# 2022年宋芳屯油田芳11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目

# 环境影响报告书

建设单位（盖章）：大庆油田有限责任公司第八采油厂

评价单位：大庆经略环保科技有限公司

2022年5月

# 目录

第一章概述 ..... 1
1.1 建设项目由来 ..... 1
1.2 建设项目特点 ..... 4
1.3 环境影响评价工作过程 ..... 7
1.4 分析判定相关情况 ..... 9
1.5 关注的主要环境问题及环境影响 ..... 37
1.6 环境影响评价的主要结论 ..... 39
第二章总则 ..... 40
2.1 编制依据 ..... 40
2.2 评价目的及原则 ..... 43
2.3 环境影响识别与评价因子筛选 ..... 44
2.4 环境评价标准 ..... 46
2.5 评价工作等级 ..... 52
2.6 评价范围及环境保护目标 ..... 61
2.7 评价工作内容及重点 ..... 67
第三章建设项目工程分析 ..... 70
3.1 建设项目概况 ..... 70
3.2 建设工程 ..... 83
3.3 依托工程 ..... 139
3.4 环境因素分析 ..... 158
3.5 污染源源强核算 ..... 161
3.6 现有工程污染源调查 ..... 168
3.7 排污许可证申领情况 ..... 173
3.8 清洁生产分析 ..... 173
第四章环境现状调查与评价 ..... 176
4.1 自然环境现状调查 ..... 176
4.2 环境保护目标调查 ..... 190

4.3 环境质量现状调查.....192
4.4 区域环境污染源调查.....225
第五章环境影响预测与评价 ..... 228
5.1 大气环境影响预测与评价.....228
5.2 水环境影响预测与评价.....235
5.3 声环境影响预测与评价.....246
5.4 固体废物环境影响分析.....249
5.5 土壤环境影响预测与分析.....251
5.6 生态环境影响分析.....259
5.7 环境风险评价.....266
第六章环境保护措施及其可行性论证..... 281
6.1 废气污染防治措施及其可行性论证.....281
6.2 水污染防治措施及其可行性论证.....282
6.3 噪声污染防治措施及其可行性论证.....290
6.4 固体废物污染防治措施及其可行性论证.....290
6.5 土壤污染防治措施及其可行性论证.....294
6.6 生态污染防治措施及其可行性论证.....298
6.7 环境风险防范措施及其可行性论证.....303
第七章环境影响经济损益分析 ..... 309
7.1 环境损失费估算.....309
7.2 环保投资估算及环境效益分析.....309
7.3 环境经济损益分析结论.....310
第八章环境管理与监测计划 ..... 311
8.1HSE 管理体系的建立和运行.....311
8.2 项目污染物排放清单.....312
8.3 总量控制.....314
8.4 项目环境管理与监测计划.....314
8.5 项目“三同时”一览表.....315

8.6 与排污许可证衔接.....317
第九章环境影响评价结论 ..... 319
9.1 项目概况 .....319
9.2 环境质量现状结论.....319
9.3 环境影响预测与评价结论 .....320
9.4 环境影响经济损益分析结论.....322
9.5 环境管理与监测计划结论 .....322
9.6 综合结论 .....322

# 第一章概述

## 1.1 建设项目由来

原油属于国家战略安全物资，随着国家经济的走强，国家对国内石油资源的需求越来越大。然而随着原油含水率升高以及原油储量的自然递减，油田老区产量呈逐年下降的态势，按照大庆的总体要求，大庆油田公司加大了外围区块勘探开发力度，为大庆油田的可持续发展提供保障。2021 年 3 月 2 日由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》中明确了大庆作为区域中心的发展定位：打造百年油田、工业强市、页岩油城市，建设国际著名石油化工城市、新兴装备制造城市、生态典范城市，争当全国资源型城市转型发展排头兵。2021 年 09 月 07 日由大庆市人民政府发布的《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二 O 三五年远景目标纲要》中明确提出：力争到 2025 年，大庆油田国内外油气产量当量达到 4500 万吨以上，天然气产量 70 亿立方米，有效保障国家油气安全稳定供应，肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”的政治责任；支持油田打好提质增效攻坚战，全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。

