

徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程项目

环境影响报告书

建设单位：大庆钻探工程有限公司

评价单位：湖南葆华环保有限公司

2025 年 3 月

目 录

一.概述.....	4
1.1 项目建设背景.....	4
1.2 环评文件类别判定.....	5
1.3 建设项目特点.....	6
1.4 环境影响评价工作过程.....	11
1.5 分析判定情况.....	13
1.6 主要关注的环境问题及环境影响.....	41
1.7 环境影响评价主要结论.....	42
二.总则.....	44
2.1 编制依据.....	44
2.2 评价目的及评价原则.....	48
2.3 环境影响识别与评价因子筛选.....	49
2.4 环境功能区划及环境评价标准.....	53
2.6 评价范围.....	71
2.7 主要环境保护目标.....	73
2.8 评价工作内容及重点.....	77
三.建设项目概况与工程分析.....	78
3.1 建设项目概况.....	78
3.2 现有区块开发情况回顾.....	115
3.3 依托工程分析.....	120
3.4 公用工程.....	124
3.5 工艺流程及产污环节分析.....	127
3.6 污染源源强核算.....	137
3.7 污染物“三本账”汇总.....	158
3.8 清洁生产分析.....	158
四.环境现状调查与评价.....	161
4.1 自然环境现状调查与评价.....	161
4.2 环境保护目标调查.....	172
4.3 环境质量现状调查与评价.....	173
4.4 区域环境污染源调查.....	191
五.环境影响预测与评价.....	194
5.1 大气环境影响预测与评价.....	194
5.2 地表水环境影响评价.....	228
5.3 地下水环境影响预测与评价.....	230
5.4 声环境影响预测与评价.....	237
5.5 固体废物环境影响评价.....	246
5.6 土壤环境影响预测与评价.....	251
5.7 生态环境影响分析.....	254
5.8 环境风险分析.....	258
六.环保措施及其可行性论证.....	270
6.1 大气污染防治措施.....	270
6.2 地表水污染防治措施.....	272
6.3 地下水污染防治措施.....	275
6.4 噪声污染控制措施.....	277

6.5 固体废物污染防治措施	279
6.6 生态环境保护措施	282
6.7 土壤污染防治措施	289
6.8 环境风险防治措施	291
6.9 环保投资估算	300
七.环境影响经济损益分析	303
7.1 环境损失费估算	303
7.2 环保投资估算及环境效益分析	303
7.3 环境效益简要分析	303
7.4 环境经济损益综合分析	303
八.环境保护管理及监测计划	305
8.1HSE 管理体系的建立和运行	305
8.2 环境监控	306
8.3 环境管理与监测计划	307
8.4 项目污染物排放清单	311
8.5 总量控制清单	316
8.6“三同时”竣工环保验收	316
九.结论及建议	321
9.1 项目概况	321
9.2 环境质量现状调查结论	321
9.3 环境影响预测与评价及环境保护措施结论	322
9.4 环境影响经济损益分析结论	325
9.5 环境管理与监测计划结论	325
9.6 公众意见采纳情况	325
9.7 综合结论	325
附表 1：大气环境影响评价自查表	327
附表 2：声环境影响评价自查表	328
附表 3：土壤环境影响评价自查表	329
附表 4：生态影响评价自查表	331
附表 5：建设项目环境风险评价自查表	332

附图 1-1 本项目地理位置图
附图 1-2 与安达市土地利用总体规划及基本农田位置关系图
附图 1-3 与绥化市水土保持规划位置关系图
附图 1-4 与黑龙江省主体功能区规划位置关系图
附图 1-5 与绥化市生态红线位置关系图
附图 1-6 与绥化市环境管控单元位置关系图
附图 1-7 与绥化市大气环境分区管控图位置关系图
附图 1-8 与绥化市水环境分区管控图位置关系图

附图 2-1 环境影响评价范围图
附图 2-2 环境保护目标分布图

附图 4-1 土壤类型分布图
附图 4-2 监测点位布点图
附图 4-3 土地利用现状图
附图 4-4 植被类型图

附图 6-1 分区防渗图
附图 6-2 地下水、土壤跟踪监测点位示意图
附图 6-3 施工期生态修复措施分布图

附件 1 企业投资项目备案承诺书
附件 2 现有区块、依托场站环评、验收手续
附件 3 排污许可证
附件 4 应急预案备案
附件 5 监测报告

一.概述

1.1 项目建设背景

2021 年 3 月 2 日黑龙江省人民政府发布的《黑龙江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》中提出，要积极推动“百年油田”建设，支持大庆油田常规油气资源稳油增气。《大庆油田振兴发展纲要（2020）版》提出“十四五”期间要重点做好加强长垣地区提高采收率工作，针对油气开发，纲要中强调，本土天然气开发筑牢松辽稳产、川渝上产、塔东评价、储气调峰“四大支撑”，力争到 2025 年，天然气产量达到 70 亿立方米以上。

根据大庆油田天然气开发规划，为进一步加徐深气田开采力度，增加天然气产能，保证大庆油田年天然气产量，大庆钻探工程有限公司积极开展气田开发，计划投资 16597.6 万元进行“徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程项目”（以下简称“本工程”），本工程新建 3 口气井，新建采气管线 5.54km，气井采用“电伴热”防冻工艺。对达深 32 预处理站进行扩建，并新建达深 32 预处理站至汪深 1 集气站集气管线 $\phi 219 \times 9-16\text{km}$ ，同沟敷设污水外输管线 DN80/PN2.4MPa-16km，同时配套建设道路、供配电工程、自动控制、给排水及排水等公用工程。建成产能 $0.61 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

本项目位于徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区，属于徐深气田北部区块滚动开发项目。位于黑龙江省绥化市安达市境内，东经 $125^\circ 10' - 125^\circ 16'$ ，北纬： $46^\circ 24' - 46^\circ 25'$ 。达深 24 井区目前建有两口气井，达深 24 井和达深 32 井。

达深 24 井 2023 年建成投产，开井压力 6MPa，日气量 $0.95-1.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，气井气经电热带伴热保温采气管道串接至达深 32 井。达深 32 井是 2020 年建成投产，开井压力 5.8MPa，日气量 $0.95-1.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，两口气井产气在达深 32 预处理站集中气液分离，目前两口气井合计日产气 $3 \times 10^4 \text{m}^3$ ，合计日产水 3m^3 ，已建达深 32 预处理站建有加热分离一体化撬，设计处理量 $80 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、调压撬 1 座和 20m^3 污水罐 1 座。两口气井产气在达深 32 井井场经加热、气液分离后就近输至工业园区或接入采气分公司达深 3-1 至汪深 1 集气干线，最后进入汪深 1 集气站集中处理。

2021 年 11 月由大庆恒安评价检测有限公司编制完成了《宋深 9H 区块达深 24 井 2020 年产能建设地面工程》的环境影响评价报告书，于 2021 年 12 月 8 日获得黑龙江省生态环境厅批复（黑环审〔2021〕28 号）。环评批复后，大庆油田建设集团有限责任公司

公司作为施工单位于 2021 年 12 月 19 日开工，2022 年 11 月完工并投产运行，2023 年 4 月 10 日完成自主验收。

1.2 环评文件类别判定

1.2.1 项目类别

根据《建设项目分类管理名录》（2021 年版），本项目为陆地天然气开采项目，在达深 24 井区基建采气井场 3 座，新建采气管线 5.54km，气井采用“电伴热”防冻工艺。对达深 32 预处理站进行扩建，并新建达深 32 预处理站至汪深 1 集气站集气管线 $\phi 219 \times 9-16\text{km}$ ，同沟敷设污水外输管线 DN80/PN2.4MPa-16km，同时配套建设道路、供配电工程、自动控制、给排水及排水工程等公用工程。建成产能 $0.61 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

综上所述，本项目属于陆地天然气开采项目中老区块滚动开发建设项目，建设性质为改扩建。

1.2.2 项目选址及周边环境特点

本工程位于黑龙江省绥化市安达市境内，项目的建设符合产业政策，符合土地利用规划、区域发展规划、主体功能区划、生态功能区划，符合黑龙江省、大庆市、绥化市“三线一单”要求，符合大庆油田振兴发展纲要，符合石油天然气开采业污染防治技术政策等的要求。区域内无风景名胜区、自然保护区和珍稀濒危野生动植物分布。项目选址、选线不涉及自然保护区、风景名胜区、重要湿地和饮用水水源保护区等。管线施工作业面宽 10m，管线施工场地等临时工程均在施工作业范围内，不新增临时占地。

根据《安达市土地利用总体规划（2006-2020）（2015 年调整）》、自然资源部永久基本农田查询平台，本项目新建井场、管线、道路主要占用耕地（永久基本农田）、草地（非基本草原），本项目与绥化市土地利用总体规划位置关系图见附图 1-2。

根据《永久基本农田保护条例》中规定：国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征用土地必须经国务院批准。本工程属国家能源设施重点建设项目，根据设计要求，工程无法避让永久基本农田，因此应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，应纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。目前建设单位正在准备办理征地手续。

本项目在选址时充分考虑了“地下决定地上，地下顾及地上”的原则。采气管线从井场接出，永久基本农田中敷设时延田间路敷设，管线路由选择最短最合理的路径，减少对永久基本农田的占用，避让永久基本农田、周围村屯。

根据《绥化市水土保持规划（2019-2030 年）》，绥化市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目拟建内容位于绥化市安达市，不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区，本项目与水土保持重点治理区、重点预防区示意图见附图 1-3。

综合分析，项目周边不涉及制约本项目建设的环境影响因素。

1.2.3 环评文件类别判定

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》、《建设项目环境保护管理条例》（国务院 682 号令）、《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）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号）等法律法规，本项目属于“五、石油和天然气开采业-07、陆地天然气开采 0721”。

本项目为徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程项目，为老区块滚动开发项目，选址不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区、生态保护红线、基本草原，森林公园、地质公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区及重点治理区、沙化土地封禁保护区和以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域以及文物保护单位。根据本项目与安达市土地利用总体规划（附图 1-2），及永久基本农田平台查询结果，本项目涉及基本农田，因此需要编制环境影响报告书。

大庆钻探工程有限公司于 2025 年 2 月委托湖南葆华环保有限公司承担了本项目的环境影响评价工作。

1.3 建设项目特点

1.3.1 工程特点

本项目为气田钻井产能建设项目。

（1）钻井工程

本工程新钻 3 口气井，分别为达深 24-斜 1、达深 32-斜 1、达深 32-平 1 井，其中达深 24-斜 1 位于达深 24 井西南 570m，设计井深 5000m，达深 32-斜 1 井位于达深 32 井东北 520m，设计井深 4800m，达深 32-平 1 井位于达深 32 井东部 600m，设计水平段长 1200m，总进尺 14942.53m。主要包含钻井、测井、录井、完井、射孔、压裂试气工程。

（2）地面建设工程

本工程共基建采气井场 3 座，新建采气管线 5.54km，气井采用“电伴热”防冻工艺。对达深 32 预处理站进行扩建，并新建达深 32 预处理站至汪深 1 集气站集气管线 $\phi 219 \times 9$ -16km，同沟敷设污水外输管线 DN80/PN2.4MPa-16km，同时配套建设道路、供配电工程、自动控制、给排水及排水工程等公用工程。建成产能 $0.61 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

1.3.2 工艺特点

本工程新建 3 口气井，均为单井。3 口气井钻井后进行压裂试气。运营期 3 口气井气经采气管道输送至达深 32 预处理站，经一体化加热分离撬及新建的三甘醇脱水器处理后，天然气进入新建达深 32 预处理站至汪深 1 集气站管道外输。分离的采出水经污水外输管线进入汪深 1 集气站汇集，再经管线输送至升一联气田污水预处理站处理，处理达标后回注地下开采油层。

退役期，将不具备开采价值的气井进行关停，拆除地面设备，并对气井进行封井，配套单井集气、输气管道清管后两端封堵直埋，同时开展场地土壤环境调查与评价，确定未造成场地污染后，应及时对退役期气井受扰动场地进行平整，对土地进行旋耕复垦。

1.3.3 排污特点及污染防治措施

本项目为典型气田产能建设项目，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建设期占用土地、压占植被、破坏土壤、加大水土流失强度及生态景观破坏等方面，以及退役期场地清理和修复。污染影响中施工期主要会产生扬尘、柴油机烟气、车辆尾气、焊接烟尘，水基泥浆钻井废水、压裂返排液、试压废水、试气产液，废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废弃包装袋、废氢氧化钾包装袋、非含油防渗布、管道施工废料、建筑垃圾等，钻井工程设备、压裂工程运行噪声和交通噪声，施工人员产生的生活污水和生活垃圾等。运行期的主要环境影响因素为依托达深 32 预处理站的现有一体化加热分离撬加热炉、新建三甘醇脱水装置产生的燃烧烟气；达深 32 预处理站和井场无组织排放的非甲烷总烃；达深 32 预处理站内部泵房及气井作业

机械产生的噪声；气井采出水；气井作业过程可能产生井口砂粒、放空天然气（经过放空池燃烧排放）；三甘醇装置每年检修时，产生的废三甘醇、废活性炭滤芯。

退役期包括退役期气井拆除设备、设备清洗废水、封井建筑垃圾、含油废防渗布。

（1）废气

本项目施工期产生的废气主要为柴油机烟气、施工扬尘、管道焊接烟尘、运输车辆尾气；运营期废气主要为达深 32 预处理站燃烧烟气，井场、场站天然气集输处理过程中挥发的烃类气体、温室气体。退役期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中会产生施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气。

柴油机废气采取施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况等措施。

施工扬尘采取施工现场洒水抑尘、运输车辆及物料加盖防尘布等方式降低扬尘污染。

本项目达深 32 预处理站使用清洁燃料天然气，同时站内采用数字化仪表监控，根据气温合理控制温度，减少天然气用量，减少了烟气排放量。达深 32 预处理站加热装置燃烧烟气可以满足《锅炉大气污染物排放标准》表 2 新建标准限值要求。

气井井口均安装了密封垫，全部密闭；达深 32 预处理站站内设备阀门进行密封、防腐处理，气井产气经管道密闭集输至达深 32 预处理站，确保了气田特征污染物非甲烷总烃挥发量降至最低，厂界非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中无组织排放监控浓度限值要求，设备下风向非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 标准。

（2）废水

施工期废水主要为钻井污水、压裂返排液、管线试压废水及施工人员生活污水。

运营期正常工况下集气站分离的含烃废水、员工生活污水。

退役期废水主要包括退役气井拆除设备清洗废水、废弃气井。

施工期钻井废水经循环罐回用于钻井液系统，最后剩余的钻井废水与废弃钻井泥浆、钻井岩屑等由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。压裂返排液由罐车拉运至卫一联废压裂液集中处理站处理，分离水进入卫一联含油污水站处理达标后回注油藏，不外排；

施工期新建管道试压废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指

标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，即“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ”后回注地下开采油层。施工期生活污水排放到防渗旱厕，定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。

运营期达深 32 预处理站分离的采出水经新建污水外水管线进入至汪深 1 集气站汇集，最后经管线输送至升一联气田污水预处理站处理，处理达标后回注地下开采油层。生活污水排入防渗旱厕，定期清掏，送到安达市龙顺达石油化工有限公司处理。

退役期拆除设备清洗废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，达标后回注地下开采油层，不外排。

（3）地下水

参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目进行分区防渗：

施工期：本项目钻井施工期柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆接收罐车、钻井液材料房、井口、压裂试气作业期间压裂作业区场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13}\text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ ”的要求，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像；每座井场的柴油灌区设置不低于 0.5m 高围堰，围堰有效容积不小于两个柴油罐的容积之和，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。危险废物贮存点、钢制泥浆槽场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13}\text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中对防渗层的要求：防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ），或其他防渗性能等效的材料。

一般工业固体废物暂存间、动力房、其他材料房设置为一般防渗区，设置 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13}\text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 要求。

每座井场设置防渗旱厕 1 座，容积约 12m^3 （ $4\text{m} \times 3\text{m} \times 1\text{m}$ ），底部及四周夯实，铺设 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13}\text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》

(HJ610-2016)一般防渗区要求；施工期防渗旱厕定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。

除重点防渗区和一般防渗区的其他可能会产生轻微污染的建筑区，如井控房、值班室、生活垃圾收集点、表土存放处及井场地面等区域地面进行碾压平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）简单防渗区要求。

运营期：将输气管线、污水外水管线，污水罐区、三甘醇脱水区划分为重点防渗区，井场放空池、井场防渗集水坑，达深 32 预处理站污水罐区、三甘醇脱水设备区域划分为一般防渗区，井场地面和场区其他区域地面划分为简单防渗区。

输气管道采用 20G 碳钢管道，采用埋地敷设方式，管顶标高为-1.8m。污水外输管线采用钢骨架塑料复合管。

污水罐区场地夯实，铺设混凝土（水泥结构厚度为 300mm，抗渗等级为 P8，强度为 C30），铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。

井场放空池、井场防渗集水坑，达深 32 预处理站污水罐区、三甘醇脱水设备区域，铺设混凝土（水泥结构厚度为 200mm，抗渗等级为 P8，强度为 C30），防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。

井场地面和场区其他区域地面碾压平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区要求。

（4）噪声

本项目施工期噪声主要是钻井工程、压裂工程、地面工程施工机械和车辆运行噪声；运营期噪声主要是达深 32 预处理站加热装置、各类机泵产生的噪声。退役期噪声主要是设备拆除和车辆运行噪声。

运输车辆应选择合理时间和路线，避开居民休息时段；严格限定施工范围，选用噪音低的设备；注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。

场站加热装置、机泵等发声设备尽可能选用低噪声设备，场站机泵等设备集中布置于室内，并安装减震基础。

（5）固体废物

施工期废弃钻井泥浆、钻井岩屑暂存在井场钢制泥浆槽，由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。膨润土、纯碱、超细碳酸钙等废包装袋拉运至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。氢氧化钾包装袋暂存在危险废物暂存点，委托资质单位拉运。

建筑垃圾拉运至绥化市建筑垃圾消纳场处理。

生活垃圾统一收集至各井场生活垃圾存放点，委托环卫部门处理。

运营期本工程气井井口安装有井口除砂器，投产初会定期检查井口除砂器，产生砂粒为危险废物 HW08 900-249-08，委托有资质单位处置。三甘醇脱水装置维修时产生的废三甘醇为一般工业固体废物，由厂家回收。更换废活性炭滤芯为危险废物，废活性炭废物类别 HW49 其他废物，滤芯危废代码为 900-039-49，委托有资质单位定期处置。达深 32 预处理站生活垃圾委托环卫部门处理。

退役期固体废物主要为拆除的废旧设备、封井垃圾、含油废防渗布。

（6）风险

根据本项目的气藏情况及后期运行工艺、管理水平及自然灾害等因素，本项目的环境风险主要来自施工期钻井过程中井喷、套管破损、井漏以及柴油储罐泄漏；运营期主要风险是天然气泄漏和井喷。

1.4 环境影响评价工作过程

我单位在接受委托后，按照《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）、《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）等国家有关环境影响评价规范、技术导则及环境保护管理部门的要求，依次完成以下环境影响评价工作：

第一阶段：首先，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号）规定，确定本项目环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

其次，在仔细研究项目采气工程方案及地面工程建设方案的基础上，进行了初步工程分析，并对项目所在区域进行实地踏勘和调研，了解项目周围情况。在此基础上，完成环境影响因素识别、评价因子筛选、评价重点和主要环境保护目标确定等工作。

第二阶段：根据工作方案，针对各环境要素的评价工作等级，调查了评价范围内的环境状况，制定了监测方案。并进行了详细的项目工程分析，在环境质量现状监测与评价的基础上，进行各环境要素的环境影响预测和评价，编制完成各环境要素环境影响分析与评价章节。

第三阶段：通过工程分析、环境影响分析的结果，确定项目所采取的环保措施，并对其技术、经济可行性进行论证，进一步完善环保措施，给出污染物排放清单，完成报告的编制。具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

在本项目环境影响报告书编制过程及初稿完成后，建设单位依据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》及建设项目环境影响评价的相关规定开展项目的公众参与工作并单独出具环境影响评价公众参与说明。

2025 年 2 月 10 日，建设单位在黑龙江环保技术网对本次环境影响评价工作进行了第一次公示。

2025 年 3 月 5 日，在本项目环评报告书（征求意见稿）编制完成后，建设单位在黑龙江环保技术网对本次环境影响评价工作进行了第二次公示，在二次公示期间，在绥化日报进行了报纸公示，同时在附近行政村公告栏张贴了公告。

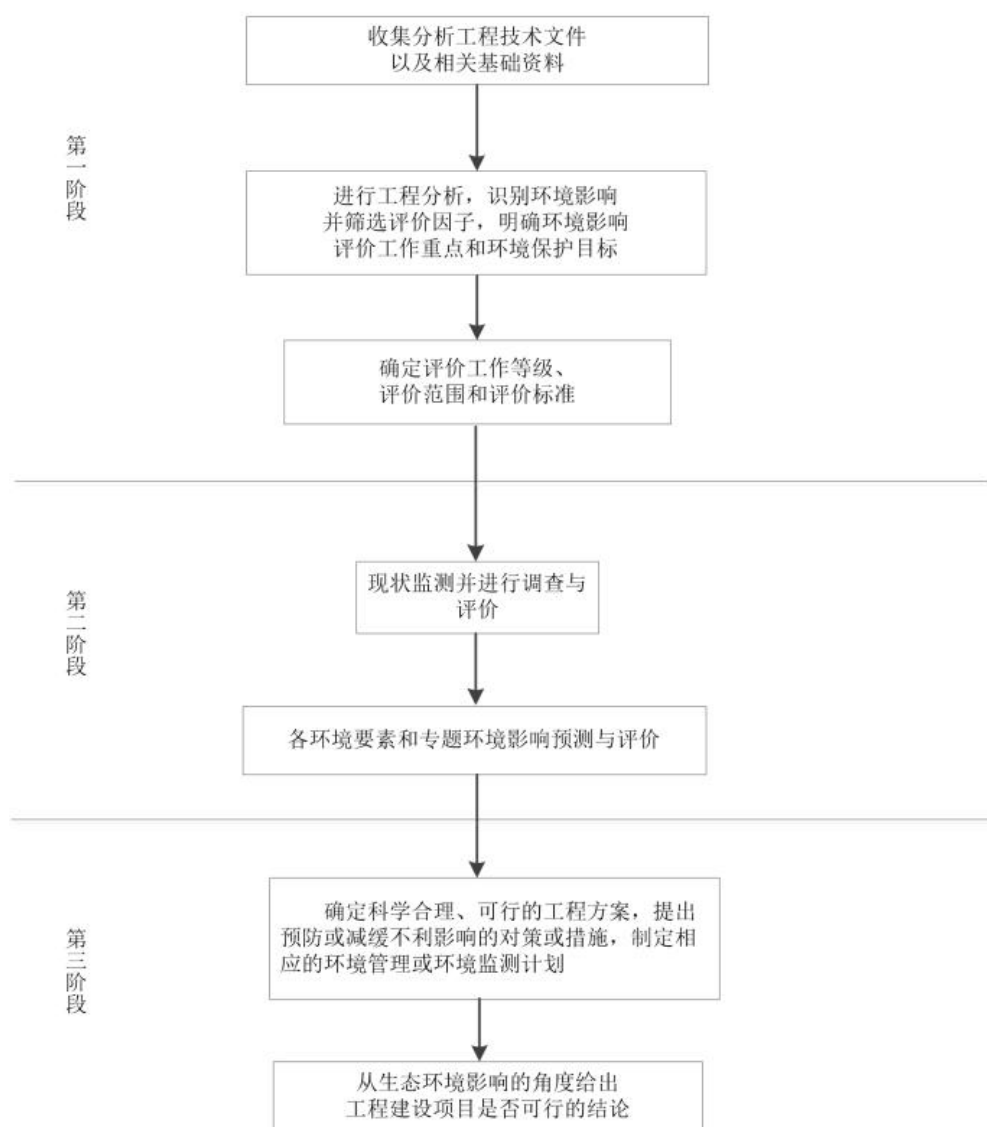


图 1.3-1 环境影响评价程序

1.5 分析判定情况

1.5.1 产业政策相符性判定

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中相关分类，本项目属于鼓励类“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，因此，该项目建设符合国家的产业政策。

本项目不属于列入《淘汰落后生产能力、工艺和产品的目录》（第一批、第二批、第三批）和《工商投资领域制止重复建设目录》内的项目，因此本项目不违反国家有关产业政策。

1.5.2 功能区划符合性分析

1.5.2.1 与《黑龙江省主体功能区规划》符合性分析

根据黑龙江省省政府发布《黑龙江省主体功能区规划》，规划将黑龙江省国土空间细分为：重点开发区域、限制开发区域（国家农产品主产区）、限制开发区域（国家重点生态功能区）和禁止开发区域。

本项目位于绥化市安达市境内，根据《黑龙江省主体功能区规划》，安达市属于限制开发区域（国家农产品主产区），功能定位：以提供农产品为主体功能，保障农产品供给安全的重要区域。重要的商品粮生产基地、绿色食品生产基地、畜牧业生产基地和农产品深加工区、农业综合开发试验区、社会主义新农村建设的示范区。根据《黑龙江省主体功能区规划》第五章保障措施中第八节环境政策，限制开发区要通过治理、限制或关闭污染物排放企业等手段，实现污染物排放总量持续下降；加大水资源保护力度，适度开发利用水资源，实行全面节水，满足基本的生态用水需求。

本项目施工期产生的污染物均得到了合理的处置。运营期产生的废气主要为达深 32 预处理站燃烧烟气，井场、场站分离过程中挥发的烃类气体。本项目达深 32 预处理站使用清洁燃料天然气；气井井口均安装了密封垫，采用密闭集输管线集输，场站内设备阀门进行密封、防腐处理，最大程度减少了非甲烷总烃的无组织排放。

运营期产气分离的含烃废水经管线进入汪深 1 集气站汇集，最终由管线输送至升一联气田污水预处理站，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，即“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ”后回注地下开采油层，不外排。产生的各类固体废物均进行了相应的处理，对外环境无影响。

综上所述，本项目位于限制开发区域内，符合《黑龙江省主体功能区规划》要求，主体功能区规划图位置关系图见附图 1-4。

1.5.2.2 与《黑龙江省生态功能区划》符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本项目所在区域位于 I-5-2-2 松嫩平原中部农业与土壤保持生态功能区，该区位于绥化市、望奎县、巴彦县、青冈县、兰西县、克山县、克东县、拜泉县和木兰县部分地区组成，面积 31460km^2 ，该功能区的主要生态问题为植被覆盖率低，草原三化和水土流失现象严重，土地生产力低。主要生态系统服务功能为土壤保持与沙漠化控制、农业生产。

本项目位于黑龙江省绥化市安达市境内，占地类型是耕地（永久基本农田）、草地

（非基本草原），项目占地面积较小，项目实施过程中，应加强防沙治沙措施的实施和水土保持措施的落实，尽量减少施工作业范围，施工过程中力求做到挖填平衡，施工结束后对破坏的土地进行平整并覆土压实，及时进行植被恢复等，不会造成土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，同时，在项目实施过程中，加强防沙治沙措施的实施：管道施工严格控制作业带宽度，施工后立即进行土地原貌的恢复等。

综上，本项目符合《黑龙江省生态功能区规划》要求。

1.5.2.3 国民经济和社会发展规划符合性分析

《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（2021 年 3 月 2 日黑龙江省十三届人大五次会议审议通过）中提出保障国家能源安全。当好标杆旗帜、建设“百年油田”，推进大庆油田常规油气资源抓稳油增气，页岩油、页岩气、致密油气等非常规油气资源抓勘探上产，推进页岩油气开发利用取得突破，老油田实现二次革命。

《绥化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》（2021 年 7 月 5 日）中提出：打造全省重要的精细化工基地。进一步壮大产业规模，形成独具特色的“化尾”产业承接平台，建成高附加值精细化工产业集群，推动产业向高端化、精细化发展。到 2025 年，全市精细化工产业产值达到 300 亿元。

本项目为气田产能开发建设项目，推进大庆油田常规油气资源稳油增气，为绥化市化尾产业提供原料，符合《黑龙江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》、《绥化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。

1.5.2.4 土地利用总体规划符合性分析

根据《黑龙江省土地利用总体规划（2006-2020）》，大庆气田开发建设属黑龙江省规划期重点基础设施建设项目，因此本工程的建设符合土地利用总体规划要求。

根据《绥化市土地利用总体规划（2006-2020）》要求，对列入国家和省重点建设计划的交通、水利、能源、环保等基础设施建设项目用地必须要优先安排，重点保障。在绥化市土地利用总体规划中的重点项目用地包含大庆油气田用地在内。根据《绥化市土地利用总体规划（2006-2020）》，城镇工矿用地主要集中分布在在北林、肇东、安达、海伦等市（区），占全市城镇工矿用地的 62.5%。全市城镇工矿用地发展的重点是以中心城市发展空间为主，构筑以北林区为中心，以肇东、安达、海伦市为重要节点。

本项目位于绥化市肇东市，肇东市主要用地指标调控中建设用地总量达到 33706.3 公顷，其中城乡建设用地为 25468.1 公顷，城镇工矿用地 5681.2 公顷，交通、水利及其他建设用地为 8238.2 公顷，农村居民点整理 255 公顷，建设用地占用耕地 1098 公顷，耕地补充不低于 1098 公顷。本项目新增占用耕地 15.1335 公顷，新增占地符合其土地利用规划。

因此本工程的建设符合土地利用总体规划要求。

1.5.2.5 与《绥化市水土保持规划（2019-2030 年）》符合性分析

根据《绥化市水土保持规划（2019-2030 年）》，绥化市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目产能建设区域位于绥化市安达市，不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区。本项目与绥化市水土保持规划位置关系图见附图 1-3。

本项目所在的区域为划分为西南部河谷平原轻度水蚀土壤保持区Ⅲ区。该区位于绥化市西南部，属于河谷平原区，行政区划范围包括安达市、肇东市、兰西县 3 个市县，总面积为 1040584.45hm²。本区地貌宽阔平坦，微向河流倾斜。海拔在 180-210m。该区水土保持功能以保护天然草地和基本农田为主，同时土壤保持、蓄水保水、生态维护、水质维护等功能。本区治理方向为：营造农田防护林、改良草地。对耕地以营造农田防护林，推广旱作农业技术、节水灌溉技术；对牧草地以营造草原防护林、草地改良和种草为主；对荒地和难利用地，选择抗盐碱和耐盐碱的树、草种，提高林草覆盖率。达到防治水土流失、改善生态环境的目的。加强油气开采区及井田沉降带的监督管理和水土流失治理，保护区域的生态环境。

本项目新增永久占地主要为井场、场站、通井路、进站路、柱上变电站永久占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。管线施工作业带除去管线一侧设置的置土带外，管沟及设备区在分段施工前剥离表土，剥离的表土放在置土带外侧，管沟挖方土放置在置土带内侧（靠近管沟侧），置土带采取先设置编织袋压护，在采用单行十字形压护，加强防护的方式防止水土流失。在工程施工结束后及时用于回填，分层回填压实，保护有耕作能力种植价值的表层土壤，完毕覆土回填的时候一定要做好生态恢复，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失，施工结束后及时清理施工现场，对临时占地采取植被恢复、耕地复垦、水土保持等措施进行生态恢复。在采取水土保持措施后，本项目满足《绥化市水土保持规划》（2019-2030 年）要求。

1.5.2.6 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》相关要求符合性分析见表 1.5-1。

表 1.5-1 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，划定耕地保护红线和永久基本农田控制线，严格落实耕地占补平衡、易地补充耕地、土地复垦等政策，确保完成规划期内黑土耕地保有量和永久基本农田保护任务。	本项目为气田开发工程，属于国家能源建设项目，部分工程位于安达市境内耕地（基本农田）内，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地（黑土地）。本项目占地面积为15.1335hm²，其中永久占地3.2879hm²（其中永久占耕地（基本农田）1.7279hm²，永久占建设用地1.56hm²）、临时占地11.8456hm²。 本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地。本工程建设过程中，无法避让基本农田，根据《基本农田保护条例》（2011年修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。本项目为油田开发项目，属于能源附属基础设施建设，服务于国家能源设施重点建设，根据油气层地质勘查，项目井位确实无法避让耕地及基本农田，本项目施工完毕后1年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。	符合
2	严格国土空间用途管制。划定一般农业区，把优质黑土耕地优先划入一般农业区。制定用途管制规则，实行严格的用途管制，严控非农建设用地规模，尽量少占优质黑土地。强化对占用黑土地的管控约束，使得城镇发展等非农建设尽量避让优质黑土地。	本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地。	符合
3	严格土地执法。建设项目占用耕地的，应当按规定进行表土剥离和利用。全面加大黑土耕地保护违法违规问题执法力度，及时发现、严肃查处土地违法特别是乱占耕地、破坏耕地、盗挖黑土等行为。	本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。 本项目新增永久占地主要为井场、通井路、进站路、柱上变电站永久占地，应剥离占地内0.3m的表土，用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。管线施工作业带除去管线一侧设置的置土带外，管沟及设备区在分段施工前剥离表土，剥离的表土放在置土带外侧，管沟挖方土放置在置土带内侧（靠近管沟侧），置土带采取先设置编织袋压护，在采用单行十字形压护，加强防护的方式防止水土流失，在工程施工结束后及时用于回填，分层回填压实，保护有耕作能力种植价值的表层土壤，完	符合

		毕覆土回填的时候一定要做好生态恢复，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失，保障农民利益不受损失，不要出现大型土堆或者大型洼地等情况。	
4	实施耕地深松轮作。推行深松（翻）整地，打破犁底层，增加土壤通透性和耕层厚度，建立“土壤水库”，提高土壤抗旱防涝、蓄水保墒能力，实现春旱秋防。	对于管线施工临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	符合

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》要求。

1.5.3 与大庆油田相关规划符合性分析

《大庆油田振兴发展纲要（2020 版）》中指出：“根据大庆油田振兴发展纲要，力争到 2025 年，基本探明页岩油储量 30 亿吨，累计增加石油探明储量 8 亿吨，天然气探时储量 3500 亿立方米”；本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。

天然气生产指标已分解落实到大庆钻探工程有限公司，大庆钻探工程有限公司编制《徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程项目地面工程方案》，本项目属于大庆油田生产建设规划的一部分，该项目的开发建设对稳定大庆天然气产量具有重要的现实意义，故本项目符合《大庆油田振兴发展纲要（2020）版》要求。

根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》开发规划安排，2025 年，基本探明页岩油储量 30 亿吨，累计增加石油探明储量 8 亿吨，天然气探时储量 3500 亿立方米；本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。松辽地区老井递减控制在 7%左右，新增产能 3.3 亿方。松辽地区“十四五”期间新增产能 8.014 亿方。

本项目在《大庆油气田地面工程“十四五”规划》总体部署下，将本项目列为大庆油田产能计划中项目，本项目建设符合《大庆油气田地面工程“十四五”规划》。

1.5.4 “三线一单”符合性分析

结合《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发[2020]14 号）中绥化市生态保护红线分布图进行对照，根据自然资源部门“三区三线”最新发布成果，本项目位于绥化市安达市境内，位于万宝山镇西北 2km 的基本农田内，距离安达市万宝山工业园区约 400m。

根据《自然资源部办公厅关于辽宁等省启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》，本项目黑龙江省绥化市，属于“三区三线”划定启用的区域，其中的“三区”分别为城镇空间、农业空间、生态空间三种类型的国土空间；“三线”分别为城

镇开发边界、永久基本农田、生态保护红线三条控制线。

①永久基本农田：根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年版）、永久基本农田查询平台，本项目位于基本农田内。

②生态保护红线：根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年版），本项目与绥化市生态保护红线位置关系图见附图 1-5、生态环境分区管控分析报告（附件 6），项目不占用生态红线。

③城镇开发边界：根据《黑龙江省国土空间总体规划（2021-2035 年）》，本项目不涉及城镇开发边界。

本项目与绥化市环境管控单元分布图位置示意图见附图 1-6，生态环境分区管控分析报告（附件 6），项目位于绥化市一般管控单元和重点管控单元。

（1）项目与《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评[2016]150 号）符合性分析

表 1.5-2 本工程与《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评[2016]150 号）符合性分析

名称	文件要求	符合性分析	符合性
生态保护红线	生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。	本工程位于黑龙江省绥化市安达市境内，工程区域内无国家、省、市级自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林、野生动物重要栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等环境敏感区。通过与黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台中生态红线区域比对，本工程不在生态保护红线范围内。 根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发[2020]14 号）及《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（绥政发〔2021〕10 号），本项目拟建气井、达深 32 预处理站位于重点管控单元：部分管线位于一般管控单元； 本项目属于气田开发工程，区域生态环境质量达到功能区划要求，环境风险可控，不属于高污染、高能耗项目。同时，项目施工期和运营期均采取了合理有效的污染防治措施，对周围村屯及耕地的影响较小，环境影响可接受。 因此，本工程符合生态保护红线要求。	符合
环境质量	环境质量底线是国家 and 地方设置的大气、水和	环境空气：本工程所在区域环境空气功能为二类区，绥化市 2022 年 SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5}	符合

底线	土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	年均浓度分别为 $7\mu\text{g}/\text{m}^3$、$16\mu\text{g}/\text{m}^3$、$49\mu\text{g}/\text{m}^3$、$36\mu\text{g}/\text{m}^3$；CO_2 小时平均第 95 百分位数为 $1.2\text{mg}/\text{m}^3$，03 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 $113\mu\text{g}/\text{m}^3$；超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准限值的污染物为 $\text{PM}_{2.5}$。根据环境空气质量现状的监测数据，工程周边环境空气敏感区域环境非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求，本项目排放环境空气特征污染物为非甲烷总烃、SO_2、NO_2、颗粒物结合环境影响分析可知，经采取严格的大气污染防治措施后本工程运营期对的环境空气的影响满足标准要求； ②地表水环境：本项目周围无地表水体；本项目废水均不外排，均能得到合理处置，正常运行下不会对周围地表水环境产生污染影响，非正常情况下，采取积极有效的措施后，污染事件均可防可控，对周边水环境影响较小； ③地下水环境：根据区域地下水环境质量现状监测数据，评价范围内监测水井监测项目均能满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 II 类水体石油类限值 ($\leq 0.05\text{mg}/\text{L}$)。本工程废水均不外排，均能得到合理处置，正常情况下不会对地下水环境产生污染影响，非正常情况下，采取积极有效的措施后，污染事件均可防可控，对周边水环境影响较小； ④土壤环境：本工程评价范围内土壤敏感保护目标主要为耕地，根据土壤质量现状的监测数据，农用地监测项目满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)标准要求，建设用地监测项目满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中筛选值，本次地面工程符合占用土地大部分为临时占地，施工结束后，临时占地即恢复原有土地类型。运营期采取严格的土壤污染防治措施及跟踪监测，对土壤环境影响较小。 综上所述，本工程建设及运营不会突破区域环境质量底线要求。	
资源利用上线	资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制	本工程为天然气开采工程，本身属于资源开发，工程在设计过程中紧扣现有生产运行及区域地质储量，建成产能满足区域开发可持续发展要求。 本工程运行期加热炉燃料为气田开采出的天然气，本工程新增用电依托当地供电电网； 本工程施工期用水采用水罐车运送，生活用水采用桶装水，不开采地下水。本工程施工期永久占地 3.2879hm^2，临时占地面积 11.8456hm^2，在充分统筹考虑井位布设的条件下，尽可能布设最短距离的管线，采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少对土地的占用，土地资源消耗符合要	符合

	和审批决策提供重要依据	求。	
生态环境准入清单	生态环境准入清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。	因此，本工程施工及运行不会突破符合资源利用上线要求。 本工程为天然气开采地面工程。根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发[2020]14号）及《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（绥政发〔2021〕10号），本项目拟建气井、达深32预处理站位于重点管控单元，部分管线位于。重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优化空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。一般管控单元以生态环境保护与适度开发相结合，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活领域的污染治理，落实现行生态环境保护基本要求。本项目属于气田开发工程，区域生态环境质量达到功能区划要求，环境风险可控，不属于高污染、高能耗项目，为环境准入允许类别。 根据《绥化市生态环境准入清单（2023年版）》，本工程为环境准入允许类别。工程不属于禁止准入类事项。同时根据《市场准入负面清单（2022年版）》，本工程符合环境准入条件。	符合

（2）本项目与绥化市总体准入要求符合性分析

本项目与绥化市总体准入要求符合性分析表见表 1.5-3，与安达市生态环境准入清单符合性分析见表 1.5-4。

表 1.5-3 项目与绥化市生态环境准入清单相符性分析

适用范围	管控维度	管控要求	本项目	符合性
总体要求	空间布局约束	1、加大黑土地保护；农产品禁止生产区域，禁止种植食用农产品；禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，取缔非法污泥堆放点。 2、严禁以任何名义、任何方式备案产能严重过剩行业的增加产能项目。对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染、造纸、制革、染料、焦化、电镀等行业中，环保、能耗、安全、质量等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产	1、本项目为气田开发工程，属于国家能源建设项目，部分工程位于安达市境内耕地（基本农田）内，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地（黑土地）。 本项目总占地面积为 15.1335hm²，其中永久占地 3.2879hm²，其中永久占耕地（基本农田）1.7279hm²，临时占耕地（基本农田）11.8456hm²。本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地。本工程建设过程中，无法避让基本农田，根据《基本农田保护条例》（2011年修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层	符合

		能,要依法依规有序退出。严控“两高”行业产能,严格执行钢铁、水泥等行业产能转换。 3.严格合理控制煤炭消费增长,逐步降低煤炭消费比重。大力推动煤电机组节能降耗改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”,原则上不再新增煤电规模。 4.县级及以上城市建成区原则上不再新建 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉,其他地区原则上不再新建 10 蒸吨小时以下燃煤锅炉。采取生物质锅炉替代的,需使用专用锅炉配套布袋等高效除尘设施,若氮氧化物排放不能达标的需配备脱硝设施,使用过程中严禁掺烧煤炭、垃圾等其他物料。实施工业炉窑清洁能源替代,大力推进电能替代煤炭,积极稳妥推进以气代煤。	土壤剥离利用方案,统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》(DB23/T2913-2021)。 2、本项目为气田产能开发,属于陆地天然气项目,不属于有色、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业。不属于高污染、高能耗行业。 3、项目不涉及煤炭消费。 4、项目拟在达深 32 预处理站新建一座三甘醇脱水器,燃料采用天然气,不涉及煤炭。	
	污染排放管控	1.2025 年和 2035 年全市大气污染物氮氧化物和 VOCs 重点工程削减量不低于省政府确定的削减量。 2.2025 年和 2035 年全市水污染物化学需氧量和氨氮削减量不低于省政府确定的削减量。到 2025 年,化学需氧量、氨氮重点工程减排量分别达到 10984.9 吨、1200 吨。	1、施工扬尘采取施工现场洒水抑尘、运输车辆及物料加盖防尘布等方式降低扬尘污染。 本项目依托的达深 32 预处理站使用清洁燃料天然气,同时站内采用数字化仪表监控,根据气温合理控制温度,减少天然气用量,减少了烟气排放量。达深 32 预处理站加热装置燃烧烟气可以满足《锅炉大气污染物排放标准》标准限值要求。 气井井口均安装了密封垫,全部密闭;达深 32 预处理站站内设备阀门进行密封、防腐处理,气井产气经管道密闭集输至达深 32 预处理站,确保了气田特征污染物非甲烷总烃挥发量降至最低,厂界非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中无组织排放监控浓度限值要求。 2、本次产能投产后,场站生活污水排放到场站内埋地生活污水处理设施,处理后的生活污水排放到站外污水池,最终拉运送至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。	
	环境风险防控	各级人民政府及其有关部门和企业事业单位,应当依照《中华人民共和国突发事件应对法》的规定,做好突发环境事件的风险控制、应急准备、应	大庆钻探工程有限公司于 2022 年 8 月 30 日在大庆市让胡路生态环境局备案了企业环境风险应急预案,备案号 2310604-2021-067-L。目前大庆钻探工程有限公司已建立较完善的应急预案体系,综合性预案为《大庆钻探工程有限公司突发事件总体应急预案》,还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应	

		急处置和事后恢复等工作。	急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输气系统突发事件专项预案》等专项应急预案并定期开展应急演练。建议增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。	
	资源利用效率要求	1.水资源： 全市 2025 年用水总量不得超过 36.55 亿立方米，2030 年用水总量控制指标不高于省政府确定的指标。 2.土地资源： 全市 2025 和 2035 年耕地保有量不低于规划指标。 3.能源： 2025 年和 2035 年，全市煤炭消费上线不高于省政府确定的指标。	1、本次产能投产后，新增生活用水量 87.6t/a，新增用水量较小。 2、本项目总占地面积为 15.1335hm²，其中永久占地 3.2879hm²，包括永久占耕地（基本农田）1.7279hm²，临时占耕地（基本农田）11.8456hm²。新增基本农田面积，满足省政府确定的指标。 3、本项目新建徐深 23 集气站加热装置采用天然气为燃料，属于清洁燃料，不使用煤炭。	
	污染燃料禁燃区资源利用效率要求	1.禁燃区禁止燃用燃料组合类别确定为国环规大气（2017）2 号中 I 类类别。 2.禁燃区内禁止燃用石油焦、油页岩、原油、重油、渣油、煤焦油等燃料；单台出力小于 20 蒸吨/小时的锅炉禁止燃用煤炭及其制品（包括原煤、散煤、煤矸石、煤泥、煤粉、水煤浆、型煤、焦炭、兰炭等）。 3.禁燃区内不得新建、扩建国环规大气（2017）2 号 II 类类别规定中禁止燃用高污染燃料的燃用设施，不得销售国环规大气（2017）2 号 II 类类别中规定的高污染燃料。	1.项目位于安达市万宝山工业园区东侧约 400m。不属于禁燃区。	

1.5.5 与环境保护相关法规政策符合性分析

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性见表 1.5-5。

表 1.5-5 与“环办环评函[2019]910 号”文符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合
----	------	-------	----

			性
1	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,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。	本项目位于徐深气田北部,宋深 9H 区块含气面积 44.04 平方公里,含气层位沙河子组,探明储量 189.24 亿方,技术可采储量 66.24 亿方。包括宋深 9H、达深 20HC、达深 24 三个井区,已完钻井 7 口,报废井 1 口,其中工业气流井 5 口:宋深 9H、达深 20HC、21HC、达深 24、32 井,低产井 2 口:宋深 1(已报废)、达深 16 井。目前只有宋深 9H 井完成地面工程建设,处于开井状态,其余井均为关井状态。 达深 24 井区目前建有两口气井,达深 24 井和达深 32 井。达深 24 井 2023 年建成投产,开井压力 6MPa,日气量 0.95~1.5×104 m3,气井气经电热带伴热保温采气管道串接至达深 32 井。 达深 32 井是 2020 年建成投产,开井压力 5.8MPa,日气量 0.95~1.5×104m3,两口气井产气在达深 32 预处理站集中气液分离,目前两口气井合计日产气 3×104 m3,合计日产水 3m3,已建达深 32 预处理站建有加热分离一体化撬,设计处理量 80×104m3/d、调压撬 1 座和 50m3 污水罐 1 座。两口气井产气在达深 32 井井场经加热、气液分离后就近输至工业园区或接入采气分公司达深 3-1 至汪深 1 集气干线,最后进入汪深 1 集气站集中处理。 达深 32 井区于 2021 年取得环评批复(黑环审(2021)28 号、绥环审(2021)44 号,于 2023 年完成自主验收。同时在 3.2 章节中对本项目区块现有工程环境影响进行回顾性评价,未发现现有环境问题。区块内临时占地生态恢复良好,未发现生态环境问题和环境风险隐患。 ③本项目运营期达深 32 预处理站站分离的采出水经管线输送至汪深 1 集气站汇集,再经管线输送至升一联气田污水预处理站处理,处理达标后回注地下开采油层,退役期拆除设备清洗废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站,达标后回注地下开采油层,不外排。已在 3.3.2 章节中给出依托可行性分析,各依托设施均可有效依托。	符合
2	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。自 2021 年 1 月 1 日起,原则上不以单井形式开展环评。	本项目为气田产能建设工程,非勘探项目,本项目涉及基建 3 口气井、扩建预处理站 1 座,不以单井形式开展环评。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地石油气开采项目,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。	本项目不占用地表水体,本项目施工期、运营期产生的废水均不外排,项目区域无地表水体,不会对地表水体产生影响。	符合
4	涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。	施工期钻井废水经循环罐回用于水基泥浆钻井液系统,最后剩余的水基泥浆钻井废水与废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑等由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行	符合

	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。	无害化处理。压裂返排液由罐车拉运到卫一联压裂返排液处理站,处理后水管输至卫一联含油污水处理站,处理达标后回注地下油层。施工期新建管道试压废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站,出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求,即“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$”后回注地下开采油层。施工期生活污水排放到防渗旱厕,定期清掏,施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理(用石灰消毒后覆土平整)。 运营期达深 32 预处理站分离的采出水经新建污水外输管线进入汪深 1 集气站汇集,最终经管线输送至升一联气田污水预处理站处理,处理达标后回注地下开采油层。退役期拆除设备清洗废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站,达标后回注地下开采油层,不外排。生活污水排放到达深 32 预处理站内防渗旱厕,定期清掏拉运至安达市龙顺达石油化工有限公司处理。 本项目不涉及回注水。	
5	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	项目气井井口安装密封垫,气井井口及管线、采取密闭集输工艺,大大降低了烃类气体等的挥发量,减少油气泄漏和溢出。徐集气站采油天然气作为燃料自用,不外排。天然气的处理均在密闭压力容器内进行,集输过程中均为密闭状态,有效的降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	符合
6	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理。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》要求评价。	施工期废弃钻井泥浆、钻井岩屑暂存在井场钢制泥浆槽,由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。不涉及危险废物。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。	本项目总体布局采用环境影响最小的布局方案,施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式,缩短了施工时间;严格控制施工作业面,尽量减少对耕地的占用。	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。	大庆钻探工程有限公司制定有《大庆钻探工程有限公司环境突发事件专项应急预案》(2022 版),主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训等内容。	符合

1.5.5.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）符合性见表 1.5-6。

表 1.5-6 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性

序号	相关要求	本项目情况	符合性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90% 以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	施工期钻井废水经循环罐回用于水基泥浆钻井液系统，最后剩余的钻井废水与废弃钻井泥浆、岩屑等由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。压裂返排液由罐车拉运到卫一联压裂返排液处理站，处理后水管输至卫一联含油污水处理站，处理达标后回注地下油层。施工期新建管道试压废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，即“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$”后回注地下开采油层。施工期生活污水排放到防渗旱厕，定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。运营期达深预处理站分离的采出水经污水外输管线进入汪深 1 集气站汇集，再经管线输送至升一联气田污水预处理站处理，处理达标后回注地下开采油层。生活污水排放到达深 32 预处理站内防渗旱厕，定期清掏拉运至安达市龙顺达石油化工有限公司处理。 施工期废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑暂存在井场钢制泥浆槽，由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。膨润土、纯碱、超细碳酸钙等废包装袋拉运至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。 氢氧化钾包装袋暂存在井场危险废物暂存点，定期委托资质单位处置。 建筑垃圾拉至绥化市建筑垃圾消纳场处理。试气产液主要为压裂过程部分未返排的压裂液、少量含烃液体随采出气一并排出，经井场计量池计量后，由罐车拉运至卫一联压裂返排液处理站处理，处理后水管输至卫一联含油污水处理站，处理达标后回注地下油层。生活垃圾统一收集至各井场生活垃圾存放点，委托环卫部门处理。 运营期本工程气井井口安装有井口除砂器，投产初会定期检查井口除砂器，产生砂粒为危险废物 HW08 900-249-08，委托有资质单	符合

		位处置。三甘醇脱水装置维修时产生的废三甘醇为一般工业固体废物，由厂家回收。更换废活性炭滤芯为危险废物，废活性炭废物类别 HW49 其他废物，滤芯危废代码为 900-039-49，委托有资质单位定期处置。徐深 23 集气站生活垃圾委托环卫部门处理。	
2	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。	本项目总体布局采用环境影响最小的布局方案，尽最大可能优化集气管线走向，减少了占地和油气损失。	符合
3	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。	本项目不使用油田化学剂。	符合
4	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本项目天然气集输采用密闭流程，气田天然气集输损耗率 0.05%，小于 0.5%。	符合
5	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目总体布局采用环境影响最小的布局方案，尽最大可能优化集气管线走向，减少了占地和油气损失。	符合
6	站场放空天然气应充分燃烧。	本项目达深 32 预处理站放空天然气均经过火炬充分燃烧。	符合
7	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	本项目开发过程中采取分层开挖、分层回填、管道平埋等措施减轻生态影响，井场周围设置了井界沟，并设立地下水水质监测井（依托村屯民用水井）。	符合
8	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。	施工期钻井废水经循环罐回用于水基泥浆钻井液系统，最后剩余的水基泥浆钻井废水与废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑等由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。压裂返排液由罐车拉运到卫一联压裂返排液处理站，处理后水管输至卫一联含油污水处理站，处理达标后回注地下油层。施工期新建管道试压废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，即“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L”后回注地下开采油层。施工期生活污水排放到防渗旱厕，定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。 运营期达深 32 预处理站分离的采出水经新建污水外输管线进入汪深 1 集气站汇集，最后经管输输送至升一联气田污水预处理站处	符合

		理, 处理达标后回注地下开采油层。生活污水排放到达深 32 预处理站内防渗旱厕, 定期清掏拉运至安达市龙顺达石油化工有限公司处理。	
9	应回收落地原油, 以及原油处理、废水处理产生的油泥(砂)等中的油类物质, 含油污泥资源化利用率应达到 90%以上, 残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别, 根据识别结果资源化利用或无害化处置。	运营期本工程气井井口安装有井口除砂器, 投产初会定期检查井口除砂器, 产生砂粒为危险废物 HW08 900-249-08, 委托有资质单位处置。三甘醇脱水装置维修时产生的废三甘醇为一般工业固体废物, 由厂家回收。更换废活性炭滤芯为危险废物, 废活性炭废物类别 HW49 其他废物, 滤芯危废代码为 900-039-49, 委托有资质单位定期处置。徐深 23 集气站生活垃圾委托环卫部门处理。遵循了减量化、资源化、无害化原则。	符合

1.5.5.3 与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》符合性分析

本项目与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》(黑环发[2019]153号)符合性见表 1.5-67。

表1.5-7 与黑环发[2019]153号文相关要求符合性

序号	类别	相关要求	本项目符合性
1	加强政策引导	企业采用符合国家有关低 VOCs 含量产品规定的涂料、油墨、胶粘剂等, 排放浓度稳定达标且排放速率、排放绩效等满足相关规定的, 相应生产工序可不要求建设末端治理设施。使用的原辅材料 VOCs 含量(质量比)低于 10%的工序, 可不要求采取无组织排放收集措施。	本项目为天然气的开采与初步处理工程, 项目在天然气开采集输过程中采取了埋地的集气管线, 集气站处理装置均密闭, 且气井井口均安装了密封垫, 处理后天然气通过管线外输。
2	加强设备与场所密闭管理	含 VOCs 物料应储存于密闭容器、包装袋, 高效密封储罐, 封闭式储库、料仓等。含 VOCs 物料转移和输送, 应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。	
3	推进使用先进生产工艺	通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术, 以及高效工艺与设备等, 减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。	

1.5.5.4 与《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》符合性分析

《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》指出:“VOCs 污染防治应遵循源头和过程控制与末端治理相结合的综合防治原则。在工业生产中采用清洁生产技术, 严格控制含 VOCs 原料与产品在生产和储运销过程中的 VOCs 排放, 鼓励对资源和能源的回收利用; 鼓励在生产和生活中使用不含 VOCs 的替代产品或低 VOCs 含量的产品。”“鼓励研发的新技术、新材料和新装备, 鼓励以下新技术、新材料和新装备的研发和推广: 工业生产过程中能够减少 VOCs 形成和挥发的清洁生产技术。”“运行与监测: 鼓励企业自行开展 VOCs 监测, 并及时主动向当地环保行政主管部门报送监测结果。企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台帐等日常管理制度, 并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护, 确保设施的稳定运行。”

本项目天然气集输采用密闭流程，遵循了源头和过程控制与末端治理相结合的综合防治原则；企业定期开展 VOCs 监测，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。能够最大限度减少生产过程中 VOCs 挥发，符合《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》。

1.5.5.5 生态环境保护规划符合性分析

（1）与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1.5-10。

表 1.5-10 与黑龙江省“十四五”生态环境保护规划符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管理。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。	①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。 ②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。 ③运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，需要在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。 ④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。 ⑤合理规划施工进度，表土剥离及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。 ⑥施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复。 ⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。	符合
2	开展 VOCs（挥发性有机物）全过程综合整治。	项目在天然气开采集输过程中采取了埋地的集气管线，集气站处理装置均密闭，且气井井口均安装了密封垫，处理后天然气通过管线外输。降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	符合
3	加强地下水污染源预防与风险管控。	施工期：本项目钻井施工期柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆接收罐车、钻井液材料房、井口、压裂试气作业期间压裂作业区场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求。危险废物贮存点、钢制泥浆槽场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中对防渗层的	

		要求。一般工业固体废物暂存间、动力房、其他材料房设置为一般防渗区，设置 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 要求。每座井场设置防渗旱厕 1 座，底部及四周夯实，铺设 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区要求；施工期防渗旱厕定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。除重点防渗区和一般防渗区的其他可能会产生轻微污染的建筑区，如井控房、值班室、生活垃圾收集点、表土存放处及井场地面等区域地面进行碾压平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）简单防渗区要求。 运营期：将集气管线、外输水管线，污水罐区划分为重点防渗区，井场放空池、井场防渗集水坑，预处理站污水罐区、三甘醇脱水设备区域划分为一般防渗区，井场地面和场区其他区域地面划分为简单防渗区。	
4	强化土壤污染源系统防控。 加强空间布局管控。将土壤和地下水环境管理纳入国土空间规划，根据土壤污染的环境风险，合理确定土地用途。永久基本农田集中区禁止规划建设可能造成土壤污染的建设项目。对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项目，依法进行环境影响评价，按规划定提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。 防范工矿企业新增土壤污染。动态更新土壤污染重点监管单位名录，监督全面落实土壤污染防治义务，依法纳入排污许可管理。鼓励土壤污染重点监管单位实施提标改造。各地定期组织开展土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水环境监测，督促企业定期开展土壤和地下水环境自行监测、污染隐患排查治理。防控矿产资源开发污染土壤，加强尾矿库安全管理。	根据本次土壤现状监测结果，区域各监测点位污染物浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值。同时，本次评价设置了土壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。	符合
5	统筹推进山水林田湖草沙冰一体化保护和修复。全面加强天然林保护，开展大规模国土绿化行动，推行林长制。继续推进	本项目不占用湿地，不涉及重要湿地。 项目的建设不会对地表水和湿地造成影响。	符合

	松嫩、三江平原农田防护林等重点防护林体系建设。坚持自然恢复为主，加强湿地保护，围绕三江、松嫩两大湿地平原和松花江沿岸，实施重大湿地保护修复工程。	
--	--	--

综上所述，本项目符合《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》要求。

(2) 与《绥化市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《绥化市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1.5-11。

表 1.5-11 与绥化市“十四五”生态环境保护规划符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	持续开展挥发性有机物综合治理。开展执法监测协同检查，针对执法检查发现的问题要求企业进行整改。	气井井口均安装了密封垫，全部密闭；场站内设备阀门进行密封、防腐处理，天然气经集输管线密闭集输，确保了气田特征污染物非甲烷总烃挥发量降至最低，能够确保井场、场站场界非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中无组织排放监控浓度限值要求。	符合
2	强化噪声污染防治。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。	本项目扩建达深 32 预处理站选用低噪声设备，并采用减振等降噪措施；施工期禁止夜间进行高噪声施工作业，定期对气井、管线、预处理站进行巡检，发现异常响动及时处理，注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态。	符合
3	防控矿产资源开发污染土壤。督促矿山企业依法落实环境污染修复工程措施，切实防治土壤污染。 严格建设项目环境影响评价制度。对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项 目，依法进行环境影响评价，按规定提出并落实防腐 蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。	本工程天然气开采与集输均为密闭流程。 根据本次土地现状监测结果，区域各监测点位污染物浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值。同时，本次评价设置了土壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。	
4	提升黑土区资源利用可持续性。严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，对黑土耕地全面进行管控。	项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地。本工程建设过程中，无法避让基本农田，根据《基本农田保护条例》（2011 年修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。本项目为气田开发项目，属于能源附属基本设施建设，服务于国家能源设施重点建设，根据气层地质勘查，项目井位确实无法避让耕地及基本农田，本项目施工完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕	符合

		地。临时占地恢复也可给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。	
--	--	------------------------------------	--

综上所述，本项目符合《绥化市“十四五”生态环境保护规划》要求。

1.5.5.8 与《绥化市“十四五”土壤地下水和农村生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《绥化市“十四五”土壤地下水和农村生态环境保护规划》符合性分析见表 1.5-12。

表 1.5-12 与绥化市“十四五”土壤地下水和农村生态环境保护规划符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	(一) 加大土壤生态环境保护力度 1、加强土壤污染源头治理。 2、持续推进农用地分类管理。 3、提升黑土区资源利用可持续性。 4、提升黑土区生态环境可持续性。	1、本工程作为气田开发工程，施工阶段占用耕地（基本农田），采取对耕地植被恢复措施等，并在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少对占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响。 2、本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地。本项目新增永久占地主要为井场、集气站、通井路、进站路、柱上变电站永久占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。管线施工作业带除去管线一侧设置的置土带外，管沟及设备区在分段施工前剥离表土，剥离的表土放在置土带外侧，管沟挖方土放置在置土带内侧（靠近管沟侧），置土带采取先设置编织袋压护，在采用单行十字形压护，加强防护的方式防止水土流失，在工程施工结束后及时用于回填，分层回填压实，保护有耕作能力种植价值的表层土壤，完毕覆土回填的时候一定要做好生态恢复，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失，保障农民利益不受损失，不要出现大型土堆或者大型洼地等情况。提升黑土区生态环境可持续性。	符合
2	(二) 推进地下水生态环境保护 1、建立地下水生态环境管理体系。建立地下水污染重点监管单位名录。建立地下水污染重点监管单位名录。加强污染源头预防与风险管控。 2、强化地下水型饮用水水源保护。	施工期、运营期废水均得到了很好的处置。参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目进行分区防渗。 施工期：本项目钻井施工期柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆接收罐车、钻井液材料房、井口、压裂试气作业期间压裂作业区场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 6.0\text{m}$，$K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$”的要求。危险废物贮存点、钢制泥浆槽场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中对防渗层的要求。一般工业固体废物暂存间、动力房、其他材料房设置为一般防渗区，设置 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚	符合

	乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 要求。每座井场设置防渗旱厕 1 座，底部及四周夯实，铺设 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} cm/s$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区要求；施工期防渗旱厕定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。除重点防渗区和一般防渗区的其他可能会产生轻微污染的建筑物，如井控房、值班室、生活垃圾收集点、表土存放处及井场地面等区域地面进行碾压平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）简单防渗区要求。 运营期：将集气管线、外输气管线、污水罐区划分为重点防渗区，井场放空池、井场防渗集水坑，集气站污水池、加药罐区、加药泵房、污水泵房、三甘醇脱水设备区域划分为一般防渗区，井场地面和场区其他区域地面划分为简单防渗区。 配备必要的应急工具，当发生突发性事故时，可立即采取保护性措施，并按照应急预案要求，上报相关部门。	
--	---	--

综上所述，本项目符合《绥化市“十四五”土壤地下水和农村生态环境保护规划》要求。

1.5.5.9 与《地下水管理条例》（国务院令 第 748 号）符合性分析

本项目与《地下水管理条例》（国务院令 第 748 号）的符合性分析见表 1.5-13。

表 1.5-13 与地下水管理条例符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	第一章总则第六条 利用地下水的单位和个人应当加强地下水取水工程管理，节约、保护地下水，防止地下水污染。	参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目进行分区防渗。 施工期：本项目钻井施工期柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆接收罐车、钻井液材料房、井口、压裂试气作业期间压裂作业区场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} cm/s$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 6.0m$，$K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$”的要求。危险废物贮存点、钢制泥浆槽场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} cm/s$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中对防渗层的要求。一般工业固体废物暂存间、动力房、其他材料房设置为一般防渗区，设置 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} cm/s$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜	符合

		构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 要求。每座井场设置防渗旱厕 1 座，底部及四周夯实，铺设 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} cm/s$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区要求；施工期防渗旱厕定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。除重点防渗区和一般防渗区的其他可能会产生轻微污染的建筑区，如井控房、值班室、生活垃圾收集点、表土存放处及井场地面等区域地面进行碾压平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）简单防渗区要求。 运营期：将集气管线、外输气管线、甲醇注入管线，污水罐区划分为重点防渗区，井场放空池、井场防渗集水坑，集气站污水池、加药罐区、加药泵房、污水泵房、三甘醇脱水设备区域划分为一般防渗区，井场地面和场区其他区域地面划分为简单防渗区。 配备必要的应急工具，当发生突发性事故时，可立即采取保护性措施，并按照应急预案要求，上报相关部门。	
2	第三章节约与保护第十六条 国家实行地下水取水总量控制制度。取用地下水的单位和个人应当遵守取水总量控制和定额管理要求，使用先进节约用水技术、工艺和设备，采取循环用水、综合利用及废水处理回用等措施，实施技术改造，降低用水消耗。 第二十一条 取用地下水的单位和个人应当遵守取水总量控制和定额管理要求，使用先进节约用水技术、工艺和设备，采取循环用水、综合利用及废水处理回用等措施，实施技术改造，降低用水消耗。 第二十六条 建设单位和个人应当采取措施防止地下工程建设对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响。对开挖达到一定深度或者达到一定排水规模的地下工程，建设单位和个人应当于工程开工前，将工程建设方案和防止对地下水产生不利影响的措施方案报有管理权限的水行政主管部门备案。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。	1、本项目不涉及“节约与保护”和“超采治理”的规定要求。 2、本项目徐深 23 集气站新建 1 口生产水井，设计产水量 $3m^3/h$，建设单位应进行水资源论证，不在本项目评价，取水量应满足取水总量控制要求。 本项目施工期钻井过程钻井废水经循环罐回用于水基泥浆钻井液系统，最后剩余的钻井废水与废弃钻井泥浆、钻井岩屑等由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。压裂返排液由罐车拉运到榆树林压裂返排液处理站，处理后水管输至东 16 含油污水处理站，处理达标后回注地下油层。施工期新建管道试压废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，即“含油量 $\leq 10mg/L$、悬浮固体含量 $\leq 5mg/L$”后回注地下开采油层。施工期生活污水排放到防渗旱厕，定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。 运营期达深预处理站分离的采出水经管线进入汪深集气站汇集后，管输至升一联气田污水预处理站处理，处理达标后回注地下开采油层。生活污水排放到达深 32 预处理站内防渗旱厕，定期清掏拉运至安达市龙顺达石油化工有限公司处理。	符合

3	第四章超采治理 超采治理。	本项目不涉及超采治理。	符合
4	第五章污染防治 第四十条 禁止下列污染或者可能污染地下水的行为： （一）利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物； （二）利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质； （三）利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物； （四）法律、法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为。	（1）本项目不存在利用渗井、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）本项目废氢氧化钾包装袋暂存于井场为危险废物贮存点专用塑料桶内，委托有危险废物处置资质的单位拉运处置。运营期本工程气井井口安装有井口除砂器，投产初会定期检查井口除砂器，产生砂粒为危险废物 HW08 900-249-08，委托有资质单位处置。更换废活性炭滤芯为危险废物，废活性炭废物类别 HW49 其他废物，滤芯危废代码为 900-039-49，委托有资质单位定期处置。项目不涉及其他有毒有害物质。 （3）本项目不涉及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。	符合
5	第四十一条 企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施，防止地下水污染： 兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施。	本项目为气田产能工程，本次环评已在 5.3、6.3 章节论述了地下水污染防治内容，并采取了相应的防护措施。 项目运营期对井口进行实时监控，定期对气井的套管情况进行检测，建立相应的地下水例行监测计划，对所在地及其影响区地下水环境跟踪监测，同时对监测结果定期进行信息公开。可有效防止地下水环境污染。	符合
6	第四十五条 依照《中华人民共和国土壤污染防治法》的有关规定，安全利用类和严格管控类农用地地块的土壤污染影响或者可能影响地下水安全的，制定防治污染的方案时，应当包括地下水污染防治的内容。	工程占用耕地（基本农田），运行期正常生产情况下天然气密闭集输，含烃废水经处理达标后回注。本工程在事故时对土壤产生的影响主要为气井分离出的含烃废水在输送过程中发生泄漏，使土壤理化性状发生变化。在制定防治污染的方案时，包括了地下水污染防治的内容。具体见上述地下水污染防治措施。	符合

综合分析，本项目符合《地下水管理条例》（国务院令 第 748 号）相关要求。

1.5.5.10 与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025 年）》符合性分析

根据《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025 年）》实施内容：坚持政府引导、社会参与。发挥政府投入引领作用，通过市场化运作，带动社会资本投入，引导农村集体经济组织、农户、新型经营主体、企业积极参与。健全黑土地保护责任体系，进一步明确省市县乡四级政府及相关部门黑土地保护职责，建立黑土地质量监测网络体系，形成黑土地保护建设长效机制。

本项目在政府引导下，建设单位积极参与，定期对在拟建徐深 23-平 1 气井及徐深

23-平 1 气井南侧 100m 分别设置 1 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、石油类、石油烃（C₆-C₉）、石油烃（C₁₀-C₄₀）、汞、砷、六价铬，监测频次为 1 次/5a。

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025 年）》中要求。

1.5.5.11 与《中华人民共和国黑土地保护法》、《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

本项目与《中华人民共和国黑土地保护法》、《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析见表 1.5-14。

表 1.5-14 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	黑土地保护利用实行土地用途管制制度。严格限制农用地转为建设用地，严格控制耕地转为非耕地，禁止违法占用耕地。	本项目为气田开发工程，属于国家能源建设项目，工程气井井场、管线、通井路、进站路、集气站位于安达市境内耕地（基本农田）内，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地（黑土地）。本项目占地面积为 15.1335hm²，其中永久占地 3.2879hm²（其中永久占耕地（基本农田）1.7279hm²，永久占建设用地 1.56hm²）、临时占地 11.8456hm²。 本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地。本工程建设过程中，无法避让基本农田，根据《基本农田保护条例》（2011 年修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。本项目为油田开发项目，属于能源附属基本设施建设，服务于国家能源设施重点建设，根据油气层地质勘查，项目井位确实无法避让耕地及基本农田，本项目施工完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。	符合
2	建立和完善建设用地增减挂钩机制。建设项目应当节约、集约使用黑土地，不占或者少占黑土地。	本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地。	符合

3	生产建设活动占用黑土地的，应当按照有关标准、规范和管理规定剥离表土。剥离的黑土应当就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。	本工程实施前编制建设项目占用黑土地表层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。 本项目新增永久占地主要为井场、达深32预处理站分离场地、通井路、进站路、柱上变电站永久占地，应剥离占地内0.3m的表土，用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。管线施工作业带除去管线一侧设置的置土带外，管沟及设备区在分段施工前剥离表土，剥离的表土放在置土带外侧，管沟挖方土放置在置土带内侧（靠近管沟侧），置土带采取先设置编织袋压护，在采用单行十字形压护，加强防护的方式防止水土流失，在工程施工结束后及时用于回填，分层回填压实，保护有耕作能力种植价值的表层土壤，完毕覆土回填的时候一定要做好生态恢复，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失，保障农民利益不受损失，不要出现大型土堆或者大型洼地等情况。	符合
---	--	--	----

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省黑土地保护利用条例》中要求。

1.5.5.12 与《关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》符合性分析

（1）相关要求：“建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作应与农业生产、土地整治、生态修复工程等统筹规划衔接。结合建设项目实施计划，编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、运输、储存和再利用等工作。”

本项目在本次环境影响评价阶段即考虑了施工过程占用耕地耕作层土壤剥离利用工作，企业统筹安排项目占用耕地生态恢复等措施。如“施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，表土剥离厚度30cm，与底层土分开堆放，复原时分层回填，即底土回填在下，表土回填在上，尽量不破坏土壤结构，以便尽快恢复土地原貌，永久占地内剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地”。

（2）相关要求：坚持“谁用地、谁承担，谁剥离、谁受益”。建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用工作由占用耕地所在县（市、区）政府或项目用地单位（个人）实施。

本项目由大庆钻探工程有限公司建设，因此项目占用耕地耕作层土壤剥离利用工作由大庆钻探工程有限公司实施。

（3）相关要求：成片开发和城镇批次用地占用耕地的，应在供地前实施耕作层土壤剥离；单独选址项目及其他需要剥离的项目，应在开工建设前按照剥离利用方案要求实施耕作层土壤剥离，并将剥离土壤存储在指定地点或直接输送到再利用场所。耕作层

土壤剥离及运输过程中，应采取水土保持和扬尘防治措施，防止土壤和环境污染。土壤存储点的选取应遵循就近存储、易于存放、专人管理的原则，尽量利用废弃土地、闲置建设用地和未利用地，避让永久基本农田和生态保护红线、水源地等敏感区域。土壤存储要采取必要的工程防护和保育措施，防止出现水土流失、土壤质量退化和安全隐患。本项目符合文件要求，具体如下：

①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络；

②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响；

③运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，需要在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘；

④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施：缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布：对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位；

⑤合理规划施工进度，表土剥离及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘：遇大风天气应停止土方工程施工作业；

⑥施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复；

⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

1.5.5.14 与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）符合性分析

根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）要求：建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地，临时用地使用期限一般不超过两年，临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦。本项目为气田开发工程，属于国家能源建设项目，工程管线、变电站临时占地位于安达市境内耕地（基本农田）内，项目选址无法避让耕地（黑土地），临时占地 11.8456hm²。本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目施工完毕后 1 年内，

临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。

1.5.5.15 与《关于进一步做好用地用海要素保障的通知》（自然资发[2023]89 号）符合性分析

根据《关于进一步做好用地用海要素保障的通知》（自然资发[2023]89 号），优化临时用地政策。直接服务于铁路、公路、水利工程施工的制梁场、拌合站，需临时使用土地的，其土地复垦方案通过论证，业主单位签订承诺书，明确了复垦完成时限和恢复责任，确保能够恢复种植条件的，可以占用耕地，不得占用永久基本农田。本项目不属于铁路、公路、水利工程施工的制梁场、拌合站，属于国家能源建设项目，工程管线、变电站临时占地位于肇东市境内耕地（基本农田）内，本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目施工完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。符合《关于进一步做好用地用海要素保障的通知》（自然资发[2023]89 号）要求。

1.5.6 选址合理性分析

本项目位于绥化市安达市。占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、基本草原、重要湿地、天然林、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标，涉及基本农田。

本项目采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点，周围敏感点主要为村屯、耕地（基本农田）。

本项目在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便植被恢复，并对临时占用的耕地及草地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。

根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发[2020]14 号）及《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（绥政发〔2021〕10 号），本项目拟建气井、预处理站分离场地位于重点管控单元，部分管

线涉及一般管控单元。重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优化空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。一般管控单元以生态环境保护与适度开发相结合，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活领域的污染治理，落实现行生态环境保护基本要求。

工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围。

根据《黑龙江省土地利用总体规划（2006-2020）》，大庆油田开发建设属黑龙江省规划期重点基础设施建设项目，根据《绥化市土地利用总体规划（2006-2020）》、《安达市土地利用总体规划》中的要求，对列入国家和省重点建设计划的交通、水利、能源、环保等基础设施建设项目用地必须要优先安排，重点保障。在绥化市土地利用总体规划中的重点项目用地包含大庆油田用地在内。根据《基本农田保护条例》（2011年修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。本项目为气田开发项目，属于能源附属基本设施建设，服务于国家能源设施重点建设，根据《徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程项目设计方案》，项目井位确实无法避让耕地及基本农田。本项目施工完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。并在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少对占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响。本项目 3 口气井和达深 32 预处理站扩建站就近布设，尽最大可能优化集气管线走向，优化了井场布局，节约占地。因此本项目建设符合《黑龙江省土地利用总体规划（2006-2020）》、《绥化市土地利用总体规划（2006-2020）》、《安达市土地利用总体规划》总体规划要求。

根据《绥化市水土保持规划（2019-2030 年）》，绥化市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目产能建设区域位于绥化市肇东市，不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区。根据现场调查，项目所在区域均为耕地，不存在裸露的沙地，

无严重的水土流失情况，临时占用的土地均在施工结束后进行恢复，同时施工期严格控制作业面积，不占用、碾压临时占地面积外的土地。项目在施工期间定期进行洒水，防止出现土壤沙化起尘。项目永久占地面积较小，永久占地进行铺设防渗布、洒水抑尘、地面硬化等措施，可以有效预防水土流失，因此项目的建设不会造成大范围的水土流失。

根据《关于贯彻落实〈沙化土地封禁保护修复制度方案〉的实施意见》的通知（黑防沙发[2020]3 号），本项目不涉及防沙治沙区。施工期须严格落实各项生态保护措施及生态减缓措施，严格控制施工作业占地范围，施工结束后对施工场地地表植被进行恢复，尽量减少工程建设对土地沙化的影响。

综合分析，项目的选址合理可行。

1.6 主要关注的环境问题及环境影响

（1）施工期

施工期关注的环境问题有：①生态影响。包括施工场地清理、管道开挖、道路穿越等活动对生态环境产生的影响；②废气。施工期废气对大气环境的影响，包括柴油发电机排放的烟气，施工时管沟开挖、道路敷设、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，管道焊接过程产生的焊接烟尘，以及施工设备和运输车辆尾气，试气过程中放空火炬燃烧废气；③废水。施工期废水对环境的影响，主要为钻井废水、压裂返排液、试压废水、试气产液、施工人员生活污水；④噪声。施工期噪声对声环境的影响，包括施工设备和运输车辆产生的噪声；⑤固体废物。废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废弃包装袋、废氢氧化钾包装袋、管道施工废料、建筑垃圾等、生活垃圾等；⑥环境风险。施工期可能发生的环境风险事故包括井喷、柴油罐泄漏火灾风险、井漏风险等。

其中主要关注的环境问题和环境影响为工程施工对生态环境的影响。工程区域生态系统类型主要为农业生态系统，井场、管道沿线土地利用类型主要为耕地，主要的植被类型有栽培植被，栽培植被以玉米为主；评价区域内野生动物以爬行类、鸟类、哺乳类和啮齿类为主，主要分布于耕地内。工程建设过程中将占用一部分土地资源，对沿线区域的基本农田有一定的影响，除井场、道路、预处理站分离场地、柱上变电器占地类型为永久占地外，其他占地类型主要为临时占地，临时占地对土地资源的占用是短期可逆的。

（2）运行期

运行期关注的环境问题有：①废气。运行期废气对环境的影响，井场工艺设备无组织排放的少量天然气、依托场站加热炉燃烧排放的烟气；②废水。本工程运行期废水主要为气田采出水、生活污水；③噪声。主要是非正常工况气井作业放空噪声对周边声环境的影响；④固体废物。运行期产生的固体废物对环境的影响，主要是项目非正常运行过程中产生的井口砂粒、废三甘醇、废活性炭滤芯；⑤环境风险。运行期事故状态的环境影响包括井场、采气管道、集气站天然气放散及泄漏、火灾和爆炸等事故风险对周围环境的影响。在事故状态（包括自然因素和人为因素造成的管道破损等），对大气、土壤、地下水等环境要素产生污染影响。

其中主要关注的环境问题和环境影响为环境风险的影响。风险事故情况下，若天然气泄漏，甲烷将对大气环境造成污染影响；发生火灾等情况下，将伴生 CO 引发的次生环境污染。本工程涉及的天然气属于易燃、易爆危险化学品，一旦发生火灾、爆炸事故可能会对周围环境和人体健康造成危害。建设单位仍需制定严格的风险防范措施、疏散措施和应急预案，并定期进行演练，以减小事故发生后对人群的影响。拟建工程环境风险可防可控，但在人口密集区、环境敏感区等区段还需要加强风险防范措施，制定相应的事故应急预案，降低事故发生的可能性并将事故造成的损失降至最低。

（3）退役期

退役期包括退役期气井拆除设备、设备清洗废水、封井建筑垃圾、废弃集气、含油废防渗布以及施工人员的生活污水和生活垃圾。退役期关注的环境问题有：退役期井场清理等过程产生的施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气对环境空气产生的短期影响。退役期对气井井拆除设备清洗废水、退役期生活污水对地表水环境的影响。退役期拆除设备、封井建筑垃圾、含油废防渗布处置情况。设备拆除将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失，同时对井场和道路等占地进行生态恢复等。退役期井场场地污染情况。

1.7 环境影响评价主要结论

徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程项目通过采取相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施，能够确保区域环境不受污染。项目建设符合产业政策，选址符合国家法律法规及地方规划，工艺选择符合清洁生产要求；各项污染物能够达标排放；项目施工时对周围环境影响较小；环境风险水平在可防可控；通过公众参与分析，当地群众大部分支持该项目建设，无反对意见；在确保落实好各项环保措施并保

证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

二.总则

2.1 编制依据

2.1.1 法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日修正）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日修正）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日修正）；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022 年 6 月 5 日起施行）；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 4 月 29 日修正）；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日）；
- (8) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年 12 月 26 日修正）；
- (9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日修正）；
- (10) 《中华人民共和国突发事件应对法》（2024 年 6 月 28 日修订）；
- (11) 《中华人民共和国土地管理法》（2020 年 1 月 1 日修正）；
- (12) 《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日修订）；
- (13) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日）；
- (14) 《中华人民共和国湿地保护法》（2021 年 12 月 24 日）；
- (15) 《中华人民共和国黑土地保护法》（自 2022 年 8 月 1 日起施行）。

2.1.2 环境保护相关法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号，2017 年 10 月 1 日）；
- (2) 《中华人民共和国土地复垦条例》（国务院令第 592 号，2011 年 3 月 5 日起施行）；
- (3) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011.年 1 月 8 日修改）。
- (4) 《黑龙江省环境保护条例》（2018 年 4 月 26 日修改）；
- (5) 《黑龙江省防沙治沙条例》（2018 年 6 月 28 日）；
- (6) 《黑龙江省土地管理条例》（2018 年 6 月 28 日修正）；
- (7) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018 年 12 月 27 日修正）；
- (8) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2022 年 3 月 1 日起施行）；
- (9) 《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令第 736 号）；

(10) 《地下水管理条例》（国务院令第 748 号，2021 年 12 月 1 日起施行）；

(11) 《黑龙江省湿地保护条例》（2018 年 6 月 28 日）；

2.1.3 部门规章及规范性文件

(1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号，2021 年 1 月 1 日起施行）；

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

(3) 《关于印发<水污染防治行动计划>的通知》（国发[2015]17 号，2015 年 4 月 2 日）；

(4) 《关于印发<土壤污染防治行动计划>的通知》（国发[2016]31 号，2016 年 5 月 31 日）；

(5) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》；

(6) 《国家危险废物名录》（2025 年）；

(7) 《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，2012 年 7 月 3 日）；

(8) 《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，2012 年 8 月 7 日）；

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

(10) 《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，2019 年 12 月 13 日）；

(11) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环境保护部 2012 年第 18 号公告，2012 年 3 月 7 日）；

(12) 《危险废物污染防治技术政策》（环发[2001]199 号，2001 年 12 月 7 日）；

(13) 《关于加强工业危险废物转移管理的通知》（2006 年 3 月 17 日）；

(14) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（2013 年 5 月 24 日）；

(15) 《全国主体功能区规划》（国发[2010]46 号，2011 年 6 月 8 日）；

(16) 《关于印发《全国生态功能区划（修编版）》的公告》（环境保护部公告 2015 年第 61 号）；

(17) 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评[2016]150 号，2016 年 10 月 26 日）；

(18) 《国家突发环境事件应急预案》（2014 年 12 月 29 日实施）；

(19) 《关于印发<企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法(试行)>的通知》(环发[2015]4 号, 2015 年 1 月 8 日);

(20) 《关于印发<2020 年挥发性有机物治理攻坚方案>的通知》(环大气[2020]33 号);

(21) 《工矿用地土壤环境管理办法(试行)》(生态环境部部令第 3 号, 2018 年 8 月 1 日);

(22) 《关于进一步加强分散式饮用水水源地保护工作的通知》(环办[2010]132 号);

(23) 《分散式饮用水水源地环境保护指南(试行)》(2010 年 9 月 26 日实施);

(24) 《关于加强环境保护重点工作的意见》(国发[2011]35 号, 2011 年 10 月 17 日施行);

(25) 《关于进一步加强生态保护工作的意见》(2007 年 3 月 15 日);

(26) 《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》(中共中央办公厅、国务院办公厅, 2017 年 2 月 7 日);

