

建设项目竣工环境保护验收调查报告

项目名称：新场-什邡气田产能建设项目（一期）什邡205HF井组
（什邡205HF井）钻采工程竣工环境保护验收调查报告

委托单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司
产能建设及勘探项目部

编制单位：四川蜀瑞诚环保技术有限公司

2024年8月

新场-什邡气田产能建设项目（一期）什邡 205HF 井组（什邡 205HF 井）钻采工程竣工环境保护验收调查报告

建设单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部

法人代表：郭彤楼

编制单位：四川蜀瑞诚保技术有限公司

法人代表：唐能发

项目负责人：刘惠军

建设单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部

电话：0838-2658516

传真：/

邮编：618000

地址：四川省德阳市旌阳区嘉陵江西路325号

编制单位：四川蜀瑞诚保技术有限公司

电话：15928647658

传真：/

邮编：

地址：四川省成都市天府新区华阳街道锦江路四段12栋2层131号

前 言

新场-什邡气田产能建设项目（一期）什邡 205HF 井组（什邡 205HF 井）钻采工程位于四川省德阳市广汉市南丰镇七玉村 9 组，由中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部负责实施。

2020 年 5 月 28 日，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司以《关于开展中江气田产能建设项目（一期）等区块环评工作的通知》（西南油气开〔2020〕108 号）下达了新场-什邡气田产能建设项目（一期）立项，什邡 205HF 井组钻采工程属于新场-什邡气田产能建设项目（一期）建设内容，启动了什邡 205HF 井组钻采工程。

2021 年 6 月，国淮（北京）环保工程有限公司编制完成了《新场-什邡气田产能建设项目（一期）环境影响报告书》；2021 年 8 月 21 日，四川省生态环境厅对《新场-什邡气田产能建设项目（一期）环境影响报告书》进行了批复，批复文号“川环审批〔2021〕84 号”。

什邡 205HF 井组原名为什邡 205-1H 井组，规划 7 口采气井，蓬莱镇组水平井 2 口，蓬莱镇组定向井 5 口。项目建设内容包括：钻前工程、钻井工程、采气工程三部分。不含集输、油气处理和站外管道建设。

根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司工《关于下达什邡 205HF、什邡 205-1HF、什邡 205-2HF 井组钻采任务的通知》（西南油气开〔2021〕103 号），明确了什邡 205HF 井组为《新场-什邡气田产能建设项目（一期）》井组，因此将什邡 205-1H 井组更名为什邡 205HF 井组。

什邡 205HF 井钻井工程于 2022 年 9 月 12 日开工，2022 年 10 月 17 日完工，试气作业于 2023 年 4 月 23 日完工。2023 年 12 月 14 日至 2023 年 12 月 24 日开展井下作业。什邡 205HF 井组地面工程于 2023 年 12 月 25 日完工。

目前，什邡 205HF 井组规划部署的 8 口采气井已实施什邡 205HF 井 1 口井，获得工业产能。建设单位拟对什邡 205HF 井组实施分期验收，本次验收是对《新场-什邡气田产能建设项目（一期）》中什邡 205HF 井组分期验收，验收内容为已实施完成的十方 205HF 井 1 口采气井，未实施的井后续实施后再另行验收。

根据《中华人民共和国环境保护法》《建设项目竣工环境保护验收管理办法》

《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评[2017]4号）等有关规定，按照环境保护设施与主体工程“三同时”制度的要求，为查清工程设计文件和环境影响评价文件中各项环境保护措施和建议的落实情况，调查分析项目在建设和运行期间对环境已造成的实际影响及可能存在的潜在影响，以便采取有效的环境保护补救和减缓措施，全面做好环境保护工作，为工程环境保护设施竣工验收提供依据。建设单位中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目委托四川蜀瑞诚保技术有限公司承担了本项目竣工环境保护验收调查工作。

我公司接受委托后，立即组织专业技术人员深入现场，对项目区环境敏感点、受项目建影响的生态恢复状况、水土保持情况、工程环保执行情况等方面进行了重点调查，制定了验收监测方案，于 2024 年 5 月 27 日~28 日进行了验收监测，并于 2024 年 6 月 20 日完成了检测报告。在此基础上，我公司编制完成了《新场-什邡气田产能建设项目（一期）什邡 205HF 井组（什邡 205HF 井）钻采工程竣工环境保护验收调查报告》。

根据调查结果，什邡 205HF 井组（什邡 205HF 井）钻采工程环保设施与主体工程同时竣工投入使用，满足“三同时”要求，工程采取的环保措施较完善，未发生过环境污染事故；风险防范及应急措施较完善，未发生环境风险事故，总体达到了验收的要求。

目 录

前 言.....	- 1 -
1 综 述.....	1
1.1 编制依据.....	1
1.2 调查目的及原则.....	5
1.3 调查方法.....	6
1.4 验收调查时段、范围及因子.....	6
1.5 调查内容及重点.....	8
1.6 验收标准.....	8
1.7 环境保护目标.....	13
2 工程调查.....	18
2.1 地理位置.....	18
2.2 工程建设过程回顾.....	19
2.3 工程概况.....	20
2.4 主要生产工艺及流程.....	25
2.5 工程占地及平面布置.....	31
2.6 环保投资调查.....	33
2.7 工程变动调查.....	38
3 环境影响报告及审批文件回顾.....	43
3.1 项目环境影响评价结论.....	43
3.2 环境保护行政主管部门的审批意见.....	49
4 环境保护措施落实情况调查.....	53
4.1 环境影响报告中各项环保措施落实情况调查.....	53
4.2 环评批复文件中各项环保措施落实情况调查.....	57
4.3 环保措施调查结果总体评述.....	61
5 生态影响调查.....	63
5.1 调查时间、对象及方法.....	63
5.2 施工期生态影响调查.....	63
5.3 营运期生态影响调查分析.....	64
5.4 生态保护措施有效性分析.....	64
5.5 生态环境影响调查结论.....	64
6 污染防治措施及环境影响调查.....	67
6.1 地表水环境影响调查.....	67
6.2 地下水环境影响调查.....	69
6.3 大气环境影响调查.....	70
6.4 声环境影响调查.....	72
6.5 固体废物影响调查.....	74

6.6	土壤环境影响调查	75
7	环境风险事故防范及应急措施调查	80
7.1	环境风险防范措施	80
7.2	环境风险应急预案调查	82
7.3	风险事故防范及应急措施调查情况小结	83
8	清洁生产与总量控制调查	84
8.1	清洁生产分析	84
8.2	总量控制	94
9	环境管理及环境监测计划落实情况调查	95
9.1	环境管理	95
9.2	监测计划落实情况调查	96
10	公众意见调查	97
10.1	调查对象	97
10.2	调查方法	97
10.3	调查内容	97
10.4	调查结果	98
11	验收调查结论	100
11.1	工程概况	100
11.2	生态环境影响影响调查结论	100
11.3	污染影响调查结论	100
11.4	风险事故应急预案及防范措施	102
11.5	环境管理情况	102
11.6	验收调查结论	102
11.7	建议	103

附图：

- 附图 1 项目地理位置图
- 附图 2 项目外环境关系图
- 附图 3 验收监测布点示意图
- 附图 4 项目验收现场图片
- 附图 5 环保验收前期公示截图
- 附图 6 验收调查文本公示截图

附件：

- 附件 1 环评批复
- 附件 2 立项文件
- 附件 3 什邡 205HF 井组钻采任务书
- 附件 4 什邡 205HF 井组评定书
- 附件 5 什邡 205HF 井钻井废水转运台账

- 附件 6 钻井废水转运联单
- 附件 7 钻井岩屑转运台账附
- 件 8 钻井岩屑转运联单
- 附件 9 压裂测试环保台账
- 附件 10 袁家污水处理站环保手续
- 附件 11 地层水综合利用站环评及验收批复
- 附件 12 三台立兴页岩砖厂环评批复
- 附件 13 钻井固废处置单位猪儿洞砖厂手续
- 附件 14 采气废水预处理服务合同
- 附件 15 采气废水拉运合同
- 附件 16 什邡 205HF 井排污登记
- 附件 17 什邡 205HF 井组临时用地协议
- 附件 18 应急处置方案及备案
- 附件 19 应急预案备案表
- 附件 20 验收监测报告

附表：

建设项目竣工环境保护“三同时”验收登记表

1 综述

1.1 编制依据

1.1.1 环境保护相关法律、法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015.01.01 实施）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29 修正）；
- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018.01.01 实施）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26 修正）；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2022 年 6 月 5 日施行）；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.9.1 实施）；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019.1.1 实施）
- (8) 《中华人民共和国土地管理法》（2020.1.1 实施）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（2011.03.01 实施）；
- (10) 《建设项目环境保护管理条例》（2017.10.01 实施）；
- (11) 《中华人民共和国突发事件应对法》（2007.11.01 实施）；
- (12) 《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评[2017]4 号，2017.11.22 实施）。

1.1.2 地方行政法规及规范性文件

- (1) 《四川省环境保护条例》（2018 年实施）；
- (2) 《中共四川省委、四川省人民政府关于进一步加强环境保护工作的决定》（川委发〔2004〕38 号文）；
- (3) 《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）；
- (4) 《关于进一步落实好环境影响评价风险防范措施的通知》（川环办发〔2013〕179 号 24 日）；
- (5) 《四川省〈中华人民共和国大气污染防治法〉实施办法》（2019 年 1 月 1 日）；
- (6) 四川省人民政府关于印发《四川省“十四五”生态环境保护规划》的通

知（川府发〔2022〕2号）；

- （7）《四川省生态功能区划》（原四川省环境保护局，2006年）；
- （8）《四川省固体废物污染环境防治条例》（2018年7月26日修正）；
- （9）《四川省天然气开采业污染防治技术政策》；
- （10）《四川省生态环境厅关于印发《四川省突发环境事件应急预案备案行业名录（试行）》（川环办函〔2019〕504号）；
- （11）《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）。

1.1.3 行业标准和技术规范

- （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 地下水环境》（HJ610-2016）；
- （6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- （7）《环境影响评价导则 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）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（公告2017年第43号）；
- （11）《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）；
- （12）《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）；
- （13）《声环境功能区划分技术规范》（GB/T15190-2014）；
- （14）《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；
- （15）《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）；
- （16）《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2021）；
- （17）《土地利用现状分类标准》（GB/T21010-2017）；
- （18）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；
- （19）《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）；

（20）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（2021 年 1 月 1 日实施）；

（21）《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）；

（22）《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T 394—2007）；

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

（24）《土地复垦质量控制标准》（TD/T 1036-2013）。

（25）《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）；

（26）《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）；

（27）《陆上钻井作业环境保护推荐作法》（SY/T6629-2005）；

（28）《钻井废弃物无害化处理技术规范》（Q/SYXN0276-2015）；

（29）《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）；

（30）《钻井技术操作规程》（Q/SYCQZ001-2008）；

（31）《天然气工厂化作业推荐做法第 2 部分：钻井》（NB/T14012.2-2016）；

（32）《天然气钻井液使用推荐作法油基钻井液》（NB/T 14009-2016）；

（33）《天然气储层改造第 3 部分：压裂返排液回收和处理方法》（NB/T14002.3-2015）；

（34）《天然气环境保护第 1 部分：钻井作业污染防治与处置方法》（GB/T 39139.1-2020）；

（35）《天然气平台钻前土建工程作业要求》（NB/T 14021-2017）；

（36）《减少水力压裂作业对地面环境影响的推荐做法》（NB/T 10116-2018）。

（37）《非常规油气开采污染控制技术规范》（SY/T7482-2020）；

（38）《非常规油气开采含油污泥处理处置技术规范》（SY/T7481-2020）；

（39）《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规

范》（SY/T 7466-2020）。

1.1.4 企业内部制度文件

- (1) 《中国石化环境保护管理规定》（JZGSH-B09-21-147-2021-5）；
- (2) 《中国石化生态保护管理办法》（中国石化能〔2019〕288号）；
- (3) 《中国石化污染防治管理规定》（JZGSH-B0904-22-158-2020-1）；
- (4) 《中国石化油气田钻井和作业污染防治管理规定》（中国石化安〔2011〕745号）；
- (5) 《中国石化生态环境事件管理办法》（JZGSH-B0901-22-058-2022-2）；
- (6) 《中国石化建设项目环境保护管理办法》（JZGSH-B0909-22-148-2021-5）；
- (7) 《中国石化建设项目竣工环境保护验收管理细则》（JZGSH-B0909-22-067-2020-2）；
- (8) 《中国石化建设项目施工期 环境保护管理实施细则》（JZGSH-B0909-23-030-2021-1）；
- (9) 《中国石化环境监测管理办法》（中国石化制〔2023〕11号）；
- (10) 《中国石化突发环境事件风险与应急管理暂行办法》（JZGSH-B0906-22-157-2020-1）；
- (11) 《西南石油局有限公司 西南油气分公司环境保护管理实施细则》（JXNYQ-B0901-43-059-2022-2）；
- (12) 《西南石油局有限公司 西南油气分公司生态保护管理实施细则》（西南局〔2020〕76号）；
- (13) 《西南石油局西南油气分公司污染防治管理实施细则》（JXNYQ-B0904-43-875-2021-2）；
- (14) 《西南油气分公司钻井和井下作业环境保护实施细则》（GXNYQ-B0901-43-929-2021-2）；
- (15) 《西南石油局有限公司、西南油气分公司生态环境事件管理实施细则》（JXNYQ-B0901-43-032-2023-2）；

(16) 《西南石油局有限公司 西南油气分公司建设项目环境保护管理实施细则》（JXNYQ-B0909-43-076-2022-4）；

(17) 《西南石油局有限公司 西南油气分公司建设项目竣工环境保护验收管理实施细则》（JXNYQ-B0909-33-795-2021-2）。

1.1.5 建设项目相关文件

- (1) 《新场-什邡气田产能建设项目（一期）环境影响报告书》及批复；
- (2) 什邡 205HF 井组钻前工程项目监督评定书；
- (3) 什邡 205HF 井钻井工程、投产试气工程项目监督评定书；
- (4) 什邡 205HF 井钻井环保台账；
- (5) 验收监测报告；
- (6) 建设单位提供的其他技术资料。

1.2 调查目的及原则

1.2.1 调查目的

鉴于项目环境影响的特点，确定本次竣工环境保护验收调查的目的是：

(1) 调查工程在施工和管理等方面落实环境影响报告表、工程设计所提环保措施的情况，以及对各级环保行政主管部门批复要求的落实情况。

(2) 调查本工程已采取的生态保护、水土保持及污染控制措施，并通过对项目所在区域环境现状监测与调查结果的评价，分析各项措施实施的有效性。针对该工程已产生的实际环境问题以及可能存在的潜在环境影响，提出切实可行的补救措施和应急措施，对已实施的尚不完善的措施提出改进意见。

(3) 根据工程环境影响的调查结果，客观、公正地从技术上论证该工程是否符合竣工环境保护验收条件。

1.2.2 调查原则

本次环境保护验收调查坚持以下原则：

- (1) 认真贯彻执行国家与地方的环境保护法律、法规及规定。
- (2) 坚持客观、公正、科学、实用的原则。
- (3) 充分利用已有资料与实地踏勘、现场调研、现状监测相结合的原则。
- (4) 坚持对工程建设前期、施工期、运营期环境影响进行全过程调查，突

出重点，兼顾一般的原则。

1.3 调查方法

主要采取现场踏勘、文件资料核实相结合的技术手段和方法。

（1）资料收集：主要收集资料有工程设计资料，环境保护设计资料，环境监测报告及验收资料等；

（2）现场勘察：通过现场勘察核实收集资料的准确性，了解项目建设区域的现状，调查施工影响的范围和程度，对工程采取的永久环保措施开展详细调查，核实工程采取环保措施现状以及效果；

（3）访问调查：走访当地环保主管部门，了解施工期间是否发生过污染环境、扰民、居民环保投诉等问题；走访施工影响区居民，了解工程施工期间水、气、声、固废的污染情况；采用发放调查表形式了解公众对本工程施工期间、试运行期间存在环保问题的意见和建议；

（4）按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的要求执行，并按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范—生态影响类》，《建设项目环境保护设施竣工验收监测管理有关问题的通知》中的要求，并参照各环境影响评价技术导则有关技术方法进行调查；

（5）施工期环境影响调查通过走访咨询工程所在地区相关部门和个人，了解工程所在地各相关部门和受影响居民对本工程施工期造成的环境影响的反映，并核查有关施工设计文件，来确定施工期的环境影响；

（6）运营期环境影响调查以现场勘察和环境监测为主，通过现场调查、监测和查阅施工设计等文件，来分析运营期环境影响；

（7）环境保护措施调查以核实有关资料文件内容为主，通过现场调查，核查环境影响评价和设计所提环保措施的落实情况；

（8）通过环境保护措施可行性分析，对已有措施进行改进或提出补救措施。

1.4 验收调查时段、范围及因子

1.4.1 调查时段

本次验收调查时段主要为施工期、试运行期。

1.4.2 调查范围

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范生态影响类》《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》，结合本工程主要环境影响因素以及《环境影响报告书》中所作的预测分析，原则上本次工程竣工环境保护调查的范围与环评报告评价范围一致，具体调查范围如下：

（1）环境空气：井场周边 500m 范围内民居住地；

（2）生态环境：井场周围 500m 范围内耕地和植被，施工界外边沿及配套公路沿途的施工迹地生态保护与恢复；

（3）地表水环境：井场周边 500m 范围的地表水；

（4）地下水环境：井口周围 500m 区域范围；

（5）声环境：井场周边 300m 范围农户；

（6）土壤环境：井场周边 200m 范围农田；

（7）环境风险：井口 3000m 的区域。

1.4.3 调查因子

根据该工程《新场-什邡气田产能建设项目（一期）环境影响报告书》中所作的预测分析及生态环境主管部门对项目环境影响报告书的审批意见，结合本工程施工过程中主要影响以生态影响为主的特点，确定本次调查因子如下：

生态影响：占地情况、水土流失、临时用地及植被恢复情况；

大气环境：工程建设完毕，施工期大气影响已消失；运营期有组织调查监测因子：二氧化硫、二氧化氮、颗粒物，无组织调查因子为非甲烷总烃；

地表水环境：工程建设及运营期间，井场无废水外排，不进行地表水环境质量监测；

地下水环境：pH、耗氧量、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铅、镉、铁、锰、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类；

声环境：声环境质量及场界噪声监测；

土壤环境：《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）与《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-

2018)全部因子,以及特征因子 pH、氯化物、石油烃;

环境风险:环境风险事件及应急预案情况。

1.5 调查内容及重点

1.5.1 调查内容

本次竣工验收调查确定的调查重点如下:

- (1) 核查实际工程内容及方案设计变更内容;
- (2) 环境敏感保护目标基本情况及变更情况;
- (3) 实际工程内容及方案设计变更造成的环境影响变化情况;
- (4) 环境影响评价制度及其他环境保护规章制度执行情况;
- (5) 环境影响评价文件及环境影响评价文件审批文件中提出环境影响;
- (6) 环境质量和主要污染因子达标情况;
- (7) 环境保护设计文件、环境影响评价文件及环境影响评价审批文件中提出的环境保护措施落实情况及其效果、环境风险防范与应急落实情况及其有效性;
- (8) 工程施工期实际存在的环境问题以及公众反映强烈的环境问题。

1.5.2 调查重点

本次调查的重点是实际工程建设内容、工程变更及环境影响情况,环境影响评价文件及其审批文件中提出的主要环境影响、环境保护设施和措施要求,以及环境保护设施和措施的落实情况及其效果,环境风险防范和应急措施的落实及有效性调查。

1.6 验收标准

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ612-2011)验收调查标准,原则上采用环境影响评价文件中经环境保护行政主管部门确认的环境保护标准与污染防治设施的相关指标作为验收调查标准,如有已修订新颁布的环境保护标准,则用其作为验收调查标准。

1.6.1 环境质量标准

- (1) 环境空气质量标准

大气环境执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的二级标准。

- (2) 地表水

地表水执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2022) III类标准。

(3) 地下水

地下水环境执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

(4) 声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

(5) 土壤环境：项目附近耕地土壤执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）；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）。

表 1.6-1 环境质量标准一览表

项目	污染物名称	标准值	单位	标准来源
大气环境	SO ₂	年平均 60	μg/m ³	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准
		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}	24 小时平均 75		
	TSP	24 小时平均 300		
	NO ₂	年平均 40		
		24 小时均 80		
		1 小时均 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	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)详解	
	1 小时平均 10			
	非甲烷总烃	1 小时平均 2.0		
地表水环境	pH	6~9	无量纲	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准
	COD	20	mg/L	
	BOD ₅	4	mg/L	
	氨氮	1.0	mg/L	
	石油类	0.05	mg/L	
	氯化物	250	mg/L	
	硫化物	0.2	mg/L	
	挥发酚	0.005	mg/L	
	六价铬	0.05	mg/L	
地下水	pH	6.5~8.5	无量纲	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准
	总硬度	≤450	mg/L	
	溶解性总固体	≤1000	mg/L	
	总大肠菌群	≤3.0	CFU/100mL	

