

四站储气库调整工程项目 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：河北奇正环境科技有限公司

编制日期：2025年12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	2
1.4 分析判定相关情况	4
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	37
1.6 环境影响评价主要结论	40
2 总则	41
2.1 评价目的	41
2.2 评价原则	41
2.3 编制依据	41
2.4 环境影响识别与评价因子筛选	45
2.5 环境功能区划及评价标准	49
2.6 评价等级及评价范围	57
2.7 环境保护目标	71
3 建设项目工程分析	77
3.1 现有工程分析	77
3.2 建设项目概况	86
3.3 开发区块概况	86
3.4 工程组成	89
3.5 开发方案	98
3.6 主要建设内容	101
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 设备及物料消耗	140
3.11 依托工程分析	141
3.12 建设项目工程分析	145
3.13 清洁生产分析	错误！未定义书签。
4 环境现状调查与评价	181
4.1 自然环境状况	181
4.2 环境质量现状调查与评价	196
4.3 区域污染源调查	错误！未定义书签。
5 环境影响预测与评价	242
5.1 大气环境影响预测与评价	242
5.2 地表水环境影响评价	245
5.3 地下水环境影响预测与评价	247
5.4 声环境影响预测与评价	267
5.5 固体废物环境影响分析	275
5.6 生态环境影响评价	278
5.7 环境风险分析	287
5.8 土壤环境影响预测与评价	284

6 环境保护措施及其可行性论证	299
6.1 污染防治措施	299
6.2 “三同时”项目一览表	332
7 环境影响经济损益分析	338
7.1 环境损失费估算	338
7.2 环保投资估算及环境效益分析	338
7.3 环境经济损益分析结论	340
8 环境管理与监测计划	341
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	341
8.2 环境监控	342
8.3 临时用地批复文件制度衔接	错误！未定义书签。
9 环境影响评价结论	353
9.1 建设项目概况	353
9.2 产业政策符合性	353
9.3 选址合理性结论	353
9.4 环境质量现状评价结论	354
9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论	355
9.6 公众意见采纳情况	358
9.7 环境经济损益分析结论	358
9.8 环境管理与监测计划结论	359
9.9 综合评价结论	359
附表	360
附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表	360
附表 2：建设项目环境风险评价自查表	361
附表 3：建设项目土壤环境影响评价自查表	362
附表 4：地表水自查表	363
附表 5：生态影响评价自查表	365
附表 6：声环境影响评价自查表	366

附图

- 附图 1：地理位置图
- 附图 2：本工程平面布置图
- 附图 3：大气、风险评价范围及保护目标图
- 附图 4：地下水评价范围及跟踪监测点位图
- 附图 5：地下水评价范围及跟踪监测点位图
- 附图 6：生态评价范围及保护目标图
- 附图 7：环境质量现状监测布点图
- 附图 8：项目区域综合水文地质图
- 附图 9：区域水文地质剖面图
- 附图 10：项目区域承压水等水位线图
- 附图 11：项目区域潜水等水位线图
- 附图 12：安达市土地利用规划图
- 附图 13：本工程土地利用现状图
- 附图 14：植被类型图

- 附图 15: 项目区域土壤类型图
- 附图 16: 绥化市水土流失分布图
- 附图 17: 绥化市生态保护红线分布图
- 附图 18: 绥化市环境管控单元分布图
- 附图 19: 本项目典型生态恢复措施图
- 附图 20: 分区防渗图
- 附图 21: 卫星油田各区块位置关系图
- 附图 22: 本项目与卫星油田矿权边界位置图
- 附图 23: 本项目与水源井位置图
- 附图 24: 本项目与卫星牧场位置图
- 附图 25: 工程师现场勘察照片

附件

- 附件 1: 企业投资项目备案承诺书
- 附件 2: 现有工程环评及验收批复
- 附件 3: 相关依托场站环评及验收情况
- 附件 4: 应急预案备案表
- 附件 5: 排污许可证登记回执
- 附件 6: 卫星油田采矿许可证
- 附件 7: 规划环评及批复
- 附件 9: 例行跟踪监测报告
- 附件 9: 监测报告
- 附件 10: 庆新油田例行跟踪监测报告

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”，坐实集团公司五大生产基地，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，为进一步加大四库气田和朝51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11530万元进行“四站储气库调整工程项目”（以下简称“本项目”），本项目拟在已开发的四站储气库新钻4口注采井（四库平6、四库平7、朝库平6、朝库平7）并进行地面工程建设，其中新建单井注采管道8km（DN200-5.6km，DN250-2.4km），对四站集注站进行改扩建（新建甲醇储罐1座、加药泵房撬1座、进站阀组2套），在朝51集配气阀组新建进站阀组2套，配套建设道路工程、供配电工程、自动控制、通信工程等，建成采气产能 $0.86 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，注气能力为 $0.8 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。本项目的建设有助于大庆油田天然气开发，为天然气可持续发展提供保障。本项目占地性质为耕地（永久基本农田）。

根据《中华人民共和国环境保护法》（2015年1月1日起施行）、《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日修订）、《建设项目环境保护管理条例》（国务院682号令）和《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（2021年1月1日起施行）等法律法规，本项目需进行环境影响评价。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》和国民经济行业分类（GB/T 4754--2017），本项目为老区块开发项目，属于“五、石油和天然气开采业 07、8 陆地天然气开采 0721”，国民经济行业类别为0721陆地本项目天然气开采行业。本项目占用永久基本农田，需编制环境影响报告书。

2025年11月，受大庆油田有限责任公司采气分公司委托，河北奇正环境科技有限公司承担了“四站储气库调整工程项目”的环境影响评价工作。

我公司承接任务后，组织环评技术人员在工程涉及区域开展了全面、详细的现场实地踏勘，搜集了大量实地资料，通过综合整理和认真分析、研究，并依据建设单位提供的工程设计文件，对本项目进行初步的工程分析，识别环境影响因素，筛选主要的环境

影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、工作等级和评价标准，最后制订工作方案。通过与生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单进行对照。在此基础上，按照环境影响评价相关技术导则以及评价区域功能规划、环境规划、相关法规等要求，开展进一步的工程分析，环境现状调查与评价、环境影响预测及评价，环境风险分析，环境影响经济损益分析，提出减少环境污染和生态环境的环境管理措施和工程措施，同时制定环境管理与监测计划，从环境保护的角度论证项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终编制完成了《四站储气库调整工程项目环境影响报告书》。

1.2 项目特点

本项目位于黑龙江省绥化市肇东市境内（详见图 1.2-1），所在开发区快为四库气田及朝 51 气田区块，属于已开发区块的滚动开发。四库气田目前共辖井 10 口，储气库 1 座，总设计产气规模，目前实际产气量，朝 51 气田目前共辖井 7 口，储气库 1 座，四库气田和朝 51 气田建有完善的集气管网，区块内所辖储气库生产的天然气输送至双合首站统一外输。

本项目在已开发四库气田及朝 51 气田区块内新建 4 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 13.4754hm²，占地类型为基本农田。

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）》（部令第 16 号）规定，确定四站储气库调整工程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三级；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井场为三级，集输管线为三级；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，集输管线无评价等级，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，并进行了详细的项目工程分析，在环境质量现状监测与评价的基础上，进行各环境要素的环境影响预测和评价，编制完成各环境要素环境影响分析与评价章节。

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

具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

大庆油田有限责任公司采气分公司委托河北奇正环境科技有限公司编制《四站储气库调整工程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》、《环境影响评价公众参与办法》及建设项目环境影响评价的相关规定开展项目的公众参与工作并单独出具环境影响评价公众参与说明。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。项目首次环评公示及项目环境影响报告书征求意见稿公众时间分别为 2025 年 11 月 26 日及 2025 年 12 月 25 日~2026 年 1 月 8 日；报纸第一次公告日期为 2025 年 12 月 30 日（绥化日报），报纸第二次公告日期为 2025 年 12 月 31 日（绥化日报）；现场张贴公示日期为 2025 年 1 月 3 日，公示地点为评价范围内村屯。并于 2026 年 1 月 14 日在黑龙江环保技术服务网公开发布平台进行四站储气库调整工程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。

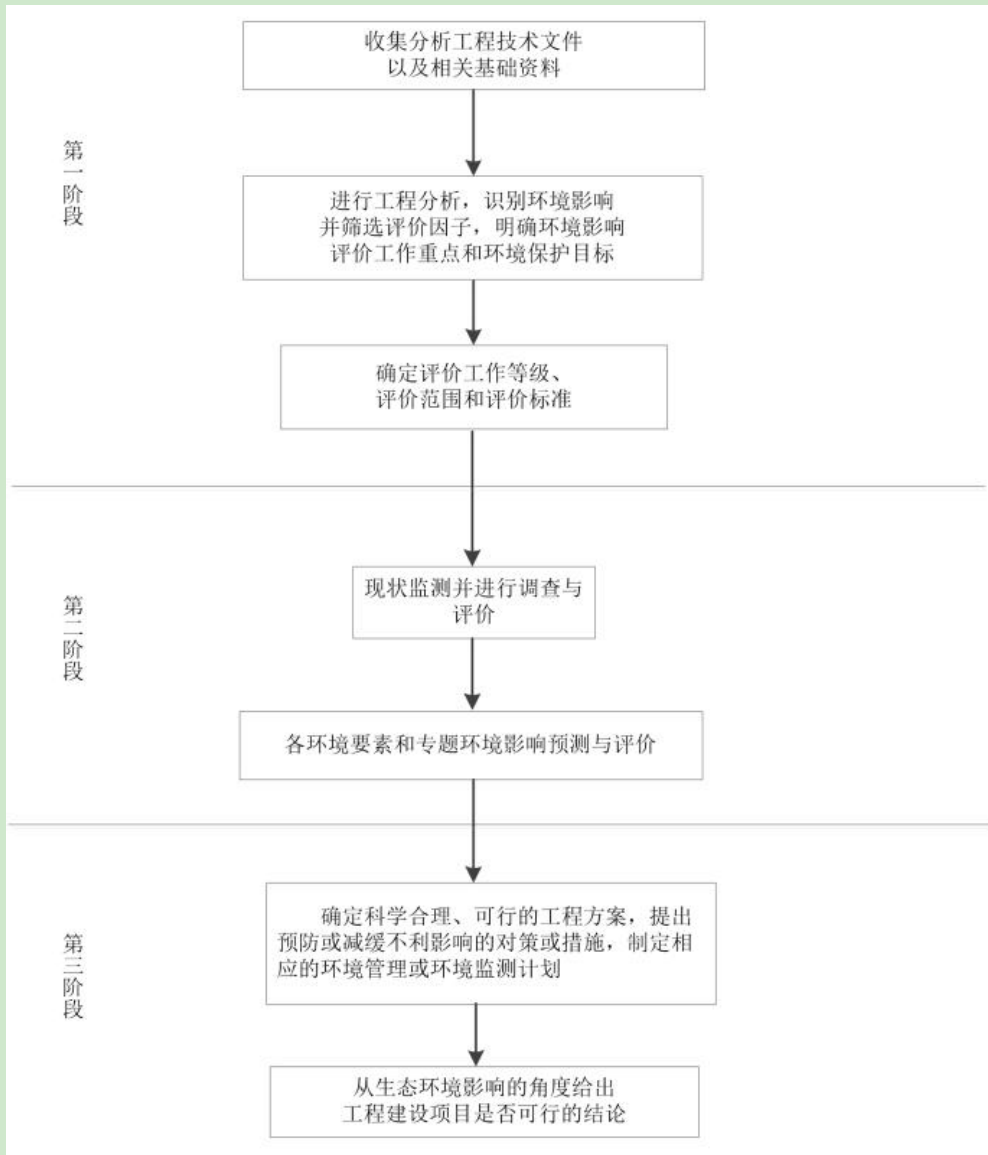


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（2021年1月1日起施行），本项目属于“五、石油和天然气开采业 07、8 陆地天然气开采 0721”。本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中鼓励类，“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，项目选址、选线合理，污染物满足达标排放要求。综上所述，项目建设符合国家产业政策要求。

1.4.2 相关法律法规、规划符合性分析

1.4.2.1 与《中华人民共和国黑土地保护法》符合性分析

根据《中华人民共和国黑土地保护法》（2022年6月24日第十三届全国人民代表大

会常务委员会第三十五次会议通过) 建设项目不得占用黑土地; 确需占用的, 应当依法严格审批, 并补充数量和质量相当的耕地。建设项目占用黑土地的, 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劣质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。建设项目主体应当制定剥离黑土的再利用方案, 报自然资源主管部门备案。具体办法由四省区人民政府分别制定。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。本项目符合《中华人民共和国黑土地保护法》要求。

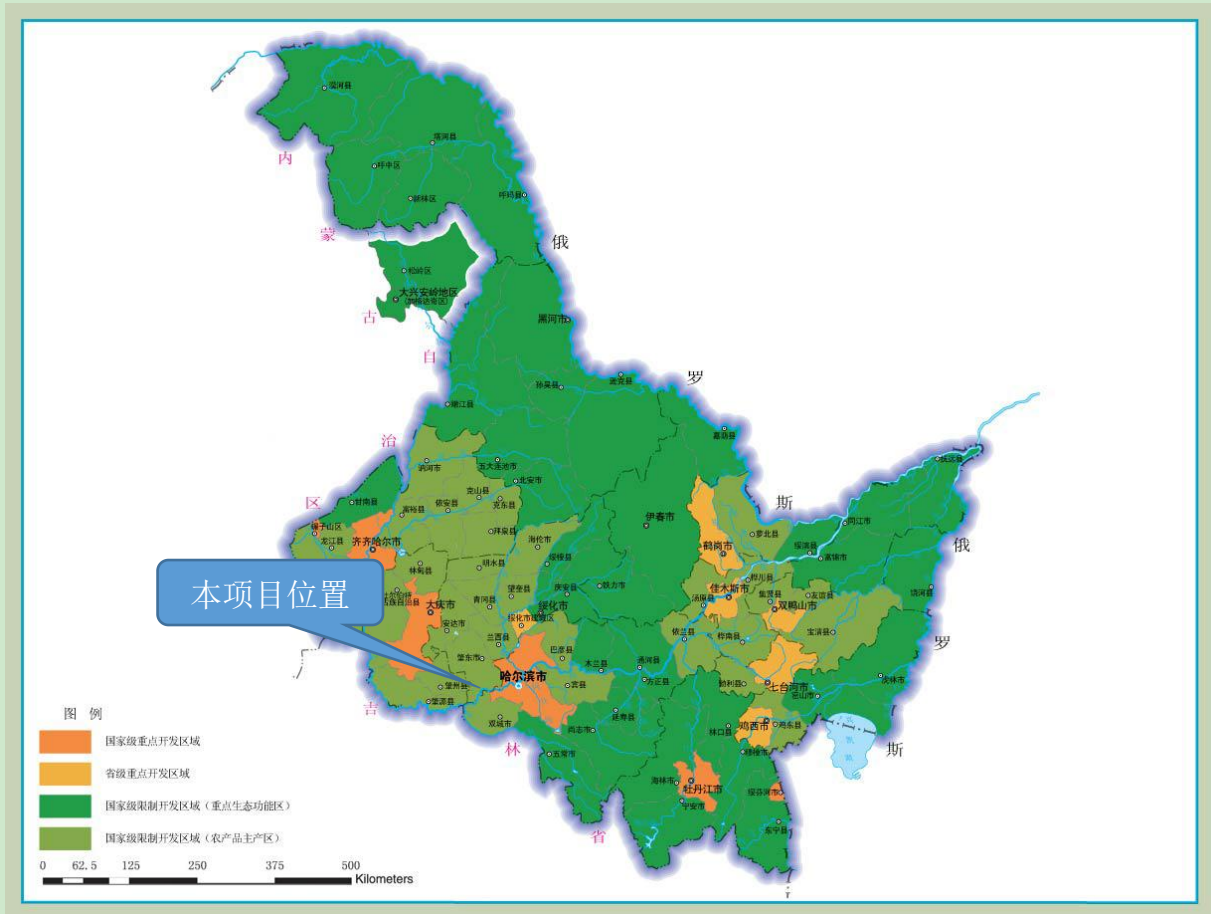
1.4.2.2 与《黑龙江省主体功能区划》符合性分析

本项目位于黑龙江省绥化市肇东市境内, 根据《黑龙江省主体功能区规划》, 工程所在区域定位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》中第八章能源与资源中提出: “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。尽可能减少对生态空间的占用, 并同步修复生态环境。其中, 在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱的地区, 要严格控制能源和矿产资源开发”。

本项目属于天然气开采项目, 在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估。工程通过采取施工期间划定施工活动范围, 严格控制施工人员、车辆及重型机械的活动范围, 同时, 在实施过程中加强防沙治沙措施的实施, 车辆运输尽量采用已有道路, 管道施工严格控制作业带宽度, 施工后立即进行土地原貌的恢复等, 平整作业现场, 并进行植被恢复及耕地复垦等措施, 对本项目区域生态环境不会产生较大影响; 本项目产生的各类废气、废水、固废均得到妥善的处理, 对外环境无影响; 本项目属于国家能源设施重点建设项目, 根据气藏分布, 工程选址确实无法避开基本农田, 应按照《中华人民共和国土地管理法》(2019年8月26日修正)、《基本农田保护条例》(2011年1月8日修正)等要求逐级上报土地管理部门批准, 制定专门的补偿措施、植被恢复措施。工程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。

综上, 项目符合《黑龙江省主体功能区规划》。

本项目与黑龙江省主体功能区位置关系见图 1.4-1。



1.4.2.3 与《黑龙江省生态功能区划》符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本项目位于黑龙江省绥化市肇东市境内，所在区域位于 I-6-1-3 安达-肇东-肇源农、牧业与盐渍化控制生态功能功能区，本工程新增永久占地面积为 2.5134hm²，占地类型为永久基本农田，永久基本农田项目占地面积较小，不会造成大面积的土地退化及土地盐渍化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，同时，在项目实施过程中，加强防沙治沙和水土保持措施的实施，本项目符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

本项目施工期临时占用基本农田10.962hm²，永久占用基本农田5.5134hm²。项目在施工期建设时严格执行作业范围，施工后立即进行土地原貌的恢复等，不会造成大面积的土地退化。项目占用的耕地，应按照《中华人民共和国土地管理法》《基本农田保护条例》的要求逐级上报土地管理部门批准，永久占用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。建设单位应当按照“占多少、垦多少”的原则，负责开垦与所占用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，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。加强管理，避免土壤盐渍化。

本项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

本项目与《黑龙江省生态功能区划》位置关系见图 1.4-2。

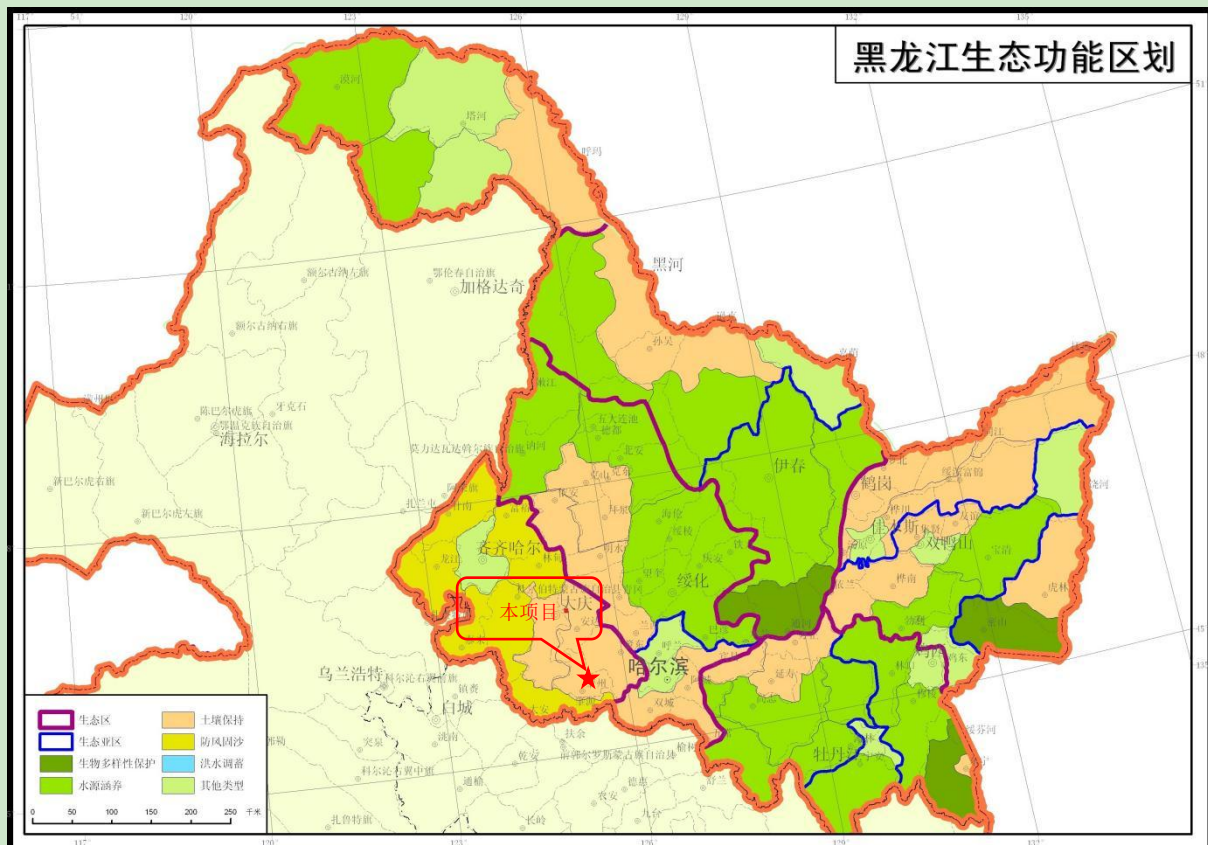


图 1.4-2 本项目与《黑龙江省生态功能区划》位置关系图

1.4.2.4 与《黑龙江省矿产资源总体规划》（2021-2025）符合性分析

根据《黑龙江省矿产资源总体规划》第三章总体布局与资源保障中，大庆市、齐齐哈尔市、绥化市。是我国重要的能源基地。区内优势矿产主要有石油、天然气、高岭土、地热、矿泉水等。该区重点加大石油、页岩油、天然气、地热的勘查开发力度，支持大庆油田稳油增气，向高效勘探、效益建产、精准开发、技术进步要产量。推进页岩油气开发利用取得突破，实现老油田二次革命。支持利用地热、干热岩等清洁能源供暖。引导省内铜矿资源优先保障齐齐哈尔 15 万吨铜冶炼产能需求，促进资源流向精深加工企业。发挥依安高岭土资源和龙江、讷河陶瓷生产辅料资源优势，发展陶瓷产业。依托克东县弱碱水、绥化富硒水等优质矿泉水，支持品牌战略，建成高端矿泉水生产基地。合理开发利用地热资源，制定矿区开发规划，摸清地热资源潜能，调控开采总量，理顺产权关

系，改善供暖能源结构，拓展地热资源应用领域，促进地热资源有效保护与合理开发，形成较完善的地热能开发利用技术和产业体系，提升地热资源开发利用的经济效益、社会效益和生态效益。本项目属于天然气开发产能建设项目，符合《黑龙江省矿产资源总体规划》的要求。

1.4.2.5 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》相关要求符合性分析详见表 1.4-1。

表 1.4-1 本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
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。	本项目属国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让耕地（黑土地），本项目总占地 13.4754hm ² ，其中永久占地为 2.5134hm ² ，临时占地为 10.962hm ² ，占地类型为耕地（永久基本农田），本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本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。制定用途管制规则，实行严格的用途管制，严控非农建设用地规模，尽量少占优质黑土地。强化对占用黑土地的管控约束，使得城镇发展等非农建设尽量避让优质黑土地。	本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地	符合
3	严格土地执法。建设项目占用耕地的，应当按规定进行表土剥离和利用。全面加大黑土耕地保护违法违规问题执法力度，及时发现、严肃查处土地违法特别是乱占耕地、破坏耕地、盗挖黑土等行为。	本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)。本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场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	符合

		沟等措施防止水土流失，并采取定期洒水抑尘措施，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。	
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。	本项目对临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。	符合

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》中要求。

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

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

本项目主要为井场设备安装，管线及道路施工，占地为永久占地和临时占地，占地类型为耕地（永久基本农田）。本项目表土剥离深度为30cm，临时占地表土剥离量为39955.8m³，剥离表土及耕作层在施工时储存至本项目管线两侧的表土存放区，待施工完毕后进行分层回填；永久占地表土剥离量为7065m³，永久占地剥离表土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）。

本项目在拟建四库平6井场占地内、四站集注站站内、拟建朝库平6井场占地内、拟建四库平6井场占地内西北侧400m、四站集注站东侧200m、朝51集配气阀组东侧200m共布设6个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为pH、石油类、石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、砷、六价铬，监测频次为1次/年。

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

1.4.2.7 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》的符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》相关要求符合性分析详见表1.4-2。

表 1.4-2 本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
----	------	-------	----

1	<p>第二十四条 黑土地保护利用实行土地用途管制制度。严格限制农用地转为建设用地，严格控制耕地转为非耕地，禁止违法占用耕地。</p>	<p>本项目井位永久占地的类型主要为耕地(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，根据气层地址勘查结果，项目确实无法避让耕地(基本农田)。本项目气井占地严格按照《石油天然气工程项目用地控制指标》(国土资规[2016]14号)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，尽量避让周围环境敏感目标，尽可能减少对耕地的占用，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，按照《基本农田保护条例》(2011年11月8日修订)，大庆油田有限责任公司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。</p>	符合
2	<p>第四十一条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。</p>	<p>本项目施工过程中尽量保护黑土地，不打乱土层，工程占地范围内分层开挖，先剥离表土层(约30cm)，单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。施工区域设置单独的表土临时堆存区。本项目严格按照《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)》及相关规定，在施工前编制表层土壤剥离利用实施方案，本项目临时占地范围内剥离的表土全部回填，复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌。永久占地范围内剥离表层土外运，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，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。</p>	符合

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省黑土地保护利用条例》中要求。

1.4.2.8 与《黑龙江省大气污染防治条例》符合性判定

《黑龙江省大气污染防治条例》第六条规定：“企业事业单位和其他生产经营者应当采取有效措施，防止和减少大气污染，对所造成的损害依法承担责任。”第十条：“企业事业单位和其他生产经营者建设对大气环境有影响的项目，应当依法进行环境影响评价、公开环境影响评价文件；向大气排放污染物的，应当符合大气污染物排放标准，遵守重点大气污染物排放总量控制要求。”

本项目位于黑龙江省绥化市肇东市境内，本项目施工期钻井及地面工程的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来源于钻井施工柴油机烟气、机械尾气和施工活动引起的扬尘。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；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；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；项目管道焊接主要方式为电焊，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。本工程运行期的大气污染主要来自运营过程中产液集输及依托场站处理过程无组织挥发的烃类气体、依托场站加热装置燃烧烟气。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，控制烃类气体的无组织挥发，确保井场及依托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；本项目依托的四站集注站加热装置燃料均采用清洁能源天然气，并采用低氮燃烧器，产生的烟气经不低于 8m 高烟囱高空排放，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建锅炉标准限值；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。

本项目采取的大气污染防治措施有效，根据第十条要求，本项目已进行了大气环境影响评价，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。运营期依托场站内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值，项目井场及依托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。本项目实施对大气环境的影响较小。

1.4.2.9 与《黑龙江省水污染防治条例》符合性判定

《黑龙江省水污染防治条例》第三条规定“水污染防治应当坚持预防为主、防治结合、综合治理的原则，优先保护饮用水水源，严格控制工业污染、城镇生活污染，防治农业面源污染，积极推进生态治理工程建设，预防、控制和减少水环境污染和生态破坏。”第二十二條规定“排放水污染物的企业事业单位和其他生产经营者，应当建立并实施水污染防治和污染物排放管理责任制度，明确负责人和相关人员的责任。”

本项目针对水污染防治采取了防治措施，施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液、试气产液、试压废水和生活污水。施工期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 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注现役油层，压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路；压裂返排液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 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 20\text{mg/L}$ ”后回注现役油层；试气产液由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理达标后回注现役油层；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达标后回注现役油层；含油污水处理满足《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）限值标准“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”规定后回注现役油层，不外排；钻井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，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，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入本项目附近集注站、集配气阀组已建防渗旱厕，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。

运营期产生的废水主要为气田采出水，本项目气田采出水采出水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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，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。

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。符合《黑龙江省水污染防治条例》的规定。

1.4.2.10 与《黑龙江省固体废物污染环境防治条例》符合性判定

《黑龙江省固体废物污染环境防治条例》第四条规定“任何单位和个人都应当履行生态环境保护义务，减少固体废物的产生量，促进固体废物的综合利用，降低固体废物的危害性。产生、收集、贮存、运输、利用、处置固体废物的单位和个人，应当采取措施，防止或者减少固体废物对环境的污染，对所造成的环境污染依法承担责任。”

本项目针对固体废物污染环境防治采取了防治措施，钻井施工期产生的废钻井液、钻井岩屑、废射孔液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 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注现役油层，压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、非含油废防渗布、施工废料施工结束后拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理；氢氧化钾包装袋暂存于钻井液材料房内设置的加盖钢制桶中，废包装袋委托有危险废物处置资质的单位进行处置；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。

运行期由于气井投产后地层未完全闭合原因，导致偶有气并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，投产初定期检查井口除砂器，如有砂粒，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。

本项目产生的各种固体废物均进行了妥善处理，不会对外环境产生影响，采取的固体废物污染防治措施有效。

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

根据《绥化市水土保持规划》（2019~2030年），绥化市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目井场等工程位于绥化市安达市，不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区。

本项目所在的区域为西南部河谷平原轻度水蚀土壤保持区III区。该区位于绥化市西南部，属于河谷平原区，行政区划范围包括安达市、肇东市、兰西县3个市县，总面积为 1040584.45hm^2 。本区地貌宽阔平坦，微向河流倾斜。海拔在180-210m。该区水土保持功能以保护天然草地和永久基本农田为主，同时土壤保持、蓄水保水、生态维护、水质维护等功能。本区治理方向为：营造农田防护林、改良草地。对耕地以营造农田防护林，推广旱作农业技术、节水灌溉技术；对牧草地以营造草原防护林、草地改良和种草为主；

对荒地和难利用地，选择抗盐碱和耐盐碱的树、草种，提高林草覆盖率。达到防治水土流失、改善生态环境的目的。加强油气开采区及井田沉降带的监督管理和水土流失治理，保护区域的生态环境。

本项目施工期井场予以平整、压实，以免发生水土流失；利用现有公路和已有便道行车，减少新建道路，避免造成新的裸露地表，施工便道应在推平后加以机械碾压；做好原有植被恢复工作，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。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。剥离表层土临时堆场地设置截排水沟等严格的水保措施防止水土流失。施工结束后及时清理施工现场，对临时占地采取植被恢复、耕地复垦、水土保持等措施进行生态恢复。在采取水土保持措施后，本项目满足《绥化市水土保持规划》（2019~2030年）要求。

1.4.2.12 与黑龙江省“十四五”生态环境保护规划符合性分析

《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》中提出：①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。②强化土壤污染源系统防控。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。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。③加强地下水生态环境保护和污染防治。建立地下水生态环境管理体系。针对国家地下水环境质量考核点位，因地制宜制定地下水环境质量达标方案。推动地下水环境分区管理，推进地级及以上城市开展地下水污染防治重点区划定，建立地下水污染重点监管单位名录，依法纳入排污许可管理，加强防渗、地下水环境监测、执法检查。探索建设地下水污染防治试验区。

本项目油气集输过程中采用全密闭集输，依托场站内油罐采用固定顶罐，并采取油罐烃蒸气回收措施，减少 VOCs 的挥发。本项目在施工期及运营期针对可能造成地下水及土壤污染的区域采取分区防渗措施，并定期对地下水及土壤跟踪监测，防治污染土壤及地下水。因此，本项目符合《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》中相关规定。

1.4.2.13 与安达市国土空间总体规划符合性分析

本项目位于黑龙江省绥化市肇东市境内，占地类型为耕地（永久基本农田）。根据

《肇东市国土空间总体规划（2021-2035）》，为保障肇东市永久基本农田数量不减少、质量不降低、布局基本稳定。根据《基本农田保护条例》（2011年修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开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。本项目属国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，地质设计要求，本项目确实无法避让永久基本农田，已按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准。本项目总体布局采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占地和损耗，并满足《基本农田保护条例》等法律法规要求的“占一补一，质量相等”，符合肇东市国土空间总体规划（2021-2035）要求。[本项目区域国土空间规划见附图 12。](#)

1.4.2.14 与《大庆油田振兴发展纲要》符合性分析

根据《大庆油田振兴发展纲要》（2020年6月），力争到2025年，基本探明页岩油储量30亿吨，累计增加石油探明储量8亿吨，天然气探时储量3500亿立方米；本土原油产量实现3000万吨规模，天然气产量达到70亿立方米以上。

本项目为天然气开发项目，建成采气产能 $0.86 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，注气能力为 $0.8 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，项目建设有利于提升大庆油田天然气产量，其建设符合《大庆油田振兴发展纲要》的要求。

1.4.2.15 与《大庆油气田地面工程“十四五”规划》符合性分析

根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》安排，“十四五”期间，溶解气产量逐年递减，主要通过加大松辽深层、川渝以及塔东地区的气层气开发力度，来提高气层气的产量。2025年，基本探明页岩油储量30亿吨，累计增加石油探明储量8亿吨，天然气探时储量3500亿立方米；本土原油产量实现3000万吨规模，天然气产量达到70亿立方米以上。力争天然气产量达到 $70 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中溶解气 $16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，气层气产量达到 $54 \times 10^8 \text{m}^3$ 。松辽地区老井递减控制在7%左右，新增产能3.3亿方。松辽地区“十四五”期间新增产能8.014亿方。本项目地处松嫩平原中部，属嫩江冲积平原，在地质构造上属于松辽盆地中央拗陷区。在《大庆油气田地面工程“十四五”规划》总体部署下，本项目可促进大庆油田天然气的增产，项目建设符合大庆油田油气开发规划。

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》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》符合性分析见表 1.4-3。

表 1.4-3 符合性分析表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	<p>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。</p>	<p>本项目位于四站气田和朝 51 气田区块内,属于滚动开发区块建设项目。本项目位于黑龙江省绥化市肇东市境内,四站储气库已建设 10 口注采井;朝 51 储气库已建设 7 口注采井。区块内现有场站为四站集注站和朝 51 集配气阀组,本项目拟在已开发的四站储气库新钻 4 口注采井(四库平 6、四库平 7、朝库平 6、朝库平 7)并进行地面工程建设,其中新建单井注采管道 8km (DN200-5.6km, DN250-2.4km),对四站集注站进行改扩建(新建甲醇储罐 1 座、加药泵房撬 1 座、进站阀组 2 套),在朝 51 集配气阀组新建进站阀组 2 套,配套建设道路工程、供配电工程、自动控制、通信工程等,建成采气产能 $0.86 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$,注气能力为 $0.8 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$。本项目采出液处理、含油污水处理充分利用区块内或区块周边已有场站剩余能力。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,区块内油气田生产设施主要包括采气井场和集输管线。废气主要为井场和集输管线逸散的非甲烷总烃气体、场站新建甲醇储罐逸散的甲醇;废水主要为气田采出水,气田采出水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后回注现役油层,场站生活污水排入场站内已建防渗旱厕,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;噪声主要为场站各类机泵噪声;固废主要为井口砂粒,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;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。区块内生态恢复良好,未发现生态环境问题和环境风险隐患。明确了现有区块的污染物排放情况,依托设施四站集注站、朝 51 集配气阀组的依托可行性及其污染物产生及排放情况,各依托设施均可有效依托。</p>	符合
2	<p>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。</p>	<p>本项目周围地地表水体为鱼塘。施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液、试气产液、试压废水和生活污水。施工期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</p>	符合

		<p>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”后回注现役油层,压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路;压裂返排液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”后回注现役油层;试气产液由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理达标后回注现役油层;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达标后回注现役油层;含油污水处理满足《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)限值标准“含油量≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”规定后回注现役油层,不外排;钻井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,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,施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理,场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入本项目附近集注站、集配气阀组已建防渗旱厕,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。</p> <p>运营期产生的废水主要为气田采出水,本项目气田采出水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。</p>	
3	<p>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</p>	<p>施工期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</p>	符合

	<p>业污染控制标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层,一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。</p>	<p>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”后回注现役油层;压裂返排液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”后回注现役油层;试气产液由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理达标后回注现役油层;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达标后回注现役油层;含油污水处理满足《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)中“含油量≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”规定后回注现役油层,不外排;运营期产生的废水主要为气田采出水,本项目气田采出水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。</p>	
4	<p>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。</p>	<p>施工期:本项目拟采用环境友好型水基钻井泥浆体系和添加剂(膨润土浆、复合阳离子水基钻井液),施工期产生的废钻井泥浆、钻井岩屑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;膨润土、纯碱、重晶石粉废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;废氢氧化钾包装袋暂存于钻井液材料房设置的危废贮存点内,委托有危险废物处置资质的单位进行处置;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。</p> <p>运行期:本项目产生井口砂粒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。</p> <p>固体废物均已妥善处置。</p>	符合
5	<p>陆地油气开采项目的建设单位</p>	<p>本项目采用密闭集输工艺,大大降低了天然气的</p>	

	应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄露、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控,通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	挥发量。 根据四站集注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。根据对四站集注站已建采暖加热炉烟气的监测数据,场站加热装置燃烧烟气满足《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。	
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。	施工期钻井工程、压裂试气工程等施工均在临时用地内进行,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。工程区域距离现有电网较远,不具备使用网电的条件,本次使用柴油机发电,使用高标准清洁燃油,减少废气排放。	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更新了企业环境风险应急预案(备案号:230604-2024-47-L),企业应结合本工程工艺特征,适时修订现有应急预案,将本项目纳入应急预案体系,并定期进行应急培训和演练。	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》中要求。

1.4.3.2 与《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》(环大气[2020]33号)符合性分析

根据《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》要求,2020年7月1日起全面执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》,各地要加大标准生效时间、涉及行业及控制要求等宣贯力度,通过现场指导、组织培训、新媒体信息推送、发放明白纸等多种方式,督促指导企业对照标准要求开展含VOCs物料(包括含VOCs原辅材料、含VOCs产品、含VOCs废料以及有机聚合物材料等)储存、转移和输送、设备与管线组件泄漏、敞开液面逸散以及工艺过程等无组织排放环节排查整治,对达不到要求的加快整改。指导企业制定VOCs无组织排放控制规程,细化到具体工序和生产环节,以及启停机、检维修作业等,落实到具体责任人;健全内部考核制度,严格按照操作规程生产。

企业在无组织排放排查整治过程中,在保证安全的前提下,加强含VOCs物料全方

位、全链条、全环节密闭管理。储存环节应采用密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。装卸、转移和输送环节应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。生产和使用环节应采用密闭设备，或在密闭空间中操作并有效收集废气，或进行局部气体收集；非取用状态时容器应密闭。处置环节应将盛装过 VOCs 物料的包装容器、含 VOCs 废料（渣、液）、废吸附剂等通过加盖、封装等方式密闭，妥善存放，不得随意丢弃，交有资质的单位处置；处置单位在贮存、清洗、破碎等环节应按要求对 VOCs 无组织排放废气进行收集、处理。高 VOCs 含量废水的集输、储存和处理环节，应加盖密闭。

本项目在天然气开采集输过程中均采取了埋地的集气管线，运营期采出气集输均为密闭形式，可有效控制挥发性有机物无组织排放，满足《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》相关要求。

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

根据《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，天然气开采业的 VOCs 污染防治可参照相应的污染防治技术政策。

表 1.4-4 本项目与《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	符合性分析	符合性
1	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、压裂作业和试采(气)过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目施工期压裂返排液拉运至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”后回注现役油层，压裂过程采取防喷措施。	符合
2	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目钻井井场严格遵守《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规[2016]14 号）要求。	符合
3	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	本项目设置了 4 口地下水监测井，定期进行监测。	符合
4	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。	本项目施工期钻井废水与废弃钻井泥浆、钻井岩屑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	符合

		<p>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”后回注现役油层。</p> <p>运营期产生的废水主要为气田采出水,本项目气田采出水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。</p>	
5	<p>应回收落地原油,以及原油处理、废水处理产生的油泥(砂)等中的油类物质,含油污泥资源化利用率应达到90%以上,残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别,根据识别结果资源化利用或无害化处置。</p>	<p>本项目属于天然气开采项目,不涉及落地原油、油泥(砂)等,本项目施工期产生的固体废物主要为氢氧化钾等危险废物,委托有资质单位处理,遵循了减量化、资源化、无害化原则;运行期产生的固体废物主要有井口砂粒,均属于危险废物,委托有资质单位进行处理。遵循了减量化、资源化、无害化原则。</p>	符合

1.4.3.4 与《地下水管理条例》(中华人民共和国国务院令 第748号)符合性分析

本项目与《地下水管理条例》(中华人民共和国国务院令 第748号)符合性分析见表1.4-6。

表 1.4-6 本项目与《地下水管理条例》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	<p>取用地下水的单位和个人应当遵守取水总量控制和定额管理要求,使用先进节约用水技术、工艺和设备,采取循环用水、综合利用及废水处理回用等措施,实施技术改造,降低用水消耗。</p>	<p>本项目不新增地下水取水井。施工期用水主要为施工人员钻井用水、生活用水、压裂用水、管道试压用水,生活用水采用桶装水,试压用水、压裂用水、钻井用水由水罐车运送。运行期不新增劳动定员,无新增用水。施工期生活用水执行定额管理要求。钻井泥浆循环利用。施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液、试气产液、试压废水和生活污水。施工期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</p>	符合

		<p>法》(SY/T5329-2022)限值“含油量$\leq 8\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 3\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”后回注现役油层,压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路;压裂返排液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$\leq 20\text{mg/L}$,悬浮物$\leq 20\text{mg/L}$”后回注现役油层;试气产液由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理达标后回注现役油层;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达标后回注现役油层;含油污水处理满足《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)限值标准“含油量$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体$\leq 5\text{mg/L}$”规定后回注现役油层,不外排;钻井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,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,施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理,场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入本项目附近集注站、集配气阀组已建防渗旱厕,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。</p> <p>运营期产生的废水主要为气田采出水,本项目气田采出水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$\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 5\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”,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。</p>	
2	<p>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。</p>	<p>本项目采取分区防渗措施,最大程度保证不污染地下水及土壤等环境。</p>	符合
3	<p>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</p>	<p>本项目采取分区防渗措施,防渗要求满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ1610-2016),具体详见6.1.3.4节;地下水环境监测委托具有资</p>	符合

	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；	质的单位进行，监测报告建设单位存档，并存档本项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，各生产设施及污染防治措施等设施的运行状况、维护记录，同时对监测结果定期进行信息公开。本项目布设4口地下水跟踪监测井，定期进行监测，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。	
4	污染物含量超过土壤污染风险管控标准的建设用地地块，编制土壤污染风险评估报告时，应当包括地下水是否受到污染的内容；列入风险管控和修复名录的建设用地地块，采取的风险管控措施中应当包括地下水污染防治的内容。	建设单位定期对本项目区域内土壤进行监测，形成监测报告，监测结果面向社会公开。	符合
5	矿产资源开采、地下工程建设疏干排水量达到规模的，应当依法申请取水许可，安装排水计量设施，定期向取水许可审批机关报送疏干排水量和地下水水位状况。	本项目为陆地天然气开采工程，不涉及地下水疏干排水。	符合

1.4.3.5 与《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

表 1.4-6 与《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）符合性一览表

	相关要求	符合性分析	符合性
基本原则	坚持统筹规划、合理利用。建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作应与农业生产、土地整治、生态修复工程等统筹规划衔接。结合建设项目实施计划，编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、运输、储存和再利用等工作。	本项目新钻气井及地面工程占用耕地(基本农田)。本项目施工前应按照《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》(DB23/T2913-2021)编制耕地表土剥离方案，由施工单位实施，建设单位进行督查；将剥离的耕地土临时堆放在施工作业带内上风向，远离药剂、柴油等污染原料，施工结束后，重新回填至表层，用于耕地复垦。	符合
实施范围	耕地坡度大于 25° 或建设占用耕地耕作层土壤严重污染、沙化、盐碱化等不适宜剥离利用的，经县(市、区)级自然资源主管部门会同农业农村主管部门认定，报经县(市、区)政府同意	根据现场勘查，本项目占地区域地势平坦，耕地坡度小于 25°，可实行表土剥离。	符合

	后,可不实施耕作层土壤剥离利用		
实施主体	单独选址项目占用耕地的,耕作层土壤剥离利用的实施主体是建设用地单位,剥离、运输、存储等相关费用纳入项目开发成本。使用农村集体建设用地占用耕地的,由用地主体负责实施耕作层土壤剥离,并承担相关费用。临时用地、设施农业用地需要剥离利用的,由项目用地单位(个人)实施耕作层土壤剥离,并承担相关费用。	本项目施工前应编制耕地表土剥离方案,由施工单位进行剥离施工,建设单位进行督查并属于责任主体;已设置专款用于表土剥离、储存期间防止流失,如加盖苫布等方面支出。	符合
	编制方案。建设占用耕地耕作层土壤剥离利用实施方案由剥离实施主体依据国家和省相关技术规范编制。	项目施工前,建设单位应按照《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》(DB23/T2913-2021)编制耕地表土剥离方案。	符合
实施步骤	剥离存储。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。	项目施工前,应按照表土剥离方案进行表土剥离:将剥离表土堆放在临时施工场址内上风向,表面覆盖苫布,四周用重物压实;施工结束后,重新回填至表层,用于耕地复垦。	符合
	剥离土壤利用。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。	项目剥离表土在施工结束后,重新回填至表层,用于耕地复垦。	符合

1.4.3.6 与《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》符合性分析

表 1.4-9 本项目与《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	重大建设项目占用永久基本农田的，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划，并按照法定程序修改相应的土地利用总体规划。	本项目属于重大建设项目，工程占用的基本农田均按照“占一补一”要求进行补偿，并按照当地政府要求办理相关征地手续	符合

1.4.3.7 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

表 1.4-10 本项目与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	<p>二、临时用地选址要求和使用期限</p> <p>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。铁路、公路等单独选址建设项目，应科学组织施工，节约集约使用临时用地。制量场、拌和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。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规(2019)1号)中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。</p> <p>临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。城镇开发边界内临时建设用地规划许可、临时建设工程规划许可的期限应当与临时用地期限相衔接。临时用地使用期限，从批准之日起算。</p>	<p>本项目临时占地主要为井场、管线施工，临时占地类型为基本农田。本项目施工严格按照“用多少、批多少、占多少、恢复多少”原则使用临时用地，尽量少占耕地。施工期施工均在临时用地内进行，严格控制施工作业带宽度。本项目临时占地采取分层开挖分层回填，施工结束后及时平整土地、复耕，恢复原种植条件。本项目临时用地使用期限一般不超过两年。</p>	符合
2	<p>三、规范临时用地审批</p> <p>县(市)自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。不得下放临时用地审批权或者委托相关部门行使审批权。城镇开发边界内使用临时用地的，可以一并申请临时建设用地规划许可和临时用</p>	<p>本项目涉及占用基本农田，按照要求由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批项目临时占地手续，本项目施工前按照要求对临时占地提交相关材料，并办理用地审批手续，同时编制临时用地土地复垦方案报告表。</p>	符合

	地审批，具备条件的还可以同时申请临时建设工程规划许可，一并出具相关批准文件。油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续;不转入生产的，油气企业应当完成土地复垦，按期归还。		
3	四、落实临时用地恢复责任 临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建(构)筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低;使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地;使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本项目临时占地主要为井场、管线等施工，占地类型为基本农田。本项目按照批准的用途使用土地，不转让、出租、抵押临时用地，且自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦。施工结束后，立即拆除施工设施设备，对临时占用耕地进行复垦，确保耕地面积不减少、质量不降低。	符合

1.4.3.8 与《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》符合性分析

文件中要求“落实污染防治责任制度，建立健全工业危险废物产生收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度；落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案；落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料；落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动；落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

本项目产生的危险废物主要有氢氧化钾、井口砂粒，氢氧化钾存放于井场设置的临时危废贮存点内，施工结束后委托有资质单位处理；井口砂粒由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，采气分公司危险废物贮存库设置危险废物识别标志，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，因此符合《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》相关管理要求。

1.4.3.9 与《基本农田保护条例》（2011年修正）符合性判定

根据《基本农田保护条例》，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。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。本次产能建设设计的新钻井场、道路工程永久占用基本农田面积共2.5134hm²，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，应先剥离占地范围内表层土，井场范围表层土堆置于井场内设置的表土剥离临时堆放区，并对堆放区做好水保措施，待钻井工程结束后，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》。

1.4.3.10 与《黑龙江省耕地保护条例》（2021年10月29日修订，2022年1月1日起施行）符合性判定

本项目与《黑龙江省耕地保护条例》（2021年10月29日修订，2022年1月1日起施行）符合性分析见表1.4-8。

表 1.4-8 与黑龙江省耕地保护条例相关要求符合性判定

序号	相关要求	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。对于永久占地应剥离表层0.3m的耕作土，且按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，按规定缴纳耕地开垦费，开垦新的耕地。	符合
3	第四十五条：耕地的耕作层土壤剥	本项目根据《黑龙江省人民政府办公厅关于建设	符合

	离按照国家 and 省有关规定执行。	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 0.3m 的表土，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，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，耕作层土壤剥离完成后，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，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。	
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，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。针对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，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，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，耕作层土壤剥离完成后，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，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《黑龙江省耕地保护条例》中要求。

1.4.3.11 与《黑龙江省空气质量持续改善行动计划实施方案》（黑政发[2023]19号）符合性分析

表 1.4-11 本项目与“黑龙江省空气质量持续改善行动计划实施方案”符合性分析

相关要求	本项目	符合性
加快重点行业落后产能淘汰退出。严格执行《产业结构调整指导目录》要求，加大退出淘汰类产能、工艺、装备，提高限制类产能、工艺、装备淘汰	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）》，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，该项目建设符合国家的产业政策。	符合

改造引导力度。		
<p>加快推进能源结构优化。到2025年，非化石能源消费比重力争超过15%。持续增加天然气生产供应，进一步优化天然气使用方式，新增天然气优先保障居民生活和清洁取暖需求，在落实气源的前提下加大工业用煤替代力度。</p>	<p>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《普通柴油》（GB252-2015）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。本项目运营期采出气集输全部采用密闭集油工艺流程，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，控制烃类气体的无组织挥发。场站已建采暖加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，并采用低氮燃烧器，天然气经燃烧后均经不低于8m高烟囱高空排放。</p>	符合

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省空气质量持续改善行动计划实施方案》（黑政发[2023]190号）中要求。

1.4.4 本项目与生态环境分区管控的符合性分析

本项目为改扩建工程，建设地点在绥化市肇东市境内。根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023年版）》、《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（绥政发(2021)10号）、《关于发布2023年生态环境分区管控动态更新成果的通知》（黑环发〔2024〕1号）及《绥化市生态环境准入清单(2023年版)》，本项目占用肇东市水环境农业污染重点管控区（管控单元分类：重点管控单元，管控单元编码：ZH23128220003）、肇东市永久基本农田（管控单元分类：一般管控单元，管控单元编码：ZH23128230001）、肇东市其他区域（管控单元分类：一般管控单元，管控单元编码：ZH23128230002）。



图 1.4-7 肇东市水环境农业污染重点管控区



图 1.4-8 肇东市基本农田、肇东市其他区域

注：截图来自黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台网站。

1.4.4.1 生态保护红线

生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的，在规划环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。

根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果》(2023年版)、《绥化市生态环境准入清单》(2023年版)以及生态环境分区管控分析报告(详见附件2)，本项目位于黑龙江省绥化市肇东市境内，所在区域属于重点管控单元、一般管控单元。

本项目不涉及国家、省、市级自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林、野生动物重要栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等环境敏感区。本项目不涉及绥化市生态红线。

根据现场勘察本项目位于黑龙江省绥化市肇东市，距离最近的生态保护红线—肇东沿江湿地自然保护区 2.2km，本项目不在生态红线之内，符合《黑龙江省生态保护红线划定实施方案》。

本项目属于气田开发工程，区域生态环境质量达到功能区划要求，生态环境风险可控，不属于高污染、高能耗项目。同时，项目施工期和运营期均采取了合理有效的污染防治措施，对周围村屯及耕地的影响较小，环境影响可接受。

综上，本项目符合生态保护红线要求。

1.4.4.2 环境质量底线

环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关规划环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。

根据黑龙江省绥化生态环境监测中心 2025年2月公布的《绥化市环境质量年报(2024年度)》，2024年绥化市空气质量劣于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准要求，项目区域属于不达标区。本项目不排放废水，项目建设不会对地表水产生影响。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;本项目永久占地内土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中第二类用地筛选值标准,以及表2(其他项目)中第二类用地筛选值标准;评价范围内居民区土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1建设用地土壤污染风险选值(基本项目)中第一类用地筛选值标准,以及表2(其他项目)中第一类用地筛选值标准;评价范围内农用地土壤可以满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1农用地土壤风险筛选值(基本项目)中标准、表1农用地土壤风险筛选值水田及其他标准。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

综上所述,本项目符合环境质量底线要求。

1.4.4.3 资源利用上线

资源是环境的载体,资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线,对规划实施以及规划内项目的资源开发利用,区分不同行业,从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议,为规划编制和审批决策提供重要依据。

本项目不消费煤炭能源,项目投产后新增年耗电539.31万kW·h,符合绥化市能源管控要求;项目不开采地下水,符合大庆市水资源管控要求;本项目在选址和布局上根据“地下决定地上,地下顾及地上”的原则,采用环境影响最小的布局方案,尽可能减少对土地的占用,土地资源消耗符合要求。

因此,本项目建设符合资源利用上线要求。

1.4.4.4 环境准入清单

生态环境准入清单是指基于环境管控单元,统筹考虑生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线的管控要求,提出的空间布局、污染物排放、环境风险、资源开发利用等方面禁止和限制的环境准入要求。

根据《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》(绥政发(2021)10号)、《关于发布2023年生态环境分区管控动态更新成果的通知》(黑环发(2024)1号)及《绥化市生态环境准入清单(2023年版)》,本项目占用肇东市水环境农业污染重点管控区、肇东市永久基本农田、肇东市其他区域,具体位置见附图18。本项目与绥化市生态环境准入清单符合性分析见表1.4-11,与安达市生态环境准入清单符合性分析见表1.4-12。

表 1.4-11 本项目与绥化市生态环境准入清单管控体系符合性分析

适用范围	管控维度	管控要求	本项目符合性分析
总体要求	空间布局约束	<p>1.加大黑土地保护；农产品禁止生产区域，禁止种植食用农产品；禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，取缔非法污泥堆放点。</p> <p>2.严禁以任何名义、任何方式备案产能严重过剩行业的增加产能项目。对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染、造纸、制革、染料、焦化、电镀等行业中，环保、能耗、安全、质量等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，要依法依规有序退出。坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展，严控“两高”行业产能，严格执行钢铁、水泥等行业产能转换。</p> <p>3.严格合理控制煤炭消费增长，逐步降低煤炭消费比重。大力推动煤电机组节能降耗改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”，原则上不再新增煤电规模。</p> <p>4.县级及以上城市建成区原则上不再新建 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建 10 蒸吨小时以下燃煤锅炉。采取生物质锅炉替代的，需使用专用锅炉配套布袋等高效除尘设施，若氮氧化物排放不能达标的需配备脱硝设施，使用过程中严禁掺烧煤炭、垃圾等其他物料。实施工业炉窑清洁能源替代，大力推进电能替代煤炭，积极稳妥推进以气代煤。</p>	<p>1、本项目为常规天然气开采项目，属于国家能源建设项目，本次新建 4 口气井，基建 4 口气井，均位于耕地内，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地(黑土地)。项目永久占地 2.5134hm²，临时占地 10.962hm²。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。</p> <p>2、本项目为常规天然气开采项目，不属于有色、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业。不属于高污染、高能耗行业。</p>
	污染物排放管控	<p>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。</p> <p>2.2025 年和 2035 年全市水污染物化学需氧量和氨氮削减量不低于省政府确定的削减量。到 2025 年，化学需氧量、氨氮重点工程减排量分别达到 10984.9 吨、1200 吨。</p>	<p>本项目采出气集输全部采用密闭集输工艺流程，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发。本项目施工期及运营期废水均不外排。</p>
	环境风险防控	<p>各级人民政府及其有关部门和企业事业单位，应当依照《中华人民共和国突发事件应对法》的规定，做好突发环境事件的风险控制、应急准备、应急处置和</p>	<p>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更新了企业环境风险应急预案(备案号：230604-2024-47-L)，企业应结合本工程工艺特</p>

		事后恢复等工作。	征, 适时修订现有应急预案, 将本项目纳入应急预案体系, 并定期进行应急培训和演练。
资源利用效率要求		<p>1.水资源: 全市 2025 年用水总量不得超过 36.55 亿立方米, 2030 年用水总量控制指标不高于省政府确定的指标。</p> <p>2.土地资源: 全市 2025 和 2035 年耕地保有量不低于规划指标。</p> <p>3.能源: 2025 年和 2035 年, 全市煤炭消费上线不高于省政府确定的指标。</p>	项目永久占地较少, 临时占地均为施工结束后进行生态恢复; 本项目施工期消耗的水主要用于生活需要, 用量较少; 井场、依托场站设备能源主要依托电网供电, 不消费煤炭, 能源消耗符合绥化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		<p>1.禁燃区禁止燃用燃料组合类别确定为国环规大气 (2017) 2 号中 I 类类别。</p> <p>2.禁燃区内禁止燃用石油焦、油页岩、原油、重油、渣油、煤焦油等燃料; 单台出力小于 20 蒸吨/小时的锅炉禁止燃用煤炭及其制品 (包括原煤、散煤、煤矸石、煤泥、煤粉、水煤浆、型煤、焦炭、兰炭等)。</p> <p>3.禁燃区内不得新建、扩建国环规大气 (2017) 2 号 II 类类别规定中禁止燃用高污染燃料的燃用设施, 不得销售国环规大气 (2017) 2 号 II 类类别中规定的高污染燃料。</p>	本项目依托场站已建采暖加热炉使用清洁能源天然气, 不使用高污染燃料。

表 1.4-12 与肇东市生态环境准入清单符合性分析

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	拟建项目情况	符合性
ZH23128220003	肇东市水环境农业污染重点管控区	重点管控单元	空间布局约束 1.执行除干旱地区外, 新建城区应全面实行雨污分流, 鼓励对初期雨水进行收集、处理和资源化利用。 2.大气环境布局敏感重点管控区同时执行 (1) 严控“两高”行业产能。严格执行钢铁、水泥、平板玻璃等行业产能置换实施办法。(2) 利用水泥窑协同处置城市生活垃圾、危险废弃物、电石渣等固废伴生水泥项目, 必须依托现有新型干法水泥熟料生产线进行不扩产能改造。	本次油田区块位于黑龙江省绥化市肇东市境内, 位于农村地区, 属于常规天然气开采项目, 不属于高污染、高能耗行业。本项目施工期运行期产生的污染物均可得到有效治理, 可控制污染物排放; 本项目施工期及运营期废水均不外排。施	符合

			<p>1. (1) 新区污水管网规划建设应当与城市开发同步推进,除干旱地区外均实行雨污分流。</p> <p>(2) 强化城中村、老旧城区和城乡结合部污水截流、收集。</p> <p>(3) 推进合流制排水系统雨污分流改造,难以改造的,应采取截流、调蓄和治理等措施;推进现有污水处理设施配套管网建设;进一步提高城市、县城生活污水收集处理效能。</p> <p>(4) 县级以上人民政府应当合理确定城镇排水与污水处理设施建设标准,统筹安排管网、泵站、污水处理厂以及污泥处理处置、再生水利用、雨水调蓄和排放等排水与污水处理设施建设和改造,提高城镇污水收集率和处理率。</p> <p>2. 大气环境布局敏感重点管控区同时执行 (1) 对以煤、石焦油、渣油、重油等为燃料的锅炉和工业炉窑,加快使用清洁低碳能源以及工厂余热、电力热力等进行替代。</p> <p>(2) 到 2025 年,在用 65 蒸吨/小时以上的燃煤锅炉(含电力)实现超低排放,钢铁企业基本实现超低排放。</p>	<p>工结束后对临时占地进行恢复,对永久占地进行平整补偿。</p>	
	<p>污染物排放管控</p>				<p>环境风险防控</p>
		<p>1. 大气环境布局敏感重点管控区同时执行禁止在居民区、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。</p> <p>2. 高污染燃料禁燃区同时执行 (1) 在禁燃区内,禁止销售、燃用高污染燃料;禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施,已建成的,应当在城市人民政府规定的期限内改用天然气、页岩气、液化石油气、电或者其他清洁能源。(2) 城市建设应当统筹规划,在燃煤供热地区,推进热电联产和集中供热。在集中供热管网覆盖地区,禁止新建、扩建分散燃煤供热锅炉;已建成的不能达标排放的燃煤供热锅炉,应当在城市人民政府规定的期限内拆除。</p>			

			资源开发效率要求	<p>高污染燃料禁燃区同时执行 1.在禁燃区内,禁止销售、燃用高污染燃料;禁止新建、扩建然用高污染燃料的设施,已建成的,应当在城市人民政府规定的期限内改用天然气、页岩气、液化石油气、电或者其他清洁能源。</p> <p>2.城市建设应当统筹规划,在燃煤供热地区,推进热电联产和集中供热。在集中供热管网覆盖地区,禁止新建、扩建分散燃煤供热锅炉;已建我的不能达标排放的燃煤供热锅炉,应当在城市人民政府规定的期限内拆除。</p>		
ZH23 12823 0001	肇东市永久基本农田	一般管控单元	资源开发效率要求	<p>执行 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“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。 位于优先保护单元和重点管控</p>	<p>本项目为常规天然气开采项目,属于国家能源建设项目,在现有开发区块内进行建设。本次新建 4 口气井,基建 4 口气井,均位于耕地内。</p> <p>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。本项目涉及地表水为鱼塘,不涉及地下水水源保护区,不开采地下水,本项目施工期及运营期废水均不外排。</p>	符合

			单元内永久基本农田也同时执行此要求。		
ZH23 12823 0002	肇东市其他区域	一般管控单元	空间布局约束 执行 1.引导工业项目向开发区集中,促进产业集聚、资源集约、绿色发展。2.强化节能环保标准约束,严格行业规范、准入管理和节能审查,对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、船舶、煤炭、印染、造纸、制革、染料、焦化、电镀等行业中,环保、能耗、安全等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能,要依法依规有序退出。	本项目为常规天然气开采项目,属于国家能源建设项目,在现有开发区块内进行建设。本次新建4口气井,基建4口气井,均位于耕地内。本项目不涉及高污染燃料禁燃区。	符合

1.4.5 选址合理性分析

本项目位于黑龙江省绥化市肇东市境内。本项目拟在已开发的四站储气库新钻4口注采井（四库平6、四库平7、朝库平6、朝库平7）并进行地面工程建设，其中新建单井注采管道8km（DN200-5.6km，DN250-2.4km），对四站集注站进行改扩建（新建甲醇储罐1座、加药泵房撬1座、进站阀组2套），在朝51集配气阀组新建进站阀组2套，配套建设道路工程、供配电工程、自动控制、通信工程等，建成采气产能 $0.86 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，注气能力为 $0.8 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。本项目评价范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、水土流失重点预防区、重点治理区以及医疗卫生、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，不涉及生态保护红线，本项目涉及占用基本农田。

根据《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（绥政发〔2021〕10号），本项目位于绥化市重点管控单元、一般管控单元，不在生态保护红线范围内，符合“三线一单”相关要求。同时，项目建设符合黑龙江主体功能区划、黑龙江省生态功能区划等相关规划要求。

本项目位于黑龙江省绥化市肇东市境内，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》，黑龙江省绥化市肇东市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，针对本项目的具体特点，制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，施工期严格控制施工作业占地范围，施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，路基边坡采取种草措施护坡固土，尽量减少工程建设对土地沙化的影响。

本项目临时占用基本农田 10.962hm²，施工期临时占地上无永久性建筑物；永久占用基本农田 2.5134hm²。根据《基本农田保护条例》(2011 年 1 月 8 日修订)要求，国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。本项目临时占地和永久占地均应报项目所在的绥化市肇东市自然资源主管部门批准，永久占用基本农田按照“数量不减、质量不降、布局稳定、占一补一”的要求进行补划，临时占地在施工结束后由建设单位立即进行耕地恢复。本项目开工前大庆油田有限责任公司采气分公司应按照《基本农田保护条例》等法律法规到相关部门办理用地审批相关手续。施工期临时占用的土地均应在施工结束后进行恢复，占用的耕地及时进行复耕，临时占地恢复按照先填心、底土，后平覆表土的顺序进行回填，同时施工期严格控制作业面积，不占用碾压临时占地面积外的土地。

本项目在井位的选址和布局上采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感目标，减少对耕地的占用，并对临时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。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、土壤环境影响和固体废物对周围的环境影响。项目施工期、运营期产生的废气、废水、噪声、固体废物和生态影响，通过采取相应防护措施后，各项污染物均可以达标排放，生态影响可以得到有效的恢复；工程通过巡检、加强管理、采取区域联动等事故风险防范措施后，利于环境风险的防范和应急反应。综上所述，本项目选址合理。

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、柴油发电机燃烧产生的烟气、施工设备和运输车辆尾气、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，随着施工期的结束，废气对周边环境空气的影响会逐渐消失。

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 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”；后回注现役油层，压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路；压裂返排液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 $\leq 20\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 20\text{mg/L}$ ”后回注现役油层；试气产液由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理达标后回注现役油层；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达标后回注现役油层；含油污水处理满足《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)限值标准“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”规定后回注现役油层，不外排；钻井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，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，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入本项目附近集注站、集配气阀组已建防渗旱厕，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。

声环境影响：主要体现在钻井、压裂施工机械、车辆运行产生的噪声以及试气火炬产生的噪声对周围声环境产生的影响，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，且本项目拟建井场厂界向外 200m 无声环境保护目标，管线施工 300m 范围内敏感目标为四库平 7 与四库平 6 串接后集输管线西南侧 65m 的散户 1、朝库平 7 井集输管线北侧 180m 的南城赵屯，在距离散户 1、南城赵屯较近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。施工期较短，通过距离衰减，施工期产生噪声对周围村屯产生影响较小。

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、非含油防渗布及膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、废氧化钾包装袋、施工废料、生活垃圾。废钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液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 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层，压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路；废氧化钾包装袋暂存于危险废物贮存点内，委托有危险废物处置资质的单位进行处置；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，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，膨润土、纯碱、重晶石粉废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。

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，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柴油罐内储存的柴油、钻井使用的氢氧化钾以及天然气(甲烷)，主要关注柴油泄火灾风险、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，运营期本项目气田采出水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，处理后的水质执行《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“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注现役油层。

声环境影响：主要关注井场、站场站内新增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、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砂粒处置去向。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。工程各固体废物均有妥善处置去向，不外排，因此对周围环境基本无影响。

土壤影响：本工程钻井、地面工程井场、管道与道路建设时对土壤环境的扰动影响。项目施工期产生的废弃泥浆等及运营期产生的废水和固废等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境造成污染影响。但在施工期及运营期采取相关防治措施后，项目的开发建设对区域土壤环境影响较小。

生态影响：本工程井场、道路修建和管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地

暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。只要采取必要的措施，该项目对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

环境风险：本项目涉及的风险物质为天然气(甲烷)、CO 以及少量的甲醇等，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。

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。设备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。生活污水排入本项目附近集注站、集配气阀组已建防渗旱厕，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。

固废影响：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，拆除废旧设备回收至采气分公司资产回收库；含油废防渗布在作业结束后，委托有资质单位转运处置；封井垃圾收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场填埋处理；退役期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。

1.6 环境影响评价主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展和改革委员会令第 7 号)中鼓励类项目，符合国家产业政策要求；按照《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部令第 4 号)的要求，项目环评进行过程中，建设单位开展了三次公众参与调查，公众参与调查期间未收到公众对本项目的意见。

在认真落实工程设计和本报告书提出的污染防治、生态保护、恢复和补偿以及环境风险防范措施，严格落实环境保护“三同时”，强化环境管理和环境风险预防的前提下，具有环境影响可接受性，可达到社会效益和环境效益的统一，从环境保护角度看，项目建设是可行的。

2 总则

2.1 评价目的

(1) 对建设项目的工程内容和工艺流程进行分析，明确污染源和可能产生的污染因素，明确污染物的排放源强。对现有项目进行简要分析，明确现有项目的产排污、环保措施以及影响分析，并对本项目的依托工程进行依托可行性分析。

(2) 对建设项目所在地的自然环境和环境质量进行现状调查，查清项目拟建厂址所在地区的环境质量现状，得到当地的环境质量现状的结论及存在的主要环境制约因素。

(3) 分析、预测、评价项目建设对评价区域内大气环境、地下水环境、声环境、生态环境和环境风险可能造成的影响程度和范围。

(4) 对项目建设过程中拟采取的环保措施进行论证，提出污染防治措施及生态保护对策与建议。

(5) 从环境保护和环境风险角度论证项目建设的可行性，并从设计、生产、管理和环境污染防治等方面提出环境保护和减缓措施，最大限度降低项目对环境的不利影响，确保经济和环境的可持续发展。

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》（2015年1月1日修订施行）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日修正施行）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018年10月26日修正施行）；

- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018年1月1日修正施行）；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019年1月1日起施行）；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022年6月5日起施行）；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年9月1日起施行）；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席令第39号，2011年3月1日）；
- (9) 《中华人民共和国环境保护税法》（第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十五次会议，2018年1月1日）；
- (10) 《中华人民共和国湿地保护法》（中华人民共和国主席令第102号，实施日期2022年6月1日）；
- (11) 《中华人民共和国土地管理法》（2019修订），2019年8月26日修订，2020年1月1日起施行；
- (12) 《中华人民共和国黑土地保护法》（2022年6月24日第十三届全国人民代表大会常务委员会第三十五次会议通过）。

2.3.2 环境保护相关法规

- (1)《建设项目环境保护管理条例》(中华人民共和国国务院令第682号,2017.10.01)；
- (2) 《土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令第592号，2011.03.05）；
- (3) 《地下水管理条例》《2021年10月29日公布，自2021年12月1日起施行》；
- (4) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (5) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (6) 《黑龙江省耕地保护条例》（2021年10月29日修订，2022年1月1日起施行）；
- (7) 《基本农田保护条例》（2011年修正）；
- (8) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2024年3月1日起施行）。

2.3.3 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）》（部令第16号），2021年1月1日起施行；
- (2)《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发〔2015〕17号,2015.04.02)；
- (3)《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》(国发〔2016〕31号,2016.05.28)；
- (4) 《产业结构调整指导目录（2024年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第7号）；

- (5) 《国家危险废物名录(2025年版)》(部令第15号,2025年1月1日起施行);
- (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,2012.07.03);
- (7) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发[2012]98号,2012.08.07);
- (8) 《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);
- (9) 《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部令第4号,2019.01.01);
- (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) 《黑龙江省水污染防治工作方案》(黑政发[2016]3号,2016.01.10);
- (14) 《黑龙江省土壤污染防治实施方案》(黑政发[2016]46号,2016.12.30);
- (15) 《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);
- (16) 《黑龙江省人民政府办公厅关于印发黑龙江省“十四五”黑土地保护规划的通知》(黑政办规〔2021〕48号,2021.12.31);
- (17) 《黑龙江省区域空间生态环境评价报告》(2021年3月);
- (18) 《黑龙江省生态环境准入清单(绥化市)》(2023年版)。
- (19) 《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》(绥政发〔2021〕10号,2021.6.17);
- (20) 《黑龙江省主体功能区规划》;
- (21) 《黑龙江省生态功能区规划》;
- (22) 《绥化市水土保持规划》(2019~2030年);
- (23) 《大庆油气田地面工程“十四五”规划》;
- (24) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018);
- (25) 《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》(DB23/T2913-2021)。
- (26) 《突发环境事件应急管理办法》,(环境保护部令第34号,2015年6月5日);
- (27) 《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》,环环评[2018]11号,2018年1月25日;