(27) 《关于构建现代环境治理体系的指导意见》(中共中央办公厅、国务院办公厅, 2020 年 3 月 3 日);

2.1.4 地方政策文件

(1) 《关于印发<黑龙江省主体功能区规划>的通知》(黑龙江省人民政府, 黑政发[2012]29 号, 2012 年 4 月 25 日);

(2) 《黑龙江省水污染防治工作方案》(黑龙江省人民政府, 黑政发[2016]3 号, 2016 年 1 月 10 日);

(3) 《关于印发<黑龙江省土壤污染防治实施方案>的通知》(黑龙江省人民政府, 黑政发[2016]46 号, 2016 年 12 月 30 日);

(4) 《绥化市“十四五”土壤地下水和农村生态环境保护规划》。

(5) 《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》(黑龙江省人民政府, 黑政发[2020]14 号, 2020 年 12 月 16 日);

(6) 《关于印发<贯彻落实沙化土地封禁保护修复制度方案的实施意见>的通知》(黑龙江省防沙治沙领导小组, 黑防沙发[2020]3 号, 2020 年 5 月 21 日);

(7) 《黑龙江省生态功能区划》;

(8) 《黑龙江省生态保护红线划定实施方案》;

(9) 《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑龙江省环境保护厅，黑环发[2019]153 号，2019 年 12 月 5 日）；

(10) 《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发[2019]153 号）；

(11) 《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（2021 年 3 月 2 日黑龙江省十三届人大五次会议审议通过）；

(12) 《大庆油田振兴发展纲要（2020）版》；

(13) 《绥化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》（2021 年 7 月 5 日）；

(14) 《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（绥政发〔2021〕10 号）

(15) 《绥化市城市总体规划（2011-2020 年）》；

(16) 《绥化市土地利用总体规划（2006-2020）》；

(17) 《绥化市水土保持规划（2019-2030 年）》；

(18) 《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》；

(19) 《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》（黑龙江省人民政府办公厅，黑政办规[2021]48 号）；

(19) 《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025 年）》（黑龙江省人民政府办公厅，黑政办规[2021]40 号）；

(20) 《关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑龙江省人民政府办公厅，黑政办规[2021]18 号）；

(21) 《安达市土地利用总体规划》；

(22) 《绥化市“十四五”生态环境保护规划》；

2.1.5 技术导则及规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

(4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

(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 生态影响》（HJ19-2022）；

- (7) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (8) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (9) 《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2023）；
- (10) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号，2017 年 10 月 1 日）；
- (11) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；
- (12) 《固体废物分类与代码目录》（公告 2024 年第 4 号）；
- (13) 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；
- (14) 《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；
- (15) 《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021）；
- (16) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ953-2018）
- (17) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）；
- (18) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）；
- (19) 《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》（HJ944-2018）；
- (20) 《石油石化工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）；
- (21) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）；
- (22) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（环办便函[2020]492 号）；
- (23) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）；
- (24) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）。

2.1.6 其他资料

- (1) 《徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程项目方案》（大庆油田设计院有限公司，2024 年 9 月）；
- (2) 企业投资项目备案承诺书；

2.2 评价目的及评价原则

2.2.1 评价目的

- (1) 对该建设项目的工程内容和工艺路线进行分析，明确污染源和可能产生的污染因素，明确污染物的排放源强；
- (2) 对建设项目所在地的自然环境和环境质量进行现状调查，查清项目所在地区

的环境质量现状，得到当地的环境质量现状的结论及存在的主要环境制约因素；

(3) 分析、预测、评价气田开发对评价区域内大气环境、水环境、声环境、土壤环境、生态和环境风险可能造成的影响程度和范围；

(4) 对气田开发过程中拟采取的环保措施进行论证，提出污染防治措施及生态保护对策与建议；

(5) 从环境保护和环境风险角度论证气田开发建设工程的可行性，并从设计、生产、管理和环境污染防治等方面提出环境保护和减缓措施，最大限度降低油田开发对环境的不利影响，确保经济、社会和环境的可持续发展。

2.2.2 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 环境影响识别与评价因子筛选

2.3.1 评价时段

施工期、运营期、退役期。

2.3.2 环境影响识别

本工程建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响、运营期、退役期影响三部分。

施工期的环境影响主要为钻前工程、钻井工程、储层改造工程（压裂试气）、天然气集输工程、站场工程施工过程中施工活动对周围环境产生的不利影响。一种影响是对土壤扰动和自然植被等的破坏，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在；另一种是在施工过程中产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

运营期的环境影响主要为井场和场站产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括井场、管道和场站发生天然气泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响。

退役期的环境影响主要是拆除工程的废气、噪声、拆除设备清洗废水、废弃管道清管废水、废旧设备、封井垃圾、含油废防渗布，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。还有拆除过程中，对占地土壤的扰动、对场地植被的破坏，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在。

根据本工程实际情况，结合所在区域的自然环境特征，采用矩阵法对本工程建设期间、运营期、退役期产生的影响进行识别，具体见表 2.3-1，施工期生态影响评价因子筛选表 2.3-2，运营期生态影响评价因子筛选表见表 2.3-3。

表 2.3-1 项目环境影响因素识别

影响因子 环境要素	施工期						运营期					退役期				
	占地	废气	废水	固体废物	噪声	风险	废气	废水	固体废物	噪声	风险	占地	废气	废水	固体废物	噪声
	占用耕地	柴油机烟气、施工扬尘、焊接烟尘、车辆废气等	钻井废水、压裂返排液、试压废水、生活污水	废弃钻井泥浆、岩屑、废射孔液、膨润土等废包装料、管道施工废料、建筑垃圾、生活垃圾	钻井设备噪声、压裂设备噪声、施工车辆、挖掘机等施工机械噪声	井喷、套管连接不及时泥浆泄漏、柴油罐泄露、泥浆循环罐区泄漏	达深 32 预处理站加热装置等烟气，井场、阀门及预处理站无组织挥发的烃类	含烃废水、生活污水	含砂砾、废三甘醇、废活性炭滤芯	加热装置、机泵	气井井喷、管道泄漏、火灾、爆炸	永久占地	施工扬尘、车辆废气等	拆除设备清洗废水、生活污水	废旧设备、封井垃圾、含油废防渗布	拆除过程等施工机械噪声
环境空气	/	-S	/	/	/	/	-L	/	-S	/	-S	/	-S	/	/	/
地下水	/	/	/	/	/	-S	/	/	/	/	-S	/	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/	-S	/	/	/	/	-L	/	/	/	/	/	-S
土壤	-S	/	/	-S	/	-S	/	/	-S	/	-S	-S	/	/	-S	/
生态	-S	/	/	-S	/	-S	/	/	-S	/	-S	-S	/	/	-S	/
其他	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

备注：-表示不利影响；S 表示短期影响；L 表示长期影响；/表示此项环境因子不存在或与工程活动无关。

表 2.3-2 施工期生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为	井场、道路工程、供电工程、新建场站永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		管道施工、供电工程施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性	井场、道路工程、供电工程、新建场站永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		管道施工、供电工程施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构等	井场、道路工程、供电工程、新建场站永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		管道施工、供电工程施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等	井场、道路工程、供电工程、新建场站永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		管道施工、供电工程施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等	井场、道路工程、供电工程、新建场站永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		管道施工、供电工程施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱

表 2.3-3 运营期生态影响评价因子筛选表

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

从上表可知本工程的主要环境影响表现在水环境、土壤环境、生态环境、环境空气、声环境、环境风险等方面。

2.3.3 评价因子筛选

经过对气田产生污染物排放特点及气田周围环境情况进行分析后，确定本工程评价因子详见表 2.3-4。

表 2.3-4 项目环境影响评价因子一览表

环境要素	评价阶段	评价因子
环境空气	现状调查	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、O ₃ 、CO、SO ₂ 、NO ₂ 、非甲烷总烃、TSP
	影响预测	非甲烷总烃、TSP
地下水	现状调查	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、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、钡
	影响预测	石油类、耗氧量、氨氮
声环境	现状调查	连续等效 A 声级
	影响预测	连续等效 A 声级
固体废物	影响预测	施工期：废弃钻井泥浆、岩屑、废射孔液、膨润土等废弃包装袋、废氢氧化钾包装袋、管道施工废料、建筑垃圾、生活垃圾；运营期：井口砂粒、废三甘醇、废活性炭滤芯、生活垃圾
环境风险	影响预测	油类物质或天然气泄露；火灾、爆炸伴生/次生污染物 CO
土壤	现状调查	建设用地区： 土壤盐分含量，砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）。 农用地： 土壤盐分含量，镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）。
	影响预测	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
生态	现状调查	物种分布范围、生物群落结构和组成、生态系统中植被覆盖率等
	影响预测	地表扰动面积及类型、生物量损失、物种多样性等

2.4 环境功能区划及环境影响评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的规定，评价区环境空气质量划分为二类区，本项目所在区域为环境空气二类功能区。

2.4.1.2 水环境

评价区域内无地表水体。评价区域地下水使用功能为工农业用水及生活饮用水，评价区域地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准。

2.4.1.3 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中噪声环境影响评价等级划分的基本原则，本工程所在地功能区属于声功能区划的 2 类区，项目所在区域声环境现状执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。

2.4.1.4 土壤环境

本项目占地主要为耕地（永久基本农田），区域外有少量草地（盐碱草地），工程永久占地内区域土壤环境执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，工程临时占地及占地外区域土壤环境执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 农用地风险筛选值。

2.4.1.5 生态环境

根据《黑龙江省生态功能区划》，评价区属于“松嫩平原中部农业与土壤保持生态功能区”。

2.4.2 环境评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

（1）环境空气

区域环境空气中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃、TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准，具体见表 2.4-1。

非甲烷总烃采用《大气污染物综合标准详解》中规定的数值小时均值 2.0mg/m³。

表 2.4-1 环境空气标准限值单位：μg/m³

序号	污染物名称	二级标准值	
1	SO ₂	1 小时平均	500
		24 小时平均	150
		年平均	60
2	NO ₂	1 小时平均	200
		24 小时平均	80
		年平均	40
3	PM ₁₀	24 小时平均	150
		年平均	70
4	PM _{2.5}	24 小时平均	75
		年平均	35
5	CO	1 小时平均	10000
		24 小时平均	4000
6	O ₃	日最大 8 小时平均	160
		1 小时平均	200
7	TSP	24 小时平均	300
		年平均	200

(2) 地下水环境

评价区域内地下水质量执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准, 石油类参考执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中 II 类标准, 具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准

序号	项目	标准值 mg/L	序号	项目	标准值 mg/L
1	pH	6.5-8.5	13	铅	≤0.01
2	总硬度	≤450	14	镉	≤0.005
3	耗氧量	≤3.0	15	铬(六价)	≤0.05
4	挥发酚	≤0.002	16	汞	≤0.001
5	氟化物	≤1.0	17	砷	≤0.01
6	硝酸盐(以 N 计)	≤20.0	18	氰化物	≤0.05
7	亚硝酸盐(以 N 计)	≤1.00	19	铁	≤0.3
8	氨氮	≤0.50	20	锰	≤0.10
9	石油类	≤0.05 (II 类标准)	21	溶解性总固体	≤1000
10	菌落总数(CFU/ml)	≤100	22	氯化物	≤250
11	总大肠菌群(MPN/100ml)	≤3.0	23	钠	≤200
12	硫酸盐	≤250	24	钡	≤0.7

(3) 声环境

本项目评价区域执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准, 附近村屯执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1 类标准, 具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 声环境质量标准

声环境功能区类别	时段单位 dB (A)	
	昼间	夜间
1 类	55	45
2 类	60	50

(4) 土壤环境

建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018), 见ine 2.4-4, 农用地执行《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 农用地土壤污染风险筛选值, 见表 2.4-5。

表 2.4-4 建设用地土壤污染风险筛选值 单位: mg/kg

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值
			第二类用地
重金属和无机物			
1	砷	7440-38-2	60
2	镉	7440-43-9	65
3	铬（六价）	18540-29-9	5.7
4	铜	7440-50-8	18000
5	铅	7439-92-1	800
6	汞	7439-97-6	38
7	镍	7440-02-0	900

挥发性有机物			
8	四氯化碳	56-23-5	2.8
9	氯仿	67-66-3	0.9
10	氯甲烷	74-87-3	37
11	1, 1-二氯乙烷	75-34-3	9
12	1, 2-二氯乙烷	107-06-2	5
13	1, 1-二氯乙烯	75-35-4	66
14	顺-1, 2-二氯乙烯	156-59-2	596
15	反-1, 2-二氯乙烯	156-60-5	54
16	二氯甲烷	75-09-2	616
17	1, 2-二氯丙烷	78-87-5	5
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	630-20-6	10
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	79-34-5	6.8
20	四氯乙烯	127-18-4	53
21	1, 1, 1-三氯乙烷	71-55-6	840
22	1, 1, 2-三氯乙烷	79-00-5	2.8
23	三氯乙烯	79-01-6	2.8
24	1, 2, 3-三氯丙烷	96-18-4	0.5
25	氯乙烯	75-01-4	0.43
26	苯	71-43-2	4
27	氯苯	108-90-7	270
28	1, 2-二氯苯	95-50-1	560
29	1, 4-二氯苯	106-46-7	20
30	乙苯	100-41-4	28
31	苯乙烯	100-42-5	1290
32	甲苯	108-88-3	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3, 106-42-3	570
34	邻二甲苯	95-47-6	640
35	硝基苯	98-95-3	76
36	苯胺	62-53-3	260
37	2-氯酚	95-57-8	2256
38	苯并[a]蒽	56-55-3	15
39	苯并[a]芘	50-32-8	1.5
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2	15
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9	151
42	蒽	218-01-9	1293
43	二苯并[a, h]蒽	53-70-3	1.5
44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	193-39-5	15
45	蔡	91-20-3	70
其他项目			
46	石油烃 (C ₁₀ —C ₄₀)	/	4500

表 2.4-5 农用地土壤污染风险筛选值 单位: mg/kg

序号	污染物项目		其他风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0

		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	水田	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300
9	石油烃 (C ₁₀ —C ₄₀)		4500			

2.4.2.2 污染物排放标准

(1) 废气污染物排放标准

①施工期扬尘执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值,见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物综合排放标准

污染物	无组织排放监控浓度限值	浓度 (mg/m ³)
颗粒物	周界外浓度最高点	1.0

②施工期柴油发电机燃烧废气排放标准执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》(中国第三、四阶段)(GB20891-2014)及 2020 年修改单中第三阶段标准限值,具体见表 2.4-7。

表 2.4-7 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

阶段	额定净功率 (P _{max}) (kW)	CO (g/kWh)	HC+NO _x (g/kWh)	PM (g/kWh)
第三阶段	P _{max} > 560	3.5	6.4	0.2
	130 ≤ P _{max} ≤ 560	3.5	4.0	0.2
	75 ≤ P _{max} < 130	5.0	4.0	0.3
	37 ≤ P _{max} < 75	5.0	4.7	0.4
	P _{max} < 37	5.5	7.5	0.6

③本项目运营期井场、达深 32 预处理站厂界外 VOCs (以非甲烷总烃计)执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中的相关标准要求。

表 2.4-8 厂界外 VOCs 无组织排放限值 单位: mg/m³

污染物项目	排放限值	标准名称
非甲烷总烃	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.9 企业边界污染物控制要求限值

达深 32 预处理站内产生的挥发性有机物 (非甲烷总烃)执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)排放限值。

表 2.4-9 厂区内 VOCs 无组织排放限值

污染物	排放限值 (mg/m ³)	限值含义	无组织排放监控位置
NMHC	10	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置监控点

	30	监控点处任意一次浓度值	
--	----	-------------	--

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，储罐运行维护符合标准中第 5.2.3 要求；挥发性有机液体装载排放控制符合标准中 5.3 要求；废水集输和处理系统排放控制符合标准中 5.4 要求；设备与管道组件泄漏排放控制符合标准中 5.5 要求。

a、非甲烷总烃排放浓度不超过 120mg/m³；

b、生产装置和设施排气中非甲烷总烃初始排放速率≥3kg/h 的，废气处理设施非甲烷总烃去除效率不低于 80%；

C、储罐运行维护符合标准中第 5.2.3 要求：固定顶罐罐体应保持完好，储罐附件开口（孔），处采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭，应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；

D、废水集输和处理系统排放控制符合标准中 5.4 要求：油气田采出水、原油稳定装置污水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。

④达深 32 预处理站加热装置燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准值要求，具体指标见表 2.4-10。

表 2.4-10 锅炉大气污染物排放浓度限值 单位：mg/m³

标准	锅炉类别	颗粒物	SO ₂	NO _x	烟气黑度（林格曼黑度，级）
表 2 新建	燃气锅炉	20	50	200	≤1

（2）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），具体见表 2.4-11。

表 2.4-11 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼间	夜间
70	55

运营期井场、达深 32 预处理站厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求，具体标准见表 2.4-12。

表 2.4-12 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

标准类别	昼间	夜间
2 类	60	50

（3）回注水水质指标

产生的气井采出水最终经现有升一联气田污水预处理站处理达到注水水质标准后

回注地下油层，注水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注地下。标准限值见表 2.4-13。

表 2.4-13 回注水标准指标表

序号	项目	《大庆油田地面工程建设设计规定》标准
1	含油量, mg/L	≤10
2	悬浮固体含量, mg/L	≤5
3	悬浮物颗粒直径中值, μm	≤2

（4）固体废物

废弃钻井泥浆、岩屑、膨润土等废弃包装袋、管道施工废料属于一般工业固体废物，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）。井口砂砾、废活性炭滤芯、氢氧化钾包装袋属于危险废物，执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第 157 号令）。

2.5 评价等级

2.5.1 大气环境

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本工程运营期大气污染源主要为井场、达深 32 预处理站无组织排放的烃类气体，三甘醇脱水装置产生的燃烧烟气。

本工程无组织逸散的烃类气体，排放节点主要为集气站集输系统及处理装置、气井井口的阀门等连接件处，排放形式为面源。根据国家环保部 2014 年发布的《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，天然气开采挥发性有机物排放系数推荐值为 0.5‰，本工程总产气量 $0.61 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，天然气密度按 $0.71 \text{kg}/\text{m}^3$ 计。可计算本工程 VOCs 无组织排放总量为 21.66t/a。

以《2005 年中国温室气体清单研究》和《2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南》划分办法为基础，经过对天然气项目非甲烷总经无组织排放的研究测算后得出以下结论，天然气开采全过程非甲烷总经主要逸散点为井场、集气站、天然气处理增压外输站，其中井场和集气站所占比例约为 50%，天然气处理及增压外输站约为 50%。结合天然气开采井口甲烷排放因子为 $2.5 \text{t}/\text{a} \cdot \text{个}$ ，集气站设备逃逸 $27.9 \text{t}/\text{a} \cdot \text{个}$ ，集气站工艺放空 $23.6 \text{t}/\text{a} \cdot \text{个}$ ，本项目集气系统涉及 3 座井场、1 座集气站，则井场、集气站以及事故性放空的非甲烷总经排放比例约为 7.5:27.9:23.6，由于事故性放空属于点燃排放，因此放

空非甲烷总经不计入非甲烷总经核算，因此本工程涉及的逸散点主要为井场和集气站，因此本工程井场和集气站的非甲烷总经挥发量为 $21.66 \times 50\% \times 58.3\% = 6.31\text{t/a}$ ，按照井场和集气站的比例进行计算，达深 32 预处理站非甲烷总经挥发量为 $6.31 \times 27.9/35.4 = 4.97\text{t/a}$ ，3 座井场非甲烷总经挥发量合计为 $6.31 \times 7.5/35.4 = 1.34\text{t/a}$ ，单座井场非甲烷总经挥发量为 0.45t/a 。本项面源污染物排放情况见表 2.5-1。

根据《徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程开发方案》，项目新增年耗气 $0.6 \times 10^4\text{m}^3$ ，本项目达深 32 预处理站三甘醇脱水装置大气污染物排放情况见表 2.5-2。

表 2.5-1 面源污染源参数表

名称	面源坐标		海拔高度/m	与正北方向夹角/°	面源长度/m	面源宽度/m	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	排放速率 (kg/h)	
	X/m	Y/m								NMHC	
达深 24-斜 1	125.20929	46.41599	145	0	40	30	3	8760	正常	0.051	
达深 32-斜 1	125.18392	46.40928	145	0	40	30	3	8760	正常	0.051	
达深 32-平 1	125.18503	46.40792	145	0	40	30	3	8760	正常	0.051	
达深 32 预处理站	125.17836	46.40677	145	0	130	40	4	8760	正常	0.567	

表 2.5-2 点源污染源参数统计表

名称		排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度 m	排气筒高度 m	排气筒内径 m	烟气流速 m/s	烟气温度 °C	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放速率 kg/h		
		X/m	Y/m								SO ₂	NO ₂	颗粒物
	加热炉	2927	2784	201	8	0.2	2.82	160	8760	正常	0.0030	0.0032	0.0217
	采暖炉	2949	2800	201	8	0.2	0.70	160	4380	正常	0.0006	0.0009	0.0055
	三甘醇加热装置	2995	2784	201	8	0.2	0.08	160	8760	正常	0.002	0.008	0.001

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），采用附录 A 推荐模型中估算模型计算项目最大环境影响，并进行等级判定。分别计算项目排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i （第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”），及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达标标准值的 10% 所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义公式：

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

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 1h 地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{0i} —第 i 个污染物的环境空气质量标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。（一般选用《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中 1 小时平均取样时间的二级标准浓度限值，对该标准中未包含的非甲烷总烃，参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃的 1 次值）

大气评价等级的划分原则见表 2.5-3，通过估算模式计算，主要污染源估算模式计算结果见表 2.5-4。

表 2.5-3 大气环境影响评价等级判断依据

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	$P_{\max} < 1\%$

估算模型参数选取如下：

（1）根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 B 的 B.6.1 城市/农村选项，“当项目周边 3km 半径范围内一半以上属于城市建成区或者规划区时选择城市，否则选择农村”。本项目周边的 3km 内约 96% 为耕地，不属于城市建成区。故选取农村选项。

（2）环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计（气象站位于黑龙江省大庆市，海拔高度 152m，距离本项目距离约 70km，比绥化市气象站约 120km 近，且气象特征基本一致）。

（3）本项目位于耕地中，本次评价的土地利用类型选取耕地。

（4）根据中国干湿度分布图判断，本地区属于中等湿润气候。

（5）根据 EIA2018 大气预测软件的 DEM 地形文件，地形数据分辨率 90m。

估算模型参数表见表 2.5-4，主要污染源估算模式计算结果见表 2.5-5。

表 2.5-4 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		38.9
最低环境温度/°C		-36.2
土地利用类型		耕地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/m	/
	岸线方向/°	/

表 2.5-5 主要污染源估算模式计算结果

污染源	预测因子	最大落地距离 (m)	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)	$\text{D}_{10\%}$ (m)
加热炉	SO_2	118	0.59750	0.12	/
	NO_2	118	0.63733	0.32	/
	颗粒物	118	4.32191	0.48	/
采暖炉	SO_2	98	0.18481	0.04	/
	NO_2	98	0.27722	0.14	/
	颗粒物	98	1.69409	0.19	/
三甘醇加热装置	SO_2	109	0.38633	0.08	/
	NO_2	109	0.41209	0.21	/
	颗粒物	109	2.78150	0.31	/
徐深 23 井	NMHC	60	253.03	12.65	125
徐深 23-平 1 井	NMHC	60	253.03	12.65	125
徐深 23 集气站	NMHC	117	1218.8	60.94	1950

由表 2.5-5 估算模式的计算结果可知，本工程污染物最大地面浓度占标率为徐深 23 集气站无组织排放的非甲烷总烃， $\text{P}_{\text{max}}=60.94$ ， $\text{P}_{\text{max}}>10\%$ ，因此确定大气评价等级为一级。

2.5.2 地表水环境

施工期废水主要为水基泥浆钻井污水、压裂返排液、管线试压废水及施工人员生活污水。运营期废水主要为达深 32 预处理站分离的采出水、生活污水。退役期拆除设备清洗废水、生活污水。

施工期钻井废水经循环罐回用于泥浆钻井液系统，最后剩余的钻井废水与废弃泥浆、岩屑等由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。压裂返排液由罐车拉运到卫一联压裂返排液处理站，处理后水管输至卫一联含油污水处理站，处理达标后回注地下油层。施工期新建管道试压废水由罐车拉运至升一联气田污水

预处理站，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，即“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ”后回注地下开采油层。施工期生活污水排放到防渗旱厕，定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。

运营期徐深 23 集气站分离的采出水，退役期拆除设备清洗废水经罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理，处理达标后回注地下开采油层。生活污水排放到达深 32 预处理站内防渗旱厕，定期清掏拉运至安达市龙顺达石油化工有限公司处理。

本项目产生的废水均不外排，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中关于地表水环境影响评价工作分级要求，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，因此本项目地表水评价等级为三级 B。

2.5.3 地下水环境

（1）项目分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）、《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），本项目工程涉及常规天然气开采，拟建井场、达深预处理站分离场地、集气管道及污水外输管线，其中井场与站场按照 II 类建设项目开展地下水环境影响评价，天然气输送管道按照 III 类建设项目开展地下水环境影响评价。

（2）地下水环境敏感程度

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.5-5。

表 2.5-5 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）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	上述地区之外的其他地区。
注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

根据现场调查，工程周边水井主要包括用于居民饮用的农村集中供水井、分散式饮

用水源、村民家中用于灌溉的单井。其中建兴村集中供水井服务人数超过 1000 人，保护区边界距离本工程最近处为达深 24-斜 1 气井约 2.5km，属集中式饮用水源保护区，该饮用水源已划分为一级保护区，保护区半径为 36m，该保护区边界位于气井地下水下游区域。万宝山镇集中供水水源一级保护区边界距离本工程采气管线距离约为 500m，根据地下水流向，该村屯为采气管线所在地的下游地区。由上可知本工程周围的地下水水源有集中式饮用水源保护区和分散式饮用水源一级保护区，无其它特殊地下水资源。

根据《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》划定饮用水源井补给径流区，地下水饮用水源井补给径流区判定依据见表 2.6-8。

表 2.6-8 地下水饮用水源井补给径流区判定表

地下水型饮用水水源划定保护区情况			补给区范围
水源 开采 规模	大型 ≥ 5 万 m^3/d	已划定二级保护区的	以二级保护区边界为基准，按大型水源 30 年流程圈定的范围
		仅划定了一级保护区的	以水源一级保护区边界为基准，按大型水源 30 年+1000 天流程圈定的范围
		未划定保护区的	以水源开采井为基准，按大型水源 30 年+1100 天流程圈定的范围
	中小型 < 5 万 m^3/d	已划定二级保护区的	以二级保护区边界为基准，按中小型水源 15 年流程圈定的范围
		仅划定了一级保护区的	以水源一级保护区边界为基准，按中小型水源 15 年+1000 天流程圈定的范围
		未划定保护区的	以水源开采井为基准，按中小型水源 15 年+1100 天流程圈定的范围

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数；

n_e —有效孔隙度，无量纲。

项目所在区域潜水为第四系潜水，岩性主要为细沙；承压水岩性为灰白色砂砾石；根据大庆油田水务工程技术有限公司提供的《污水集输系统完善工程环评水文地质调查（北部调查区）》的水文地质资料的相关数据，参照《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表， $K_{\text{潜水}}=3.0m/d$ ， $n_{e\text{潜水}}=45\%$ ， $K_{\text{承压水}}=5.0m/d$ ，

$ne_{\text{承压水}}=45\%$ ，根据区域等水位线与距离确定 $I_{\text{潜水}}=0.0007$ ， $I_{\text{承压水}}=0.0006$ 。

经上述公式计算得出：

①中小型，承压水，仅划定一级保护区

补给区 L 为以水源一级保护区边界为基准外扩 $L=2 \times 5.0 \times 0.0006 \times (15 \times 365 + 1000) / 0.45 = 86.33\text{m}$ 的区域；

集中式地下水饮用水源不敏感区为 122.33m 以外的区域；爱国村三合屯分散式水源不敏感区为 116.33m 以外的区域。

②中小型，承压水，未划定保护区

补给区 L 为以水源井为基准外扩 $L=2 \times 3.0 \times 0.0007 \times (15 \times 365 + 1100) / 0.45 = 61.37\text{m}$ 的区域，本项目井场、场站均位于不敏感区域。本项目集气管线及外输气管线距离最近的村屯分散式饮用水井 320m（外输气管线东北侧 320m 张兴国屯水井），位于该口分散式饮用水源井补给径流区，属于较敏感。

（3）评价等级确定

依据表 2.5-6 的评价工作等级划分原则，本项目涉及的井场、新建站场为Ⅱ类项目，地下水环境敏感程度为不敏感，地下水评价工作等级为三级；涉及的集气管线、外输气管线为Ⅲ类项目，地下水环境敏感程度为较敏感，地下水评价工作等级为三级，综上本项目地下水评价等级为三级。

表 2.5-6 地下水评价工作等级判定表

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

2.5.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2009）中噪声环境影响评价等级划分的基本原则，本工程位于黑龙江省绥化市安达市万宝山镇西北 2km，所在功能区属于声功能区划的 2 类标准地区，本工程运行期噪声源的种类及数量较少，运行期噪声源强度不高，拟建达深 24-斜 1 气井距离最近钓鱼台山屯 450m，周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在 5dB(A)以下，因此，声环境评价等级为二级。

2.5.5 土壤环境

（1）项目类别

根据《环境影响评价技术导则·土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《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），本项目工程涉及常规天然气开采井场、扩建场站、污水外输管道按照Ⅱ类建设项目开展土壤环境影响评价，天然气管道按照Ⅳ类建设项目开展土壤环境影响评价。

根据《环境影响评价技术导则·土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 D.1、D.2，土壤盐化、酸化和碱化地区判定表见表 2.5-7。

表 2.5-7（1） 土壤盐化分级标准

分级	土壤含盐量（SSC）/g/kg	
	滨海、半湿润和半干旱地区	干旱、半荒漠和荒漠地区
未盐化	SSC<1	SSC<1
轻度盐化	1≤SSC<2	2≤SSC<3
中度盐化	2≤SSC<4	3≤SSC<5
重度盐化	4≤SSC<6	5≤SSC<10
极重度盐化	SSC≥6	SSC≥10

表 2.5-7（1） 土壤酸化、碱化分级标准

土壤 pH 值	土壤酸化、碱化强度
pH<3.5	极重度酸化
3.5≤pH<4.0	重度酸化
4.0≤pH<4.5	中度酸化
4.5≤pH<5.5	轻度酸化
5.5≤pH<8.5	无酸化或碱化
8.5≤pH<9.0	轻度碱化
9.0≤pH<9.5	中度碱化
9.5≤pH<10.0	重度碱化
pH≥1.0	极重度碱化

根据本项目土壤监测结果，SSC 均小于 1，pH 在 5.5-8.5 之间，判定本项目属于非土壤盐化、酸化和碱化地区。本项目属于污染影响型项目。

（2）环境影响类型和途径

该项目气田开发过程中对土壤环境的影响主要表现为气井套损发生在表层地层采出气含烃废水泄漏到土壤中，气井分离出的含烃废水在输送过程中发生泄漏，少量含烃废水渗透对土壤环境的污染，建设项目土壤环境影响类型与影响途径见表 2.5-8。

表 2.5-8 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
运营期	/	/	√	/

根据上表可知，污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表 2.5-9。

表 2.5-9 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染指标	特征因子	备注
天然气	天然气集输	大气沉降	/	/	/

管道		地面漫流	/	/	/
		垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
污水外输管道	污水外输	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

(3) 占地规模

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）：将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5-50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ）。建设项目永久占地面积 3.2879hm^2 ，占地面积属于“小型”规模。

(4) 环境敏感程度划分

建设项目所在地土壤环境敏感程度判别依据见表 2.5-10。本项目占地类型为耕地（永久基本农田）、草地（盐碱草地），所以本项目所在地土壤环境敏感程度为敏感。

表 2.5-10 污染影响型环境敏感程度分级表

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其他情况
不敏感	其他情况

(5) 评价等级的确定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中关于评价等级的规定，本项目污染影响型评价等级划分见表 2.5-11。

表 2.5-11 污染影响型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

本项目天然气开采井场、扩建场站、污水外输管道为II类建设项目，环境敏感程度为“敏感”，污染影响型评价工作等级为二级；

天然气管道为IV类建设项目，可不开展土壤评价。

2.5.6 生态环境

根据《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）相关判定要求，依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，评价等级划分为一级、二级和三级。

(1) 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；

(2) 涉及自然公园时，评价等级为二级；

(3) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；

(4) 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；

(5) 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；

(6) 当工程占地规模大于 20km^2 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；

(7) 除本条（1）、（2）、（3）、（4）、（5）、（6）以外的情况，评价等级为三级；

(8) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。

本项目位于黑龙江省绥化市安达市境内，所在区域不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等特殊生态敏感区及重要生态敏感区；

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）判断本项目为水污染影响型项目，不属于水文要素影响型建设项目，且地表水评价等级为三级 B；

根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级为三级，地下水评价范围为拟建项目区域边界上游 1km、两侧为 1km，下游 1.5km 的东南→西北走向的矩形区域和外输气管线两侧 200m 条形区域，地下水评价范围共计达 11.4km^2 。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目为污染影响型二级评价，土壤评价范围为拟建井场永久占地、扩建站场永久占地及占地范围外 0.2km 区域内范围。本项目地下水、土壤影响范围内不涉及天然林、公益林、湿地等生态保护目标。

本项目总占地规模为 15.1335hm^2 (0.151335km^2) $< 20\text{km}^2$ 。

综上所述，确定本项目的生态环境评价等级确定为三级。

2.5.7 环境风险

（1）风险潜势初判

本项目涉及的主要危险物质是钻井施工期井场柴油、氢氧化钾，运营期涉及主要危险物质为天然气。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）对环境风险

单元的定义：由一个或多个风险源构成的具有独立功能的单元，事故状态下可实现与其他功能单元的分割。环境风险评价的功能单元施工期确定为钻井井场，运营期确定为集气管线、外输气管线、达深 32 预处理站。

本项目危险物质主要为原油、伴生气（天然气即甲烷），根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 表 B.1-突发环境事件风险物质及临界量，油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等）的临界量为 2500t，甲烷临界量为 10t。

表 2.5-10 污染影响型环境敏感程度分级表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	天然气（甲烷）	74-82-8	10
2	油类物质	/	2500
3	氢氧化钾	1310-58-3	50

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）。

①钻井时期柴油储罐

单个井场施工期设置柴油罐 2 座，单个储油罐容积 20m³，储量为 30t，经计算 Q=0.012。

②钻井时期钻井液材料房

单个井场施工期氢氧化钾最大储量为 0.08t，经计算 Q=0.0016。

③运营时期外输气管线天然气

运营期将单条最长管线作为风险单元，主要风险物质为天然气：管道全长 16km，管道设计压力为 8.0MPa，管道规格为 Φ219×9，天然气密度取 0.71kg/m³，则外输气管线最大天然气存在量为 0.36t，经计算 Q=0.036。

④运营时期达深预处理站

天然气最大存在量按日产量的 10min 停留时间计算，天然气密度以 0.71kg/m³ 计，本工程 3 口气井日产量最高 18.51×10⁴m³/d，则最大存在量为 0.91t；

⑤运营时期集气管线

本工程新建站外单井采气管线 5.54km，共计 7 条，具体见表，根据核算，经计算管道内存在量为 0.06t。

各危险单元危险物质数量与临界值的比值 Q 值确定表见表 2.5-11。

表 2.5-12 危险物质数量与临界值的比值 Q 值确定表

序号	时期	危险单元	危险物质名称	CAS 号	临界量 Q_n/t	最大总存在量 q_n/t	Q	合计
1	施工期	柴油储罐	柴油	/	2500	30	0.012	0.0136
2		钻井液材料房	KOH	1310-58-3	50	0.08	0.0016	
2	运营期	集气管线	天然气	/	10	0.06	0.006	0.133
4		达深 32 预处理站	天然气	/	10	0.91	0.091	
6		外输气管线	天然气	/	10	0.36	0.036	

(2) 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中评价等级的判定方法(见表 2.5-13), 本项目施工期井场 $Q=0.0136<1$, 环境风险潜势为 I, 施工期井场风险评价等级为简单分析;

运营期新建集气管线, $Q=0.006<1$, 环境风险潜势为 I, 运营期新建集气风险评价等级为简单分析;

运营期扩建达深 32 预处理站, $Q=0.091<1$, 环境风险潜势为 I, 运营期扩建达深 32 预处理站风险评价等级为简单分析;

运营期外输气管线, $Q=0.036<1$, 环境风险潜势为 I, 运营期外输气管线风险评价等级为简单分析。

表 2.5-13 评价工作等级划分

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

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

2.6 评价范围

2.6.1 大气环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的规定, 本项目评价工作等级为一级, 评价范围取 3 座井场、1 座预处理分离场地边界外扩 2.5km 范围的区域, 评价范围总面积约 36km², 大气环境影响评价范围图见附图 2-1。

2.6.2 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》(HJ610-2016)要求, 采用公式计算法确定评价范围, 计算公式为:

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

式中: L—下游迁移距离, m;

α —变化系数, $\alpha \geq 1$, 一般取 2;

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数，取 5000d；

N_e —有效孔隙度，无量纲。

项目所在区域潜水为第四系潜水，岩性主要为细沙；承压水岩性为灰白色砂砾石；根据大庆油田水务工程技术有限公司提供的《污水集输系统完善工程环评水文地质调查（北部调查区）》的水文地质资料的相关数据，参照《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表， $K_{\text{潜水}}=3.0\text{m/d}$ ， $ne_{\text{潜水}}=45\%$ ， $K_{\text{承压水}}=5.0\text{m/d}$ ， $ne_{\text{承压水}}=45\%$ ，根据区域等水位线与距离确定 $I_{\text{潜水}}=0.0007$ ， $I_{\text{承压水}}=0.0006$ 。

得出：

$$L_{\text{潜水}}=2\times 3.0\times 0.0007\times 5000/0.45=46.67\text{m};$$

$$L_{\text{承压水}}=2\times 5.0\times 0.0006\times 5000/0.45=66.67\text{m}。$$

经计算， $L_{\text{max}}=66.67\text{m}$ ，区域地下水总体流向为从南至北（潜水），根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016），地下水调查评价范围应为以本项目涉及的井场、扩建场站为中心下游不小于 250m、两侧及上游不小于 125m，新建管道两侧各 300m 范围，结合该区域地下水流向、工程周边村屯取水井分布的实际情况以及现状布点情况，确定地下水评价范围为拟建项目井场、集气站区域边界上游 1km、两侧为 1km，下游 1.5km 的南→北走向的矩形区域，集气管线两侧 300m 条形区域，项目评价范围共计达 12.8km²，地下水评价范围见附图 2-1。

2.6.4 声环境影响评价范围

本工程声环境评价范围为拟建井场、达深 32 预处理站边界外扩 200m 及新建管线、道路两侧各 200m 范围内的声环境，声评价范围图见附图 2-1。

2.6.5 土壤环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中相关规定，本项目井场、新建场站为污染型建设项目二级评价，天然气管线部分可不开展土壤评价，调查范围包括项目井场、预处理站占地和占地范围外 0.2km 区域，因此确定本次土壤环境影响评价范围包括拟建井场、预处理站占地范围和占地边界外扩 0.2km 范围，土壤环境影响评价范围见附图 2-1。

2.6.6 生态环境影响评价范围

本工程生态环境评价范围为拟建井场厂界、扩建站场厂界 50m 及新建管道、道路中心线两侧各 300m 的生态环境，生态环境影响评价范围图见附图 2-1。

2.6.7 环境风险评价范围

本项目环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析，无需设置评价范围。

2.6.8 各环境要素评价范围汇总

各环境要素评价范围详见表 2.6-1。

表 2.6-1 评价范围表

项目	评价等级	评价范围
环境空气	一级	3 座井场、1 座预处理站边界外扩 2.5km 范围的区域，评价范围总面积约 36km ² 。
声环境	二级	拟建井场、达深 32 预处理站边界外扩 200m 及新建管线、道路两侧各 200m 范围内的声环境。
地下水环境	三级	拟建项目井场、达深 32 预处理站区域边界上游 1km、两侧为 1km，下游 1.5km 的南→北走向的矩形区域，集气管线两侧 300m 条形区域，项目评价范围共计达 12.8km ² 。
土壤环境	二级	拟建井场、达深 32 预处理站占地范围和占地边界外扩 0.2km 范围。
生态环境	三级	拟建井场厂界、扩建站场厂界 50m 及新建管道、道路中心线两侧各 300m 的生态环境。
环境风险	简单分析	/

2.7 主要环境保护目标

本工程占用基本农田，未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内。工程最近处自然保护区为大庆市龙凤湿地公园，在项目北侧 6km，是中国少有的几块“城中湿地”之一。面积 7000 公顷，为亚洲最大城中湿地。

项目周边村屯较多，各村屯饮用水水源保护区/水源井等环境敏感区的相对位置关系（各水源都设以水源井为中心外扩 30m 保护区）；本项目主要污染控制及环境保护目标为评价范围内的大气、地下水、生态环境。本工程评价范围及环境保护目标见图 2.6-1。

项目主要大气环境保护目标见表 2.7-1，地下水环境保护目标见表 2.7-2，工业企业声环境保护目标调查表见表 2.7-3，其他环境要素保护目标见表 2.7-4，主要环境保护目标分布图见附图 2-2。

表 2.7-1 大气环境保护目标统计表

序号	名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对方位	相对距离
		经度	纬度					
1	陈俭屯	125.19117	46.43708	村里居民 220 人	居住区空气质量	二类区		
2	于江屯	125.17835	46.43144	村里居民 220 人				
3	王大楞屯	125.16668	46.42938	村里居民 200 人				
4	二牛场	125.16285	46.42393	村里居民 150 人				
5	久青屯			村里居民 150 人				
6	杜连芳屯	125.23325	46.43222	村里居民 500 人				
7	钓鱼台	125.21723	46.41428	村里居民 200 人				
8	邹黄毛屯	125.19995	46.41331	村里居民 300 人				
9	刘马架屯	125.21551	46.40298	村里居民 200 人				
10	钟海山屯	125.18920	46.39672	村里居民 300 人				
11	万宝山镇（爱国村）	125.20270	46.39479					
	南菜园屯	125.21311	46.38717					
	孟木匠屯	125.16726	46.39130					

表 2.7-2 地下水环境保护目标表

地下水井名称	相对井场方位及最近距离	规模	保护级别
建兴村水井		有 1 口承压水井，井深约 100m，供全村约 1000 人饮用，另有 50 口分散水井，井深 20~40m，主要用于畜牧、灌溉等	《地下水质量标准》

王大楞水井		由建兴村集中供水井供水，供全村约 200 人饮用；另有约 30 口分散水井，平均井深约 20~40m，主要用于畜牧、灌溉等	(GB/T14848-2017) III 类标准
于江屯井		由建兴村集中供水井供水，供全村约 300 人饮用；另有约有 30 口分散水井，平均井深约 15~20m，主要用于畜牧、灌溉等	
二牛场屯水井		由新民村周老九屯分散式饮用水水源井供水，井深约 180m，供全村约 150 人饮用；另有分散水井约 15 口，平均井深约 20~40m，主要用于畜牧、灌溉等	
邹黄毛屯水井		由爱国村三合屯分散式供水井供水，井深约 200m，供全村约 300 人饮用，另有分散水井约 20 口，平均井深约 20~40m，主要用于畜牧、灌溉等	
钓鱼台水井		由万宝山镇集中式供水井供水，井深约 200m，供全村约 200 人饮用，另有分散水井约 15 口，平均井深约 15~40m，主要用于畜牧、灌溉等	
建兴村集中式地下水饮用水源		水源井 1 口，井深约 100m，已划定地下水一级保护区，未划二级保护区，保护范围是以水源井为圆心，36m 为半径区域	
爱国村三合屯分散式水源（万宝山镇集中供水）		水源井 1 口，井深约 200m，已划定地下水一级保护区，未划二级保护区，保护范围是以水源井为圆心，30m 为半径区域	
孟木匠屯水井		钟海山屯集中供水井供水，供全村约 150 人饮用，另有分散水井约 15 口，平均井深约 20~40m，主要用于畜牧饮用、灌溉等	
钟海山屯		村中有集中供水井供水，井深约 120m，供全村、孟木匠、马场村饮用水，全村约 450 人饮用；另有约 20 口分散水井，平均井深约 10~35m，主要用于畜牧饮用、灌溉等	
万宝山镇			

表 2.7-3 工业企业声环境保护目标调查表

序号	声环境保护目标名称	坐标		距厂界最近距离/m	方位	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明（介绍声环境保护目标建筑结构、朝向、楼层、周围环境情况）
1	南菜园屯	125.21510	46.38802	130	外输气管线、污水外输管线西南侧	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准	居民住宅，位于绥化市安达市，房屋为砖结构，住户约 40 户，南北朝向，1 层，周围主要为耕地、居民住宅
2	袁大楞屯	125.21923	46.33850	100	外输气管线、污水外输管线东侧		居民住宅，位于绥化市安达市，房屋为砖结构，住户约 3 户，南北朝向，1 层，周围主要为耕地、居民住宅

表 2.7-4 其他环境因素保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
土壤环境	建设项目井场、道路、柱上变电站、达深 32 预处理站扩建部分永久占地范围内，土壤类型为黑钙土。			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值。
	拟建井场、达深 32 预处理站扩建部分外延 0.2km 区域，主要为耕地，土壤类型为黑钙土。			《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 中农用地土壤污染风险筛选值。
生态环境	拟建井场、扩建场站外延 0.05km 区域，道路、管线中心线两侧各 300m 内的生态环境，主要为耕地（基本农田）。			永久占地中永久耕地按照“占一补一”进行开垦，办理相关手续，临时占用耕地施工结束后地表平整，及时恢复地表形态、生态修复。
	农田生态系统、周边土壤、自然植被、农作物、野生动物			/

2.8 评价工作内容及重点

根据评价区域的环境特征及气田开发建设项目的具体特点，在工程分析的基础上，以生态影响评价、土壤环境影响评价、地表水环境影响评价、地下水环境影响评价、环境风险评价及工程污染防治措施评价为重点，同时进行项目大气环境影响评价、声环境影响评价，环境影响经济损益分析、环境管理及监测计划等项目的评价与分析，在评价过程中力求工业污染防治与生态保护并重，提出相应的污染防治措施和生态保护措施及建议。

三.建设项目概况与工程分析

3.1 建设项目概况

3.1.1 基本情况

项目名称：徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程项目；

建设单位：大庆钻探工程有限公司；

建设地点：黑龙江省绥化市安达市境内（地理位置图见附图 1-1），项目区域坐标 E125°11'0"~125°15'45"，N46°18'40"~46°25'10"；

建设性质：改扩建；

总投资：16597.6 万元；

工程规模：

（1）钻井工程

本工程新钻 3 口气井，分别为达深 24-斜 1、达深 32-斜 1、达深 32-平 1，其中达深 24-斜 1 位于达深 24 井西南 570m，设计井深 5000m，达深 32-斜 1 井位于达深 32 井东北 520m，设计井深 4800m，达深 32-平 1 井位于达深 32 井东部 600m，设计水平段长 1200m，总进尺 14942.53m。主要包含钻井、测井、录井、完井、射孔、压裂试气工程。

（2）地面建设工程

本工程共基建采气井场 3 座，新建采气管线 5.54km，气井采用“电伴热”防冻工艺。对达深 32 预处理站进行扩建，并新建达深 32 预处理站至汪深 1 集气站集气管线 $\phi 219 \times 9-16\text{km}$ ，同沟敷设污水外输管线 DN80/PN2.4MPa-16km，同时配套建设道路、供配电工程、自动控制、给排水及排水工程等公用工程。建成产能 $0.61 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

占地面积：总占地面积为 15.1335hm^2 ，其中永久占地 3.2879hm^2 ，包括永久占耕地（基本农田） 1.7279hm^2 ，永久占建设用地 1.56hm^2 ；临时占耕地（基本农田） 11.8456hm^2 。

工作进度：本项目施工期主要包括钻井施工，井场、场站、管线敷设、道路建设等地面工程建设，钻井时期 1 个钻井队施工，钻井队施工人数为 10 人，钻井施工时间为 265d；单井压裂试气 20d（压裂返排时间为 15d，试气时间为 5d），压裂试气施工人数为 10 人；地面工程施工人数为 30 人，施工时间为 80d，本项目施工期从 2025 年 6 月至 2026 年 8 月，共计 405d。

气田开发情况：

（1）气田范围

达深 24 井区方案编制区隶属中国石油大庆油田松辽盆地安达地区矿权区，面积 15.87km²，由中国石油天然气股份有限公司开发。

达深 24 井区位于黑龙江省安达市境内，构造位置位于松辽盆地北部徐家围子断陷安达凹陷，滚动开发项目。达深 24 井区地面主要为草地和农田，地面海拔 140m~170m。气田范围为东经 125°10'-125°16'，北纬：46°24'-46°25'。

（2）地质构造、勘探开发、区带或层系情况

①地质构造

研究区位于松辽盆地北部东南断陷区徐家围子断陷北部安达凹陷。安达凹陷沙河子组发育于断陷强烈期，整体呈西断东超的构造特征，地层普遍表现为西边厚，东边薄。受主控断裂宋西断裂影响，物源主要来自于东西短轴方向。在湖相背景下，西部陡坡以扇三角洲沉积为主，东部缓坡以辫状河三角洲沉积为主，陡坡相带窄，变化快，缓坡相带相对宽，变化慢。宋西断裂附近沉积物厚度最大，沉积物的粒度也相对较粗，远离宋西断裂沉积物的厚度逐渐变薄，粒度也相应减小。烃源岩主要为沙河子组浅湖相的暗色泥岩以及沼泽相的煤层，区内暗色泥岩厚度大、有机质丰度高，达高成熟一过成熟，具有较好的烃源岩条件。

气田构造位置处于松辽盆地徐家围子断陷安达凹陷，为一北北西向的凹陷，西断东超，主体断陷区面积约为 650km²，目的层为沙河子组砂砾岩储层。

②勘探开发历程

1982 年—2011 年勘探阶段

安达地区勘探程度较高，自二十世纪六十年代至今先后做过重力、磁力、电法和地震勘探工作。2006 年之后，宋深 10 井多层合试获日产 56715 方工业气流，宋深 1、宋深 4、达深 16 和达深 17 井单层或多层合试均获得低产气流。

2011 年—2013 年勘探突破阶段

2011 年油田公司针对沙河子组开设科研项目《徐家围子断陷沙河子组成藏条件与有利区带优选》，对沙河子组开展系统研究。

2012 年立足安达凹陷沙四段西侧扇三角洲平原亚相厚层砂砾岩体，优选埋藏浅、物性相对好、气层厚度大的宋深 1 井所在的甜点区，通过平面选区、纵向选段、刻画靶层部署宋深 9H 井。该井水平段长度 1135m，综合解释气层 30 层 1004.0m，储层钻遇率

88.5%。探索水平井大规模体积压裂技术，压裂 12 段，共打入压裂液 17868.2m³，加砂 907.5m³，12.7mm 油嘴控制放喷，油压 11.2MPa，日产气 208102m³，计算无阻流量 245769m³/d，获高产气流，沙河子组致密砂砾岩首次取得勘探突破。

2014 年—2020 年 7 月评价展开阶段

在取得勘探突破后，为进一步扩大安达凹陷沙河子组致密砂砾岩含气场面，2014 年针对安达凹陷中部前缘相有利砂体，部署了达深 20HC 与达深 21HC 两口水平井。达深 20HC 井水平段长度为 910m，水平段钻遇砂岩累计 734.1m，有效气层段 661m，平均孔隙度 5.9%，优选 14 段压裂试气，压后日产气 79575m³，获得工业气流。达深 21HC 井钻遇有效气层段 189.8m，平均孔隙度 6.2%，该井优选 8 段压裂试气，压后获日产气 41930m³ 的工业气流。2017 年该井重新开井试气求产，获得日产气 94831m³，计算无阻流量 134000m³/d。

2015 年—2016 年，针对安达沙河子组沙四段首次提交天然气预测地质储量 867.68×10⁸m³，落实了含气规模。安达地区已提交预测储量 867.68×10⁸m³，2017 年升级控制储量 107.83×10⁸m³。

2017 年在宋深 9H 井区升级控制储量 107.83×10⁸m³，准备储量升级。同时，进一步加大评价力度，控制含气规模，相继部署 6 口直井。安达北部部署达深 24、达深 32 井。达深 24 井钻遇沙河子组地层 880m，沙四段、沙三段砂砾岩解释有效厚度 77.9m，2017 年优选 19 层压裂试气，4.37mm 油嘴，66.68mm 挡板，日产气 62036m³，无阻流量 126783m³/d，获工业气流。达深 32 井钻遇沙河子组地层 839m，沙四段、沙三段砂砾岩解释有效厚度 146.1m，2018 年优选 25 层压裂试气，7.94mm 油嘴，9.85mm 挡板，日产气 103990m³，无阻流量 138821m³/d，获工业气流。安达中部部署宋深 111、宋深 115、宋深 18、宋深 16 等 4 口探井均钻遇较好的含气层。宋深 9H 井区东侧宋深 111 井钻遇沙河子组地层 1435m，解释有效厚度 94.9m，2018 年优选 14 层压裂试气，10mm 油嘴，20mm 挡板，日产气 17934m³，获低产气流。宋深 9H 井区南侧宋深 18 井钻遇沙河子组地层 704m，沙河子组砂砾岩解释有效厚度 123.5m，优选 32 层试气，分 12 段压裂，压后自喷求产，采用 9.53mm 油嘴，日产气 84230m³，获工业气流。达深 20HC 井区南边界宋深 115 井钻遇沙河子组地层 533m，沙河子组砂砾岩解释有效厚度 87m，压后自喷，6.35mm 油嘴，22.2mm 挡板，日产气 22758m³，获低产气流。

为证实沙河子组致密气可动用性，分别对沙四三砂层组水平井宋深 9H 井、沙四二砂层组水平井达深 20HC 井、沙河子组直井达深 24 井进行了试采。宋深 9H 井、达深 20HC 井、达深 24 井采用定产降压试采，压降基本稳定，证实沙河子组致密气可有效动用。

2019 年 2 月，徐家围子沙河子组致密砂砾岩提交探明储量 $189.24 \times 10^8 \text{m}^3$ ，探明储量包括宋深 9H、达深 20HC、达深 24 三个井区，其中宋深 9H 井区提交探明储量 $30.72 \times 10^8 \text{m}^3$ ，含气面积为 9.95km^2 ；达深 20HC 井区提交探明储量 $67.23 \times 10^8 \text{m}^3$ ，含气面积为 17.37km^2 ；达深 24 井区提交探明储量 $91.29 \times 10^8 \text{m}^3$ ，含气面积为 15.87km^2 。

2020 年 7 月进入风险合作开发阶段

2020 年 7 月，宋深 9H、达深 20HC、达深 24 三个井区正式进入开发评价阶段。

2019 年，宋深 9-平 1 导眼井压后试气日产气 12.6 万方，无阻流量 20.2 万方，实现直井产能新突破；宋深 9-平 5 井压后试气日产气 31.7 万方，无阻流量为 106.2 万方，使沙河子组致密气井产量迈向百万方新台阶，实现致密气直井、水平井的效益开发。以此为基础，落实宋深 9H 井区探明地质储量增加 20 亿方，正式编制宋深 9H 井区开发方案并通过股份公司审核，部署 5 口井，已实施 2 口（宋深 9-平 4、宋深 9-平 7），无阻流量均超百万方，再次实现沙河子致密气产能新突破，为沙河子组致密气增储上产奠定了坚实基础。

（3）储层特征

安达地区沙河子组储层岩石类型主要为砂砾岩、砂岩，埋藏深度大，成岩作用强，储层物性较差。通过研究区储层岩石薄片鉴定和铸体薄片图像统计分析表明：安达地区沙河子组储层以次生孔隙为主，原生孔隙较少，次生孔隙主要为颗粒内溶孔、粒间溶孔、砾间缝等次生孔隙。砂砾岩中火山岩成份的砾岩经后期改造，发生各种有机酸的溶解、溶蚀作用产生次生孔隙，在一定程度上增加了储层的孔隙空间。次生孔隙是提高储层物性的重要因素。安达地区在 4000m 依然有储层发育，溶蚀作用对储层改善起到积极的作用，胶结物及火山碎屑物质溶蚀产生的次生孔隙以及局部发育的裂缝，是提高储层物性的重要因素。受孔隙结构影响，储层孔渗相关性差，相关系数小于 0.1。孔隙结构具有“孔喉小、分选较差、歪度偏负、排驱压力较高、平台不明显”的特点，孔喉大小分布不均，非均质性较强。从相带上看，扇三角洲前缘相和辫状河三角洲前缘相物性好于扇

三角洲平原相和辫状河三角洲平原相、滨浅湖相，为优势相带；垂向上，沙四段储层物性最好，沙三段次之，沙二段和沙一段储层物性最差。

达深 24 井区孔隙以粒间孔为主，同时发育晶间孔、粒内溶孔、微裂缝等多种储集类型。

达深 24 井区沙河子组储层岩石类型主要为砂砾岩、砂岩。砂砾岩孔隙度岩心样品分析：孔隙度主要集中在 3.0%~0%之间，频率中值 5.4%；空气渗透率主要集中在 0.03mD~0.5mD 之间，频率中值 0.085mD。砂岩孔隙度岩心样品分析：孔隙度主要集中在 2.0%~7.0%之间，频率中值 3.1%；空气渗透率主要集中在 0.03 mD~0.3mD 之间，频率中值 0.05mD。属特低孔特低渗致密储层。

（4）油气藏流体性质

达深 24 井区天然气化学组成中，甲烷含量为 95.706%；乙烷含量为 1.880%；丙烷含量为 0.171%；二氧化碳含量为 1.377%；天然气平均相对密度为 0.5823

（5）油气资源类型

宋深 9H 区块属较高温度梯度、属高压系统。根据达深 24 区块内 2 口井试气、试采及投产取样分析，达深 24 井区属于以甲烷为主的干气气藏。沙河子组受断陷结构及两侧物源控制，纵向上发育多套砂砾岩体，叠置交互发育，气藏主要受岩性控制，具有近源聚集、源储叠置、气层错叠连片不含水的特点，气层在开采过程中是受干气弹性膨胀驱动，气藏为弹性气驱气藏。

（6）开发进程

达深 24 井区目前建有两口气井，达深 24 井和达深 32 井。

达深 24 井 2023 年建成投产，开井压力 6MPa，日气量 0.95~1.5×10⁴ m³，气井气经电热带伴热保温采气管道串接至达深 32 井。

达深 32 井是 2020 年建成投产，开井压力 5.8MPa，日气量 0.95~1.5×10⁴m³，两口气井产气在达深 32 预处理站集中气液分离，目前两口气井合计日产气 3×10⁴ m³，合计日产水 3m³，已建达深 32 预处理站建有加热分离一体化撬，设计处理量 80×10⁴m³/d、调压撬 1 座和 20m³ 污水罐 1 座。两口气井产气在达深 32 井井场经加热、气液分离后就近输至工业园区或接入采气分公司达深 3-1 至汪深 1 集气干线，最后进入汪深 1 集气站集中处理。

本项目工程内容组成详见表 3.1-2，井场平面布置图见图 3.1-2。

表 3.1-1 项目组成一览表

类别	工程名称	规模及建设内容	备注
主体工程	钻前工程	钻前工程主要按照表土保护，分区防渗工作要求，对场地进行土地平整，安装钢制井架基础及井场设备，包括钻机、钻台、柴油机，以及泥浆循环罐、泥浆接收罐车、钻井泵、水罐等，同时井场设置动力房、材料房、井控房、值班房等辅助用房，井场四周设置围堰，建设高度 30cm，宽度 40cm，材料为粘土夯筑。	新建
	钻井工程	新钻 3 口气井，水平井 1 口，定向井 2 口，总进尺 14942.53m。	新建
		井身结构：水平井和定向井均采用三层井身结构，井身结构设计原则：一开 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻至水层底板以下 30m 稳定泥岩处，下入 $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管；二开 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至进泉一段 35m，下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管；三开 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至设计井深，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 生产套管，采用一次全封固井。	
		钻井工艺：一开采用塔式钻具、二开采用螺杆+MWD 复合钻具组合，定向井三开采用弯螺杆+MWD 钻具组合，水平井造斜段采用弯螺杆+MWD 钻具组合，水平段采用弯螺杆+MWD+GR 钻具组合。	
		钻井液设计：一开采用膨润土浆；二开采用钾盐共聚物钻井液；三开采用复合盐水钻井液体系	
		套管、套管头设计：表层套管使用 $\Phi 339.7\text{mm} \times \text{J55} \times 89.65\text{mm}$ ；技术套管使用 $\Phi 244.5\text{mm} \times \text{P110} \times 811.05\text{mm}$ ；油层套管使用 $\Phi 139.7\text{mm} \times \text{P110} \times 810.54\text{mm}$ 。表层套管采用短圆扣、技术套管和油层套管均采用气密封扣。	
		固井： $\Phi 339.7\text{mm}$ 套管采用插入式固井； $\Phi 244.5\text{mm}$ 套管、 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管均采用双密度固井，技套底脚 300m 采用自愈合水泥浆体系防气窜，各层套管水泥浆均返至地面。	
		钻机选型及井控装置：采用 ZJ-50D 钻机。配备顶驱、液气分离器、CO ₂ 监测装备。二开选用 FH35-21/35 环形+2FZ35-35 双闸板的防喷器组合、三开选用 FX35-17.5/35 旋转防喷器+35-35/70 环形+FZ35-70 单闸板+2FZ 35-70 双闸板（配液气分离器）的防喷器组合，具体根据实际井深和地层压力确定。	
		完井周期：建产期水平井钻完井周期 81.5~99d；定向井钻完井周期 68~83d。	
	储层改造工程（压裂试气工程）	3 口气井进行压裂（压裂液集中配置，由压裂液工程车拉运至井场进行压裂）。油气层压裂工程用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入气层，当把气层压出许多裂缝后，加入支撑剂充填进裂缝，提高气层的渗透能力，以增加产气量。 本项目对新钻 3 口气井进行压裂作业。压裂作业设备包括修井机、	新建

采气集输工程			压裂采气树等。设备包括试气井架、放喷管线、防喷器、三相分离器、计量池、储液罐、临时放空火炬等。试气作业期间设置放空火炬 1 座，布置于井口下风向处，预留 50m 安全距离，火炬高 5m，放空排放管内径 88.9mm。	
	气井		本工程共基建井口设施 3 套，井口装置包括井口安全设施、井口减压设施、监测设施、井口放空池、井口除砂器。建成后产能 $0.61 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。	新建
	采气集输管道		新建 3 座井场与达深 32 预处理站的采气管道 5.54km，分别为 $\phi 89 \times 5.5 \sim 0.87\text{km}$ ， $\phi 114 \times 6 \sim 0.18\text{km}$ ， $\phi 168 \times 7.5 \sim 4.49\text{km}$ ，设计压力均为 8MPa，管道材质采用 20G 碳钢管道，采气管道采用井间串联的方式应沿耕地垄沟和地头埋地敷设，管顶标高为-1.8m；采气管道采用电热带伴热。 新建达深 32 预处理站至汪深 1 集气站集气管线 $\phi 219 \times 9 \sim 16\text{km}$ ，设计压力均为 8MPa，管道材质采用 20G 碳钢管道，采用埋地敷设，管顶标高为-1.8m。	新建
	达深 32 预处理站		达深 32 井场已建加热分离一体化橇一座，设计处理量 $80 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ， 20m^3 污水罐橇 1 座，目前仅处理达深 32 井和达深 24 井两口井产气，目前实际处理气量 $3.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理水量 $3.5 \text{m}^3/\text{d}$ 。 达深 32 预处理站处理气量最高达到 2027 年 $58.63 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，已建加热分离一体化橇能够满足本次新增产能需求，本次在井场南侧新增矩形场地，占地面积 1200m^2 ，新建生产污水储罐 2 座（单座储罐容积 300m^3 ），污水升压橇 1 座，离心泵 2 台（ $Q=100\text{m}^3/\text{h}$ $H=10\text{m}$ ），放空火炬一座（设计处理气量 $60 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ）。拆除现有的 50m^3 污水罐橇，原位更换为升深 2 集气站处理量 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 三甘醇脱水装置及过滤分离器。	改扩建
	污水外输		站外新建达深 32 预处理站气田污水外输管线 DN80/PN2.4MPa— 16km ，就近挂接至汪深 1 集气站附近已建集输支线上（玻璃钢管线 DN100）；由于气田污水腐蚀较强，管道材质推荐采用钢骨架塑料复合管。污水外输管道与达深 32 预处理站至汪深 1 集气站集气管道同沟敷设。	新建
储运工程	钻井工程	钢制泥浆槽	井场设置 1 座容积 100m^3 的钢制泥浆槽（重复使用， $10 \times 5 \times 2\text{m}$ ），位于泥浆循环罐区旁边，用于暂存钻井废水、钻井泥浆、钻井岩屑。废弃水基钻井泥浆最后由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。	新建
		泥浆循环罐区	1 座/井场，泥浆循环罐区包括钢制泥浆循环罐 6 个，配套相应泥浆泵，单罐有效容积 80m^3 ，储量合计 480m^3 ，占地面积 200m^2 。	新建
		水罐区	钢制水罐 2 个/井场，单罐容积 50m^3 ，占地 56m^2 ，存储新鲜水。	新建

		柴油罐	钢制卧式柴油罐 2 个，单罐容积 20m ³ ，占地面积 30m ² ，储量合计约 30t 柴油。放置在井场上风向，罐区四周设置可拆装的玻璃钢围堰，围堰高度不低于 0.5m 高围堰，围堰有效容积不小于两个柴油罐的容积之和，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上，底部重点防渗处理，配备泡沫灭火器。	新建
		表土存放处	钻井井场设置 1 处表土存放处，用于暂存钻井井场剥离的表土层，占地规格约为 20×20m，占地面积约 400m ² 。	新建
	产能工程	道路工程	征用当地水泥路 2.5km，改造达深 32 井场水泥砼进站路 0.5km（路面宽 4m，路基宽 6m），新建气井通井路 1.4km 砂石路（路面宽 3.5m，路基宽 4.5m）。	新建
辅助工程	钻井工程	材料房	3 座/井，井场设置钻井液材料房 1 座（50m ² ），用于存放钻井液。包括膨润土、纯碱、抑制剂、铵盐、氯化钠、氯化钾、超细碳酸钙、KOH 等（最大存储量 0.08t）。 设置其他材料房 2 座（50m ² ），用于存放其他钻井材料，包括水泥、射孔液等。	新建
		井控房	2 座/井，井场设 1 座井控房（50m ² ），井控房安置于钻井井场内，房内安放钻井控制系统、监测及报警装置，用于井控人员监测钻井情况。	新建
		动力房	2 座/井，每座 30m ² ，用于供电、供应压缩空气，给钻机刹车提供动力等。	新建
		一般工业固体废物暂存间	1 座/井，用于暂存本项目产生的一般工业固体废物，占地面积 10m ² ，存储能力为 2t，施工结束后统一转运。	新建
		危险废物贮存点	1 座/井，用于暂存本项目产生的危险废物，占地面积 10m ² ，存储能力为 2t，施工结束后统一转运。	新建
		生活区	1 座/井，占地面积为 200m ² ，包括钻井监督房、工程值班房、地质值班房、钻井液值班房等，属于临时工程。	新建
		防渗旱厕	1 座/井，占地 12m ² ，生活污水排入井场防渗旱厕。容积约 12m ³ （4m×3m×1m），底部及四周夯实，铺设 1.5mm 厚渗透系数为 1.0×10 ⁻¹³ cm/s 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s 要求。	新建
	产能工程	数字化工程	每口独立气井设置 1 台 RTU，配置包括控制器、电源、I/O 模件、通信接口、控制箱及安装附件和应用软件。工作温度范围-40~60℃。安装在井场的视频监控杆上。	新建

	程		RTU 通过通信专业光缆将数据传至达深 32 预处理站进行集中监控。	
公用工程	给水工程		施工期钻井用水、新建管道试压用水采用水罐车拉运，生活用水采用桶装水。 运营期不新增定员，不新增生活污水。	新建
	排水工程		施工期钻井废水经循环罐回用钻井液系统，最后剩余的钻井废水与废弃钻井泥浆、岩屑等由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。 压裂返排液由罐车拉运到卫一联压裂返排液处理站，处理后水管输至卫一联油污水处理站，处理达标后回注地下油层。 施工期新建管道试压废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，即“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$”后回注地下开采油层。 施工期生活污水排放到防渗旱厕，定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。 运营期达深 32 预处理站分离的采出水经污水外输管线进入汪深 1 集气站，再由管线输送至升一联气田污水预处理站处理，处理达标后回注地下开采油层。 生活污水排放到达深 32 预处理站内防渗旱厕，定期清掏拉运至安达市龙顺达石油化工有限公司处理。	依托
	供热工程		本项目达深 32 预处理站采用电伴热。	新建
	供电工程		新建 10kV 架空电力线路 15.5km，导线采用 LGJ-50 型；新建 220V 供电线路 1.17km，导线采用 LGJ-50 型，电源均引自附近已建 10kV 架空线路。新建高压计量装置 3 套，新建低压电缆 1.8km。	新建
	消防工程		达深 32 预处理站在工艺设备区配置推车式灭火器 6 个、手提式灭火器 8 具。	新建
	第八采油厂工业固废填埋场		该填埋场位于大庆市肇州县新福乡双龙山北侧 1.8km，乐业村东南 1.05km 处，占地 1.91hm ² ，该填埋场设计规模 11624m ³ ，目前实际容纳约 9200m ³ ，剩余填埋量为 2424m ³ ，本工程产生一般工业固体废物 2.403t，填埋场剩余能力可满足本工程需求。	依托
依托工程	卫一联压裂返排液处理站		施工期每个井场设置一个 40m ³ 的压裂返排液暂存罐，定期由密闭式罐车拉运至卫一联压裂液处理设备处理后进入卫一联含油污水深度处理站处理，产生的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ ”要求回注现役油层。	依托
	采油八厂废弃钻井液集		该站采用“脱稳+均质缓冲+压滤”处理工艺，将泥浆进行固液相分离。分离后的废水管输至第八采油厂一矿区徐三联含油污水处理站	

	中处理站		处理达标后回注地下油层。 该站设计处理能力 45 万 m³/a(其中废弃水基泥浆 30 万 m³/a, 盐水泥浆 15 万 m³/a), 本工程依托其水基泥浆处理站, 目前实际处理量 19 万 m³/a, 剩余能力为 11 万 m³/a。本工程共需处理 1378m³, 处理能力满足需求。	
	升一联气田污水预处理站		升一联气田污水预处理站采用“调储缓冲→气浮→缓冲→两级过滤”处理工艺, 预处理站设计的总规模为 1400m³/d, 目前处理量 270m³/d, 剩余处理能力为 1130m³/d。本工程施工期废水包括试气产液(80m³)、管线试压废水(177.1m³), 运行期气田采出水最大日产量为 12m³/d, 均满足本工程依托需求。	依托
	大庆市云泰石化产品有限公司		站采用减量化处理装置生产线和序批式热解析装置生产工艺, 含油污泥后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)标准限值(石油类≤3000mg/kg)综合利用(垫井场和通井路)。目前该站实际处理量约为 8 万 t/a, 负荷率为 44.4%, 本项目产生油基泥浆钻井废水、废弃油基泥浆、油基泥浆钻井岩屑、废射孔液共计约 1159.5t, 接受本项目产生的危险废物后, 负荷率 45.0%, 依托可行。	依托
环保工程		废气治理	井场、管线、道路、站场施工现场洒水抑尘, 表土及建材堆放设置挡风板、上覆遮盖材料, 施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。 车辆和施工机械选用优质汽油及柴油。 井场柴油发电机采用环保型设备, 选用优质轻柴油; 加强柴油罐密闭性, 减少柴油罐废气无组织排放。 试气作业期间采出气经分离器分离后, 通过放喷管线经井场放空火炬放空燃烧, 火炬高 5m, 放空排放管内径 88.9mm。	新建
		施工期 废水治理	施工期钻井过程钻井废水经循环罐回用于水基泥浆钻井液系统, 最后剩余的钻井废水与废弃钻井泥浆、岩屑等由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。 压裂返排液由罐车拉运到卫一联压裂返排液处理站, 处理后水管输至卫一联含油污水处理站, 处理达标后回注地下油层。 施工期新建管道试压废水、试气产液由罐车拉运至升一联气田污水预处理站, 出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求, 即“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L”后回注地下开采油层。 施钻井施工期井场生活污水排放到临时防渗旱厕, 定期清掏, 防渗旱厕在钻井结束后进行卫生填埋处理(用石灰消毒后覆土平整)。地面施工期生活污水排入附近已建防渗旱厕, 定期清掏。	依托
		地下水	本项目钻井施工期柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆接收罐车、钻	新建

	分区防渗	井液材料房、井口、压裂试气作业期间压裂作业区场地夯实，铺设2mm厚渗透系数为$1.0\times 10^{-13}\text{cm/s}$的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层$\geq 6.0\text{m}$，$K\leq 1\times 10^{-7}\text{cm/s}$”的要求，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像；每座井场的柴油灌区设置不低于0.5m高围堰，围堰有效容积不小于两个柴油罐的容积之和，并距离发电房等易产生明火的位置20m以上。危险废物贮存点、钢制泥浆槽场地夯实，铺设2mm厚渗透系数为$1.0\times 10^{-13}\text{cm/s}$的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中对防渗层的要求：防渗层为至少1m厚黏土层（渗透系数不大于10^{-7}cm/s），或至少2mm厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于10^{-10}cm/s），或其他防渗性能等效的材料。 一般工业固体废物暂存间、动力房、其他材料房设置为一般防渗区，设置1.5mm厚渗透系数为$1.0\times 10^{-13}\text{cm/s}$的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区等效黏土防渗层$Mb\geq 1.5\text{m}$，$K\leq 1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$要求。 每座井场设置防渗旱厕1座，容积约$12\text{m}^3$（$4\text{m}\times 3\text{m}\times 1\text{m}$），底部及四周夯实，铺设1.5mm厚渗透系数为$1.0\times 10^{-13}\text{cm/s}$的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，等效黏土防渗层$Mb\geq 1.5\text{m}$，$K\leq 1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区要求；施工期防渗旱厕定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。 除重点防渗区和一般防渗区的其他可能会产生轻微污染的建筑区，如井控房、值班室、生活垃圾收集点、表土存放处及井场地面等区域地面进行碾压平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）简单防渗区要求。	
	噪声治理	选用低噪声设备；将柴油机组安装在活动板房内，使用自带减振装置的振动筛，机泵安装减振垫；定期维护保养设备，保证设备保持在最佳运行状态，加强施工管理工作，合理安排施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；施工期选用低噪声设备；运输车辆选择避开居民区的路线。	新建
	固废治理	废弃水基钻井泥浆产生量约为1111m^3，水基泥浆钻井岩屑产生量约为146m^3，暂存在井场钢制泥浆槽，由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。 膨润土、纯碱、超细碳酸钙等废包装袋产生量约为0.003t，拉运至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。	依托

			建筑垃圾产生量约为 45t，拉运至绥化市建筑垃圾消纳场处理。 废氢氧化钾包装袋产生总量约 0.001t，暂存于井场为危险废物贮存点专用塑料桶内，委托有危险废物处置资质的单位拉运处置。 生活垃圾总量约 3.4t，统一收集至各井场生活垃圾存放点，委托环卫部门处理。	
		生态措施	施工期井场、作业带清理、管沟开挖、站场建设对土壤造成扰动和植被的破坏，项目施工期均在永久、临时占地内进行施工，并且施工结束后及时清理施工现场，对临时占用的 11.8456hm² 耕地（基本农田）进行复垦。 临时占地：井场临时占地范围内铺设管排，无需进行表土剥离，工程结束后对临时占地进行复垦（旋耕）恢复耕种条件，可以减少对耕作层的破坏；管道施工采取机械、人工分层开挖方式，管线施工作业带除去管线一侧设置的置土带外，管沟及设备区在施工前剥离表土，剥离的表土放在置土带外侧，管沟挖方土放置在置土带内侧，置土带采取先设置编织袋压护，在采用单行十字形压护，底土层另外堆放，管道施工结束后，采用分层回填压实，按生、熟土顺序堆放，保护耕作层，复原时先填心、底土，后平覆表土，回填后管沟上方留有自然沉降余量，管沟回填多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管道中心两侧，并使管沟与周围地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，以便尽快恢复植被。 永久占地：按照“占一补一”原则，进行耕地补偿。应尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物。 尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，同时根据占地面积，进行占地补偿，井场、站场、道路永久占地内进行表土剥离，井场剥离表土堆放在每座井场的表土剥离临时堆放区（每座井场表土堆场面积为 400m²），道路、场站剥离表土堆放到道路和场站的施工区域，加盖苫布。施工结束后，永久占地剥离的表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。	新建
	运营期	废气治理	井场井口安装密封垫，天然气集输过程采用密闭措施，大量减少挥发性有机气体的无组织挥发。 3 口气井产气依托达深 32 预处理站，经加热脱水后外输，场站加热装置、三甘醇脱水装置采用清洁能源天然气（脱水后天然气），产生的燃烧废气经 8m 高烟囱外排，放空天然气进入火炬进行燃烧处理。	新建
		废水治理	运营期达深 32 预处理站分离的采出水经新建的污水外输管线进入汪深 1 集气站汇集，再经管线输往升一联气田污水预处理站处理，处理达标后回注地下开采油层。	依托

		生活污水排放到达深 32 预处理站内已建防渗旱厕，定期清掏拉运至安达市龙顺达石油化工有限公司处理。	
	地下水 分区防 渗	参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目进行分区防渗： 将集气管线、外输气管线、污水外输管线，污水罐区划分为重点防渗区，井场放空池、井场防渗集水坑，达深 32 预处理站污水罐区、三甘醇脱水设备区域划分为一般防渗区，井场地面和场区其他区域地面划分为简单防渗区。 集气管线、外输气管道、污水外输管线材质选用碳钢 20G 管线。 污水罐区场地夯实，铺设混凝土（水泥结构厚度为 300mm，抗渗等级为 P8，强度为 C30），铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层$\geq 6.0\text{m}$，$K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$”的要求，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。 井场放空池、井场防渗集水坑，集气站污水罐区、三甘醇脱水设备区域，铺设混凝土（水泥结构厚度为 200mm，抗渗等级为 P8，强度为 C30），防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区“等效黏土防渗层$\geq 1.5\text{m}$，$K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$”的要求，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。 井场地面和场区其他区域地面碾压平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区要求。	新建
	地下水 跟踪监 测井	新建 1 口潜水地下水井定期对地下水进行跟踪监测： 在本项目区域下游徐深 23 集气站北侧 10m（E125.454576，N46.022863）布设 1 口潜水跟踪监测水井，定期对地下水跟踪监测。	依托
	土壤保 护措施 错	考虑本项目产能开发区域主要占地耕地，选择了达深 24-斜 1 井永久占地内深层土壤，达深 24-斜 1 东侧 100m 耕地表层土壤进行跟踪监测，监测频次为 1 次/年，监测项目主要为 pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬等。	新建
	噪声 治理	主要噪声源包括井场放空和扩建场站设备噪声等。选用低噪声设备，并采用减振措施；定期进行巡检，发现异常响动及时处理；注意对设备的维护保养。	新建
	固体 废物	本工程气井井口安装有井口除砂器，投产初会定期检查井口除砂器，产生砂粒为危险废物 HW08 900-249-08，委托有资质单位处置。 三甘醇脱水装置维修时产生的废三甘醇为一般工业固体废物，由厂家回收。更换废活性炭滤芯为危险废物，废活性炭废物类别 HW49 其他废物，滤芯危废代码为 900-039-49，委托有资质单位定期处置。	依托
退	废气	退役期气井拆除过程中场地洒水抑尘。	新建

	役期	治理		
		废水治理	拆除设备清洗废水，由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，即“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$”后回注地下开采油层。 退役期拆除工程生活污水排入已建防渗旱厕，定期清掏拉运至安达市龙顺达石油化工有限公司处理。	依托
		噪声治理	加强施工管理工作，合理安排施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；施工期选用低噪声设备；运输车辆选择避开居民区的路线。	新建
		固废治理	退役期气井拆除设备废旧设备回收至大庆钻探工程有限公司资产回收库。 拆除的含油废防渗布属于危险废物，委托资质单位处理。 退役期气井封井垃圾为一般工业固体废物，拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。 退役期生活垃圾统一收集后，委托环卫部门处理。	依托
		生态措施	退役期气井设备拆除、封井处理后，占地进行平整，耕地复垦。	新建
临时工程			本工程不设施工营地和料场，井场、管道、站场施工时需使用挖掘机、推土机、吊装机、电焊机等施工机械临时在管线、井场临时占地，道路、场站永久占地内。	临时

3.1.2 开发建设方案

3.1.2.1 钻前工程

按照表土保护，分区防渗工作要求，对场地进行施工，移走永久占地内表层土，敷设外购垫土，平整土地后，井场临时占地内敷设管排。

本项目钻井施工期柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆接收罐车、钻井液材料房、井口、压裂试气作业期间压裂作业区场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像；每座井场的柴油灌区设置不低于 0.5m 高围堰，围堰有效容积不小于两个柴油罐的容积之和，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。危险废物贮存点、钢制泥浆槽场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中对防渗层的要求：防渗层为至少 1m 厚

黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ），或其他防渗性能等效的材料。

一般工业固体废物暂存间、动力房、其他材料房设置为一般防渗区，设置 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0\times 10^{-13}\text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区等效黏土防渗层 $M_b\geq 1.5\text{m}$ ， $K\leq 1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 要求。

每座井场设置防渗旱厕 1 座，容积约 12m^3 （ $4\text{m}\times 3\text{m}\times 1\text{m}$ ），底部及四周夯实，铺设 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0\times 10^{-13}\text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，等效黏土防渗层 $M_b\geq 1.5\text{m}$ ， $K\leq 1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区要求；施工期防渗旱厕定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。

除重点防渗区和一般防渗区的其他可能会产生轻微污染的建筑区，如井控房、值班室、生活垃圾收集点、表土存放处及井场地面等区域地面进行碾压平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）简单防渗区要求。实施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。钻前整理场地，并保证全套钻井设备达到相关的安装标准。

3.1.2.2 钻井工程

（1）井位部署

根据《徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程开发布井方案》，本项目共部署 3 口气井。新钻 3 口气井，均为单井，总进尺 14942m。钻井后 3 口气井进行地面工程建设。具体井位坐标见表 3.1-2。

表 3.1-2 本项目钻井井位分布情况表

编号	井号	井别	井位坐标		井深（m）	占地类型	所属场站
			井口横坐标	井口纵坐标			
1	达深 24-斜 1	气井	21669850	5144700	5000	耕地 （基本农田）	达深 32 预处理站
2	达深 32-斜 1	气井	21667920	5143900	4800		
3	达深 32-平 1	气井	21668010	5143750	1200（水平段）		

