徐深气田徐深9区块营城组气藏产能建设工程（二期）项目

环境影响报告书

建设单位： 大庆油田有限责任公司采气分公司
编制单位： 河湖南葆华环保科技有限公司
编制日期： 2026 年 5 月

目 录

1 概述 1

1.1 项目由来 1
1.2 项目特点 2
1.3 环境影响评价工作过程 6
1.4 分析判定相关情况 8
1.5 关注的主要环境问题及环境影响 47
1.6 环境影响评价主要结论 49

2 总则 51

2.1 评价目的 51
2.2 评价原则 51
2.3 编制依据 51
2.5 环境影响识别与评价因子筛选 55
2.6 评价标准 60
2.7 评价等级及评价范围 67
2.8 环境保护目标 80

3 建设项目工程分析 84

3.1 现有工程分析 84
3.2 项目概况 96
3.3 开发区块概况 96
3.4 工程组成 102
3.5 开发方案 111
3.6 主要建设内容 112
3.7 场地布置及土地利用 132
3.8 施工方式 136
3.9 施工进度及时序 139
3.10 物料消耗 141
3.11 依托工程分析 142
3.12 建设项目工程分析 148
3.13 清洁生产分析 182

4 环境现状调查与评价 184

4.1 自然环境状况 184
4.2 环境保护目标调查 192
4.3 环境质量现状调查与评价 194
4.4 区域污染源调查 226

5 环境影响预测与评价 232

5.1 大气环境影响预测与评价 232
5.2 地表水环境影响评价 248
5.3 地下水环境影响预测与评价 251
5.4 声环境影响预测与评价 262
5.5 固体废物环境影响分析 269
5.6 生态环境影响评价 273
5.7 土壤环境影响预测与评价 280
5.8 环境风险分析 285

6 环境保护措施及其可行性论证 298

6.1 污染防治措施 298

6.2“三同时”项目一览表 331
7 环境影响经济损益分析 336
7.1 环境损失费估算 336
7.2 环保投资估算及环境效益分析 336
7.3 环境经济损益分析结论 338
8 环境管理与监测计划 339
8.1 HSE 管理体系的建立和运行 339
8.2 环境监控 340
8.3 占地审批流程 348
9 环境影响评价结论 350
9.1 建设项目概况 350
9.2 环境质量现状评价结论 350
9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论 351
9.4 公众意见采纳情况 354
9.5 环境经济损益分析结论 354
9.6 环境管理与监测计划结论 355
9.7 综合评价结论 355
附表 356
附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表 356
附表 2：建设项目环境风险评价自查表 357
附表 3：建设项目土壤环境影响评价自查表 358
附表 4：地表水自查表 359
附表 5：生态影响评价自查表 361
附表 6：声环境影响评价自查表 362

1 概述

1.1 项目由来

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，为进一步加大徐深气田开采力度，增加天然气产能，保证大庆油田年天然气产量，大庆油田有限责任公司采气分公司积极开展气田开发，计划投资 19270 万元进行“徐深气田徐深 9 区块营城组气藏产能建设工程（二期）项目”（以下简称“本工程”），本项目拟在已开发的徐深气田徐深 9 区块新建 1 口气井，单井垂深为 3939m，进尺为 4994m，新钻井均安排基建，配套地面工程建设，其中新建单井采气管道 4.55km，对徐深 9 集气站进行扩建，配套建设道路工程、供配电工程、自动控制、通信工程等，建成产能 $12.0\times10^4m^3/d$。

本项目为老区增产项目，项目占地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、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，且项目不在生态保护红线内。

建设区块附近涉及的村屯主要有王清畔屯、巴家屯、李学房屯等村屯。项目周边最近的敏感目标为徐深 9-平 9 井东北侧 490m 的王清畔屯。

根据《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）、《肇州县水土保持规划》（2020～2030 年），本项目所在的肇州县二井镇属于县级水土流失重点治理区，且根据永久基本农田查询平台，本项目新建 1 口气井及附属管线、道路等工程涉及占用永久基本农田，属于敏感区。根据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），本项目国民经济分类为 B0721 陆地天然气开采。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部令第 16 号），判定本项目为“五、石油和天然气开采业-08、陆地天然气开采 0721”中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

根据 2017 年 7 月 16 日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（中华人民共和国国务院令第 682 号）、《中华人民共和国环境影响评价法》（主席令[2018]第 24 号[2018 年修正本]）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部令第 16 号）及《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）等法律法规，为保证建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，大庆油田有限责任公司采气分公司委托河湖南葆华环保科技有限公司编制环境影响报告书。接受委托后，项目负责人对项目的建设方案进行了详细分析，并对拟建井区域进行多次实地考察，并结合项目方案，分析了项目的类型、性质、建设规模及所在区域的环境状况，在详细研究了相关资料并进行类比调查分析的情况下，按照国家环境影响评价技术导则的要求，编制了《徐深气田徐深 9 区块营城组气藏产能建设工程（二期）项目环境影响报告书》。

1.2 项目特点

1.2.1 项目特点

本项目位于大庆市肇州县二井镇境内，本项目在已开发的徐深 9 区块内新建 1 口气井，属于现有区块的滚动开发，建设性质为改扩建。本项目新增总占地约 5.6912hm^2，占地类型为基本农田。本项目为气田钻井产能建设项目，天然气处理主要依托现有区块内徐深 9 集气站；产生的危险废物依托采气分公司危险废物贮存库暂存；产生的一般固废依托第八采油厂工业固废填埋场；气田分离水依托升一联气田污水预处理站；钻井废水、废弃钻井泥浆、岩屑、废射孔液依托采油八厂废弃钻井液集中处理站处理；压裂返排液依托采油九厂塔三压裂返排液处理站；根据依托工程可行性分析，以上依托工程均依托可行。

（1）钻井工程

本工程新钻 1 口气井，设计垂深 3700m，总进尺 4994m。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 1 座，新建采气管线 4.55km，气井防冻工艺采用电伴热防冻工艺加热。对徐深 9 集气站进行扩建，同时配套建设道路工程、供配电工程、自动控制、通信工程等。建成产能 12.0×10^{4}m^3/d。

1.2.2 现有区块开发简介

本项目位于徐深气田徐深 9 区块，属于已开发区块的滚动开发。徐深 9 块目前共辖井 26 口，集气站 2 座，预计 2026 年底将投产气井 1 口，建成徐深 903 集气站 1 座。徐深 903 集气站投产后，徐深 9 区块共辖井 31 口，集气站 3 座，分别为徐深 9 集气站、徐深 3 集气站、徐深 903 集气站。3 座集气站集输系统总设计规模 $235\times10^4m^3/d$，2026 年底预计总处理气量 $211.5\times10^4m^3/d$，剩余能力 $23.5\times10^4m^3/d$。外输系统上，徐深 3 集气站、徐深 903 集气站天然气均输送至徐深 9 集气站统一外输。

徐深 9 区块于 2017 年 10 月完成《2017 年徐深气田徐深 9 区块营城组气藏产能建设工程项目环境影响报告书》，2017 年 10 月 27 日由大庆市生态环境局进行批复，批复文号为庆环审〔2017〕265 号；2021 年 1 月完成了自主验收。

1.2.3 工艺特点

施工期，本工程新建 1 口气井，新建采气管道 4.55km，徐深 9 集气站内扩建 1 口气井进站阀组和生产阀组，新建阀组采用 316L 不锈钢材质，同时配套建设道路工程、供配电工程、自动控制、通信工程等，采气管道采用采气管道均采用埋地敷设，管顶标高为-1.8m。

运营期，本次 1 口气井产气进入徐深 9 集气站处理。站外系统采用简易井口、高压集气工艺，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、三甘醇脱水的处理工艺。

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。

1.2.4 产污特点及措施

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，废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废弃包装袋、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。

运营期的主要环境影响因素为徐深 9 集气站脱水工艺的加热装置产生的燃烧烟气；徐深 9 集气站和井场无组织排放的非甲烷总烃；徐深 9 集气站新建阀组产生的噪声；气井产气分离的气田采出水；气井作业过程可能产生井口含油砂粒。

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。

1.2.4.1 施工期

（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；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。

（2）废水

施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液、管线试压废水、试气产液及施工人员生活污水。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采油九厂塔三压裂返排液处理站，处理后的废水达到《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）限值“石油类≤20mg/L，悬浮物≤20mg/L”后回注油层；施工期新建管道试压废水及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。施工期钻井生活污水排放到防渗旱厕，地面工程生活污水排入本项目附近集气站已建生活污水收集设施，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。

（3）噪声

本项目施工期噪声主要是钻井、施工机械、试气火炬产生的噪声和车辆运行噪声。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。

（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。建筑垃圾拉运至建筑垃圾调配场处理；生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。定向钻废弃泥浆由罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行处理，处理后的泥饼用于垫井场或铺路。

（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，井场柴油罐区、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为重点防渗区，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）膜，渗透系数为 1.0×10^{-13}cm/s，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≥6.0m，$K\leq1\times10^{-7}$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；每座井场的柴油罐区设置不低于 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。

施工井场一般工业固体废物暂存间、动力房、其他材料房、防渗旱厕设置为一般防渗区，铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）膜，渗透系数为 1.0×10^{-10}cm/s，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，$K\leq1.0\times10^{-7}$cm/s 要求。

施工井场其他区域为简单防渗，施工井场其他区域，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求。

（6）环境风险

本项目的施工期环境风险主要来自钻井过程中井喷、套管破损、井漏以及柴油储罐泄漏；施工期项目钻井时安装防喷器，防止井喷事故的发生；柴油储罐进行重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）膜，渗透系数为 1.0×10^{-13}cm/s；并且储罐周围设临时围堰，并要求储罐布置在明火、井口等安全距离内；

1.2.4.2 运营期

（1）运营期废气主要为徐深 9 集气站燃烧烟气，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。本项目徐深 9 集气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。场站加热装置燃烧烟气可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气中加热炉标准值要求。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，气井产气经管道密闭集输，确保了气田特征污染物非甲烷总烃挥发量降至最低，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）运营期正常工况下集气站分离的气田采出水、员工生活污水。运营期徐深 9 集气站分离的采出水进入污水储罐中临时储存，再通过外输泵升压外输至气田采出水集输

管网，外输至升一联气田污水预处理站处理后的水质执行《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 、粒径中值≤2μm” ，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下油层；不新增生活污水。

（3）运营期噪声主要是徐深 9 集气站新建装置产生的噪声。本项目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。采取以上措施后井场及场站厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准的要求。

（4）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，产生井口含油砂粒为危险废物 HW08 900-249-08，委托有资质单位处置。运营期不新增生活垃圾。

1.2.4.3 退役期

（1）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。

（2）退役期废水主要包括退役气井拆除设备清洗废水。洗废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站集中处理，达标后回注地下开采油层，不外排。

（3）退役期噪声主要是设备拆除和车辆运行噪声。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。

（4）退役期固体废物主要为拆除的废旧设备、封井垃圾、建筑垃圾、生活垃圾。气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；封井垃圾拉运至建筑垃圾调配场处理；生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。

1.3 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》（HJ349-2023）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，收集分析工程技术文件以及相关基础资料，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部令第 16 号）规定，确定徐深气田徐

深 9 区块营城组气藏产能建设工程（二期）项目环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

其次，在仔细研究工程技术文件的基础上，进行了工程分析，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，识别环境影响并筛选评价因子，明确环境影响、评价工作重点和环境保护目标确定等工作。通过对项目概况、周围环境敏感性及导则要求分析确定：本项目大气环境影响评价工作等级为一级；声环境影响评价工作等级确定为二级；地表水环境影响评价工作等级为三级 B；地下水环境影响评价工作等级为三级；生态环境影响评价工作等级为三级；土壤环境影响评价工作等级井场为二级，环境风险环境影响评价工作等级为简单分析。并以此确定评价范围和评价标准，制定了评价工作方案。

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，进行生态环境现状监测并进行调查与评价，在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、环境影响预测与评价的结果，确定科学合理、可行的工程方案，提出预防或减缓不利影响的环境保护措施，制定相应的环境管理或环境监测计划，从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论，完成报告的编制。

具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

2026 年 4 月 30 日，大庆油田有限责任公司采气分公司委托河湖南葆华环保科技有限公司编制《徐深气田徐深 9 区块营城组气藏产能建设工程（二期）项目环境影响报告书》，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》（主席令[2018]第 24 号[2018 年修正本]）、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令〔2018〕第 4 号）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。公众参与工作采用网络公示、报纸公示以及张贴公告等相结合的方式进行。本项目首次环境影响评价信息公开之日为 2026 年 4 月 25 日（黑龙江环保技术服务网），征求意见稿公示日期为 2026 年 5 月 15 日~5 月 24 日（黑龙江环保技术服务网），报纸第一次公告日期为 2026 年 5 月 18 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2026 年 5 月 19 日（大庆油田报），现场张贴公示日期为 2026 年 5 月 15 日~2026 年 5 月 24 日，公示地点为评价范围内村屯，并于 2026 年 5 月 25 日在黑龙江环保技术服务网公开发布平台进行徐深气田徐深 9 区块营城组气藏产能建设工程（二期）项目环境影响报告书全本公示和项目公众参与说明全本公示。在公示期间建设单位

及环评单位未收到相关反馈，建设单位承诺将加强企业环境管理，强化诚信意识，恪守环保信用，项目运行中主动公开环保信息，接受公众监督。

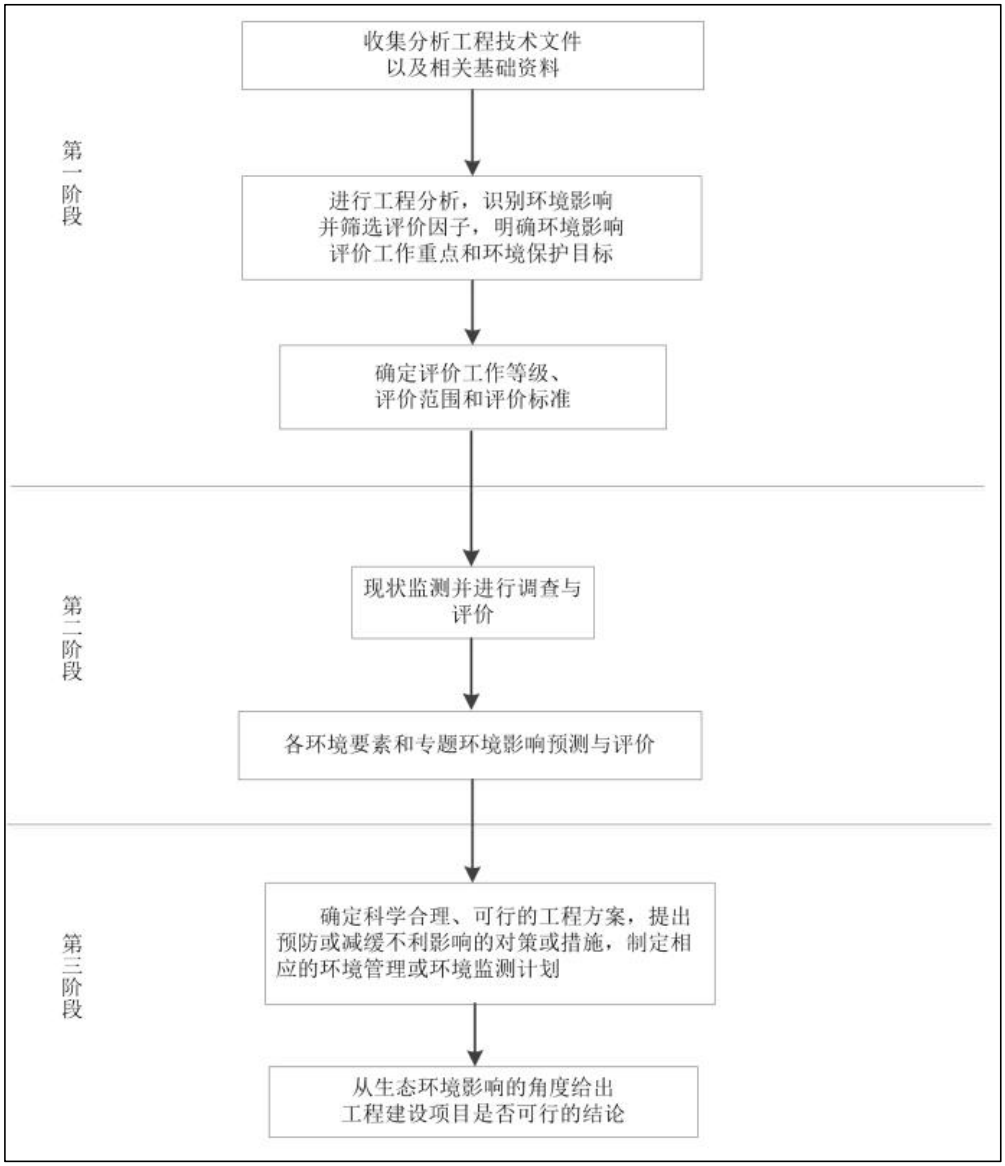


图 1.3-1　　建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目为石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令[2023]第 7 号），本项目属于鼓励类“七、石油天然气”中“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，因此，本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。

1.4.2 相关规划符合性分析

1.4.2.1 与《黑龙江省主体功能区规划》（黑政发〔2012〕29 号）符合性分析

本工程位于黑龙江省大庆市肇州县境内，根据《黑龙江省主体功能区规划》（黑政发〔2012〕29 号），大庆市肇州县的功能定位均为国家农产品主产区，属于限制开发区域。

根据《黑龙江省主体功能区规划》（黑政发〔2012〕29 号）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。

①本项目属于天然气开采项目，不属于大规模、 高强度的工业和城镇建设，因此本项目不属于限制或禁止类项目。本报告书中的第五章“环境影响预测与评价”中的第六节“生态环境影响分析”进行了生态环境影响评价，因此符合“位于限制开发区域的重点生态功能区的能源和矿产资源，在进行点状开发时，必须进行生态环境影响评估。”

②本项目施工活动控制在施工作业带内进行，施工期间严格控制施工作业面积， 占地严格按照《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14 号），管线施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式，临时占用基本农田在施工结束后及时进行复垦，并在施工过程中加强水土保持措施，有效降低生态环境影响因此符合“尽可能减少对生态空间的占用，并同步修复生态环境。”

③本项目区域不属于水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱的地区。同时，本项目为天然气开采项目，因此符合“鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩 …等矿产资源”。

本项目与黑龙江省主体功能区位置关系见图 1.4-1。



图 1.4-1　　本项目与黑龙江省主体功能区位置关系图

1.4.2.2 与《黑龙江省生态功能区划》（黑政函〔2006〕75 号）符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》（黑政函〔2006〕75 号），本项目所在区域位于I-6-1-1 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区及I-06-01-3 安达-肇东-肇州农、牧业与盐渍化控制生态功能区，该功能区的主要生态系统服务功能为盐渍化控制、生态系统产品提供。

本项目属于天然气开发项目，建成后新增总占地面积为 5.6912hm^2，其中永久占地面积为 0.3006hm^2，临时占地面积为 5.3906hm^2，占地类型为耕地（永久基本农田），占地面积不大。项目施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行补偿，且运营期作业均在井场永久占地内进行，不会造成大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，在项目实施过程中，应加强防沙治沙措施的实施，如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，本项目占用永久基本农田应按照《中华人民共和国土地管理法》（主席令〔2019〕第 32 号〔2019 年修正本〕）、《基本农田保护条例》（国务院令第 257 号）的要求逐级上报土地管理部门批准，永久占用永久基本农田应由当地人民政府按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。

采气分公司应当按照“占多少、垦多少”的原则，负责开垦与所占用的永久基本农田数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合的 要求的，应当按照省、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。采气分公司应按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用的永久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。

本项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，满足该区域生态系统服务功能需求。因此，本项目符合《黑龙江省生态功能区划》（黑政函〔2006〕75 号）的要求。

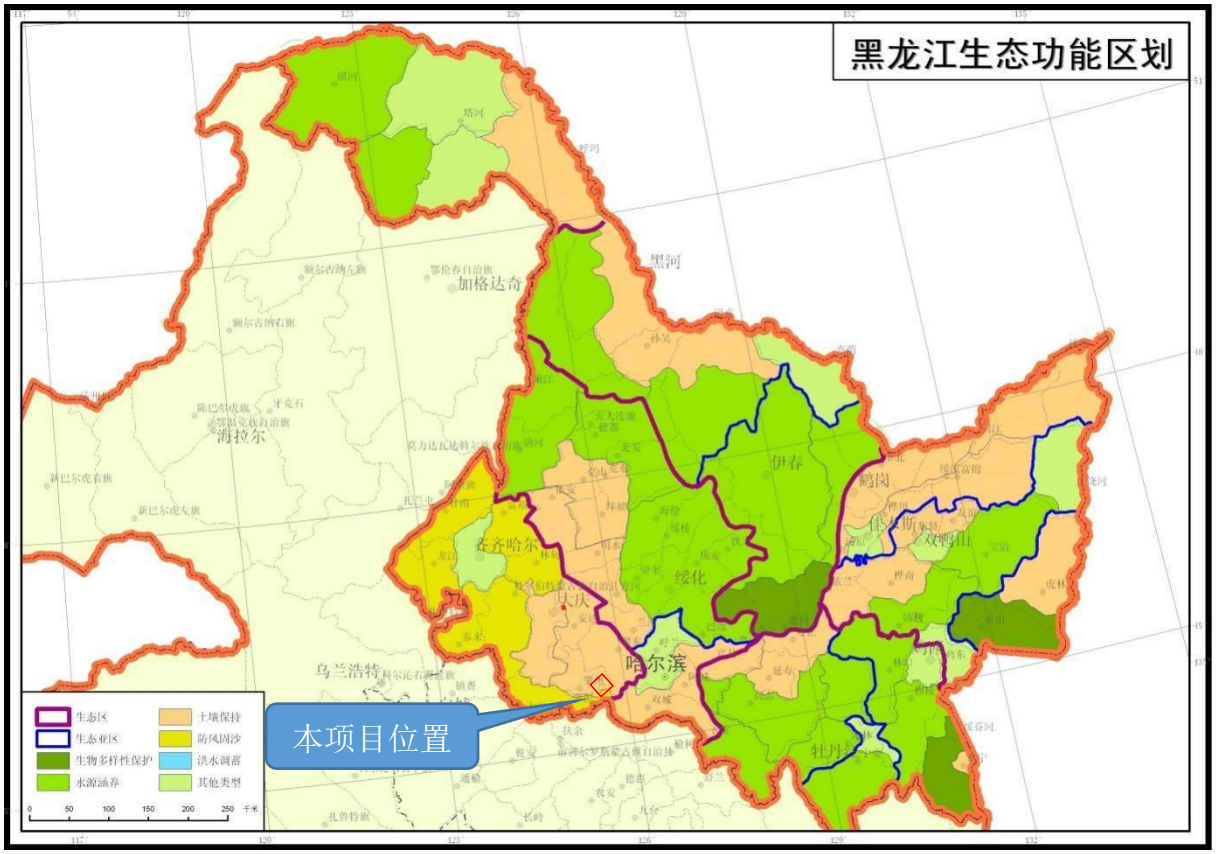


图 1.4-2　　本项目与《黑龙江省生态功能区划》位置关系图

1.4.2.3 与国土空间总体规划符合性分析

根据《自然资源部办公厅关于依据“三区三线”划定成果报批建设项目用地用海有关事宜的函》（自然资办函〔2022〕2072 号）、《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》（庆政发〔2024〕19 号）、《肇州县国土空间总体规划（2021-2035 年）》（州政发〔2024〕21 号），“三区”即城镇空间、农业空间、生态空间，“三线”分别对应划定的城镇开发边界、永久基本农田保护红线、生态保护红线三条控制线。本项目所在区域属于油气资源利用区，不涉及城镇开发边界，根据《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》（庆政发〔2024〕19 号）、《肇州县国土空间总体规划（2021-2035 年）》（州政发〔2024〕21 号），结合《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》

《大庆市生态环境准入清单》（2023 年版）、永久基本农田查询平台及黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台查询结果，本项目涉及永久基本农田，但不涉及大庆市城镇空间和生态保护红线。本项目与永久基本农田位置关系见附图 16。

（1）与《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》（庆政发〔2024〕19 号）符合性分析

根据《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》（庆政发〔2024〕19 号），大庆市构建“一核、两轴、一带、六区”市域总体空间格局，本项目位于大庆市肇州县二井镇，属于六区中嫩江沿岸粮食主产区，主要提高耕地质量，发展精品水稻。本项目占用耕地（永久基本农田），本项目为天然气开采工程，属于国家能源设施重点建设项目，据油层地质勘查结果，项目确实无法避让耕地（永久基本农田）。本项目采气井占地严格按照《石油天然气工程项目用地控制指标》（TD/T 1099-2024）进行，在井位的选址和布局上根据油田用地布局“地上服从地下原则”，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目标，尽可能减少对耕地（永久基本农田）的占用，同时严格按照相关要求控制通井路的宽度和管道施工作业宽度，施工结束后对临时占用地采取生态恢复及补偿措施，将项目对生态环境的影响降至最小。同时，采气分公司对占用的耕地按照“占多少，垦多少”的原则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，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。在采取以上措施的前提下，本项目满足《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》（庆政发〔2024〕19 号）中的要求。

（2）与《肇州县国土空间总体规划（2021-2035 年）》（州政发〔2024〕21 号）符合性分析

1.4.2.5 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》（黑政规〔2021〕18 号）符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》（黑政规〔2021〕18 号）符合性分析见表 1.4-1。

表 1.4-1　　本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管控。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	①运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘。②运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施。③土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。④控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失。⑤施工结束后，应及	符合

	尘治理。	时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。	
2	开展 VOCs（挥发性有机物）全过程综合整治。持续开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 全过程综合整治。提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，开展原油、成品油、有机化学品等涉 VOCs 物质储罐排查，按规定逐步取消炼油、石化、煤化工、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要 VOCs 废气排放系统旁路。	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	鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。	施工期选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。施工场界能够满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中要求（昼间 70d（A）、夜间 55dB（A））。运营期井场尽可能选用低噪声设备，注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，能够确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求。	符合
4	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。	本项目针对项目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、应急响应全阶段进行控制。	符合
5	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。	大庆油田有限责任公司采气分公司 作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田信息港进行信息公开。根据监测结果，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）中风险筛选值。	符合

由上表可知，本项目符合《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》（黑政规〔2021〕18 号）中相关规定。

1.4.2.6 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》（黑政办规〔2021〕48 号）符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》（黑政办规〔2021〕48 号）符合性分析见表 1.4-2。

表 1.4-2　　本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》（黑政办规〔2021〕48 号）相关要求符合性

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。	本项目为天然气开采项目，属于国家能源建设项目，项目部分建设内容位于耕地内，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地。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。本项目尽可能减少占地。本项目建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，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，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。	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及黑土耕地，不准乱挖、乱采野生植物，确保不影响周边黑土耕地。	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。	本项目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）。本项目施工前应剥离永久占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，剥离的表土暂存于施工井场的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，	符合

		剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。	
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。	对于临时占地采取分层开挖、分层堆放、分层回填方式，剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，并对剥离表土采取苫布遮盖、定期洒水抑尘措施，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，并对临时占地进行深松深耕复垦，恢复地表植被。	符合

由上表可知，本项目符合《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》（黑政办规〔2021〕48 号）中相关规定。

1.4.2.7 与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1.4-3。

表 1.4-3　　本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管控。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。城市裸露地面、粉粒类物料以及干散货物料堆场，全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造，鼓励有条件的堆场实施全封闭改造。	①运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘。②运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施。③土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。④控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失。⑤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	在制定国土空间规划及交通运输等相关规划时，合理划定防噪声距离，明确规划设计要求。因特殊需要必须连续作业的，必须按照法律规定取得证明，并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。加强对文化娱乐、商业经营中社会生活噪声热点问题日常监管和集中整治。到 2025 年，全面实现功能区声环境质量	施工期选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。施工场界能够满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中要求（昼间 70d（A）、夜间 55dB（A））。运营期井场尽可能选用低噪声设备，注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，能够确保井场及场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求。	符合

	自动监测，声环境功能区夜间达标率达到国家要求。		
3	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。落实“三线一单”生态环境分区中与耕地相关管控要求。推广保护性耕作模式。 强化黑土耕地保护的监督管理。落实属地监督管理责任，实行黑土耕地动态监管、日常巡查。 加快耕地水土流失综合治理。坚持山水林田湖草沙冰系统治理、综合治理，减轻风蚀水蚀，防治水土流失。	本项目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）。本项目施工前应剥离永久占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，剥离的表土暂存于施工井场的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于临时占地采取分层开挖、分层堆放方式，剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，并对剥离表土采取苫布遮盖、定期洒水抑尘措施，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，并对临时占地进行深松深耕复垦，恢复地表植被。	符合
4	推进地下水污染综合防治。建立地下水污染防治管理和环境监测体系，建设地下水信息平台。加强地下水污染与地表水、土壤等共生环境协同防治。全面开展地下水污染分区防治，提出地下水污染分区防治措施，实施地下水污染源分类监管。推进地下水重点污染源风险防控，开展试点示范。 配合生态环境部和省生态环境厅建立地下水环境监测网。2025 年年底前，按照国家和行业相关监测、评价技术规范，开展地下水环境监测。	本项目针对施工井场、拟建管线、井场采取了分区防渗措施，并在区域下游布置 1 口潜水跟踪监测井，定期进行跟踪监测。	符合
5	推进重点产废单位“减量化、资源化、无害化”工作。抓好油田采油环节各类固废的源头减量、分类处置工作。加快构建与产生量相匹配处理规模的水基钻井泥浆综合利用项目。进一步推	施工过程中产生的废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理；施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布集中收集暂存在井场设置的	符合

	进历史遗留固体废物的排查整治，通过拓展工业固体废物的综合利用渠道和效率，最终实现产业绿色转型。	钢制垃圾桶内，由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。项目运营期产生的井口含油砂粒属于危险废物，在井场产生后装入加盖钢制桶中，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。	

1.4.2.8 与水土保持规划符合性分析

本项目位于大庆市肇州县二井镇，根据《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）、《肇州县水土保持规划》（2020～2030 年），肇州县二井镇属于县级水土流失重点治理区。

（1）与《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）符合性分析

根据《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目位于肇州县二井镇，不属于市级水土流失重点治理区与市级水土流失重点预防区。本项目开发区域与市级水土保持重点治理区和重点预防区位置关系见附图 3，本项目的开发建设与该规划的符合性分析见表 1.4-4。

表 1.4-4　　与《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	3.3.1.4 工矿区治理中要求“治理措施以植被恢复为主，采用种草、种树绿化方法，治理油田开采和砖厂取土生产等造成的地表植被破坏”。	本项目井场予以平整、压实，以免发生水土流失。施工期尽量利用现有公路和已有便道行车，避免造成新的裸露地表；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。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。在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，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
2	3.3.3.3 次生盐渍化防治中	本项目产生的生产废水进入升一联气田污水预处理站	符合

	要求“建立完善水利排水工程，避免工业污水浸泡农田；生产建设用地破坏植被应及时采取恢复植被措施，避免造成次生盐渍化”。	处理，处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，对永久占地平整压实，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。	
3	5.2.2 综合治理措施配置中要求“城市水土保持治理措施，结合生产建设项目类型具体设置措施”。	本项目为天然气开采项目，结合本项目工程内容，根据井场、管道、道路不同的施工特点给出水土保持措施，管道表土留存可以回覆，对井场等永久占地进行补偿。	符合

本项目施工期开挖面积不大，施工期短，土石方就近占地进行临时堆放，无转运丢弃，实际新增水土流失量小。根据项目土石方平衡，项目不产生弃土。剥离表层土的临时堆放场地设置严格的水土保措施。施工结束后及时清理施工现场，对临时占地采取植被恢复、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《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）要求。

（2）与《肇州县水土保持规划》（2020～2030 年）符合性分析

根据《肇州县水土保持规划》（2020～2030 年），划定了肇州县级水土流失重点预防区和重点治理区，其中，肇州县水土流失重点预防区包括肇州镇、永乐镇、双发乡、托古乡、新福乡、乐园良种场、卫星种畜场，土地总面积1159.54km^2，水土流失面积35.50km^2；肇州县水土流失重点治理区包括丰乐镇、朝阳沟镇、兴城镇、二井镇、朝阳乡、永胜乡、榆树乡，总面积 1285.97km^2，水土流失面积 165.00km^2。本项目建设内容位于肇州县二井镇，故本项目涉及肇州县水土流失重点治理区与水土流失重点预防区。

本项目新增永久占地主要为井场、通井路永久占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，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《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）、《肇州县水土保持规划》（2020~2030 年）相关要求。

1.4.3 相关政策符合性分析

1.4.3.1 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》（环办环评函

[2019]910 号）**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）符合性分析见表 1.4-5。

表 1.4-5 与“（环办环评函[2019]910 号）”符合性分析

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徐深 9 区块，属于已开发区块的滚动开发。徐深 9 块目前共辖井 26 口，集气站 2 座，预计 2026 年底将投产气井 1 口，建成徐深 903 集气站 1 座。徐深 903 集气站投产后，徐深 9 区块共辖井 31 口，集气站 3 座，分别为徐深 9 集气站、徐深 3 集气站、徐深 903 集气站。目前站外系统采用简易井口、高压集气工艺，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、三甘醇脱水的处理工艺。 区块内建有较为完善的油、水、电、路等工程。本次环评在 3.1 章节中详述了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。	符合
2	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目施工期及运营期产生的废水均不外排。	符合
3	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。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指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）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。	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至采油九厂塔三压裂返排液处理站，处理后的废水达到《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）限值“石油类≤20mg/L，悬浮物≤20mg/L”后回注油层。试压废水拉运至升一联气田污水预处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639- 2015）限值“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质	符合

		指标技术要求及分析方法》 (SY/T5329-2022)中标准限值，回注地 下；气田采出水暂存在污水罐内，经污水管线输送至升一联气田污水预处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规 定》（Q/SYDQ0639-2015） 限值“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm” ，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方 法 》 (SY/T5329-2022) 中 标 准 限值，回注地下油层。	
4	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	本项目采用密闭集输工艺，大大降低了天然气的挥发量。 根据徐深9集气站厂界外非甲烷总烃无组织排放浓度监测结果可知，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关标准要求，可以有效控制挥发性有机物无组织排放。 根据对徐深9集气站加热炉烟气的监测数据，各场站加热装置燃烧烟气可实现达标排放。	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	施工期废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液也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；运营期井口含油砂粒暂存于采气分公司危险废物贮存库暂存，委托相关资质单位处理。	符合
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。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。	施工期井场、管线均在临时用地内进行施工，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式。环评中已提出耕地的保护措施，本项目钻井及压裂用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备。	符合
7	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	大庆油田有限责任公司采气分公司于2024年10月23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230604-2024-47-L），大庆油田有限责任公司采气分公司本项目建成后应将已备案的应急预案根据本次工程内容进行修订，包括相关工作人员的培训和演练等。	符合

由上表可知，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）中要求。

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

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）符合性分析见表 1.4-6。

表 1.4-6　　本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	本工程符合性	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%。	本项目施工期及运营期生产废水均经污水处理站处理达标后回注油层，回用率 90%以上，工业固废（施工期废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布、施工废料、废旧管线及运营期井口含油砂粒）均得到妥善处置，处置率达到100%。	符合
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。	本项目为现有区块的改扩建项目，油气处置和废物收集处置均依托现有集中处置站场。	符合
3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	大庆油田有限责任公司采气分公司井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后 100%回收。	符合
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	压裂返排液由罐车拉运至采油九厂塔三压裂返排液处理站，处理后的废水达到《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）限值“石油类≤20mg/L，悬浮物≤20mg/L”后回注油层，压裂作业过程中采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	本项目运营期气田采出水暂存在各集气站污水罐内，经污水管线输送至升一联气田污水预处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下油	符合

		层。	
6	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%	符合。本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为 0.05‰，不高于 0.5%。	符合
7	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。	符合。在本项目区域下游共布设 1 口潜水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。	
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。	符合。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至采油九厂塔三压裂返排液处理站；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处理。施工期生活污水排放到防渗旱厕，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。 运营期徐深 9 集气站分离的采出水进入污水储罐中临时储存，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一外输至升一联气田污水预处理站处理；以上废水最终出水水质均满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下油层。	符合

1.4.3.3 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》（黑人常〔2024〕17 号）符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》（黑人常〔2024〕17 号）符合性分析见表 1.4-7。

表 1.4-7　本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》（黑人常〔2024〕17 号）相关要求符合性一览表

序号	文件要求	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	本项目建设无法避免占用耕地，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。对永久占用 0.3006hm^2 耕地（永久基本农田），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	符合

	控制耕地转为非耕地，禁止违法占用耕地。	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施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。	
2	禁止向黑土地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等；禁止将有毒有害废物用作肥料或者用于造田和土地复垦。	本项目施工期钻井废水、废钻井液、钻井岩屑排入井场钢制泥浆槽中，由泥浆罐车及时拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理；压裂返排液地面三相分离器气液分离，导入现场储液罐，再通过封闭罐车拉运到采油九厂塔三压裂返排液处理站处理；试气产液经计量池计量后贮存于储液罐内，最终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。施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面工程生活污水排入附近场站已建防渗旱厕，均定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。 运营期产生的气田采出水暂存于徐深 9 集气站污水储罐，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一外输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。 运营期井口除砂器产生少量井口含油砂粒属于危险废物在井场产生后装入加盖钢制桶中，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。	符合
3	因突发事件造成黑土地污染或者破坏的，当事人应当立即采取补救措施，并向当地县级人民政府生态环境或者自然资源、农业农村、林业和草原主管部门报告。	为避免事故状态下对周边黑土耕地的影响，大庆油田有限责任公司采气分公司已针对项目运行过程中可能产生的突发环境污染事件制定了《环境突发事件专项应急预案》，预案内容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，应急预案于 2024 年 10 月 23 日在大庆市让胡路生态环境局进行了备案，备案编号为 230604-2024-47-L，具体见附件 5。	符合
4	黑土地上禁止下列行为：（一）建窑、建坟；（二）擅自建房、挖砂、采石、采矿等；（三）向黑土地倾倒垃圾；（四）法律、法规规定的其他禁止行为。	本项目为天然气开采项目，本项目在采矿许可证允许范围内进行采矿活动。项目施工及运营产生的固体废物在固定地点集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，并及时清运，做到工完、料净、场地清。	符合

5	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。	本项目已尽量减少了占地，本项目建设无法避免占用耕地，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。对永久占用 0.3006hm^2 耕地（永久基本农田），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施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于 5.3906hm^2 临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地。	符合
6	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。	对永久占用 0.3006hm^2 耕地（永久基本农田），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施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于 5.3906hm^2 临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地。	符合

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省黑土地保护利用条例》（黑人常〔2024〕17号）中要求。

1.4.3.4 与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025 年）》（黑政办规〔2021〕40 号）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）》（黑政办规〔2021〕40 号）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。

本项目施工前临时占地采取剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于井场或管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按当地相关规定缴纳土地补偿费，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的耕地及草地。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及黑土耕地，不准乱挖、乱采野生植物，确保不影响周边黑土耕地。

在政府引导下，建设单位积极参与，并共布设 2 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测。

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）》（黑政办规〔2021〕40 号）中要求。

1.4.3.5 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

本项目与《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）符合性分析见表 1.4-8。

表 1.4-8　　本项目与“自然资规〔2021〕2 号”相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	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。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。	对永久占用 0.3006hm^2 耕地（永久基本农田），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施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于 5.3906hm^2 临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量	符合

		面积的耕地。	
2	制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。	本项目不涉及建设制梁场、拌合站、弃渣场等，项目固井采用外购的商品混凝土。本项目施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地。	符合
2	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。	本项目为天然气开采，为能源基础设施建设项目，本项目计划施工期不超过 1 年。	符合
3	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本项目施工结束后拆除临时用地内临时建（构）筑物，并等质等量恢复临时占地内的耕地。	符合

根据以上分析，本项目符合《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）中要求。

1.4.3.6 与《永久基本农田保护红线管理办法》（2025 年 10 月 1 日）符合性分析

本项目与《永久基本农田保护红线管理办法》（2025 年 10 月 1 日）相关要求符合性分析详见表 1.4-9。

表 1.4-9　　本项目与《永久基本农田保护红线管理办法》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	第四条永久基本农田划定落实到具体地块，并向社会公告。永久基本农田划定后，任何单位和个人不得擅自调整、占用或者改变用途。	本项目气田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，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。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。本项目井场及道路工	符合

		程永久占用永久基本农田面积共0.3006hm^2，应按照《中华人民共和国土地管理法》（主席令〔2019〕第32号〔2019年修正本〕）中“占一补一”原则进行占补平衡，由建设单位负责开垦补充数量和质量相当的永久基本农田；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施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用。	
2	第二十条有下列情形之一，确实难以避让永久基本农田保护红线的，应当坚持节约集约原则，依法由国务院批准，办理农用地转用审批手续：（一）党中央、国务院明确支持的重大建设项目，中央军委及其有关部门批准的军事国防类项目，经国务院批准确需就地建设的遗址保护项目； （二）按程序纳入国务院投资主管部门重大项目清单的用地项目，纳入国务院审批国土空间规划的机场、铁路、公路、水运、能源、水利等基础设施项目； （三）法律、行政法规以及国务院自然资源主管部门规定的其他情形。	本工程位于黑龙江省大庆市肇州县境内，共涉及永久占用基本农田为0.3006hm^2，临时占用基本农田为5.3906hm^2，基本农田征地工作相关流程如下： ①建设单位组织临时用地申请材料。采气分公司依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，准备临时用地申请、平面布置图、占地现状图、临时使用土地合同、土地复垦方案等相关材料。 ②肇州县自然资源部门初审。肇州县自然资源部门组织对建设单位提交的临时用地申请资料进行初审，开展实地探勘核验，审查同意的出具审查意见。 ③大庆市自然资源局审批。大庆市自然资源局组织审查肇州县自然资源部门提交的临时用地申请是否已完成初审、是否符合相关要求，对满足要求的用地申请组织审批，下发临时用地批复文件。具体见8.3小节。	符合

1.4.3.7 与《基本农田保护条例》（国务院令第257号）符合性判定

根据《基本农田保护条例》（国务院令第257号），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永久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。

本项目按照“先临时、后永久”的政策，临时用地结束后，办理永久用地审批。大庆油田有限责任公司采气分公司 监督管理中心土地管理室由专业测绘队伍，组卷勘测定界成果，每年上报油田公司生态资源管理部，全油田全年组卷一次，经肇州县自然资源局、

肇州县政府，大庆市自然资源局、大庆市政府，黑龙江省自然资源厅、黑龙江省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。

气田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，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。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。本项目井场及道路工程永久占用永久基本农田面积共 0.3006hm^2，应按照《中华人民共和国土地管理法》（主席令〔2019〕第 32 号〔2019 年修正本〕）中“占一补一”原则进行占补平衡，由建设单位负责开垦补充数量和质量相当的永久基本农田；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施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。

本项目对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，项目开工前，应剥离临时占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，暂存于井场或管线两侧临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，待施工结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。因此本项目符合《基本农田保护条例》（国务院令第 257 号）中要求。

1.4.3.8 与《黑龙江省耕地保护条例》（黑人常〔2021〕43 号）符合性判定

本项目与《黑龙江省耕地保护条例》（黑人常〔2021〕43 号）符合性分析见表 1.4-10。

表 1.4-10　本项目与《黑龙江省耕地保护条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	第二十一条：非农业建设可以利用非耕地的，不得占用耕地。经依法批准占用耕地的，用地单位应当负责开垦与所占用耕地数量、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，应当向县以上自然资源行政主管部门缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地；耕地后备资源不足的，依法实行易地占补。	根据地面工程方案情况，本项目施工无法避免占用耕地，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。对于永久占耕地剥离表土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。	符合
2	第三十六条：因事故或者其他突发事件，造成耕地环境污染的，当事人应当立即采取补救措施，并向当地县级	本项目发现原油及含油污水泄漏渗入土壤时，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	符合

	农业农村或者生态环境行政主管部门报告。相关行政主管部门接到报告后，应当及时启动应急预案，并按照规定处理。	急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。	
3	第四十五条：耕地的耕作层土壤剥离按照国家和省有关规定执行。	本项目根据《黑龙江省人民政府办公厅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）》（黑政办规〔2021〕18 号）要求实施表土剥离制度，本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，集中暂存于剥离表土临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施。针对永久占地将剥离的表土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，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时平整恢复。	符合
4	第四十六条：经批准占用耕地的非农业建设项目施工时，施工单位应当减少地表扰动范围，避免损坏周边耕地的耕作层。无法避免的，由建设单位及时进行整理、修复或者依法补偿。	本项目在施工过程中严格控制施工作业面积，减少占地。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，确保尽量少占优质黑土地。针对永久占地及临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，集中暂存于剥离表土临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施。针对永久占地将剥离的表土按照 “占一补一，质量相等”的要求进行补偿并易地补充耕地，永久占耕地剥离表土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。针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，及时平整恢复。	符合

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省耕地保护条例》（黑人常〔2021〕43 号）中要求。

1.4.3.9 与《关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知》（国土资发〔2014〕18 号）

符合性判定

本项目与《关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知》（国土资发〔2014〕18号）符合性分析见表1.4-11。

表1.4-11　与“国土资发〔2014〕18号”相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	进一步严格建设占用耕地审批。强化建设项目预审，严格项目选址把关。凡不符合土地利用总体规划、耕地占补平衡要求、征地补偿安置政策、用地标准、产业和供地政策的项目，不得通过用地预审。对线性工程占用耕地100公顷以上、块状工程70公顷以上的，省级国土资源部门必须组织实地踏勘论证，组织抽查核实；确需占用的，按照确保粮食生产能力不下降的要求，提出补充耕地安排，补充数量质量相当的耕地，并作为通过预审的必备条件。	针对临时占地及永久占地应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度0.3m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，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，临时占地恢复面积5.3906hm^2；永久占用耕地剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求用于易地补充耕地的表土，开垦新的耕地，对永久占地按照规定进行经济补偿，补偿面积0.3006hm^2。	符合
2	强化耕地数量和质量占补平衡。各地要严格执行以补定占、先补后占规定，引导建设不占或少占耕地。		
3	严格划定和永久保护基本农田。基本农田一经划定，实行严格管理、永久保护，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途；建立和完善基本农田保护负面清单，符合法定条件和供地政策，确需占用和改变基本农田的，必须报国务院批准，并优先将同等面积的优质耕地补划为基本农田。		

根据以上分析，本项目符合《关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知》（国土资发〔2014〕18号）中要求。

1.4.3.10 与《黑龙江省水污染防治条例》（黑人常〔2023〕13号）符合性分析

本项目与《黑龙江省水污染防治条例》（黑人常〔2023〕13号）符合性分析见表1.4-12。

表1.4-12　　本项目与《黑龙江省水污染防治条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	新建、改建、扩建直接或者间接向水体排放污染物的建设项目和其他水上设施，应当依法进行环境影响评价，并符合国家、省、市（地）有关生态保护红	本项目生产废水均处理达标后回注油层，废水均不外排，同时根据三线一单分析，本项目符合生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单的要	符合

	线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单的要求。	求。	
2	依照法律规定实行排污许可管理的企业事业单位和其他生产经营者，应当依照《排污许可管理条例》规定申请取得排污许可证，按照排污许可证要求排放污染物；未取得排污许可证的，不得排放污染物。	大庆油田有限责任公司采气分公司已办理固定污染源排污许可证登记，登记编号：91230607716675409L007W。有效日期为2024年10月24日至 2029 年10月23日，申报的排污许可内容主要包括各场站内加热炉、锅炉等。本项目依托的徐深9集气站均已经纳入排污许可管理。	符合
3	排放工业废水的企业应当采取有效措施，收集和处理产生的全部废水，防止污染环境。含有毒有害水污染物的工业废水应当分类收集和处理，不得稀释排放。	本项目生产废水均处理达标后回注油层，废水均不外排。	符合
4	禁止在饮用水水源一级保护区内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的建设项目；已建成的与供水设施和保护水源无关的建设项目，依照法律规定处理。	本项目的建设均不在饮用水水源一级保护区、二级保护区。	符合
5	禁止在饮用水水源二级保护区内新建、改建、扩建排放污染物的建设项目；已建成的排放污染物的建设项目，依照法律规定处理。	大庆油田有限责任公司采气分公司 现有《环境突发事件专项应急预案》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。并于2024年10月23日在大庆市让胡路生态环境局进行了备案，备案编号为230604-2024-47-L。	符合
6	可能发生水污染事故的企业事业单位，应当制定有关水污染事故的应急方案，做好应急物资储备等应急准备，并定期进行演练。		

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省水污染防治条例》（黑人常〔2023〕13号）中要求。

1.4.3.11 与《地下水管理条例》（国令第748号）符合性分析

本项目与《地下水管理条例》（国令第748号）符合性分析见表1.4-13。

表1.4-13　　本项目与“国令第748号”相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	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；	本项目已针对项目特点提出针对性地下水污染防治措施，主要包括采取分区防渗措施，根据可能对地下水造成污染的污染源分布制定	符合
2	化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、		

	尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测；	重点防渗区、一般防渗区；根据区域潜水流向，本项目在区域下游设1个潜水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测。	

根据以上分析，本项目符合《地下水管理条例》（国令第748号）中要求。

1.4.3.12与《黑龙江省人民政府办公厅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）》（黑政办规〔2021〕18号）符合性分析

本项目与《黑龙江省人民政府办公厅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）》（黑政办规〔2021〕18号）符合性分析见表1.4-14。

表1.4-14　　本项目与“黑政办规〔2021〕18号”相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	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。	本项目建设占用耕地及草地。项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度0.3m，采用分层开挖，分层堆放，集中暂存于施工井场或管线两侧临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，土壤剥离完成后，由当地自然资源主管部门会同农业农村主管部门组织验收，验收合格的方能实施项目建设。针对临时占地在将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

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省人民政府办公厅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）》（黑政办规〔2021〕18号）中要求。

1.4.3.13与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）符合性分析

本项目与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）符合性分析见表1.4-15。

表1.4-15　　项目与《钻前工程及井场布置技术要求》符合性分析

序号	《SY/T5466-2013 钻前工程及井场布置技术要求》	拟建项目情况	符合性
1	根据自然环境、钻机类型及钻井工艺要求确定钻井设备安放位置。	本项目位于大庆市，钻机型号为ZJ-70DB/4500型钻机，占地类型主要为耕地，钻井设备施工期摆放至远离村屯的位置。	符合

2	井场应避开滑坡、泥石流等不良地质地段，在河滩、河滩地区应避开汛、潮期进行钻前施工。	本项目位于松嫩平原中部，非滑坡、泥石流等不良地质地段。	符合
3	充分利用地形、节约用地，方便施工。	本工程在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小的方案。	符合
4	满足防洪、放喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求。	项目钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生，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，井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志。	符合
5	有利废弃物回收处理、声光屏蔽等，防治环境污染。	本项目施工期钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理；压裂返排液由罐车拉运至采油九厂塔三压裂返排液处理站，处理后的废水达到《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）限值“石油类≤20mg/L，悬浮物≤20mg/L”后回注油层。管线试压废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理，施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面工程生活污水排入附近场站已建防渗旱厕，均定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。施工过程中产生的噪声主要为重型车辆沿途产生的噪声及钻机振动产生的噪声污染。合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工；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；选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声；运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。	符合

1.4.3.14 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性判定

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ／T 0317-2018）符合性分析见表 1.4-16。

表 1.4-16　　与“DZ／T 0317-2018”相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到100%	本项目施工期及运营期废水、固体废物均无害化处置，处置率 100%，运营期天然气集输全部采用密闭集油工艺流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体、温室气体的无组织挥发。依托场站内加热炉采用清洁能源天然气作为	符合

		燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放。	
2	油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式。	本项目气田采出水暂存于集气站污水储罐临时储存，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一外输至升一联气田污水预处理站处理后的水质执行《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 、粒径中值≤2μm” ，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下。	符合

根据以上分析，本项目符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）中要求。

1.4.3.15 与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）符合性判定

本项目与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）符合性分析见表 1.4-17。

表 1.4-17　与“国发〔2023〕24 号”相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大精神，深入贯彻习近平生态文明思想，落实全国生态环境保护大会部署，坚持稳中求进工作总基调，协同推进降碳、减污、扩绿、增长，以改善空气质量为核心，以减少重污染天气和解决人民群众身边的突出大气环境问题为重点，以降低细颗粒物（$PM_{2.5}$）浓度为主线，大力推动氮氧化物和挥发性有机物（VOCs）减排；开展区域协同治理，突出精准、科学、依法治污，完善大气环境管理体系，提升污染防治能力；远近结合研究谋划大气污染防治路径，扎实推进产业、能源、交通绿色低碳转型，强化面源污染治理，加强源头防控，加快形成绿色低碳生产生活方式，实现环境效益、经济效益和社会效益多赢	本项目施工过程中产生的施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；柴油机采用节能环保型柴油动力设备，钻井发电机和钻井柴油机采用符合《车用柴油》（GB 19147-2016）的柴油，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。本项目运营期油气集输全部采用密闭集油工艺流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体、温室气体的无组织挥发。依托场站内加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放。	符合

根据以上分析，本项目符合《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）中要求。

1.4.3.16 与《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（主席令[2010]第 30 号）符合性分析

本项目与《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（主席令[2010]第 30 号）符合性分析见表 1.4-18。

表 1.4-18　本项目与“主席令[2010]第 30 号”符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	管道企业应当建立、健全管道巡护制度，配备专门人员对管道线路进行日常巡护。管道巡护人员发现危害管道安全的情形或者隐患，应当按照规定及时处理和报告。	本项目管道由小队人员每日巡检，发现问题按程序上报处理。集输管道采用防腐无缝钢管，泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期对集输管线防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新，防止泄漏事故的发生。	符合
2	管道企业应当定期对管道进行检测、维修，确保其处于良好状态；对管道安全风险较大的区段和场所应当进行重点监测，采取有效措施防止管道事故的发生。		
3	管道企业应当制定本企业管道事故应急预案，并报管道所在地县级人民政府主管管道保护工作的部门备案；配备抢险救援人员和设备，并定期进行管道事故应急救援演练。	采气分公司已制定油气集输管道突发环境事件专项应急预案，对油气集输管道可能发生的泄漏、火灾等各类事故制定了应急处置措施，并定期演练。应急预案已于 2024 年 12 月 19 日在大庆市让胡路生态环境局进行了备案，备案编号为 230604-2024-47-L。	符合

1.4.3.17 与《土壤污染源头防控行动计划》（环土壤〔2024〕80 号）符合性分析

本项目与《土壤污染源头防控行动计划》（环土壤〔2024〕80 号）符合性分析见表 1.4-19。

表 1.4-19　本项目与《土壤污染源头防控行动计划》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	落实生态环境分区管控。加强农用地分类管理，衔接国土空间规划，根据土壤污染程度和相关标准，动态调整优先保护类、安全利用类和严格管控类农用地的数量和边界，细化并落实分类管理措施。城镇开发边界外不得规划建设各类开发区，区内各类开发 建设活动应严格落实生态环境准入清单。严格重点建设用地安全利用。完善地下水环境风险管	本项目符合生态环境分区管控准入要求，已针对项目特点提出针对性地下水污染防治措施，主要包括采取分区防渗措施，根据可能对地下水造成污染的污染源分布制定重点防渗区、简单防渗区；根据区域潜水流向，在区域下游设 1 个潜水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测。	符合

	控划定技术要求，划定地下水污染防治重点区，精准编制差异化准入清单，提出土壤和地下水污染风险管控要求。		
2	加强未污染土壤保护。强化优先保护类耕地管理，加强土壤生态环境质量监测和保护。鼓励黑龙江等省份探索开展黑土地土壤生态环境保护监督管理。加强盐碱地生态环境保护。新建涉重金属排放企业，要在相关建设项目中加强重金属排放对周边耕地土壤的累积性风险分析，存在风险的，要采取防控措施。	在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，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
3	推进固体废物源头减量和综合利用。加强一般工业固体废物规范化环境管理，开展历史遗留固体废物堆存场摸底排查和分级分类整改，全面完善防渗漏、防流失、防扬散等措施。严密防控危险废物环境风险，深化危险废物规范化环境管理评估，推进全过程信息化环境管理，严格管控最终填埋处置。严厉打击非法排放、倾倒、转移、处置固体废物，尤其是危险废物环境违法犯罪行为。	本项目施工期废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理后，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）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层；施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布集中收集暂存在井场设置的钢制垃圾桶内，由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至肇州县和平垃圾处理有限公司垃圾处理厂进行处理；运营期产生的井口含油砂粒，在井场产生后装入加盖钢制桶中，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。 综上，固体废物处置率 100%。	符合

根据以上分析，本项目满足《土壤污染源头防控行动计划》（环土壤〔2024〕80 号）中要求。

1.4.3.18 与《固体废物综合治理行动计划》的通知（国发〔2025〕14 号）的符合性分析

本项目与《固体废物综合治理行动计划》的通知（国发〔2025〕14 号）符合性分析

见表 1.4-20。

表 1.4-20　本项目与“固体废物综合治理行动计划”符合性分析

相关要求	本项目	符合性
加强工业固体废物源头减量。严格落实产业、环保、节能等政策，依法依规淘汰落后产能。强化工业园区固体废物源头管控。大力推行绿色设计，支持企业改进生产工艺和装备，强化工业生产精细化管控，降低固体废物产生强度。推动重有色金属矿采选 一体化建设，促进尾矿就近充填回填，原则上不再批准建设无自建矿山、无配套尾矿利用处置设施的选矿项目。推动重点行业固体废物产生量与综合消纳量逐步实现动态平衡。	本项目施工过程中产生的固体废物主要为废弃钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、非含油废防渗布、管道施工废料、定向钻废弃泥浆、施工人员生活垃圾。废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、定向钻废弃泥浆排入井场钢制泥浆槽中，通过密闭罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料、非含油废防渗布暂存于一般工业固体废物暂存间，最大限度回收利用后，剩余拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集送周围垃圾点，由市政环卫部门统一清理。	符合
提升全过程无害化水平。加强大宗工业固体废物无害化预处理，降低贮存填埋量和环境污染风险。		符合

根据以上分析，本项目符合《固体废物综合治理行动计划》的通知（国发〔2025〕14 号）中要求。

1.4.3.19 与《甲烷排放控制行动方案》的通知（环气候〔2023〕67 号）的符合性分析

本项目与《甲烷排放控制行动方案》的通知（环气候〔2023〕67 号）符合性分析见表 1.4-21。

表 1.4-21　本项目与“甲烷排放控制行动方案”符合性分析

相关要求	本项目	符合性
强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励引导煤炭企业加大煤矿瓦斯抽采利用。到 2025 年，煤矿瓦斯年利用量达到 60 亿立方米；到 2030 年，油田伴生气集气率达到国际先进水平。	项目天然气开采项目，施工期，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。运营期，企业对多余伴生气均采用热放空方式进行放空，以减少甲烷直接排放量。	符合
推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确	项目施工期，井场设置火炬是适配采气工艺特点、兼顾安全防控、工艺适配、环保合规、运营保障的核心设施，解决了采气	符合

保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放。	井场野外作业中 “可燃气体无法收集、超压无法泄压、泄漏无法处置” 的核心问题运营期火炬系统为现有工程，且放空量较少，对环境影响不大。	

1.4.4 “三线一单”符合性分析

1.4.4.1 生态保护红线

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》，本项目位于黑龙江省大庆市，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。根据《大庆市市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，以及黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台、黑龙江省生态保护红线分布图、永久基本农田查询平台，本项目不在生态保护红线内，且本项目占地内不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、饮用水水源保护区、重要湿地等区域，本项目与生态保护红线的位置关系见附图 5。根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》及《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中划分的环境管控单元内容，本项目位于一般管控单元，本项目与环境管控单元位置关系见附图 4，本项目与分区管控要求符合性分析见表 1.4-22。

表 1.4-22　　本项目与分区管控要求符合性分析

环境管控单元	分区管控要求	拟建项目情况	符合性
一般管控单元	以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。	本项目施工期及运营期产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排；本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制，及施工单位制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。在采取一系列生态保护措施下，项目建设不会使区域生态功能受损；项目施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行补偿，且运营期作业均在井场永久占地内进行，不会造成	符合

		大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，在项目实施过程中，应加强防沙治沙措施的实施，如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，本项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，满足该区域生态系统服务功能需求。 由以上分析，本项目满足一般管控单元分区管控要求。	

根据以上分析，本项目满足一般管控单元分区管控要求。

1.4.4.2 环境质量底线

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，依据评价所需环境空气质量现状、气象资料等数据的可获得性、数据质量、代表性等因素，选择近 3 年中数据相对完整的 1 个日历年作为评价基准年，根据大庆市生态环境局 2024 年 6 月 5 日公布的《2023 年大庆市生态环境状况公报》，项目区域大气环境质量除 $PM_{2.5}$ 均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二级标准要求。根据补充现状监测结果：非甲烷总烃可以达到《大气污染物综合排放标准详解》中限值要求，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中的二级标准；本项目不排放废水，不会对周边地表水新民排水干渠产生影响；本项目在采取措施后不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量除锰外可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，特征因子石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求；本项目永久占地内、现有井场及场站土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，评价范围内居住区土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值标准，评价范围内农用地土壤满足《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。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

1.4.4.3 资源利用上线

本项目为天然气开采项目，项目永久占地 0.3006hm^2，临时占地面积 5.3906hm^2，占地类型为耕地（永久基本农田），占地面积较少，针对永久占地按“占一补一”原则进行补偿，临时占地均为施工结束后进行生态恢复，土地资源消耗符合大庆市土地资源利用上线要求；本项目施工期新鲜水消耗量为 4698.26m^3，消耗的水主要用于生活及生产需要，用量不大；运营期不新增新鲜水消耗，区域的水资源消耗不大；井场、场站设备能源主要依托油田的电网供电，新增耗电 46.9×104kW•h/a；生产用气主要为油田采出气，新增

耗气量 0.54 万 m^3/a。根据《大庆市区域空间生态环境评价报告》，2020 年、2025 年和 2035 年黑龙江省土地利用目标分别为 10.9366%、11.0778%、11.3242%；大庆市 2020 年、2030年用水总量控制指标为33.54亿立方米、35.03亿立方米，2025年煤炭消费上线1236.21万吨标准煤、1338.64 万吨标准煤；本项目资源消耗较少，均能满足大庆市资源利用上线及分区管控要求。因此本项目符合资源利用上限要求。

1.4.4.4 生态环境准入清单

本项目与《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中环境管控单元进行对照，本项目位于一般管控单元，根据黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台生成的生态环境分区管控分析报告，本项目位于肇州县永久基本农田、肇州县其他区域，本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析见表 1.4-23。

表 1.4-23　本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析

大庆市总体准入要求			
适用范围	管控维度	管控要求	本项目符合性分析
大庆市	空间布局约束	1.禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建有色金属冶炼、焦化等行业企业。 2.坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展，严禁违规“两高”项目建设、运行。严把“两高”项目审批关和监督关，坚决遏制“两高”项目盲目发展。严格落实污染物排放区域消减要求。以钢铁、煤炭、水泥等行业为重点，依据能耗、环保、质量、安全、技术等五个标准依法依规推动落后产能退出。 3.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业，现有相关行业企业要采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐，对超标、超总量排放情形严重的，依法责令其停业、关闭。 4.从严控制高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，以及涉危、涉重和其他重大环境风险项目。 5.对严格管控类划定为特定农产品禁止生产区域的地块，禁止生产特定农产品。从严管控农药、化学等行业的重度污染地块规划用途，确需开发利用的，鼓励用于拓展生态空间。严格名录内地块的准入管理。未依法完成土壤污染状况调查和风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。 6.禁燃区内禁止新建、改建、扩建燃用高污染燃料的锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施（城市集中供热应急调峰锅炉除外）；禁止销售和燃用高污染燃料。 7.加大淘汰改造燃煤锅炉力度。一是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。二是积极推进地级及以上城市建成区 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉淘汰，到	符合。 1.本项目属于天然气开采行业，不属于有色金属冶炼、焦化等行业企业。 2.本项目不属于钢铁、煤炭、水泥等高耗能高排放项目。 3.本项目不属于有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业。 4.本项目不属于高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，不属于涉危、涉重和其他重大环境风险项目。 5.本项目不涉及种植食用农产品。 6.根据《大庆市人民政府关于调整高污染燃料禁燃区的通告》（庆政规〔2019〕3 号），本项目所在区域不属

		2025 年基本完成淘汰。三是推进建成区 65 蒸吨及以上供热燃煤锅炉，以及年燃煤量在 5 万吨以上的燃煤大户实施超低排放改造。四是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。 8.大力发展新能源和清洁能源，逐步实现非化石能源成为能源消费增量主体并实施存量替代。严控煤炭消费增长，推进煤炭清洁高效利用。 9.严控煤电项目审批，不再核准自备燃煤电厂项目。（关于印发《大庆市深入打好污染防治攻坚战任务清单台账》的通知） 10.严格控制生产和使用高挥发性有机物含量溶剂型涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂，提高水性、高固体分、无溶剂、粉末等低挥发性有机物含量产品比重。（关于印发《大庆市深入打好污染防治攻坚战任务清单台账》的通知）	于禁燃区，同时本项目不新增锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施，不燃用高污染燃料。 7. 本项目依托场站加热炉以天然气为燃料，不涉及燃煤锅炉使用。 8、本项目依托场站的加热炉以天然气为燃料，为清洁能源。 9、本项目不属于煤电项目。 10、本项目不使用高挥发性有机物含量溶剂型涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂。 本项目符合大庆市空间布局约束要求。
	污染物排放管控	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，全市地表水体消除劣 V 类，县级城市建成区基本消除黑臭水体。	符合。 1.本项目不属于大庆市大气污染物氮氧化物和 VOCs 重点工程。 2、本项目运营期不新增化学需氧量和氨氮的排放，且运营期废水均不外排，不会对周边地表水体产生影响。
	资源利用效率要求	1.全市 2025 年用水总量不得超过 34.38 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.全市 2025 和 2035 年耕地保有量不低于规划指标。 3.全市 2025 年和 2035 年煤炭消费上线不高于省政府确定的指标。	符合。 1. 本项目施工期新鲜水消耗量为 ***m^3，消耗的水主要用于生活及生产需要，用量不大；运营期不新增新鲜水消耗。 2. 本项目为陆地石油开采项目，项目永久占地 0.3006hm^2，临时占地面积 5.3906hm^2，占地类型为耕地（永久基本农

			田），针对永久占地按当地相关规定进行补偿，永久占用的耕地进行易地补充，临时占地均为施工结束后进行生态恢复。 3、井场、场站设备能源主要依托油田的电网供电，生产用气主要为气田采出气，新增耗气量0.54万m^3/a，能源消耗符合大庆市能源利用上线及分区管控要求。
	高污染燃料禁燃区资源利用效率要求	1.禁燃区内禁止新建、改建、扩建燃用高污染燃料的锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施（城市集中供热应急调峰锅炉除外）；禁止销售和燃用高污染燃料。 2.禁燃区内对20蒸吨/小时以下锅炉及民用燃煤设备燃煤质量严格控制，稳步推进清洁能源替代改造。 3.禁燃区内已建成使用高污染燃料设施在限期拆除或完成改造前，应采取燃用优质煤炭、改善燃烧工况、提高烟气治理设施效率等措施，使其排放的大气污染物达到国家相关标准要求。	符合。 根据《大庆市人民政府关于调整高污染燃料禁燃区的通告》（庆政规〔2019〕3号），本项目所在区域不属于禁燃区，且本项目依托场站的加热炉以天然气为燃料，为清洁能源。

大庆市肇州县生态环境准入清单					
环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控单元类别	管控要求		本项目符合性分析
ZH23062130001	肇州县永久基本农田	一般管控单元	资源利用效率要求	1.严格永久基本农田占用和补划，永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。 2.在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。 3.严禁占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼；严禁占用永久基本农田种植苗木、草皮等用于绿化装饰以及其他破坏耕作层的植物；严禁占用永久基本农田挖湖造景、建设绿化带；严禁新增占用永久基本农田建设畜禽养殖设施、水产养殖设施和破坏耕作层的种植业设施。 4.禁止任何单位和个人破坏永久基本农田耕作层。 5.禁止以设施农用地为名违规占用永久基本	符合要求。 本工程具有地下能源分布决定地上选址的特点，工程选址确定无法避开永久基本农田，根据《基本农田保护条例》（国务院令第257号），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收土地的，应报请相关主

				农田建设休闲旅游、仓储厂房等设施。 6.禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等。 7.国家能源、交通、水利、军事设施等重点项目确实难以避让永久基本农田的，涉及农用地转用或者土地征收的，必须经过国务院批准。 8.一般建设项目不得占用永久基本农田；重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，要按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求，在储备区内选择数量相等、质量相当的地块进行补划。 9.非农业建设依法占用永久基本农田的，建设单位应当将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦的耕地、劣质地或其他耕地的土壤改良。	管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久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。 本项目对永久占地按照“占一补一”原则进行占补平衡，耕地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。
ZH23062130002	其他区域	一般管控单元	空间布局约束	一、空间布局约束 1.严格永久基本农田占用和补划，永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。 2.在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。 3.严禁占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼；严禁占用永久基本农田种植苗木、草皮等用于绿化装饰以及其他破坏耕作层的植物；严禁占用永久基本农田挖湖造景、建设绿化带；严禁新增占用永久基本农田建设畜禽养殖设施、水产养殖设施和破坏耕作层的种植业设施。 4.禁止任何单位和个人破坏永久基本农田耕作层。 5.禁止以设施农用地为名违规占用永久基本农田建设休闲旅游、仓储厂房等设施。 6.禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等。 7.国家能源、交通、水利、军事设施等重点项目确实难以避让永久基本农田的，涉及农用地转用或者土地征收的，必须经过国务院批准。 8.一般建设项目不得占用永久基本农田；重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，要按照环境管控单元编码 环境管控单元名称 管控单元分类 管控要求“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求，在储备区内选择数量相等、	永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地。同时项目在施工建设过程中严格控制污染物排放，不在占地范围外进行施工。

				质量相当的地块进行补划。 9.非农业建设依法占用永久基本农田的，建设单位应当将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦的耕地、劣质地或其他耕地的土壤改良。 位于优先保护单元和重点管控单元内永久基本农田也同时执行此要求。	

根据上表分析，本项目符合《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中生态环境准入清单要求，本项目为环境准入允许类别。

1.4.5 选址选线合理性分析

本项目选址位于大庆市肇州县二井镇，主要建设内容包括钻井工程、压裂试气工程、天然气集输工程、道路工程、辅助工程、公用工程等，项目周围敏感点主要为居住区、耕地、草地，与本项目最近的居住区为徐深 9-平 9 井东北侧 490m 的王清畔屯。

根据《黑龙江省国土空间规划（2021-2035 年）》、《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）、《肇州县国土空间总体规划（2021-2035 年）》（州政发〔2024〕21 号）、黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台和黑龙江省生态保护红线分布图，本项目占地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、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，且项目不在生态保护红线内，项目周边分布有王清畔屯、巴家屯、李学房屯等居住区。项目区域周边无地表水体。在选址上满足《肇州县国土空间总体规划（2021-2035 年）》（州政发〔2024〕21 号）要求。

根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》及《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中划分的环境管控单元内容，本项目占用一般管控单元。本项目不在生态保护红线内，本项目属于国家能源设施重点建设项目，不属于大规模、高强度工业建设，开工建设前依据《中华人民共和国土地管理法》（主席令〔2019〕第 32 号〔2019 年修正本〕）、《基本农田保护条例》（国务院令第 257 号）等法律法规，到相关部门办理用地审批手续。同时本项目产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制，及施工单位制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内的表土，施工结束后针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的

表土在施工结束后分层回填，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，本项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，对区域一般管控单元的影响不大，选址可行。

在选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，本项目新增总占地面积为 5.6912hm^2，其中永久占地 0.3006hm^2，临时占地 5.3906hm^2，占地类型为耕地（永久基本农田）。根据《基本农田保护条例》（国务院令第 257 号），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永久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。本项目为天然气开采项目，属于能源保障重点工程。采气井位由地下天然气藏分布、储层地质条件（埋深、厚度、渗透率）及开采工艺（水平井、定向井、水平井）决定，井位需精准对准气藏富集区，无其他可替代的地质有利区域，调整井位将导致资源无法有效开采或开采效率大幅降低；同时受现有钻井技术、地面集输系统布局限制，井位需与集输管线、站场形成合理衔接，无法随意偏移，偏移后将引发管线超长铺设、地形穿越难度增加、工程安全风险上升等问题，不具备技术可行性，故本项目井位选址、管线选线确实无法避让永久基本农田。本项目施工前应剥离永久占地内的表土，剥离面积 0.3006hm^2，耕地剥离厚度 0.3m，剥离的表土暂存于施工井场的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对永久占用0.3006hm^{2}耕地（永久基本农田），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施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于5.3906hm^{2}临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区（井场施工临时占地剥离表土暂存于井场内表土剥离临时堆放区，管线施工临时占地剥离表土暂存于管线一侧的表土剥离临时堆放区），并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对占用的草地进行植被恢复，采取以上措施，满足占用耕地及草地的选址要求。

在新建管线选线方面，本项目管线已尽可能沿道路走向设计，已尽量沿最短路线且避开居民区等环境敏感点进行设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；管线穿

越尽量选择顶管穿越，不对公路进行破坏，同时顶管穿越作业坑占地位于管道施工作业带内，减少了占地，做到了优化施工区域。同时管线选线满足相关标准中与居民区、村镇、公共福利设施、工矿企业等防火距离要求。

根据《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）、《肇州县水土保持规划》（2020～2030 年），本项目所在的肇州县二井镇不属于市级水土流失重点治理区及水土流失重点预防区，属于县级水土流失重点治理区。针对可能造成的水土流失本项目采取井场予以平整、压实，以免发生水土流失。施工期尽量利用现有公路和已有便道行车，避免造成新的裸露地表；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。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。在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被，在采取以上措施后，项目建设满足《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）、《肇州县水土保持规划》（2020～2030 年）要求。

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》（黑防沙发〔2020〕3 号），本项目所在的肇州县不属于沙化土地所在县（区）。本项目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。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。做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。通过以上措施，可有效防止土地沙化。

根据《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》，本项目位于一般管控单元，根据黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台生成的生态环境分区管控分析报告，本项目位于肇州县永久基本农田、肇州县其他区域，根据项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析，本项目建设符合分区管控要求。

本项目井场布置采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感目标，减少对耕地及草地的占用，并对占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。施工区布置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，避免大量高噪声设备同时施工影响周边环境敏感点。工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、声环境影响和固体废物对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，工程建设实施后，通过采取相应的废气、废水、噪声、固体废物等污染控制措施，周围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。

同时项目选址满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中选址要求。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，工程选址在环境保护方面较合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

（1）施工期

环境空气影响：主要体现在施工期施工机械及运输车辆尾气、施工扬尘、柴油发电机燃烧产生的烟气、试气过程中放空火炬燃烧废气、管道焊接烟尘等对大气环境的影响，通过采用环保型机械设备，选用高品质燃油并加强设备保养维护，合理规划运输路线，临时堆存的土方加盖苫布、洒水抑尘等措施，减小对周围环境空气的影响。

水环境影响：主要关注钻井废水、压裂返排液、试气产液、施工生活污水以及管线施工过程产生的试压废水的处置措施及去向。施工期钻井废水由罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理达到《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）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至采油九厂塔三压裂返排液处理站，处理后的废水达到《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）限值“石油类≤20mg/L，悬浮物≤20mg/L”后回注油层。试气产液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/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）限值“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，回注地下油层，不外排；管线试压废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值“含油量≤10mg/L 、悬浮固体含量≤5mg/L 、粒径中值≤2μm” ，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)

