



普光气田大湾 4011-4H 井钻井及试采工程

环境影响报告书

(公示本)

建设单位:

中国石油石化股份有限公司
中原油田普光分公司

编制单位: 四川省众诚瀚蓝科技有限公司

二〇二五年十一月



目录

概 述.....	4
1. 总则.....	15
1.1. 编制依据	15
1.2. 评价目的和工作原则	20
1.3. 建设项目产业政策、污染防治政策和规划符合性分析.....	21
1.4. 选址合理性分析	64
1.5. 环境影响因子识别和筛选	66
1.6. 环境功能区划	69
1.7. 评价标准	69
1.8. 评价等级和评价范围	76
1.9. 环境保护目标	88
2. 工程分析.....	91
2.1. 已建工程和相关工程建设情况	91
2.2. 项目概况	103
2.3. 项目产排污分析	121
2.4. 污染源源强核算	133
2.5. 退役期污染源及污染物排放情况	154
2.6. 总量控制	154
3. 环境现状调查与评价.....	155
3.1. 自然环境现状	155
3.2. 环境质量现状评价	160
4. 环境影响预测与评价.....	171
4.1. 生态环境影响分析	171
4.2. 地表水环境影响分析	171
4.3. 地下水环境影响分析	188
4.4. 大气环境影响分析	218
4.5. 声环境影响分析	227
4.6. 固体废物影响分析	238

4.7. 土壤环境影响预测与评价	244
5. 环境风险预测与评价	253
5.1. 评价依据	253
5.2. 评价目的及重点	253
5.3. 风险调查	253
5.4. 环境风险潜势判定	256
5.5. 风险识别	260
5.6. 风险事故情形分析	270
5.7. 环境风险防范措施	275
5.8. 环境风险防范应急预案	289
5.9. 小结	301
6. 环境保护措施及其可行性论证	304
6.1. 施工期环境保护措施及可行性分析	304
6.2. 运营期环境保护措施及可行性分析	310
6.3. 退役期环境保护措施及可行性分析	316
6.4. 环保投资估算	317
7. 环境影响经济损益分析	321
7.1. 工程经济、社会效益分析	321
7.2. 环境损益分析	321
7.3. 结论	322
8. 清洁生产与总量控制	323
8.1. 清洁生产分析	323
8.2. 总量控制	324
9. 环境管理与环境监测	325
9.1. 环境管理	325
9.2. 污染物排放清单	326
9.3. 环境监测	331
9.4. 排污许可申请	332
9.5. 竣工环境保护验收	332

10. 结论与建议	336
10.1. 项目概况地理位置	336
10.2. 环境质量现状	336
10.3. 项目产业政策符合性和选址合理性分析	337
10.4. 环境影响评价结论	338
10.5. 环境风险分析	340
10.6. 清洁生产和总量控制	341
10.7. 环境经济损益分析	341
10.8. 环境管理与监测计划	341
10.9. 公众参与情况	341
10.10. 综合评价结论	342
10.11. 要求与建议	342

概 述

一、项目建设背景及必要性

1、建设背景

川东北地区天然气资源十分丰富,是中国石化海相碳酸盐岩领域油气勘探开发的重要基地。中国石化在川东北地区登记矿权区块有 7 个,其中勘查登记项目名称为“四川省四川盆地宣汉—达县地区石油天然气勘查”的矿权区块(即普光气田),主要勘探领域包括海相中、古生界(Z~T2),陆相中(T3),新生界(J~N),矿权面积 1116.089km²。普光气田矿权区块位于四川盆地川东北达州市宣汉县境内,矿区勘探工作始于 20 世纪 50 年代,自 2001 年始,针对海相富气层系开展三维详查取得突破,从而发现普光气田。2009 年普光气田建成并成功投产,经过十余年的稳定运行,普光气田累计为长江中下游 6 省 2 直辖市逾 80 个城市、数千家企业、近 2 亿人口供应天然气 573 亿立方米,向社会供应硫黄 1635 万吨。

2005 年 11 月,为发展中国石化上中下游一体化优势,加快川东北天然气开发和化工利用工作进程,满足川气东送的需求,国家发展和改革委员会以发改办能源〔2005〕2470 号文《国家发展改革委办公厅关于四川普光气田开发项目备案确认的函》同意四川普光气田项目立项,预计普光气田 2011 年达到 150 亿方/年总体生产能力。2007 年,中国石油化工股份有限公司中原油田分公司委托北京师范大学环境科学研究院编制完成《中国石化普光气田开发工程环境影响报告书》,委托北京飞燕石化环保科技发展有限公司编制完成了《普光天然气净化厂工程环境影响报告书》和《普光气田川气东送管道工程环境影响报告书》;原国家环保总局以环审〔2007〕76 号文予以批复,2017 年中国石油化工股份有限公司中原油田分公司委托原环境保护部环境工程评估中心完成《中国石化普光气田开发及川气东送管道工程——普光气田开发工程环境影响后评价报告书》并完成备案。

普光气田目前已开发层系为****组、****组,****仍处于勘探阶段,且勘探程度较低。****。本次为提高大湾 401 井区西块生物礁天然气地质储量动用程度,部署新井大湾 4011-4H 井,目的层为****。

为了落实有效储层分布，评价断褶缝体产能及合理井型和配套工艺，在满足开发要求的基础上，提高储层改造效果，最大程度动用气田储量，实现气藏安全、优质、高效开发。中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司拟实施普光气田大湾 4011-4H 井钻井及试采工程（本项目于 2025 年 8 月取得了可研批复（文号为：中原油分投资〔2025〕125 号）。具体建设内容为：

（1）气藏地质与气藏工程

落实有效储层分布，评价断褶缝体产能及合理井型和配套工艺。方案设计配产 15 万立方米/天，稳产期 3.3 年。

（2）钻前工程

井场依托大湾 4011 井场（不新增占地），井场内新建设井 1 座（大湾 4011-4H 井），配套建设井架、循环泵、泵房、机房等，主放喷池进行升级改造落实防渗措施，储备罐、污水池、清水池利旧，进场道路依托现有道路。

（3）钻井工程

设计井型为水平井，井深****米（垂深）/****米（斜深），水平段长****米，目的层为****，套管完井。采用常规“导管+三开”井身结构：导管采用Φ****毫米、下深****米；一开采用Φ****毫米钻头钻至井深 701 米，Φ****毫米套管下深****米；二开采用Φ****毫米钻头，下入Φ****毫米套管至嘉四五段一下 50 米中完即****米，嘉四五段盐膏层及其上下****米，采用Φ****毫米外加厚套管；三开采用Φ****毫米钻头钻至目的层****即井深****米完钻；下入Φ****毫米生产套管至****m；在 60° 井斜左右 50 米采用镍基合金套管，即****m。

（4）采气工程

采用桥塞分段、套管注入体积压裂工艺，改造后下入封闭桥塞封堵井筒，井筒封闭后采用带压作业机下入完成井管柱。首段采用****油管输送射孔，后续改造段采用****联作工艺，配套****MPa EE 级电缆防喷装置、防硫射孔器及防酸可溶桥塞。采用****分段改造工艺；结合储层物性、非均质性、受边底水影响程度等，设计分****段差异化改造。

（5）地面工程

本试采井（大湾 4011-4H 井）采出天然气依托大湾 4011 井场内已建地面流程，井口天然气经采气树节流阀节流后，与大湾 4011-2 井产气汇合后经分离器

进行气液分离、计量后输送。本项目仅对场内管线进行建设，新建输气管线 1 条（50m，Φ60.3×4.5）、采气管线 1 条（90m，镍基合金管Φ114.3×8.56）。

（6）地面集输工程

场外管道依托现有已建集输管道进行输送；本项目采用酸气集输方案，集输工艺为全湿气加热保温混输工艺。

本项目总投资 9932.44 万元，其中环保投资 474 万元，占总投资的 4.77%。

根据类比的开采目的层均为****的天然气检测报告（见附件 8），本工程天然气属于含硫气田，建设单位考虑在该区域新部署 1 口试采井，试采结束后若产气性较好，则转为生产井，纳入区块环评并另行开展环境影响评价；若产气性不好，试采结束后则拆除相关设备，将井站井口用水泥封固，井口之外区域恢复土地原有性质。

本项目井站利用大湾 4011 井场进行建设（不新增占地），试采出的天然气依托大湾 4011 井场内已建地面流程，井口天然气经采气树节流阀节流后，与大湾 4011-2 井产气汇合后经分离器进行气液分离、计量后输送。本项目不涉及新建输气管线。本项目为天然气的钻井及试采工程，本次环评要求若后期勘探井转为生产井则纳入区块环评并另行开展环境影响评价。

2、环境影响评价依据

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）第五条规定：“未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。”本项目属于天然气钻井及试采工程，大湾 4011-4H 井隶属于普光气田大湾区块，是在大湾 401 井区西块生物礁部署实施的一口水平井，实施的主要目的是进一步落实有效储层分布、评价断褶缝体产能及合理井型和配套工艺，不涉及勘探井转为生产井，不属于新区块开发和滚动开发项目。综上所述，本项目以单井形式开展环评，本项目的建设符合《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）。

本项目位于达州市宣汉县****，根据水利部办公厅关于印发《全国水土保持

规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》(办水保〔2013〕188号)的通知,本项目属于四川省国家级水土流失重点治理区名单中所列区县,详见下表。

表1-1 四川省国家级水土流失重点治理区名单

重点治理区	
嘉陵江及沱江中下游国家级水土流失重点治理区 GII2	巴中市:巴州区、恩阳区、平昌县;成都市:金堂县、简阳市;达州市:达川区、大竹县、开江县、渠县、通川区、宣汉县;德阳市:中江县;广元市:苍溪县、剑阁县;乐山市:犍为县、井研县;眉山市:仁寿县;绵阳市:三台县、盐亭县、梓潼县;内江市:威远县、资中县;南充市:阆中市、仪陇县、营山县;遂宁市:大英县;宜宾市:宜宾县;资阳市:安岳县、乐至县、雁江区;自贡市:荣县(31)

根据达州市水利局《关于水土保持“两区”划分的公告》“以下称《公告》”,本项目涉及《公告》中“附件1达州市水土流失重点防治区划分表”中所列生态分区中“II区-重点治理区”,具体详见下表。

表1-2 达州市水土流失重点防治区划分表

生态分区	治理分区	乡镇
II	重点预防区	宣汉县:龙泉乡、渡口乡、三墩乡、白马乡、大成镇、东乡镇、柳池乡、清溪镇、普光镇、桃花乡、双河镇、七里乡、柏树镇、天生镇、石铁乡、新华镇、厂溪乡、风鸣乡、红峰乡(19)
	重点治理区	宣汉县:三墩乡、土黄镇、樊哙镇、漆碑乡、华景镇、白马乡、庆云乡、马渡乡、隘口乡、清溪镇、老君乡、普光镇、峰城镇、凤林乡、五宝镇、天台乡、三河乡、君塘镇、明月乡、东乡镇、红岭乡、毛坝镇、柳池乡、东林乡、庙安乡、天宝乡、柏树镇、黄金镇、毛坝镇、胡家镇、花池乡、土主乡、南坪乡、观山乡(34)

由上表可知,本项目涉及水土流失重点治理区。

综上,根据《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《建设项目环境保护管理条例》中相关要求,普光气田大湾 4011-4H 井钻井及试采工程须进行环境影响评价。根据《建设项目环境影响评价分类管理目录(2021年版)》,本项目属于“五、石油和天然气开采业”中“07.陆地天然气开采 0721”,由于本项目占地范围涉及水土流失重点治理区环境敏感区,故本项目应编制环境影响报告书。

为此,中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司委托四川省众诚瀚蓝科技有限公司(以下简称“我公司”)承担此项工作。我公司在接受委托后,派有关技术人员对该项目进行了现场踏勘和资料收集,按照相关技术规范、导则要求,编制完成了本项目环境影响报告书。

二、项目特点

本项目为天然气钻井及试采工程，具有以下特点：

(1) 本项目天然气为高含硫气藏，属于常规天然气钻井及试采，试采层位为****。

(2) 本项目利用大湾 4011 井现有平台进行（不新增占地），较大程度上减缓了土地占用、植被和土壤破坏、水土流失影响。

(3) 本项目试采期依托大湾 4011 内已建地面流程，井口天然气经采气树节流阀节流后，与大湾 4011-2 井产气汇合后经分离器进行气液分离、计量后输送；不涉及新建场外地面集输工程。

(4) 本项目为钻井工程及试采工程，兼具生态影响和污染影响的特点：生态环境影响主要体现在施工期土地占用、土壤破坏及水土流失等方面；施工期污染影响主要为设备噪声、施工扬尘、施工机械和车辆尾气、备用柴油机/发电机废气、放喷废气、钻前施工废水、钻井废水、压裂返排液及洗井废水、初期雨水、生活垃圾、土石方、废水基泥浆及岩屑、废油、废油桶、废含油抹布及手套等。运营期污染影响主要为采出水、设备噪声、放空废气、水套加热炉废气、除砂废渣、检修废渣、分液罐沉渣、废油、废油桶、废含油抹布及手套等。

施工期和运营期污染物的处置方式如下表所示。

表 1-3 施工期和运营期各污染物处置措施一览表

时段	产污	处置方式
施工期	废水	钻前施工人员生活污水利用农户已有的设施进行收集处置；钻井及完井施工人员生活污水收集后，定期由吸污车转运至宣汉县毛坝镇生活污水处理厂处理。钻前施工废水、试压废水经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排。钻井废水及初期雨水固液分离后，回收上清液用于泥浆配制；剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注。压裂返排液及洗井废水暂存于主放喷池，主放喷池预先储备部分碱性水用于中和返排酸液，然后由罐车运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注。
	废气	施工扬尘采用设置围挡、洒水降尘等防治措施；加强设备车辆维护管理，选用清洁燃料可有效减少车辆尾气；备用柴油发电机尾气自带消烟除尘装置处理后经自带排气筒排放；放喷废气点火燃烧处理排放。产生量较小，利用大气自然稀释，对周围环境影响较小。
	固废	生活垃圾送环卫部门处理，弃土严格落实水保要求，运至合规弃土场处置，废水基泥浆及岩屑交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（四川光隆环保科技有限公司）；废包装材料送当地废品回收站处理。
	噪声	用低噪声设备、加强维护保养，置于钻井井场内，基础安装减振垫层，柴油发

时段	产污	处置方式
		电机设置于室内。钻井及压裂作业期间，合理安排施工时间。
运营期	废水	采出水、检修废水：由站内分液罐收集，定期通过密闭罐车拉运至赵家坝污水 处理站处理达《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求后 管输至回注站回注。
	废气	水套加热炉废气采用低氮燃烧装置处理后通过自带 8m 高排气筒排放； 事故放空和站内检修废气：通过井场放空系统点火排放。
	固废	除砂废渣、检修废渣和分液罐沉渣：交由有处理能力且环保手续齐备的单位进 行资源化利用（四川光隆环保科技有限公司）；废油、废机油桶、废含油抹布 及手套暂存于危废暂存间，定期交由有危废处置资质的单位处置。
	噪声	试采站噪声主要来源于站内设备运行及事故、检修状况放空噪声，通过选用低 噪声设备，安装减振基础等措施后，能有效减少对周围环境的影响。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。

三、环境影响评价工作过程概述

我公司在接受建设单位环评委托后，随即组织技术人员奔赴现场进行踏勘，在现场调查和资料收集的基础上，开展了深入细致的报告编制工作。本次环评工作主要分为以下几个阶段：

第一阶段：根据建设单位提供的项目技术方案等有关资料，首先确定项目是否符合国家和地方有关法规、政策及相关规划；然后根据建设单位提供的关于本项目的资料，进行初步的工程分析，识别环境影响因素、筛选评价因子，明确评价重点、环境保护目标，确定评价工作等级、评价范围和标准。

第二阶段：委托有资质的环境监测单位对项目区域环境现状本底质量进行了调查和监测，以便了解选址所在地环境现状质量状况；在此基础上，进行详细的工程分析，确定各污染因素污染源强，然后进行各环境要素影响预测与评价。

第三阶段：对项目拟采取环保措施进行技术经济论证，给出项目环境可行结论。环评单位依据环境影响评价技术导则的有关技术要求，在认真分析预测和公众参与意见的基础上，编制完成了环境影响报告书，并上报达州市生态环境局组织审查。

项目环评报告书编制过程中，我公司主要从事现场勘查，资料收集，现状监测方案、环评公示内容的起草、报告书编制工作，中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司负责提供相关工程技术资料。

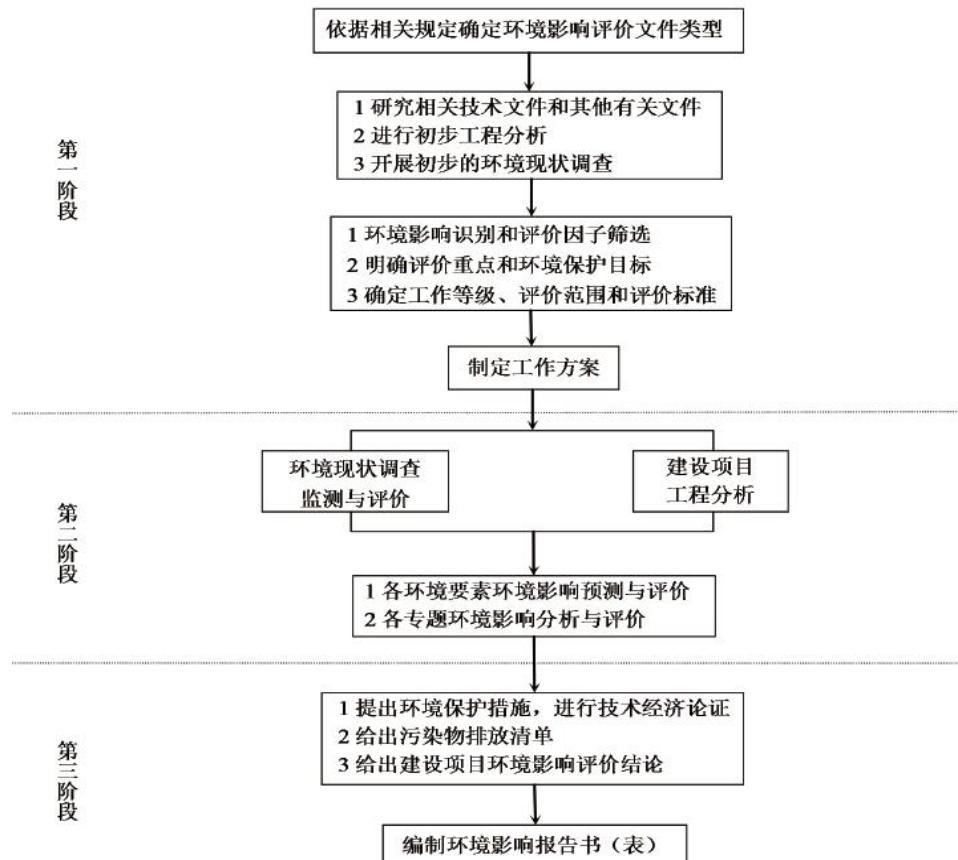


图 1-1 本次评价工作路线图

四、分析判定相关情况

(1) 编制依据

本项目属于天然气钻井及试采工程，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版）有关规定，该项目需编制环境影响报告书，判定依据见下表：

表1-4 建设项目环境影响分类管理名录

环评类别	项目类别	报告书	报告表	登记表
五、石油和天然气开采业 07				
8	陆地天然气开采 0721	新区块开发；年生产能力 1 亿立方米及以上的煤层气开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）	其他	/

注：本项目占地范围涉及水土流失重点治理区。

(2) 产业政策符合性

本项目为天然气钻井及试采工程，属于《国民经济行业分类》（GB/T 4754-2017）中“**B0721 陆地天然气开采**”，对照《产业结构调整指导目录（2024

年本)》，本项目属于其中第一类“鼓励类”中第七条“石油类、天然气”中第一款“石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”类项目。因此，本项目符合国家现行产业政策。

（3）选址符合性

本项目井场及试采站位于达州市宣汉县毛坝镇，属于农村地区。本项目井场及试采站利用大湾 4011 井场现有平台进行建设（不新增占地），采出气依托大湾 4011 内已建地面流程。根据《四川省人民政府关于普光气田分水岭区块等 8 个产能建设项目建设用地的批复》：大湾 4011 井区（宣汉县*****）用地范围均为建设用地，本项目井场及试采站利用大湾 4011 井场现有平台进行（不新增占地），不涉及永久基本农田、天然林、公益林。

由于本项目所在区域为宣汉县水土保持重点治理区，环评要求：建设单位在施工期和运营期严格落实水土保持措施，防止造成水土流失。

（4）规划符合性

项目建设符合《四川省主体功能区划》、《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）》、《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》及其审查意见、《四川省“十四五”生态环境保护规划》（川府发〔2022〕2 号）、《四川省“十四五”能源发展规划》、《达州市国土空间总体规划（2021-2035）》等相关规划的要求；项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《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》等相关政策的要求。

（5）“生态环境分区”符合性

对照《达州市人民政府办公室关于加强生态环境分区管控的通知》（达市府发办函〔2024〕31 号）中相关要求，项目不在生态保护红线内、未超出环境质量底线及资源利用上线、未列入环境准入负面清单内，本项目的建设与“达市府发办函〔2024〕31 号”中相关要求相符。

对照《四川省生态环境厅办公室关于印发<产业园区规划环评“生态环境分区”符合性分析技术要点（试行）>和<项目环评“生态环境分区”符合性分析技术要点（试行）>的通知》（川环办函〔2021〕469 号），在本项目严格执行环评提出的各项污染治理措施的前提下，可实现污染物达标排放，同时项目不涉

及生态红线，未超出资源利用上线和环境质量底线，符合区域生态环境准入清单管控要求，故本项目建设符合“生态环境分区”管控要求。

（6）与长江保护法律法规文件的符合性

本项目为天然气钻井及试采工程，位于长江流域范围内，项目符合《中华人民共和国长江保护法》、《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）》、《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》等文件要求。

综上所述，项目符合国家产业政策、法律法规和相关规划及规划环评中相关要求。

五、关注的主要环境问题及环境影响

根据分析，该项目主要关注的环境问题如下所示：

（1）选址合理性

本项目主要为井场用地，仅涉及仅对场内管线进行建设，外部集输管线依托现有，不涉及新增。本项目利用大湾 4011 井场现有平台进行建设（不新增占地），较大程度上减缓了土地占用、植被和土壤破坏、水土流失影响，井场依靠现有公路，以方便物资及设备运输；同时合理利用了地形条件，降低了工程施工难度。

此外，本项目不在四川省达州市划定的生态保护红线区域内，与达州市“生态环境分区”不冲突；本项目不涉及自然保护区、森林公园、风景名胜区等生态敏感区范围内，不涉及集中式饮用水源保护区、天然林、公益林，项目用地为建设用地。

因此，从环境保护的角度考虑，本项目选址是合理的。

（2）总图布置合理性

站场平面布置根据功能需要，值班室、控制室、机柜间、配电室、微型消防站、工具间等，供日常生产运行调度使用，工艺装置设有水套加热炉、计量分离器等设备，仪控、电气、消防、给排水、结构、建筑等专业和相关设施。

（3）生态影响

项目站场涉及环境敏感区主要为水土流失重点治理区。建设过程中将占用一部分土地资源，对地表植被和水土流失产生一定影响，但均位于大湾 4011 井场现有平台进行建设（不新增占地）。工程对生态环境的影响集中在施工期，随着

项目水保及生态防护措施的落实，区域生态环境将逐步恢复。因此，本工程对生态环境的影响在可接受范围内。

（4）水、气、声、固废影响

①废气：施工期主要是开挖扬尘、机械设备运行产生的废气（主要污染物 NO_x、CO）；测试放喷废气、备用柴油机/发电机废气等；运营期主要为水套加热炉废气、非正常工况下的检修废气和事故放空废气。环评中注重施工期废气的环境影响分析和运营期废气的达标排放及影响分析。

②废水：施工期主要是施工人员生活污水，钻前施工废水及试压废水、初期雨水、钻井废水、压裂返排液及洗井废水；运营期主要为分离器产生的采出水与检修废水。环评中注重施工期废水处理的可行性和可靠性论证，运营期采出水依托处置可行性分析。

③噪声：施工期为各类机械设备产生的噪声；运营期主要为试采站节流阀等因节流或流速改变造成部件的机械振动而产生的一定噪声。环评中注重施工期和运营期噪声控制措施的可行性论证。

④固体废物：施工期主要是废弃土石方、生活垃圾、施工废料、废水基泥浆和岩屑、废油、废机油桶、废含油抹布及手套等；运营期主要是除砂废渣、检修废渣、分液罐沉渣、废油、废机油桶、废含油抹布及手套等。环评中注重施工期固体废物处置的可行性进行论证。

⑤环境风险：主要为天然气泄漏、火灾、爆炸、引发的伴生/次生污染物排放；油罐、分液罐破损泄漏风险。

六、环境影响评价主要结论

本项目符合国家产业政策，与当地规划相容，符合石油天然气发展规划；所在区域环境空气质量现状较好；建设期间对生态环境、地表水、地下水、大气、土壤、声环境影响小，不改变区域的环境功能；该项目达到清洁生产国内先进水平，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；该工程采取的环境风险措施可靠，在落实风险防范措施后，环境风险达到可接受水平；所采取的废水、废气、固体废物和噪声防治措施以及水土保持措施可行有效，在建设过程中认真落实报告提出的各项污染防治措施后，对周围环境不会造成污染影响。从环境角度而言，无明显制约项目建设的环境因素，本项目

选址是可行的。

综上，项目建设无明显制约的环境因素，在建设过程中认真落实报告提出的各项污染防治、生态保护措施和应急措施后，从环境保护角度而言，本项目建设是可行的。

1. 总则

1.1. 编制依据

1.1.1. 法律、法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》(2014 年修订, 2015 年 1 月 1 日起施行);
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》(2018 年修订, 2018 年 12 月 29 日起施行);
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》(2018 年修订, 2018 年 10 月 26 日起施行);
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》(2017 年修订, 2018 年 1 月 1 日起施行);
- (5) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020 年修订, 2020 年 9 月 1 日施行);
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》(2021 年修订, 2022 年 6 月 5 日施行);
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》(2018 年修订, 2019 年 1 月 1 日施行);
- (8) 《中华人民共和国长江保护法》(2021 年 3 月 1 日起施行);
- (9) 《中华人民共和国环境保护税法》(2018 年 1 月 1 日);
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012 年 7 月 1 日);
- (11) 《中华人民共和国循环经济促进法》(2018 年修正, 2018 年 10 月 26 日起施行);
- (12) 《中华人民共和国安全生产法》(2021 年修订, 2021 年 9 月 1 日起施行);
- (13) 《建设项目环境保护管理条例》(2017 年修订);
- (14) 《中华人民共和国节约能源法》(2018 年 10 月 26 日修订);
- (15) 《中华人民共和国水土保持法》(2011 年 3 月 1 日);
- (16) 《中华人民共和国野生动物保护法》(2023 年 5 月 1 日);
- (17) 《中华人民共和国森林法》(2019 年 12 月 29 日);

- (18) 《基本农田保护条例》(2011年1月8日)；
- (19) 《中华人民共和国野生植物保护条例》(2017年10月7日)；
- (20) 《环境影响评价公众参与办法》(2019年1月1日起施行)；
- (21) 《危险化学品安全管理条例》(国务院第591号令)；
- (22) 《四川省环境保护条例》(2018年1月1日)；
- (23) 《四川省固体废物污染环境防治条例》(2022修订版)。

1.1.2. 相关政策

- (1) 《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》(国发〔2016〕31号)；
- (2) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发〔2015〕17号)；
- (3) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》(国发〔2013〕37号)；
- (4) 《水污染防治行动计划四川省工作方案》(川府发〔2015〕59号)；
- (5) 《土壤污染防治行动计划四川省工作方案》(川府发〔2016〕63号)；
- (6) 《国务院办公厅关于印发控制污染物排放许可制实施方案的通知》(国办发〔2016〕81号)；
- (7) 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)；
- (8) 《空气质量持续改善行动计划》(国发〔2023〕24号)；
- (9) 《天然气利用管理办法》(2024年第21号令)；
- (10) 《排污许可管理办法(试行)》(2019修订)；
- (11) 《关于落实<水污染防治行动计划>实施区域差别化环境准入的指导意见》(环环评〔2016〕190号)；
- (12) 《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)；
- (13) 《四川省〈中华人民共和国野生动物保护法〉实施办法》(2023.9.28)；
- (14) 《四川省<中华人民共和国水土保持法>实施办法》(2012.12.1)；
- (15) 《四川省固体废物污染环境防治条例》(2018.7.26修订)；
- (16) 《关于印发四川省生态保护红线方案的通知》(川府发〔2018〕24号)；

- (17) 《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)；
- (18) 《四川省自然资源厅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)；
- (19) 《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)；
- (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) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》原环保部公告2012年第18号, 2012.03.07实施；
- (22) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告2021年第74号)；
- (23) 《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)；
- (24) 《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单指南实施细则(试行, 2022年版)》；
- (25) 《达州市人民政府关于落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线制定生态环境准入清单实施生态环境分区管控的通知》(达市府发〔2021〕17号)；
- (26) 《达州市人民政府办公室关于加强生态环境分区管控的通知》(达市府办函〔2024〕31号)；
- (27) 《四川省自然保护区管理条例(2018修正)》，(2018.9.30起施行)；
- (28) 《四川省重点保护野生动物名录》(川府发〔2024〕14号, 2024.8.21)；
- (29) 《国家重点保护野生动物名录》(2021年公布)；
- (30) 《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 2021年第15号)；
- (31) 《四川省永久基本农田保护实施细则》(1996.2.29)；
- (32) 《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》(2016)；

- (33) 《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》(2013)；
- (34) 《达州市国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》(2021.2.8)；
- (35) 《四川省人民政府办公厅关于城镇集中式饮用水水源地保护区划定方案的通知》(川办函〔2010〕26号)；
- (36) 《四川省人民政府关于印发四川省主体功能区规划的通知》(川府发〔2013〕16号)；
- (37) 关于修改《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》的决定(四川省第十四届人民代表大会常务委员会第十六次会议通过)；
- (38) 四川省生态环境厅 四川省林业和草原局关于转发《关于加强和规范生态保护红线管理的通知(试行)》的通知(川自然资发〔2023〕1号)；
- (39) 《四川省国家重点生态功能区产业准入负面清单(第一批)(试行)》(川发改规划〔2017〕407号)；
- (40) 《四川省生态环境厅 关于优化调整建设项目环境影响评价文件审批权限的公告》(2023年第7号)；
- (41) 《四川省生态保护红线方案》(川府发〔2018〕24号)；
- (42) 《四川省固体废物污染环境防治条例》(2022修订版)；
- (43) 《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)；
- (44) 《产业结构调整指导目录(2024年本)》；
- (45) 《“十四五”循环经济发展规划》(发改环资〔2021〕969号)；
- (46) 《四川省“十四五”生态环境保护规划》；
- (47) 《生态环境分区管控管理暂行规定》的通知(环环评〔2024〕41号)；
- (48) 《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(2023年版)的通知》(川环函〔2024〕409号)；
- (49) 《四川省生态环境厅审批环境影响评价文件的建设项目目录(2025年本)》。

1.1.3. 技术规范及导则

- (1) 《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)；

- (2) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；
- (3) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；
- (4) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；
- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)；
- (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) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；
- (9) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；
- (10) 《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)；
- (11) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)；
- (12) 《国家危险废物名录(2025 年版)》；
- (13) 《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)；
- (14) 《突发环境事件应急监测技术规范》(HJ589-2021)；
- (15) 《生态环境健康风险评估技术指南 总纲》(HJ1111-2020)；
- (16) 《生产建设项目水土保持技术标准》(GB50433-2018)；
- (17) 《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)。

1.1.4. 石油天然气行业技术规范

- (1) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)；
- (2) 《石油天然气安全规程》(AQ2012-2007)；
- (3) 《石油天然气钻井井控技术要求》(GB/T31033-2025)；
- (4) 《气井试气、采气及动态监测工艺规程》(SY/T6125-2024)；
- (5) 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)；
- (6) 《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016)；
- (7) 《天然气管道运行规范》(SY/T5922-2024)；
- (8) 《建筑设计防火规范》(GB50016-2014)；
- (9) 《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》(GB/T 43936-2024)。

1.1.5. 与项目有关的其他资料

- (1) 环境影响评价委托书；

- (2) 《普光气田大湾 4011-4H 井钻井及试采工程可行性研究报告》，中国石油化工股份有限公司中原油田分公司，2025.9；
- (3) 中国石油化工股份有限公司中原油田分公司《关于普光气田大湾 4011-4H 井钻井及试采工程可行性研究报告的批复》（中原油分投资〔2025〕125 号）；
- (4) 项目直接影响区、县及相关乡镇规划、土地利用规划、植被分布现状、水系分布情况等相关文件、资料；
- (5) 建设单位提供的项目其他有关资料。

1.2. 评价目的和工作原则

1.2.1. 评价目的

- (1) 通过对项目所在区域环境现状的调查和监测，掌握该地区环境质量现状。
- (2) 通过对拟建工程情况和对有关技术资料的分析，掌握项目的工程特征和生活环境污染特征，分析项目施工建设和建成后污染治理的排污水平，选择适当的模式预测项目建成投产后排放的污染物可能对环境造成影响的程度和范围，并提出相应的防治措施。
- (3) 从环保角度论证项目建设的可行性，为工程环保措施的设计与实施，以及投产运行后的环境管理等提供科学依据。

1.2.2. 评价原则

坚持“污染预防”、“达标排放”的原则，制定切实可行的污染防治措施，确保本项目建成后的“三废”达标排放，使本项目的建设满足当地城市发展总体规划、环境保护规划和环境功能区划的要求。

依据《环境影响评价技术导则》的要求，合理确定评价范围和评价因子，选择合适的预测模型预测项目排放的各类污染物对环境的影响程度和范围，结论力求做到科学、客观、公正、明确。

1.2.3. 评价重点

根据本项目特点和工程所在地的环境概况，在工程分析的基础上，重点评价钻前工程的生态影响，钻井工程及天然气试采对周边大气、地表水、地下水、声环境、土壤、噪声及固体废物的环境影响。

重点评价工程对水土流失重点治理区（《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版）中所列的环境敏感区）的影响。

1.3. 建设项目产业政策、污染防治政策和规划符合性分析

1.3.1. 产业政策符合性分析

1.3.1.1. 与《产业结构调整指导目录（2024 年本）》符合性分析

本项目为天然气钻井及试采工程，属于《国民经济行业分类》（GB/T 4754-2017）中“**B0721 陆地天然气开采**”，对照《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于其中第一类“**鼓励类**”中第七条“**石油类、天然气**”中第一款“**石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发**”。符合国家现行产业政策。

2025 年 8 月 5 日，中国石油化工股份有限公司中原油田分公司出具了关于本工程可行性研究报告的批复（中原油分投资〔2025〕125 号）；项目建设符合国家和地方现行产业政策要求。

1.3.2. 与区域规划符合性分析

1.3.2.1. 与达州市《达州市国土空间总体规划（2021-2035）》的符合性分析

根据《达州市国土空间总体规划（2021-2035）》中的要求：强化底线约束，严格管控“三线”。优化市域空间总体格局，形成“北特中都南粮，一屏两廊三带、一核两翼六轴”的市域总体格局。

本项目井场及试采站位于达州市宣汉县毛坝镇，属于农村地区。本项目井场及试采站利用大湾 4011 井场现有平台进行建设（不新增占地），采出气依托大湾 4011 内已建地面流程。根据《四川省人民政府关于普光气田分水岭区块等 8 个产能建设项目建设用地的批复》：大湾 4011 井区（宣汉县*****）用地范围均为建设用地，本项目井场及试采站利用大湾 4011 井场现有平台进行（不新增占地），不涉及永久基本农田、天然林、公益林。

本项目位于达州市中部区域的宣汉县，属于《达州市国土空间总体规划（2021-2035）》中的北部生态农业产业区内，根据现场调查，本项目站场位于达州市宣汉县毛坝镇，距离最近的毛坝镇直线距离约为 3.9km，远离场镇；本项目为天然气钻井及试采工程，属重大能源建设项目，其建设可进一步完善该地区

天然气资源的综合利用；同时本项目不涉及新增占地，依托大湾 4011 井现有平台进行建设。本次环评要求建设单位在工程试采结束后将对占地区域进行复垦；本项目试采期结束后若要转为开采井，需要另行办理相关手续。

因此，项目建设符合《达州市国土空间总体规划（2021-2035）》，符合区域国土空间规划。

1.3.2.2. 与达州市“三区三线”的符合性分析

根据达州市“三区三线”的管控要求，项目与达州市“三区三线”的符合性分析如下：

表1.3-1 本项目达州市“三区三线”符合性分析

序号	具体要求	本项目	符合性
1	城镇空间：以城镇居民生产、生活为主体功能的国土空间，包括城镇建设空间、工矿建设空间以及部分乡级政府驻地的开发建设空间。	本项目为天然气钻井及试采工程，位于农村区域，不属于城镇空间范围内。	符合
2	农业空间：以农业生产和农村居民生活为主体功能，承担农产品生产和农村生活功能的国土空间，主要包括永久基本农田、一般农田等农业生产用地以及村庄等农村生活用地。	本项目建设不涉及新增占地，依托大湾 4011 井现有平台进行建设。本次环评要求建设单位在工程试采结束后将对占地区域进行复垦。	符合
3	生态空间：具有自然属性的，以提供生态服务或生态产品为主体功能的国土空间，包括森林、草原、湿地、河流、湖泊、滩涂、荒地、荒漠等。	本项目建设不涉及新增占地，不涉及保护林地，根据《四川省人民政府关于普光气田分水岭区块等 8 个产能建设项目建设用地的批复》：大湾 4011 井区（宣汉县*****）用地范围均为建设用地。	符合
4	生态保护红线：是在生态空间范围内具有特殊重要的生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线。	本项目不涉及生态保护红线。	符合
5	永久基本农田保护红线：是按照一定时期人口和社会经济发展对农产品的需求，依法确定的不得占用、不得开发、需要永久性保护的耕地空间边界。	本项目建设不涉及新增占地，不涉及基本农田，根据《四川省人民政府关于普光气田分水岭区块等 8 个产能建设项目建设用地的批复》：大湾 4011 井区（宣汉县*****）用地范围均为建设用地。	符合
6	城镇开发边界：在一定时期内，可以进行城镇开发和集中建设的地域空间边界，包括城镇现状建成区、优化发展区，以及因城镇建设发展必须实行规划控制的区域。	本项目不涉及城镇开发区。	符合

综上所述，项目建设符合区域“三区三线”的要求。

1.3.3. 与能源发展规划符合性分析

1.3.3.1. 与《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号）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）：油气勘探开发。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—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。

本项目位于四川盆地，为天然气钻井及试采工程，属于天然气试采项目。因此，项目建设符合《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号）要求。

1.3.3.2. 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1.3-2 本项目与《四川省“十四五”能源发展规划》的符合性分析

序号	文件内容	本项目情况	符合性
1	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开发工程。	符合
2	第二章第三节发展目标 能源保障能力稳步增强。2025年，能源综合生产能力约2.57亿吨标准煤。天然气产量稳步提升。	本项目的实施有利于提高区域天然气产量。	符合

综上所述，项目建设符合《四川省“十四五”能源发展规划》要求。

1.3.3.3. 与《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》符合性分析

《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》指出：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。

本项目为天然气钻井及试采工程，属于天然气试采项目，项目实施有助于区域天然气增产。因此，项目建设符合《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》要求。

1.3.3.4. 与《达州市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》的符合性分析

《达州市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中，强调要打造中国“气大庆”，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 亿立方米推进中国“气大庆”建设。对接国有油气企业混合所有制改革，探索央（企）地资源开发利益共享共赢发展模式。加大勘探开发力度，重点实施中石油川东北高含硫天然气开发项目（二期）、达州致密气勘探开发项目等天然气开发项目，统筹加强中石化普光气田新井和中石油其他区块产能建设，服务国家能源战略、保障天然气供应安全。全面规范提升天然气供应水平，完善天然气管网公平接入机制，推进市域输气管网与国家干网的互联互通，不断扩大天然气“直供”范围。努力提升天然气综合利用水平，因地制宜发展天然气分布式能源，支持建设四川省天然气调峰发电基地，建设川投气电清洁能源发电项目。有序发展天然气（LNG）车船，加快清洁汽车、船舶推广及加气（注）站建设步伐，提高 LNG 在长途公共交通、货运物流、内河船舶燃料中的比重，大力提升城市公共交通清洁能源（含新能源）使用率。

本项目为中石化普光气田新井天然气试采项目，能够促进区域勘探开发力度，服务国家能源战略、保障天然气供应安全。因此，项目建设符合《达州市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》要求。

1.3.3.5. 与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）》的符合性分析

《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）》是在自然资源部工作要求和省委、省政府工作部署下，依据《矿产资源规划编制实施办法》《全国矿产资源规划（2021-2025 年）》《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》等，结合四川省实际，由省厅会同省发展改革委、经济和信息化厅、财政厅、生态环境厅、商务厅制定，本项目与之符合性分析见下表。

表1.3-3 本项目与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025年）》的符合性分析

序号	文件内容	本项目	符合性
1	第二章、第三节：一、2025 年目标：…重要矿产实现找矿新突破。加大财政投资矿产勘查力度，提高重要矿产资源综合勘查水平和保障程度，新发现战略性矿产资源大中型矿产地 10 至 15 处。国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地、攀西战略资源创新开发试验区建设得到有力支撑。	本项目为天然气钻井及试采工程，属于天然气试采项目。	符合
2	第三章、第一节：…川东北能源建材勘查开发区。包括南充、达州、广安、巴中、广元 5 市，大力发展清洁能源化工、特色矿产品精深加工，推动川东北经济区振兴发展。重点加强达州、广元、广安、巴中地区天然气、页岩油、致密气勘探开发。	本项目试采站位于达州市宣汉县毛坝镇，属于天然气试采。	符合
3	第四章第二节优化勘查开发区域布局川东北能源建材矿产资源发展区。包括南充、达州、广安、巴中、广元 5 市。加强天然气基地和石墨基地建设，促进天然气产业和石墨烯产业发展。	本项目试采站位于达州市宣汉县毛坝镇，属于天然气试采项目，项目的建设有利于区域天然气的开发利用，能促进天然气产业的发展。	符合
4	重点开采矿种：重点开采天然气、页岩气、煤层气、炼焦用煤、无烟煤、地热、钒钛磁铁矿、锰、铜、岩金、银、稀土、锂、磷、优质玄武岩等矿产，在符合准入条件的前提下，优先出让采矿权，适度扩大开发规模，提高资源供应能力。	本项目为天然气钻井及试采工程，属于重点开采矿种。	符合
5	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。	本项目为天然气钻井及试采工程，运营期将对天然气进行试采，有利于提高全省天然气产量。	符合

综上，项目建设符合《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）》要求。

1.3.3.6. 与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》及其审查意见符合性分析

生态环境部于 2022 年 7 月印发《关于〈四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书〉的审查意见》（环审〔2022〕105 号），本项目与《四川省矿产资源总体规划（2021-2025 年）环境影响报告书》及其审查意见符合性分析如下：

表 1.3-4 与规划环评及审查意见符合性分析

序号	具体要求	本项目	符合性
《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	<p>严格保护生态空间，优化《规划》布局。将生态保护红线作为保障和维护区域生态安全的底线，进一步优化矿业权设置和空间布局，依法依规将生态空间实施严格保护。针对与生态保护红线存在空间重叠的勘查规划区块 KQ51000000040、开采规划区块 CQ5100000004、CQ51000000025 等，进一步优化布局，确保满足生态保护空间红线管控要求。针对与自然保护区、饮用水水源保护区、森林公园、湿地公园、风景名胜区等存在空间局部重叠的 KQ5100000005 等 5 个勘查规划区块、C0100000004 等 3 个开采规划区块、KZ5100000002 等 9 个规划重点勘查区、C51000000001 等 4 个重点开采区、GK5100000001 等 7 个国家规划矿区、NY5100000001 等 8 个能源资源基地、ZB5100000002 等 3 个战略性矿产储备区，进一步优化布局，确保满足相关生态环境敏感区管控要求。落实《报告书》提出的位于一般生态空间的 22 个已设采矿权保留区块、34 个勘查规划区块的管控要求，进一步优化布局，依法依规妥善处置，严格控制采矿、探矿活动范围和强度。</p>	<p>本项目站场不在四川省生态保护红线范围之内，项目选址不涉及自然保护、饮用水水源保护区、森林公园、湿地公园、风景名胜区等生态敏感区。</p>	符合
	<p>严格环境准入，保护区域生态功能。按照四川省生态环境分区管控方案、生态环境保护规划等新要求，与一般生态空间存在空间重叠的勘查规划区块、开采规划区块，应按照一般生态空间管控要求，严格控制勘查、开采活动范围和强度，严格落实绿色勘查、绿色开采及矿山生态保护修复相关要求，确保生态系统结构稳定和生态功能不退化。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区域矿产开采活动，并</p>	<p>项目属于天然气钻井及试采工程，项目运营期试采水套加热炉废气通过自带 8m 高排气筒排放；设备检修或系统超压时废气采用放空管燃烧处理后（98m）排入大气环境；经分析，能够做到达标排放，对周边环境影响较小。试采站除砂器废渣、检修废渣、分液罐沉渣均属于一般固废，经收集后交由有处</p>	符合

序号	具体要求	本项目	符合性
	采取严格有针对性的保护措施,防止对区域生态功能产生不良环境影响。	理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用(四川光隆环保科技有限公司)。气田采出水、废水检修定期由密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016)中回注水质要求后管输至回注站回注,不外排。生活污水收集后,定期由吸污车转运至宣汉县毛坝镇生活污水处理厂处理。项目的实施将严格执行本项目提出的生态环境保护措施,不会对区域生态功能产生不良环境影响。	
	加强生态环境保护监测和预警。结合生态保护、饮用水水源保护区及水环境功能区水质保护及改善要求、土壤污染防治目标等,推进重点矿区建立生态、地表水、地下水、土壤等环境要素的长期监测监控体系,在用尾矿库100%安装在线监测装置,明确责任主体、强化资金保障。组织开展主要矿种集中开采区域生态修复效果评估,并根据监测和评估结果增加或优化必要的保护措施。针对地表水环境及土壤环境累积影响、地下水环境质量下降、生态退化等情形,建立预警机制。	本项目按照相关导则要求,制定了相应的大气、地下水、土壤、噪声跟踪监测计划,并根据风险影响评价结果提出了加强相应的环境风险应急预案演练的要求。	符合
	对农用地实行严格保护,确保其面积不减少、土壤环境质量不下降,禁止任何单位和个人在基本农田保护区内挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。	本项目为天然气钻井及试采工程,不涉及新增占地,不涉及基本农田,根据《四川省人民政府关于普光气田分水岭区块等8个产能建设项目建设用地的批复》:大湾4011井区(宣汉县*****)用地范围均为建设用地。	符合
	到2035年,建设完成国家天然气(页岩气)千亿立方米级产能基地,形成攀西钒钛磁铁矿、川南煤炭煤层气和川西锂矿资源产业集群。全省重要矿产资源量明显增加,矿业空间布局更加科学,矿山规模结构更趋合理,基本实现重要矿产资源稳定供应。	本项目的实施有利于区域气藏的认识及开发,有利于完成国家天然气增产,稳定能源供应要求。	符合

综上所述,项目建设符合《四川省矿产资源总体规划(2021-2025)》、《四川省矿产资源总体规划(2021-2025)环境影响报告书》及审查意见相关要求。

1.3.3.7. 与《达州市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》的符合性分析

本项目与《达州市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》符合性分析见下表。

表1.3-5 本项目与《达州市矿产资源总体规划（2021-2025年）》的符合性分析

序号	文件内容	本项目情况	符合性
1	…到 2025 年，实现天然气、煤、石灰岩、地热等矿产资源储量稳步增长…		符合
2	到 2035 年，实现天然气（页岩气）找矿取得重大突破，加快建设万达开天然气锂钾综合利用集聚区，打造天然气、锂钾等千亿级特色产业集群，推进砂石资源基地建设。	本项目为天然气钻井及试采工程，属于天然气试采项目，本项目试采站位于达州市宣汉县毛坝镇。属于有助于宣汉县境内提升天然气资源综合利用水平的项目。	符合
3	重点开采矿种： 天然气、炼焦用煤、地热、石灰岩、砂岩及钾盐。在符合准入条件的前提下，优先出让采矿权，适度扩大开发规模，提高资源供应能力。		符合
4	中部能源化工勘查开发区。包括宣汉县、开江县。加强天然气、页岩气勘探开发，提升。		符合

综上所述，项目建设符合《达州市矿产资源总体规划（2021-2025 年）》的相关要求。

1.3.3.8. 与《宣汉县矿产资源总体规划（2021-2025 年）》的符合性分析

本项目与《宣汉县矿产资源总体规划（2021-2025 年）》符合性分析见下表。

表1.3-6 本项目与《宣汉县矿产资源总体规划（2021-2025年）》的符合性分析

序号	文件内容	本项目情况	符合性
1	2035 年，实现页岩气找矿重大突破，建成全国首个深部卤水锂钾综合开发示范产业园，打造天然气、锂钾等千亿级特色产业集群。		符合
2	重点勘查矿种： 天然气、钾盐和地热。争取财政投资勘查的同时，引导社会资金投入，争取实现找矿突破。		符合
3	充分发挥服务和监督管理职能，积极落实省、市安排宣汉县的矿产地地质调查和资源潜力评价工作，主攻矿种为天然气、杂卤石型钾盐和地热，圈定找矿靶区和新发现矿产地。	本项目为天然气钻井及试采工程，属于天然气试采项目，本项目试采站位于达州市宣汉县毛坝镇。	符合
4	重点开采矿种： 天然气、地热及钾盐。在符合准入条件下，优先出让采矿权，适度扩大开发规模，提高资源供应能力。天然气采矿权出让及开采应符合国家相关管控要求。	属于有助于宣汉县境内提升天然气资源综合利用水平的项目。	符合
5	规划期内，落实四川省安排宣汉县的重点矿种矿产资源调查工程：川南、川东北煤层气调查评价		符合
6	稳步推进天然气、钾盐矿产资源勘查，加强矿区外围及深部找矿工作，加强富锂卤水综合利用攻关，提升共伴生矿产综合利用水平。		符合
7	实施上级落实宣汉县油气资源调查评价，对区域内天然气成因、		符合

序号	文件内容	本项目情况	符合性
	物性、分布、规模、质量、演化规律、开发利用条件、经济价值及其在国民经济、社会公益事业中的地位和作用等方面进行的全方位分析、评估和预测。		
8	中部能源化工勘查开发区。包括宣汉县、开江县。加强天然气、页岩气勘探开发，提升天然气资源综合利用水平		符合

综上所述，项目建设符合《宣汉县矿产资源总体规划（2021-2025 年）》的相关要求。

1.3.3.9. 与《四川省碳达峰实施方案》（川府发〔2022〕37 号）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）中重点行动中指出：

围绕建设世界级优质清洁能源基地，实施能源绿色低碳转型行动。统筹做好清洁能源外送和能源安全保障，进一步优化能源生产、消费结构，强化水电主力军作用，培育风光发电新增长点，增强火电托底保供能力，构建沿江清洁能源走廊，持续推进清洁能源替代，加快构建清洁低碳安全高效的现代能源体系。

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。

本项目的建设属于中石化普光气田中的天然气钻井及试采工程项目，项目实施有利于天然气产业基地建设，加大天然气勘探开发力度。因此，项目建设符合《四川省碳达峰实施方案》（川府发〔2022〕37 号）的相关要求。

1.3.4. 与生态环境保护规划符合性分析

1.3.4.1. 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

根据四川省人民政府于 2022 年 1 月 12 日印发的《四川省“十四五”生态环境保护规划》要求，推动国家天然气（页岩气）千亿立方米级产能基地绿色发展。加快天然气输气管道和储备设施建设。以川中安岳及川东北高含硫天然气、

川西致密气、川南页岩气等气田为重点，强化气田开发的环境管理，推动甲烷减排和回收利用，提高废弃油基泥浆、含油钻屑及其他钻采废物资源化利用和安全处置，强化地下水污染防治，重视废水回注过程中的环境风险控制。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。

本项目的建设将有助于达州市及周边区域实现能源结构转换，进一步完善中石化普光气田产能基地建设，促进天然气资源的综合利用。因此，项目建设符合《四川省“十四五”生态环境保护规划》（川府发〔2022〕2号）的相关要求。

1.3.4.2. 与《达州市“十四五”生态环境保护规划》（达市府发〔2022〕18号）符合性分析

2022年4月24日，达州市人民政府发布了关于印发《达州市“十四五”生态环境保护规划》（达市府发〔2022〕18号），本项目与《达州市“十四五”生态环境保护规划》的符合性分析如下：

表 1.3-7 本项目与《达州市“十四五”生态环境保护规划》的符合性分析

序号	文件要求	本项目	符合性
1	…落实国土空间开发保护格局。以达川区、通川区、大竹县为重点开发区域，加快推进中心城市发展，优化城市空间布局， 重点发展清洁能源、天然气化工、农产品加工业，加强生态环境保护和流域综合整治…	本项目为天然气钻井及试采工程，属于重点发展的清洁能源项目。项目实施有助于区域天然气增产。	符合
2	…加强清洁能源示范建设，实施中国“气大庆”建设行动，推进国家天然气综合开发利用示范区建设，提高天然气就地转化效率， 进一步提高非化石能源供给及其在能源消费结构中的比例…		符合
3	…加强矿产资源综合利用，合理开发利用煤炭、天然气、页岩气、卤水等矿产资源…		符合
4	…加强矿山开采、天然气勘探开发全过程环境管理…	本项目在施工及运营期均严格落实各项环境保护措施，全过程加强对环境的管理。	符合
5	…重点支持普光经济开发区开展天然气钻井岩屑资源化利用…	1、本项目的建设属于中石化普光气田中天然气钻井及试采工程项目，本项目的实施有利于提高区域天然气产量。	符合
6	(二) 推进土壤安全利用及风险防控。推进农用地分类管理和安全利用。 坚持最严格的耕地保护		符合

序号	文件要求	本项目	符合性
	制度，落实永久基本农田保护。 加强严格管控类耕地监管，依法划定特定农产品严格管控区，鼓励采用种植结构调整、退耕还林还草等措施，确保全市农用地严格管控类全部实现安全利用。在大竹县、通川区、宣汉县等重点区域，建设农用地安全利用重点县。	2、本项目为天然气钻井及试采工程，不涉及新增占地，不涉及基本农田，根据《四川省人民政府关于普光气田保全市农用地严格管控类全部实现安全利用。在分水岭区块等8个产能建设项目建设用地的批复》：大湾 4011 井区（宣汉县*****）用地范围均为建设用地。	

综上所述，项目建设符合《达州市“十四五”生态环境保护规划》的相关要求。

1.3.4.3. 与《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）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。本项目位于达州市宣汉县，属于嘉陵江流域。

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生态的各类开发活动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。依托成渝发展主轴，沿江城市带和成德绵乐城市带重点发展装备制造、汽车、电子信息、生物医药、新材料等产业，提升和扶持特色资源加工和农林产品加工产业，积极发展高技术服务业和科技服务业。

本项目符合“三线一单”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，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）的相关要求。

1.3.4.4. 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”。

本项目为天然气钻井及试采工程，将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，项目建设符合《四川省地下水生态环境保护规划（2023-2025 年）》的相关要求。

1.3.5. 与石油天然气开采行业相关技术规范符合性分析

1.3.5.1. 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

根据《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号），本项目符合性分析如下。

表 1.3-8 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

序号	具体要求	本项目	符合性
一	清洁生产		
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目为天然气钻井及试采工程，占地较少，固废收集后集中交由相应具有处置能力的单位处理处置。	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。	本项目无国际公约禁用化学物质，符合要求。	符合
3	在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗等措施预防燃料泄漏对环境的污染。	本项目无需炸药，符合要求。	符合
4	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目钻井过程充分考虑了环境保护、钻进速率和安全，导管、一开、二开以及三开段采用常规钻或氯化钾-聚合物钻井液。配套完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上，钻井废水固液分离后，回收上清液用于泥浆配制，剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注，符合要求。	符合
5	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、	本项目压裂返排液全部回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排液入池率为 100%，采取了防漏、防溢措施，全部外运处理，符合要求。	符合

序号	具体要求	本项目	符合性
	地面管线防刺、防漏、防溢等措施。		
二	生态保护		
1	在开发过程中,伴生气应回收利用,减少温室气体排放,不具备回收利用条件的,应充分燃烧,伴生气回收利用率应达到80%以上;站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本项目试采工程中将对异常超压和检修时不具备利用条件的天然气,采用放空管燃烧处理后(98m)排入大气环境。放空管未位于鸟类迁徙通道上。	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。	本项目钻井废水经预处理后回用于配制泥浆,剩余定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注。	符合
2	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。试油(气)后应立即封闭废弃钻井液贮池。	本项目钻井水基岩屑及泥浆采取资源化利用。完井后对泥浆不落地操作平台、污水池清理后复工。	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,其余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别,根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目不涉及原油,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,收集可能产生的废油,完钻后统一收集交有资质单位处置。	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。	本项目不涉及原油,生产设施产生的废油很少,通过采取防渗措施,总体不会造成土壤的油污染。	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	加强油气田建设、开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	本项目制定有环境监理计划。	符合
3	在开发过程中,企业应加强油气井套管的检测和维护,防止油气泄漏污染地下水。	本项目制定了套管检测和维护计划和制度,防止天然气泄漏污染地下水。	符合
4	油气田企业应建立环境保护人员培训制度,环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	本项目建设单位设置有专门的环境管理部门,并制定有完善的环境管理制度和培训制度。	符合

序号	具体要求	本项目	符合性
5	油气田企业应对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。	建设单位严格按照要求设置突发环境事件应急预案，并定期举行演练。在站场周边设置有事故监测点，实时监测危险因子。	符合

综上所述，项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关要求。

1.3.5.2. 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》符合性分析

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），本项目符合性分析如下。

表 1.3-9 本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分析

序号	具体要求	本项目	符合性
一	推进规划环境影响评价		
1	油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书。	不涉及内部相关油气开发专项规划。	符合
二	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。	本项目为气藏勘探井试采，中国石油天然气股份有限公司中原油田普光分公司拟实施建设普光气田大湾 4011-4H 井钻井及试采工程。拟通过该口井的连续试采生产，进一步明确****有效储层分布，为下一步整体开发、效益建产奠定基础。由于该层位还处于勘探阶段，暂不具备区块开发条件，因此，本项目按单井试采进行评价，试采结束后若需转为生产井，则需按照相关要求另行办理环评手续。本次评价提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施。充分论证了施工期和运营期各污染物处置的可行性。	符合
三	强化生态环境保护措施		
1	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目钻前施工废水、试压废水经沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水；钻井废水、初期雨水固液分离后，	符合

序号	具体要求	本项目	符合性
		回收上清液用于泥浆配制，剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注；压裂返排液及洗井废水暂存于主放喷池，定期用罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注；运营期气田采出水、检修废水暂存于分液罐（50m ³ ），定期由密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求后进入赵家坝污水处理站处理达《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求后管输至回注站回注，不外排；无废水外排。	
2	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	本项目为天然气钻井及试采工程，钻井废水和初期雨水剩余部分以及试采期间气田采出水、检修废水最终均通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达到行业标准《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求后经回注站回注，不外排。赵家坝污水处理站和回注站已取得环评批复，并已开展竣工环保验收，并在其环境影响评价报告中充分论述了回注的环境可行性、污染防治措施、全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求等内容，满足要求。	符合
3	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》	本项目导管、一开、二开和三开段均采用水基钻井液，采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，项目产生的废弃泥浆与常规钻产生的废岩屑采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，按照相关要求进行资源化利用。本项目不涉及油基泥浆和含油钻屑。	符合
4	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	本项目为天然气钻井及试采工程，本项目生产装置均采用国内甚至国际先进的设备和材料，充分保证管道、接头及阀门的密封性，且项目采用天然气密闭集	符合

序号	具体要求	本项目	符合性
	密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	输工艺，因此，基本没有气体无组织排放。根据气质组分报告，该井为高含硫天然气井，开采天然气通过集输管道输送至普光净化厂净化处理，集气站不设置脱硫装置，也无含硫废水产生。项目运营期水套加热炉废气通过自带 8m 高排气筒排放；设备检修或系统超压时废气采用放空管燃烧处理后（98m）排入大气环境，废气排放满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	
5	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目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，同时本次评价已提出施工结束后，应当及时落实生态保护措施。	符合
6	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。	本项目不涉及油气长输管道。	符合
7	油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理；盐穴储气库项目还应当严格落实采卤造腔期和管道施工期的生态环境保护措施，妥善处理采出水。	本项目不涉及油气储存。本项目进行了非甲烷总烃监测，同时站场内设置了可燃气体报警仪。本次评价落实了地下水污染防治和跟踪监测要求。	符合
8	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。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。	建设单位将严格按照相关要求编制突发环境事件应急预案，并报所在地生态环境主管部门备案。	符合

综上所述，项目建设符合《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。

1.3.6. 与长江保护有关规定的符合性分析

本项目位于长江流域范围内，因此本次结合《中华人民共和国长江保护法》、《长江经济带生态环境保护规划》（环规财〔2017〕88号）《长江保护修复攻

攻坚战行动计划》(环水体〔2018〕181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)》、《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》等相关文件,对项目建设符合性进行分析。

1.3.6.1. 与《中华人民共和国长江保护法》符合性分析

为了加强长江流域生态环境保护和修复,促进资源合理高效利用,保障生态安全,实现人与自然和谐共生、中华民族永续发展,国家制定了《中华人民共和国长江保护法》,该法于2020年12月26日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议通过,于2021年3月1日实施。

为此,本次评价将结合《中华人民共和国长江保护法》相关要求,对本项目建设符合性进行分析,具体分析见下表:

表1.3-10 本项目与《中华人民共和国长江保护法》的符合性分析

序号	具体要求	本项目	符合性
第二十 六条	国家对长江流域河湖岸线实施特殊管制。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。	本项目为天然气钻井及试采工程,不属于化工项目,不属于禁止建设项目。	符合
第四十 七条	在长江流域江河、湖泊新设、改设或者扩大排污口,应当按照国家有关规定报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。对未达到水质目标的水功能区,除污水集中处理设施排污口外,应当严格控制新设、改设或者扩大排污口。	本项目不涉及新、改、扩排污口,不涉及废水直接排放。	符合
第四十 九条	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。	本项目施工期和运营期固体废物均得到妥善处置,不会造成环境二次污染。	符合

综上所述,项目建设符合《中华人民共和国长江保护法》的相关要求。

1.3.6.2. 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

本项目新建大湾4011-4H井场1座,四川省达州市宣汉县毛坝镇。项目所在区域属于长江流域,本次结合《长江经济带发展负面清单指南(试行,2022年

版)》相关要求,对本项目建设的符合性进行分析,具体分析见下表:

表1.3-11 本项目与《关于发布长江经济带负面清单指南(试行)的通知》的符合性分析

序号	《指南》具体要求	本项目	符合性
1	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。	本项目属于天然气钻井及试采工程,不属于化工项目。	符合
2	禁止在合规园区外新建、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。	本项目不属于高污染项目。	符合
3	禁止新建、扩建不符合国家石化、现代煤化工等产业布局规划的项目。	本项目不属于石化、煤化工项目。	符合
4	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项目。禁止新建、扩建不符合要求的高耗能高排放项目。	本项目不属于落后产能项目,不属于严重过剩产能行业项目,不属于高排放项目。	符合

综上所述,项目建设符合《长江经济带发展负面清单指南(试行,2022年版)》的相关要求。

1.3.6.3. 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

本项目新建大湾 4011-4H 井场 1 座,四川省达州市宣汉县毛坝镇。项目所在区域属于长江流域,本次结合《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)》相关要求,对本项目建设的符合性进行分析,具体分析见下表。

表1.3-12 与《四川省、重庆市长江经济带发展负面清单实施细则》符合性分析

序号	文件具体要求	本项目	符合性
1	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。	本项目用地范围内不涉及自然保护区核心区、缓冲区的岸线和河段范围。	符合
2	第八条 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区资源保护无关的项目。	本项目不涉及占用风景名胜区的岸线和河段范围。	符合
3	禁止在饮用水水源地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建设。	本工程属于天然气钻井及试采工程项目,本项目试采站位于达州市宣汉县毛坝镇,不涉及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及饮用水保护区。	符合

序号	文件具体要求	本项目	符合性
	区规定外，禁止新建、改建、扩建排放污染物的投资建设项目；禁止从事对水体有污染的水产养殖等活动。 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。		
4	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。	本项目属于天然气钻井及试采工程，不涉及围湖造田、挖沙采石等项目，同时，本项目不涉及水产种质资源保护区岸线和河段范围。	符合
5	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。	本项目不涉及国家湿地公园的岸线和河段范围；	符合
6	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。	本项目不涉及利用、占用长江流域河湖岸线。	符合
7	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。	本项目不涉及占用《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。	符合
8	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。	本项目不涉及新、改、扩排污口，不涉及废水直接排放。	符合
9	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。		符合
10	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。	本项目属于天然气钻井及试采工程，不属于化工、尾矿库、冶炼渣库、磷石膏库类项目。	符合
11	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。		符合

序号	文件具体要求	本项目	符合性
12	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。	本项目属于天然气钻井及试采工程，不属于钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色、制浆造纸等高污染项目。	符合
13	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。	不涉及。	符合
14	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。	本项目不属于法律法规和相关政策明令禁止的落后产能项目，属于《产业结构调整指导目录》中“鼓励类”项目。	符合
15	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。	经对照，本项目不属于严重过剩产能行业。	符合
16	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。	经对照，本项目不属于高耗能、高排放、低水平项目。	符合

综上所述，项目建设符合《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）》的相关要求。

1.3.6.4. 与《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》的符合性分析

《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》已由四川省第十四届人民代表大会常务委员会第十六次会议于2024年12月4日进行了修改，自2024年12月4日起施行。

表1.3-13 与《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》符合性分析

序号	文件具体要求	本项目	符合性
1	第二章 规划与管理 第十七条 在嘉陵江干支流岸线新建、扩建化工园区和化工项目，应当符合《中华人民共和国长江保护法》和国家有关规定。 第十九条 嘉陵江流域实行重点水污染物排放总量控制制度。 第二十一条 排污单位排放污染物不得超过国家和省污染物排放标准，不得超过重点水污染物排放总量控制指标。	本项目属于天然气钻井及试采工程项目，不属于化工项目，不属于禁止建设项目。	符合
2	第二章 规划与管理	本项目属于天然气钻井及试采	符合

序号	文件具体要求	本项目	符合性
	<p>第二十二条 嘉陵江流域县级以上地方人民政府生态环境主管部门应当依法加强流域入河排污口的监督管理。企业事业单位和其他生产经营者向嘉陵江流域排放污水的，应当按照生态环境主管部门的规定建设规范化污染物排放口，并设置标志牌。</p> <p>重点排污单位应当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。</p>	<p>工程项目，不属于高耗水项目，不涉及废水直排，不涉及排污口设置。</p>	

综上所述，项目建设符合《四川省嘉陵江流域生态环境保护条例》的相关要求。

1.3.7. “生态环境分区”符合性分析

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（2023年版）的通知》（川环函〔2024〕409号），本项目对生态环境分区管控成果进行了符合性分析，具体如下。

1.3.7.1. 与《达州市人民政府办公室关于加强生态环境分区管控的通知》（达市府办函〔2024〕31号）符合性分析

根据达州市人民政府办公室发布的《关于加强生态环境分区管控的通知》（达市府办函〔2024〕31号），为贯彻落实《中共中央办公厅 国务院办公厅关于加强生态环境分区管控的意见》《四川省生态环境保护委员会办公室关于印发〈2023年生态环境分区管控成果动态更新工作方案〉的通知》（川环委办〔2023〕11号）要求，充分衔接《达州市国土空间总体规划（2021-2035年）》最新成果，动态更新了达州市生态环境分区管控要求。

1) 生态环境分区管控及其要求

达州市行政区域从生态环境保护角度划分为优先保护、重点管控和一般管控三类环境管控单元。达州市环境管控单元统计见下表。

表1.3-14 达州市环境管控单元统计表

序号	环境管控单元分类	数量	管控要求
1	优先保护单元	18个	优先保护单元中，应以生态环境保护优先为原则，严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态环境功能不降低。
2	重点管控单元	22个	重点管控单元中，应针对性地加强污染物排放控制和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险突出等问题，制定差别化的生态环境准入要求。对环境质量不达标区域，提出污染物削减比例要

序号	环境管控单元分类	数量	管控要求
			求；对环境质量达标区域，提出允许排放量建议指标。
3	一般管控单元	7 个	一般管控单元中，执行区域生态环境保护的基本要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。

本项目试采站位于达州市宣汉县毛坝镇，对照《达州市生态环境管控单元分布图》，本项目井场位于一般管控单元，不涉及环境综合管控单元优先保护单元，不涉及生态保护红线和自然保护地。

2) 达州市、宣汉县管控要求

表 1.3-15 达州市、宣汉县总体管控要求

市域	总体管控要求	本项目情况	符合性
达州市	<p>1、长江干支流岸线 1km 范围内，不得新建、扩建化工园区和化工项目。</p> <p>2、严控产业转移环境准入。</p> <p>3、引进项目应符合园区规划环评和区域产业准入清单要求。</p> <p>4、造纸等产业污染治理和环境管理应达到国内先进水平。优化制浆造纸产业布局，提升行业清洁生产水平，推动制浆造纸工业向节能、环保、绿色方向发展。</p> <p>5、深化成都平原、川南、川东北地区大气污染联防联控工作机制，加强川渝地区联防联控。强化重污染天气区域应急联动机制，深化区域重污染天气联合应对。</p> <p>6、钢铁行业项目新建应参考达州市“三线一单”生态环境分区管控中钢铁行业资源环境绩效准入门槛；达钢等高污染企业限期退城入园；普光气田开发污染防治和环境管理等方面要达到国内先进水平。</p>	本项目属于天然气钻井及试采工程项目，不属于化工、造纸、钢铁等高污染项目。本项目施工期和运营期均采用相应的污染治理措施和环境风险防控措施，能够实现达标排放。中原油田普光分公司建立了健全监管机制，加强了天然气开发生产过程监管。同时本项目严格按照节能设计规范和标准建设，使用符合国家能效标准、经过认证的节能产品。技术、设备等均达到国际先进水平。	符合
宣汉县	<p>1、优化天然气化工、硫化工、锂钾综合开发、冶金建材、新材料等产业布局，切实做好危险化学品生产、使用、贮运、废弃全过程的安全防范措施，妥善处理好锂钾综合开发产业副产品及“三废”的综合利用途径或处置去向。</p> <p>2、打好升级版污染防治攻坚战。持续优化调整产业布局，以 PM_{2.5} 和臭氧污染协同控制为重点，全面开展 VOCs 治理，实施移动源整治，持续推进空气质量精细化管理。引进项目应符合园区规划环评和区域产业准入清单要求。污染物排放管控。</p> <p>3、加强小流域水环境保护，推动农村环境基础设施建设，全面推进农村环境综合整治、生活污水处理项目。</p> <p>4、大力开展沿河畜禽养殖污染整治，大力推广生态种植，减少农药化肥使用量；普光气田开发污染防治和环境管理等方面要达到国内先进水平。</p>		符合

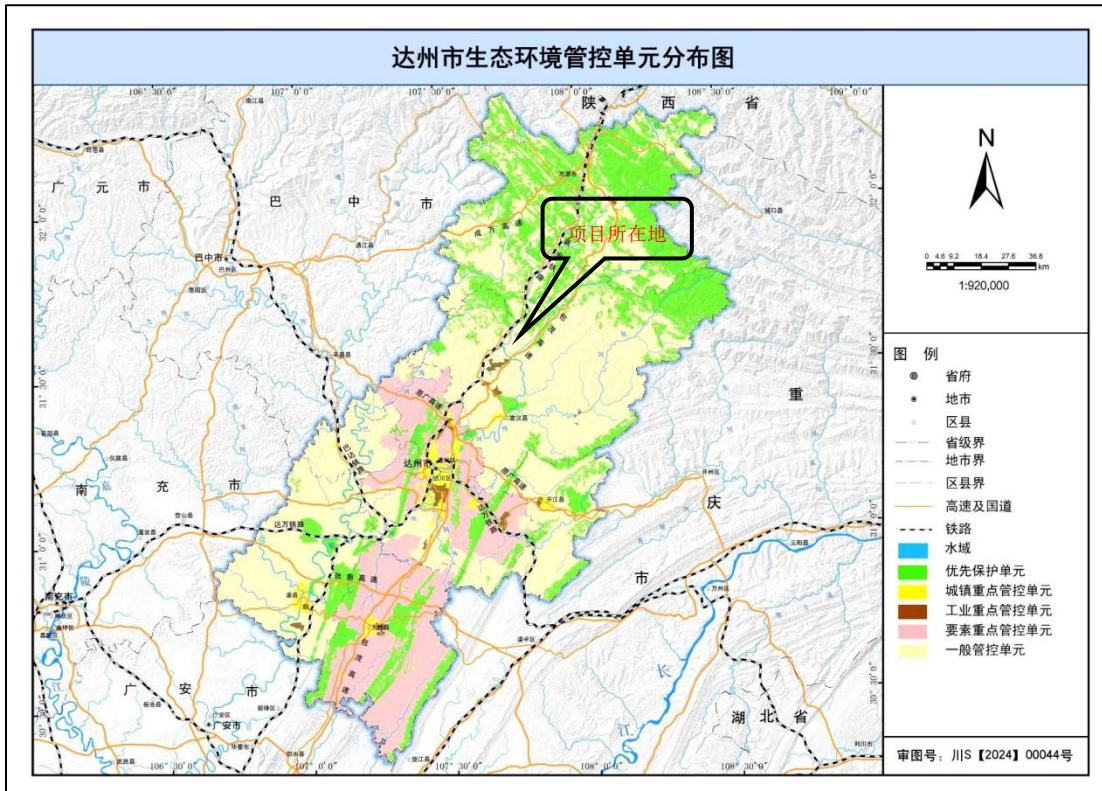


图 1.3-1 达州市环境管控单元分布图

3) 与生态红线、生态空间及自然保护地的位置关系

根据《长江经济带战略环境评价四川省达州市“生态环境分区管控”生态环境分区管控优化完善研究报告》，达州市生态保护红线主要分布在大巴山和盆地区域，涉及大巴山生物多样性维护—水源涵养生态保护红线、盆中城市饮用水源—水土保持生态保护红线。达州市生态保护红线面积 1214.56km^2 ，占达州市国土面积比例的 7.33%。达州市的生态空间类型主要包括评估区域（生态功能重要区、生态环境敏感区）、自然保护区、风景名胜区、饮用水源地、湿地自然公园、森林自然公园、地质自然公园、其他重要生态保护区域等，面积 7308.21km^2 ，占达州市国土面积比例的 44.05%。本项目建设范围及评价范围均不涉及上述生态保护区域。项目与达州市生态保护红线的位置关系如下图。

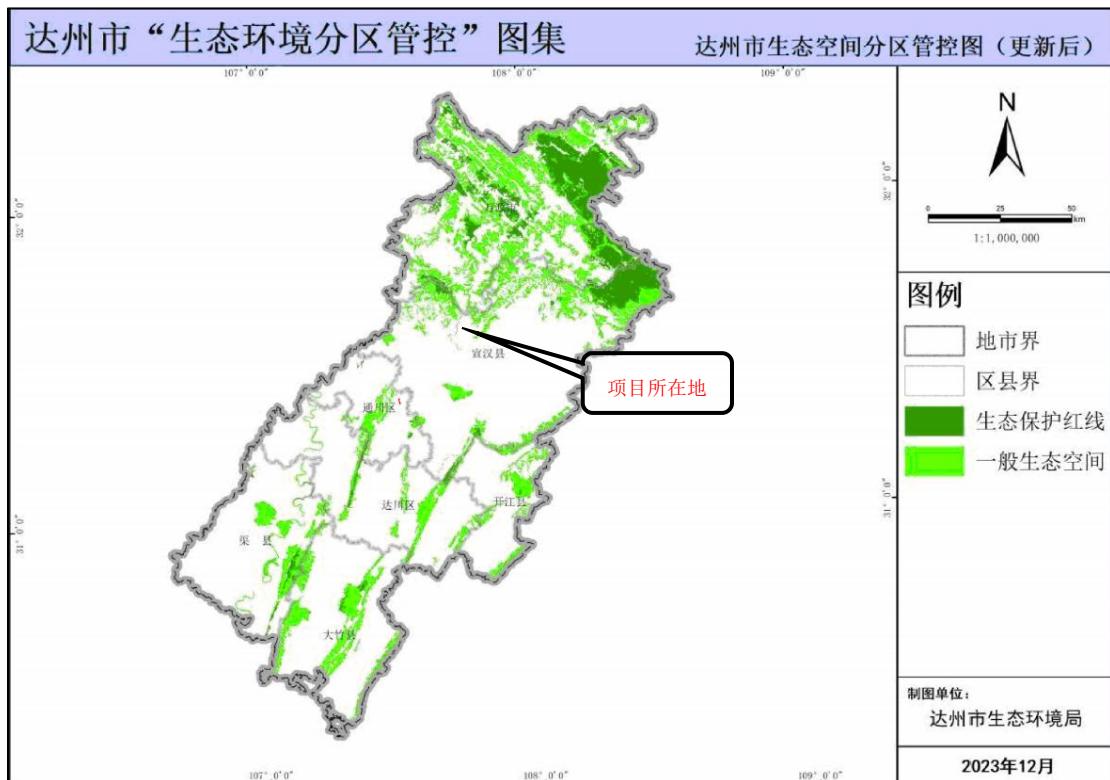


图 1.3-2 达州市生态空间分区管控图

通过与达州市生态保护红线图对比分析,本项目不涉及达州市生态保护红线、不在生态空间范围内,也不涉及自然保护地。

1.3.7.2. 与《项目环评“三线一单”符合性分析技术要点（试行）》相关要求的符合性分析

根据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）的要求,项目“生态环境分区”符合性分析如下。

（1）环境管控单元分析

根据四川省政务服务网“生态环境分区管控符合性分析”查询可知,本项目所在地位于环境综合管控单元一般管控单元（管控单元名称:宣汉县一般管控单元,管控单元编号: ZH51172230001）。项目查询截图如下:

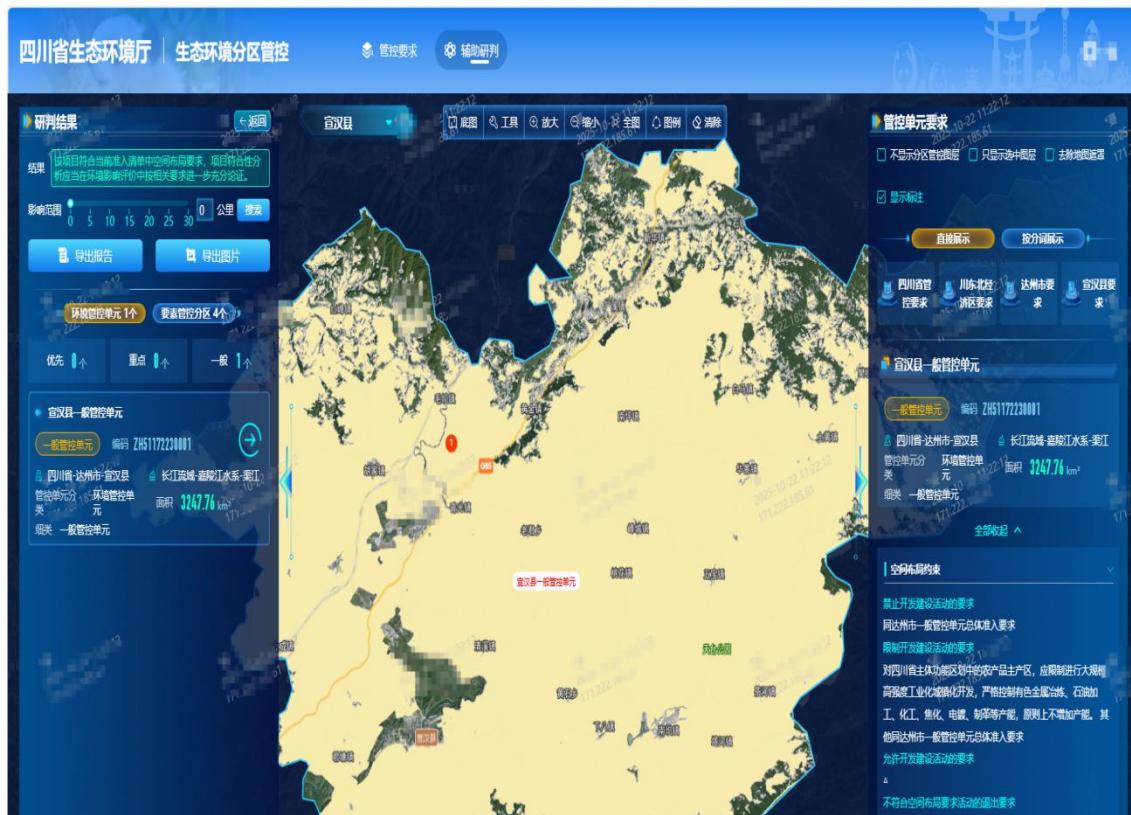


图 1.3-3 项目与所在区域环境管控单元查询图

项目与管控单元相对位置如下图所示：



图 1.3-4 项目与所在区域环境管控单元位置关系图

项目涉及的生态环境管控单元有 1 个，分别是：

表1.3-16 生态环境管控单元

序号	涉及环境管控单元名称	涉及环境管控单元 编码	行政区	环境管控单元类型
----	------------	----------------	-----	----------

序号	涉及环境管控单元名称	涉及环境管控单元 编码	行政区	环境管控单元类型
1	宣汉县一般管控单元	ZH51172230001	达州市	一般管控单元

表1.3-17 环境要素管控分区

序号	涉及环境要素管控分区名称	涉及环境要素管控 分区编码	行政区	环境要素 类型	环境要素细类
1	宣汉县其他区域	YS5117223110001	达州市	生态	一般管控区
2	州河—宣汉县—张鼓坪—控 制单元	YS5117223210002	达州市	水	水环境一般管 控区
3	宣汉县大气环境一般管控区	YS5117223310001	达州市	大气	大气环境一般 管控区
4	宣汉县自然资源一般管控区	YS5117223510001	达州市	自然资源	自然资源一般 管控区

本项目与生态环境管控单元管控要求的符合性分析详见下表：

表1.3-18 项目与“生态环境分区”相关要求的符合性分析

“生态环境分区管控”的具体要求			项目对应情况介绍	是否符合
类别		对应管控要求		
宣汉县 一般管 控单元 ZH51172 230001	市州普 适性清 单	禁止开发 建设活动 的要求	<p>-禁止在长江干支流 1 公里范围内新建、扩建化工园区和化工项目。</p> <p>-禁止在法律法规规定的禁采区内新建矿山；禁止土法采、选、治严重污染环境的矿产资源。</p> <p>-涉及永久基本农田的区域，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。</p> <p>-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。</p> <p>-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>-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>1、本项目属于天然气钻井及试采工程，不属于工矿企业，不属于上述禁止建设类项目。</p> <p>2、本项目为天然气钻井及试采工程，不涉及新增占地，不涉及基本农田，根据《四川省人民政府关于普光气田分水岭区块等 8 个产能建设项目建设用地的批复》：大湾 4011 井区（宣汉县*****）用地范围均为建设用地。</p> <p>3、本项目不在长江流域河湖管理范围内，产生的固体废物均能实现妥善处置，不涉及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。</p>
		限制开发 建设活动 的要求	<p>-按照相关要求严控水泥新增产能。</p> <p>-涉及法定保护地，严格按照国家及地方法律法规、管理办法等相关要求进行控制。配套旅游、基础设施等建设项目，在符合规划和相关保护要求的前提下，应实施生态避让、减缓影响及生态恢复措施。</p> <p>按照相关要求严控水泥新增产能。</p> <p>-大气环境布局敏感重点管控区：（1）坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目</p>	<p>本项目属于天然气钻井及试采工程，不属于水泥企业，不属于上述限制开发建设类项目。</p> <p>本项目不涉及法定保护地。</p>
				1、本项目属于天然气钻井及试采工程，不

“生态环境分区管控”的具体要求			项目对应情况介绍	是否符合
类别		对应管控要求		
		<p>发展，严格落实国家和四川省产业规划、产业政策、规划环评，以及产能置换、煤炭消费减量替代、区域污染物削减等要求，坚决叫停不符合要求的高耗能、高排放、低水平项目。（2）提升高耗能项目能耗准入标准，能耗、物耗要达到清洁生产先进水平。严禁新增钢铁、焦化、炼油、电解铝、水泥、平板玻璃（不含光伏玻璃）等产能。</p> <p>-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>-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 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>属于高耗能、高排放、低水平项目。不属于钢铁、焦化、炼油、电解铝、水泥、平板玻璃（不含光伏玻璃）等企业。</p> <p>2、本项目属于天然气钻井及试采工程项目，不属于钢铁、水泥、焦化等企业。</p> <p>3、本项目不涉及。</p>	
	允许开发建设活动的要求	暂无。	/	/

“生态环境分区管控”的具体要求			项目对应情况介绍	是否符合
类别		对应管控要求		
污染 物排 放管 控	不符合空 间布局要 求活动的 退出要求	针对现有水泥企业，强化污染治理和污染物减排，依法依规整治或搬迁。 全面取缔禁养区内规模化畜禽养殖场。 2025 年基本完成全域内“散乱污”企业整治工作。 在全市范围深入开展集中整治“散乱污”工业企业，对不符合产业政策和规划布局的，一律责令停产、限期搬迁或关停；	本项目属于天然气钻井及试采工程项目，不 属于水泥、规模化畜禽养殖及不符合产业政 策和规划布局的企业。	符合
		新建矿山全部达到绿色矿山建设要求，生产矿山加快改造升级，逐步达到要求。	本项目属于天然气钻井及试采工程项目，不 涉及新建矿山及生产。	符合
	现有源提 标升级改 造	加快现有乡镇污水处理设施升级改造，按要求达《城镇污水处理厂污染物排放标准》 一级 A 标后排放。 在矿产资源开发活动集中区域，废水执行重金属污染物排放特别限值。 火电、水泥等行业按相关要求推进大气污染物超低排放和深度治理。 砖瓦行业实施脱硫、除尘升级改造，污染物排放达到《砖瓦工业大气污染物排放标 准》相关要求。	本项目属于天然气钻井及试采工程项目，废 水不涉及重金属污染物质排放。	符合
		新增源等 量或倍量 替代	暂无。	/
	新增源排 放标准限 值	暂无。	/	/

“生态环境分区管控”的具体要求			项目对应情况介绍	是否符合
类别		对应管控要求		
	污染物排放绩效水平准入要求	暂无。	/	/
	其他污染物排放管控要求	<p>新增源等量或倍量替代：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。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。大气环境重点管控区内，新增大气污染物排放的建设项目实施总量削减替代。</p> <p>污染物排放绩效水平准入要求：屠宰项目必须配套污水处理设施或进入城市污水管网。</p> <p>大气环境重点管控区内加强“高架源”污染治理，深化施工扬尘监管，严格落实“六必须、六不准”管控要求，强化道路施工管控，提高道路清扫机械化和精细化作业水平。-至 2022 年底，基本实现乡镇污水处理设施全覆盖，配套建设污水收集管网，乡镇污水处理率达到 65%。</p> <p>-到 2023 年底，力争全市生活垃圾焚烧处理能力占比达 60%以上，各县（市）生活垃圾无害化处理率保持 95%以上，乡镇及行政村生活垃圾收转运处置体系基本实现全覆盖。</p> <p>-到 2025 年，农药包装废弃物回收率达 80%；粮油绿色高质高效示范区、茶叶主产区和现代农业园区农药包装废弃物回收率 100%。</p> <p>-到 2025 年，全国主要农作物化肥、农药利用率达 43%，测土配方施肥技术推广覆</p>	<p>本次评价收集了达州市生态环境局公布的《达州市 2024 年环境空气质量状况》，项目所在区域为环境空气达标区。</p> <p>本项目属于天然气钻井及试采工程项目，不属于屠宰项目、矿山项目。</p> <p>本项目施工期废气严格落实“六必须、六不准”管控要求。</p> <p>本项目属于天然气钻井及试采工程项目，根据气质组分报告，该井为高含硫天然气井，开采天然气通过集输管道输送至普光净化厂净化处理，普光净化厂综合对硫化氢综合利用率高于 95%。</p>	符合

“生态环境分区管控”的具体要求			项目对应情况介绍	是否符合
类别		对应管控要求		
		<p>盖率保持在 90%以上,控制农村面源污染,采取灌排分离等措施控制农田氮磷流失。</p> <p>-到 2025 年,新、改扩建规模化畜禽养殖场(小区)要实施雨污分流、粪便污水资源化利用;规模化畜禽养殖场(小区)粪污处理设施装备配套率达到 95%以上,粪污综合利用率达到 80%以上,大型规模养殖场粪污处理设施装备配套率达到 100%,畜禽粪污基本实现资源化利用;散养密集区要实行畜禽粪便污水分户收集、集中处理利用。</p> <p>-到 2025 年,废旧农膜回收利用率达到 85%以上。</p> <p>-非金属矿行业绿色矿山建设要求:固体废物妥善处置率应达到 100%;选矿废水重复利用率一般达到 85%以上。</p> <p>-石油和天然气开采行业绿色矿山建设要求:与原油伴生的溶解气综合利用率要求:中高渗油藏不低于 90%;中低渗—特低渗油藏不低于 70%。与甲烷气体伴生资源的综合利用率:凝析油利用率不低于 90%;含硫天然气有工业利用价值的硫化氢综合利用率应不低于 95%。</p>		
环境风险防控	严格管控类农用地管控要求	暂无。	/	/
	安全利用类农用地管控要求	暂无。	/	/
	污染地块	暂无。	/	/

“生态环境分区管控”的具体要求			项目对应情况介绍	是否符合
类别		对应管控要求		
		管控要求		
		园区环境风险防控要求	暂无。	/ /
		企业环境风险防控要求	暂无。	/ /
		其他环境风险防控要求	<p>企业环境风险防控要求：工业企业退出用地，须经评估、修复满足相应用地功能后，方可改变用途。</p> <p>加强“散乱污”企业环境风险防控。对拟收回土地使用权的有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、天然（页岩）气开采、铅蓄电池、汽车制造、农药、危废处置、电子拆解等行业企业用地，以及用途拟变更为居住和商业、学校、医疗、养老机构等公共设施的上述企业用地，以及由重度污染农用地转为城镇建设用地，开展土壤环境状况调查评估。用地环境风险防控要求：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。</p> <p>定期对单元内尾矿库进行风险巡查，建立监测系统和环境风险应急预案；完善各尾矿库渗滤液收集、处理、回用系统，杜绝事故排放；尾矿库闭矿后因地制宜进行植被恢复和综合利用。</p>	本项目属于天然气钻井及试采工程项目，不属于化工、焦化、电镀等工业企业。本次环评要求建设单位在本项目退出用地时，开展土壤环境状况调查评估。

“生态环境分区管控”的具体要求				项目对应情况介绍	是否符合		
类别		对应管控要求					
资源开发利用效率要求	水资源利用总量要求	规范排土场、渣场等整治。禁止处理不达标的污泥进入耕地。			/		
		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。					
		到 2030 年，全市受污染耕地安全利用率达到 95%以上，污染地块安全利用率达到 95%以上。					
		水资源利用总量要求 -到 2025 年，农田灌溉水有效利用系数达到 0.57 以上。					
	地下水开采要求	以省市下发指标为准			/		
		能源利用总量及效率要求 推进清洁能源的推广使用，全面推进散煤清洁化整治；禁止新建每小时 10 蒸吨以下的燃煤锅炉及其他燃煤设施。					
	其他资源利用效率要求	禁止焚烧秸秆和垃圾，到 2025 年底，秸秆综合利用率到 86%以上。			/		
		其他资源利用效率要求 /					
县区普适性清单	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 /					

“生态环境分区管控”的具体要求			项目对应情况介绍	是否符合
类别		对应管控要求		
污染 物排 放管 控	的要求			
		允许开发建设活动的要求	暂无。	/ /
		不符合空间布局要求活动的退出要求	优化天然气化工、硫化工、锂钾综合开发、冶金建材、新材料等产业布局，切实做好危险化学品生产、使用、贮运、废弃全过程的安全防范措施，妥善处理好锂钾综合开发产业副产物及“三废”的综合利用途径或处置去向。	本项目不属于天然气化工、硫化工、锂钾综合开发、冶金建材、新材料等企业。
		其他空间布局约束要求	打好升级版污染防治攻坚战。持续优化调整产业布局，以 PM _{2.5} 和臭氧污染协同控制为重点，全面开展 VOCs 治理，实施移动源整治，持续推进空气质量精细化管理。引进项目应符合园区规划环评和区域产业准入清单要求。	本项目不涉及。
	现有源提标升级改造			
		新增源等量或倍量替代	加强小流域水环境保护，推动农村环保基础设施建设，全面推进农村环境综合治理、生活污水处理项目。	本项目不涉及。
		新增源排放标准限值	暂无。	/ /

“生态环境分区管控”的具体要求			项目对应情况介绍	是否符合
类别		对应管控要求		
环境风险防控	污染物排放绩效水平准入要求	暂无。	/	/
	其他污染物排放管控要求	大力开展沿河畜禽养殖污染整治，大力推广生态种植，减少农药化肥使用量；普光气田开发污染防治和环境管理等方面要达国内先进水平。	本项目严格按照节能设计规范和标准建设，使用符合国家能效标准、经过认证的节能产品。技术、设备等均达到国际先进水平。	符合
	严格管控类农用地管控要求	暂无。	/	/
	安全利用类农用地管控要求	暂无。	/	/
	污染地块管控要求	暂无。	/	/
	园区环境风险防控要求	暂无。	/	/
	企业环境风险防控	暂无。	/	/

“生态环境分区管控”的具体要求				项目对应情况介绍	是否符合
类别		对应管控要求			
资源开发效率要求	要求	其他环境风险防控要求	/	/	/
		水资源利用效率要求	/	/	/
	资源开发效率要求	地下水开采要求	/	/	/
		能源利用效率要求	/	/	/
		其他资源利用效率要求	/	/	/
单元特性管控要求	空间布局约束	禁止开发建设活动的要求	同达州市一般管控单元总体准入要求	根据上文分析, 本项目满足达州市一般管控单元总体准入要求。	符合
		限制开发建设活动的要求	对四川省主体功能区划中的农产品主产区, 应限制进行大规模高强度工业化城镇化开发, 严格控制有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等产能, 原则上不增加产能。	根据上文分析, 本项目满足达州市一般管控单元总体准入要求。	符合

“生态环境分区管控”的具体要求			项目对应情况介绍	是否符合
类别		对应管控要求		
		其他同达州市一般管控单元总体准入要求		
	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	<p>区外企业：位于城镇空间外的工业园区外工业企业：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，要求污染物排放只降不增，并进一步加强日常环保监管；严控新（扩）建水泥厂、危废焚烧、陶瓷厂等以大气污染为主的企业；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>-其他同达州市一般管控单元总体准入要求</p> <p>其他空间布局约束要求/</p>	<p>本项目为新建天然气钻井及试采工程，不属于工业企业。</p>	符合
	污染物排放管控	<p>现有源提标升级改造</p> <p>同达州市一般管控单元总体准入要求</p> <p>新增源等量或倍量替代</p> <p>同达州市一般管控单元总体准入要求</p> <p>新增源排放标准限值</p> <p>同达州市一般管控单元总体准入要求</p> <p>污染物排放绩效水平准入要求</p>	<p>根据上文分析，本项目满足达州市一般管控单元总体准入要求。</p>	符合

“生态环境分区管控”的具体要求		项目对应情况介绍	是否符合
类别	对应管控要求		
环境风险防控	-大气环境布局敏感和弱扩散重点管控区内，现有大气污染重点企业，限期进行深度治理或关停并转。 -其它同达州市一般管控单元总体准入要求 其他污染物排放管控要求/	根据上文分析，本项目满足达州市一般管控单元总体准入要求。	符合
	严格管控类农用地管控要求 同达州市一般管控单元总体准入要求 安全利用类农用地管控要求 同达州市一般管控单元总体准入要求 污染地块管控要求 同达州市一般管控单元总体准入要求 园区环境风险防控要求/ 企业环境风险防控要求 同达州市一般管控单元总体准入要求 其他环境风险防控要求/		
	水资源利用效率要求 同达州市一般管控单元总体准入要求 地下水开采要求 同达州市一般管控单元总体准入要求 能源利用效率要求 同达州市一般管控单元总体准入要求 其他资源利用效率要求/		

综上，本项目严格执行环评提出的各项污染治理措施的前提下，可实现污染物达标排放，同时项目不涉及生态红线，未超出资源利用上线和环境质量底线，符合区域生态环境准入清单管控要求，故本项目建设符合“生态环境分区”管控要求。

1.3.8. 与环保政策及规定的符合性分析

1.3.8.1. 与污染防治行动计划符合性分析

本项目与《中华人民共和国大气污染防治法》、《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37号）《水污染防治行动计划》、《水污染防治行动计划四川省工作方案》、《地下水管理条例》、《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31号）、《四川省土壤污染防治条例》《噪声污染防治行动计划》、《“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1.3-19 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
一、大气污染防治			
《中华人民共和国大气污染防治法》	①施工单位应当在施工工地设置硬质围挡，并采取覆盖、分段作业、择时施工、洒水抑尘、冲洗地面和车辆等有效防尘降尘措施。建筑土方、工程渣土、建筑垃圾应当及时清运；在场地内堆存的，应当采用密闭式防尘网遮盖。工程渣土、建筑垃圾应当进行资源化处理。②钢铁、建材、有色金属、石油、化工、制药、矿产开采等企业，应当加强精细化管理，采取集中收集处理等措施，严格控制粉尘和气态污染物的排放。	本项目施工期作业采取洒水降尘等措施，加强施工扬尘监管，运营期废气能达标排放。建筑垃圾及时送周边合法的建筑垃圾填埋场处理。	符合
《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37号）	①加强施工扬尘监管，积极推进绿色施工，建设工程施工现场应全封闭设置围挡墙，严禁敞开式作业，施工现场道路应进行地面硬化。渣土运输车辆应采取密闭措施，并逐步安装卫星定位系统。推行道路机械化清扫等低尘作业方式。②加快清洁能源替代利用。加大天然气、煤制天然气、煤层气供应。	本项目施工期作业采取洒水降尘等措施，加强施工扬尘监管，本项目的实施有利于加大天然气供应，加快了清洁能源替代利用。	符合
达州市人民政府关于印发达州市大气环境质量限期达标规划（2018—2030年）的通知	3. 推进重点行业污染治理升级改造。 根据《关于划定四川省大气污染防治重点区域的通知》（征求意见稿），我市通川区、达川区（除陈家乡、罐子乡、渡市镇外）全域属于四川省大气污染防治重点区域。重点区域二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、VOCs 全面执行大气污染物特别排放限值。推动实施钢铁等行业超低排放改造，重点区域城市建成区内焦炉实施炉体加罩封闭，并对废气进行收集处理。强化工业企业无组织排放管控。开展钢铁、建材、有色金属、火电、焦化、	本项目为天然气钻井及试采工程，本项目试采站位于达州市宣汉县毛坝镇，根据《四川省人民政府关于印发<四川省空气质量持续改善行动计划实施方案>的通知》（川府发〔2024〕15号），本项目所在地属于四川	符合

文件名称	相关要求	本项目情况	符合性
	铸造等重点行业及燃煤锅炉无组织排放排查，建立管理台账，对物料（含废渣）运输、装卸、储存、转移和工艺过程等无组织排放实施深度治理，2020 年底前基本完成治理任务。	省大气污染防治重点区域。	

二、水污染防治

《水污染防治行动计划》	防治地下水污染。石化生产存贮销售企业和工业园区、矿山开采区、垃圾填埋场等区域应进行必要的防渗处理。报废矿井、钻井、取水井应实施封井回填。	本项目为天然气钻井及试采工程，项目制定了严格措施防止项目建设运营对地下水造成污染，试采结束后若产气性较好，则转为生产井，纳入区块环评并另行开展环境影响评价；若产气性不好，试采结束后则拆除相关设备，将井站井口用水泥封固。	符合
《水污染防治行动计划四川省工作方案》	环境保护、经济和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。	本项目为天然气试采项目，不属于上述行业，本项目气田采出水拉运至赵家坝污水处理站处理达《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求后管输至回注站回注，不外排。	符合
《地下水管理条例》	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。开挖深度和排水规模由省、自治区、直辖市人民政府制定、公布。	本项目为天然气钻井及试采工程，制定了严格措施防止项目建设运营对地下水造成污染。	符合
	禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：①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；②利用岩层孔隙、裂	本项目制定了严格措施防止项目建设运营对地下水造成污染。	符合

文件名称	相关要求	本项目情况	符合性
	<p>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；③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；</p> <p>（四）法律、法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为。</p>		

三、土壤污染防治

《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31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。继续淘汰涉重金属重点行业落后产能，完善重金属相关行业准入条件，禁止新建落后产能或产能严重过剩行业的建设项目。	项目不涉及重点污染物的排放；且环评要求土壤污染防治设施（如分区防渗等）与主体工程同步实施。项目不属于涉重企业，不属于产能严重过剩行业。	符合
	第二十三条输油管、加油站、排污管、地下储罐、填埋场和存放或者处理有毒有害物质的地下水池、半地下水池等设施设备的设计、建设、使用应当符合防腐蚀、防渗漏、防挥发等要求，设施设备的所有者和运营者应当对设施设备定期开展腐蚀、泄漏检测，防止污染土壤和地下水。	本项目为天然气钻井及试采工程，本项目对废水储存设施采取了重点防渗措施，满足防腐蚀、防渗漏、防挥发等要求。	符合
《四川省土壤污染防治条例》	第二十八条页岩气勘探开发单位应当采用先进清洁生产技术，减少勘探、开采、封井、回注等环节中污染物的产生和排放；开展页岩气开发区域土壤及地表水、地下水污染状况监测，对产生的废弃钻井液、废水、岩屑、污油等污染物进行无害化处置和资源化利用，防止有毒有害物质污染土壤及地表水、地下水。	本项目为天然气钻井及试采工程。在钻井、试采过程中，采取了较为先进的清洁生产技术，钻井废水及试采过程中产生的气田采出水等均外运处理，试采过程水套加热炉使用的燃气为清洁燃气，空气污染物产生较小，符合清洁生产相关要求。本项目制定了地下水和土壤跟踪监测计划，满足项目土壤、地下水监测要求。	符合
	第四十七条建设用地有下列情形之一的，土地使	本项目为天然气钻井	符合

文件名称	相关要求	本项目情况	符合性
	用权人应当按照国家、省有关规定开展土壤污染状况调查：（一）有色和黑色金属矿采选、有色和黑色金属冶炼、石油和天然气开采、石油加工、化学原料和化学制品制造、汽车制造以及铅蓄电池、焦化、电镀、制革、电子废弃物拆解、垃圾焚烧等行业企业关停、搬迁的。	及试采工程，在后期天然气井停产时的闭井期，将进行土地复垦作业，同时还将按要求对项目所在地开展土壤污染状况调查。	

四、噪声污染防治

《噪声污染防治行动计划》	①排放噪声的工业企业应切实采取减振降噪措施，加强厂区内固定设备、运输工具、货物装卸等噪声源管理，同时避免突发噪声扰民。鼓励企业采用先进治理技术，打造行业噪声污染治理示范典型。②推广低噪声施工设备。	①本次评价中对可能产生的噪声进行了影响预测与评估，并提出了相应的防治措施。②本项目所使用的设备及施工工艺均不属于限制或禁用的落后施工工艺和设备。③评价要求施工单位编制并落实噪声污染防治工作方案，采取有效隔声降噪设备、设施或施工工艺，确保项目施工不扰民。	符合
《“十四五”噪声污染防治行动计划》	①严格落实噪声污染防治要求。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。督促建设单位依法开展竣工环境保护验收，加大事中事后监管力度，确保各项措施落地见效。②推广低噪声施工设备。③落实管控责任。施工单位编制并落实噪声污染防治工作方案，采取有效隔声降噪设备、设施或施工工艺。	①本次评价中对可能产生的噪声进行了影响预测与评估，并提出了相应的防治措施。②本项目所使用的设备及施工工艺均不属于限制或禁用的落后施工工艺和设备。③评价要求施工单位编制并落实噪声污染防治工作方案，采取有效隔声降噪设备、设施或施工工艺，确保项目施工不扰民。	符合

综上所述，项目建设符合大气、水、土壤、噪声等污染防治相关的政策及文件的相关要求。

1.3.8.2. 项目与《甲烷排放控制行动方案》符合性分析

根据生态环境部、外交部、国家发展改革委、科技部、工业和信息化部、财政部、自然资源部、住房城乡建设部、农业农村部、应急管理部、国家能源局于2023年11月7日印发实施的《甲烷排放控制行动方案》，本项目与其符合性分析如下：

表 1.3-20 本项目与《甲烷排放控制行动方案》符合性分析

具体要求	本项目	符合性
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	本项目为天然气钻井及试采工程，开采过程中全密闭输气，本项目试采过程中将对异常超压和检修时不具备利用条件的天然气，采用放空管燃烧处	符合

具体要求	本项目	符合性
60 亿立方米；到 2030 年，油田伴生气集气率达到国际先进水平。	理后（98m）排入大气环境。	
6.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。	本项目将根据环境、气象及生产负荷波动情况建立火炬系统燃烧管控方案，合理控制燃气量。同时在运营期还将加强井口装置的定期维护保养，有效减少 CH ₄ 的逸散。	符合

综上所述，项目建设符合《甲烷排放控制行动方案》的相关要求。

1.4. 选址合理性分析

1.4.1. 项目外环境关系

本项目为天然气钻井及试采工程，项目工程内容包含钻井工程和试采工程两部分，试采出的天然气经大湾 4011 集气站已建酸性管道进行输送，除场内输气管线外，项目不涉及场外输气管线建设。

本项目井站位于四川省宣汉县****，项目所在地属于农村环境，外环境关系简单，井站四周 500m 范围内不同距离处分布 3 处居民点环境敏感目标，最近的为井站场界北侧约 122m 处****居民 1（约 100 户 500 人），项目周围主要为耕地、林地，林地类型主要为乔木林地。井站 500m 范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、集中式饮用水水源保护区等特殊和重要的敏感区。项目所在地道路较发达，大多为水泥路，周边铺设了电网。

图 1.4-1 井站周边 500m 外环境关系图

表 1.4-1 井站边界周边500m外环境关系一览表

名称	与井口方位	与井口距离 /m	与主放喷池 距离/m	与井场场界 距离/m	与井口高差 /m	内容和规模
****居民 1	北侧	189	324	122	74	约 100 户 500 人
****居民 2	西侧	358	418	316	73	约 15 户 75 人
罗家寨散居居民	东南侧	640	510	482	194	约 2 户 10 人
无名河	南侧	56	54	10	/	泄洪、灌溉

根据《硫化氢环境人身防护规范》（SY/T 6277-2017），井口、管道两侧的搬迁距离、应急撤离距离应经过模拟计算或安全评价确定，建议组织专家技术论证后确定拆迁及应急撤离范围，本工程暂参考普光气田（平均硫化氢含量 15%）的安全评价结论，即高含硫天然气井口搬迁距离为 300m，应急撤离距离为周边

1500m。经设计单位现场踏勘可知：本次新建的 4011-4H 井口 300m 范围内涉及****散居居民（约****户、具体户数以实际测绘结果为准），项目钻井期结束后，后期集输采气需提前对****散居居民（约****户）进行搬迁安置。

1.4.2. 站场环境合理性分析

本项目利用大湾 4011 井场进行建设，不涉及新增用地，用地不占用、不穿越和跨越国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水源保护区、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林等环境敏感区及其他生态保护红线管控范围，本项目选址周边无明显环境制约因素。

根据现场调查，站场工程评价范围内分布有分散居民点、后河特有鱼类国家级水产种质资源保护区（位于无名河下游约 1.4km）。

后河特有鱼类国家级水产种质资源保护区

后河特有鱼类国家级水产种质资源保护区于 2010 年 11 月 25 日由农业部以第 1491 号公告批准建立。保护区总面积 840hm²，其中核心区面积 320hm²，实验区面积 520hm²。主要保护对象为岩原鲤、南方大口鲶、黄颡鱼、华鲮、中华鳖、中华倒刺鲃，其它保护对象包括鳜鱼、中华裂腹鱼、重口裂腹鱼、大鳍鳠、白缘央、黑尾央等。

后河特有鱼类国家级水产种质资源保护区自上游至下游依次经由毛坝大水荡村高落关（107°46'54"E, 31°39'6"N）、毛坝大水荡村灯笼扁（107°46'58"E, 31°39'16"N）、毛坝老街溪口（107°44'25"E, 31°36'36"N）、毛坝弹子村小胡岸（107°44'9"E, 31°34'51"N）、胡家镇跳河村陈家嘴（107°42'56"E, 31°35'5"N）、胡家镇堰沟村黄家湾（107°54'34"E, 31°32'2"N）、普光镇巴人村樊家湾（107°43'19"E, 31°34'53"N）、普光镇铜坎村铜坎洞（107°44'40"E, 31°31'59"N）、普光镇巴人村鸭嘴（107°45'33"E, 31°31'56"N）九个拐点的后河组成，流经毛坝镇、胡家镇、普光镇，全长 56 公里。其中核心区为毛坝镇大水荡（107°45'52"E, 31°38'30"N）至胡家镇跳河（107°45'43"E, 31°34'29"N）的河段。实验区分为 2 段，第一河段从毛坝大水荡村灯笼扁（107°46'58"E, 31°39'16"N）至毛坝镇大水荡（107°45'52"E, 31°38'30"N）；第二河段从胡家镇跳河（107°45'43"E, 31°34'29"N）至普光镇巴人村鸭嘴（107°45'33"E, 31°31'56"N）。

本项目井口与后河直线距离约 1.1km, 后河特有鱼类国家级水产种质资源保护区位于本项目下游约 1.4km 处。本项目与后河特有鱼类国家级水产种质资源保护区的位置关系见下图。

图 1.4-2 本项目与后河特有鱼类国家级水产种质资源保护区位置关系

本项目在钻井井场设置清污分流系统, 使井场内废水经处理后进入泥浆不落地系统内, 同时避免雨水流入废水系统增加负荷, 项目高出地面的主放喷池集污坑等池壁也可有效避免周边雨水进入废水之中。试采期气田水暂存于分液罐, 分液罐设置有采取防渗处理的围堰, 能有效防止气田水外溢。本次环评要求建设单位加强管理, 完善风险防范措施, 将废水外溢事故的概率较低。此外, 工程也有相应的事故应急预案, 事故时能及时采取控制措施, 确保对地表水环境、后河特有鱼类水产种质资源保护区的影响降至最低限度。

同时考虑到初期雨水以及井场内所有储水设备泄漏收集处理不及时等极端情况时, 集污坑规格不够, 废水流出井场, 对周围环境造成影响, 要求建设单位(尤其如果项目施工在雨季时)应确保集污坑的利用效率, 保证井场内废水能有效收集进入泥浆不落地装置、主放喷池或污水池。项目污水池容积为 1000m³, 主放喷池容积为 300m³, 当发生废水泄漏事故发生时, 两者可互为备用。避免初期雨水控制不好或极端情况对附近水环境的污染, 同时也能更加降低污水泄漏对外环境(如地下水、耕地、后河特有鱼类水产种质资源保护区)的影响。

本次环评要求建设单位施工和试采期工程废气、废水、固体废物均采取了相应的污染防治措施, 其对周边环境的影响在可接受的范围。通过采取评价提出的技术经济可行的环保措施, 根据环境影响预测评价与分析, 本项目施工、试采期不改变区域环境功能, 对周边居民的影响小, 环境影响在当地环境可接受范围内。

综上所述, 本项目选址无明显环境限制因素, 从环境保护角度分析, 站场选址合理。

1.5. 环境影响因子识别和筛选

1.5.1. 环境影响因素分析

根据项目施工期、运营期、退役期的具体情况, 对其可能产生的环境影响进行统计识别, 结果详见下表。

表1.5-1 环境影响要素矩阵

时段	环境影响因素	主要影响因子	环境空气	地表水	地下水	声环境	植被	动物	景观	其他
----	--------	--------	------	-----	-----	-----	----	----	----	----

时段	环境影响因素	主要影响因子	环境空气	地表水	地下水	声环境	植被	动物	景观	其他
废水	钻前生活污水	COD、BOD ₅ 、氨氮、SS		√						
	钻井生活污水			√						
	钻前施工废水、试压废水	SS		√						
	钻井废水	pH、SS、石油类、氯化物、钡		√						
	压裂返排液及洗井废水	pH、COD、SS、石油类、氯离子、挥发酚		√						
	初期雨水	COD、SS		√						
废气	施工扬尘	颗粒物	√							
	施工机械、车辆尾气	NO _x 、CO、烃类	√							
	备用柴油发电机尾气	NO _x 、SO ₂ 、颗粒物	√							
	事故放喷废气	NO _x 、SO ₂ 、CO ₂	√							
	完井测试放喷废气	NO _x 、SO ₂ 、CO ₂	√							
固废	生活垃圾	生活垃圾			√		√			
	开挖土石方	土方、石方			√		√			
	废水基泥浆及岩屑	泥浆、岩屑		√	√		√			
	废包装材料	废包装材料					√			
	废油、废油桶、废含油抹布及手套	石油类			√		√			
噪声	施工机械和车辆噪声	噪声				√				
生态	站场建设	占地破坏土壤、植被，水土流失					√	√	√	
其他	交通	短时影响交通								√
运营期	废气	水套炉燃烧废气	颗粒物、NO _x 、SO ₂	√						
		检修、放空废气	颗粒物、NO _x 、SO ₂	√						
	废水	气田采出水	悬浮物、COD、氯化物、钡等		√					
	固废	除砂器产生的废渣	废渣		√		√			
		检修废渣	废渣		√		√			
		分液罐沉渣	沉渣		√		√			
		废油、废油桶、废含油抹布及手套	石油类		√		√			

时段	环境影响因素	主要影响因子	环境空气	地表水	地下水	声环境	植被	动物	景观	其他
风险	噪声	设备噪声	噪声			√		√		
	站场天然气泄漏	甲烷	√							
	分液罐泄漏	氯离子、 COD等		√	√					
退役期	废气	施工机械废气	SO ₂ 、 NO _x 、 CO、 HC等	√						
		扬尘	颗粒物等	√						
	废水	生活污水	COD、 BOD ₅ 、 NH ₃ -N		√					
	固体废物	废弃设备零部件、建筑垃圾	/				√		√	
		废防渗材料	石油类			√		√		
	噪声	施工作业噪声	/				√		√	

1.5.2. 环境影响因子识别和筛选

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

表 1.5-2 本项目环境影响评价因子

环境要素	环境质量现状评价因子	环境影响预测与评价	
		施工期	运营期
生态	土地利用现状、生态系统、水土流失;	土地利用、水土流失	/
大气环境	SO ₂ 、 NO _x 、 PM ₁₀ 、 PM _{2.5} 、 CO、 O ₃ ; 特征因子为非甲烷总烃、硫化氢;	颗粒物、 SO ₂ 、 NO _x 、 非甲烷总烃	颗粒物、 SO ₂ 、 NO _x
地表水环境	水温、pH、溶解氧、CODcr、BOD ₅ 、氨氮、总氮、总磷、石油类、挥发酚、粪大肠菌群、SS;	CODcr、 BOD ₅ 、氨氮、SS	CODcr、 BOD ₅ 、氨氮、SS
地下水环境	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、菌落总数、氟化物、总大肠菌群、石油类、硫化物、钡;	pH、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、钡	pH、COD _{Mn} 、氨氮、氯化物、钡
土壤环境	建设用地土壤风险筛选值和管制值(基本项目)镉、铅、汞、六价铬、砷、镍、铜、锌、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并	氯化物、钡	氯化物、钡

环境要素	环境质量现状评价因子	环境影响预测与评价	
		施工期	运营期
	[1,2,3-cd]芘、萘等 45 项；农用土壤风险筛选值和管制值（基本项目）：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌；特征因子：pH、石油烃、氯化物、全盐量、钡。		
声环境	等效连续A声级	等效连续A声级	等效连续A声级
环境风险	/	柴油、天然气	天然气（甲烷、硫化氢等）、气田采出水等

1.6. 环境功能区划

本项目所在区域环境功能区划详见下表。

表 1.6-1 建设项目所在地环境功能区划表

序号	环境要素	功能属性
1	环境空气	工程建设区域内主要为乡村区域环境，根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）划分，属二类地区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准。
2	地表水	本项目井站附近为南侧无名河，中心沟水库，最终汇入后河，属嘉陵江水系。根据《达州市地表水功能区划》及《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的相关要求，南侧无名河、中心沟水库执行 III 类地表水环境功能区。
3	声环境	本项目井站位于达州市宣汉县毛坝镇，项目所在的一般农村地区属于 2 类声环境功能区。
4	地下水环境	本项目井站地下水环境质量评价均执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准。
5	生态及环境敏感区	根据《四川省生态功能区划》，本项目位于四川盆地亚热带湿润气候生态区，属于大巴山水源涵养与土壤保持生态功能区（I-3-2），该生态功能区的主导功能是水源涵养功能，土壤保持功能。面临的主要环境问题是多洪灾，滑坡崩塌强烈发育，水土流失严重。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。
6	土壤环境	项目站场内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中风险筛选值；项目站场周边耕地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中其他标准限值。
7	水土流失防治划分	根据达州市水利局《关于水土保持“两区”划分的公告》，本项目涉及水土流失重点治理区。

1.7. 评价标准

1.7.1. 环境质量标准

1.7.1.1. 环境空气质量标准

评价区域环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准；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；硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 标准。环境空气质量标准见下表。

表1.7-1 环境空气质量评价标准

污染物	取值时间	浓度限值	标准来源
二氧化硫 (SO ₂)	年平均	60μg/m ³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
	24 小时平均	150μg/m ³	
	1 小时平均	500μg/m ³	
二氧化氮 (NO ₂)	年平均	40μg/m ³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
	24 小时平均	80μg/m ³	
	1 小时平均	200μg/m ³	
PM ₁₀	年平均	70μg/m ³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
	24 小时平均	150μg/m ³	
PM _{2.5}	年平均	35μg/m ³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
	24 小时平均	75μg/m ³	
一氧化碳 (CO)	24 小时平均	4mg/m ³	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
	1 小时平均	10mg/m ³	
臭氧 (O ₃)	日最大 8 小时平均	160μg/m ³	《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
	1 小时平均	200μg/m ³	
非甲烷总烃	1 小时平均	2mg/m ³	《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
硫化氢	1 小时平均	10μg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D

1.7.1.2. 地表水环境质量标准

本项目地表水环境执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准；氯化物执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中表 2 中标准限值。

标准值如下：

表1.7-2 地表水环境质量标准

污染物	III类
pH	6-9 (无量纲)
溶解氧	≥5mg/L
化学需氧量	20mg/L
五日生化需氧量	4mg/L
六价铬	0.05mg/L
氨氮	1.0mg/L
总氮	1.0mg/L

污染物	III类
总磷	0.2mg/L
石油类	0.05mg/L
挥发酚	0.005mg/L
硫化物	0.2mg/L
氯化物	250mg/L

1.7.1.3. 地下水环境质量标准

执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，具体标准值如下：

表1.7-3 地下水质量标准

污染物	标准限值	污染物	标准限值
钾	/	砷	≤0.01mg/L
钠	≤200mg/L	汞	≤0.001mg/L
钙	/	铬（六价）	≤0.05mg/L
镁	/	总硬度	≤450mg/L
碳酸根	/	铅	≤0.01mg/L
重碳酸根	/	氟化物	≤1mg/L
Cl ⁻	/	镉	≤0.005mg/L
SO ₄ ²⁻	/	铁	≤0.3mg/L
氯化物	≤250mg/L	锰	≤0.1mg/L
硫酸盐	≤250mg/L	溶解性总固体	≤1000mg/L
pH	6.5≤pH≤8.5mg/L	耗氧量	≤3mg/L
氨氮	≤0.5mg/L	总大肠菌群	≤3MPN/100mL
硝酸盐（以 N 计）	≤20mg/L	细菌总数	≤100CFU/mL
亚硝酸盐（以 N 计）	≤1mg/L	石油类	≤0.05mg/L
挥发酚	≤0.002mg/L	钡	≤0.7mg/L
氰化物	≤0.05mg/L	硫化物	≤0.02mg/L

注：石油类标准限值参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准

1.7.1.4. 声环境质量标准

本项目所在地属一般农村地区，根据四川省区域环境噪声功能适用区划分的相关规定查询，该区域未划定声环境功能区，参照《声环境质量标准》（GB3096-2008）声环境适用范围，声环境功能区划定为2类区。

标准限值见下表。

表1.7-4 声环境质量标准限值

评价标准	标准级别	昼间	夜间
《声环境质量标准》（GB3096-2008）	2类	60dB（A）	50dB（A）

1.7.1.5. 土壤环境质量标准

项目周边区域属于农业用地，土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值标准。项目所在井场内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）和《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》（DB51/2978-2023）第二类用地风险筛选值。

表1.7-5 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）单位 mg/kg

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

表1.7-6 土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）单位 mg/kg

序号	污染物项目	筛选值	管制值
		第二类用地	第二类用地
重金属和无机物			
1	砷	60	140
2	镉	65	172
3	铬（六价）	5.7	78
4	铜	18000	36000
5	铅	800	2500
6	汞	38	82
7	镍	900	2000
8	钡	2766	8660

序号	污染物项目	筛选值	管制值
		第二类用地	第二类用地
挥发性有机物			
9	四氯化碳	2.8	36
10	氯仿	0.9	10
11	氯甲烷	37	120
12	1, 1-二氯乙烷	9	100
13	1, 2-二氯乙烷	5	21
14	1, 1-二氯乙烯	66	200
15	顺 1, 2-二氯乙烯	596	2000
16	反 1, 2-二氯乙烯	54	163
17	二氯甲烷	616	2000
18	1, 2-二氯丙烷	5	47
19	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	100
20	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	50
21	四氯乙烯	53	183
22	1, 1, 1-三氯乙烷	840	840
23	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	15
24	三氯乙烯	2.8	20
25	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5	5
26	氯乙烯	0.43	4.3
27	苯	4	40
28	氯苯	270	1000
29	1, 2-二氯苯	560	560
30	1, 4-二氯苯	20	200
31	乙苯	28	280
32	苯乙烯	1290	1290
33	甲苯	1200	1200
34	间二甲苯+对二甲苯	570	570
35	邻二甲苯	640	640
半挥发性有机物			
36	硝基苯	76	760
37	苯胺	260	663
38	2-氯酚	2256	4500
39	苯并[a]蒽	15	151
40	苯并[a]芘	1.5	15
41	苯并[b]荧蒽	15	151

序号	污染物项目	筛选值	管制值
		第二类用地	第二类用地
42	苯并[k]荧蒽	151	1500
43	䓛	1293	12900
44	二苯并[a, h]蒽	1.5	15
45	茚并[1, 2, 3-cd]芘	15	151
46	萘	70	700
石油烃类			
47	石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	4500	9000

1.7.2. 污染物排放标准

1.7.2.1. 废气污染物排放标准

1、施工期

工程施工期废气污染物中 TSP 执行《四川省施工场地扬尘排放标准》(DB51/2682-2020) 中表 1 排放限值, 详见下表。

表1.7-7 施工期废气污染物排放标准

环境要素	污染因子		标准限值	标准来源
废气	颗粒物	拆除工程/土方开挖/土方回填阶段	600 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	《四川省施工场地扬尘排放标准》(DB51/2682-2020)
		其他工程阶段	250 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	

2、运营期

本次评价试采站 VOCs 无组织排放执行《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 标准限值; 硫化氢废气排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93); 水套炉废气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 中表 2 排放浓度限值。具体排放限值见下表。

表1.7-8 废气污染物排放标准

污染源	污染物	有组织排放标准要求	无组织排放限值 (mg/m ³)	备注
站场废气	VOCs (以 NMHC 计)	/	2.0	《四川省固定污染源大气挥发性有机物排放标准》(DB51/2377-2017)
	H ₂ S	/	0.06	《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)
水套加热 炉废气	NO _x	200	/	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)
	SO ₂	50		

污染源	污染物	有组织排放标准要求	无组织排放限值 (mg/m ³)	备注
	颗粒物	20	/	
	烟气黑度 (林格曼黑度, 级)	≤1		

1.7.2.2. 废水污染物排放标准

1、施工期

本项目钻前施工人员生活污水利用农户已有的设施进行收集处置, 钻井及完井施工人员生活污水收集后, 定期由吸污车转运至宣汉县毛坝镇生活污水处理厂处理; 钻前施工废水、试压废水经沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水, 不外排; 钻井废水、初期雨水经固液分离后, 回收上清液用于泥浆配制; 剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注, 不外排; 压裂返排液及洗井废水暂存于主放喷池, 主放喷池预先储备部分碱性水用于中和返排酸液, 然后由罐车运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注, 不外排。

2、运营期

本项目站场试采期间产生的气田采出水、检修废水进入分液罐, 然后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注, 不外排; 本项目依托大湾 4011 集气站现有值守人员进行管理, 故本项目试采期间不新增生活污水。

本项目废水回注标准参照执行《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016) 中回注水质要求, 详见下表。

表 1.7-9 项目参照执行的气田水回注水质标准

项目	《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016) 中标准要求
pH	6-9
溶解氧*	≤50
石油类, mg/L	≤100
悬浮物固体含量, mg/L	≤200
铁细菌(IB)*, 个/ml	n×10 ⁴
硫酸盐还原菌(SRB)*, 个/ml	≤25

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。

1.7.2.3. 噪声排放标准

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 相

应标准；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 1.7-10 《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)

时段	标准	单位
昼间	70	dB (A)
夜间	55	

表 1.7-11 运营期噪声排放标准

类别	昼间	夜间	单位
2类	60	50	dB (A)

1.7.2.4. 固体废物

一般工业固体废物的处理处置参照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020) 相关要求；危险废物的处理处置执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《国家危险废物名录(2025年版)》及《关于印发<危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采>等七项危险废物环境管理指南的公告》(生态环境部，公告2021年第74号) 相关要求。

1.8. 评价等级和评价范围

1.8.1. 评价等级

1.8.1.1. 大气环境影响评价等级

(1) 模型选择

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 要求，评价等级判断主要以运营期为主，本项目施工期环境空气影响为施工机械、施工车辆的尾气、扬尘及测试放喷废气等，由于施工期较短，暂不考虑其评价等级。运营期间正常工况下主要废气为试采站水套加热炉燃烧废气。根据环境影响识别，选取 SO₂、NO_x (折算为 NO₂)、颗粒物 (水套加热炉燃烧原料为天然气，天然气燃烧废气污染因子颗粒物在环境中主要以 PM₁₀ 表征，本次以 PM₁₀ 进行评价等级判定) 为评价因子进行预测，分别预测每一种污染物的最大地面浓度占标率 P_i 和地面浓度达标限值 10% 时所对应的最远距离 D_{10%}。其中 P_i 定义为：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度, mg/m^3 ;

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准, mg/m^3 。

一般取 GB 3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值; 对该标准中未包含的污染物, 可参照附录 D 中的浓度限值; 对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的, 可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。大气环境影响评价等级按下表的分级判据进行划分。

表 1.8-1 大气环境影响评价等级判别表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

(2) 估算模型参数

本项目位于达州市宣汉县毛坝镇, 项目周边 3km 范围内一半以上面积不属于城市建成区或者规划区, 因此选择农村。根据 HJ 2.2-2018 附录 B.5 地表参数的选择要求, 估算模型 AERSCREEN 的地表参数根据模型特点选取项目周边 3km 范围内占地面积最大的土地利用类型来确定。根据现场勘查及建设单位提供的资料, 项目所在地现状为林地, 大气评价土地利用类型选择针叶林。环境参数见下表:

表 1.8-2 估算模式环境参数一览表

参数		取值	取值依据
城市/农村选项	城市/农村	农村	宣汉县国土空间规划图
	人口数 (城市选项时)	/	/
最高环境温度/°C		41.3	气象统计数据
最低环境温度/°C		-5.3	气象统计数据
土地利用类型		针叶林	生态现状调查数据
区域湿度条件		潮湿气候	气象统计数据
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否	环境影响报告书
	地形数据分辨率/m	≤90m	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否	3km 范围无大型水体
	岸线距离/km	/	/
	岸线方向/°	/	/

(3) 源强参数

根据工程分析, 本项目为 1 个无组织点源 (排气筒高度低于 15m)。各污染

源排放参数如下：

表 1.8-3 本项目点污染源参数表（正常排放）

编 号	名称	排气筒底部中心 坐标/m		排气筒 底部海 拔/m	排气筒 高度/m	排气筒 内径/m	烟气量/ (m ³ /h)	烟气 温度 /°C	年排 放小 时数/h	排放工 况	污染物排放参数	
		X	Y								名称	速率 (kg/h)
1	水套加热 炉燃烧废 气	113	-37	522	8	0.2	374	120	8640	正常	SO ₂	0.007
											NO ₂	0.022
											PM ₁₀	0.0037

（4）模型估算结果



图 1.8-1 AERSCREEN 估算结果截图

表 1.8-4 大气环境影响估算结果

排放源	污染物	最大落地浓 度距离 (m)	最大落地浓度 (mg/Nm ³)	最大占标率 Pi (%)	D10% (m)	执行 级别
水套加热炉燃 烧废气	PM ₁₀	45	0.00244	0.54	0	三级
	SO ₂	45	****62	0.92	0	三级
	NO _x	45	0.0145	7.26	0	二级

项目采用 AERSCREEN 估算模式计算占标率及最远距离 D10%。计算的结果见上表所示。Pmax 为“水套加热炉燃烧废气”排放的 NO_x，占标率为 7.26%，D10% 为 0m。根据评价工作等级划分的相关判据，本项目大气评价工作等级确定为二级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），本项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。

1.8.1.2. 地表水环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），地表水评价等级和评价范围依据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）相关原则确定，并符合下列要求：

a) 评价类别

按照水污染影响型建设项目开展地表水环境影响评价。

b) 评价等级

1) 对涉及向地表水体排放污染物的建设项目，应按照影响类型、排放方式、排放量、受纳水体环境质量现状、水环境保护目标等，按照 HJ2.3 的相关原则确定评价等级，并按相应评价等级开展评价工作。

2) 废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价。

c) 评价范围

1) 对涉及向地表水体排放污染物的建设项目，应按照 HJ2.3 的相关原则，根据评价等级、影响方式及程度、地表水环境质量管理要求等确定评价范围。

2) 按照水污染影响型三级 B 开展评价的建设项目，其评价范围应满足依托处理设施的环境可行性分析的要求。

3) 涉及地表水环境风险的建设项目，其评价范围应覆盖环境风险影响范围所涉及的地表水环境保护目标水域。

同时，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），水污染影响型建设项目根据排放方式和废水排放量划分评价等级见下表。

表 1.8-5 水污染影响型建设项目评价等级判定表

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q / (m ³ /d)；水污染物当量数 W / (量纲一)
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	--

注 1：水污染物当量数等于该污染物的年排放量除以该污染物的污染当量值（见附录 A），计算排放污染物的污染物当量数，应区分第一类水污染物和其他类水污染物，统计第一类污染物当量数总和，然后与其他类污染物按照污染物当量数从大到小排序，取最大当量数作为建设项目评价等级确定的依据。

注 2：废水排放量按行业排放标准中规定的废水种类统计，没有相关行业排放标准要求的通过工程分析合

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q /(m ³ /d)；水污染物当量数 W /(量纲一)

理确定，应统计含热量大的冷却水的排放量，可不统计间接冷却水、循环水及其他含污染物极少的清净下水的排放量。

注 3：厂区存在堆积物（露天堆放的原料、燃料、废渣等以及垃圾堆放场）、降尘污染的，应将初期雨污水纳入废水排放量，相应的主要污染物纳入水污染当量计算。

注 4：建设项目直接排放第一类污染物的，其评价等级为一级；建设项目直接排放的污染物为受纳水体超标因子的，评价等级不低于二级。

注 5：直接排放受纳水体影响范围涉及饮用水水源保护区、饮用水取水口、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场等保护目标时，评价等级不低于二级。

注 6：建设项目向河流、湖库排放温排水引起受纳水体水温变化超过水环境质量标准要求，且评价范围有水温敏感目标时，评价等级为一级。

注 7：建设项目利用海水作为调节温度介质，排水量 ≥ 500 万 m³/d，评价等级为一级；排水量 < 500 万 m³/d，评价等级为二级。

注 8：仅涉及清净下水排放的，如其排放水质满足受纳水体水环境质量标准要求的，评价等级为三级 A。

注 9：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级 B。

注 10：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。

根据工程分析，本项目钻前施工人员生活污水利用农户已有的设施进行收集处置，钻井及完井施工人员生活污水收集后，定期由吸污车转运至宣汉县毛坝镇生活污水处理厂处理；钻前施工废水、试压废水经沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水；钻井废水、初期雨水经固液分离后，回收上清液用于泥浆配制；剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注；压裂返排液及洗井废水暂存于主放喷池，主放喷池预先储备部分碱性水用于中和返排酸液，然后由罐车运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注；运营期项目站场试采期间产生的气田采出水、检修废水进入分液罐，然后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注。因此，本项目废水均不直接外排。

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）、《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）相关规定，**确定本项目地表水环境影响评价等级为三级 B。**

1.8.1.3. 声环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），声环境影响评价工作的分级是依据建设项目所在区域的声环境功能区类别、建设项目建设前后所

在区域的声环境质量变化程度及受建设项目影响人口的数量。

表 1.8-6 声环境影响评价等级划分依据

序号	评价工作等级	判定依据
1	一级	评价范围内有适用于 GB3096 规定的 0 类声环境功能区域, 或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量达 5dB (A) 以上不含 5dB (A), 或受影响人口数量显著增加时, 按一级评价。
2	二级	建设项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类、2 类地区, 或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量达 3dB (A) ~5dB (A), 或受影响人口数量增加较多时, 按二级评价。
3	三级	建设项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 3 类、4 类地区, 或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量在 3dB (A) 以下不含 3dB (A), 且受影响人口数量变化不大时, 按三级评价。

本项目施工期噪声主要为土方开挖、回填, 机械施工机械作业, 钻井作业及压裂作业等施工噪声, 对声环境的影响为临时性间歇式影响, 施工结束施工噪声影响随之消失。

运营期噪声主要来自试采站站场调压截流、检修或事故状态下的放空噪声, 根据现场调查, 项目所处的环境功能区为《声环境质量标准》(GB3096-2008)规定的 2 类地区, 项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增量在 3dB (A) 以下(不含 3dB (A))。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2021)的规定, **确定本项目声环境评价工作等级为二级。**

1.8.1.4. 地下水环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定, 具体如下:

(1) 建设项目行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中附录 A “地下水环境影响评价行业分类表”, 本项目属于“天然气、页岩气开采(含净化)”编制报告书的项目。

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), 常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、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影响评价。本项

目为常规天然气钻井及试采工程；本项目仅涉及场内输送管线的建设，外部集输管线依托现有，不涉及新建，场内输送管线位于场站范围内。

表 1.8-7 地下水环境影响评价行业分类表

行业类别 环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
天然气、页岩气开采（含净化）	全部	-	II类（试采站）	-

（2）建设项目地下水环境敏感程度

建设项目地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见下表。

表 1.8-8 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
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	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a。
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。

通过对项目占地范围及周边环境的调查，项目周边不存在集中式饮用水源、特殊地下水资源保护区等地下水敏感区，但存在分散式饮用水水源地，本项目地下水环境敏感程度可判定为“较敏感”。

（3）评价等级判定

地下水环境影响评价等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定，可划分为一、二、三级。本项目评价等级判定见下表：

表 1.8-9 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

综上分析，本项目地下水环境影响评价项目类别为“II类”，项目区地下水

环境影响敏感程度为“较敏感”。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 规定, 确定本项目试采站地下水环境影响评价等级为二级。

1.8.1.5. 土壤环境影响评价等级

(1) 建设项目类别

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 7.4 要求: 常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采(含天然气净化厂) 站场等工程, 油类和废水等输送管道, 按照II类建设项目开展土壤环境影响评价。本项目为常规天然气试采工程, 试采站场土壤环境影响评价项目类别为II类。

表1.8-10 土壤环境影响评价项目类别

项目类别	行业类别	I类	II类	III类	IV类
采矿业	金属矿、石油、页岩油开采	化学矿采选; 石棉矿采选; 煤矿采选、天然气开采、页岩气开采、砂岩气开采、煤层气开采(含净化、液化)		其他	其他

(2) 敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018) 4.2.3 土壤环境影响评价应按本标准划分的评价工作等级开展工作, 识别建设项目土壤环境影响类型、影响途径、影响源及影响因子, 确定土壤环境影响评价工作等级, 周边环境敏感程度判别依据见下表。

表 1.8-11 污染影响型项目敏感程度分级表

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

建设项目周边存在耕地, 因此项目占地土壤敏感程度为敏感。

(3) 评价等级判定结果

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划分见下表。

表1.8-12 评价工作等级划分表

	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

本项目占地面积约小于 5hm²，占地规模属于小型；拟建项目土壤环境影响评价项目类别为 II 类，土壤敏感程度为敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的规定，**确定本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。**

1.8.1.6. 生态环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）划分生态环境评价工作等级，本项目不新增用地，位于已建大湾 4011 井场内。同时，项目属于天然气钻井及试采项目，钻井及试采工程属于污染影响类项目。

（1）评价等级确定原则

按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）要求，评价等级确定原则如下：

- 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；
- b)涉及自然公园时，评价等级为二级；
- c)涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；
- 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；
- 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；
- f)当工程占地规模大于 20km² 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；
- g)除本条上述以外的情况，评价等级为三级；
- 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级。

（2）特殊情况下评价等级调整原则

- a)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。

- b)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。
- c)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。
- d)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。
- e)涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。
- f)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。

（3）评价等级判定

本项目不新增用地，位于已建大湾 4011 井井场内，项目符合生态环境分区管控要求，位于现有厂界内，项目只进行天然气钻井、试采，不涉及占地、开挖等典型的施工影响工序，属于允许类项目。因此，本项目属于“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”，项目生态环境影响评价等级为简单分析。

1.8.1.7. 环境风险评价等级

（1）评价等级确定原则

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B 中 B.1 突发环境事件风险物质及临界量表和 B.2 其他危险物质临界量计算方法，本项目在生产过程中涉及的风险物质主要为：甲烷、丙烷、硫化氢、油类物质（柴油、废油）等。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 C，Q 按下式进行计算：

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

式中：q₁, q₂, …, q_n——每种危险物质的最大危险总量，t；

Q₁, Q₂, …, Q_n——每种危险物质的临界量，t。

当 Q < 1 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 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)附录B, 本项目环境危险物质的量与其临界量比值(Q)具体见下表:

表 1.8-13 本项目Q值确定表

时段	序号	物质名称	CAS号	最大存在总量/t	临界量/t	该种危险物质Q值	备注
施工期(钻井工程)	1	甲烷	74-82-8	8.098	10	0.8098	井喷 15min 计
	2	丙烷	74-98-6	0.0003	10	0.00003	井喷 15min 计
	3	硫化氢	7783-06-4	0.386	2.5	0.1544	井喷 15min 计
	4	柴油	/	15.12	2500	0.006	柴油罐 20m ³ , 充装系数取 0.9
	5	废油	/	0.5	2500	0.0002	/
合计					0.9704		/
施工期(完井工程)	1	柴油	/	15.12	2500	0.006	柴油罐 20m ³ , 充装系数取 0.9
	2	盐酸($\geq 37\%$)	7647-01-0	1.13	7.5	0.151	盐酸罐车 10m ³ , 折算为 37%盐酸
	合计					0.157	/
运营期	1	甲烷	74-82-8	0.334	10	0.0334	井口和站场工艺设备、管线(按 503.14m ³ 计)
	2	丙烷	74-98-6	0.00001	10	0.000001	
	3	硫化氢	7783-06-4	0.016	2.5	0.0064	
	4	废油	/	0.3	2500	0.0001	
	合计					0.0399	/

由上表根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录C计算结果, 本项目厂区危险物质数量与临界量最大比值 Q 为 0.9704, 属于 $Q < 1$ 等级。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中关于环境风险评价工作等级的划分方法, 风险潜势为IV及以上, 进行一级评价; 风险潜势为III, 进行二级评价; 风险潜势为II, 进行三级评价; 风险潜势为I, 可展开简单分析。

根据上文分析, 本项目 $Q < 1$, 环境风险潜势为 I, 环境风险评价等级为简单分析。

1.8.2. 评价范围

1.8.2.1. 大气环境影响评价范围

本项目大气环境影响评价工作等级为二级, 《环境影响评价技术导则 大气

环境》（HJ2.2-2018）中有关规定，本项目大气环境影响评价范围确定为以井站为中心，边长 5km 的矩形区域。

图 1.8-2 大气评价范围图

1.8.2.2. 地表水环境影响评价范围

本项目地表水评价等级为三级 B，不设置地表水评价范围。

1.8.2.3. 声环境影响评价范围

本项目噪声环境影响评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中有关规定及井站周边环境特征，本项目声环境评价范围确定为井站周边 200m 范围。

图 1.8-3 声环境评价范围示意图

1.8.2.4. 地下水环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），地下水环境现状调查评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标以及能说明地下水环境现状，反映调查评价区地下水基本渗流特征，满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。建设项目地下水环境调查评价范围的确定可采用公式计算法、查表法及自定义法。

通过区域水文地质资料，结合现场调查，项目所在地水文地质条件相对简单，本次选取自定义法以及公式法确定本项目调查评价范围：西侧以评价区最低排泄基准面后河为界，南侧以黄金口背斜与后河交界点为界，东侧以逆断层黄金口背斜为界，北侧以距大湾 4011 井场 550m 为界。

本项目地下水环境影响评价范围共计 8.3km²。地下水评价范围示意图如下。

图 1.8-4 地下水评价范围示意图

1.8.2.5. 土壤环境影响评价范围

本项目为土壤环境污染影响型项目，评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）和《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响评价范围为站场及周边 200m 范围。本项目土壤环境影响评价范围如下图所示：

图 1.8-5 土壤评价范围示意图

1.8.2.6. 生态环境影响评价范围

本项目生态评价为简单分析，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）：确定评价范围为井站周围 50 米范围。

1.8.2.7. 环境风险评价范围

本项目环境风险评价等级为简单分析，无须设置环境风险评价范围。

1.8.3. 评价等级及评价范围汇总表

综上所述，本项目评价范围见下表：

表 1.8-14 各环境要素评价等级汇总表

环境要素	评价等级	评价范围
大气环境	二级	以井站为中心，边长 5km 的矩形区域。
地表水环境	三级 B	/
声环境	二级	井站周边 200m 范围。
地下水环境	二级	西侧以评价区最低排泄基准面后河为界，南侧以黄金口背斜与后河交界点为界，东侧以逆断层黄金口背斜为界，北侧以距大湾 4011 井场 550m 为界。 共计 8.3km ² 范围。
土壤环境	二级	井站及周边 200m 范围。
生态环境	简单分析	井站周围 50 米范围。
环境风险	简单分析	/

1.9. 环境保护目标

1.9.1. 生态环境保护目标

生态环境保护的目标是维护项目所在区域生态系统的完整性，保障生态系统的整体功能和良性循环，使生态环境所造成的影响或破坏控制在最低限度。根据项目占地性质及周围环境特征，确定主要生态保护目标为：维护评价范围生态系统结构和功能的完整性、可持续性，维持生态系统健康，确保评价范围内重要自然生态系统、自然景观和生物多样性得到系统性保护；评价范围内重点保护动物等得到有效保护。本项目生态评价为简单分析，主要保护目标为项目评价范围的陆生动植物等。

1.9.2. 地表水环境保护目标

本项目井站附近为南侧无名河以及中心沟水库，最终均汇入后河，属嘉陵江水系。南侧无名河以及中心沟水库所汇入后河河段分布有后河特有鱼类国家级水产种质资源保护区，在本项目下游约 1.4km 处。

本项目不涉及重点保护与珍稀水生生物栖息地、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄流通道等水环境保护目标。根据《达州市地表水功能区划》及《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的相关要求，无名河以及中心沟水库执行 III 类地表水环境功能区。

1.9.3. 地下水环境保护目标

根据现场调查，井场附近居民主要以自来水作为饮用水源，少数居民使用水井或泉点作为饮用水源，地下水评价范围内具有饮用功能的水井或泉点约 53 处，具体分布如下。

表 1.9-1 主要地下水保护目标一览表

名称	位置	保护目标	敏感点概况	保护级别
Q1	项目西侧约 3.01km	周边居民分散式饮用水源水井或泉点	6 处，分散式饮用水水源	《地下水质量标准》 (GB/T 14848-2017) III 类标准
Q2	项目西侧约 3.75km		5 处，分散式饮用水水源	
Q3	项目西南侧约 3.34km		10 处，分散式饮用水水源	
Q4	项目西南侧约 2.81km		3 处，分散式饮用水水源	
Q5	项目西南侧约 1.70km		11 处，分散式饮用水水源	
Q6	项目西南侧约 1.24km		3 处，分散式饮用水水源	
Q7	项目东南侧约 0.58km		3 处，分散式饮用水水源	
Q8	项目北侧约 0.35km		12 处，分散式饮用水水源	

1.9.4. 声环境保护目标

本项目声环境保护目标主要为站场周边 200m 范围的分散式居民点，详见下表。

表 1.9-2 主要声环境保护目标一览表

编号	敏感点名称	站场 200m 范围内居民点			
		户数（户）	人口（口）	方位	最近距离（m）
1#	****居民 a	10	50	北侧	122

1.9.5. 大气环境保护目标

本项目大气环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求设置大气环境影响评价范围。根据本项目特点，本次评价大气评价范围以试采站为中心的边长 5km 矩形的环境空气保护目标，详见下表。

表 1.9-3 大气环境保护目标一览表

环境要素	环境保护对象名称	坐标/m (经纬度)		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方位	与井口距离 m	与放喷池距离 m	与井场场界距离 m
		x	y							
大气环境	500m 范围	****居民 1		居民	约 100 户 500 人	GB30 95-20 12 中的二级标准	北	189	324	122
		****居民 2		居民	约 15 户 75 人		西	358	418	316
		罗家寨散居居民		居民	约 2 户 10 人		东南	640	510	482
	0.5km~2.5km 范围	罗家寨居民		居民	约 60 户 300 人		东南	1180	1020	1030
		黄家山居民		居民	约 51 户 255 人		西南	1840	1570	1770
		黄家湾居民		居民	约 64 户 320 人		西南	1890	1940	1850
		老皮滩居民		居民	约 77 户 385 人		西北	1530	1690	1360
		汪家坡居民		居民	约 40 户 200 人		北	2100	2180	1970
		大窝凼居民		居民	约 77 户 385 人		东北	1870	1830	1820

1.9.6. 土壤环境保护目标

本项目土壤环境保护目标主要为站场周边 200m 范围内的耕地、居民等，见下表。

表 1.9-4 主要土壤环境保护目标一览表

序号	名称	区域范围	环境敏感特征
1	居民点、耕地	站场周边 200m 范围	主要为旱地和林地，周边分布有 10 户分散居民点。

2. 工程分析

2.1. 已建工程和相关工程建设情况

2.1.1. 大湾 4011 井场钻井工程情况

本次大湾 4011-4H 井利用大湾 4011 井场平台进行建设（不新增占地），依托大湾 4011 井场现有污水池、清水池、主放喷池等。因此，本次评价对大湾 4011 井场现有工程进行回顾性分析。

2.1.1.1. 环保手续履行情况

大湾 4011 井场位于四川省达州市宣汉县****，大湾 4011 井场于 2019 年 4 月开工建设，2020 年 11 月完成测试，目的层位为****，完钻层位为****。

大湾 4011 井场的环保履行情况列于表 2.1-1 中，具体情况如下：大湾 4011 井场在原大湾 101 井场基础上利用原有井场、道路、污水池进行建设；原大湾 101 井场已取得环评批复及验收批复，由于年限已久，纸质批复遗失且无电子存档。后期建设单位依托大湾 101 井场对其进行改造，建设 D4011 井场、D4012 井场及其地面工程（包含管线工程、站场及阀室工程）；中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司委托重庆九天环境影响评价有限公司编制了《普光气田大湾 401 井区产能建设项目环境影响报告表》，该报告表包含两个井场，分别为 D4011 井场（即大湾 4011 井场）、D4012 井场；该项目于 2019 年 4 月 3 日取得了环评批复（宣环审〔2019〕20 号），并于 2020 年 11 月完成竣工环境保护验收工作。

表 2.1-1 大湾4011井环保手续履行情况表

项目名称	建设内容	环评批复	批复时间	环保验收
普光气田大湾 401 井区	新钻滚动评价井 D4011-2 井、开发井 D4011-3 井、D4012-4 井、D4012-5 井。利用原大湾 101 井场新建 D4011 井场（长 106m、最宽位置 68m），新建 D4012 井场（长 106m、最宽位置 51m），包括钻井工程及地面工程（新建 D4011 集气站、D4012 集气站等）	宣环审〔2019〕20 号	2019 年 4 月 3 日	2024 年 11 月完成自主验收

2.1.1.2. 大湾 4011 井场现状

普光气田大湾 401 井区产能建设项目包含两个井场，分别为 D4011 井场（即大湾 4011 井场）、D4012 井场；本次仅对本项目涉及的大湾 4011 井场工程建设内容介绍如下：

（1）钻前工程

利用原大湾 101 井场新建 D4011 井场（长 106m、最宽位置 68m），包括放喷池（共设置有 2 个，分别为主放喷池、副放喷池，容积均为 300m³）、清水池（1000m³）、污水池（1000m³）。

（2）钻井工程

布置钻气井两口，分别为 D4011-2 井和 D4011-3 井，井深分别为 6122m、6189m。

（3）地面工程

管线工程：D4011 井场（即大湾 4011 井场）~8#阀室酸气管道 890m，8#阀室~D4011 井场燃料气管道 890m；燃料气管道与酸气管道同沟敷设。

站场工程：D4011 集气站设置有 1 台水合物抑制剂撬（利旧加注撬）、2 台加热炉（功率分别为 500kW、600kW）、2 台计量分离器、1 台火炬分液罐（含泵）、1 套火炬以及站内管网等。

（4）道路工程

进站道路 0.6km，巡检便道 0.86km。

由现场勘踏情况可知，大湾 4011 井场钻井工程已完成钻井，井架、泥浆泵、罐区等已拆除。

由现场勘踏情况可知，大湾 401 井场中大湾 4011-3 井目前处于停产中，大湾 4011-2 井正常生产中，工艺装置集中布置于站场后侧。

图 2.1-1 大湾4011井场现场照片

2.1.1.3. 大湾 4011 井场污染治理措施及排放情况

根据验收资料及现场踏勘可知，大湾 4011 井场钻井工程实施过程中，其主要污染物防治情况如下：

1、废水处置措施

产生的废水主要包括钻前施工废水、井场雨水、钻井废水、压裂返排液、洗井废水、试压废水、生活污水、气田采出水。

(1) 钻前施工废水

钻前施工废水来自场地施工、道路施工过程遇雨产生的地表径流，径流雨水中夹带有悬浮物；井场基础建设产生的废水，主要来自砂石骨料加工、混凝土搅拌及养护等过程，钻前施工废水经沉淀处理后用来洒水抑尘，不排放。

(2) 井场雨水

井场设置清污分流措施，井场内四周设排水边沟，井场雨水随四周排水边沟汇至排放口，排放口设监控池，初期雨水收集后进入污水池处理，后期雨水水质清洁后可直接外排。

(3) 钻井废水

钻井作业的配浆过程中会根据泥浆的不同要求加入不等量的水，这些水随钻井液进入井底协助钻井作业，在钻井液返回地面后，大部分水随泥浆进入泥浆净化系统，小部分水随钻屑进入污水池，经固液分离后，回收上清液用于泥浆配置，剩余废水同初期雨水由罐车拉运至大湾 403 污水站或赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注地层，目前已经全部回注完毕。

(4) 压裂返排液及洗井废水

压裂返排液及洗井废水临时暂存于放喷池，压裂返排液及洗井废水由罐车拉运至大湾 403 污水站或赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注。

(5) 试压废水

管道敷设工程会产生试压废水，主要污染物为悬浮物。试压废水产生量较小，经简单沉降后在集气站作为应急水，不外排。

(6) 生活污水

生活污水用旱厕收集后用于农肥，无外排。

(7) 气田采出水

产生的气田采出水经分液罐暂存后运至大湾 403 污水站或赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注。

2、废气处置措施

（1）钻前施工废气

钻前工程、站场建设、管线敷设大气污染物主要来自施工扬尘和施工机械尾气。

（2）测试放喷废气

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。井站现已完成了测试放喷。

钻井期间采取的治理措施有：钻前施工扬尘采取的措施有定期洒水，建筑材料围护设施，车厢遮盖严密减少扬尘；测试放喷为短期放喷，测试完毕后，影响很快能够消除。

（3）加热炉废气

加热炉废气为净化厂净化天然气的燃烧产物，该部分废气经 8m 高排气筒排放。

（4）无组织废气

生产装置均采用国内甚至国际先进的设备和材料，充分保证管道、接头及阀门的密封性，且项目采用天然气密闭集输工艺，因此，基本没有气体泄漏。

3、噪声治理措施

施工期噪声主要来源于钻前工程施工机械噪声（挖掘机、推土机、运输汽车等）和钻井作业噪声（机械、作业、事故放喷、测试放喷与完井工程噪声）；井位不在农户集中区，远离农户房屋，测试放喷前，对井场周边农户进行了临时疏散；合理安排噪声源位置，使噪声源装置尽量远离居民住宅；空压机、泥浆泵等设备，安装弹性垫料、减震垫；加强了作业过程管理；放喷池设置在远离居民的地方；在测试放喷池设置三面墙，以减少噪声影响范围和程度。经现场调查，施工期间采取了有效的环保措施，未发生噪声扰民事件。施工过程中产生的噪声随着施工结束已消失。

运营期噪声主要来自集气站的节流阀、分离器等设备的气流摩擦噪声气流摩擦噪声大小与天然气产量有关检修放空时的放空噪声较大。非正常工况噪声主要包括设备检修、站内超压自动放空以及管道事故发生时，属于偶发噪声，持续时间短，频次低，且进场周围 200m 内无常住居民，因此，放空噪声对周围环境影

响较小。

4、固体废物处置措施

钻井工程产生的固体废物主要为施工废物、钻井岩屑、废弃泥浆、生活垃圾、清管废渣等。废泥浆和常规钻井产生的岩屑委托了中原钻井三公司环保治理中心固化合格后再转运至普光工业园区四川光隆环保科技有限公司固废烧结厂烧结，进行资源化利用；采用网电钻机，使用润滑油保养设备，未产生废油；生活垃圾由井场设垃圾桶进行收集，定期交由当地环卫部门统一处理。

地面工程产生的固废包括施工作业弃土、废渣、焊接废物、废包装材料、建筑垃圾及生活垃圾。常规钻井岩屑和钻井泥浆已全部固化，泥浆池已转运至普光工业园区四川光隆环保科技有限公司固废烧结厂烧结；本项目采用网电钻机、水基泥浆，井队对润滑油收集重复利用，无废油产生；施工过程中产生的焊接废物和废包装材料集中收集后交给当地废物回收站处理，废渣及建筑垃圾已送当地相关部门指定的建渣场处置，生活垃圾已清理，弃土已全部回填。

运营期的固体废物为清管废渣，无生活垃圾产生。运营期每年清管约 2 次，产生的清管废渣委托四川省中明环境治理有限公司进行处置。

5、地下水及土壤保护措施

项目针对钻井平台各区域进行了分区防渗，施工过程中产生的废泥浆、废水等污染物储存于污水及清水池中，污水及清水池、放喷池以及井场所有排污渠(沟)等均按重点防渗进行，井场平台地按一般防渗进行。根据现场调查，污水池内液位处于正常水位，池壁未见明显渗漏。

6、生态保护措施

本项目施工期对生态环境的影响，主要包括施工带的清理、管沟的开挖、布管、修筑巡检便道和施工便道、管道穿越工程、桁架跨越工程等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤扰动、土地利用功能和自然植被等的破坏，工程占地对土地利用类型以及对农业生产的影响；河流等穿跨越对地表水质的影响；隧道穿越等产生的弃渣引起的水土流失等影响。

工程井场表面铺设了碎石，有效防止了雨水冲刷；场地周围修临时排水沟，临坡面做护坡处理，有效防止了水土流失；本工程做到了挖填方平衡，水土流失程度较轻。对于管道工程，采用了分层开挖、分层堆放、分层回填措施，工程结

束后采取深耕深松、增施有机肥等土壤改良措施。施工中减小了施工作业带宽度、减少占地；合理安排了施工进度及施工时间；对可能产生的水土流失地带都设置完善的截排水沟，并对表层熟化土堆放进行覆盖；及时进行了地貌和植被恢复。

2.1.1.4. 大湾 4011 井场存在的主要环境问题及整改措施

根据现场调查，大湾 401 井场钻井工程施工期产生的各类污染物均已得到妥善处置，现场无残留，污水池和放喷池内污水全部拉运已合法合规处理。目前未发现环境污染问题，未发现环保纠纷和投诉，不涉及遗留环境问题。

因大湾 4011 井场已建成多年，为更好运营后期项目，建设单位考虑对主放喷池进行改造，清理池中污水后，对主放喷池新做防渗层。

2.1.1.5. 设施依托可行性

（1）进场道路依托可行性

进场道路依托大湾 4011 井场平台现有进场道路，其道路条件能够满足本项目的接入需求，依托可行。

（2）放喷池、污水池及清水池依托可行性

排污池依托大湾 4011 井场已建污水池 1 座（容积约 1000m³）、清水池 1 座（容积约 1000m³），放喷池对已建主放喷池（容积约 300m³）进行防渗处理后利旧，其设施能满足本项目的使用需求。

（3）加热炉、计量分离器依托可行分析

本项目依托大湾 4011-3 井配置的 1 台 600kW 加热炉、1 台计量分离器以及站内的 1 台火炬分液罐（含泵）、1 套火炬、管网等；根据前文分析可知：大湾 4011-3 井配产规模为 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，由于大湾 4011-3 井已处于停产状态（已关井，后期不复产），本次将建设的大湾 4011-4H 配产规模为 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 小于大湾 4011-3 井配产规模为 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，故大湾 4011-3 井配置的 1 台 600kW 加热炉、1 台计量分离器能够满足本项目的使用需求。

（4）放空火炬依托可行分析

大湾 4011 集气站现有高压放空火炬 1 座（98m），火炬设长明灯，满足站内酸性气体排放燃烧要求，站内放空废气经分离后至放空火炬燃烧，本工程依托大湾 4011 集气站已建的放空系统，站场的放空天然气直接进入大湾 4011 集气站的火炬分液罐分离后输送至放空火炬进行燃烧。因此放空火炬依托可行。