项目	污染物名称	标准值	单位	标准来源
	硝酸盐	≤20.0	mg/L	
	亚硝酸盐	≤1.00	mg/L	
	氨氮	≤0.5	mg/L	
	挥发性酚类	≤0.002L	mg/L	
	砷	≤0.01	mg/L	
	汞	≤0.001	mg/L	
	耗氧量	≤3.0	mg/L	
	六价铬	≤0.05	mg/L	
	菌落总数	≤100	CFU/mL	
	硫酸盐	≤250	mg/L	
	硫化物	0.02	mg/L	
	氯化物	≤250	mg/L	
	氟化物	≤1.0	mg/L	
	氰化物	≤0.05	mg/L	
	镉	≤0.005	mg/L	
	铁	≤0.3	mg/L	
	锰	≤0.10	mg/L	
	铅	≤0.01	mg/L	
		石油类	≤0.05	
声环境	等效连续 A 声级	昼间 60，夜间 50	dB(A)	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准
土壤环境	砷	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 第二类用地筛选值限值要求
	镉	65	mg/kg	
	铬（六价）	5.7	mg/kg	
	铜	18000	mg/kg	
	铅	800	mg/kg	
	汞	38	mg/kg	
	镍	900	mg/kg	
	四氯化碳	2.8	mg/kg	
	氯仿	0.9	mg/kg	
	氯甲烷	37	mg/kg	
	1, 1-二氯乙烷	9	mg/kg	
	1, 2-二氯乙烷	5	mg/kg	
	1, 1-二氯乙烯	66	mg/kg	
	顺-1, 2-二氯乙烯	596	mg/kg	

项目	污染物名称	标准值	单位	标准来源
	反-1, 2-二氯乙烯	54	mg/kg	
	二氯甲烷	616	mg/kg	
	1, 2-二氯丙烷	5	mg/kg	
	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	mg/kg	
	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	mg/kg	
	四氯乙烯	53	mg/kg	
	1, 1, 1-三氯乙烷	840	mg/kg	
	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	mg/kg	
	三氯乙烯	2.8	mg/kg	
	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5	mg/kg	
	氯乙烯	0.43	mg/kg	
	苯	4	mg/kg	
	氯苯	270	mg/kg	
	1, 2-二氯苯	560	mg/kg	
	1, 4-二氯苯	20	mg/kg	
	乙苯	28	mg/kg	
	苯乙烯	1290	mg/kg	
	甲苯	1200	mg/kg	
	间二甲苯+对二甲苯	570	mg/kg	
	邻二甲苯	640	mg/kg	
	硝基苯	76	mg/kg	
	苯胺	260	mg/kg	
	2-氯酚	2256	mg/kg	
	苯并[a]蒽	15	mg/kg	
	苯并[a]芘	1.5	mg/kg	
	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg	
	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg	
	蒽	1293	mg/kg	
	二苯并[a, h]蒽	1.5	mg/kg	
	茚并[1, 2, 3-	15	mg/kg	

项目	污染物名称	标准值	单位	标准来源	
	cd]莼				
	萘	70	mg/kg		
	石油烃类 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500	mg/kg		
	pH>7.5				《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》 (GB15618-2018) 风险筛选值限值要求
	镉	0.6	mg/kg		
	汞	3.4	mg/kg		
	砷	25	mg/kg		
	铅	170	mg/kg		
	铬	250	mg/kg		
	铜	100	mg/kg		
	镍	190	mg/kg		
	锌	300	mg/kg		

1.6.2 污染物排放标准

(1) 废气

项目施工期间废气排放执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)，扬尘执行《四川省施工场地扬尘排放标准》(DB51/2682-2020) (2020年9月1日起)；运营期间非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728—2020) 要求，水套炉燃烧废气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)。

表 1.6-2 项目废气排放标准 单位 mg/m³

阶段	污染物	最高允许排放浓度	无组织排放监控浓度	备注	
施工期	NO _x	240	0.12	《大气污染物综合排放标准》 (GB 16297-1996)	
	SO ₂	550	0.40		
	颗粒物	/	/	0.6	拆除工程/土方开挖/土方回填阶段
		/	/	0.25	其他工程阶段
运营期	非甲烷总烃	/	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728—2020)	
	NO _x	200	/	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB 13271-2014)	
	颗粒物	20	/		
	SO ₂	50	/		

（2）废水

本项目钻井期不能回用的钻井废水和压裂返排液及运营期采气废水通过密闭罐车运至袁家污水处理站预处理达到回注标准后回注，不外排。运营期产生的采气废水转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达标外排；或通过袁家环保处理站预处理后转运至区域内回注站回注处置。回注井的污染控制执行《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）。外排废水执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准。

（3）噪声

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

表 1.6-3 各时段厂界环境噪声排放标准

污染源	噪声限值 dB(A)		执行标准
	昼间	夜间	
施工期	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
运营期	60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)

（4）固废

一般工业固体废物排放执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2020)标准；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。

1.7 环境保护目标

1.7.1 生态环境保护目标

项目临时占地不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、文物古迹等生态环境敏感区。本项目主要生态保护目标为井口外围 500m 及井场道路两侧 200m 范围内的农业生态系统为主。

1.7.2 环境空气保护目标

本项目重点调查井场（井站）周围 500m 范围内的居民分布情况。本项目大

气环境保护目标详见表 1.7-1。

表 1.7-1 大气环境保护目标统计表

保护目标名称	空间相对位置 (m)		保护对象	保护内容	环境功能区
	X	Y			
1#居民点	273	-300	居住区	居民点 108 户, 378 人	二类
2#居民点	-60	-172	居住区	分散农户 19 户, 67 人	二类
3#居民点	-132	-95	居住区	分散农户 3 户, 11 人	二类
4#居民点	-422	-156	居住区	分散农户 1 户, 4 人	二类
5#居民点	-208	128	居住区	居民点 41 户, 144 人	二类
6#居民点	-190	435	居住区	分散农户 1 户, 3 人	二类
7#居民点	462	146	居住区	居民点 17 户, 60 人	二类

1.7.3 地表水环境保护目标

本项目井口东侧约 80 处为白玉河，主要水域功能为泄洪、灌溉。其余分布的均为当地农田灌溉沟渠。为本项目环境风险事故状态可能接纳水体，作为本项目地表水环境保护目标。

1.7.4 地下水环境保护目标

根据现场调查，建设项目周边当地农户居民生活用水主要是以民用压水井为水源。调查范围内主要的分散式保护目标分布、保护目标信息见表 1.7-2。

表 1.7-2 地下水环境主要保护目标信息一览表

编号	坐标		井口高 程/m	水位埋 深/m	井 深 /m	与井场关系
1	104°16'30.3300"	31°04'24.4600"	482	6.9	8	位于井场上游， 301.43°方位 474m
2	104°16'26.3100"	31°04'21.2400"	484	10.2	12	位于井场上游， 292.5°方位 543m
3	104°17'05.3100"	31°04'16.0300"	483	4.7	6	位于井场上游， 106.52°方位 503m
4	104°16'53.0400"	31°04'20.8500"	483	7.9	10	位于井场上游， 79.72°方位 203m
5	104°16'43.3600"	31°04'23.1500"	484	8.2	10	位于井场上游，

编号	坐标		井口高程/m	水位埋深/m	井深/m	与井场关系
						339.63°方位 186m
6	104°16'57.4700"	31°04'47.1000"	488	2.6	9	位于井场上游， 20.62°方位 953m
7	104°16'16.9000"	31°04'34.0500"	484	2.5	9	位于井场上游， 298.93°方位 929m
8	104°16'12.0400"	31°04'22.0800"	483	2	10	位于井场上游， 277.21°方位 919m
9	104°16'05.6400"	31°03'54.2400"	484	4	10	位于井场下游， 240.06°方位 1300m
10	104°16'48.9900"	31°03'54.0100"	481	3	6	位于井场下游， 173.81°方位 736m
11	104°17'17.4400"	31°04'16.2600"	482	2.2	8	位于井场下游， 92.71°方位 822m
12	104°17'38.9500"	31°04'05.3200"	483	3.8	9	位于井场下游， 103.29°方位 1442m
13	104°17'31.3900"	31°03'53.0900"	479	3.4	9	位于井场下游， 118.71°方位 1412m
14	104°17'08.1900"	31°03'49.7500"	479	3.9	9	位于井场下游， 142.11°方位 1038m
15	104°17'02.1800"	31°03'22.8400"	481	2.5	7	位于井场下游， 163.98°方位 1746m
16	104°17'21.9900"	31°03'27.4500"	479	3.7	6	位于井场下游， 144.72°方位 1816m
17	104°18'00.9900"	31°03'42.4700"	480	3.8	10	位于井场下游， 115.31°方位 2254m
18	104°17'58.5300"	31°03'23.1600"	478	2.6	9	位于井场下游， 127.12°方位 2546m
19	104°17'31.7000"	31°02'58.8600"	478	2.5	9	位于井场下游， 150.14°方位 2715m
20	104°16'42.3600"	31°03'38.3400"	483	2.3	8	位于井场下游， 185.88°方位 1221m

1.7.5 声环境保护目标

声环境保护目标主要为井口周边 300m 范围内的分散居民。详见表 1.7-3。

表 1.7-3 声环境保护目标统计表

保护目标名称	空间相对位置 (m)		保护对象	环境敏感特性	环境功能区
	X	Y			
1#居民点	273	-300	居住区	居民点 2 户，7 人	二类
2#居民点	-60	-172	居住区	分散农户 19 户，67 人	二类
3#居民点	-132	-95	居住区	分散农户 3 户，11 人	二类
4#居民点	-208	128	居住区	居民点 41 户，144 人	二类

1.7.6 土壤保护目标

项目占地范围以及占地范围外 0.2km 内的耕地、分散居民点等。

1.7.7 环境风险保护目标

本项目的潜在环境风险为天然气（预计不含硫）泄漏进而产生火灾或爆炸的风险，其影响途径主要为大气环境影响。本项目不涉及重大危险源，其环境风险潜势为 I，评价等级为“简单分析”。《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）针对“简单分析”项目未明确评价范围，故本次评价参照三级评价的要求统计评价范围内的环境风险保护目标，详见表 1.7-5。

表 1.7-5 环境风险保护目标统计表

类别	序号	环境敏感特征（场址周边 3km）			
		敏感目标名称	相对方位	最近距离	属性
大气环境	1	井口外 500m 范围内的分散居民			190 户，667 人
	2	其它散状分布居民	/	500-3000m	樊池村、广汉市兴隆镇中心小学、兴隆镇、广汉市兴隆镇中学、寨子村、石桥林村、萝卜村、丰昌村、南丰镇、永乐村、南丰镇中心小学等
地表水环境	1	白玉河	E	80m	III类水域，主要水域功能为泄洪、灌溉
地下水环境	1	分散式饮用水源取水井 20 处			

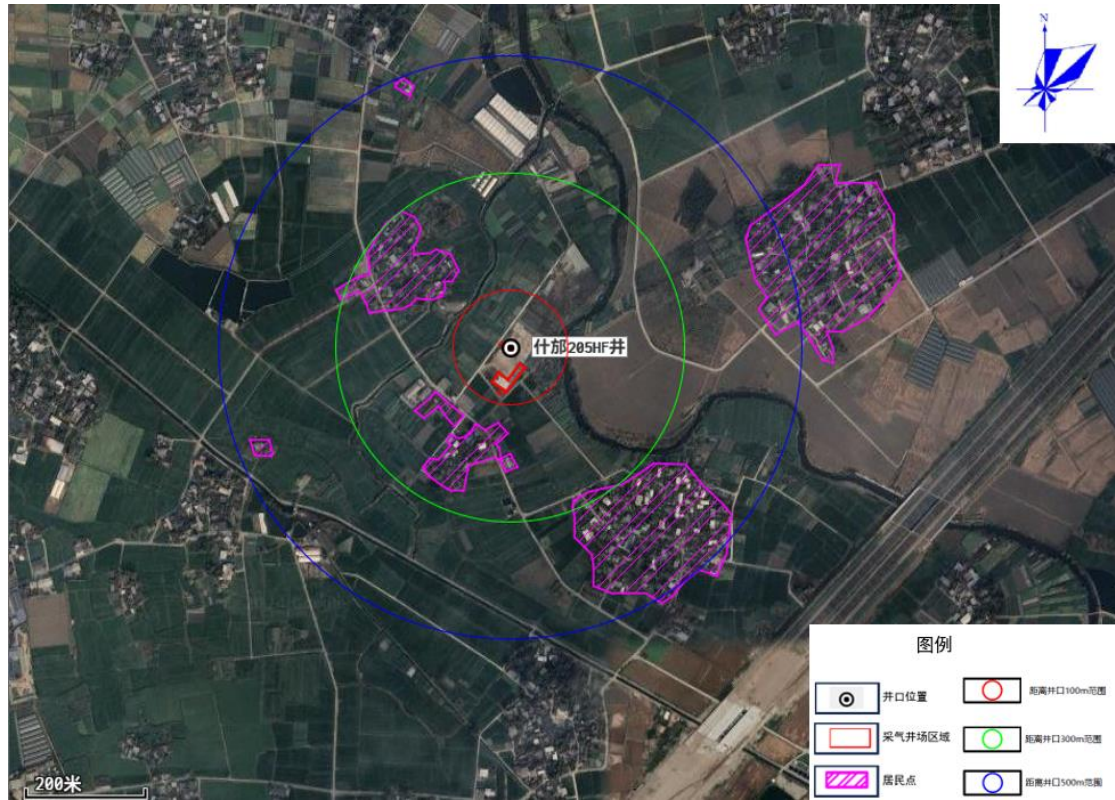


图 1.7 场井 500m 范围外环境关系及敏感目标分布图

2 工程调查

2.1 地理位置

新场-什邡气田产能建设项目（一期）什邡205HF井组（什邡205HF井）钻采工程实际地理位置位于四川省德阳市广汉市南丰镇七玉村9组，环评阶段地理位置位于德阳市广汉市兴隆镇天台村，较环评阶段，什邡205HF井井口位置向西南方向偏移了510m。地理位置见附图1，地理位置偏移示意图见图2.1-1。



图 2.1-1 什邡 205HF 井位置偏移示意图

2.2 工程建设过程回顾

2020年5月28日，中国石油化工股份有限公司西南油气分公司以《关于开展中江气田产能建设项目（一期）等区块环评工作的通知》（西南油气开〔2020〕108号）下达了新场-什邡气田产能建设项目（一期）立项，什邡205HF井组钻采工程属于新场-什邡气田产能建设项目（一期）建设内容。

2021年6月，国潍（北京）环保工程有限公司编制完成了《新场-什邡气田产能建设项目（一期）环境影响报告书》；2021年8月21日，四川省生态环境厅对《新场-什邡气田产能建设项目（一期）环境影响报告书》进行了批复，批复文号“川环审批〔2021〕84号”。

根据中国石油化工股份有限公司西南油气分公司《关于下达什邡205HF井组钻采任务的通知》（西南油气开〔2021〕103号），明确了什邡205HF井组纳入区块环评《新场-什邡气田产能建设项目（一期）项目》中。

什邡205HF井组钻前工程于2022年3月22日开工，2022年4月12日完工。什邡205HF井钻井工程于2022年9月12日开工，2022年10月17日完工，试气作业于2023年4月23日完工。2023年12月14日至2023年12月24日开展井下作业。什邡205HF井组地面工程于2023年12月25日完工。

表 2.2-1 工程建设过程一览表

序号	内容	承担单位		完成时间	
1	建设单位	中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部		/	
2	立项	中国石油化工股份有限公司西南油气分公司		2020.05.28	
3	环评报告	国潍（北京）环保工程有限公司		2021.06	
4	环评批复	四川省生态环境厅（川环审批〔2021〕84号）		2021.08.20	
5	设计	西南油气分公司工程技术研究院		2022.02	
6	施工	钻前工程	西南石油工程有限公司油田工程服务分公司	2022.03.22~ 2022.04.12	
		钻井工程	什邡 205HF 井	西南石油工程有限公司湖南钻井分公司	2022.09.12~ 2022.10.17
		试气工程	什邡 205HF 井	西南石油工程公司井下作业分公司井下作业一队	2023.04.23
7	运行	中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气一厂		2023.12.25~	

2.3 工程概况

2.3.1 基本情况

项目名称：新场-什邡气田产能建设项目（一期）什邡 205HF 井组（什邡 205HF 井）钻采工程

建设性质：新建

建设单位：中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部

建设地点：四川省德阳市广汉市南丰镇七玉村 9 组

工程投资：本项目实际总投资 1636 万元，其中环保投资 219.51 万元，占总投资的 9.3%。

本次验收实际建设内容及规模：什邡 205HF 井组实际部署什邡 205HF 井 1 口井，验收内容包括钻前工程、钻井工程、采气工程。

2.3.2 项目组成

根据环评资料及其相关批复文件，工程组成主要分为施工期的钻前工程、钻井工程、储层改造工程、运营期的采气工程。结合现场调查，工程建设主要内容及规模见表 2.3-1~表 2.3-3。

表 2.3-1 项目钻前工程主要建设内容及规模

类别	项目名称	环评建设内容及规模	实际建设内容及规模	变更情况
主体工程	井场建设	钻井前准备工作，包括新修道路、平整井场、集污罐池及放喷池修建、设备基础修建等。井场规格 135m×70m	新修道路、平整井场、集污罐池及放喷池修建、设备基础修建等。井场规格 90m×70m+50m×6m	井场面积减小 5100m ²
	泥浆不落地基础	面积 30m×10m，布置于井场内	面积 30m×10m，布置于井场内	无
	设备、设施、泥浆循环系统等基础	设置一套钻机设备，位于井口周边，井架基础以粘土层为持力层，以 C25 钢筋混凝土基础，周边设置设施、泥浆循环系统等基础	设置一套钻机设备，位于井口周边，井架基础以粘土层为持力层，以 C25 钢筋混凝土基础，周边设置设施、泥浆循环系统等基础	无

类别	项目名称	环评建设内容及规模	实际建设内容及规模	变更情况
	井口方井	3m×3m×2.5m/井，共计 7 个方井，重点防渗处理	1 个方井，3m×3m×2.5m/井，重点防渗处理	减少 6 个
	清污分流系统	井场四周修筑外环沟，井场内泥浆循环系统区域和不落地装置区域设置排污沟，设置4个集污坑，规格0.5m×0.5m×0.5m	井场四周修筑了外环沟，井场内泥浆循环系统区域和不落地装置区域设置了排污沟，井场 4 个角落设置了 4 个集污坑，规格0.5m×0.5m×0.5m	无
	放喷池	1 个 120m ³ (10m×10m×1.2m)，池内重点防渗。	1 个，容积为 120m ³ ，池内重点防渗	无
	生活区活动板房	设置1处1600m ² 的临时活动板房区	设置 1 处 1000m ² 的临时活动板房区	面积减小 600m ²
储运工程	表土临时堆场	设置1处1500m ² 的临时堆土区	设置 1 处 980m ² 的临时堆土区	面积减小 520m ²
	进场道路	新建井场道路250m，碎石路面，有效行车路面宽度3.5m，路基宽4.5m	新建井场道路 10m，碎石路面，有效行车路面宽度3.5m，路基宽 4.5m	道路长度减少 240m
环保工程	生活污水收集	依托周边居民旱厕	依托周边居民旱厕	无
	生活垃圾收集	生活垃圾集中收集，交由当地环卫部门除置。	生活垃圾集中收集，交由当地环卫部门处置	无

表 2.3-2 项目钻井及储层改造工程主要建设内容及规模

类别	项目名称	环评建设内容及规模	实际建设内容及规模	变更情况
主体工程	钻井设备安装	ZJ70 钻机成套设备搬运、安装、调试	对钻井设备进行安装调试	无
	钻井作业	7 口采气井，蓬莱镇组水平井 2 口蓬莱镇组定向井 5 口，蓬莱镇气藏设计井深 1600~2800m	1 口采气井，目的层蓬莱镇组，导管采用清水钻，一开、二开采用水基泥浆钻井液，井深 2356m	钻井数量减少 6 口
	测井录井	取样分析地质等情况，该过程基本不产生污染物	测井取样分析地质情况	无
	固井作业	全井段实施套管保护+水泥固井	全井段实施套管保护+水泥固井，无窜漏情况	无
	测试放喷	1个120 m ³ 放喷池，完井后测试放喷	1 个 120 m ³ 放喷池，完井后测试放喷，已拆除复垦	无
辅助	柴油发	2 台(1用1备)每套包括2台柴	备用2套柴油动力，未使	无

类别	项目名称	环评建设内容及规模	实际建设内容及规模	变更情况
工程	电机组	油动力机和1台发电机	用	
	钻井泥浆循环利用系统	含振动筛、除砂除泥器等	设置了钻井泥浆循环利用系统，含振动筛、除砂除泥器等	无
	辅助设备用房	录井、泥浆实验等辅助工作	辅助设备用：录井、泥浆实验等辅助工	无
公用工程	生活用水	自来水	桶装水	无
	生产用水	生产用水取自周边地表水或购买居民家中地下水	取自周边地表水及其他井场废水	无
	供电	优先采用电网接入，在电网无法供电或停电等紧急情况下则启用备用柴油发电机组供电	采用电网接入	无
环保工程	泥浆不落地装置	面积35×6m ² ，包括振动筛、除砂除泥设备、离心机、搅拌罐、压滤机等固控设备；井场设泥浆循环罐6个(67m ³ /个)，泥浆储备罐2个(67m ³ /个)，废水收集罐2个（60m ³ /个），废渣收集罐2个（40m ³ /个），集污罐1个（40m ³ /个）。整个泥浆不落地及循环系统区域重点防渗处理。	泥浆不落地装置已设接收、脱稳和固液分离单元等；配备了岩屑罐、隔油罐、清水罐、废水收集罐等	无
	清污分流系统	场内沿基础周围修建场内排污明沟，接入方井；井场面的雨水经隔油分离后排入自然水系。	场内沿基础周围修建双环沟；水罐、井场面的清水直接排入自然水系；修建雨水沟实行清污分流，内环沟设集污坑，外环沟设集水坑	无
	隔油池	雨水依靠井场设置的地面坡度，就地散排至井场四周设置的排水沟，排出场外，场区雨水沟向外界排水口布设有隔油池1个，容积为1m ³ 。	井场外排沟设置了隔油池	无
	分区防渗	除井场清污分流系统外，油罐、发电机房、泥浆泵、重浆罐等基础以及放喷池、泥	井口区域、油罐、发电机房、泥浆泵、重浆罐等基础以及放喷池、泥浆不落	无