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

(29)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》，环办环评[2017]84号；

(30)《关于发布2023年生态环境分区管控动态更新成果的通知》（黑环发〔2024〕1号）；

(31)《关于发布绥化市生态环境准入清单（2023年版）的函》（2023.1.29）；

(32)《危险废物排除管理清单（2021年版）》（生态环境部公告2021年第66号，2021.12.2）。

2.3.4 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 声环境》(HJ2.4-2021)；

(4)《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；

(5)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；

(6)《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

(7)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)；

(8)《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）；

(9)《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017年第43号，2017.10.1）；

(10)《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部办公厅，2021年12月21日）；

(11)《危险废物转移管理办法》（2022年1月1日实施）；

(12)《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）；

(13)《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；

(14)《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）；

(15)《排污许可证申请与核发技术规范-总则》（HJ942-2018）；

(16)《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版）。

2.3.5 其它相关依据及支持性文件

(1)《四站储气库调整方案》（大庆油田有限责任公司勘探开发研究院，2025年7月）；

(2) 《四站储气库调整方案钻井工程方案》(大庆油田有限责任公司, 2025年11月);

(3) 《大庆四站储气库调整方案(注采工程)》(大庆油田有限责任公司采油工艺研究院, 2025年10月);

(4) 《四站储气库调整方案(地面工程)》(大庆油田设计院有限公司, 2025年11月)。

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 评价时段

本项目评价时段为施工期、运行期和退役期。

2.4.2 环境影响因素识别

(1) 影响环境要素程度的识别

根据气田开发项目的工程特点及工程所在区域的环境特征, 工程开发过程对自然环境、生态环境的影响因素和程度见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响因素		自然环境					生态环境			环境风险
		环境空气	地下水	声环境	固体废物	土壤环境	水土保持	野生植物	野生动物	
施工期	场地清理	-2	/	-1	/	-2	-2	-2	-1	/
	钻井工程	-2	-1	-2	-1	-2	-1	-2	-2	-1
	储层改造工程	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
	井场、站场施工	-2	-1	-2	-2	-1	-1	/	/	-1
	管线施工	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-1	/
	机械运输	-1	/	-1	/	/	/	-1	-1	/
	安装建设	-1	/	-1	-1	/	/	/	/	/
	材料堆放	-1	/	/	/	/	/	-1	/	/
运行期	采气工艺	-1	/	-1	-1	-1	/	/	/	-1
	站场工艺	-1	-1	-1	-1	-1	/	/	/	-1
	管线集输	-1	/	/	/	/	/	-1	/	-1
	危废运输	-1	/	-1	-1	/	/	/	/	-1
退役期	工程车辆	-1	/	-1	/	/	/	/	/	/
	井场	/	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	/

注: 3-重大影响; 2-中等影响; 1-轻微影响; “-”-表示不利影响; “+”-表示有利影响

本项目施工期主要为钻井施工及地面设施建设，如场地清理、新建井场、站场施工、管线施工、交通运输、安装建设、材料堆放等活动，主要对周围生态环境产生一定不利影响，主要体现在施工扬尘、柴油发电机排出的烟气、试气过程中放空火炬排放的燃烧废气，管道焊接过程产生的焊接烟尘、施工机械及车辆尾气、噪声、钻井废水、压裂返排液、试气废液、试压废水、生活废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋及非含油废防渗布、施工废料、废氢氧化钾包装袋、生活垃圾等对周围大气、声环境、地下水、土壤环境、水土保持等的影响以及施工期占用土地、破坏土壤、地表植被等对野生动植物的影响。施工期环境影响主要表现为短期内影响，随着施工期的结束而消失。本项目运行期污染物排放主要集中在井场、场站，天然气开采及集输处理过程无组织挥发的烃类气体、加热炉燃烧排放的烟气、井场、站场放空燃烧烟气、气田采出水、井场、站场内设备机泵等设备噪声、放空噪声，井口砂粒危险废物对周围大气、声环境、地下水、土壤环境的影响。与施工期相比，运行期对环境的污染影响稍轻，但持续的时间较长。

本项目气田开发进入退役期，产量明显下降，生产设施相继关闭，因此气田退役期对各环境因素的影响范围和程度上均有所降低。退役期环境的影响主要表现为生产设施拆除、封井、管线拆除等施工活动，施工将造成一定程度的水土流失、扬尘等。

(2) 影响环境要素性质的识别

采用环境影响性质识别表对工程影响环境的性质进行识别。影响性质分不利影响和有利影响，长期影响和短期影响，可逆影响与不可逆影响，局部影响与广泛影响，项目建设工程对环境影响的性质分析结果见表 2.4-2。

表 2.4-2 项目建设工程对环境影响的性质分析

环境分析		不利影响						有利影响			
		短期	长期	可逆	不可逆	局部	广泛	短期	长期	广泛	局部
自然 环境	环境 空气	/	√	√	/	√	/	/	/	/	/
	水环 境	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	声环 境	/	√	√	/	√	/	/	/	/	/
	水土 流失	√	/	/	/	√	/	/	/	/	/
	土壤	/	√	/	√	√	/	/	/	/	/

	景观	/	√	√	/	√	/	/	/	/	/
生态	野生植物	√	√	√	/	√	/	/	/	/	/
	野生动物	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/

根据表 2.4-2 可知，本项目对环境要素不利影响主要表现在环境空气、水土流失、声环境等方面，这些影响大部分是局部可逆影响，长期影响（运行期）也是相对短期而言，项目服务期满影响基本可以消除。

2.4.3 评价因子筛选

根据《环境影响评价技术导则 陆地是由天然气开发建设项目》（HJ349-2023），结合建设项目工程特征及周围地区环境质量概况，确定本项目评价因子，详见表 2.4-3~表 2.4-4。

表 2.4-3 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	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程、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 ）
天然气集输工程	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	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃、甲醇	耗氧量、氨氮、石油类等	/	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 ）

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(Ld)、夜间等效声级(Ln)
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、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	/	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)
天然气集输工程退役期	施工期	颗粒物	/	/	地表扰动面积及类型	昼间等效声级(Ld)、夜间等效声级(Ln)

表 2.4-4 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	临时占地短期可逆	弱						

		地产生的直接影响								
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						
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度	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						

2.5 环境功能区划及评价标准

2.5.1 环境功能区划

2.5.1.1 大气环境

本项目位于黑龙江省绥化市肇东市境内，自然保护区环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及2018年修改单一级标准，其他地区执行二级标准。

2.5.1.2 地下水环境

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

2.5.1.3 声环境

评价范围内乡村地区执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准，其他地区执行2类标准。

2.5.1.4 土壤环境

评价范围内居民区土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1建设用地土壤污染风险选值(基本项目)中第一类用地筛选值标准，以及表2(其他项目)中第一类用地筛选值标准;评价范围内农用地土壤可以满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1农用地土壤风险筛选值(基本项目)中标准、表1农用地土壤风险筛选值水田及其他标准。

2.5.1.5 地表水环境

评价范围内各鱼塘执行《渔业水质标准》（GB11607-1989）标准。

2.5.2 环境质量标准

2.5.2.1 环境空气质量标准

自然保护区环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单一级标准，其他地区执行二级标准。标准限值见表2.5-1。

表 2.5-1 评价区域内各项污染物的浓度限值

污染物名称	取值时间	一级标准	二级标准	单位
二氧化硫 SO ₂	年平均	20	60	μg/m ³
	24 小时平均	50	150	μg/m ³
	1 小时平均	150	500	μg/m ³
二氧化氮 NO ₂	年平均	40	40	μg/m ³
	24 小时平均	80	80	μg/m ³
	1 小时平均	200	200	μg/m ³
一氧化碳 CO	24 小时平均	4	4	mg/m ³
	1 小时平均	10	10	mg/m ³
臭氧 O ₃	日最大 8 小时平均	100	160	μg/m ³
	1 小时平均	160	200	μg/m ³
PM ₁₀	年平均	40	70	μg/m ³
	24 小时平均	50	150	μg/m ³
PM _{2.5}	年平均	15	35	μg/m ³
	24 小时平均	35	75	μg/m ³
TSP	年平均	80	200	μg/m ³
	24 小时平均	120	300	μg/m ³

环境空气中非甲烷总烃参照《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/m³。

表 2.5-2 大气污染物综合排放标准详解 单位: mg/m³

标准	污染物名称	最高允许浓度
《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

2.5.2.2 地表水环境质量标准

评价区域内地表水体主要为鱼塘，执行《渔业水质标准》（GB11607-1989）标准，具体见表 2.5-3。

表 2.5-3 渔业水质标准 单位: mg/L (pH 值除外)

序号	项目	标准值
1	pH	6.5-8.5
2	石油类	≤0.5
3	硫化物	≤1
4	挥发酚	≤0.001

2.5.2.3 地下水质量标准

评价区域内地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求。

表 2.5-4 地下水质量标准

类别 项目	标准	标准来源
pH	6.5~8.5 (无纲量)	《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	

2.5.2.4 声环境

评价范围内乡村地区执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1 类标准, 其他地区执行 2 类标准, 具体见表 2.5-5。

表 2.5-5 声环境质量标准 单位: dB (A)

项 目	适用区	昼 间	夜 间
《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 1 类标准	居住区	55	45
《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准	混杂区	60	50

2.5.2.5 土壤环境

本项目井场、站场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) 中第二类用风险地筛选值; 本项目居民区内土壤执行《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 2.5-6。

表 2.5-6 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	蒽	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

本项目管线临时占地及周边农用地主要为水田和旱田，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基本项目筛选值标准，稻田地执行水田标准，石油烃（C₁₀-C₄₀）参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表2中第一类用地风险筛选值。具体标准详见表2.5-7。

表 2.5-7 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	果园	200
		其它	100
7	镍		190
8	锌		300

注：石油烃（C₁₀-C₄₀）参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表2中第一类用地风险筛选值（826mg/kg）。

2.5.3 污染物排放标准

2.5.3.1 废气

（1）项目施工期扬尘（颗粒物）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2.5-8；

表 2.5-8 大气污染物综合排放标准 单位：mg/m³

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

（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，以及《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，柴油机烟气中SO₂、NO_x的排放参考执行《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,具体见表2.5-9、表2.5-10、表2.5-11。

表 2.5-9 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+ NO _x (g/kWh)	PM (g/kWh)
第三 阶段	$P_{max} > 560$	3.5	6.4	0.2
	$130 \leq P_{max} \leq 560$	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 2.5-10 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	

表 2.5-11 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
二氧化硫	周界外浓度最高点	0.4
氮氧化物		0.12

(3) 井场运行期排放的 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, 改扩建场站厂区内执行《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 2.5-12 及 2.5-13;

(4) 本项目改扩建场站排放的 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 2.5-12。

(5) 本项目改建场站、井场运行期排放的甲醇执行《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,

表 2.5-12 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准 单位: mg/m^3

污染物	无组织排放监控浓度限值		备注
	监控点	浓度	
非甲烷总烃	周界外浓度最高点	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)

表 2.5-13 厂区内 NMHC 无组织排放限值 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	

表 2.5-14 大气污染物综合排放标准 单位：mg/m³

污染物	无组织排放监控浓度限制	
	监控点	浓度
甲醇	周界外浓度最高点	12

(6) 运营期依改扩建四站集注站内已建采暖加热炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表 2 新建锅炉标准限值，具体见表 2.5-15。

表 2.5-15 工业炉窑大气污染物排放浓度限值 单位：mg/m³

区域	污染物项目	颗粒物	SO ₂	NO _x	烟气黑度(林格曼级)
非重点地区	加热炉(新建、燃气)	≤20	≤50	≤200	≤1

2.5.3.2 废水

本项目试气产液由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理达标后回注现役油层；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达标后回注现役油层；本项目气田采出水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)中标准限值“含油量≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L、粒径中值≤2μm/L”规定后回注现役油层，不外排。《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)标准限值见表 2.5-16，《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 2.5-17。

表 2.5-16 大庆油田水驱注水水质主要控制指标

项目	空气渗透率μm ²				
	<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 2.5-17 水质主要控制指标

储层空气渗透率, μm ²	<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

2.5.3.3 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 2.5-18。

表 2.5-18 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

运营期井场、改扩建站场厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准，具体见表2.5-19。

表 2.5-18 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB (A)

昼 间	夜 间
60	50

2.5.3.4 固体废物

(1) 施工期产生的生活垃圾执行《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) 项目施工期产生的纯碱、膨润土、重晶石粉废包装袋及非含油废防渗布等属于一般工业固体废物，参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中的规定，其贮存过程应满足相应防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求；施工期产生的废弃KOH包装袋执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求。

(3) 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)等施工废料等属于一般工业固体废物，参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中的规定，其贮存过程应满足相应防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求。

(4) 施工期产生的废KOH包装袋执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求。

(5) 运营期新建井口除砂器产生的井口砂粒执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求。

2.6 评价等级及评价范围

2.6.1 环境空气

2.6.1.1 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开采及集输过程中无组织排放的烃类气体(以 NMHC 计)、新建甲醇储罐排放的甲醇气体。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 2.5 2。

表 2.7-3 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/°C		38.9
最低环境温度/°C		-36.2
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：

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

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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

大气面源参数见表 2.7-1。

表 2.7-1 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	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	甲醇

				/°			度 /m				
四站集注站	125.930325	45.76588	146	0	170	155	2	8760	正常排放	0.0023	/
朝 51 集配气阀组	125.812552	45.810226	181	0	70	55	2	8760		0.0005	/
四站集注站甲醇储罐	125.93128	45.766135	147	0	30	25	2	8760		/	0.0000057
四库平 6 井场	125.967871	45.775537	122	0	40	30	2	8760	正常排放	0.0003	/
四库平 7 井场	125.956402	45.78122	127	0	40	30	2			0.0003	/
朝库平 6 井场	125.829194	45.796252	163	0	40	30	2			0.0003	/
朝库平 7 井场	125.799339	45.804146	177	0	40	30	2			0.0003	/

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 2.7-2。

表 2.7-2 Pmax 和 D10%预测和计算结果一览表

污染源	预测因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大地面空气质 量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占 标率 (%)	D10% (m)
四站集注站	NMHC	2000	4.0601	0.2030	/
朝 51 集配气阀组	NMHC	2000	2.1578	0.1079	/
四站集注站甲醇储罐	甲醇	3000	0.0405	0.0013	/
四库平 6 井场	NMHC	2000	2.1309	0.1065	/
四库平 7 井场	NMHC	2000	2.1309	0.1065	/
朝库平 6 井场	NMHC	2000	2.1309	0.1065	/
朝库平 7 井场	NMHC	2000	2.1309	0.1065	/

《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2.7-3。

表 2.7-3 评价等级判别表

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

本项目 Pmax 最大值出现为四站集注站排放的 NMHCPmax 值为 0.2030%，Cmax 为

4.0601 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为三级。

2.6.1.2 评价范围

本项目大气评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），不进行进一步预测与评价，只对污染物排放进行核算。因此本项目大气评价范围为拟建井场、改扩建场站边界外扩2.5km范围的矩形区域的包络范围，评价范围总面积约89.03 km^2 。

2.6.2 地表水

2.6.2.1 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 2.6-6。

本项目针对水污染防治采取了防治措施，施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液、试气产液、试压废水和生活污水。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 $\leq 8\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注现役油层，压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路；压裂返排液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 $\leq 20\text{mg}/\text{L}$ ，悬浮物 $\leq 20\text{mg}/\text{L}$ ”后回注现役油层；试气产液由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理达标后回注现役油层；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达标后回注现役油层；含油污水处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 10\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg}/\text{L}$ ”规定后回注现役油层，不外排；钻井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，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，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入本项目附近集注站、集配气阀组已建防渗旱厕，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。

运营期产生的废水主要为气田采出水，本项目气田采出水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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，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。

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。设备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；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。

本项目排放的生活污水属于间接排放，其它废水均不外排，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水环境影响评价工作分级要求，建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价，因此本项目评价等级为三级 B。

表 2.6-6 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 $Q/(\text{m}^3/\text{d})$ ；水污染物当量数 $W/(\text{无量纲})$
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级B	间接排放	—

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

注 2：废水排放量按行业排放标准中规定的废水种类统计，没有相关行业排放标准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: 仅涉及清浄下水排放的, 如其排放水质满足受纳水体水环境标准要求的, 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。**

2.6.2.2 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, 应覆盖环境风险影响范围所及的水环境保护目标水域。因此本项目地表水评价范围为区域内地表水体为附近鱼塘。

2.6.3 地下水

2.6.3.1 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 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)、《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016), 建设项目地下水评价等级由项目所属的地下水环境影响评价项目类别、地下水环境敏感程度判定。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”

综上, 本项目地下水环境影响评价项目类别确定为 II 类。

(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 2.6-7。

表 2.6-7 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。

经现场调查，本项目调查范围内分布有杜家屯、四撮房、朱乃峰、双合屯、车家窝堡、八大哈、前平安、西铁板市、桑家屯、南城赵、单家小铺、魏家屯、宋家烧锅、大窑屯、新立屯、靠山屯、榛柴村、榛柴岗、东榛山屯、老爷屯、新立屯南、杨毛驴等村屯。各村屯均由村屯内分散式饮用水源井集中供水，开采层位均为承压含水层，地下水开采规模均小于 5 万 m³/d，且分散式饮用水源井均未划定保护区。根据《全省地市级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》《全省县区级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等 11 个地市 384 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2019〕118 号）和《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨市等市（地）197 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2020〕97 号），调查范围内无集中式饮用水水源地。

根据《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》划定饮用水源井补给径流区，地下水饮用水源井补给径流区判定依据见表 2.6-3。

表 2.6-8 地下水饮用水源井补给径流区判定表

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

			程圈定的范围
--	--	--	--------

质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数；

n_e —有效孔隙度，无量纲。

根据本项目地下水地质资料情况及等水位线图，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以及该地区《水文地质手册》， $K_{\text{承压水}} = 5\text{m/d}$ ， $K_{\text{潜水}} = 1.5\text{m/d}$ ，根据区域等水位线与距离计算确定 $I_{\text{承压水}} = 0.004$ ， $I_{\text{潜水}} = 0.005$ ， $n_{e\text{承压水}} = 0.3$ ， $n_{e\text{潜水}} = 0.3$ 。

经上述公式计算得出：

①分散式饮用水源（中小型，承压水，未划定保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩 $L = 2 \times 3 \times 0.004 \times (15 \times 365 + 1100) / 0.3 = 526\text{m}$ 的区域；不敏感区为 526m 以外的区域。

②分散式饮用水源（中小型，潜水，未划定保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩 $L = 2 \times 1.5 \times 0.005 \times (15 \times 365 + 1100) / 0.3 = 328.75\text{m}$ 的区域；

不敏感区为 328.75m 以外的区域。

根据现场调查，距离本项目最近的村屯为四库平 7 井场西北侧 732m 的靠山屯，不在本项目地下水敏感区及较敏感区内，属于“不敏感”。

（3）评价等级判别

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，建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.6-9。

表 2.6-9 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

①井场及场站

根据以上分析，本项目拟建井场及改扩建站场项目类别为Ⅱ类，环境敏感程度为不敏感，同时根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）要求，地下水评价等级不低于三级。因此本项目气井井场地下水环境影响评价工作等级为“三级”。

②集输管线

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）要求：集输管道按照主要站场位置分段判定评价等级，并按相应等级开展评价工作。根据以上分析，本项目各段集输管线项目类别为Ⅲ类，各段集输管线环境敏感程度均为不敏感，因此各段集输管线地下水环境影响评价工作等级均为“三级”。

综上所述，本项目气井井场地下水环境影响评价工作等级为“三级”，各段集输管线地下水环境影响评价工作等级均为“三级”。本项目按照项目类别、评价等级分别开展评价工作。

2.6.3.2 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。集气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， $a\geq 1$ ，一般取 2；

K——渗透系数；

I——水力坡度，无量纲；

T——质点迁移天数，取值不小于 5000d，取 5000d；

n_e ——有效孔隙度，无量纲。

由此计算本项目区域承压水层下游迁移距离为 $L_{\text{承压水}}=2\times 1.0\times 0.004\times 5000/0.3=133.3\text{m}$ ；区域潜水层下游迁移距离为 $L_{\text{潜水}}=2\times 1.5\times 0.0005\times 5000/0.3=25\text{m}$ 。

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 133.3m、两侧及上游不小于 25m 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，同时综合考虑周边的地下水环境保护目标分布情况、现状布点情况，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拟建井场外扩不小于 133.3m、管线工程边界两侧各向外延伸不小于 200m，且包含现状监测点位东→西走向的合围区域，即地下水评价范围约 8.96km²。

2.6.4 声环境

2.6.4.1 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的基本原则：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 1 类和 2 类声环境功能区。本工程主要噪声源分为施工期车辆沿途产生的噪声、钻井过程产生的噪声、柴油发电机发电时产生的噪声，施工期短；本项目新建气井井场、改扩建站场边界向外 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南城赵屯；本项目运营期主要噪声源为井场、改扩建站场内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。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)的要求，结合建设项目特点，确定本项目声环境评价范围为气井井场、改扩建站场厂界向外 200m 及管道、道路中心线两侧各 200m 范围内声环境。

2.6.4.2 评价范围

根据评价工作等级要求，声环境影响评价范围为井场、改扩建站场边界向外 200m 范围内声环境，管道、道路中心线两侧各 200m 范围内的声环境。

2.6.5 生态环境

2.6.5.1 评价等级

(1) 依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，评价等级划分为一级、二级和三级。

(2) 按以下原则确定评价等级；

- a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；
- b) 涉及自然公园时，评价等级为二级；

c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；

d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；

e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；

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

g) 除本条 a)、b) 及 c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级；

h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。

(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。

(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/T19485。

本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园及生态保护红线；根据 HJ2.3 判断本工程不属于水文要素影响型；根据 HJ610、HJ964、《2022 三调黑龙江省湿地名录数据》，判断地下水水位或土壤影响范围内未分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标；本项目作为改扩建项目新增总占地面积为 13.4754hm^2 ($0.134754\text{km}^2 < 20\text{km}^2$)，占地类型为耕地（基本农田）。因此，根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19—2022）相关判定要求，该项目的生态评价等级确定为三级。

2.6.5.2 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、改扩建站场边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境。

2.6.6 土壤环境

2.6.6.1 评价等级

(1) 土壤环境影响评价项目类别

根据 2025 年 1 月 15 日对项目区域土壤监测结果,区域土壤 pH 值在 7.74~8.11 之间,土壤含盐量在 0.6~0.8g/kg 之间,对照《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)中附录 D,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 I 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 2.6-11。

表 2.6-11 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为耕地(基本农田),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 2.6-12。

表 2.6-12 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 \ 评价等级	占地规模	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

本项目拟建井场新增永久占地 2.5134hm²，新井场永久占地面积为 0.6384hm²，道路新增永久占地 1.863hm²，柱上变电站新增永久占地面积为 0.012hm²，共计 3.3568hm²，小于 5hm²，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，本项目井场及场站土壤环境影响评价工作等级为“二级”，各段集输管线无土壤环境影响评价工作等级。本项目按照项目类别、评价等级分别开展评价工作。

2.6.6.2 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”，确定本项目土壤环境评价范围为井场、改扩建站场边界外扩 200m 范围，管道两侧外延 200m 范围。

2.6.7 环境风险

2.6.7.1 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.5-13。

表 2.6-13 风险评价工作等级

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

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

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以及少量的甲醇，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、四站集注站、朝 51 集配气阀组新建输气管道，

施工期井场钻井阶段设置柴油罐 2 座（单个容积 30m³），柴油密度 0.835t/m³，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。

运营期

①采气井场

根据设计资料，本项目井场天然气最大存在量为 0.05t。

②输气管道

本项目有集输管道、集气管道，天然气密度按 60.5kg/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	长度 km	设计压力 MPa	天然气在线量 t
1	新建集输管线	四库平 6	四库平 6 与四库平 7 串接前	天然气 (甲烷)	DN200	1.2	8.0	2.280
2		四库平 7			DN200	0.85	8.0	1.615
3		四库平 6 与四库平 7 串接后	四站集注站		DN250	2.4	8.0	7.124
4		朝库平 6	朝 51 集配气阀组		DN200	2.7	8.0	5.129
5		朝库平 7			DN200	0.85	8.0	1.615

③ 甲醇储罐

根据建设单位提供资料，本项目四站集注站新建甲醇储罐 1 台，甲醇泵撬 1 座，撬内设 3 台甲醇泵，甲醇储罐容积为 43m^3 ，甲醇密度为 0.79kg/m^3 ，则甲醇最大存在量为 0.034t 。

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

序号	危险单元	输送介质	管道规格	临界量 t	最大存在量 t	qi/Qi
1	钻井井场	柴油	/	2500	50.1	0.02
		氢氧化钾	/	50	0.2	0.004
2	单个井场	天然气 (甲烷)	/	10	0.05	0.005
3	四库平 6 至四库平 6 与四库平 7 串接前	天然气 (甲烷)	DN200	10	2.280	0.2280
4	四库平 7 至四库平 6 与四库平 7 串接前		DN200	10	1.615	0.1615
5	四库平 6 与四库平 7 串接后至四站集注站		DN250	10	7.124	0.7124
6	朝库平 6 至朝 51 集配气阀组		DN200	10	5.129	0.5129
7	朝库平 7 至朝 51 集配气阀组		DN200	10	1.615	0.1615

8	四站集注站新建甲醇储罐	甲醇	/	10	0.034	0.0034
---	-------------	----	---	----	-------	--------

根据表 2.6-14 和表 2.6-15 可知，施工期钻井井场 $Q < 1$ ，运营期各井场 $Q < 1$ ，各段集输管线的 $Q < 1$ ，各井场的 $Q < 1$ ，甲醇储罐的 $Q < 1$ 。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，本项目井场、集输管线、场站值划分均为 $Q < 1$ ，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。

2.6.7.2 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表水、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边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域。

2.6.8 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 2.6-16，各环境要素评价范围图见附图 3-附图 6。

表 2.6-16 评价范围表

项目	评价等级		评价范围
大气环境	二级		拟建井场、改扩建站场边界外扩 2.5km 范围的矩形区域的包络范围，评价范围总面积约 89.03km ²
声环境	二级		拟建井场、改扩建站场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内
地表水环境	三级 B		拟建井场边界外扩 2.5km 及管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体，该范围内地表水体为鱼塘
地下水环境	井场及场站	三级	6.6km×4.0km 的矩形区域，共计约 8.96km ²
	集输管线	三级	
土壤环境	井场及场站	二级	污染影响型：井场、改扩建站场边界外扩 200m 范围，管道两侧外延 200m 范围
	集输管线	二级	
生态环境	三级		拟建井场、改扩建站场边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 范围区域的生态环境
环境风险	简单分析		拟建井场、改扩建站场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域

2.7 环境保护目标

根据调查，本项目施工区域内无自然保护区、风景名胜区、文物古迹和饮用水水源保护区分布，不在生态红线范围内。但本项目大气评价范围内涉及距离最近的肇东沿江

湿地自然保护区，距离本项目新建气井四库平 6 井场东侧 2.2km。项目主要大气环境保护目标见表 2.7-1，声环境保护目标见表 2.7-2，环境风险保护目标见表 2.7-3，地下水环境保护目标见表 2.7-4，其他环境要素保护目标见表 2.7-5，主要环境保护目标分布图见附图 3。

表 2.7-1 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	相对方位及距离
	经度	纬度				
单小铺屯	125.77315 81	45.821008 82	居民	约 110 户，350 人	二类	朝库平 7 井西北侧 2.62km
何大玉	125.83478 45	45.772821 47	居民	约 130 户，400 人	二类	朝库平 6 井南侧 2.54km
车家烧锅	125.80075 26	45.793471 88	居民	约 140 户，450 人	二类	朝库平 7 井南侧 1.05km
双合屯	125.78955 17	45.788684 06	居民	约 100 户，320 人	二类	朝库平 7 井西南侧 1.74km
朱乃峰	125.78122 62	45.790509 47	居民	约 25 户，80 人	二类	朝库平 7 井西南侧 1.93km
四撮房	125.77431 68	45.801670 07	居民	约 65 户，210 人	二类	朝库平 7 井西侧 1.76km
八大哈	125.81997 87	45.790150 38	居民	约 55 户，180 人	二类	朝库平 6 井西南侧 0.74km
西铁板市	125.84371 09	45.805439 63	居民	约 90 户，280 人	二类	朝库平 6 井东北侧 1.167km
东铁板市	125.85971 83	45.812349 84	居民	约 100 户，320 人	二类	朝库平 6 井东北侧 2.85km
杜家屯	125.79000 24	45.822025 67	居民	约 42 户，140 人	二类	朝库平 7 井西北侧 2.04km
王义屯	125.76828 72	45.782953 1	居民	约 43 户，135 人	二类	朝库平 7 井西南侧 3.26km
前平安	125.85250 85	45.783656 41	居民	约 52 户，160 人	二类	朝库平 6 井东南侧 2.10km
刘彦屯	125.86167 1	45.785377 24	居民	约 65 户，200 人	二类	朝库平 6 井东南侧 2.73km
单家小铺	125.81527 95	45.821980 81	居民	约 190 户，580 人	二类	朝库平 7 井东北侧 2.22km
民乐村	125.80768 35	45.821427 52	居民	约 90 户，310 人	二类	朝库平 7 井东北侧 1.91km
康家岗	125.84963 32	45.817195 44	居民	约 42 户，130 人	二类	朝库平 6 井东北侧 2.67km
张大围子	125.89997 29	45.781381 85	居民	约 40 户，110 人	二类	四站集注站西北侧 2.77km

榛柴岗	125.90035 92	45.769618 48	居民	约 230 户, 700 人	二类	四站集注站西侧 2.22km
前三马架	125.91855 53	45.775395 71	居民	约 90 户, 280 人	二类	四站集注站西北侧 1.12km
后三马架	125.91962 81	45.787995 78	居民	约 100 户, 320 人	二类	四站集注站北侧 2.39km
靠山屯	125.94314 58	45.779376 56	居民	约 90 户, 310 人	二类	四库平 7 井西侧 0.734km
东榛山屯	125.91044 43	45.764648 98	居民	约 100 户, 320 人	二类	四站集注站西侧 1.05km
西榛山屯	125.90040 21	45.750576 32	居民	约 50 户, 160 人	二类	四站集注站西南侧 2.68km
老爷屯	125.92383 39	45.750037 3	居民	约 320 户, 960 人	二类	四站集注站西南侧 1.54km
新立屯(南)	125.96765 04	45.755666 84	居民	约 45 户, 140 人	二类	四库平 6 井南侧 2.00km
散户 1	125.95488 31	45.772582	居民	约 1 户, 3 人	二类	四库平 7 与四库平 6 串接后集输管线西南 侧 65m
杨毛驴	125.99945 07	45.770935 62	居民	约 46 户, 130 人	二类	四库平 6 井东南侧 2.47km
大窑屯	125.96696 38	45.790509 47	居民	约 60 户, 190 人	二类	四库平 7 井东北侧 1.07km
新立屯(北)	125.94699 74	45.790606 72	居民	约 60 户, 190 人	二类	四库平 7 井北侧 1.15km
魏家屯	125.95269 44	45.802358 18	居民	约 68 户, 200 人	二类	四库平 7 井北侧 2.32km
车家窝堡	125.96932 41	45.803046 29	居民	约 270 户, 820 人	二类	四库平 7 井东北侧 2.52km
宋家烧锅	125.93649 39	45.796284 53	居民	约 58 户, 180 人	二类	四库平 7 井东北侧 1.15km
桑家屯	125.82255 36	45.810046 53	居民	约 58 户, 180 人	二类	朝库平 6 井至朝 51 集 配气阀组集输管线东 北侧 0.34km
南城赵屯	125.80553 77	45.813501 45	居民	约 40 户, 130 人	二类	朝库平 7 井集输管线 北侧 180m
管家屯	125.79927 21	45.813665 97	居民	约 45 户, 150 人	二类	朝库平 7 井至朝 51 集 配气阀组集输管线西 北侧 0.49km
肇东沿江湿地自然保护区	肇东沿江湿地自然保护区总面积 33259.48hm ² 土壤、 植被、动物等生态系统, 水域湿地生态系统和湿地 水禽及其生物多样性				一类	四库平 6 井东侧 2.2km

表 2.7-2 声环境保护目标

名称	保护目标	保护对象	相对方位及距离
声环境	散户 1	约 1 户, 3 人	四库平 7 与四库平 6 串接后集输管线西南侧 65m
	南城赵屯	约 40 户, 130 人	朝库平 7 井集输管线北侧 180m

表 2.7-3 环境风险保护目标

环境要素	保护属性	保护目标	保护对象	相对方位及距离
环境风险	大气	单小铺屯	约 110 户, 350 人	朝库平 7 井西北侧 2.62km
		何大玉	约 130 户, 400 人	朝库平 6 井南侧 2.54km
		车家烧锅	约 140 户, 450 人	朝库平 7 井南侧 1.05km
		双合屯	约 100 户, 320 人	朝库平 7 井西南侧 1.74km
		朱乃峰	约 25 户, 80 人	朝库平 7 井西南侧 1.93km
		四撮房	约 65 户, 210 人	朝库平 7 井西侧 1.76km
		八大哈	约 55 户, 180 人	朝库平 6 井西南侧 0.74km
		西铁板市	约 90 户, 280 人	朝库平 6 井东北侧 1.167km
		东铁板市	约 100 户, 320 人	朝库平 6 井东北侧 2.85km
		杜家屯	约 42 户, 140 人	朝库平 7 井西北侧 2.04km
		王义屯	约 43 户, 135 人	朝库平 7 井西南侧 3.26km
		前平安	约 52 户, 160 人	朝库平 6 井东南侧 2.10km
		刘彦屯	约 65 户, 200 人	朝库平 6 井东南侧 2.73km
		单家小铺	约 190 户, 580 人	朝库平 7 井东北侧 2.22km
		民乐村	约 90 户, 310 人	朝库平 7 井东北侧 1.91km
		康家岗	约 42 户, 130 人	朝库平 6 井东北侧 2.67km
		张大围子	约 40 户, 110 人	四站集注站西北侧 2.77km
		榛柴岗	约 230 户, 700 人	四站集注站西侧 2.22km
		前三马架	约 90 户, 280 人	四站集注站西北侧 1.12km
		后三马架	约 100 户, 320 人	四站集注站北侧 2.39km
		靠山屯	约 90 户, 310 人	四库平 7 井西侧 0.734km
		东榛山屯	约 100 户, 320 人	四站集注站西侧 1.05km
		西榛山屯	约 50 户, 160 人	四站集注站西南侧 2.68km
		老爷屯	约 320 户, 960 人	四站集注站西南侧 1.54km
		新立屯 (南)	约 45 户, 140 人	四库平 6 井南侧 2.00km
		散户 1	约 1 户, 3 人	四库平 7 与四库平 6 串接后集输管线西南侧 65m
		杨毛驴	约 46 户, 130 人	四库平 6 井东南侧 2.47km
		大窑屯	约 60 户, 190 人	四库平 7 井东北侧 1.07km
新立屯 (北)	约 60 户, 190 人	四库平 7 井北侧 1.15km		
魏家屯	约 68 户, 200 人	四库平 7 井北侧 2.32km		

		车家窝堡	约 270 户，820 人	四库平 7 井东北侧 2.52km
		宋家烧锅	约 58 户，180 人	四库平 7 井东北侧 1.15km
		桑家屯	约 58 户，180 人	朝库平 6 井至朝 51 集配气阀组 集输管线东北侧 0.34km
		南城赵屯	约 40 户，130 人	朝库平 7 井集输管线北侧 180m
		管家屯	约 45 户，150 人	朝库平 7 井至朝 51 集配气阀组 集输管线西北侧 0.49km
		肇东沿江湿地自然保护区总面积 33259.48hm ² 土壤、植被、动物等生态系统， 水域湿地生态系统和湿地水禽及其生物多 样性		
	声环境	散户 1	约 1 户，3 人	四库平 7 与四库平 6 串接后集输 管线西南侧 65m
		南城赵屯	约 40 户，130 人	朝库平 7 井集输管线北侧 180m
	地表水	鱼塘	主要功能汇集雨水，供养鱼 使用	四库平 6 井东侧 0.7km，《渔业 水质标准》（GB11607-1989）
	地下水	评价范围内第四系潜水含水层、承压水含水 层		《地下水质量标准》 （GB/T14848-2017）III类标准

表 2.7-4 地下水环境保护目标表

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
地下水环境	八大哈分散式饮用水井	朝库平6井西南侧 1.14km	有 1 口 90m 分散式单井饮用水井，供本村用水，总供水人数约 180 人；另外，村中约有 55 口潜水水井，用于灌溉、喂养牲畜等，井深 20~30m。	《地下水质量标准》 （GB/T14848-2017） III 类
	南城赵屯分散式饮用水井	朝库平 7 井集输 管线北侧 490m （朝库平 7 井东 北侧 1.2km）	有 1 口 120m 分散式单井饮用水井，供本村用水，总供水人数约 180 人；另外，村中约有 40 口潜水水井，用于灌溉、喂养牲畜等，井深 20~30m。	
	评价范围内第四系潜水含水层、承压水含水层			

表 2.7-5 其他环境因素保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地表水环境	鱼塘	四库平 6 井东侧 0.7km	主要功能汇集雨水，供养鱼使用	不因本项目受到污染
土壤环境	本项目永久占地范围内，土壤类型为黑钙土、暗色草甸土			《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 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2km			《土壤环境质量 建设用地土壤

	的居民区土壤环境	污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第一类用地筛选值
	拟建井场、改扩建场站边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2km 的农用地土壤，主要为耕地，土壤类型为黑钙土、暗色草甸土	耕地土壤满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准；水田土壤满足《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水田标准
生态环境	拟建井场边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，主要为耕地	临时占用耕地进行恢复，恢复面积 10.962hm ² 。永久占用耕地按照规定进行经济补偿
	耕地（永久基本农田），永久占用耕地 2.5134hm ²	临时占用耕地施工结束后及时复耕，永久占用耕地按照“占一补一”原则进行开垦和补偿

3 建设项目工程分析

3.1 现有工程分析

3.1.1 现有区块位置

本项目位于四站储气库群，由四站气田和朝 51 气田两座枯竭气藏组成，位于黑龙江省肇东市境内，区内地势较平坦，局部低洼，有油田公路穿过，交通比较方便。地理位置详见图 3.1-1。

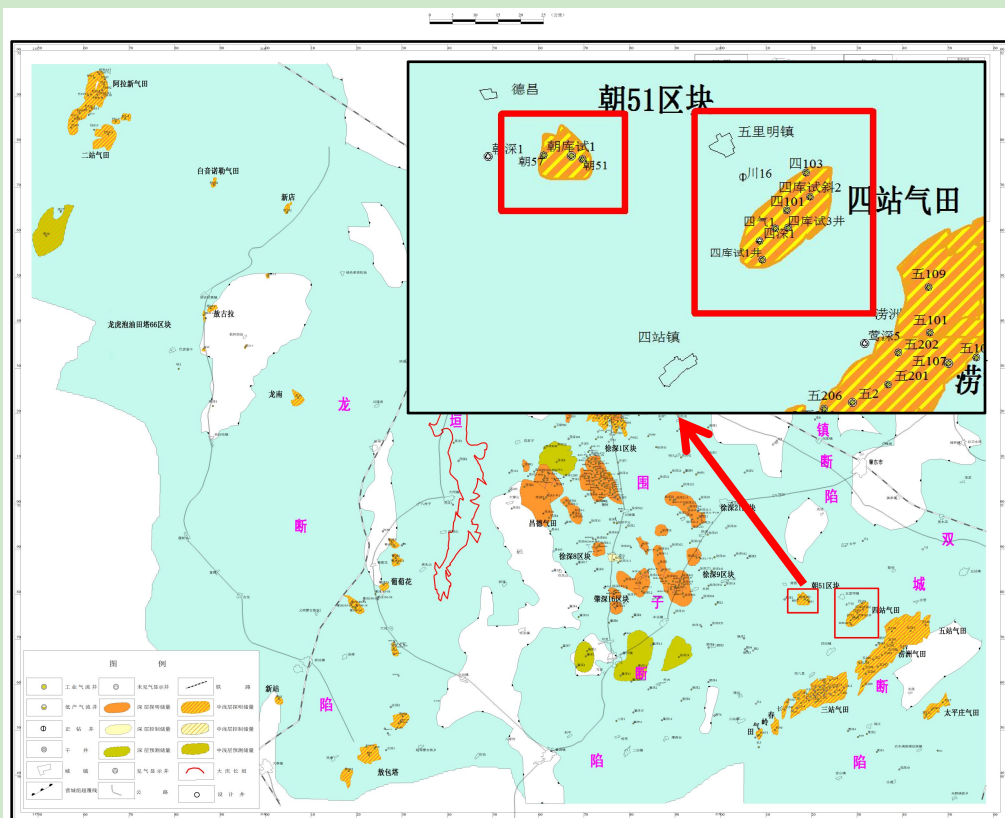


图 3.1-1 四站储气库地理位置图

(1) 现有区块开发情况

四站库区由四站气田改建而成，含气面积内有探、评井及生产控制井 6 口，1990 年提交探明天然气地质储量 4.8 亿方，含气面积 14.6 平方千米，气藏埋深 570 米，原始地层压力 5.81MPa。2021 年 7 月，四站库区正式运行，目前平稳运行 4 个周期，截至 2025 年 3 月底，累计注气 3.17 亿方，累计采气 2.46 亿方，净注气量 1.11 亿方，总注采吞吐量 6.03 亿方，2024 年注气末库存量 2.99 亿方，达容率 100%、达产率 78%。

朝 51 库区于 1984 年 8 月部署预探井朝 51 井，于 1985 年 4 月试气，射开葡萄花油层 3.8 米，日产天然气 31.9715 兆帕，发现了该含气区块，于 1986 年提交探明天然气地质储量 2.51 亿方，含气面积 5.8 平方千米，气藏埋深 636-723 米，原始地层压力 6.36 兆帕。2022 年 3 月，朝 51 库区正式运行，目前平稳运行 3 个周期，截至 2025 年 3 月底，累计

注气 3.53 亿方，累计采气 2.42 亿方，净注气量 1.11 亿方，总注采吞吐量 5.95 亿方，2024 年注气末库存量 2.63 亿方，达容率 121%、达产率 99%

(2) 现有区块内场站情况

大庆四站储气库群 2021 年年底投产，由两个小型枯竭气田四站气田和朝 51 气田构成，四站储气库设置集注站 1 座；朝 51 储气库设置集配气阀组 1 座，具有分离和注醇功能，分别将四站和朝 51 储气库来气增压和集中脱水后，再输往双合首站。建设形成 1 座集注站、1 座阀组和 1 条输气联络线的布站格局。采气处理能力为 $330 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，注气能力为 $390 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

四站储气库已建设 10 口注采井(原设计 11 口注采井，实施过程中四库平 6 井没有钻井，四库平 6 井在本项目中进行钻井基建)，3 座平台井组，3 座单井井场，4 座监测井井场，集输管道总长度 6.25km；朝 51 储气库已建设 7 口注采井(实施过程中朝库平 6 井没有钻井，增加一口朝库 2 井，朝库平 6 井在本项目中进行钻井基建)，2 座平台井组，2 座单井井场，4 座监测井场，集输管道总长度为 4.53km，集气干线总长度 12.41km。集输管道设计压力均为 8.0MPa,集输管网为注采双向输送，朝 51 集配气阀组至四站集气干线总长度 12.41km，管线规格中 406.4X11-L360N，设计压力 8.0MPa。区块内气井建有配套的道路、管线、通信等工程，详见表 3.1-1。

表 3.1-1 现有区块内已建各类站统计表

序号	类别	数量（座）	站名
1	四站储气库	1	四站集注站
2	朝 51 储气库	1	朝 51 集配气阀组
合计		2	

(3) 现有区块环保手续履行情况

四站储气库群已于《四站、朝 51 先导试验井部署工程环境影响报告表》中进行评价，该项目环评文件于 2019 年 1 月 24 日取得绥化市生态环境局批复（绥环函（2019）30 号），于 2023 年 1 月完成自主验收。大庆四站储气库群钻井工程已于《大庆四站储气库群钻井工程环境影响报告表》中进行评价，该项目环评文件于 2020 年 12 月 22 日取得绥化市生态环境局批复（绥环承诺环评审（2020）51 号），于 2024 年 7 月 23 日完成自主验收。大庆四站储气库群工程已于《大庆四站储气库群工程环境影响报告书》中进行评价，该项目环评文件于 2021 年 4 月 20 日取得绥化市生态环境局批复（绥环函（2021）46 号），于 2024 年 7 月 23 日完成自主验收。

(4) 现有区块排污许可执行情况

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。本项目依托的四站储气库、朝 51 储气库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按要求提交了排污许可执行报告，已按照排污许可证的相关要求对各场站加热装置排气筒进行定期监测，定期将各场站污染源监测数据填报在全国排污许可证管理信息平台上，公开大庆油田有限责任公司采气分公司各场站污染源的污染物排放信息，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建立环境管理台账(如污水处理设施运行台账等)，固定污染源排污登记填报情况详见附件 8。

3.1.2 现有工程污染防治设施运行和排放情况

(1) 废气

现有工程排放的废气主要为区块内 17 口气井、四站集注站、朝 51 集配气阀组以及集输管线在运行过程中无组织挥发非甲烷总烃、四站集注站采暖炉产生的燃烧烟气。

①非甲烷总烃

以及集输管线在运行过程中无组织挥发的非甲烷总烃，根据建设单位提供资料，本项目涉及区块目前产气约 $0.76 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。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 0.5‰，天然气密度按 $0.71 \text{kg}/\text{m}^3$ 计，则非甲烷总烃挥发量为 26.98t/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。

为了解四站气田、朝 51 库区、井场非甲烷总烃、甲醇无组织排放情况，本次环评选取了区块内四站集注站、朝 51 集配气阀组、已建四库试平 1、已建朝库平台 2 井场非甲烷总烃、甲醇厂界无组织，厂区内无组织非甲烷总烃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，检测时间为 2025 年 12 月 2 日-12 月 5 日监测结果见表 3.1-2 表 3.1-3。

表 3.1-2 四站集注站、朝 51 集配气阀组及井场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	标准值
四站集注站	2025.12.02	非甲烷总烃	0.41-0.64	4
	2025.12.03		0.42-0.62	
朝 51 集配气阀组	2025.12.02		0.43-0.63	
	2025.12.03		0.44-0.62	
已建四库试平 1	2025.12.02		0.45-0.62	
	2025.12.03		0.42-0.62	

已建朝库平台 2		2025.12.04		0.41-0.64	
		2025.12.05		0.43-0.61	
四站集注站	厂界外 10m 范围内	2025.12.02	甲醇	0.3L	12
		2025.12.03		0.3L	
朝 51 集配气阀组		2025.12.02		0.3L	
		2025.12.03		0.3L	
已建四库试平 1		2025.12.02		0.3L	
		2025.12.03		0.3L	
已建朝库平台 2		2025.12.04		0.3L	
		2025.12.05		0.3L	

表 3.1-3 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	小时均值	任意一次浓度值	标准值
四站集注站	2025.12.02	非甲烷总烃	0.53-0.62	0.65	监控点处 1h 平均浓度值 ≤ 10mg/m ³ , 监控点处任意一次浓度值 ≤ 30mg/m ³
	2025.12.03		0.50-0.63	0.57	
朝 51 集配气阀组	2025.12.02		0.54-0.61	0.57	
	2025.12.03		0.53-0.62	0.64	
已建四库试平 1	2025.12.02		0.52-0.61	0.62	
	2025.12.03		0.57-0.64	0.60	
已建朝库平台 2	2025.12.04		0.54-0.60	0.62	
	2025.12.05		0.51-0.64	0.53	

根据上述监测数据，四站集注站、朝 51 集配气阀组、已建四库试平 1、已建朝库平台 2 井场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/m²)要求，甲醇无组织排放浓度均为未检出；四站集注站、朝 51 集配气阀组、已建四库试平 1、已建朝库平台 2 井场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后联合、前平安、西铁板市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 对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。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采暖炉烟气

现有区块运行期产生的采暖炉烟气主要来自区块内四站集注站内加热炉，燃料为天然气，产生的烟气较为清洁。根据大庆中环评价检测有限公司于2025年12月4日-5日对区块内场站的加热炉监测结果可知（见附件2），四站集注站加热炉排放的废气中颗粒物均值为 $7.5\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 均值为 $71.8\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 均值为 $5.3\text{mg}/\text{m}^3$ 。能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表2新建锅炉标准限值。根据建设单位提供的场站燃气情况，四站集注站燃气量为 $13.8 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，现有区块内场站加热炉烟气污染物排放见表3.1-2。

表 3.1-2 现有区块内场站加热装置新增污染物排放量

场站名称	排气筒高度	燃气量（万 Nm^3/a ）	烟气量（万 Nm^3/a ）	污染物排放情况（t/a）		
				颗粒物	NO_x	SO_2
四站集注站	8m	13.8	155.8	0.012	0.112	0.008

由以上分析可知，区块内场站排放的锅炉烟气中颗粒物排放量为 $0.012\text{t}/\text{a}$ ， NO_x 排放量为 $0.112\text{t}/\text{a}$ ， SO_2 排放量为 $0.008\text{t}/\text{a}$ ，区块内场站锅炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表2新建锅炉标准限值。

（2）废水

①气田采出水

现有区块内气井生产井运行，约产生采出水 $0.13 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，气井分离污水在站内现有污水罐暂存，然后由罐车拉运至升一联气田污水处理站集中处理，因此本区块内无废水排放。

根据现场对站内储罐调查，罐体均无孔洞和裂隙，采样口等均处于密闭状态，呼吸阀定压符合设定要求；同时，储罐检修期与清淤均进行记录并存档保存至少3年。综上所述本项目依托场站符合《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生活污水

区块内场站工作人员产生的生活污水量为 $438\text{m}^3/\text{a}$ ，定期拉运至肇东市污水处理厂处理。

（3）噪声

现有区块内噪声源主要来自井场、集注站天然气放空噪声、集注站、集配气阀组内设备、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。

大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 12 月 2 日-3 日对区块内已建井场及场站的监测结果可知（见附件 2），区域内已建井场、四站集注站、朝 51 集配气阀组厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

（4）固体废物

①生活垃圾

经调查，本工程运行期工作人员 15 人，每人生活垃圾产生量为 0.5kg/d，共产生 2.740a，统一收集送肇东生活垃圾处理厂进行处理。

②废离子交换树脂

给水系统产生的废弃离子交换树脂不属于危险废物，经调查，本项目废弃离子交换树脂产生量约 0.15t/a，由供货厂家回收处理。

③废润滑油

注气压缩机运行一定时间后需进行维修保养，产生废润滑油属于危险废物(类别：HW08；废物代码:900-217-08)，经调查，废润滑油产生量约 0.1t/a。本项目没有临时储存设施，维修保养时，废润滑油由黑龙江京盛华环保科技有限公司回收处理。

④废滤芯

经调查，三甘醇脱水装置中含有滤芯(含活性炭、分子筛等)，共更换产生约 0.4t/a 废滤芯，属于危险废物(类别：HW49；废物代码：900-039-49)。不设临时储存设施，更换时，废滤芯由黑龙江京盛华环保科技有限公司回收处理。

现有区块内 17 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，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，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。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。目前现有区块产生的危险废物委托单位为黑龙江京盛华环保科技有限公司，该公司危险废物经营许可证编号为 2312810009（见附件 8），取得日期为 2021 年 7 月 2 日，许可危废经营类别为：HW02~HW09, HW11~HW13，HW15~HW40, HW45~HW50, (900-023-29、900-024-29、900-044-49900-053-49 和 900-052-31 中的废铅蓄电池除外)，涵盖企业现有区块危险废物类别（HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 900-249-08）。经营规模为 154900 吨/年(烧 21000 吨年，物化 6900 吨/年，填埋 127000

吨/年)，处置规模较大可满足项目需求。

综上，项目所在区块产生的固体废物均得到了合理处置。

(5) 地下水及土壤防护措施及效果

现有区块内气井井场地面平整夯实，地下集气管道、气井井下作业占地范围内划分为重点防渗区，地下集气管道选用外缠胶带硬质聚氨酯泡沫保温钢管，管道的连接方式采用焊接，井下作业期间占地范围内铺设 2mm 厚高密度聚乙烯(HDPE)土工布(渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$)，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)表 7 中重点防渗区的防渗技术要求。

气井运行期应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》(GB/T17745)中要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。现有区块通过本次对区块内的榛柴村水井、东榛山屯水井、靠山屯水井、大窑屯水井、南城赵屯水井、桑家屯水井、四撮房水井的监测结果，现有区块内地下水除部分点位的锰超标外均满足《地下水质量标准》(GB/T148488-2017)中的III类标准要求。锰超标可能是地质原因引起的，项目上游区存在较多的盐碱土，在水文地质的影响下，土壤中的无机物经过上游来水或区域降水溶解进入地下水引起的。石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 II 类标准限值。说明在采取地下水防护措施后现有工程对区域地下水无明显影响。

根据本次对现有朝 51 集配气阀组东侧 200m、四站集注站东侧 200m 农用地土壤监测结果，朝 51 集配气阀组站内、已建四库试平 1 井场内、四站集注站站内、土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值标准，占地外农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)基本项目筛选值标准，现有工程在运行阶段未对区域土壤产生明显影响。

(6) 生态环境保护措施及效果

根据现场调查，四站气田和朝 51 库区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为主，其次为城镇生态系统，生态环境总体较好。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和黑钙土，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(见图 3.1-3)。

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，通过一系列生态保护措施后，气田的开发对区域农田没有造成明显影响。

本工程对黑土地的影响主要体现在工程建设期的开挖、填埋行为对土壤结构的破坏。对管线施工剥离的表层土集中临时堆放，施工结束后用于场地覆土。针对本项目对黑土地的影响实施了一系列的保护措施：对于永久占地应剥离表层 0.3m 的耕作土，且按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，按规定缴纳耕地开垦费，开垦新的耕地；本项目在施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地；本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场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。

现有工程污染物产排污情况汇总表见表 3.1-3。

表 3.1-3 现有工程污染物产排污情况汇总表

类别	污染物	产生量	削减量/固废处置量	排放量
废气	非甲烷总烃	26.98t/a	0	262.24t/a
	颗粒物	0.012t/a	0	1.355t/a
	NO _x	0.112t/a	0	11.129t/a
	SO ₂	0.008t/a	0	1.273t/a
废水	油田采出水	0.13×10 ⁴ t/a	0.13×10 ⁴ t/a	0
	生活污水	138m ³ /a	0	96m ³ /a
固废	生活垃圾	2.74t/a	2.74t/a	0
	废离子交换树脂	0.15t/a	0.15t/a	0
	废润滑油	0.1t/a	0.1t/a	0
	废滤芯	0.4t/a	0.4t/a	0

3.1.3 现有工程存在的环境问题

项目属于四站储气库群，该区块为已开发区块，根据现场调查，项目所在区块开发程度较低，区域内生态环境为农田生态系统。区块内现有区块排放的污染物主要包括废气(无组织挥发的非甲烷总烃、集注站加热炉烟气)、废水(气田采出水)、噪声(场站设备、机泵噪声、井场放空噪声)、固体废物(井口砂粒、废活性炭、废三甘醇、生活垃圾)、废水(生活污水)等。

现有区块内井场输气均采用密闭集输工艺，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%。根据监测结果，现有区块所在区域环境空气中非甲烷总烃可以满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求，四站集注站、朝 51 集配气阀组厂界非甲烷总烃无组织排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.9 企业边界污染物控制要求限值标准(4.0mg/m³)要求，厂区内非甲烷总烃无组织排放浓度满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中限值要求(监控点处 1h 平均浓度值 10mg/m²，监控点处任意一次浓度值 30mg/m²)；井场及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)2 类标准要求，现有工程各生产服务设置均正常运行，各污染物均可达标排放，对周边环境影响较小。

大庆油田有限责任公司采气分公司在开发过程中采取了一系列的生态保护措施，例如尽量布设丛式井，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，通过一系列生态保护措施后，没有改变项目区域的生态系统类型、结构和功能，气田的开发对区域农田生态系统没有造成明显影响，生态格局变化不大。

施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，施工前先挖表土层(30cm 左右)单独堆放，然后挖心、底土层另外堆放，堆放时对土堆覆盖苫布防止吹散，对临时占地区域复原时先填心、底土，后平覆表土，恢复植被；覆土结束后，及时恢复了被破坏的地表形态，并平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件，对永久占地范围内表层剥离所产生的黑土地表层土统一保存外运，用于周边黑土地的整治、高标准农田建设等项目，以及新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良等，经过调查，临时占用的黑土地均采取了行之有效的保护措施，符合"三线一单"的管控要求。

根据以上分析及现场勘查，现有区块内未发现环境问题。



四库 1 井场恢复现状



四库试斜 3 井场恢复现状

3.2 建设项目概况

项目名称：四站储气库调整工程项目；

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：黑龙江省绥化市肇东市境内；

投资规模：11530 万元人民币；

占地面积：本项目新增总占地面积为 13.4754hm²，其中永久占地面积为 2.5134hm²，临时占地面积为 10.962hm²，占地类型为耕地（基本农田）；

建设内容：本项目拟在已开发的四站储气库新钻 4 口注采井（四库平 6、四库平 7、朝库平 6、朝库平 7）并进行地面工程建设，其中新建单井注采管道 8km（DN200-5.6km，DN250-2.4km），对四站集注站进行改扩建（新建甲醇储罐 1 座、加药泵房撬 1 座、进站阀组 2 套），在朝 51 集配气阀组新建进站阀组 2 套，配套建设道路工程、供配电工程、自动控制、通信工程等，建成采气产能 0.86×10⁸m³/a，注气能力为 0.8×10⁸m³/a。

产品及产能规模：建成采气产能 0.86×10⁸m³/a，注气能力为 0.8×10⁸m³/a；

建设周期：本项目计划施工期为 2026 年 3 月至 2026 年 7 月，钻井施工约 74d，压裂试气施工约 60d，地面工程接续钻井后进行建设，地面工程施工约 60d；

劳动定员：施工期钻井队在井人数 20 人；每个压裂试气队配置 20 人，共 4 个压裂试气队进行施工；地面建设施工人数 30 人，运营期不新增劳动定员。

3.3 开发区块概况

3.3.1 气田范围

本项目位于四站库区、朝 51 库区开发区块。

3.3.2 勘探开发概况

四站储气库群由四站和朝 51 两座枯竭气藏组成，位于黑龙江省肇东市境内，相距 9km。

四站库区由四站气田改建而成，含气面积内有探、评井及生产控制井 6 口，1990 年提交探明天然气地质储量 4.8 亿方，含气面积 14.6 平方千米，气藏埋深 570 米，原始地层压力 5.81MPa。2021 年 7 月，四站库区正式运行，目前平稳运行 4 个周期，截至 2025 年 3 月底，累计注气 3.17 亿方，累计采气 2.46 亿方，净注气量 1.11 亿方，总注采吞吐量 6.03 亿方，2024 年注气末库存量 2.99 亿方，达容率 100%、达产率 78%。

朝51库区于1984年8月部署预探井朝51井，于1985年4月试气，射开葡萄花油层3.8米，日产天然气31.9715兆帕，发现了该含气区块，于1986年提交探明天然气地质储量2.51亿方，含气面积5.8平方千米，气藏埋深636-723米，原始地层压力6.36兆帕。2022年3月，朝51库区正式运行，目前平稳运行3个周期，截至2025年3月底，累计注气3.53亿方，累计采气2.42亿方，净注气量1.11亿方，总注采吞吐量5.95亿方，2024年注气末库存量2.63亿方，达容率121%、达产率99%。

3.3.3 地质构造

四站库区为北东-南西方向的长轴背斜构造，构造高点位于四1井附近，高点埋深-418米，构造幅度92米，圈闭面积50.3平方千米。库区内断层走向主要为北北西-近南北，以小断层发育为主，断距小，以储层内部断层为主，延伸长度主要介于0.39~3.0千米，断距介于2~25米，均为正断层，最大圈闭范围内对封闭性有影响的2条(F7、F21)，其中含气面积内1条（F21）。

朝51库区发育朝57断鼻构造，构造圈闭面积18.9平方千米，高点位于朝57井附近，高点埋深-445米，构造幅度25米，控藏断层主要发育在西北方向，延伸长度主要介于0.2~4.0千米，断距介于2~85米，最大圈闭范围内对封闭性有影响的7条(F1、F2、F3、F8、F10、F40、F41)，其中含气面积内5条（F1、F2、F8、F40、F41）。

3.3.4 层系

本项目开发层系为葡萄花油层。

3.3.5 储层特征

四站储气库四站库区葡萄花油层储层平均孔隙度为 22.6%，平均空气渗透率为 340.1mD，属于中孔中渗储层。储层厚度一般为 8~10 米，有效厚度 2~5 米，为三角洲平原相砂体。朝 51 库区葡萄花油层储层平均孔隙度为 23.9%，平均空气渗透率为 354.4mD，属于中孔、中渗储层。储层厚度一般为 8~10 米，有效厚度 3~10 米，为三角洲平原相砂体。

3.3.6 油气藏流体性质

四站气藏开发阶段天然气相对密度 0.5890，甲烷 91.69%，乙烷 0.28%，氮气 7.52%，二氧化碳 0.26%；气库注气气源为徐深气田产气，2024 年 10 月测得天然气相对密度 0.5999，C₁ 含量 93.79%，N₂ 含量 1.30%，CO₂ 含量 2.31%，注气期庆哈管道来气气质稳定，采气期测得四站库区注采井天然气平均相对密度 0.5999，C₁ 含量 93.85%，N₂ 含量 1.64%，CO₂ 含量 2.19%，各组分与注气气源逐步接近

朝 51 气藏开发阶段天然气相对密度 0.5700，C₁ 含量 96.60%。气库气源为徐深气田产气，天然气相对密度 0.5999，C₁ 含量 93.79%，N₂ 含量 1.30%，CO₂ 含量 2.31%，注气期庆哈管道来气气质稳定，采气期甲烷平均含量 93.42%，气体组分与注气气源逐步接近。

3.3.7 油气资源类型

四站气藏在背斜核部受砂体发育程度的控制，在东、北两翼受构造的控制，在西、南两翼受河道的控制，气水界面不统一，属于典型的岩性-构造气藏。

朝 51 气藏在东北方向受构造控制，在东南方向受岩性控制，属于典型的岩性-构造气藏。

3.3.8 开发进程

四站储气库已建设 10 口注采井(原设计 11 口注采井，实施过程中四库平 6 井没有钻井，四库平 6 井在本项目中进行钻井基建)，3 座平台井组，3 座单井井场，4 座监测井井场，集输管道总长度 6.25km；朝 51 储气库已建设 7 口注采井(实施过程中朝库平 6 井没有钻井，增加一口朝库 2 井，朝库平 6 井在本项目中进行钻井基建)，2 座平台井组，2 座单井井场，4 座监测井场，集输管道总长度为 4.53km，集气干线总长度 12.41km。集输管道设计压力均为 8.0MPa,集输管网为注采双向输送，朝 51 集配气阀组至四站集气干线总长度 12.41km，管线规格中 406.4X11-L360N，设计压力 8.0MPa。区块内气井建有配套的道路、管线、通信等工程。

四站储气库群内的气井及场站的环保手续为：《四站、朝 51 先导试验井部署工程环境影响报告表》中进行评价，该项目环评文件于 2019 年 1 月 24 日取得绥化市生态环境局批复（绥环函〔2019〕30 号），于 2023 年 1 月完成自主验收。大庆四站储气库群 17 口气井、监测井 9 口钻井工程已于《大庆四站储气库群钻井工程环境影响报告表》中进行评价，该项目环评文件于 2020 年 12 月 22 日取得绥化市生态环境局批复（绥环承诺环评审〔2020〕51 号），于 2024 年 7 月 23 日完成自主验收。大庆四站储气库群中的场站四站集注站、朝 51 集配气阀组工程已于《大庆四站储气库群工程环境影响报告书》中进行评价，该项目环评文件于 2021 年 4 月 20 日取得绥化市生态环境局批复（绥环函〔2021〕46 号），于 2024 年 7 月 23 日完成自主验收。

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钻前整理场地，并保证全套钻井设备达到相关的安装标准； ②在钻机安装的过程中，注意保护原井口设备； ③要求天车、转盘、井口三点成一条铅垂线，误差小于 10mm；确保在施工过程中不偏磨井口套管及井控设备； ④设备运转正常，安全装置灵活好用，各种仪器仪表准确灵敏好用； ⑤钻具在入井前必须用 $\phi 48\text{mm}$ 通径规通径，以保证陀螺仪器下入； ⑥对所有的下井钻具进行外观检查和超声波探伤，准确丈量钻具，钻具记录上注明内外径、扣型，特殊工具要画草图； ⑦钻前道路以能通重型车为标准修建，一般为土路；打基础一般为预制件； ⑧钻前工程主要按照表土保护，分区防渗工作要求，对场地进行土地平整，安装钢制井架基础及井场设备，包括钻机、钻台，以及泥浆循环罐、泥浆接收罐车、钻井泵、水罐等，同时井场设置材料房、井控房、值班房等辅助用房，井场四周设置围堰，建设高度 30cm，宽度 40cm，材料为粘土夯筑。	新建
	钻井工程	新钻气井 4 口，井型均为水平井，单井完钻井深为 1347m~1658m，总进尺 5923m。主要工程内容包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻进、录井、测井、固井、完井等，对新钻 4 口气井进行射孔完井。根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的相关要求以及根据大庆油田施工和建设实际情况，设置 4 座单井	新建

		井场。	
		井身结构设计一开井深 194-226m，套管尺寸 273.1mm，工作内容及作用为安装井控装置、封固上部易漏易塌地层、保护浅层水、悬挂生产套管。井身结构设计二开井深为设计井深 642-655m，套管尺寸 177.8mm，井身结构设计三开井深，套管尺寸 114.3mm，工作内容及作用为封固目的层、达到完井要求。	新建
		新建 80m×80m 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、钢制泥浆槽等；新建 43.3m×11.7m 撬装式钢制基础，1 座/井场，用于架设钻井井架。	新建
		四库平 6、四库平 7 钻井施工约 18d，朝库平 6、朝库平 7 钻井施工约 19d，钻井时间为 74d。	新建
储层改造工程	射孔	<p>本项目对新钻 4 口气井采用射孔完井工艺。</p> <p>对新钻气井进行射孔作业。主要设备如下：</p> <p>①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。</p> <p>②钻机：本项目选用ZJ-30D/1800型钻机。</p> <p>③每座井场配置一套射孔器。</p>	新建
	压裂试气	<p>4 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。</p> <p>本项目对新钻 4 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。</p>	
油气集输工程	井场基建	<p>本项目对 4 口采气井（四库平 6、四库平 7、朝库平 6、朝库平 7）进行基建，新建采气井场 4 座（均为单井井场），各井口新建井口采气树及阀组电伴热、井口防盗围栏、井口紧急切断装置、笼套式节流阀、井口温度压力监测设施、井口除砂器，各井场内新建光伏发电系统 1 座、各井场外设耐火环保放空池 1 座。</p>	新建
	四站集注站改扩建及新建工程	<p>四站集注站主要建筑物为：压缩机厂房、辅助厂房、综合值班室、门卫及宣传室、进出站阀组模块、分离及调压模块、压缩机模块、三甘醇脱水模块、空压机模块、防空系统、供热系统、通信系统及变电所。</p> <p>本项目在四站集注站内新建甲醇储罐 1 座、加药泵房撬 1 座、进站阀组 2 套。</p>	新建
	朝 51 集配气阀组新建	<p>主要建筑物为：发球筒、管汇、重力分离器、高架排污罐、甲醇储罐、防爆双隔膜计量泵、防空系统。</p> <p>本项目在朝 51 集配气阀组新建进站阀组 2 套。</p>	新建

		工程		
		管道工程	<p>四库平 6 集输管线规格 DN200 L=1.2km;四库平 7 集输管线未与四库平 6 集输管线串接前规格 DN200 L=0.85km, 串接后规格 DN250 L=2.4km;</p> <p>新建朝库平 7 集输管线与已建的朝库平台 2 同路由敷设, 在朝 51 集配气阀组北侧与进站阀组对应位置与已建的其他井场集输管线同沟敷设进站, 集输管线规格 DN200L=0.85km;</p> <p>新建朝库平 6 集输管线向西北敷设, 通过朝库试 1 井场后, 在朝 51 集配气阀组北侧与进站阀组对应位置与已建的其他井场集输管线同沟敷设进站, 集输管线规格 DN200 L=2.7km。</p> <p>管道采用无缝钢管 L245N, 设计压力为 8MPa。</p>	新建
		穿跨越工程	本项目管线穿越 16 次, 其中钢顶穿越 6 次 (穿越沥青路), 钢开穿越 10 次 (穿越乡村水泥路)。	新建
储运工程	钻井工程	泥浆循环罐	1 座/井场, 泥浆循环罐区包括钢制泥浆循环罐 6 个, 配套相应泥浆泵, 单罐有效容积 80m ³ , 储量合计 480m ³ , 占地面积 200m ² 。	新建
		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
		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
		钻井液材料房	每座钻井井场设置钻井液材料房 1 座, 占地面积 50m ² , 用于存放钻井液等钻井液材料。	新建
		柴油罐区	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
		表土剥离临时堆放区	钻井井场设置 1 处表土存放处, 用于暂存钻井井场剥离的表土层, 占地规格约为 20×20m, 占地面积约 400m ² 。	新建
		地面工程	道路工程	本次 4 口井的通井路均为新建道路, 朝库平 6 井通井路长 3.08km; 朝库平 7 井通井路长 0.32km; 四库平 6 井通井路长 1.85km; 四库平 7 通井路长 0.39km。
辅助工程	钻井工程	材料房	<p>3 座/井, 井场设置钻井液材料房 1 座 (50m²), 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)。</p> <p>设置其他材料房 2 座 (50m²), 用于存放其他钻井材料, 包括水泥、射孔液等。</p>	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,	新建

		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。	
	动力房	2座/井，每座30m ² ，用于供电、供应压缩空气，给钻机刹车提供动力等。	新建
	一般工业固体废物暂存间	1座/井，用于暂存本项目产生的一般工业固体废物，占地面积10m ² ，存储能力为2t，施工结束后统一转运。	新建
	危险废物贮存点	1座/井，用于暂存本项目产生的危险废物，占地面积10m ² ，存储能力为2t，施工结束后统一转运。	新建
	生活区	1座/井，占地面积为200m ² ，包括钻井监督房、工程值班房、地质值班房、钻井液值班房等，属于临时工程。	新建
	防渗旱厕	1座/井，占地12m ² ，生活污水排入井场防渗旱厕。容积约12m ³ （4m×3m×1m），底部及四周夯实，铺设1.5mm厚渗透系数为1.0×10 ⁻¹³ cm/s的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区等效黏土防渗层Mb≥1.5m，K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s要求。	新建
地面工程	自控工程	1座/井场，占地面积50m ² ，为生活及钻井提供电力。	新建
公辅工程	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：四站集注站的生产、生活给水依托现有供水装置。	依托
	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
		运营期产生的气田采出水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
	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
	自控工程	本项目对四站集中站站内仪表和生产过程控制系统（BPCS）、安全仪表系统（SIS）相应扩改建设计；对朝51阀组站内仪表和生产过程控制系统（BPCS）相应扩改建设计；新建4座井场的仪表和	新建

		RTU 系统。同时对储气库 SCADA 系统上下位软件、采气分公司生产管理中心人机界面软件部分调整，接入本次调整生产数据。	
	供电工程	本项目四站集输系统为新建 2 口水平井做电气设计，电源引自己建 10KV 架空线路，采用单井单变压器供电。新建 10kV 架空敷设 3LGJ-70 2km，新建柱上变压器台 250kVA 2 座； 朝 51 集输系统为新建 2 口水平井做电气设计，电源引自己建 10kV 架空线路，采用单井单变压器供电。新建 10kV 架空敷设 3LGJ-120 0.9km，其中新建柱上变压器台 250kVA 1 座、变压器 30kVA 1 座。	新建
	通信工程	本项目新建四库平 6、四库平 7 卡轨式交换机(2×100M 光+4×100M 电)。四库平 6、四库平 7 利旧生产网卡轨式交换机采用有线光纤方式传输，利用电力线路同杆加挂敷设 ADSS 光缆，就近接入附近已建注采井场四库试斜 3、四库试平 1 新建生产网卡轨式交换机，最终接入四站集注站已建生产网交换机。 本项目在朝库平 6、朝库平 7 分别新建生产网卡轨式交换机 1 台 (2×100M 光+6×100M 电)，朝库平 6、朝库平 7 新建生产网卡轨式交换机采用有线光纤方式传输，利用电力线路同杆加挂敷设 ADSS 光缆，就近接入附近已建注采井场朝库平 2 已建生产网卡轨式交换机，最终接入朝 51 集配气阀组已建生产网交换机。	新建
环保工程	废气防治措施	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
		施工期	施工期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”后回注现役油层，压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路。
	废水防治措施	压裂返排液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”后回注现役油层。	依托
		试气产液由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理达标后回注现役油层	依托

