接因素	焊缝焊接时严重错边	焊缝裂口、爆管等。天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
		焊缝未焊透	
		焊接材料不符合要求	
		未按焊接规程操作	
3	腐蚀因素	防腐措施不当，出现外腐蚀穿孔	腐蚀减少管壁厚度，形成砂眼、裂纹，爆管。天然气燃烧爆炸、大气环境及人群健康影响
		天然气中存在腐蚀性物质，出现内腐蚀穿孔	
4	密封因素	法兰、阀门、盘根等漏气	气田水、化学药剂、油类物质、重烃等外溢，污染土壤、地下水和地表水
5	罐体	罐体阀门腐蚀，连接管道质量不合格等	

6.3.3.3 环境风险识别结果

根据拟建项目危险单元分布情况，结合前文风险识别，下表给出建设项目环境风险识别汇总结果。

表 6.1-13 项目环境风险识别表

危险单元	风险源	危险物质	环境扩散途径	可能受影响的敏感目标
工艺装置区	气液分离器	CH ₄ 、硫化氢	大气	周边居民
	站内设备管线连接处	CH ₄ 、硫化氢	大气	周边居民
LNG 装车区	LNG 槽车	甲烷	大气	周边居民
胺液储罐区	胺液储罐	化学药剂	土壤、水环境、大气环境	耕地农田、受纳地表水体、周边居民
混合冷剂制备区	混合冷剂储罐	甲烷、乙烯、丙烷、异丁烷	土壤、水环境、大气环境	耕地农田、受纳地表水体、周边居民
危废暂存区	危险废物暂存点	油类物质、废脱汞剂等	土壤、水环境、大气环境	耕地农田、受纳地表水体、周边居民
导热油炉及储罐区	储油罐	油类物质	土壤、水环境、大气环境	耕地农田、受纳地表水体、周边居民
重烃闪蒸罐区	重烃闪蒸罐	重烃	土壤、水环境、大气环境	耕地农田、受纳地表水体、周边居民

污水收集罐区	污水收集罐	气田水	土壤、水环境、 大气环境	耕地农田、受纳地表水体、周边 居民
放空分液罐区	放空分液罐	放空分离液	土壤、水环境、 大气环境	耕地农田、受纳地表水体、周边 居民

6.4 环境风险事故情景分析及事故后果预测

6.4.1 环境风险事故情景分析

（1）站场天然气泄漏情景分析

站场运行过程中，存在因管道腐蚀、材料和施工缺陷、误操作等因素引发事故的可能性，站场设备、管线发生破裂，天然气泄漏进而造成 H₂S 泄漏，含硫化氢天然气的扩散引起居民中毒事故；天然气泄漏遇明火易发生火灾，不完全燃烧的一氧化碳进入大气中可能对大气造成污染。

LNG 站场配备报警装置及应急截断阀，能够及时发现事故，避免大量天然气外泄，且巡检工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

（2）污水收集罐、放空分液罐破裂及污水外溢情景分析

污水收集罐、放空分液罐非正常工况出现罐体破裂，造成气田水渗漏等环境事故，泄漏时主要影响站场附近土壤、地表水及地下水造成污染，影响土壤的结构，危害植物生长。

（3）污水转运泄漏环境风险情景分析

拟建项目污水暂存于站内污水收集罐内，放空分离液于放空分液罐暂存，均通过罐车运至具有回注处理能力的回注井或具有污水处理能力的单位处置，罐车采用密闭输送，转运频次增加为每天一次，车辆在行驶途中一旦发生交通事故或罐体自身缺陷、人员误操作、老化等原因造成气田水的泄漏。气田水的泄漏可能污染沿途的土壤和水体，会造成水体和土壤污染。

（4）油类物质、重烃泄漏情景分析

项目设置 1 台导热油炉，导热油存放于储油罐内，最大暂存量为 0.6t。项目设置 1 台重烃闪蒸罐，最大暂存量为 1.62t；若储油罐或闪蒸罐发生破损，导致石油类或重烃泄漏，泄漏时主要影响站场附近土壤、地表水及地下水环境，造成环境污染，影响土壤的结构，危害植物生长。

6.5 环境风险分析

天然气泄漏后，发生事故的情况共分为3种类型，主要有泄漏后遇火源，在泄漏口立即燃烧，形成喷射火焰；泄漏后推迟燃烧，形成闪烁火焰或爆炸；泄漏后不立即燃烧也不推迟燃烧，形成环境污染。

6.5.1 事故对大气环境风险预测与评价

6.5.1.1 天然气泄漏影响分析

事故泄漏天然气中主要成分为甲烷、硫化氢，甲烷的密度比空气的密度小，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物造成的影响是局部的，经分析，事故状态下，不会造成人员窒息现象。天然气集气管道、站场工艺设备及连接管线均设有自动阀门，若遇泄漏，系统会自动启动关闭阀门，自阀门关闭到管道内气体泄漏完毕，最多历时 10min，天然气泄漏量极少。综上分析，泄漏的天然气对环境的影响较小。

为了减小对周围居民的影响，在对群众进行宣传的过程中，应告知：在闻到天然气味时，应迅速转移至远离事故泄漏点的地方并及时报告。

6.5.1.2 天然气管道火灾伴生事故影响分析

当管道、阀门发生 100%完全破裂事故时，高压天然气将从破裂口高速喷射和膨胀。天然气的爆炸危险性很大，其爆炸极限范围为 5~15（%V/V）。当泄漏天然气与空气组成混合气体，其浓度处于该范围内时，遇火即发生爆炸。在事故状态下，若发生火灾或爆炸事故，遇火源燃烧将伴生 NO_x、CO 等污染物，且很快就能扩散，不会长期影响空气质量。事故时天然气燃烧主要采用二氧化碳或干粉灭火器等进行灭火。若引发大面积火灾时会产生一定的消防水，但该类消防水不含有毒有害物质，对项目拟建地周围环境不会造成较大污染。

6.5.1.3 事故燃烧产生 NO₂、SO₂ 对环境空气的影响

项目天然气主要成分为甲烷、硫化氢，天然气燃烧将伴生 NO₂、SO₂ 等污染物，将对周围环境空气产生影响。各平台在天然气泄漏事故发生时（如管道穿孔、管道断裂），并

站内部截断阀自动关闭，管道内天然气通过截断阀截断，利用放空管点火放空。项目风险可控，对环境空气影响较小。

6.5.1.4 事故超压放空废气

站场在事故状态下时，将对站内工艺设备和管道内的天然气进行放空，天然气最大放空量考虑设计规模 2min（考虑 2min 内截断）内的排放量。拟建项目事故放空废气经放散管直接排放，主要污染物为甲烷。站场设计规模为 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，因此平台天然气最大放空量为 139m^3 ，则甲烷废气排放量为 0.083t/次。项目设置有报警装置及应急截断阀，发生事故的几率较小，防空持续时间较短，放空量较小，对周边环境造成的影响较小。

6.5.1.5 LNG 槽车运输过程泄漏的影响分析

LNG 槽车在运输过程，控制阀门、压力表正常磨损或车辆事故引起失效，引发天然气泄漏。LNG 槽车内天然气钢瓶组阀器连接点较多，工艺设备容易造成泄漏，气体外泄可能发生点很多，气瓶、单向阀、充气阀、过流保护手动截止阀、排气阀、过滤器、主气阀、减压器等都有可能发生泄漏。泄漏气体一旦遇火源，就会发生火灾和爆炸，对运输路线沿线居民、大气环境易造成不利影响。

6.5.2 地表水环境风险分析

本工程产生的气田水、检修废水暂存于污水罐、污水池内，放空作业产生的放空分离液暂存于放空分液罐内，需要罐车定期转运至具有相应处置单位处理。气田水在运输过程中发生泄漏期间，泄漏的物料会经地表水系或区域降雨原因进入周边环境内。泄漏物料将对区域内生态系统造成以下不利影响：

①泄漏物料直接渗透到土层深处，使土壤理化性质发生变化，影响土壤质量；泄漏物料进入农田区域，区域内农作物会间接受影响，降低产量；

②泄漏物料进入地表水水系，会影响水环境质量，造成局部水污染现象；

③泄漏物料挥发后进入大气环境，使附近区域分布的部分野生动物被迫离开原有生境，间接影响野生动物繁殖环境。

6.5.3 事故对地下水环境风险预测与评价

本项目采出水在运输过程中发生泄漏期间，泄漏的物料会经地表水系或区域降雨原因进入周边环境内。泄漏物料将对区域内生态系统造成以下不利影响：

（1）泄漏物质直接渗透到土层深处，使土壤理化性质发生变化，影响土壤质量；泄漏物料进入农田区域，区域内农作物会间接受影响，降低产量；

（2）泄漏物质进入地表水水系，会影响水环境质量，造成局部水污染现象；

（3）泄漏物质进入地下水水系，会影响水环境质量，造成局部水污染现象。

6.5.4 事故对生态环境的影响

若天然气发生燃烧可能引发林木燃烧、对林地造成影响，产生热辐射会对周围农作物和植物造成影响，根据类比调查可知，本项目若发生天然气泄漏燃烧事故，喷射火长度可达 40m 左右。因此本项目设置放空系统，在发生事故时可及时关闭管道并进行放空作业。在高压检测点压力超高、低压检测点压力超低以及站场火灾情况发生时，高低压紧急截断阀自动关闭输送阀门。因此，发生事故时泄漏出的天然气量较少，对生态环境的影响小，并且是暂时的、可逆的。但若发生事故对周边植被造成了明显影响的情况，建设单位应根据周边植被和农作物的损伤程度，对受损失一方进行相应的赔偿和沟通，避免发生因事故引起扰民现象。

6.5.5 其他环境风险影响分析

（1）站场工艺装置区的其他辅料（MDEA溶剂、混合冷剂）、重烃泄漏风险分析胺液储罐、冷剂配比区、冷剂回收、重烃闪蒸罐区均采取重点防渗，消防方式主要为泡沫、干粉、二氧化碳和砂土，因此评价提出LNG站场胺液储罐、冷剂配比区、冷剂回收区、重烃闪蒸罐区均设置围堰，泄漏可有效收集。可有效防止对土壤、地下水的污染。总体影响可控。

（2）危险废物贮存点风险分析

危险废物贮存点采取重点防渗措施，设置围堰，危险废物泄漏可有效收集。可有效防止对地表水、土壤、地下水的污染。总体影响可控。消防一般采用干化学灭火粉、二氧化碳、沙或泥土，一般不产生消防废水。

6.6 环境风险防范措施及应急要求

拟建吉富19井试采站场设置DCS系统和SIS系统对站内各装置的温度、压力、流量、液位、阀门状态等工艺参数进行采集、监视和控制，对重要工艺参数进行超限报警和联锁。并设置气体检测报警系统（GDS），对装置可燃气体泄漏进行检测报警。

6.6.1 施工期风险防控措施

- （1）在施工过程中，加强监理，确保接口质量；
- （2）建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段；
- （3）制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录；
- （4）选择有丰富经验的施工队伍和优秀的第三方对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。
- （5）优选施工单位，在管材选用、焊接工艺、焊后质量检验以及站场安装方面提出严格的技术要求，并实施工程施工监理制度。
- （6）在站内管道外壁做防腐绝缘层，防止管道外壁腐蚀穿孔；
- （7）站场的总体布置按设计规范要求进行，保持各区的安全距离，设置事故情况下的消防通道和疏散口。
- （8）站内的电气设备按防爆范围等级采用防爆电器，以避免可能泄漏的天然气遇电器火花而产生爆炸。
- （9）站场设计上采用了防雷和防静电火花与天然气接触发生爆炸危害的措施。
- （10）应严格按工程设计进行施工，确保罐体有足够的容积满足工程建设的需要应留有一定的富余容量，防止废水外溢。
- （11）建立严格的安全管理制度，杜绝违章动火、吸烟等现象，按规定配备劳动防护用品，经常进行安全与健康防护方面的教育。

6.6.2 运营期工程风险防控措施

6.6.2.1 站场风险防控措施

(1) 加强 HSE 管理手册的学习，严格执行正规的操作程序；加强员工的环保意识和风险防范意识，制定完善事故应急救援预案。

(2) 优选施工单位，在管材选用、焊接工艺、焊后质量检验以及安装方面提出严格的技术要求，并实施工程施工监理制度。

(3) 在管道外壁做防腐绝缘层，防止管道外壁腐蚀穿孔；加强管道防腐管理，采用清洁生产工艺，对管道腐蚀情况实施监测以及沿线泄漏和管道设施的检查。

(4) 在天然气管道投产前，通过清管充分消除管道内可能局部存在的积水。

(5) 建立严格的安全管理制度，杜绝违章动火、吸烟等现象，按规定配备劳动防护用品，经常性的进行安全与健康防护方面的教育。

(6) 事故放空时应及时通知附近群众，防止产生恐慌。

(7) 为了防止天然气泄漏爆炸及燃烧而危害员工和附近群众的安全，在站场和线路工程设计中应采取严格的防爆措施。

(8) 项目评价范围内居民点等易出现事故的区域或有敏感点分布的地区，通过加套管、加设告示牌、标示桩和加强对周边各单位和个人进行宣传的方式进行防护，同时还应保持同沿线各单位的联络畅通，确保发生事故时能第一时间通知沿线敏感点。

6.6.2.2 站场设备天然气泄漏环境风险防范措施

1) 站场按照《石油天然气工程总图设计规范》(SY/T0048-2016)、《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)等标准布置，确保生产、操作及防火安全。站场在显著位置设置有风向标，以便在紧急情况下，站场内外人员可及时根据风向标准确判断疏散逃离方向。

2) 站场井口设置安全截断系统，出站管线设有紧急截断阀，当检测点压力超高或超低时该系统能自动关闭井口，以确保无论是井口、站内或集气管道事故情况下井口和出站均能快速关闭、截断气源。

3) 平台工艺装置安装进口高压紧急切断阀及旁通三阀组系统，出口按照紧急泄放

阀及三阀组系统；橇上设计 PLC 防爆控制柜，实现远程监控及紧急切断和放空功能防爆 PLC 控制柜上预留 RS-485 接口，相关数据可以上传到站控 DCS 系统，紧急情况下，站控 DCS 系统可以对橇实现远程监控及紧急切断和放空功能。

4) 站场设置一套放空系统，检修/事故状况下放空废气通过 30m 高放空管燃烧排放。

5) 井场设置超压安全阀，兼具火灾安全阀功能。出站管线上设有紧急截断阀，可在紧急、事故工况下截断。

6) 设置可燃气体报警系统及风向标。本项目在工艺装置区均设置了可燃气体探测器，并与值班室主机相连，出现天然气泄漏时可及时报警并有序撤离。

7) 试采平台应配备相应的安全设施，如井口安全系统、灭火器、警示标志、逃生门、防雷和防静电措施、报警系统、高音喇叭等。试采平台周围设置明显的安全警示标志，并告知附近居民可能性危险、危害及安全注意事项。调查附近居民分布情况，掌握有效的联系方式等。

8) 结合试采平台可能发生的事故类型，编制详细的应急救援预案，有针对性地进行宣传，并定期演练。

6.6.2.3 LNG 工艺装置区和装车区环境风险防范措施

(1) 输入到 LNG 工艺装置区的进站管线设有紧急截断阀。同时应采用先进的截断阀系统，将截断反应时间和截断时间控制在最小，减小风险事故的原料气泄漏量。在站内设置紧急截断系统、放空系统以及压力温度等的显示远传控制系统等，以便及时了解站场工作情况，做到及时防范危害因素。