(5) 乙二醇加注橇依托可行分析

本项目依托乙二醇加注橇利用大湾 4011 集气站已建加注橇，新建一套乙二醇加注装置后接入已建乙二醇加注橇内，由于大湾 4011-3 井已处于停产状态，故已建乙二醇加注橇可供大湾 4011-4H 井口加注使用，乙二醇加注橇依托可行。

(6) 已建集输管道依托可行分析

①D4011 集气站至 8#阀室已建管道依托可行性分析

大湾 4011 集气站原设计配产 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，大湾 4011-2 井配产为 $45 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，大湾 4011-3 井处于停产状态（已关井，后期不复产），本工程（大湾 4011-4H）配产为 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，项目建成后大湾 4011 集气站外输天然气最大规模为 $60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，外输天然气经节流后满产状态下工作压力 10.1MPa，D4011 集气站至 8#阀室已建管道设计压力为 12.5MPa。因此，D4011 集气站至 8#阀室已建管道满足普光大湾 4011-4H 井投产后天然气输送要求。

②4#线集输管道依托可行性分析

普光气田大湾区块于 2012 年投产，大湾区块集输管线主要有 4#线、1#-4#线连通线、大湾复线。大湾 4011 井场天然气进入 4#线输送至净化厂，大湾 4011 集气站原设计配产 $100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。本工程实施后，单井配产为 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，大湾 4011-3 井处于停产状态（已关井，后期不复产），故本站总气量小于设计规模；大湾 4011 集气站涉及的 4#线目前实际输量为 $400 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，远低于设计输量 $808 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，经核算，4#线集输管道满足普光大湾 4011-4H 井投产后天然气输送要求。

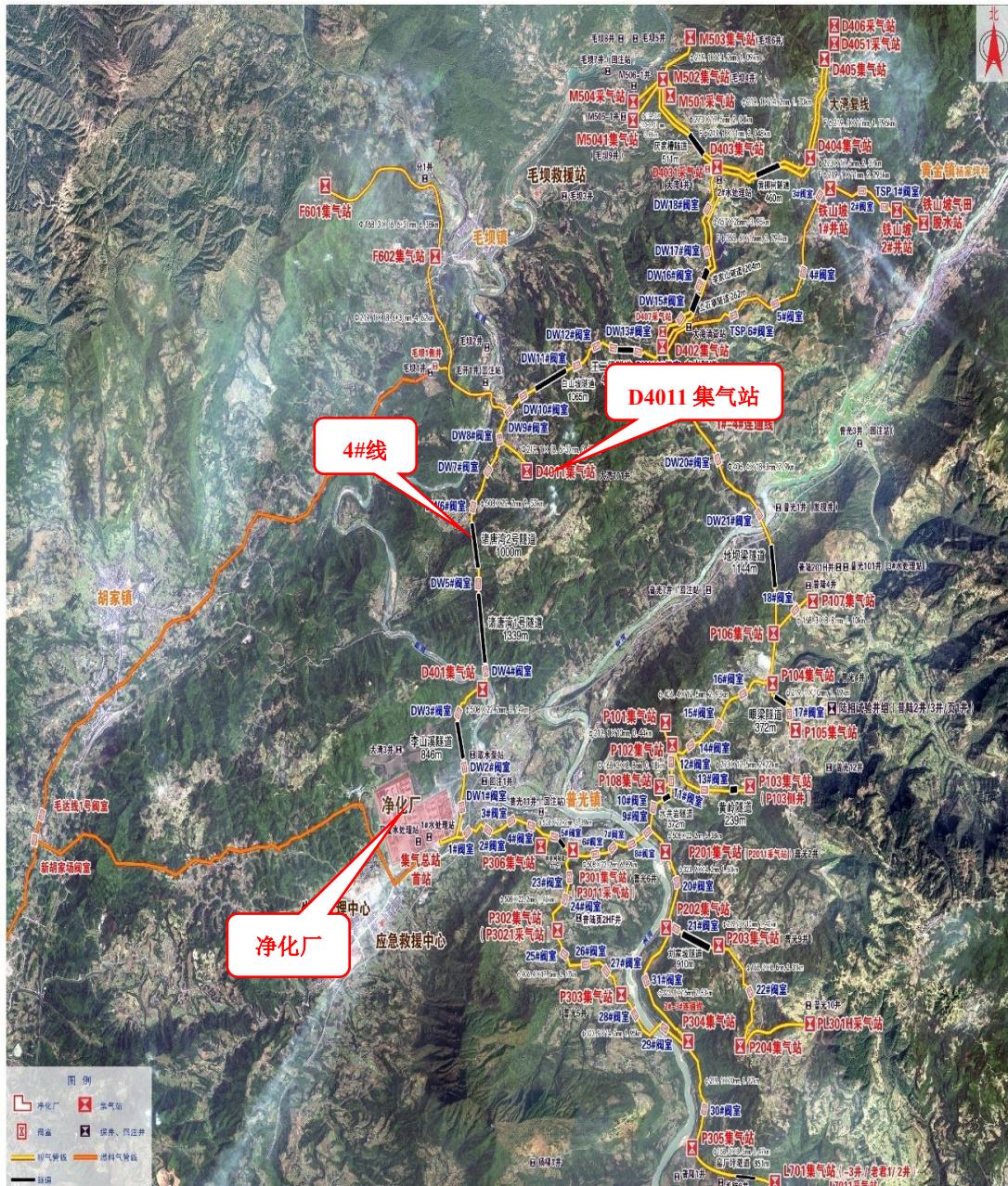


图 2.1-2 普光气田集输管网布局示意图

2.1.2. 环保工程依托可行性

2.1.2.1. 污水处理设施依托可行性

(1) 污水处理设施依托工程简介

2007年4月，普光气田项目工程开工建设，随着该区块天然气持续的勘探开发，相应的污水处理站及回注站配套建设实施。目前普光气田共布局污水处理站3座，回注井4口，具体情况如下：

①污水处理站

赵家坝污水处理站（1号水处理站）：位于天然气净化厂内，设计处理规模

为 800m³/d, 采用氧化除硫+混凝沉降+过滤处理工艺, 目前实际处理量为 500m³/d, 剩余处理能力为 300m³/d。

大湾 403 污水处理站 (2 号水处理站) : 位于炉旺村东北大湾 403 集气站站场内, 设计处理规模为 120m³/d, 采用氧化+混凝沉淀+双滤料过滤器+精细过滤器处理工艺, 目前实际处理量为 80m³/d, 未来需处置普光气田分 4-1H 井钻井及试采工程废水约 10m³/d, 则剩余处理能力为 30m³/d。

3 号污水处理站: 位于原普光 101 钻井平台, 设计处理规模为 700m³/d, 采用氧化+混凝沉淀+双滤料过滤器+精细过滤器处理工艺, 目前实际处理量为 300m³/d, 剩余处理能力为 400m³/d。

上述废水经处理达标可进入毛开 1 井、普光 11 井、普光 3 井和普光 7 井等回注井站回注, 回注去向由建设单位根据回注井回注压力峰值确定。

②回注井站

毛开 1 井回注站: 回注层位为雷口坡、嘉陵江组, 注水井段 2235.0m-3790.0m, 回注储集空间 226.77 万 m³, 注水压力约为 37MPa, 污水回注设计规模为 120m³/d, 目前回注量为 100m³/d, 回注压力峰值约为 31MPa。

普光 11 井回注站: 回注层位为飞仙关组, 注水井段 5546.5m-5754.4m, 回注储集空间 132 万 m³, 注水压力约为 35MPa, 污水回注设计规模为 300m³/d, 目前回注量为 200m³/d, 回注压力峰值约为 12.5MPa。

普光 3 井回注站: 回注层位为飞仙关组, 注水井段 5295.8m-5476.0m, 回注储集空间 64 万 m³, 注水压力约为 35MPa, 污水回注设计规模为 350m³/d, 目前由于站场检修, 已暂时停止回注; 后期检修完毕恢复后, 预计回注量为 150m³/d。

普光 7 井回注站: 回注层位为飞仙关组, 注水井段 6109.0m-6313.9m, 回注储集空间 54.65 万 m³, 注水压力约为 40MPa, 污水回注设计规模为 300m³/d, 目前回注量为 200m³/d, 回注压力峰值约为 22MPa。

本项目施工期钻井废水、压裂返排液及洗井废水和运营期试采的气田采出水主要依托赵家坝污水处理站处理达标后回注, 通过密闭罐车定期拉运至赵家坝污水处理站处理达到《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016) 中回注水质要求后管输至回注站回注处理, 不外排。2 号污水处理站、3 号污水处理站可作为备用的污水处理站。

(2) 依托工程“三同时”情况

依托工程“三同时”情况详见下表：

表 2.1-2 依托工程“三同时”情况一览表

序号	项目名称	工程内容	环评批复时间、文号及批复部门	竣工环保验收时间、文号及验收部门
1	大湾 403 污水站及回注站工程	大湾 403 污水站；毛开 1 井回注站；大湾 403 污水站至毛开 1 井回注站污水回注外输管线。	2011 年 8 月取得四川省环境保护厅《关于大湾 403 污水站及回注站工程建设项目环境影响报告表的批复》(川环审批〔2011〕325 号)	2013 年通过四川省环境保护厅的验收(川环验〔2013〕194 号)
2	赵家坝污水处理站	赵家坝污水处理站(1 号气田水处理站)	2015 年 4 月取得宣汉县环境保护局《关于 1 号气田水处理站改造工程环境影响报告表的批复》(宣环审〔2015〕33 号)	2016 年通过宣汉县环境保护局的验收(宣环验〔2016〕1 号)
3	三号气田水处理站	三号气田水处理站；三号气田水处理站至普光 3 井、普光 7 井回注站污水回注外输管线	2013 年取得宣汉县环境保护局《普光主体产出水综合处理工程环境影响报告表的批复》(宣环审〔2013〕130 号)	2017 年通过宣汉县环境保护局的验收(宣环验〔2017〕4 号)
4	普光 11 井回注站	普光 11 井回注站	2008 年 8 月取得宣汉县环境保护局《关于中石化中原油田普光分公司普光 11 井污水试注工程环境影响报告表的批复》(宣环审〔2015〕33 号)	2010 年通过了宣汉县环境保护局的验收(宣环验〔2010〕23 号)
5	普光 3 井回注站	普光 3 井回注站及管线	2013 年 10 月取得四川省环境保护厅《四川省环境保护厅关于普光 3 井回注工程环境影响报告表的批复》(川环审批〔2013〕634 号)	2015 年通过了四川省环境保护厅的验收(川环验〔2015〕195 号)
6	普光 7 井回注站	普光 7 井回注站	2016 年 11 月取得四川省环境保护厅《普光 7 回注工程环评批复》(川环审批〔2016〕287 号)	2017 年 5 月通过四川省环境保护厅的验收(川环验〔2016〕9 号)

(3) 依托可行性分析

本项目施工期钻井废水、压裂返排液及洗井废水和运营期试采的气田采出水主要依托赵家坝污水处理站处理，通过密闭罐车定期拉运至赵家坝污水处理站处理达到《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016) 中回注水质要求后管输至

回注站回注处理，不外排。2号污水处理站、3号污水处理站可作为备用的污水处理站。因此本次评价重点对赵家坝污水处理站、回注站依托可行性进行分析。

1) 赵家坝污水处理站

赵家坝污水处理站位于天然气净化厂内，处理规模为 $800\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量为 $500\text{m}^3/\text{d}$ ，富余 $300\text{m}^3/\text{d}$ 。污水处理系统“氧化除硫+混凝沉降+过滤”工艺。赵家坝污水处理站自投入运行以来，运行状况良好，出水水质能够满足《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求。

2) 毛开 1 井回注站

毛开 1 井回注站位于达州市宣汉县****6 组旁，该井站回注层位为嘉陵江组（井段 $3680\text{m} \sim 3790\text{m}$ ）、雷口坡组（井段 $2235\text{m} \sim 2350\text{m}$ ），回注水量储集空间为 $226.77 \times 10^4\text{m}^3$ ，井口高压管线设计压力为 37MPa ，目前回注压力为 31MPa ，污水回注设计规模为 $120\text{m}^3/\text{d}$ ，目前回注量为 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，已回注总量为 $15 \times 10^4\text{m}^3$ ，剩余 $211.77 \times 10^4\text{m}^3$ 。毛开 1 井回注站自投入运行以来，运行状况良好，未发生安全环保事故。

3) 普光 11 井回注站

普光 11 井回注站位于达州市宣汉县普光镇，该井站回注层位为飞仙关组（井段 $5552\text{m} \sim 5716\text{m}$ ），回注储集空间 132 万 m^3 ，注水压力约为 35MPa ，污水回注设计规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，目前回注量为 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，已回注总量为 $15 \times 10^4\text{m}^3$ ，剩余 $211.77 \times 10^4\text{m}^3$ 。普光 11 井回注站自投入运行以来，运行状况良好，未发生安全环保事故。

4) 普光 3 井回注站

普光 3 井回注站位于达州市宣汉县黄金镇斑竹村 3 组，该井站回注层位为飞仙关组，注水井段 $5295.8\text{m} \sim 5476.0\text{m}$ ，回注储集空间 64 万 m^3 ，注水压力约为 35MPa ，污水回注设计规模为 $350\text{m}^3/\text{d}$ ，目前由于站场检修，已暂时停止回注；后期检修完毕恢复后，预计回注量为 $150\text{m}^3/\text{d}$ ；已回注总量为 $90.33 \times 10^4\text{m}^3$ ，剩余 $100.67 \times 10^4\text{m}^3$ 。普光 3 井回注站自投入运行以来，运行状况良好，未发生安全环保事故。

5) 普光 7 井回注站

普光 7 井回注站位于达州市宣汉县芭蕉村，该井站回注层位为飞仙关组，注水井段 6109.0m-6313.9m，回注储集空间 54.65 万 m³，注水压力约为 40MPa，污水回注设计规模为 300m³/d，目前回注量为 200m³/d，回注压力峰值约为 22MPa。普光 7 井回注站自投入运行以来，运行状况良好，未发生安全环保事故。

6) 依托可行性分析

本项目污水处理站及回注站依托工程可行性见下表。

表 2.1-3 本项目污水处理站及回注站依托可行性

依托工程名称	设计规模 (m ³ /d)	现处理规模 (m ³ /d)	剩余规模 (m ³ /d)	运营期本项 目产生量 (m ³ /d)	是否可行
赵家坝污水处理站	800	500	300	10	可行
毛开 1 井回注站	120	100	20		
普光 11 井回注站	300	200	100		
普光 3 井回注站	350	150	200		
普光 7 井回注站	300	200	100		

因此，运营期本项目气田采出水可依托赵家坝污水处理站通过“氧化除硫+混凝沉降+过滤”工艺处理本项目废水，处理后能够满足《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016) 中回注水质要求，并通过回注地层。

回注井由表层套管、技术套管、油层套管及回注套管等四层同心管组成，杜绝回注气田水渗透到其他地层，并且采用卡封注水，避免废水上窜污染地下水，确保污水回注安全气层。因此毛开 1 井、普光 11 井、普光 3 井和普光 7 井等封闭性及井筒完整性良好，同时毛开 1 井、普光 11 井、普光 3 井和普光 7 井等已稳定运行多年，地下空间结构稳定，运行期间未检测到地下空间发生结构变化。

建设单位制定了《回注站应急处置程序》，明确了生产一线和管理部门在事故应急处理中的职责，污水池、罐区周边设置截水沟，可将泄露的气田水截留收集至污水池，污水池及井场主要区域采取了防渗措施。

回注站已稳定运行多年，剩余总回注量远大于本项目试采废水产生量，剩余储集空间较大，满足回注要求。

2.1.2.2. 现有环境问题及“以新带老”措施

根据建设单位提供资料，各项依托设施已按照要求履行环保手续，未发生过环境事故，运行至今未收到过环保投诉。根据现场踏勘，以上工程管理严格、环

保措施到位，因此，本项目无“以新带老”措施。

2.2. 项目概况

2.2.1. 建设项目基本情况

项目名称：普光气田大湾 4011-4H 井钻井及试采工程；

建设单位：中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司；

建设性质：新建；

建设地点：达州市宣汉县****；

项目投资：9932.44 万元；

井号：大湾 4011-4H；

井型：水平井；

井别：评价井；

井深：****（斜深）/****（垂深）

构造位置：****；

目的层位：****；

完钻层位：****；

完井方式：套管完井；

试采规模： $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；

占地面积：**** m^2 ，位于大湾 4011 井区内，不新增占地；

劳动定员：运营期本工程无新增定员，依托大湾 4011 井区内现有劳动定员。

2.2.2. 项目组成及建设内容

2.2.2.1. 建设内容

本项目新建大湾 4011-4H 井钻井及试采工程，利用大湾 4011 井现有平台进行建设（不新增占地），新建方井（即大湾 4011-4H），配套建设井架、循环罐、泵房、机房基础，其余设备基础利旧。设计井型为水平井，采用泵送桥塞分段、套管注入工艺。对大湾 4011-4H 进行试采作业，井口天然气经一级分流后，接入已建大湾 4011-3 井加热炉（大湾 4011-3 井已停产），经计量后输送，设计配产 15 万立方米/天。

具体建设内容为：

（1）气藏地质与气藏工程

落实有效储层分布, 评价断褶缝体产能及合理井型和配套工艺。方案设计配产 15 万立方米/天, 稳产期 3.3 年。

(2) 钻前工程

井场依托大湾 4011 井场(不新增占地), 井场内新建设井 1 座(大湾 4011-4H 井), 配套建设井架、循环泵、泵房、机房等, 主放喷池进行升级改造落实防渗措施, 储备罐、污水池、清水池利旧, 进场道路依托现有道路。

(3) 钻井工程

设计井型为水平井, 井深****米(垂深) /****米(斜深), 水平段长****米, 目的层为****, 套管完井。采用常规“导管+三开”井身结构: 导管采用Φ****毫米、下深****米; 一开采用Φ****毫米钻头钻至井深****米, Φ****毫米套管下深****米; 二开采用Φ****毫米钻头, 下入Φ****毫米套管至嘉四五段一下****米中完即****米, 嘉四五段盐膏层及其上下****米, 采用Φ****毫米外加厚套管; 三开采用Φ****毫米钻头钻至目的层****即井深****米完钻; 下入Φ****毫米生产套管至****m; 在 60° 井斜左右 50 米采用镍基合金套管, 即****m。

(4) 采气工程

采用桥塞分段、套管注入体积压裂工艺, 改造后下入封闭桥塞封堵井筒, 井筒封闭后采用带压作业机下入完成井管柱。首段采用****输送射孔, 后续改造段采用****联作工艺, 配套 105MPa EE 级电缆防喷装置、防硫射孔器及防酸可溶桥塞。采用****改造工艺; 结合储层物性、非均质性、受边底水影响程度等, 设计分****段差异化改造。

(5) 地面工程

本试采井(大湾 4011-4H 井)采出天然气依托大湾 4011 井场内已建地面流程, 井口天然气经采气树节流阀节流后, 与大湾 4011-2 井产气汇合后经分离器进行气液分离、计量后输送。本项目仅对场内管线进行建设, 新建输气管线 1 条(50m, Φ60.3×4.5)、采气管线 1 条(90m, 镍基合金管φ114.3×8.56)。

(6) 地面集输工程

场外管道依托现有已建集输管道进行输送; 本项目采用酸气集输方案, 集输工艺为全湿气加热保温混输工艺。

2.2.2.2. 项目组成

根据项目的工程特点,可将本项目实施分为气藏地质与气藏工程、钻前工程、钻井工程、完井工程(采气工程)以及地面集输工程。项目主要工程内容和工程量见下表。

表 2.2-1 本项目组成及主要环境影响一览表

类别	工程名称	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	气藏地质与气藏工程	落实有效储层分布,评价断褶缝体产能及合理井型和配套工艺。方案设计配产 15 万立方米/天,稳产期 3.3 年。	/	/	/
	井场	依托大湾 4011 井场进行建设(不新增占地),大湾 4011 井场长 106m、最宽位置 68m; 本项目主要为新建方井 1 座(即大湾 4011-4H),配套建设井架、循环罐(6 个,单个容积为 80m ³)、泵房、机房基础,其余设备基础利旧。		/	依托+新建
	清水池、污水池	大湾 4011 井场已建成 1 座清水池和污水池,位于井场东南侧、北侧,清水池、污水池容积分别为 1000m ³ , 本次清水池、污水池直接利旧。	施工扬尘、施工废水、生活污水、施工噪声、生活垃圾、弃渣等	/	依托
	放喷池	大湾 4011 井场已建成 2 座放喷池,分别为主放喷池、副放喷池,主放喷池位于井场东南侧,容积为 300m ³ ,副放喷池位于井场西北侧,容积为 300m ³ ; 本项目仅依托主放喷池,进行防渗处理后利旧。		/	改造
	进场道路	井场进场道路依托大湾 4011 井进场道路,本次直接利旧。		/	依托
钻井工程	钻井作业	大湾 4011-4H 井钻机采用 70 型钻机,设计井型为水平井,井深 5529.09 米(垂深)****0 米(斜深),水平段长 821.6 米,目的层为****,套管完井。采用常规“导管+三开”井身结构:导管采用Φ508 毫米、下深 50 米;一开采用Φ406.4 毫米钻头钻至井深 701 米,Φ339.7 毫米套管下深 700 米;二开采用Φ311.2 毫米钻头,下入Φ244.5 毫米套管至嘉四五段一下 50 米中完即 4259 米,嘉四五段盐膏层及其上下 50	钻井废水及员工生活污水;钻井水基岩屑及废泥浆、员工生活垃圾;钻井设备噪声等	/	新建

类别	工程名称	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	
		米, 采用Φ260.4 毫米外加厚套管; 三开采用Φ215.9 毫米钻头钻至目的层****即井深****0 米完钻; 下入Φ143.32+139.7 毫米生产套管至 7099 米; 在 60° 井斜左右 50 米采用镍基合金套管, 即 5953-6003 米。			
	完井工程 (采气工程)	采用桥塞分段、套管注入体积压裂工艺, 改造后下入封闭桥塞封堵井筒, 井筒封闭后采用带压作业机下入完成井管柱。首段采用抗硫连续油管输送射孔, 后续改造段采用泵送桥塞射孔联作工艺, 配套 105MPa EE 级电缆防喷装置、防硫射孔器及防酸可溶桥塞。采用套管桥塞分段改造工艺; 结合储层物性、非均质性、受边底水影响程度等, 设计分 8 段差异化改造。	测试放喷废气、压裂返排液及洗井废水、环境风险等	/	新建
地面工程	试采站	利用钻井工程平台新建大湾 4011-4H 试采站 1 座, 依托大湾 4011-3 井流程; 井口天然气经采气树节流阀节流后, 依托大湾 4011-3 井地面流程, 与大湾 4011-2 井产气汇合后经分离器进行气液分离、计量后输送。设计试采规模为 $15 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。	施工扬尘、施工废水、生活污水、施工噪声、生活垃圾、弃渣等	噪声、废水、废气、环境风险	新建+依托
	场内管线	本井依托大湾 4011 集气站集输管线进行输送, 仅对场内管线进行建设, 新建输气管线 1 条 (50m, Φ60.3×4.5) 、采气管线 1 条 (90m, 镍基合金管Φ114.3×8.56)。		环境风险	新建+依托
公用工程	供配电系统	项目周边已建有供电系统, 本项目采用网电, 备用柴油发电机。	/	/	依托
	供水 给水系统	采用高架水箱供水, 车拉水的补水的方式供给。	/	/	依托
	排水 排水系统	本次新建气井方井池内设集水坑, 需用潜水泵不定期将雨水外排。 井场周围设置排水边沟, 井场雨水随四周排水边沟汇至排放口, 排放口设监控池, 初期雨水收集进入污水池全部处理合格回注, 后期雨水直接外排。 井架基础及设备基础周边设环状排污沟,	/	废水	新建+依托

类别	工程名称	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	
		循环罐基础边设排污沟，污水可经排污沟排至污水池。			
	消防	消防器材	配置一定数量的手提式及推车式磷酸铵盐干粉和二氧化碳灭火器，灭火器箱 3 个。	/	/ 新建
辅助工程	办公生活	生活区	站场内西侧设置一处生活区，面积约 400m ² ，用于钻井期间临时办公生活，待完井后进行拆除。	施工扬尘、废水和施工人员生活污水、生活垃圾等	/ 新建
	钻井工程及采气工程	泥浆循环系统	设 1 套泥浆循环系统，含振动筛、离心机及循环罐组成。	钻井岩屑及废泥浆、噪声	/ 新建
		放喷池	依托大湾 4011 井场已建成 1 座主放喷池，主放喷池位于井场东南侧，容积为 300m ³ 。	/	/ 依托
		点火系统	配备自动、手动点火装置各 1 套。	/	/ 依托
		清洁生产操作平台 1 座	清洁生产操作平台 1 座，主要设置：40m ³ 废水罐 4 个（位于清洁化操作平台废水处理区，分为 1 个隔油罐、2 个沉淀罐、1 个回用罐）；20m ³ 岩屑固化罐 4 个（位于清洁化操作平台储备罐区）；3m ³ 岩屑收集罐 8 个（位于清洁化操作平台储备罐区）；化学品存放区：固化材料堆放棚（位于材料区），主要摆放固化材料、水处理药剂等。	/	/ 新建
	地面集输工程（试采站）	变配电室	本次新增井用电负荷依托集气站已建供电系统，用电引自井口及工艺装置区已建的防爆配电箱。结束后恢复钻前占压区域内的原有配电系统。	/	/ 改造
		自动控制系统	本次依托大湾 4011 集气站已建站控系统，包括：过程控制系统（PCS）和安全仪表系统（SIS），本次对其进行改造，将新井的测控参数通过硬接线的方式传至相应集气站站控系统中，实现集中监控，统一管理。新建井口区设置火气检测设备，采集可燃气体以及有毒气体浓度；新建的火焰探测器、防爆手动报警按钮、状态灯及声光报警器等火灾设备，实时监测、报警。对集气站的 3 级关断（ESD-3）和 4	/	/ 新建

类别	工程名称	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	
储运工程	通讯系统	级关断（ESD-4）做相应修改，对 ESD 手操台进行改造，增加新井井下安全阀的手动关断按钮。			
		依托站内已建 1 套工业电视监控系统，拆除摄像机及恢复，设备及接线箱利旧，线缆新建。 依托站内已建 1 套周界报警系统，拆除线缆及恢复，线缆新建。	/	/	改造
		依托站内已建 1 套站场广播对讲系统（PA/GA），拆除防爆话站、防爆扬声器及恢复，设备及接线箱利旧，线缆新建。			
	值班室	位于站场大门处，活动板房结构	/	生活污水 生活垃圾	新建
钻井工程及采气工程	钻前工程	放喷管线及施工便道区	放喷管线及施工便道区占地约 453m ² ，施工结束后覆土绿化。	扬尘、尾气、废水、噪声、固废	/ 依托
		临时堆土场	本项目设置临时堆土场 1 处，位于井场范围内，面积约****。施工结束后弃土严格落实水保要求，运至合规弃土场处置。		/ 新建
		边坡支护	本项目依托大湾 4011 井场地坪及边坡支护，不新增。		/ 依托
	钻井工程及采气工程	柴油罐区	新建 1 个柴油罐，单个容积为 20m ³ ，最大储存量为 20t。地面采取硬化处置，铺设防渗膜并设围堰。	/	环境风险 新建
		泥浆储备罐	设置泥浆循环系统 1 套，储罐 6 个，每个容积 60m ³ 。用于储备浆储存。	/	/ 新建
环保工程	废水处理	施工期	生活污水：钻前施工人员生活污水利用农户已有的设施进行收集处置；钻井及完井施工人员生活污水收集后，定期由吸污车转运至宣汉县毛坝镇生活污水处理厂处理。 钻前施工废水、试压废水：经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排。 钻井废水及初期雨水：固液分离后，回收上清液用于泥浆配制；剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后	/	废水 新建

类别	工程名称	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	
废气处理	运营期	经回注站回注，不外排。 压裂返排液及洗井废水：暂存于主放喷池，主放喷池预先储备部分碱性水用于中和返排酸液，然后由罐车运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注，不外排。			
		气田采出水、检修废水：暂存于分液罐（50m ³ ），定期由密闭罐车拉运赵家坝污水处理站处理达《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求后管输至回注站回注，不外排。	/	废水	新建
噪声治理	施工期	施工扬尘：通过洒水降尘、设置围挡、土石方遮盖、车辆加盖篷布等； 施工机械和车辆尾气：加强设备维护，选用清洁燃料； 备用柴油发电机废气：自带消烟除尘装置处理后自带排气筒排放； 事故/测试放喷废气：放喷期间应临时撤离放喷口周边 500m 的居民，采取地面灼烧，修建放喷管线及迎火墙。	/	废气	新建
		水套加热炉废气：通过水套加热炉（600kW）自带 8m 高排气筒排放； 事故放空和站内检修废气：采用放空管燃烧处理后（98m）排入大气环境。	/	废气	新建
固废治理	施工期	选用低噪声的施工机械和工艺，加强各类施工设备的维护和保养；对振动较大的固定机械设备加装基座减振。	/	噪声	新建
		采用先进设备，隔声减噪，撬装结构固定，基座减震等措施，定期维修检修设备，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。	/	噪声	新建
		生活垃圾：垃圾桶集中收集，交由当地环卫部门处置； 废弃土石方：暂存于弃土堆放区，严格落实水保要求，运至合规弃土场处置；	/	固废	新建

类别	工程名称	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	
		废泥浆及岩屑：项目采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施。项目产生的废水基泥浆及岩屑暂存于岩屑罐，交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（四川光隆环保科技有限公司）；废油、废油桶、废含油抹布及手套：暂存于危险废物暂存间（10m ² ），完钻后交由有资质的单位处置； 废包装材料：送当地废品回收站处理。			
	运营期	除砂废渣、检修废渣、分液罐沉渣等一般固废：经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（四川光隆环保科技有限公司）； 废油：由回收桶收集，暂存于危险废物暂存间（10m ² ），设置围堰或托盘，交由有资质的单位处置； 废油桶、废含油抹布及手套：暂存于危险废物暂存间（10m ² ），交由有资质的单位处置。	/	固废	新建
地下水及土壤		做好源头防控，进行分区防控措施，井口区域、泥浆循环系统区域、泥浆不落地系统区域、泥浆储备罐区、柴油储罐、危废暂存间、主放喷池、分液罐区均为重点防渗区。 根据本次评价制定的地下水跟踪监测计划实施地下水监测，划定应急范围，采取应急处置措施；根据本次评价制定的土壤跟踪监测计划实施土壤监测。	/	/	新建
环境风险	施工期	可燃气体监测仪 2 台，按标准配置相应硫化氢监测仪以及各类防护设备（风险）； 安装防井喷装置等，严格执行井控技术标准和规范，编制应急预案；配备泥浆监控系统及堵漏应急物资；对污水池、主放喷池池底和池壁进行防渗处理和承压强度设计，对泥浆循环罐及储罐区、油罐设置围堰，并采取防渗措施；制定废水泄漏应急预案；加强污染物储运过程管理，落实	/	环境风险	新建

类别	工程名称	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	
		废物转移联单制度，制定废物转运泄漏事故应急预案等。			
		运营期 站场事故放空时，应注意防火，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；在项目运行前编制环境应急预案并取得备案、加强应急演练和管线巡检等。站场内配备消防器材、风向标；周边设置标志桩和警示牌；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。	/	新建	

2.2.3. 气质成分、地层水

根据大湾 4011 井区 D4011-2、D4011-3 及 D401-1 井测试取气样统计分析，大湾 401 井区****天然气高含 H₂S、中含 CO₂，平均甲烷含量****%， H₂S 含量****%、 CO₂ 含量****%。因此，大湾地区****天然气为高含****、中含****的气藏。

表 2.2-2 大湾1、大湾4井****天然气组分含量

本项目目的层与 D4011-2、D4011-3 及 D401-1 井为同属于****；因此本项目类比 D4011-2 试气报告气质数据和气田水组分。本项目气质数据类比中原油田普光分公司采气厂计量化验站提供的同层位的“D4011-2 天然气检测报告”。

表 2.2-3 本项目类比的测试天然气组分分析表

本次评价委托四川海德汇环保科技有限公司于 2025 年 9 月 23 日对 D4011-2 井的气田水中废水浓度进行了监测（监测报告编号： HDH/SY202509220），检测结果见下表。

表 2.2-4 D4011-2井气田水检测结果一览表

2.2.4. 钻前工程

本项目依托大湾 4011 井平台进行建设, 不新增用地, 大湾 4011 井平台井场长 106m、最宽位置 68m; 井场内新建方井 (大湾 4011-4H 井), 配套建设井架、循环泵、泵房、机房等, 主放喷池进行升级改造落实防渗措施, 污水池、清水池利旧, 进场道路依托现有道路。

根据上述钻前工程实施方案, 本次不涉及新增用地, 均在大湾 4011 井场原有用地范围内, 用地性质为建设用地。

2.2.5. 钻井工程

2.2.5.1. 基础数据

- (1) 井别: 评价井;
- (2) 井型: 水平井;
- (3) 地质构造: ****;
- (4) 设计井深: **** (斜深), **** (垂深) ;
- (5) 目的层: ****;
- (6) 完钻层位: ****;
- (7) 钻井周期: 施工期 234d, 其中钻前工程 45d, 钻井工程 145d, 完井工程 44d。

2.2.5.2. 井身结构

井身结构考虑满足安全钻井的同时, 能够达到提速提效的目的, 依据有利于安全、优质、高效钻井和油气层保护的原则进行设计。本井设计“导管+三开”井身结构。

表 2.2-5 井身结构设计

图 2.2-1 井身结构示意图

2.2.5.3. 钻井技术选择

(1) 钻井

根据项目区域地质特点, 采用常规钻井技术的方式钻井, 不同井段的钻井方式见下表, 设备用电使用网电。

表 2.2-6 不同井段的钻井方式

(2) 钻井作业材料消耗

根据钻遇地层特点, 钻井液要保持低固相、较低的滤失量、薄而韧的泥饼、优良的造壁性和润滑性, 以及良好的流变性, 保证安全快速钻进。

表 2.2-7 大湾4011-4H井分段钻井液类型

钻井液预计消耗情况见下表。

表 2.2-8 预计的钻井液量 (单位: m³)

注: 裸眼段按井径扩大 10%计算, 损耗量按裸眼段容积 2 倍计算, 不包括漏失。

本井在钻进中储备相当数量的常规及加重钻井液, 以满足处理井漏和压井作业的需要。

表 2.2-9 钻井液储备

注: 按照《川东北含硫化氢天然气井钻井与试气作业工程安全技术规范》(Q/SH 0033-2009) 要求储备 1 倍井筒容积的重浆和轻浆, 重钻井液密度按照设计密度上限附加 0.20g/cm³, 轻钻井液按照各开次设计密度上下限取平均值计算。并储备至少两次堵漏的堵漏材料和相应的配套的泥浆药品。

为满足井控及堵漏的需要, 必须在井场按要求储备加重剂及堵漏剂, 钻井液材料储备见下表。

表 2.2-10 钻井液材料储备

注: 按照《川东北含硫化氢天然气井钻井与试气作业工程安全技术规范》(Q/SH 0033-2009) 要求二开、三开储备加重剂不少于 500 吨, 现场、集中各储备 250 吨。

表 2.2-11 钻井作业主要原辅材料消耗情况表

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

钻井液主要功用: ①冷却钻头、清净孔底、带出岩屑。②润滑钻具。③停钻时悬浮岩屑, 保护孔壁防止坍塌, 平衡地层压力、压住高压油气水层。④输送岩心, 为孔底动力机传递破碎孔底岩石需要的动力等。钻井中钻井液的循环程序包括: 钻井、液罐、经泵→地面、管汇→立管→水龙带、水龙头→钻柱内→钻头→钻柱外环形空间→井口、泥浆(钻井液)槽→钻井液净化设备→钻井液罐。

本工程钻井液类型及组成: 钻井液的类型较多, 根据不同的地层地质情况, 选用不同的泥浆。本项目泥浆主要为水基钻井液类型。

钻井液主要成分的物理化学特性:

表 2.2-12 钻井液主要材料物理化学特性

序号	材料名称	物理化学特性
1	膨润土粉	蒙脱石含量≥85%，阳离子交换容量（CEC）70-100 mmol/100g，吸水膨胀体积≥15 mL/g，API 滤失量≤15mL，主要用于增黏提切，悬浮岩屑，形成低渗透滤饼，稳定井壁。
2	纯碱 Na_2CO_3	碳酸钠（ Na_2CO_3 ），分子量 105.99。化学品的纯度多在 99.5%以上（质量分数），又叫纯碱，但分类属于盐，不属于碱。国际贸易中又名苏打或碱灰。溶解性易溶于水，水溶液呈弱碱性在 35.4°C 其溶解度最大，每 100g 水中可溶解 49.7g 碳酸钠（0°C 时为 7.0g，100°C 为 45.5g）。微溶于无水乙醇，不溶于丙醇。
3	氢氧化钠 $NaOH$	氢氧化钠，又称烧碱和苛性钠，化学式为 $NaOH$ ，是一种具有高腐蚀性的强碱，一般为白色片状或颗粒，能溶于水生成碱性溶液，也能溶于甲醇及乙醇。氢氧化钠具有潮解性，会吸收空气里的水蒸气，也会吸取二氧化碳、二氧化硫等酸性气体。
4	氯化钠	氯化钠是一种无机离子化合物，化学式 $NaCl$ ，无色立方结晶或细小结晶粉末，味咸。外观是白色晶体状，其来源主要是海水，是食盐的主要成分。易溶于水、甘油，微溶于乙醇（酒精）、液氨；不溶于浓盐酸。不纯的氯化钠在空气中具有潮解性。它的稳定性比较好，其水溶液呈中性。
5	氯化钾	氯化钾易溶于水、醚、甘油及碱类，微溶于乙醇，但不溶于无水乙醇，有吸湿性，易结块，在农业上是常用的钾肥，在临幊上是常用的电解质平衡调节药，还可用于无机工业和染料工业等。
6	生石灰	主要成分为氧化钙（ CaO ），白色或灰色无定形粉末，密度 3.1-3.4 g/cm ³ ，熔点 2572°C，沸点 2850°C，吸湿性强，与水反应剧烈放热，生成氢氧化钙。
7	高分子包被剂	是由含有多种有机阳离子基因、阴离子基因和非离子基因的单体通过共聚而形成的水溶性高分子聚合物，既能增强泥浆的抑制性，抑制泥页岩的水化膨胀，控制地层造浆，又能维持泥浆性能的稳定，改善流变性，降低摩阻和滤失量，有利于钻井。
8	超微细碳酸钙	超细碳酸钙是碳酸钙的一个分类，分子化学式为： $CaCO_3$ ，超细活性碳酸钙是表面经过乳化剂和表面处理剂处理的超细碳酸钙。粒径：0.01~0.08μm、比表面积：10~70m ² /g、外观：白色微细粉末、味道：无味、溶解性：几乎不溶于水，不溶于醇、稳定性：在空气中稳定、毒性：无毒。
9	聚合醇	主要为聚乙二醇，浊点温度 60-90°C，HLB 值 8-12，环保无毒，无刺激性，味微苦，具有良好的水溶性，并与许多有机物组分有良好的相溶性。具有优良的润滑性、保湿性、分散性、粘接性，可作为抗静电剂及柔软剂等使用。
10	复合堵漏剂	堵漏材料有纤维制品（如纸、棉籽壳、），颗粒物（如坚果壳），还有片状物（如片状云母）。把以上材料按比例组合在一起，即为复合堵漏剂。
11	重晶石	重晶石化学组成为 $Ba[SO_4]$ ，晶体属正交（斜方）晶系的硫酸盐矿物。常

序号	材料名称	物理化学特性
		呈厚板状或柱状晶体，多为致密块状或板状、粒状集合体。质纯时无色透明，含杂质时被染成各种颜色，条痕白色，玻璃光泽，透明至半透明。三组解理完全，夹角等于或近于 90°。摩氏硬度 3-3.5，比重 4.0-4.6。

(3) 固井

针对大湾区块易漏的特点，固井采用双密度固井方式。

- 1) 导管和一开固井采用常规水泥浆体系。
- 2) 二开领浆和中浆采用漂珠低密度水泥浆体系，尾浆采用增韧防窜水泥浆体系。
- 3) 三开领浆采用高强低密度水泥浆体系，尾浆采用胶乳弹韧性水泥浆体系。

表 2.2-13 注水泥设计表

2.2.5.4. 钻井设备

大湾 4011-4H 井为水平井，设计钻深：7102.8m，选择设备负荷能力及配置满足 70 型钻井需要的电动钻机，并全井配备顶驱。钻井设备见下表。

表 2.2-14 70型钻机与主要设备配置表

2.2.6. 完井工程（采气工程）

完井作业采用套管射孔完井、洗井等工艺，完井后设备搬迁。

完井工程（采气工程）工艺分别为：井筒处理、射孔、储层改造、完井管柱、排采、放喷测试等。

2.2.6.1. 射孔工艺设计

(1) 射孔工艺

根据投产方式选择结果，基于多段压裂模式及体积压裂工艺，优选泵送桥塞射孔压裂联作工艺，桥塞均选耐酸溶桥塞。首段采用抗硫连续油管射孔建立压裂通道，配备 EE 级连续油管作业装置；其他段采用泵送桥塞+电缆簇射孔方式，要求配备 EE 级电缆防喷装置。

泵送可溶桥塞+电缆射孔联作工具串：马龙头+磁定位仪+钨钢加重杆+枪头+射孔枪+选发短节+桥塞坐封工具+耐酸可溶桥塞。



图 2.2-2 泵送桥塞电缆射孔工具串

(2) 射孔参数

采用簇射孔模式，根据气藏地质特点和投产工程要求，按照满足产率比相对较大、兼顾防砂需要的原则，结合射孔器设计制造技术，优选射孔参数如下：

射孔枪规格：Φ89mm

射孔弹：深穿透射孔弹

布孔方式：螺旋布孔

射孔厚度：152 米

射孔井段：优选各段优质储层射孔，针对二类层集中发育井段，开展多趟作业射孔，并尽可能提高二类层射孔孔密，提高储层打开程度。

（3）射孔配套工艺

1) 碱液驱替工艺：每趟分段桥塞泵送前过量顶替碱液驱离 H_2S 气体和酸液，射孔后再次顶替后上提电缆。

2) 桥塞工具参数

为满足体积酸压施工需要，优选耐酸可溶桥塞；桥塞性能参数见下表：

表 2.2-15 主要完井工具

2.2.6.2. 储层改造

结合储层物性、非均质性、受边底水影响等特点，差异化设计。西①块（跨度 260m）离水层近（纵向 58m），控规模控排量分 2 段酸化；西⑤块（跨度 561m）离水层较远（纵向 93m），控缝高分 6 段强化改造。

具体改造方案如下：

- 1) 投产跨度 821m，预计钻遇储层 620m，设计分 8 段改造。
- 2) 西①块分 2 段采用控规模、控排量前置酸+清洁酸笼统酸化模式。西⑤块物性好的井段分 3 段，采用前置酸+清洁酸笼统改造；物性较差的井段分 3 段强化改造，采用“清洁酸+滑溜水+清洁酸”交替注入控缝高改造，增大酸化半径。
- 3) 采用射孔数 50%暂堵球，提高单段均匀布酸效果。
- 4) 先采用前置酸快速解除近井污染，后注入具有缓速、转向功能的清洁酸，提高均匀布酸效果。

借鉴前期酸化投产经验，II 类储层用酸强度 $1.0-1.5m^3/m$ ；III 类储层用酸强度为 $1.5-2.0m^3/m$ 。地质预测 II 类储层厚度 250m，III 类储层厚度 370m。设计前置酸 $160m^3$ ，清洁酸 $1130m^3$ ，耐酸滑溜水 $360m^3$ ；西①块酸化半径 2.1-3.1m，西⑤块主缝半长 50-126m。每段 60 颗暂堵球，共 480 颗。

表 2.2-16 大湾4011-4H改造规模

储层改造液体及材料消耗见下表。

表 2.2-17 储层改造液体及材料消耗量

储层改造液性能如下：

改造液体包括前置酸、清洁酸和耐酸滑溜水。前置酸解除近井地带作业污染，形成近井渗流通道。清洁酸与碳酸岩发生酸岩反应后遭遇 Ca^{2+} ，液体粘度增加，憋压迫使酸液转向，增大改造范围。耐酸滑溜水与清洁酸交替注入，可增大改造距离。水溶性暂堵球暂堵已改造层，迫使酸液转向。项目酸化压裂液均不在现场配制，由罐车拉运至井场，所有压裂液均储存在罐中。配方如下：

2.2.6.3. 完井管柱

本次采用带压作业机下入 $\Phi 73 \times 5.51\text{mm}$ 镍基油管完井管柱。管柱结构（从上到下）：井下安全阀+永久封隔器+棘爪球座+引鞋，工具最大外径 110mm，投可溶球棘爪球座打开；完井管柱示意图见下图。

图 2.2-3 完井管柱示意图

油管材质采用 4c 类镍基油管，气密封扣；设计管柱垂深 5500m， $\Phi 73.02\text{mm}$ 4c 类镍基油管安全系数 1.80。

表 2.2-18 $\Phi 73.02\text{mm}$ 管柱强度校核表

2.2.6.4. 排采工艺

地质预测该井生产第 2 年见水，第 5 年存在井筒积液风险，设计在永久封隔器上部井段打开连通通道，通过环空注气实现连续气举排液生产。

气举工艺参数：模拟计算气举所需最高启动压力 27MPa，实现连续气举所需注气压力 20MPa，日注气 3~5 万方时，可排液 26~44 方/天，满足地质预测连续生产需要。

压缩机参数：注气压力 $\geq 30\text{MPa}$ ，注气排量 ≥ 5 万方/天。

2.2.6.5. 采气井口

综合考虑地层流体性质、地层压力系数（1.22）和后期措施需要等，设计采用 105MPa HH 级油管四通，完井管柱下入后安装 105MPa HH 级完井采气树，

采气树为双翼双阀、十字型分体式结构，主、侧翼通径 3-1/16”，配备井口流动安全阀。

油管四通上、下法兰规格 11” × 105MPa，侧翼通径 3-1/16”。配套 70MPa 地面安全控制系统。

表 2.2-19 采气井口设计结果

2.2.6.6. 放喷测试

选用 DD 级 105-70MPa 二级节流放喷流程，放喷排液后投产。

2.2.7. 站场工程

2.2.7.1. 基础数据

大湾 4011-4H 井参数如下：

关井压力：****；

井口流动压力：****；

井口流温：****；

产气量：15×10⁴m³/d。

大湾 4011-4H 井试采站新建井口流程、乙二醇加注流程，依托大湾 4011 集气站内水套加热炉、火炬分液罐、燃料气调压分配撬设备及其自控、通讯、电力等配套设施。

2.2.7.2. 主要设备选型

大湾 4011-4H 井站场主要工艺设备选型见下表，本次将依托大湾 4011 集气站部分设备，设备包括：水套加热炉、火炬分液罐、燃料气调压分配撬设备等。

表 2.2-20 站场主要工艺设备一览表

2.2.8. 公辅工程及配套设施

2.2.8.1. 自动控制

在工艺装置区及井口可能引起天然气泄漏处分别新设置固定式可燃气体探测器进行可燃气体检测，检测气体泄漏情况并报警，信号传至橇装值班房内可燃气体报警控制器显示及报警。在站场内配置便携式气体检测仪，操作人员巡检时应随身佩戴，用于人工巡检井场时检测气体的浓度。

2.2.8.2. 通信工程

井场内设置视频监控系统，对井场进行二十四小时不间断监控。系统采用数字化网络系统结构，系统由监控前端、信号传输、显示/存储部分组成。此部分

设备依托大外 4011 集气站已建通讯设备，对因钻井占压的部分（如：线缆、防爆杨神奇、摄像机等），拆除后进行恢复。

监控前端：前端选用 1080P 高清摄像机，H.265 视频编码标准，非防爆区采用 1080P 高清红外摄像机，防爆区采用防爆型 1080P 高清红外摄像机；前端主要设置在出入口处、工艺装置区等重要区域，采用立杆安装方式。

信号传输：监控信号采用双绞线传输。室外光缆随仪表桥架敷设至摄像机附近后穿保护钢管 DN25 引上。室内网线穿在金属线槽内敷设。

显示及存储：采用 NVR 硬盘录像机储存，H.265 压缩格式，图像存储时间 30 天。在值班室设置监控工作站，对站场的视频监控数据进行显示和管理，同时接收明 1 井台传送的视频监控数据。

2.2.8.3. 供配电

项目施工期用电优先采用集气站已建供电系统，在停电等紧急情况下则利用备用柴油发电机组供电。项目运营期，场站内的控制系統计量系統用电等采用集气站已建供电系统，用电引自井口及工艺装置区已建的防爆配电箱。对因钻井占压的部分，拆除后进行恢复。

2.2.8.4. 给排水

1、给水

本项目施工期的生产用水采用高架水箱供水，车拉水的补水的方式供给。

2、排水

地表雨水：本次新建气井方井池内设集水坑，需用潜水泵不定期将雨水外排。

井场周围设置排水边沟，井场雨水随四周排水边沟汇至排放口，排放口设监控池，初期雨水收集进入污水池全部处理合格回注，后期雨水直接外排。

井架基础及设备基础周边设环状排污沟，循环罐基础边设排污水沟，污水可经排污沟排至污水池。

钻前施工人员生活污水利用农户已有的设施进行收集处置；钻井及完井施工人员生活污水收集后，定期由吸污车转运至宣汉县毛坝镇生活污水处理厂处理；钻前施工废水、试压废水经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排；钻井废水及初期雨水进入污水池固液分离后，回收上清液用于泥浆配制；剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注；压裂返

排液及洗井废水暂存于主放喷池，主放喷池预先储备部分碱性水用于中和返排酸液，然后由罐车运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注。运营期天然气试采产生的气田采出水、检修废水暂存于分液罐（50m³），定期由密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求后管输至回注站回注。

2.2.9. 消防工程

1、周围消防力量

本项目试采站位于四川省达州市宣汉县毛坝镇，试采站距离宣汉县消防大队约 47km，驾车 1h 可到达，可依托宣汉县消防大队的消防力量。

目前宣汉县消防大队配置有完善的消防设施，人员配备充足。井场应与消防队紧密联系，并设置消防报警电话，最大限度地利用当地的消防力量。

2、消防设施

本项目试采站为五级天然气站场。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）第 8.1.2 条：五级油、气井场站可不设消防给水设施。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）第 3.1.2 条对火灾种类的划分，本站火灾种类主要为 B、C 类。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）第 7 章要求，

本项目试采站设 MFZ/ABC8 手提式磷酸铵盐干粉灭火器 6 具，MFTZ/ABC35 推车式磷酸铵盐干粉灭火器 1 辆，XMDDD-42 落地式灭火器箱 3 个。

2.2.10. 工程占地及土石方工程

2.2.10.1. 占地面积及类型

本项目为天然气钻井及试采工程，新建 1 座井场及试采站，依托大湾 4011 井场进行建设；根据工程资料，本项目用地均位于大湾 4011 井场内，不涉及新增用地，用地性质为建设用地，总占用面积为****m²；污水池（****m²）、清水池（****m²）、主放喷池（****m²）、放喷管线及施工便道（****m²）、临时堆土场（****m²）、生活区（****m²）设置在井场区域。

本项目不涉及新增用地，大湾 4011 井场用地已取得《四川省人民政府关于普光气田分水岭区块等 8 个产能建设项目建设用地的批复》，本项目井场及试采站利用大湾 4011 井现有用地进行建设（不新增占地）。具体占地情况见下表：

表 2.2-21 工程占地类型一览表 单位：m²

2.2.10.2. 土石方平衡

根据设计资料可知，本项目基础、方井、场内边沟等基础平整开挖土方约 200m³、开挖石方约 350m³，弃方 550m³；管道工程为地上敷设，故不涉及挖填方。

本项目设置临时堆土场 1 处，面积约****，设置草袋装土进行护脚，临时堆土表面采用密目网苫盖。钻前施工结束后弃土严格落实水保要求，运至合规弃土场处置。

2.2.11. 劳动定员及工作制度

施工期 234d，其中钻前工程、地面集输工程 45d，钻井工程 145d，完井工程 44d。

1、钻前工程

为土建施工，由专业施工单位组织当地民工施工作业为主，高峰时每天施工人员约 30 人，白天施工，夜间不作业。

2、钻井工程

由专业人员组成，钻井队编制约 45 人，钻井井队为 24h 连续工作。

3、运营期

试采站无新增定员，依托大湾 4011 井区内现有劳动定员。采用四班三倒，年运行 365 天。

2.3. 项目产排污分析

根据项目的工程特点，本项目的环境影响因素可分为施工期、运营期和退役前三个阶段。施工期的主要工程活动是站场的建设，包括钻前工程、钻井工程和储层改造工程，运营期主要是天然气试采工程。

2.3.1. 施工期产排污分析

2.3.1.1. 钻前工程工艺流程及产污环节

本项目新建大湾 4011-4H 钻井, 钻前工程主要为钻井工程井场和试采站建设, 施工过程主要包括井场清理及拆除、设备基础开挖、钻井设备的搬运及安装、井口设备准备、清污分流系统等。

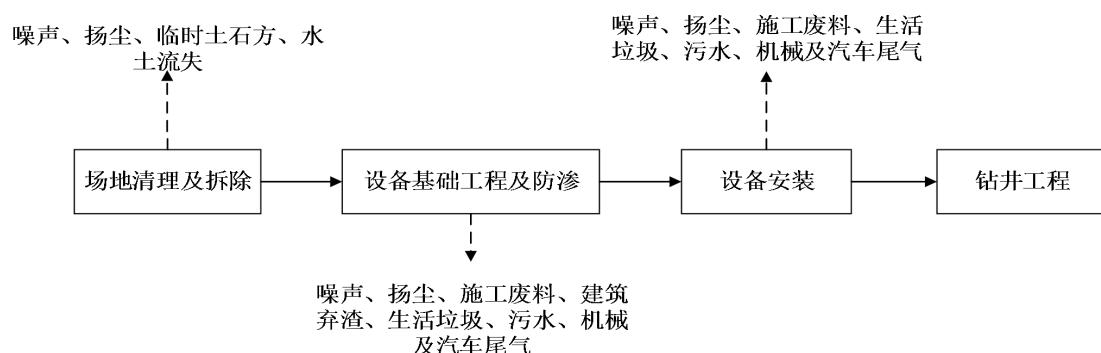


图 2.3-1 项目钻前工程工艺流程图

(1) 场地清理及拆除

按照钻井及试采的总平面布置完成场地清理及拆除, 本次钻井及试采在大湾 4011 井场进行建设, 井场主体部分长 106m、最宽位置 68m。

因钻井设备占地需要, 钻井期间对大湾 4011 站内大湾 4011-2 井停产并对采气树拆除、封堵, 待侧钻完成后, 再实施恢复。同时还需对占压的配电系统区域、区域内的摄像机、线缆等进行拆除, 待钻井结束后恢复即可。

(2) 设备基础工程及防渗

①设备基础工程

场内新建方井 1 座, 新建部分井架基础、新建部分循环罐、机房基础、泥浆泵等设备基础。

本次除设备基础外均采用 20cm 厚 C30 混凝土找平; 井架基础、循环罐、机房基础、泥浆泵等基础等周围设置环状排污沟, 排污沟用混凝土浇筑, 底宽 0.2m, 顶宽 0.2m, 纵坡 $i=0.2\%$ 。大湾 4011 井场周围已设置有 C25 砼排水沟, 站内雨水通过砼边沟收集排至站外。

②分区防渗

本次钻井及试采在大湾 4011 井场进行建设, 除方井、井架基础以及部分循环罐、机房基础、泥浆泵等, 其余均依托大湾 4011 井场已建设设施进行。

井场内除主放喷池、清水池外，主要存水和泥浆设备均为罐体，设置于防渗基础上，四周修建防渗沟，能有效防止废水、泥浆都撒漏进入外环境。场地内方井、泥浆循环系统区域、泥浆不落地系统区域、泥浆储备罐区、柴油罐区、主放喷池、危险废物暂存间等采取重点防渗措施；井架基础、发电机房区域采取一般防渗措施；其他区域等采取简单防渗措施。

（3）设备安装

根据钻井、试采作业所需设备进行设备分阶段安装，用汽车将钻井设备和泥浆罐、泥浆不落地装置等设施，运至进场并安装，通常 2~5 天安装完毕。尽可能选用先进设备，隔声减噪，撬装结构固定，基座减震等措施。

产污环节：

废气：①土石方开挖、材料运输、卸放、拌和等过程产生的施工扬尘；②燃油动力机械、运输车辆排放的尾气。

废水：①钻前施工废水，主要来自砂石骨料加工、混凝土搅拌及养护等过程；②初期雨水；③生活污水。

噪声：施工机械及车辆运行噪声。

固废：①废弃土石方；②生活垃圾；③废油。

生态影响：水土流失等。

2.3.1.2. 钻井及完井工程工艺流程及产污环节

施工阶段主要包括钻井工程（一开、二开、三开钻井和固井等）、储层改造工程（洗井、射孔、压裂、测试放喷）以及完井作业后井队的搬迁。

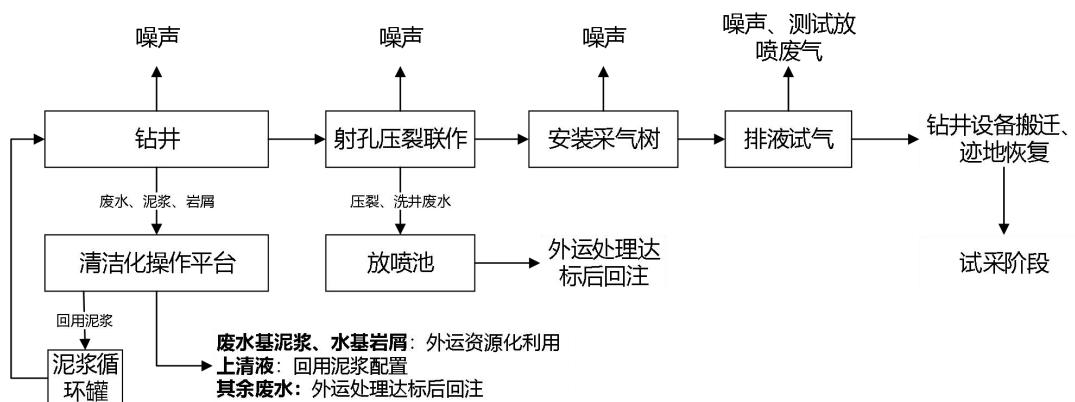


图 2.3-2 钻井及完井工程工艺流程及产污环节图

1、钻井工程

钻井工程主要包括钻井、钻进、钻进辅助作业、固井等过程。本工程选用了

不同的钻井液体系，井身按三开钻进，导管段采用 70D 钻机，一开井段采用 70D 钻机和氯化钾聚合物钻井液，二开采用氯化钾聚合物钻井液/欠饱和盐水钻井液钻进，三开采用氯化钾聚合物润滑防塌钻井液。钻进由起下钻、接单根、钻进等作业组成；钻进辅助作业由电测井、取心钻进、综合录井、中途测试等作业组成；固井由下套管和注固井液两个过程组成：完井作业采用洗井、射孔、压裂、下完井管注、采气树安装以及测试放喷工艺，完井后除试采井口装置外，其余设备将拆除搬迁，对基础进行拆除，场地进行平整，并对井场废弃物进行无害化治理。

（1）钻井过程

根据项目区域地质特点，采用了常规钻井技术钻井。常规钻井通过钻机、转盘，带动钻杆切削地层，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地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，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。

（2）钻进过程

①导管段（0~50m）

钻头尺寸****，套管直径Φ508mm。

Φ508mm 导管下深 50m 左右，用水泥封固（返至地面），封隔地表松散流砂、砂砾层。

②一开井段（50m~701m）

钻头尺寸****，套管直径Φ****。

一开采用Φ****钻头钻进至井深 701m，Φ****套管下深 700m，封过下沙溪庙组上部易塌、易漏地层。

③二开井段（701m~4261m）

钻头尺寸****，套管直径Φ****。

二开采用Φ****钻头，下入Φ****套管至嘉四五段以下 50m 中完即 4259m，嘉四五段盐膏层及其上下 50m，采用Φ****外加厚套管。

④三开井段（4261m~7102.8m）

钻头尺寸****，套管直径Φ****。

三开采用Φ****钻头钻至目的层****即井深****完钻；下入Φ****生产套管

至****；在 60°井斜左右 50m 采用镍基合金套管，即****。

（3）固井作业

固井作业是钻井达到各段预定深度后，下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间的环形空间的作业。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。产层套管固井实施近平衡压力固井技术，控制水泥浆的失水，压稳，防止水泥浆漏失或水泥浆失重引起环空窜槽等而损害油气层。

固井主要是注入水泥，基本无污染物产生，固井过程分为三步如下：

下套管：套管有不同的尺寸和钢级。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下入套管，要做套管柱的结构设计。

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

（4）钻井辅助作业

钻井辅助作业由测井、取心钻进、录井、中途测试等作业组成。

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，这种成块的岩石叫作岩心，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。

中途测试是在钻井过程中如果发现良好油气显示即停止钻进，对可能的油、气层进行测试求产。

测井、取心、录井、中途测试主要是取样分析地质等情况，该过程基本不涉及污染物。

2、完井工程

本项目完钻后进行完井测试，完井作业包括洗井、下完井管柱、射孔、压裂酸化、安装采气树、测试放喷等过程。其中压裂酸化和测试放喷是最主要工序，也是主要产生污染物排放的工艺环节。

①洗井作业

当钻至目的层后，首先进行洗井作业，采用清水进行洗井作业，洗井作业首先在井筒内下入洗井管柱，洗井液由井筒注入清洗井壁，清洗后通过位于井底的返液口经洗井管柱返回地面。该环节的主要污染物为返回地面的洗井废水。

②下完井管柱

采用带压作业机下入Φ73×5.51mm 镍基油管完井管柱。管柱结构(从上到下):井下安全阀+永久封隔器+棘爪球座+引鞋，工具最大外径 110mm，投可溶球棘爪球座打开。

③射孔作业

射孔完井是指下入油层套管封固产层后再用射孔弹将套管、水泥环、部分产层射穿，形成油气流通通道。射穿产层后油气井的生产能力受产层压力、产层性质和射孔参数及质量影响。本项目首段采用抗硫连续油管射孔；其他段采用泵送桥塞+电缆簇射孔方式。

泵送可溶桥塞+电缆射孔联作工具串：马龙头+磁定位仪+钨钢加重杆+枪头+射孔枪+选发短节+桥塞坐封工具+耐酸可溶桥塞。

④安装采气树

安装采气树并进行试压，采用 105MPa HH 级完井采气树，采气树为双翼双阀、十字型分体式结构，主、侧翼通径 3-1/16”，配备井口流动安全阀。

⑤压裂酸化作业

压裂是指在井筒中形成高压迫使地层形成裂缝的施工过程。本项目采用分段压裂酸化改造，改造液体包括前置酸、清洁酸和耐酸滑溜水。前置酸解除近井地带作业污染，形成近井渗流通道；清洁酸与碳酸岩发生酸岩反应后遭遇 Ca^{2+} ，液体粘度增加，憋压迫使酸液转向，增大改造范围；耐酸滑溜水与清洁酸交替注入，可增大改造距离。设计用前置酸 160m³、清洁酸 1130m³ 和耐酸滑溜水 360m³。

⑥测试放喷

天然气测试放喷前需换装井口接测试管线，井内天然气经该管线，通过专用产量测试仪器测定天然气产量及气质。为了测试安全和减轻对环境的污染，点火烧掉测试放喷的天然气，测试放喷燃烧筒一般为高度 1m 的地面火炬，燃烧池内放喷，燃烧池设有耐火砖挡墙减轻热辐射影响。出于安全操作和有利于燃烧废气污染物大气扩散考虑，测试放喷一般在白天进行。

⑦完井搬迁及恢复

测试结果若表明气井有工业试采的价值，则在井口装上采气装置试采气，其余设备将拆除搬迁，对基础进行拆除，场地进行平整，并对井场废弃物进行无害化治理。若不产天然气或所产气量无工业试采价值且确定无后续开发计划后，则将井口用水泥封固后搬迁。在搬迁前钻后污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清，放弃的井场应尽可能地恢复其原来的土地利用状况或者按土地承包人的意愿转换土地用途。此过程对环境基本无影响。

建设单位依法办理环保手续并按照钻井井场环保标准进行验收，验收合格方可交井，并对后续可能出现的环保问题负责。

产污环节：

废气：①事故、测试放喷废气；②备用柴油发电机尾气；③施工机械和车辆尾气。

废水：①钻井、起下钻和固井作业等产生的钻井废水；②压裂、洗井等施工时产生的洗井废水、压裂返排液；③初期雨水；④生活污水。

噪声：钻井设备噪声、压裂噪声、测试放喷噪声。

固废：①钻井废岩屑、废泥浆；②废油、废油桶、废含油抹布及手套；③废包装材料；④生活垃圾。

2.3.1.3. 地面工程工艺流程及产污节点

本项目（大湾 4011-4H）井经采气树一级节流后进行大湾 4011-3 井已建地面工艺流程，新井纳入大湾 4011 集气站统一进行管理。故本项目将新建输气管线 1 条（50m，无缝钢管 $\Phi 60.3 \times 4.5$ ）、采气管线 1 条（90m，镍基合金管 $\phi 114.3 \times 8.56$ ）。

本项目管线距离短，仅为井场至试采站的较短管道建设，管线沿途无河流、公路等穿越。因此，管线沿途不设置施工便道、施工场地等，也不必单独设置堆管场、穿越施工场地等。本工程管线施工首先进行作业线路、场地的清理，本项目管线主要沿现有试采站边沿铺设，按照施工规范，将运至施工现场的管材进行焊接、接口防腐，然后地上铺设，然后对管道进行试压，清理作业现场。

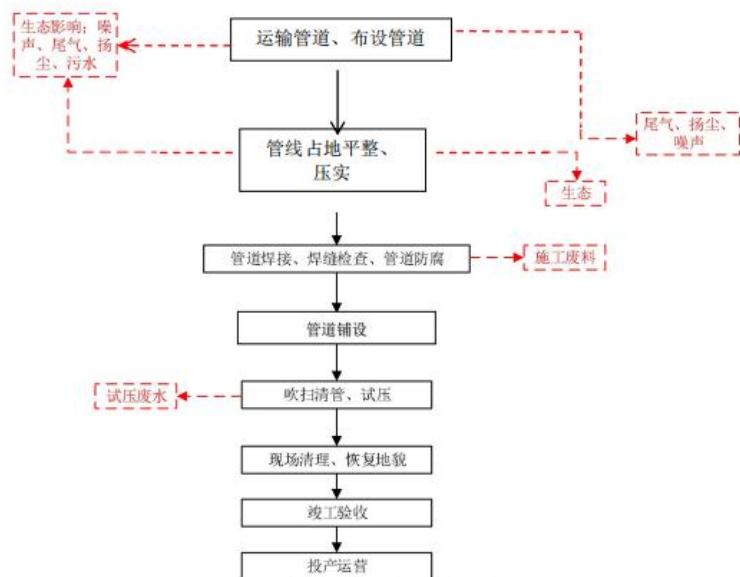


图 2.3-3 地面管道工程施工工艺流程及产污环节图

1) 敷设形式

由于本项目管线距离很短，仅在试采期临时使用，采用地下敷设方式。本工程山区地段一般达不到弹性敷设的条件，应采用热煨弯头改变管道走向。试采结束后，根据实际情况若要继续开采，则输气管线按照《输气管道工程设计规范》（GB50251）等要求完善建设方式。

2) 施工方案

本项目的施工方式以人工为主，机械为辅。尽量地利用机械进行运管、堆管、抬管、吊管、组焊等。

①施工作业带

本项目为利用井场占地而建设的地面管线，无需清理作业带。

②管道焊接

本项目采用氩电联焊。一般管段采用沟上焊接。若环境温度低于-5°C时，应采取有效的措施以防止焊缝冷速过快，环境湿度应小于 90%RH，若环境风速大于 5m/s，应采取有效防风措施。焊接工艺按照《钢质管道焊接及验收》（GB/T 31032-2023）、《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB50369-2014）等相关规定、规范要求执行。

本项目所有管道环焊缝均应进行 100% 射线检测，在热处理完成后应进行 100% 超声检测，对于不能进行超声检测的环焊缝，可选用射线、磁粉、渗透检测方法之一代替。热处理前后的角焊缝应进行 100% 磁粉或 100% 渗透检测。

③清管、试压、干燥、置换

本项目管线的清管、试压及干燥等需严格按照相关工程设计规范和要求执行。

为了确保试压的安全，采用清水进行强度试压。水压试验的供水水源洁净、无腐蚀性。管道沿线的试压应根据地形、管道沿线的地区等级划分、水源等条件而综合确定。试压前施工单位应制定相应试压施工方案和应急预案，做好相应安全试压准备工作，报建设单位和监理单位批准后进行。清管废水排放口不得设在人口居住稠密区、公共设施集中区。清管废水排放应符合环保要求。

a.管道清管

管道安装完毕后，采用清管球（器）进行清管，清管介质采用压缩空气，吹扫时设立吹扫口，吹扫口应在放散条件好的开阔地带，末端固定，吹扫口流速>20m/s，直到管内无污物排出为合格。

分段清管应设临时清管器收发装置，清管器接收装置应选择在地势较高且 50m 范围内没有建筑物和人口分布的区域内，并应设警示标志。清管选用复合式清管器，清管球充水后直径过盈量应为管内径的 5%~8%。清管时的最大压力不得超过管材最小屈服强度的 30%。清管器应适用于管线弯管的曲率半径。

b.管道试压

吹扫结束后，必须对新安装管线设备进行强度试验和严密性试验，应参照执行《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）中的有关规定。

c. 干燥

本项目工程选用干空气干燥法对管道进行干燥。采用干空气干燥法可在管道末端配置水露点分析仪，干燥后排出气体水露点应连续 4 小时比管道输送条件下最低环境温度低 5℃、变化幅度不大于 3℃为合格。

管道干燥结束后，如果没有立即投入运行，宜充入干燥氮气，保持内压大于 0.12~0.15MPa（绝压）干燥状态下的密封，防止外界湿气重新进入管道，否则应重新进行干燥。

d. 置换

管道内空气的置换在强度试验、严密性试压、吹扫清管、干燥合格后进行。应采用低压氮气或其他无腐蚀、无毒害性的惰性气体作为介质，站间进行全线置换。氮气注入被置换管道的温度不应低于 5℃，置换过程中管道内气体流速不应大于 5m/s，同时，置换管道末端、阀室及站场应配备气体含量检测设备，当置换管道末端放空管口气体含氧量不大于 2%，并持续不小于 5min 即可认为置换合格。

④管道防腐

建设单位应参照《钢质管道外腐蚀控制规范》（GB/T 21447-2018）、《钢质管道内腐蚀控制规范》（GB/T 23258-2020）、《埋地钢质管道防腐保温层技术标准》（GB/T 50538-2020）、《高含硫化氢气田集输管道系统内腐蚀控制要求》（SY/T 0611-2018）对工艺管线选择相适应的防腐涂层进行涂装：具体为：地上管道采用环氧富锌底漆+环氧云铁中间漆+氟碳面漆防腐层。

⑤投运

管道管理单位应根据《天然气管道运行规范》（SY/T5922-2024）相关规定制定投运方案及相应的安全应急预案，经相关部门审查通过后实施。

清管、探伤、试压合格及氮气置换完成后进行输送工程，本项目管线施工期间不设施工营地。其中采用的 X 射线探伤不属于本次评价内容，按照相关要求另行完善环保手续。

产污环节：

废气: ①土石方开挖、材料运输、卸放、拌合等过程产生的施工扬尘; ②燃油动力机械、运输车辆排放的尾气。

废水: ①试压废水; ②生活污水。

噪声: 施工机械及车辆运输噪声。

固废: ①废弃土石方; ②生活垃圾。

生态影响: 水土流失等。

2.3.2. 运营期产排污分析

1、采气试采工艺流程

如钻井完毕并通过测试获得天然气, 则进行地面建设工程, 若无工业产能且无后续开发计划, 则大湾 4011-4H 井口采用水泥浆封井, 井口焊上钢板和阀门, 井口设立标志。采气试采工艺流程及产污环节见下图。

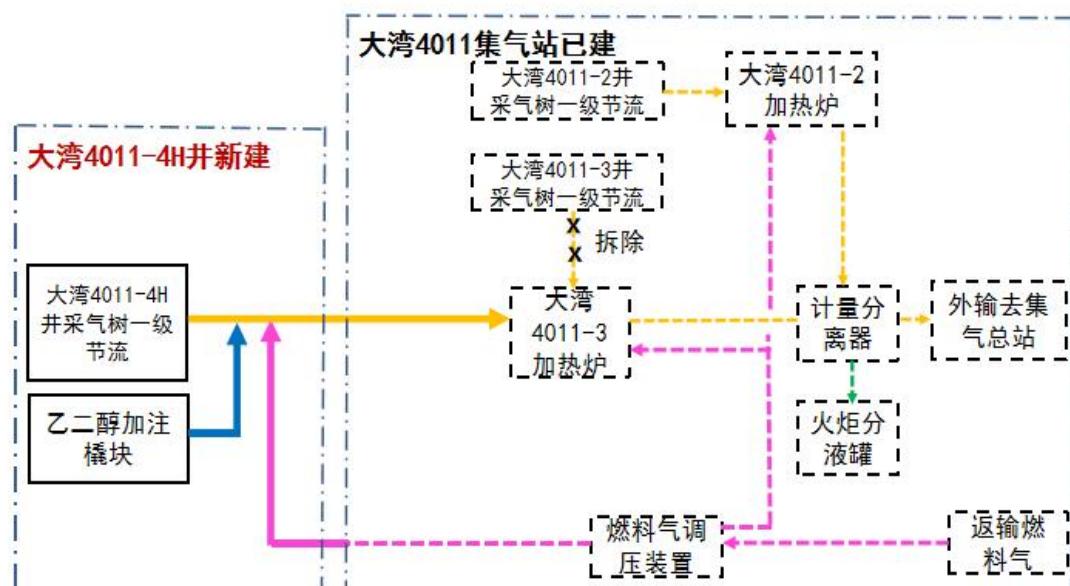


图 2.3-4 试采工艺流程及产污环节图

工艺流程描述:

通过测试并获得天然气产量后, 新建大湾 4011-4H 井试采场站 1 座及井口流程, 其余均依托大湾 4011 集气站已建设设备进行。井口采出天然气经过采气树一级节流之后经乙二醇加注橇添加乙二醇, 经大湾 4011-4H 与大湾 4011-3 加热炉之间采气管道接入, 依托大湾 4011 集气站内水套加热炉、火炬分液罐、燃料气调压分配橇设备等设施处理后输送。

水套加热炉: 为了满足站内及站外管道设计压力要求, 井口天然气须经过井口一级节流、加热炉二级节流, 在节流过程中为了防止形成水合物, 本工程采取

加热措施，保证天然气的集输温度始终高于水合物形成温度 3°C 以上。同时考虑到非正常工况下防止水合物生成或者在形成水合物情况下及时解堵，配置了乙二醇橇。

计量分离器：由于大湾 4011 集气站内已建计量分离器流程，本工程新建大湾 4011-4H 井依托已建计量分离器，实现气、液分别计量。计量分离器分离出的气田水于分液罐收集暂存。

2、地面工程—管线

本项目建设管线较短，不设置清管装置，无清管作业，管网在正常工况下，无噪声、废气、废水和固废污染物排放。

产污环节：

废气：①水套加热炉以天然气为燃料，会产生燃烧废气；②设备开停机、检修等非正常工况下排放的天然气放空废气。

废水：①天然气中分离出的气田采出水；②设备检修废水。

噪声：设施设备运行噪声。

固废：①除砂器产生的废渣；②检修废渣；③分液罐沉渣；④废油、废机油桶、废含油抹布及手套。

2.3.3. 退役期产排污分析

本工程为大湾 4011-4H 井钻井及试采工程，试采结束后若产气性较好，则转为生产井，纳入区块环评；若产气性不好，试采结束后则拆除相关设备，将井站井口用水泥封固，井口之外区域恢复土地原有性质。同时，随着开采的不断进行，其储气量不断下降，最终井站进入退役期，致使本项目站场进入退役期，当开采接近尾声时，各种机械设备将停止使用，与项目相关的气田开发工作人员将陆续撤离气田区域，由工程带来的大气污染物、生活废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失，退役后的相关设施设备视区块工作部署安排留作他用或拆除。退役期工艺流程如下：

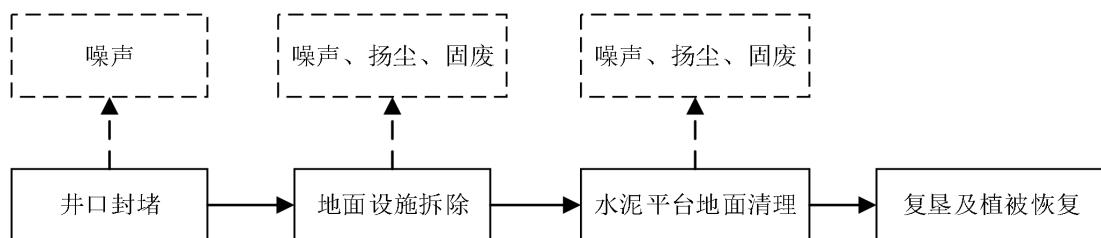


图 2.3-5 站场退役期工艺流程及产污节点图

2.4. 污染源源强核算

2.4.1. 施工期污染源强分析

2.4.1.1. 钻前工程

1、废气

本项目钻前工程废气污染物主要为施工扬尘、施工机械和运输车辆尾气。

(1) 施工扬尘

施工扬尘主要为设备运输车辆运输过程及设备基础开挖过程产生, 本项目依托大湾 4011 井平台已有进场道路及乡村道路进行运输, 车辆运输扬尘量较少; 施工过程中产生扬尘, 本项目开挖及填方量小, 扬尘产生量小, 开挖过程采用人工进行洒水抑尘, 施工过程每 1~2h 进行一次洒水, 对临时堆土场设置草袋装土进行护脚, 临时堆土表面采用密目网苫盖、运输车辆加盖篷布等措施, 对大气环境影响较小。

(2) 施工机械和车辆尾气

施工期间, 来自施工机械排放的废气和各种车辆排放的汽车尾气, 主要污染物为 NO_x、CO 及 THC 等。在施工期间施工单位应定期对施工设备进行维护, 保证其在最佳状态下运行, 以提高燃料 (柴油、汽油等) 的利用率, 同时应尽量选用清洁燃料。由于施工机械废气属间断性无组织排放, 特点是排放量小, 加之施工场地开阔, 扩散条件良好, 因此施工机械废气能达标排放。

2、废水

施工期对地表水环境的影响主要是施工人员生活污水、钻前施工废水, 生活污水污染物以 COD、氨氮、SS 为主, 钻前施工废水污染物以 SS 为主。

(1) 生活污水

钻前施工人员多为当地民工, 租住在附近农户家中, 不设集中生活营区。钻前工程高峰时日上工人数约 30 人, 主要为附近民工, 上述人员租住在附近农户,

其产生的生活污水利用农户已有的设施进行收集处置,根据来源于四川省人民政府关于印发《四川省用水定额》的通知(川府函〔2021〕8号)中生活用水130L/人·d,计,生活用水量为3.9m³/d,生活污水产生系数80%,则施工期生活污水排放总量约3.12m³/d,钻前工程施工期45天,合计产生生活污水约140.4m³。