中标准限值，回注地下，回注到现役油气藏层位。生活污水由罐车定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。

声环境影响：主要体现在钻井、施工机械、试气火炬产生的噪声及运输车辆噪声对声环境的影响，通过选用低噪声设备，采取隔声、基础减振等措施减小对周边声环境的影响。

固废影响：施工期固体废物主要为废钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液、废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及非含油废防渗布、施工废料、建筑垃圾、生活垃圾等。

废钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液由罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行处理，生活垃圾统一收集后运至肇州县和平垃圾处理有限公司垃圾处理厂进行处理，废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及非含油废防渗布、施工废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理填埋处理，建筑垃圾拉运至建筑垃圾调配处理。

生态环境影响：主要体现在施工期占地、破坏土壤、损毁植被、破坏生态景观等，通过采取相应的生态保护与恢复措施，对生态环境的影响可得到有效减缓。

土壤影响：主要为施工期废水和固体废物对土壤产生的影响，本项目施工期废水与固体废物全部妥善处置，可有效降低工程对土壤环境的影响。

环境风险：项目施工期涉及的风险物质为天然气（甲烷），主要关注井漏、天然气井喷及遇明火燃烧爆炸产生次生物质对环境的影响，在采取相应风险防控措施后，环境风险可防控。

（2）运行期

环境空气影响：主要关注运行期天然气开采及集输处理过程无组织挥发的烃类气体、加热炉燃烧烟气排放，以及非正常状况下井场、站场放空燃烧烟气对大气环境的影响，通过采用密闭集输工艺，站和管线均采取密闭性良好的阀门，加强对设备与管道的检查和维护，最大限度减少无组织挥发烃类气体，减少对周围环境空气的影响。

水环境影响：主要关注采出水的处置措施及去向，气田采出水暂存于集气站污水储罐临时储存，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一外输至升一联气田污水预处理站处理，水质处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）要求（石油类≤10.0mg/L ，悬浮固体≤5.0mg/L）， 同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》 (SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下油层。

声环境影响：主要关注井场、站场站内设备机泵等设备噪声、以及非正常工况气井、站场放空噪声对周围声环境影响，通过采用基础减振、隔声等措施后，可有效减小对周边声环境的影响。

固废影响：主要关注非正常工况时危险废物（井口含油砂粒、废变压器油）等固废处置去向。危险废物由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。

土壤影响：主要关注运营期废水和固废对土壤的污染，井场及场站内分区进行防渗；气田采出水与固体废物妥善进行处置，降低对土壤产生的影响。

环境风险：本项目涉及的风险物质为天然气（甲烷），主要关注天然气泄漏、井喷及遇明火燃烧爆炸产生次生物质对环境的影响，在采取相应风险防控措施后，环境风险可防控。

（3）退役期

环境空气影响：主要为井场及站场地面设施拆除、封井、井场清理等，产生少量施工扬尘和气井在废弃阶段如果井口封闭不严，可能出现微量天然气泄漏。通过洒水抑尘等措施，同时注意规范操作和管理，减少废气的产生。

水环境影响：主要为退役气井拆除设备清洗废水。洗废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站集中处理，达标后回注地下开采油层，不外排。

固废影响：退役期在井场及站场清理过程主要会产生少量建筑垃圾，废弃建筑垃圾拉运至建筑垃圾调配场处理；拆除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；生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。

1.6 环境影响评价主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令[2023]第 7 号），石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。本项目符合《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》及《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中要求。按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令〔2018〕第 4 号）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《徐深气田徐深 9 区块营城组气藏产能建设工程（二期）项目环境影响评价公众参与说明》。

本报告书较为详细地论述了建设项目环境概况、主要环境问题、主要环境影响和拟采取的环保措施。主要结论为：徐深气田徐深 9 区块营城组气藏产能建设工程（二期）项目选址于大庆市肇州县二井镇，项目选址合理；项目符合现行产业政策；对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，满足总量控制要求，环境风险可防控，对区域环境影响较小；公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。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。

2 总则

2.1 评价目的

根据本工程特性及工程所在地的环境特点，确定建设项目环境影响评价目的：

（1）贯彻“预防为主，防治结合，综合利用”环境管理方针，要求在开发建设活动实施之前预计可能产生的环境污染与破坏，再据此采取防治对策，做到防患于未然。

（2）本次环评将在工程分析的基础上，分析论证本项目“三废”排放情况及从环保角度确认工艺过程的先进性，为环境影响预测提供基础数据，并为今后的环境管理工作提供科学依据。

（3）通过对建设地点及周围环境的综合现状调查和现场监测，了解和掌握该地区的环境质量现状及污染现状，并确定环境保护目标。

（4）采用适当的预测模式，预测和评价工程投产后对该地区的环境影响程度和范围，提出经济上合理，技术上可行的环境保护措施。

（5）通过对环境、经济的损益分析，论证本工程社会效益、环境效益和经济效益的统一性。

（6）从环境功能规划、环境容量及周围环境敏感保护目标等方面，论证本项目选址的合理性，为项目实现优化选址、合理布局、最佳设计提供科学依据。

2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（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，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 编制依据

2.3.1 环境保护相关法律

（1）《中华人民共和国环境保护法》（主席令[2014]第 9 号[2014 年修订本]）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（主席令[2018]第 24 号[2018 年修正本]）；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》（主席令[2018]第 16 号[2018 年修正本]）；

（4）《中华人民共和国水污染防治法》（主席令[2017]第 70 号[2017 年修正本]）；

（5）《中华人民共和国噪声污染防治法》（中华人民共和国主席令第一〇四号）；

（6）《中华人民共和国土壤污染防治法》（中华人民共和国主席令[13 届]第八号）；

（7）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（主席令[2020]第 43 号[2020 年修正本]）；

（8）《中华人民共和国黑土地保护法》（主席令〔2022〕115 号）；

（9）《中华人民共和国水土保持法》（主席令[2010]第 39 号[2010 年修订本]）。

（10）《中华人民共和国清洁生产促进法》（主席令[2012]第 54 号[2012 年修正本]）；

（11）《中华人民共和国野生动物保护法》（主席令〔2022〕126 号）；

（12）《中华人民共和国防沙治沙法》（第十三届全国人民代表大会常务委员会第六次会议通过 2018 年 10 月 26 日实施）；

（13）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（主席令[2010]第 30 号）。

（14）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号〔2017 年修正本〕）；

（15）《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 736 号）；

（16）《中华人民共和国土地管理法》（主席令〔2019〕第 32 号〔2019 年修正本〕）；

（17）《中华人民共和国湿地保护法》（主席令〔2021〕102 号）；

（18）《地下水管理条例》（国令第 748 号）；

（19）《基本农田保护条例》（国务院令第 257 号）；

（20）《黑龙江省大气污染防治条例》（黑人常〔2017〕4 号发布，黑人常〔2018〕15 号修正）；

（21）《黑龙江省黑土地保护利用条例》（黑人常〔2024〕17 号）；

（22）《黑龙江省耕地保护条例》（黑人常〔2021〕43 号）；

（23）《黑龙江省水污染防治条例》（黑人常〔2023〕13 号）；

（24）《黑龙江省防沙治沙条例》（黑人常〔2008〕7 号发布，黑人常〔2016〕44 号、黑人常〔2018〕7 号修正）；

（25）《永久基本农田保护红线管理办法》（2025 年 10 月 1 日）。

2.3.2 环境保护相关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）》（生态环境部令第 16 号）；

（2）《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令[2023]第 7 号）；

（3）《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部 国家发展和改革委员会 公安部 交通运输部 国家卫生健康委员会 2024 年 部令 第 36 号）；

（4）《危险废物排除管理清单（2021 年版）》（环境部公告〔2021〕66 号）；

（5）《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部 2021 年部令第 23 号）；

（6）《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）；

（7）《关于进一步加强危险废物环境治理严密防控环境风险的指导意见》（环固体〔2025〕10 号）

（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）；

（9） 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令〔2018〕第 4 号）；

（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）；

（11） 《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）；

（12）《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》（环大气〔2020〕33 号，2020.06.24）；

（13）《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）；

（14）《排污许可管理办法》（环境部令〔2024〕32 号）；

（15）《沙化土地封禁保护修复制度方案》（林涵沙字〔2016〕167 号）；

（16）《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》（黑防沙发〔2020〕3 号）；

（17）《关于印发《土壤污染源头防控行动计划》的通知》（环土壤〔2024〕80 号）；

（18）《黑龙江省主体功能区规划》（黑政发〔2012〕29 号）；

（19）《黑龙江省生态功能区划》（黑政函〔2006〕75 号）；

（20）《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》（黑政办规〔2021〕48 号）；

（21）《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》（黑政规〔2021〕18 号）；

（22）《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025 年）》（（黑政办规〔2021〕40 号））；

（23）《黑龙江省人民政府办公厅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）》（黑政办规〔2021〕18 号）；

（24）《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》；

（25）《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省“十四五”土壤地下水和农村生态环境保护规划的通知》（黑政规〔2021〕19 号）；

（26）《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号）；

（27）《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》；

（28）《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》（庆政发〔2024〕19 号）；

（29）《肇州县国土空间总体规划（2021-2035 年）》（州政发〔2024〕21 号）；

（30）《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）；

（31）《肇州县水土保持规划》（2020～2030 年）；

（32）《大庆油气田地面工程“十四五”规划》；

（33）《固体废物综合治理行动计划》的通知（国发〔2025〕14 号）；

（34）《甲烷排放控制行动方案》的通知（环气候〔2023〕67 号）。

2.3.3 技术依据

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（5）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（9）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；

（10）《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）；

（11）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；

（12）《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）；

（13）《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）；

（14）《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）；

（15）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环保部公告〔2017〕43 号）；

（16）《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（环境部公告〔2021〕74

号）；

（17）《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）。

（18）《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》；

（19）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；

（20）《油田注水工程施工技术规范》（SY/T4122-2020）；

（21）《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）；

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

（23）《矿山生态修复技术规范 第 7 部分：油气矿山》（TD/T1070.7-2022）；

（24）《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）；

（25）《矿产资源“三率”指标要求第 2 部分：石油、天然气、煤层气、页岩气、二氧化碳气》（DZ/T0462.2-2023）；

（26）《危险废物鉴别技术规范》（HJ298-2019）；

（27）《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）；

（28）《固体废物分类与代码目录》（环境部公告〔2024〕4 号）；

（29）《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》（环办便函〔2022〕335 号）。

2.3.4 其它相关依据及支持性文件

（1）《徐深 9-平 9 井钻井地质设计》；

（2）《徐深 9-平 9 井钻井工程设计》；

（3）《徐深气田徐深 9 区块营城组气藏产能建设工程（二期）项目方案》；

（4）徐深气田徐深 9 区块营城组气藏产能建设工程（二期）项目数据检测报告。

2.5 环境影响识别与评价因子筛选

2.5.1 评价时段

施工期、运营期和退役期。

2.5.2 环境影响因素识别

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

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。

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，采用矩阵法对工程建设期间和运营期产生的影响进行识别，具体见表 2.5-1。

表 2.5-1　环境影响因素矩阵识别表

影响因素 / 环境因素	施工期					
	工程占地	废气	废水	固体废物	噪声	风险
	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、试气产液	废弃钻井泥浆、岩屑、废射孔液、膨润土等废弃包装袋、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
环境空气	/	-S	/	/	/	/
地表水	/	/	-S	/	/	/
地下水	/	/	-S	/	/	-S
声环境	/	/	/	/	-S	/
土壤	-S	/	-S	-S	/	-S
生态	-S	/	/	-S	/	-S

续表 2.5-1　　环境影响因素矩阵识别表

影响因素 / 环境因素	运营期				
	废气	废水	固体废物	噪声	风险
	加热炉烟气、无组织挥发的烃类、温室气体	采出水	井口含油砂粒	加热装置、机泵	气井井喷、管道泄漏、火灾、爆炸
环境空气	-L	/	-S	/	-S
地表水	/	-S	/	/	/
地下水	/	-S	/	/	-S

声环境	/	/	/	-L	/
土壤	/	-S	-S	/	-S
生态	/	/	-S	/	-S
注：-：不利影响　+：有利影响　L：长期影响　S：短期影响　A：显著影响　/：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关					

续表 2.5-1　　环境影响因素矩阵识别表

影响因素 / 环境因素	永久占地	退役期			
		废气	废水	固体废物	噪声
		施工扬尘、车辆尾气	拆除设备清洗废水、生活污水	废旧设备、封井建筑垃圾、生活垃圾	施工车辆、施工机械噪声
环境空气	/	-S	/	/	/
地表水	/	/	/	/	/
地下水	/	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/	-S
土壤	-S	/	/	-S	/
生态	-S	/	/	-S	/
注：-：不利影响　+：有利影响　L：长期影响　S：短期影响　A：显著影响　/：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关					

从上表可知，本项目的主要环境影响表现在工程占地对土壤、植被的影响，环境风险对地表水、地下水、土壤、植被的影响等方面。

2.5.3 评价因子筛选

经过对气田产生污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，确定本工程评价因子详见表 2.5-2~表 2.5-5。

表 2.5-2　　污染影响评价因子表

序号		评价内容	评价因子名称
现状调查因子	1	空气	NO_2、SO_2、O_3、CO、PM_{10}、$PM_{2.5}$、非甲烷总烃、TSP
	2	地下水	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、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
	3	噪声	等效连续 A 声级
	4	土壤	建设用地：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、䓛、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、石油烃（C_{10} -C_{40}）、石油类、石油烃（C_6-C_9）、水溶性盐总量
	5	生态	农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C_{10} -C_{40}）、石油类、石油烃（C_6-C_9）、水溶性盐总量
			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、水土流失、防沙治沙等；土壤类型、特征、组成和分布，土地利用状况、土壤状况等
影响预测因子	1	大气	非甲烷总烃
	2	地下水	COD、石油类
	3	噪声	昼间连续等效 A 声级、夜间连续等效 A 声级
	4	土壤	石油烃（C_{10}-C_{40}）
	5	环境风险	油类物质或天然气泄露；火灾、爆炸伴生/次生污染物 CO
	6	生态	土地利用、植被、野生动物、物种、种群、生态系统、生境等

注：地下水预测因子 COD 参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准。

表 2.5-3　　建设项目环境影响评价因子一览表

环境要素单项工程	时期	大气	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	土壤盐分含量	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）
钻井工程	施工期	SO_2、NO_X、非甲烷总烃	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）
储层改造工程	施工期	SO_2、NO_X、非甲烷总烃	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）
天然气处理工程	施工期	颗粒物	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）

	运营期	SO_2、NO_X、颗粒物、非甲烷总烃、甲醇	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性	昼间等效声级（L_d）、夜间等效声级（L_n）

表 2.5-4　　施工期生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	施工期			运营期			退役期		
		工程内容及影响方式	影响性质	影响程度	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度	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	井场、放空池、改扩建站场、新建道路永久占地产生的直接影响、间接生态影响	永久占地长期不可逆	中	工程运行噪声导致的直接影响	长期影响	弱	临时占地、施工活动导致的直接影响	短期影响	弱
		钻井、压裂试气、管线开挖过程临时占地产生的直接影响	临时占地短期可逆	弱						
生境	生境面积、质量、连通性	井场、放空池、改扩建站场、新建道路永久占地产生的直接影响、间接生态影响	永久占地长期不可逆	中	永久占地导致的直接影响	长期影响	弱	临时占地导致的直接影响	短期影响	弱
		钻井、压裂试气、管线开挖过程临时占地产生的直接影响	临时占地短期可逆	弱						
生物群落	物种组成、群落结构	井场、放空池、改扩建站场、新建道路永久占地产生的直接影响、间接生态影响	永久占地长期不可逆	中	/	/	/	临时占地导致的直接影响	短期影响	弱
		钻井、压裂试气、管线开挖过程临时占地产生的直接影响	临时占地短期可逆	弱						
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能	井场、放空池、改扩建站场、新建道路永久占地产生的直接影响、间接生态影响	永久占地长期不可逆	中	/	/	/	临时占地、开挖导致的直接影响	短期影响	弱
		钻井、压裂试气、管线开挖过程临时占地产生的直接影响	临时占地短期可逆	弱						
生	物种丰	井场、放空池、改扩	永久占	中	/	/	/	临时占	短期	弱

物多样性	富度、均匀度、优势度	建站场、新建道路永久占地产生的直接影响、间接生态影响	地长期不可逆					地导致的直接影响	影响	
		钻井、压裂试气、管线开挖过程临时占地产生的直接影响	临时占地短期可逆	弱						
生态敏感区	主要保护对象、生态功能等	井场、放空池、改扩建站场、新建道路永久占地产生的直接影响、间接生态影响	永久占地长期不可逆	中	/	/	/	临时占地导致的直接影响	短期影响	弱
		钻井、压裂试气、管线开挖过程临时占地产生的直接影响	临时占地短期可逆	弱						
自然景观	景观多样性、完整性等	井场、放空池、改扩建站场、新建道路永久占地产生的直接影响、间接生态影响	永久占地长期不可逆	中	永久占地导致的直接影响	长期影响	弱	临时占地导致的直接影响	短期影响	弱
		钻井、压裂试气、管线开挖过程临时占地产生的直接影响	临时占地短期可逆	弱						

2.6 评价标准

2.6.1 环境质量标准及环境功能区划

2.6.1.1 环境空气质量标准

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11 号），评价区域未划分环境空气质量功能区，本项目所在区域内无自然保护区、风景名胜区和其它需要特殊保护的地区，项目所在区域主要为居住区、商业交通居民混合区、文化区、一般工业区和农村地区，因此本项目所在地环境空气属于二类功能区，其环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中的二级标准，非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中要求；甲醇执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018）附录 D 中甲醇 1h 平均浓度参考限值 3.0mg/m^3。具体见表 2.6-1、表 2.6-2。

表 2.6-1　　评价区域内各项污染物的浓度限值（过渡阶段）

污染物名称		TSP	PM_{10}	$PM_{2.5}$	SO_2	NO_2	CO	O_3	NO_X
单位		μg/m^3	μg/m^3	μg/m^3	μg/m^3	μg/m^3	mg/m^3	μg/m^3	μg/m^3
（GB3095-2026）中二级浓度限值	年平均	200	60	30	60	40	-	-	50
	24 小时平均	300	120	60	150	80	4	-	100
	8 小时平均	-	-	-	-	-	-	160	-

	1 小时平均	-	-	-	500	200	10	200	250

表 2.6-2　　评价区域内其他污染物的浓度限值　　单位：mg/m³

标准	污染物名称	1h 平均浓度参考限值	日均值
《大气污染物综合排放标准详解》	非甲烷总烃	2.0	/
《环境影响评价技术导则 大气环境》	甲醇	3.0	1.0

2.6.1.2 地下水质量标准

根据调查，评价区域地下水使用功能为农业灌溉用水、牲畜用水及村民饮用水，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）表 1 中的 II 类标准限值要求，具体见表 2.6-3。

表 2.6-3　　地下水质量标准

类别 / 项目	标准	标准来源
pH（无纲量）	6.5～8.5	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准
氨氮（mg/L）	≤0.5	
硝酸盐(以 N 计)（mg/L）	≤20	
亚硝酸盐(以 N 计)（mg/L）	≤1.0	
挥发性酚类（mg/L）	≤0.002	
氰化物（mg/L）	≤0.05	
砷（mg/L）	≤0.01	
汞（mg/L）	≤0.001	
铬（六价）（mg/L）	≤0.05	
总硬度（mg/L）	≤450	
铅（mg/L）	≤0.01	
氟化物（mg/L）	≤1.0	
镉（mg/L）	≤0.005	
钠（mg/L）	≤200	
铁（mg/L）	≤0.3	
锰（mg/L）	≤0.1	
溶解性总固体（mg/L）	≤1000	
耗氧量（mg/L）	≤3.0	
硫酸盐（mg/L）	≤250	
氯化物（mg/L）	≤250	
总大肠菌群（MPN/100mL）	≤3.0	
菌落总数（CFU/mL）	≤100	

硫化物（mg/L）	≤0.02	
钡（mg/L）	≤0.70	
石油类	≤0.05	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求

2.6.1.3 声环境

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11 号），无关于本项目区域的声环境功能区划分，本项目位于居住、工业混杂区域，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），项目所在区域为 2 类声环境功能区，声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。项目周边村屯等居住区为 1 类声环境功能区，声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准，具体见表 2.6-4。

表 2.6-4　　声环境质量标准　　单位：dB（A）

项目	昼　间	夜　间
《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准	55	45
《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准	60	50

2.6.1.4 土壤环境

本项目永久占地内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，永久占地外居民区内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值，具体见表 2.6-5。

表 2.6-5　　土壤环境执行标准　　单位：mg/kg

序号	监测项目	筛选值		标准名称
		第一类用地	第二类用地	
1	As	20	60	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）基本项目
2	Cd	20	65	
3	Cr（六价）	3.0	5.7	
4	Cu	2000	18000	
5	Pb	400	800	
6	Hg	8	38	
7	Ni	150	900	
8	四氯化碳	0.9	2.8	
9	氯仿	0.3	0.9	
10	氯甲烷	12	37	
11	1,1-二氯乙烷	3	9	

12	1,2-二氯乙烷	0.52	5	
13	1,1-二氯乙烯	12	66	
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596	
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54	
16	二氯甲烷	94	616	
17	1,2-二氯丙烷	1	5	
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	
20	四氯乙烯	11	53	
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	
23	三氯乙烯	0.7	2.8	
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	
25	氯乙烯	0.12	0.43	
26	苯	1	4	
27	氯苯	68	270	
28	1,2-二氯苯	560	560	
29	1,4-二氯苯	5.6	20	
30	乙苯	7.2	28	
31	苯乙烯	1290	1290	
32	甲苯	1200	1200	
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	
34	邻二甲苯	222	640	
35	硝基苯	34	76	
36	苯胺	92	260	
37	2-氯酚	250	2256	
38	苯并［a］蒽	5.5	15	
39	苯并［a］芘	0.55	1.5	
40	苯并［b］荧蒽	5.5	15	
41	苯并［k］荧蒽	55	151	
42	䓛	490	1293	
43	二苯并［a,h］蒽	0.55	1.5	
44	茚并［1,2,3-cd］芘	5.5	15	
45	萘	25	70	
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	826	4500	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）其他项目

本项目周边农用地执行《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 基本项目筛选值标准，稻田地执行水田标准，旱地和草地执行其

他标准。具体标准详见表 2.6-6。

表 2.6-6　　农用地土壤环境执行标准　　单位：mg/kg

序号	污染物项目		筛选值
			pH>7.5
1	镉	水田	0.8
		其它	0.6
2	汞	水田	1.0
		其它	3.4
3	砷	水田	20
		其它	25
4	铅	水田	240
		其它	170
5	铬	水田	350
		其它	250
6	铜	其它	100
7	镍		190
8	锌		300

2.6.2 污染物排放标准

2.6.2.1 废气

（1）项目施工期扬尘（颗粒物）以及运营期依托场站（徐深 9 集气站）无组织挥发甲醇执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值，见表 2.6-7。

表 2.6-7　　大气污染物综合排放标准　　单位：mg/m^3

污染物	无组织排放监控浓度限值	
	监控点	浓度
颗粒物	周界外浓度最高点	1.0
甲醇	周界外浓度最高点	15

（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 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中II类限值要求，具体见表 2.6-8、表 2.6-9。

表 2.6-8　　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（max）（kW）	CO (g/kWh)	HC+ NOx (g/kWh)	PM (g/kW)
第三	P_{max}＞560	3.5	6.4	0.2

阶段	$130 \leq P_{max} \leq 560$	3.5	4.0	0.2
	$75 \leq P_{max} < 130$	5.0	4.0	0.3
	$37 \leq P_{max} < 75$	5.0	4.7	0.4
	$P_{max} < 37$	5.5	7.5	0.6

表 2.6-9　　排气烟度限值

阶段	额定净功率（P_{max}）/（kW）	光吸收系数/m^{-1}	林格曼黑度级数
II类	$P_{max} < 19$	2.00	1
	$19 \leq P_{max} < 37$	1.00	1
	$P_{max} \geq 37$	0.80	

（3）运营期井场及依托场站排放的 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）5.9 中规定要求，见表 2.6-10。

表 2.6-10　　陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

标准	规定要求
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m^3。

（4）依托场站排放的 VOCs（以非甲烷总烃计）厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求，见表 2.6-11。

表 2.6-11　　场站内非甲烷总烃排放浓度限值　　单位：mg/m^3

污染物项目	排放限值	限值含义	无组织排放监控位置
非甲烷总烃	10	监控点处 1 h 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	

（5）本项目不在重点地区，运营期依托场站内加热炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值，具体见表 2.6-12。

表 2.6-12　　锅炉大气污染物排放浓度限值　　单位：mg/m^3

区域	污染物项目	颗粒物	SO_2	NO_x	烟气黑度（林格曼级）	排气筒高度
非重点地区	加热炉（新建、燃气）	≤20	≤50	≤200	≤1	≥8m

2.6.2.2 废水

（1）本项目钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，通过密闭罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理后，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）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层。

管线试压废水、气田采出水最终进入升一联气田污水预处理站处理满足《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、粒径中值≤2μm”后回注地下油层。

压裂返排液由罐车拉运至采油九厂塔三压裂返排液处理站，处理后的废水达到《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）限值“石油类≤20mg/L，悬浮物≤20mg/L”后回注油层。

回注污水需同时满足《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）限值要求。《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准限值见表 2.6-13，《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准限值见表 2.6-14。

施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面工程生活污水排入附近场站已建防渗旱厕，均定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。具体见表 2.6-13。

表 2.6-13　　大庆油田水驱注水水质主要控制指标

项目	空气渗透率μm²				
	＜0.02	0.02-0.1	0.1-0.3	0.3-0.6	＞0.6
含油量，mg/L	≤5.0	≤8.0	≤10.0	≤15.0	≤20.0
悬浮固体含量，mg/L	≤1.0	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤10.0
悬浮物颗粒直径中值，μm	≤1.0	≤2.0	≤2.0	≤3.0	≤3.0

表 2.6-14　　水质主要控制指标

储层空气渗透率，μm²	＜0.01	[0.01-0.05）	[0.05-0.5）	[0.5-2.0）	≥2.0
悬浮固体含量，mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0
悬浮物颗粒直径中值，μm	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
含油量，mg/L	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	≤100.0

2.6.2.3 噪声

项目施工期噪声排放执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），见表 2.6-15。

表 2.6-15　　建筑施工噪声排放标准　　单位：dB（A）

主要噪声源	噪声限值	
	昼间	夜间
建筑施工	70	55

运营期新建井场噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，具体见表 2.6-16。

表 2.6-16　　工业企业厂界环境噪声排放标准　　单位：dB（A）

昼　间	夜　间
60	50

2.6.2.4 固体废物

废弃钻井泥浆、岩屑、膨润土等废弃包装袋、管道施工废料等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）。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）。

2.7 评价等级及评价范围

2.7.1 环境空气

2.7.1.1 评价等级

本项目采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）推荐的 AERSCREEN 估算模型对污染源进行估算并确定评价等级与范围。 本项目属于陆地天然气开采工程。根据项目工程分析和环境要素分析可知，项目施工期废气主要为施工扬尘、管线焊接烟尘，由于施工期较短暂，不考虑其评价等级，本项目评价等级判断主要以运营期为主。运营期大气污染源 主要为天然气加热炉产生的燃烧烟气（SO_2、NOx、颗粒物）、天然气开采及集输过程中无组织排放的烃类气体（以 NMHC 计）。

由于本工程未新建加热炉，依托场站加热炉均满足相应的负荷状态下运行，且大气污染物总量在原申请总量范围内，故不对燃烧烟气进行预测。

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，天然气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个天然气集输过程中非甲烷总烃挥发量为 13.824t/a，主要排放位置有井场、集输管道阀门、集气站等位置，其中气井井场、集气站占比各约 30%，经核算本项目徐深 9 集气站非甲烷总烃逸散量均为 4.1472t/a、0.48kg/h，单井井场非甲烷总烃逸散量均为 4.1472t/a、0.48kg/h。

大气面源参数见表 2.7-2。

表 2.7-2　　面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		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	污染物排放速率（kg/h）
	经度	纬度								NMHC
徐深 9-平 9	125.46736	45.86238	183	0	40	30	3	8760	正常排放	0.246

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，采用估算模式计算本项目正常排放情况下主要污染物的最大影响程度和最远影响范围， 并按照评价工作分级判据进行分级。 根据调查，本项目所在地附近为农村地区，不属于城市；根据 4.1.1 章节气候气象调查，项目所在地区最高气温为 38.9℃，最低气温为-36.2℃；项目所 在区域年相对湿度为 66%，属于中等湿润气候；本项目主要占地类型及项目 3km 范围内主要土地利用类型为农用地。本项目估算模型参数一览表见表 2.7-1。

表 2.7-1　　估算模型参数一览表

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/℃		38.8
最低环境温度/℃		-31.9
土地利用类型		农田
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		否

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的有关规定，评价工作等级由项目主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i 及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$进行等级划分。其中，P_i 定义为：

$$P_i=C_i/C_{0i}\times100\%$$

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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，μg/m³；

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

本项目根据估算模式预测，本项目最大地面浓度占标率计算结果见表 2.7-3。

表 2.7-3　　Pmax 和 $D_{10\%}$预测和计算结果一览表

污染源	预测因子	评价标准 (μg/m³)	最大地面空气质量浓度（μg/m³）	最大浓度占标率（%）	$D_{10\%}$ (m)
徐深 9-平 9	NMHC	2000	1639	81.995	1800

《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价等级的划分原则见表 2.7-4。

表 2.7-4　　评价等级判别表

评价工作等级	烟尘
一级	P_{max}≥10%
二级	1%≤P_{max}＜10%
三级	P_{max}＜1%

本项目 P_{max} 最大值出现为徐深 9 集气站排放的 $NMHC_{Pmax}$ 值为 81.995%，Cmax 为 1639μg/m^3，D10%为 1800m。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为一级。

2.7.1.2 评价范围

本项目大气评价等级为一级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），大气一级评价项目自厂界外延 D10%的矩形区域作为大气环境影响评价范围，当 D10%小于 2.5km 时，评价范围边长取 5km，故本项目大气评价范围为拟建井场为中心边长 5km 的矩形区域的包络范围，评价范围总面积约 25.16km^2。

2.7.2 地表水

2.7.2.1 评价等级

《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）规定，建设项目地表水环境影响评价等级按照影响类型、排放方式、排放量或影响情况、受纳水体环境质量现状、水环境保护目标等综合确定。

本项目为水污染影响型建设项目，其分级是根据排放方式和废水排放量划定排放等级。

直接排放建设项目评价等级分为一级、二级和三级 A，根据废水排放量、水污染物污染当量数确定；间接排放建设项目评价等级为三级 B。

地表水环境评价等级判据见表 2.7-5。

表 2.7-5　　地表水环境影响评价分级判据

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量Q/（m^3/d）;水污染物当量数W/（无量纲）
一级	直接排放	Q≥20000 或W≥600000
二级	直接排放	其他
三级A	直接排放	Q＜200 且W＜6000
三级B	间接排放	—
注 1：水污染物当量数等于该污染物的年排放量除以该污染物的污染当量值（见附录 A），计算排放污染物的污染物当量数，应区分第一类水污染物和其他类水污染物，统计第一类污染物当量数总和，然后与其他类污染物按照污染物当量数从大到小排序，取最大当量数作为建设项目评价等级确定的依据。 注 2：废水排放量按行业排放标准中规定的废水种类统计，没有相关行业排放标准要求的通过工程分		

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

根据工程分析，施工期生活污水依托周边集气站现有生活污水收集措设施，定期由罐车拉运至肇州县污水处理厂处理后达标排放。施工期管线试压废水、试气产液与运营期气田采出水最终均进入升一联气田污水预处理站处理，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、粒径中值≤2μm”后回注地下油层。

综上所述，本项目生产废水均不排入外环境，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）：“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。

2.7.2.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水评价等级为三级 B 的评价范围要求，涉及地表水环境风险的，其评价范围应覆盖环境风险影响范围所涉及的地表水环境保护目标水域，因此地表水评价范围为拟建井场为中心边长 5km 的矩形区域的包络范围及管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体，该范围内无地表水体。

2.7.3 地下水

2.7.3.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求，评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定，同时满足《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）中关于评价等级

的相关要求。

（1）地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，本项目井场、站场工程属于附录 A 中“38、天然气、页岩气开采（含净化）”，属于报告书类别 II 类项目，输气管线属于“41 石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）”，属于 III 类项目。按照《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“常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、站场（含净化厂）等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展地下水环境影响评价。天然气管道按照 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

建设项目场地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 2.7-6。

表 2.7-6　　地下水环境敏感程度分级

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

本工程位于肇州县二井镇境内，根据现场调查及资料收集，肇州县二井镇村屯饮用水主要来自地下水（承压水），为集中式供水工程（水源井），根据《肇州县人民政府关于肇州县集中式饮用水水源保护区调整的公示》,原《黑龙江省人民政府关于佳木斯市、大庆市、七台河市农村集中式饮用水水源保护区划分方案的批复》（黑政函〔2017〕89 号）及《大庆市人民政府关于我市大同区大同镇乡镇集中式饮用水水源和让胡路区银浪牧场队等 78 个农村集中式饮用水水源保护区划分的请示》〔庆政呈〔2017〕46 号）文件中“榆树乡长山村集中式饮用水水源保护区（共 1 眼井，为单井水源，承压水型水源，不设二级保护区），一级保护区范围：以取水井为圆心，36 米为半径的圆形所围区域，面积为 4069.44 平方米。”有关内容废止。调整后共有 4 眼承压水型取水井替代了原长山村 1 眼井，保障全乡 7 个行政村、90 个村民小组的用水需求 ，

调整后水源不设二级保护区和准保护区，分别以 4 口水源井为圆心，30 米为半径划定一级保护区。每口井一级保护区的面积均为 2826 平方米，保护区总面积 11304 平方米。

表 2.7-7　区域水源井情况调查表

服务行政区名称	水源地保护区名称	级别	水源地类型	取水井坐标		保护区范围			与项目位置关系
				经度	纬度	一级	二级	准保护区	
肇州县二井镇	肇州县二井镇集中饮用水水源保护区	乡镇	地下水	5097794.484	4244221 7.15	分别以 4 口水源井为圆心，30 米为半径的圆所围区域。每口井一级保护区的面积均为 2826m^2，保护区总面积 11304m^2。	不设二级保护区	不设准保护区	徐深 6-斜 411 南侧 2.2km（地下水流向侧向）
				5097550.874	4244192 7.2				徐深 6-斜 411 西南侧 2.5km（地下水流向侧向）
				5097295.05	4244195 5.31				徐深 6-斜 411 西南侧 2.7km（地下水流向侧向）
				5097040.564	4244198 3.13				徐深 6-斜 411 西南侧 2.9km（地下水流向侧向）

表 2.7-8　区域周边村屯饮用水供水情况调查表

名称	坐标		饮用水供水水源
	经度	纬度	
白家窝棚屯	125.25422	46.06624	肇州县二井镇集中饮用水水源
姜家洼子屯	125.26119	46.05380	肇州县二井镇集中饮用水水源
东长发屯	125.29754	125.29754	肇州县二井镇集中饮用水水源
董合屯	125.28643	46.04795	肇州县二井镇集中饮用水水源
太平川屯	125.26245	46.04452	肇州县二井镇集中饮用水水源
王清畔屯	125.27902	46.02969	肇州县二井镇集中饮用水水源
东榆树屯	125.27365	46.02132	肇州县二井镇集中饮用水水源
厢房张家屯	125.28309	46.02102	肇州县二井镇集中饮用水水源
榆树乡	125.25585	46.01782	肇州县二井镇集中饮用水水源
潘家屯	125.24316	46.01588	肇州县二井镇集中饮用水水源
黄家窝棚屯	125.23264	46.02190	肇州县二井镇集中饮用水水源
郑家馆子屯	125.23830	46.04221	肇州县二井镇集中饮用水水源
卧龙泉屯	125.22211	46.03962	肇州县二井镇集中饮用水水源

根据《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》（环办便函〔2022〕

335 号）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 2.7-9。

表 2.7-9　　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

质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；根据《黑龙江省大庆市地下水资源调查评价报告》，参照《环境 影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表，项目区域潜水含水层其岩性主要是粉细砂，考虑最不利情况，因此潜水含水层渗透系数取 5m/d；明水组承压含水层其岩性主要是中粗砂岩或含砾砂岩，考虑最不利情况，因此渗透系数取 25m/d；

I—水力坡度，无量纲；潜水含水层水力坡度由潜水等水位线图计算约为 0.002；承压水含水层水力坡度由承压水等水位线图计算约为 0.0007；

T—质点迁移天数；

ne —有效孔隙度，无量纲。潜水含水层其岩性主要是粉细砂，潜水含水层有效孔隙度取 0.26；承压水含水层其岩性主要是中粗砂岩 或含砾砂岩，承压含水层有效孔隙度取 0.33。

经上述公式计算得出：

①集中式饮用水源井（中小型，承压水，仅划定一级保护区）

一级保护区 L1 为分别以取水井为中心，30m 为半径的圆形区域；

补给区 L2 为以一级保护区边界外扩 L2=2×25×0.0007×（15×365+1000）/0.33=686.7m 的区域；

不敏感区 L3= L1+ L2=686.7+30=716.7m 以外的区域。

根据现场调查，榆树乡集中饮用水源井距离本项目最近距离约 2200m，且位于地下水流向侧向，故本项目区域属于“不敏感”区域。

（3）评价等级判别

本项目拟建井场及管线均位于同一区域内，因此按同一场地确定评价等级，建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.7-10。

表 2.7-10　　评价工作等级表

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

依据表 2.7-11 的评价工作等级划分原则，本项目涉及的井场、改造站场为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不敏感，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。

2.7.3.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求：井场、站场等工程评价范围应包括与建设项目相关的地下水保护目标，结合水文地质条件情况，依据 HJ 610 的规定，采用公式计算法、查表法或自定义法等确定。回注井调查评价范围应根据回注层位所在区域地层构造发育情况确定，包括回注空间及回注水可能影响的范围。油类和废水等输送管道以工程边界两侧各向外延伸 200 米作为调查评价范围，管道穿越饮用水水源准保护区时，调查范围应至少包含水源保护区。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用公式法确定本项目井场区域地下水评价范围。计算公式如下：

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

式中：L——下游迁移距离，m；

a——变化系数，a≥1，一般取 2，取 2；

K——渗透系数；根据本项目区域水文地质资料，参照《环境 影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表，项目区域潜水含水层其岩性主要是粉细砂，考虑最不利情况，因此潜水含水层渗透系数取 5m/d；明水组承压含水层其岩性主要是中粗砂岩或含砾砂岩，考虑最不利情况，因此渗透系数取 25m/d；

I——水力坡度，无量纲；潜水含水层水力坡度由潜水等水位线图计算约为 0.002；承压水含水层水力坡度由承压水等水位线图计算约为 0.0007；

T——质点迁移天数，取值不小于 5000d；

ne——有效孔隙度，无量纲。潜水含水层其岩性主要是粉细砂，潜水含水层有效孔隙度取 0.26；承压水含水层其岩性主要是中粗砂岩 或含砾砂岩，承压含水层有效孔隙度取 0.33。

由此计算本项目区域承压水层下游迁移距离为 L= 承压水 =2×50×0.0007×5000/0.33= 1060.6（m）；区域潜水层下游迁移距离为 L 潜水 =2×5×0.002×5000/0.45=222.2m。

以最大迁移距离考虑评价范围，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目井场地下水调查评价范围应为下游不小于 1060.6m、两侧及上游不小于 530.3m 的区域，并包含拟建管线工程边界两侧各向外延伸 200m 的范围。

根据公式计算法的计算结果，同时综合考虑井场区域地下水影响最远距离、地下水监测布点情况，结合该区域地下水流向，最终确定本项目地下水评价范围为项目拟建区域地下水流向上游及两侧外扩 1060.6m、下游外扩 530.3m 并包括水质现状监测点的东南→西北走向的合围区域，共计约 24.5km^2。

2.7.4 声环境

2.7.4.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中规定的声环境影响评价工作等级划分原则：建设项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类、2 类地区，或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增高量达 3dB(A)~5dB(A)，或受噪声影响人口数量增加较多时，评价等级为二级评价。

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），项目周边区域为 2 类声环境功能区。本工程主要噪声源分为施工期机械、车辆产生的噪声，施工期短；本项目新建井场、场站边界向外 200m 无声环境敏感目标，拟建管线中心线两侧各 200m 范围内声环境敏感目标为巴家屯、李学房屯；本项目运营期主要噪声源为井场、机泵设备运行产生的噪声，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。

2.7.4.2 评价范围

本项目是以固定声源为主的建设项目，声环境评价等级为二级，根据《环境影响

评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中要求，一级评价的要求一般以建设项目边界向外 200m 为评价范围，二级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区类别及敏感目标等实际情况适当缩小，且经后续预测分析，项目声源计算得到的贡献值到 200 m 处可以满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的二级标准，因此，本项目声环境影响评价范围为拟建井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内的声环境。

2.7.5 生态环境

2.7.5.1 评价等级

本项目新增永久占地 0.3006hm^2，新增临时占地 5.3906hm^2，新增总占地面积 5.6912hm^2（0.056912km^2），占地面积小于 20km^2，本项目占地类型为耕地（永久基本农田），占地范围内没有自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区等，项目不在生态保护红线内。本项目建设不影响地下水水位，项目土壤影响范围内无天然林、公益林等生态保护目标。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）规定，本项目生态环境评价等级为三级。

本工程生态环境影响评价工作等级判定见表 2.7-11。

表 2.7-11　　生态影响评价工作等级划分表

评价等级	判定内容	本项目
一级	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时	不涉及
二级	涉及自然公园	不涉及
不低于二级	①涉及生态保护红线时；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；②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；③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）。	不涉及。本项目不涉及生态保护红线，地表水为水污染影响型，评价等级为三级B；土壤范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标，项目占地 0.056912km^2，小于 20km^2。
三级	以上之外的	/
说明	①改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；②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；③建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。④建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。	不涉及

	⑤在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。⑥线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。⑦涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。	
简单分析	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。	不涉及，本项目为生态影响类项目

2.7.5.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，本项目评价范围为拟建井场边界外扩 50m 范围及管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，评价范围总面积 3.208km^2。

2.7.6 土壤环境

2.7.6.1 评价等级

（1）土壤环境影响评价项目类别

对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 D 土壤盐化、碱化、酸化分级标准，土壤含盐量＜1g/kg 分级为“未盐化”，土壤 pH 为 5.5≤pH≤8.5 土壤酸化、碱化强度为“无酸化或碱化”。根据 2026 年 5 月 6 日对项目区域土壤监测结果，区域土壤 pH 值在 7.73~8.11 之间，土壤含盐量在 0.5~0.9g/kg 之间，根据调查资料大庆市年降水 427.5mm，年蒸发 1635mm，年干燥度为 1.2，根据本项目监测及大庆地区水位埋深调查资料显示，大庆市水位埋深大于 5m，根据参照“生态影响型敏感程度分级表”不属于“建设项目所在地干燥度>2.5，且常年地下水位平均埋深<15m 的地势平坦区域；或土壤含盐量>4gkg 的区域建设项目所在地干燥度>2.5 且常年地下水位平均埋深≥1.5m 的，或 18<干燥度≤2.5 且常年地下水位平均埋深<18 的地势平坦区域;建设项目所在地干燥度>2.5 或常年地下水位平均埋深<1.5 m 的平原区;或2 g/kg<土壤含盐量≤4 g/kg 的区域”，所以本项目区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，本项目按照土壤污染影响型开展土壤评价。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)附录 A，本项目属于采矿业中“天然气开采”，属于Ⅱ类建设项目。根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)中 7.4 土壤环境评价等级和评价范围依据 HJ964 的相关原则来确定，并符合下列要求：建设项目按照站场和天然气集输管道分别判断行业分类。常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采(含天然气净化厂)

站场等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展土壤环境影响评价。天然气管道按照 IV 类建设项目开展土壤环境影响评价。因此，本项目常规天然气开采井场、站场工程属于 II 类项目，天然气管线工程属于 IV 类项目。

（2）污染影响型敏感程度分级

根据建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分级判据见表 2.7-12。

表 2.7-12　　污染影响型敏感程度分级表

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

本项目拟建井场及管线占地类型均为耕地，由此判定，本项目土壤环境敏感程度分级为“敏感”。

（3）土壤环境影响评价等级

本项目拟建井场及管线均位于同一区块内，因此按同一场地确定评价等级，污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.7-13。

表 2.7-13　　污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 / 敏感程度 / 评价等级	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									

本项目新增永久占地 0.3006hm^2，小于 5hm^2，占地面积属于“小型”规模，敏感程度为“敏感”，项目类别为“II 类”，因此井场及场站土壤评价工作等级为“二级”。

综上所述，本项目土壤环境影响评价工作等级为“二级”。 本项目按照项目类别、评价等级分别开展评价工作。

2.7.6.2 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“表 5 现状调查范围”，确定本项目土壤评价范围为井场边界外扩 200m 范围，管道两侧外延 200m 范围。

2.7.7 环境风险

2.7.7.1 评价等级

（1）风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 B，本项目施工期主要涉及的危险物质为钻井井场柴油罐、氢氧化钾等。运营期涉及的主要危险物质是天然气，根据工程特点及井场、站场、管线分布，考虑将每两个截断阀之间管段、站场单列装置、单个井场作为一个危险单元，计算其风险物质存在量。根据工程内容，本项目主要危险单元为各个采气井场、新建输气管道。

①施工期井场钻井阶段设置柴油罐 2 座（单个容积 30m^3），柴油密度 0.835t/m^3，因此，施工期单个井场柴油最大总储量为 50.1t，每座井场施工期设置钻井液材料房 1 座，内储存钻井液材料，包括具有危险特性的氢氧化钾，氢氧化钾最大储存量为 0.2t。

②营运期，本项目有采气管道，天然气密度按 0.64kg/m^3 计，每两个截断阀之间管段的管道的规格、压力及天然气最大储存量详见表 2.6-14。

表 2.6-14　　本项目各管道的危险物质数量表

序号	分类	起点	终点	输送介质	管道规格 mm	长度 km	设计压力 MPa	天然气在线量 t
1	新建采气管线	徐深 9-平 9	徐深 9 集气站	天然气（甲烷）	Φ76×11	4.55	15.0	3.95

因此，本项目各危险单元辨识结果详见表 2.6-15。

表 2.6-15　　本项目各风险单元危险物质总量与其临界量比值（Q）计算表

阶段	危险单元	危险物质	临界量 t	最大存在量 t	qi/Qi
施工期	钻井井场	柴油	2500	50.1	0.02
		氢氧化钾	50	0.2	0.004
运营期	徐深 9-平 9	天然气（甲烷）	10	3.95	0.395

根据表 2.6-15 可知，施工期、运营期各危险单元 Q 均小于 1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)风险评价等级划分依据，本项目环境风险潜势为 I。因此，本项目环境风险评价工作应进行简单分析。

2.7.7.2 评价范围

本项目风险评价等级为简单分析，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），无关于简单分析的评价范围说明，结合大气环境、地表水环境、地下水环境的评价范围及保护目标分布情况，拟定环境风险评价范围包括地下水、大气评价范围，因此本项目环境风险评价范围为拟建井场为中心边长 500m 的矩形区域的

包络范围及新建管线沿线两侧外扩 200m 范围的区域。

2.7.8 各环境要素评价等级及评价范围汇总

各环境要素评价等级及评价范围详见表 2.7-16，各环境要素评价范围图见附图 6。

表 2.7-16　　评价范围表

项目	评价等级		评价范围
大气环境	一级		拟建井场为中心边长 5km 的矩形区域的包络范围，评价范围总面积约 25.16km^2
声环境	二级		拟建井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内
地表水环境	三级 B		拟建井场为中心边长 5km 的矩形区域的包络范围及管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体，该范围内无地表水体。
地下水环境	三级		拟建区域地下水流向上游及两侧外扩 1060.6m、下游外扩 530.3m 并包括水质现状监测点的东南→西北走向的合围区域，共计约 24.5km^2
土壤环境	井场	二级	拟建井场边界外扩 200m 的土壤环境。
生态环境	三级		拟建井场边界外扩 50m 范围及管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，评价范围总面积 3.208km^2
环境风险	简单分析		拟建井场为中心边长 500m 的矩形区域的包络范围及新建管线沿线两侧外扩 200m 范围的区域

2.8 环境保护目标

本项目位于大庆市肇州县二井镇，根据调查，本项目评价范围内不涉及国家公园、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、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、文物保护单位等环境敏感区，且本项目不在生态红线范围内。

项目主要环境保护目标见表 2.8-1~2.8-5，主要环境保护目标分布图见附图 6。

表 2.8-1　大气主要环境保护目标表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方位	相对厂界距离/m
	经度	纬度					
王清畔屯	125.47386	45.86204	居民	居住区	二类	徐深9-平9东侧	510
						徐深9-平9至徐深9集气站集气管	500
新立屯	125.48321	45.85052	居民	居住区	二类	徐深9-平9东南侧	1600
						徐深9-平9至徐深9集气站集气管线东侧	1700

马玉湖屯	125.48747	45.83259	居民	居住区	二类	徐深9-平9东南侧	3400
太和村	125.46253	45.85099	居民	居住区	二类	徐深9-平9南侧	950
						徐深9-平9至徐深9集气站集气管线东侧	200
巴家屯	125.45494	45.85099	居民	居住区	二类	徐深9-平9西南侧	1400
						徐深9-平9至徐深9集气站集气管线西侧	50
孙永和屯	125.45771	45.84191	居民	居住区	二类	徐深9-平9西南侧	2150
						徐深9-平9至徐深9集气站集气管线西北侧	420
李学房屯	125.43352	45.84649	居民	居住区	二类	徐深9-平9西南侧	2850
						徐深9-平9至徐深9集气站集气管线西侧	35
宋兆坤屯	125.44004	45.83883	居民	居住区	二类	徐深9-平9西南侧	3000
						徐深9-平9至徐深9集气站集气管线南侧	580
种子队	125.44603	45.86007	居民	居住区	二类	徐深9-平9西南侧	1350
						徐深9-平9至徐深9集气站集气管线西侧	1050
小曾家围子	125.45632	45.87214	居民	居住区	二类	徐深9-平9西北侧	1150
胡家围子屯	125.43513	45.87153	居民	居住区	二类	深9-平9西北侧	1750
杨家屯	125.49768	45.88134	居民	居住区	二类	徐深9-平9东北侧	2950
王兆金屯	125.48355	45.86230	居民	居住区	二类	徐深9-平9东侧	1200

表 2.8-2　　声环境保护目标调查表

序号	声环境保护目标名称	空间相对位置/m			方位	距厂界最近距离/m	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
		X	Y	Z				
1	巴家屯	-50	0	1.5	徐深9-平9至徐深9集气站集气管线西侧	50	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类标准	约100人，单层砖混结构，朝南，四周为耕地或林地
2	李学房屯	-35	0	1.5	徐深9-平9至徐深9集气站集气管线西侧	35	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类标准	约170人，单层砖混结构，朝南，四周为耕地或林地

表 2.8-3　　地下水环境保护目标表

环境	保护目标	最近方位及	规模	保护标准及保护级别

要素		距离		
地下水环境	区域内第四系上更新统松散层孔隙潜水	含水层岩性为上更新统哈尔滨组粉细砂组成，厚度 0～6.0m。地下水水位埋深 3.0～7.5m，弱富水性，单井涌水量在 500~100m^3/d，地下水化学类型以 HCO_3-Na、HCO_3-Na.Ca 型水为主。		《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类，石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求
	区域内白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层	明水组二段上段含水层主要由中粗砂岩组成；明水组二段下段含水层主要由中细粗砂岩组成。明水组一段含水层主要由粗砂岩和含砾砂岩组成。		
	区域内饮用水源井	经调查，评价范围内无集中式饮用水水源地、无分散式饮用水源井。		

表 2.8-4　　地表水、土壤、生态环境保护目标表

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	本项目永久占地范围内，土壤类型为草甸土			《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
	拟建井场边界外扩 0.2km 的居民区土壤环境，土壤类型为草甸土			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第一类用地筛选值
	拟建井场边界外扩 0.2km 的农用地土壤，主要为耕地，土壤类型为草甸土			《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	拟建井场边界外扩 50m 范围及管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，主要为耕地			临时占用草地、耕地进行恢复，恢复面积 5.3906hm^2。永久占用草地及耕地按照规定进行经济补偿
	县级水土流失重点治理区			施工过程中针对临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，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

表 2.8-5　　环境风险保护目标

<table>
<tr><td rowspan="8">环境空气</td><td colspan="4">拟建井场、场站边界外扩 500m 及新建管线沿线两侧外扩 200m 范围内</td></tr>
<tr><td>序号</td><td>敏感目标名称</td><td>相对方位、距离</td><td>保护内容</td></tr>
<tr><td rowspan="2">1</td><td rowspan="2">李学房屯</td><td>徐深9-平9西南侧2850</td><td rowspan="2">居民区</td></tr>
<tr><td>徐深9-平9至徐深9集气站集气管线西侧35</td></tr>
<tr><td rowspan="2">2</td><td rowspan="2">太和村</td><td>徐深9-平9南侧950m</td><td rowspan="2">居民区</td></tr>
<tr><td>徐深9-平9至徐深9集气站集气管线东侧200m</td></tr>
<tr><td rowspan="2">3</td><td rowspan="2">巴家屯</td><td>徐深9-平9西南侧1400</td><td rowspan="2">居民区</td></tr>
<tr><td>徐深9-平9至徐深9集气站集气管线西侧50</td></tr>
<tr><td rowspan="4">土壤</td><td>序号</td><td colspan="2">敏感目标名称</td><td>保护标准</td></tr>
<tr><td>1</td><td colspan="2">永久占地范围内，土壤类型为草甸土</td><td>《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</td></tr>
<tr><td>2</td><td colspan="2">拟建井场边界外扩 0.2km 的居民区土壤环境，土壤类型为草甸土</td><td>《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第一类用地筛选值</td></tr>
<tr><td>3</td><td colspan="2">拟建井场边界外扩 0.2km 的农用地土壤，主要为耕地，土壤类型为草甸土</td><td>《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</td></tr>
</table>

3 建设项目工程分析

3.1 现有工程分析

3.1.1 现有区块开发情况

（1）现有区块开发概况

本项目拟在已开发的徐深气田徐深 9 块新建 1 口气井，配套地面工程建设，徐深气田分布于黑龙江大庆市肇州县、绥化安达市境内，徐深气田主要有徐深 1 区块、徐深 21 区块、徐深 8 块、徐深 12 区块、徐深 9 区块等，本项目所在的徐深气田徐深 9 区块位于黑龙江省大庆肇州县境内，地理位置详见图 3.1-1。

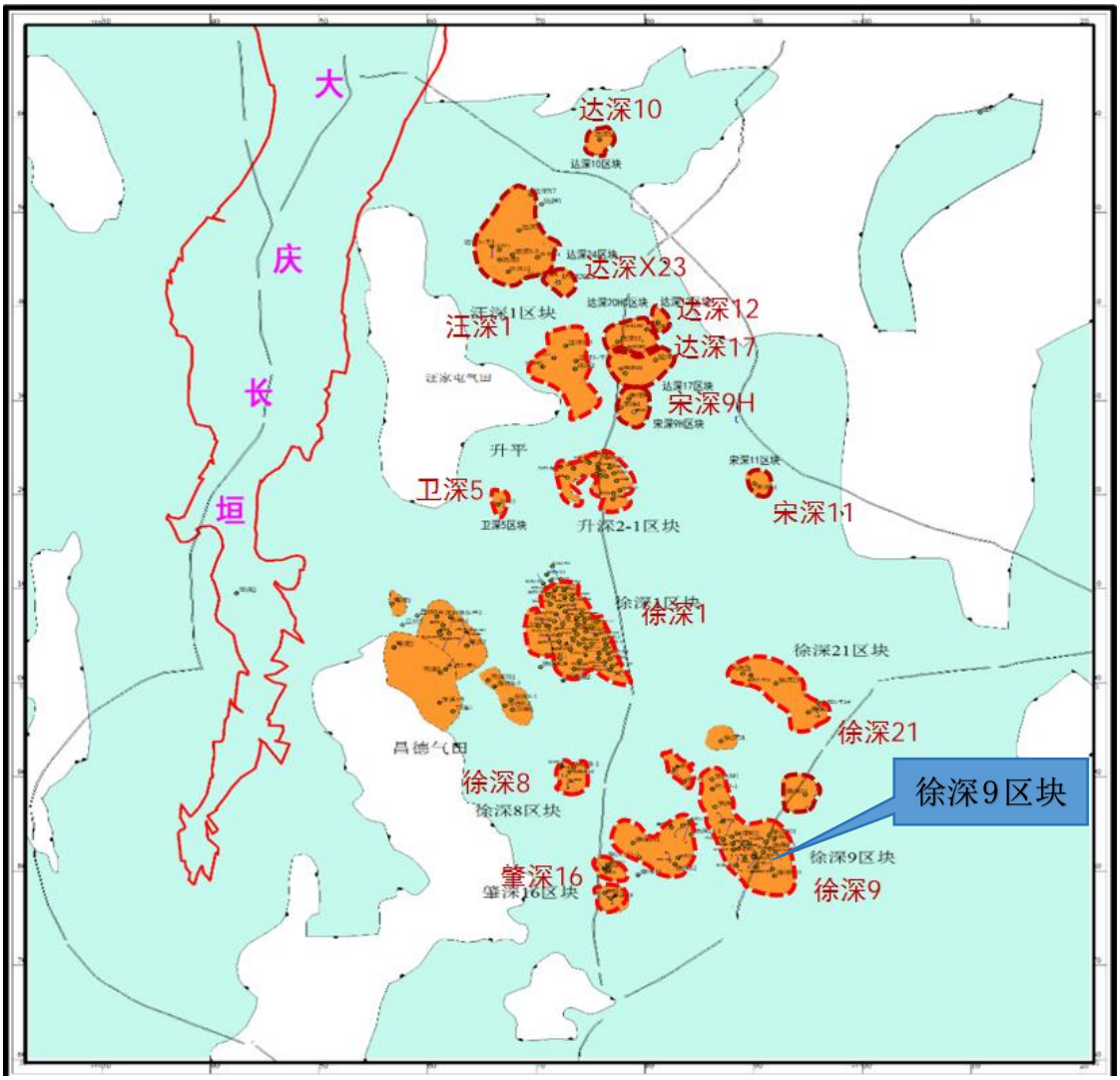


图 3.1- 1　徐深气田徐深 9 区块地理位置图

徐深 9 区块目前共辖井 26 口，集气站 2 座，预计 2026 年底将投产气井 1 口，建成徐深 903 集气站 1 座。徐深 903 集气站投产后，徐深 9 区块共辖井 31 口，集气站 3 座，分别为徐深 9 集气站、徐深 3 集气站、徐深 903 集气站。目前站外系统采用简易井口、高压集气工艺，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、三甘醇脱水的处理工艺。

目前现有工程总产气规模 179.3×10^{4}m^3/d，徐深 9 区块有完善的集气管网，区块内所辖集气站生产的天然气全部输送至徐深 9 集气站，经徐深 9 集气站上载至气田干线，再向下游输送，集气管线 42km，区块内已建有气、水、电、道路等工程。

（2）现有工程主要内容

本项目位于徐深 9 区块，属于现有区块。区块内建有较为完善的油、气、水、电、路、信等工程。现有工程的主要内容见表 3.1-1。

表 3.1-1　　现有工程的主要内容汇总表

工程类别	现有工程组成	建设内容及规模
主体工程	井场	现有区块气井 26 口，总产气规模 179.3×10^{4}m^3/d。
	天然气处理工程	区块内现有集气站 2 座，分别是徐深 9 集气站、徐深 3 集气站。目前场站均稳定运行。预计 2026 年底建成徐深 903 集气站 1 座。
辅助工程	集输管线	区块内站外系统采用简易井口、高压集气工艺，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、三甘醇脱水的处理工艺。现有集气管线 42km。
	内部道路	区块内现有通井路 15.0km。
公用工程	供水系统	现有区块内场站生活用水采用桶装水。
	排水系统	现有场站生活污水依托周边场站现有生活污水收集装置，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理；气井采出气分离污水在各集气站污水储罐暂存，然后由集输管网统一输送至升一联气田污水预处理站集中处理达标后，回注地下油层，不外排。
	供热系统	现有区块内场站供热依托现有天然气采暖炉进行供热。
	供电系统	现有区块内主要由宋芳屯一次变进行供电，宋芳屯一次变主变容量为 2×63000kVA，电力供应依托油田已建电网。
环保工程	废气处理工程	现有区块场站内加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放。
		现有工程在集输过程采取了全密闭工艺流程，采气井井口均安装了密封垫、管线均埋地敷设、依托场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，有效的控制了无组织气体的挥发。
	废水处理工程	现有区块采出气分离污水在各集气站污水储罐暂存，然后由集输管网统一输送至升一联气田污水预处理站集中处理达标后，回注地下油层，不外排。
		现有场站生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。
	噪声防治工程	现有工程主要声源来自井场、集气站天然气放空噪声、集气站内设备、机泵运行产生的噪声。发声设备选用了低噪声设备，定期对进场设备进行维

		护和保养；场站机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强。
	固体废物收集处理处置工程	现有区块内场站生活垃圾集中收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司进行处理。
		现有区块内目前暂未产生井口含油砂粒，如产生，在井场产生后装入加盖钢制桶中，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。
	环境风险防控工程	大庆油田有限责任公司采气分公司 已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《突发事件综合（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预案》、《生产场所泄漏、火灾、爆炸突发事件专项应急预案》、《输油气管道突发事件专项应急预案》、《注水系统突发事件专项应急预案》等专项应急预案，并定期开展了应急演练。
退役工程		本项目报废井现已按照《废弃井封井处置规范》（QSH 0653-2015 ）进行了封井，封井方式采用水泥浆封井，报废后由作业区按照四类井管理，进行定期巡检井场植被恢复情况，无环境问题。

3.1.2 现有区块环评及验收手续

现有工程环评及验收情况见表 3.1-2。

表 3.1-2　　现有工程环评及验收情况调查表

序号	项目名称	环评批复		验收情况
1	《徐深 3-平 2 等 4 口井钻井工程环境影响报告表》	庆环审〔2017〕152 号	2017.6.29	企业于 2021 年 1 月 12 日完成自主验收
2	《2017 年徐深气田徐深 9 区块营城组气藏产能建设工程环境影响报告书》	庆环审〔2017〕265 号	2017.10.27	
4	《徐深气田徐深 9 井区 2019 年产能建设地面工程环境影响报告表》	庆环审〔2019〕99 号	2019.5.21	企业于 2021 年 11 月 19 日完成自主验收
5	《徐深气田徐深9井区 2020 年产能建设地面工程（一期）环境影响报告书》	庆环审〔2021〕37 号	2021.4.23	企业于 2023 年 5 月 21 日完成自主验收
11	《徐深气田徐深 9 区块营城组气藏产能建设工程环境影响报告书》	庆环审〔2025〕47 号）	2025.05.15	正在建设

3.1.3 现有工程排污许可执行情况

大庆油田有限责任公司采气分公司已办理固定污染源排污许可证登记，登记编号：91230607716675409L007W。有效日期为 2024 年 10 月 24 日至 2029 年 10 月 23 日，申报的排污许可内容主要包括各场站内加热炉、锅炉等。本项目依托的徐深 9 集气站均已经纳入排污许可管理。

大庆油田有限责任公司采气分公司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。

3.1.4 现有工程污染物排放情况及影响调查

3.1.4.1 废气

现有工程废气主要为区块内 26 口气井、2 座集气站以及集输管线在运行过程中无组织挥发非甲烷总烃、集气站加热炉产生的燃烧烟气。

（1）非甲烷总烃

本项目所在的徐深 9 区块目前产气量约 $6.45\times10^8m^3/a$。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 0.5g/kg，天然气密度按 $0.64kg/m^3$ 计，则非甲烷总烃挥发量为 206.4t/a。气井在运行期间非正常工况包括气井开井、关井、检修以及事故时紧急切断阀门后，气井内剩余气通向井口房外放空池放空。

为了解徐深 9 区块现有集气站、井场非甲烷总烃无组织排放情况，本次环评选取了区块内徐深 9 集气站、1 座已建井场（徐深 9-平 6 井场）非甲烷总烃厂界无组织、厂区内无组织排放的监测数据进行分析，监测单位为大庆中环评价检测有限公司，监测时间为 2026 年 5 月 6-7 日监测结果见表 3.1-4、表 3.1-5。

表 3.1-4　徐深 1 区块集气站厂界无组织废气监测结果 单位：mg/m^3

监测点位		监测日期	监测因子	小时均值（mg/m^3）	标准值 (mg/m^3)
已建徐深 9-平 6 气井	上风向 1#	2026.05.08	非甲烷总烃	0.42-0.46	4
		2026.05.09		0.42-0.45	
	下风向 2#	2026.05.08	非甲烷总烃	0.47-0.58	4
		2026.05.09		0.52-0.60	
	下风向 3#	2026.05.08	非甲烷总烃	0.51-0.59	4
		2026.05.09		0.51-0.57	
	下风向 4#	2026.05.08	非甲烷总烃	0.54-0.56	4
		2026.05.09		0.53-0.62	
徐深 9 集气站	上风向 1#	2026.05.08	非甲烷总烃	0.42-0.45	4
		2026.05.09		0.43-0.51	
	下风向 2#	2026.05.08	非甲烷总烃	0.55-0.61	4
		2026.05.09		0.55-0.62	
	下风向 3#	2026.05.08	非甲烷总烃	0.48-0.62	4

		2026.05.09		0.52-0.60	
	下风向 4#	2026.05.08	非甲烷总烃	0.54-0.60	4
		2026.05.09		0.53-0.58	

表 3.1-5 厂区内非甲烷总烃无组织排放监测

监测点位	监测日期	监测因子	非甲烷总烃（mg/m³）	标准值(mg/m³)
徐深 9 集气站	2026.05.08	小时均值	0.49-0.62	监控点处 1h 平均浓度值≤10mg/m³，监控点处任意一次浓度值≤30mg/m³
		任意一次浓度值	0.61	
	2026.05.09	小时均值	0.57-0.63	
		任意一次浓度值	0.55	

根据上述监测数据，现有场站厂界外 10m 处非甲烷总烃无组织排放浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值（4.0mg/m³）要求，厂区内无组织排放非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的厂区内 VOCs 无组织排放限值标准要求。

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。根据本次对项目区块内姜家洼子环境空气质量现状监测数据可知，项目所在区域非甲烷总烃浓度可以满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关标准限值。区块开发对周围环境影响较小。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.7.1 在气田内将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程；5.7.3 油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。

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、依托场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；目前企业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。

（2）加热炉燃烧烟气

本项目所在的徐深 9 区块 2 座集气站内加热炉均以天然气为燃料，本项目所在的徐深 9 区块徐深 9 集气站内加热炉均以天然气为燃料，为了解徐深 9 区块现有集气站加热炉烟气有组织排放情况，本次环评选取了区块内依托的徐深 9 集气站加热炉排气筒有组织排放监测数据进行分析，监测单位为大庆中环评价检测有

限公司，监测时间为2026年5月6-7日，各场站加热炉燃烧烟气，监测结果见表3.1-6。

表 3.1-6　徐深9区块集气站加热炉烟气监测结果　单位：mg/m³

名称	频次	日期	SO_2 浓度（mg/m³）	NO_X 浓度（mg/m³）	颗粒物（mg/m³）	烟气黑度
徐深9集气站加热炉排气筒	第一次	2026.05.06	4	64	5.1	<1
	第二次		5	77	3.9	<1
	第三次		4	65	4.4	<1
	第一次	2026.05.07	4	68	4.8	<1
	第二次		5	70	4.1	<1
	第三次		4	76	3.8	<1
新建燃气锅炉标准			50	200	20	1

由监测结果可知，现有集气站加热炉排气筒烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建燃气锅炉标准。根据实测数据，选取最大浓度核算徐深9区块现有集气站加热炉污染物排放量。烟气量共计1018万 m^3/a，SO_2 排放量共计0.041t/a，NOx排放量共计0.661t/a，颗粒物排放量共计0.041t/a。

（3）甘醇脱水装置尾气

根据设计方案，集气站内三甘醇脱水装置再生精馏柱会产生尾气，针对三甘醇脱水装置的尾气问题，采气厂目前采用尾气回收装置（水引射增压回收工艺）对尾气进行回收处理，尾气从收集到处理直至回收整个过程为全封闭状态，回收的气体作为三甘醇装置燃料气利用，整个工艺过程无尾气排放口，即尾气回收率100%。根据监测数据，徐深9集气站厂界外10m处非甲烷总烃无组织排放浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.9企业边界污染物控制要求限值（4.0mg/m³）要求，厂区内无组织排放非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的厂区内VOCs无组织排放限值标准要求。

3.1.4.2 废水

现有区块内26口生产井运行，约产生采出水 $4.95\times10^4 m^3/a$，分离污水在各集气站污水储罐暂存，然后由集输管网统一输送至升一联气田污水预处理站集中处理，因此本区块内无生产废水排放。根据《徐深气田徐深1区块2014年产能建设工程地面工程监测报告》（中检(BH)字2025第12-010号）（检测时间2025.12.24-2025.12.25），升一联气田污水预处理站出水水质含油量为0.88-1.25mg/L，悬浮固体含量为2mg/L、悬浮物颗粒直径中值为1μm，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）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注地下油层。

区块内场站员工产生的生活污水产生量约为 0.47×10^4t/a ，运营期生活污水依托周边场站（徐深 9 集气站等）现有生活污水收集设施，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。

3.1.4.3 噪声

现有工程主要声源来自井场、集气站天然气放空噪声、集气站内设备、机泵运行产生的噪声。由于放空时间较短，且在放空池内进行，因此放空噪声对周边声环境影响较小。

2026 年 5 月 6-7 日，大庆中环评价检测有限公司对徐深 9 区块内徐深 9 集气站厂界噪声进行了监测，监测结果见表 3.1-7。

表 3.1-7　噪声环境质量现状监测与评价结果 dB(A)

监测点		日期	昼间		夜间		标准值	
			监测结果	评价结果	监测结果	评价结果	昼间	夜间
徐深9集气站	东厂界	2026.05.06	46.2	达标	43.5	达标	60	50
		2026.05.07	46.6	达标	43.8	达标		
	南厂界	2026.05.06	48.2	达标	45.1	达标	60	50
		2026.05.07	48.8	达标	45.6	达标		
	西厂界	2026.05.06	45.6	达标	42.6	达标	60	50
		2026.05.07	45.1	达标	42.9	达标		
	北厂界	2026.05.06	47.1	达标	44.1	达标	60	50
		2026.05.07	47.3	达标	44.5	达标		

由上表可知区块现有场站厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

3.1.4.4 固体废物

现有区块内 26 口生产井运行，正常工况下无固废产生，非正常运行过程中产生的固体废物主要为井口含油砂粒，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，本项目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，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 900-249-08。气井如产生这部分砂粒，在井场产生后装入加盖钢制桶中，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。目前现有区块未产生井口含油砂粒。采出

气通过三甘醇脱水装置进行脱水，由生产厂家来定期更换三甘醇，更换频次约 1 次/年，徐深 9 区块内 2 座集气站产生废三甘醇约 120t，更换后产生的废三甘醇属于一般固废，产生的废三甘醇由厂家回收。

区块内场站员工产生的生活垃圾产生量约为 2.72t/a，统一收集后运至肇州县和平垃圾处理有限公司垃圾处理厂进行处理。

综上，项目所在区块产生的固体废物均得到合理处置。

3.1.4.5 土壤和地下水影响调查

（1）地下水及土壤污染防治措施落实情况

根据现有工程竣工环保验收报告及现场调查，现有工程土壤和地下水污染采取了源头控制、分区防渗等措施，施工期对钻井泥浆进行回收处理，由罐车及时拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，不外排；加强气井固井质量，使表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；施工期井场地面（除重点防渗区、一般防渗区域以外的井场区域）为简单防渗区，采取地面平整夯实等措施进行简单防渗，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区的技术要求；定期对气井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；集气站内分离的废水等污染物全部进入站内现有污水储罐，输送至升一联气田污水预处理站处理，处理后的水质执行《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 、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下油层；污水储罐为钢制结构，且为地上罐，通过加强日常巡检，可及时避免储罐泄漏；站场采取分区防渗，避免污染物接触土壤；管线采用无缝钢管，并进行内外防腐，定期巡检所有的管道、机泵、设备等，发现跑冒滴漏，及时采取措施，防止污染土壤和地下水。

（2）土壤、地下水现状监测情况

根据本次项目监测数据（大庆中环评价检测有限公司，中检(BH）字 2026 第 05-004 号），现有区块监测点位特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类限值要求，挥发性酚类（以苯酚计）满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准要求，其它监测因子除锰离子部分监测点位监测频次超标外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准要求。锰超标是因为区域地层中的含锰矿物较多，主要为软锰矿、水锰矿和黑锰

矿，地下水中锰的来源主要是上述矿物的溶解，因此锰超标属于地质原因。根据监测数据分析，说明现有工程对地下水环境质量影响较小。

根据土壤监测结果可知，现有区块井场和场站永久占地内土壤中污染物满足《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，临时占地耕地与草地土壤均满足《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。根据验收监测结果分析，现有区块地下水和土壤均未呈现出明显劣化趋势，特征因子挥发性酚类及石油类在均未呈现出明显劣化趋势（具体监测数据见 4.2 小节）。

3.1.4.6 生态影响调查

根据现场调查，徐深 9 区块目前暂未有退役工程。现有区块内生态系统以农田生态系统和草地生态系统为主，其次为森林生态系统、城镇生态系统，生态环境总体较好。区块内湿地的植被主要是沼泽草地，以丛生禾草、根茎禾草为主，生长状况良好。根据现场调查区块内植被覆盖度较高，无裸露的大面积土地及沙化土地，未出现土壤沙化现象。区块内土壤类型为草甸土，属于黑土区，根据现场调查现有工程临时占用黑土地全部复垦，农作物生产情况良好。

根据现场调查，现有区块内未出现大面积土壤沙化，局部分布有碱斑块，通过采取相应的生态保护措施、生态恢复措施等，已实施工程未对周围生态环境造成较明显的影响。工程永久占地直接减少了农作物的产量，区块道路网络对区域原有生态系统的分割，在一定程度上破坏了原有生态系统的连续性，但没有改变项目区域的生态系统结构与功能，区域的生态组分及生物多样性未受影响，区域生态格局变化不大，对区域生态系统环境的影响较小。

梳理区块开发存在的环境问题（明确区块生态受影响及恢复情况对比，调查黑土地保护措施及防沙治沙措施落实情况），调查退役工程情况。

区域内生态环境为农田、草地生态系统。企业在开发过程中采取了一系列的生态保护措施，例如严格控制井场的临时及永久占地，井场地面均进行了平整。钻井施工结束后及时的进行了地貌恢复等生态恢复，区域内已有耕地恢复耕作，草地进行播撒草种恢复至原地表形态，通过一系列生态保护措施后，气田的开发对区域农田、草地没有造成明显影响。