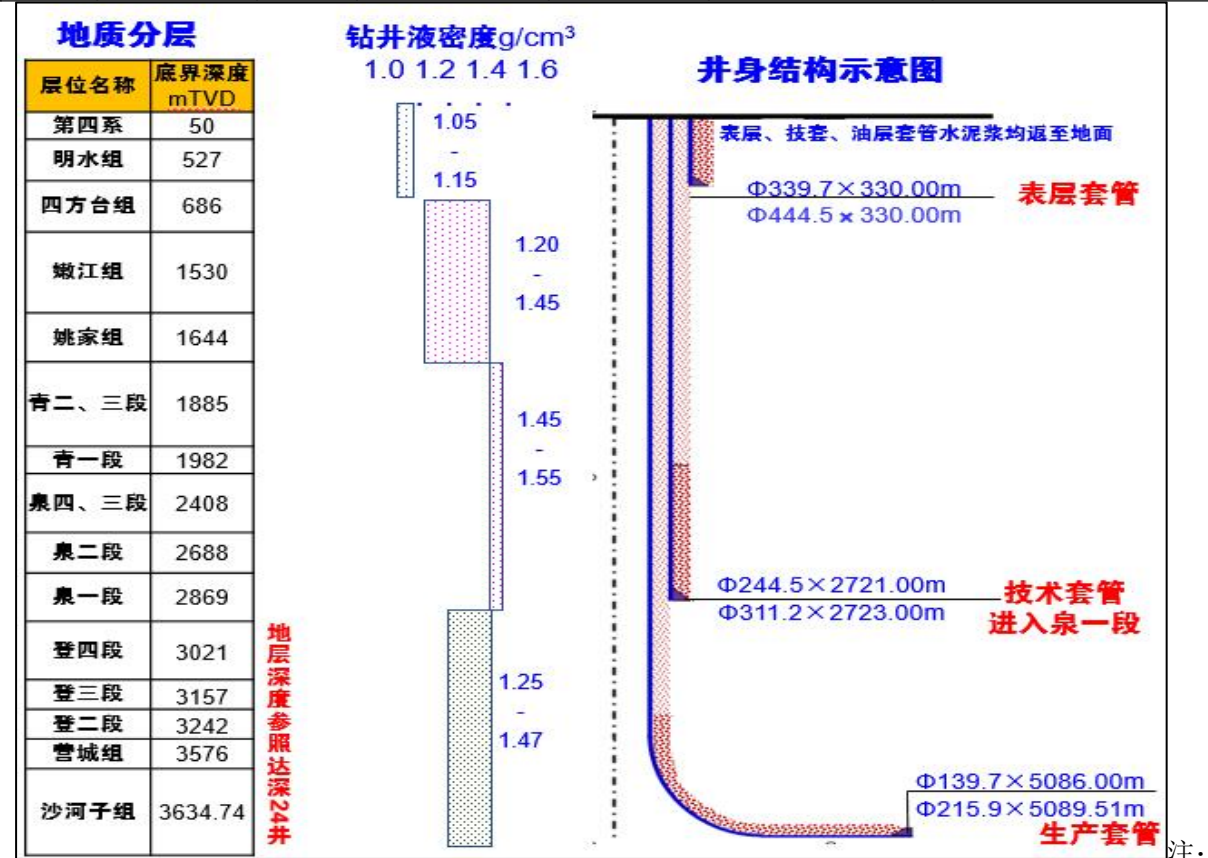
（2）井身结构

本项目 3 口钻井设计井身结构见表 3.1-43，井身结构图见图 3.1-1。

表 3.1-3（1） 水平井身结构数据表

开钻	井深	钻头	套管柱类型	套管尺寸	套管下入深度	环空水泥浆返高
----	----	----	-------	------	--------	---------

次序	m	尺寸 mm		mm	m	g/cm ³
一开	330	444.5	表层套管	339.7	330	地面
二开	2723	311.2	技术套管	244.5	2721	地面~1600m/1.60 1600~2423m/1.90 2423~2723m/1.78
三开	5089.51	215.9	生产套管	139.7	5086	地面~2520m/1.60 2520~5089.51m/1.90



完钻井深以单井实际井深为准；固井方案根据地层承压试验调整。

2、定向井井身结构

表 5-2-2 定向井井身结构

开钻 次序	井深 m	钻头尺 寸 mm	套管柱类型	套管尺寸 mm	套管下入深度 m	环空水泥浆返高 g/cm ³
一开	330	444.5	表层套管	339.7	330	地面
二开	2723	311.2	技术套管	244.5	2721	地面~1600m/1.60 1600~2423m/1.90 2423~2723m/1.78
三开	4927	215.9	生产套管	139.7	4924	地面~2520m/1.60 2520~4927m/1.90

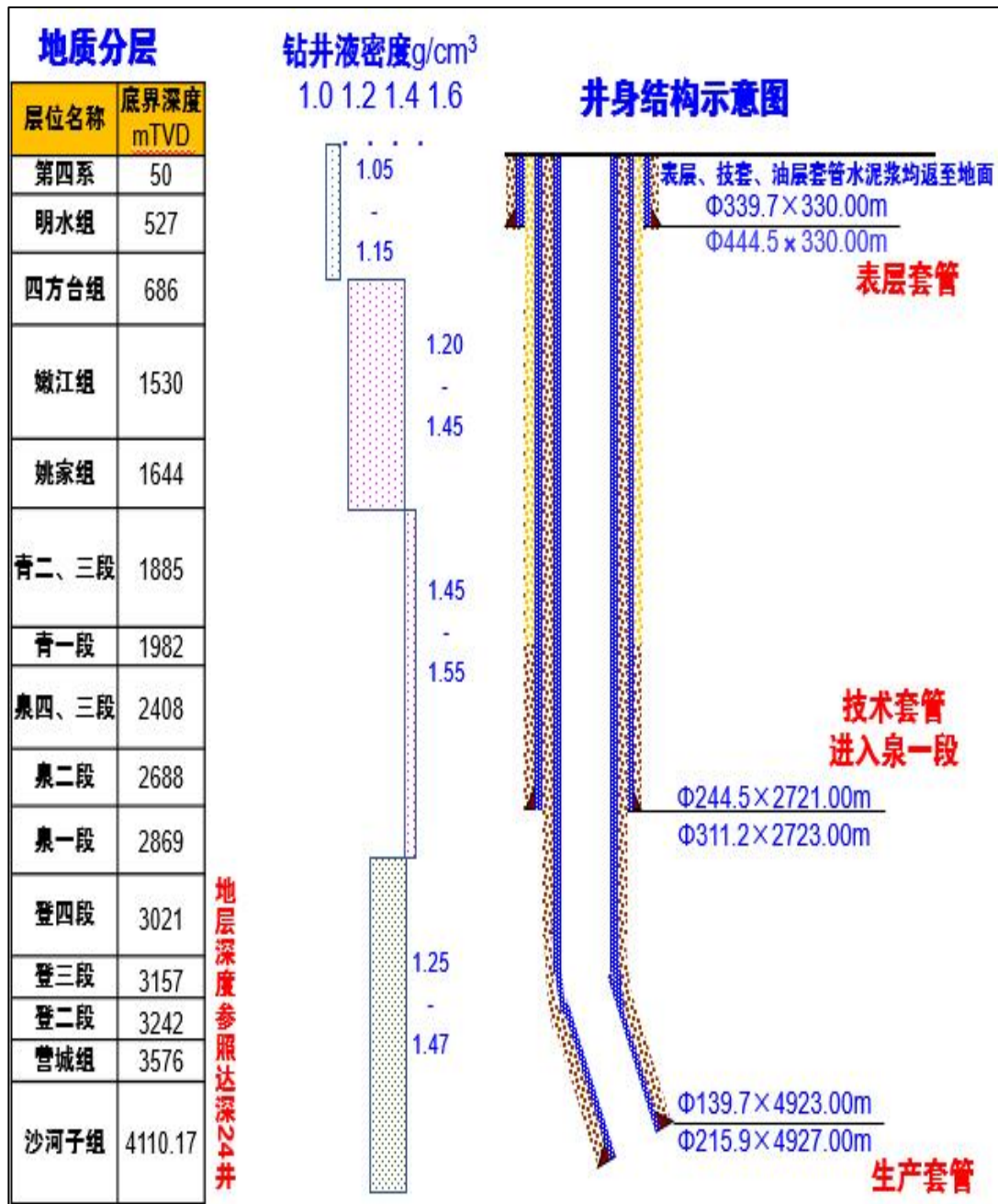


图 5-2-2 定向井井身结构

(3) 钻机选型及钻井主要设备

本项目选用 ZJ-50D 型钻机，具体设备见表 3.1-4。

表 3.1-4 钻机选型及钻井主要设备性能

序号	名称	规格型号	主要技术参数	备注
一	钻机	ZJ-50D	/	/
二	井架	JJ315/45-K	最大载荷 3150kN	/
三	提升系统	绞车	JC-50D	快绳拉力 340 kN
		天车	TC-315	最大载荷 3150 kN
		游动滑车	YC-315	最大载荷 3150 kN
		大钩	DG-315	最大载荷 3150 kN
		水龙头	SL-450-Z	最大载荷 4500 kN
四	顶部驱动装置	DQ70BSD	最大载荷 4500kN	顶驱 1 套
五	转盘	ZP-375	开口直径 952mm	/
六	循环系统配置	钻井泵 1#	F-1600	1600HP
		钻井泵 2#	F-1600	1600HP
		钻井泵 3#	F-1600	1600HP
		计量罐	/	20m ³
		钻井液罐	/	350m ³ (循环罐)
		钻井液储备罐	/	300m ³
七	动力系统	直流电动机	YZ08	800kW
		柴油机	G12V190/ZLD	1200HP
八	发电机组	发电机组	GF800	800kW
		辅助发电机	MND604B	500 kW
九	钻机控制系统	螺杆压缩机	XK06/10LGFD-6/10X	处理量 6m ³ /min
		气源净化装置	SAD-6F	处理量 6m ³ /min
		刹车系统	FDWS-50D	最大转矩 110kN·m
十	钻井液净化及处理系统	振动筛	BL-50 高·直	/
		除砂器	NQJ-250×2	处理量 200m ³ /h
		除泥器	NQJ-100×10	处理量 200m ³ /h
		离心机 1#	SWACO-518	处理量 60m ³ /h
		离心机 2#	LW-500×1250-N	处理量 40m ³ /h
		液器分离器	YQF-8000	处理量 8000m ³ /d
		混合加重漏斗	HQ-200	处理量 200m ³ /h
十一	仪器仪表	钻井参数仪表	M/D TOTCO	0~4300kN
		测斜仪	BXJ-4	/
		测斜绞车	/	/
十二	井口机械	钻杆动力钳	ZQ100	16.6MPa 时扭矩 100kN·m
		液压套管钳	TQ-35	扭矩 3.7-21kN·m
		风动绞车	/	提升力 50kN
十三		固定式 H ₂ S 监测仪	/	/
		便携式 H ₂ S 监测仪	0-20PPm	/
		便携式 H ₂ S 监测仪	0-100PPm	/
		H ₂ S 监测仪	≥1000ppm	/
		可燃气体监测仪	/	/
		空气呼吸器	/	/
		空气压缩机	/	/
		大功率防爆排风扇	直径应≥600mm	功率≥0.75KW

序号	名 称	规 格 型 号	主要技术参数	备 注
	点火装置	/	/	1 台
	小型汽油发电机	/	/	1 台
	移动式点火装置 (钻开油气层前配备)	/	/	1 台
十四	消防房及消防工具	/	/	1 套
	二层台逃生装置	/	/	1 套
	钻台紧急滑道	/	/	1 套
备注：①正压式空气呼吸器现场实际配备数量以满足当班作业人员每人 1 套，并另按另按钻井队人数的 20%作备用； ②以上规格型号仅供参考，实际装备配置应满足集团公司及行业标准要求；具体以实际调配为准。				

(4) 钻井液设计

本工程一开采用膨润土浆；二开采用钾盐共聚物钻井液；三开采用复合盐水钻井液体系。

一开时钻井液采用膨润土浆，主要成分是膨润土、纯碱、KOH；二开时采用钾盐共聚物钻井液体系，主要成分为膨润土、铵盐、KOH、超细碳酸钙、纯碱等。三开使用了复合盐水钻井液，主要成分为氯化钠、氯化钾、KOH、超细碳酸钙、聚胺抑制剂等。

本工程采用的钻井液具有较强的悬浮携沙能力和良好的抑制防塌能力，具有一定的抗污染和抗高温能力。钻井液密度随钻井深度加大而增加，范围为 $1.05-1.60\text{g/cm}^3$ ，pH 值为 8-12。工程配制钻井液的成分除氢氢化钾具中毒性外，其余成分均为无毒性物质。而氢氢化钾在配制钻井液过程中全部电离，反应生成物无毒性溶液。所以本工程使用的钻井液为低毒物质，对环境的影响较小。

膨润土浆及胺基聚合物水基钻井液具体配制各成分理化性质见表 3.1-5，

表 3.1-5 膨润土浆及胺基聚合物水基钻井液各成分理化性质一览表

序号	原料名称	重要组分	理化性质及作用	毒理性质
1	膨润土	天然矿物，主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	其晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层，在硅氧四面体中，有部分的 Si^{4+} 可被 Al^{3+} 取代，铝氧八面体层中有部分的 Al^{3+} 可被 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Zn^{2+} 等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能开成氢键，晶层间有微弱的分子力连接，连接力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水膨胀。因此，它具有很强的吸水性、可塑性、粘结性和离子交换性，水化分散性较好。	无毒性
2	纯碱	碳酸钠 Na_2CO_3	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na^+ 和 CO_3^{2-} ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca^{2+} 离子，使泥浆性能变好。	无毒性

3	KOH	氢氧化钾 (KOH)	氢氧化钾是一种白色透明的晶体，易溶于水，溶解时强烈放热，水溶液呈碱性，pH 值为 14，有较强的腐蚀性，半数致死量（大鼠，经口）1230mg/kg，既能用来调节泥浆的 pH 值，又能提供 K^+ 离子，其在泥浆中全部电离，提供的 K^+ 离子有较好的防塌作用，因此钾盐泥浆被广泛使用。此外，KOH 可用来与某些有机处理剂进行水解作用，生成钾盐。	中毒性
4	铵盐	双聚铵盐 (NH ₄ -HPAN-2)	双聚铵盐 (NH ₄ -HPAN-2)，外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量 (%) ≤6.0，是水解聚丙烯腈-铵盐 (NH ₄ -HPAN) 的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，带有 -NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力	无毒性
5	超细碳酸钙	超细碳酸钙 (CaCO ₃)	超细碳酸钙 QS-2 为白色粉末、无臭、无味、露置空气中无变化，不溶于水，在含有铵盐或二氧化碳的水中微能溶解，不溶于醇。遇稀醋酸、稀盐酸、稀硝酸易发生泡沸并溶解；加热分解为氧化钙和二氧化碳。作为加重剂在钻井液中主要作用为在泥岩井段防塌，在沙岩井段防压差卡钻和保护油气层及加重泥浆。	无毒性
6	聚胺抑制剂	胺基聚合物	新型阳离子胺基聚合物，具有更高的抑制能力、防泥包能力。	无毒性

(5) 井控装置

为防止井喷事故发生，钻井施工单位做好 HSE 应急预案，采取必要的井控措施，预防或避免井喷事故造成环境污染。

二开井口装置示意图见图 3.1-2，三开井口装置示意图见图 3.1-3。

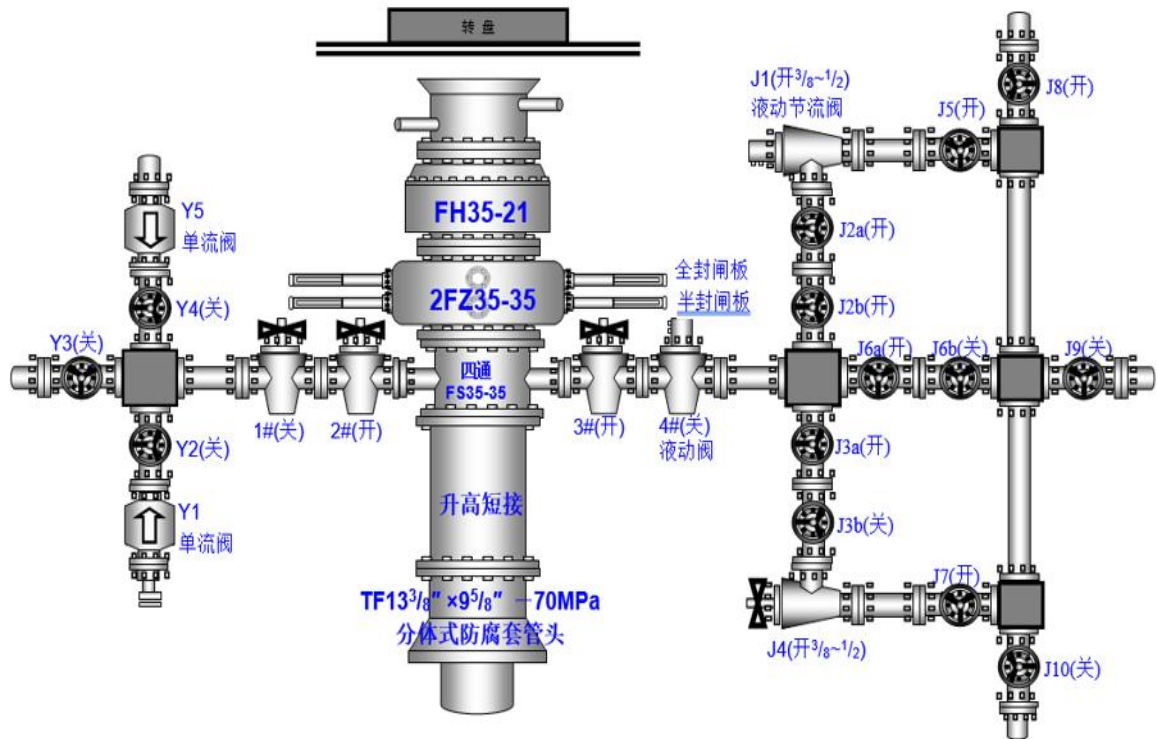


图 3.1-3 二开井口装置示意图

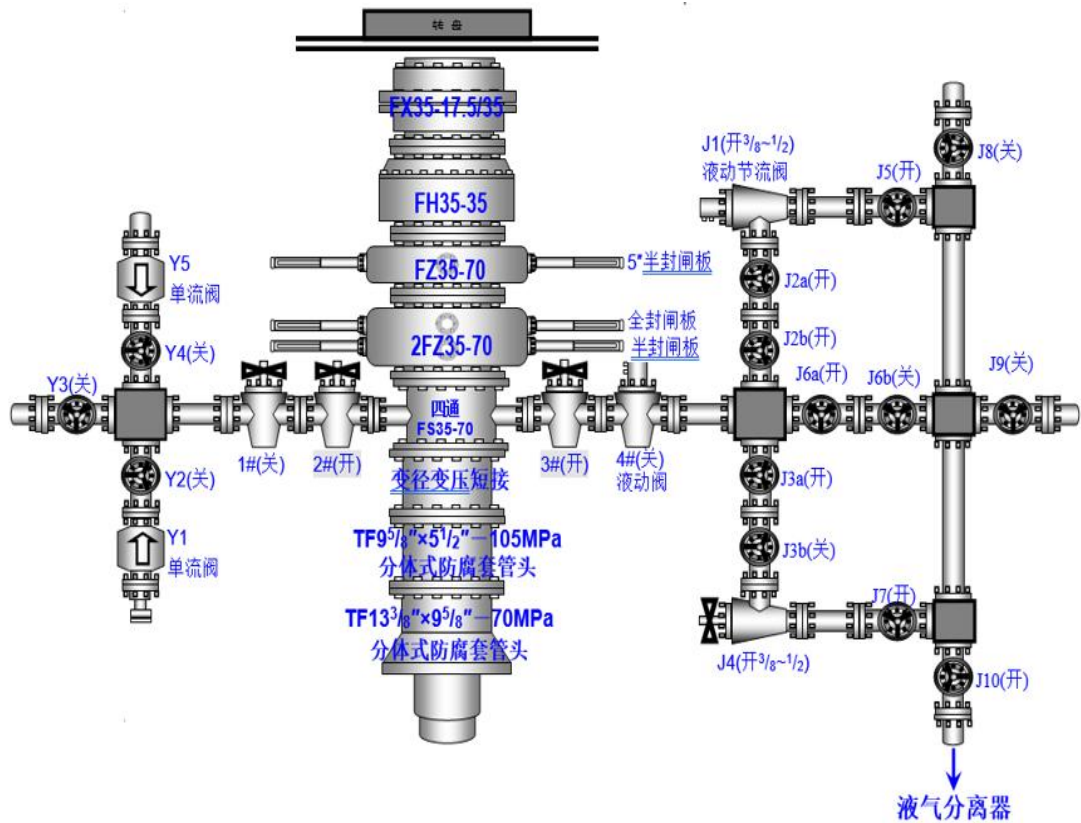


图 3.1-4 三开井口装置示意图

(6) 固井

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管是指在已经钻成的井眼中按规定深

度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。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。各各层次水泥浆配方数据表 3.1-7。

表 3.1-8 各层次水泥浆配方数据表

套管程序	水泥浆体系	备注
表层套管	A 级原浆+清水	
技术套管	0-1600m: 高强低密度+1.0%DSJ-S 1600m-2423m: G 级+1.2%DSJ-S 2423~2723m: G 级+2%防腐剂+20%自修复剂+1.2%DSJ-S	二开采用双密度固井。固井时，需根据实际地层破裂压力数据确定固井施工方案，若不能确保压稳则需采取各种措施以保证固井质量。固井时预防井漏，具体按固井施工设计执行。
生产套管 (一次全封固井方案)	0~2520m: 高强低密度+5%防腐剂+2%膨胀剂+20%DHL 抗高温水泥浆外加剂 2520~5089.51m: G 级水泥+1.5%膨胀剂+1.5%防腐剂+25%石英砂+20%DHL 抗高温水泥浆外加剂	根据地层承压数据调整固井施工方案。地层承压试验过程若发生井漏，应进行堵漏作业，以满足后续施工的要求。并对钻井液进行高温老化实验，防止出现稠化、固化等性能突变。

(7) 射孔完井

本项目完井采用射孔完井，射孔完井法即钻穿油、气层，下入油层套管，固井后对生产层射孔。射孔是在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油气层通过这些孔道与井底连通，从而为气流入井内造成通道的过程。采用射孔液主要成分为氯化钠或氯化钾类无机盐类水溶液，加适量黏土稳定剂。射孔液主要成分理化性质见表 3.1-9。

表 3.1-9 射孔液主要成分理化性质表

序号	原料名称	理化性质	毒性
1	NaCl	白色晶状体，无化学毒性，但摄入量过多会引起细胞脱水，严重者会导致死亡。皮肤接触后用清水清洗即可。不易燃。	无毒
2	KCl	无色细长菱形或成一立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，外观如同食盐，无臭、味咸。皮肤接触后用清水清洗干净即可。	无毒
3	黏土稳定剂	双聚铵盐 $\text{NH}_4\text{-HPAN-2}$ ，外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量(%) ≤ 6.0 ，是水解聚丙烯腈-铵盐($\text{NH}_4\text{-HPAN-}$)的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，带有 $-\text{NH}_4$ 、 $-\text{NH}_2$ 、 $-\text{CN}$ 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力。	无毒

3.1.2.3 储层改造工程（压裂试气）

压裂是利用水力作用，使油气层形成裂缝的一种方法，又称水力压裂。油气层压裂工程用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入气层，当把气层压出许多裂缝后，

加入支撑剂充填进裂缝，提高气层的渗透能力，以增加产气量。

压裂试气作业期间设置放空火炬一座，用于燃烧处置试气作业期间采出气。试气作业开始后，井内采出液首先进行气液分离，之后分别进行计量。试气期间对于有产能的井，须进行地面测试流量计量，计量期间应按规定的表格要求准确记录，开始 3-5min 记录一次，测试稳定后延长到 10min 记录一次。流量计量完成后，产出气将通过放空管线引入临时放空火炬放空燃烧处理，临时放空火炬布置于井口下风向处，预留 50m 安全距离，火炬高 5m，放空排放管内径 88.9mm，火炬口设置自动点火装置，保证来气直接点燃充分燃烧后排放。

本项目 3 口气井需进行压裂，项目使用的压裂液为集中配置，压裂液经压裂车拉运至井口直接进行压裂，压裂返排液由罐车拉运至卫一联压裂返排液处理站处理。井场不会产生配置压裂液的废弃包装物，压裂液主要成分的理化性质见表 3.1-10。

表 3.1-10 压裂液体系各成分理化性质一览表

序号	材料	理化性质	毒理性质
1	改性胍胶	采用增稠能力强，热稳定性好的羟丙基胍胶，对水有很强的亲合力。当胍胶粉末加入水中，胍胶的微粒便“溶胀、水合”，也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体，然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中，聚合物线团的相互作用，产生了粘稠溶液。适合储层温度 80°C-200°C，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。	无毒性
2	润湿改进剂	主要是非离子表面活性剂，如 AE1910、OP-10、SP169、796A、TA-1031 等，将亲油砂岩润湿为亲水砂岩，提高相对渗透率。	无毒性
3	破乳剂	多为胺型表面活性剂，以多乙烯多胺为引发剂，用环氧丙烷多段整体聚合而成的胺型非离子表面活性剂，相对分子质量大于破乳。主要将乳化状的油水混合液中油和水分离开来。	无毒性
4	碳酸钠	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na^+ 和 CO_3^{2-} ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca^{2+} 离子，使泥浆性能变好。	无毒性
5	碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50°C 以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270°C 时完全分解。	无毒性
6	消泡剂	主要成分是烷基硅油，烷基硅油的表面张力很低，在常温下具有消泡速度快、抑泡较好的特性。	无毒性
7	有机硼交联剂	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显地增加，调整压裂液的粘度。	无毒性
8	陶粒	陶瓷是用铝硅酸盐矿物或某些氧化物等为主要成分，如氧化硅、氧化铝等，具有优异的性能，如密度低、筒压强度高、孔隙率高，软化系数高、抗冻性良好、抗碱集料反应性优异等。	无毒性
9	粉砂	主要以硅酸盐的形态存在，含有少量的金属元素，细粒含量在 15%~50% 之间，且细粒为粉土的土，称为粉土质砂。	无毒性
10	过硫	白色结晶，无气味，有潮解性，可用作压裂液的破胶剂。	中毒性

11	酸钾 高温破 胶剂	适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾为主要助剂。	无毒性
----	-----------------	-----------------------------	-----

3.1.2.4 产能预测

本项目开发指标预测见表 3.1-11，参考周围气井预测本项目气井气组分见表 3.1-12。

表 3.1-11 产气量预测 单位：10⁴m³/d

井 号	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2030	2033	2034
达深 24-斜 1	4.29	4.29	2.92	2.10	1.58	1.26	1.07	0.96	0.92	0.87
达深 32-斜 1	5.02	5.02	3.42	2.46	1.84	1.48	1.25	1.13	1.07	1.02
达深 32-平 1	9.20	9.20	6.26	4.50	3.38	2.70	2.30	2.07	1.96	1.87
合计	18. 51	18. 51	12. 6	9. 06	6. 8	5. 44	4. 62	4. 16	3. 95	3. 76

表 3.1-11 产水量预测 单位：m³/d

井 号	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2030	2033	2034
达深 24-斜 1	25	25	20	15	10	8	5	3	2	1.5
达深 32-斜 1	25	25	20	15	10	8	5	3	2	1.5
达深 32-平 1	25	25	20	15	10	8	5	3	2	1.5
合计	75	75	60	45	30	24	15	9	6	4.5

表 3.1-12 气井气组分表 (V%)

井号	密度 (g/cm ³)	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	CO ₂	N ₂	H ₂ S	参考
达深 24-斜 1	0.5846	96.092	1.643	0.158	0	2.107	0	/	达深 24
达深 32-斜 1	0.5925	94.509	1.859	0.156	0	2.331	1.146	/	达深 32
达深 32-平 1	0.5925	94.509	1.859	0.156	0	2.331	1.146	/	达深 32

表 3.3-2 采出水物性统计表

井号	总矿化度 (mg/l)	pH 值	氯离子 (mg/l)	参考井
达深 24-斜 1	8150	7.95	1140	达深 24
达深 32-斜 1	2890	7.05	772	达深 32
达深 32-平 1	2890	7.05	772	达深 32

3.1.2.5 采气工程

(1) 井场工程

本工程共基建井口设施 3 套，井口装置包括井口安全设施、井口减压设施、监测设施、井口放空池、井口除砂器，井口除砂器为预防气流将压裂砂携带到采气管道中而采取的气体和砂粒分离的装置，一般情况下不会发生砂粒留存，如有发生，委托有资质单位处理：靠井口一侧建有井口放空池，为水泥防渗池，占地为 18m×22m，池底为 2m 深沟壑，主要作用是在开关井、检修以及事故状态下关闭井口后，排出装置及管道内剩余气体，点火放空。井口与采气管道相联，采气管道将采出气输往达深 32 预处理站。具

体内容见表 3.1-13。

表 3.1-13 井口建设内容一览表

序号	主要工程内容	单位	数量
1	井口紧急切断装置 10000psi	套	3
2	双金属温度计	个	3
3	高压压力表	块	6
4	纤维混凝土围栏 34m×24m, 2.2m 高, 上带 0.3m 刺丝	座	3
5	防渗集水坑 2m×2m×2.5m	座	3
6	井口除砂器	座	3

(2) 场站工程 (达深 32 预处理站改扩建)

本项目新建的 3 口气井采出液采用串接工艺接入达深 32 井场预处理站集中气液分离。

达深 32 井场已建加热分离一体化橇一座, 设计处理量 $80 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 20 m^3 污水罐橇 1 座, 目前仅处理达深 32 井和达深 24 井两口井产气, 目前实际处理气量 $3.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 处理水量 $3.5 \text{ m}^3/\text{d}$,

工艺流程:

来自井口的天然气除砂后进入加热炉加热, 然后进入三相分离器进行气液分离计量, 然后进入高精分离器过滤掉固态杂质和游离水, 污水进入污水储存橇, 处理后的天然气进入压缩机增压外输。

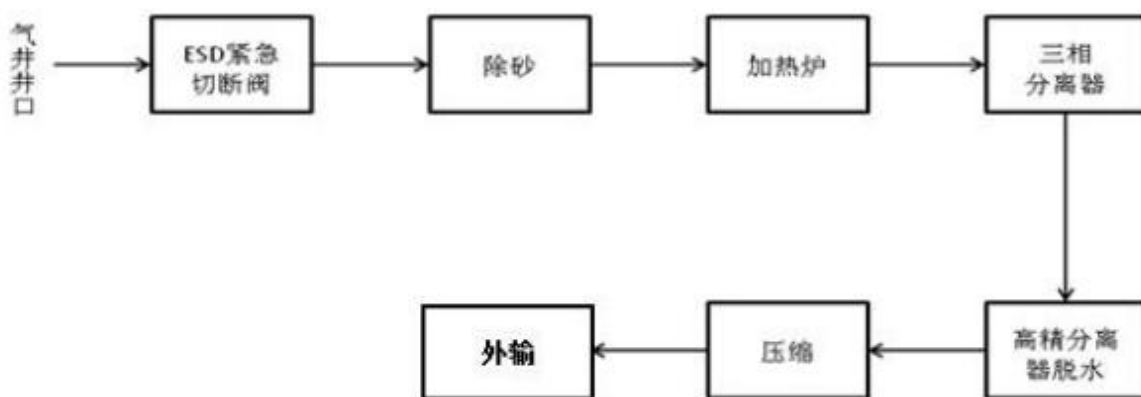


图 热分离一体化橇工艺流程图

主要设备:

表 3.1-15 主要工艺设备表

序号	设备名称	规格/型号	单	数	备注
1	卧式三相分离器	1440psi	台	1	气处理量: 150 万方/天
2	紧急关闭系统				
3	水浴式油嘴管汇加热炉	70MPa	台	1	

4	计量罐	30m ³	台	2	
5	高压管汇	70Mpa	套	2	
6	数据采集系统		套	2	
7	高压管线	70Mpa	米	45	
8	油管	2- 7/8"	根	30	
9	燃烧器		个	2	
10	计量外输装置		个	1	
11	调压撬		套	1	
12	污水储存罐	20m ³	台	1	
13	火炬	DN200mm, H8000mm	套	1	

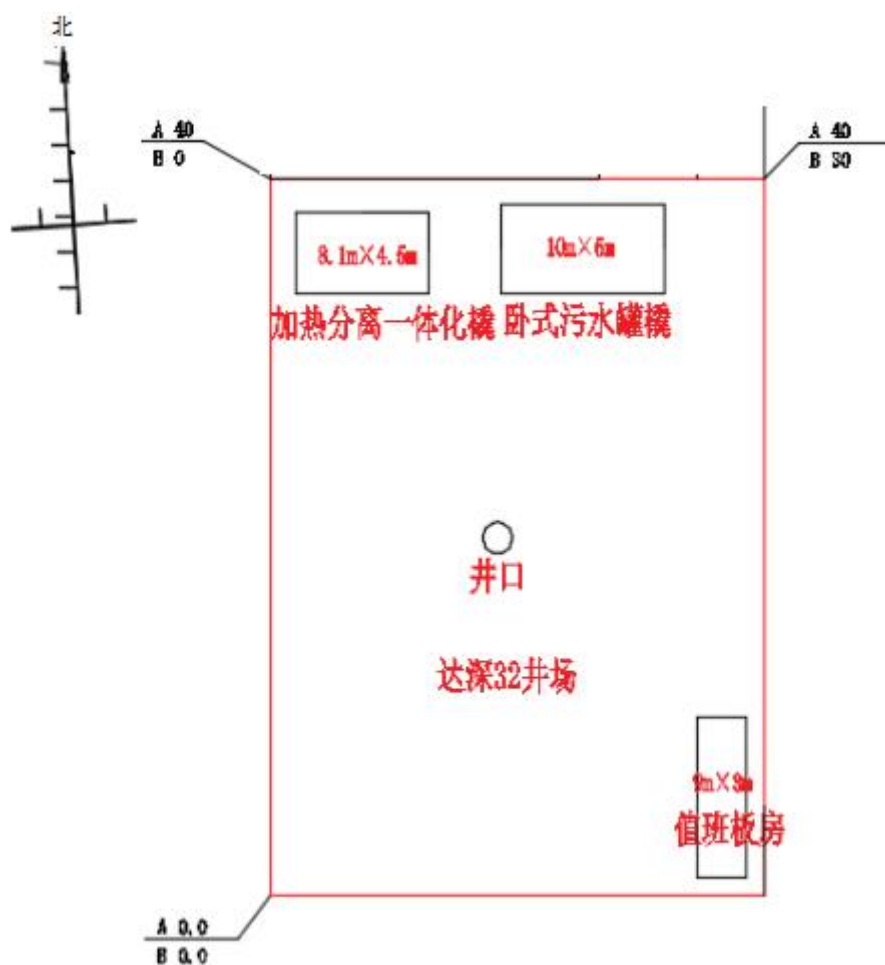


图 3.1-6 场区现有平面布置总图

根据设计对该站进行改扩建，规划在达深 32 预处理站新建 DN200 放空火炬一座，设计处理气量 $60 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。拆除现有污水罐撬，原位更换为升深 2 集气站处理量 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 三甘醇脱水装置及过滤分离器。

(3) 管线工程

本工程新建站外单井采气管线 5.54km，达深 32 预处理站至汪深 1 集气站集气管道 16km。

(1) 单井集气管道

新建 3 座井场与达深 32 预处理站的采气管道 5.54km，分别为 $\phi 89 \times 5.5 \sim 0.87 \text{km}$ ， $\phi 114 \times 6 \sim 0.18 \text{km}$ ， $\phi 168 \times 7.5 \sim 4.49 \text{km}$ ，设计压力均为 8MPa，管道材质采用 20G 碳钢管道，采气管道采用井间串接的方式应沿耕地垄沟和地头埋地敷设，管顶标高为 -1.8m；采气管道采用电热带伴热。

表 3.1-16 采气管道参数表

井号	终点	产气量 $10^4 \text{m}^3/\text{d}$	设计压力 MPa	管道规格 $\text{mm} \times \text{mm}$	管道 长度 km	电伴 热带 长度 km	建设 时间 年
达深 24-斜 1	节点 1	4.29	8	89×5.5	0.37	0.41	2025
节点 1	节点 2	12.59	8	114×6	0.18	0.20	2025
节点 2	节点 3	20.45	8	168×7.5	2.28	2.51	2025
达深 32-斜 1	达深 32-平 1	5.02	8	89×5.5	0.21	0.23	2025
达深 32-平 1	节点 3	14.22	8	89×5.5	0.29	0.32	2025
节点 3	节点 4	34.67	8	168×7.5	0.53	0.58	2025
节点 4	达深 32 站	43.17	8	168×7.5	1.68	1.85	2025

(2) 达深 32 预处理站至汪深 1 集气站集气管道

新建达深 32 预处理站至汪深 1 集气站集气管线 $\phi 219 \times 9 \sim 16 \text{km}$ ，设计压力均为 8MPa，集气管道出站沿达深 3-1 集气站至汪深 1 集气站已建集气管道路由，定向钻穿越绥大高速后，继续向南敷设至汪深 1 集气站，管顶标高为 -1.8m。

新建井 CO_2 分压 0.13-0.14MPa，低于 0.21MPa，高于 0.021MPa，属于中度腐蚀情况，本次采气管道材质选用 20G。

(3) 防冻设施

采气管道采用电热带伴热，根据井口气在 6MPa 时的水化物形成温度 13.8℃，设定伴热温度为 18℃。

(4) 管道穿跨越

本工程定向钻穿越绥大高速 1 次，穿越长度 200m。其它各等级道路钢顶穿越 14 处，钢开穿越 14 处。

穿越情况见表 3.1-16。

表 3.1-16 管道沿线穿越统计表

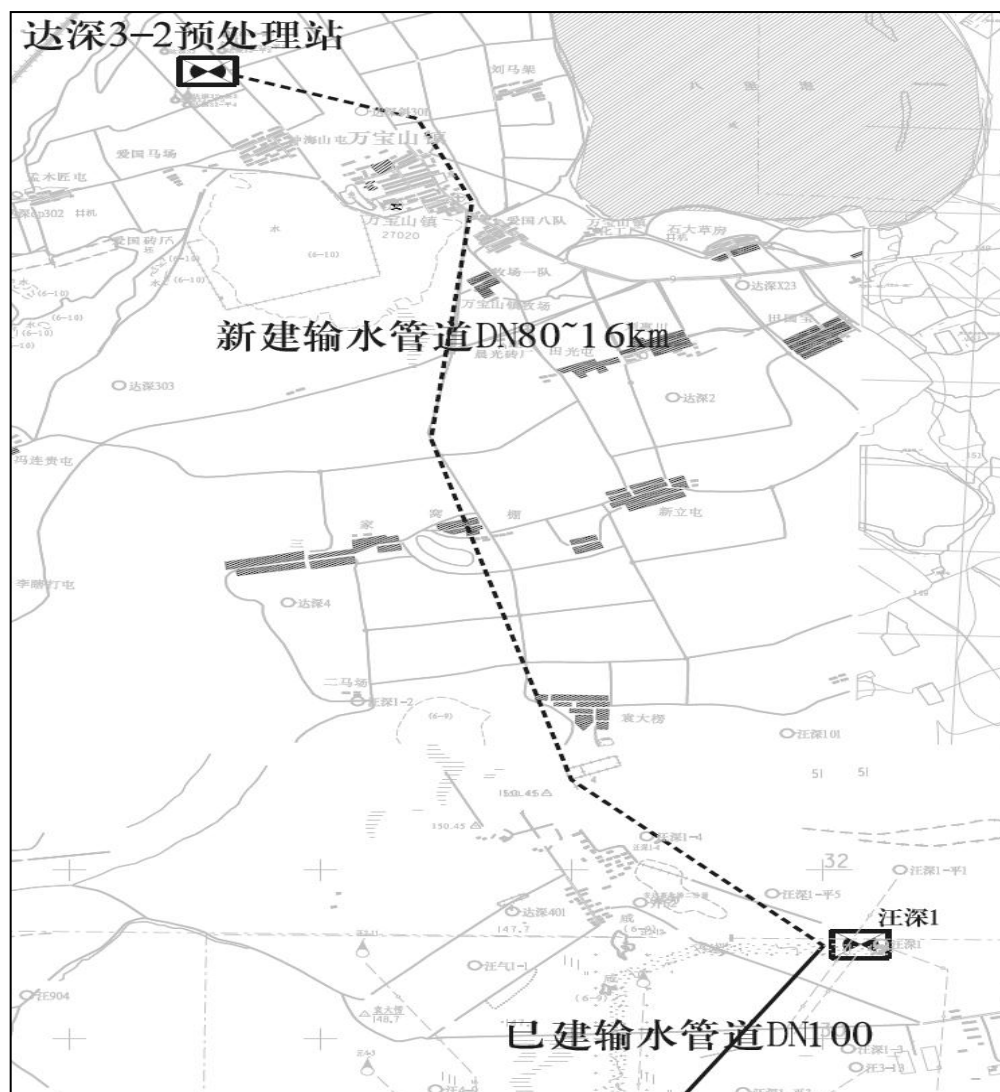
序号	穿越位置	穿越方式	数量	穿越长度 (m)
1	绥大高速	定向钻	1	200
2	其它	钢顶	14	80
3	其它	钢开	14	100
合计			29	480

3.1.2.6 给排水及消防工程

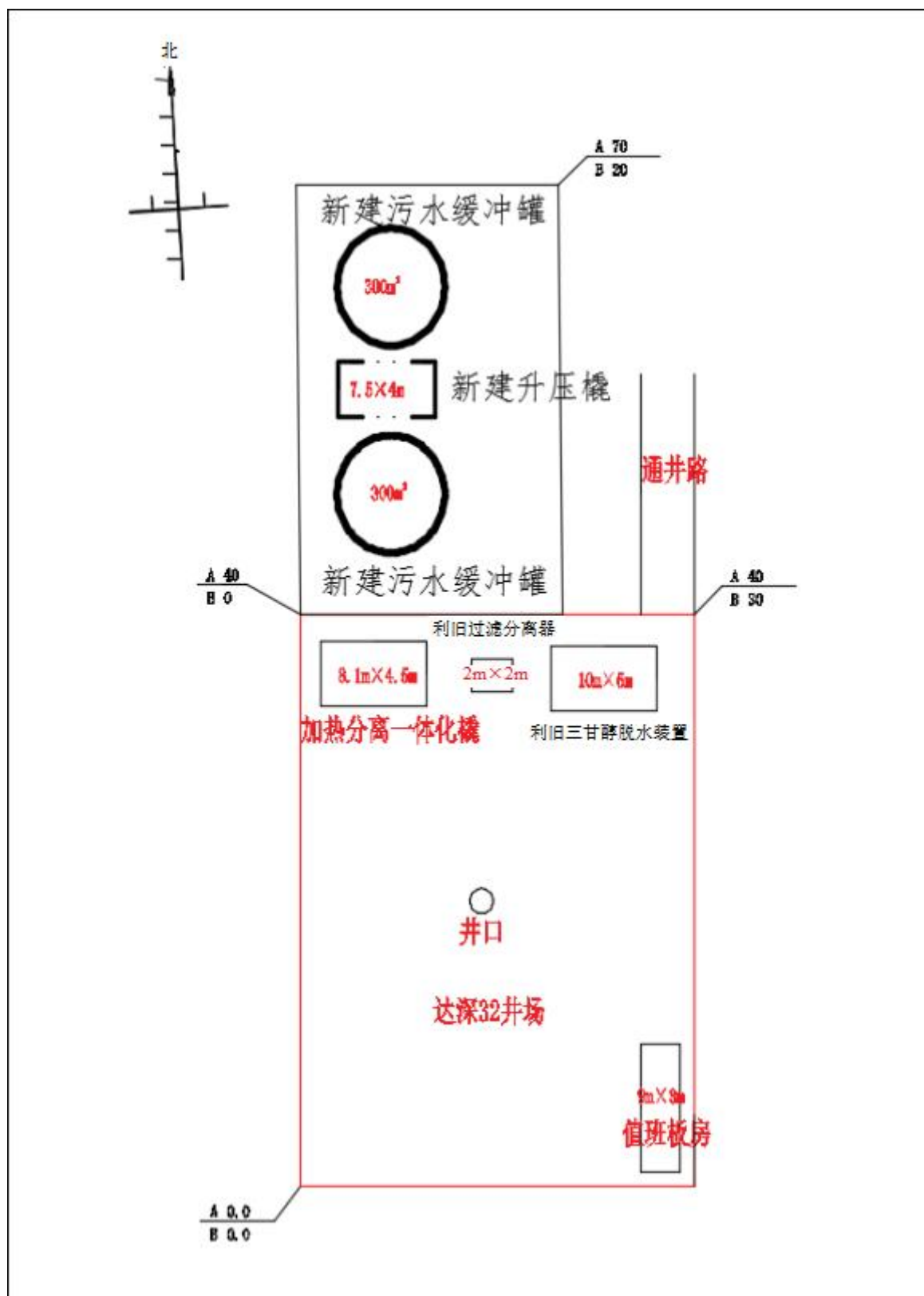
达深 32 预处理站生产排水为气井采出水，达深 32 预处理站位于徐深气田北部，附近无已建气田采出水集输管网（距离最近气田采出水集输北干线 16km），本次对达深 32 预处理站污水系统进行改造：

主要在现有工程北侧新建生产污水储罐 2 座，单座储罐容积为 300m³，缓冲时间为 3 天，建设污水升压橇 1 座，设离心泵 2 台（Q=100m³/h H=10m）。新增占地 2100m²

站外新建达深 32 预处理站气田污水外输管线 DN80/PN2.4MPa—16km，就近挂接至汪深 1 集气站附近已建集输支线上（玻璃钢管线 DN100）；由于气田污水腐蚀较强，管道材质推荐采用钢骨架塑料复合管。污水外输管道与达深 32 预处理站至汪深 1 集气站集气管道同沟敷设。管道路由走向示意图见图：



图中粗虚线为本次规划新建



(2) 消防工程

本次新增产能后达深 32 预处理站处理规模低于 $200 \times 104\text{m}^3/\text{d}$, 属于五级站, 根据规范要求, 不设置固定消防, 配备移动式灭火器。根据工艺装置区以及场区灭火等级要

求，规划在工艺设备区配置推车式灭火器 6 个、手提式灭火器 8 具。

给排水及消防系统主要工程量见表 5.3-2。

表 5.3-2 给排水及消防系统主要工程量表

序号	工程量	单位	2025 年
1	污水储罐 300m ³	座	2
2	污水拉运装车鹤嘴 DN150	个	1
3	外输泵橇	座	1
1)	离心泵 100m ³ /h H=10m 11kW	台	2
4	达深 32 预处理站气田污水外输管线	km	16
5	厂区道路 4m	m	30
6	围墙	m	30
7	推车式灭火器	具	6
8	手提式灭火器	具	8

3.1.2.7 道路工程

本工程拟征用当地水泥路 2.5km，改造达深 32 井场水泥砼进站路 0.5km（路面宽 4m，路基宽 6m），新建气井通井路 1.4km 砂石路（路面宽 3.5m，路基宽 4.5m）。

3.1.2.8 供配电工程

本工程新建 3 口气井，共 9 处配电点，新建变压器 9 座。新建 10kV 架空电力线路 16.67km，导线采用 LGJ-50 型；新建高压计量装置 3 套，新建低压电缆 1.8km。用地来自万宝山变电所。

表 5.4-4 各配电点规划后变压器设置表

序号	配电点（起点）	终点	自控仪表 负荷 (kW)	达深 32 预处理站新建外输 水泵负荷 (kW)	拟建柱上 变压器 (kVA)	备注
1	达深 24-斜 1	距节点 1 西侧 0.89km 处	1		80	
2	距离节点 2 东 侧 0.12km 处	距节点 1 西侧 0.89km 处	2		160	
3		达深 32-斜 1				
4		距节点 4 南侧 0.7km 处				

5		距节点 4 南侧 0.7km 处				
6	达深 32 预处理站	达深 32 预处理站至汪深 1 集气站天然气集气管道 1.5km 处		9.35	160	
7	达深 32 预处理站至汪深 1 集气站天然气集气管道 1.5km 处	达深 32 预处理站至汪深 1 集气站天然气集气管道终点			160	6 座

3.1.2.9 数字化工程

对新建的 3 口气井井场进行数字化建设，每口独立气井设置 1 台 RTU。采用压力变送器和温度变送器和旋进漩涡流量计采集现场过程参数，信号以有线方式送入 RTU，同时 RTU 可发出触点信号控制井口切断阀关断，同时采集安全关断阀状态，完成单井的数据采集及控制功能。RTU 通过通信专业光缆将数据传至达深 32 预处理站进行集中监控。RTU 配置包括控制器、电源、I/O 模件、通信接口、控制箱及安装附件和应用软件。RTU 工作温度范围-40~60℃。RTU 安装在井场的视频监控杆上。

达深 32 预处理站本工程新建 300m³污水罐 2 座，新建污水升压橇 1 座，均自带现场控制器，橇内自控仪表均由橇厂家配套提供。本工程通过敷设信号光缆将橇内自控信号接入达深 32 预处理站值班室内已建操作站进行监控，并对操作站人机界面软件调整及调试，以满足本工程数据采集需求。

3.1.2.10 临时工程

本工程不设施工营地和料场，井场、管道和道路施工时需使用挖掘机、推土机、吊装机、电焊机等施工机械，均设置在本工程已征地范围内，施工完毕后将临时工程的占地进行恢复。

3.1.3 占地及土石方平衡

3.1.3.1 工程占地

本项目新增占地主要为井场、道路、柱上变电站、站场施工产生的永久占地，井场、管线、柱上变电站施工产生的临时占地。其中井场占地面积参考《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规[2016]14 号）中相关内容，确定 3000m<井深≤5000m，井场占地面积 10000m²，后续作为采油井永久占地时，井场永久占地面积为≤2400m²。5000m<

井深，井场占地面积 12000m²，后续作为采油井永久占地时，井场永久占地面积≤4900m²。

(1) 永久占地

①井场

本项目井场永久占地面积为 1200m²；井口放空池 18m×22m×2m 深，占地面积为 396m²，因此本项目单座井场永久占地面积为 3192m²。

②站场

本项目对达深 32 预处理站进行改扩建，新增面积为 1400m²。

③道路工程

项目道路工程永久占地按道路长度×路基宽度计算，征用当地水泥路 2.5km，改造达深 32 井场水泥砼进站路 0.5km（路面宽 4m，路基宽 6m），新建气井通井路 1.4km 砂石路（路面宽 3.5m，路基宽 4.5m），则道路工程永久占地共计 9300m²。

④柱上变电站

单座柱上变电站永久占地面积按 30m² 计算，则 9 座柱上变电站永久占用耕地 270m²。

(2) 临时占地

①井场

本项目单座井场占地面积 10000m²，去除永久占地面积 3192m²，临时占地面积为 6808m²。

②管线

新建站外单井采气管线 5.54km，达深 32 预处理站至汪深 1 集气站集气管道 16km，达深 32 预处理站气田污水外输管道 16km。其中达深 32 预处理站至汪深 1 集气站集气管道与达深 32 预处理站气田污水外输管道同沟敷设。管线施工作业面宽度为 10m，管道施工临时占用耕地（基本农田）21.54hm²。

③柱上变电站

单座柱上变电站临时占地面积按 1m² 计算，则 9 座柱上变电站永久占用耕地 0.0009hm²。

工程占地情况一览表见表 3.1-16。

表 3.1-16 工程占地面积和类型 单位：hm²

序号	建设项目	永久占地		临时占地
		耕地 (基本农田)	建设用地	耕地 (基本农田)

1	井场	0.9576	/	2.0424
2	站场	0.1400	/	/
3	道路	0.9300	/	/
4	管线	/	/	21.54
5	柱上变电站	0.006	/	/
小计		2.0336		23.5824
合计		25.616		

3.1.3.2 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括井场、管线、站场、道路施工。挖方施工应分层开挖，分层堆放，施工结束后分层回填，填方不足的部分由建设单位外购至有正规手续的土场，履行相关手续。井场临时占地内表土不剥离，占地范围内铺设管排，工程结束后，进行旋耕恢复。

①井场、道路工程、供电工程土石方

井场、新建道路工程、柱上变电站、场站永久占地内表土剥离 30cm，挖方量为永久占地面积×剥离厚度，井场、新建道路工程、柱上变电站、场站永久占地垫高 30cm，借方量为永久占地面积×（剥离厚度 0.3m+垫高 0.3m），施工结束后剥离表土用于其它周围区域土地复垦、土壤治理等用途，井场放空池挖方 $18 \times 22 \times 1.7\text{m}$ （去除表土） $\times 2 = 1346\text{m}^3$ ，用于项目垫井场。

②管道土石方

管沟施工长度为 21.54km，表土剥离厚度 30cm，管沟及设备区宽度为 6m，置土带宽度为 4m，管线表土剥离堆场面积为 86160m^2 ，管道施工表土剥离 38772m^3 。

管沟横截面为梯形，管沟挖深为 2.0m（去除表土挖深 0.3m 后，实际挖深 1.7m），沟带上宽 2m，下宽 0.5m，管沟截面积为 2.1m^2 ，则管线管沟挖方量约为 45234m^3 ，管道施工结束后，采用分层回填压实，按生、熟土顺序填放，保护耕作层，回填后管沟上方留有自然沉降余量，管沟回填多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管道中心两侧，并使管沟与周围地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。

土石方平衡情况详见表 3.1-17。

表 3.1-17 土石方平衡表 单位: (m³)

序号	占地类型	项目	挖方		借方	填方	弃方	备注
			基础挖方	表土剥离				
1	永久占地	井场	1346	2872.8		4218.8	2872.8	永久占地内剥离的表土 1915m ³ 施工结束后, 用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。
2		柱上变电站	/	120	36	138	18	永久占地内剥离的表土 18m ³ 施工结束后, 用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。
3		道路	0	1238	2476	2476	1238	外购垫土, 道路垫高 0.3m, 剥离的永久用地内 1238m ³ 表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。
4		站场施工	680	2017	3113	3793	2017	永久占地内剥离的表土 2017m ³ 施工结束后, 用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。
5	临时占地	管线施工	21525	18450	0	39975	0	挖填平衡, 管沟挖深为 2.0m (去除表土挖深 0.3m 后, 实际挖深 1.7m), 沟带上宽 2m, 下宽 0.5m, 管沟截面积为 2.1m ² , 管沟长度为 10.25km, 临时占地剥离的表土 18450m ³ 待施工结束后覆土回填。
合计			47291		5701	47822	5188	/

3.1.4 施工工期和劳动定员

本项目施工期主要包括钻井施工, 井场、场站、管线敷设、道路建设等地面工程建设, 钻井时期 1 个钻井队施工, 钻井队施工人数为 10 人, 钻井施工时间为 265d; 单井压裂试气 20d (压裂返排时间为 15d, 试气产液排出时间为 5d), 压裂试气施工人数为 10 人; 地面工程施工人数为 30 人, 施工时间为 120d, 本项目施工期从 2025 年 7 月至 2026 年 5 月滚动开发, 共计 300d。

本项目运营期不新增定员。

3.1.5 平面布置

3.1.5.1 钻井井场平面布置图

本项目钻井井场平面布置图见图 3.1-7。

3.1.5.2 压裂井场平面布置图

本项目压裂井场平面布置图见图 3.1-8。

3.1.5.3 气井井场平面布置图

本项目气井井场平面布置图见图 3.1-9。

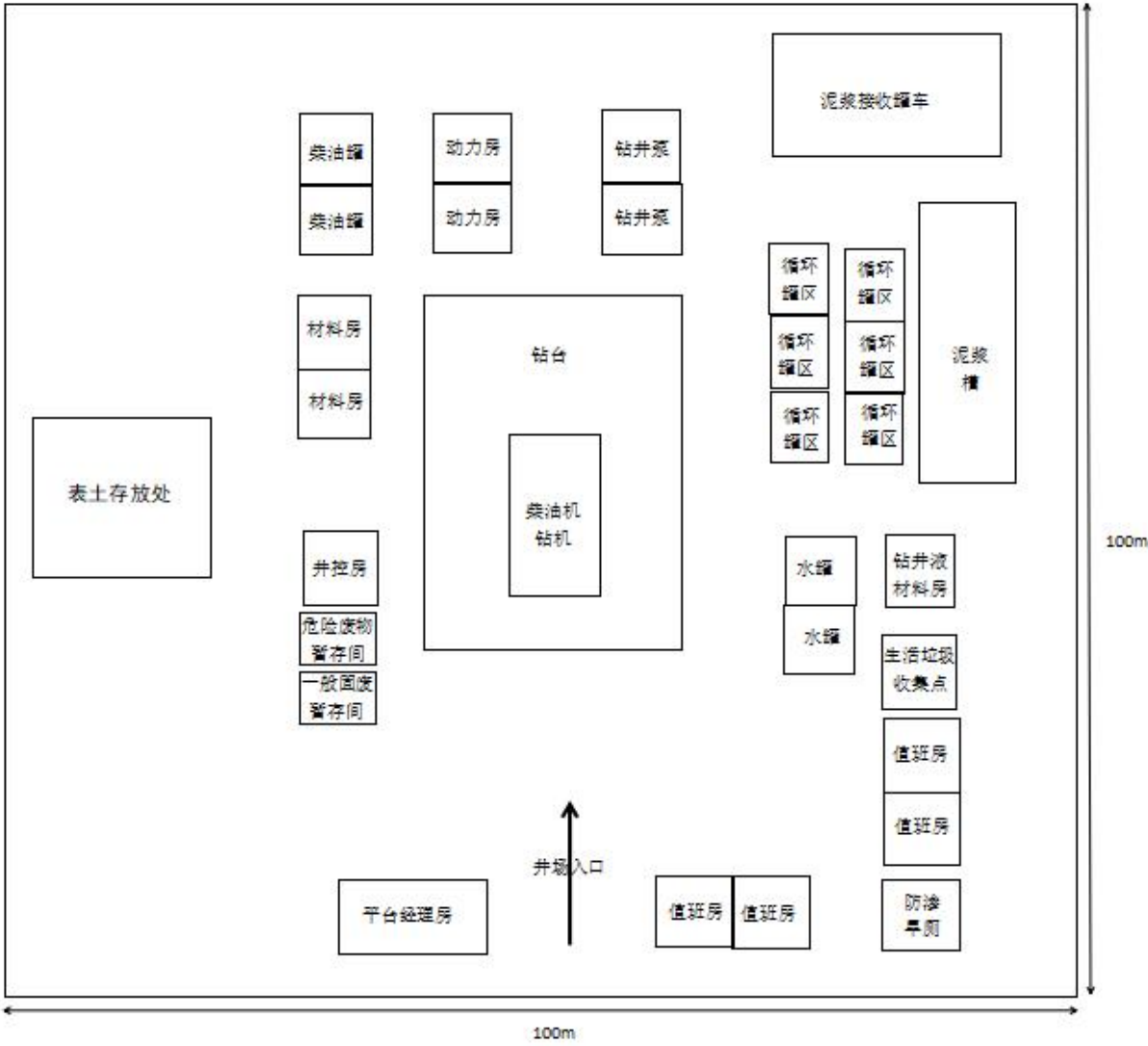


表 3.1-7 本项目钻井井场平面布置图

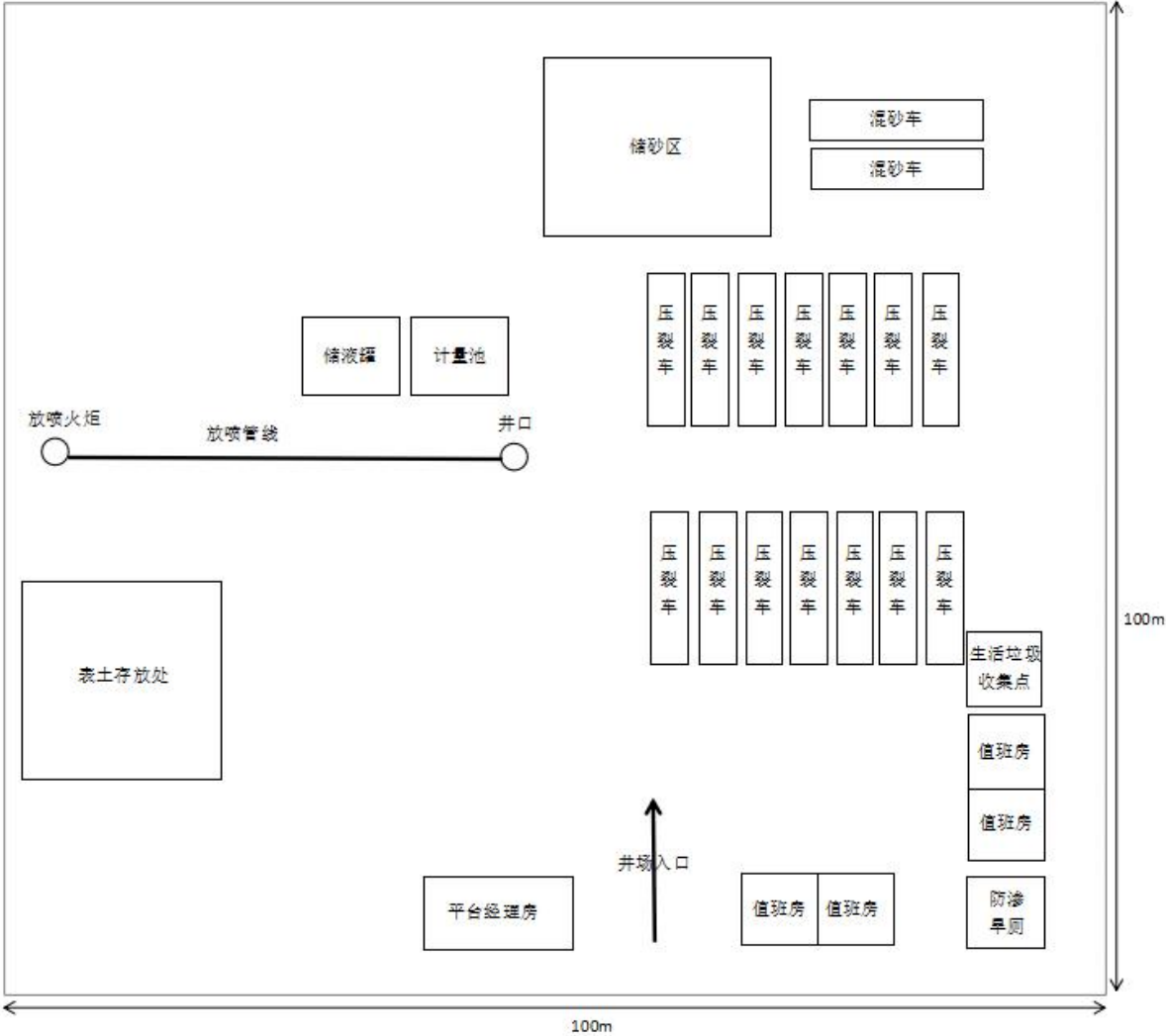


表 3.1-8 本项目压裂井场平面布置图

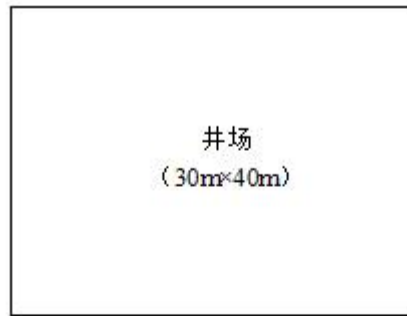


图 3.1-8 气井井场平面布置示意图

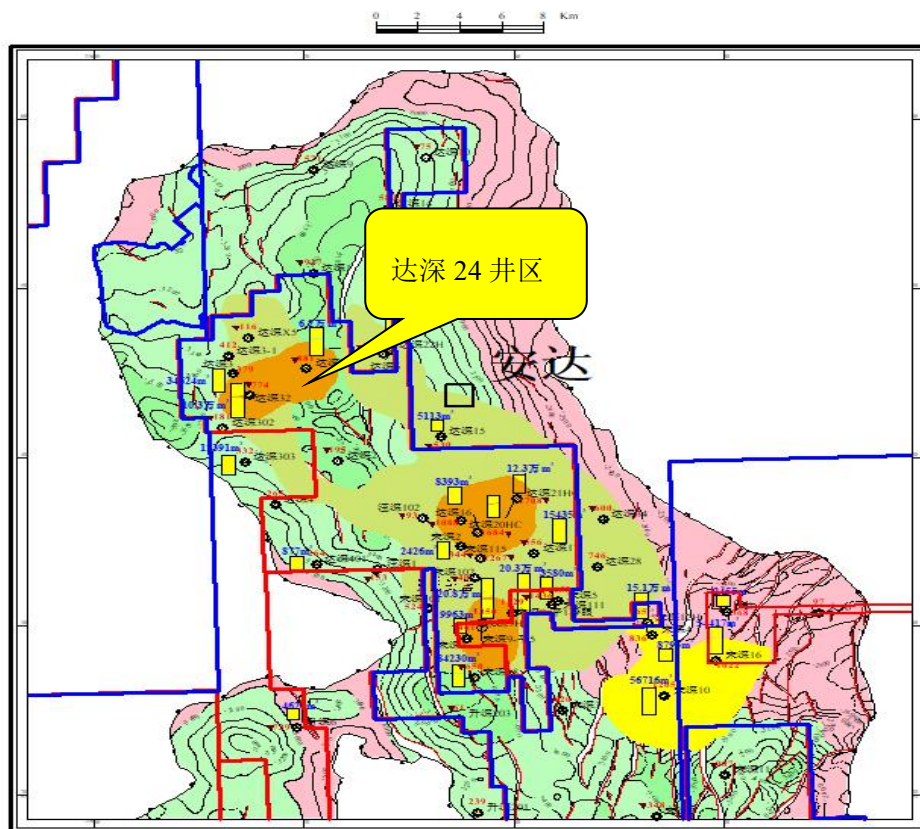
3.2 现有区块开发情况回顾

3.2.1 现有区块开发情况及环评验收情况

3.2.1.1 区块开发情况

本项目位于宋深 9H 区块达深 24 井区，属于徐深气田南部区块滚动开发项目。达深 24 井区目前建有两口气井，目前两口气井合计日产气 $3 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，合计日产水 3 m^3 。

区块内已建有气、水、电、道路等工程。采气系统采用简易井口、高压集气工艺，2 口气井采用电伴热防冻工艺；集气和预处理系统采用多井集气，在集气站内采用加热、节流降压、多井轮换计量，三甘醇脱水后，气井气通过新建集气管道输至脱碳净化厂进行脱碳处理。本项目与达深 24 井区相对位置图见图 3.2-1。



大庆油田松辽盆地安达地区矿权位置图

图 3.2-1 本项目在徐深气田南部区块中相对位置图

3.2.1.2 现有区块环保手续履行情况

2021 年 11 月由大庆恒安评价检测有限公司编制完成了《宋深 9H 区块达深 24 井 2020 年产能建设地面工程》的环境影响评价报告书，于 2021 年 12 月 8 日获得黑龙江省生态环境厅批复（黑环审〔2021〕28 号）。于 2023 年 4 月 10 日，完成自主验收。

2021 年 9 月由大庆恒安评价检测有限公司编制完成了《宋深 9H 区块达深 32 井 2020 年产能建设地面工程》的环境影响评价报告书，于 2021 年 9 月 23 日获得绥化市生态环境局批复（绥环审〔2021〕44 号）。于 2023 年 4 月 10 日，完成自主验收。

现有区块涉及的环评及验收批复详见附件 2。

3.2.2 现有区块内生态环境恢复情况

根据现场调查，现有达深 24 井区生态环境主要为农田生态系统。

达深 24 井区内已建井场占地已采用相应的生态保护和恢复措施，临时施工占地得到了较好的平整、清理，临时占地内耕地已经基本恢复到油田开发前状态，永久占用面积较小，没有改变项目区的生态系统结构与功能，项目区的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大。

区域内已建达深 32 预处理站现状，达深 32 井场、达深 24 井场永久占地及临时占地周边恢复现状见图 3.2-2。

对项目区域内已建达深 32 井场、达深 24 井场永久占地内外监测结果可知，井场永久占地内监测点位监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中筛选值二类用地标准，永久占地外监测点位监测因子满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中筛选值标准，气田特征污染物石油烃的监测值均低于参照标准值，说明区域土壤环境质量整体良好，与现有区块土壤环境质量相比，相差不大，该区域油田开发对区域土壤影响较小。

本项目拟建的 3 口气井，主要分布在绥化市安达市境内，区域现状现状为耕地（基本农田），拟建井场进行了简单的场地平整，拟建工程环境现状见图 3.2-2。



区域内已建徐深 21 集气站场地硬化现状 区域内徐深 21 井周边耕地临时占地恢复现状



本项目拟建徐深 23 集气站耕地现状

图 3.2-2 项目区域现状图

3.2.3 现有区块开发环保措施落实和效果回顾调查

3.2.3.1 废气

现有工程废气主要为区块内达深 24 井区 2 口气井、达深 32 预处理站以及集输过程中无组织挥发的挥发性有机物。达深 24 井区目前日产气 $3 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，其中天然气开采挥发性有机物排放系数推荐值为 0.5‰，天然气密度按 0.71 kg/m^3 计，则 VOCs 挥发量为 10.65 kg/a 。区块内现有气井采出天然气的汇集、处理、输送全过程均为密闭流程，管线均埋地敷设、达深 32 预处理站内各关键接口法兰均为密闭，在天然气集输过程采取了全密闭工艺流程；目前达深 32 预处理站对所有放空均采用热放空，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关要求。

①无组织排放的废气

根据现场勘查，现有区块内已建气井均安装有井口密封设施、采用密闭集输管道输送天然气，能够有效控制无组织非甲烷总烃挥发。

根据《宋深 9H 区块达深 32 井 2020 年产能建设地面工程竣工环境保护验收调查报告》中 2023 年 2 月 3-4 日对达深 32 预处理站厂界及达深 32 井场上下风向无组织排放的非甲烷总烃浓度监测结果可知：达深 32 预处理站厂界非甲烷总烃最大浓度为 1.36 mg/m^3 ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求限值 4.0 mg/m^3 。井场区域内无组织废气 NMHC 最大排放浓度为 2.14 mg/m^3 ，满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 表 A.1 中限值要求；

②场站排放的燃烧烟气

达深 32 预处理站加热装置燃料均为清洁燃料天然气，同时站内采用数字化仪表监控，根据气温合理控制外输温度，减少天然气用量，减少了烟气排放量。

根据《宋深 9H 区块达深 32 井 2020 年产能建设地面工程竣工环境保护验收调查报告》中 2023 年 2 月 3-4 日，对达深 32 预处理站加热装置的监测结果可知：加热装置排放浓度最大值为 8.1 mg/m^3 ， SO_2 排放浓度最大值为 11 mg/m^3 ， NO_x 排放浓度最大值为 114 mg/m^3 ，烟气黑度浓度最大值为 <1 ，因此满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）（2014 年后新建燃气锅炉）要求。

现有区块内废气污染防治措施合理。

根据验收结果，现有工程实际烟气量为 $25.86 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ ，二氧化硫排放总量为 0.00259 t/a ，氮氧化物排放总量为 0.02814 t/a ，颗粒物排放总量为 0.00198 t/a ，非甲烷总烃排放总量为 2.16 t/a 。

3.2.3.2 废水

达深 32 预处理站分离的气井产出水，生产废水进入 20m³ 污水罐存储随后外运至安达市龙 顺达石油化工有限公司污水处理站处理，生活污水排入新建设防渗旱厕，自然降解。项目没有设置工业污水排放口，生产污水不外排。

3.2.3.3 噪声

现有工程主要声源来自达深 32 预处理站内加热装置、加药泵、污水泵等设备噪声，、根据《宋深 9H 区块达深 32 井 2020 年产能建设地面工程竣工环境保护验收调查报告》中 2023 年 2 月 3-4 日，对达深 32 预处理站厂界噪声的监测结果可知：达深 32 预处理站厂界噪声最大值为昼间 50.4dB(A)，夜间 46.5dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的 2 类标准。

3.2.3.4 固体废物

现有气井产生井口砂粒为危险废物 HW08 900-249-08，更换的废活性炭滤芯为危险废物，废活性炭废物类别 HW49 其他废物，滤芯危废代码为 900-039-49，均委托了有资质单位定期处置。产生的废三甘醇为一般工业固体废物，由厂家回收。

3.2.3.5 环境风险防范及应急措施落实情况调查结论

现有达深 32 预处理站内日常加强维护管理，建立应急管理组织机构，健全完善突发环境事件应急预案，加强风险防范预警体系建设，定期开展应急演练，防止污染事故发生。现有区块环境风险主要来自采气过程、集输管道、集气站等工艺环节，产生的后果主要为天然气、甲醇泄漏、火灾、爆炸等。大庆钻探工程有限公司于 2021 年 8 月 30 日在大庆市让胡路生态环境局备案了企业环境风险应急预案（备案号 2310604-2021-067-L），预案主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，能够满足现有区块发生事故风险时的处理处置。

综上所述，达深 24 井区污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工和同时投产使用，环保设施正常稳定运转，环保设施运行完整；在工程开发建设和运营期间，工程设计、环评及其批复中要求的污染控制措施和生态保护措施都基本得到了落实，目前所采取的各项环保措施是有效的，未发现环境问题。

3.2.4 现有区块排污许可制度执行情况

大庆钻探工程有限公司已办理固定污染源排污许可证登记，登记编号：91230607716675409L014X。大庆钻探工程有限公司申报的排污许可内容主要包括各场站内加热炉、锅炉等。本区块达深 24 井区已经纳入排污许可管理。

大庆钻探工程有限公司于 2023 年 1 月提交了排污许可报告，已按照排污许可证的相关要求对各场站加热装置排气筒进行定期监测，定期将各场站污染源监测数据填报在全国排污许可证管理信息平台上，大庆钻探工程有限公司各场站污染源的污染物排放信息，已按照排污许可证的相关要求建立环境管理台账。

3.3 依托工程分析

3.3.1 依托工程环评及验收手续

本项目施工期产生的管道施工废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场填埋，钻井废水、岩屑、泥浆一起经采油八厂废弃钻井液集中处理站处理。压裂返排液拉运到卫一联压裂液返排液处理站。试气产液、管线试压废水拉运到升一联气田污水处理系统处理。

运营期气井产液分离水最终进入升一联气田污水预处理站进行处理，达到回注标准后回注地下。

依托场站环保手续情况见表 3.2-1，环评批复、验收文件见附件 2，各单位建立环境监测计划、执行台账，在全国排污许可证管理信息平台进行环境信息公示，并在全国排污许可证信息管理平台填报了年报。

表 3.2-1 项目依托的现有工程统计表

序号	名称	环评文件名称	环评批复	竣工环保验收	排污许可情况
1	第八采油厂工业固废填埋场	《第八采油厂工业固废填埋场工程》	庆环建(2011)171 号	庆环验(2014)38 号	91230607716675409L011X
2	升一联气田污水预处理站	《气田污水预处理站改造工程环境影响报告表》	绥环函(2015)423 号	2019 年 9 月完成自主验收	
3	采油八厂废弃钻井液集中处理站	《采油八厂废弃钻井液集中处理站项目环境影响报告表》	同环建字[2021]6 号	2022 年 7 月完成自主验收	
4	卫一联压裂返排液处理站	安达市昌德镇 15 万 m ³ /a 压裂废液集中处理站项目	备案号:202123128100000159		91230607126979349M005W
5	大庆市云泰石化产品有限公司(龙凤区站)	《大庆市云泰石化产品有限公司(龙凤区站)十万吨/年含油污泥处理技改扩建工程项目环境影响报告书》	庆环审[2020]138 号	2021 年 3 月完成自主验收	91230603583819180Y001C

3.3.2 依托工程能力核实

(1) 第八采油厂工业固废填埋场

该填埋场位于大庆市肇州县新福乡双龙山北侧 1.8km，乐业村东南 1.05km 处，占地 1.91hm²，该填埋场设计规模 11624m³，目前实际容纳约 9200m³，剩余填埋量为 2424m³，本工程产生一般工业固体废物 12.403t，填埋场剩余能力可满足本工程需求。

(2) 采油八厂废弃钻井液集中处理站

采油八厂废弃钻井液集中处理站位于大庆市大同区祝三乡大庆油田第八采油厂第一矿区东侧 1 公路处，本工程产生的水基泥浆钻井废水、废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑由罐车拉运至运输二公司废弃泥浆无害化处理五站进行处理。该站采用“脱稳+均质缓冲+压滤”处理工艺，将泥浆进行固液相分离。分离后的废水依托第八采油厂一矿区徐三联合站集中处理达标后回注地下。

该站设计处理能力 45 万 m³/a(其中废弃水基泥浆 30 万 m³/a，盐水泥浆 15 万 m³/a)，本工程依托其水基泥浆处理站，设计处理能力 1000m³/d（30 万 m³/a），目前实际处理量 530m³/d，剩余能力为 470m³/d。本工程处理水基泥浆钻井废水 121.4m³、废弃水基钻井泥浆 1111m³、水基泥浆钻井岩屑 146m³，共计 1378m³，日均处理约 5.5m³，处理能力满足需求。

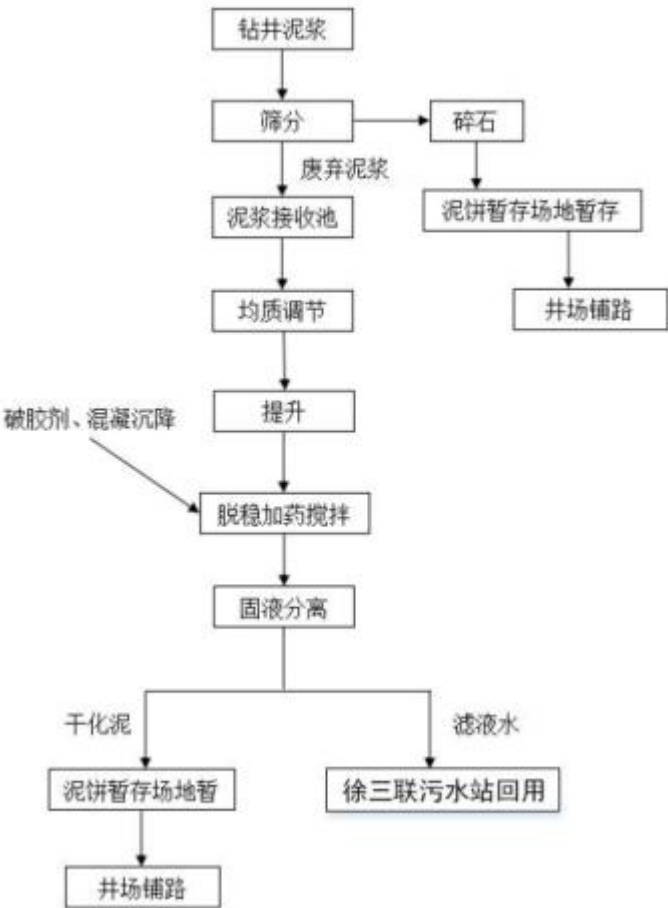


图 3.2-6 废弃泥浆无害化处理中心五站工艺流程图

(3) 卫一联压裂返排液处理站

该站于 2021 年 5 月 26 日填报环评登记表，备案号：202123128100000159，根据登记表填报数据内容压裂液处理站规模为 15 万 m^3/a ，采用多级分离过滤工艺，水处理站出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ ”要求回注现役油层。本工程废压裂液产生量 400m^3 ，该站处理能力能够满足工程需要。

(4) 升一联气田污水预处理站

升一联气田污水预处理站采用“调储缓冲→气浮→缓冲→两级过滤”处理工艺，水质处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中指标（含油量 $\leq 10.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5.0\text{mg/L}$ ）要求后，回注地下油层。升一联气田污水预处理站工艺流程见下图。

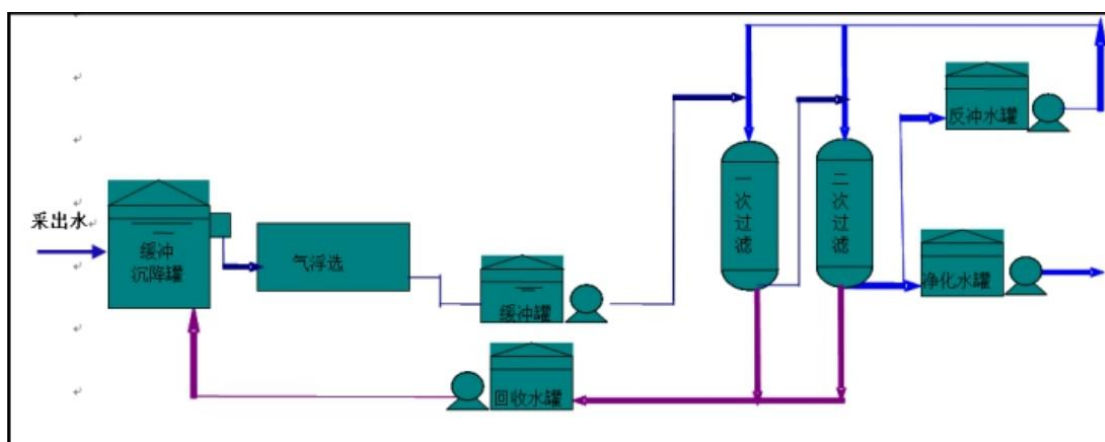


图 3.2-8 升一联气田污水预处理站工艺流程图

升一联气田污水预处理站设计的总规模为 $1400\text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量 $270\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力为 $1130\text{m}^3/\text{d}$ 。本工程施工期废水包括试气产液（ 80m^3 ）、管线试压废水（ 177.1m^3 ），运行期气田采出水最大日产量为 $12\text{m}^3/\text{d}$ ，均满足本工程依托需求。

(5) 大庆市云泰石化产品有限公司

大庆市云泰石化产品有限公司位于黑龙江省大庆市龙凤区龙凤镇刘高手村老村部西侧，北距南七路 0.4km ，南距南八路 1.0km ，设计年处理含油污泥 18 万吨。

该站采用减量化处理装置生产线和序批式热解析装置生产工艺，含油污泥后泥渣含

油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）综合利用（垫井场和通井路），生产废水由罐车定期拉运至大庆油田有限责任公司采油三厂联合站进行油水分离处理，回注地下，不外排。目前该站实际处理量约为8万t/a，负荷率为44.4%，本项目产生油基泥浆钻井废水、废弃油基泥浆、油基泥浆钻井岩屑、废射孔液共计约1159.5t，接受本项目产生的危险废物后，负荷率45.0%，依托可行。

热解析炉的热解析碳化处理的原理主要为利用水、油及土的沸点不同（水沸点 100°C 、油沸点 250°C 、土碳化温度 300°C ），将固体废弃物中的油水蒸发。在整个热解析过程中油泥不和加热源直接接触，为从源头杜绝二噁英等有毒有害气体的产生，固体废弃物在收集过程中会严格禁止生活垃圾等带有塑料布的物料混入。同时在热解析装置开机前会将制氮机产生的氮气充进密闭炉体内，排出空气，保障物料在密闭绝氧状态下进行。

含油污泥等物料在热解析炉内总停留时间为8-11h，分三个阶段进行处理，具体如下：第一阶段将热解析炉加热至 100°C 左右，此阶段需停留2h，可将物料中的大部分水分离出来，脱水率可达90%（含1%轻质油），此阶段热解过程产生的挥发性气体中含水量较大，气体经冷凝设备冷凝后，进入油、水、气分离系统，经分离后回收的油品进入回收的油品储罐，废水排入沉淀池；不凝气经水封后通过炉体下方燃烧室内的燃气喷嘴喷入炉内燃烧处理。第二阶段将热解析炉加热至 250°C 左右，此阶段需停留3h-5h，可将物料中的剩余水及剩余的油分离出来，此阶段热解过程中产生的挥发性气体含水量，含油量均较大，气体经冷凝设备冷凝后，进入油、水、气分离系统，经分离后回收的油品进入回收的油品储罐，废水排入沉淀池；不凝气经水封后通过燃气喷嘴喷入炉内燃烧处理。第三阶段将热解析炉加热至 300°C 左右，此阶段需停留1h-2h，在此阶段主要是将油土中有机物进行碳化，使油土形成脱油泥，由于前两个阶段已基本将油土中水和油蒸发，因此，在此阶段搅拌加热过程产生的挥发性气体主要为含粉尘气体和不凝气，几乎无含油、含水废气产生，该阶段产生挥发性气体直接通过燃气喷嘴喷入炉内燃烧处理。在此过程中由于前两阶段原料内沸点高的物质气化外排，故导致原料的温度会逐渐降低，当温度降至 80°C 以下时，停止加热同时通过炉内喷头向炉内进行喷水降温、降尘，再经自然冷却2-3h后，产物为脱油泥（黑色粉末状固体），此时由于脱油泥中有一定的含水率，故不会产生扬尘，泥渣由热解析炉中排出，运送至堆场暂存。泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准限值（石油类

≤3000mg/kg) 综合利用。该工艺流程图见图 3.2-9。

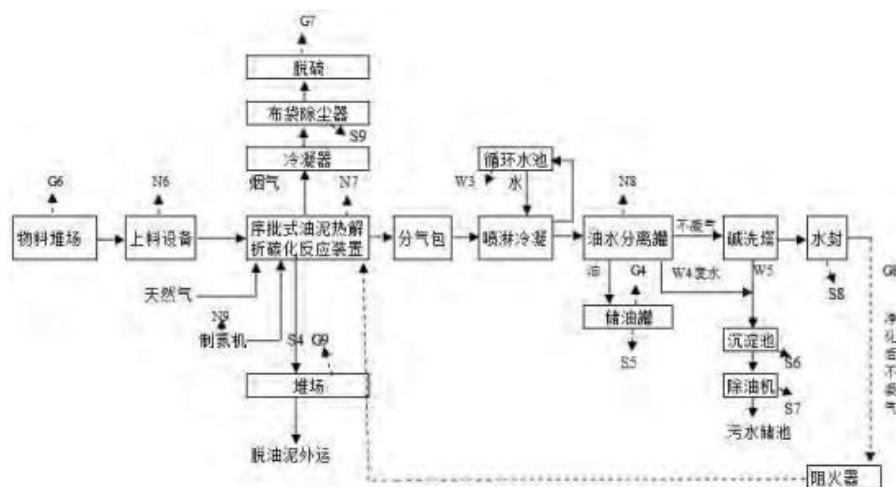


图 3.2-9 大庆市云泰石化产品有限公司序批式热解析装置生产工艺流程图

3.3.3 依托工程污染物排放情况

本次产能改扩建达深 32 预处理站，依托工程主要为升一联气田污水预处理站。

升一联气田污水预处理站位于升一联合站院内北侧，由大庆油田有限责任公司第八采油厂负责日常管理。运行机泵等设备置于隔声泵房内，采取减震垫进行降噪处理。根据《徐深气田肇深 16 区块 2020 年产能建设工程（一期）项目验收监测报告》2022 年 10 月 16 日-17 日数据可知，升一联气田污水预处理站出水水质石油类 4.56-4.13 mg/L，悬浮物 1-2mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，即“含油量 ≤10mg/L、悬浮固体含量 ≤5mg/L”标准；污水处理定期产生的废滤料由厂家更换，统一委托资质的单位处理。