类别	项目名称	环评建设内容及规模	实际建设内容及规模	变更情况
		浆不落地装置区等防渗处理	地装置区进行了防渗处理	
	集污池及围堰	集污池2个，分别位于柴油机组和油罐区周边，1×1×0.2m/个，设置围堰	设置了集污池2个，分别位于柴油机组和油罐区周边，柴油罐区设置了围堰	无
	搬迁及无害化处理	测试完后进行设备搬迁以及钻井产生“三废”的无害化处理	已完成设备搬迁以及钻井产生“三废”的无害化处理	无
	生活垃圾收集	在井场及生活区设置移动式垃圾桶，对生活垃圾中收集，交由当地环卫部门处置	生活垃圾设置收集桶收集后交环卫部门处置	无

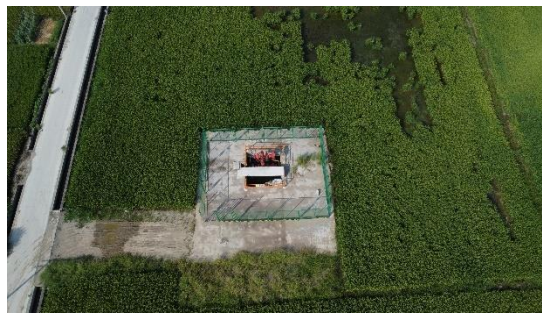
表 2.3-3 项目采气工程主要建设内容及规模

类别	项目名称	环评建设内容及规模	实际建设内容及规模	变更情况
主体工程	采气井场	采气场面积单井站场面积约 1600m ² ~3600m ² ,	新建采气井场 1600m ²	无
	工艺装置区	采气树 7 套，计量系统 7 套，水套加热炉 4 台	采气树 1 套、计量系统 1 套，水套加热炉 1 台	装置减少
辅助公用工程	放散系统	1套，放散管高10m	1套，放散管高10m	无
	供配电	接入当地电网	当地电网	无
	供水	桶装水	无人值守	不涉及供水
	采气废水、凝析油收集系统	污水罐1座，容积为 20m ³	污水罐 1 座，容积为 20m ³	无
办公生活设施	站场设综合值班室40m ² ，配套新增环保厕所1座	无人值守井站	站场未设置综合值班室及环保厕所	

项目建设内容现状如下图：



井场现状



井口位置



污水罐及围堰



水套炉



放喷池（已恢复）



放散管



钻井井场双环沟



采气井场排水沟

图 2.3-1 项目现状图

2.4 主要生产工艺及流程

什邡 205HF 井组主要建设内容为钻前工程、钻井工程、储层改造工程和采气工程。

2.4.1 钻前工程

钻前工程为钻井、完井工程施工构筑场地和设备基础，主要为土建施工，由专业施工单位组织当地民工施工，施工人员生活依托项目附近农户，施工现场不设钻前工程集中生活营地。由于钻前工程施工主要为土建施工（井场、方井、生活区等）。

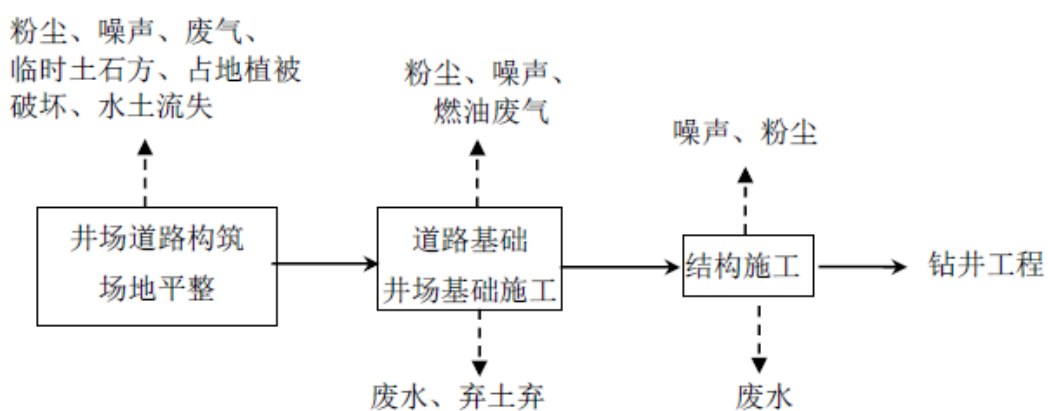


图 2.4-1 钻前工程工艺流程及产排污节点示意图

2.4.2 钻井工程

钻井工程主要包括钻井、固井、完井阶段。钻井工程以网电为动力，通过钻机、转盘，带动钻头切削地层，同时由泥浆泵经钻杆向井内注入高压泥浆，冲刷井底，将切削下的岩屑不断带至地面，整个过程循环进行，直至目的井深；钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换洗井液和检修设备；当钻井钻至目的层位后即可进入完井阶段，完井阶段采用的是衬管完井（备用裸眼），然后再进行压裂作业，以实现储层改造。

① 钻进过程

什邡 205HF 井钻井深度 2356m，导管采用清水钻，一开、二开采用水基泥浆钻井液。

主要钻井过程为：由电力提供钻井动力，泥浆通过钻杆立柱不断地高压注入井底，带动钻头旋转不断切割地层岩石，产生的清水泥浆夹带着岩屑由钻杆与井

壁之间的环形空间返回至井口，泥浆在井场内经泥浆循环系统处理后回用于钻井，使井不断加深，直至目的层。

钻井工艺流程见下图：

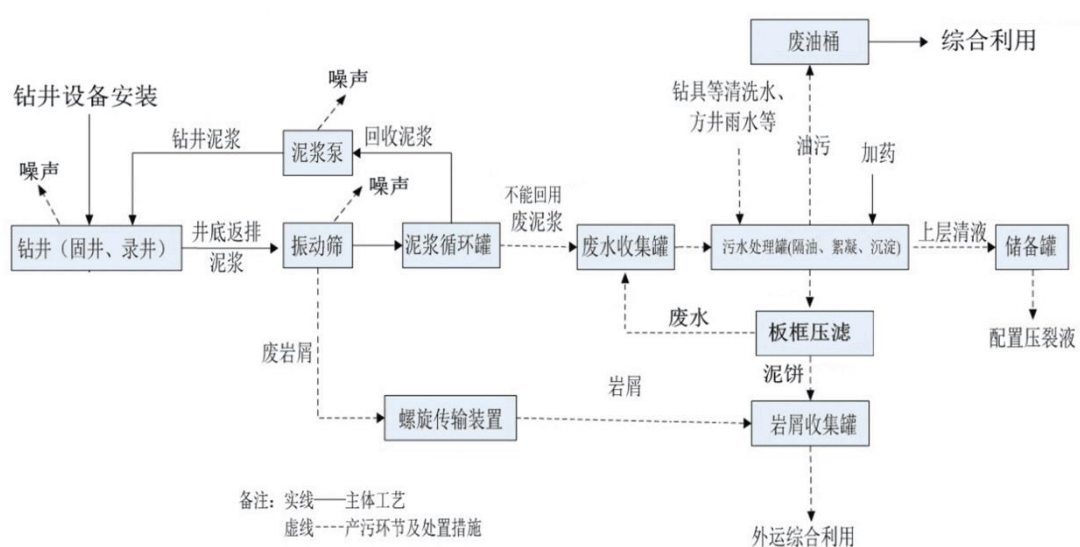


图 2.4-2 水基泥浆钻井工艺流程及产排污环节图

② 钻井泥浆循环工艺

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

本项目采用机械强制清除外加固相，分离固相级配方式处理。从井底返出的钻井泥浆首先经过振动筛清除较大的固相颗粒，再通过不同规格的除砂器和除泥器对钻井液进一步进行固相分离，分离得到的泥浆经离心机除气处理（避免泥浆中含气量增加导致泥浆密度偏低，井下可燃气体影响泥浆使用安全）后回用于钻井过程，实现钻井泥浆的最大化循环重复利用。钻井过程中，上段钻井液用于下段钻井液配置，钻井过程中钻井液均不离开泥浆循环系统。完钻后井筒内替换出来的泥浆经循环系统处理后与泥浆循环系统内剩余的合格钻井泥浆全部拉运至泥浆调配站回用或者储存待下一口井使用，钻井过程中泥浆回用率不低于 95%，钻井废水回用率约 90%。

水基泥浆不落地技术工艺简介：水基泥浆钻井过程中出井水基钻井液及岩屑经振动筛、除砂罐、除泥器、离心机等固控设备筛分后分离出可回用水基泥浆和

钻井固废，水基泥浆经泥浆循环系统处理检测，其性能满足要求后进入串联的泥浆循环罐循环使用，水基钻井固废(含废钻井泥浆)通过滑槽进入集污罐收集后，通过螺旋输送机送入板框压滤机进行脱水处理，脱水后的干岩屑通过岩屑收集罐和储存罐收集及暂存中转后外运综合利用，压滤机出水通过废水收集罐收集后回用于钻井液配置；钻井废水、方井雨水以及井场初期雨水收集后，经过污水处理罐处理后回用于钻井液配置，水基钻阶段结束后不能回用的钻井废水暂存用于设备清洗或压裂液配置。泥浆不落地技术工艺对水基钻井废弃物进行处置后泥饼含水率一般保持在 20%~40%的范围内。

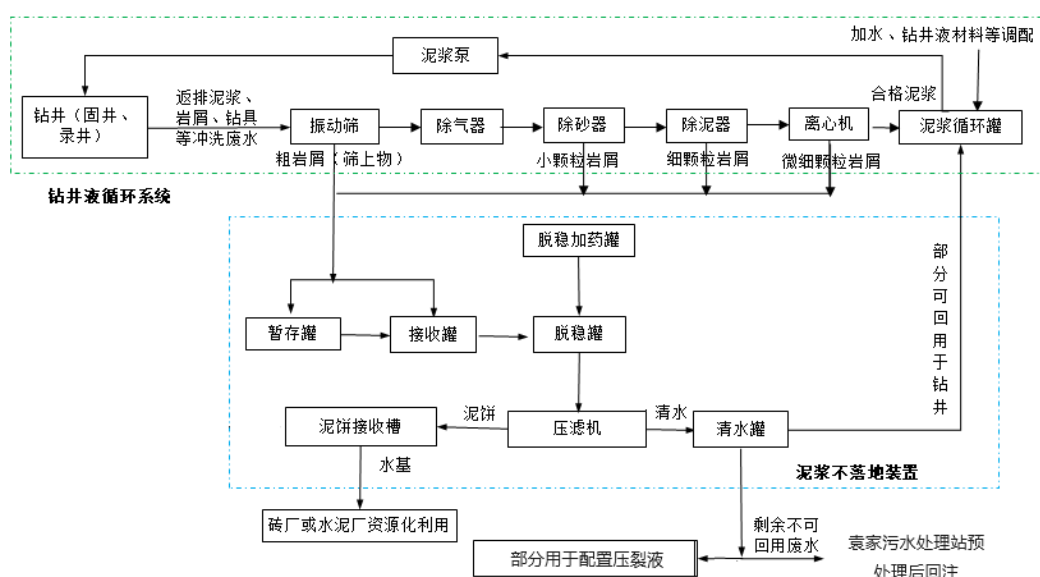


图 2.4-4 水基钻井液循环系统工艺流程图

③测井、取心、录井

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

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

录井是根据测井数据、现场录井数据及综合分析化验数据进行岩性解释、归位，确定含油、气、水产状。

测井、取心、录井主要就是取样分析地质等情况，该过程基本不涉及污染物。

④固井作业

固井是钻井达到预定深度后，下入套管并注入水泥浆，封固套管和井壁之间的环形空间的作业。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥车、下灰罐车、混合漏斗和其他附属设备等。

固井主要是注入水泥，基本无污染物产生，固井过程分为三步如下：

下套管：根据用途、地层预测压力和套管下入深度设计套管的强度，确定套管的使用壁厚，钢级和丝扣类型。套管与钻杆不同，是一次性下入的管材，没有加厚部分，长度没有严格规定。为保证固井质量和顺利地地下入套管，做了套管柱的结构设计。

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

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

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

2.4.3 压裂测试储层改造工程

当钻井钻至目的层后，进行储层改造作业，对气井进行油气测试作业，以取得该井施工段流体性质、测试产能、地层压力等详细工程资料。油气测试作业包括射孔、压裂和测试放喷等过程。

①洗井

本项目在进行压裂测试前对气井进行洗井作业，替换井下的泥浆，为下一步压裂作业做准备。本工程洗井作业采用清水对套管进行清洗，不涉及酸洗工序，

洗井废水排入平台水池中，用于压裂作业时配制压裂液。

②射孔完井

本工程采用射孔完井方式。射孔完井是目前国内外使用最广泛的完井方法。射孔技术是把射孔专用设备送至井下预定深度，对准目的层引爆射孔器，射孔弹被导爆索引爆后，产生高温、高压冲击波，从而穿透套管、水泥环进入地层，形成一个孔道，构成目的层至套管内连通的一项技术。射穿产层后油气井的生产能力受产层压力、产层性质、射孔参数及质量影响。射孔噪声一般产生在地表以下上千米的产层，不会对地表的声环境造成影响。

③压裂

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

④测试放喷

为了解气井的产气量，在完井及压裂后，需进行测试放喷。测试放喷是在射孔、压裂作业后，利用测试放喷专用管线将井内油气引至放喷池点火燃烧对油气井进行产量测试的过程。

⑤完井搬迁及井场清理

根据完井测试结果，该井有工业开采价值，计划在井口安装采气装置正常生产，对设备搬迁和设施拆除，设备搬迁完成后即对场地内设施进行拆除，进行完井搬迁，做到工完、料净、场地清。

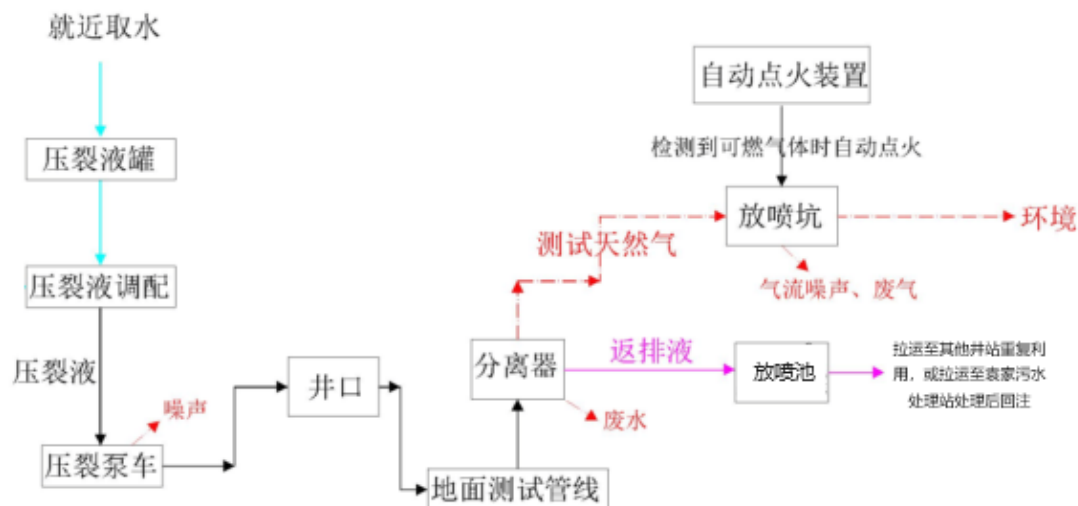


图 2.4-5 项目压裂工艺及产污环节图

2.4.4 采气工程

项目新建采气井站，新建设备主要为井口采气树，分离器、水套炉、污水罐等。开采的主要工艺流程为：气层所产天然气经过井口节流降压后，经水套炉加热（仅低温时需要）后，转入分离器，在分离器内天然气与采气废水比重的不同进行重力分离，分离后的采气废水转至污水罐，天然气外输。采气工程工艺流程及产污节点见图 2.4-6。

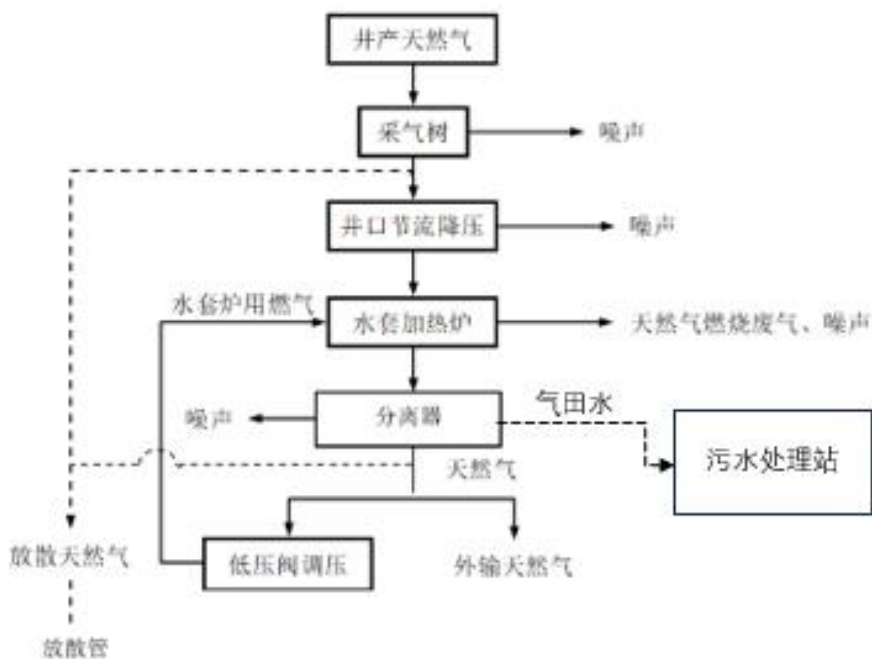


图 2.4-6 采气工程工艺流程及产污节点图

2.5 工程占地及平面布置

2.5.1 工程占地

项目占地分为施工期和运营期，施工期主要为钻井井场、表土堆场、放喷池、井场道路及生活区等占地。运营期新建采气井场，主要占地为采气井场、新增井口位置及井场道路占地。井场及各设施占地情况见下表：

表 2.5-1 项目占地情况统计

阶段	用地项目	面积 (m ²)	土地类型	占地性质	备注
施工期	钻井井场	4350	耕地	临时占地	新增
	表土堆场	980	耕地	临时占地	
	放喷池	120	耕地	临时占地	
	生活区	1000	耕地	临时占地	
	道路	45	耕地	临时占地	
	合计	6495	/	/	
运营期	采气井场	1600	建设用地	永久占地	依托
	井口位置	650	耕地	永久占地	新增
	合计	2450	/	/	/

2.5.2 平面布置

(1) 钻井工程

什邡 205HF 井组井场南~北布设，南侧为前场，北侧为后场，井控台布设于井场中后部，泥浆不落地辅助系统布设在井场后场右侧，主要设备有振动筛、离心机等；前场主要布值班房、材料房、井控房、水罐区等位于井场前场左右两侧，发电房位于井场左方，油罐布设于井场后场左侧；井场外东南侧布设放喷池，距离最近井口 90m；根据钻前布置需要，设表土临时堆放场 1 个，布设于井场外东侧。

施工期平面布置按照《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)、《石油与天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产管理规定》(SY5225-2019)、《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)等石油和天然气行业标准的要求进行，井场平面布置满足防火、安全间距要求。

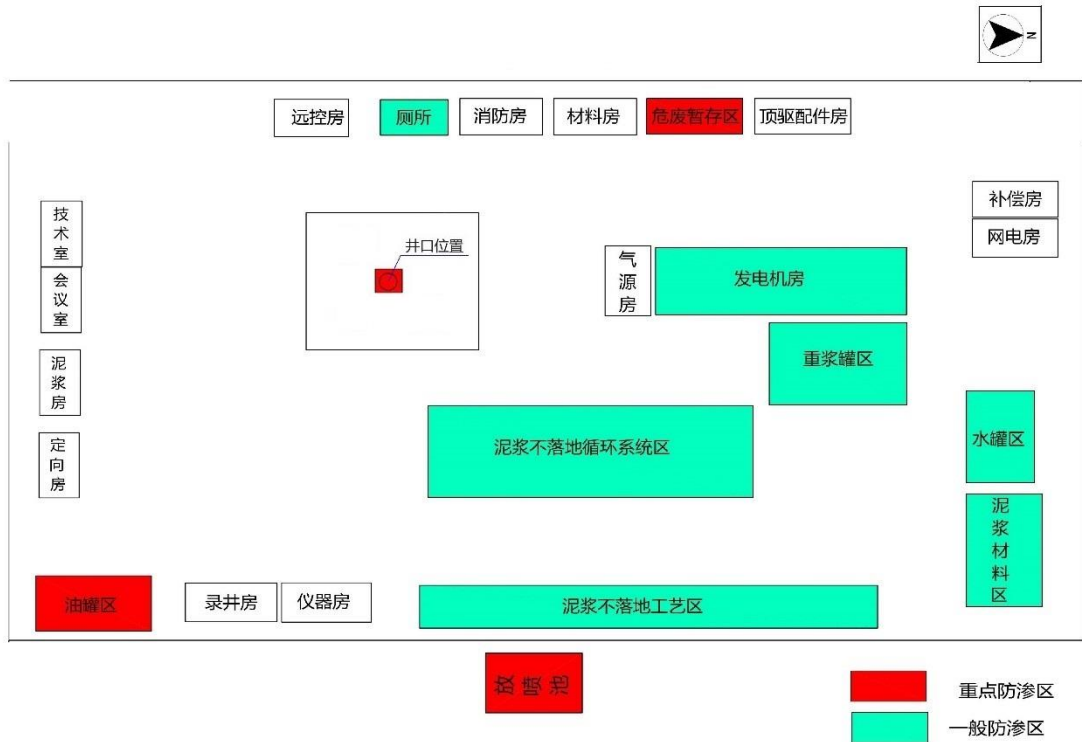


图 2.5-1 钻井工程井场平面布局示意图

(2) 采气工程

本项目运营期新建什邡 205HF 采气井场，在采气井场新建水套炉、分离器、污水罐、放散管等。采气工程平面布局示意图如下：



图 2.5-2 采气工程井场平面布局现状图

2.6 环保投资调查

项目环评阶段环保投资为 262 万元(单个井场)。实际总投资 2356 万元，实际环保投资 219.51 万元，占项目总投资 9.3%。环保投资减少主要为设计部署的 7 口采气井仅建设了什邡 205HF 井 1 口采气井。工程环保措施及投资一览表见表 2.6-1。