生活污水中的主要污染物及其浓度一般为COD:400mg/L、NH₃-N:30mg/L、SS:250mg/L、BOD₅:200mg/L。

建设项目施工阶段的主要水污染物及其产生量见下表。

表 2.4-1 施工期生活污水污染物产生量

序号	废水种类	产生量 (m ³ /d)	污染物	产生浓度 (mg/L)	产生量 (kg/d)
1	生活污水	3.12	COD	400	1.248
			BOD ₅	200	0.624
			氨氮	30	0.094
			SS	250	0.78

(2) 钻前施工废水

钻前施工废水主要为土建施工,还会产生车辆清洗、砂石料拌合及混凝土养护、施工机具保洁、井口废水等以及道路施工遇雨水产生的地表径流,产生地点分散,产生量较小,污染因子以石油类和SS为主。本项目在施工现场设置沉淀池,施工废水经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水,不外排。

3、噪声

施工期噪声主要来源于机械设备和运输车辆噪声,参考《噪声与振动控制工程手册》《环境噪声与振动控制工程设计导则》,施工阶段的主要产噪机械设备、运输车辆及其声功率级见下表。

表 2.4-2 施工期主要噪声源及其声级值

声源	数量	距离/m	声压级/dB (A)	运行方式	运行时间 (h)	作业范围
装载机	1	5	90	间歇	间断, <2	井场内
推土机	1	5	85	间歇	间断, <2	
挖掘机	1	5	80	间歇	间断, <2	
重型碾压机	1	5	85	间歇	间断, <2	
载重汽车	2	5	90	间歇	间断, <2	
电焊机	1	5	83	间歇	间断, <2	

根据《噪声与振动控制工程手册》,施工机械设备在工作中产生的噪声经过一定的距离(5~10m)传播后,其噪声强度会衰减13-26dB (A)。本项目施工

机械尽量布置在场地中部，尽可能远离居民点，站场施工仅在昼间进行，载重车辆途经居民点时，降低车速，禁止鸣笛，施工期噪声对居民影响较小。

4、固体废弃物

本项目施工期间产生的固体废物主要有：施工人员生活垃圾、废弃土石方和废油。

（1）生活垃圾

本项目站场施工高峰期施工人员约为 30 人，生活垃圾产生量按 $0.5\text{kg}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计，站场计划 45d，施工期生活垃圾产生量约 0.675t，依托租用房屋已有生活垃圾收集措施收集后，最终由市政环卫部门统一清运处置。

（2）废弃土石方

根据设计资料可知，本项目基础、方井、场内边沟等基础平整开挖土方约 200m^3 、开挖石方约 350m^3 ，弃方 550m^3 ；管道工程为地上敷设，故不涉及挖填方。

本项目设置临时堆土场 1 处，位于井场范围内，面积约****，设置草袋装土进行护脚，临时堆土表面采用密目网苫盖。钻前施工结束后弃土严格落实水保要求，运至合规弃土场处置。

（3）废油

本项目施工废水隔油沉淀池产生的少量废油约 0.1t，采用废油桶收集后，暂存于危废暂存间，定期交由资质单位处置。

5、生态影响

拟建项目试采工程对生态环境的主要影响因素包括场地基础开挖、土石方回填、构筑物建设等活动对土地的扰动作用。

本项目为在大湾 4011 井场区域进行建设，不涉及新增用地，故本项目对生态影响较小；主要为设备基础填方、井场平整过程，将造成地面裸露，形成水土流失。本项目在设备安装完毕后及时进行场站内道路硬化和绿化，减少场站施工区水土流失。

2.4.1.2. 钻井工程及完井工程

1、废气

（1）备用柴油机/发电机废气

项目周边供电网已铺设，可将网电接入井场，满足本项目钻井及试采需求，因此本项目优先使用网电作为动力和生产生活用电，正常情况下无燃烧废气产生。

在停电或者电网供应不能满足使用时，井场同时使用 1320kW 柴油动力机组（2 用 1 备）和 320kW 柴油发电机组（1 用 1 备）。柴油动力机组额定油耗 209g/kW·h，发电机额定油耗 60g/kW·h。根据建设单位提供资料，柴油发电机组的油耗量约 388kg/h。

柴油发电机使用符合国六标准的轻质柴油。按照《普通柴油》（GB 252-2015）从 2018 年 1 月 1 日起采用柴油中硫的含量不大于 10mg/kg，则 SO₂ 排放系数为 20g/t。

柴油燃烧废气主要污染物排放系数参考《社会区域类环境影响评价》工程师登记培训教材中相关排污系数，柴油机污染物排放系数为：NO_x 2.56g/L、烟尘 0.714g/L、烟气量按 20Nm³/kg 计。预测项目钻井作业期间柴油发电机组主要污染物排放情况见下表。

表 2.4-3 钻井作业期间柴油发电机组废气污染物排放情况

污染源	油耗 (kg/h)	烟气量 (m ³ /h)	污染物名称	排放速率 (kg/h)	排放浓度 (mg/m ³)
2 台柴油动力机、1 台 发电机组	388	7760	SO ₂	0.008	1.0
			NO _x	1.17	150
			烟尘	0.33	42.5

柴油发电机尾气释放到环境空气中后将很快被稀释，且其影响的持续时间较短，影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。因此，柴油机废气对环境空气的影响很小，大气污染物将随钻井工程的结束而消除。

（2）事故放喷废气

事故放喷是由于地层高压异常导致的，在石油天然气行业是低概率事件。事故放喷主产物是天然气燃烧后产生的 SO₂、NO_x、CO₂ 和水。事故放喷时间持续较短，且通过专用的放喷管线将天然气引至主放喷池进行点火放喷，事故放喷时间短，属临时排放，且建设单位在发生事故放喷时制定了紧急预案，对周边居民实施临时疏散，因此事故放喷对周边人群健康基本无影响，对环境影响也较小。

（3）施工机械和车辆尾气

施工期间，来自施工机械排放的废气和各种车辆排放的汽车尾气，主要污染

物为 NO_x、CO 及 THC 等。在施工期间施工单位应定期对施工设备进行维护，保证其在最佳状态下运行，以提高燃料（柴油、汽油等）的利用率，同时应尽量选用清洁燃料。由于施工机械废气属间断性无组织排放，特点是排放量小，加之施工场地开阔，扩散条件良好，因此施工机械废气能达标排放。

（4）完井测试放喷废气

测试放喷天然气经专用放喷管线引至放喷坑后点火燃烧，测试放喷时间一般昼间放喷，每次约 3h，废气排放属短期排放。测试放喷的含硫天然气经点火燃烧，其主要污染物为 CO₂ 和 SO₂。

拟建项目测试放喷废气为****，根据建设单位提供的项目气藏地质及气藏工程资料：“考虑产层厚度、渗透率的关系，结合邻井产能评价、Joshi 水平井产能预测模型、综合类比法和气藏工程方法预测无阻流量结果，预测大湾 4011-4H 井平均无阻流量****。”在主放喷池内，经排气筒为高度为 1m 的对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放，本项目在放喷前，建设单位会对距离井口 500m 范围内的居民临时撤离，并建立警戒点进行 24 小时警戒，严禁居民靠近，以减轻放喷废气对这些居民的影响。同时由于测试放喷时间一般约为 3 小时，属短期排放，不会形成长期环境影响，短期影响也可控制在周边居民健康安全限值以下，污染物排放随测试放喷的结束而停止，不会长期存在，对区域环境空气影响很小。

本项目测试放喷在昼间进行，且时间较短，含硫天然气燃烧后主要污染物为 CO₂ 和 SO₂，污染物产生量较小，并将随测试放喷的结束而消除，对周边大气环境影响较小。

2、废水

从项目产生的废水情况分析，包括钻井废水、洗井废水、压裂返排液、初期雨水和生活污水。

（1）钻井废水

本项目在钻井阶段采用常规钻井工艺。钻井作业的配浆过程中会根据泥浆的不同要求加入不等量的水，这些水随钻井液进入井底协助钻井作业，在钻井液返回地面后，大部分水随泥浆进入泥浆净化系统，小部分水随钻屑进入污水池，经固液分离后，回收上清液用于泥浆配制；剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注，不外排。

根据普光气田钻井工程的类比分析,采用相同的水基泥浆钻井工艺、钻井液循环系统和泥浆随钻不落地处理工艺的普陆 5 勘探评价井工程建设项目(实际井深 3310m) 竣工环境保护验收调查表可知其施工期钻井废水实际产生量约为 611m³, 每米进尺产生钻井废水量约 0.185m³, 本项目水基泥浆钻井阶段进尺按 7102.8m 考虑, 本次评价保守按照不利考虑(全部使用水基泥浆钻井), 同时结合周边其他已钻井废水产生数据, 平均每米进尺产生钻井废水量可达 0.2m³。则本项目产生的钻井废水为 1420.56m³。

污水池内废水为钻井废水及雨水的混合废水, 其主要污染物浓度根据普光气田钻井工程污水罐废水类比, 钡离子浓度参考《改变 pH 条件下钻井流体废物中的重金属的分布》(王焕顺, 1987 国外环境科学技术) 0.0038mmol/L~0.0437 mmol/L, 本次评价保守取值 0.0437mmol/L, 即 6mg/L。

钻井废水水质污染物浓度见下表。

表 2.4-4 钻井废水综合水质污染物浓度表 (单位: mg/L, pH 值无量纲)

污染物名称	pH	COD	SS	石油类	氯化物	钡
浓度	8.3~12.5	≤5000	≤5000	≤200	≤8000	≤6

(2) 压裂返排液及洗井废水

测试放喷与储层改造工程产生的作业废水主要是压裂、洗井等施工时产生的废水。

本项目压裂酸化过程酸液(前置酸、清洁酸、耐酸滑溜水)用量约 1650m³, 根据该区域已完钻钻井工程可知, 该区域钻井工程压裂液返排率约 20%, 则本项目返排液量为 330m³, 作业废水主要组成为水、盐酸及醋酸与岩层反应后生成的盐类及表面活性剂等。返排液排至经防腐防渗处理的主放喷池中暂存(主放喷池预先储备部分碱性水用于中和返排液中的酸液), 返排周期为 3 天~5 天。本项目洗井采用清水, 项目洗井废水产生约 100m³。

本项目压裂返排液及洗井废水临时暂存于主放喷池(容积为 300m³), 主放喷池预先储备部分碱性水用于中和返排酸液, 然后由罐车运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注。

根据普光气田钻井工程类比调查, 作业废水污染物浓度情况见下表。

表2.4-5 压裂返排液及洗井废水污染物浓度表 (单位: mg/L)

污染物名称	pH	COD	SS	石油类	挥发酚	氯离子
浓度	4~6	≤5000	≤7500	≤200	≤7.0	≤20000

(3) 生活污水

钻井期间,一个钻井队的员工一般为45人,每人每天用水量为80L,排污系数为0.8,则钻井期间井场的生活用水量为3600L/d,污水产生量为2.88m³/d,钻井及完井工期为145d,则污水产生量为417.6m³。生活污水收集后,定期由吸污车转运至宣汉县毛坝镇生活污水处理厂,现场不外排。本项目生活污水水质情况见下表。

表2.4-6 项目生活污水水质

主要污染物名称	pH	悬浮物 (mg/L)	COD (mg/L)	BOD ₅ (mg/L)	氨氮 (mg/L)
水质情况	7.0-9.0	250-300	350-400	200-250	30-40

(4) 初期雨水

井场内四周设排水边沟,井场雨水随四周排水边沟汇至排放口,排放口设监控池,初期雨水收集进入污水池处理。初期雨水同钻井废水一同预处理后上清液用于泥浆配制;剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注,不外排。

初期雨水量按照如下公式计算:

$$V = q \times \psi \times F \times t \times 60 \div 1000$$

式中: V-初期雨水最大量, m³;

t-降雨历时, min;

ψ-径流系数, 取0.85;

F-汇水面积, hm², 本次计算整个施工井场内部占地面积, 按****m²计, 即1.27hm²。

q-设计暴雨强度, L/(s·hm²)。

设计暴雨强度公式如下:

$$q = \frac{928.799 (1 + 0.818 \lg P)}{(t + 5.788)^{0.565}}$$

式中:

q-设计暴雨强度, L/(s·hm²);

p-设计暴雨重现期（年）：本次取值为 2 年；

t-降雨历时（min）：取 15min。

经计算，本项目 15min 初期雨水产生量约为 202.5m³/次。

井场实行雨污分流，井场外四周设排水边沟，井外雨水不得进入井场，井场内四周设内排水边，井场雨水随内排水沟汇至排放口，排放口设监控池，初期雨水同钻井废水一同预处理后上清液用于泥浆配制；剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注，不外排；后期雨水水质清洁后可直接外排。

3、噪声

本项目井场主要噪声设备有：

①机械噪声组：包括柴油机组、发电机组、钻机、空压机、泥浆泵以及其他种机械转动所产生的噪声；

②作业噪声：包括固井作业、下套管、起下钻具、钻机气路控制系统操作时快速放气阀放气、跳钻时吊环与水龙头的撞击等所产生的噪声；

③事故放喷噪声：事故放喷时产生的高压气流噪声。

本项目优先使用网电，备用柴油发电机仅在供电不正常时使用，使用时间短，为偶尔间断使用，但其噪声源强大。因此对声环境影响大的主要为钻井过程中使用备用的柴油动力机、柴油发电机间断运行噪声，以及 24 小时钻井时钻机等设备的运行产生较大的连续性噪声，本项目钻井采用 70D 钻机，根据类比调查，钻井工程主要噪声源设备噪声值见下表。

表2.4-7 项目钻井工程主要噪声源设备噪声值表

阶时段	噪声设备	数量	单台源强 dB (A)	采取的降噪措施	降噪后源强	噪声特征	排放时间	声源种类
电 工 况	钻井设备	1 套	95~103	置于钻井井场内，基础安装减振垫层	93~98	机械	昼夜连续	固定声源
	钻井泵	3 台	85~90		80~85	机械	昼夜连续	固定声源
	泥浆泵	1 台	85~90		80~85	机械	昼夜连续	固定声源
	振动筛	3 台	75~85		80~85	机械	昼夜连续	固定声源
	泥浆不落地装置	1 套	85~90		80~85	机械	昼夜间断	固定声源
	压裂设备	8 台（最多 6 台同时作业）	95~100		95~100	机械	昼夜间断	固定声源

阶时段	噪声设备	数量	单台源强 dB (A)	采取的降噪措 施	降噪后源 强	噪声特征	排放时间	声源种类
油机 工况	放喷高压 气流	/	110	/	105	空气动力	测试 3h	固定声源
	柴油动力 机	2 台	95~100	排气筒上自带 高质量消声器 的柴油机	90~95	机械	间断	固定声源
	柴油发电 机	1 台	90~95	活动板房隔 声, 安装减振 垫层和阻尼涂 料	85~90	机械	间断	固定声源

4、固体废弃物

(1) 废泥浆

本项目采用水基钻井液, 水基钻井固废按照全段使用水基泥浆钻井核算。

钻井过程中产生的废钻井泥浆主要来源于: ①被更换的不适于钻井工程和地质要求的钻井泥浆; ②在钻井过程中, 因部分性能不合格而被排放的钻井泥浆; ③完井时和洗井时井筒内被清水替出的钻井泥浆; ④钻井泥浆循环系统跑、冒、滴、漏而排出的钻井泥浆。主要成分为水、粘土、聚合物、碳酸钠、氢氧化钠、氯化钾、石灰石和重晶石。

根据设计可知, 项目钻井阶段钻井液总用量约为 2529m³, 根据普光气田统计数据钻井液循环利用率在 90%以上, 故本项目约产生废弃水基钻井泥浆 252.9m³,

类比普光 3 井及普光 7 井钻井液固化物浸出液检测结果, 样品污染物浓度均不超过《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》(GB 5085.3-2007) 中表 1 标准, 因此, 钻井废泥浆属于第II类一般工业固体废物。同时经与《国家危险废物名录(2025 年版)》对比, 废水基泥浆不在上述名录中规定的危险废物之列。因此, 废水基泥浆不属于危险废物。

表 2.4-8 普光3井及普光7井固化样浸出液检测结果

项目	普光 3 井检测值 (mg/L)	普光 7 井检测值 (mg/L)	GB 5085.3-2007 标准值 (mg/L)
铬(六价)	未检出	未检出	5
铜	0.105	未检出	100
锌	0.072	未检出	100

项目	普光 3 井检测值 (mg/L)	普光 7 井检测值 (mg/L)	GB 5085.3-2007 标准值 (mg/L)
铅	未检出	未检出	5
镉	未检出	未检出	1
汞	未检出	/	0.1
砷	0.0003	/	5

废弃泥浆采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，按照《达州市生态环境局办公室关于进一步加强固体废物污染防治工作的通知》(达市环办发(2021)24号)要求，交由达州市内有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用(四川光隆环保科技有限公司)。

(2) 钻井岩屑

钻井岩屑是在钻井过程中钻头切屑地层岩石而产生的碎屑，并通过钻井泥浆和洗井液带出至地面。主要成分为岩石、土壤及钻井液。其产生量与井眼长度、平均井径有关。根据本项目钻井阶段各开次进尺、钻头尺寸，并取一定的容积扩大倍数，本项目钻井岩屑产生量见下表。

计算公式如下：

$$V_{\text{清水和水基}} = \pi \times r^2 \times d \times 2.5$$

表2.4-9 钻井期间岩屑产生量估算表

注：井眼扩大率按照 10%计算，钻屑粘附钻井液后膨胀系数按 3.5 倍计算。

根据上表可知，本项目水基岩屑产生量约为 2091m³。本项目采用清洁化操作平台，废岩屑采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，废水基岩屑按照《达州市生态环境局办公室关于进一步加强固体废物污染防治工作的通知》(达市环办发(2021)24号)要求，交由达州市内有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用(四川光隆环保科技有限公司)。

四川光隆环保科技有限公司工业废弃物综合利用项目于2018年4月12日取得原达州市环境保护局的批复(达市环审(2018)2号)，并于2021年5月13日通过了竣工环境保护验收，该项目处理水基钻井岩屑等一般工业废弃物5万吨/年，本项目废弃水基岩屑和泥浆产生量约为2343.9m³，根据统计资料经泥浆不落地装置处理后水基钻井固废容重约1.8t/m³，故废弃水基岩屑和泥浆产生量约4219.02t，仅占四川光隆环保科技有限公司年处理能力的8.44%，可满足本项目废弃水基岩屑和泥浆处置需求。

(3) 废油、废油桶、废含油抹布及手套

钻井过程废油主要来源为：a、机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油；b、液压控制管线刺漏，如液压大钳、封井器及液压表传压管线刺漏；c、清洗、保养产生的废油，如更换柴油机零部件和清洗钻具、套管时产生的废油。钻井产生的废油用废油桶收集，根据类比和现场调查，本项目产生废油量约为 0.5t，废机油桶约 0.2t/a、废含油抹布、手套等约 0.05t/a，暂存于危险废物暂存间，交由有资质的单位处理。

(4) 废包装材料

本项目产生的废包装材料约为 2t，集中收集后送当地废品回收站处理。

(5) 生活垃圾

生活垃圾来源于钻井施工作业人员的生活，一个井队按 45 人计，每人每天产生的生活垃圾按 0.5kg/d 计算，则生活垃圾的产生量约为 22.5kg/d。钻井工程及完井工程施工工期为 145d，则生活垃圾产生量约为 3.26t。井场设置垃圾桶收集，定期按井场所在地环卫部门相关要求实施统一妥善处置。

此外，完井搬迁时可能产生少量建筑垃圾，主要如包装袋，废弃建筑材料等，其量小，由施工队伍统一收集清运至合规的建筑垃圾填埋场。

本项目钻井工程危险废物产生量见下表。

表2.4-10 钻井工程危险废物汇总表

名称	类别	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	危险特性	污染防治措施
废油	HW08	900-249-08	0.5t	钻井机具	半固态	矿物油	油类	钻井期间	T/I	废油桶收集，暂存于危险废物暂存场所，交由资质单位处置
废油桶、废含油抹布、手套	HW49	900-041-49	0.25t	机械维护、保养	半固态	矿物油	油类	钻井期间	T/I	暂存于危险废物暂存场所，交由资质单位处置

危险废物贮存场所（设施）基本情况见下表。

表2.4-11 平台危险废物贮存场所（设施）基本情况一览表

序号	贮存场所（设施）名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	危废暂存间	废油	HW08	900-249-08	井场西	约 10m ²	密封桶装	约 10t	60d

2		废油桶、废含油抹布、手套	HW49	900-041-49	北侧		密封桶装		60d
---	--	--------------	------	------------	----	--	------	--	-----

本项目固体废物产生量见下表。

表2.4-12 钻井工程固体废物产生及处置情况一览表

固废种类		产生量	处置措施及去向			备注		
废泥浆	水基泥浆	252.9m ³	采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施。 交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（四川光隆环保科技有限公司）。				/	
钻井岩屑	水基岩屑	2091m ³	采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施。 交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（四川光隆环保科技有限公司）。				/	
生活垃圾		3.26t	垃圾桶收集，定期按井场所在地环卫部门统一处置。				/	
废包装材料		2t	送当地废品回收站处理				/	
废油		0.5t	暂存于危废暂存间，面积约 10m ² ，委托有资质				/	
废油桶、废含油抹布及手套		0.25t	单位处理				/	

5、地下水污染影响

1) 地下水污染源类型分析

钻井工程对地下水环境可能造成影响的污染源主要是场地内暂存的钻井废水、泥浆、岩屑等的渗滤液以及井下钻井过程滤失的钻井泥浆和压裂过程井筒破裂漏失的压裂液。

2) 污染途径分析

钻井工程对地下水产生污染的途径主要有两种，即渗透污染和穿透污染。

a、渗透污染：钻井泥浆循环系统、泥浆不落地处理系统、油罐、主放喷池、原辅材料堆存淋溶雨水等产生、暂存、离析或罐体、池体破裂渗漏出的废水、废油通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水，是本项目的主要污染形式。

b、穿透污染：一般发生在钻井过程中的井漏和压裂过程中井筒破裂事故中，在水头压力差的作用下，将有少量钻井泥浆或压裂液滤失，并在含水层中扩散迁移，污染地下水，污染程度与所选用的钻井泥浆体系与压裂方案密切相关。

3) 地下水污染源源强分析

a: 污染物渗滤液：此类废水产生于钻井废水和岩屑等固废在井场内操作区域内暂存中，所含废液经渗漏、离析后，向周围岩层渗入、扩散。本项目对井场

分区分级防渗处理，正常工况下渗透外泄量极小。

b: 钻井滤失泥浆：此类影响产生于钻井期间的过平衡钻井阶段，钻井泥浆在压力差的作用下，渗透入井壁岩石的裂隙或孔隙中。钻井泥浆监控系统一般在地层滤失量 $<3\text{m}^3/\text{h}$ 时即可发现泥浆漏失，以便及时采取堵漏措施。本项目在每段完钻后及时采用套管水泥固井，从措施上减少井筒内泥浆滤失可能，且本项目仅涉及深层钻井。

6、环境风险

本项目存在一定的环境风险，主要表现为钻井井喷失控或泄漏的天然气导致的火灾爆炸事故引发的伴生/次生污染物排放；此外还表现为井场罐区及主放喷池池体渗漏污染地表土壤和浅层地下水；井筒内套管破损导致钻井过程中钻井泥浆漏失，进入地下水环境，污染地下水环境；油罐区存储的柴油泄漏环境风险；污染物外运处理中的运输风险等。

2.4.1.3. 地面工程

本项目新建管线距离短，工程量相对较小，整个地面工程工程量小、施工期较短，其污染物产生量较少，对环境的影响较小。

1、废气

施工期废气主要为施工机具作业时产生的尾气，基础开挖及物料装卸等施工过程中产生的粉尘，以及施工机械、运输车辆排放的尾气及扬尘，焊接作业产生的焊接烟尘废气，以及防腐废气等，产生量较少，废气通过自然扩散后对环境影响较小。

2、废水

本项目施工期与钻前工程一起施工，不新增施工人员，故此部分产生施工废水、生活污水已纳入钻前工程废水中一并进行处置。

此外，集输线路采用清洁水进行试压作业，根据管线长度及管道直径，本项目试压废水的用量约为 0.07m^3 ，试压过程中无试压水的损耗，故试压废水的产生量为 0.07m^3 。试压完成沉淀后用于洒水降尘，不外排。由于清管试压废水中的污染物主要为SS，经沉淀后用于降尘使用，不外排。项目产生的试压废水对周围地表水环境影响较小。

3、噪声

管道工程量小、时间短，噪声源强小，夜间不施工，对环境影响小。

4、固废

本项目施工期与钻前工程一起施工，不新增施工人员，故此部分产生施工固废已纳入钻前工程固废中一并进行处置。

2.4.1.4. 施工期“三废”汇总表

综上所述，本项目施工期污染物产生量及排放情况与生态影响见下表。

表 2.4-13 本项目施工期正常工况下“三废”及生态影响汇总表

污染源	主要污染物	产生量	污染防治措施	排放量	排放去向
废气	施工扬尘	颗粒物 少量	洒水降尘、设置围挡等	少量	大气
	施工机械、车辆尾气	CO、NO _x 少量	加强设备车辆维护管理，选用清洁燃料	少量	大气
	备用柴油发电 机尾气	SO ₂ 0.008kg/h	自带消烟除尘装置处理后自带排气筒排放	0.008kg/h	大气
		NO _x 1.17kg/h		1.17kg/h	
		烟尘 0.33kg/h		0.33kg/h	
	事故放喷废气	NO _x 、CO ₂ 少量	短期排放，点火燃烧处理	少量	大气
废水	完井测试放喷 废气	NO _x 、CO ₂ 少量	短期排放，点火燃烧处理	少量	大气
	钻前生活污水	COD、氨氮、 SS	140.4m ³ 依托租住房屋已有生活污水处理系 统处置。	140.4m ³	不外排
	钻井生活污水		417.6m ³ 生活污水收集后，定期由吸污车转 运至宣汉县毛坝镇生活污水处理 厂，不外排。	417.6m ³	不外排
	钻前施工废水	SS 少量	经沉淀后回用于站场施工机械洒水 降尘，不外排。	少量	不外排
	试压废水			0.07m ³	不外排
	钻井废水	pH、SS、石油 类、氯化物、 钡	1420.56m ³ 上清液用于泥浆配制；剩余废水定 期由罐车拉运至赵家坝污水处理站	1420.56m ³	不外排
噪声	初期雨水	COD、SS	202.5m ³ /次 处理达标后经回注站回注，不外排。	202.5m ³ /次	不外排
	压裂返排液及 洗井废水	pH、COD、S S、石油类、 氯离子、挥发 酚	430m ³ 主放喷池预先储备部分碱性水用于 中和返排酸液，然后由罐车运至赵 家坝污水处理站处理达标后经回注 站回注，不外排。	430m ³	不外排
	施工机械、车 辆、运行噪声	噪声 (A)	80~90dB 降低车速、禁止鸣笛、昼间施工、 合理布局。	80~90dB (A)	声环境
	钻井设备噪声	噪声	75~103 dB 选用低噪声设备、加强维护保养，	80~100 dB	声环境

污染源	主要污染物	产生量	污染防治措施	排放量	排放去向
		(A)	置于钻井井场内, 基础安装减振垫层, 柴油发电机设置于室内。	(A)	
事故放喷噪声	噪声	110 dB (A)	仅事故情况下产生。	110 dB (A)	声环境
固体废物	钻前施工人员	生活垃圾	0.675t	依托租用房屋已有生活垃圾收集措施收集后, 最终由市政环卫部门统一清运处置。	
	钻井施工人员	生活垃圾	3.26t	垃圾桶收集, 定期按井场所在地环卫部门统一处置。	
	开挖土石方	土方、石方	550m ³	严格落实水保要求, 运至合规弃土场处置。	
	隔油沉淀池	废油	0.1t	废油桶收集, 暂存于危险废物暂存间, 交由资质单位处置	
钻井		水基泥浆	252.9m ³	采用清洁化操作平台, 并采取泥浆不落地措施。交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用(四川光隆环保科技有限公司)。	
		水基岩屑	2091m ³	采用清洁化操作平台, 并采取泥浆不落地措施。交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用(四川光隆环保科技有限公司)。	
	材料拆包	废包装材料	2t	送当地废品回收站处理	
机械润滑、保养		废油	0.5t	废油桶收集, 暂存于危险废物暂存间, 交由资质单位处置	
		废油桶、废含油抹布及手套	0.25t	暂存于危险废物暂存间, 交由资质单位处置	

2.4.2. 运营期污染源强分析

2.4.2.1. 废气

本项目运营期正常情况下主要废气为水套加热炉废气, 本项目依托大湾 4011-3 井配置的 1 台 600kW 加热炉。

1、正常工况-水套加热炉废气

①水套炉燃烧废气

本项目水套加热炉燃料为井站自采气, 经节流调压分离后管输至水套炉使用, 为净化燃料气, 天然气燃烧后产生的废气主要为 SO₂、NO_x、颗粒物通过 8m 高排气筒排放, 排放方式为连续排放。用气时间按 360 天计算(扣除检修和关井恢复压力期), 使用时间为 8640h/a; 水套加热炉正常工况下燃料气使用量为 30 万 m³/a(扣除检修时间, 生产天数按 360 天/年计算)。

本次评价采用水套加热炉废气产排核算均按照《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 第 24 号)中“锅炉产排污量核算系数手册”中燃气工业锅炉废气产排污系数计算, 热力生产型燃气锅炉的工业废气产生量产

污系数为 107753 标立方米/万立方米-原料，其中水套加热炉采用国内领先低氮燃烧，氮氧化物的产生系数为 6.97 千克/万立方米-原料、二氧化硫的产生系数为 0.02S 千克/万立方米-原料；根据《工业锅炉污染防治可行技术指南》（HJ 1178-2021），燃气锅炉（不采取除尘措施）颗粒物的排放浓度控制水平为 $<10\text{mg}/\text{m}^3$ ，因此本次评价水套炉颗粒物浓度按照 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 评价。

则本项目水套加热炉废气排放情况如下表所示：

表 2.4-14 水套加热炉废气源强计算表

燃料使用量 (万 m^3/a)	年工作时间 (h/a)	废气产生量 (m^3/h)	污染物排放			
			污染物	排放浓度 (mg/m^3)	排放速率 (kg/h)	排放量 (t/a)
30	8640	374	颗粒物	10	0.0037	0.032
			氮氧化物	64	0.024	0.209
			二氧化硫	19	0.007	0.06

由上表可见本项目水套炉燃烧废气通过水套炉自带 8m 高排气筒排放，排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 标准限值要求。

2、非正常工况检修/事故放空废气

项目检修/事故时为保证安全，需排尽输气管线内的残余天然气，根据站场操作工艺，需排空装置及管道内的残留天然气，残留天然气通过井场放空系统点火排放。本项目设备检修预计每年约 1~2 次，检修前可利用截断装置，将集气管道和站场设备切断，放空废气仅为站场设备内残留的原料气，放空量约为 $30\text{m}^3/\text{次}$ ，放空废气通过放空火炬点火燃烧，主要污染物为氮氧化物、二氧化硫。

根据项目设计资料，本工程每次放空持续时间约 10min，放空废气放空火炬燃烧后排放，燃烧排放主要污染物为氮氧化物、二氧化硫，本次评价参照《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 第 24 号）中“锅炉产排污量核算系数手册”中燃气工业锅炉废气产排污系数计算，热力生产型燃气锅炉的工业废气产生量产污系数为 107753 标立方米/万立方米-原料，氮氧化物的产生系数为 18.71 千克/万立方米-原料（无低氮燃烧），二氧化硫的产生系数为 0.02S 千克/万立方米-原料。

本项目单次放空燃烧天然气最大量为 30m^3 ，则放空废气量为 $323\text{m}^3/\text{次}$ ；氮氧化物产生量为 $0.604\text{kg}/\text{次}$ ，二氧化硫产生量为 $20\text{kg}/\text{次}$ 。

综上，非正常工况检修/事故放空，检修/事故放空频率较低，并且放空废气

较少经点火燃烧后排放，加之当地地势较为开阔，大气扩散条件良好，故检修/事故放空废气不会对周边环境造成明显不利影响。

3、无组织排放废气

本项目试采过程无组织面源废气排放主要来自场站工艺设备与管线组件泄漏。根据工程特点，所有过程均在高压环境下实施原料气的闭路循环开采，工艺管道、设备区存在一定量的逃逸无组织排放，主要污染物为非甲烷总烃、硫化氢。为保证井场正常的安全生产，本项目生产装置均采用国内甚至国际先进的设备和材料，充分保证管道、接头及阀门的密封性，且项目采用天然气密闭集输工艺，正常情况下泄漏量极低。因此，本次评价不对场站设备无组织排放的硫化氢、非甲烷总烃进行定量分析。

本次评价要求：建设单位应选择符合质量标准的阀门、管件，并严格按照标准要求进行安装，场站内设置可燃气体泄漏报警系统，尽可能减少天然气因管道、设备损坏泄漏造成的无组织排放。

4、硫平衡分析

根据类比 D4011-2 原料气成分检测报告，井口天然气中硫化氢含量为****g/m³>1500mg/m³。本项目试采站不设置脱硫装置，开采天然气全部集输至普光净化厂净化处理。本项目试采站硫平衡分析如下图所示：

图 2.4-1 本项目硫平衡图（以硫化氢计） 单位：kg/d

2.4.2.2. 废水

本项目依托大湾 4011 集气站现有值守人员进行管理，故本项目试采期间不新增生活污水。故本项目建成后，运营期废水主要为气田采出水以及设备检修废水。具体产生情况分析如下：

(1) 气田采出水

本项目试采站分离出的气田水，生产初期产量较大，主要来源为地层水和压裂作业后残留的压裂液，废水量随着开采的进行逐渐减少，待后期产气量稳定后，采出水平均产生量约 10m³/d，年产生量约为 3600m³/a，根据类比的 D4011-2 井气田水质检测报告，主要污染物为 COD、氨氮、石油类、硫化物、氯化物和钡，各污染物浓度分别约为****、****、****、****、****、****。分离采出水进入分液罐（1 个，50m³，封闭罐体）暂存，暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家

坝污水处理站处理达《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求后管输至回注站回注，不外排。

（2）设备检修废水

试采站每年需进行1~2次装置设备检修，检修设备时将产生清洗废水，其用水量约2m³/次·年，产生废水4.0m³/a，主要污染物有SS，检修废水暂存于火炬分液罐（1个，50m³）暂存，暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求后管输至回注站回注，不外排。

建设项目试采阶段的主要水污染物及其产生量见下表。

表 2.4-15 试采站水污染物产生量

序号	废水种类	产生量 (m ³ /d)	污染物	产生浓度 (mg/L)	产生量 (kg/d)
1	气田采出水	10	COD		
			氨氮		
			石油类		
			硫化物		
			氯化物		
			钡		
2	设备检修废水	2m ³ /次	SS	300	0.6

2.4.2.3. 噪声

1、噪声源调查

根据调查，本项目运营期噪声主要来自水套加热炉、乙二醇加注装置、计量分离器等设备，其噪声源强以机械噪声和气流摩擦声为主，源强在65dB~80dB。另外，系统超压状况下，通过新建放空管引致放空管处点火燃烧也将产生放空噪声。项目主要的噪声源介绍如下。

（1）水套加热炉、乙二醇加注撬块、计量分离器等，其噪声来源于内部的组件，其噪声源强以机械噪声和气流摩擦噪声为主，噪声源强约65~80dB（A）。

（2）放空噪声

放空噪声主要是在试采期间事故和检修工况时排放的少量天然气引至放空管点火燃烧，噪声主要来源于气流摩擦噪声，放空噪声可达105dB左右，持续时间在1~10min。

表 2.4-16 主要噪声源及处理措施

序号	噪声设备	声源源强 dB (A)	数量(台/套)	声源控制措施	运行时段
1	水套加热炉	80	1	选用高效低噪声的水套炉、装车泵、分离器并安装减震垫层	昼夜连续
2	计量分离器	65	1		
3	乙二醇加注装置	70	1		
4	放空系统(放空管)	105	1	减少放空次数、夜间不放空	事故、检修时(单次持续时间约10min)

2、噪声控制措施

为减小噪声影响,本项目拟采取以下噪声防治措施:首先在平面布置时进行合理布局,控制气流速度,减少站场工艺管线的弯头、三通等管件,降低试采站内噪声;其次,选用高效低噪声的水套炉、计量分离装置等,对产噪设备安装减振基础、将设备置于具备降噪效果的撬装箱体内等,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。根据噪声预测结果,运营期试采站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)的 2 类标准,北侧 122m 的散居居民昼间、夜间环境噪声均能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准要求。

2.4.2.4. 固体废物

项目依托大湾 4011 集气站现有值守人员进行管理,故本项目试采期间不新增生活垃圾。本项目运营期试采站主要产生的固废为除砂器产生的废渣、检修废渣、分液罐沉渣、废油、废机油桶、废含油抹布及手套。

(1) 除砂器产生的废渣

除砂器废渣主要为压裂阶段压入地层的支撑剂(石英砂和陶粒)以及天然气层随气体带出的少量砂砾,根据该区域已运行采气站场经验,除砂废渣产生量约为 2~10kg/次(本次评价以 3kg/次计)。站内平均排砂 1 次/周,每年按 48 周计,则除砂废渣产量为 144kg/a。除砂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(四川光隆环保科技有限公司)。

(2) 检修废渣

站内设备在正常情况下 24 小时连续运行,需定期进行维护管理。根据实际情况不定期进行检修,将产生少量检修废渣,产生量约为 2kg/a。检修废渣属一

般固废，交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（四川光隆环保科技有限公司）。

（3）分液罐沉渣

试采站采出水暂存于火炬分液罐中，火炬分液罐每半年清理一次，火炬分液罐沉渣产生量约为 0.5t/a，主要成分是井内杂屑、机械杂质，由清理人员统一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（四川光隆环保科技有限公司）。

（5）废油、废机油桶、废含油抹布及手套

试采站过程废油主要来源为：a、设备维护、保养过程中产生的废油；b、压缩机机油更换过程中产生的废机油。试采产生的废油用废油桶收集，根据类比和现场调查，本项目产生废油量约为 0.3t/a，废机油桶约 0.1t/a、废含油抹布、手套等约 0.03t/a，暂存于危险废物暂存间，交由有资质的单位处理。

2.4.2.5. 生态环境

运营期生态环境影响是施工期影响的一种延续。运营期内主要于项目站场内开展试采活动，不会新增对占地范围外的影响，生态环境影响也逐步趋于稳定，同时，项目占地范围内进行了硬化处理，基本不会造成水土流失。

2.4.2.6. 地下水污染影响

（1）地下水污染源类型分析

试采工程对地下水环境可能造成影响的污染源主要是场地内暂存的气田采出水，分液罐位于地面，并设有围堰。

（2）污染途径分析

试采工程对地下水产生污染的途径主要为渗透污染。

天然气试采过程中分离出来的采出水罐体破裂泄漏出的废水通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水，是本项目的主要污染形式。

（3）地下水污染源源强分析

本项目运营期地下水污染源主要为分液罐泄漏：此类废水产生于天然气试采过程中分离出来的采出水，暂存于分液罐中，现有项目已对分液罐采取重点防渗，并修建围堰，正常状况下渗透外泄量极小。

2.4.2.7. 环境风险

本项目运营期环境风险主要是试采站天然气漏，遇明火发生火灾、爆炸等安全事故引发的伴生/次生污染物排放；分液罐存储的气田采出水泄漏；污染物外运处理中的运输风险等。

2.4.2.8. 运营期“三废”汇总表

综上所述，本项目运营期污染物产生量及排放状况与生态影响见下表。

表 2.4-17 本项目运营期污染物产生量及排放状况与生态影响汇总表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	防治措施
废气	水套加热炉燃烧产生的烟气	颗粒物	0.032t/a	0.032t/a	水套加热炉燃烧废气采用低氮燃烧装置处理后通过自带 8m 高排气筒排放
		SO ₂	0.06t/a	0.06t/a	
		NO _x	0.209t/a	0.209t/a	
废水	设备检修或系统超压时排放少量放空燃烧废气、事故放空废气	SO ₂	20kg/a	20kg/a	放空系统燃烧处理后排放，排气筒高度 15m
		NO _x	0.604kg/a	0.604kg/a	
废水	气田采出水	悬浮物、COD 及氯化物等	10m ³ /d	/	通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016) 中回注水质要求后管输至回注站回注，不外排。
	检修废水	SS	4.0m ³ /a	/	暂存于试采站建设的分液罐(1 个, 50m ³)，暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016) 中回注水质要求后管输至回注站回注，不外排。
噪声	设备噪声	设备选型时选择低噪声设备，设置减震基础；工艺管道的设计考虑合理的流速，减少气流噪声；站内设备合理布局。			
固废	除砂器	除砂废渣	144kg/a	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（四川光隆环保科技有限公司）	
	设备检修	检修废渣	2kg/a		
	采出水分液罐	分液罐沉渣	0.5t/a	废油桶收集，暂存于危险废物暂存场所，交由资质单位处置	
	设备维护、保养	废油	0.3t/a		
环境风险		废油桶、废含油抹布及手套	0.13t/a	暂存于危险废物暂存场所，交由资质单位处置	
运营期环境风险主要是站内天然气泄漏，遇明火发生火灾、爆炸等安全事故引发的伴生/次生污染物排放；分液罐存储的气田采出水泄漏环境风险；污染物外运处理中的运输风险等。					

2.5. 退役期污染源及污染物排放情况

本项目试采期结束后若具备工业生产价值则转生产,采气站后续纳入区块环评;若试采结束后不具备工业生产价值则关井处理。关井后各种机械设备将停止使用,除井口采气树外,其余设备设施及管道全部拆除。关井后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《天然气井永久性封井技术规范》(Q/SYXN0386-2013)等相关行业规范进行封井作业,并设置醒目的警示标志,加强保护和巡查、监控。除在井口周围设置围墙外,其余占地全部进行土地功能的恢复。与此同时,还要进行占地区域地表植被的恢复,主要措施及方案为:

(1) 清理工作:采气站地面设施拆除、气井地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井,井场的清理等。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、废弃建筑残渣及废防渗材料等固体废物,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合规的建筑垃圾填埋场处置,废防渗材料产生量约1.5t,经袋装密封后,暂存于危险废物暂存场所,交由资质单位处置。

2.6. 总量控制

(1) 废气总量控制指标

本项目依托现有水套加热炉,正常工况下不新增废气排放量。因此,本次评价不核定废气总量控制指标。

(2) 废水总量控制指标

项目气田采出水、检修废水通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016)中回注水质要求后管输至回注站回注,不外排。故本项目不需要核定废水总量控制指标。

3. 环境现状调查与评价

3.1. 自然环境现状

3.1.1. 地理位置

达州市地处大巴山南麓，跨东经 $106^{\circ}39'45''$ — $108^{\circ}32'11''$ ，北纬 $30^{\circ}19'40''$ — $32^{\circ}20'15''$ ，东西绵延 177.5 公里，南北长 223.8 公里，幅员面积 1.66 万平方公里。辖 4 县 2 区 1 市，即：宣汉县、开江县、大竹县、渠县、通川区、达川区、万源市。2020 年末户籍人口约 659 万人，常住人口约 575 万人，是人口大市、资源富市、工业重镇、交通枢纽和革命老区，享有“巴人故里、中国气都”之称。达州曾是国家“三线”建设重点地区，形成能源、化工、冶金、建材、机电、食品、医药、纺织、商贸、物流等为主体的产业体系。

宣汉县介于东经 $107^{\circ}22'$ 至 $108^{\circ}32'$ 和北纬 $31^{\circ}06' \sim 31^{\circ}49'$ 之间。东北与城口接壤，东与开县相邻，南连开江，西接达川、通川和平昌，北与万源交界，是北通陕西、东达湖北的要口。境内地形地貌复杂、山势逶迤，由东北向西南倾斜绵延，呈“七山一水两分田”总体地貌。县境东西最长 110.6km，南北最 78.8km，边界线总长 590.6km。

本项目井场及试采站位于达州市宣汉县毛坝镇。项目地理位置见附图 1。

3.1.2. 地形地貌

本项目位于达州市宣汉县，属于川东典型的山地丘陵地形，沟壑众多，相对高差变化较大。地势总体上由西南向东北抬升，即由盆地丘陵、低山向外围盆缘中山过渡；以上升剥蚀低山和丘陵为主。背斜成山，紧密而狭窄；向斜为谷，平缓而开阔；间有高阶台地，地表形态零乱、冲沟发育，多山间凹地，丘形多样，地形起伏较大，海拔一般在 340~1000m 之间。

宣汉县按地形、地貌形态可分为 3 区：一、丘陵河谷区，约占县境内四川地貌区划中属米仓山大巴山中山区和盆北低山区、盆东平行岭谷区的一部分，以低山和低中山为主。低山、中山面积占全县总幅员的 90.2%；二、低山区，约占 25%；三、低中山区，约占 65.2%，可分为平坝、台地或高阶台地、浅丘陵、深丘陵、低山。

本项目井场及试采站位于达州市宣汉县毛坝镇。

3.1.3. 水文水系

3.1.3.1. 地表水

宣汉县属长江支流的嘉陵江水系，境内河流较多，水系发达。流域面积 50100km² 以上的支流 20 条（其中 100km² 以上的 8 条），由繁多的小溪沟组成树枝状水系。河流均由北向南汇集，除西部沿山、庆云的碑牌河注入达县碑庙长滩河汇于巴河外，其余均为州河支流。本工程建设区域属渠江流域，渠江为多源头河，其主要支流有前河、中河、后河；南江河、恩阳河、通江河。

前河：发源于大巴山南坡之城口县光头山，于鸡唱乡入宣汉县境，斜贯东南部，在县城东与后河相汇。流域呈南北长东西短的长条状，流域面积 2754100km²，其中县内面积 1917.7100km²，干流长 145km，平均坡降 2.3‰，河网密度 0.41km/100km²。

中河：发源于大巴山南坡之万源市白藏山，于石铁乡入宣汉县境，斜贯县境北部，在普光镇汇入后河。流域面积 1402100km²，其中县内面积 596.4100km²，干流长 51.8km，平均坡降 2‰，河网密度 0.23km/100km²。

后河：发源于万源市城北大横山，在毛坝乡入宣汉县境，纵贯西北部，于普光镇汇与中河汇合，至宣汉县城东江口与前河汇流归州河。流域面积 3670.7100km²，其中县内面积 1462.3100km²（包括中河面积），干流长 56km，平均坡降 1.1‰，河网密度 0.25km/100km²。

州河：前河、中河、后河在宣汉汇流而为州河。蜿蜒向西南，于洋烈乡出县境入通川区，斜贯西南部，境内流长 34km，流域面积 368100km²，平均坡降 0.5‰，河网密度 0.23km/100km²。

后巴河：由西南向东北流向，经过 20km 在普光镇汇入后河。后巴河宽约 10 米，最低水位 0.08 米，按约 30km² 汇雨面积估算，最枯月平均流量仅有 0.027 m³/s。

宣汉县的河流水系情况见下图。

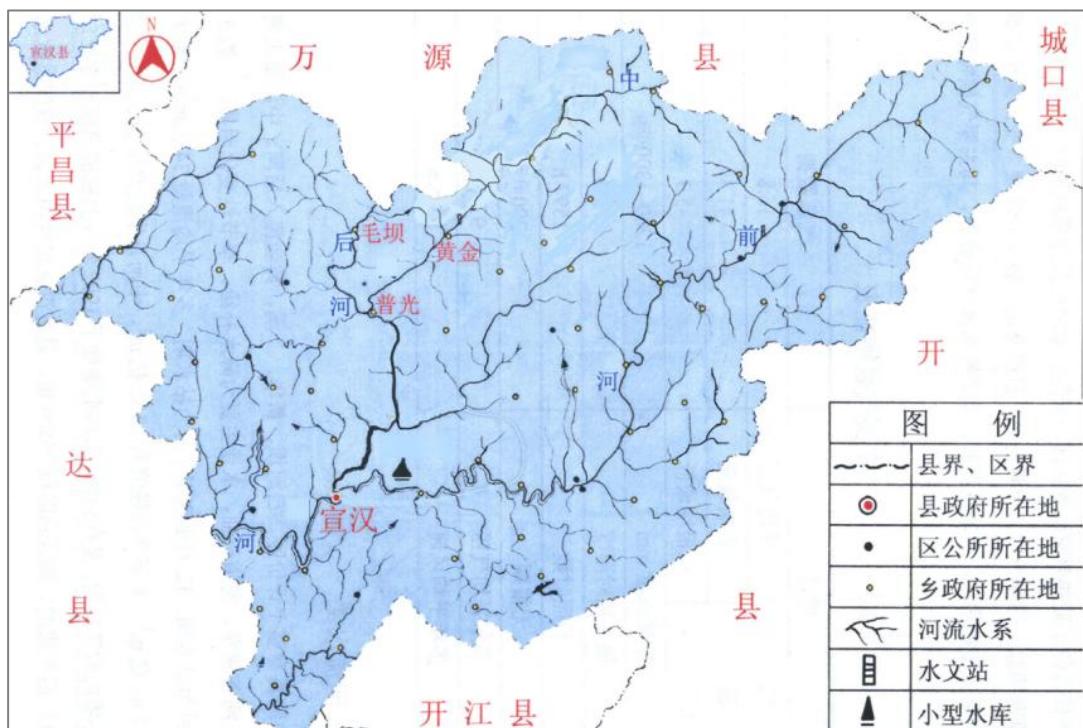


图 3.1-1 宣汉县水系图

3.1.3.2. 地下水

地下水的赋存与分布，主要受地质构造、地貌、岩性、气候等条件的控制。根据赋存条件，本项目评价区地下水类型可划分为两类：风化带网状裂隙水和碎屑岩类裂隙孔隙水，该类地下水赋存于评价区出露的侏罗系中统下沙溪庙组(J_{2xs})砂质泥岩、泥岩与粉砂岩。本项目地下水评价区地下水径流模数为 $0.1\sim 0.5L/s\cdot km^2$ ，上部含风化带网状裂隙水，因风化带厚度小且发育不均，故富水性弱，矿化度 $0.1\sim 0.3g/L$ ；下部含碎屑岩类裂隙孔隙水，富水性受构造条件和补给、埋藏条件控制，矿化度 $0.3\sim 0.6g/L$ 。

因评价区内地形坡降较大，地表径流条件好，大气降水多以面流方式排泄，少量沿地表岩土层裂隙下渗并径流补给地下水。评价区内没有地下水集中供水水源地。

3.1.4. 气候气象

宣汉县处于盆地丘陵向盆缘山区过渡地区，所以年降水量比较充沛。由于北部大巴山为其屏障，西北寒冷空气不易侵入，固境内南部地区具有气候温和，春暖雨早，夏热少雨伏旱，秋多绵雨，冬干少雨，无霜期长，日照较多，湿度大，雨量充沛，春、夏、秋、冬四季分明的特点。而北部山区，地势较高，气温随地势高度的上升而下降，据多点实测，每上升 100m，年平均气温降低 0.561°C ，降

雨随地势升高而增大，据测每上升 100m，增多雨量约 36mm。北部山地区具有春迟、秋早、冬长、夏秋短的特点。不利于农业生产的灾害天气，主要是夏伏旱，其次洪涝、冰雹等。

本项目所在地主要为亚热带湿润季风气候，但由于立体地貌构成了立体气候特征，具有北亚热带和南温带气候特征。全年平均气温在 8.0~17.3°C。根据宣汉县气象统计资料，月平均气温 7 月最高，达 27.6°C，1 月最低，达 5.6°C，极端最高气温 41.3°C（1959 年 8 月 24 日），极端最低气温-5.3°C（1975 年 2 月 15 日），多年平均最高气温 38°C，多年平均最低气温-2.5°C；区内多年平均降雨量 1213.5mm，最高降雨量为 1698mm（1958 年），最低降雨量为 865.9mm（1966 年），降雨主要集中分布于 5~10 月，占年降雨量 70% 左右；十年一遇 24h 最大降雨量 240mm，十年一遇最大 3h 降雨量 115.6mm，二十年一遇 24h 最大降雨量 300mm，最大三日降雨量 335.9mm，最大 1h 降雨量为 54.4mm，全年平均雨日 143 天。年平均相对湿度 1~3 月份为 77~72%，6~9 月份为 79~84%。年蒸发量为 1215.9mm，无霜期达 210 天。夏季主导风向及频率：NE，26%；冬季主导风向及频率：NNE，18%；全年各月份均有发生 8 级以上雷雨大风或寒潮大风天气。

表 3.1-1 主要气候资料统计表

气象要素		单位	数值
气温	年平均气温	°C	16.8
	极端最高气温	°C	41.3
	极端最低气温	°C	-5.3
	多年平均最低气温	°C	-2.5
年降水量	平均	mm	1213.5
	最大	mm	1698
	最小	mm	865.9
日降雨量	最大	mm	192
风速	平均	m/s	1.5
	最大	m/s	3.2
	主导风向	m/s	NE
年平均日照时数		h	1596.3
多年平均气温		°C	18.1
年平均蒸发量		mm	1215.9
年均无霜期		d	296

气象要素	单位	数值
相对湿度	%	77

3.1.5. 地质构造与地震

3.1.5.1. 地质构造

项目所在区域位于川东断褶带东北段黄金口构造带,介于大巴山推覆带前缘褶断带与川东弧形断褶带之间的过渡地带,处于普光主体构造与毛坝构造之间。西侧为毛坝东断层,东部以大湾东断层为界。整体上,区域是受大湾东断层、大湾西断层及毛坝东断层控制下的向斜和背斜构造,在印支期已具雏形,于燕山期在挤压应力作用下形成的北东向构造。

根据钻井揭示及地表露头,宣汉—达县地区下古生界地层较完整,仅缺失志留系上统。上古生界缺失了泥盆系全部和石炭系大部,仅残留中石炭统黄龙组;二叠系齐全。中生界三叠系、侏罗系保留较全,早白垩世地层保留较好,上白垩统缺失。新生界基本没有沉积保留。

受构造运动的影响,地层间发育较多不整合面,在海相地层中,志留系与石炭系、石炭系与二叠系、上、下二叠统之间皆为平行不整合接触关系,它们分别是加里东运动、云南运动和东吴运动等影响的结果。晚三叠世末期的印支运动,四川盆地整体抬升成陆,古特提斯海海水彻底退出扬子地台,接受以陆相碎屑岩为主的湖泊—三角洲—河流沉积。

3.1.5.2. 地震

根据《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010),宣汉抗震设防烈度为6度,设计基本地震加速度值为0.05g,属第一组,可不考虑地震液化问题。另查阅县志,整个宣汉县境尚无地震活动的记载。因此总体上区域稳定性良好,适宜工程修建。

3.1.6. 土壤

项目所在地面(区域硬化前)以残坡积和崩坡积之砂质粘土夹碎块石为主,局部有小卵石混杂其中。区内土壤多由灰岩和砂页岩发育而成的砾石土、砾质土为主。土壤质地与母岩和地形关系密切,一般由砂岩发育的多为沙质土;由砂页岩互层发育的多为壤质土;泥岩和灰岩发育的多为粘质土,陡坡地和二迭系以前母岩发育的多为砾石土和砾质土。土壤剖面各发生层的质地上下变化较小,仅少

数土壤剖面物粘含量有随深度增加而增加的趋势。

土壤以中性和微碱性为主，其次是微酸性，少数酸性。pH 值在 4.5~5.4 之间的占 6.4%；5.5~6.4 之间的占 34%；6.5~7.5 之间的占 34.2%；7.6~8.5 之间的占 25.3%。

工程区域地层岩性较为单一，上部主要为第四系松散覆盖层，包括残坡积层、崩坡积层，下伏基岩为侏罗系中统沙溪庙组（J₂S）。出露地层由上至下分别为：

1) 第四系残坡积层：

主要为砂土、砂质粘土、粘土，干燥，松散，分布很广。坡体及坡体上覆盖层厚度很薄，一般 0.2~0.5m。沟谷中为砂质粘土、粘土。厚度较大，一般为 1.0~2.5m 左右，为可塑状。

2) 第四系崩坡积层：

主要分布于陡坡下部，为含碎块石土，厚度一般为 1.0~3.0m。碎块石成分主要为砂岩碎块石，另外可见巨大孤石。

3) 基岩

侏罗系中统沙溪庙组为含钙质结核的紫红色砂质泥岩、粉砂岩、泥质粉砂岩与黄灰色块状长石岩屑石英砂岩不等厚互层。砂岩坚硬性脆，常形成陡坎陡崖，泥岩易风化剥落，多形成缓坡。

3.1.7. 矿产资源

宣汉县目前共探测到的资源达 28 种，主要矿产资源概括为：一煤（煤炭），二气（石油、天然气），三土（粘土、高岭土、膨润土），五石（滑石、长石、大理石、石英石、石灰石），八矿（铁、砷、硅、硫磺、石膏、铝、卤钾、岩盐）。天然气预测储量高达 1.5 万亿立方米，居中国第 2 位，已探明开发储量达 3000 亿-6000 亿立方米，系西南地区天然气气田中心、国家“西气东输工程”重要基地。原煤储量达 1.6 亿吨，发热量 6000 大卡以上。富钾卤水储量达 1.3 亿立方米，是国家盐化工业基地自贡黑卤的 10 倍。此外，还有大理石 30 亿立方米，石灰石 30 亿立方米，石英石 3000 万立方米，硫磺矿 867 万吨，铁矿 1800 万吨等。

3.2. 环境质量现状评价

3.2.1. 环境空气质量现状

根据项目工程特点和井场及试采站的具体情况，以项目涉及区域作为本项目

大气环境质量现状调查、评价的对象。本次采用达州市生态环境局发布的《达州市 2024 年环境空气质量状况》中的数据进行评价。

3.2.1.1. 达标区判定

本项目井场及试采站位于达州市宣汉县毛坝镇，项目所在区环境空气功能分区为二类区。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关要求，需对本项目大气环境评价范围内的区域进行达标判定。因此，本次评价收集了达州市生态环境局发布的《达州市 2024 年环境空气质量状况》作为评价范围达标区判定。环境空气质量年均浓度统计及达标情况见下表：

表 3.2-1 2024年宣汉县环境空气质量状况统计表

区域	污染物	年度评价指标	现状浓度/ (μg/m ³)	标准值/ (μg/m ³)	占标率/%	达标情况
宣汉县	SO ₂	年平均	7	60	11.7	达标
	NO ₂	年平均	18	40	45.0	达标
	PM ₁₀	年平均	48	70	68.6	达标
	PM _{2.5}	年平均	27	35	77.1	达标
	CO	日均浓度的第 95 百分位数	1100	4000	27.5	达标
	O ₃	日最大 8h 平均浓度的第 90 百分位数	122	160	76.3	达标

根据上表数据可知，本项目所在区域宣汉县 2024 年环境空气中 6 项基本污染物均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，故本项目所在区域属于达标区。

3.2.1.2. 特征污染物

本次评价委托四川海德汇环保科技有限公司于 2025 年 9 月 21 日-9 月 27 日期间，对区域环境空气质量进行补充监测，并出具了检测报告编号：HDH/WT202509044。

（1）监测点位及监测因子

根据项目周边环境保护目标分布情况及气象条件，本次评价环境空气补充监测点位及监测因子如下表所示：

表 3.2-2 环境空气补充监测点位及监测因子

编号	名称	监测因子	备注
1#	项目所在地西南侧厂址	非甲烷总烃、硫化氢	本次补充监测

（2）监测时间及监测频次

监测时间

本次补充监测：于 2025 年 9 月 21 日-9 月 27 日监测 7 天；

监测频次

1h 均值，每天采样 4 次。

（3）分析方法

按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中规定的监测分析方法执行。

（4）监测分析及质量保证

监测分析的质量保证工作严格按照国家规定的实验室分析质量保证技术规范措施要求执行。

（5）评价标准

项目特征因子非甲烷总烃执行《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执行，其 1 小时平均浓度限值为 2.0mg/m³；硫化氢执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录 D 标准（10μg/m³）。

（6）评价方法

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），采用最大监测浓度占标率对评价区域大气环境质量现状进行评价，评价模式如下：

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

式中： P_i ——i 类污染物单因子指数，无量纲；

C_i ——i 类污染物实测浓度，mg/Nm³；

C_{oi} ——i 类污染物的评价标准值，mg/Nm³。

监测因子按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D.1 其他污染物空气质量浓度参考限值进行评价。

（7）监测数据及评价结果

评价区其他污染物环境质量现状如下：

表 3.2-3 其他污染物补充监测数据及评价结果

根据上述监测数据可知，项目所在区域非甲烷总烃 1 小时浓度满足《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要求；硫化氢现状监测值低于《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附

录 D 标准限值。

3.2.2. 地表水环境质量现状

本项目位于宣汉县毛坝镇，最近的地表水体为南侧无名河，南侧无名河汇入后河，距本项目最近的考核断面为普光断面（中河汇入后河入河口）。根据 2024 年 1~11 月达州市地表水水质月报，普光断面地表水水质情况如下表：

表 3.2-4 2024年普光断面地表水质量状况统计表

时间	断面名称	所在地	地表水水质类别
2024.1	普光	中河汇入后河入河口	II
2024.2			II
2024.3			II
2024.4			II
2024.5			II
2024.6			II
2024.7			II
2024.8			II
2024.9			II
2024.10			II
2024.11			II

根据公布的地表水水质数据，后河普光断面 2024 年 1~11 月水质均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类水质标准限值要求。

3.2.3. 声环境质量现状监测与评价

本次评价委托四川海德汇环保科技有限公司于 2025 年 9 月 22 日-9 月 23 日期间，对区域声环境质量现状进行监测（监测报告编号：HDH/WT202509044）。

（1）监测点位

监测布点：根据外环境关系根据项目情况及环境特征，本次环评布设噪声监测点 5 个。

表 3.2-5 项目噪声监测位点一览表

点位编号	监测点位	监测项目	监测时间及频次	备注
1#	井场东北侧厂界	厂界噪声	昼夜各 1 次	
2#	井场东南侧厂界			
3#	井场西南侧厂界			
4#	井场西北侧厂界			
5#	井场北侧****居民			

（2）监测项目

等效连续 A 声级。

(3) 监测方法

监测分析方法和测量仪器按《声环境质量标准》(GB3096-2008)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中有关规定和方法执行。

(4) 监测时间和频率

噪声监测 2 天, 监测时间为昼夜各一次。

(5) 评价标准

评价标准采用《声环境质量标准》(GB3096-2008)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类标准。

(6) 评价方法

评价方法是以等效 A 声级作为评价量, 对照标准限值进行分析。

(7) 监测结果及评价

本项目厂界及井场北侧敏感点声环境质量现状如下:

表 3.2-6 声环境质量现状监测及评价结果

从监测结果可知, 本项目厂界噪声监测结果满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类标准限值, 场站附近农户处的噪声监测结果满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类区环境噪声限值要求。

3.2.4. 地下水质量现状

根据前文“1.8.1.4 地下水环境影响评价等级”, 本项目地下水环境影响评价等级为“二级”, 根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)要求, 建设项目需进行地下水水位和水质的现状评价。

本次评价委托四川海德汇环保科技有限公司于 2025 年 9 月 26 日, 对所在地地下水环境质量现状进行了监测(监测报告编号: HDH/WT202509044)。

(1) 监测布点

表 3.2-7 项目地下水监测点位统计表

编号	布点位置	位置
D1	井场东南侧地下水监测井(曹家湾)	上游
D2	井场西北侧地下水监测井(上坪)	西北侧
D3	井场西侧地下水监测井(猫山坪)	西北侧
D4	井场北侧地下水监测井(****)	下游
D5	井场西北侧地下水监测井(磨子坪)	下游

(2) 监测项目

表 3.2-8 地下水监测因子

监测指标	主要因子
地下水化学指标	Na ⁺ 、K ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、HCO ₃ ⁻ 、CO ₃ ²⁻ 、硫酸盐、氯化物
常规监测指标	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、菌落总数、氟化物、总大肠菌群、石油类、硫化物、钡

（3）监测时间

监测频次：地下水取样监测 1 天，采样 1 次。

监测时间：2025 年 9 月 26 日。

（4）采样及分析方法

采样及分析方法按《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）和《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中有关规定进行。

（5）评价标准

项目区域地下水质量标准执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准。

（6）评价方法

为了能直观反映水质现状，科学地评判水体中污染物是否超标，评价采用单项水质指数评价方法。

单项指数法数学模式如下：

对于一般污染物：

$$S_{ij} = \frac{C_{ij}}{C_{si}}$$

式中：S_{ij}——单项水质参数 i 在第 j 点的标准指数；

C_{ij}——污染物 i 在监测点 j 的浓度（mg/L）；

C_{si}——水质参数 i 的地下水水质标准（mg/L）。

对具有上、下限标准的项目 pH，计算式为：

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$

式中：pH_j——为监测点 j 的 pH 值；

pH_{sd} ——为水质标准 pH 的下限值；

pH_{su} ——为水质标准 pH 的上限值。

当 S_{ij} 值大于 1.0 时，表明地下水水体已受到该项评价因子所表征的污染物的污染， S_{ij} 值越大，水体受污染的程度就越严重，否则反之。

（7）地下水水位监测

本项目进行了地下水水位观测，具体观测数据如下：

表 3.2-9 地下水水位统计表

（8）监测结果及评价

根据检测报告中的数据，评价区地下水质量现状如下表所示：

表 3.2-10 地下水环境质量检测数据及评价结果表

由上表统计分析可知, 各监测点水质良好, 各项监测指标均可达到《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类水质标准。

(9) 包气带评价结果与分析

本次评价项目共布设了 2 个包气带监测点，并委托四川海德汇环保科技有限公司于 2025 年 9 月 24 日对所在地包气带现状进行了监测（监测报告编号：HDH/WT202509044）。

表 3.2-11 包气带监测结果

根据平台内外包气带的监测与评价结果表明，本项目用地内包气带基本无变化，受到污染的影响较小。

3.2.5. 土壤环境质量现状

3.2.5.1. 土壤理化性质调查、利用状况调查

本次评价重点针对平台周边 200m 范围进行调查，通过调查相关资料，并结合国家土壤信息服务平台（中国 1km 土壤类型图），本项目周边土壤类型为黄棕壤土。为了解项目所在区域的环境质量现状，本次评价共布设了 6 个土壤监测点，并委托四川海德汇环保科技有限公司于 2025 年 9 月 24 日对所在地土壤现状进行了监测（监测报告编号：HDH/WT202509044）。周边土壤理化特性见下表。

表 3.2-12 土壤理化性质调查表

3.2.5.2. 土壤环境质量现状调查

本项目土壤环境影响评价等级为“二级”，根据建设项目土壤环境影响类型、土地利用类型、评价工作等级，采用代表性原则，使监测点充分反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状。依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中对土壤环境现状监测布点要求，本次评价共布设了 6 个土壤监测点，并委托四川海德汇环保科技有限公司于 2025 年 9 月 24 日对所在地土壤现状进行了监测（监测报告编号：HDH/WT202509044）。

(1) 监测布点

表 3.2-13 本项目土壤环境监测布点情况

编号	本项目的点位名称	备注
1#	井场东北侧	场地范围内
2#	井场油罐区	
3#	井场污水池	
4#	井场内泥浆不落地点	场地范围外
5#	项目东北侧 50m 空地	
6#	项目西南侧 100m 空地	

备注：本次评价设置的柱状样均位于用地范围内，用地范围内已硬化，同时周边分布管线，设计天然气安

全, 不能深度开挖, 故本次所有监测点位均只采取表层样。

(2) 监测项目

特征因子: pH、石油烃、氯化物、全盐量、钡。

农用地: 镉、汞、砷、铅、六价铬、铬、铜、镍、锌。

GB36600-2018 基本项目: 镉、铅、汞、六价铬、砷、镍、铜、锌、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘等 45 项。

(3) 监测时间及频次

取样监测 1 次

监测时间: 土壤监测时间为 2025 年 9 月 24 日。

(4) 评价标准

1#、2#、3#、4#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)和《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》(DB51/2978-2023); 5#、6#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)。

(5) 土壤现状监测统计

表 3.2-14 本次土壤环境现状监测结果及评价(农用地)

表 3.2-15 本次土壤环境现状监测结果及评价(建设用地) 单位: mg/kg

表 3.2-16 本次土壤环境现状监测结果及评价(建设用地)

由上表可知, 井场及试采站外土壤监测点监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)风险筛选值; 井场及试采站内各土壤监测点监测因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)和《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》(DB51/2978-2023)中的第二类用地筛选值。

3.2.6. 生态环境现状调查与评价

宣汉县气候温和，雨量充沛，地貌类型多样，森林覆盖率高，土壤种类较多等优越的自然条件，很适宜多种动植物繁衍。当地主要植被类型有亚热带常绿针叶林、低山落叶栎林、亚热带竹林及亚热带落叶阔叶与常绿针叶混交林。宣汉县森林覆盖率 56%，宣汉县境内植被多样，野生植物 3000 余种，桫椤、崖柏、银杏、黄连、天麻等国家重点保护植物达 10 余种。

宣汉县野生动物较多，兽类有鹿、刺猬、果子狸、狐狸、水獭、黄鼠狼、野兔、松鼠等；鸟类有鹭鸶、鹰、鹧鸪、燕子、野鸡、斑鸠、猫头鹰、喜鹊等；蛇虫类有乌梢蛇、螳螂、蜻蜓、蜜蜂、蝴蝶、蜘蛛、蚂蚁等；水生动物有鱼、虾、蚌、蟹、蛙等。

本项目在大湾 4011 井场内进行建设，不新增用地，大湾 4011 井场用地范围均已进行了硬化处理；故本项目生态评价范围内未发现国家保护的珍稀植物分布，无大型陆生野生动物，也无国家保护的陆生珍稀野生动物。经调查访问和沿途观察，本项目所在区域的无需保护的珍稀动、植物及古树名木。

4. 环境影响预测与评价

4.1. 生态环境影响分析

4.1.1.1. 施工期影响分析

本项目在大湾 4011 井场内进行建设，不新增用地，大湾 4011 井场用地范围均已进行了硬化处理；项目施工期主要为钻前工程、钻井工程等小范围开挖，项目建设对周边生态环境的影响较小。但施工噪声可能间接对陆生野生动物产生一定影响，其生境在某种程度上会受到一定的影响，但在周边也可以找到相同或相似生境，可迁移到合适生境中生活，对其生存不会造成威胁。本次环评要求施工期间，要加强对巡检人员教育宣传，严禁非法捕杀野生动物，将对其影响降到最低。

4.1.1.2. 运营期影响分析

本项目运营期不涉及新增占地，但试生产期间的噪声、放空、生产废弃物可能间接对陆生野生动物产生一定影响，其生境在某种程度上会受到一定的影响，但在周边也可以找到相同或相似生境，可迁移到合适生境中生活，对其生存不会造成威胁。同时项目区现有土地开发利用程度较高，野生动物组成比较简单，种类较少，多为已经适应人类生产生活等环境的鸟类和小型啮齿类动物，项目运营期间，要加强对巡检人员教育宣传，严禁非法捕杀野生动物，将对其影响降到最低较小。

4.2. 地表水环境影响分析

4.2.1. 施工期地表水环境影响分析

4.2.1.1. 钻前工程地表水环境影响分析

施工期钻前工程对地表水环境的影响主要是施工人员生活污水、钻前施工废水，生活污水污染物以 COD、氨氮、SS 为主，钻前施工废水污染物以 SS 为主。

生活污水来自施工人员，施工期间生活污水产生量小，钻前工程人员租住农户家，生活污水利用农户已有的设施进行收集处置，对当地水环境的影响小。钻前施工废水主要为土建施工，还会产生车辆清洗、砂石料拌合及混凝土养护、施工机具保洁废水、井口、套管等、站内管线试压废水以及道路施工遇雨水产生的地表径流，产生地点分散，产生量较小，污染因子以石油类和 SS 为主。本项目

在施工现场设置沉淀池，施工废水经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排。

因此，采取上述措施后不会对当地地表水环境造成明显不利影响。

4.2.1.2. 钻井及完井工程地表水环境影响分析

施工期钻井及完井工程对地表水环境的影响主要是钻井废水、洗井废水、压裂返排液、初期雨水和生活污水。

（1）钻井废水

本项目常规钻井作业的配浆过程中会根据泥浆的不同要求加入不等量的水，这些水随钻井液进入井底协助钻井作业，在钻井液返回地面后，大部分水随泥浆进入泥浆净化系统，小部分水随钻屑进入污水池，经固液分离后，回收上清液用于泥浆配置，不外排；剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注，现场无废水外排，对地表水体影响较小。

（2）初期雨水

井场内四周设排水边沟，井场雨水随四周排水边沟汇至排放口，排放口设监控池，初期雨水收集进入污水池处理，本项目 15min 初期雨水产生量约为 202.5m³/次，污水池收集的初期雨水同钻井废水一同预处理后回用于配制泥浆，不外排；剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注，现场无废水外排，对地表水体影响较小。

（3）压裂返排液及洗井废水

测试放喷与完井工程产生的作业废水主要是压裂、洗井等施工时产生的废水。

本项目压裂酸化过程酸液（前置酸、清洁酸、耐酸滑溜水）用量约 1650m³，根据该区域已完钻钻井工程可知，该区域钻井工程压裂液返排率约 20%，则本项目返排液量为 330m³，作业废水主要组成为水、盐酸及醋酸与岩层反应后生成的盐类及表面活性剂等。返排液排至经防腐防渗处理的主放喷池中暂存（放喷池预先储备部分碱性水用于中和返排液中的酸液），返排周期为 3 天~5 天。本项目洗井采用清水，项目洗井废水产生约 100m³。

本项目压裂返排液及洗井废水临时暂存于主放喷池（容积为 300m³），每天压裂返排液最大产生量 110m³，返排周期为 3 天~5 天，主放喷池预先储备部分碱性水用于中和返排酸液建议在返排周期内每天采用罐车拉运至赵家坝污水处

理站处理达标后经回注站回注。

(4) 生活污水

钻井期间,一个钻井队的员工一般为45人,每人每天用水量为80L,排污系数为0.8,则钻井期间井场的生活用水量为3600L/d,污水产生量为2880L/d,钻井及完井工期为137d,则污水产生量为394.6m³。生活污水收集后,定期由吸污车转运至宣汉县毛坝镇生活污水处理厂,现场不外排。

4.2.1.3. 施工期地表水环境影响小结

本项目施工期钻前施工人员生活污水利用农户已有的设施进行收集处置,钻井及完井施工人员生活污水收集后,定期由吸污车转运至宣汉县毛坝镇生活污水处理厂处理;钻前施工废水、试压废水经沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水,不外排;钻井废水、初期雨水大部分水随泥浆进入泥浆净化系统,小部分水随钻屑进入污水池,经固液分离后,回收上清液用于泥浆配制;剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注;压裂返排液及洗井废水暂存于主放喷池,定期用罐车运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注。施工期各阶段废水均得到妥善处置,不会对周边地表水体产生明显影响。

因此,在严格落实各项污染防治措施的前提下,本项目施工期对周围地表水环境影响较小。

4.2.2. 运营期地表水影响分析

4.2.2.1. 评价等级

本项目为水污染影响型建设项目,根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)表1,本项目地表水环境影响评价等级判定如下:

表 4.2-1 水污染影响型建设项目评价等级判定表

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/ (m ³ /d) ; 水污染物当量数 W/ (量纲一)
一级	直接排放	Q≥20000 或 W≥600000
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	Q<200 且 W<6000
三级 B	间接排放	--

注1:水污染物当量数等于该污染物的年排放量除以该污染物的污染当量值(见附录A),计算排放污染物的污染物当量数,应区分第一类水污染物和其他类水污染物,统计第一类污染物当量数总和,然后与其他类污染物按照污染物当量数从大到小排序,取最大当量数作为建设项目评价等级确定的依据。

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 $Q/(\text{m}^3/\text{d})$ ；水污染物当量数 $W/(\text{量纲})$
注 2：废水排放量按行业排放标准中规定的废水种类统计，没有相关行业排放标准要求的通过工程分析合理确定，应统计含热量大的冷却水的排放量，可不统计间接冷却水、循环水及其他含污染物极少的清净下水的排放量。		
注 3：厂区存在堆积物（露天堆放的原料、燃料、废渣等以及垃圾堆放场）、降尘污染的，应将初期雨污水纳入废水排放量，相应的主要污染物纳入水污染当量计算。		
注 4：建设项目直接排放第一类污染物的，其评价等级为一级；建设项目直接排放的污染物为受纳水体超标因子的，评价等级不低于二级。		
注 5：直接排放受纳水体影响范围涉及饮用水水源保护区、饮用水取水口、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场等保护目标时，评价等级不低于二级。		
注 6：建设项目向河流、湖库排放温排水引起受纳水体水温变化超过水环境质量标准要求，且评价范围有水温敏感目标时，评价等级为一级。		
注 7：建设项目利用海水作为调节温度介质，排水量 $\geq 500 \text{ 万 m}^3/\text{d}$ ，评价等级为一级；排水量 $< 500 \text{ 万 m}^3/\text{d}$ ，评价等级为二级。		
注 8：仅涉及清净下水排放的，如其排放水质满足受纳水体水环境质量标准要求的，评价等级为三级 A。		
注 9：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级 B。		
注 10：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。		

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于项目评价等级与评价范围的规定及工程分析。本项目施工期钻前施工人员生活污水利用农户已有的设施进行收集处置，钻井及完井施工人员生活污水收集后，定期由吸污车转运至宣汉县毛坝镇生活污水处理厂处理；钻前施工废水、试压废水经沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排；钻井废水、初期雨水大部分水随泥浆进入泥浆净化系统，小部分水随钻屑进入污水池，经固液分离后，回收上清液用于泥浆配制；剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注；压裂返排液及洗井废水暂存于主放喷池，定期用罐车运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注。运营期试采站气田采出水、检修废水进入分液罐，然后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求后回注处理，不外排。因此，本项目废水均不直接外排，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）判定地表水评价等级为三级 B。

4.2.2.2. 评价内容

本项目地表水评价等级为“三级 B”。根据《环境影响评价技术导则 地表

水环境》（HJ 2.3-2018），7.1.2 水污染影响型三级 B 评价可不进行水环境影响预测评价可不进行水环境影响预测，其评价内容包括：

- ①水污染控制和环境影响减缓措施有效性评价；
- ②污水处理设施依托可行性评价。

4.2.2.3. 地表水评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中第 5.3.2.2 条规定，并结合项目实际情况，本次环评地表水环境影响评价不作预测评价，仅对污水、废水的产生情况和采出水处理依托可行性等进行说明，并进行简单的环境影响分析。

4.2.2.4. 废水污染物产生、治理及排放

本项目依托大湾 4011 井场现有值守人员进行管理，故本项目试采期间不新增生活污水。故本项目建成后，运营期废水主要为气田采出水以及设备检修废水。

（1）气田采出水

大湾 4011-4H 井天然气经站内气液分离后，采出水产生量约 10m³/d，年产生量约为 3600m³/a，主要污染物为 COD、氯化物和钡，各污染物浓度分别约为 ****、****、****。采出水进入试采站建设的分液罐（1 个，50m³）暂存，暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求后管输至回注站回注，不外排，对地表水环境影响较小。

（2）检修废水

试采站每年需进行 1~2 次装置设备检修，检修设备时将产生清洗废水，其用水量约 2m³/次·年，产生废水 4.0m³/a，主要污染物有 SS，检修废水暂存于分液罐（1 个，50m³）暂存，暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求后管输至回注站回注，不外排。

4.2.2.5. 采出水处理措施依托可行性

本项目试采站采出流体经过计量分离器进行气液分离，分离出的采出水进入分液罐，采出水主要来源为地层水和压裂作业后残留的压裂液，主要污染物均为氯化物、COD、钡等，采出水及检修废水利用站内设置的分液罐进行暂存，本

项目试采站设置 1 个分液罐(容积 50m³), 本项目初期单井采出水产生量约 10m³/d, 后期试采稳定进行采出水会随之减少, 气田采出水进入试采站建设的分液罐 (1 个, 50m³/个) 暂存, 暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达到《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016) 中回注水质要求后管输至回注站回注处理, 不排入地表水体。