宋芳屯北部芳 11 区块位于黑龙江省安达市及大庆市肇州县境内，松辽盆地中央坳陷区三肇凹陷宋芳屯鼻状构造北部斜坡上，开采层位葡萄花油层葡 I 组，动用含油面积 49.7km$^2$，地质储量 1214.6×10$^4$t。区块位于宋芳屯油田北部，断层以南北向为主，频度 1.8 条/km$^2$，以三角洲内前缘沉积为主，分上、下两个砂岩组，9 个小层，13 个沉积单元。主要发育分流河道砂及河间砂，分流河道砂呈窄条带枝网状连续展布，河间砂分布于河道之间，局部连片分布。平均单层有效厚度 1.0m，平均孔隙度 20.5%，平均空气渗透率 62.5×10$^{-3}$μm$^2$，为中孔、中渗透储层，油藏类型为构造-岩性油藏。

为了进一步落实黑龙江省省委省政府和大庆市市委市政府的有关要求，打好十四五攻坚战，大庆油田在建设百年油田，提高油气产量方面进行了统一布署。本项目位于宋芳屯北部芳 11 区块，属于已开发区块，建设性质为改扩建。

本项目基建油水井 178 口（代用井 3 口，原为探井），其中采油井 102 口，注水井 76 口，评价不包括钻井工程。本项目本次基建油井 102 口其中 91 口油井采用单管环状掺水集油流程、11 口油井采用电加热集油流程，充分依托已建集油系统能力，就近搭接至已建阀组间，新建单井集油掺水管道 11.47km，3 座转油站外输泵更换，扩改建

脱水站 1 座（宋一联脱水站）；基建注水井 76 口，其中改造老井 45 口，扩建注水站 1 座，新建配水间 10 座，扩改建配水间 9 座，新建注水干线 10km，新建单井注水管线 45.3km；扩建污水站 2 座，新建调水管线 0.5km；新建井场变电站 47 座，利旧井场柱上变 2 座，新建 10kV 产能线路 6.8km，新建线路无功补偿装置 700kVar，新建防窃电装置 19 台，已建站配电改造 6 座；新建 6.9km 通井砂石路，其中 2.8km 在低洼地内，4.1km 在耕地内。新建 2.45km 通井土路，其中的 0.75km 在低洼地内，1.7km 为耕地内的通道；建成后年产能为 $4.72\times10^4$t。

本项目位于黑龙江省大庆市大同区境内，详见图 1.1-1。根据《黑龙江省湿地名录》，本工程不涉及湿地；工程周围以油田开发和农业为主，无其它大型工业区，周围分布村屯较多，村屯饮用水均来自于地下水井，根据《全省在用饮用水水源保护区基础信息名录（2020 年）》，与本工程附近的农村集中式饮用水水源为 6 号平台西南侧 2.0km 的大庆市大同区大同镇地下水饮用水水源，其余均为分散式饮用水水源；根据《大庆市水务局关于划定大庆市水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，本项目涉及大庆市水土流失重点预防区和重点治理区；本项目附近地表水体为老江身泡。