3.1.4.7 现有工程污染物产排量

根据以上现有工程污染物排放量核算，现有工程污染物产生、排放量汇总见表 3.1-11。

表 3.1-11　现有工程污染物产排情况一览表

类别	污染源		产生量	排放量	处理措施
废气	无组织非甲烷总烃		206.4t/a	206.4t/a	井口密封设施、采用密闭集输管道输送天然气
	集气站加热炉排气筒	废气量	1018 万 m^3/a	1018 万 m^3/a	天然气为燃料，通过排气筒排放
		SO_2	0.041/a	0.041t/a	
		NO_X	0.662t/a	0.662t/a	
		颗粒物	0.041/a	0.041t/a	
废水	生活污水	废水量	0.47×10^4t/a	0.47×10^4t/a	现有生活污水收集设施，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理
		COD	1.41t/a	1.41t/a	
		氨氮	0.141t/a	0.141t/a	
	气田采出水		$4.95\times10^4m^3/a$	0	气田采出水暂存于集气站污水储罐临时储存，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一外输至升一联气田污水预处理站，处理后的水质执行《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、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下。
固体废物	废三甘醇		120t/a	0	委托相关单位处理。
	生活垃圾		2.72t/a	0	统一收集后运至肇州县和平垃圾处理有限公司垃圾处理厂进行处理。
	井口含油砂粒		0	0	在井场产生后装入加盖钢制桶中，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。

3.1.5 现有工程存在的环境问题

项目所在区块为已开发区块，根据现场调查，现有区域内生态环境主要为耕地、草地等。区块内现有工程排放的污染物主要包括废气（无组织挥发的非甲烷总烃、集气站加热炉烟气、甘醇脱水装置尾气）、噪声（集气站设备、机泵噪声、井场放空噪声）、固体废物（井口含油砂粒、废活性炭、废三甘醇、生活垃圾）、废水（生活污水）等。

现有区块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，现

有区块内井场临时占地地表进行了平整，草地、耕地进行了植被恢复，植被生长已经基本恢复到油田开发前状态，目前所采取的各项环保措施是有效的。

根据调查可知，现有区块无投诉、督查及检查情况。本工程区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，站场环境清洁，站内道路两侧和厂区院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。

根据本次对区块现有工程依托场站的污染物排放情况的监测结果及现场调查，现有区块内井场输气均采取密闭集输工艺，可以有效控制非甲烷总烃逸散；针对三甘醇脱水装置的尾气问题，已采用尾气回收装置（水引射增压回收工艺）对尾气进行回收处理，尾气从收集到处理直至回收整个过程为全封闭状态，回收的气体作为三甘醇装置燃料气利用，整个工艺过程无尾气排放口，即尾气回收率 100%。区块内井场无组织排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值的要求；现有区块在开发建设过程中，尽可能地选用了低噪声设备，噪声对外界影响较小。大庆油田有限责任公司采气分公司已按照要求取得排污许可证（见附件 4），并按照相关要求逐年上报“排污许可证执行报告”。因此，各井场及场站废气、噪声等均达标排放，废水、固废均得到妥善处置，各项污染防治措施完备，运行良好。

根据本次对已建徐深 9-平 6 井场用地范围内、徐深 9 集气站内土壤监测结果，各项污染物含量均不超过《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值，与占地范围外监测结果数值相差不大，说明气田开发对土壤环境影响较小。

根据现场调查，本项目所在区域内生态环境主要为农田生态系统、草地生态系统，为传统的气田开发区域；为保护区域生态环境，大庆油田有限责任公司采气分公司在进行气田开发活动时采取了一系列的生态保护措施，例如严格控制井场的临时及永久占地，井场钻井施工结束后及时的进行了土地复垦等生态恢复措施；通过采取了这一系列的生态保护措施后，井场周边环境恢复较好，施工过程临时占地损坏的植被现已恢复，气田的开发对区域生态系统没有造成明显影响。现有工程投产至今未发生环境污染和信访事件。

原有工程严格实施 HSE 环境管理体系，第十采油厂逐级落实岗位责任制；各工区小队或联合站设专职环保员一名，相应采油工区队长及联合站站长为 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。

环境风险相关措施：经调查，大庆油田有限责任公司采气分公司未发生过环境风险事故。大庆油田有限责任公司采气分公司已建立较完善的应急预案体系，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。于 2024 年 10 月 23 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 230604-2024-47-L）。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。

综上所述，现有区块目前所采取的各项环保措施是有效的，未发现原有环境问题。本次环评要求企业对现有井场及新钻井场植被及时恢复，一经发现恢复长势较差的井场加强补种及养护，将工程建设运行对周围环境的影响降至最小。项目所在区块已建井场周围环境现状及区域生态环境现状见图 3.1-3。





图 3.1-3　现有井场生态情况照片

3.2 项目概况

项目名称：徐深气田徐深 9 区块营城组气藏产能建设工程（二期）项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司采气分公司 ；

建设性质：改扩建；

建设地点：大庆市肇州县二井镇境内，其中心坐标：125°28′02.599″，45°51′45.998″；

投资规模：项目总投资 19270 万元，环保投资 204.23 万元，环保投资占比为 1.06%；

占地面积：本项目新增总占地面积为 5.6912hm^2，其中永久占地面积为 0.3006hm^2，临时占地面积为 5.3906hm^2，占地类型为耕地（永久基本农田）；

建设内容及规模：本项目拟在已开发的徐深气田徐深 9 区块新建 1 口气井，单井垂深为 3939m，进尺为 4994m，新钻井均安排基建，配套地面工程建设，其中新建单井采气管道 4.55km，对徐深 9 集气站进行扩建，配套建设道路工程、供配电工程、自动控制、通信工程等，建成产能 12.0×10^{4}m^3/d。

建设周期：本项目计划施工期为 2026 年 3 月至 9 月，由 5 组钻井队和 5 个压裂试气队连续施工，钻井施工约 120d，压裂试气 60d，地面工程 30d，合计 210d 完成；

劳动定员：施工期钻井工程钻井队在井人数 40 人，压裂试气期间压裂试气队配置 20 人，地面建设工程施工人数 10 人，运营期不新增定员。

3.3 开发区块概况

3.3.1 油气田范围

本项目拟在已开发的徐深气田徐深 9 区块基建 1 口气井，配套地面工程建设，徐深气田分布于黑龙江大庆市肇州县、绥化安达市境内，徐深气田主要有徐深 9 区块、徐深 21 区块、徐深 8 区块、徐深 92 区块、徐深 1 区块等，本项目所在的徐深气田徐深 9 区块位于黑龙江省大庆肇州县市境内。

3.3.2 勘探开发概况

徐深 9 区块勘探开发历程分为四个阶段：预探阶段、评价阶段、初步开发阶段、调整挖潜阶段：

3.3.2.1 预探阶段

徐深9区块营一段火山岩发现井为徐深9井，该井于2002年5月7日钻至井深4548.0m完钻，完钻层位火石岭组，对营一段 3460.0m~3470.0m 井段进行试气，压裂后 9.53mm 油嘴获得日产 19.57×10^{4}m^3 的工业气流；对营一段 3592.0m~3600.0m、3620.0m~3624.0m 井段进行试气，压裂后 14.29mm 油嘴获得日产 53×10^{4}m^3 的高产气流；对营四段

3364.0m~3379.0m 井段进行试气，压裂后 6mm 油嘴获得日产 5.48×10^{4}m^3 的工业气流；从而发现了营城组火山岩气藏，打开了徐家围子断陷火山岩储层的勘探场面。

3.3.2.2 评价阶段

2003 年，在兴城地区完成了 234.9km^2 的三维地震勘探及处理解释，并在徐深 9 区块提交天然气预测地质储量 352.12×10^{8}m^3，含气面积 17.5km^2。 依据新采集的三维地震进行处理解释成果，在徐深 9 井西南 3.4km 处部署钻探了徐深 6 井，并于 2004 年 1 月 31 日完钻，完钻井深 4060m，该井营四段压裂后获得日产 52.27×10^{4}m^3 的高产气流，揭示出徐深 9 区块营四段砾岩储层具有较好的勘探、开发前景。

2004 年底，在徐深 9 区块徐深 9 井北部部署开发评价井徐深 9-1。并于 2004 年 11 月 13 日对营一段 120 层 3874.0m~3880.0m 井段试气，压后自喷，获得 44.0×10^{4}m^3/d 的高产工业气流。

2005 年为进一步加快徐深 9 区块的勘探开发进度，先后部署了勘探评价井徐深 601、603 井，开发评价井徐深 9-2、1-3、6-1、6-2 等井，均获得了工业气流。在此基础上，2005 年12 月底，徐深9 区块提交了天然气探明地质储量459.84×10^{8}m^3，叠合含气面积41.70km^2，探明技术可采储量 217.65×10^{8}m^3，探明经济可采储量 158.51×10^{8}m^3。

3.3.2.3 初步开发阶段

2006 年 3 月，针对徐深 9 区块提交的探明储量，编制完成《徐深气田兴城开发区徐深 9 区块初步开发方案》，方案设计总井数 38 口，实施后全部获工业气流，建成产能 7.9×10^{8}m^3，实现快速建产，成为大庆深层天然气主力产区。

3.3.2.4 调整挖潜阶段

2014 年，针对营四段和营一段探明外扩区域，提交了《徐深 9 区块营一段火山岩滚动扩边方案》和《徐深 9 区块营四段砾岩滚动扩边方案》，设计总井数 7 口，全部获工业气流。

2015 年，在第一批扩边井实施评价的基础上，编制了《徐深 9 区块营一段火山岩滚动扩边方案补充井位设计》，设计总井数 7 口，全部获工业气流。

2017 年，在第一批滚动外扩井位设计及补充井位基础上，编制了《徐深 9 区块北部新增储量区徐深 6-313 井区布井方案》，设计总井数 1 口，全部或工业气流。

截至目前，徐深 9 区块共开展三轮滚动外扩开发方案设计，设计外扩井共 19 口，全部实施并投产，平均单井初期稳产日产量达 9.0×10^{4}m^3，成功弥补了老井产量递减，实现了区块产量持续攀升。

2017 年，以 2005 年营一段火山岩的探明含气面积为基础，往外扩边的徐深 6-303 井区提交探明含气面积 7.37km^2，探明储量 36.63×10^{8}m^3，探明技术可采储量 16.48×10^{8}m^3，探明经济可采储量 14.43×10^{8}m^3。

2019 年，以 2005 年营四段砾岩的探明含气面积为基础，往外扩边的徐深 605 井区提交探明含气面积 9.85km^2，探明储量 24.46×10^{8}m^3，探明技术可采储量 11.01×10^{8}m^3，探明经济可采储量 9.69×10^{8}m^3。

截至 2022 年，徐深 9 区块共完钻各类井 59 口，投产井 57 口（完钻井中工程报废井 2 口），平均单井日产气 5.22×10^{4}m^3，累产气 92.20 亿方，探明储量采出程度 17.7%。

3.3.3 开发进程

徐深 9 区块分别于 2005 年、2017 年 2019 年三次申报天然气探明储量，累计叠合探明含气面积 58.92km^2、探明储量 520.93×10^{8}m^3、探明技术可采储量 245.14×10^{8}m^3、探明经济可采储量 182.63×10^{8}m^3、剩余探明经济可采储量 179×10^{8}m^3。

2006 年完成《徐深气田兴城开发区徐深 9 区块初步开发方案》，实施后，区块产能逐渐攀升，2012 年产量达到顶峰，年产量达到 6.8×10^{8}m^3，之后呈下降趋势。近年来，通过多轮开发滚动外扩，扭转了区块产量下滑趋势，2021 年区块年产量 8.9×10^{8}m^3。截至 2022 年，徐深 9 区块共完钻各类井 62 口，生产井 57 口（工程报废井 2 口），营城组生产井 56 口，沙河子组生产井 1 口，平均单井日产气 5.22 万方/天，累产气 92.20 亿方，探明储量采出程度 17.08%。

3.3.4 地质构造

徐家围子断陷为松辽盆地北部深层规模较大的断陷，南北向长 95km，东西向中部最宽处有 60km，面积 5350km^2。断陷周边 T5 反射层海拔为-2500m~-3500m，断陷内海拔低于-5000m，断陷最深处海拔-8500m。徐家围子断陷是由徐家围子西部（徐西断裂早期控陷）和中部（徐中断裂后期走滑）两条断层控制的箕状断陷，总体上呈“两凹夹一隆、东西分带、南北分块”的基本构造格局，两条深大断裂一起控制了徐家围子断陷的发生、发展和消亡；西侧为古中央隆起带，断陷期地层向徐中断裂处逐渐加厚，东部为缓坡，断陷期地层向东逐层超覆。

徐中断裂也是徐家围子断陷东西分带的主控断层，呈 NNW 向展布，贯穿整个徐家围子断陷中部，延伸长度达到 119.2km。在地震剖面上，断面产状近于直立伸入基底，在其浅部构造层中形成一系列反“S”型的雁列式正断层带。徐深气田徐深 9 区块位于徐中构造带，具有火山活动与构造运动双重成因机制。

徐西断裂在徐家围子断陷被徐中断层切割成南北两段，徐西断裂的南段总体走向

NNW，延伸长度 105km，东倾，倾角 16°~45°，其断距在基岩顶面一般 2217m，最大 4415m，最小 954m，平面延伸呈近 S 形，该断裂大规模活动迹象始于沙河子组沉积开始，强烈的伸展作用导致沙河子组超覆于火石岭组顶面之上，且向断层根部楔状加厚。营城组沉积前，断裂北段在挤压作用下发生了强烈的反转作用，南段的挤压作用较弱，从而造成了断裂南北特征的差异，营城组沉积时期，断裂活动微弱；徐西断裂的北段总体走向 NNW，延伸长度 75km，东倾，倾角 16°~20°，垂直断距在基岩顶面一般为 2125m，最大 3017m，最小 346m，平面延伸近 S 形，断裂北段的主要活动期为沙河子组沉积时期，在营三段沉积时期具有一定的活动性，与徐西断裂的南段相比，该断裂在营城组沉积前未见明显的挤压反转作用，沿断面产生了轴面斜歪的向斜构造。

3.3.5 地层概况

根据邻井实钻资料，预测设计井自上而下钻遇第四系、上白垩统明水组、四方台组、下白垩统嫩江组、姚家组、青山口组、泉头组、登娄库组（部分）、营城组（部分）及沙河子组地层。本井区缺失第三系，下白垩统登一段、营三段、营二段地层。

嫩江组二段底部黑褐色油页岩为松辽盆地区域标准层。

3.3.6 储层特征

3.3.6.1 营四段储层沉积特征

营四段为碎屑岩沉积，砾岩以中-细砾为主，普遍含砂；上部为灰白色、杂色砂砾岩、砾岩为主，厚度巨大，为主要储层；下部以泥岩为主，夹少量砾岩。徐深 9 区块营四段砾岩储层厚度整体表现为北薄南厚的特点。储层厚度一般在 50m~150m 之间，最小厚度位于徐深 6-101-徐深 6-103 井区，只有 30m 左右，最大厚度位于徐深 9-1~徐深 5 井区域，厚度达200m。徐深9区块营四段有效储层厚度整体呈现北薄南厚的特点，一般在25m~75m之间；最小厚度位于徐深 6-101~徐深 6-103 井区域，不发育有效储层；最大厚度位于徐深 9-1~徐深 5 井区域，厚度达 100m。

3.3.6.2 营一段火山岩岩相特征

营一段上部为灰白色流纹质晶屑岩屑熔结凝灰岩和灰白色珍珠岩，中部为流纹岩、灰白色流纹质火山角砾岩，灰白色流纹质晶屑凝灰岩，浅绿色流纹质火山角砾岩呈不等厚互层；下部为灰白色流纹质晶屑凝灰岩、灰白色、灰绿色流纹质火山集块岩，黑灰色安山质火山角砾岩不等厚互层。整个营一段火山岩厚度较大，厚度中心位于徐中断层下降盘，整体东南方向火山岩较发育。火山岩有效储层主要分布在断层的上升盘位置，少部分分布在断层下降盘位置的升深 7 井附近。有效厚度较大处主要集中在徐深 9、徐深 9-304 及徐深 9 井附近，工区东西两侧不发育，储量面积内有效厚度一般在 20m~120m 之

间。

3.3.6.3 岩性及物性特征

本区营四段主要发育砾岩和砂砾岩，兼少量的砂岩和粉砂岩。根据碎屑结构的支撑类型和基质成分，可将砾岩划分为颗粒支撑砾岩、基质支撑砾岩两类。较为发育且可作为储层的是砾岩、砂砾岩、粗砂岩。

本区营一段火山岩岩石类型有火山熔岩和火山碎屑岩两大类，火山熔岩主要岩石类型有球粒流纹岩、流纹岩、（粗面）英安岩、粗面岩、粗安岩、玄武粗安岩，从酸性岩、中酸性岩、中性岩、中基性均有分布。火山碎屑岩主要有流纹质熔结凝灰岩、流纹质（晶屑）凝灰岩、流纹质角砾凝灰岩、流纹质火山角砾岩、集块岩。徐深 9 区块主产层主要发育晶屑凝灰岩、熔结角砾岩、火山角砾岩等。

营一段孔隙度：初步开发方案统计 375 块全直径分析孔隙度低于 6%的样品占 39%，孔隙度 6%~10%的样品占 27%，孔隙度高于 10%的样品占 34%；2022 年，统计 811 块全直径分析孔隙度低于 6%的样品占 58%，孔隙度 6%~10%的样品占 33%，孔隙度高于 10%的样品占 9%。

营一段渗透率：初步开发方案统计 375 块全直径分析渗透率低于 $0.1\times10^{-3}\mu m^2$ 的样品占 49%，渗透率 $0.1\times10^{-3}\mu m^2$~$1\times10^{-3}\mu m^2$ 的样品占 30%，渗透率高于 $1\times10^{-3}\mu m^2$ 的样品占 21%；2022 年，统计 811 块全直径分析渗透率低于 $0.1\times10^{-3}\mu m^2$ 的样品占 83%，渗透率 $0.1\times10^{-3}\mu m^2$~$1\times10^{-3}\mu m^2$ 的样品占 13%，渗透率高于 $1\times10^{-3}\mu m$ 的样品占 4%。

营四段孔隙度：初步开发方案统计 375 块全直径分析孔隙度低于 6%的样品占 85%，孔隙度 6%~10%的样品占 10%，孔隙度高于 10%的样品占 5%；2022 年，统计 811 块全直径分析孔隙度低于 6%的样品占 82%，孔隙度 6%~10%的样品占 16%，孔隙度高于 10%的样品占 3%。

营四段渗透率：初步开发方案统计 375 块全直径分析渗透率低于 $0.5\times10^{-3}\mu m^2$ 的样品占 74%，渗透率 $0.5\times10^{-3}\mu m^2$~$1\times10^{-3}\mu m^2$ 的样品占 13%，渗透率高于 $1\times10^{-3}\mu m^2$ 的样品占 13%；2022 年，统计 811 块全直径分析渗透率低于 $0.5\times10^{-3}\mu m^2$ 的样品占 74%，渗透率 $0.5\times10^{-3}\mu m^2$~$1\times10^{-3}\mu m^2$ 的样品占 14%，渗透率高于 $1\times10^{-3}\mu m^2$ 的样品占 11%。

上述分析结果表明：徐深 9 区块营城组气藏储层为低孔、特低渗储层，营四段砂砾岩储层比营一段火山岩储层物性差，为特低孔、特低渗储层。火山岩储层孔渗分布范围更大，裂缝发育程度更高。

3.3.7 气藏简述

3.3.7.1 气水分布及气藏类型

1、营四段的气水分布及气藏类型

徐深 9 区块营四段砾岩气藏已钻井试气尚未发现产水，初步判断为岩性气藏，地震反演显示储层连片分布，气藏受岩性、物性控制，无边底水。营城组四段砾岩储层位于营城组一段火山岩气藏之上，具有聚集天然气成藏的有利条件。储层大面积连片，砾岩气层分布已经超出构造圈闭范围，具有岩性气藏的特点。综合分析认为，营城组四段砾岩气藏为岩性气藏，不发育水层，气藏驱动类型为弹性气驱。

2、营一段的气水分布及气藏类型

营一段火山岩气藏气水分异明显。徐深气田已完钻的井中，除位于构造高部位的火山岩储层只发育纯气层外，其余井在纵向上综合解释均为上部气层（或气水同层）、下部水层。整体上具有构造高部位气柱高度大、富集高产，低部位气柱高度小、气水分异差的特点，显示出构造对气水分布的控制作用。综合分析认为，营一段气藏类型为岩性-构造气藏，部分井产地层水，气藏驱动类型为弹性弱水驱。

营一段为岩性-构造气藏，呈明显的上气下水特征，中间为气水同层，其含气性受构造、储层物性双重控制。气藏水顶一般为 3520m~3530m，部分井气、水层之间发育大段干层，水顶略低。由南至北，随着构造的抬升，气底逐渐抬升，一般为-3430m~-3500m。

3.3.7.2 流体性质及有毒、有害气体含量

1、流体性质

统计分析徐深 9 区块 14 口气井营四段储层的天然气组分数据，天然气组分变化不大：甲烷含量介于 95.080%~96.436%，平均 95.629%；乙烷含量介于 1.917%~2.595%，平均 2.359%；丙烷含量介于 0.24%~0.424%，平均 0.327%；二氧化碳含量介于 0.143%~1.091%，平均 0.403%；不含硫化氢，是以甲烷为主的干气气藏。

统计分析徐深 9 区块 49 口井营一段储层天然气组分数据，天然气组分变化不大：甲烷含量介于88.356%~96.859%，平均95.180%；乙烷含量介于1.853%~2.887%，平均2.325%；丙烷含量介于 0.168%~0.809%，平均 0.303%；二氧化碳含量介于 0.063%~5.465%，平均 0.858%；不含硫化氢，是以甲烷为主的干气气藏。

徐深 9 区块营城组 13 口出水井地层水分析结果表明：氯离子含量在 179mg/L~1670mg/L 之间；总矿化度在 6420mg/L~15600mg/L 之间；pH 值在 7.1~8.5 之间；水型均为重碳酸钠型。

徐深 9 区块营城组营一段火山岩储层发育边、底水，位于构造部位较低位置的气井易产地层水。徐深 9 区块营四段砾岩储层不含单独的边、底水，多数生产井产出液以凝析水为主，少数产出液水性接近地层水的主要原因为：一是砾岩产层与下部火山岩储层

的底水过近，压裂过程中形成了裂缝通道，从而导致产地层水；二是下部火山岩储层天然裂缝比较发育，从而导致产地层水。

2、有毒有害气体

根据油藏方案，统计分析徐深 9 区块 14 口气井营四段天然气组分中二氧化碳含量介于 0.143%~1.091%，平均 0.403%；统计分析徐深 9 区块 49 口井营一段储层天然气组分中二氧化碳含量介于 0.063%~5.465%，平均 0.858%。根据勘探开发研究院地质交底材料，预测本井天然气组分中二氧化碳含量 0.41%。邻井钻探未见 H_2S、CO 等有毒有害流体显示。区块天然气检测分析报告见附件 7。

3.4 工程组成

本项目工程组成见表 3.4-1。

表 3.4-1　工程组成一览表

工程类别	工程组成		建设内容及规模	备注
主体工程	钻前工程		1 座钻井井场平整，在临时占地内修筑运输道路，井场设备拉运，基础施工设备安装，安置柴油罐区、各橇装板房，运输柴油，配制钻井液等。	新建
	钻井工程	钻井井场	新钻气井 1 口，为水平井，设计井深为 3939m，钻井进尺 4994m。主要工程内容包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井等。	新建
		井身结构	水平井选用三开制井身结构。一开设计井深设计井深-1m（进入泥岩段或稳固岩层 10m 以上）为 m，套管尺寸 444.5mm；二开设计井深登四顶以上 50m；三开至设计井深为设计井深-3m，套管尺寸 215.9mm。	新建
		钻井平面布置	新建 100m×100m 钻井井场 1 座，井场设备包括钻机、钻台、柴油罐、发电机、配料罐、泥浆泵、泥浆罐、空压机、钢制泥浆槽。钻机：采用 ZJ-70DB/4500 型钻机每座井场设置 1 个撬装式钢制基础，43.3m×11.7m，用于架设钻井井架； 每座井场配置一套射孔器。	新建
		钻井液体系	定向井：一开钻井液采用膨润土浆钻井液体系，主要成分为（4.0%~5.0%）膨润土+（0.2%~0.4%）纯碱；二开使用钾盐共聚物钻井液体系，主要成分为（4.5%~5.5%）膨润土+纯（4.5%~5.0%）碱（土量）+（0.04%~0.10%）PH 调节剂+（0.3%~0.4%）复合抑制剂+（0.3%~0.4%）包被剂+（0.7%~1.3%）抑制剂(铵盐类)+（0.8%~1.2%）降滤失剂Ⅰ型+（1.2%~1.5%）降滤失剂Ⅱ型+（1.0%~1.5%）封堵剂+（1.0%~1.2%）防塌剂(树脂类)；三开钻井液采用抗高温盐水钻井液体系，抗高温盐水钻井液体系配方：（4.0%~5.0%）纯碱（土量）+（1.0%~2.0%）膨润土+（0.05%~0.1%）pH 调节剂+（5.0%~7.0%）氢氧化钾+（0.5%~3.0%）降滤失剂-I+（1.0%~3.0%）降滤失剂-II+	新建

			（1.0%~3.0%）降滤失剂-III+（2.0%~4.0%）封堵剂-I（沥青类）+（1.0%~3.0%）封堵剂-II（超细碳酸钙类）+（0.05%~0.5%）包被剂+（0.5%~2.0%）抑制剂+（1.0%~23%）润滑剂+（0.1%~20.3%）消泡剂+（0.1%~20.3%）流型调节剂组成。 钻井全程配备钻井泵、钻井液储备罐、钻井液循环罐、振动筛、除砂器、离心机等筛分、配制等循环利用设施。	
		钻井周期	钻井施工约 120d，压裂试气 60d，地面工程 30d，合计 210d 完成；	/
	储层改造工程	射孔	每座井场配置一套射孔器。	新建
		压裂试气	1 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 1 口气井进行压裂作业。压裂作业设备包括修井机、压裂采气树等。试气设备包括试气井架、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。	新建
	采气集输工程	气井	本工程共基建井口设施 1 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 $12.0\times10^4m^3/d$。	新建
		采气集输管道	新建Φ76×11 采气管道 4.55km，设计压力均为 15MPa，管道材质采用 20#+316L 内衬不锈钢材质管道。采气管道均采用埋地敷设，管顶标高为-1.8m，穿越方式为钢开、钢顶穿越。	新建
	场站改造	徐深 9 集气站	新建进站阀组 DN65 PN360（316L）1 套，生产阀组 DN80 PN100（316L）1 套。	扩建
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，10×5×2m），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	钻井井场设泥浆循环罐 3 个，单罐容积 $40m^3$，占地约 $100m^2$	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	每座钻井井场设置 1 处表土剥离临时存放区，用于暂存钻井井场剥离的表土层，采取分层堆放的方式，表土堆放设置挡板、上覆遮盖材料，占地面积约 $1200m^2$（20m×60m）。临时占地剥	新建

			离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	
	地面工程	道路工程	1口井建设路面宽3.5m、路基宽4.5m的沥青砼通井路0.3km。	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
		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
		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
		防渗旱厕	1座/井，占地4m^2，生活污水排入井场防渗旱厕。容积约4m^3（2m×2m×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
	地面工程	自控工程	新建1口气井接入徐深9集气站，井口按无人值守数字化模式进行建设。对徐深9集气站进行改造，补充相应检测参数，并对已建站控系统进行扩容调整，将改造后数据上传生产调度中心/生产维护中心，由生产管理中心/生产调度中心直接对井口、集气站进行远程集中监控。	
公用工程	给水工程		施工期：施工期用水主要为施工人员生活用水、管线试压用水。生活用水采用桶装水，管线试压用水由水罐车运送。	依托
			运行期：徐深9集气站的生产、生活给水依托现有供水装置。	
	排水工程		本项目施工期管线试压废水拉运至升一联气田污水预处理站处理，处理后的水质执行《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、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下。	依托
			钻井施工生活污水排放到防渗旱厕，地面工程生活污水排入本项目附近集气站已建生活污水收集设施，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。	依托

		运营期产生的气田采出水暂存于集气站污水罐（污水罐为钢制卧式罐，架空装置，且设置压力监测系统）临时储存，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一外输至升一联气田污水预处理站处理后的水质执行《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 、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下。	
	供热系统	本项目施工期采用电取暖，运营期依托场站采用现有供暖方式。	新建
	供电工程	本项目施工期用电由柴油发电机供给。运营期由区域已建宋芳屯一次变供电。新增负荷 201.7kW，为采气井口用电（管道伴热负荷及井口仪表通讯负荷）。 气井井场新建柱上变 2 座，新建 10kV 线路 1.5km，导线采用 LGJ-50 型。	新建
	通信工程	数据传输系统：在徐深 9 集气站新建工业以太网交换机 1 台，同时在 1 座新建井场各新建工业以太网交换机 1 台，用于自控系统、视频监控系统的数据传输。 安防系统：新建 1 口气井井场围栏范围内设置 1 台红外网络球型摄像机和 1 套号角扬声器；徐深 9 集气站新接入井场视频监控前端 1 个	新建
依托工程	徐深 9 集气站	本项目徐深 9-平 9 气井产气进入徐深 9 集气站进行处理， **（1）加热炉** 徐深 9 集气站已建真空加热炉 6 台，其中第三列装置剩余 1 处预留盘管，设计加热负荷为 80kW。经计算，本次接入的徐深 9-平 9 井加热负荷需求为 48.9kW，已建预留盘管能力满足处理需求。 **（2）分离器** 第三列装置的计量分离器和生产分离器规格型号均为Φ1200×4712（设计压力 8.0MPa），经核算在 5.8MPa 工作压力下，处理能力为 $90\times10^4m^3/d$；过滤分离器型号为Φ450×2200/Φ400×2200（设计压力 8.0MPa），处理能力为 $50\times10^4m^3/d$。本次新增产能后，第三列装置总处理气量 $43\times10^4m^3/d$，已建分离器能够满足处理需求。 **（3）脱水装置** 站内已建三甘醇脱水装置3 套，总处理规模为 $150\times10^4m^3/d$，其中第一、二、三列装置所辖气井气由 2 台三甘醇脱水装置并联处理，2 台脱水装置总处理规模 $110\times10^4m^3/d$。第 4 列装置利用 1 台三甘醇脱水装置单独处理，脱水装置规模 $40\times10^4m^3/dd$。接入新井后，前三列装置最大气量为 $107.9\times10^4m^3/d$，运行负荷率	依托、扩建

		为46%~97%，现有脱水装置能力满足需求。 **（4）放空系统** 徐深9集气站已建火炬设计规模70×$10^4m^3/d$（DN400/DN300 H=38m），新井进站后，本站4列生产装置最大产气量分别为19×$10^4m^3/d$、53.5×$10^4m^3/d$、44×$10^4m^3/d$、49×$10^4m^3/d$，本次按照站内单列装置最大泄放气量计算，已建火炬系统满足放空需求。 根据能力核实，工艺装置上，站内已建加热炉、分离器、脱水装置、放空系统能力均满足新井处理需求，本次仅配套新建1口气井进站阀组和生产阀组，新建阀组采用316L不锈钢材质。平面布局上，新建阀组均在已建进站和生产阀组区扩建，平面布局不发生变化。	
	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）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求（石油类≤10.0mg/L，悬浮固体≤5.0mg/L）后回注地下油层。 该站设计的总规模为1400m^3/d，目前处理量270m^3/d，剩余处理能力为1130m^3/d，本项目气田采出水最大产生量为16.5m^3/d，试气产液为17m^3，，满足本项目依托需求。	依托，无需扩建
	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采用“脱稳+均质缓冲+压滤”处理工艺，将泥浆进行固液相分离。处理后的泥饼用于大庆油田有限责任公司综合利用垫井场或铺路；处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理达到《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）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层；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。 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），本项目依托其水基泥浆处理站，设计处理能力1000m^3/d（30万m^3/a），目前实际处理量530m^3/d，剩余能力为470m^3/d。本项目共需处理钻井废水363.66m^3、钻井泥浆1289m^3、钻井岩屑459.36m^3、废射孔液180m^3，共计2292.028m^3，本项目钻井期70，则日均最大处理约32.7m^3，处理能力满足需求。 定向钻废弃泥浆产生量为23.55m^3，处理能力满足需求。	依托，无需扩建
	采油九厂塔三压裂返排液处	塔三压裂返排液处理站用“氧化-两级气浮-过滤”工艺。该站设计处理量为800m^3/d，目前处理量为720m^3/d，剩余能力为	依托，无需

	理站		80m³/d，本项目需要处理的压裂返排液量为3750m³（约62.5m³/d），处理能力满足要求。	扩建
	第八采油厂工业固废填埋场		第八采油厂工业固废填埋场总容量为11624m³，目前实际容纳约8800m³，剩余能力为2824m³，本项目产生的废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及非含油废防渗布共为0.44t，第八采油厂工业固废填埋剩余能力满足本项目新增固废处理要求。	依托，无需扩建
	采气分公司危险废物贮存库		采气分公司在安达市升63调压计量站生活区院内南侧建设了规范化的危废贮存库，对危险化学品及危险废物进行分类储存、统一管理。功能区包括：化验废液库、腐蚀品库（酸）、毒害品库、腐蚀品库（盐、碱）、废铅蓄电瓶库、不含液体废物的废分离器滤芯库6个功能房间分区。本工程投产后产生的井口含油砂粒临时存储在危险废物贮存库内。	依托，无需扩建
环保工程	施工期	废气处理措施	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
		废水处理措施	钻井废水：井场设置钢制泥浆槽，钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽中，拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理达到《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）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层；	依托
			压裂返排液：压裂施工场地设置储液罐，压裂返排液由罐车送采油九厂塔三压裂返排液处理站处理，处理后的废水达到《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）限值“石油类≤20mg/L，悬浮物≤20mg/L”后回注油层；	依托
			试气产液：罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理；	依托
			生活污水：每个钻井井场设 1 座 4m³ 临时防渗旱厕，钻井生活污水排放到防渗旱厕，地面工程生活污水排入本项目附近集气站已建生活污水收集设施，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。	依托
		噪声防治措施	施工期噪声主要是施工设备和运输车辆产生的噪声。施工期选用低噪声设备；定期对施工设备进行保养维护，保证设备保持	新建

			在最佳运行状态，降低噪声源强度。	
		固体废物治理措施	废钻井泥浆、岩屑、废射孔液：井场设置钢制泥浆槽，与钻井废水一同通过密闭罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的泥饼用于垫井场或铺路。	依托
			废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及非含油废防渗布：井场设置一般工业固废贮存点以上废物集中收集后暂存于的一般固废贮存点内，由钻井单位统一安排拉运至第八采油厂工业固体废物填埋场进行处理；	依托
			生活垃圾：每个钻井小队设垃圾箱 1 个，统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。	依托
			施工废料：本项目管道焊接、补口时会产生废焊渣、废防腐材料（废聚乙烯热收缩带和废聚乙烯补伤片）等施工废料，暂存于的一般固废贮存点内，拉运至第八采油厂工业固体废物填埋场填埋。	依托
			管线定向钻废弃泥浆由罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行处理，处理后的泥饼用于垫井场或铺路。	依托
		地下水及土壤	项目钻井过程采取三层套管技术、定期对气井套管进行检查等措施。	新建
			井场柴油罐区、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为重点防渗区，采用地面碾压平整并铺设厚 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，渗透系数 $K\leq1\times10^{-13}$cm/s，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中关于重点防渗区等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，$K\leq1.0\times10^{-7}$cm/s 技术要求； 施工井场一般工业固体废物暂存间、动力房、其他材料房、防渗旱厕设置为一般防渗区，铺设厚 1.5mm 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）中一般防渗区防渗技术要求，其防渗性能等效黏土防渗层 Mb≥1.5m、$K\leq1.0\times10^{-7}$cm/s； 施工井场其他区域为简单防渗区，采取地面平整夯实等措施进行简单防渗，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区的技术要求；	新建
		生态	项目施工均在临时与永久占地内进行，对临时占用耕地进行表土剥离留存，分层堆放，分层回填和平整，表土临时堆放场应用防雨布等临时遮盖措施，保护开挖形成的临时堆土及底部部分裸露地，防止遇降雨造成水土流失；施工结束后对临时占用耕地进行地表植被恢复与复垦，对永久占用耕地按照“占一补一”的要求进行经济补偿或开垦与所占用耕地质量及数量相当的耕地。 在施工场地两侧设置临时围挡，临时占地范围内设置单独表	/

			层土堆土区，临时堆土堆成梯形，土堆表面覆盖苫布，并在施工场地周边设临时施工围堰和临时排水沟，防止水土流失。	
	运营期	废气处理措施	无组织挥发烃类：运行期天然气集输及处理过程无组织挥发的烃类气体（以非甲烷总烃计），通过密闭集输的方式，大量减少气体的无组织挥发。	依托现有
			加热炉烟气：依托场站加热炉采用清洁能源天然气，采用低氮燃烧器，产生的燃烧废气经不低于 8m 高排气筒排放。	新建
			井场、站场放空：非正常工况下井场、站场放空天然气通过 30m 高的火炬燃烧放空。	
		废水防治措施	气田采出水：本项目气田采出水暂存于集气站污水储罐临时储存，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一外输至升一联气田污水预处理站处理，处理后的水质执行《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、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下油层。	新建
			运营期不新增人员，不新增生活污水。	依托
		噪声防治措施	项目选用低噪声设备，采用基础减振、隔声等措施；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
		固体废物处理措施	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。在井场产生后装入加盖钢制桶中，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。	依托
		地下水及土壤防治措施	①采气管道属于重点防渗，管线均采用无缝钢管、管道设计壁厚的腐蚀余量不小于 2mm、采用管道内外防腐，管道的连接方式应采用焊接，管线施工严格按照《油气田集输管道施工规范》GB50819 执行，定期对管道进行巡检，定期进行壁厚检测等措施，防治污染地下水； ②气井井场放空池为一般防渗，分层进行素土夯实，每层厚度不大于 300mm，压实系数不小于 0.95 ，铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）膜；徐深 9 集气站扩建区域内电磁加热节流撬区、加药罐区为一般防渗区，地面铺设抗渗等级为 P8 混凝土层，强度为 C30，厚度不低于 200mm，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610- 2016 ）中一般防渗区防渗技术要求（等效粘土防渗层 Mb≥1.5m ，$K \leq 1\times10^{-7}cm/s$）； ③井场其他区域均为简单防渗区，站内采取地面夯实，碾压平整，铺设水泥地面，采气井场采取地面夯实、碾压平整措施，可满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中	新建

			简单防渗区要求。	
			地下水跟踪监测：在区块下游布设 1 个潜水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测；	依托
			土壤跟踪监测：布设 2 个监测点，定期监测	新建
		生态措施	永久占地：本项目永久占地类型为永久基本农田和一般草地，占用的一般草原按照规定进行经济补偿；对永久占用的基本农田按照“占一补一”的要求进行经济补偿或开垦与所占用耕地质量及数量相当的耕地。	新建
			本项目临时占地类型为永久基本农田和一般草地，项目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，对临时占用的基本农田及时进行复耕，临时占用的一般草地以散播草籽的方式进行恢复。	新建
	退役期	废气防治措施	施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施。	新建
		废水防治措施	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。 退役期拆除工程生活污水排入周边集气站已建生活污水收集设施，均定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。	依托
		噪声防治措施	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
		固体废物防治措施	退役期气井拆除设备废旧设备回收至采气分公司资产回收库； 退役期气井封井建筑垃圾拉运至建筑垃圾调配场处理； 退役期生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。 退役期产生含油废防渗布在作业结束后，由施工单位运至采气分公司危险废物贮存库，委托有资质单位转运处置。	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。	/
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。	/

本项目主要技术经济指标见表 3.4-2。

表 3.4-2　　本项目主要技术经济指标汇总表

类别	指标
设计动用资源储量	建成产能 12.0×$10^4m^3/d$，设计开采年限 20 年，新井累计产量 6.4×10^8m^3，平均单井 EUR1.28 亿立方米。
设计井数	本项目新钻井 1 口，为水平井，单井设计井深为 3939m，总进尺为 4994m，新钻井均安排基建并进行压裂试气。
不同规模站场数	本项目改扩建场站 1 座，依托场站为徐深 9 集气站。
管道长度	新建采气管道 4.55km。
能源消耗情况	本项目新增耗气量 0.54 万 m^3/a，新增耗电 46.9×10^4kW•h/a。
工程临时占地及永久占地面积	本项目新增总占地面积为 5.6912hm^2，其中永久占地面积为 0.3006hm^2，临时占地面积为 5.3906hm^2，占地类型为耕地（永久基本农田）。
工作制度	年生产 360d，每天 24 小时。
在册职工人数	钻井施工约 120d，压裂试气 60d，地面工程 30d，合计 210d 完成，运营期不新增定员。
总投资及环境保护投资	总投资 19270 万元，环保投资 204.23 万元，环保投资占比 1.06%。

3.5 开发方案

3.5.1 井位分布

本项目新钻气井 1 口，均为单井井场，井位布设情况见表 3.5-1。本项目拟建井位置见附图 2。

表 3.5-1　　本项目井位布设情况

序号	井号	井口坐标		井别	井型	占地类型	目的层
		X	Y				
1	徐深 9-平 9	2489169.3	5081341.6	气井	水平井	永久基本农田	营一段

3.5.2 开发指标预测

徐深气田徐深 9 区块基建气井 1 口，井型为水平井，1 口气井初期日产气量为 12.0×$10^4m^3/d$，产水量 4m^3/d，关井压力在 25MPa。气井井口参数见表 3.5-2，开发指标预测分别见表 3.5-3 至 3.5-5。

表 3.5-2　徐深 9 区块 1 口气井井口参数表

井　号	关井压力（MPa）	开井瞬时压力（MPa）	正常开井压力（MPa）	日产气（$10^4m^3/d$）	日产水（m^3）	稳产年限（年）	初期产气温度（℃）
徐深 9-平 9	31	29	25	12	4	3	60

表 3.5-3　徐深 9 区块 1 口气井产气量预测表（$10^4m^3/d$）

井号	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036

井号	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
徐深 9-平 9	12	12	12	11	10	9	8	8	7	7

表 3.5-4　　徐深 9 区块 1 口气井产水量预测表（m^3/d）

井号	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
徐深 9-平 9	4	4	4	3	3	3	3	2	2	2

表 3.5-5　　徐深 9 区块 1 口气井正常开井压力预测表（MPa）

井号	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
徐深 9-平 9	25.0	22.3	21.0	19.9	19.3	18.7	18.2	17.6	17.2	16.8

3.5.3 气井气组成及产出水性质

CH_4 含量 89.86%，CO_2 含量在 6.03%，CO_2 含量均较高，见表 3.5-6。

表 3.5-6　　气井气组分表

井号	密度（g/cm^3）	C_1 (%)	C_2 (%)	C_3 (%)	N_2 (%)	CO_2 (%)
徐深 9-平 9	0.64	89.86	1.94	0.34	1.58	6.03

对于湿天然气，二氧化碳分压小于 0.021MPa 时，为弱腐蚀环境，不需要腐蚀控制；二氧化碳分压在 0.021～0.21MPa 时，为中等腐蚀环境，宜采用腐蚀控制；二氧化碳分压大于 0.21MPa 时，为强腐蚀环境，应采取防腐蚀措施。

本次规划 2 口气井气，按照开井压力计算，二氧化碳分压在 1.01~1.51MPa 之间，均属于严重腐蚀情况，见表 3.5-7。

表 3.5-7　　CO_2 分压计算表（单位：MPa）

井号	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
徐深 9-平 9	1.51	1.34	1.27	1.20	1.17	1.13	1.10	1.06	1.04	1.01

1 口气井产出水性质见表 3.5-8。

表 3.5-8　　产出水物性统计表

井号	总矿化度（mg/l）	pH 值	氯离子（mg/l）
徐深 9-平 9	4271	7.06	1145

3.6 主要建设内容

本项目拟在已开发的徐深气田徐深 9 区块新建 1 口气井，单井设计井深为 3939m，总进尺为 4994m，新钻井安排基建，配套地面工程建设，其中新建单井采气管道 4.55km ，对徐深 9 集气站进行扩建，配套建设道路工程、供配电工程、自动控制、通信工程等，建成产能 $12.0\times10^4m^3/d$。

3.6.1 钻井工程方案

本项目新钻气井 1 口，为水平井。钻井工程包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井、储层改造（射孔完井及压裂试气），本项目拟钻 1 口气井压裂试气后进入地面工程建设。

3.6.1.1 钻前工程

本项目钻前工程包括钻井井场平整，在临时占地内修筑运输道路，井场设备拉运，基础施工设备安装，安置柴油罐区、各橇装板房，运输柴油，配制钻井液等。

（1）井位选择

钻前准备工作主要为平整井场，保证全套钻井设备达到相关安装标准，安装完成后并进行相关调试。本项目新钻气井 1 口，为水平井。设计井深为 3939m，总进尺为 4994m。本项目新钻井设计参数见表 3.6-1。

表 3.6-1　　本项目新钻井设计参数

序号	井号	井位坐标		井别	井型	完钻垂深（m）	设计进尺（m）
		X	Y				
1	徐深 9-平 9	2489169.3	5081341.6	气井	水平井	3939	4994

（2）井身结构

本项目新钻井水平井采用三开制井身结构，项目井身设计数据见表 3.6-2。井身结构示意图见图 3.6-1。

表 3.6-2　　徐深 9-平 9 井身结构设计数据表

开钻次序	井深 m	钻头尺寸 mm	套管柱类型	套管尺寸 mm	套管下入地层层位	套管下入深度 m	环空水泥浆返高 m
一 开	设计井深	444.5	表层套管	339.7	明一段	设计井深-1m（进入泥岩段或稳固岩层 10m 以上）	地面
二 开	登四顶以上 49m	311.2	技术套管	244.5	泉二段	登四顶以上 50m	地面
三 开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	沙河子组	设计井深-3m	地面
注 1：井口砸Φ508mm 导管至地面以下 12m；							

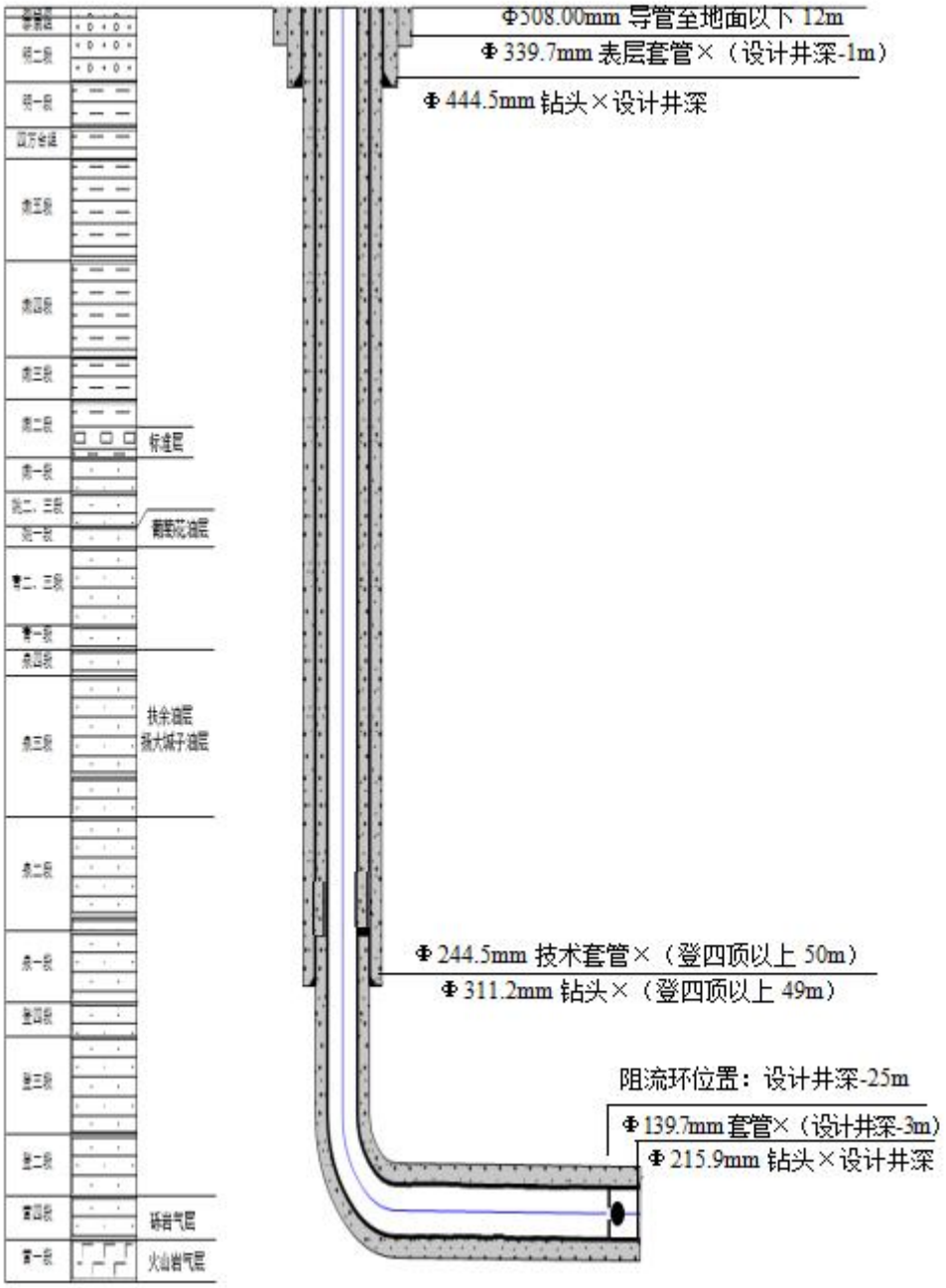


图 3.6-1　水平井井身结构示意图

（3）钻机选型及钻井主要设备

本项目选用 ZJ-70DB/4500 型钻机。钻机及钻井主要设备性能参数见表 3.6-7。

表 3.6-7　　ZJ-70DB/4500 钻机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
1	钻　机		ZJ-70DB/4500		
2	井　架		JJ450/45-K 型	最大载荷 4500kN	
3	提升系统	绞　车	ZJ-70DB	快绳拉力 485kN	
		天　车	TC-450	最大载荷 4500kN	

		游动滑车	YC-450	最大载荷 4500kN	
		大　钩	DG-450	最大载荷 4500kN	
		水龙头	SL-450-5	最大载荷 4500kN	
4	顶部驱动装置		TDS-11SA	最大载荷 5000kN	
5	转　盘		ZP-375	32.36 kN•m	
6	循环系统配置	钻井泵	F-1600	1600HP	3 台
		钻井液罐		120m^3	5 个
		搅拌器			
7	动力系统	直流电动机	YZ08	800kW	6 台
		柴油机	CAT3512B/SR4B	1026kW	4 台
8	发电机组	发电机 1#	SR4	980kW	
		发电机 2#	SR4	980kW	
		发电机 3#	SR4	980kW	
		发电机 4#	SR4	980kW	
		发电机 5#	G2752	750kW	2 台
9	钻机控制系统	螺杆压缩机	XK06/10LGFD-6/10X	55kW	2 台
		气源净化装置	SAD-6F	处理量 6m3/min	
		刹车系统	FDWS-70	最大转矩 110kN・m	
		辅助刹车			能耗制动
10	固控系统及净化装置	振动筛	ATL-1000 高・直		4 台
		除砂除泥一体机	FLC2000-4P	处理量 200m^3/h	最低配置要求
		离心机 1#	LW-500×125-N	处理量 40m^3/h	最低配置要求
		离心机 2#	SWACO-518	处理量 60m^3/h	最低配置要求
		除气器	ZCQ2/6	处理量 360m^3/h	（选配）
		液气分离器	YQF-8000		1 套
11	加重装置	加重漏斗			1 台
		电动加重泵			
		气动下灰装置			
12	仪器仪表	钻井参数仪表		0~4300kN	含死绳固定器
		测斜仪	BXJ-4		
13	液压大钳	YQ100	16.6MPa 时扭矩 100kN・m		
14	四合一气体监测仪			3 台	
15	天然气报警仪			3 台	
16	CO2 监测仪			3 台	

（4）钻井液

水平井钻井液：

（1）一开钻井液

使用膨润土浆，该体系成本低无污染可有效保护浅水层。

配方为：（4.0%~5.0%）膨润土+（0.2%~0.4%）纯碱。

（2）二开钻井液

使用聚合物钻井液体系，该钻井液技术成熟，抑制性强、成本低。

聚合物钻井液体系配方为：（4.5%~5.5%）膨润土+纯（4.5%~5.0%）碱（土量）+（0.04%~0.10%）PH 调节剂 +（0.3%~0.4%）复合抑制剂 +（0.3%~0.4%）包被剂 +（0.7%~1.3%）抑制剂(铵盐类) +（0.8%~1.2%）降滤失剂Ⅰ型 +（1.2%~1.5%） 降滤失剂Ⅱ型 +（ 1.0%~1.5%）封堵剂+（1.0%~1.2%） 防塌剂(树脂类) 。

（3）三开钻井液

为满足三开抗高温施工要求，该体系具有良好的抑制性、润滑性、流变性，滤失量低，抗高温能力强且性能稳定，抗污染能力强，能够强化井底清洁、水力破岩，辅助提高机械钻速，成本低，满足深层气井生产需求。因此直井三开钻井液推荐采用抗高温盐水钻井液体系。

抗高温盐水钻井液体系配方：（4.0%~5.0%）纯碱（土量）+（1.0%~2.0%）膨润土+（0.05%~0.1%）pH 调节剂+（5.0%~7.0%）氢氧化钾+（0.5%~3.0%）降滤失剂-I+（1.0%~3.0%）降滤失剂-II+（1.0%~3.0%）降滤失剂-III+（2.0%~4.0%）封堵剂-I（沥青类）+（1.0%~3.0%）封堵剂-II（超细碳酸钙类）+（0.05%~0.5%）包被剂+（0.5%~2.0%）抑制剂+（1.0%~23%）润滑剂+（0.1%~20.3%）消泡剂+（0.1%~20.3%）流型调节剂组成。

具体钻井液材料用量设计见表 3.6-3。

表 3.6-3　徐深 9-平 9 井钻井液材料用量设计数据表

开 钻 次 序	一开		二 开		三开	
钻头尺寸 mm	444.5		311.2		215.9	
井段 m~m	0~234		234~2511		2511~3728	
井筒容积 m^3	62		248		159	
地面循环量 m^3	40		120		120	
钻井液损耗量 m^3	10		91		122	
储备钻井液 m^3	/		≥50(1.80g/cm^3)		≥50（1.52/cm^3）	
钻井液总量 m^3	112		509		451	
钻井液体系	膨润土浆		DQZT-DS（Ⅱ）型		胺基聚合物	
钻井液材料名称和用量	材料名称	材料用量 t	材料名称	材料用量 t	材料名称	材料用量 t
	膨润土	6.0	膨润土	28.0	纯碱	4.5
	纯碱	0.5	纯碱	1.4	膨润土	22.6
	/	/	WDYZ-1	2.0	氢氧化钾	1.8

	/	/	HX-D	2.0	钻井液用降滤失剂	13.5
	/	/	JS-1	6.1	钻井液用封堵剂	13.5
	/	/	JS-2	7.6	包被剂	2.7
	/	/	NH4-HPAN-2	6.6	胺基抑制剂	4.5
	/	/	SPNH	6.1	润滑剂	18.0
	/	/	HX-A	7.6	环保油	18.0
	/	/	KOH	0.5	固体润滑剂	13.5
	/	/	重晶石粉	349.0	降粘剂	9.0
	/	/	润滑剂	15.3	钻井液用稳定剂	13.5
	/	/	/	/	超细碳酸钙	13.5
	/	/	/	/	重晶石粉	95.0
注 1：本井储备重晶石粉不少于 60t； 注 2：本井储备随钻堵漏剂 5t~10t，发生井漏时应急使用； 注 3：施工现场使用入井材料及流体必须开展有机氯筛查，严禁含有机氯的油化剂产品入井，并提供有相关资质机构出具的有机氯检测报告。 注 4：氢氧化钾由施工队配置好后运至井场，井场无废氢氧化钾包装袋产生。						

③钻井液理化性质

本项目配制钻井液的成分除重晶石粉为轻微毒性外，其余成分均为无毒性物质。重晶石粉成分为硫酸钡，具轻微毒性，但硫酸钡不溶于水，对环境影响较小，所以本工程使用的钻井液为低毒物质。

钻井液主要组分理化性质见表 3.6-13。

表 3.6-13　　钻井液主要组分理化性质一览表

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	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肿胀。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	WDYZ-	碳酸钾、氧	WDYZ－1 是一类复合抑制剂，以钾离子为抑制离子，以钙离	无毒

	1	化钙和至少一种反絮凝剂经过化学反应而成	子为辅助抑制离子，不使用阴离子或阴离子团，并在此基础上混入木质素或腐殖酸，形成最终复合抑制剂。抗温 160°C，可调节钻井液的流变性，提高体系动逆比、切力，具有很强的携屑能力，可防止井下发生复杂情况。其中木质素、腐殖酸可生物降解。	性
4	HX-D	由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造而成	阳离子聚合物抑制剂 HX-D，乳白色或浅黄色液体，pH7～9，是由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造，形成的具有强抑制、吸附和包被作用的一种钻井泥浆助剂，可与地层多价离子反应，有良好的抗高温流变性，同时还具有防塌、防膨等作用。	无毒性
5	JS-1	钻井液聚合铝I型	钻井液聚合铝I型，粉末材料，密度1.1，降滤失剂。	无毒性
6	JS-2	钻井液聚合铝II型	钻井液聚合铝II型，粉末材料，密度1.1，抗盐抗温降滤失剂。	无毒性
7	NH_4-HPAN-2	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，因带有-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，并且使用不受温度的限制，具有良好的降滤失功能。	无毒性
8	SPNH	褐煤树脂	外观为黑褐色固体粉末或颗粒，钻井液用褐煤树脂 SPNH 是在苯环单元引入磺酸基，苯环间又以碳原子相连，能够抗高温。水化作用强、缔合水的键能高，因而又解决了它的水溶性，决定了它抗盐、抗钙、降低高温高压降失水量的作用。	无毒性
9	KOH	氢氧化钾	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，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
10	重晶石粉	BaSO4	纯品为白色粉末，如含有杂质多为灰绿化。相对密度 4.3~4.6，不溶于水。钻井加重剂，增加钻井泥浆的密度。	轻微毒性
11	超细碳酸钙	$CaCO_3$	超细碳酸钙为白色粉末、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
12	环保油	合成基油或	无色或微黄色透明液体，无特殊气味或仅有极微弱的石	无毒

		白油	油味，常温下为液态，化学性质稳定，不与水混溶，抗高温能力强，主要用于替代传统柴油。	性

3.6.1.2 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。

3.6.1.3 井控

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。各次开钻井口装置要求如下：

油藏方案预测设计井无阻流量大于 30 万方且低于 100 万方，根据《大庆油田钻井井控实施细则》（庆油发【2022】22 号）及《〈大庆油田钻井井控实施细则〉补充规定（试行）》（井控办【2023】7 号）划分井控风险级别，设计井均为二级井控风险级别，二开采用 2FZ35-35+FH35-35 防喷器组合，三开采用 2FZ35-70+FZ35-70+FH35-35/70 防喷器组合，制定井控技术措施，确保井控安全。

（1）二开防喷器组合示意图，见图 3.6-3。

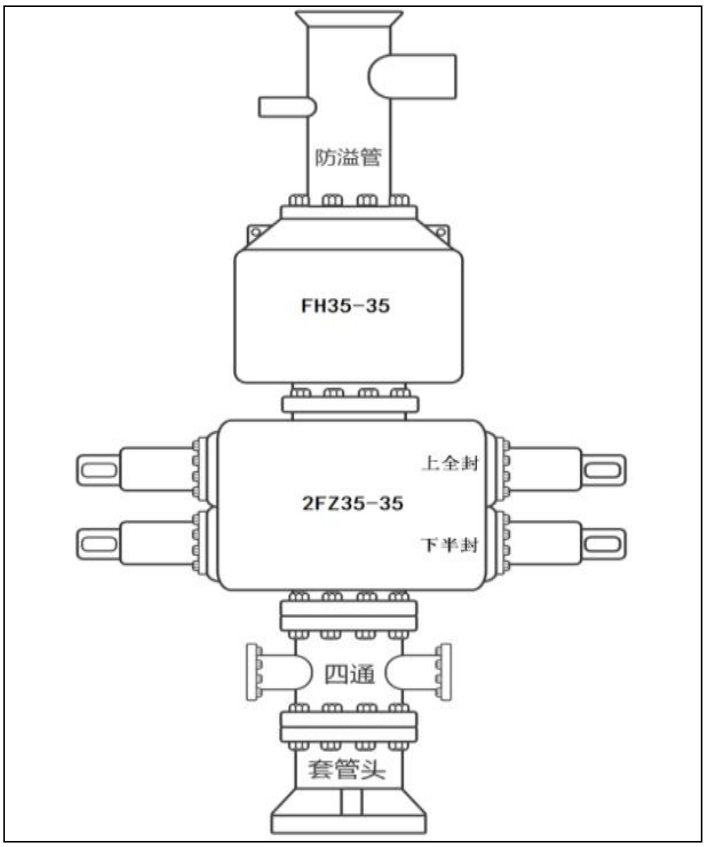


图 3.6-3　　二开防喷器组合示意图

（2）三开防喷器组合示意图，见图见图 3.6-4。

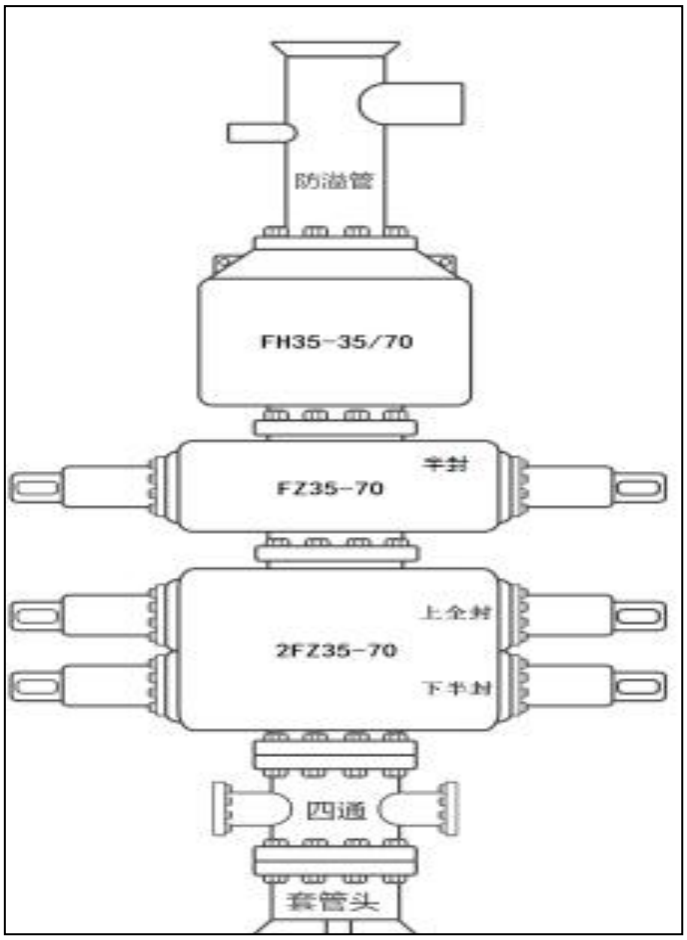
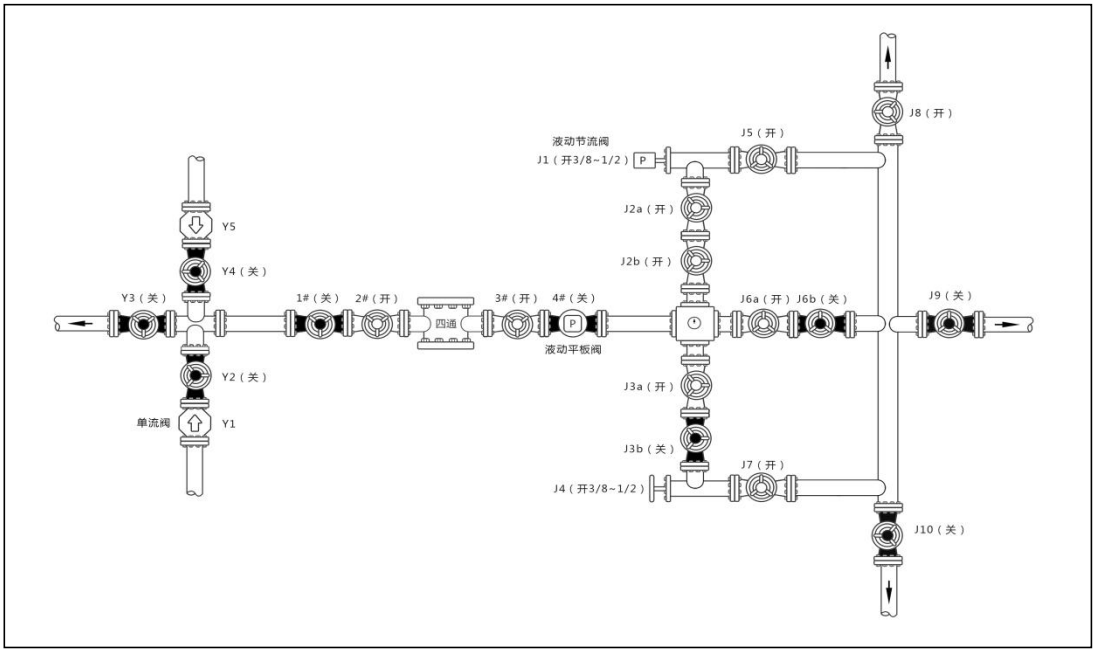


图 3.6-4　　三开防喷器组合示意图

③各次开钻节流及压井管汇示意图

二开井口管汇示意图见图 3.6-5。



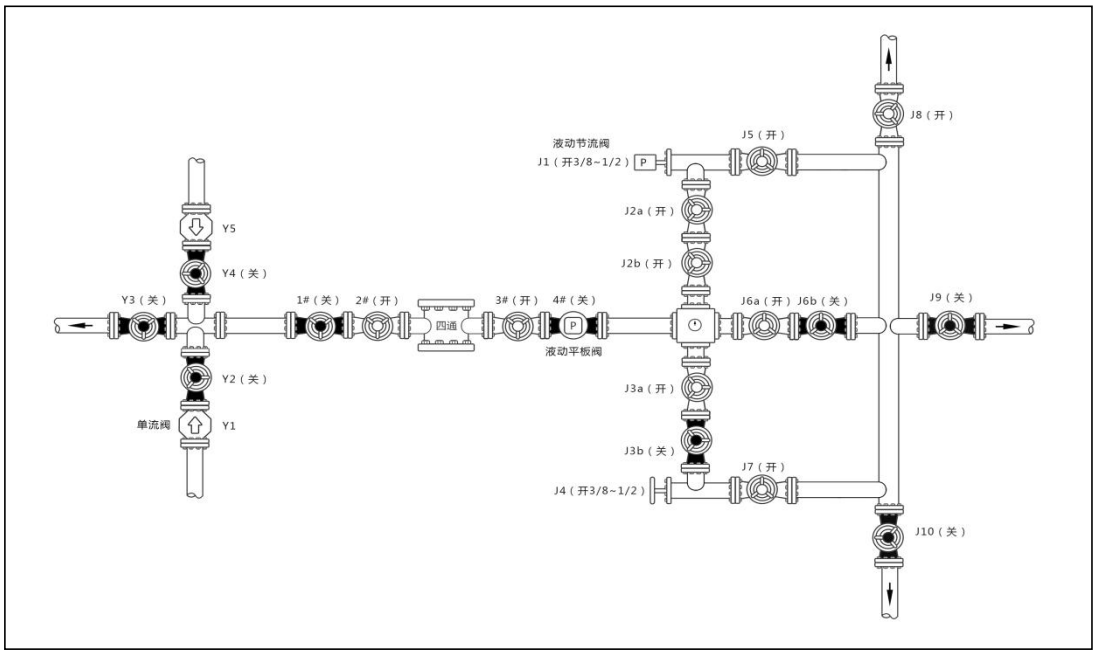


图 3.6-5　　二开图节流管汇、压井管汇及各闸阀开关状态示意图

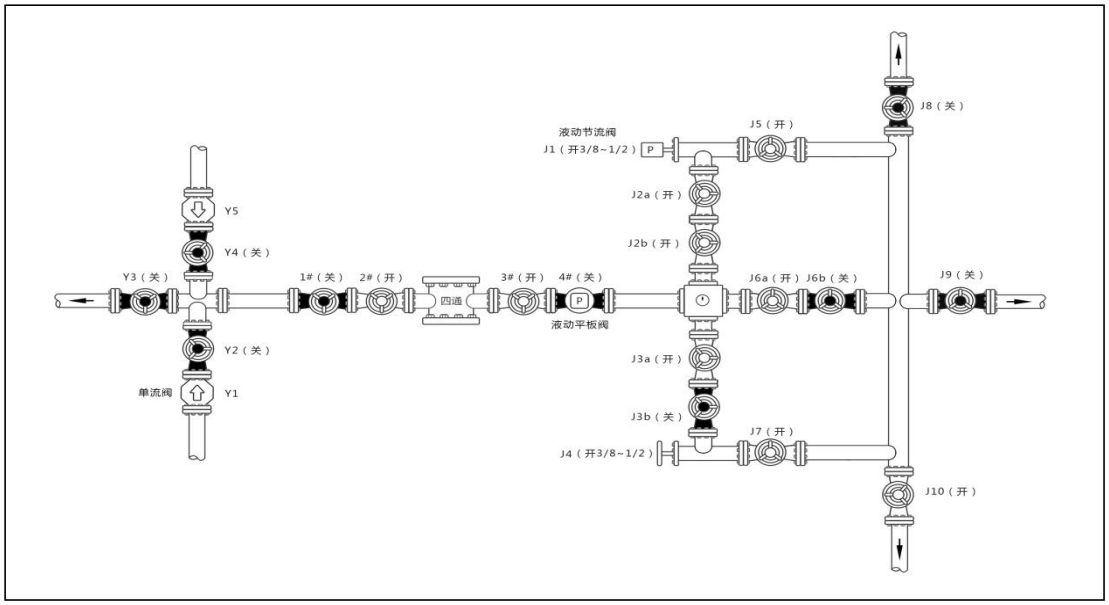


图 3.6-10　　三开节流管汇、压井管汇及各闸阀开关状态示意图

3.6.1.4 录井

自泉头组顶部开始至井底进行连续综合录井，做好岩性描述及含油气性检测工作。从钻到目的层之前 200m 处开始，每钻进 1m 录取一次岩性，进入目的层后，每 2m 录取一次岩性。加强录井分析，开展岩屑制片镜下分析，接近目的层时加密录井，准确确定岩性。及时为跟井地质导向技术人员提供实时的录井数据。

3.6.1.5 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测井项目按庆油庆开发［2015 年］6 号文件中有关深层气井测井系列规定执行。

②水平井要求在造斜段采用 MWD 随钻测试仪进行随钻测井，在进入营城组地层前垂深 50m 处开始采用 LWD 随钻近钻头测试仪进行随钻测井，确保准确进入目的层，之后根据实际钻进情况选择合适的测试项目，确保沿设计目的层钻进。

③钻进过程中若遇连续异常显示（随钻测试仪器显示异常、钻遇储层异常），立即停钻上报开发事业部，经设计部门评估后提出下步工作建议，经开发事业部同意后开展下步工作。

④完钻后进行声变测井，检查固井质量。

3.6.1.6 固井

固井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。

表层套管及固井水泥返深：表层套管下至稳定泥岩段，且封固潜水层，即表层下深为拟保护含水层底界深 10m；水泥返至井口，要求封固良好。

固井质量要求见表 3.6-14。具体固井注水泥用量见表 3.6-15。

表 3.6-14　　固井质量要求

井号	开钻次序	钻头尺寸 mm	井深 m	套管尺寸 mm	套管下深 m	阻流环深度 m	水泥封固井段 m~m	固井质量要求
徐深 9-平 9 井	一开	444.5	241.00	444.5	240.00	240.00	地面~241.00	/
	二开	311.2	2573.00	244.5	2572.00	2551.00	地面~2573.00	合格
	三开	215.9	3805.00	215.9	3802.00	3780.00	地面~3805.00	合格

表 3.6-15　　固井水泥用量数据表

井号	套管程序	套管尺寸 mm	钻头尺寸 mm	井径扩大率 %	环空容积 m^3	水泥浆返深 m	水泥塞面深度 m	水泥级别	附加 %	水泥用量 t
徐深 9-平 9 井	表层套管	444.5	444.5	20	32.06	地面	240	A	30	55
	技术套	244.5	311.2	15	111.95	地面	2551	高强	15	136

	管							低密度		
					27.00	2073		G		41
	生产套管	215.9	215.9	10	80.32	地面	3780	低密度	15	59
					16.22	3245		G		17

3.6.1.7 完井

本项目拟建 1 口井均采用套管射孔完井工艺。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气层部位射孔，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。完井管柱结构 N80 光油管（外径 73 毫米，壁厚 5.51 毫米）；生产井采用 70 兆帕、L-U 级及以上、性能级别 PR1、CC 级或 FF 级采气井口装置；储层改造施工排量 10-12m 3/min，加砂强度 2.5-3.4m 3/m，加液强度 30-40m 3/m，优选支撑剂 70/140 低密度树脂覆膜陶粒 40%+40/70 目石英砂 40%+30/50 目常规陶粒 20%组合，优选 130～140℃压裂液体系，射孔液主要成分理化性质见表 3.6-16。

表 3.6-16　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NH4-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（NH4-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-NH4、-NH2、-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

3.6.1.8 储层改造工程（压裂试气）

本项目钻井施工完井后，钻井期间设备全部搬迁，安装压裂试气设备后开展压裂试气作业，主要设备见表 3.6-17。

表3.6-17　压裂试气设备一览表

序号	名称	型号	技术参数	单位	数量	备注
井口设备						
1	修井机	XJ－120 型	载荷 120t	辆	1	井架
2	压裂采气树	KQS105/78	承压 105MPa	套	1	/
3	防喷器	2FZ18-70	承压 70MPa	套	1	/
压裂设备						

4	三相分离器	/	气处理能力 100 万 m^3 以上液处理能力 500m^3	套	1	/
5	除砂器	双舱	/	台	1	/
6	计量池	/	10m^3	个	足够	/
7	储液罐	/	40m^3	个	4	回收返出液
8	压裂液罐	/	50m^3	个	20	存放压裂液
压裂作业车辆						
1	压裂车组	哈里伯顿	2000 型	台	9	/
2	砂罐车	日野 700	/	台	7	供砂
3	回收液罐车	/	15m^3	辆	足量	回收液
4	锅炉车	/	/	台	1	压裂备用
5	泵车	/	700	台	1	供液
7	氮气车组	/	/	台	1	气举备用
8	电缆车	/	/	台	1	投送桥塞及射孔

在压裂前要进行射孔作业。射孔是在井内下入专门的射孔器在油气层部位射孔，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，从而为油气流入井内造成通道的过程。压裂作业使用压裂车，把具有一定粘度的液体挤入油气层，当把油气层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂等）充填进裂缝，提高油气层的渗透能力，以增加产天然气产量。

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 1 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采油九厂塔三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 3.6-18。

表 3.6-18　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	无毒性

		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℃-200℃，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。	
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，相对分子质量大利于破乳。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℃以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270℃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	高温破胶剂	适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。	低等毒性

3.6.2 地面工程方案

地面工程主要建设内容包括天然气集输工程、道路工程等。

3.6.2.1 天然气集输工程

本项目基建气井 1 口，总产气量为 $12.0\times10^4m^3/d$。根据井站布局，本次 1 口气井进入徐深 9 集气站处理。

集输工艺：站外系统采用简易井口、高压集气工艺，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，站内采用加热、节流降压、多井轮换计量、三甘醇脱水的处理工艺。

站外系统：新建气井井场 1 座，采气井场包括井口安全设施、井口减压设施、监测设施和放空池四部分。新建采气管道 4.55km，采用 20#+316L 内衬不锈钢材质，采用电伴热带伴热；