(2) LNG 工艺装置区站场应安装避雷和防静电设施，保证报警设施完好无损，并定期检查接地电阻和避雷设施，以确保其完好性。LNG 橇装装置区应在天然气易泄漏处，设置可燃气体报警器，且报警信号接到站内控制系统，一旦天然气泄漏就会发出警告，以做到防患于未然。

(3) 配备相应的风险防范和应急设施、物质，如放空管、灭火器、消防设施、警示标志、逃生门、风向标等。站场周围设置明显的安全警示标志，并告知附近居民可能性危

险、危害及安全注意事项。站场围墙上应设置醒目的禁止燃放烟花爆竹、禁止吸烟、明火等标识、标语。在检修时，应对设备和管道置换后再检修并按照石油工业“HSE”要求，制定防火、防爆等安全措施。

（4）工作人员进行液化天然气的相关操作时应穿戴好绝热手套、防护服等。防护服应采用棉质材料，需穿长裤，不得穿裙子、短裤进行操作，鞋底不得有铁钉，长裤不得卷起，应盖住鞋帮开口；手套应完好、干燥等。

（5）废弃脱汞剂交有资质的危废处置单位统一处置，更换下来的脱汞剂禁止在站内长期堆放、储存，以防止人员接触中毒。

（6）建立严格的规章制度和操作规程，完善岗位培训上岗制，加强职工的安全教育，提高安全防范风险的意识。针对运营中可能发生的异常现象和存在的安全隐患，设置合理可行的技术措施，制定严格的操作规程。对易发生泄漏的部位实行定期的巡检制度，及时发现问题，尽快解决。严格执行防火、防爆、防雷击、防毒害等各项要求。建立健全安全、环境管理体系，制定严格的安全管理制度。编制应急救援预案，建立应急救援组织，定期进行预案演练。

（7）液态物料储存区设置托盘式围堰，容积满足最大单桶容积。危险废物暂存间采取重点防渗，设置围堰，容积满足最大单桶容积。

（8）LNG 站场胺液储罐、冷剂配比区、冷剂回收区、重烃闪蒸罐均设置 0.1m 高围堰。

（9）严格按照《液化天然气（LNG）生产、储存和装运》（GB/T20368-2012）对工艺装置区等可能产生易燃液体泄漏的区域设置拦蓄区。

（10）LNG 槽车罐选用安全可靠的双层储罐，采用绝热保冷设计，基础满足规范要求。

（11）装车区配备 BOG，防止 LNG 槽车罐超压。LNG 槽车罐气相空间的压力超高，且压力超过压力调节阀的设定值时，通过安全阀释放。

(12) LNG 装车臂必须配备质量、型号合格的安全阀，安全阀每年必须校验一次，并确保维修人员能定期进行日常维护或更换，提高安全阀的可靠性。在日常工作与维护过程中，控制好储罐运行中的压力，尽可能保证储罐内压力的稳定性。

(13) 站内新建 DCS 系统，对工艺设备及辅助生产设施进行监控。完成预处理、净化等各种工艺过程的采集、正常停车控制、显示、报警等，具有参数查询、历史记录查询及报表打印等管理功能。

(14) 站内新建 SIS 系统，SIS 系统按照安全独立原则要求，独立于 DCS 集散控制系统，其安全级别高于 DCS。在正常情况下，SIS 系统是处于静态的，不需要人为干预。只有当生产装置出现紧急情况时，不需要经过 DCS 系统，而直接由 SIS 发出联锁保护信号，对现场设备进行安全保护，避免危险扩散造成巨大损失。当工艺操作恢复正常时，联锁点需人工确认复位后方可操作或受控。本工程橇内设备逻辑连锁、正常停车逻辑连锁和紧急停车逻辑连锁由橇厂家提供，并提供相应的工艺操作手册，各逻辑连锁组态由 DCS、SIS 厂家负责完成。

(15) 在分离计量橇出口管道上设置紧急切断阀，可紧急切断原料气至脱水脱碳装置；冷箱出口设置紧急切断阀门，可紧急切断场站 LNG 供给。BOG 复热器出口设置紧急切断阀门，可紧急切断 BOG 送往燃料气罐。

(16) 装置的安全联锁由 SIS 系统完成，当整个装置停电时、在火灾等紧急情况时，可直接按下辅操台上的“紧急停车”按钮，切断所有紧急切断阀，同时急停相关设备，并将紧急停车信号送入 DCS。紧急停车后，装置开车前，需将“紧急停车”按钮复位，并按下 SIS 监控界面“紧急停车”复位软按钮，所有紧急切断阀及机组方可正常操作或启动。当生产装置出现紧急情况时，不需要经过 DCS 系统，而直接由 SIS 发出保护联锁信号，对现场设备进行安全保护，避免危险扩散造成巨大损失。

(17) 在原料气进口管道上设置紧急切断阀，可紧急切断原料气至脱水脱酸装置；冷箱出口设置紧急切断阀门，可紧急切断场站 LNG 供给；BOG 管线上设置有紧急切断阀门，可紧急切断 BOG 输往工艺装置。

（18）在LNG装车区设可燃气体检测报警仪，保证气体泄漏时，现场人员第一时间知晓，并进行处理。在LNG充装区设置围堰，保证装置或区域管道破裂后，可燃液体不向外扩散的要求。

6.6.2.4 LNG槽车运输过程中的风险防范措施

（1）制定科学合理的车辆运输路线，沿途路线尽量避免经过人口密集区，根据车辆运输实施相应的管理。

（2）驾驶人员（含押运员）具备安全驾驶的知识和技术。LNG槽车驾驶人员作为专业的危险化学品驾驶人员，驾驶员要了解液化天然气的性质、危害特性及罐体的结构等知识，日常行驶时要认真做好出车前、运输过程中、及收车后的车辆检查。一旦车辆或者罐体部分出现异常或者意外，能采取紧急处置措施。驾驶人员要自觉地调整本能反应、驾驶习惯和精神状态等，改变驾驶保障安全驾驶。

（3）依据《液化气体汽车罐车安全监察规程》和《移动式压力容器安全监察规程》中的相关规定，加强LNG槽车的安全性能监管，要定期对LNG槽车进行安全性能检测，对于在安全性能检测不达标的车辆要责令整改或及时淘汰。

（4）LNG槽车运输过程需配备GPS定位，定期采样分析LNG槽车道路运输线路存在的风险性，为往后采取有效的防范措施提供科学依据；可以在线监督驾驶人员是否存在违规驾驶行为并能及时提醒或制止；可以在线监督车辆行驶过程中是否存在走错路线并能实时提醒；可以在线时刻监护运输车辆，一旦发生险情便能及时救援。

（5）LNG槽车运输单位、人员应具备相应的资质和能力，实施车辆登记制度，为每台车安装GPS，并纳入建设方的GPS监控系统平台。执行运输规程。加强对槽车司机的安全教育，定期对槽车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对槽车的管理，防止人为原因造成的风险事故。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。尽量避免夜间运输，运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生的静电。严禁与氧化剂等混装混运。运输途中应防暴

晒、雨淋、防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输时要按照规定路线行驶，尽量避开在居民区和人口稠密区停留。

6.6.2.5事故废水环境风险防范措施

（1）事故废水外溢防范措施

本项目气田水暂存于污水罐、污水池中，运行过程中需要加强污水罐、污水池的检查，及时发现并采取措施防止泄漏。

加强设备质量管理，杜绝泄漏现象、储罐运行中要加强维护保养，定期进行检验，污水罐底部及周围设置围堰，并对围堰进行重点防渗。

规范安全操作，降低泄漏风险，制定一套切实可行的安全管理办法和各项操作规程。加强操作人员的安全教育和业务培训，使之熟练掌握操作技术及隐患的处置方法，杜绝误操作，违章行为的发生。

运行中加强对污水罐、污水池的正常巡查的工作，保证泄漏及时发现。

（2）气田水转运水环境风险防控措施

1) 气田水暂存管理要求

工艺设备区、装车区应设置围堰，若发生泄漏，应通过围堰对泄漏物料进行收集，避免流入井站周边土壤环境中。同时，建设单位应加强日常设备管理与维护，减少非正常情况发生。

2) 转运管理要求

①加强对转运车辆及槽罐的维护和检测加强罐车的管理：每次转运油类或污水之前，须对罐车进行安全隐患排查，检查储

罐密封是否良好，罐车质量、车况是否可行。转运车辆应当符合国家标准要求的安全技术条件，并按照国家有关规定定期进行安全技术检验，并悬挂或者喷涂符合国家标准要求的警示标志；转运槽罐应当封口严密，回注污水在运输过程中渗漏、洒漏，溢流和泄压装置应当设置准确、起闭灵活。

②加强对驾驶员及押运人员的管理

加强对罐车司机的行车安全管理，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，放慢车速，避免交通事故发生，尤其是在雾天、暴雨等恶劣天气情况下的行车安全；加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。转运过程中，应当配备押运人员，并保证油类和回注污水处于押运人员的监控之下，对转运车辆安装 GPS 或摄像头，实现联网动态监控的要求；转运车辆须按照指定的路线、时间和速度行驶，不得进入随意改变行驶路线。

③制定详细的应急处理措施及应急计划

运输人员应当了解油类和处置污水的危险特性及出现危险情况时的应急处置方法。针对转运车在行驶过程可能发生翻车事故并污染地表水、地下水及土壤的情况，应当制定应急预案，配备应急救援人员和必要的应急救援器材、设备，并定期组织应急救援演练。

当发生翻车事故时，应当立即按照应急预案组织救援，并向当地生态环境部门和公安、卫生主管部门报告。

事故后，应当采取必要的应急处置措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大：立即组织营救和救治受害人员，疏散、撤离或者采取其他措施保护危害区域内的其他人员；迅速控制危害源，测定事故的危害区域及危害程度；针对事故对动植物、土地、水源造成的现实危害和可能产生的危害，迅速采取封闭、隔离、洗消等措施；对事故造成的环境污染和生态破坏状况进行监测、评估，并采取相应的环境污染治理和生态修复措施。

④关注沿途地表水域，制定风险事故污染防范措施

为避免转运车发生翻车导致影响转运沿线地表水系水质，应急预案应对油类和污水转运车倾覆并进入运输沿线其他河流后的应急响应程序、应急监测、清除泄漏措施等作出明确规定，并在项目投产运营前进行演练。

加强对转运车辆驾驶员和押运人员的教育和管理，教育其在途经沿线河流沟渠时，谨行慢驶，保障转运车辆安全。

⑤加强转运过程中的油类和回注污水管理，防止二次污染

污水转运过程中，应加强管理，参考《危险废物转移管理办法》建立“三联单”制度，加强生产单位、运输单位及接收单位的交接管理，杜绝人为抛洒、倾倒造成二次污染，确保转运途中不发生泄漏。

油类转运必须遵照国家和当地政府关于运输化学易燃、易爆物品的有关规定。运输前应认真执行运输交接单制度，及时填写《罐车运行记录》，防止油类泄漏，确保转运安全。

3) 应急预案的建议要求

根据前文，本工程理论上可有效容纳最大泄漏物料。因此建议应急预案主要针对监管不当或措施未到达要求从而致使物料流出厂界外环境后的应急减缓措施。

4) 地下水环境风险防范

应重点采取源头控制和分区防渗措施，加强地下水环境的监控、预警。突发环境事故发生后，应对污染物、污染物浓度和污染物范围进行监测。

为掌握污染程度、范围及变化趋势，建议在突发环境事件发生后进行连续监测，直至地下水环境恢复正常查车况，在车前吊挂醒目标识“风险品”标记牌。转运过程应加强管理。

6.6.2.6 风险源风险监控及应急管理

结合《油气输送管道风险评价导则》《中华人民共和国石油天然气管道保护法》及《石油天然气管道安全规程》等，拟建项目采取的环境风险防范措施及应急管理要求如下：

(1) 风险监控、应急监测系统

1) 平台工艺装置井口设置了井口地面安全系统，在高压检测点压力超高、低压检测点压力超低、井口火灾、井场远程控制指令等情况下能自动关闭井口，井口地面安全系统截断阀的阀位信号由 DCS 采集，并可由 DCS 对该井口地面安全系统的截断阀进行远程关闭。一级、二级节流后设置压力高低联锁，当检测到压力超高、超低时自动关井。

本工程含 H_2S ，井口区、工艺区设置固定式 H_2S 探测器，检测可能出现的 H_2S 泄漏，达到一定浓度即产生报警。

进出站原料气管线设置压力低联锁，当检测到压力超低时，自动关闭井口地面安全截断阀和进出站截断阀。

气液分离器液位低联锁关闭液相出口气动截断阀。

脱硫橇出口设置紧急切断阀，出现紧急情况联锁判断该阀门。

压缩机控制盘和脱水橇控制盘均接入 SIS 系统紧急停车信号，实现紧急情况下联锁停车。

2) 设置 1 套 DCS 系统和 SIS 系统对各个装置、工艺过程参数和设备运行状态进行实时数据采集、监视和控制，完成各种数据采集、控制、通信等功能。

3) 设置 16 台便携式可燃气体探测器及 6 台 H₂S 探测器。

4) 各平台储罐内设置液位上限报警装置，与注入泵联动，防止储罐注满外溢。

5) 加强管道运营期的巡检，巡检时应随身佩戴便携式可燃气体监测仪，监测管道的泄漏情况，同时检查阀门的灵活性和可靠性，尽量防患于未然。

6) 应定期对消防设施、消防器材和灭火剂进行检查。灭火剂应每年全面检查一次，并定期更换。

7) 对附近周围的居民做好事故应急宣传，以保证一旦发生天然气泄漏事故时，居民做出正确反应。

(2) 应急物资、人员管理要求

做好应急准备。针对可能发生的环境污染事故，应预先进行组织准备和应急保障。

① 应急物资的管理、购置

1) 明确企业应急物资储备归口管理部门，负责对企业应急救援物资管理工作的监督检查。

2) 根据各风险源以及本项目各事故类型，确定应急物资需求，以及储备和使用情况，管理部门负责制定应急物资储备采购计划。

3) 建立企业应急救援物资管理台账，每月定期检查，确保应急物资储备的完整性和完好性。

4) 应急物资应有一定程度的储备，避免采购期间物资设备空缺、短缺。

5) 配备专人负责应急物资的使用、补充储备以及安全管理。应急物资管理部门派人员对应急物资定期检查，及时根据企业物资采购管理提出申购需求，报企业领导审批由供销部采购。

②应急人员的配备、管理

应急队伍主要由专职消防队、环境监测机构、抢维修队、医疗机构等方面构成。

1) 明确本项目发生事故时可依托的专职消防队单位及联系人信息。

2) 明确本项目发生环境风险事故时可委托的环境监测机构。

3) 明确本项目各风险源发生不同类型事故时可进行应急处理的抢修队。

4) 明确本项目所在区域可依托的应急医疗机构。

6.6.3 应急措施

6.6.3.1 突发环境事件应急预案编制要求

按照国家、地方和相关部门规定，企业必须按照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4号）要求，编制应急预案并报备。