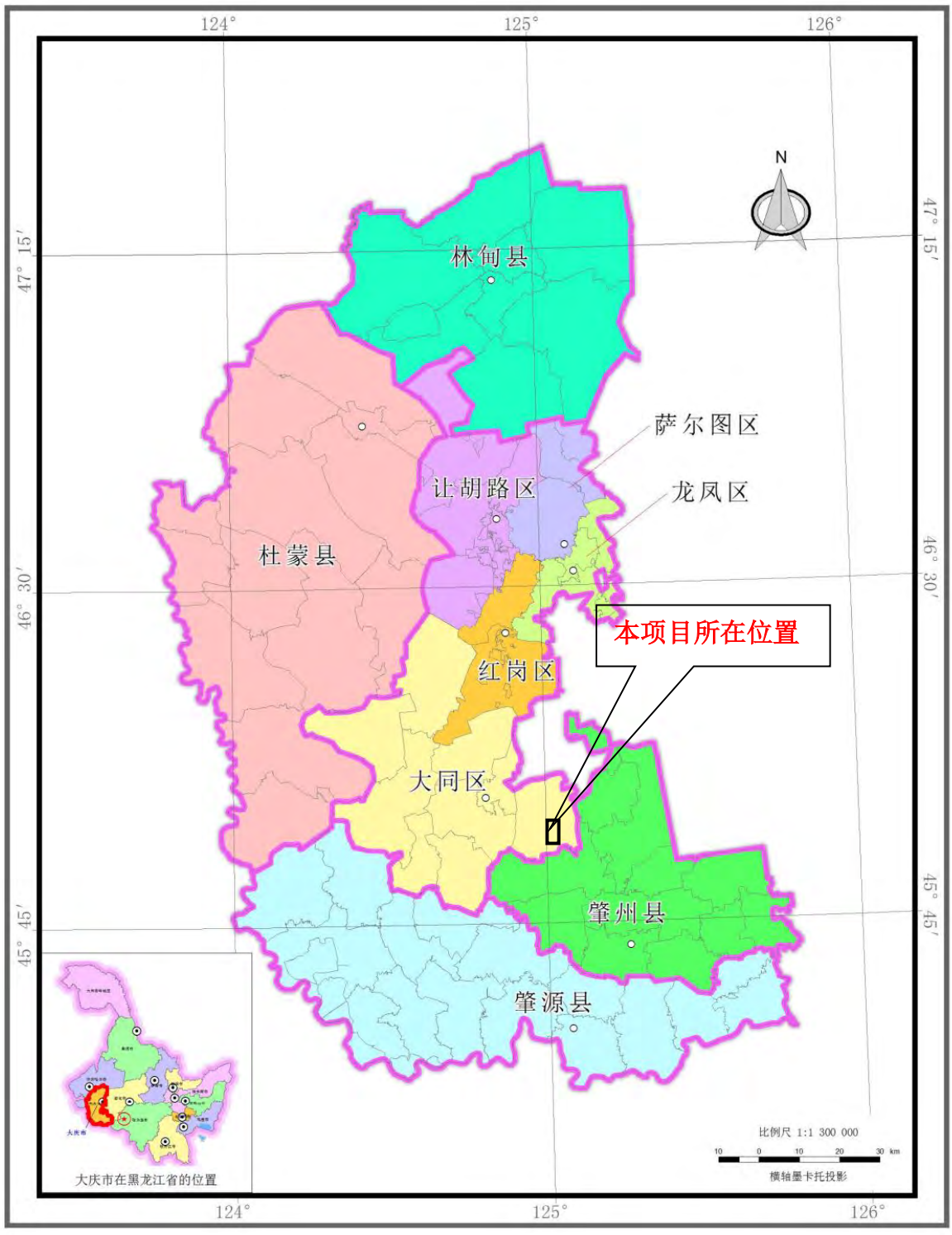



图 1.1-1　　项目地理位置图

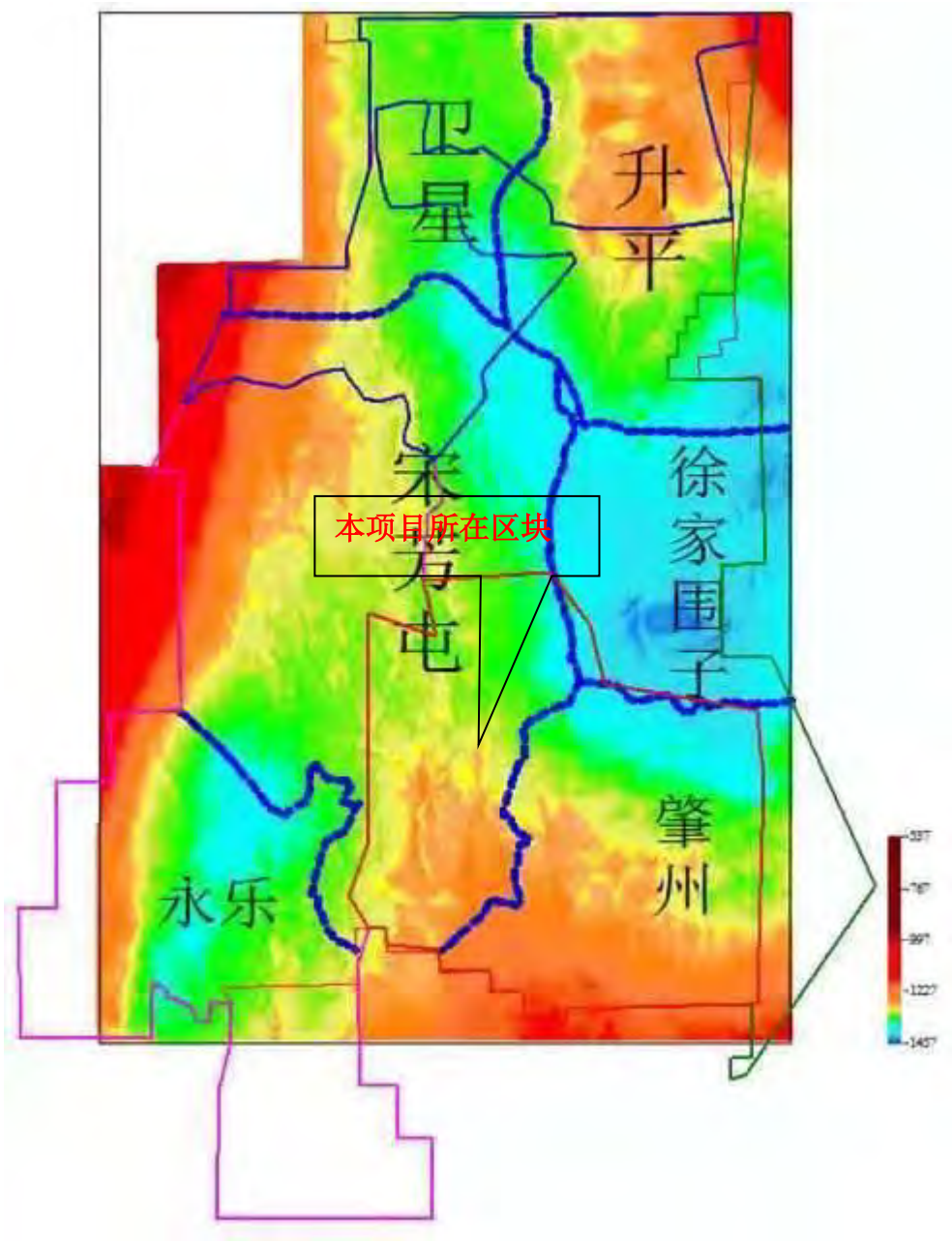



图 1.1-2　　区块范围图

## 1.2 建设项目特点

### 1.2.1 项目特点

宋芳屯油田芳 11 自营区块安排基建油水井 178 口。站外集油系统，本次基建油井 102 口其中 91 口油井采用单管环状掺水集油流程、11 口油井采用电加热集油流程，充分依托已建集油系统能力，就近搭接至已建阀组间。 本次区块位于八厂宋一联管辖范围内，涉及水驱转油站 4 座。本次规划基建油井 40 口进入芳深 2 转油站，46 口进入祝 3 转油站、2 口进入芳 507 转油站，14 口进入芳 707 转油站，充分依托已建站