徐深 9 集气站：根据能力核实，工艺装置上，站内已建加热炉、分离器、脱水装置、放空系统能力均满足新井处理需求，本次仅配套新建徐深 9-平 9 井进站阀组和生产阀组，新建阀组采用 316L 不锈钢材质。

①井场工程

本工程共基建井口设施 1 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。具体内容见表 3.6-19。

表3.6-19　　采气井场主要工程内容汇总表

序号	主要工程内容	单位	数量	
1	单井井场（高含碳-36MPa-DN65）	套	1	
2	井口除砂器	座	1	
3	放空立管 DN100	套	1	
4	4.2m 大门	座	1	
5	井口防盗围栏	套	1	
6	井口放空池	座	1	
7	防渗污水坑	套	1	

②场站工程

本次对徐深 9 集气站进行改扩建，扩建配套新建徐深 9-平 9 井进站阀组和生产阀组，新建阀组采用 316L 不锈钢材质。

徐深 9 集气站主要扩建工程内容见表 3.6-20。

表 3.6-20　　主要工程内容表

序号	主要工程内容	单位	数量
1	进站阀组 DN65 PN360（316L）	套	1
2	生产阀组 DN80 PN100（316L）	套	1

③采气管道工程

本项目新建Φ76×11 采气管道 4.55km，设计压力为 15.0MPa，采气管道均采用埋地敷设，管顶标高为-1.8m，采用 20#+316L 内衬不锈钢材质，采用电伴热带伴热。

表3.6-21　采气管道管径计算表

井号	终点	产气量 $10^4m^3/d$	关井压力 MPa	起点压力 MPa	末点压力 MPa	管道管径 mm	末点流速 m/s	管道长度 km
徐深9-平9	徐深 9 集气站	5.5	31	15	12.47	Φ76	4.64	4.55

表 3.6-22　采气管道部分主要工程内容汇总表

序号	主要工程内容	单位	数量	备注
1	20#+316L 内衬不锈钢双金属复合管　Φ76×（9+2）	km	6.47	/
2	绝缘接头 PN360　DN65　（316L 材质）	个	4	/
3	电热带 40W/m	km	4.55	/
4	穿跨越			/
5	公路穿越钢开　L=10m　套管 DN150	处	6	/
6	公路穿越钢顶　L=15m　套管 DN150	处	7	/

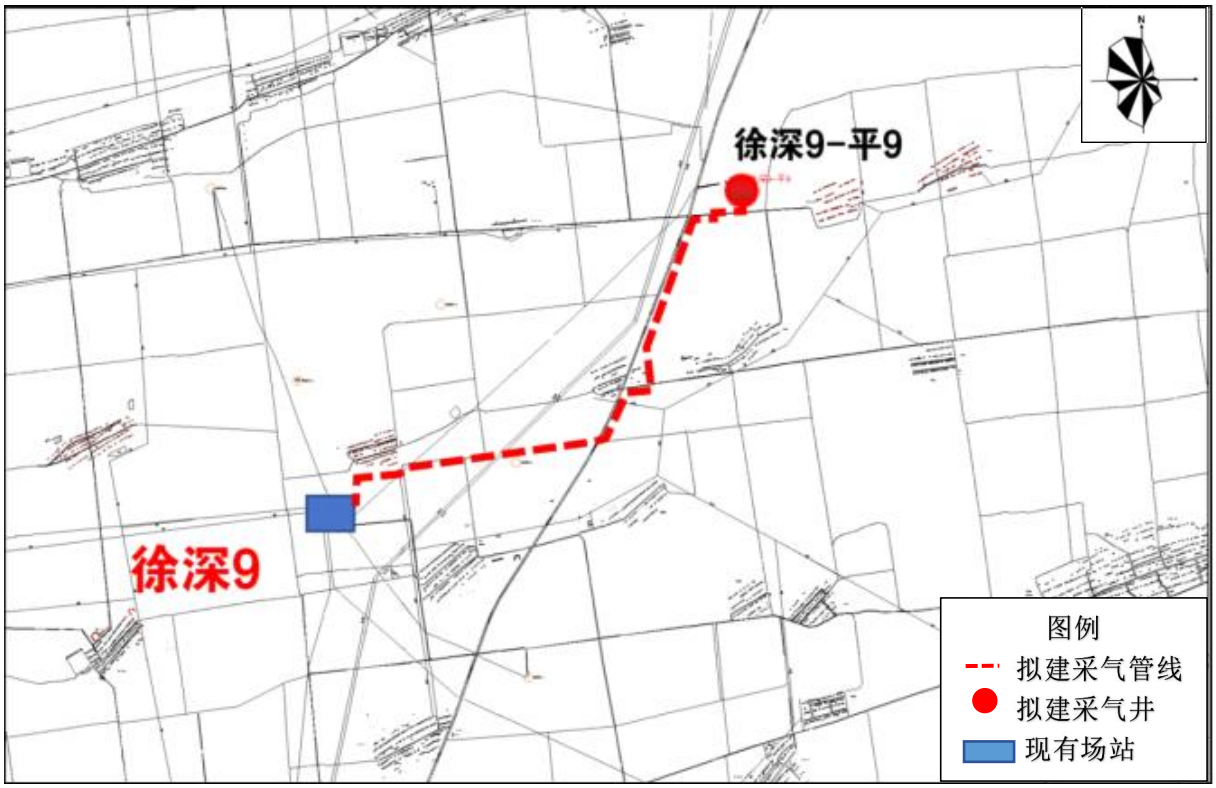


图 3.6-12　　采气管线走向示意图

3.6.2.2 道路工程

本次产能建设共规划新建采气井 1 口，为 1 口井建设路面宽 3.5m、路基宽 4.5m 的沥青砼通井路 0.3km，道路路由走向图见下图。

表 3.6-23　　通井路长度统计表

井号	路长度（km）	路基宽（m）	路面（m）	备注
徐深9-平9	0.3	4.5	3.5	4cm 沥青砼+15cm 水泥稳定砂砾碎石+35cm 水泥稳定土

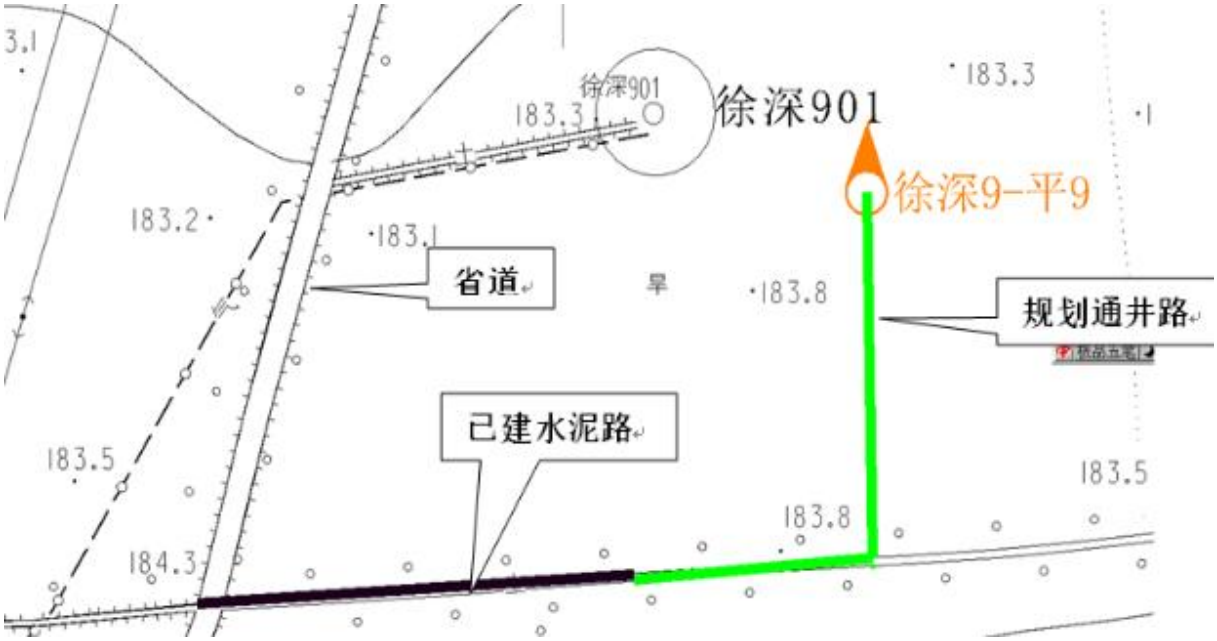


图 3.6-12　　徐深 9-平 9 井拟建通井路平面图

3.6.3 公用工程

3.6.3.1 供水、排水系统

（1）施工期

施工期用水主要为施工人员生活用水、钻井用水。生活用水采用桶装水，钻井用水由水罐车运送。施工期废水为施工人员生活污水、钻井废水。

①生活用水及生活污水

钻井期间每个钻井队每天在井人数约 40 人，施工钻完井周期 120d，本项目共钻 1 口井，根据《用水定额》（DB23/T727-2025）项目施工期生活用水量按 80L/人·d 计，则钻井期间施工人员生活用水量为 384m^3（40×120×80×10^{-3}=384），生活污水按生活用水量的 80%计，则钻井期间施工人员生活污水产生量为 307.2m^3。

压裂试气期间压裂试气队配置 20 人，单井压裂试气整体周期约 60 天，本项目共需压裂试气 1 口井，生活用水量按 80L/人·d 计，则压裂试气期间施工人员生活用水量为 96m^3（20×60×80×10^{-3}=96），生活污水按生活用水量的 80%计，则压裂试气期间施工人员生活污水产生量为 76.8m^3。

地面工程施工时间约 30d，施工人数 10 人，则施工人员用水量约 24m^3，生活污水量约 19.2m^3。

故本项目施工期生活用水量合计为 504m^3，生活污水产生量合计为 403.2m^3。施工期

钻井生活污水排入施工区域设置的临时防渗旱厕，地面生活污水排入附近场站已建生活污水收集设施，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。

②钻井生产用水及钻井设备冲洗废水

本项目钻井生产用水主要包括施工阶段洒水抑尘用水、钻井设备冲洗用水（冲洗振动筛及钻台钻具等设备）、水泥用水。本项目钻井生产用水由水罐车运送，类比多年的钻井工程资料，每进尺 1000m，清水用量约 150m^3，钻井施工总进尺约 4994m，则钻井生产用水量为 749.1m^3。

其中，钻井设备冲洗用水随井深和钻井周期变化，类比多年的钻井工程资料，每钻进 1m 设备冲洗用水平均为 0.02m^3，则钻井设备冲洗用水量约 99.8m^3；本项目固井水泥的水灰比为 0.4，水泥用量为 1302t，则水泥用水量为 520.8m^3，水泥用水全部进入水泥中；根据物料平衡，洒水抑尘用水为 1967.4m^3，洒水抑尘用水全部蒸发。本项目钻井废水（钻井设备冲洗废水）按用水量的 95%计算，则钻井废水产生量为 363.66m^3。钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽中，由罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层。

③压裂液及压裂返排液

压裂液配置在各井场配置，根据设计资料，压裂液用量为 4900m^3，所需用水量约为 2000m^3。本项目压裂液配置用水由罐车就近从场站拉运，压裂作业结束后，压裂返排液进入回收液罐车内，拉运至采油九厂塔三压裂返排液处理站处理。本项目新钻井进行压裂作业过程中将产生压裂返排液，根据大庆油气田压裂经验，通常返排液量为 450~750m^{3}井，本次取 750m^3/井，则本项目 1 口井压裂返排液产生量为 750m^3，含水量约 220m^3。返排液进入地面三相分离器气液分离，导入现场储液罐，再通过封闭罐车拉运到采油九厂塔三压裂返排液处理站，处理后的废水达到《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）限值“石油类≤20mg/L，悬浮物≤20mg/L”后回注油层。

④管线试压用水及管线试压废水

本工程新建管线采取清水试压的方式，本项目新建Φ76×11 集气管道共计 4.55km，根据新建管线截面面积及长度，管线试压用水总量为 41.2m^3，试压废水按用水量的 95%计算，试压废水产生量为 39.1m^3。管线试压废水由罐车拉运升一联气田污水预处理站处

理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

（2）运营期

本项目运营期不新增人员，不新增生活用水。

根据产能开发方案，本项目气田采出水最大产生量为 4m³/d ，运营期产生的气田采出水暂存于集气站污水储罐临时储存，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一外输至升一联气田污水预处理站处理后的水质执行《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 、粒径中值≤2μm” ，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下。

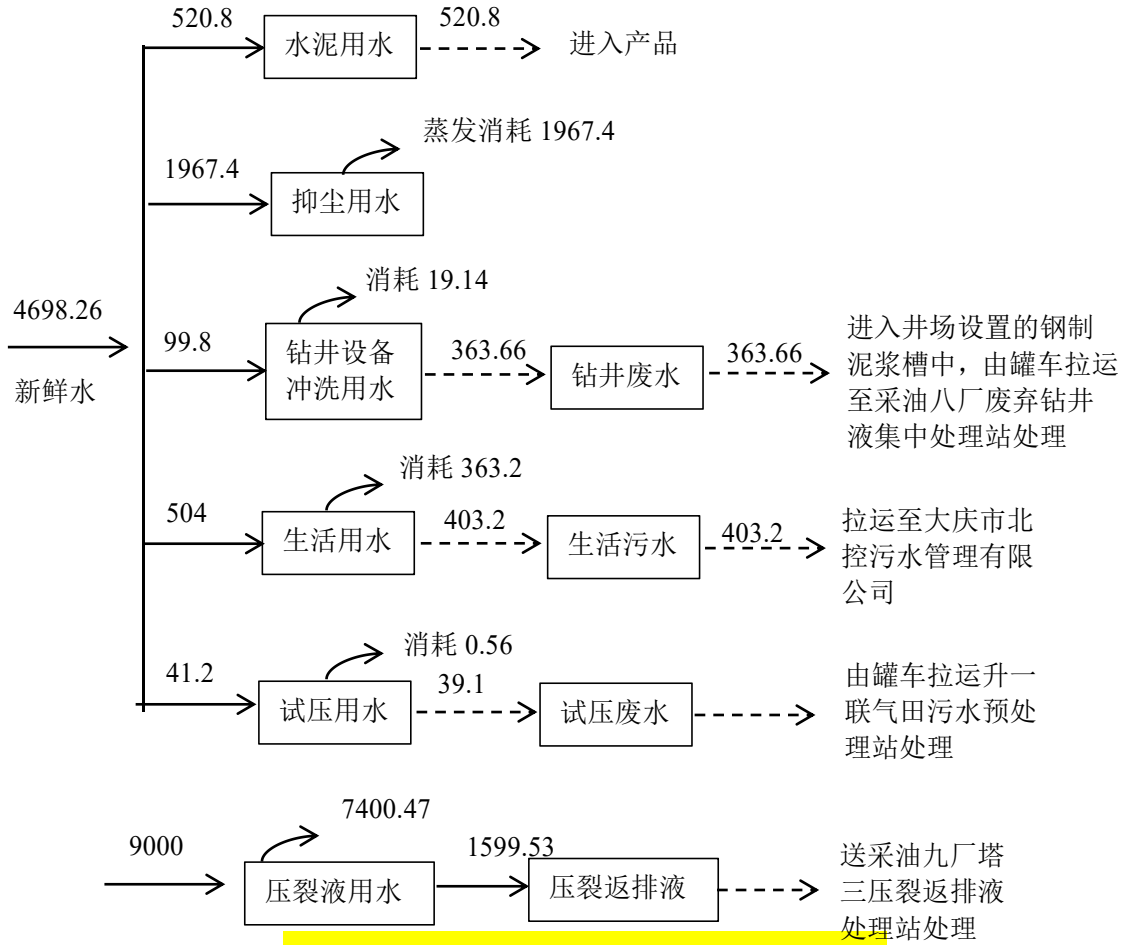


图 3.6-13　　施工期水平衡图（单位：m³）

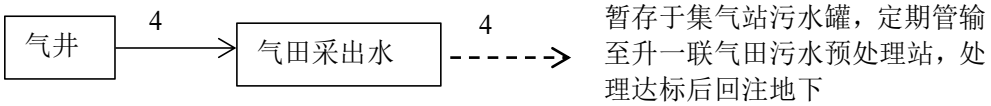


图 3.6-14　运营期水平衡图（单位：m³/d）

3.6.3.2 供电系统

（1）施工期

本项目施工期用电由柴油发电机供给。

（2）运营期

运营期项目用电由区域已建宋芳屯一次变供电。新增总负荷 201.7kW，为采气井口用电（管道伴热负荷及井口仪表通讯负荷）负荷。

本区块扩建徐深 9 集气站，新增用电负荷 10kW，已建站用变压器容量为 2×800kVA，运行负荷 660 kW，已建站用变可以满足新增负荷需求，改造已建低压配电回路，新建低压电力电缆 0.2km，敷设至用电设备。

气井井场新建柱上变 2 座，新建高压计量装置 1 套，新建 10kV 线路 1.5km，导线采用 LGJ-50 型。

表 3.6-24　供电工程主要工程量汇总表

序号	名 称	单位	数量
1	新建柱上变电站	座	2
2	新建 10kV 线路	km	1.5
3	新建变压器 160kVA(10±5%/0.4kV）	座	1
4	新建变压器 125kVA(10±5%/0.4kV)	座	1
5	新建低压电力电缆	km	0.2

3.6.3.3 供热系统

本项目施工期采用电取暖，运营期依托场站采用现有供暖方式。

3.6.3.4 自控工程

本工程新建 1 口气井接入徐深 9 集气站，井口按无人值守数字化模式进行建设。对徐深 9 集气站进行改造，补充相应检测参数，并对已建站控系统进行扩容调整，将改造后数据上传生产调度中心/生产维护中心，由生产管理中心/生产调度中心直接对井口、集气站进行远程集中监控。

3.8.1.2 管道钢开穿越施工

本项目管线施工涉及钢开穿越土路1处，施工时使用挖掘机将土路进行开挖，管沟挖开后敷设管道，然后将挖出的土石方全部回填。

3.6.3.5 通信工程

本工程通信与安防系统设计主要包括数据传输系统、安防系统、通信电源及供电接地防系统等共 3 部分。主要工程量见表 3.6-26。

表 3.6-26 主要工程量表

序号	主要工程内容	单位	数量	备注

序号	主要工程内容	单位	数量	备注
（一）	数据传输系统			
1）	徐深 9-平 9 井-徐深 901 井			
1	卡轨网管工业以太网交换机，（2*100/1000M 光+6*100/1000M 电）	台	1	
2	百兆光模块，10km	块	2	
3	光缆 ADSS-PE-6B1.3	km	0.14	
4	光缆 GYTA53-6B1.3	km	0.16	
2）	徐深 27-H1 井-徐深 27 井			
1	卡轨网管工业以太网交换机，（2*100/1000M 光+6*100/1000M 电）	台	1	
2	百兆光模块，10km	块	2	
3	光缆 ADSS-PE-6B1.3	km	0.9	
4	光缆 GYTA53-6B1.3	km	0.1	
（二）	井场安防监控			
1	200 万像素室外红外网络球型摄像机	套	2	
2	200 万像素室外红外网络枪型摄像机	套	2	
3	号角式扬声器，30W	个	2	
4	监控杆，H=6m，含基础、避雷针及预埋件	套	2	
5	128G SD 存储卡	个	4	
序号	主要工程内容	单位	数量	备注
（一）	数据传输系统			
1）	徐深 9-平 9 井-徐深 901 井			
1	卡轨网管工业以太网交换机，（2*100/1000M 光+6*100/1000M 电）	台	1	
2	百兆光模块，10km	块	2	
3	光缆 ADSS-PE-6B1.3	km	0.14	
4	光缆 GYTA53-6B1.3	km	0.16	
2）	徐深 27-H1 井-徐深 27 井			
1	卡轨网管工业以太网交换机，（2*100/1000M 光+6*100/1000M 电）	台	1	
2	百兆光模块，10km	块	2	
3	光缆 ADSS-PE-6B1.3	km	0.9	
4	光缆 GYTA53-6B1.3	km	0.1	
（二）	井场安防监控			
1	200 万像素室外红外网络球型摄像机	套	2	
2	200 万像素室外红外网络枪型摄像机	套	2	
3	号角式扬声器，30W	个	2	
4	监控杆，H=6m，含基础、避雷针及预埋件	套	2	
5	128G SD 存储卡	个	4	

3.7 场地布置及土地利用

3.7.1 场地布置

3.7.1.1 钻井井场平面布置图

本工程共新钻气井 1 口，施工期在井口位置布设 1 座钻井施工区，占地地类为耕地（永久基本农田），根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013），钻井井场布设采用生产区与生活区分开布设的原则，同时生产区与生活区设必要的安全防护距离，钻机、钻台等主设备布置在场地中部，循环罐、机泵等设备布置在钻机侧后方，各类材料房、修理房和柴油罐区布设在场地北侧，生活区值班房等设置在场地西侧入口附近，表土剥离存放区布设在场地东侧，采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施。泥浆罐等收集设施布设在处理设施附近，减少输送距离。钻井施工场地施工便道充分结合周边现有井排路和通井路，利用地面工程通井路位置铺垫简易施工便道，钻井井场平面布置见附图 8-1。

每座钻井井场施工区设置 1 处表土剥离临时存放区，用于暂存钻井井场剥离的表土层，表土堆放设置挡板、上覆遮盖材料，占地面积约 1200m^2（20m×60m），堆高低于 1.5m。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。本项目施工总体布置图见附图 17。

3.7.2.2 压裂井场平面布置图

压裂试气作业期间设置放空火炬一座，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。压裂试气场地布置见附图 8-2。

3.7.3.3 气井井场平面布置图

按照常规井场标准化设计，各井场面积为 1200m^2（30m×40m），根据通井路方向设置大门方向。内部包括井口阀组区和铺装区，电磁加热节流装置（5.5m×1.6m）布置在阀组区。本项目气井井场平面布置图见附图 8-3。

3.7.2 工程占地情况

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10000m^2，后续作为生产井永久占地时，井场永久占地面积为≤2400m^2。

（1）永久占地

①井场

本项目井口放空池占地面积为396m^2（18m×22m），深度为2m，井场永久占地按单

井30m×40m计，即单井井场占地为1596m^2，项目新建井1口，占地0.1596hm^2。

②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， 本项目规划建设路面宽3.5m、路基宽4.5m的沥青砼通井路0.30km，则道路工程永久占地共计0.135hm^2。

③柱上变电站

单座柱上变电站永久占地面积按30m^{2}计算，本项目每口井及中间配电点各设1座柱上变电站，则2座柱上变电站永久占用耕地60m^2。

（2）临时占地

①井场

本项目单座井场占地面积10000m^2，去除井场+放空池永久占地面积1596m^2，单井井场临时占地面积为8404m^2，占用时间为钻井与压裂工程，周期约195天。

②管线

新建站外单井采气管线4.55km，占地类型为永久基本农田，管线施工作业面宽度为10m（其中施工便道宽4m，管沟带宽2m，置土带4m），则管道施工临时占用永久基本农田4.55hm^2。

③穿越工程临时占地

项目管线施工涉及10处穿越工程，包括钢开5处、钢顶5处。

钢顶临时施工占地主要包括施工场地穿越入土点施工场地和出土施工场地，每处施工场地临时占地面积为200m^2（20m×10m），则项目钢顶临时占地面积为0.2hm^2。项目钢开穿越占地已计入管线临时占地。

④柱上变电站

单座柱上变电站临时占地面积按1m^{2}计算，则2座柱上变电站永久占用耕地0.0002hm^2。

工程占地情况一览表见表3.7-1。

表 3.7-1 工程占地面积和类型 单位：hm^2

序号	建设项目	永久占地	临时占地
		耕地（永久基本农田）	耕地（永久基本农田）
1	井场（含放空池）	0.1596	0.8404
2	道路	0.135	/
3	管线	/	4.55
4	柱上变电站	0.006	0.0002
小计		0.3006	5.3906
合计		5.6912	

3.7.3 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括井场施工、管线施工、道路施工、供电工程施工。土方施工主要为填筑井场和通井路、井场临时旱厕的开挖及回填、管沟开挖及回填、临时占地的表土剥离及回填。

本项目开工前编制表土剥离方案，对新增永久占地和临时占地需进行表土进行剥离，耕地剥离厚度 0.3m。采用分层开挖，分层堆放，暂存于临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，定期采取洒水抑尘措施，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，永久占地剥离的表土按照 “占一补一，质量相等”的要求用于易地补充耕地的表土、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

本项目位于井场永久占地需要垫高，平均填高 0.5m，需垫方井场永久占地 0.1596hm^2。

通井路基宽 4.5m，长度 0.3km，平均填高 0.5m；道路永久占地 1350m^2；

新钻井场均设置临时旱厕 1 座，容积为 4m^3；

管沟开挖深度为 2m，宽度 2.0m，新建采气管线长度 4.55km。本项目管沟、临时旱厕开挖土方均原地回填，井场和通井路垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续，本项目不设取弃土场，产生的弃土主要为表土剥离回填后剩余部分，均用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。

本项目土石方情况见表 3.7-2，土石方平衡图见图 3.7-1。

表 3.7-2　　本项目土石方情况　　单位：m^3

序号	类型	项目	挖方量		填方量	借方量	弃方量	外运方	备注
			基础挖方	表土剥离					
1	永久占地	井场（含放空池）	673.2	478.8	798	124.8	0	478.8	井场垫土外购，垫高 0.5m。永久占地内剥离的表土478.8m^{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	0	9	0	0	0	9	永久占地内剥离的表土 9m^{3}施工结束后，用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。
3		新建通井路	0	405	675	675	0	405	通井路路基宽 4.5m，长度 3.0km，平均填高 0.5m。
4	临时占地	井场（除旱厕）	0	2521.2	2521.2	0	0	0	临时占地剥离的表土 2521.2m^3 待施工结束后覆土回填。

5		管道	21000	21000	42000	42000	0	0	管沟开挖深度为 2m，上宽度 2m，下宽 1m，管沟长度 4.55km。临时占地剥离的表土 21000m^3 待施工结束后覆土回填。
6		柱上变	0	1.5	1.5	1.5	0	0	临时占地剥离的表土 1.5m^3 待施工结束后覆土回填。
7		临时旱厕	20	6	26	26	0	0	新增设置临时旱厕 1 座，位于井场临时占地内，单座容积为 4m^3，临时占地剥离的表土 6m^3 待施工结束后覆土回填。
合计			24980	40102.5	64383.5	57633.5	6750	7449	/

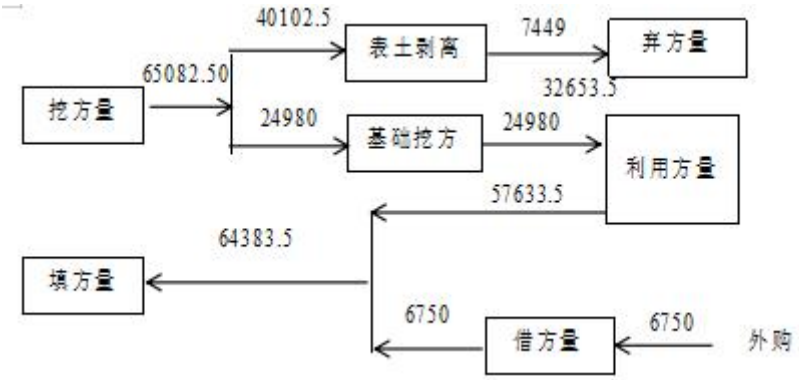


图 3.7-1　　土石方平衡图（单位：m^3）

3.8 施工方式

3.8.1 管道施工

3.8.1.2 一般管道施工

管道施工过程为先清理作业线路场地，然后开挖管沟，再组焊管道、下沟管道，特殊地段根据实际情况合理穿插各工序。管沟开挖以机械开挖为主，施工作业面宽 10m。施工完毕清理现场、恢复地貌。管道施工建设过程见图 3.8-2。

一般地段作业带宽度为 10m，其中管沟深度按 2m 计，边坡坡度为 1:0.3。施工作业带清理采用挖沟机、推土机扫线，人工配合清理。防腐管由工厂预制，采用专用管拖车拉运现场连接。管沟开挖采用挖掘机等机械及人工辅助清理完成。回填完的管沟进行压实、整形。管道安装完成后，经检验合格，应进行压力和严密性试验，本工程试压采用

清水进行试压。

工艺管线施工技术要求及验收均按国家标准《工业金属管道工程施工规范》(GB50235-2010)、《现场设备、工业管道焊接工程施工规范》（GB 50236-2011）、《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）以及有关国家及行业标准执行。

管道施工作业断面见图 3.8-1，管道开挖施工平面布置示意图见图 3.8-2。

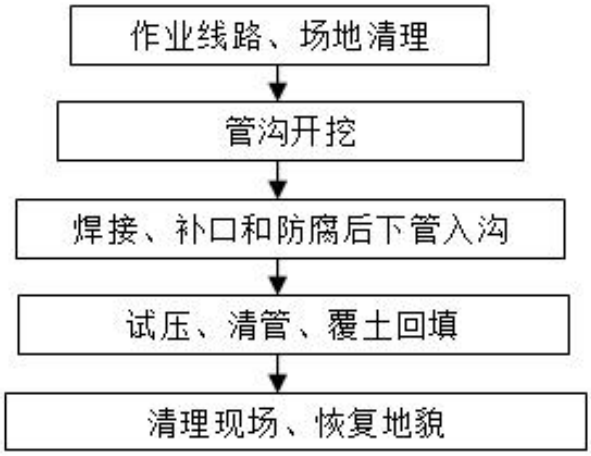


图 3.8-1　　管道施工建设过程

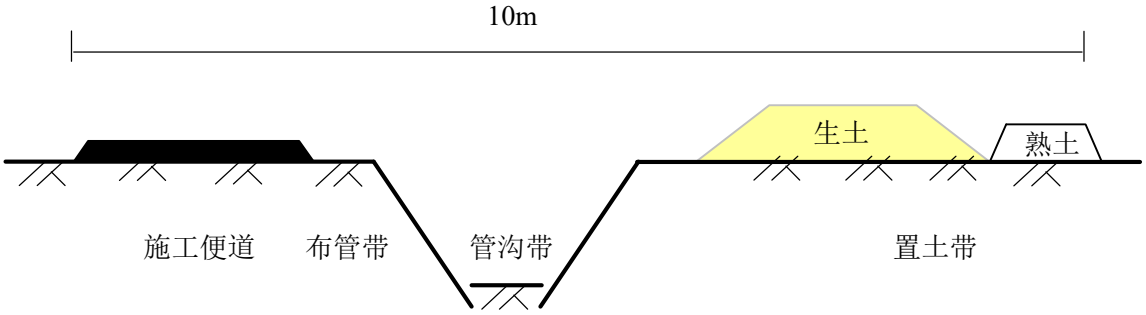


图 3.8-2　　管道施工作业断面图



图 3.8-3 管道开挖施工平面布置示意图

3.8.1.3 管道定向钻穿越施工

本项目管线施工涉及定向钻穿越中俄东线2处（分别为125.27096，46.03800与125.26577，46.03439）。根据施工场地条件，一侧安装钻机，钻机中心线与确定的管道

入土点和出土点的延伸线相吻合，围绕钻机安装泥浆泵、泥浆罐、柴油机、微机控制室、钻杆、冲洗管、泥浆槽、扩孔器和切削刀等器材。另一侧布置焊管托滚架，在钻孔完成后，应提前完成整根管道的组装焊接、探伤、试压、防腐补口等工作，并在入土点和出土点的延伸线上布置发送托管架或发送沟，摆放好管道，同时要安装好泥浆槽。

具体定向钻施工过程为：首先用泥浆通过钻杆推动钻头旋转破土前进，按照设计的管道穿越曲线钻导向孔。当钻杆进尺达十余根时，开始下冲洗管，并使钻杆与冲洗管交替钻进。在钻进过程中，随时通过控向装置掌握钻头所处位置，通过调整弯管壳的方向，使导向孔符合设计曲线。导向孔完成和冲洗管出土后，钻杆全部抽回，在冲洗管出土端，连接上切削刀、扩孔器、旋转接头和已预制好的管道，然后开始连续回拖，即在扩孔器扩孔的同时，将钻台上的卡盘向上移动，拉动扩孔器和管道前进，管道就逐渐地被敷设在扩大的孔中，直至管端在入土点露出，完成管道的穿越。钻孔和扩孔的泥屑均随泥浆返回地面。定向钻施工中泥浆起护壁、润滑、冷却和冲洗钻头、清扫土屑、传递动力等作用，成份一般主要为膨润土和清水、少量的添加剂（羧甲基纤维素钠CMC））等，均为无毒及无有害成分。本工程在定向钻施工期间通过螺旋泵把回扩孔中的泥浆回收到防渗泥浆池中，经场地内安装的泥浆净化与回收装置处理后，泥浆循环使用，有效降低了泥浆的使用量，在一定程度上提高了泥浆使用率。本项目定向钻穿越施工需在沟渠两侧分别设置钻机场地（入土点）和回托管场地（出土点）。定向钻穿越施工过程平面布置示意图见图3.8-4。

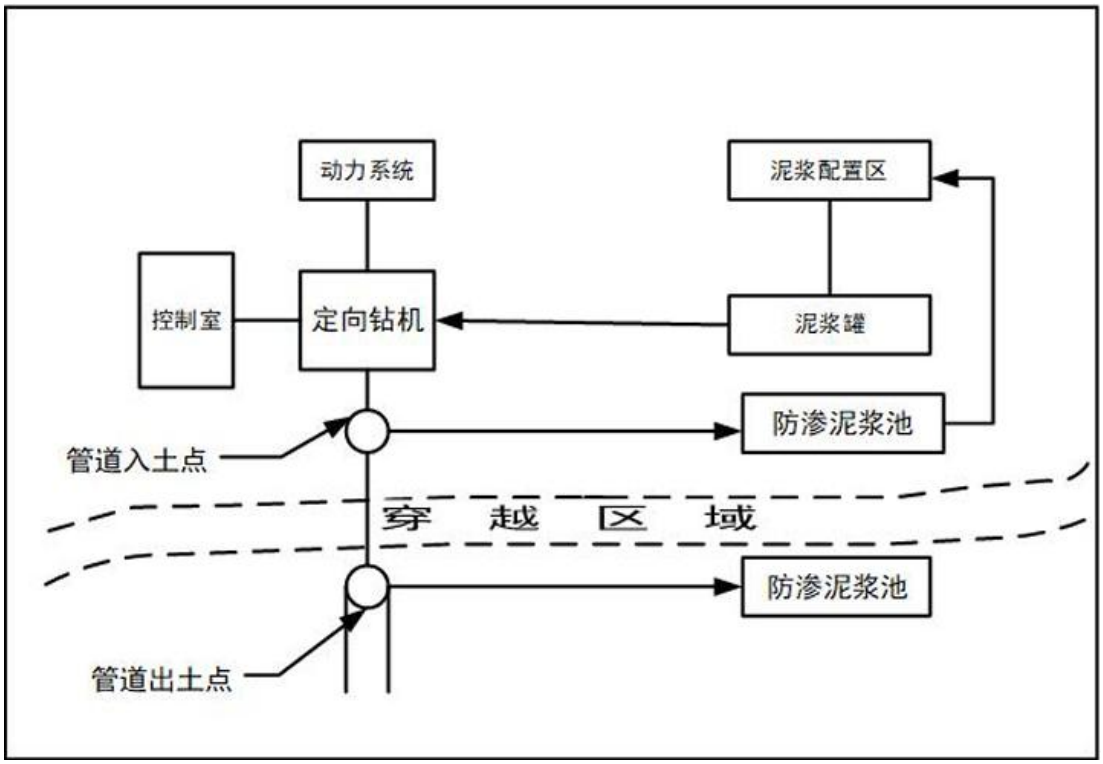


图 3.8-4 定向钻穿越施工作业场地平面布置示意图

本项目管线施工过程主要污染源为施工时管沟开挖、土方堆填、车辆运输、恢复原有地貌等过程中产生的施工扬尘，管道焊接过程产生的焊接烟尘、管道防腐废气，以及施工机械设备和运输车辆尾气；管线试压废水以及施工人员生活污水；施工机械设备和运输车辆运行产生的噪声；管线施工废料（废焊渣、废防腐材料等）、定向钻废弃泥浆和生活垃圾等。

工艺管线施工技术要求及验收均按国家标准《工业金属管道工程施工及验收标准》(GB50235-2010)、《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》 (GB50236-2011)、《油田集输管道施工及验收规范》 (SY/T0422-2010)以及有关国家及行业标准执行。

3.8.2 道路施工

本项目新建道路类型为沥青砼通井路。首先对线路进行清理平整，清除表土、杂物等，然后对路基进行施工，路基采取分层填筑并压实，最后对面层进行施工，敷设外购垫土或砂石并压实，敷设沥青碎石，摊铺碾压成型。道路施工建设过程及断面示意图见图3.8-5、图 3.8-6。

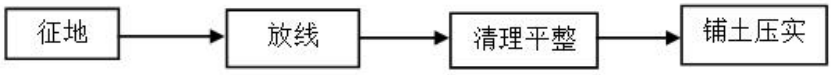


图3.8-5 通井路施工建设过程

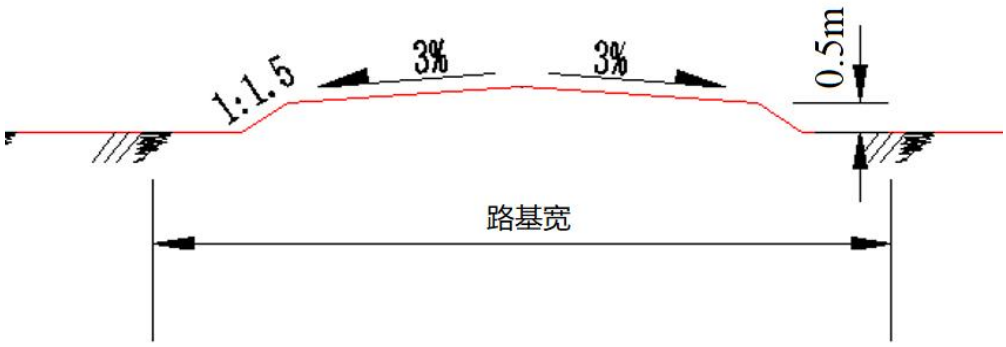


图3.8-6 通井路横断面示意图

3.8.3 典型井场施工

本工程新建 1 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。

3.9 施工进度及时序

本项目施工进度计划见表 3.9-1~表 3.9-6。

表 3.9-1　　徐深 9-平 9 井钻井进度计划表

开钻次数	钻头尺寸 mm	井　段 m~m	施　工　项　目		
			主要工作内容	时间 d-h	累计时间 d-h
一开	311.2	0.00~1074.00	一开钻进、接单根、起下钻、辅助等	3-0	3-0
		1074.00	下表层套管、固井、候凝、装防喷器等	5-0	8-0
二开	215.9	1074.00~3800.00	钻进、接单根、起下钻、辅助等	37-0	45-0
		3800.00	测井、通井、下生产套管、固井、候凝、小钻具扫塞至阻流环、测声变、辅助等	14-0	59-0

表 3.9-2　　徐深 6-409 井钻井进度计划表

开钻次数	钻头尺寸 mm	井　段 m~m	施　工　项　目		
			主要工作内容	时间 d-h	累计时间 d-h
一开	311.2	0.00~1061.00	钻进、接单根、起下钻、辅助等	3-0	3-0
		1061.00	电测、下表层套管、固井、候凝、测声变、装井控装置、试压等	5-0	8-0
二开	215.9	1061.00~3900.00	钻进、接单根、起下钻、辅助等	38-0	46-0
		3900.00	测井、通井、下生产套管、固井、候凝、小钻具扫塞至阻流环、测声变、辅助等	14-0	60-0

表 3.9-3　　徐深 9-平 9 井钻井进度计划表

开钻次数	钻头尺寸 mm	井　段 m~m	施　工　项　目		
			主要工作内容	时间 d-h	累计时间 d-h
一开	444.5	0~234.00	钻进、接单根、起下钻、辅助等	1-12	1-12
		234.00	下表层套管、固井、候凝、装井控装置、试压等	3-0	4-12
二开	311.2	234.00~2511.00	钻进、接单根、起下钻、辅助等	16-12	21-0
		2511.00	电测、下技术套管、固井、候凝、测声变、装井控装置、试压等	10-0	31-0
三开	215.9	2511.00~3728.00	钻进、接单根、起下钻、辅助等	24-0	55-0
		3728.00	测井、通井、下生产套管、固井、候凝、小钻具扫塞至阻流环、测声变、辅助等	14-0	69-0

表 3.9-4　　徐深 6-斜 408 井钻井进度计划表

开钻次数	钻头尺寸 mm	井　段 m~m	施　工　项　目		
			主要工作内容	时间 d-h	累计时间 d-h
一开	444.5	0~236.00	钻进、接单根、起下钻、辅助等	1-12	1-12
		236.00	下表层套管、固井、候凝、装井控装置、试压等	3-0	4-12
二开	311.2	236.00~2513.00	钻进、接单根、起下钻、辅助等	17-12	22-0
		2513.00	电测、下技术套管、固井、候凝、测声变、装井控装置、试压等	10-0	32-0
三开	215.9	2513.00~3907.00	钻进、接单根、起下钻、辅助等	24-0	56-0

		3907.00	测井、通井、下生产套管、固井、候凝、小钻具扫塞至阻流环、测声变、辅助等	14-0	70-0

表 3.9-5　　徐深 6-斜 411 井钻井进度计划表

开钻次数	钻头尺寸 mm	井　段 m~m	施　工　项　目		
			主要工作内容	时间 d-h	累计时间 d-h
一开	444.5	0~241.00	钻进、接单根、起下钻、辅助等	1-12	1-12
		241.00	下表层套管、固井、候凝、装井控装置、试压等	3-0	4-12
二开	311.2	241.00~2573.00	钻进、接单根、起下钻、辅助等	18-0	22-12
		2573.00	电测、下技术套管、固井、候凝、测声变、装井控装置、试压等	10-0	32-12
三开	215.9	2573.00~3805.00	钻进、接单根、起下钻、辅助等	23-0	55-12
		3805.00	测井、通井、下生产套管、固井、候凝、小钻具扫塞至阻流环、测声变、辅助等	14-0	69-12

本项目共需压裂试气 1 口井，由 5 个压裂试气队连续施工，钻井结束后立即进行压裂试气。单井压裂试气整体周期约 60 天，其中压裂后火炬燃烧试气 10~15 天。

本项目共计 1 口井进行钻井施工、压裂试气，由 5 组钻井队和 5 个压裂试气队连续施工，钻井施工及压裂试气共计 130d，地面工程 90 天，全部完成共计 220 天，具体安排见图 3.9-6。

表 3.9-6　　项目施工进度计划表

井号	2026 年							
	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月
钻井工程	━━	━━	━━					
地面工程				━━	━━	━━		

3.10 物料消耗

（1）施工期

钻井用水：钻井过程需要用清水冲洗钻台、钻具等，平均每钻进 1000m，生产用水量 150m^3，本项目钻井总进尺 4994m，则本项目钻井冲洗用水量为 749.1m^3；

生活用水：由公用工程可知，本项目生活用水消耗总量为 504m^3；

试压用水：由公用工程可知，管线试压用水总量为 41.2m^3；

钻井液：根据表 3.6-8~表 3.6-12 钻井液材料用量设计数据表，项目使用钻井液总量为 4922m^3。

水泥：根据固井水泥设计，本项目固井水泥用量为 1302t。

柴油：本项目钻机钻进由柴油机供电驱动，根据施工单位长期的钻井经验数据统计，每钻进 1000m，柴油用量 20t，钻井总进尺为 4994m，则本项目柴油消耗量为 99.8t。

射孔液：本项目新钻 1 口井全部需要射孔，在射孔完井过程中，单井射孔液用量

100~120m³，本次射孔按最大使用量 120m³/口计，则射孔液用量 600m³。

压裂液：本项目 1 口气井试气前需进行压裂，根据设计资料，压裂液使用量 21100m³。

防渗布：钻井过程中防渗布用量 0.5t。

本项目使用药芯焊丝焊接管道，利用二氧化碳气体做为保护气体，焊丝用量约为 0.2t。

（2）运营期

用电：本工程投产后，新增用电负荷 46.9×10⁴kW•h/a。

耗气：本工程新增耗气量 0.54 万 m³/a。

本工程主要消耗物料具体见下表：

表 3.10-1　　本工程主要物料消耗

序号	时期	项目	原辅材料	用量
1	施工期	钻井工施工	钻井生产用水（m³）	749.1
2		办公生活	生活用水（m³）	504
3		管线试压	试压用水（m³）	41.2
4		钻井	钻井液（m³）	4922
5		固井	水泥（t）	1302
6		钻井期发电	柴油（t）	99.8
7		射孔	射孔液（m³）	600
8		压裂	压裂液（m³）	21000
9		钻井	防渗布（t）	0.5
10		焊接	焊丝（t）	0.2
11	运营期	用电	电能（10⁴kW•h/a）	46.9
12		耗气	天然气（万 m³/a）	0.54

3.11 依托工程分析

3.11.1 依托工程环保手续

本项目依托工程环保手续情况见表 3.11-1。

表 3.11-1　项目依托场站环保手续一览表

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	徐深 9 集气站	《徐深 9 区块徐深 5-平 1 井产能建设工程环境影响报告表》	（庆环审〔2018〕309 号	2022 年 5 月完成自主验收	91230607716675409L007W
2	徐深 9 集气站	《徐深气田徐深9等8座集气站三甘醇装置尾气回收治理工程环境影响报告表》	州环审〔2022〕20 号	2024 年 8 月完成自主验收	

3	采气分公司危险废物贮存库	《采气分公司危险废物规范化暂存工程环境影响报告表》	安环发〔2020〕53号	2023年4月完成自主验收	
4	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环境影响报告表》	庆环建〔2011〕171号	庆环验〔2014〕38号	91230607716675409L011X
5	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	
6	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	91230607MA1B82Y04A003V
7	采油九厂塔三压裂返排液处理站	《采油九厂压裂返排液污水回注井建设工程（敖古拉地区）环境影响报告书》	（庆环审〔2022〕148号）	2025年2月完成自主验收	91230607716675409L005Y

3.11.2 依托工程能力核实及运行现状分析

（1）徐深9集气站

徐深9集气站位于本项目拟建徐深6-409井场东北600m。目前辖井6口，老井产气量28.5×10^4m^3/d，新增产能后，总气量最高在2026年达到50.7×10^4m^3/d。其中高压气井最高产气39.2×10^4m^3/d，低压气井最高产气14×10^4m^3/d。

①加热炉

徐深9集气站已建7井式真空加热炉1台，由于徐深9-平3井气量较大，占用2个盘管，盘管无富余。

②分离器

徐深9集气站建设初期采用两级分离工艺，一级设计量分离器2台（并联运行）、生产分离器1台，均为卧式旋流分离器，二级分离为过滤分离器2台（一运一备）。由于实际生产过程中气量及水量增大，一级分离能力无法满足实际需求。后期在一级分离工艺前端新增重力分离器2台并联运行，改造后站内分离工艺为三级分离。

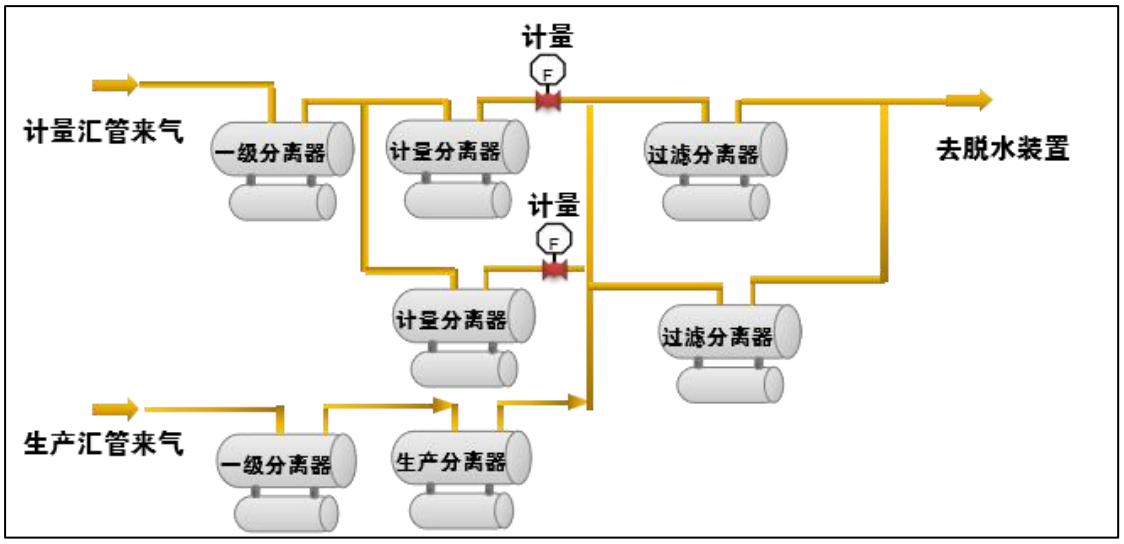


图 3.11-1 徐深 9 集气站分离系统流程示意图

计量分离器：已建一级计量分离器 1 台，处理规模 17×10⁴m³/d。二级计量分离器 2 台并联生产，单台处理规模 10×10⁴m³/d；本次最大处理需求为 13.5×10⁴m³/d（最大单井产气量），能力满足处理需求。

生产分离器：已建一级、二级生产分离器，处理规模均为 50×10⁴m³/d，本次最大处理需求为 39.2×10⁴m³/d，能力满足处理需求。

过滤分离器：已建处理规模 50×10⁴m³/d 过滤分离器 2 台（1 运 1 备），本次产能扩建后最大处理需求为 39.2×10⁴m3/d，能力满足处理需求。

③脱水装置

大庆钻探公司《徐深气田宋深 9H 区块达深 24 井区产能建设工程（2025）》2024ZT-YQKF-CN01 项目中已规划将徐深 9 集气站搬迁利旧至汪深 1 集气站用于第二列装置气井气脱水，该项目已在施工图阶段。迁建后，徐深 9 集气站所辖气井气湿气输送至下游徐深 9 集气站脱水处理，本站不再进行脱水处理。

④放空系统

徐深 9 集气站已建火炬规格 DN200/DN150　H=20m，本次高、低压两列装置最高产气分别为 39.2×10⁴m³/d、14×10⁴m³/d，按照集气站火炬系统泄放能力需满足单列装置泄放时最大气量计算，已建放空火炬马赫数小于 0.5，能力满足需求，不需扩建。

⑤甲醇储罐

已建甲醇储罐能力不足。徐深 9 集气站目前有易节流、冻堵井 4 口，分别为徐深 9-2 井、徐深 9-205 井、徐深 6-108 井、徐深 5-平 1 井，冬季生产期间需连续加注甲醇保证气井生产。徐深 9 井目前甲醇罐为 3.45m³，2024 年冬季生产期间每月甲醇用量为 32-47m³

左右，甲醇罐补醇频率为 2-4 天，补醇次数频繁。同时甲醇泵进出口的阀门也已出现关闭不严等问题，共有各类阀门 8 个。

⑥外输管道及通球装置

徐深 9 集气站至徐深 9 集气站已建外输管道Φ159×7-1.1km，本次产能扩建后，近期内仍按照高、低压气合输运行，按本次节流后压力 4.5MPa 测算，末点压力为 4.37MPa，末点流速为 8.92m/s，管道能力满足需求。

（2）徐深 9 集气站

徐深9集气站位于拟建徐深9-平9东南1.2km处，目前辖井9口，产气量31.1×10^4m3/d，新增徐深 9-平 9 井产能后，总气量最高在 2026 年达到 36.6×$10^4$$m^3$/d。

①加热炉

徐深 9 集气站已建单井式真空加热炉 1 台，4 井式真空加热炉 1 台，5 井式真空加热炉 1 台。其中 5 井式真空加热炉有 1 处盘管目前接入已报废的徐深 5 井，该盘管负荷 30kW 可利旧处理新接入的徐深 9-平 9 气井。

②分离器

徐深 9 集气站采用三级分离工艺，设有单井计量分离器 1 台（用于处理徐深 9 井），一级生产分离器 1 台，二级生产分离器 1 台，一级计量分离器 2 台，三级过滤分离器 2 台。

单井计量分离器：处理规模 14×$10^4$$m^3$/d。本次最大处理需求为 7.0×$10^4$$m^3$/d（徐深 9 井最大产气量），能力满足处理需求。

生产分离器：已建一级、二级生产分离器共 2 台，处理规模均为 60×$10^4$$m^3$/d，接入徐深 9-平 9 井后，最大处理需求为 29.6×$10^4$$m^3$/d（除去徐深 9 井外的其它气井产气合计），能力满足处理需求。

计量分离器：已建一级计量分离器 2 台，处理规模均为 10×$10^4$$m^3$/d，本次最大处理需求为 6.5×$10^4$$m^3$/d，能力满足处理需求。

过滤分离器：已建处理规模 85.5×$10^4$$m^3$/d 过滤分离器 2 台（1 运 1 备），本次产能改造后最大处理需求为 36.6×$10^4$$m^3$/d，能力满足处理需求。

③脱水装置

站内已建脱水装置用于处理本站与徐深 9 集气站所产天然气，站内已建脱水装置规模 100×$10^4$$m^3$/d，2 座集气站合计最高产气量为 87.3×$10^4$$m^3$/d，能力满足需求，不需扩建。

④放空系统

徐深 9 集气站已建火炬规格 DN200/DN150　H=20m，接入徐深 9-平 9 井后，两列装

置最高产气分别为 7.0×10^4m3/d、29.6×10^{4m3}/d，按照集气站火炬系统泄放能力需满足单列装置泄放时最大气量计算，已建放空火炬能力满足需求。

（3）第八采油厂工业固废填埋场

本项目施工期产生的施工废料（废焊渣、废防腐材料）等一般工业固废依托第八采油厂工业固废填埋场处理。第八采油厂工业固废填埋场位于大庆市肇州县新福乡双龙山村北侧 1.8km，乐业村东南 1.05km，占地 1.91hm^2，由大庆油田有限责任公司第八采油厂负责运营管理。

第八采油厂工业固废填埋场总容量为 11624m^3，目前实际容纳约 8800m^3，剩余能力为 2824m^3，施工废料（废焊渣、废防腐材料）共为 1.41t，第八采油厂工业固废填埋剩余能力满足本项目新增固废处理要求。

（4）采油八厂废弃钻井液集中处理站

本项目产生的钻井废水、钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液、定向钻废弃泥浆由罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行处理。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 公里处，由大庆赛诺科林环保科技有限公司负责生产管理，该站已按照要求取得排污许可证，证书编号为 91230607MA1B82Y04A003V，并按照相关要求逐年上报“排污许可证执行报告”。该站由 2021 年 5 月新建，2022 年 6 月投入生产，2022 年 7 月完成自主验收，根据验收结论，废水、废气、噪声、固体废物满足建设项目竣工环境保护验收监测要求，生活垃圾、编织袋包装统一收集后运至肇州县和平垃圾处理有限公司垃圾处理厂进行处理；水基泥浆处置过程产生泥饼、岩屑，满足固相(泥饼)主要控制指标。暂存于泥饼暂存区，泥饼统一收集后转运至大庆油田采油八厂指定地点，作为油田铺路、铺垫井场、修井间防火墙及回填等综合利用，达到竣工环保验收要求。

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，处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值“含油量≤8mg/L 、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层。

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1000m^3/d（30万m^3/a），目前实际处理量530m^3/d，剩余能力为470m^3/d。本项目共需处理钻井废水363.66m^3、钻井泥浆1289m^3、钻井岩屑459.36m^3、废射孔液180m^3，共计2292.028m^3，本项目钻井期70d，则日均最大处理约32.7m^3，处理能力满足需求。

定向钻废弃泥浆产生量为 23.55m³，按照最大日产生最大量 23.55m³ 核算，采油八厂废弃钻井液集中处理站处理能力满足需求。

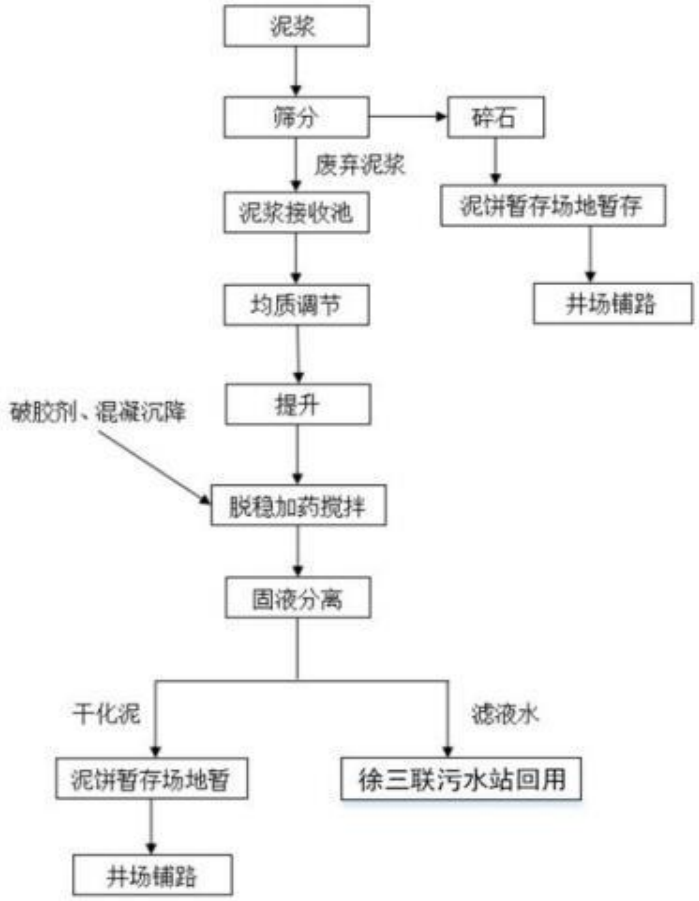


图 3.11-2　废弃泥浆无害化处理中心处理五站工艺流程图

（5）升一联气田污水预处理站

本项目气田采出水暂存于徐深 9 集气站污水储罐临时储存，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一管输至升一联气田污水预处理站处理达标后回注，本项目气田采出水最大产生量为 16.5m³/d。

升一联气田污水预处理站建于黑龙江省安达市升一联合站院内， 由大庆油田有限责任公司第八采油厂负责生产管理，该站于 2015 年进行了改造，2019 年完成了自主验收，根据验收结论，升一联气田污水预处理站环保手续完备，技术资料齐全，执行了环境影响评价和“三同时”管理制度，落实了环评报告表及其批复所规定的各项环境污染防治措施，外排污染物达标排放，达到竣工环保验收要求。

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。处理后的水质执行《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 、粒径中值≤2μm” ，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下。

升一联气田污水预处理站主工艺流程见图 3.3-9。

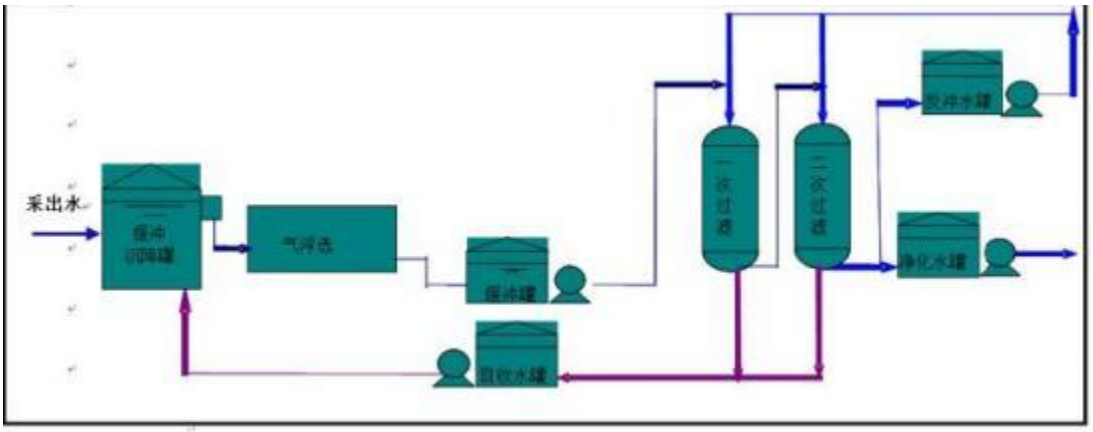


图 3.11-3　升一联气田污水预处理站工艺流程

升一联气田污水预处理站设计的总规模为 1400m³/d ，根据企业核实目前处理量 390m³/d，剩余处理能力为 1010m³/d。本项目气田采出水最大产生量为 16.5m³/d ，试气产液为 17m³，满足本项目依托需求。

（6）采油九厂塔三压裂返排液处理站

塔三压裂返排液处理站用“氧化-两级气浮-过滤”工艺。该站设计处理量为 800m³/d，目前处理量为 720m³/d，剩余能力为 80m³/d，本项目需要处理的压裂返排液量为 3750m³（约 62.5m³/d），处理能力满足要求。

（7）采气分公司危险废物贮存库

采气分公司在安达市升 63 调压计量站生活区院内南侧建设了规范化的危废贮存库，对危险化学品及危险废物进行分类储存、统一管理。建筑面积 170.19m²，单层砌体结构，建筑高度 4.55m。功能区包括：化验废液库、腐蚀品库（酸）、毒害品库、腐蚀品库（盐、碱）、废铅蓄电瓶库、不含液体废物的废分离器滤芯库 6 个功能房间分区。该库整体为钢结构，建设有遮雨棚，按照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)进行了防渗，可以做到防风、防晒、防雨、防漏防渗、防腐。库内进行了分区设置，各分区之前设置 0.3m 高水泥围堰，可避免不相容的危险废物接触、混合。该库存储的危废均进行密封包装后再存储，不会产生粉尘、VOCs、酸雾、有毒有害大气污染物和刺激性气味气体。该贮存库设置了危险废物识别标志，并建立危险废物管理台账，定期委托有危废处置资质的单位处置，并规范填写危险废物转移联单。

本工程投产后产生的井口含油砂粒约 0.05t/a，临时存储在危险废物储存库内，采气分公司定期对存储的危险废物进行清运，委托有危废处置资质的单位进行处置，并填写危险废物转移联单，根据上述分析本项目依托可行。

3.12 建设项目工程分析

3.12.1 污染影响因素分析

3.12.1.1 施工期

项目施工期主要内容为钻井工程、压裂试气工程、地面工程。

（1）钻井工程

钻井工艺主要包括：钻前准备工作、钻进、录井、测井、固井和完井。钻 前准备工作中，在预选井位前首先要进行平整井场、堆放钻井所需的重晶石粉、水泥等物料，由大型车辆将钻机运至井场进行安装。

①钻前准备

钻前准备工作主要为平整井场施工场地，保证全套钻井设备达到相关安装标准，安装完成后并进行相关调试。

②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。

③录井

①自泉头组顶部开始至井底进行连续综合录井，做好岩性描述及含油气性 检测工作。②水平井从钻到水平井靶点之前斜深 100m 处开始，每钻进 1m 录取一次岩 性，进入窗口 50m 之后，每 5m 录取一次岩性。 ③对水平井加强录井分析，开展岩屑制片镜下分析，接近水平段时加密录 井，对岩屑开展元素分析，准确确定岩性。 ④及时为跟井地质导向技术人员提供实时的录井数据。

④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）测井项目按庆油庆开发［2015 年］6 号文件中有关深层气井测井系列规定执行。

2）水平井要求在造斜段采用 MWD 随钻测试仪进行随钻测井，在进入营城组地层前垂深 50m 处开始采用 LWD 随钻近钻头测试仪进行随钻测井，确保准确进入目的层，之后根据实际钻进情况选择合适的测试项目，确保沿设计目的层钻进。

3）钻进过程中若遇连续异常显示（随钻测试仪器显示异常、钻遇储层异常），立即停钻上报开发事业部，经设计部门评估后提出下步工作建议，经开发事业部同意后开展下步工作。

4）完钻后进行声变测井，检查固井质量。

⑤固井

固井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。 表层套管及固井水泥返深：表层套管下至稳定泥岩段，且封固潜水层，即表层下深为拟保护含水层底界深 10m；水泥返至井口，要求封固良好。

⑥完井

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。本项目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 Φ444.5mm 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 Φ444.5mm×Φ244.5mm-70MPa FF 级套管头；Φ244.5mm×Φ215.9 mm-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℃~+121℃）。

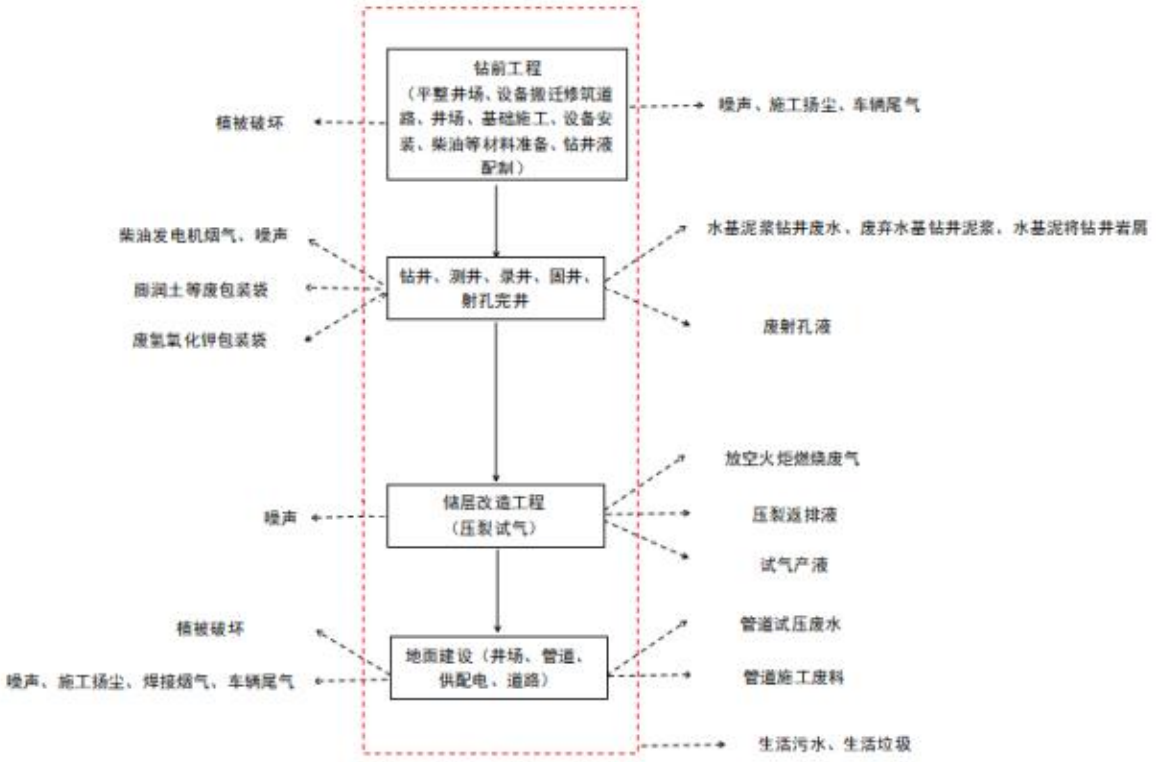
项目钻井施工过程的污染源主要为井场平整、重晶石粉、水泥等搬运过程中产生扬尘、柴油机发电机排出的烟气、施工机械及运输车辆排放的尾气，钻井废水、钻机等施工机械设备运行产生的噪声、车辆沿途产生的噪声，废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及非含油废防渗布，以及施工人员产生的生活污水和生活垃圾。其中，废钻井泥浆排入井场设置的钢制泥浆槽，通过密闭罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理；钻井岩屑与废钻井泥浆一起排入井场设置的钢制泥浆槽，通过密闭罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理；废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及非含油废防渗布集中收集后暂存于水泥其他材料房内的一般固废贮存点内，由钻井单位统一安排拉运至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋；施工期生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理；施工期钻井生活污水排放到防渗旱厕，地面工程生活污水排入本项目附近集气站已建生活污水收集设施，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。

（2）压裂试气

根据工程设计要求，本项目钻井完井后，钻井期间设备全部搬迁，安装压裂试气设备后开展压裂试气作业，主要作业流程为：施工准备→连接压裂管管 线→电缆桥塞射孔→压裂改造→返排→投放压力计→求产→带压下压裂完井一体化管柱→装采气树完井。

压裂设备安装完成后，首先进行射孔作业，射孔是采用特殊聚能器材进入 井眼预定层位进行爆炸开孔让井下地层内流体进入孔眼的作业活动，一般采用 磁定位校深传输射孔，射孔后提高目的地层宽度，连通生产层。 射孔完成后，冲洗射孔设备产生废射孔液，主要成分为水、无机盐类，由 罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理。 射孔完成后，将开展压裂试气作业。压裂作业是利用水力作用，使油气层进一步形成裂缝的一种方法，又称水力压裂，压 裂是人为地使地层产生裂缝，改善流体在地层的流动环境，使流体产能提高的 工作。压裂作业结束后，压裂返排液进入回收液罐车内，拉运至龙 27-3 废液处理站处理，处理后的废水达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值“石油类≤20mg/L，悬浮物≤20mg/L”后回注油 层。 试气就是将钻井、综合录井、测井所认识和评价的含气层，通过射孔、替 喷、诱喷等多种方式，使地层中的流体进入井筒，流出地面，从而取得地层流 体的性质、各种流体的产量、地层压力以及流体流动过程中的压力变化等资 料，并通过对这些资料的分析和处理获得地层的各种物性参数，对地层进行评 价的工作。本项目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。 试气时，天然气不直接排放，通过火炬进行燃烧，确保产出气全部充分燃 烧后排放；试气产液经计量池计量后贮存于储液罐内，拉运至升一联气田污水 预处理站处理后回注现役油层。

本项目钻井及井下作业工艺流程及产污环节图见图 3.12-1。



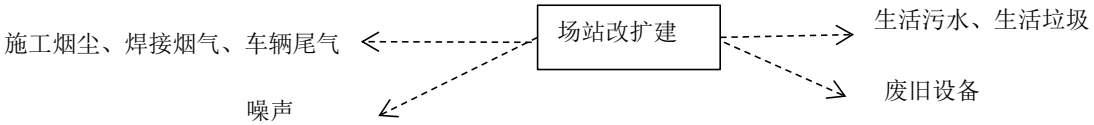


图 3.12-1　　本项目地面工程施工期产污环节图

（3）地面工程

①井场施工

本工程新建 1 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

管线施工程序为：测量定线，施工作业带清理，清除障碍物，平整工作带，成品防腐钢管运输，布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，管沟开挖、下沟，分段清水试压，站间连接，通球扫线，阴极保护，工程验收。

A.施工作业带清理

管道施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式施工，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。

B.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。

C.防腐及阴极保护

提高管道的防腐等级，采用熔结环氧粉末内防腐钢管；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，并采用强制电流阴极保护法。

D.试压

用清水进行试压，严密性实验合格后，试压废水由罐车拉运至含油污水处理站处理达标后回注。

E.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。

管道施工产污节点图见图 3.12-2。

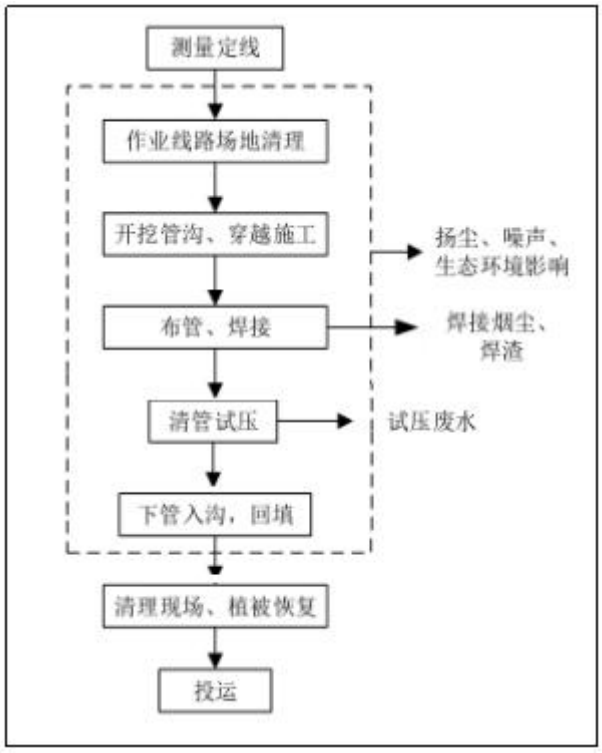


图 3.12-2　管道施工产污节点图

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 3.12-3。施工作业面宽 10m，其中施工便道宽 4m，管沟带宽 2m，置土带 4m。

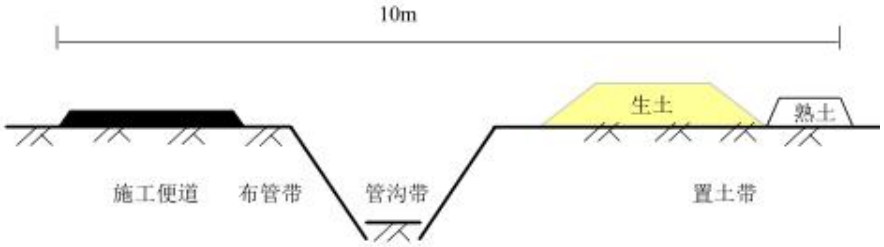


图 3.12-3　管道施工平面布置图

②管沟开挖、穿越工程

管道采用沟埋方式敷设，一般路段施工采用开挖方式施工，特殊地段根据实际情况，施工采用钢开、钢顶、定向钻等施工方式。

③焊接、防腐及阴极保护

将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤、防腐检漏，然后下到管沟内。 提高管道的防腐等级，采用熔结环氧粉末内防腐钢管；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，并采用强制电流阴极保护法。

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。

⑤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。

⑥钢顶施工

本项目管线施工采用钢顶方式穿越公路 14 处。钢顶施工的基本原理是先在工作井内设置支座和安装液压千斤顶，把工具管或挖掘机从工作井内穿过土层一直推到接收井内吊起，紧随其后，将管段顶入地层，同时挖除并运走管正面的泥土。当第一节管全部顶入土层后，接着将第二节管接在后面继续顶进，这样将一节节管子顶入，作好界面，建成涵管。本项目利用顶管法穿越道路，不会破坏道路正常通行。顶管穿越施工示意图见图 3-12-4。

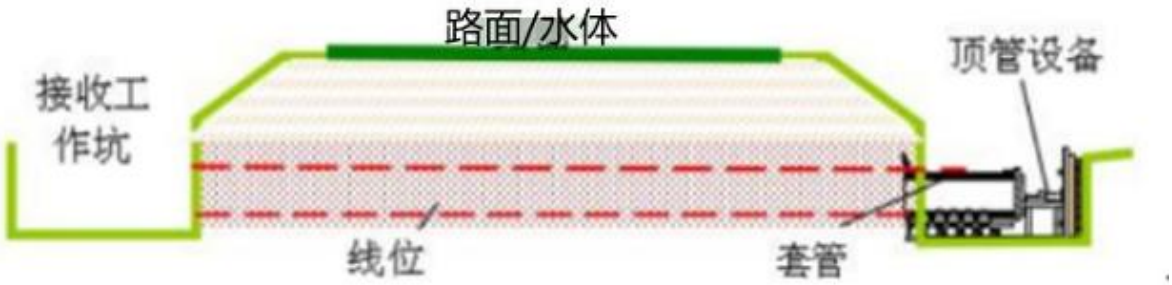


图 3.12-4 钢顶施工示意图

⑦钢开施工

本项目管线施工涉及钢开穿越公路 14 处，施工时使用挖掘机将土路进行开挖，管沟挖开后敷设管道，然后将挖出的土石方全部回填。

⑧定向钻施工期

本项目管线施工涉及定向钻穿越集气管线 3 处，总穿越长度约 80m。本项目定向钻

施工在穿越公路的防护林带两侧进行。根据施工场地条件，一侧安装钻机，钻机中心线与确定的管道入土点和出土点的延伸线相吻合，围绕钻机安装泥浆泵、泥浆罐、柴油机、微机控制室、钻杆、冲洗管、泥浆槽、扩孔器和切削刀等器材。另一侧布置焊管托滚架，在钻孔完成后，应提前完成整根管道的组装焊接、探伤、试压、防腐补口等工作，并在入土点和出土点的延伸线上布置发送托管架或发送沟，摆放好管道，同时要安装好泥浆槽。