综上所述，本项目依托的升一联气田污水预处理站目前所采取的各项环保措施是有效的，污染物达标排放，未发现环境问题。

3.4 公用工程

3.4.1 给水

3.4.1.1 施工期

施工期钻井用水、新建管道试压用水采用水罐车拉运，生活用水采用桶装水。

（1）钻井用水

根据建设单位多年钻井经验及钻井资料可知：单井进尺每 1000m 冲洗用水约 70m³，本工程钻井总进尺为 14942m，则生产用水消耗总量为 1045.94m³。

(2) 管道试压用水

新建管道要进行试压作业，管道试压用水量见表 3.4-1，总用水量为 721.18m³。

表 3.4-1 管道试压用水情况表

管道类型	管道规格 mm	管道长度 km	试压用水量 m ³
单井集气管道	φ 89×5.5	0.87	4.16
	φ 114×6	0.18	1.47
	φ 168×7.5	4.49	82.51
集气管道	φ219×9	16	507.44
污水外输管道	DN100	16	125.6
合计			721.18

(3) 生活用水

根据《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021）中相关内容，农村居民生活用水定额为 80L/人 d。

钻井施工时间为 265d（钻井时期 1 个钻井队施工，钻井队施工人数为 10 人），钻井时期生活用水量为 212t；储层改造工程施工时间为 60d（单口井压裂试气时间为 20d，压裂队施工人数为 10 人），储层改造工程生活用水量为 48t；地面工程施工时间为 120d（施工人数约 30 人），地面工程生活用水量为 288t；整个施工期生活用水量为 613t。

3.4.1.2 运营期

本项目运营期不新增定员，无新增生活用水。

3.4.1.3 退役期

退役期拆除设备清洗用水、废弃管道清洗用水采用水罐车拉运，生活用水采用桶装水。

参考大庆油田已有生产经验，拆除设备清洗用水约为 0.65m³/井次，若本项目本次投产的 3 口油气井全部退役，则清洗用水量约为 1.95m³。

根据《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021）中相关内容，农村居民生活用水定额为 80L/人 d。退役施工时间为 20d，施工人数约 10 人，退役期生活用水量为 16t。

3.4.2 排水

3.4.2.1 施工期

施工期废水主要为钻井废水、管线试压废水及施工人员生活污水。

(1) 钻井废水

钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水，主要含有泥浆

和岩屑等污染物。经调查，钻井废水产生量随钻井周期、钻井深度变化。参考大庆油田已有生产经验，钻井过程中平均每钻进 1000m，产生钻井废水 20m³。本项目钻井总进尺 14942m，水基泥浆钻井废水产生量为 298.84m³。

（2）新建管道试压废水

新建管道要进行试压作业，管道试压用水量见表 3.4-1，总用水量为 721.18m³，试压废水按用水量的 95%计算，清管试压废水产生量为 685.12t，主要污染因子为 SS，由罐车拉运至升一联气田污水预处理污水处理站处理。

（4）生活污水

生活污水按用水量的 80%计算，则本工程施工期共产生生活污水 490.4m³。

施工期井场生活污水排放到临时防渗旱厕，定期清掏，防渗旱厕在钻井结束后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。地面施工期生活污水排入附近已建防渗旱厕，定期清掏。

3.4.2.2 运营期

运营期废水包括场站生产废水、清洁废水、生活污水。

（1）生产废水

气井采出气在集气站内经三甘醇脱水装置脱去含烃废水，根据《徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程项目工程方案》中产水量预测表，具体见表 3.1-11。生产废水最大产生量为 75m³/d，主要污染物为石油类（根据升一联气田污水预处理站进水水质多年统计数据，气田采出水原水石油类浓度最大为 100mg/L），本项目分离废水储存在站内污水罐内，经新建污水外输管线进入汪深 1 集气站，与该站污水汇集后，管输至升一联气田污水与处理站，处理达标后回注地下油层。

（2）生活污水

本项目运营期不新增定员，无新增生活污水。

3.4.2.3 退役期

参考大庆油田已有生产经验，拆除设备清洗废水约为 0.52m³/井次，若本项目本次投产的 3 口气井全部退役，则清洗废水量约为 1.56m³。

退役生活污水量为 12.8t。

项目水平衡图见图 3.4-1。

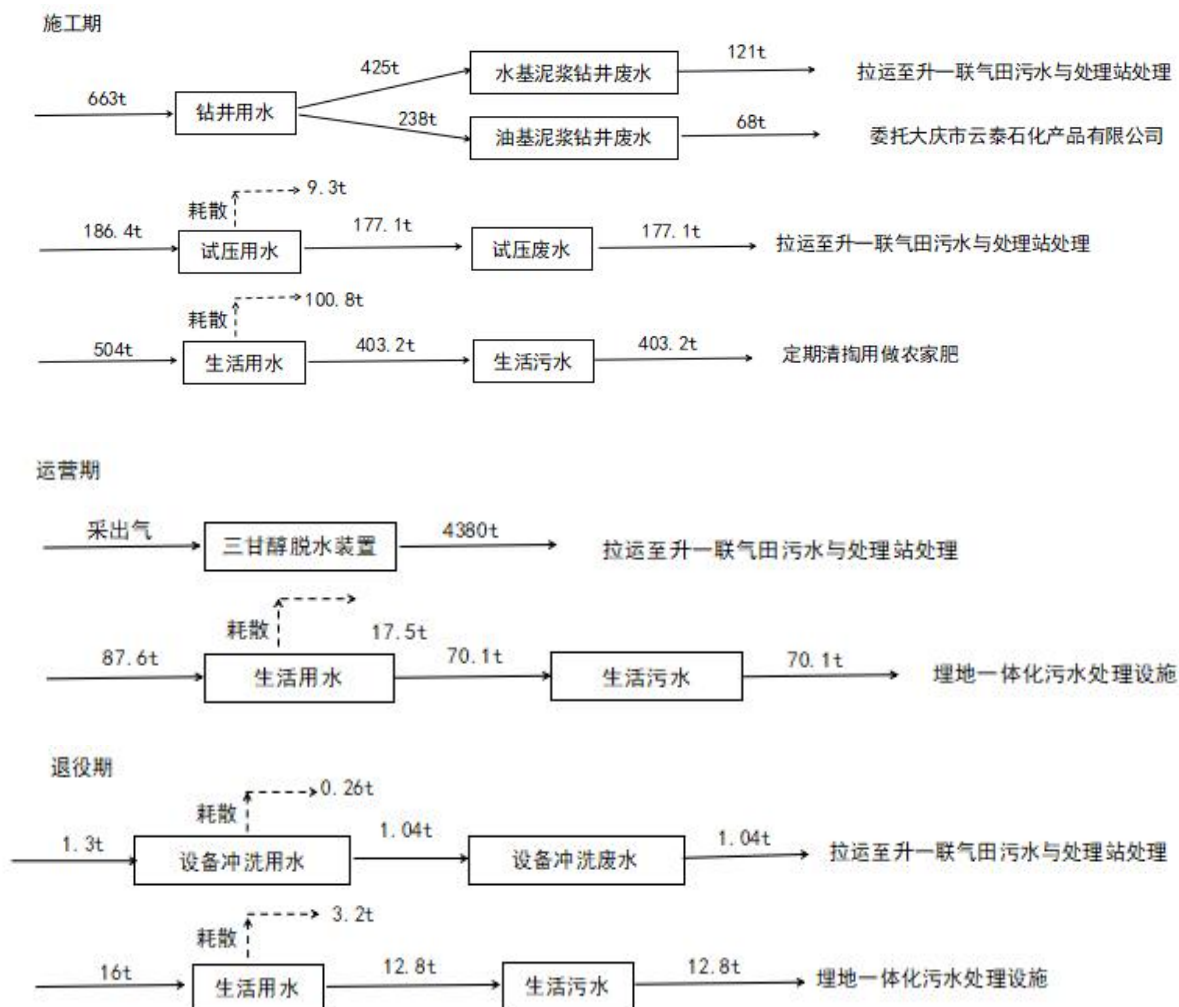


图 3.4-1 本项目水平衡图

3.4.3 供电工程

本项目用电主要为站外采气管线采用电伴热维温防冻，用能设备为电伴热带、电动阀及仪表用电。

工程总用电负荷 758.79kW，用电来自于万宝山变电所（地方变电所），电压等级 35/10kV，主变容量 2×6300kVA，目前负载率为 51.8%。

本项目新建变压器 6 座，新建 10kV 架空电力线路 15.5km，导线采用 LGJ-50 型；新建 220V 供电线路 1.17km，导线采用 LGJ-50 型，电源均引自附近已建 10kV 架空线

3.4.4 供暖工程

本项目达深 32 预处理站采用电伴热。

3.5 工艺流程及产污环节分析

3.5.1 原辅材料消耗

3.5.1.1 施工期物料消耗

(1) 钻井液用量

根据《徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程项目工程方案》，本项目 2 口气井钻井水基钻井液使用量为 1294m³，损耗量为 183m³；油基泥浆使用量为 1042m³，损耗量为 204m³。

(2) 固井水泥用量

根据《徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程项目工程方案》，本项目 2 口气井注入水泥量约 732t，本项目固井水泥用量为 732t。

(3) 压裂液用量

根据建设单位多年油藏勘探经验及钻井资料，单井压裂过程中压裂液使用量约为 800m³，产生压裂返排液 600m³；2 口气井压裂液使用量为 1600m³，压裂返排液产生量为 1200m³。

(4) 钻井柴油用量

本项目钻井时期供电由井场自备柴油发电机供给，ZJ-70DB/4500 钻机配备柴油机 4 台（运 3 备 1），功率 1026kW，柴油油耗约为 209.4g/kwh，本项目总钻井时间 400d，钻进时间约 200d，柴油机运转负荷按 70%计，可计算得钻井期 ZJ-70DB/4500 钻机柴油消耗量约 2165.6t。

3.5.1.2 运营期物料消耗

(1) 甲醇：每口气井甲醇用量约为 1t/a，2 口气井合计 2t/a。

(2) 用电：本工程投产后，新增用电负荷 184kW。

(3) 耗气：本工程新建徐 23 集气站新增耗气量 32.5 万 m³/a。

生产、生活用水量见公用工程分析，本项目主要物料消耗表见表 3.5-1。

表 3.5-1 本项目主要物料消耗表

序号	时期	项目	原辅材料	总用量
1	施工期	水基泥浆钻井液用量	见表 3.1-5	1294m ³ /施工期
2		油基泥浆钻井液用量	见表 3.1-6	1042m ³ /施工期
3		固井水泥用量	水泥	732t/施工期
4		压裂液用量	压裂液	1600m ³ /施工期
5		钻井柴油用量	柴油	2165.6t/施工期
6		钻井用水用量	水	663m ³ /施工期
7		管道试压用水	水	186.4m ³ /施工期
8		施工期生活用水	水	504t/施工期
9	运营期	注甲醇	甲醇	2t/a
10		生产运营	耗电	184kw

11		加热装置	耗气量	32.5 万 m ³ /a
12	退役期	拆除设备清洗用水	水	1.3t

3.5.2 施工期工艺流程及产污

本项目施工期主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造（压裂试气）、地面工程建设（井场、管线、道路）、站场建设等。

3.5.2.1 钻前工程工艺流程

（1）钻前整理场地，剥离井场施工场地表土，进行分区防渗施工，并保证全套钻井设备达到相关的安装标准；

（2）在钻机安装的过程中，注意保护井口设备；

（3）要求天车、转盘、井口三点成一条铅垂线，误差小于 10mm；确保在施工过程中不偏磨井口套管及井控设备；

（4）设备运转正常，安全装置灵活好用，各种仪器仪表准确灵敏好用；

（5）高压循环系统试压，钻机试压 20.0MPa，运转 30min 以上，所有管线不渗不漏，油气水路畅通；

（6）钻具在入井前必须用φ48mm 通径规通径，以保证陀螺仪器下入；

（7）对所有的下井钻具进行外观检查和超声波探伤，准确丈量钻具，钻具记录上注明内外径、扣型，特殊工具要画草图。

3.5.2.2 钻井工程工艺流程

（1）钻进

钻进主要是利用钻头高效率地破碎岩石，钻进过程中通过循环的钻井泥浆将岩屑带出，施工过程中需时刻注意钻井泥浆的各项指标，以满足钻井需求。

（2）录井

①钻井参数录取资料要求

钻井参数悬重、钻压、转数、排量、泵压等钻开油气层前 1h 测量一次，钻开油气层后 0.5h 测量一次，如有异常情况加密测量。

②钻井液参数录取资料要求

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度。

二开钻开油层前，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度，每间隔 8h 测量一次钻井液全套性能；钻开油层后，每间隔 0.5h 测量一次钻井液密度和粘度，每间隔 4h 测量一次钻井液全套性能和钻井液电阻率；造斜后每间隔 12h 测量一次泥饼摩阻系数。固井前

测量钻井液密度、粘度、切力、失水。并做好记录。

循环过程中每间隔 0.5h 观察一次钻井液池液面高度、钻井液性能变化，以及是否含有气泡、油气侵等异常情况，如有异常加密测量钻井液密度、粘度，并进行相应处理。

（3）测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控主要要求为：

①若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环。

②测井队到井后向钻井队了解井况，确认安全作业时间，电测时发生溢流立即停止电测，尽快起出井内电缆。当不具备起出电缆条件，钻井液涌出转盘面时，可在井口剪断电缆。

③由钻井队值班干部决定何时切断电缆，测井队专用剪切工具放置在钻台上，测井中随时处于待命状态，测井队队长实施剪断电缆工作。

（4）固井

现场应备有钻杆与套管转换接头，发生溢流时，抢接防喷钻杆后关井。

简易套管头排液管线出口距井口 $\geq 10\text{m}$ ，并固定。主要使用水泥作为固井材料，是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全钻进下一段井眼。固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管是指在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。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。

（6）完井

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。本工程完井时要求井口偏斜度小于 0.2° 。施工时，根据套管头型号的具体尺寸来确定 339.7mm 套管头上端面离基础的距离。钻井队搬家前，卸下防喷器，安装采气树，关闭井口闸阀；钻机搬迁后将井口水泥房安装好，把圆井完全覆盖，保护好井口和采气树，并标示井号，完井时井口使用 339.7mm $\times$ 244.5mm-70MPa FF 级套管头；244.5mm $\times$ 4139.7mm-105MPaFF 级卡瓦悬挂金属密封套管头。套管头规范级别为 PSL-3G 等级，性能级别为 PR1 及以上，温度级别为 L-U($-46^\circ\text{C}\sim+121^\circ\text{C}$)。

3.5.2.3 储层改造工程工艺流程

压裂是利用水力作用，使油气层形成裂缝的一种方法，又称水力压裂。油气层压裂

工程用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入气层，当把气层压出许多裂缝后，加入支撑剂充填进裂缝，提高气层的渗透能力，以增加产气量，本项目 3 口气井需要压裂。

压裂试气作业期间设置放空火炬一座，用于燃烧处置试气作业期间采出气。试气作业开始后，井内采出液首先进行气液分离，之后分别进行计量。试气期间对于有产能的井，须进行地面测试流量计量，计量期间应按规定的表格要求准确记录，开始 3-5min 记录一次，测试稳定后延长到 10min 记录一次。流量计量完成后，产出气将通过放空管线引入临时放空火炬放空燃烧处理，临时放空火炬布置于井口下风向处，预留 50m 安全距离，火炬高 5m，放空排放管内径 88.9mm，火炬口设置自动点火装置，保证来气直接点燃充分燃烧后排放。

3.5.2.4 地面工程及站场工程建设

(1) 井场施工

本工程新建 3 座采气井场，施工主要包括对新征占地范围内土地进行清理、测量放线，建设设备间等土建部分，然后安装设备等。

(2) 管道施工

新建管道施工程序为：测量定线，施工作业带清理，然后开挖管沟，再组焊管道、下沟管道，回填，清水试压，管道施工产污节点图见图 3.5-1。

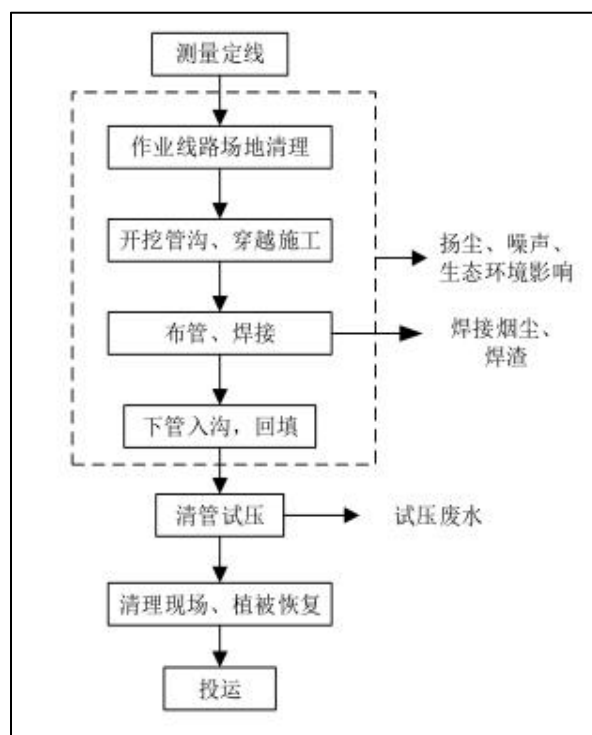


图 3.5-1 管道施工产污节点图

①施工作业带清理

管沟开挖以机械开挖为主，施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。在场地清理过程中，施工带范围内的土壤、植被和农作物都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内，管道施工平面布置图见图 3.5-2。施工作业面宽 10m，其中施工便道宽 4m，管沟带宽 2m，置土带 4m。

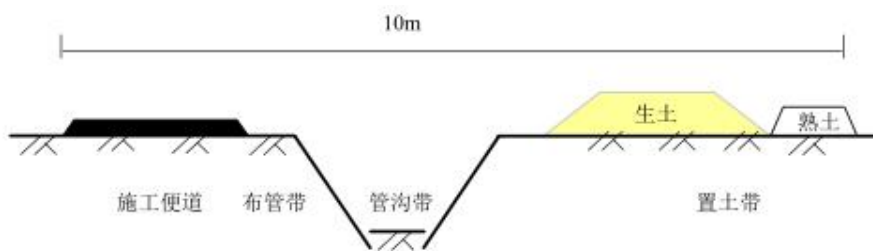


图 3.5-2 管道施工平面布置图

②管沟敷设

管道采用沟埋方式敷设。开挖后，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤，然后下到管沟内。

③管沟回填

开挖管沟时在耕植地开挖，将表层耕植土和下层土分别堆放。在可耕植地回填时，需先回填下层土，后回填表层耕植土。管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后立即恢复地貌。

④清管试压、干燥

管道在下沟回填后应试压。采用清水进行试压，管道试压时，由水罐车在管道一端注水，管道另一端接入另一台水罐车，同时管道与罐车接口处设有截断阀，注水时关闭截断阀，试压结束后，注水端水罐车停止注水，打开截断阀，起点处水罐车配套基本压力推送，将管道内残余水量推送至终点水罐车，并由罐车拉运至升一联气田预处理站处理。

（3）道路施工

施工范围内的表层土、杂草、树根等用人工或推土机予以清除并且将道路进行平整，敷设外购垫土或砂石并压实，敷设沥青碎石，摊铺碾压成型。

（4）站场施工

本项目改扩建达深 32 预处理站，施工范围内的表层土、杂草、树根等用人工或推

土机予以清除并进行平整，测量放线，进行设施基础开挖、土建施工、工艺安装，最后经调试后投产运行。

3.5.2.5 施工期污染物及产污节点图

本项目施工期主要内容为 3 口气井钻井工程地面工程，配套建设集气管道、污水外输管线、道路、供配电工程，改扩建达深 32 预处理站等，项目施工过程中会对地表植被造成破坏，会产生扬尘、柴油机烟气、车辆尾气、焊接烟尘，钻井废水、压裂返排液、试压废水、试气产液，废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废弃包装袋、废氢氧化钾包装袋、管道施工废料、建筑垃圾等，钻井工程设备、压裂工程运行噪声和交通噪声，施工人员产生的生活污水和生活垃圾等。施工期产污节点图见图 3.5-3。

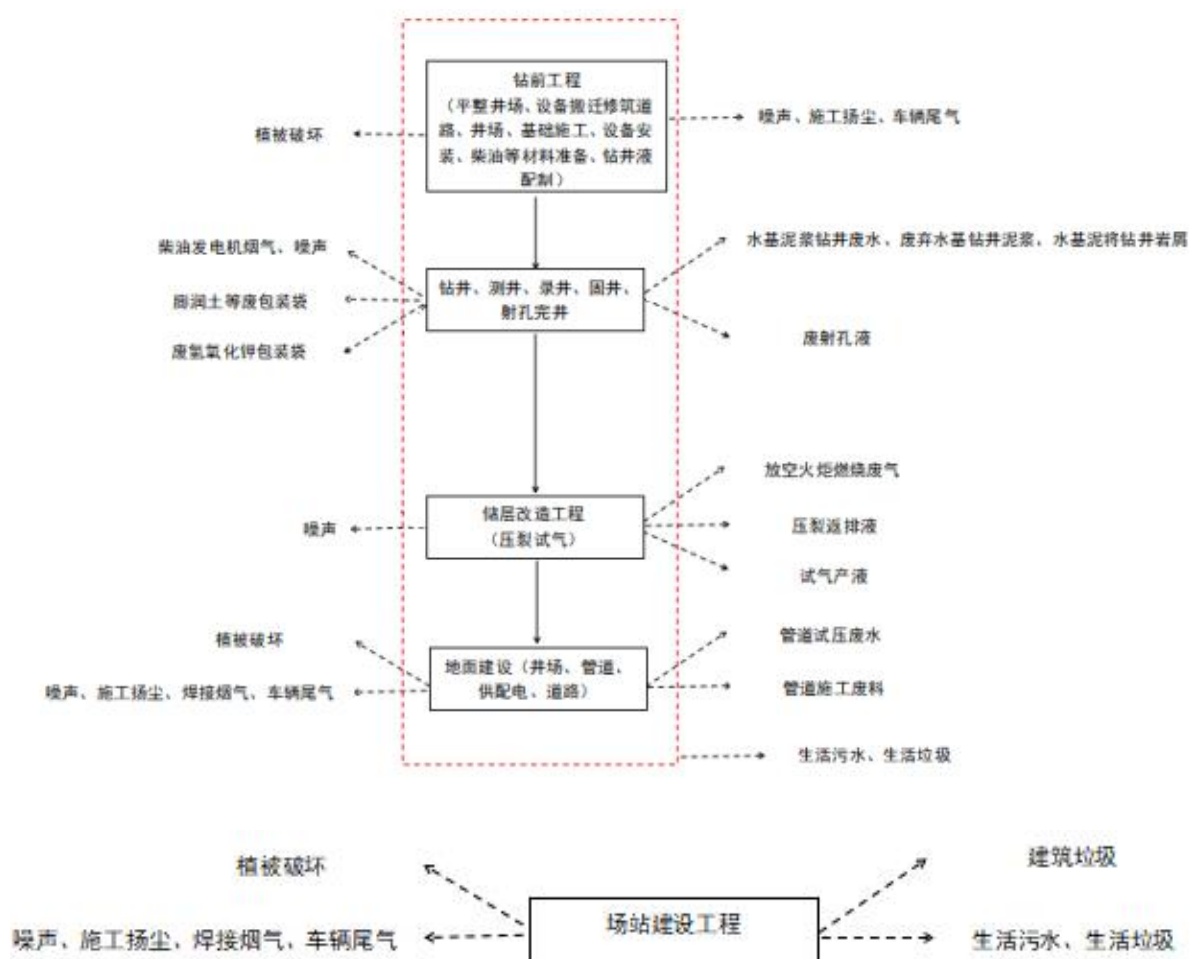


图 3.5-3 施工期产污节点图

3.5.3 运营期工艺流程及影响因素分析

3.5.3.1 工艺过程

采气系统采用简易井口、高压集气工艺，采气管道采用电伴热防冻工艺；集气和预处理系统采用多井集气工艺，在集气站内采用加热、节流降压、多井轮换分离计量、三

甘醇脱水的工艺。

(1) 集气工艺

采气井来气进入加热炉加热到 50℃，经过角式节流阀节流压降到 6.1MPa，同时温度降低到 18℃-20℃进入计量分离器和生产分离器。分离后的天然气经过生产监测计量后，进入后续的脱水装置。分离出的水自动排液进入污水罐。

(2) 三甘醇脱水工艺简介

脱水工艺采用三甘醇（TEG）脱水工艺。三甘醇脱水装置内部包括吸收塔、换热器、分离器、闪蒸罐、燃料气系统、过滤器、再生塔、重沸器（燃烧器）等组成。预处理后的天然气经过滤分离器进入 TEG 吸收塔，在吸收塔内脱除天然气中的全部游离水和大部分饱和水。脱水后的干气经破沫网从塔顶排出，通过干气/贫液换热器换热后，再经干气分离器分离出夹带的液滴后作为产品气出装置外输。TEG 富液从吸收塔下部集液段排出，经液位控制阀降压后，先经再生塔一段换热，再进入贫富液换热器二段加热。经加热后的 TEG 富液进入闪蒸液闪蒸，在约 0.5MPa 压力下闪蒸出吸收的少量烃类，进燃料气系统，不外排，对外环境影响较小。闪蒸后的 TEG 富液进入粗过滤器、精细过滤器，除去固体颗粒、降解产物等杂质。此后富液进入 TEG 缓冲罐与热的 TEG 贫液换热，富液被加热后进入精馏塔，TEG 溶液被提浓再生，有少量水蒸气和烃类气体经水引射增压装置回收。再生后的 TEG 贫液经汽提后进入 TEG 缓冲罐内与富液换热，然后经 TEG 贫富液换热器冷却，冷却后的 TEG 贫液用 TEG 循环泵生压后进入干气/贫液换热器冷却后进入 TEG 吸收塔上部，完成 TEG 的吸收、再生循环过程。期间会有部分三甘醇随脱水后的天然气进入下一处理系统，进而产生一部分三甘醇损失，其余三甘醇均通过再生塔再生循环使用，三甘醇脱水工艺流程图见图 3.5-4。

通过上述工艺流程图可知，本工程三甘醇脱水工艺流程产生的污染物主要是燃烧器（重沸器）运行时产生的燃烧烟气。本工艺运行期三甘醇装置每年检修时，厂家对三甘醇、活性炭过滤器中的滤芯更换一次，产生的废三甘醇由厂家回收，废活性炭滤芯委托有资质单位定期处置。

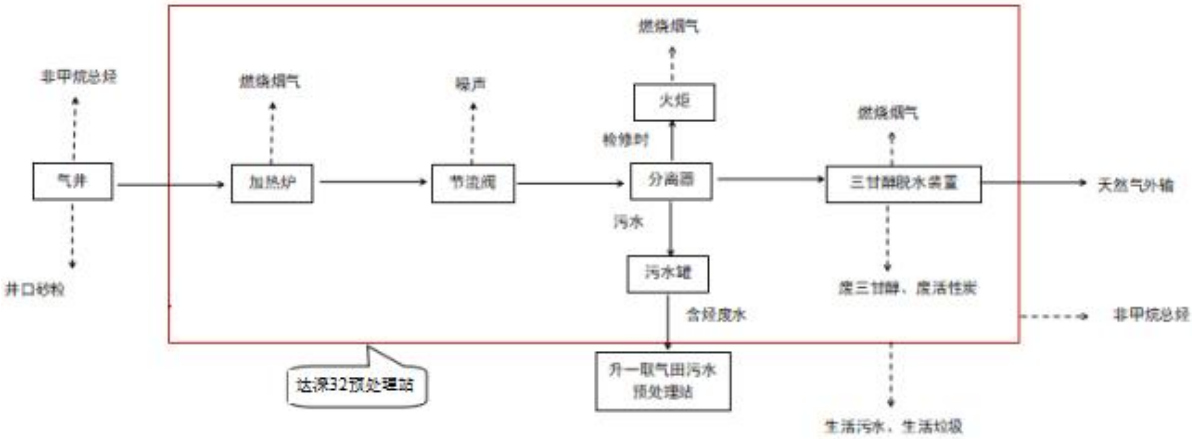


图 3.5-5 运营期工艺流程及产污节点图

3.5.4 退役期工艺流程及影响因素分析

气井退役期主要是气井、管线等气田田生产设施陆续关闭，由于区域内有滚动开发气井，本项目退役期不涉及集气站退役。对退役的气井进行封堵，地面部分拆除，对集气管道内残留物进行推送至站场，清水清管后采取两端封堵直埋，不挖出。

本项目退役期产生主要污染物包括施工机械及运输车辆尾气、施工扬尘；施工机械噪声；拆除设备清洗废水、清管废水；封井垃圾、含油废防渗布等；地表破坏等生态影响。

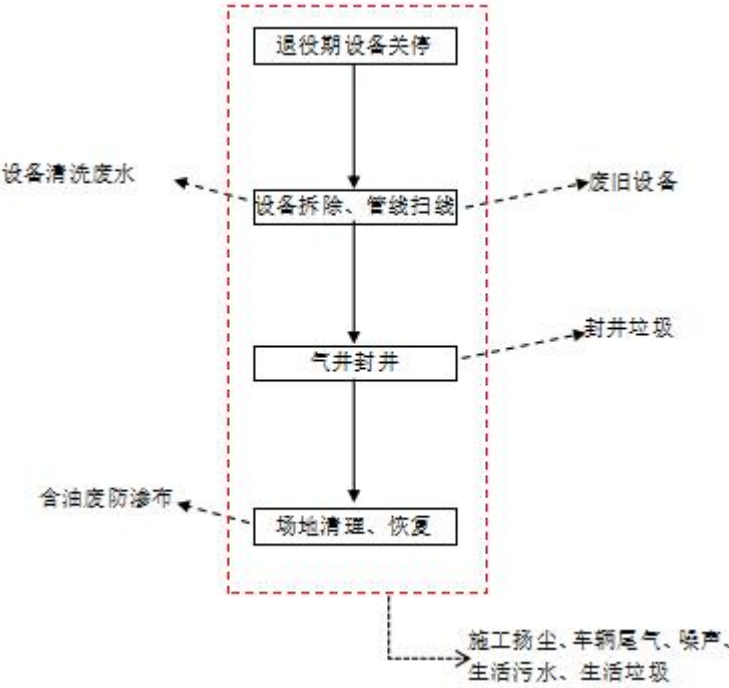


图 3.5-6 退役期工艺流程及产污节点图

3.5.5 生态影响因素分析

本工程基建 3 口气井、1 座达深 32 预处理站改扩建，配套建设集输管道、供配电、道路、数字化工程。新增总占地面积为 15.1335hm^2 ，其中永久占地 3.2879hm^2 ，包括永久占耕地（基本农田） 1.7279hm^2 ，永久占建设用地 1.56hm^2 ；临时占耕地（基本农田） 11.8456hm^2 。

本工程建设对生态的影响主要在施工期，其不利影响主要表现为：场地平整、管沟开挖、场站建设、施工机械、车辆和人员践踏等活动造成土壤扰动和植被的破坏。这种影响是短期可逆的。

（1）井场、管道敷设、道路、场站建设

施工过程对环境的影响主要来自井场、场站、道路、管道施工作业带清理、开挖管沟等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对占地内土壤的扰动和植被的破坏，造成的土地裸露加剧水土流失。本工程管道施工作业带宽度约 10m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2-3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。

（2）对土壤侵蚀的影响

施工对土地的开挖，造成土地裸露，加剧沿线的土壤风蚀。

（3）对植被的影响

对植被最主要的影响是施工期占地范围内对植被破坏，另外土地开挖、车辆运输带起的扬尘自然沉降在周围植物的叶片上，阻塞气孔，影响植物呼吸作用和光合作用，有碍作物生长，还有车辆运行和施工机械的尾气含有 NO_x 等气体，可破坏敏感植物的叶组织，造成褪色伤斑。不过以上这些不利影响主要是短期的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

退役期设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失；对废弃的井场应采取生态恢复措施，可使气田区域内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高；退役期道路在征求当地群众的基础上，能够农业生产利用的继续保留，不能就地利用需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。

3.6 污染源源强核算

3.6.1 施工期污染源源强核算

3.6.1.1 废气

施工期废气主要为钻井工程柴油机燃烧排放的烟气及钻井时期地面平整，地面工程施工时管沟开挖、道路敷设、土方堆填，站场工程地面施工、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，管道焊接过程产生的焊接烟尘，施工设备和运输车辆尾气，以及试过过程产生的燃烧废气。

(1) 柴油机排放的烟气

本项目钻井时期供电由井场自备柴油发电机供给，ZJ-50D 钻机配备柴油机 3 台（运 2 备 1），功率 895.2kW，柴油油耗约为 209.4g/kwh，本项目总钻井时间 265d，钻进时间约 200d，柴油机运转负荷按 70%计，可计算得钻井期 ZJ-50D 钻机柴油消耗量约 2165.6t。

柴油发电机运转时产生燃烧烟气主要污染物为 SO_2 、 NO_x 和颗粒物。根据《环境保护实用数据手册》（胡名操主编）表 2-37 燃料油（低位发热量为 10772kcal/kg）燃烧的理论空气量为 10-13Nm³/kg/物料，结合该资料中表 2-40 中重油（低位发热量为 9470kcal/kg，当空气过剩系数为 1 时）燃烧产生废气量与所需空气量的关系，推算出柴油（低位发热量为 10200kcal/kg）燃烧过程废气量为 10.02-13.03Nm³/kg/物料，柴油燃烧过空系数取 1.2，则燃烧 1kg 柴油约产生 12.21-15.6Nm³ 的烟气，保守考虑柴油发电机产生烟气量按每公斤柴油产生 12m³ 计。

根据《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材：社会区域类环境影响评价》中计算参数可知，柴油发电机运行污染物排放系数为：颗粒物 0.31kg/t、 SO_2 2.24kg/t、 NO_x 2.92kg/t、CO 0.78kg/t、 C_mH_n 2.13kg/t。核算项目柴油机污染物排放情况见表 3.6-1。

表 3.6-1 柴油机燃烧废气及污染物排放表

柴油耗量 (t)	烟气量 (10 ⁴ m ³)	排放总量 (t)				
		颗粒物	SO_2	NO_x	CO	C_mH_n
2165.6	2598.8	0.6713	4.8509	6.3235	1.6891	4.6127

(2) 施工扬尘

本项目施工扬尘主要来自平整土地、开挖土方、材料运输、装卸等过程，其污染范围和程度与施工工艺、施工管理、土方含水率、气象条件、土方工程量等多种因素有关。本项目所在区域平坦空旷，大气扩散条件好。管线敷设、各种施工材料的运输给道路沿线带来扬尘污染，运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。

①施工产生的施工扬尘

根据《大气环境影响评价实用技术》（中国环境出版社）中北京市环境保护科学研究院对多个建筑施工场地的施工扬尘情况（包括清理渣土、土方挖掘、现场堆放、车辆往来）进行现场监测的数据，具体见表 3.6-2。

表 3.6-2 施工场地扬尘污染的颗粒物浓度值 单位：mg/m³

工程名称	工地内	工地上风向	工地下风向		
		50m	50m	100m	150m
侨办工地	0.759	0.328	0.502	0.367	0.336
金属材料总公司工地	0.618	0.325	0.472	0.356	0.332
广播电视部工地	0.596	0.311	0.434	0.376	0.309
劲松小区工地	0.509	0.303	0.538	0.465	0.314
平均值	0.6205	0.3167	0.4865	0.390	0.322

项目施工工地的扬尘主要来自运输车辆的行驶、土方开挖、回填使用的材料的露天堆放产生，工地内的扬尘浓度在 1mg/m³ 以内。

本项目井场、管道、道路、站场施工面积约为 15.1335hm²。参考土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 0.01-0.05mg/m²·s，考虑最不利情况，TSP 产生系数取 0.05mg/m²·s，取施工现场的扰动面积为 70%，按每天施工时间 8h 计算，施工扬尘产生量为 152kg/d（19kg/h）。

②运输车辆产生的扬尘

油田开发时各类运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。但由于车辆数量与每辆车行驶里程不易确定，因此本次评价仅简单分析。

（3）焊接烟尘

本项目在管道接口处进行焊接时，采用二氧化碳气体保护焊技术，使用药芯焊丝焊接，利用二氧化碳气体做为保护气体，焊接过程中，在高温电弧作用下，焊丝端部及其母材被熔化，溶液表面剧烈喷射由药皮焊芯产生的高温高压蒸汽并向四周扩散。当蒸汽进入周围空气中时，被冷却并氧化，部分结成固体微粒，形成由气体和固体微粒组成的焊接烟尘。焊接烟尘中的主要成分是金属氧化物。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中机械行业系数手册，药芯焊丝颗粒物产生量为 20.5kg/t 原料，本项目焊丝使用总量约为 200kg，焊接烟尘（颗粒物）的产生最大量为 0.004t。

（4）施工机械、运输车辆排放的废气

油田开发时各类运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。但由于车辆数量与每辆车行驶里程不易确定，因此，本次评价仅简单分析。

（5）试气废气

井口分离器分离出的试气天然气通过放喷管线引入井场临时设置的放空火炬燃烧后排放，放空火炬高为5m，设置于井口50m以外，且距离发电房等易产生明火的位置20m以上，放空排放管内径88.9mm。根据大庆油田近年来气田开发实际情况，放空属于短时非正常工况排放，其产生燃烧产污为CO₂、H₂O，项目产生的试气采出气均经过放喷管顶端设自动点火装置燃烧后，不排放非甲烷总烃，对环境的影响较小。

3.6.1.2 废水

施工期废水主要为钻井废水、试气产液、压裂返排液、管线试压废水及施工人员生活污水。

(1) 钻井废水

钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水，主要含有泥浆和岩屑等污染物。经调查，钻井废水产生量随钻井周期、钻井深度变化。参考大庆油田已有生产经验，钻井过程中平均每钻进1000m，产生钻井废水20m³。本项目钻井总进尺14942m，水基泥浆钻井废水产生量为298.84m³。

本项目钻井废水用于水基钻井液补水或配浆过程使用，钻井泥浆在泥浆循环系统内重复循环，钻井结束后与废弃钻井泥浆、岩屑共同混合为废弃钻井泥浆，由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。

(3) 压裂返排液

本项目3口气井需要压裂，根据建设单位提供资料，单井压裂返排液产生量约600m³，类比油田多年生产经验，压裂返排液污染物主要为COD和SS，其浓度一般在3000mg/L、500mg/L，本项目3口气井压裂共计产生压裂返排液1200m³，由罐车拉运至卫一联压裂返排液处理站处理，处理后管输至卫一联含油污水处理站，处理达标后回注地下油层。

(4) 试气产液

本工程试气作业时在井口安装分离器将试气产液进行气液分离，其中的天然气通过放空管线引入井场临时设置的放空火炬燃烧处理，试气产液经计量池计量后贮存于储液罐内，单井试气周期约5d，单井试气期间产液量约为40m³。本项目3口气井试气产液量约为600m³。由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015)限值“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L”，回注地下，不外排。

(5) 新建管道试压废水

新建管道要进行试压作业，管道试压用水量见表 3.4-1，总用水量为 721.18m³，试压废水按用水量的 95%计算，清管试压废水产生量为 685.12t，主要污染因子为 SS，经集水槽（钢制可移动）收集后，由罐车（泵入）拉运至升一联气田污水预处理站处理。

（6）生活污水

根据公用工程分析，本项目总生活用水量约 613m³，生活污水产生量按用水量的 80%计，总生活污水量约为 490.4m³，主要污染因子为 COD、氨氮等，施工期井场生活污水排放到临时防渗旱厕，定期清掏，防渗旱厕在钻井结束后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。地面施工期生活污水排入附近已建防渗旱厕，定期清掏。

3.6.1.3 噪声

（1）钻井工程

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表A.2常见施工设备噪声源不同距离声压级，本项目钻井过程中的噪声源主要是搅拌机、钻井泵、钻台电机、柴油机、风机、振动筛、除砂器噪声等，钻井工程噪声源为距声源5m处噪声，详见表3.6-3。

表 3.6-3 钻井工程施工机械噪声统计表 单位：dB（A）

设备名称	距声源（m）	噪声值 dB（A）
搅拌机	5	85-90
钻井泵	5	88-95
钻台电机	5	80-90
柴油机	5	95-102
风机	5	88-92
振动筛	5	80-88
除砂器	5	80-88

（2）压裂工程

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表A.2常见施工设备噪声源不同距离声压级，压裂工程噪声源主要是压裂车和混砂车。压裂工程噪声源为距声源5m处噪声，详见表3.6-4。

表 3.6-4 压裂工程施工机械噪声统计表 单位：dB（A）

设备名称	距声源（m）	噪声值 dB（A）
压裂车	5	70-75
混砂车	5	80-90

（3）地面工程

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表A.2常见施工设备噪声源不同距离声压级，地面工程噪声源详见表3.6-5。

表 3.6-5 地面工程施工机械噪声统计表 单位: dB (A)

设备名称	距声源 (m)	噪声值 dB (A)
挖掘机	5	82-90
吊装机	5	80-86
推土机	5	83-88
电焊机	5	90-96
压路机	5	80-90
重型运输车	5	82-90

3.6.1.4 固体废物

施工期固体废物主要为废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废弃包装袋、废氢氧化钾包装袋、废防渗布、管道施工废料、建筑垃圾、施工人员生活垃圾。

(1) 一般工业固体废物

本项目产生的一般工业固体废物包括废弃钻井泥浆、钻井岩屑、膨润土等废弃包装袋、管道施工废料、建筑垃圾。

① 废弃钻井泥浆

本项目钻井期间采用水基钻井液体系,产生的废弃钻井泥浆属于一般工业固体废物。对照《一般固体废物分类与代码》(GB/T39198-2020)中相关划分方法,本项目产生废弃钻井泥浆代码为 072-001-99,陆地天然气过程中产生的其他废物。

根据《徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程项目工程方案》可知,本项目 3 口气井钻井水基钻井液使用量为 1294m³,损耗量为 183m³,则废弃水基钻井液产生量为 1111m³。废弃钻井泥浆属于一般固体废物,与水基泥浆钻井废水、水基泥浆钻井岩屑一起,由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。

② 钻井岩屑

钻井过程中,岩石经钻头和钻井液研磨破碎成岩屑,其中部分岩屑混进钻井液中,剩余岩屑经钻井液循环携带至井口。根据大庆油田多年施工经验,每钻井 1000m 进尺产生岩屑 24m³。

根据工程钻井方案估算,本项目总钻井深度为 14942m,钻井期内产生钻井岩屑量约为 358.608m³,钻井岩屑属于一般固体废物,对照《一般固体废物分类与代码》(GB/T39198-2020)中相关划分方法,钻井岩屑代码为 072-001-99,陆地天然气开采过程中产生的其他废物。与钻井废水、废弃钻井泥浆一起,由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。

③ 膨润土等废弃包装袋

本项目施工期钻井期间使用的原辅材料中,膨润土、纯碱等原料基本无毒性,此类

包装袋均属于一般工业固体废物。根据大庆油田已有生产经验，单井膨润土、纯碱等废包装袋产生量约为 0.0015t，本项目共新钻 3 口井，膨润土、纯碱等废包装袋产生量约为 0.0045t，属于一般固体废物，拉运至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。

④管道施工废料

管道施工废料产生量以 200kg/km 管道计，本工程新建站外单井采气管线 5.54km，预处理站至集气站集气管道 16km，污水外输管道 16km，合计 37.54km。管道施工废料产生量为 7.508t，主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料施工废料，属于一般工业固废，拉运至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。

②废防渗布

本项目钻前工程期间，按照相应防渗要求对井场等区域铺设防渗布进行防渗处理，单块防渗布重量按 250kg（12m×12m）计，平均每口井作业用 3 块，本项目废弃防渗布最大产生量约 2.25t。

③废射孔液

本项目单井产生废射孔液约 36m³，3 口气井共计产生废射孔液 108m³，属于一般固体废物，与钻井废水、废弃钻井泥浆一起，由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。

（2）危险废物

本项目所使用原辅材料中，氢氧化钾具有一定毒性，因此其包装袋属于危险废物，对照《国家危险废物名录（2021 年版）》（生态环境部 令第 15 号）中相应分类，其危险废物代码为“HW49-900-041-49，含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质”，单井废氢氧化钾包装袋产生量约为 0.0005t，本项目 3 口气井废氢氧化钾包装袋产生总量约 0.0015t，废氢氧化钾包装袋暂存在井场危险废物贮存点，委托有危废处置资质的单位进行处置。

（3）建筑垃圾

根据《中国城市建筑垃圾产量计算及预测方法》，土建施工过程建筑垃圾的产生系数为 550t/万 m²，本项目扩建达深 32 预处理站，总建筑面积 414m²，污水池面积为 400m²，则本项目施工期建筑垃圾的产生量约为 45t，拉运至绥化市建筑垃圾消纳场处理。

（4）生活垃圾

本项目生活垃圾按每人每天产生 0.5kg 估算，钻井施工时间为 265d（钻井时期 1 个钻井队施工，钻井队施工人数为 10 人），钻井时期生活垃圾产生量为 1.325t；储层改造

工程施工时间为 60d（单口井压裂试气时间为 20d，压裂队施工人数为 10 人），储层改造时期生活垃圾产生量为 0.3t；地面工程施工时间为 120d（施工人数约 30 人），地面工程时期生活垃圾产生量为 1.8t，施工期生活垃圾总量为 3.425t，生活垃圾统一收集，委托环卫部门处理。

3.6.1.5 施工期污染源源强核算统计

施工期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.6-6，施工期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.6-7，施工期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.6-8，施工期固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.6-9。

表 3.6-6 施工期废气污染源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放 时间 /d
				核算方 法	废气产生 量 10 ⁴ m ³	产生浓 度 mg/m ³	产生量 t	工艺	效率 /%	核算方 法	废气排放 量 10 ⁴ m ³	排放浓度 mg/m ³	排放量 t	
钻井	柴油 发电 机	燃烧 烟气	SO ₂	系数法	2598.8	186.7	4.8509	/	0	系数法	2598.8	186.7	4.8509	400
			NO _x			243.3	6.3235					243.3	6.3235	
			颗粒物			25.8	0.6713					25.8	0.6713	
			CO			65.0	1.6891					65.0	1.6891	
			C _m H _n			177.5	4.6127					177.5	4.6127	
	管道 焊接	焊接 烟尘	颗粒物	系数法	/	/	0.004	直排	/	系数法	/	/	0.004	240h
	施工 机械	车辆 尾气	颗粒物	由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易 确定，固不对其进行定量计算				车辆和施工机 械选用优质汽 油及柴油，尾 气达标排放		/	/	/	/	520
			CO											
			THC											
	施工 场地	施工 扬尘	颗粒物	系数法	/	小于 1.0	/	洒水抑尘，车 辆苫盖，降尘 70%		/	/	小于 1.0	/	520

表 3.6-7 施工期废水污染源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施%			污染物排放				排放 时间/d
				核算 方法	废水产生 量 m³	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率 /%	核算 方法	废水排放 量 m³	排放 浓度 mg/L	排放 量 t	
钻井 井场	钻机	钻井 废水	COD	类 比 法	298.84	混合为废弃钻井 泥浆，不单独排放 废水		由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井 液集中处理站进行无害化处理。	100	类 别 法	0	0	0	265
		SS												
压裂 试气	井场	压裂 返排 液	COD		1200	/	/	由罐车拉运至卫一联压裂返排液处理站，处 理达标后回注地下油层	100		0	0	0	60
		SS												
			试气 产液		石油类	600	/	/	由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，处 理达标后回注地下油层		100	0	0	
管道 试压	新建 管道	试压 废水	SS		685.12	10	0.007	由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，处 理达标后回注地下油层	100		0	0	0	120
生活 区	生活 区	生活 污水	COD		490.4	300	0.147	施工期井场生活污水排放到临时防渗旱厕， 定期清掏，防渗旱厕在钻井结束后进行卫生 填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。地面 施工期生活污水排入附近已建防渗旱厕，定 期清掏。	100		0	0	0	520
			SS			150	0.074							
			NH ₃ -N			30	0.015							

表 3.6-8 施工期噪声污染源强核算结果及相关参数一览表 单位: dB (A)

工序	装置	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间
				核算方法	噪声值	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值	
钻井施工	施工机械	搅拌机	连续稳态声源	类比法	85-90	选用低噪声设备、 定期维护保养	/	类比法	85-90	400d
		钻井泵	连续稳态声源	类比法	88-95		/	类比法	88-95	
		钻台电机	连续稳态声源	类比法	80-90		/	类比法	80-90	
		柴油机	连续稳态声源	类比法	95-102		/	类比法	95-102	
		风机	连续稳态声源	类比法	88-92		/	类比法	88-92	
		振动筛	连续稳态声源	类比法	80-88		/	类比法	80-88	
		除砂器	连续稳态声源	类比法	80-88		/	类比法	80-88	
压裂试气 施工		压裂车	连续稳态声源	类比法	82-90		/	类比法	82-90	30d
混砂车		连续稳态声源	类比法	82-90	/		类比法	82-90		
地面及站 场工程施 工		挖掘机	流动声源	类比法	82-90		/	类比法	82-90	80d
		吊装机	流动声源	类比法	80-86		/	类比法	80-86	
		推土机	流动声源	类比法	83-88		/	类比法	83-88	
		电焊机	流动声源	类比法	90-96		/	类比法	90-96	
		压路机	流动声源	类比法	80-90		/	类比法	80-90	
		重型运输车	流动声源	类比法	82-90		/	类比法	82-90	

表 3.6-9 施工固体废物源强统计表

工序	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量	核算方法	处置量	
钻井工程	钻井设备	废弃钻井泥浆	一般工业固体废物	类比法	1111m ³	类比法	1111m ³	由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理
		钻井岩屑			358.608m ³		358.608m ³	
		废射孔液			108m ³		108m ³	
		膨润土、纯碱等废弃包装袋			0.0045t		0.0045t	拉运至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋处理
		废防渗布			2.25t		2.25t	
		废氢氧化钾包装袋			0.0015t		0.0015t	委托资质单位处理
地面工程	管道施工	管道施工废料	一般工业固体废物	类比法	7.508t	类比法	7.508t	拉运至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋处理
	站场施工	建筑垃圾	/		260t		260t	拉运至绥化市建筑垃圾消纳场处理
	生活区域	生活垃圾	/		3.425t		3.425t	委托环卫部门处理

3.6.2 运营期污染源强核算

3.6.2.1 正常工况

(1) 废气

①无组织挥发烃类气体

本工程无组织逸散的烃类气体，排放节点主要为达深 32 预处理站集输系统及处理装置、气井井口的阀门等连接件处，排放形式为面源。根据国家环保部 2014 年发布的《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，天然气开采挥发性有机物排放系数推荐值为 0.5%，本工程总产气量 $0.61 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，天然气密度按 $0.71 \text{kg}/\text{m}^3$ 计。可计算本工程 VOCs 无组织排放总量为 21.66t/a。

以《2005 年中国温室气体清单研究》和《2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南》划分办法为基础，经过对天然气项目非甲烷总经无组织排放的研究测算后得出以下结论，天然气开采全过程非甲烷总经主要逸散点为井场、集气站、天然气处理增压外输站，其中井场和集气站所占比例约为 50%，天然气处理及增压外输站约为 50%。结合天然气开采井口甲烷排放因子为 $2.5 \text{t}/\text{a} \cdot \text{个}$ ，集气站设备逃逸 $27.9 \text{t}/\text{a} \cdot \text{个}$ ，集气站工艺放空 $23.6 \text{t}/\text{a} \cdot \text{个}$ ，本项目集气系统涉及 3 座井场、1 座集气站，则井场、集气站以及事故性放空的非甲烷总经排放比例约为 7.5:27.9:23.6，由于事故性放空属于点燃排放，因此放空非甲烷总经不计入非甲烷总经核算，因此本工程涉及的逸散点主要为井场和集气站，因此本工程井场和集气站的非甲烷总经挥发量为 $21.66 \times 50\% \times 58.3\% = 6.31 \text{t}/\text{a}$ ，按照井场和集气站的比例进行计算，达深 32 预处理站非甲烷总经挥发量为 $6.31 \times 27.9/35.4 = 4.97 \text{t}/\text{a}$ ，3 座井场非甲烷总经挥发量合计为 $6.31 \times 7.5/35.4 = 1.34 \text{t}/\text{a}$ ，单座井场非甲烷总经挥发量为 0.45t/a。

②加热装置燃烧烟气

本工程运行期产生的废气主要来自达深 32 预处理站现有一体化撬（0.5MW）加热炉和新建三甘醇脱水加热炉（1.0MW）排放的烟气。

本工程加热装置均为燃气炉，燃烧天然气为本项目气井采出气，其天然气组分见表 3.1-12。天然气燃烧产生的烟气较为清洁，经 8m 高烟囱排放（高于周围 200m 建筑物高度 3m 以上），

根据《宋深 9H 区块达深 32 井 2020 年产能建设地面工程项目竣工环境保护验收调查报告》中对达深 32 预处理站加热炉监测结果，污染物浓度颗粒物取 $7.7 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 取 $10 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 取 $109 \text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 < 1 级，均能够达到《锅炉大气污染物排放标准》

(GB13271-2014) 新建锅炉标准要求。实际烟气排放量为 $25.86 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$, 各污染物排放量为 SO_2 --0.00259 NO_x ---0.02814 颗粒物--0.00198

根据设计方案, 撬新增燃气量约 $0.57 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$, 三甘醇装置新增燃气量约 $0.03 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$, 项目合计新增燃气量为 $0.60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$,

类比《2017 年徐深气田徐深 9 区块产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》中对三甘醇脱水装置 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 监测结果, 污染物浓度颗粒物取 $12.0 \text{mg}/\text{m}^3$, SO_2 取 $25 \text{mg}/\text{m}^3$, NO_x 取 $94 \text{mg}/\text{m}^3$, 烟气黑度 < 1 级, 均能够达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 新建锅炉标准要求。根据《纳入排污许可管理的火电等 17 个行业污染物实际排放量计算方法(含排污系数、物料衡算方法)》表 B.5 中燃气锅炉的废气产排污系数($139854.28 \text{m}^3/\text{万 m}^3$ -原料)。本项目新增加的大气污染物排放情况详见表 3.6-10。

表 3.6-10 加热装置新增大气污染物排放情况 (t/a)

序号	污染源名称	数量	烟囱高度	燃气量	烟气排放量	污染物排放总量		
						SO_2	NO_x	颗粒物
1	撬	1	8	$0.57 \times 10^4 \text{m}^3$	$7.752 \times 10^4 \text{m}^3$	0.00078	0.00845	0.00060
2	三甘醇	1	8	$0.03 \times 10^4 \text{m}^3$	$0.408 \times 10^4 \text{m}^3$	0.00010	0.00038	0.00005
3								
					$26.268 \times 10^4 \text{m}^3$	0.00269	0.02852	0.00203

③温室气体排放

本工程温室气体核算边界为运行期新建井场到新建集气站, 根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》, 温室气体排放总量计算公式如下:

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} + E_{\text{GHG-火炬}} + \sum_S (E_{\text{GHG-工艺}} + E_{\text{GHG-逃散}}) - R_{\text{CH}_4\text{-回收}} \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{-回收}} + E_{\text{CO}_2\text{-净电}} + E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$$

其中: E_{GHG} 为温室气体排放总量, 单位为吨二氧化碳当量;

$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}}$ 为企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放, 单位为吨 CO_2 ;

$E_{\text{GHG-火炬}}$ 为企业因火炬燃烧导致的温室气体排放, 单位为吨 CO_2 当量;

$E_{\text{GHG-工艺}}$ 为企业各业务类型的工艺放空排放, 单位为吨 CO_2 当量;

$E_{\text{GHG-逃散}}$ 为企业各业务类型的设备逃逸排放, 单位为吨 CO_2 当量;

s 为企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{CH_4\text{回收}}$ 为企业的 CH_4 回收利用量，单位为 CH_4 吨；

GWP_{CH_4} 为 CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势（GWP）值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21；

$R_{CO_2\text{回收}}$ 为企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2\text{净电}}$ 为企业净购入电力隐含的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{CO_2\text{净热}}$ 为企业净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

本项目 $E_{GHG\text{火炬}}$ 、 $R_{CH_4\text{回收}}$ 、 $R_{CO_2\text{回收}}$ 、 $E_{CO_2\text{净热}}$ 均为 0。

A、 $E_{CO_2\text{燃烧}}$

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》附录二：相关参数缺省值表 2.1 常见化石燃料特性参数缺省值，天然气低位发热量取 389.31GJ/万 Nm^3 ；单位热值含碳量 15.30×10^{-3} 吨碳/GJ；燃料碳氧化率 99%；本工程新增加热装置满负荷燃气量为 32.5 万 Nm^3/a ；

则 $E_{CO_2\text{燃烧}} = 32.5 \times 389.31 \times 15.30 \times 10^{-3} \times 99\% \times 44/12 = 702$ 吨 CO_2 /年。

B、 $E_{GHG\text{工艺}}$ 和 $E_{GHG\text{逃散}}$

天然气开采业务工艺放空排放及逃逸排放主要发生于天然气开采中的井口装置、集气站等。

本工程基建气井 2 口，新建 1 座集气站。根据指南中天然气系统不同设施 CH_4 排放因子缺省值，经计算：

$E_{GHG\text{工艺}} + E_{GHG\text{逃散}} = (2 \times 2.5 + (27.9 + 23.6)) \times 21 = 1186.5$ 吨 CO_2 /年。

C、 $E_{CO_2\text{净电}}$

本工程购入的电力消费引起的 CO_2 排放按下式计算：

$E_{CO_2\text{净电}} = AD \text{ 电力} + EF \text{ 电力}$

式中：AD 电力为企业净购物的电力消费，单位为 MWh；

$EF_{\text{电力}}$ 为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2 /MWh；

本工程耗电量为 161.1 万 kWh/a，根据《关于做好 2023-2025 年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知》（2023.2.7）可知，2022 年度全国电网平均排放因

子为 0.5703 吨 CO₂/(MWh)。则计算可得 $E_{\text{CO}_2\text{净电}}=1611\times 0.5703=16506.2$ 吨 CO₂/年。

$$E_{\text{GHG}}=702+1186.5+16506.2=18394.7 \text{ 吨 CO}_2。$$

(2) 废水

本项目运营期废水为气井采出水、生活污水。

①气井采出水

气井采出水主要是从工艺设备分离出来的含烃废水，主要含有少量 FeS 和其它烃类有机杂质。气井采出水靠余压直接进入新建污水储罐，然后经新建污水外输管线进入汪深 1 集气站汇集，再经管线输送至升一联气田污水预处理站处理，水质达到《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SY DQ0639-2015)回注水指标限值要求(含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤5.0mg/L)后回注地下油层。根据本工程十年间产水量预测，气田含水量是逐年增加的趋势，本工程 3 口气井气田采出水量最大值为 75m³/d，年最大产水量为 27375m³。新建三甘醇脱水装置规格为 50×10⁴Nm³/d，能够完成采出气脱水要求。

②生活污水

本项目运营期不新增定员，不新增生活污水。

(3) 噪声

本工程噪声源主要是达深 32 预处理站加热装置、机泵产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ2034-2013)，声源强度 70-100dB(A)。

(4) 固体废物

本项目运营期每天在岗人数为 3 人，生活垃圾按每人每天产生 0.5kg 估算，则生活垃圾产生量为 0.5t/a。

3.6.2.2 非正常工况

(1) 废气

本工程在运行期间非正常工况主要是气井测试作业过程中挥发的非甲烷总烃经放空火炬燃烧，产生的烟气；设备维修作业、超压排放等产生的非甲烷总烃经放空火炬燃烧产生的烟气。本项目非正常状况排放的非甲烷总烃量较小，经火炬然后后对环境的影响较小。

(2) 固体废物

①废三甘醇

达深 32 预处理站内三甘醇脱水装置检修时会产生废三甘醇。本工程三甘醇脱水工

艺每年检修时更换一次三甘醇，由厂家来进行检修，检修中产生的废三甘醇约 3.0t，为一般工业固体废物，由厂家回收。

②废活性炭滤芯

达深 32 预处理站内三甘醇脱水装置检修时会产生废活性炭滤芯。更换废活性炭滤芯约 0.1t，为危险废物，废活性炭废物类别 HW49 其他废物，滤芯危废代码为 900-039-49，委托有资质单位定期处置。拉运过程中严格执行危险废物转移联单制度。

③井口砂粒

近年，由于气井投产后地层未完全闭合原因，导致偶有气井在投产初出现地层压裂砂、地层砂被采出气气流带到地面的现象，为避免这部分砂粒对场站设备造成损伤，本工程气井井口安装有井口除砂器，投产初会定期检查井口除砂器，如有砂粒，委托有资质单位处置。气井如产生这部分砂粒，单井产生量约为几十克，本项目 3 口气井按照 0.1kg/a 计，这部分砂粒内会混有烃类物质，为危险废物，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 072-001-08。

3.6.2.3 运营期污染源强核算

废气污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.6-11，废水污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.6-12，噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.6-13，固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.6-14。

3.6.3 退役期污染源源强核算

3.6.3.1 废气

退役期废气主要为施工扬尘以及运输车辆尾气。

(1) 施工扬尘

本项目施工扬尘主要来自平整土地、开挖土方、装卸等过程，其污染范围和程度与施工工艺、施工管理、土方含水率、气象条件、土方工程量等多种因素有关。本项目所在区域平坦空旷，大气扩散条件好，工地内的扬尘浓度在 $1\text{mg}/\text{m}^3$ 以内。

(2) 施工机械、运输车辆排放的废气

油田开发时各类运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。但由于车辆数量与每辆车行驶里程不易确定，因此，本次评价仅简单分析。

3.6.3.2 废水

退役期管线采用氮气扫线，废水主要为设备清洗废水及生活污水。

（1）设备清洗废水

参考大庆油田已有生产经验，清洗废水产生量为 $0.52\text{m}^3/\text{井次}$ ，若本次投产的 3 口气井全部退役，则清洗废水约为 1.56m^3 ，主要污染因子为石油类、SS，清洗过程中在现场钢槽中进行，清洗废水收集后由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理。

（2）生活污水

退役期生活污水排入已建防渗旱厕，定期清掏拉运至安达市龙顺达石油化工有限公司处理。

3.6.3.3 噪声

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表A.2常见施工设备噪声源不同距离声压级，退役期施工机械噪声源详见表3.6-15。

表 3.6-15 退役期施工机械噪声统计表 单位：dB（A）

设备名称	距声源（m）	噪声值 dB（A）
挖掘机	5	82-90
吊装机	5	80-86
推土机	5	83-88
重型运输车	5	82-90

3.6.3.4 固体废物

退役期固体废物主要为封井垃圾、拆除废旧设备、含油废防渗布、生活垃圾。

（1）拆除废旧设备

若本次投产的 3 口气井全部退役，则拆除的气井装置等回收至大庆钻探工程有限公司资产回收库。

（2）含油废防渗布

拆除施工时井场铺设防渗布，单块防渗布重量按 250kg （ $12\text{m}\times 12\text{m}$ ）计，平均每口井作业用 3 块，防渗布可能滴落含烃废水，退役期含油废防渗布最大产生量约 2.25t 。

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油废弃防渗布为危险废物，类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。含油废防渗布在作业结束后，委托有资质单位转运处置。

（3）封井垃圾

本项目退役期井场地面设施拆除、场地清理过程会产生少量固废，根据大庆油田已有生产经验，单井封井垃圾产生量为 0.2t ，若本次投产的 3 口气井全部退役，则封井垃

圾产生量约为 0.6t，属于一般工业固体废物。封井垃圾收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场填埋处理。

（4）生活垃圾

退役期生活垃圾统一收集，委托环卫部门处理。

3.6.4 危险废物汇总

本工程产生的危险废物主要为施工期产生的废氢氧化钾包装袋，运营期产生的废活性炭滤芯、井口砂粒，随时产生随时清理，危险废物汇总表见表 3.6-16。

表 3.6-11 运营期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间/d
				核算方法	废气产生量 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	产生浓度 mg/m^3	产生量 t/a	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	排放浓度 mg/m^3	排放量 t/a	
天然气集输	井场、集气站	无组织排放烃类气体	VOCs	产污系数法	/	/	21.66	/	0	产污系数法	/	/	21.66	365
天然气处理	加热炉	燃烧烟气	SO ₂	排污系数法、类比法	279.7	10	0.026	/	0	排污系数法、类比法	279.7	10	0.026	365
			NO _x			68	0.028					68	0.028	
			颗粒物			9.2	0.190					9.2	0.190	
	三甘醇脱水装置	燃烧烟气	SO ₂	排污系数法、类比法	139.9	10	0.013	/	0	排污系数法、类比法	139.9	10	0.013	365
			NO _x			68	0.014					68	0.014	
			颗粒物			9.2	0.095					9.2	0.095	
天然气开采	井场、集气站、集气管道	温室气体	CO ₂ 、CH ₄	物料衡算	/	/	18394.7 吨 CO ₂	燃烧清洁能源	/	物料衡算	/	/	18394.7 吨 CO ₂	365

表 3.6-12 运营期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施%		污染物排放				排放 时间/d
				核算 方法	废水产 生量 m³/a	产生浓 度 mg/L	产生量 t/a	工艺	效率 /%	核算 方法	废水排 放量 m³	排放浓 度 mg/L	排放 量 t/a	
三甘醇脱水	污水罐	含烃废水	烃类油基杂质	物料衡算法	27375	/	/	用罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理，处理后回注地下油层，不外排	100	/	0	0	0	365

表 3.6-13 运营期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间/h
				核算方法	噪声值	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值	
场站运行	机泵	加药泵、热水泵、污水泵	连续稳态声源	类比法	90-100	选用低噪音设备，设置减震基础，机泵设置于厂房	20	类比法	70-80	8760
	加热装置	加热炉	连续稳态声源	类比法	70-80		/	类比法	70-80	8760

表 3.6-14 运营期固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量 t/a	工艺	处置量 t/a	
天然气脱水	三甘醇脱水装置	废三甘醇	一般工业固体废物	类比法	3	/	3	由厂家回收
		废活性炭滤芯	危险废物	类比法	0.1	/	0.1	委托资质单位处理
井口	井口	井口砂粒	危险废物	类比法	0.0001	/	0.0001	委托资质单位处理

表 3.6-16 危险废物产生情况汇总一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	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
1	废氢氧化钾包装袋	HW49	900-041-49	0.001	钻井作业	固态	毒性物质	/	0.0005 t/次	T/I	委托有资质单位处理
7	废活性炭滤芯	HW49	900-039-49	0.1t	三甘醇脱水装置	固态	石油类	/	0.1t/次	T/I	委托有资质单位处理
8	井口砂粒	HW08	072-001-08	0.0001t	井场	固态	石油类	/	0.00005t/次·井	T/I	委托有资质单位处理

本项目运营期各种污染物产生与排放情况见表3.6-17。

表3.6-17 项目运营期各类污染物排放情况汇总表

污 染 物			产 生 量	处 理 措 施	排 放 量
井场、集气站挥发烃类气体		VOCs	21.66/a	密闭集输	21.66t/a
新建集气站加热炉燃烧废气	新增总量		454.6万m³/a	经8m高排气筒排放	454.6万m³/a
	SO ₂		0.045t/a		0.045t/a
	NO _x		0.309t/a		0.309t/a
	颗粒物		0.042t/a		0.042t/a
井场、集气站、集气管道		温室气体	18394.7吨CO ₂	/	18394.7吨CO ₂
气井采出水		含烃废水	27375t/a	进入新建污水储罐，然后经新建污水外输管线进入汪深1集气站汇集，再经管线输送至升一联气田污水预处理站处理，处理后水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）回注水指标限值要求（含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤5.0mg/L）后回注地下油层，不外排。	0
非正常工况下	固体废物	废活性炭滤芯	3t/a	由厂家回收	0
		井口砂粒	0.1t/a	委托资质单位更换处理。	0
		废活性炭滤芯	0.0001t/a	委托资质单位处理	0

3.7 污染物“三本账”汇总

由于本项目施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，本项目运营期废水、固体废物不排入外环境，因此，本次评价只对本项目运营期大气污染物排放情况进行核定，污染物“三本账”汇总见表 3.7-1。

表 3.7-1 污染物“三本账”汇总一览表 单位：t/a

类别	污染物	单位	现有工程排放量	本工程产生量	“以新带老”削减量	改扩建后全厂排放量	增减量变化
废气	烟气量	10 ⁴ m ³ /a	140	454.6	140	594.6	+454.6
	SO ₂	t/a	0.014	0.045	0.014	0.059	+0.045
	NO _x	t/a	0.095	0.309	0.095	0.404	+0.309
	颗粒物	t/a	0.013	0.042	0.013	0.055	+0.042
	VOCs	t/a	25.9	28.4	0	54.3	+28.4

3.8 清洁生产分析

3.8.1 清洁生产概述

《中华人民共和国清洁生产促进法》中规定：清洁生产是指不断采取改进设计、使

用清洁生产的能源和原料、用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

本工程实行清洁生产，通过生产全过程控制和资源能源的合理配置，最大限度地把原料转化为产品，把污染消灭在生产过程中，达到节能、降耗、减污、增效的目的。按照清洁生产的要求，本评价将从工艺设备的先进性、资源综合利用和环境保护等方面进行论述。

3.8.2 生产工艺与装备水平

(1) 加强气井井口的密闭集输，减少井口天然气的无组织挥发，控制站场分离器压力，减少放空，并对设备的选型设计充分考虑其承压能力。

(2) 由于采气井口及进站阀组的切换阀采用开关无磨损的轨道球阀，该阀采用硬密封，耐冲蚀，能达到零泄漏，避免天然气挥发。

(3) 天然气开采和集输采用全密闭工艺流程，提高天然气输送量，降低天然气损耗，从而节约能源，降低对大气环境的污染。

(4) 在天然气可能发生泄漏危险事故的地点设置可燃气体浓度报警器。

(5) 本工程选用高质量节流阀，减小站内管道流速，选用高质量低分贝的机泵，将噪声较大的发电机等布置在隔声房间内。

以上措施，从生产工艺技术和设备选型上充分体现了清洁生产的原则。

3.8.3 节能和减排措施

(1) 工艺流程全部选用高自动化程度的密闭流程，确保生产安全的前提下，实现天然气“零排放”。

(2) 选用新型、高效低能耗的机电设备。

3.8.4 环境管理制度

在建设和生产过程中，积极推行 QHSE 管理体系，对全体员工进行相应的 QHSE 培训，使公司的员工自觉遵守 QHSE 管理体系以保护其人身安全和周围环境，尽量减少直至杜绝环境污染事故的发生。

建立健全各项规章制度，以法规、行政、经济等手段，规范开发建设行为，对施工方案、作业工序等方面提出明确的污染防治措施和规定，使施工队伍、作业队伍实施清洁生产有法可依、有章可循，规范了企业及职工的生产行为。推行清洁生产，重视环保

宣传教育和培训，依靠广大职工搞好污染防治、清洁生产工作。

综上所述，本工程在施工工艺、存储介质、工艺选择、设备选型以及资源消耗等方面均采取一定有效措施，清洁生产达到了国内先进水平。

四.环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

徐深气田宋深9H区块达深24井区产能建设工程项目位于黑龙江省绥化市安达市境内，区域坐标 E125°11'0"~125°15'45"，N46°18'40"~46°25'10"，区内油气田公路四通八达，交通便利，移动、联通网络均覆盖该地区，通讯发达。区块周围分布有村屯、农田等。具体地理位置见附图 1-1。

4.1.2 地形地貌

开发区域位于松花江、嫩江一级阶地上，境内无山岭，地势由北向南渐低。调查区地表普遍被第四系覆盖。地表为缓波状起伏的低平原地貌景观。地面海拔高程在 140.30-148.58m 之间，相对高差 8.28m。区内分布着大面积农田，局部分布有村庄。

4.1.3 气候气象

该地区属大陆性季风气候，冬季长，寒冷干燥，夏季短，温热多雨，

春秋季短且多风沙，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短，

冻土深达 2.0m~2.2m。气象资料统计数据如下：

气温：年平均气温 3.4℃，月平均最低气温-19.3℃，极端最低气温-36.0℃，

月平均最高气温 25℃，极端最高气温 36.2℃。

风向：全年主导风向为西北风（NW）。

风速：平均风速 3.0m/s，年最大风速为 23.7m/s。

湿度：年平均相对湿度 66%。

降雨量：年降雨量 440mm。

降雪量：平均积雪 158 天，最大积雪深度 220.0mm。

蒸发量：年蒸发量 1531.4mm。

气压：年平均气压 997.0hpa。

4.1.4 评价区水文地质条件

4.1.4.1 水文地质条件调查

（1）地形地貌

区域地质构造上属松辽盆地的一部分，处于东南断陷区徐家围子断陷兴城鼻状构造

带上。区域地下水为古近系依安组、白垩系明水组、第四系等含水层，主要以大气降水补给，以蒸发方式和地下渗流排泄；地下水水位年变化幅度也主要受其影响。地下水水位年变化幅度为 1.0m 左右，年最高水位出现在 8 月上旬到 9 月上旬，年最低水位出现在 3 月下旬到 4 月上旬。

调查区水文地质图见图 4.1-1。

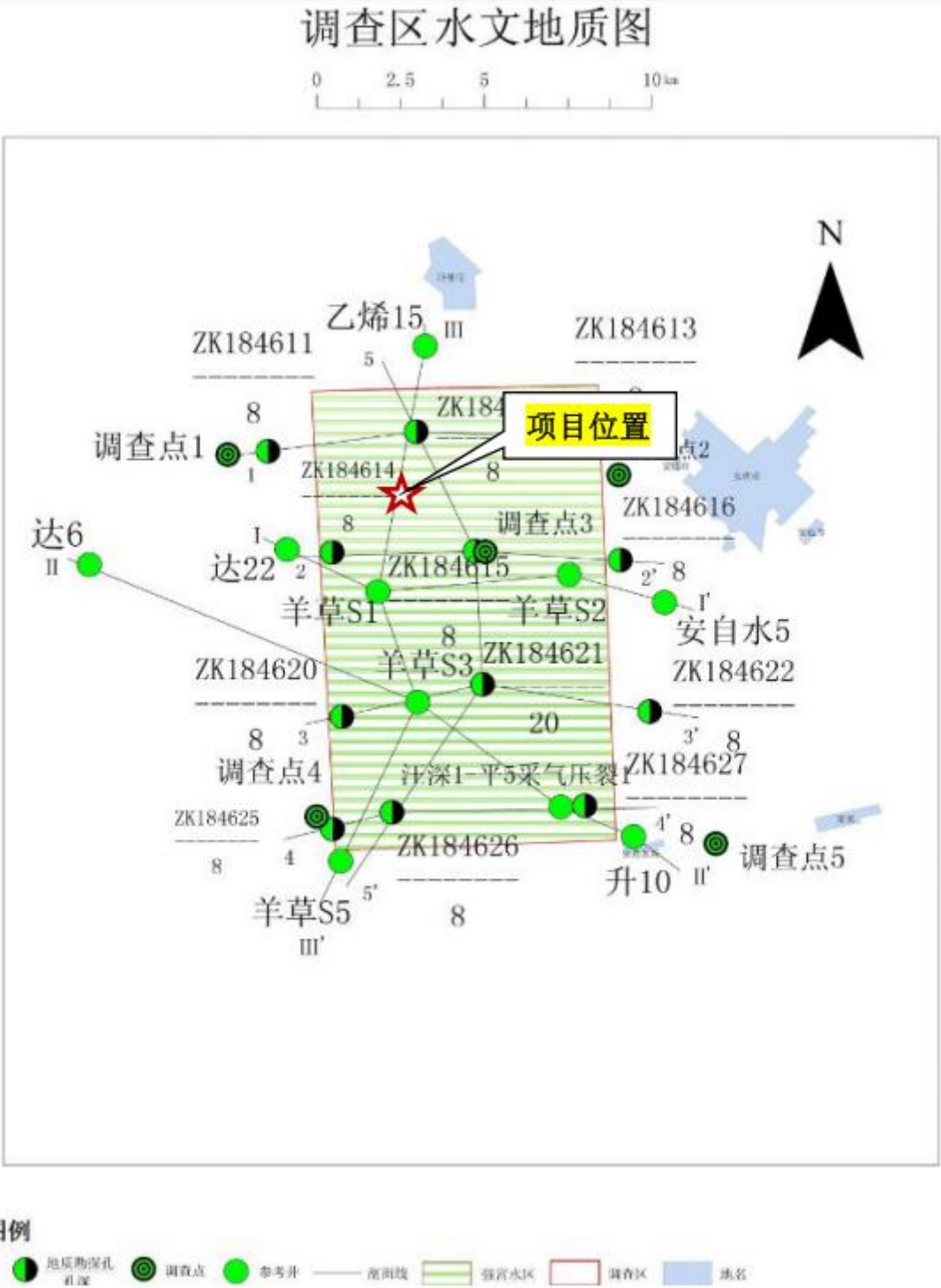
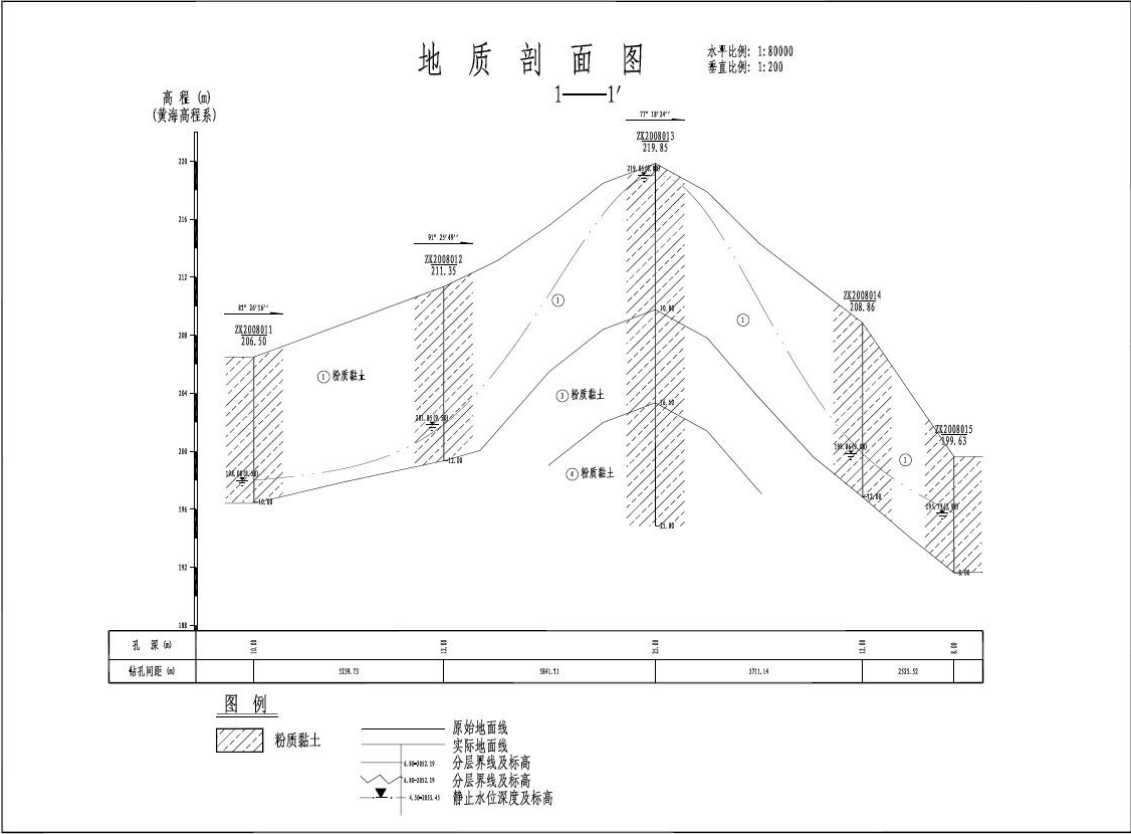
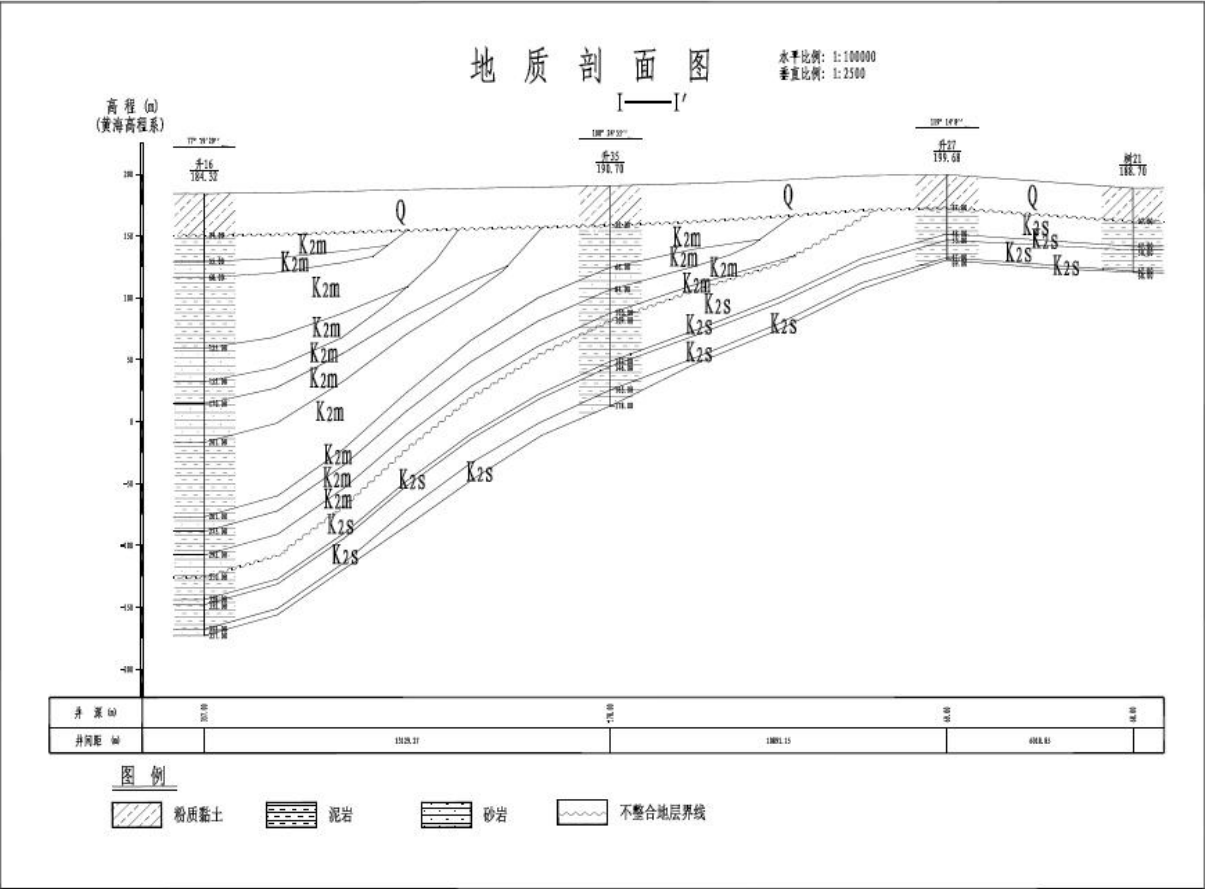
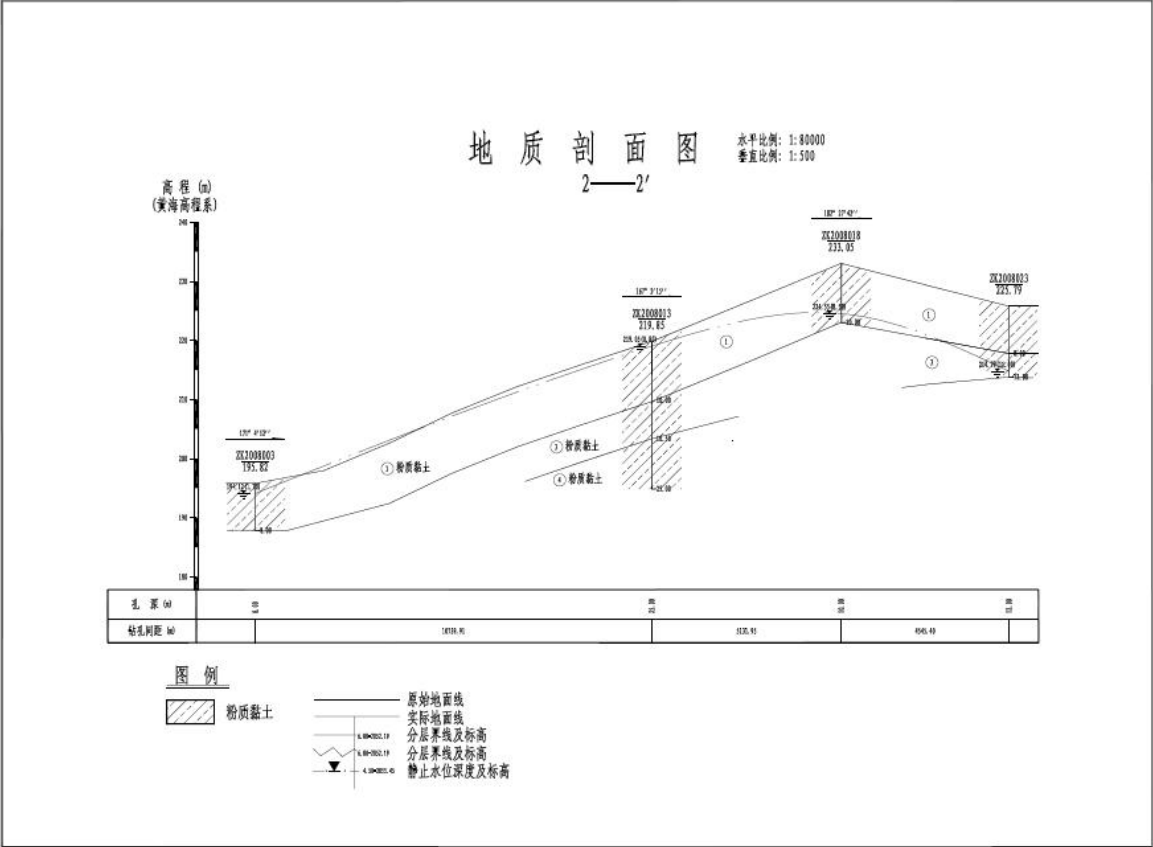