表 2.6-1 工程环保投资核查一览表

项目		环评阶段		验收阶段	
		拟采取的环保措施	投资 (万元)	采取的环保措施	投资 (万元)
一、施工期					
大气污染防治措施	钻前施工扬尘	推广湿式作业，清洗进出施工场地车辆	2	施工场地设置了沉淀池，采取洒水降尘	2
	柴油机废气	使用轻质柴油，废气设备自带的排气设备排放	工程投资	未使用柴油发电机	/
	测试放喷废气	放喷池内点火燃烧处理	2	设置了 1 个 120m ³ 的放喷池，测试放喷废气燃烧处理	2
废水治理	钻前场地施工废水	沉淀池、沉砂池、集污坑	2	设置了废水沉淀池、集污坑等	2
	井场清污分流	清污分流截排水沟	2	钻井井场设置双环沟，采气井场设置了排水沟	2
	水基泥浆钻井阶段钻井废水	经不落地循环系统收集处理后暂存于废水收集罐内，完钻后回用于配置压裂液，不外排，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内回注站回注处置，现场不外排	20	设置了泥浆不落地系统，钻井废水循环利用，不能利用的拉运至袁家污水站处理后回注	20
	洗井废水	回用于配置压裂液，不外排	5	钻井废水回用于配置压裂液，不外排	5
	压裂工程压返液	用于同区域钻井配置压裂液，不外排，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后交区域内回注站回注处置，现场不外排	25	用于同区域钻井配置压裂液，不外排，无法回用的转运至袁家环保处理站预处理后回注	25
	施工生活污水	生活区改进型生态厕所处理后送至当地城镇污水处理厂处理	6	钻前施工生活污水依托周围旱厕，钻井生活污水经环保厕所处理后拉运至	6

项目	环评阶段		验收阶段		
	拟采取的环保措施	投资 (万元)	采取的环保措施	投资 (万元)	
			周边污水厂处理		
噪声治理	施工机械	合理安排施工时间，减少施工车流量	1	合理安排施工时间，钻前工程、测试作业夜间未施工	1
	工艺区降噪	高噪声设备置于活动板房内降噪	工程投资	合理布局，基础减振，高噪设备放置在活动板房内	/
固废治理	临时土石方	场内平衡，临时堆场采取水保措施	2	土石方全部回填	2
	生活垃圾	收集后按照当地环卫部门要求妥善处理	2	生活垃圾收集后交环卫部门处理	2
	含油固废	废油桶收集贮存，交由资质单位妥善处理	7	废油采用回收桶收集后回收利用，暂存间采取了三防措施	7
	水基钻井固废	泥浆不落地系统处理，废渣收集罐内暂存，交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（砖厂或水泥厂等）	30	水基岩屑采油收集罐收集后交由三台立兴页岩砖厂、猪儿洞砖厂等掺烧制砖综合利用	19.51
	含油钻井固废及顶替泥浆	废渣收集罐暂存，交由资质单位妥善处理	10	无油基岩屑	/
生态保护措施		青苗赔偿，临时占地施工迹地地表恢复等（不含占地补偿费用）	8	签订了青苗补偿协议，采取了补偿措施	8
		表土临时集中堆存，并采取水土保持措施	8	设置了表土堆场，采取了相应水保措施	8
		放喷管线出口位置修建放喷池，建挡墙减小热辐射。放喷结	5	设置了放喷池，放喷池三面建设了挡	5

项目	环评阶段		验收阶段		
	拟采取的环保措施	投资 (万元)	采取的环保措施	投资 (万元)	
	束后占地恢复		墙,放喷池暂未恢复,待后续钻井完成后 再行恢复		
地下水及土壤防治	按《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)等 相关技术规范要求分区防渗	30	井口区域、油罐、发电机房、泥浆泵、 重浆罐等基础以及放喷池、泥浆不落 地装置区进行了防渗处理	30	
	跟踪监测:根据本评价地下水专题制定的地下水跟踪监测计 划实施地下水监测	10	验收期间进行了地下水环境质量监测	10	
	应急响应和应急供水替代(费用为预留)	10	未发生应急事件	/	
风险防范措施	按照钻井、压裂行业规范要求落实工程环境风险防范措施	工程投资	按照钻井、压裂行业规范要求落实了 工程环境风险防范措施	/	
	制定环境风险应急预案和必要的应急物资储备、组织应急演练	5	施工期间制定了现场应急处置方案并 备案	5	
二、运营期					
大气污 染防治 措施	检修、超压 气	直接通过放空管引高排放,排放高度不低于 10m	5	设置了 10m 放散管,暂未进行放散作 业	5
废水污	采气废水	转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理	20	采气废水拉运至袁家污水处理站处理	20

项目		环评阶段		验收阶段	
		拟采取的环保措施	投资 (万元)	采取的环保措施	投资 (万元)
染防治措施		达标后外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内回注站回注处置		后达标排放	
噪声防治措施	设备噪声	合理布局；控制流速、选用低噪声设备	2	合理布局；控制流速、选用低噪声设备	2
固体废物防治措施	分离、清管、检修废渣	交由有危废资质单位妥善处置	1	暂未进行检修作业，无废渣产生	/
	废油	废油桶收集后及时交由有危险废物处理资质的单位处置，不在站场储存。	1	无废油产生	/
生态保护措施	绿化	厂区绿化、边坡维护	10	什邡 205HF 井场区域地势平坦，无边坡维护；根据实际情况，采气井场无需绿化	/
风险防范措施	环境风险防范	按照行业规范设置井控装置、环境风险防范措施	9	按照行业规范设置井控装置、环境风险防范措施	9
	事故防范及应急响应	建立风险管理措施及应急预案	14	运营单位采气一厂设置了环境应急预案，并并备，并采取了相应的风险管理措施	14
环境监测与管理	环境管理	环境管理、宣传、自行竣工环保验收	8	环境管理、宣传、自行竣工环保验收	8
合计			262		219.51

2.7 工程变动调查

2.7.1 工程变动调查

（1）地理位置变动调查

变动情况：根据环评论述，什邡 205HF 井组位于德阳市广汉市兴隆镇天台村，实际地理位置位于四川省德阳市广汉市南丰镇七玉村 9 组，较环评阶段，什邡 205HF 井井口位置向西南方向偏移了 510m。地理位置偏移示意图见图 2.1-1。

变动原因：天然气开发井位置部署主要有地下决定地上，根据开发部署需求，实际建设位置更符合开发建设要求，因此调整了井场位置，井场位置在矿权范围内。

重大变动核查：根据调查，什邡 205HF 井场位置发生变动后，未增加环境敏感目标，未增加环境影响，不构成重大变动。

表 2.7-1 什邡 205HF 井位置变动环境保护目标变动情况对比

保护目标	环境阶段	实际情况	变动情况	重大变动核查
生态环境	不涉及自然保护区、水产种质资源区等环境敏感目标	不涉及自然保护区、水产种质资源区等环境敏感目标	无	否
大气环境	500m 范围内居民点 182 户 635 人	500m 范围内有居民点 190 户，667 人	增加数量较小，根据监测，项目废气满足相应标准要求，未增加环境影响	否
声环境	100m 范围内 0 户，300m 范围内 24 户 117 人	100m 范围内 0 户，300m 范围内 65 户 229 人	数量增加，采取了有效措施，根据监测，项目噪声满足相应标准要求，未增加环境影响	否
地表水环境	距离白玉河 110m	距离白玉河 80m	距离减小 30m，项目无废水排放	否
地下水环境	分散式水源井 20 处	分散式水源井 20 处	无	否

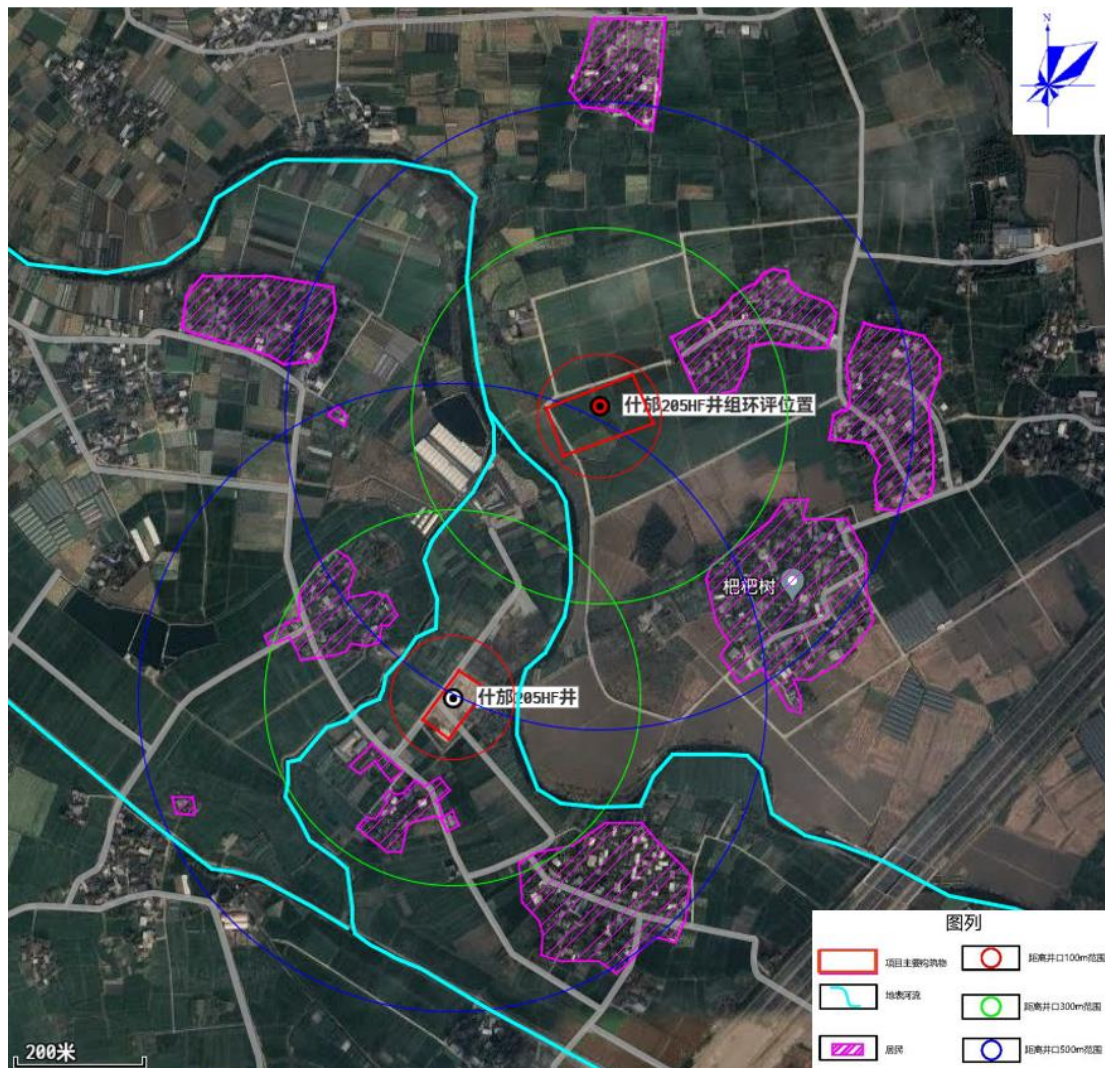


图 2.7-1 什邡 205HF 井位置变动前后外环境关系及敏感目标分布图

(2) 钻前工程变动调查

变动情况：根据环评论述，井场规格 135m×70m，设置 7 个方井，设置 1 处 1600m² 的临时活动板房区，设置 1 处 1500m² 的临时堆土区，新建井场道路 250m，碎石路面，有效行车路面宽度 3.5m，路基宽 4.5m。实际建设井场规格 90m×70m+50m×6m，1 个方井，3m×3m×2.5m/井，设置 1 处 1000m² 的临时活动板房区，设置 1 处 980m² 的临时堆土区新建井场道路 10m，碎石路面，有效行车路面宽度 3.5m，路基宽 4.5m。变动情况为井场面积减小 5100m²，方井减少 6 个，生活区面积减小 600m²，表土堆场面积减小 520m²，道路长度减少 240m。

变动原因：因钻井数量部署由 7 口减少到 1 口，同时，井场位置发生变动，调整了井场规格；根据实际情况，设置 1000m² 的临时生活区即可满足需求；井

场面积减小，导致表土堆场减小；位置变动，可依托已有道路，仅需修建 10m 井场道路。

重大变动核查：疆场面积减小，方井数量减少，临时占地减少，降低了环境影响，不构成重大变动。

（3）钻井工程变动情况

变动情况：根据环评论述，什邡 205HF 井组部署 7 口井，实际仅部署了什邡 205HF 井 1 口井，其余部署井暂未实施。钻井数量由 7 口变为 1 口，其余部署井根据开放部署情况另行实施。

变动原因：根据测试情况，其余部署井暂未实施。

重大变动核查：钻井数量未达到设计数量，污染物产生量减小，未增加环境影响。不构成重大变动。

（4）采气工程变动调查

变动情况：采气树 7 套，计量系统 7 套，水套加热炉 4 台。实际建设采气树 1 套，计量系统 1 套，水套加热炉 1 台。采气树减少 6 套、计量系统减少 6 套、水套炉减少 3 台。

变动原因：部署有 7 口采气井实际仅建设了 1 口采气井，采气井数量减少，因此导致采气装置数量减少。

重大变动核查：采气工艺设备装置数量减少，降低了环境影响，不构成重大变动。

2.7.2 重大变动核查

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评[2017]4 号）、环境保护部办公厅文件《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办〔2015〕52 号文）：“建设项目的性质、规模、地点、生产工艺和环境保护措施五个因素中的一项或一项以上发生重大变动，且可能导致环境影响显著变化（特别是不利环境影响加重）的，界定为重大变动。属于重大变动的应当重新报批环境影响评价文件，不属于重大变动的纳入竣工环境保护验收管理”。

根据工程竣工资料、对工程现场情况的调查，本项目建设对照《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办〔2015〕52 号）重大变

动分析见表 2.7-1。

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）文件第十七条的规定“陆地油气开采区块项目环评批复后，产能总规模、新钻井总数量增加 30%及以上，回注井增加，占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增多，开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加，危险废物实际产生种类、数量以及利用处置方式与环境影响评价文件严重不符，主要环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形，依法应当重新报批环评文件”。对照《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）重大变动分析表 2.7-2。

综上所述，本项目性质、规模、地点、生产工艺、环保措施等均未发生重大变化，不属于重大变动，可纳入竣工环保验收管理。

表 2.7-1 对照环办[2015]52 号文重大变动分析

因素	环评阶段	实际情况	变动情况	是否构成重大变动
性质	天然气开采	天然气开采	无	否
规模	7 口开发井	1 口开发井	采气井数量减少 6 口	否
地点	德阳市广汉市兴隆镇天台村	四川省德阳市广汉市南丰镇七玉村 9 组	什邡 205HF 井井口位置向西南方向偏移了 510m	否
生产工艺	钻前工程、钻井工程、采气工程	钻前工程、钻井工程、采气工程	无	否
环境保护措施	废水：钻井废水、洗井废水、压力返排液循环利用，不可回用的钻井废水、压裂返排液用密闭罐车运至袁家污水处理站预处理后回注，不外排。	废水：钻井废水、洗井废水及压裂返排液满足回用要求的循环利用，剩余无法回用的滤液经密闭罐车转运至袁家污水处理站处置，拉运至其他井站重复利用。生活污水集中收集外运城镇污水处理厂处置。气田水通过密闭罐车拉运至污水处理站处置，或拉运至地层水	无	否

		利用大队再次利用。		
	固废：水基岩屑、废弃泥浆资源化综合利用；生活垃圾集中收集后按当地环卫部门要求妥善处置；废包装材料集中收集后送当地废品回收站处理；废油设置废油罐集中收集后综合回收利用。	固废：钻井岩屑和泥浆经泥浆不落地工艺进行固液分离后拉运至砖厂、水泥厂资源化利用。生活垃圾集中收集后交由当地环卫系统处置。废包装材料收集后由厂家统一回收。废油收集后综合利用。	无	否

表 2.7-2 对照环办环评函（2019）910 号文重大变动分析

因素	文件要求	环评情况	实际情况	变动情况	是否构成重大变动
规模	产能总规模、新钻井总数量增加 30%及以上，回注井增加	新钻 7 口开发井，无回注井	建设 1 口开发井，无回注井	井数减少 6 口	否
地点	占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增多	德阳市广汉市兴隆镇天台村，占地范围内无环境敏感目标	四川省德阳市广汉市南丰镇七玉村 9 组，占地范围内无环境敏感目标，位置未发生变化	什邡 205HF 井井口位置向西南方向偏移了 510m	否
生产工艺	开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加	天然气开发井 7 口，开采设备有采气水分离器、水套炉、污水罐、放散管等	天然气开发井 1 口，设置分离器、水套炉、污水罐、放散管等，未增加污染物排放量	无	否
环境保护措施	危险废物实际产生种类、数量以及利用处置方式与环境影响评价文件严重不符，主要环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低	废油设置废油罐集中收集后综合回收利用；钻井废水、压裂废水回注或重复利用；钻井岩屑资源化利用	废油收集后回用至油机钻井泥浆，钻井废水、压裂废水回注或其他井利用；钻井岩屑掺烧制砖、制水泥资源化利用	无	否

3 环境影响报告及审批文件回顾

根据国潍（北京）环保工程有限公司编制完成的《新场-什邡气田产能建设项目（一期）环境影响报告书》及四川省生态环境厅的批复（川环审批〔2021〕84号）分析，本次环境影响评价回顾如下：

3.1 项目环境影响评价结论

3.1.1 工程概况

本项目拟在成都彭州市；德阳广汉市、什邡市、绵竹市、旌阳区、罗江区、中江县；绵阳三台县境内建设井场 25 个，并配建建设气田内天然气集输工程约 94.6km，本项目不涉及回注井、增压站、脱水站等建设。

本项目 25 座井场气藏开发采用丛式井组布井、分段压裂方案，部署开发井 149 口，其中水平井 99 口，定向井 50 口，涉及蓬莱镇气藏、沙溪庙气藏及须家河气藏开发，均为陆相气藏开发，气质组成不含 H₂S。本项目蓬莱镇气藏设计井深 1600~2800m；沙溪庙气藏设计井深 2500~3500m；须家河气藏设计井深 3500~6000m。

站场按标准化、模块化建设，须家河气井采用加热节流+分离外输，气井经加热节流后，分离外输至下游井站或集气站；孝泉蓬莱镇气井采用加热节流+带液计量+分离外输，气井经水套炉加热节流后，利用带液计量撬实现单井连续计量，再分离外输至下游井站或集气站；孝泉沙溪庙气井采用井下节流+带液计量+分离外输，气井经井下节流后，利用带液计量撬实现单井连续计量，再分离外输至下游井站或集气站；什邡蓬莱镇组气井采用加热节流+带液计量+气液混输，气井经加热节流后，利用带液计量撬实现单井连续计量，再气液混输至下游井站或集气站。

本项目蓬莱镇气井配产 1-2 万方/天(平均为 1.5 万方/天)，沙溪庙组气井配产 2-3 万方/天(平均为 2.5 万方/天)，须家河配产 10-15 万方(平均为 12.5 万方/天)，本项目 25 座井场 149 口井总配产为 1298.5 万方/天。

项目地面集输工程新建集气管线 49 条，长度共计 94.6km。其中新建 $\Phi 159 \times 6$ 集气管线 33 条，长度 54.2km；新建 $\Phi 219 \times 7$ 集气管线 16 条，长度 40.4km。均采用 20#无缝钢管，设计压力 4MPa。二级及以上公路穿越 2 次（罗桂公路及 G108 国道）。本项目总投资 241310 万元，环保投资 7581 万元，环保投资占总投资的 3.14%。。

3.1.2 建设项目产业政策及规划符合性

根据《产业结构调整指导目录(2019 年本)》，本项目属于常规石油、天然气勘探及开采行业，属于鼓励类行业，本项目符合产业政策。

本项目占地范围内无自然保护区、森林公园、地质公园、集中式饮用水源保护区和风景名胜区，项目不在禁止开发区等重点保护区内，项目建设符合《四川省生态功能区划》和《四川省生态保护红线方案》管控要求。

3.1.3 环境质量现状

根据本项目环境本底监测结果显示，本项目区域声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

根据 2019 年统计数据可知，德阳市环境空气污染物基本项目中 PM10 年评价质量浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，其余因子达标；成都市环境空气污染物基本项目中 NO₂、PM_{2.5} 年评价质量浓度值超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，其余因子均达标。