具体定向钻施工过程为：首先用泥浆通过钻杆推动钻头旋转破土前进，按照设计的管道穿越曲线钻导向孔。当钻杆进尺达十余根时，开始下冲洗管，并使钻杆与冲洗管交替钻进。在钻进过程中，随时通过控向装置掌握钻头所处位置，通过调整弯管壳的方向，使导向孔符合设计曲线。导向孔完成和冲洗管出土后，钻杆全部抽回，在冲洗管出土端，连接上切削刀、扩孔器、旋转接头和已预制好的管道，然后开始连续回拖，即在扩孔器扩孔的同时，将钻台上的卡盘向上移动，拉动扩孔器和管道前进，管道就逐渐地被敷设在扩大的孔中，直至管端在入土点露出，完成管道的穿越。钻孔和扩孔的泥屑均随泥浆返回地面。定向钻施工中泥浆起护壁、润滑、冷却和冲洗钻头、清扫土屑、传递动力等作用，成份一般主要为膨润土和清水、少量的添加剂（羧甲基纤维素钠 CMC））等，均为无毒及无有害成分。本工程在定向钻施工期间通过螺旋泵把回扩孔中的泥浆回收到防渗泥浆池中，经场地内安装的泥浆净化与回收装置处理后，泥浆循环使用，有效降低了泥浆的使用量，在一定程度上提高了泥浆使用率。本项目定向钻穿越施工需在沟渠两侧分别设置钻机场地（入土点）和回托管场地（出土点）。定向钻穿越施工过程平面布置示意图见图 3.12-5。

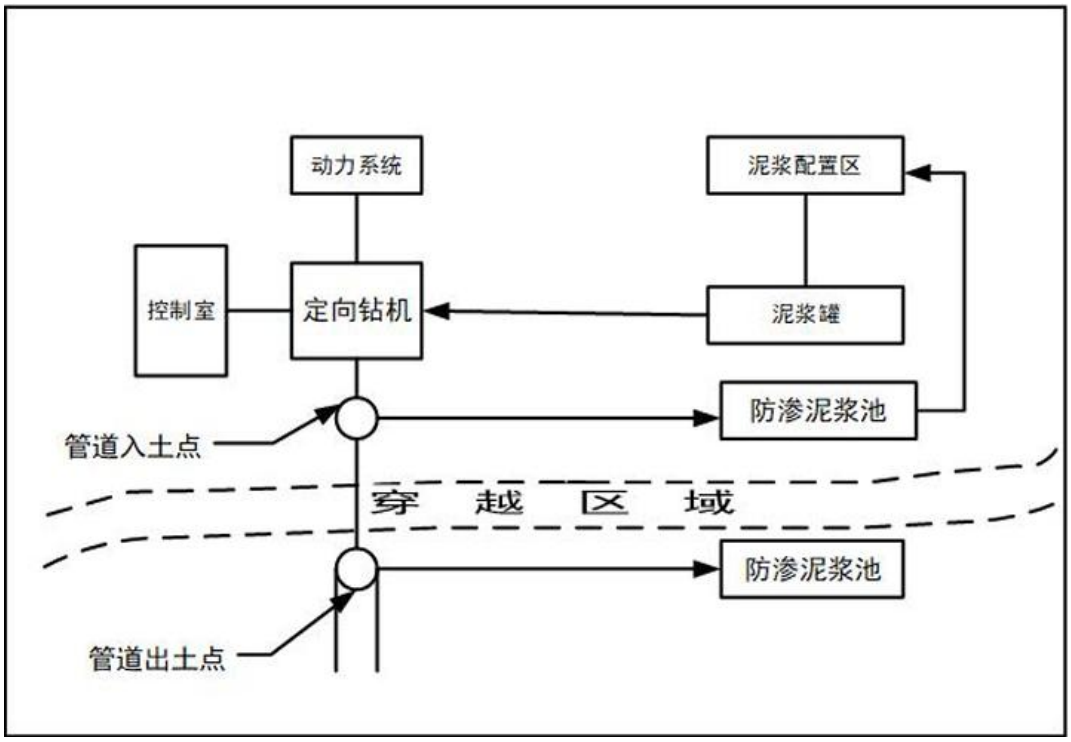


图 3.12-5　本项目定向钻穿越施工作业场地平面布置示意图

本项目管线施工过程主要污染源为施工时管沟开挖、土方堆填、车辆运输、恢复原有地貌等过程中产生的施工扬尘，管道焊接过程产生的焊接烟尘、管道防腐废气，以及施工机械设备和运输车辆尾气；管线试压废水以及施工人员生活污水；施工机械设备和运输车辆运行产生的噪声；管线施工废料（废焊渣、废防腐材料等）、定向钻废弃泥浆和生活垃圾等。

工艺管线施工技术要求及验收均按国家标准《工业金属管道工程施工及验收标准》(GB50235-2010)、《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》 (GB50236-92011)、《油田集输管道施工及验收规范》 (SY/T0422-2010)以及有关国家及行业标准执行。

（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

本项目场站改造主要为设备安装。

（5）表土剥离方案

施工前对施工扰动区进行表土（耕作层）剥离，剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，剥离的表土推放在井场占地范围内的存储区，堆土表面设纱网或草栅覆盖，防止出现水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，待本工程施工结束后用于其它劣质地改良。管道施工前，对施工扰动区进行表土（耕作层）剥离，剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，

分层堆放，道路管线施工剥离的表土推放在管道、道路占地范围内的存储区，井场施工剥离的表土堆放在钻井井场占地范围内的表土堆场，存储区堆土表面设纱网或草栅覆盖，防止出现水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，待本工程施工结束后运回原位分层回填，并及时恢复地表植被。

3.12.1.2 运营期

（1）正常工况

①产能建设工程

本项目采气系统采用简易井口，高压集气工艺，井场工艺流程为：井口来气井气→电磁加热节流装置加热、节流阀降压至 10.0MPa→外输截断阀→采气管道。 本项目气井具备生产条件后，气井气经采气管道至集气站，先进入电磁加热节流装置加热、节流降压，而后利用已建计量分离器和生产分离器轮换计量、分离出游离水，再接入已建过滤分离器分离出水和杂质，最后计量外输至徐深 9 集气站。

生产污水进入已建污水罐集中外输，放空天然气进入新建火炬。

具体工艺流程及产污环节详见图 3.12-6。

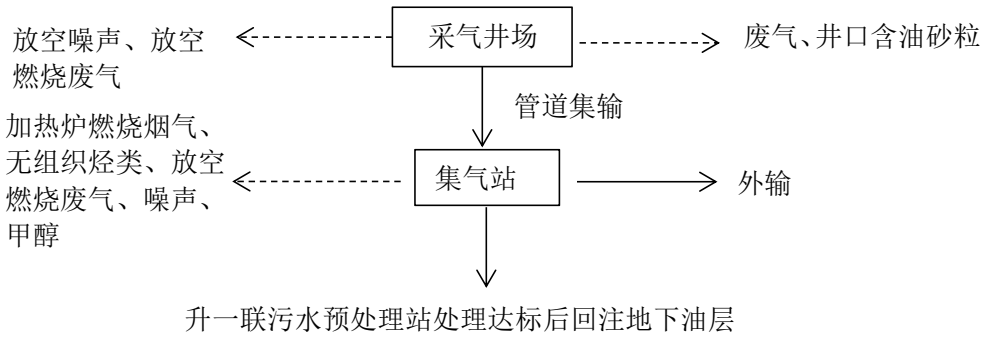


图 3.12-6 本项目运营期工艺流程及产污环节图

正常工况下，本项目运营期主要新增污染源为井场、场站无组织挥发烃类气体（非甲烷总烃）、气田采出水、徐深 9 集气站站场内新建设备噪声。

（2） 非正常工况

本项目非正常工况下，主要是气井井场检修过程中放空燃烧废气、放空噪声等，徐深 9 集气站新增装置保养维护会产生一定量废润滑油、废油桶，井口除砂器产生少量井口含油砂粒。分离器检修废渣、废润滑油、废油桶、井口含油砂粒属于危险废物，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。本工程防冻采用电磁加热。

3.12.1.3 退役期

本项目退役期是建设项目气井产能逐年递减，至最后气井关停、站场关停、管线停用，站场设备、井场设备、光伏发电设备拆除。该时段主要是气井的陆续停运、关闭和恢复土地使用功能时段。项目退役期作业主要包括井筒试压、打底塞试压、储气层挤堵、打水泥塞并加压候凝等气井封堵作业、拆除井场、拆除光伏发电设备、站场地面的采气设施、平整场地对井场等占地进行生态恢复、管线两端用混凝土封堵后埋地等。项目气井封堵作业应严格执行中华人民共和国天然气行业标准《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）的要求。闭井应采用注水泥塞封堵作业来保护淡水层，同时阻止地层流体在井内运移。封堵和闭井作业一般自下而上进行，封隔从井底到地面的各个层段，最终达到闭井作业的目的。正确的封堵方式能够保证封堵效果，包括在裸眼井注水泥塞；在套管被割断位置注水泥塞或坐封桥塞；在注采层位的射孔井段以上注水泥塞或坐封桥塞；最深淡水层的底部注水泥塞或坐封桥塞等。管道退役后，采用混凝土对两端管口进行封堵埋地。退役期将产生的固体废物（建筑垃圾等）集中进行收集，拉运至建筑垃圾调配场处理；产生的废旧设备由财务资产库进行回收。

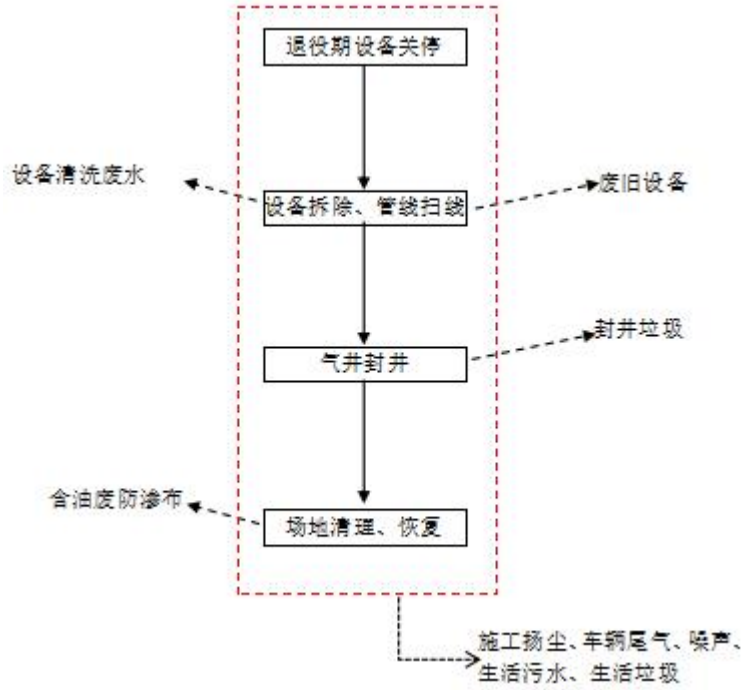


图 3.12-7　退役期工艺流程及产污节点图

3.12.2 生态影响因素分析

（1）施工期

本项目施工期生态影响主要来自施工土壤扰动、地表植被破坏、土地占用导致的土地类型利用改变与对原有动植物的侵扰，以及道路、管线等线性工程导致的区域整体景观破碎化程度上升等。

①占用土地

本工程基建 1 口气井、1 座徐深 9 集气站改扩建，配套建设道路工程、供配电工程、自动控制、通信工程等。新增总占地面积为 5.6912hm^2，其中永久占地 0.3006hm^2（基本农田）；临时占地 5.3906hm^2。

永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能；临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后可恢复原有使用功能。

②破坏植被

施工期对植物的影响主要表现在对永久占地和临时占地范围内地表植被的清理、占压及施工人群的干扰。项目施工不但造成直接破坏区的植被剥离，还将对间接破坏区的植被造成压占，将导致局部区域生物量的减少。

③破坏、污染土壤

本项目对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力和土壤污染的影响三个方面。项目土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地农作物等植被的生长和产量造成一定影响。

④破坏景观

项目建设对原有景观的连通性造成一定程度的破坏影响，同时在施工期形成点状、线状工程建设景观。项目建设对景观格局和功能产生临时性的影响。

⑤破坏干扰生态系统

项目建设将对评价区内的农田生态系统产生一定的不利影响，使局部生态系统受到一定程度的破坏干扰。

⑥水土流失

项目井场、站场及管线施工扰动，将使施工区域周围的土壤结构和地表植被遭到破坏，打破了地表的原有平衡状态，使得土壤结构变松，加剧区域的水土流失。

（2）运行期

本项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，道路两侧及站场周围植被得到恢复，以降低土地沙漠化，减少水土流失。

本项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为事故状态下污水管线破裂对周边植被、土壤等生态要素的影响；以及采气管道发生破裂后，在空气中形成爆炸性气体，遇火源发生火灾爆炸事故时，对生态环境带来的危害。

（3）退役期

退役期主要是井场采气井的陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。退役期作业

主要包括拆除井场的采油设备、设施，封闭井口，对井场和道路等占地进行生态恢复等。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。

3.12.3 环境风险分析

本项目气田开发过程中，可能发生井喷事故，井场、采气管道天然气、采出水发生泄漏事故，甚至引发火灾、爆炸等。在运行过程中，由于操作失误、设备或阀门失控、采气管道破裂等原因会导致天然气排入大气环境，其中的非甲烷总烃会污染环境空气；天然气泄漏可能引发火灾爆炸，则会产生 CO 等次生污染物，从而污染事故附近的环境空气，并对附近的人群造成伤害。

3.12.4 污染源源强核算

3.12.4.1 施工期污染源源强核算

（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，钻机配备柴油机 3 台（运 2 备 1），功率 800kW，根据物料消耗核算，项目使用柴油 99.8t。

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 $10^{-13}Nm^3/kg$/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 10.02-13.03Nm^3/kg/物料，柴油燃烧过空系数取 1.2，则燃烧 1kg 柴油约产生 12.21-15.6Nm^3 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 12m^3 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_X2.92kg/t、CO0.78kg/t、CmHn2.13kg/t。核算项目柴油机污染物排放情况见表 3.12-1。

表 3.12-1　柴油机燃烧废气及污染物排放表

污染物指标	产污系数		产生量
	单位	产污系数	

废气量	m^3/kg 柴油	12	459.36 万 m^3
SO_2	kg/t 柴油	2.24	0.857t
NO_x	kg/t 柴油	2.92	1.118t
烟尘	kg/t 柴油	0.31	0.1190t
CO	kg/t 柴油	0.78	0.299t
HC	kg/t 柴油	2.13	0.815t

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 3.12-2　施工场地扬尘污染的颗粒物浓度值　单位：mg/m^3

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 $1mg/m^3$ 以内。

本项目井场、管道、道路等扰动面等积约为 $5.6912hm^2$。参考土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 0.01-0.05$mg/m^2 \cdot s$，考虑最不利情况，TSP 产生系数取 0.05$mg/m^2 \cdot s$，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 98.82kg/d（12.35kg/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放空火炬燃烧废气

本项目在压裂后直接进行试气，根据设计资料，本项目采取高架放喷点燃的方式进行试气，单井试气周期约 15d，试气过程单井累计试气量30万m^3~5万m^3，则 1口井最大试气量为250万m^3。根据环境保护部环境工程评估中心发布的《社会区域类环境影响评价》，天然气燃烧产生的污染排放因子排放率为颗粒物：0.14kg/km^3，SO_2：0.18kg/km^3，NO_X：1.76kg/km^3。则本项目气井试气排放颗粒物：0.00035kg，SO_2：0.00045kg，NO_X：0.0044kg。随着施工期的结束，这些影响随之消失。

（2）废水

施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液、试气产液、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，钻井废水主要含有钻井泥浆和钻井岩屑等。根据大庆油气田多年钻井数据统计，本次钻井总进尺4994m，平均每钻进1000m，产生钻井废水20m^3，则钻井废水产生量为99.8m^3。钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽中，拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理后，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）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层。

②压裂返排液

本项目新钻井进行压裂作业过程中将产生压裂返排液，根据大庆油气田压裂经验，

通常返排液量为 450~750m^3 井，本次取 750m^3/井，则本项目 1 口井压裂返排液产生量为 3750m^3。返排液进入地面三相分离器气液分离，导入现场储液罐，再通过封闭罐车拉运到采油九厂塔三压裂返排液处理站处理。采用 20m^3 密闭罐车，每日拉运 5 次。

③试气产液

本项目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，根据工程方案，本项目拟钻井试气周期约 15d，本项目 1 口井试气期间产液量约为 17.0m^3。

最终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/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）限值“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，回注地下油层，不外排。采用 20m^3 密闭罐车，一次性拉运。

④试压废水

本项目管道敷设完成后进行试压，本项目新建Φ76×11 采气管道 4.55km，管线试压用水量为 41.2m^3。管线试压废水按试压用水量的 95%计，则试压废水产生量为 39.1m^3。项目管线试压废水通过罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理，满足《大庆油田地面工程建 设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量 ≤5mg/L、粒径中值≤2μm”后回注地下，回注到现役油气藏层位。

⑤生活污水

钻井期间每个钻井队每天在井人数约 40 人，施工钻完井周期 70d，本项目共钻 1 口井，根据《用水定额》（DB23/T727-2025）项目施工期生活用水量按 80L/人·d 计，则钻井期间施工人员生活用水量为 76.8m3（40×70×5×80×10-3=76.8），生活污水按生活用水量的 80%计，则钻井期间施工人员生活污水产生量为 307.2m3。

压裂试气期间每个压裂试气队配置 20 人，单井压裂试气整体周期约 60 天，本项目共需压裂试气 1 口井，生活用水量按 80L/人·d 计，则压裂试气期间施工人员生活用水量为 96m^3（20×60×5×80×10^{-3}=96），生活污水按生活用水量的 80%计，则压裂试气期间施工人员生活污水产生量为 76.8m^3。

地面工程施工时间约 90d，施工人数 30 人，则施工人员用水量约 24m^3，生活污水量约 19.2m^3。

故本项目施工期生活用水量合计为 504m3，生活污水产生量合计为 403.2m3。施工期钻井生活污水排入施工区域设置的临时防渗旱厕，地面生活污水排入附近场站已建生

活污水收集设施，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。

项目施工期废水产生及排放情况详见表 3.12-3。

表 3.12-3　　施工期废水污染物排放量表

序号	污染物名称	产生量	主要污染物	去向及措施
1	钻井废水	99.8m^3	COD、SS	排入井场设置的钢制泥浆槽中，拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理后，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）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层。
2	压裂返排液	3750m^3	COD、SS	拉运到采油九厂塔三压裂返排液处理站处理。
3	试气产液	17m^3	石油类	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/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）限值“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，回注地下油层，不外排。
4	试压废水	39.1m^3	SS	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/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）限值“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，回注地下，不外排。
5	生活污水	403.2m^3	COD、NH_3-N	施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面工程生活污水排入周边集气站已建生活污水收集设施，均定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。

（3）噪声污染源项分析

施工期产生的噪声主要施工机械和车辆运营噪声，参考《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）附录 A 中的噪声源强数据，本项目噪声源具体排放情况详见表 3.12-4。

表 3.12-4　　钻井工程施工机械噪声统计表　单位：dB（A）

序号	设备名称	声源性质	噪声值 dB(A)	测点距声源距离	备注
1	柴油发电机	连续稳态声源	120~130	1m	/

2	泵柴油机	连续稳态声源	88～95	5m	类比混凝土输送泵
3	挖掘机	非连续稳态声源	82～90	5m	/
4	推土机	非连续稳态声源	83～88	5m	/
5	钻机	连续稳态声源	88～92	5m	类比风镐源强
6	泥浆泵	连续稳态声源	88～95	5m	类比混凝土输送泵
7	钻井泵	连续稳态声源	88～95	5m	类比混凝土输送泵
8	振动筛	连续稳态声源	80～88	5m	类比混凝土振捣器
9	搅拌机	连续稳态声源	100~110	1m	类比水泥搅拌车
10	压路机	非连续稳态声源	80～90	5m	/
11	电焊机	连续稳态声源	60～70	1m	/
12	运输车辆	非连续稳态声源	82～90	5m	/
13	压裂车	连续稳态声源	70~75	5m	/
14	混砂车	连续稳态声源	80~95	5m	/

（4）固体废物

施工期固体废物主要为废弃钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废弃包装袋、废防渗布、管道施工废料、建筑垃圾、定向钻废弃泥浆、施工人员生活垃圾。

①废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于钢制泥浆槽内的泥浆，属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（环境部公告〔2024〕4 号），废钻井液的分类代码为 071-001-S12。根据钻井物料消耗统计，本项目钻井液用量 4922m^3，废钻井液的量为 1289m^3。本项目钻井施工约 70d，由 5 个钻井队同时进行施工，废钻井液每天产生量约 18.41m^3。废钻井液排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和钻井泥浆研磨破碎成岩屑，其中部分岩屑混进钻井泥浆中，剩余岩屑经钻井泥浆循环携带至井口。根据大庆油气田多年钻井统计数据，每钻井 1000m 进尺产生岩屑 24m^3，本项目钻井总进尺 4994m，则钻井岩屑产生量为 459.36m^3。根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），其代码为 072-003-S12，钻井岩屑与废钻井泥浆一起排入井场设置的钢制泥浆槽，通过密闭罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路。

③废射孔液

本项目新钻 1 口井需射孔，作业过程中产生废射孔液。通过大庆油气田多年钻井统计数据，单井废射孔液最大产生量约 36m^3，主要成分为水、无机盐类，本项目新建 1 口

井，合计废射孔液 180m^3。根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），其代码为 072-003-S12，由罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的泥饼垫井场或铺路。

④膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋

现场废弃包装袋主要为钻井材料中膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装，属于一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），废包装袋的分类代码为 900-003-S17。类比大庆油气田多年钻井井场施工经验，单井膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋产生量约为 0.02t，本项目新钻 1 口井，因此膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装袋产生量约为 0.10t。膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋统一收集后暂存于钻井液材料房内的加盖钢制桶内，施工结束后由施工单位拉运至第八采油厂工业固体废物填埋场处理。

⑤非含油防渗布

为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井污水等污染地面从而造成对土壤、地下水的影响，需要在钻井过程中在钻井平台附近铺设防渗布，井场产生的防渗布属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（环境部公告〔2024〕4 号），非含油废防渗布的分类代码为 900-003-S17，根据大庆油气田多年钻井统计数据，钻井期间单座井场铺设防渗布面积约 400m^2，在本项目新钻井 1 口，每平米防渗布重约 0.25kg，故钻井期共产生非含油废防渗布 0.5t，采用加盖钢制桶回收，最大限度回收利用，无法利用的施工结束后由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。

⑥施工废料

本项目施工废料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，属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（环境部公告〔2024〕4 号），施工废料的分类代码为 900-099-S59。根据油气/长输管道环评领域长期沿用的类比经验系数，管道施工废料产生量以 20kg/km 管道计，本项目新建采气管道合计 4.55km，因此，施工废料产生量约为 0.14t。施工废料采用收集桶回收，最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。

⑦定向钻废弃泥浆

本项目管道施工期间，管道定向钻施工过程产生定向钻废弃泥浆。

定向钻穿越工程施工所用泥浆的主要成分是膨润土、少量 Na_2CO_3 和添加剂，定向钻穿越过程返回的泥浆携带钻屑，经过钻屑分离设备筛分后，分离出钻屑，其余泥浆进行回收循环利用，分离出的钻屑用于道路工程，不产生弃方。根据设计方案以及经验数

据，定向钻扩孔外径 0.6m，定向钻穿越长度为 80m，计算得出钻孔体积为 15.7m^3，定向钻泥浆损耗系数通常取 1.2～1.5（经验值），本次取值 1.5，则废弃泥浆产生量约 23.55m^3（15.7m^3×1.5=23.55m^3），定向钻废弃泥浆由罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行处理，水基泥浆处置过程产生泥饼、岩屑，满足固相(泥饼)主要控制指标，暂存于泥饼暂存区，泥饼统一收集后转运至大庆油田采油八厂指定地点，作为油田铺路、铺垫井场、修井间防火墙及回填等综合利用，达到竣工环保验收要求。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，处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层。

⑧生活垃圾

本项目钻井期间每个钻井队每天在井人数约 40 人，施工钻完井周期 70d，本项目共钻 1 口井，根据经验数据，每人产生生活垃圾按 0.5kg/d 计，则钻井期间施工人员产生的生活垃圾为 7.0t（40×70×5×0.5×10^{-3}=7.0）；压裂试气期间压裂试气队配置 20 人，单井压裂试气整体周期约 60 天，本项目共需压裂试气 1 口井，则压裂试气期间施工人员生活垃圾产生量为 3.0t（20×60×5×0.5×10^{-3}=3.0）；地面工程施工时间约 90d，施工人数 30 人，则地面工程施工人员生活垃圾产生量为 1.35t（30×90×0.5×10^{-3}=1.35）；

合计本项目施工期生活垃圾产生量合计为 11.35t，生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。

表 3.12-5　　本工程施工期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	处置去向
1	废弃钻井液	1289m^3	排入井场钢制泥浆槽中，通过密闭罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路
2	钻井岩屑	459.36m^3	
3	废射孔液	180m^3	
4	定向钻废弃泥浆	23.55m^3	通过密闭罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路
5	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	0.10t	拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理
6	非含油废防渗布	0.5t	
7	施工废料	0.14t	
8	生活垃圾	11.35t	统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理

（5）地下水

本工程非正常状况下，钻井过程中套管连接不及时可能造成的钻井泥浆泄漏。对地下水产生的影响因子主要为 COD，根据《常用钻井泥浆处理剂对钻井废水 COD 值的贡献及其混凝处理效果评价》（中国科学院生态环境研究中心 环境水化学国家重点实验室、

中国石油天然气股份有限公司环境监测总站）以及结合大庆油田多年钻井经验，钻井泥浆中 COD 的浓度一般可达 1500~2100mg/L，本工程 COD 的浓度取 2100mg/L。 根据钻井工程方案，一开单口井泥浆最大用量为 241m^3，因套管连接不及时钻井泥浆漏失率约为 10%，则最大漏失量为 24.1m^3，则 COD 泄漏质量为 50.61kg。

3.12.4.2 运营期污染源源强核算

（1）正常工况

①废气

正常工况下，井场、站场工艺 设备会有少量天然气以无组织形式进行排放，天然气加热炉燃烧排放烟气、以及更换甲醇储罐无组织挥发的甲醇；项目运营期天然气均由管线运输，因此本项目不涉及新增的交通运输移动源。

集气站脱水再生尾气属于现有装置，尾气回收装置（水引射增压回收工 艺）对尾气进行回收处理，尾气从收集到处理直至回收整个过程为全封闭 态，回收的气体作为三甘醇装置燃料气利用，整个工艺过程无尾气排放口，即尾气回收率 100%，因此本次不进行尾气定量核算。

1）无组织挥发非甲烷总烃

本项目建成产能约 12.0×10^4m^3/d。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 0.5g/kg，天然气密度按 0.64kg/m^3 计，则非甲烷总烃挥发量为 13.824t/a。气井在运行期间非正常工况包括气井开井、关井、检修以及事故时紧急切断阀门后，气井内剩余气通向井口房外放空池放空。

2）加热炉烟气

本工程运行期产生的废气主要来自依托的集气站加热炉产生的烟气，燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，并采用了低氮燃烧器。由于本工程未新建加热炉，依托场站加热炉均满足相应的负荷状态下运行，且大气污染物总量在原申请总量范围内，因此本项目仅计算污染物分担量。

本工程运行期产生的废气主要来自徐深 9 集气站 5 井式真空加热炉及三甘醇脱水装置排放的燃烧烟气。

徐深 9 集气站加热装置均为燃气炉，燃烧天然气为本项目气井采出气，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《徐深气田徐深 9 等 8 座集气站三甘醇装置尾气回收治理工程竣工环境保护验收调查表》对徐深 9 集气站加热装置监测结果，各污染物实际浓度颗粒物取 6.8mg/m^3，

SO_2取 7mg/m³，NOx 取 67mg/m³，烟气黑度＜1 级，均能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建燃气锅炉标准。

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（139854.28m³/万 m³-原料）。根据设计方案，本项目新增耗气量 0.54 万 m3/a，则烟气量约 7.55 万 m³/a。

本项目新增加的大气污染物排放情况详见表 3.12-8。

表 3.12-8　本项目涉及加热装置大气污染物排放情况（分担量）

序号	场站	污染源名称	烟囱高度	燃气量 10^4m^3	烟气排放量 10^4m^3	污染物排放总量		
						SO_2	NOx	颗粒物
1	徐深 9 集气站	加热装置	8	0.54	7.55	0.0005	0.0051	0.0005

3）温室气体

本项目温室气体排放涉及到运营期新建井场到集气站等运输处理环节，逸散排放主要为井口装置、接转站以及天然气输送管道，产生的温室气体主要为油田伴生气中含有的甲烷，本项目产生的烃类气体与甲烷协同控制，采取在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。黑龙江省不属于大气污染重点管控区域，因此，不做定量分析。

4）甲醇

本项目运营期采用电加热防冻，不涉及使用注甲醇防冻，但为减少现有工程的甲醇周转次数，本次在徐深 9 集气站更换站内 3m³ 甲醇储罐，原位置新建 10m³（Φ2000mm×6500mm）甲醇储罐 1 座，徐深 9 集气站现有甲醇用量不会发生变动，故本次仅对徐深 9 集气站更换后甲醇储罐进行源强核算。

根据《环境保护计算手册》，罐区大、小呼吸气计算公式说明如下:小呼吸气:项目贮罐由于温度和大气压力变化会引起蒸汽的膨胀和收缩而产生蒸汽排出，即小呼吸废气。该废气量可用下式进行估算：

固定顶罐的呼吸排放量估算公式为：

$L_B=0.191\times M\times[P/(100910-P)]^{0.68}\times D^{1.73}\times H^{0.51}\times\triangle T^{0.45}\times F_P\times C$。

其中，L_B：固定顶罐的呼吸排放量（Kg/a），

M：储罐内蒸气的分子量，甲醇摩尔质量（32.04 kg/kmol）；

P：真实蒸气压力（Pa），甲醇在日平均温度下的真实蒸气压（Pa），常温下取 29660Pa。

D：罐的直径（m），取 2m

H：平均蒸气空间高度（m），取 1.5

△T：一天内的平均温度差（℃），取 10

F_P：涂层因子（无量纲），（白色涂层取 0.3~0.5，黑色涂层取 1.0），取 1.0

C：调节因子（无量纲），用于小直径罐的调节因子（无量纲），直径在 0-9 之间的罐体，C=1-0.0123(D-9)^2；罐径大于 9m 的 C=1

经计算L_B=0.191×32.04×（29660（100910-29660））^0.68×2^1.73×1.5^0.51×10^0.45×1.0×0.6027=23.37Kg/a。

工作损失量公示：

$L_W = V_{fill} \times \rho v \times (1-\eta)$。

公式中的 L_W--大呼吸损耗量（kg/a），

Vfill ：年度装罐物料的总体积（m^3/a）

ρv ：甲醇蒸气在储罐温度下的密度（kg/m^3），0.79kg/m^3

η：回收 / 处理效率（若无回收设施，η=0）

L_W=400m×0.79×1=316Kg/a。

合计，本项目甲醇储罐运营期产生的甲醇气体约 0.34t/a。

②废水

本工程运行期废水主要为气田采出水，根据产能开发方案，本项目气田采出水最大产生量为 16.5m^3/d，一年按 365 天计算，则产生废水 6022.5m^3/a。气田采出水暂存于徐深 9 集气站污水储罐，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一外输至升一联气田污水预处理站处理满足《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、粒径中值≤2μm”后回注地下。

③噪声

本项目徐深 9 集气站扩建工程主要噪声源为污水泵，井场噪声源主要为井场放空。主要噪声源强见表 3.12-9。

表 3.12-9 运行期站场主要噪声源强

序号	位置	设备名称	噪声强度范围（dB(A))	备注
1	徐深9集气站扩建工程	污水泵	65～80	连续
2	各井场	井场放空	95～105	突发

④固体废物

本项目运营期产生的固体废物主要为井口除砂器产生少量井口含油砂粒。

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 0.01t/a，本项目 1 口井产生量约为 0.05t/a，这部分砂粒内会混有烃类物质，井口含油砂粒属于危险废物“HW08 废矿物油与含矿物油废物”中的“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”。在井场产生后装入加盖钢制桶中，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。

本项目运营期危险废物具体情况见表 3.12-10。

表 3.12-10　　危险废物情况一览表

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	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	井口含油砂粒	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-088	0.05t/a	集输与处理环节	固体	废矿物油	废矿物油	设备清淤每年一次	T、I	由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置

（2）非正常工况

①废气

1）井场放空

本项目在运营期间非正常工况下，井场气井开井、关井、检修以及事故时紧急切断阀门后，气井内剩余气通向井口房外放空池放空。每口气井放空频次每口气井约 3~5 次/年，每次放空约 10min，放空量约 500m^3。按最大放空频次及放空量考虑，本项目 1 口气井井场的放空气量为 12500m^3/a。根据环境保护部环境工程评估中心发布的《社会区域类环境影响评价》，天然气燃烧产生的污染排放因子排放率为 PM_{10}：0.14kg/km^3，SO_2：0.18kg/km^3，NO_X：1.76kg/km^3。 则本项目气井放空排放 PM_{10}：0.0016t/a，SO_2：0.002t/a，NO_X：0.022t/a。

2）井下作业废气

根据企业天然气产能工程运行多年经验，气井在投产多年后，根据不同需要会对气井进行井下作业，主要井下作业有进行补孔、压裂作业、试井作业、气井大修作业等，该过程会排放一定量天然气，根据气井条件不同，排放的天然气排放量无法采用定量核算，因此本次不进行核算，条件允许的情况下，建议采用热放空，以减少甲烷直接排放量。施工前准备好井口控制器及井口闸门等必备器材，做好防喷、防火准备。

②噪声

非正常工况噪声源主要为井场、站场放空系统噪声。根据企业天然气产能工程运行多年经验，气井在投产多年后，根据不同需要会对气井进行井下作业，该过程会产生施工噪声、放喷噪声等。主要噪声源强见表 3.12-11。

表 3.12-11　运行期站场主要噪声源强

序号	设备名称	噪声强度范围（dB(A))	备注
1	集气站放空系统	95～105	突发
2	井场放空	95～105	突发
3	井下作业施工噪声	75~95	井下作业时产生
4	放喷噪声	95～105	

③地下水

本工程非正常状况下，气井套损可能造成含烃泄漏进入地下水，主要污染因子为石油类。根据开发指标预测表，本工程单口气井产水量最大为 5.0m^3/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最大产水量计即 5.0m^3/d 。由于套管破损不易被发现，所以按持续泄漏预测，进入地下水石油类浓度按照 300mg/L 计算，则进入地下水石油类量为 1.5kg/d。

3.12.4.3 退役期污染源源强核算

（1）废气

退役期废气主要为场地清理平整过程中产生的粉尘、二次扬尘，以及施工设备和运输车辆尾气。

①施工扬尘

本项目退役期施工扬尘主要来自平整土地、材料运输、装卸等过程。本项目所在区域平坦空旷，大气扩散条件好。井场相对分散，且施工时间较短，在采取车辆密闭运输、洒水抑尘等措施后，退役期施工扬尘影响较小。

②车辆尾气

在退役期施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO2、CO、HC 等污染物，一般情况下，施工车辆选用高标号汽柴油，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。

（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

参考大庆油气田已有生产经验，清洗废水产生量为 0.52m^3/井次，若本次投产的 1 口气井全部退役，则清洗废水约为 2.60m^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

退役期施工人员约 20 人，施工期约 25d，根据《用水定额》（DB23/T727-2025）项目施工期生活用水量按 80L/人·d 计，则退役期施工人员生活用水量为 40m^3，生活污水按生活用水量的 80%计，则钻井期间施工人员生活污水产生量为 32m^3。

生活污水排入周边集气站已建生活污水收集设施，均定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。

（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 3.12-12。

表 3.12-12　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

（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 1 口气井全部退役，则拆除的气井装置等回收至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，根据大庆油气田已有生产经验，单块防渗布重量按 250kg（12m×12m）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 3.75t。

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，由施工单位运至采气分公司危险废物贮存库，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，根据大庆油气田已有生产经验，单井封井垃圾产生量为 0.2t，若本次投产的 1 口气井全部退役，则封井垃

圾产生量约为 1.0t，收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。

④生活垃圾

退役期施工人员约 20 人，施工期约 25d，每人产生生活垃圾按 0.5kg/d 计，则退役期间施工人员产生的生活垃圾为 0.25t（20×25×0.5×10-3=0.25）；生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。

表 3.12-13　　本项目退役期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	废物类型	处置去向
1	废旧设备	5 台套	一般废物	全部回收至采气分公司物资库
2	封井建筑垃圾	1.0t	/	统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理
3	生活垃圾	0.25t	/	统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理
4	含油废防渗布	3.75	危险废物	在作业结束后，由施工单位运至采气分公司危险废物贮存库，委托有资质单位转运处置

本项目施工期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-14~表 3.12-17，运营期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-18~表 3.12-21，退役期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-22~表 3.12-25。

表 3.12-14　　施工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
				核算方法	废气产生量 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 m^3	排放浓度 mg/m^3	排放量 t	
施工	场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	6.92	采取洒水抑尘，去除效率 96%		/	/	/	6.92	施工期
	柴油机	井场柴油机烟气	SO_2	产污系数法	459.36 万	/	0.857	/	/	排污系数法	459.36 万	/	0.857	钻井期
			NO_x			/	1.118					/	1.118	
			烟尘			/	0.119					/	0.119	
			CO			/	0.299					/	0.299	
			HC			/	0.815					/	0.815	
	车辆	车辆尾气	SO_2、NO_X、TSP	由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确定，故不对其进行定量计算				施工车辆选用高标号汽柴油，尾气达标排放		/	/	/	/	施工期
	电焊机	焊接烟尘	颗粒物	排污系数	/	/	0.004	/		排污系数	/	/	0.004	施工期
	试气	放空火炬	颗粒物	排污系数	250 万	/	3.5×10^{-7}	/		排污系数	/	/	3.5×10^{-7}	试气
			SO_2			/	4.5×10^{-7}	/			/	/	4.5×10^{-7}	
			NO_x			/	4.4×10^{-6}	/			/	/	4.4×10^{-6}	

表 3.12-15　　施工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
				核算方法	废水产生量 m^3	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率/%	核算方法	废水排放量 m^3	排放浓度 mg/L	排放量 t	

钻井	冲洗钻台、钻具等设备	钻井废水	COD、SS	类比法	99.8	/	/	排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理	100	类比法	0	0	0	钻井期
压裂	压裂车	压裂返排液	COD、SS	类比法	3750	/	/	由罐车拉运至采油九厂塔三压裂返排液处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	100	类比法	0	0	0	压裂期
管线试压	试压	试压废水	SS	类比法	10.7	/	/	由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理达标后回注油层	100	类比法	0	0	0	管线试压期间
施工	生活	生活污水	COD		504	300	0.545	施工期钻井生活污水排入施工区域设置的临时防渗旱厕，地面生活污水排入附近场站已建生活污水收集设施，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。	/		504	300	0.545	施工期
			氨氮			30	0.055		/			30	0.055	
试气	井场	试气产液	石油类	类比法	17	/	/	由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理达标后回注油层	100	类比法	17	/	/	试气

表 3.12-16　　施工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（频发、偶发等）	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间
				核算	噪声值	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值	

				方法			/dB（A）			
钻井井场管线施工	施工机械	柴油发电机	连续稳态声源	类比法	120~130dB(A)	基础减振、隔声	-35	类比法	85~95dB	施工期
		泵柴油机	连续稳态声源		88~95dB(A)	基础减振、隔声	-15	类比法	73~80dB(A)	
		挖掘机	非连续稳态声源		82~90dB(A)	定期维护保养	/	类比法	82~90dB(A)	
		推土机	非连续稳态声源		83~88dB(A)	定期维护保养	/	类比法	83~88dB(A)	
		钻机	连续稳态声源		88~92dB(A)	减振、低噪电机	-15	类比法	73~77dB(A)	
		泥浆泵	连续稳态声源		88~95dB(A)	基础减振、隔声	-15	类比法	73~80dB(A)	
		钻井泵	连续稳态声源		88~95dB(A)	基础减振、隔声	-15	类比法	73~80dB(A)	
		振动筛	连续稳态声源		80~88dB(A)	基础减振、隔声	-15	类比法	65~73dB(A)	
		搅拌机	连续稳态声源		100~110dB	基础减振、隔声	-15	类比法	85~95dB	
		压路机	非连续稳态声源		80~90dB(A)	定期维护保养	/	类比法	80~90dB(A)	
		电焊机	连续稳态声源		60~70dB(A)	选取低噪声设备	/	类比法	60~70dB(A)	
		运输车辆	非连续稳态声源		82~90dB(A)	定期维护保养	/	类比法	82~90dB(A)	
		压裂车	连续稳态声源		70~75dB(A)	定期维护保养	/	类比法	70~75dB(A)	
		混砂车	连续稳态声源		80~95dB(A)	定期维护保养	/	类比法	80~95dB(A)	

表 3.12-17　　施工期固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况		处置措施		最终排放去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
钻井及地面建设	废钻井液	类比法	1289m^3	无害化处理	1289m^3	排入井场钢制泥浆槽中，由罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路
	钻井岩屑	类比法	459.36m^3	无害化处理	459.36m^3	
	废射孔液	类比法	180m^3	无害化处理	180m^3	

	生活垃圾	类比法	11.35t	无害化处理	11.35t	统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	类比法	0.10t	填埋处理	0.10t	由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理
	施工废料	类比法	0.14t	填埋处理	0.14t	
	非含油废防渗布	类比法	0.5t	填埋处理	0.5t	采用加盖钢制桶回收，最大限度回收利用，无法利用的施工结束后由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理
	定向钻废弃泥浆	类比法	23.55m^3	无害化处理	23.55m^3	通过密闭罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路。

表 3.12-18　　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/h
				核算方法	废气产生量万m^3/a	产生浓度mg/m^3	产生量t/a	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量万m^3/a	排放浓度mg/m^3	排放量t/a	
天然气开采	井场、场站	井场无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	—	—	35.89	—	0	产污系数法	—	—	35.89	8760
天然气集输、油气处理	井场及场站	井场及场站无组织排放	温室气体	少量				密闭集输	0	—	—	—	—	8760
	甲醇储罐		甲醇	产污系数法	/	/	0.34	—	0	产污系数法	/	/	0.34	8760
天然气处理	徐深 9 集气站	加热炉	颗粒物	类比法	7.55	6.8	0.0005	—	0	类比法	7.55	6.8	0.0005	8760
			NO_x			67	0.0051		0			67	0.0051	
			SO_2			7	0.0005		0			7	0.0005	
井场放空	井场	放空池	颗粒物	产污系数法	12500	/								

			NO_x			/								
			SO_2			/								

表 3.12-19　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（h）
				核算方法	产生废水量（t/a）	产生浓度（mg/L）	产生量（t/a）		核算方法	排放废水量（t/a）	排放浓度（mg/L）	排放量（t/a）	
天然气集输	天然气处理装置	气田采出水	石油类	类比法	6022.5	1000	6.02	暂存于徐深9集气站污水储罐，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一外输至升一联气田污水预处理站处理达标后回注油层	/	/	/	/	8760
			COD			50	0.30				/	/	

表 3.12-20　运营期噪声污染源源强核算结果及相关参数表

工序/生产线	装置	声源类型	噪声声源		降噪措施		噪声排放值		持续时间（h）
			核算方法	噪声值 dB（A）	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB（A）	
徐深 9 集气站扩建工程	污水泵	连续	类比法	65-80	选用低噪声设备，采取隔声、基础减振等措	15	类比法	50-65	24h/d
井场放空	火炬	突发	类比法	95-105		0	类比法	95-105	突发
集气站放空系统	火炬	突发	类比法	95～105		0	类比法	95～105	突发
井下作业施工噪声	机械	井下作业	类比法	75~95		0	类比法	75~95	井下作业
放喷噪声	放喷器	井下作业	类比法	95～105		0	类比法	95～105	井下作业

表 3.12-21　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/生产线	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）	
采气	井场	井口含油砂粒	危险废物	类比法	0.05	委托有资质单位处理	0.05	由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置

表 3.12-22　　退役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 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	排放浓度 mg/m^3	排放量 t	
施工	施工场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	少量	车辆密闭运输、施工材料覆盖、洒水抑尘		/	/	/	少量	25
	车辆	车辆尾气	NO_2、CO、HC	/	/	/	少量	施工车辆选用高标号汽柴油，尾气达标排放		/	/	/	/	25

表 3.12-23　　退役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 m^3	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率/%	核算方法	废水排放量 m^3	排放浓度 mg/L	排放量 t	
施工	生活	生活污水	COD	类比法	32	300	0.0096	排入附近场站已建生活污水收集设施，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。	/	类比法	32	300	0.0096	25
			氨氮			30	0.00096		/			30	0.00096	
施	设	设备	石油		2.6	./	/	由罐车拉运至升一联气田污水预	/	/	2.6	/	/	25

工	备清洗	清洗废水	类、SS					处理站处理						

表 3.12-24　退役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（频发、偶发等）	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间 d
				核算方法	噪声值/dB（A）	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值/dB（A）	
退役井场、管线施工	施工机械	挖掘机	非连续稳态声源	类比法	82～90	定期维护和保养	/	类比法	82～90	60
		吊装机	连续稳态声源		73～81		/	类比法	73～81	
		推土机	非连续稳态声源		83～88		/	类比法	83～88	
		运输车辆	非连续稳态声源		82～90		/	类比法	82～90	

表 3.12-25　退役期固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况		处置措施		最终排放去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
施工	生活垃圾	类比法	0.25t	无害化处理	0.25t	统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理
	封井建筑垃圾	类比法	1.0t	填埋处理	1.0t	统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理
	废旧设备	类比法	5 台套	回收再利用	5 台套	全部回收至采气分公司物资库
	含油防渗布	类比法	3.75t	无害化处理	3.75t	作业结束后，由施工单位运至采气分公司危险废物贮存库，委托有资质单位转运处置

3.12.5 污染物“三本帐”汇总

由于本项目施工期、退役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“三本帐”汇总见表 3.12-24。

表 3.12-24　　污染物“三本账”汇总一览表

污染物名称		单位	现有工程排放量	以新代老消减量	本工程排放量	总排放量	排放增减量
废气	烟气量	$10^4m^3/a$	1018	0	0	1018	0
	颗粒物	t/a	0.21	0	0	0.21	0
	SO_2	t/a	0.42	0	0	0.42	0
	NO_x	t/a	1.58	0	0	1.58	0
	非甲烷总烃	t/a	206.4	0	35.89	448.98	+35.89
废水	废水量	万 m^3/a	0.47	0	0	0.47	0
	COD	t/a	1.41	0	0	1.41	0
	氨氮	t/a	0.141	0	0	0.141	0

3.13 清洁生产分析

3.13.1 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。

3.13.2 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。

3.13.3 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。

3.13.4 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，本工程在生产工艺、装备水平、节能减排、环境管理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。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境状况

4.1.1 地理位置

本项目位于大庆市肇州县二井镇，地理坐标为东经 125°15′49″~125°16′35″，北纬 46°01′57″~46°03′21″。本项目地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

本项目地处松嫩平原西部，草原广阔，无山无岭，地势平坦，西南偏低，东北偏高，海拔高度在 126-165m 之间，地貌表现为波状起伏的平原，高处为平缓漫岗，低处是沼泽以及大大小小的碱泡子。

4.1.3 气象特征

该地区属北温带大陆性季风气候，四季分明，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响较大，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而温湿多雨，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短，冻土深达 2-2.2m。

气温：年平均气温 3.3℃，年极端最高气温 38.9℃，年极端最低气温-36.2℃。

风速：平均风速 3.7 m/s，年最大风速为 22.7m/s。

降水量：年平均 442.0mm，年最大降水量 651.2 mm。

降雪量：平均积雪 158d，最大积雪深度 220.0mm。

蒸发量：年平均蒸发量 1531.4mm，年最大蒸发量 1711.0mm，年最小蒸发量 1378.4mm。

湿度：年平均相对湿度为 63%。

年日照时数：2595.8 小时。

4.1.4 地表水体

（1）牛毛沟作为肇州县与肇源县的界河，流域范围北起肇州县南部边缘，南至肇源县北部，西接松嫩平原内陆湿地，东抵松花江干流左岸。河流发源于肇源县八家河，主流沿高丽沟子呈东西向延伸，流经肇源县和平镇、裕民乡、薄荷台乡、三站镇等 4 个乡镇，于大望海屯望海闸汇入松花江干流。河道总长度 45 公里，流域面积 270 平方公里，河道平均比降 1.2‰。

（2）四站沟发源于肇州县茶棚乡境内，流域北部与肇州县内陆沟泡系统相连，南部跨肇东市行政边界，属松花江左岸二级支流。河流自北向南流经肇东市德昌乡、西八里乡、四站镇，于菜园子村附近注入松花江干流，总长度 26 公里，集水面积 290 平方公里，河道比降 1.5‰。该河流为常年性河流，河床稳定性较强，河道宽 30-60 米，平均水深 1.0-2.0

米，径流补给以大气降水为主，地下水补给为辅。

（3）安肇新河

为贯穿肇州县境内的人工与自然结合型河流，是松嫩平原中部重要的排水与灌溉骨干河道，流域覆盖肇州县中东部区域，河道曲率系数 1.3-1.5，两岸分布有连片湿地与草本植被带，总面积达 3000 亩。河道断面呈梯形，底宽 50-80 米，水深 1.5-3.0 米，具备防洪排涝、农业灌溉与生态涵养多重功能。

区域内主要降水类型为大气降水，主要降水分布在 6 月～8 月末，最高水位出现在 8 月上旬～9 月下旬，最低水位出现在 3 月下旬～4 月上旬。区块内地势总体上较平坦，起伏不大。

项目附近地表水为徐深 9-平 9 至徐深 9 集气站采气管线西南 150m 的新民排水干渠，主要功能是防洪防涝，该河沟未划定地表水环境功能区。

4.1.5 区域地质条件

4.1.5.1 地质构造

项目区位于松辽盆地的中央坳陷带，二级构造单元为龙虎泡-大安阶地。区内基底多为前古生代变质岩，主要由白垩系组成，其次为新近系和第四系，尤其是新近系上统泰康组比较发育，因而形成了一套河床相厚层砂砾岩，为地下水的富集创造了良好的空间条件。区内上部由第四系松散堆积物所覆盖，未发现断裂构造分布。根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015），本区地震动峰值加速度为 0.05g，相应的地震基本烈度为VI度。

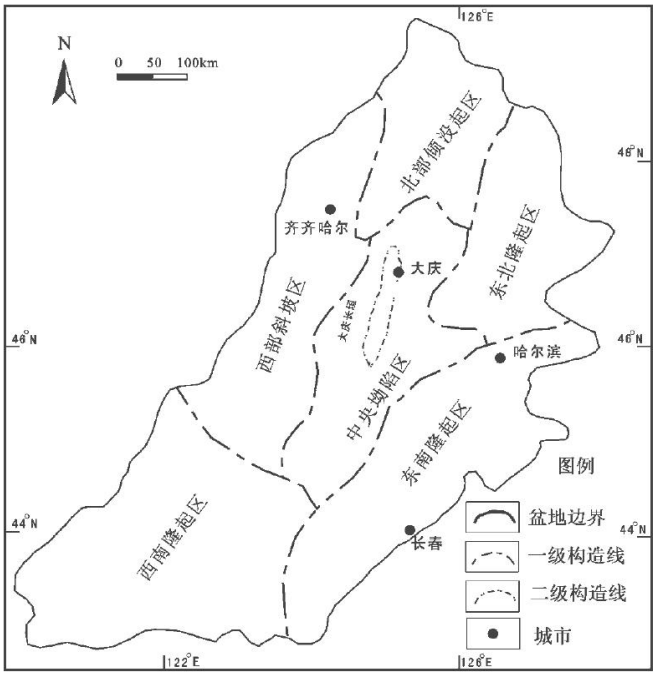


图4.1-1　区域地质构造图

4.1.5.2 地质条件

根据区域地质钻探资料分析，区域浅部地层从上到下依次为第四系上更新同及全新统底层。根据勘探资料分析，现有老到新分述如下：

本项目区域地质构造属于古隆凹陷南，由于白垩系晚期以来，白垩系明水组没有接受沉积遭受剥蚀。第四系长期处于上升阶段，第四系地层沉积较薄，形成了多级阶地。

根据水文地质钻探资料和石油地质资料，区域浅部地层从新到老依次为第四系（Q）、白垩系明水组（K2m）、四方台组（K2s）。区域水文地质图见图 2.1-1。

（1）第四系（Q）

第四系广泛分布于区域内，地层厚度 25m～35m。变化趋势由东向西逐渐增厚，由北向南逐渐变薄。上部广泛分布黄土状粉细砂、细砂、粉质粘土互层，地层厚度为 2～5m，岩性主要为微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙，局部由铁质浸染。

（2）白垩系明水组（K2m）

白垩系明水组（K2m）地层广泛分布于区域内，由于受地质沉积作用的影响，地层埋藏较深，地层顶部埋深为 21～132m，岩性为浅灰、灰绿色泥岩，含砂砾岩与褐红色、砖红色泥岩组成。上为灰黑色泥页岩，下部为灰绿色砂岩、泥治砂岩互层，砂岩。明水组一段与下伏四方台组地层呈不整合接触。

（3）四方台组（K2s）

四方台组广泛分布于区域内，地层厚度 138m～184m。灰绿、棕红色泥质 岩夹灰、灰白色粉细砂岩。

4.1.6 区域水文地质条件

4.1.6.1 地下水类型及赋存条件

（1）第四系上更新统松散层孔隙潜水

第四系上更新统松散层孔隙潜水分布于全区，含水层岩性为上更新统哈尔滨组粉细砂组成，厚度 0～6.0m。地下水水位埋深 3.0～7.5m，弱富水性，单井涌水量在 500~100m^3/d，地下水化学类型以 HCO3-Na、HCO3-Na.Ca 型水为主。

该层水为大气降水的垂直入渗补给，无开采供水条件。

（2）白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层

明水组二段：明水组二段上段含水层主要由中粗砂岩组成，区域均有分布。含水层沉积特征受构造运动的影响较大，分布不稳定，多以较大范围的透镜体分布。含水层单层较多，一般 3-7 层，单层厚度 3.0-12.0m，累计厚度 10.030.0m，含水层岩石颗粒较细，富水性较差。区域 273mm 管单井出水量 10301700m^3/d。明水组二段下段含水层主要由

中细粗砂岩组成。区城均有分布。含水层分布不稳定，多以较大范围的透镜体分布。含水层单层较多，一般 2-10 层，单层厚度 2.0-12.0n，累计厚度 10.0-25.0m，含水层顶板埋藏深度 40.0m。

含水层岩石颗粒较细，富水性较差。区域 273mm 管单井出水量 850-1700m3/d。

明水组一段：明水组一段含水层主要由粗砂岩和含砾砂岩组成。含水层分布稳定性较好，明一段上部含水层 1-8 个单层，单层厚度 3.0-29.0m。含水层累计厚度 20.0-55.0m。岩石颗粒较小，有效孔隙度较大，富水性较强。在区域明水组一段含水层 273mm 井管单井出水量 1000-2360m^3/d 含水层由北向南富水性增强。区域综合水文地质图见附图 19。

4.1.6.2 地下水补给、径流、排泄特征

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

①垂向补给

区域地下水垂向补给，主要来自大气降水、地表水体入渗补给孔隙潜水， 潜水通过弱透水层越流补给下部孔隙承压水含水层，区域第四系垂向节理发 育，结构松散，构成具有一定透水能力，为第四系潜水通过弱透水层越流补给 明水组孔隙承压水含水层提供了有利条件。

②侧向补给

在天然条件下，主要来自区域以外广泛连续分布的统一含水层中的地下 水，在地下水动力作用下，通过水平方向径流补给评价区地下水。

地下水径流

本项目所在评价区域地下水径流方向为由东南向西北。

地下水排泄

在人为活动影响条件下，评价区地下水的排泄主要有三种类型，即蒸发排泄、侧向径流排泄、人工开采。

4.1.6.3 地下水的动态变化

（1）潜水含水层

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。根据该区域水文地质资料，地下水水位年变化幅度为 1.50m 左右，丰水期为 8 月下旬至 9 月上旬，年水位最高；枯水期为 3 月下旬到 4 月上旬。地下水流动缓慢，潜水位的高低起伏与地表地势的高低起伏基本一致，评价区内潜水流向主要由东南向西北。

表 4.1-1　地下水水位信息统计表

编号	监测点位置	水位埋深（m）	地面标高（m）	水位标高（m）	井深（m）	监测含水层
1	孙永和屯韩家潜水井	6	160.5	154.5	13	潜水
2	太平川屯周家	2	158.4	156.4	9	潜水
3	郑家馆子屯张家	2	150.9	148.9	8	潜水
4	王清畔屯冯家	6	167.9	161.9	22	潜水
6	董合屯苏家	4	166.6	162.6	14	潜水
7	东榆树屯王家	5.4	169.3	163.9	25	潜水
9	西长发屯白家	5	163.8	158.8	19	潜水
10	黄家窝棚屯林家	7.8	165	157.2	15	潜水
5	姜家洼子屯韩家	4	160	156	50	承压水
8	榆树村夏家	7.3	175.3	168	60	承压水

项目区域潜水等值线图见图 4.1-2。

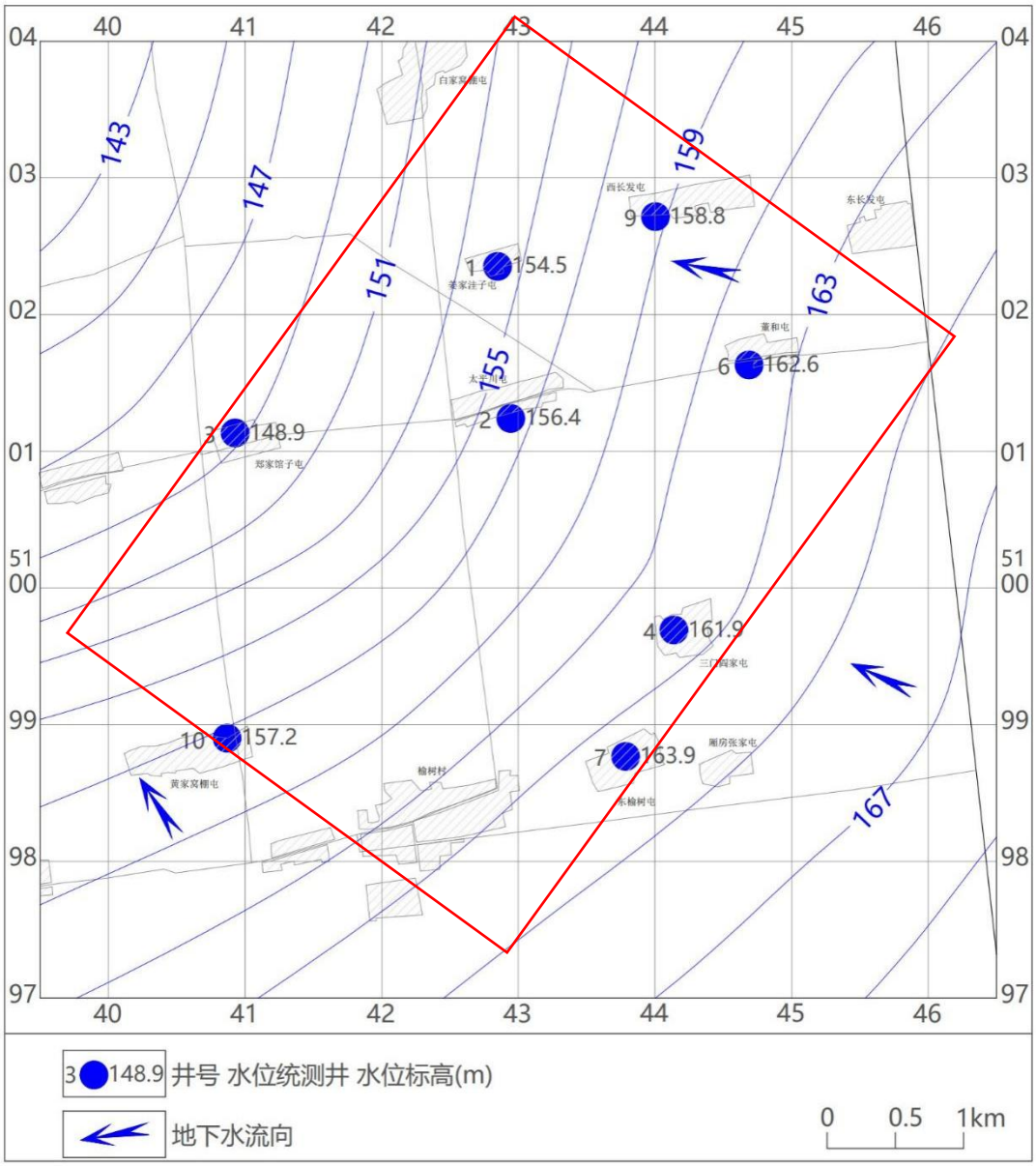


图4.1-2　评价区潜水等水位线图

（2）承压含水层

评价区内第四系上更新统承压水受多年地下水开采，承压水地下水位总的趋势也有所下降，泰康组地下水水位埋深 4.0~7.3m，年变幅为 0.45m，评价区内其主要流向是从东南向西北。项目区域承压水等值线图见图 4.1-3。

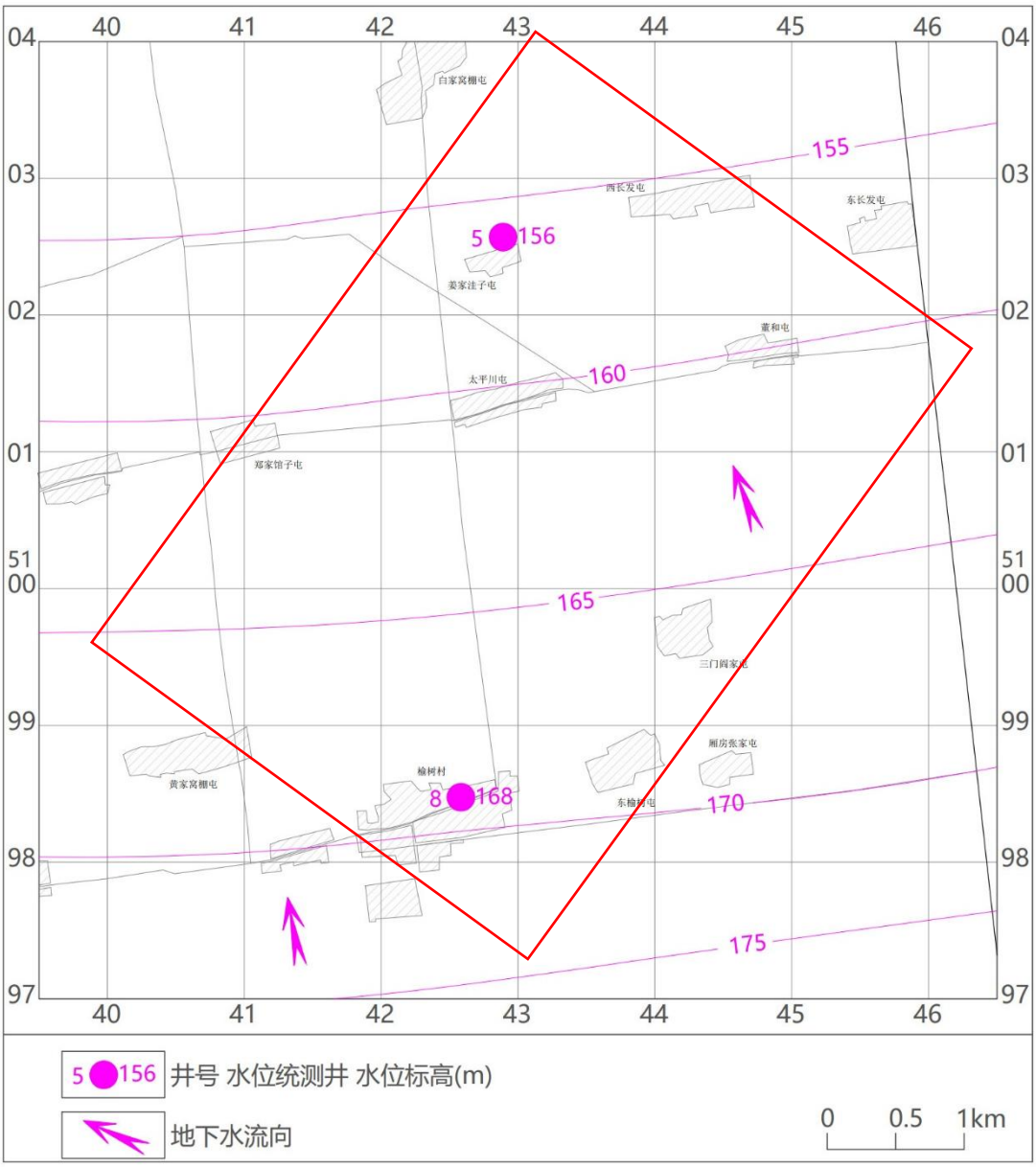


图4.1-3　评价区承压水等水位线图

4.1.6.4 包气带现状调查

（1）第四系包气带地层特征

根据地勘资料，厂区包气带厚度为 2.0~6.0m，厂区钻孔揭露深度内地层由自然地面自上而下划分为 3 个工程地质层：

①粉质黏土：黄褐色-褐黄色，可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度 2.0-3.5m。

②粉细砂：黄色，稍密，饱和，颗粒均一，级配差，主要矿物成份由石英、长石组成，含少量暗色矿物。土层分布不连续，地层厚度 1.5-2.5m。

（2）建设场地包气带防污性能

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）天然包气带防污性能分级参照表，本项目建设场地区包气带防污性能分级见表 4.1-2。

表 4.1-2　　包气带防污性能分级

分级	包气带岩土的渗透性能
强	岩（土）层单层厚度 Mb≥1.0m，渗透系数 K≤10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定。
中	岩（土）层单层厚度 0.5m≤Mb＜1.0m，渗透系数 K≤10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定。岩（土）层单层厚度 Mb≥1.0m，渗透系数 1×10^{-6}cm/s＜K≤1×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定。
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件。

本区域包气带厚度 2.0~6.0m（大于 1.0m），根据厂区地质资料，项目区包气带岩性主要为粉质粘土、粉细砂及粘土（未穿透），参照各类土的渗透系数经验值，单层土体的厚度大于 1.0m，渗透系数满足 1×10-6cm/s＜K≤1×10-4cm/s，且分布连续、稳定，厂区包气带防污性能为中。

表 4-1-3　包气带岩性参数表

地层编号	地层年代	岩性	厚度（m）	渗透系数（cm/s）
①	Q3	粉质粘土	2.2-2.7	6.0×10^{-4}
②	Q3	粉细砂	2.5-3.1m	1.2×10^{-6}-6.0×10^{-5}
③	Q3	黏土	未穿透	＜1.2×10^{-6}

4.1.7 土壤与植被情况

（1）土壤

区内主要土壤类型是草甸土。草甸土主要包括碳酸盐草甸土、盐化草甸土、碱化草甸土，主要分布在低平原和碟形洼地上。草甸土的形成过程主要是腐殖质积 累过程 、草 甸化过程和盐分积聚过程。黑土层较厚，一般为 25~50cm，表层含有机质 2%~4% ，土壤水分比较足，易反润。

（2）植被

评价区域为松嫩平原湿地的典型代表，维管束植物中 116 属为温带分布，占总属的 75.33%（不含世界分布属），植物区系成分则以蒙古植物区系成分和世界分布种为主，长白植物区系成分也较多，其水分生态类型中，湿生、沼生和水生植物约占总种数的 27.91% ，除旱生植物仅一种外，其余均为中生植物，且多为喜湿润类型。在植被中，包括灌丛、草甸、沼泽、水生植被等类型，基本涵盖了松嫩平原湿地植被的中级分类单位-群系的类型。农作物主要以玉米、花生为主。

4.1.8 自然保护区情况

本项目位于黑龙江省大庆市肇州县境内，评价范围内无自然保护区、风景名胜区、

水源保护区等环境敏感区域。

距离最近的保护区为肇州县卫星牧场草原自然保护区，卫星牧场草原自然保护区为县级自然保护区，位于大庆市肇州县最北部，距离县城中心 60 公里 ，保护区为肇州县地界向北突出的部分，三面与安达市接壤，总面积 56.05km^2 ，主要保护对象为羊草。该保护区位于工程西北约 9.85km，距离较远。本项目与卫星牧场草原自然保护区位置关系见附图 18。

4.2 环境保护目标调查

本项目区域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、饮用水水源保护区，不涉及基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、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、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域，不涉及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域，以及文物保护单位等环境敏感区，也不在生态保护红线范围内。项目占地类型为耕地（永久基本农田），开发区域不涉及地下水水源井。根据《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）、《肇州县水土保持规划》（2020～2030 年），本项目所在的肇州县二井镇属于县级水土流失重点治理区。项目同时涉及以居住为主要功能的区域。

（1）永久基本农田

根据《永久基本农田查询平台》，项目新建的 1 口及配套管线均占用永久基本农田，涉及的地块分别为①黑龙江大庆市肇州县二井镇姜家围子屯东南约 446 米，地块编号 230621208203012652-1，地块面积 221.52 亩；②黑龙江大庆市肇州县二井镇王清畔屯西北约 741 米，地块编号 230621208201005281，地块面积 682.08 亩；③黑龙江大庆市肇州县二井镇太平川屯东南约 318 米，地块编号 230621208203012657，地块面积 283.25 亩；④黑龙江大庆市肇州县二井镇，地块编号 230621208201005436，地块面积 390.64 亩；⑤黑龙江大庆市肇州县二井镇，地块编号 230621208201005824，地块面积 233.59 亩。

本工程属国家能源设施建设项目，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。对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，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，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，永久基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。

（2）水土流失重点治理区及预防区

本项目建设地点位于大庆市肇州县二井镇，根据《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）、《肇州县水土保持规划》（2020～2030 年），本项目所在的肇州县二井镇属于县级水土流失重点治理区，该区土壤退化、盐渍化、水体污染等水土流失较严重、对当地和下游易造成较大危害，土壤侵蚀强度为轻度以上，多为轻中度侵蚀。且区域内人为活动较为剧烈，容易发生严重水土流失。该区域工作重点是采取工程、林草、封育治理和耕地等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。推广先进适用的科技成果，加快治理进度。治理后应强化监督管理和管护，巩固治理成果，促进区域生态环境恢复和经济发展。

（3）居住区

本项目周边 2.5km 范围内主要分布姜家洼子屯、西长发屯、太平川屯、王清畔屯等共计 15 个村屯，根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11 号），区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中的二级标准，项目所在区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，项目区域周边居住区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准。

（4）占地类型

根据工程占地统计情况，本项目总占地面积为 5.6912hm^2，其中永久占地 0.3006hm^2，临时占地 5.3906hm^2，根据土地利用现状调查，占地类型为耕地（永久基本农田）。

（5）地表水体

本项目附近地表水体为新民排水干渠，根据《大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分》（庆政发〔2019〕11 号），新民排水干渠未划分水环境功能区。

（6）地下饮用水源保护区

根据《黑龙江省人民政府关于佳木斯市、大庆市、七台河市农村集中式饮用水水源保护区划分方案的批复》（黑政函〔2017〕89 号）及《大庆市人民政府关于我市大同区大同镇乡镇集中式饮用水水源和让胡路区银浪牧场队等 78 个农村集中式饮用水水源保护区划分的请示》（庆政呈〔2017〕46 号）、《肇州县人民政府关于肇州县集中式饮用水水源保护区调整的公示》（2025 年 6 月 6 日发布）以及现场实际勘察，评价范围内无集中式饮用水水源，榆树乡饮用水水源共有 4 眼取水井，均为承压水型水源，不设二级保护区和准保护区。一级保护区范围为以 4 眼井为圆心，30 米为半径的圆所围区域，总面

积为 11304 平方米。4 口井的坐标分别为：1#水源井：经度 5097794.484、纬度 42442217.15；2#水源井：经度 5097550.874、纬度 42441927.2；3#水源井：经度 5097295.05、纬度 42441955.31；4#水源井：经度 5097040.564、纬度 42441983.13；本项目周边村屯饮用水源均由肇州县二井镇集中饮用水水源供给。

表 4.2-1　区域水源井情况调查表

服务行政区名称	水源地保护区名称	取水井	取水井坐标		取水层次	井深	地下水位埋深	服务人口	与项目位置关系
			经度	纬度					
肇州县二井镇	肇州县二井镇集中饮用水水源保护区	1#	5097794.484	42442217.15	承压含水层	120	22	20395	徐深 6-斜 411 南侧 2.2km（地下水流向侧向）
		2#	5097550.874	42441927.2		120	22		徐深 6-斜 411 西南侧 2.5km（地下水流向侧向）
		3#	5097295.05	42441955.31		120	23		徐深 6-斜 411 西南侧 2.7km（地下水流向侧向）
		4#	5097040.564	42441983.13		120	22		徐深 6-斜 411 西南侧 2.9km（地下水流向侧向）

表 4.2-2　区域周边村屯饮用水供水情况调查表

名称	坐标		饮用水供水水源
	经度	纬度	
白家窝棚屯	125.25422	46.06624	肇州县二井镇集中饮用水水源
姜家洼子屯	125.26119	46.05380	肇州县二井镇集中饮用水水源
东长发屯	125.29754	125.29754	肇州县二井镇集中饮用水水源
董合屯	125.28643	46.04795	肇州县二井镇集中饮用水水源
太平川屯	125.26245	46.04452	肇州县二井镇集中饮用水水源
王清畔屯	125.27902	46.02969	肇州县二井镇集中饮用水水源
东榆树屯	125.27365	46.02132	肇州县二井镇集中饮用水水源
厢房张家屯	125.28309	46.02102	肇州县二井镇集中饮用水水源
榆树乡	125.25585	46.01782	肇州县二井镇集中饮用水水源
潘家屯	125.24316	46.01588	肇州县二井镇集中饮用水水源
黄家窝棚屯	125.23264	46.02190	肇州县二井镇集中饮用水水源
郑家馆子屯	125.23830	46.04221	肇州县二井镇集中饮用水水源
卧龙泉屯	125.22211	46.03962	肇州县二井镇集中饮用水水源