		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达标后回注现役油层	依托
		钻井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,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,施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理,场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入本项目附近集注站、集配气阀组已建防渗旱厕,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。	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,保证设备保持在最佳运行状态,降低噪声源强度。	依托
	固体废物防治措施	废钻井泥浆、钻井岩屑: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;采油八厂废弃钻井液集中处理站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;	依托
		膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋及非含油废防渗布: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;	依托
		废氢氧化钾包装袋:为危险废物,废物类别为HW49其他废物,废物代码为900-041-49,暂存于危险废物贮存点中,委托有危险废物处置资质的单位进行处置;	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;	依托
		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。	依托
	环境风险	施工过程加强管理,使用双层套管,保证固井质量,钻井时安装防喷器,防止井喷事故的发生,井场外围设置临时围堰,加强风险防控预警体系建设,定期开展应急演练,防止污染事故发生。	新建
	地下水及土壤防治措施	①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。 ②柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、发电机房、钢制泥浆槽、钻台、试气期试气施工区域、四站集注站新建甲醇储罐区、危险废物贮存点为重点防渗区,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 $K \leq 1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$,达到《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 $M_b \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 技术要求; ③其他材料房、机械修理房、临时防渗旱厕、阀组间、一般固废暂存间、放空池为一般防渗区,采用铺设1.5mm厚高密度聚乙烯(HDPE)土工膜构筑防渗层,渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$,满足《环	/

		<p>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 $Mb \geq 1.5m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$;</p> <p>④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,采取地面碾压平整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。</p>	
	生态措施	<p>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。</p>	恢复
	废气防治措施	<p>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。</p>	达标排放
<p>加热炉烟气:改扩建场站四站集注站内现有采暖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 8m 高排气筒排放。</p>			
<p>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。</p>			
运营期	废水防治措施	<p>污水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,处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值“含油量$\leq 10mg/L$、悬浮固体含量$\leq 5mg/L$、粒径中值$\leq 2\mu m$”,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,回注现役油层。</p>	达标回注
	噪声防治措施	<p>本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。</p>	达标排放
	固体废物治理措施	<p>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。</p>	依托
		<p>井口砂粒:本项目 4 口井除砂器产生井口砂粒约为 0.04t/a,产生砂粒为危险废物 HW08 900-249-08,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。</p>	
	地下水污染防治措施	<p>①集输管道属于重点防渗,管线均采用无缝钢管、管道的连接方式采用焊接,管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm、采用管道内防腐,管道的外防腐等级采用特加强级,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</p>	新建

		壁厚检测等措施,防治污染地下水,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 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ 防渗技术要求; ②井场永久占地内为一般防渗,采用地面夯实碾压平整进行防渗,满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求。	
	生态措施	永久占地:本项目永久占地类型为永久基本农田,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。 本项目临时占地类型为永久基本农田,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。	恢复、补偿
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处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求,即“含油量 $\leq 10mg/L$ 、悬浮固体含量 $\leq 5mg/L$ ”后回注地下开采油层。 退役期拆除工程生活污水排入四站集注站、朝 51 集配气阀组已建防渗旱厕,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。	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
	固体废物治理措施	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。 退役期气井封井垃圾为一般工业固体废物,拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。 含油废防渗布为危险废物,在作业结束后,委托有资质单位转运处置。 退役期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。	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。	恢复、补偿
依托工程	四站集注站	四站集注站主要建筑物为:压缩机厂房、辅助厂房、综合值班室、门卫及宣传室、进出站阀组模块、分离及调压模块、压缩机模块、三甘醇脱水模块、空压机模块、防空系统、供热系统、通信系统及变电所。四站集注站库容为 $3.22 \times 10^8 m^3$,有效工作气量为 $1.531 \times 10^8 m^3$,本项目四库平 6 井、四库平 7 井 2 口气井进入四站	依托,无需扩建

		集注站进行处理，新增2口气井后工作气量增加 $0.765 \times 10^8 \text{m}^3$ ，能够满足本项目需要。	
	朝51集配气阀组	主要建筑物为：发球筒、管汇、重力分离器、高架排污罐、甲醇储罐、防爆双隔膜计量泵、防空系统。朝51集配气阀组库容为 $3.021 \times 10^8 \text{m}^3$ ，有效工作气量为 $1.731 \times 10^8 \text{m}^3$ ，本项目朝库平6井、朝库平7井2口气井进入四站集注站进行处理，新增2口气井后工作气量增加 $0.765 \times 10^8 \text{m}^3$ ，能够满足本项目需要。	依托， 无需 扩建
	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 $\leq 10.0 \text{mg/L}$ ，悬浮固体 $\leq 5.0 \text{mg/L}$ ）后回注地下。 升一联气田污水预处理站设计的总规模为 $1400 \text{m}^3/\text{d}$ ，根据企业核实目前处理量 $390 \text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力为 $1010 \text{m}^3/\text{d}$ 。本项目气田采出水最大产生量为 $4.5 \text{m}^3/\text{d}$ ，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 $\leq 8 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2 \mu\text{m}$ ”后回注现役油层；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 $45 \text{万m}^3/\text{a}$ （其中废弃水基泥浆 $30 \text{万m}^3/\text{a}$ ，盐水泥浆 $15 \text{万m}^3/\text{a}$ ），本项目依托其水基泥浆处理站，设计处理能力 $1000 \text{m}^3/\text{d}$ （ $30 \text{万m}^3/\text{a}$ ），目前实际处理量 $530 \text{m}^3/\text{d}$ ，剩余能力为 $470 \text{m}^3/\text{d}$ 。本工程处理水基泥浆钻井废水 118.46m^3 、废弃水基钻井泥浆 342m^3 、水基泥浆钻井岩屑 142.152m^3 、废射孔液 144m^3 ，共计 746.612m^3 ，日均处理约 10.09m^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理站	采油九厂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 $800 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量为 $720 \text{m}^3/\text{d}$ ，剩余能力为 $80 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目需要处理的压裂返排液量为 3000m^3 （约 $40.5 \text{m}^3/\text{d}$ ），处理能力满足要求。	依托， 无需 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 11624m^3 ，目前实际容纳约 8800m^3 ，剩余能力为 2824m^3 ，本项目产生的膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋及非含油废防渗布共为 0.64t ，第八采油厂工业固废	依托、 无需 扩建

	填埋剩余能力满足本项目新增固废处理要求。	
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）、废铅蓄电池库、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砂粒约0.04t/a，临时存储在危险废物贮存库内。	依托、无需扩建

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	预计建成建成采气产能 $0.86 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，注气能力为 $0.8 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。
设计井数	本项目新钻井 4 口，均为水平井，单井完钻井深为 1347m~1658m，总进尺 5923m。4 口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 2 座，依托四站集注站 1 座、朝 51 集配气阀组 1 座。
管道长度	新建单井注采管道 8km（DN200-5.6km，DN250-2.4km），。
能源消耗情况	本项目投产后，新增耗电 539.31 万 kWh/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 13.4754hm ² ，其中永久占地面积为 2.5134hm ² ，临时占地面积为 10.962hm ² ，占地类型为耕地。
工作制度	气井每年采气 4 个月，注气 6 个月，年运行 300d，每天 24 小时。
在册职工人数	施工期钻井队在井人数 20 人；压裂试气期间压裂试气队配置 20 人；地面建设施工人数 30 人，运营期不新增劳动定员。
总投资及环境保护投资	总投资 11530 万元，环保投资 139.282 万元，环保投资占比 1.21%。

3.5 开发方案

3.5.1 基建井及井位分布

本项目新钻气井 4 口，4 口井均为单井井场，井位布置情况见表 3.5-1。本项目拟建井位置见附图 2。

表 3.5-1 本项目井位布置情况

序号	井号	井口坐标		井别	井型	占地类型	目的层
		X	Y				
1	四库平 6	42497501.17	5071139.92	气井	水平井	永久基本农田（水田）	葡萄花油层葡一组
2	四库平 7	42496609.48	5071771.97	气井	水平井	永久基本农田（水田）	
3	朝库平 6	42484401.40	5074338.77	气井	水平井	永久基本农田（旱田）	
4	朝库平 7	42486720.29	5073456.06	气井	水平井	永久基本农田（旱田）	

3.5.2 开发指标预测

3.5.2.1 储气库注采能力

根据低质与气藏工程提供的采气期运行预测数据，四站库区工作气量为 $1.53 \times 10^8 \text{m}^3$ ，最大采气量 $183 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；朝 51 库区工作气量为 $1.73 \times 10^8 \text{m}^3$ ，最大采气量 $190 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。采气月度运行工况见下表 3.5-2、表 3.5-3。

表 3.5-2 四站库区采气运行预测表

月份	月末单井井口压力 (MPa)	平均单井日采气量 ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)		日均总采气量 ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	月末底层压力 (MPa)	备注
		水平井	斜井			
11	3.0	11.1	4.3	79	5.43	增压
12	3.0	27.3	10.5	183	4.08	增压
1	2.31	24.3	9.4	164	2.83	增压
2	2.00	11.6	4.5	78	2.30	增压

表 3.5-3 朝 51 库区采气运行预测表

月份	月末单井井口压力 (MPa)	平均单井日采气量 ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)		日均总采气量 ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	月末底层压力 (MPa)	备注
		水平井	斜井			
11	3.0	15.7	9.7	129	5.56	增压
12	3.0	23.1	14.3	190	4.13	增压
1	2.41	17.3	10.7	143	3.06	增压
2	2.00	13.5	8.4	111	2.30	增压

根据低质与气藏工程提供的参数，四站库区日均注气量为 $84 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，最大注气量 $105 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；朝 51 库区日均注气量为 $95 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，最大注气量 $122 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；具体运行参数见表 3.5-4、表 3.5-5。

表 3.5-4 四站库区注气运行预测表

月份	月末单井井口注气压力 (MPa)	平均单井日注气量 ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)		日均总注气量 ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	月末底层压力 (MPa)	备注
		水平井	斜井			
4	3.21	11.4	3.6	98	3.01	自压
5	3.85	11.4	3.6	98	3.74	自压
6	4.64	12.2	3.9	105	4.50	增压
7	5.26	9.7	3.1	84	5.12	增压
8	5.69	8.1	2.6	70	5.65	增压
9	6.00	5.7	1.8	49	6.00	增压

表 3.5-5 朝 51 库区注气运行预测表

月份	月末单井井口注气压力 (MPa)	平均单井日注气量 ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)		日均总注气量 ($10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	月末底层压力 (MPa)	备注
		水平井	斜井			
4	2.93	15.1	4.7	115	2.72	自压
5	3.89	16.0	5.0	122	3.60	自压
6	4.71	15.1	4.7	115	4.47	增压
7	5.26	12.2	3.8	93	5.24	增压

8	5.96	10.4	3.2	79	5.89	增压
9	6.38	5.6	1.8	43	6.34	增压

根据四站库区及朝 51 库区注采运行工况预测数据，确定四站储气库采气规模 $183 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，注气规模 $105 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；朝 51 库区采气规模 $190 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，注气规模 $122 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。大庆四站储气库的性能参数见表 3.5-6、表 3.5-7。

表 3.5-6 大庆四站储气库群性能参数

项目	四站	朝 51
库容	3.22	3.02
工作气量, 10^8m^3	1.53	1.73
采出气水气比, $\text{m}^3/10^4 \text{m}^3$	0.014	0.010
目前底层压力, MPa	3.15	/
地层原始压力, MPa	5.81	6.36
地层最大承注压力(井口) MPa	6.4	7

表 3.5-7 大庆四站储气库群性能参数

项目	四站	朝 51	合计
注采井数(水平井), 口	新钻 2 口水平井	新钻 2 口水平井	/
井口压力范围, MPa	2.5~6	2.5~7	注气期
井口压力范围, MPa	2~3	2~3	采气期
水平井单井日注气量, 10^4m^3	四库平 6 井: 14.0~52.3 四库平 7 井: 13.3~49.5	朝库平 6 井: 19.6~64.3 朝库平 7 井: 7.6~45.2	/
水平井单井日采气量, 10^4m^3	四库平 6 井: 3.3~57.7 四库平 7 井: 3.1~54.7	朝库平 6 井: 3.1~59.9 朝库平 7 井: 2.4~50.3	/

3.5.2.2 气源条件

(1) 注气天然气组成

本项目注气气源为徐深气田采出天然气，组成见表 3.5-8。

表 3.5-8 气源组分分析

甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	新戊烷	异戊烷	正戊烷
92.54	1.96	0.31	0.07	0.04	0.02	0.02	<0.01
己烷及更重组分		二氧化碳	氧气	氮气	一氧化碳	氦气	氢气
0.02		2.73	0.15	2.08	<0.01	<0.01	<0.01

(2) 采出气天然气组分

表 3.5-9 四站储气库群采出气组分分析

四站库区	甲烷(%)	乙烷(%)	丙烷(%)	异丁烷(%)	正丁烷(%)	异戊烷(%)	正戊烷(%)	氮气(%)	二氧化碳(%)	正己烷(%)	相对密度(kg/m^3)
平均	93.78	1.78	0.28	0.12	0.04	0.02	0.00	1.82	2.16	0.00	0.5982
朝 51 库区	甲烷(%)	乙烷(%)	丙烷(%)	异丁烷(%)	正丁烷(%)	异戊烷(%)	正戊烷(%)	氮气(%)	二氧化碳(%)	正己烷(%)	相对密度(kg/m^3)

									(%)		
平均	93.44	1.90	0.32	0.12	0.05	0.03	0.01	1.33	2.82	0.00	0.60

注：四站库区产水量 0.0096m³/10⁴m³ 天然气；朝 51 库区产水量 0.0179m³/10⁴m³ 天然气

3.6 主要建设内容

本项目拟在已开发的四站储气库新钻 4 口注采井（四库平 6、四库平 7、朝库平 6、朝库平 7）并进行地面工程建设，其中新建单井注采管道 8km（DN200-5.6km，DN250-2.4km），对四站集注站进行改扩建（新建甲醇储罐 1 座、加药泵房撬 1 座、进站阀组 2 套），在朝 51 集配气阀组新建进站阀组 2 套，配套建设道路工程、供配电工程、自动控制、通信工程等，建成采气产能 0.86×10⁸m³/a，注气能力为 0.8×10⁸m³/a。

3.6.1 钻井工程方案

本项目新钻气井 4 口，均为水平井，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），本项目拟建 4 口气井压裂试气后进入地面工程建设。

3.6.1.1 钻前准备工作

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 4 口，井型为水平井，单井完钻井深为 1347m~1658m，总进尺 5923m。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)
		经度	纬度				
1	四库平 6	42497501.17	5071139.92	气井	水平井	1347	1347
2	四库平 7	42496609.48	5071771.97	气井	水平井	1348	1348
3	朝库平 6	42484401.40	5074338.77	气井	水平井	1658	1658
4	朝库平 7	42486720.29	5073456.06	气井	水平井	1570	1570
合计		/	/	/	/	/	5923

(2) 井身结构

本项目新钻井井身结构为水平井，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 井身结构设计数据表

开钻次序	钻头尺寸 mm	套管柱类型	套管尺寸 mm	套管下入地层层位	套管下深 m~m	水泥浆返深 m
一开	342.9	表层套管	273.1	嫩二段	0~嫩三段底以下 50m	地面
二开	241.3	生产套管	177.8	姚一段	0~盖层底界以上 10m	地面
三开	152.4	生产尾管（射孔）	114.3		射孔深度~设计井深-3m	/

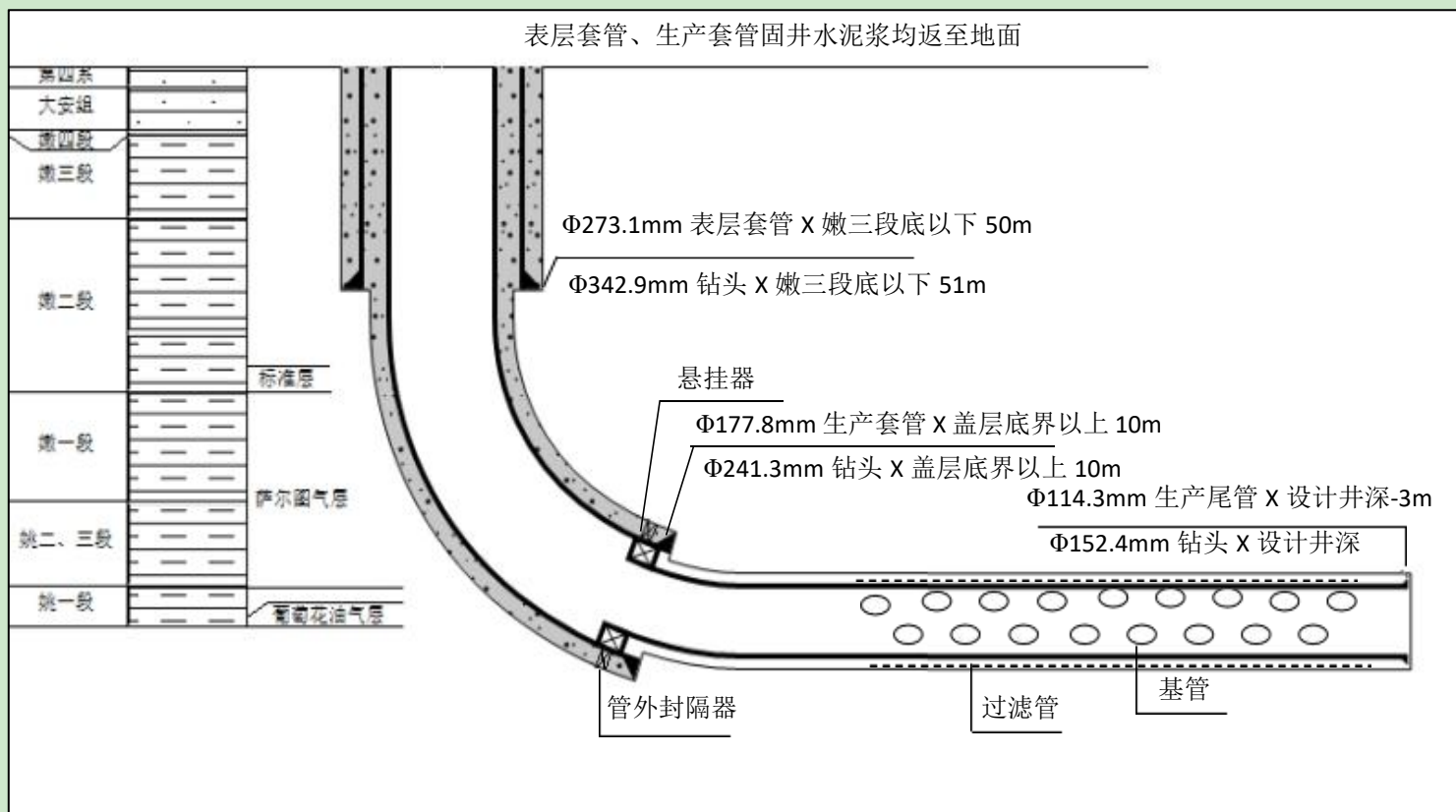


图 3.6-1 水平井井身结构示意图

(3) 钻机选型及钻井主要设备

本项目选用 ZJ-30D/1800 型钻机。钻机及钻井主要设备的型号和规格参数见表 3.6-3。

表 3.6-3 ZJ-20/1350 钻机及钻井主要设备性能

序号	名称		型号	主要技术参数	数量
1	钻机		ZJ-30D/1800		
2	井架		JJ180/40-A	180t	
3	提升系统	绞车	JC-30DZ	440 kW	
		天车	TC-180	180t	
		游钩	YG-180	180t	
		水龙头	SL-180	180t	
4	转盘		ZP-205	22.56kN·m	
5	顶驱		DQ30Y	190t	
6	循环系统	钻井泵 1#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井泵 2#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井液罐		40m ³	3 个
		搅拌器			
7	动力系统	柴油机	12V190	800 kW	3 台
		发电机	500GF54	500 kW	
		辅助发电机	麦海姆	250 kW	
		压风机 1#	2V-6/8	37 kW	
		压风机 2#	2V-5/10	52kW	
8	固控系统	振动筛	BL-50		2 台
		除砂器	NOGJ-250×2/2×0.6		1 台
		离心机	LW450-842N		1 台
9	仪器仪表	钻井参数仪表	SK-2Z01		
		单点测斜仪			1 套
		多点测斜仪			1 套
10	液压大钳		YQ-100	100kN·m	

(4) 钻井液

本项目钻井均采用了无毒无害或毒性极小的钻井泥浆，钻井一开采用膨润土混浆，二开、三开采用低固相氯化钾盐水钻井液体系。一开、二开及三开采用的钻液均为水基钻井液。

1) 钻井泥浆密度

一开：设计钻井液密度 $1.05\text{g/cm}^3\sim 1.25\text{g/cm}^3$ ；
 二开：四站库区设计钻井液密度 $1.29\text{g/cm}^3\sim 1.37\text{g/cm}^3$ ；
 朝 51 库区设计钻井液密度 $1.05\text{g/cm}^3\sim 1.25\text{g/cm}^3$ ；
 三开：四站库区设计钻井液密度 $1.11\text{g/cm}^3\sim 1.19\text{g/cm}^3$ ；
 朝 51 库区设计钻井液密 $1.06\text{g/cm}^3\sim 1.14\text{g/cm}^3$ 。

2) 钻井泥浆体系

①一开钻井液

一开设计膨润土浆，该体系成本低无污染，并且可有效保护浅水层。

膨润土浆配方为：（4.0%~5.0%）膨润土+（0.2%~0.4%）纯碱。

②二开、三开钻井液

二开、三开设计低固相氯化钾盐水钻井液体系，该体系具有较好的抑制性，可有效保障井壁稳定性和水平段钻井安全施工。要求氯化钾加量不低于 7%，保证钻井液性能良好。

低固相氯化钾盐水钻井液体系配方：（1.0%~2.0%）膨润土+（4.0%~5.0%）纯碱+（0.2%~0.4%）氢氧化钾+（1.0%~3.0%）抗高温抗盐降滤失剂+（1.0%~2.0%）低粘聚阴离子纤维素+（8.0%~12.0%）氯化钠+（ $\geq 7.0\%$ ）氯化钾+（1.0%~2.0%）胺基抑制剂+（1.0%~3.0%）聚合醇+（1.0%~2.0%）强包被抑制剂+（0.1%~0.4%）增粘剂+（2.0%~4.0%）封堵防塌降失水剂+（2.0%~4.0%）大分子封堵护壁剂+（4.0%~6.0%）液体润滑剂+（4.0%~6.0%）环保油 JT-D05+（1.0%~3.0%）纳米聚合物。

工程配制钻井液的成分均为无毒性物质。所以本项目使用的钻井液为低毒物质，对环境影响较小。具体钻井液材料用量设计见表 3.3-4。

表 3.3-4 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	342.9		241.3		152.4	
井段 m~m	0~301		301~701		701~1658	
井筒容积 m^3	39.9		40.5		38.5	
地面循环量 m^3	40		60		60	
钻井液损耗量 m^3	12		16		57.5	
钻井液总量 m^3	91.9		116.5		156	
钻井液体系	膨润土浆		低固相氯化钾盐水		低固相氯化钾盐水	
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	4.6	膨润土	3.3	膨润土	4.1
	纯碱	0.4	纯碱	0.2	纯碱	0.2

/	/	氢氧化钾	0.7	氢氧化钾	0.8
/	/	抗高温抗盐降滤失剂	5.0	抗高温抗盐降滤失剂	6.2
/	/	低粘聚阴离子纤维素	3.3	低粘聚阴离子纤维素	4.1
/	/	氯化钠	20.0	氯化钠	24.7
/	/	氯化钾	11.7	氯化钾	14.4
/	/	胺基抑制剂	3.3	胺基抑制剂	4.1
/	/	聚合醇	5.0	聚合醇	6.2
/	/	强包被抑制剂	3.3	强包被抑制剂	4.1
/	/	增粘剂	0.7	增粘剂	0.8
/	/	封堵防塌降失水剂	6.7	封堵防塌降失水剂	8.2
/	/	大分子封堵护壁剂	6.7	大分子封堵护壁剂	8.2
/	/	液体润滑剂	10.0	液体润滑剂	12.4
/	/	环保油	10.0	环保油	12.4
/	/	纳米聚合物	5.0	纳米聚合物	6.2
/	/	重晶石粉	96.85	重晶石粉	55.88

注 1：表中基本数据和材料用量，一开按最大井深 301m，二开按最大井深 701m，最大钻井液密度 1.37g/cm³，三开按最大井深 1658m，最大钻井液密度 1.19g/cm³，具体用量见单井施工设计；

注 2：储备加重材料至少 30t；

注 3：施工区块集中储备随钻堵漏剂 5t~10t，以备发生井漏时应急使用；

注 4：建设方应加强监督、单井设计、井控应急管理，严格落实入井材料抽检工作。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。

钻井液主要组分理化性质见表 3.3-5。

表 3.3-5 钻井液主要组分理化性质一览表

序号	原料	主要组分	理化性质及作用	毒性性质
1	膨润土	天然矿物，主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	其晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层，在硅氧四面体中，有部分的 Si ⁴⁺ 可被 Al ³⁺ 取代，铝氧八面体层中有部分的 Al ³⁺ 可被 Fe ²⁺ 、Mg ²⁺ 、Zn ²⁺ 等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能形成氢键，晶层间有微弱的分子力连接，连接力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水膨胀。	无毒性
2	纯碱	Na ₂ CO 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。	无毒性

3	氢氧化钾	KOH	氢氧化钾是一种白色透明的晶体，易溶于水，溶解时强烈放热，水溶液呈碱性，pH 值为 14，有较强的腐蚀性，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。	
4	WDYZ-1	碳酸钾、氧化钙和至少一种反絮凝剂经过化学反应而成	WDYZ-1 是一类复合抑制剂，以钾离子为抑制离子，以钙离子为辅助抑制离子，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℃，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。	无毒性
5	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
6	SPNH-1	褐煤树脂	褐煤树脂（SPNH）是一种抗高温、抗盐降滤失剂。外观为黑褐色粉末，热稳定性好，抗温可达 160~180℃；抗盐性能好，抗盐可达饱和盐；降失水效果好，是目前钻井液处理剂中降失水性能较优越的产品；性能稳定，易维护；粘度效应低，不增加体系泥浆粘度。	无毒性
7	FST-2	天然高分子及水溶性合成高分子材料	钻井液降滤失剂，可分为天然高分子改性（纤维素、木质素、淀粉）、矿物改性材料（褐煤碱液）及水溶性合成高分子（如：2-丙烯酰胺基-2-甲基丙磺酸）等，其结构含有不饱和键及亲水基而产生降滤失作用。	无毒性
8	DJ-C (SF-260)	硅氟高温降粘剂	在泥浆中有超强的稀释降粘能力，突出的特点是抗高温能力强，抗盐、抗钙，对钻井液体系有分散、润滑、消泡等作用，高温降粘效果远优于铁铬盐，并能有效地抑制页岩水化，改善钻井液的造壁功能。	无毒性
9	FPS	微裂缝封堵护壁材料	该封堵材料粒径分布在 0.1~10 μm 之间，热稳定性良好，抗温可达 180 °C。钻井液性能评价表明，加入 2.0% 胶乳护壁材料的钻井液泥饼质量得到很大改善，淡水钻井液 API 滤失量由 45 mL 降低至 13.6 mL，聚磺钾盐钻井液高温高压滤失量由 12 mL 降低至 4 mL；该护壁材料尺寸与微裂缝匹配良好，易在压差作用下在近井地带迅速黏结成膜，封堵效果优于现场用磺化沥青类材料。	无毒性

10	铵盐	双聚铵盐 (NH ₄ -HPAN-2)	双聚铵盐 (NH ₄ -HPAN-2)，外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量 (%) ≤6.0，是水解聚丙烯腈-铵盐 (NH ₄ -HPAN) 的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，带有-NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力	无毒性
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	重晶石粉	BaSO ₄	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

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。

(1) 一开井口装置

井口导管深度 3m~5m，导管中心与转盘中心偏差不大于 20mm，倾斜度小于 0.5°。一开井口装置设计见图 3.3-2。

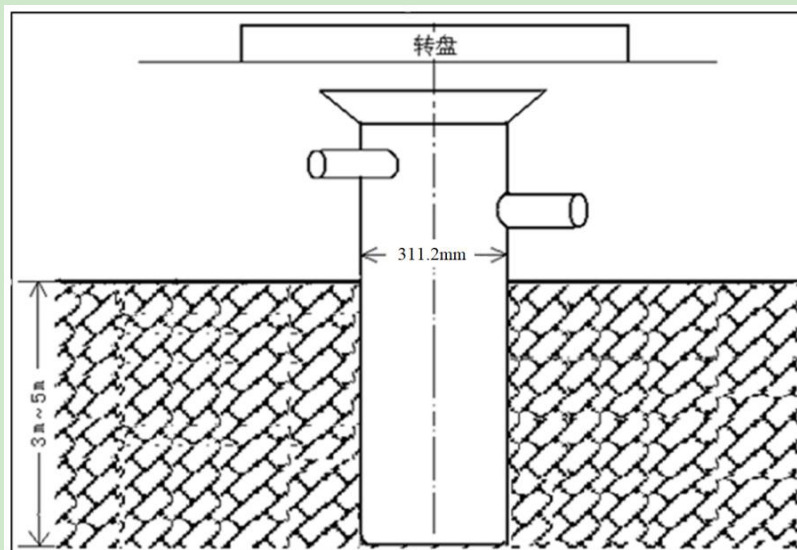


图 3.3-2 一开井口装置设计示意图

(2) 二开、三开井口装置

二开、三开井口装置设计见图 3.3-3。

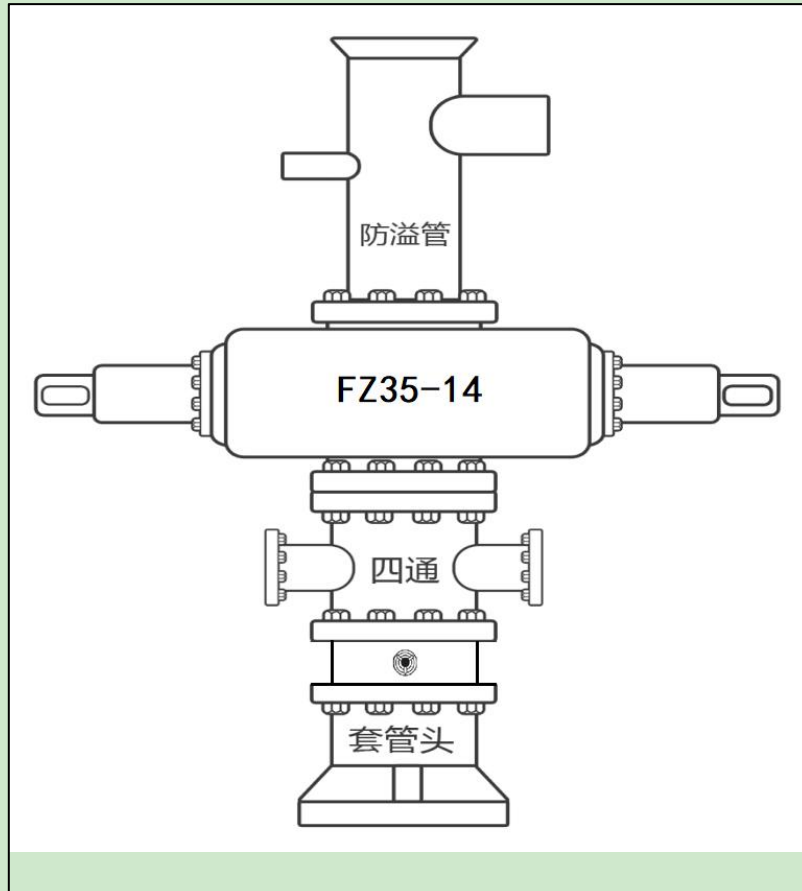


图 3.3-3 二开、三开井口装置示意图

(3) 二开、三开井口管汇

二开、三开井口管汇设计见图 3.3-4。

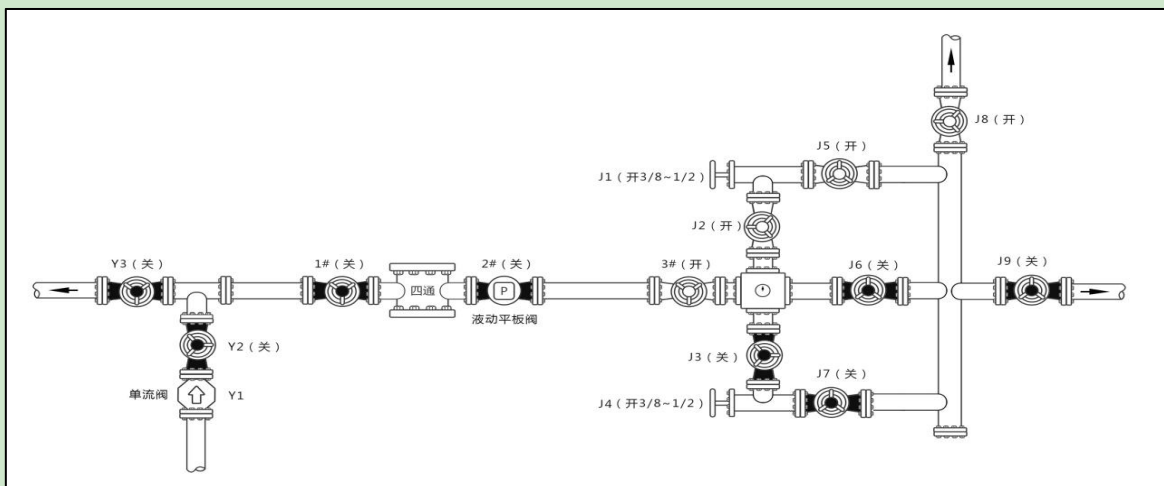


图 3.3-4 二开、三开井口管汇示意图

3.6.1.4 录井

①自登娄库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

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

固井作业全过程保持井内压力平衡，防止因井漏、注水泥候凝失重造成井内压力失衡而导致井喷。注水泥浆时发生溢流，停止注水泥浆作业，替出井内水泥浆实施压井；固井顶替时发生溢流，先继续完成替量，然后关闭井口水泥头，关井。对于固井质量存在严重问题、威胁到井控安全、影响到后续钻井施工的井，采取有效措施进行处理，确保达到封固目的。拆卸井口、安装井控设备在水泥候凝后进行。具体固井水泥用量见表 3.6-6。

表 3.6-6 固井水泥用量数据表

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	阻流环深度 m	水泥级别	附加%	注水泥量 t
表层套管	273.1	342.9	30	29.22	地面	300	A	40	54.55
生产套管	177.8	241.3	10	17.84	地面	700	G	15	29.49

3.6.1.7 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Φ177.8mm 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Φ273.1mm×Φ177.8mm-35MPa 套管头（材质 BB 级）金属密封芯轴式套管头。

本项目完井采用射孔完井。

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 3.6-7。

表3.6-7 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

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。

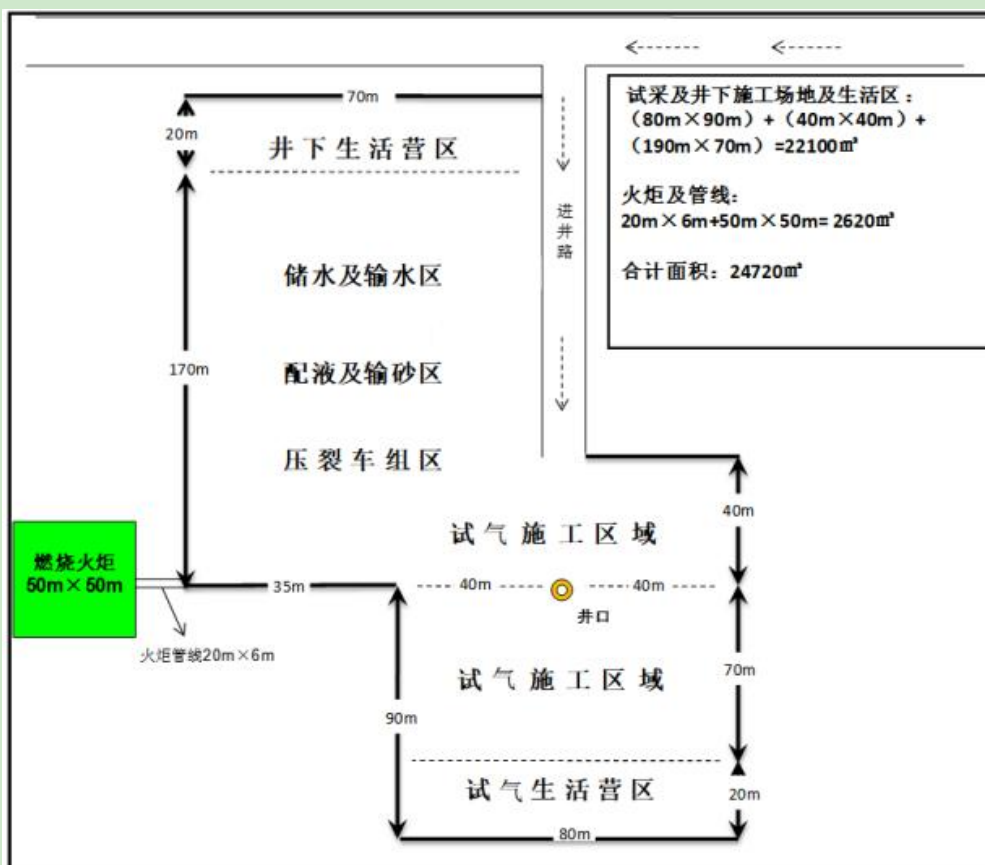


图3.6-6 压裂作业平面布置图

3.6.2 地面工程

3.6.2.1 井场工程

本项目基建 4 口气井(四库平 6、四库平 7、朝库平 6、朝库平 7)，新建采气井场 4 座 (4 座单井)，各井口新建井口采气树及阀组电伴热、井口防盗围栏、井口紧急切断装置、笼套式节流阀、井口温度压力监测设施、井口除砂器，各井场内新建光伏发电系统 1 座，各井场外设耐火环保放空池 1 座。放空池位于井场外靠井口一侧，为水泥防渗池，占地为 18m×22m，池底为 2m 深沟壑，主要作用是在开关井、检修以及事故状态下关闭井口后，排出装置及管道内剩余气体，点火放空。井口采气树与集输管道相联，集输管道将采出气输往集气站。

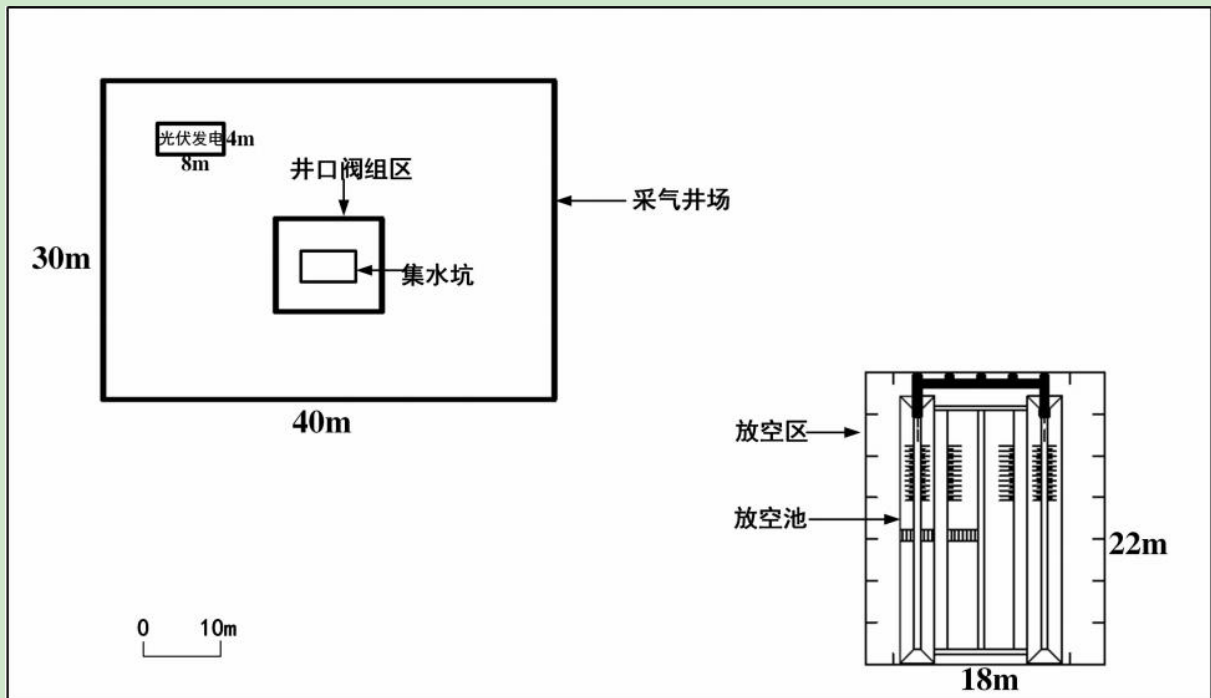


图 3.6-7 井场平面布置示意图

3.6.2.2 站场工程

(1) 四站集注站改造工程

四站集注站本次共新增 2 口水平井（四库平 6、四库平 7），汇成 1 条注采集输汇管进站，管线规格 DN250，进站汇管连接站内已建注采汇管上预留的 DN250 接头，进站管线设紧急切断阀 1 台，压力温度远传各 1 台，具体改造见下图。

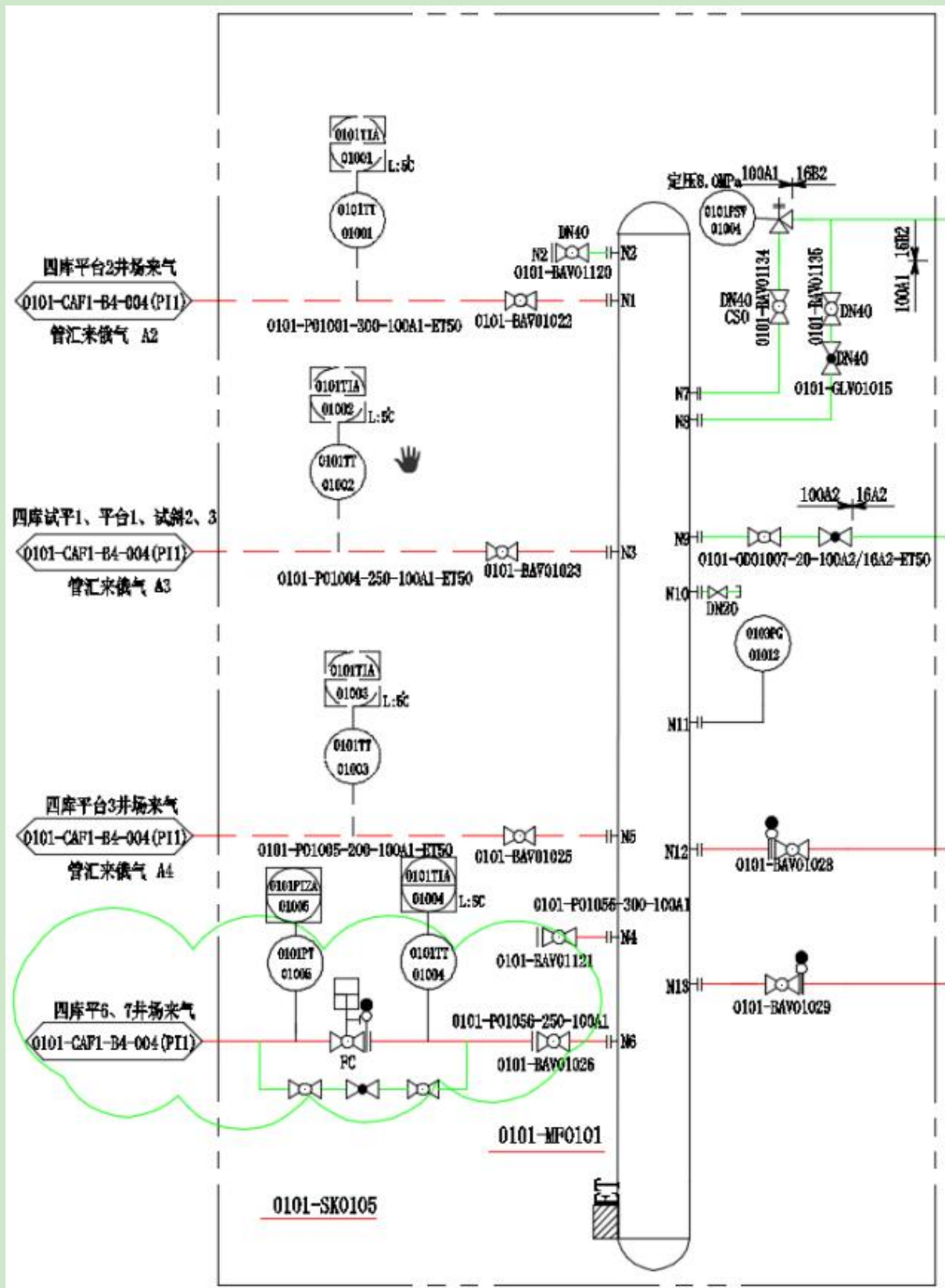


图 3.6-8 四站集注站进站阀组改造示意图

四站集注站改造的主要工程量见表 3.6-9。

表 3.6-9 主要工程量表

序号	主要工程内容	单位	数量
1	进站阀组区		
1)	进站紧急切断阀 DN250	台	1
2)	无缝钢管 PN80-Φ273 13-20G	m	50
3)	压力变送器 0~16MPa 精度: 0.075	台	1
4)	弹簧管压力表 Y-100 0~8.0MPa	块	1

四站集注站本次共新增 2 口气井，新增产能后，站内现有装置运行负荷能够满足本项目需求。大庆四站储气库设四站集注站 1 座，是保障区域天然气调峰保供的关键设施。随着近年气源结构调整(由原设计的中俄东线俄气调整为气田气)及生产运行需求升级，现有工艺系统逐渐暴露出与实际工况不匹配的问题，因此亟需对工艺系统进行完善改造。四站储气库群部分气井在注气期管道冻堵频繁，需要依靠甲醇加注车进行拉运加注，增加员工劳动量，不满足无人值守的生产需求。本项目主要改建内容见表 3.6-8。平面布局示意图见图 3.6-9。

表3.6-8 本项目四站集注站主要改造内容

序号	主要工程量	单位	数量
	甲醇加注工艺部分		
1	甲醇储罐	座	1
1)	设备部分		
	甲醇储罐Φ2400×10812 (13.08t)	台	1
	球阀 FQ47Y-16C DN100	个	1
	球阀 FQ41Y-16C DN50	个	1
	球阀 FQ41Y-16C DN40	个	3
	球阀 FQ41Y-16C DN25	个	2
	弹簧封闭全启式安全阀 GB/T12243	个	1
	高密封取样截止阀 PN160 DN15	个	1
	高密封截止阀 PN160 DN15	个	2
	弹簧管压力表 Y-100 型 0~1.6MPa	块	1
	材料部分		
2)	管线		
	Φ114×4.5	m	5
	Φ60×4	m	10

2	甲醇泵撬		
1)	设备部分		
	防爆柱塞计量泵（市购）	套	3
	Q=300L/h P=5.5kW 出口压力：7.9MPa		
	直通篮式过滤器 SRBA-PVN16-DN40-60 目	套	3
	活塞升降式止回阀 H41Y-100 DN40	个	3
	弹簧微启封闭式安全阀 GB/T12243	个	3
	球阀 FQ41Y-16C DN40	个	3
	球阀 FQ41Y-16C DN20	个	3
	高密封取样截止阀 PN160 DN15	个	7
	高密封截止阀 PN160 DN15	个	7
	耐震弹簧管压力表 YTN-100 型 0~10.0MPa	块	3
	耐震弹簧管压力表 YTN-100 型 0~1.6MPa	块	3
	球阀 FQ41F-100 DN40	个	3
	材料部分		
2)	管线		
	Φ48×4	m	15
	Φ48×4	m	15
3	防爆柱塞计量泵 Q=300L/h P=5.5kW	台	3
	腐蚀监测工艺部分		
1)	在线腐蚀监测设备	套	2
	三甘醇露点检测改造部分		
2)	在线水露点分析仪	套	1
	放空气监测改造部分		
3)	超声波流量计 DN300 PN16	台	1
4)	超声波流量计 DN80 PN16	台	1
	UPS 电源改造部分		
5)	UPS	套	11
	微地震监测井部分		
6)	无线中心站	座	1
7)	无线远端站	套	4

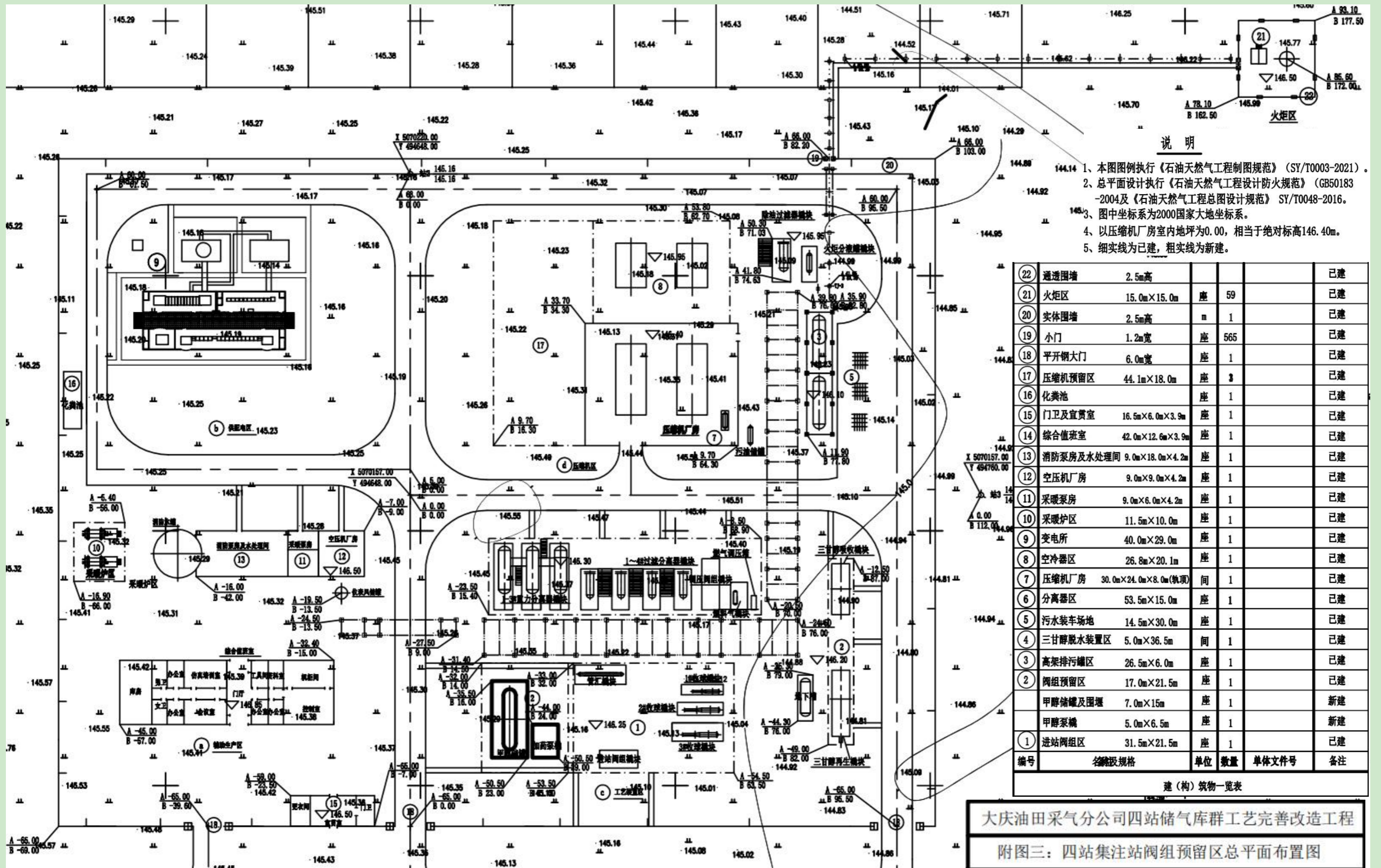


图 3.6-9 四站集注站平面布局示意图

(2) 朝 51 集配气阀组改在工程

朝 51 储气库新建 2 口水平井（朝库平 6、朝库平 7），每口井的集输管线单独进朝 51 集配气阀组，管线规格 DN200，进站管线分别连接站内已建注采汇管上预留的 DN200 和 DN150 接头连接，每路进站管线设紧急切断阀 1 台，压力温度远传各 1 台，与站内已建汇管连接图见图 3.6-10。

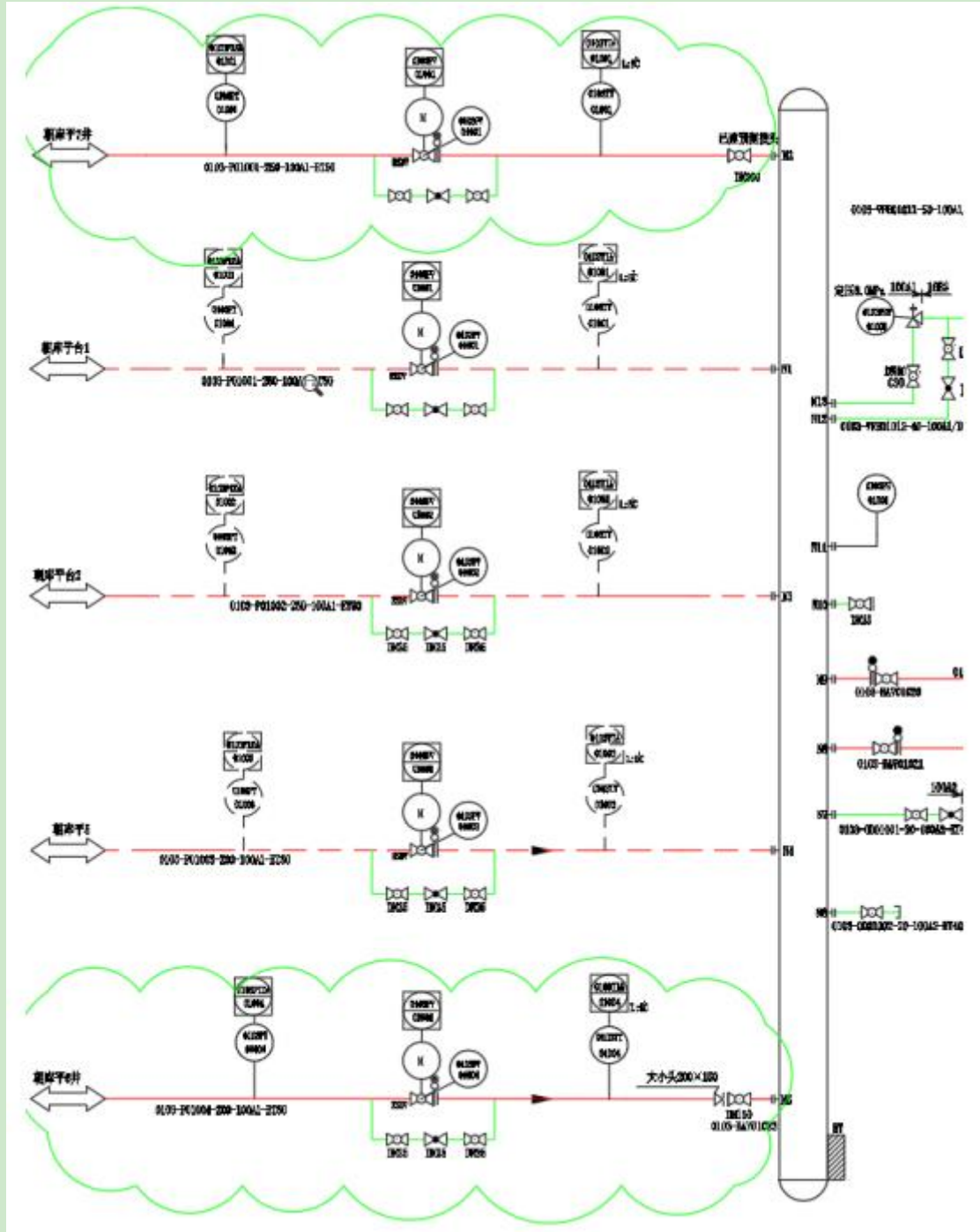


图 3.6-10 朝 51 集配气阀组改造示意图

朝 51 集配气阀组改造的主要工程量见表 3.6-9。

表 3.6-9 主要工程量表

序号	主要工程内容	单位	数量
1	进站阀组区		
1)	进站紧急切断阀 DN200	台	2
2)	无缝钢管 PN80-Φ219 12-20G	m	100
3)	压力变送器 0~16MPa 精度: 0.075	台	1
4)	弹簧管压力表 Y-100 0~8.0MPa	块	1

3.6.2.3 管线工程

(1) 四站储气库集输系统现状

四站集注站布置在井区西部，采取平台井组或单井直接进集注站的布站方式，其中四库试平1井至集注站集输管道从井场向西南方向敷设1.21km后，四库平台1井组集输管线在井场附近直接串接到该集输管线上，继续向西南方向敷设1.24km进集注站。

已建试验站至四站集注站集输管道(DN150)自试验站向西南方向敷设约0.754km后，与四库试平1井至集注站集输管道串接。局部将四库试平1管道埋深减少约0.25m标高调成与已建DN150管道中心标高-1.72m一致，采用三通连接。

平台2井组至集注站集输管道从井场向西北方向敷设1.96km进集注站。平台3井组至集注站集输管道从井场向西北方向敷设0.47km折向东北方向继续敷设0.88km后，再折向西敷设0.67km进集注站。

所有管道在集注站东侧同沟敷设，穿越集注站东侧进站路下本工程新建管涵后，从集注站南侧进站。

四站储气库已建集输系统见图3.6-11。

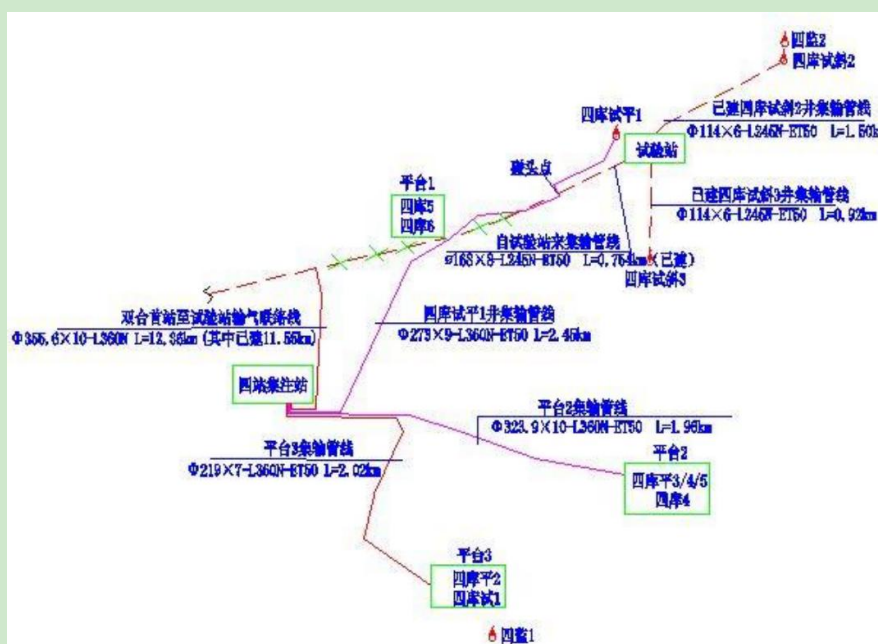


图 3.6-11 四站库区已建集输系统图

四站集注站新建四库平 6 井、四库平 7 井 2 口水平井，具体井位部署见图 3.6-12。

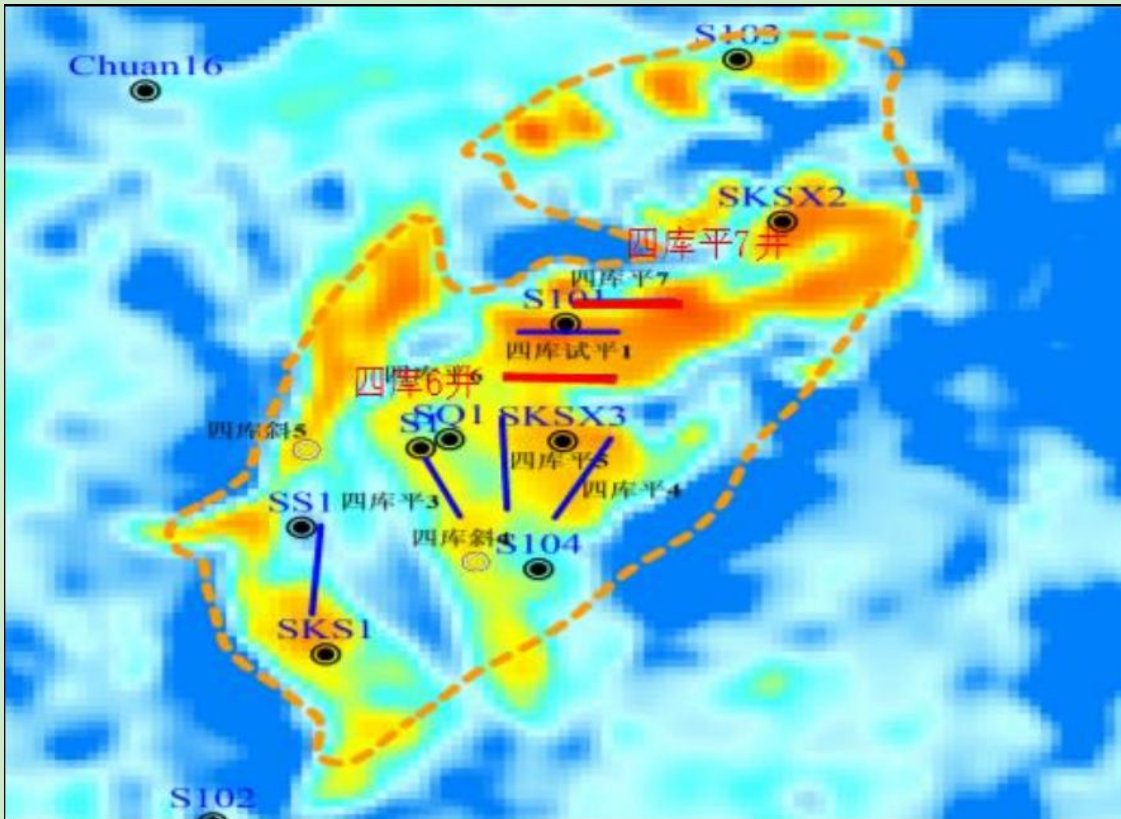


图 3.6-12 四站库区新建注采井井位图

四库平 6 井、四库平 7 井集输管道根据四站已建集输系统现状，四库平 6 井、四库平 7 井集输管道走向具体见图 3.6-13。



图 3.6-13 四站储气库集输系统图

新建四库平 6 集输管道向西北敷设与新建四库平 7 集输管线串接，沿四库试平 1 井已建集输管道路由敷设，在四站集注站东侧与进站阀组相对的位置同四站已建井场的集输管线沟敷设进站。

四库平 6 集输管线规格 DN200 L=1.2km；四库平 7 集输管线未与四库平 6 集输管线串接前规格 DN200 L=0.85km，串接后规格 DN250 L=2.4km。

(2) 朝 51 储气库集输系统现状

朝 51 集配气阀组布置在井区中部，采取平台井组或单井直接进集注站的布站方式，其中朝库平台 1 井场管线先向东南方向敷设 0.6km。绕过管家屯民乐小学后向南敷设，定向钻穿越朝中干路和林带后，沿路向西南方向敷设 0.3km。再向南敷设进站；

朝库平台 2 井场管线出井场后首先向北敷设 0.25km 然后沿朝中干路向东北方向敷设 1.35km 后，再向南敷设进站。

朝库平台 5 井场管线出井场后，定向钻穿越朝中干路和林带后，向西南方向敷设 0.4km 进站；

朝库 2 井场管线出井场后，向东北方向敷设 0.6km 进朝库试 1 井场，朝库试 1 井管线搭接到朝库平台 6 井场管线上后从朝集配气阀组东侧围墙进站。

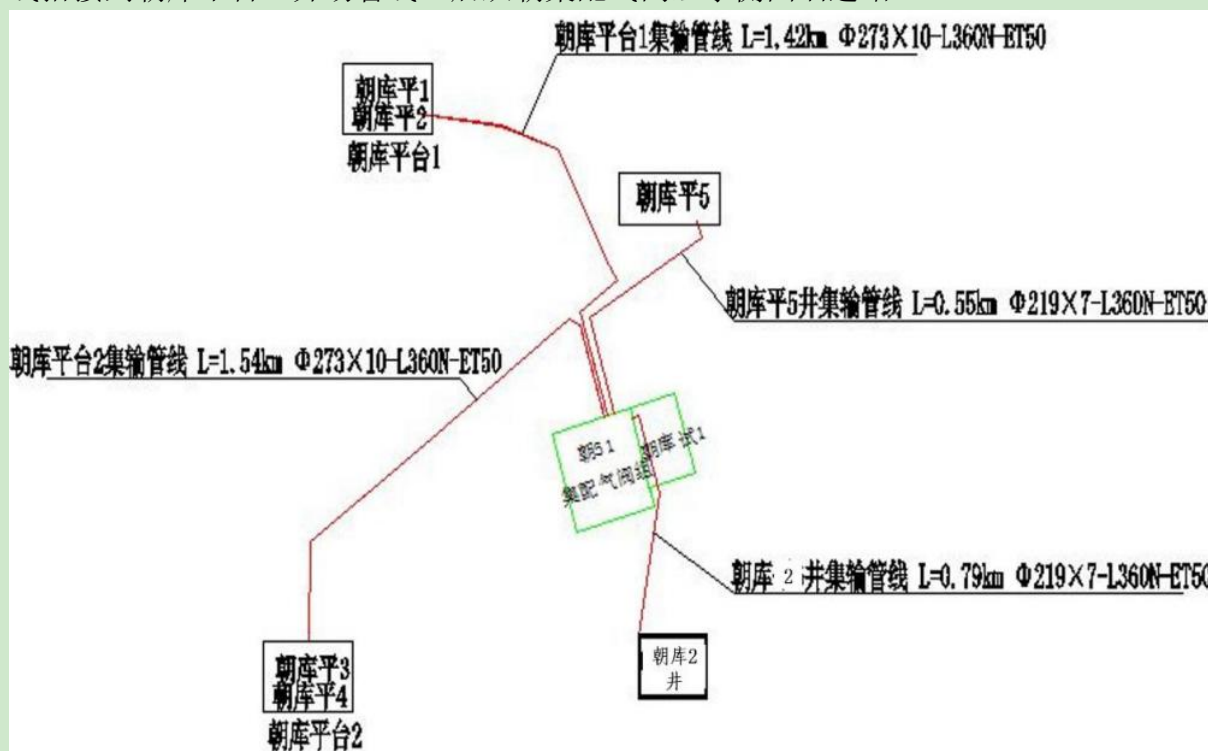


图 3.6-14 朝 51 库区已建集输系统图

朝 51 库区新建朝库平 6 井、朝库平 7 井 2 口水平井，具体的井位部署见图 3.6-15。

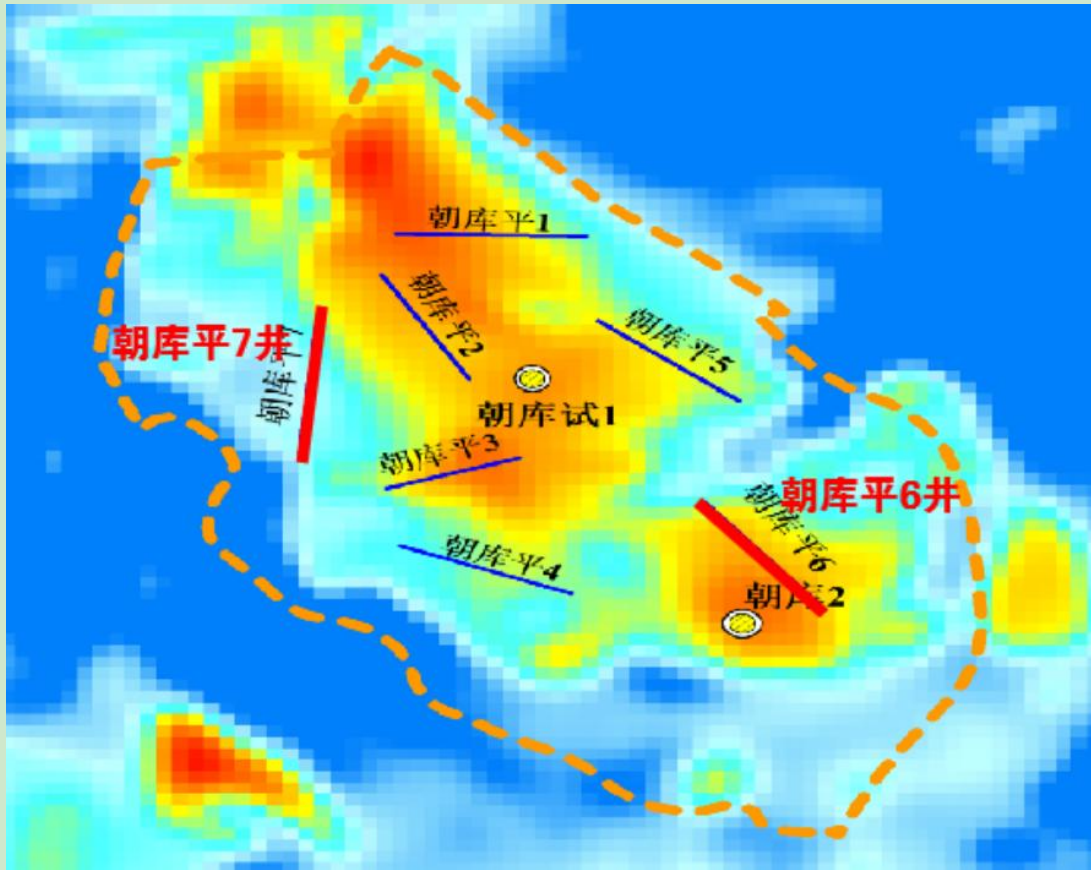


图 3.6-15 朝 51 库区新建注采井井位图

朝库平 6 井、朝库平 7 井集输管道根据四站已建集输系统现状，朝库平 6 井、朝库平 7 井集输管道走向具体见图 3.6-16。



图 3.6-16 朝 51 库区集输系统图

新建朝库平 7 集输管线与已建的朝库平台 2 同路由敷设，在朝 51 集配气阀组北侧与进站阀组对应位置与已建的其他井场集输管线同沟敷设进站，集输管线规格 DN200L=0.85km。

新建朝库平 6 集输管线向西北敷设，通过朝库试 1 井场后，在朝 51 集配气阀组北侧与进站阀组对应位置与已建的其他井场集输管线同沟敷设进站，集输管线规格 DN200L=2.7km。

本项目集输系统主要工程量见表 3.6-10。

表 3.6-10 集输系统主要工程量表

序号	工程内容	单位	四站库区	朝 51 库区	合计
一	集输管道部分				
1	PN80-Φ273.011.13-L-245N	km	2.40	0	2.40
2	PN80-Φ219.089.52-L-245	km	2.05	3.55	5.60
3	电伴热带 40W/m	km	13.55	11.95	25.50
4	穿越工程				
5	穿越沥青路（钢开）	次（m/次）	3（15）	3（15）	6（15）
1)	乡村水泥路（钢顶）	次（m/次）	3（15）	5（15）	10（15）

3.6.2.4 道路工程

新建进井道路充分结合该区域内朝 51 区块及四站区块的已建(及已征用)路网，考虑油田内外的交通连接，以选择地势较好、距离较近为原则进行布线。

本项目 4 口气井的井通井路均为新建道路，具体路线方案选择如下：朝库平 6 井向北沿耕地间土便道布线，终于朝中干线，长 3.08km。朝库平 7 井向北沿耕地顺垄布线，终于朝 51 区块已建平台 4 通井路，长 0.32km。四库平 6 井向西沿稻田地间便道布线，终于四库试斜 3 井通井路，长 1.85km。四库平 7 连接至西南方向四库试平 1 井通井路，长 0.39km。