剩余能力。 集油系统新建单井集油掺水管道 11.47km，3 座转油站外输泵更换，扩改建脱水站 1 座（宋一联脱水站）。本项目基建注水井 76 口，其中改造老井 45 口，扩建注水站 1 座，新建配水间 10 座，扩改建配水间 9 座，新建注水干线 10km，新建单井注水管线 45.3km。本项目扩建污水站 2 座，新建调水管线 0.5km。本项目新建井场变电站 47 座，利旧井场柱上变 2 座，新建 10kV 产能线路 6.8km，新建线路无功补偿装置 700kVar，新建防窃电装置 19 台，已建站配电改造 6 座。本项目新建 6.9km 通井砂石路，其中 2.8km 在低洼地内，4.1km 在耕地内。新建 2.45km 通井土路，其中的 0.75km 在低洼地内，1.7km 为耕地内的通道。本项目建成后年产能为 $4.72\times10^4$t。本项目预计 2022 年 7 月开工建设，于 2022 年 9 月投产使用。

本工程属于油田开采项目，建设性质为改扩建工程，根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》的规定，受大庆油田有限责任公司第八采油厂质量安全环保部的委托，大庆经略环保科技有限公司承担了该项目的环境影响评价工作。依据《建设项目环境影响评价管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号）（下文简称管理名录），第 7 条规定，石油开采新区块开发；页岩油开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）环评类别为报告书，本工程属于在现有已开发区块进行开发建设，建设性质为改扩建工程。

本项目总占地面积为 73.06hm$^2$，其中永久占地 3.69hm$^2$，临时占地 69.37hm$^2$，占地类型为基本农田和一般草地。本项目位于黑龙江省大庆市大庆市大同区祝三乡境内。根据《黑龙江省湿地名录》，本工程不涉及湿地；工程周围以油田开发和农业为主，无其它大型工业区，周围分布村屯较多，村屯饮用水均来自于地下水井，根据《全省在用饮用水水源保护区基础信息名录（2020 年）》，与本工程附近没有较近的农村集中式饮用水水源，均为分散式饮用水水源；根据《大庆市水务局关于划定大庆市水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，本项目位于大庆市水土流失重点治理区；本项目附近地表水体为老江身泡。

本项目施工期汽车尾气无组织排放；施工扬尘（施工车辆运输扬尘、注水管线、集油管线、供配电工程及道路施工扬尘）采取定时适量洒水，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，运输车辆经过居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶的措施后，不会对大气环境造成影响；施工期管线试压废水由罐车分批运至宋一联污水处理站处理，不外排；施工生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束后进行卫生填埋，因此无废水外排，不会对水环境产生影响。施工噪声项目采用选用低

噪设备；合理安排施工时间；加强施工机械保养，保持在最佳状态；高噪声设备远离居住区一侧布局；禁止夜间施工，必须在夜间施工时，应向周边村民进行公告，并合理安排施工机械数量，严格限定施工范围；运输车辆选择避开居民点的路线，减速慢行，并减少鸣笛；通过采取上述措施后不会对声环境造成不利影响；施工期固废主要为施工人员生活垃圾，交由油田物业公司统一处置，不会对环境产生影响。施工期的生态影响主要是临时的，通过控制作业带范围、减少人员活动范围以及绿化措施，可保证不会对生态环境产生较大影响。

本项目运营期废气主要为采油井场、集油管线等挥发的非甲烷总烃，项目采取油气集输采用密闭流程，最大限度降低非甲烷总烃的挥发；加强对设备和管道的检查和维护，最大限度降低场站及储罐和管线的油气挥发；加强对集输气设备的日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制掺水和外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度等措施，同时项目所处地区平坦开阔，扩散条件好，不会对大气环境产生不利影响；废水包括原油开采产生的井下作业废水、采出液含油废水，排入宋一联污水站，处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中的大庆油田油藏水驱注水水质指标后回注油层，不外排，不会对水环境产生不利影响；噪声主要为井平台、抽油机等设备运转噪声，经采取选用低噪声设备、基础减振、厂房隔声措施后不会对声环境造成不利影响；固体废物主要为含油污泥，属于危险废物，送宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处置，处置后污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg）。非正常工况下洗井修井产生的含油污水经罐车拉运至宋一联污水站处理达标后回注油层，不外排。非正常工况下产生的废防渗布属于危险废物，暂存于第八采油厂三矿危险废物暂存间，定期委托有资质单位进行处理；非正常工况下产生的落地油最终送宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处置，处置后污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg）。井场井喷采取科学合理的操作技术控制井喷事故发生；集油管线穿孔泄漏项目采用的防腐模式；使用非金属管线；对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备；定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备的渗漏、穿孔问题；加强无损探伤检测等措施，预防环境风险的发生。