4.3 环境质量现状调查与评价

委托大庆中环评价检测有限公司于 2026 年 5 月 6 日-12 日对评价范围内环境空气、地表水环境、地下水环境、包气带、声环境、土壤环境质量现状进行了监测。

4.3.1 环境空气质量现状监测与评价

4.3.1.1 环境空气质量达标判定

根据大庆市生态环境局 2024 年 6 月 5 日发布《2023 年大庆市生态环境状况公报》，2024 年大庆市城区环境空气质量优良天数为 337 天，环境空气质量优良率为 92.1%，2024 年大庆市环境空气中可吸入颗粒物（PM_{10}）年平均浓度为 48μg/m^3；细颗粒物（$PM_{2.5}$）年平均浓度为 32μg/m^3；二氧化硫年平均浓度为 7μg/m^3；二氧化氮年平均浓度为 18μg/m^3；一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数为 0.8mg/m^3；臭氧最大 8 小时平均第 90 百分位数为 116μg/m^3。

本项目区域空气质量现状评价见表 4.3-1。

表 4.3-1　区域空气质量现状评价表

污染物	数值	2023 年大庆市生态环境状况公报	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单中二级标准限值	《环境空气质量标准》(GB3095-2026)过渡阶段二级浓度限值
SO_2	年均值	7	60	60
NO_2	年均值	18	40	40
PM_{10}	年均值	48	70	60
$PM_{2.5}$	年均值	32	35	30
CO	24 小时平均	第95百分位数为0.8mg/m^3	4mg/m^3	4mg/m^3
O_3	日最大小时平均	平均第90百分位数为114	160	160

依据《2023 年大庆市生态环境状况公报》，大庆市 2024 年环境空气质量满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单二级标准限值。细颗粒物($PM_{2.5}$)大于《环境空气质量标准》(GB3095-2026)，其他指标均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2026)。

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 5 km 范围内设置 1～2 个监测点。本项目井位多，因此根据区域井位分布特点，本项目共布设 2 个环境空气监测点位。

本项目委托大庆中环评价检测有限公司于 2026 年 5 月 6 日-12 日对评价区域特征污

染物进行环境质量现状监测，区域特征污染物为非甲烷总烃、甲醇，具体点位见表 4.3-2，现状监测布点见附图 6-1。

表 4.3-2　　环境空气现状监测点位

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（m）
		经度	纬度				
1	宋兆坤屯	125.44004	45.83883	非甲烷总烃、甲醇	2026.05.06-2026.05.12	徐深9-平9西南侧	3000
						徐深9-平9至徐深9集气站集气管线南侧	580
2	王清畔屯	125.47386	45.86204			徐深9-平9东侧	510

（2）监测项目

根据当地的环境空气质量特征，结合本项目大气污染物排放特点，确定环境空气质量监测因子为非甲烷总烃、甲醇。

（3）监测频次

连续监测七天，非甲烷总烃每天取 4 次小时浓度值，甲醇取 4 次小时值与日均值。

（4）评价方法

评价采用最大浓度占标率法，利用各监测点监测数据，统计各类污染物浓度范围、最大浓度占标率、最大超标倍数。数学表达式如下：

$$I_i = C_i / C_{oi} \times 100\%$$

式中：I_i—第 i 种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i—第 i 种污染物平均浓度，mg/m^3；

C_{0i}—第 i 种污染物环境质量标准，mg/m^3。

若 $I_i \geq 100\%$，表明该项指标超过了相应的环境空气质量标准，不能满足使用功能要求。若 $I_i < 100\%$，则该指标满足环境空气质量标准，可以满足使用功能要求。

（5）评价标准

非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 标准限值，甲醇执行标准《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018）附录 D 中甲醇 1h 平均浓度参考限值 $3.0mg/m^3$。

（6）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/m^3

监测点位	监测点坐标		污染物	平均时	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标	超标率	达标情况
	经度	纬度							

				间			率%	%	
宋兆坤屯	125.44004	45.83883	非甲烷总烃	1h	2.0	0.41-0.61	30.5	0	达标
王清畔屯	125.47386	45.86204			2.0	0.41-0.63	31.5	0	达标
宋兆坤屯	125.44004	45.83883	甲醇	1h	3.0	0.3L	/	0	达标
王清畔屯	125.47386	45.86204			3.0	0.3L	/	0	达标

评价结果表明，评价区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 标准限值，甲醇满足标准《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018）附录 D 中甲醇 1h 平均浓度参考限值 3.0mg/m^3。说明评价区域内大气环境质量较好。

4.3.1.3 滚动开发区块建设项目近 5 年的区域环境质量

本项目为滚动开发区块建设项目，项目近 5 年的区域基本污染物环境质量引用《2020 年大庆市生态环境状况公报》《2021 年大庆市生态环境状况公报》、《2022 年大庆市生态环境状况公报》、《2023 年大庆市生态环境状况公报》、《2023 年大庆市生态环境状况公报》。区域内近 5 年非甲烷总烃环境质量的监测引用区域、周边已建项目的验收监测数据，2025 年监测数据为本次监测。项目区域近5年的区域环境质量统计数据见表4.3-4。

表 4.3-4　　项目区域近 5 年的区域环境质量统计数据表

统计时段	SO_2 年均浓度（μg/m^3）	NO_2 年均浓度（μg/m^3）	PM_{10} 年均浓度（μg/m^3）	$PM_{2.5}$ 年均浓度（μg/m^3）	CO 第 95 位日平均质量浓度（mg/m^3）	O_3 第 90 位 8h 平均质量浓度（μg/m^3）	非甲烷总烃 1 小时平均浓度（mg/m^3）
2020 年	9	18	45	28	1.1	130	/
2021 年	9	18	41	27	0.9	126	/
2022 年	7	16	38	26	0.9	110	/
2023 年	6	17	41	26	0.8	116	/
2024 年	7	18	48	32	0.8	114	0.46-0.71
2025 年	/	/	/	/	/	/	0.40-0.62
标准	60	40	60	30	4	160	2
达标情况	达标	达标	达标	不达标	达标	达标	达标

以上统计结果表明，项目区域内环境质量良好，各污染物浓度变化不大，基本污染因子均除 $PM_{2.5}$ 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中二级标准的要求，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 标准限值，说明滚动开发区

块对区域环境空气质量影响不大。

4.3.2 地下水环境质量现状评价

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》（HJ 610-2016），详见下表。

表 4.3-5　　地下水环境现状监测频率参照表

评价等级	水位监测频率			水质监测频率		
分布区	一级	二级（√）	三级	一级	二级（√）	三级
山前冲（洪）积	枯平丰	枯丰	一期	枯平丰	枯丰	一期
滨海（含填海区）	二期 a	一期	一期	一期	一期	一期
其他平原区（√）	枯丰	一期（√）	一期	枯	一期（√）	一期
黄土地区	枯平丰	一期	一期	二期	一期	一期
沙漠地区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
丘陵山区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
岩溶裂隙	枯丰	一期	一期	枯丰	一期	一期
岩溶管道	二期	一期	一期	二期	一期	一期
a “二期”的间隔有明显水位变化，其变化幅度接近年内变幅。						

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610- 2016），本项目地下水评价等级为三级，三级评价项目潜水含水层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下游影响区的地下水水质监测点各不得少于 1 个；一般情况下，地下水水位监测点数以不小于相应评价级别地下水水质监测点数的 2 倍为宜。本项目监测点位满足要求。

本项目共布设 5 个水质监测点和 10 个水位监测点。

4.3.2.1 地下水位监测

（1）监测点位

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》（HJ 610-2016），项目区域内共布设 10 个地下水水位监测点，其中，潜水水位监测点 7 个，承压水水位监测点 3 个，地下水水位监测具体见下表。

表 4.3-6　　地下水水位监测点基本情况表

序号	编号	监测点位置	CGCS2000 地面标高		水位（m）	埋深（m）	地下水类型
			X(m)	Y(m)			
1	1#	孙永和屯地下水井	458084.97	5078714.05	187.16	3.7	潜水
2	2#	李学房屯下水井	456060.95	5079140.11	179.73	4.1	潜水

3	3#	种子队下水井	457131.13	5080594.51	179.82	4.2	潜水
4	4#	小曾家围子下水井	457879.58	5081851.63	179.64	6	潜水
5	5#	巴家屯下水井	457783.98	5079556.77	184.93	4.2	潜水
6	6#	王清畔屯下水井	459177.76	5080627.21	187.41	4	潜水
7	7#	宋兆坤屯下水井	456724.41	5078191.68	184.81	5.3	潜水
8	8#	永胜村地下水井	454565.13	5077914.65	176.44	4.7	承压水
9	9#	种子队下水井	457131.13	5080504.07	177.86	4.5	承压水
10	10#	巴家屯下水井	457808.43	5079461.17	179.97	4.4	承压水

（2）监测频率

本项目位于松嫩平原区低平原区，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中表 4 中的要求，本次地下水位监测频率为一期。

4.3.2.2 地下水水质监测

（1）地下水质监测因子

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、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、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。

（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 5 个水质监测点。地下水水质监测布点见附图 6-2。

地下水水质监测布点信息见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水水质监测布点信息表

编号	监测点位	监测层位	坐标		与项目相对位置及距离	井深（m）	与地下水流向关系	水井功能
1	孙永和屯地下水井	潜水	125.45771	45.84191	徐深9-平9西南侧	2150	上游水井	灌溉
					徐深9-平9至徐深9集气站集气管线西北侧	420		
2	李学房屯下水井	潜水	125.43352	45.84649	徐深9-平9西南侧	2850	下游水井	灌溉
					徐深9-平9至徐深9集气站集气管线西侧	35		
3	永胜村地下水井	承压水	125.41518	45.83524	徐深 9-平 9 西南侧	4500	侧向水井	灌溉
					徐深 9-平 9 至徐深 9 集气站集气管线西	1750		

					南侧			
4	种子队下水井	潜水	125.44603	45.86007	徐深9-平9西南侧	1350	下游水井	灌溉
					徐深9-平9至徐深9集气站集气管线西侧	1050		
5	小曾家围子下水井	潜水	125.45632	45.87214	徐深9-平9西北侧	1150	下游水井	灌溉

（3）监测时间及频次

2026 年 5 月 6 日监测，均取样 1 次，并进行水质分析。

（4）分析方法

地下水各监测因子分析方法见表 4.3-8。

表 4.3-8　地下水监测分析方法

监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	仪器编号	方法检出限
K^+	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 4050002	0.03mg/L
Na^+	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 4050002	0.010mg/L
Ca^{2+}	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 4050002	0.02mg/L
Mg^{2+}	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 4050002	0.002mg/L
CO_3^{2-}	地下水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	DZ/T 0064.49-2021	滴定管	T011	5mg/L
HCO_3^-	地下水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	DZ/T 0064.49-2021	滴定管	T011	5mg/L
SO_4^{2-}	水质 无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 CIC-200	12185	0.018mg/L
Cl^-	水质 无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 CIC-200	12185	0.007mg/L
pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	便携式水质检测仪 pH-03/618/K13	—	—
总硬度	水质钙和镁的总量的测定 EDTA 滴定法	GB/T 7477-1987	滴定管	T015	5.00mg/L
溶解性总固体	地下水质分析方法第 9 部分：溶解性固体总量的测定 重量法	DZ/T 0064.9-2021	精密电子天平 FA2004	12011164	4mg/L

耗氧量（高锰酸盐指数）	水质 高锰酸盐指数测定	GB/T 11892-1989	滴定管	T005	0.5mg/L
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法（方法 1 萃取分光光度法）	HJ 503-2009	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.0003mg/L
氟化物	水质 无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 CIC-200	12185	0.006mg/L
硝酸盐氮	水质 无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 CIC-200	12185	0.004mg/L
亚硝酸盐（氮）	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	GB/T 7493-1987	紫外可见分光光度 752N	7521712023 N	0.003mg/L
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.025mg/L
六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.004mg/L
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	双道原子荧光光度计 AFS-230E	230E/21115 65	0.0003mg/L
铅	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总（2002 年）	石墨炉原子吸收分光光度计 GA3202	0307160101 16050008	1.0μg/L
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 4050002	0.03mg/L
锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	3091602024 050002	0.01mg/L
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	双道原子荧光光度计 AFS-230E	230E/21115 65	0.00004 mg/L
菌落总数	生活饮用水标准检验方法 微生物指标（4.1 平皿计数法）	GB/T5750.12-2023	电热恒温培养箱 DH-250A	GL-278	-
总大肠菌群	多管发酵法	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）	电热恒温培养箱 DH-250A	GL-278	2MPN/100mL
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）	HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 UV752	AE1104016	0.01mg/L

氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法（方法 2 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法）	HJ 484-2009	可见分光光度 722N	070722020222020043	0.004mg/L
镉	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总（2002 年）	石墨炉原子吸收分光光度计 GA3202	030716010116050008	0.10μg/L
硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法	HJ1226-2021	可见分光光度计 722N	070722020222020043	0.01mg/L
钡	水质 32 种元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法	HJ 776-2015	电感耦合等离子体发射光谱仪 ICP2100DV	N0800540	0.01mg/L

（5）监测结果

地下水水质现状监测结果见表 4.3-9~表 4.3-13。

表 4.3-9　地下水水质现状监测结果

监测项目	孙永和屯韩家潜水井潜水井	李学房屯周家潜水井	永胜村孙家承压水井	种子队张家潜水井	小曾家围子李家潜水井	标准限值
K^+（mg/L）	3.08	2.22	1.11	1.93	2.35	-
Na^+（mg/L）	58.4	65.4	41.2	63.5	57.5	≤200
Ca^{2+}（mg/L）	41.5	58.3	31.7	52.7	44.3	-
Mg^{2+}（mg/L）	9.78	12.7	6.16	11.1	7.24	-
HCO_3^-（mg/L）	221	266	163	237	194	-
CO_3^{2-}（mg/L）	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl^-（mg/L）	45	50	31	53	41	≤250
SO_4^{2-}（mg/L）	34	45	24	41	37	≤250
pH（无量纲）	7.8	7.8	7.5	7.8	7.8	6.5～8.5
总硬度（mg/L）	144	199	105	178	141	≤450
溶解性总固体（mg/L）	484	600	351	550	454	≤1000
耗氧量（mg/L）	2.4	2.2	1.7	2.0	2.1	≤3.0
挥发性酚类（mg/L）	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物（mg/L）	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0.05
氟化物（mg/L）	0.25	0.31	0.16	0.20	0.21	≤1.0
硝酸盐（mg/L）	2.01	2.46	1.45	2.01	1.92	≤20
亚硝酸盐（mg/L）	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮（mg/L）	0.276	0.211	0.134	0.259	0.221	≤0.5
六价铬（mg/L）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷（mg/L）	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01

铅（mg/L）	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁（mg/L）	0.27	0.26	0.21	0.27	0.27	≤0.3
汞（mg/L）	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰（mg/L）	0.08	0.12	0.03	0.10	0.09	≤0.1
镉（mg/L）	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类（mg/L）	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群（MPN/100mL）	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数（CFU/mL）	11	12	8	10	9	≤100
硫化物（mg/L）	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02
钡（mg/L）	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.70
井深（m）	15	11	65	18	13	/

4.3.2.3 地下水水质现状评价

（1）评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的II类标准执行≤0.05mg/L。

（2）评价方法

采用单因子标准指数法对地下水水质现状监测结果进行评价，评价模式如下：

$$S_{i,j}=C_{i,j}/C_{si}$$

式中：$S_{i,j}$——水质单因子 i 在第 j 点的标准指数；

C_{ij} ——水质评价因子 i 在第 j 点的监测值，mg/L；

C_{si}——i 因子的评价标准，mg/L。

pH 的标准指数公式：

$pH_j \leq 7.0$ 时

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

$pH_j > 7.0$ 时

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

式中：$S_{pH.j}$——pH 值的单项指数；

pH_j——j 点 pH 值监测值；

pH_{su}——水质标准中 pH 值上限；

pH_{sd}——水质标准中 pH 值下限。

当单因子标准指数＞1 时，表示该水质参数所表征的污染物已满足不了标准要求，水体已受到污染；反之，则满足标准要求。

（3）单因子标准指数

地下水单因子标准指数计算结果见表 4.3-10。

表 4.3-10　　地下水单因子标准指数计算结果

监测项目	孙永和屯韩家潜水井潜水井	李学房屯周家潜水井	永胜村孙家承压水井	种子队张家潜水井	小曾家围子李家潜水井
Na^+	0.33	0.21	0.32	0.29	0.29
Cl^-	0.20	0.12	0.21	0.16	0.16
SO_4^{2-}	0.18	0.10	0.16	0.15	0.15
总硬度	0.44	0.23	0.40	0.31	0.31
溶解性总固体	0.60	0.35	0.55	0.45	0.45
耗氧量	0.73	0.57	0.67	0.70	0.70
挥发性酚类	ND	ND	ND	ND	ND
氰化物	ND	ND	ND	ND	ND
氟化物	0.31	0.16	0.20	0.21	0.21
硝酸盐	0.12	0.07	0.10	0.10	0.10
亚硝酸盐	ND	ND	ND	ND	ND
氨氮	0.42	0.27	0.52	0.44	0.44
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND
砷	ND	ND	ND	ND	ND
铅	ND	ND	ND	ND	ND
铁	0.87	0.70	0.90	0.90	0.90
汞	ND	ND	ND	ND	ND
锰	1.20	0.3	1.00	0.9	0.9
镉	ND	ND	ND	ND	ND
石油类	ND	ND	ND	ND	ND
总大肠菌群	ND	ND	ND	ND	ND
菌落总数	0.12	0.08	0.10	0.09	0.09
硫化物	ND	ND	ND	ND	ND
钡	ND	ND	ND	ND	ND

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域地下水水质除潜水中锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的可溶性 Mn^{2+}溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。

（4）区域地下水化学类型分析

根据舒卡列夫分类法，按地下水中 Ca^{2+}、Mg^{2+}、Na^{+}、K^{+}、Cl^{-}、SO_4^{2-}、HCO_3^{-}含量，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 4.3-11。

表 4.3-11　　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 < 1.5g/L，阴离子只有 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 SO_4^{2-}、Cl^{-}、HCO_3^{-}、CO_3^{2-}、Ca^{2+}、Mg^{2+}、Na^{+}、 K^{+}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 4.3-12，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-13。

表 4.3-12　　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/升（meq/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	化学类型
孙永和屯韩家潜水井潜水井	K^{+}	0.057	0.828	6.874	1.08	0.50	4-A 型淡水型
	Na^{+}	2.843	41.367				
	Ca^{2+}	2.915	42.408				
	Mg^{2+}	1.058	15.397				
	HCO_3^{-}	-4.361	64.826	-6.727			
	CO_3^{2-}	0.000	0.000				
	Cl^{-}	-1.429	21.237				
	SO_4^{2-}	-0.938	13.937				
李学房屯周家潜水井	K^{+}	0.028	0.726	3.918	1.75	0.30	4-A 型淡水
	Na^{+}	1.791	45.719				

	Ca^{2+}	1.585	40.453				型
	Mg^{2+}	0.513	13.102				
	HCO_3^-	-2.672	65.851	-4.058			
	CO_3^{2-}	0.000	0.000				
	Cl^-	-0.886	21.827				
	SO_4^{2-}	-0.500	12.322				
小曾家围子李家潜水井	K^+	0.060	1.120	5.379	2.44	0.38	4-A 型淡水型
	Na^+	2.500	46.481				
	Ca^{2+}	2.215	41.182				
	Mg^{2+}	0.603	11.217				
	HCO_3^-	-3.180	62.084	-5.123			
	CO_3^{2-}	0.000	0.000				
	Cl^-	-1.171	22.868				
	SO_4^{2-}	-0.771	15.048				
种子队张家潜水井	K^+	0.060	1.120	5.379	2.44	0.38	4-A 型淡水型
	Na^+	2.500	46.481				
	Ca^{2+}	2.215	41.182				
	Mg^{2+}	0.603	11.217				
	HCO_3^-	-3.180	62.084	-5.123			
	CO_3^{2-}	0.000	0.000				
	Cl^-	-1.171	22.868				
	SO_4^{2-}	-0.771	15.048				

表 4.3-13　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/升（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	化学类型
永胜村孙家承压水井	K^+	0.049	0.777	6.370	0.92	0.46	4-A 型淡水型
	Na^+	2.761	43.339				
	Ca^{2+}	2.635	41.363				
	Mg^{2+}	0.925	14.520				
	HCO_3^-	-3.885	62.127	-6.254			
	CO_3^{2-}	0.000	0.000				
	Cl^-	-1.514	24.214				
	SO_4^{2-}	-0.854	13.659				

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 HCO_3-Na+Ca，4-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，评价区域地下水水质除潜水中锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的III类标准要求。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的可溶性 Mn^{2+}溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 HCO_3- Na+Ca 淡水及 HCO_3+Cl -Na+Ca，25-A 型淡水。

4.3.3 地表水环境质量现状

本项目属于水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查，为了解区域内地表水现状，委托大庆中环评价检测有限公司于 2025 年月日~日对本项目周边的地表水体新民排水干渠进行了监测。根据《大庆市水生态环境保护“十四五”规划》（庆政发〔2022〕19 号）并咨询当地管理部门，新民排水干渠无水质管理目标，并根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号），新民排水干渠无功能区划分，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的标准限值，因此本项目仅对新民排水干渠现状进行监测，不对环境质量进行评价。

（1）监测点位

本次评价共布设 1 条地表水水质取样垂线，监测点布设情况见表 4.3-14。

表 4.3-14　　监测点布设情况

序号	监测点	监测点位与本项目位置关系	坐标
1	新民排水干渠	徐深 9-平 9 至徐深 9 集气站采气管线西南 150m	125.26912，46.04589

（2）监测因子

pH 值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、溶解氧、水温。

（3）监测频率

pH 值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅连续取样 2 天，每天一次；溶解氧和水温每间隔 6 h 取样监测一次。

（4）监测结果

地表水水质监测数据见表 4.3-15。

表 4.3-15　　地表水监测数据表　　单位：mg/L（pH 无量纲）

监测时间		2025.11.27		2025.11.28	
监测点位		新民排水干渠			
pH	无量纲	8.1		8.2	
CODcr	mg/L	56		52	
BOD_5	mg/L	5.5		5.1	
氨氮	mg/L	0.432		0.397	
总磷	mg/L	0.04		0.06	
石油类	mg/L	0.01L		0.01L	
挥发酚	mg/L	0.0003L		0.0003L	
悬浮物	mg/L	7		8	
砷	mg/L	0.0003L		0.0003L	
汞	mg/L	0.00004L		0.00004L	
镉	mg/L	0.0001L		0.0001L	
六价铬	mg/L	0.004L		0.004L	
铅	mg/L	0.001L		0.001L	
镍	mg/L	0.05L		0.05L	
铬	mg/L	0.03L		0.03L	
阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L		0.05L	
硫化物	mg/L	0.01L		0.01L	
高锰酸盐指数	mg/L	4.5		4.7	
总氮	mg/L	1.57		1.66	
溶解氧	mg/L	05:25	5.5	05:29	5.8
		11:30	4.9	11:31	6.6
		17:31	7.7	17:33	7.2
		23:34	6.1	23:32	8.1
水温	℃	05:25	1.0	05:29	1.1
		11:30	2.2	11:31	2.1
		17:31	1.5	17:33	1.6
		23:34	1.1	23:32	1.0

由监测结果可知，本项目周边地表水体新民排水干渠中污染特征因子石油类、挥发酚均未检出。

4.3.4 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

（1）监测点布设

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，滚动开发区块建设项目应列表给出代表性的场站厂界、各声环境保护目标现状值和达标情况分析。本项目选取距离拟建井场最近的一个处敏感目标、拟建徐深 9-平 9 井场以及

改扩建徐深 9 集气站作为监测点位；其他拟建井场周围环境及周边类似，无其他噪声源，故监测点位符合布点要求。

监测点布设见表 4.3-16，具体监测点位见附图 6-3。

表 4.3-16　　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	备注
1	太平川屯	125.26777，46.04565	徐深 9-平 9 至徐深 9 集气站采气管线西侧 100m	测 1 个点
2	拟建徐深 9-平 9 井场	125.26278，46.04148	拟建井场	测 1 个点

（2）监测时间

于 2025 年 11 月 28 日~29 日监测。

（3）监测频次

连续监测 2 天，昼夜各 1 次。

（4）监测结果

声环境现状监测结果见表 4.3-17。

表 4.3-17　　声环境现状监测结果表　　单位：dB（A）

监测点位	2025.11.28		2025.11.29	
	昼间	夜间	昼间	夜间
太平川屯	47.8	43.1	47.5	43.3
拟建徐深 9-平 9 井场	45.4	44.2	45.1	44.3

4.3.4.2 声环境质量现状评价

本项目评价范围内噪声源主要来徐深 9 集气站新建污水泵以及井场放空，污水泵噪声源强为 65~80dB(A)，为连续稳态声源，井场放空源强约在 95～105dB(A)之间，为突发声源。

（1）评价标准

根据本项目区域声环境功能区划，项目区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，项目周边村屯声环境执行《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

由本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，项目拟建井场区域声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，项目周边村屯声

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 土壤理化特性调查

本项目评价范围内主要为草甸土，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，具体土壤理化特性调查见表 4.3-18，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-19。

表 4.3-18　　土壤理化特性调查表

时间		2025.11.27		
点号		拟建徐深 6-斜 411 井场占地内		
经纬度		125.258631，45.033073		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黑色	黑色	黑色
	结构	块状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25～45%	25～45%	25～45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	8.05	7.73	7.95
	阳离子交换量(cmol+/kg)	12.5	11.4	13.2
	氧化还原电位（mv）	177	202	194
	饱和导水率(mm/min)	1.355	1.332	1.378
	土壤容重 (g/cm3)	1.50	1.47	1.45
	孔隙度(%)	43.4	44.5	45.3
点号		拟建徐深 9-平 9 井场占地内		
经纬度		125.267500，45.056486		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黑色	黑色	黑色
	结构	块状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25～45%	25～45%	25～45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	7.84	8.11	8.05
	阳离子交换量(cmol+/kg)	10.4	11.1	10.7
	氧化还原电位（mv）	191	176	183
	饱和导水率(mm/min)	1.402	1.392	1.388
	土壤容重 (g/cm3)	1.45	1.49	1.51
	孔隙度(%)	45.3	43.8	43.0

表 4.3-19　　区域内土体构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
拟建徐深 6-斜 411 井场占地内			0-0.5m　块状结构　壤土 0.5-1.5m 面状结构　壤土 1.5-3m　面状结构　壤土 
拟建徐深 9-平 9 井			0-0.5m　块状结构　壤土 0.5-1.5m 面状结构　壤土 1.5-3m　面状结构　壤土

场占地内			
注：应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。			
根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。			

4.3.5.2 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，由于本项目分布较分散，且根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《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）中现状监测布点要求，确定本项目永久占地范围内共布设 2 个表层样监测点、3 个柱状样监测点，占地范围外农用地共布设2个表层样点，区域内村屯布设1个表层样点，土壤现状监测点位详见表4.3-20，监测点位置见附图 6-4。

表 4.3-20　　土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	执行标准	土壤类型	备注
1	拟建徐深 9-平 9 井场占地内	125.26278，46.04148	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
2	已建徐深 9-203 气井井场内	125.27158，46.04091		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
3	拟建徐深 6-斜 411 井场占地内	125.25693，46.03261		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
4	拟建徐深 9-平 9 井场占地内	125.26708，46.05359		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
5	拟建徐深 6-斜 408 井场占地内	125.26298，46.03725		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
6	太平川屯	125.26117，46.04410	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》	草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样

			（GB36600-2018）中第一类用地筛选值		
7	拟建徐深6-斜411井场南侧200m	125.25702，46.03066	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中的筛选值	草甸土	采取表层样，在0~0.2m取样
8	拟建徐深9-平9井场占地内北侧200m	125.26701，46.05529		草甸土	采取表层样，在0~0.2m取样

（2）监测项目

1#~6#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、萘、蒽、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、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油类、石油烃（C_6-C_9）、水溶性盐总量，共50项。

7#-8#点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油类、石油烃（C_6-C_9）、水溶性盐总量，共13项。

（3）监测时间

2026年5月6日。

（4）监测频次

采样1次，分别对各采样土壤进行监测因子全分析。

（5）监测结果

表4.3-21　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								
	拟建徐深6-斜411井场占地内			拟建徐深9-平9井场占地内			拟建徐深6-斜408井场占地内		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	8.05	7.73	7.95	7.84	8.11	8.05	8.08	7.93	7.75
镉（Cd）	0.08	0.10	0.09	0.09	0.07	0.11	0.08	0.10	0.09
汞（Hg）	0.017	0.020	0.016	0.021	0.016	0.023	0.022	0.019	0.021
砷（As）	3.25	3.31	3.47	3.40	3.25	3.38	3.35	3.41	3.27
铅（Pb）	19	20	17	18	21	14	17	15	19

铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜（Cu）	16	12	15	17	21	16	16	12	20
镍（Ni）	23	21	25	24	19	21	21	25	23
水溶性盐总量	600	700	600	700	800	700	600	900	800
石油类	12	11	13	10	14	11	12	11	13
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒀	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a, h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃（C_{10}-C_{40}）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃（C_6-C_9）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表 4.3-21　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		
	拟建徐深9-平9井场占地内	已建徐深 9-203 气井井场内	太平川屯
	0-20cm	0-20cm	0-20cm
pH	8.01	7.92	7.88
镉（Cd）	0.08	0.07	0.10
汞（Hg）	0.021	0.019	0.018
砷（As）	3.33	3.41	3.35
铅（Pb）	16	14	17
铬（六价）	未检出	未检出	未检出
铜（Cu）	12	21	19
镍（Ni）	22	25	20

水溶性盐总量	600	700	800
石油类	8.01	7.92	7.88
苯	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出
蒀	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出

苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出
二苯并[a, h]蒽	未检出	未检出	未检出
石油烃（C_{10}-C_{40}）	未检出	未检出	未检出
石油烃（C_6-C_9）	未检出	未检出	未检出

表 4.3-22　　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	
	拟建徐深 6-斜 411 井场南侧 200m	拟建徐深 9-平 9 井场占地内北侧 200m
	0-20cm	0-20cm
pH	7.84	8.07
镉	0.10	0.11
汞	0.017	0.019
砷	3.35	3.42
铅	17	14
铬	51	48
铜	17	20
镍	19	23
锌	47	53
石油烃（C_{10}-C_{40}）	未检出	未检出
石油烃（C_6-C_9）	未检出	未检出
石油类	12	11
水溶性盐总量	600	500

4.3.5.3 土壤环境质量现状评价

（1）评价方法

评价方法采用标准指数法进行土壤环境质量现状评价，即通过指数的大小反应土壤环境受污染的程度，公式为：

$$K_i = X_i / Xo_i$$

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；

Xo_i——土壤中 i 污染物的标准值，mg/kg。

（2）评价标准

1#~5#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）中第二类用地筛选值标准，6#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）中第一类用地筛选值标准，7#~8#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 中其它农用地土壤风险筛选值。

（3）土壤现状评价结果分析

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-23。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-24。

表 4.3-23　　建设用地土壤环境质量现状评价结果（K_i 值）

监测项目	监测点位及评价结果								
	拟建徐深 6-斜 411 井场占地内			拟建徐深 9-平 9 井场占地内			拟建徐深 6-斜 408 井场占地内		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
镉（Cd）	0.0012	0.0015	0.0014	0.0014	0.0011	0.0017	0.0012	0.0015	0.0014
汞（Hg）	0.0004	0.0005	0.0004	0.0006	0.0004	0.0006	0.0006	0.0005	0.0006
砷（As）	0.0542	0.0552	0.0578	0.0567	0.0542	0.0563	0.0558	0.0568	0.0545
铅（Pb）	0.0238	0.0250	0.0213	0.0225	0.0263	0.0175	0.0213	0.0188	0.0238
铬（六价）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铜（Cu）	0.0009	0.0007	0.0008	0.0009	0.0012	0.0009	0.0009	0.0007	0.0011
镍（Ni）	0.0256	0.0233	0.0278	0.0267	0.0211	0.0233	0.0233	0.0278	0.0256
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
䓛	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二苯并[a,h]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃（C_{10}-C_{40}）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

续表 4.3-23　　建设用地土壤环境质量现状评价结果（K_i值）

监测项目	监测点位及评价结果		
	拟建徐深 9-平 9 井场占地内	已建徐深 9-203 气井井场内	太平川屯
	0-20cm	0-20cm	0-20cm
镉（Cd）	0.0012	0.0011	0.0050
汞（Hg）	0.0006	0.0005	0.0023
砷（As）	0.0555	0.0568	0.1675
铅（Pb）	0.0200	0.0175	0.0425
铬（六价）	ND	ND	ND
铜（Cu）	0.0007	0.0012	0.0095
镍（Ni）	0.0244	0.0278	0.1333
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
䓛	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND
苯并[a]蒽	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	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]蒽	ND	ND	ND
石油烃（C_{10}-C_{40}）	ND	ND	ND
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND	ND
石油类	ND	ND	ND
水溶性盐总量	ND	ND	ND

表 4.3-24　　农用地土壤环境质量现状评价结果（K_i 值）

监测项目	监测点位及评价结果	
	拟建徐深 6-斜 411 井场南侧 200m	拟建徐深 9-平 9 井场占地内北侧 200m
	0-20cm	0-20cm
镉	0.1667	0.1833
汞	0.0050	0.0056
砷	0.1340	0.1368
铅	0.1000	0.0824
铬	0.2040	0.1920

铜	0.1700	0.2000
镍	0.1000	0.1211
锌	0.1567	0.1767
石油烃（C_{10}-C_{40}）	ND	ND
石油烃（C_6-C_9）	ND	ND
石油类	ND	ND
水溶性盐总量	ND	ND

（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及现有井场土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，评价范围内居住区土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值标准，临时占地范围内及评价范围内土壤满足《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 中其它农用地土壤风险筛选值。

4.3.6 生态环境质量现状调查与评价

4.3.6.1 现有区块生态影响回顾

本项目位于黑龙江省大庆市肇州县二井镇境内。项目所在区块为徐深气田徐深 9 区块。根据现有区块已建工程周边的植被和植物现状调查，区块内已建工程占用面积最大类型为耕地（基本农田），现有工程在施工期影响的主要植物种类均为区域常见植物种类，施工过程中未发现珍稀保护植物。现有区块在建设过程中采取了一系列的措施进行生态保护。施工期严格控制井场的临时及永久占地面积；管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实；施工结束后妥善处理了施工期产生的各类污染物，并进行了施工现场清理，井场进行了平整、压实的措施，对临时占地及时进行了地貌植被恢复、耕地恢复耕作等，最大力度的降低气田开发对区域农田生态系统的影响。根据现场调查，本项目区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，场站内道路两侧和场站院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。现有区块的气田开发没有改变项目区的生态系统结构与功能，区域生态组分及多样性未受影响，生态格局变化不大。除了占地直接减少了粮食的产量外，对生态目前所采取的各项环保措施是有效的，未发现需要整改的生态环境问题。

4.3.6.2 生态功能区划

根据《全国生态功能区划》（环保部公告〔2015〕61 号），本工程位于II-01-04 松嫩平原东部农产品提供功能区。该区主要生态问题包括农田侵占、土壤肥力下降、农业面源污染严重。农产品提供功能区生态保护的主要方向为严格保护永久基本农田，培养土壤肥力；加强农田基本建设，增强抗自然灾害的能力等。

在全国生态功能区划的基础上，结合黑龙江省详细的生态功能区划，对本工程所在的生态功能区划进行详细说明。根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》(黑政函〔2006〕75 号)，本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区，松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，安达-肇东-肇州农、牧业与盐渍化控制生态功能区。本工程区生态功能区划见表 4.3-35。

表 4.3-25　　本工程区域生态功能区划表

项目区生态功能分区单元			主要生态系统服务功能	保护措施与发展方向
I-6 松嫩平原西部草甸草原生态区	I-6-1 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区	I-6-1-3 安达-肇东-肇州农、牧业与盐渍化控制生态功能区	盐渍化控制、生态系统产品提供	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。

本项目类型属于气田开采项目，项目建设不会对区域生态功能产生明显影响，满足该区域作为盐渍化控制、生态系统产品提供的生态系统服务功能需求。

4.3.6.3 区域土地利用现状

按照《土地利用现状分类》（GB21010-2017）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。评价区总占地面积约为 3.208km^2，土地利用结构大体可分 5 个类型：

区域生态评价范围内土地利用现状见图附图 10。

表 4.2-26　　评价区土地利用结构

序号	地类	面积（km^2）	比例（%）
1	建设用地	0.029	0.90
	道路	0.063	1.96
2	旱地	2.908	90.65

3	草地	0.003	0.09
4	林地	0.203	6.33
5	地表水体	0.002	0.06
6	合计	3.208	100.00

从表中可以看出，本评价区内耕地占主要地位，面积为 2.908km^2，占评价区总体面积的 90.65%，其他类型占地占评价区总面积的比例较小。

4.3.6.4 区域陆生植被现状调查

经过实地考察与参考相关资料，评价区的植被分类系统、主要植被情况见表 4.3-27。

表 4.3-27　评价区主要植被类型

植被型组	植被型	群丛	群丛拉丁名
农业植被	农作物	粮食作物：玉米	

评价区属于松嫩平原区，农耕历史悠久，栽培植被是最重要的植被类型，为人工种植的各种农作物。区域中农作物主要以玉米为主。玉米是一年生禾本科植物，是喜温作物，全生育期要求较高的温度，产量约为 650kg/亩。经济作物主要有甜菜、芝麻、向日葵等。蔬菜类主要有茄子、豆角和白菜等。





4.2.6.5 区域陆生野生动物调查

1）陆生哺乳动物

评价区为典型农区，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（M icrotus 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。

4.3.6.6 水土流失现状调查

本项目位于大庆市肇州县二井镇，根据《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）、《肇州县水土保持规划》（2020～2030 年），本项目所在的肇州县二井镇属于县级水土流失重点治理区。

本项目区域水土流失类型为风水蚀交错类型。成因包括石油天然气开发引起的水土流失、交通建设引起的水土流失、农业开发引起的水土流失。石油天然气开发主要表现在对土地的占用和破坏，地质地貌的变化等。交通建设主要表现在土地占用和土壤侵蚀；地表景观的破坏和生态功能的扰动加剧水土流失；弃土场处理不当引起的水土流失；道路边坡稳定性引发的水土流失。农业开发主要表现在破坏原生植被，导致生态系统退化；干扰原有的土壤基准条件，引发土壤沙化或土地盐渍化；影响水文水情及生态系统，如抽取地下水导致水位下降，地面沉降；化学肥料的过渡使用对土壤、地下水的污染等。

目前我省经济社会发展的重要时期，经济社会发展总体形势对水土保持工作提出了新要求。全省水土流失综合防治逐步进入法制化轨道，重点地区水土流失治理成效显著，植被保护和生态修复初见成效，退耕还林还草面积得到巩固，黑土区保土蓄水功能持续增强，水土流失面积和强度呈现总体下降趋势。

4.3.6.7 防沙治沙情况调查

《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。”第二十七条：“在沙化土地所在地区从事开发建设活动，应当事先就开发建设项目可能对当地及相关地区生态环境产生的影响进行环境影响评价和水资源论证。对不具备水源条件，且有可能造成土地沙化、水土流失等灾害，严重破坏生态环境的开发建设项目，不得批准立项。环境保护行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。”

本项目位于大庆市肇州县二井镇，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》（黑防沙发〔2020〕3 号），肇州县不属于沙化土地所在区。

根据现场调查，项目占地区域未出现土壤沙化现象，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。

施工期临时占地及施工车辆行驶将对区域地表植被产生破坏。因此施工期须严格落实各项目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，尽量减小施工期对区域生态影响。

4.3.6.8 生态敏感区现状调查

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）中生态敏感区定义，本项目所在区域不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域；重要物种的天然集中分布区、栖息地，重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等重要生境以及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。

4.3.6.9 生态景观类型调查

采用地理信息系统技术并结合地面实际调查，对油田开发区所涉及区域内的生态景观构成进行调查。景观调查以工程用地为中心，采用国家生态环境现状调查所用分类系统进行分类。区域内的景观共分为三类，主要由耕地景观、草甸景观、林地景观构成。

（1）耕地景观是评价区域内面积最大景观类型，总面积 2.908km^2，占评价区域总面积的 90.65%。主要种植以玉米、大豆为主的农作物。

（2）草甸景观是评价区域内面积较大景观类型，总面积 0.003km^2，占评价区域总面积的 0.09%。主要羊草、小白花、地榆、金莲花等。

（3）林地景观主要为道路和农田人工防护林用地，总面积 0.203km^2，占评价区总面积的 6.33%。

4.3.6.10 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草地及农田生态系统。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草甸土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少，区域生态环境总体质量较好。

4.4 区域污染源调查

本项目属于天然气开采工程，经现场调查，工程区域内已有气田开发，原有采气井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时占地范围内，地表进行了平整，区域内临时占地已复耕或恢复地表原态，已开发区域的生态得到一定程度的恢复。通过现场调查，项目评价区域内主要为农田、村庄、已建的采气井场、天然气集输管线，周边无其他工业企业。根据调查，本项目所在的区块开展了区块内工程的环境

影响评价，区块的环评批复及验收情况详见表 3.1-2。大庆油田有限责任公司采气分公司已办理固定污染源排污许可证登记，登记编号：91230607716675409L007W，有效日期为 2024 年 10 月 24 日至 2029 年 10 月 23 日，申报的排污许可内容主要包括各场站内加热炉、锅炉等。本项目依托的徐深 9 集气站已经纳入排污许可管理。大庆油田有限责任公司采气分公司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。

4.4.1 大气污染源调查

包括井场、场站、管线等无组织排放的非甲烷总烃和设备检修时放空燃烧的天然气、集气站加热炉烟气、集气站三甘醇脱水装置尾气等，同时区域内农村居民生活燃用燃料也会排放燃烧烟气。根据现状监测结果，徐深 9 集气站厂界外 10m 处非甲烷总烃无组织排放浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值（4.0mg/m^3）要求，厂区内无组织排放非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的厂区内 VOCs 无组织排放限值标准要求。徐深 9 集气站加热炉排气筒烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建燃气锅炉标准。根据本次对项目区块内姜家洼子屯环境空气质量现状监测数据可知，项目所在区域非甲烷总烃浓度可以满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关标准限值。区块开发对周围环境影响较小。

4.4.2 水污染源调查

现有区块内分离污水在各集气站污水储罐暂存，然后由集输管网统一输送至升一联气田污水处理站集中处理；区块内场站员工产生的生活污水排入附近场站已建生活污水收集设施，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理，因此本区块内无废水排放。区域内存在农业生产使用化肥、农药以及居民生活排放的生活污水等。

4.4.3 噪声污染源调查

现有工程主要声源来自井场和场站检修时的天然气放空噪声、集气站内设备、机泵运行产生的噪声以及运输车辆噪声。根据现状监测结果，现有场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。由于场站检修时放空时间和井场放空时间较短，且距离村屯等声环境保护目标较远，对周边声环境影响较小。

4.4.4 固体废物污染源调查

项目所在区域内固体废物污染源主要为井口含油砂粒、废三甘醇、废活性炭、废润滑油、废润滑油桶、分离器检修废渣和生活垃圾等。井口含油砂粒目前未产生，如产生，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置；集气站三甘醇脱水装置产生的废活性炭暂存于采气分公司危险废物贮存库，定期委托有危废处置资质的单位处置；集气站压缩机运行过程产生的废润滑油和废油桶暂存于采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置；集气站分离器检修废渣暂存于采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。集气站三甘醇脱水装置产生的废三甘醇由厂家回收处理。生活垃圾集中收集，统一收集后运至肇州县和平垃圾处理有限公司垃圾处理厂进行处理。

4.5 环境制约因素分析

本项目位于大庆市肇州县，地处松嫩平原中部，属典型温带半干旱草原与农田生态区，叠加油气开采高强度扰动与区域生态敏感属性，其环境制约因素主要为生态红线与敏感区约束、水资源与水环境刚性限制、土壤与地质环境风险、大气与固废管控、政策法规与合规门槛、区域累积影响六大类。

4.5.1 生态空间与敏感目标刚性约束

1、生态保护红线、永久基本农田与“三线一单”硬约束

肇州县全域纳入黑龙江省及大庆市“三线一单”管控，项目选址、井位、集输管线、站场布局严禁占用生态保护红线，确需穿越的须履行严格避让、占补平衡与生态影响专题论证，审批层级高、周期长、成本高中国政府网。

区域以旱作农田、草原、湿地斑块为主，永久基本农田分布密集，钻井、道路、管线永久/临时占地均受严格管控，临时占地复垦与生态恢复标准高、时限严，直接压缩井网密度与布井灵活性大庆市人民政府。

区域内存在草原生态系统、季节性湿地、漫滩与涝区（如杏山涝区），属生态敏感区与生物多样性保护重点，开采活动（占地、扰动、径流改变）易导致植被退化、生境破碎化，成为环评与审批核心否决项。

2、地表生态与植被破坏制约

钻井井场、集气站、道路、管线敷设永久占地与临时扰动叠加，直接破坏原生草原、农田植被，降低地表覆盖度，加剧风蚀与水蚀风险，施工期水土流失防控要求极高。

区域生态以草本为主、自我修复能力弱，大规模扰动后植被恢复周期长、成本高，

且需满足“占一补一、功能不降低”要求，对开发强度与时序形成强约束。

4.5.2 水资源与水环境刚性限制

1、地表水环境制约

区域属松花江流域嫩江水系，河网稀疏但分布季节性河流、泡沼、涝区与农田灌排渠系，1km 范围内常存在地表水体，钻井、压裂、管线施工严禁污水直排、严禁弃置固废入水体，施工时序需避开汛期与敏感时段大庆市人民政府。

压裂返排液、钻井废水、试气产液、管线试压废水不得外排，必须全量收集、转运至指定处理站，处理达标后回注地下油层，对管网、转运、处理能力与合规性要求极高，处理能力不足直接制约产能释放大庆市人民政府。

地表水体多为农田灌溉与生态用水，水质管控严格，任何泄漏、跑冒均可能引发跨界污染与农田纠纷，环境风险与社会风险叠加。

2、地下水环境制约

区域浅层地下水为农业灌溉与农村饮用水重要水源，属重点保护含水层，油气开采面临钻井液渗漏、套管破损、气井泄漏、压裂液窜层等污染风险，需执行分区防渗、套管防腐、地下水长期监测等强制要求，环评等级高、防控成本高大庆市人民政府。

压裂开发可能改变地下水流场、压力场，引发含水层串层、水位下降、水质恶化，对周边村镇饮用水安全构成潜在威胁，成为公众与监管重点关注对象，直接影响项目落地与运营稳定性。

4.5.3 土壤与地质环境风险制约

1、土壤污染与土地退化

钻井液、压裂液、废岩屑等若发生泄漏，易造成土壤石油类、盐类、重金属污染，且土壤自净能力弱、修复难度大、周期长，污染地块再利用受限，合规成本与修复成本极高。

施工机械碾压、重型作业导致土壤压实、结构破坏、肥力下降，复垦与地力恢复要求严格，临时占地必须按标准复耕/复绿，否则面临处罚与限产。

2、地质稳定性与地层风险

区域地处松嫩盆地，存在隐伏基底断裂（嫩江断裂、第二松花江断裂等），虽开采与中强地震无直接关联，但大规模抽采、注水压裂可能引发微地震、地层沉降、局部变形，对地表构筑物、管线、农田造成安全隐患，需开展地质灾害危险性评估与长期监测。

气藏开采导致地层压力衰减、孔隙度与渗透率变化，可能引发套管变形、井壁失稳、气窜水窜，既影响生产安全，又加剧地下水与土壤污染风险，形成“安全 — 环境”连

锁制约。

4.5.4 大气、固废与噪声管控制约

1、大气污染与甲烷管控

钻井、压裂、集输、脱水、试气放喷等环节排放非甲烷总烃（NMHC）、VOCs、NOx、颗粒物，须满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）厂界限值，无组织排放管控严格，需配套密闭收集、焚烧/回收、泄漏检测与修复（LDAR）等措施大庆市人民政府。

甲烷（强温室气体） 排放为国家与地方重点管控对象，试气放喷、设备泄漏、集输损耗须最大限度回收利用，不具备回收条件的必须充分燃烧处置，严禁直接放空，减排要求直接影响工艺选择与成本黑龙江省人民代表大会常务委员会。

区域属北方采暖季与重污染天气管控区，重污染天气应急响应期间施工、作业受限，对工期与产能释放形成阶段性制约。

2、固体废物处置制约

钻井岩屑、废弃钻井液、等属危险废物或工业固废，须全量收集、规范暂存、合规转运、集中处置，严禁就地填埋、随意堆放，处置能力与合规路径直接制约项目推进大庆市人民政府。

大庆油田虽建有集中处理站（如采油八厂废弃钻井液处理站），但处理能力、转运半径、处置成本对滚动开发与加密井形成约束，固废“减量化、资源化、无害化”水平成为合规关键。

3. 噪声与社会环境制约

钻井、压裂、压缩机、泵组等产生高噪声，周边村庄、农田、学校等敏感目标需满足声环境功能区标准，须采取隔声、减振、合理布局、限时作业等措施，噪声扰民易引发信访与投诉，影响项目审批与运营。

4.5.5 政策法规与合规门槛制约

1、国家与地方专项法规

严格执行《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》，明确要求：水体附近开发须防污染、地下水污染事故须立即报告并处置、有毒有害放喷气体须处理、可燃性气体须回收、不得随意改变地形地貌，违规将面临停产、罚款、追责黑龙江省人民代表大会常务委员会。

生态环境部《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》要求：以区块为单位开展环评，落实“三线一单”，涉及生态保护红线、自然保护地须专题论证，

重点污染物超标区域暂停新增排放项目，地下水高风险区须深入论证并采取严格防控，审批尺度收紧、门槛提高中国政府网。

大庆市、肇州县执行更严格的地方管控要求，污水拉运、固废转运须建立电子台账、接入生态环境部门监控平台，接受视频与数据全流程监管，合规成本与管理成本显著上升大庆市人民政府。

2、规划与产能管控

项目须符合《大庆油气田地面工程“十四五”规划》等上位规划，开发规模、井网密度、集输布局须与区域资源环境承载力匹配，超承载力区域实施限批、缓批大庆市人民政府。

国家天然气利用政策明确限制低水平重复建设、限制化工原料用气、限制低效发电，开采项目须与下游利用路径匹配，盲目扩产面临政策与市场双重约束中国政府网。

4.5.6 区域累积影响与协同制约

肇州县属大庆油田成熟油气开发区，已有多口井、多条管线、多个站场分布，新增项目与现有工程叠加易造成生态、水、土壤、大气累积影响，环评须开展区域累积影响评价，明确开发上限与环境容量，避免“碎片化开发、累积性破坏”。

区域农业、生态、油气开发多目标冲突，农田灌溉、生态补水与油气用水、排水相互制约，水资源分配、土地利用、生态保护需统筹协调，单一项目难以突破区域整体约束。

综上，项目开发必须以生态优先、节水控污、风险可控、合规运营为前提，通过优化井位与管网布局、强化废水固废全链条处置、提升甲烷与 VOCs 回收水平、落实生态修复与复垦、构建全流程环境监控，才能在合规前提下实现资源开发与生态保护协同。

5 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

本工程施工期对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、运输车辆排放的尾气、柴油机燃烧排放的烟气、焊接烟尘。

（1）施工扬尘

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。当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 8-10mg/m^3。

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，本项目施工区域 100m 范围内无环境敏感点，建设过程中产生的施工扬尘不会对周边环境产生较大影响。根据本工程特点，在施工过程中应采取以下措施：

1）材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；

2）施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等；

3）运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生。

4）在施工过程中，应定时适量洒水，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；

5）加强回填土方堆放场的管理，要采取土方表面压实、覆盖等措施；

6）在距离姜家洼子、太平川屯较近管线施工过程中采取人工开挖，施工阶段设置围挡等方式降低施工噪声及扬尘对周边村屯的影响，围挡设置在临时占地范围内，优先选用环保、可回收利用的材料，围挡高度不低于 1.8m，围挡应连续设置，不得有缺口、裂缝或破损，确保施工现场的封闭性。

采取上述措施后，可有效降低施工期过程中产生的扬尘，颗粒物浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。项目施工结束后及时恢复施工占地的原有地表形态。施工扬尘对沿线敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工期的结束而消失。

（2）施工车辆尾气

本工程施工期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，排放主要污染物为 NOx、CO、HC 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不是很大。

（3）柴油机燃烧排放的烟气

钻井时钻机和其他设备动力源均由发电机提供，而为发电机提供动能的是柴油机。本项目施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，根据工程分析可知，本工程柴油机功率为 882kW，NMHC+NO_X 的排放速率 0.52g/kWh，烟尘的排放速率 0.032g/kWh，CO 的排放速率 0.08g/kWh，能够满足《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 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中II类限值要求。由于拟建工程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。随着钻井工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

（4）焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为 CO、CO_2、O_3、NO_x、CH_4 等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

（5）放空火炬燃烧废气

本项目试气作业期间天然气不直接放空，全部引入火炬充分燃烧后排放，废气中主

要污染物为颗粒物、SO_2、NOx。本项目单井试气作业总时间为 15 天，时间较短且所在区域较开阔，废气扩散较快，其对附近环境影响是暂时的，随着压裂试气作业结束后，放空火炬燃烧废气对环境空气的影响会逐渐消失

综上所述，项目施工期产生的废气，通过采取有效的抑尘、规划行车路线及管理养护措施，施工期场界扬尘（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影响较小。

5.1.2 运营期

5.1.2.1 评价区域二十年地面气象资料

（1）气象站常规气象统计（2005-2024)

本项目位于东经 124.97401°，北纬 46.49778°，项目采用的是大庆气象站（一般气象站，50850）资料，气象站位于黑龙江省大庆市，地理坐标为东经 124.9903°，北纬 46.6208°，海拔高度 152m。气象站始建于 2005 年，于 2005 年正式进行气象观测。大庆气象站距离本项目 14km，是距本项目最近的气象站，拥有长期的气象观测资料，以下资料根据 2005-2024 年气象数据统计分析。

大庆气象站（50850）2005 年至 2024 年气象统计数据见表 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 （℃）		5.3	/	/
累年极端最高气温 （℃）		35.3	2018-06-02	38.8
累年极端最低气温 （℃）		-28.1	2013-01-01	-31.9
多年平均气压 （hpa）		995.9	/	/
多年平均相对湿度 （%）		60.8	/	/
多年平均降雨量 （mm ）		501.4	/	/
日照时长 （h）		2515.2	/	/
平均风速 （m/s ）		2.3	/	/
静风频率 （%）		5.2	/	/
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	3.5	/	/
	多年平均冰雹日数	0.6	/	

（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

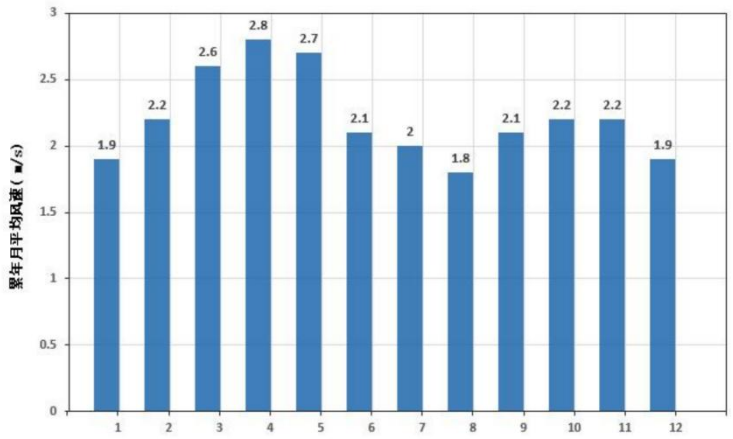


图 5.1-1　　月平均风速（单位：m/s）

②风向特征

近 20 年资料分析的风向玫瑰图见图 5.1-2，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

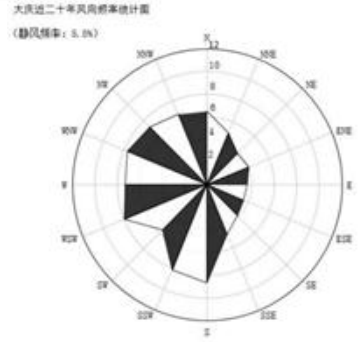


图 5.1-2　　风向玫瑰图（静风频率 5.5%）

各月风向频率见表 5.1-4，月风向玫瑰图见图 5.1-3。

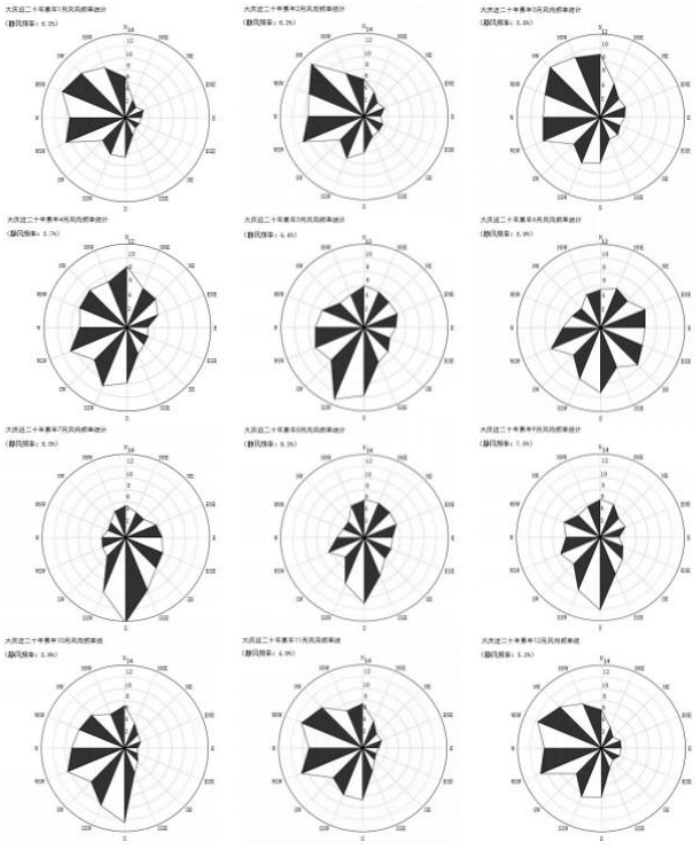


图 5.1-3　　月风向玫瑰图（静风频率 5.5%）

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）。

（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（38.9℃），极端最低气温出现在 2013-01-01（-31.9℃）。

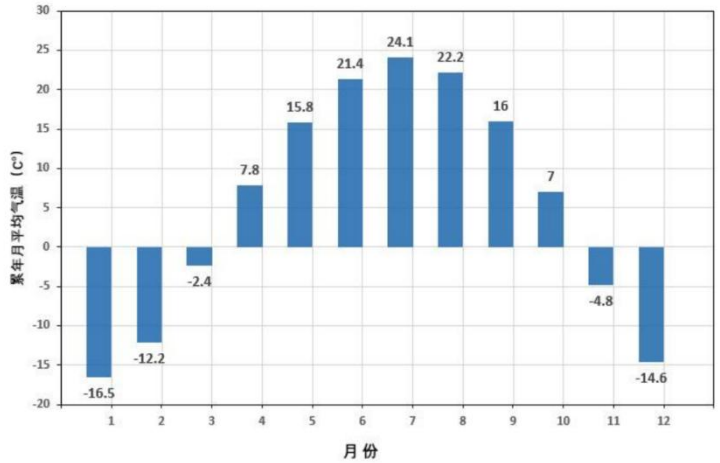


图 5.1-4　　月平均气温图（单位：℃）

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，2010 年年平均气温最高（4.1℃），2023 年年平均气温最低（5.3℃）。

（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）。

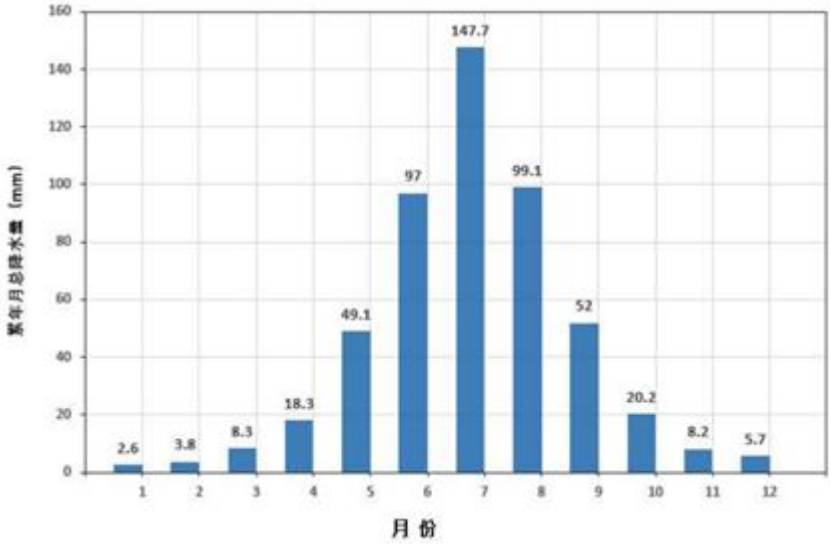


图 5.1-5　　月平均降水量（单位：毫米）

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）。

（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）。

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）。

（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%）。

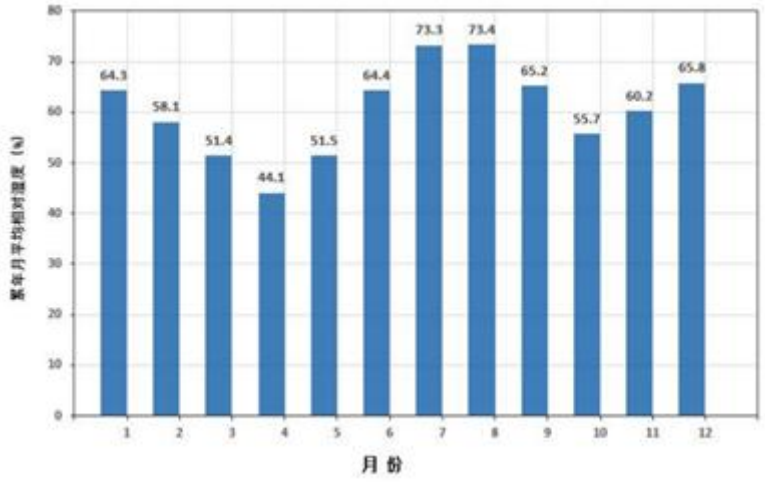


图 5.1-6　　月平均相对湿度

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%）。

5.1.2.2 近一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 2024 年 1 月至 2024 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，2024 年评价区域平均温度 6.3℃，平均风速 2.9m/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

年平均温度月变化统计表见表 5.1-5 和图 5.1-8。

表 5.1-5　　年平均温度月变化统计表

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（℃）	-16.1	-10.0	-1.7	10.1	15.6	20.2	25.2	23.3	16.8	7.8	-2.5	-13.2	6.3

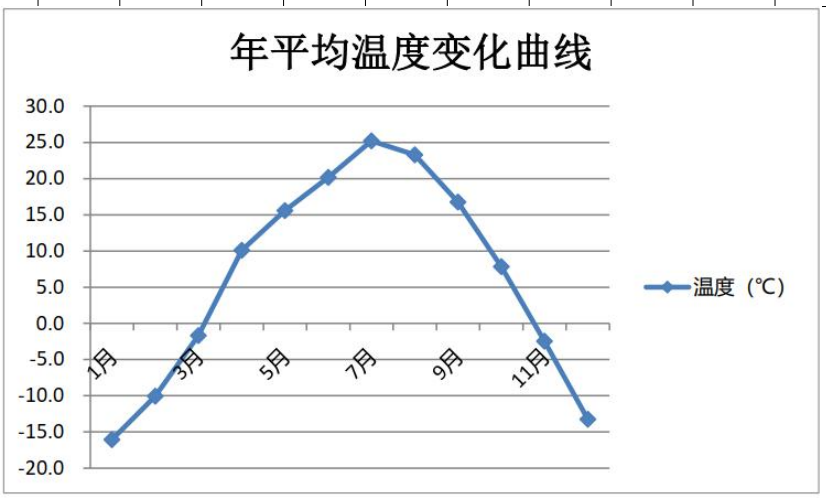


图 5.1-7　年平均温度变化曲线图

由上表可知，近 1 年的平均温度为 6.3℃，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 25.2℃，1 月份温度最低为-16.1℃。

（3）风速统计分析

年平均风速为2.9m/s，4-5月份平均风速最大为3.6m/s；12月份平均风速最小为2.2m/s。年平均风速月变化统计见表 5.1-6 和图 5.1-8。

表 5.1-6　　年平均风速统计表

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
风速（m/s）	2.5	2.7	3.1	3.6	3.6	3.0	2.7	2.3	3.0	3.0	2.8	2.2	2.9

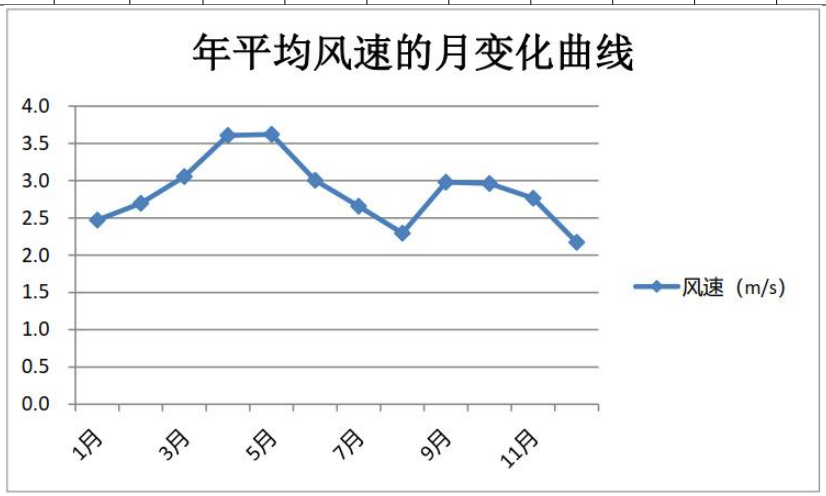


图 5.1-8　年平均风速月变化曲线图

季小时平均风速的日变化见表 5.1-7 和图 5.1-9。

表 5.1-7　　季小时平均风速的日变化（单位：m/s)

小时 风速	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
春季	2.7	2.6	2.6	2.5	2.7	2.8	3.2	3.8	4.2	4.4	4.6	4.8
夏季	2.0	1.9	2.0	2.0	2.1	2.4	2.7	2.9	3.1	3.3	3.3	3.3
秋季	2.5	2.4	2.5	2.4	2.3	2.4	2.5	2.9	3.4	3.6	3.9	4.0
冬季	2.1	2.2	2.2	2.3	2.2	2.2	2.3	2.3	2.6	3.0	3.1	3.3
小时 风速	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
春季	4.8	4.8	4.4	4.2	3.8	3.0	2.7	2.6	2.8	2.8	2.8	2.9
夏季	3.5	3.4	3.4	3.3	3.2	2.9	2.3	2.1	2.1	2.1	2.1	2.0
秋季	4.1	4.1	3.8	3.2	2.6	2.4	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5
冬季	3.4	3.3	3.0	2.5	2.1	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1	2.3	2.2

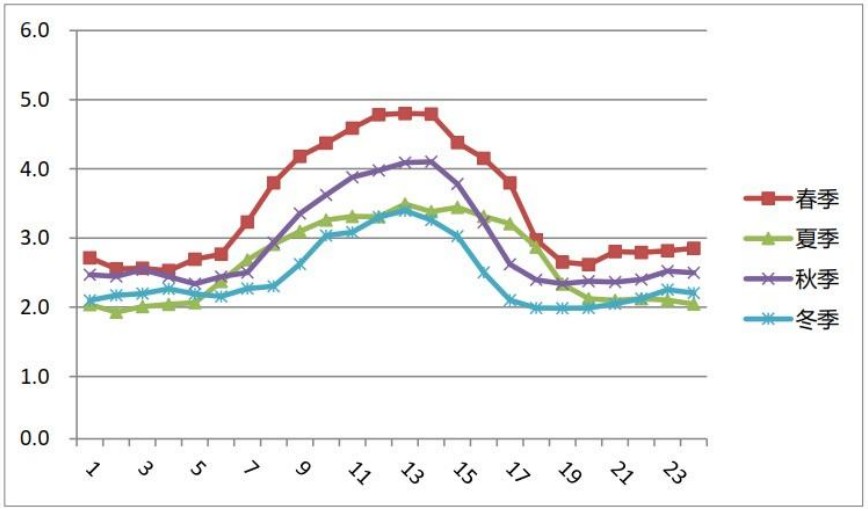


图 5.1-9　　季小时平局风速日变化曲线图

上表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。

（4）风向、风频统计分析

年均风频季变化及年均风频统计见表 5.1-8 和图 5.1-10。

表 5.1-8　　年均风频季变化及年均风频统计表　　单位：%

风向 风频	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
	北				东				南				西				
春季	5.1	3.8	2.3	1.6	2.4	3.1	2.9	6.9	13.3	13.4	6.7	5.9	5.0	10.1	11.0	4.9	1.7
夏季	7.0	7.2	7.8	6.3	5.9	5.8	6.5	4.1	5.6	6.9	10.1	6.7	5.5	4.1	4.0	4.7	1.8
秋季	8.7	5.3	4.1	2.2	1.6	1.1	1.4	2.5	5.3	10.5	16.1	11.8	9.8	6.0	4.3	8.3	1.1
冬季	8.3	2.1	2.4	1.0	1.0	1.6	1.9	4.8	9.8	7.6	5.0	5.8	6.9	11.6	17.2	10.7	2.4
年平均	7.3	4.6	4.2	2.8	2.7	2.9	3.2	4.6	8.5	9.6	9.5	7.5	6.8	7.9	9.1	7.1	1.8

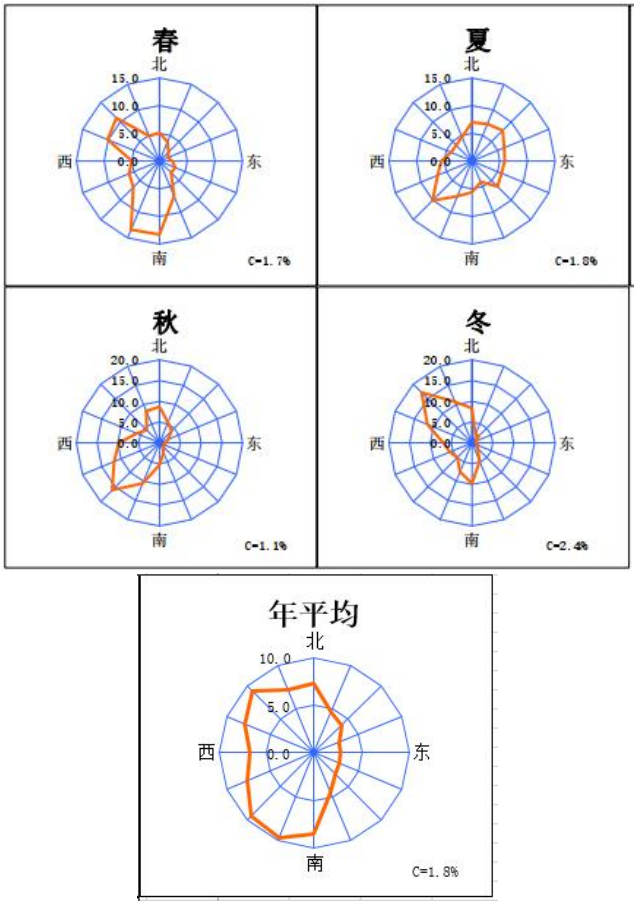


图 5.1-10　　年均风频季变化及年均风频玫瑰图

5.1.2.3 污染源调查

（1）本项目污染源

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本项目运营期大气污染源主要为依托集气站天然气加热炉产生的燃烧烟气（SO_2、NOx 、颗粒物、烟气黑度）、天然气开采及集输过程中无组织排放的烃类气体（以 NMHC 计）、徐深 9 集气站更换的甲醇储罐挥发的甲醇气体。

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，天然气开采挥发性有机物产生系数为 0.5g/kg 天然气，据工程分析可知整个天然气集输过程中非甲烷总烃挥发量为 35.89t/a，主要排放位置有井场、集输管道阀门、集气站等位置，其中气井井场、集气站占比各约 30%，经核算本项目徐深 9 集气站非甲烷总烃逸散量均为 10.77t/a、1.229kg/h，单井井场非甲烷总烃逸散量均为 2.15t/a、0.246kg/h。根据大气评价等级判定分析，本项目大气评价等级为一级。

（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区块大气评价区域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）预测模式

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。

（2）气象资料

根据本工程的厂址位置，通过生态环境部环境工程评估中心环境空气质量模型技术支持服务系统查询确定气象资料站点，选择大庆气象站（124.99030°E，46.62080N）作为本次预测气象统计资料、地面气象数据、高空模拟气象数据来源。本工程大气预测所需的地面气象数据由国家气象信息中心提供；高空气象资料采用“中国全球大气再分析中间产品（CRA-Interim），购置于国家气象信息中心。

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	124.99030E	46.62080N	60-70	152	2024	温度、风向、风速、总云量

（3）地形及土地利用参数

①地形参数

地形采用 SRTM 的数据，土地利用类型采用中欧亚大陆的亚洲部分，并根据实际规划情况进行了调整。地形数据由软件配套数据库提供。

①地表参数

评价区内地表特征为农作地（0°~360°），采用 1 个扇区。项目所处大庆市属于温带季风气候，四季气候区分明显，对地表参数按月份进行划分，其地表参数列于下表。

表 5.1-10　　预测模式中应用的地表参数

序号	扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
1	0-360	一月	0.6	1.5	0.01
2	0-360	二月	0.6	1.5	0.01
3	0-360	三月	0.14	0.3	0.03
4	0-360	四月	0.14	0.3	0.03
5	0-360	五月	0.14	0.3	0.03
6	0-360	六月	0.2	0.5	0.2
7	0-360	七月	0.2	0.5	0.2

8	0-360	八月	0.2	0.5	0.2
9	0-360	九月	0.18	0.7	0.05
10	0-360	十月	0.18	0.7	0.05
11	0-360	十一月	0.18	0.7	0.05
12	0-360	十二月	0.6	1.5	0.01

（4）环境空气保护目标及网格点环境质量现状浓度

对于区块 NMHC 采用 1 个点位补充监测数据（曲大干屯）作为环境空气保护目标及网格点环境质量现状浓度，首先计算相同时刻各监测点位平均值，再取各监测时段平均值中的最大值作为环境空气保护目标及网格点环境质量现状浓度。

表 5.1-11　　预测背景值

预测因子	类型	背景值μg/m^3	来源
NMHC	小时值	640	补充监测数据最大值

（5）预测范围

根据导则要求，预测范围应覆盖评价范围，且覆盖各污染物短期浓度贡献值占标率大于 10%的区域，根据 AERMOD 模型预测结果，本项目废气污染物占标率 10%最远影响距离不超过 2.5km，因此确定本工程预测范围为以井场为中心外扩 2.5km 的矩形区域。

（2）预测参数及情景组合

①预测因子：非甲烷总烃；

②预测范围：覆盖评价范围，以井场为中心外扩 2.5km。

③网格划分：预测网格间距 100m。

④预测周期：根据导则要求，依据评价所需环境空气质量现状、气象资料等数据的可获得性、数据质量、代表性等因素，选择近 3 年中数据相对完整的 1 个日历年作为评价基准年。因此可选择 2024 年为评价基准年，预测周期为连续 1 年。

⑤敏感点：王清畔屯、白家窝棚屯、姜家洼子屯、西长发屯等。

⑥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 5.1-12。

表 5.1-12　　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
	新增污染源	正常排放	短期浓度 长期浓度	叠加环境质量现状浓度后保证率日平均质量浓度和年平均质量浓度占标率、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