本项目新建井共 4 口，其中朝 51 区块井 2 座，四站区块井 2 座，主要位于耕地和水稻田中。

配套建设 4 口井的通井路共计 4.14km，其中朝 51 区块新建(含改造路段)通井路 1.9km。四站区块新建通井路 2.24km。具体工程内容见下表。

表 3.6-11 道路主要工程量

区块名称	道路名称	道路长度（km）	道路宽度（m）		建设标准
			路基	路面	
朝 51 区块	朝库平 6 通井路	0.65	4.5	3.5	沥青砼（新建段）
		0.93	4.5	3.5	沥青砼（改造段）
	朝库平 7 通井路	0.32	4.5	3.5	沥青砼

四站区块	四库平 6 通井路	1.85	4.5	3.5	沥青砼, 护坡
	四库平 7 通井路	0.39	4.5	3.5	沥青砼, 护坡

3.6.3 公用工程

3.6.3.1 给、排水工程

(1) 施工期

本项目施工期用水主要为施工人员生活用水、钻井用水、压裂用水、管线试压用水。施工期生产用水采用桶装水，钻井用水和试压用水由水罐车运送。施工期废水为施工人员生活污水、钻井废水、试压废水、压裂返排液。

①生活用水及生活污水

钻井施工期：本项目钻井施工期约为 74d，1 个钻井队进行施工，钻井队每天在井人数约 20 人，本项目共钻 4 口井，根据《用水定额》(DB23/T727-2021)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 $473.6\text{m}^3(20 \times 4 \times 74 \times 80 \times 10^{-3} = 473.6)$ ，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 378.88m^3 。压裂试气期间每个压裂试气队配置 20 人，1 个压裂试气队同时进行施工，单井压裂试气周期约 48 天，本项目共需压裂试气 4 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 $307.2\text{m}^3(20 \times 48 \times 4 \times 80 \times 10^{-3} = 307.2)$ ，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 245.76m^3 。本项目钻井施工期生活用水量合计为 780.8m^3 ，生活污水产生量合计为 624.64m^3 。施工期生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，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。

地面施工期：本项目地面施工期 60d，施工人数 30 人，根据《用水定额》(DB23/T727-2021)项目施工期生活用水量按 80L/人·d 计，施工期生活用水量为 144m^3 ，生活污水按生活用水量的 80% 计，则施工期施工人员生活污水产生量为 115.2m^3 。施工期生活污水排入本项目附近集注站、集配气阀组已建防渗旱厕，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。

②钻井用水、钻井废水

根据大庆油田历年钻井经验，钻井过程中平均每钻进 1000m，生产用水约 150m^3 ，产生钻井废水量约 20m^3 。本工程钻井总进尺为 5923m^3 ，则需消耗生产用水量 888.45m^3 ，产生钻井废水 118.46m^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/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 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注现役油层,压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路。

③压裂用水、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 17000m^3 ,所需用水量约为 7200m^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,根据大庆油田压裂经验,通常返排液量为 $450\sim 750\text{m}^3$ 井,本次取 $750\text{m}^3/\text{井}$,则本项目4口井压裂返排液产生量为 3000m^3 ,含水量约 1280m^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 $\leq 20\text{mg/L}$,悬浮物 $\leq 20\text{mg/L}$ ”后回注油层。

④试压用水、试压废水

本项目管道敷设完成后进行试压,管线试压用水量为 293.59m^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 278.91m^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,处理后的水质执行《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 $2\mu\text{m}$ ”后回注现役油层。

表 3.6-12 本项目施工期试压用水量及废水量汇总表

管线起点	管线终点	管线类别	管道规格 (mm)	管道长度 (km)	试压用水量 (m^3)	试压废水量 (m^3)
四库平 6	管线串接前	集输管道	DN200	1.2	37.68	35.896
四库平 7	管线串接前	集输管道	DN200	0.85	26.69	25.3555
管线串接前	管线串接后	集输管道	DN250	2.4	117.75	111.8625
朝库平 6	朝 51 集配气阀组	集输管道	DN200	2.7	84.78	80.541
朝库平 7	朝 51 集配气阀组	集输管道	DN200	0.85	26.69	25.3555
合计					293.59	278.91

(2) 运营期

根据产能开发方案,本项目气田采出水最大产生量为 $4.5\text{m}^3/\text{d}$,运营期产生的气田采出水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，处理后的水质达到《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)中标准限值“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注现役油层。

(3) 水平衡。

本项目水平衡见表 3.6-12、图 3.6-17。

表 3.6-12 项目水平衡表

时期	用水		废水	
	工序	用水量	工序	废水量
施工期	钻井期生活用水	437.6	钻井期生活污水	378.88
	地面时期生活用水	144	地面时期生活污水	115.2
	钻井用水	888.45	钻井废水	118.46
	压裂用水	7200	压裂废水	3000
	试压用水	293.59	试压废水	278.91
运营期	/	/	气田采出水	4.5

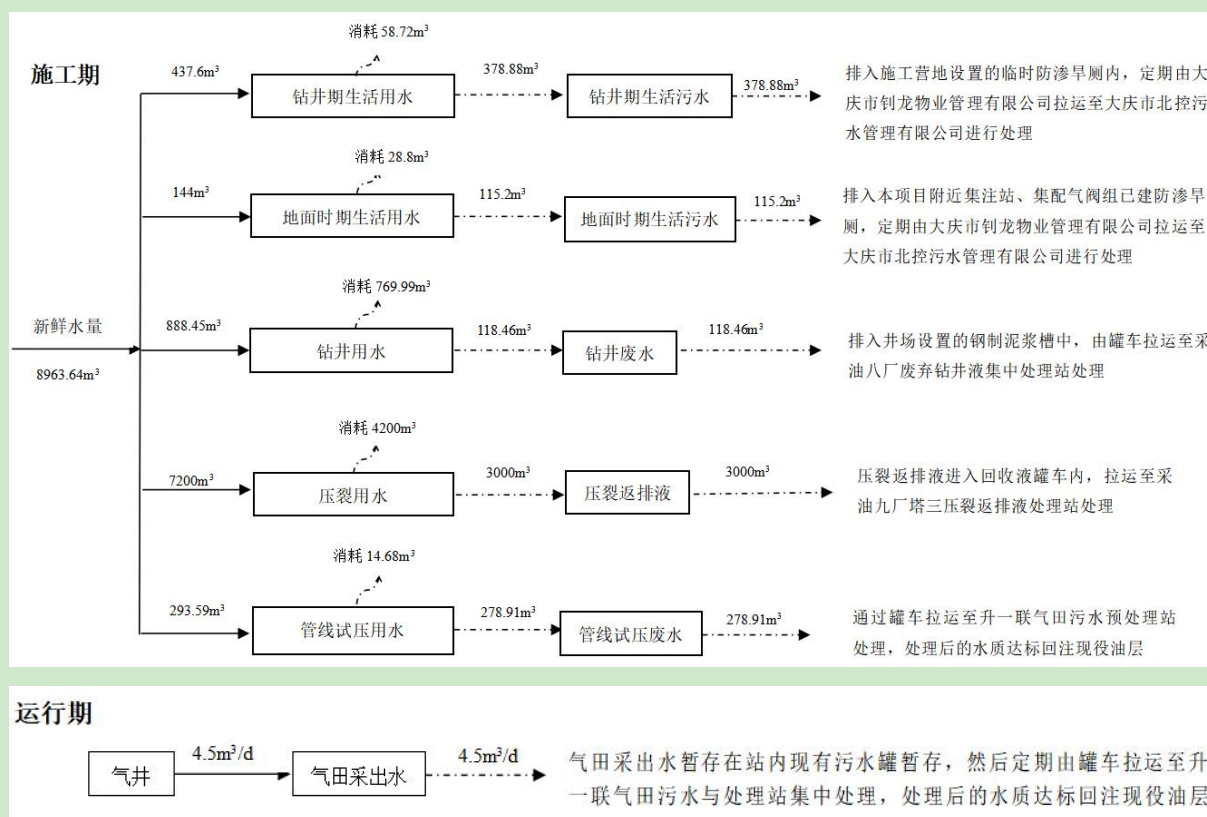


图 3.6-17 项目水平衡图

3.6.3.2 供电工程

四站集输系统为新建 2 口水平井做电气设计，电源引自己建 100kV 架空线路，采用单井单变压器供电。新建 10kV 架空敷设 3LGJ-70 2km 新建柱上变压器台 250kVA 2 座。井场用电负荷见表 3.6-13、表 3.6-14。

表 3.6-13 四库平 6 井 0.4kV 低压用电负荷计算表

设备名称	电压等级 (kV)	安装台数		单台额定功率 (kW)	负荷等级	功率因数 $\cos \Phi$	需要系数 K_x	有功功率 (kW)	无功功率 (kvar)	现在功率 (kVA)
		运行	备用							
井口电伴热	0.4	1	0	2	三	1.0	0.8	1.6	0	1.6
集输管线电伴热	0.4	2	0	100	三	1.0	0.8	160	0	160
井场 RTU	0.22	1	0	0.5	三	0.8	0.8	0.4	0.3	0.5
井场电动阀	0.4	1	0	1	三	0.84	0.7	0.7	0.45	0.83
井场监控终端	0.22	1	0	0.1	三	0.8	0.9	0.09	0.07	0.11
井场照明	0.22	1	0	0.3	三	0.8	0.9	0.27	0.2	0.34
小计								163.06	1.02	163.38
变压器容量：250kVA 1 台 100/0.4kV										

表 3.6-14 四库平 7 井 0.4kV 低压用电负荷计算表

设备名称	电压等级 (kV)	安装台数		单台额定功率 (kW)	负荷等级	功率因数 $\cos \Phi$	需要系数 K_x	有功功率 (kW)	无功功率 (kvar)	现在功率 (kVA)
		运行	备用							
井口电伴热	0.4	1	0	2	三	1.0	0.8	1.6	0	1.6
集输管线电伴热	0.4	2	0	100	三	1.0	0.8	160	0	160
井场 RTU	0.22	1	0	0.5	三	0.8	0.8	0.4	0.3	0.5
井场电动阀	0.4	1	0	1	三	0.84	0.7	0.7	0.45	0.83
井场监控	0.22	1	0	0.1	三	0.8	0.9	0.09	0.07	0.11

终端										
井场照明	0.22	1	0	0.3	三	0.8	0.9	0.27	0.2	0.34
小计								163.06	1.02	163.38
变压器容量：250kVA 1台 100/0.4kV										

朝 51 集输系统为新建 2 口水平井做电气设计，电源引自己建 10kV 架空线路，采用单井单变压器供电。新建 10kV 架空敷设 3LGJ-1200.9km，其中新建柱上变压器台 250kVA 1 座、变压器台 30kVA 1 座。井场用电负荷见表 3.6-15、表 3.6-16。

表 3.6-15 朝库平 6 井 0.4kV 低压用电负荷计算表

设备名称	电压等级 (kV)	安装台数		单台额定功率 (kW)	负荷等级	功率因数 $\cos \Phi$	需要系数 K_x	有功功率 (kW)	无功功率 (kvar)	现在功率 (kVA)
		运行	备用							
井口电伴热	0.4	1	0	2	三	1.0	0.8	1.6	0	1.6
井场 RTU	0.22	1	0	0.5	三	0.8	0.8	0.4	0.3	0.5
井场电动阀	0.4	1	0	1	三	0.84	0.7	0.7	0.45	0.83
井场监控终端	0.22	1	0	0.1	三	0.8	0.9	0.09	0.07	0.11
井场照明	0.22	1	0	0.3	三	0.8	0.9	0.27	0.2	0.34
小计								3.06	1.02	3.38
变压器容量：30kVA 1台 100/0.4kV										

表 3.6-16 朝库平 7 井 0.4kV 低压用电负荷计算表

设备名称	电压等级 (kV)	安装台数		单台额定功率 (kW)	负荷等级	功率因数 $\cos \Phi$	需要系数 K_x	有功功率 (kW)	无功功率 (kvar)	现在功率 (kVA)
		运行	备用							
井口电伴热	0.4	1	0	2	三	1.0	0.8	1.6	0	1.6
集输管线电伴热	0.4	2	0	100	三	1.0	0.8	160	0	160
井场 RTU	0.22	1	0	0.5	三	0.8	0.8	0.4	0.3	0.5
井场电动	0.4	1	0	1	三	0.84	0.7	0.7	0.45	0.83

阀										
井场监控 终端	0.22	1	0	0.1	三	0.8	0.9	0.09	0.07	0.11
井场照明	0.22	1	0	0.3	三	0.8	0.9	0.27	0.2	0.34
小计								163.06	1.02	163.38
变压器容量：250kVA 1台 100/0.4kV										

主要工程量见表 3.6-17。

表 3.6-17 主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量
一	四站集注站		
1	防爆配电箱 380V 25A 4回路 Exdbeb IIB T4 Gb IP65 WF2	面	1
2	电力电缆 ZA-YJV-0.6/1 3 120+2 70	m	750
3	电力电缆 ZA-YJV-0.6/1 56	m	250
4	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1 54	m	100
二	朝 51 集配气阀组		
1	防爆配电箱 380V 25A 6回路 Ex dbeb IIB T4 Gb IP65 WF2	面	1
2	电力电缆 ZA-YJV-0.6/1 3 50+2 25	m	280
3	电力电缆 ZA-YJV-0.6/1 56	m	80
4	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1 54	m	150
三	四站集输系统		
1	新建 10kV 线路（采用聚合金硅绝缘子）	km	2
	钢芯铝绞线 3 LG-J-70/8	km	1.65
	架空绝缘导线 3 JKLYJ-70mm ²	km	0.35
2	四库平 6 井		
1)	终端式柱上变电站 2	座	1
	每座主要内附：		
	1) 电力变压器 S-250/10 250kVA	台	1
	10.5-5%/0.4kV D, yn11 二级能效		
2)	柱上变配电箱 380V	面	1

3)	电力电缆 YJV-0.6/1 3 120+1 70	m	20
4)	电力电缆 YJV22-0.6/1 3 120+2 70	m	160
5)	电力电缆 YJV22-0.6/1 5 6	m	80
6)	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1 5 4	m	200
7)	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1 3 4	m	100
3	四库平 7 井		
1)	终端式柱上变电站 2	座	1
	每座主要内附:		
	1) 电力变压器 S-250/10 250kVA	台	1
	10.5-5%/0.4kV D, yn11 二级能效		
2)	柱上变配电箱 380V	面	1
3)	电力电缆 YJV-0.6/1 3 120+1 70	m	20
4)	电力电缆 YJV22-0.6/1 3 120+2 70	m	160
5)	电力电缆 YJV22-0.6/1 5 6	m	80
6)	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1 5 4	m	200
7)	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1 3 4	m	100
四	朝 51 集输系统		
1	新建 10kV 线路 (采用聚合金硅绝缘子)	km	0.9
	钢芯铝绞线 3 LG-J-120/8	km	0.7
	架空绝缘导线 3 JKLYJ-120mm ²	km	0.2
2	朝库平 6 井		
1)	终端式柱上变电站 2	座	1
	每座主要内附:		
	1) 电力变压器 S-30/10 30kVA	台	1
	10.5-5%/0.4kV D, yn11 二级能效		
2)	柱上变配电箱 380V	面	1
3)	电力电缆 YJV-0.6/1 4 10	m	10
4)	电力电缆 YJV22-0.6/1 5 6	m	80
5)	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1 5 4	m	200
6)	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1 3 4	m	100
3	朝库平 7 井		

1)	终端式柱上变电站 2	座	1
	每座主要内附:		
	1) 电力变压器 S-250/10 250kVA	台	1
	10.5-5%/0.4kV D, yn11 二级能效		
2)	柱上变配电箱 380V	面	1
3)	电力电缆 YJV-0.6/1 3 120+1 70	m	20
4)	电力电缆 YJV22-0.6/1 3 120+2 70	m	160
5)	电力电缆 YJV22-0.6/1 5 6	m	80
6)	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1 5 4	m	200
7)	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1 3 4	m	100

3.6.3.3 供热系统

本项目施工期采用电取暖，运营期依托场站现有供暖方式。

3.6.3.4 通信工程

本项目在四站库区、朝 51 库区共新建 4 座注采井场。通信专业设计内容主要配合井场建设，为工艺站场通信业务提供数据传输通道,以及井场视频监控。通信与安防系统设计内容主要包括：数据传输系统、视频监控系统、通信线路系统等共 3 个部分。具体建设内容见下表。

表 3.6-17 主要工程量表

序号	主要工程内容	单位	数量	备注
一	数据传输系统			
1	卡轨式工业以太网交换机（4 百兆光+8 电）	台	3	
2	卡轨式工业以太网交换机（2 百兆光+6 电）	台	2	朝库平 6、朝库平 7
2	百兆单模光模块，10km	个	8	
二	视频监控系统			
1	室外红外球型摄像机	套	4	
2	号角扬声器 配套功放模块	套	4	
3	128G SD 存储卡	张	4	
4	防水接线箱 IP66 300 400 200mm	套	4	
5	监控杆，H=6m，含基础及预埋件	套	4	
6	避雷针 L=800mm	根	4	
三	通信线路			

1	光缆 ADSS-PE-6B1.3	km	6.6	
2	光缆终端盒（6 系统，含尾纤及熔接材料）	个	6	
3	光缆终端盒（12 系统，含尾纤及熔接材料）	个	1	

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

本项目钻井井场平面布置图见图 3.7-1。

3.7.2.2 压裂井场平面布置图

本项目压裂井场平面布置图见图 3.7-2。

3.7.3.3 气井井场平面布置图

本项目气井井场平面布置图见图 3.7-3。

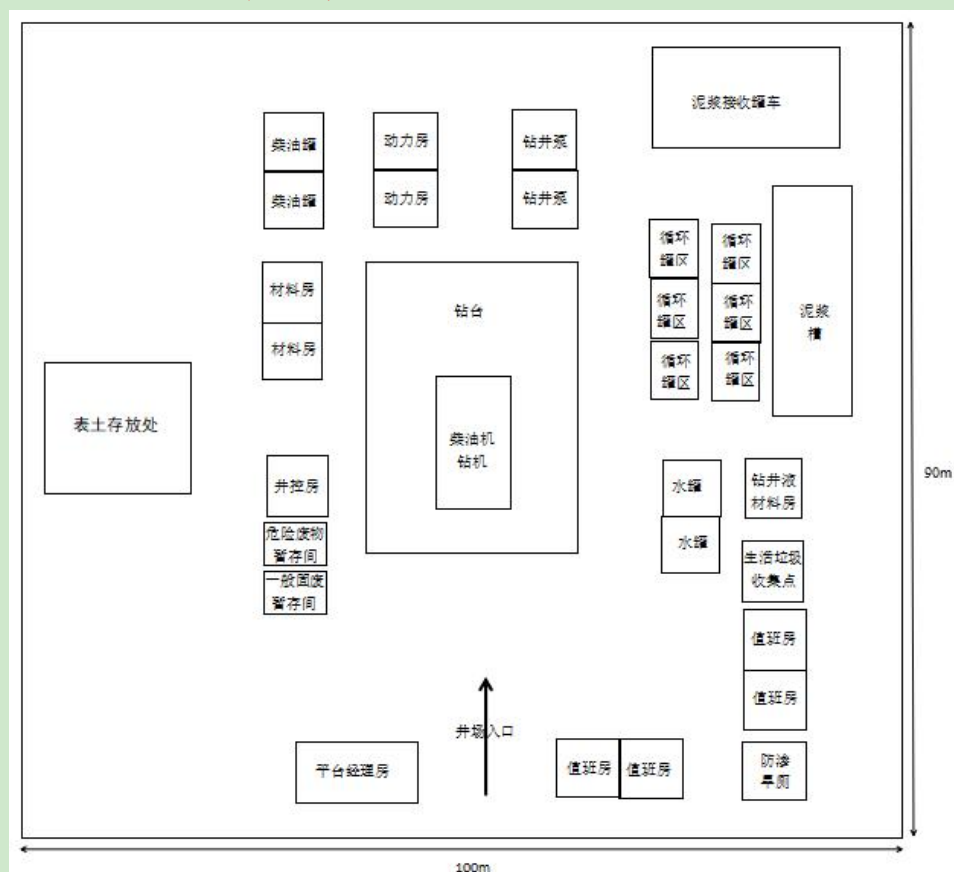


图 3.7-1 钻井井场平面布置图

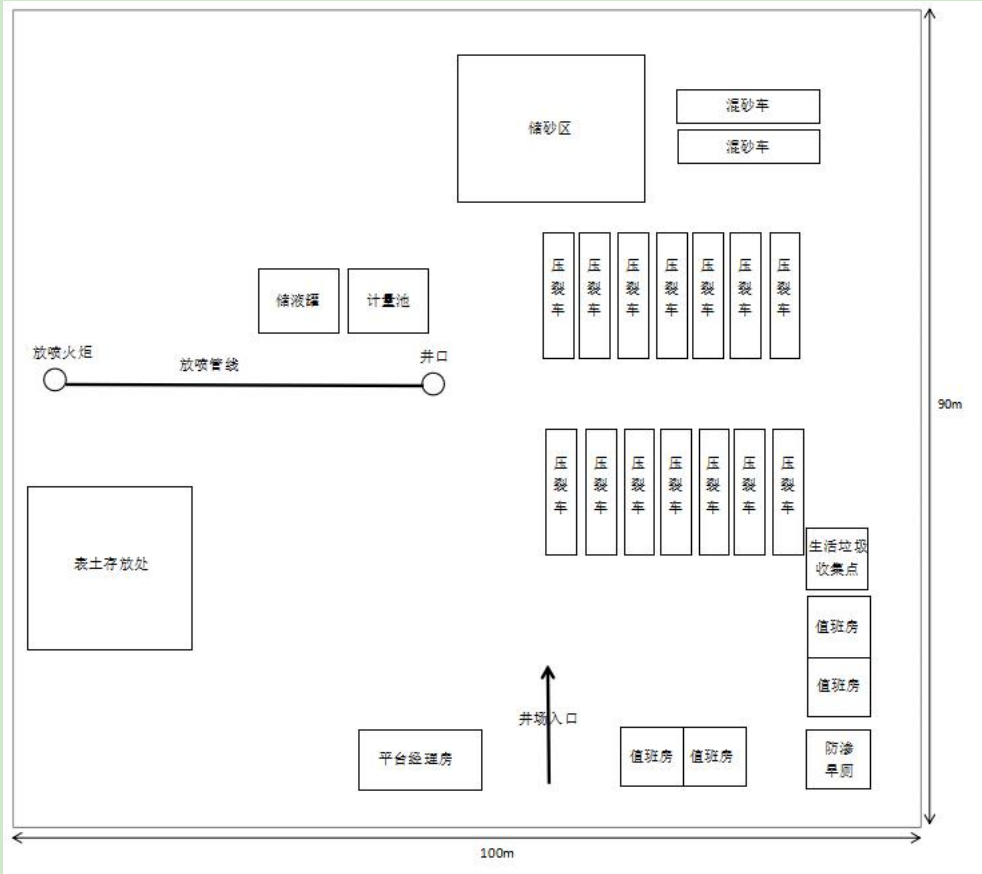


表 3.2-8 本项目压裂井场平面布置图

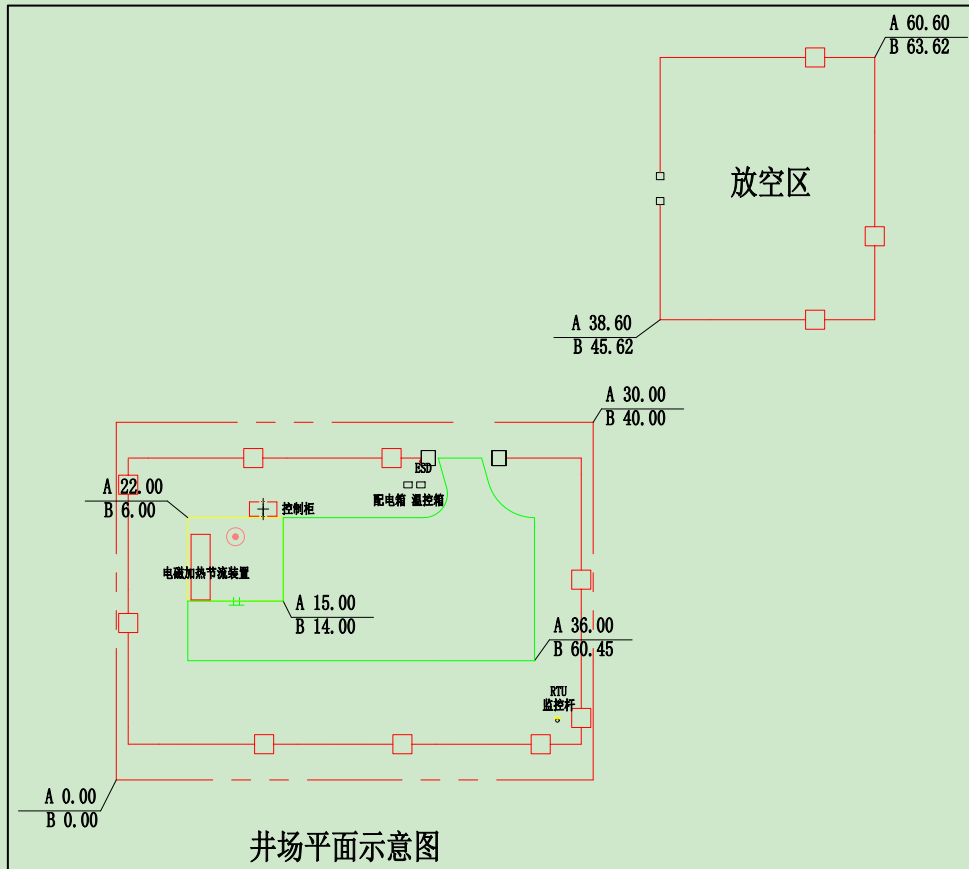


图 3.7-3 运营期气井井场平面布置图

3.7.2 工程占地情况

本工程占地主要为钻井期间井场的临时占地、完井后形成永久井场的永久占地、道路、柱上变电站建设产生的永久占地，施工期管线施工发生的临时占地，所涉及的永久占地和临时占地需要征用土地。

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 $1000\text{m} < \text{井深} \leq 3000\text{m}$ ，井场占地面积 9000m^2 ，后续作为生产井永久占地时，井场永久占地面积为 $\leq 2400\text{m}^2$ 。

（1）永久占地

①井场

本项目井口放空池 $18\text{m} \times 22\text{m} \times 2\text{m}$ 深，占地面积为 396m^2 ，井场永久占地按单井 $30\text{m} \times 40\text{m}$ 计，即单井井场占地为 1200m^2 ，项目新建井4口，合计占地 0.4800hm^2 。

②道路工程

项目道路工程永久占地按道路长度 \times 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 4.14km ，本次全部按照新建计算，则道路工程永久占地共计 1.863hm^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，则4座柱上变电站永久占用耕地 120m^2 。

（2）临时占地

①井场

本项目单座井场占地面积 9000m^2 ，去除井场+放空池永久占地面积 1596m^2 ，临时占地面积为 7404m^2 ，占用时间为钻井与压裂工程，周期约134天。

②管线

新建站外单井集输管线 8km ，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 8hm^2 。

③柱上变电站

单座柱上变电站临时占地面积按 1m^2 计算，则4座柱上变电站永久占用耕地 0.0004hm^2 。

工程占地情况一览表见表3.2-20。

表 3.2-20 工程占地面积和类型 单位：hm²

序号	建设项目	永久占地（永久基本农田）		临时占地（永久基本农田）	
		旱田	水田	旱田	水田
1	井场	0.3192	0.3192	1.4808	1.4808
2	道路	0.855	1.008	/	
3	管线	/	/	3.55	4.45

4	柱上变电站	0.006	0.006	0.0002	0.0002
	小计	1.1802	1.3332	5.031	5.931
	合计	2.5134		10.962	
	总计	13.4754			

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 0.6384hm²。井口放空池 18m×22m×2m 深，共新建 4 座，挖方量为 3168m³。

通井路基宽 4.5m，长度 3.0km，平均填高 0.5m；道路永久占地 1.863m²；

新钻井场均设置临时旱厕 1 座，容积为 4m³；

管沟开挖深度为 2m，宽度 2.0m，新建集输管线长度 8.0km。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。

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：m³

序号	类型	项目	挖方量		填方量	利用方量	借方量	弃方量	备注
			基础挖方	表土剥离					
1	永久占地	基建井场	0	1440	2400	1440	960	0	井场垫土外购，垫高 0.5m。永久占地内剥离的表土 1915.2m ³ 施工结束后，用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。
		放空池	3168	0	0	3168	-3168	0	井口放空池 18m×22m×2m 深，挖方量为 3168m ³
2		柱上变	0	36	0	36	-36	0	永久占地内剥离的表土 36m 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	5589	9315	5589	3726	0	通井路路基宽 4.5m, 长度 8km, 平均填高 0.5m。
4	临时占地	井场 (除旱厕)	0	8884.8	8884.8	8884.8	0	0	临时占地剥离的表土 8884.8m ³ 待施工结束后覆土回填。
5		管道	24000	24000	24000	24000	0	0	管沟开挖深度为 2m, 上宽度 2m, 下宽 1m, 管沟长度 8.0km。临时占地剥离的表土 24000m ³ 待施工结束后覆土回填。
6		柱上变	0	1.2	1.2	1.2	0	0	临时占地剥离的表土 1.2m ³ 待施工结束后覆土回填。
7		临时旱厕	16	4.8	20.8	20.8	0	0	新增设置临时旱厕 4 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 4.8m ³ 待施工结束后覆土回填。
合计			27184	39955.8	44621.8	43139.8	1482	0	/

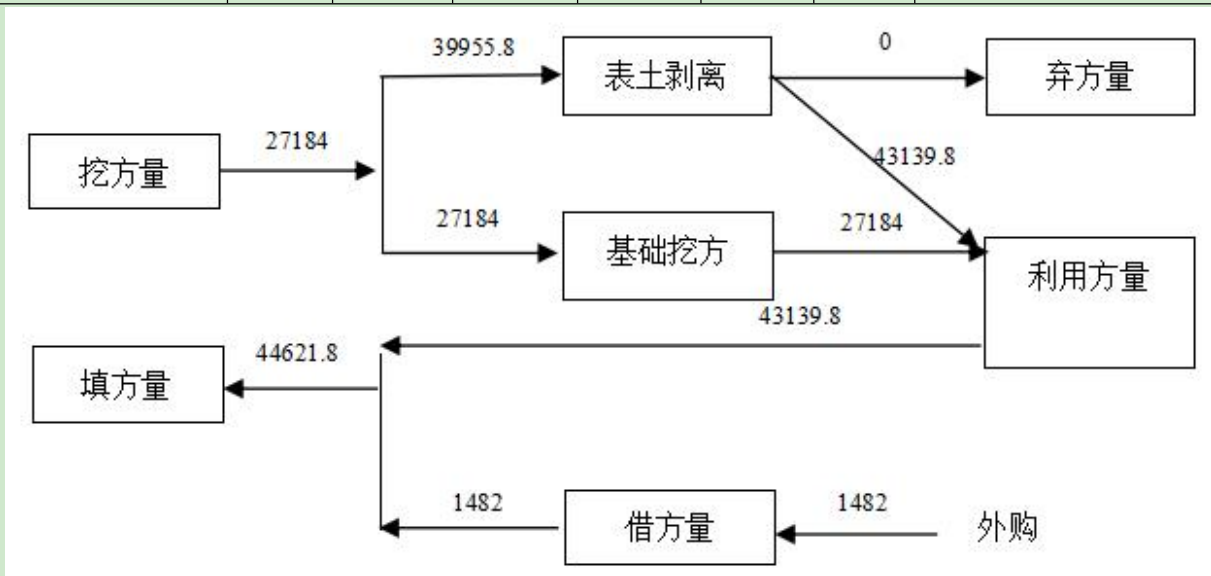


图 3.7-1 土石方平衡图 (单位: m³)

3.8 施工方式

3.8.1 管道施工

3.8.1.1 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 3.8-3，管道开挖施工平面布置示意图见图 3.8-4。

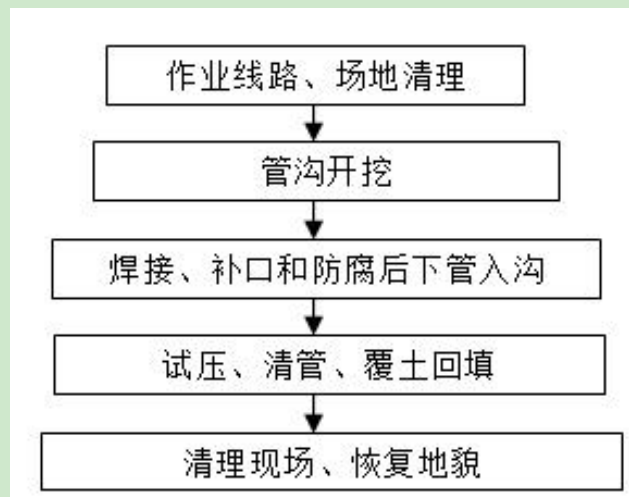


图 3.8-2 管道施工建设过程

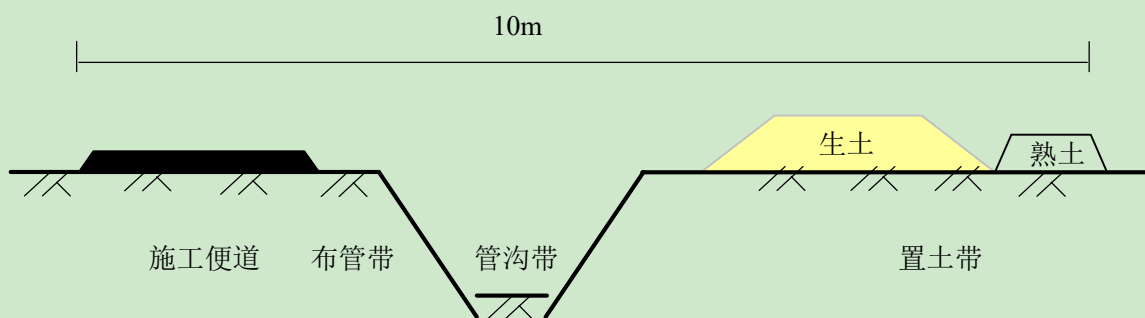


图 3.8-3 管道施工作业断面图



图 3.8-4 管道开挖施工平面布置示意图

3.8.1.2 管道穿越施工

本项目 16 处管道穿越，穿越采用钢开（6 处）和钢顶（10 处）施工方案。

本项目管线施工采用钢顶方式穿越公路 6 处。钢开穿越即为大开挖方式。管沟开挖时，首先将两侧的管沟挖出，最后再破道路，路面开挖要尽量将路面的破坏降到最小限度，穿越管道下沟后，立即进行回填，回填时分层夯实，按原有道路标准恢复，防止塌陷，该过程不产生弃土。

本项目管线施工采用钢顶方式穿越公路 10 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 3.8-5。

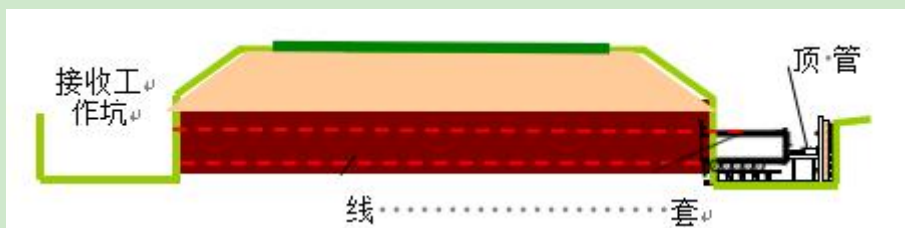


图 3.8-5 顶管作业施工示意图

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3.8-6、图3.8-7。

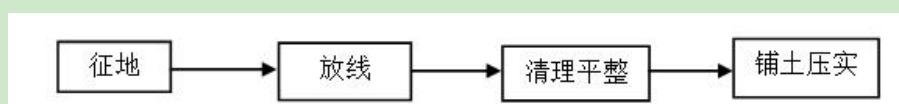


图3.8-6 通井路施工建设过程

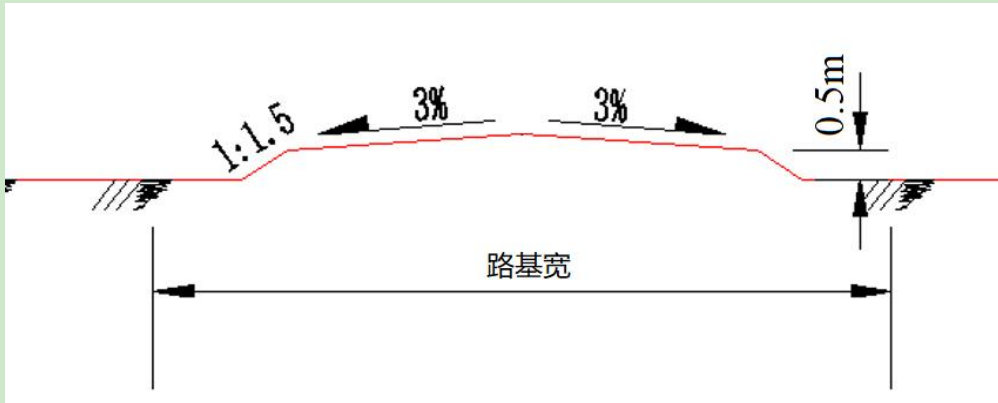


图 3.8-7 通井路横断面示意图

3.9 施工进度及时序

本项目计划施工期为 2026 年 3 月至 2026 年 7 月，钻井施工约 74d，钻井进度计划见表 3.9-1、表 3.9-2；地面工程接续钻井后进行建设，地面工程施工约 60d。项目施工进度计划见表 3.9-3。

表 3.9-1 四站库区钻井进度计划表

开钻次数	钻头尺寸 mm	施工项目		累计时间 d
		内容	时间 d	
一开	342.9	一开钻进、接单根、起下钻、辅助等	1.0	1.0
		下表层套管、固井、候凝、测声变、装防喷器等	2.0	3.0
二开	241.3	二开直井段、造斜段钻进、接单根、起下钻、辅助等	3.0	6.0
		下生产套管、固井、候凝、测声变、装防喷器等	3.0	9.0
三开	152.4	三开水平段钻进、接单根、起下钻、辅助等	4.0	13.0
		电测、通井划眼、下尾管、下桥塞等	5.0	18.0

表 3.9-1 朝 51 库区钻井进度计划表

开钻次数	钻头尺寸 mm	施工项目		累计时间 d
		内容	时间 d	
一开	342.9	一开钻进、接单根、起下钻、辅助等	1.0	1.0
		下表层套管、固井、候凝、测声变、装防喷器等	2.0	3.0
二开	241.3	二开直井段、造斜段钻进、接单根、起下钻、辅助等	3.0	6.0
		下生产套管、固井、候凝、测声变、装防喷器等	3.0	9.0
三开	152.4	三开水平段钻进、接单根、起下钻、辅助等	5.0	14.0

		电测、通井划眼、下尾管、下桥塞等	5.0	19.0
--	--	------------------	-----	------

表 3.9-3 项目施工进度计划表

工程名称	2026 年				
	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月
钻井工程	—	—	—		
地面工程			—	—	—

注：“—”代表 10d。

3.10 设备及物料消耗

钻井生产用水消耗：由公用工程可知，本项目施工期钻井生产用水消耗总量为 3699.3m³；

生活用水消耗：由公用工程可知，本项目生活用水消耗总量为 2480m³；

管线试压用水消耗：由公用工程可知，本项目管线试压用水消耗总量为 247.58m³；

压裂用水消耗：压裂液配置在各井场配置，根据设计资料，压裂液用量为 21250m³。

钻井液消耗：根据钻井液用量表可知，本项目单口井钻井液用量 364.4m³，本项目新钻气井 4 口，则钻井液用量 1457.6m³；

水泥消耗：根据固井水泥用量表，本项目单井固井水泥用量为 84.04t，本项目新钻气井 4 口，则固井水泥用量为 336.16t；

柴油消耗：本项目钻机用电使用柴油发电机，钻井每进尺 1000m，柴油用量 20t，本项目钻井总进尺 5923m，则柴油总用量约为 118.46t；

压裂液消耗：压裂液配置在各井场配置，根据设计资料，压裂液用量为 17000m³

射孔液消耗：根据施工单位以往经验，单口井射孔一般需要射孔液 40m³，本项目基建 4 口气井需射孔，则射孔液用量为 160m³。

本项目投产后，新增耗电 539.31 万 kW·h/a。

甲醇：考虑到本工程井口温度较高，正常运行不进行注醇，仅在井口设置甲醇加注预留头，必要时(井筒冻堵等情况)采用移动罐车方式加注甲醇，单井加注量一般不超过 0.1 吨/次，每口井约 3 年加注 1 次。本项目新建的徐深 903 集气站站不建设甲醇储罐。

本项目主要消耗物料具体见下表：

表 3.10-2 本项目主要物料消耗

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 (m ³)	3699.3
2		办公生活	生活用水 (m ³)	2480
3		管线试压	试压用水 (m ³)	247.58

4		压裂	压裂用水 (m ³)	21250
5		钻井	钻井液 (m ³)	1457.6
6		固井	水泥 (t)	336.16
7		钻井期发电	柴油 (t)	118.46
8		压裂	压裂液 (m ³)	17000
9		射孔	射孔液 (m ³)	160
10	运营期	生产运营	耗电 (万 kWh/a)	539.31

3.11 依托工程分析

3.11.1 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

依托工程环境影响评价及竣工验收情况见表 3.11-1。

表 3.11-1 项目依托场站环评情况一览表

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	四站集注站	《四站、朝 51 先导试验井部署工程环境影响报告表》、《四站、朝 51 先导试验井注采试验工程环境影响报告书》	(绥环函(2019)30号/绥环函(2019)161号)	2023年2月完成自主验收	91230607 71667540 9L007W
2	朝 51 集配气阀组				
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	91230607 71667540
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	9L011X
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	91230607 MA1B82 Y04A003 V
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	91230607 71667540 9L005Y

3.11.2 依托工程能力核实及运行现状分析

(1) 四站集注站

四站集注站主要建筑物为：压缩机厂房、辅助厂房、综合值班室、门卫及宣传室、进出站阀组模块、分离及调压模块、压缩机模块、三甘醇脱水模块、空压机模块、防空系统、供热系统、通信系统及变电所。本项目在四站集注站内新建甲醇储罐 1 座、加药泵房撬 1 座、进站阀组 2 套，建设位置在集注站预留位置。对四站集注站已建的两列分离设施设备根据四站储气库群调整扩容后注采运行工况进行了核算，最大分离能力能够满足目前注采工况的实际处理量需求。四站集注站库容为 $3.22 \times 10^8 \text{m}^3$ ，有效工作气量为 $1.531 \times 10^8 \text{m}^3$ ，本项目四库平 6 井、四库平 7 井 2 口气井进入四站集注站进行处理，新增 2 口气井后工作气量增加 $0.765 \times 10^8 \text{m}^3$ ，能够满足本项目需要。

(2) 朝 51 集配气阀组

主要建筑物为：发球筒、管汇、重力分离器、高架排污罐、甲醇储罐、防爆双隔膜计量泵、防空系统。本项目在朝 51 集配气阀组预留位置新建进站阀组 2 套。朝 51 集配气阀组库容为 $3.021 \times 10^8 \text{m}^3$ ，有效工作气量为 $1.731 \times 10^8 \text{m}^3$ ，本项目朝库平 6 井、朝库平 7 井 2 口气井进入四站集注站进行处理，新增 2 口气井后工作气量增加 $0.765 \times 10^8 \text{m}^3$ ，能够满足本项目需要。

(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 0.64t ，第八采油厂工业固废填埋场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 m³/a (其中废弃水基泥浆 30 万 m³/a，盐水泥浆 15 万 m³/a)，本工程依托其水基泥浆处理站，设计处理能力 1000m³/d (30 万 m³/a)，目前实际处理量 530m³/d，剩余能力为 470m³/d。本工程处理水基泥浆钻井废水 118.46m³、废弃水基钻井泥浆 342m³、水基泥浆钻井岩屑 142.152m³、废射孔液 144m³，共计 746.612m³，日均处理约 10.09m³，处理能力满足需求。

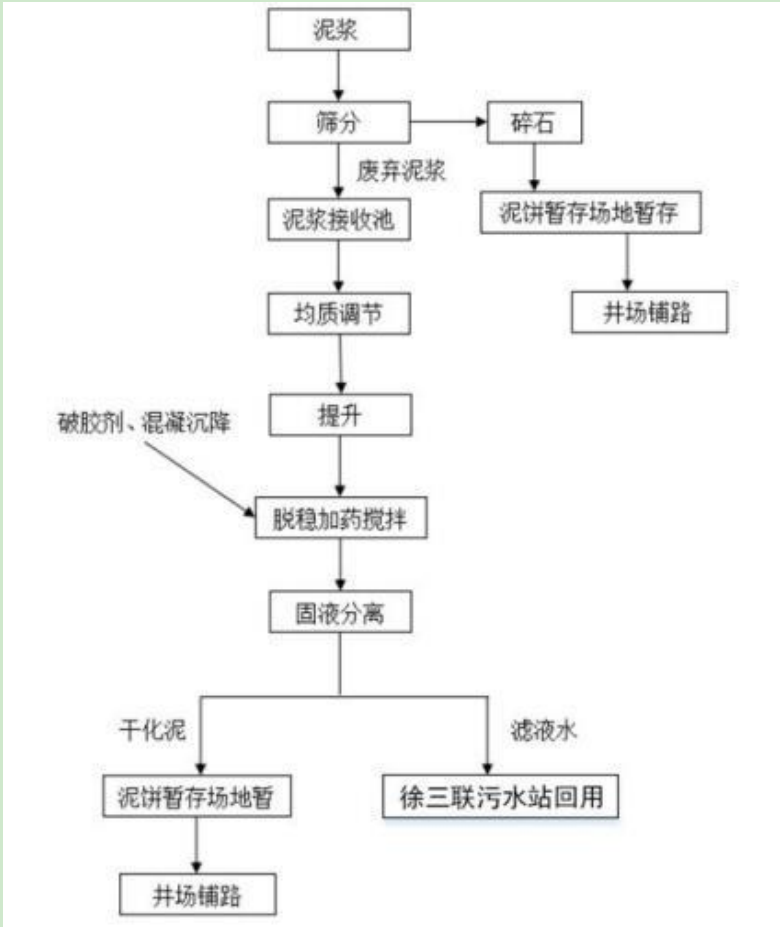


图 3.11-2 废弃泥浆无害化处理中心处理五站工艺流程图

(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，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，该站与 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 3.11-2。

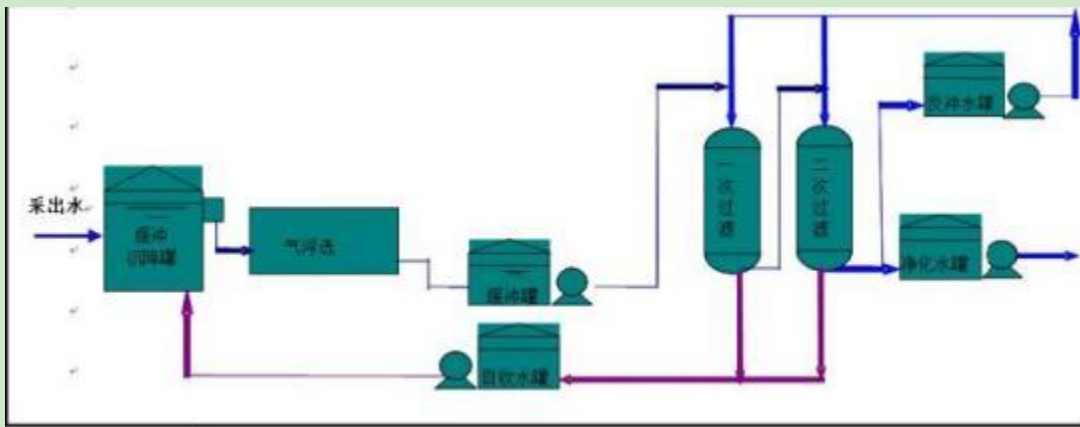


图 3.11-2 升一联气田污水预处理站工艺流程

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，满足本项目依托需求。

(6) 采油九厂塔三压裂返排液处理站

采油九厂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 3000m³（约 40.5m³/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）、废铅蓄电池库、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砂粒约 0.04t/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

本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、堆放钻井所需的膨润土、纯碱、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

A 自登娄库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。

B 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。

C 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。

D 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：

A 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。

B 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。

C 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。

D 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度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Φ177.8mm 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Φ273.1mm×Φ177.8mm-35MPa 套管头（材质 BB 级）金属密封芯轴式套管头。

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、膨润土、

纯碱、重晶石粉废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；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋及非含油废防渗布集中收集后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；废 KOH 包装袋暂存于危险废物贮存点，施工结束后委托有危险废物处置资质的单位进行处置；施工期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；施工期生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，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) 压裂试气工程

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。压裂液配置在各井场配置，压裂液配置用水由罐车就近从场站拉运，项目附近现有场站，可满足用水需求。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，拉运到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)限值“石油类 20mg/L, 悬浮物 20mg/L”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)要求后回注现役油层。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 and 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、压裂试气主要工艺流程及产污环节图见图 3.12-1。

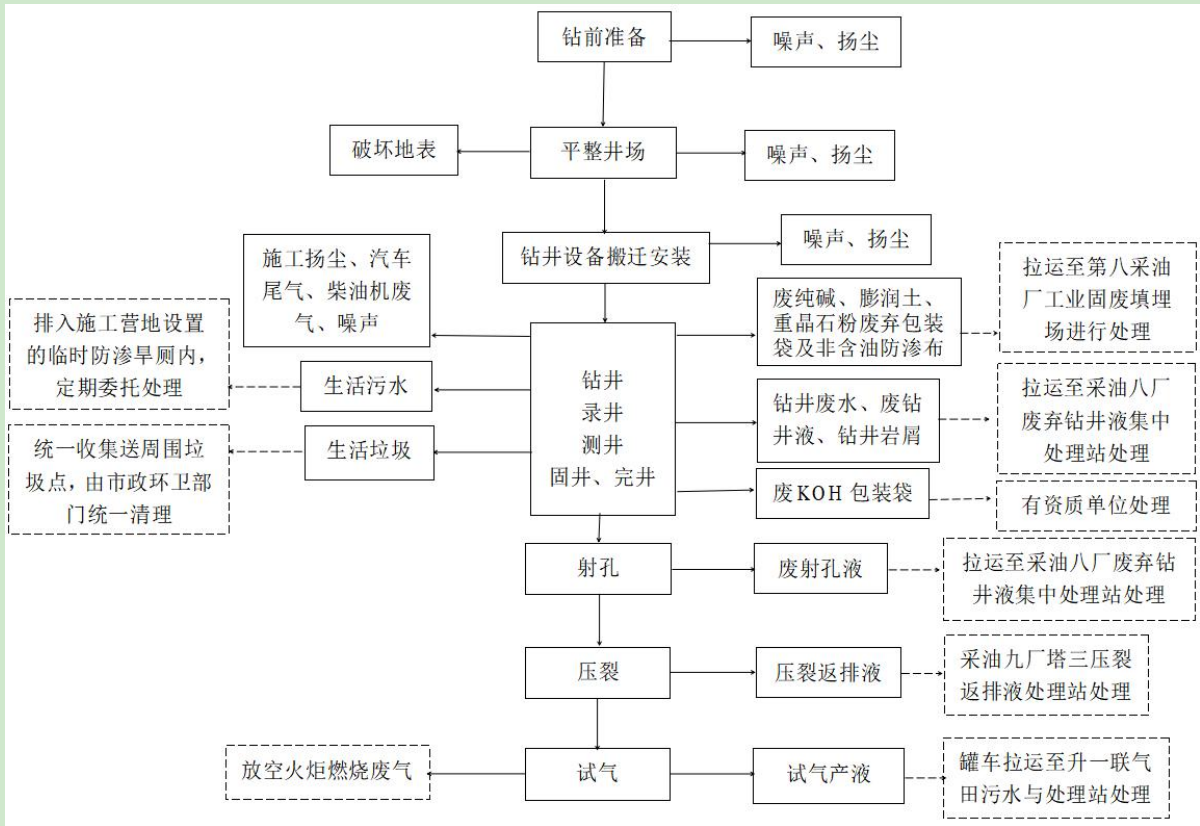


图 3.12-1 本项目钻井、压裂试气主要工艺流程及产污环节图

(3) 地面工程

本项目地面工程的施工主要为井场、站场、道路施工过程中主要污染源为施工时地面开挖、平整、道路敷设、土方堆填、车辆运输、设备安装等过程中产生的施工扬尘，施工机械设备及运输车辆尾气，施工机械设备和运输车辆运行产生的噪声；以及施工人员生活污水、生活垃圾等。

1) 井场施工

本工程新建 4 座气井井场，施工主要包括对新征占地范围内土地进行清理、测量放线，建设设备间等土建部分，然后安装设备等。

2) 管道施工

新建管道施工程序为：测量定线，施工作业带清理，然后开挖管沟，再组焊管道、下沟管道，回填，清水试压，管道施工产污节点图见图 3.12-2。

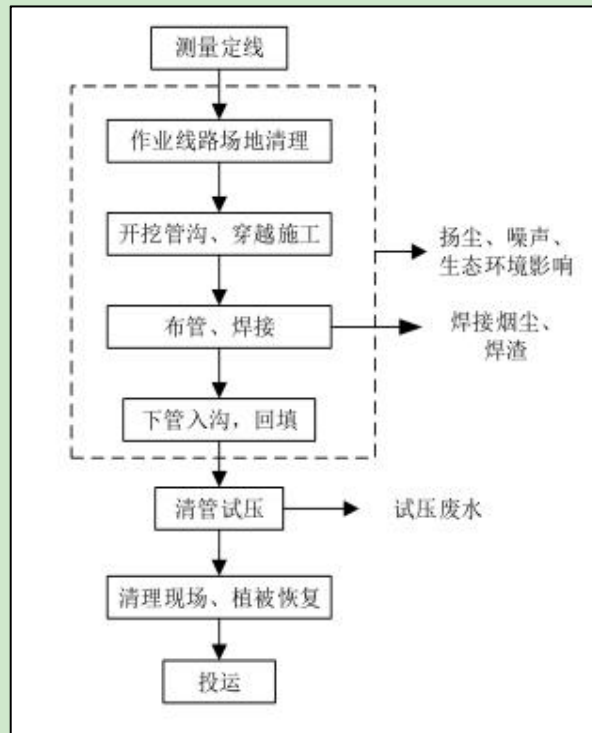


图 3.12-2 管道施工产污节点图

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。

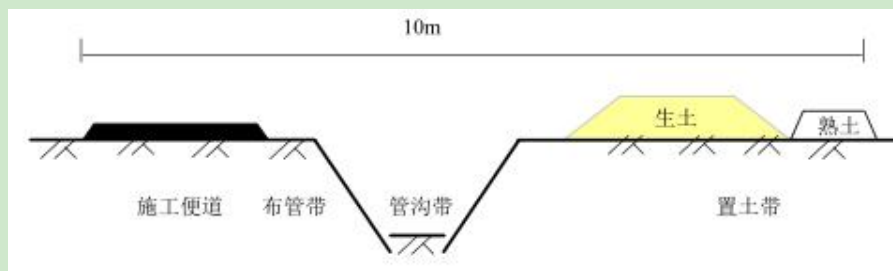


图 3.12-3 管道施工平面布置图

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 10 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。

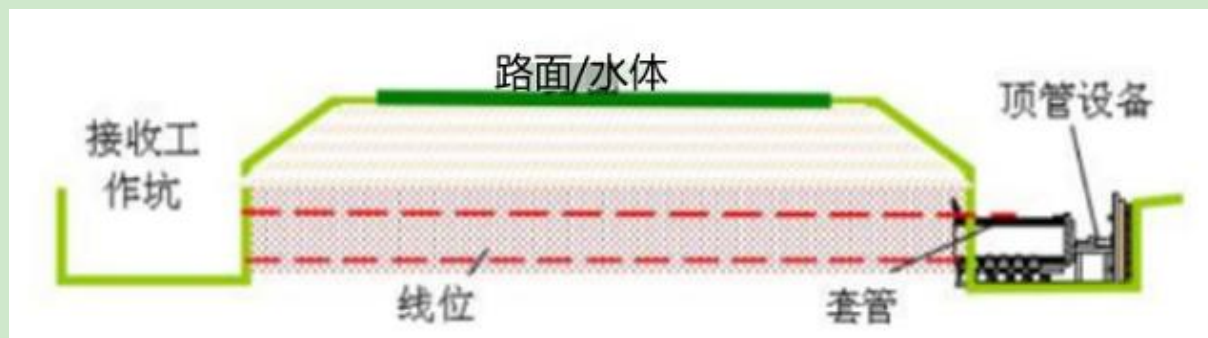


图 3.12-4 钢顶施工示意图

⑦钢开施工

本项目管线施工涉及钢开穿越公路 6 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) 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在站内预留位置为设备安装及更换。

本项目在井场、道路建设以及管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活污水等污染物。本项目施工期产污环节详见图 3.12-5。

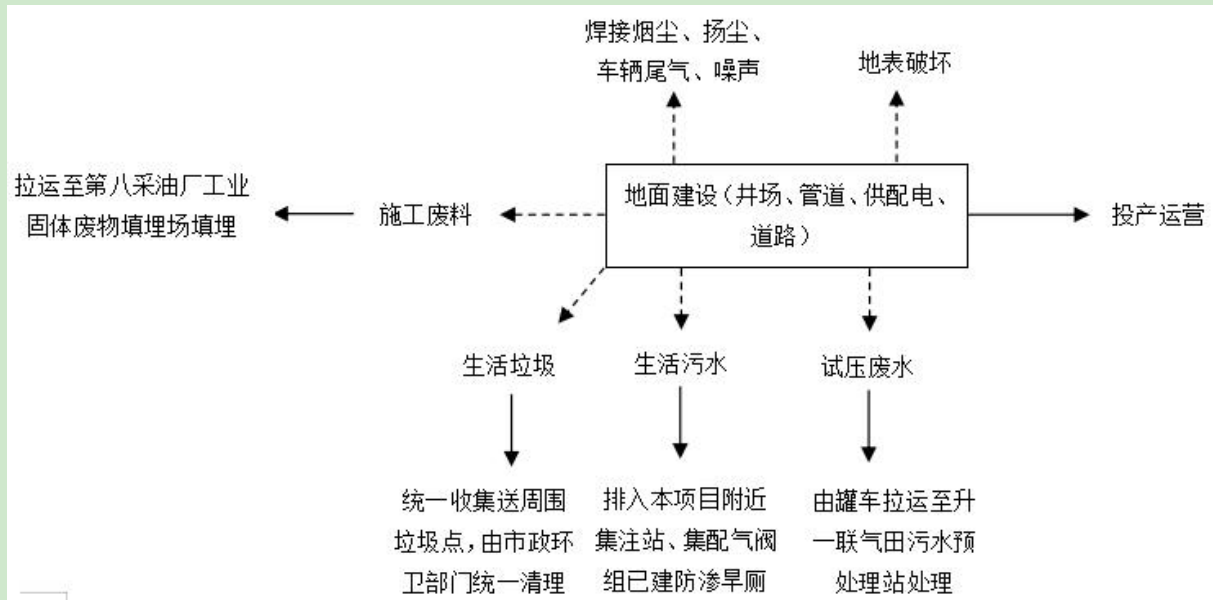


图 3.12-5 本项目地面工程施工期产污环节图

3.12.1.2 运行期

(1) 正常工况

① 产能建设工程

采气工艺：四站库区、朝 51 库区天然气经单井集输管道输送至四站集注站、朝 51 集配气阀组，进入阀组压力为 2.0MPa~5.2MPa。采出气先经重力分离器和过滤分离器分离后，通过集气干气输往四站集注站，阀组内设置甲醇加注橇。朝 51 储气库采出气进入集注站压力为 1.8MPa~4.0MPa，在集注站内先经分离后，再经压缩机增压至 5.0~6.0MPa 进入三甘醇脱水装置脱水，脱水后的天然气经输气联络线送至双合首站。

注气工艺：俄气分输站计量并调压至 7.4~7.8MPa 进入大庆双合首站。一路经四站集注站再通过集气干线直接输往朝 51 集配气阀组，在集配气阀组分离后根据地层注入压力要求进行注气压力调节，再经集输管道输送至朝 51 储气库各个井场；另一路在四站集注站内分离后根据地层注入压力要求进行注气压力调节，经集输管道输送至四站储气库各井场。

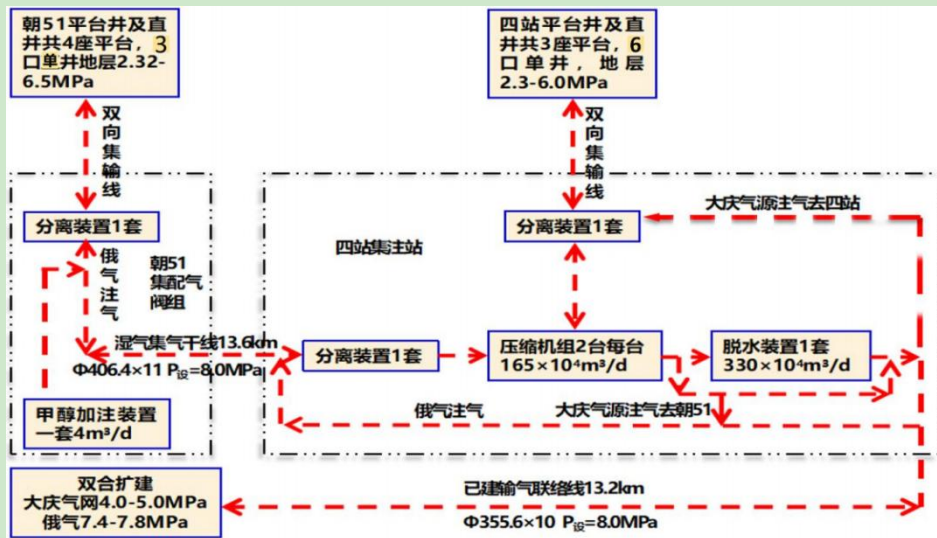


图 3.12-6 四站储气库群总体工艺示意图

生产污水进入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，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 3.12-7。

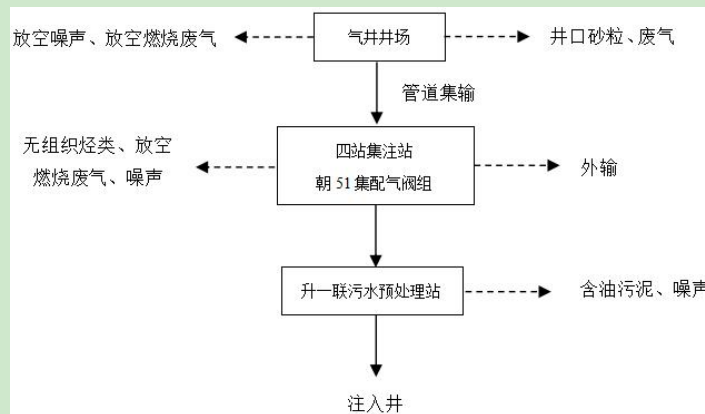


图 3.12-7 运营期正常工况工艺流程及产污示意图

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、站场内设备噪声。

(2) 非正常工况

1) 设备检修及保养

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及甲醇、放空噪声等。本工程防冻采用甲醇注入。

2) 井下作业

根据企业天然气产能工程运行多年经验，气井在投产多年后产气量下降，经地质论证后仍具有增产潜力的，因此需要对储层进行补孔、压裂作业；气井由于某种原因需要临时关井，根据开发潜能需要，临时关井可能会进行再次投产，投产前会进行试井作业；

还有一些其他带压作业的情况，例如气井大修作业等。①补孔、压裂作业：该作业对投产多年的井进行增产的重要措施，对储层进行重新射孔和压裂作业，具体是否实施根据产能情况和地质论证而定，该过程会产生废射孔液、压裂返排液、噪声等，潜在安全风险隐患。②试井作业：先进行测井的静压及静压梯度，取得合格的静压资料后压力计下入原深度位置进行产能测试，该过程会产生放喷气、放喷排液、砂粒、噪声等，潜在安全风险隐患。③气井大修作业：具体施工内容根据气井大修施工设计，该过程主要会排出天然气、排出压井液、产生施工机械噪声等，潜在安全风险隐患。施工前准备好井口控制器及井口闸门等必备器材，定期检查灭火器，做好防喷、防火准备，作业过程中必须分工明确，强化岗位间的相互配合，认真执行巡回检查制度，及时处理各类隐患，保证作业过程的绝对安全，严格按照设计要求组织施工，作业过程中应密切观察井口压力变化情况，发现异常应立即停止作业，查找原因，做好现场安全防范措施和应急预案。

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。

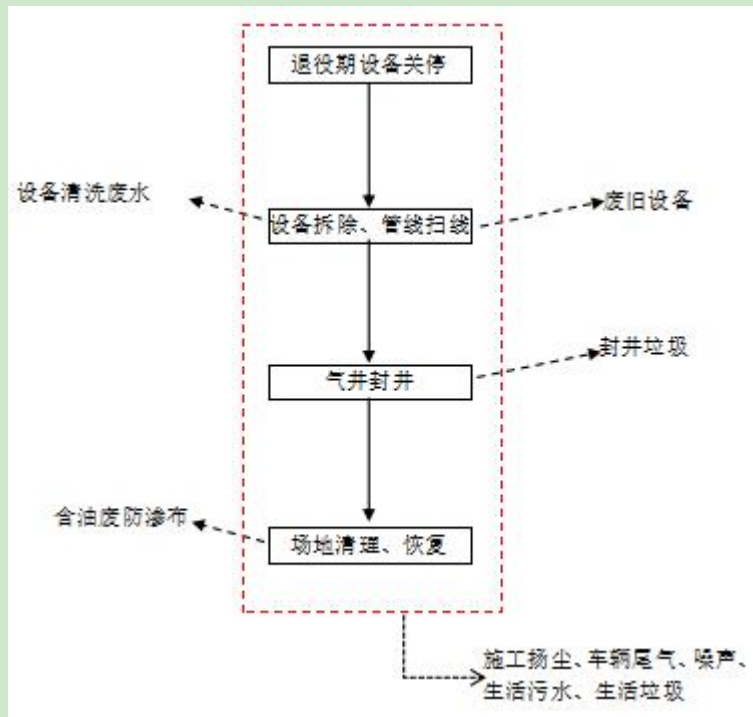


图 3.12-8 退役期工艺流程及产污节点图

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 4 口气井、2 座站场改扩建，配套建设集输管道、供配电、道路、数字化工程。新增总占地面积为 13.4754hm²，其中永久占地 2.5134hm²；临时占地 10.962hm²，占地类型为基本农田。

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；以及集输管道发生破裂后，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、集输管道天然气、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、集输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。

3.12.3 污染源源强核算

3.12.3.1 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，以及试气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，柴油油耗约为 209.4g/kwh，本项目总钻井时间 74d，柴油机运转负荷按 70% 计，可计算得钻井期钻机柴油消耗量约 595.03t。

柴油发电机运转时产生燃烧烟气主要污染物为 SO₂、NO_x 和颗粒物。根据《环境保护实用数据手册》（胡名操主编）表 2-37 燃料油（低位发热量为 10772kcal/kg）燃烧的理论空气量为 10-13Nm³/kg/物料，结合该资料中表 2-40 中重油（低位发热量为 9470kcal/kg，当空气过剩系数为 1 时）燃烧产生废气量与所需空气量的关系，推算出柴油（低位发热量为 10200kcal/kg）燃烧过程废气量为 10.02-13.03Nm³/kg/物料，柴油燃烧过空系数取 1.2，则燃烧 1kg 柴油约产生 12.21-15.6Nm³ 的烟气，保守考虑柴油发电机产生烟气量按每公斤柴油产生 12m³ 计。

根据《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材：社会区域类环境影响评价》中计算参数可知，柴油发电机运行污染物排放系数为：颗粒物 0.31kg/t、SO₂2.24kg/t、NO_x2.92kg/t、CO0.78kg/t、HC2.13kg/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

柴油耗量 (t)	烟气量 (10 ⁴ m ³)	污染物	排放总量 (t)
595.03	0.714	颗粒物	0.1845
		SO ₂	1.3329
		NO _x	1.7375
		CO	0.4641
		HC	1.2674

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 3.12-2。

表 3.12-2 施工场地扬尘污染的颗粒物浓度值 单位：mg/m³

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

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

本项目井场、管道、道路、站场施工面积约为 13.4754hm²。参考土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 0.01-0.05mg/m²·s，考虑最不利情况，TSP 产生系数取 0.05mg/m²·s，取施工现场的扰动面积为 70%，按每天施工时间 8h 计算，施工扬尘产生量为 16.979kg/d（2.122kg/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

根据设计资料，本项目新建集输管道共 8km，焊条使用量约 165kg。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(公告 2021 年第 24 号)中“33 金属制品业等九个行业系数表中 09 焊接”中采用焊条焊接过程颗粒物产生系数为 20.2kg/吨-原料。因此，项目管道焊接过程中焊接烟尘产生量为 0.003t。由于项目施工均在野外露天施工，难以采用收集装置进行收集，但焊接工序操作时间短，产生量小，位置分散，施工场地周围地域开阔，有利于焊烟的扩散，并且焊接对周围环境空气的影响随着焊接工序的结束而消失。

4) 施工机械、运输车辆排放的废气

本项目在工程施工期间施工材料及机械设备的运输需要大量车辆，运输汽车尾气将在一定时段内对沿途的环境空气造成影响。在工程施工期间，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中主要含有 SO₂、NO_x、颗粒物、烃类等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，施工区域分散且周边开阔，有利于气态污染物的扩散，

因此，施工机械及运输车辆排放的尾气的污染影响基本上是可以接受的。

5) 试气废气

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

6) 防腐废气

本项目敷设的管道是已具有防腐保护层的成品管道，仅对管道焊缝等局部进行防腐，会产生少量防腐废气。本项目管道防腐过程防腐废气产生量较少，主要污染物为非甲烷总烃，为无组织排放，且管线周围地域开阔，防腐废气经大气扩散后，对周围环境影响较小。

(2) 废水

施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液、试气产液、管线试压废水、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。根据大庆油田多年钻井数据统计，本次钻井总进尺 5923m，平均每钻进 1000m，产生钻井废水 20m³，则钻井废水产生量为 118.46m³。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，压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路。

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，根据大庆油田压裂经验，通常返排液量为 450~750m³ 井，本次取 750m³/井，则本项目 4 口井压裂返排液产生量为 3000m³。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。

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 4 口井试气期间产液量约为 68m³。

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，不外排。

④试压废水

本项目管道敷设完成后进行试压，本项目新建 DN250 集输管道 2.4km、新建 DN200 集输管道 5.6km，管线试压用水量为 247.58m³。管线试压废水按试压用水量的 95%计，则试压废水产生量为 235.21m³。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，处理后的水质执行《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，回注现役油层。

⑤生活污水

钻井施工期：本项目钻井施工期约为 74d，1 个钻井队进行施工，钻井队每天在井人数约 20 人，本项目共钻 4 口井，根据《用水定额》（DB23/T727-2021）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 473.6m³（20×4×74×80×10⁻³=473.6），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 378.88m³。压裂试气期间每个压裂试气队配置 20 人，4 个压裂试气队同时进行施工，单井压裂试气周期约 60 天，本项目共需压裂试气 4 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 384m³（20×60×4×80×10⁻³=384），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 307.2m³。施工期生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，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。

地面施工期：本项目地面施工期 60d，施工人数 30 人，根据《用水定额》（DB23/T727-2021）项目施工期生活用水量按 80L/人·d 计，施工期生活用水量为 144m³，生活污水按生活用水量的 80%计，则施工期施工人员生活污水产生量为 115.2m³。施工期生活污水排入本项目附近集注站、集配气阀组已建防渗旱厕，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。

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	118.46m 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，压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路。
2	压裂返排液	3000m 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	68m 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。
4	试压废水	235.21m 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	801.28	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。

（3）噪声污染源项分析

施工期产生的噪声主要为钻井工程、地面工程施工过程中施工机械和车辆运行噪声，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，本项目部分设备噪声源强根据产噪方式进行类比