本项目区域内各监测断面满足《地表水环境质量标准》（GB3838—2002）中 III 类水质标准。

评价区地下水超标因子有耗氧量、氨氮、硫化物、铁、锰、总大肠菌群和细菌总数共 7 个指标。35 个监测点中耗氧量超标个数为 2 个，超标倍数分别为 1.33、1.53；氨氮超标个数为 1 个，超标倍数为 2.38；硫化物超标个数为 2 个，超标倍数分别为 1.25、2.65；铁超标个数为 1 个，超标倍数为 3.63 倍；锰超标个数为 9 个，超标倍数为 1.3~21.4；总大肠菌群超标个数为 20 个，超标倍数 17.67~273.33；细菌总数超标个数为 21 个，超标倍数 1.66~65。除上述超标因子之外

其余监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值要求。

土壤环境无超标现象，土壤以紫色土为主，未发生过土壤污染及酸化、碱化及盐化情况。项目所在地环境质量现状是良好的。

3.1.4 环保措施及环境影响

（1）大气环境

钻井和天然气开采期，废气污染物排放量少，测试放喷采用放喷管线接至放喷池并经燃烧后排放，开采期设备检修废气通过放散管点燃排放，且排放时间短，对所在地大气环境的影响是可接受的。

（2）地表水

钻前施工废水回用于降尘，不外排。

洗井废水用于该区块钻井配置压裂液，不外排。

钻井废水经不落地循环系统处理后，优先循环使用，完钻阶段废水回用于配置压裂返排液，无法回用的废水转运至袁家环保处理站或齐福污水处理预处理后交区域内回注站回注处置，现场不外排。

压裂返排液优先在井场内回用，回用不完的转运至孟家基地暂存，用于同区域钻井配置压裂液，无法回用的废水转运至袁家环保处理站或齐福污水处理预处理后交区域内回注站回注处置，现场不外排。

采气期间井站产生的采气废水转运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理后达标外排；或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）预处理后转运至区域内回注站回注处置。

生活污水通过环保生态厕所收集后转运至周边污水处理厂。

本项目周边地表水均无饮用水源功能，废水均不直接排放，对区域地水影响甚微。

（3）声环境

钻井期间噪声对周围环境的影响为短暂影响，项目使用网电，噪声源合理布局，为产噪大的设备安装消声器和减震基础，随着工程的完工，噪声影响消失。通过对井场周围居民的影响预测可知，在采取合理措施（加强与受噪声影响农户

的协调和沟通工作）后，钻井噪声对井场周围的居民影响能达到可接受程度。

天然气开采期间，厂界噪声能实现达标排放，敏感点噪声能达到《声环境质量标准》中 2 类标准要求，不会噪声扰民。

（4）固体废物

项目产生弃土用于生态恢复，生活垃圾交由环卫部门处理，钻井固废收集后采用密闭罐车转运至周边水泥厂或砖厂进行资源化利用，油基岩屑经现场配置的油基岩屑收集罐收集后交由有相应危废处置资质单位妥善处置；废油、清管废渣交由有相应危废处置资质单位妥善处置。各类固体废物经分类收集，严格做好固体废物的暂存管理，并采取有效的处置措施，使固体废物均得以妥善处置，对环境不会造成污染影响。

（5）地下水

正常状况下，钻井废水放置于储备罐中，钻井废水利用率达到 100%，压裂废水回用率达到 50%，剩余的不能利用的返排液预处理后回注处置，因此，只要对各种废水及时采取回用、转运、防渗等方式处理，本项目建设不会对地下水水质产生明显影响。

在压裂返排液泄漏的情况下，根据预测结果，在广汉-什邡评价区，在评价时段内，氯化物均未有超标范围，耗氧量（CODMn）最远超标距离为 45m，石油类超标距离为 30~45m。影响范围最大的污染物为氯化物，氯化物的最远影响距离为 308m。在上述返排液泄漏超标范围内无分散式居民饮用水井，最大影响范围内无分散式居民饮用水井，非正常工况下不会对分散式水井造成影响。

在新市-黄许评价区，在评价时段内，氯化物均未有超标范围，耗氧量（CODMn）最远超标距离为 31m，石油类超标距离为 32~101m。影响范围最大的污染物为氯化物，氯化物的最远影响距离为 442m，在上述返排液泄漏超标范围内无地下水敏感点，在上述返排液泄漏不会对集中式饮用水源造成影响，最大影响范围内存在 S10-1、S16-4 共 2 口分散式居民饮用水井，非正常工况下会对这两口分散式水井造成一定影响。

在罗江评价区，结合典型井场 19 和井场 22 预测结果，在评价时段内，氯化

物最远超标距离为 5m，最大影响距离 130m；耗氧量（CODMn）最远超标距离为 42m，最大影响距离 110m；石油类最远超标距离为 93m，最大影响距离 127m。影响范围最大的污染物为氯化物，氯化物的最远影响距离为 130m，该评价区其他井场类比如 19 和井场 22 预测结果，在上述返排液泄漏超标范围内无地下水敏感点，最大影响范围内存在 S23-3 共 1 口分散式水井，非正常工况下会对这口分散式水井造成一定影响。

运营期各座井场平台会产生一定的采气废水，暂存于井场污水罐中，不定期拉运至污水站处理，气田水罐周边设置围堰经过一般防渗处理，不会对地下水造成影响。集输站场清管作业和分离器检修时会产生少量的清管废水和检修废水，污染物主要为悬浮物。集输气管道埋设地下，因输运介质为天然气，常温常压下不溶于水，即使管道破裂天然气泄漏逸出将向上进入空气，不会对地下水产生污染。

对在集中式饮用水源保护区新建的集气管线工程采取严格控制施工作业带宽度，禁止将生活污水排入集中式饮用水源保护区，禁止将施工废料和生活垃圾放置在集中式饮用水源保护区等保护措施，最大程度降低对集中式饮用水源的影响。

本项目在设计施工阶段已对平台采取分区防渗措施，制定了污染监控和应急响应措施，为防止非正常工况下对地下水环境保护目标的影响，根据预测结果对可能受影响的 3 个分散式居民饮用水井提供备用水源，同时建议加强地下水水质监测和应急防范措施，一旦发生废水泄漏应通知下游各保护目标的地下水用户停止开采地下水并为其重新打井。

总体来看，本项目在正常工况下不会对地下水环境造成显著影响，在非正常工况下会对部分井场下游保护目标造成一定影响，在采取本报告提出的地下水环境保护措施后，项目对地下水环境的影响可接受。

（6）土壤环境

本项目新增占地面积小，采取了清污分流、分区分级防渗等措施，污染物进入土壤环境的可能性很小。根据类比调查，同地区天然气钻采项目均未出现过土

壤环境污染现场和投诉，项目不会对土壤环境造成影响。

（7）对生态环境的影响

本项目新增占地面积小，临时占地在施工结束后进行恢复种植，永久占地后期进行植被修复，恢复当地生态，有效削弱了对生态环境的影响。

3.1.5 项目选址及平面布局合理性

本项目位于农村地区，不涉及环境敏感区域，井口周边 500m 内主要为分散居民，无医院、学校等敏感目标，总体选址环境不敏感。本项目的平面布置执行 SY/T 5466-2013《钻前工程及井场技术要求》，总体上符合环保要求。

各座井场丛式井之间最少间隔 5m，井口布置满足《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T 6396-2014）、《石油天然气井控技术规范》（GB/T 31033-2014）和《钻井井控技术规范》（Q/SY 1552-2012）中的要求。钻井设备主要布置在井场后场，与井场周围居民点相对较远，最大限度的减少钻井噪声对周围农户的影响；采气站站设施较少，放散区位于井站东北侧角落处，周围植被稀疏，扩散条件良好。钻采期平面布置均满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）要求。

3.1.6 清洁生产与总量控制

本项目在原辅材料及资源能源的利用、生产工艺和设备、清洁生产措施、清洁生产技术指标、环境管理等方面基本达到清洁生产国内先进水平。

本项目为天然气开发产能建设项目，项目运营期地面采气为全密闭管道内的天然气开采，凝析油挥发性有机废气为无组织排放，产生量较少。结合天然气产能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，本评价建议新场-什邡气田产能建设项目（一期）项目不核定大气总量指标。采气废水一部分经袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站处理达标后外排，其外排废水的总量纳入地层水综合利用站工程总量指标。

3.1.7 环境风险

本工程钻井和天然气开采期间存在一定的环境风险，可能对地表水、地下水、生态环境、周围居民人身安全等造成影响。项目通过采取有效的风险防范措施，

其发生事故的的概率极低；通过建立突发事件应急预案后，事故对环境的影响能降至最低限度。环境风险属可接受水平，项目建设可行。

3.1.8 项目可行性结论

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

评价区域环境空气质量、声环境质量、地表水环境质量、地下水环境质量和土壤环境质量现状总体较好；项目建设期间产生的污染物均做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、大气环境影响小，声环境影响产生短期影响，不改变区域的环境功能；该项目符合清洁生产要求，采用的环保措施可行，社会、经济效益十分显著；建设项目环境可行，选址合理。本项目均不含硫化氢，风险事故对环境的影响较小，且事故发生机率低，通过严格按行业规范和环评要求完善事故防范措施和制定较详尽有效的事故应急方案，环境风险值会大大的降低，环境风险可接受。

综上所述，在严格落实本项目钻采设计和本评价提出的各项环保措施和环境风险防范以及应急措施后，从环境保护角度分析，新场-什邡气田产能建设项目（一期）的建设是可行的。

3.2 环境保护行政主管部门的审批意见

四川省生态环境厅以“川环审批〔2021〕48号”文对项目予以审批。主要批示摘录如下：

（一）结合已开发项目的经验和本项目的开发建设计划，从区块角度进一步优化各井场开发时序及布局，合理安排工程各环节进度；统筹考虑并综合协调区块内钻井废水、压裂返排液回用方案及固体废物处理方案。从源头上减少水资源使用量及污染物产生量，切实加强本项目依托环保工程的运营管理，提高本项目清洁化生产水平，最大程度减少建设项目实施对生态环境的影响。大气环境保护措施及环境影响。

（二）严格按照报告书要求落实施工期和运营期各项污染防治设施的建设和

运行，并对其加强日常运行及维护管理，关键设备及零部件应设置备用，确保稳定达标排放。

(三)严格按照报告书要求落实并优化大气环境保护措施。钻井工程优先使用网电，在无法使用网电采用发电机供电时，选用轻质燃油等环境友好燃料，尽可能减少废气排放。基础油、油基泥浆和油基岩屑的暂存和储运采用密闭罐，控制和减少挥发性有机物排放。测试放喷的天然气由专用管线引至放喷池点火燃烧。

采气期各站场清管作业、设备检修及事故排放的天然气点火燃烧后由 10m 高的放空管排放，水套加热炉燃烧废气由 8m 高排气筒排放，减少对周围居民和生态环境的影响。

(四)加强各类废水收集、暂存、处理及运输过程中的环境管理，采取有效措施，防止产生二次污染。实施全过程监控，避免违规排放，确保区域水环境安全。

强化井场的雨污分流和污水池的防渗漏措施。加强钻井废水、压裂返排液和采气废水等各类废水水质跟踪监测。

方井雨水、井场初期雨水均收集后回用于配置钻井液；洗井废水经收集后回用于配置压裂液；废水基钻井液和岩屑压滤产生的钻井废水及压裂返排液部分回用，剩余部分转运至袁家环保处理站或齐福气田水处理站预处理后送区域回注井回注。管道试压废水运至附近生活污水处理厂经处理达标后排放。采气废水经罐车转运至袁家环保处理站或齐福气田水处理站预处理后，部分经管道输送至地层水综合利用站处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后外排至绵远河，剩余采气废水由罐车拉运至回注站回注。生活污水经改进型生态厕所处理后由罐车运至当地生活污水处理厂处理。

(五)项目设计和建设过程中，应选用低噪声设备、合理总图布置，采用隔声、减振、消声等措施，控制和减小噪声对周围环境的不利影响，并结合井场周边外环境关系及噪声监测情况，及时优化各项噪声污染防治措施，确保噪声不扰民。

(六)严格按照报告书要求落实地下水污染防控措施。结合钻井井场开钻前开展的地球物理勘探，优化钻井施工工艺，避免对地下水环境产生不利影响。严格按照报告书要求落实分区防渗措施。对钻井井场废油暂存区、油罐区及围堰、方

井区等重点防渗区严格进行重点防渗。严格按国家相关规范开展气田开采相关废水的回注，加强对回注过程的监控和对周围地下水水质的监测，采气期按相关要求设置地下水监测井并定期开展地下水水质监测，根据监测结果及时采取应对措施，防止地下水污染。

(七)加强固体废物收集、运输及暂存、处置等过程的环境管理，严格按有关技术规范 and 规定落实各项防范措施，避免二次污染。钻井期油基岩屑送有相应危废处理资质的单位处置。废油部分回用配置油基钻井液，剩余部分应送有相应危废处理资质的单位处置。废水基泥浆和水基岩屑外运至砖厂等综合利用；采气期产生的含凝析油废渣、废油送有相应危险废物处理资质的单位处置。生活垃圾送当地环卫部门统一处理。

(八)加强施工期环境管理和环境监理。结合项目开发建设和工程沿线敏感目标分布，合理优化施工方案、施工时段以及施工场地的位置和布设，采取有效的措施，避免和减缓项目建设对生态环境产生的不利影响。施工期结束后须结合区域自然条件，及时进行施工迹地生态恢复工作，并加强生态恢复过程中的管理和维护，保证植被恢复的成活率。植被恢复应采用当地适生物种，保证生物安全。

(九)工程设施退役时，应按照相关要求，采取有效生态环境保护措施，并按照土壤相关法律标准，对永久停用、拆除或弃置的工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。

(十)严格环境风险防控，建立维护保养和巡线检测制度，加强区域环境风险管理。按规定编制突发环境事件应急预案并完成备案。严格落实环境应急预案、报告书及批复等提出的各项环境风险防范措施和要求，确保环境安全。

(十一)积极配合沿线地方政府及相关部门，严格按照法律法规及行业规范要求，合理规划管道、场站周边的用地性质和建设，防止次生环境污染和纠纷。

(十二)建立畅通的公众参与平台，及时回应解决公众合理环境诉求。设立风险警示牌、信息公示牌，依法定期向公众发布环境信息，主动接受社会监督。

(十三)加强项目事中事后监管，建立区块开发及运营台账，及时梳理排查项

目进展情况及实施过程中存在问题，按环境保护相关要求，项目实施后应适时开展区块开发环境影响后评价工作，充分了解各项环保措施效果及环境影响情况，及时进行优化完善。

4 环境保护措施落实情况调查

在项目环境影响报告、批复文件中，对各部分工程内容均提出了比较全面的环境保护、环境风险防范措施要求，这些措施和要求在工程实际建设过程中基本得到了落实。

4.1 环境影响报告中各项环保措施落实情况调查

根据国潍（北京）环保工程有限公司编制完成的《新场-什邡气田产能建设项目（一期）环境影响报告书》提出的钻采工程环境保护措施，结合项目建设情况，各项环保措施落实情况见表 4.1-1。

表 4.1-1 环境保护措施落实情况表

项目 类型	环境影响评价文件中的环保措施	工程实际采取的环保措施	措施的执行效果及未采取 措施的原因
大气污染防治措施	钻前施工扬尘采用洒水降尘、施工机械尾气自由扩散	采取了洒水降尘，施工机械自由扩散排放	未造成大气环境污染
	钻井过程中备用柴油机燃油废气，通过自带排气筒排放，自有扩散	采用网电，未使用柴油发电机	工程实际采取的环保措施符合环评要求
	油基泥浆钻井时产生的有机废气：废渣收集罐加盖密封	未使用油基钻井工艺	工程实际采取的环保措施符合环评要求
	测试放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧	修建了放喷池，放喷废气燃烧排放	工程实际采取的环保措施符合环评要求
	水套炉废气自带排气筒排放	水套炉废气自带排气筒排放	工程实际采取的环保措施符合环评要求
	放散废气通过 10m 放散管自由扩散排放	新建 10m 放散管，暂未废气排放	工程实际采取的环保措施符合环评要求
水污染防治措施	钻前工程作业废水循环利用于洒水抑尘，无外排	钻前工程设置作业废水沉淀池，作业废水经沉淀后用于洒水降尘	工程实际采取的环保措施符合环评要求
	钻前工程生活污水由当地农户旱厕收集后用作农肥	钻前工程施工人员多为当地村民，生活污水采用旱厕收集	工程实际采取的环保措施符合环评要求
	钻井废水、洗井废水经固液分离后满足要求的全部回用于钻井过程，剩余不可回用部分暂存于污水收集罐，通过密闭罐车至袁家污水处理站预处理后回注	钻井废水、洗井废水满足会用要求的回用，不满足回用要求的采用密闭罐车运至袁家污水处理站处置	无废水排放
	压裂返排液暂存在压裂返排液储罐中，压裂返排液水质能达到回用要求部分用于区块配置压裂液，剩余不可回用部分暂存于污水收集罐，通过密闭罐车至袁家污水处理站预处理后回注	设置了储液罐储存压裂返排液，压裂返排液满足会用要求的回用，不满足回用要求的采用密闭罐车运至袁家污水处理站处置	工程实际采取的环保措施符合环评要求

项目 类型	环境影响评价文件中的环保措施	工程实际采取的环保措施	措施的执行效果及未采取措施的原因
	钻井期间生活污水环保厕所收集处理后，转运至周边污水处理厂处理，不乱排。	井队生活污水经采用环保厕所收集后，拉运至污水厂处置	现场无废水排放
	气田水进入污水罐，运至袁家环保处理站预处理后经地层水综合利用站（一期）处理后达标排放绵远河或通过袁家环保处理站（或齐福气田水处理站）处理后交区域内回注站回注地层。	气田水进入污水罐，期通过罐车拉运至袁家环保处理站处理后回注	现场无废水排放
	运营期生活污水拉运至污水厂处置	无人值守井站，无生活污水产生	现场无废水排放
固废	钻前工程剥离表土堆存于井场表土临时堆存区内，完井后表层土用作土地复垦用土	设置了表土堆场，钻井井场已恢复	工程实际采取的环保措施符合环评要求
	钻前工程生活垃圾通过在井场设置垃圾桶进行收集，定期清运交由当地环卫部门统一处理。	生活垃圾集中收集后由施工单位交由环卫部门处置	工程实际采取的环保措施符合环评要求
	水基岩屑、泥浆通过岩屑收集罐进行收集，最后外运资源化利用	水基岩屑通过岩屑收集罐收集后，外运砖厂掺烧制砖利用	工程实际采取的环保措施符合环评要求
	钻井工程生活垃圾集中收集后，安当地环卫部门要求处置	生活垃圾集中收集后由施工单位交由环卫部门处置	工程实际采取的环保措施符合环评要求
	废油通过设置废油桶集中收集后回收综合利用。	废油收集后综合利用	工程实际采取的环保措施符合环评要求
	废包装材料集中收集后送当地废品回收站处理	废包装材料施工单位集中收集后由厂家回收	工程实际采取的环保措施符合环评要求
	采气期生活垃圾通过设置垃圾桶集中收集后定期交由当地环卫部门处理。	无人值守井站，无生活垃圾产生	无固废排放
噪声	钻前工程采用低噪声设备，夜间不施工	钻前工程采用低噪声设备，无夜间施工	工程实际采取的环保措施符合环评要求

项目 类型	环境影响评价文件中的环保措施	工程实际采取的环保措施	措施的执行效果及未采取 措施的原因
	钻井工程设备及测试放喷噪声通过采取减振，合理布局远离敏感点，放喷池三面建设围墙	测试放喷坑在设计阶段布局远离居民点，放喷池建设围墙	工程实际采取的环保措施符合环评要求
地下水及土壤	清污分流、分区防渗，各类废物合理处置难以进入地下水及土壤环境	钻井井场设置了双环沟，采气井场设置了排水沟，实现了清污分流；柴油罐区、污水管区等采取了重点防渗，设置了围堰，各类废水、固废采取了有效处置措施，未发生泄漏；全井段套管保护+水泥固井工艺，有效保护地下水及土壤环境	工程实际采取的环保措施符合环评要求
生态保护措施	表土堆场原有地表土先剥离后，堆放在一边，最后覆盖在弃土表层，施工结束后，对临时占用的土地进行农业恢复和植被恢复	设置了表土堆场，施工结束后对钻井井场、放喷池等临时占地进行了恢复	工程实际采取的环保措施符合环评要求
其他	污染监控，应急预案编制及演练等	钻井期间制定了现场应急处置方案，并备案；运营采气一厂设置了突发环境事件应急预案，并在德阳市什邡生态环境局进行了备案，备案编号 510682-2020-75-L。	工程实际采取的环保措施符合环评要求