由于本工程未新建加热炉，依托场站加热炉均满足相应的负荷状态下运行，且大气

污染物总量在原申请总量范围内，故不对锅炉烟气进行预测。本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，天然气集输采用密闭集输流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个天然气集输过程中非甲烷总烃挥发量为 35.89t/a，其中井场挥发量约占总量的 30%，徐深 9 集气站挥发量占总量 30%，集输管道均为密闭，非甲烷总烃挥发量较小，徐深 9 集气站挥发性有机废物的总量在原申请总量范围内。故结合项目气井分布、产能建设情况及实际占地情况，本次预测本项目大气污染源技术数据详见表 5.1-13。

表 5.1-13　面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		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	污染物排放速率（kg/h）
	经度	纬度								NMHC
徐深 9 集气站	125.27091	46.03584	162	0	150	80	3	8760	正常排放	1.229
徐深 9-平 9	125.26681	46.05350	159	0	40	30	3	8760	正常排放	0.246
徐深 6-409	125.26913	46.03050	164	0	40	30	3			0.246
徐深 6-斜 407	125.26252	46.04137	160	0	40	30	3			0.246
徐深 6-斜 408	125.26272	46.03725	162	0	40	30	3			0.246
徐深 6-斜 411	125.25666	46.03253	161	0	40	30	3			0.246

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。拟建井场区域最大贡献浓度统计见表 5.1-14，保护目标非甲烷总烃新增污染源贡献浓度及叠加后环境质量浓度预测结果见表 5.1-15，长期贡献浓度分布见图 5.1-12-图 5.1-15。

表 5.1-14　　建设项目贡献浓度预测结果表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值/μg/m³	占标率%	达标情况
非甲烷总烃	区域最大值	1h 平均	1304.50834	65.23	达标

表 5.1-15　非甲烷总烃新增污染源贡献浓度及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（μg/m³）	占标率/%	背景值（μg/m³）	叠加值（μg/m³）	占标率/%	达标情况
NMHC	白家窝棚屯	小时值	18.67726	0.93	640	658.67726	32.93	达标
NMHC	姜家洼子屯	小时值	66.33631	3.32	640	706.33631	35.32	达标
NMHC	西长发屯	小时值	38.30241	1.92	640	678.30241	33.92	达标
NMHC	东长发屯	小时值	30.2851	1.51	640	670.2851	33.51	达标
NMHC	董合屯	小时值	58.22995	2.91	640	698.22995	34.91	达标
NMHC	太平川屯	小时值	118.61901	5.93	640	758.61901	37.93	达标
NMHC	五家子屯	小时值	43.51338	2.18	640	683.51338	34.18	达标
NMHC	王清畔屯	小时值	125.40518	6.27	640	765.40518	38.27	达标
NMHC	东榆树屯	小时值	50.23156	2.51	640	690.23156	34.51	达标
NMHC	厢房张家屯	小时值	49.67744	2.48	640	689.67744	34.48	达标
NMHC	榆树乡	小时值	4.71701	0.24	640	644.71701	32.24	达标
NMHC	潘家屯	小时值	3.94524	0.20	640	643.94524	32.20	达标
NMHC	黄家窝棚屯	小时值	2.58614	0.13	640	642.58614	32.13	达标
NMHC	郑家馆子屯	小时值	2.75613	0.14	640	642.75613	32.14	达标
NMHC	卧龙泉屯	小时值	1.85044	0.09	640	641.85044	32.09	达标

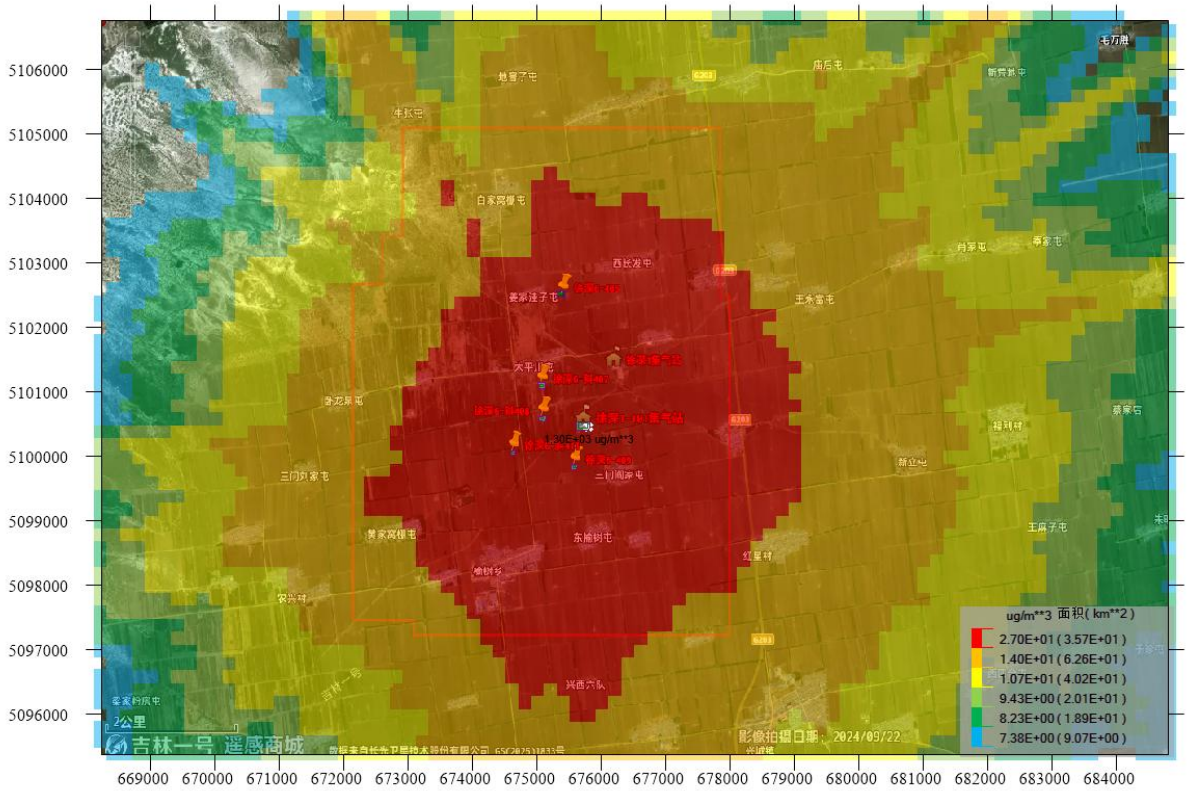


图 5.1-11　　NMHC 小时值贡献浓度分布图

（2）非正常工况预测

本项目在运营期间非正常工况下，井场气井开井、关井、检修以及事故时紧急切断

阀门后，气井内剩余气通向井口房外放空池放空。井下作业产生的废气量无法采用定量核算，故此次不进行非正常工况的预测。

（3）大气环境防护距离的设置

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的 8.7.5 条要求“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境防护区域，以确保大气环境防护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”，根据预测结果，本项目无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值及厂界外短期贡献浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值，故无需设置大气环境防护距离。

（4）污染物排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），对污染物排放量进行核算，提出污染源监测计划。由于依托场站加热炉均满足相应的负荷状态下运行，且大气污染物总量在原申请总量范围内，故不对依托加热炉排放的污染物进行核算。本项目大气污染物无组织排放量核算见表 5.1-16，无组织排放量核算见表 5.1-17。

表 5.1-16　　大气污染物无组织排放量核算

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（μg/m³）		年排放量（t/a）
					标准名称	浓度限值（mg/m³）	
1	井场、管线等	天然气集输	非甲烷总烃	采用密闭流程，井口安装密封垫	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求	4.0	35.89
2	依托场站	天然气集输	非甲烷总烃	采用密闭流程			
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			35.89

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-17。

表 5.1-17　　本项目大气污染物年排放量核算

序号	污染物	年排放量（t/a）
1	非甲烷总烃	35.89

（5）评价结论

①本项目新增污染物正常排放下，拟建井场、扩建徐深 9 集气站厂界非甲烷总烃贡

献浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，非甲烷总烃小时值对环境敏感点最大浓度贡献值占标率为 6.27%，均小于 100%；叠加现状浓度后，环境敏感点处非甲烷总烃的短期浓度最大为 765.40518μg/m^3，满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m^3 要求。

②非正常工况下，预测NMHC 的1h 平均质量浓度贡献值最大浓度占标率均小于100%。

③通过预测可知，本项目对大气环境影响较小，无需设置大气环境防护区域。

④正常工况下，本项目在运行期气田生产过程中采用全密闭工艺流程，井口均安装了密封垫，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场及依托的场站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站内排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。项目区域地形较为开阔，污染物扩散条件较好，项目投产后天然气开采及集输过程挥发的烃类气体不会使区域环境空气明显改变，项目建设对周围大气环境的影响较小。依托集气站不新增加热装置，故本项目仅增加燃烧烟气的分担量，且现有加热装置采用天然气为燃料，属于清洁能源，产生的烟气经不低于 8m 高排气筒进行排放，故对环境影响不大；徐深 9 更换的甲醇储罐，属于密闭固定顶储罐，挥发性较小，对环境影响不大。

非正常工况整个过程非甲烷总烃排放量很小，且作业时间很短，对大气环境影响较小。

通过采取上述措施，区域环境质量能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）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

本项目退役期对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、运输车辆排放的尾气。

（1）施工扬尘

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。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，在退役期施工过程中应采取以下措施：

1）材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；

2）运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生。

3）在施工过程中，施工场地应定时适量洒水，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；

采取上述措施后，可有效降低退役期施工过程中产生的扬尘，颗粒物浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。施工扬尘对周边敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工的结束而消失。

（2）车辆尾气

本项目退役期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，排放主要污染物为 NOx、CO、HC 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，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不是很大。

5.2 地表水环境影响评价

本项目开发区块及周边主要分布 1 个较近的地表水体，位于徐深 9-平 9 至徐深 9 集气站采气管线西南 150m 的新民排水干渠，根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号），新民排水干渠未划分水环境功能区，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）。主要功能为防洪调蓄及农业灌溉，长度约 9.756km，平均水深 2m。

施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是钻井废水、压裂返排液、管线试压废水、生活污水、污染因子主要为 COD、氨氮、SS。

运营期产生的气田采出水中污染因子为石油类、SS。

本项目对地表水的污染途径主要包括施工期柴油泄露、钻井钢制泥浆槽防渗措施失效、施工废水没有及时回收等随地面径流进入地表水体。

5.2.1 施工期

（1）项目施工期产生的钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理达到《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）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层，不外排。

（2）压裂返排液由罐车拉运至采油九厂塔三压裂返排液处理站，处理后的废水达到《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）限值“石油类≤20mg/L，悬浮物≤20mg/L”后回注油层。

（3）管线试压废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理满足《大庆油田地面

工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

（4）施工期每座钻井井场设置 1 座防渗旱厕，生活污水排入施工区域设置的临时防渗旱厕，地面生活污水排入附近场站已建生活污水收集设施，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。

综上所述，本项目施工期废水均得到合理有效的处理，不会对区域内地表水体产生明显影响。

5.2.2 运营期

正常工况下，运营期气田采出水暂存于集气站污水储罐临时储存，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一外输至升一联气田污水预处理站处理，处理后的水质执行《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、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下油层。综上所述，本项目运营期废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，因此，正常工况下对区域内地表水体几乎不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）中 8.1.2，水污染影响型为三级 B 评价，主要评价内容包括：水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价，及依托污水处理站的环境可行性评价。

（1）地表水环境保护措施有效性

在气田生产建设及运营过程中，加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施切实落实。

①为避免井场对周边地表水的影响，对低洼地带的井场进行填筑，使井场标高高于地表水体丰水期高度，防止油污外溢。

②施工期在井场柴油罐等重点区域铺垫防渗布并修建 0.5m 高临时玻璃钢围堰，防止污染物泄漏外溢，确保施工期井场污染物不会进入周边地表水体。

②施工期在低洼地井场占地边界修建 0.3m 高临时围堰，在井场柴油罐等重点区域铺垫防渗布并修建 0.5m 高临时玻璃钢围堰，防止污染物泄漏外溢，确保施工期井场污染物不会进入周边地表水体。

③采气管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

④定期巡检，每天有专职人员对采气井及管线进行检查，巡检次数至少为 1 次/d，雨

季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资。

综上所述，正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，对周围环境不会产生不良影响。

（2）依托污水处理站的环境可行性

①污水站处理工艺及处理能力可行性分析

本项目 1 口气井的采出水依托升一联气田污水预处理站处理，站内工艺采用“调储缓冲→ 气浮→ 缓冲→ 两级过滤”工艺流程，设计出水水质指标为《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤2μm”，设计污水处理量为 1400m^3/d。目前实际污水处理量为 390m^3/d，本项目气田采出水最大产生量为 16.5m^3/d，满足开发需求。

②污水站处理达标后回注的环境可行性分析

根据现场调查，项目所属区域注水井回注层位与采气井开采层位相同，属于回注到现役油气藏层位。

根据大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 2 月 20 日-21 日对升一联气田污水预处理站出水水质进行监测，根据监测结果可知，升一联气田污水预处理站处理后的污水含油量为 2.13~3.01mg/L，悬浮固体含量为 2-3mg/L，悬浮物颗粒直径中值为 1μm；处理后的污水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，处理后污水回注油层，符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中相关要求。

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 1 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 2.60t，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量较少，排入周边集气站已建生活污水收集设施，均定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。

5.2.4 地表水环境影响评价结论

本项目在施工期、运营期正、退役期情况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境不会产生不良影响。在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若

发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响。因此，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 正常情况下地下水环境影响分析

（1）施工期

①钻井过程对地下水环境影响分析

本项目钻井期对地下水可能造成的影响主要是钻井过程中钻遇含水层时钻井液漏失对地下水造成影响。若漏失地层存在较多的裂隙时，漏失的钻井液就有可能沿着岩层裂隙进入地下水造成地下水污染。

钻井期间，为防止钻井泥浆上返地面后对土壤的污染，井场设钢制泥浆槽，泥浆不落地；钻井过程中使用双层套管，以保护地下水不受污染；表层套管和油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；尽可能缩短水泥胶的稠化时间减少对地层水的污染；慎重使用水泥外加剂，表套固井不使用带毒性的水泥外加剂；提高钻井速度，减少钻井泥浆对地层水的污染及浸泡时间；固井水泥返高要求返至油层以上 100m，确保完全封闭此深度内的潜水层和承压水层，保证地下水质安全。结合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。

②压裂对地下水环境影响分析

油气层压裂工艺采用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体通过井筒挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。在固井质量可靠，并采用加套管等防护措施的基础上，一般井管压裂液泄漏的可能性极小。本项目采用无毒、低毒的环境友好型压裂液，压裂实施过程中加强现场监督，产生的压裂返排液直接进入罐车，不落地，因此正常情况下不会对地下水产生影响。

③井场防渗旱厕对地下水环境影响分析

施工期钻井生活污水排放到防渗旱厕，地面工程生活污水排入本项目附近集气站已建生活污水收集设施，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。

③柴油罐区对地下水影响分析

本项目钻井时期在井场设置 1 个柴油罐区，罐区属于重点防渗区，采用地面碾压平

整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 1.0×10^{-13}cm/s，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≥6.0m，$K\leq1\times10^{-7}$cm/s”的要求。由于柴油罐为地上罐，即使发生泄漏也能够及时发现并处理，加之罐区场地已进行防渗处理，对地下水产生影响的可能性极小。

④试气产液对地下水影响分析

本项目试气作业时在井口安装分离器将试气产液进行气液分离，试气产液经计量池计量后贮存于储液罐内，最终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，正常情况下不会对地下水产生影响。

综上所述，项目正常情况下施工期钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理后，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）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层。施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面工程生活污水排入周边集气站已建生活污水收集设施，均定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。压裂返排液由罐车拉运至采油九厂塔三压裂返排液处理站，处理后的废水达到《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）限值“石油类≤20mg/L，悬浮物≤20mg/L”后回注油层，不外排。因此，本项目施工期正常情况下不会对地下水产生影响。

（2）运营期

本工程运行期气田采出水暂存在徐深 9 集气站的污水储罐内，由管线输送至升一联气田污水预处理站处理处理后的水质执行《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 、粒径中值≤2μm” ，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下油层。因此工程运行期正常情况下对地下水产生影响很小。

（3）退役期

建设项目进入闭井期，气井退役后采用全段封井工艺进行封井处理，阻止各层段之间的井内窜流，达到保护含水层的目的，可有效阻隔油层中含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系，井区内的潜水含水层和承压含水层均不再受石油开采的影响。

5.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

（1）施工期

本工程非正常状况下，可能影响地下水的潜在因素主要为施工期柴油罐渗漏、试气产液渗漏、钻井套管连接不及时导致泥浆泄漏，非正常状况下或事故情况下可能对地下水环境产生影响。

①由于柴油罐区采用地上式钢制卧式罐，容积 30m^3，发生渗漏时能及时发现，且罐区底部进行了重点防渗处理，地面结构层下铺设厚 2mm 高密度聚乙 烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，其防渗层的防渗性能等效 6.0m 厚，渗透系 数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能，并在柴油罐区周边外扩 3m 设置 0.5m 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，发生渗漏事故污染地下水的可能性极小。柴油罐是钻井阶段暂时放置于井场，施工结束后搬离井场，罐体采用钢制结构，施工期较短，由于时间较短罐体不会发生老化或腐蚀等非正常状况。钻井井场 24 小时有值班人员，发生事故的可能性极小，即使发生事故，由于柴油罐为地上罐，一旦发生泄漏，现场人员能够及时发现并处理，不会任由罐体泄漏， 加之罐区场地已进行防渗处理，加上防渗材料、土壤层的拦截作用，污染物不会进入地下含水层。

②本项目试气产液量较小，单井产液量约 17m^3，储液罐均已做好防渗，且均为地上装置，发生泄漏时能及时发现立即采取措施，发生渗漏污染到地下水的可能性极小。即使发生事故，由于储液罐为地上罐，一旦发生泄漏，现场人员能够及时发现并处理，不会任由罐体泄漏，加之罐区场地已进行防渗处理，加上防渗材料、土壤层的拦截作用，污染物不会进入地下含水层。

根据上述分析，柴油罐、储液罐为地上罐，罐体本身为钢制结构，且罐体 下方均做了重点防渗，即使发生事故泄漏，现场人员能够及时发现并处理，加上防渗材料、土壤层的拦截作用，污染物不会进入地下含水层，再者柴油罐是钻井阶段的临时工程，储液罐是试气阶段的临时工程，施工结束搬离现场，因此本次不再考虑罐体的泄漏预测。钻井过程中套管连接不及时可能造成的钻井泥浆泄漏，由于在地下泥浆泄漏时发现可能不及时，因此本次对套管连接不及时造成的钻井泥浆泄漏进行预测。

（2）运营期

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。

①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分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。

②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，同时采气管线内主要为气体，含水量很少，对地下水影响不大。

③工程所在区域地下水井开采层位为白垩系明水组承压水含水层，气井开采过程中涉及具有饮用水功能的承压含水层主要为该层。发生井漏事故时，表层套管可能由地层压力等原因，造成破损，导致天然气中含有的采出水泄露，进入白垩系明水组承压水含水层，可能会对地下水环境产生不利影响，本次对该类事故进行预测分析。

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严重的事故主要是固井质量不高、密封不严、表层套管破损而造成的气田采出水泄漏和采气管线腐蚀造成的采出水泄漏。

本工程预测情景模式见表 5.3-1。

表 5.3-1　　地下水预测情景模式一览表

序号	泄漏类型	影响层位	场景选择
1	钻井套管连接不及时造成的钻井泥浆泄漏	承压水	短时泄漏
2	气井套损事故造成的采出水泄漏	承压水	持续泄漏

情景一：钻井套管连接不及时造成的钻井泥浆泄漏

（1）预测范围

预测范围与评价范围一致。

（2）预测因子

水基钻井泥浆主要是由膨润土、纯碱、碳酸钾、氧化钙等高分子添加剂组成，泥浆中 COD 浓度较高，在钻井过程中，钻井泥浆主要起到润滑钻头、将 碎岩屑带出、平衡钻井过程中和地层之间的压力等的作用。钻井过程中钻井泥浆对地下水产生的影响因子主要为 COD，根据《常用钻井泥浆处理剂对钻井废水 COD 值的贡献及其混凝处理效果评价》（中国科学院生态环境研究中心 环境水化学国家重点实验室、中国石油天然气股份有限公司环境监测总站）以及结合大庆油田多年钻井经验，钻井泥浆中 COD 的浓度一般可达 1500~2100mg/L，本工程 COD 的浓度取 2100mg/L。

（3）预测时段

本次预测时间设定为泄漏泥浆进入承压含水层后第 100 天、1000 天、 5475 天。

（4）预测源强

本次预测目的含水层为明水组承压含水层，根据钻井方案，水平井选用二开制井身结构，一开设计井深 1061-1074m，二开至设计井深 3800-3900m；定向井选用三开制井身结构，一开设计井深234-241m，二开至设计井深2511-2573m；三开至设计井深3728-3907m。一开井段钻井过程经过明水组含水层，一开结束后，进行固井、候凝，一开井段固井合格后进行二开，对明水组承压含水层产生影的钻井阶段为一开阶段，在进行钻井过程中因套管连接不及时等操作失误造成的泥浆漏失。根据钻井工程方案，一开单口井泥浆最大用量为 241m^3，因套管连接不及时钻井泥浆漏失率约为 10%，则最大漏失量为 24.1m^3，钻井泥浆中 COD 的浓度约为 2100mg/L。则 COD 泄漏质量为 50.61kg 。

（5）预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中预测方法可 知，建设项目地下水环境影响预测方法包括数学模型法和类比分析法，其中， 数学模型法包括数值法、解析法等方法，结合项目区域内地下水水文地质资 料、含水层基本参数可知，本工程油田钻井符合使用解析模型预测污染物在含 水层中的扩散条件，因此本工程选用地下水溶质运移解析法模型进行预测，用 解析解对照数值解法进行检验和比较，并用解析法拟合观测资料以求得水动力 弥散系数。

一维稳定流动二维水动力弥散问题：

瞬时注入示踪剂-平面瞬时点源

$$C(x,y,t)=\frac{m_M/M}{4\pi nt\sqrt{D_L D_T}}e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}+\frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：x,y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C（x,y,t）—t 时刻点 x,y 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mM—瞬时注入的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

DL—纵向弥散系数，m^2/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数，m^2/d。

（6）预测参数

白垩系明水组承压水含水层的有效影响厚度 M：根据水文地质资料，明水 组含水层层数较多，单层最小厚度为 2m，累计厚度为 40~110m，本次考虑最不利的情况，含水层厚度取 2m。

水流速度 u：根据达西定律 u=渗透系数×地下水水力坡度/有效孔隙度，由区域水文地质资料可知，项目明水组岩性主要是含中粗砂岩或含砾砂岩组成，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 地下水环境》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表，承压水含水层取 K=50m/d，根据区域等水位线与距离确定，承压水水力坡度 I=0.0007，明水组承压含水层岩性为中粗砂岩或含砾砂岩，有效孔隙度取经验值 n_e（承压水） =33%，则水流速度为 0.10m/d。

纵向弥散系数 D_L：含水层岩性主要为中粗砂岩或含砾砂岩，主要粒径变 化范围 0.5~1.0mm，结合国内外经验系数，中粗砂岩纵向弥散系数取值 0.2~1m^2/d，根据预测规律 D_L 取值越大，相同预测时间节点，污染物运移距离 越远，本次预测纵向弥散系数 D_L 取最大值 1m^2/d，横向弥散系数 D_T= 0.1m^2/d。

COD 执行标准为《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准：COD≤15mg/L，以检出限4mg/L 的浓度等值线来判断污染物对地下水污染的标志。假设化学反应常数为 0。各项参数的选取结果见表 5.3-2。

表 5.3-2 计算参数选取结果一览表

含水层	含水层岩性	M	K	u	n_e	D_L	D_T
承压水含水层	中粗砂岩或含砾砂岩	2	50	0.10	0.33	1	0.1

（7）预测结果

套管连接不及时导致钻井泥浆泄漏，第 100 天、1000 天、5475 天 COD 对地下水的影响预测结果见表 5.3-3 及图 5.3-1~图 5.3-2。

表 5.3-3 水基钻井液泄漏对地下水影响预测结果表

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离（最大迁移距离）	影响面积
COD	100 天	42m	1014m^2	50m	1542m^2
	1000 天	132m	1007m^2	180m	6253m^2
	5475 天	0	0	0	0



图 5.3-1　　水基钻井液泄漏后 100 天 COD 浓度分布图（污染源点：0，0）

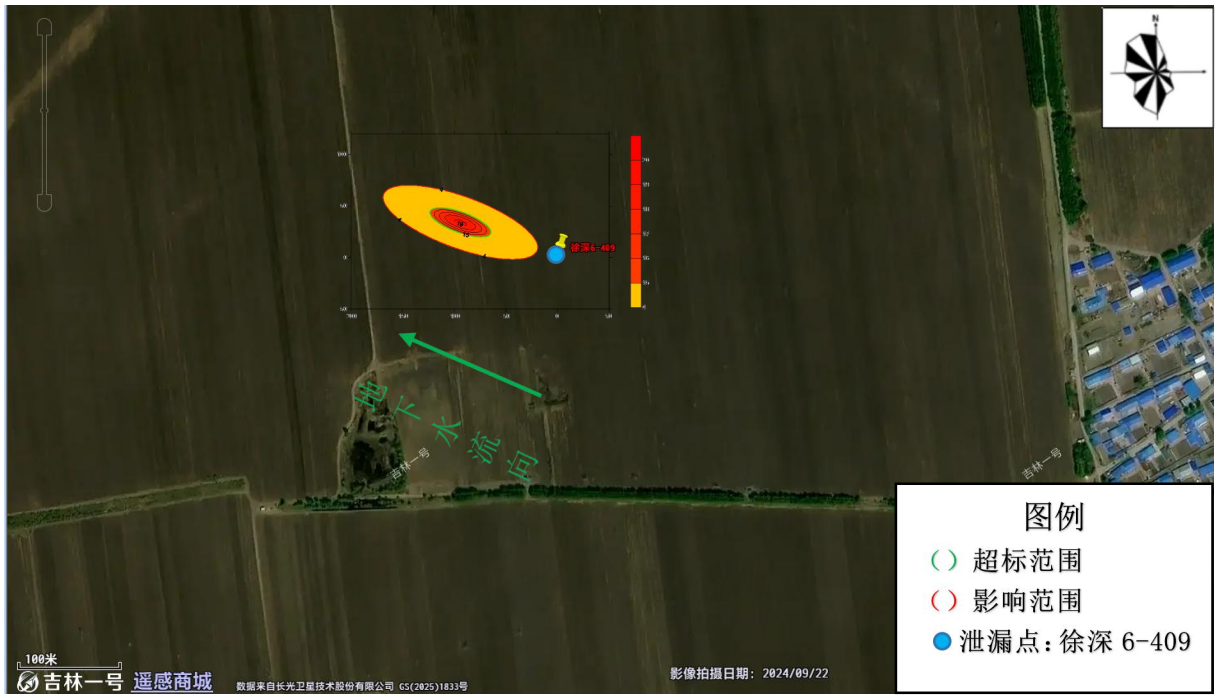


图 5.3-2　　水基钻井液泄漏后 1000 天 COD 浓度布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，水基钻井液泄漏 100d 后，超标距离最远为 42m，影响距离最远为下游 50m；水基钻井液泄漏 1000d 后，超标距离最

远为 132m，影响距离最远为下游 180m；水基钻井液泄漏 5475d 后无超标，最大值低于检出限。经调查，距离钻井井场最近的饮用水源井为徐深 6-斜 411 西南侧（地下水流向侧向）2200m 榆树乡集中饮用水源井（1#水源井），该饮用水源井为备用井且不在本项目水基钻井液泄漏影响范围内，因此，钻井套管连接不及时等操作失误造成的水基钻井液泄漏对地下水的影响可接受。

情景二：气井套损事故造成的采出水泄漏

（1）预测范围

预测范围与评价范围一致。

（2）预测因子

本次评价选取石油类作为特征因子。

（3）预测时段

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），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。结合本工程特点，污染发生后 100d 、1000d 、5475d ，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重点时间节点，对非正常状况的情景分别进行预测。

（4）预测源强

根据开发指标预测表，本工程单口气井产水量最大为 5.0m^3/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最大产水量计即 5.0m^3/d 。由于套管破损不易被发现，所以按持续泄漏预测，进入地下水石油类浓度按照 300mg/L 计算，则进入地下水石油类量为 1.5kg/d。

（5）预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中预测方法可知，建设项目地下水环境影响预测方法包括数学模型法和类比分析法，其中，数学模型法包括数值法、解析法等方法，结合项目区域内地下水水文地质资料、含水层基本参数可知，本工程符合使用解析模型预测污染物在含水层中的扩散条件，因此本工程选用地下水溶质运移解析法模型进行预测，用解析解对照数值解法进行检验和比较，并用解析法拟合观测资料以求得水动力弥散系数。

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：

连续注入示踪剂——平面连续点源

$$C(x,y,t)=\frac{m_t}{4\pi Mn\sqrt{D_L D_T}}e^{\frac{xu}{2D_L}}[2k_0(\beta)-W(\frac{u^2t}{4D_L},\beta)$$

$$\beta=\sqrt{\frac{u^2x^2}{4D_L}+\frac{u^2y^2}{4D_LD_T}}$$

式中：x，y——计算点处的位置坐标；

t——时间，100d 、1000d 、5475d；

C（x，y ，t）——t 时刻 x ，y 处的示踪剂浓度，g/L；

M——含水层的厚度；

mt——单位时间注入的示踪剂质量，kg/d；

u——水流速度；

ne——有效孔隙度；

DL——纵向弥散系数，m^2/d；

DT——纵向 y 方向的弥散系数，m^2/d；

π——圆周率；

K0 (β) ——第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W(\frac{u^2t}{4D_L},\beta)$—第一类越流系统井函数。

（6）预测参数

白垩系明水组承压水含水层的有效影响厚度 M：根据水文地质资料，明水组含水层层数较多，单层最小厚度为 2m ，累计厚度为 40~110m，本次考虑最不利的情况，含水层厚度取 2m。

水流速度 u：根据达西定律 u=渗透系数×地下水水力坡度/有效孔隙度，由区域水文地质资料可知，项目明水组岩性主要是含中粗砂岩或含砾砂岩组成，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，承压水含水层取 K=25m/d ，根据区域等水位线与距离确定，承压水水力坡度 I=0.0007 ，明水组承压含水层岩性为中粗砂岩或含砾砂岩，有效孔隙度取经验值 ne（承压水）=31% ，则水流速度为 0.06m/d。

纵向弥散系数 DL：含水层岩性主要为中粗砂岩或含砾砂岩，主要粒径变化范围 0.5~1.0mm ，结合 国内外经验系数，中粗砂岩纵向弥散系数取值 0.2~$1m^2/d$ ，根据预测

规律 D_L 取值越大，相同预测时间节点，污染物运移距离越远，本次预测纵向弥散系数 D_L 取最大值 $1m^2/d$ ，横向弥散系数 $D_T = 0.1DL=0.1m^2/d$。

石油类执行标准为《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准：石油类≤0.05mg/L。

假设化学反应常数为 0 。各项参数的选取结果见表 5.3-4。

表 5.3-4　　计算参数选取结果一览表

含水层	含水层岩性	M	K	u	ne	D_L	D_T
承压水含水层	中粗砂岩或含砾砂岩	2	25	0.06	0.31	1	0.1

（7）预测结果

第 100 天、1000 天、5475 天预测结果

气井套管连接不及时导致气井采出水泄漏，第 100 天、1000 天、5475 天石油类对地下水的影响预测结果见表 5.3-5 及图 5.3-3~图 5.3-5。

表 5.3-5　　气井套损采出水泄漏后对地下水的影响预测结果表　单位：mg/L

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离（最大迁移距离）	影响面积
石油类	100 天	60m	$2905m^2$	65m	$3471m^2$
	1000 天	226m	$29290m^2$	243m	$35011m^2$
	5475 天	707m	$170200m^2$	748m	$201600m^2$

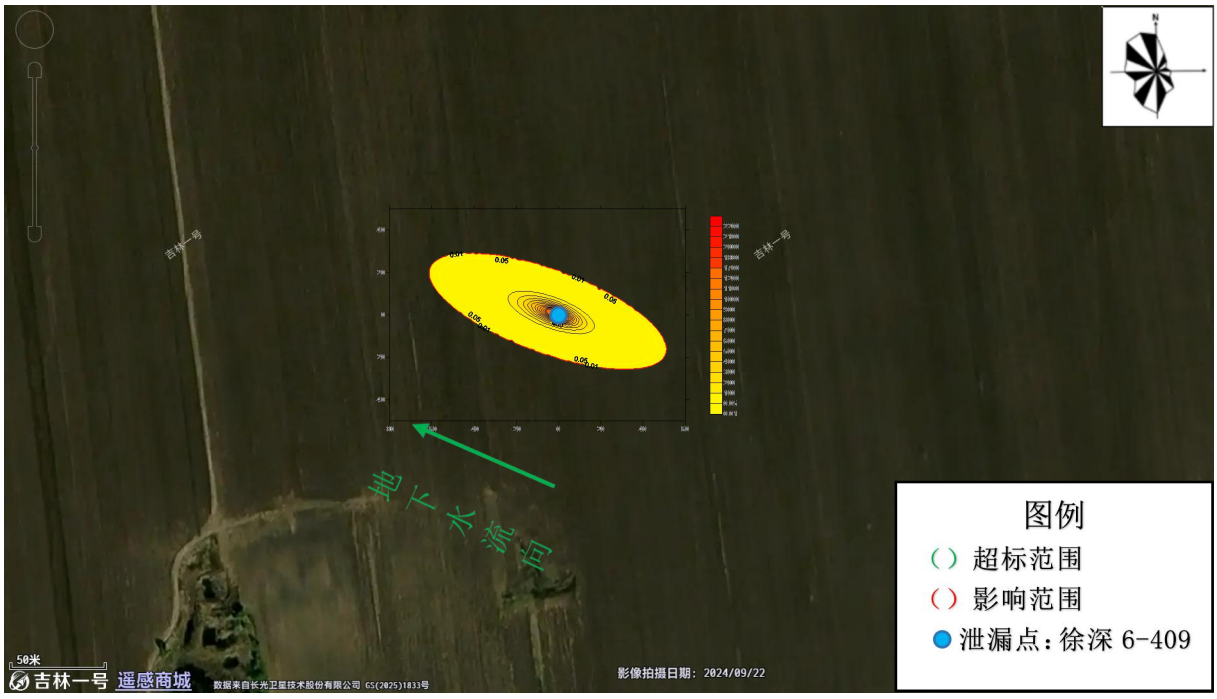


图 5.3-3　气井套管泄漏 100d 石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

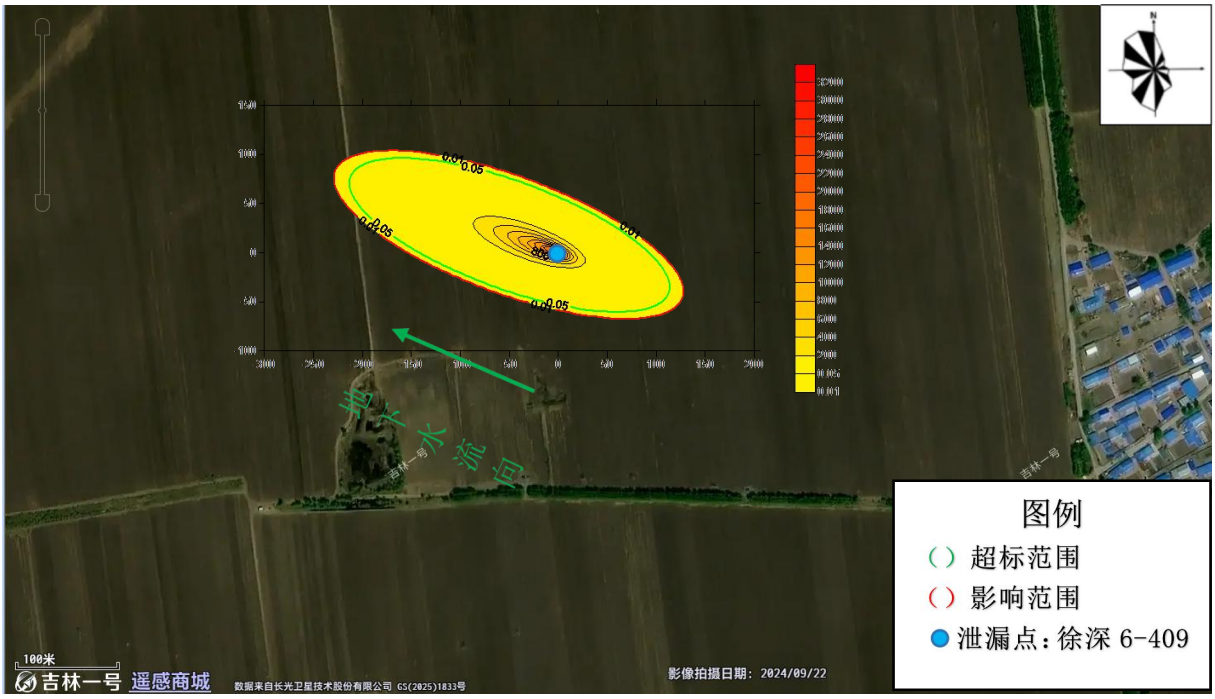


图 5.3-4　气井套管泄漏 1000d 石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

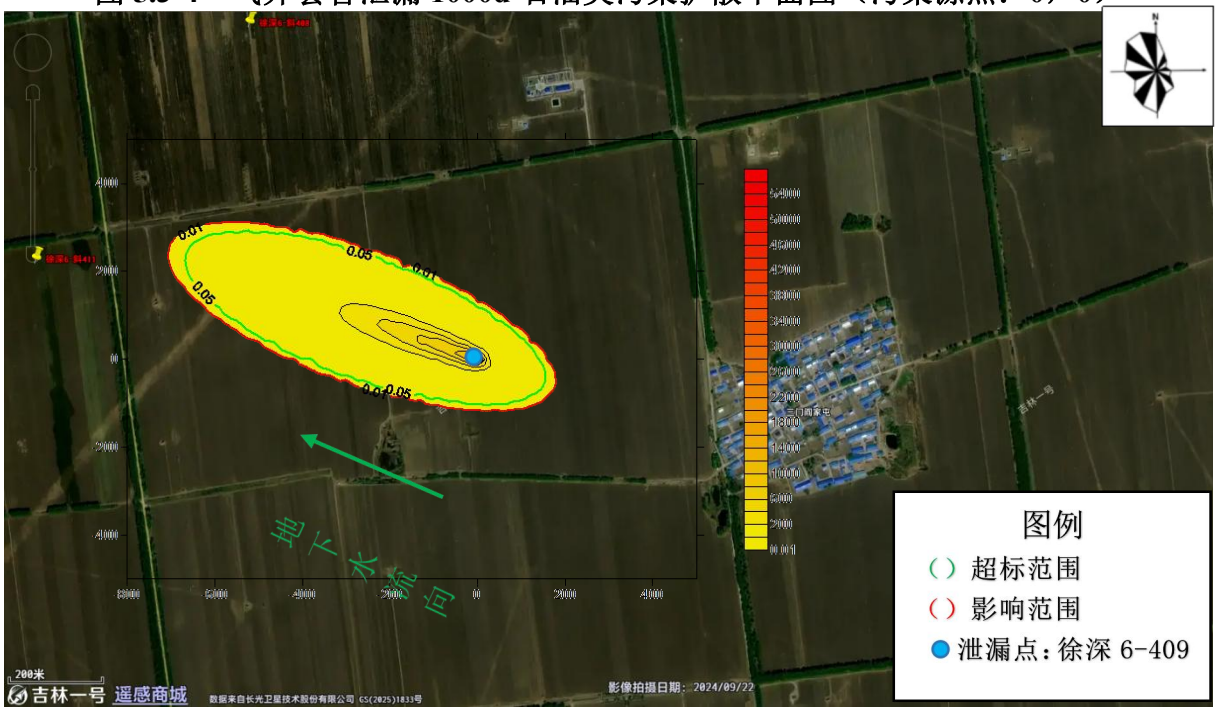


图 5.3-5　气井套管泄漏 5475d 石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，套损并固井层破损泄漏 100d 后，超标距离为下游 60m，影响距离为下游 65m；套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 226m，影响距离为下游 243m；套损泄漏 5475d 后，超标距离为下游 707m，影响距离为下游 748m。经调查，距离钻井井场最近的饮用水源井为徐深 6-斜 411 采气管线西南侧（地下水流向侧向）2200m 榆树乡集中饮用水源井（1#水源井），该饮用水源井为备用井且不在不在套管破损影响范围内，套管破损事故状态下对周边承压水井影响可接受。为避免

气井套管泄漏对地下水的影响，拟建油水井在钻井阶段采用双层套管，且项目应定期对气井套管情况进行检测，发现异常情况，应及时关闭截断阀，防止污染地下水，降低风险事故对地下水的影响。

5.3.3 地下水环境影响评价结论

项目正常工况及非正常工况下不会对地下水环境产生影响，井场厂界特征污染物石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准限值。非正常状况下，当钻井套管连接不及时等操作失误造成水基钻井液泄漏 100d、1000d 后，下游 42m、132m 范围内 COD 超出了《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准限值，泄漏 5475d 后，未出现超标。当气井套损 100d、1000d、5475d 时，下游 60m、226m、707m 范围内石油类超出了《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准限值。事故状态下地下水影响范围内无地下水饮用水井，因此本项目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

（1）钻井工程

钻井井场占地 10000m^2，长 100m，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，钻井工程噪声贡献值预测图见图 5.4-1。

表 5.4-1　　钻井时期噪声源强调查清单

序号	声源名称	空间相对位置/m			采取措施后声源源强	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z			
1	柴油发电机	24.96	55.98	1.5	95dB	基础减振、隔声、选用低噪声设备	连续、稳定、昼夜运行
2	泵柴油机	37.46	42.55	1.5	80dB(A)	泵类安装减振基础、选用低噪声设备	
3	钻机	40	40	1.5	77dB(A)		
4	钻井泵	56.2	32.03	1.5	80dB(A)		
5	钻井泵	58.66	27.6	1.5	80dB(A)		
6	泥浆泵	45.36	31.29	1.5	80dB(A)		
7	振动筛	40.43	30.56	1.5	73dB(A)		
8	振动筛	35.51	30.56	1.5	73dB(A)		
9	搅拌机	40.93	26.61	1.5	95dB		

徐深 6-斜 407 钻井井场场界噪声贡献值预测结果见表 5.4-2，声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表见表 5.4-3，徐深 6-斜 407 钻井工程噪声贡献值预测图见图 5.4-1。

表 5.4-2　　徐深 9-平 9 井钻井井场场界噪声贡献值预测结果　　单位：dB(A)

预测井场	昼间噪声				夜间噪声			
	东场界	南场界	西场界	北场界	东场界	南场界	西场界	北场界
徐深 9-平 9 井场	51.9	54.4	54.1	54.2	51.9	54.4	54.1	54.2

表 5.4-3　　声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表　　单位：dB(A)

声环境保护目标名称	噪声背景值		噪声现状值		噪声标准		噪声贡献值		噪声预测值		超标和达标情况	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
太平川屯	47.8	43.3	47.8	43.3	55	45	38.69	38.69	48.3	44.59	达标	达标

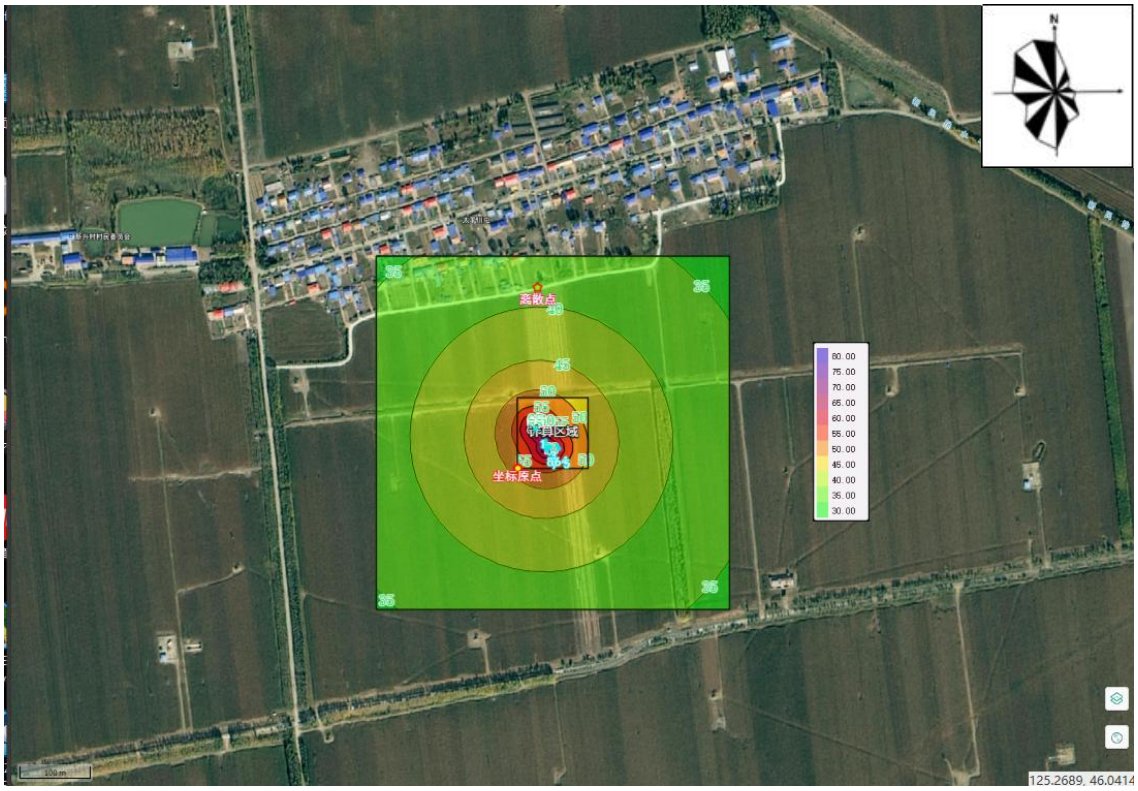


图 5.4-1　　钻井工程噪声贡献值预测图

距离本项目钻井井场较近的声环境敏感点为徐深 9-平 9 井北侧 200m 的太平川子屯，根据预测分析，太平川屯声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准，钻井施工对周影响较小。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机泵等噪声值较高的设备，布置在室内或设置隔声罩，柴油发电机采取发电机房隔声措施，并采取基础减振等设施；

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距离太平川屯较近的徐深 9-平 9 井钻井井场周边设置隔声屏障，降低钻机等施工机械对太平川屯屯的影响。

在采取了上述降噪措施后，钻井工程井场场界噪声可以满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），本项目对声环境敏感点影响较小，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。

（2）压裂工程

压裂过程噪声源主要为压裂车、混砂车，噪声源强在 75-95 dB(A)之间。压裂噪声源强调查清单见表 5.4-4。

表 5.4-4　　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			

1	压裂车 1	31.64	54.03	1.5	75	泵类安装减震基础、选用低噪声设备	连续、稳定、昼间运行
2	压裂车 2	31.38	48.17	1.5	75		
3	压裂车 3	31.26	43.03	1.5	75		
4	压裂车 4	31.03	37.36	1.5	75		
5	混砂车 1	43.49	47.3	1.5	95		
6	混砂车 2	43.4	42.81	1.5	95		

徐深 9-平 9 井压裂施工场界噪声贡献值预测结果见表 5.4-5，徐深 9-平 9 井压裂施工噪声预测图见图 5.4-2。

表 5.4-5　徐深 9-平 9 井压裂施工场界噪声贡献值预测结果　单位：dB(A)

预测井场	昼间噪声				夜间噪声			
	东场界	南场界	西场界	北场界	东场界	南场界	西场界	北场界
徐深 9-平 9 井压裂施工场地	50.7	48.7	49.3	51.6	50.7	48.7	49.3	51.6

表 5.4-6　声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表　单位：dB(A)

声环境保护目标名称	噪声背景值		噪声现状值		噪声标准		噪声贡献值		噪声预测值		超标和达标情况	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
太平川屯	47.8	43.3	47.8	43.3	55	45	38.44	38.44	48.28	44.53	达标	达标

压裂施工期井场噪声预测图见图 5.4-2。



图 5.4-2　　压裂施工期井场噪声预测图

距离本项目压裂井场较近的声环境敏感点为徐深 9-平 9 井北侧 200m 的太平川屯，根据预测分析，在井场压裂期间，太平川屯声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准，压裂施工对周影响较小。为了更好的保护区域声环境，应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。

在采取了上述降噪措施后，压裂工程井场场界噪声可以满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），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。

压裂车组等大型车辆运输线路途经村屯时，车辆与临街民房距离约 10~20m，车辆途经居民区过程中应减速慢行，非特殊情况不鸣笛，车辆运输噪声为途经村屯时产生的临时性影响，待车辆驶离后即恢复正常，对居民区的影响较小。

（3）地面工程

本项目与同期建设项目地面施工期主要噪声源包括挖掘机、推土机、压路机、电焊机、推土机、运输车辆等设备噪声及运输车辆的交通噪声。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，采用无指向性点声源几何发散衰减的基本公式。

无指向性点声源几何发散衰减的基本公式：

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

式中：$L_P(r)$ ——预测点处声压级，dB；

$L_P(r_0)$ ——参考位置 r0 处的声压级，dB；

r ——预测点距声源的距离；

r_0——参考位置距声源的距离。

施工机械噪声衰减结果见表 5.4-7。

表 5.4-7　　施工期施工机械噪声统计表　　单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值						
	10m	40m	50 m	100 m	150 m	200 m	300m
挖掘机	76.0	59.1	57.0	50.4	46.8	44.2	40.6
推土机	74.0	57.1	55.0	48.4	44.8	42.2	38.6
压路机	76.0	59.1	57.0	50.4	46.8	44.2	40.6
电焊机	50	38.0	36.0	30.0	26.5	24.0	20.5
运输车辆	70.0	58.0	56.0	50.0	46.5	44.0	40.5

本项目地面工程道路施工、管线工程等仅在昼间进行施工，距离地面工程较近的声环境敏感点为徐深 9-平 9 井北侧 200m 的太平川屯，根据分析，在距离太平川屯的声环境影响较小，管线施工过程中采取人工开挖，并在靠近村屯一侧安装隔声屏障，减少挖掘机等施工机械施工时间，降低噪声影响。南城赵屯、散户 1 声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准，地面工程施工期拟采取以下措施：

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，不在夜间施工，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。

④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。

⑤在距离太平川屯较近管线施工过程中采取人工开挖，并在靠进村屯一侧安装隔声屏障，减少挖掘机等施工机械施工时间，降低噪声影响。

在采取了上述措施后，地面工程井场、管线等施工场界噪声可以满足《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)标准要求。施工噪声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

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 9 集气站站内新建设备运行噪声，场站内主要新建污水泵 1 台，工业企业噪声源强调查清单（室内声源）见 5.4-8，厂界噪声贡献值见表 5.4-9。

表 5.4-8　徐深 9 集气站工业企业噪声源调查清单（室内声源）

噪声源	厂界	声源源强 声功率级/dB(A)	声源控制措施	距室内边界距离/m	室内边界声级/dB(A)	运行时段
徐深 9 集气站	污水泵	80	安装减震基础、选用低噪声设备、隔声门窗	1.5	65	24h

表 5.4-9　徐深 9 集气站厂界噪声贡献值　单位：dB（A）

噪声源	时段	名称	距离	贡献值	背景值	叠加值
徐深 9 集气站	昼间	东侧边界	84.7	26.44	49.8	49.82
		南侧边界	71.3	27.94	48.3	48.34
		西侧边界	67.0	28.48	47.4	47.46
		北侧边界	40.6	32.83	46.7	46.87
	夜间	东侧边界	84.7	26.44	47.5	47.53
		南侧边界	71.3	27.94	46.6	46.66
		西侧边界	67.0	28.48	45.9	45.98
		北侧边界	40.6	32.83	44.3	44.6

从预测结果看出徐深 9 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）中的 2 类标准。徐深 9 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

本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。退役期施工机械噪声衰减结果见表 5.4-10。

表 5.4-10　退役期施工机械噪声统计表　　单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	20m	50 m	100 m	200 m	300 m
挖掘机	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6

推土机	74	64.5	55	48.4	42.2	38.6
吊装机	67	57.5	48	41.4	35.2	31.6
运输车辆	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6

本项目退役期仅在昼间施工，由上表可以看出，主要施工机械在 20m 以外均能够满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中昼间限值不超过 70dB（A）的要求。根据现场调查，距离本项目较近的声环境敏感点为徐深 6-斜 407 北侧 200m 的太平川屯，项目退役期产生噪声对其影响较小，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 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期

施工过程中产生的固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布、施工废料、定向钻泥浆及生活垃圾等。

（1）废钻井液、钻井岩屑、废射孔液

根据《大庆油田开发建设对环境影响研究》课题研究成果，废弃泥浆如果不处理，长期以自然状态积存于井场，对土壤中有机物含量影响不大，但会对土壤理化性质如 pH、总碱度、总盐产生一定影响。本项目在钻井过程中在每座钻井井场设置一座 100m^3 钢制泥浆槽，废钻井液与钻井废水、钻井岩屑等废弃物暂存于井场钢制泥浆槽中形成废弃泥浆，由罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理达到《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）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层；处理后的泥饼垫井场或铺路，对环境影响较小。

（2）施工废料、非含油废防渗布及膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋

本项目施工废料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。最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理，膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋集中收集后暂存于水泥其他材料房内的一般固废贮存点内，由钻井单位统一安排拉运至第八采油厂工业固体废物填埋场进行处理，；非含油废防渗布采用加盖钢制桶回收，最大限度回收利用，无法利用的施工结束后由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。

（3）定向钻废弃泥浆

本项目管道施工期间，管道定向钻施工过程产生定向钻废弃泥浆，产生量为

22.35m^3 。根据《固体废物分类与代码目录（2024 年版）》，废物代码为 900- 001-S71，定向钻废弃泥浆由罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行处理，水基泥浆处置过程产生泥饼、岩屑，满足固相（泥饼）主要控制指标，暂存于泥饼暂存区，泥饼统一收集后转运至大庆油田采油八厂指定地点，作为油田铺路、铺垫井场、修井间防火墙及回填等综合利用，达到竣工环保验收要求。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，处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值“含油量≤8mg/L 、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层。

（4）生活垃圾

生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。

综上所述，施工期产生的固体废物均得到分类收集，妥善、有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.5.2 运营期

本项目运营期产生的固体废物主要是井口含油砂粒。

井口含油砂粒属于危险废物，产生量为 0.05t/a，在井场产生后装入加盖钢制桶中，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。

5.5.3 危险废物环境影响评价

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环保部公告〔2017〕43 号）相关规定，危险废物收集、贮存、运输的一般要求：

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。

危险废物转移过程应按《危险废物转移管理办法》执行。

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。

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。

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。

5.5.3.1 危险废物收集及储存分析

本项目运营期产生井口含油砂粒，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08。

本工程运营期产生的井口含油砂粒在井场产生后装入加盖钢制桶中，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。资质单位按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理。

5.5.3.2 危险废物转运

危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行。

本工程危险废物转运将严格执行危险废物转移制度。危险废物在运输工程中严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。危险废物的运输由资质单位按照《危险废物收集贮存 运输技术规范》要求进行运输管理，危险废物的转移过程应按照《危险废物转移管理办法》执行。在运输过程中，尽量选择硬质路面的路线进行运输，同时要在厂区内的运输路线上经常洒水降尘，减少扬尘污染；运输过程中要避开居住区等敏感区，合理安排运输时间，避免夜间运输，减少噪声污染；同时尽量挑选较好的天气进行运输，避免在雨雪大风等天气条件下运输。

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》（环境保护部令[2011]第 17 号）要求进行报告；

（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的清理和作复；

（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，并佩戴相应的防护工具。

采取本环评提出的预防及治理措施后，危险废物转运对周围环境影响较小。

5.5.3.3 危险废物处置

本工程运营期产生的井口含油砂粒在井场产生后装入加盖钢制桶中，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环保部公告〔2017〕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。”

本工程建设单位尚未签订含油废防渗布的委托处置协议。根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单，有能力处理含油废防渗布的企业有大庆圣德雷特化工有限公司和大庆市云泰石化产品有限公司，详细情况如下：

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、900-24-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08），HW08 类核准经营规模 50000t/a，HW49 类 25 万只/年。

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、大庆市云泰石化产品有限公司有资质处理本工程产生的含油废防渗布，且处理能力均能够满足本工程处理需求。

采取以上措施后，本工程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。

5.5.4 退役期

退役期产生的固体废物主要为废旧设备、封井建筑垃圾、生活垃圾含油防渗布。

本项目退役管线两段封堵后直埋处理，退役期拆除的废旧设备全部回收至采气分公司物资库。封井建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理；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 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 3.75t。含油废防渗布在作业结束后，由施工单位运至采气分公司危险废物贮存库，委托有资质单位转运处置。

通过采取以上措施，退役期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。

5.5.5 固体废物环境影响评价结论

由上述分析可知，本工程对施工期、运营期、退役期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

5.6 生态环境影响评价

5.6.1 施工期生态环境影响评价

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：

5.6.1.1 对生态系统影响分析

（1）对生态系统结构和功能影响分析

①对生态系统结构影响分析

本项目评价区景观基质为农田景观。工程建设期农田景观占评价区总面积的比例仍然维持在较高水平，可见气田设施建设虽使评价区自然体系的景观质量呈下降趋势，但没有根本上改变评价区的生态体系质量和以农田景观为主的景观结构。这说明景观拼块中人工异质性的增加不会对评价区产生较大干扰能力。另外，工程施工结束后，临时占地区植被将得以恢复，工程建设对评价区各类生态系统的影响将逐步减小和恢复，对生态系统结构影响较小。

②对生态系统功能影响分析

本项目不占用湿地，根据上表数据，项目施工前和施工期相比较，评价区湿地生态系统面积不变，因此，工程建设不会影响湿地生态系统的气候调节、水质净化、补给地下水等功能，也不会影响其抵御区域自然灾害和环境污染风险的能力。

（2）对生态系统完整性的影响

本项目为气田开发产能项目，在已开发的区块内进行点状更新，临时占地施工结束后及时进行植被恢复，不会改变周围的植物群落，且永久占地面积较小，对植被覆盖度变化影响较小。

本项目施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件。对于本项目占用的临时占地，在施工结束后及时进行植被恢复，包括施工前表土剥离后的土地恢复及播撒草籽等恢复措施；恢复采取自然恢复与人工恢复相结合的方式进行。其中管沟开挖上方、井场建设等施工活动将使地表植被全部被破坏，自然恢

复较困难，因此需采取人工撒播草籽的方式进行恢复，施工后或次年适宜季节（一般5、6月份）完成。植被盖度恢复至与四周相同，对草地生态系统完整性影响较小。

（3）对生态功能影响分析

本次施工期需临时占用耕地，施工时将清除占地范围内陆域植被，经现场踏勘，工程沿线全部为农田，区域植物都是广布种，无稀有种。因此，工程在施工对陆域植物的影响只引起数量的减少，不会造成物种的灭绝。施工结束后及时对临时占用植被进行恢复，对区域生态功能影响可接受。

5.6.1.2 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、草地次之。本项目新增永久占地0.3006hm^2，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0.3006hm^2，对生态影响程度有限。地表农作物主要为玉米，玉米产量按 7t/hm^{2}计算，永久占地按15年损失计算，共损失玉米227.115t，玉米价格按1500元/t计算，其经济价值约为34.07万元。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、柱上变电站对耕地产生的影响。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5.3906hm^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30%，随后恢复正常产量，农作物单位面积产量以玉米计，按7.0t/hm^{2}计算，三年间临时占地总共损失粮食产量为2123.004t，价格按照1500元/t计，则临时占用耕地损失52.52万元。

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 5.6-1。

表 5.6-1　生态影响减缓及恢复措施表

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 0.3006hm^2	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（基本农田）	平 5.3906hm^2	恢复地表形态，及时复垦	井场、管道、供电工程施工

5.6.1.3 对植被影响分析

（1）施工活动对植被影响分析

施工过程运输车辆产生的扬尘、施工过程洒落的石灰和水泥，会对周围植物的生长带来直接的影响。这些尘土降落到植物的叶面上，会堵塞毛孔，影响植物的光合作用，从而使之生长减缓甚至死去。石灰和水泥若被雨水冲刷渗入地下，会导致土壤板结，影响植物根系对水分和矿物质的吸收。另外，原材料的堆放、车辆漏油，会污染土壤，从而间接影响植物的生长。虽然随着施工的结束不再产生扬尘，情况会有所好转，但是这些影响并不会随施工的结束而得到解决，它们的影响将持续较长一段时间。因此施工过程中在湿地公园段禁止堆放原材料以及废弃料，对于运输车辆，必须规定固定的路线，将影响减小到最少范围。

施工完成之后可采取措施进行植被生态重建和恢复。根据现场调查显示，临时占地均为旱地，原则上按原用地类型进行恢复。

（2）不同工程类型对植被影响分析

①井场工程对植被影响分析

井场工程对植被的影响主要为钻前工程的土地平整、钻机安置、施工机械碾压、施工人员及车辆踩踏等施工活动对植被的破坏。土地平整将清除井场内全部植被，最直接的影响就是造成植物死亡，地表裸露，将造成评价区植被生物量和生产力下降。同时，施工尘土附着在植物叶片表面，影响植物的光合作用，尤其是会对植物幼苗生理特性产生影响。另外，施工人员踩踏和施工机械设备碾压也会对植被的生长产生不利影响。

井场占地占评价区总面积的比例较小，对植被影响的特征是形成建设用地斑块，而对植物群落的演替基本没有影响。施工结束采取植物恢复措施后，生物量在 2 年～3 年后可全部恢复。本项目占用植被类型主要为农田和草地，其中农田以水稻、玉米为主，草地以羊草、狗尾草等为主，不占用国家级及黑龙江省级重点保护植物。施工结束后，临时占地植被可及时恢复，因此，井场工程对评价区植被的影响在可接受范围内。

②道路工程对植被影响分析

本项目道路建设新增永久占地面积 1.35hm^2。永久占地将会改变土地利用结构，造成生物量永久损失。由于永久占地面积较小，同时对道路边坡进行植被恢复，因此道路建设对植被造成的影响较小。

类比已开发区块内的采气井井场周围植被恢复情况，井场周围的植被情况与未进行井场建设的区域无明显区别。因此，项目对区域的植被影响很小。

在不同的地形或土壤条件下，本项目井场建设的大部分临时占地植被自然恢复速度及效果有所不同。经过多年恢复，已经很难看出井场施工的痕迹，井场周围已恢复原有植被，因此，项目施工对区域植被影响在可接受范围内。

5.6.1.4 对农田生态系统影响分析

油气田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，根据《基本农田保护条例》（2011 修正），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永久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。油气田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，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。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。永久占用基本农田面积共 5.6912hm^2，补偿可按永久基本农田标准给予农民。对于占用的永久基本农田应按照《中华人民共和国土地管理法》中“占多少、垦多少”的原则，补充数量和质量相当的永久基本农田。

本项目对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，应先编制表土剥离方案，剥离占地范围内表层土，管线范围表层土堆置于管线一侧临时占地内，并对堆放场做好水土保持措施，待施工结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

5.6.1.5 对土壤影响分析

（1）土壤理化性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工踩踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响，如扰乱土壤表层、破坏土壤结构，这种扰乱和破坏，除了开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短

期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤表层的影响较严重。

工程土方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型被破坏，将明显的改变土体中物质和能量的转移和传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。同时由于管线埋入，挖出的土方回填后需要保护地面与原地面高度一致，必须用机械碾压夯实，这些都将直接影响土壤的结构和孔隙状况，导致土壤结构体特别是良性结构体的破坏和土壤透气孔隙的减少。另外由于作业采用大型机械，加上施工中不规范作业，一般将弃土和表土相混合，造成土壤质量下降。

（2）土壤污染影响

施工过程中将产生生活垃圾、焊渣等固体废物，这些固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。因此，项目产生的施工废物对土壤环境质量影响较小。

5.6.1.6 对水土流失影响分析

本项目位于大庆市肇州县二井镇境内，根据《大庆市水土保持规划》（2015～2030年）、《肇州县水土保持规划》（2020～2030 年），本项目所在地为县级水土流失重点治理区，该区域的工作重点是采取工程、林草、封育治理和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。推广先进适用的科技成果，加快治理进度。治理后应强化监督管理和管护，巩固治理成果，促进区域生态环境恢复和经济发展。

本工程由于井场及场站、道路、管线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，易造成水土流失；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严格控制各井场和管线的作业面积，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线上部，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。

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，以提醒施工作业人员，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。

在采取以上措施后，可最大程度减少水土流失。

5.6.1.7 对黑土地的环境影响分析

根据地下储层特性，项目部分井场及场站、管道、道路等工程选址无法避让耕地（黑土地）。本项目新增总占地面积为 5.6912hm^2，其中永久占地 0.3006hm^2，临时占地 5.3906hm^2。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）。

本项目井场、道路工程永久占地，耕地剥离厚度 0.3m，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 1200m^2），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。

井场临时占地范围内需进行表土剥离，工程结束后及时回填，对临时占地进行复垦恢复耕种条件，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，防止水土流失。

5.6.2 运营期生态环境影响分析

5.6.2.1 对农业生产影响分析

对于集气站和通井路等永久占地，由于改变了原有土地和利用性质，这些土地上的农作物生产力将永久损失。

工程建设的管道正常运营期内，对农业生产基本上不产生什么影响。同时本工程占用的耕地主要种植玉米，属于须根植物，产生的影响较小。对于永久性占地，由于改变了原来的土地使用功能，对农业生产会造成一定的影响。

5.6.2.2 对植被影响分析

按照生态学理论 ,管道沿线的植被破坏具有暂时性，一般随着施工结束而终止。根据管线所经地区的土壤、气候等自然条件分析，施工结束后，周围植物渐次侵入，开始恢复演替过程。要恢复植被覆盖，采用人工植树种草的措施，可以加快恢复进程，2～3 年恢复草本植被，3～5 年恢复灌木植被，10~ 15 年恢复乔木植被。

需要指出的是，恢复的含义并非完全恢复原施工前的植被种类组成和相对数量比例，而只是恢复至种类组成近似，物种多样性指数值近似的状态，但仍有所降低。

（1）正常运行状况下对植被影响

运营期正常情况下，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。

（2）非正常（事故）状况下对植被的影响

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集气站内污水罐、集输管道的破损、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。

5.6.2.3 对动物影响分析

与施工期相比，运营期间对野生动植物的影响较小。虽然管道沿线近侧不能再种植深根植物，但根据现状调查，受工程影响的陆生植被均属一般常见种，其生长范围广，适应性强，不存在因局部植被生境破坏而导致植物种群消失或灭绝，同时工程管线大部

分占地为基本农田，工程运营期对玉米种植影响较小。管道工程完工后，随着植被的恢复、施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，不存在因局部植被生境破坏而导致植物种群消失或灭绝，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。因此，管道正常运营期不会对野生动物的活动产生影响。

但在集气站运行以及管道维修噪声的影响下，野生动物将离开噪声源附近区域，对噪声敏感的鸟类也会受到惊扰和驱赶，使噪声源附近区域的物种丰富度和种群数量降低；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，只要管道维修及集气站突发事故时注意保护动物，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。

5.6.3 退役期生态环境影响评价

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。

5.6.4 生态环境影响评价结论

施工期对生态环境的影响表现为破坏植被、破坏土壤环境等，施工对其破坏仅为短期的损毁，随着施工期的结束而消失。施工污染物处理处置去向明确，废水、固体废物均不外排，因此，工程建设对生态保护红线区影响较小。

综上所述，施工期、运营期、退役期将对周围生态环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目对周围生态环境影响在可接受范围内。

5.7 土壤环境影响预测与评价

5.7.1 施工期土壤环境影响分析

施工期包括井场、管线、道路、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井场及各类管道工程占地，占地类型为耕地（永久基本农田）、

草地（非基本草原），合计临时占地 5.3906hm^2。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。

5.7.2 运营期土壤环境影响预测与分析

5.7.2.1 土壤污染途径

气田开采过程中对土壤环境的影响主要为气田运行期排放的气田采出水可能对土壤环境造成破坏，对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。

5.7.2.2 对土壤环境的影响

本工程正常生产情况下天然气密闭集输，生产污水处理后回注，没有污染物排放，对土壤环境无影响。本工程在事故时对土壤产生的影响主要为采气管道发生泄漏，采出水使土壤理化性状发生变化，在设备管道发生破裂导致含油污水泄漏时，污水中的石油类渗入土壤孔隙，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，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。石油类对土壤的污染，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。但是由于本工程采用密闭管道运输，对土壤造成影响的机率较小。除此以外，本工程在运行期基本无污染物排放到土壤中，对土壤基本无影响。

本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 5.7-1。

表 5.7-1　　本项目土壤影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/
注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。				

根据上表可知，本项目属于污染型影响建设项目，污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表 5.7-2。

表 5.7-2　　污染影响型本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
井场	洗井，修井落地油	垂直入渗	石油烃	石油烃	非正常
管线	管道泄漏	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
场站	池体破损	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

5.7.2.3 土壤环境影响预测与评价

（1）预测评价范围

拟建井场外扩 200m 以及管道、道路中心线两侧各 200m 范围内土壤环境，与评价范围一致。

（2）预测评价时段

评价时段为运营期。

（3）情景设置

按项目正常状态情形为预测情景。

（4）预测与评价因子

评价因子为石油烃（C_{10} -C_{40}）。

（5）预测评价标准

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

（6）预测评价方法

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。选取徐深 9 区块 2019 年扩边井产能建设工程竣工环境保护验收调查阶段监测数据达标情况，判定本工程拟建气井等对区域内土壤环境的影响。

表 5.7-3 类比项目基本情况一览表

项目名称	徐深 9 区块 2019 年扩边井产能建设工程	徐深气田徐深 9 区块扩边及调整井产能建设工程
地理位置	黑龙江省大庆市肇州县二井镇和兴城镇境内	大庆市肇州县兴城镇榆树乡
环评批复	(1)《徐深 9 区块 2019 年扩边产能建设工程环境影响报告表》（大庆油田工程有限公司，2018.07）由原大庆市环境保护局在 2018 年 7 月 12 日批复（庆环审(2018)182 号）。 （2）徐深 5-平 1 气地面工在《徐深 9 区块徐深 5-平 1 产能建设工程环境影响报告表》（大庆油田工程有限公司，2018.12）由原大庆市环境保护局在 2018 年 12 月 28 日对该项目予以批复（庆环审（2018)309 号）。工程于 2021 年 9 月 10 日全部建设完成并投入生产运行。	2017 年 10 月通过了大庆市生态环境局审批（庆环审〔2017)270 号）
验收手续	2022 年 6 月通过企业自主验收	2020 年 6 月通过企业自主验收
主要工程内容	工程新钻气井 9 口，工程建设 8 口气井地面工程，新建徐深 6-313 集气站 1 座配套建设输气管道、电力、道路等系统工程，建成产能 79.884×10^{4}m^3/d。	基建 7 口气井（徐深 6-302、徐深 6-斜 304、徐深 6-305、徐深 6-306、徐深 6-307、徐深 6-平 2、徐深 6-309），配套建设采气管道 14.04km，集气管道 5.22km，地面集输系统依托徐深 601 集气站、徐深 603 集气站，对 2 座集气站进行扩建
土壤影响	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；运营期气井井口除砂器泄漏以及徐深 601 集气站、徐深 603 集气站污水储罐在事故状态下泄漏的气田采出水等可能对土壤环境造成破坏。	

土壤环保措施	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，达标后回注地下油层，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 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。
管理措施	本工程由大庆油田有限责任公司采气分公司负责，采气分公司已经建立 HSE 管理体系。按照《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，环境管理机构基本设置如下：在分公司设 HSE 委员会，下设 HSE 办公室，基层单位设作业区（中心、大队、所）HSE 委员会。采气分公司 HSE 办公室设 10 名兼职环保人员，基层单位各设置 2 名环保兼职人员，在各小队设兼职 HSE 现场监督员，逐级落实岗位责任制。

由上表可知，上述项目与本工程施工工艺、产污及污染途径、污染防治措施等均基本一致，且与本工程地理位置相近， 自然环境和土壤类型、周边土壤环境敏感程度均基本相同。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，分别位于黑龙江省大庆市肇州县二井镇和兴城镇境内，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。

（7）预测结果分析

根据类比项目验收调查报告，土壤质量监测结果见表 5.7-4 ，取样层位为 0-20cm 处。

表 5.7-4 类比项目土壤质量监测结果一览表 单位：mg/kg（除 pH 外）

项目	监测点	监测因子							
		pH	石油烃	砷	镉	铬（六价）	铅	汞	镍
徐深 9 区块 2019 年扩边井产能建设工程	徐深 5-平 1 井井场内	8.45	19	5.36	0.09	ND	26	0.026	26
	徐深 5-平 1 井外 50m	8.35	11	5.06	0.10	ND	25	0.029	24
	徐深 5-平 1 井外 100m	8.22	10	4.87	0.10	ND	25	0.023	22
徐深气田徐深 1 区块扩边及调整井产能建设工程	徐深6-304 井场内	8.45	34.9	6.85	0.087	/	20.1	0.032	21.5
	徐深6-304 井场外 30m	8.55	32.6	7.08	0.088	/	21.5	0.025	21.8

根据表 5.7-2 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，石油烃监测浓度值较小，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， 占地范围外的农用地土壤中 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，说明建设单位在项目实施之后较好地落实了污染防治措施，气田开发对土壤环境影响较小。

类比得出，在建设单位严格落实污染防治措施的前提下，项目对土壤环境影响较小。

5.7.3 项目建设对土壤“三化”的影响分析

采气井建设主要通过化学物质的使用、废弃物的产生、以及物理结构的改变，对土壤的酸、盐、碱平衡造成影响。总体而言，土壤盐化和碱化的风险远高于酸化，但酸化在特定情况下也可能发生。

项目钻井过程中使用钻井液和压裂液，钻井液中会添加大量可溶性盐类（如氯化钠、氯化钾、氯化钙等）， 水力压裂液中也会使用高盐度的水作为基液或添加盐类作为调节剂这些液体的泄漏、溅洒或不妥善处理，会直接导致井场周围土壤的盐分急剧升高。油气田采出水管道破裂等，都会造成灾难性的土壤盐化；气井固井需要大量水泥。水泥的主要成分是硅酸钙盐，其在水化过程中会产生氢氧化钙等碱性物质。水泥浆的泄漏或废弃水泥的不当处置，会局部提高土壤的 pH 值，导致碱化；相比盐化和碱化，酸化不那么普遍，但在特定条件下会发生。

本项目每座钻井井场设 100m^3 钢制泥浆槽 1 座，废钻井液、钻井岩屑排入井场钢制泥浆槽中，拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路；采气分公司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%。

在采取以上环境保护措施的基础上，项目建设不会对区域土壤造成盐化、碱化及酸化的不利影响。

5.7.4 评价结论

综上所述，本项目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。本项目土壤环境影响评价自查表见附表 3。

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

柴油属易燃易爆物品，火灾危险性为乙类，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险；若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。柴油理化性质等见表5.8-1。

表 5.8-1　　柴油理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

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、高热能引起燃烧爆炸。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。		
	灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。		
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，给于吸氧。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，给于吸氧。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）伴生气（天然气）

天然气属甲 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。根据地质设计方案，徐深 9 区块天然气组成成分中不含硫化氢（“3.3.7.2 流体性质及有毒、有害气体含量”章节）。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　　天然气安全技术说明书