本项目建设对土地利用的影响主要是敷设管线、新建道路等占用一定量的土地，临时占地为井场和管线占地，为基本农田和一般草地；永久占地为井场和道路占地，为基本农田和一般草地。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型及原有植物种类和群落，不会对土地利用结构造成影响，对植物种类和群落造成影响较小。永久占地在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地。但由于永久占地面积很小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。

## 1.3 环境影响评价工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》（中华人民共和国主席令第九号，2015 年 1 月 1 日起施行）、《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第四十八号，2018 年 12 月 29 日修订）和《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）等法律法规，本项目属于“五、石油和天然气开采业”中“7 陆地石油开采 0711”，项目所在芳 11 自营区块属于已区块开发，项目不涉及国家公园、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、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区，但项目占地涉及永久基本农田，且本项目位于《大庆市水土保持规划（2015~2030 年）》及《关于划定大庆市水土流失重点预防区和重点治理区的公告》划定的市级水土流失重点治理区。本项目所在区域涉及《建设项目环境影响评价管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号）中规定的永久基本农田和水土流失重点治理区环境敏感区，不涉及规定中的其余环境敏感区。依据《建设项目环境影响评价管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号）五 7 条规定，本工程为陆地石油开采改扩建项目且涉及环境敏感区，因此应编制环境影响报告书。大庆油田有限责任公司第八采油厂委托大庆经略环保科技有限公司承担本项目的环境影响评价工作。

我单位接受委托后，项目负责人对项目的设计方案进行了详细分析，并对项目选址进行实地考察，对环境影响因子和评价因子进行了识别和筛选；结合有关环境保护法规和当地实际情况，确定了本次评价的评价等级、评价标准、评价范围，制定工作方案。

第一阶段：首先，依据《建设项目环境影响评价分类管理目录》（2021.1.1）规定，确认本项目属于“五、石油和天然气开采业 0711 陆地石油开采”中石油开采改扩建项目，涉及基本农田和水土流失重点治理区环境敏感区，不涉及国家公园、自然保护区、基本草原、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区；也不涉及除上述敏感区以外的生态保护红线管控范围，自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区等。由此确定本项目环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

大庆油田有限责任公司第八采油厂委托我单位承担本项目的环境影响评价工作，接受委托后，评价单位组织有关技术人员对项目及周边环境现状进行了详细的踏勘，收集了相关资料，在此基础上按照《环境影响评价技术导则》的要求和环保主管部门的意见，研究相关技术文件和其它文件、进行初步工程分析、现状调查、环境影响识别和评价因子筛选、确定评价重点和环境保护目标、确定工作等级、评价范围和评价标准、制定工作方案。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；地下水环境影响评价工作等级为二级；生态环境影响评价工作等级为三级、土壤影响评价工作等级为一级，地表水环境影响评价工作等级为三级 B，环境风险评价等级为简单分析。并以此确定评价范围和评价标准，制定了工作方案。

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，掌握区域环境质量现状。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，按照生态环境部关于环境影响评价深度和广度的要求，开展环评报告书的编制工作，编制完成各专题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。

根据《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016），建设项目环境影响评价工作程序如图 1.3-1 所示。