6.6.3.2 风险事故处理程序

项目的建设必然伴随潜在风险危害，如果安全措施水平高，则事故的发生概率会降低，但不会为零。一旦发生事故，需要采取工程应急措施，控制和减少事故危害。

针对本项目可能造成的环境风险的突发性事故制定以下应急预案，但不只限于以下预案。风险事故处理程序如下。

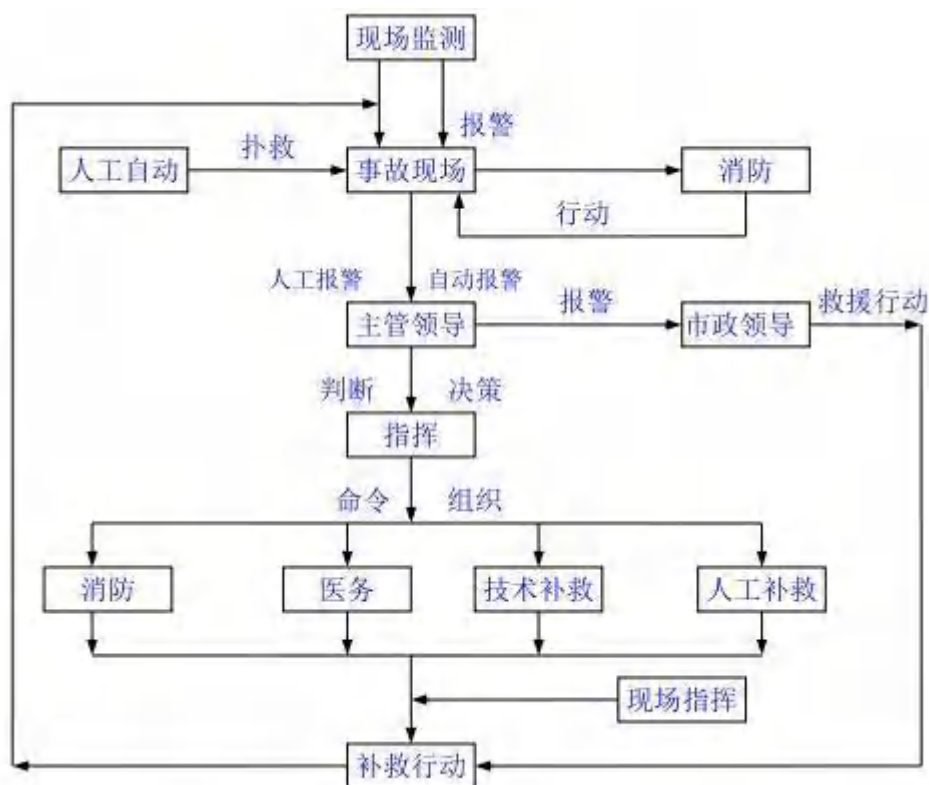


表 6.5-1 风险事故处理程序示意图

6.6.4 突发环境事件应急预案相关内容

6.6.4.1 应急计划区

建设单位应根据本项目的安全预评价制定应急计划区，评价要求将本报告提出的环境敏感点纳入应急计划区。

6.4.4.2 应急组织结构

建设单位对项目下属站场，应急组织结构进行明确划分，分别成立事故抢修指挥小组、技术组、调度组、安全、消防组、抢险组、作业组、物资供应和后勤保障组。对各小组的职责进行规定。同时确定事故抢修组织体系，采取分级处理原则。

根据事故的严重程度和现场能够处理的能力，本级能够处理的在处理以后再向上级汇报，本级不能处理的必须立即向上级汇报。

6.4.4.3 应急疏散预案

(1) 应急疏散范围

当站场发生泄漏时，泄漏点附近部分区域 H_2S 浓度范围将会达到 100ppm($150\text{mg}/\text{m}^3$)，该范围内人居需要进行临时疏散，此范围以外的居民应根据当时各监测点 H_2S 浓度数据随时做好撤离的准备。因本报告所给出的模拟结果只是在假设的模拟条件下的特定结果，计算的结果可作为制定应急预案的参考，从而在编制的应急预案中，确定合适的应急距离、撤离路线和方式，便于紧急情况时能快速疏散居民。

(2) 疏散方式

当硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3(100\text{ppm})$ 的危险临界浓度时，启动二级应急程序，现场应：

- 作业人员应按预案立即撤离站场；
- 同时通知、组织附近单位、居民住户开始应急撤离；
- 现场总负责人应按应急预案的通讯表通知（或安排通知）其它有关机构和相关人员（包括政府有关负责人、附近单位和居民住户）。由施工单位和生产单位按相关规定分别向其上级主管部门报告并安排疏散。

事故情况下，管线附近居民均采取远离管道方向，向两侧疏散，当地居民可利用便利的乡村公路进行快速撤离，可将管道泄漏事故影响降到最低。站场附近因厂界外 100m 范围内无民居，应急范围内居民较少，可利用站场道路及原有的乡村通道迅速向事故点上风向处撤离，来不及撤离至上风向的，应向尽量远离事故点的方向撤离。

6.4.4.4 应急响应

(1) 应急响应流程

应急响应的过程分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。

(2) 通讯联系方式

1) 报告方式：通常方式有捎口信、固定电话、移动电话、传真和网络。作业区向上级报告，除非特别紧急的情况采用电话报告外，其它一律书面报告（电传）。作业区向当地乡镇、县、市级政府及其职能部门报告事故时，采用先电话告知，后附书面报告。作

业区向村社报告事故时，采用电话或口头报告形式。

2) 报警方式：作业区确认事故后，对社会公众报警的方式为：电告当地市、县、镇人民政府和所属村社；电告 110、119；电告社会团体或企事业单位；用高音喇叭通知社会居民或采用口信，一传十，十传百的方式；借助天然气抢险车的扩音设备，巡回告知用高音喇叭通知社会居民或采用口信，一传十，十传百的方式。借助天然气抢险车的扩音设备，巡回告知。

6.4.4.5 应急物资保障

应急设备及物资的安置应采用就近原则，备足、备齐、定置明确，能够保证现场应急处理人员在第一时间内启用。

所有应急救援设备设施和物资实行专人管理，定点定量存放，消防设施、消防器材和泄漏应急处置器材由企业安全管理人员专门负责管理，每年初制定严格的检查保养计划，按月、季、半年不同周期分类对所有应急设施器材进行检查，及时补充和维修维护，确保各处应急物资的数量和性能满足随时使用的需要。

企业应急物资器材更新补充和维修维护、商业财产保险、工伤保险等费用列入年度预算，确保应急物资日常更新补充和维修等费用落实。

一旦发生事故，应急指挥部各成员及小组所需的事故应急救援工作经费不受预算限制，由企业财务部门落实拨付手续，保障应急经费的及时到位。

6.4.4.6 风险应急联动

(1) 管理

内部成立专门的为应对油气勘探、开发等生产经营过程中可能发生的重大突发事件，最大限度地保障人民群众生命和财产安全，减轻事故灾害，并结合作业区经验建立详细周密的应急救援体系，设立了三级应急救援网络。

站场应急领导小组负责所属范围内所有重、特大事故的应急管理。定期组织、检查、审核等专业事故应急小组职责履行情况。发生重大事故，专业应急小组进行应急指挥、调度、抢险、施救、现场调查、恢复生产等工作，由应急领导小组协调有关工作。对特大事

故，应急领导小组直接负责事故现场指挥、调度、抢险、施救、恢复生产，并会同地方政府、股份公司开展事故调查等工作。

（2）联动

①上层联动：在企业自身建立并完善应急响应机制的前提下，与地方生态环境部门、交通管理部门、应急管理部门、项目所在地镇政府及村委会进一步强化应急联动，应急联动具有可行性。

②下层联动：开展项目周边人居调查工作，结合项目周边人员分布情况，落实紧急情况下的应急联络人，确保有效组织环境风险事故下的应急撤离。

6.4.4.7 突发环境事件应急管理要求

（1）事故风险分析：分析事故类型；分析事故发生的区域、地点或装置的名称；分析事故发生的可能时间、事故的危害严重程度及其影响范围；分析事故前可能出现的征兆；分析事故可能引发的次生、衍生事故。

（2）应急工作职责：根据现场工作岗位、组织形式及人员构成，明确各岗位人员的应急工作分工和职责。

（3）应急处置：a）启动事故应急处置程序。根据可能发生的事故及现场情况，明确事故报警、各项应急措施启动、应急救护人员的引导、事故扩大及同生产经营单位应急预案的衔接的程序。b）现场应急处置措施：针对可能发生的火灾、爆炸、危险化学品泄漏、坍塌、水患、机动车辆伤害等，从人员救护、工艺操作、事故控制，消防、现场恢复等方面制定明确的应急处置措施。c）明确报警负责人以及报警电话及上级管理部门、相关应急救援单位联络方式和联系人员，事故报告基本要求和内容。

（4）注意事项：a）佩戴个人防护器具方面的注意事项；b）使用抢险救援器材方面的注意事项；c）采取救援对策或措施方面的注意事项；d）现场自救和互救注意事项；

e）现场应急处置能力确认和人员安全防护等事项；f）应急救援结束后的注意事项；g）其他需要特别警示的事项。

本项目为新建工程项目，工程完工后，建议建设单位根据新建站场建设情况配备相

应急物资，保证事故过程中的应急物资需求。

6.4.4.8 风险事故应急措施

项目如发生风险事故后，建设单位应立即采取不限于以下的措施：

（1）站场发生泄漏时：应关闭其进出口阀，截断气源。

（2）发生窒息的情况：立即报告调度室派救护车进入生产区，同时抢救人员戴好呼吸工具，把窒息者救出现场，移至通风良好处，对呼吸及心跳停止者，立刻做人工呼吸，直至恢复正常或救护车到来。

（3）根据事故可能危害的范围设置警戒，人员疏散路线朝泄漏处上风向。

（4）通知消防队，监护泄漏区域，防止引起火灾、爆炸。

（5）采取相应措施以尽量控制、减少天然气的泄漏量。

（6）天然气泄漏后应严防着火和爆炸，应立即关闭阀门切断气源，切断站场内用电设备的电源，熄灭一切火源，需要时打开专用探照灯，并组织警戒。

（7）在发生采出水外溢事故时，在污水水罐区周围的低洼区域和外溢口处采用沙包、装土编织袋等拦截措施阻拦。

6.4.4.9 建设单位应按照相关规定开展应急监测和环境监测。

建设单位应按相关规定对监测结果及时建立档案，并按照国家生态环境部门相关规定定期向相关部门汇报。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并根据污染物特征增加监测项目，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施建设单位应建立完善的质量管理体系，实现“质量、安全、环境”三位一体的全面质量管理目标。设立地下水动态监测小组，负责对地下水环境监测和管理，或者委托专业的资质机构完成。建立有关规章制度和岗位责任制。制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

6.4.4.10 宣传、培训和演习

（1）公众信息交流。各级政府、建设单位要按规定向公众和员工说明项目运营时发生事故可能造成的危害，广泛宣传应急救援有关法律法规和项目发生事故预防、避险、避灾、自救、互救的常识。

(2) 培训。建设单位有关应急救援队伍按照有关规定参加业务培训；各级安全生产监督管理部门负责对应急救援培训情况进行监督检查。各级应急救援管理机构加强应急管理、救援人员的上岗前培训和常规性培训。

(3) 演习。建设单位应按有关规定定期组织应急救援演习

6.4.4.11 风险事故应急预案的设置

为了切实预防环境风险，项目应制定环境风险应急预案，具体内容包括但不限于以下内容：

表 6.4-1 应急预案基本内容

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	管线和站场以及各环境保护目标。
2	应急组织机构、人员	实施三级应急组织机构，各级别主要负责人为应急计划、协调第一人，应急人员必须为培训上岗熟练工；区域应急组织结构由当地政府、相关行业专家、卫生安全相关单位组成，并由当地政府进行统一调度
3	预案分级响应条件	根据事故的严重程度制定相应级别的应急预案，以及适合相应情况的处理措施。
4	应急救援保障	应急设施，设备与器材等。
5	报警、通讯联络方式	发生应急事件，应立即通知当地环保、消防等部门，并立即通知周围群众，采取相应应急措施
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	发生应急事件后，成立应急指挥部，并由专业队伍负责对事故现场进行侦察监测和评估，为指挥部门提供依据。
7	应急检测、防护措施、清除泄漏措施和器材	事故现场、站场邻近区域、控制防火区域，控制和清除污染措施及相应设备的数量、使用方法、使用人员。
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划	事故现场、站场及管线沿线邻近区、受事故影响的区域人员及公众对毒物应急剂量控制规定，撤离组织计划及救护，医疗救护与公众健康。
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	规定应急状态终止程序；事故现场后处理恢复措施；邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施；制定有关的环境恢复措施；组织专业人员对事故后的环境变化进行监测，对事故应急措施的环境可行性进行后影响评价
10	应急培训计划	应急培训应纳入日常培训内容中，并定时进行考核，将其纳入应急人员每年的综合考核中
11	公众教育和信息	对站场邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息

6.4.5 宣传、培训和演习

(1) 公众信息交流。各级政府、建设单位要按规定向公众和员工说明项目运营时发生事故可能造成的危害，广泛宣传应急救援有关法律法规和项目发生事故预防、避险、避灾、自救、互救的常识。

(2) 培训。建设单位有关应急救援队伍按照有关规定参加业务培训；各级安全生产监督管理部门负责对应急救援培训情况进行监督检查。各级应急救援管理机构加强应急管理、救援人员的上岗前培训和常规性培训。

(3) 演习。建设单位应按有关规定定期组织应急救援演习。

6.5 环境风险评价小结

项目涉及的危险物质主要包括甲烷、硫化氢、油类物质、采出水等。环境风险类型主要为天然气采输过程中甲烷意外释放或泄漏造成的影响，硫化氢泄漏造成的影响，废水、固废等污染物意外释放或泄漏造成的地下水、地表水、土壤环境影响。项目主要采取站场泄漏防范措施等关键性的环境风险事故防范措施确保项目环境风险可防。项目在严格落实设计和本评价提出的环境风险防范措施，做好环境风险应急演练、周边居民的应急撤离和安置预案、区域应急联动预案等环境风险应急措施后，项目建设环境风险可防可控。

7 环境保护措施及其可行性论证

7.1 施工期污染防治措施及可行性论证

7.1.1 施工期大气污染防治措施

施工期废气污染源主要来自运输车辆行驶产生的扬尘（粉尘）、管线焊接产生的焊烟，以及施工机械、运输车辆排放的尾气。

（1）施工扬尘

为了防止施工时地表开挖粉尘、物料运输产生的二次扬尘对环境空气造成的影响，建设单位拟采取措施如下：

①站场施工区实行围挡封闭施工并设置喷雾喷头，围挡下风向设置施工扬尘在线监测和视频监控设备，并与主管部门联网；工地场内道路、建筑材料堆放地、工地进出口道路必须硬化；注重车辆的维护保养，严禁使用冒黑烟车辆，采取设置车辆清洗设施及配套的污水（废水循环使用，不外排），运输车辆在冲洗干净后方可驶出，严禁车辆带泥上路，限制车速，严禁超高、超载运输；易洒漏物质密闭运输，保证无撒漏、扬散，有效抑制粉尘和二次扬尘污染；驶出工地的运输车辆必须车身整洁，装载车厢完好，装载货物堆码整齐。