CAS号		74-82-8	
中文名称		天然气	
分子式	CH4	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。
密度	相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
爆炸极限	空气中5.3～15%（体积）	自燃温度	538℃
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	危险性类别：第2.1类易燃气体 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。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。		
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、高热能引起燃烧爆炸。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，必须马上微离。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、经皮嗳收。		
	毒性	毒性：　LD50: 5628mgkg(大鼠经口:15800mg/kg(兔经皮)；Lc50: 83776mg/m3，4 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、谵妄，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）井喷事故成因

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：

①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油、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。

②操作失误，起钻抽吸。钻井达到穿油、气层段，起钻速度太快，产生抽吸作用，将油、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。

③机械故障。钻入油、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。

④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。

⑤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。

⑥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。

⑦泥浆密度偏低。当钻遇地下高压油、气、水层时，泥浆柱压力下降不足以平衡地下油、气时而发生井喷失控。

⑧当发生地震等自然因素导致的灾害时，可能发生井喷事故。

该项目开发的油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）井漏因素

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。

（4）KOH 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，不含硫化氢，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）场站风险因素分析

本项目依托场站为徐深 9 集气站和徐深 9 集气站，处理的介质以及新建甲醇储罐具有易燃性质，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
场站	甲烷、CO	火灾、爆炸	空气
	甲醇	火灾、爆炸、次生 CO	空气、地下水、土壤

5.8.3 环境风险分析

5.8.3.1 事故状态下对大气环境影响

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。

5.8.3.2 事故状态下对地表水环境影响

本项目施工期废水（管线试压废水、生活污水等）全部妥善处置，不外排，对周围地表水影响较小。

本项目运营期不新增生活污水，气田水全部通过管线输送至升一联气田污水预处理站处理后的水质执行《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 、粒径中值≤2μm” ，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下油层。

5.8.3.3 事故状态下对地下水环境影响

（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 10-0cm 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、钻井液材料房进行重点防渗处理，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 1×10^{-13}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。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分子化合物复配而成，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 1×10^{-13}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。

5.8.3.4 对土壤环境的影响

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为植物，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。

5.8.3.5 对生态环境的影响

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

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄漏、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。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，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，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。

表 5.8-6　　建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	徐深气田徐深 9 区块营城组气藏产能建设工程（二期）项目				
建设地点	黑龙江省	大庆市	肇州县	榆树乡	（）园区
地理坐标	经度	125°15′49″~125°16′35″	纬度	46°01′57″~46°03′21″	
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天然气。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、徐深 9 集气站。				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	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。
风险防范措施要求	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（列出项目相关信息及评价说明）：	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。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 污染防治措施

6.1.1 大气污染防治措施

6.1.1.1 施工期

本项目施工期的环境空气影响主要来源自钻前工程地面平整，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。

（1）柴油机烟气及机械尾气

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，柴油发电机烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中II类限值要求；

②钻井发电机和钻井柴油机采用符合《车用柴油》（GB 19147-2016）的柴油；

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。

（2）施工扬尘污染防治措施

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、施工场地干燥时洒水抑尘，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措施，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施工场地租赁洒水车 1 辆，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管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时在施工过程中定期洒水抑尘，防止施工扬尘量大对环境造成污染。

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。

⑧禁止占用保护区用地。

（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，不会对环境产生污染。

（4）焊接烟尘

本项目管线在焊接过程中将会有焊接烟气产生，主要污染物为颗粒物。施工过程中焊接烟尘主要集中在作业现场附近，本项目管道焊接采用分段焊接、分段组装的方式，焊接烟气比较分散，且施工场地较为空旷，焊接烟尘排放量较小，经大气扩散后对环境及环境保护目标的影响较小。

（5）放空火炬燃烧废气污染防治措施

①试气作业期间产气不直接放空，全部引入火炬充分燃烧后排放。

②放空火炬仅在施工期设置，并用于燃烧试气作业期间井场产生的天然气，火炬设置自动点火装置，确保引入火炬的气体充分燃烧后排放。

③放空火炬布置于井口下风向处，距离井口预留 50m 安全距离，确保使用安全。

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，技术可行，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《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要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.1.2 运营期

本工程运营期的大气污染主要来自天然气输送过程中井场及依托场站无组织挥发的烃类气体，场站加热装置燃烧烟气。

（1）挥发性有机物污染防治措施

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天然气分离的污水进入污水罐暂存，经管线输送至徐深 9 集气站汇集，再经管线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。。

⑥甲醇罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；

⑦挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200mm。

⑧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。

（2）依托场站加热炉燃烧烟气

依托场站内加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求（颗粒物≤20mg/m^3、NOx≤200mg/m^3、SO_2≤50mg/m^3，烟气黑度≤1）。

（3）温室气体管控措施

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，定期检查站内储罐，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）场站加热装置采用清洁燃料天然气，减少化石燃料燃烧 CO_2 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。

通过采取以上措施，确保场站内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标

准》（GB37822-2019）排放限值，井场及场站厂界外非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求；依托场站燃烧烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。将项目建设对大气环境的影响减小到最小程度，运营期大气污染防治措施可行。

6.1.1.3 退役期

（1）机械尾气

加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，采取高标号燃油以控制尾气的排放；

（2）施工扬尘污染防治措施

①材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；

②运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生；

③在施工过程中，施工场地应定时适量洒水，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。

④施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《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要求，不会对大气环境产生较大影响，退役期大气污染防治措施可行。

6.1.2 水污染防治措施及其可行性论证

6.1.2.1 施工期废水处理措施

施工期废水主要为水基泥将钻井废水、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）钻井废水与废弃钻井泥浆、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。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）压裂施工场地设置储液罐，压裂返排液暂存至储液罐，施工期产生的压裂返排液由罐车拉运至采油九厂塔三压裂返排液处理站处理，处理达标后回注地下油层，不外排。

（4）管线试压废水不在施工场地暂存，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）每个钻井井场设 1 座 4m^3 临时防渗旱厕，共计 1 座，施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面工程生活污水排入周边集气站已建生活污水收集设施，均定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。

（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统，车辆应安装定位系统，便于加强过程管理，防止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。

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。

6.1.2.2 运营期废水处理措施及地表水保护措施

（1）运营期废水处理措施及其可行性论证

①运营期废水处理措施

气田采出水暂存于徐深 9 集气站污水储罐，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一外输至升一联气田污水预处理站处理满足《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、粒径中值≤2μm”后回注地下。

本项目运营期不新增人员，不新增生活污水。

②处理工艺可行性分析

本项目 1 口气井的采出水依托升一联气田污水预处理站处理，站内工艺采用“调储缓冲→ 气浮→ 缓冲→ 两级过滤”工艺流程，设计出水水质指标为《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤2μm”，设计污水处理量为 1400m^3/d。目前实际污水处理量为 390m^3/d，本项目气田采出水最大产生量为 16.5m^3/d，满足开发需求。

③处理工艺达标可行性分析

根据现场调查，项目所属区域注水井回注层位与采气井开采层位相同，属于回注到现役油气藏层位。

根据大庆中环评价检测有限公司于2025年2月20日-21日对升一联气田污水预处理站出水水质进行监测，根据监测结果可知，升一联气田污水预处理站处理后的污水含油量为2.13~3.01mg/L，悬浮固体含量为2-3mg/L，悬浮物颗粒直径中值为1μm；处理后的污水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，处理后污水回注油层，符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》〔环办环评函〔2019〕910号）中相关要求。

由以上分析，从处理规模本项目升一联气田污水预处理站可行。

本项目施工期拉运污水集中接收场站要建设监控装置，并接入市生态环境局监控平台，污水拉运过程要建立台账，并接受视频监管，视频要求本地保留3个月以上。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程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。

（2）运营期地表水保护措施

在气田生产建设及运营过程中，必须加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实，运营期还应做到如下要求：

①强化生产运行管理，杜绝气体采出水随意排放，工程运行期产生的气体采出水，暂存于集气站污水储罐临时储存，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一外输至升一联气田污水预处理站处理，处理后的水质执行《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、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下油层。综上所述，本项目运营期废水均得到合理有效的处理，不排入外环境。

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。

在正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，措施技术可行，对周围环境不会产生不良影响。

6.1.2.3 退役期废水处理措施及地表水保护措施

（1）退役期废水处理措施

①退役期生活污水排入周边集气站已建生活污水收集设施，均定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。

②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。

（2）退役期地表水保护措施

①合理规划：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；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；运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

②退役期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将生活污水直接排放。

③宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的实施组织设计，做到文明施工。

通过采取以上措施，退役期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

6.1.3 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。

6.1.3.1 施工期地下水污染防治措施

①施工期加强对钻井泥浆的回收处理工作，消除对地下水的污染隐患；

②压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液；

③本项目井场、集输管道等选址选线均避开了集中式饮用水源保护区、集中式饮用水源的补给区、径流区。

④将使用双层套管技术纳入清洁生产，表层套管下深应在浅水层以下，表层套管和

油层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；

⑤采气井的设计、建造、改造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。

⑥钻井通过具有饮用功能的潜水含水层的，应选用清水钻进或气体钻等清洁钻进方式。

⑦废弃物等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开环境敏感区；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。

6.1.3.2 运营期地下水污染防治措施

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理，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，徐深 1 集气站分离的废水等污染物全部进入站内现有污水储罐，输送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。

⑤管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。

⑥管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。站内埋地不保温管道外防腐采用沥青防腐胶带特加强级，带宽不小于 150mm ，防腐层厚度不小于 3.2mm。

⑦管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm ，防渗透性能应相当于 6m 厚的黏土、渗透系数小于 10^{-7}cm/s。

⑧运营期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。

⑨巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏污水。

6.1.3.3 分区防渗措施

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重点防渗区、一般防渗区、简单防渗区。项目分区防渗具体见表6.1-1，施工期钻井井场、压裂井场及运营期井场分区防渗图见附图12。

表 6.1-1　　项目污染防渗区划分

项目	类别	项目涉及区域		防渗措施	防渗要求
施工期	重点防渗区	钻井工程	井场柴油罐区、泥浆循环罐区、钢制泥浆槽、泥浆接收罐车、钻井液材料房、钻台	采用地面碾压平整并铺设2mm厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为1.0×10^{-13}cm/s	满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s 防渗技术要求；危险废物储存点同时满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）8.3 贮存点环境管理要求
		试气工程	压裂作业区场地、井口		
	一般防渗区	一般工业固体废物暂存间、动力房、其他材料房、临时防渗旱厕		采用1.5mm厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为1.0×10^{-10}cm/s	满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于一般防渗区等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s 防渗技术要求
	简单防渗区	井场其他区域		采用地面碾压平整	满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求
运营期	重点防渗区	采气管道		管道采用防腐无缝钢管、管道的连接方式采用焊接，管道设计壁厚的腐蚀余量为2mm或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级	满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s 防渗技术要求
	一般防渗区	徐深9集气站新建的电磁加热节流装置、加药罐区、井场放空池		铺设混凝土（水泥结构厚度为200mm，抗渗等级为P8，强度为C30，渗透系数为1.0×10^{-10}cm/s	满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于一般防渗区等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s 防渗技术要求
	简单防渗区	正常工况下井场永久占地内		采用地面夯实碾压平整进行防渗	满足一般地面硬化防渗技术要求

6.1.3.4 地下水环境跟踪监测

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 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）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。

项目区域潜水流向为从东南向西北，根据项目采气井分布、周边地下水井分布情况，在区块下游布设 1 个潜水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测，地下水跟踪监测井结构类型为单管单层监测，井管的内径要求不小于 50 mm，井管材料为钢管、不锈钢管、PVC 材质的井为宜，井的滤水管顶部位置位于多年平均最低水位面以下 1m。具体设置情况见表 6.1-2。地下水跟踪监测布点图附图 11。

表 6.1-2　　地下水环境监测计划表

点位	功能	监测因子	坐标	位置	井深	监测层位	监测频次
区域下游新建潜水井	跟踪监测点	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬	125.25646，46.03276	徐深 6-斜 411 西北侧 50m	20m	潜水	1 次/半年

6.1.3.5 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，跟踪检测井依托本项目新建跟踪监测水井。

（4）采气井退役后，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。

6.1.4 噪声污染控制措施

6.1.4.1 施工期

施工期产生的噪声主要为钻井工程、地面及站场施工过程中施工机械和车辆运行噪声。

（1）合理安排施工进度，减少施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工。

（2）除钻进外，其它施工严格禁止夜间进行。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。距离周边居住区较近的施工场地在靠近环境敏感点一侧设置移动声屏障。

（3）降低设备噪声。选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度，避免设备不正常运行产生的高噪声。

（4）运输车辆选择避开居民点路线，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行。

（5）加强对施工人员的培训及责任教育，做好施工机械和运输车辆的调度和交通疏导工作，运输车辆选择避开居民区的路线，限制车速，禁止鸣笛，降低交通噪声；

（6）机泵等设备布置在室内，且采取基础减震等设施。

通过采取上述措施，能够确保各施工场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）要求，不会对施工场地周边敏感点产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.1.4.2 运营期

本项目气井井场正常运营期无噪声，项目主要噪声为徐深 9 集气站站内新建设备运行噪声，场站内主要新建污水泵 1 台以及井场放空时产生的噪声。

（1）加强发声设备的维护保养，保持最佳运行状态，降低噪声源强度；

（2）选择低噪声设备，机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震装置等；

（3）井场放空应尽量选择在白天，减缓放空速率，降低放空噪声。

通过采取以上措施后，能够确保井场及改扩建场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，不会对周围声环境产生较大影响，运营期噪声治理措施可行。

6.1.4.3 退役期

退役期噪声源主要是拆除井场抽油机等设备产生的噪声。

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。

通过采取上述措施，能够确保退役期施工场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求，且不会对施工场地周边敏感点产生较大影响，退役期噪声治理措施可行。

6.1.5 固体废弃物控制措施

6.1.5.1 施工期

（1）钻井产生的废钻井泥浆、钻井岩屑均排入井场设置的钢制泥浆槽中，与废射孔

液均拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的泥饼铺垫井场或井场路，处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层。

（2）施工期产生的废纯碱、水泥、膨润土包装袋、施工废料及非含油废防渗布属于一般工业固体废物，施工结束后由施工单位统一安排拉运至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋。

（3）每个钻井小队设垃圾箱 1 个，共设 5 个垃圾箱，施工人员产生的生活垃圾施工人员生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。

（4）施工产生的生活垃圾等固体废物在固定地点集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，并及时清运，做到工完、料净、场地清。

（5）定向钻穿越施工产生的废弃泥浆回收至罐车后拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的泥饼统一收集后转运至大庆油田采油八厂指定地点，作为油田铺路、铺垫井场、修井间防火墙及回填等综合利用；处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值“含油量≤8mg/L 、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层。

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。

6.1.5.2 运营期

（1）根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，本工程井口除砂器产生少量井口含油砂粒属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 071-001-08，在井场产生后装入加盖钢制桶中， 由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。

（2）本工程产生的危险废物及时进行收集运输工作，严格执行《危险废物转移管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒、泄漏。运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点。

综上所述，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。

6.1.5.3 退役期

（1）退役期拆除的废旧设备全部回收至采气分公司物资库；

（2）生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理，执行《城市生

活垃圾管理办法》（建设部令〔2007〕157 号发布，住建部令〔2015〕24 号、建法规〔2019〕6 号修正）；

（3）封井建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。

（4）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 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 3.75t。含油废防渗布在作业结束后，由施工单位运至采气分公司危险废物贮存库，委托有资质单位转运处置。

6.1.6 生态保护措施

6.1.6.1 施工期

（1）一般性生态保护措施

①钻井施工应编制施工预案，科学安排作业，最大限度减少钻机搬迁等对植被的碾压和破坏；

②充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时进井通道；

③搬运钻井设备利用现有公路、小路，执行“无捷径”原则，应尽量减少占地面积，认真确定车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，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、乱采植物；

④本项目已优先布置平台井，并采用定向钻井方式，减少了用地。井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被破坏；

⑤为避免施工期对植被的影响，对易产生扬尘的场所必要时加以遮挡，以减轻对植物的影响；

⑥加强井场管理及设备养护，井场铺设防渗布，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理；

⑦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；

⑧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（耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m）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；

⑨施工结束后施工营地进行搬迁，料场做到工完、料净、场地清，施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物，严禁随意倾倒；

⑩埋设管线时，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；

⑪管道施工尽量缩小占地面积，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；

⑫管沟挖、填方作业应尽量作到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土；

⑬管沟回填应按层回填，以利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线上部，堆放后人工进行修整、拍实；

⑭管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被；

⑮对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，毗邻农田的井场四周应设置边沟或围土堤，防止污染土壤；

⑯施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件。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，对永久占用的草地进行土地补偿；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，对临时占用的草地进行地面平整，恢复植被；

（2）针对性保护措施

本项目新增总占地面积为5.6912hm^2，其中永久占地 0.3006hm^2，临时占地5.3906hm^2。

①本项目临时占地面积 5.3906hm^2，临时占地主要包括钻井井场施工临时占地、管线施工临时占地（包括临时道路、临时土方堆场、管沟开挖区域）、顶管作业临时占地，对于临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m 采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区（1200m^2），并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填并平整，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，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对永久占用 0.3006hm^2 耕地（永久基本农田），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施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。

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），表土剥离方案由大庆油田有限公司采气分公司编制后报大庆市自然资源局备案。

④恢复过程应由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

本工程应在施工完毕后进行生态影响减缓及恢复措施，具体见表 6.1-3。典型生态保护措施平面布置示意图见附图 13。

表 6.1-3　　生态影响减缓及恢复措施

序号	项目	占地类型	恢复措施	生态恢复投资	实施时间	实施单位
1	永久占地	耕地	将表层土剥离用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途，占地后按照“占一补一”原则缴纳 0.3006hm^2 耕地补偿费	76.16 万元（根据《大庆市人民政府关于调整大庆市征地区片综合地价执行标准的通告》庆政规[2023]2 号，^{2} 永久征地费用为 35.51 元/m^2）	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	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 5.3906hm^2	86.76 万元（临时征地费用按 5.8 元/m^2，旱田青苗补偿费为 2.1 元/ m^2）		

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。

6.1.6.2 运营期

（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，分离污水全部通过污水外输管道输送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。

6.1.6.3 退役期生态恢复与重建措施

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。

（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。

（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。

综上所述，项目退役期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.1.6.4 永久基本农田保护措施

根据《基本农田保护条例》（国务院令第257号）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。经国务院批准占用永久基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占用的永久基本农田数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合的要求的，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。占用永久基本农田的单位应按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用的永久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。

本工程属国家能源设施建设项目，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。对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，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，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，永久基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。同时采取以下保护措施：

（1）严格控制在耕地内的施工活动，限制施工范围和施工时限，将施工期对农业损失降至最小，例如优化工程施工周期尽量避开农作物的生长期进行施工；

（2）本项目施工前应剥离永久占地内的表土，剥离面积 0.3006hm^2，耕地剥离厚度 0.3m 剥离的表土暂存于施工井场的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。

（3）对永久占用耕地（永久基本农田），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施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于 5.3906hm^2 临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区（井场施工临时占地剥离表土暂存于井场内表土剥离临时堆放区，管线施工临时占地剥离表土暂存于管线一侧的表土剥离临时堆放区），并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地。

（4）占用永久基本农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，进行永久基本农田的占用审批。①建设单位组织临时用地申请材料。采气分公司依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，准备临时用地申请、平面布置图、占地现状图、临时使用土地合同、土地复垦方案等相关材料。

②肇州县自然资源部门初审。肇州县自然资源部门组织对建设单位提交的临时用地申请资料进行初审，开展实地探勘核验，审查同意的出具审查意见。

③大庆市自然资源局审批。大庆市自然资源局组织审查肇州县自然资源部门提交的临时用地申请是否已完成初审、是否符合相关要求，对满足要求的用地申请组织审批，下发临时用地批复文件。具体见 8.3 小节。

6.1.6.5 黑土地保护措施

根据《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》（2021 年 12 月 31 日）及《黑龙江省人民政府办公厅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）》中要求，本项目采取以下措施。

（1）应当按照规定的标准对耕作层的土壤进行剥离。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。

（2）本工程对临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。

（3）本项目需遵守《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。

（4）本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内的表土，占地范围内耕地剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，针对永久占地将剥离的表土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，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。

6.1.6.6 水土流失保护措施

根据《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）、《肇州县水土保持规划》（2020～2030 年），本项目所在的肇州县二井镇属于县级水土流失重点治理区。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）工程防治措施

①井场

严格控制井场地面作业面积，按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，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。井场予以平整、压实，以免发生水土流失。对于建设开挖、回填土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理利用。

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，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。

施工期尽量利用现有公路和已有便道行车，避免造成新的裸露地表；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。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。生产期及时作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证各类设施的泄洪能力。

③管线

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。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。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

采取工程、林草、封育治理和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。本项目水土保持生物措施主要根据油气田地面植被情况，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，保护当地出现退化现象的草原生态系统，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。

（2）管理措施

因地制宜选择施工季节，尽量避开植被生长季节、农作物耕种季节，减少损失，同时避开大风及强降水季节。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。

本项目施工前应剥离永久占地及临时占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，剥离的表土暂存于施工井场的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，永久占地剥

离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途，临时占地剥离的表土在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，并对临时占地进行深松深耕复垦，恢复地表植被。

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，树立保护耕地的警示牌，以提醒施工作业人员，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。

6.1.6.7 防沙治沙保护措施

为减轻植被破坏和农田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）做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

（2）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。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

（3）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”。

（4）施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，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。

（5）施工作业避免在大风天施工。

（6）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。

6.1.6.8 植被恢复措施及补偿措施

建设单位在施工过程中，应严格执行《中华人民共和国土地管理法》（主席令〔2019〕第 32 号〔2019 年修正本〕）、《石油天然气工程项目用地控制指标》（TD/T 1099-2024）的相关规定，切实采取有效的保护措施，对生态环境进行正确的保护，并进行补偿和恢复。

（1）植被占用补偿

按照国家“水土保持法”要求，凡是占用和破坏植被的单位或个人均应向水土保持主管部门缴纳一定的水土保持费用。国家为了加大水土保持工作力度，对水土保持费不断进行了调整，建设单位应按标准向水土保持主管部门缴纳水保费用。

（2）耕地复垦补偿

本项目将临时占用耕地面积 5.3906hm^2，即需要复垦的耕地面积。由于在征地费用中已经体现了后期的复垦费用，施工结束后将由农民自行复垦，故不再计算复垦补偿费用。

根据对当地乡镇政府调查，本区域但仍有 5～10%的机动农田可以调剂，按“占一开一，占补平衡”的原则，油气田开发占用的耕地可从机动耕地中进行补充，保证区域内耕地总数不降低。

（4）植被恢复措施

施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对 5.3906hm^2 临时占地进行表土留存，施工结束后进行回填，临时占用的耕地由农民自行复垦，临时占用的草地由施工单位恢复，确保恢复等质等量面积的耕地及草地。

6.1.6.9 表土剥离方案

1、土壤剥离

（1）剥离范围及厚度

项目占地范围内耕地剥离厚度 0.3m，均为表土层。

（2）工艺选择

剥离工艺依据剥离区的地质地貌、交通运输情况以及未来不同表土利用方向进行选择。根据地形、土壤厚度、土壤均一性和作业方便等条件，将剥离区域划分出不同的施工区。

（3）机械选择

根据耕作层土壤剥离利用工艺、耕作层土壤剥离利用区的地质地貌、交通运输情况、不同耕作层土壤剥离利用利用方向以及每台机组剥离面积及形状确定，选择合适的施工机械，减少对耕作层土壤结构的破坏，提高剥离效率。

（4）施工技术要求

①选择土壤剥离时间。选择天气好且土壤含水量合适时进行剥离。

②清除异物。实施剥离前，清理、移除土层中或地表比较大的树根、石块、垃圾等异物。收集的表土不应含有垃圾杂物、硬黏土块或直径大于 5cm 的砾石。

③剥离。分单元进行土壤剥离，并详细记载不同剥离单元的土壤类型和剥离量。当天工作结束后，推土机尽量运行于已剥离完土壤的空地，自卸汽车不得在耕作层土壤尚

未剥离的区域运行。

④注意事项。当剥离过程中发生较大强度降雨时，应立即停止剥离工作。在降雨停止后，待土壤含水量达到剥离要求时，再实施土壤剥离工作。因受降雨冲刷造成土壤结构严重破坏的表土面应清除。在每次开展土壤剥离之前，应采取措施，确保施工工作面无积水，土壤中含水量达到要求。剥离后的土壤应利用纸簿进行登记，详细载明运输车辆、剥离单元、储存区或回覆区、土壤类型、质地、土壤质量状况、数量等，并建立备查档案。

2、土壤储存

（1）堆存区的要求。耕作层土壤以及腐殖质层土壤按土块分别单存单放。防止放牧、机器和车辆的进入，防止粉尘、盐碱的覆盖；地势较高，没有径流流入或流过堆土场地；防止主导风。在堆放场地的选择上，应当尽量避免水蚀、风蚀和各种人为损毁。

（2）在储存区堆放土方时，应当分层放土，待上一层土摊平后再堆放下一层土。单层土堆放高度不大于 1.0m。在土方堆筑过程中，严格禁止施工机械对已堆放土方的碾压。

（3）土壤含水过量时极易被压紧。为了保持土壤结构、避免土壤板结，应避免雨季剥离、搬运和堆存表土。另外，土壤湿度较大，不利于运输中的装车与排卸。

（4）顶层覆盖。土堆的顶部用苫布等进行遮盖，防止雨水淋溶。

3、土壤利用

根据《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）》（黑政办规〔2021〕18 号）文件要求，剥离的土壤优先用于土地整治、高标准农田建设、工矿废弃地复垦、生态修复等项目，以及新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良等农业生产生活，富余土壤可以用于绿化。本工程临时占地剥离表层土全部回填施工作业带，临时占用的耕地及时进行土地复垦，临时占用的草地及时恢复地表植被。永久占地剥离表层土剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。

4、生态环境监测和环境管理

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本项目无需进行长期跟踪生态监测，要求施工期重点监测施工活动干扰下的植物群落变化、生境质量变化等，在项目施工结束后重点监测植被恢复情况。

6.1.5.10 土壤“三化”的防治措施

1、选用低盐、低碱、低酸的环保型钻井液、压裂液，减少盐分、酸碱物质使用；优先采用无土相、可降解钻井液，降低污染负荷。

2、钻井、压裂、采气环节实现流体全密闭输送、存储，返排液、废水全量收集，严

禁跑冒滴漏与随意排放。

3、井场、站场等采取分区防渗；布设土壤、地下水监测井，定期监测 pH、含盐量、离子组成，及时预警异常。

4、临时占地施工后及时清理污染物，实施土壤改良与复垦，优先种植本土草本、灌木，提升土壤覆盖度，防止“三化”加剧。

通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态的破坏得到有效控制，不会对区域生态产生较大影响，生态保护措施可行。

6.1.7 环境风险防范措施

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低程度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心及采取技术手段和管理手段等方法来避免；对于自然因素引起的事故主要靠采取各种措施来预防。本工程施工期主要为土建施工，不涉及环境风险事故。

6.1.7.1 施工期环境风险防范措施

（1）井喷事故风险防范措施

①钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生。

②钻井过程中钻井队进行地层孔隙压力监测，绘制四条曲线，包括预测地层孔隙压力曲线、监测地层孔隙压力曲线、设计钻井泥浆密度曲线、实际钻井泥浆密度曲线，并贴于井场值班室墙上。

③在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时，钻井队须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》中要求执行。

⑤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，按照下部钻井设计的最高钻井泥浆密度值，对裸眼地层进行承压能力检验。

⑥钻井泥浆性能符合钻井设计要求，特别是钻井泥浆密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井泥浆，使其性能稳定。

⑦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。

⑧认真做好井控记录。

（2）套管连接不及时风险防范措施

1）检查套管质量

①套管下井的质量检查。

一是检查套管钢级、壁厚等是否符合下井的设计规范与要求（设计中应对各种应力、强度校核作严格计算）。二是加强对下井前套管的探伤检查，要用多种检测方法检查套管壁厚薄程度、弯曲程度、圆度、丝扣密封情况和破裂等质量问题，严禁不合格套管下井。

②确定厚壁套管下入井段，根据地应力集中点、膨胀泥岩深度。断层深度和油层部位等确定厚壁套管下入井段。

2）地质影响因素预测

根据钻井、钻井地质（岩心，岩屑、层位变化等）、测井资料和地层对比等预测影响损坏套管的地质因素。

①预测断层性质（正、逆断层）、分布、深度、产状（走向、倾向和倾角），为气田开发方案布井提供资料和依据。

②预测膨胀泥岩厚度、分布层位、深度和范围。

③预测浅层水深度、层位。分布范围和水化学特征等，为套管内外壁防腐提供资料。

④预测气层疏松程度、出砂程度等。

⑤预测透镜砂体厚度、分布范围和层位，为采油提供资料。

3）工程技术预防措施

①对开发方式与工艺的要求。

A.为防止地应力集中，尤其在断层附近，应采取恰当的布井方式，以适应地下应力分布情况。

B.在套管易损坏地区的井，应考虑下技术套管，技术套管下至断裂层下部固井后再下气层套管，从而更有效地防止气层套管的损坏。

C.在可能的情况下，应分层开采，以利于克服层间应力异常和减少井下作业次数，防止套管损坏。

②下套管和固井质量的要求。

A.为防止浅层水腐蚀套管及浅层高塑性泥岩层蠕变，在浅层套管内外壁进行防腐，同时可下表层套管或技术套管封隔浅层。为减少管内承压，在高塑性泥岩层需下厚壁套管，并在环形空间内注人水泥封固。

B.为保证套管接箍丝扣和密封脂质量及上扣的扭矩值，对井下的套管要定期紧扣。

C.为减少套管损坏，固井时水泥浆应返至地面，进行全程固井。

（3）柴油罐泄漏事故风险防范措施

钻井施工期井场柴油罐区为重点防渗区，在柴油罐区铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，使其防渗性能等效黏土防渗层 Mb≥6m、K≤1.0×10^{-13}cm/s，且柴油罐区设置防渗玻璃钢围堰，围堰有效容积不小于储罐柴油的储量之和。

（4）试气事故风险防范措施

①选用专业的试气队伍和施工人员，试气队伍和施工人员经过培训并取得了试气相关资质或资格；

②安全合理地布置试气井场，排除试气作业现场各种安全隐患；

③试气设备及仪器仪表的工作压力、工作温度等级应符合气井的实际条件；配备符合要求的防火、防硫化氢、防二氧化硫及应急救护设施；

④制定试气作业应急预案，并进行演练。

（5）井漏风险防范措施

根据本项目钻井方案，钻井施工中应加强管理和生产组织协调，维护好设备，认真做好井漏等的预防工作，主要措施有：

①发生井漏及显示等异常情况，立即报告。

②钻井中发生井漏，液面不在井口时，将钻具提至关井位置，采取定时、定量反灌钻井泥浆措施，及时处理井漏，防止发生溢流。

③为防止井漏、井塌发生，可适当提高钻井泥浆粘度，并控制钻速和排量。防止冲垮和憋漏地层。接单根时，应晚停泵、早开泵。

④进入目的层后，若发生井漏在保证控安全和眼稳定情况下应首先考虑降低钻井泥浆密度，然后选择不伤害主要储层的堵漏措施且应用可酸化或解堵的材料，严禁使用惰性材料堵漏。

⑤施工区块集中储备随钻堵漏剂，以备井漏发生时应急使用。

（6）防火、防爆、防泄漏措施

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；

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在钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有毒有害、可燃气体；

⑦为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸，所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。场站可燃气体设备的安全阀出泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施。

⑧ 放空与周边建构筑物防火间距符合规范要求。

⑨设备做好防腐。 严格执行各项安全生产制度，严禁静电和携带火种确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理；

（7）运输过程风险防范措施

①项目物料的运输委托有资质、记录良好的运输单位作为物料运输的承运单位。对承运单位的车辆、人员、防护措施等进行全方位的考察，以确保承运单位具备安全运输物料的能力。

②确定合理的运输路线，运输过程中应远离村庄、学校、医院等敏感保护目标，运输时应尽量避开运输高峰期。

③加强对驾驶员的安全意识和职业道德教育，提高有毒有害物质运输车辆司机的责任感，防止突发事故的发生。

6.1.7.2 运营期环境风险防范措施

（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。

（2）天然气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每半年检查管道安全保护系统（如截断阀、安全阀、放空系统等)，使管道在超压时能够得到安全处理，使危害影响范围减小到最低程度。

⑨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。

⑩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。

（2）场站事故风险防范措施

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 6503-2022)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对集气站内污水储罐每日进行巡检，确保储罐完好无损且稳定运行。同时站内建设有监控系统，对场站进行实时监控，储罐发生泄漏，站内值班人员可以及时发现并进行处理。

⑨站场发生事故，立即启动事故应急预案；

⑩应立即疏散站场附近的人员；

⑪甲醇储罐周边设置 0.5m 高水泥防火堤，有效容积大于储罐容积，产生的废水由罐车抽排外委处置；

⑫事故发生后，根据应急预案，制定应急监测计划，主要针对颗粒物、VOCs、泄漏的特征污染物的排放，在厂界四周布点，采样方法和频次：采用动力采样或气体检测管直接测定。空气动力采样频次为每 2 小时一次，流量 0.5L/min，采样时间为 40min。气体检测管直接测定频次为每半小时一次。

（4）危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

①从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照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。并建立健全规章制度及操作流程，确保改过程安全可靠；

②危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行，单位应编制应急预案；

③运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常；

④担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化；

⑤运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压

力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准（2018 年版）》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

针对上述风险情况，本工程建设单位已经针对可能发生的风险事故提出相应风险防范措施，企业结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急预案，本工程为扩建工程，如发生风险事故，可按已建立的事故风险应急预案执行。

6.1.7.3 事故应急救援预案

大庆油田公司突发事件应急管理归口部门为公司生产运行部门，为及时应对突发事件，快速调动应急资源，以消防支队为依托，组建了国家级专业应急救援队伍 1 支，以及作业井喷应急救援队伍、原油泄漏应急救援队伍、天然气泄漏应急救援队伍、电力系统故障应急救援队伍、水上溢油应急救援队伍、医疗卫生救援队伍 7 个油田公司级应急救援队伍，在各二级单位建设综合应急救援队伍，基本形成了覆盖油田生产各专业的应急救援队伍体系。

根据突发环境事件级别确定上报部门及应急队伍响应级别。从发现环境事件后要上报突发环境事件初报，初判发生III级突发环境事件时，由三级单位负责应对工作，具体为现场人员、三级单位应急救援队伍或区域消防队进行应对；初判发II级突发环境事件时，由二级单位负责应对工作，具体为二级单位综合应急救援队伍和区域消防队进行应对，必要时向油田公司求援，调集油田公司级应急救援队伍；初判发生 I 级突发环境事件时，30 分钟内向突发环境事件应急办公室初报，启动油田公司突发事件应急响应程序，启动油田公司级专业工作组、综合工作组、专业应急救援队伍。

建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，大庆油田有限责任公司采气分公司编制了《大庆油田有限责任公司采气分公司环境突发事件应急预案》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。于 2024 年 10 月 23 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 230604-2024-47-L）。

总体上看，采气分公司应急预案涵盖了环境突发事件、井喷、油气泄漏、天然气输送系统突发事件等事故情况，依托合理，现有应急预案依托可行。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）》〔2015〕4 号），环境应急预案每 3 年至少修订一次，因此建设单位应及时对环境应急预案进行修订，且建议建设单位加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。

通过分析，工程在发生事故状态下可依托已经制定了相关应急预案及相关应急资源。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，定期进行地企联动应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

1、确定危害和风险

本项目潜在的环境风险事故是泄漏、火灾和爆炸。

通过正确地判别和评价本项目潜在的环境风险事故，制定相应的应急措施，可将风险和影响降到合理实际并尽可能低的水平，最大程度地保护人、环境和财产不受或少受影响。

2、应急预案基本内容

针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应急预案，以处理突发事故，降低风险，并与当地政府应急预案衔接，报当地政府备案。本工程位于已建区块内，可以纳入采气分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）依托大庆油田公司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）和大气环境的影响，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）所影响的地表水环境和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、应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司采气分公司 编制了《环境突发事件专项应急预案》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。

应急预案制定完毕后，大庆油田有限责任公司采气分公司 各作业区平均每月开展一次应急预案的宣传教育及应急演练，保证每一个工作人员都熟悉预案的内容，熟练应急措施，检查预案的有效性和符合性，对存在的不足及时修正。

4、应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司采气分公司已在大庆油田有限责任公司备案登记，由大庆油田有限责任公司向市政府有关部门及集团公司申请备案。大庆油田有限责任公司采气分公司 已备案登记《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所泄漏、火灾、爆炸突发事件专项应急预案》、《输油气管道突发事件专项应急预案》、《注水系统突发事件专项应急预案》等专项应急预案，发生事故时，多个应急预案联动响应。同时，企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、生态环境部门及公安部门启动相应紧急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见下表。

表 6.1-4　　地企联动各部门联系方式

序号	单位	电话
1	大庆油田公司总值班室	0459-5963011
2	大庆油田公司应急管理科	0459-5936700
3	大庆市政府总值班室	0459-4609222
4	大庆市让胡路区政府值班室	0459-5596291
5	大庆市红岗区政府值班室	0459-4192147
6	大庆市龙凤区政府值班室	0459-6243393
7	大庆市大同区政府值班室	0459-4411305
8	大庆市肇州县政府值班室	0459-8522310
9	大庆市地震局	0459-6398035

10	大庆市气象局	0459-8151615
11	大庆市生态环境局	0459-4623818
12	绥化市安达生态环境局	0455-7349716
13	绥化市肇东生态环境局	0455-7966009/0455-7966020
14	消防十三中队	0459-4515064
15	消防二十一中队	0459-4515693
16	消防十七中队	0459-4512699
17	康泰医院	0459-4513274
18	大庆油田总医院	0459-5805068
19	龙南医院	0459-5910111
20	高平派出所	0459-4511574
21	大庆市应急管理局	0459-6363781
22	安达市应急管理局	0455-8139331
23	肇东市应急管理局	0455-7900022

由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.1.8 土壤保护措施

6.1.8.1 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《大庆油田开发建设用地标准》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）对于临时占地，在对土壤进行开挖施工时要采取措施降低土壤风蚀，减少水土流失：对土壤要分层开挖、分别堆放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式（不起土坝）进行，以便其尽快恢复植被生长；

（5）加强管理，杜绝钻井泥浆跑冒滴漏，施工井场采取分区防渗措施，杜绝污染物泄漏对土壤造成影响；

（6）加强管理，提高职工的环境保护意识，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。

6.1.8.2 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、应急响应全阶段进行控制。

（1）源头控制措施

主要包括在井场、采气管道的工艺、设备等构筑物定期进行检测，提高管线的抗腐蚀能力，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，同时，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

（2）过程控制措施

对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用玻璃钢外防腐钢制管道，以延长埋地管道使用寿命；井场永久占地采用地面夯实碾压平整处理。同时企业在管理方面严加管理，并采取相应的防渗措施可有效防止管线和站场贮存设施发生含烃污水泄漏事故造成对区域土壤环境的污染。

（3）末端控制措施

主要包括井场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。

（4）应急响应措施

包括一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤、地下水污染，并使污染得到治理。

（5）污染监控体系

为了及时了解项目场区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 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《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，本项目拟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。

根据土壤环境影响分析结果，定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开。根据项目分布情况、现状监测布点情况和土壤类型分布情况，布置土壤监测点位 2 个。跟踪监测计划见表 6.1-5，土壤跟踪监测布点图见附图 11。

表 6.1-5　　土壤环境跟踪监测计划表

点位	位置	坐标	监测因子	监测频次	执行标准

1	徐深 6-斜 411 井场	125.25693，46.03261	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	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值
2	徐深6-斜411 西侧200m 耕地	125.25332，46.03233			《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中的筛选值

上述监测结果应按照相关规定及时建立数据档案，并定期向社会公开监测信息。如发现异常或发生事故，需加密监测频次，确定影响源位置，分析影响结果，并及时采取应急措施。

6.1.8.3 退役期土壤环境保护措施

井场退役期应按照《污染地块土壤环境管理办法（试行)》的有关规定，开展土壤环境调查及风险评估，并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。通过采取以上污染控制措施，可保证闭井后项目用地土壤满足相关标准要求，处置措施可行。

6.2“三同时”项目一览表

为进一步落实本项目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 6.2-1、表 6.2-2。

表 6.2-1 “三同时”项目一览表

污染防治内容		环保措施	验收标准
废 气	施工期扬尘、焊接烟尘	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	施工场界执行《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
	燃烧烟气（SO_2、NOx 、颗粒物、烟气黑度）	加热炉采用清洁能源天然气为燃料 ，采 用低氮燃烧器（国内一般），燃烧烟气通过不低于 8m 高排气筒排放	依托场站加热炉燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值

	VOCs（以非甲烷总烃计）	管线采取密闭性良好的阀门等，确保密闭集输	厂界外：井场和依托站场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）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值； 厂区内依托站场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)限值
废水	施工人员生活污水	施工期钻井生活污水排放到防渗旱厕，地面工程生活污水排入本项目附近集气站已建生活污水收集设施，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。	/
	试压废水、试气产液	经罐车拉运至升一联气田污水预处理站，达标后回注地下油层，不外排	处理后的水质执行《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、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下油层，不外排。
	气田采出水	暂存在徐深 9 集气站污水储罐内，经管线输送至升一联气田污水预处理站处理达标后回注地下	处理后的水质执行《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、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下。
噪声	施工设备	选用低噪声设备、合理布局等	执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）
	井场、依托站场噪声	低噪声设备、机泵等设备安装减震基础等	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值，昼间≤60dB（A）、夜间≤50dB（A）
固体废物	施工人员生活垃圾	生活垃圾集中收集，统一收集后运至肇州县和平垃圾处理有限公司垃圾处理厂进行处理	妥善处理，不外排

	废定向钻泥浆	通过密闭罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的泥饼统一收集后转运至大庆油田采油八厂指定地点，作为油田铺路、铺垫井场、修井间防火墙及回填等综合利用。	妥善处理，综合利用，不外排
	建筑垃圾	集中收集，拉运至建筑垃圾调配场处理	妥善处理，不外排
	施工废料	集中收集统一安排拉运至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋	妥善处理，不外排
	井口含油砂粒	统一收集暂存于采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
地下水保护		①钻井工程：井场柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆接收罐车、钻井液材料房、井口； ②试气工程：压裂试气作业期间压裂作业区场地； ③采气管道	重点防渗区。满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区防渗技术要求（等效黏土防渗层 Mb≥6m，$K\leq1\times10^{-7}cm/s$）；
		①施工期：一般工业固体废物暂存间、动力房、其他材料房、防渗旱厕 ； ②运营期：徐深 9 集气站新建的电磁加热节流装置、加药罐区、井场放空池；	一般防渗区。满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区防渗技术要求（等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，$K\leq1\times10^{-7}cm/s$）
		井场其他区域	简单防渗区，采取地面夯实、碾压平整等措施，执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610- 2016）中要求：进行一般地面硬化
		区域下游新建 1 口跟踪监测井： 位于徐深 6-斜 411 西北侧 50m（坐标 125.25646，46.03276，井深 20m）。	布设 1 口地下水跟踪监测井，定期监测，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准

土壤保护		徐深 6-斜 411 井场永久占地内、徐深 6-斜 411 井场永久占地外西侧 200m 处耕地处土壤分别布设土壤跟踪监测点	布设 2 个土壤跟踪监测点，定期对土壤环境进行监测，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 5.3906hm^2，进行经济补偿。施工结束后恢复地表形态，并留存影像资料	施工结束后恢复临时占地 5.3906hm^2
	永久占地	永久 占 地 0.3006hm^2 ，永久占地中基本农田按照“占一补一”进行补偿，基本农田应取得土地管理部门的占地许可手续	补偿永久占地 0.3006hm^2
	水土流失防治措施	做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，对占用基本农田的表土进行剥离，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	施工过程中采取相应的水土流失防治措施，并留存影响资料
	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	施工过程中采取相应的防沙治沙措施，并留存影响资料

表 6.2-2 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管理制度
	污水回收装置等环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿等措施的落实情况
	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
	运营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、运营期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
污染物达标排放监测	无组织排放烃类气体监测
	燃烧烟气排放监测

	厂界噪声声达标排放监测
	含油污水达标监测
	事故时对大气，地下水、地表水、土壤等进行事故监测
环境保护敏感点环境质量监测	油气田开发区域内的环境空气、地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运营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
	耕地复垦、草地恢复情况，永久占地补偿情况
	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

7 环境影响经济损益分析

本项目的开发建设，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。本评价将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

本项目的开发建设，由于井场、道路建设、管道铺设等，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

本工程永久占用耕地面积为 0.3006hm^2，占用的农作物主要为玉米，玉米产量按 7t/hm^2 计算，永久占地按 15 年损失计算，共损失玉米 227.115t，玉米价格按 1500 元/t 计算，其经济价值约为 34.07 万元。临时占地上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降 20%-40%，本工程临时占用耕地 5.3906hm^2，玉米产量按 7t/hm^2 计算，临时占地按第 1 年产量完全损失，第 2、3 年损失 30%计算，三年间总共损失玉米分别为 2123.004t。玉米价格按 1500 元/t 计算，其经济价值为 18.45 万元。耕地植被损失费约 52.52 万元。

（2）资源损失费

该项目资源损失主要为气田开发过程中天然气逸散损失。该项目采出气采用管网密闭集输，气田天然气逸散量约占产气量的 0.5‰ ，投产 10 年间该项目将有 323.05t 烃类排入大气，每吨按 1529.7 元计，相当于损失 49.42 万元。

植被损失和资源损失两项合计为 101.94 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本项目总投资 19270 万元，其中环保投资 204.23 万元，环保投资占总投资的 1.06%，本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1　　环保投资统计

环保工程名称		措施内容	工程量	环保投资（万元）
施工期	废气	施工场地洒水抑尘，临时土方等加盖苫布等遮盖物，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布	0.1 万元/口井，共 1 口采气井	0.5
	废水	试压废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理	0.005 万元/m^3，共计 10.7m^3	0.05

		施工期钻井生活污水排放到防渗旱厕，地面工程生活污水排入本项目附近集气站已建生活污水收集设施，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。	0.2 万元/座，新增设置临时旱厕 1 座	1.0
		压裂返排液由罐车拉运至采油九厂塔三压裂返排液处理站处理	0.005 万元/m^3，共计 3750m^3	18.75
		钻井废水拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理	0.005 万元/m^3，共计 99.8m^3	1.91
	噪声	机泵等设备布置在室内，采取基础减震、隔声等设施	0.1 万元/新钻井场，共新钻 1 座井场	0.5
		距离敏感目标较近的施工场地设置声屏障	设 1 套声屏障，0.5 万元/套	0.5
	固体废物	废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、定向钻废弃泥浆拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理	0.005 万元/m^3，共计 1591.91m^3	9.76
		膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料、非含油废防渗布拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理	0.1 万元/吨，共计 0.74t	0.07
		生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理	0.02 万元/吨，共计 11.35t	0.23
	生态	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 0.3006hm^2	根据《大庆市人民政府关于调整大庆市征地区片综合地价执行标准的通告》庆政规[2023]2 号，永久征地费用为 35.21 元/m^2	76.16
		对临时占用的土地进行植被恢复，恢复临时占地 5.3906hm^2	临时征地费用按 5.8 元/m^2，旱田青苗补偿费为 2.1 元/ m^2；	86.76
		水土流失防护、防沙治沙、黑土地保护	0.2 万元/ hm^2，本项目新增总占地面积为 5.6912hm^2	2.63
运营期	噪声	低噪声设备、基础减振、隔声	0.2 万元/台设备，合计 5 台套	1.0
	固体废物	井口含油砂粒装入加盖钢制桶中，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置，定期委托有资质单位处理	0.1 万元/吨，共计 0.05t/a	0.01
退役期	废气	施工扬尘采取车辆密闭运输、洒水抑尘	0.1 万元/口井，共 1 口气井	0.5
	固体废物	封井建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理	0.01 万元/吨，共计 1.0t	0.01
		生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理	0.02 万元/吨，共计 0.25t	0.01
		含油废防渗布在作业结束后，委托	0.1 万元/吨，共计 3.75t/a	0.375

		有资质单位转运处置		
风险防范		配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	配备 1 套	2
地下水及土壤防范措施		采取分区防渗措施	0.2 万元/口井，共 1 口基建井	1.0
		井布设 1 口跟踪监测井，定期跟踪监测地下水	0.1 万元/点位，共 1 个监测点位	0.1
		设 2 个土壤跟踪监测点，定期跟踪监测土壤	0.2 万元/点位，共 2 个监测点位	0.4
合计				204.23

7.2.2 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。

7.3 环境经济损益分析结论

总体而言，本项目的建设，为确保大庆油气田的可持续发展、建设百年油气田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、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，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。

8 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目应依据《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、运营期和退役期等 3 个阶段建立和实施 HSE 管理体系。建设期、运营期和退役期的 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（高产、节水、节能）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；

（3）退役期 HSE 管理主要考虑气区退役的安全与环境影响。

本项目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营期的风险事故。为最大限度地减轻油气田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少温室气体的排放，减少事故的发生，以确保油气田安全运行，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

本工程环境管理工作由大庆油田有限责任公司采气分公司负责。由采气分公司施工业务主管部门对油气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，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置 1 名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在大庆油田已有 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。

8.1.2 管理内容

在项目建设期引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由大庆油田有限责任公司采气分公司安全环保部对油气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，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。

施工期除设置 1 名专职环保员外，还应根据施工现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油气田已有 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，对施工期环境进行严格管理。

8.1.3 规章制度

油田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，环保法规及油田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级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	包括油气田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：在油气田投入正常生产过程后，三废的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油气田建设期井场、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；在油气田进入正常生产运营期后，生态保护制度主要包括油气田生产过程中所进行的采气井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事故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	明确油气田开发建设过程中的诸如采气井作业、集油管道所可能存在的突发事故的预防管理措施。

8.1.4 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

本项目由采气分公司安全环保部对油气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，除设置油气田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油气田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HS 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；负责制定本油气田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。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，环境管理工作由采气分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）协助有关生态环境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。

8.2.5 本工程污染源排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

8.2-1　　施工期污染物排放清单

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
废气	扬尘	颗粒物	6.9t	对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理。	执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求
	焊接烟尘	颗粒物	0.004t	由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好	
	柴油机燃烧烟气	颗粒物、SO_2、NO_x、HC 、CO	459.36 万 m^3	使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况	柴油燃烧烟气执行《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 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中II类限值要求
废水	钻井废水	COD、SS	99.8m^3	排入井场钢制泥浆槽中，定期拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理达标后回注油层	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求
	压裂返排液	COD、SS	3750m^3	由罐车拉运至采油九厂塔三压裂返排液处理站处理达标后回注油层	
	生活污水	COD、NH_3-N	504m^3	施工期钻井生活污水排入施工区域设置的临时防渗	不直接排放

				旱厕，地面生活污水排入附近场站已建生活污水收集设施，定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理	
	管线试压废水	SS	10.7m^3	由罐车拉运至处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理后处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	不外排
	试气产液	石油类	17m^3		不外排
固废	废钻井液	/	1289m^3	排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路	100%处置
	钻井岩屑	/	459.36m^3		
	废射孔液	/	180m^3		
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	/	0.10t	集中收集暂存在井场设置的钢制垃圾桶内，由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理	100%处置
	非含油废防渗布	/	0.5t		
	施工废料	/	0.14t		
	生活垃圾	/	11.35t	统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理	100%处置
噪声	机械噪声	噪声	60-95dB(A)	选用低噪声设备，并采取基础减震、隔声等措施	执行《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2025）要求

本工程运营期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2　　本工程运营期污染物排放清单

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
废气	烃类气	非甲烷总	35.89t/a	排入大气	井场及场站厂界执行《陆上石油天

	体	烃			然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
	甲醇	甲醇	0.34t/a	排入大气	执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求
废水	气田采出水	石油类	6022.5m^3/a	暂存在站内现有污水罐暂存，然后定期由罐车拉运至升一联气田污水处理站集中处理	处理后的废水满足《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)中标准限值“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求后回注现役油层
噪声	机泵噪声	噪声	50～105dB(A)	定期维护保养	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准
固废	井口含油砂粒	石油类	0.05t/a	由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关规定，实行危险废物转移制度

8.2.6 总量控制

本工程新增废气污染物为依托场站加热炉排放的 SO_2、NO_X、颗粒物及新增产能排放的 VOCs。本项目依托的场站未新增加热炉，产生的污染物量在原有申请总量内，整体区域总量不增加，因此本项目外排污染物涉及的总量控制因子为 VOCs，总量由所在区域削减平衡，本项目污染物排放总量情况见表 8.2-3。

表 8.2-3　　本项目污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量（t/a）
1	VOCs	35.89

8.2.7 施工期环境管理

8.2.7.1 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，建立相应的环境管理机构，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生态环境部门，批准后方可以开工。

8.2.7.2 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：保护生态环境的规定；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。

8.2.7.3 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。施工单位可委托取得相关资质的地方环境监测站对施工场界的噪声、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。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地生态环境部门要求等情况而定。施工期监测计划见下表 8.2-4。

表 8.2-4　　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	噪声	连续等效 A 声级	场界外 1m	1 次/施工期
2	废气	颗粒物	场界外 10m 范围内	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；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地下水、地表水为事故地点周围区域	事故发生 24 小时内

8.2.8 运营期环境管理与监测计划

8.2.8.1 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。

8.2.8.2 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。

运营期根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）、《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）及生态环境部门要求，结合油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，同时考虑已批复现有工程等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表 8.2-5　　项目运营期污染源监测计划表

序号	监测内容	监测因子	监测点位	监测频次
1	废气	非甲烷总烃	徐深 9-平 9 井场上风向 1 个、下风向 3 个	1 次/季
2	噪声	连续等效 A 声级	徐深 9-平 9 井场占地外 1m、徐深 9 集气站厂界四周	1 次/季，昼、夜间监测
3	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地表水及地下水为事故地点周围区域。	事故发生 24 小时内

表 8.2-6　　项目运营期环境质量监测计划表

序号	监测内容	监测因子	监测点位	坐标	与本项目的位置关系	监测频次
1	地下水	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬	区域下游新建潜水井	125.25646，46.03276	徐深 6-斜 411 西北侧 50m	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、	徐深 6-斜 411 井场	125.25693，46.03261	拟建井场	1 次/5 年
			徐深 6-斜 411 井场西侧 200m 耕地	125.25332，46.03233	徐深 9-平 9 井场东侧 200m	

		砷、六价铬				

表 8.2-7　　生态调查方案

序号	调查内容	调查方法	点位	监测频次
1	植被恢复情况	样方调查	临时占地内	1 次/年，直至恢复至与周边地表植被相协调

8.2.9 退役期环境管理与监测计划

对退役期封井的采气井井场进行场地土壤环境调查与评价，确定未造成场地污染后，应跟踪其生态恢复情况。

8.2.9.1 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。

8.2.9.2 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、井口周边土壤环境开展跟踪监测，具体见表 8.2-8。考虑油气田为滚动开发，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 8.2-8　　项目退役期监测计划表

序号	监测内容	监测因子	监测点位	坐标	与本项目的位置关系	监测频次
1	地下水	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬	区域下游新建潜水井	125.25646，46.03276	徐深 6-斜 411 西北侧 50m	1 次/半年
2	土壤	pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃	徐深 6-斜 411 井场	125.25693，46.03261	拟建井场	1 次/5 年
			徐深 6-斜 411 井场西	125.25332，46.03233	徐深6-斜411 井场	

		（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬	侧 200m 耕地		东侧 200m	

8.2.10 排污许可管理

依据《排污许可管理条例》中相关要求，环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企业单位在生产营运期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，不得无证或不按证排污，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。

大庆油田有限责任公司采气分公司已办理固定污染源排污许可证登记，登记编号：91230607716675409L007W。

根据生态环境部部令第 11 号《固定污染源排污许可证分类管理名录（2019 年版）》的有关规定，本项目均属于“三、石油和天然气开采业 07 中的 4 天然气开采 072”，相关要求为“涉及通用工序重点管理的实施重点管理，涉及通用工序简化管理的实施简化管理，其他实施登记管理”。 本项目不涉及新建锅炉、工业炉窑、表面处理、水处理等，且第十采油厂未纳入重点排污单位名录，因此本项目实施登记管理，需在更新排污许可证时，在申请表中填写补充登记表。

8.3 占地审批流程

本项目总占地面积为 5.6912hm^2，其中永久占地 0.3006hm^2，临时占地 5.3906hm^2，占地类型为耕地（永久基本农田）。

①大庆油田有限责任公司采气分公司监督管理中心土地管理室依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、地类，准备临时用地申请、平面布置图、勘测定界图、临时使用土地合同、土地复垦方案、表土剥离方案等相关材料，提交给肇州县自然资源部门。

②肇州县自然资源部门初审。肇州县自然资源部门组织对大庆油田有限责任公司采气分公司 监督管理中心土地管理室提交的临时用地申请资料进行初审，开展实地探勘核验，审查同意的出具审查意见。

③大庆市自然资源局审批。大庆市自然资源局组织审查肇州县自然资源部门提交的大庆油田有限责任公司采气分公司 监督管理中心土地管理室关于本项目临时用地申请是否已完成初审、是否符合相关要求，对满足要求的用地申请组织审批，下发临时用地批复文件。

④大庆油田有限责任公司采气分公司监督管理中心土地管理室根据批复文件，办理

征地手续，组织进场施工。

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

大庆油田有限责任公司采气分公司拟建徐深气田徐深 9 区块营城组气藏产能建设工程（二期）项目，为改扩建项目，位于肇州县二井镇境内，地理坐标为东经 125°15′49″~125°16′35″，北纬 46°01′57″~46°03′21″。

本项目拟在已开发的徐深气田徐深 9 区块新建 1 口气井，单井设计井深为 3939m，总进尺为 4994m，1 口新钻井均安排基建，配套地面工程建设，其中新建单井采气管道 4.55km，对徐深 1-101 集气站进行扩建，配套建设道路工程、供配电工程、自动控制、通信工程等，建成产能 12.0×104m^3/d。

本项目新增总占地面积为 5.6912hm^2，其中永久占地面积为 0.3006hm^2，临时占地面积为 5.3906hm^2，占地类型为耕地（永久基本农田。本项目总投资 19270 万元，其中环保投资 204.23 万元，环保投资占比为 1.06%。

9.2 环境质量现状评价结论

9.2.1 大气环境质量现状评价结论

根据《2023 年大庆市生态环境状况公报》统计数据可知，项目所在区域除 $PM_{2.5}$ 均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二级标准要求。根据补充监测可知，区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 标准要求，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中的二级标准，评价区域内大气环境质量较好。

9.2.2 地表水环境质量现状评价结论

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号），新民排水干渠未划分水体功能，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的标准限值要求，本项目仅对新民排水干渠现状进行监测，监测结果显示本项目特征因子石油类未检出。

9.2.3 地下水环境质量现状评价结论

评价区域地下水水质除潜水中锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的Ⅲ类标准要求。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的可溶性 Mn^{2+}溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质

化学环境。评价区域地下水化学类型主要为4-A 型HCO_3- Na+Ca 淡水及HCO_3+Cl -Na+Ca，25-A 型淡水。

评价区域内包气带中汞、砷均未检出，且污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大，评价区域内包气带未被污染。

9.2.4 声环境质量现状评价结论

项目区域声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，项目周边村屯声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。

9.2.5 土壤现状评价结论

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及现有井场、场站土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，评价范围内居住区土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值标准，评价范围内农用地土壤满足《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。

9.2.6 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草地及耕地为主，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，区域生态环境总体质量较好。

9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.3.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理，施工期界外扬尘满足《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。施工期柴油发电机使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，柴油发电机烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中Ⅱ类限值要求。

运营期天然气采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建采气管道、阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发。场站内非甲烷总烃可以满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值，井场及场站厂界

外非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求。

依托场站内加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。

9.3.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面工程生活污水排入周边集气站已建生活污水收集设施，均定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。

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，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，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。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。

气田采出水暂存于徐深 9 集气站污水储罐，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一外输至升一联气田污水预处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）、及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

本工程产生的种类废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

9.3.3 地下水境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小，但在事故状态下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 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

在采取选用低噪声设备，采用减振、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，施工期场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求，运营期井场及场站噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，对周围环境及环保目标影响很小。

9.3.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本项目施工期废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。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。

施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布集中收集暂存在井场设置的钢制垃圾桶内，由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。

施工人员产生的生活垃圾施工人员生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。

定向钻穿越施工产生的废弃泥浆回收至罐车后拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的泥饼统一收集后转运至大庆油田采油八厂指定地点，作为油田铺路、铺垫井场、修井间防火墙及回填等综合利用；处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值“含油量≤8mg/L 、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层。

运营期产生的井口含油砂粒属于危险废物，在井场产生后装入加盖钢制桶中， 由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。

本工程对施工期和运营期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，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 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

该项目的井场及场站、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使气田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设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，永久占地按照“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。

9.3.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本项目井场、站场、管线、道路等施工过程对土壤的扰动，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较小。

9.3.8 环境风险分析可行性结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄漏、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。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，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，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。

9.4 公众意见采纳情况

本项目首次环境影响评价信息公开之日为 2025 年 11 月 11 日（黑龙江环保技术服务网），网址：http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=855。

征求意见稿公示日期为 2026 年 1 月 5 日~1 月 16 日（黑龙江环保技术服务网徐深气田徐深 9 区块营城组气藏产能建设工程（二期）项目环境影响报告书征求意见稿公示-黑龙江环保技术服务网）；网址：http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=856

报纸第一次公告日期为 2026 年 1 月 14 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2026 年 1 月 15 日（大庆油田报）；

现场张贴公示日期为 2026 年 1 月 5 日~1 月 16 日，公示地点为评价范围内村屯。

报批前公示日期为 2025 年**月**日（黑龙江环保技术服务网）。

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

网络公示起到了应有的告知作用。在现场公示期间，对居民进行了必要的讲解和说明，让附近居民充分了解本项目的各项情况。选择了黑龙江环保技术服务网和《大庆油田报》进行公示，起到了网络和报纸传播较广，受众广泛的作用。在网上两次公示过程中、公示期间及问卷调查过程中没有接到任何人反映意见或建议的电话和邮件、传真等。

建设单位的公参调查结果表明，徐深气田徐深 9 区块营城组气藏产能建设工程（二期）项目的建设周围民众是支持的。建设单位认真执行环保“三同时”制度，加强环境管理，使环境的负效应降至最低。并对周围环境的影响减至最小程度，达到公众对项目建设的环境要求愿望。

9.5 环境经济损益分析结论

本项目的建设具有重要的社会意义和可观的经济效益，同时，通过采取有效的生态环境恢复治理措施，能够取得环境效益的协调和统一。因此，从环境经济角度来讲，本项目的建设是可行的。

9.6 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油田有限责任公司采气分公司负责，在施工期对施工现场的环保设施、作业环境，以及环保措施的落实执行情况加强管理，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。

9.7 综合评价结论

综上所述，徐深气田徐深 9 区块营城组气藏产能建设工程（二期）项目符合国家产业政策和区域发展规划。油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。公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。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。

附表

附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级☑	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	≧2000t/a☐	500~2000t/a☐		<500t/a☑		
	评价因子	基本污染物：PM_{10}、NO_2、SO_2、$PM_{2.5}$、CO、O_3 其他污染物：TSP、非甲烷总烃			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	（2024）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	建设项目正常排放源☑ 建设项目非正常排放源☑ 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☐	CALPUFF☐	其他☐
	预测范围	边长≧50km☐	边长 5~50km☑		边长<5km☐		
	预测因子	预测因子（NMHC）		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%☑		$C_{建设项目}$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	$C_{非正常}$占标率≦100%☐		$C_{非正常}$占标率>100%☐		
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	$C_{叠加}$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：（非甲烷总烃）		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☑		
环评结论	环境影响	可以接受☑不可以接受☐					
	大气防护距离	距（）厂界最远（）m					
	污染源年排放量	NO_x：（）t/a	SO_2：（）t/a	颗粒物：（）t/a	NMHC：（35.89）t/a		
注：“☐”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项							

附表 2：建设项目环境风险评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="6">完成情况</td></tr>
<tr><td rowspan="8">风险调查</td><td rowspan="2">危险物质</td><td>名称</td><td colspan="2">KOH</td><td>天然气</td><td>柴油</td><td>甲醇</td></tr>
<tr><td>存在总量</td><td colspan="2">0.2</td><td>0.839t</td><td>50.1</td><td>0.0079</td></tr>
<tr><td rowspan="6">环境敏感性</td><td rowspan="2">大气</td><td colspan="3">500m 范围内人口数___人</td><td colspan="2">5km 范围内人口数___人</td></tr>
<tr><td colspan="4">每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）</td><td>___人</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地表水</td><td colspan="2">地表水功能敏感性</td><td>F1☐</td><td>F2☐</td><td>F3☐</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境敏感目标分级</td><td>S1☐</td><td>S2☐</td><td>S3☐</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="2">地下水功能敏感性</td><td>G1☐</td><td>G2☐</td><td>G3☐</td></tr>
<tr><td colspan="2">包气带防污性能</td><td>D1☐</td><td>D2☐</td><td>D3☐</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">物质及工艺系数危险性</td><td>Q 值</td><td colspan="2">Q＜1☑</td><td>1≤Q＜10☐</td><td>10≤Q＜100☐</td><td>Q＞100☐</td></tr>
<tr><td>M 值</td><td colspan="2">M1☐</td><td>M2☐</td><td>M3☐</td><td>M4☐</td></tr>
<tr><td>P 值</td><td colspan="2">P1☐</td><td>P2☐</td><td>P3☐</td><td>P4☐</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险潜势</td><td>IV+☐</td><td>IV☐</td><td>III☐</td><td>II☐</td><td>I☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价等级</td><td colspan="2">一级☐</td><td>二级☐</td><td>三级☐</td><td>简单分析☑</td></tr>
<tr><td rowspan="3">风险识别</td><td>物质危险性</td><td colspan="3">有毒有害☑</td><td colspan="2">易燃易爆☑</td></tr>
<tr><td>环境风险类型</td><td colspan="3">泄漏☑</td><td colspan="2">火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td>大气☑</td><td colspan="2">地表水☑</td><td colspan="2">地下水☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">事故情形分析</td><td>源强设定方法</td><td colspan="2">计算法☐</td><td>经验估算法☐</td><td>其他估算法☑</td></tr>
<tr><td rowspan="5">风险预测与评价</td><td rowspan="3">大气</td><td>预测模型</td><td colspan="2">SLAB☐</td><td>AFTOX☐</td><td>其他☐</td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测结果</td><td colspan="4">大气毒性终点浓度-1 最大影响范围_____m</td></tr>
<tr><td colspan="4">大气毒性终点浓度-2 最大影响范围_____m</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="5">最近敏感目标_____，到达时间_____h</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="5">下游厂区边界到达时间_____d</td></tr>
<tr><td colspan="5">最近环境敏感目标_____，到达时间_____d</td></tr>
<tr><td colspan="2">重点风险防范措施</td><td colspan="6">管道密闭输送、防腐、试压等，运营期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论与建议</td><td colspan="6">本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和土壤植被危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。</td></tr>
<tr><td colspan="8">注：“☐”为勾选项， “____”为内容填写项</td></tr>
</table>

附表 3：建设项目土壤环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="5">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="8">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="5">污染影响型☑；生态影响型□；两种兼有□</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="5">建设用地☑；农用地☑；未利用地□</td><td>土地利用类型图</td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="5">（0.3006）hm^2</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="5">敏感目标（）、方位（）、距离（）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="5">大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他☐</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="5">石油烃</td><td></td></tr>
<tr><td>土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="5">I类☑；II类□；III类□；IV类□</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="5">敏感☑；较敏感□；不敏感□</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="5">一级☐；二级☑；三级□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="5">a）☑；b）☑；c）☑；d）☑</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="5">-</td><td>见 5.8</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td colspan="2">深度</td><td rowspan="3">点位布置图</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>0</td><td>5</td><td colspan="2">0-20cm</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>3</td><td>0</td><td colspan="2">0-50cm
50-150cm
150-300cm</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="5">50 项（包括建设用地土壤基本项目 45 项，其他项目石油烃（C_{10}-C_{40}）及 pH 值、石油类、石油烃（C_6-C_9）、水溶性盐总量）及农用地土壤监测项目（pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油类、石油烃（C_6-C_9）、水溶性盐总量）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="5">50 项（包括建设用地土壤基本项目 45 项，其他项目石油烃（C_{10}-C_{40}）及 pH 值、石油类、石油烃（C_6-C_9）、水溶性盐总量）及农用地土壤监测项目（pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油类、石油烃（C_6-C_9）、水溶性盐总量）</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="5">GB 15618☑；GB 36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="5">本项目永久占地内土壤、现有井场及场站土壤、居民区土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的标准要求，评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中的标准要求。</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">影响预测</td><td>预测方法</td><td colspan="5">附录 E□；附录 F□；其他☑</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="5">影响范围（）影响程度（）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="5">达标结论：a）☑；b）□；c）□
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="5">土壤环境质量现状保障□；源头控制☑；过程防控☑；其他（跟踪监测）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td colspan="2">监测指标</td><td>监测频次</td><td></td></tr>
<tr><td>2</td><td colspan="2">pH、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬</td><td>1 次 5/年</td><td></td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="5">监测点位和监测值</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="5">采取环评提出的措施，影响可接受</td><td></td></tr>
</table>

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：地表水自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="4">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">水污染影响型√；水文要素影响型 □</td></tr>
<tr><td>水环境保护目标</td><td colspan="4">饮用水水源保护区 □；饮用水取水口 □；涉水的自然保护区 □；重要湿地 □；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 □；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 □；涉水的风景名胜区 □；其他 √</td></tr>
<tr><td rowspan="2">影响途径</td><td colspan="2">水污染影响型</td><td colspan="2">水文要素影响型</td></tr>
<tr><td colspan="2">直接排放 □；间接排放 □；其他√</td><td colspan="2">水温 □；径流 □；水域面积 □</td></tr>
<tr><td>影响因子</td><td colspan="2">持久性污染物 □；有毒有害污染物 □；非持久性污染物 □；pH 值 □；热污染 □；富营养化 □；其他 √</td><td colspan="2">水温 □；水位（水深） □；流速□；流量 □；其他 □</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">评价等级</td><td colspan="2">水污染影响型</td><td colspan="2">水文要素影响型</td></tr>
<tr><td colspan="2">一级 □；二级 □；三级 A □；三级 B √</td><td colspan="2">一级 □；二级 □；三级 □</td></tr>
<tr><td rowspan="8">现状调查</td><td rowspan="2">区域污染源</td><td colspan="2">调查项目</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td>已建 □；在建 □；
拟建 □；其他 □</td><td>拟替代的污染源 □</td><td colspan="2">排污许可证 □；环评 □；环保验收 □；既有实测 □；现场监测 □；入河排放口数据 □；其他 □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">受影响水体水环境质量</td><td colspan="2">调查时期</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td colspan="2">丰水期 √；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □
春季 □；夏季 □；秋季 √；冬季□</td><td colspan="2">生态环境保护主管部门 □；补充监测 √；其他 □</td></tr>
<tr><td>区域水资源开发利用状况</td><td colspan="4">未开发 □；开发量 40%以下 □；开发量 40%以上 □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水文情势调查</td><td colspan="2">调查时期</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td colspan="2">丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □
春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季□</td><td colspan="2">水行政主管部门 □；补充监测 □；其他 □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">补充监测</td><td>监测时期</td><td>监测因子</td><td colspan="2">监测断面或点位</td></tr>
<tr><td>丰水期 √；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □
春季 □；夏季 □；秋季 √；冬季□</td><td>（pH 值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、溶解氧、水温）</td><td colspan="2">监测断面或点位个数（3）个</td></tr>
<tr><td rowspan="5">现状评价</td><td>评价范围</td><td colspan="4">河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km^2</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td colspan="4">（pH 值、悬浮物、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、溶解氧、水温）</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">河流、湖库、河口：I类 □；II类 □；III类 □；IV类 □；V类 □
近岸海域：第一类 □；第二类 □；第三类 □；第四类 □
规划年评价标准（ ）</td></tr>
<tr><td>评价时期</td><td colspan="4">丰水期 √；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □
春季 □；夏季 □；秋季√；冬季□</td></tr>
<tr><td>评价结论</td><td colspan="3">水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□：达标 □；不达标 □
水环境控制单元或断面水质达标状况 □：达标 □；不达标 □
水环境保护目标质量状况 □：达标 □；不达标 □
对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 □：达标 □；不达标□
底泥污染评价 □
水资源与开发利用程度及其水文情势评价 □
水环境质量回顾评价 □</td><td>达标区□
不达标区□</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td></td><td></td><td colspan="5">流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 □</td></tr>
<tr><td rowspan="5">影响预测</td><td>预测范围</td><td colspan="5">河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km²</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="5">（ ）</td></tr>
<tr><td>预测时期</td><td colspan="5">丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □
春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季 □
设计水文条件 □</td></tr>
<tr><td>预测情景</td><td colspan="5">建设期 □；生产运行期 □；服务期满后 □
正常工况 □；非正常工况 □
污染控制和减缓措施方案 □
区（流）域环境质量改善目标要求情景 □</td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="5">数值解 □：解析解 □；其他 □
导则推荐模式 □：其他 □</td></tr>
<tr><td rowspan="6">影响评价</td><td>水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价</td><td colspan="5">区（流）域水环境质量改善目标 □；替代削减源 □</td></tr>
<tr><td>水环境影响评价</td><td colspan="5">排放口混合区外满足水环境管理要求 □
水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 □
满足水环境保护目标水域水环境质量要求 □
水环境控制单元或断面水质达标 □
满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目， 主要污染物排放满足等量或减量替代要求□
满足区（流）域水环境质量改善目标要求 □
水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 □
对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 □
满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 □</td></tr>
<tr><td>污染源排放量核算</td><td>污染物名称</td><td colspan="2">排放量/（t/a）</td><td colspan="2">排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td></td><td>（ ）</td><td colspan="2">（ ）</td><td colspan="2">（ ）</td></tr>
<tr><td>替代源排放情况</td><td>污染源名称</td><td>排污许可证编号</td><td>污染物名称</td><td>排放量/（t/a）</td><td>排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td></td><td>（ ）</td><td>（ ）</td><td>（ ）</td><td>（ ）</td><td>（ ）</td></tr>
<tr><td>生态流量确定</td><td colspan="5">生态流量：一般水期（ ）m³/s；鱼类繁殖期（ ）m³/s；其他（ ）m³/s
生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m</td></tr>
<tr><td rowspan="6">防治措施</td><td>环保措施</td><td colspan="5">污水处理设施 □；水文减缓设施 □；生态流量保障设施 □；区域削减 □；依托其他工程措施 √；其他 □</td></tr>
<tr><td rowspan="4">监测计划</td><td></td><td colspan="2">环境质量</td><td colspan="2">污染源</td></tr>
<tr><td>监测方式</td><td colspan="2">手动 □；自动 □；无监测 √</td><td colspan="2">手动 □；自动 □；无监测 √</td></tr>
<tr><td>监测点位</td><td colspan="2">（ ）</td><td colspan="2">（ ）</td></tr>
<tr><td>监测因子</td><td colspan="2">（ ）</td><td colspan="2">（ ）</td></tr>
<tr><td>污染物排放清单</td><td colspan="5">√</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="5">可以接受 √；不可以接受 □</td></tr>
<tr><td colspan="7">注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。</td></tr>
</table>

附表 5：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） 生态系统☑（植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性☑（物种丰富度、均匀度、优势度） 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		陆域面积：（ ）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	评价方法	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□；生物入侵风险□；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☑；科研□；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 ，可√ ；“（ ）”为内容填写项。		

附表 6：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	200 m☑ 大于 200 m□ 小于 200 m□					
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□	远期□		
	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。							