4.2 环评批复文件中各项环保措施落实情况调查

环评批复环保措施落实情况见下表。

表 4.2-1 环评批复要求落实情况一览表

批复要求	实际情况	落实情况
<p>(一)结合已开发项目的经验和本项目的开发建设计划,从区块角度进一步优化各井场开发时序及布局,合理安排工程各环节进度;统筹考虑并综合协调区块内钻井废水、压裂返排液回用方案及固体废物处理方案。从源头上减少水资源使用量及污染物产生量,切实加强本项目依托环保工程的运营管理,提高本项目清洁化生产水平,最大程度减少建设项目实施对生态环境的影响。大气环境保护措施及环境影响。</p>	<p>钻井期间,钻井废水和洗井废水经泥浆不落地装置固液分离后满足要求的全部回用于钻井过程,剩余不可回用部分定期通过密闭罐车运至袁家污水处理站预处理后交回注站回注地层,不外排;压裂返排液通过密闭罐车运至袁家污水处理站预处理后交回注站回注地层,不外排;天然气开采期间,产生的废水送袁家污水处理站预处理后交回注站回注地层,不外排。施工结束并进行设备撤离后,对设备基础等进行拆除,施工期未出现环境污染事故。本项目未出现大气环境污染及投诉事件。</p>	<p>已落实</p>
<p>(二)严格按照报告书要求落实施工期和运营期各项污染防治设施的建设和运行,并对其加强日常运行及维护管理,关键设备及零部件应设置备用,确保稳定达标排放。</p>	<p>本项目施工期已结束,已落实施工期各项环保措施,未出现地表水、生态环境污染及投诉事件。施工期未出现环境污染事故。运营期各项污染防治设施均已落实,本项目环境保护措施均与主体工程进行了同时设计、同时施工、同时投产。</p>	<p>已落实</p>
<p>(三)严格按照报告书要求落实并优化大气环境保护措施。钻井工程优先使用网电,在无法使用网电采用发电机供电时,选用轻质燃油等环境友好燃料,尽可能减少废气排放。基础油、油基泥浆和油基岩屑的暂存和储运采用密闭罐,控制和减少挥发性有机物排放。测试放喷的天然气由专用管线引至放喷池点火燃烧。</p> <p>采气期各站场清管作业、设备检修及事故排放的天然气点火燃烧后由 10m 高的放空管排放,水套加热炉燃烧废气由 8m 高排气筒排放,减少对周围居民和生态环境的影响。</p>	<p>施工期使用网电。未使用油基钻井工艺;测试放喷的天然气由专用管线引至放喷池点火燃烧。</p> <p>采气期站场清管作业、设备检修及事故排放的天然气点火燃烧后由 10m 高的放空管排放,水套加热炉燃烧废气由 10m 高排气筒排放。</p>	<p>已落实</p>

批复要求	实际情况	落实情况
<p>(四)加强各类废水收集、暂存、处理及运输过程中的环境管理，采取有效措施，防止产生二次污染。实施全过程监控，避免违规排放，确保区域水环境安全。</p> <p>强化井场的雨污分流和污水池的防渗漏措施。加强钻井废水、压裂返排液和采气废水等各类废水水质跟踪监测。</p> <p>方井雨水、井场初期雨水均收集后回用于配置钻井液；洗井废水经收集后回用于配置压裂液；废水基钻井液和岩屑压滤产生的钻井废水及压裂返排液部分回用，剩余部分转运至袁家环保处理站或齐福气田水处理站预处理后送区域回注井回注。管道试压废水运至附近生活污水处理厂经处理达标后排放。采气废水经罐车转运至袁家环保处理站或齐福气田水处理站预处理后，部分经管道输送至地层水综合利用站处理达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)一级标准后外排至绵远河，剩余采气废水由罐车拉运至回注站回注。生活污水经改进型生态厕所处理后由罐车运至当地生活污水处理厂处理。</p>	<p>施工期实行雨污分流，井场四周设置雨水排水沟，井场初期雨水收集至清水池已在钻井阶段回用。钻前生活污水利用周边农户已有的设施进行收集处置；钻井生活污水由预处理池收集预处理后，拉运至城市生活污水处理厂处理达标后外排。</p> <p>钻井期间，钻井废水和洗井废水经泥浆不落地装置固液分离后满足要求的全部回用于钻井过程，剩余不可回用部分定期通过密闭罐车运至袁家污水处理站预处理后交回注站回注地层，不外排；压裂返排液通过密闭罐车运至袁家污水处理站预处理后交回注站回注地层，不外排；本项目施工期已结束，未出现地表水环境污染及投诉事件。天然气开采期间，产生的废水送袁家污水处理站预处理后交回注站回注地层，不外排。并保留有转运联单和转运台账。</p>	<p>已落实</p>
<p>(五)项目设计和建设过程中，应选用低噪声设备、合理总图布置，采用隔声、减振、消声等措施，控制和减小噪声对周围环境的不利影响，并结合井场周边外环境关系及噪声监测情况，及时优化各项噪声污染防治措施，确保噪声不扰民。</p>	<p>本项目施工期已结束，未出现噪声污染及投诉事件。施工作业高噪设备远置于环境敏感目标一侧作业，有效控制了施工噪声影响，同时运输车辆避开了周边居民休息时间运输。项目运营过程中选用低噪音设备，通过采取合理布局等措施，同时根据验收监测报告，井场界噪声均达标</p>	<p>已落实</p>
<p>(六)严格按照报告书要求落实地下水污染防控措施。结合钻井井场开钻前开展的地球物理勘探，优化钻井施工工艺，避免对地下水环境产生不利影响。严格按照报告书要求落实分区防渗措施。对钻井井场废油暂存区、油罐区及围堰、方井区等重点防渗区严格进行重点防渗。严格按国家相关规范开展气田开采相关废水的回注，加强对回注过程的监控和对周围地下</p>	<p>对放喷池、方井、危废暂存间、泥浆不落地系统、泥浆循环系统、钻井固废暂存区(危废暂存库)等区域采取重点防渗措施。根据本次验收监测报告，地下水水质满足相应标准要求，未见地下水污染情况</p>	<p>已落实</p>

批复要求	实际情况	落实情况
<p>水水质的监测，采气期按相关要求设置地下水监测井并定期开展地下水水质监测，根据监测结果及时采取应对措施，防止地下水污染。</p>		
<p>(七)加强固体废物收集、运输及暂存、处置等过程的环境管理，严格按照有关技术规范和规定落实各项防范措施，避免二次污染。钻井期油基岩屑送有相应危废处理资质的单位处置。废油部分回用配置油基钻井液，剩余部分应送有相应危废处理资质的单位处置。废水基泥浆和水基岩屑外运至砖厂等综合利用；采气期产生的含凝析油废渣、废油送有相应危险废物处理资质的单位处置。生活垃圾送当地环卫部门统一处理。</p>	<p>根据调查，根据什邡 205HF 井组钻井固废处置现场设置了压滤机、挖机、岩屑罐、搅拌罐、泥饼储存罐等。所有设备与地面接触的地方都采用了塑料布防渗，并在罐周围设置了围堰。泥浆压滤去收集区全部使用彩钢棚搭起做到了下垫上盖。水基钻井岩屑拉运至猪儿洞砖厂、立兴页岩砖厂等掺烧制砖综合利用。施工期间生活垃圾由垃圾桶集中收集，定期清运，交当地环卫部门统一处理；废包装材料由施工单位收集后交厂家回收。废油收集后回用，用于设备擦拭维护，无废油排放。</p>	<p>已落实</p>
<p>(八)加强施工期环境管理和环境监理。结合项目开发建设和工程沿线敏感目标分布，合理优化施工方案、施工时段以及施工场地的位置和布设，采取有效的措施，避免和减缓项目建设对生态环境产生的不利影响。施工期结束后须结合区域自然条件，及时进行施工迹地生态恢复工作，并加强生态恢复过程中的管理和维护，保证植被恢复的成活率。植被恢复应采用当地适生物种，保证生物安全。</p>	<p>本项目施工期已结束，已落实施工期各项环保措施，未出现地表水、生态环境污染及投诉事件。施工扬尘采取施工场地围挡、洒水。对占地范围内的表层土剥离并在临时堆场集中暂存，用于施工结束后土地复垦及生态恢复表层覆土；施工结束并进行设备撤离后，对设备基础等进行拆除，对临时占用的耕地复垦时采用了耕植土进行复垦恢复其耕种功能，施工期未出现环境污染事故</p>	<p>已落实</p>
<p>(九)工程设施退役时，应按照相关要求，采取有效生态环境保护措施，并按照土壤相关法律标准，对永久停用、拆除或弃置的工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施。</p>	<p>目前正处于采气期，不涉及工程设施退役</p>	<p>已落实</p>
<p>(十)严格环境风险防控，建立维护保养和巡线检测制度，加强区域环境风险管理。按规定编制突发环境事件应急预案并完成备案。严格落实环境应急预案、报告书及批复等提出的各项环境风险防范措施和要求，确保环境安全。</p>	<p>已按要求落实了环境风险事故防范措施；施工单位编制了《什邡 205HF井现场应急处置方案》，并在德阳市广汉市南丰镇政府进行了备案；营运单位编制有厂级《突发环境事件应急预案》，备案编号：510682-2020-75-L</p>	<p>已落实</p>

批复要求	实际情况	落实情况
<p>(十一)积极配合沿线地方政府及相关部门,严格按照法律法规及行业规范要求,合理规划管道、场站周边的用地性质和建设,防止次生环境污染和纠纷。</p>	<p>严格按照环评要求采取了相应的环境保护措施,未产生环保投诉时间</p>	<p>已落实</p>
<p>(十二)建立畅通的公众参与平台,及时回应解决公众合理环境诉求。设立风险警示牌、信息公示牌,依法定期向公众发布环境信息,主动接受社会监督。</p>	<p>项目在竣工及试运营阶段,在四川中正源环保技术有限公司网站公布了项目建设运行情况,验收现场调查时对公众意见进行了调查,有效接受社会监督。</p>	<p>已落实</p>
<p>(十三)加强项目事中事后监管,建立区块开发及运营台账,及时梳理排查项目进展情况及实施过程中存在问题,按环境保护相关要求,项目实施后应适时开展区块开发环境影响后评价工作,充分了解各项环保措施效果及环境影响情况,及时进行优化完善。</p>	<p>已建立区块开发及运营台账,企业设置有安全环保管理机构和专职环保人员负责日常环境管理工作</p>	<p>已落实</p>

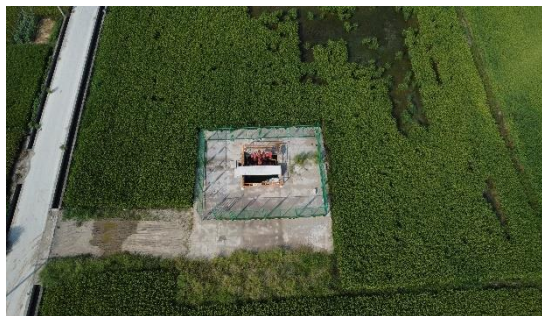
4.3 环保措施调查结果总体评述

4.3.1 环保措施执行情况

根据对井场现状调查，施工期间设备设施已拆除，钻井井场已经清理，钻井井场及放喷池暂未恢复。因本次为分期验收，钻井井场及放喷池后续钻井还会利用。因此待后续钻井实施完成后再行恢复。什邡 205HF 井组现场未发现明显的遗留污染环境问题。现场实照如下：



井场现状



井口方井已采取重点防渗



污水罐采取了防渗并设置围堰



水套炉自带排气筒



放喷池（已恢复）



放散管



钻井井场双环沟



采气井场排水沟



临时生活区（已恢复）



表土堆场（已恢复）

4.3.2 环保措施调查结果总体评述

本项目采取的环保措施总体上与环评文件及批复措施基本一致，无重大变动，与环评报告预期治理效果一致，采取的污染防治措施有效。通过实际落实的各项环保措施，总体上项目建设对环境的影响小，未发生污染事故和环保纠纷，采取的污染治理措施效果明显，未发现明显遗留环境问题。

5 生态影响调查

新场-什邡气田产能建设项目（一期）什邡 205HF 井组（什邡 205HF 井）钻采工程对生态环境的影响主要在施工期，本次竣工验收调查主要针对工程占地的数量、类型，占地的恢复情况等方面进行生态环境影响的调查。

5.1 调查时间、对象及方法

（1）调查时间：2023 年 11 月、2024 年 4 月、2024 年 8 月、我单位组织技术人员到现场实地踏勘，进行现场调查。

（2）调查对象

调查对象为井场的生态恢复情况，施工场地周围临时占地的生态恢复情况，扰动的耕地复耕情况。

（3）调查方法

①资料收集整理

收集整理设计、环评、HSE 管理文件、施工记录等工程档案资料，在综合分析资料的基础上，确定实地考察的重点区域。

②现场实地调查

了解工程建设区域的生态背景，评估生态影响的范围和程度，核查生态保护与恢复措施的落实情况，对建设项目所涉及的区域进行全面调查。

5.2 施工期生态影响调查

（1）工程建设对土地利用的影响调查

根据现场核实，钻井工程所处地为农业生态环境，占用地主要为林地、旱地为主，不涉及生态敏感区。经现场调查，本工程施工期总占地面积 6495m²，建设单位与德阳市旌阳区南丰镇政府签订了临时用地协议、青苗补偿协议，进行了青苗补偿、临时用地补偿。项目建设主要生态影响表现为井场、放喷坑、生活区等占地，改变土地利用现状，临时占地只在短期内改变土地利用性质，工程结束后即可对临时占用的土地进行了恢复。

（2）植被影响调查

经现场调查可知，工程建设临时占用土地为耕地，主要种植季节性农作物和经济作物，如玉米、小麦等。工程的临时占地，对这些作物的种植产生了一定的影响。钻井工程给地表植被带来的影响是暂时性的，工程结束后，经过一定的时间，通过复植可以恢复

原有植被覆盖状况。

综上，工程建设对植被的影响较小。

（3）珍稀动植物影响调查

经现场调查，井场周围 500m 范围内无珍稀动植物，本工程钻井施工对珍稀动植物不会造成影响。

（4）水土流失影响调查

根据现场调查和询问，在施工过程中，井场修建了排水沟；表土单独存放；施工迹地在施工结束后可进行了土地功能恢复。这些措施的实施，使得工程的建设水土流失影响达到了可控的水平。

经调查核实，环评文件及环评批复提出的生态保护措施和水土流失防治措施在实际工程中得到了较好的落实，水土保持设施完好，措施可行有效。

（5）效果分析

根据现场调查，工地划分了施工范围线，并很好的执行在施工范围内作业；工程完工后，对临时占地进行了清理、恢复，对施工造成破坏的植被和农作物进行了恢复和赔偿。建设过程中的生态保护措施有效、可行，最大程度的降低了对生态环境的影响。项目建设对当地的生态环境影响较小，无遗留的环境问题。

5.3 营运期生态影响调查分析

项目临时占地在施工结束后已经完成了恢复，采取了经济补偿措施。永久占地后期进行植被修复，恢复当地生态，有效削弱了对生态环境的影响。

5.4 生态保护措施有效性分析

现场调查结果显示，本项目落实了环评报告和批复中提出的各项生态环境保护措施。项目在施工时控制作业范围、减少对原有自然环境的破坏与干扰。临时占地均已恢复。

5.5 生态环境影响调查结论

建设单位及施工单位在采取了相应的生态恢复及管理措施，有效地防止了生态环境的破坏，落实了本工程环评及环评批复提出的各项生态保护措施。



井场恢复前



井场恢复后



表土堆场及放喷池恢复前



表土堆场及放喷池恢复后



钻井井场双环沟



临时生活区（已恢复）

图 5-1 什邡 205HF 井场恢复情况

6 污染防治措施及环境影响调查

6.1 地表水环境影响调查

6.1.1 水污染源及处理措施

（1）施工期

根据收集资料分析，钻前工程施工废水通过修建的沉淀池沉淀后用于洒水降尘等利用，钻前工程施工结束后对沉淀池进行了恢复；施工单位定期进行检查，未发生事故性油类泄漏。钻前工程生活污水依托周边农户设施处理，钻井生活污水经环保厕所收集后拉运至污水厂处理。

项目产生的钻井废水经固控设备固液分离后满足要求的全部回用于钻井过程，剩余不可回用部分通过密闭罐车运至袁家污水处理站预处理后交回注站回注地层，不外排；压裂返排液通过密闭罐车运至袁家污水处理站预处理后交回注站回注地层，不外排；初期雨水收集后进入泥浆不落地处理系统处理后用于配置钻井液。项目废水处置去向明确，符合环评要求，与环评报告预期治理效果一致。

根据什邡 205HF 井钻井环保台账、验收意见书及井下作业环保台账统计，什邡 205HF 井钻井及压裂测试期间废水产生及处置去向见下表：

表 6.1-1 废水产生及处置情况统计表

项目	井号	废水产生量	处置去向	备注
钻井废水	什邡 205HF 井	419.86t	袁家污水处理站	回注
压裂废水	什邡 205HF 井	1122m ³	袁家污水处理站 363m ³	回注
			江沙 338HF 井等 759m ³	回用

（2）运营期

什邡 205HF 井站为无人值守井站，采气井站废水主要为采气分离过程产生的采气废水，采气废水经井场气液分离器分离后进入井场 1 个 20m³/个的污水罐储存，通过密闭罐车罐车拉运至袁家污水处理站处理或拉运至地层水利用大队再次利用，与环评报告要求及预期治理效果一致。

6.1.2 污染防治措施有效性分析

本项目采取了清污分流、分区防渗措施，项目钻井期间没有发生废水渗漏、外溢现象，无废水外排，未造成水体污染。项目落实了环境影响报告中对水环境保护措施的相关要求。经过现场调查、群众走访等方式了解到，本工程施工期未发生生产废水、生活污水等污染物排放到水体的现象，未发生水环境污染事故，未见相关环保投诉，项目采取的地表水污染防治措施有效。

表 6.1-1 项目废水产生及处置情况统计表

阶段	废水类别	环评文件处置措施		实际处置措施		备注
		产生量 (m ³)	处置措施	产生量 (m ³)	处置措施	
施工期	生活污水	684.8	钻井期间生活污水环保厕所收集处理后部分回用于钻井作业，剩余部分转运至周边污水处理厂处理，不乱排	/	钻井生活污水经环保厕所收集后拉运至污水厂处理。	与环评报告要求及预期治理效果一致
	钻井废水	1176	用密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存，用于该区块钻井配制压裂液，剩余的不能回用于压裂配置的转运至袁家环保处理站预处理后回注	419.86t	项目钻井废水回用于钻井过程，不能回用部分拉运至袁家污水处理站处理后回注。项目钻井废水结合实际情况，采取直接拉运至袁家污水处理站处理后回注。	与环评报告要求及预期治理效果一致
	压裂返排液	5600	用密闭罐车运至孟家压裂液周转基地暂存，用于该区块钻井配制压裂液，不外排；水质不能达到回用要求的部分，用密闭罐车运至袁家环保处理站预处理后交回注站回注地层	1122	项目压裂返排液可利用部分拉运至其他井组综合利用，不能利用部分拉运至袁家污水处理站处理后回注	处置措施跟环评一致
运营期	生活污水	0.34	环保厕所处理后拉运至污水厂处置	/	无人值守，无生活污水产生	与环评报告要求及预期治理效果一致
	采气废水	/	污水罐收集，定期由罐车拉运至袁家环保处理站预处理后回注或进入地层水综合利用站进行处理	/	通过密闭罐车罐车拉运至袁家污水处理站处理后排放或拉运至地层水利用大队再次利用	处置效果与环评报告要求及预期治理效果一致

6.2 地下水环境影响调查

6.2.1 地下水保护措施

项目采取了以下保护措施：

(1) 钻井设置套管和水泥固井；

(2) 工程采取了泥浆不落地系统，钻井岩屑经岩屑罐收集后外运处置，压力返排液收集后外运利用或处置。

(3) 钻井井场采取了分区防渗，对钻井基础区域、放喷池、柴油罐区、平台水池、发电机房基础、危废暂存间、岩屑收集罐区、隔油池和泥浆循环系统等区域，进行了重点防渗。

(4) 采气井场污水罐等设置了围堰，并采取了防渗措施。

6.2.2 地下水环境质量监测

本次验收单位委托四川中正源环保技术有限公司于 2024 年 5 月 28 日对项目区域地下水环境进行了监测，并出具监测报告。监测结果表明，项目区域地下水监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类水域水质标准限值要求。项目地下水监测结果见表 6.2-1。

表 6.2-2 地下水环境现状监测结果（pH 无量纲，其余 mg/L）

检测项目	单位	检测结果					标准 限值
		1#	2#	3#	4#	5#	
pH值	无量纲	7.2	7.1	7.1	7.4	7.2	6.5~8.5
氨氮	mg/L	0.027	0.030	0.035	0.038	0.027	0.50
总硬度	mg/L	425	447	446	414	394	450
溶解性总固体	mg/L	645	505	690	641	594	1000
高锰酸盐指数 (耗氧量)	mg/L	2.97	2.68	2.94	2.85	2.82	3.0
硫化物	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	0.02
汞	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	0.001
砷	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	0.01
氰化物	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	0.05
铅	mg/L	0.00624	0.00612	0.00326	0.00391	0.00551	0.01
镉	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	0.005
铁	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	0.3

锰	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	0.10
六价铬	mg/L	ND	0.004	ND	ND	ND	0.05
氟化物	mg/L	0.251	0.279	0.212	0.291	0.202	1.0
氯化物	mg/L	45.9	54.5	41.1	48.2	49.2	250
硝酸盐（以N计）	mg/L	2.56	8.97	12.2	3.28	2.81	20.0
硫酸盐	mg/L	80.6	125	119	79.1	77.2	250
亚硝酸盐（以N计）	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	1.00
总大肠菌群	MPN/100mL	<2	<2	<2	<2	<2	3.0
细菌总数	CFU/ml	44	54	57	58	71	100
挥发酚	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	0.002
石油类	mg/L	ND	ND	0.02	ND	0.01	0.05
钡	mg/L	0.0867	0.131	0.100	0.108	0.0825	0.70

6.3 大气环境影响调查

6.3.1 大气污染源及防治措施

（1）施工期

什邡 205HF 井组钻井施工采用网电，柴油发电机作为备用（未使用），无柴油发电机燃烧废气产生；测试放喷天然气经放喷池点火燃烧，由于测试放喷时间较短，因此对大气环境影响较小。

（2）运营期

项目运营期无长期稳定的大气污染物排放，主要为水套炉在低温时使用排放的氮氧化物，以及天然气管线在检修时会产生放空天然气。根据设计材料，水套炉使用不含硫天然气作为燃料，燃烧产物为水、二氧化碳和少量高温状态下形成的氮氧化物，且水套炉只在气温低的时候使用，使用时间短，氮氧化物产生量很小，对大气环境不会造成明显影响。项目天然气不含硫，检修时天然气通过 10m 放散管排放。项目建成后暂未进行检修作业，无放散天然气排放。验收调查期间，通过走访询问站场附近的村民，项目建成后未对周围居民产生影响。