1、赵家坝污水处理站基本情况

赵家坝污水处理站位于天然气净化厂内, 处理规模为 800m³/d, 目前实际处理量为 500m³/d, 富余 300m³/d。污水处理系统“氧化除硫+混凝沉降+过滤”工艺。赵家坝污水处理站自投入运行以来, 运行状况良好, 出水水质能够满足《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016) 中回注水质要求。

2、毛开 1 井回注站基本情况

毛开 1 井回注站位于达州市宣汉县****6 组旁, 该井站回注层位为嘉陵江组(井段 3680m~3790m)、雷口坡组(井段 2235m~2350m), 回注水量储集空间为 226.77×10⁴m³, 井口高压管线设计压力为 37MPa, 目前回注压力为 31MPa, 污水回注设计规模为 120m³/d, 目前回注量为 100m³/d, 已回注总量为 15×10⁴m³, 剩余 211.77×10⁴m³。毛开 1 井回注站自投入运行以来, 运行状况良好, 未发生安全环保事故。

3、普光 11 井回注站基本情况

普光 11 井回注站位于达州市宣汉县普光镇, 该井站回注层位为飞仙关组(井段 5552m~5716m), 回注储集空间 132 万 m³, 注水压力约为 35MPa, 污水回注设计规模为 300m³/d, 目前回注量为 200m³/d, 已回注总量为 15×10⁴m³, 剩余 211.77×10⁴m³。普光 11 井回注站自投入运行以来, 运行状况良好, 未发生安全环保事故。

4、普光 3 井回注站基本情况

普光 3 井回注站位于达州市宣汉县黄金镇斑竹村 3 组, 该井站回注层位为飞仙关组, 注水井段 5295.8m-5476.0m, 回注储集空间 64 万 m³, 注水压力约为 35MPa, 污水回注设计规模为 350m³/d, 目前由于站场检修, 已暂时停止回注; 后期检修完毕恢复后, 预计回注量为 150m³/d; 已回注总量为 90.33×10⁴m³, 剩余

$100.67 \times 10^4 \text{m}^3$ 。普光 3 井回注站自投入运行以来，运行状况良好，未发生安全环保事故。

5、普光 7 井回注站基本情况

普光 7 井回注站位于达州市宣汉县芭蕉村，该井站回注层位为飞仙关组，注水井段 6109.0m-6313.9m，回注储集空间 54.65 万 m^3 ，注水压力约为 40MPa，污水回注设计规模为 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，目前回注量为 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，回注压力峰值约为 22MPa。普光 7 井回注站自投入运行以来，运行状况良好，未发生安全环保事故。

6、环保手续情况

赵家坝污水处理站已于 2015 年 4 月取得原宣汉县环境保护局《关于 1 号气田水处理站改造工程环境影响报告表的批复》（宣环审〔2015〕33 号），并于 2016 年通过了原宣汉县环境保护局的验收，批复文号为宣环验〔2016〕1 号。

毛开 1 井回注站已于 2011 年 8 月取得原四川省环境保护厅《关于大湾 403 污水站及回注站工程建设项目环境影响报告表的批复》（川环审批〔2011〕325 号），并于 2013 年通过原四川省环境保护厅的验收，批复文号为（川环验〔2013〕194 号）。

普光 11 井回注站已于 2008 年 8 月取得原宣汉县环境保护局《关于中石化中原油田普光分公司普光 11 井污水试注工程环境影响报告表的批复》（宣环审〔2015〕33 号），并于 2010 年通过了原宣汉县环境保护局的验收，批复文号为宣环验〔2010〕23 号。

普光 3 井回注站已于 2013 年 10 月取得四川省环境保护厅《四川省环境保护厅关于普光 3 井回注工程环境影响报告表的批复》（川环审批〔2013〕634 号），并于 2015 年通过原四川省环境保护厅的验收，批复文号为（川环验〔2015〕195 号）。

普光 7 井回注站已于 2016 年 11 月取得原四川省环境保护厅《普光 7 回注工程环评批复》（川环审批〔2016〕287 号），并于 2017 年 5 月通过四川省环境保护厅的验收，批复文号为（川环验〔2016〕9 号）

1、回注井封闭性及井筒完整性良好

根据毛开 1 井回注站的设计，井站回注层位为嘉陵江组（井段 3680m~3790m）、雷口坡组（井段 2235m~2350m），回注水量储集空间为 $226.77 \times 10^4 \text{m}^3$ ，

井口高压管线设计压力为 37MPa, 目前回注压力为 31MPa, 污水回注设计规模为 120m³/d, 目前回注量为 100m³/d, 已回注总量为 15×10^4 m³, 剩余 211.77×10^4 m³。

根据普光 11 井回注站的设计, 井站回注层位为飞仙关组 (井段 5552m~5716m), 回注储集空间 132 万 m³, 注水压力约为 35MPa, 污水回注设计规模为 300m³/d, 目前回注量为 200m³/d, 已回注总量为 15×10^4 m³, 剩余 211.77×10^4 m³。

根据普光 3 井回注站的设计, 井站回注层位为飞仙关组, 注水井段 5295.8m-5476.0m, 回注储集空间 64 万 m³, 注水压力约为 35MPa, 污水回注设计规模为 350m³/d, 目前由于站场检修, 已暂时停止回注; 后期检修完毕恢复后, 预计回注量为 150m³/d; 已回注总量为 90.33×10^4 m³, 剩余 100.67×10^4 m³。

根据普光 7 井回注站的设计, 井站回注层位为飞仙关组, 注水井段 6109.0m-6313.9m, 回注储集空间 54.65 万 m³, 注水压力约为 40MPa, 污水回注设计规模为 300m³/d, 目前回注量为 200m³/d, 回注压力峰值约为 22MPa。

回注井由表层套管、技术套管、油层套管及回注套管等四层同心管组成, 杜绝回注气田水渗透到其他地层, 并且采用卡封注水, 避免废水上窜污染地下水, 确保污水回注安全气层。因此毛开 1 井、普光 11 井、普光 3 井和普光 7 井等封闭性及井筒完整性良好, 同时毛开 1 井、普光 11 井、普光 3 井和普光 7 井等已稳定运行多年, 地下空间结构稳定, 运行期间未检测到地下空间发生结构变化。

建设单位制定了《回注站应急处置程序》, 明确了生产一线和管理部门在事故应急处理中的职责, 污水池、分液罐区周边设置截水沟, 可将泄露的气田水截留收集至污水池, 污水池及井场主要区域采取了防渗措施。

2、气田水回注水质可行性分析

赵家坝污水处理站位于天然气净化厂内, 处理规模为 800m³/d, 目前实际处理量为 500m³/d, 富余 300m³/d。根据周边站场采气期采出水产生情况, 本项目试采初期日产水量约为 10m³/d (最大量, 将随着开采逐渐减少), 故赵家坝污水处理站完全有能力处理本项目试采期产生的采出水。

毛开 1 井回注站回注层位为雷口坡、嘉陵江组, 注水井段 2235.0m~3790.0m, 回注储集空间 226.77×10^4 m³, 注水压力约为 37MPa, 污水回注设计规模为 120m³/d, 目前回注量为 100m³/d, 已回注总量为 15×10^4 m³, 剩余 211.77×10^4 m³; 普光 11 井回注层位为飞仙关组 (井段 5552m~5716m), 回注储集空间 132 万 m³, 注

水压力约为 35MPa, 污水回注设计规模为 300m³/d, 目前回注量为 200m³/d, 已回注总量为 15×10^4 m³, 剩余 211.77×10^4 m³; 普光 3 井回注层位为飞仙关组 (井段 5295.8m-5476.0m), 回注储集空间 64 万 m³, 注水压力约为 35MPa, 污水回注设计规模为 350m³/d, 目前由于站场检修, 已暂时停止回注; 后期检修完毕恢复后, 预计回注量为 150m³/d, 已回注总量为 90.33×10^4 m³, 剩余 100.67×10^4 m³; 普光 7 井回注层位为飞仙关组 (井段 6109.0m-6313.9m), 回注储集空间 54.65 万 m³, 注水压力约为 40MPa, 污水回注设计规模为 300m³/d, 目前回注量为 200m³/d, 回注压力峰值约为 22MPa。

本项目试采期间污水处理站以及回注站有足够的回注能力及空间接纳本项目废水。综上所述, 本项目采出水处理措施依托可行。

表 4.2-2 本项目污水处理站及回注站依托可行性

依托工程名称	设计规模 (m ³ /d)	现处理规模 (m ³ /d)	剩余规模 (m ³ /d)	运营期本项目产 生量 (m ³ /d)	是否可行
赵家坝污水处理站	800	500	300	10	可行
毛开 1 井回注站	120	100	20		
普光 11 井回注站	300	200	100		
普光 3 井回注站	350	150	200		
普光 7 井回注站	300	200	100		

综上所述, 赵家坝污水处理站、回注站环保手续齐全, 目前运行正常, 本项目试采产生的气田水及检修废水经污水处理站处理后能满足回注井进水水质要求, 赵家坝污水处理站水处理能力及回注站回注能力能够满足本项目的要求, 依托可行。

3、运输方式及运输线路合理性

(1) 沿途环境敏感目标调查

本项目试采站位于达州市宣汉县毛坝镇, 项目井下作业压裂返排液及洗井废水、试采产生的气田水及检修废水处置方式为由罐车运送至赵家坝污水处理站处理达到《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016) 中回注水质要求后管输至回注站回注处理, 不外排。

赵家坝污水处理站位于天然气净化厂内, 位于本项目西南侧, 距离本项目试采站直线距离约 6.8km; 根据调查, 本项目采出水及检修废水运输路线周边涉及的环境敏感目标主要为后河特有鱼类国家级水产种质资源保护区。

本项目位置与周边环境敏感目标位置相对关系见下图：

图 4.2-1 本项目位置、污水处理站位置、回注站位置、环境敏感目标位置相对关系图
(2) 废水运输线路

采出水及检修废水利用站内设置的分液罐进行暂存，在试采前期地层水产生量较大时应加密转运，及时拉运能保证站场主放喷池和分液罐对项目废水的收纳，后期随着地层水产量的减少可根据实际情况调整转运计划。站场设置的分液罐位于重点防渗区，做好分液罐的保养检查，杜绝污水泄漏；本项目采出水及检修废水通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求后管输至回注站回注处理，不外排，应做好采气废水转运计划，确保废水得到有效处置。

试采站至赵家坝污水处理站线路：从试采站出发，沿现有乡村道路向西北方行驶约 2.2km 进入普毛快速通道，沿普毛快速通道向西南行驶约 12km 进入万白路，沿万白路向西南行驶 1.5km 到达赵家坝污水处理站。运输线路总长约 15.7km，废水运输线路如下图所示：

图 4.2-2 本项目废水运输线路图（试采站至赵家坝污水处理站）

根据上图可知，本项目废水外运线路主要为乡村道路、普毛快速通道以及万白路，运输路线主要涉及的敏感区位后河特有鱼类国家级水产种质资源保护区，根据实际情况，本项目采出水转运路线必须跨越后河，跨越位置为跨越位置：后巴河大桥。

(3) 废水拉运环保要求

2010 年 11 月 25 日，中华人民共和国农业农村部公布第四批国家级水产种质资源保护区名单，后河特有鱼类水产种质资源保护区被列为国家级水产种质资源保护区名单。

2015 年中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司建设赵家坝污水处理站；赵家坝污水处理站于 2015 年 4 月取得原宣汉县环境保护局《关于 1 号气田水处理站改造工程环境影响报告表的批复》（宣环审〔2015〕33 号），并于 2016 年通过了原宣汉县环境保护局的验收。

根据调查，因赵家坝污水处理站、回注站已投运多年，本项目废水拉运路线

选取了县道、国道等线路路况良好的路段,为减缓废水拉运跨越后河特有鱼类水产种质资源保护区的环境风险,本次评价提出:加强废水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。加强对废水罐车司机的安全教育,罐车行驶至普毛快速通道后河桥、后巴河大桥、毛坝后河大桥时,按照要求放慢行驶速度。废水转运过程严格执行联单制度,全程采用密闭罐车运输,罐车安装了GPS定位跟踪等系统,及时将转运联单报当地生态环境局备案。同时根据调查,目前赵家坝污水处理站以及回注站转运至今,未发生环保事故。

(4) 废水运输保障性分析

为保障废水在运输途中不发生泄漏及人为偷排现象,中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司已建立了专门的废水运输保障的“五联单”制度(即出站单据、进站单据、回注量单据等)。同时,建设方还对拉运车辆加设了GPS监控设施,严格管控了拉运车辆的运输路由。该制度在各地广泛使用,具有良好的可操作性和实用性,能确保废水的运输安全。

此外,因本项目至污水处理站沿途主要以路况较好的县道、国道为主,建设单位在实际操作过程中,应严格要求运输作业,加强对司机的环境管理要求,加强对运输人员的培训教育,对运输设备定期检修维护。在行驶过程中要求司机提高注意力,缓慢行驶,遵守不超载、不超速、行车安全第一的要求。

4.2.2.6. 废水收集、储存、管理及可行性

1、废水收集、储存措施及可行性分析

本项目采出水及检修废水利用站内设置的分液罐进行暂存,单个分液罐容积为50m³。本项目初期单井采出水产生量约10m³/d,后期试采稳定进行采出水会随之减少,本次评价按10m³/d计算,4天转运1次,储罐密闭且分液罐区作重点防渗处理,防止污水泄漏污染土壤和地下水,废水收集、储存设施可行。

2、废水分管理可行性分析

本项目新建大湾4011-4H井1个试采站,站内设置1个分液罐暂存气田采出水及检修废水,为了避免分液罐储存过程中造成环保事故,本环评对站内采出水储存提出如下管理措施:

A、井场实施清污分流,清污分流管道完善畅通,能确保气田采出水和检修废水全部进入分液罐中暂存。

- B、禁止气田采出水外排。
- C、现场人员需定期对分液罐渗漏情况进行巡检，及时发现并处理分液罐破损泄漏等情况。

3、废水转运管理措施

本项目为新建试采站，依托的赵家坝污水处理站以及回注站已运行多年，根据调查，建设单位针对废水转运已采取的管理措施如下：

A、建设单位与当地政府、生态环境局等相关部门建立了联络机制，若有险情发生，能做到及时与作业区值班人员取得联系，若确认发生废水外溢事故，能做到及时上报当地政府、生态环境局等相关部门。

B、对承包废水转运的承包商实施了车辆登记制度，为每台车安装了 GPS，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台。

C、转运过程中做好转运台账，严格实施了交接清单制度，建立了废水转运五联单制度；加强了罐车装载量管理，未超载运输。

D、加强对废水罐车司机的安全教育，并定期对罐车进行了安全检查，均遵守了交通规则，项目运行至今，未发生交通事故。加强了对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，并吸收了一批技术过硬、经验丰富、工作认真负责的运输人员。加强了对废水罐车的管理，项目运行至今，未发生人为原因造成的废水外溢。

E、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，已放慢了行驶速度。

F、废水转运避开了暴雨时节。

G、废水承运单位在开展运输工作之前，对运输人员进行了相关安全环保知识的培训，废水运输车辆、装卸工具均符合安全环保要求，装卸和运输废水过程中未发生溢出和渗漏。未发生任意倾倒、排放或向第三方转移废水的现象。

H、废水承运人员进入井场装卸废水，遵守中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司的有关安全环保管理规定，并服从井站值班人员的管理，未擅自进入生产装置区和操作井场设备设施。废水车辆运输严格执行了签认制度。签认单复印件报属地管理单位安全部门和承运单位备查，保存期未少于二年。

4.2.2.7. 小结

本项目运营期无废水外排，且随着采气试采，废水产生量将更少，水质简单，去向明确。本项目运营期新建的分液罐和配套环保设施处理能力满足本项目需求，废水收集处理工艺在川东北气田开发区块已运行多年，效果稳定可靠，未发生过处理不佳导致环境污染的事故发生。因此，本项目运营期气田采出水不会对地表水环境造成不良影响。

综上所述，在严格落实各项污染防治措施的前提下，本项目运营期对周围地表水环境影响较小。

表 4.2-3 地表水影响评价自查表

附表工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
	影响因子	直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
评价等级		持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input checked="" type="checkbox"/> ；pH 值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位（水深） <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
现状调查	区域污染源	调查项目	数据来源
		已建 <input type="checkbox"/> ；在建 <input type="checkbox"/> ；拟建 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> 拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	排污许可证 <input type="checkbox"/> ；环评 <input type="checkbox"/> ；环保验收 <input type="checkbox"/> ；既有实测 <input type="checkbox"/> ；现场监测 <input type="checkbox"/> ；入河排放 <input type="checkbox"/> 数据 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	受影响水体水环境质量	调查时期	数据来源
		丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>	生态环境保护主管部门 <input checked="" type="checkbox"/> ；补充监测 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	区域水资源开发利用状况	未开发 <input type="checkbox"/> ；开发量 40% 以下 <input type="checkbox"/> ；开发量 40% 以上 <input type="checkbox"/>	
	水文情势调查	调查时期	数据来源
		丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>	水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ；补充监测 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	补充监测	监测时期	监测因子
			监测断面或点位

附表工作内容		自查项目		
		丰水期□; 平水期□; 枯水期□; 冰封期□ 春季□; 夏季□; 秋季□; 冬季□	/	监测断面或点位个数 () 个
现状评价	评价范围	河流: 长度 () km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 (/) km ²		
	评价因子	(/)		
	评价标准	河流、湖库、河口: I类□; II类□; III类 <input checked="" type="checkbox"/> ; IV类□; V类□ 近岸海域: 第一类□; 第二类□; 第三类□; 第四类□ 规划年评价标准 ()		
	评价时期	丰水期□; 平水期□; 枯水期□; 冰封期□ 春季□; 夏季□; 秋季□; 冬季□		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□: 达标 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不达标□ 水环境控制单元或断面水质达标状况□: 达标□; 不达标□ 水环境保护目标质量状况□: 达标□; 不达标□ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况□: 达标□; 不达标□ 底泥污染评价□ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价□ 水环境质量回顾评价□ 流域(区域)水资源(包括水能资源)与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况□		
	预测范围	河流: 长度 () km; 湖库、河口及近岸海域: 面积 () km ²		
	预测因子	()		
影响预测	预测时期	丰水期□; 平水期□; 枯水期□; 冰封期□		

附表工作内容		自查项目		
影响评价	预测情景	春季□；夏季□；秋季□；冬季□		
		设计水文条件□		
		建设期□；生产运营期□；服务期满后□		
		正常工况□；非正常工况□		
	预测方法	污染控制和减缓措施方案□		
		区（流）域环境质量改善目标要求情景□		
	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	数值解□；解析解□；其他□		
		导则推荐模式□；其他□		
	水环境影响评价	区（流）域水环境质量改善目标□；替代削减源□		
		排放口混合区外满足水环境管理要求□		
		水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标□		
		满足水环境保护目标水域水环境质量要求□		
		水环境控制单元或断面水质达标□		
		满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求□		
		满足区（流）域水环境质量改善目标要求□		
		水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价□		
		对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价□		
	污染源排放量核算	满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求□		
		污染物名称	排放量/ (t/a)	排放浓度/ (mg/L)
		(COD、NH ₃ -N、TP)	(/)	(/)

附表工作内容		自查项目								
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/ (t/a)	排放浓度/ (mg/L)				
		()	()	()	()	()				
	生态流量确定	生态流量: 一般水期 () m ³ /s; 鱼类繁殖期 () m ³ /s; 其他 () m ³ /s 生态水位: 一般水期 () m; 鱼类繁殖期 () m; 其他 () m								
防治措施	环保措施	污水处理设施 <input checked="" type="checkbox"/> ; 水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ; 生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ; 区域削减 <input type="checkbox"/> ; 依托其他工程措施 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>								
	监测计划		环境质量		污染源					
		监测方式	手动 <input type="checkbox"/> ; 自动 <input type="checkbox"/> ; 无监测 <input type="checkbox"/>		手动 <input type="checkbox"/> ; 自动 <input type="checkbox"/> ; 无监测 <input checked="" type="checkbox"/>					
		监测点位	()		()					
	污染物排放清单	<input type="checkbox"/>								
	评价结论	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可以接受 <input type="checkbox"/>								

注: “”为勾选项, 可; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。

4.3. 地下水环境影响分析

4.3.1. 总论

4.3.1.1. 评价目的与任务

1、评价目的

为分析项目可能对地下水环境产生的影响，并提出有效减缓措施，根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的有关规定，该项目在进行环境影响评价时，需对地下水环境影响进行相应评价。

本项目地下水环境影响评价的目的如下：

- 1) 结合资料调研和实地调查，掌握拟建项目地区水文地质条件，查明环境现状；
- 2) 根据工程建设、运行特点，对拟建项目的地下水环境影响要素进行分析和识别，预测工程建设可能对地下水环境产生的影响，评价其影响程度和范围及其可能导致的地下水环境变化趋势；
- 3) 针对项目建设可能产生的不利影响，提出针对性的防治对策或减缓措施，使工程建设带来的负面影响降至最低程度，达到项目建设和环境保护的协调发展；
- 4) 从地下水环境保护角度论证项目建设的可行性，为工程建设决策和环境管理提供科学依据；
- 5) 根据工程环境影响特点，对其地下水环境管理及环境监测计划提出要求，为项目的设计和环境监督管理提供科学依据。

2、评价任务

- 1) 收集工程所在区域的地表水、地下水、土壤及生态现状资料，以及与环境水文地质条件、环境水文地质问题、地下水污染源有关的资料。

2) 调查工程区域地下水环境现状

水文地质条件：包括地层岩性、地质构造、地貌特征；包气带岩性、结构、厚度；含水层的岩性组成、厚度、渗透系数和富水程度，隔水层的岩性组成、厚度、渗透系数；地下水类型、地下水补给、径流和排泄条件。

地下水开发利用情况：集中供水水源地和水源井的分布情况，地下水现状监

测井的情况。

环境水文地质问题：包括原生环境水文地质问题（天然劣质水分布状况，以及由此引发的地方性疾病等环境问题）。

地下水潜在污染源：包括工业污染源、生活污染源、农业污染源。

3) 针对潜水和可能受建设项目影响的有开发利用价值的含水层布设地下水环境现状监测点，开展地下水位、地下水水质现状监测。

4.3.1.2. 评价内容与评价重点

(1) 评价内容

地下水环境的现状调查、监测与评价，以及工程实施过程中对地下水环境可能造成的直接和间接危害（包括地下水污染、地下水流场变化）的预测与评价，并针对其造成的影响和危害提出防治对策。

(2) 评价重点

结合工程的特点及区域环境特征，确定本次评价工作重点为：建设项目周边水文地质特征调查、地下水环境污染防治措施及建议。

(3) 评价标准

根据地下水功能区划，本项目地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。具体标准值见下表。

表 4.3-1 项目地下水执行标准

污染物	标准限值	污染物	标准限值
钾	/	氰化物	≤0.05mg/L
钠	≤200mg/L	砷	≤0.01mg/L
钙	/	汞	≤0.001mg/L
镁	/	铬（六价）	≤0.05mg/L
碳酸根	/	总硬度	≤450mg/L
重碳酸根	/	铅	≤0.01mg/L
Cl ⁻	/	氟化物	≤1mg/L
SO ₄ ²⁻	/	镉	≤0.005mg/L
氯化物	≤250mg/L	铁	≤0.3mg/L
硫酸盐	≤250mg/L	锰	≤0.1mg/L
pH	6.5≤pH≤8.5mg/L	溶解性总固体	≤1000mg/L
氨氮	≤0.5mg/L	耗氧量	≤3mg/L

污染物	标准限值	污染物	标准限值
硝酸盐（以 N 计）	≤20mg/L	总大肠菌群	≤3MPN/100mL
亚硝酸盐（以 N 计）	≤1mg/L	细菌总数	≤100CFU/mL
挥发酚	≤0.002mg/L	石油类	≤0.05mg/L

4.3.2. 地下水环境影响识别

4.3.2.1. 项目污染源项识别

根据项目建设内容及实施时序，本项目建设内容主要为施工期的钻井、完井作业，即施工期，运营期的天然气试采。施工期结束后，钻井设备进行搬迁，进入运营期，接替天然气试采。

项目主要建筑设施地下水污染控制难易程度见下表。

表 4.3-2 本项目污染控制难易程度分级

实施阶段	污染物控制 难易程度	主要特征	本项目构筑物	备注
施工期	易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理	泥浆循环系统、清洁生产操作平台、油罐区、泥浆储备罐区、危废暂存间	该部分建（构）筑物中液态物料基本上位于地面以上，且均暂存在容器内，发生泄漏情况下很容易发现。确定此部分构筑物污染物控制难易程度为“易”。
	难	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	大湾 4011-4H 井、污水池、主放喷池	该部分建（构）筑物中液态物料基本上位于地面以下，发生泄漏情况下不容易发现。确定此部分构筑物污染物控制难易程度为“难”。
	其它	—	供水、供电、消防系统、办公室等	该部分建筑基本不涉及污染物，因此不会有污染物泄漏进入地下水系统。
运营期	易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理	分液罐、危废暂存间	该部分建（构）筑物中液态物料基本上位于地面以上，且均暂存在容器内，发生泄漏情况下很容易发现。确定此部分构筑物污染物控制难易程度为“易”。
	难	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	大湾 4011-4H 井	该部分建（构）筑物中液态物料基本上位于地面以下，发生泄漏情况下不容易发现。确定此部分构筑物污染物控制难易程度为“难”。
	其它	—	供水、供电、消防系统、值班室等	该部分建筑基本不涉及污染物，因此不会有污染物泄漏进入地下水系统。

由上表可知，项目施工期可能造成地下水污染的主要设施为大湾 4011-4H 井、钻井装置平台、主放喷池、污水池、油罐区等；运营期可能造成地下水污染的主

要设施为分液罐、危废暂存间。

4.3.2.2. 项目污染源污染途径识别

根据项目工程分析, 本项目施工期和运营期可能造成的地下水污染途径包括:

(1) 施工期

①正常状况下: 池体及地坪均进行了防渗处理, 因此泄漏损失很小。

②非正常状况下: 大湾 4011-4H 井钻井过程发生井漏、井喷, 造成钻井液和钻井泥浆从渗漏进入地下水含水层; 污水池、主放喷池池体底部防渗失效、柴油罐破损发生泄漏, 使得池体中的废水、液体物料泄漏进入地下水系统。

(2) 运营期

①正常状况下: 池体及地坪均进行了防渗处理, 因此泄漏损失很小。

②非正常状况下: 分液罐破损发生泄漏, 使废水泄漏进入地下水系统。

4.3.2.3. 项目污染因子识别

按照地下水导则要求, 对照地下水质量标准、地表水环境质量标准以及生活饮用水卫生标准中含有的水质指标因子, 本项目特征污染物包括: pH、COD、石油类、氯化物、钡等。

根据本项目工艺特征及产污环节, 各类废水污染物统计见下表。

表 4.3-3 本项目污染物一览表 单位: mg/L

污染源	pH	SS	石油类	COD	氯化物	钡	氨氮
钻井废水	8.3~12.5	≤5000	≤200	≤5000	≤8000	≤6	/
压裂返排液及洗井废水	4~6	≤7500	≤200	≤5000	≤20000	/	/
气田采出水	8.6						

4.3.3. 地下水影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 地下水环境现状调查评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标, 以能说明地下水环境的现状, 反映调查评价区地下水基本流场特征, 满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。建设项目地下水环境调查评价范围的确定可采用公式计算法、查表法及自定义法。

(1) 公式计算法

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:

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

式中：L—下游迁移距离

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数， m/d ，取值 $0.5m/d$ ；

I—水力坡度，无量纲，取值 0.011；

T—质点迁移天数，取值不小于 $5000d$ ；

n_e —有效孔隙度，无量纲，取值 0.1。

经计算，下游迁移距离 550m。

（2）查表法

当不满足公式计算法的要求时，可采用查表法确定。

表 4.3-4 地下水环境调查评价范围参照

评价等级	调查评价面积 (km^2)	本项目
一级	≥ 20	应包括重要的地下水环境保护目标，必要时适当扩大范围
二级	6~20	
三级	≤ 6	

（3）自定义法

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，可根据建设项目所在地水文地质条件确定。

通过区域水文地质资料，结合现场调查，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，因此本次评价范围的边界根据公式计算法及自定义法确定，西侧以评价区最低排泄基准面后河为界，南侧以黄金口背斜与后河交界点为界，东侧以逆断层黄金口背斜为界，北侧以距项目 550m 为界。根据测算，本项目地下水环境影响评价范围共计约 $8.3km^2$ 。本项目调查评价范围见下图。

图 4.3-1 本项目地下水影响评价范围图

4.3.4. 地下水环境保护目标

地下水环境保护目标是指潜水含水层和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，集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，以及《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。

通过对项目所在区域地下水、地表水及水文地质资料调查，本项目所在区域

位于达州市宣汉县毛坝镇，评价区含水层主要为赋存于基岩裂隙水。本次地下水环境保护目标为含水层及居民水井或泉点。

4.3.5. 区域地下水环境现状调查

4.3.5.1. 地层结构

普光地区下古生界地层较完整，从下至上发育志留系、石炭系、二叠系、三叠系和侏罗系。其中，缺失志留系上统，上古生界缺失了泥盆系全部和石炭系大部分，仅残留中石炭统黄龙组；二叠系齐全；三叠系、侏罗系保留较全，早白垩纪地层保留较好，上白垩统缺失；新生界基本没有沉积保留。受构造运动的影响，地层间发育较多不整合面，在海相地层中，志留系与石炭系、石炭系与二叠系、上、下统之间皆为平行不整合接触关系。此次研究的目的层为****。

(1) 侏罗系

沙溪庙组 (J_{2s})：以砂质泥岩、泥岩、粉砂岩与泥质粉砂岩不等厚互层为主，夹中~细粒长石石英砂岩；

中统千佛崖组 (J_{2q})：上、下段以棕色、灰色泥岩与粉砂质泥岩、浅灰~灰绿色岩屑长石砂岩互层；中段深灰、黑灰~黑色页岩与砂岩不等厚互层；底部为砂岩或泥岩；

中、下统自流井组 (J_{1-2z})：上段为灰、褐灰色介屑灰岩、介壳灰岩，中段以泥岩为主夹砂岩，下段为灰、黑灰、黑色泥页岩，底层为紫红色泥岩与灰色砂岩不等厚互层。

(2) 三叠系

上统须家河组 (T_{3xj})：以深灰色、灰色砂岩、泥质砂岩为主，夹深灰色泥岩、粉砂质泥岩；

中统雷口坡组 (T_{2l})：以灰、深灰色灰岩为主，夹深灰色白云岩；

下统嘉陵江组 (T_{1j})：深灰色白云质灰岩、白云岩；

下统飞仙关组 (T_{1f})：顶部为紫红色泥岩、绿灰色微晶白云岩、灰白色石膏岩互层，上部见厚层白云岩与灰质白云岩、白云质灰岩不等厚互层，中部为巨厚层鲕粒白云岩夹灰质白云岩、灰白色砂质灰岩，下部发育厚层灰岩及含泥灰岩，底部为深灰色灰质泥岩。

(3) 二叠系

上统**** (P2ch)：以深灰色泥晶生屑灰岩为主，夹薄层生屑泥~粉晶灰岩、灰~深灰色泥晶灰岩，仅中部受强烈硅化和白云石化，见条带状残余生屑粉晶白云岩、硅化生屑灰岩。

4.3.5.2. 构造描述

项目所在区域位于川东断褶带东北段黄金口构造带，介于大巴山推覆带前缘褶断带与川东弧形断褶带之间的过渡地带，处于普光主体构造与毛坝构造之间。西侧为毛坝东断层，东部以大湾东断层为界。整体上，区域是受大湾东断层、大湾西断层及毛坝东断层控制下的向斜和背斜构造，在印支期已具雏形，于燕山期在挤压应力作用下形成的北东向构造。

根据钻井揭示及地表露头，宣汉—达县地区下古生界地层较完整，仅缺失志留系上统。上古生界缺失了泥盆系全部和石炭系大部，仅残留中石炭统黄龙组；二叠系齐全。中生界三叠系、侏罗系保留较全，早白垩世地层保留较好，上白垩统缺失。新生界基本没有沉积保留。

受构造运动的影响，地层间发育较多不整合面，在海相地层中，志留系与石炭系、石炭系与二叠系、上、下二叠统之间皆为平行不整合接触关系，它们分别是加里东运动、云南运动和东吴运动等影响的结果。晚三叠世末期的印支运动，四川盆地整体抬升成陆，吉特提斯海海水彻底退出扬子地台，接受以陆相碎屑岩为主的湖泊—三角洲—河流沉积。

4.3.5.3. 区域水文地质情况

1、地下水类型

地下水的赋存与分布，主要受地质构造、地貌、岩性、气候等条件的控制。普光气田开发区内地下水类型包括松散堆积层孔隙水、碎屑岩裂隙孔隙水和基岩裂隙水；根据赋存条件，本项目评价区地下水类型可划分为两类：**风化带网状裂隙水**和**碎屑岩类裂隙孔隙水**，该类地下水赋存于评价区出露的侏罗系中统下沙溪庙组 (J2xs) 砂质泥岩、泥岩与粉砂岩。

(1) 松散堆积层孔隙水

松散堆积层孔隙潜水主要赋存于河流阶地的细砂层中，基岩为相对隔水层，零星分布在赵家坝、清溪镇等地，即中河、后河、清溪河宽谷地带，含水层为第四系全新统，以冲积、冲洪积砂质粘土夹砾石为主，次为残坡积和崩坡积之砂质

粘土，粘质砂土夹杂碎石块。泉流量一般小于 0.1L/s，钻孔涌水量小于 $50\text{m}^3/\text{d}$ 。分布零星，面积窄小，厚度薄（0~20m），地下水较为贫乏，不具有供水意义。一般属 HCO_3^- -Ca (Na+K) 水，矿化度 $0.356\sim 0.392\text{g/L}$ ，总硬度 $13\sim 15$ 德度，pH 值 $5\sim 6$ 。

（2）碎屑岩裂隙孔隙水

分布于黄金口背斜中段一带，主要由沙溪庙组地层组成，但在其中段核部有两处出露了千佛崖组地层，形成构造窗。其中南面的一处位于普光镇西北，长 15km 左右，宽 $1\sim 2\text{km}$ ；北面一处位于黄金口边，长 10km ，宽 $1\sim 4\text{km}$ 。由于该背斜穿插于北西向构造之中，并受到强烈的挤压，因而两翼岩层产状较陡，倾角达 $20^\circ\sim 50^\circ$ 。但向外围很快变缓，节理裂隙发育。在地貌上形成背斜山，千佛崖组地层裸露于轴部附近山岭一带，补给区位置较高，对于翼部地下水的补给、运移和富集有利，因而黄金口背斜翼部地下水比较丰富，特别是在千佛崖组和沙溪庙组接触带附近，有较丰富的层间承压水，泉水流量大于 $11\text{m}^3/\text{d}$ ，单井涌水量可达 $100\sim 500\text{m}^3/\text{d}$ ，含水层顶板埋深 $50\sim 100\text{m}$ 。

由于含水层主要出露于山岭地带，补给区所处位置较高，地下水以接受大气降水的渗入补给为主，补给后地下水主要通过构造裂隙和层间裂隙沿岩层倾斜方向作垂向（倾向）运动。一部分地下水在地表侵蚀基准面之上以下降泉的形式排泄，一部分向深部运移、贮集，并作水平（走向）运动。在含水层被沟谷切割的地段，可以接受地表水的补给，地下水运动的总趋势是由北西向南东方向径流。地下水化学类型为重碳酸钙镁型和重碳酸硫酸钙镁型，矿化度 0.2g/L 左右，总硬度 $0.8\sim 6.5$ 德度，pH 值 $6\sim 7$ 。

（3）基岩裂隙水

①构造裂隙水

构造裂隙水主要分布在侏罗系蓬莱镇组 (J_3p^2)、下白垩统苍溪组 (K_1c)、白龙组 (K_1b)，岩性主要是紫红色泥岩、粉砂质泥岩与厚至块状细粒长石、石英砂岩互层，上侏罗统蓬莱镇组上段和的砂岩和泥岩之不等厚互层组成，一般以砂岩为主要含水层，且为双层结构（即上部以浅层潜水为主，下部以承压水为主）的含水特征，以碎屑岩裂隙孔隙水—层间承压水为主。地下水位埋深一般小于 20m ，含水层顶板埋深一般小于 50m 。地下径流模数 $0.5\sim 1\text{L}/(\text{s}\cdot\text{km}^2)$ ，钻孔涌

水量一般可达 $100\sim500\text{m}^3/\text{d}$ ，属于中等富水地带。

水质以重碳酸钠型和重碳酸钙型为主，矿化度 $0.1\sim0.5\text{g/L}$ ，总硬度为 $0.5\sim10$ 度，pH 值为 $7.5\sim9$ 。泉流量一般在 $0.1\sim1\text{L/s}$ 之间。

②风化带网状裂隙水

风化带网状裂隙水主要分布于普光气田区西部、西南部，地下水为潜水，主要赋存于沙溪庙组和遂宁组地层中浅部风化网状裂隙发育地带。普光气田区西部、西南相对高差较小，故侵蚀作用较弱，对风化带发育比较有利，风化带发育深度一般为 $0\sim10\text{m}$ 。由于风化带厚度较薄并因发育不均匀呈断续分布，一般不能形成连续分布的统一含水层，其地下水的补给条件和赋存条件比较差，表现为富水性弱和水量一般较为贫乏。泉流量一般在 $0.01\sim0.1\text{L/s}$ ，地下径流模数 $0.1\sim0.5\text{L}/(\text{s}\cdot\text{km}^2)$ ，钻孔涌水量多小于 $50\text{m}^3/\text{d}$ 。因此，虽然通常可供分散的独家小户居民用水之需，但遇干旱季节，则常有枯竭之忧。

水质一般为重碳酸钙型或重碳酸钙镁型水，矿化度 $0.1\sim0.3\text{g/L}$ ，总硬度在 $8\sim13$ 度，pH 值 $6.5\sim7.5$ 。普光气田区的基岩裂隙水由于地质、地貌条件不利于大气降水渗入补给，故该地区地下水属于就地补给就近排泄的浅层潜水。泉水多出露在砂岩底部与泥岩接触面附近，说明各含水层之间，一般不发生水力联系。

2、地下水赋存特征

评价区地下水主要为风化带网状裂隙水和碎屑岩类裂隙孔隙水，水位埋深较浅，勘察期间水位埋深 $1.0\text{m}\sim3.0\text{m}$ ，受季节性降雨、气象条件影响较大，其次为人工开采。在居民、耕地集中区，表现为气象—人工开采型。其他地方主要受气象条件的影响，在雨季，受大气降水补给水位升高，在旱季地下水位降低，水温在夏季升高，冬季降低，呈现明显的季节性变化，属于气象型地下水动态类型。

3、地下水补径排条件

评价区地下水类型以风化带网状裂隙水和碎屑岩类裂隙孔隙水为主。因评价区内地形坡降较大，地表径流条件好，大气降水多以面流方式排泄，少量沿地表岩土层裂隙下渗并径流补给地下水。

4、地下水开发利用现状

经调查，评价区内无集中地下水水源地，评价区内有 53 口水井（或泉眼）用于当地居民生活取水，均为浅层地下水。

5、地下水水位分布调查

为查明评价区地下水水位分布特征，本项目于 2025 年对拟建区域地下水监测井水位进行了调查，调查结果见下表。

表 4.3-5 项目区地下水位数据统计表

4.3.5.4. 区域地下水水质现状

通过前文“3.2.4 地下水质量现状”的监测统计结果可知：监测期间，项目区域地下水各项监测指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，满足区域的环境质量标准，表明区域地下水环境质量较好。

4.3.5.5. 地下水污染源调查

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），针对本项目特征，本次污染源调查包括：

本项目周边无其他工矿企业，无工业污染源。项目周边村民多为分散居民，村民日常生活废水和生活垃圾均会对浅层地下水水质产生一定的影响。

4.3.6. 地下水环境影响预测

4.3.6.1. 预测原则

项目地下水环境影响预测应遵循以下原则：

(1) 考虑到地下水环境污染的隐蔽性和难恢复性，遵循环境安全性原则，为评价各方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

(2) 预测的范围、时段、内容和方法根据评价工作等级、工程特征与环境特征，结合当地环境功能和环保要求确定，以拟建项目对地下水水质的影响为重点。

4.3.6.2. 预测范围、时段

1、地下水环境预测范围

按照《环境影响评价技术导则—地下水环境》(HJ610-2016)中相关要求，根据项目所在地的地层岩性、地质构造特征、水文地质特征及项目建设后可能影响地下水环境的范围，确定本次地下水环境影响评价范围为 8.3km²。

2、地下水环境评价时段

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中相关要求，本项目在建设和生产过程中均有可能对地下水环境造成一定的影响，因此本次预测时段为施工期和运营期。

4.3.6.3. 施工期地下水环境影响预测

通过地下水环境影响识别,项目在施工期间可能发生泄漏污染地下水的工程构筑物主要是大湾 4011-4H 井钻井过程发生井漏、井喷,造成钻井液和钻井泥浆从渗漏进入地下水含水层;污水池、主放喷池池体底部防渗失效、柴油罐破损发生泄漏,使得池体中的废水、液体物料泄漏进入地下水系统。

1、预测因子

根据工程分析,本项目废水中主要污染物为 COD、石油类、氯化物、钡等,根据预测情形设定,本次预测根据预测可行性和代表性选取废水污染因子 COD、石油类、氯化物、钡作为预测因子。

2、预测情景设置及源强计算

(1) 预测情景设置

①正常工况

在正常工况条件下,本项目钻井平台、罐区、池体等可能对地下水环境造成影响的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,分析本项目的施工工艺及产污环节,非正常工况下对地下水的影响主要包括以下几种情景。

表 4.3-6 非正常工况地下水环境影响情景分析

序号	情景设置	污染源	持续时间	防治措施
情景一	钻井过程,井漏、井喷,造成钻井液和钻井泥浆从渗漏进入地下水含水层	钻井	钻井平台设有泥浆泄漏量监控系统,可以及时发现井漏,并采取堵漏措施,持续时间通常不会超过 1d	优化钻井井身结构,导管采用常规钻,加强钻井液漏失监控,加强井控管理,做好井喷事故应急预案
情景二	钻井废水储存期间,防渗失效发生渗漏进入地下水	污水池	污水池设有液位报警仪,可以及时发现渗漏并采取措施,持续时间通常不超过 7d	污水池须设置围堰且按重点污染防治区进行防渗,污水池防渗须满足规范要求,加强液位观测,及时转运
情景三	压裂返排液及洗井废水储存期间,防渗失效发生渗漏进入地下水	主放喷池	主放喷池设有液位报警仪,同时由于每天进行转运,可以及时发现渗漏并采取措施,持续时间通常不超过 1d	主放喷池按照重点污染防治区进行防渗处理,加强液位观测,及时转运
情景四	井场柴油罐的泄漏	柴油罐	柴油罐位于地面以上,泄漏易于	柴油罐区设置围堰,围堰按 G

序号	情景设置	污染源	持续时间	防治措施
			被发现, 持续时间通常不会超过 1 小时	B/T50934-2013 进行防渗处理, 日常加强罐区泄漏巡查

由于地面储存废水发生渗漏易于被发现, 压裂返排液及洗井废水在返排期间每天进行转运, 可及时发现; 由于柴油、泥浆采用储罐储存, 且储罐区域进行了硬化防渗漏处理, 一旦泄漏可及时发现并进行处理; 而钻井过程井漏由于地质条件复杂多变具有不确定性, 导管段设计采用常规钻井, 采用水基钻井液体系且钻井液水质相对较复杂; 污水池暂存钻井废水, 储存周期长, 且为下陷型, 底部出现渗漏不易被发现, 事故对地下水的影响周期较长。根据项目特点及施工情况, 本次地下水预测重点选择情景一和情景二。

(2) 源强计算

①情景一

情景一中钻井过程中发生井漏导致钻井液渗漏进入地下水含水层。本次环评泄漏量取《给水排水管道工程施工及验收规范》(GB50268-2008) 压力管道水压试验的允许渗水量 $3.14L/(min \cdot km)$ 的 10 倍, 即 $31.4L/(min \cdot km)$ 。防渗失效管道长度取设计管道导管的 1‰, 本项目设计导管段 50m, 则防渗失效长度为 0.05m。通过计算泄漏量为 $2.26L/d$ 。

COD_{Mn} 、石油类、氯化物和钡浓度选取钻井废水污染物浓度最大值, 浓度分别为 $5000mg/L$ 、 $200mg/L$ 、 $8000mg/L$ 和 $6mg/L$, 每日废水渗漏量为 $2.26L/d$, 则 COD_{Mn} 、石油类、氯化物和钡的渗漏量分别为 $11.3g/d$ 、 $0.452g/d$ 、 $18.08g/d$ 和 $0.01g/d$ 。假定污染物在包气带中已达到饱和状态, 渗漏后进入潜水含水层。

②情景二

情景二中钻井废水暂存污水池中, 污水池容积 $1000m^3$, 假定由于腐蚀、地基不均匀沉降或者其他外力作用, 污水池检修时发现池底出现一定面积的渗漏, 面积约为池底面积的 10% ($31m^2$)。废水渗透地下属于有压渗透, 假定包气带充满水, 按达西公式计算源强, 公式如下:

$$Q = A_{\text{裂缝}} \times K \times \frac{H + D}{D}$$

式中: Q —渗入到地下水的污水量 (m^3/d) ;

A —池体的泄漏面积 (m^2), 本次取 $31m^2$ 。

K —地面垂向渗透系数 (m/d), 根据《水文地质手册(第二版)》

(中国地质调查局, 2002年) 中“第五节 水文地质参数的经验数值”, 项目所在区域垂向渗透系数取值0.5m/d;

H —池内水深, m, 本次取值1.5m;

D —地下水埋深, m, 本次取值1.57m; (地下水平均埋深);

根据达西公式计算, 本项目泄漏废水量为 $30.31\text{m}^3/\text{d}$ 。污水池设有液位报警仪, 可以及时发现渗漏并采取措施, 本次设置污水池泄漏时间为 7d。

表 4.3-7 项目非正常状况地下水污染源源项分析一览表

情景	泄漏位置	污染物	污染物浓度 (mg/L)	污水泄漏量 (m ³)	污染物 泄漏量	执行标准限 值 (mg/L)	标准指数
情景一	钻井	COD _{Mn}	5000	0.00226	11.3g	3	1667
		石油类	200	0.00226	0.452g	0.5	400
		氯化物	8000	0.00226	18.08g	250	32
		钡	6	0.00226	0.01g	0.7	8.6
情景二	污水池	COD _{Mn}	5000	30.31	151.55kg	3	1667
		石油类	200	30.31	6.06kg	0.5	400
		氯化物	8000	30.31	242.48kg	250	32
		钡	6	30.31	0.182kg	0.7	8.6

备注: 项目地区地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准; 石油类标准限值参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的III类标准。

3、预测模式和参数

项目地下水污染源最大泄漏时间为 7d, 可概化为瞬时泄漏, 本次地下水环境影响预测选择《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 附录中推荐的瞬时注入示踪剂——平面瞬时点源公式。

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中: x、y—计算点处的位置坐标 m; t—时间, d;

$C(x, y, t)$ —t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度, mg/L;

M—含水层的厚度, m;

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量, g;

u—水流速度, m/d;

n—有效孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数, m²/d;

D_T —横向弥散系数, m^2/d ;

π —圆周率。

2) 预测坐标系

按照预测要求, 以地下水污染源为直角坐标系原点, 以地下水流向(东南)为X轴正方向, 以垂直地下水流向(西北)为Y轴正方向。

3) 参数取值

根据项目地勘资料及有关文献报道可知, 区域地下水含水层平均厚度约50m, 根据地勘报告水力坡度为1.1%; 含水层渗透系数取经验保守值0.5m/d, 有效孔隙度取0.1。根据达西定律, $u=KI/n$, 地下水渗流速度为0.055m/d。

根据经验值以及普光地区的水文地质勘察成果资料, 纵向弥散度 αL 取值为20.0m, 纵向弥散系数 $D_L=\alpha L \times u$, 故纵向弥散度 D_L 取值为1.1 m^2/d 。根据经验, 一般横向弥散系数 $D_T/D_L=0.1$, 故横向弥散系数取值为0.11 m^2/d 。预测时保守条件下不考虑污染物的吸附及降解。

表 4.3-8 参数取值表

类别	含水层厚度 (M)	有限孔隙度 (n)	水流速度 (u)	纵向弥散系数 (D_L)	横向弥散系数 (D_T)
值	50	0.1	0.055	1.1	0.11

4、预测结果

项目地下水污染物预测结果如下。

表 4.3-9 项目不同泄漏时间地下水污染物影响预测

情景	泄漏源	污染物	泄漏时间	最大浓度值 (mg/L)	最大浓度 出现距离 (m)	区域最大 背景值 (mg/L)	叠加值 (mg/L)	地下水环 境质量标 准(mg/L)	标准指数
情景一	钻井	COD _{Mn}	100d	0.0052	5.5		1.1552	3.0	0.385
			365d	0.0014	20.08		1.1514	3.0	0.384
			1000d	0.00052	55		1.15052	3.0	0.384
		石油类	100d	0.00021	5.5		0.00521	0.5	0.010
			365d	0.000057	20.08		0.005057	0.5	0.010
			1000d	0.000021	55		0.005021	0.5	0.010
		氯化物	100d	0.0083	5.5		23.8083	250	0.095
			365d	0.0023	20.08		23.8023	250	0.095
			1000d	0.00083	55		23.80083	250	0.095
		钡	100d	0.0000046	5.5		0.6180046	0.7	0.883
			365d	0.0000012	20.08		0.6180012	0.7	0.883

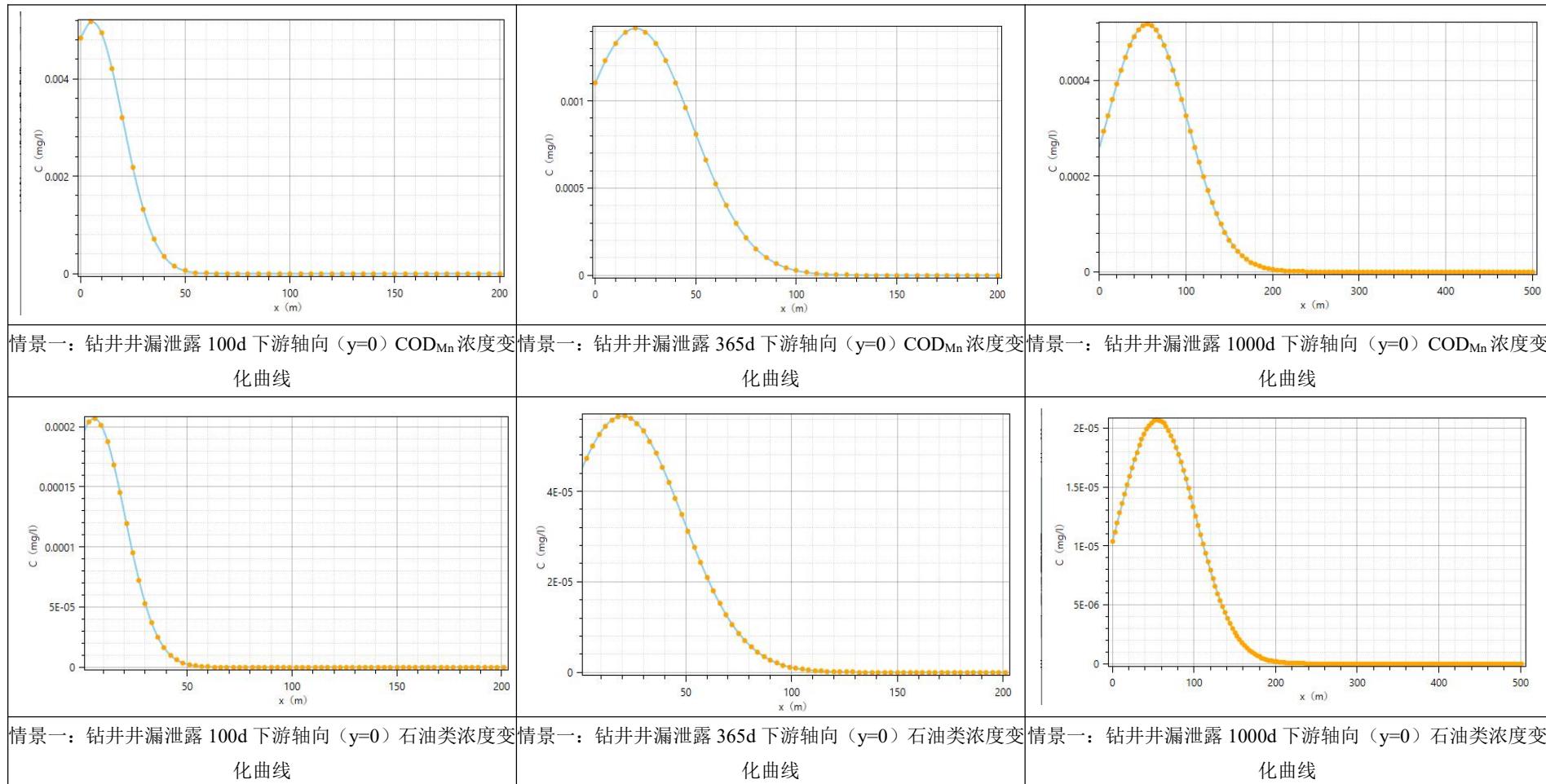
情景	泄漏源	污染物	泄漏时间	最大浓度值 (mg/L)	最大浓度 出现距离 (m)	区域最大 背景值 (mg/L)	叠加值 (mg/L)	地下水环 境质量标 准(mg/L)	标准指数
情景二	污水池	COD _{Mn}	1000d	0.00000046	55	6	0.61800046	0.7	0.883
			100d	69.340	5.5		70.49	3.0	23.497
			365d	18.997	20.08		20.147	3.0	6.716
			1000d	6.934	55		8.084	3.0	2.695
		石油类	100d	2.773	5.5		2.778	0.5	5.556
			365d	0.760	20.08		0.765	0.5	1.530
			1000d	0.277	55		0.282	0.5	0.564
		氯化物	100d	110.94	5.5		134.74	250	0.539
			365d	30.396	20.08		54.196	250	0.217
			1000d	11.094	55		34.894	250	0.140
		钡	100d	0.0833	5.5		0.7013	0.7	1.002
			365d	0.0228	20.08		0.6408	0.7	0.915
			1000d	0.00833	55		0.62633	0.7	0.895

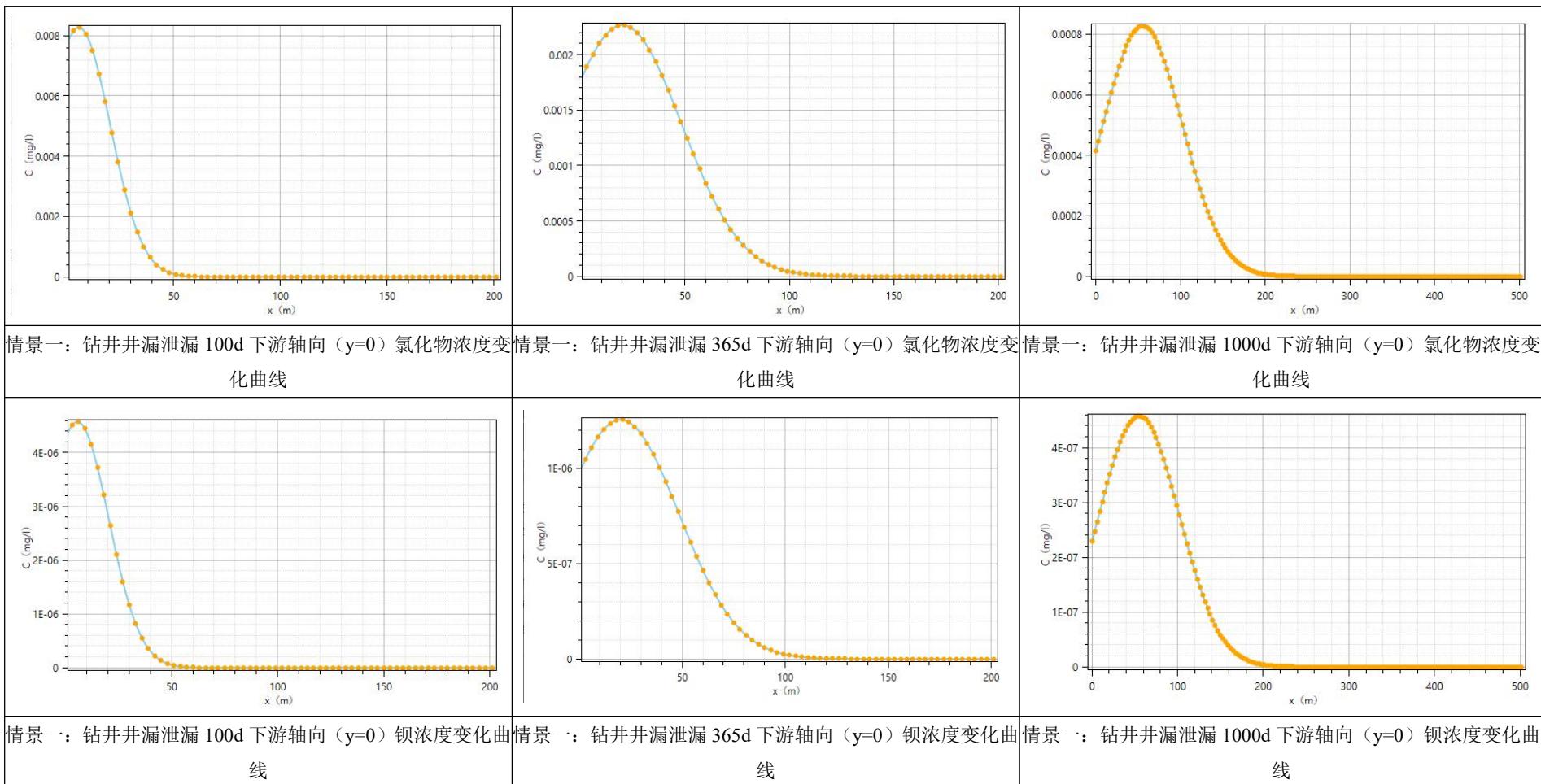
注：背景值未检出的按检出限一半计算。

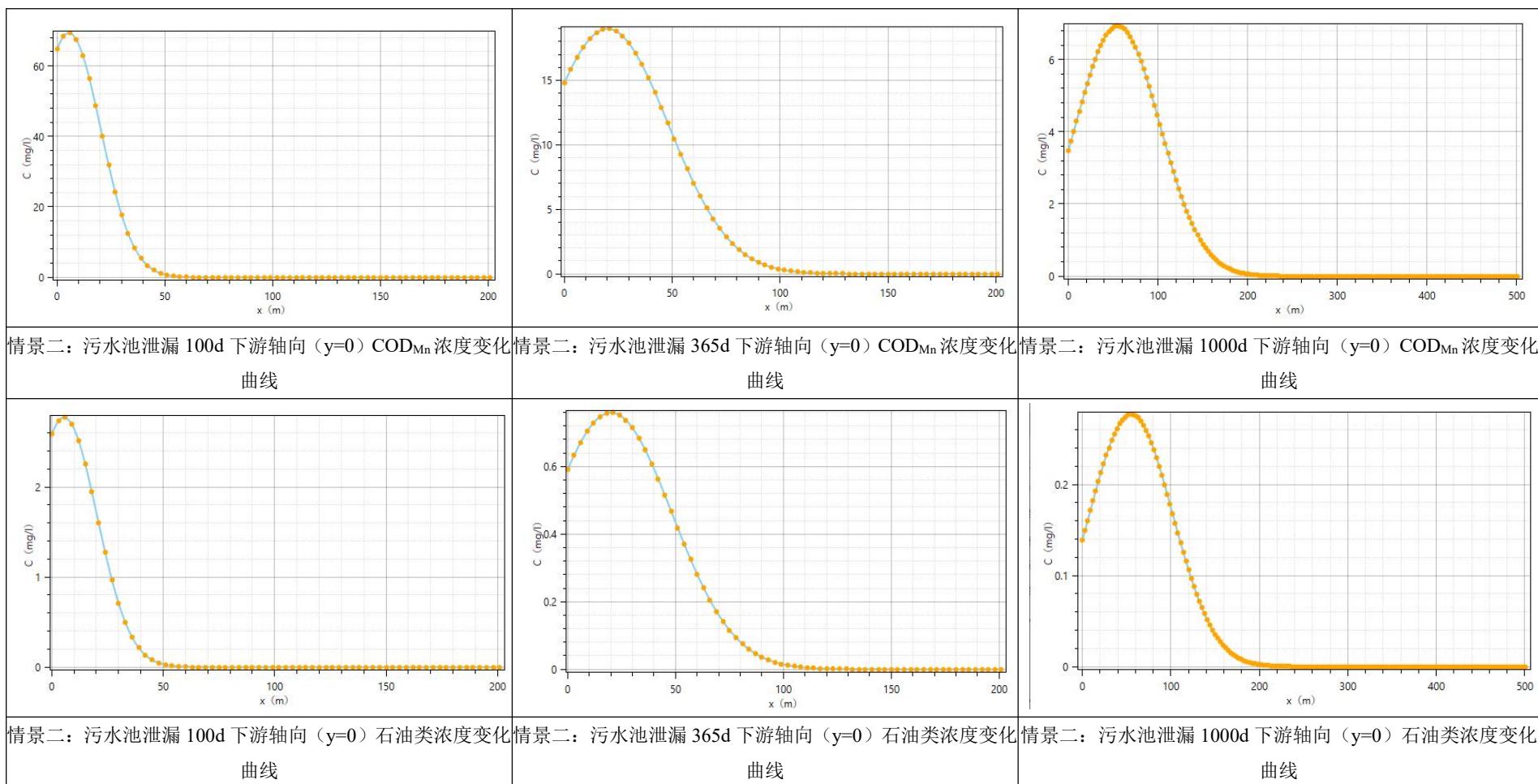
表 4.3-10 项目不同关心点地下水污染物影响预测

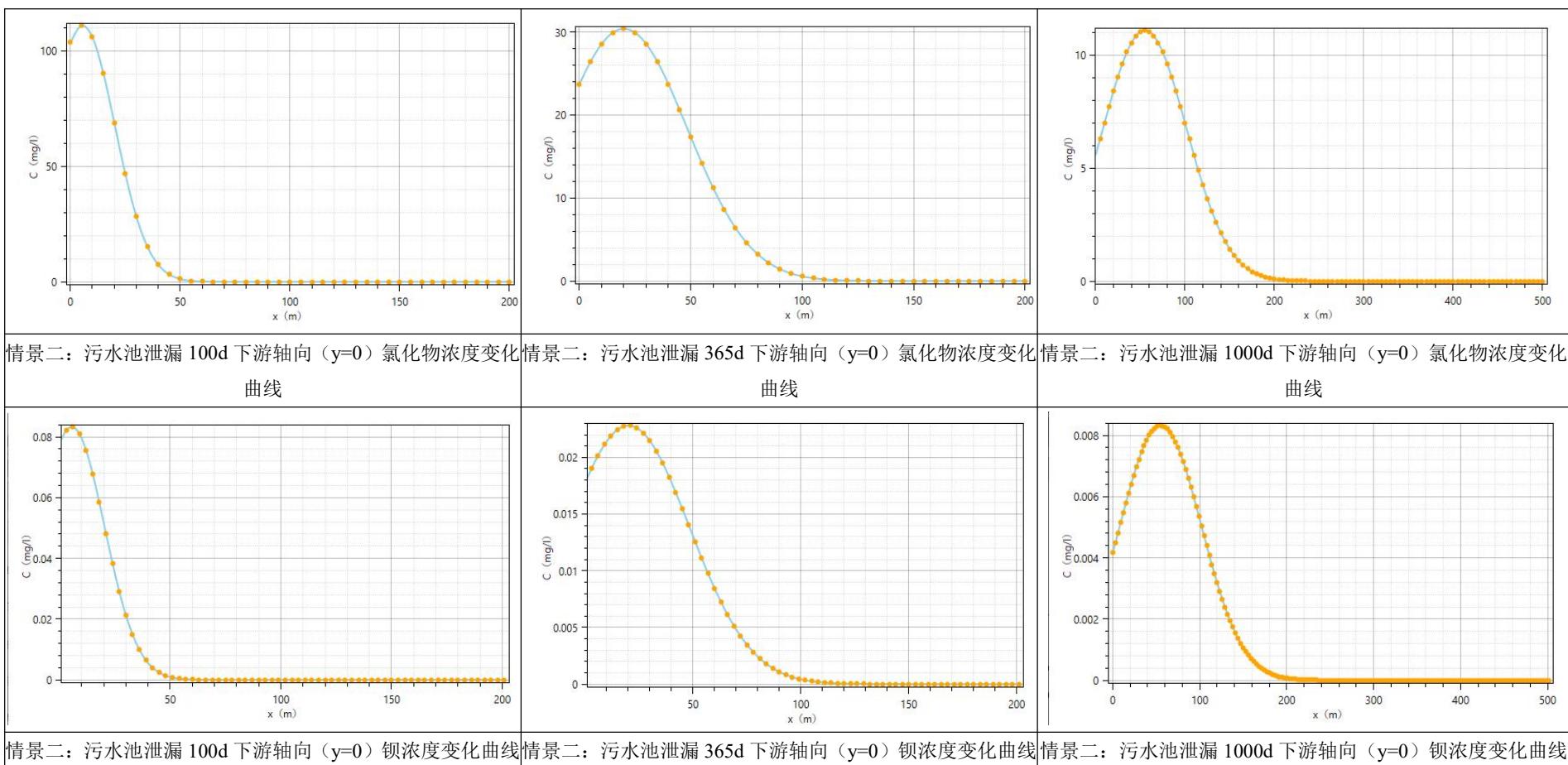
情景	关心点	污染物	最大浓度值 (mg/L)	最大浓度出 现时间 (d)	区域最大背 景值 (mg/L)	叠加值 (mg/L)	地下水环境 质量标准 (mg/L)	标准指数
情景一	下游最近场界点 (x=79, y=0)	COD _{Mn}	0.0004613	880	1.15	1.1505	3.0	0.384
		石油类	0.00001845	880	未检出 (0.01L)	0.00502	0.5	0.0100
		氯化物	0.0007381	880	23.8	23.801	250	0.0952
		钡	0.000000408	880	0.618	0.618	0.7	0.883
情景二	下游最近场界点 (x=127, y=0)	COD _{Mn}	3.511	1694	1.15	4.661	3.0	1.554
		石油类	0.140	1694	未检出 (0.01L)	0.145	0.5	0.29
		氯化物	5.617	1694	23.8	29.417	250	0.118
		钡	****2	1694	0.618	0.6222	0.7	0.889

预测结果详见下图。









由预测结果可知，非正常运行状况污染物下渗进入地下水系统后，受局部地形控制，将由项目区下游迁移。根据预测结果，非正常运行状况下，污染源周边地下水中各污染因子含量均有升高，其污染物迁移特征主要表现为：

（1）情景一：钻井井漏泄漏

①钻井井漏

钻井井漏非正常状况发生泄漏后 100d 的情形下， COD_{Mn} 、石油类、氯化物、钡最大浓度叠加值出现在污染源站场下游 5.5m 处， COD_{Mn} 最大叠加浓度为 1.1552mg/L，石油类最大浓度为 0.00521mg/L，氯化物最大浓度为 23.8083mg/L，钡最大浓度为 0.6180046mg/L，污染物最大标准指数为 0.883，未出现超标情况。

钻井井漏非正常状况发生泄漏后 365d 的情形下， COD_{Mn} 、石油类、氯化物、钡最大浓度叠加值出现在污染源站场下游 20.08m 处， COD_{Mn} 最大叠加浓度为 1.1514mg/L，石油类最大叠加浓度为 0.005057mg/L，氯化物最大叠加浓度为 23.8023mg/L，钡最大浓度为 0.6180012mg/L，污染物最大标准指数为 0.883，未出现超标情况。

钻井井漏非正常状况发生泄漏后 1000d 的情形下， COD_{Mn} 、石油类、氯化物、钡最大浓度叠加值出现在污染源站场下游 55m 处， COD_{Mn} 最大叠加浓度为 1.15052mg/L，石油类最大叠加浓度为 0.005021mg/L，氯化物最大叠加浓度为 23.80083mg/L，钡最大叠加浓度为 0.61800046mg/L，污染物最大标准指数为 0.883，未出现超标情况。

②泄漏源下游最近厂界

项目下游厂界处（X=79，Y=0）， COD_{Mn} 、石油类、氯化物、钡最大浓度出现发生泄漏后 880d 的情形下， COD_{Mn} 最大叠加浓度为 1.1505mg/L，石油类最大叠加浓度为 0.00502mg/L，氯化物最大叠加浓度为 23.801mg/L，钡最大叠加浓度为 0.618mg/L，污染物最大标准指数为 0.883，未出现超标情况。

（2）情景二：污水池池体破损泄漏

①污水池

污水池非正常状况发生泄漏后 100d 的情形下， COD_{Mn} 、石油类、氯化物、钡最大浓度贡献值出现在污染源站场下游 5.5m 处， COD_{Mn} 最大叠加浓度为 70.49mg/L，石油类最大叠加浓度为 2.778mg/L，氯化物最大叠加浓度为

134.74mg/L，钡最大叠加浓度为 0.7013mg/L， COD_{Mn} 、石油类、钡污染物标准指数为 23.497、5.556、1.002 均大于 1，出现了超标，污染羽超标范围界线为 42.8m；氯化物污染物最大标准指数为 0.539，未超标。

污水池非正常状况发生泄漏后 365d 的情形下， COD_{Mn} 、石油类、氯化物、钡最大浓度贡献值出现在污染源站场下游 20.08m 处， COD_{Mn} 最大叠加浓度为 20.147mg/L，石油类最大叠加浓度为 0.765mg/L，氯化物最大叠加浓度为 54.196mg/L，钡最大叠加浓度为 0.6408mg/L， COD_{Mn} 、石油类污染物标准指数为 6.716、1.530 大于 1，出现了超标，污染羽超标范围界线为 74.9m；氯化物、钡污染物最大标准指数为 0.915，未超标。

污水池非正常状况发生泄漏后 1000d 的情形下， COD_{Mn} 、石油类、氯化物、钡最大浓度贡献值出现在污染源站场下游 55m 处， COD_{Mn} 最大叠加浓度 8.084mg/L，石油类最大叠加浓度为 0.282mg/L，氯化物最大叠加浓度为 34.894mg/L，钡最大叠加浓度为 0.62633mg/L， COD_{Mn} 污染物标准指数为 2.695 大于 1，出现了超标，污染羽超标范围界线为 115.2m；石油类、氯化物、钡污染物最大标准指数为 0.895，未出现超标情况。

②泄漏源下游最近厂界

项目下游厂界处（X=127，Y=0）， COD_{Mn} 、石油类、氯化物、钡最大浓度出现发生泄漏后 1694d 的情形下， COD_{Mn} 最大叠加浓度为 4.661mg/L，石油类最大叠加浓度为 0.145mg/L，氯化物最大叠加浓度为 29.417mg/L，钡最大叠加浓度为 0.6222mg/L， COD_{Mn} 出现了超标。

综上，本项目钻井井漏非正常状况发生泄漏后在各种情形下厂界 COD_{Mn} 、石油类、氯化物、钡预测值均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值要求，未出现超标点。在污水池泄漏情景下非正常状况发生泄漏后在各种情形下， COD_{Mn} 在泄漏后 100d、365d、1000d 情形下均出现了超标，石油类在泄漏后 100d、365d 情形下出现了超标，钡在泄漏后 100d 情形下出现了超标，各污染物当达到下游最近厂界时，厂界点出现超标。

因此，在本项目建设中应采取可靠的防渗防漏措施，在项目施工期内，必须制定相关环境风险控制措施，防止重大事故或者事故处理不及时导致污水泄漏对地下水环境造成污染。加强防渗设计、施工与管理，杜绝风险事故发生。

4.3.6.4. 运营期地下水环境影响预测

通过地下水环境影响识别,项目在运营期间可能发生泄漏污染地下水的工程构筑物主要是分液罐破损发生泄漏,使废水泄漏进入地下水系统。

1、预测因子

根据工程分析,本项目气田采出水中主要污染物为 COD、氯化物、氨氮和钡等,根据预测情形设定,本次预测选取污染物浓度最大以及特征污染物作为预测因子,即 COD_{Mn}、氯化物、氨氮和钡作为预测因子。

2、预测情景设置及源强计算

(1) 预测情景设置

①正常工况

在正常工况条件下,本项罐区等可能对地下水环境造成影响的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,分析本项目的施工工艺及产污环节,非正常工况下对地下水的影响主要包括以下情景。

表 4.3-11 非正常工况地下水环境影响情景分析

序号	情景设置	污染源	持续时间	防治措施
情景一	分液罐的泄漏	分液罐	分液罐位于地面以上,泄漏易于被发现,持续时间通常不会超过 1 小时	分液罐区设置围堰,围堰按 G B/T50934-2013 进行防渗处理,日常加强罐区泄漏巡查

当试采站分液罐发生泄漏后,首先在包气带中垂直向下迁移,并进入含水层中。污染物进入地下水后,以对流和弥散作用为主。另外,污染物在含水层的迁移行为还包括吸附解析、挥发和生物降解。

(2) 源强计算

本项目在试采站内修建有分液罐 1 座,分液罐设计容积 50m³,为地面储罐。假定分液罐底部发生裂口,同时围堰存在裂缝,采出水或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。发生泄漏后,因储罐区设置有围堰,取其泄漏量的 10%通过地表进入地下水。本次源强参考《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中液体泄漏的伯努利方程方法计算,气田废水或泄漏速率按下式计算:

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中: Q_L —液体的泄漏速度, kg/s ;

C_d —液体泄漏系数, 取 $C_d=0.65$;

A —裂口面积, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中附录E确定, 本次评价按不利取15mm孔径;

ρ —泄漏液体密度;

P_0 —容器内压力、环境压力, Pa ;

g —重力加速度, 9.81m/s^2 ;

h —裂口之上液位高度。

本项目分液罐为常压罐。非正常状况下, 考虑分液罐发生泄漏, 分液罐设置围堰, 因此泄漏时间按风险导则中设置紧急隔离系统单元的泄漏时间, 设定为10min, 渗漏系数取上表中0.65, 泄漏孔径取为10mm, 根据工程设计, 分液罐尺寸为 $7\text{m} \times 2.8\text{m} \times 2.5\text{mm}$, 分液罐液体高度考虑满负荷时高度2.5m。考虑地面防渗层失效情况下, 泄漏物料的10%通过防渗层裂口及包气带, 下渗进入项目区潜水含水层, 进而污染地下水。本项目分液罐在非正常情况下泄漏参数及计算结果见下表。

表4.3-12 运营期试采站分液罐泄漏参数取值及计算结果表

泄漏点	环境压力(Pa)	容器内介质压力(Pa)	液体密度(kg/m^3)	裂口面积(m^2)	裂口之上液位高度(m)	液体泄漏系数(C_d)	重力加速度(m/s^2)	液体泄漏速度(kg/s)	泄漏量	液体泄漏体积(m^3)
分液罐	101325	101325	1050	0.00008	2.5	0.65	9.81	0.36	21.6	0.21

表 4.3-13 污染物预测源强

渗漏情景	渗漏位置	污染物种类	污染物浓度(mg/L)	渗漏量(kg)	渗漏污水量
非正常状况下	分液罐底泄漏	COD _{Mn}			0.21 m^3
		氯化物			
		钡			
		氨氮			

3、预测模式和参数

本次地下水环境影响预测选择《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)附录中推荐的瞬时注入示踪剂——平面瞬时点源公式。

$$C(x, y, t) = \frac{m_M/M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中: x、y—计算点处的位置坐标 m; t—时间, d;

C (x, y, t) —t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度, mg/L;

M—含水层的厚度, m;

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量, g;

u—水流速度, m/d;

n—有效孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

D_T —横向弥散系数, m^2/d ;

π —圆周率。

2) 预测坐标系

按照预测要求, 以地下水污染源为直角坐标系原点, 以地下水流向(东南)为 X 轴正方向, 以垂直地下水流向(西南)为 Y 轴正方向。

3) 参数取值

根据项目地勘资料及有关文献报道可知, 区域地下水含水层平均厚度约 50m, 根据地勘报告水力坡度为 1.1%; 含水层渗透系数取经验保守值 0.5m/d, 有效孔隙度取 0.1。根据达西定律, $u=KI/n$, 地下水渗流速度为 0.055m/d。

根据经验值以及普光地区的水文地质勘察成果资料, 纵向弥散度 αL 取值为 20.0m, 纵向弥散系数 $D_L=\alpha L \times u$, 故纵向弥散度 D_L 取值为 $1.1m^2/d$ 。根据经验, 一般横向弥散系数 $D_T/D_L=0.1$, 故横向弥散系数取值为 $0.11m^2/d$ 。预测时保守条件下不考虑污染物的吸附及降解。

表 4.3-14 参数取值表

类别	含水层厚度 (M)	有限孔隙度 (n)	水流速度 (u)	纵向弥散系数 (D_L)	横向弥散系数 (D_T)
值	50	0.1	0.055	1.1	0.11