图 4.1-1 调查区水文地质图

(2) 地层岩性

调查区内浅部地层从老到新依次为白垩系四方台组 (K_2s)、白垩系明水组 (K_2m) 和第四系 (Q)。地质剖面图见图 4.1-2，地质柱状图见图 4.1-3。





根据补充水文地质调查，浅部钻孔资料所揭露的地层按照岩土成因、结构、性质综合划分 4 层。对地层结构及特征描述如下：

粉质黏土：黄褐色，冲积成因。土质不均匀，局部含粉土。无摇振反应，稍有光泽，干强度中等，韧性中等，可塑-软塑。细砂：黄色，冲积成因，颗粒较均匀，局部地区含少量粉土，矿物成分以石英、长石等矿物为主，含少量暗色矿物，稍密，稍湿-饱和。

粉质黏土：灰色，淤积成因。土质较均匀。无摇震反应，稍有光泽，干强度中等，韧性中等，可塑。粉质黏土：黄褐色，淤积成因。土质较均匀。无摇振反应，稍有光泽，含氯化铁，干强度中等，韧性中等，可塑-硬塑。

（3）含水层

1）第四系含水层

第四系潜水含水层岩性主要是粉质黏土。

第四系承压含水层缺失。

2）白垩系明水组含水层

白垩系明水组承压含水层在调查区内西部发育西部缺失，厚度 0.0-101.0m。含水层岩性为粉细砂-砂-砂岩，孔隙一般，连通性较好，渗透性较好，富水性一般，该含水层是调查区西部主要含水层。

3）白垩系四方台组含水层

白垩系四方台组承压含水层在调查区内分布广泛，厚度 4.0-24.0m。含水层岩性为灰绿色砂岩-细砂，孔隙一般，连通性较好，渗透性一般，富水性一般，由于明水组含水层在调查区东部缺失，该含水层是调查区东部主要含水层。

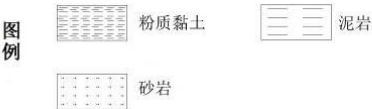
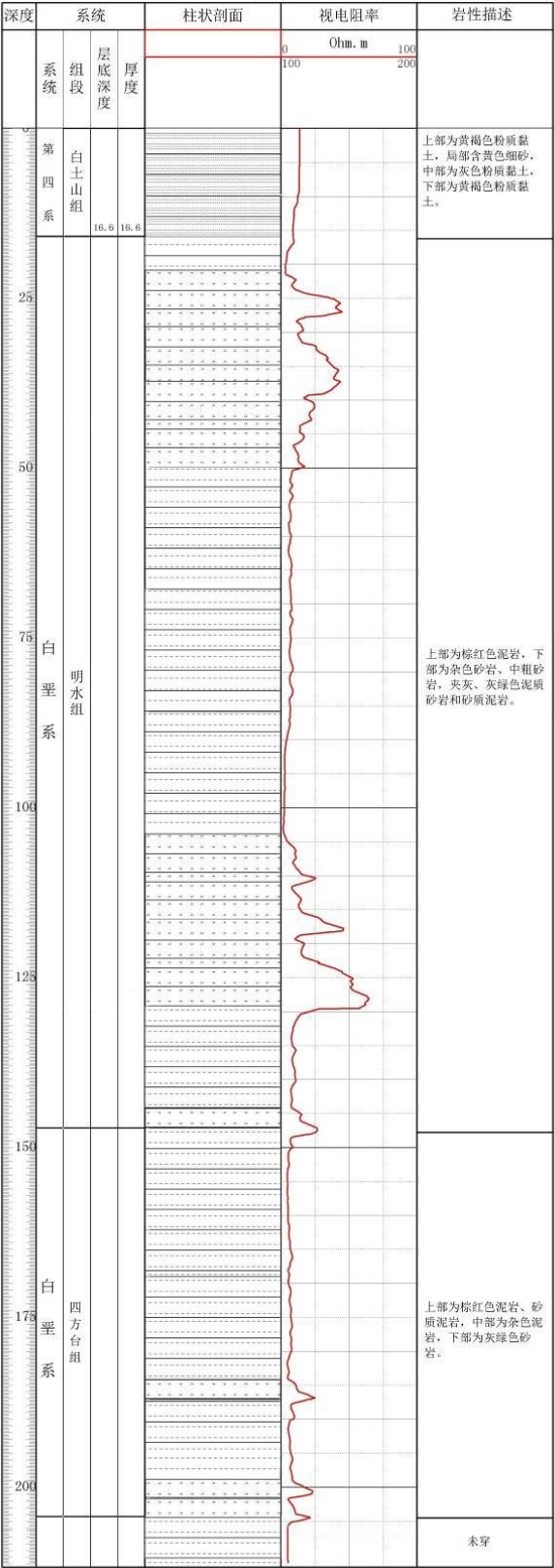


图 4.1-3 调查区水文地质柱状图

（4）地下水补径排

地下水系统及其周围环境决定了地下水补给、径流、排泄特征，而其补给、径流和排泄构成了含水层地下水流系统形成条件。

1) 地下水补给

第四系潜水含水层地下水补给主要为大气降水入渗补给。

白垩系明水组承压含水层地下水补给主要为地下水侧向径流补给、以及各含水层之间的越流补给。

白垩系四方台组承压含水层地下水补给主要为地下水侧向径流补给、以及各含水层之间的越流补给。

2) 地下水径流

从地下水潜水等水位线图可看出，潜水的总径流方向受地势影响流向为由南向北。从白垩系明水组承压含水层等水位线图可看出，调查区白垩系明水组承压水总径流方为由北向南，从白垩系四方台组承压含水层等水位线图可看出，调查区白垩系四方台组承压水总径流方受尚 12 水质站及十一厂用水影响流向为由西南向东北。潜水和承压水等水位线图见图 4.1-5、图 4.1-6。

3) 地下水的排泄

地下水的排泄方式主要有三种：蒸发排泄、地下水的侧向径流排泄、地下水人工开采排泄。

（6）地下水动态

区域潜水含水层埋深较浅，水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大。根据已有资料，地下水枯水期为 1~3 月份，丰水期为 4~9 月份。调查期间（2021 年 10 月）潜水埋深 0.8~11.0m 之间，潜水位变化较大，水位变化 10.2m 左右。

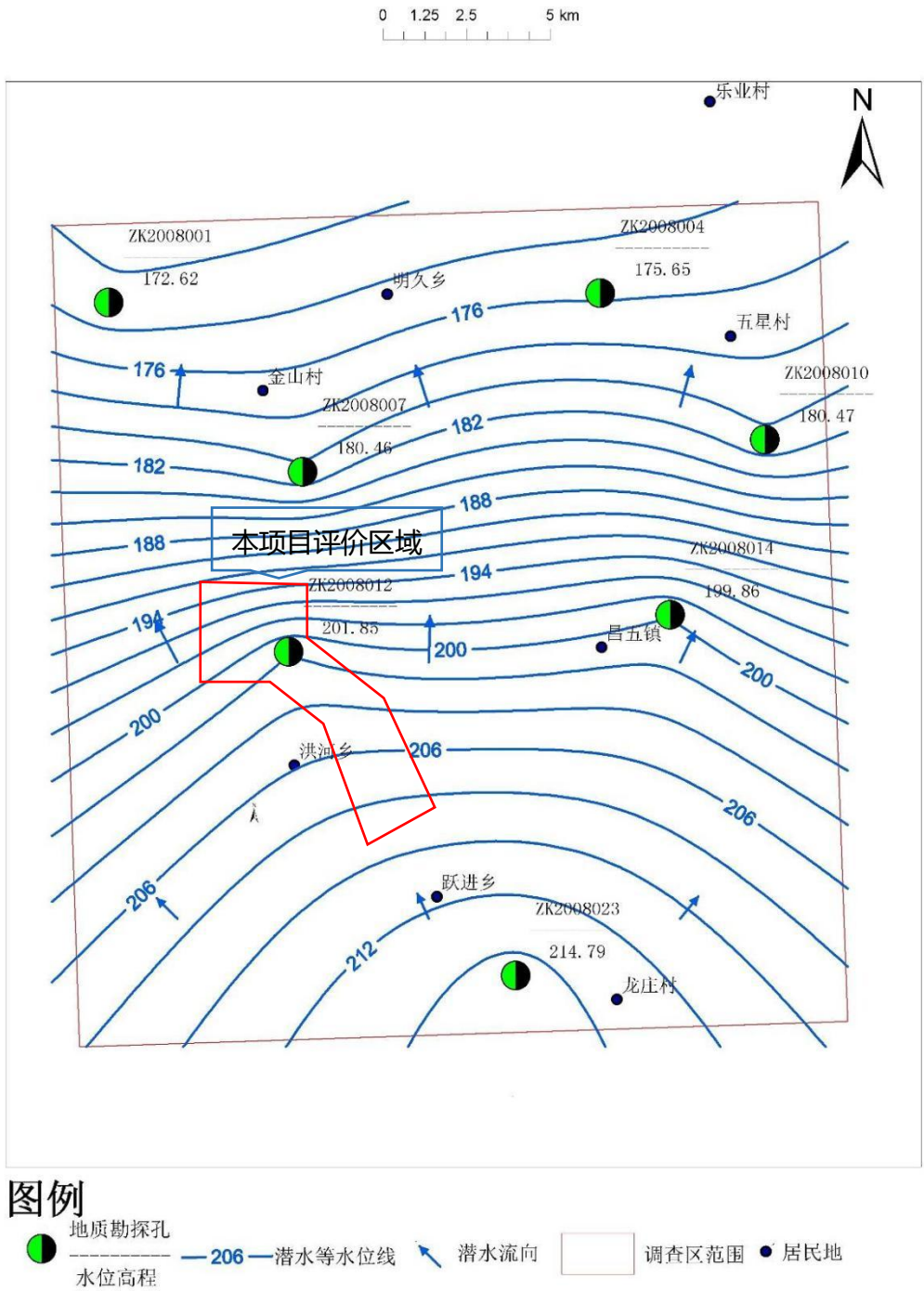
调查区内白垩系明水组承压含水层水位随周边油田用水量变化而变化。根据区内观测井朝 9002 井资料显示，地下水水位埋深在调查期间为 14.92-15.78m，在一个水文年内地下水丰水期为 10-12 月份，水位埋深 14.92-15.01m，枯水期为 5~8 月份，水位埋深 15.54-15.74m。

调查区内白垩系四方台组承压含水层水位随周边油田用水量变化而变化。根据区内观测井昌 9206 井资料显示，地下水水位埋深在调查期间为 16.09-22.25m，在一个水文年内地下水丰水期为 10-12 月份，水位埋深 16.09-17.73m，枯水期为 5~8 月份，水位埋

深 20.67-22.25m。

(7) 地下水开发利用现状

调查区内部分零星农用井开采潜水，调查区外徐六水质站、徐三联转油注水站均开采地下水，取水层位为白垩系明水组承压含水层；调查区内尚 12 水质站、十一厂均开采地下水，取水层位为白垩系四方台组承压含水层。



4.1-5 调查区潜水等水位线图

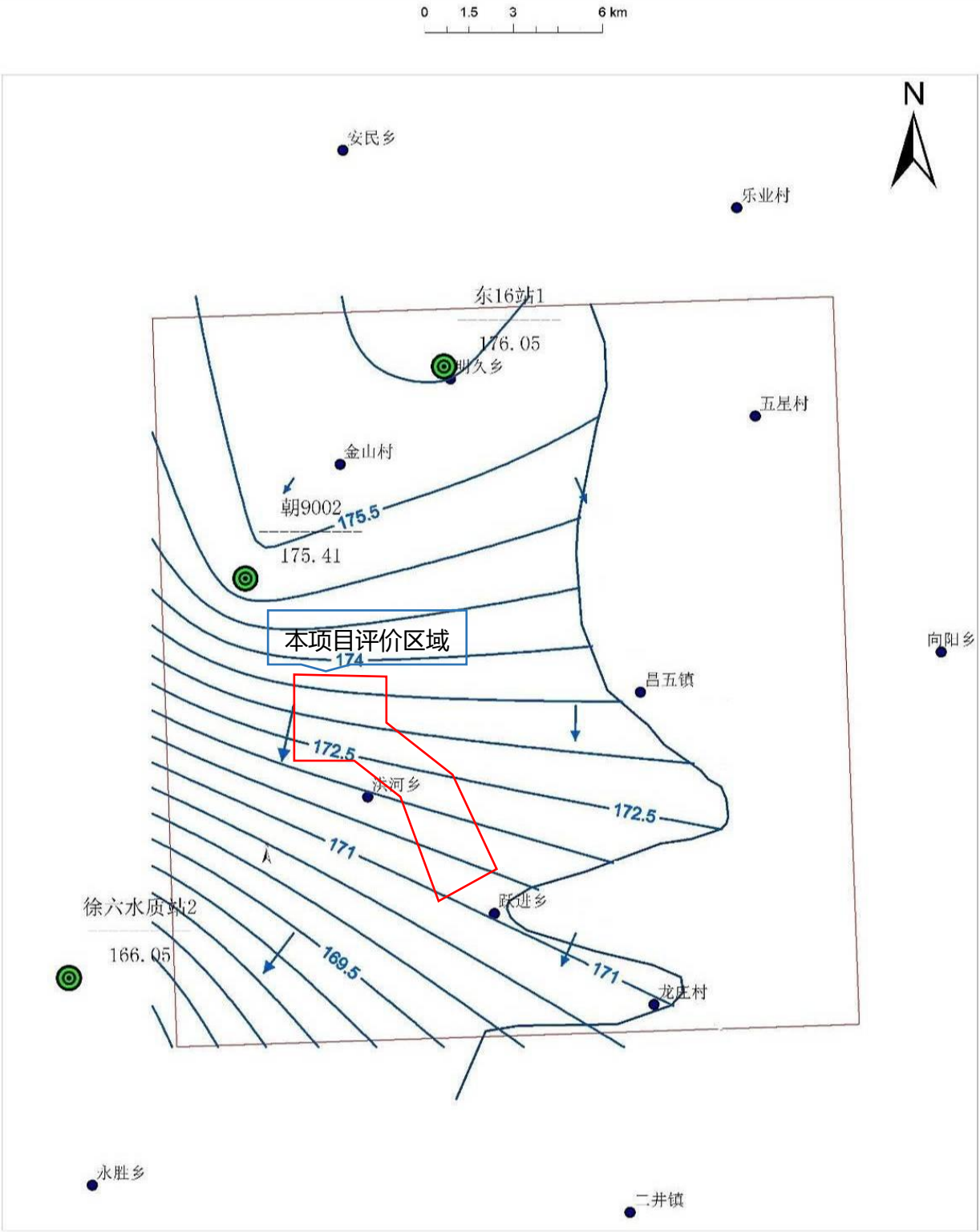


图 4.1-6 调查区承压水等水位线图

4.1.5 土壤情况

工程所在区域内主要土壤类型为黑钙土（见附图 4-1），成土母质主要是第四纪沉积物，成土过程主要有腐殖质积累和钙质聚积，附加上草甸化过程。黑土层一般 20-40cm，下层有明显的钙积层和石灰反应，土壤潜在肥力较高，施肥见效快，适于种植多种作物。该土种质地粘重，通气透水不良，虽然保水保肥性较强，适合种植玉米、小麦等作物但耕性差，春季土壤冷浆，不易释放速效养分，不发小苗。另外春季易旱，易受风蚀，呈碱性反应，影响作物生长和产量的提高。应兴修水利发展农田灌溉，营造农田防护林，防风蚀和春旱。生产中进行深耕深松，增施有机肥料和磷肥，不断培肥土壤，协调养分比例，提高土壤肥力。

4.1.6 植被情况

地区内原始植被主要为草甸草原类植物，以中旱生的多年生草本植物为建群种，主要为羊草、针茅、洽草、隐子草和杂类草类型。植被群落着生在沙质漫岗上，其土壤干燥，完全依赖大气降水。在地势低洼地带，以星星草、芦苇和杂草等中旱生植物为主。由于气候的变化和人类活动的影响，地区内森林植物退却，原生林木很少，林木主要以农田防护林、护村林和护路林等为主，品种以速生林杨树为主。农田植被以旱田植被为主，粮食作物包括玉米、大豆、高粱、谷子、小麦等，经济作物有向日葵、蓖麻子、油菜子、花生等。

4.1.7 野生动物分布

项目所在地区内无文物古迹、风景名胜区、自然保护区和珍稀濒危野生动植物分布。项目大部分为农田所在地，区域内野生动物种类和数量均较少，伴随人类生存的农田小型鼠类、麻雀、家燕等种群数量较多，使陆生动物区系具有典型的农田动物群色彩。

4.2 环境保护目标调查

本工程评价范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、水土流失重点治理区和预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区，也不在生态保护红线范围内。

结合肇东市土地利用总体规划位置关系图，本项目占用基本农田，依据《基本农田

保护条例（2011 年修正）》第十五条规定：基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，占用基本农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

根据《绥化市水土保持规划（2019-2030 年）》，绥化市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目区域位于绥化市肇东市，不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区；根据《关于贯彻落实〈沙化土地封禁保护修复制度方案〉的实施意见》的通知（黑防沙发[2020]3 号），肇东市不属于防沙治沙区；项目涉及以居住为主要功能的区域。

本工程所在区域环境空气属于二类功能区，主要环境保护目标为八井村、孟家围子、邢家屯等村屯。经现场调查，本项目附近村屯用水主要依托分散式饮用水水源地（联村饮用水源井、单井饮用水源井）供水，均为中小型水源，均未划定了饮用水保护区。评价范围内环境保护目标见表 2.7-1-表 2.7-4。

4.3 环境质量现状调查与评价

本项目委托大庆弘义融利检测有限公司于 2023 年 11 月 28 日至 12 月 5 日对本项目所在区域环境空气、土壤、地下水、声环境进行了监测（监测报告见附件 5），项目环境现状监测布点示意图见附图 4-2。

4.3.1 大气环境质量现状调查与评价

4.3.1.1 基本污染物环境空气质量现状

根据《绥化市环境质量年报》（2021 年度）中的数据，具体数据见表 4.3-1。

表 4.3-1 环境空气质量现状结果

监测项目	平均时间	单位	浓度	标准限值	占标率%	达标情况
SO ₂	年平均	μg/m ³	8	60	13.3	达标
NO ₂	年平均		16	40	40.0	达标
PM ₁₀	年平均		49	70	70.0	达标
PM _{2.5}	年平均		33	35	94.3	达标
O ₃	8 小时最大平均第 90 百分位数	mg/m ³	121	160	75.6	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数		1.0	4	25.0	达标

由表 4.3-1 可知，2021 年，环境空气中细颗粒物（PM_{2.5}）年均值为 33μg/m³；可吸入颗粒物（PM₁₀）年均值为 49μg/m³；二氧化硫年均值为 8μg/m³；二氧化氮年均值为

16 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；CO₂₄ 小时平均第 95 百分位数为 1.0 mg/m^3 ；O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 121 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准。根据全国环境质量报告（<http://data.lem.org.cn/eamds/apply/tostepone.html>），绥化市 2022 年 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 7 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、16 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、49 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、36 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；CO₂₄ 小时平均第 95 百分位数为 1.2 mg/m^3 ，O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 113 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值的污染物为 PM_{2.5}。绥化地区为非达标区。

4.3.1.2 环境空气质量现状补充监测

（1）监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2—2018），以近 20 年统计的当地主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向 5km 范围内设置 1-2 个监测点。项目区域主导风向为西风，根据区域井位分布为 2 个区块的特点，本项目共布设 1 个环境空气监测点位，具体点位见表 4.3-2。

表 4.3-2 环境空气质量现状监测点位

序号	监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对厂界距离
		经度	纬度				
1	孟家围子	125°28'47"	46°01'04"	NMHC、TSP	NMHC：监测 7 天，每天 4 次；TSP 监测 7 天，监测日均值	徐深 23-平 1 井东侧	2200m

（2）监测项目

监测因子：非甲烷总烃、TSP。

（3）监测频次

非甲烷总烃：2025 年 2 月 20 日-2025 年 2 月 27 日，连续监测 7 天，每天采样 4 次。

TSP：2025 年 2 月 20 日-2025 年 2 月 27 日，连续监测 7 天，监测日均值。

（4）监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 特征污染物现状监测及评价结果 单位：mg/m³

监测点位	监测点坐标		污染物	平均时间	评价标准 mg/m ³	监测浓度 范围 mg/m ³	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
	经度	纬度							

孟家围子	125°28'47"	46°01'04"	NMHC	1h	2	0.40-0.69	34.5%	0	达标
			TSP	日均值	0.3	0.060-0.078	26%	0	

由表 4.3-3 可知, 评价区域环境空气监测点位非甲烷总烃符合《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准要求, TSP 符合《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及其修改单中二级标准要求。评价区域环境空气质量现状良好。

4.3.2 地下水环境质量现状评价

4.3.2.1 地下水位监测

一般情况下, 地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的 2 倍。三级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 3 个, 可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 1-2 个。原则上建设项目场地上游及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 1 个。因此本项目共布设 4 个水质监测点和 8 个水位监测点, 地下水位监测点位监测结果表见表 4.3-4。

表 4.3-4 地下水水位监测结果表

编号	监测点位置	点位坐标	井深 m	监测含水层	地下水位 (m)
1#	八井村(陈家)	125°26'56", 46°01'44"	20	潜水监测井	188
2#	张兴国屯(宇家)	125°29'38", 45°59'47"	15	潜水监测井	201
3#	王边外屯(初家)	125°26'49", 46°00'46"	100	承压水监测井	174
4#	小山屯(杨家)	125°28'59", 45°59'53"	15	潜水监测井	201
5#	八井村(李家)	125°26'54", 46°01'42"	18	潜水监测井	188
6#	日光村(周家)	125°28'04", 46°00'28"	18	潜水监测井	198
7#	王边外屯(刘家)	125°26'50", 46°00'47"	20	潜水监测井	190
8#	小七井子屯(赵家)	125°29'23", 45°59'15"	110	承压水监测井	173

4.3.2.2 地下水水质监测

(1) 地下水水质监测因子

监测因子: 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、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、钡、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类。

(2) 水质监测布点

根据本项目地层特征, 以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况, 参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 本次共布设 4 个水质监测点。地下水水质监测布点见附图 4-2。地下水水质监测布点信息见表 4.3-5。

表 4.3-5 地下水水质监测布点信息表

编号	监测点位	监测层位	坐标	相对位置	井深 (m)	与地下水流向关系	水井功能
1	八井村 (陈家)	潜水	125°26'56", 46°01'44"	徐深 23 集气站 东北 910m	20	下游水井	灌溉及喂 养牲畜
2	张兴国屯 (字家)	潜水	125°29'38", 45°59'47"	外输气管线东 侧 230m	15	下游水井	灌溉及喂 养牲畜
3	王边外屯 (初家)	承压水	125°26'49", 46°00'46"	徐深 23-平 1 井 西南 420m	100	下游水井	灌溉及喂 养牲畜
4	小山屯 (杨家)	潜水	125°28'59", 45°59'53"	外输气管线西 侧 300m	15	上游水井	灌溉及喂 养牲畜

(3) 监测时间及频次

2025 年 2 月 20 日对地下水水质监测井取样 1 次, 并进行水质分析。

(4) 监测结果

地下水水质现状监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水水质现状监测结果

监测时间	2023.11.30				
监测项目	1#	2#	3#	4#	标准限值
K ⁺ (mg/L)	0.59	1.17	1.09	0.50	-
Na ⁺ (mg/L)	43.7	62.0	26.7	29.9	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	57.8	81.5	31.2	44.9	-
Mg ²⁺ (mg/L)	30.8	35.3	15.6	21.5	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	330	489	126	219	
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0	0	0	0	-
Cl ⁻ (mg/L)	38.6	32.0	35.7	29.3	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	42	39	47	44	≤250
pH (无量纲)	7.28	7.18	7.43	7.41	6.5-8.5
总硬度 (mg/L)	448	435	351	326	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	550	530	426	383	≤1000
耗氧量 (mg/L)	1.1	1.9	0.9	1.0	≤3.0
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.636	0.413	0.742	0.497	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	3.10	2.47	3.51	3.28	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.317	0.455	0.202	0.239	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤0.01

铁 (mg/L)	0.12	0.10	0.13	0.17	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.06	0.08	0.05	0.06	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	35	40	37	39	≤100
硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	-
钡 (μg/L)	72.4	39.6	67.1	70.1	≤700

4.3.2.3 地下水环境现状评价

(1) 评价因子

选择监测数据中的监测因子作为评价因子。

(2) 评价标准

采用《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类标准,石油类参考执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类标准。

(3) 评价方法

采用标准指数法。模式如下:

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

式中: P_i ——第 i 个水质因子的标准指数,无量纲;

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值 (mg/L);

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度值 (mg/L)。

pH 的标准指数为:

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}, \quad pH \leq 7.0$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}, \quad pH > 7.0$$

式中: P_{pH} ——pH 的标准指数,无量纲;

pH——pH 监测值;

pH_{su} ——pH 值标准规定的上限值;

pH_{sd} ——pH 标准规定的下限值。

(4) 评价结果及分析

地下水环境现状评价结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水单因子标准指数计算结果

监测项目	1#	2#	3#	4#
Na ⁺	0.22	0.31	0.13	0.15
Cl ⁻	0.15	0.13	0.14	0.12
SO ₄ ²⁻	0.17	0.16	0.19	0.18
pH	0.55	0.50	0.55	0.61
总硬度	0.99	0.97	0.78	0.72
溶解性总固体	0.55	0.53	0.43	0.38
耗氧量	0.37	0.63	0.30	0.33
挥发酚	/	/	/	/
氰化物	/	/	/	/
氟化物	0.64	0.41	0.74	0.50
硝酸盐	0.155	0.124	0.176	0.164
亚硝酸盐	/	/	/	/
氨氮	0.63	0.91	0.40	0.48
六价铬	/	/	/	/
砷	/	/	/	/
铅	/	/	/	/
铁	0.40	0.33	0.43	0.57
汞	/	/	/	/
锰	0.60	0.80	0.50	0.60
钡	0.10	0.06	0.10	0.10
镉	/	/	/	/
石油类	/	/	/	/
总大肠菌群	/	/	/	/
菌落总数	0.35	0.40	0.37	0.39

从上表可以看出，地下水环境质量除潜水监测点位监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准。

（5）区域地下化学类型分析

根据舒卡列夫分类法，地下水中 Ca²⁺、Mg²⁺、Na⁺（Na⁺+K⁺）、Cl⁻、SO₄²⁻、HCO₃⁻将 Meq（毫克当量）百分数大于 25%的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共 49 类。舒卡列夫分类表见表 4.3-8。

表 4.3-8 舒卡列夫分类表

含量>25%Meq 的离子	HCO ₃	HCO ₃ +SO ₄	HCO ₃ +SO ₄ +Cl	HCO ₃ +Cl	SO ₄	SO ₄ +Cl	Cl
Ca	1	8	15	22	29	36	43
Ca+Mg	2	9	16	23	30	37	44
Mg	3	10	17	24	31	38	45
Na+Ca	4	11	18	25	32	39	46
Na+Ca+Mg	5	12	19	26	33	40	47
Na+Mg	6	13	20	27	34	41	48

Na	7	14	21	28	35	42	49
----	---	----	----	----	----	----	----

按矿化度又分为 4 组: A 组矿化度<1.5g/L, B 组 1.5-10g/L, C 组 10-40g/L, D 组>40g/L。命名时在数字与字母间加连接号, 如 1-A 型: 指的是 $M<1.5\text{g/L}$, 阴离子只有 $\text{HCO}_3^->25\%$ Meq, 阳离子只有 Ca 大于 25%Meq。49-D 型, 表示矿化度大于 40g/L 的 Cl-Na 型水, 该型水可能是于海水及海相沉积有关的地下水, 或是大陆盐化潜水。

根据本项目地下水监测结果, 分别计算承压水、潜水各监测点位中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ 、 K^+ 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 、 CO_3^{2-} 浓度均值, 进而计算各离子 Meq (毫克当量) 百分数及监测点位矿化度, 从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类, 工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-9, 工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-10。

表 4.3-9 潜水水质八大离子水化学类型分析结果

监测井 点位	离子名 称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百分比 (%)	离子毫克当量合计 (mg/L)		相对误 差%	矿化 度
				阴离子	阳离子		
1#	HCO_3^-	5.41	0.367	7.37	7.37	0.00	0.543
	CO_3^{2-}	0.00	0.000				
	Ca^{2+}	2.89	0.196				
	Mg^{2+}	2.57	0.174				
	Cl^-	1.09	0.074				
	SO_4^{2-}	0.88	0.059				
	K^+	0.02	0.001				
	Na^+	1.90	0.129				
2#	HCO_3^-	8.02	0.412	9.73	9.74	0.06	0.740
	CO_3^{2-}	0.00	0.000				
	Ca^{2+}	4.08	0.209				
	Mg^{2+}	2.94	0.151				
	Cl^-	0.90	0.046				
	SO_4^{2-}	0.81	0.042				
	K^+	0.03	0.002				
	Na^+	2.70	0.138				
4#	HCO_3^-	3.59	0.336	5.33	5.35	0.16	0.389
	CO_3^{2-}	0.00	0.000				
	Ca^{2+}	2.25	0.210				
	Mg^{2+}	1.79	0.168				
	Cl^-	0.83	0.077				
	SO_4^{2-}	0.92	0.086				
	K^+	0.01	0.001				
	Na^+	1.30	0.122				

表 4.3-10 承压水水质八大离子浓度评价结果

监测井 点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百 分比 (%)	离子毫克当量合计 (mg/L)		相对误 差%	矿化 度
				阴离子	阳离子		
3#	HCO ₃ ⁻	2.07	0.255	4.05	4.05	-0.02	0.283
	CO ₃ ²⁻	0.00	0.000				
	Ca ²⁺	1.56	0.193				
	Mg ²⁺	1.30	0.161				
	Cl ⁻	1.01	0.124				
	SO ₄ ²⁻	0.98	0.121				
	K ⁺	0.03	0.003				
	Na ⁺	1.16	0.143				

通过对区域内地下水八大离子监测结果可知，本项目所在区域地下水化学类型以 HCO₃-Ca+Mg，2-A 型淡水型为主，地下水矿化度较低，水质情况较好。根据上表可知，项目区域水质总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于 5%，阴阳离子平衡。

4.3.2.4 地下水环境质量现状评价结论

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域地下水监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的Ⅲ类标准要求。项目所在区域地下水化学类型以 HCO₃-Ca+Mg，2-A 型淡水型为主，地下水矿化度较低，水质情况较好。

4.3.3 声环境质量现状监测与评价

4.3.4.1 声环境质量现状监测

本项目于 2025 年 2 月 20 日-2025 年 2 月 22 日对本项目区域声环境监测数据。

(1) 监测点布设

根据本项目井场布置情况，在本项目所在区域共布设 4 个监测点，监测点布设见表 4.3-11，具体监测点位见附图 4-1。

表 4.3-11 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系
N1	拟建徐深 23 集气站	125°26'45",46°01'13"	拟建场站
N2	日光村	125°28'15",46°0'32"	拟建外输气管线西南侧 100m
N3	小山屯	125°28'55",45°59'53"	外输气管线西南侧 180m
N4	张兴国屯	125°29'39",45°59'47"	外输气管线东北侧 130m

(2) 监测时间及频次

监测时间：2025 年 2 月 20 日-2025 年 2 月 22 日。

监测频次：连续监测 2 天，昼夜各 1 次。

(3) 监测结果

声环境现状监测结果见表 4.3-12。

表 4.3-12 声环境现状监测结果表 单位: dB (A)

监测点位	2023.12.2		2023.12.3	
	昼间	夜间	昼间	夜间
拟建徐深 23 集气站	45.4	39.4	47.3	39.7
日光村	48.4	40.9	45.4	41.3
小山屯	45.8	41.1	47.7	39.8
张兴国屯	47.6	40.1	47.3	39.6
1 类标准值	55	45	55	45

4.3.4.2 声环境质量现状评价

(1) 评价标准

评价区域内声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1 类标准。

(2) 评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

(3) 评价结论

由建设项目区域声环境质量现状监测结果与执行评价标准限值对比分析可知, 评价区域内声环境满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1 类标准。。

4.3.5 土壤质量现状监测与评价

4.3.5.1 土壤类型

根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台 (<http://www.soilinfo.cn/map/>) 资料显示, 本项目占地范围(包括现有工程)内土壤类型为黑钙土。项目区域土壤类型图见附图 4-6。

黑钙土的土种成土母质为黄土状沉积物, 剖面为 A11—Bk—C 层。土体深厚, 质地为壤质粘土, 属均质型。颗粒组成以粘粒为主, 占 25~40%, 砂粒和粉砂粒各占 30%左右。通体有石灰反应。黑土层厚 20~40cm, 棕黑色, 有机质含量 3~4%。剖面中、下部有石灰假菌丝体和石灰斑, 碳酸钙含量 2~10%。土壤 pH8.0~8.5, 呈弱碱性反应。阳离子交换量为 20~30me/100g 土。该土种质地粘重, 通气透水不良, 虽然保水保肥性较强, 适合种植玉米、小麦等作物但耕性差, 春季土壤冷浆, 不易释放速效养分, 不发小苗。另外春季易旱, 易受风蚀, 呈碱性反应, 影响作物 生长和产量的提高。应兴修水利发展农田灌溉, 营造农田防护林, 防风蚀和春旱。生产中进行深耕深松, 增施有机肥料和磷肥, 不断培肥土壤, 协调养分比例, 提高土壤肥力。

4.3.5.2 土壤理化特性调查

在充分收集资料的基础上, 根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要, 有

针对性地选择土壤理化特性调查内容，主要包括土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度、植被、地下水位埋深、地下水溶解性总固体等，本项目于 2025 年 2 月 20 日对评价区域土壤理化特性调查结果，具体土壤理化特性调查见表 4.3-13，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-14。

表 4.3-13 土壤理化特性调查

时间		2025.02.20		
点号		已建徐深 21 井场区域		
经纬度		125°31'01",45°58'41"		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黄色	黄色	黄色
	结构	块状	块状	块状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	<10%	<10%	<10%
	其他异物	无	无	无
实验室测定	pH 值	8.47	8.40	8.49
	阳离子交换量（cmol+/kg）	18.2	17.6	18.1
	氧化还原电位（mv）	203	198	192
	饱和导水率（cm/s）	0.116	0.111	0.108
	土壤容重（g/cm³）	1.34	1.27	1.21
	孔隙度（%）	44.1	44.3	43.5
	土壤含水率（%）	7.9	8.8	9.1

表 4.3-14 区域内土壤构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次 a
T1			0-0.5m 面状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3.0m 面状结构 壤土
注：应给出带标尺的土壤剖面照片及景观照片			
a 根据土壤分层情况描述土壤的理化性质			

4.3.4.3 土壤环境质量现状监测

(1) 采样点布设

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目，评价等级为二级，评价范围内的每种土壤类型应至少设置 1 个表层样监测点，本项目评价范围内土壤均为黑钙土；因此本

项目占地范围内共布设 1 个表层样监测点，3 个柱状样监测点，占地范围外共布设 2 个表层样点，本项目于 2023 年 11 月 30 日对项目区域内、外土壤进行了监测，土壤现状监测点位详见表 4.3-15，监测点位置见附图 4-1。

表 4.3-15 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	占地类型	监测层位
T1	已建徐深 21 井场内	125°31'01",45°58'41"	建设用地	采取柱状样，在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样
T2	拟建徐深 23 集气站	125°26'44",46°01'12"		采取柱状样，在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样
T3	拟建 23-平 1 井	125°27'02",46°00'56"		采取柱状样，在 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样
T4	拟建外输气管线	125°28'50",46°00'11"	农用地	采取表层样，在 0-0.2m 取样
T5	已建徐深 21 气井井场东侧 200m	125°31'05",45°58'41"		采取表层样，在 0-0.2m 取样
T6	拟建徐深 23 集气站北侧草地	125°26'44",46°01'15"		采取表层样，在 0-0.2m 取样

(2) 监测项目

T1 点位监测项目：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、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、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并（a）蒽、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、苯并（a）芘、茚并（1,2,3-cd）芘、二苯并（a,h）蒽、水溶性盐（全盐量）、石油类、石油烃（C₆-C₉）、石油烃（C₁₀-C₄₀），共 50 项。

T10 点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、水溶性盐（全盐量）、石油类、石油烃（C₆-C₉）、石油烃（C₁₀-C₄₀），共 13 项。

T2-T9、T11 点位监测项目 pH、水溶性盐（全盐量）、石油类、石油烃（C₆-C₉）、石油烃（C₁₀-C₄₀）。

(3) 监测时间及频次

其中 T1-T6 监测时间为 2025 年 2 月 20 日，均为一次性采样。

(4) 监测结果

土壤中含盐量检测结果见表 4.3-16。

表 4.3-16 土壤含盐量监测结果

监测点位		水溶性盐含量 (mg/kg)
T1	0-0.5m	0.7
	0.5-1.5m	0.6
	1.5-3m	0.7
T2	0-0.5m	0.9
	0.5-1.5m	0.9
	1.5-3m	0.8
T3	0-0.5m	0.8
	0.5-1.5m	0.9
	1.5-3m	0.9
T4	0-0.2m	0.9
T5	0-0.2m	0.8
T6	0-0.2m	0.8

根据表 4.3-16 可知,土壤中含盐量(SSC)均<1,说明本项目区域为未盐化地区。

土壤建设用地其他环境质量现状监测结果见表 4.3-17、土壤农用地其他环境质量现状监测结果见表 4.3-18。

表 4.3-17 建设用地土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg (pH 无量纲)

监测项目	监测点位及监测结果								
	T1			T2			T3		
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
pH	8.47	8.40	8.49	8.39	8.43	8.41	8.33	8.36	8.39
Cd	0.11	0.09	0.11	/	/	/	/	/	/
Hg	0.126	0.269	0.185	/	/	/	/	/	/
As	2.96	2.86	3.00	/	/	/	/	/	/
Pb	50	44	49	/	/	/	/	/	/
Cr ⁶⁺	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
Cu	27	25	28	/	/	/	/	/	/
Ni	55	54	61	/	/	/	/	/	/
苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
甲苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
乙苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
氯苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
苯乙烯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
间二甲苯+ 对二甲苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
邻二甲苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
氯乙烯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
四氯化碳	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
氯仿	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
氯甲烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯乙 烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/

1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
二氯甲烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
四氯乙烯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
三氯乙烯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
硝基苯	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
苯胺	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
2-氯酚	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
蒎	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
蔡	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
苯并[a]蒎	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
苯并[b]荧蒎	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
苯并[k]荧蒎	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
苯并[a]芘	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
二苯并[a,h]蒎	ND	ND	ND	/	/	/	/	/	/
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	31	25	27	22	21	17	31	13	25
石油烃(C ₆ -C ₉)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
水溶性盐(全盐量)	0.7	0.6	0.7	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	0.9
石油类	90	86	92	86	85	77	79	82	89

表 4.3-18 农用地土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg (pH 无量纲)

监测项目	监测点位及监测结果		
	T4	T5	T6
	(0-0.2m)	(0-0.2m)	(0-0.2m)
pH	8.32	8.26	8.41
镉	/	0.10	/
汞	/	0.087	/
砷	/	2.87	/
铅	/	36	/
铬	/	23	/
铜	/	27	/
镍	/	55	/
锌	/	24	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	26	28	24
石油烃 (C ₆ -C ₉)	ND	ND	ND
水溶性盐 (全盐量)	0.9	0.8	0.8
石油类	42	77	47

4.3.5.4 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法

评价方法采用指数法进行土壤环境质量现状评价, 即通过指数的大小来反映土壤环境受污染的程度, 公式为:

$$K_i = X_i / X_{oi}$$

式中: K_i ——第 i 项分指数;

X_i ——土壤中 i 污染物的实测含量 mg/kg;

X_{oi} ——土壤中 i 污染物的标准值 mg/kg。

(2) 评价标准

T1-T3 监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值 (基本项目) 中第二类用地筛选值标准, 以及表 2 (其他项目) 中第二类用地筛选值标准;

T4-T6 监测点位土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018) 表 1 农用地土壤风险筛选值 (基本项目) 中标准。

(3) 评价结果

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-20。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-21。

表 4.3-20 建设用土地壤环境质量现状评价结果

监测项目	监测点位及监测结果								
	T1			T2			T3		
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
Cd	0.0017	0.0014	0.0017	/	/	/	/	/	/
Hg	0.0033	0.0071	0.0049	/	/	/	/	/	/
As	0.0493	0.0477	0.0500	/	/	/	/	/	/
Pb	0.0625	0.0550	0.0613	/	/	/	/	/	/
Cr ⁶⁺	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Cu	0.0015	0.0014	0.0016	/	/	/	/	/	/
Ni	0.0611	0.0600	0.0678	/	/	/	/	/	/
苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
甲苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
乙苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
间二甲苯+ 对二甲苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
邻二甲苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,4-二氯苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
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	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,1,2-四 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									
硝基苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯胺	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2-氯酚	/	/	/	/	/	/	/	/	/
蒾	/	/	/	/	/	/	/	/	/
萘	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[a]蒾	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[b]荧蒾	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[k]荧蒾	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[a]芘	/	/	/	/	/	/	/	/	/
茚并[1,2,3-cd]芘	/	/	/	/	/	/	/	/	/
二苯并[a,h]蒾	/	/	/	/	/	/	/	/	/
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	0.0069	0.0056	0.0060	0.0049	0.0047	0.0038	0.0069	0.0029	0.0056

表 4.3-21 农用地土壤环境质量现状评价结果

监测项目	监测点位及监测结果		
	T4	T5	T6
	(0-0.2m)	(0-0.2m)	(0-0.2m)
镉	/	0.1667	/
汞	/	0.0256	/
砷	/	0.1148	/
铅	/	0.2118	/
铬	/	0.0920	/
铜	/	0.2700	/
镍	/	0.2895	/
锌	/	0.0800	/
石油烃	0.0093	0.0171	0.0104

(4) 评价结论

从表中可以看出，评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内耕地土壤满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中标准。

4.3.6 生态环境现状评价

4.3.6.1 生态功能区划

根据《黑龙江省生态功能区划》，本项目地理位置为肇东市，肇东市位于I-6-1-3 安

达-肇东-肇源农、牧业与盐渍化控制生态功能区。I-6-1-3 安达-肇东-肇源农、牧业与盐渍化控制生态功能区所在区域为肇州县、肇东市和安达市，面积 10000 平方公里，主要生态环境问题为盲目开荒草地，使草地面积减少，盐碱斑地不断扩大，严重制约当地经济的发展；主要生态系统服务功能为盐渍化控制、生态系统产品提供；主要保护措施与发展方向为对草地进行恢复，禁止盲目开荒，对家畜实行圈养或轮牧，加大生态农业建设。

4.3.6.2 区域土地利用现状

按照《土地利用现状分类》（GB210210-2017）的分类系统，《土地利用现状分类》国家标准采用一级、二级两个层次的分类体系，共分 12 个一级类、73 个二级类。

评价范围土地利用现状分类系统按照全国土地利用分类系统标准，调查采用 2021 年 8 月 31 日的哨兵 2 号遥感卫星影像（分辨率 10m），在 ArcGIS10.2 软件支持下，进行数据解译、编绘成图，在此基础上，分析评价范围土地利用现状。

本项目生态评价范围内主要以耕地（基本农田）为主。由于工程所在区域为已开发区，人类活动频繁，野生动物较少。评价区总幅员面积约为 12.73km²，土地利用结构大体可分 5 个类型：

- ①旱地——主要植被为玉米；
- ②农村宅基地——主要是指评价区内的村屯；
- ③城镇村道路用地——主要是指评价区内城镇、村屯范围内的公用道路及行道树用地；
- ④采矿用地——主要指评价区内的采油站场、通井路等油田设施用地；

评价区土地利用结构分类见表 4.3-22，区域生态评价范围内土地现状见图附图 4-3。

表 4.3-22 评价区土地利用结构

序号	地类	面积（km ² ）	比例（%）
1	旱地	5.68	96.3
2	农村宅基地	0.15	2.5
3	城镇村屯道路用地	0.05	0.8
4	采矿用地	0.02	0.23
6	合计	5.9	100

从表中可以看出，本评价区内耕地占主要地位，面积为 5.68km²，占评价区总体面积的 96.3%，其他类型占地占评价区总面积的比例较小。

4.3.6.3 区域陆生植被现状调查

本项目位于黑龙江省绥化市境内，区域属于半湿润温带大陆性季风气候，冬季受蒙古西北气流控制及东部鄂霍次克寒流影响，因此冬季漫长、寒冷而干燥。夏季多受太平洋西伸北跃西南气流的影响，炎热多雨，地带性植被为草甸草原，是我国温带草原的一部分，也是欧亚大陆草原的最东端，以丛生禾草和根茎禾草为其主要成分。由于湖泊、沼泽和盐碱化洼地的大面积分布，非地带性植被面积也较大，并有一定的盐生植物群落。

(1) 植物区系特征

本区植物区系成分主要包括长白植物区系、蒙古植物区系、华北植物区系和大兴安岭植物区系。以蒙古草原植物区系成分占优势，常见的优势种和伴生种多属蒙古植物区系成分，如羊草（*Aneurolepidium chinense*）、贝加尔针茅（*Stipa baicalensis*）、大针茅（*S.grandis*）、线叶菊（*Filifolium sibiricum*）、星星草（*Puccinellia tenuifolia*）等。长白植物区系，也称满洲植物区系，在本区分布的种数仅次于蒙古植物区系，如木贼（*Equisetum hyemale*）、普通蓼（*Polygoeum manshuricum*）、野大豆（*Glycine soja*）、水车前（*Ottelia alimoides*）、狼爪瓦松（*Orostachys cartilaginous*）等。华北植物区系成分所占比例不大，主要有细叶地榆（*Samguisorba tenuifolia*）、柴胡（*Bupleurum scorzonifolium*）、糙隐子草（*C.squarrosa*）等。

(2) 主要植被类型

评价区域内植被类型以农田为主。评价区属于松嫩平原区，粮食耕作历史悠久，栽培植被是最重要的植被类型，但是目前由于旱涝、盐碱、风沙等因素，区域内的农田多属于中、低产农田。粮食作物主要为玉米，经济作物以大豆为主。

根据卫星解译结果，结合实地调查和专家咨询，评价区植被类型主要为玉米，评价区植被面积统计见表 4.3-23，植被类型图见附图 4-4。

表 4.3-23 评价区各类型植被的面积统计

类型	评价区	
	面积(km ²)	比例(%)
玉米	5.68	100

4.3.6.4 区域陆生野生动物调查

(1) 陆生哺乳动物

评价区域为典型农区，其动物的组成与分布具有明显的村栖型特点。主要分布有小家鼠（*Mus musculus*L.）、大仓鼠（*Cricetulus triton*）、普通田鼠（*Microtus arvalis*）等啮齿目动物。由于人类活动的干扰，较大型哺乳类动物基本绝迹，但小型哺乳类特别是

鼠类仍为常见种。

(2) 鸟类

本区人类生产活动频繁，因此鸟类的种类和分布亦较少。经调查，本区无国家和地方受保护的珍稀濒危野生动物，常见鸟类主要为喜鹊（*P. pica sericea* Gould）、小嘴乌鸦（*C. corone orientalis* Evers）、麻雀（*P. montanus montanus*）、家燕（*H. rustica gutturalis Scopoli*）等村栖型鸟类。

4.3.6.5 区域生态系统现状评价

根据《绥化市水土保持规划（2019-2030 年）》，绥化市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目产能建设区域位于绥化市肇东市，不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区。根据《关于贯彻落实〈沙化土地封禁保护修复制度方案〉的实施意见》的通知（黑防沙发[2020]3 号），本项目不涉及防沙治沙区。

根据现场调查，项目区域未出现土壤沙化现象，评价范围内已建井场占地已采用相应的生态保护和恢复措施，临时施工占地得到了较好的平整、清理，并得到相应的复垦，临时占地内农田植被生长已经基本恢复到油田开发前状态，永久占用面积较小，没有改变项目区的生态系统结构与功能，项目区的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大。根据本次对项目评价区域内已建徐深 21 气井永久占地内外监测结果可知，井场永久占地内监测点位监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中筛选值二类用地标准，永久占地外监测点位监测因子满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中筛选值标准，气田特征污染物石油烃的监测值均低于参照标准值，说明区域土壤环境质量整体良好，该区域气田开发对区域土壤影响较小。

4.3.6.6 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型主要为农田生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以耕地为主，工程所在区域内主要土壤类型以黑钙土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少。本项目区域生态环境总体质量较好。

4.4 区域环境污染源调查

本工程为天然气开采项目，经现场调查，区域内污染源主要为气田场站及井场，场站主要为徐深 21 集气站，徐深 21 气井，徐深 21-平 1 气井，污染物主要为气井井场及集气站产生的废气、废水、噪声、固废等污染物。

4.4.1 大气污染源调查

(1) 常规污染因子

徐深 21 集气站加热炉、采暖炉、三甘醇脱水装置燃烧烟气产生的烟气，包括颗粒物、二氧化硫、氮氧化物。

结合本次对徐深 21 集气站 0.4MW 加热炉监测结果，污染物浓度颗粒物取 $9.2\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 取 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 取 $68\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 <1 级，场站年耗气量约 10 万立方米，则徐深 21 集气站污染物排放情况见表 4.4-1。

表 4.4-1 加热装置新增大气污染物排放情况

序号	污染源名称	数量	烟囱高度	燃气量	烟气排放量	污染物排放总量		
						SO_2	NO_x	颗粒物
1	加热装置	3	8	$10 \times 10^4 \text{m}^3$	$139.9 \times 10^4 \text{m}^3$	0.013	0.014	0.095

(2) 特征污染因子

徐深 21 集气站，徐深 21 气井，徐深 21-平 1 气井产生的挥发性有机废气，。根据国家环保部 2014 年发布的《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，天然气开采挥发性有机物排放系数推荐值为 0.5%，徐深 21 区块总产气量 $0.73 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，天然气密度按 $0.71\text{kg}/\text{m}^3$ 计。可计算徐深 21 区块 VOCs 无组织排放总量为 25.9t/a。

4.4.2 废水污染源调查

徐深 21 集气站产生的气井采出水分离后，经罐车拉运到升一联气田污水预处理站处理，处理达标后回注地下开采油层。生活污水排放到场站内埋地生活污水处理设施，处理后的生活污水排放到站外污水池，最终拉运送至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

区块产生的水污染物主要为工作人员产生的生活污水。根据现场调查，区域水污染物排放情况详见表 4.4-2。

表 4.4-2 区域水污染物排放情况

序号	场站名称	主要污染源	主要污染物	治理措施
1	徐深 21 集气站	生活污水	COD、氨氮	经站内埋地式生活污水处理装置处理后，排入站外已建生活污水防渗池，最终拉运送至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理

4.4.3 噪声污染源调查

噪声污染源主要为徐深 21 集气站加热装置、各机泵等机械设备。各类机械设备噪声源强约 70-100dB（A）。

4.4.4 固体废物污染源分析

区域内产生的固体废物主要是井口除砂器产生砂粒,为危险废物 HW08 900-249-08,委托有资质单位处置。徐深 21 集气站三甘醇脱水装置维修时产生的废三甘醇,为一般工业固体废物,由厂家回收。更换废活性炭滤芯为危险废物,废活性炭废物类别 HW49 其他废物,滤芯危废代码为 900-039-49,委托有资质单位定期处置。生活垃圾委托环卫部门处理。区域固体废物产生情况详见表 4.4-3。

表 4.4-3 区域固体废物产生情况

序号	产生场所	固体废物	产生量
1	气井	井口砂粒	0.0001t/a
2	徐深 21 集气站	废三甘醇	3t/a
3		废活性炭滤芯	0.1t/a
4		生活垃圾	0.5t/a

五.环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

施工期废气主要为钻井工程柴油机燃烧排放的烟气及工程施工时管沟开挖、道路敷设、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，管道焊接过程产生的焊接烟尘，试气废气，以及施工设备和运输车辆尾气。

(1) 柴油机排放的烟气

本项目钻井钻机配套柴油发电机最大功率为 1026kW，正常情况下运转负荷为 70%，柴油油耗约为 209.4g/kwh，CO 排放量为 0.163g/kWh，HC+NO_x 排放量为 1.06g/kWh，PM 排放量为 0.065g/kWh，满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 年修改单中第三阶段标准限值要求。

施工时使用高品质柴油，调节好柴油机运行工况，距离项目进行钻井施工建设最近敏感点为拟建徐深 23-平 1 井西南侧 260m 王边外屯，由于项目开发区域所在地较空旷，扩散能力较快，因此对局部区域环境的影响不大。随着施工工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

(2) 地面工程施工扬尘

施工场地的扬尘主要是由运输车辆的行驶，场站建设，管道管沟的开挖、铺设、回填、开挖土方及铺路使用的材料的露天堆放产生。根据表 3.6-1，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。施工场地 100m 外的扬尘浓度值约为 0.39mg/m³。

运输车辆排放的尾气其主要成分为一氧化碳、碳氢化合物、氮氧化物和颗粒物。油田各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境空气影响的影响不是很大。

距离项目施工建设的最近敏感点为日光村（外输气管线西南 100m），建设过程中产生的施工扬尘对其产生影响较小。根据本工程特点，在施工过程中应采取以下措施：

- ①定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度。
- ②运输车辆途经村屯附近时应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生。

③管道施工场地剥离的表土堆放时要遮盖苫布，防止大风天气产生扬尘。

④施工过程产生的残土及时清运，不能及时清运的应当采取封闭、遮盖等措施；运输建筑材料车辆应采取封闭措施，必须装载规范；运输车辆驶出工地前须除泥降尘，严禁泥土尘沙带出工地。

⑤项目管道在施工结束后将临时占地及时恢复原有地表形态。

只要采取上述的相关措施，施工时产生的场界扬尘浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求，加上施工期产生的废气都是暂时性的，并且这种影响随着施工期的结束而消失。

（3）焊接烟尘

管道接口处进行焊接时，在高温电弧作用下，焊丝端部及其母材被熔化，溶液表面剧烈喷射由药皮焊芯产生的高温高压蒸汽并向四周扩散。当蒸汽进入周围空气中时，被冷却并氧化，部分结成固体微粒，形成由气体和固体微粒组成的焊接烟尘。焊接烟尘中的主要成分是金属氧化物。施工焊接烟尘的最大产生量为0.004t。本工程较为分散，焊接烟尘非集中排放，经空气稀释、扩散后对周围大气环境影响较小。

（4）试气废气

井口分离器分离出的试气天然气通过放喷管线引入井场临时设置的放空火炬燃烧后排放，放空火炬高为5m，设置于井口50m以外，且距离发电房等易产生明火的位置20m以上，放空排放管内径88.9mm。根据大庆油田近年来气田开发实际情况，放空属于短时非正常工况排放，其产生燃烧产污为CO₂、H₂O，项目产生的试气采出气均经过放喷管顶端设自动点火装置燃烧后，不排放非甲烷总烃，对环境的影响较小。

（5）运输车辆排放的尾气

本项目运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，排放主要污染物为NO_x、CO、SO₂、TSP等，均属于无组织排放，施工所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境的空气的影响较小。

综上所述，施工期废气主要为钻井工程柴油机燃烧排放的烟气及工程施工时管沟开挖、道路敷设、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，管道焊接过程产生的焊接烟尘，试气废气，以及施工设备和运输车辆尾气。通过采取有效地抑尘、规划行车路线及管理养护措施，施工期场界扬尘浓度满足《大气污染物综合

排放标准》(GB16297-1996)要求,天然气试气产生的燃烧烟气对区域环境空气影响不大,且时间很短,不会对周围村屯等敏感点造成不利影响,对周边环境的影响可接受,对区域空气环境及环保目标的影响较小。

5.1.2 运营期大气环境影响分析

5.1.2.1 评价区域二十年地面气象资料

本项目位于绥化市肇东市,根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),地面气象数据选择距离项目最近或气象特征基本一致的气象站的逐时地面气象数据,本次选用了大庆气象站(一般气象站,50850)资料,气象站位于黑龙江省大庆市,海拔高度 152m,距离本项目距离约 70km,比绥化市气象站 120km 近,且气象特征基本一致。大庆气象站始建于 2005 年,于 2005 年正式进行气象观测,拥有长期的气象观测资料,以下资料根据 2005-2021 年气象数据统计分析。

(1) 气象站常规气象统计(2005-2021)

气象站常规气象项目统计表见表 5.1-1。

表 5.1-1 气象站常规气象项目统计表

统计项目		统计值	极值出现时间	极值
多年平均气温(°C)		5.2	/	/
累年极端最高气温(°C)		35.3	2018-06-02	38.8
累年极端最低气温(°C)		-27.9	2013-01-01	-31.9
多年平均气压(hpa)		996.0	/	/
多年平均相对湿度(%)		60.7	/	/
多年平均降雨量(mm)		513.6	/	/
日照时长(h)		2470.3	/	/
平均风速(m/s)		5.2	/	/
静风频率(%)		5.5	/	/
极大风速(m/s)、相应风向		26.2、NW	2019-07-28	/
灾害天气统计	多年平均雷暴日数	20.8	/	/
	多年平均大风日数	3.8	/	/
	多年平均冰雹日数	0.7	/	/

(2) 气象站风观测数据统计

①月平均风速

大庆气象站月平均风速见表 5.1-2, 04 月平均风速最大(2.8m/s), 8 月风最小(1.8m/s)。

表 5.1-2 气象站月平均风速统计(单位 m/s)

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
平均风速	1.9	2.2	2.6	2.8	2.7	2.1	2.0	1.8	2.1	2.2	2.2	1.9

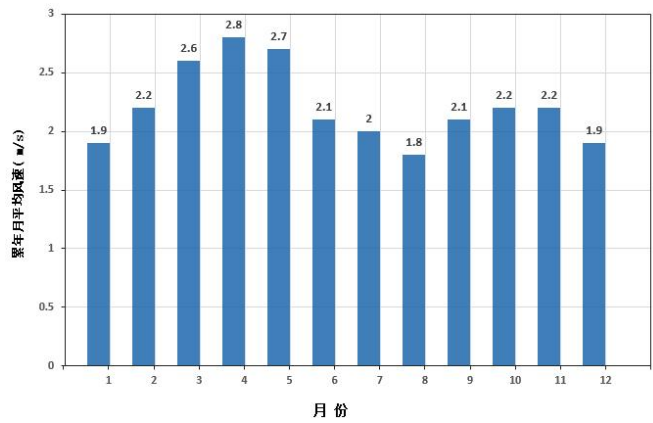


图5.1-1 大庆月平均风速（单位：m/s）

②风向特征

近 20 年资料分析的风向玫瑰图见图 5.1-1，大庆气象站主要风向为 S、SSW、WSW、WNW，占 32.5%，其中以 S 为主风向，占到全年的 8.6%左右。

表 5.1-3 气象站年风向频率统计（单位%）

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
频率	6.5	4.9	3.9	4.0	3.6	3.5	3.8	4.7	8.6	8.1	5.6	8.0	7.3	7.7	7.2	6.7	5.5

大庆近二十年风向频率统计图
(2002-2021)

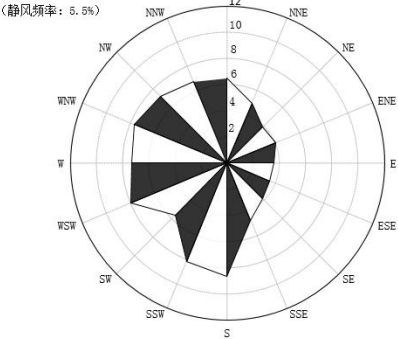
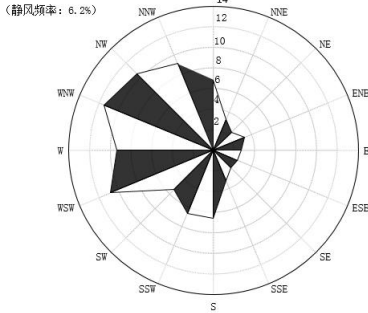


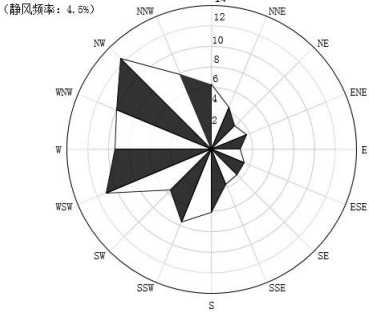
图 5.1-2 风向玫瑰图（静风频率 5.5%）

各月风向频率见表5.1-4，月风向玫瑰图见图5.1-3。

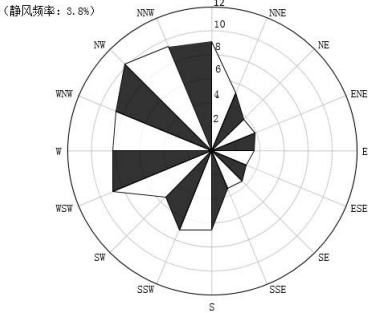
大庆近二十年累年1月风向频率统计
(2002-2021)



大庆近二十年累年2月风向频率统计
(2002-2021)



大庆近二十年累年3月风向频率统计
(2002-2021)



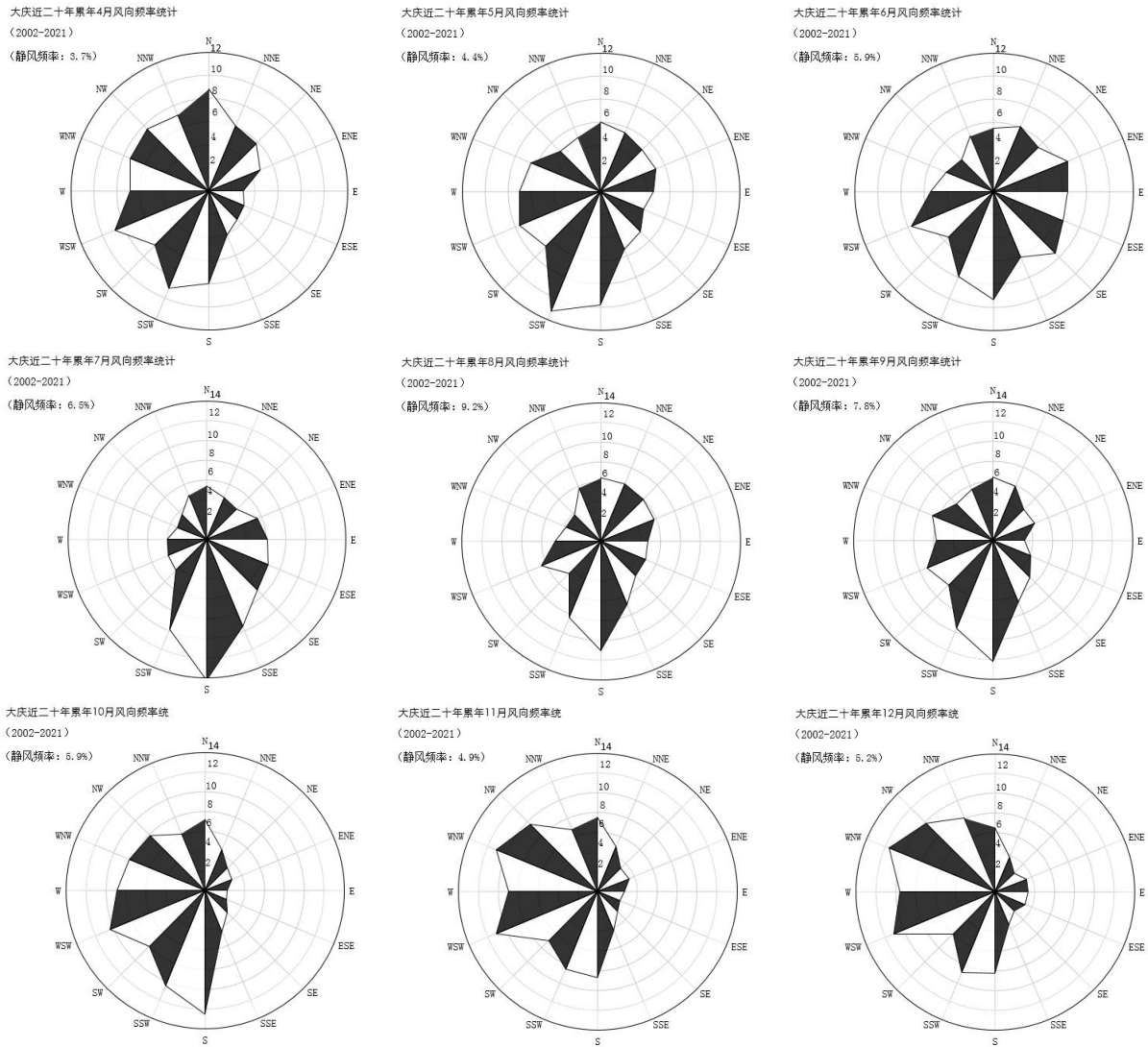


图5.1-3 月风向玫瑰图

表 5.1-4 气象站月风向频率统计（单位%）

风向频率月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
01	6.8	3.2	2.5	3.3	2.7	2.5	2.4	3.2	6.6	6.6	5.4	10.8	9.4	11.5	10.5	9.1	6.2
02	6.3	4.4	3.2	3.7	2.8	3.4	3.5	3.7	6.1	7.6	5.6	11.1	9.4	10	12.5	7.9	4.5
03	9.1	5.2	3.7	3.9	3.5	3.1	3.6	3.4	6.6	7.1	5.4	8.9	8.2	8.6	10.2	9.4	3.8
04	8.8	6.1	5.8	4.8	3	3.3	3.5	4.1	8	9.1	6.6	8.8	6.8	7.4	7.6	7.1	3.7
05	6	5.5	5.1	5.2	4.6	4	4.9	5.4	9.8	11.2	6.7	7.6	7	6.5	4.9	5.1	4.4
06	5.5	6.1	5.4	6.9	6.4	6.5	7.5	6.1	9.3	7.9	5.5	7.7	5.4	4.4	3.9	5.2	5.9
07	5.4	4.6	4.3	5.5	6.1	6.7	7.2	9.5	14.2	9.8	4.4	4.2	4	3.2	3.6	4.8	6.5
08	6.4	6.3	6	5.8	4.7	4.9	4.9	6.9	11	8.3	4.6	6.5	4.6	3.8	3.8	5.8	9.2
09	6.4	5.9	4.4	4.5	3.2	4.1	5.3	6.7	12.2	9.6	6.3	7.2	5.7	6.6	5.2	5.6	7.8
10	7.2	4.5	3.2	2.9	2.2	2.3	3.2	4.5	12.5	10.4	8	10.4	8.9	8.3	7.9	6.2	5.9
11	7.5	4.9	3.3	3.4	2.7	2.4	2.8	4.3	8.7	8.5	7	11.1	9	11.1	9.6	6.8	4.9
12	6.5	3.8	2.7	3.4	3.3	3.3	2.7	3.6	8.2	8.8	6	11.1	9.6	11.6	9.8	8.1	5.2

③风速年际变化特征与周期分析

根据近20年资料分析，大庆气象站2019年年平均风速最大（3.1m/s），2014、2015

年年平均风速最小（1.5m/s）。



图5.1-4 （2002-2021）年平均风速（单位：m/s，虚线为趋势线）

（3）气象站温度分析

①月平均气温与极端气温

大庆气象站07月气温最高（24.1℃），01月气温最低（-16.5℃），近20年极端最高气温出现在2018-06-02（38.8℃），近20年极端最低气温出现在2013-01-01（-31.9℃）。

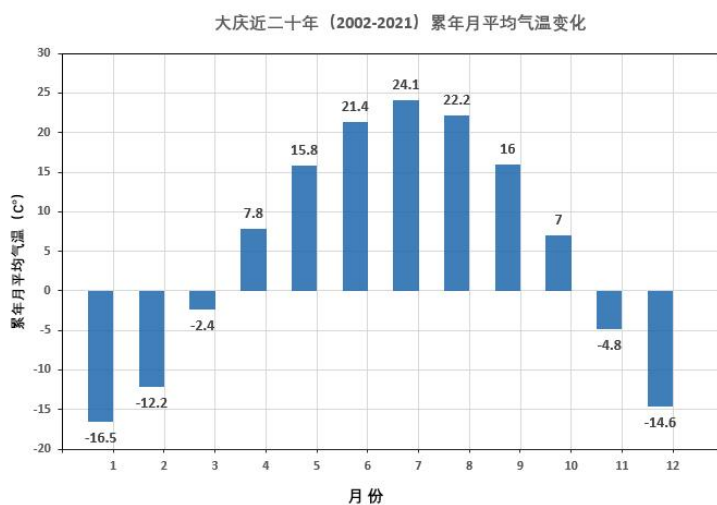


图5.1-5 月平均气温图（单位：℃）

②温度年际变化趋势与周期分析

大庆气象站近20年气温呈逐年上升趋势，2007年年平均气温最高（6.4℃），2010年年平均气温最低（4.1℃）。

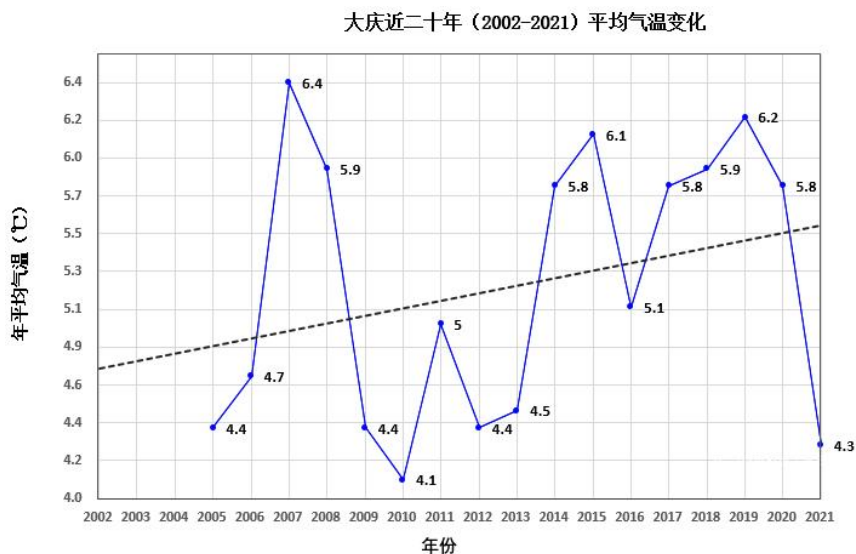


图5.1-6 （2002-2021）年平均气温（单位：°C，虚线为趋势线）

（4）气象站降水分析

①月平均降水与极端降水

大庆气象站07月降水量最大（147.7mm），1月降水量最小（2.6mm），近20年极端最大日降水出现在2018-07-25（96.8mm）。

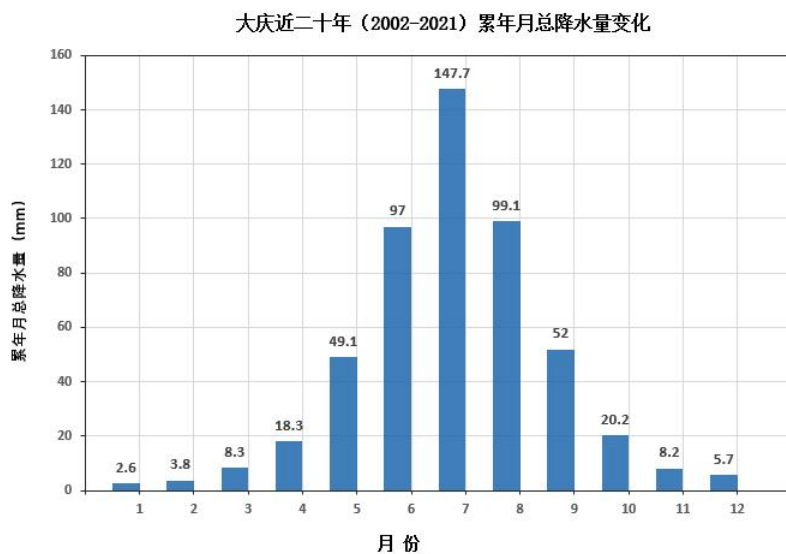


图5.1-7 月平均降水量（单位：毫米）

②降水年际变化趋势与周期分析

大庆气象站近20年年降水总量无明显变化趋势，2018年年总降水量最大（721.2mm），2007年年总降水量最小（316.9mm）。

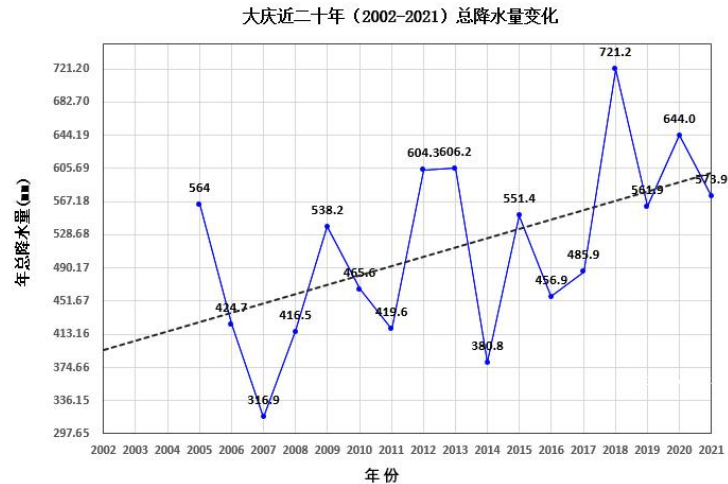


图5.1-8 （2002-2021）年总降水量（单位：毫米，虚线为趋势线）
(5) 气象站日照分析

①月日照时数

大庆气象站05月日照最长（239.2小时），12月日照最短（155小时）。

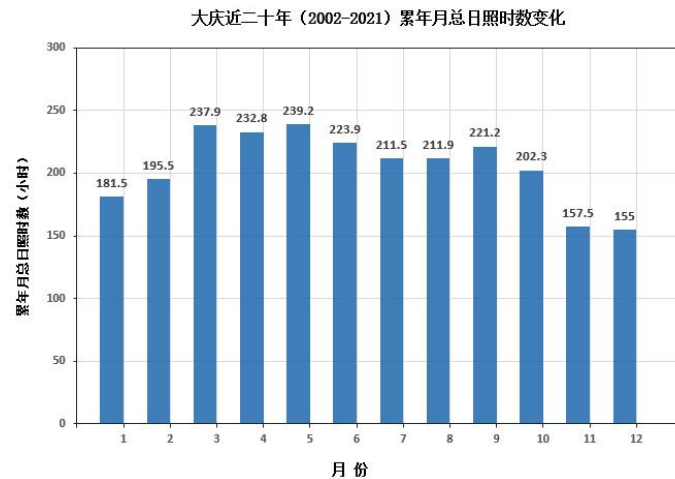


图5.1-9 月日照时数（单位：小时）

②日照时数年际变化趋势与周期分析

大庆气象站近20年年日照时数呈现上升趋势，2020年年日照时数最长（2825.1小时），2015年年日照时数最短（2144.4小时）。



图5.1-10 （2002-2021）年日照时长（单位：小时，虚线为趋势线）

（6）气象站相对湿度分析

①月相对湿度分析

大庆气象站07月平均相对湿度最大（73.3%），04月平均相对湿度最小（44.1%）。

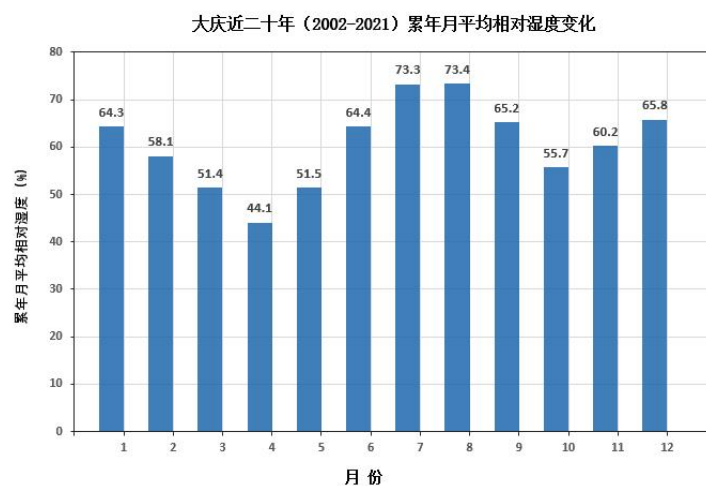


图5.1-11 月平均相对湿度（纵轴为百分比）

②相对湿度年际变化趋势与周期分析

大庆气象站近20年年平均相对湿度无明显变化趋势，2013年年平均相对湿度最大（67%），2017年年平均相对湿度最小（56%）。

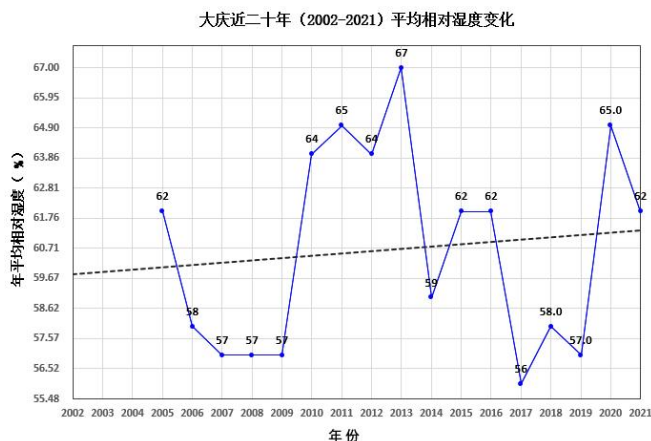


图5.1-12 (2002-2021) 年平均相对湿度（纵轴为百分比，虚线为趋势线）

5.1.2.2 近三年地面气象资料统计

本项目地面观测资料采用气象局提供的 2021 年 1 月至 2021 年 12 月全年风速、风向、干球温度、露点温度、相对湿度、气压观测资料以及观测的总云和低云资料进行统计分析。统计分析结果表明，2021 年评价区域平均温度 5.65℃，平均风速 2.96m/s。

(1) 气象台站的基本信息

气象台站区站号（国家统一编号）50850；

测风距离地面高度 10.5 米；

测温离地面高度 1.5 米；

气象站地面高程（拔海高度）152 米；

气象站类别（一般站）。

(2) 温度统计分析

年评价区域月平均温度统计表见表 5.1-5，2021 年评价区域月平均温度变化图见图 5.1-13。

表5.1-5 年评价区域月平均温度统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
气温 (°C)	-17.62	-11.82	0.65	8.27	15.84	21.21	25.34	20.68	16.13	7.34	-4.32	-13.94	5.65

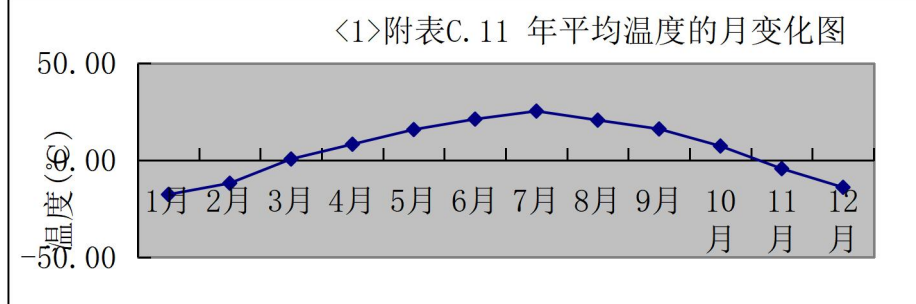


图5.1-13 2021年评价区域月平均温度变化图

从表 5.1-5 和图 5.1-13 看出, 近 1 年的平均温度为 5.65°C , 4-10 月份高于全年平均气温, 其它月份小于全年平均值, 7 月份平均气温最高为 25.34°C , 1 月份温度最低为 -17.62°C 。

(3) 风速统计分析

2021 年平均风速为 2.96m/s , 4 月份平均风速最大为 3.67m/s ; 1 月份平均风速最小为 2.41m/s 。2021 年评价区域月平均风速统计见表 5.1-6, 2021 年评价区域月平均风速变化图见图 5.1-14。

表5.1-6 2021年评价区域月平均风速统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
风速 (m/s)	2.41	3.10	3.38	3.67	3.63	2.91	2.64	2.60	2.55	2.93	2.97	2.69	2.96

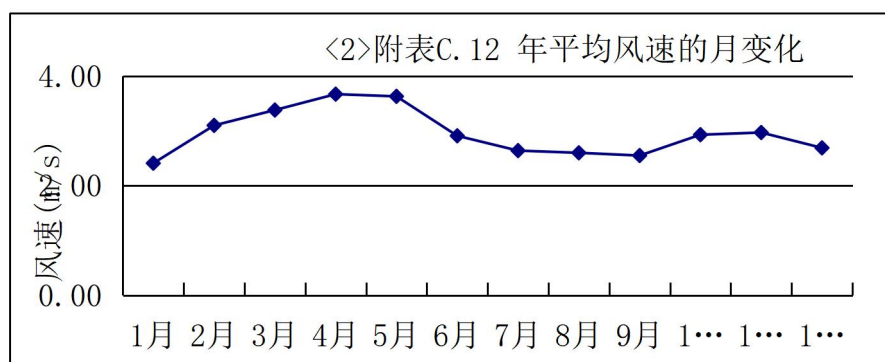


图5.1-14 2021年评价区域月平均风速变化图

年评价区域各季小时平均风速的日变化见表 5.1-7。2021 年评价区域各季小时平均风速的日变化见图 5.1-15。

表5.1-7 2021年评价区域各季小时平均风速的日变化 (单位: m/s)

	1时	2时	3时	4时	5时	6时	7时	8时	9时	10时	11时	12时
春季	2.80	2.72	2.60	2.69	2.70	2.89	3.46	3.82	4.38	4.60	4.94	4.82
夏季	2.10	2.16	2.15	2.24	2.16	2.37	2.66	2.93	3.09	3.31	3.63	3.69
秋季	2.33	2.32	2.49	2.42	2.36	2.51	2.64	2.99	3.34	3.46	3.69	3.79
冬季	2.43	2.48	2.46	2.40	2.41	2.36	2.43	2.50	3.05	3.26	3.59	3.65
	13时	14时	15时	16时	17时	18时	19时	20时	21时	22时	23时	24时
春季	4.78	4.88	4.77	4.27	3.83	3.36	2.85	2.70	2.94	3.01	2.81	2.77
夏季	3.64	3.54	3.30	3.31	3.17	2.72	2.31	2.11	2.04	2.11	2.18	2.25
秋季	3.84	3.87	3.50	3.16	2.52	2.28	2.28	2.38	2.33	2.40	2.37	2.37
冬季	3.73	3.84	3.45	2.83	2.37	2.20	2.15	2.28	2.35	2.32	2.28	2.45