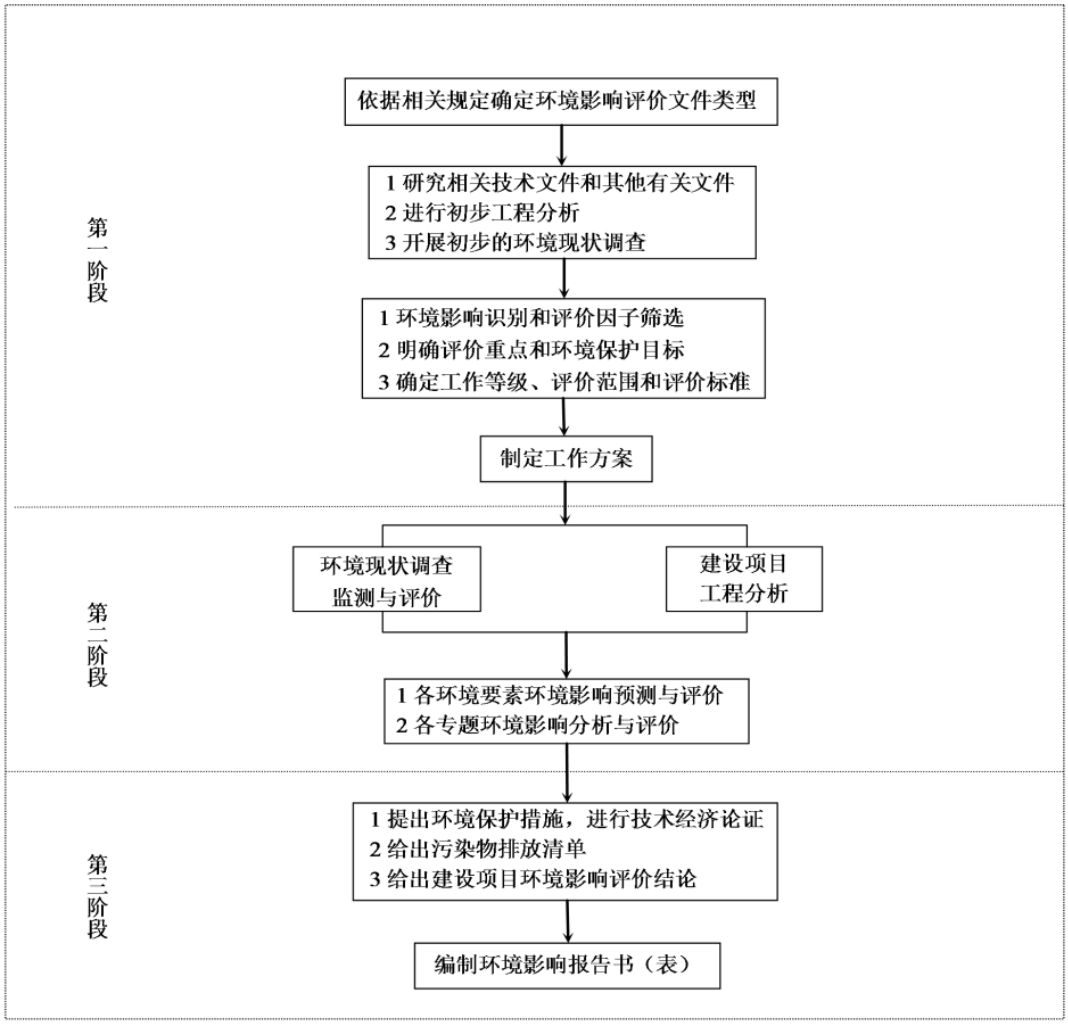



图 1.3-1　　建设项目环境影响评价工作程序图

## 1.4 分析判定相关情况

### 1.4.1 产业政策符合性判定

#### 1.4.1.1 与《产业结构调整调整指导目录（2019 年本）》符合性分析

根据《产业结构调整调整指导目录（2019 年本）（修正）》（中华人民共和国国家发展改革委员会令第 29 号 2020 年 1 月 1 日）中相关分类，本项目属于鼓励类建设项目（第一类“鼓励类七、石油、天然气—1 常规石油、天然气勘探与开采）。项目符合国家相关法律、法规及现行产业政策。