6.3.2 大气环境保护措施有效性分析

项目施工期大气污染物主要为施工扬尘、测试放喷废气，且其影响具有局部和间断短时性特点，在施工过程中采取了有效的防治措施，未造成明显的环境空

气质量影响,并随着施工的结束,其影响亦消除。项目建成后暂未进行检修作业,无放散天然气排放。经调查,无居民环保投诉。采取的大气污染防治措施有效。

6.3.3 废气监测

(1) 无组织监测

本次验收单位委托四川中正源环保技术有限公司于 2024 年 5 月 27 日、28 日对项目非甲烷总烃无组织排放进行了监测,并出具监测报告。监测结果见表 6.3-1。

表 6.3-1 验收期间废气监测结果 (mg/m³)

采样日期	检测项目	点位编号	点位名称	检测结果			标准限值
				第一次	第二次	第三次	
2024.05.27	非甲烷总烃	1#	项目地上风向	0.41	0.45	0.39	4.0
		2#	项目地下风向	0.59	0.52	0.64	
		3#	项目地下风向	0.50	0.51	0.54	
		4#	项目地下风向	0.71	0.54	0.52	
2024.05.28	非甲烷总烃	1#	项目地上风向	0.43	0.45	0.45	4.0
		2#	项目地下风向	0.59	0.58	0.61	
		3#	项目地下风向	0.59	0.63	0.49	
		4#	项目地下风向	0.52	0.48	0.46	

根据监测结果,项目验收期间无组织废气排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728—2020)及《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》(DB51/2377—2017)要求要求。

(2) 有组织废气监测

本次验收单位委托四川中正源环保技术有限公司于 2024 年 5 月 27 日、28 日对项目水套炉有组织排放进行了监测,并出具监测报告。监测结果见表 6.3-2。

表 6.3-2 有组织废气检测结果表

采样日期	检测项目	检测结果			标准限值
		第一次	第二次	第三次	
2024.05.27	标干流量 (m ³ /h)	166	134	138	/

	含氧量 (%)		12.3	12.6	12.5	
	颗粒物	实际浓度 (mg/m ³)	9.5	8.8	9.3	/
		折算浓度 (mg/m ³)	19.1	18.3	19.1	20
		排放速率 (kg/h)	1.58×10 ⁻³	1.18×10 ⁻³	1.28×10 ⁻³	/
	二氧化硫	实际浓度 (mg/m ³)	ND	ND	ND	/
		折算浓度 (mg/m ³)	ND	ND	ND	50
		排放速率 (kg/h)	ND	ND	ND	/
	氮氧化物	实际浓度 (mg/m ³)	37	37	36	/
		折算浓度 (mg/m ³)	74	77	74	200
排放速率 (kg/h)		6.14×10 ⁻³	4.96×10 ⁻³	4.97×10 ⁻³	/	
2024.05.28	标干流量 (m ³ /h)		166	154	126	/
	含氧量 (%)		11.6	11.8	11.6	
	颗粒物	实际浓度 (mg/m ³)	9.3	9.8	8.6	/
		折算浓度 (mg/m ³)	17.3	18.6	16.0	20
		排放速率 (kg/h)	1.54×10 ⁻³	1.51×10 ⁻³	1.08×10 ⁻³	/
	二氧化硫	实际浓度 (mg/m ³)	ND	ND	ND	/
		折算浓度 (mg/m ³)	ND	ND	ND	50
		排放速率 (kg/h)	ND	ND	ND	/
	氮氧化物	实际浓度 (mg/m ³)	43	40	44	/
		折算浓度 (mg/m ³)	80	76	82	200
		排放速率 (kg/h)	7.14×10 ⁻³	6.16×10 ⁻³	5.54×10 ⁻³	/

根据监测结果，项目水套炉废气满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 要求。

6.4 声环境影响调查

6.4.1 噪声源及防治措施

(1) 施工期

钻井过程的噪声源主要来源于钻机、离心机、泥浆泵、振动筛等，钻井期间噪声对周围环境的影响为短暂影响，随着工程的完工，噪声影响消失。施工方与周边居民进行了沟通，通过合理布局，采用低噪声设备等管理措施，施工期间无噪声扰民投诉现象发生。

(2) 运营期

本项目运营期噪声主要来源于汇气管、节流阀和分离器等设备。采取低噪声设备；通过管道采用柔性连接、采用软截垫层减振等措施。此外，在事故或检修情况将对设备和管道内的天然气进行放散作业，此过程将产生放散噪声，由于放散次数少，放散时间短，影响较小。项目建成后未发生事故和检修。

6.4.2 声环境影响调查及环境保护措施有效性分析

项目施工期声环境影响较大，通过采取合理安排施工时间，设备基础降噪减振，加强宣传讲解等方式降低施工噪声对周边声环境敏感点的影响。同时，施工期间，施工单位自行对项目噪声进行了监测，有效控制噪声影响。目前施工已结束，噪声排放已结束，周边声环境恢复正常。项目运营期采取低噪声设备，通过管道采用柔性连接、采用软截垫层减振等措，场界噪声满足排放标准。项目较好的执行了环评中提出的噪声污染防治措施。

6.4.3 声环境监测

本次验收单位委托四川中正源环保技术有限公司于 2024 年 5 月 27 日、28 日对项目噪声进行了监测，并出具监测报告。监测结果见表 6.4-1。

表 6.4-1 验收期间噪声监测结果（dB（A））

检测日期	点位编号	点位名称	检测时间段	测量值 Leq	标准限值
2024.05.27	1#	场界东北侧外 1m 处	昼间	55.3	昼间≤60 夜间≤50
			夜间	47.7	
	2#	场界东南侧外 1m 处	昼间	58.5	
			夜间	49.1	
	3#	场界西南侧外 1m 处	昼间	51.2	
			夜间	46.7	
	4#	场界西北侧外 1m 处	昼间	53.8	
			夜间	46.9	
	5#	井场西侧居民处	昼间	54	
			夜间	47	
2024.05.28	1#	场界东北侧外 1m 处	昼间	56.2	昼间≤60 夜间≤50
			夜间	49.7	
	2#	场界东南侧外 1m 处	昼间	58.4	
			夜间	49.0	
	3#	场界西南侧外 1m 处	昼间	54.4	
			夜间	46.7	

	4#	场界西北侧外 1m 处	昼间	54.5	
			夜间	46.6	
5#	井场西侧居民处	昼间	52		
		夜间	44		
注：根据《环境噪声监测技术规范噪声测量值修正》（HJ706-2014）6.1 对于只需判断噪声源排放是否达标的情况，若噪声测量值低于相应噪声源排放标准的限值，可以不进行背景噪声的测量及修正，注明后直接评价为达标。					

根据监测结果，项目场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，居民点噪声满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准要求。

6.5 固体废物影响调查

6.5.1 固废产生及处置措施

（1）施工期

钻井过程中产生的固体废物主要有水基岩屑（含水基泥浆）、生活垃圾、废包装材料、油类。

根据什邡 205HF 井钻井环保台账、评定书统计，钻井固废处置现场设置压滤机一套，挖机一台，20 方岩屑罐三个，搅拌罐一个，泥饼储存罐两个。所有设备与地面接触的地方都采用了塑料布防渗，并在罐周围打起 20 厘米高的围堰。泥浆压滤去收集区全部使用彩钢棚搭起做到了下垫上盖。什邡 205HF 井产生水基岩屑 897.44t，其中 157.58t 拉运至三台立兴页岩砖厂掺烧制砖使用，739.86t 拉运至三台县龙树猪儿洞页岩砖厂掺烧制砖使用。

施工期间生活垃圾由垃圾桶集中收集，定期清运，交当地环卫部门统一处理；废包装材料由施工单位收集后交厂家回收。废油收集后回用至油基钻井泥浆使用或用于设备擦拭维护，无废油排放。

项目建设产生的固体废物均妥善处置，现场无遗留固体废弃物，符合环评文件要求及预期效果，项目有效控制了固体废物对周围环境的影响。

（2）运营期

什邡 205HF 井站为无人值守井站，无生活垃圾产生。凝析油与气田水一同进入污水罐，作为混合液拉运处理。

6.5.2 固废处置措施有效性分析

建设单位、运营单位及施工单位按照环境影响报告书及其批复的要求，水基钻井固废、废油、废包装材料、生活垃圾等均得到有效的收集处理，采取的固体废物污染防治措施合理有效，符合相关的环保要求及技术规范，未对环境造成污染影响，符合环评预期。

6.6 土壤环境影响调查

6.6.1 土壤污染防治措施

项目采了一下土壤污染防治措施：

- (1) 钻井设置套管和水泥固井；
- (2) 工程采取了泥浆不落地系统，钻井岩屑经岩屑罐收集后外运处置，压力返排液收集后外运利用或处置。

(3) 钻井井场采取了分区防渗，对钻井基础区域、放喷池、柴油罐区、平台水池、发电机房基础、危废暂存间、岩屑收集罐区、隔油池和泥浆循环系统等区域，进行了重点防渗。

- (4) 采气井场污水罐等设置了围堰，并采取了防渗措施。

6.6.2 土壤环境质量监测

本次验收单位四川中正源环保技术有限公司于 2024 年 5 月 27 日对项目区域土壤环境进行了监测，并出具监测报告。监测结果见表 6.6-1。

表 6.6-1 验收期间土壤监测结果一览表

点位编号	点位名称	检测项目	单位	检测结果	标准限值
T1	井口位置 (0~0.2m)	砷	mg/kg	2.62	60
		镉	mg/kg	ND	65
		铜	mg/kg	22	18000
		铅	mg/kg	21	800
		镍	mg/kg	45	900
		六价铬	mg/kg	0.6	5.7
		汞	mg/kg	0.143	38
		氯甲烷	mg/kg	ND	37
		四氯化碳	mg/kg	ND	2.8
		氯仿	mg/kg	ND	0.9
		1,1-二氯乙烷	mg/kg	ND	9

		1,2-二氯乙烷	mg/kg	ND	5
		1,1-二氯乙烯	mg/kg	ND	66
		顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	596
		反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	ND	54
		二氯甲烷	mg/kg	ND	616
		1,2-二氯丙烷	mg/kg	ND	5
		1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	ND	10
		1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	ND	6.8
		四氯乙烯	mg/kg	ND	53
		1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	ND	840
		1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	ND	2.8
		三氯乙烯	mg/kg	ND	2.8
		1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	ND	0.5
		氯乙烯	mg/kg	ND	0.43
		苯	mg/kg	ND	4
		氯苯	mg/kg	ND	270
		1,2-二氯苯	mg/kg	ND	560
		1,4-二氯苯	mg/kg	ND	20
		乙苯	mg/kg	ND	28
		苯乙烯	mg/kg	ND	1290
		甲苯	mg/kg	ND	1200
		间,对-二甲苯	mg/kg	ND	570
		邻-二甲苯	mg/kg	ND	640
		硝基苯	mg/kg	ND	76
T1	井口位置 (0~0.2m)	苯胺	mg/kg	ND	260
		2-氯苯酚	mg/kg	ND	2256
		苯并(a)蒽	mg/kg	0.0017	15
		苯并(a)芘	mg/kg	0.0016	1.5
		苯并(b)荧蒽	mg/kg	0.0046	15
		苯并(k)荧蒽	mg/kg	ND	151
		蒽	mg/kg	0.0030	1293
		二苯并(a,h)蒽	mg/kg	ND	1.5
		茚并(1,2,3-c,d)芘	mg/kg	0.0011	15
		萘	mg/kg	ND	70
		pH 值	无量纲	7.04	/
		硫酸根	g/kg	0.48	/

		氯离子	g/kg	0.26	/
		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	8	4500
		钡	mg/kg	147	/
T2	井口位置 (0~0.5m)	pH 值	无量纲	7.21	/
		硫酸根	g/kg	0.44	/
		氯离子	g/kg	0.37	/
		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	8	4500
		钡	mg/kg	124	/
	井口位置 (0.5~1.5m)	pH 值	无量纲	7.18	/
		硫酸根	g/kg	0.52	/
		氯离子	g/kg	0.14	/
		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	22	4500
		钡	mg/kg	104	/
	井口位置 (1.5~3.0m)	pH 值	无量纲	7.05	/
		硫酸根	g/kg	0.52	/
		氯离子	g/kg	0.15	/
		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	22	4500
		钡	mg/kg	129	/
T3	采气井场内 (0~0.5m)	pH 值	无量纲	7.32	/
		硫酸根	g/kg	0.48	/
		氯离子	g/kg	0.15	/
		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	10	4500
		钡	mg/kg	124	/
	采气井场内 (0.5~1.5m)	pH 值	无量纲	7.18	/
		硫酸根	g/kg	0.44	/
		氯离子	g/kg	0.068	/
T3	采气井场内 (0.5~1.5m)	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	15	4500
		钡	mg/kg	133	/
	采气井场内 (1.5~3.0m)	pH 值	无量纲	6.94	/
		硫酸根	g/kg	0.48	/
		氯离子	g/kg	0.065	/
		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	11	4500
	钡	mg/kg	115	/	

T4	放喷池处 (0~0.5m)	pH 值	无量纲	7.05	/
		硫酸根	g/kg	0.33	/
		氯离子	g/kg	0.20	/
		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	13	4500
		钡	mg/kg	158	/
	放喷池处 (0.5~1.5m)	pH 值	无量纲	6.99	/
		硫酸根	g/kg	0.52	/
		氯离子	g/kg	0.38	/
		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	6	4500
		钡	mg/kg	127	/
	放喷池处 (1.5~3.0m)	pH 值	无量纲	6.98	/
		硫酸根	g/kg	1.90	/
		氯离子	g/kg	0.24	/
		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	11	4500
		钡	mg/kg	114	/
T5	采气井场西北侧 耕地 (0~0.2m)	pH 值	无量纲	6.77	6.5<pH<7.5
		硫酸根	g/kg	0.29	/
		氯离子	g/kg	0.15	/
		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	16	/
		钡	mg/kg	131	/
T6	采气井场东南侧 耕地 (0~0.2m)	pH 值	无量纲	6.53	6.5<pH<7.5
		硫酸根	g/kg	0.17	/
		氯离子	g/kg	0.16	/
		石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	15	/
		钡	mg/kg	133	/
		砷	mg/kg	2.80	30
		镉	mg/kg	ND	0.3
		铜	mg/kg	18	100
		铅	mg/kg	14	120
		镍	mg/kg	48	100
		铬	mg/kg	122	200
T6	采气井场东南侧 耕地 (0~0.2m)	锌	mg/kg	63	250
		汞	mg/kg	0.074	2.4

根据监测结果表明，井场占地范围内各项指标满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）要求，占地范围外耕地各项指标满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）要求。

7 环境风险事故防范及应急措施调查

7.1 环境风险防范措施

7.1.1 施工期风险防范措施

（1）废水外溢防范措施

- ①废水池修建时做好了防渗防漏，确保了施工质量；
- ②钻井作业期间每天检查废水池池体及周围地面变化；
- ③对井场临时储存的废水进行及时转运，减少废水储存周期，降低废水外溢风险；
- ④为避免突降大雨引起雨水进入废水池，从而引发废水外溢，在雨季对废水池加盖防水篷布或架设雨篷；
- ⑤井场采用清污分流系统，防止雨水进入废水池，并定期进行维护，从而有效的控制因暴雨而导致废水池的外溢。

（2）井喷防范措施

施工单位严格按照《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》（SY/T6283-1997）、中国石油天然气集团公司《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》及相关的井控技术标准和规范中的有关规定执行，采用了以下井喷防范措施：

- ①开钻前向全队职工、钻井现场的所有工作人员进行地质、工程、钻井液和井控装备等方面的技术交底，并提出了具体要求；
- ②严格执行了井控工作九项管理制度，落实溢流监测岗位、关井操作岗位和钻井队干部 24h 值班制度；
- ③各种井控装备及其它专用工具、消防器材、防爆电路系统配备齐全、运转正常；
- ④每次起钻前活动方钻杆上、下旋塞一次，以保证其正常可靠；
- ⑤气层钻进中，在近钻头位置安装钻具回压阀，同时钻台上配备了与钻具尺寸相符的回压阀，且备有相应的抢接工具，在大门坡道上准备了一根放喷单根（钻

杆下部有与钻铤扣相符的配合接头）；

⑥严格落实了坐岗制度，无论钻进还是起下钻，或其它辅助作业，钻井班落实了专人坐岗观察钻井液池液面变化和钻井液出口情况，录井人员除了在仪表上观察外，还对钻井液池液面变化和钻井液出口进行了定时观察，定时测量进出口钻井液性能，两个岗都作好了真实准确记录，值班干部对上述两个岗位工作情况进行了定时和不定时检查，并当班签认；

⑦采取了随钻地层压力的监测，未发现地层压力异常、溢流、井涌等情况；

⑧加强了井场设备运行保养和检查，保证设备的正常运行。

（3）废水运输过程中的风险防范措施

本项目及时转运和处理废水，废水转运时采取罐车密闭输送。为了降低废水转运对地表水的污染风险，确保本工程废水得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，本工程废水转运过程中，采取了以下措施：

①对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装 GPS，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台；

②转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度；

③加强罐车装载量管理，严禁超载；

④加强了对废水罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生；

⑤转运罐车行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时放慢行驶速度。

（4）油罐事故环境风险防范措施

①加强了职工的安全教育，提高安全防范风险的意识；

②针对可能发生的异常现象和存在的安全隐患，设置了合理可行的技术措施，制定了严格的操作规程；

③严格执行了防火、防爆、防雷击、防毒害等各项要求；

④建立健全安全、环境管理体系及高效的安全生产机构，一旦发生事故，做到了快速、高效、安全处置；

⑤井内的电气设备严格按照防爆区划分配置。

（5）压裂作业风险分析

压裂作业可能致使套管破裂，压裂液进入含水层，对地下水造成污染。通过套管均采用高压无缝钢管，严把质量关，及时修井能有效截断污染物进入环境等措施，有效控制压裂作业环境风险。根据调查，项目在压裂期间未发生风险事故。

7.1.2 采气工程风险防范措施

（1）井场设置了井口安全系统、放散系统、灭火器、消防砂池、警示标志、逃生门、防雷和防静电措施、报警系统、风向标、高音喇叭等安全设施。

（2）站场大门处设置了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。

（3）定期对污水进行转运，污水罐车安装了 GPS 定位系统；

（4）污水罐区设置防渗围堰，防止泄露废水外溢；

（5）自动控制系统

①井场井站井口装置等相关工艺设施等实现自动控制、定期巡查；

②对本项目井场井站生产装置等全部工艺过程进行监视和控制，实现对整个开采区域的生产运行进行监控和调度管理；

③可进行安全报警、装置气体泄漏检测；

④对井场进行远程监视，实现紧急情况下 30s 内各切断阀自动截断关停。

7.2 环境风险应急预案调查

在钻井期间，钻井单位制定了《什邡 205HF 井现场应急处置方案》，并报德阳广汉市应急管理局备案。现场应急处置方案明确了井喷及井喷失控应急处理措施、井喷和场站泄漏应急处理措施、废水、柴油和凝析油泄漏应急处理措施、套外返水应急措施等，设置了应急救援指挥机构，明确了职责。

项目运营单位中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气一厂制定了《突发环境事件应急预案》，并在德阳市广汉生态环境局进行了备案，备案编号 510682-2020-75-L。预案包括了风险分析与事件分级、应急组织体系及职责、应急响应、应急保障等内容，在事故发生时具有可操作性和指导意义。本项目纳

入了该应急预案管理。

7.3 风险事故防范及应急措施调查情况小结

项目在施工过程中采取了较好的风险防范措施，项目施工单位在施工过程中较好的制定了各施工环节的环境风险防范和应急预案，采气期间井场进行了应急演练，现场设置了应急演练记录卡，本项目施工过程中未发生环境风险事故。本项目建设单位、运营单位应急管理机构设施齐全，环境风险防范措施和应急处置措施详尽周全，可操作性强，环境风险应急预案全面，指导性强，满足环境风险事故防范及应急处置要求，本项目环境风险控制在可控范围内。

8 清洁生产与总量控制调查

8.1 清洁生产分析

8.1.1 清洁生产评价体系

根据《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。本项目钻井作业、井下作业、采油气作业定量和定性评价指标权重值、基准值与“体系”对比结果见表 8.1-1~表 8.1-3。

8.1.2 评价指标体系技术

（1）定量评价指标的考核评分计算

①定量评价二级指标的单项评价指数计算

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{xi} / S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{oi} / S_{xi}$$

式中： S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。如采用手工计算时，其值取小数点后两位；

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当其实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会较大，计算结果就会偏离实际，对其他评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取该 S_i 值为 k/m 。

②定量评价考核总分值计算

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P1 = \sum_{i=1}^n Si \cdot Ki$$

式中：P1—定量评价考核总分值；

n—参与定量评价考核的二级指标项目总数；

Si—第 i 项评价指标的单项评价指数；

Ki—第 i 项评价指标的权重值。

若某项一级指标中实际参与定量评价考核的二级指标项目数少于该一级指标所含全部二级指标项目数（由于该企业没有与某二级指标相关的生产设施所造成的缺项）时，在计算中应将这类一级指标所属各二级指标的权重值均予以相应修正，修正后各相应二级指标的权重值以 Ki' 表示：

$$Ki' = Ki \cdot Aj$$

式中：

Aj—第 j 项一级指标中，各二级指标权重值的修正系数。Aj=A1/A2。A 为第 j 项一级指标的权重值；A2 为实际参与考核的属于该一级指标的各二级指标权重值之和。如由于企业未统计该项指标值而造成缺项，则该项考核分值为零。