表 5.1-7 给出了风速日变化趋势。由表可知, 各季节内, 风速较小值一般出现在夜间, 风速在下午达到最大, 有利于大气污染物的扩散。

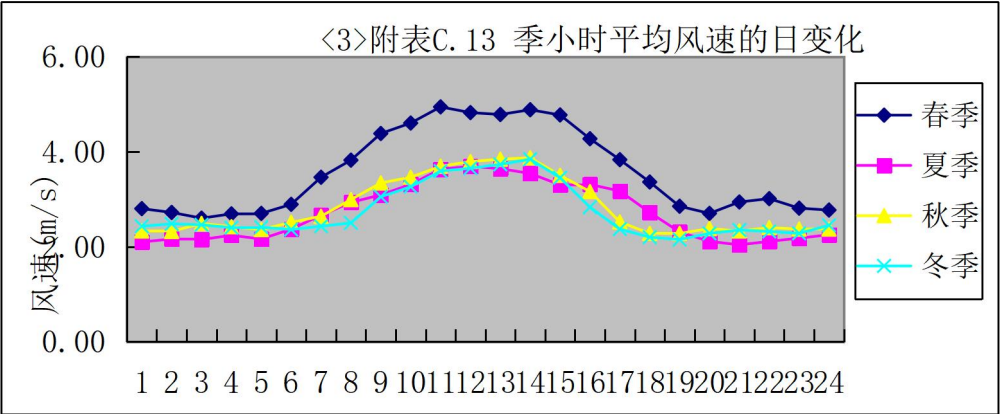


图5.1-15 年评价区域各季小时平均风速日变化

(4) 风向、风频统计分析

风向、风频统计见图 5.1-16。

气象统计1风频玫瑰图

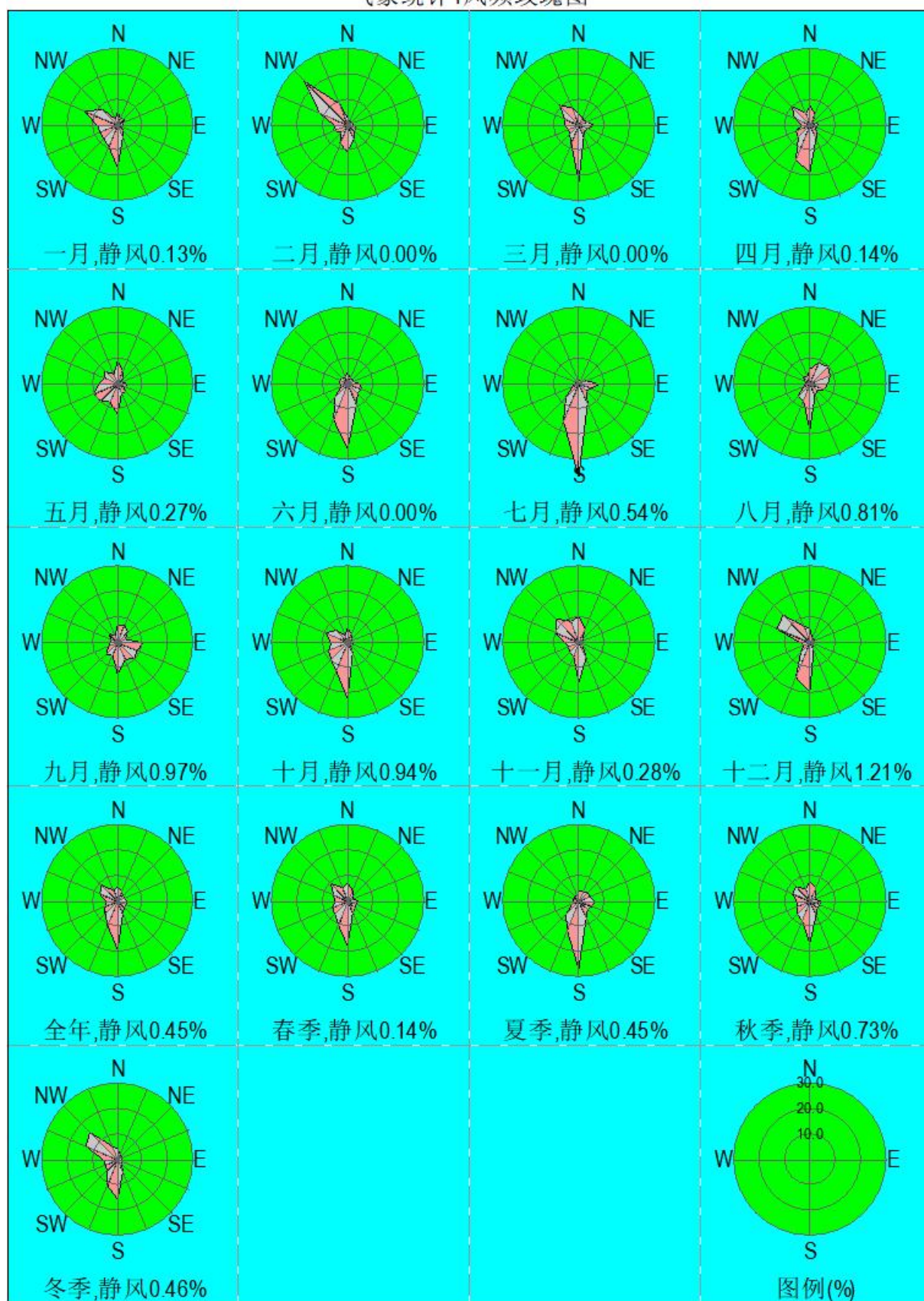


图5.1-16 2021年评价区域各月、季及年均风频玫瑰图

5.1.2.3 污染源调查

(1) 本项目污染源

本工程新建的 2 口气井，2 口气井气经采气管道输送至集气站，进入多井式加热炉加热节流后，进入计量分离器或生产分离器，经轮换计量后，进入三甘醇脱水装置进行脱水，脱水后的天然气进入新建徐深 23 集气站-徐深 21 集气站集气管道外输。项目产生的污染物主要为井场、徐深 23 集气站产生的非甲烷总烃，加热炉、采暖炉、三甘醇脱水加热炉排放的燃烧烟气。

①面源

本工程无组织逸散的烃类气体，排放节点主要为集气站集输系统及处理装置、气井井口的阀门等连接件处，排放形式为面源。根据国家环保部 2014 年发布的《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，天然气开采挥发性有机物排放系数推荐值为 0.5%，本工程总产气量 $0.8 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，天然气密度按 $0.71 \text{kg}/\text{m}^3$ 计。可计算本工程 VOCs 无组织排放总量为 $28.4 \text{t}/\text{a}$ 。以《2005 年中国温室气体清单研究》和《2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南》划分办法为基础，经过对天然气项目非甲烷总经无组织排放的研究测算后得出以下结论，天然气开采全过程非甲烷总经主要逸散点为井场、集气站、天然气处理增压外输站，其中井场和集气站所占比例约为 50%，天然气处理及增压外输站约为 50%。结合天然气开采井口甲烷排放因子为 $2.5 \text{t}/\text{a} \cdot \text{个}$ ，集气站设备逃逸 $27.9 \text{t}/\text{a} \cdot \text{个}$ ，集气站工艺放空 $23.6 \text{t}/\text{a} \cdot \text{个}$ ，本项目集气系统涉及 2 座井场、1 座集气站，则井场、集气站以及事故性放空的非甲烷总经排放比例约为 5:27.9:23.6，由于事故性放空属于点燃排放，因此放空非甲烷总经不计入非甲烷总经核算，因此本工程涉及的逸散点主要为井场和集气站，因此本工程井场和集气站的非甲烷总经挥发量为 $28.4 \times 50\% \times 58.2\% = 8.26 \text{t}/\text{a}$ ，按照井场和集气站的比例进行计算，徐深 23 集气站非甲烷总经挥发量为 $8.26 \times 27.9/32.9 = 7.0 \text{t}/\text{a}$ ，2 座井场非甲烷总经挥发量合计为 $8.26 \times 5/32.9 = 1.26 \text{t}/\text{a}$ ，单座井场非甲烷总经挥发量为 $0.63 \text{t}/\text{a}$ 。

本项面源污染物排放情况见表 5.1-8。

表 5.1-8 本项目单井、平台井占地非甲烷总烃排放量

序号	名称	占地 m^2	长 m	宽 m	排放量 t/a	排放速率 (kg/h)
						NMHC
1	徐深 23 井	1200	40	30	0.63	0.07
2	徐深 23-平 1 井	1200	40	30	0.63	0.07
3	徐深 23 集气站	5472	96	57	7.0	0.80

②点源

根据《徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程项目方案》，天然气加热炉燃气量按照 $20 \times 10^4 \text{m}^3$ ，采暖炉按照 $2.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，三甘醇加热装置燃气量按照 $10 \times 10^4 \text{m}^3$ 计，本项目新建徐深 23 集气站加热装置大气污染物排放情况见表 3.6-10。

(2) 本项目拟替代的污染源

根据建设单位提供资料和现场调查，项目区域不存在拟替代的污染源。

(3) 其他在建项目、已批复环境影响评价文件的拟建项目污染源

根据建设单位提供的项目区建设情况及现场调查本次拟开发的徐深气田南部区块目前不存在与评价项目排放污染物有关的其他在建项目、已批复环境影响评价文件的拟建项目。

5.1.2.4 大气环境影响预测方案

(1) 预测参数选取

采用 HJ2.2-2018 推荐模式清单中的 AERMOD 模型进行预测，AERMOD 模型版本号为 2.2.0.23875。地形按简单地形考虑。

观测气象数据及探空气象数据基本信息见表 5.1-9。

表5.1-9 观测气象数据信息

气象站名称	气象站等级	气象站坐标		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份/年	气象要素
50850	一般站	125.1333E	46.5667N	115-120	152	2021	温度、风向、风速、总云量

地形数据由软件配套数据库提供。

模型所需近地面参数按一年四季不同，根据项目评价区域特点参考模型推荐参数进行设置。

(2) 大气预测方案

①预测因子：非甲烷总烃、 SO_2 、 NO_2 、TSP；

②预测范围：覆盖评价范围，为 2 口气井、集气站外延 2.5km 区域。

③预测模型：AERMOD。

④预测与评价内容

本评价大气环境影响预测与评价内容见表 5.1-10。

表5.1-10 大气环境影响预测与评价内容

评价对象	污染源	污染源排放形式	预测内容	评价内容
达标区 评价项目	新增污染源	正常排放	短期浓度 长期浓度	最大浓度占标率
	新增污染源	正常排放	短期浓度	叠加环境质量现状浓

			长期浓度	度后的日平均质量浓度和年平均质量浓度的占标率，或短期浓度的达标情况
	新增污染源	非正常排放	1h 平均质量浓度	最大浓度占标率

⑤污染源

表 5.1-11 面源污染源参数表

名称	面源坐标		海拔高度 /m	与正北方向 夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度 /m	年排放小时数 /h	排放工 况	排放速率 (kg/h)
	X/m	Y/m								NMHC
达深 24-斜 1	125.2 0929	46.41 599		0	40	30	3	8760	正常	0.051
达深 32-斜 1	125.1 8392	46.40 928		0	40	30	3	8760	正常	0.051
达深 32-平 1	125.1 8503	46.40 792		0	40	30	3	8760	正常	0.051
达深 32 预处 理站	125.1 7836	46.40 677			130	40	4	8760	正常	0.567

表 5.1-12 点源污染源参数表

名称		排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔 高度 m	排气筒高 度 m	排气筒内 径 m	烟气流速 m/s	烟气温 度 °C	年排 放小 时数 h	排 放 工 况	污染物排放速率 kg/h		
		X/m	Y/m								SO ₂	NO ₂	颗粒物
	撬				8	0.2	0.27	160	8760	正 常	0.00031	0.00326	0.0002 3
	三甘醇				8	0.2	0.004	160	8760	正 常	0.00001	0.00004	0.0000 1

5.1.2.5 大气环境影响预测结果与分析

(1) 新增污染源贡献浓度结果

本项目主要选取大气环境影响评价范围内的大气环境保护目标进行预测，本评价采用 AERMOD 推荐模式计算评价范围内区域最大浓度影响值。SO₂、NO₂、TSP 及非甲烷总烃短期贡献浓度影响表见表 5.1-13，SO₂、NO₂、TSP 及非甲烷总烃贡献浓度分布图见图 5.1-17~图 5.1-22。

表 5.1-13 新增污染源各污染物贡献浓度影响表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值	出现时间	占标率	达标情况
			($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		(%)	
SO ₂	小八井子	小时值	0.16841	21103005	0.03	达标
		日均值	0.02255	210808	0.02	达标
		年均值	0.00141	平均值	0	达标
	八井村	小时值	0.22402	21062905	0.04	达标
		日均值	0.05749	211024	0.04	达标
		年均值	0.01041	平均值	0.02	达标
	宫家屯	小时值	0.12353	21100120	0.02	达标
		日均值	0.01601	211203	0.01	达标
		年均值	0.00203	平均值	0	达标
	邢家屯	小时值	0.15032	21103124	0.03	达标
		日均值	0.01788	211031	0.01	达标
		年均值	0.00111	平均值	0	达标
	王边外屯	小时值	0.29724	21051901	0.06	达标
		日均值	0.05137	210121	0.03	达标
		年均值	0.00374	平均值	0.01	达标
	解放村	小时值	0.15521	21081620	0.03	达标
		日均值	0.02462	210816	0.02	达标
		年均值	0.0014	平均值	0	达标
	任甲三屯	小时值	0.12864	21031907	0.03	达标
		日均值	0.02018	211120	0.01	达标
		年均值	0.00082	平均值	0	达标
	新立屯	小时值	0.17053	21081402	0.03	达标
		日均值	0.02146	210320	0.01	达标
		年均值	0.00137	平均值	0	达标
	张发电	小时值	0.10247	21122306	0.02	达标
		日均值	0.00964	210407	0.01	达标
		年均值	0.00068	平均值	0	达标
	日光村	小时值	0.15547	21091121	0.03	达标
		日均值	0.03085	210207	0.02	达标
		年均值	0.00308	平均值	0.01	达标
	小山屯	小时值	0.1127	21120324	0.02	达标
		日均值	0.01801	210207	0.01	达标
		年均值	0.00159	平均值	0	达标
	孟家围子	小时值	0.13458	21100522	0.03	达标
		日均值	0.01495	211126	0.01	达标

	区域最大落地浓度	年均值	0.00118	平均值	0	达标
		小时值	0.6858	21041107	0.14	达标
		日均值	0.19356	211029	0.13	达标
		年均值	0.03051	平均值	0.05	达标
NO ₂	小八井子	小时值	0.19042	21103005	0.1	达标
		日均值	0.02567	210808	0.03	达标
		年均值	0.0016	平均值	0	达标
	八井村	小时值	0.25463	21062905	0.13	达标
		日均值	0.06471	211024	0.08	达标
		年均值	0.01177	平均值	0.03	达标
	宫家屯	小时值	0.13938	21100120	0.07	达标
		日均值	0.01797	211203	0.02	达标
		年均值	0.00229	平均值	0.01	达标
	邢家屯	小时值	0.16929	21103124	0.08	达标
		日均值	0.0201	211031	0.03	达标
		年均值	0.00126	平均值	0	达标
	王边外屯	小时值	0.33786	21051901	0.17	达标
		日均值	0.05847	210121	0.07	达标
		年均值	0.00428	平均值	0.01	达标
	解放村	小时值	0.17479	21081620	0.09	达标
		日均值	0.02771	210816	0.03	达标
		年均值	0.00158	平均值	0	达标
	任甲三屯	小时值	0.14425	21031907	0.07	达标
		日均值	0.02291	211120	0.03	达标
		年均值	0.00093	平均值	0	达标
	新立屯	小时值	0.19153	21081402	0.1	达标
		日均值	0.02408	210320	0.03	达标
		年均值	0.00154	平均值	0	达标
	张发屯	小时值	0.11543	21070904	0.06	达标
		日均值	0.01079	210407	0.01	达标
		年均值	0.00077	平均值	0	达标
	日光村	小时值	0.17627	21091121	0.09	达标
		日均值	0.03504	210207	0.04	达标
		年均值	0.00347	平均值	0.01	达标
	小山屯	小时值	0.12654	21120324	0.06	达标
		日均值	0.02035	210207	0.03	达标
		年均值	0.00179	平均值	0	达标
	孟家围子	小时值	0.152	21100522	0.08	达标
		日均值	0.0168	211126	0.02	达标
		年均值	0.00133	平均值	0	达标
	区域最大落地浓度	小时值	0.78745	21072119	0.39	达标
		日均值	0.22364	211029	0.28	达标
		年均值	0.03497	平均值	0.09	达标
TSP	小八井子	日均值	0.17007	210808	0.06	达标
		年均值	0.01062	平均值	0.01	达标
	八井村	日均值	0.43033	211024	0.14	达标
		年均值	0.07816	平均值	0.04	达标
	宫家屯	日均值	0.11964	211203	0.04	达标

		年均值	0.0152	平均值	0.01	达标
	邢家屯	日均值	0.13374	211031	0.04	达标
		年均值	0.00836	平均值	0	达标
	王边外屯	日均值	0.38748	210121	0.13	达标
		年均值	0.02833	平均值	0.01	达标
	解放村	日均值	0.18429	210816	0.06	达标
		年均值	0.01048	平均值	0.01	达标
	任甲三屯	日均值	0.15194	211120	0.05	达标
		年均值	0.00617	平均值	0	达标
	新立屯	日均值	0.16033	210320	0.05	达标
		年均值	0.01025	平均值	0.01	达标
	张发屯	日均值	0.0719	210407	0.02	达标
		年均值	0.0051	平均值	0	达标
	日光村	日均值	0.23234	210207	0.08	达标
		年均值	0.02305	平均值	0.01	达标
	小山屯	日均值	0.13517	210207	0.05	达标
		年均值	0.01194	平均值	0.01	达标
	孟家围子	日均值	0.11181	211126	0.04	达标
		年均值	0.00884	平均值	0	达标
NMHC	区域最大落地浓度	日均值	1.47538	211029	0.49	达标
		年均值	0.23129	平均值	0.12	达标
	小八井子	小时值	132.8118	21012404	6.64	达标
	八井村	小时值	282.0892	21081502	14.1	达标
	宫家屯	小时值	114.6789	21090722	5.73	达标
	邢家屯	小时值	203.3525	21122222	10.17	达标
	王边外屯	小时值	319.0607	21052624	15.95	达标
	解放村	小时值	86.45117	21031620	4.32	达标
	任甲三屯	小时值	209.1607	21122118	10.46	达标
	新立屯	小时值	98.37926	21011422	4.92	达标
	张发屯	小时值	80.50041	21081523	4.03	达标
	日光村	小时值	132.0863	21121422	6.6	达标
	小山屯	小时值	104.2732	21110318	5.21	达标
	孟家围子	小时值	198.8199	21020722	9.94	达标
	区域最大落地浓度	小时值	782.7058	21070602	39.14	达标

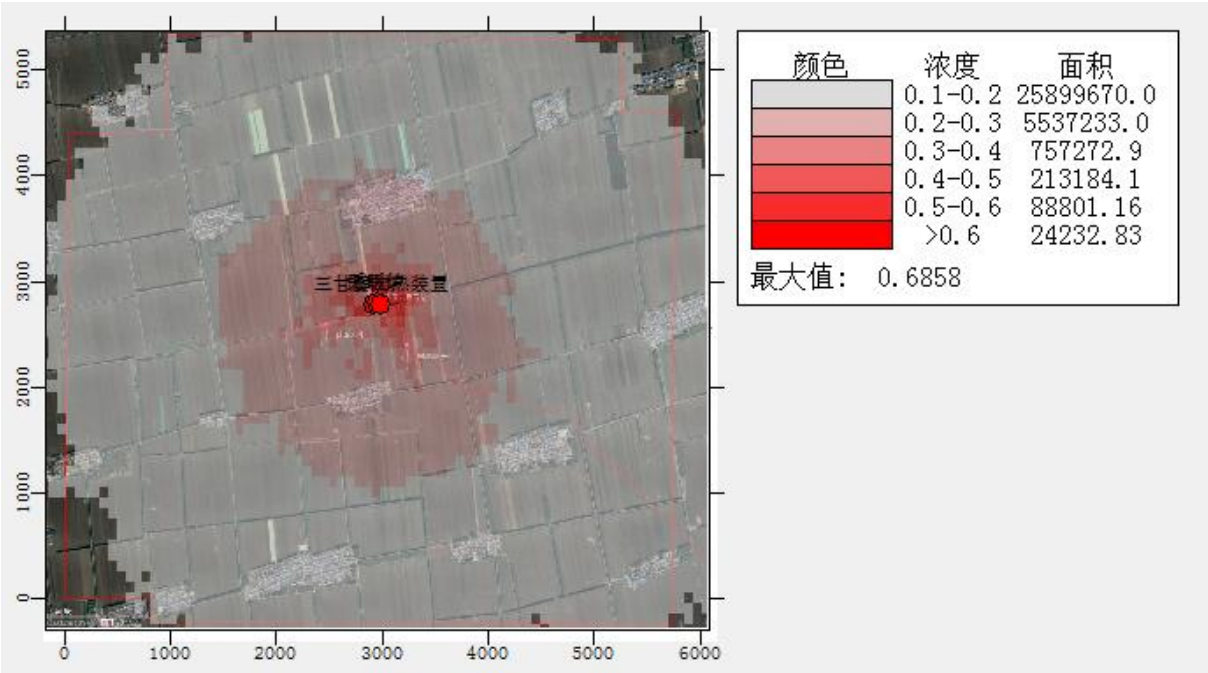


图 5.1-17 SO₂ 小时值贡献浓度分布图

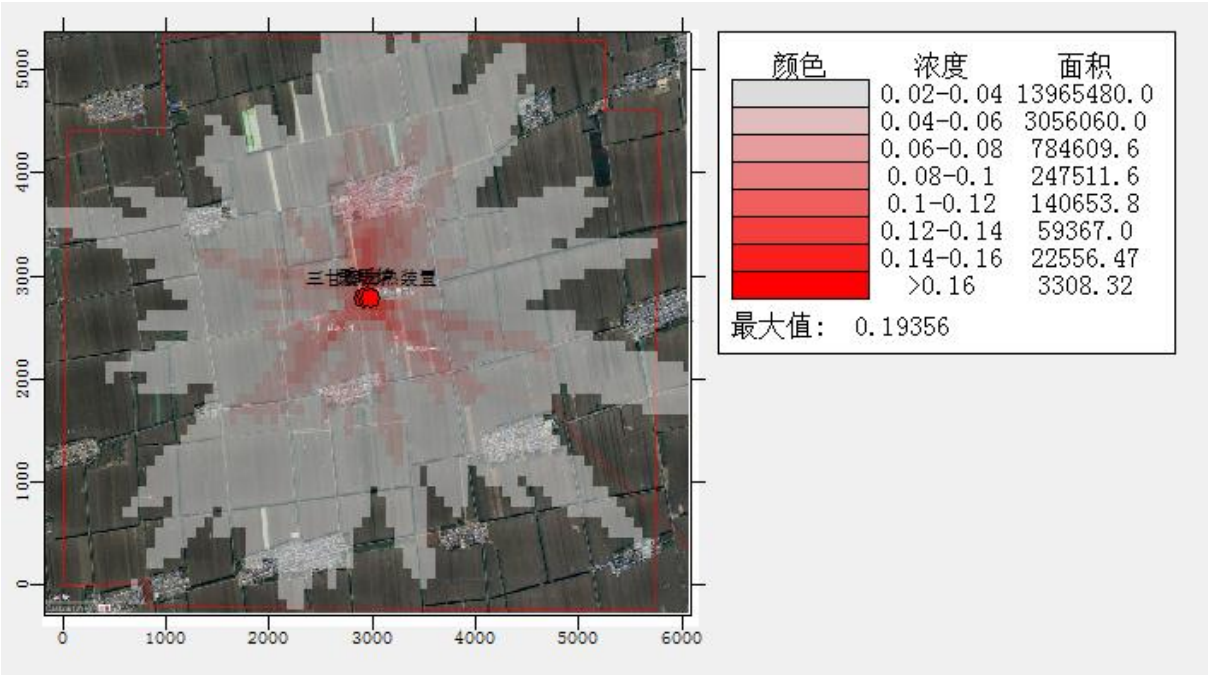


图 5.1-18 SO₂ 日均值贡献浓度分布图

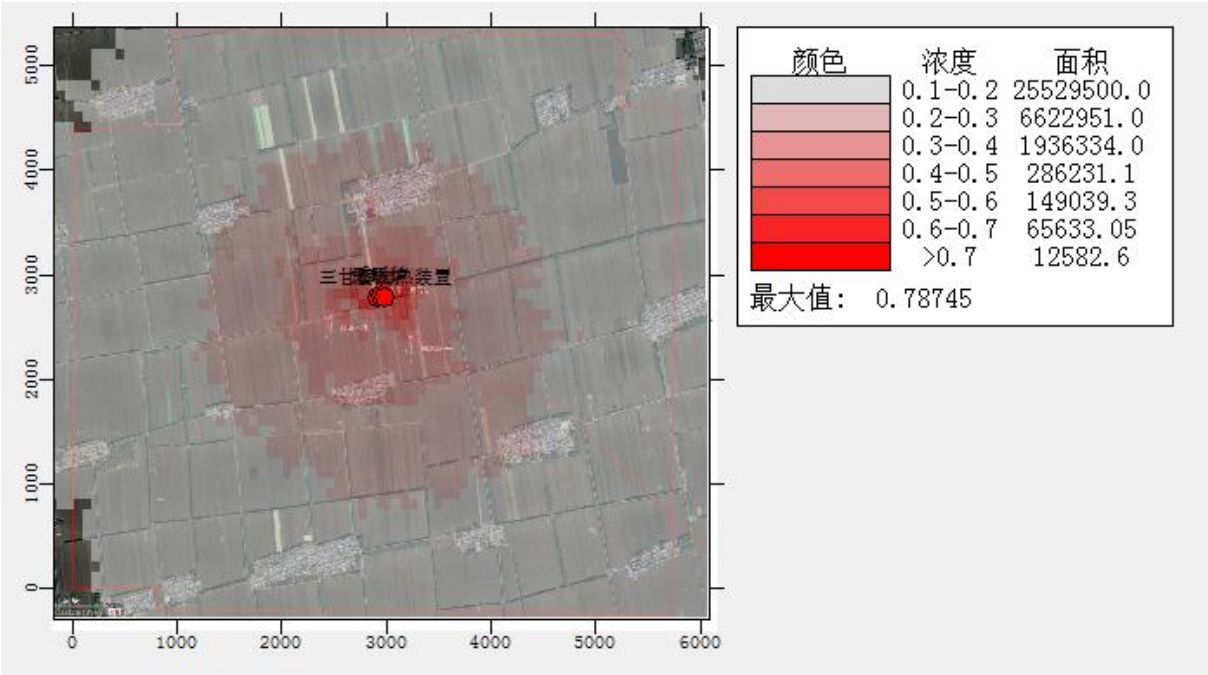


图 5.1-19 NO₂ 小时值贡献浓度分布图

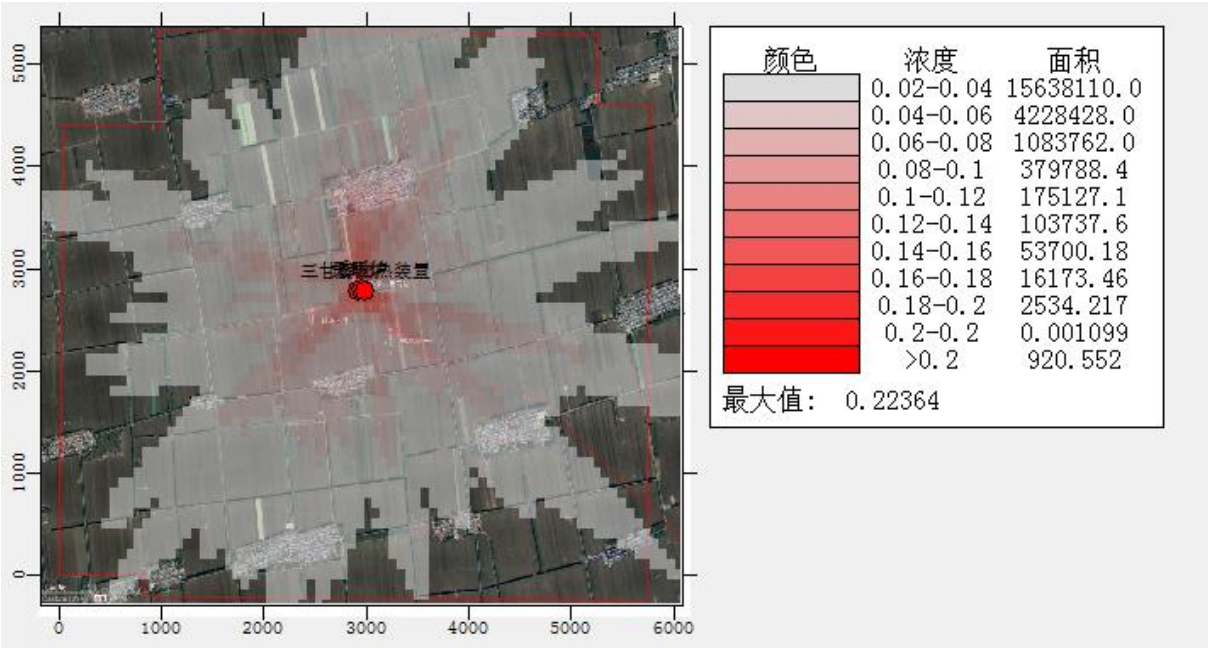


图 5.1-20 NO₂ 日均值贡献浓度分布图

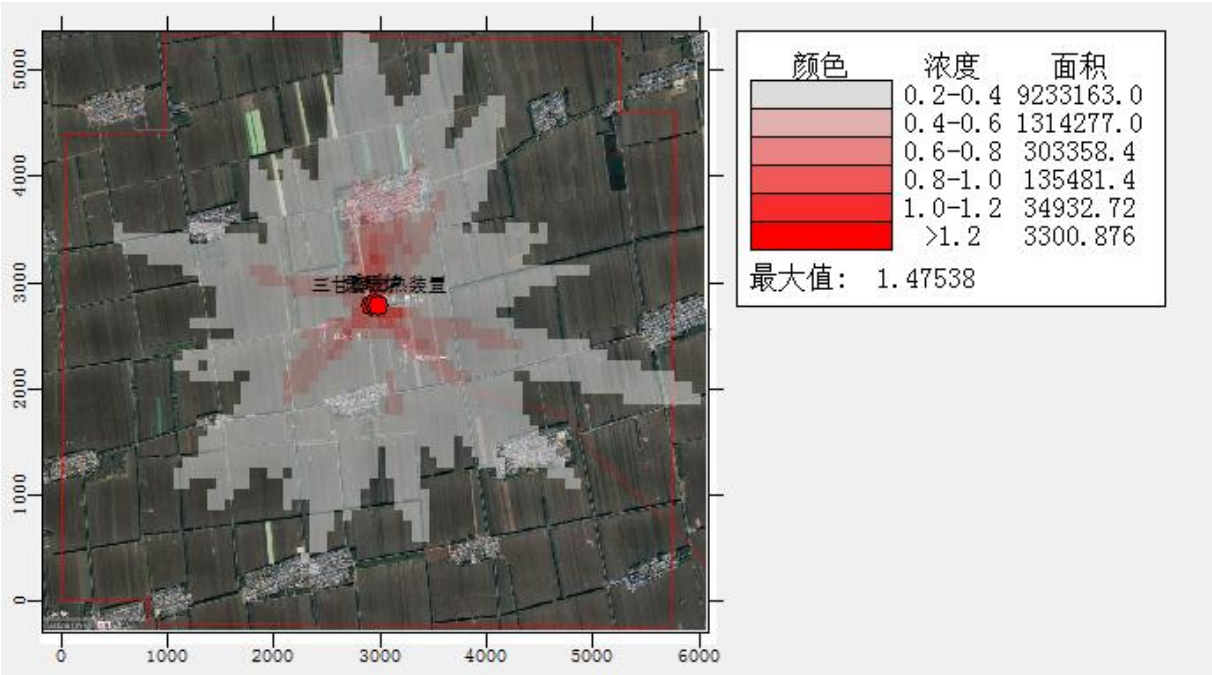


图 5.1-21 TSP 日均值贡献浓度分布图

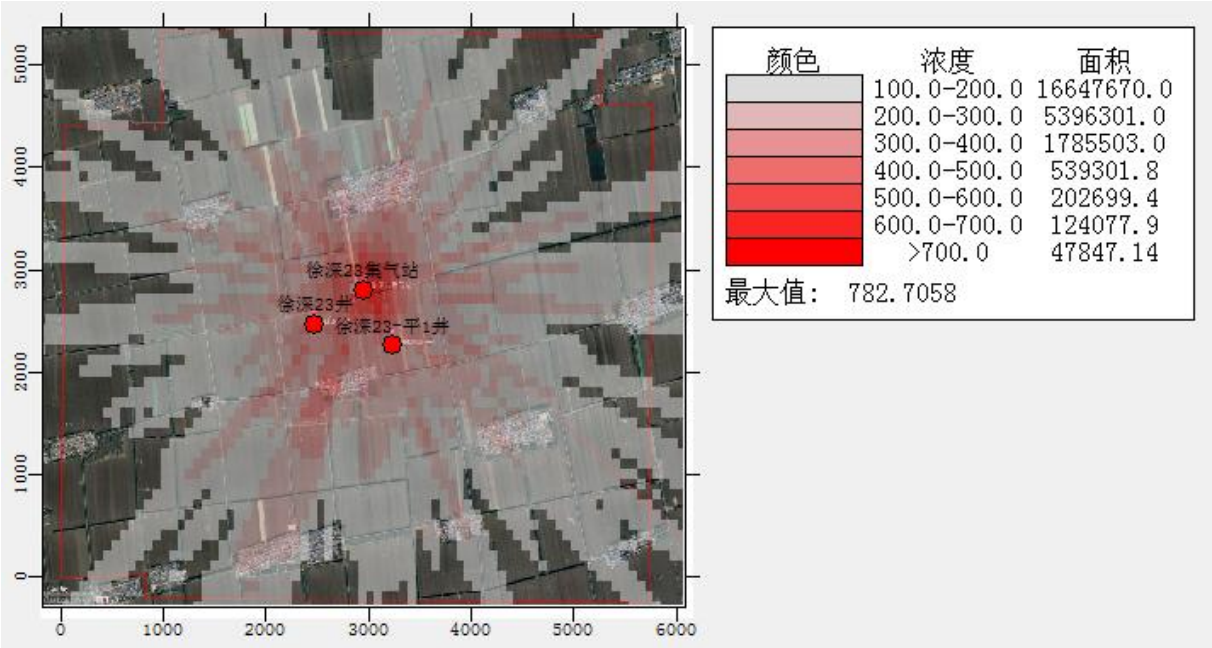


图 5.1-22 NMHC 小时值贡献浓度分布图

(2) 年平均质量浓度增量预测结果

SO₂、NO₂、TSP 新增污染源长期贡献浓度影响表见表 5.1-14，SO₂、NO₂、TSP 新增污染源长期贡献浓度分布图见图 5.1-23~图 5.1-25。

表 5.1-14 各污染物年平均质量浓度增量预测结果表

污染物	年平均浓度最大增量/ (μg/m ³)	占标率/%
SO ₂	0.03051	0.05
NO ₂	0.03497	0.09
TSP	0.23129	0.12

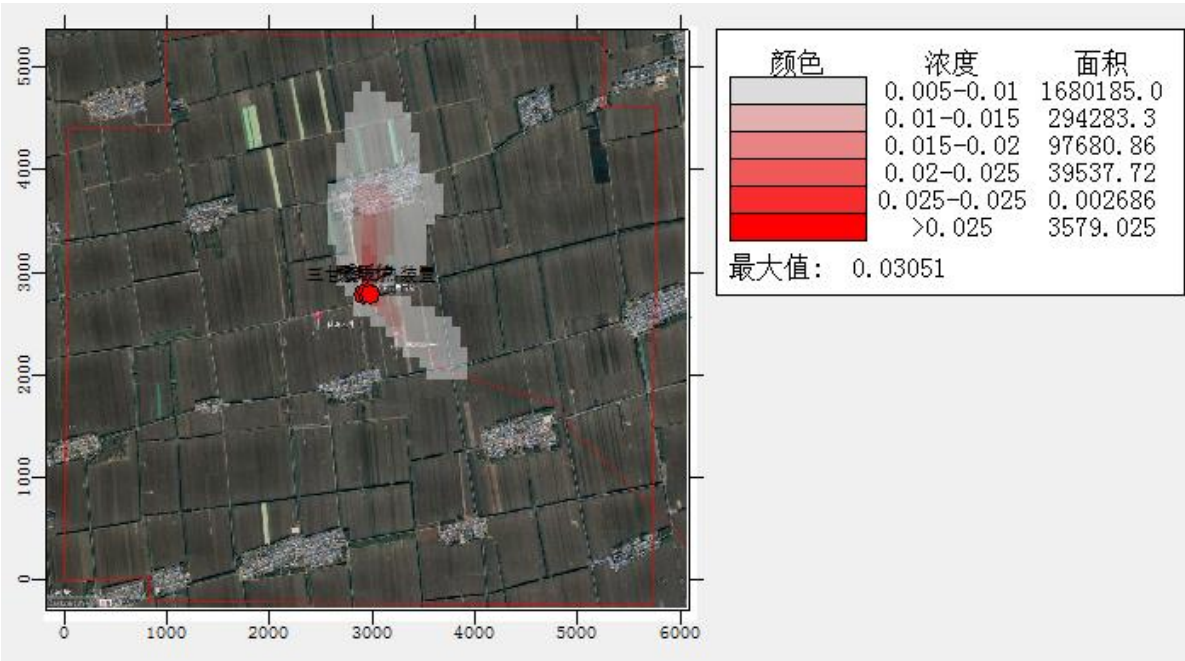


图 5.1-23 SO₂ 年均值贡献浓度分布图

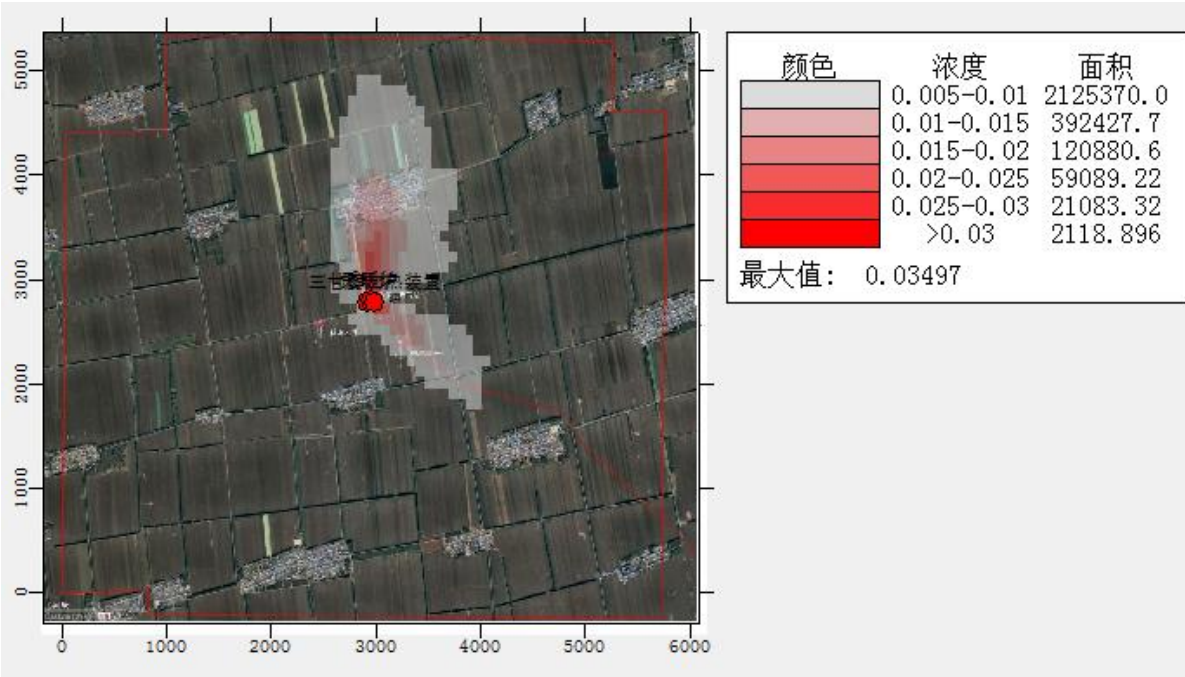


图 5.1-24 NO₂ 年均值贡献浓度分布图

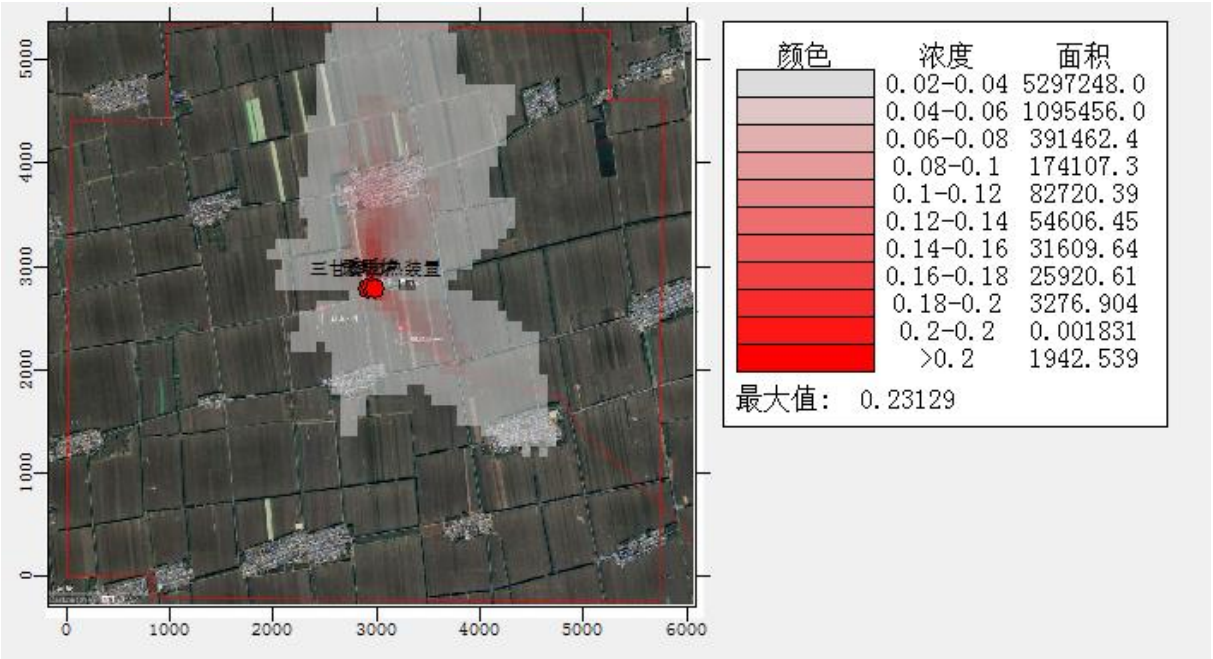


图 5.1-25 TSP 年均值贡献浓度分布图

(3) 叠加后环境质量浓度预测结果

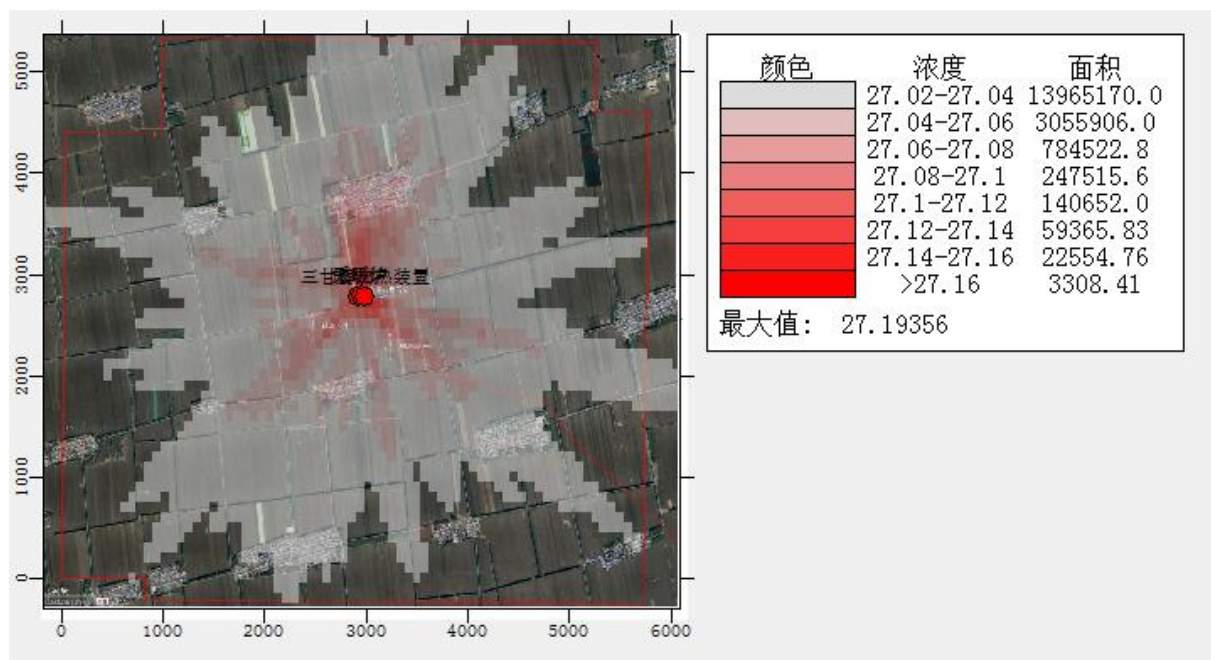
叠加背景浓度后环境质量浓度预测结果见表 5.1-15，叠加后 SO₂、NO₂、TSP、非甲烷总烃浓度分布见图 5.1-26~图 5.1-32。

表 5.1-15 叠加后环境质量浓度预测结果表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值	背景浓度	叠加后浓度	占标率	达标情况
			($\mu\text{g}/\text{m}^3$)				
SO ₂	小八井子	日均值	0.02255	27	27.02255	18.02	达标
		年均值	0.00141	7	7.00141	11.67	达标
	八井村	日均值	0.05749	27	27.05749	18.04	达标
		年均值	0.01041	7	7.01041	11.68	达标
	宫家屯	日均值	0.01601	27	27.01601	18.01	达标
		年均值	0.00203	7	7.00203	11.67	达标
	邢家屯	日均值	0.01788	27	27.01788	18.01	达标
		年均值	0.00111	7	7.00111	11.67	达标
	王边外屯	日均值	0.05137	27	27.05137	18.03	达标
		年均值	0.00374	7	7.00374	11.67	达标
	解放村	日均值	0.02462	27	27.02462	18.02	达标
		年均值	0.0014	7	7.0014	11.67	达标
	任甲三屯	日均值	0.02018	27	27.02018	18.01	达标
		年均值	0.00082	7	7.00082	11.67	达标
	新立屯	日均值	0.02146	27	27.02146	18.01	达标
		年均值	0.00137	7	7.00137	11.67	达标
	张发屯	日均值	0.00964	27	27.00964	18.01	达标
		年均值	0.00068	7	7.00068	11.67	达标
	日光村	日均值	0.03085	27	27.03085	18.02	达标

		年均值	0.00308	7	7.00308	11.67	达标
		日均值	0.01801	27	27.01801	18.01	达标
	小山屯	年均值	0.00159	7	7.00159	11.67	达标
		日均值	0.01495	27	27.01495	18.01	达标
	孟家围子	年均值	0.00118	7	7.00118	11.67	达标
		日均值	0.19356	27	27.19356	18.13	达标
NO ₂	区域最大落地浓度	年均值	0.03051	7	7.03051	11.72	达标
		日均值	0.02567	62	62.02567	77.53	达标
	小八井子	年均值	0.0016	16	16.0016	40	达标
		日均值	0.06471	62	62.06471	77.58	达标
	八井村	年均值	0.01177	16	16.01177	40.03	达标
		日均值	0.01797	62	62.01797	77.52	达标
	宫家屯	年均值	0.00229	16	16.00229	40.01	达标
		日均值	0.0201	62	62.0201	77.53	达标
	邢家屯	年均值	0.00126	16	16.00126	40	达标
		日均值	0.05847	62	62.05847	77.57	达标
	王边外屯	年均值	0.00428	16	16.00428	40.01	达标
		日均值	0.02771	62	62.02771	77.53	达标
	解放村	年均值	0.00158	16	16.00158	40	达标
		日均值	0.02291	62	62.02291	77.53	达标
	任甲三屯	年均值	0.00093	16	16.00093	40	达标
		日均值	0.02408	62	62.02408	77.53	达标
	新立屯	年均值	0.00154	16	16.00154	40	达标
		日均值	0.01079	62	62.01079	77.51	达标
	张发屯	年均值	0.00077	16	16.00077	40	达标
		日均值	0.03504	62	62.03504	77.54	达标
	日光村	年均值	0.00347	16	16.00347	40.01	达标
		日均值	0.02035	62	62.02035	77.53	达标
	小山屯	年均值	0.00179	16	16.00179	40	达标
		日均值	0.0168	62	62.0168	77.52	达标
	孟家围子	年均值	0.00133	16	16.00133	40	达标
		日均值	0.22364	62	62.22364	77.78	达标
	区域最大落地浓度	年均值	0.03497	16	16.03497	40.09	达标
TSP	小八井子	日均值	0.17007	78	78.17007	26.06	达标
		年均值	0.01062	69	69.01062	34.51	达标
	八井村	日均值	0.43033	78	78.43033	26.14	达标
		年均值	0.07816	69	69.07816	34.54	达标
	宫家屯	日均值	0.11964	78	78.11964	26.04	达标
		年均值	0.0152	69	69.0152	34.51	达标
	邢家屯	日均值	0.13374	78	78.13374	26.04	达标
		年均值	0.00836	69	69.00836	34.5	达标
	王边外屯	日均值	0.38748	78	78.38748	26.13	达标
		年均值	0.02833	69	69.02833	34.51	达标
	解放村	日均值	0.18429	78	78.18429	26.06	达标
		年均值	0.01048	69	69.01048	34.51	达标
	任甲三屯	日均值	0.15194	78	78.15194	26.05	达标
		年均值	0.00617	69	69.00617	34.5	达标
	新立屯	日均值	0.16033	78	78.16033	26.05	达标

NMH C		年均值	0.01025	69	69.01025	34.51	达标
	张发屯	日均值	0.0719	78	78.0719	26.02	达标
		年均值	0.0051	69	69.0051	34.5	达标
	日光村	日均值	0.23234	78	78.23234	26.08	达标
		年均值	0.02305	69	69.02305	34.51	达标
	小山屯	日均值	0.13517	78	78.13517	26.05	达标
		年均值	0.01194	69	69.01194	34.51	达标
	孟家围子	日均值	0.11181	78	78.11181	26.04	达标
		年均值	0.00884	69	69.00884	34.5	达标
	区域最大落地浓度	日均值	1.47538	78	79.47538	26.49	达标
		年均值	0.23129	69	69.23129	34.62	达标
NMH C	小八井子	小时值	132.8118	690	822.8118	41.14	达标
	八井村	小时值	282.0892	690	972.0892	48.6	达标
	宫家屯	小时值	114.6789	690	804.679	40.23	达标
	邢家屯	小时值	203.3525	690	893.3525	44.67	达标
	王边外屯	小时值	319.0607	690	1009.061	50.45	达标
	解放村	小时值	86.45117	690	776.4512	38.82	达标
	任甲三屯	小时值	209.1607	690	899.1607	44.96	达标
	新立屯	小时值	98.37926	690	788.3793	39.42	达标
	张发屯	小时值	80.50041	690	770.5004	38.53	达标
	日光村	小时值	132.0863	690	822.0864	41.1	达标
	小山屯	小时值	104.2732	690	794.2733	39.71	达标
	孟家围子	小时值	198.8199	690	888.8199	44.44	达标
	区域最大落地浓度	小时值	782.7058	690	1472.706	73.64	达标


图 5.1-26 叠加后 SO₂ 日均浓度分布图

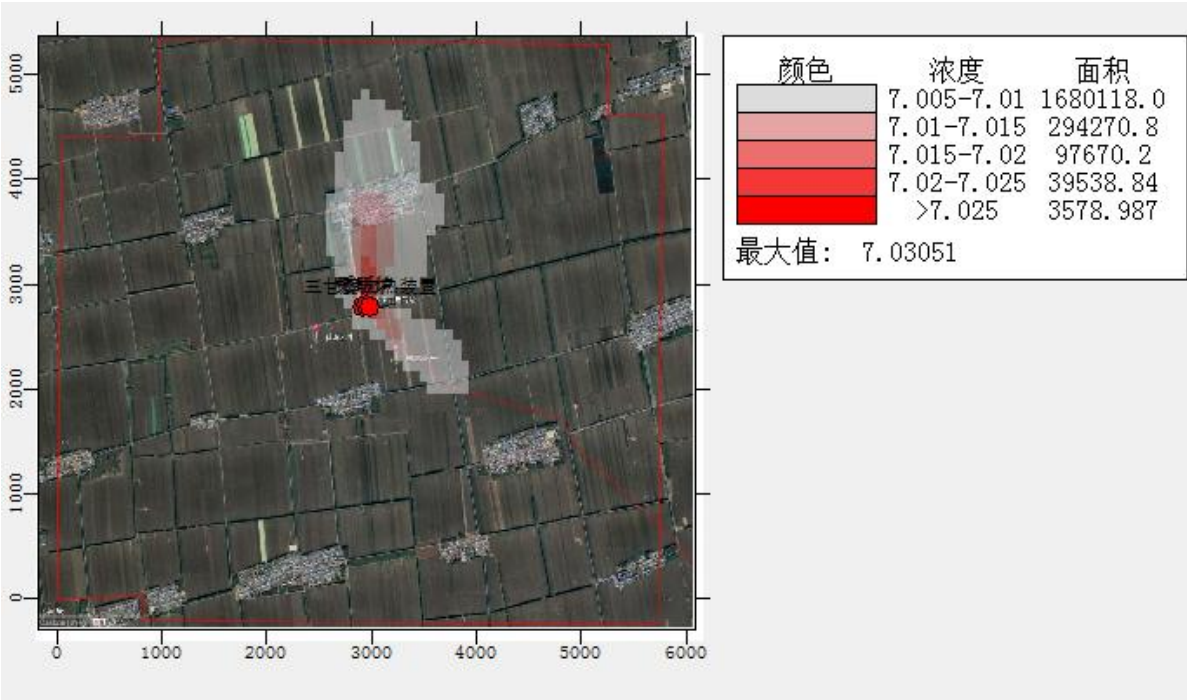


图 5.1-27 叠加后 SO₂ 年均浓度分布图

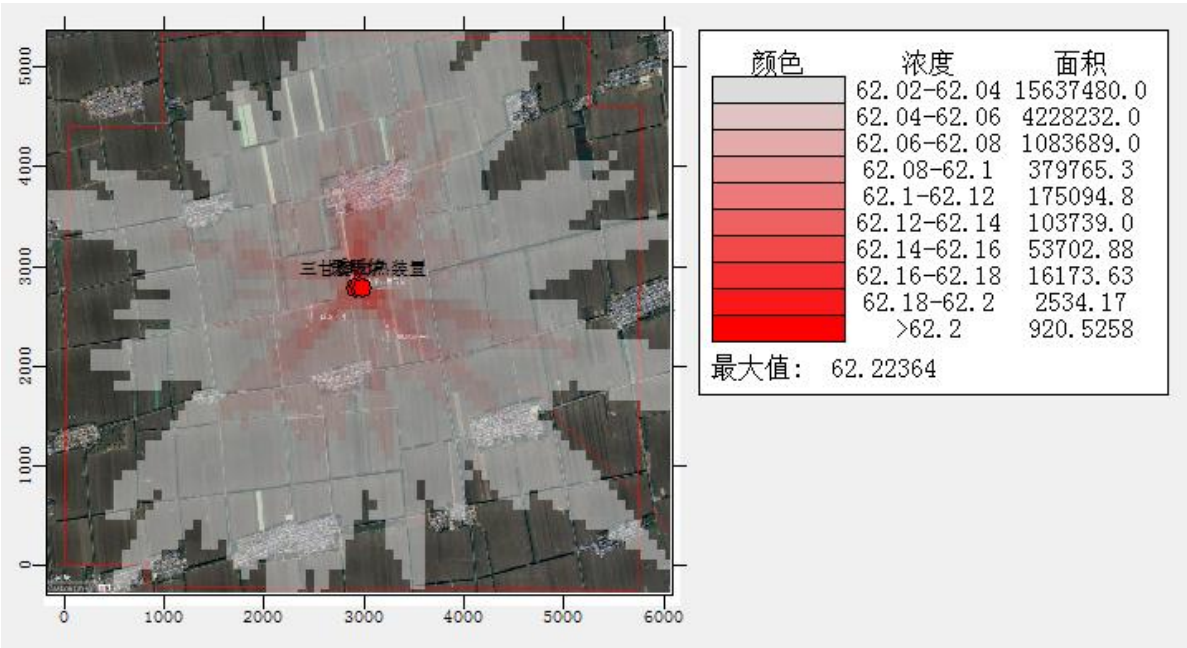


图 5.1-28 叠加后 NO₂ 日均浓度分布图

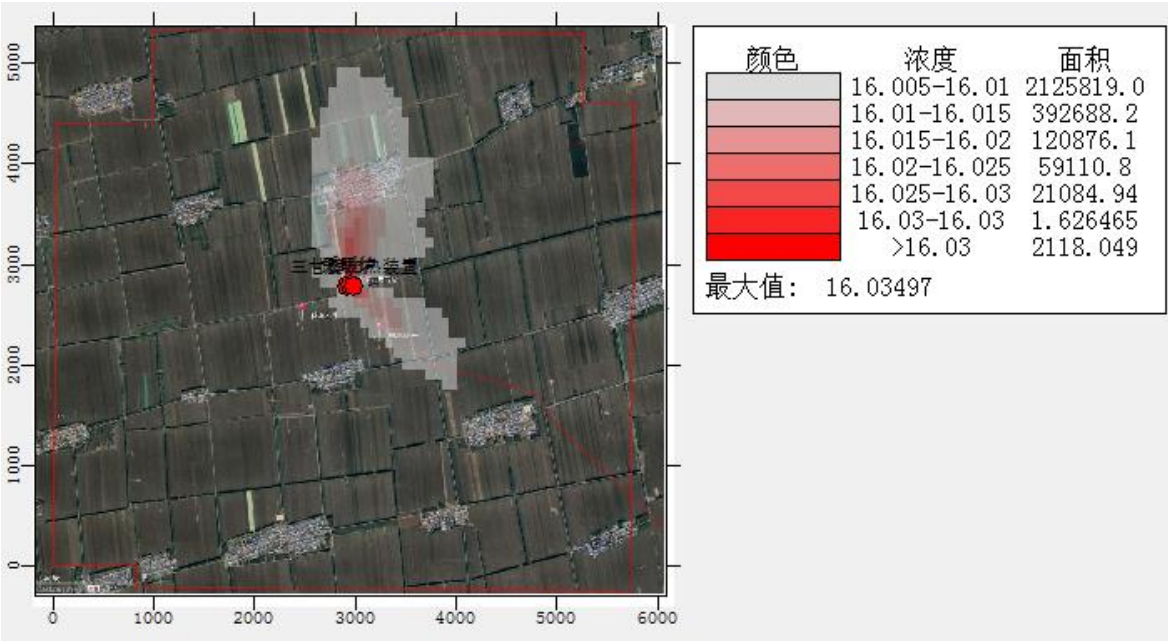


图 5.1-29 叠加后 NO₂ 年均浓度分布图

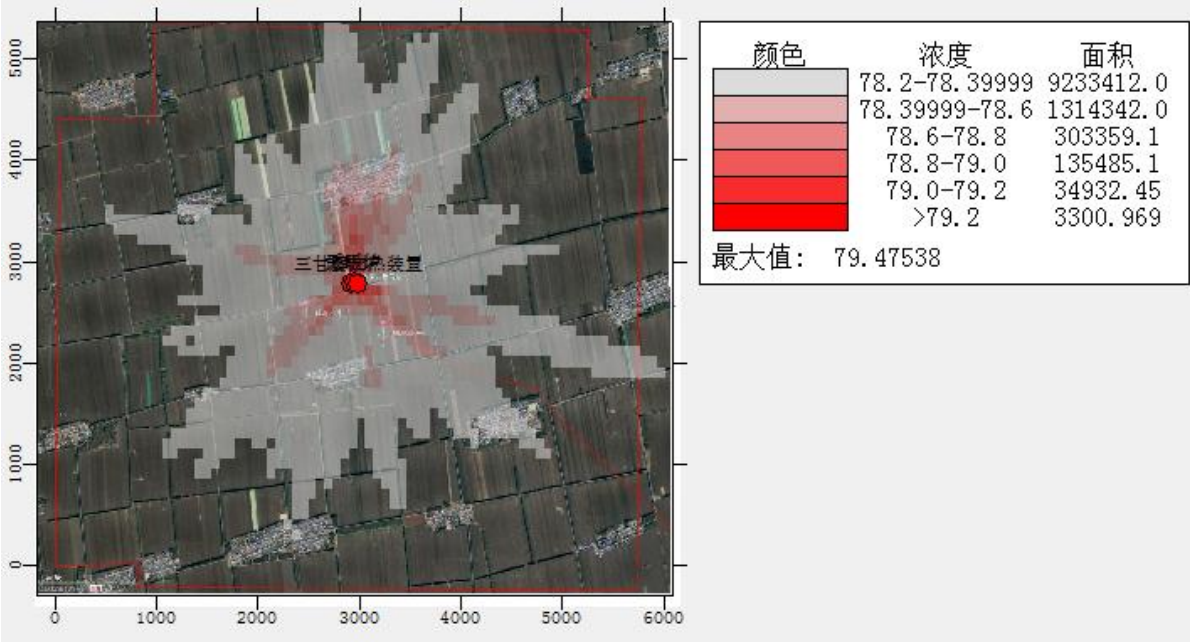


图 5.1-30 叠加后 TSP 日均浓度分布图

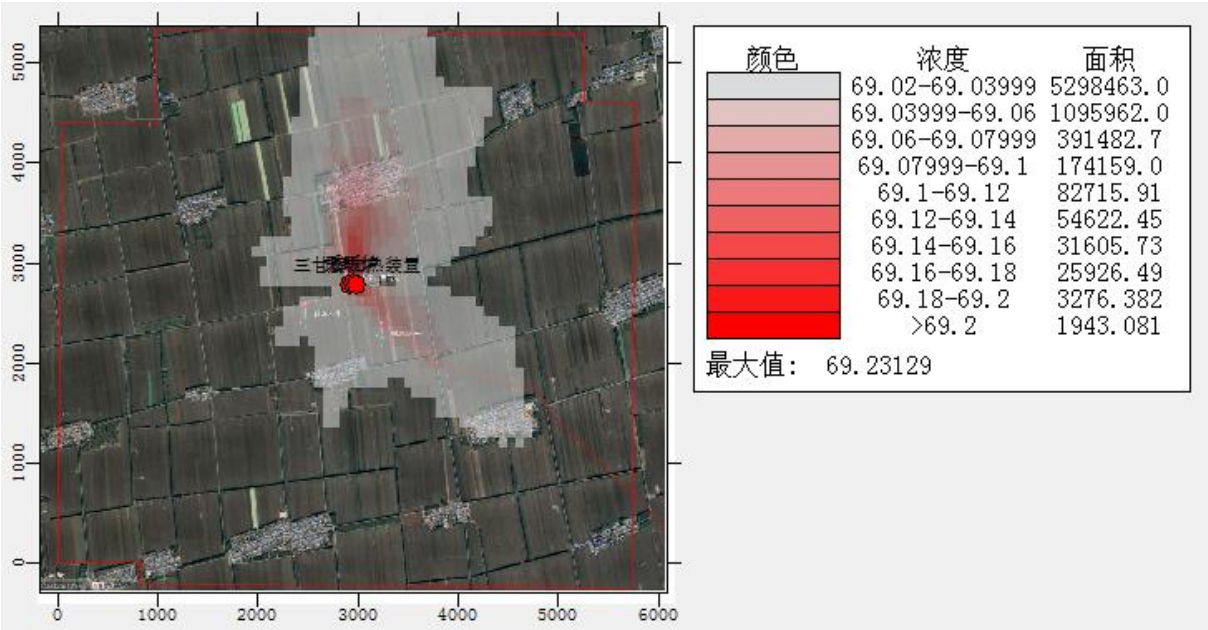


图 5.1-31 叠加后 TSP 年均浓度分布图

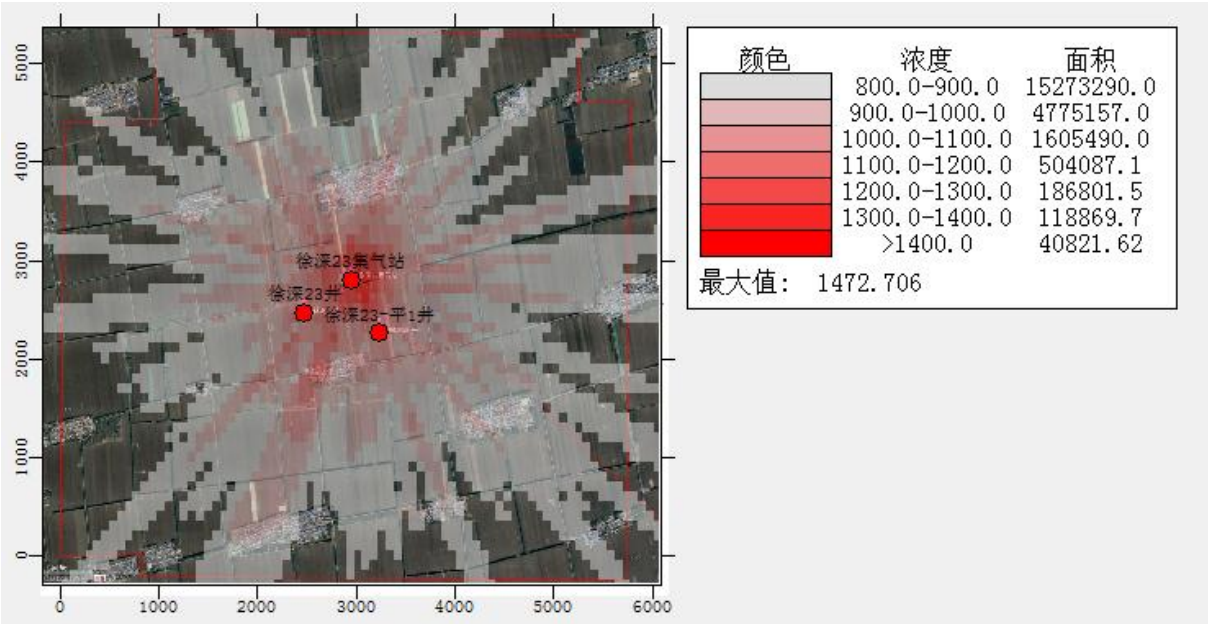


图 5.1-31 叠加后 NMHC 小时平均浓度分布图

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），对于保证率日平均质量浓度，首先按 8.8.1.1 或 8.8.1.2 的方法计算叠加后预测点上的日平均质量浓度，然后对该预测点所有日平均质量浓度从小到大进行排序，根据各污染物日平均质量浓度的保证率（p），计算排在 p 百分位数的第 m 个序数，序数 m 对应的日平均质量浓度即为保证率日平均浓度 Cm。其中序数 m 计算方法见公式： $m=1+(n-1) \times p$ 。

式中：p----该污染物日平均质量浓度的保证率，按 HJ663 规定的对应污染物年评价中 24h 平均百分位数取值，%；

n----1 个日历年单个预测点上的日平均质量浓度的所有数据个数，个；

m ---百分位数 p 对应的序数（第 m 个），向上取整数。

根据《环境空气质量评价技术规范（试行）》（HJ663-2013）规定，基本评价项目 SO_2 的 24 小时平均时间为第 98 百分位数， NO_2 的 24 小时平均时间为第 98 百分位数，TSP 的 24 小时平均时间为第 95 百分位数。

SO_2 : $m=1+(365-1)\times 0.98=357.72$ ，向上取整数位 358，根据预测结果， SO_2 的 24 小时平均第 358 个数据为 $7.60656\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准要求； NO_2 : $m=1+(365-1)\times 0.98=357.72$ ，向上取整数位 358，根据预测结果， NO_2 的 24 小时平均第 358 个数据为 $16.67698\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准要求；TSP: $m=1+(365-1)\times 0.95=346.8$ ，向上取整数位 347，根据预测结果，TSP 的 24 小时平均第 347 个数据为 $78.996631\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准要求。

（3）非正常工况预测

本工程在运行期间非正常工况主要是甲醇罐注入甲醇过程中排放的甲醇气体；气井测试作业过程中挥发的非甲烷总烃经放空火炬燃烧，产生的烟气；设备维修作业、超压排放等产生的非甲烷总烃经放空火炬燃烧产生的烟气。本项目非正常状况排放的非甲烷总烃量较小，经火炬然后后对环境的影响较小。本次预测甲醇罐注入甲醇过程中排放的甲醇气体工况预测。

本工程新建 3.5m^3 甲醇储罐，主要用于冬季气井冻堵时使用甲醇泵通过管道将甲醇注入到气井解堵，甲醇使用过程中全密闭集输，甲醇储罐为密闭常压储罐，贮存环节无甲醇气体排放。通常是在原料槽车将甲醇泵入储罐时，储罐呼吸口打开，直接敞露在空气中，会有一定的甲醇挥发。本工程甲醇罐由厂家加入甲醇，预计每年加注 1-3 次，预计全年投入量为 2.5m^3 （2t）。根据计算结果，本工程甲醇挥发量为 $4.188\times 10^{-7}\times 32\times 1.6\times 10^3\times 1\times 1\times 2.5=0.05\text{kg/a}$ 。

本项目非正常工况下污染物外排情况参见表 5.1-16。

表 5.1-16 非正常工况源强表

污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放浓度（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	非正常排放速率（ kg/h ）	单次持续时间（h）	年发生频次（次）	应对措施
甲醇储罐	甲醇罐注入甲醇	甲醇	/	0.05	1	1	甲醇罐注入甲醇过程中挥发的甲醇

本项目非正常工况废气污染物预测结果见表 5.1-17。

表 5.1-17 非正常大气污染物贡献浓度影响表

污染物	预测点	平均时段	最大 贡献值	出现时间	占标率/%	达标情况
			($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			
甲醇	区域最大 落地浓度	1 小时平均 质量浓度	1175.554	21092507	195.95	不达标

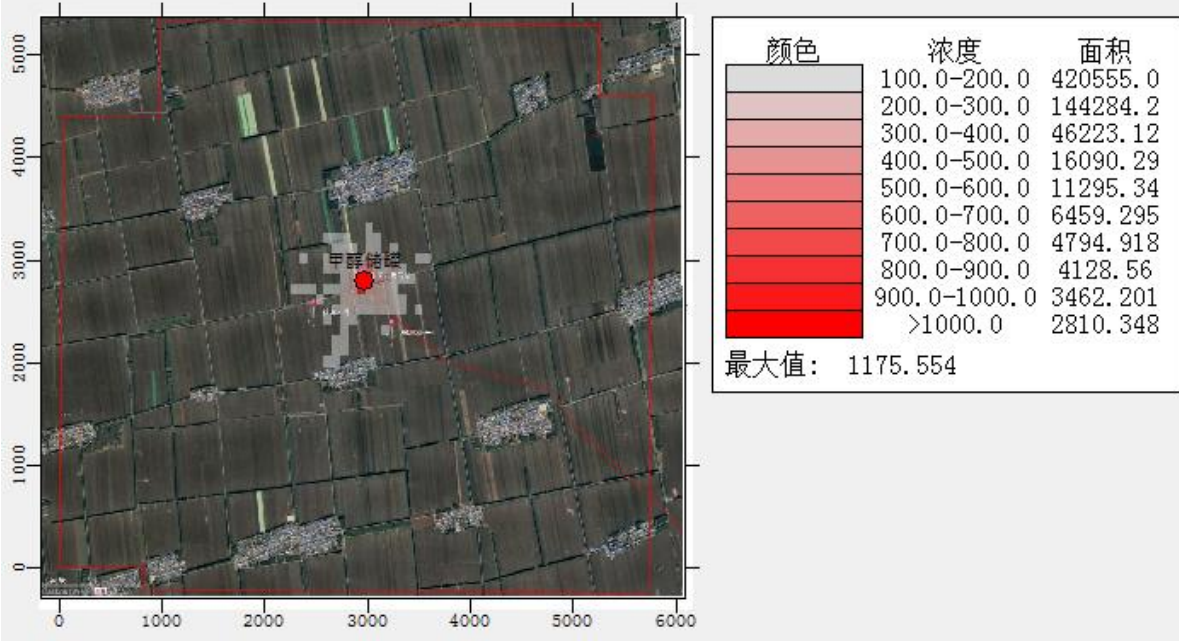


图 5.1-33 非正常工况废气污染物甲醇预测结果图

(5) 大气环境保护距离的设置

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，采用其中规定的推荐模式进一步预测后，计算结果显示“无需设环境保护区域”。

5.1.2.6 污染物排放量核算

本工程大气污染物有组织排放量核算表见表 5.1-18，大气污染物无组织排放量核算见表 5.1-19，大气污染物年排放量核算表见表 5.1-20。

表 5.1-18 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	核算排放速率/(kg/h)	核算年排放量/ (t/a)
一般排放口					
1	加热炉	SO_2	10000	0.0030	0.026
		NO_x	68000	0.0032	0.028
		颗粒物	9200	0.0217	0.190
2	采暖炉	SO_2	10000	0.0006	0.003
		NO_x	68000	0.0010	0.004
		颗粒物	9200	0.0054	0.024
3	三甘醇加热装置	SO_2	10000	0.0015	0.013
		NO_x	68000	0.0016	0.014
		颗粒物	9200	0.0108	0.095

有组织排放总计		
有组织排放总计	SO ₂	0.0364
	NO _x	0.022
	颗粒物	0.1892

表 5.1-19 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/(t/a)
					标准名称	浓度限值/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	
1	G1	原油集输	NMHC	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	4000	28.4
无组织排放总计							
无组织排放总计				VOCs		28.4t/a	

表 5.1-20 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量(新增量)/(t/a)
1	SO ₂	0.0364
2	NO _x	0.022
3	颗粒物	0.1892
4	NMHC	28.4

5.1.2.7 大气环境影响评价结论

项目位于环境质量不达标区，不达标项目为 PM₁₀，本项目排放污染物不涉及该玩染污，评价范围内无一类区。大气环境影响评价结果如下：

(1) 本项目新增污染物正常排放下 SO₂、NO₂、非甲烷总烃小时值最大浓度贡献值占标率分别为 0.14%、0.39%、39.14%；SO₂、NO₂、TSP 日均值最大浓度贡献值占标率分别 0.13%、0.28%、0.49%，均小于 100%，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中新增污染源正常排放下污染物短期浓度贡献值最大浓度占标率均小于 100%要求。

(2) 本项目新增污染物正常排放下 SO₂、NO₂、TSP 年均值最大浓度贡献值占标率分别为 0.05%、0.09%、0.12%，均小于 30%，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中新增污染源正常排放下污染物年均浓度贡献值的最大浓度占标率≤30%要求；

(3) 叠加现状浓度影响后，SO₂、NO₂、TSP 的日平均质量浓度分别为 27.19356 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、62.22364 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、79.47538 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，年平均质量浓度分别为 7.03051 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、16.03497 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、69.23129 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单二级标准要求。叠加现状浓度后，非甲烷总烃叠加后的短期浓度为 1472.706 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³ 要求。

(4) 非正常工况下，预测甲醇的 1h 平均质量浓度贡献值最大浓度为 1175.554 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，

不达标。

(5) 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018), 采用其中规定的推荐模式进一步预测后, 计算结果显示“无需设环境保护区域”。

(6) 井口安装密封垫, 天然气集输采用密闭流程, 最大限度降低烃类气体的挥发。定期对依托场站内设备和管道进行检查、维修和保养, 设备平稳运行, 控制烃类气体的无组织挥发。加强天然气放空的管理: 定期对设备进行维修保养, 保证天然气处理设施的平稳运行, 尽量减少事故性天然气放空; 在进行放空时, 采取通过火炬点燃, 经过充分燃烧, 并控制放空量, 在系统可承受的压力范围内时应停止放空。加热炉燃料采用清洁能源(天然气), 新建加热炉、采暖炉、三甘醇脱水装置通过 8m 高烟囱排放燃烧烟气, 根据预测结果能够确保扩建场站及井场厂界产生的 VOCs (以非甲烷总烃计) 满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求; 新建徐深 23 集气站燃烧烟气中 SO₂、NO₂、颗粒物污染物排放浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2 新建燃气锅炉标准限值的要求; 厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 中的相关标准要求。非正常工况厂界甲醇无组织排放满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中表 2 无组织排放监控浓度限值, 且作业时间很短, 对大气环境影响较小。

本项目拉运车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染, 排放主要污染物为 NO_x、CO、SO₂、TSP 等, 均属于无组织排放, 施工所处地区宽阔, 地形简单, 污染物在大气中可快速扩散, 由于车辆排放的尾气为流动的线源, 影响范围较大, 但其污染不集中且扩散能力相对较快, 因此对环境的空气的影响较小。

通过采取上述措施, 区域能够满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单二级标准要求。本项目大气环境评价等级为一级, 环境影响是可接受的, 大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.1.3 退役期大气环境影响分析

项目退役期在拆除地面设备和进行水泥封井时会产生施工扬尘、运输车辆排放尾气, 由于施工时间较短, 施工扬尘产生量较少。通过采取洒水抑尘等措施后, 退役期施工扬尘对周围环境空气的影响较小。

本项目运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，排放主要污染物为 NO_x 、 CO 、 SO_2 、TSP 等，均属于无组织排放，施工所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境的空气的影响较小。

综上所述，项目退役期产生的废气主要为施工扬尘、少量车辆尾气，通过采取有效地抑尘、规划行车路线及管理养护措施，场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求，对区域空气环境及环保目标的影响较小。

5.2 地表水环境影响评价

5.2.1 施工期

施工期废水主要为水基泥浆钻井废水、油基泥浆钻井废水、试气产液、压裂返排液、管线试压废水及施工人员生活污水。

（1）水基泥浆钻井废水

本工程在井场设置了泥浆接收罐车，钻井过程中产生的水基泥浆钻井污水与废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑经井场泥浆接收罐车，拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。

该站设计处理能力 45 万 m^3/a （其中废弃水基泥浆 30 万 m^3/a ，盐水泥浆 15 万 m^3/a ），本工程依托其水基泥浆处理站，设计处理能力 1000 m^3/d （30 万 m^3/a ），目前实际处理量 530 m^3/d ，剩余能力为 470 m^3/d 。本工程处理水基泥浆钻井废水 121.4 m^3 、废弃水基钻井泥浆 1111 m^3 、水基泥浆钻井岩屑 146 m^3 ，共计 1378 m^3 ，日均产生约 5.5 m^3 ，本项目钻井期间，该站处理负荷将增加到 53.6%，依托可行。

（2）油基泥浆钻井废水

油基泥浆钻井废水主要来自三开钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水，主要含有石油类、泥浆和岩屑等污染物。油基泥浆钻井废水产生量为 68 m^3 ，钻井结束后油基泥浆钻井废水排入钢制泥浆槽内，与废弃油基钻井泥浆、油基泥浆钻井岩屑、废射孔液（含油）共同混合为废弃油基钻井泥浆，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理。

该站采用减量化处理装置生产线和序批式热解析装置生产工艺，含油污泥后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）综合利用（垫井场和通井路），生产废水由罐车定期拉运至大庆油田有限责任公司采油三厂联合站进行油水分离处理，回注地下，不外排。目前该站实际

处理量约为 8 万 t/a，负荷率为 44.4%，本项目产生油基泥浆钻井废水、废弃油基泥浆、油基泥浆钻井岩屑、废射孔液共计约 1159.5t，日均产生约 8t，接受本项目产生的危险废物后，负荷率 45.0%，依托可行。

（3）试气产液

本项目 2 口气井试气产液量约为 80m³。由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，升一联气田污水预处理站设计的总规模为 1400m³/d，目前处理量 270m³/d，剩余处理能力为 1130m³/d。本工程施工期废水包括试气产液（80m³）、管线试压废水（177.1m³），日均产生约 26t，接受本项目产生的废水后，负荷率 21.1%，依托可行。

（4）压裂返排液

本项目 2 口气井压裂共计产生压裂返排液 1200m³，由罐车拉运至榆树林压裂返排液处理站处理，榆树林压裂返排液处理站设计规模为 400m³/d，实际日处理量最高为 180 m³/d，剩余处理能力 220 m³/d。本工程压裂井 2 口，压裂返排液产生量约 1200m³，单井压裂时间 15d，日均产生量约 40m³，受本项目产生的压裂返排液后，负荷率 55.5%，依托可行。

（5）管道试压废水

本项目清管试压废水产生量为 177.1t，主要污染因子为 SS，由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理。升一联气田污水预处理站设计的总规模为 1400m³/d，目前处理量 270m³/d，剩余处理能力为 1130m³/d。本工程施工期废水包括试气产液（80m³）、管线试压废水（177.1m³），日均产生约 26t，接受本项目产生的废水后，升一联气田污水预处理站负荷率约 21.1%，依托可行。

（6）施工人员生活污水

本工程施工期共产生生活污水 504m³。钻井施工期井场生活污水排放到临时防渗旱厕，定期清掏，防渗旱厕在钻井结束后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。地面施工期生活污水排入附近已建防渗旱厕，定期清掏。

本项目施工期产生废水均依托上述污水处理设施进行处理，不外排，对地表水环境影响较小。

5.2.2 运营期

本项目运营期废水主要为气井产出水、生活污水。

（1）气井采出水

根据开发指标预测，本工程 2 口气井气田采出水量最大值为 $12\text{m}^3/\text{d}$ ，年最大产水量为 4380m^3 。新建三甘醇脱水装置规格为 $40\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ ，能够完成采出气脱水要求。

气井采出水用罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理，升一联气田污水预处理站设计的总规模为 $1400\text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量 $270\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力为 $1130\text{m}^3/\text{d}$ 。本工程日均产生气井采出水约 12t，接受本项目产生的废水后，升一联气田污水预处理站负荷率约 20.1%，依托可行。

（2）生活污水

本项目运营期员工生活水用量为 $0.24\text{m}^3/\text{d}$ ， $87.6\text{m}^3/\text{a}$ 。场站内新建 1 座埋地生活污水处理设施，处理能力为 $0.5\text{m}^3/\text{h}$ ，满足本项目需求，处理后的污水排入站外新建 1 座 400m^3 蒸发池，最终拉运送至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

5.2.3 退役期

退役期废水主要为设备清洗废水、废弃管道清管废水及生活污水。

若本次投产的 2 口气井全部退役、集气管道全部废弃，则拆除设备清洗废水产生量为 1.04t，废弃管道清管废水 8.7t，由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理达标后回注地下开采油层，不外排。

项目退役期拆除设备、封井和清理井场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水较少，排入附近徐深 23 集气站埋地一体化污水处理设施。

5.2.4 水环境影响结论

本项目的开发建设在施工期、运营期，由于采取了较为完善的环境保护措施，项目周围 1km 范围内无地表水体，对地表水体产生影响的可能性较小。运营期应加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 施工期

项目施工期可能对地下水产生影响的主要为钻井井场的柴油、水基钻井泥浆、油基钻井泥浆泄漏污染地下水，施工期产生废水污染地下水。

钻井井场已进行分区防渗：本项目钻井施工期柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆接收罐车、钻井液材料房、井口、压裂试气作业期间压裂作业区场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0\times 10^{-13}\text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响