（1）钻井工程

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 常见施工设备噪声源不同距离声压级，本项目钻井过程中的噪声源主要是搅拌机、钻井泵、钻台电机、柴油机、风机、振动筛、除砂器噪声等，钻井工程噪声源为距声源 5m 处噪声，详见表 3.12-4。

表 3.12-4 钻井工程施工机械噪声统计表 单位：dB (A)

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

(2) 压裂工程

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ2034-2013)中表 A.2 常见施工设备噪声源不同距离声压级,压裂工程噪声源主要是压裂车和混砂车。压裂工程噪声源为距声源 5m 处噪声,详见表 3.12-5。

表 3.12-5 压裂工程施工机械噪声统计表 单位：dB (A)

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

(3) 地面工程

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ2034-2013)中表 A.2 常见施工设备噪声源不同距离声压级,地面工程噪声源详见表 3.12-6。

表 3.12-6 地面工程施工机械噪声统计表 单位：dB (A)

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

(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、纯碱、重晶石粉废包装袋、非含油废防渗布、废氢氧化钾包装袋、管道施工废料、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 5830.4m³,

废钻井液的量为 342m³。本项目钻井施工约 74d，由 1 个钻井队同时进行施工，废钻井液每天产生量约 4.6m³。废钻井液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，压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路。

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。根据大庆油田多年钻井统计数据，每钻井 1000m 进尺产生岩屑 24m³，本项目钻井总进尺 5923m，则钻井岩屑产生量为 142.152m³。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，压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路。

③废射孔液

本项目新钻 4 口井需射孔，作业过程中产生废射孔液。通过大庆油田多年钻井统计数据，单井废射孔液最大产生量约 36m³，主要成分为水、无机盐类，本项目新建 4 口井，合计废射孔液 144m³。根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），其代码为 072-003-S12，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，压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路。

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 4 口井，因此膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装袋产生量约为 0.08t。膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋统一收集后暂存于一般工业固体废物暂存间，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非含油废防渗布

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，钻井期间单座井场铺设防渗布面积约 400m²，在本项目新钻 4 口，每平方米防渗布重约 0.25kg，故钻井期共产生非含油废防渗布 0.4t。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，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废 KOH 包装袋

根据大庆油田多年钻井井场施工经验，钻井过程中，单井废 KOH 包装袋产生量约为 0.005t，本项目钻井 4 口，废 KOH 包装袋产生量约为 0.025t。

根据《国家危险废物名录（2025 年）》，属于危险废物，废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质，废 KOH 包装袋暂存于危险废物贮存点中，委托有危险废物处置资质的单位进行处置。

⑦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。管道施工废料产生量以 20kg/km 管道计，本项目新建集输管道合计 8km，因此，施工废料产生量约为 0.16t。施工废料暂存于一般工业固体废物暂存间，最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。

⑧生活垃圾

本项目钻井期间钻井队每天在井人数约 20 人，钻井施工期约 74d，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 0.74t（ $20 \times 74 \times 0.5 \times 10^{-3} = 0.74$ ）；压裂试气期间压裂试气队配置 20 人，4 个压裂试气队同时进行施工，单井压裂试气整体周期约 60 天，本项目共需压裂试气 4 口井，每人产生生活垃圾按 0.5kg/d 计，则压裂试

气期间施工人员生活垃圾产生量为 0.6t (20×60×0.5×10⁻³×4×4=9.6)；本项目地面施工期 60d，施工人数 30 人，每人产生生活垃圾按 0.5kg/d 计，则地面工程施工期生活垃圾产生量为 0.9t (30×60×0.5×10⁻³=0.9) t。

综上所述，本项目施工期生活垃圾产生总量为 11.24t，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。

表 3.12-7 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	废钻井液	342m 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	142.152m ³	
3	废射孔液	144m ³	
4	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	0.08t	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。
5	非含油废防渗布	0.4t	
6	施工废料	0.16t	
7	废 KOH 包装袋	0.025t	暂存于危险废物贮存点中，委托有危险废物处置资质的单位进行处置
8	生活垃圾	11.24t	统一收集送周围垃圾点，由市政环卫部门统一清理

3.12.3.2 运行期污染源源强核算

(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，依托场站天然气采暖炉燃烧排放烟气；依托四站集注站内新建甲醇储罐，产生少量无组织挥发甲醇；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。

1) 无组织挥发非甲烷总烃

本项目天然气开采、集输、处理全部都是在密闭系统中进行的，正常情况下是不向大气环境排放污染物质的，但由于井场、站场阀门、管道接头处不可避免会有一些量的天然气以无组织的形式进入大气环境，主要逸散节点包括井场和四站集注站、朝 51 集配气阀组扩建区域的阀门等连接件处，排放形式为面源。依据《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)，计算本工程 VOCs 无组织挥发源强，计算公式如下：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中：E 设备 ——设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量 kg/a

t_i ——密封点 i 的年运行时间，h/a；

e_{TOC, i} ——密封点 i 的总有机碳 (TOC) 排放速率，kg/h；

WF_{VOCs, i}——流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数；

WF_{TOC, i}——流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数；

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.12-8 设备与管线组件排放速率(eTOC,i)取值参数表

类型	设备类型	排放速率 eTOC,i/(kg/h/排放源)
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

天然气的主要成分为甲烷、非甲烷总烃、CO₂、N₂等，根据表 3.12-8 可知，气体成分中主要物质是甲烷，物质的量占比大于为 96%，换算成质量占比甲烷为 92.147%，非甲烷总烃最大质量占比为 7.853%。四站集注站、朝 51 集配气阀组以及各井场的非甲烷总烃排放量，具体见表 3.12-9。

表 3.12-9 场站、各井场动静密封点数量及无组织废气核算表

序号	设备名称		设备数量	年运行时间(h)	排放速率 (kg/h)	非甲烷总烃排放 量 (t/a)
1	四站集注站	气体阀门	135	8760	0.00233	0.020
2		法兰或连接件	85			
3		其他	40			
4	朝 51 集配气阀组	气体阀门	47	8760	0.00038	0.004
5		法兰或连接件	17			
6		其他	8			
7	四库平 6	气体阀门	25	8760	0.00038	0.003
8		法兰或连接件	10			
9		其他	8			
10	四库平 7	气体阀门	25	8760	0.00038	0.003
11		法兰或连接件	10			
12		其他	8			
13	朝库平 6	气体阀门	25	8760	0.00038	0.003
14		法兰或连接件	10			
15		其他	8			
16	朝库平 7	气体阀门	25	8760	0.00038	0.003
17		法兰或连接件	10			

18		其他	8			
	总计					0.036

2) 温室气体

本项目温室气体排放涉及到运行期新建井场到集注站等运输处理环节，逸散排放主要为井口装置、集注站、集配气阀组以及输送管道，产生的温室气体主要为无组织非甲烷总烃，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，原油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。

(2) 废水

根据产能开发方案，本项目气田采出水最大产生量为 4.5m³/d，则产生废水 540m³/a。运营期产生的气田采出水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，处理后的水质达到《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) 中标准限值“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”后回注现役油层。

(3) 噪声

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

(4) 固体废物

本项目运营期产生的固体废物主要为井口除砂器产生少量井口砂粒。

1) 井口砂粒

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 4 口井产生量约为 0.04t/a，这部分砂粒内会混有烃类物质，井口砂粒属于危险废物“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”。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) 井下作业固废

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废射孔液、压裂返排液、放喷排液、砂粒、压井液等，井下作业的情况具有不确定性，因此产生的固体废物无法采用定量核算，因此本次不进行核算。针对可能产生的井下作业固废提出以下措施：井下作业施工时做好固废的收集工作，禁止外排，收集后的固废按照类别进行妥善处理。废射孔液拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，压裂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；放喷排液、砂粒、压井液会混有烃类物质，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	井口砂粒	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	0.04t/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

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 500m³。按最大放空频次及放空量考虑，本项目 4 口气井井场的放空气量为 10000m³/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 TSP: 0.14kg/km³，SO₂: 0.18kg/km³，NO_x: 1.76kg/km³。则本项目气井放空排放 TSP: 0.014t/a，SO₂: 0.018t/a，NO_x: 0.176t/a。

2) 甲醇

本工程在运行期间非正常工况主要是甲醇罐注入甲醇过程中排放的甲醇气体；气井

测试作业过程中挥发的非甲烷总烃经放空火炬燃烧，产生的烟气；设备维修作业、超压排放等产生的非甲烷总烃经放空火炬燃烧产生的烟气。本项目非正常状况排放的非甲烷总烃量较小，经火炬然后后对环境影响较小。

本工程新建甲醇储罐，主要用于冬季气井冻堵时使用甲醇泵通过管道将甲醇注入到气井解堵，甲醇使用过程中全密闭集输，甲醇储罐为密闭常压储罐，贮存环节无甲醇气体排放。通常是在原料槽车将甲醇泵入储罐是，储罐呼吸口打开，直接敞露在空气中，会有一些量的甲醇挥发。根据易挥发有机气体的计算中工作排放（工作排放是由于人为的装料与卸料而产生的损失）。可由下式估算固定顶罐的工作排放：

$$LW=4.188 \times 10^{-7} \times M \times P \times KN \times KC$$

式中：

LW——固定顶罐的工作损失（Kg/m³投入量）；

M——储罐内蒸气的分子量，甲醇分子量为 32；

P——在大量液体状态下，真实的蒸气压力（Pa），本工程蒸气压力为 1.6×10^3 Pa；

KN——周转因子（无纲量），取值按年周转次数（K）确定； $K \leq 36$ ， $KN=1$ ， $36 < K \leq 220$ ， $KN=11.467 \times K - 0.7026$ ， $K > 220$ ， $KN=0.26$ ；本工程 KN 取 1；

KC——产品因子（石油原油 KC 取 0.65，其他的有机液体取 1.0），甲醇取 1.0。

本工程甲醇罐由厂家加入甲醇，预计每年加注 1-3 次，预计全年投入量为 2.5m³（2t）。根据计算结果，本工程甲醇挥发量为 $4.188 \times 10^{-7} \times 32 \times 1.6 \times 10^3 \times 1 \times 1 \times 2.5 = 0.05 \text{kg/a}$ 。

（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	

3.12.3.3 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

参考大庆油田已有生产经验，清洗废水产生量为0.52m³/井次，若本次投产的5口气井全部退役，则清洗废水约为2.60m³，主要污染因子为石油类、SS，清洗过程中在现场钢槽中进行，清洗废水收集后由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理。

②生活污水

退役期生活污水排入本项目附近集注站、集配气阀组已建防渗旱厕，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。

(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4口气井全部退役，则拆除的4套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，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 3t。

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

③封井垃圾

本项目退役期井场地面设施拆除、场地清理过程会产生少量固废，根据大庆油田已有生产经验，单井封井垃圾产生量为 0.2t，若本次投产的 4 口气井全部退役，则封井垃圾产生量约为 0.8t，属于一般工业固体废物。封井垃圾收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场填埋处理。

④生活垃圾

退役期生活垃圾统一收集送周围垃圾点，由市政环卫部门统一清理。

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	4 套	一般废物	回收至采气分公司资产回收库
2	含油废防渗布	3t	危险废物	施工单位委托有资质单位处理
3	封井垃圾	0.8t	/	收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场填埋处理
4	生活垃圾	0.6t	/	统一收集送周围垃圾点，由市政环卫部门统一清理

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	
钻井井场、管线施工	场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	少量	洒水抑尘		/	/	/	少量	施工期
	柴油机	井场柴油机烟气	颗粒物	产污系数法	0.714 万	/	0.1845	/	/	排污系数法	0.714 万	/	0.1845	钻井期
			SO ₂			/	1.3329					/	1.3329	
			NO _x			/	1.7375					/	1.7375	
			CO			/	0.4641					/	0.4641	
			HC			/	1.2674					/	1.2674	
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，固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	
焊机	施工场地	CO CO ₂ O ₃ NO _x CH ₄	焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小				/		/	/	/	/	施工期	

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	污染	污染物产生	治理措施	污染物排放	排放
----	----	----	----	-------	------	-------	----

		源	物	核算方法	废水产生量	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	时间
钻井	冲洗钻台、钻具等设备	钻井废水	COD、SS	类比法	118.46m ³	/	/	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, 压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路。	100	类比法	0	0	0	钻井期
压裂	压裂作业	压裂返排液	SS	类比法	68m ³	/	/	拉运到采油九厂塔三压裂返排液处理站处理。	100	类比法	0	0	0	压裂期
试气	试气作业	试气产液	SS	类比法	235.21m ³	/	/	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。	100	类比法	0	0	0	试气期

管线试压	试压	试压废水	SS	类比法	235.2 1m ³	/	/	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。	100	类比法	0	0	0	管线试压期间
施工	生活	生活污水	COD		801.2 8m ³	300	0.24	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处理有限公司进行处理。	/		801.28 m ³	300	0.24	施工期
			氨氮	30		0.02 4	/		30	0.02 4				

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
				核算方法	噪声值	工艺	降噪效果/dB(A)	核算方法	噪声值	
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	95-102dB(A)	基础减震、隔声	-15	类比法	87dB(A)	施工期
		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		80~90dB(A)	减振、低噪电机	-15	类比法	75dB(A)	
		钻井泵	连续稳态声源		88~95dB(A)	基础减震	-10	类比法	85dB(A)	
		振动筛	连续稳态声源		80~88dB(A)	基础减震	-15	类比法	73dB(A)	
		风机	连续稳态声源		88~92dB(A)	基础减震	-15	类比法	77dB(A)	
		搅拌机	连续稳态声源		85~90dB(A)	基础减震、隔声	-15	类比法	75dB(A)	

		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		90~96dB(A)	选取低噪声设备	/	类比法	60~70dB(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		80~90dB(A)	定期维护保养	/	类比法	80~90dB(A)
		重型运输车	非连续稳态声源		82~90dB(A)	定期维护保养	/	类比法	82~90dB(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	342m ³	无害化处理	342m 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
	钻井岩屑	类比法	142.152m ³	无害化处理	142.152m ³	
	废射孔液	类比法	144m ³	无害化处理	144m ³	
	生活垃圾	类比法	11.24t	焚烧发电	11.24t	统一收集送周围垃圾点，由市政环卫部门统一清理
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	类比法	0.08t	填埋处理	0.08t	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	0.16t	填埋处理	0.16t	
	非含油废防渗布	类比法	0.4t	填埋处理	0.4t	
废 KOH 包装袋	类比法	0.025t	委托处理	0.025t	暂存于危险废物暂存间中，委托有危险废物处置资质的单位进行处置	

表 3.12-18 运营期废气污染源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施		污染物排放			排放时间/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	

生产过程	井场、场站等	无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	—	—	0.036	—	0	产污系数法	—	—	0.036	8760
------	--------	-------	-------	-------	---	---	-------	---	---	-------	---	---	-------	------

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)	
气田采出水	气井	气田采出水	石油类、COD	类比法	33.56	COD≤300、石油类≤1000	/	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与处理站集中处理	/	/	/	/	8760

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	噪声源	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)	
井场	井场放空	放空	连续	类比法	70-100	选用低噪声设备	/	类比法	70-100	8760

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)	
运行	井场	井口砂粒	危险废物	类比法	0.04	/	0.04	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	30	
	车辆	车辆尾气	NO ₂ 、CO、HC	/	/	/	少量	施工车辆选用高标号汽油，尾气达标排放	/	/	/	/	30	

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、氨氮	类比法	/	/	/	排入本项目附近集注站、集配气阀组已建防渗旱厕，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处理有限公司进行处理。	/	类比法	/	/	/	/
施工	设备	设备清洗废水	石油类、SS	类比法	2.6	/	/	由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理	/	类比法	2.6	/	/	/

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	定期维护保养	/	类比法	82~90	30
		吊装机	连续稳态声源		80~86	定期维护	/	类比法	73~81	

						保养			
		推土机	非连续稳态声源		83~88	减振、低噪电机	-5	类比法	78~83
		重型运输车辆	非连续稳态声源		82~90	基础减震	-5	类比法	77~85

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	
	生活垃圾	类比法	0.6t	焚烧	0.6t	统一收集送周围垃圾点，由市政环卫部门统一清理
	含油防渗布	类比法	3t	委托处理	3t	施工单位委托有资质单位处理
	封井建筑垃圾	类比法	0.8t	填埋处理	0.8t	收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场填埋处理
	废旧设备	类比法	4套	回收再利用	4套	回收至采气分公司资产回收库

3.12.4 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 3.12-26。

表 3.12-26 污染物“三本帐”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	非甲烷总烃	t/a	262.24	0	0.036	262.276	+0.036

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) 施工过程合理布置施工场地，施工过程尽力在井场施工范围内，从而减轻了对土壤、生态及植被的影响。

(2) 钻井采用水基钻井泥浆，该钻井泥浆基本为无毒性泥浆，广泛应用于大庆油田钻井开发。

(3) 作业井场将采用泥浆循环系统等环保设施，最大限度地减少废弃泥浆的产生和污染物的排放。

(4) 固井工艺采用一次上返、全井段封固。若水泥浆没有返至地面，采用“一次上返+井口回填”固井工艺。优先采用“常规密度+低密度”水泥浆体系，次上返固井工艺，实现全井段封固。避免了各个含水层之间的地下水串层以及套外返水事故对地下水的污染。同时，固井水泥中加入防窜降失水剂，有效控制了泥浆的失水。

(5) 在钻井时，井口安装井控装置，最大限度的避免井喷事故的发生。

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

3.13.5 建议

(1) 项目天然气集输过程采用密闭集输工艺流程，气井产气进入密闭集输系统中，减少温室气体的排放。

(2) 加强井场及站场设备、阀组、管道的维护，减少烃类气体的无组织挥发。

(3) 定期开展泄漏修复与检测工作，对井场、场站设备或管线组件定期开展泄漏检测，及时修复泄漏。

(4) 项目实施过程中，积极推行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 管理，同时对全体员工进行相应的 HSE 培训，使职工自觉遵守 HSE 管理体系，并积极保护其人身安全和周围环境，尽可能降低事故状态下的放空。

(5) 加强生产运行管理，尽量减少场站加热装置燃料的消耗。通过采取以上措施，可大大减少温室气体的排放，对大庆油田有限责任公司采气分公司的减污降碳、清洁生产均有促进作用，也能够创造良好的环境效益。

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

本项目位于黑龙江省绥化市肇东市境内，区域地理坐标为 E125.73344921°~126.05205797°，N45.70441912°~45.88452813°。具体地理位置见附图 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 区域地质条件

4.1.4.1 地质构造

项目区位于松辽盆地的中央拗陷带，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—2001），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。

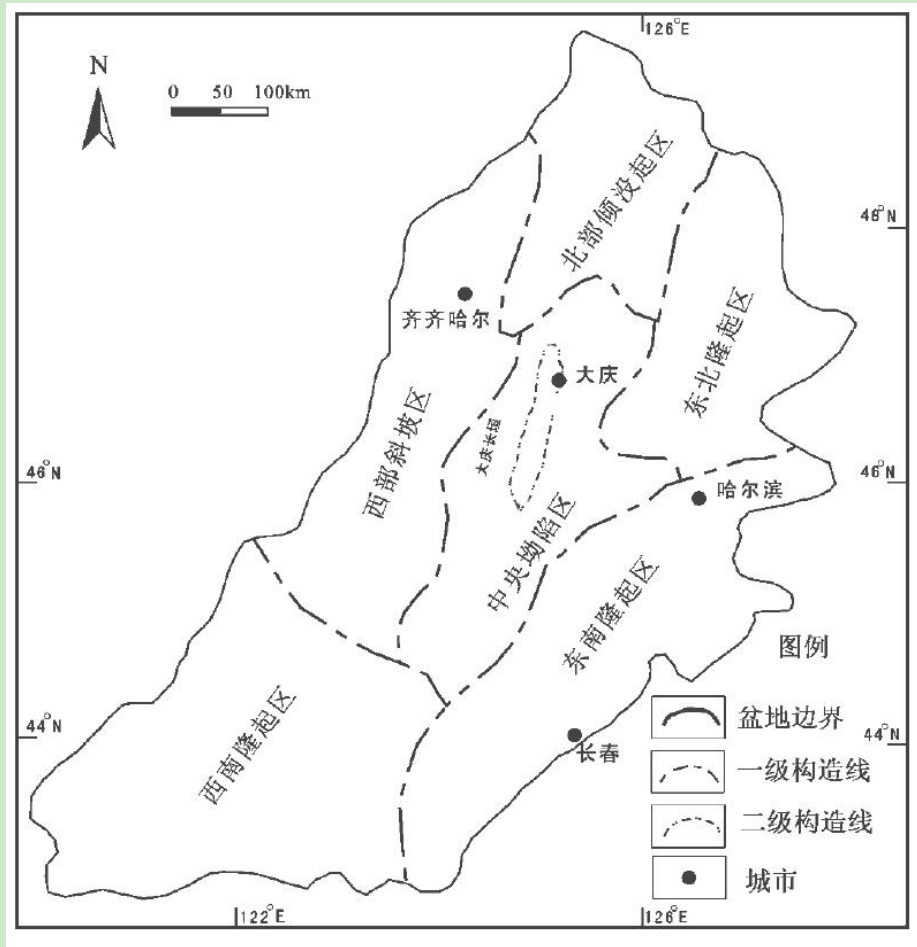


图 4.1-1 区域地质构造图

4.1.4.2 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统及全新统底层。根据勘探资料分析，现有老到新分述如下：

①上更新统（Q₃）

区内零星分布，上部为黄土状亚粘土，大孔隙及垂直节理均较明，下部为黄色灰白色细粉砂层，局部地区含砾石显或夹黑色淤泥薄层。

②全新统冲积层（Q₄）

主要分布在河漫滩冲积层、低平原内残留湖泡的沉积层及近代风砂层等。厚度不等，只有数米，分布不稳定。

4.1.5 区域水文地质条件

4.1.5.1 地下水类型及赋存条件

根据评价区地层岩性、地下水的埋藏、分布特征将其划分为三个含水岩组，各含水岩组的水文地质特征如下：

（1）第四系全新统孔隙潜水含水层

分布于评价区表层粘土之下，含水层岩性为亚砂土，含透镜体，厚度一般 10-40m，局部有少量的杂色粉砂沉积层，分布不稳定。含水层底板埋深 23.0~42.0m。富水性较差，主要接受大气降水、地表水的垂直入渗补给，以人工开采、垂直蒸发和径流方式排泄，地下水动态随季节变化明显。

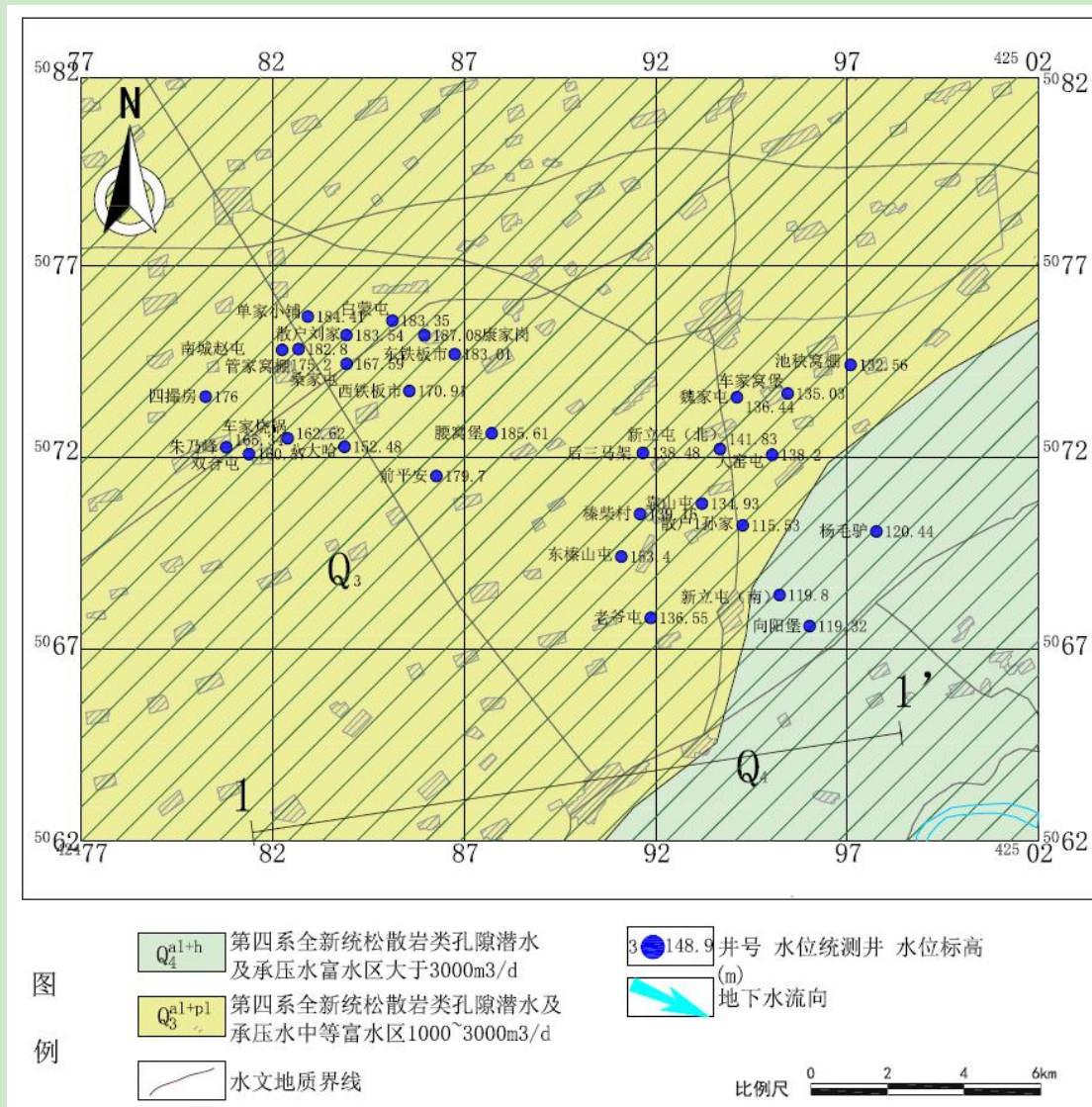


图 4.1-2 区域水文地质图

(2) 第四系上更新统孔隙承压含水层

含水层在评价区内分布广泛，埋藏于第四系中-下更新统地层之下，由东南向西北逐渐增厚，厚度一般为 2.0~25.0m，最大厚度达 29.5m。含水层顶板埋深为 75.0~85.0m，底板埋深 76.0~109.5m。岩性主要为灰白色夹杂粉细砂，孔隙较大，连通、渗透性好，主要接受同一含水层的侧向径流补给，以开采和径流方式排泄。

综合水文地质柱状图



图 4.1-3 综合水文地质图

4.1.5.2 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系统形成条件。

(1) 地下水补给

大气降雨补给从区域主要含水层分布可以看出，含水层的补给主要地表水补给和降雨垂向补给上部第四系孔隙潜水含水层，潜水通过透水层越流补给下部的上更新统含水层。地表水体的入渗补给构成了第四系潜水补给的主要来源。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同一含水层中的地下水，地下水在水动力驱动下，通过水平方向径流补给区域内地下水。

(2) 地下水径流评价区内地下水的径流方向在不同层位有所不同。上部潜水含水层主要由粉细砂、砂砾石组成，颗粒较细，分布不连续，透水性较差，且受地形影响，地下水径流滞缓，评价区范围内地下水流向不明显，区域上总体流向随地势由东南向西北。下部

(3) 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。

4.1.5.3 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北向西南。

表 4.1-1 地下水水位信息统计表

序号	村镇	X	Y	地下水位 (m)	地下水埋深 (m)	井深 (m)	地下水 类型
1	八大哈	42486064.58	5072866.442	162.48	13	90	承压水
2	大窑屯	42497231.1	5072652.472	148.2	2.5	60	承压水
3	东榛山屯	42493293.65	5069995.41	153.4	14	60	承压水
4	管家窝棚	42484435.38	5075393.328	175.2	12.6	120	承压水
5	桑家屯	42486120.64	5075029.361	167.59	12	90	承压水
6	腰窝堡	42489907.77	5073216.674	155.61	2.7	80	承压水
7	白蒙屯	42487313.91	5076159.786	183.35	4	30	潜水
8	车家烧锅	42484580.46	5073082.482	162.62	3.7	28	潜水
9	车家窝堡	42497637.86	5074254.585	135.03	8.5	27	潜水
10	池秧窝棚	42499278.78	5075002.428	132.56	11.1	30	潜水
11	单家小铺	42485104.83	5076264.484	184.41	4.4	28	潜水
12	东铁板市	42488940.97	5075283.598	183.01	2.3	28	潜水
13	后三马架	42493855.47	5072703.759	138.48	12	30	潜水
14	康家岗	42488152.25	5075778.704	187.08	3	27	潜水
15	靠山屯	42495400.03	5071379.867	134.93	3	15	潜水
16	老爷屯	42494061.13	5068396.002	136.55	10.5	30	潜水
17	南城赵屯	42484863.66	5075414.876	182.8	3	27	潜水
18	前平安	42488462.03	5072100.028	179.7	2.6	28	潜水
19	散户 1 孙家	42496461.46	5070811.277	115.53	10.1	30	潜水
20	散户刘家	42486115.11	5075778.427	183.54	3.1	27	潜水
21	双合屯	42483570.62	5072673.765	160.37	3.2	30	潜水
22	四撮房	42482438.44	5074174.546	176	3.5	34	潜水
23	魏家屯	42496311.12	5074156.734	136.44	8.7	27	潜水
24	西铁板市	42487756.38	5074321.83	170.91	2.4	28	潜水
25	向阳堡	42498208.82	5068180.833	119.32	3.4	22	潜水
26	新立屯(北)	42495867.93	5072805.906	141.83	3.4	20	潜水
27	新立屯(南)	42497424.24	5068994.772	119.8	2.9	24	潜水
28	杨毛驴	42499954.83	5070653.796	120.44	3.1	15	潜水
29	榛柴村	42493779.85	5071107.646	139.16	12.8	30	潜水
30	朱乃峰	42482975.69	5072851.511	165.34	4.5	30	潜水

项目区域潜水等值线图见附图。

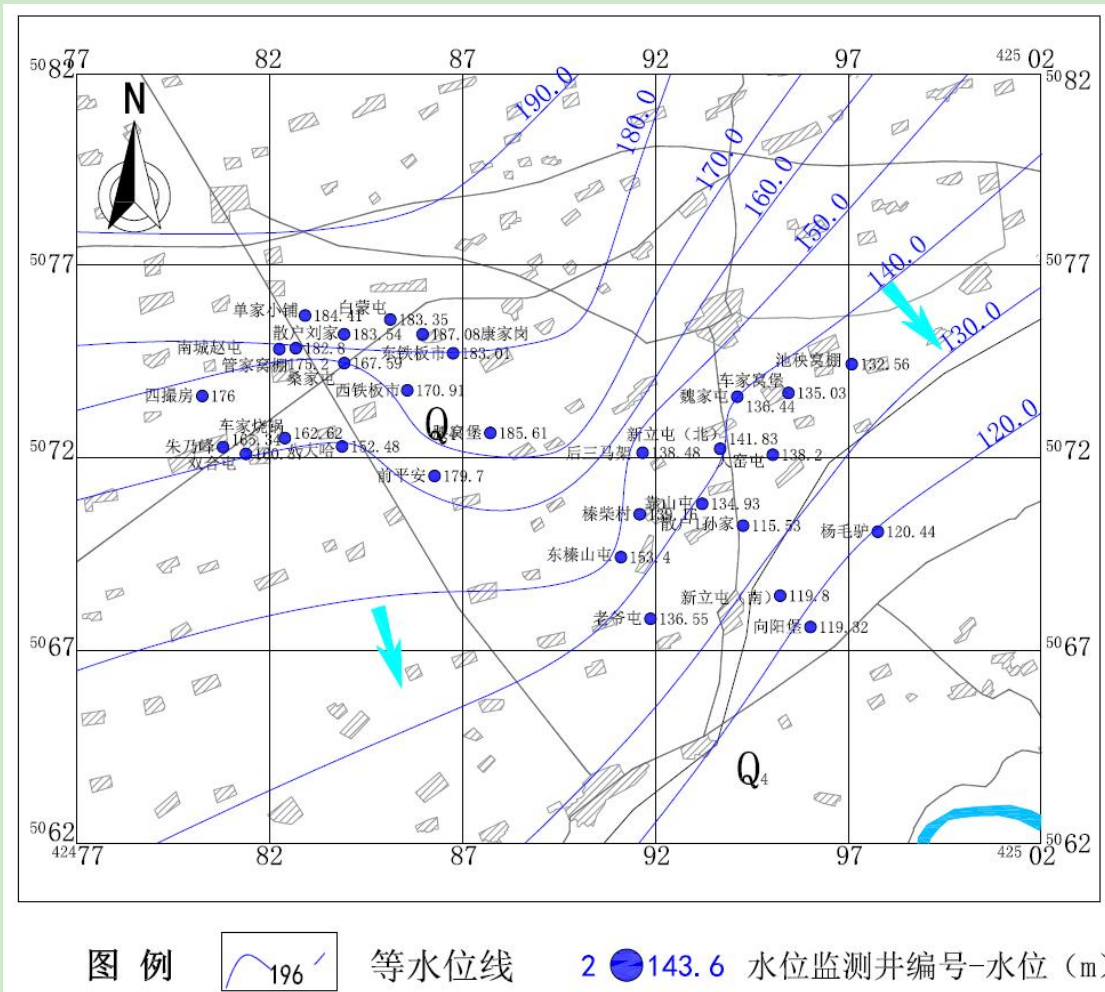


图 4.1-5 评价区等水位线图

(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 2.5~14.0m，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附图。

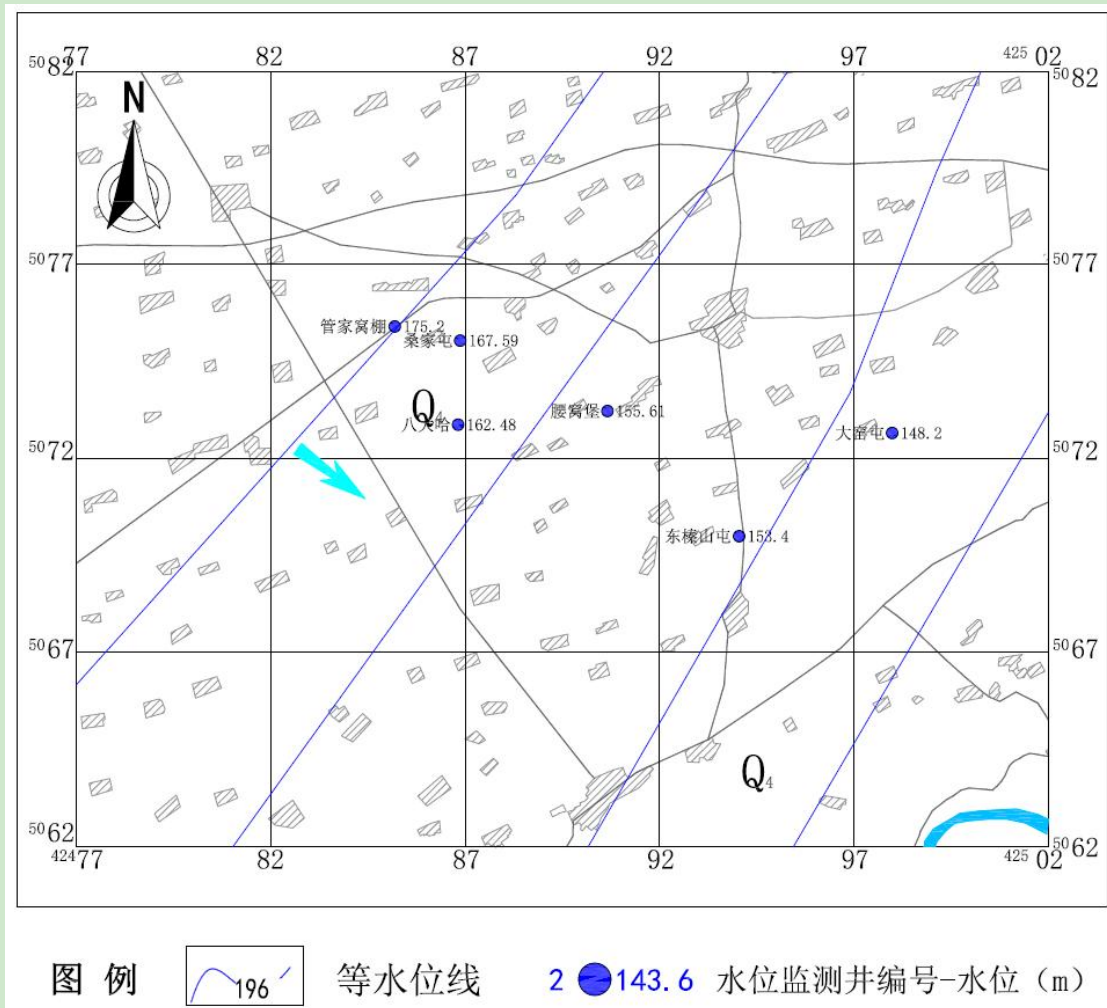


图 4.1-6 评价区等水头线图

4.1.5.4 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	包气带岩土渗透性能
----	-----------

强	岩（土）层单层厚度 $M_b \geq 1.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 10^{-6}\text{cm/s}$ ，且分布连续、稳定。
中	岩（土）层单层厚度 $0.5\text{m} \leq M_b < 1.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 10^{-6}\text{cm/s}$ ，且分布连续、稳定。岩（土）层单层厚度 $M_b \geq 1.0\text{m}$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6}\text{cm/s} < K \leq 1 \times 10^{-4}\text{cm/s}$ ，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 $1 \times 10^{-6}\text{cm/s} < K \leq 1 \times 10^{-4}\text{cm/s}$ ，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	Q ₃	粉质粘土	2.2-2.7	6.0×10^{-4}
2	Q ₃	粉细砂	2.5-3.1m	$1.2 \times 10^{-6} - 6.0 \times 10^{-5}$
3	Q ₃	黏土	未穿透	$< 1.2 \times 10^{-6}$

4.1.6 环境保护目标调查

本工程位于黑龙江省绥化市肇东市境内，项目区域无饮用水水源保护区、基本草原、重要湿地等敏感区分布情况。

4.1.6.1 自然保护区调查

黑龙江肇东沿江自然保护区地处松嫩平原的南部，松花江北岸，肇东市南部。保护区东部与哈尔滨市松北区接壤，南部与哈尔滨市双城区、道里区毗邻，西部与肇源县交界，北部位于五站镇孙矮屯以南 1.3 公里处。其地理坐标为东经 $125^{\circ}43'03'' - 126^{\circ}21'16''$ ，北纬 $45^{\circ}30'10'' - 45^{\circ}52'05''$ ，总面积为 33259.48 公顷。其中，核心区面积 15649.35 公顷，缓冲区面积 6230.28 公顷，实验区面积 11379.85 公顷。保护区位置图见图 4.3-1。本项目位于肇东沿江湿地自然保护区实验区的西北位置，不占用保护区的土地，项目占地中距离肇东沿江湿地自然保护区最近的工程位置为四库平 6 井，距离保护区实验区的距离为 2.2km，项目与保护区的详细位置关系见图 4.3-2。

1、地质地貌

肇东沿江自然保护区属于松花江北岸洪积阶地范围，在构造上为凹陷地区第四纪，沉积物比较发达，上层为黄土状土，厚度为四十四米左右，含水量不大；中层为厚度三十四米左右的砂砾石，为主要含水层，地下水位二十五米左右；下层为白垩纪泥岩，不含水。在厚度十五米至六十米的湖相粘土层中，形成一个承压含水层的盖层。在其盖层中，有近代冲积层分布，沉积物的上部以粉细砂粘土为主，下部为中细砂和砂砾石，厚度为十米至五十米。

保护区地处松嫩平原，平均海拔 140m，整个地势西北略高，东南稍低，基本为平原地带，地面坡降为 1/200~1/6000。按地貌单元可划分为：冲积低洼河漫滩、堆积阶地、剥蚀堆积台地。

2、气候气象

肇东沿江自然保护区气候属温带大陆性季风气候，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而湿润。往往发生春旱夏涝，秋季降温较快，易发生早霜危害。平均气温 3.2℃，1 月份最冷，月平均气温-20.3℃，极端最低气温-38.8℃，7 月份最热，月平均气温 23℃。肇东沿江自然保护区属第一积温带，历年积温在 2389.1-3136.8℃之间。年平均日照时数 2788 小时，生长季（5~9 月份）为 1213.5 小时，约占全年日照时数的 50%。肇东沿江自然保护区风向四季各异。春季多西南风和南风，夏季多南风，秋季多偏西风，冬季多西北风。年平均风速 2.5m/秒，以春季风速为最大，夏季为最小。无霜期平均为 140 天，终霜在 5 月 5 日左右，初霜在 9 月 23 日左右。

3、土壤

肇东沿江自然保护区土壤类型较多，主要发育着黑土、草甸土、砂土、沼泽土等几个土类。

黑土：平均有机质含量 3.3~6.9%，H/F 大于 1，全氮 0.17~0.27%、全磷 0.12~0.16%、全钾 1.7~2.9%，属于潜在肥力最高的土壤。

草甸土：表层有机质含量达 12%，下层有机质含量并不高，一般为 1~2%左右。pH 为 5.7~6.2，呈微酸性。全氮 0.3~0.5%，全磷为 0.2~0.3%，全钾为 2.5~2.8%，代换量为 38~58me/100 克土，是潜在肥力很高的土壤。上下各层容重均在 0.8~1.2 克/厘米³之间，总孔隙度 54~69%。

砂土：表层有机质含量为 3~4%，全氮 0.1~0.2%，全磷 0.06~0.07%，代换量为 7~11me/100 克土，全钾达 3.2~3.6%，pH 为 5.7~6.5，属微酸性。

沼泽土：表层平均有机质含量 10.3~22.6%，全氮 0.4~1.0%，全磷 0.2~0.3%，全钾 21%。代换量为 56.2me/100 克土，pH 为 6.0，容重为 0.54 克/厘米³，总孔隙度 78.41%。

4、水文

松花江是肇东沿江自然保护区内主要河流，流经长度为 68km，河道弯曲，江面开阔，水量丰富。年最高水位为 123.1m，最低水位为 115.15m。此外，保护区内泡沼星罗棋布，因降水量大小而决定其水面的大小。地下水资源较为丰富，含水层顶板埋藏深度一般在 20-40m 之间，含水层厚度 5-7m，单井涌水量 20T/小时。水质较好。保护区是松花江北岸沿江范围内的湿地和泡沼等组成的区域，区内主要湖泡有库塘木、西八里大苇塘、涝

洲大片泡等(表 4.1-2)。

表 4.1-2 保护区内主要湖泡位置及面积

名称	面积 (hm ²)	地理位置
库塘木	667	北纬 45° 45' 东经 126° 02'
阚家大泡	857.6	北纬 45° 49' 东经 126° 12'
大似海	1372	北纬 45° 44' 东经 126° 11'
东大明水	80.4	北纬 45° 44' 东经 126° 14'
平原滞洪区	2401	北纬 45° 48' 东经 126° 03'
西八里大苇塘	1484	北纬 45° 38' 东经 126° 48'
涝洲大片泡	1116	北纬 45° 43' 东经 126° 06'
二龙眼	512.5	北纬 45° 35' 东经 126° 50'

5、植物资源

(1) 植物组成

根据实地调查和数据统计,肇东沿江自然保护区共有野生维管束植物 473 种,隶属于 70 科, 214 属。包括蕨类植物 3 科, 3 属, 4 种; 被子植物 67 科, 211 属, 469 种。植物资源分布见图 4.1-3。

表 4.1-3 黑龙江肇东沿江自然保护区植物统计

类别	科	属	种
蕨类植物	3	3	4
被子植物	67	211	469
其中: 单子叶植物	17	61	144
双子叶植物	50	150	329
合计	70	214	473

(2) 分布区类型特征

植物区系多样性研究的是物种水平上的多样性,它反映了一定区域植物种类及其变异程度如进化水平的多样性,体现了一定区域区系的复杂程度,是植物长期发展、演化及对变化的环境长期适应的结果。

同属的种常具有同一起源和相似的进化趋势,较科更能具体反映植物进化和变异情况,也更能具体地反映一定区域的区系特征。

肇东沿江自然保护区种子植物属温带分布属 116 个,如按总属数不包括世界分布的属,则温带分布的属占总属数的 75.33%,占绝对优势,表明了肇东沿江自然保护区植物

组成的温带属性。世界分布的属比重较大，且以水生和湿生成分居多，说明其生态环境相对湿润。热带成分的出现，表明在植物区系的发生与热带区系有一定的联系，中亚和东亚分布的属较少，说明其干旱成分和森林成分相对贫乏。

(3) 主要植被类型

植被分类原则：基本按《中国植被》(吴征镒等，1980)、《中国大兴安岭植被》(周以良等，1991)、《中国小兴安岭植被》(周以良等，1994)的原则，结合三江平原湿地植被的特点，略有不同，分类的依据是植物组成，以优势种(共优种)或建群种(共建种)作为划分标准，高级分类单位则依据群落的外貌或生态地理特征。

植被分类的单位和系统：根据肇东沿江自然保护区湿地植被常形成单优或共优群落，且种类组成相对较简单等特点，采用植被型、植被亚型、群系组、群系、群丛五级分类单位，其中以植被型(高级分类单位)、群系(中级分类单位)和群丛(基本单位)为主要的分类单位。

根据上述分类系统和各级分类单位的划分标准，将肇东沿江自然保护区植被划分为4个植被型组、4个植被型，27个群系，35个群丛。

表 4.1-4 黑龙江肇东沿江自然保护区植被类型名录

灌丛
I.落叶阔叶灌丛
一、温性落叶阔叶灌丛
(一) 柳灌丛
1.柳灌丛
(1) 芦苇、柳灌丛
草甸
II 草甸
二、典型草甸
(二) 丛生禾草草甸
2.小叶章草甸
(2) 小叶章、杂类草草甸
三、沼泽化草甸
(三) 野青茅沼泽化草甸
3.小叶章沼泽花草甸
(3) 小叶章、灰脉苔草沼泽花草甸

(4) 小叶章、修氏苔草沼泽化草甸
(5) 小叶章、芦苇沼泽化草甸
沼泽
III.沼泽
三、草本沼泽
4.毛果苔草沼泽
(6) 毛果苔草沼泽
(7) 毛果苔草、乌拉苔草沼泽
5.漂筏苔草沼泽
(8) 漂筏苔草沼泽
(9) 漂筏苔草、芦苇沼泽
6.灰脉苔草沼泽
(10) 灰脉苔草、小叶章沼泽
7.乌拉苔草沼泽
(11) 乌拉苔草沼泽
8.甜茅沼泽
(12) 狭叶甜茅、漂筏苔草、小叶章沼泽
(13) 东北甜茅沼泽
(五) 芦苇沼泽
9.芦苇沼泽
(14) 芦苇沼泽
(15) 芦苇、小叶章沼泽
(六) 杂类草沼泽
10.蔗草沼泽
(16) 扁秆蔗草沼泽
(17) 东方蔗草沼泽
11.水毛花沼泽
(18) 水毛花沼泽
12.泽泻沼泽
(19) 泽泻沼泽
13.香蒲沼泽

(20) 香蒲沼泽
14.菖蒲沼泽
(21) 菖蒲沼泽
水生植被 (草塘)
IV.水生植被
四、沉水型草塘
(七) 眼子菜草塘
15.篔齿眼子菜草塘
(22) 穗状狐尾藻、篔齿眼子草草塘
(八) 金鱼藻草塘
16.金鱼藻草塘
(23) 金鱼藻草塘
五、浮叶型草塘
(八) 荇菜草塘
17.荇菜草塘
(24) 荇菜草塘
(九) 菱草塘
18.耳菱草塘
(25) 耳菱、荇菜草塘
(十) 萍蓬草草塘
19.萍蓬草草塘
(26) 萍蓬草、睡莲草塘
(十一) 欠草塘
20.欠草塘
(27) 欠草塘
(十二) 蓼草塘
21.两栖蓼草塘
(28) 两栖蓼草塘
六、漂浮型草塘
(十三) 浮萍草塘
22.浮萍草塘

(29) 紫萍、稀脉浮萍草塘
(十四) 槐叶苹草塘
23.槐叶苹草塘
(30) 槐叶苹、浮萍草塘
七、挺水型草塘
(十五) 慈菇草塘
24.三裂慈菇草塘
(31) 狭叶慈菇、雨久花草塘
(十六) 黑三棱草塘
25.黑三棱草塘
(32) 黑三棱草塘
(十七) 香蒲草塘
26.狭叶香蒲草塘
(33) 狭叶香蒲、芦苇草塘
(十八) 菰草塘
27.菰草塘
(34) 菰草塘
(35) 香蒲、菰草塘

(4) 重点保护植物

根据《国家重点保护野生植物名录(第一批)》(国家林业局、农业部, 1999), 肇东沿江自然保护区共有国家级珍稀濒危保护植物 3 种, 即黄耆、野大豆和乌苏里狐尾藻, 见表 4.1-5。黑龙江省级保护植物(拟)2 种(表 4.3-5)。

表 4.1-5 黑龙江肇东沿江自然保护区国家重点保护植物

序号	种名	隶属科名	国家保护级别
1	黄耆 <i>Astragalus membranaceus</i>	豆科	渐危
2	野大豆 <i>Glycine soja</i>	豆科	渐危 II
3	乌苏里狐尾藻 <i>Myriophyllum ussuriense</i>	小二仙草科	II

备注: 1、《中国珍稀濒危植物名录》;

2、《国家重点保护野生植物名录》;

表 4.1-6 肇东沿江湿地自然保护区省级(拟)保护植物

植物名称	学名	科名	类别
------	----	----	----

东北龙胆	<i>Gentiana manshurica</i>	龙胆科	渐危
桔梗	<i>Platycodon grandiflorum</i>	桔梗科	渐危

6.动物资源

肇东沿江自然保护区位于松花江中上游沿岸，在动物地理区划上属古北界东北区松辽平原亚区松嫩平原省。保护区湿地遍布、区河流纵横，气候条件和栖息生境适宜种类繁多的动物栖息繁衍，使该区动物资源十分丰富。动物资源分布见图 3.3-4。

(1) 动物组成

根据野外考察结果和参阅相关文献资料，预建肇东沿江自然保护区分布有脊椎动物 271 种，包括兽类 29 种，鸟类 182 种，爬行类 8 种，两栖类 9 种，鱼类 41 种，圆口类 2 种，详见表 4.1-7。

表 4.1-7 黑龙江肇东沿江自然保护区脊椎动物资源

类别	目	科	种	占黑龙江省种数 (%)
兽类	6	11	29	32.95
鸟类	16	32	182	53.06
爬行类	3	4	8	50.00
两栖类	2	4	9	75.00
鱼类	4	9	41	43.43
合计	32	61	271	44.79

黑龙江肇东沿江自然保护区地处松嫩平原的南部，松花江北岸，肇东市南部。保护区东部与哈尔滨市松北区接壤，南部与哈尔滨市双城区、道里区毗邻，西部与肇源县交界，北部位于五站镇孙矮屯以南 1.3 公里处。其地理坐标为东经 125°43'03"~126°21'16"，北纬 45°30'10"~45°52'05"，总面积为 33259.48 公顷。其中，核心区面积 15649.35 公顷，缓冲区面积 6230.28 公顷，实验区面积 11379.85 公顷。本项目通过在施工期采用洒水抑尘、设置施工围挡、遮盖苫布等措施后对周围大气影响较小，且环境影响施工结束后影响即消除；在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场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 中规定限值要求，根据预测分析，本项目井场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 中规定限值要求，项目运行后对周边环境敏感点影响较小；场站排放的非甲烷总烃厂界满足《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。通过采取过程全控制的措施，满足相关标准的要求。通过预测可知，本项目对大气环境影响较小。

4.1.6.2 基本农田调查

根据《基本农田保护条例》，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。本项目永久占用基本农田面积共 1.2916hm²，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国家《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。

本工程管线等工程临时占用永久基本农田 10.962hm²，道路工程和井场永久占用基本农田 2.5134hm²，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，应先剥离占地范围内表层土，井场范围表层土堆置于井场内设置的表土剥离临时堆放区，并对堆放区做好水土保持措施，待钻井工程结束后，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。

通过调查可知，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，无油污；站场环境清洁，地面未发现油污。钻井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，通过一系列生态保护措施后，油田的开发对区域农田生态系统没有造成明显影响。随着开发力度增加，油田累积占地面积逐渐增大，但随着临时占地逐渐进行植被恢复后，临时占地面积逐渐消失，目前农田内井场临时占地均进行了复耕，并不再占用；对已核销退役油水井进行了封井，封井井场进行了复耕，并对配套退役的井场道路进行了翻松平整，从而释放了永久占地，一定程度上缓解农田井场占地对农作物产量影响。

4.2 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 2025 年 12 月 1 日-7 日对评价范围内环境空气、土壤环境、地表水环境、地下水环境、包气带、声环境质量现状进行了监测。

4.2.1 环境空气质量现状监测与评价

4.2.1.1 环境空气质量达标区判定

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中对环境空气功能区分类要求，本项目区域不包含自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，本项目主要区域属于农村地区，项目所在区域属于环境空气质量二类功能区。

根据《绥化市环境质量年报》（2024年度）中的数据，本项目所在区域空气质量达标情况判定结果见表 4.2-1。

表 4.2-1 区域空气质量现状评价表 单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$

监测项目	平均时间	单位	浓度	标准限值	占标率%	达标情况
SO ₂	年平均	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	7	60	11.7	达标
NO ₂	年平均		19	40	47.5	达标
PM ₁₀	年平均		57	70	81.4	达标
PM _{2.5}	年平均		43	35	122.9	不达标
O ₃	8 小时最大平均第 90 百分位数		120	160	75.0	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	mg/m^3	1.0	4	25	达标

本项目开发区域环境空气功能为二类区，根据绥化市生态环境局 2025 年 2 月发布《绥化市环境质量年报（2024 年度）》，2024 年绥化市环境空气质量优良天数为 305 天，环境空气质量优良率为 83.3%，2024 年绥化市环境空气中二氧化硫年均浓度为 $7\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，二氧化氮年均浓度为 $19\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，可吸入颗粒物(PM₁₀)年均浓度为 $57\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，细颗粒物(PM_{2.5})年均浓度为 $43\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，一氧化碳 24 小时平均浓度第 95 百分位数为 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，臭氧日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数为 $120\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，其中细颗粒物(PM_{2.5})不达标，总体评价不达标。

PM_{2.5} 超标的根源在采暖期，采暖期重污染天气是导致全年 PM_{2.5} 年均浓度大幅抬升的最主要因素。形成重污染天气主要是由秸秆大规模集中开放燃烧，相对湿度高、大气扩散条件差时燃煤等污染物排放累积等因素引起。

4.2.1.2 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。因此根据区域井位分布特点，本项目共布设 6 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 2025 年 12 月 1 日至 12 月 7 日对评价区域特征污染物进行环境质量现状补充监测，区域特征污染物为非甲烷总烃、甲醇，具体点

位见表 4.2-2，现状监测点位见附图 7。

表 4.2-2 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
		经度	纬度				
1	拟建四库平 6 井场	125.967871	45.775536	非甲烷总烃、甲醇	2025.12.01-2025.12.07	拟建井场	--
2	拟建朝库平 7 井场	125.799339	45.804145			拟建井场	--
3	后联合	125.999419	45.771189			拟建四库平 6 井场井场东侧	2.45km
4	前平安	125.851628	45.784104			朝库平 6 井场东南侧	2.05km
5	西铁板市	125.842497	45.804082			朝库平 7 井场东北侧	1.17km
6	肇东沿江湿地保护区	125.995986	45.779051			拟建四库平 6 井场井场东侧	2.2km

(2) 监测项目

监测因子为非甲烷总烃、甲醇。

监测方法：采样与分析方法按《环境监测技术规范》和《空气和废气的监测方法》进行，监测项目分析方法具体见表 4.2-3。

表 4.2-3 环境空气监测项目分析方法

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	方法检出限
非甲烷总烃(以碳计)	环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017	真空采气箱 XA-12/3L 气相色谱仪 SP-3420A	0.07mg/m ³
甲醇	变色酸比色法	《空气和废气监测分析方法》(第四版) 国家环境保护总局(2003 年)	肆气路大气采样 QCS-6000 可见分光光度计 722N	0.3mg/m ³

(3) 监测频次

2025 年 12 月 1 日至 12 月 7 日，非甲烷总烃、甲醇监测频次为连续 7 天，每天采样 4 次，监测小时值。

(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：

$$P_i = \rho_i / \rho_{oi} \times 100\%$$

式中： P_i —第 i 种污染物的最大浓度占标率，%；

ρ_i —第 i 种污染物平均浓度， mg/m^3 ；

ρ_{0i} —第 i 种污染物环境质量标准， mg/m^3 。

若 $P_i \geq 100\%$ ，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 $P_i < 100\%$ ，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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 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 $3.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

(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 4.2-4。

表 4.2-4 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 间	评 价 标 准 mg/m^3	监 测 浓 度 范 围 mg/m^3	最 大 浓 度 占 标 率 %	超 标 率 %	达 标 情 况
	经度	纬度							
拟建四库平 6 井场	125.967871	45.775536	非 甲 烷 总 烃	1h	2	0.41-0.62	31.0	0	达标
拟建朝库平 7 井场	125.799339	45.804145			2	0.41-0.61	30.5	0	达标
后联合	125.999419	45.771189			2	0.42-0.61	30.5	0	达标
前平安	125.851628	45.784104			2	0.43-0.60	30.0	0	达标
西铁板市	125.842497	45.804082			2	0.41-0.64	32.0	0	达标
肇东沿江湿地保护区	125.995986	45.779051			2	0.41-0.60	30.0	0	达标
拟建四库平 6 井场	125.967871	45.775536	甲 醇	1h	3	未检出	0	0	达标
拟建朝库平 7 井场	125.799339	45.804145			3	未检出	0	0	达标
后联合	125.999419	45.771189			3	未检出	0	0	达标
前平安	125.851628	45.784104			3	未检出	0	0	达标
西铁板市	125.842497	45.804082			3	未检出	0	0	达标
肇东沿江湿地保护区	125.995986	45.779051			3	未检出	0	0	达标

评价结果表明，项目区域非甲烷总烃最大质量浓度占标率小于 1，满足《大气污染物

综合排放标准详解》中限值要求；甲醇最大质量浓度占标率小于 1，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 限值要求。

4.2.2 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 4.2-5 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		
	一级	二级 (√)	三级	一级	二级 (√)	三级
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。

一般情况下，地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的 2 倍。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2-4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。

本工程根据井场的位置及开发区域特点，本项目共布设 16 个水质监测点和 32 个水位监测点。

4.2.2.1 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），本次共监测区域内地下水水位监测点 30 个。

表 4.2-6 地下水水位监测点基本情况表

序号	村镇	X	Y	地下水位 (m)	地下水埋深 (m)	井深 (m)	地下水 类型
1	八大哈	42486064.58	5072866.442	162.48	13	90	承压水
2	大窑屯	42497231.1	5072652.472	148.2	2.5	60	承压水

3	东榛山屯	42493293.65	5069995.41	153.4	14	60	承压水
4	管家窝棚	42484435.38	5075393.328	175.2	12.6	120	承压水
5	桑家屯	42486120.64	5075029.361	167.59	12	90	承压水
6	腰窝堡	42489907.77	5073216.674	155.61	2.7	80	承压水
7	白蒙屯	42487313.91	5076159.786	183.35	4	30	潜水
8	车家烧锅	42484580.46	5073082.482	162.62	3.7	28	潜水
9	车家窝堡	42497637.86	5074254.585	135.03	8.5	27	潜水
10	池秧窝棚	42499278.78	5075002.428	132.56	11.1	30	潜水
11	单家小铺	42485104.83	5076264.484	184.41	4.4	28	潜水
12	东铁板市	42488940.97	5075283.598	183.01	2.3	28	潜水
13	后三马架	42493855.47	5072703.759	138.48	12	30	潜水
14	康家岗	42488152.25	5075778.704	187.08	3	27	潜水
15	靠山屯	42495400.03	5071379.867	134.93	3	15	潜水
16	老爷屯	42494061.13	5068396.002	136.55	10.5	30	潜水
17	南城赵屯	42484863.66	5075414.876	182.8	3	27	潜水
18	前平安	42488462.03	5072100.028	179.7	2.6	28	潜水
19	散户1孙家	42496461.46	5070811.277	115.53	10.1	30	潜水
20	散户刘家	42486115.11	5075778.427	183.54	3.1	27	潜水
21	双合屯	42483570.62	5072673.765	160.37	3.2	30	潜水
22	四撮房	42482438.44	5074174.546	176	3.5	34	潜水
23	魏家屯	42496311.12	5074156.734	136.44	8.7	27	潜水
24	西铁板市	42487756.38	5074321.83	170.91	2.4	28	潜水
25	向阳堡	42498208.82	5068180.833	119.32	3.4	22	潜水
26	新立屯(北)	42495867.93	5072805.906	141.83	3.4	20	潜水
27	新立屯(南)	42497424.24	5068994.772	119.8	2.9	24	潜水
28	杨毛驴	42499954.83	5070653.796	120.44	3.1	15	潜水
29	榛柴村	42493779.85	5071107.646	139.16	12.8	30	潜水
30	朱乃峰	42482975.69	5072851.511	165.34	4.5	30	潜水

(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。

(3) 现状地下水流场

①承压水流场

本次对区域承压水水位进行了监测，承压水井和潜水井分布位置能够覆盖项目区域，

监测井情况见表 4.2-6，评价区内承压水地下水流总体由东向西，地下水水力坡度 $I_{\text{承压水}}=0.004$ 。承压水等水位线图见附图 10。

②第四系孔隙潜水流场

本次对区域潜水水位进行了监测，具体见表 4.2-6，评价区内地下水流由东向西，地下水水力坡度 $I_{\text{潜水}}=0.0005$ 。潜水地下水等水位线图见附图 11。

4.2.2.2 地下水水质监测

(1) 地下水水质监测因子

监测因子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、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），本项目共分为 2 个区块进行监测评价，本次共布设 16 个水质监测点。地下水水质监测布点见附图 7。

地下水水质监测布点信息见表 4.2-7。

表 4.2-7 地下水水质监测布点信息表

编号	监测点位	监测层位	坐标	相对位置	井深 (m)	与地下水流向关系	水井功能
1	榛柴村李家潜水井	潜水	125.920025, 45.775244	四站集注站西北侧 1.06km	30	侧向水井	灌溉
2	东榛山屯王家承压水井	承压水	125.913789, 45.765232	四站集注站西侧 1.14km	60	侧向水井	灌溉
3	靠山屯白家潜水井	潜水	125.940853, 45.777706	注采集输汇管北侧 890m	15	上游水井	灌溉
4	散户 1 孙家潜水井	潜水	125.954505, 45.772596	注采集输汇管南侧 150m	30	区块内水井	灌溉
5	大窑屯张家潜水井	潜水	125.964390, 45.789165	四库平 7 井场东北侧 1.08km	60	上游水井	灌溉
6	新立屯（南）王家承压水井	承压水	125.966893, 45.756257	四库平 7 井场南侧 2.04km	24	下游水井	灌溉
7	老爷屯周家潜水井	潜水	125.923674, 45.750849	注采集输汇管西南侧 1.69km	30	侧向水井	灌溉
8	后联合刘家潜水井	潜水	125.999579, 45.771420	四库平 6 井场东南侧 2.46km	15	下游水井	灌溉
9	南城赵屯韩家	潜水	125.808319,	朝库平 7 井场至朝	27	区块内上	灌溉

	潜水井		45.813617	51 集配气阀组管线 北侧 185m		游水井	
10	桑家屯苏家承压水井	承压水	125.821435, 45.810416	朝库平 6 井场至朝 51 集配气阀组管线 东侧 390m	90	侧向水井	灌溉
11	四撮房夏家潜水井	潜水	125.774093, 45.802642	朝库平 7 井场西侧 1.73km	34	侧向水井	灌溉
12	西铁板市林家潜水井	潜水	125.839785, 45.804750	朝库平 7 井场东北 侧 1.17km	28	侧向水井	灌溉
13	八大哈冯家承压水井	承压水	125.820776, 45.790955	朝库平 6 井场西南 侧 725m	90	区块内下游水井	灌溉
14	车家烧锅汪家潜水井	潜水	125.801682, 45.792868	朝库平 6 井场西南 侧 1.92km	28	侧向水井	灌溉
15	双合屯任家潜水井	潜水	125.788708, 45.789167	朝库平 7 井场西南 侧 1.73km	30	侧向水井	灌溉
16	朱乃峰马家潜水井	潜水	125.781051, 45.790752	朝库平 7 井场西南 侧 1.92km	30	侧向水井	灌溉

(3) 监测时间及频次

2025 年 12 月 1 日对地下水水质监测井取样 1 次，并进行水质分析。

(4) 监测单位

大庆中环评价检测有限公司

(5) 监测方法

地下水水质现状监测分析方法见表 4.2-8。

表 4.2-8 地下水现状监测分析方法及仪器

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 16050002	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 16050002	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 16050002	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 16050002	0.002mg/L
CO ₃ ²⁻	地下水水质分析方法 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⁻	地下水水质分析方法第 65 部分：硫酸盐的测定比浊 法	DZ/T 0064.65-2021	可见分光光度 计 722N	0707220202 22020039	1mg/L
Cl ⁻	水质 氯化物的测定 硝 酸银滴定法	GB11896-1989	滴定管	T010	10mg/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/K1 3	—	—
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	万分之一天平 FA224	1022405682	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	222407008B N	0.0003mg/ L

氟化物	水质 氟化物的测定 氟试剂分光光度法	HJ 488-2009	可见分光光度计 722N	0707220202 22020039	0.02mg/L
硝酸盐氮	水质 硝酸盐氮的测定 酚二磺酸分光光度法	GB/T 7480-1987	可见分光光度计 722N	0707220202 22020039	0.02mg/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	可见分光光度计 722N	222407008B 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	紫外可见分光光度计 UV752	AE1104016	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	222407009B N	0.004mg/L
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	8220(3)-101 1011Z8	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) 国家环境保护总局(2002年)	石墨炉原子吸收分光光度计 AA320N、GA3202	0309181008 19020003 0307160101 16050008	1.0 μg/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 16050002	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	3091602021 6050002	0.01mg/L
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	8220(3)-101 1011Z8	0.00004mg/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 303-0B	0723198	-
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 303-0B	0723198	2MPN/100 mL
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	地下水水质分析方法第 52 部分：氰化物的测定吡啶-吡啶啉酮分光光度法	DZ/T 0064.52-2021	可见分光光度计 722N	222407008B N	0.002mg/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 AA320N、GA3202	0309181008 19020003 0307160101 16050008	0.10 μg/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	222407009B N	0.003mg/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 Optima 7000DV	080C904080 1	0.01mg/L

(6) 监测结果

地下水水质现状监测结果见表 4.2-9。

表 4.2-9 地下水水质现状监测结果

监测时间	2025.12.01						标准 限值
	榛柴村李家潜水井	东榛山屯王家承压水井	靠山屯白家潜水井	散户 1 孙家潜水井	大窑屯张家潜水井	新立屯（南）王家承压水井	
K ⁺ (mg/L)	1.97	1.11	2.35	3.03	2.01	1.23	-
Na ⁺ (mg/L)	54.3	41.2	57.5	61.4	50.4	45.5	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	48.2	31.7	44.3	52.2	41.3	31.2	-
Mg ²⁺ (mg/L)	9.51	6.16	7.24	10.1	8.18	6.23	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	212	163	194	231	202	165	-
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻ (mg/L)	41	31	41	53	44	31	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	33	24	37	48	32	24	≤250
pH (无量纲)	7.7	7.5	7.8	7.7	7.8	7.6	6.5~ 8.5
总硬度 (mg/L)	160	105	141	173	135	103	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	480	351	454	545	449	355	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.0	1.7	2.1	2.2	1.9	1.6	≤3.0
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.00 2
氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.41	0.35	0.44	0.37	0.40	0.21	≤1.0

硝酸盐 (mg/L)	2.12	1.75	2.23	2.01	1.96	1.43	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.241	0.157	0.303	0.278	0.213	0.135	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	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	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.28	0.21	0.26	0.28	0.28	0.20	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.11	0.03	0.10	0.09	0.12	0.02	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	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	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	12	9	11	12	10	11	≤100
硫化物 (mg/L)	0.003L	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	0.01L	≤0.70
监测项目	老爷屯周家水井	后联合刘家水井	南城赵屯韩家水井	桑家屯苏家承压水井	四撮房夏家水井	西铁板市林家水井	标准限值
K ⁺ (mg/L)	2.11	2.78	2.22	1.31	1.89	2.51	-
Na ⁺ (mg/L)	54.3	50.3	57.3	44.1	62.2	56.3	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	42.5	44.2	39.8	32.5	51.3	47.1	-
Mg ²⁺ (mg/L)	8.78	9.11	8.45	6.22	10.7	9.23	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	209	212	227	162	247	231	-
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻ (mg/L)	43	46	43	32	52	47	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	31	37	29	23	46	38	≤250
pH (无量纲)	7.6	7.7	7.7	7.6	7.6	7.7	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	143	148	135	107	173	156	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	462	476	474	355	558	509	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.2	2.1	2.3	1.8	2.2	2.3	≤3.0
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	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	0.002L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.44	0.36	0.31	0.19	0.39	0.41	≤1.0

硝酸盐 (mg/L)	2.45	2.31	2.01	1.61	2.73	2.54	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.213	0.135	0.244	0.172	0.310	0.275	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	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	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.27	0.28	0.28	0.22	0.26	0.27	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.10	0.12	0.11	0.03	0.12	0.11	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	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	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	12	13	11	7	9	11	≤100
硫化物 (mg/L)	0.003L	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	0.01L	≤0.70
监测项目	八大哈冯家承压水井	车家烧锅王家潜水井	双合屯任家潜水井	朱乃峰马家潜水井	/	/	标准限值
K ⁺ (mg/L)	1.27	2.37	2.58	3.01	/	/	-
Na ⁺ (mg/L)	45.3	58.1	57.7	52.2	/	/	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	33.2	47.5	36.4	43.1	/	/	-
Mg ²⁺ (mg/L)	6.31	8.13	7.74	8.08	/	/	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	164	211	208	201	/	/	-
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	5L	5L	/	/	-
Cl ⁻ (mg/L)	35	48	41	49	/	/	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	23	39	29	37	/	/	≤250
pH (无量纲)	7.6	7.8	7.7	7.8	/	/	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	109	153	123	141	/	/	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	363	490	444	464	/	/	≤1000
耗氧量 (mg/L)	1.7	1.9	2.1	2.3	/	/	≤3.0
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	/	/	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	/	/	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.24	0.35	0.40	0.31	/	/	≤1.0

硝酸盐 (mg/L)	1.31	2.76	2.12	2.43	/	/	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.135	0.257	0.222	0.241	/	/	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	/	/	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	/	/	≤0.01
铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	/	/	≤0.01
铁 (mg/L)	0.22	0.28	0.27	0.26	/	/	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	/	/	≤0.00 1
锰 (mg/L)	0.03	0.08	0.11	0.10	/	/	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	/	/	≤0.00 5
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	/	/	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	/	/	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	7	10	10	11	/	/	≤100
硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	/	/	≤0.02
钡 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	/	/	≤0.70

注：实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”。

4.2.2.3 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≤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 4.2-10。

表 4.2-10 地下水单因子标准指数计算结果

监测时间	202512.01					
监测项目	榛柴村李家潜水井	东榛山屯王家承压水井	靠山屯白家潜水井	散户 1 孙家潜水井	大窑屯张家潜水井	新立屯（南）王家承压水井
Na ⁺	0.2715	0.206	0.2875	0.307	0.252	0.2275
Cl ⁻	0.164	0.124	0.164	0.212	0.176	0.124
SO ₄ ²⁻	0.132	0.096	0.148	0.192	0.128	0.096
pH	0.467	0.333	0.533	0.467	0.533	0.4
总硬度	0.3556	0.2333	0.3133	0.3844	0.3	0.2289
溶解性总固体	0.48	0.351	0.454	0.545	0.449	0.355
耗氧量	0.667	0.567	0.7	0.733	0.633	0.533
挥发性酚类	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氰化物	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氟化物	0.41	0.35	0.44	0.37	0.40	0.21
硝酸盐	0.106	0.0875	0.1115	0.1005	0.098	0.0715
亚硝酸盐	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氨氮	0.482	0.314	0.606	0.556	0.426	0.27
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND	ND
砷	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铅	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铁	0.933	0.7	0.867	0.933	0.933	0.667
汞	ND	ND	ND	ND	ND	ND