②露天堆放养护用水泥、灰浆、灰膏等易扬撒的物料或 48 小时内不能清运的建筑垃圾，需设置不低于堆放物高度的密闭围栏并予以覆盖。

③土方开挖时应及时送至填方处，并压实，以减少粉尘产生量；并尽快完成基础设施地面硬化工程。

④施工过程推广湿式作业，在晴天对积尘较大的施工区采取适量洒水措施（一般 4~5 次），可使空气中的扬尘量减少 70%以上。

⑤严格落实《四川省灰霾污染防治办法》的相关要求，并达到《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）相关要求。

（1）施工机械废气及运输车辆排放的尾气

对于施工机械排放的尾气，不宜使用油耗高、效率低、废气排放严重的施工机械，加强施工机械及车辆的维护，禁止其超负荷运行，杜绝机械尾气超标排放；合理选择运输路线，实行封闭式运输，避免运输过程中出现抛洒；应采用优质、污染小的燃油，因此不会对周围环境造成很大的污染。

（2）施工焊接烟尘

焊接过程采用国内应用技术成熟的焊接工艺，由于焊接废气污染源本身排放量较小，并具有间歇性和短期性，不会对大气环境造成显著影响。

在采取以上污染防治措施后，施工期对大气环境的影响可降至最低。施工期环境空气的影响是暂时的，随着施工的结束而消失。

7.1.2 地表水环境保护措施

本项目拟建吉富 19 井试采气工程在原钻井工程井站范围内实施，现有井站已实施清污分流。施工期产生的施工废水经沉淀处理后用于场地和道路洒水抑尘，不外排。管道采用清水试压，产生的试压废水经沉淀处理后用于洒水抑尘，不外排。施工期间不设置施工营地，施工人员生活污水依托周边农户旱厕收集后用作农肥。

综上所述，本项目施工期无废水外排。结合区块内已实施平台经验，以上水污染防治环保措施成熟、可靠，具有可行性和有效性。

7.1.3 噪声保护措施

施工期噪声源主要来自施工作业机械，如挖掘机、电焊机、吊管机、运输车辆等，采取以下污染防治措施：

（1）选用低噪声设备，加强设备维护保养。

(2) 施工单位在开工 15 日前应向当地环境管理部门申报,说明工程项目名称、施工场所及可能排放的噪声强度和所采取的噪声防治措施。

(3) 场外运输作业尽量安排在白天进行,车辆实行限速、禁鸣等管理措施。

(4) 在满足施工需要的前提下,尽可能选取噪声低、振动小、能耗低的先进设备;加强施工机械设备的日常维护保养,使机械设备保持最低声级水平;施工期间当机械设备闲置不用时,应及时关停。

(5) 合理布置施工总平,合理安排施工强度,做好施工设计和组织,加强施工区内机械设备管理,较强噪声源尽可能远离周边的环境保护目标。

(6) 加强施工区内动力机械设备管理,将可在固定地点施工的机械设置在临时建筑房内作业,使较强声源尽可能远离居民。

(7) 合理安排施工时间。建设工程项目严禁在 22 时至次日 6 时进行产生环境噪声污染的施工作业,因工艺要求或者特殊需要确需进行夜间施工的必须办理《夜间施工许可证》。《夜间施工许可证》的有效期限不超过 3 天,确需连续施工超过 3 天的可续办一次。施工单位应在建设工程项目周边公示夜间施工许可情况,明确施工现场噪声污染防治责任人,畅通反映问题渠道,接受社会、市民的监督。主动采取多种方式提前与周边社区、市民做好沟通解释工作,积极妥善处理夜间施工噪音投诉,争取周边居民对建设工程项目的理解和支持。应将高噪声作业安排在白天进行,禁止夜间(22:00-08:00)和午休时间(12:00~14:00)施工。严格控制夜间施工时间,最大限度地避免夜间施工对环境的不利影响。

(8) 加强车辆管理,材料运输车辆临近声环境保护目标点时低速行驶、禁止鸣笛。

(9) 加强对施工人员的环境宣传和教育,做到文明施工;同时加快施工进度,尽量缩短工期。

采取以上措施后,施工噪声可以得到有效控制,对环境的影响可降至最低。

7.1.4 施工期固废处置措施

采气井站施工人员施工期间租住在附近农户，其产生的生活垃圾利用附近农户现有设施进行收集处置，无集中生活垃圾产生。施工废料主要包括焊接作业中产生的废焊条和焊渣、施工过程中产生的废包装材料等，部分由施工单位回收利用，部分由施工单位严格按照 HSE 管理模式进行集中收集后，依托当地环卫部门有偿清运，按相关规定进行妥善处置。

7.1.5 施工期生态环境污染防治措施

(1) 项目仅涉及站场建设，施工过程严格管理，各施工设施、原辅材料严禁放置于施工红线范围外，严格控制占地面积，减小对周边植被的影响。

(2) 植被的保护与恢复措施项目施工对植被的影响是不可避免的，影响的范围和程度对于不同项目组成、植被类型、地貌各有差异，但其影响的性质基本可以分为可逆和不可逆的两大类。因此，施工过程中，根据施工工艺的不同以及其对植被所带来的影响，因地制宜，制定相应的避免、减缓或补偿植被影响的防护及生态恢复措施，将施工对植被的影响降低到最低程度，保护植物群落和维持陆地生态系统的稳定性。

7.2 运营期污染防治措施及可行性论证

7.2.1 运营期大气污染防治措施

拟建站场设置有安全阀控制，正常生产情况下，站场工艺设备为高压密闭作业，无废气产生。正常工况下项目运营期主要废气为水套炉、导热油炉、燃气发电机组燃烧废气、脱酸单元酸气和污水收集罐无组织废气以及非正常工况下的放空废气。

(1) 水套炉、导热油炉、燃气发电机燃烧废气

水套炉燃烧废气经 15m 高排气筒排放，导热油炉废气经 15m 高排气筒排放，燃气发电机组燃烧废气经余热回收装置利用余热后经 15m 高排气筒排放；项目燃料为天然气，燃料天然气来自本井站净化处理后的天然气，主要污染物为二氧化硫、氮氧化物、颗粒物，经估算，项目水套炉、导热油炉排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》

(GB13271-2014) 中标准限值；燃气发电机组废气排放浓度满足《大气污染物综合排

放标准》（GB16297-96）表 2 中二级标准限值及折算后排放速率要求。废气污染物可以达标排放，对周围环境影响较小，治理措施可行。

（2）脱酸废气

项目产生的废气包括脱酸单元 MDEA 闪蒸罐产生的酸性废气（主要为 CO₂ 和水蒸气）和再生塔产生的酸性废气（主要为 CO₂ 气体和水蒸气），脱酸尾气引入放空系统，经放空气空温复热器进行复热、放空分液罐气液分离后引至放空系统经点火燃烧后经 30m 高放散管排放。

（3）生产装置区逸散废气

本项目运营期工艺装置及管线设备连接等处会有少量的原料气逸散出来，呈无组织排放。项目属带压操作，生产、储存环节损失少，在优选密闭性能好的管道、阀门等设施的基础上，本项目非甲烷总烃无组织逸散量小，其对环境空气影响较小。

（3）气田水储运过程逸散废气

吉富 19 井天然气经站内气液分离后，气田水经 2 座污水罐收集暂存，气田水中挥发性有机物（以 VOCs 计）含量较少，气田水在储存运输、运输过程中挥发性有机物将通过无组织形式挥发，无组织逸散量小，其对环境空气影响较小。

（4）非正常工况，在事故放空期间会产生放空废气，本工程天然气中硫化氢，少量的天然气通过放空系统点火燃烧后经 30m 高放散管排放，放空区均位于地势开阔的空旷地带，大气扩散条件良好，故放空废气不会对周边大气环境造成明显不利影响。同时，评价要求非正常工况放空前应向贡井区生态环境局及时备案。

7.2.2 地表水污染防治措施及其可行性论证

本项目运营期产生的废水主要为生产废水（气田水、分子筛冷凝水、脱盐浓水）及生活污水。

7.2.2.1 污染防治措施

（1）气田水、分子筛冷凝水、检修废水

气田水、分子筛冷凝水、脱盐浓水经站场设置的 2 座污水罐收集(单个容积为 30m^3)，由罐车定期外运至具有回注处理能力的回注井进行回注处理或其他符合环保手续的的第三方单位处理达标后排放。

(1) 生活污水

依托站场设置的撬装式旱厕收集后用于周边农户农田施肥，不外排。

7.2.2.2 污水储存设施合理性分析

吉富 19 井试采站排液期气田水最大日产量 ($42\text{m}^3/\text{d}$)、稳产期气田水最大日产量 ($15.6\text{m}^3/\text{d}$)、脱水单元分子筛冷凝水 ($1\text{m}^3/\text{d}$) 暂存于 2 座污水罐 (单个容积 30m^3) 中，废水最大日产生量约 $43\text{m}^3/\text{d}$ ，污水罐可收集当天所产生的所有生产废水，若产生检修情况，可增加转运频次，项目污水储存设施整体合理可行。

7.2.2.3 生产废水拉运至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理可行性分析

(1) 运输方式及路线合理性分析

泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司位于泸州市泸县玉蟾街道白龙塔村 6 社，自吉富 19 井站场出发，全线主要途经道路村道、荣牛路、015 乡道、自健路、S66 龙汉高速、蓉遵高速、龙城大道、090 县道、鹿福路，最终至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司，全长约 120km。

全线道路路况较好，运输线路走向较为合理；罐车行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，应放慢行驶速度，谨慎通过，全线未穿越饮用水水源保护区。废水转运过程严格执行联单制度，全程采用密闭罐车运输，可有效避免转运途中废水的“跑、冒、滴、漏”；同时落实罐车 GPS 定位跟踪等环保管理要求，并及时将转运联单报当地生态环境局备案；总体上本项目吉富 19 井气田水外运线路及运输方式是合理的。

(2) 泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理可行性分析

本项目气田水由罐车拉运至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理。泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司技改项目位于泸州市泸县玉蟾街道白龙塔村 6 社，服务于自贡、泸州地区页岩气开采产生的气田水，日处理页岩气开采气田水规模为 500t/d，目前气田水处理余量约 180m³/d，页岩气开采产生的气田水废水，主要工艺流程为：缓冲调节—气浮除油—芬顿氧化—软化除硅+絮凝沉淀—砂滤单元—超滤单元—高压 SWRO 单元，尾水达《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准及城东污水处理厂进水水质要求后，通过市政污水管网输送至泸县城东污水处理厂进一步处理，浓水经运送至泸州城南污水处理厂进一步处理。

该项目于 2023 年 8 月取得了泸州市生态环境局出具的环评批复（泸市环建函（2023）81 号），2023 年 10 月建成，2024 年 7 月 11 日进行了项目自主验收，并取得专家验收意见。于 2024 年 5 月 8 日办结了排污许可证（许可证编号：91510521MA62246186001Q）。

本项目排液期废水最大日产生量约 42m³/d，稳产期废水最大日产生量约 15.6m³/d，分别仅占泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理能力的 8.4%、3.12%。且泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司目前有多余的容量能处理本项目废水。

因此，本项目废水由罐车拉运至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理是可行的。

7.2.2.4 生产废水拉运至纳 59 井回注工程可行性分析

（1）运输方式及路线合理性分析

纳 59 井回注工程位于泸州市江阳区分水岭镇分水社区常乐寺，自吉富 19 井站场出发，全线主要途经道路村道、荣牛路、015 乡道、自健路、隆汉高速、村道，最终至纳 59 井回注，全长约 154km，运输时间约 2 小时。

全线道路路况较好，运输线路走向较为合理；罐车行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，应放慢行驶速度，谨慎通过，全线未穿越饮用水水源保护区。废水转运过程严格执行联单制度，全程采用密闭罐车运输，可有

效避免转运途中废水的“跑、冒、滴、漏”；同时落实罐车 GPS 定位跟踪等环保管理要求，并及时将转运联单报当地生态环境局备案；总体上本项目吉富 19 井气田水外运线路及运输方式是合理的。

（2）纳 59 井回注工程处理可行性分析

本工程废水可通过罐车拉运至纳 59 井回注工程回注处理。纳 59 井回注工程位于四川省泸州市江阳区分水岭镇分水社区常乐寺，隶属于中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司蜀南气矿。2020 年 4 月，《纳 59 井回注工程环境影响报告表》获得泸州市江阳区生态环境局批复（泸江环审批〔2020〕10 号），2023 年 5 月，纳 59 井回注工程建成投产；2024 年 1 月，纳 59 井回注工程完成竣工环境保护验收。

根据该回注井资料，纳 59 井回注工程回注层为栖霞组，设计回注压力 6.3MPa，设计日均回注能力 300m³/d，最大回注能力为 600m³/d，回注地层为茅口组，设计总容量约 37.4×10⁴m³，主要作为长宁、泸州、自贡等地区气田钻井、开发生产所产生的气田水回注井。目前该回注井已稳定运行，已累计回注废水约 11.4 万 m³，剩余回注空间 25.6 万 m³。试注试验表明纳 59 井回注工程具有持续的注入能力，地层可容纳能力强，井身结构良好，能满足废水的回注要求。因此，纳 59 井回注工程能够接纳并满足本项目生产废水回注要求。

根据纳 59 井回注工程环评要求：长宁、泸州、自贡地区页岩气气田水及周边气田水均应处理达到《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）与《西南油气田分公司气田水回注站工程》中的水质标准后，方可拉运至纳 59 井回注工程回注。根据自贡地区同类项目的类比分析，项目试采气工程废水可满足《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）与《西南油气田分公司气田水回注站工程》中的水质标准，可直接拉运至纳 59 井回注工程回注，符合其水质控制要求。

本项目排液期废水最大日产生量约 42m³/d，稳产期废水最大日产生量约 15.6m³/d，本项目 2 年试采期在纳 59 井回注工程服务期内，纳 59 井回注工程目前有多余的容量能回注处理本项目废水。

综上，在采用严格的环境管理措施情况下，项目废水运至纳 59 井回注工程回注处理合理可行。

7.2.2.5 废水处置单位替代方案

鉴于在区块内实施其他回注井的可能性，考虑到运输的经济性，若后期区块有其他合法并符合环保要求的回注或污水处理厂，也可根据区域统一规划将项目废水实施回注或运至污水处理厂处理，但必须确保接纳本工程废水的回注井或污水处理厂符合环保要求、具备接纳能力（或处理能力）且具有环境可行的运输线路。

7.2.3 地下水污染防治措施

根据工程分析，项目对地下水环境造成影响主要在项目运营期，在项目运营过程中，如不采取合理的地下水污染防治措施，废水中的污染物有可能渗入地下潜水，从而影响地下水环境质量。只有采用先进的生产工艺，加强生产管理，防止或减少污染物通过各种污染途径污染地下水，才能减小工程建设对地下水环境的影响程度和影响范围。

根据本工程建设对地下水环境影响的特点，建议本项目地下水环境保护措施按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”且重点保护饮用水水质和地下水生态环境安全的原则的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等方面进行控制。

7.2.3.1 源头控制措施

运营期站场地下水保护措施以预防为主，在平台的工艺装置区做好相应的防渗、防漏措施，防止污染物渗漏对地下水造成污染影响；运营期对井管质量设置定期检查制度，避免运营期气田水沿破损的井壁直接进入含水层，降低地下水污染风险；加强运营期对试采站场的巡检及维修保养，避免积液池、气田水管线泄漏对地下水的污染。源头控制主要包括实施清洁生产及各类废物循环利用，减少污染物的排放量；在工艺、管道、设