评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像；每座井场的柴油灌区设置不低于 0.5m 高围堰，围堰有效容积不小于两个柴油罐的容积之和，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。危险废物贮存点、钢制泥浆槽场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中对防渗层的要求：防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ），或其他防渗性能等效的材料。一般工业固体废物暂存间、动力房、其他材料房设置为一般防渗区，设置 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 要求。每座井场设置防渗旱厕 1 座，容积约 12m^3 （ $4\text{m} \times 3\text{m} \times 1\text{m}$ ），底部及四周夯实，铺设 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区要求；施工期防渗旱厕定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。除重点防渗区和一般防渗区的其他可能会产生轻微污染的建筑区，如井控房、值班室、生活垃圾收集点、表土存放处及井场地面等区域地面进行碾压平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）简单防渗区要求。

施工期钻井过程一开、二开水基泥浆钻井废水经循环罐回用于水基泥浆钻井液系统，最后剩余的水基泥浆钻井废水与废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑等由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。三开油基泥浆钻井废水经循环罐回用于油基泥浆钻井液系统，最后剩余的油基泥浆钻井废水与废弃油基钻井泥浆、油基泥浆钻井岩屑暂存在井场钢制泥浆槽内，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理。压裂返排液由罐车拉运到榆树林压裂返排液处理站，处理后水管输至东 16 含油污水处理站，处理达标后回注地下油层。施工期新建管道试压废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，即“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ”后回注地下

开采油层。施工期生活污水排放到防渗旱厕，定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。

钻井过程中使用双层套管，以保护地下水不受污染；表层套管和气层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的地下水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件；提高钻井速度，固井水泥返高要求返至油层以上 100m，确保完全封闭相应深度内的潜水层和承压水层，保证地下水水质安全。结合大庆油田多年钻井的实际经验可知，在固井质量可靠的基础上，一般井管泄漏的可能性极小。即使发生泄漏，固井时已采用加套管等防护措施，正常情况下不会对地下水产生影响。

因此项目建设期正常情况下对地下水产生影响的可能性极小。

5.3.2 运营期

5.3.2.1 正常状况地下水环境影响分析

本项目气井井身结构均直井、水平井，采用双层套管固井，其中表层套管下入深度为 230m，环空水泥返深至地面；生产套管下入深度为设计井深-3m，环空水泥返深至地面，阻流环深度设置在完钻井深 15m 以内，图 3.1-1 为气井井身结构示意图，气井均通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝气井采出和地下含水层的联系，且气表层套管下入到 230m 以下，不会对潜水产生影响；井底构筑水泥塞，阻止气井采出水向下部地层的渗入；在正常状况下，固井质量合格，不可能跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入含水层，可认为不会对地下水水质产生影响。

本工程运行期气田采出水暂存在升深一集气站内建设的污水储罐内，由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理后回注地下，不外排。因此工程运行期正常情况下对地下水产生影响很小。

5.3.2.2 非正常工况和事故情况下地下水环境影响分析

气田开发生产过程中仍存在着一些潜在的事故隐患，具有污染环境的潜在因素，如包括井喷、井漏、管道泄漏等。发生井喷事故时，天然气从井口喷出，主要会对周围大气环境造成影响，天然气中含有少量的水份可能遇冷凝结落至地面，对地表造成污染，但由于本工程天然气中含水较少且发生井喷事故时能够及时采取措施，对污染的地表进行清理，因此井喷时对地下水的影响有限。发生管道泄漏时，天然气从管道裂口喷出，由于采气管道压力较高，泄漏天然气可直接喷出地表，在管道附近积存的可能性较少，

同时气田设置完善的在线监测控系统和紧急截断系统，发生管道泄漏时可及时发现并进行截断，泄漏出的天然气主要会对周围大气环境造成影响，对地下水的影响有限。发生井漏事故时，如果井漏发生在地下水含水层，可能会对地下水环境产生不利影响。因此本气田在开发及生产过程中，对地下水环境影响可能较为固井质量不高、密封不严、表层套管破损而造成的气水泄漏。

①预测源强

本工程单口气井产水量最大为 $8\text{m}^3/\text{d}$ ，拟建气井套管发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井每天的产水量 10% 计即 $0.8\text{m}^3/\text{d}$ 。由于套管破损不易被发现，所以按持续泄漏预测，根据升一联气田污水预处理站进水水质多年统计数据，气田采出水原水石油类浓度最大为 100mg/L ，计算其中石油类 80g/d ，氨氮、耗氧量浓度较小，石油类、氨氮、耗氧量均属于其他类别污染物（按照重金属、持久性有机污染物、其他类别分类），其中石油类为标准指数最大污染物作为污染预测因子。套管破损造成气井采出水泄漏后，分别沿地下水流向和纵深向扩散，因此，本次预测气井套管破损石油类在承压水层泄漏的二维预测模式。

②预测因子

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）应选取标准指数最大因子作为预测因子，本项目泄漏预测因子选取石油类。

③预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 9.7 节预测方法，采用推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型连续注入示踪剂—平面连续点源进行预测。具体如下：

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L} \beta\right) \right]}$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间， d ；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的浓度， g/L ；

M —含水层的厚度, m ;

$m\ t$ —单位时间注入的质量, kg/d ;

u —水流速度, m/d ;

n —有效孔隙度;

D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;

D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d 。

④参数选取

根据《大庆市水文地质勘察报告》(石油管理局), 参照《环境影响评价技术导则地下水》(HJ610-2016)附录 B 水文地质参数经验值表, $K_{\text{承压水}}=25m/d$, $ne_{\text{承压水}}=0.3$, 根据区域等水位线与距离确定, $I_{\text{承压水}}=0.0003$ 。区域承压水流向为北向南。

⑤预测时段

地下水环境影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段, 至少包括污染发生后 100d、1000d, 服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点(本项目选择预测 3000d)。

⑥预测结果

套管破损泄漏 100d、1000d、3000d 对地下水的影响预测结果见表 5.3-2, 预测图见图 5.3-1-图 5.3-3。

表 5.3-1 套管破损泄漏预测结果表

污染物	预测时间	超标距离 m	超标面积 m^2	最大扩散距离 (m)	影响范围 (m^2)
石油类	100d	18	278	21	383
	1000d	59	2753	69	3804
	3000d	110	8260	127	11376

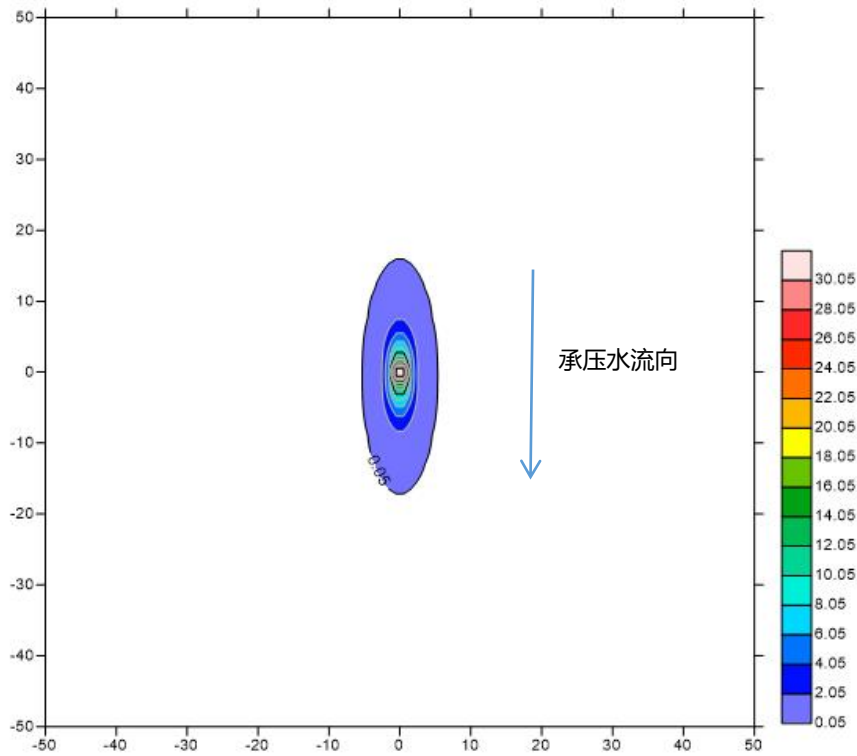


图 5.3-1 套管破损泄漏 100d 石油类对承压水的影响预测结果图

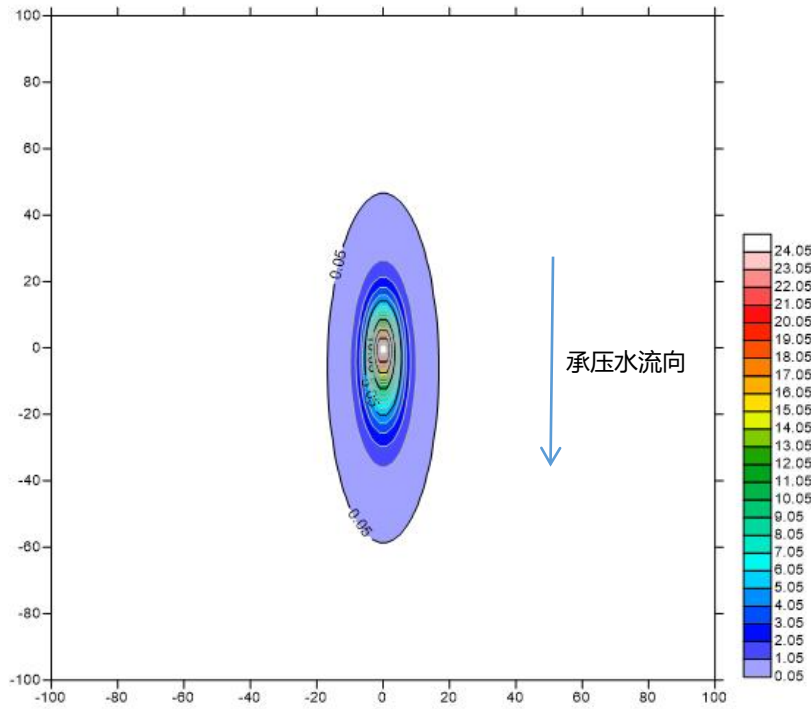


图 5.3-2 套管破损泄漏 1000d 石油类对承压水的影响预测结果图

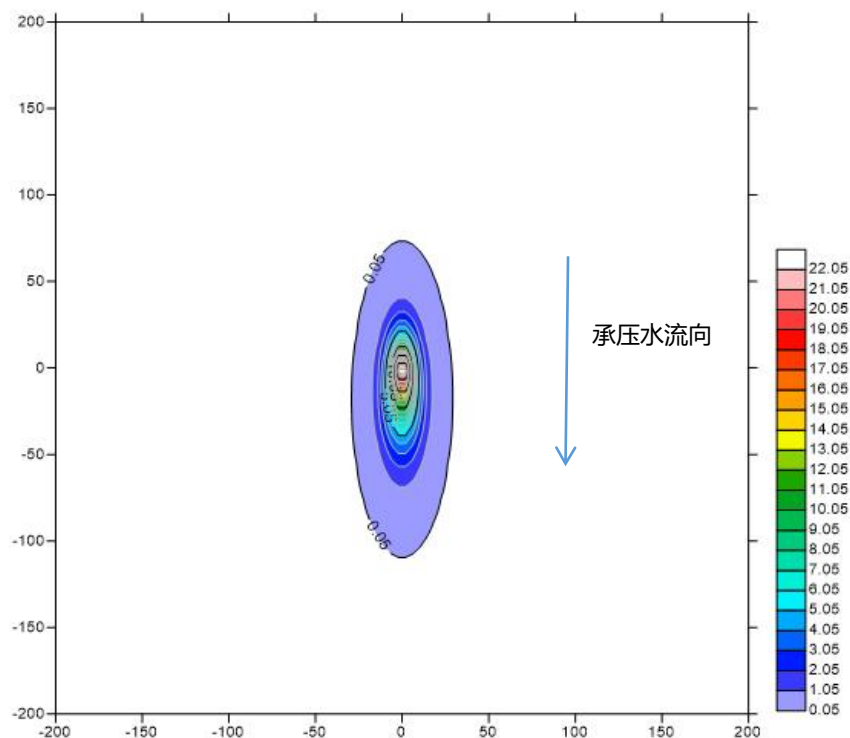


图 5.3-3 套管破损泄漏 3000d 石油类对承压水的影响预测结果图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，气井套管破损泄漏 100d 后，石油类预测超标距离最远为下游 18m，预测超标面积 278m² 内石油类浓度不满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）要求，最大扩散距离最远为下游 21m，影响范围为 383m²；

气井套损泄漏 1000d 后，石油类预测超标距离最远为下游 59m，预测超标面积 2753m² 内石油类浓度不满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）要求，最大扩散距离最远为下游 69m，影响范围为 3804m²；

气井套管破损泄漏 3000d 后，石油类预测超标距离最远为下游 110m，预测超标面积 8260m² 内石油类浓度不满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）要求，最大扩散距离最远为下游 127m，影响范围为 11376m²。

根据表 5.3-1，气井套管破损泄漏 3000d，最远扩散距离为 178m，距离本项目气井最近的水源井 570m，该处的特征因子在套管泄漏 3000d 内，均未受到影响。因此本项目气井套管破损泄漏对周边村屯地下水环境的影响较小。

5.3.4 地下水环境影响评价结论

本工程运行期气田采出水暂存在升深一集气站内建设的污水储罐内，由污水管线

(徐深气田南部区块污水集输系统完善工程建设)输送至升一联气田污水预处理站处理后回注地下,不外排。因此工程运行期正常情况下对地下水产生影响很小。非正常情况下,气井套管破损泄漏 100d 后,石油类预测超标距离最远为下游 18m,气井套管破损泄漏 3000d,最远扩散距离为 178m,距离本项目气井最近的水源井 570m,该处的特征因子在套管泄漏 3000d 内,均未受到影响。因此本项目气井套管破损泄漏对周边村屯地下水环境的影响较小。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期声环境影响预测与评价

项目施工期噪声主要来源于钻井工程、压裂工程及地面工程时期施工机械噪声和运输车辆噪声。

5.4.1.1 钻井工程

本项目徐深 23 钻井井场占地 10000m²,长 100m,宽 100m;徐深 23-平 1 钻井井场占地 12000m²,长 120m,宽 100m;结合《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中推荐的室外声源模式:户外声传播衰减包括几何发散(A_{div})、大气吸收(A_{atm})、地面效应(A_{gr})、障碍物屏蔽(A_{bar})、其他多方面效应(A_{misc})引起的衰减。

在环境影响评价中,应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减,计算预测点的声级,户外噪声计算公式为:

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中: L_p(r)—预测点处声压级, dB;

L_w—由点声源产生的声功率级(A 计权或倍频带), dB;

D_C—指向性校正,它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度, dB;

A_{div}—几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm}—大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr}—地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

钻井时期噪声源强调查清单(室外声源)见表 5.4-1,通过噪声预测软件(EIAN2.0.63)中的噪声衰减分布计算模式计算,本项目钻井工程噪声源对厂界的贡献声级值见表 5.4-1,钻井工程噪声贡献值预测图见图 5.4-1。

表 5.4-1 噪声源强调查清单

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强/dB (A)	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z	声压级/距声源距离 5m		
1	钻机	51	46	1.5	100	安装减震基础、选用低噪声设备	连续、稳定、昼夜运行
2	钻井泵	59	86	1.5	95	安装消声器和减振基础，设备安装在活动板房内	
3	钻台电机	59	79	1.5	90		
4	柴油机	42	80	1.5	102		
5	柴油机	46	80	1.5	102		
6	柴油机	42	77	1.5	102		
7	柴油机	45	77	1.5	102		
8	风机	41	86	1.5	92		
9	风机	45	86	1.5	92		
10	搅拌机	70	73	1.5	90	安装减震基础、选用低噪声设备	
11	振动筛	40	69	1.5	88		
12	振动筛	45	69	1.5	88		
13	除砂器	60	69	1.5	88		
14	振动筛	50	69	1.5	88		
15	除泥器	55	69	1.5	88		

表 5.4-2 钻井工程井场边界噪声贡献值 单位: dB (A)

施工期钻井井场厂界	噪声源贡献值
北侧边界	83.31
东侧边界	76.00
南侧边界	74.07
西侧边界	73.55

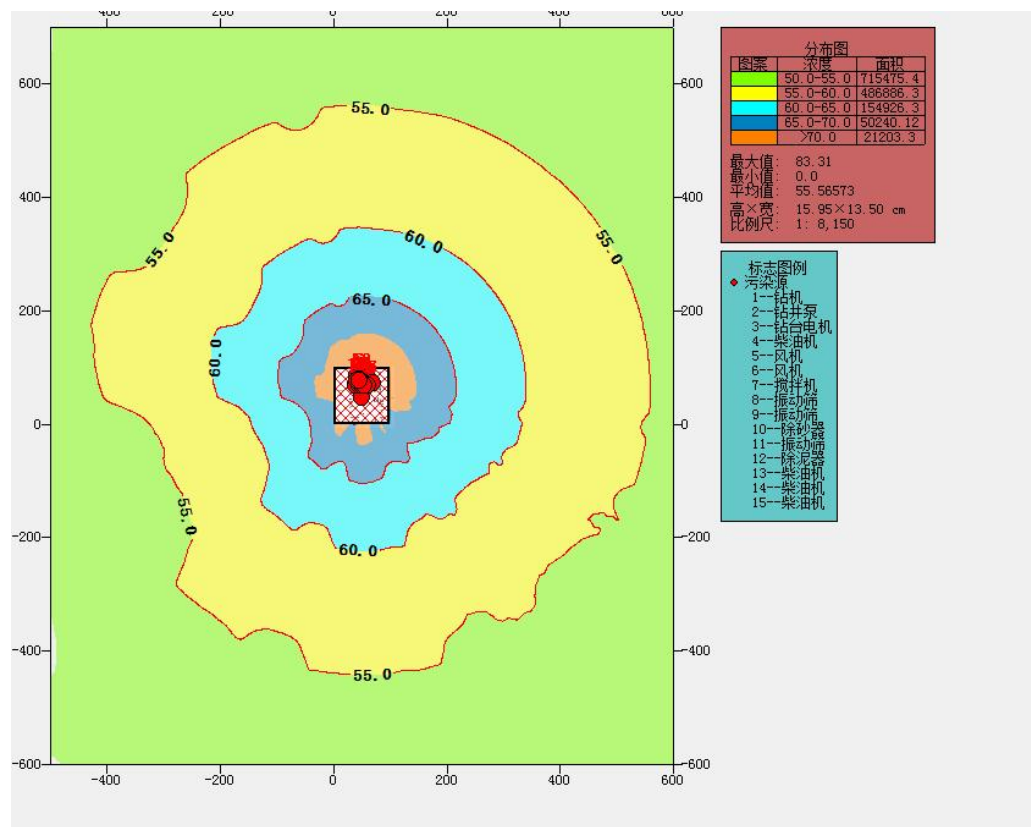


图 5.4-1 施工期钻井工程噪声预测结果图

由上表 5.4-2 和图 5.4-1 可以看出，钻井工程噪声井场边界外 60m 处能达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间限值不超过 70dB（A）、在井场边界外 460m 处能达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中夜间限值不超过 55dB（A）的要求。

本项目钻井井场距离最近村屯距离为 260m（徐深 23-平 1 钻井井场西南侧 260m）钻井施工对周围环境有一定影响。为了更好的保护区域声环境，本项目采取以下措施：

- ①钻机等发声设备尽可能选用低噪声设备；
- ②对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、消音、隔声等降噪措施；
- ③注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运营状态，降低噪声源强度。
- ④在朝向村屯的一侧设置移动声屏障，声屏障隔声量在 20-30dB（A）。

在采取适当的降噪措施后，钻井工程场界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），本项目对附近村屯噪声影响较小，钻井工程噪声对区域环境影响可接受，并且这种影响在施工期结束时即消失。

5.4.1.2 压裂工程

压裂时期噪声源强调查清单(室外声源)见表 5.4-3,通过噪声预测软件(EIAN2.0.63)中的噪声衰减分布计算模式计算,本项目压裂工程噪声源对厂界的贡献声级值见表 5.4-4,压裂工程噪声贡献值预测图见图 5.4-2。

表 5.4-3 压裂噪声源强调查清单

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强/dB (A)	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z	声压级/距声源 距离 5m		
1	压裂车 1	60	66	1.5	75	安装减震基础、选用 低噪声设备	连续、稳定、 昼间运行
2	压裂车 2	64	66	1.5	75		
3	压裂车 3	68	66	1.5	75		
4	压裂车 4	72	66	1.5	75		
5	压裂车 5	76	66	1.5	75		
6	压裂车 6	80	66	1.5	75		
7	压裂车 7	84	66	1.5	75		
8	压裂车 8	60	42	1.5	75		
9	压裂车 9	64	42	1.5	75		
10	压裂车 10	68	42	1.5	75		
11	压裂车 11	72	42	1.5	75		
12	压裂车 12	76	42	1.5	75		
13	压裂车 13	80	42	1.5	75		
14	压裂车 14	84	42	1.5	75		
15	混砂车 1	81	88	1.5	90		
16	混砂车 2	81	84	1.5	90		

表 5.4-4 压裂工程井场边界噪声贡献值 单位: dB (A)

施工期井场厂界	噪声源贡献值
北侧边界	71.97
东侧边界	68.90
南侧边界	51.31
西侧边界	52.89

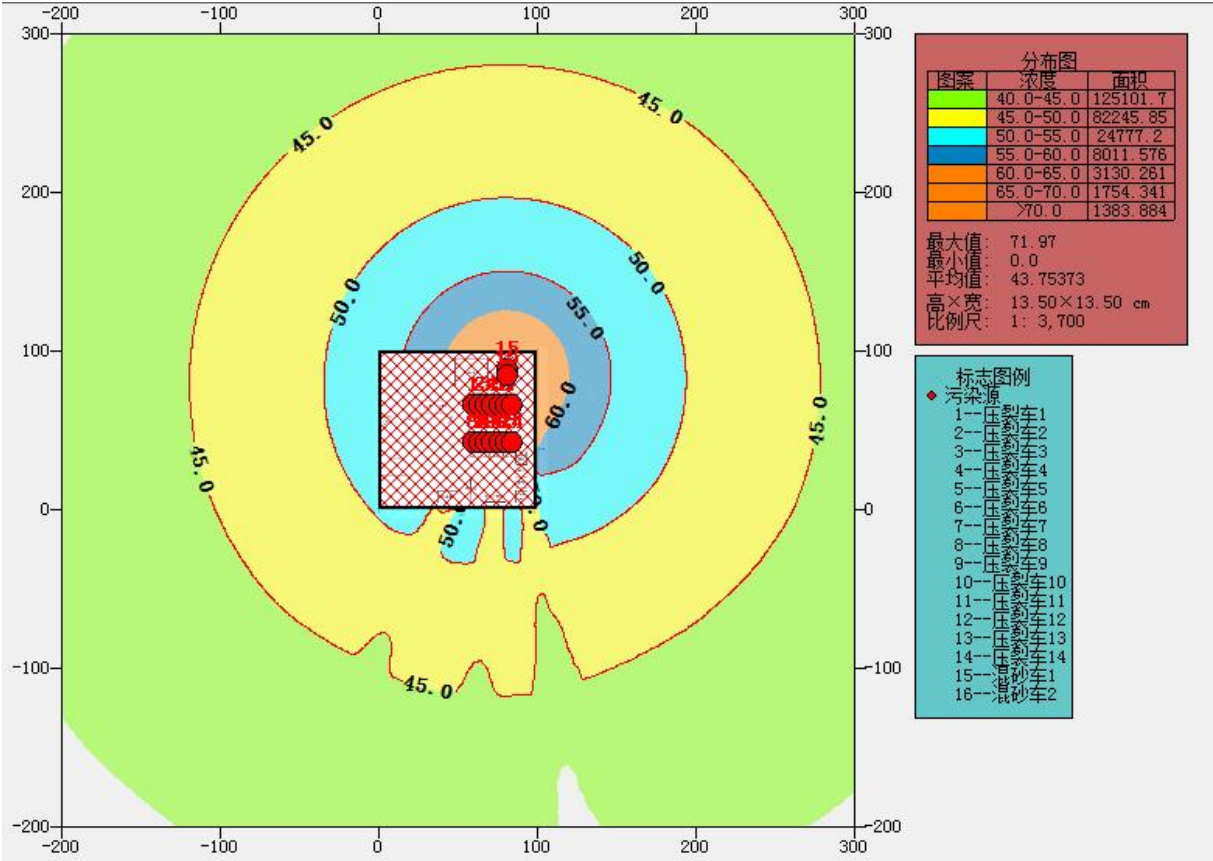


图 5.4-2 施工期压裂工程噪声预测结果图

由上表 5.4-4 和图 5.4-2 可以看出，压裂工程噪声井场边界外 5m 处能达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间限值不超过 70dB（A）的要求，在井场边界外 50m 处能达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间限值不超过 55dB（A）的要求。

本项目压裂井场距离最近村屯距离为 260m（徐深 23-平 1 钻井井场西南侧 260m），压裂施工对周围环境有一定影响。为了更好的保护区域声环境，本项目采取以下措施：

- ①压裂车等发声设备尽可能选用低噪声设备；
- ②对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、消音、隔声等降噪措施，并布设在远离村屯一侧；
- ③注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运营状态，降低噪声源强度。
- ④在朝向村屯的一侧设置移动声屏障，声屏障隔声量在 20-30dB（A）。

在采取适当的降噪措施后，压裂工程场界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），本项目对附近村屯噪声影响较小，压裂工程噪声对区域环境影响可接受，并且这种影响在施工期结束时即消失。

5.4.1.3 地面工程

将各种施工机械等近似为点声源，采用最大噪声值，仅考虑距离衰减进行计算，可得到施工期各种机械等在不同距离处的噪声贡献值，结果见表 5.4-5。

表 5.4-5 离施工机械不同距离的噪声值 单位：dB（A）

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50m	100m	150m	200m	300m
挖掘机	84	70	64	60	58	54
吊装机	80	66	60	56	54	50
推土机	82	68	62	58	56	52
电焊机	90	76	70	66	64	60
压路机	84	70	64	60	58	54
重型运输车	84	70	64	60	58	54

本项目施工期仅在昼间进行施工，由表 5.4-1 可知，施工机械噪声距离施工场界 100m 处可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间 ≤ 70 dB（A）排放限值要求。

根据现场调查，本项目井场地面工程最近敏感目标为拟建外输气管线西南侧 100m 日光村，本项目在该段附近施工时应在朝向村屯的一侧设置移动声屏障，声屏障隔声量在 20-30dB（A），施工噪声经隔声和距离衰减后，对周围环境的影响较小，且施工期噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

5.4.2 运营期声环境影响预测与评价

本项目建成后，气井井场正常运营期无噪声，项目主要噪声为徐深 23 集气站设备运行噪声，场站内主要新建 1 台加热炉、1 台采暖炉、1 台三甘醇脱水装置、2 台加药泵（1 用 1 备）、2 台热水泵（1 用 1 备）、2 台污水泵（1 用 1 备），新建的机泵均在砖混结构并安装隔声门窗的房间内，其隔声量一般为 35dB（A），工业企业噪声源强调查清单（室外声源）见 5.4-6，工业企业噪声源强调查清单（室内声源）见 5.4-7。噪声源分布图见图 5.4-4，厂界噪声贡献值见表 5.4-8。

表 5.4-6 徐深 23 集气站工业噪声源强调查清单（室外声源）

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	加热炉 1 台	0.4MW	22	19	1.5	80	安装减震基础、选用低噪声设备	连续、稳定、昼夜运行
2	采暖炉 1 台	0.1MW	37	46	1.5	80	安装减震基础、选用低噪声设备	连续、稳定、昼夜运行
3	三甘醇脱水装置	0.2MW	84	18	1.5	80	安装减震基础、选用低噪声设备	连续、稳定、昼夜运行

表 5.4-7 徐深 23 集气站工业企业噪声源强调查清单（室内声源）

序号	建筑物名称	声源名称	型号	声源源强	声源控制措施	空间相对位置/m			距室内边界距离/m	室内边界声级/dB(A)	运行时段	建筑物插入损失 / dB(A)	建筑物外噪声	
				声功率级/dB(A)		X	Y	Z					声压级/dB(A)	建筑物外距离
1	热水泵房	热水泵	/	100	安装减震基础、选用低噪声设备、隔声门窗	32	46	1.5	1.5	96	24h	35	55	1
	加药泵房	加药泵	/	100		63	46	1.5	1.5	96	24h	35	55	1
	污水泵房	污水泵	/	100		69	46	1.5	1.5	96	24h	35	55	1

表 5.4-8 厂界噪声贡献值 单位: dB (A)

噪声源	厂界	噪声源贡献值
徐深 23 集气站	北侧边界	42.92
	西侧边界	34.36
	南侧边界	35.05
	东侧边界	35.22

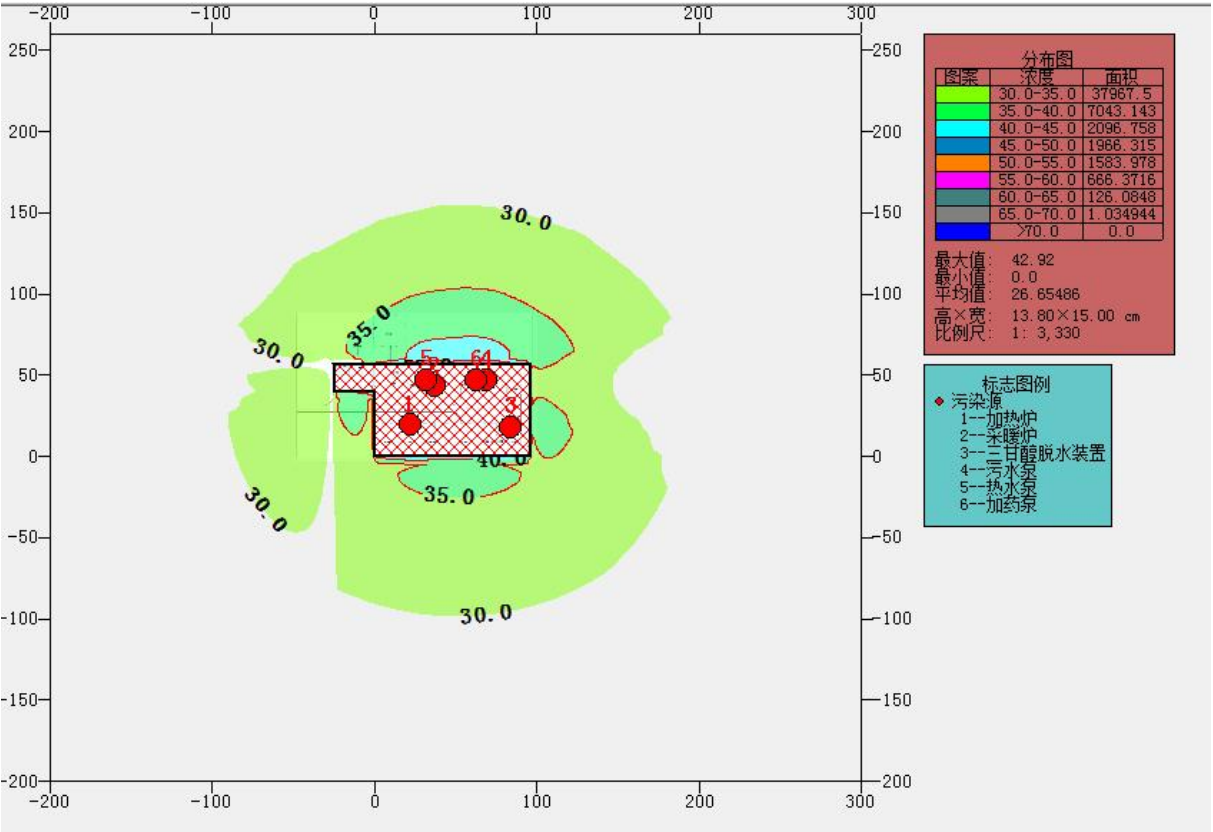


图 5.4-3 徐深 23 集气站噪声贡献值预测结果图

从预测结果看出，徐深 23 集气站厂界处噪声贡献值为 34.36dB（A）-42.92dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 1 类标准。徐深 23 集气站 200m 范围内无声环境敏感点，场站运行期噪声对周围环境敏感点影响很小。

综上所述，本项目涉及站场噪声对周围声环境影响较小，声环境影响评价自查表见附表 2。

5.4.3 退役期声环境影响预测与评价

项目退役期在拆除地面设备、封井时施工机械及运输车辆会产生噪声，退役期施工设备噪声见表 5.4-9。

表 5.4-9 离施工机械不同距离的噪声值 单位：dB（A）

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50m	100m	150m	200m	300m
挖掘机	84	70	64	60	58	54
吊装机	80	66	60	56	54	50
推土机	82	68	62	58	56	52
重型运输车	84	70	64	60	58	54

本项目退役期仅在昼间进行施工，由表 5.4-9 可知，施工机械噪声距离施工场界 50m 处可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间≤70dB（A）排

放限值要求。

根据现场调查，本项目井场地面工程最近敏感目标为拟建外输气管线西南侧100m日光村，退役期施工噪声对周围环境的影响较小，且噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

5.5 固体废物环境影响评价

5.5.1 施工期固体废物环境影响分析

本项目永久占地剥离的表土堆放在各井井场临时表土堆放处及站场临时表土堆放处，加盖苫布，待施工结束后，及时用于周围土壤治理；临时占地剥离表土堆放在置土带内的熟土区域，加盖苫布，待施工结束后，分层回填，开挖土方均原地回填，无弃方产生。

施工期固体废物主要为废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑、废弃油基泥浆、油基泥浆钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废弃包装袋、废氢氧化钾包装袋、含油防渗布、管道施工废料、建筑垃圾、施工人员生活垃圾。

（1）废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑

废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑与水基泥浆钻井污水一起，由泥浆接收罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心五站进行无害化处理，处理后泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）规定的第I类一般工业固体废物标准用于铺设道路。

该站设计处理能力45万 m^3/a （其中废弃水基泥浆30万 m^3/a ，盐水泥浆15万 m^3/a ），本工程依托其水基泥浆处理站，设计处理能力1000 m^3/d （30万 m^3/a ），目前实际处理量530 m^3/d ，剩余能力为470 m^3/d 。本工程处理水基泥浆钻井废水121.4 m^3 、废弃水基钻井泥浆1111 m^3 、水基泥浆钻井岩屑146 m^3 ，共计1378 m^3 ，日均产生约5.5 m^3 ，本项目钻井期间，该站处理负荷将增加到53.6%，依托可行。

（2）废弃油基钻井泥浆、油基泥浆钻井岩屑、废射孔液

本项目产生废弃油基泥浆838 m^3 、油基泥浆钻井岩屑181.5 m^3 、废射孔液72 m^3 ，与油基泥浆钻井废水68 m^3 ，共同混合为废弃油基钻井泥浆，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理。

该站采用减量化处理装置生产线和序批式热解析装置生产工艺，含油污泥后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准限值（石

油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$)综合利用(垫井场和通井路),生产废水由罐车定期拉运至大庆油田有限责任公司采油三厂联合站进行油水分离处理,回注地下,不外排。目前该站实际处理量约为 8 万 t/a,负荷率为 44.4%,本项目产生油基泥浆钻井废水、废弃油基泥浆、油基泥浆钻井岩屑、废射孔液共计约 1159.5t,日均产生约 8t,接受本项目产生的危险废物后,负荷率 45.0%,依托可行。

(3) 膨润土等废弃包装袋、管道施工废料

本项目施工期钻井期间使用的原辅材料中,膨润土、纯碱等原料基本无毒性,此类包装袋均属于一般工业固体废物,对照《一般固体废物分类与代码》(GB T39198-2020)中相关划分方法,本项目产生膨润土等废弃包装袋代码为 072-001-07,陆地天然气开采过程中产生的废复合包装物,产生量为 0.003t。

管道施工废料为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料施工废料,属于一般工业固废,对照《一般固体废物分类与代码》(GB T39198-2020)中相关划分方法,本项目产生管道施工废料代码为 072-001-99,陆地天然气开采过程中产生的其他废物,产生量为 2.4t。

本工程膨润土等废弃包装袋、管道施工废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。

该填埋场设计规模 11624m^3 ,目前实际容纳约 9200m^3 ,剩余填埋量为 2424m^3 ,本工程产生一般工业固体废物 2.403t(约 2m^3),填埋场剩余能力可满足本工程需求。

(4) 废氢氧化钾包装袋

本项目产生废氢氧化钾包装袋 0.001t,对照《国家危险废物名录(2021 年版)》(生态环境部 令第 15 号)中相应分类,其危险废物代码为“HW49-900-041-49,含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质”,废氢氧化钾包装袋暂存在井场危险废物贮存点,委托有危废处置资质的单位进行处置。

(5) 含油废防渗布

本项目三开使用了油基泥浆,井场防渗布可能沾染油污,根据《国家危险废物名录(2021 年版)》,含油废弃防渗布为危险废物,类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物,危废代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。含油废防渗布在钻井结束后,委托资质单位转运处置。

(6) 建筑垃圾

本项目新建站场过程中会产生建筑垃圾约为 45t，拉运至绥化市建筑垃圾消纳场处理。

(7) 生活垃圾

施工期生活垃圾总量为 3.4t，生活垃圾统一收集，委托环卫部门处理。

5.5.2 运营期固体废物环境影响分析

(1) 废三甘醇

集气站内三甘醇脱水装置检修中产生的废三甘醇约 3.0t，为一般工业固体废物，由厂家回收。

(2) 废活性炭滤芯

集气站内三甘醇脱水装置检修时会产生废活性炭滤芯。更换废活性炭滤芯约 0.1t，为危险废物，废活性炭废物类别 HW49 其他废物，滤芯危废代码为 900-039-49，委托有资质单位定期处置。拉运过程中严格执行危险废物转移联单制度。

(3) 井口砂粒

本项目 2 口气井产生井口砂粒约 0.1kg/a，这部分砂粒内会混有烃类物质，为危险废物，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 0712-001-08，委托资质单位处置。

(4) 生活垃圾

本项目运营期生活垃圾产生量为 0.5t/a，生活垃圾统一收集，委托环卫部门处理。

5.5.3 退役期固体废物环境影响分析

退役期固体废物主要为封井垃圾、拆除废旧设备、含油废防渗布、生活垃圾。

(1) 拆除废旧设备

若本次投产的 2 口气井全部退役，则拆除的井口装置等回收至大庆油田有限责任公司采气分公司资产回收库。

(2) 含油废防渗布

拆除施工时井场铺设防渗布，单块防渗布重量按 250kg（12m×12m）计，平均每口井作业用 2 块，防渗布可能滴落含烃废水，退役期含油废防渗布最大产生量约 1t。委托有资质单位处理。

(4) 封井垃圾

本项目退役期井场地面设施拆除、场地清理过程会产生少量固废，根据大庆油田已

有生产经验，单井封井垃圾产生量为 0.2t，若本次投产的 2 口气井全部退役，则封井垃圾产生量约为 0.4t，属于一般工业固体废物。封井垃圾收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场填埋处理。

（5）生活垃圾

退役期生活垃圾统一收集，委托环卫部门处理。

5.5.4 危险废物环境影响分析

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，危险废物收集、贮存、运输的一般要求：

（1）从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。

（2）危险废物转移过程应按《危险废物转移管理办法》执行。

（3）危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

（4）危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。应急预案编制可参照《危险废物经营单位编制应急预案指南》，涉及运输的相关内容还应符合交通行政主管部门的有关规定。针对危险废物收集、贮存、运输过程中的事故易发环节应定期组织应急演练。

（5）危险废物收集、贮存、运输时应按危险特性对危险废物进行分类、包装并设置形影的标志及标签。

采取以上措施后，本项目产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用

或处置途径建议。”

本项目尚未签订废氢氧化钾包装袋、废含油防渗布、井口砂粒、废活性炭滤芯的委托处置协议。根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单，有能力处理该危险废物的企业有大庆市云泰石化产品有限公司、大庆圣德雷特化工有限公司，详细情况如下：

大庆市云泰石化产品有限公司经营范围包括 HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、900-199-08、900-200-08、900-210-08、900-214-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08）；HW49 其他废物，HW08(80000t/a)，HW49（20000t/a）。

大庆圣德雷特化工有限公司经营范围包括 HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-204-08、900-210-08、900-212-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08），HW08(85000t/a)，HW4925 万只/a。

大庆市云泰石化产品有限公司、大庆圣德雷特化工有限公司有资质处理本项目产生的废氢氧化钾包装袋、废含油防渗布、井口砂粒、废活性炭滤芯，且处理能力均能够满足本项目处理需求。

建议建设单位委托上述资质单位的一家处理项目危险废物，建设单位及危险废物资质单位应加强对危险废物转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。

危险废物在运输工程中若发生散落、泄漏会对周围环境产生不良影响，项目危险废物运输过程中应严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。项目危险废物的运输按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理，危废的转移过程按照《危险废物转移管理办法》执行，运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点，一旦运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

（1）设立事故警戒线，启动应急预案，并按《突发环境事件信息报告办法》（2011 年环境保护部令 第 17 号）要求及时向环境保护主管部门报告；

（2）应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

（3）对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和修复；

(4) 清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；

(5) 进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，穿防护服，并佩戴相应的防护工具。

5.5.5 固体废物环境影响分析结论

本工程产生的固体废弃物按照相关处置要求进行，处置方式可行，对周围环境和人体健康不会造成危险，对周围环境基本无影响。

5.6 土壤环境影响预测与评价

5.6.1 施工期对土壤环境生态影响分析

施工期包括井场、道路、柱上变电站、站场施工等对土地的占用以及对地表环境的影响。

(1) 施工期临时占地对土壤影响

本项目临时占地主要是各类管道工程、柱上变电站占地，占地类型为耕地（基本农田），合计临时占地 11.8456hm²。大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上道路修建时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀，对土壤环境的影响表现在：

①破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，管道在开挖和填埋时，必将破坏土壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

②混合土壤层次，改变土壤质地

土壤表层质地与底层的质地截然不同，管道的开挖与回填，会混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，影响土壤的发育、植被的恢复。

③土壤养分流失

在土壤剖面中各个土层中，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

根据国内外有关资料，即使在实行分层堆放、分层覆土的措施下，土壤的有机质还将下降 30%-40%，土壤养分下降 30%-50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。若不实行分层堆放和分层覆土，土壤养分流失量更大。

（2）土壤侵蚀

本项目管道建设过程中将开挖管沟，管沟上方的地表植被被完全破坏，新增一定量的土壤侵蚀，挖出的表层土和下层土临时就近分别堆放，如果防护措施不当也会引起水土流失。开挖管沟对土体的扰动将使土壤的结构、组成及理化性质等发生变化，进而影响土壤的侵蚀状况。同时管道施工过程中施工机械的碾压和人员的践踏会破坏管沟两侧施工范围内自然植被和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。管道建设施工结束后，管沟回填先填下层土再填表土，同时对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻管道建设过程中对土壤环境的影响。

5.6.2 运营期对土壤环境影响评价

5.6.2.1 土壤污染途径

本工程运行期正常生产情况下天然气密闭集输，生产污水处理后回注。本工程在事故时对土壤产生的影响主要为气井套损发生在表层地层采出气含烃废水泄漏到土壤中，气井分离出的含烃废水在输送过程中发生泄漏，使土壤理化性状发生变化，由于本工程采用双层套管，密闭管道运输，对土壤造成影响的机率较小。可类比同类项目在该地区对土壤的影响情况。

5.6.2.3 土壤环境影响预测与评价

（1）评价范围

项目拟建井场、集气站永久占地及占地范围外 0.2km 区域内范围。

（2）评价时段

评价时段为运营期。

（3）评价因子

pH、石油类、石油烃、汞、砷、六价铬。

（4）评价标准

建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求，农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准。

(5) 评价方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本工程采用类比法对土壤环境影响进行评价。选取本工程周边区块已投产产能项目验收阶段及本次对其项目区域监测数据达标情况，判定本工程拟建油井对区域内土壤环境的影响。类比项目基本情况见表 5.6-1。

表 5.6-1 类比项目基本情况一览表

序号	项目	地理位置	建设内容	环保手续	土壤影响	土壤环保措施落实情况
1	大庆油田有限责任公司采气分公司徐深气田 21 井区产能建设工程	绥化市肇东市	本项目新建徐深 21 集气站和 2 口气井（徐深 21、徐深 21-平 1），配套建设气集输、供电、水处理、道路等系统工程	2013.12 通过了绥化市生态环境局审批（绥环函[2013]656 号），并于 2017.3 完成企业自主验收。	施工临时占地大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，对土壤产生影响； 运营期气井套损发生在表层地层采出气含烃废水泄漏到土壤中，气井分离出的含烃废水在输送过程中发生泄漏，使土壤理化性状发生变化。	根据项目验收调查报告，项目管道、井场等临时占地植被自然恢复情况良好，与周围植被基本无差别；采取密闭流程与气田采出水处理后回注的工艺；气田采出水送往升一联气田污水预处理站进行处理，达标后回注地下，无外排现象；强化生产运行管理，定期检查维修管线、阀门，确保设备的使用性能良好；监测区域井场永久占地内土壤中 Pb、Hg、Cr、As、石油烃等污染物满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准，永久占地外农用地满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准。

由表 5.6-1 可知，上述项目为大庆油田有限责任公司采气分公司在绥化市肇东市的气井产能项目，建设内容均为基建气井产能井及配套集输管道和供配电工程等。建成投产后进行天然气开采，天然气经集气站加热脱水后外输，气井采出水处理达标后回注地下，且上述类比项目均取得相关环保手续，类比的项目与本工程地理位置相近，均属绥化市肇东市，自然环境与土壤类型均相似，在施工结束进行了地表植被恢复，因此具有类比性。

(6) 评价结果

根据类比项目验收调查报告，土壤质量监测结果见表 5.6-2。

表 5.6-2 类比项目土壤质量监测结果一览表 单位: mg/kg (除 pH 外)

监测时间	监测点	项目											
		pH	石油类	挥发酚	铬	砷	汞	铅	石油烃	六价铬	铜	镉	镍
验收时期	徐深 21 井南侧 50 耕地	8.24	24.9	0.022	22.8	9.34	0.03.1	22	/	/	/	/	/
本次委托	徐深 21 井	8.47	90	/	/	2.96	0.126	50	31	ND	27	0.11	55
	徐深 21 井东侧 200 耕地	8.26	42	/	23	2.87	0.087	36	28	/	27	0.10	55
“/”表示未检出; 以上项目监测深度均为 0~20cm													

根据表 5.6-2 可知, 占地范围内的建设用地与占地范围外的农用地土壤 pH 值相差不大, 同时项目占地范围内土壤中的石油烃、Pb、Hg、Cr、As 等污染物均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 风险筛选值中第二类用地限值要求, 占地范围外的耕地土壤中 Pb、Hg、Cr、As 等污染物均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 筛选值标准, 说明大庆油田有限责任公司采气分公司在项目实施之后较好的落实了污染防治措施, 气田滚动开发对土壤环境影响较小。类比得出, 只要大庆油田有限责任公司采气分公司严格落实污染防治措施, 本工程对土壤环境影响较小。

5.6.3 土壤环境影响分析结论

综上所述, 本工程在施工期及运营期采取上述相关防治措施后, 项目的开发建设对区域土壤环境影响较小, 土壤环境影响评价自查表见附表 3。

5.7 生态环境影响分析

5.7.1 施工期生态环境影响分析

本工程井场平整建设、管沟开挖、管道敷设、覆土回填, 供电、道路工程施工, 站场施工等过程会对周围生态环境造成不同程度的影响和破坏, 主要有以下几个方面:

(1) 对土地利用影响分析

本项目生态评价范围内主要以耕地(基本农田)为主。本项目新增永久占地 1.7279hm², 征占原有土路 1.56hm², 本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成斑块, 但由于本项目永久占地面积较小, 对项目区域土地利用结构影响较小。

(2) 对植被影响分析

1) 永久占地影响

本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成斑块，产生地表温度等物理性质发生异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。永久占用农田改变了土壤的原有耕作层，直接造成农作物经济损失。

项目新增永久占用耕地 1.7279hm^2 ，对生态影响程度有限。地表农作物主要为玉米，损失玉米按 $7.5\text{t}/\text{hm}^2\cdot\text{a}$ 计算，每年损失玉米量为 13t ，价格按 1500 元/ t 计，则每年玉米损失费用约为 2 万元。项目投产后在生产期内永久占用的，生物量将永久损失，其影响是长期且不可逆的。

2) 临时占地

本工程在施工期发生的临时占地是新建井场、管道、柱上变电器对耕地产生的影响。施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏等对地表进行的平整将会对占地地表造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复。

本项目临时占用耕地面积为 11.8456hm^2 。耕地农作物为玉米，农作物当年粮食产量全部损失，第二、三年产量将下降 $20\%-40\%$ ，随后恢复正常产量，农作物单位面积产量以玉米计，按 $7.5\text{t}/\text{hm}^2$ 计算，三年间临时占地总共损失粮食产量为 142.1t ，价格按照 1500 元/ t 计，则临时占用耕地损失 21.3 万元。

根据《中华人民共和国土地管理法》第四十七条规定：征收土地的，按照被征收土地的原用途给予补偿。被征收土地上的附着物和青苗的补偿标准，由省、自治区、直辖市规定。由于本工程临时占地的占用期限很短，在完工后可以及时恢复，所以不会对当地植被产生大的影响。生态影响减缓及恢复见表 5.7-2。

表 5.7-2 生态影响减缓及恢复措施表 单位： hm^2

序号	项目	占地类型	面积及措施	补偿恢复类型	占地工程位置
1	永久占地补偿	耕地 (基本农田)	耕地补偿 1.7279	占一补一；先补后占、占补平衡	井场，供电、道路工程施工，站场施工
2	临时占地恢复	耕地 (非基本农田)	平整、恢复耕地 11.8456	恢复地表形态，及时复垦	井场、管道、供电工程施工

(3) 对动物的影响分析

本项目所在区域为典型农区，区内野生动物种类、数量均较少。经调查，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等村栖型动物。区块开发占用部分土地，会对当地野生动物栖息环境产生一定的影响，栖息地的减少使

动物的活动空间减少，且井间道路的阻隔，使一些小型动物的活动范围受限。

由于本项目占地面积较小，且区内主要为小型动物，其领地面积相对较小，整体来说，项目建设对其栖息地的影响并不十分明显。

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，绥化市不属于沙化土地所在县（区）。

《黑龙江省防沙治沙条例》第二十六条规定：“油气勘探开发以及矿产资源开采应当按照规划组织实施，并将地表植被恢复和建设纳入规划。在开发和开采前，应当进行环境影响评价，依法提交包括有关防沙治沙内容的环境影响报告。县级以上人民政府林业、国土资源、环境保护、草原等行政主管部门应当对开发和开采单位的地表植被恢复情况进行监督检查。

根据现场调查，项目占地区域未出现土壤沙化现象，主要地类为土壤性能良好的基本农田，周边村屯、道路两侧杨树林绿化较高，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，应制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

①施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。

②施工时要特别注意保护原始地表与耕地，施工尽量缩小占地面积，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

③施工作业避免在大风天施工。

④路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

⑤根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主。

通过以上措施，可有效防止土地沙化。

（4）对水土流失的影响分析

根据《绥化市水土保持规划（2019-2030年）》，本项目区域不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区。

本工程由于管道、道路、柱上变电站等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力

极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施。

①严格控制油田内各井场、管道、柱上变电站施工的作业面积，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。

②在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。

③管道工程施工时，应划定施工活动范围，严格控制车辆及重型机械的运行范围，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管道上部，堆放后人工进行修整、拍实。

④做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，保护当地耕地生态系统。

⑤严禁在大风、大雨天气下施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等。在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，已提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

5.7.2 运营期生态环境影响分析

运营期正常情况下，气井采出水不外排，管道所经地区处于正常状态，地表植被、农作物生长逐渐恢复正常。根据已建成管道来看，在地下敷设管道的区域，地表植被恢复较好，景观破坏程度很低。这证明了管道输送对生态环境影响最轻，影响范围最小，是一种清洁的运输方式。因此可以认为，正常管道输送过程中，管道对地表植被无不良影响。

事故是指因工程质量低劣、管理方面的疏漏、自然因素〔地震、洪水冲刷〕及人为破坏等原因造成气井、采气管道、注醇管道等破损、断裂，致使大量天然气、气田采出水的泄漏，造成火灾等。事故发生的可能性是存在的，但只要做好预防工作，事故发生的概率可以下降，造成的危害损失可以减少。由于天然气的主要成分是甲烷。甲烷是无色、无味的可燃性气体，比重小于空气。如果发生泄漏，绝大部分很快会扩散掉，在无明火的情况下，不会发生火灾，不会对生态环境造成危害。如有火源，可引起燃烧爆炸

事件，可能会引发火灾，导致植被大面积的破坏，从而对生态环境产生重大影响。在发生天然气泄漏事故时，如发生爆炸或火灾事件，可能使部分个体动物受到损伤。火灾发生地分布的土壤动物将因表土温度升高而部分死亡，分布的爬行类、鸟类等将被部分烧死或逃离火灾发生地而使该区域动物物种丰富度和种群数量减少。由于工程所在区域受人类生产生活活动影响较深，其原始野生动物生境已基本丧失。据调查，评价区内无国家及省级珍稀濒危保护动物物种存在，因此，只要突发事件时注意保护动物，不会造成现有动物的死亡和种群的消失，对野生动物的影响较小。

5.7.3 退役期生态环境影响分析

本项目在拆除各类设施的过程中会造成地表扰动，水土流失，产生一定的生态影响。因此本项目在拆除作业的过程中应合理安排作业计划和作业时间，尽量避开雨天作业，尽量减少场地的裸露时间，尽可能减少拆除作业造成的生态影响。拆除工作结束后，在开展场地土壤环境调查与评价，对临时占地内土壤环境质量进行检测，与环评时期背景值进行对比，确定本项目对临时占地土壤无污染后，应及时对受扰动场地进行平整，耕地进行旋耕复垦。采取上述措施后项目退役期拆除作业对原有生态环境影响很小。

5.7.4 生态环境影响总结

根据对本项目气田生态系统结构、功能和生态环境现状评价及气田开发对生态环境的影响分析，得出如下结论：

（1）项目井场、管道、柱上变电站、站场的建设对土地的侵占、对植被的破坏，将使气田开发区内的植物量有一定程度的下降。在施工建设过程中采取严格控制施工范围等保护措施，可最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

（2）运营期正常情况下，气井采出水不外排，正常管道输送过程中，管道对地表植被无不良影响。

（3）气田开发工程不可避免会改变原有的生态环境，但若合理规划和建设，天然气开发有利于当地及周边地区的经济发展，能够与周围生态环境协调共处。可见，只要采取必要的措施，该项目对生态环境的影响不会太大，在生态上可行，生态影响评价自查表见附表 4。

5.8 环境风险分析

5.8.1 风险调查

本项目施工期涉及到的主要危险物质是柴油罐内储存的柴油、钻井使用的氢氧化钾；运营期涉及的主要危险物质是天然气（主要成分为甲烷）、甲醇，具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

（1）柴油

柴油为有色透明挥发、易燃液体，不溶于水，溶于醇等溶剂，具体危险特性见 5.8-1。

表 5.8-1 柴油的危险有害特性及安全技术表

标识	中文名：柴油		英文名：diesel oil
	分子式：-		分子量：-
	危规号：32501	UN 编号：1202	CAS 号：-
理化特性	外观及性状：有色透明挥发、易燃液体		溶解性：不溶于水，溶于醇等溶剂
	熔点（℃）：-18		沸点（℃）：282~338
	相对密度（水=1）：0.70~0.75		相对密度（空气=1）：1.59~4
理化特性	饱和蒸气压（kPa）：无资料		禁忌物：强氧化剂
	临界压力（MPa）：无资料		临界温度（℃）：无资料
	稳定性：常温常压下稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：易燃液体类别 3		燃烧性：易燃液体，
	引燃温度（℃）：257		闪点（℃）：38
	爆炸上限（v%）：6.5		爆炸下限（v%）：0.6
	燃烧热（kJ/L）：30000~46000		火灾危险类别：乙 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂ 、水		
	危险特性：蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与氧化剂可发生反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。若遇高热，有容器开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：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。		
毒理性质	LC ₅₀ ：>5000mg/m ³ /4h		LD ₅₀ ：7500mg/kg（大鼠经口）
	环境危害：对环境有危害。对大气可造成污染。		
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收。		
	健康危害：吸入该物质可能会引起对健康有害的影响或呼吸道不适。意外食入本品可能对个体健康有害。通过割伤、擦伤或病变处进入血液，可能产生全身损伤的有害作用。眼睛直接接触本品可导致暂时不适。		
急救	皮肤接触：立即脱去污染的衣物。用大量肥皂水和清水冲洗皮肤。如有不适，就医。 眼睛接触：用大量水彻底冲洗至少15分钟。如有不适，就医。 吸入：立即将患者移到新鲜空气处，保持呼吸畅通。如果呼吸困难，给予吸氧。如食入或吸入，不得进行口对口人工呼吸。如呼吸停止。立即进行心肺复苏术。就医。 食入：禁止催吐，切勿给失去知觉者从嘴里喂食任何东西。立即呼叫医生或中毒控制中心。		
泄漏处理	人员防护措施：避免吸入蒸气、接触皮肤和眼睛。谨防蒸气积累达到可爆炸的浓度。 应急人员戴正压自给式呼吸器，穿防毒、防静电服，戴化学防渗透手套。清除所有点火源。迅速将人员撤离到安全区域，远离泄漏区域并处于上风方向。		

	环境保护措施：在确保安全的情况下，采取措施防止进一步的泄漏或溢出。避免排放到周围环境中。 泄漏物收容、清除方法及处置材料：少量泄漏时，可采用干砂或惰性吸附材料吸收泄漏物，大量泄漏时需筑堤控制。附着物或收集物应存放在合适的密闭容器中，并根据相关法律法规废弃处置。
储运	装运车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。

（2）氢氧化钾

氢氧化钾为白色片状晶体，易潮解，溶于水、乙醇，微溶于乙醚，具体危险特性见表 5.8-2。

表 5.8-2 氢氧化钾的危险有害特性及安全技术表

标识	中文名：氢氧化钾		英文名：potassium hydroxide
	分子式：KOH		分子量：56.11
	危规号：82002	UN 编号：1813	CAS 号：1310-58-3
理化特性	外观及性状：白色片状晶体，易潮解。		溶解性：溶于水、乙醇，微溶于乙醚。
理化特性	熔点（℃）：360		沸点（℃）：1320
	相对密度（水=1）：2.04		相对密度（空气=1）：无资料
	饱和蒸气压（kPa）：0.13（719℃）		禁忌物：酸类、二氧化碳、过氧化物、水
	临界压力（MPa）：无资料		临界温度（℃）：无资料
	稳定性：暴露在空气中吸收 CO ₂ 转化为碳酸盐		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 8.2 类碱性腐蚀品		燃烧性：无资料
	引燃温度（℃）：无资料		闪点（℃）：无资料
	爆炸上限（v%）：无资料		爆炸下限（v%）：无资料
	燃烧热（kJ/L）：无资料		火灾危险类别：无资料
	燃烧（分解）产物：无资料		
	危险特性：遇火会产生刺激性、毒性或腐蚀性的气体。加热时，容器可能爆炸。暴露于火中的容器可能会通过压力安全阀泄漏出内容物。受热或接触火焰可能会产生膨胀或爆炸性分解。		
	灭火方法：灭火时，应佩戴呼吸面具（符合 MSHA/NIOSH 要求的或相当的）并穿上全身防护服。在安全距离处、有充足防护的情况下灭火。防止消防水污染地表和地下水系统。		
	灭火剂：水、砂土。但须防止物品遇水飞溅，造成灼伤。		
毒理性质	LC ₅₀ ：无资料		LD ₅₀ ：273mg/kg（大鼠经口）
	生物毒性：TLM：80ppm（96h，食蚊鱼）。		
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收		
	健康危害：吸入能引起呼吸道刺激，伴有咳嗽、呼吸道阻塞和粘膜损伤；食入可引起食道、胃肠道灼伤。皮肤接触造成严重皮肤灼伤。眼睛接触能造成严重化学灼伤，甚至造成永久性失明。		
急救	皮肤接触：立即脱去污染的衣物，用大量清水冲洗皮肤，就医。 眼睛接触：用大量清水或生理盐水彻底冲洗至少 15min，就医。		

	吸入：立即移到新鲜空气处，保持呼吸畅通。如果呼吸困难，给予吸氧。立即就医。 食入：用水漱口，给饮牛奶或蛋清。立即呼叫医生或中毒控制中心。
泄漏处理	迅速将人员撤离到安全区域，远离泄漏区域并处于上风方向。使用个人防护装备。避免吸入蒸气、烟雾、气体或风尘。在确保安全的情况下，采取措施防止进一步的泄漏或溢出。避免排放到周围环境中。泄漏物采取中和、稀释、收集、回收，运至危险废物处置场所处理与处置。
储运	运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。运输前应先检查包装容器是否完整、密封。运输工具上应根据相关运输要求张贴危险标志、公告。

(3) 天然气

天然气以甲烷（CH₄）气为主，并含有总量不多、各自数量不等的轻烃（C₂-C₅）气。其危险特性见表 5.8-3。属甲 B 类易燃易爆气体，含有大量的低分子烷烃混合物，其与空气混合形成爆炸性混合物遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。天然气主要成分为甲烷，甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%-30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调，若不及时脱离，可致窒息死亡。

表 5.8-3 烃类物质理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

中文名称	甲烷	英文名	methane	
分子式	CH ₄	分子量	16.04	
CAS号	74-82-8	危险性类别	易燃气体	
理化性质	外观及性状	无色无臭气体		
	沸点	-161.5	闪点（℃）	-188
	熔点	-178.9	最大爆炸压力（102kPa）	——
	相对密度（水=1）	0.76	最大爆炸压力上升速率（102kPa/c）	——
	相对密度（空气=1）	0.55	爆炸下限（V%）	15
	燃烧热（kcal/kg）	884768.6	爆炸上限（V%）	56=
	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳		
	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚		
主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造			
危险特性	燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应			
健康危害	侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤			
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用			

防护措施	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉

（4）甲醇

甲醇是无色有酒精气味易挥发的液体，主要存在甲醇罐和甲醇注入管线中，物料的危险性见表 5.8-4。

表 5.8-4 甲醇危险特性一览表

标识	中文名称：甲醇		英文名：petroleum	
	危险货物编号：32058		CAS 号：	67-56-1
理化性质	外观与形状	无色澄清液体，有刺激性气味		
	相对密度（水=1）	0.79	相对蒸汽密度（空气=1）	1.11
	熔点（℃）	-97.8	沸点（℃）	64.8
	溶解性：溶于水，可混溶于醇、醚等多数有机溶剂			
危险特性	危险性类别：易燃液体	燃烧性：易燃		
	闪点（℃）	11		
	爆炸上限（%）	44		
	爆炸下限（%）	5.5		
	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳		
	危险特性	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物。遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧。在火场中，受热的容器有爆炸危险。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。		
	灭火方法	灭火方法：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：抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。		
	灭火剂	雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。		
毒性及健康危害	侵入途径	吸入、食入、经皮吸收。		
	毒性	毒性：LD50: 5628mg/kg(大鼠经口);15800mg/kg(兔经皮)；Lc50: 83776mg/m ³ , 4 小时(大鼠吸入)		
	健康危害	对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代谢性酸中毒。急性中毒，短时大量吸入出现轻度眼及上呼吸道刺激症状(口服有胃肠道刺激症状)，经一段时间潜伏期后出现头痛、头晕乏力、眩晕、酒醉感、意识朦胧、谢妄，甚至昏迷。视神经及视网膜病变，可有视物模糊、复视等，重者失明。代谢性酸中毒时出现二氧化碳结合力下降、呼吸加速等。慢性影响，神经衰弱综合征，植物神经功能失调，粘膜刺激，视力减退等。皮肤出现脱脂、皮炎等。		
	急救方法	急救方法：皮肤接触，脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。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：饮足量温水。催吐，用清水或1%硫代硫酸钠溶液洗胃就医。
--	--	--

5.8.2 风险识别

5.8.2.1 施工期环境风险识别

施工期施工过程的环境风险主要来自钻井过程中可能发生井喷事故、套管破损井漏等风险事故。

①井喷

当钻井作业进入地下含气层后，存在发生气涌井喷事故的可能性。分析其形成井喷事故因素如下：

A、地质设计未能提供准确的底层孔隙压力资料，井身结构设计不合理，设计时未能正确地预测气层的位置，导致在钻井过程中对高压层位压力估计不足，可能发生井喷。

B、操作失误，起钻抽吸。钻井达到穿气层段，起钻速度太快，产生抽吸作用，将气抽出来；或起钻时没有及时灌入泥浆，液面降低，泥浆柱压力下降；地面除气设备效率低，未及时采取措施消除泥浆中滞留的气体，重复循环，气蚀严重等原因而发生井喷失控。

C、机械故障。钻入气层时发生井下事故（断钻具、卡钻）或地面设备发生故障，泥浆静止时间过长，压力降低发生失控。

D、井口防喷器不符合要求，节流管汇和放喷管线的安装不符合技术要求，当发生井喷时无法控制。

E、钻井过程中遇漏失层段，发生井漏未能及时处理或处理事故中措施不当。

F、在钻井中不能及时发现溢流，或发生溢流后处理措施不当，造成失控。

G、泥浆密度偏低。当钻遇地下高压气、水层时，泥浆柱压力下降不足以平衡地下气时而发生井喷失控。

H、当发生地震等自然因素导致的灾害时，可能发生井喷事故。

井喷会致使天然气泄漏外溢，天然气主要危险和危害包括：遇明火可能发生火灾或爆炸事故，造成人员伤亡、设备损坏等危害；烃类气体对人体的毒性危害，较长时间接触后，对人体会产生头痛、眩晕、精神迟钝、恶心、呕吐、眼角膜充血等危害。

本项目探井气层原始地层压力较低，而且在钻井时采用了防喷井控措施后，发生井喷的概率很小。

②井漏

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆或其他介质（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、裂隙进入高渗地层地下水，造成地下水污染。

③柴油储罐泄漏因素

施工场地柴油罐若发生泄漏，柴油外泄，会对区域地下水产生影响，并极大提高火灾风险。

④KOH 泄漏因素

钻井液配制阶段人为误操作造成氢氧化钾泄漏，造成土壤和地下水污染。

⑤钢制泥浆槽、循环泥浆罐泄漏

正常情况钻井泥浆（水基泥浆、油基泥浆）在钢制泥浆槽或循环泥浆储罐中暂存，在施工井场暂存的时间较短，不具备发生泄漏的条件；但施工过程中仍可能由于输送泥浆物料的管道、设备破损、接头密闭不严、自然因素导致储存设施破损、操作失误等，发生泄漏，对环境造成污染。

⑥试气天然气直排

试气过程中会产生一定量的试气天然气，其主要成分为甲烷，如果没有放空燃烧，天然气直排会对人体产生毒性危害，较长时间接触后，对人体会产生头痛、眩晕、精神迟钝、恶心、呕吐、眼角膜充血等危害。

5.8.2.2 运营期环境风险识别

①气井泄漏风险

本工程运营期由于井场生产过程中管道、阀门等损坏，可能发生天然气泄漏事故。采气厂实施全过程风险因素控制，为井口配备防喷器，制定了详细操作规程和应急预案，因此，在管理到位的情况下，出现气井泄漏的几率不大。

②气井套损风险

采气过程的主要环境风险是气井套损，气水泄漏进入含水层，污染地下水。本工程套管采用双层套管（由表层套管、生产套管组成），运营期造成套损的因素主要有地质因素、工程技术因素和套管腐蚀三大类。

地质因素主要包括泥岩遇水膨胀使岩压转移到套管使其变形损坏，断层运移可能对套管产生剪切破坏，由于地壳运动和地震引起的套管损坏以及地面下沉及气层压实导致

应力变化，从而使套管在拉张力及剪切力的作用下发生弯曲或错断。

工程技术因素主要有套管强度计算及井深结构设计不合理，泥岩吸水蠕变、滑移产生的横向层间位移侧压力、纵向地层位移产生的拉伸力及纵横向位移产生的弯曲应力对套管的破坏作用：固井质量不好时，会使泥岩吸水蠕变、滑移，对套管产生破坏作用。另外，由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆候凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。

套管腐蚀是套管损坏的一种主要诱因，一旦套管腐蚀穿孔则会多点破漏，并会加速套管的疲劳进而过早变形和损坏。它是由原油天然气中含有的硫、 CO_2 及地层水和注入水中含有的各种腐蚀性物质与套管中 Fe 或 Fe^{2+} 发生反应引起的。腐蚀条件包括一定的温度、压力、 Fe^{2+} 浓度及地层水中存在还原菌等，大多与硫酸盐还原菌的作用有关。

因此，预防套损污染地下水的关键是合理设计井身结构，采取表套、生产套管双层套管结构，固井水泥均返至井口进行全程固井，对含水层段的套管采取防腐措施，采取以上措施后，发生套损后对地下水的污染可能性较小。

③采气管道、注醇管道风险因素分析

采气管道中主要成分为天然气，由于管材本身的质量、施工、运行和管理等各环节都可能出现缺陷和失误，从而导致事故发生。集输管道的常见事故是管线穿孔或破裂导致管道内介质泄漏，会导致天然气外泄，对环境污染较大。如遇明火将引起火灾、爆炸。导致管线事故的主要因素分析如下：管道由于腐蚀造成穿孔，焊缝开裂出现裂纹；管道材料缺陷或焊接缺陷；不法分子在管线上打孔或偷气；由于外物撞击而造成管线破裂；由于地震、洪水自然灾害而引起管线破裂；由于误开挖造成管道破裂；操作失误。

④火灾、爆炸

气田开发运行过程中发生火灾爆炸的原因很多，主要包括：组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的天然气泄漏遇明火爆炸燃烧；设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故等。

⑤新建场站风险因素分析

本项目新建场站为徐深 23 集气站，处理的介质具有易燃性质，因此，本项目场站主要事故类型是火灾、爆炸和天然气泄漏。

本工程新建场站的事故主要因素分析如下：

- ①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的天然气泄漏遇明火爆炸燃烧；
- ②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管道的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；
- ③设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；
- ④控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发天然气泄漏，形成火灾等；
- ⑤站场储罐破损，导致含烃废水泄露，污染土壤、地下水。
- 本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.8-5。

表 5.8-5 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
施工期井场	柴油	火灾、爆炸、次生 CO，柴油泄漏污染	空气、地下水、土壤
	氢氧化钾	泄漏污染	地下水、土壤
	钻井泥浆	石油类、COD	地下水、土壤
	甲烷、CO	火灾、爆炸	空气
运营期井场	甲烷、CO	火灾、爆炸	空气
	气井采出水（石油类）	泄漏污染	地下水、土壤
采气管道	甲烷、CO	火灾、爆炸	空气
注醇管道	甲醇	灾、爆炸、次生 CO	空气、地下水、土壤
新建场站	甲烷、CO	火灾、爆炸	空气
	甲醇	灾、爆炸、次生 CO	空气、地下水、土壤

5.8.3 环境风险分析

（1）对大气环境影响

天然气泄漏事故、天然气直排会直接对环境空气造成影响。对大气环境的影响主要是烃类污染。天然气泄漏时局部大气中非甲烷总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时间的严重污染。施工期本项目气井的气层原始地层压力较低，而且在钻井时采取了防喷措施，天然气泄漏污染环境空气的可能性极小。本项目通过试气设备配套放喷管设施点火燃烧，放喷管高为 5m（配套防回火与自动点火装置），设置于井口 50m 以外，且距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上，可直接将试气天然气燃烧后排放，试气采出气直排的可能性极小。运营期井场生产过程可能因管道接口、阀门等损坏等造成天然气泄漏事故。本工程在地下井筒处、井场与管道连接处设有安全截断阀，一旦发生天然气泄漏，压力发生变化，安全阀立即关闭，天然气最大泄漏量仅为井筒内天然气贮存量。但

天然气集中泄漏后，如在极端天气中可能造成天然气扩散较慢，在空气中含量达到一定程度后会使人窒息，遇到火星可引发火灾爆炸事故。本工程井口采气树要求产品出厂前必须对采气树进行水下整体气密封试验。同时设置了压力监测、报警系统及压力泄放系统，可保证超压时多余天然气能通过放空系统泄放。同时，辖区工作人员每天 2 次进行井场安全巡检工作，并重点检查管道接口、阀门是否发生腐蚀损坏。因此，采取上述措施后，正常情况下发生井口天然气泄漏事故的概率极小。

（2）对地下水环境影响

①井喷对地下水环境的影响

本项目事故状态下对地下水污染途径主要是井喷造成钻井泥浆（水基泥浆、油基泥浆）泄漏，一般不会对地下水造成直接影响，但在大量钻井泥浆（盐类物质、石油类）短时间未加以回收的情况下，就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染，尤其是对潜水产生影响，资料研究结果表明：污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0-10cm 及 10-30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，很难下渗 2m 以下，本项目所在区域潜水埋深均大于此深度，因此一般不会对潜水含水层造成影响，但发生事故后，如建设单位没有立即组织清理地面原油，造成原油长期存在于地面，使污染源强增大且长期存在的情况下，可能会对潜水含水层产生影响，但这种影响可通过加强管理避免。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，故石油类等污染物不会越过隔水层而进入到深层含水层中。

②柴油罐、KOH 泄漏对地下水影响分析

本项目使用的柴油在井场柴油罐中储存，存在柴油罐破裂导致柴油泄漏的可能性。本项目采取了罐体在工程设计上提高设计强度、加强防腐等预防措施；罐体安装前，加强对设备、管材焊接质量的检查，严禁使用不合格产品；对罐体进行水压试验，对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生，从而增加罐体的安全性；建立自动控制系统依托，实现对罐体的参数控制、泄漏检测；柴油罐区进行重点防渗处理，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，渗透系数为 $1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ；钻井液材料房进行重点防渗处理，采用 2.0m 厚高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 。通过采取上述措施之后，根据以往工程经验可知，柴油罐、KOH 泄漏的可能性很小，且由于探井区域地表以下 5-8m 土层均为渗水作用很小的粉质粘土层，隔水作用较好，因此不会对地下水产生大的影响。

③井漏对地下水环境的影响

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆漏入地层孔隙、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，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

本工程采用水基钻井泥浆中有害成分为盐类、化学添加剂，高分子有机化合物经生物降解后产生的低分子有机化合物和碱性物质，油基泥浆除了上述物质外还有石油类等，有害成分进入含水层会对地下水造成污染。由钻井液各主要成分其理化性质表可知，泥浆中均为低毒或无毒的助剂且用量较少，可以减轻事故时泄漏对地下水的污染程度。本工程表层套管下至潜水层底界以下 10m，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水；每开钻井结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，也可降低污染物进入地层的风险；在钻井过程对泥浆进行实时监测，一旦有漏失发生，立即采取堵漏措施。施工场地储备随钻堵漏剂 60t，以备井漏发生时应急使用，堵漏剂由多种天然植物、腐植酸盐、羧甲基纤维素等多种高份子化合物复配而成，属于清洁、无毒、对人体无害、无环境污染的种类。因此，事故状态下泥浆泄漏对地下水环境影响较小。

④套管连接不及时对地下水环境的影响

事故状态下对地下水的环境影响主要为套管连接不及时发生泄漏。根据大庆油田生产实际统计，套管连接不及时的机率一般为万分之一至五万分之一。可见，套管连接不及时的情况虽然存在，但经过层层防护，危险逐级递减，连接不及时发生气水串层或是油气直接泄漏到含水层造成污染的概率并不大。

⑤钢制泥浆槽、循环泥浆罐泄漏

正常情况下，钻井泥浆在钢制泥浆槽或循环泥浆储罐中暂存，在施工井场暂存的时间较短，不具备发生泄漏的条件，泄漏可能性较小；且钢制泥浆槽、循环泥浆罐均进行重点防渗，地面结构下层铺厚 2.0mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，渗透系数为 $1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 。通过采取上述措施之后，钢制泥浆槽、循环泥浆罐一旦泄漏，基本不会对地下水产生大的影响。

（3）对土壤环境影响

井喷、柴油罐泄漏事故状态下，钻井泥浆、油类物质泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，钻井泥浆、原油集中于土壤表层 0-30cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。

钻井泥浆、石油烃对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。大规模泄漏可影响草地的生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，钻井泥浆、油类物质黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。本项目气井占用耕地（基本农田），井场四周设置围堰，建设高度 30cm，宽度 40cm，材料为粘土夯筑。项目井喷、柴油泄漏对土壤环境影响较小。

（4）对生态环境影响

该项目区域内的生态系统主要是耕地，发生井喷事故下大量钻井泥浆、含油污水泄漏可对其产生影响，其危害最大的是植物，含油物质黏附于枝叶上，就会影响植物的光合作用，可使植物枯萎死亡；钻井泥浆、油类物质喷射到植物上或散落到土壤中，黏附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质，导致植物死亡，通过根系吸收，影响其品质，使其生产力下降。

5.8.4 环境风险评价结论

综上所述，本工程风险事故发生几率低，按照相关行业规范完善井控、天然气泄漏的安全防护等措施，采取增设压力监测、报警系统及压力泄放系统等风险防范措施，及时切断天然气泄漏气源、点火放散、撤离居民，有效防范天然气泄漏甚至火灾事故发生。

本工程采取以上环境风险防范措施，落实本企业制定的突发环境事件应急预案后，从环境风险的角度分析，风险水平是可以接受的。本项目环境风险简单分析内容表见附表 5。

六.环保措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期大气污染防治措施

本工程施工期的环境空气影响主要来源自钻井工程柴油机燃烧排放的烟气、试气尾气及钻井时期地面平整，地面工程施工时管沟开挖、道路敷设、土方堆填，站场工程地面施工、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，管道焊接过程产生的焊接烟尘，以及施工设备和运输车辆尾气。

6.1.1.1 柴油机燃烧排放的烟气

- (1) 采用节能环保型柴油动力设备，减少污染物排放对环境空气的影响；
- (2) 钻井发电机和钻井柴油机使用低标号柴油；
- (3) 加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；
- (4) 严禁在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

在采取上述措施后，施工期柴油发电机燃烧尾气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 年修改单中第三阶段标准限值要求。

6.1.1.2 试气尾气

试气作业期间采出气直接通过井场放空火炬放空燃烧，火炬高 5m，放空排放管内径 88.9mm，对环境的影响较小。

6.1.1.3 施工车辆尾气

施工井场运输车辆尾气含有 NO_2 、CO、THC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。运输车辆在野外作业区时有利于尾气扩散，对周围环境的影响较小。

6.1.1.4 焊接烟尘

管线焊接过程中会产生焊接烟尘，主要成分为金属氧化物，本工程较为分散，焊接烟尘非集中排放，经空气稀释、扩散后对周围大气环境影响较小。

6.1.1.5 施工扬尘

- (1) 为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，应在施工初期合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。

(2) 运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。

(3) 运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

(4) 钻井井场使用的泥浆配置材料，应集中堆放，并在顶部加盖篷布，施工场地设置围挡。

(5) 土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。

(6) 合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。

(7) 施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。在绿化季节到来时应立即对临时占地进行土地复垦。

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场地处厂界扬尘排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值：颗粒物周界外浓度最高点 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求，气井产生的伴生气燃烧烟气对区域环境空气影响不大，且时间很短，对周围村屯等敏感点影响较小，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.2 运营期大气污染防治措施

本工程运行期的大气污染主要来自井场、集气站无组织挥发的烃类气体，集气站加热装置的燃烧烟气。

(1) 采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄露。

(2) 井口安装密封垫，天然气集输采用密闭流程，最大限度降低烃类气体的挥发。

(3) 定期对依托场站内设备和管道进行检查、维修和保养，设备平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发。

(4) 加强天然气放空的管理：定期对设备进行维修保养，保证天然气处理设施的平稳运行，尽量减少事故性天然气放空；在进行放空时，采取通过火炬点燃，经过充分燃烧，并控制放空量，在系统可承受的压力范围内时应停止放空。

(5) 加热炉燃料采用清洁能源（天然气），新建加热炉、采暖炉、三甘醇脱水装置通过 8m 高烟囱排放燃烧烟气，根据预测结果，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉的要求，对环境的影响很小。

(6) 本工程徐深 23 集气站新建 3.5m³ 甲醇储罐，甲醇使用过程中全密闭集输，甲醇储罐为密闭常压储罐，贮存环节无甲醇气体排放。通常是在原料槽车将甲醇泵入储罐是，储罐呼吸口打开，直接敞露在空气中，会有一定量的甲醇挥发，由于产生量较小，厂界无组织排放浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值 12mg/m³。

(7) 产液分离的含油污水采用密闭管道集输方式进入升一联气田污水预处理站，该站内储罐采用固定顶罐，其运行维护要求应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.2.3.2 和 5.2.3.3 要求，整个污水处理工艺为密闭处理流程，减少了非甲烷总烃的逸散。

通过采取上述措施，能够确保扩建场站及井场厂界产生的 VOCs（以非甲烷总烃计）满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；新建徐深 23 集气站燃烧烟气中 SO₂、NO₂、颗粒物污染物排放浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉标准限值的要求；厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的相关标准要求。厂界甲醇无组织排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值。因此，本工程的建设不会对大气环境产生较大影响，运行期无组织排放大气污染防治措施可行。

6.1.3 碳减排措施及建议

(1) 井口装置安装密封垫，天然气集输采用密闭管道集输流程，最大限度减少温室气体的逸散；

(2) 加强对设备和管道的检查和维护，定期排出站内储罐，保证均无孔洞和裂隙，采样口等均处于密闭状态，控制场站各部位温室气体的逸散；

(3) 新建加热装置采用清洁燃料天然气，减少化石燃料燃烧 CO₂ 排放；

(4) 气田开发实行连续生产，杜绝大功率设备频繁启动，减少设备启停对用电的影响；

(5) 增加厂区绿化面积，扩大生态修复范围，通过植树造林和森林碳汇建设，采

取多方面碳中和举措；

(6) 建立健全的能源利用和消费统计制度和管理制度。

6.1.4 退役期大气污染防治措施

退役期大气污染物主要为气井拆除过程中产生的施工扬尘和运输车辆尾气，通过场地洒水抑尘能够有效降低扬尘产生量，且退役期拆除过程持续时间较短，通过洒水抑尘后对环境空气的影响可接受。

6.2 地表水污染防治措施

6.2.1 施工期地表水污染防治措施

施工期废水主要为水基泥将钻井废水、油基泥浆钻井废水、压裂返排液、管线试压废水及施工人员生活污水。施工过程中采取以下污染防治措施：

(1) 施工车辆和设备坚持日常检查制度，控制跑、冒、滴、漏现象的发生，以杜绝环境污染事件；设备修理时，要采取相应措施，如：地面上平铺油毡、塑料布等方法，避免水、油等流体介质落在地表。

(2) 一开、二开水基泥浆钻井废水与与废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑等由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。三开油基泥浆钻井废水经循环罐回用于油基泥浆钻井液系统，最后剩余的油基泥浆钻井废水与废弃油基钻井泥浆、油基泥浆钻井岩屑暂存在井场钢制泥浆槽内，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理。泥浆接收罐车位于井场内，确保本项目产生的废弃钻井泥浆不落地，全部收集和合理处置。

(3) 施工期产生的压裂返排液由罐车拉运至由罐车拉运至榆树林压裂返排液处理站处理，处理后污水管输至东16联合油污水处理站，处理达标后回注地下油层，不外排。

(4) 气井试气产液、清管试压废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，分离的含油污水处理达标后回注地下油层，不外排。

(5) 钻井施工期生活污水排放到井场临时防渗旱厕，定期清掏，防渗旱厕在钻井结束后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。地面施工期生活污水排入附近已建防渗旱厕，定期清掏。

(6) 施工单位在罐车拉运各类物料应填写各项物料的转出废水台账，包括种类、数量、转出时间，运输车辆牌号、转入单位信息等，应建立台账和运行管理档案，进行

备案，并向当地生态环境主管部门报备。在各类废物转出地和转入地应设置视频监控系統，车辆应安装定位系统，便于加强过程管理，防治各项废物随意倾倒入外环境。

(7) 合理安排施工时间，避开雨季。施工单位严格按照有关规定安排施工作业，合理进行施工组织和场地布置。

(8) 施工运输车辆合理规划行车路线，对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行，尽量远离地表水体。

本项目评价范围内无地表水体，综合分析，采取以上措施，施工期地表水环境污染防治措施可行。

6.2.2 运营期地表水污染防治措施

(1) 强化生产运行管理，杜绝含经污水随意排放，工程运行期产生的含经污水，通过罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理，水质达到《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SY DQ0639-2015)回注水指标(含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$)后回注地下油层。