4、预测结果

项目地下水污染物预测结果如下。

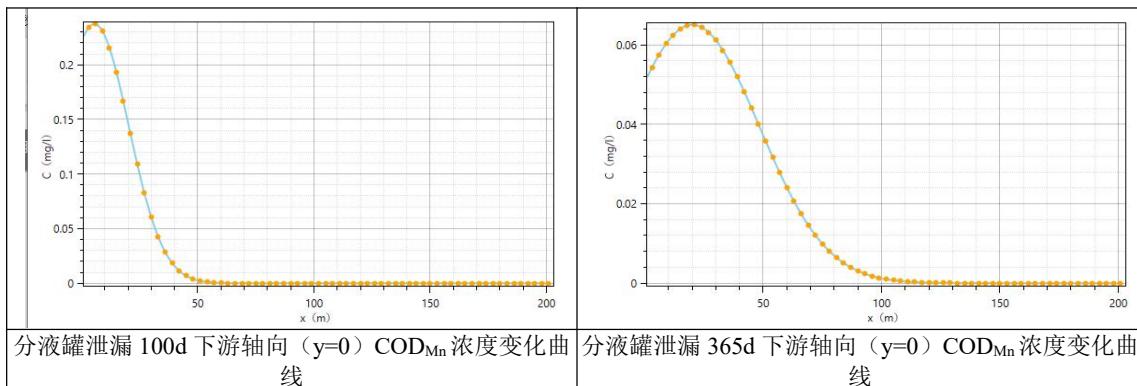
表 4.3-15 项目不同泄漏时间地下水污染物影响预测

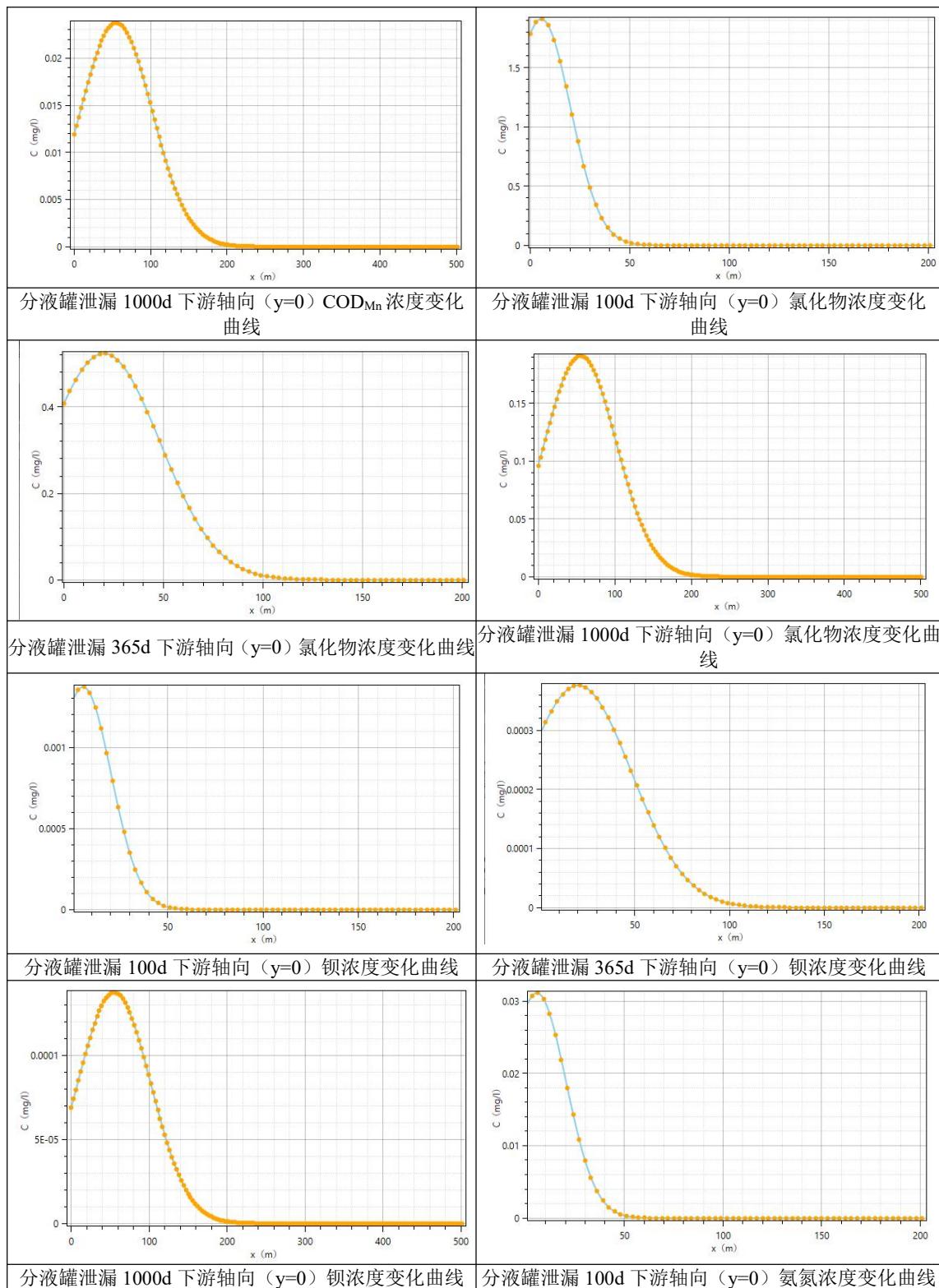
泄漏源	污染物	泄漏时间	最大浓度值 (mg/L)	最大浓度出现距离 (m)	区域最大背景值 (mg/L)	叠加值 (mg/L)	地下水环境质量标准 (mg/L)	标准指数
分液罐泄漏	COD _{Mn}	100d	0.237	5.5	1.387	1.387	3.0	0.462
		365d	0.0651	20.08		1.2151	3.0	0.405
		1000d	0.0237	55		1.1737	3.0	0.391
	氯化物	100d	1.912	5.5	25.712	25.712	250	0.103
		365d	0.524	20.08		24.324	250	0.097
		1000d	0.191	55		23.991	250	0.095
	钡	100d	0.00137	5.5	0.61937	0.61937	0.7	0.885
		365d	0.00038	20.08		0.61833	0.7	0.883
		1000d	0.000137	55		0.618137	0.7	0.883
	氨氮	100d	0.03111	5.5	0.48111	0.48111	0.5	0.962
		365d	0.00852	20.08		0.45852	0.5	0.917
		1000d	0.00311	55		0.45311	0.5	0.906

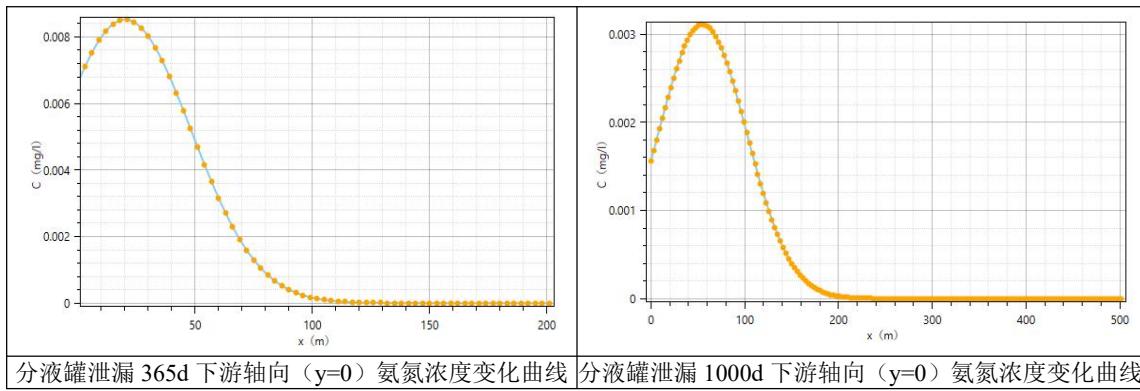
表 4.3-16 项目不同关心点地下水污染物影响预测

关心点	污染物	最大浓度值 (mg/L)	最大浓度出现时间 (d)	区域最大背景值 (mg/L)	叠加值 (mg/L)	地下水环境质量标准 (mg/L)	标准指数
下游最近场界点 (x=100, y=0)	COD _{Mn}	0.01591	1230	1.166	1.166	3.0	0.389
	氯化物	0.1281	1230		23.9281	250	0.096
	钡	0.000092	1230		0.618092	0.7	0.883
	氨氮	0.002085	1230		0.452085	0.5	0.904

预测结果详见下图。







由预测结果可知,非正常运行状况污染物下渗进入地下水系统后,受局部地形控制,将由项目区下游迁移。根据预测结果,非正常运行状况下,污染源周边地下水各污染因子含量均有升高,其污染物迁移特征主要表现为:

(1) 分液罐

分液罐非正常状况发生泄漏后 100d 的情形下, COD_{Mn} 、氯化物、钡最大浓度叠加值出现在污染源站场下游 5.5m 处, COD_{Mn} 最大叠加浓度为 1.387mg/L, 氯化物最大叠加浓度为 25.712mg/L, 钡最大叠加浓度为 0.61937mg/L, 氨氮最大叠加浓度为 0.48111mg/L, 污染物最大标准指数为 0.962, 未出现超标情况。

分液罐非正常状况发生泄漏后 365d 的情形下, COD_{Mn} 、氯化物、钡最大浓度叠加值出现在污染源站场下游 20.08m 处, COD_{Mn} 最大叠加浓度为 1.2151mg/L, 氯化物最大叠加浓度为 24.324mg/L, 钡最大叠加浓度为 0.61833mg/L, 氨氮最大叠加浓度为 0.45852mg/L, 污染物最大标准指数为 0.917, 未出现超标情况。

分液罐非正常状况发生泄漏后 1000d 的情形下, COD_{Mn} 、氯化物、钡最大浓度叠加值出现在污染源站场下游 55m 处, COD_{Mn} 最大叠加浓度为 1.1737mg/L, 氯化物最大叠加浓度为 23.991mg/L, 钡最大叠加浓度为 0.618137mg/L, 氨氮最大叠加浓度为 0.45311mg/L, 污染物最大标准指数为 0.906, 未出现超标情况。

(2) 泄漏源下游最近厂界

项目下游厂界处 ($X=100$, $Y=0$), COD_{Mn} 、氯化物、钡最大叠加浓度出现发生泄漏后 1230d 的情形下, COD_{Mn} 最大叠加浓度为 1.166mg/L, 氯化物最大叠加浓度为 23.9281mg/L, 钡最大叠加浓度为 0.618092mg/L, 氨氮最大叠加浓度为 0.452085mg/L, 污染物最大标准指数为 0.904, 未出现超标情况。

综上,本项目分液罐非正常状况发生泄漏后在各种情形下厂界 COD_{Mn} 、氯化物、钡、氨氮预测值均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准

限值要求，未出现超标点。本项目周边最近地下水敏感点为北侧 350m，因此污染物扩散影响范围内不涉及地下水环境敏感点。

4.3.7. 地下水污染防治措施

本项目采取的地下水污染防治措施包括源头控制措施、分区防渗控制措施、实时监控措施、地下水污染监控措施和地下水污染治理措施。

（1）源头控制措施：

- a) 采用常规钻井技术，表层套管下深 50m，可有效避免地下水污染。
- b) 在特殊工况使用泥浆钻时，针对可能发生的泥浆漏失情况，采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位。立即采取堵漏措施，减少漏失量。堵漏剂的选取应考虑清洁、无毒、对人体无害，环境污染轻的种类。选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，从而降低井筒中泥浆动压力，减少泥浆漏失量。
- c) 提高固井质量，防止因为井漏事故造成的地下水环境污染。
- d) 在钻井过程中加强压力检测，防止泥浆漏失污染等。
- e) 作业用药品、材料集中放置在防渗漏地面，防止对地下水的污染。
- f) 钻井过程中应加强钻井废水管理，防止出现废水渗漏、外溢等事故。
- g) 加强对油料的管理和控制，特别应加强和完善废油的控制措施。加强岩屑、废泥浆及其他固体废弃物收集、运输及暂存、处置等过程的环境管理。
- h) 钻井液、压裂液等应做到循环利用。采取节水措施，减少耗水量。鼓励采用先进的工艺、设备。
- i) 加强废水、废油等运输过程的管理。对承包转运的车辆实施车辆登记制度，加强运输过程中的监控措施，防止运输过程中发生事故导致废水、废油等泄漏，污染环境。建立废水、废油等交接联单制度，确保不乱排乱倒。加强对罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。

（2）分区防渗控制措施

本项目地下水污染防治措施坚持“源头控制、分区防渗、污染监控、应急响应”的原则，即采取主动控制和被动控制相结合的措施。

本项目结合各生产设备、贮存与运输装置、污染物贮存与处理装置、事故应

急装置等的布局,将本项目主要生产单元划分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区,具体分区防渗如下。

表 4.3-17 本项目分区防渗方案一览表

污染防治区类别	装置、单元名称	污染防治区域或部位	防渗性能要求	防渗措施
重点防渗区	井口区域、泥浆循环系统区域、泥浆不落地系统区域、泥浆储备罐区、柴油储罐、危废暂存间、分液罐区	基础、地面	防渗性能应不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能 (其中危废暂存间渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$)	水泥基渗透结晶型防渗结构+至少 2mm 厚的环氧树脂,砖混结构 C20 水泥抹面+至少 2mm 厚的环氧树脂围堰
	主放喷池			
一般防渗区	井架基础、发电机房	基础、地面	防渗性能应不低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层防渗性能	采用满足 GB18599 要求的钢筋混凝土、钢纤维混凝土掺水泥基渗透结晶型防水剂或等效防水卷材+钢木基础
	雨、污分流区域			
简单防渗区	道路及其他区域	地面	一般地面硬化	水泥地面硬化或砂石黏土碾压

4.3.8. 地下水跟踪监测

为能及时了解、掌握区内地下水可能被污染的情况,建议对工程区定期进行地下水监测,及时了解该区地下水状况,一旦发生污染,及时采取应急、补救措施,避免造成大范围的污染以至于达到无法补救的程度。

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)及《地下水环境监测技术规范》(HJ 164-2020)的要求,本项目设置 3 个地下水跟踪监测井,具体监测方案见下表。

表 4.3-18 地下水跟踪监测计划

监测项目	监测点位	监测因子	监测频率	执行标准
地下水	场地上游	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、菌落总数、氟化物、总大肠菌群、石油类、硫化物	1 次/年, 事故时加密监测	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中的 III 类质量标准
	场地下游			
	场地下游			

4.3.9. 非正常应急响应程序

4.3.9.1. 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：

第 1 阶段为非正常状况与场地调查：主要任务为搜集非正常状况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非正常状况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。

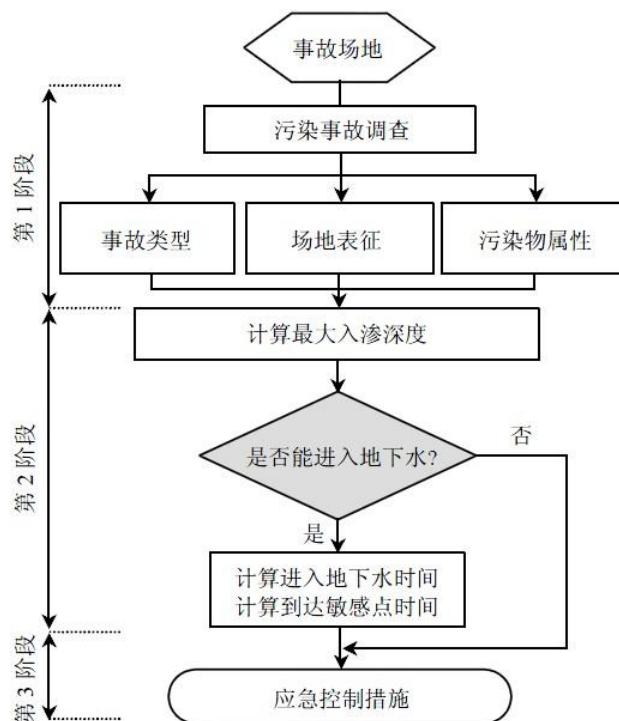


图 4.3-2 地下水污染风险快速评估与决策过程

4.3.9.2. 非正常状况应急措施

本项目应急预案建议如下：

(1) 非正常状况发生后，迅速成立由当地生态环境局牵头，公安、交通、消防、安全等部门参与的协调领导小组，启动应急预案，组织有关技术人员赴现场勘查、分析情况、开展监测，制定解决消除污染方案。

(2) 制定应急监测方案，确定对所受污染地段的上下游至地表水、沿岸村庄饮用水源进行加密监测，密切关注污染动向，及时向协调领导小组通报监测结果，作为应急处理决策的直接支持。

(3) 划定污染可能波及的范围，划定圈内的群众在井中取水的，要求立即

停止使用，严禁人畜饮用，针对受本项目影响的井，建设单位应建立应急供水预案，并在应急处置期间可利用其他井水或送水车应急供水解决群众饮水问题。

（4）应尽快对污染区域人为隔断，尽量阻断其扩散范围。采取地下水污染封堵措施，绕过污染地带，通过围堵、导控相结合，避免污染范围的扩大。

4.3.10. 小结

本项目各池体、罐体等可能对地下水环境造成影响的工程构筑物均按要求进行防渗。同时，在建设过程中项目采取了严格的防渗措施。经分析，在正常工况条件下对地下水环境的影响较小。

非正常情况下预测结果表明：

1、在施工期本项目钻井井漏非正常状况发生泄漏后在各种情形下厂界 COD_{Mn}、石油类、氯化物、钡预测值均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准限值要求，未出现超标点。在污水池泄漏情景下非正常状况发生泄漏后在各种情形下，COD_{Mn}在泄漏后 100d、365d、1000d 情形下均出现了超标，石油类在泄漏后 100d、365d 情形下出现了超标，钡在泄漏后 100d 情形下出现了超标，各污染物当达到下游最近厂界时，厂界点出现超标。因此，在本项目建设中应采取可靠的防渗防漏措施，在项目施工期内，必须制定相关环境风险控制措施，防止重大事故或者事故处理不及时导致污水泄漏对地下水环境造成污染。加强防渗设计、施工与管理，杜绝风险事故发生。

2、在营运期本项目分液罐非正常状况发生泄漏后在各种情形下厂界 COD_{Mn}、氯化物、钡、氨氮预测值均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准限值要求，未出现超标点。本项目周边最近地下水敏感点为北侧 350m，因此污染物扩散影响范围内不涉及地下水环境敏感点。

综上，在项目认真落实本报告提出的各项地下水污染防治措施的基础上，项目建设不会对当地地下水环境产生明显影响，从地下水环境保护角度而言，项目建设可行。

4.4. 大气环境影响分析

4.4.1. 施工期大气环境影响分析

4.4.1.1. 钻前工程大气环境影响分析

钻前工程与场内地面集输工程同时进行施工，故本次地面集输工程大气环境

影响与钻前工程一并进行分析。

1、扬尘（粉尘）的影响分析

施工扬尘主要为设备运输车辆运输过程及设备基础开挖过程产生，本项目依托大湾 4011 井平台已有进场道路及乡村道路进行运输，车辆运输扬尘量较少；施工过程中产生扬尘，本项目开挖及填方量小，扬尘产生量小，开挖过程采用人工进行洒水抑尘，施工过程中每 1~2h 进行一次洒水，对环境影响较小。

为减少扬尘的产生量及其浓度，在施工过程中，施工单位应采取定期洒水、设置临时围挡、临时堆放土石方表面覆盖篷布等措施。同时，项目在施工过程中还应严格施工扬尘监管，严格落实“六必须、六不准”管控要求。

同时，运输车辆必须严加管理，采取用篷布遮盖或罐装等措施，防止散落和飞扬，同时严格道路扬尘治理，严格查处抛洒滴漏、带泥行驶，穿越点施工场地进出口设置车辆冲洗设施，并在施工场地采用人工洒水等措施。综上，通过采取上述措施后，施工过程中产生的扬尘对大气环境影响较小。

施工过程中推广湿式作业，采取洒水抑尘措施，预计达到《四川省施工场地扬尘排放标准》（DB51/2682-2020）。施工扬尘不会对其产生较大影响。且施工期扬尘对环境空气的影响是暂时的，随着施工的结束而消失。总体而言，施工期扬尘对环境空气敏感点影响很小，属可接受范围。

2、施工机械尾气影响分析

施工机械尾气为燃油发电机、车辆排放尾气，主要污染物为 NOx、CO 及 THC 等。由于施工期施工车辆尾气主要为间歇性或流动性污染，且燃料用量不大，污染源强较少，故施工期车辆燃料尾气对大气环境影响不大。况且施工期车辆尾气的污染也是短暂的，局部的，施工完成后就会消失，因此其对大气环境的影响也是有限的。

3、施工期大气环境保护措施

（1）大风天禁止施工作业，同时散体材料装卸必须采取防风遮挡等降尘措施。

（2）未铺装的运输道路在干燥天气及大风条件下极易起尘，因此要求及时洒水降尘，缩短扬尘污染的时段和污染范围，最大限度地减少起尘量。

（3）对施工临时堆放的土方，应采取防护措施，如对临时堆放表土采用篷

布覆盖、加盖保护网、喷淋保湿等，防止扬尘污染。

(4) 同时对道路进行定期养护、清扫，确保路况良好；对进出车辆轮胎进行清洗。

(5) 施工单位必须选用符合国家卫生防护标准的施工机械设备和运输工具，确保废气排放符合国家有关标准的规定。

(6) 车辆及施工器械在施工过程中应尽量避免扰动原始地面、碾压周围地区的植被，不得随意开辟便道，严禁车辆下道行驶，并对施工集中区进行喷洒作业，以减少大气中浮尘及扬尘来源，减轻对动植物的干扰。物料运输车辆的覆盖，粉料采用粉料车运输，防止物料散落和灰尘飘散。

(7) 临时堆土表面应覆盖毡土，防止尘土飞扬；同时在风力大于 4 级时停止土方开挖和回填等作业。

综上所述，由于拟建项目工程量小、工期短，施工期间产生的废气量也很小，加之四周较为空旷，有利于污染物扩散。在采取了相应措施后，项目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。

4.4.1.2. 钻井及完井工程大气环境影响分析

1、备用柴油机/发电机废气影响分析

钻井期间，电力由当地电网提供，钻井作业期间停电等紧急情况下柴油发电机组废气主要污染物为 NO_x、SO₂、颗粒物，本工程钻井期柴油动力机和发电机废气排放量为 7760m³/h，NO_x 排放速率约为 1.17kg/h，SO₂ 排放速率约为 0.008kg/h，颗粒物排放速率约为 0.33kg/h，燃料废气释放到环境空气中后将很快被稀释，且其影响的持续时间较短，影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。因此，实际上钻井过程中，柴油机废气对环境空气的影响很小，不会改变敏感点环境功能，钻井期间的大气污染物将随钻井工程的结束而消除。

2、事故放喷废气影响分析

事故放喷是由于地层高压异常导致的，在石油天然气行业是低概率事件。事故放喷主产物是含硫天然气燃烧后产生的 SO₂、NO_x、CO₂ 和水。事故放喷时间持续较短，且通过专用的放喷管线将天然气引至主放喷池进行点火放喷，事故放喷时间短，属临时排放，且建设单位在发生事故放喷时制定了紧急预案，对周边居民实施临时疏散，因此事故放喷对周边人群健康基本无影响，对环境影响也较

小。

放喷前建设单位应对距离井口 500m 范围内的居民临时撤离，并建立警戒点进行 24 小时警戒，严禁居民靠近，以减轻放喷废气对这些居民的影响。同时由于测试放喷时间一般为 3 小时，属短期排放，不会形成长期环境影响，短期影响也可控制在周边居民健康安全限值以下，污染物排放随测试放喷的结束而停止，不会长期存在，不会影响区域环境空气功能区划。

3、施工机械和车辆尾气

施工期间，来自施工机械排放的废气和各种车辆排放的汽车尾气，主要污染物为 NO_x、CO 及 THC 等。在施工期间施工单位应定期对施工设备进行维护，保证其在最佳状态下运行，以提高燃料（柴油、汽油等）的利用率，同时应尽量选用清洁燃料。由于施工机械废气属间断性无组织排放，特点是排放量小，加之施工场地开阔，扩散条件良好，因此施工机械废气能达标排放。

4、测试放喷废气影响分析

测试放喷天然气经专用放喷管线引至放喷坑后点火燃烧，测试放喷时间一般昼间放喷，每次约 3h，废气排放属短期排放。测试放喷的含硫天然气经点火燃烧，其主要污染物为 CO₂ 和 SO₂，放喷时间短，属临时排放，类比区域已完成钻井测试情况，测试放喷废气对大气环境的影响是可接受的。并将随测试放喷的结束而消除，对周边大气环境影响较小。

4.4.1.3. 评价结论

项目施工期不可避免会对环境空气质量产生一定的不良影响，其大气污染物主要为施工扬尘，施工机械、车辆尾气，备用柴油发电机尾气以及事故、测试放喷废气。在认真落实环评报告提出的各项防治措施后，可以有效减小施工期对环境空气产生的不利影响；同时，本项目施工期较短，施工期对环境空气质量的影响随着施工结束而消失。因此，本项目施工期对环境空气质量产生的影响较小，是可以接受的。

4.4.2. 运营期大气环境影响分析

项目运营期废气主要来自水套加热炉废气以及非正常工况下检修/事故放空废气。

4.4.2.1. 评价等级

1、模型选择

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，评价等级判断主要以运营期为主，本项目施工期环境空气影响为施工机械、施工车辆的尾气、扬尘及测试放喷废气等，由于施工期较短，暂不考虑其评价等级。运营期间正常工况下主要废气为试采站水套加热炉燃烧废气。根据环境影响识别，选取 SO_2 、 NO_x （折算为 NO_2 ）、颗粒物（水套加热炉燃烧原料为天然气，天然气燃烧废气污染因子颗粒物在环境中主要以 PM_{10} 表征，本次以 PM_{10} 进行评价等级判定）为评价因子进行预测，分别预测每一种污染物的最大地面浓度占标率 P_i 和地面浓度达标限值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度， mg/m^3 ；

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量标准， mg/m^3 。

一般取 GB 3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，可参照附录 D 中的浓度限值；对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。大气环境影响评价等级按下表的分级判据进行划分。

表4.4-1 大气环境影响评价等级判别表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

2、估算模型参数

本项目位于达州市宣汉县毛坝镇，项目周边 3km 范围内一半以上面积不属于城市建成区或者规划区，因此选择农村。根据 HJ 2.2-2018 附录 B.5 地表参数的选择要求，估算模型 AERSCREEN 的地表参数根据模型特点选取项目周边 3km 范围内占地面积最大的土地利用类型来确定。根据现场勘查及建设单位提供的资料，项目所在地现状为林地，大气评价土地利用类型选择针叶林。环境参数见下

表：

表4.4-2 估算模式环境参数一览表

参数		取值	取值依据
城市/农村选项	城市/农村	农村	宣汉县国土空间规划图
	人口数(城市选项时)	/	/
最高环境温度/°C		41.3	气象统计数据
最低环境温度/°C		-5.3	气象统计数据
土地利用类型		针叶林	生态现状调查数据
区域湿度条件		潮湿气候	气象统计数据
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否	环境影响报告书
	地形数据分辨率/m	≤90m	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否	3km 范围无大型水体
	岸线距离/km	/	/
	岸线方向/°	/	/

3、源强参数

根据工程分析，本项目包括1个无组织点源。各污染源排放参数如下：

表4.4-3 本项目点污染源参数表(正常排放)

编号	名称	排气筒底部中心坐标/m		排气筒底部海拔/m	排气筒高度/m	排气筒内径/m	烟气量/(m³/h)	烟气温度/°C	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放参数	
		X	Y								名称	速率(kg/h)
1	水套加热炉燃烧废气	113	-37	522	8	0.2	374	120	8640	正常	SO ₂	0.007
											NO ₂	0.022
											PM ₁₀	0.0037

4、模型估算结果



图 4.4-1 AERSCREEN 估算结果截图

表 4.4-4 大气环境影响估算结果

排放源	污染物	最大落地浓度距离 (m)	最大落地浓度 (mg/Nm ³)	最大占标率 Pi (%)	D10% (m)	执行级别
水套加热炉燃烧废气	PM ₁₀	45	0.00244	0.54	0	三级
	SO ₂	45	****62	0.92	0	三级
	NO _x	45	0.0145	7.26	0	二级

项目采用 AERSCREEN 估算模式计算占标率及最远距离 D10%。计算的结果见上表所示。Pmax 为“水套加热炉燃烧废气”排放的 NO_x，占标率为 7.26%，D10% 为 0m。根据评价工作等级划分的相关判据，本项目大气评价工作等级确定为二级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），本项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。

4.4.2.2. 评价范围

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），大气环境影响评价范围是以项目为中心，5km 矩形评价范围。

4.4.2.3. 污染物排放量核算

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

表包括无组织排放量、大气污染物年排放量、非正常排放量等。”

(1) 水套加热炉废气排放量核算

表 4.4-5 项目大气污染物排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	浓度限值 (mg/m ³)	标准名称	核算年排放量 (t/a)
1	水套加热炉燃烧废气排放口	颗粒物	10	20	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2	0.032
		NO _x	64	200		0.209
		SO ₂	19	50		0.06

(2) 大气污染物排放量核算表

表 4.4-6 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	无组织排放量 (t/a)
1	颗粒物	0.032
2	NO _x	0.209
3	SO ₂	0.06

(3) 非正常排放量核算

项目检修/事故时为保证安全，需排尽输气管线内的残余天然气，根据站场操作工艺，需排空装置及管道内的残留天然气，残留天然气通过井场放空系统点火排放。本项目设备检修预计每年约 1~2 次，检修前可利用截断装置，放空废气仅为站场设备内残留的原料气，放空量约为 30m³/次，放空废气通过放空火炬点火燃烧，主要污染物为二氧化硫和氮氧化物。

根据项目设计资料，本工程每次放空持续时间约 10min，放空废气放空火炬燃烧后排放，燃烧排放主要污染物为氮氧化物、二氧化硫，本次评价参照《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 第 24 号) 中“锅炉产排污量核算系数手册”中燃气工业锅炉废气产排污系数计算，热力生产型燃气锅炉的工业废气产生量产污系数为 107753 标立方米/万立方米-原料，氮氧化物的产生系数为 18.71 千克/万立方米-原料(无低氮燃烧)，二氧化硫的产生系数为 0.02S 千克/万立方米-原料。

本项目单次放空燃烧天然气最大量为 30m³，则放空废气量为 323m³/次；氮氧化物产生量为 0.604kg/次，二氧化硫产生量为 20kg/次。

事故放空频率较低，并且放空废气经点火燃烧后排放，加之当地地势开阔，大气扩散条件良好，故放空废气不会对周边环境造成明显不利影响。

4.4.2.4. 评价结论

项目运营期水套加热炉废气以及非正常工况下检修/事故放空废气，在落实本报告提出的措施后，对大气环境质量影响很小。

表 4.4-7 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>				
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5 km <input checked="" type="checkbox"/>				
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500 t/a <input type="checkbox"/>				
	评价因子	基本污染物 (PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NO ₂ 、SO ₂)		包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input type="checkbox"/>		其他标准 <input type="checkbox"/>		
	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>			
现状评价	评价基准年	(2024) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>	主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>				
污染源调查	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>		不达标区 <input type="checkbox"/>					
	调查内容	本项目正常排放源 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>				
大气环境影响预测与评价	预测模型	AER MOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AE DT <input type="checkbox"/>	CALPU FF <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>		
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长= 5 km <input type="checkbox"/>			
	预测因子	预测因子 (NO ₂ 、SO ₂ 、PM ₁₀)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% <input type="checkbox"/>				不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C _{本项目} 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>		C _{本项目} 最大标率>10% <input type="checkbox"/>			
		二类区		C _{本项目} 最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>		C _{本项目} 最大标率>30% <input type="checkbox"/>			
	非正常排放 1h	非正常持续时长		C _{非正常} 占标率≤100% <input type="checkbox"/>		C _{非正常} 占标率>100% <input type="checkbox"/>			

工作内容		自查项目		
	浓度贡献值	() h		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标 <input type="checkbox"/>		C _{叠加} 不达标 <input type="checkbox"/>
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>		k>-20% <input type="checkbox"/>
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (颗粒物、NO _x 、SO ₂)	有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子: ()	监测点位数 ()	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>		
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 () m		
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.06) t/a	NO _x : (0.209) t/a	颗粒物: (0.032) t/a
注: “ <input type="checkbox"/> ” 为勾选项, 填 “ <input checked="" type="checkbox"/> ” ; “()” 为内容填写项				

4.5. 声环境影响分析

4.5.1. 施工期声环境影响预测

4.5.1.1. 钻前施工噪声贡献值预测

钻前工程与场内地面集输工程同时进行施工, 故本次地面集输工程声音环境影响与钻前工程一并进行分析。利用噪声衰减公式对施工机械噪声的影响范围(作业点至噪声值达到标准的距离)进行预测, 在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下, 施工机械在不同距离处噪声影响见下表。

表4.5-1 施工站场内噪声值影响范围预测结果 单位: dB (A)

机械名称	10m	30m	50m	70m	100m	130m	150m	200m
装载机	83.98	74.44	70.00	67.08	63.98	61.70	60.46	57.96
推土机	79.98	70.44	66.00	63.08	59.98	57.70	56.46	53.96
挖掘机	77.98	68.44	64.00	61.08	57.98	55.70	54.46	51.96
重型碾压机	79.98	70.44	66.00	63.08	59.98	57.70	56.46	53.96
载重汽车	78.98	69.44	65.00	62.08	58.98	56.70	55.46	52.96
电焊机	76.98	67.44	63.00	60.08	56.98	54.70	53.46	50.96

由上表可知, 在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下, 钻前站场施工在距离 50m 处施工机具对声环境的贡献值为 63.0~70.0dB (A), 在距离 100m 处施工机具对声环境的贡献值为 56.98~63.98dB (A), 在距离 200m 处施工机具对声环境的贡献值为 50.96~57.96dB (A)。

施工期场站工程夜间不施工，不存在施工噪声夜间超标环境影响；在不考虑任何声屏障和噪声防治措施的情况下，昼间当施工机具与施工厂界距离小于 55m 时，施工机具产生的噪声在厂界处容易超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定的昼间 70dB（A）限值要求，需要采取适当措施降低环境影响。在施工过程中，应尽量将高噪声设备安排在远离居民点的场站布置，并选择合理的施工时间，避开周边居民。

4.5.1.2. 钻井施工噪声贡献值预测

1、预测范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的要求，确定本项目的声环境影响预测范围为自井场场界向外延伸 200m 范围。

2、预测点

本项目声环境评价范围内有****居民点（约 10 户），本次预测点为厂界四周代表点及 1 处声环境敏感目标点。

3、预测参数

（1）噪声源强

本项目井场主要噪声设备有：

①机械噪声组：包括柴油机组、发电机组、钻机、空压机、泥浆泵以及其他种机械转动所产生的噪声；

②作业噪声：包括固井作业、下套管、起下钻具、钻机气路控制系统操作时快速放气阀放气、跳钻时吊环与水龙头的撞击等所产生的噪声；

③事故放喷噪声：事故放喷时产生的高压气流噪声。

本项目优先使用网电，备用柴油发电机仅在供电不正常时使用，使用时间短，为偶尔间断使用，但其噪声源强大。因此对声环境影响大的主要为钻井过程中使用备用的柴油动力机、柴油发电机间断运行噪声，以及 24 小时钻井时钻机等设备的运行产生较大的连续性噪声，本项目钻井采用 70D 型钻机，根据类比调查，钻井工程主要噪声源设备噪声值见下表。

表4.5-2 项目钻井工程主要噪声源设备噪声值表

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 声功率级/(dB) B(A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			

1	钻井设备	70D 型	-83	123	3	95	置于钻井井场内, 基础安装减振垫层	昼夜连续
2	泥浆泵	/	-75	129	2	85		昼夜连续
3	振动筛	/	-70	133	2	85		昼夜连续
4	泥浆不落地装置	/	-82	130	2	85		昼夜间断
5	压裂设备	/	-90	135	2	100		昼夜间断
6	空气压缩机	/	-91	121	2	95		昼夜间断
7	柴油动力机	/	-79	129	2	95	排气筒上自带高质量消声器的柴油机	间断
8	柴油发电机	/	-75	124	2	90	活动板房隔声, 安装减振垫层和阻尼涂料	间断

注: 以大湾 4011-4H 井站西南角为原点, 坐标为 (0, 0) 点 (经纬度: 107.752674°E, 31.581951°N)。

4、环境参数

(1) 气象参数

项目所在区域气象参数见下表。

表 4.5-3 气象参数一览表

序号	名称	单位	数据	备注
1	年平均风速	m/s	1.5	
2	主导风向	/	NE	
3	年平均气温	°C	16.8	
4	年平均相对湿度	%	77	
5	大气压强	atm	1	

(2) 主要影响的声源与预测点间传播途径分析

主要影响的声源与预测点无建筑物阻隔, 未设置围墙, 本次预测不考虑建筑物隔声。

(3) 主要影响的声源与预测点间绿化分布及地面情况

项目主要声源与厂界预测点间存在地形高差, 声源与厂界预测点之间主要为混凝土硬化场地、道路两侧绿化, 本次预测不考虑地面吸收和反射、绿化吸收

5、预测模式

本次评价采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021) 中附录 A 和附录 B 中给出的预测方法进行预测, 预测方法为:

(1) 点源户外声传播衰减公式

若已知声源的倍频带声压级 $L_P(r_0)$ 时, 相同方向预测点位置的倍频带声压级 $L_P(r)$ 按下式计算:

$$L_P(r) = L_P(r_0) - D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中, $L_P(r)$ ——预测点处声压级, dB;

$L_P(r_0)$ ——参考位置 r_0 处声压级, dB;

A_{div} ——几何发散引起的倍频带衰减, dB;

A_{atm} ——大气吸收引起的倍频带衰减, dB;

A_{gr} ——地面效应引起的倍频带衰减, dB;

A_{bar} ——声屏障引起的倍频带衰减, dB;

A_{misc} ——其他多方面效应引起的倍频带衰减, dB。

本次评价只考虑几何发散(A_{div})引起的衰减。

无指向性点声源的几何发散衰减(A_{div})按下式计算:

$$A_{div} = 20 \lg (r/r_0)$$

声屏障引起的衰减(A_{bar})是位于声源和预测点之间的实体障碍物, 如围墙、建筑物、土坡或地堑等起声屏障作用, 从而引起声能量的较大衰减, 具体衰减根据不同声级的传播途径而定。

(2) 噪声贡献值计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ; 第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} , 在 T 时间内该声源工作时间为 t_j , 则拟建工程声源对预测点产生的贡献值(L_{eqg})为:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1 L_{Ai}} + \frac{1}{T} \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1 L_{Aj}} \right)$$

式中, T——用于计算等效声级的时间, s;

N——室外声源个数;

t_i ——在 T 时间内 i 声源工作时间, s;

M——等效室外声源个数;

t_j ——在 T 时间内 j 声源工作时间, s。

6、预测结果

(1) 钻井场界噪声

项目施工期钻井场界噪声贡献值预测结果见下表。

表 4.5-4 施工期设备噪声影响贡献值预测结果 单位: dB (A)

钻井作业	预测工况	预测点位置	运行时段	贡献值	标准值	达标判定	超标量
钻井作业	网电工况	1#东北场界	昼间	54.3	70	达标	0
			夜间	54.3	55	达标	0
		2#东南场界	昼间	46.6	70	达标	0
			夜间	46.6	55	达标	0
		3#西南场界	昼间	56.9	70	达标	0
			夜间	56.9	55	超标	1.9
		4#西北场界	昼间	52.5	70	达标	0
			夜间	52.5	55	达标	0
	柴油发电机供电	1#东北场界	昼间	56.7	70	达标	0
			夜间	56.7	55	超标	1.7
		2#东南场界	昼间	48.6	70	达标	0
			夜间	48.6	55	达标	0
		3#西南场界	昼间	58.4	70	达标	0
			夜间	58.4	55	超标	3.4
		4#西北场界	昼间	54.5	70	达标	0
			夜间	54.5	55	达标	0

预测结果表明: 网电工况下, 钻井过程中井场东北、东南、西南、西北边界噪声贡献值分别为 54.3dB (A) 、 46.6dB (A) 、 56.9dB (A) 、 52.5dB (A) , 昼间各场界均可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 标准限值(昼间 70dB (A)) , 夜间西南场界超标, 其余场界可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 标准限值(夜间 55dB (A))。柴油发电机供电工况下, 钻井过程中井场东北、东南、西南、西北边界噪声贡献值分别为 56.7dB (A) 、 48.6dB (A) 、 58.4dB (A) 、 54.5dB (A) , 昼间各场界均可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 标准限值(昼间 70dB (A)) , 夜间东北、西南场界均超标, 其余场界可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 标准限值(夜间 55dB (A))。

(2) 钻井期间环境敏感目标噪声

根据调查, 本次评价声环境保护目标主要为大湾 4011-4H 井周边 200m 内的分散居民, 本次评价对最近敏感点进行噪声影响预测。

表 4.5-5 钻井作业声敏感点噪声预测结果表 单位: dB (A)

钻井作业	预测工况	预测点	最近距离	现状值		贡献值	叠加值		较现状增量		达标情况		超标量	
				昼间	夜间		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
钻井作业	网电工况	北侧居民	122	55	43	44.6	55.4	46.2	0.4	3.2	达标	达标	0	0
	柴油发电机供电		122	55	43	46.2	55.6	47.5	0.6	4.5	达标	达标	0	0

由上表可知, 钻井期间网电工况下, 项目大湾 4011-4H 井钻井过程北侧居民处昼间、夜间环境噪声能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 2 类标准要求。钻井期间柴油发电机供电工况下, 项目大湾 4011-4H 钻井过程北侧居民处昼间、夜间环境噪声能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 2 类标准要求。由于钻井作业施工周期为 145 天, 随着钻井作业的结束, 噪声影响也消失, 环评要求建设单位应合理安排施工时间, 尽量减轻对区域声环境的影响。

(3) 压裂噪声环境影响预测及分析

本项目压裂作业时间短, 仅在白天施工。压裂过程中噪声源主要来自压裂泵车, 单台噪声源强情况 90~100dB (A), 由于压裂机组设备分布较为集中, 根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021): 实际的室外声源组, 可以用处于该组中部的等效点声源来描述, 本项目最多同时 6 台压裂设备同时作业。

根据平面布置, 主要噪声设备位于井口及后场, 厂界距离井口约 38m~156m, 忽略地面效应和山体树林隔挡, 考虑地面及设备用房的衰减量为 2dB (A), 预测结果如下。

表 4.5-6 本项目压裂作业噪声影响 单位: dB (A)

项目 点位	贡献值		达标情况	
1#东北场界	昼间	53.3	达标	
2#东南场界	昼间	45.4	达标	
3#西南场界	昼间	54.8	达标	
4#西北场界	昼间	53.4	达标	
标准 70dB (A) (昼间)				
	贡献值	背景值	预测值	达标情况
北侧居民	昼间	44.6	55	55.4
标准 60dB (A) (昼间)				

上表可知, 压裂作业期间场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 标准, 压裂作业仅在昼间进行, 不在夜间施工, 进一步预测得知, 压裂作业期间北侧居民昼间噪声能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 2 类标准要求。压裂施工时间短, 夜间不作业, 单井约 2~5 天完成压裂作业, 压裂施工不是连续施工, 噪声产生也不是连续的, 随着压裂作业的结束, 噪声影响也消失, 为减缓对压裂作业期间对区域居民的影响, 环评要求建设单位应合理安排施工时间, 以减小对周边敏感点的影响。

(4) 测试放喷噪声环境影响分析

天然气测试放喷过程的噪声为连续噪声, 仅在完井时测试中进行放喷, 时间约为 3 小时, 噪声源强度约为 95-105dB (A)。项目通过在主放喷池设置三面建较高的密实的防火墙, 可以降低一定的噪声; 同时由于测试放喷时间较短, 并选择在昼间进行测试, 随着测试的结束, 噪声影响也消失。同时, 根据本项目的测试外围应急疏散方案, 放喷测试前组织临时疏散周边居民, 因此, 测试放喷噪声

影响短暂的，对周围居民影响是可接受的。

4.5.2. 运营期声环境影响预测

1、预测范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）的要求，确定本项目的声环境影响预测范围为自试采站场界向外延伸 200m 范围。

2、预测点

本项目声环境评价范围内有****居民点（约 10 户），本次预测点为厂界四周代表点及 1 处声环境敏感目标点。

3、预测参数

（1）噪声源强

根据类比调查，试采主要噪声源设备噪声值见下表。

表4.5-7 项目试采主要噪声源设备噪声值表

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 声功率级/(dB(A))	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	井口组合装置撬	/	-90	138	3	70	选用高效低噪声的水套炉、	昼夜连续
2	水套加热炉	/	-14	96	1.5	80	装车泵、分离器并安装减震垫层、合理布局	昼夜连续
3	计量分离器	/	-32	118	1.5	65		昼夜连续
4	放空系统 (放空管)	/	2	28	1.5	105	减少放空次数、夜间不放空	事故、检修时（单次持续时间约 10min）

注：以大湾 4011-4H 井站西南角为原点，坐标为（0, 0）点（经纬度：107.752674°E, 31.581951°N）。

4、环境参数

（1）气象参数

项目所在区域气象参数见下表。

表 4.5-8 气象参数一览表

序号	名称	单位	数据	备注
1	年平均风速	m/s	1.5	
2	主导风向	/	NE	

序号	名称	单位	数据	备注
3	年平均气温	℃	16.8	
4	年平均相对湿度	%	77	
5	大气压强	atm	1	

(2) 主要影响的声源与预测点间传播途径分析

主要影响的声源与预测点无建筑物阻隔, 未设置围墙, 本次预测不考虑建筑物隔声。

(3) 主要影响的声源与预测点间绿化分布及地面情况

项目主要声源与厂界预测点间存在地形高差, 声源与厂界预测点之间主要为混凝土硬化场地、道路两侧绿化, 本次预测不考虑地面吸收和反射、绿化吸收

5、预测模式

本次评价采用《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2021)中附录A和附录B中给出的预测方法进行预测, 预测方法为:

(1) 点源户外声传播衰减公式

若已知声源的倍频带声压级 $L_P(r_0)$ 时, 相同方向预测点位置的倍频带声压级 $L_P(r)$ 按下式计算:

$$L_P(r) = L_P(r_0) - D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中, $L_P(r)$ ——预测点处声压级, dB;

$L_P(r_0)$ ——参考位置 r_0 处声压级, dB;

A_{div} ——几何发散引起的倍频带衰减, dB;

A_{atm} ——大气吸收引起的倍频带衰减, dB;

A_{gr} ——地面效应引起的倍频带衰减, dB;

A_{bar} ——声屏障引起的倍频带衰减, dB;

A_{misc} ——其他多方面效应引起的倍频带衰减, dB。

本次评价只考虑几何发散(A_{div})引起的衰减。

无指向性点声源的几何发散衰减(A_{div})按下式计算:

$$A_{div} = 20 \lg (r/r_0)$$

声屏障引起的衰减(A_{bar})是位于声源和预测点之间的实体障碍物, 如围墙、建筑物、土坡或地堑等起声屏障作用, 从而引起声能量的较大衰减, 具体衰减根

据不同声级的传播途径而定。

(2) 噪声贡献值计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j ，则拟建工程声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1 L_{Ai}} + \frac{1}{T} \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1 L_{Aj}} \right)$$

式中， T ——用于计算等效声级的时间，s；

N ——室外声源个数；

t_i ——在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M ——等效室外声源个数；

t_j ——在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

6、预测结果

(1) 场界噪声

项目运营期场界噪声贡献值预测结果见下表。

表 4.5-9 运营期设备噪声影响贡献值预测结果 单位：dB (A)

预测点位置	运行时段	贡献值	标准值	达标判定	超标量
1#东北场界	昼间	39.0	60	达标	0
	夜间	39.0	50	达标	0
2#东南场界	昼间	33.1	60	达标	0
	夜间	33.1	50	达标	0
3#西南场界	昼间	33.3	60	达标	0
	夜间	33.3	50	达标	0
4#西北场界	昼间	30.5	60	达标	0
	夜间	30.5	50	达标	0

由上表可知，大湾 4011-4H 井试采期间四周场界的昼间、夜间贡献值均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 的 2 类标准要求。故本工程站场在正常运行时产生的噪声影响较小，对周围声环境影响较小。

(2) 环境敏感目标噪声

根据调查，本次评价声环境保护目标主要为大湾 4011-4H 井周边 200m 内的分散居民，本次评价对最近敏感点进行噪声影响预测。

表 4.5-10 运营期声敏感点噪声预测结果表 单位: dB (A)

站场	预测点	最近 距离	现状值		贡献值	叠加值		达标情况	
			昼间	夜间		昼间	夜间	昼间	夜间
大湾 4011-4H	北侧居民	122	55	43	25.22	55.0	43.1	达标	达标

由上表可知,运营期正常工况下,项目大湾 4011-4H 试采站建成后对周边声环境影响较小,昼间、夜间环境噪声均能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准要求。

(3) 事故和检修放空噪声影响分析

放空系统在事故放空情况下将产生放空噪声,其源强可达 95~105dB,放空噪声不同距离的贡献值见下表。

表 4.5-11 放空噪声影响范围预测结果

站场	距声源(m)	50	100	150	200	300	400	500	1000
放空系统(放空管)	贡献值 (dB/A)	75.0	69.0	65.5	63.0	59.4	56.9	55.0	49.0

根据预测结果可以看出,不考虑噪声在传播过程中山体、建筑阻隔等作用情况下,放空噪声在 2 类区昼间达标距离为 285m,夜间达标距离为 860m。即昼间 285m、夜间 860m 范围内容易出现噪声超标。事故放空会对站场周围的环境造成较大的瞬时影响。但考虑到本工程仅在非正常工况下才会使用放空系统,检修作业每年 1 次,每次持续时间约 1~10min,即放空频率低、时间短。因此,评价认为在做好附近居民协商沟通工作的前提下,放空噪声对声环境的影响可接受。

为减缓非正常工况噪声的影响,环评建议:评价要求建设单位完善运营期间的管理,降低事故放空概率,在放空前提前通知周边居民,尽量做到不夜间放空,并且做好设备维护以使其处于正常状态,在设备底座安装防震垫等措施。

4.5.3. 小结

(1) 大湾 4011-4H 施工期噪声对周边环境的影响有一定影响,夜间场界无法满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 标准限值,但影响范围有限,在可接受范围内。

(2) 大湾 4011-4H 施工期钻井和压裂作业噪声对北侧最近农户声环境质量有一定影响,但总体均能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 2 类标准要求,由于施工期较短,施工期结束后声环境影响将随之消失,故施工期钻井

和压裂作业对声环境影响较小。

(3) 大湾 4011-4H 井运营期间场站周边敏感点均能满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 2 类声环境功能区标准, 站场试采运行对声环境影响较小。

(4) 工程运营期的事故放空噪声对周边 500m 范围内农户的影响较大, 但由于放空时间较短, 频率低, 建设单位完善运营期间的管理, 降低事故放空概率, 在放空前提前通知周边居民, 尽量做到不夜间放空, 并且做好设备维护以使其处于正常状态, 在设备底座安装防震垫等措施, 影响属可接受范围。

表 4.5-12 建设项目声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>			二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于200m <input type="checkbox"/>		小于200m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续A声级 <input checked="" type="checkbox"/>			最大A声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>			地方标准 <input type="checkbox"/>		国外标准 <input type="checkbox"/>
现状评价	环境功能区	0类区 <input type="checkbox"/>	1类区 <input type="checkbox"/>	2类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3类区 <input type="checkbox"/>	4a类区 <input type="checkbox"/>	4b类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input checked="" type="checkbox"/>		近期 <input type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/>			现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/>		收集资料 <input type="checkbox"/>
	现状评价	达标百分比		100%			
声环境影响预测与评价	噪声源调查方法	现场实测 <input type="checkbox"/>			已有资料 <input checked="" type="checkbox"/>		研究成果 <input type="checkbox"/>
	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/>			其他 <input type="checkbox"/>		
	预测范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于200m <input type="checkbox"/>		小于200m <input type="checkbox"/>	
	预测因子	等效连续A声级 <input checked="" type="checkbox"/>			最大A声级 <input type="checkbox"/>		计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标 <input type="checkbox"/>		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处监测	监测因子 (敏感点噪声)		监测点位数 (1)		无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/>			不可行 <input type="checkbox"/>		

注: “”为勾选项, 可打√; “()”为内容填写项。

4.6. 固体废物影响分析

4.6.1. 施工期固体废物的影响

施工期的固体废物产生主要分为钻前工程阶段和钻井及完井工程阶段, 钻前

工程主要是土建、设备基础建设，主要产生的固体废物为施工人员生活垃圾、废弃土石方；钻井及完井工程主要进行设备进场、钻进、储层改造等，主要产生的固体废物为废弃泥浆、岩屑，废油、废油桶、废含油抹布及手套、废包装材料及生活垃圾。

4.6.1.1. 钻前工程固体废物的影响

钻前工程与场内地面集输工程同时进行施工，故本次地面集输工程固体废物影响与钻前工程一并进行分析。施工期钻前工程的固体废物来源：施工人员生活垃圾、废弃土石方以及废油。

（1）生活垃圾

本项目站场施工高峰期施工人员约为 30 人，生活垃圾产生量按 $0.5\text{kg}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计，站场计划 45d，施工期生活垃圾产生量约 0.675t，依托租用房屋已有生活垃圾收集措施收集后，最终由市政环卫部门统一清运处置。

（2）废弃土石方

根据设计资料可知，本项目基础、方井、场内边沟等基础平整开挖土方约 200m^3 、开挖石方约 350m^3 ，弃方 550m^3 ；管道工程为地上敷设，故不涉及挖填方。

本项目设置临时堆土场 1 处，位于井场范围内，面积约****，设置草袋装土进行护脚，临时堆土表面采用密目网苫盖。钻前施工结束后弃土严格落实水保要求，运至合规弃土场处置。

（3）废油

本项目施工废水隔油沉淀池产生的少量废油约 0.1t，采用废油桶收集后，暂存于危废暂存间，定期交由资质单位处置。

4.6.1.2. 钻井及完井工程固体废物的影响

施工期钻井及完井工程的固体废物来源：废弃泥浆、岩屑，废油、废油桶、废含油抹布及手套、废包装材料及生活垃圾。

（1）废弃泥浆及岩屑

根据钻井作业及钻井液类型的不同，本项目钻井设计，导管~三开井段为常规钻（采用清水或水基钻井液）。

根据前文工程分析，废水基泥浆产生量为 252.9m^3 ，废水基岩屑产生量为

2091m³，按照《达州市生态环境局办公室关于进一步加强固体废物污染防治工作的通知》（达市环办发〔2021〕24号）要求，交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（四川光隆环保科技有限公司）。

（2）废油、废油桶、废含油抹布及手套

钻井过程废油主要来源为：a、机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油；b、液压控制管线刺漏，如液压大钳、封井器及液压表传压管线刺漏；c、清洗、保养产生的废油，如更换柴油机零部件和清洗钻具、套管时产生的废油。钻井产生的废油用废油桶收集，根据类比和现场调查，本项目产生废油量约为0.5t，废机油桶约0.2t/a、废含油抹布、手套等约0.05t/a，暂存于危险废物暂存间，交由有资质的单位处理。

（3）废包装材料

本项目产生的废包装材料约为2t，集中收集后送当地废品回收站处理。

（4）生活垃圾

生活垃圾来源于钻井施工作业人员的生活，一个井队按45人计，每人每天产生的生活垃圾按0.5kg/d计算，则生活垃圾的产生量约为22.5kg/d。钻井工程及完井工程施工工期为145d，则生活垃圾产生量约为3.26t。井场设置垃圾桶收集，定期按井场所在地环卫部门相关要求实施统一妥善处置。

此外，完井搬迁时可能产生少量建筑垃圾，主要如包装袋，废弃建筑材料等，其量小，由施工队伍统一收集清运至合规的建筑垃圾填埋场。

4.6.1.3. 评价结论

综上所述，本项目施工期的固体废物均能得到妥善处置，处置措施合理、可行，去向明确，只要严格执行固废防范措施，防止固废对环境造成二次污染，则本项目施工期固废对环境的影响可接受。

4.6.2. 运营期固体废物的影响

4.6.2.1. 产生及处置情况

本项目运营期主要产生的固废为除砂器产生的废渣、检修废渣、分液罐沉渣、废油、废机油桶、废含油抹布及手套。

（1）除砂器产生的废渣

除砂器废渣主要为压裂阶段压入地层的支撑剂（石英砂和陶粒）以及天然气

层随气体带出的少量砂砾，根据该区域已运行采气站场经验，除砂废渣产生量约为 2~10kg/次（本次评价以 3kg/次计）。站内平均排砂 1 次/周，每年按 48 周计，则除砂废渣产量为 144kg/a。除砂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（四川光隆环保科技有限公司）。

（2）检修废渣

站内设备在正常情况下 24 小时连续运行，需定期进行维护管理。根据实际情况不定期进行检修，将产生少量检修废渣，产生量约为 2kg/a。检修废渣属一般固废，交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（四川光隆环保科技有限公司）。

（3）分液罐沉渣

试采站采出水暂存于分液罐中，分液罐每半年清理一次，分液罐沉渣产生量约为 0.5t/a，主要成分是井内杂屑、机械杂质，由清理人员统一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（四川光隆环保科技有限公司）。

（5）废油、废机油桶、废含油抹布及手套

试采站过程废油主要来源为：a、设备维护、保养过程中产生的废油；b、压缩机机油更换过程中产生的废机油。试采产生的废油用废油桶收集，根据类比和现场调查，本项目产生废油量约为 0.3t/a，废机油桶约 0.1t/a、废含油抹布、手套等约 0.03t/a，暂存于危险废物暂存间，交由有资质的单位处理。

4.6.2.2. 评价结论

综上所述，本项目运营期的固体废物均能得到妥善处置，处置措施合理、可行，去向明确，只要严格执行固废防范措施，防止固废对环境造成二次污染，则本项目运营期固废对环境的影响可接受。

4.6.3. 危险废物环境管理要求

本项目产生的危险废物将严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物产生单位管理计划制定指南》《危险废物转移管理办法》《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》等要求采取管理，建立健全危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，确保各危险废物得到有效收集、贮存、转运和处置，具体如下：

（1）危险废物收集环境管理

本项目产生的危险废物为废油及其他含油固废，井场内设置废油桶集中收集废油，废油桶暂存于危废暂存间，并进行分区存放，废机油桶、废含油抹布、手套由内塑外编包装袋密封包装后暂存于危废暂存间，按《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）要求设置危险废物贮存分区标志和危险废物标签等危险废物识别标志。

（2）危险废物贮存环境管理

本项目于井场西北侧设置危废暂存间 1 处，面积为 10m²，用于本项目危险废物暂存，危废暂存间严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）设置安全照明设施和观察窗口，做好防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐措施，地面和墙面裙脚应采用坚固的材料建造，表面无裂缝，应采取重点防渗措施，防渗措施为 P8 防渗混凝土+2mmHDPE 防渗结构+环氧树脂层措施，防渗系数 $K \leq 1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，配备通信设备、照明设施、安全防护服装及工具，并设有应急防护设施。并按照《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022）设置危险废物识别标志，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）设计要求。

按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环保部公告 2017 年第 43 号）要求，本项目危险废物贮存场所（设施）基本情况见下表。

表4.6-1 平台危险废物贮存场所（设施）基本情况一览表

序号	贮存场所（设施）名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地 面积	贮存 方式	贮存 能力	贮存 周期
1		废油	HW08	900-210-08		约 10m ²	密封桶装	约 10t	60d
			HW08	900-249-08			密封桶装		60d
2	危废暂存间	废油桶、废含油抹布、手套	HW49	900-041-49	井场西北侧		密封桶装	60d	60d
			HW08	900-249-08			内塑外编 包装袋密封包装		3d

（3）危险废物转运、处置环境管理

本项目产生的危险废物暂存于危废暂存间，定期交由有危险废物处理资质的单位处置。危险废物转运过程管理应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》

（HJ2025-2012）、《危险废物转移联单管理办法》（原国家环境保护总局令第5号）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》等相关环境管理要求，做到如下环境管理：

①委托具有相应资质的运输单位和利用处置经营单位，签订委托合同，依法委托运输、利用处置危险废物。在委托时，应详细核实运输单位、车辆、驾驶员及押运员的资质，并根据废物特性，选择运输工具，严防二次污染；应详细核实经营单位资质，严禁委托不具资质或资质不符的单位处置。转移危险废物，必须严格执行国家危险废物转移联单制度，并通过国家危险废物信息管理系统运行危险废物转移电子联单。做好每次运输处置废弃物的运输登记。

②废弃物运输人员必须掌握危险化学品运输的安全知识，了解所运载的危险化学品的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。驾驶人员必须由取得驾驶执照的熟练人员担任。

③运输危险废弃物时必须配备押运人员，并随时处于押运人员的监管之下，不得超装、超载，严格按照所在城市规定的行车时间和行车路线行驶，不得进入危险化学品运输车辆禁止通行的区域。

④危险废弃物在运输途中若发生被盗、丢失、流散、泄漏等情况时，公司及押运人员必须立即向当地生态环境主管部门、交通运输主管部门、公安机关、应急管理等部门等报告，并采取一切可能的警示措施。

⑤一旦发生废弃物泄漏事故，公司和废弃物处置单位都应积极协助有关部门采取必要的安全措施，减少事故损失，防止事故蔓延、扩大；针对事故对人体、动植物、土壤、水源、空气造成的现实危害和可能产生的危害，应迅速采取封闭、隔离、洗消等措施，并对事故造成的危害进行监测、处置，直至符合国家环境保护标准。

⑥为加强四川省危险废物监督管理工作，四川省固体废物管理中心每年都会组织行政区域内危险废物产生单位对当年危险废物的产生、贮存、转移、利用、处置等情况进行申报，本项目须严格按照当地危险废物登记申报环境管理相关要求，以企业为单位，本项目产生危险固废主动向当地环境行政主管部门申报，接受监督检查。

4.7. 土壤环境影响预测与评价

4.7.1. 施工期土壤环境影响分析

4.7.1.1. 影响途径

本项目施工期对土壤的影响主要有两方面，一是工程排放的污染物对土壤质地性状的影响，对土壤的污染主要是落地油污、钻井泥浆等泄漏后可能导致土壤污染；二是工程建设钻井和地面工程建设的开挖、填埋对土壤结构的破坏，挖掘、碾压、践踏及堆积物等均会使土壤结构破坏，土壤生产力下降。土壤环境影响类型与影响途径见下表。

表 4.7-1 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
钻井期	-	√	√	-

4.7.1.2. 影响源与影响因子

根据工程分析，项目的主要土壤影响源为井场污染区（泥浆循环区、井口区、动力机组区、清洁生产操作平台）废水、固废入渗影响，废水池废水的入渗影响，油罐区废水的入渗影响，井场区雨水的漫流影响。

表 4.7-2 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	全部污染物指标	特征因子	备注
井场	污染区（泥浆循环区、井口区、动力机组区、清洁生产操作平台）	垂直入渗	COD、SS、石油类	石油烃	连续
	清洁区	垂直入渗	COD、SS、石油类	石油烃	连续
		地面漫流			连续
污水池	/	垂直入渗	COD、SS、石油类、氯化物、钡	石油烃、氯化物、钡	连续、事故
油罐区、环境监测池、隔油池	/	垂直入渗	石油类	石油烃	/
	/	地面漫流			/

4.7.1.3. 土壤环境影响分析

本项目施工期土壤环境影响分析将从如下方面进行分析：

（1）破坏土壤结构

土壤结构是在当地自然条件下土壤经过长期的发育过程形成的较为稳定的

结构系统，在施工开挖过程中会破坏原有土壤结构。土壤中的分层特征和团粒结构是经过长期发展形成的，遭到破坏后，恢复需要较长的时间。

（2）改变土壤质地

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

（3）影响土壤紧实度

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

（4）施工废弃物对土壤环境的影响

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

（5）项目建设对土壤养分现状的影响

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

（6）事故状态下对土壤的影响

本项目施工期间，事故情况下，发生井喷、柴油罐泄漏后，钻井液中污染物或柴油泄漏对土壤质量的影响。根据区域钻井情况，项目发生井喷的概率很小。当柴油罐穿孔泄漏，在泄漏初期由于泄漏的柴油量少，可收集在围堰内，不会泄漏至外环境；但若长时间泄漏，柴油可能溢出围堰，造成大面积土壤环境的污染。泄漏的大量原油进入土壤环境中，油类物质在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（油类物质一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚），

会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

因此，在做好施工期风险防范措施，针对渗入影响落实地下水评价内容提出的防渗分区及防渗措施；针对地面漫流影响实施井场清污分流措施，在井场四周设置雨水排水沟，场外雨水随雨水沟排放；井场分为清洁区和污染区，通过挡墙隔离。污染区雨水进入集水坑收集入污水池处理后回用。油罐区雨水经过环境监测池处理后外排，就可将其对土壤环境的影响降至最低程度。

4.7.2. 运营期土壤环境影响分析

4.7.2.1. 评价等级

1、评价原则与目的

(1) 结合国家、地方土壤相关资料和实地调查，掌握拟建项目地区土壤类型及理化特性等，查明土壤环境现状与土壤利用现状；

(2) 根据拟建项目工程分析及与土壤污染相关的地表水、地下水、大气等评价结果，分析并识别出可能进入土壤的污染物种类、数量、方式等，预测拟建项目可能对土壤环境产生的影响，评价其影响程度和范围及其可能导致的土壤环境变化趋势；

(3) 针对项目建设可能产生的不利影响，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施，使工程建设带来的负面影响降至最低程度，达到项目建设和环境保护的协调发展；

(4) 从土壤环境保护角度论证项目建设的可行性，为工程建设决策和环境管理提供科学依据。

2、评价原则

(1) 评价内容

土壤环境的现状调查、监测与评价，以及建设项目对土壤环境可能造成的直接和间接危害的预测与评价，并针对其造成的影响和危害提出防控措施与对策。

(2) 评价重点

结合工程的特点及区域环境特征，确定本次评价工作重点为：建设项目土壤环境影响类型与影响途径识别、建设项目周边土壤环境现状调查、土壤环境影响预测及评价、土壤环境污染防治措施及建议。

3、土壤环境的影响识别

(1) 建设项目类别

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 7.4 要求：常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采（含天然气净化厂）站场等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展土壤环境影响评价。本项目为常规天然气试采工程，试采站场土壤环境影响评价项目类别为II类。

表4.7-3 土壤环境影响评价项目类别

项目类别	行业类别	I类	II类	III类	IV类
采矿业	金属矿、石油、页岩油开采	化学矿采选；石棉矿采选；煤矿采选、天然气开采、页岩气开采、砂岩气开采、煤层气开采（含净化、液化）		其他	其他

(2) 敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018) 4.2.3 土壤环境影响评价应按本标准划分的评价工作等级开展工作，识别建设项目土壤环境影响类型、影响途径、影响源及影响因子，确定土壤环境影响评价工作等级，周边环境敏感程度判别依据见下表。

表 4.7-4 污染影响型项目敏感程度分级表

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

建设项目周边存在耕地，因此项目占地土壤敏感程度为敏感。

(3) 评价等级判定结果

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划分见下表。

表4.7-5 评价工作等级划分表

	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

本项目占地面积约小于 5hm²，占地规模属于小型；拟建项目土壤环境影响评价项目类别为 III 类，土壤敏感程度为敏感。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的规定，**确定本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。**

4.7.2.2. 评价范围

本项目为土壤环境污染影响型项目，评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）和《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响评价范围为站场及周边 200m 范围。

4.7.2.3. 土壤现状调查

1、区域土地利用现状

本次评价重点针对平台周边 200m 范围进行调查，通过调查相关资料，并结合国家土壤信息服务平台（中国 1km 土壤类型图），本项目周边土壤类型为黄棕壤土。为了解项目所在区域的环境质量现状，本次评价共布设了 6 个土壤监测点，并委托四川海德汇环保科技有限公司于 2025 年 9 月 24 日对所在地土壤现状进行了监测（监测报告编号：HDH/WT202509044）。周边土壤理化特性见下表：

表 4.7-6 土壤理化特性调查表

2、土壤环境质量现状调查

根据本次土壤环境质量监测结果，井场及试采站外土壤监测点监测值均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值；井场及试采站内各土壤监测点监测因子均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的第二类用地筛选值。

4.7.2.4. 土壤环境影响类型与影响途径识别

正常工况下，本项目运营期产生的采出水储存在分液罐内，储存在罐内，罐体下方均采用了防渗处理，并设置了围堰，不会通过渗漏进入土壤环境。非正常工况下，本项目在试采站内修建有分液罐 1 座，单个分液罐设计容积 50m³。假定分液罐底部发生裂口，同时围堰存在裂缝，采出水或通过裂缝逐渐渗漏到地下

含水层中，对地表水、地下水、土壤造成污染。

试采过程中发生事故或需要检修，井口和管道中的天然气通过放空管燃烧后排放，燃烧产生的 SO₂ 和未燃烧的 H₂S 通过大气沉降进入区域土壤环境造成影响。

项目土壤环境影响类型与途径见下表：

表 4.7-7 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
运营期	√	√	√	-

4.7.2.5. 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 4.7-8 土壤环境影响类型与影响途径表

污染源	工程流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
分液罐	采出水储存	地面漫流、垂直入渗	COD、SS、氯化物、钡等	氯化物、钡	事故
放空火炬	天然气燃烧	大气沉降	SO ₂ 、H ₂ S	SO ₂ 、H ₂ S	事故

4.7.2.6. 土壤污染情景

根据分析，本项目试采期正常工况下不会对土壤环境影响造成明显影响。主要影响发生于事故状态下：

情景一：分液罐发生泄漏，泄漏液体通过地表漫流和垂直入渗的方式影响区域土壤环境质量。

情景二：试采过程发生事故或需要检修，井口和管道中的天然气通过放空管燃烧后排放，燃烧产生的 SO₂ 和未燃烧的 H₂S 通过大气沉降进入区域土壤环境造成影响。

根据上文 4.3 地下水环境影响分析，已知采出水或泄漏量见下表：

表 4.7-9 污染物预测源强

渗漏情景	泄漏位置	污染物种类	污染物浓度 (mg/L)	渗漏量 (kg)	渗漏污水量
非正常状况下	试采站分液罐池底泄漏	氯化物	19900	4.179	0.21m ³ /次
		钡	12.8	0.003	

4.7.2.7. 土壤环境影响预测

(1) 大气沉降影响分析

由于本项目正常工况下不存在大气沉降污染源，本次评价对大气沉降对土壤

环境的影响进行定性分析。在非正常工况下,发生天然气泄漏或天然气放空燃烧,燃烧产生的 SO_2 和未燃烧的 H_2S 可能通过大气沉降(雨水淋洗)进入区域土壤环境造成影响。但根据普光主体各集气站实际运行情况,发生天然气泄漏或天然气放空燃烧概率较低,发生土壤污染的可能性较小。同时,为减少非正常工程发生,本次评价提出以下要求:

- ①建设单位定期对管道及设备进行维护保养,减少事故发生概率;
- ②定期清管等需要放空管道天然气时,尽量避开雨天进行,避免燃烧产生的 SO_2 和未燃烧的 H_2S 通过雨水淋洗进入土壤。

项目在严格落实上述措施的前提下,项目外排废气大气沉降对土壤环境的影响可以接受。

(2) 垂直入渗影响分析

本项目采用湿气集输工艺,井场内在开采初期设置有分液罐,用于收集试采期内分离出的气田采出水,此部分水经分液罐暂存后定期运至赵家坝污水处理站处理。因此,在本项目做好储罐区防渗措施的前提下,基本不会产生废水泄漏垂直入渗导致土壤污染的情况。

(3) 地面漫流影响分析

考虑分液罐发生泄漏,泄漏液体通过地表漫流污染井场周边土壤。根据前文分析地面漫流影响预测因子主要考虑氯化物、钡。

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。

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;

ΔS —单位质量土壤中某种物质的预测值, g/kg。

参数选取

①单位年份表层土壤中某种物质的输入量 I_s

本项目 I_s 考虑为分液罐非正常情况下的泄漏量, 取表 4.7-9 的泄漏量; L_s 及 R_s, 根据导则大气沉降, 本次取 0;

②土壤容重

根据对项目所在区域土壤理化特性调查, 土壤容重 1.41g/cm³。

③评价范围

以分液罐及罐区为评价范围, 分液罐及罐区面积为 50m²。

预测结果如下表所示:

表 4.7-10 污染物增量汇总表 单位: g/kg

渗漏情景	泄漏位置	污染物种类	ΔS	背景值	预测值	标准限值	达标情况
非正常状况下	分液罐底泄漏	氯化物	0.036	/	0.036	/	/
		钡	0.296	/	0.296	8660	达标

通过以上分析可知, 分液罐泄漏后氯化物、钡有微量的增量, 会造成小范围的土壤影响。针对可能对土壤造成的影响, 拟建项目拟采取以下措施。

设计建设过程中分液罐区采取重点防渗, 并在罐区周围设置围堰, 可有效防止污染物渗入地下, 并及时地将泄漏的污染物收集并进行集中处理。运行过程中加强维护保养, 保证储罐的本质安全, 防止储罐破裂导致泄漏。加强罐区的巡检, 及时发现泄漏, 并采取及时有效措施防止渗漏到地下。

综上所述, 项目在采取以上防控措施后, 可满足相关标准要求, 项目建设对

土壤环境影响处于可接受水平。

5. 环境风险预测与评价

5.1. 评价依据

环境风险是指突发性事故对环境（或健康）的危害程度。环境风险评价就是对项目建设和运营期间发生的可预测突发性事件或事故所造成的对人身安全与环境的影响和损害进行评估，提出防范、应急与减缓措施。本环评按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）、《关于检查化工石化等新建项目环境风险的通知》（原环保总局环办〔2006〕4号文）、《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）和《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）的精神，对本工程环境风险进行分析评价。通过对本项目的物质危险性分析和功能单元重大危险源判定结果，划分评价等级，识别项目中的潜在危险源并提出合理可行的防范、应急与减缓措施，使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接受水平。

5.2. 评价目的及重点

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，项目建设和运营期间可能发生的突发事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起有毒有害、易燃易爆等物质泄漏，或突发事件产生的新的有毒有害物质，所造成的对人身安全与环境的影响和损害程度，提出合理可行的防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、损失和环境影响达到可接受水平。

本次环境风险评价将开展风险调查、环境风险潜势判定、风险识别和风险分析等风险评价内容，提出针对本工程的风险管理、减缓措施和应急预案，为工程设计和环境管理提供资料和依据，达到降低危险、减少危害的目的。

5.3. 风险调查

5.3.1. 风险源

本项目为天然气钻井及试采工程，本项目开采天然气为高含硫天然气，因此，项目涉及的主要危险物质主要为天然气中的甲烷和硫化氢、停电等紧急情况下使用柴油发电机所需的易燃物质柴油以及生产过程中产生的废油，存在发生火灾、泄漏、爆炸等突发性风险事故的可能性。由于钻井废水、压裂返排液及洗井废水、气田采出水不属于《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B

中重点关注的危险物质，根据分析压裂、洗井废水属于危害水环境物质，但不属于急性毒性类别 1 中物质。故不作为环境风险等级判定物质，本次评价仅对其在储存过程中的风险提出措施。

钻井过程中设置了自动、手动共 2 套点火装置，根据《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T 31033-2025）等井控技术规范，发生井喷后可保证在 15min 内实施井口点火，故钻井施工现场风险事故泄漏的甲烷泄漏量按 15min 计。根据项目可研报告可知，本井按无阻流量****进行核算，15min 井喷天然气量为 12187.5m³，按照环境风险管理规定，事故状态下在不超过 15min 内对井场可燃气体实施点火应急处置作业。H₂S 含量为****mg/m³，则 15min 井喷 H₂S 量为 0.386t；CH₄ 含量为****%、C₃H₈ 含量****%，15min 井喷 CH₄ 量为 8.098t、C₃H₈ 量为 0.0003t。

本项目集气站内未设置储气罐等天然气储存设施，集气站内天然气主要存在于工艺设备和管道内。本项目场站管道为 DN50，管道长度保守按 50m 计算，管道压力保守按 8MPa 计算，则管道内天然气在线量约为 3.14m³，工艺设备内天然气在线量取 500m³，则集气站内天然气最大存在量为 503.14m³；则硫化氢最大存在量为 0.016t，甲烷最大存在量约为 0.334t、丙烷最大存在量为 0.00001t。

表5.3-1 主要物质的危险性及存在位置

序号	时段	物质	最大存在量	分布位置
1	施工期（钻井工程）	废油	0.5t	危废暂存间
2		柴油	15.12t	柴油罐区
3		甲烷	8.098t	井喷失控（按井喷 15min 计算）
4		丙烷	0.0003t	
5		硫化氢	0.386t	
6	施工期（完井工程）	柴油	15.12t	柴油罐区
7		盐酸（≥37%）	1.13t	储层改造（折算为 37% 盐酸，盐酸罐车）
8	运营期（站内）	甲烷	0.334t	工艺装置、站内管线
9		丙烷	0.00001t	
10		硫化氢	0.016t	
11		废油	0.3t	危废暂存间

酸化压裂使用稀盐酸由玻璃钢罐车专业运输车辆拉运至现场使用，每批次约 10m³。井场内不再设置储罐暂存，根据预估使用量，分批次运输至井场。现场最大贮存量不超 10m³。根据《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ941-2018）中提出“混合或稀释的风险物质按其组分比例折算成纯物质”的原则折算成 37%

浓度盐酸，同时查表盐酸在 37%、温度 25℃ 情况下密度为 1.1899t/m³，可计算本项目折算成（37%）盐酸风险物质最大存在量为 1.13t。

5.3.2. 环境敏感目标

通过现场踏勘，对站场主要环境风险敏感点进行调查。本工程在选址过程中就避开了居民集中区、风景名胜区、文物古迹等风险敏感点，项目周边主要环境敏感目标如下。

表 5.3-2 项目周边主要环境保护目标一览表

类别	环境敏感特征					
	厂址周边 5km 范围内					
序号	敏感目标名称	相对方位	最近距离	人口数	属性	
环境空气	1 ****居民 1	N	0~500m	122m	约 100 户 500 人	居民点
	2 ****居民 2	W		316m	约 15 户 75 人	居民点
	3 罗家寨散居居民	SE		482m	约 2 户 10 人	居民点
	4 罗家寨居民	SE	0.5~5km	1.03km	约 60 户 300 人	居民点
	5 黄家山居民	SW		1.77km	约 51 户 255 人	居民点
	6 黄家湾居民	SW		1.85km	约 64 户 320 人	居民点
	7 老皮滩居民	SN		1.36km	约 77 户 385 人	居民点
	8 汪家坡居民	N		1.97km	约 40 户 200 人	居民点
	9 大窝凼居民	NE		1.82km	约 77 户 385 人	居民点
	10 毛坝镇江宁社区	NW		3.8km	约 3000 人 (包含学校、医院)	乡镇
	11 灯笼村	SE		3.3km	约 800 人	村庄
	12 陈家坝	SW		3.5km	约 400 人	居民点
	13 庙子滩	W		2.8km	约 300 人	居民点
厂址周边 500m 范围内人口数小计					585 人	
厂址周边 5km 范围内人口数小计					0.69 万人	
大气环境敏感程度 E 值					E2	
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能	24h 内流经范围/km		
	1	后河	III类	/		
	2	无名河	III类	/		
	3	中心沟水库	III类	/		
	内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍）范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/km	
	1	后河特有鱼类国家级 水产种质资源保护区	水产种质资源保护区	III类	/	
	地表水环境敏感程度 E 值					E1
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界 距离/m

类别	环境敏感特征					
	1	居民水井或泉点	G2	GB/T14848-2017 三类	D1	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E1

5.4. 环境风险潜势判定

5.4.1. 环境敏感程度 (E) 的确定

5.4.1.1. 大气环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录D, 大气环境敏感程度分级判定见下表。

表 5.4-1 大气环境敏感程度分级

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 500 m 范围内人口总数小于 500 人; 油气、化学品输送管线管段周边 20 0m 范围内, 每千米管段人口数小于 100 人

本项目位于宣汉县毛坝镇, 周边 500m 范围内人口数大于 500 人, 小于 1000 人; 周边 5 公里范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口小于 1 万人。则项目大气环境敏感程度为环境高度敏感区 (E2)。

5.4.1.2. 地表水环境

地表水功能敏感性分区见下表。

表 5.4-2 地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为II类及以上, 或海水水质分类第一类; 或以发生事故时, 危险物质泄漏到水体的排放点算起, 排放进入受纳河流最大流速时, 2 4h 流经范围内涉跨国界的。
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为III类, 或海水水质分类第二类; 或以发生事故时, 危险物质泄漏到水体的排放点算起, 排放进入受纳河流最大流速时, 2 4h 流经范围内涉跨省界的。
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区。

表 5.4-3 地表水环境敏感目标

敏感性	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)10 km范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内, 有如下一类或多类环境风险受体的: 水产养殖区; 天然渔场; 森林公园; 地质公园; 海滨风景游览区; 具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游(顺水流向)10km范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型1和类型2包括的敏感保护目标

表 5.4-4 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

本项目事故状态下, 泄漏的危险物质被拦截在罐区围堰内, 事故废水通过导排系统进入井场内污水池(兼作事故应急池), 项目位于宣汉县****, 雨水排放点为周边的无名河, 无名河下游约1.4km汇入后河(后河特有鱼类水产种质资源保护区), 因此功能敏感性为F2; 环境敏感目标分级为S1, 则项目地表水环境敏感程度为环境低敏感区(E1)。

5.4.1.3. 地下水环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录D.3, 地下水功能敏感性分区见下表。

表 5.4-5 地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感特征
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 ^a
不敏感 G3	上述地区之外的其他地区

^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

包气带防污性能分级见下表。

表 5.4-6 包气带防污性能分级

分级	包气带岩土的渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$, 且分布连续、稳定
D2	$0.5m \leq Mb < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$, 且分布连续、稳定
	$Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s} < K \leq 1.0 \times 10^{-4} \text{cm/s}$, 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。