锰	1.1	0.3	1.0	0.9	1.2	0.2
镉	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油类	ND	ND	ND	ND	ND	ND
总大肠菌群	ND	ND	ND	ND	ND	ND
菌落总数	0.12	0.09	0.11	0.12	0.10	0.11
硫化物	ND	ND	ND	ND	ND	ND
监测项目	老爷屯周家潜水井	后联合刘家潜水井	南城赵屯韩家潜水井	桑家屯苏家承压水井	四撮房夏家潜水井	西铁板市林家潜水井
Na ⁺	0.2715	0.2515	0.2865	0.2205	0.311	0.2815
Cl ⁻	0.172	0.184	0.172	0.128	0.208	0.188
SO ₄ ²⁻	0.124	0.148	0.116	0.092	0.184	0.152
pH	0.4	0.467	0.467	0.4	0.4	0.467
总硬度	0.3178	0.3289	0.3	0.2378	0.3844	0.3467
溶解性总固体	0.462	0.476	0.474	0.355	0.558	0.509
耗氧量	0.733	0.7	0.767	0.6	0.733	0.767
挥发性酚类	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氰化物	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氟化物	0.44	0.36	0.31	0.19	0.39	0.41
硝酸盐	0.1225	0.1155	0.1005	0.0805	0.1365	0.127
亚硝酸盐	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氨氮	0.426	0.27	0.488	0.344	0.62	0.55
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND	ND
砷	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铅	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铁	0.9	0.933	0.933	0.733	0.867	0.9
汞	ND	ND	ND	ND	ND	ND
锰	1.0	1.2	1.1	0.3	1.2	1.1
镉	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油类	ND	ND	ND	ND	ND	ND
总大肠菌群	ND	ND	ND	ND	ND	ND
菌落总数	0.12	0.13	0.11	0.07	0.09	0.11
硫化物	ND	ND	ND	ND	ND	ND
监测项目	八大哈冯家承压水井	车家烧锅王家潜水井	双合屯任家潜水井	朱乃峰马家潜水井	/	/

Na ⁺	0.2265	0.2905	0.2885	0.261	/	/
Cl ⁻	0.14	0.192	0.164	0.196	/	/
SO ₄ ²⁻	0.092	0.156	0.116	0.148	/	/
pH	0.4	0.533	0.467	0.533	/	/
总硬度	0.242	0.34	0.273	0.313	/	/
溶解性总固体	0.363	0.49	0.444	0.464	/	/
耗氧量	0.567	0.633	0.7	0.767	/	/
挥发性酚类	ND	ND	ND	ND	/	/
氰化物	ND	ND	ND	ND	/	/
氟化物	0.24	0.35	0.4	0.31	/	/
硝酸盐	0.0655	0.138	0.106	0.1215	/	/
亚硝酸盐	ND	ND	ND	ND	/	/
氨氮	0.27	0.514	0.444	0.482	/	/
六价铬	ND	ND	ND	ND	/	/
砷	ND	ND	ND	ND	/	/
铅	ND	ND	ND	ND	/	/
铁	0.733	0.933	0.9	0.867	/	/
汞	ND	ND	ND	ND	/	/
锰	0.3	0.8	1.1	1.0	/	/
镉	ND	ND	ND	ND	/	/
石油类	ND	ND	ND	ND	/	/
总大肠菌群	ND	ND	ND	ND	/	/
菌落总数	0.07	0.10	0.10	0.11	/	/
硫化物	ND	ND	ND	ND	/	/

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域个别点位地下水水质除锰外，其他监测项目均满足《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。其中锰超标可能是地质原因引起的，项目上游区存在较多的盐碱土，在水文地质的影响下，土壤中的无机物经过上游来水或区域降水溶解进入地下水引起的。

（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 Ca²⁺、Mg²⁺、Na⁺、K⁺、Cl⁻、SO₄²⁻、HCO₃⁻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 4.2-11。

表 4.2-11 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HCO₃>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SO₄²⁻、Cl⁻、HCO₃⁻、CO₃²⁻、Ca²⁺、Mg²⁺、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4.2-12，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表4.2-13。

表 4.2-12 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 (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
榛柴村李家潜 水井	K ⁺	0.051	0.900	5.614	2.55	0.40
	Na ⁺	2.361	42.054			
	Ca ²⁺	2.410	42.929			
	Mg ²⁺	0.793	14.117	5.334		
	HCO ₃ ⁻	3.475	65.152			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.171	21.960			
SO ₄ ²⁻	0.688	12.888				
靠山屯白家潜 水井	K ⁺	0.060	1.120	5.379	2.44	0.38
	Na ⁺	2.500	46.481			
	Ca ²⁺	2.215	41.182			
	Mg ²⁺	0.603	11.217	5.123		
	HCO ₃ ⁻	3.180	62.084			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.171	22.868			

	SO ₄ ²⁻	0.771	15.048			
散户 1 孙家潜 水井	K ⁺	0.078	1.253	6.199	0.82	0.46
	Na ⁺	2.670	43.065			
	Ca ²⁺	2.610	42.104			
	Mg ²⁺	0.842	13.578			
	HCO ₃ ⁻	3.787	60.098	6.301		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.514	24.032			
	SO ₄ ²⁻	1.000	15.870			
大窑屯张家潜 水井	K ⁺	0.052	1.033	4.990	2.40	0.38
	Na ⁺	2.191	43.918			
	Ca ²⁺	2.065	41.387			
	Mg ²⁺	0.682	13.662			
	HCO ₃ ⁻	3.311	63.253	5.235		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.257	24.013			
	SO ₄ ²⁻	0.667	12.734			
老爷屯周家潜 水井	K ⁺	0.054	1.026	5.272	0.27	0.39
	Na ⁺	2.361	44.784			
	Ca ²⁺	2.125	40.310			
	Mg ²⁺	0.732	13.879			
	HCO ₃ ⁻	3.426	64.638	5.301		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.229	23.178			
	SO ₄ ²⁻	0.646	12.184			
后联合刘家潜 水井	K ⁺	0.071	1.364	5.227	3.09	0.40
	Na ⁺	2.187	41.836			
	Ca ²⁺	2.210	42.277			
	Mg ²⁺	0.759	14.523			
	HCO ₃ ⁻	3.475	62.501	5.561		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.314	23.636			
	SO ₄ ²⁻	0.771	13.863			
南城赵屯韩家 潜水井	K ⁺	0.057	1.086	5.242	2.89	0.41
	Na ⁺	2.491	47.522			
	Ca ²⁺	1.990	37.960			
	Mg ²⁺	0.704	13.432			

	HCO ₃ ⁻	3.721	67.002	5.554		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.229	22.120			
	SO ₄ ²⁻	0.604	10.878			
四撮房夏家潜 水井	K ⁺	0.048	0.780	6.209	2.23	0.47
	Na ⁺	2.704	43.552			
	Ca ²⁺	2.565	41.308			
	Mg ²⁺	0.892	14.360			
	HCO ₃ ⁻	4.049	62.360	6.493		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.486	22.881			
	SO ₄ ²⁻	0.958	14.759			
西铁板市林家 潜水井	K ⁺	0.064	1.142	5.636	2.47	0.43
	Na ⁺	2.448	43.429			
	Ca ²⁺	2.355	41.782			
	Mg ²⁺	0.769	13.647			
	HCO ₃ ⁻	3.787	63.952	5.921		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.343	22.678			
	SO ₄ ²⁻	0.792	13.370			
车家烧锅王家 潜水井	K ⁺	0.061	1.078	5.639	0.03	0.41
	Na ⁺	2.526	44.794			
	Ca ²⁺	2.375	42.115			
	Mg ²⁺	0.678	12.014			
	HCO ₃ ⁻	3.459	61.298	5.643		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.371	24.303			
	SO ₄ ²⁻	0.813	14.399			
双合屯任家潜 水井	K ⁺	0.066	1.313	5.040	1.42	0.38
	Na ⁺	2.509	49.777			
	Ca ²⁺	1.820	36.112			
	Mg ²⁺	0.645	12.798			
	HCO ₃ ⁻	3.410	65.758	5.185		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.171	22.591			
	SO ₄ ²⁻	0.604	11.651			
朱乃峰马家潜	K ⁺	0.077	1.491	5.175	2.73	0.39

水井	Na ⁺	2.270	43.856		5.466	
	Ca ²⁺	2.155	41.642			
	Mg ²⁺	0.673	13.011			
	HCO ₃ ⁻	3.295	60.284			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.400	25.613			
	SO ₄ ²⁻	0.771	14.103			

表 4.2-13 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 (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
东榛山屯王家 承压水井	K ⁺	0.028	0.726	3.918	1.75	0.30
	Na ⁺	1.791	45.719			
	Ca ²⁺	1.585	40.453			
	Mg ²⁺	0.513	13.102	4.058		
	HCO ₃ ⁻	2.672	65.851			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.886	21.827			
	SO ₄ ²⁻	0.500	12.322			
新立屯(南) 王家承压水井	K ⁺	0.032	0.771	4.089	0.02	0.30
	Na ⁺	1.978	48.380			
	Ca ²⁺	1.560	38.151			
	Mg ²⁺	0.519	12.697	4.091		
	HCO ₃ ⁻	2.705	66.125			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.886	21.652			
	SO ₄ ²⁻	0.500	12.223			
桑家屯苏家承 压水井	K ⁺	0.034	0.820	4.094	0.55	0.30
	Na ⁺	1.917	46.831			
	Ca ²⁺	1.625	39.689			
	Mg ²⁺	0.518	12.660	4.049		
	HCO ₃ ⁻	2.656	65.587			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.914	22.579			
	SO ₄ ²⁻	0.479	11.834			
八大哈冯家承 压水井	K ⁺	0.033	0.778	4.188	0.24	0.31
	Na ⁺	1.970	47.029			
	Ca ²⁺	1.660	39.637			

	Mg ²⁺	0.526	12.556	4.168		
	HCO ₃ ⁻	2.689	64.509			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.000	23.994			
	SO ₄ ²⁻	0.479	11.497			

通过对区域内地下水八大离子监测结果可知，本项目所在区域地下水化学类型以 HCO₃-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。

4.2.2.4 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锰外，其余监测项目均满足《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。其中锰超标可能是地质原因引起的，项目上游区存在较多的盐碱土，在水文地质的影响下，土壤中的无机物经过上游来水或区域降水溶解进入地下水引起的。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 HCO₃-Na+Ca 淡水。

4.2.2.5 包气带污染现状调查

（1）包气带现状分布特征

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）包气带污染现状监测

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样，根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为区内已建井场及已建场站。

①监测点位

本项目在现有区内选取代表性井场、场站布设 6 个包气带监测点，每个点在 0-20cm

深度取 1 个样，在 20-40cm 深度取 1 个样。包气带现状调查见表 4.2-14。

表 4.2-14 包气带监测点

序号	监测点	采样深度	备注
1	拟建四库平 6 井场	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (125.967871, 45.775536)
2	拟建四库平 6 井场西侧 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点
3	拟建四库平 7 井场	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (125.956402, 45.781219)
4	拟建四库平 7 井场西侧 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点
5	四站储气库站内西侧空地	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (125.931513, 45.766361)
6	四站储气库站外西侧 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点
7	拟建朝库平 6 井场	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (125.829193, 45.796252)
8	拟建朝库平 6 井场西侧 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点
9	拟建朝库平 7 井场	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (125.799339, 45.804145)
10	拟建朝库平 7 井场西侧 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点
11	朝 51 储气库站内西侧空地	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (125.812552, 45.810226)
12	朝 51 储气库站外西侧 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点

②监测因子

根据区块内已建场站及井场的污染特点，选取可能对地下水造成污染的特征因子进行监测，即监测 pH、镉、汞、砷、铅、总铬、铜、镍、锌、石油类、挥发酚，共 11 项指标。

③监测时间

2025 年 12 月 1 日。

④监测结果

表 4.2-15 包气带现状调查结果

监测时间	2025.12.01			
监测项目	拟建四库平 6 井场		拟建四库平 6 井场西侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.9	8.0	7.7	7.8
铅	5.0	5.1	4.8	5.3
镉	0.10	0.11	0.12	0.10

汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.10	0.11	0.08	0.11
石油类	0.08	0.07	0.06	0.09
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0010	0.0012	0.0008	0.0011
铜	0.008	0.010	0.007	0.009
镍	0.09	0.07	0.10	0.08
锌	0.08	0.06	0.07	0.09
监测项目	拟建四库平 7 井场		拟建四库平 7 井场西侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.8	7.9	7.8	7.9
铅	4.7	5.0	5.1	4.8
镉	0.10	0.08	0.11	0.12
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.10	0.08	0.10	0.11
石油类	0.09	0.11	0.08	0.06
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0013	0.0012	0.0010	0.0011
铜	0.008	0.011	0.007	0.009
镍	0.10	0.08	0.06	0.11
锌	0.09	0.11	0.08	0.09
监测项目	四站集注站站 内西侧空地		四站集注站站 外西侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.7	7.9	7.8	8.0
铅	5.2	5.0	5.1	4.9
镉	0.11	0.13	0.10	0.12
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.13	0.10	0.09	0.12
石油类	0.06	0.08	0.07	0.09
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0011	0.0013	0.0009	0.0012
铜	0.009	0.011	0.008	0.010
镍	0.08	0.06	0.11	0.09

锌	0.07	0.09	0.08	0.07
监测项目	拟建朝库平 6 井场		拟建朝库平 6 井场西侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.8	7.7	7.9	7.8
铅	4.6	5.1	5.0	4.9
镉	0.11	0.07	0.09	0.10
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.11	0.09	0.07	0.08
石油类	0.08	0.10	0.09	0.11
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0013	0.0012	0.0010	0.0011
铜	0.009	0.010	0.008	0.007
镍	0.11	0.09	0.07	0.08
锌	0.08	0.07	0.09	0.08
监测项目	拟建朝库平 7 井场		拟建朝库平 7 井场西侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.9	7.8	8.1	7.8
铅	5.3	5.2	5.0	4.8
镉	0.10	0.11	0.09	0.10
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.10	0.09	0.11	0.08
石油类	0.09	0.07	0.09	0.10
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0012	0.0014	0.0008	0.0010
铜	0.007	0.010	0.009	0.008
镍	0.09	0.07	0.06	0.08
锌	0.08	0.10	0.07	0.09
监测项目	朝 51 集配气阀组站内西侧空地		朝 51 集配气阀组站外西侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.8	8.0	7.9	7.7
铅	4.8	5.2	5.3	5.1
镉	0.10	0.08	0.07	0.09
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L

总铬	0.10	0.07	0.08	0.09
石油类	0.09	0.07	0.08	0.10
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0014	0.0011	0.0012	0.0010
铜	0.008	0.007	0.009	0.008
镍	0.10	0.08	0.09	0.07
锌	0.07	0.09	0.08	0.10

注：1、采样深度位于 0cm~20cm、20cm~40cm；
2、实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”；
3、计量单位：pH 无量纲，铅、镉、汞和砷 $\mu\text{g/L}$ ，总铬和石油类、铜、镍、锌、挥发酚为 mg/L 。

从调查结果可知，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。

4.2.3 地表水环境质量现状

本项目运营期不排放废水，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，大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 12 月 1 日-2 日对地表水环境质量现状的监测数据，了解该水体水质现状。本工程所在区域附近水体主要是四站镇水田灌溉、鱼塘，鱼塘水域面积约为 120hm^2 ，水深约 1m，该区域由附近居民承包，距离本工程最近鱼塘为四库平 6 井场东侧鱼塘，距离为 950m，本工程与鱼塘之间有道路与农田相隔。鱼塘执行《渔业水质标准》（GB11607-1989）。

（1）监测点位

本次评价共布设 2 个地表水监测断面，监测点布设情况见表 4.2-16。

表 4.2-16 监测断面布设情况

序号	监测点	监测点位与本项目位置关系	坐标
1	鱼池 1	四库平 6 井场东侧 950m	125.978958, 45.779047
2	鱼池 2	四库平 6 井场东侧 1.54km	125.985438, 45.781965

（2）监测因子

pH、 BOD_5 、石油类、悬浮物、挥发酚、硫化物、汞、铬、镉、砷、铅、溶解氧。

（3）监测时间

2025 年 12 月 1 日-2 日。

（4）监测频率

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

水质监测数据见表 4.2-17。

表 4.2-17 地表水监测数据表 单位: mg/L (pH 无量纲)

监测日期	2025.12.01	2025.12.02	2025.12.01	2025.12.02
监测项目	鱼池		鱼池 2	
pH	7.7	7.8	7.9	7.7
BOD ₅	3.9	4.2	3.2	3.5
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
悬浮物	9	10	8	7
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
铬	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L
硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
溶解氧	5.7	6.6	5.8	6.4
	6.2	5.8	6.3	7.0
	7.3	5.1	7.2	5.9
	6.1	7.0	6.1	7.3

从监测结果可以看出,上述水体的水质目前符合《渔业水质标准》(GB11607-1989),水质现状良好。

4.2.4 声环境质量现状监测与评价

4.2.4.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

根据本项目拟建井场、管线布置情况及环境敏感点分布情况,在本项目所在区域共布设 2 个声环境监测点,监测点布设见表 4.2-18,具体监测点位见附图 7。

表 4.2-18 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
1	南城赵屯	125.807221, 45.813495	朝库平 7 井集输管线北侧 180m
2	散户 1	125.954531, 45.779045	四库平 7 与四库平 6 串接后集输管线西南侧 65m
3	已建朝库平台 2	125.800104, 45.804331	区域内已建井场

(2) 监测时间及频次

监测时间: 2025 年 12 月 2 日~3 日。

监测频次: 连续监测 2 天,昼夜各 1 次。

(3) 监测结果

声环境现状监测结果见表 4.2-19。

表 4.2-19 声环境现状监测结果表 单位：dB (A)

监测点位	2025.12.02		2025.12.03	
	昼间	夜间	昼间	夜间
南城赵屯	47.3	43.5	47.7	43.1
散户 1	45.4	44.3	45.5	44.1
已建朝库平台 2	46.2	44.7	46.6	44.8

4.2.4.2 声环境质量现状评价

监测结果显示，该区域村屯等声环境敏感目标能够满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1 类标准，项目涉及已建气井井场声环境能够满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准，声环境质量现状良好。

4.2.5 土壤质量现状监测与评价

4.2.5.1 土壤理化特性调查

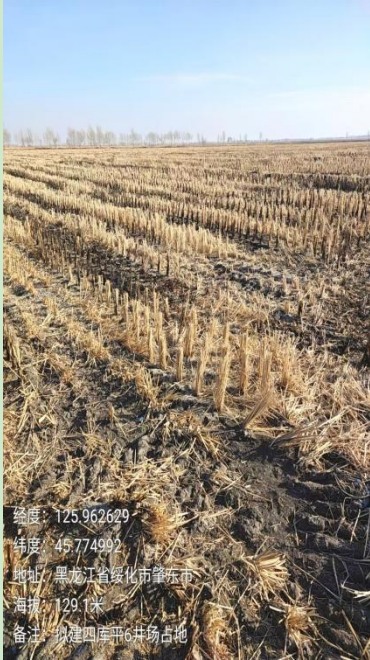



在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，主要包括土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度、植被、地下水位埋深、地下水溶解性总固体等，本项目调查范围土壤类型为草甸土，土壤现状监测点涵盖了本项目涉及土壤的类型。具体土壤理化特性调查见表 4.2-20，土体构型见表 4.2-21。



表 4.2-20 土壤理化特性调查表

时间		2025.12.01		
点号		拟建四库平 6 井场占地内		
经纬度		125.962592, 45.774988		
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	7.99	8.01	7.84
	阳离子交换量(cmol+/kg)	12.4	11.7	13.2
	氧化还原电位 (mv)	175	202	195
	饱和导水率(mm/min)	1.346	1.332	1.309
	土壤容重 (g/cm ³)	1.31	1.40	1.38

	孔隙度(%)	50.6	47.2	47.9
	点号	拟建朝库平 7 井场占地内		
	经纬度	125.800019, 45.804476		
	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	8.03	7.97	7.77
	阳离子交换量(cmol+/kg)	10.6	12.2	11.1
	氧化还原电位 (mv)	188	193	181
	饱和导水率(mm/min)	1.295	1.313	1.286
	土壤容重 (g/cm ³)	1.44	1.47	1.50
	孔隙度(%)	45.7	44.5	43.4

表 4.2-21 区域内土壤构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
拟建四库平 6 井场占地内	 <p>经纬度: 125.962629 纬度: 45.774992 地址: 黑龙江省绥化市肇东市 海拔: 129.1米 备注: 拟建四库平6井场占地</p>		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
拟建朝库平 7 井场占	 <p>经纬度: 125.962562 经度: 45.774986 地址: 黑龙江省绥化市肇东市 海拔: 128.8米 备注: 拟建四库平6井场占地</p>		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

地内			 <p> 经度: 125.800019 纬度: 45.804476 地址: 黑龙江省绥化市肇东市 海拔: 180.8米 备注: 朝库平7 </p>
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。			

4.2.5.2 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,评价等级为一级,根据土壤类型、土地利用分布情况以及《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018),确定本项目占地范围内共布设2个表层样监测点,5个柱状样监测点,占地范围外共布设4个表层样点,土壤现状监测点位详见表4.2-22,监测点位置见附图7。

表 4.2-22 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	执行标准	备注
1	拟建四库平6井场占地内	125.967871, 45.775536	《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	采取柱状样,在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
2	拟建四库平7井场占地内	125.956402, 45.781219		采取柱状样,在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
3	已建已建四库试平1井场内	125.954531, 45.779045		采取柱状样,在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
4	拟建朝库平6井场占地内	125.829193, 45.796252		采取柱状样,在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
5	拟建朝库平7井场占地内	125.799339, 45.804145		采取柱状样,在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
6	四站集注站站内	125.931513, 45.766361	《土壤环境质	采取表层样,在0~0.2m取样
7	朝51集配气阀组站内	125.812552, 45.810226		采取表层样,在0~0.2m取样
8	南城赵屯	125.80722,	《土壤环境质	采取表层样,在0~0.2m取样

		45.813495	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	
9	拟建朝库平 7 井场东侧 400m	125.804500, 45.804260	《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	采取表层样，在 0~0.2m 取样
10	拟建四库平 6 井场占地内西北侧 400m	125.965288, 45.775490		采取表层样，在 0~0.2m 取样
11	朝 51 集配气阀组东侧 200m	125.814998, 45.811040		采取表层样，在 0~0.2m 取样
12	四站集注站东侧 200m	125.935103, 45.766289		采取表层样，在 0~0.2m 取样

（2）监测项目

1#~8#监测点执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）监测点位的监测项目：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、蒞、萘、苯并（a）蒞、苯并（b）荧蒞、苯并（k）荧蒞、苯并（a）芘、茚并（1, 2, 3-cd）芘、二苯并（a,h）蒞、石油烃（C₁₀-C₄₀）、石油类、石油烃（C₆-C₉）、全盐量。

9#~12#监测点执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB 15618—2018）监测点位的监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C₁₀-C₄₀）、石油类、石油烃（C₆-C₉）、全盐量。

（3）监测时间

2025 年 12 月 1 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 4.2-23 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	测点位及监测结果								
	拟建四库平 6 井场占地内			拟建四库平 7 井场占地内			拟建朝库平 6 井场占地内		
	0-50cm	50-150 cm	150-300cm	0-50cm	50-150 cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300 cm

pH	7.99	8.01	7.84	8.11	7.75	7.91	7.83	8.11	8.05
镉 (Cd)	0.08	0.10	0.09	0.09	0.07	0.11	0.08	0.06	0.12
汞 (Hg)	0.017	0.020	0.016	0.022	0.018	0.021	0.019	0.022	0.017
砷 (As)	3.35	3.40	3.26	3.42	3.25	3.38	3.37	3.31	3.44
铅 (Pb)	16	19	18	14	17	16	19	15	20
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)	15	21	17	12	20	16	16	17	11
镍 (Ni)	23	20	19	18	23	21	20	24	22
水溶性盐总量	600	700	600	800	600	700	600	700	800
石油类	12	10	11	13	14	12	12	10	11
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
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
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 4.2-23 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					
	拟建朝库平 7 井场占地内			朝 51 集配气阀组站内		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	8.03	7.97	7.77	7.74	8.01	7.92
镉 (Cd)	0.07	0.10	0.09	0.08	0.09	0.11
汞 (Hg)	0.016	0.020	0.018	0.017	0.021	0.019

砷 (As)	3.33	3.40	3.25	3.27	3.38	3.29
铅 (Pb)	18	14	21	19	17	16
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	15	12	13	16	14	11
镍 (Ni)	21	26	20	20	24	21
水溶性盐总量	700	800	600	800	700	800
石油类	13	12	14	11	12	10
苯	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
乙苯	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
苯乙烯	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
邻二甲苯	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
1, 2-二氯苯	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
四氯化碳	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
氯甲烷	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
1, 2-二氯乙烷	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
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
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
二氯甲烷	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
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
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
四氯乙烯	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
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
三氯乙烯	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

硝基苯	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
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒾	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
苯并[a]蒾	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒾	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒾	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
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
二苯并[a, h]蒾	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
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

续表 4.2-23 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		
	已建已建四库试平 1 井场内	四站集注站站内	南城赵屯
	0-20cm	0-20cm	0-20cm
pH	7.94	8.11	7.88
镉 (Cd)	0.08	0.10	0.07
汞 (Hg)	0.018	0.021	0.019
砷 (As)	3.23	3.37	3.42
铅 (Pb)	19	20	17
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	12	16	15
镍 (Ni)	20	22	26
水溶性盐总量	700	600	800
石油类	13	11	14
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
蒽	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 4.2-24 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			
	拟建朝库平 7 井场东侧 400m	拟建四库平 6 井场占 地内西北侧 400m	朝 51 集配气阀 组东侧 200m	四站集注站东 侧 200m
	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm
pH	8.02	7.83	7.79	7.81
镉 (Cd)	0.09	0.11	0.07	0.08
汞 (Hg)	0.014	0.020	0.019	0.016
砷 (As)	3.37	3.42	3.31	3.32
铅 (Pb)	19	15	17	18
铬 (Cr)	44	54	51	49
铜 (Cu)	20	16	11	14
镍 (Ni)	25	19	21	24
锌 (Zn)	55	60	48	53
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	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
石油类	11	14	12	13
水溶性盐总量	600	800	700	600

4.2.5.3 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：

$$K_i = X_i / X_{0i}$$

式中：K_i——第 i 项分指数；

X_i——土壤中 i 污染物的实测含量，mg/kg；

X_{0i}——土壤中 i 污染物的标准值，mg/kg。

(2) 评价标准

1#~8#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；9#、11#、12#监测点位土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。10#监测点位土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值水田标准。

(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 4.2-25。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.2-26。

表 4.2-25 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								
	拟建四库平 6 井场占地内			拟建四库平 7 井场占地内			拟建朝库平 6 井场占地内		
	0-50cm	50-150 cm	150-30 0cm	0-50cm	50-150 cm	150-30 0cm	0-50cm	50-150 cm	150-30 0cm
镉 (Cd)	0.0012	0.0015	0.0014	0.0014	0.0011	0.0017	0.0012	0.0009	0.0018
汞 (Hg)	0.0004	0.0005	0.0004	0.0006	0.0005	0.0006	0.0005	0.0006	0.0004
砷 (As)	0.0558	0.0567	0.0543	0.0570	0.0542	0.0563	0.0562	0.0552	0.0573
铅 (Pb)	0.0200	0.0238	0.0225	0.0175	0.0213	0.0200	0.0238	0.0188	0.0250
铬 (六价)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铜 (Cu)	0.0008	0.0012	0.0009	0.0007	0.0011	0.0009	0.0009	0.0009	0.0006
镍 (Ni)	0.0256	0.0222	0.0211	0.0200	0.0256	0.0233	0.0222	0.0267	0.0244
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	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

乙烯									
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
蒈	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
石油烃(C ₆ -C ₉)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

续表 4.2-25 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (K_i值)

监测项目	监测点位及监测结果					
	拟建朝库平7井场占地内			朝51集配气阀组站内		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm

镉 (Cd)	0.0011	0.0015	0.0014	0.0012	0.0014	0.0017
汞 (Hg)	0.0004	0.0005	0.0005	0.0004	0.0006	0.0005
砷 (As)	0.0555	0.0567	0.0542	0.0545	0.0563	0.0548
铅 (Pb)	0.0225	0.0175	0.0263	0.0238	0.0213	0.0200
铬 (六价)	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铜 (Cu)	0.0008	0.0007	0.0007	0.0009	0.0008	0.0006
镍 (Ni)	0.0233	0.0289	0.0222	0.0222	0.0267	0.0233
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1, 2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1, 4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1, 1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1, 2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1, 1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND
顺-1, 2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反-1, 2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1, 2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1, 1, 1, 2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1, 1, 2, 2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1, 1, 1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1, 1, 2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1, 2, 3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND

硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND
蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并[1, 2, 3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二苯并[a, h]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃 (C ₆ -C ₉)	ND	ND	ND	ND	ND	ND

续表 4.2-25 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (K_i 值)

监测项目	监测点位及监测结果		
	已建已建四库试平 1 井场内	四站集注站站内	南城赵屯
	0-20cm	0-20cm	0-20cm
镉 (Cd)	0.0012	0.0015	0.0035
汞 (Hg)	0.0005	0.0006	0.0024
砷 (As)	0.0538	0.0562	0.1710
铅 (Pb)	0.0238	0.0250	0.0425
铬 (六价)	ND	ND	ND
铜 (Cu)	0.0007	0.0009	0.0075
镍 (Ni)	0.0222	0.0244	0.1733
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
蒽	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

表 4.2-26 农用地土壤环境质量现状评价结果 (K_i 值)

监测项目	监测点位及监测结果			
	拟建朝库平7井场 东侧 400m	拟建四库平 6 井场 占地内西北侧 400m	朝 51 集配气阀组 东侧 200m	四站集注站东侧 200m
	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm
镉 (Cd)	0.1125	0.1375	0.0875	0.1
汞 (Hg)	0.014	0.02	0.019	0.016
砷 (As)	0.1685	0.171	0.1655	0.166

铅 (Pb)	0.0792	0.0625	0.0708	0.075
铬 (Cr)	0.1257	0.1543	0.1457	0.14
铜 (Cu)	0.2	0.16	0.11	0.14
镍 (Ni)	0.1316	0.1	0.1105	0.1263
锌 (Zn)	0.1833	0.2	0.16	0.1767
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND
石油烃 (C ₆ -C ₉)	ND	ND	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满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1 建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中第二类用地筛选值标准，以及表2(其他项目)中第二类用地石油烃筛选值标准；评价范围内村屯土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1 建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中第一类用地筛选值标准，以及表2(其他项目)中第一类用地石油烃筛选值标准；评价范围内耕地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1 农用地土壤风险筛选值(基本项目)中标准；评价范围内水田土壤满足《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水田标准。

4.2.6 生态环境现状评价

4.2.6.1 生态环境现状分析

土地利用现状

本项目生态评价范围为拟建井场边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域，主要为耕地。由于工程所在区域为气田开发区域，人类活动频繁，野生动物较少。评价区土地利用类型包括耕地、草地、林地、交通运输用地、工矿仓储用地、水域及水利设施用地及其他用地等。耕地主要为旱田，草地主要为区域内斑块状荒草地，林地主要是乔木林地；交通运输用地主要为城镇村道路用地；工矿仓储用地主要为现有油田设施及区域其他工厂等。评价区内土地利用现状分析结果见下表，本项目区域土地利用现状图见附图 13。

表 4.2-27 评价区土地利用现状表

序号	土地类型		面积 (hm ²)	占评价区面积比例 (%)
	一级类	二级类		
1	林地	其他林地	133.25	5%

2	耕地	旱地	826.15	31%
3	草地	其他草地	1279.2	48%
4	工矿仓储用地	工业用地	79.95	3%
5	交通运输用地	城镇村道路用地	159.9	6%
6	水域及水利设施用地	坑塘水面	186.55	7%

4.2.6.2 区域生态环境特征

该区域地貌单元属松嫩平原，地势相对平坦，主要由嫩江、松花江冲积形成，海拔在120m~200m之间。绥化地区地势低平，发育了向心状水系。由于排水不畅，地面分布有众多的湖泊(水泡子)，并有不同程度的沼泽化。气候属中温带大陆性季风气候。主要气候特点是：冬季寒冷干燥，夏季高温多雨，春、秋两季气候多变。年平均降水量约420mm，年平均气温约4.5℃。

(1) 植被现状调查

该区域人工植被主要是农田植被，其次还有零星的人工林植被。农田作物主要有水稻、玉米、小麦、向日葵、马铃薯等，平均产量为6000kg/hm²~9600kg/hm²；蔬菜类有大白菜、马铃薯、圆白菜、豆角、瓜类等。其他均为旱地，主要种类有糜子、黍子、玉米、豆类、甜菜、荞麦、向日葵等以及一些蔬菜，作物平均产量约为2050kg/hm²~4500kg/hm²。

该段地带性植被为草甸草原，该类型是欧亚草原区、亚洲中部草原亚区东部特有的一种原生草原类型，羊草—杂类草草原为本区域的原始植被类型。由于杂类草比较丰富，所以群落的外貌一般比较华丽，并且是生物生产力较高的草原群落类型。该类植被，由于开垦耕作、强度放牧，历经风蚀、水蚀，仅零散斑块状存在，还包括野古草、西伯利亚蓼、扫帚沙参、多根葱、蔓委陵菜、碱地肤和猫耳菊等特有成分。类型种的饱和度高达17种/m²~26种/m²，草群高度15cm~95cm，盖度70%以上，平均地上生物量（干重）3471kg/hm²。

(2) 野生动物现状

所在地野生动物较少，主要有野兔、田鼠、麻雀、乌鸦、猫头鹰、大雁、百灵、山雀、鹌鹑、画眉等，没有大型动物。

该区域在动物区系上，属于古北界的东北亚界的东北区。受人类活动影响，该区域野生动物种类较少，据资料记载，该区域常见动物主要有两栖类、爬行类、鸟类和兽类。

两栖类主要有无斑雨蛙、东北雨蛙、花背蟾蜍、大蟾蜍等。爬行类主要有麻蜥、白条草蜥、虎斑游蛇等。

鸟类主要有鸛形目的大白鹭、苍鹭、草鹭、白鸛、黑鸛等，雁形目的鸿雁、赤麻鸭、绿头鸭等等。

兽类在评价区内以中小型为主，其中主要类型为啮齿类，主要有黑线仓鼠、五趾跳鼠、达乌尔黄鼠、小家鼠等，其他还有东北兔、黄鼬等。该区域内约有鱼类 18 科 83 种，其中主要有鲤鱼、鲫鱼、草鱼、鲢鱼、青鱼、鳊鱼、雅罗等等。

4.2.6.3 生态环境现状调查与评价

(1) 农田生态系统

本项目所在区域主要为农田生态系统。农田生态系统是人工生态系统，植被是人工栽培的各种农作物，本区域主要种植农作物、经济作物和蔬菜等。区域中农作物主要以玉米和水稻为主。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；水稻为一年生禾本科植物，性喜温湿，产量约为 500kg/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。

(2) 草地生态系统

1) 植被资源

本区没有野生的乔木树种，植物分区属于东北植物分布区蒙古区的无河小区。地区野生植物以菊科植物种类居多，其次是禾本科，豆科，百合科等。

2) 植被群落

本工程所在区域草地以碱草群落为主。该群落是典型优质牧草群落，地下水位在 1m 左右，土壤属强度碱化盐化草甸土。由于土壤的特性使植物组成比较单纯，只有几种植物，碱草的重量比占 99%以上，产草量每公顷可产干草 2000~3000kg。此外，碱草群落还分布在小碱包上，这种情况植物组成有所增加，有阿氏旋花、地肤、虎尾草等。

另外工程所在区域的水稻田边有少量以沼泽湿地为主的草地，以及一些湿生的草甸植被，主要有小叶樟、塔头苔草、灰脉苔草、芦苇、柳蒿、三棱草和在水泊中生长的水葱、香蒲、菱角、鸡头米、浮萍、水蓬花，以及盐爪爪、碱蓬、盐蒿、马蔺等。土壤主要是沼泽土和泛滥土。

(3) 肇东沿江湿地自然保护区植被种类组成特征

肇东沿江自然保护区植被划分为 4 个植被型，8 个植被亚型，19 个群系组，26 个群系，36 个群丛。4 个植被型为灌丛、草甸、沼泽、水生植被。保护区维管束植物共有 477 种，其中中生植物 306 种，占该区植物总数的 64.51%；湿生植物 101 种，占该区植物总数的 21.17%；水生植物 53 种，占该区植物总数的 11.11%；沼生植物相对较少，仅 16 种，占 3.35%，而旱生植物仅 1 种，占总数的 0.21%。反映了肇东沿江自然保护区植物生态类

型组成主要以中生植物为主；湿生植物种类较多，喜湿植物占总数的 27.91%，该保护区属湿地性质。

4.2.6.3 结论

根据调查和查阅相关资料，评价区域内主要为农田、湿地和草地生态系统，由于气候和环境特点，干旱、多风是区域的主要特征，如不加以保护，一旦植被破坏，土壤会很快被风蚀，植被破坏后土壤裸露地带在春秋干燥多风季节土壤多发生风蚀现象。

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 气候概况

本地区属温带湿润-半湿润大陆性季风气候。冬长夏短，四季气温变化悬殊。春季多风少雨；夏季潮热湿润，雨量充沛；秋季降温急剧，常有早霜；冬季严寒干燥。年平均气温 5.3℃；年平均风速 2.5m/s，最大风速 31.3m/s；年平均降水量 514.5mm 左右；年平均蒸发量 1491.6mm；年平均相对湿度约 65%；全年主导风向为西南风（SW），冬季主导风向西南风（SW）。风向频率玫瑰图见图 5.1-1。

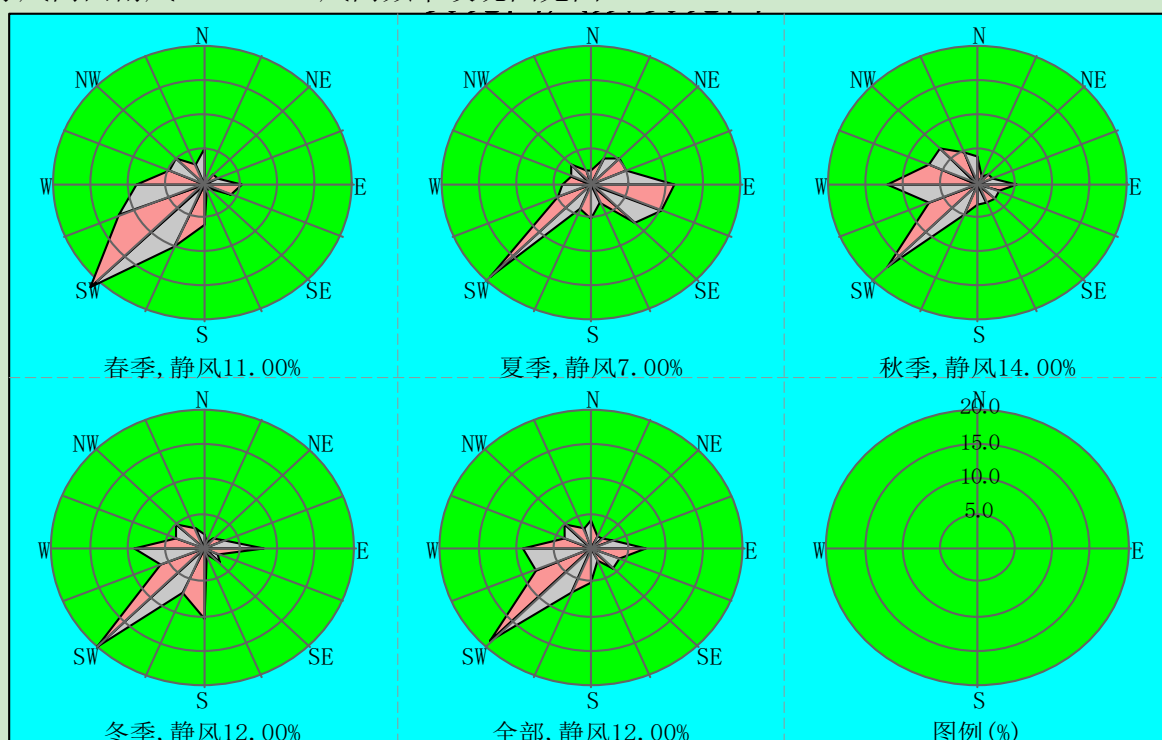


图 5.1-1 全年风向玫瑰图

5.1.2 施工期环境空气影响预测与评价

(1) 柴油发电机排放的烟气

本项目施工期使用柴油机最大功率为 800kW，正常情况下运转负荷为 70%，各污染物排放速率能够满足《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)表 2 及 2020 修改单中第三阶段标准限值(CO:3.5g/kWh、HC+NOX:6.4g/kWh、PM:0.2g/kWh)，实现达标排放，施工现场要求柴油发电机使用的燃油达到国 III 标准，严禁使用渣油、重油等伪劣油品，施工时调节好柴油机运行工况，加强柴油机保养，可减少柴油发电机排放烟气的产生。距离本项目钻井施工建设场地最近

环境保护目标为四库平 7 与四库平 6 串接后集输管线西南侧 65m 的散户 1，由于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。随着施工工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

(2) 施工扬尘

项目施工场地的扬尘主要来自运输车辆的行驶、井场表土剥离、表土堆存、回填、铺垫井场，一般情况下，施工场地在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。距离工程最近的敏感目标为四库平 7 与四库平 6 串接后集输管线西南侧 65m 的散户 1，施工扬尘对敏感点产生一定影响。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；在 0℃ 以下冬季施工，避免结冰不便洒水，通过合理调度，减少在大风和 0℃ 以下天气的车辆运输和地面扰动作业，从源头减少扬尘。运输车辆经过村屯附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生，在采取了洒水抑尘等相应控制措施后，扬尘(颗粒物)浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放标准限值(1.0mg/m³)。

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) 在距离散户 1 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敏感目标的影响，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。

(3) 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、SO₂、NO_x。本项目单井试气作业总时间为 12 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。

(4) 焊接烟尘

由工程分析可知，项目管道施工过程中将产生焊接烟尘，产生量合计为 0.003t，本工程较为分散，焊接烟尘非集中排放，经空气稀释、扩散后对周围大气环境影响较小。

(5) 防腐废气

本项目敷设的管道是已具有防腐保护层的成品管道，仅对管道焊缝等局部进行防腐，会产生少量防腐废气。本项目管道防腐过程防腐废气产生量较少，主要污染物为非甲烷总烃，为无组织排放，且管线周围地域开阔，防腐废气经大气扩散后，对周围环境影响较小。

(6) 施工机械及车辆排放的尾气

施工用运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此，对环境空气影响的影响较小。

5.1.3 运行期环境空气影响预测与评价

5.1.3.1 建设项目废气排放源

本项目运营期大气污染源主要为天然气开采及集输过程中无组织排放的烃类气体（以 NMHC 计）。

根据 2.6.1 节估算模式计算结果，本工程排放的大气污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_{max} 值为 0.2030%， P_{max} 小于 1，因此确定大气评价工作等级为三级。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），对于三级评价项目不进行进一步预测与评价。

根据 2.6.1 章节分析，新建的井场及扩建场站面源区域排放的主要污染物非甲烷总烃最大地面浓度为 $4.0601 \times 10^{-3} \text{mg/m}^3$ ，由此推算，井场及站场厂界处非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中标准要求（ 4.0mg/m^3 ）。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。

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；
- 4) 在距离散户 1 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敏感目标的影响，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开始而消失。

（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 NO_x、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。

5.1.4 评价结论

通过在施工期采用洒水抑尘、设置施工围挡、遮盖苫布等措施后对周围大气影响较小，且环境影响施工结束后影响即消除；在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场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 中规定限值要求，根据预测分析，本项目井场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 中规定限值要求，项目运行后对周边环境敏感点影响较小；依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《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。通过采取过程全控制的措施，满足相关标准的要求。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。大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.2 地表水环境影响评价

本项目地表水的评价范围为环境影响范围涉及的水环境保护目标，根据本项目与地表水的位置关系，确定为距离项目开发区块较近的的地表水体为鱼池，鱼池位于四库平 6 井场东北侧 700m。

5.2.1 施工期

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、试气产液、管线试压废水、生活污水，污染因子主要为 COD、氨氮、悬浮物。

本项目施工过程中产生的废水主要为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一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 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层，压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路；压裂返排液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 $\leq 20\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 20\text{mg/L}$ ”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，处理后的水质达到《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)中标准限值“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注现役油层；管线试压废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，处理后的水质达到《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)中标准限值“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注现役油层；钻井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，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，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入本项目附近集注站、集配气阀组已建防渗旱厕，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。

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影响。

5.2.2 运营期

5.2.2.1 正常工况下地表水环境影响分析

本项目正常工况下运营期产生的废水主要为气田采出水，污染因子为石油类。

正常工况下，运行期气田采出水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，处理后的水质达到《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)中标准限值“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注现役油层。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。

综上所述，本项目废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，因此，正常工况下项目不会对区域地表水环境产生不利影响。在项目建设及运营过程中，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。

5.2.2.2 事故状态下地表水环境影响分析

本项目运行期事故状态下对周围地表水体产生污染的途径主要为集输管线泄漏，含油污水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流污染土壤及水体。在运行期对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起污水泄漏污染环境，加强巡检巡视，及时发现问题及时处理事故。在发生污水泄漏后，通过对泄漏污水及受污染土壤的及时、彻底的回收，可防止对周围地表水体造成污染影响。

5.2.3 地表水环境影响评价结论

本项目在施工期及正常生产情况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境产生影响的可能性较小。但在事故状态下，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，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。

项目地表水环境影响评价自查表见附表 2。

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

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

① 钻井过程对地下水环境影响分析

本工程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泥浆漏失对地下水造成影响。若漏失地层存在较多的裂隙时，漏失的钻井泥浆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，本工程采用了无毒无害或毒性极小的水基环保钻井泥浆；为防止钻井泥浆上返地面后对土壤的污染，井场设泥浆接收罐车，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；表层套管和油气层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的地下水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件；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气层以上 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。

本工程射孔作业产生的废射孔液同废钻井泥浆一起经罐车拉拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理。

②柴油罐区对地下水影响分析

本工程钻井时期在各井场均设置 1 处柴油罐区，设钢制柴油罐 2 个，为地上式钢制卧式罐，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 $K \leq 1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 。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。

③试气产液对地下水影响分析

本项目产生的试气产液由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理达标后回注现役油层，不外排。

④管线试压废水对地下水影响分析 管线试压废水通过罐车拉运至升一联污水预处理站处理，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 $2\mu\text{m}$ ”后回注现役油层，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)要求后回注现役油层，正常情况下不会对地下水产生影响。

⑤生活污水对地下水影响分析

钻井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，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，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入本项目附近集注站、集配气阀组已建防渗旱厕，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。

综上所述，项目正常情况下施工期产生的废水不会对周围地下水产生影响。同时，项目各区域施工期严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中相关规定采取相应的防渗措施，根据 HJ610-2016，可不进行正常状况情景下的预测。

(2) 运营期

运营期产生的气田采出水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，处理后的水质达到《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)中标准限值“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注现役油层。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，可有效阻隔气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

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，如包括柴油罐渗漏、试气产液渗漏、井喷、井漏、管道泄漏等。

(1) 由于柴油罐区采用地上式钢制卧式罐，容积 20m^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，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 $K \leq 1 \times 10^{-13}\text{cm/s}$ ，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。

(3) 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。

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，发生管道泄漏时可及时发现并进行截断，泄漏出的气田采出水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。

③工程所在区域地下水井开采层位为第四系上更新统孔隙承压含水层，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，进入第四系上更新统孔隙承压含水层，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集输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	集输管线腐蚀造成的采出水泄漏（全管径、10%孔径）	潜水	短时泄漏
3	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、氢氧化钾、重晶石粉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承压水含水层，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，单口井泥浆最大用量为 278.9m³，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 27.89m³，钻井泥浆中 COD 的浓度约为 2100mg/L，COD 泄漏质量为 58.569kg。

(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，m²/d；
 DT—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

(6) 预测参数

含水层在评价区内分布广泛，埋藏于第四系中-下更新统地层之下，由东南向西北逐渐增厚，厚度一般为 2.0~25.0m，最大厚度达 29.5m。本次考虑最不利的情况，含水层厚度取 2m。

地下水水流速度 u：根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，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 $K=3.0\text{m/d}$ ，根据区域等水位线与距离确定，承压水水力坡度 $I=0.004$ ，承压含水层岩性为粉土质砂，有效孔隙度取经验值 n_e (承压水) = 30%，则水流速度为 0.04m/d ，区域地下水纵向弥散系数 $0.1\text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数 $0.02\text{m}^2/\text{d}$ 。

COD 执行标准为《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) II 类标准：耗氧量 $\text{COD} \leq 15\text{mg/L}$ ，以检出限 4mg/L 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。

(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 5.2-2 及图 5.3-1~图 5.3-3。

表 5.3-2 水基钻井泥浆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	16.3m	305m ²	18.3m	39.75m ²
	1000 天	49m	1772m ²	56m	2504m ²
	5475 天	128.175m	4436m ²	149.175m	8502m ²

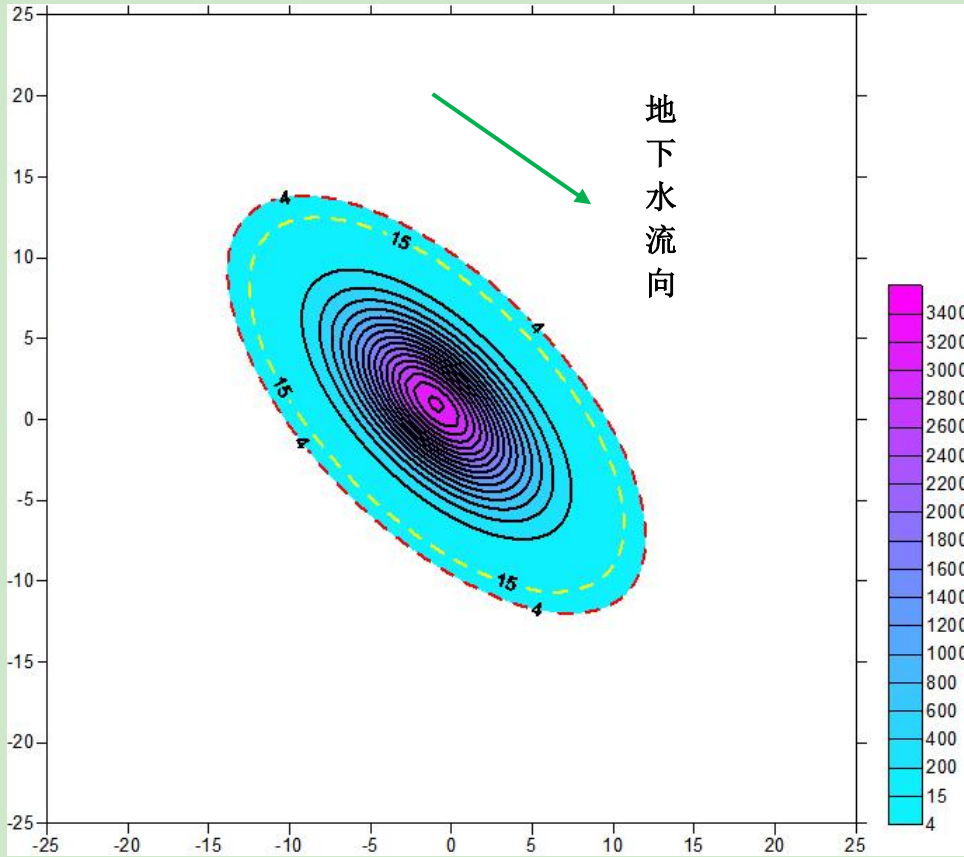


图 5.3-1 水基钻井液泄漏后 100 天 COD 浓度分布图

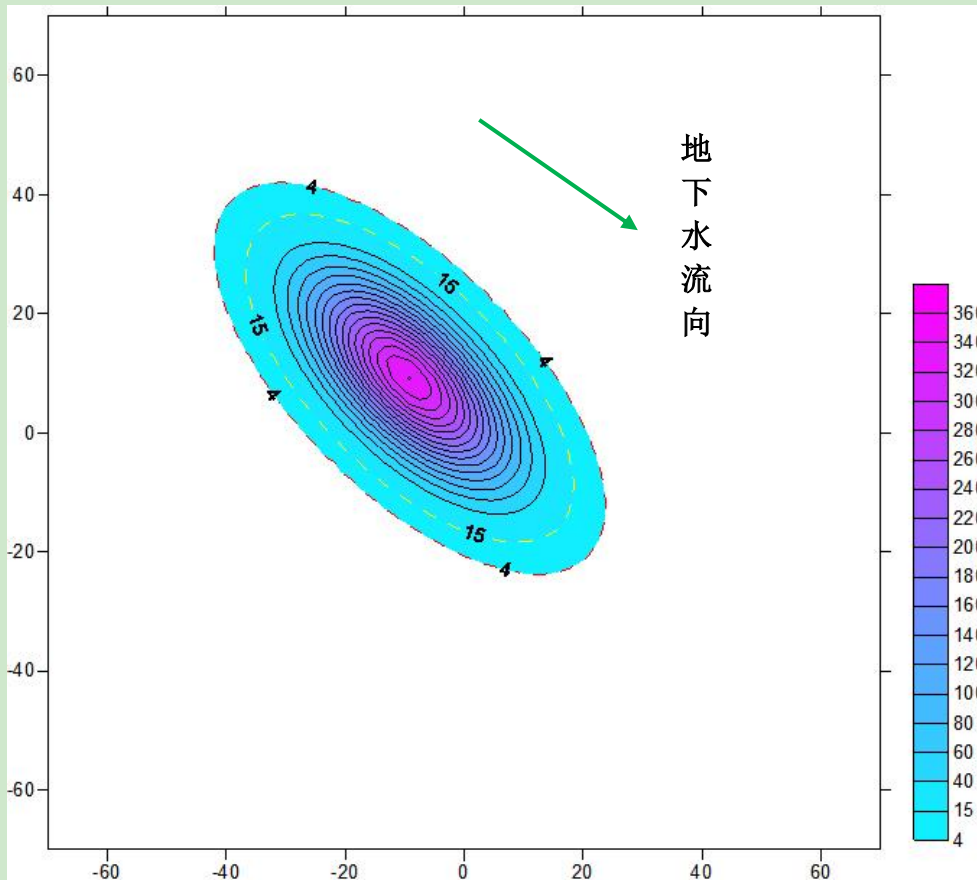


图 5.3-2 水基钻井液泄漏后 1000 天 COD 浓度分布图

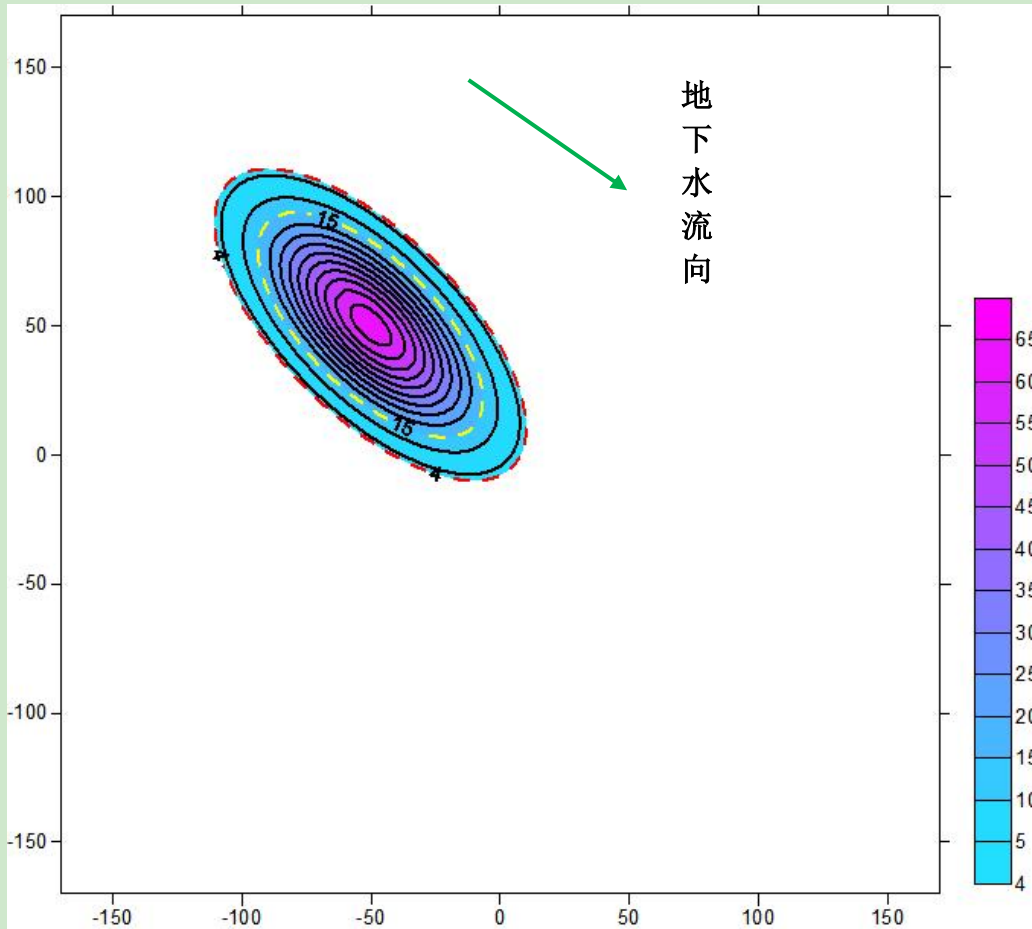


图 5.3-3 水基钻井液泄漏后 5475 天 COD 浓度分布图

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 16.3m，影响距离最远为下游 18.3m；水基钻井液泄漏 1000d 后，超标距离最远为 49m，影响距离最远为下游 56m；水基钻井液泄漏 5475d 后，超标距离最远为 128.175m，影响距离最远为下游 149.175m。经调查，距离钻井井场最近的饮用水源井为朝库平 7 井集输管线北侧 490m（朝库平 7 井东北侧 1.2km）南城赵屯饮用水井，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：集输管线 10%孔径泄漏

（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。结合本项目特点，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

本项目新建集输管线规格最大为 DN250 L=2.4km，运行压力为 8MPa。假设集输管道因破裂而导致气田采出水泄漏。

液体泄漏量按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）推荐的伯努利方程计算。

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L：液体泄漏速率，kg/s；

C_d：液体泄漏系数，圆形孔为 0.65；

A：裂口面积，m²；本项目管线规格为 DN250，参考附录 E 泄漏频率表，泄漏孔径取 10%管径，即裂口面积为 0.000490625m²；

P：管线内液体压力，Pa；根据工程方案，管道设计压力 8000000Pa；

P₀：环境压力，Pa；取 101325Pa；

g：重力加速度 9.8m/s²；

h：裂口之上液位高度，0.05m；

ρ：泄漏液体密度，1.05g/cm³（1050kg/m³）。

经计算，Q_L=0.041kg/s，根据升一联气田污水预处理站进水水质多年统计数据，气田采出水原水石油类浓度最大为 300mg/L（0.3kg/m³）计算，则石油类泄漏量为 1.012kg/d。由于管道小孔径破损不易被发现，所以按持续泄漏预测。预测第 100 天、1000 天、5475 天石油类在地下水含水层中运移情况。

(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 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

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{-\frac{xu}{2D_L} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]}$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间, d；

C (x, y, t) —t时刻点 x, y 处的示踪剂浓度, g/L；

M—含水层的厚度, m；

mt—单位时间注入示踪剂的质量, kg/d；

u—水流速度, m/d；

n—有效孔隙度, 无量纲；

DL—纵向弥散系数, m²/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数, m²/d。

π—圆周率。

K₀(β) —第二类零阶修正贝塞尔函数；

W(u²t/4D_L, β) —第一类越流系统井函数。

(6) 预测参数

第四系松散岩类孔隙潜水水含水层的有效影响厚度 M：根据区域水文地质资料，项目所在区域潜水含水层厚度为 10~40m，本次考虑最不利的情况，含水层厚度取 10m。

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。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 1.5m/d；根据区域等水位线与距离确定，潜水水力坡度 I=0.005，潜水有效孔隙度取 0.3，则区域地下水潜水含水层水流速度为 0.025m/d。

弥散系数：纵横弥散系数根据含水层岩性及渗透系数、水力坡度等因素，参照相同地区的经验值确定，区域地下水纵向弥散系数 0.2m²/d，横向弥散系数 0.02m²/d。化学反应常数为 0。

(7) 执行标准

本项目石油类执行标准为《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准：石油类≤0.05mg/L。

(8) 预测结果

预测时间为 100d、1000d、5475d 时污染物的浓度变化规律及最大迁移距离，详见表 5.3-3 及图 5.3-4~图 5.3-6。

表 5.3-3 项目集输管线泄漏对地下水影响预测结果一览表

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
石油类	100 天	21.5m	353m ²	25.5m	483m ²
	1000 天	67m	1700m ²	80m	2982m ²
	5475 天	180.875m	1910m ²	231.875m	8920m ²

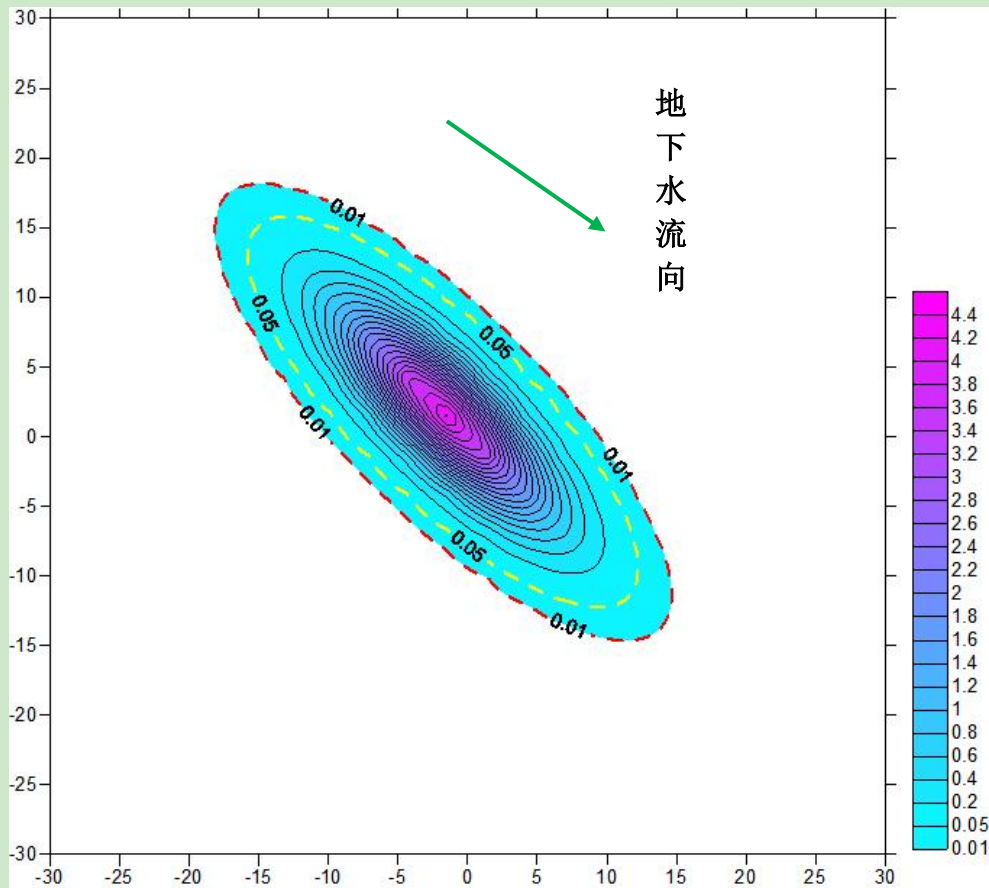


图 5.3-4 集输管道 10%管径泄漏后 100d 污染物浓度分布图 (污染源点: 0, 0)

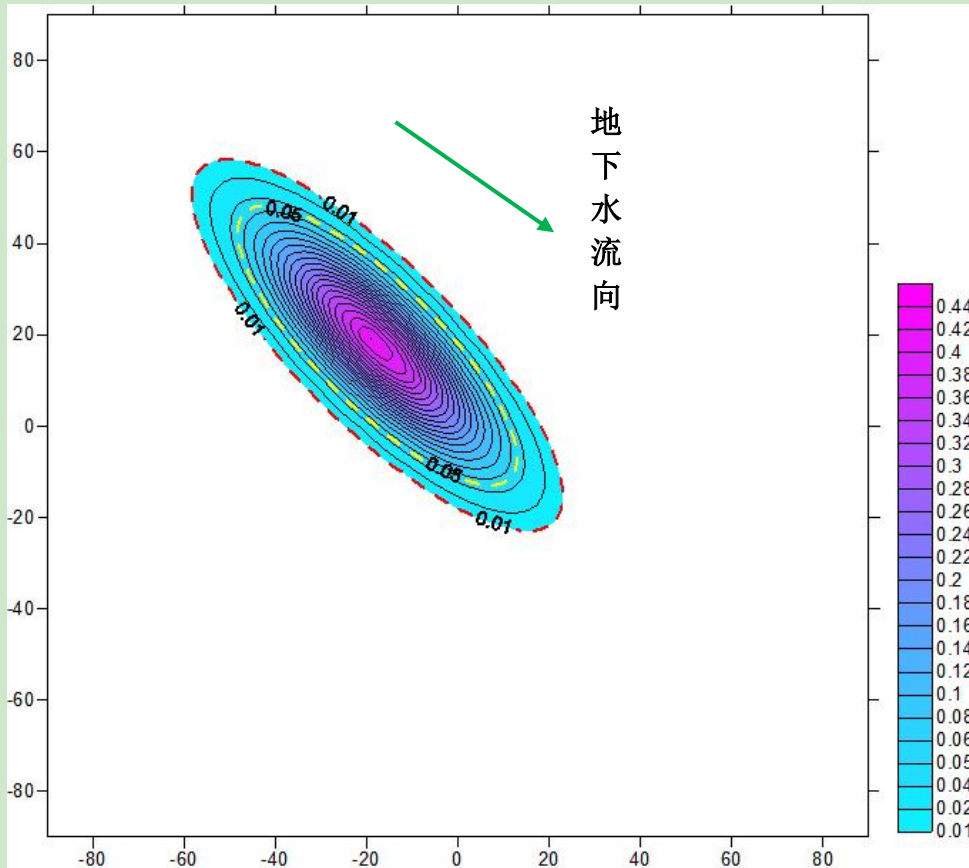


图 5.3-5 集输管道 10%管径泄漏后 1000d 污染物浓度分布图 (污染源点: 0, 0)

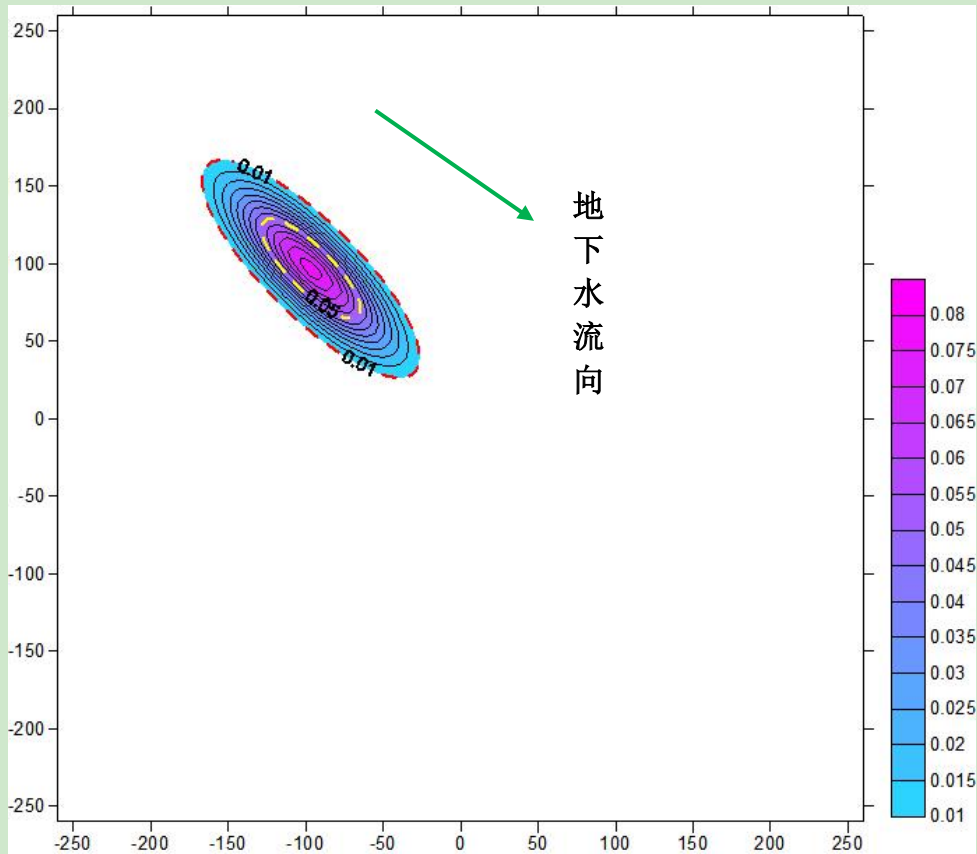


图 5.3-6 集输管道 10%管径泄漏后 5475d 污染物浓度分布图 (污染源点: 0, 0)

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集输管道 10%管径泄漏 100d 后，超标距离最远为 21.5m，影响距离最远为下游 25.5m；集输管道 10%管径泄漏 1000d 后，超标距离最远为 67m，影响距离最远为下游 80m；集输管道 10%管径泄漏 5475d 后，超标距离最远为 180.875m，影响距离最远为下游 231.875m。经调查，距离钻井井场最近的饮用水井为朝库平 7 井集输管线北侧 490m 南城赵屯分散式饮用水井，该饮用水井且不在本项目集输管线泄漏影响范围内，因此，集输管线泄漏对地下水的影响可接受。

情景三：集输管线全管径泄漏（事故状态）

①源强

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“9.2.2 油类管道泄漏源强,根据截断阀室分布、管线尺寸、截断启动时间等合理确定”和“11.5.2 油气管道泄漏事故应按照管道截面 100%断估算泄漏量,考虑截断阀启动前后的泄漏量”,假设新建集输管道无缝钢管因破裂而导致泄漏,按管道截面 100%断裂估算泄漏量,考虑截断阀启动前后的泄漏量。本项目选取可能泄漏量最大的集输管线,即四库平 7 集输管线与四库平 6 集输管线串接后至四站集注站管线,四库平 7 井与四库平 6 井采出水最大量为 $2.562\text{m}^3/\text{d}$,管线泄漏可在 30min 内发现并关闭截断阀,截断阀关闭前,即 30min 最大气田采出水泄漏量 53.375kg。

截断阀关闭后,两处截断阀之间新建管段液量按全部泄漏考虑,集油管线规格 DN250~2.4km,采出水密度按照 $1050\text{kg}/\text{m}^3$ 计算,则关闭截断阀后泄漏产液量为 123637.5kg,截断阀关闭前后泄漏产液总量 123690.875kg,进入地下水中的石油类浓度按 300mg/L 计算,则截断阀关闭前后泄漏进入地下水原油总量 35.34kg。

②预测因子

集气管道发生泄漏,导致气田采出水泄漏,污染物有石油类、挥发性酚类等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中情景设置预测因子相关要求,对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序,分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在集输管道发生泄漏情景下,原油泄漏的主要污染因子为石油类,挥发性酚类的含量远低于石油,本次评价最终选取石油类作为预测特征因子。预测第 100 天、1000 天、5475d (15 年)石油类在潜水中的运移情况。

③预测模型

将地下水泄漏时间概化为瞬时注入,再利用二维水动力弥散方程计算最大影响范围。二维水动力瞬时注入弥散方程如下:

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t} \right]}$$

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间, d；

C(x, y, t)—t时刻点 x, y 处的示踪剂浓度, g/L；

M—含水层的厚度, m；

m_M—单位时间注入的质量, kg；

u—水流速度, m/d；

n—有效孔隙度, 无量纲；

D_L—纵向弥散系数, m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数, m²/d。

π—圆周率。

(6) 预测参数

第四系松散岩类孔隙潜水含水层的有效影响厚度 M：根据区域水文地质资料，项目所在区域潜水含水层厚度为 10~40m，本次考虑最不利的情况，含水层厚度取 10m。

水流速度 u：根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ 。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 1.5m/d；根据区域等水位线与距离确定，潜水水力坡度 I=0.005，潜水有效孔隙度取 0.3，则区域地下水潜水含水层水流速度为 0.025m/d。

弥散系数：纵横弥散系数根据含水层岩性及渗透系数、水力坡度等因素，参照相同地区的经验值确定，区域地下水纵向弥散系数 0.2m²/d，横向弥散系数 0.02m²/d。化学反应常数为 0。

(7) 执行标准

本项目石油类执行标准为《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准：石油类 ≤ 0.05mg/L。

(8) 预测结果

预测时间为 100d、1000d、5475d 时污染物的浓度变化规律及最大迁移距离，详见表 5.3-4 及图 5.3-7~图 5.3-9。

表 5.3-4 集输管线全管径泄漏对地下水影响预测结果一览表

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
石油类	100 天	28.5m	634.5m ²	30.5m	762.5m ²
	1000 天	93m	4528m ²	102m	5804m ²
	5475 天	269.875m	17373m ²	293.875m	24363m ²

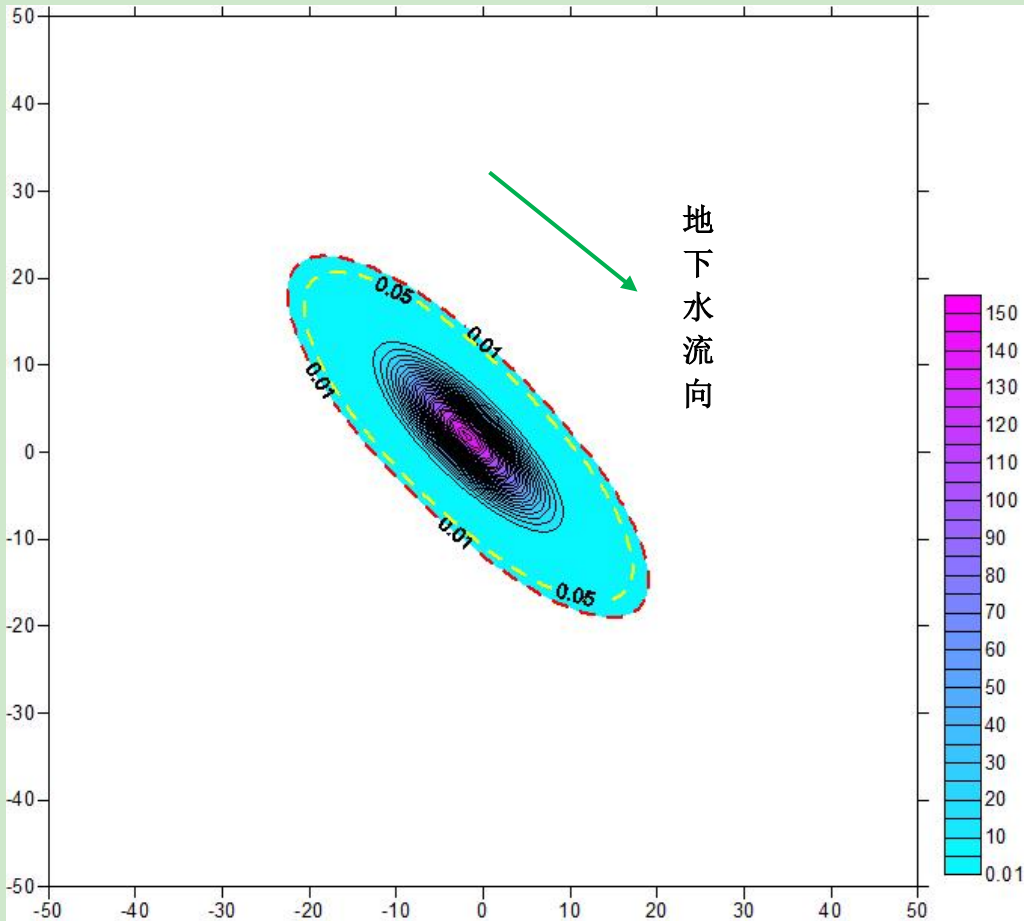


图 5.3-7 集输管道全管径泄漏后 100d 污染物浓度分布图 (污染源点: 0, 0)

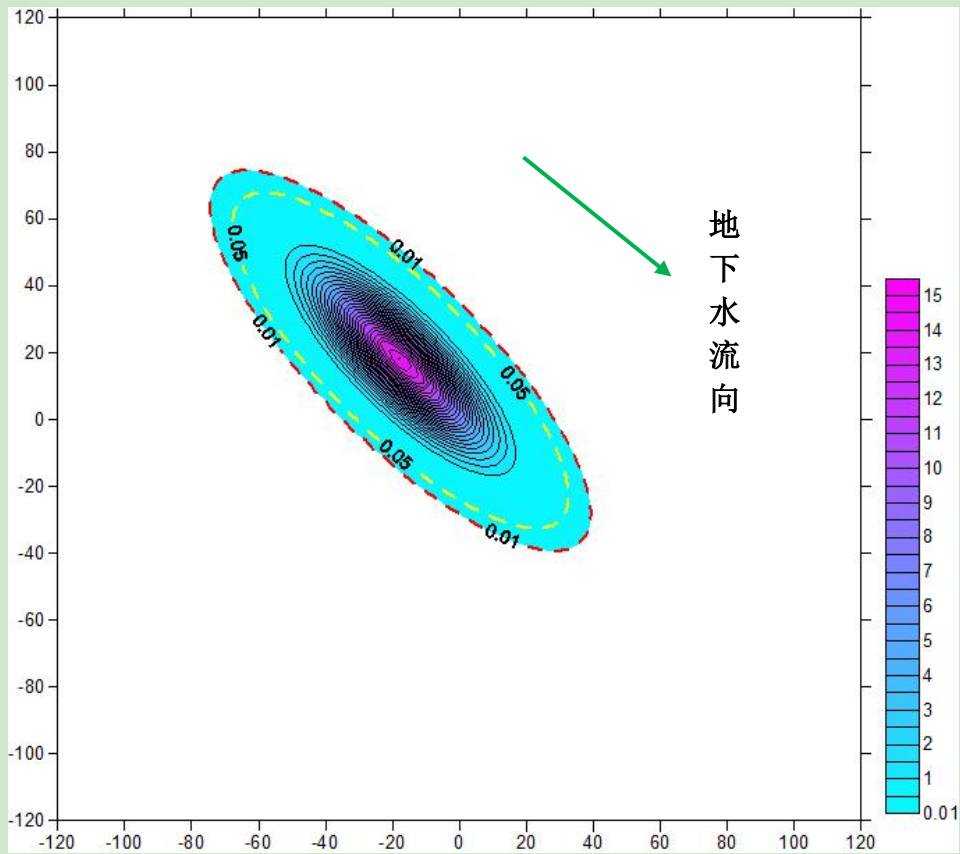


图 5.3-8 集输管道全管径泄漏后 1000d 污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

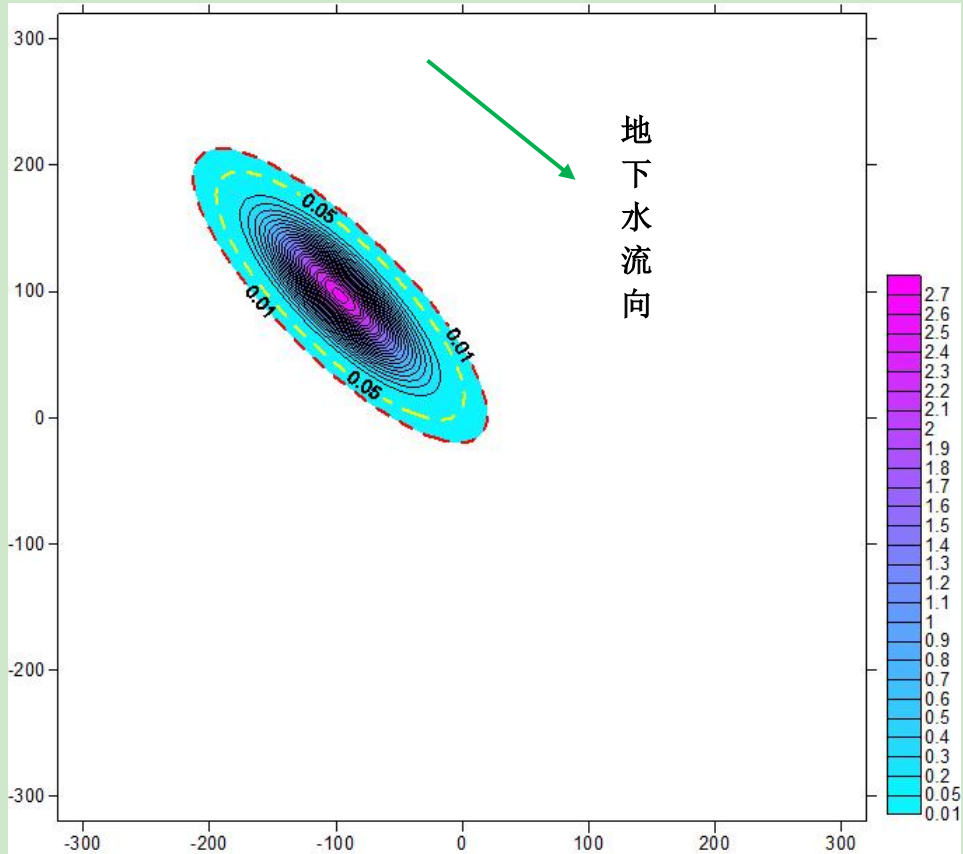


图 5.3-9 集输管道全管径泄漏后 5475d 污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集输管道全管径泄漏 100d 后，超标距离最远为 28.5m，影响距离最远为下游 30.5m；集输管道全管径泄漏 1000d 后，超标距离最远为 93m，影响距离最远为下游 102m；集输管道全管径泄漏 5475d 后，超标距离最远为 269.8758m，影响距离最远为下游 293.875m。经调查，距离钻井井场最近的饮用水井为朝库平 7 井集输管线北侧 490m 南城赵屯分散式饮用水井，该饮用水井且不在本项目集输管线泄漏影响范围内，本项目管线泄露，可能会对区域内潜水产生影响，为避免管线泄漏对潜水的影 响，应采取措施避免管线泄漏，如采用无缝钢管，运行期定期巡线检查等措施，巡线过程中若发现管线泄漏，应及时关闭截断阀，并在泄漏点周围修筑围堤，控制扩散范围，并对泄漏的管线进行更换，更换完成后及时清理被污染的土壤。采取以上措施后可有效预防管线泄露，事故状态下可有效阻止原油泄漏进入地下水，对潜水的影 响较小。

情景四：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 $1.125\text{m}^3/\text{d}$ ，拟建气井套管发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井每天最大产水量计即 $1.125\text{m}^3/\text{d}$ 。由于套管破损不易被发现，所以按持续泄漏预测，根据升一联气田污水预处理站进水水质多年统计数据，气田采出水原水石油类浓度最大为 $300\text{mg}/\text{L}$ ，计算其中石油类 $0.0375\text{kg}/\text{d}$ 。

（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

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L}} [2k_0(\beta) - W(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta)]$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：x, y——计算点处的位置坐标；

t——时间，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，m²/d；

DT——纵向 y 方向的弥散系数，m²/d；

π——圆周率；

K0 (β) ——第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta)$ ——第一类越流系统井函数。

(6) 预测参数

含水层在评价区内分布广泛，埋藏于第四系中-下更新统地层之下，由东南向西北逐渐增厚，厚度一般为 2.0~25.0m，最大厚度达 29.5m。本次考虑最不利的情况，含水层厚度取 2m。

地下水水流速度 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 $K=1.0\text{m/d}$ ，根据区域等水位线与距离确定，承压水水力坡度 $I=0.004$ ，承压含水层岩性为粉土质砂，有效孔隙度取经验值 n_e (承压水) $=30\%$ ，则水流速度为 0.013m/d ，区域地下水纵向弥散系数 $0.1\text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数 $0.02\text{m}^2/\text{d}$ 。

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 $\leq 0.05\text{mg/L}$ 。假设化学反应常数为 0。

(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 5.3-10~图 5.3-12。

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	17m	327.75m ²	19m	405.5m ²
	1000 天	60m	3291m ²	66m	4065m ²
	5475 天	179m	18628m ²	193m	22968m ²

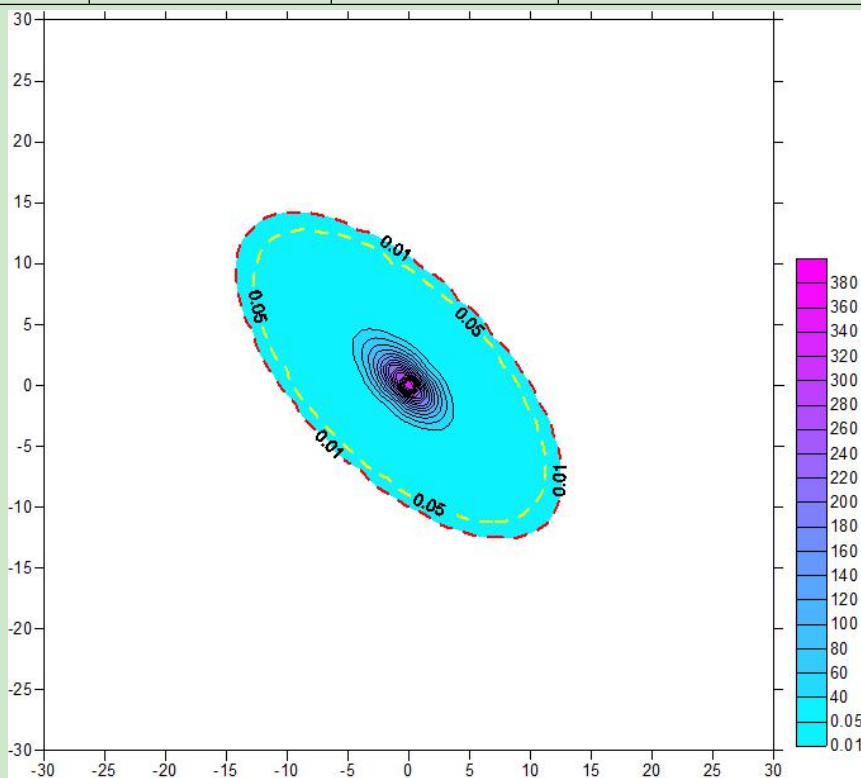


图 5.3-10 气井套管泄漏 100d 石油类污染扩散平面图 (污染源点: 0, 0)

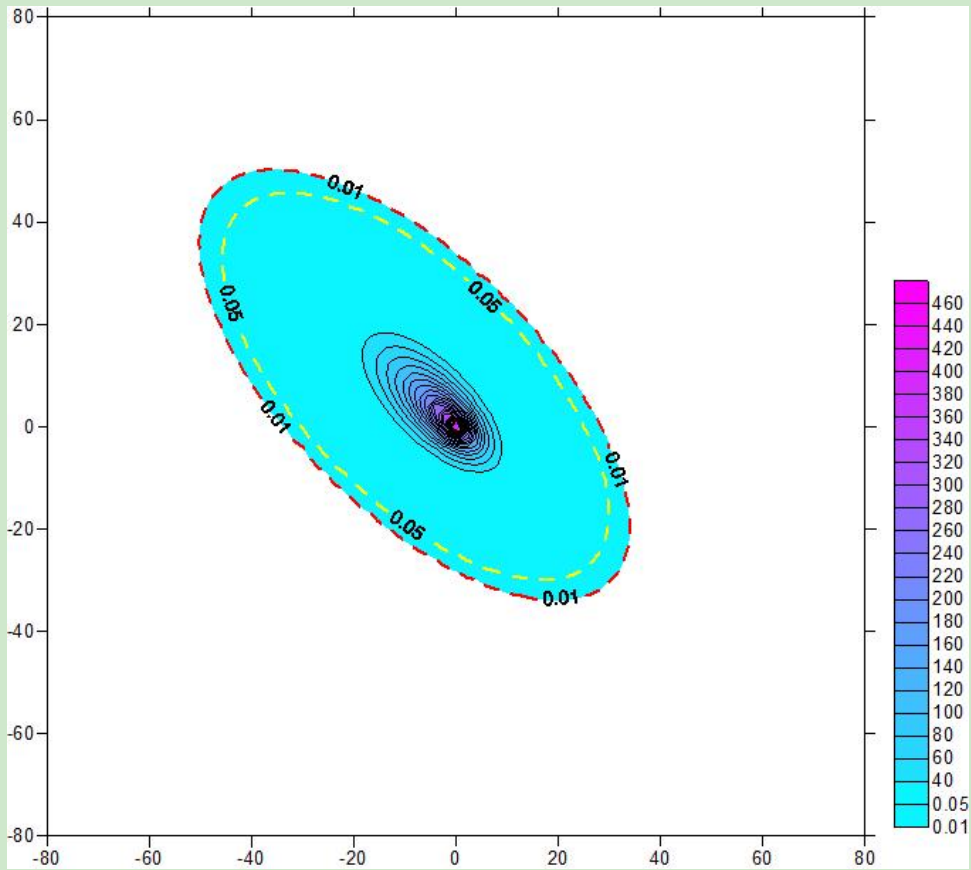


图 5.3-11 气井套管泄漏 1000d 石油类污染扩散平面图 (污染源点: 0, 0)

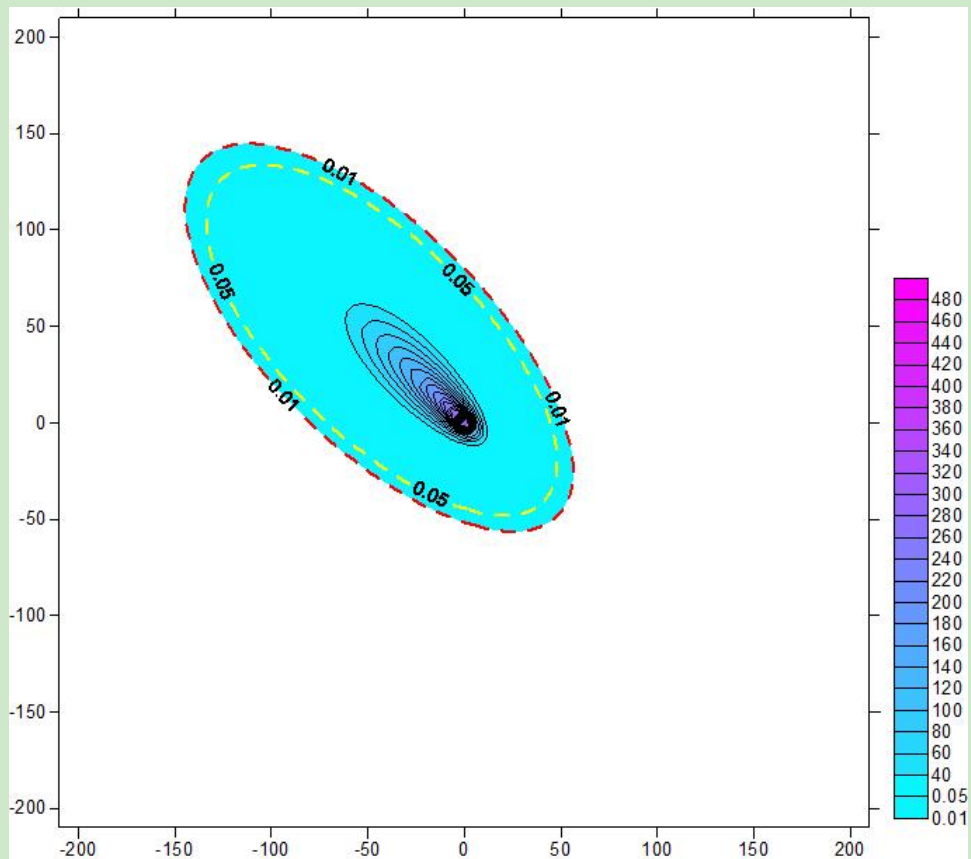


图 5.3-12 气井套管泄漏 5475d 石油类污染扩散平面图 (污染源点: 0, 0)

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 17m，影响距离为下游 19m；套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 60m，影响距离为下游 66m；套损泄漏 5475d 后，超标距离为下游 179m，影响距离为下游 193m。

经调查，距离钻井井场最近的饮用水井为距离钻井井场最近的饮用水井为朝库平 7 井集输管线北侧 490m 南城赵屯分散式饮用水井，该饮用水井且不在本项目集输管线泄漏影响范围内，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。

5.3.4 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。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

项目施工期噪声主要来源于钻井工程及地面工程时期施工机械噪声和运输车辆噪声。

（1）钻井工程

钻井井场占地 9000m²，长 100m，宽 90m，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			声源源强/ dB(A)	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z			
1	柴油发电机	33.02	66.57	1.5	95	基础减震、隔声、选用低噪声设备	连续、稳定、昼夜运行
2	柴油发电机	34.23	66.55	1.5	95		
3	钻机	51.34	49.25	1.5	80	泵类安装减震基础、选用低噪声设备	
4	泥浆泵	73.34	29.08	1.5	80		
5	泥浆泵	75.48	25.1	1.5	80		
6	钻井泵	44.61	49.55	1.5	80		
7	钻井泵	61.42	49.25	1.5	80		
8	振动筛	54.7	32.44	1.5	85		
9	搅拌机	46.14	30.91	1.5	90		

四库平 7 钻井井场场界噪声贡献值预测结果见表 5.4-2, 四库平 7 钻井工程噪声贡献值预测图见图 5.4-1。

表 5.4-2 四库平 7 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
四库平 7 井场	53.54	54.44	53.34	54.61	53.54	54.44	53.34	54.61

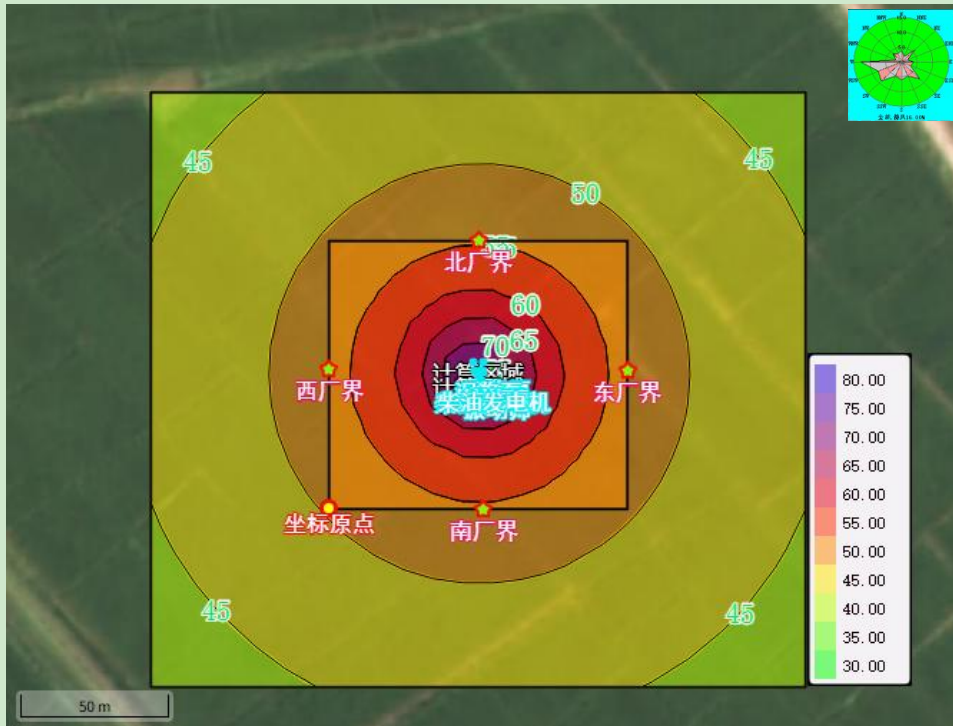


图 5.4-1 钻井工程噪声贡献值预测图

钻井井场距离最近村屯(靠山屯屯)民房距离为 732m, 钻井施工对周围环境影响较小。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 对噪声值较高的设备, 根据其产生噪声的特性, 采用相应的减振、隔声等降噪措施;
- ③ 注意对设备的维护保养, 保证设备保持在最佳运营状态, 降低噪声源强度。

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《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011), 本项目对附近村屯噪声影响较小, 钻井工程噪声对区域环境影响可接受, 并且这种影响在施工期结束时即消失。

(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 70-90 dB(A)之间。本项目选取施工选取施工场地占地面积小且距离村屯最近的四库平 7 井场压裂施工井场进行预测分析, 压裂施工井场占地 9000m², 长 100m, 宽 90m。压裂噪声源强调查清单见表 5.4-3。

表 5.4-3 压裂噪声源强调查清单

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强/ dB(A)	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z			
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		

四库平 7 井场压裂施工场界噪声贡献值预测结果见表 5.4-4，四库平 7 井场压裂施工噪声预测图见图 5.4-2。

表 5.4-4 四库平 7 井场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
四库平 7 井场压裂施工场地	52.47	53.53	52.36	53.43	52.47	53.53	52.36	53.43

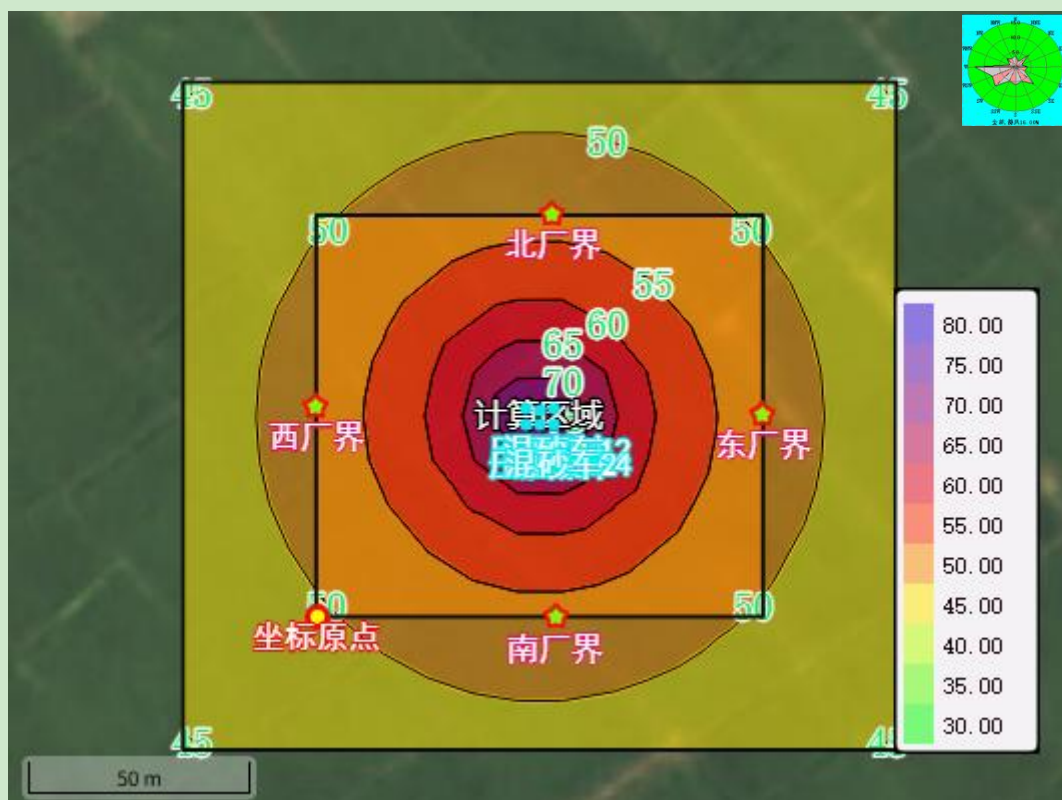


图 5.4-2 四库平 7 井场压裂施工噪声预测图

距离本项目压裂井场较近的声环境敏感点为四库平 7 井场西北侧 732m 的靠山屯，根据预测分析，在井场压裂期间，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），不会对周围村屯产生明显影响，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。

压裂机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

本项目地面施工期主要噪声源包括挖掘机、推土机、压路机、电焊机、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 r_0 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 5.4-5。声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表见表 5.4-6，敏感点南城赵屯、散户 1 施工噪声预测图见图 5.4-3、图 5.4-4。

表 5.4-5 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
挖掘机	76.0	59.1	57.0	50.4	46.8	44.2
推土机	74.0	57.1	55.0	48.4	44.8	42.2
压路机	76.0	59.1	57.0	50.4	46.8	44.2
电焊机	50.0	38.0	36.0	30.0	26.5	24.0
运输车辆噪声	70.0	58.0	56.0	50.0	46.5	44.0

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		较现状增 量		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	昼 间	夜 间
南城 赵屯	47.7	43.5	47.7	43.5	55	45	40.79	0	48.51	43.5	0.81	0	达 标	达 标
散户 1	45.5	44.3	45.5	44.3	55	45	48.81	0	50.47	44.3	4.97	0	达 标	达 标



图 5.4-3 南城赵屯施工噪声预测图



图 5.4-4 散户 1 施工噪声预测图

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四库平 7 与四库平 6 串接后集输管线西南侧 65m 的散户 1、朝库平 7 井集输管线北侧 180m 的南城赵屯，根据分析，在距离南城赵屯的声环境影响较小，散户 1、南城赵屯较近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在距离共和村、冯家围子屯、后赵家屯较近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。

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》(GB12523-2011)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 运行期

本项目建成后，气井井场正常运营期无噪声，项目主要噪声为四站集注站内新建设备运行噪声，场站内主要新建甲醇储罐 1 座、加药泵房撬 1 座，工业企业噪声源强调查清单（室内声源）见 5.4-7，厂界噪声贡献值见表 5.4-8，噪声源分布图见图 5.4-5。

表 5.4-7 四站集注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
		声功率级/dB(A)				
四站集注站	加药泵房撬	100	安装减震基础、选用低噪声设备、隔声门窗	1.5	90	24h

表 5.4-8 厂界噪声贡献值 单位：dB (A)

噪声源	时段	名称	贡献值	背景值	叠加值
四站集注站	昼间	东侧边界	38.18	47.9	48.34
		南侧边界	42.11	50.5	51.09
		西侧边界	37.9	49.3	49.6
		北侧边界	37.36	48.4	48.73
	夜间	东侧边界	38.18	44.2	45.17
		南侧边界	42.11	47.7	48.76

	西侧边界	37.9	46.6	47.15
	北侧边界	37.36	45.8	46.38

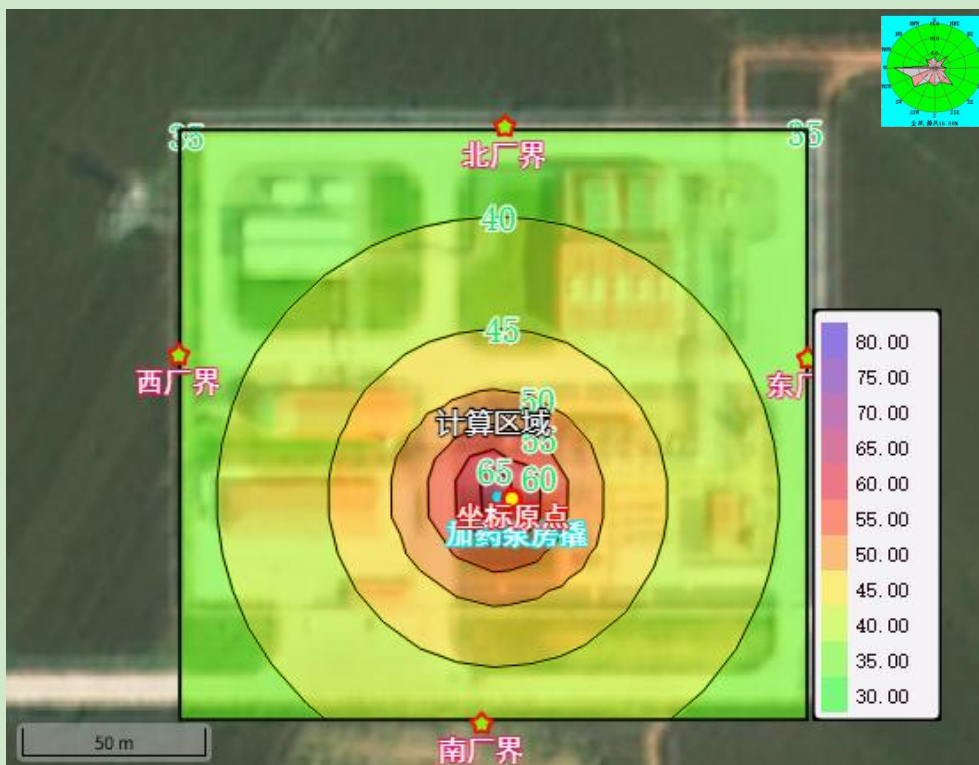


图 5.4-5 四站集注站厂界噪声预测结果图

从预测结果看出，四站集注站厂界处昼间噪声预测值为 48.34dB(A)~51.09dB(A)，夜间噪声预测值为 45.17dB(A)~48.76dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准。四站集注站 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 5.4-9。

表 5.4-9 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，本项目拟建气井井场周边 200m 范围内无声环境敏感点，距离本项目最近的声环境敏感点为四库平 7 与四库平 6 串接后集输管线西南侧 65m 的散户 1、朝库平 7 井集输管线北侧 180m 的南城赵屯，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、生活垃圾等。

（1）一般工业固体废物

①废钻井液、钻井岩屑、废射孔液处理

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口井场设置一座 100m³ 钢制泥浆槽，废钻井液与钻井废水、钻井岩屑、废射孔液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，压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路，对环境的影响较小。

②施工废料、非含油防渗布及膨润土、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。施工废料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、非含油废防渗布统一收集后暂存于一般工业固体废物暂存间，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，对周围环境影响较小。

（2）废 KOH 包装袋

根据大庆油田多年钻井井场施工经验，钻井过程中产生废 KOH 包装袋，根据《国家危险废物名录（2025 年）》，属于危险废物，废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质，废

KOH 包装袋暂存于危险废物贮存点中，委托有危险废物处置资质的单位进行处置。

(3) 生活垃圾

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。

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 运行期

(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。

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。这部分砂粒内会混有烃类物质，井口砂粒属于危险废物“HW08 废矿物油与含矿物油废物”中的中的“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”。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。

采取以上措施后，运营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。

5.5.3 退役期

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。

若本次投产的 4 口气井全部退役，则拆除的 4 套气井装置等回收至采气分公司资产回收库。拆除施工时井场铺设防渗布，含油废防渗布在作业结束后，委托有资质单位转运处置。封井垃圾收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场填埋处理。退役期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。

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。

5.5.4 危险废物环境影响分析

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，危险废物收集、贮存、运输的一般要求：

(1) 从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理

制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。

(2) 危险废物转移过程应按《危险废物转移管理办法》执行。

(3) 危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

(4) 危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。应急预案编制可参照《危险废物经营单位编制应急预案指南》，涉及运输的相关内容还应符合交通行政主管部门的有关规定。针对危险废物收集、贮存、运输过程中的事故易发环节应定期组织应急演练。

(5) 危险废物收集、贮存、运输时应按危险特性对危险废物进行分类、包装并设置形影的标志及标签。

采取以上措施后，本项目产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”

本项目尚未签订废氢氧化钾包装袋、废含油防渗布、井口砂粒、废活性炭滤芯的委托处置协议。根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单，有能力处理该危险废物的企业有大庆市云泰石化产品有限公司、大庆圣德雷特化工有限公司，详细情况如下：

大庆市云泰石化产品有限公司经营范围包括 HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、900-199-08、900-200-08、900-210-08、900-214-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08）；HW49 其他废物，HW08(80000t/a)，HW49(20000t/a)。

大庆圣德雷特化工有限公司经营范围包括 HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-204-08、900-210-08、900-212-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、

900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08），HW08(85000t/a)，HW4925 万只/a。

大庆市云泰石化产品有限公司、大庆圣德雷特化工有限公司有资质处理本项目产生的废氢氧化钾包装袋、废含油防渗布、井口砂粒、废活性炭滤芯，且处理能力均能满足本项目处理需求。

建议建设单位委托上述资质单位的一家处理项目危险废物，建设单位及危险废物资质单位应加强对危险废物转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。

危险废物在运输工程中若发生散落、泄漏会对周围环境产生不良影响，项目危险废物运输过程中应严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。项目危险废物的运输按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理，危废的转移过程按照《危险废物转移管理办法》执行，运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点，一旦运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

(1) 设立事故警戒线，启动应急预案，并按《突发环境事件信息报告办法》（2011年环境保护部令 第17号）要求及时向环境保护主管部门报告；

(2) 应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

(3) 对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和修复；

(4) 清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；

(5) 进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，穿防护服，并佩戴相应的防护工具。

5.5.5 固体废物环境影响评价结论

由上述分析可知，本项目对施工期、运行期、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

本项目生态影响评价等级为三级评价，按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本次评价采用类比分析法预测分析工程对土地利用、植被、野生动植物等的影响。

本项目开发区域无重要物种分布，因此工程开发不会造成重要物种的活动、分布及重要生境变化，同时，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类。工程井场建设、管沟开挖、管道敷设、覆土回填等建设会对周围生态环境造成影响较小。

本项目通过类比分析项目区块周边已建产能开发项目环评阶段与验收阶段生态影响，

判定本项目开发对生态环境的影响，类比项目建设内容为新钻气井和建设地面设施及配套建设集输管线等内容，且与本项目位于同一生态区域内，因此类比可行。《四站、朝51 先导试验井注采试验工程环境影响报告书》于 2019 年 5 月 28 日取得了环评批复，批复文号为绥环函〔2019〕161 号，项目于 2023 年 3 月完成了自主验收，通过类比分析项目建设对生态环境的影响。

5.6.1 施工期生态环境影响评价

5.6.1.1 对土壤环境影响分析

(1) 管线敷设

本工程管道施工方法为沟埋式，将对土壤进行开挖和填埋，它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，从而影响土壤的发育、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，则土壤养分流失量更大。

(2) 井场建设

本工程井场建设会对所征用土地上的植被进行清除，植被的清除使地表裸露，可能引起水土流失，新增一定量的土壤侵蚀。同时，因建设地点开挖的表层土临时就近堆放，防护措施不当也会引起水土流失。施工机械和人员均在征用的土地上进行活动，不会对征地外的地表造成扰动。施工结束后，通过对施工迹地的地表植被进行恢复，对开挖的表土进行覆土回填，水土流失将得到有效控制。

(3) 道路建设

本工程道路主要为通井路，道路结构为 2cm 砂土磨耗层+10cm 泥结碎石+30cm 水泥土（6:94），道路建设过程中施工机械和人员将会对道路上原有的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏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。

5.6.1.2 对植被影响分析

项目管线、场地等占地主要为耕地（旱地、水田），农田生态系统对生态环境具有一定的调节作用，可以在某种程度上控制水土流失，改良土壤状况，保持土壤水分，防止侵蚀，从而保护地下水资源、野生动物资源、维持生态平衡。项目的施工期对农用地的占用产生一定程度的生态负效应。但数年内，周围植被就能恢复到一定的水平，再附之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

(1) 临时占地对植被的影响

该项目井场建设及管道施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏及道路修建对地表进行的平整将会对农作物造成很大破坏，本工程临时占用 10.962hm²，均为耕地，其中占用旱田 5.031hm²，水田 5.931hm²，若耕地损失粮食均以玉米计（年产 7.5 t/hm²），以水稻计（年产 7.11t/hm²）；当年损失产量按 100%计算，第二、三年影响比率按 30%计算，三年间总共损失粮食玉米为 60.372t，水稻为 67.471t。这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用的土地开始恢复。人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成，临时占用农田只能种浅根作物，施工结束后区内农田可恢复种植，但上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降 20%~40%。

(2) 永久占地对植被的影响

工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度、水分等物理异常，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原有用途，直接造成生物量的经济损失。但本工程永久占地量较小，永久占地为2.5134hm²，均为耕地（基本农田），其中占用旱田 1.1802hm²，水田 1.3332hm²，若损失粮食以玉米计（年产 7.5 t/hm²），以水稻计（年产 7.11t/hm²）；10 年间共损失玉米为 88.515t，水稻为 94.791t。该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。由于工程占地为耕地，因此，将实行“占一补一”的补偿措施，在适当地区，开垦等质等量的耕地。

5.6.2 运营期生态环境影响评价

本项目运营期局限于项目占地范围之内。开发占地，使原有斑块发生破碎化倾向，景观类型的优势度均有所下降，但由于涉及区块较小，总体上看，原有区域的景观连通程度仍较好，区域的景观基底仍以绿色植被为主。

5.6.3 退役期生态环境影响分析

本项目新建井场、管线、道路占地类型均为耕地（基本农田），退役期井场设备均拆除，废弃井口均进行封堵，管线两段采用混凝土封堵后直埋，不会对现有生态环境造成破坏。井场通井土路占地通过地面平整、土地翻松、土壤施肥等人工辅助措施进行场地的土地整治后，占地内的土壤逐步得到改善，占用的耕地逐步得到复耕，区域生态得到恢复。

5.6.4 生态环境保护措施

5.6.4.1 建设期

(1) 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；

(2) 按照实际情况选择施工季节，减少对生态环境的影响；

(3) 恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

(4) 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。

(5) 本工程占用的耕地，占用单位按照相关规定缴纳复垦费和补偿费，专款用于复垦；将所占土地进行表土剥离，剥离的表土用于被损毁土地的复垦；

(6) 加强施工管理，施工活动控制在占地范围内，临时占地剥离表层熟土。施工结束后，恢复临时占地表土及植被，补偿占用农田；

(7) 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；

(8) 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，防止污染土壤。

5.6.4.2 运营期

(1) 严格控制气井作业施工的占地，普通井下作业不新征临时占地。

(2) 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”，作业后无污染物遗留井场。

5.6.5 基本农田保护措施

根据《基本农田保护条例》（2011年修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开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。

根据现场勘查，本项目避开林地占用基本农田，尽量沿用道路进行建设，减小占地，因本项目占用基本农田为临时占地，在尽量减小对植被的破坏情况下，选择在冬季进行施工，施工结束后及时对耕地进行复耕，确定本区域内基本农田数量不减少。因此，建设单位应按《中华人民共和国土地管理法》（2019年8月26日修正）、《基本农田保护条例》（2011年1月8日修订）中有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准用地手续。对占用的耕地，在施工完毕后1年内全部恢复原有植被类型，本项目施工期选择冬季，减少当季植被的损失。

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。项目施工过程中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)中相关要求。本项目占用范围内耕地均需进行表土剥离，耕地表土剥离厚度为0.3m，并采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工作业带内置土带外侧表土剥离堆放区，采用防护网或苫布覆盖，定时洒水抑尘，施工结束后分层回填，剥离表土层全部回用于临时占地地表平整，对临时占用永久基本农田全部进行复垦。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。

综上，项目占地面积较小，采取以上措施，本项目不会对周围永久基本农田产生明显影响。

5.6.6 水土流失防治措施

本工程由于井场、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) 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；

(2) 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；

(3) 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；

(4) 管道穿越农田区，主体工程设计中要求施工结束后进行复垦，以恢复原有土地生产力；

(5) 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；

(6) 施工建设期，施工车辆应固定行驶路线，施工结束后，对施工期由于施工车辆碾压所破坏的地表植被进行恢复；

(7) 运行期各种车辆应在已修建的道路上行驶，不得随意行驶。

本工程应在施工完毕后进行生态恢复，具体见表 4.6-1。

表 5.6-1 植被恢复计划

序号	项目	占地类型	恢复措施	实施时间	实施单位
1	永久占地	耕地	生态补偿 2.5134hm 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	耕地复垦 10.962hm ²		

5.6.7 对黑土地的环境影响分析

根据项目的特点，项目部分管道选址无法避让耕地（黑土地）。本项目新增总占地面积为 13.4754hm²，其中永久占地为 2.5134hm²，临时占地为 10.962hm²，占地类型为耕地（永久基本农田）。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）。

管道施工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、

熟土顺序堆放，保护耕作层，复原时先填心、底土，后平覆表土，回填后管沟上方留有自然沉降余量，管沟回填多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管道中心两侧，并使管沟与周围地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，以便尽快恢复植被，防止水土流失。

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

施工期对土壤环境污染影响主要是施工期的固体废物堆存、试气过程析出凝析油、施工设备漏油等，造成污染物进入土壤环境。

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，该过程可能会析出及少量的凝析油，试气井场、放空池均进行防渗措施，因此析出的少量凝析油不会与土壤接触，因此试气过程析出的凝析油不会对土壤产生影响。施工过程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。正常情况下，施工中不应有施工机械的含油污水产生，但在机械的维修过程中可能产生污油，因此，在机械维修时，应把产生的污油收集，集中处理，避免污染环境;平时使用中要注意施工机械的维护，防止漏油事故的发生。

采取上述措施后，施工期废弃物基本不会对项目区土壤环境造成影响。

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

本工程运行期正常生产情况下天然气密闭集输，生产污水处理后回注。本工程在事故时对土壤产生的影响主要为气井套损发生在表层地层采出气含烃废水泄漏到土壤中，气井分离出的含烃废水在输送过程中发生泄漏，使土壤理化性状发生变化，由于本工程采用双层套管，密闭管道运输，对土壤造成影响的机率较小。可类比同类项目在该地区对土壤的影响情况。

5.7.2.2 土壤环境影响预测与评价

(1) 评价范围

项目拟建井场永久占地及占地范围外 0.2km 区域内范围。

(2) 评价时段

评价时段为运营期。

(3) 评价因子

pH、石油类、挥发酚、Pb、Hg、Cr、As、石油烃（C₁₀-C₄₀）。

(4) 评价标准

建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求，本项目管线临时占地及周边农用地主要为水田和旱田，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 基本项目筛选值标准，稻田地执行水田标准。

(5) 评价方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本工程采用类比法对土壤环境影响进行评价。选取本工程周边区块已投产产能项目验收阶段及本次对其项目区域监测数据达标情况，判定本工程拟建气井对区域内土壤环境的影响。类比项目基本情况见表 5.7-1。

表 5.7-1 类比项目基本情况一览表

序号	项目	地理位置	建设内容	环保手续	土壤影响	土壤环保措施落实情况
1	四站、朝 51 先导试验井注采试验工程	绥化市肇东市	本工程新建采气井场 3 座（四库试 1 井、四库试 3 井、四气 1 井），改建四 101 单井集气站为试验站，扩建双合站阀组，新建双合站至试验站输气联络线 13.9km、单井注采管道 5.004km，配套建设 4m 宽道路 0.694km。	2019 年 5 月 28 日通过了绥化市生态环境局审批（绥环函[2019]161 号），并于 2021 年 3 月完成企业自主验收。	施工临时占地大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，对土壤产生影响；运营期气井套损发生在表层地层采出气含烃废水泄漏到土壤中，气井分离出的含烃废水在输送过程中发生泄漏，使土壤理化性状发生变化。	根据项目验收调查报告，项目管道、井场等临时占地植被自然恢复情况良好，与周围植被基本无差别；采取密闭流程与气田采出水处理后回注的工艺，气田采出水送往升一联气田污水预处理站进行处理，达标后回注地下，无外排现象；强化生产运行管理，定期检查维修管线、阀门，确保设备的使用性能良好；监测区域井场永久占地内土壤中 Pb、Hg、Cr、As、石油烃等污染物满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准，永久占地外农用地满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》《GB15618-2018》筛选值标准。

由表 5.7-1 可知，上述项目为大庆油田有限责任公司采气分公司在绥化市肇东市的气井产能试验项目，建设内容均为新建气井产能井、场站及配套集输管道和供配电工程等。

建成投产后进行天然气开采，天然气经集气站加热脱水后外输，气井采出水处理达标后回注地下，且上述类比项目均取得相关环保手续，类比的项目与本工程地理位置相近，均属绥化市肇东市，自然环境与土壤类型均相似，在施工结束进行了地表植被恢复，因此具有类比性。pH、石油类、挥发酚、Pb、Hg、Cr、As、石油烃（C₁₀-C₄₀）。

(6) 评价结果

根据类比项目验收调查报告，土壤质量监测结果见表 5.7-2。

表 5.7-2 类比项目土壤质量监测结果一览表 单位：mg/kg（除 pH 外）

监测时间	监测点	项目									
		pH	石油类	Pb	Hg	Cr	As	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	铜	镉	镍
验收时期	大窑屯南侧耕地 水稻田	7.84	/	15	0.019	45	3.21	未检出	11	0.08	20
	四库试斜 3 井东 南侧 100m	7.73	/	17	0.016	47	3.24	未检出	13	0.06	22
本次委托	已建已建四库试 平 1 井场内	7.94	13	19	0.018	未检 出	3.23	未检出	12	0.08	20
	拟建四库平 6 井 场占地内西北侧 400m	7.83	14	15	0.020	54	3.42	未检出	16	0.11	19

根据表 5.6-2 可知，占地范围内的建设用地与占地范围外的农用地土壤 pH 值相差不大，同时项目占地范围内土壤中的石油烃、Pb、Hg、Cr、As、Cu、Cd、Ni 等污染物均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求，占地范围外的耕地土壤中石油烃、Pb、Hg、Cr、As、Cu、Cd、Ni 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）表 1 基本项目筛选值标准，稻田地执行水田标准，说明大庆油田有限责任公司采气分公司在项目实施之后较好的落实了污染防治措施，气田滚动开发对土壤环境影响较小。类比得出，只要大庆油田有限责任公司采气分公司严格落实污染防治措施，本工程对土壤环境影响较小。

5.7.3 土壤环境影响分析结论

综上所述，本工程在施工期及运营期采取上述相关防治措施后，项目的开发建设对区域土壤环境影响较小，土壤环境影响评价自查表见附表 3。

5.7.4 生态环境影响评价结论

根据对该项目生态系统结构、功能和生态环境现状评价及项目开发对生态环境的影响分析，得出如下结论：

(1) 该项目建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使项目开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。但若选择适当时机施工，并在施工建设过程中采取必要的保护措施，则可能最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

(2) 项目开发工程不可避免会改变原有的生态环境，但若合理建设，但是由于项目为环境改善项目，其运行有利于环境的改善，能够与周围生态环境协调共处。

可见，只要采取必要的措施，该项目本项目的建设对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

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	<p>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。</p> <p>眼睛接触: 用大量水彻底冲洗至少15分钟。如有不适, 就医。</p> <p>吸入: 立即将患者移到新鲜空气处, 保持呼吸畅通。如果呼吸困难, 给予吸氧。如吸入或吸入, 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。</p> <p>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。</p>	
泄漏处理	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	
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 (°C): 360		沸点 (°C): 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°C)		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 (°C)：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 (°C)：无资料	闪点 (°C)：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	LC50：无资料	LD50：273mg/kg（大鼠经口）
	生物毒性：TLM：80ppm（96h，食蚊鱼）。	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	
	健康危害：吸入能引起呼吸道刺激，伴有咳嗽、呼吸道阻塞和粘膜损伤；食入可引起食道、胃肠道灼伤。皮肤接触造成严重皮肤灼伤。眼睛接触能造成严重化学灼伤，甚至造成永久性失明。	
急救	皮肤接触：立即脱去污染的衣物，用大量清水冲洗皮肤，就医。 眼睛接触：用大量清水或生理盐水彻底冲洗至少 15min，就医。 吸入：立即移到新鲜空气处，保持呼吸畅通。如果呼吸困难，给予吸氧。立即就医。 食入：用水漱口，给饮牛奶或蛋清。立即呼叫医生或中毒控制中心。	
泄漏处理	迅速将人员撤离到安全区域，远离泄漏区域并处于上风方向。使用个人防护装备。避免吸入蒸气、烟雾、气体或风尘。在确保安全的情况下，采取措施防止进一步的泄漏或溢出。避免排放到周围环境中。泄漏物采取中和、稀释、收集、回收，运至危险废物处置场所处理与处置。	
储运	运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。运输前应先检查包装容器是否完整、密封。运输工具上应根据相关运输要求张贴危险标志、公告。	

(3) 天然气

天然气以甲烷 (CH₄) 气为主，并含有总量不多、各自数量不等的轻烃 (C₂-C₅) 气。其危险特性见表 5.8-3。属甲 B 类易燃易爆气体，含有大量的低分子烷烃混合物，其与空气混合形成爆炸性混合物遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。天然气主要成分为甲烷，甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%-30% 时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调，若不及时脱离，可致窒息死亡。

表 5.8-3 烃类物质理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

中文名称	甲烷	英文名	methane
分子式	CH ₄	分子量	16.04

CAS 号	74-82-8	危险性类别	易燃气体	
理化性质	外观及性状	无色无臭气体		
	沸点	-161.5	闪点 (°C)	-188
	熔点	-178.9	最大爆炸压力 (102kPa)	——
	相对密度 (水=1)	0.76	最大爆炸压力上升速率 (102kPa/c)	——
	相对密度 (空气=1)	0.55	爆炸下限 (V%)	15
	燃烧热 (kcal/kg)	884768.6	爆炸上限 (V%)	56=
	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳		
	溶解性	微溶于水, 溶于醇、乙醚		
主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造			
危险特性	燃烧与爆炸特性: 易燃, 与空气混合能形成爆炸性混合物, 遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应			
健康危害	侵入途径: 吸入 健康危害: 甲烷对人基本无毒, 但浓度过高时, 使空气中氧含量明显降低, 使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时, 可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离, 可致窒息死亡。皮肤接触液化本品, 可致冻伤			
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处, 并进行隔离, 严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器, 穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风, 加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能, 将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处, 注意通风。漏气容器要妥善处理, 修复、检验后再用			
防护措施	呼吸系统防护: 一般不需要特殊防护, 但建议特殊情况下, 佩戴自吸过滤式防毒面具 (半面罩)。眼睛防护: 一般不需要特别防护, 高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护: 穿防静电工作服。手防护: 戴一般作业防护手套。其它: 工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业, 须有人监护			
急救措施	皮肤接触: 若有冻伤, 就医治疗。吸入: 迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难, 给输氧。如呼吸停止, 立即进行人工呼吸, 就医			
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源, 则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器, 可能的话将容器从火场移至空旷处 灭火剂: 雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉			

(4) 甲醇

甲醇是无色有酒精气味易挥发的液体, 主要存在甲醇罐和甲醇注入管线中, 物料的危险性见表 5.8-4。

表 5.8-4 甲醇危险特性一览表

标识	中文名称: 甲醇		英文名: petroleum	
	危险货物编号: 32058		CAS 号:	67-56-1
理化性质	外观与形状	无色澄清液体, 有刺激性气味		
	相对密度 (水=1)	0.79	相对蒸汽密度 (空气=1)	1.11
	熔点 (°C)	-97.8	沸点 (°C)	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 (°C)	11		
	爆炸上限 (%)	44		

	爆炸下限 (%)	5.5
	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳
	危险特性	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物。遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧。在火场中，受热的容器有爆炸危险。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。
	灭火方法	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束；处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。
	灭火剂	雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。
毒性 及健康 危害	侵入途径	吸入、食入、经皮吸收。
	毒性	毒性：LD50: 5628mg/kg(大鼠经口);15800mg/kg(兔经皮)；Lc50: 83776mg/m ³ , 4小时(大鼠吸入)
	健康危害	对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代谢性酸中毒。急性中毒，短时大量吸入出现轻度眼及上呼吸道刺激症状(口服有胃肠道刺激症状)，经一段时间潜伏期后出现头痛、头晕乏力、眩晕、酒醉感、意识朦胧、谢安，甚至昏迷。视神经及视网膜病变，可有视物模糊、复视等，重者失明。代谢性酸中毒时出现二氧化碳结合力下降、呼吸加速等。慢性影响，神经衰弱综合征，植物神经功能失调，粘膜刺激，视力减退等。皮肤出现脱脂、皮炎等。
	急救方法	急救方法：皮肤接触，脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。食入：饮足量温水。催吐，用清水或1%硫代硫酸钠溶液洗胃就医。

5.8.2 风险识别

5.8.2.1 施工期环境风险识别

施工期施工过程的环境风险主要来自钻井过程中可能发生井喷事故、套管破损井漏等风险事故。

①井喷

当钻井作业进入地下含气层后，存在发生气涌井喷事故的可能性。分析其形成井喷事故因素如下：

A、地质设计未能提供准确的底层孔隙压力资料，井身结构设计不合理，设计时未能正确地预测气层的位置，导致在钻井过程中对高压层位压力估计不足，可能发生井喷。

B、操作失误，起钻抽吸。钻井达到穿气层段，起钻速度太快，产生抽吸作用，将气抽出来；或起钻时没有及时灌入泥浆，液面降低，泥浆柱压力下降；地面除气设备效率低，未及时采取措施消除泥浆中滞留的气体，重复循环，气蚀严重等原因而发生井喷失控。

C、机械故障。钻入气层时发生井下事故（断钻具、卡钻）或地面设备发生故障，泥浆静止时间过长，压力降低发生失控。

D、井口防喷器不符合要求，节流管汇和放喷管线的安装不符合技术要求，当发生井喷时无法控制。

E、钻井过程中遇漏失层段，发生井漏未能及时处理或处理事故中措施不当。

F、在钻井中不能及时发现溢流，或发生溢流后处理措施不当，造成失控。

G、泥浆密度偏低。当钻遇地下高压气、水层时，泥浆柱压力下降不足以平衡地下气时而发生井喷失控。

H、当发生地震等自然因素导致的灾害时，可能发生井喷事故。

井喷会致使天然气泄漏外溢，天然气主要危险和危害包括：遇明火可能发生火灾或爆炸事故，造成人员伤亡、设备损坏等危害；烃类气体对人体的毒性危害，较长时间接触后，对人体会产生头痛、眩晕、精神迟钝、恶心、呕吐、眼角膜充血等危害。

本项目探井气层原始地层压力较低，而且在钻井时采用了防喷井控措施后，发生井喷的概率很小。

②井漏

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入高渗地层地下水，造成地下水污染。

③柴油储罐泄漏因素

施工场地柴油罐若发生泄漏，柴油外泄，会对区域地下水产生影响，并极大提高火灾风险。

④KOH 泄漏因素

钻井液配制阶段人为误操作造成氢氧化钾泄漏，造成土壤和地下水污染。

⑤钢制泥浆槽、循环泥浆罐泄漏

正常情况钻井泥浆（水基泥浆）在钢制泥浆槽或循环泥浆储罐中暂存，在施工井场暂存的时间较短，不具备发生泄漏的条件；但施工过程中仍可能由于输送泥浆物料的管道、设备破损、接头密闭不严、自然因素导致储存设施破损、操作失误等，发生泄漏，对环境造成污染。

⑥试气天然气直排

试气过程中会产生一定量的试气天然气，其主要成分为甲烷，如果没有放空燃烧，天然气直排会对人体产生毒性危害，较长时间接触后，对人体会产生头痛、眩晕、精神迟钝、恶心、呕吐、眼角膜充血等危害。

5.8.2.2 运营期环境风险识别

①气井泄漏风险

本工程运营期由于井场生产过程中管道、阀门等损坏，可能发生天然气泄漏事故。采气厂实施全过程风险因素控制，为井口配备防喷器，制定了详细操作规程和应急预案，因此，在管理到位的情况下，出现气井泄漏的几率不大。

②气井套损风险

采气过程的主要环境风险是气井套损，气水泄漏进入含水层，污染地下水。本工程套管采用双层套管（由表层套管、生产套管组成），运营期造成套损的因素主要有地质因素、工程技术因素和套管腐蚀三大类。

地质因素主要包括泥岩遇水膨胀使岩压转移到套管使其变形损坏，断层运移可能对套管产生剪切破坏，由于地壳运动和地震引起的套管损坏以及地面下沉及气层压实导致应力变化，从而使套管在拉张力及剪切力的作用下发生弯曲或错断。

工程技术因素主要有套管强度计算及井深结构设计不合理，泥岩吸水蠕变、滑移产生的横向层间位移侧压力、纵向地层位移产生的拉伸力及纵横向位移产生的弯曲应力对套管的破坏作用：固井质量不好时，会使泥岩吸水蠕变、滑移，对套管产生破坏作用。另外，由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆候凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。

套管腐蚀是套管损坏的一种主要诱因，一旦套管腐蚀穿孔则会多点破漏，并会加速套管的疲劳进而过早变形和损坏。它是由原油天然气中含有的硫、CO₂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Fe²⁺发生反应引起的。腐蚀条件包括一定的温度、压力、Fe²⁺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集输管道风险因素分析

集输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场站新建甲醇储罐风险因素分析

本项目场站新建甲醇储罐，处理的介质具有易燃性质，因此，本项目场站主要事故类型是火灾、爆炸和甲醇泄漏。

本工程场站新建甲醇储罐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甲醇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，引发甲醇泄漏，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
集输管道	甲烷、CO	火灾、爆炸	空气
场站新建甲醇储罐	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

(1) 对大气环境影响

天然气泄漏事故、天然气直排会直接对环境空气造成影响。对大气环境的影响主要是烃类污染。天然气泄漏时局部大气中非甲烷总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时间的严重污染。施工期本项目气井的气层原始地层压力较低，而且在钻井时采取了防喷措施，天然气泄漏污染环境空气的可能性极小。本项目通过试气设备配套放喷管设施点

火燃烧，放喷管高为 5m（配套防回火与自动点火装置），设置于井口 50m 以外，且距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上，可直接将试气天然气燃烧后排放，试气采出气直排的可能性极小。运营期井场生产过程可能因管道接口、阀门等损坏等造成天然气泄漏事故。本工程在地下井筒处、井场与管道连接处设有安全截断阀，一旦发生天然气泄漏，压力发生变化，安全阀立即关闭，天然气最大泄漏量仅为井筒内天然气贮存量。但天然气集中泄漏后，如在极端天气中可能造成天然气扩散较慢，在空气中含量达到一定程度后会使人窒息，遇到火星可引发火灾爆炸事故。本工程井口采气树要求产品出厂前必须对采气树进行水下整体气密封试验。同时设置了压力监测、报警系统及压力泄放系统，可保证超压时多余天然气能通过放空系统泄放。同时，辖区工作人员每天 2 次进行井场安全巡检工作，并重点检查管道接口、阀门是否发生腐蚀损坏。因此，采取上述措施后，正常情况下发生井口天然气泄漏事故的概率极小。

（2）对地下水环境影响

①井喷对地下水环境的影响

本项目事故状态下对地下水污染途径主要是井喷造成钻井泥浆（水基泥浆、油基泥浆）泄漏，一般不会对地下水造成直接影响，但在大量钻井泥浆（盐类物质、石油类）短时间未加以回收的情况下，就可能渗透到含水层中，造成地下水环境污染，尤其是对潜水产生影响，资料研究结果表明：污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0-10cm 及 10-30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，很难下渗 2m 以下，本项目所在区域潜水埋深均大于此深度，因此一般不会对潜水含水层造成影响，但发生事故后，如建设单位没有立即组织清理地面原油，造成原油长期存在于地面，使污染源强增大且长期存在的情况下，可能会对潜水含水层产生影响，但这种影响可通过加强管理避免。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，故石油类等污染物不会越过隔水层而进入到深层含水层中。

②柴油罐、KOH 泄漏对地下水影响分析

本项目使用的柴油在井场柴油罐中储存，存在柴油罐破裂导致柴油泄漏的可能性。本项目采取了罐体在工程设计上提高设计强度、加强防腐等预防措施；罐体安装前，加强对设备、管材焊接质量的检查，严禁使用不合格产品；对罐体进行水压试验，对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生，从而增加罐体的安全性；建立自动控制系统依托，实现对罐体的参数控制、泄漏检测；柴油罐区进行重点防渗处理，采用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 $K \leq 1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ；钻井液材料房进行重点防渗处理，采用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 $K \leq 1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 。通过采取上述措施之后，根据以往工程经验可知，柴油罐、KOH 泄漏的可能性很小，且由于探井区域地表以下 5-8m 土层均为渗水作用很小的粉质粘土层，隔水作用较好，因此不会对地下水产生大的影响。

③井漏对地下水环境的影响

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

本工程采用水基钻井泥浆中有害成分为盐类、化学添加剂，高分子有机化合物经生物降解后产生的低分子有机化合物和碱性物质，进入含水层会对地下水造成污染。由钻井液各主要成分其理化性质表可知，泥浆中均为低毒或无毒的助剂且用量较少，可以减轻事故时泄漏对地下水的污染程度。本工程表层套管下至潜水层底界以下 10m，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水；每开钻井结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，也可降低污染物进入地层的风险；在钻井过程对泥浆进行实时监测，一旦有漏失发生，立即采取堵漏措施。施工场地储备随钻堵漏剂 60t，以备井漏发生时应急使用，堵漏剂由多种天然植物、腐植酸盐、羧甲基纤维素等多种高份子化合物复配而成，属于清洁、无毒、对人体无害、无环境污染的种类。因此，事故状态下泥浆泄漏对地下水环境影响较小。

④套管连接不及时对地下水环境的影响

事故状态下对地下水的环境影响主要为套管连接不及时发生泄漏。根据大庆油田生产实际统计，套管连接不及时的机率一般为万分之一至五万分之一。可见，套管连接不及时的情况虽然存在，但经过层层防护，危险逐级递减，连接不及时发生气水串层或是油气直接泄漏到含水层造成污染的概率并不大。

⑤钢制泥浆槽、循环泥浆罐泄漏

正常情况下，钻井泥浆在钢制泥浆槽或循环泥浆储罐中暂存，在施工井场暂存的时间较短，不具备发生泄漏的条件，泄漏可能性较小；且钢制泥浆槽、循环泥浆罐均进行重点防渗，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 $K \leq 1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 。通过采取上述措施之后，钢制泥浆槽、循环泥浆罐一旦泄漏，基本不会对地下水产生大的影响。

（3）对土壤环境影响

井喷、柴油罐泄漏事故状态下，钻井泥浆泄漏渗入土壤孔隙，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。大规模泄漏可影响生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，钻井泥浆黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。本项目气井占用耕地（基本农田），井场四周设置围堰，建设高度 30cm，宽度 40cm，材料为粘土夯筑。项目井喷、柴油泄漏对土壤环境影响较小。

(4) 对生态环境影响

该项目区域内的生态系统主要是耕地，发生井喷事故下大量钻井泥浆、含油污水泄漏可对其产生影响，其危害最大的是植物，含油物质黏附于枝叶上，就会影响植物的光合作用，可使植物枯萎死亡；钻井泥浆喷射到植物上或散落到土壤中，黏附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质，导致植物死亡，通过根系吸收，影响其品质，使其生产力下降。

5.8.4 环境风险评价结论

综上所述，本工程风险事故发生机率低，按照相关行业规范完善井控、天然气泄漏的安全防护等措施，采取增设压力监测、报警系统及压力泄放系统等风险防范措施，及时切断天然气泄漏气源、点火放散、撤离居民，有效防范天然气泄漏甚至火灾事故发生。

本工程采取以上环境风险防范措施，落实本企业制定的突发环境事件应急预案后，从环境风险的角度分析，风险水平是可以接受的。本项目环境风险简单分析内容表见附表 2。

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	四站储气库调整工程项目
建设地点	黑龙江省绥化市肇东市境内
地理坐标	E125.73344921° ~ 126.05205797° ， N45.70441912° ~45.88452813°
主要危险物质及分布	本项目涉及的主要危险物质是钻井施工期井场柴油、氢氧化钾，运营期涉及主要危险物质为甲醇。环境风险评价的功能单元施工期确定为钻井井场、运营期确定为集气管线、甲醇储罐。
环境影响途径及危险后果	1、大气 天然气泄漏事故、天然气直排会直接对环境空气造成影响。对大气环境的影响主要是烃类污染。天然气泄漏时局部大气中非甲烷总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时间的严重污染。施工期本项目气

	<p>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。</p> <p>2、地下水</p> <p>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，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，就可能渗透至含水层中，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。</p> <p>3、土壤</p> <p>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。</p>
环境防范措施要求	针对环境风险制定井下作业事故、套管破损事故、集输系统事故、场站事故、火灾及爆炸事故、危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施。
填表说明	根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目为简单分析。

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

本工程施工期的环境空气影响主要来源于钻井工程柴油机燃烧排放的烟气、试气尾气及钻井时期地面平整，地面工程施工时管沟开挖、道路敷设、土方堆填，站场工程地面施工、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，管道焊接过程产生的焊接烟尘，以及施工设备和运输车辆尾气。

(1) 柴油机燃烧排放的烟气

- ①采用节能环保型柴油动力设备，减少污染物排放对环境空气的影响；
- ②钻井发电机和钻井柴油机使用低标号柴油；
- ③加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；
- ④严禁在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

在采取上述措施后，施工期柴油发电机燃烧尾气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及2020年修改单中第三阶段标准限值要求。

(2) 试气尾气

试气作业期间采出气直接通过井场放空火炬放空燃烧，火炬高5m，放空排放管内径88.9mm，对环境影响较小。

(3) 施工车辆尾气

施工井场运输车辆尾气含有NO₂、CO、THC等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。运输车辆在野外作业区时有利于尾气扩散，对周围环境的影响较小。

(4) 焊接烟尘

管线焊接过程中会产生焊接烟尘，主要成分为金属氧化物，本工程较为分散，焊接烟尘非集中排放，经空气稀释、扩散后对周围大气环境影响较小。

(5) 施工扬尘

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

②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行

湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。

③运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

④钻井井场使用的泥浆配置材料，应集中堆放，并在顶部加盖篷布，施工场地设置围挡。

⑤土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。

⑥合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。

⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。在绿化季节到来时应立即对临时占地进行土地复垦。

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场地处厂界扬尘排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2无组织排放监控浓度限值：颗粒物周界外浓度最高点 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求，气井产生的伴生气燃烧烟气对区域环境空气影响不大，且时间很短，对周围村屯等敏感点影响较小，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.1.2 运行期

本工程运行期的大气污染主要来自井场、集气站无组织挥发的烃类气体，四站集注站新建甲醇储罐产生少量的甲醇挥发。

(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) 本工程四站集注站新建甲醇储罐，甲醇使用过程中全密闭集输，甲醇储罐为密闭常压储罐，贮存环节无甲醇气体排放。通常是在原料槽车将甲醇泵入储罐是，储罐呼吸口打开，直接敞露在空气中，会有一定量的甲醇挥发，由于产生量较小，厂界无组织

排放浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值 12mg/m³。

（6）产液分离的含油污水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，其运行维护要求应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.2.3.2 和 5.2.3.3 要求，整个污水处理工艺为密闭处理流程，减少了非甲烷总烃的逸散。

通过采取上述措施，能够确保扩建场站及井场厂界产生的 VOCs（以非甲烷总烃计）满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的相关标准要求。厂界甲醇无组织排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值。因此，本工程的建设不会对大气环境产生较大影响，运行期无组织排放大气污染防治措施可行。

6.1.1.3 退役期

退役期大气污染物主要为气井拆除过程中产生的施工扬尘和运输车辆尾气，通过场地洒水抑尘能够有效降低扬尘产生量，且退役期拆除过程持续时间较短，通过洒水抑尘后对环境空气的影响可接受。

6.1.2 地表水污染防治措施

6.1.2.1 施工期地表水污染防治措施

施工期废水主要为水基泥将钻井废水、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）本项目钻井采用的钻井泥浆为水基泥浆，钻井废水、废弃水基钻井泥浆、钻井岩屑等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。泥浆接收罐车位于井场内，确保本项目产生的废弃钻井泥浆不落地，全部收集和合理处置。

（3）施工期产生的压裂返排液由罐车拉运至由罐车拉运至拉运到采油九厂塔三压裂返排液处理站处理。

（4）气井试气产液、清管试压废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理，处理后水质满足《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)限值“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，回注地下，不外排。

(5) 钻井施工期生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，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。地面工程施工期生活污水排入本项目附近集注站、集配气阀组已建防渗旱厕，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。

(6) 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。

(7) 施工运输车辆合理规划行车路线，对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行，尽量远离地表水体。

本项目评价范围内无地表水体，综合分析，采取以上措施，施工期地表水污染防治措施可行。

6.1.2.2 运营期地表水污染防治措施

(1) 强化生产运行管理，杜绝含经污水随意排放，本项目运行期产生的气田采出水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，处理后的水质达到《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)中标准限值“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注现役油层。