备等构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低限度。

A. 站场设置清污分流系统。清污分流排水系统对站场的雨水及污水进行有效的分离，可以降低因暴雨等自然灾害而导致废水外溢污染浅层地下水的风险。

B. 严格执行废水运输保障的“三联单”制度（即出站单据、进站单据和水量单据），运输车辆安装 GPS，防止生活污水随意排放引发环境污染事件，确保生活污水运输安全性。

C. 用罐车运送污水时，加强对罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对罐车的管理，防止人为原因造成的污染物泄漏。

7.2.3.2 分区防渗控制措施

按《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）及相关规范要求，结合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，根据项目各个生产单元可能产生的污染物及对地下水的影响特征情况，将本项目划分为重点污染防治区、一般污染防治区。

重点防渗区为对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理的区域或部位：包括井口区、污水罐围堰、集液池、危废暂存间、事故池等区域，防渗等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；一般防渗区为站场内除重点防渗区其他区域，防渗应满足等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ，包括工艺区、装车区，其他区域为非防渗区。其中重点防渗区建议采用刚性+柔性防渗措施，即采用 P8 等级混凝土+2mmHDPE 膜防渗结构。一般防渗建议采用抗渗混凝土面层（厚度 300mm，抗渗等级为 P6）、基层+垫层、原土压（夯）实，并采取相应防腐措施。以上防渗措施均按相关要求和规定执行，罐体建设完毕后，用清水进行试漏，在无渗漏的前提下方可投入使用。

本工程井站仅涉及地面工程，在钻井期已按照相关规范进行了分区防渗，井口做了重点防渗，本工程平台井站各工艺装置靠近井口设置，钻井期间防渗措施满足平台井站运行期的防渗要求。

具体分区防渗区如下：

表 7.2-1 本项目分区防渗方案

防渗分区	防渗技术要求	站场	已有防渗区域	需补充防渗区域
重点防渗区	应满足等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 的防渗性能	吉富 19 井	井口、污水池	集液池、污水罐区围堰、危废暂存间
一般防渗区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} \leq K \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$		工艺区	装车区
简单防渗区	一般地面硬化		站场其他区域、生活区	

7.2.3.3 地下水环境管理

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

(2) 应严格按工程设计进行施工，确保各类罐体有足够的容积满足工程建设需要，应留有一定的富余容量，防止废水外溢。

(3) 加强对站场污水的检查，污水池做好防渗漏工作，确保废水不外溢和渗漏。

(4) 严格执行废水处置运输保障的“三联单”制度，运输车辆安装 GPS，防止回注水随意排放引发环境污染事件，确保回注水运输安全性。

(5) 加强站场内管线、设备的日常检修，定期开展井筒完整性检查，避免站内各发生非正常状况的漏滴。

7.2.3.4 地下水环境监测

拟建项目建成后，营运期严格按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）及《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）的要求进行跟踪监测，具体监测计划详见后文第 9.3.1 章节。

7.2.3.5 风险事故应急措施

1) 地下水污染风险快速评估方法与决策由连续的 3 个阶段组成见下图：

第 1 阶段为事故与场地调查：主要任务为搜集事故与污染物信息及场地水文地质资料等一些基本信息；

第 2 阶段为计算和评价：采用简单的数学模型判断事故对地下水影响的紧迫程度，以及对下游敏感点的影响，以快速获取所需要的信息；

第 3 阶段为分析与决策：综合分析前两阶段的结果制定场地应急控制措施。

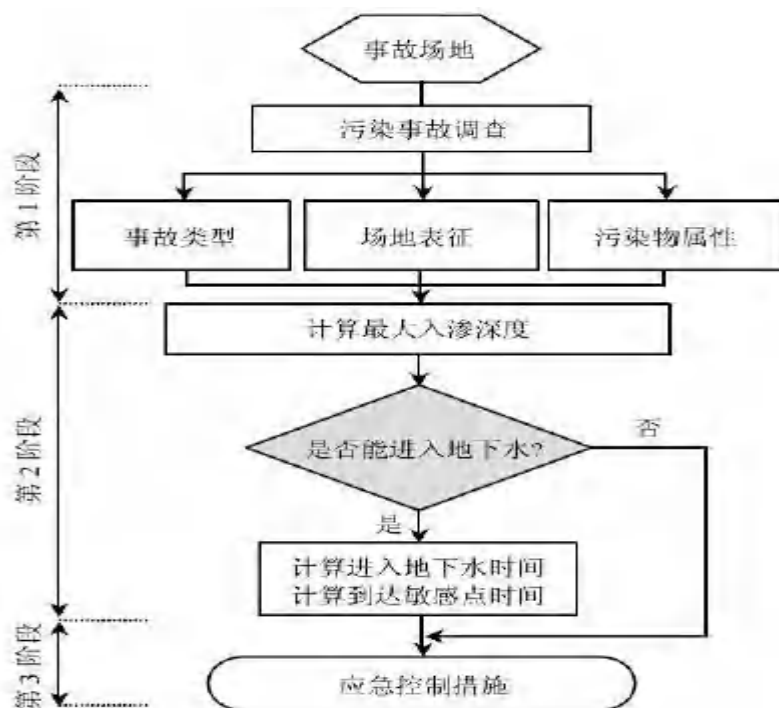


图 7.2-1 地下水污染风险快速评估与决策过程

2) 风险事故应急程序

无论预防工作如何周密，风险事故总是难以根本杜绝，无论预防工作如何周密，风险事故总是难以根本杜绝，因此，必须制定地下水风险事故应急响应预案，明确风险事故状态下应采取封闭、截流等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。

制定风险事故应急预案的目的是在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。因此，建设单

位应根据《中华人民共和国水污染防治法》编制相应的应急方案，并按照《关于印发〈企业突发环境事件风险评估指南（试行）〉的通知》（环办〔2014〕34号），将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估中，防止对周围地下水环境造成污染。针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见下图。

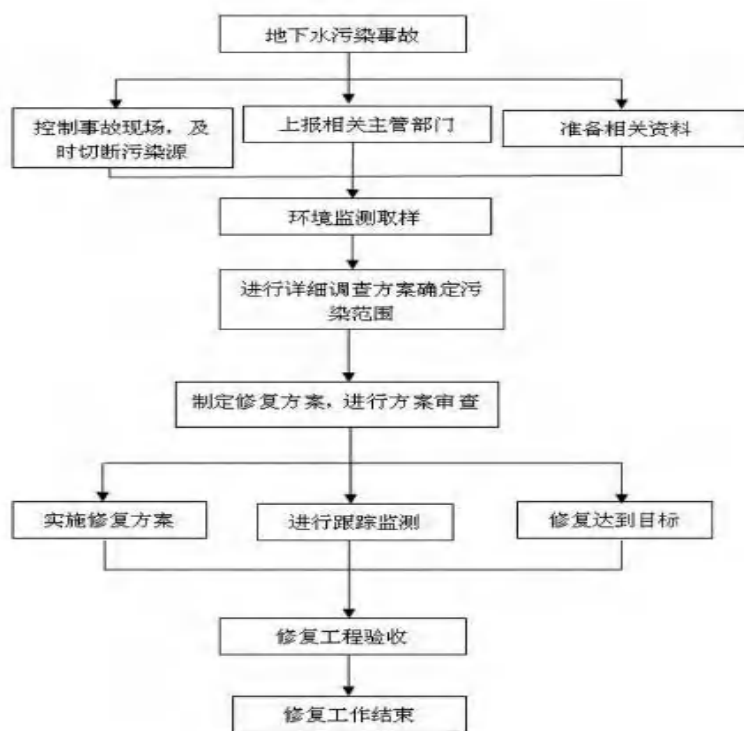


图 7.2-2 地下水污染应急治理程序

3) 风险事故应急措施

本项目运营中遇到风险事故应立即启动应急预案，泄漏事故发生后，应立即将污水转移，修复事故区，并在场地下游进行抽水，将污水抽出处置，同时应帮助受项目建设造成水质影响的居民在地下水流上游寻找新的水源或采取送水车应急供水解决群众饮水问题。

4) 制定风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。因此，建设单

位应根据《中华人民共和国水污染防治法》编制相应的应急方案，并按照《关于印发〈企业突发环境事件风险评估指南（试行）〉的通知》（环办〔2014〕34号），将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估中，防止对周围地下水环境造成污染。

5) 成立事故应急对策指挥中心

成立由多个部门组成的事故应急对策指挥中心。负责在发生事故后进行统一指挥、协调处理好抢险工作。

6) 建立事故应急通报网络

网络交叉点包括消防部门、生态环境部门、卫生部门、水利部门及公安部门等。一旦发生事故时，第一时间通知上述部门协作，采取应急防护措施。一旦发生事故，现场操作人员应立即以无线对讲机或电话向负责人报警。负责人在接报后立即确认事故位置及大小，及时用电话向事故应急对策指挥中心报警。事故应急对策指挥中心在接报后，按照应急指挥程序，立即用电话向生态环境部门、卫生部门、水利部门以及消防部门发出指示，指挥抢险工作。应急响应过程可分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急终止和后期处置等步骤。应针对应急响应分步骤制定应急程序，并按事先制定程序指导事故应急响应。

7) 相应的应急措施

一旦发生泄漏等地下水污染事故，应立即启动应急预案，迅速控制项目区事故现场，切断污染源，对污染场地进行清源处理，同时上报相关部门进行善后。通过项目地下水流下游设置地下水抽水井开展抽水，形成水力截获带，控制污染羽，并监测地下水污染物浓度。发生风险事故后，若出现周边农户取水点有污染，应急处置期间可利用其他未受到影响的取水点或送水车应急供水解决群众饮水问题。

采取上述措施后，可有效防止项目运营期对地下水环境造成的影响，因此措施可行

7.2.4 噪声污染防治措施

拟建项目运营期噪声主要来自站场内的设备等，针对运营期噪声应采取如下污染防治措施：

（1）项目设计阶段已从总平面布局上考虑减小噪声源对周边环境保护目标的影响，设备合理布局。

（2）在设备选型时尽可能选用低噪声设备，对机械设备进行定期维护保养。

（3）合理优化布局，试采站场平面布置时尽量将工艺设备噪声最大程度的远离周边居民点。

（4）加强站场绿化，将高噪声设备置于箱式集装箱内，同时在高噪声设备周围设置声屏障，降低对周边环境的影响。

（5）天然气放空前，应事先及时通知站场附近居民，根据《放空工艺操作规范》，放空管周围 50m 范围内不得有人员靠近。

（6）建设单位应与当地村委会、居民提前沟通，做好宣传、解释及安抚工作，以取得农户谅解，最终降低噪声对周围农户所产生的影响。

根据噪声预测结果，积极采取措施后周边敏感点环境噪声可满足相应标准要求。总的来说，严格采取以上噪声污染防治措施后，项目对环境的影响可接受。

7.2.5 运营期固废处置措施

本项目运营期产生的一般固废及处置措施：除砂废渣、废分子筛由作业区统一收集后交地方一般工业固体废物处置单位处置，除盐水系统产生的废滤芯、生活垃圾收集后交由环卫部门清运处置。

本项目运营期产生的危险废物及处置措施：废 MDEA 溶液、废活性炭、废机油、废导热油更换后立即采用专用容器分类封装，污水罐、污水池污泥定期清理，并由专用容器封装。本项目各项危险废物均有相应产废周期，产生后立即封装，暂存于危废暂存间，

并由专用危废运输车辆外运交由有危废处置资质的单位进行收运处置。设置危废暂存间 1 座，位于站场北部厂前区，面积约 10m²。

按照国家有关危险废物申报登记、转移联单等管理制度的要求，向当地环境保护部门进行危险废物的申报、转移等。危险废物应按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》进行管理。工程对废导热油、废润滑油、废 MEDA 溶液危险废物的收集和运输应满足《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）及 2013 年修改单的相关规定。

依据《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012），项目应加强以下措施：

1) 危险废物的收集作业

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危险废物收集应参照本标准附录 A 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。

2) 危险废物贮存

本项目各项危险废物均有相应产废周期，产生后立即封装，暂存于危废暂存间，并由专用危废运输车辆外运交由有危废处置资质的单位进行收运处置。设置危废暂存间 1 座，位于站场北部厂前区，面积约 10m²。

3) 危险废物的运输

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〕第9号）、JT617 以及 JT618 执行。

②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。

自行运输危险废物的应描述拟采用运输工具状况，包括工具种类、载重量、使用年限、危险货物运输资质、污染防治和事故预防措施等；委托外单位运输危险废物的，应描述委托运输具体状况，包括委托运输单位、危险货物运输资质等。

4）危险废物转移本工程开发过程中涉及到的含岩屑过滤废渣、废油、废活性炭等危险废物交由有危废运输资质的单位进行转运，转运过程参照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）严格执行危废申报和五联单管理制度，同时为确保转运安全，对危废转运采取的如下管理措施：

①制定科学合理的车辆运输，根据车辆运输实施相应的管理。

②危废承运单位为非建设所属单位，承运方需具备建设单位的相应准入资格和相应的运输服务准入资格。

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

④承运人员进入站场装卸危险废物时，必须遵守建设单位的有关安全环保管理规定，并服从井站值班人员的管理，不得擅自进入生产装置区和操作井场设备设施。

⑤危废车辆运输严格执行签认制度。签认单复印件报属地管理单位安全部门和承运单位备查，保存期不得少于二年。

⑥危废转运路线应尽可能绕避集中式饮用水源保护区等环境敏感地。

⑦转运时采取槽车密闭输送。

⑧尽量避免在雨天和大雾天转运。

因此，工程拟采取的各项固体废弃物处理措施能使环境影响最小化，固体废弃物处理措施可行。

7.2.6 土壤污染防治措施及其可行性论证

7.2.6.1 源头控制措施

从生产过程、物料暂存等全过程控制各种物料、产品、有机废气等的泄漏（含跑、冒、滴、漏），同时对有害物质可能泄漏到地面的区域采取防渗措施，阻止其进入土壤中，即从源头到末端全方位采取控制措施，防止项目的建设对土壤造成污染。

从生产过程入手，在工艺、管道、设备、给排水等方面尽可能地采取泄漏控制措施，本项目生产装置、公辅装置、物料暂存场所全部位于地上式，泄漏易于察觉，从源头最大限度降低污染物质泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置，同时经过硬化处理的地面有效阻止污染物的下渗。

7.2.6.2 过程防控措施

（1）大气沉降防控措施

本项目针对各类废气污染物均采取了对应的治理措施，基于大气分析、预测结果可确保污染物达标排放。

（2）地面漫流防控措施

对于项目事故状态的废水，必须保证在未经处理满足要求的前提下不得流出厂界。项目须贯彻“围、追、堵、截”的原则，采取多级防护措施，确保事故废水不出厂界。

（3）垂直入渗防控措施

严格采取分区防渗措施，项目按重点污染防治区、一般污染防治区、简单防渗区分别采取不同等级的防渗措施。

7.2.6.3 跟踪监测计划

本项目井站周边存在耕地等土壤环境敏感目标,为了及时准确掌握评价范围内土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化,需要针对性开展土壤环境跟踪监测。依据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)跟踪监测原则及要求,对于二级评价建设项目,跟踪监测点位应布设在重点影响区和土壤环境敏感目标附近,监测指标应选择建设项目特征因子,每5年内开展1次,结合环境管理对监测工作的需要,本项目应选择具有相关资质的监测机构和人员进行监测,监测的指标按国家现行的检测标准进行检测。本次评价土壤跟踪监测因子及点位设置、监测频次等土壤环境管理和监测内容详见本报告9.3环境监测计划。