（2）定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

$$P2 = \sum_{i=1}^n Fi$$

式中：P2—定性评价二级指标考核总分值；

Fi—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

N—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

（3）综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核评分计算参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》计算，综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P1+0.4P2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P1—定量评价指标考核总分值；

P2—定性评价指标考核总分值。

计算结果见下表：

表 8.1-4 项目清洁生产评价定量、定性指标及综合评级指数统计表

项目	定量评价得分（P1）	定性评价得分（P2）	综合得分（P）
钻井作业	129.9	100	117.94
井下作业	100	100	100
采气作业	100	100	100

根据目前石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 8.1-5。

表 8.1-5 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

根据表 8.1-4 计算得出：项目钻井作业 117.94 分；井下作业综合评价指数得分 100 分；采气作业综合评价指数得分 100 分；本项目综合评价指数得分 $P \geq 90$ ，属于清洁生产先进企业。

8.1.3 清洁生产评价结论

通过以上分析可以看出，本项目钻井作业、及井下作业采气作业在生产工艺及设备、资源能源利用、污染物排放控制、管理体系建设及环境管理等方面均考虑了清洁生产的要求，本项目达到清洁生产先进企业水平，符合清洁生产要求。

表 8.1-1 钻井作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标								
		标准				本项目评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	实际值	Si	得分
(1) 资源和能源消耗指标	20	占地面积	m ²	6	符合行业标准	符合	1	6
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	9	≤25	≤20	1.25	11.25
		柴油消耗	/	5	/	柴油作为备用能源	1	5
(2) 生产技术特征指标	30	/	/	/	/	100%	1	30
(3) 资源综合利用指标	25	钻井液循环率	/	10	≥75%	90%	1.2	12
		柴油机效率	/	5	≥90%	未使用柴油机	1	5
		污油回收率	/	5	≥90%	100%	1.11	5.55
(4) 污染物产生指标	25	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30 乙类区：≤35	甲类区：17.82	1.68	16.8
		废弃钻井液	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	≤3	3.33	33.3
		柴油机烟气	/	2	符合排放标准要求	符合，柴油机备用，废气排放满足排放标准要求	1	2
		噪声	/	3	符合排放标准要求	满足排放标准	1	3
合计	100	/	/	100	/	/	/	129.9

定性指标					
标准			本项目评价		
一级指标	指标分值	二级指标	指标分值	项目情况	得分
(1) 原辅材料	15	钻井液毒性	15	无毒水基钻井液	15
(2) 生产工艺及设备要求	40	钻井设备先进性	8	采用国内领先钻井设备	8
		压力平衡技术	5	平衡技术	5
		钻井液收集设施完整性	5	配有收集设施，且使钻井液不落地	5
		固控设备完整性	5	配备有振动筛、处理器、除砂器、离心机等固控设备	5
		固井质量	5	本固井质量合格率 100%	5
		钻井效率	7	按照《钻井技术经济指标及计算方法》（SY/T 5841-2005）控制钻井效率	7
		井控措施有效性	5	具备井控措施且措施有效	5
(3) 符合国家政策的生产规模	10	/	10	符合	10
(4) 管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证	10	建立了 HSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核	10	采气一厂开展了清洁生产审核	10
(5) 贯彻执行环境保护	15	建设项目环保“三同时”执行情况	5	严格落实建设项目环保“三同时”制度	5

法规的符合性		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	严格执行建设项目环境影响评价制度	5
		污染物排放总量控制与减排措施情况	5	未设置总量控制	5
合计	100	/	100	/	100

表 8.1-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标								
		标准				本项目评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	Si	得分
(1) 资源与能源消耗指标	25	占地面积	/	5	符合行业标准要求	符合	1	5
		洗井液消耗	m ³ /井次	10	/	符合	1	10
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	/	符合	1	10
(2) 生产技术特征指标	25	压裂放喷返排入罐率	%	/	100	100%	1	25
(3) 资源综合利用指标	25	落地原油回收利用率	%	8	100	100	1	8
		生产过程排出物利用率	%	9	100	100	1	9
		剩余作业液回收率	%	8	100	100	1	8
(4) 污染物产生	25	废弃洗井液	kg/井次	5	100%	100%	1	5

指标		修井废水	kg/井次	5	/	暂未修井	1	5
		废气	kg/井次	5	/	井场场界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的挥发性有机物排放控制要求	1	5
		油泥	kg/井次	5	甲类区：≤50 乙类区：≤70	暂未清理	1	5
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	/	固体废物全部综合利用或合理处置，不外排。	1	5
合计	100	/	/	/	/	/	99.1	
定性指标								
标准					本项目			
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	项目情况评价		得分	
(1) 原辅材料	15	洗井液的毒性		15	无毒洗井液		15	
(2) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施有效性		7	设置了放喷池		7	
		地面管线防刺防漏措施		6	符合		6	
		防溢设备（防溢池设置）		6	符合，本项目设置井下作业期间设置防溢池。		6	
		防渗范围		5	井口位置、风喷吃等采取了重点防渗		5	
		作业废液污染控制措施		8	符合，本项目带罐操		8	
防止落地原油产生措施		8	符合，本项目采用先进设备并定期维护，防止油产生。		8			
(3) 符合国家政策的生产规模	10	/		10	符合		10	

(4) 环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证	15	建立了 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核	5	开展了清洁生产审核	5
(5) 贯彻执行环境保护法规的符合性	15	污染物排放总量控制与减排措施情况	/	无需设置总量控制	15
合计	100	/	/	/	100

表 8.1-3 采气作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标								
标准						本项目评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	实际值	Si	得分
(1)资源和能源消耗指标	25	吨采出液综合能耗	kg 标煤/t 采出液	25	稀油：≤65 稠油：≤160	/	1	25
(2) 生产技术特征指标	30	/	/	/	/	/	1	30
(3)资源综合利用指标	25	余热利用率	%	5	/	不涉及	1	5
		油井伴生气回收率	%	10	≥80	100	1	10
		油泥资源化利用率	%	10	/	暂未处置	1	10
(4)污染物产生指标	20	落地原油	%	5	/	100	1	5
		采油废水回用率	%	5	≥60	100	1	5
		油井伴生气外排率	%	5	≤20	0	1	5
		采出废水达标排放	%	5	100	100	1	5

		率						
合计	100	/	/	/	/	/	/	100
定性分析								
标准					本项目评价			
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值	项目情况		得分	
(1)原辅材料	15	注水水质		15	达标回注		10	
(2)生产工艺及设备要求	35	井筒质量		5	井筒设施完好		7	
		采气过程醇回收设施		5	不涉及		5	
		天然气净化设施		5	分离器		5	
		集输流程		5	全密闭流程		7	
		采气方式		5	注水采气		5	
		套管气回收装置		5	不涉及		5	
		防止落地原油产生措施		5	污水罐		5	
(3)符合国家政策的生产规模	10	/		10	符合		10	
(4)环境管理体系建设及清洁生产审核	20	建立 HSE 管理体系并通过认证		10	建立了 HSE 管理体系		15	
		开展清洁生产审核		10	开展清洁生产审核		10	
(5)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	严格落实建设项目环保“三同时”制度		5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况		5	严格执行建设项目环境影响评价制度		5	
		老污染源限期治理项目完成情况		5	不涉及		5	

		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	不涉及		5
合计	100	/	100		/	100

8.2 总量控制

本项目为钻井工程，随着钻井工程结束，各项污染自然消失，无长期影响，水套炉仅在低温情况下使用，排放废气。同时本项目环评报告及批复文件均未提出污染物排放总量指标。

9 环境管理及环境监测计划落实情况调查

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理机构

建设单位中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部，建立了 HSE 管理体系，下设专门负责环境保护的安全环保部门，并设有专职的环保人员，负责建设期的环境保护监督管理工作，以及环境保护档案的收集管理，管理体系较完善。

施工期环境管理主要通过通过对施工单位采取合同约束机制，要求其按施工规范进行施工，重点落实环评及批复提出的风险防范措施并对钻井废水和岩屑进行处理，确保交井后不遗留环境问题。

项目若有运营期，环境管理由中国石油化工股份有限公司西南油气分公司采气三厂负责实施，建立有 HSE 管理体系，设立了环境保护管理部门，负责运营期的环境保护监督管理工作，以及环境保护档案的收集管理；并组织制定了环境保护管理工作制度，明确了环保职责和和责任。

9.1.2 环境管理

建设单位设置了专人负责监督施工单位在施工过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。

(1) 对施工单位提出明确的环保要求，按照 HSE 体系要求，建立相应的环保管理机构，制定环境保护管理工作制度，明确人员、职责等。

(2) 根据施工合同中有关的环保要求和各作业特点，分别制定各项环境保护措施。

(3) 设专人负责施工作业 HSE 管理的贯彻执行，监督施工单位在施工过程中的环境保护工作。

(4) 监督施工期各项环境保护措施的落实情况，负责环保工程的检查和预验收。

(5) 监督检查生态环境保护防止污染设施与主体工程同时设计、同时施

工、同时投入使用的执行情况。

（6）审定、落实并督促实施生态恢复和污染治理方案，监督各项资金和物质的使用，负责有关环保文件、技术资料 and 施工期现场环境监测资料的收集建档。

（7）对全体员工进行环境保护知识和环保意识培训。并结合施工计划提出具体的环保措施。

（8）设专人负责对钻井过程中产生的钻井废弃物的外运进行登记管理。。

9.1.3 环境管理状况调查

建设单位和施工单位在施工前制定了环境保护方案，施工区域控制在用地范围内，土石方堆放在指定场所，并修建拦挡设施防止水土流失。同时在施工前对施工人员进行环境保护培训。钻井队完善了钻井期间的环境管理工作，钻井材料的油料集中管理，较少散失和漏失；所有泥浆材料和化学处理剂由专人负责严格管理，整齐堆放，防风、防雨、防破损散失，减少流失量；钻井废水外运实行了转移联单制度，填报交接清单。

石油工程监督中心根据项目建设监督情况编写了《什邡 205HF 井组钻前工程项目监督评定书》《什邡 205HF 井钻井工程项目监督评定书》《什邡 205HF 井投产试气工程项目监督评定书》，根据监督评定书统计，本项目环保措施基本得到了落实，施工期未发生环境污染事件。运营期间，采气一厂按照相关规定办理了排污许可登记，登记编号：915100007422747640143X。

9.2 监测计划落实情况调查

钻井期间，钻井单位对项目噪声等进行了检测。验收期间，检测单位四川中正源环保技术有限公司于 2024 年 5 月 27 日、28 日对项目废气、噪声、地下水、土壤环境质量进行了监测。项目较好的执行了监测计划，落实了监测要求。

10 公众意见调查

10.1 调查对象

本次公众意见的调查对象主要是井场周边的居民，主要采取现场听取意见和问卷调查方式。

10.2 调查方法

本次公众意见调查以现场发放调查表的形式为主，由调查人员在井场周边走访当地群众，介绍说明工程的相关情况，并现场直接发放公众意见征询表征询公众意见。

10.3 调查内容

调查表内容包括调查对象的居住地、姓名、性别、年龄、职业及对工程的基本态度、对项目施工期的看法等，以及在施工期是否有污染事故发生等内容。调查内容见表 10.3-1。

表 10.3-1 建设项目竣工环境保护验收公众意见调查表

项目名称：什邡 205HF 井组钻采工程					
项目概况：建设内容包括钻前工程、钻井工程、采气工程。建设内容为什邡 205HF 井。					
姓名		性别		年龄	
职业		文化程度		联系电话	
住址					
1.您对本项目的环保工作是否满意： <input type="checkbox"/> 满意 <input type="checkbox"/> 基本满意 <input type="checkbox"/> 不满意 <input type="checkbox"/> 不知道					
2.施工期是否有污染事故发生： <input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否					
3.是否有施工扰民事件发生： <input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否					
4.您认为本项目施工期对您的主要环境影响是： <input type="checkbox"/> 大气污染 <input type="checkbox"/> 水污染 <input type="checkbox"/> 噪声污染 <input type="checkbox"/> 生态破坏 <input type="checkbox"/> 没有影响 <input type="checkbox"/> 不知道					
5. 本项目建设对您的影响主要体现在 有利影响 <input type="checkbox"/> 不利影响 <input type="checkbox"/> 无影响 <input type="checkbox"/>					
6.本项目建设对周围环境影响程度 有正影响 <input type="checkbox"/> 有负影响 <input type="checkbox"/> 有负影响可承受 <input type="checkbox"/> 无影响 <input type="checkbox"/>					
7.你对项目建设持何种态度					

赞成 <input type="checkbox"/>	较赞成 <input type="checkbox"/>	反对 <input type="checkbox"/>	与我无关 <input type="checkbox"/>
8.您对该工程建设有关环境保护方面的意见和建议：			
注：请您逐项在上述问题中选择代表您所认同的观点填“√”，否则不填。			

10.4 调查结果

本次公众意见调查共发放调查 10 份，回收公众意见调查表 10 份，有效调查表 10 份。调查表统计结果见表 10.4-1。

表 10.4-1 个人公众意见调查统计结果

序号	项目	态度	人数	比例 (%)
1	您对本项目的环保工作总体是否满意	满意	5	50
		基本满意	5	50
		不满意	0	0
		不知道	0	0
2	本项目施工期是否有污染事故发生	是	0	0
		否	10	100
3	是否有施工扰民事件发生	是	0	0
		否	10	100
4	本项目施工期主要环境影响是	大气污染	0	0
		水污染	0	0
		噪声污染	4	40
		生态破坏	2	20
		没有影响	1	10
		不知道	3	30
5	本项目建设对您的影响主要体现在	有利影响	0	0
		不利影响	0	0
		无影响	10	100
6	本项目建设对周围环境影响程度	有正影响	0	0
		有负影响	2	20
		有负影响可承受	6	60
		无影响	2	20
7	您对本项目建设的态度是	赞成	5	50
		较赞成	5	50
		反对	0	0
		与我无关	0	0

调查结果表明，被调查对象对本项目环境保护工作表示满意和基本满意的态度；大部分调查对象认为项目建设对当地经济发展是有利的，部分调查对象认为项目主要的环境影响为施工期大气、噪声影响。施工期已结束，施工期废气、噪声对周边环境的影响也随之消失，运营期对周边的环境影响较小。

11 验收调查结论

11.1 工程概况

新场-什邡气田产能建设项目（一期）什邡 205HF 井组（什邡 205HF 井）钻采工程位于四川省德阳市广汉市南丰镇七玉村 9 组，本项目建设内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、采气工程。实施 1 采气井，什邡 205HF 井，井深 2356m，目的层蓬莱镇组，导管采用清水钻，一开、二开采用水基泥浆钻井液，井深 2356m。实际总投资 2356 万元，实际环保投资 219.51 万元，占项目总投资 9.3%。

根据本项目工程设计资料、环评报告和对工程竣工资料及现场情况的调查，本项目性质、规模、地点、生产工艺、环保措施等均未发生重大变化，因此不属于重大变动。

11.2 生态环境影响影响调查结论

通过现场调查及查阅资料，建设单位在工程中采取了相应的生态恢复和管理措施，有效地减缓了生态环境的破坏，项目建设没有引发明显的生态破坏和水土流失。施工结束后对项目临时设施进行了拆除，钻井井场、放喷池等临时占地暂未恢复，留后续使用后，再行恢复。项目落实了本工程环评及环评批复提出的各项生态保护措施。

11.3 污染影响调查结论

（1）地表水环境影响

本项目基本落实了环境影响报告中对水环境保护措施的相关要求，经过现场调查、群众走访等方式了解到，本工程施工期未发生生产废水、生活污水等污染物排放到沿线水体的现象，未发生水环境污染事故，未见相关环保投诉，表明施工期水环境保护措施有效，项目未对周边地表水造成影响。

（2）地下水环境影响

项目采取了相应的套管、水泥固井、分区防渗等防治措施，根据监测结果，项目区域地下水环境各项监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-

2017) 中Ⅲ类标准要求, 石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中Ⅲ类水域水质标准限值要求, 地下水环境质量良好, 地下水保护措施有效。

(3) 环境空气质量影响

项目施工期大气污染物主要为施工扬尘、测试放喷废气, 且其影响具有局部和间断短时性特点, 在施工过程中采取了有效的防治措施, 未造成明显的环境空气质量影响, 并随着施工结束, 其影响亦消除。运营期大气污染物达标排放, 无居民环保投诉。采取的大气污染防治措施有效。项目对区域环境空气质量影响较小。

(4) 声环境影响

项目施工期声环境影响较大, 通过采取合理安排施工时间, 设备基础降噪减振, 加强宣传讲解等方式降低施工噪声对周边声环境敏感点的影响。目前施工已结束, 噪声排放已结束, 周边声环境恢复正常。运营期噪声达标排放。项目较好的执行了环评中提出的噪声污染防治措施, 项目运行对区域声环境质量影响较小, 满足验收要求。

(5) 固废影响

根据调查, 根据什邡 205HF 井组钻井固废处置现场设置了压滤机、挖机、岩屑罐、搅拌罐、泥饼储存罐等。所有设备与地面接触的地方都采用了塑料布防渗, 并在罐周围设置了围堰。泥浆压滤去收集区全部使用彩钢棚搭起做到了下垫上盖。水基钻井岩屑拉运至猪儿洞砖厂、立兴页岩砖厂等掺烧制砖综合利用。施工期间生活垃圾由垃圾桶集中收集, 定期清运, 交当地环卫部门统一处理; 废包装材料由施工单位收集后交厂家回收。废油收集后回用于设备擦拭维护, 无废油排放。

项目建设产生的固体废物均妥善处置, 现场无遗留固体废弃物, 符合环评文件要求及预期效果, 项目有效控制了固体废物对周围环境的影响。

(6) 土壤环境影响

项目采取了相应的土壤污染防治措施, 根据监测结果表明, 井场占地范围内各项指标满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》

（GB36600-2018）要求，占地范围外耕地各项指标满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）要求，项目未对区域土壤环境造成影响。

11.4 风险事故应急预案及防范措施

通过调查，结合工程的特点进行分析，本工程采取的环境风险事故防范措施得当，降低了事故发生的可能性。施工单位制定了完善的应急处置方案，运营单位制定了突发环境事件应急预案，并备案，能够在事故状态下采取有效的控制措施。根据调查，项目未发生环境风险事故。

11.5 环境管理情况

施工单位制定了有效的应急处置方案，设有专职环境保护岗位和专职环保人员，环保措施实施、维护正常。与工程有关的各项环保档案资料均由中国石油化工股份有限公司西南油气分公司产能建设及勘探项目部档案室统一保存。在工程建设过程中认真执行了环境影响评价制度和环保“三同时”制度。从现场调查情况来看，本工程的环境保护工作取得了较好的效果，没有因环境管理失误对环境造成不良影响。

11.6 验收调查结论

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4号）第八条规定，建设项目环境保护设施验收不合格情形与本项目建设情况参照分析如下表：

表 11-1 建设项目各项环保设施建设情况与验收不合格情形对照分析表

序号	验收不合格情形分析	本项目建设情况	结论
1	未按环境影响报告书（表）及其审批部门审批决定要求建成环境保护设施，或者环境保护设施不能与主体工程同时投产或者使用的；	已按环境影响报告表及其批复建成相关环保设施，并已与主体工程同时投入使用	合格
2	污染物排放不符合国家和地方相关标准、环境影响报告书（表）及其审批部门审批决定或者重点污染物排放总量控制指标要求的；	项目无组织废气、噪声、地下水、土壤环境监测结果均满足相关标准要求；项目不涉及总量控制	合格

3	环境影响报告书（表）经批准后，该建设项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动，建设单位未重新报批环境影响报告书（表）或者环境影响报告书（表）未经批准的；	本项目不存在重大变动情况	合格
4	建设过程中造成重大环境污染未治理完成，或者造成重大生态破坏未恢复的；	本项目建设过程中未造成重大环境污染和生态破坏，井场临时占地已恢复	合格
5	纳入排污许可管理的建设项目，无证排污或者不按证排污的；	新建水套炉，登记编号： 915100007422747640143X	合格
6	分期建设、分期投入生产或者使用依法应当分期验收的建设项目，其分期建设、分期投入生产或者使用的环境保护设施防治环境污染和生态破坏的能力不能满足其相应主体工程需要的；	环评部署的7口井已实施1口井，剩余6口井待后续实施后另行验收	合格
7	建设单位因该建设项目违反国家和地方环境保护法律法规受到处罚，被责令改正，尚未改正完成的；	本项目未违反相关法律法规	合格
8	验收报告的基础资料数据明显不实，内容存在重大缺项、遗漏，或者验收结论不明确、不合理的；	本项目委托有监测资质单位进行监测，监测数据属实，不存在重大缺项和漏项，验收结论明确、合理	合格
9	其他环境保护法律法规规章等规定不得通过环境保护验收的。	本项目无其余环境保护法律法规规章等规定不得通过环境保护验收的情形存在	合格

通过调查分析，新场-什邡气田产能建设项目（一期）什邡 205HF 井组（什邡 205HF 井）钻采工程符合国家产业政策，严格执行了国家相关法律法规和环境标准。项目在实施过程中，严格执行了环境影响评价制度和环保“三同时”制度，各项污染治理措施按照环评要求进行了落实，未对周围环境产生明显影响，各项相关的生态保护和恢复措施按照环评要求进行了落实；风险防范及应急措施较完善，未发生环境风险事故，无环保投诉和污染纠纷建立健全了各项安全防护措施及管理制度，符合建设项目竣工环境保护验收条件。

11.7 建议

（1）不断加强环境风险防范与应急能力建设，加强开展环境风险事故应急

联合演练工作；

（2）根据生产实际不断提高风险管理水平和强化风险防范措施。