本项目位于宣汉县****, 处于农村地区, 周边分布有少量居民分散式取水井, 因此地下水功能敏感性分区为较敏感 G2。根据项目所在地包气带渗透系数为 0.5m/d, 包气带防污性能分级为 D1。

地下水环境敏感程度分级见下表。

表 5.4-7 地下水环境敏感程度分级

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

根据上表地下水环境敏感程度分级, 本项目地下水环境敏感程度为环境高度敏感区 (E1)。

5.4.2. 危险物质及工艺系统危险性等级 (P) 的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169—2018), 危险物质及工艺系统危害性 (P) 应根据危险物质数量与临界量的比值 (Q) 和行业及生产工艺 (M) 确定。

危险物质数量与临界量比值 (Q) 确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 B 中 B.1 突发环境事件风险物质及临界量表和 B.2 其他危险物质临界量计算方法, 本项目在生产过程中涉及风险物质主要为: 天然气中的甲烷、丙烷和硫化氢、停电等紧急情况下使用柴油发电机所需的易燃物质柴油以及生产过程中产生的废油。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 C, Q 按下式进行计算:

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

式中: q_1, q_2, \dots, q_n ——每种危险物质的最大危险总量, 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)附录 B, 本项目环境危险物质数量与其临界量比值 (Q), 具体见下表。

表 5.4-8 本项目Q值确定表

时段	序号	物质名称	CAS 号	最大存在总量/t	临界量/t	该种危险物质 Q 值	备注
施工期(钻井工程)	1	甲烷	74-82-8	8.098	10	0.8098	井喷 15min 计
	2	丙烷	74-98-6	0.0003	10	0.00003	井喷 15min 计
	3	硫化氢	7783-06-4	0.386	2.5	0.1544	井喷 15min 计
	4	柴油	/	15.12	2500	0.006	柴油罐 20m ³ , 充装系数取 0.9
	5	废油	/	0.5	2500	0.0002	/
合计					0.9704		/
施工期(完井工程)	1	柴油	/	15.12	2500	0.006	柴油罐 20m ³ , 充装系数取 0.9
	2	盐酸 (≥ 37%)	7647-01-0	1.13	7.5	0.151	盐酸罐车 10m ³ , 折算为 37%盐酸
	合计					0.157	/
运营期	1	甲烷	74-82-8	0.334	10	0.0334	井口和站场工艺设备、管线(按 503.14m ³ 计)
	2	丙烷	74-98-6	0.00001	10	0.000001	
	3	硫化氢	7783-06-4	0.016	2.5	0.0064	
	4	废油	/	0.3	2500	0.0001	
	合计					0.0399	/

综上, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C 相关计算方法, 本项目危险物质数量与临界量最大比值 Q 为 0.9704, 属于 $Q < 1$ 等级。

根据风险导则附录 C, 当 $Q < 1$ 时, 环境风险潜势为 I。

补充说明：本项目建成后将依托已建集输管道进行输送，根据前文分析，本项目建成后依托管道实际输送量未超过设计输送量，因此不会导致依托管道风险物质在线量较设计阶段增加。

5.4.3. 环境风险评价等级

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

表5.4-9 环境风险评价工作等级划分

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。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中关于环境风险评价工作等级的划分方法，风险潜势为IV及以上，进行一级评价；风险潜势为III，进行二级评价；风险潜势为II，进行三级评价；风险潜势为I，可展开简单分析。

根据上文分析，本项目 $Q < 1$ ，环境风险潜势为 I，环境风险评价等级为简单分析。

5.5. 风险识别

评价将对本工程施工和营运过程中可能发生的潜在危险进行分析，以找出主要危险环节，认识危险程度，从而针对性地采取预防措施和应急措施，尽可能将风险可能性和危害程度降至最低。

5.5.1. 物质风险识别

根据前文分析，本项目涉及的危险物质主要是天然气中的甲烷、丙烷、硫化氢以及所使用的原辅料柴油、盐酸。

（1）甲烷

拟建工程涉及的危险物质主要是原料气，天然气是一种易燃易爆混合性气体，其主要成分为甲烷，与空气混合能形成爆炸性混合物，天然气本身具有闪点低、易扩散、受热后迅速气化，强热时剧烈汽化而喷发远射、燃烧值大、燃烧温度高、爆炸范围较宽且爆炸下限低等特点。主要物质甲烷的物理化学特性见下表。

表5.5-1 甲烷物化性质表

标识	中文名：甲烷	英文名：Methane
----	--------	-------------

	分子式: CH ₄	分子量: 16.04	UN 编号: 1971					
	危规号: 21007	RTEC 号: PA1490000	CAS 号: 74-82-8					
	危险性类别: 第 2.1 类易燃气体	化学类别: 烷烃						
	外观与性状: 无色无臭气体							
理化性质	熔点 (°C) : -182.5	溶解性: 微溶于水, 溶于乙醇、乙醚						
	沸点 (°C) : -161.5	相对密度 (水=1) : 0.42/-164°C						
	饱和蒸汽压 (kPa) : 53.32/-168.8	相对密度 (空气=1) : 0.55						
	临界温度 (°C) : -82.6	燃烧热 (kJ/mol) : 889.5						
	临界压力 (MPa) : 4.59	最小引燃能量 (mJ) : 0.28						
燃烧爆炸危险性	燃烧性: 易燃气体	燃烧分解产物: CO、CO ₂ 、H ₂ O						
	闪点 (°C) : <-50	聚合危害: 不会出现						
	爆炸极限 (V%) : 5.3~15	稳定性: 稳定						
	自燃温度 (°C) : 538	禁忌物: 强氧化剂、卤素						
毒性	危险特性: 与空气混合形成爆炸性混合物, 遇明火、高热能引起燃烧爆炸, 与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮及其他氧化剂接触剧烈反应。若遇高热, 容器内压增大, 有开裂和爆炸的危险。							
	爆炸性气体分类、分级、分组: IIAT1							
灭火方法: 切断气源。若不能立即切断气源, 则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器。								
灭火剂: 雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。								
健康危害	接触限值: 中国: 未制定苏联 MAC: 300mg/m ³ 美国 TWA (ACGIH) : 室息性气体							
	毒性: 属低毒性							
	侵入途径: 吸入							
急救方案	空气中甲烷浓度过高, 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、呼吸和心跳加快、精细动作障碍等, 甚至因缺氧而窒息, 昏迷, 甲烷量高达 2%时, 工作人员应立即离开该区域。							
	吸入: 应迅速离开现场至空气新鲜处, 注意保暖, 呼吸困难时给输氧。呼吸及心跳停止者应立即进行人工呼吸和心脏按压术。就医。对症治疗, 注意防止脑水肿。							
	皮肤接触: 若有冻伤, 就医治疗。							
防护措施	工程控制: 生产过程密闭, 全面通风。进入罐内或高浓度区作业, 应有人监护。							
	个体防护: 高浓度环境, 佩戴自给式呼吸器; 一般可戴安全防护眼镜、防护手套、穿防静电工作服。							
	其他: 工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其他高浓度作业区, 须有人监护。							
泄漏处理	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。尽可能切断泄漏源, 合理通风, 加速扩散。							
	建议应急处理人员戴自给式呼吸器, 穿一般消防防护服。切断气源, 喷雾状水稀释、溶解, 抽排 (室内) 或强力通风 (室外)。如有可能, 将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处, 注意通风。漏气容器不能再用, 且要经过技术处理以清除可能剩下的气体, 修复、检验后再用。							

(2) 丙烷

丙烷的物理化学特性见下表。

表 5.5-2 丙烷理化特性表

标识	中文名: 丙烷 分子式: C ₃ H ₈ 危规号: 21011	英文名: propane 分子量: 44.10 CAS 号: 74-98-6
理化性质	外观与性状: 无色气体, 纯品无臭	
	熔点 (°C) : -187.6	溶解性: 不溶于水, 微溶于乙醇、酮、苯, 溶于醚
	沸点 (°C) : -42.1	相对密度 (水=1) : 0.58(-44.5°C)
	饱和蒸汽压 (KPa) : 53.32(-55.6°C)	相对密度 (空气=1) : 1.56
	临界温度 (°C) : 96.8	燃烧热 (kJ/mol) : 2217.8
	临界压力 (MPa) : 4.25	
燃烧爆炸危险性	燃烧性: 易燃气体	燃烧分解产物: CO、CO ₂ 、H ₂ O
	闪点 (°C) : -104	聚合危害: /
	爆炸上限 (V%) : 9.5	爆炸下限 (V%) : 2.1
	引燃温度 (°C) : 450	禁忌物: 强氧化剂、卤素
	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。	
	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。	
毒性	灭火剂: 雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	
	接触限值: 中国: 未制定苏联 MAC: 300mg/m ³ 美国 TWA (ACGIH) : 室息性气体	
	毒性: 属低毒性	
健康危害	侵入途径: 吸入	
	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% 以下的浓度, 只引起轻度头昏; 接触高浓度时可出现麻醉状态、意识丧失; 极高浓度时可致窒息。	
	急救方案	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。
防护措施	工程控制: 生产过程密闭, 全面通风。	
	个体防护: 一般不需要特殊防护, 但建议特殊情况下, 佩戴自吸过滤式防毒面具 (半面罩); 一般不需要特殊防护, 高浓度接触时可戴安全防护眼镜; 穿防静电工作服, 戴一般作业防护手套。	
	其他: 工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其他高浓度作业区, 须有人监护。	

泄漏 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。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。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
----------	---

(3) 硫化氢

本项目天然气为含硫气，可能对环境造成危害的物质为硫化氢。硫化氢为强烈的神经性毒物，对黏膜有强烈的刺激作用。硫化氢理化性质特性如下：

表 5.5-3 硫化氢理化性质特性

标识	中文名	硫化氢	英文名	Hydrogen Sulfide
	分子式	H ₂ S	危险货物：UN 编号	21006:1053
	沸点	-60.4°C	临界温度	100.4°C
	相对密度 (水=1)	/	相对密度 (空气=1)	1.19
	外观性状	无色、有恶臭的气体		
	溶解性	溶于水、乙醇		
	外观与性状：无色无臭气体			
危险 性参 数	闪点	/	爆炸上限	46%(V/V)
	引燃温度	260°C	爆炸下限	4%(V/V)
	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、发烟硝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，遇火源会着火回燃。		
	燃烧产物	二氧化硫		
灭火	灭火剂	雾状水、抗溶性泡沫、干粉。		
	灭火方法	消防人员必须穿全身防火防毒服，在上风向灭火。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。		
毒性 及健 康危 害	毒性	LC50: 618mg/m ³ (大鼠吸入)		
	健康危害	本品是强烈的神经毒物，对黏膜有强烈刺激作用。急性中毒：短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、咽喉部灼热感、咳嗽、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度(1000mg/m ³ 以上)时可在数秒钟内突然昏迷，呼吸和心跳骤停，发生闪电型死亡。高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡。长期低浓度接触，引起神经衰弱综合征和植物神经功能紊乱。		

应急 处理 处置 方法	泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 300m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。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。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
	眼睛接触	立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。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。

表 5.5-4 硫化氢对人的生理影响及危害

空气中 H ₂ S 浓度 (mg/m ³)	接触时间	生理影响及危害
0.04	/	感到臭味
0.5	/	感到明显臭味
5.0	/	有强烈臭味
7.5	/	有不快感
15	/	刺激眼睛
35~45	/	强烈刺激黏膜
75~150	/	刺激呼吸道
150~300	15min	嗅觉麻痹
300	/	暴露时间长有中毒症状
300~450	1h	引起亚急性中毒
375~525	4~8h	有生命危险
525~600	1~4h	有生命危险
900	30min	引起致命性中毒
1500	/	引起呼吸道麻痹、有生命危险
1500~2250	数分钟	死亡

(4) 柴油

柴油为稍有粘性的棕色液体，有气味。不溶于水，溶于有机溶剂。皮肤接触可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激性症状，头晕及头痛。

毒性：LD₅₀、LC₅₀ 无资料。柴油的毒性与煤油相似，但由于添加剂如硫化酯类的影响，毒性可以比煤油略大些。主要有麻醉和刺激作用。

危险特性：易燃，具有刺激性。遇明火、高热源或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。

表 5.5-5 柴油理化性质及危险特性

项目	内容
标识	
中文名称	柴油
英文名称	Diesel Oil; Diesel Fuel
分子式	复杂烃类（碳原子数约 10~22）混合物
分子量	/
CAS 号	/
危险性类别	/
性状与用途	
外观与性状	稍有粘性的棕色液体
主要用途	用作柴油机的燃料
理化性质	
熔点 (°C)	-18
沸点 (°C)	282-338
相对密度 (水=1)	0.87-0.9
相对蒸汽密度 (空气=1)	无资料
溶解性	不溶于水，易溶于醇和其他稀释剂
健康危害	
侵入途径	吸入、食入、经皮吸收
健康危害	皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害，可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎，能经胎盘进入胎儿血中；废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛
环境资料	
对环境有危害，对水体和大气可造成污染	
燃爆特性与消防要求	
燃爆危险	本品易燃，具刺激性
危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险
灭火方法	消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火，尽可能将容器从火场移至空旷处；喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束，处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离；灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土
稳定性和反应活性	
稳定性	稳定

禁配物	强氧化剂、卤素
避免接触的条件	高温、明火
聚合危害	不聚合
燃烧（分解）产物	一氧化碳、二氧化碳

储运注意事项

储存于阴凉、干燥、通风仓间内；远离火种、热源，防止阳光直射，保持容器密封；应与碱类、金属粉末等分开存放；露天储罐夏季要有降温措施；分装和搬运作业要注意个人防护；搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏；运输按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留

急救措施

皮肤接触	立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤；就医
眼睛接触	提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗；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
食入	尽快彻底洗胃，就医

防护措施

工程控制	密闭操作，注意通风
呼吸系统防护	空气中浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），紧急事态抢救或撤离时，应该佩戴空气呼吸器
眼睛防护	戴化学安全防护眼镜
身体防护	穿一般作业防护服
手防护	戴橡胶耐油手套
其他要求	工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触

泄漏应急处置

迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入；建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防酸碱工作服；不要直接接触泄漏物，尽可能切断泄漏源；防止进入下水道、排洪沟等限制性空间；小量泄漏：用砂土或其它惰性材料吸收，也可用大量水冲洗，洗水稀释后放入废水系统；大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泵转移至槽车或专用收集器内，回收

(5) 盐酸

盐酸，化学式为 HCl，是氯化氢水溶液，相对密度 1.187。熔点：114.8°C。沸点：84.9°C。易溶于水，有强烈的腐蚀性，能腐蚀金属，对动植物纤维和人体肌肤均有腐蚀作用。浓盐酸在空气中发烟，触及氨蒸气会生成白色云雾。氯化氢气体对动植物有害。盐酸是极强的无机酸，高浓度对人体有极度伤害，具有刺激性气味，能和很多金属发生反映。

健康危害：接触其蒸气或烟雾，可引起急性中毒：出现眼结膜炎，鼻及口腔

粘膜有烧灼感，鼻出血、齿龈出血，气管炎等。误服可引起消化道灼伤、溃疡形成，有可能引起胃穿孔、腹膜炎等。眼和皮肤接触可致灼伤。

危险特性：易燃，具刺激性。遇明火、高热源或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。

慢性影响：长期接触，引起慢性鼻炎、慢性支气管炎、牙齿酸蚀症及皮肤损害。

环境危害：对环境有危害，对水体和土壤可造成污染。

燃爆危险：该品不燃。具强腐蚀性、强刺激性，可致人体灼伤。

盐酸属于危险化学品和易制毒化学品，根据《危险化学品安全管理条例》和《易制毒化学品管理条例》，本项目使用盐酸前应落实使用盐酸具体责任单位，并在当地公安机关备案。

表 5.5-6 盐酸理化性质及危险特性

标 识	中文名：盐酸；氢氯酸		英文名：hydrochloric acid；chlorohydric acid						
	分子式：HCl		分子量：36.46	CAS 号：7647-01-0					
	危规号：81013								
理化性质									
性状：无色或微黄色发烟液体、有刺鼻的酸味。									
溶解性：与水混溶，溶于碱液。									
熔点（℃）：-114.8（纯）		沸点（℃）：108.6（20%）	相对密度（水=1）：1.20						
临界温度（℃）：		临界压力（MPa）：	相对密度（空气=1）：1.26						
燃烧热（KJ/mol）：无意义		最小点火能（mJ）：	饱和蒸汽压（KPa）：30.66（21℃）						
燃 烧									
燃烧性：不燃		燃烧分解产物：氯化氢。							
闪点（℃）：无意义		聚合危害：不聚合							
爆炸下限（%）：无意义		稳定性：稳定							
爆炸上限（%）：无意义		最大爆炸压力（MPa）：无意义							
引燃温度（℃）：无意义		禁忌物：碱类、胺类、碱金属、易燃或可燃物。							
爆 炸 危 险 性									
危险特性：能与一些活性金属粉末发生反应，放出氢气。遇氰化物能产生剧毒的氰化氢气体。与碱发生中合反应，并放出大量的热。具有较强的腐蚀性。									
灭火方法：消防人员必须佩戴氧气呼吸器、穿全身防护服。用碱性物质如碳酸氢钠、碳酸钠、消石灰等中和。也可用大量水扑救。									
毒 性									
接触限值：中国 MAC (mg/m ³) 15 前苏联 MAC (mg/m ³) 未制定标准									
美国 TVL-TWA OSHA 5ppm, 7.5 (上限值) 美国 TLV-STEL ACGIH 5ppm, 7.5 mg/m ³									
对 人 体 危 害									
侵入途径：吸入、食入。									
健康危害：接触其蒸气或烟雾，可引起急性中毒，出现眼结膜炎，鼻及口腔粘膜有烧灼感，鼻衄，齿龈出血，气管炎等。误服可引起消化道灼伤、溃疡形成，有可能引起胃穿孔、腹膜炎等。眼和皮肤接触可致灼伤。慢性影响：长期接触，引起慢性鼻炎、慢性支气管炎、牙齿酸蚀症及皮肤损害。									
急 救									
皮肤接触：立即脱出被污染的衣着。用大量流动清水冲洗，至少 15 分钟。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冲洗至少 15 分钟。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。 食入：误服者用水漱口，给饮牛奶或蛋清。就医。
防 护	工程防护：密闭操作，注意通风。尽可能机械化、自动化。提供安全淋浴和洗眼设备。 个人防护：可能接触其烟雾时，佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩）或空气呼吸器。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴氧气呼吸器；穿橡胶耐酸碱服；戴橡胶耐酸碱手套。工作现场严禁吸烟、进食和饮水。工作毕，淋浴更衣。单独存放被毒物污染的衣服，洗后备用。保持良好的卫生习惯。
泄 漏 处 理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防酸碱工作服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土、干燥石灰或苏打灰混合。也可以用大量水冲洗，洗水稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泵转移至槽车或专用收集器内。回收或运至废物处理场所处置。
贮 运	包装标志：20 UN 编号：1789 包装分类：I 包装方法：螺纹口玻璃瓶、铁盖压口玻璃瓶、塑料瓶或金属桶（罐）外木板箱；耐酸坛、陶瓷罐外木板箱或半花格箱。 储运条件：储存于阴凉、干燥，通风良好的仓库。应与碱类、金属粉末、卤素（氟、氯、溴）、易燃或可燃物分开存放。不可混储混运。搬运要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。分装和搬运作业要注意个人防护。运输按规定路线行驶。

5.5.2. 生产系统危险性识别

生产系统危险性识别首先参照本项目各生产装置、储运设施、公用工程和辅助生产设施以及环境保护措施，由此可识别工程建设生产过程中的风险源。

危险单元是由一个或多个风险源构成的具有相对独立功能的单元，一个独立的危险单元在事故状况下可实现与其他功能单元的分割。本项目站场划分危险单元，共划分为 6 个危险单元，分别为：

- ①井场；
- ②试采站工艺装置区；
- ③柴油储罐；
- ④分液罐；
- ⑤主放喷池；
- ⑥污水池。

结合各单元工艺流程，对各危险单元的风险源进行识别，并分析风险源的危险性、存在条件和转化为事故的触发因素，识别结果见表 5.6-5。

5.5.3. 危险物质扩散途径识别

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，本项目危险物质扩散途径见下表。

表5.5-7 本项目危险物质扩散途径识别表

危险物质	环境风险类型	环境要素影响	扩散途径和可能影响方式
------	--------	--------	-------------

天然气	泄漏	大气	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
	火灾	大气	天然气泄漏发生火灾事故，引发伴生污染物 CO 等进入大气环境，对项目周围环境造成危害
		地表水	天然气泄漏发生火灾事故时产生的消防废水或事故后维修作业对地表水环境造成影响
	爆炸	大气	天然气泄漏发生爆炸事故，引发伴生污染物 CO 等进入大气环境，对项目周围环境造成危害
		地表水	天然气泄漏发生爆炸事故时产生的消防废水或事故后维修作业对地表水环境造成影响
柴油	泄漏	地表水、土壤、地下水	柴油罐发生泄漏，导致柴油进入地表水、地下水、土壤环境，对项目周围环境造成危害。
	火灾	大气	柴油泄漏发生火灾事故，引发伴生污染物 CO 等进入大气环境，对项目周围环境造成危害。
		地表水	柴油泄漏发生火灾事故时产生的消防废水或事故后维修作业对地表水环境造成影响。
钻井废水	泄漏	地表水、土壤、地下水	污水池发生泄漏，导致钻井废水进入地表水、地下水、土壤环境，对项目周围环境造成危害。
压裂返排液及洗井废水	泄漏	地表水、土壤、地下水	主放喷池发生泄漏，导致压裂返排液及洗井废水进入地表水、地下水、土壤环境，对项目周围环境造成危害。
气田采出水	泄漏	地表水、土壤、地下水	分液罐发生泄漏，导致气田采出水进入地表水、地下水、土壤环境，对项目周围环境造成危害。

5.5.4. 风险识别结果

根据风险识别分析，下表给出建设项目环境风险识别汇总结果。

表 5.5-8 本工程环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	风险类型	危险物质	扩散途径	可能受影响的敏感目标
1	本项目井场	钻、完井过程	井喷泄漏、火灾、爆炸、引发的伴生/次生污染物排放	CH ₄ 、H ₂ S、CO	大气、地表水	周边居民、受纳水体
2	工艺装置区	各设备装置单元	泄漏、火灾引发的伴生/次生污染物排放	CH ₄ 、H ₂ S、CO	大气、地表水	周边居民、受纳水体
		站内设备管线连接处		CH ₄ 、H ₂ S、CO	大气、地表水	周边居民、受纳水体
3	柴油储罐	储罐	泄漏、火灾引发的伴生/次生污染物排放	柴油、CO	大气、地表水、土壤、地下水	周边居民、地表水、土壤、地下水
4	污水池	污水池	泄漏	钻井废水	地表水、土壤、地下水	地表水、土壤、地下水

5	主放喷池	主放喷池	泄漏	压裂返排液及 洗井废水	地表水、土壤、 地下水	地表水、土壤、地下水
6	分液罐	分液罐	泄漏	气田采出水	地表水、土壤、 地下水	地表水、土壤、地下水

5.6. 风险事故情形分析

5.6.1. 风险事故情形设定

设定拟建项目涉及的发生可能性处于合理区间的风险事故如下，包括大气、地表水、地下水和土壤环境风险事故。

(1) 风险事故情形 1：钻井过程井喷事故导致天然气泄漏、火灾、爆炸、引发的伴生/次生污染物排放。

(2) 风险事故情形 2：试采站内设备或管线天然气泄漏、火灾、爆炸、引发的伴生/次生污染物排放。

(3) 风险事故情形 3：柴油储罐泄漏、火灾引发的伴生/次生污染物排放。

(4) 风险事故情形 4：废水泄漏，影响地表水环境、土壤和地下水环境。

5.6.2. 环境风险影响分析

5.6.2.1. 大气环境风险分析

1、井喷事故环境风险分析

由于目的层为****，根据该构造同层气质组成看，为含硫气体。在事故状态下，井喷失控释放的天然气，多数通过燃烧处理，使甲烷等转化成 CO₂ 和 H₂O、H₂S，仅在事故刚发生时有少量天然气释放，其对环境影响较小。在事故状态下，若井喷失控释放的天然气未点燃，则天然气向环境中扩散。由于天然气主要成分为甲烷、硫化氢，其密度比空气的一半还小，且稀释扩散很快，对环境、人和动物的影响是局部影响，但不会造成人员窒息现象。因此，对大气环境影响小。

2、运营期天然气泄漏风险分析

本项目站场以及站内输气管线内主要危险物质为天然气，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、硫化氢的密度跟空气相差不大，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷、硫化氢浓度下降非常快，泄漏点泄漏的甲烷、硫化氢对环境、人和动物造成的影响是局部的。井站天然气管道和井站内均设有自动阀门，若遇泄漏，系统会自动启动关闭阀门，自阀门关闭到管道内气体泄漏完毕，最多历时 10min，天然气泄漏量极少。综上分析，

泄漏的天然气对环境影响较小。

为了减小对周围居民的影响，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。

3、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放情形影响分析

在事故状态下，若发生火灾或爆炸事故，本项目天然气为含硫气体，燃烧生成的主要产物为 H_2S 、 CO_2 和 H_2O ，仅在事故刚发生时有少量甲烷、硫化氢等释放，且很快就能扩散，不会长期影响空气质量。但本项目四周存在众多林地，若火灾事故扩散至林地范围，最直观的危害是烧死或烧伤林木，一方面使林木蓄积量下降、降低林木密度、破坏森林结构，另一方面也使林木生长受到严重影响，降低林木利用价值，还会影响森林生态系统中火灾影响范围内的物种，使其数量显著减少。同时，林木的减少还有可能引起水土流失。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，运营期间 24 小时有人值守，能很快发现火情并迅速采取措施，避免事故扩散至厂外，及时采取相关措施后，对项目拟建地周围环境不会造成较大污染。

若事故发生时，本项目采取消防水进行灭火：灭火产生的消防废水中含有油类、氯化物等污染物，如处理不当，进入雨水系统，排入外环境，则会污染附近地表水的水质。因此，本项目依托现有的污水池 1 座，污水池容积为 $1000m^3$ 。当发生火灾或采出水罐泄漏事故发生时，废水收集至污水池内，该污水池采用了地陷式构造，已对池体进行防渗漏处理，且在其周围修建围堰、导流沟，井场与污水池之间由碳钢管道连接，井场突发事件时通过布设的碳钢管道直接引入污水池，不会存在事故废水外泄情况。因此，事故状态下，废水池能有效的收集及暂存事故废水，能有效防止外泄污染环境。

5.6.2.2. 地表水环境风险分析

1、油类物质泄漏后果分析

柴油及废油泄漏对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是柴油或废油泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将受污染的土壤一起带入水体造成污染。本项目柴油主要储存于柴油储罐，主要考虑罐体破损引起的柴油泄漏事故，随着降雨进入地表水环境。

本项目周边地表水体主要是站场东侧的无名河，功能主要为泄洪、农灌，无

名河下游约 1.4km 汇入后河（后河特有鱼类水产种质资源保护区）；本项目柴油采用符合标准的储罐进行密闭储存，钻井施工期油罐布置在井场地势较高处，风险影响主要是柴油罐区的火灾爆炸。钻井期油罐设置在基础上，基础周边设置围栏、收油沟以及集污坑。油罐密闭，柴油发生大量泄漏的概率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集在集污坑内，可有效防止污染。钻井施工期设置废油桶集中收集暂存于泥浆不落地装置区临时堆放区内，钻井队综合利用或交由有资质的单位处理，废油在施工生产过程中随时利用，废油暂存量小，废油发生泄漏并进入外环境的可能性很小。废油在生产过程中随时利用，废油暂存量小，废油发生泄漏并进入外环境的可能性很小。

本项目下游涉及有后河特有鱼类水产种质资源保护区，尽管项目在钻井期存在对地表水环境产生影响的风险因素，但项目有完善的 QHSE 管理体系，以及有效的风险防范措施，发生事故的概率较低。此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境以及后河特有鱼类水产种质资源保护区的影响降至最低限度。

2、废水泄漏后果分析

钻井废水、压裂废水及气田采出水的危害主要表现在：pH 值过高过低、可溶性盐含量高，含石油类。泄漏和外溢废水对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；另一种是泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将泄漏废水或受污染的土壤一起带入水体造成污染。由于本项目位于森林生态环境与农业生态环境中，周边主要为耕地与林地，项目附近有无名河、后河（后河特有鱼类水产种质资源保护区）等，泄漏的废水可能随着降雨进入地表水水体，使地表水中的 COD、BOD、石油类增高，影响水生生物的生长，对保护区内鱼类的摄食、繁殖、洄游等将产生一定的影响。

钻井井场设置清污分流系统，使井场内废水经处理后进入泥浆不落地系统内，同时避免雨水流入废水系统增加负荷，项目高出地面的主放喷池集污坑等池壁也可有效避免周边雨水进入废水之中。试采期气田水暂存于分液罐，分液罐设置有采取防渗处理的围堰，能有效防止气田水外溢。因此只要加强管理，完善风险防范措施，发生废水外溢事故的概率较低。此外，工程也有相应的事故应急预案，事故时能及时采取控制措施，确保对地表水环境、后河特有鱼类水产种质资源保

护区的影响降至最低限度。

考虑到初期雨水以及井场内所有储水设备泄漏收集处理不及时等极端情况时，集污坑规格不够，废水流出井场，对周围环境造成影响，要求建设单位（尤其如果项目施工在雨季时）应确保集污坑的利用效率，保证井场内废水能有效收集进入泥浆不落地装置、主放喷池或污水池。项目污水池容积为 1000m³，放喷池容积为 300m³，当发生废水泄漏事故发生时，两者可互为备用。避免初期雨水控制不好或极端情况对附近水环境的污染，同时也能更加降低污水泄漏对外环境（如地下水、耕地、后河特有鱼类水产种质资源保护区）的影响。

本次环评要求构建“三级”防控体系：具体如下：

第一级防控措施是对存放废水和原料的罐池定期检查，确认罐池容量不超过设计容量，并及时清空，确保废水暂存容量足够；

第二级防控措施是通过对可能发生废水泄漏的分液罐、油罐区、井场作业区设置环状排污沟及围堰，避免泄漏废水散排进入井场其他区域。

第三级防控措施是内环沟集污坑、方井、井场四周集水坑等废水汇集处低进高出，同时设置水泵，将废水抽至泥浆不落地区暂存罐或污水池、主放喷池，拦截可能流出井场外的废水，保持内环沟、集污坑、方井、泥浆不落地装置应急罐等常空。

在废水外溢事故发生，集水坑拦截失效时，在集水坑附近等低洼区域以及外溢口处采用沙包、装土编织袋等拦截措施阻止废水进入外环境，同时保持泥浆不落地区暂存罐常空，通过泵将井场场内外溢废水引流至泥浆不落地区暂存罐、污水池、主放喷池，并及时处理转运。

5.6.2.3. 地下水及土壤环境风险分析

1、井漏事故影响分析

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。另外，钻井过程可能破坏含水层结构，影响地下水水流场。

根据地下水环境影响分析章节预测结果，非正常工况，若发生井漏事故，污染物进入地下水含水层，污染物扩散，但超标范围可控制在井场厂内，本项目钻

井过程中对钻井液漏失量进行监控，发现钻井液漏失时，及时堵塞固井，各开完钻后及时下套管水泥固井，能有效避免钻井液漏失对环境造成污染。同时本项目不涉及表层钻井，钻井深度大于 4000m，因此井漏事故情景下不会对地下水和土壤造成污染影响。同时采取了事故监控井措施，能及时发现和处理对地下水环境的不利影响，因此对周边地下水环境影响小。

2、油类物质及废水泄漏影响分析

根据地下水环境影响分析章节预测结果，非正常工况，若污水池发生渗漏，污染物会大量进入地下水含水层，污染物扩散，但超标范围内距农户取水井较远，因此对地下水环境影响较小。因此钻井平台施工阶段应加强场站内巡查，及时发现池、罐是否存在渗漏等异常，若发现罐体渗漏结合地下水污染超标和影响范围，项目设置地下水跟踪监测井，发现异常立即对下游邻近的农户取水井进行取样监测，同时对居民进行告知。建设单位应建立应急供水预案，并在应急处置期间可利用其他井水或送水车应急供水解决群众饮水问题。

其他油类物质和钻井液、气田水等均存在罐内，罐和基础地面进行了防渗处理，设置于地面基础上，四周设置了围堰，若发生泄漏能及时发现处理，污染物不会进入地下水或土壤环境，难以对地下水和土壤环境造成不利影响。同时若机械设备有少量油类物质泄漏于井场内，泄漏的柴油和废油在泄漏处呈点状分布，其在壤土中渗透能力不强，与水的溶解又低，且易于发现。因此，泄漏的柴油、废油对当地地下水裂隙水水质影响较弱，对土壤污染仅限于接触油类物质少量井场内部分，污染有限。只要对泄漏的柴油、废油采取有效的回收措施，对浅层地下水和土壤环境不会产生明显影响。

5.6.2.4. 生态环境影响分析

若发生事故，泄漏天然气可能引发火灾，造成生态系统的严重破坏，甚至是彻底性的毁灭。事故发生后，生态系统采用人工植树种草进行重建，再加上生物演替过程，草本层 2~3 年即可恢复，灌木层 3~5 年方可恢复，乔木层则需要长达 10~15 年才能恢复。

在井站日常管理中发现隐患及时处理，防患于未然，防止火灾的发生，杜绝破坏林地生态系统的事故发生。

5.7. 环境风险防范措施

5.7.1. 井喷防范措施

1、施工设计中的防井喷措施

(1) 选择合理的压井液。新井投产和试气施工应参照钻穿油、气层时钻井泥浆性能,认真选择合理的压井液,避免因压井液性能达不到施工要求而造成井喷污染;

(2) 选择合理的射孔方式;

(3) 规定上提钻具的速度。井内下有大直径工具(工具外径超过套管内径80%以上)的井,严禁高速起钻,防止因高速起钻引起抽汲作用造成井喷污染;

(4) 对防喷装置的配备要有明确要求;

(5) 选择使用有利于防止和控制井喷的井下管柱和工具,以适应突发事故的处理和补救措施的需要。

2、采气树的保护和井眼防碰措施

(1) 采输方将增加防护网等措施保护井口,防止落物损坏井口设施。各施工单位(钻井、测井、录井)在安装搬迁期间,应派专人驻守井场,施工单位在施工期间要采取措施防止吊装物撞击井采气树以及损坏采气管线,导致天然气泄漏。

(2) 钻井施工保证水平井段打直。采用多点测斜(测井斜与方位)并及时计算轨迹数据,注意各井之间防碰计算。采用防碰计算软件,作出防碰预测,如果进行测斜时,磁干扰严重,采用陀螺测斜仪测斜。

(3) 当井眼与已钻的邻井眼距离在1.5-2.0米警戒范围内时,必须对钻井参数作调整,采取其它有效措施或提前定向或填井侧钻,防止两井眼相碰。

(4) 井眼相碰时,由于首先要钻穿邻井已下套管周围的水泥环,钻井施工中要严密监测钻屑中的水泥颗粒检查。

(5) 当钻头碰到水泥或套管时,司钻应能感觉蹩跳、扭矩变化,井组返出砂子里面有水泥、铁屑等现象时,当班司钻要立即停钻,查清原因方可继续钻井。

(6) 钻井施工作业过程中应加强干部值班制度,严格监督执行施工技术措施,若发现上述情况,应立即停止作业。

(7) 对井采气管线的防护措施:对裸露管段加套管保护、地面设备标识要

清楚、加钢板保护。

3、钻井防喷安全技术措施

(1) 在钻井作业过程中,坚持出口坐岗观察,若发现钻屑里含有铁屑或水泥颗粒,当班司钻立即停止钻井作业,向井队钻井工程师或队领导汇报,如发现有溢流井涌,按照“四七”动作实施关井。

(2) 井队技术骨干要经常与定向作业方进行技术交流交底,分析或预测钻井作业中可能发生的突发事件。

(3) 与地质录井方保持密切联系,有异常情况(如:气测异常)时加密地质捞砂,注意钻时变化,综合分析井下情况。

(4) 司钻在操作刹把过程中,感觉蹩跳或扭矩变化异常,立即通知技术员、定向方综合分析,查明原因。

(5) 若在钻井作业中钻穿套管,立即按照“四、七”动作实施关封井器作业,观察压力,若压力达到最大关井套压,则通过放喷管线放喷点火和输气管线泄压,确保井组和管鞋处的安全以及能够进行压井施工作业。

(6) 泥浆服务方储备足量密度为 2.00g/cm^3 的泥浆和足量的加重材料,必要时可组织实施压井。

(7) 加强井控人员持证培训和井控应急演练,提高处置突发险情的能力,认真落实井控巡视制度,把违章消灭在萌芽状态。

(8) 加强消防安全管理,突出抓好防火防爆安全工作。加强生产管理,严格施工作业场所动火、临时用电、工艺点火等各类票证的审批、签发和执行。加强消防能力建设,做好消防达标工作。

(9) 一旦钻采同步作业出现井控失控情况,立即启动《井控应急预案》,立即向甲方、地方和上级有关部门汇报,按照应急指挥部统一安排,组织力量全力救护伤员、进行工程施工抢险、维护治安、实施交通管制和安全疏散及安置群众工作。

5.7.2. 高含硫项目四级防范措施(上下游联锁关断系统)

普光气田根据生产流程可分为 3 大系统,即集输系统(含井口控制系统)净化处理系统和天然气外输系统。这 3 大系统有各自独立的安全控制体系:集输系统采用 SCADA+SIS,净化厂采用 DCS+SIS 系统;普光输气首站采用 SCS+紧急

关断(ESD)系统。3 大系统中任意一个系统出现重大泄漏或应急事故，都将直接威胁到上(下)游的安全，因此要求 3 大系统实现联锁关断，而且要求响应及时，关断可靠。为此，按全气田、单线、单站、单元设备划分区域，实行 4 级联锁。通过优化控制逻辑、优选系统互联技术，整合 3 大控制系统，形成集输、净化及外输管道的联锁关断，创建了大型高含硫气田上下游一体化的 4 级联锁关断系统。当任何一个系统发生一级关断时，上下游的其他几个系统能自动触发一级关断，如切断阀门、关闭井口等，上下游各部分通过联锁进行控制，从而大大提高了系统的安全性。

全气田联锁控制紧急关断逻辑共分为 4 级：

ESD-1：一级关断为最高级别，该级别关断为全气田关断(包括井场、集输、净化和外输)。其处理分为两种方式：紧急关断并保压、紧急关断并放火炬。此级关断触发全气田站场的 ESD-1 级关断。

ESD-2：支线关断或区域联合装置级关断。此级关断触发此支线沿线站场的 ESD-2 级关断。主要由以下原因触发：输气支线爆管泄漏；线路阀室火灾或气体大量泄漏；手动触发。

ESD-3：单站关断。分两种情况：ESD-3 级泄压关断和 ESD-3 级保压关断。

ESD-4：单元关断(站场 3 级)。此级别关断应由操作人员确认报警后，自动触发，切断相关工艺单元，视具体逻辑启动局部放空。

普光气田在投产试运过程中曾 3 次触发一级关断，其可靠性得到了充分的验证。

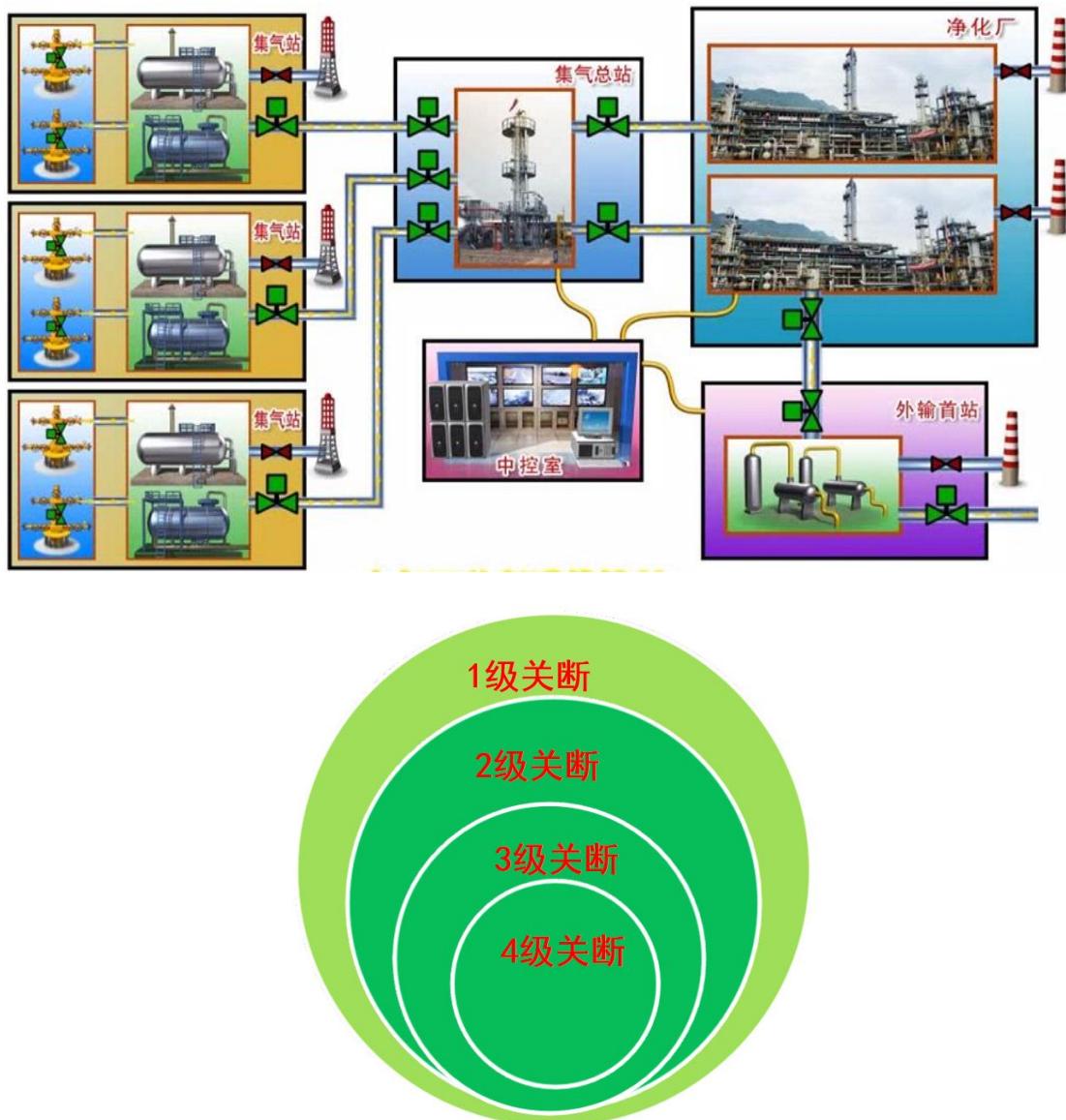


图 5.7-1 气田连锁关断示意图

此外，普光气田共建设 9 个紧急疏散广播基站，安装广播喇叭 1763 个，集气站和阀室配备电/手动防空警报 41 台，疏散广播覆盖管道周边 1.5km、站场 2km 范围，可有效提高应急状态下周边群众的疏散能力。

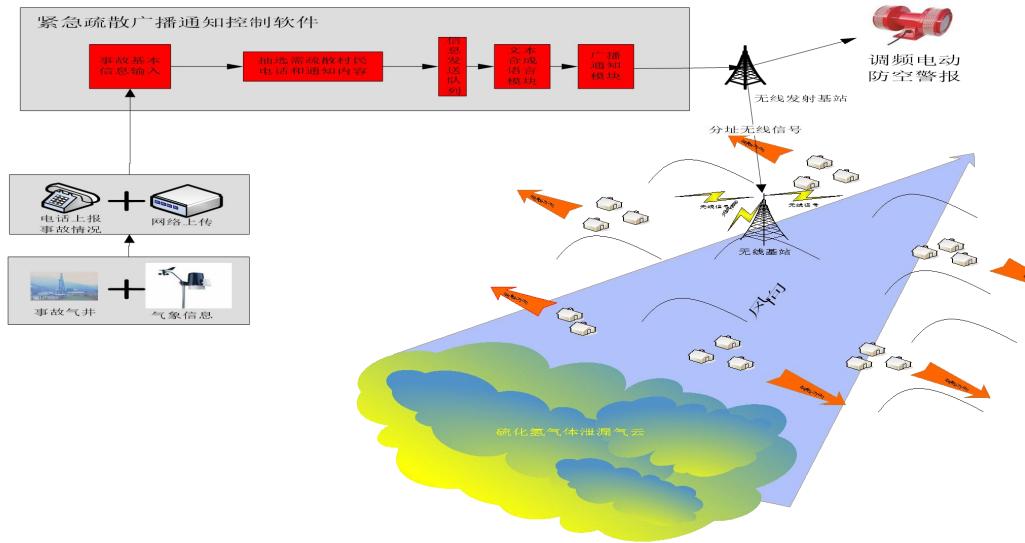


图 5.7-2 疏散广播通知控制软件示意图

5.7.3. 试采站风险防范措施

(1) 试采站配备了完善的调压计量、过滤等工艺安全设施，增强了工艺流程的安全可靠性和事故风险的防控能力。主要表现在以下几个方面：

- ①建设完善的放散系统，满足平台检修、超压或事故状态下的安全放散要求。
- ②设置完善的安全截断系统，实现事故状态下的安全联锁保护。井口设置了高低压安全截断系统，在检测压力超高或超低状况下均可自动切断气源。
- ③设置可燃气体报警系统。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。

(2) 平台内的设备设施均按照相关规范进行了防爆、防雷、防静电设计。

(3) 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。

(4) 掌握附近居民分布情况及有效的联系方式，并与平台周边的居民和当地村委会建立联络沟通机制，完善应急监控能力。

(5) 定期对平台及管线进行巡检，检查设备及管线有无漏点，确保其设备完好，无泄漏发生。

(6) 严格按照《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)、《建筑设计防火规范》(GB50016-2014)(2018修订版)的要求，优化平台平面布局，与周边居民保持一定距离，满足平台区域防火要求。

5.7.4. 火灾次生污染风险防范措施

(1) 配备移动式灭火设备，按《建筑灭火器配置设计规范》规定，对可能发生火灾的各类场所（工艺装置区、主要建筑物、仪表及电气设备间等），根据其火灾危险性、区域大小等实际情况，分别配置有一定数量不同类型、不同规格的固定式和移动式灭火器材，及时扑救初期零星火灾。保持与宣汉县消防大队的联系。

(2) 加强明火管理，在站场内严禁吸烟，禁止任何进出人员携带火种（打火机、火柴等）。要管理好罐区、配电房内的电器设施，防止产生电器火花。做好防止静电火花产生的措施，操作人员不能穿化纤制作的工作服，应穿棉布或防静电布制作的衣服。

(3) 站内的电气设计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。

(4) 站场设计上采用防雷和防静电火花与天然气接触发生爆炸危害的措施。

5.7.5. 柴油泄漏风险防范措施

(1) 柴油储罐四周设置围堰，并进行防渗处理，避免泄漏物料进入环境。

(2) 做好日常安全检查，定期检测罐体的完好情况，避免柴油泄漏导致环境风险事故。定期对储罐进行维护检修。

(3) 站场内按要求储备灭火毯、干沙等消防用品，可用作泄漏时吸收之用。

(4) 在发现柴油储罐泄漏时立即进行截断，减小对地下水和土壤环境影响。

5.7.6. 废水泄漏风险防范措施

(1) 采取废水泄漏“三级”防控体系，加强管理和事故应急措施。

(2) 对可能发生废水泄漏的分液罐、油罐区、井场作业区设置环状排污沟及围堰，避免泄漏废水散排进入井场其他区域。

(3) 加强平时管理，保证主放喷池、泥浆不落地装置的储罐内、污水池有足够的空余容积，及时清运，且污水池应保证有 500m³ 容积空置，可有效防止水体污染事故；在暴雨季节，加强对废水存储设施巡查，防止场地内废水泄漏站场污染环境。

(4) 一旦发生废水泄漏，要立即启动废水泄漏应急预案，同时与当地政府和居民进行及时沟通，对废水外溢造成的农业损失进行赔偿，避免居民投诉事件

发生。

(5) 建设单位(尤其如果项目施工在雨季时)应确保集污坑的利用效率,保证井场内废水能有效收集进入泥浆不落地装置、主放喷池或污水池。项目污水池容积为1000m³,放喷池容积为300m³,当发生废水泄漏事故发生时,两者可互为备用。在废水外溢事故发生,集水坑拦截失效时,在集水坑附近等低洼区域以及外溢口处采用沙包、装土编织袋等拦截措施阻止废水进入外环境,同时保持泥浆不落地区暂存罐常空,通过泵将井场场内外溢废水引流至泥浆不落地区暂存罐、污水池、主放喷池,并及时处理转运。

5.7.7. 废水运输泄漏风险防范措施

运输废水时要采用密闭罐车进行运输,为降低运输过程中的风险,本着切实保护环境的原则,在运输过程中应采取如下措施:

(1) 建立建设单位与当地政府、生态环境局等相关部门的联络机制,若有险情发生,应及时与作业区值班人员取得联系,若确认发生废水外溢事故,应及时上报当地政府、生态环境局等相关部门。

(2) 加强运输车辆的管理。对承包转运的车辆实施车辆登记制度,为每台车安装GPS,纳入建设方的GPS监控系统平台,加强运输过程中的监控措施,防止运输过程发生事故导致废水泄漏,污染环境。

(3) 加强罐车装载量管理,严禁超载,尽量避免雨天和大雾天气转运。

(4) 转运过程做好转运台账,严格实施联单制度,确保采出水妥善运输至处置单位。

(5) 废水转运必须使用密闭的车辆运输,并确保运输车辆车况处于良好状态。

(6) 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) 转运罐车行驶至河流(含河沟、塘堰、水库等)较近位置或者穿越河流(含河沟、水库等)的道路时,应放慢行驶速度。

(8) 转运过程中,应严格按照转运线路行驶;转运前,应对罐车仔细检查,

确保罐车运转正常,确保罐体无渗漏情况;对拉运人员进行环保培训和加强管理,禁止将各类废物排入周边环境。杜绝转运过程中产生“跑、冒、滴、漏”现象。

5.7.8. 其他环境风险防范措施

由于本项目开采天然气为高含硫天然气,故针对性提出含硫气体风险防范措施。具体如下:

5.7.8.1. 人员培训

(1) 基本培训

基本培训包括但不限于以下内容:

①课堂培训

- H₂S 及 SO₂ 的危害性、特征和特性;
- 对暴露于 H₂S 及 SO₂ 中的受害者的救援技术和急救方法;
- 正确使用和保养防 H₂S、SO₂ 的呼吸设备,包括理论培训和实践操作演练;
- 限制空间和封闭设施的进入程序;
- 应急本能反应培训。

②现场培训

- H₂S 及 SO₂ 的来源和暴露征兆;
- H₂S 及 SO₂ 监测仪器的使用、校验和维护及监测系统警示信号的辨认;
- 工作场所中预防 H₂S 及 SO₂ 实际的操作和维护程序;
- 施工场所和作业的应急预案,特别是紧急集合区的位置、危险区域、风向判断及逃生路线选择。

(2) 现场监督人员的附加培训

委派到现场负责监督责任的人员都应增加下列项目的培训:

- ①应急预案中监督的职责;
- ②H₂S 对设备的影响;
- ③钻遇 H₂S 之前对钻井液的处理;
- ④井产出液处理。

(3) 来访者和其他非定期派遣人员的培训

①在进入危险区之前,应向来访者和其它非定期派遣的人员简要介绍有关出口路线、紧急集合区位置、适用的警报信号和在紧急情况下的响应方法和个人防护设备的使用。

②只有在受过培训的人员随同下,才允许这些人员进入危险区。

③在紧急情况下,应立即撤离这些人员。

(4) 培训时间

含硫油气井作业相关人员应进行专门的 H₂S 防护培训,首次培训时间不少于 15h,每二年复训一次,复训不少于 6h。

(5) 资质和证书

①应由有资质的培训机构对人员进行防硫化氢技术培训。

②受训人员的培训时间、培训内容、考核结果应有记录。记录最少保留 2 年。

③参加井控培训的人员也应参加防 H₂S 培训并取得合格证书,合格证书的有效期为 2 年。

5.7.8.2. 硫化氢监测

(1) 监测仪器和设备

①应按照制造厂商的说明对监测仪器和设备进行安装、维护、校验和修理。

②在可能含硫地区进行钻井作业时,现场应有监测仪器。

③含硫化氢气体燃烧时,现场应配备具有监测二氧化硫功能的多功能便携式监测仪。

④应指定专人保管和维护监测设备。

(2) 固定式硫化氢监测系统

用于油气井钻井作业的固定式硫化氢监测系统,必须能同时发出声光报警,并安装声级不低于 135 分贝的防空报警器,确保整个作业区域的人员都能看见和听到。

(3) 监测传感器的位置

硫化氢监测传感器应安装在方井、喇叭口、振动筛、钻井液循环罐、司钻或操作员位置、井场工作室及其他硫化氢可能聚集的区域;同时在喇叭口、振动筛处安装可燃气体、二氧化碳监测传感器。

(4) 便携式硫化氢监测仪

钻井作业的现场、按一个班次实际人数配备便携式硫化氢监测仪。钻井队配备大量程(1000ppm)便携式硫化氢监测仪 2 套及 100ppm 量程的 SO₂ 监测仪 2 套。录井设施设备应配备一个量程达 1000ppm 的高量程硫化氢传感器。

(5) 警报的设置

①当空气中硫化氢含量超过阈限值[15mg/m³(10ppm)], 监测仪应能自动报警。

②第一级报警值应设置在阈限值[硫化氢含量 15mg/m³ (10ppm)], 达到此浓度时启动报警, 提示现场作业人员硫化氢的浓度超过阈限值, 应采取相应的措施。

③第二级报警值应设置在安全临界浓度[硫化氢含量 30mg/m³(20ppm)], 达到此浓度时, 现场作业人员应佩戴正压式空气呼吸器, 并采取相应的措施。

④第三级报警值应设置在危险临界浓度[硫化氢含量 150mg/m³(100ppm)], 报警信号应与二级报警信号有明显区别, 警示立即组织现场人员撤离, 并采取相应的措施。

(6) 监测设备的检查、校验和检定

①在极端湿度、温度、灰尘和其它有害环境的作业条件下, 检查、校验和测试的周期应缩短。

②监测设备应由中石化集团公司安全主管部门认可的资质单位定期进行检定。

③检查、校验和测试应做好记录, 并妥善保存, 保存期至少 1 年。

④设备警报的功能测试至少每天一次。

(7) 硫化氢的检测

①钻入油气层时, 应依据现场情况加密对钻井液中硫化氢的测定。

②在新构造上钻预探井时, 应采取相应的硫化氢监测和预防措施。

5.7.8.3. 呼吸保护设备

(1) 基本要求

①当环境空气中硫化氢浓度超过 30mg/m³(20ppm)时, 应佩带正压式空气呼吸器, 正压式空气呼吸器的有效供气时间应大于 30min。

②使用者应接受关于正压式呼吸器的限制和正确使用正压式空气呼吸器方法的指导和培训。

③钻井队正压式空气呼吸器应放在作业人员能迅速取用的方便位置。

④从已知或可能含硫化氢区域取样的人员在作业过程中应随时保持高度警惕。含硫化氢气体的取样和运输都宜采取适当防护措施。取样瓶宜选用抗硫化氢腐蚀材料，外包装上宜标识警示标签。

⑤正压式空气呼吸器每次使用后都应进行清洁和消毒。需要修理的正压式空气呼吸器，应作好明显标记并将其从设备仓库中移出，直至磨损或损坏的部件已经被及时修理和替换为止。

⑥现场施工人员应熟练掌握正压式空气呼吸器的使用方法。

（2）存放、检查和维护

①正压式空气呼吸器按在岗人数 100%配备，另配 20%备用气瓶。正压式空气呼吸器存放在人员能迅速取用的安全位置。

②应对正压式空气呼吸器加以维护并存放在清洁、卫生的地方，以避免损坏和污染。

③对所有正压式空气呼吸器应每月至少检查 1 次，并且在每次使用前后都应进行检查，以保证其维持正常的状态。月度检查记录（包括检查日期和发现的问题）应至少保留 12 个月。

（3）面罩的限制

在工作区域硫化氢、二氧化硫浓度超过安全临界浓度的地方，应使用正压式空气呼吸器。在使用之前宜进行面罩与脸部的密接测试。测试应使用尺寸、类型、样式或构成适合用于该人员的正压式空气呼吸器来进行。

（4）适应性要求

对执行含硫油气井有关作业任务需使用正压式空气呼吸器的人员，应进行定期检查和演练，以使其生理和心理适应这些设备的使用。

（5）空气供应

正压式空气呼吸器空气的质量应满足下述要求。

①氧气含量 19.5%~23.5%；

②空气中凝析烃的含量等于或小于 5×10^{-6} （体系分数）；

- ③一氧化碳的含量小于或等于 $12.5\text{mg}/\text{m}^3(10\text{ppm})$;
- ④二氧化碳的含量小于或等于 $1960\text{mg}/\text{m}^3(1000\text{ppm})$;
- ⑤没有明显的异味。

(6) 呼吸空气压缩机

①避免污染的空气进入空气供应系统。当毒性或易燃气体可能污染进气口的情况发生时，应对压缩机的进口空气进行监测。

②减少水份含量，以使压缩空气在一个大气压下的露点低于周围温度 $5^\circ\text{C} \sim 6^\circ\text{C}$ 。

③依照制造商的维护说明定期更新吸附层和过滤器。压缩机上应保留有资质人员签字的检查标签。

④对于不是使用机油润滑的压缩机，应保证在呼吸空气中的一氧化碳值不超过 $12.5\text{mg}/\text{m}^3(10\text{ppm})$ 。

⑤对于机油润滑的压缩机，应使用一种高温或一氧化碳警报，或两者皆备，以监测一氧化碳浓度。如果只使用高温警报，则应加强入口空气的监测，以防止在呼吸空气中的一氧化碳超过 $12.5\text{mg}/\text{m}^3(10\text{ppm})$ 。

⑥空气压缩机的额定压力和排量应满足现场应急需要。

5.7.8.4. 警示标志

对可能遇有硫化氢的作业井场应有明显、清晰的警示标志，并遵守以下要求：

(1) 井处于受控状态，但存在对生命健康的潜在或可能的危险[硫化氢浓度小于 $15\text{mg}/\text{m}^3(10\text{ppm})$]，应挂绿色警示标志；

(2) 对生命健康有影响[硫化氢浓度 $15 \sim 30\text{mg}/\text{m}^3$]，应挂黄色警示标志；

(3) 对生命健康有威胁[硫化氢浓度大于或可能大于 $30\text{mg}/\text{m}^3(20\text{ppm})$]，应挂红色警示标志。

(4) 对可能存在机械伤害、触电、高处坠落等危险场所处，应挂警示标志。

5.7.8.5. SO₂ 的防护

施工前做入井液配伍及化学反应试验，进行安全风险论证，确定其入井后是否产生有毒有害物质；若产生有毒有害物质，做好有毒有害物质的防护，特别是入井液的材料，与酸和地层进行化学反应后，不能产生 SO₂、H₂S 等有毒有害物质。

5.7.8.6. 视频监控的安装

依据《油田企业安全视频监控系统技术规范》（Q/SY 0765-2020）、《中国石化安全视频监控系统配置管理规定》（中石化安〔2015〕674号）、《中原油田普光分公司安全视频监控系统管理实施细则》（中原普光〔2016〕153号）规定，切实加强直接作业环节安全监督管理，全过程、全方位、全天候监控生产作业现场和生产经营活动的安全状况，及时发现事故隐患和“三违”现象，遏制和杜绝事故发生。安全视频监控系统建设应依据“统筹兼顾、适度配置、实用为上、建用一体”的原则。

(1)一般要求

①同步建设。安全视频监控系统应与主体生产设施同步设计、同步开工、同步验收投用。

②防爆要求

视频监控系统应满足场所防爆要求，其存储单元、监控摄像机、显示设备等应按照生产施工现场防爆区域等级要求进行配置。

③存储功能

视频监控系统应具有现场存储功能：

- a.固定式监控设施储存时间应大于等于 30d×24h；
- b.移动式监控设施储存时间应大于等于 24h，实时视频资料保存时间应不低于 7d；
- c.便携式监控设施储存时间应大于等于 12h。

d.关键部位（岗位）图像记录应能保存 30 d，违章视频监控记录保存期限为 1 年，保存时长为记录违章作业活动的全过程，并在电脑中建立专项违章视频记录文件夹，便于调用查看。

④数据传输要求

- a.视频监控系统应具备远程实时数据传输功能；除山区等网络受限施工区域外，均应做到实时传输。
- b.临时架设的移动式监控摄像机的数据资料，可视情况进行实时传输。

⑤其他要求

- a.视频监控系统免维护工作时间应大于等于 1 年。

b. 视频监控系统供电电源宜采用安全电压供电。

c. 视频监控系统应满足防雷和防静电要求，设备接地电阻应小于等于 10Ω 。

(2) 安全视频监控系统

① 安全视频监控系统应包括现场监控和视频传输两个子系统。

② 现场监控子系统应包括视频存储单元、监控摄像机、无线网桥、网络传输系统、显示设备和电源系统等。

③ 安全视频监控系统建设应结合板块生产信息化管理系统建设实际，做到网络共用、平台共享和优先投用。

(3) 安装技术指标

① 作业现场安装布设应不妨碍人员通行、施工作业和消防作业等。

② 作业现场线路与设备连接应使用快速连接器，并符合作业现场安全技术要求。

③ 无线和有线网络节点设备应符合作业现场安全施工相关要求。

(4) 设备技术参数

摄像机技术参数应符合《油田企业安全视频监控系统技术规范》（Q/SH 0765-2020）要求。

(5) 摄像机布设

① 钻井井场监控摄像机布设数量应不少于 7 只，并分别布设于井场前区、井场后区、钻台井口、钻台下方、循环罐区、司钻房和井架二层台。

② 井场前区、井场后区宜选用云台摄像机，并以安装于井架相应位置为宜，分别监控井场前后场地。

a. 钻台井口、钻台下方和循环罐区宜选用球型摄像机，重点全程监控井口操作、井口与井控设备、高架槽出口，同时扫描监控钻台平面、钻台下方和循环系统等相关部位；

b. 井架二层台应选用枪式摄像机，定点监控二层台操作。

③ 测井、射孔、录井、固井和管具工程服务队伍在井场进行井筒专业技术服务时，其施工车辆、专业设备和现场操作均应置于井场视频监控系统覆盖范围之内。未能纳入井场视频监控系统覆盖区域的，应由专业施工队伍布设监控摄像机进行监控。

(6) 使用管理

① 视频监控系统应实行专人管理、维护和保养。系统档案与系统硬件应同步交接，移动式、便携式摄像机每次使用前应进行例行检查，固定式摄像机应每次进行班前检查，保证运行可靠。

② 系统安装、拆卸和运输应符合有关管理规定。

③ 固定式摄像机应 24h 不间断运行，移动式、便携式摄像机应在作业活动期间不间断运行。

④ 发生事故时，应提交完整监控视频录像。

⑤ 安全视频存储记录应随时可以调取、抽查视频监控图像，进行违章、违规视频查看。

5.8. 环境风险防范应急预案

中原油田普光分公司编制有《中原油田普光分公司环境应急预案（2024 年 4 月》，2024 年 4 月 11 日，达州市宣汉生态环境局同意备案（备案号：511722-2024-016-L），详见附件。

表5.8-1 环境应急预案主要内容

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	危险目标：天然气管道 环境保护目标：天然气管道泄漏时，管道周边 0m~1500m 为紧急撤离范围。
2	应急组织机构、人员	组织机构为中原油田普光分公司、当地政府。 关键依靠当地政府。 充分、重点发挥地方镇乡、村级政府的组织能力，纳入应急组织机构中。
3	预案分级响应条件	规定预案的级别及分级响应程序： 把重大环境污染事故定为三级，定性为一般，涉及组织单位为中原油田普光分公司和当地环保部门。 天然气管道泄漏事故定为二级。涉及组织单位为中原油田普光分公司、当地政府。 响应程度依次增强。
4	应急救援保障	应急设施，设备与器材等： 配备 H ₂ S 测试、防毒、医疗、消防、疏散等应急设施。 若天然气管道泄漏事故，通知当地医院、消防队等方面救援保障力量以及普光分公司的应急救援单位。
5	报警、通讯联络方式	规定应急状态下的报警通讯方式、通知方式和交通保障、管制： 协调井队通过广播系统和电话通知。至少在 1 个小组设 2 个电话联络点。小组通知人员应指定 4 人负责通知本小组内的居民。并电话通知当地交警队负责交通保障、管制，不允许非救援车辆进入周边区域。

序号	项目	内容及要求
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	环境应急监测可组织协调当地环境监测中心站。 抢险、救援组织协调当地消防队、医院普光分公司的应急队伍。 控制措施主要由普光分公司等部门共同协商控制。 管道泄漏的关键控制措施：应立即组织撤管道周边 1500m 的居民。
7	应急检测、防护措施、清除泄漏措施和器材	应急检测、防护采用配备的设备和消防队伍的设备，必要时可增加普光分公司的检测防护设备。清除泄漏必要时可通过消防车喷雾状水溶解将大气污染物转化为地表水污染物。
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划	紧急撤离区：管道周边 1500m 范围为紧急撤离区。撤离路线应根据风向标，沿发生事故时的上风向方向或侧风向远离事故源方向撤离。通过高音喇叭、广播、电话及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。 一般撤离区：当发生管道天然气泄漏事故时，一般撤离范围可根据监测情况决定。在发生事故时应自发和在应急组织机构的带领下及时撤离。撤离路线应根据风向标，沿发生事故时的上风向或侧风向方向远离事故源方向撤离。由于涉及人员多，应通过应急组织机构负责组织撤离，通过广播系统和电话系统通知。由于远处居民不能看到风向标，在通知撤离时要由专业人员根据风向标说明撤离方向。可通过广播系统和电话系统通知，应通过协调村委会通过电话通知到小组，各组至少设立 2 个联络点。小组负责人指定 4 人负责通知小组内的居民。
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善后处理，恢复措施邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施 (1) 管道泄漏事故得到控制，伤亡人员得到全部救援和安置，危险区域的居民全部撤离。 (2) 恢复措施：对事故伤亡情况进行统计，应做好详细的记录并存档。行政领导组应尽快协调各部门做好医疗救护工作，包括医疗经费的提供、受伤人员的住院安排与护理以及善后赔偿等；配合相关部门人员对受损设备尽快安排修复并投入生产使用。普光分公司、当地政府成立事故调查小组，调查原因并按“四不放过”的原则进行事故处理；做出事故调查报告，同时总结事件教训，实行安全事故的教育培训，杜绝类似事件的再次发生。
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练： 着重在天然气管道泄漏事故演练，把天然气管道周边 1500m 范围内居民（约 1779 人）纳入培训、演练队伍。对全体员工进行应急救援培训，提高员工的应急救援能力。加强对组织人员向场站附近居民宣传 H ₂ S 的危害及相关知识。安全员负责制定应急培训计划，定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并做好培训记录。应急演练应每个月开展一次，进入气层后半个月开展一次，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，二是加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。
11	公众教育和	对场站邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息：

序号	项目	内容及要求
	信息	安全距离内居民进行公众教育,发宣传册。向可能危及居民安全范围内进行 H ₂ S 安全知识和遇紧急情况时的应急预案教育,提出紧急情况下的安全撤离要求。主动联系当地政府,对紧急撤离区范围内的居民通过发放宣传册普及安全知识,内容应有危害程度、防范应急救护措施。对天然气管道 1500m 范围内的居民进行应急演练一次。对一般撤离区范围居民发放宣传册普及安全知识,内容应有危害程度、防范应急救护措施。
12	夜间特别管理机制	场站配备高音喇叭、防爆灯具,以便夜间事故及时通知周边较近距离的居民,防爆灯具应布置在站场内风向标处,以便站场人员和周边较近居民可判断风向,带领其他人员撤离。 场站实行轮班制度,保证夜间各岗位有相应值班人员。对居民进行公众教育、培训中应强调夜间自救内容,要求居民夜间保持通讯设备的畅通,夜间不关手机等教育。强调在钻气层期间夜间保持一定的警惕,提出在夜间事故报警后应立即穿少量衣服,及时保证人员撤离。
13	备案	将本项目应急预案报送地方环保部门备案。

5.8.1. 应急预案体系

普光分公司应急预案体系见下图:

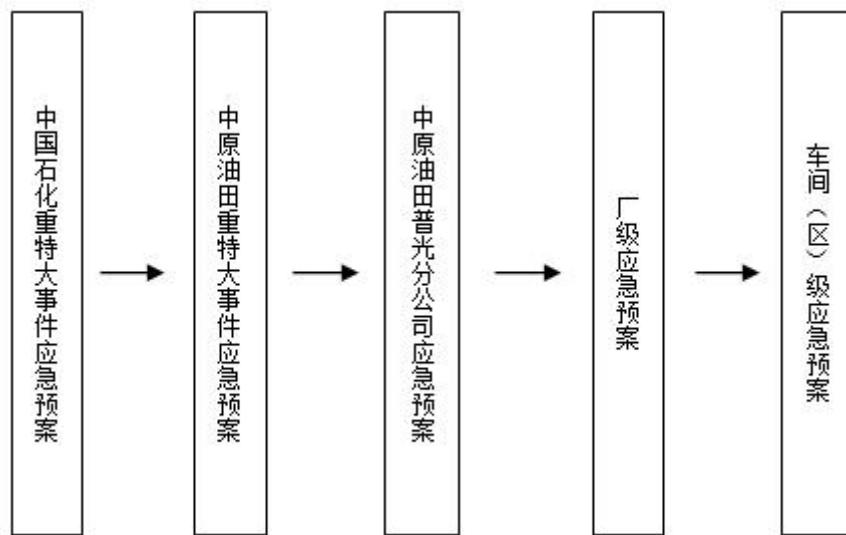


图 5.8-1 普光分公司应急预案体系图

专项应急预案包括高含 H₂S 泄漏环境应急预案、火灾爆炸环境应急预案、水体环境污染应急预案、大气环境污染应急预案等。此外,普光分公司应急救援中心还编制了水体污染事件环境应急监测预案和 H₂S 泄漏应急监测预案。

5.8.2. 应急预案框架

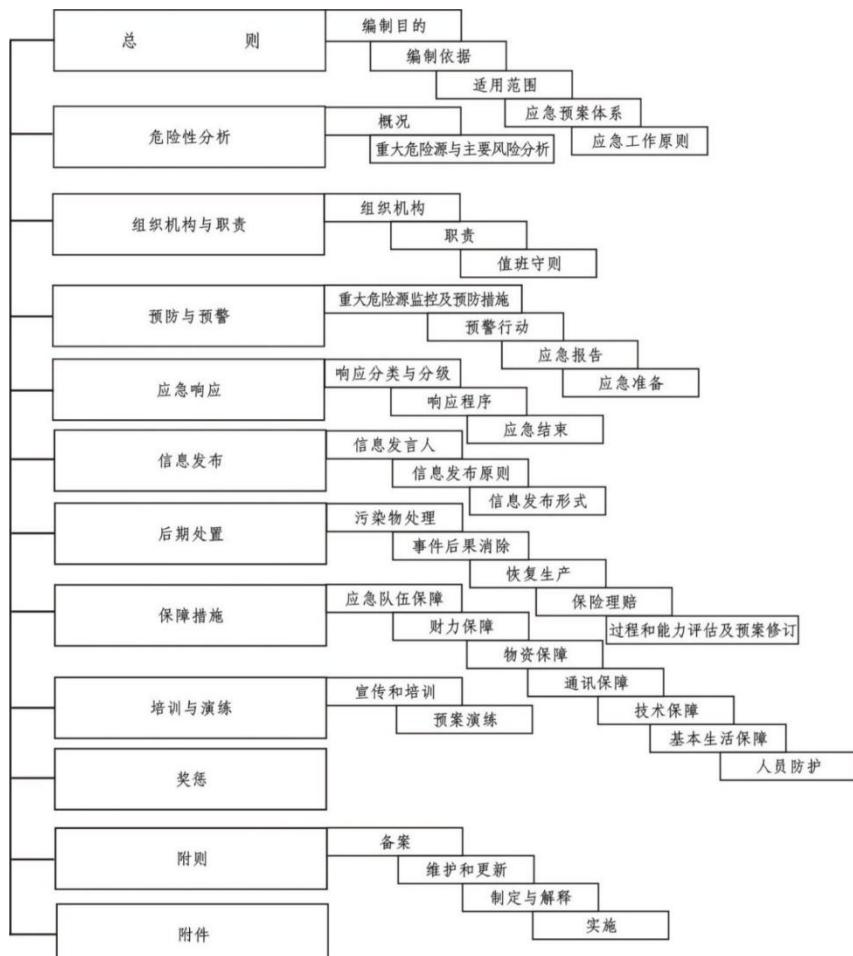


图 5.8-2 普光分公司综合应急预案框架图



图 5.8-3 普光分公司专项应急预案框架图

5.8.3. 应急组织结构

建设单位对项目下属各站场，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一级汇报，本级不能处理的必须立即向上一级汇报。

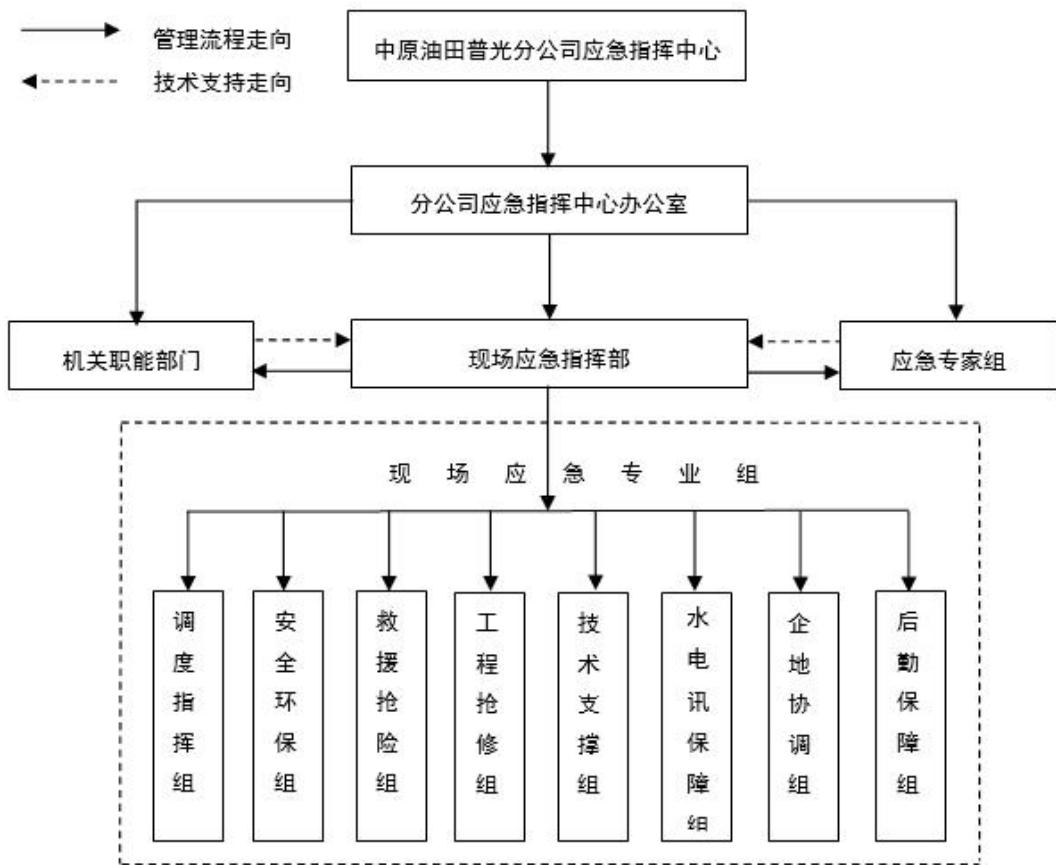


图 5.8-4 应急管理组织机构框图

5.8.4. 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。

5.8.5. 应急设施

可燃性气体检测仪、管道泄漏探测仪（各站均应配置）、安全帽、防毒面具、抢险机具、防爆排风扇、抢险棉絮、自驱动焊机、红外线焊条烘烤箱、套丝机、汽油发电机、电锤、角向磨光机、对口管卡、堵漏管卡、隔离球、葫芦、油压千斤顶、齿轮千斤顶等。评价参照国内同业单位的配置提出原则性要求，运营单位根据实际需要数量进行配置。

5.8.6. 应急响应

（1）分类与分级

① 分类

分公司各所属单位应根据应急事件的发生过程、性质和机理，按照工业生产事件、公共卫生事件、自然灾害事件和社会安全事件的类别，经危害识别、风险

评估，确定单位内可能发生或易发生的应急事件。

②分级

为了有效处置各类突发事件，按照突发事件的性质、危害程度、可控性、影响范围、人员伤亡和财产损失等因素，并依据机构设置情况，由高到低分为五个级别：I（中国石化）级、II（中原油田）级、III（分公司）级、IV（厂）级、V（车间、区）级等。

（2）响应程序

①应急启动条件

符合以下条件之一时，应启动本预案：

- a) 中原油田要求分公司启动应急预案时；
- b) 市、县级人民政府要求分公司启动应急预案时；
- c) 发生III（分公司）级及III级以上事件时；
- d) 所属单位请求时。

②应急指令

发生突发事件时，应急指令下达程序见下图。

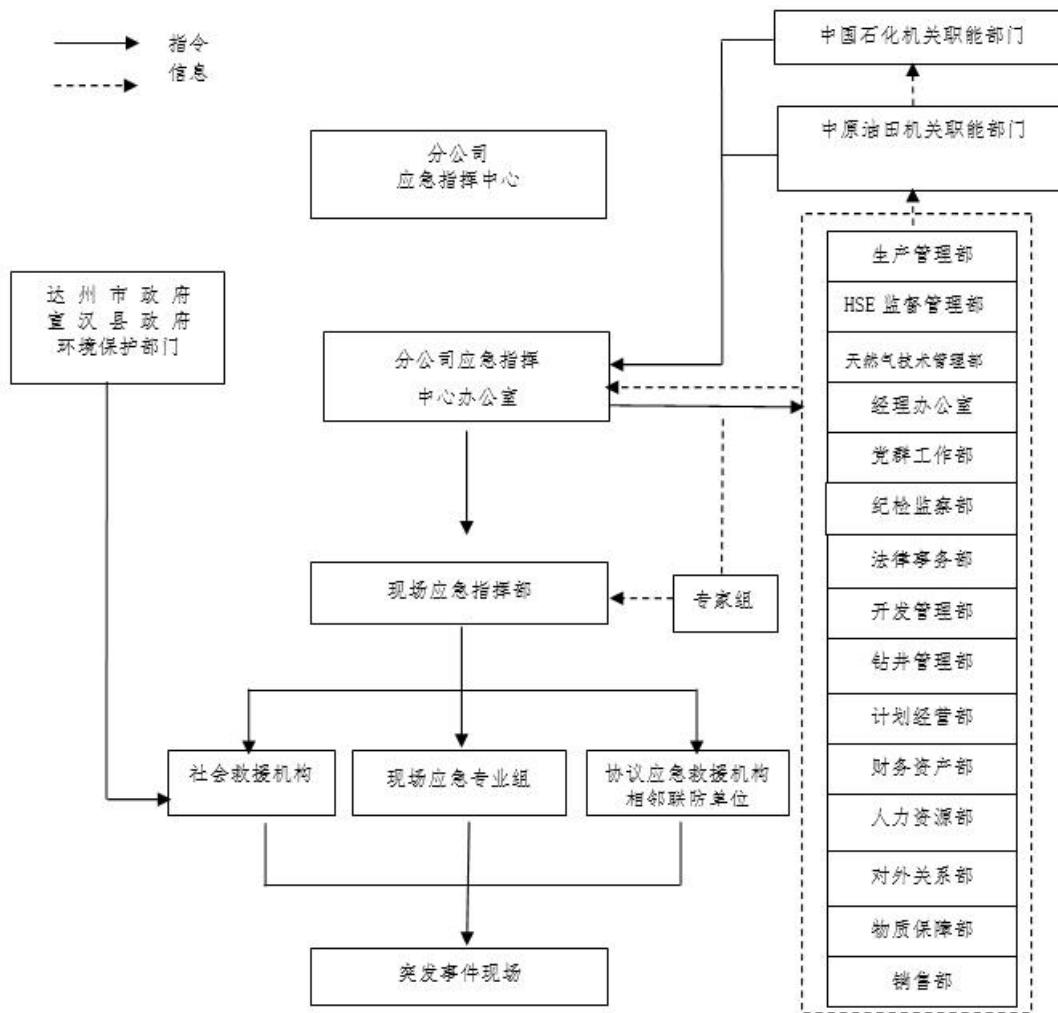


图 5.8-5 普光分公司应急指令下达程序框图

③应急处置

当符合应急预案启动条件时，分公司应急指挥中心应立即下达启动本预案的指令，并按照本预案中相应专项应急预案的要求实施应急处置。

当事件难以控制时，分公司应急指挥中心应请求启动相应的应急预案，并向市级政府应急管理办公室报告，请求支援。

5.8.7. 事故应急处理措施

(1) 应急反应

- ① 险情发生后，应急指挥启动应急预案；
- ② 应急小组立即形成，由应急指挥组组长统一发布应急指挥命令；
- ③ 生产抢修组负责现场流程的切换，协调、配合抢险单位实施应急抢险工作，以及在应急情况下现场人员的疏散；
- ④ 安全监护组负责现场可燃气体的检测，安全警戒线的设置，并配合相关单