7.2.6.4 土壤污染应急响应

项目建设运营期间在雨天发生泄漏或可能发生外溢事故时,应提前安排调度罐车对废水进行外运回用处理。泄漏进入农田的,应堵住农田缺口,挖坑收集,防止流入地表水污染水体。对受污染土壤表层土进行剥离收集安全处置,对受污染农田水处理达标排放。对庄稼造成的经济影响进行补偿,避免造成环境纠纷。发生事故后应及时通报当地环保部门,并积极配合环保部门抢险。

7.3 生态保护措施

7.3.1 总体要求

(1) 强化施工阶段的环境管理。在施工期间,为保证环境保护措施得到落实,应建立环境监理制度。

(2) 严格划定施工作业范围,在施工带内施工。在保证施工顺利进行的前提下,尽量减少占地面积。严格限制施工人员及施工机械活动范围。在林地内施工,更应该注意这一点,要减少人员,少用机械,以最大限度减少对林木的破坏以及对动物的影响。

(3) 运营期保证各类环保设施正常运行,确保污染物达标排放。

7.3.2 施工期生态系统保护措施

①严格控制占地面积。对站场占地范围外原有井站占地，在井站施工过程中及时进行复垦，恢复原有耕地等土地利用形式。

②现场施工作业机械应严格管理，划定施工活动范围，不得在道路、站场以外的地方行驶和作业，保持路外植被不被破坏。

③施工中挖填方尽量实现自身平衡。若要取土，则就近取两侧土为宜，若有弃土要堆放在天然洼地中，并及时平整，避免形成小土丘，影响景观协调性。

另外，项目所临时占用的土地已在自吉富 19 井钻井工程实施前办理了临时占地手续，并已对所占土地所有者进行了经济补偿，本项目实施过程中将继续对土地所有者进行经济补偿。

综上，本环评要求建设单位应在施工过程中严格控制施工范围，减少对生态环境的破坏。此外，建设单位在补偿因占地对耕地产量的直接损失的同时，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失对耕地造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。在恢复期，应对土壤进行熟化和培肥，落实耕地质量调查及监测工作，及时掌握耕地质量变化状况，直至恢复到原来的生产力水平。本项目实施前，应取得相关用地手续。同时，建设单位应通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。

7.3.3 基本农田保护方案

（1）严格执行相关法律法规关于基本农田的保护规定

严格执行《中华人民共和国土地管理法》《基本农田保护条例》《土地复垦条例》和《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）《关于解决油气勘探开发用地问题的复函》（川自然资函〔2019〕197号）等文件中相关基本农田保护规定。

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永久基本农田，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。

符合法律规定确需占用基本农田的非农建设项目，要先补划后报批。省级国土资源部门和农业部门要对补划的基本农田进行验收，保证补划的基本农田落到地块，确保基本农田数量和质量的平衡，防止占优补劣。占用前要将耕作层进行剥离，用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。

(2) 基本农田保护方案

《基本农田保护条例》规定：经国务院批准占用基本农田兴建国家重点建设项目的，在建设项目环境影响报告书中，应当有基本农田环境保护方案。编制基本农田环境保护方案旨在就项目施工建设对基本农田的破坏影响提出减缓措施。

①建设单位应严格执行国家及地方法律、法规有关基本农田征占审批和补偿的规定。按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划。补划的永久基本农田必须是坡度小于 25 度的耕地，原则上与现有永久基本农田集中连片。建设单位在完成土地使用审批手续后应及时施工建设，严禁闲置基本农田。

②采取评价提出的废水、土壤、地下水、固体废物等污染防治措施和风险防范措施，确保站场运营期不对周边的基本农田环境造成污染影响。

③永久占用基本农田前要将耕作层进行剥离，单独收集堆放，并采取防护措施。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。耕作层剥离再利用所需资金列入建设项目概算。

④严格按照《基本农田保护条例》《四川省基本农田保护实施细则》《土地复垦条例》和《土地复垦条例实施办法》等相关规定和要求，严格做好对基本农田的保护及复垦措施。

⑤对临时占用基本农田应按规定编制土地复垦方案，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填，确保不降低项目区域基本农田地力，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。施工结束后应及时复垦恢复原种植条件，并满足相关复垦标准通过验收。

7.3.4 生态补偿措施

(1) 耕地补偿措施

按照《中华人民共和国土地管理法》第三十条：国家保护耕地，严格控制耕地转为非耕地。国家实行占用耕地补偿制度。非农业建设经批准占用耕地的，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；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。省、自治区、直辖市人民政府应当制定开垦耕地计划，监督占用耕地的单位按照计划开垦耕地或者按照计划组织开垦耕地，并进行验收。

第三十一条：县级以上地方人民政府可以要求占用耕地的单位将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。项目临时用地占用耕地的，临时用地到期后，建设单位应按照相关规定和复垦方案及时复垦恢复原种植条件，做好复土复耕。建设单位在补偿因临时占地对农田产量的直接损失的同时，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失对基本农田造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。

7.3.5 运营期生态环境保护措施

工程在正常运营期间，基本上不会对生态环境形成干扰。主要生态保护措施为加强管理。

1、对设备、管线、阀门定期检查，防止跑、冒、滴、漏；一旦发生泄漏等事故应及时采取相应的补救措施，减小环境影响；

2、污染源及环境保护设施应加强管理，保证各类污染物达标排放；

3、加强对绿化的管理和维护，减少运行初期因植被未恢复而造成水土流失。

7.3.6 退役期污染防治措施

随着吉富 19 井组地下气田的不断输出，其储量逐渐下降，根据试采情况可能存在直接退役，退役后站内各机械设备将停止使用。因此不再产生废气、废水、噪声和固废，不再对大气、地下水、声环境、土壤等环境要素产生影响。站场服务期满后应及时对地面设施拆除、占地范围内水泥平台或沙砾石铺垫清理，占地全部进行土地功能的恢复。硬化物拆除以后，平整场地，对压实的土地进行翻松，松土厚度为 30cm。土方松动后将保存的剥离表土铺覆于复垦区，覆土厚度一般为 50~60cm，最后种植农作物，井区损毁土地尽可能地复垦为原土地利用类型。

7.4 环保设施及投资估算

本项目总投资 5000 万元，其中环保投资 73.5 万元，占项目总投资的 1.47%。其环保投资及建设内容合理、可行。环保设施及投资估算一览表见表 7.4-1。

表7.4-1 环保投资一览表

项目			环保措施	环保投资
大气污染防治	施工期	扬尘、施工机械尾气、焊接烟尘	设置围挡、洒水降尘，加强施工机械的保养维护	1
	运营期	水套炉废气	经1根15m高排气筒排放	3
		导热油炉废气	经1根15m高排气筒排放	
		燃气发电机废气	经余热回收装置利用余热后经15m高排气筒排放	
		站场内设备阀组逸散的无组织废气	加强设备管理和巡查	
		检修、泄压过程产生的废气	经放空系统点火燃烧后通过30m高放散管排放	
水污染防治	施工期	施工废水	经沉淀处理后回用于场地、道路抑尘，不外排	1
		生活污水	依托站场设置的撬装式旱厕收集后用于周边农户农田施肥使用，不外排	0.5
	运营期	气田水	站场设置 2 座污水罐（单座容积为 30m ³ ），由管道收集排至污水罐、污水池内定期转运至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理进行处理或拉运至纳 59 井回注工程进行回注处理，或转运至具有处理能力的污水处理厂（站）、回注井处理	8
		脱水单元分子筛冷凝水		
		空压机排水		
		放空分离液		

		生活污水	依托站场设置的撬装式旱厕收集后用于周边农户农田施肥使用，不外排	
		初期雨水	通过地面坡度散排至站场雨水沟	
固体废物处置	施工期	生活垃圾、施工废料	生活垃圾交当地环卫部门收运，不能回收拉到工业固废填埋场处理。	3
	运营期	废分子筛及惰性瓷球、废过滤器、膜分离装置更换的废滤膜由厂家统一回收利用处置；污水收集罐污泥、过滤废渣交有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用		/
		站场设置 1 座危废暂存间，面积约 10m ² 。废活性炭、废脱汞剂、废机油及油桶、废导热油、脱碳单元 MDEA 过滤器及废包装物分类收集暂存于危废贮存点，定期由有危废资质单位进行转运处置		5.0
噪声污染防治		施工期：合理安排施工时间，尽量缩短施工周期。		8
		设备噪声：加强设备维护和保养，选用低噪声设备，合理布局，基座减振；对高噪声设备安装隔声屏		
		放空噪声：加强生产期间的安全管理，加强设备的维护，尽量减少事故放空的机率。		
地下水及土壤污染防治		源头控制措施，分区防渗，项目按重点污染防治区、一般污染防治区、简单防治区分别采取不同等级的防渗措施；地下水环境跟踪监测（包括自打井投资）；地下水环境风险事故预留资金		12
生态保护		施工期应严格划定施工作业范围，严禁占用、破坏占地外植被，加强对施工人员的宣传力度，加强施工人员生态环境保护意识，严禁破坏占地外植被，严禁捕猎野生动物。		纳入工程投资
		退役后进行迹地恢复，恢复至原有土地使用功能。		15
环境管理制度		开展施工期环境监理、监测工作开展环保知识培训；宣传环境保护法律、法规；建设并设施环保“三同时”制度等		2
环境风险防范及应急		环境风险应急	根据风险导则应急预案编制提纲并结合行业应急预案体系规范要求完善《重大环境污染应急预案》，并按行业要求统一配备应急物资，按照相关规范要求制定环境风险防范措施、编制应急预案、应急演练、加强巡检等	15
		放空系统、警示标志	站场设置火灾监测和报警系统，站场区域内设置火焰和可燃气体，井口区、工艺区设置固定式 H ₂ S 探测器，设置灭火器等消防设备	
		应急演练培训	主动联系当地政府，主要对站场周边 500m 范围内的居民通过普及安全知识，内容应有危害程度、防范应急救护措施	
合计				73.5

8 环境影响经济损益分析

拟建项目为页岩气试采工程，工程建设必将会对周边的生态环境和经济发展产生一定影响。在进行本工程的效益分析时，不仅要考虑工程对自然环境造成的影响，同时也要以提高社会经济效益为出发点，分析对社会和经济的影响。本章将对该项目建设的社会、经济效益进行分析，并按照定性和定量相结合的方法，从环境经济角度分析该项目对沿线环境的影响程度。

8.1 社会经济效益分析

天然气作为一种优质、高效、清洁的能源，它在能源中的竞争优势逐步确立，发展天然气已成为当代的世界潮流，随着全球天然气储量和产量的同步迅速增长，以及在能源构成中所占比例日益提高，专家预计 2025 年后，天然气将超过原油和煤炭，成为世界一次能源消费结构中的“首席能源”，天然气将进入一个全新的历史发展时期。

社会和经济的发展离不开能源的发展，天然气作为优质燃料和重要的化工原料，国家各部门极力鼓励和提倡天然气的勘探、开发和利用。另一方面，由于环境保护意识的不断加强，天然气作为清洁能源越来越受到重视，致使天然气市场不断扩大，出现了供不应求的局面。总之，我国天然气资源较为丰富，市场前景广阔，潜力巨大。

本项目为页岩气试采工程，项目建设为区域天然气产能建设提供依据，提高区域能源供应保证，优化地区能源结构；有利于生态环境的保护，减少污染物排放；推动区域经济发展，提高人民生活质量与生活水平。本工程的建设不仅加强对区域天然气资源的认识和为后期天然气开发做准备，推动项目地的经济发展，为项目所在地带来可观的经济收益和良好的社会效益。因此，无论从经济性或是社会性来看，本项目均意义重大。

综上所述，本项目是在实施西南大开发战略、加快西南地区经济发展、拉动国民经济增长、调整我国能源结构和充分利用天然气资源等方面不但有重要的经济意义，而且有深远的政治意义。因此，该项目具有良好的社会效益。

8.2 经济效益分析

根据建设单位提供资料，项目资本金财务内部收益率较好。因此，拟建项目具有较好的经济效益。

8.3 环境损益分析

8.3.1 环保投资

环保投资是与预防、治理污染有关的所有工程费用的总和，既包括了治理污染保护环境的设施费用，也包括生产运营中为污染治理服务的费用，但以改善环境的设施费用为主。根据前面章节论述可知，拟建项目重点考虑了生态恢复和污染防治工作，采取必要的工程和管理措施和手段来保证环境保护目标的实现。项目环保投资估算金额为 73.5 万元，占项目总投资的 1.47%。

8.3.2 环境效益分析

（1）改善环境空气质量、助力碳减排

天然气利用可以减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量。本工程在减轻大气环境影响方面效益显著，与燃油和燃煤相比具有更高的环境效益。我国的能源结构以煤炭为主，以煤为主的能源结构是造成大气污染的主要原因。根据世界各国污染治理的经验，减轻大气污染措施之一就是使用无污染或低污染的优质能源替代煤炭。天然气相对煤、原油等能源的环境效益最好，天然气燃烧造成的污染大约为原油的 1/40，为煤炭的 1/800。根据监测，燃烧天然气排放的 CO、NO₂、SO₂、灰分大大低于煤和原油的排放量。本工程的建设不仅减少了环境空气污染物的排放量，改善了环境空气质量，也节省了二氧化硫处理费，同时对碳达峰、碳中和目标的实现提供有力的支持。由此可见，天然气这种清洁能源的环境效益是十分明显的。

（2）降低由环境空气污染引起的疾病

根据国内外统计资料介绍，环境空气污染可导致的疾病主要有慢性气管炎、哮喘、肺癌等。污染区（按二氧化硫超过国家二级标准计）比清洁区慢性气管炎发病率高 9.4%，肺心病发病率高 11%。

8.4 碳排放分析

8.4.1 项目实施的二氧化碳减排效应

碳达峰、碳中和已经成为全球广泛共识，实现碳达峰、碳中和是一场广泛而深刻的经济社会系统性变革，要把碳达峰、碳中和纳入生态文明建设整体布局，如期实现 2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和的目标。清洁能源天然气在能源系统的低碳转型中，发挥着两项潜在重要作用：一是在经济快速增长的发展中国家，由于可再生及其他非化石能源的增速不足以替代煤炭需求，天然气的利用可以减少对煤炭的使用；二是天然气结合 CCUS（碳捕捉、利用与封存）技术，实现零碳或近零碳发电。吉富 19 井试采回收工程实施后，实现 10 万 m³/d 的天然气产能，换算成标煤约为 3 万吨，从燃烧产生二氧化碳排放因子角度考虑，每年可减少 3.2 吨二氧化碳排放。

8.4.2 项目实施过程温室气体排放控制

为更好的应对气候变化，聚焦绿色低碳发展，以二氧化碳排放达峰目标和中和愿景为导向，推动绿色低碳可持续发展，充分发挥央企重点企业带头作用，建设单位积极响应国家颁布的碳排放相关政策，在运营期间，各井场检修事故废气由放空系统放空和脱水脱烃撬真空相变炉燃烧排放，大大减少甲烷所带来的温室效应，该区块内各井场均实现自动控制、定期巡查，能对全部工艺过程进行监视和控制，最大程度降低采气过程中甲烷气体的排放。