(2) 实施建设项目“三同时”制度，杜绝将污水直接排放地表，消除对地下水的污染隐患。

(3) 在自动化远程管理过程中，应密切注意管线压力变化，及早发现管线腐蚀穿孔事故，紧急启动自动关停措施，避免管线跑冒滴漏造成地下水污染。

(4) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管线防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新。回考虑到泄漏事故具有隐蔽性，要切实加强监控工作，杜绝事故发生。

(5) 定期对周围村屯水井进行观测和检测，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题，如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

(6) 气田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但气田采出水的跑、冒、滴、漏，如处理不及时则可能对地下水造成污染。因此按照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中防渗区的要求对工程实施污染分区防治措施。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目产生的各类废水都可以得到有效处置，项目的水污染防治措施合理可行。

6.2.3 退役期地表水污染防治措施

役期拆除设备清洗废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理，水质达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）回注水指标后回注地下油层。

6.3 地下水污染防治措施

本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。

6.3.1 施工过程地下水防治措施

废弃物拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。

6.3.2 运营期地下水防治措施

（1）做好井场的日常巡查工作，定期对气井套管情况进行检测，发现异常情况及时处埋，防止污染地下水。

（2）对管道采取防腐措施和定期防腐检测，根据管道所通过地区土壤的理化性质和地质条件，采取不同的防腐措施。运行过程中，定期检测，对管道壁厚及焊缝的情况进行监测，尽早发现管线存在问题。

（3）日常生产过程中严格管理，坚决杜绝生产废水、生活污水的随意排放，新建徐深 23 集气站分离的含烃废水等污染物全部进入污水储罐，罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理。

（4）做好预防突发性自然灾害的工作，加强与水文气象、地震部门的信息沟通，制定有关应对措施。

以上控制措施能从源头上有效地控制和减少污染物对地下水的污染，措施可行。

6.3.3 分区防渗措施

《环境影响评价技术导则 地下水环境》中地下水污染防渗分区参照表见表 6.3-1。

表 6.3-1 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带 防污性能	污染控制难 易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防	弱	难	重金属、持久性有机物	等效黏土防渗层 Mb≥6m、

渗区	中——强	难	污染物	K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行
	弱	易		
一般防 渗区	弱	易——难	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m、 K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行
	中——强	难		
	中	易	重金属、持久性有机物 污染物	
	强	易		
简单防 渗区	中——强	易	其他类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）11.2.2.1 条的要求，将本项目涉及区域划分为简单防渗区、一般污染防渗区、重点污染防渗区，分区防渗表见表 6.3-2，分区防渗图见附图 6-1。

表 6.3-2 分区防渗表

阶段	类别	项目涉及区域	防渗要求
施工期	重点防 渗区	柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆接收罐区、钻井液材料房、井口、压裂试气作业期间井口、机修机、三相分离器、计量池、储液罐、危险废物贮存点、钢制泥浆槽	本项目钻井施工期柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆接收罐区、钻井液材料房、井口、压裂试气作业期间压裂作业区场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像；每座井场的柴油灌区设置不低于 0.5m 高围堰，围堰有效容积不小于两个柴油罐的容积之和，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。危险废物贮存点、钢制泥浆槽场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中对防渗层的要求：防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ），或其他防渗性能等效的材料。
	一般防 渗区	一般工业固体废物暂存间、动力房、其他材料房、防渗旱厕	一般工业固体废物暂存间、动力房、其他材料房设置为一般防渗区，设置 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 要求。 每座井场设置防渗旱厕 1 座，容积约 12m^3 （ $4\text{m} \times 3\text{m} \times 1\text{m}$ ），底部及四周夯实，铺设 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区要求；施工期防渗旱厕定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。
	简单防 渗区	井控房、值班室、生活垃圾收集点、表土存放处及井场地面	除重点防渗区和一般防渗区的其他可能会产生轻微污染的建筑区，如井控房、值班室、生活垃圾收集点、表土存放处及井场地面等区域地面进行碾压平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）简单防渗区要求。

运营期	重点防渗区	将集气管线、外输气管线、甲醇注入管线,集气站污水罐区	外输气管道、甲醇注入管线材质选用碳钢 L245, 集气管线采用内衬 316L 双金属复合管线。 污水罐区场地夯实, 铺设混凝土(水泥结构厚度为 300mm, 抗渗等级为 P8, 强度为 C30), 铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜, 防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 中重点防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求, 施工过程中应有专人负责质量控制, 并做好施工记录, 同时施工期应留存施工影像。
	一般防渗区	井场放空池、井场防渗集水坑, 集气站污水池、加药罐区、加药泵房、污水泵房、三甘醇脱水设备区域	井场放空池、井场防渗集水坑, 集气站污水池、加药罐区、加药泵房、污水泵房、三甘醇脱水设备区域, 铺设混凝土(水泥结构厚度为 200mm, 抗渗等级为 P8, 强度为 C30), 防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 中一般防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求, 施工过程中应有专人负责质量控制, 并做好施工记录, 同时施工期应留存施工影像
	简单防渗区	井场地面和场区其他区域	井场地面和场区其他区域地面碾压平整夯实, 满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 中简单防渗区要求。

6.3.4 地下水跟踪监测

运营期应定期对地下水环境进行监测, 监测委托具有资质的单位进行, 结合《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017)、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ 1209-2021) 制定本项目运营期监测计划, 同时在当地对监测结果进行信息公开, 每年公开一次, 随时监测地下水的变化, 及时发现和解决问题; 如发生重大污染事故且已对地下水造成污染, 应进行信息公开, 并与政府相关部门进行联动, 聘请专家进行讨论, 制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施, 防止地下水污染加剧。

项目区域潜水层总体流向为自南向北, 根据项目分布、周边地下水井分布情况在区域下游设 1 个潜水跟踪监测点, 具体设置情况见表 6.3-3, 地下水跟踪监测点位示意图见附图 6-2。

表 6.3-3 地下水环境监测计划表

序号	跟踪监测点位	监测井类型	经纬度	相对位置	监测因子
1	新建 1 口地下水井	跟踪监测井	125.454576, 46.022863	徐深 23 集气站北侧 10m	石油类、挥发性酚类、耗氧量、氨氮

6.3.5 退役期地下水污染防治措施

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等, 主要污染防治措施如下:

- (1) 退役期井场拆除采气设备, 在作业区铺设防渗材料, 施工结束后及时清理场

地，避免对浅层地下水造成污染。

(2) 对关闭的气井实施安全封堵。

(3) 对退役的气井进行地下水跟踪监测，跟踪检测并依托本项目新建跟踪监测水井。

(4) 油井退役后，应参照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T 6628)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646) 和《废弃井封井回填技术指南(试行)》的相关要求执行。

6.4 噪声污染控制措施

6.4.1 施工期噪声污染控制措施

施工期产生的噪声主要为钻井工程、压裂工程、地面及站场施工过程中施工机械和车辆运行噪声。

(1) 降低设备噪声。选用低噪声设备，注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。

(2) 合理安排施工进度，减少施工时间，禁止在夜间(22:00-6:00)和午休时间(12:00-14:00)施工，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响。

(3) 施工期运输车辆的运行路线应远离周围的居民区，合理选择路线进行绕行、避让措施，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行，减少车辆噪声对居民区的不利影响。

(4) 合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。

(5) 在徐深 23-平 1 井钻井施工期间王边外屯侧、外输气管线施工日光村的一侧设置移动声屏障，声屏障隔声量在 20-30dB(A)。

通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)：昼间 ≤ 70 dB(A)要求，不会对声环境产生较大影响，施工期噪声治理措施技术合理可行。

6.4.2 运营期噪声污染控制措施

运营期噪声源主要是徐深 23 集气站加热装置、各类机泵产生的噪声及含烃废水拉运过程中产生的噪声。

(1) 场站加热装置、机泵等发声设备尽可能选用低噪声设备；

- (2) 场站机泵等设备集中布置于室内，并采取减震降噪措施（安装减震基础）；
- (4) 场站集中布置机泵的房间加装隔声门窗；
- (5) 根据实际分离的含烃废水量拉运，尽量避免多频次拉运；
- (7) 为减少运输带来的影响，运输时间为8:00-11:30和13:30-18:00，禁止夜间运输，这样既避开了人流、车流高峰期，也避免了午休、夜间运输对沿途居民生活环境的影响；
- (8) 为防止噪声污染，经过附近村屯时，应限速行驶，并禁止鸣笛；
- (9) 规范行车路线，在拉运路线确认后通知当地村民，告知村民具体拉运频次及拉运时间；
- (10) 按期保养车辆，使保持车辆良好工况，尽可能将运输噪声控制到最低程度。

通过采取以上措施后，能够确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）要求，不会对周围声环境产生较大影响，拉运噪声对周围村屯影响较小，运行期噪声治理措施可行。

6.4.3 退役期噪声污染控制措施

退役期噪声源主要是拆除气井井场等设备产生的噪声。

退役期施工时应加强施工管理工作，合理安排施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；选用低噪声设备；运输车辆选择避开居民区的路线。

6.5 固体废物污染防治措施

6.5.1 施工期固体废物污染防治措施

施工期固体废物主要为废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑、废弃油基泥浆、油基泥浆钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废弃包装袋、废氢氧化钾包装袋、含油防渗布、管道施工废料、建筑垃圾、施工人员生活垃圾。

(1) 废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑

废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑与水基泥浆钻井污水一起，由泥浆接收罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心五站进行无害化处理，处理后泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）规定的第I类一般工业固体废物标准用于铺设道路。

(2) 废弃油基钻井泥浆、油基泥浆钻井岩屑、废射孔液

本项目产生废弃油基泥浆、油基泥浆钻井岩屑、废射孔液，与油基泥浆钻井废水共同混合为废弃油基钻井泥浆，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理。

(3) 膨润土等废弃包装袋、管道施工废料

本工程施工过程中产生的膨润土等废弃包装袋、管道施工废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。

(4) 废氢氧化钾包装袋

本项目产生废氢氧化钾包装袋，其危险废物代码为“HW49-900-041-49，含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质”，废氢氧化钾包装袋暂存在井场危险废物贮存点，委托有危废处置资质的单位进行处置。

(5) 含油废防渗布

本项目产生的含油废弃防渗布为危险废物，类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。含油废防渗布在钻井结束后，委托资质单位转运处置。

(6) 建筑垃圾

本项目新建站场过程中会产生建筑垃圾拉运至绥化市建筑垃圾消纳场处理。

(7) 生活垃圾

施工期生活垃圾总统一收集，委托环卫部门处理。

通过采取上述措施，本项目施工期产生的固体废物均能按照“资源化、减量化、无害化”原则，合理安全处置。

6.5.2 运营期固体废物污染防治措施

(1) 废三甘醇

集气站内三甘醇脱水装置检修中产生的废三甘醇为一般工业固体废物，由厂家回收。

(2) 废活性炭滤芯

集气站内三甘醇脱水装置检修时会产生废活性炭滤芯，废活性炭废物类别 HW49 其他废物，滤芯危废代码为 900-039-49，委托有资质单位定期处置。拉运过程中严格执行危险废物转移联单制度。

(3) 井口砂粒

本项目气井产生井口砂粒，为危险废物，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 0712-001-08，委托资质单位处置。

(4) 生活垃圾

本项目运营期生活垃圾生活垃圾统一收集，委托环卫部门处理。

6.5.3 退役期固体废物污染防治措施

退役期固体废物主要为拆除的气井设备、封井垃圾、含油废防渗布、生活垃圾。

退役期油井拆除设备废旧设备回收至大庆油田有限责任公司采气分公司资产回收库。

封井垃圾为一般工业固体废物，拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理；含油废防渗布的属于危险废物，委托有资质处置。

退役期施工人员生活垃圾统一收集后，委托环卫部门处理。

6.5.4 危险废物防治措施

（1）收集、贮存及处置措施

①废弃油基钻井泥浆、油基泥浆钻井岩屑、废射孔液

本项目产生废弃油基钻井泥浆、油基泥浆钻井岩屑、废射孔液与油基泥浆钻井废水共同混合为废弃油基泥浆，其危险废物代码为“HW072-001-08，以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于天然气开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆。施工过程中暂存在井场钢制泥浆槽中，委托资质单位拉运，拉运过程中按照指定的拉运路线、尽量避开村屯等敏感点进行运输，同时罐车上配备铁锹等应急工具，拉运至大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后泥渣含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准限值（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）。

②含油废弃防渗布、废氢氧化钾包装袋

钻井过程中产生的含油废弃防渗布属于危险废物，危废编号为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集在钢制危废暂存桶。钻井过程中产生废氢氧化钾包装袋，其危险废物代码为“HW49-900-041-49，含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质”，废氢氧化钾包装袋暂存在井场危险废物贮存点。

危险废物贮存库铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13}\text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中对防渗层的要求，防渗层为至少 1 m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ），或其他防渗性能等效的材料。

危险废物贮存库占地面积 10m²，为预制带房顶的板房结构，满足贮存点应具有固定的区域边界，并应采取与其他区域进行隔离的措施。贮存点应采取防风、防雨、防晒和防止危险物流失、扬散等措施。废氢氧化钾包装袋产生总量约 0.001t，暂存于井场为危险废物贮存库专用塑料桶内，委托有危险废物处置资质的单位拉运处置。废弃的含油防渗布 1t 集中收集在钢制危废暂存桶，委托有危险废物处置资质的单位拉运处置。满足贮存点贮存危险废物应置于容器或包装物中，不应直接散堆。贮存点应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式等，采取防渗、防漏等污染防治措施或采用具有相应功能的装置。贮存点应及时清运贮存危险废物，实时贮存量不应超过 2 吨的要求。

含油废弃防渗布、废氢氧化钾包装袋委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线，尽量避开村屯等敏感点，同时车内配备铁锹等应急工具。同时应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，执行危废转移联单制度。

③井口砂粒、废活性炭滤芯

本项目井口砂粒、废活性炭滤芯，平时不产生，气井作业和三甘醇脱水设备维修时产生，产生后直接委托有资质单位处置。拉运过程中严格执行危险废物转移联单制度。

（2）运输措施

①在井场作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到 100%。

②本工程危险废物的运输按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）要求进行运输管理，危废的转移过程应按照《危险废物转移管理办法》（总局令 第 5 号）执行。

③运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点。

本项目运营期产生的固体废物均能按照“资源化、减量化、无害化”原则，处理方式可行。

6.6 生态环境保护措施

本项目新增占地主要为井场、道路、供电工程、站场施工产生的永久占地，井场、管线、供电工程施工产生的临时占地，占地类型为耕地（基本农田）。

施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏等对地表进行的平整将会对地表造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后及时对施工迹地地表植被进行恢复。为降低项目对生态环境的影响，施工期采取如下措施：

(1) 一般性生态保护措施

①加强井场管理及设备养护，防止钻井泥浆、试气废液以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理；

②埋设管道时，严格控制施工作业带宽度，减量减少施工作业带占地面积，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；管道钢顶穿越道路时，道路两端的接收坑严格控制面积大小，施工结束后，对接收坑进行平整和恢复，并进行复垦。

③柱上变电站施工时，严格控制临时占地面积，施工不能在临时占地外进行，施工过程中尽量保护土地资源，施工结束后要及时平整临时占地，并进行复垦。

④恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

⑤加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

⑥施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对永久占用耕地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿；对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地。恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

⑦施工中缩小影响范围，提高工程施工效率，尽量缩短施工时间，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响。

(2) 针对性保护措施

本项目新增永久占地 1.7279hm²（耕地（基本农田）），临时占地 11.8456hm²（耕地（非基本农田））。

①对于 11.8456hm² 临时占地，应严格控制临时占地范围，尽量减小对农田破坏，施工结束后，进行复垦，即占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地。

本项目井场、道路工程、供电工程、徐深 23 集气站永久占地，表土剥离厚度 30cm，施工结束后，永久占地剥离的表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途

井场临时占地范围内铺设管排，无需进行表土剥离，工程结束后对临时占地进行复垦（旋耕）恢复耕种条件，可以减少对耕作层的破坏；管道施工采取机械、人工分层开挖方式，管线施工作业带除去管线一侧设置的置土带外，管沟及设备区在施工前剥离表土，剥离的表土放在置土带外侧，管沟挖方土放置在置土带内侧，置土带采取先设置编织袋压护，在采用单行十字形压护，底土层另外堆放，管道施工结束后，采用分层回填压实，按生、熟土顺序填放，保护耕作层，复原时先填心、底土，后平覆表土，回填后管沟上方留有自然沉降余量，管沟回填多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管道中心两侧，并使管沟与周围地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，以便尽快恢复植被。

②对永久占用 1.7279hm²耕地（基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在管道置土带区域，施工结束后用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

③本项目为气田开发工程，属于国家能源建设项目，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地（黑土地）。项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地。本工程实施前编制表土剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。

④恢复过程应由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

生态保护措施见表 6.6-1，施工期生态修复措施分布图见附图 6-3。

表 6.6-1 生态保护措施

序号	项目	占地位置	占地类型	面积及恢复措施	生态恢复投资	实施时间	实施单位
1	永久占地	井场、道路、供电、站场施工	耕地	将表层土剥离进行其他土地改良，占地后按照“占一补一”原则缴纳 1.7279hm ² 耕地补偿费。	117 万元	施工完毕后 1 年内	大庆油田有限责任公司采气分公司
2	临时占地	井场、管道、供电施工	耕地	分层开挖，分层回填，并通过生态植被恢复措施可逐年恢复原有农田质量和产量，耕地复耕 11.8456hm ² 。	83 万元		

采取上述施工期生态保护措施后，项目施工期对生态环境的影响将降至最低，因此施工期生态保护措施是可行的。

6.6.2 运营期生态环境保护措施

为了在生产运行期控制该项目对周围生态环境的影响，保证当地生态环境能够得到较好的恢复，建议应采取如下措施：

- (1) 提高职工的环境保护意识，在生产管理中杜绝人为破坏植被的现象。
- (2) 气井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无分离污水遗留井场。
- (3) 加强管理，杜绝分离污水运输过程跑冒滴漏，分离污水全部通过罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理后回注。
- (4) 对井场、管线加强日常监督管理，定期巡检。巡检过程中在采气管道沿线区域要注意已恢复的植被的保护工作。
- (5) 加强对项目区内的生态保护，严格按照相关的规章制度执行。

本项目通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态环境的破坏得到有效控制，不会对区域生态环境产生较大影响，生态保护措施可行。

6.6.3 耕地补偿及土地复垦

6.6.3.1 耕地补偿

按照《中华人民共和国土地管理法》第三十一条：国家实行占用耕地补偿制度。非农业建设经批准占用耕地的，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。省、自治区、直辖市人民政府应当制定开垦耕地计划，监督占用耕地的单位按照计划开垦耕地或者按照计划组织开垦耕地，并进行验收。

第三十二条规定：县级以上地方人民政府可以要求占用耕地的单位将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

6.6.3.2 土地复垦

按照《土地复垦条例》第三条规定：生产建设活动损毁的土地，按照“谁损毁，谁复垦”的原则，由生产建设单位或者个人（以下称土地复垦义务人）负责复垦。第十六

条规定：土地复垦义务人应当建立土地复垦质量控制制度，遵守土地复垦标准和环境保护标准，保护土壤质量与生态环境，避免污染土壤和地下水。

土地复垦义务人应当首先对拟损毁的耕地进行表土剥离，剥离的表土用于被损毁土地的复垦。

①施工结束后，临时占地应及时恢复地貌原状，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

②对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管道中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管道所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

6.6.4 水土流失保护措施

根据《绥化市水土保持规划（2019-2030年）》，绥化市划定了水土流失重点预防区和重点治理区，本项目产能建设区域位于绥化市肇东市，不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区。结合工程实际和项目区水土流失特点，因地制宜，因害设防，提出总体防治思路，明确综合防治措施体系，工程措施、植物措施以及临时措施有机结合。主要措施如下：

（1）井场

严格控制气田内各井场的地面作业面积，按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，道路和管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设，以减少地表植被破坏，减少裸地和土方的暴露面积。禁车辆离路行驶。井场建设完成后，对井场周围由于施工产生的植被损坏进行恢复。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。

（2）道路

严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。油区道路施工作业面宽度控制在永久占地范围内；新建道路应在推平后加以机械碾压压实或铺设砂石硬化，如遇水土流失较严重区域，应在道路一侧开挖简易土质排水沟。

气井作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，杜绝车辆乱碾、乱轧的情况发生，执行“无捷径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止

碾压和破坏地表植被。

（3）管线

对集油掺水管道、电加热集油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响。

管线敷设地表开挖施工时，对管沟区土壤，做到分层开挖，生熟土分开堆放，分层循序回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，使土壤尽快恢复生产力，同时减少水土流失。

管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。

管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分作出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。项目区低洼地段，降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工，以防洪水冲毁工程、机械，造成不必要的损失。

（4）生物防治措施

本项目水土保持生物措施主要根据气田地面植被情况，做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，保护当地较脆弱的耕地生态系统，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势，尽量改善当地的生态环境。

临时占地主要是原油集输管线、柱上变电站施工占用的耕地 11.8456hm²。施工结束后应将临时占地全部恢复为耕地。

（5）管理措施

因地制宜选择施工季节，尽量避开植被生长季节，减少损失，同时避开大风及强降雨季节。施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆、重型机械设备作业范围，以及施工人员的活动范围，由专人负责管理，减少施工作业对周围土壤和植被的破坏范围和程度。

严禁在大风、大雨天气下施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等。在便道出入口，

竖立保护植被的警示牌，已提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

综上所述，通过上述生态污染防治措施，本项目对生态环境造成的影响在环境可接受范围之内，措施可行。

6.6.5 防沙治沙保护措施

根据《关于贯彻落实〈沙化土地封禁保护修复制度方案〉的实施意见》的通知（黑防沙发[2020]3 号），本项目不涉及防沙治沙区。为减轻植被破坏和耕地生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

（1）管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。

（2）在施工活动结束后，要立即对施工现场进行回填平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

（3）施工时要特别注意保护原始地表与耕地植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

（4）施工作业避免在大风天施工。

（5）路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

（6）根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。

6.6.7 生态环境跟踪监测措施

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），应结合项目规模、生态影响特点及所在区域的生态敏感性，针对性提出常规的生态监测计划。

本工程制定生态环境跟踪监测措施，根据项目分布情况设置生态监测点位 1 个，具体跟踪监测计划见表 6.6-2。

表 6.6-2 生态环境监测计划表

点位	跟踪监测点位	监测内容	监测频次
1	外输气管线	植被恢复情况（包括植被覆盖率及植被多样性组成）	1 次/年

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向建设单位安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开，特别是对项目所在区域的公众进行公开，满足法律中关于知情权的要求。

6.6.8 退役期生态环境保护措施

气田退役期，根据当地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建。

6.6.8.1 井场生态恢复与重建措施

(1) 气井退役或报废后，应当在半年内将打开的气层和井口封闭；井场应拆除采气设备、封好井口、挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土和植被恢复。

(2) 井场植被恢复初期复垦。

(3) 保留各类绿化、生态保护设施，使气田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于目前现状。

6.6.8.2 道路、管线生态恢复与重建措施

(1) 对井场道路的永久占地要进行生态恢复，要及时恢复原有植被和生态景观，使气田开发区与区域生态景观和谐一致。

(2) 气区进场道路，在征求当地群众意见后，可作为当地农业生产使用的，不必恢复；否则要恢复地表植被覆盖。

(3) 妥善处理退役期气区管道中残存的少量含烃废水。

(4) 加强对管线沿线居民的环境保护教育，提高其环保意识，禁止挖掘废弃管道，以避免对地表产生破坏和干扰，加速水土流失。

6.7 土壤污染防治措施

6.7.1 施工期土壤污染防治措施

(1) 加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染。

(2) 井场布置必须遵守《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规[2016]14号）相关规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被和土壤的破坏。

(3) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

(4) 恢复土地生产能力，提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复植被。

6.7.2 运营期土壤污染防治措施

针对工程可能发生的土壤污染，按照源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等全阶段进行控制。

(1) 源头控制措施

主要包括在气井井口、管线、集气站设备、污水罐及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物及原油跑、冒、滴、漏，将泄漏的环境风险事故降到最低程度。

①油井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无分离污水遗留井场。

②加强管理，管线采用重点防渗处理，杜绝分离污水运输过程跑冒滴漏。

③提高职工的环境保护意识，在生产管理中杜绝人为破坏植被的现象。

(2) 末端控制措施

主要包括场地内污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；末端控制采取分区防渗原则。

(3) 污染监控体系

为及时了解工程气井、集气站永久占地内及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）相关要求，本工程制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。根据项目分布情况设置土壤监测点位 2 个，具体跟踪监测计划见表 6.7-1，土壤跟踪监测点位示意图见附图 6-2。

表 6.7-1 土壤环境监测计划表

点位	跟踪监测点位	经纬度	监测项目	监测频次
1	徐深 23-平 1 井场 (深层土壤)	125.458052, 46.017737	pH、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六价铬	1 次/5 年
2	徐深 23-平 1 东侧 100m 耕地 (表层土壤)	125.459403, 46.017819	pH、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、镉、汞、砷、铅、	

			铬、铜、镍、锌	
--	--	--	---------	--

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向建设单位安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开，特别是对项目所在区域的公众进行公开，满足法律中关于知情权的要求。

(4) 应急响应措施

一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤污染，并使污染得到有效治理。

6.8 环境风险防治措施

6.8.1 施工期风险防范措施

6.8.1.1 井控主要措施

(1) 钻井时安装防喷器，防止井喷事故的发生。

(2) 钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测，绘制四条曲线，并贴于井场值班房墙上。

(3) 施工方在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时，应及时对钻井作业进行风险识别和评价，制定出安全技术保障措施，并提出修改设计的请求，按程序审批后方可实施。

(4) 井控设备的维护和使用严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》中的 4.2 和 5.2 的要求执行。

(5) 从一次开钻开始，干部必须 24h 值班，负责包括井控工作在内的所有钻井施工管理。值班干部要佩戴明显标志，填写值班记录。

(6) 严格执行钻开气层前的准备和检查验收制度，在进入气层前 50m-100m，按照下部钻井的设计最高钻井液密度值，对地层进行承压能力检验。

(7) 最大允许关井套压值为防喷器额定工作压力、地层破裂压力决定的允许关井套压值、套管抗内压强度的 80%，三者中的最小值。

(8) 钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液，使其性能稳定，进出口密度差不超过 0.02g/cm^3 。

(9) 钻进时司钻注意观察泵压、钻速等变化，发现异常停止钻进，循环钻井液观察后效。

(10) 起钻过程中，要严格控制起钻速度，钻头在气层中和气层顶部以上 300m 井段内起钻用 I 挡或起钻速度不超过 0.5m/s ，预防抽吸引起井喷。起钻中严格按照规定及时向

井内灌满钻井液，并作好记录、校核，及时发现异常情况；起钻完应及时下钻，检修设备时必须保持井内有一定数量的钻具，并观察出口管钻井液返出情况。严禁在空井情况下进行设备检修。

(11) 空井作业时间（如电测、井壁取心等）原则上不能超过 24h，或根据坐岗观察和钻井工程设计要求的空井时间，否则必须下钻通井。

(12) 钻开气层后，每次起钻前钻井液密度达到设计上限，都要进行一次 250m-350m 的短起下钻，计算气体上窜速度，循环钻井液观察后效，正常后才可起钻。

(13) 钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘，以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施，保持井内液柱压力与地层压力平衡，防止发生溢流，其后采取相应措施处理井漏。

(14) 调整钻井液密度时，应确保井筒液柱压力不小于裸眼段中的最高地层孔隙压力。

(15) 完井下套管建立循环前，必须在套管内灌满钻井液。

(16) 固井作业时不得拆除防喷器，应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡，尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏，甚至井喷。

(17) 中途测试和先期完成井，在进行作业以前观察一个作业期时间；起、下钻杆应在井口装置符合安装、试压要求的前提下进行。

(18) 发现溢流后，严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》溢流的控制及压井作业中的要求执行。

(19) 认真做好井控记录，严格执行井控九项管理制度，本设计未提及部分按《大庆油田钻井井控实施细则》执行。

(20) 柴油储罐设临时围堰，并要求储罐布置在明火、井口等安全距离内；对水泥、重晶石粉、碱等存放、使用保证清洁作业。

6.8.1.2 井漏主要防范及处理措施

表层套管下至潜水层底界以下 10m，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水。每开钻井结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，降低污染物进入地层的风险。在钻井过程对泥浆进行实时监测，一旦有漏失发生，立即采取堵漏措施。施工场地储备随钻堵漏剂 60t，以备井漏发生时应急使用。

6.8.1.3 柴油罐、KOH 泄漏防范及处理措施

罐体在工程设计上提高设计强度、加强防腐等预防措施。罐体安装前，加强对设备、管材焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对罐体进行水压试验，对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生，从而增加罐体的安全性。柴油罐区进行重点防渗处理，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，渗透系数为 $1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ；钻井液材料房进行重点防渗处理，采用 2.0m 厚高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 。

6.8.1.4 拉运泄漏防范及处理措施

（1）根据制定的安全运输计划和运输路线执行，不得随意更改，尽量避开人口密集区等环境敏感区，限定车速，恶劣天气要注意行车安全，防止交通事故发生；

（2）选择密闭罐车，制定检维修制度，平时定期对罐车进行检修，保持其密闭性。加强对操作人员的培训和考核，规范作业；

（3）严格依据《危险化学品安全管理条例》有关要求，原油运输车辆车身醒目位置标注“危险品”标识，运输前对运输车辆进行检查，以及时发现并排除安全隐患；

（4）井场污染物装卸过程中铺设 2.0mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜防渗布，防止散落污染物污染土壤并进一步污染地下水。

（5）每台罐车配备有桶等应急物资，一旦发现污染物泄露可以紧急处置，并立即报告上级，安排备用车辆转接；

（6）在发现车辆泄漏后，按照操作规程马上停车，对泄露的的压裂返排液等及时清理，并及时向上级报告，及时处理，减轻危害；

（7）当发生污染物泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制污染物扩散范围，保护周围生态环境，隔离泄漏区，周围设警告标志；将被泄漏压裂返排液等污染的土壤进行处理；

（8）建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

6.8.1.5 现场防火、防爆安全措施

（1）井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求。值班房、发电房、配电柜距井口不小于 30m。

(2) 距井口 30m 以内及钻井液循环系统的电气设备、照明设备、开关、输电线路及接线方法应符合防火防爆安全规定。

(3) 做好防止柴油机排气管排火的工作。钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品，机泵房下无积油。柴油机排气管无破漏和积炭，并有灭火装置，出口与井口距离不小于 15m，不朝向油罐。

(4) 井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志。若需动火，应执行相关的安全规定。

(5) 在井架上、井场盛行风入口处、钻台等地应至少设置 2 个风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向设定的 2 个紧急集合点疏散。

(6) 一旦发生井喷事故，要及时上报上级主管部门，并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班。

6.8.1.6 管理措施

(1) 在钻井施工时，制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因严重操作失误而造成的事故。

(2) 日常监督、隐患整改、事故发生、操作失误等各项安全行为都有记录和建立档案规定。

(3) 对相应的各项事故应急预案进行补充完善，包括在制订的应急操作规程中应说明发生气井井喷、火灾爆炸等事故时应采取的具体操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，人员责任等问题。

(4) 制定应急操作规程，在规程中应说明发生井喷、火灾爆炸时应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还应说明与管道操作人员有关的安全问题。

(5) 操作人员每周应进行安全活动，提高职工的安全意识，识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施。

(6) 对重要的仪器设备有完善的检查项目、维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

(7) 对周围居民进行发生事故时如何应急的宣传教育，使发生事故时能够将影响减到最小。在井场主导风下风向位置设置有毒有害气体和可燃气体监测仪，一但发生事故并有有毒有害气体和可燃气体泄漏时，急时组织下风向居民进行疏散和撤离。

(8) 应按规定配备硫化氢监测仪器和防护器具,做到人人会使用、会维护、会检查。

(9) HSE 部门负责防硫化氢安全教育。钻开目的层前,钻井队应向全队职工进行井控及防硫化氢安全技术交底,对可能存在硫化氢的层位和井段,及时做出地质预报,建立预警预报制度。

(10) 当在空气中硫化氢含量超过安全临界浓度的污染区进行必要的作业时,应按安全标准的要求做好人员安全防护工作。

(11) 制定防喷、防硫化氢的应急预案,并组织演练。一旦硫化氢溢出地面,应立即启动应急预案,做出相应的应急响应。

(12) 一旦发生井喷事故,要及时上报上级主管部门,并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班。

6.8.1.7 管道风险防范措施

(1) 管道接头采用一次成型涂料新技术,使用寿命可达 30 年以上,并采用技术上成熟可靠的强制电流阴极保护法。

(2) (在施工过程中,加强监理,确保焊接和涂层等施工质量。

(5) 建立施工质量保证体系,提高施工检验人员的水平,强化检验手段;制定严格的规章制度,发现缺陷,及时正确修补并做好记录。

(6) 进行水压试验,排除焊缝和母材的缺陷,增加管道的安全性。

6.8.2 运营期风险防范措施

6.8.2.1 井场天然气泄漏风险防范措施

(1) 采气井场安装井口安全自动保护装置、井口减压设施和监测设施、报警系统,可保证超压时多余天然气能通过放空系统热放空。

(2) 加强井场、管线安全巡检频次,并重点检查管道接口、阀门是否发生腐蚀、损坏。

(3) 井场发生天然气泄漏后,立即停止采气作业,设立警戒区,随事故发展情况及时扩大范围;通知调度室关闭配套管线的阀组。组织专家及技术人员,开展事故分析,查找事故原因。

(4) 优化管道巡检人员技术水平,细化巡检范围和职责,确保巡检通讯畅通,同时加强井场围墙的保护,防止第三方破坏引发事故。

6.8.2.2 天然气、甲醇管线泄漏风险防范措施

(1) 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止天然气泄漏事故的发生。

(2) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(3) 加强站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

(4) 在系统运行期间，定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(5) 加强管线的巡检，并定期进行管道的检修或更换。管道沿线设置标志桩，优化管道巡检人员技术水平，细化巡检范围和职责，确保巡检通讯畅通，在及时发现管道事故隐患的同时能够迅速采取措施减少或避免事故隐患发生。

(6) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

(7) 加强天然气管线压力输送系统的自动化管理，保证管道内物料的安全热放空。

(8) 运营期应将防止集气站生产工艺天然气泄漏等作为事故应急的重点，避免造成人员中毒危害和财产损失，按照现有应急预案加强风险防范。

(9) 对采气管道进行阴极保护，采用强制电流保护进行永久阴极保护、牺牲阳极法进行临时阴极保护的方法。

发生天然气泄漏后，立即停止采气作业，对泄漏点周围 500m 范围以内的居民进行人员疏散，并设立警戒区，随事故发展情况及时扩大范围；通知调度室关闭进/出配套管线的阀组。组织专家及技术人员，开展事故分析，查找事故原因，如是采气井或套管损坏，则开展修井作业；如是地面设施失效，则开展堵漏及抢维修作业。

6.8.2.3 新建徐深 23 集气站风险防范措施

(1) 站场严格按防火规范布置平面，站场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备；

(2) 站内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地；

(3) 安装火灾设备检测仪表、消防自控设施；

(4) 在可能发生天然气积聚的场所应按照《石油天然气工程可燃气体检测报警系

统安全规范》（SY/T 6503-2016）的要求设置可燃气体报警装置；

（5）设立紧急关断系统。在管线进出站等处设置紧急切断阀，对一些明显故障实施直接切断，也可通过 SCADA 系统进行远程关断，还可以完成全系统关断；

（6）站场内利用道路进行功能分区，将生产区和生活区分开，减少了生产区和生活区的相互干扰，减少危险隐患，同时便于生产管理；

（7）加强设计单位相互间的配合，做好衔接、交叉部分的协调，减少设计误操作，使总体设计质量为优；

（8）站场发生事故，立即启动事故应急预案；

（9）应立即疏散站场附近的人员。

6.8.3 突发环境事件应急预案

6.8.3.1 突发环境事件应急预案适用范围

大庆钻探工程有限公司已编制了突发事件综合应急预案，编制时间为 2021 年 12 月，并于 2021 年 8 月 30 日在大庆市让胡路生态环境局进行备案（备案编号:2310604-2021-067-L），应急预案提出了生产过程中的危险预防措施、管理过程中的危险预防措施、危险化学品储运安全防范措施及火灾、爆炸事故等防范措施。

为了积极应对本工程实施过程中可能发生的风险事故，建立统一指挥、职责明确、运转有序、反应迅速、处置有力的应急救援体系，高效有序地组织开展生产安全事故抢险救援行动，最大限度地减少人员伤亡和财产损失，并对本工程实施过程中可能发生的突发环境事件定期进行应急演练。适用范围为大庆钻探工程有限公司所发生的一级（I 级）环境突发事件的应急救援工作，作为指导大庆钻探工程有限公司所属各单位相关应急预案编制依据。

6.8.3.2 突发环境事件应急预案机构和职责

根据应急组织机构，设置环境突发事件应急领导小组、环境突发事件应急办公室及环境突发事件应急工作组等，具体分工见表 6.8-1。

表 6.8-1 应急组织、职责分工表

组成	职责
应急领导小组	负责本单位应急预案的制定、修订；组建应急救援专业队伍，并组织实施和演练；检查督促做好重大事故的预防措施和应急救援的各项准备工作；发生事故时，由大大庆钻探工程有限公司发布和解除应急救援命令、信号；组织指挥救援队伍实施救援行动；向上级汇报和向友邻单位通报事故情况，必要时向有关单位发出救援请求；组织事故调查，总结应急救援工作经验教训。
应急抢修组	负责环境污染事故时抢修和事故紧急处理。

消防组	担负或配合专业消防队伍完成灭火、洗消和抢救伤员任务。
通讯组	负责各专业小组的联络工作。
物资供应组	负责抢险物资的组织、运输、分配。
医疗队	负责伤员的救护。
治安队	担负或配合相关的政府部门进行现场治安，警戒，群众疏散。
应急监测组	负责突发环境事件中及事件发生后的环境影响监测。

6.8.3.3 突发环境事件应急联动及防控措施

本工程位于绥化市肇东市，可以纳入大庆钻探工程有限公司原有应急体系内，不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，发生事故必要时可直接向向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

（1）依托监测机构建立事故应急监测机制，及时进行事故环境影响监测。

（2）环境监测内容

本项目发生污染事故时，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、植被）、水环境、大气环境的影响，应急监测主要是这几方面的内容。

①生态方面：对事故现场及周围区域的植物、土壤进行危害监测，并在事故后不定期的对生态环境的恢复状况进行监测。

②大气环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行大气监测。

③水环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）所影响的地下水环境进行监测。

④土壤环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行土壤监测。

⑤负责单位要根据监测结果编制事故污染报告，确定事故影响范围，为制定治理措施提供依据。

（3）应急处置

①井喷突发事件处置措施

应急响应程序启动后，井喷突发事件专项工作小组立即部署井喷突发事件应急抢险工作，指挥、协调有关单位的人员和专家，及时赶赴现场，采取应急措施，快速组织救援。

井喷突发事件专项工作组调动各部门及所属单位共同抢险，确保在最短时间内有效控制井喷突发事件对生产、生活的不良影响，专业工作组负责做好各种应急指令的传递工作，根据现场需要，调派应急物资，井喷事件对群众居住和生活造成威胁时，井喷突发事件专项工作小组决定转移路线和安置地点，由总体协调组向当地政府应急管理部门发出转移通知，综合保障与警戒疏散组组织群众及时转移，发放和调配款物，保障转移群众生活，物资保障与监测调查组加强抢险重要物资的供需衔接和协调，组织好重要物资运输的调度，协调保证应急物资的优先运输。安全环保与医疗救护组和综合保障与警戒疏散组确认划定应急区域，并对已设立的警戒线进行检查，禁止无关人员进入抢险区域；组织人员对应急区域内的居民撤离情况进行排查，确保应急区域内所有人员的安全转移；总体协调组负责通信保障。当井喷突发事件进一步升级，分公司应急领导小组应在第一时间汇报油田公司井喷突发事件应急领导小组，确定扩大应急，请求支援。

②采气管道泄漏

现场人员发现管道泄漏后，立即向公司应急领导小组汇报事故情况。应急领导小组接到报告后，根据事态情况下令启动突发事件应急预案。天然气管道采取封堵措施，清除泄漏措施实施后，由公司应急办公室对救援情况进行评估，对险情或事故的损失情况进行统计，将评估结果报绥化市相关主管部门。由当地政府会同有关部门妥善做好善后工作，组织恢复生产。

③集气站火灾、爆炸处置措施

采取隔离和疏散措施，避免无关人员进入危险区域，并合理部署消防和救援力量，进行有毒有害气体和环境监测，加强救援人员的个人防护，迅速将受伤、中毒人员送往医院抢救，积极配合医院，组织医疗专家，保障治疗药物和器材的供应；采取工艺处理措施，转移装置内危险有害物料，切断相连装置、设施，防止危险有害物料输入，火灾扑救过程中，专家组应根据危险区域的危害因素和火势进行动态评估，及时提出灭火救灾的指导意见。当现场有可能危及现场救援人员生命安全时，应立即指挥人员撤离至安全区域；采取相应环境保护措施，防止引发次生环境污染事件或事件扩大。

（4）突发环境事件应急预案修订

根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发[2015]4号），环境应急预案每3年至少修订一次，因此大庆钻探工程有限公司应按期对环境应急预案进行修订，并及时将本工程纳入预案系统内。

按照环境突发事件严重性、紧急程度和可能波及的范围，由项目主管安全环保负责人将环境突发事件应急领导小组上报厂应急领导小组，请求发布预警，同意后厂应急管理办公室发布预警信息，进行预警工作部署。

立即宣布进入应急响应状态。转移、撤离或者疏散可能受到危害的人员，并进行妥善安置。指令应急救援队伍进入应急状态，环境监测部门立即开展应急监测，随时掌握并报告事态进展情况。针对环境突发事件可能造成的危害，封闭、隔离或者限制使用有关场所，中止可能导致危害扩大的行为和活动。调集所需物资和设备，确保应急保障工作。

现场指挥部负责组织群众的安全防护工作，确定群众疏散的方式，在事发地安全边界以外，设立紧急避难场所。厂安全环境监督检测中心负责本项目环境突发事件区域环境应急监测工作。根据监测结果，综合分析环境突发事件污染变化趋势，并通过专家咨询和讨论的方式，预测并报告环境突发事件的发展情况和污染物的变化情况，作为环境突发事件应急决策的依据。

事件得到控制后，在确保现场人员安全的情况下，应立即组织恢复生产和现场清理工作，直至彻底消除事件对环境造成的不良影响。

6.9 环保投资估算

本项目总投资 16597.6 万元，其中环保投资 430.3 万元，环保投资占总投资的 1.7%，根据本项目建设方案的地面投资估算数据，环保投资见表 6.9-1。

表 6.9-1 本项目环保投资一览表 单位：万元

环保工程名称		环保措施	投资估算
废气	施工扬尘	施工场地洒水抑尘，表土及建材堆放设置挡风板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。	3
	运营期燃烧烟气	经 8m 高排气筒排放	1.5
废水	水基泥浆钻井废水	与废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑一起，由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。	0.4
	油基泥浆钻井废水	与废弃油基钻井泥浆、油基泥浆钻井岩屑暂存在井场钢制泥浆槽内，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理。	200
	压裂返排液	由罐车拉运至榆树林压裂返排液处理站。	0.4
	试压废水	收集后由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理。	0.2
	试气产液	收集后由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理。	0.2
	生活污水	施钻井施工期井场生活污水排放到临时防渗旱厕，定期清掏，防渗旱厕在钻井结束后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。地面施工期生活污水排入附近已建防渗旱厕，定期清掏。运营期生活污水排放到场站内埋地生活污水处理设施，处理后的生活	2

		污水排放到站外污水池，最终拉运送至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。	
	气井采出水	运营期徐深23集气站分离的采出水经罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理，处理达标后回注地下开采油层。	1
地下水	施工期	本项目钻井施工期柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆接收罐车、钻井液材料房、井口、压裂试气作业期间压裂作业区场地夯实，铺设2mm厚渗透系数为$1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层$\geq 6.0\text{m}$，$K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$”的要求，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像；每座井场的柴油灌区设置不低于0.5m高围堰，围堰有效容积不小于两个柴油罐的容积之和，并距离发电房等易产生明火的位置20m以上。危险废物贮存点、钢制泥浆槽场地夯实，铺设2mm厚渗透系数为$1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中对防渗层的要求：防渗层为至少1m厚黏土层（渗透系数不大于10^{-7}cm/s），或至少2mm厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于10^{-10}cm/s），或其他防渗性能等效的材料。 一般工业固体废物暂存间、动力房、其他材料房设置为一般防渗区，设置1.5mm厚渗透系数为$1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区等效黏土防渗层$Mb \geq 1.5\text{m}$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$要求。 每座井场设置防渗旱厕1座，容积约$12\text{m}^3$（$4\text{m} \times 3\text{m} \times 1\text{m}$），底部及四周夯实，铺设1.5mm厚渗透系数为$1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，等效黏土防渗层$Mb \geq 1.5\text{m}$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区要求；施工期防渗旱厕定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。 除重点防渗区和一般防渗区的其他可能会产生轻微污染的建筑区，如井控房、值班室、生活垃圾收集点、表土存放处及井场地面等区域地面进行碾压平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）简单防渗区要求。	4
	运营期	参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目进行分区防渗： 将集气管线、外输气管线、甲醇注入管线，污水罐区划分为重点防渗区，井场放空池、井场防渗集水坑，集气站污水池、加药罐区、加药泵房、污水泵房、三甘醇脱水设备区域划分为一般防渗区，井场地面和场区其他区域地面划分为简单防渗区。 外输气管道、甲醇注入管线材质选用碳钢L245，集气管线采用内衬316L双金属复合管线。 污水罐区场地夯实，铺设混凝土（水泥结构厚度为300mm，抗渗等级为P8，强度为C30），铺设2mm厚高密度聚乙烯膜，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层$\geq 6.0\text{m}$，$K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$”的要求，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。 井场放空池、井场防渗集水坑，集气站污水池、加药罐区、加药泵房、污水泵房、三甘醇脱水设备区域，铺设混凝土（水泥结构	10

		厚度为 200mm，抗渗等级为 P8，强度为 C30），防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。 井场地面和场区其他区域地面碾压平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区要求。	
噪声	机械噪声	选用低噪声设备，定期维护保养，新建站场内新建机泵、加热装置等选用噪声相对较小设备，且设置减震基础。	1.8
固体废物	水基泥浆钻井岩屑、废弃水基钻井泥浆	与水基泥浆钻井废水一起，由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。	/（已在废水处理核算）
	油基泥浆钻井岩屑、废弃油基钻井泥浆、废射孔液	与油基泥浆钻井废水暂存在井场钢制泥浆槽内，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理。	/（已在废水处理核算）
	膨润土等废弃包装袋	属于一般固体废物，拉运至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。	0.1
	废氢氧化钾包装袋	委托资质单位处理	0.1
	建筑垃圾	建筑垃圾拉运至绥化市建筑垃圾消纳场处理。	1
	生活垃圾	生活垃圾统一收集，委托环卫部门处理	0.5
	含油废防渗布	属于危险废物，委托资质单位处理。	0.5
	井口砂粒、废活性炭滤芯	属于危险废物，委托资质单位处理。	0.5
	废三甘醇	厂家回收	0.1
生态恢复	临时占地	施工期作业带清理、管沟开挖、井场、道路的建设对土壤造成扰动和植被的破坏，工程施工均在临时占地内进行施工，并且施工结束后及时清理施工现场，对临时占用的 11.8456hm ² （ ² 耕地（基本农田）、23.395hm ² 林地）土地进行植被恢复。	117
	永久占地	对新增永久占地 1.7279hm ² （耕地（基本农田））进行补偿。	82
跟踪监测	地下水跟踪监测井	新建 1 口潜水地下水井定期对地下水进行跟踪监测： 在本项目区域下游徐深 23 集气站北侧 10m（E125.454576，N46.022863）布设 1 口潜水跟踪监测水井，定期对地下水跟踪监测。	1
	土壤跟踪监测	本项目设置 2 个土壤跟踪监测点位，每 5 年监测 1 次，监测数据应公开。	2
	生态跟踪监测	本项目设置 1 个生态跟踪监测点位，每年监测 1 次，监测数据应公开	1
合计		/	430.3

七.环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设,除对所在区域的经济发展起着促进作用外,也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。通过对拟建项目的经济和环境效益分析,对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本气田开发过程中,由于井场、场站、管道铺设、道路建设等,需要占用一定面积土地,而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染,因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算,因此,我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

(1) 植被损失费

项目新增永久占用耕地 1.7279hm^2 ,对生态影响程度有限。地表农作物主要为玉米,损失玉米按 $7.5\text{t}/\text{hm}^2\cdot\text{a}$ 计算,每年损失玉米量为 13t ,价格按 1500 元/ t 计,则每年玉米损失费用约为 2 万元。

本项目临时占用耕地面积为 11.8456hm^2 。耕地农作物为玉米,农作物当年粮食产量全部损失,第二、三年产量将下降 $20\%-40\%$,随后恢复正常产量,农作物单位面积产量以玉米计,按 $7.5\text{t}/\text{hm}^2$ 计算,三年间临时占地总共损失粮食产量为 142.1t ,价格按照 1500 元/ t 计,则临时占用耕地损失 21.3 万元。

(2) 资源损失费

该项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失,油田投产 10 年间该项目将有 284t 烃类排入大气,每吨按 1529.7 元计,相当于损失 43.4 万元。

两项合计为 22.77 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

本项目总投资 16597.6 万元,其中环保投资 430.3 万元,环保投资占总投资的 1.7% ,根据本项目建设方案的地面投资估算数据,环保投资见表 6.9-1。

7.3 环境效益简要分析

项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施,大大降低了排入环境中污染物的数量,将取得一定的环境效益。

7.4 环境经济损益综合分析

总体而言，本项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国天然气供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

八.环境保护管理及监测计划

8.1HSE 管理体系的建立和运行

本工程依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，在项目的建设期、运行期阶段建立和实施 HSE 管理体系。建设期、运行期期的 HSE 管理分别包括以下内容：

（1）建设期 HSE 管理主要包括良好的工程设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运营期 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；

天然气开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态的影响，减少事故的发生，以确保气田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织结构

本工程严格实施 HSE 环境管理体系，本工程环境管理归大庆钻探工程有限公司管理，逐级落实岗位责任制；各层下属单位设环保员一名，相应基层单位经理为 HSE 管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

8.1.2 规章制度

环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及企业内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各单位制定的生产工艺、

		设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括天然气开发建设期及生产运营期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在天然气投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括运行过程中对井口砂粒、废三甘醇、废活性炭滤芯、含烃废水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括天然气建设期井场、场站、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在气田进入正常生产运营期后，生态保护制度主要包括天然气生产过程中所进行的气井作业、设备检修过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确气田开发建设过程中的诸如气井作业、集输管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

- （1）最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- （2）公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- （3）制定和落实一岗一责制；
- （4）加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- （5）做好现场审核和整改；
- （6）奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

本工程由大庆钻探工程有限公司安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档

等。

本项目产能建设项目实施后，大庆钻探工程有限公司应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测，发现问题应及时整改。项目正式投入生产或运营后，每 3-5 年开展一次环境影响后评价，依法报生态环境主管部门备案。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，环境管理工作由大庆钻探工程有限公司安全环保部负责，在天然气生产运营期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对天然气集输生产和管理情况及气井作业过程管理、场站事故等事故的预防和处理上。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。正常天然气开采过程中的检查重点为气井及采气管道。采气管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝天然气泄漏。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.2.4 环境监控基本内容

为了气田开发区域内环境的持续改进，对气田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场、场站建设及相应配套设施建设，以及气田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。气田运营期的环境监控主要是采气、井下作业和天然气集输过程中的环境保护措施执行情况。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

8.3 环境管理与监测计划

8.3.1 施工期环境管理与监测计划

8.3.1.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

- (1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- (2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- (3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- (4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.3.1.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行包括环保知识、意识和能力的培训。其中环保能力的培训主要包括：保护环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法；国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.3.1.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。具体见表 8.3-1。

表 8.3-1 本工程施工期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	场界扬尘	颗粒物	场界外 10m 范围内	1 次/施工期
2	场界噪声	连续等效 A 声级	场界外 1m	1 次/施工期
3	事故监测	空气：非甲烷总烃； 土壤：石油烃； 地下水：石油类	空气及土壤为事故地点；地下水为事故地点周围区域。	事故发生 24 小时内

8.3.2 运营期环境管理与监测计划

8.3.2.1 运营期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- (3) 落实环境管理制度；

(4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；

(5) 强化专业人员培训。

8.3.2.2 运营期环境监测计划

本工程生产运营期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）要求，结合气田运营期环境污染的特点，主要针对气田污染物排放、气田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见表 8.3-1、表 8.3-2。

表 8.3-1 项目运营期监测计划表

序号	监测内容	监测项目	监测点位			监测时间及频次
1	大气	非甲烷总烃	典型井场、集气站上风向 1 个、下风向 3 个			1 次/季
2		SO ₂ 、NO ₂ 、颗粒物	徐深 23 集气站加热装置			1 次/年
3	地下水	石油类、挥发性酚类、耗氧量、氨氮	新建潜水井	跟踪监测井	125.454576, 46.022863	1 次/年
4	厂界噪声	连续等效 A 声级	集气站厂界外 1m			昼夜各 1 次/季度
5	土壤	pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	徐深 23-平 1 井场及东侧 100m 分别设置 1 个土壤跟踪监测点，对表层土壤进行跟踪监测			1 次/5 年
		pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌				
6	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类	空气及土壤为事故地点；地表水、地下水为事故地点周围区域			事故发生 24 小时内

表 8.3-2 生态调查方案

序号	调查内容	调查方法	临时占地内	监测频次
1	植被恢复情况	样方调查	外输气管线	1 次/年，直至恢复原有覆盖度

8.3.3 退役期环境管理

8.3.3.1 退役期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- (3) 落实环境管理制度；
- (4) 检查环保措施可行性。

8.3.3.2 退役期环境监测计划

本工程退役期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）、《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349—2023）中要求：重点对退役期的气井井口周边地下水环境开展跟踪监测，气井井口周边土壤环境开展跟踪监测，具体见表 8.3-3。考虑气田为滚动开发，建议企业结合区块内后期计划项目的运营期及退役期跟踪监测计划统筹考虑。

表 8.3-4 项目退役期监测计划表

序号	监测内容	监测项目	监测点位			监测时间及频次
1	地下水	pH、氨氮、石油类、挥发性酚类、耗氧量、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	新建监测井	潜水跟踪监测点	125.454576， 46.022863	1 次/半年
2	土壤	pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	徐深 23-平 1 井场永久占地内深层土壤			1 次/年
		pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌	徐深 23-平 1 井场东侧 100m 耕地表层土壤			

8.3.4 排污许可管理

大庆钻探工程有限公司已办理固定污染源排污许可证登记，登记编号：91230607716675409L014X。采气分公司（储气库分公司）申报的排污许可内容主要包括各场站内加热炉、锅炉等。大庆钻探工程有限公司于 2023 年 1 月提交了排污许可报告，已按照排污许可证的相关要求对各场站加热装置排气筒进行定期监测，定期将各场

站污染源监测数据填报在全国排污许可证管理信息平台上，公开采气分公司（储气库分公司）各场站污染源的污染物排放信息，已按照排污许可证的相关要求建立环境管理台账。

本项目运营期徐深 23 集气站新增了污染物排放口，属于排放口位置、排放方式、排放去向、种类、排放量及排放浓度均发生变化，根据《排污管理条例》（中华人民共和国国务院令第 736 号 2021 年 3 月 1 日施行）第十五条要求，大庆钻探工程有限公司应当重新申请排污许可证。

8.4 项目污染物排放清单

8.4.1 施工期污染物排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.4-1，运营期污染物排放清单见表 8.4-2，退役期污染物排放清单见表 8.4-3。

表 8.4-1 施工期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	施工扬尘	颗粒物	152kg/d	洒水抑尘、原料苫盖等措施	满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）颗粒物无组织排放限值： $\leq 1.0\text{mg/m}^3$
		焊接烟尘	颗粒物	0.004t/施工期	/	
		柴油机排放的废气	SO ₂	4.8509t/施工期	使用产品质量达标的柴油、调节好柴油机运行工况	满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及2020年修改单中第三阶段标准限值要求
			NO _x	6.3235t/施工期		
			烟尘	0.6713t/施工期		
			CO	1.6891t/施工期		
		车辆排放的废气	SO ₂ 、NO _x 、TSP、CO	少量	使用产品质量达标的柴油、调节好柴油机运行工况	无组织排放
2	废水	试气废气	非甲烷总烃	少量	火炬燃烧	燃烧排放
		生活污水	COD、NH ₃ -N	403m ³	施工期井场生活污水排放到临时防渗旱厕，定期清掏，防渗旱厕在钻井结束后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。地面施工期生活污水排入附近已建防渗旱厕，定期清掏。	不外排
		水基泥浆钻井废水	COD、SS	121.4m ³	由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。	不外排
		油基泥浆钻井废水	石油类	68m ³	委托大庆市云泰石化产品有限公司处理	不外排
		压裂返排液	COD、SS	1200m ³	由罐车拉运至榆树林压裂返排液处理站，处理达标后回注地下油层	不外排
		试气产液	石油类	80	由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，处理达标后回注地下油层	不外排

		试压废水	SS	177.1m ³	由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，处理达标后回注地下油层	不外排
3	固废	废弃水基钻井泥浆		1111m ³	由泥浆接收罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心进行无害化处理	不外排
		水基泥浆钻井岩屑		146m ³		
		废弃油基钻井泥浆		838m ³	委托大庆市云泰石化产品有限公司处理	不外排
		油基泥浆钻井岩屑		181.5m ³		
		废射孔液		72m ³		
		膨润土、纯碱等废弃包装袋		0.003t	送至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋处理	不外排
		管道施工废料		2.4t		
		含油废防渗布		1t	委托资质单位处理	不外排
		废氢氧化钾包装袋		0.001t	委托资质单位处理	不外排
		建筑垃圾		260t	拉运至绥化市建筑垃圾消纳场处理	不外排
		生活垃圾		9.65t	委托环卫部门处理	不外排
4	噪声	机械噪声	噪声	80-102dB (A)	选用低噪声设备，并采取基础减震等措施	场界噪声符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 要求：昼间≤70dB (A)，夜间≤55dB (A)

表 8.4-2 本工程运行期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	烃类气体	非甲烷总烃	8.26t/a	排入大气	厂界非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求
		燃烧烟气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	454.6×10 ⁴ m ³		符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）要求
		陆地石天然气开采	温室气体	18394.7吨CO ₂		/
2	废水	含烃废水	石油类	4380t/a	用罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理，处理后回注地下油层，不外排	处理后水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准中的：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L”要求后回注地下开采油层
		生活污水	COD、SS、NH ₃ -N	87.6t/a	经埋地污水处理装置处理后排放到站外蒸发池，最终拉运送至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理	不外排
3	固废	废三甘醇	三甘醇	3t/a	厂家回收	不外排
		井口砂粒	石油类	0.0001t/a	委托资质单位处理	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 要求
		废活性炭滤芯	石油类	0.1t/a		
		生活垃圾	生活垃圾	0.5t/a	委托环卫部门处理	不外排
4	噪声	机械噪声	噪声	70-100 dB (A)	排入周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）要求

表 8.4-3 退役期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
1	废水	设备清洗废水	石油类、SS	1.04m ³	由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，处理后回注地下油层，不外排	处理后水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准中的：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L”要求后回注地下开采油层
2	固废	封井垃圾		0.4t	送至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋处理	不外排
		含油废防渗布		1t	委托有资质单位处置	不外排
		废旧设备		2 套	回收至大庆油田有限责任公司采气分公司资产回收库	不外排
3	噪声	机械噪声	噪声	82-90dB(A)	选用低噪声设备，并采取基础减震等措施	场界噪声符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求：昼间≤70dB（A）

8.5 总量控制清单

本项目外排污染物涉及的总量控制因子为 SO₂、NO_x、颗粒物及挥发性有机物，项目新建加热炉，SO₂、NO_x、颗粒物为徐深 23 集气站新增总量。此部分污染物为新增排放总量且排放量较小，由大庆油田有限责任公司（储气库分公司）内部进行调控，本项目新增污染物排放总量见表 8.5-1。

表 8.5-1 本工程污染物新增排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量 (t/a)
1	颗粒物	0.0865
2	二氧化硫	0.121
3	氮氧化物	0.5659
4	VOCS	28.4

本项目核算总量：根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）进行总量核算，表 F.3 燃气工业锅炉的废气产排污系数 NO_x=18.71kg/万 m³-原料、SO₂=0.02Skg/万 m³-原料（本次取 S=200）、颗粒物 2.86kg/万 m³-原料，其中低氮燃烧技术 NO_x 减排率可达 20-50%，本次取 20%，即 NO_x=14.968kg/万 m³-原料。本项目徐深 23 集气站新增燃气量 30.25 万 m³，本项目总量核算指标为：氮氧化物排放量 0.5659t/a，颗粒物 0.0865t/a，二氧化硫 0.121t/a。

8.6“三同时”竣工环保验收

为进一步落实本工程工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表 8.6-1、表 8.6-2。

表 8.6-1 “三同时”环境污染防治措施及环保验收一览表

防治内容		环保措施	验收标准
废气	施工扬尘、焊接烟尘	井场洒水抑尘，表土及建材堆放设置挡风板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布	施工场界颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）颗粒物无组织排放限值：≤1.0mg/m ³
	柴油发电机燃烧烟气	使用产品质量达标柴油，调节好柴油机运行工况	使用产品质量达标的柴油；柴油发电机燃烧烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 年修改单中第三阶段标准限值要求
	车辆排放的废气	使用产品质量达标的柴油、调节好柴油机运行工况	无组织排放
	非甲烷总烃	管道采取密闭性良好的阀门，确保密闭集输	井场厂界新建场站厂界外无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界限值：

			$\leq 4.0\text{mg/m}^3$
	燃烧烟气	采用清洁燃料天然气作为原料	燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）标准
废水	生活污水	施工期井场生活污水排放到临时防渗施工期井场生活污水排放到临时防渗旱厕，定期清掏，防渗旱厕在钻井结束后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。地面施工期生活污水排入附近已建防渗旱厕，定期清掏。运营期生活污水经埋地污水处理装置处理后排放到站外蒸发池，最终拉运送至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理	不外排
	水基泥浆钻井废水	由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。	不外排
	油基泥浆钻井废水	委托大庆市云泰石化产品有限公司处理	不外排
	压裂返排液	罐车拉运至榆树林压裂返排液处理站，处理达标后回注地下油层	不外排
	试压废水	由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，处理达标后回注地下油层	不外排
	试气产液	由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，处理达标后回注地下油层	处理后水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准中的：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ”要求后回注地下开采油层
	含烃废水	用罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理，处理后回注地下油层，不外排	
地下水	分区防渗	施工期井场除重点防渗区和一般防渗区的其他可能会产生轻微污染的建筑区，如井控房、值班室、生活垃圾收集点、表土存放处及井场地面等区域地面进行碾压平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）简单防渗区要求。 运营期井场地面和场区其他区域地面碾压平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区要求。。	执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区防渗要求
		一般工业固体废物暂存间、动力房、其他材料房设置为一般防渗区，设置 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13}\text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 要求。每座井场设置防渗旱厕 1 座，容积约 12m^3（$4\text{m} \times 3\text{m} \times 1\text{m}$），底部及四周夯实，铺设 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13}\text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯	防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区的要求

	(HDPE)土工膜构筑防渗层,等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$, 满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)一般防渗区要求;施工期防渗旱厕定期清掏,施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理(用石灰消毒后覆土平整)。 井场放空池、井场防渗集水坑,集气站污水池、加药罐区、加药泵房、污水泵房、三甘醇脱水设备区域,铺设混凝土(水泥结构厚度为 200mm,抗渗等级为 P8,强度为 C30),防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中一般防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 1.5m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$”的要求,施工过程中应有专人负责质量控制,并做好施工记录,同时施工期应留存施工影像。	
	本项目钻井施工期柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆接收罐车、钻井液材料房、井口、压裂试气作业期间压裂作业区场地夯实,铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} cm/s$ 的高密度聚乙烯(HDPE)土工膜构筑防渗层,满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中重点防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$”的要求,施工过程中应有专人负责质量控制,并做好施工记录,同时施工期应留存施工影像;每座井场的柴油灌区设置不低于 0.5m 高围堰,围堰有效容积不小于两个柴油罐的容积之和,并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。危险废物贮存点、钢制泥浆槽场地夯实,铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} cm/s$ 的高密度聚乙烯(HDPE)土工膜构筑防渗层,满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中对防渗层的要求:防渗层为至少 1m 厚黏土层(渗透系数不大于 $10^{-7} cm/s$),或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料(渗透系数不大于 $10^{-10} cm/s$),或其他防渗性能等效的材料。 将集气管线、外输气管线、甲醇注入管线,污水罐区划分为重点防渗区,外输气管道、甲醇注入管线材质选用碳钢 L245,集气管线采用内衬 316L 双金属复合管线。 污水罐区场地夯实,铺设混凝土(水泥结构厚度为 300mm,抗渗等级	防渗性能要求达到等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$, 防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中重点防渗区的要求;施工期留存影像资料

		为 P8, 强度为 C30), 铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜, 防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 中重点防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求, 施工过程中应有专人负责质量控制, 并做好施工记录, 同时施工期应留存施工影像。	
	跟踪监测井	新建 1 口潜水地下水井定期对地下水进行跟踪监测: 在本项目区域下游徐深 23 集气站 北 侧 10m (E125.454576 , N46.022863) 布设 1 口潜水跟踪监测水井, 定期对地下水跟踪监测。	地下水水质执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准, 石油类参考执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中 III 类标准
噪声	施工场地设备噪声	选用低噪声机械、合理布局、振动筛等基础减振, 高噪音设备分散放置, 远离村屯, 禁止夜间 10 时至次日 6 时进行高噪声施工, 加强设备维护保养, 降低噪声源强度	施工期噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 限值, 昼间 $\leq 70\text{dB}(\text{A})$, 夜间 $\leq 55\text{dB}(\text{A})$
	井场噪声	机泵等设备选用低噪声设备, 安装减震基础, 设置在隔声泵房内, 加热装置选用低噪声设备, 安装减震基础	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准的要求: 昼间 $60\text{dB}(\text{A})$ 、夜间 $50\text{dB}(\text{A})$
固废	废弃水基钻井泥浆	由泥浆接收罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心进行无害化处理	泥饼达到《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020) 中规定的第 I 类一般工业固体废物标准后, 用于铺设井场路
	水基泥浆钻井岩屑		
	废弃油基钻井泥浆	委托大庆市云泰石化产品有限公司处理	不外排
	油基泥浆钻井岩屑		
	废射孔液		
	膨润土、纯碱等废弃包装袋	送至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋处理	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)
	管线施工废料		
	含油废防渗布	委托资质单位处理	不外排
	废氢氧化钾包装袋	委托资质单位处理	不外排
	建筑垃圾	拉运至绥化市建筑垃圾消纳场处理	不外排
	生活垃圾	委托环卫部门处理	不外排
土壤保护		考虑本项目产能开发区域主要占地耕考虑本项目产能开发区域主要占地耕地, 选择了徐深 23-平 1 井永久占地内深层土壤, 徐深 23-1 井东侧 100m 耕地表层土壤进行跟踪监测, 监测频次为 1 次/年, 监测项目主要为 pH、	井场永久占地内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地风险筛选值; 井场永久占地外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试

		石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬等。	行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值
生态恢复	临时占地	临时占地类型为耕地，临时占地 11.8456hm ² 。施工结束后及时清理施工现场，对临时占地采取耕地复垦	施工结束后地表平整，及时恢复地表形态、生态修复
	永久占地	新增永久占地面积 1.7279hm ² ，类型为耕地，对占用农田按照相关要求办理土地占用手续，并按照规定要求进行补偿	对占用农田按照相关要求办理土地占用手续，并按照规定要求进行补偿
	水土流失防治措施	严格控制气田内各井场的地面作业面积，严禁车辆离路行驶；做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，对表土进行剥离，设置表土剥离临时堆放场，同时进行养护和管理；因地制宜选择施工季节；严禁在大风、大雨天气下施工，在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场	施工过程中采取水土流失措施，并留存影像资料
	防沙治沙	施工均在临时占地内进行，车辆采用“一”字型作业法，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系，裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主等措施。施工过程中采取防沙治沙措施，并留存影像资料	施工过程中采取防沙治沙措施，并留存影像资料

表 8.6-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章制度
	环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿、绿化等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
污染物达标排放监测	厂界烃类气体无组织排放监测
	厂界噪声达标排放监测
环境保护敏感点环境质量监测	气田开发区内的环境空气、地下水及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	耕地植被恢复
	针对水土流失、防沙治沙环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

九.结论及建议

9.1 项目概况

大庆钻探工程有限公司拟建的徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程项目，为改扩建工程，位于黑龙江省绥化市肇东市境内，本项目位于分布在 E125°26'39.87"-125°31'24.13"，N45°58'27.10"-46°1'33.86"。

本工程新钻 2 口气井，其中徐深 23 井为直井，井深 4414m；徐深 23-平 1 井为水平井，井深 5055.85m，总进尺 9469.85m。主要包含钻井、测井、录井、完井、射孔、压裂试气工程。本次对徐深 23 井、徐深 23-平 1 井进行地面工程建设，新建电伴热集气管道 1.55km，甲醇注入管道 1.55km，合计产气量 $24.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，建成产能 $0.8 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，本次产能新建徐深 23 集气站，集气站规模为 $25 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，新建徐深 23 集气站至徐深 21 集气站外输气管线 7.6km（ $\Phi 168 \times 7$ ）。同时配套建设道路、供配电工程、自动控制等公用工程。

项目总占地面积为 15.1335hm^2 ，其中永久占地 3.2879hm^2 ，包括永久占耕地（基本农田） 1.7279hm^2 ，永久占建设用地 1.56hm^2 ，临时占耕地（基本农田） 11.8456hm^2 ，总投资 16597.6 万元，其中环保投资 430.3 万元。

9.2 环境质量现状调查结论

9.2.1 大气环境

本项目位于不达标区，评价区域环境空气监测点位 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 CO 、 O_3 、TSP 浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准， $\text{PM}_{2.5}$ 为不达标项目，非甲烷总烃浓度优于《大气污染物综合标准详解》中规定的小时均值 $2.0 \text{mg}/\text{m}^3$ 要求。

9.2.2 地下水环境

根据现状地下水监测数据可知，评价区域地下水监测指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准要求。石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准限值（ $\leq 0.05 \text{mg}/\text{L}$ ）。

9.2.3 声环境

监测结果显示，评价区域内声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，现状良好。

9.2.4 土壤环境

本次评价期间对拟建井场及周边农田土壤环境进行监测，结果表明项目拟建井场占地内土壤满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内耕地土壤满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

9.2.5 生态现状

该区以农田生态系统为主，整个生态系统的生产力有较大幅度的提高，农田土壤肥力增强，但由于人工耕作，农药等有毒有害成份有所增加。由于本地区气候干旱、多风沙等气候特点，对土壤固持能力降低，春季干旱时调节气候的能力降低。

9.3 环境影响预测与评价及环境保护措施结论

9.3.1 环境空气

施工期产生的扬尘通过洒水抑尘、临时土方等加盖苫布等措施，扬尘浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值，污染对敏感点影响较小，且这种影响将随着施工期的结束而消失。钻井时期采用节能环保型柴油动力设备，使用低标号柴油，柴油发电机燃烧尾气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 年修改单中第三阶段标准限值要求。

运营期徐深 23 集气站内挥发性有机物满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值；天然气集输过程无组织挥发的烃类气体，采取集输采用密闭流程，加强对设备和管道的检查和维护，控制各部位无组织挥发的烃类总量，井场、集气站运营期产生的 VOCs（以非甲烷总烃计）满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

徐深 23 集气站加热装置燃料均采用清洁能源天然气，产生的烟气经新建的 8m 高排气筒排放，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）标准要求。

通过估算模式的计算结果可知，本工程大气环境评价等级为一级，对周围空气环境的影响较小。

9.3.2 水环境

施工期钻井过程一开、二开水基泥浆钻井废水经循环罐回用于水基泥浆钻井液系

统，最后剩余的水基泥浆钻井废水与废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑等由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。三开油基泥浆钻井废水经循环罐回用于油基泥浆钻井液系统，最后剩余的油基泥浆钻井废水与废弃油基钻井泥浆、油基泥浆钻井岩屑暂存在井场钢制泥浆槽内，委托大庆市云泰石化产品有限公司处理。压裂返排液由罐车拉运到榆树林压裂返排液处理站，处理后水管输至东 16 含油污水处理站，处理达标后回注地下油层。施工期新建管道试压废水、试气产液由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，即“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ”后回注地下开采油层。施钻井施工期井场生活污水排放到临时防渗旱厕，定期清掏，防渗旱厕在钻井结束后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。地面施工期生活污水排入附近已建防渗旱厕，定期清掏。

运营期徐深 23 集气站分离的采出水经罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理，处理达标后回注地下开采油层。生活污水排放到场站内埋地生活污水处理设施，处理后的生活污水排放到站外污水池，最终拉运送至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

9.3.3 地下水环境

本工程在正常且各项环境保护措施落实到位情况下无废水排放，对地下水环境影响较小，但在事故状态下如气井发生套损等可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防控措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

9.3.4 声环境

在采取选用低噪声设备，采用减振、消音、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，本工程施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。

在采取适当的降噪措施后，井场厂界、集气站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008），对区域声环境影响较小。

9.3.5 固体废物

施工期，废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑暂存在井场钢制泥浆槽，由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。废弃油基钻井泥浆、油

基泥浆钻井岩屑、废射孔液，暂存在井场钢制泥浆槽，委托大庆市云泰石化产品有限公司处置。膨润土、纯碱、超细碳酸钙等废包装袋拉运至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。建筑垃圾拉运至绥化市建筑垃圾消纳场处理。废氢氧化钾包装袋暂存于井场为危险废物贮存点专用塑料桶内，委托有危险废物处置资质的单位拉运处置。含油废防渗布委托有资质单位处理。生活垃圾统一收集至各井场生活垃圾存放点，委托环卫部门处理。

运营期气产生砂粒，委托有资质单位处置。三甘醇脱水装置维修时产生的废三甘醇由厂家回收。更换废活性炭滤芯为委托有资质单位定期处置。

本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，均不直接排入外环境，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

9.3.6 土壤环境

管线、道路和井场建设时会发生一定的临时占地，大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上管道、道路修建时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失。气田在运行期对土壤环境影响很小，气田开发对区域内土壤环境不会造成严重影响。

9.3.7 生态环境

本项目在井场施工、管道敷设、站场施工等过程对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区域内的第一生产者的生物量有一定程度的下降，在施工建设过程中采取必要的保护措施，则能最大程度减小对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

项目永久占用部分耕地，使土地利用类型转变为工业用地，但永久占地面积很小，占地后按照“占一补一”原则开垦与所占用耕地的数量与质量相当的耕地，并采用分层剥离的方式保存所占用农田耕作层土壤，用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良等农田保护措施，对区域内农田分布不会造成较大影响。

在制定相应的生态保护及恢复措施，并能够确保其切实执行的前提下，工程建设不会对现有生态环境造成太大的影响，在生态上是可行的。

9.3.8 环境风险

本工程的主要环境风险是天然气泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系

后，天然气泄漏和火灾爆炸影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。

9.4 环境影响经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国天然供应、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

9.5 环境管理与监测计划结论

工程投产运行后环境管理工作由大庆钻探工程有限公司负责，在生产运营期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对天然气集输、处理和管理情况及管线破裂后天然气泄漏等事故的预防和处理上，施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测，运营期根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》

（HJ1248-2022）和运营期环境污染的特点，环境监测计划主要针对污染物排放、区域生态恢复情况、事故而制定。

9.6 公众意见采纳情况

项目公众参与由建设单位大庆钻探工程有限公司负责实施，征求意见的对象为八井村、宫家屯、孟家围子、邢家屯等村屯公民、法人和其他组织。

首次环境影响评价公众参与相关信息通过绥化绿色环境网公开，时间为 2023 年 11 月 20 日。

9.7 综合结论

徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程项目，在产业政策方面，本工程为石油开采项目，符合《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 修订）要求，属于鼓励类建设项目。

在规划政策方面，本工程符合《地下水管理条例》、《黑龙江省主体功能区划》、《黑龙江省生态功能区划》、《黑龙江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》、《绥化市城市总体规划（2011-2020 年）》、《绥化市土地利用总体规划（2006-2020）》、《绥化市水土保持规划》（2019-2030）、《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》等主体功能区划要求，符合当地城市总体规划、土地利用规

划等。

同时，本工程满足《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发[2020]14 号）、《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（绥政发〔2021〕10 号）、《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（黑政规[2018]19 号）等政策要求，在天然气开采行业管理方面，满足《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）、《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发[2019]153 号）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）等管控要求。

气田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。从环境保护角度分析，本工程是可行的。

附表 1：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 ☒		二级 ☐			三级 ☐		
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5~50km ☒			边长=5km ☐		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐		500-2000 t/a ☐			<500t/a ☒		
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (非甲烷总烃、SO ₂ 、NO ₂ 、TSP)					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☐		其他标准 ☐	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒			一类区和二类区 ☐		
	评价基准年	(2021) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒			现状补充监测 ☒		
	现状评价	达标区 ☒				不达标区 ☐			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☒		其他在建、拟建项目污染源 ☒		区域污染源 ☒	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☒	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网络模型 ☐	其他 ☐	
	预测范围	边长≥50km ☐		边长 5~50km ☒			边长=5km ☐		
	预测因子	预测因子 (非甲烷总烃、SO ₂ 、NO ₂ 、TSP)				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒			
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% ☒				C 本项目最大占标率>100% ☐			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10% ☐			C 本项目最大占标率>10% ☐			
		二类区	C 本项目最大占标率≤30% ☒			C 本项目最大占标率>30% ☐			
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 (1) h		C 非正常最大占标率≤100% ☒				C 非正常最大占标率>100% ☐	
	保证率日平均浓度和年均浓度叠加值	C 叠加达标 ☒				C 叠加不达标 ☐			
区域环境质量的整体变化情况	K≤-20% ☐				K>-20% ☐				
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (NMHC、SO ₂ 、NO ₂ 、TSP)		有组织废气监测 ☒ 无组织废气监测 ☒			无监测 ☐		
	环境质量监测	监测因子: (/)		监测点位数 (/)			无监测 ☒		
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐							
	大气防护距离	距 (/) 厂界最远 (/) 米 ()							
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.045) t/a		NO _x : (0.309) t/a		颗粒物: (0.042) t/a		VOCs: (28.4) t/a	

注：“☐”为勾选项，填“√”，“ () ”为填写项

附表 2：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□		二级 ☒		三级□	
	评价范围	200m ☒		大于 200m□		小于 200m□	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒		最大 A 声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准□		国外标准□	
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区 ☒	2 类区□	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期 ☒		近期□		中期□	
	现状调查方法	现场实测法 ☒		现场实测加模型计算法□		收集资料□	
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测□		已有资料 ☒		研究成果□	
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒				其他□	
	预测范围	200 m ☒		大于 200 m□		小于 200 m□	
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒		最大 A 声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
	厂界噪声贡献值	达标 ☒				不达标□	
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☒				不达标□	
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒		固定位置监测□		自动监测□ 手动监测□ 无监测□	
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：()		监测点位数 ()		无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可行 ☒		不可行□			

注“□”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。

附表 3：土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☐				土地利用现状图附图 4-3
	占地规模	(3.2879) hm ²				永久占地
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				见表 2.7-4
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地表漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他 ☐				
	全部污染物	/				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 ☐ ；II 类 ☒ ；III 类 ☐ ；IV 类 ☒				
敏感程度	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐					
评价工作等级		一级 ☐ ；二级 ☒ ；三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ；b) ☒ ；c) ☐ ；d) ☐				
	理化特性	/				见表 4.3-13
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见表 4.3-15
		表层样点数	1	2	0-0.2m	
		柱状样点数	3	0	0-0.5m 0.5-1.5m 1.5-3m	
现状监测因子	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中规定的基本因子以及水溶性盐（全盐量）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）					
现状评价	评价因子	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中规定的基本因子以及石油烃				
	评价标准	GB15618 ☒ ；GB36600 ☒ ；表 D.1 ☐ ；表 D.2 ☐ ，其他 ()				
	现状评价结论	农用地中各项污染物含量均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中标准限值 建设用地中各项污染物含量均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中第二类用地风险筛选值，项目建设区域及已开发区域的监测点位特征污染物石油烃相差不大。				
影响预测	预测因子	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）				
	预测方法	附录 E ☒ ；附录 F ☐ ；其他 ()				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论：a) ☒ ；b) ☐ ；c) ☐ 。 不达标结论：a) ☐ ；b) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☒ ；源头控制 ☒ ；过程防控 ☒ ；其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		2	井场永久占地内： pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油		1 次/年	

			烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬		
	信息公开指标	pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬			
评价结论		采取环评提出的措施，影响可接受。			
注 1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。					
注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。					

附表4：生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☐ ；国家公园 ☐ ；自然保护区 ☐ ；自然公园 ☐ ；世界自然遗产 ☐ ；生态保护红线 ☐ ；重要生境 ☐ ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ；其他 ☒ ；
	影响方式	工程占用 ☒ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件 ☐ ；其他 ☐ ；
	评价因子	物种 ☒ （分布范围、种群数量、种群结构、行为）； 生境 ☒ （生境面积、质量、连通性）； 生物群落 ☒ （物种组成、群落结构等）； 生态系统 ☒ （植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等）； 生物多样性 ☒ （物种丰富度、均匀度、优势度等）； 生态敏感区 ☐ （/）； 自然景观 ☐ （/）； 自然遗迹 ☐ （/）； 其他 ☐ （/）；
评价等级		一级 ☐ 二级 ☐ 三级 ☒ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆地面积：（5.9）km ² ；水域面积：（/）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ；遥感调查 ☒ ；调查样方、样线 ☐ ；调查点位、断面 ☐ ；专家和公众咨询法 ☒ ；其他 ☐
	调查时间	春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☒ 丰水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☐ ；沙漠化 ☐ ；石漠化 ☐ ；盐渍化 ☐ ；生物入侵 ☐ ；污染危害 ☐ ；其他 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种 ☐ ；生态敏感区 ☐ ；其他 ☐
生态影响预测与评价	调查方法	定性 ☒ ；定性和定量 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种 ☐ ；生态敏感区 ☐ ；其他 ☐
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☐ ；减缓 ☒ ；生态修复 ☐ ；生态补偿 ☒ ；可研 ☐ ；其他 ☐ ；
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ；长期跟踪 ☐ ；常规 ☒ ；无 ☐
	环境管理	环境监理 ☒ ；环境影响后评价 ☐ ；其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☒ 不可行 ☐
注：“ ☐ ”为勾选项，填“√”，“（ ）”为填写项		

附表 5：建设项目环境风险评价自查表

建设项目名称	徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程项目
建设地点	黑龙江省绥化市肇东市境内
地理坐标	E125°26'39.87"-125°31'24.13", N45°58'27.10"-46°1'33.86"
主要危险物质及分布	本项目涉及的主要危险物质是钻井施工期井场柴油、氢氧化钾，运营期涉及主要危险物质为甲醇。环境风险评价的功能单元施工期确定为钻井井场、运营期确定为集气管线、外输气管线、甲醇注入管线、徐深 23 集气站。
环境影响途径及危险后果	1、大气 天然气泄漏事故、天然气直排会直接对环境空气造成影响。对大气环境的影响主要是烃类污染。天然气泄漏时局部大气中非甲烷总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时间的严重污染。施工期本项目气井的气层原始地层压力较低，而且在钻井时采取了防喷措施，天然气泄漏污染环境空气的可能性极小。 2、地下水 本项目事故状态下对地下水污染途径主要是井喷造成钻井泥浆（水基泥浆、油基泥浆泄漏，一般不会对地下水造成直接影响，但在大量钻井泥浆（盐类物质、石油类）短时间未加以回收的情况下，就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染，尤其是对潜水产生影响。本项目使用的柴油在井场柴油罐中储存，存在柴油罐破裂导致柴油泄漏的可能性。钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆漏入地层孔隙、裂缝等空间发生井漏。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。事故状态下对地下水的环境影响主要为套管连接不及时发生泄漏。钻井泥浆在钢制泥浆槽或循环泥浆储罐中暂存，在施工井场暂存的时间较短，不具备发生泄漏的条件，泄漏可能性较小。 3、土壤 井喷、柴油罐泄漏事故状态下，钻井泥浆、油类物质泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，钻井泥浆、原油集中于土壤表层 0-30cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。
环境防范措施要求	针对环境风险制定井下作业事故、套管破损事故、集输系统事故、场站事故、火灾及爆炸事故、危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施。
填表说明	根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目为简单分析。