(2) 实施建设项目“三同时”制度，杜绝将污水直接排放地表，消除对地下水的污染隐患。

(3) 在自动化远程管理过程中，应密切注意管线压力变化，及早发现管线腐蚀穿孔事故，紧急启动自动关停措施，避免管线跑冒滴漏造成地下水污染。

(4) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管线防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新。回考虑到泄漏事故具有隐蔽性，要切实加强监控工作，杜绝事故发生。

(5) 定期对周围村屯水井进行观测和检测，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题，如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

(6) 气田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但气田采出水的跑、冒、滴、漏，如处理不及时则可能对地下水造成污染。因此按照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中防渗区的要求对工程实施污染分区防治措施。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目产生的各类废水都可以得到有效处置，项目的水污染防治措施合理可行。

6.1.2.3 退役期地表水污染防治措施

退役期拆除设备清洗废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理，处理后的水质达到《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)中标准限值“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注现役油层。

6.1.3 地下水污染防治措施及其可行性论证

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 施工期地下水防治措施

废弃物拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。

6.1.3.2 运营期地下水防治措施

(1) 做好井场的日常巡查工作，定期对气井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，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，运营期产生的气田采出水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，处理后的水质达到《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)中标准限值“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注现役油

层。

(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。

在正常生产情况下，以上控制措施能从源头上有效地控制和减少污染物对地下水的污染，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。

6.1.3.3 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) 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。

6.1.3.4 地下水污染防治措施

(1) 源头控制措施

①气井运行期应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》(GB/T17745)中要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查；

②气井运行过程中，应持续对气井井口压力、套管压力、环空压力等指标进行监测；气井定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过3年。新启用或检维修后初次启用的气井运行前，应进行井筒完整性测试，检测发现井筒完整性失效，应立即停止天然气开采，加强监控，对集气管道防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新；

③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；

④将使用双层套管技术纳入清洁生产，使表层套管和气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选用高标号的固井水泥，提高固井质量；

⑥钻遇含水层起，直到钻开含水层下方30m以上，采用无毒无害的清水泥浆，避免钻井泥浆对地下水的污染；

⑦按本钻井工程设计方案要求下表层套管，并要求封固良好，防止地下水层污染；

⑧切实加强对钻井泥浆、岩屑的回收处理工作，消除对地下水的污染隐患；

⑨废弃钻井泥浆和钻井废水在集中处理前，暂存于井场设置的钢制泥浆循环罐内，与钻井岩屑一并由罐车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 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层，压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路。

⑩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。

⑪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。

⑫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，运营期产生的气田采出水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。

⑬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。

⑭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免避开环境敏感区；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。

（2）分区防渗措施

项目分区防渗具体见表 6.1-1，施工期分区防渗图见附图 20，运营期分区防渗图见附图 20。

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	柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、发电机房、钢制泥浆槽、钻台、试气期试	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 $K \leq 1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$	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 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求

		气施工区域、四站集注站新建甲醇储罐区、危险废物贮存点		
	一般防渗区	其他材料房、机械修理房、临时防渗旱厕、阀组间、一般固废暂存间、放空池	采用铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯 (HDPE) 土工膜构筑防渗层, 渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$	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 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
	简单防渗区	施工井场其他区域	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	集输管道	管线均采用无缝钢管、管道的连接方式采用焊接, 管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm、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 $M_b \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
	简单防渗区	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

(3) 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)、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ 1209-2021) 制定本项目运行期监测计划, 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向南, 根据项目气井及管线分布、周边地下水井分布情况、大庆油田有限责任公司采气分公司区域跟踪监测井的设置情况, 在区块上游设 2 个潜水背景监测点, 在项目区域内设 1 个潜水跟踪监测点, 在区域下游布设 1 个承压水跟踪监测点, 定期对地下水进行跟踪监测, 具体设置情况见表 6.1-2。地下水跟踪监测布点图附图 4。

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
项目上游南城赵屯韩	背景监	pH、石油类、	125.808319,	朝库平 7 井场	27m	潜水	1 次/

家潜水井	测点	石油烃 (C ₆ ~C ₉)、 石油烃	45.813617	至朝 51 集配 气阀组管线 北侧 185m			半年
项目上游靠山屯白家 潜水井	背景监 测点	(C ₁₀ ~C ₄₀)、 砷、六价铬、	125.940853, 45.777706	注采集输汇 管北侧 890m	15m	潜水	
项目区域内散户 1 孙 家潜水井	跟踪监 测点	挥发酚、氨 氮、耗氧量	125.954505, 45.772596	注采集输汇 管南侧 150m	30m	潜水	
项目下游八大哈冯家 承压水井	跟踪监 测点		125.820776, 45.790955	朝库平 6 井场 西南侧 725m	90m	承压 水	

(4) 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

(1) 合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工。

(2) 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。

(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，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，尽量不鸣笛。

(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) 在管线施工期间散户 1、靠山屯南侧设置移动声屏障，声屏障隔声量在 20-30dB (A)。

(7) 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,施工期噪声治理措施可行。

6.1.4.2 运行期

运营期噪声源主要是四站集注站新建加药泵撬、场站内各类机泵产生的噪声。

- (1) 场站加药泵撬、机泵等发声设备尽可能选用低噪声设备;
- (2) 场站机泵等设备集中布置于室内,并采取减震降噪措施(安装减震基础);
- (3) 场站集中布置机泵的房间加装隔声门窗。

通过采取以上措施后,能够确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准要求,不会对周围声环境产生较大影响,运行期噪声治理措施可行。

6.1.4.3 退役期

退役期封井施工,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。退役期施工时间较短,不会对声环境产生较大影响。

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 固体废物控制措施

6.1.5.1 施工期

(1) 废钻井液、钻井岩屑、废射孔液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 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层,压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路。

(2) 膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋及非含油废防渗布统一收集后暂存于一般工业固体废物暂存间,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。

(3) 废KOH包装袋属于危险废物,废物类别为HW49其他废物,废物代码为900-041-49含有或沾染毒性、废KOH包装袋暂存于危险废物贮存点中,委托有危险废物处置资质的单位进行处置。

(4) 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防腐材料,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。

(5) 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。

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。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 运行期

本项目4口气井产生井口砂粒，这部分砂粒内会混有烃类物质，井口砂粒属于危险废物“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”。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。

6.1.5.3 退役期

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：本项目投产的4口气井全部退役，则拆除的4套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，防渗布可能滴落含烃废水，退役期含油废防渗布属于危险废物，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，属于一般工业固体废物。封井垃圾收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场填埋处理。

(4) 生活垃圾：退役期生活垃圾统一收集送周围垃圾点，由市政环卫部门统一清理。

6.1.6 生态保护措施

6.1.6.1 施工期

(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) 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) 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；

(7) 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。本项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，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，并采取补植、补播等措施，保证土壤肥力和植被覆盖度；

(8) 施工结束后施工营地进行搬迁，料场做到工完、料净、场地清。井场临时防渗旱厕进行清理卫生填埋，按照先填心、底土，后平覆表土，柴油罐区的防渗材料及围堰与柴油罐一同拆除，临时占地平整并恢复；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；

(9) 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；

(10) 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；

(11) 本项目永久占用的耕地，按照占一补一原则缴纳补偿费用；

(12) 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；

(13) 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；

(14) 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；

(15) 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；

(16) 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，防止污染土壤；

本项目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 19。

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	实施时间	实施单位
1	永久占地	耕地（基本农田）	将表层土剥离进行其他土地改良，占地后按照占一补一原则缴纳补偿费用，补偿永久占地 2.5134hm 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（基本农田）	恢复临时占地 10.962hm ² ，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植被水平		
---	------	----------	--	--	--

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 运行期

为了在生产运行期控制该项目对周围生态环境的影响，保证当地生态环境能够得到较好的恢复，建议应采取如下措施：

- (1) 提高职工的环境保护意识，在生产管理中杜绝人为破坏植被的现象。
- (2) 气井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”；
- (3) 加强管理，杜绝分离污水运输过程跑冒滴漏，分离污水全部通过罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理后回注；
- (4) 对气井井场、管线加强日常监督管理，定期巡检。巡检过程中在集输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

油田退役期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

(1) 井场生态恢复与重建措施

①退役期气井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭；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、翻松，同步实施井场复垦还田措施。

②保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油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) 道路及管线生态恢复与重建措施

①为避免退役管线开挖对生态环境的影响，管线退役阶段不进行开挖，采取管线两段灌注水泥封堵直埋处理。

②对气井井场道路的永久占地要进行生态恢复，采取土地平整、翻松，及时恢复，使油气田开发区与区域生态景观和谐一致。

③部分道路可以作为当地交通和农业生产用地，不必恢复；其余道路应恢复为耕地。

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 黑土地保护措施

根据《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》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）本项目新建井场严格遵守《石油天然气工程项目用地控制指标》（2017.1.1）要求，尽可能减少占地。

（2）本项目建设过程中对占用的耕地，对于永久占地应剥离表层 0.3m 的耕作土，并按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，或按规定缴纳耕地开垦费，开垦新的耕地。

（3）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、储存和再利用工作。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。

（4）本项目对临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。

（5）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。

（6）本工程对临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。对占用耕地耕作层土壤剥离利用和临时占用的耕地采用深松深耕进行全过程监理。

（7）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 0.3m 的表土，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，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。

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。

6.1.6.5 永久基本农田保护措施

根据《基本农田保护条例》中规定：国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征用土地必须经国务院批准。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。

根据《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》自然资规〔2021〕2号中规定：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。县（市）自然资源主管部门负责临时用地审批，其中涉及占用耕地和永久基本农田的，由市级或者市级以上自然资源主管部门负责审批。不得下放临时用地审批权或者委托相关部门行使审批权。

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。且项目占地已经经过绥化市人民政府建设用地审批件。

及时落实生态补偿和恢复措施，对临时占用的耕地进行整平翻松，对永久占用的基本农田按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于耕地的恢复及补偿。

6.1.6.6 水土流失保护措施

（1）工程防治措施

1) 井场

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

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。项目区地段，降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工，以防洪水冲毁工程、机械，造成不必要的损失。

4) 生物防治措施

本项目水土保持生物措施主要根据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。

严禁在大风天气下运输及装卸施工散料等。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 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》、《石油天然气工程项目用地控制指标》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 10.962hm²，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，本区域耕地虽然面积较小，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 10.962hm² 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，确保恢复等质等量面积的耕地。

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 土壤保护措施

6.1.7.1 施工期土壤污染防治措施

(1) 加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染。

(2) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工面积，以减少地表植被和土壤的破坏。本项目对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，按照省市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

(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。

6.1.7.2 运营期土壤污染防治措施

针对工程可能发生的土壤污染，按照源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

(1) 源头控制措施

主要包括在气井井口、管线、道路、集注站新建甲醇储罐等设备及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物及原油跑、冒、滴、漏，将泄漏的环境风险事故降到最低程度。

管线控制措施。在管线的路由选择中，应尽量沿道路进行铺设，同时还采用管线保温措施；管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统。

(2) 过程控制措施

对集输管线定期进行在线监测，定期检测，防止腐蚀穿孔引起泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的地带，采用无缝钢管道，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发生泄漏事故造成对区域土壤环境的污染。

(3) 末端控制措施

主要包括场地内污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；末端控制采取分区防渗原则。

(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

为了及时了解项目气井井场、道路等永久占地内及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）相关要求，本工程制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。根据项目分布情况设置土壤监测点位 6 个，具体跟踪监测计划见表 6.1-1，土壤跟踪监测布点图见附图 5。

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	拟建四库平 6 井场占地内	125.967871, 45.775536	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃	1 次/年	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》
2	四站集注站内	125.931513, 45.766361			

3	拟建朝库平 6 井场占地内	125.829193, 45.796252	(C ₁₀ ~C ₄₀)、 砷、六价铬	(GB36600-2018) 表 2 (其他项目) 中第二类用地石油 烃筛选值
4	拟建四库平 6 井场占地内西北侧 400m	125.965288, 45.775490		
5	四站集注站东侧 200m	125.935103, 45.766289		
6	朝51 集配气阀组东侧 200m	125.814998, 45.811040		

上述监测结果应按照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。

6.1.7.3 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。

6.1.8 环境风险防范措施及应急要求

6.1.8.1 施工期环境风险防范措施

(1) 突发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) 钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测，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、设计钻井液密度曲线、实际钻井液密度曲线，并贴于井场值班房墙上。
- 3) 施工方在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时，应及时对钻井作业进行风险识别和评价，制定出安全技术保障措施，并提出修改设计的请求，按程序审批后方可实施。
- 4) 井控设备的维护和使用严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》中的 4.2 和 5.2 的要求执行。
- 5) 从一次开钻开始，干部必须 24h 值班，负责包括井控工作在内的所有钻井施工管理。值班干部要佩戴明显标志，填写值班记录（包含在交接班记录内）。
- 6) 严格执行钻开油气层前的准备和检查验收制度，在进入油气层前 50m~100m，按照下部钻井的设计最高钻井液密度值，对裸眼地层进行承压能力检验。
- 7) 最大允许关井套压值为防喷器额定工作压力、地层破裂压力决定的允许关井套压值、套管抗内压强度的 80%，三者中的最小值。

8) 钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液，使其性能稳定，进出口密度差不超过 0.02g/cm^3 。

9) 钻进时司钻注意观察泵压、钻速等变化，发现异常立即停止钻进，循环钻井液观察后效。

10) 起钻过程中，要严格控制起钻速度，钻头在油气层中和油气层顶部以上 300m 井段内起钻用 I 挡或起钻速度不超过 0.5m/s ，预防抽吸引起井喷。起钻中严格按照规定及时向井内灌满钻井液，并作好记录、校核，及时发现异常情况；起钻完应及时下钻，检修设备时必须保持井内有一定数量的钻具，并观察出口管钻井液返出情况。严禁在空井情况下进行设备检修。

11) 空井作业时间（如电测、井壁取心等）原则上不能超过 24h，或根据坐岗观察和钻井工程设计要求的空井时间，否则必须下钻通井。

12) 钻开油气层后，每次起钻前钻井液密度达到设计上限，都要进行一次 250m~350m 的短起下钻，计算气体上窜速度，循环钻井液观察后效，正常后才可起钻。

13) 钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘，以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施，保持井内液柱压力与地层压力平衡，防止发生溢流，其后采取相应措施处理井漏。

14) 需调整钻井液密度时，应确保井筒液柱压力不小于裸眼段中的最高地层孔隙压力。

15) 完井下套管建立循环前，必须在套管内灌满钻井液。

16) 固井作业时不得拆除防喷器，应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡，尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏，甚至井喷。

17) 中途测试和先期完成井，在进行作业以前观察一个作业期时间；起、下钻杆或油管应在井口装置符合安装、试压要求的前提下进行。

18) 发现溢流后，严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》溢流的控制及压井作业中的要求执行。

19) 认真做好井控记录，严格执行井控九项管理制度，按《大庆油田井控技术管理实施细则》执行。

20) 柴油储罐设临时围堰，并要求储罐布置在明火、井口等安全距离内；对水泥、重晶石粉、碱等存放、使用保证清洁作业。

(2) 套损风险防范措施

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，为注气和采气提供资料。

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，并在环形空间内注入水泥封固。

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) 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。

(4) 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) 油罐区地面铺设防渗布，设置围堰。

8) 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。

9) 一旦发生井喷事故，要及时上报上级主管部门，并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班。

10) 对油气田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如推广抗腐蚀的非金属管线的应用，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

11) 天然气为易燃易爆物质。为了防止设备、管道爆破泄漏，严格遵循有关设计规范进行规划设计，严格要求设备、材料的质量和工程的施工质量，保证工艺过程的密闭性，避免事故的发生；

12) 爆炸危险区域内所用的电气设备、自控仪表设备均采用防爆型，并符合相应的防爆等级；

13) 严格执行各项安全生产制度, 在油气泄漏场所严禁静电和携带火种。

(5) 柴油罐、KOH 泄漏防范措施

罐体在工程设计上提高设计强度、加强防腐等预防措施。罐体安装前, 加强对设备、管材焊接质量的检查, 严禁使用不合格产品。对罐体进行水压试验, 对焊接质量严格检验, 防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生, 从而增加罐体的安全性。柴油罐区进行重点防渗处理, 采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯 (HDPE) 土工膜构筑防渗层, 渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$; 钻井液材料房进行重点防渗处理, 采用 2.0m 厚高密度聚乙烯 (HDPE) 土工膜构筑防渗层, 渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 。

(6) 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, 防止突发事件的发生。

(7) 管道风险防范措施

1) 管道接头采用一次成型涂料新技术, 使用寿命可达 30 年以上, 并采用技术上成熟可靠的强制电流阴极保护法。

2) 在施工过程中, 加强监理, 确保焊接和涂层等施工质量。

3) 建立施工质量保证体系, 提高施工检验人员的水平, 强化检验手段; 制定严格的规章制度, 发现缺陷, 及时正确修补并做好记录。

4) 进行水压试验, 排除焊缝和母材的缺陷, 增加管道的安全性。

(8) 管理措施

1) 在钻井施工时, 制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册, 并对操作、维修人员进行培训, 持证上岗, 避免因严重操作失误而造成的事故。

2) 日常监督、隐患整改、事故发生、操作失误等各项安全行为都有记录和建立档案规定。

3) 对相应的各项事故应急预案进行补充完善, 包括在制订的应急操作规程中应说明发生气井井喷、火灾爆炸等事故时应采取的具体操作步骤, 规定抢修进度, 限制事故的影响, 人员责任等问题。

4) 制定应急操作规程，在规程中应说明发生井喷、火灾爆炸时应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还应说明与管道操作人员有关的安全问题。

5) 操作人员每周应进行安全活动，提高职工的安全意识，识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施。

6) 对重要的仪器设备有完善的检查项目、维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

7) 对周围居民进行发生事故时如何应急的宣传教育，使发生事故时能够将影响减到最小。在井场主导风下风向位置设置有毒有害气体和可燃气体监测仪，一旦发生事故并有有毒有害气体和可燃气体泄漏时，急时组织下风向居民进行疏散和撤离。

8) 应按规定配备硫化氢监测仪器和防护器具，做到人人会使用、会维护、会检查。

9) HSE 部门负责防硫化氢安全教育。钻开目的层前，钻井队应向全队职工进行井控及防硫化氢安全技术交底，对可能存在硫化氢的层位和井段，及时做出地质预报，建立预警预报制度。

10) 当在空气中硫化氢含量超过安全临界浓度的污染区进行必要的作业时，应按安全标准的要求做好人员安全防护工作。

11) 制定防喷、防硫化氢的应急预案，并组织演练。一旦硫化氢溢出地面，应立即启动应急预案，做出相应的应急响应。

12) 一旦发生井喷事故，要及时上报上级主管部门，并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班。

6.1.8.2 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) 运营期应将防止集气站生产工艺天然气泄漏等作为事故应急的重点，避免造成人员中毒危害和财产损失，按照现有应急预案加强风险防范。

9) 对集输管道进行阴极保护，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) 四站集注站内新建甲醇储罐风险防范措施

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) 在可能发生甲醇积聚的场所应按照《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全规范》（SY/T 6503-2016）的要求设置可燃气体报警装置；

5) 设立紧急关断系统。在管线进出站等处设置紧急切断阀，对一些明显故障实施直接切断，也可通过 SCADA 系统进行远程关断，还可以完成全系统关断；

6) 站场内利用道路进行功能分区，将生产区和生活区分开，减少了生产区和生活区

的相互干扰，减少危险隐患，同时便于生产管理；

7) 加强设计单位相互间的配合，做好衔接、交叉部分的协调，减少设计误操作，使总体设计质量为优；

8) 站场发生事故，立即启动事故应急预案；

9) 应立即疏散站场附近的人员。

6.1.8.3 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》，本工程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》(HJ2025-2012)的要求收集、贮存和运输。

(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》(生态环境部公安部交通运输部部令第23号)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。

6.1.8.4 应急防范措施

(1) 事故应急预案

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更新了企业环境风险应急预案(备案号230604-2024-47-L)，应急预案提出了生产过程中的危险预防措施、管理过程中的危险预防措施、危险化学品储运安全防范措施及火灾、爆炸事故等防范措施。

为了积极应对本项目实施过程中可能发生的风险事故，建立统一指挥、职责明确、运转有序、反应迅速、处置有力的应急救援体系，高效有序地组织开展生产安全事故抢险救援行动，最大限度地减少人员伤亡和财产损失，并对本项目实施过程中可能发生的突发环境事件定期进行应急演练。

应急预案主要包括：

- 1) 应急机构和有关部门的职责分工；
- 2) 抢险救援人员的组织和应急、救助装备、资金、物资的准备；
- 3) 地质灾害的等级与影响分析准备；
- 4) 地质灾害调查、报告和处理程序；
- 5) 发生地质灾害时的预警信号、应急通信保障；
- 6) 人员财产撤离、转移路线、医疗救治、疾病控制等应急行动方案。

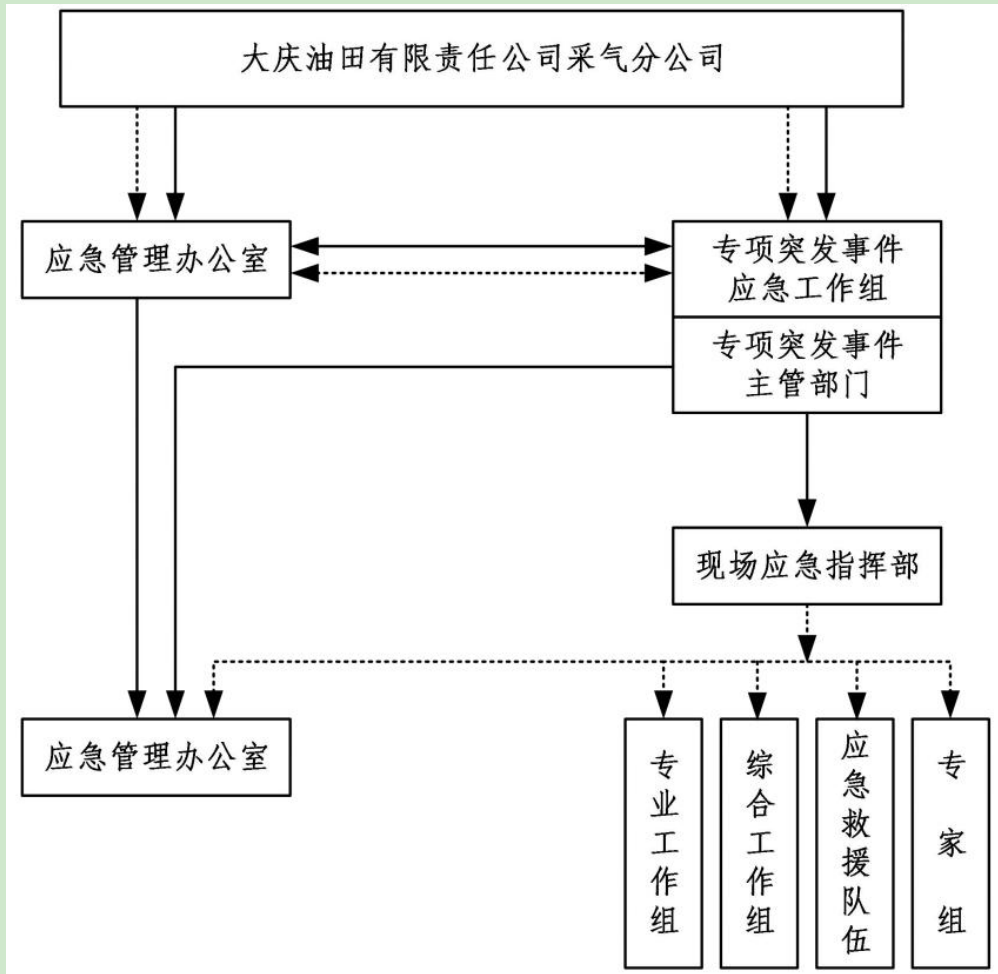


图 6.1-1 应急组织体系图

(2) 应急救援组织及职责

1) 组织机构

采气分公司内部成立应急组织机构，本项目依托分公司成立的应急小组。应急小组听从公司应急指挥机构的指挥，具体负责现场应急工作。当班操作人员为应急小组成员，按照工艺操作规程和应急预案规定的职责进行操作处理。

2) 职责分工

本项目应急救援工作由组长负责，副组长协助组织实施，其主要职责是：

①负责在事故发生时实施本单位事故应急救援预案。

②组织训练本单位事故应急救援队伍，配备必要的防护、救援器材和设备，指定专人管理，并定期进行维护养护，确保完好。

③定期向上级应急组织机构报告本单位事故应急救援准备工作情况。

④对职工进行事故应急救援知识的培训，配合有关部门对库区周围群众进行事故应急救援知识的教育。

⑤组织对本单位事故进行自救，参与联防救援工作。

⑥事故发生时，协助做好库区周围群众的防护和撤离工作。

⑦配合有关部门及时查清事故原因及受损情况。

⑧大庆油田有限责任公司采气分公司由分公司经理为组长，各专项突发事件分管副经理为副组长，由公司有关部门领导为成员组成公司应急救援指挥办公室。全公司内的应急救援工作由组长负责，副组长协助组织实施，其主要职责是：

a.负责分公司专项突发事件处置措施的制修订、评估及演练培训工作。

b.指导分公司所属单位开展业务范围内的应急管理工作。

c.落实应急领导小组指令，做好突发事件应急处置相关工作。

(3) 应急响应

当地相关主管部门应负责组织事故的应急监测，及时测定事故现场危害物质的成分及浓度，进行事故现场分区，为现场防护工作的开展提供依据；事故得到控制后负责监督事故现场的处置，防止其对周边环境的进一步污染；统一公布事故造成环境问题的信息。相关部门还应负责受事故影响沟渠的控制，根据事故情况做好上、下游的拦截控制，避免污染扩大化或严重化，协调解决受灾害影响的附近居民及单位的生产、生活，并协助做好事故现场的洗消，以彻底消除事故造成的污染。

1) 预警

①分公司应急值班室接到预警信息后，应立即将信息报分公司主管领导，并根据指令呈报分公司应急管理办公室副主任、主任、专项突发事件应急工作组组长、分公司当日值班领导。必要时，可以越级报告预警信息。

②根据专项突发事件应急工作组组长的指令，分公司应急值班室下达预警通知。通知总体协调组、专业工作组、综合保障与警戒疏散组、安全环保与医疗救护组首先赶赴事发现场，根据现场需要通知后续相应工作组赶赴事发现场。通知有关部门、相关单位做好应急准备。

③总体协调组负责了解突发事件现场情况并反馈给分公司应急值班室，根据现场工

作需要调派应急资源；专业工作组全面收集突发事件现场各类信息，参与现场应急工作方案的制定，并监督实施；综合保障与警戒疏散组做好警戒、车辆保障等工作；安全环保与医疗救护组做好环保监测、协助医疗救护等工作，并提供现场应急工作方案的安全性建议。

④接到预警指令后，机关有关部门、事发单位应立即采取防范控制措施；做好派赴专项突发事件现场工作组人员和调集应急资源的准备；做好启动分公司专项突发事件应急响应的准备。

⑤必要时，应急领导小组组织召开应急准备工作会议，研究部署应急准备工作。

2) 应急响应

当事故发生后，为了迅速、准确做好事故等级预报，避免牵动大范围不必要的应急组织、人员及设施，或者需要大范围应急却因为不准确的等级预报而造成更大的损失，首先确定应急状态类别及报警响应程序。当事故发生后，当班班长领导操作人员在积极组织人员进行事故应急处理的同时，立即上报库区应急救援领导小组。由库区应急救援领导小组根据事故等级确定报警范围。

根据事故险情等级可采用三级应急响应，响应级别视事故伤害影响波及范围而定。

I级事件响应：当发生地面塌陷、地裂缝、地面沉降等地质灾害事故或有明显证据表明短期内当地可能发生地质灾害事故时，发出I级事件响应。

报警范围及方式：全面报警，各级指挥中心发出紧急动员令，协调一切人员和器材、设备等应急物资，积极有效地投入抢修抢救工作，首先保证最大限度地缩小事故影响范围。并迅速向大庆油田有限责任公司采气分公司、大庆市应急管理局以及生态环境主管部门报告，迅速向周边地区各村镇发出警报。

II级事件响应：发生天然气泄漏事故且抢修无效，短时间内又不能制止时，可发出二级报警。

报警范围：指挥中心全面指挥事故应急救援，并及时通知公司应急救援办公室，迅速通知可能受影响的临近的单位及村镇。公司应急救援办公室接到报警后应立即派出专人深入现场指挥，组织防救工作。

III级事件响应：如果事故主要为天然气泄漏，且影响扩散范围只限于厂区内或局部，通过抢修或系统临时紧急措施就能很快控制住事故发展及蔓延。

报警范围：主要由当班班长负责处理，但首先向库区应急救援领导小组汇报。在积极组织抢修的同时，根据情况，对厂区外主要受影响村镇及时联系，做好预防措施及应急撤离。超出本级应急处置能力时，应及时请求上一级应急处置指挥机构启动应急预案。

分级响应程序如图 6.1-2 和 6.1-3。

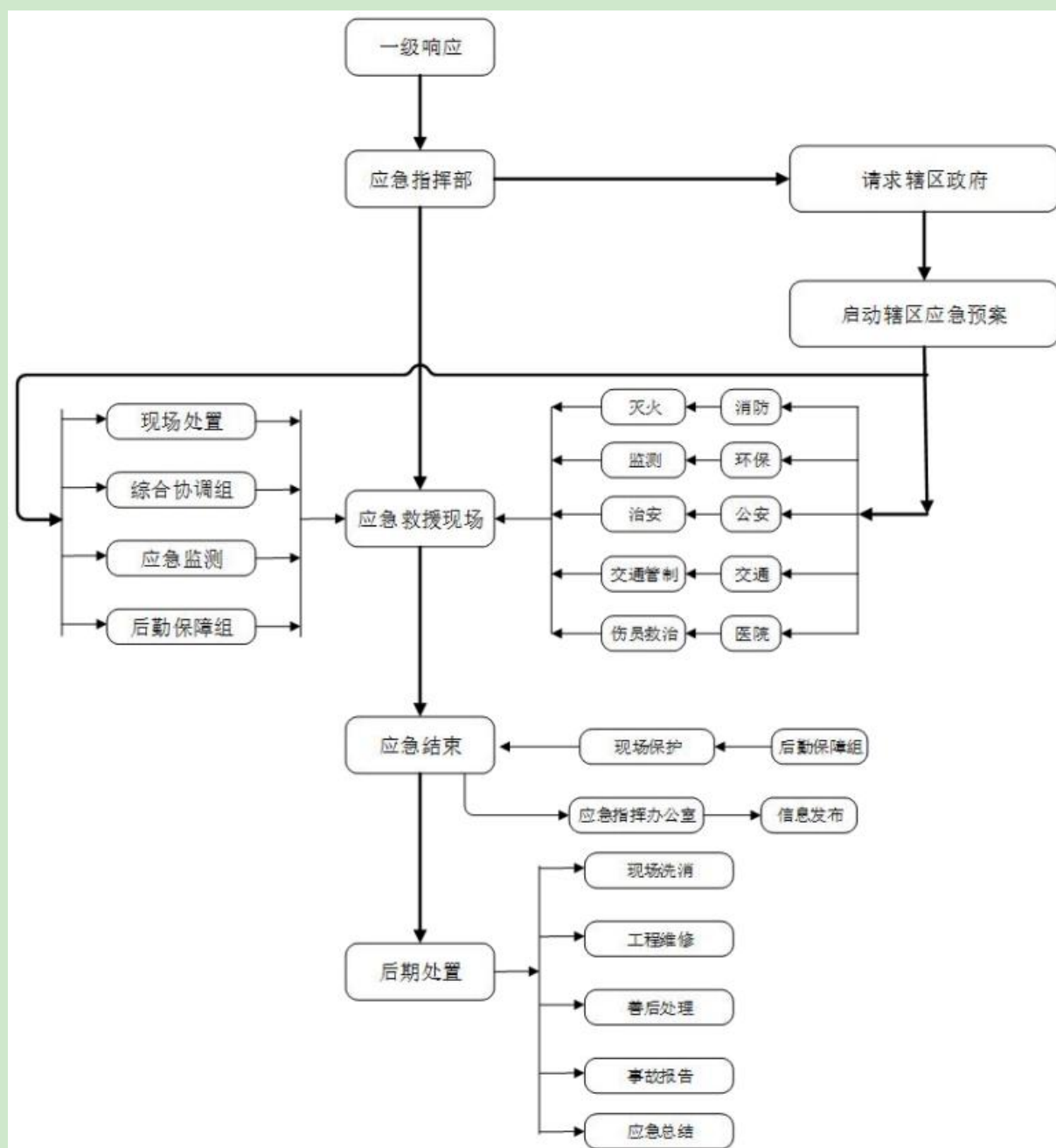


图 6.1-2 I 级应急相应救援组织体系图

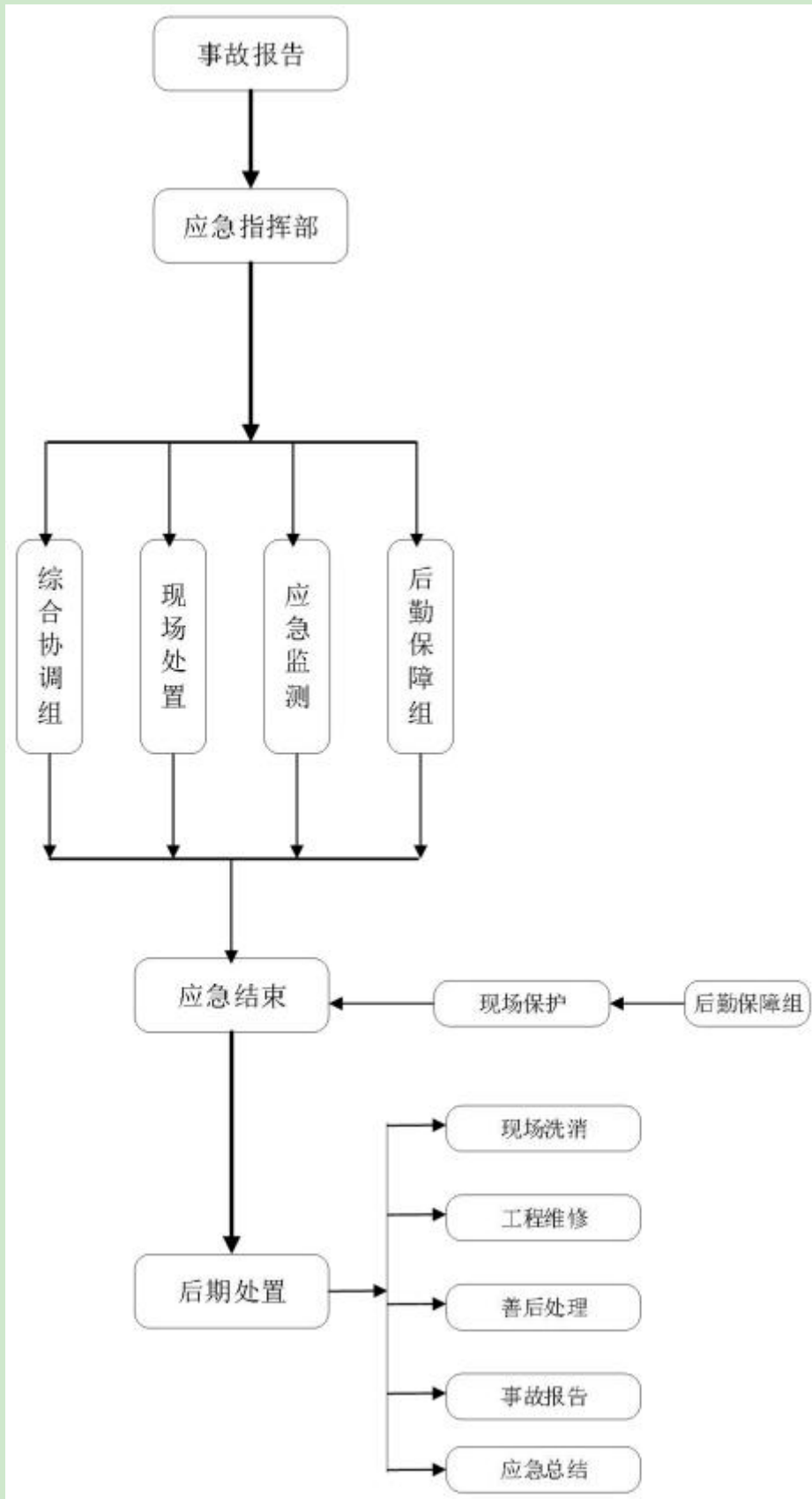


图 6.1-3 II 级、III 级应急响应救援组织体系图

3) 应急处置

①井喷突发事件处置措施

应急响应程序启动后，井喷突发事件专项工作小组立即部署井喷突发事件应急抢险工作，指挥、协调有关单位的人员和专家，及时赶赴现场，采取应急措施，快速组织救援。

井喷突发事件专项工作小组调动各部门及所属单位共同抢险，确保在最短时间内有效控制井喷突发事件对生产、生活的不良影响；专业工作组负责做好各种应急指令的传递工作，根据现场需要，调派应急物资；井喷事件对群众居住和生活造成威胁时，井喷突发事件专项工作小组决定转移路线和安置地点，由总体协调组向当地政府应急管理部门发出转移通知，综合保障与警戒疏散组织群众及时转移，发放和调配款物，保障转移群众生活；物资保障与监测调查组加强抢险重要物资的供需衔接和协调，组织好重要物资运输的调度，协调保证应急物资的优先运输；安全环保与医疗救护组和综合保障与警戒疏散组确认划定应急区域，并对已设立的警戒线进行检查，禁止无关人员进入抢险区域；组织人员对应急区域内的居民撤离情况进行排查，确保应急区域内所有人员的安全转移；总体协调组负责通信保障；当井喷突发事件进一步升级，分公司应急领导小组应在第一时间汇报油田公司井喷突发事件应急领导小组，确定扩大应急，请求支援。

②四站集注站、朝 51 集配气阀组火灾、爆炸处置措施

采取隔离和疏散措施，避免无关人员进入危险区域，并合理部署消防和救援力量；进行有毒有害气体和环境监测，加强救援人员的个人防护；迅速将受伤、中毒人员送往医院抢救，积极配合医院，组织医疗专家，保障治疗药物和器材的供应；采取工艺处理措施，转移装置内危险有害物料，切断相连装置、设施，防止危险有害物料输入；火灾扑救过程中，专家组应根据危险区域的危害因素和火势进行动态评估，及时提出灭火救灾的指导意见；当现场有可能危及现场救援人员生命安全时，应立即指挥人员撤离至安全区域；采取相应环境保护措施，防止引发次生环境污染事件或事件扩大。

4) 应急监测

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、野生动物)及大气环境的影响，所以应急监测主要是这几方面的内容。

生态方面：对事故现场及周围区域的土壤、植被、野生动物进行损失及危害监测，并在事故后不定期对生态环境的恢复状况进行监测。

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区域进行大气采样监测，分析事故影响程度。

事故发生后，应急指挥领导小组应迅速组织委托第三方监测机构对事故现场以及周

围环境进行连续不间断监测，对事故的性质、参数以及各类污染物质的扩散程度进行评估，为事故应急领导小组提供决策依据。

5) 应急终止

当事件污染源已得到有效控制，事件现场处置已完成。现场监测符合要求，中毒人员已得到救治，事故基本恢复正常秩序，导致次生衍生事故隐患消除后；经公司应急领导小组批准后，由总指挥宣布突发环境事件应急工作结束。并进行事件现场的善后处理。对现场进行恢复重建工作。

6) 后期处置

事件得到控制后，由公司组织人员对事件进行总结和责任认定。总结工作包括：①调查污染事件的发生原因和性质，评估出污染事件的危害范围和危险程度，查明人员伤亡情况，影响和损失评估。遗留待解决的问题等。②应急过程的总结及改进建议。如应急预案是否科学合理，应急组织机构是否合理，应急队伍能力是否需要改进，响应程序是否与应急任务相匹配，采用的监测仪器、通讯设备和车辆等是否能够满足应急响应工作的需要，采取的防护措施和方法是否得当，防护设备是否满足要求等，并根据总结修订应急预案。

7) 其他应急措施

①进一步健全各项安全管理制度和台账

公司目前已建有管理制度和作业规程。项目实施后继续加强执行各项制度和规程的过程中，进一步修订和完善制度，使各项制度和规程更能适应企业环境风险管理实际，更具操作性，每三年对环境风险管理制度、操作规程修订。

②向从业人员、周围单位和居民告知、宣传有关危险化学品的危险危害性、防护知识及发生化学品事故的急救办法。

③定期组织公司主要负责人、安全负责人及安全员参加安监部门组织的安全培训，确保安全培训资格证书在有效期内。定期对特种作业人员、危险作业岗位人员进行培训，确保其操作证在有效期内，定期对公司员工进行培训。

④对监控设备定期检测、维护、保养，确保其处于有效状态。

⑤建立环境风险物质储存、使用过程中发生人员中毒、剧毒化学品被盗等异常情况事故应急救援预案或措施，并报当地安全生产及有关部门备案。

(4) 应急状态地企联动

企业环保部门与地方政府力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、生态环境主管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	火警	119
2	医疗急救	120
4	肇东市生态环境局	0455-7966009
5	肇东市公安局	110
9	肇东市医院	0455-7976037
12	大庆油田有限责任公司采气分公司安全环保部	0459-5932287

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

防治内容		环保措施	验收标准
废气	施工期	施工期扬尘	施工场界执行《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
		焊接烟尘	
		柴油机燃烧烟气	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,柴油机烟气中 SO ₂ 、NO _x 的排放执行《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
		试气阶段产生的非甲烷总烃	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
		及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	
		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	

	运营期	气井井场非甲烷总烃	管线和场站均采用密闭性良好的阀门等,确保密闭集输,加强对设备和管道的检查和维护	井场及依托场站厂界执行《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,厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
		场站非甲烷总烃		
		加热炉燃烧烟气	依托场站加热装置采用清洁能源天然气为燃料,并采用了低氮燃烧器	燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表 2 新建锅炉标准限值
废水	施工期	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,压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路	不外排
		施工人员生活污水	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	不外排
		压裂返排液	拉运到采油九厂塔三压裂返排液处理站处理	不外排
		试气产液	罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理后达标回注现役油层	不外排
		管线试压废水	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达标后回注现役油层	不外排
	运营期	气田采出水	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,处理后的水质达到《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》	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) 中标准限值“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注现役油层	(SY/T5329-2022) 限值要求
	退役期	设备清洗废水	收集后由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理后达标回注现役油层	
		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。	不外排
噪声	施工期、退役期	施工场地噪声	合理安排施工时间, 避免大量高噪声设备同时施工, 选用低噪声设备, 注意设备维护和保养, 机泵等设备布置在室内, 且采取基础减震等设施	执行《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025) 中限值要求
	运营期	井场及场站噪声	低噪声设备、机泵等设备安装减震基础等	《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准限值: 昼间 $\leq 60\text{dB(A)}$, 夜间 $\leq 50\text{dB(A)}$
固废	施工期	废钻井液、钻井岩屑、废射孔液	排入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 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层, 压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路	妥善处理, 综合利用, 不外排
		施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布	暂存于一般工业固体废物暂存间, 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	妥善处理, 不外排
		施工废料	拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理	妥善处理, 不外排
		废 KOH 包装袋	暂存于危险废物贮存点中, 委托有危险废物处置资质的单位进行处置	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)
		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	妥善处理, 不外排
	运营	井口砂粒	由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内,	执行《危险废物贮存污染控制

	期		定期委托有危废处置资质的单位处置	标准》(GB18597-2023)中的相关规定,实行危险废物转移制度
	退役期	废旧设备	回收至采气分公司资产回收库	全部回收
		含油废防渗布	委托有资质单位转运处置	妥善处理,不外排
		封井建筑垃圾	收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场填埋处理	妥善处理,不外排
	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	妥善处理,不外排	
生态恢复	临时占地	临时占地类型为耕地(基本农田),临时占地面积10.962hm ² ,施工结束后及时清理施工现场,对临时占用的土地进行恢复、平整,恢复地表植被	施工结束后地表平整,及时恢复地表形态、生态修复	
	永久占地	永久占地类型为耕地(基本农田),永久占地面积2.5134hm ² ,永久占地按照规定进行经济补偿	按相关要求要求进行征地补偿	
	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,并留存影像资料	
地下水及土壤防护		施工期分区防渗:柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、发电机房、钢制泥浆槽、钻台、试气期试气施工区域、四站集注站新建甲醇储罐区、危险废物贮存点为重点防渗,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,渗透系数为1.0×10 ⁻¹³ cm/s;其他材料房、机械修理房、临时防渗旱厕、阀组间、一般固废暂存间、放空池为一般防渗,采用铺设1.5mm厚高密度聚乙烯(HDPE)土工膜构筑防渗层,渗透系数为1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s;施工井场其他区域采用地面碾压平整。	执行《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中关于分区防渗技术要求	
		运营期分区防渗:集输管道为重点防渗,管道采用无缝钢管、管道的连接方式采用焊接,管道设计壁厚的腐蚀余量为2mm、采用管道内防腐,管道的外防腐等级采用特加强级;井场永久占地内为简单防渗区,采用地面夯实碾压	执行《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中关于分区防渗技术要求	

	平整进行防渗。	
	在项目上游南城赵屯韩家潜水井（坐标 125.808319, 45.813617）、靠山屯白家潜水井（坐标 125.940853, 45.777706）布设 2 口潜水背景值监测水井，在区域内计家店屯苏家潜水水井（坐标 125.05480, 46.18536）、区域内散户 1 孙家潜水井（坐标 125.954505, 45.772596）、区域下游八大哈冯家承压水井（坐标 125.820776, 45.790955）各布设 1 口跟踪监测水井，定期监测地下水水质，监测因子为 pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求
	在拟建四库平 6 井场占地内（125.967871, 45.775536）、四站集注站站内（125.931513, 45.766361）、拟建朝库平 6 井场占地内（125.829193, 45.796252）、拟建四库平 6 井场占地内西北侧 400m（125.965288, 45.775490）、四站集注站东侧 200m（125.935103, 45.766289）朝 51 集配气阀组东侧 200m（125.814998, 45.811040）共布设 6 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬，监测频次为 1 次/年。	执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值
风险防控	运营期车辆采用密闭罐车，井场、场站定期进行应急演练。	

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
	环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿、绿化等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查

	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
	厂界噪声声达标排放监测
	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、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	落实管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实；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
	平整及恢复 10.962hm ² ；补偿 2.5134hm ²
	针对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

油田产能项目的开发建设，除对所在区域的经济发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。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

本气田开发过程中，由于井场、管道铺设、道路建设等，需要占用一定面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

(1) 植被损失费

项目新增永久占地为 2.5134hm²，均为耕地（基本农田），其中占用旱田 1.1802hm²，水田 1.3332hm²，对生态影响程度有限。地表农作物主要为玉米、水稻，损失玉米按 7.5t/hm²·a 计算，损失水稻按 7.11t/hm²·a，10 年损失玉米量为 88.515t，损失水稻量为 94.791t，玉米价格按 1500 元/t 计算，水稻价格按 5000 元/t 计算，则玉米损失费用约为 13.277 万元，水稻损失费用约为 43.396 万元。

本项目临时占地 10.962hm²，均为耕地，其中占用旱田 5.031hm²，水田 5.931hm²。耕地农作物为玉米和水稻，农作物当年粮食产量全部损失，第二、三年产量将下降 20%-40%，随后恢复正常产量，农作物单位面积产量以玉米和水稻计，损失玉米按 7.5t/hm²·a 计算，损失水稻按 7.11t/hm²·a，三年间总共损失粮食玉米为 60.372t，水稻为 67.471t。玉米价格按 1500 元/t 计算，水稻价格按 5000 元/t 计算，则临时占用旱田损失 9.056 万元，临时占用水田损失 33.736 万元。

综上所述，工程临时占地与永久占地造成的耕地作物损失共计 99.465 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 257.22t 烃类排入大气，每吨按 1529.7 元计，相当于损失 39.347 万元。

植被损失和资源损失两项合计为 138.812 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 11530 万元，其中环保投资 139.282 万元，环保投资占总投资的 1.21%，本项目环保投资详见表 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	1.5 万元/口井，共 4 口气井	6
	废水	钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，采取现场不落地收集随钻扳框压滤方式	0.005 万元/m ³ ，共计 118.46m ³	0.592
		压裂返排液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	0.005 万元/m ³ ，共计 3000m ³	15
		试气产液最终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 68m ³	0.34
		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 235.21m ³	1.176
		钻井施工期生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内	0.2 万元/新钻井场，共新钻 4 座单井井场	0.8
	噪声	机泵等设备布置在室内，且采取基础减震等设施	0.2 万元/新钻井场，共新钻 4 座气井井场	0.8
	固体废物	废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，采取现场不落地收集随钻扳框压滤方式	0.005 万元/m ³ ，共计 628.152m ³	3.141
		膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料、废非含油防渗布由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理	0.1 万元/吨，共计 0.64t	0.064
		废KOH 包装袋委托有危险废物处置资质的单位进行处置	0.8 万元/吨，共计 0.025t	0.02
		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	0.1 万元/吨，共计 11.24t	1.124
	生态	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 2.5134hm ²	青苗补偿 10 年	42.792
		对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 48.979hm ²	青苗补偿补偿 3 年	56.673
		水土流失防护	0.1 万元/口井，包括 4 口气井	0.4
运营期	废水	作业污水、洗井污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 540m ³ /a	2.7

	噪声	低噪声设备、基础减振	0.1 万元/口井，包括 4 口气井	0.4
	固体废物	井口砂粒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	0.5 万元/吨，共计 0.04t/a	0.02
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 4 口气井	0.4
	固体废物	含油废防渗布由施工单位委托有资质单位处理	0.1 万元/吨，共计 3t	0.3
		封井垃圾收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场填埋处理	0.1 万元/吨，共计 0.8t	0.08
		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	0.1 万元/吨，共计 0.6t	0.06
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	4	
地下水及土壤 防范措施	井场作业采取防渗措施	0.2 万元/口井，共 4 口气井	0.8	
	依托周边已建水井设 4 口跟踪监测井，定期跟踪监测地下水	0.1 万元/点位，共 4 个监测点位	0.4	
	设 6 个土壤跟踪监测点，定期跟踪监测土壤	0.2 万元/点位，共 6 个监测点位	1.2	
合计				139.282

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

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。

8 环境管理与监测计划

8.1 管理体系的建立和运行

本项目依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014)的要求,在项目的建设期建立和实施 HSE 管理体系。其中,环境管理的内容应符合 ISO 系列标准规定的环境管理体系原则,健康管理体系符合《职业安全卫生管理体系》(OHS18000)的有关要求。建设期的 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 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。主要包括废弃井申报、批准及封井回填管理;地面集输管线的废弃管理;地面井场等植被恢复及复耕管理。

8.1.1 组织结构

本项目严格实施 HSE 环境管理体系,本项目环境管理归大庆油田有限责任公司采气分公司管理,逐级落实岗位责任制,各层下属单位设环保员一名,相应基层单位经理为 HSE 管理体系的第一负责人,对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

8.1.2 基本职责

环境管理人员的基本职责如下:

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作;
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议;
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训;
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划,定期进行演练;配备各种必要的维护、抢修器材和设备,保证在发生事故能及时到位;
- (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。

8.1.3 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，在油田公司已有 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。

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，工作重点应针对采气、天然气集输以及站场的生产状况。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集输管道。集输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。

8.1.4 规章制度

大庆油田有限责任公司采气分公司环保工作必须严格执行国家、省(自治区)、市的环保法律法规，根据企业提供资料，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更新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按照大庆油田有限责任公司的预案要求已编制完成了《大庆油田有限责任公司采气分公司突发环境事件应急预案》等专项应急预案。每年均要求针对环境污染突发事件进行应急演练，确保突发环境污染事件时一线员工能够及时、准确地进行应急操作。同时定期将更新的环保法规及公司内部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。

8.1.5 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位置；
- (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；
- (7) 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

由大庆油田有限责任公司采气分公司安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环

境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油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，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油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，环境管理工作由大庆油田有限责任公司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集输管道。集输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 本项目污染源排放清单

本项目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	16.979kg/d	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	少量	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	0.714万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,柴油机烟气中SO ₂ 、NO _x 的排放执行《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
	试气作业	非甲烷总烃	少量	火炬燃烧	《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
	防腐废气	非甲烷总烃	少量	/	/
废水	钻井废水	COD、SS	118.46m ³	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	不外排

				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,压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路	
	压裂返排液	COD、SS	3000m ³	拉运到采油九厂塔三压裂返排液处理站处理	不外排
	试气产液	石油类	68m ³	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。	不外排
	管线试压废水	SS	235.21m ³	回注地下,不外排。	不外排
	生活污水	COD、NH ₃ -N	801.28m ³	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	不外排
固废	废钻井液	/	342m ³	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,压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路	100%处置
	钻井岩屑	/	142.152m ³		
	废射孔液	/	144m ³		100%处置
	膨润土、纯碱、重晶石	/	0.08t	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	100%处置

	粉废包装袋			拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理	
	施工废料	/	0.16t		
	非含油废防渗布	/	0.4t		100%处置
	废 KOH 包装袋	/	0.025	暂存于危险废物贮存点中,委托有危险废物处置资质的单位进行处置	100%处置
	生活垃圾	/	11.24t	统一收集送周围垃圾点,由市政环卫部门统一清理	100%处置
噪声	机械噪声	噪声	70~102dB(A)	选用低噪声设备,并采取基础减震等措施	执行《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)要求

本项目运行期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本项目运行期污染物排放清单

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	烃类气体	非甲烷总烃	0.036t/a	排入大气	井场及场站厂界执行《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,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
废水	气田采出水	石油类	540m 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
固废	井口砂粒	石油类	0.04t/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
噪声	机泵噪声	噪声	700~100dB(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
--	--	--	--	--	----

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 SO₂、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
1	非甲烷总烃 (t/a)	0.036

8.2.7 施工期环境管理与监测计划

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。主要监测对象有土壤、施工作业废气、地下水和噪声等。施工期间主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保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	场界噪声	连续等效 A 声级	施工场界四周共 4 个点	1 次/施工期
2	环境空气	颗粒物	施工场地上、下风向	1 次/施工期

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

本项目生产运行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。

运行期根据《工业企业土壤和地下水自行监测监测技术指南(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，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表 8.2-5 工程运行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	噪声	连续等效 A 声级	四库平 7 井场永久占地外 1m	1 次/季，昼、夜间监测
2	废气	非甲烷总烃	四库平 7 井场厂界、四站集注站上风向 1 个，下风向 3 个	1 次/季
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 工程运行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)、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	项目上游南城赵屯韩家潜水井	125.808319, 45.813617	朝库平 7 井场至朝 51 集配气阀组管线北侧 185m	1 次/半年
			项目上游靠山屯白家潜水井	125.940853, 45.777706	注采集输汇管北侧 890m	
			项目区域内散户 1 孙家潜水井	125.954505, 45.772596	注采集输汇管南侧 150m	
			项目下游八大哈冯家承压水井	125.820776, 45.790955	朝库平 6 井场西南侧 725m	
2	土壤	pH、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬	拟建四库平 6 井场占地内	125.967871, 45.775536	拟建气井井场	1 次/年
			四站集注站站内	125.931513, 45.766361	改扩建场站	
			拟建朝库平 6 井场占地内	125.829193, 45.796252	拟建气井井场	
			拟建四库平 6 井场占地内西北侧 400m	125.965288, 45.775490	拟建四库平 6 井场占地内西北侧 400m	
			四站集注站东侧 200m	125.935103, 45.766289	四站集注站东侧 200m	
			朝 51 集配气阀组东侧 200m	125.814998, 45.811040	朝 51 集配气阀组东侧 200m	

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

8.2.9.1 废弃井封井要求

(1) 运营期出现下列情况之一时，宜予以废弃：对天然气开发不起作用、无综合利用价值的气井；经过多种措施处理仍不能消除隐患，对资源开发或生态环境保护造成不良影响的气井；无法修复或修复投入大于修复后产出的气井。

(2) 要求在气井报废 6 个月内进行封井作业，具体封井作业参考《废弃井封井回填技术指南》(试行)。首先对废弃井开展环境风险评估，通过识别污染源、污染通道和敏感受体等，评估废弃井环境风险等级。根据废弃井环境风险等级，对废弃井进行封井回填并做好井口处置。废弃井封井回填工作完成后，应进行验收。

(3) 气井退役后全部进行封井，阻止各层段之间的井内窜流，达到保护含水层的目

的，可有效阻隔气层与上部其他含水层之间的水力联系。

(4) 拆除井场采气设备及井场护栏，挖松夯实和固化的地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

8.2.9.2 废弃管线环保处置要求

废弃管线运行时间较长，开挖处理成本较高且易损伤同管沟其余管线，根据《报废油气长输管道处置技术规范》(SY/T7413-2018)规范中 5.2、5.3 要求，对露出地面的管线全部拆除，其余地埋旧管线不进行开挖，就地弃置。

(1) 残留物清理

对于天然气管线，一般通过氮气吹扫或者用泡沫清管器清理的方式，即可将管线内的天然气、积液清理干净。

(2) 管道注浆

根据《报废油气长输管道处置技术规范》(SY/T7413-2018)中 8.8.2 规范要求，外径小于 300mm 的管道可不作防塌陷注浆处理，本项目管线外径小于 300mm，故管道可不作防塌陷注浆处理，如后期出现坍塌等现象应及时修复。

(3) 隔离封堵

所有就地弃置的管线两端应进行隔离，分段隔离可采用焊接封头、盲板或者管塞等方式进行，分段隔离材料应满足环保、防水、防渗透、耐老化、不可压缩、防腐蚀等性能要求。

8.2.9.3 生态恢复措施

(1) 井场生态恢复与重建措施

① 退役期气井退役后，应立即将气井的气层和井口封闭；并拆除井场采气设备及护栏，挖松夯实和固化的地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

② 根据立地条件和因地制宜原则，对生态环境进行恢复和重建。

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 部分道路可以作为当地交通和农业生产用地，不必恢复；其余道路应恢复为耕地原土地利用类型。

③ 加强对输气管线沿线居民的环境保护教育，提高其环保意识，禁止挖掘废弃的天

然气管道，以避免对地表产生破坏和干扰，加速水土流失和土地沙化。

表 8.2-8 闭井期环境监测计划表

类别	工作内容
生态	生态恢复效果、植被覆盖度、生物量、物种多样性；人工绿化面积及成活率
土壤	土壤环境调查及风险评估

8.2.9.4 工程占地申请审批流程

本工程位于黑龙江省绥化市肇东市境内，共涉及永久占用基本农田为 2.5134hm²，临时占用基本农田为 10.962hm²，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肇东市自然资源部门初审。肇东市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绥化市自然资源局审批。绥化市自然资源局组织审查肇东市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。

临时用地审批程序见表 8.2-9。

表 8.2-9 临时用地审批程序

序号	审批程序
1	计划和图纸下达
2	勘测定界、确权
3	签订用地合同和复垦方案等专项方案编制合同
4	复垦方案、表土剥离方案报自然资源局审批
5	准备申请表、合同、方案批复等资料（如有林草湿，提供林草湿批复）
6	向县区自然资源局申请
7	县区自然资源局现场踏查
8	县区自然资源局组织各股室审批，出具批复（单纯林草湿，不涉及耕地到此为止，如涉及耕地，需上报市级自然资源局）
9	市级自然资源局组织相关科室对报送材料和现场进行审核，审核通过，出具批复

关于永久征地的特别说明：按照“先临时、后永久”的政策，井场、道路临时用地结束后，办理永久用地审批，全油田全年组卷一次，经县自然资源局、县政府，市自然资源局、市政府，省自然资源厅、省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。

8.2.10 排污许可管理

依据《国务院办公厅关于印发<控制污染物排放许可制度实施方案>的通知》(国办发[2016]81号)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运营期排污的法律依据,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。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,本工程均属于"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,其他实施登记管理"。本工程不涉及通用工序,应按相关要求申请排污许可证,实行排污许可登记管理。

本项目属于石油天然气开采行业,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。

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的四站储气库调整工程项目，为改扩建工程，位于黑龙江省绥化市肇东市境内，地理坐标为 E125.73344921° ~ 126.05205797°，N45.70441912° ~ 45.88452813°。

本项目拟在已开发的四站储气库新钻 4 口注采井（四库平 6、四库平 7、朝库平 6、朝库平 7）并进行地面工程建设，其中新建单井注采管道 8km（DN200-5.6km，DN250-2.4km），对四站集注站进行改扩建（新建甲醇储罐 1 座、加药泵房撬 1 座、进站阀组 2 套），在朝 51 集配气阀组新建进站阀组 2 套，配套建设道路工程、供配电工程、自动控制、通信工程等，建成采气产能 $0.86 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，注气能力为 $0.8 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。本项目新增总占地面积为 13.4754hm²，全部为耕地（基本农田），其中永久占地面积为 2.5134hm²，临时占地面积为 10.962hm²。本项目总投资 11530 万元，其中环保投资 139.282 万元。

9.2 产业政策符合性

本项目为石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2019 年）》（2021 年修订），本项目属于鼓励类“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，因此，该项目建设符合国家的产业政策。

9.3 选址合理性结论

本项目位于黑龙江省绥化市肇东市境内。本项目拟在已开发的四站储气库新钻 4 口注采井（四库平 6、四库平 7、朝库平 6、朝库平 7）并进行地面工程建设，其中新建单井注采管道 8km（DN200-5.6km，DN250-2.4km），对四站集注站进行改扩建（新建甲醇储罐 1 座、加药泵房撬 1 座、进站阀组 2 套），在朝 51 集配气阀组新建进站阀组 2 套，配套建设道路工程、供配电工程、自动控制、通信工程等。本项目选址不在生态功能保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区内，无重要湿地分布，不在生态保护红线管控范围内，施工区域周围敏感点主要为村屯，根据《安达市土地利用总体规划（2006-2020）》（2015 年调整），本项目占地类型为耕地（永久基本农田）。

本项目在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便植被恢复，临时占用的耕地及草地等质等量恢复。在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响，施工结束后对临时占用的工地及时恢复地表，进行经济补偿，由农户自行复耕。本项目施工及运营过程中产生的污染物均得到有

效治理，且钻井施工阶段井场及运营期井场及管道均采取分区防渗措施，不会对周边耕地产生影响，工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。

根据《基本农田保护条例》（2011年修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开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。本工程属国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，地质设计要求，本项目确实无法避让永久基本农田，已按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准。

本项目在道路、管线的选址和布局上尽量避开永久基本农田、采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点。本项目占地类型为耕地（永久基本农田，对占用的耕地按照占一补一原则缴纳补偿费用，并对临时占用的耕地采取生态补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

9.4 环境质量现状评价结论

9.4.1 大气环境质量现状评价结论

根据《绥化市环境质量年报》（2024年度）统计数据可知，项目所在区域属于不达标区。通过对区域内环境空气进行监测，均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准要求，TSP满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准，评价区域内大气环境质量较好。

9.4.2 地表水环境质量现状评价结论

鱼塘水体的水质目前符合《渔业水质标准》（GB11607-1989），水质现状良好。

9.4.3 地下水环境质量现状评价结论

评价区域地下水水质除锰外，其余监测项目均满足《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。其中锰超标可能是地质原因引起的，项目上游区存在较多的盐碱土，在水文地质的影响下，土壤中的无机物经过上游来水或区域降水溶解进入地下水引起的。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 $\text{HCO}_3\text{-Na+Ca}$ 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。

9.4.4 声环境质量现状评价结论

该区域村屯等声环境敏感目标能够满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1 类标准，项目涉及已建气井井场声环境能够满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准，声环境质量现状良好。

9.4.5 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满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中第二类用地筛选值标准，以及表 2(其他项目)中第二类用地石油烃筛选值标准；评价范围内村屯土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中第一类用地筛选值标准，以及表 2(其他项目)中第一类用地石油烃筛选值标准；评价范围内耕地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 表 1 农用地土壤风险筛选值(基本项目)中标准；评价范围内水田土壤满足《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水田标准。

9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.5.1 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。

运营期场站内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 排放限

值，项目气井井场及依托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。

依托场站加热装置燃烧烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建锅炉标准限值。

9.5.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

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 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层，压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路。

压裂返排液拉运到采油九厂塔三压裂返排液处理站处理。

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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，回注地下，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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，回注地下，不外排。

钻井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。

运营期气田采出水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，处理后的水质达到《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）中标准限值“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注现役油层。

本项目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。

9.5.3 地下水境影响分析和污染防治措施可行性结论

本项目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治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。

9.5.4 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，本项目施工期场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求，运行期井场噪声满足《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。

9.5.5 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 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层，压滤泥饼检测合格后由大庆油田有限责任公司进行铺垫井场和通井路。

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，由施工单位集中收集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、非含油防渗布由施工单位统一收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。

废KOH包装袋暂存于危险废物贮存点中，委托有危险废物处置资质的单位进行处置。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。

运营期产生的井口砂粒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。

本项目对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

9.5.6 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、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油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。

9.5.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，正常工况下本项目对土壤环境的影响较小。

9.5.8 环境风险分析可行性结论

通过对本项目产能建设工程的环境风险分析可知，本项目的的环境风险是泄漏、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。

9.6 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 26 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=871>）。

征求意见稿公示日期为 2025 年 12 月 25 日~2026 年 1 月 8 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=872>）；

报纸第一次公告日期为 2025 年 12 月 30 日（绥化日报），报纸第二次公告日期为 2025 年 12 月 31 日（绥化日报）；

现场张贴公示日期为 2026 年 1 月 3 日，公示地点为评价范围内村屯。

报批前公示日期为 2026 年 1 月 14 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=884>）。

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《绥化日报》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，四站储气库调整工程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的环境要求愿望。

9.7 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。

9.8 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。

9.9 综合评价结论

综上所述，四站储气库调整工程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 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长<5km <input checked="" type="checkbox"/>	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>	
	评价因子	基本污染物 (PM ₁₀ 、NO _x 、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} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input type="checkbox"/>	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>	
	评价基准年	(2024) 年					
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标区 <input type="checkbox"/>		
污染源调查	调查内容	建设项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 建设项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input checked="" type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input checked="" type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
	预测范围	边长 ≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input checked="" type="checkbox"/>		边长 <5km <input type="checkbox"/>	
	预测因子	预测因子 (NMHC)			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{建设项目} 最大占标率 ≤100% <input checked="" type="checkbox"/>			C _{建设项目} 最大占标率 >100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{建设项目} 最大占标率 ≤10% <input type="checkbox"/>			C _{建设项目} 最大占标率 >10% <input type="checkbox"/>	
		二类区	C _{建设项目} 最大占标率 ≤30% <input checked="" type="checkbox"/>			C _{建设项目} 最大占标率 >30% <input type="checkbox"/>	
	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% <input checked="" type="checkbox"/>		C 非正常占标率 >100% <input type="checkbox"/>	
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C 叠加达标 <input checked="" type="checkbox"/>			C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>		
区域环境质量的整体变化情况	k ≤-20% <input checked="" type="checkbox"/>			K >-20% <input type="checkbox"/>			
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 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
环评结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>					
	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: (0.036) 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

工作内容		完成情况					
风险 调查	危险物质	名称	天然气	柴油	氢氧化钾	甲醇	
		存在总量	17.813t	50.1t	0.2t	0.034t	
	环境 敏感性	大气	500m 范围内人口数___人		5km 范围内人口数___人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）				___人
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input type="checkbox"/>	
		地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input type="checkbox"/>	
			包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>	D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>	
物质及工艺系数 危险性		Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>	1≤Q<10 <input type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input type="checkbox"/>	Q>100 <input type="checkbox"/>	
		M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>	
		P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>	
环境风险潜势		IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input checked="" type="checkbox"/>	
评价等级		一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>	
风险 识别	物质 危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>			易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>		
	环境 风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>		
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>	地表水 <input checked="" type="checkbox"/>		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		
事故情形分析		源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input checked="" type="checkbox"/>		
风险 预测 与 评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围___m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围___m				
	地表水	最近敏感目标_____, 到达时间___h					
	地下水	下游厂区边界到达时间___d					
最近环境敏感目标_____, 到达时间___d							
重点风险 防范措施		管道密闭输送、防腐、试压等，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施					
评价结论与建议		本项目的的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。					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，“___”为内容填写项							

附表 3：建设项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>				土地利用类型图
	占地规模	(2.5134) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	特征因子	石油烃				
	土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>					
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性	-				见表 4.2-20
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	0-20cm	
		柱状样点数	5	0	0-50cm 50-150cm 150-300cm	
现状监测因子	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）					
现状评价	评价因子	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）				
	评价标准	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB 36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他 ()				
	现状评价结论	本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的标准要求，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。				
影响预测	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ；附录 F <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论：a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（跟踪监测）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		6	pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、六价铬		1 次/年	
信息公开指标	监测点位和监测值					
评价结论	采取环评提出的措施，影响可接受					

注1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。
 注2：需要分别开展土壤环境影响评价工作的，分别填写自查表。

附表4：地表水自查表

工作内容		自查项目		
影响识别	影响类型	水污染影响型√；水文要素影响型 □		
	水环境保护目标	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 √		
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型
		直接排放 □；间接排放 □；其他√		水温 □；径流 □；水域面积 □
影响因子	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 √		水温 □；水位（水深） □；流速□；流量 □；其他 □	
评价等级	水污染影响型		水文要素影响型	
	一级 □；二级 □；三级 A □；三级 B √		一级 □；二级 □；三级 □	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建 □；在建 □； 拟建 □；其他 □	拟替代的污染源 □	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 □
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 √；冬季□		生态环境保护主管部门 □；补充监测 √；其他 □
	区域水资源开发利用状况	未开发 □；开发量 40%以下 □；开发量 40%以上 □		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
		丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季□		水行政主管部门 □；补充监测 □；其他 □
补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
	丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 √；秋季 □；冬季□		（pH、BOD ₅ 、石油类、悬浮物、挥发酚、硫化物、汞、铬、镉、砷、铅、溶解氧）	监测断面或点位 个数（2）个
现状评价	评价范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²		
	评价因子	（pH、BOD ₅ 、石油类、悬浮物、挥发酚、硫化物、汞、铬、镉、砷、铅、溶解氧）		
	评价标准	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（ ）		
	评价时期	丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季；√冬季 □		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□：达标 □；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 <input checked="" type="checkbox"/> ；不达标 □ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 □：达标 □；不达标□ 底泥污染评价 □ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 □ 水环境质量回顾评价 □ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 □		达标区□ 不达标区□

影响预测	预测范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²				
	预测因子	（ ）				
	预测时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 设计水文条件 <input type="checkbox"/>				
	预测情景	建设期 <input type="checkbox"/> ；生产运行期 <input type="checkbox"/> ；服务期满后 <input type="checkbox"/> 正常工况 <input type="checkbox"/> ；非正常工况 <input type="checkbox"/> 污染控制和减缓措施方案 <input type="checkbox"/> 区（流）域环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/>				
	预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ；解析解 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> 导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 <input type="checkbox"/> ；替代削减源 <input type="checkbox"/>				
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 <input type="checkbox"/> 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> 水文要素影响型建设项目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 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/>				
	污染源排放量核算	污染物名称	排放量/（t/a）		排放浓度/（mg/L）	
		（ ）	（ ）		（ ）	
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放浓度/（mg/L）	
		（ ）	（ ）	（ ）	（ ）	
生态流量确定	生态流量：一般水期（ ）m ³ /s；鱼类繁殖期（ ）m ³ /s；其他（ ）m ³ /s 生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m					
防治措施	环保措施	污水处理设施 <input type="checkbox"/> ；水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域削减 <input type="checkbox"/> ；依托其他工程措施 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	监测计划	环境质量		污染源		
		监测方式	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input checked="" type="checkbox"/>		手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
		监测点位	（ ）		（ ）	
	监测因子	（ ）		（ ）		
污染物排放清单	√					
评价结论	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可以接受 <input type="checkbox"/>					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

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 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群数量、种群结构） 生境 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 自然景观 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 其他 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积： <input type="checkbox"/> km ² ；水域面积： <input type="checkbox"/> km ²
生态现状 调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input type="checkbox"/> ；沙漠化 <input type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响 预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态保护 对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input checked="" type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ <input type="checkbox"/> ）”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 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200 m <input type="checkbox"/> 小于 200 m <input type="checkbox"/>					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input checked="" type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/> _____					
	预测范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200 m <input type="checkbox"/> 小于 200 m <input type="checkbox"/>					
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。							