8.4.3 减少碳排放要求

根据《非常规油气开采企业温室气体排放核算方法与报告指南》（SY/T7641-2021），要求建设单位加强温室气体数据质量管理工作，包括但不限于：

①建立站场温室气体排放核算和报告的规章制度，指定专职人员负责企业温室气体排放核算和报告工作；

②根据各种类型的温室气体排放源的重要程度对其进行等级划分，并建立企业温室气体排放源一览表，对于不同等级的排放源的活动数据和排放因子数据的获取提出相应的要求；

③不断提高自身监测能力，对温室气体排放进行监测，包括对活动数据的监测和对化石燃料低位发热量等参数的监测；定期对计量器具、检测设备和在线监测仪表进行维护管理，并记录存档；

④建立健全温室气体数据记录管理体系，对数据来源，数据获取时间及相关责任人等信息进行记录管理；

⑤建立建设单位温室气体排放报告内部审核制度。定期对温室气体排放数据进行交叉校验，对可能产生的数据误差风险进行识别，并提出相应的解决方案。

温室气体排放核算和报告主要记录温室气体排放情况：以 CO₂ 当量的形式报告建设单位温室气体排放总量，并分别以质量单位报告化石燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬气燃烧 CO₂ 和甲烷排放、工艺过程 CO₂ 和甲烷排放、甲烷逸散排放、企业购入的电力和热力对应的 CO₂ 排放、企业回收利用甲烷量，以及《非常规油气开采企业温室气体排放核算方法与报告指南》（SY/T 7641-2021）中未涉及的但依照其他标准宜予核算和报告的相关温室气体排放源及排放量。

8.5 小结

由此可见，拟建项目实施后所带来的经济效益、社会效益和环境效益，比拟建项目施工过程中所造成的直接环境、经济损失要大得多。因此，拟建项目实施后所产生的经济效益、社会效益和环境效益是显著的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

9 环境管理及环境监测

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构

建设单位具有专职环境管理机构，负责项目建设环境管理工作。负责组织、协调和监督项目建设的环境保护工作，负责环境保护宣传和教育、以及有关环境保护对外协调工作，加强与环保部门的联系。

建设单位应设专人负责监督不同施工单位在各自实施阶段过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。在施工承包合同中，应该包括有关环境保护条款，如生态保护措施，水土保持措施，施工设备排放的废气、噪声控制措施和环境保护目标，环境监控措施，环保专项资金的落实等。

建设单位应督导施工单位设现场环境管理机构、人员和管理制度。

9.1.2 环境管理职责

贯彻执行国家、地方环境保护法规和标准；负责环保工作的计划安排，加强对废水、废气、噪声、固体废物等的管理，加强对施工过程中对动植物以及基本农田的保护。制度环境管理制度和对施工单位的监督制度。

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

监督不同施工单位在各自实施阶段过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。在施工承包合同中，应该包括有关环境保护条款，如生态保护措施，水土保持措施，施工设备排放的废气、噪声控制措施和环境保护目标，环境监控措施，环保专项资金的落实等。

督导施工单位设现场环境管理机构、人员和管理制度。

9.1.3 环境管理制度

建设单位应制定运营期相应的废水、废气、噪声和固体污染防治管理制度和风险防范应急管理制度并执行。

应督促施工单位制定并组织实施施工期的环境保护管理制度。

主要依据较完善的《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》、《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》（Q/CNPC53）作为管理的具体指导。

重点督促施工单位制定落实基本农田保护方案、珍稀保护动植物的保护制度。

重点做好气田水台账记录和转移联单制度。对承包转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装 GPS，并纳建设方的 GPS 监控系统平台。防止非法排污。

重点做好风险防范和应急管理制度，开展风险评估制定应急预案并备案。

重点做好危险废物的收集、储存、转运、处置的管理制度。

重点做好地下水跟踪监测计划等制度措施制定和执行情况。

9.1.4 退役期环境管理要求

根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号），“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 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600）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”。因此，项目退役后，应按照《油气田开采废弃井永久性封井处置作业规程》（GB/T43672-2024）相关规定组织实施封井作业，对井站占地和占地外土壤、周边地下水进行调查，进行生态修复，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发生环境风险事故，进而破坏生态环境。

9.1.5 环境监理建议

为了保障各种环保措施合理有效实施，建议在工程建设中引入环境监理，由环境监理单位负责环保措施的监理工作，确保措施得到全面具体、合理有效的落实。主重点针对场地隐蔽工程（尤其重点防控区的防渗层施工）以及施工生态保护、生态恢复和环境风险防范、应急措施的环境监理。

9.2 环境信息公开

根据《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令第31号），排污单位应当通过其网站、企业事业单位环境信息公开平台或者当地报刊等便于公众知晓的方式公开环境信息，其具体公开的信息内容如下：

（一）基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

（二）排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

（三）污染设施的建设和运行情况；

（四）建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

（五）突发环境事件应急预案；

（六）其他应当公开的环境信息。

（七）列入国家重点监控企业名单的重点排污单位还应当公开其环境自行监测方案。

9.3 环境监测计划

9.3.1 运营期环境监测

运营期的环境监测，建设单位可自行监测或委托有资质的监测机构监测。监测工作应按照国家 and 地方环保的要求，采用国家规定的标准监测分析方法，监测时段与方法按《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采》（HJ1248-2022）等要求进行。

9.3.1.1污染源监测方案

本项目污染物监测内容包括对废气、噪声、固体废物等的监测，以及各类污染治理设施的运转进行检测，具体监测计划见下表。

表 9.3-1 本项目污染源监测计划表

类别	监测位置	监测项目	监测频率	执行标准
有组织废气	水套炉排气筒	颗粒物、NO _x 、SO ₂ 、林格曼黑度	1次/年，验收监测1次	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
	导热油炉排气筒	颗粒物、NO _x 、SO ₂ 、林格曼黑度	1次/年，验收监测1次	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）
	燃气发电机排气筒	颗粒物、NO _x 、SO ₂ 、林格曼黑度	1次/年，验收监测1次	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-96）表2中二级标准限值及折算后排放速率要求
无组织废气	厂界上风向1个点，厂界下风向3个点	非甲烷总烃、H ₂ S	1次/半年，验收监测1次	《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377-2017）中表五“其他”类无组织排放浓度限值
厂界噪声	1#项目站场东侧外1m处	等效连续A声级	1次/季，验收监测1次度	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准
	2#项目站场南侧外1m处			
	3#项目站场西侧外1m处			
	4#项目站场北侧外1m处			
敏感点噪声	5#项目站场西北侧最近农户处	等效连续A声级	1次/季度，验收监测1次	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类标准
	6#项目站场西侧最近农户处			
	7#项目站场西北侧最近农户处			
	8#项目站场西侧最近农户处			
地下水	上游	pH、石油类、氨氮、钡、汞、砷、氯化物、硫化物、耗氧量（CODMn）、挥发酚、总硬度、溶解性总固体、六价铬等	运营期间每半年监测一次直至退役期，其背景点可一年一次	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准
	下游			
	下游			
土壤	试采平台周边200m范围内耕地	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）基本项目、石	运营期间每半年监测一次直至退役期，其背景点可一年一次	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）

		油烃、氯化物、硫酸盐、钡		
--	--	--------------	--	--

9.3.1.2环境质量监测方案

根据建设项目环境影响特征、影响范围和影响程度，结合环境保护目标分布，制定环境质量监测方案，具体监测计划见下表：

表 9.3-2 环境影响跟踪监测计划表

类别	监测位置	监测项目	监测频率	执行标准
地下水环境	布设三个监测点位	pH、石油类、氨氮、钡、汞、砷、氯化物、硫化物、耗氧量（CODMn）、挥发酚、总硬度、溶解性总固体、六价铬等	运营期间每半年监测一次直至退役期，其背景点可一年一次	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准
土壤环境	共布设 2 个监测点位	占地范围内：pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、铬（六价）、汞；占地范围外：pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、铬（六价）、汞	试采后每 5 年开展 1 次	占地范围内执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准；占地范围外执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准

9.3.1.3应急监测

本工程主要存在站场泄漏、污水池、污水罐破损泄漏等事故。因此，在发生事故时应当进行应急监测。

应急监测包括污染纠纷的监测和污染事故的应急监测等。工程施工单位未落实环境保护措施发生污染事故或公众举报与投诉，以及突发性污染事故发生时，应组织该项目的环境监测部门、承包商或可利用的应急资源开展现场监测，并通知当地环保部门赴事故现场进行调查，做到及时提供事故监测分析报告，以便及时做出整改并采取补救措施，使事故造成的不良环境影响降至最低。

应急监测方案根据事故性质、事故影响大小等具体情况监测大气、噪声、地下水等，并以监测报告的形式上报上级部门。

9.4 竣工环保验收计划

工程竣工后，建设单位应根据《建设项目环境保护管理条例》（2017 年中华人民共和国国务院令第 682 号）和《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4 号）的相关要求，如实查验、监测、记载项目环境保护设施的建设和调试情况，编制验收监测报告，组织成立验收工作组并形成验收组意见验收合格后依法向社会公开验收报告，登录全国建设项目竣工环境保护验收信息平台，填报建设项目基本信息、环境保护设施验收情况等相关信息。

拟建项目竣工环境保护验收的主要内容见下表 9.4-1。

表 9.4-1 运营期环境监测计划

类别	验收项目		环保措施及验收内容	验收要求
环境管理	环境管理		建立了环保组织机构，环保资料和档案齐全，落实废水、固体废物转移联单制度，具备交接清单。	符合环保要求
	环境风险应急预案		具备符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案并实施演练	
水污染防治	施工期	施工废水	生活污水依托站场设置的撬装式旱厕收集后定期转运处置，不外排。 站场施工少量施工废水经沉淀除渣后可循环使用，不外排。 管线试压废水沉淀后回用于洒水降尘，禁止排入饮用水源保护区水体	无遗留问题，无环境污染
	运营期	生活污水	生活污水依托站场设置的撬装式旱厕收集后定期转运处置，不外排。	无外排
		生产废水（气田水、分子筛脱水冷凝水、检修给水）	站场设置 2 座污水罐（单个容积为 30m ³ ），依托原钻井工程设置的污水池（500m ³ ）站场分离出的气田水、分子筛脱水冷凝水经污水罐收集后定期转运至至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理进行处理或拉运至纳 59 井回注工程进行回注处理，或转运至具有处理能力的污水处理厂（站）、回注井处理。 各依托废水池在使用前进行检修（防止钻井使用过程中破损、防渗系统损坏），按照重点防渗区的要求进行维护。	无外排，依托处置；监督按要求转运
大气污染防治措施	施工期	施工扬尘	洒水作业抑尘，定期清洗运输车辆，运输遮盖篷布等	妥善处置，减小对环境空气的影响
		施工机具尾气	施工中使用合格、优质油料，加强施工机具和车辆的保养，控制车辆运行速度、文明施工	
		焊接烟尘	尽量采用国内应用技术较成熟的半自动焊进行焊接工艺，采用环保型焊接材料等	
	运营期	站场阀组逸散无组织废气	加强设备、阀组管理和巡查，站内管道无泄漏，确保泄漏废气厂界无组织达标排放	厂界无组织 VOCs 执行《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》（DB51/2377-2017）
		水套炉废气	经 1 根 15m 高排气筒排放	《锅炉大气污染物排放标准》
		导热油炉废气	经 1 根 15m 高排气筒排放	（GB13271-2014）
		燃气发电机组	经余热回收装置回收利用余热后经 15m 高排气筒排放	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-96）表 2 中二级标准限值及折算后排放速率要求

		检修/事故放空废气	放空废气通过放空系统进行点火燃烧后经 15m 高空立管排放。	厂界无组织 VOCs 执行《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》(DB51/2377-2017)
固体废物	施工期	生活垃圾	施工人员生活垃圾经周边农户已有设施收集后, 依托当地环卫部门处置	按照环保要求收集处置, 现场无遗留
		建筑垃圾	部分施工废料部分由施工单位回收利用, 不能利用的由施工队伍统一收集清运至周边合法建筑渣场处置。	
	运营期	生活垃圾	生活垃圾设垃圾桶定点收集后交由当地环卫部门统一处置。	固废合理处置, 无遗留
		一般固体废物	除砂废渣、检修废渣集中收集后交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用或运至经批准的一般固废填埋场处置; 废分子筛每三年更换一次, 由厂家定期更换回收利用	按照环保要求收集处置或回收利用。具备相应的协议和转移记录
		危险废物	污水池沉渣定期委托具有资质单位进行清掏外运处置	
噪声	施工期	施工噪声	合理安排作业时间, 敏感点附近尽量避免午间 12:00~14:00 和夜间 22:00~6:00 施工; 施工现场的运输车辆应安排专人指挥, 场内禁止运输车辆鸣笛, 采取限速行驶; 合理安排施工车辆进出路线; 加强施工过程中的管理工作, 尽量采用低噪声设备, 减少不必要的金属敲击声和人为噪声	无投诉和纠纷或已妥善解决
	运营期	降噪措施	①采用低噪声设备, 合理布局, 厂界达标。 ②压缩机、装车泵基础减振、建筑隔声, 置于集装箱式隔声间。燃气发电机组基础减振、隔声、消声。燃气发电机置于集装箱式隔声间, 电机排烟系统安装消声器。 ③为了进一步减小噪声影响, 满足厂界达标要求, 运营期应在撬装装置区厂界距离主要噪声设备较近的一侧声屏障, 可以隔声 10 分贝以上, 降低噪声影响, 确保厂界噪声达标。 ④站场槽车运输过程中应合理安排运输时间, 尽量避免夜间运输, 优化运输线路, 尽量避开医院、学校、居民集中区等声环境敏感区, 采取限速、控制鸣笛方式来减小对沿线居民的影响	厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准。敏感点影响值达标。
地下水	施工期	土壤、地下水防治	施工固废收集外委处置, 尽量避免跑冒滴漏油类, 发现滴漏油类应将污染土壤收集外委处置。	无投诉和纠纷或已妥善解决。现场无遗留问题

	运营期	源头控制措施	保持废水池的高频率转运，减少废水池的废水储存量和周期。减少渗漏源。	现场无跑冒滴漏。
		分区防渗	重点防渗区为对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理的区域或部位：包括危废暂存间、污水池、井口、集液池等区域，防渗等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 。一般防渗区为工艺装置区、装车区、旱厕，防渗应满足等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ ；其他区域为非防渗区。	满足分区防渗要求
生态保护与恢复	生态恢复		站场周边护坡、堡坎的建设，站场绿化措施	护坡、堡坎等水保措施完整，项目施工结束后临时用地植被恢复
环境风险防范措施	环境风险应急		根据风险导则应急预案编制提纲并结合行业应急预案体系规范要求完善《重大环境污染应急预案》，并按行业要求统一配备应急物资，按照相关规范要求制定环境风险防范措施、编制应急预案、应急演练、加强巡检等	建设风险防范措施和应急措施。具备有效的应急预案
	放空系统、警示标志及应急预案		站场配备消防器材、风向标；放空管线和集气管线沿线设置标志桩和警示牌	
	应急演练培训		主动联系当地政府，主要对站场周边 500m 范围内的居民通过普及安全知识，内容应有危害程度、防范应急救护措施	
环境管理	建立环境管理制度		设置健全的环保管理系统，包括部门设置、管理人员配备、员工培训、考核与管理制度	完善的环保制度