位实施应急救援；接收到振动光缆报警系统报警后，及时组织相关人员核实情况并实施应急措施。

⑤通讯联络组负责建立抢险单位、救援单位及地方政府有关部门的联络；

⑥后勤保障组负责抢险物资组织，后勤、车辆的保障。

（2）站场发生异常情况（大面积泄漏、火灾、爆炸）

①站场值班人员在站控室按下装置 ESD 按钮，实行全站 ESD 紧急关闭，生产系统闭式放空，同时即向应急指挥汇报起火部位、情况；

②应急指挥下令启动事故应急预案，在站控室向现场下达应急指令；

③通讯联络组迅速打电话报警，向作业区、中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司汇报现场情况，并联系抢险单位实施紧急抢险工作，同时向有关地方政府机构通报情况，请求救援；

④生产抢修组人员立即切断生产现场电源，并对现场流程切断情况进行确认；

⑤如现场存在火情，现场抢修组使用固定式消防系统和移动式灭火器进行灭火；

⑥安全监护组负责在现场进行检测，在影响距离外设置警戒线，进行安全监护；

⑦抢修现场严禁使用非防爆用具，车辆一律熄火站外停放，确因工作需要进入现场的车辆必须佩戴防火帽，经安全监护组确认安全后，按指定路线行进；

⑧后勤保障组负责组织相关的应急抢险物资；

⑨若现场情况无法控制，现场抢修组组织现场人员进行撤离。

（3）管道发生异常情况

①巡检人员立即向应急指挥汇报泄漏（或起火）部位、情况；

②应急指挥下令启动应急预案；

③通讯联络组向作业区、中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司汇报现场情况，联系应急抢险单位实施紧急抢险工作，并打电话报警，寻求地方政府部门援助；

④生产抢修组负责现场流程的切换，对发生异常情况管道实施泄压操作；

⑤安全监护组在泄漏（或起火）部位周围使用可燃气体检测仪进行检测，现场设置警戒线进行警戒，等待消防部门和抢险救援队伍到来；

⑥生产抢修组立即组织施工单位进行现场抢修；

⑦如需要清理现场工作面，生产抢修组组织施工单位利用施工机具对施工作业面进行清理，以满足施工抢险需要；

⑧生产抢修组负责配合施工单位根据现场情况，制订应急抢修方案，并上报分公司应急指挥部，待方案批准后负责现场的组织实施。

⑨振动光缆报警系统，发出警报时，通讯联络组向作业区、中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司汇报现场情况，联系应急抢险单位实施紧急抢险工作，并打电话报警，寻求地方政府部门援助。

（4）异常情况下抢险人员的撤离

①安全监护组负责事故抢修现场异常情况的监测，包括可燃气体浓度、现场发生火灾、现场发生爆炸等；

②异常情况下，安全监护组及时向现场人员发出警报，生产抢修组立即组织现场抢修人员安全撤离；

③抢险人员接到警报后，立即按照既定撤离路线组织撤离；

④撤离应本着“先人员、后设备”的原则进行；

⑤到达安全区域集合地点后，安全监护组负责清点人数，发现人员失踪，向应急救援指挥部报告。

（5）事故扩大后的应急措施

根据现场情况应立即扩大警戒范围，根据现场情况组织疏散危险区范围内群众，消灭火源，保证安全；立即组织现场应急救援人员撤离危险区；及时组织对事故扩大原因进行分析，采取果断措施控制事态进一步发展；针对现场情况，迅速制定进一步的应急救援方案；报请项目部调集更多救援队伍，赶赴现场进行支援。

站场发生异常情况（大面积泄漏、火灾、爆炸）：①值班人员在站控室按下装置 ESD 按钮，实行全站 ESD 紧急关闭，生产系统闭式放空，同时即向应急指挥汇报起火部位、情况；②应急指挥下令启动应急预案，在站控室向现场下达应急指令；③通讯联络组迅速打电话报警，向公司值班人员、公司调度汇报现场情况，并联系抢险单位实施紧急抢险工作，同时向有关地方政府机构通报情况，请求救援；④生产抢修组人员立即切断生产现场电源，并对现场流程切断情况进行

确认；⑤后勤保障组负责组织相关的应急抢险物资；⑥若现场情况无法控制，现场抢修组组织现场人员进行撤离。

（6）管线发生异常情况

巡检人员立即向应急指挥汇报泄漏（或起火）部位、情况；应急指挥下令启动应急预案；通讯联络组向应急指挥组汇报现场情况，联系应急抢险单位实施紧急抢险工作，并打电话报警，寻求地方政府部门援助；生产抢修组负责现场流程的切换，对发生异常情况的管线实施泄压操作；HSE 监护组在泄漏（或起火）部位周围使用可燃气体检测仪进行检测，现场设置警戒线进行警戒，等待消防部门和抢险救援队伍到来；施工抢险单位到达现场后，生产抢修组立即组织施工单位进行现场抢修；如需要清理现场工作面，生产抢修组组织施工单位利用施工机具对施工作业面进行清理，以满足施工抢险需要；生产抢修组负责配合施工单位根据现场情况，制订应急抢修方案，并上报公司应急指挥部，待方案批准后负责现场的组织实施。

（7）火灾次生污染物环境风险影响消除措施

在发生火灾事故时严格按照消防相关要求进行灭火，发生事故后，首先立即关闭事故管段两侧的站场、平台的截断阀，然后立即启动灭火等事故消除措施，控制事故影响扩散范围。对灭火产生消防废水，采取截留收集措施，场站按要求修建截水沟和应急池对消防废水进行收集暂存，然后根据消防废水水质情况采取下一步处理措施，若火灾范围很小，消防废水中的除 SS 外无其他污染物，则可就近沉淀处理后排放；若火灾范围较大，消防废水中污染物成分较为复杂，则采用罐车将收集的消防废水就近运至可接收且环保手续齐全的污水处理厂处理。

（8）站场分液罐中污水泄漏，一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急响应预案；及时检查分液罐等装置是否破坏并产生泄漏，并封堵泄漏部位，切断污染源；通过长期监测井作为应急抽水井开展抽水，形成水力截获带，控制污染羽，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水源或送水车应急供水解决群众饮水问题。

5.8.8. 应急监测

（1）天然气泄漏事故

应急监测的项目：甲烷、硫化氢。

监测地点：泄漏事故地点；

监测要求：主导风向结合敏感点进行布设。

（2）油罐及废水泄漏事故

应急监测的项目：COD、石油类、氯化物、钡。

监测地点：泄漏事故地点下游地表水及地下水，下游土壤；

监测要求：重点对下游具有饮用水功能的水体

进行监测，并根据监测结果提出应急措施，必要时可利用其他井（泉）水或送水车应急供水解决居民的饮水问题。

5.8.9. 事故后的恢复程序

当恢复生产后，善后工作由现场人员负责具体落实，主要包括以下内容：

（1）对现场进行清理，撤除所有的机具设备。

（2）恢复地貌、植被；疏通河道、交通。

（3）根据事故破坏情况，进行评估，按照相关法律，进行赔偿。

（4）做好各项记录，进行归档整理。

5.8.10. 应急培训与演练

应急培训和演练是培养和提高各岗位操作人员以及其他人员的日常应急处理能力的重要手段。应急预案应明确规定以下内容：

（1）演练及考核计划

演练计划包括应急预案类型、演练时间、演练内容、参加人员、考核方式等要求。

（2）演练记录

演练记录包括应急预案类型、演练时间、演练人员名单、演练过程、考核结果、存在问题等内容。演练记录存档备查。

（3）演练内容和形式

强化应急器材、医疗急救等方面的演练；

采用答卷方式对操作人员进行应急预案教育；

按照事故应急预案，以岗位为单位进行实战模拟演练；和地方消防、医疗等单位举行较大规模的实战模拟演练；

采取各种形式（如电视、电影、宣传手册等）对站场周边的民众进行应急知

识宣传，在距站场 100m 范围内有居民的村庄进行居民疏散演练。

(4) 总结

演练结束后应就演练过程与应急预案的要求进行对比，可采取自我评估或第三方评估的方式对预案实施过程中存在的问题进行评估，根据评估结果对应急预案进行修改、完善。

5.9. 小结

5.9.1. 项目危险因素

本项目为天然气钻井及试采工程，气藏为含硫的天然气，主要涉及的危险物质为 CH₄、H₂S 油类物质、废水等。本工程通过站场划分危险单元，共划分为 6 个危险单元，分别为井场、试采站工艺装置区、柴油储罐、主放喷池、污水池和分液罐。

5.9.2. 环境风险防范措施及应急预案

本工程按照《石油天然气工程设计防火规范》等标准的要求，主要针对项目设计阶段、施工阶段以及试采阶段提出了明确的环境风险防范措施；施工期安全管理主要由施工单位负责，监理单位严格按标准检查，与建设方密切配合，共同做好安全管理，应明确提出安全要求，落实安全责任，对影响工程质量、安全的现象，监理方、建设方都必须加以制止；建设单位应根据本工程的安全预评价制定应急计划区，并将本报告提出的环境敏感点纳入应急计划区。

5.9.3. 环境风险评价结论与建议

本项目虽然在严格按照井喷失控 15min 后及时点火的原则，15min 内泄漏的可燃气体浓度不会危及井场周边农民的生命和健康。但为了确保周边居民的健康，工程划定井口 500m 范围作为农户紧急撤离范围，事故发生时，再根据监测确定是否扩大撤离范围，建设单位可通过安装广播等方式告知农户，日常划定出逃生路线并确定临时聚居点，并加强宣传和演练。

井场内应设风向标，确定紧急集合点，在可能发生气体中毒的场所，出入口设置危险危害因素告知牌和危险点分布图。在作业场所和危险点设置警示标志；危险源集中场所要划定危险区域，防止人员随意进入。现场安装有可燃气体报警器及火灾报警器，并配备相关灭火设施。井场配备沙袋且四周设置截水沟。

同时，项目施工期在确保对施工人员、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概率和影响控制在最低程度。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。

5.9.4. 环境风险自查表

表5.9-1 环境风险自查表

工作内容			完成情况										
风险 调查	危险物质	名称	井喷甲烷	井喷硫化氢	站内甲烷	站内硫化氢	柴油	盐酸($\geq 37\%$)	废油				
		存在总量/t	0.47	0.42	0.018	0.016	15.12	1.13	0.5				
环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 585 人				5km 范围内人口数 0.69 万人							
		每公里管段周边 200m 范围内人口数(最大)					人						
	地表水	地表水功能敏感性		F1 <input type="checkbox"/>	F2 <input checked="" type="checkbox"/>		F3 <input type="checkbox"/>						
		环境敏感目标分级		S1 <input checked="" type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>		S3 <input type="checkbox"/>						
	地下水	地下水功能敏感性		G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input checked="" type="checkbox"/>		G3 <input type="checkbox"/>						
		包气带防污性能		D1 <input checked="" type="checkbox"/>	D2 <input type="checkbox"/>		D3 <input type="checkbox"/>						
物质及工艺系统 危险性	Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>		1≤Q<10 <input type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input type="checkbox"/>		Q>100 <input type="checkbox"/>						
	M 值	M1 <input type="checkbox"/>		M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input type="checkbox"/>		M4 <input type="checkbox"/>						
	P 值	P1 <input type="checkbox"/>		P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>		P4 <input type="checkbox"/>						
环境敏感 程度	大气	E1 <input type="checkbox"/>		E2 <input checked="" type="checkbox"/>			E3 <input type="checkbox"/>						
	地表水	E1 <input checked="" type="checkbox"/>		E2 <input type="checkbox"/>			E3 <input type="checkbox"/>						
	地下水	E1 <input checked="" type="checkbox"/>		E2 <input type="checkbox"/>			E3 <input type="checkbox"/>						
环境风险潜势	IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>		III <input type="checkbox"/>		II <input type="checkbox"/>		I <input checked="" type="checkbox"/>					
评价等级	一级 <input type="checkbox"/>			二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>					
风险 识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>				易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>							
	环境风险 类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>								
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>			地表水 <input checked="" type="checkbox"/>		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>						
事故情形分析	源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>		经验估算法 <input type="checkbox"/>		其他估算法 <input type="checkbox"/>							
风险 预测	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>		AFTOX <input type="checkbox"/>		其他 <input type="checkbox"/>						
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 <input type="text"/> m										
	地表水		大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 <input type="text"/> m										
与评 价	地下水	最近环境敏感目标 / , 到达时间 / h											
		下游厂区边界到达时间 / d											
重点风险防范 措施		最近环境敏感目标 / , 到达时间 / d 1.站场配套防井喷装置; 2.制定应急救援预案并定期演练;											

	<p>3.配备完善的放空系统、安全截断系统、可燃气体报警系统；</p> <p>4.按照相关规范进行了防爆、防雷、防静电设计；</p> <p>5.与站场周边的居民和当地村委会建立联络沟通机制，完善应急监控能力；</p> <p>6.定期对站场设备及管线进行巡检，检查设备及管线有无漏点，确保其设备完好，无泄漏发生；</p> <p>7.做好分区分级防渗，设置围堰，做好防雨、防晒措施；修建围堰，防止废水、油类泄漏进入周围环境；站场周边设置截排水沟，配套监测池及污水池；</p> <p>8.污水池兼作事故应急池，保证有 500m³ 空置。</p>
评价结论与建议	本项目落实本报告提出的各项措施、建立和落实各项风险预警防范措施和事故应急计划，杜绝重大安全事故和重大环境污染事故的发生，可使项目建成后风险水平处于可接受程度。

注：“□”为勾选项，“”为填写项。

综上所述，本项目风险事故发生概率低，按照相关行业规范完善泄漏、防火、防爆等环境风险防范措施，制定详尽有效的突发环境事件应急预案，提高队伍的事故防范能力，严格按照设计和行业规范作业，强化健康、安全、环境管理(HSE)，本项目的环境风险值会大大地降低，从环境风险的角度分析，环境风险水平是可以接受的。

6. 环境保护措施及其可行性论证

6.1. 施工期环境保护措施及可行性分析

6.1.1. 施工期大气污染防治措施及可行性分析

项目施工期的大气污染物主要为施工扬尘，施工机械和车辆尾气，备用柴油发电机尾气以及事故、测试放喷废气。

1、施工扬尘

施工扬尘主要为设备运输车辆运输过程及设备基础开挖过程产生，相比其它施工废气而言，施工扬尘是造成周围大气环境污染最严重的，根据设计资料，为减少施工工程中扬尘的产生量，拟采取如下措施：

①开挖施工过程中产生的扬尘，采用洒水车定期对作业面和土堆洒水，使其保持一定湿度，降低施工期的粉尘散发量。

②在施工现场进行合理化管理，统一堆放材料，设置专门库房堆放水泥，尽量减少搬运环节，搬运时轻举轻放，防止包装袋破裂，施工散料运输车辆应采用加盖篷布和湿法相结合的方式，减少扬尘对大气的污染，物料堆放时加盖篷布。

③当风速过大时，应停止施工作业，并对堆存的沙粉等建筑材料采取遮盖措施。

④保持运输车辆完好，不过满装载，尽量采取遮盖、密闭措施，减少沿程抛洒，及时清扫散落在路面上的泥土和建筑材料，冲洗轮胎，定时洒水压尘，减少运输过程中的扬尘。同时，在经过住户、学校附近时，应减速慢行，尽量减少粉尘对敏感点的影响。

⑤施工单位应严格遵守各级人民政府制定的建设施工管理制度，全面推行现场标准化管理，工地做到六必须（必须围挡作业、必须硬化道路、必须设置冲洗设施、必须及时洒水作业、必须落实保洁人员、必须定时清扫施工现场）；六不准（不准车辆带泥出门、不准运渣车辆冒顶装载、不准高空抛撒建筑垃圾、不准现场搅拌混凝土、不准场地积水、不准现场焚烧废弃物）。并且施工单位应严格落实本环评提出各项降尘措施。

根据达州市住房和城乡建设局《关于印发〈施工扬尘污染防治管理办法（试行）〉的通知》（达市住建发〔2018〕331号）的规定：招标文件中应明确扬尘

污染防治目标要求,建设工程施工合同中应明确施工单位扬尘防治职责,并与施工单位签订扬尘防治责任书;应将建设工程施工现场扬尘污染防治费用列入工程概预算、招标文件工程量清单和施工合同,实行专款专用。

施工扬尘量随管理手段的提高而降低,如果管理措施得当,扬尘量将降低70~80%,大大减少对环境的影响。本项目在施工过程中,在落实以上措施的同时,应注意加强对施工队伍的管理,如建立施工规章制度,由通过IS014000认证的单位施工等。

2、施工机械和车辆尾气

在施工期间施工单位应定期对施工设备进行维护,保证其在最佳状态下运行,以提高燃料(柴油、汽油等)的利用率,同时应尽量选用清洁燃料。由于施工机械废气属间断性无组织排放,特点是排放量小,加之施工场地开阔,扩散条件良好,因此施工机械废气能达标排放。同时,在施工期内应多加注意施工设备的维护,使其能够正常地运行,提高设备燃料的利用率。在此条件下,对环境及敏感点的影响较小。

3、备用柴油发电机尾气

项目周边供电网已铺设,可将网电接入井场,满足本项目钻井及试采需求,因此本项目优先使用网电作为动力和生产生活用电,正常情况下无燃烧废气产生。在停电或者电网供应不能满足使用时,柴油发电机尾气释放到环境空气中后将很快被稀释,且其影响的持续时间较短,影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。因此,柴油机废气对环境空气的影响很小,大气污染物将随钻井工程的结束而消除。

4、事故、测试放喷废气

事故、测试放喷天然气经专用放喷管线引至放喷坑后点火燃烧,放喷的含硫天然气经点火燃烧,其主要污染物为CO₂和SO₂,放喷时间短,属临时排放,且建设单位在发生事故放喷时制定了紧急预案,对周边居民实施临时疏散,因此事故放喷对周边人群健康基本无影响,对环境影响也较小。

综上所述,本项目施工期各类废气处置措施在川东北地区试采工程中已实施多年,具有较好的借鉴经验。本项目周边中石化川东北地区试采地面工程采用相

同废气处理措施,到目前为止,中原油田普光分公司未收到废气污染的环保投诉。因此,本项目施工期废气治理措施从经济和环保角度分析是合理、可行的。

6.1.2. 施工期废水污染防治措施及可行性分析

施工期废水主要来自施工人员在施工作业中产生的生活污水、钻前施工废水、钻井废水、洗井废水、压裂返排液、初期雨水。

(1) 生活污水

本项目施工期钻前施工人员生活污水利用农户已有的设施进行收集处置,钻井施工人员生活污水则经收集后由吸污车转运至宣汉县毛坝镇生活污水处理厂。

项目施工期短,产生量小,生活污水经上述措施处理完全可行、有效。

(2) 钻前施工废水

钻前施工废水主要为土建施工,还会产生车辆清洗、砂石料拌合及混凝土养护、施工机具保洁、井口、套管及站内管线试压废水等,及道路施工遇雨水产生的地表径流,产生地点分散,产生量较小,污染因子以石油类和 SS 为主。本项目在施工现场设置沉淀池,施工废水经隔油沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水,不外排。

(3) 钻井废水

本项目常规钻井作业的配浆过程中会根据泥浆的不同要求加入不等量的水,这些水随钻井液进入井底协助钻井作业,在钻井液返回地面后,大部分水随泥浆进入泥浆净化系统,小部分水随钻屑进入污水池,经固液分离后,回收上清液用于泥浆配置,不外排;剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注,现场无废水外排。

(4) 压裂返排液及洗井废水

测试放喷与完井工程产生的作业废水主要是压裂、洗井等施工时产生的废水,临时暂存于主放喷池,主放喷池预先储备部分碱性水用于中和返排酸液,然后由罐车运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注。

(5) 初期雨水

井场内四周设排水边沟,井场雨水随四周排水边沟汇至排放口,排放口设监控池,初期雨水收集进入污水池处理。初期雨水同钻井废水一同预处理后回用于配制泥浆,不外排。

综上所述,本项目施工期各类废水处置措施在川东北地区试采工程中已实施多年,具有较好的借鉴经验。到目前为止,未收到废水乱排乱放的环保投诉。因此,本项目施工期废水治理措施从经济和环保角度分析是合理、可行的。

6.1.3. 地下水防治措施及可行性分析

本项目站场施工主要通过合理安排施工计划、施工程序,加强施工废水及生活污水的收集与处置,以减小本项目施工期对地下水环境的影响程度和影响范围。站场建设时设置雨污分流系统,实现污水和雨水的分流。项目实施过程中定期检查防渗基础,对破损部位进行修复。站场施工加强固废和生活垃圾的堆放管理,防止废水下渗污染地下水。

6.1.4. 施工期噪声防治措施及可行性分析

6.1.4.1. 站场施工

施工期噪声源主要来自施工作业机械,如挖掘机、推土机等,其强度在 80~90dB (A)。施工期拟采取如下噪声防治措施:

(1) 施工单位必须选用符合国家有关标准的施工机具和运输车辆,尽量选用低噪声的施工机械和工艺,振动较大的固定机械设备应加装减振机座,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) 在离居民区较近的地方施工,应严格执行当地政府控制规定,严禁在晚上 10 时至次日 6 时进行高噪声施工,夜间施工应向有关部门申请,批准后才能根据规定施工。

(3) 在施工中严格控制作业时间,根据具体情况,合理安排施工时间,提高操作水平,与周围居民做好沟通工作,减少对敏感地点的影响,防止发生噪声扰民现象。

(4) 运输车辆应尽可能减少鸣号,尤其是在晚间和午休时间。

(5) 合理布局施工现场,避免在同一地点安排大量动力机械设备,以免局部声级过高。

6.1.4.2. 钻井施工

合理布置高噪声设备;选用低噪声设备如网电钻井;泥浆泵安装弹性垫料;对周边 500m 范围内无关人员进行临时疏散。

根据工程分析,项目施工期拟采取措施,合理安排作业时间,加强管理,能

最大限度地减少对环境的影响，避免施工噪声扰民而影响周围居民休息。因此其措施可行。

6.1.5. 施工期土壤环境污染防治措施

6.1.5.1. 源头控制措施

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，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，同时经过防渗处理的地面有效阻止污染物的下渗。

6.1.5.2. 过程控制措施

对站场进行分区防渗，见地下水污染防治措施章节。对站场设备、管道阀门宜采用密封性好、不易腐蚀的设备。

总的来说，地下水和土壤污染防治措施应按照“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、应急响应进行控制。这些措施在川东北地区钻采工程中已实施多年，具有较好的借鉴经验。根据其他中石化川东北地区钻采工程采用相同土壤污染防治措施，在加强管理和监控后，无土壤污染现象和投诉发生。因此，本项目施工期土壤污染防治措施从经济和环保角度分析是合理、可行的。

6.1.6. 施工期固体废物治理措施及可行性

(1) 生活垃圾

施工期工人产生的生活垃圾依托周边农户已有生活垃圾收集措施收集后，最终由市政环卫部门统一清运处置。

(2) 开挖土石方

根据设计资料可知，本项目基础、方井、场内边沟等基础平整开挖土方约 200m³、开挖石方约 350m³，弃方 550m³；管道工程为地上敷设，故不涉及挖填方。

本项目设置临时堆土场 1 处，位于井场范围内，面积约****，设置草袋装土进行护脚，临时堆土表面采用密目网苫盖。钻前施工结束后弃土严格落实水保要求，运至合规弃土场处置。

(3) 废油

本项目施工废水隔油沉淀池产生的少量废油约 0.1t，采用废油桶收集后，暂存于危废暂存间，定期交由资质单位处置。

（4）废泥浆

本项目废弃水基泥浆产生量为 252.9m³。

废弃泥浆采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，废水基泥浆按照《达州市生态环境局办公室关于进一步加强固体废物污染防治工作的通知》（达市环办发〔2021〕24 号）要求，交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（四川光隆环保科技有限公司）。

（5）废钻井岩屑

本项目水基岩屑产生量约为 2091m³。

本项目采用清洁化操作平台，废岩屑采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施，废水基岩屑按照《达州市生态环境局办公室关于进一步加强固体废物污染防治工作的通知》（达市环办发〔2021〕24 号）要求，交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（四川光隆环保科技有限公司）。

四川光隆环保科技有限公司工业废弃物综合利用项目于 2018 年 4 月 12 日取得原达州市环境保护局的批复（达市环审〔2018〕2 号），并于 2021 年 5 月 13 日通过了竣工环境保护验收，该项目处理水基钻井岩屑等一般工业废弃物 5 万吨/年，本项目废弃水基岩屑和泥浆产生量约为 2343.9m³，根据统计资料经泥浆不落地装置处理后水基钻井固废容重约 1.8t/m³，故废弃水基岩屑和泥浆产生量约 4219.02t，仅占四川光隆环保科技有限公司年处理能力的 8.44%，可满足本项目废弃水基岩屑和泥浆处置需求。

（6）废油、废油桶、废含油抹布及手套

钻井过程废油主要来源为：a、机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油；b、液压控制管线刺漏，如液压大钳、封井器及液压表传压管线刺漏；c、清洗、保养产生的废油，如更换柴油机零部件和清洗钻具、套管时产生的废油。钻井产生的废油用废油桶收集，根据类比和现场调查，本项目产生废油量约为 0.5t，废机油桶约 0.2t/a、废含油抹布、手套等约 0.05t/a，暂存于危险废物暂存间，交由有资质的单位处理。

（7）废包装材料

本项目产生的废包装材料约为 2t, 集中收集后送当地废品回收站处理。

6.2. 运营期环境保护措施及可行性分析

6.2.1. 大气环境污染防治措施可行性分析

6.2.1.1. 水套加热炉燃烧废气

本项目水套加热炉燃料为井站自采气, 经节流调压分离后管输至水套炉使用, 为净化燃料气, 天然气燃烧后产生的废气中主要为 SO₂、NO_x、颗粒物通过 8m 高排气筒排放, 排放方式为连续排放。用气时间按 360 天计算 (扣除检修和关井恢复压力期), 使用时间为 8640h/a; 水套加热炉正常工况下燃料气使用量为 30 万 m³/a (扣除检修时间, 生产天数按 360 天/年计算)。

本次评价采用水套加热炉废气产排核算均按照《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 第 24 号) 中“锅炉产排污量核算系数手册”中燃气工业锅炉废气产排污系数计算, 热力生产型燃气锅炉的工业废气产生量产污系数为 107753 标立方米/万立方米-原料, 其中水套加热炉采用国内领先低氮燃烧, 氮氧化物的产生系数为 6.97 千克/万立方米-原料、二氧化硫的产生系数为 0.02S 千克/万立方米-原料; 根据《工业锅炉污染防治可行技术指南》(HJ 1178-2021), 燃气锅炉(不采取除尘措施)颗粒物的排放浓度控制水平为<10mg/m³, 因此本次评价水套炉颗粒物浓度按照 10mg/m³ 评价。

则本项目水套加热炉废气排放情况如下表所示:

表 6.2-1 水套加热炉废气源强计算表

燃料使用量 (万 m ³ /a)	年工作时间 (h/a)	废气产生量 (m ³ /h)	污染物排放			
			污染物	排放浓度 (mg/m ³)	排放速率 (kg/h)	排放量 (t/a)
30	8640	374	颗粒物	10	0.0037	0.032
			氮氧化物	64	0.024	0.209
			二氧化硫	19	0.007	0.06

由上表可见本项目水套炉燃烧废气通过水套炉自带 8m 高排气筒排放, 排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 中表 2 标准限值要求。综上所述, 本项目所采用的水套加热炉废气治理措施可行。

6.2.1.2. 非正常工况检修/事故放空废气

项目检修/事故时为保证安全, 需排尽输气管线内的残余天然气, 根据站场操作工艺, 需排空装置及管道内的残留天然气, 残留天然气通过井场放空系统点

火排放。本项目设备检修预计每年约 1~2 次，检修前可利用截断装置，放空废气仅为站场设备内残留的原料气，放空量约为 30m³/次，放空废气通过放空火炬点火燃烧，主要污染物为氮氧化物、二氧化硫。

系统超压、设备检修废气和事故放空废气通过站场内 15m 放空管火炬燃烧后排放，参照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 相关要求，“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”，本项目事故放空天然气通过放空管点火燃烧，满足要求，因此本项目对检修期间天然气采取放空管点火燃烧是可行的。

本项目试采站场废气采用的处理措施均为天然气开发项目处理过程中常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气试采站场工程项目中广泛应用，各节点废气均能做到达标排放，不会改变区域环境功能，废气处理措施合理、可行。

6.2.2. 废水污染物防治措施

6.2.2.1. 治理措施

本项目依托大湾 4011 井站现有值守人员进行管理，故本项目试采期间不新增生活污水。故本项目建成后，运营期废水主要为气田采出水以及设备检修废水。

(1) 采出水

本项目试采期地层水产生量预计最大为 10m³/d，站内新建 1 个 50m³ 分液罐进行收集，可以满足地层水两天的暂存要求，在试采前期地层水产生量较大时应加密转运，及时拉运能保证站场分液罐对项目废水的收纳，后期随着地层水产量的减小可根据实际情况调整转运计划。站场设置分液罐位于防渗区，做好分液罐的保养检查，杜绝污水泄漏；本项目气田采出水通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016) 中回注水质要求后管输至回注站回注处理，不外排，应做好气田采出水转运计划，确保废水得到有效处置。

(3) 检修废水

检修废水产生量约 4.0m³/a，主要含有 SS 和石油类，暂存于试采站建设的分液罐（1 个，50m³），暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016) 中回注水质要求后管输至回注

站回注处理，不外排。

6.2.2.2. 废水转运措施

(1) 废水转运单位在开展运输工作前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，提升应对泄漏等风险事故的应对能力，将可能造成的环境影响降到最低；运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸过程中不得溢出和泄漏。严禁随意倾倒、排放或者向第三方转移废水。

(2) 运输前规划运输路线，废水转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险；运输过程中应尽量避开环境敏感区，遇环境敏感区需减速慢行确保安全通过，同时要注意清洁运输，防止废水泄漏。

(3) 废水转运应建立交接联单制度，确保废水运至相应的目的地。

(4) 废水转运必须使用密闭的车辆运输，并确保运输车辆车况处于良好状态。

(5) 废水运输由专业单位负责实施，不得自行运输，也不得委托公司外其他单位运输。

(6) 承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车辆安装 GPS 系统，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台，以便随时掌握废水运输车辆位置和行驶路线，确保废水转运至相应的目的地。

(7) 废水运输车辆严格执行签认制度。签认单保存期不得少于二年，以便被查。

(8) 废水转运单位应做好应急管理工作，做好风险防范识别，编制生产废水运输应急预案，每次废水运输任务都应制定运输方案和应急措施，严禁超速超载，路过环境敏感区需减速慢行，安全驶离，强化运输过程的安全管理，防止因安全事故衍生成环保事故。

(9) 废水产生单位和废水转运单位应建立健全管理制度和办法，加强与地方相关部门的联系和协调。废水运输过程中，废水产生单位、承运单位应做好相关记录，建立相关台账。

6.2.2.3. 采出水处置依托可行性分析

本项目试采站采出流体经过计量分离器进行气液分离，分离出的采出水进入

分液罐，采出水主要来源为地层水和压裂作业后残留的压裂液，主要污染物均为氯化物、COD、钡等，采出水及检修废水利用站内设置的分液罐进行暂存，本项目试采站设置1个分液罐(容积50m³)，本项目初期单井采出水产生量约10m³/d，后期试采稳定进行采出水会随之减少，气田采出水进入试采站建设的分液罐(1个，50m³/个)暂存，暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站达到《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016)中回注水质要求后管输至回注站回注处理，不排入地表水体。

(1) 赵家坝污水处理站

赵家坝污水处理站位于天然气净化厂内，处理规模为800m³/d，目前实际处理量为500m³/d，富余300m³/d。根据周边站场采气期采出水产生情况，本项目试采期日产水量约为10m³/d(最大量，将随着开采逐渐减少)，试采期内采出水产生量最大为14400m³，故赵家坝污水处理站完全有能力处理本项目试采期产生的采出水。

(2) 回注井依托可行性

毛开1井回注站回注层位为雷口坡、嘉陵江组，注水井段2235.0m~3790.0m，回注储集空间 226.77×10^4 m³，注水压力约为37MPa，污水回注设计规模为120m³/d，目前回注量为100m³/d，已回注总量为 15×10^4 m³，剩余 211.77×10^4 m³；普光11井回注层位为飞仙关组(井段5552m~5716m)，回注储集空间132万m³，注水压力约为35MPa，污水回注设计规模为300m³/d，目前回注量为200m³/d，已回注总量为 15×10^4 m³，剩余 211.77×10^4 m³；普光3井回注层位为飞仙关组(井段5295.8m-5476.0m)，回注储集空间64万m³，注水压力约为35MPa，污水回注设计规模为350m³/d，目前由于站场检修，已暂时停止回注；后期检修完毕恢复后，预计回注量为150m³/d，已回注总量为 90.33×10^4 m³，剩余 100.67×10^4 m³；普光7井回注层位为飞仙关组(井段6109.0m-6313.9m)，回注储集空间54.65万m³，注水压力约为40MPa，污水回注设计规模为300m³/d，目前回注量为200m³/d，回注压力峰值约为22MPa。本项目试采期间回注站有足够的回注能力及空间接纳本项目废水。

本项目试采站场废水采用的处理措施为中石化在川东北地区常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气试采站场工程项目中广泛应用，依托污水处理站

专门为中石化钻采项目服务，运行稳定可靠，废水均能有效回注，因此，废水处理措施合理、可行。

6.2.3. 地下水和土壤环境防治措施可行性分析

项目实施对地下水及土壤可能造成的影响主要发生在施工期间。运营期试采站暂存废水等污染物较少，储存气田采出水的分液罐区进行了防渗和设置围堰，废水难以泄漏，有完善的防漏洒措施，难以对地下水和土壤环境造成影响。

地下水和土壤污染防治措施坚持“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合”的原则，即采取主动控制和被动控制相结合的措施。本项目运营期分液罐区和流程区进行了分区分级防渗清污分流等措施，站场内空地采取硬化，站场内清污分流，能有效避免项目对地下水和土壤环境造成影响。在分液罐泄漏，防渗失效等极端情况下，及时将泄漏的采出水转移至罐车转运处理，同时对事故进行处理恢复，降低污染范围和影响。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中分区防控措施和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934）中的有关要求，本项目分液罐区修建围堰，围堰内容积要足够储存分液罐泄漏的采出水。因此分液罐的建设是可行有效的。

本项目试采站场地下水土壤污染防治措施为中石化在川东北地区常用的处置措施，已在建设单位同类型天然气试采站场工程中广泛应用，采气试采未发生过地下水和土壤污染事故，因此，地下水和土壤防治处理措施合理、可行。

6.2.4. 噪声防治措施

根据泵的噪声频谱特性，采取的噪声控制措施为隔声、减震等，具体措施为：

（1）平面布置时进行合理布局，高噪声设备远离居民一侧布置，控制气流速度，减少站场工艺管线的弯头、三通等管件，降低试采站内噪声。

（2）选用高效低噪声的水套加热炉、分离器、卸车泵和调压设备。

运营期采取以上措施为中石化在川东北地区常用的防治措施，类比已在建设单位同类型天然气试采站场工程，项目运营期不会对声环境和敏感点（农户）造成噪声污染影响。

（3）种植绿化隔声。

（4）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。

运营期采取以上措施为中石化在川东北地区常用的处置措施，类比已在建设单位同类型天然气试采井站工程，项目运营期不会对声环境和敏感点（农户）造成噪声污染影响，因此，运营期噪声污染防治措施合理、可行。

6.2.5. 固体废物处置措施

本项目试采站运营期主要产生的固废为除砂器产生的废渣、检修废渣、分液罐沉渣、废油、废机油桶、废含油抹布及手套。

（1）除砂器产生的废渣

除砂器废渣主要为压裂阶段压入地层的支撑剂（石英砂和陶粒）以及天然气层随气体带出的少量砂砾，根据该区域已运行采气站场经验，除砂废渣产生量约为 2~10kg/次（本次评价以 3kg/次计）。站内平均排砂 1 次/周，每年按 48 周计，则除砂废渣产量为 144kg/a。除砂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（四川光隆环保科技有限公司）。

（2）检修废渣

站内设备在正常情况下 24 小时连续运行，需定期进行维护管理。根据实际情况不定期进行检修，将产生少量检修废渣，主要为分离器检修废渣，单个井场检修废渣产生量约为 2kg/a。检修废渣属一般固废，交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（四川光隆环保科技有限公司）。

（3）分液罐沉渣

试采站采出水暂存于分液罐中，分液罐每半年清理一次，分液罐沉渣产生量约为 0.5t/a，主要成分是井内杂屑、机械杂质，由清理人员统一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（四川光隆环保科技有限公司）。

（4）废油、废机油桶、废含油抹布及手套

试采站过程废油主要来源为：a、设备维护、保养过程中产生的废油；b、压缩机机油更换过程中产生的废机油。试采产生的废油用废油桶收集，根据类比和现场调查，本项目产生废油量约为 0.3t/a，废机油桶约 0.1t/a、废含油抹布、手套等约 0.03t/a，暂存于危险废物暂存间，交由有资质的单位处理。

运营期固体废物和危废采取以上措施为中石化在川东北地区常用的处置措施，类比已在建设单位同类型天然气试采井站工程，项目运营期不会对周围环境

和敏感点（农户）造成污染和影响，因此，运营期固废治理措施合理、可行。

6.2.6. 生态环境影响减缓措施

6.2.6.1. 陆生植物保护措施

工程进入运营期，所有施工活动结束，大部分施工迹地上被破坏的植被进入恢复期，这期间应该尽量减少对这些地段的干扰活动。但应加强巡视人员的管理及生态环境保护知识的宣传，禁止巡视人员对站场周边植被的滥伐，禁止乱扔垃圾，禁止破坏和随意践踏已恢复或正在恢复中的植被。

试采结束后，对于占用的区域均应进行相应的复垦和植被恢复。

6.2.6.2. 陆生动物保护措施

工程施工结束后，各施工机械和人员已经撤离，强烈人为干扰逐渐消除；临时占地区域的植被逐渐得到恢复，受到施工影响的野生动物也会逐渐回到该区域栖息。因此运营期内，除特殊情况，一般不需要对野生动物特别的保护管理措施。

6.2.6.3. 对重要野生动物的保护措施

对施工人员和附近居民加强生态保护宣传教育和对重要野生动物的识别，严禁施工人员非法捕猎野生动物，限制工作人员在工作区以外特别是林区活动，禁止野外用火，预防森林火灾对野生动物栖息地环境的破坏。

6.3. 退役期环境保护措施及可行性分析

本项目试采期结束后若具备工业生产价值则转生产，采气站后续纳入区块环评；若试采结束后不具备工业生产价值则关井处理。关井后各种机械设备将停止使用，除井口采气树外，其余设备设施及管道全部拆除。关井后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《天然气井永久性封井技术规范》（Q/SYXN0386-2013）等相关行业规范进行封井作业，并设置醒目的警示标志，加强保护和巡查、监控。除在井口周围设置围墙外，其余占地全部进行土地功能的恢复。

退役期主要环保措施是生态恢复，对占用的区域进行土地复垦，包括平整土地、翻地改善土壤理化性状，给植物及农作物生长尤其是根的发育创造了适宜的土壤条件。其方法和要求：先将表土翻松，再进行填平工作，局部高差较大处，进行回填，做到挖填同时进行。平整时应采取就近原则，开挖及回填时应保证表

土回覆前土块有足够的保水层，防止表土层底部漏水，配合平整进行表土回覆。

植物恢复尽量选用当地乡土树草种或适生树草种。草籽撒播首先进行整地，耕翻土层 20cm 左右，清除土层中的碎石等杂物，以形成一个疏松、透气、透水等适宜草种生长的苗床。种子处理去杂、精选，保证种子质量，播种前将精选的草种浸泡 24 小时以利于出芽，宜在春末夏初或夏季播种，适当施有机肥或 N、P、K 复合肥，及时浇水、施肥。植物措施抚育期 6 个月，播撒草种后植被在 6 个月内发挥植物措施效果。

评价认为，在采取了上述退役期污染防治措施后，可减缓退役期对环境的影响，措施可行。

6.4. 环保投资估算

本项目总投资 9932.44 万元，其中环保投资 474 万元，占总投资的 4.77%。项目环保投资估算时，环保措施单价参照其他已有工程类比，环保措施数量依据初步设计确定，环保投资估算见下表。

表 6.4-1 环保投资估算一览表

项目	措施类型	投资/万元	说明	备注
大气保护措施	施工期	扬尘防护措施	8 通过洒水降尘、设置围挡、土石方遮盖、车辆加盖篷布等。	/
		施工机械和车辆尾气	1 加强设备维护，选用清洁燃料。	/
		备用柴油发电机废气	3 经自带消烟除尘装置处理后自带排气筒排放。	/
		测试放喷废气措施	/ 测试放喷废气采取主放喷池燃烧处理，测试放喷之前，必须临时疏散周围的居民。	/
	运营期	水套炉废气	2 采用低氮燃烧装置处理后通过自带 8m 高排气筒排放。	/
		事故放空和站内检修废气	/ 采用放空管燃烧处理后（98m）排放。	/
水环境保护措施	施工期	施工人员生活污水	20 钻前施工人员生活污水依托当地农户旱厕收集后农用，钻井及完井施工人员生活污水收集后，定期由吸污车转运至宣汉县毛坝镇生活污水处理厂处理。	/
		钻前施工废水	8 设置施工废水隔油沉淀池，施工废水沉淀后回用。	/
		初期雨水	8 在井场四周设排水边沟，井场雨水随四周排水边沟经监控池外排；场内井架基础、设备基础、循环罐基础周边设环状排污沟，污水可经排污沟排至污水池。	/
		钻井废水	50 大部分水随泥浆进入泥浆净化系统，小部分水随钻屑进入污水池，经固液分离后，回收上清液用于泥浆配置，不外排；剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注。	/
		压裂、洗井废水	100 压裂废水和洗井废水暂存于主放喷池，主放喷池预先储备部分碱性水用于中和返排酸液，然后由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注。	/
	运营期	气田水、检修废水	50 本项目运营期产生的气田水、检修废水通过罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注。	/
噪声防治措施	施工期	10 用低噪声设备、加强维护保养，置于钻井井场内，基础安装减振垫层，柴油发电机设置于室内。	/	
	运营期	/ 平面布置合理布局，高噪声设备远离居民一侧布置，控制气流速度，减少站场工艺管线的弯头、三通等管件的使用。加强站场绿化，种植绿化带隔声。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	/	

项目	措施类型	投资/万元	说明	备注
			空管周围 50m 范围内不得有人员靠近。	
固废处理措施	施工期	施工人员生活垃圾	0.5	设置垃圾桶集中收集, 交由当地环卫部门处置
		废弃土石方	10	暂存于弃土堆放区, 严格落实水保要求, 运至合规弃土场处置
		隔油沉淀池废油	0.5	废油桶收集, 暂存于危险废物暂存间, 交由资质单位处置
		废弃泥浆、岩屑	140	项目采用清洁化操作平台, 并采取泥浆不落地措施。项目产生的废水基泥浆及岩屑交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用(四川光隆环保科技有限公司)。
		废油、废油桶、废含油抹布及手套	5	暂存于危险废物暂存间, 交由资质单位处置
		废包装材料	1	送当地废品回收站处理
	运营期	生活垃圾	1	设置垃圾桶集中收集, 交由当地环卫部门处置
		除砂废渣、检修废渣、分液罐沉渣	20	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(四川光隆环保科技有限公司)
		废油、废油桶、废含油抹布及手套	5	暂存于危险废物暂存间, 交由资质单位处置
	退役期	废弃建渣	3	及时清运到合规的建筑垃圾填埋场处理
		废弃防渗材料	2	经袋装密封后, 暂存于危险废物暂存间, 交由资质单位处置
地下水防治措施	分区防渗	/	井口区域、泥浆循环系统区域、泥浆不落地系统区域、泥浆储备罐区、柴油储罐、危废暂存间、主放喷池、分液罐区均为重点防渗区。	计入工程设计
环境风险措施	消防措施	/	按《建筑灭火器的配置设计规范》, 在站场装置区配置消防栓、各种手提式、推车式的CO ₂ 、干粉、泡沫等灭火器。	计入主体工程
	探测仪器	/	配备完善的放空系统、安全截断系统、可燃气体报警系统	
环境管理	环境监测	6	开展施工期、运营期环境监测工作	/

项目	措施类型	投资/ 万元	说明	备注
	环境宣传、保护	2	开展环保知识培训；宣传环境保护法律、法规；建设并设置环保“三同时”制度。	/
	竣工验收	18	开展环保竣工验收工作。	/
合计			503	

7. 环境影响经济损益分析

环境影响经济损益分析是环境影响评价的一项主要内容,设置的目的在于衡量建设项目所需投入的环保投资和能收到的环保效果,以评价本项目的环境经济可行性。因而在环境经济损益分析中除计算用于控制污染所需投资费用外,同时还需估算可能收到的环境与经济效益,以实现扩大生产、提高经济效益的同时不造成区域环境污染,做到经济效益、社会效益和环境效益的协调发展。

由前述评价可见,项目建设对环境影响是多方面的,而这些影响又都难以进行经济核算,对环境影响采用的减缓措施取得的是社会和生态效益,目前这些效益也难以采用经济方法进行估价,为此下面仅从本项目的工程社会效益和环境保护措施的投资两方面进行经济损益分析。

7.1. 工程经济、社会效益分析

作为一种优质、高效、清洁的能源,天然气在能源竞争中的优势已逐步确立,开发利用天然气已成为当代世界的潮流。随着全球天然气探明储量和产量同步迅速增长,天然气在能源构成中所占比例日益提高。有专家预计,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。

工程的建设有利于区域天然气资源的开发利用,提供了高效畅通的运输,降低了运输成本,提高了运输的连续可靠性。本项目建设需要一定数量的人力,除施工单位外,还需在当地招募民工,因而可给当地居民和农民增加收入。

7.2. 环境损益分析

7.2.1. 工程造成的环境损失分析

本项目在建设过程中,需要占用一定数量的土地,主要占用的是旱地、水田和林地等。占地只对耕作期的作物有影响,对农业带来的损失是暂时的,在施工结束后,经过一段时间即可恢复其原有功能。一般来说,环境损失包括直接损失和间接损失,直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失,即土地资源破坏的经济损失,从而减少了耕地的面积;间接损失指由土地资源损失而引起的其它生态问题,如荒漠化、沙尘暴、生物多样性及生产力下降等生态灾害所造成的环境经济损失。间接损失的确定目前尚无一套完整

的计算方法和参考数据，因此，仅通过计算直接农业生态和林地损失来代表环境损失。

7.2.2. 环境损益分析

1、改善环境空气质量

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。本项目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用无污染或低污染的优质能源替代煤炭。燃烧天然气排放的 CO、NO₂、灰分大大低于煤和原油的排放量。天然气燃烧可以节省 NO₂、SO₂、烟尘、固体废物等处理费用，减少燃煤灰渣引起的土地占用。因此本项目的建设将很大程度上减少了燃煤等对环境的污染影响，带来较好的环境效益。

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‰。

7.3. 结论

经上述分析可知，从长远角度考虑，本项目的建设有利于环境质量改善，区域长久稳定、安全的发展。对于工程在施工期产生的各类污染物及对生态环境的影响采取了相应的环境保护措施，减轻工程建设所带来的不利影响。由此可见，本项目实施后所带来的环境经济效益，比工程在施工中所造成的直接环境经济损失要大得多。因此，本项目实施后，产生的环境经济效益是显著的，项目建设符合社会效益、经济效益和环境效益统一的原则。

8. 清洁生产与总量控制

8.1. 清洁生产分析

目前,天然气开采业建设项目未被纳入生态环境部颁布的重点行业清洁生产标准目录中,根据对清洁生产评价评标体系查询,未发现针对天然气开采的清洁生产评价体系,故本评价从天然气开采建设的各个环节出发,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。

8.1.1. 工艺技术选择合理性分析

本项目以电网为动力,只有在停电等紧急情况下才启用柴油发电机供电,可减少柴油机废气排放。本项目以大湾 4011-4H 井钻井及试采工程自产的含硫天然气作为能源进行试采生产,所采用的天然气符合清洁生产的要求。

8.1.2. 产品的清洁性分析

项目产品为天然气,属清洁、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,属清洁产品。

8.1.3. 清洁生产措施

(1) 废水处理措施

①采出水

本项目采出水通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达到《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016)中回注水质要求后管输至回注站回注处理,不外排,对地表水和浅层地下水无影响。

②检修废水

本项目试采站检修设备时将产生清洗废水,检修废水暂存于试采站建设的分液罐(1个, 50m³),暂存一定量后通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达到《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016)中回注水质要求后管输至回

注站回注处理，不外排。

（2）废气处置措施

本项目水套加热炉产生的废气通过设备所带的 8m 高排气筒排放；系统超压、设备检修废气和事故放空废气采用放空管燃烧处理后（98m）排入大气环境。

（3）固体废物处理措施

本项目除砂器产生的废渣、检修废渣、分液罐沉渣均为一般工业废物，由清理人员统一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（四川光隆环保科技有限公司）；废油、废机油桶、废含油抹布及手套，暂存于危险废物暂存间，交由有资质的单位处理。

8.1.4. 清洁生产结论

本项目贯彻了清洁生产原则，符合清洁生产的要求及国家目前有关节能减排要求。为保持良好的清洁生产水平，本评价建议主要是加强管理，减少生产中的跑、冒、滴、漏现象，同时按照钻井行业规范做好井控和防喷措施，做好现场的应急措施。加强人员培训，增强职工清洁生产意识，尽可能地避免环境风险事故的发生，将本项目清洁生产维持在国内先进水平。

8.2. 总量控制

（1）废气总量控制指标

本项目依托现有水套加热炉，正常工况下不新增废气排放量。同时本项目为天然气开发勘探项目，根据《关于做好固定污染源排污许可清理整顿和 2020 年排污许可发证登记工作的通知》（环办环评函〔2019〕939 号）和《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版），本项目实行登记管理。中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司在达州地区各个试采站场均无总量控制指标要求，水套加热炉、放空系统按要求缴纳环保税。

因此，本次评价不核定废气总量控制指标。

（2）废水总量控制指标

项目气田采出水、检修废水通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求后管输至回注站回注，不外排。故本项目不需要核定废水总量控制指标。

9. 环境管理与环境监测

9.1. 环境管理

9.1.1. 环境管理的目的和意义

环境管理是协调经济、社会、环境有序发展的重要手段。环境管理就是以环境科学理论为基础，运用经济、法律、技术、行政、教育等手段去约束人类的社会经济活动，达到不超出环境容量的极限，又能满足人类日益增长的物质生活需要，并使经济发展与生态环境维持在相互可以接受的水平。实践证明，要解决好建设项目的环境问题，首先必须强化其环境管理。项目建成后应加强环境管理工作，按照国家的环保政策，建立环境管理制度，治理污染源，减少污染物的排放，最大限度地减少项目施工期和运营期对周围环境的不利影响，实现经济效益、社会效益和环境效益的统一。

9.1.2. 施工期环境管理

1、建立有效的环保措施落实监督检查机制

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。

2、建立有效的环境管理机制

建设方应设专人负责各作业单元 HSE 管理制度的贯彻执行，主要职责在于监督承包商履行承包合同，监督作业进程。制定作业环境保护规定。根据施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施。如在施工过程中，要求在保证安全和顺利施工的情况下，减少对植被、作物的人为破坏，禁止猎杀野生动物；在车辆运输中，要事先确定路线，防止车辆物料装运泄漏等。

3、建立完善的环保工作计划

1) 在施工前制定环境保护规划

收集施工地区现有的自然生态环境、社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，作为制定规划的依据。重点考虑生态、野生动物、植物等。

2) 进行环境保护培训

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

3) 紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，并明确处理紧急情况的协调及提交相关的恢复措施报告。

4) 施工结束后的恢复计划

施工前必须制定恢复计划，主要包括：收集所有的施工材料废弃物和生活废弃物、填实污水坑并用土压实，尽量恢复工区内的自然排水通道，营地拆除后不留废弃物，并对现场作业环境和营地环境恢复情况进行回访等。

9.1.3. 运营期环境管理

1、加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

2、落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。在项目运营期，环境管理除做好监督与检查站场各项环保设施的运行和维护等工作外，工作重点应针对工艺装置或管线破裂后天然气泄漏着火爆炸、着火爆炸等重大事故的预防和处理上。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重、污染影响长远且难以完全消除等特点。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。

9.2. 污染物排放清单

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）相关要求，建设项目应给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求。包括工程组成及原辅材料组分要求，建设项目拟采取的环境保护措施及主要运行参数，排放的污染物种类、浓度及总量指标，污染物排放的分时段要求，排污口信息，执行的环境标准，环境风险防范措施以及环境监测等。提出应向社会公开的信息内容。本项目污染物排放具体见下表。

表 9.2-1 本项目污染物排放清单一览表

污染物	污染物种类		排放浓度 mg/m ³	排放速率 kg/h	排放量	环保措施	运行参数	处理效果、执行标准或拟达 标准	总量 控制
大气 污染 物	施工扬尘	TSP	-	-	少量	洒水降尘、设置围挡、土石方遮盖、车辆加盖篷布等。	施工期, 白天	对周围环境影响很小	无
	施工机械、 车辆尾气	CO、NO _x	-	-	少量	加强设备车辆维护管理, 选用清洁燃料	施工期, 白天	对周围环境影响很小	无
	备用柴油机/ 发电机废气	SO ₂	1.0	0.008	少量	自带消烟除尘装置处理后自带排气筒排放	施工期, 备用	对周围环境影响很小	无
		NO _x	150	1.17	少量				
		烟尘	41	0.33	少量				
	事故放喷废气、 测试放喷废气	NO _x 、SO ₂ 、 CO ₂	-	-	少量	短期排放, 点火燃烧处理	施工期	对周围环境影响很小	无
	水套加热炉 燃烧产生的 烟气	NO _x	64mg/m ³	0.024	0.209t/a	水套加热炉燃烧废气通过自带 8m 高排气筒排放	年 360 天(扣除 检修和关井恢 复压力期)	《锅炉大气污染物排放标 准》(GB13271- 2014)	无
		SO ₂	19mg/m ³	0.007	0.06t/a				
		颗粒物	10mg/m ³	0.0037	0.032t/a				
	设备检修或 系统超压时 排放少量放 空燃烧废 气、事故放 空废气	NO _x	-	-	0.604kg/a	放空废气放空火炬燃烧后排放, 放空管 98m	偶尔	对周围环境影响很小	无
		SO ₂	-	-	20kg/a				
水污 染物	钻前施工生 活污水	COD、BOD ₅ 、 氨氮、SS	-	-	3.12m ³ /d	依托租住房屋已有生活污水处理系统处置	施工期	有效收集处理, 无乱排	无
	钻井施工生 活污水	COD、BOD ₅ 、	-	-	2.88 m ³ /d	经收集后由吸污车转运至宣汉县毛坝镇生活污			

污染物	污染物种类		排放浓度 mg/m ³	排放速率 kg/h	排放量	环保措施	运行参数	处理效果、执行标准或拟达 标准	总量 控制
	活污水	氨氮、SS				水处理厂			
钻前施工废水	SS	-	-	-		经沉淀后回用于站场施工机械洒水降尘，不外排。			
钻井废水	pH、SS、石油类	-	-	1420.56m ³		大部分水随泥浆进入泥浆净化系统，小部分水随钻屑进入污水池，经固液分离后，回收上清液用于泥浆配制；剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注，不外排。	施工期		
初期雨水	COD、SS	-	-	202.5m ³ /次			降雨	有效收集处理，无乱排	无
压裂返排液及洗井废水	pH、COD、SS、石油类、氯离子、挥发酚	-	-	5380m ³		由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注，不外排。	施工期	达《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016)中回注水质要求后经毛开1井回注站回注，不外排	无
试采气田采出水	石油类、悬浮物、COD 及氯化物等	-	-	10m ³ /d		由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注，不外排。	运营期	达《气田水回注技术规范》(Q/SY 01004-2016)中回注水质要求后经毛开1井回注站回注，不外排	无
检修废水	SS	-	-	4.0m ³ /a					无
噪声污染 物	施工机械、车辆、运行噪声、钻井及压裂作业噪声	噪声	-	-	73-100dB (A)	合理安排作业时间，合理布置施工现场。选用低噪声施工机械和工艺，加强各类施工设备的维护和保养。钻井及压裂作业期间，合理安排施工时间。	施工期	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准，不扰民	无
	试采站设备运行噪声	噪声	-	-	<50dB (A)	平面布置合理布局，高噪声设备远离居民一侧布置，控制气流速度，减少站场工艺管线的弯头、三通等管件的使用。加强站场绿化，种植	运营期	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类标准	无

污染物	污染物种类		排放浓度 mg/m ³	排放速率 kg/h	排放量	环保措施	运行参数	处理效果、执行标准或拟达 标准	总量 控制
						绿化带隔声。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。			
固体废物	施工期固废	钻前施工生活垃圾	-	-	0.675t	依托租用房屋已有生活垃圾收集措施收集后，最终由市政环卫部门统一清运处置	施工期	妥善处置，不会对环境造成二次污染	
		钻井施工生活垃圾	-	-	3.26t	垃圾桶收集，定期按井场所在地环卫部门统一处置			
		开挖土石弃方	-	-	550m ³	严格落实水保要求，运至合规弃土场处置			
		废弃水基泥浆、岩屑	-	-	2343.9m ³	采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施。交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（四川光隆环保科技有限公司）。			
		废包装材料	-	-	2t	送当地废品回收站处理			
		废油	-	-	0.6t	废油桶收集，暂存于危险废物暂存间，交由资质单位处置			
		废油桶、废含油抹布及手套			0.25t	暂存于危险废物暂存间，交由资质单位处置			
	运营期固废	除砂废渣	-	-	144kg/a	均属于一般固废，经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（四川光隆环保科技有限公司）	施工期	妥善处置，不会对环境造成二次污染	
		检修废渣	-	-	2kg/a				
		分液罐沉渣	-	-	0.5t/a				
		废油	-	-	0.3t/a	废油桶收集，暂存于危险废物暂存间，交由资质单位处置			
		废油桶、废含油抹布及手套	-	-	0.13t/a	暂存于危险废物暂存间，交由资质单位处置			

污染物	污染物种类		排放浓度 mg/m ³	排放速率 kg/h	排放量	环保措施	运行参数	处理效果、执行标准或拟达 标准	总量 控制
退役期固废	废弃建渣		-	-	少量	清运到合规的建筑垃圾填埋场处理	退役期		
	废防渗材料		-	-	1.5t	暂存于危险废物暂存间, 交由资质单位处置			

9.3. 环境监测

9.3.1. 监测计划

根据建设项目基本情况和区域环境状况,本次环评根据《环境影响评价技术导则》(HJ 2.2、HJ 610、HJ 964)、《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017),并参照《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)中的有关规定要求,针对本项目产排污特点,制定本项目的监测计划,详见下表。

表 9.3-1 本项目环境监测计划

环境要素	监测点位	监测项目	监测频次	监测时段	执行标准
土壤	对试采站分液罐区附近设置1个监测点(取柱状样)	pH值、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、土壤盐分含量、氯化物、石油烃、钡	1次/年	运营期	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)和《四川省建设用地土壤污染风险管 控 标 准》(DB51/2978-2023)第二类用地风险筛选值
大气	井场场界	TSP	1-2 次	施工期	/
	试采站水套加热炉排气筒	颗粒物、NO _x 、SO ₂ 、林格曼黑度	1 次/年	运营期	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)
噪声	四周场界	昼间、夜间噪声	1 次/季度	运营期	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类
	北侧居民处	昼间、夜间噪声	1 次/季度		《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 2类
地下水	场地上游	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、菌落总数、氟化物、总大肠菌群、石油类、硫化物	1 次/年, 事故时加密监测	运营期	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准
	场地下游				

9.3.2. 应急监测

本项目主要存在试采站场天然气泄漏(天然气泄漏或火灾、爆炸或重大环境污染)、污水泄漏等事故。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，以及风险事故发生时，环境监测部门应立刻进行现场监测，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。

对事故监测可根据事故性质、事故影响大小等具体情况监测气、土壤、水等，并以监测报告的形式上报上级部门。

9.4. 排污许可申请

本项目为天然气试采项目，根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版）可知，本项目为登记管理的行业，因此不需申请排污许可证，只需登记备案。

9.5. 竣工环境保护验收

为加强建设项目建设环境保护验收管理，监督落实环境保护设施与项目建设主体工程同时设计、同时投产、同时使用，防治环境污染，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）等相关文件要求，建设单位应积极自主开展环境保护验收。

表 9.5-1 环保“三同时”验收一览表

项目		主要内容	达到效果
施工期	废气	采取覆盖防尘布、洒水降尘、道路洒水、车辆清洗，大风天气停止土方开挖作业，使用尾气达标机械车辆等措施。	降低施工扬尘，满足地市相关管理办法要求
		测试放喷废气采取主放喷池燃烧处理，测试放喷之前，必须临时疏散周边的居民。	达标排放
	废水	钻前施工生产废水经隔油沉淀池沉淀后洒水降尘使用，不直接外排。	沉淀处理后回用，不直接外排
		钻前施工人员生活污水依托当地农户旱厕收集后农用，钻井及完井施工人员生活污水收集后，定期由吸污车转运至宣汉县毛坝镇生活污水处理厂处理。	保护地表水环境
		井场内四周设排水边沟，井场雨水随四周排水边沟汇至排放口，排放口设环保检测池，初期雨水收集进入清洁化操作平台，与钻井废水一同经清洁化操作平台预处理后进入污水池，经固液分离后，回收上清液用于泥浆配置，不外排；剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注。	保护地表水环境
		大部分水随泥浆进入泥浆净化系统，小部分水随钻屑进入污水池，经固液分离后，回收上清液用于泥浆配置，不外排；剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经毛回注站回注。	保护地表水环境
		压裂废水和洗井废水暂存于主放喷池，装车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注。	保护地表水环境
	噪声	站场施工采取合理安排作业时间，合理布置施工机械等措施，钻井施工：合理布置高噪声设备；选用低噪声设备如网电钻井；泥浆泵安装弹性垫料；对周边 500 m 范围内无关人员进行临时疏散。	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的噪声排放限值。
		项目采用清洁化操作平台，并采取泥浆不落地措施。项目产生的废水基泥浆及岩屑交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（四川光隆环保科技有	施工现场无遗留固废，处理率 100%，无二次污染

项目		主要内容	达到效果
运行期	生活垃圾	限公司）。	
		生活垃圾经当地环卫部门统一清运处理	
		废油、废油桶、废含油抹布及手套暂存于危废暂存间，面积约 10m ² ，危废暂存间地面采取四防措施（防风、防雨、防晒、防渗漏），定期委托有资质单位进行处理。	
	生态	站场施工：井场及临时堆土区分区采取相应的表土剥离、截排水沟、排污沟、井场边沟、植草等措施，覆土、土地整治及临时措施。	满足环保要求
	废气治理	水套炉燃烧废气设备自带的 8m 高排气筒排放	满足环保要求
		事故放空和站内检修废气事故或检修放空排放的天然气放空火炬燃烧后排放。	满足环保要求
	废水治理	气田水、检修废水本项目运营期产生的气田水、检修废水通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注，不外排。	满足环保要求
	噪声	平面布置合理布局，高噪声设备远离居民一侧布置，控制气流速度，减少站场工艺管线的弯头、三通等管件的使用。加强站场绿化，种植绿化带隔声。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。	达标排放
		除砂废渣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（四川光隆环保科技有限公司）	
	固体废物	检修废渣	妥善处置，不会造成环境造成二次污染
		分液罐沉渣	
	废油、废油桶、废含油抹布及手套	废油、废油桶、废含油抹布及手套暂存于危废暂存间，面积约 10m ² ，危废暂存间地面采取四防措施（防风、防雨、防晒、防渗漏），定期委托有资质单位进行处理。	

项目	主要内容	达到效果
地下水	做好分区防渗措施，分液罐进行重点防渗，且四周设置防渗围堰。	满足环保要求
环境风险	事故放空：事故状态下依托管线及站场内天然气通过新建放空系统燃烧排放。 分液罐：四周设置防渗围堰。	满足环境风险防控要求
生态	1、项目运行期，要加强对临时占地区域的植被恢复工程，发现植被恢复受阻，如死亡的林木等，要进行植被的补植补种；森林的管护和抚育，提供森林植被的水源涵养能力。 2、在项目区内特别是在林地区域内设置告示牌和警告牌，宣传保护野生动物及其栖息地生态环境，加强公众的野生动物保护和生态环境的保护意识教育。	满足环保要求

10. 结论与建议

10.1. 项目概况地理位置

为了落实有效储层分布,评价断褶缝体产能及合理井型和配套工艺,在满足开发要求的基础上,提高储层改造效果,最大程度动用气田储量,实现气藏安全、优质、高效开发。中国石油化工股份有限公司中原油田普光分公司拟实施普光气田大湾 4011-4H 井钻井及试采工程。项目建设内容为:井场依托大湾 4011 井场(不新增占地),井场内新建设井 1 座(大湾 4011-4H 井),配套建设井架、循环泵、泵房、机房等,对主放喷池进行升级改造落实防渗措施,储备罐、污水池、清水池利旧,进场道路依托现有道路;设计配产 15 万立方米/天。本项目总投资 9932.44 万元,其中环保投资 474 万元,占总投资的 4.77%。

本项目普光气田大湾 4011-4H 井钻井及试采工程位于达州市宣汉县****,详见地理位置图。

10.2. 环境质量现状

(1) 大气环境质量现状

本项目试采站位于达州市宣汉县****,项目所在区环境空气功能分区为二类区。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的相关要求,需对本项目大气环境评价范围内的区域进行达标判定。因此,本次评价收集了达州市生态环境局编制的《达州市 2024 年环境空气质量状况》作为评价范围达标区判定,宣汉县 2024 年度主要污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准要求,按《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)区域达标判断标准,宣汉县 2024 年度区域环境空气质量为达标区,表明区域环境空气质量现状良好。

项目所在区域非甲烷总烃 1 小时浓度满足《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要求;硫化氢现状监测值低于《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)附录 D 标准限值。

(2) 地表水环境质量现状

根据公布的地表水水质数据均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类水质标准限值要求。

(3) 声环境质量现状

根据本项目环境质量现状监测结果,拟建项目及周边各监测点昼间夜间噪声监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类功能区标准项目拟建地声环境质量良好。

(4) 地下水环境质量现状

根据地下水监测数据结果,项目区域地下水现状监测指标均未超过《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的III类标准限值要求,本项目所在地区地下水质量总体上良好。

(5) 土壤环境质量现状

项目试采站外土壤监测点监测值均低于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)风险筛选值;试采站内各土壤监测点监测因子均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)和《四川省建设用地土壤污染风险管控标准》(DB51/2978-2023)中的第二类用地筛选值。区域土壤环境质量现状良好。

10.3. 项目产业政策符合性和选址合理性分析

(1) 项目产业政策符合性分析

本项目为天然气钻井及试采工程,属于《国民经济行业分类》(GB/T 4754-2017)中“**B0721 陆地天然气开采**”,对照《产业结构调整指导目录(2024年本)》,本项目属于其中第一类“**鼓励类**”中第七条“**石油类、天然气**”中第一款“**石油天然气开采:常规石油、天然气勘探与开采,页岩气、页岩油、致密油(气)、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发**”。满足《石油天然气开采业污染防治技术政策》((2012)18号)要求,本项目符合国家产业政策。

(2) 项目选址合理性分析

本项目建设符合达州市国土空间总体规划,不在城镇规划区域内,不属于城镇用地,项目所在地为农村地区。本项目不涉及生态红线,符合生态环境分区管控管控要求,试采站评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、森林公园、集中式饮用水水源保护区等特殊和重要的敏感区,总体选址环境不敏感。本项目的站场平面布置满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)中五级站场的防火安全距离,总体上符合环保要求。

10.4. 环境影响评价结论

(1) 大气环境

钻井及试采站施工废气主要为施工扬尘，施工机械、车辆尾气，备用柴油发电机尾气，事故、测试放喷废气。施工扬尘采用设置围挡、洒水降尘等防治措施；加强设备车辆维护管理，选用清洁燃料可有效减少车辆尾气；备用柴油发电机尾气经自带消烟除尘装置处理后自带排气筒排放；放喷废气点火燃烧处理排放。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，将不复存在，对大气环境影响小。

本项目试采期正常工况下水套炉天然气燃烧废气通过自带的8m高排气筒排放；非正常工况下检修或事故放空排放的天然气，通过站内放空管燃烧处理后（98m）排入大气环境。

(2) 地表水

本项目施工期间，钻前施工人员生活污水依托当地农户旱厕收集后农用，钻井及完井施工人员生活污水收集后，定期由吸污车转运至宣汉县毛坝镇生活污水处理厂处理；钻前施工废水经沉淀处理后回用于洒水降尘和混凝土养护用水，不外排；钻井废水、初期雨水经预处理后回用于配制泥浆，剩余废水定期由罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注，不外排；压裂返排液及洗井废水暂存于主放喷池，定期用罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达标后经回注站回注。施工期各阶段废水均得到妥善处置，不会对周边地表水体产生明显影响；

运营期，试采过程产生的采出水、检修废水均通过密闭罐车拉运至赵家坝污水处理站处理达到《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中回注水质要求后管输至回注站回注，不外排。

通过采取以上措施后项目对区域地表水环境影响较小。

(3) 声环境

施工期间井场施工噪声对周边环境的影响有一定影响，夜间场界无法满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）标准限值，但影响范围有限，在可接受范围内；由于施工期较短，施工期结束后声环境影响将随之消失，本次评价要求建设单位合理安排施工时间，减小对周边敏感点的影响，随着工程的完工，噪声影响消失，对环境影响小。运营期间，试采站厂界噪声能实现达标

排放，周边声环境敏感点噪声能达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求，不会噪声扰民。

（4）固体废物

本项目施工期固体废物主要是废弃土石方、生活垃圾、施工废料、钻井废岩屑、废泥浆、废油、废油桶、废含油抹布及手套等，生活垃圾送环卫部门处理，弃土严格落实水保要求，运至合规弃土场处置，废水基泥浆及岩屑交由有处理能力且环保手续齐备的单位进行资源化利用（四川光隆环保科技有限公司）；废包装材料送当地废品回收站处理。

本项目试采期固体废物主要为除砂废渣、检修废渣、分液罐沉渣等，试采期间除砂废渣、检修废渣、分液罐沉渣属于一般固废，经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（四川光隆环保科技有限公司）。废油、废油桶、废含油抹布及手套交由有危废处置资质的单位处置。

（5）地下水

本项目钻井平台及试采站采取分区防渗和加强污染监控后，正常状况下发生污染地下水的可能性较小。

非正常状况下，施工期本项目钻井井漏非正常状况发生泄漏后在各种情形下厂界 COD_{Mn}、石油类、氯化物、钡预测值均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值要求，未出现超标点。在污水池泄漏情景下非正常状况发生泄漏后在各种情形下，COD_{Mn}在泄漏后 100d、365d、1000d 情形下均出现了超标，石油类在泄漏后 100d、365d 情形下出现了超标，钡在泄漏后 100d 情形下出现了超标，各污染物当达到下游最近厂界时，厂界点出现超标。营运期本项目分液罐非正常状况发生泄漏后在各种情形下厂界 COD_{Mn}、氯化物、钡、氨氮预测值均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值要求，未出现超标点。本项目周边最近地下水敏感点为北侧 350m，因此污染物扩散影响范围内不涉及地下水环境敏感点。

因此，在本项目建设中，应采取可靠的防渗防漏措施，在项目施工期内，必须制定相关环境风险控制措施，防止重大事故或者事故处理不及时导致污水泄漏对地下水环境造成污染。加强防渗设计、施工与管理，杜绝风险事故发生。

综上，在项目认真落实本报告提出的各项地下水污染防治措施的基础上，项

目建设不会对当地地下水环境产生明显影响。

（6）土壤环境

施工期主要发生井喷、柴油罐泄漏后，钻井液中污染物或柴油泄漏对土壤质量的影响，根据区域钻井情况，项目发生井喷的概率很小。当柴油罐穿孔泄漏，在泄漏初期由于泄漏的柴油量少，可收集在围堰内，不会泄漏至外环境。针对渗入影响落实地下水评价内容提出的防渗分区及防渗措施；针对地面漫流影响实施井场清污分流措施，在井场四周设置雨水排水沟，场外雨水随雨水沟排放；井场分为清洁区和污染区，通过挡墙隔离。污染区雨水进入集水坑收集入污水池处理后回用。油罐区雨水经过环境监测池处理后外排，就可将其对土壤环境的影响降至最低程度。

试采期主要为分液罐泄漏后氯化物、钡对土壤质量的影响，分液罐区采取重点防渗，并在罐区周围设置围堰，可有效防止污染物渗入地下，并及时地将泄漏的污染物收集并进行集中处理。运行过程中加强维护保养，保证储罐的本质安全，防止储罐破裂导致泄漏。加强罐区的巡检，及时发现泄漏，并采取及时有效措施防止渗漏到地下，将其对土壤环境的影响降至最低程度。

（7）生态环境

本项目各工程不占用自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地等特殊保护区，不占用重点保护野生动物的重要栖息地、迁徙通道等。由于项目范围相对较小，工程实施对区域自然系统恢复稳定性影响不大，区域自然系统仍处于稳定状态。加之根据项目建设、运营及当地情况加强生态管理和采取适当的水土保持及生态恢复治理措施后，其影响程度可以得到有效缓解。

在认真严格落实报告提出的各项生态环境保护措施，通过采取一定的生态环境保护和恢复措施，生态风险会缩小且可控，并且不会显著改变评价区的植物物种多样性、植被组成类型、动物栖息地、动物多样性、种群结构、景观生态系统组成。因此，项目的建设从生态环境保护角度是可行的。

10.5. 环境风险分析

本工程天然气钻井及试采期间存在一定的环境风险，可能对地下水、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，其发生事故的概率极低；通过建立突发事故应急预案后，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。

10.6. 清洁生产和总量控制

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。由于本项目实行排污许可登记管理，施工期时间短且采用电网，试采期水套炉燃烧废气能做到达标排放，废水依托污水处理站或回注站回注，不外排，试采期间无其他常年稳定连续的污染物排放源，在满足达标排放和环境功能区划达标的前提下，建议不核定总量指标。

10.7. 环境经济损益分析

本项目的建设具有较好的社会-经济-环境综合效益，只要该项目在各个实施阶段过程中积极做好污染治理、环境保护和安全措施等工作，基本上可以满足当地环境容量要求和环保管理需求，达到可持续发展目标。项目的建成，必将产生显著的经济效益、社会效益和环境效益。

10.8. 环境管理与监测计划

建设单位应加强该项目环境保护管理工作，设置专门的环保机构，配备专业的环保管理人员，负责项目建设和运营过程中的环境管理工作及监测计划；并根据环境影响报告中提出的环保措施，结合在施工和试采期间实际造成的环境影响，详细制定施工期和试采期环境保护规章制度。

10.9. 公众参与情况

本评价对建设单位进行的公众参与工作的内容进行了汇总，汇总情况见下表：

表 10.9-1 建设单位公众参与工作程序汇总

公众参与方式	时间	地点	内容
网络公示	2025 年 9 月 15 日	达州市凤凰山下论坛	首次环境影响评价信息公开
	2025 年 11 月 6 日~2025 年 11 月 20 日	达州市凤凰山下论坛	征求意见稿公示
报纸公示	2025 年 11 月 10 日	达州晚报	征求意见稿公示（登报公示第一次）
	2025 年 11 月 14 日	达州晚报	征求意见稿公示（登报公示第二次）
信息张贴公示	2025 年 11 月 6 日~2025 年 11 月 20 日	宣汉县毛坝镇、****村委会	征求意见稿公示
报批前公示	2025 年 11 月 21 日	达州市凤凰山下论坛	报批前报告全文及公众参与全文公示

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）相关要求，对本项目环境影响评价相关信息进行了网络公示、张贴公告、登报公示。公示期间，未收到项目周边团体或个人对建设以及环境保护方面的书函、电话、传真、发送

电子邮件等形式的意见反馈。

10.10. 综合评价结论

普光气田大湾 4011-4H 井钻井及试采工程，属清洁能源开采工程，符合国家产业政策，与当地规划相容，符合城镇经济发展、生态环境保护、交通、水利、土地利用等规划，对于促进天然气利用，减少污染物排放总量，改善环境空气质量具有重要意义。项目避开了城镇规划发展用地，场址选择合理；贯彻了“清洁生产、总量控制、达标排放”原则；采取的生态保护和恢复措施可行，污染治理措施经济技术可行；风险防范措施可靠。在施工期和试采期，只要认真落实本报告书中提出的各项污染防治、生态保护及恢复、水土保持措施，风险防范措施，并建立突发事故应急预案后，对环境的影响能降到最低，能够满足环境功能区划的要求，环境风险属可接受水平。因此，从环境角度而言，本工程的建设是可行的。

10.11. 要求与建议

- 1、施工期间加强水土保持措施、环境保护措施的落实，按照“三同时”的要求，进行施工。
- 2、加强日常工作中对站场设备、阀门的泄漏检测，防止气体泄漏引起的环境污染和安全事故发生。
- 3、施工活动开始之前，需制定详细的施工方案，优化施工布置，优化施工组织设计，缩短工程的施工时间以减少生态创伤时间，须进一步讨论和确定更为环保的施工方法；限定施工人员的活动区域，尽量控制施工动土范围，以保持原生生态系统的稳定性和完整性。
- 4、应加强宣传教育，以提高施工人员的保护意识，防止乱砍滥伐林木、乱捕滥猎野生动物等现象发生。一旦发现问题，及时依法进行严肃处理。
- 5、项目完成之后，尽快完成对周围环境的生态恢复，并对周围环境进行跟踪监测。