9.5 总量控制

工程投产后，正常运行时天然气处于密闭输送状态，一般无气体污染物外排；正常工况下，水套炉、燃气发电机组、导热油炉燃烧产生 SO₂、NO_x、颗粒物排放，NO_x：0.47t/a、颗粒物：0.972t/a、二氧化硫：1.66t/a。

拟建项目为非常规页岩气试采净化工程，水套炉、燃气发电机组、导热油炉燃用清洁能源天然气，结合天然气试采建设项目产排污特点，在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，本评价建议项目不核定总量指标。

9.6 排污许可管理

1、与排污许可制度衔接

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》，本次项目属于“三、石油和天然气开采业 07”中“天然气开采 072”行业，项目不属于涉及通用工序重点管理和简化管理，为**登记管理**。

2、排污口规范化管理

根据原国家环境保护总局（环发〔1999〕24 号）《关于开展排放口规范化整治工作的通知》中的规定：一切新建、扩建、改建的排污单位必须在建设污染治理设施的同时建设规范化排污口，作为落实环境保护“三同时”制度的必要组成和项目验收内容之一。

因此，本项目要对污染物排放口进行规范化管理。各污染源排放口应设置专项图标，执行《环境保护图形标志—排放口（源）》（GB15562.1-1995）的规定。

（1）废气排放口

废气排放口必须根据《污染源监测技术规范》设置便于采样、监测的采样口。排放口按照《环境保护图形标志—排放口（源）》（GB15562.1-1995）的规定设置环境保护图形标志牌。

（2）危废标识

危废废物贮存点的相关标识设置应符合《环境保护图形标志—固体废物贮存(处置)场》(GB15562.2-1995)和《危险废物识别标志设置技术规范》(HJ1276-2022)的相关要求。

(3) 环境保护图形标志牌应设置在排放口及危险废物暂存设施或采样点较近且醒目处,高度为标志牌上缘离地面2米。排污口的有关设置(如立式标志牌、计量装置、监控装置等)属环保设施,排污单位必须负责日常的维护保养,任何单位和个人不得擅自拆除,如需要变更的须报环境管理部门同意并办理变更手续。

(4) 规范化整治排污口有关设施属于环境保护设施,公司应将其纳入其设备管理,并选派责任心强、有专业知识和技能的专、兼职人员对排污口进行管理。

10 环境影响评价结论

10.1 结论

10.1.1 建设项目基本概况

吉富 19 井试采气回收工程为非常规页岩气试采净化工程，拟建项目主要建设内容为：新建吉富 19 井单井站 1 座。包括单井部分，试采气回收部分，配套的公用工程。设计规模 10 万方/天。工艺流程：采气树-节流阀组-出砂装置—分离计量-脱酸（含二氧化碳及硫化氢）-脱水-脱汞—天然气液化。

项目总投资 5000 万元，其中环保投资 73.5 万元，占工程总投资的 1.47%。

10.1.2 项目与有关政策及规划的符合性

（1）产业政策符合性

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“七、石油、天然气”“1、常规石油、天然气勘探与开采”类项目，中“鼓励类”第七条“石油天然气”第 1 款“常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”中的“非常规资源勘探开发”。因此，本项目符合国家现行产业政策。

（2）与相关法律法规符合性分析

拟建项目不在自然保护区、世界文化和自然遗产地、森林公园、风景名胜区、地质公园、重要湿地等环境敏感区。本项目建设利用原工程用地，不新增占地。建设单位按照相关要求办理用地手续。

经前文分析，项目符合《两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）、《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）、《关于严格耕地用途管制有关问题的通知》（自然资发〔2021〕166 号）、《四川省自然资源厅关于进一步明确临时用地管理有关事项的通知》（川自然资规〔2022〕3 号）、《长江经济带发展负面清单指南》（试行，2022 年版）、《四川省、重庆市长江经济

带发展负面清单实施细则（试行，2022 年版）》的通知（川长江办〔2022〕17 号）、《中华人民共和国长江保护法》、《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）、《地下水管理条例》（国令第 748 号）等文件相关要求。

（3）相关规划符合性

拟建项目为页岩气试采工程，符合《四川省“十四五”规划和 2035 年远景目标纲要》、《四川省“十四五”能源发展规划》（川府发〔2022〕8 号）、《四川省矿产资源总体规划》（2021-2025 年）、《自贡市矿产资源总体规划》（2021-2025 年）、《四川省生态功能区划》等文件相关规划要求，项目位于镇区规划区外，与自贡市贡井区城镇发展规划均不冲突。

（4）“生态环境分区管控”符合性分析

拟建项目为页岩气试采工程，项目采取各环境要素污染防治措施和生态恢复措施后。项目所在区域无突出生态环境问题，满足《四川省人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》（川府发〔2020〕9 号）、《自贡市人民政府办公室关于加强生态环境分区管控的通知》（自府办发〔2024〕36 号）等文件要求的生态环境管控单元生态环境准入要求。

10.1.3 环境质量现状及评价

（1）环境空气质量现状评价

根据《2024 年自贡市生态环境状况公报》，2024 年度自贡市区域环境空气质量为不达标区。因此，项目所在评价区域为不达标区。制定了《自贡市大气环境质量限期达标规划》。项目所在地非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值。

（2）地表水环境质量现状

项目属于沱江流域，根据《2024 年自贡市环境质量状况年报》，旭水河监测断面水质均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类水域标准。

（3）地下水环境质量现状

根据监测数据，项目周边地下水各监测点位各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，区域地下水环境质量现状良好。

（4）声环境质量现状

根据现状监测，项目厂界四周监测点夜间声环境质量现状超过《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准限值要求，超标原因为原钻井工程正在拆除设备搬迁，导致噪声超标。厂界昼间和敏感点处昼间、夜间噪声监测值均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准限值要求。

（5）土壤环境质量现状评价

本项目站场内土壤监测点各监测指标均未超过《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中风险筛选值。各平台井站外监测点各监测指标均未超过《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值。

10.2 环境影响预测与评价

10.2.1 施工期环境影响分析

1、大气环境

施工期大气污染物主要是施工扬尘以及各类施工机械和运输车辆所排放的废气。扬尘所形成的环境空气影响为主要因素。由于施工期时间不长，施工期大气污染属于短期行为。项目施工过程严格按照环评提出的废气防治措施，不会对环境造成明显影响。

2、地表水环境

本项目施工期生活污水主要依托当地的生活污水处理系统后用于周围农田施肥。试压废水经沉淀后优先回用，无法回用部分用于洒水降尘，对地表水环境影响很小。

3、地下水环境

本项目施工主要依托于地方居民，不存在施工人员集中排放生活污水的情况，项目产生的施工人员废水依托周边农户旱厕收集处理后用于农肥，不外排，对地下水无影响。施工单位须加强施工期的环保意识，合理堆放建筑材料、机械油品，降雨期间及时做好防护措施，施工过程建筑垃圾及生活垃圾定期由车拉走后交环卫部门处理，避免降雨对施工场地的淋滤对地下水造成污染，因此项目站场施工对地下水环境水质影响较小。

4、声环境

本项目施工期噪声主要由挖掘机、吊管机、电焊机等产生，在同一区域施工时间较短。且随着施工期的结束，影响也随之结束。只要严格按照本次评价提出的措施后，项目施工期噪声不会对周边外环境造成明显影响。

5、固体废物

施工人员产生的生活垃圾运送至附近的垃圾中转站处理，不会对周围环境产生明显不利影响，施工废料部分可回收利用，可回收的部分全部由废品收购方回收处理，剩余废料和建筑垃圾及时清运至建筑垃圾指定场所进行处置，不会对周围环境产生明显不利影响。

6、土壤环境

拟建工程建设对土壤的影响主要是施工期对土壤的占压和扰动破坏。新增放空区临时占地将临时减小区域林地面积，临时占地在工程结束后1年耕作可恢复其原有使用功能。但因重型施工机械的碾压、施工人员的践踏、土体的扰动等原因，施工沿线的耕作土壤或自然土壤的理化性质、肥力水平受到一定的影响，并进一步影响地表植被恢复。这种影响预计持续1年，随着时间的推移逐渐消失，最终使农作物的产量和品质恢复到原来的水平。

7、生态环境

本项目在已有井场预留地范围内建设，不新增占地，对土地利用的影响较小。

本项目建设会对评价区生态环境有一定的影响，但不会显著改变评价区的植物物种多样性状况、植被组成类型、动物多样性和种群结构组成。工程建设和营运对景观生态系统的影晌主要体现在导致部分土地利用情况会发生一定变化，但评价区内各类拼块构成、廊道类型和基质特点、各类环境资源拼块优势度等景观格局和动态不会发生明显变化；森林和灌草丛生态系统的稳定性和景观完整性没有显著影响。在采取植被恢复、水土流失防治措施、野生动植物保护等措施的情况下，本项目建设造成的生态影响可得到有效减缓，生态系统的稳定性仍然较强。

10.2.2 运营期环境影响预测与评价

1、大气环境

本项目运营过程中正常工况下废气主要为水套炉燃烧废气、导热油炉燃烧废气、燃气发电机燃烧废气、工艺装置区逸散的无组织废气（以非甲烷总烃计）、站场气田水及放空分离液储存过程中的无组织闪蒸废气。

项目水套炉、燃气发电机、导热油炉所用燃料为净化脱硫后的天然气，污染物主要为SO₂、NO_x、颗粒物。水套炉和导热油炉燃烧废气分别经1根15m高排气筒排放，废气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中相应标准限值；燃气发电机燃烧废气经余热回收装置利用余热后经15m高排气筒排放，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2排放限值及折算后的排放速率要求；非正常工况下放空废气经30m放空火炬燃烧排放。

脱碳单元再生塔产生的酸性废气，废气组成为CO₂、H₂O，废气经再生塔顶排气口汇至放散管直接排放，对环境影响较小

本项目运营期工艺装置及管线设备连接等处会有少量的原料气逸散出来，呈无组织排放。项目属带压操作，生产、储存环节损失少，在优选密闭性能好的管道、阀门等设施的基础上，本项目非甲烷总烃无组织逸散量小，其对环境空气影响较小。

采取上述措施后，拟建项目营运期对环境空气影响较小。

2、地表水环境

项目地表水评价等级为三级 B，项目营运期废水主要为气田水、分子筛脱水冷凝水、值守人员产生的生活污水及初期雨水。

气田水、分子筛脱水冷凝水经站场设置的污水罐收集暂存，初期雨水通过地面坡度散排至站场外；生活污水经旱厕收集后定期由污水罐车转运至相关单位进行处置。

由初期雨水通过地面坡度散排至站场外；生活污水经旱厕收集后定期由污水罐车转运至相关单位进行处置。

项目生产废水由罐车外运至泸州市兴泸污水处理有限公司泸县分公司处理进行处理或拉运至纳 59 井回注工程进行回注处理，或转运至具有处理能力的污水处理厂（站）、回注井处理，不外排，正常运营情况下对区域地表水环境无影响。

3、地下水环境影响预测与评价

根据预测结果可知，非正常状况下泄漏，不会对周边地下水取水点造成水质污染影响。

根据本项目建设特点，站场采取了清污分流、分区防渗措施，能够确保站场运营期不对周边地下水造成污染；考虑到场区水文地质条件特征，污水泄漏对浅层地下水的影响也是缓慢的，在加强环境管理，严格落实地下水环境污染防治措施的前提下，本项目在拟选场址建设对地下水环境的影响是可以接受的。

4、声环境影响预测与评价

正常工况下，厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准，周边环境敏感点声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

非正常工况下，放散区距声源 30m 以外就能达到相关标准的要求，夜间在 100m 外才能达标。根据现场调查，距离吉富 19 井放空立管最近的居民位于东侧 138m，因此，昼间、夜间放散过程中不会对站场周边居民造成影响。

采取上述措施后，运营期项目不会对声环境造成污染影响，不会对周边居民产生扰民影响。

5、固体废弃物影响分析

运营期产生的固废主要为废分子筛及过滤器、废脱硫剂、废活性炭、废 MDEA 溶液、压缩机等设备废润滑油、废导热油。生活垃圾经收集后交由环卫部门；废分子筛及过滤器交由一般工业固废单位处理，污水罐及污水池污泥、废活性炭、废 MDEA 溶液、废润滑油、废导热油等交由资质单位处置。

采取以上措施，项目产生的固体废物均得到妥善处置，对环境的影响小。

6、土壤环境

本项目通过采取分区防渗、加强管理及设备维护、跟踪监测等土壤防治措施，将对区域土壤环境影响控制在可接受水平。

7、生态环境影响分析

本项目在已有井场预留地范围内建设，不新增占地，对土地利用的影响较小。

本项目建设会对评价区生态环境有一定的影响，但不会显著改变评价区的植物物种多样性状况、植被组成类型、动物多样性和种群结构组成。工程建设和营运对景观生态系统的影响主要体现在导致部分土地利用情况会发生一定变化，但评价区内各类拼块构成、廊道类型和基质特点、各类环境资源拼块优势度等景观格局和动态不会发生明显变化；森林和灌草丛生态系统的稳定性和景观完整性没有显著影响。在采取植被恢复、水土流失防治措施、野生动植物保护等措施的情况下，本项目建设造成的生态影响可得到有效减缓，生态系统的稳定性仍然较强。

10.3 环境风险评价结论

项目正常情况下，天然气处于密闭状态，无介质泄漏的情况；站场内污水收集罐、放空分液罐、胺液储罐等罐体地面，燃气发电机组区、导热油橇及储罐区地面、危废贮存点地面均采取重点防渗；营运期在确保对操作人员严格培训、设备的严格管理，落实环评要求的基础上，可将发生风险事故的几率和影响控制在最小程度。环境风险管理措施可行，在采取上述风险防范措施和应急控制措施以及落实环评、安评提出的相关防范措施后，其发生事故的概率将大幅降低，产生的环境风险处于可接受水平。

10.4 总量控制

拟建项目为页岩气试采工程，地面采气为全密闭管道内的天然气试采，本评价建议本项目不核定总量指标。根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》，项目属于登记管理，建设单位在建成投产前需按《排污许可证申请与核发技术规范锅炉》（HJ 953-2018）要求进行排污许可申报。

10.5 公众参与

本工程建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》要求进行了本项目的环境影响评价公众参与工作（详见公众参与说明）。在公示期间，建设单位和环评单位均未收到相关的反馈意见。

10.6 综合评价结论

本项目符合国家产业政策，有利于区域能源结构和环境质量的持续改进。在严格执行相关环保措施的情况下，项目建设产生的各项污染物可实现达标排放或妥善处置，对区域环境影响小，不会改变区域的环境功能，采用的环保措施可行；项目工艺和设备选用满足清洁生产的要求。工程选址符合城镇规划，选址合理。工程环保设施安排较完善，污染防治措施有效，生态恢复、水土保持措施可行，环境风险较低。主要环境保护目标能够得到有效保护。因此从环境保护的角度看，本项目建设可行。

10.7 建议

- (1) 加强与周边居民的沟通协调，避免噪声扰民。
- (2) 加强管理和维护，减少检修和事故放空，减少天然气损耗。