本项目不属于列入《淘汰落后生产能力、工艺和产品的目录》（第一批、第二批、第三批）和《工商投资领域制止重复建设目录》内的项目，本项目已取得了黑龙江省企业投资项目备案证，综上所述，符合国家产业政策要求。

#### 1.4.1.2 与《地下水管理条例》符合性分析

《地下水管理条例》（国务院令第 748 号）（2021 年 12 月 1 日施行），相符性分

析见表 1.4-1。

表 1.4-1　　与《地下水管理条例》相符性分析表

| 序号 | 条款 | 《地下水管理条例》内容 | 本项目 | 是否符合条例内容 |
|---|---|---|---|---|
| | 第三章“节约与保护” | | | |
| 1 | 第十六条 | “国家实行地下水取水总量控制制度。取用地下水的单位和个人应当遵守取水总量控制和定额管理要求，使用先进节约用水技术、工艺和设备，采取循环用水、综合利用及废水处理回用等措施，实施技术改造，降低用水消耗” | 本工程施工期生活用水执行定额管理要求，试压废水经罐车收集后回收至宋一联污水站进行处理达标后回注地下油层。运行期油田采出水经宋一联污水站处理后回注地下油层，不外排。 | 符合 |
| | | 第五章“污染防治” | | |
| 2 | 第四十条 | “禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：<br>（一）利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；<br>（二）利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质；<br>（三）利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物；<br>（四）法律、法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为” | 本工程不利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；工程产生的危险废物均委托有资质单位处置，工程不利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存有毒有害物质，不利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存有毒污染物；根据《环境影响评价<br>技术导则地下水环境》（HJ610-2016）相关要求，对管道进行分区防渗，最大程度上，保护地下水环境。本工程施工及运行期间不会出现条例中所列污染地下水的行为。 | 符合 |
| 3 | 第四十一条 | 企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施，防止地下水污染：<br>（一）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；<br>（二）化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测；<br>（三）加油站等的地下油罐应当使用双层罐或者采取建造防渗池等其他有效措施，并进行防渗漏监测；<br>（四）存放可溶性剧毒废渣的场所，应当采取防水、防渗漏、防流失的措施； | 本项目编制的环境影响评价文件中，编制了地下水污染防治容，并采取相应的防护性措施：<br>（1）地下集输管道采用无缝钢管；管道设计壁厚的腐蚀余量约为3mm，采用管道内防腐；管道的外防腐等级应采用特加强级；管道的连接方式应采用焊接；定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施。。<br>②非正常工况下产生废防渗布暂存于第八采油厂三矿危险废物暂存间，委托有资质单位定期拉运处理。含油污泥和非正常工况下会产生落地油拉运至宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处理。 | 符合 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | （五）法律、法规规定应当采取的其他防止地下水污染的措施”。 | ③施工结束后应立即对井场进行平整夯实；在作业时采取铺设防渗布的措施；定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理；油井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收。 | |
| 4 | 第四十五条 | “依照《中华人民共和国土壤污染防治法》的有关规定，安全利用类和严格管控类农用地地块的土壤污染影响或者可能影响地下水安全的，制定防治污染的方案时，应当包括地下水污染防治的内容 | 本项目占用大庆市永久基本农田，施工过程可能会污染永久基本农田的土壤环境，产能作业可能会污染地下水安全。本项目在制定防治污染的方案时，包括了地下水污染防治的内容。具体见上述地下水污染防治措施。 | 符合 |
| | | 监督管理 | | |
| 5 | 第四十七条 | 任何单位和个人不得侵占、毁坏或者擅自移动地下水监测设施设备及其标志。 | 本项目不涉及地下水监测设施设备及其标志。 | 符合 |

综合分析，本项目采取以上地下水污染防治措施，符合《地下水管理条例》（国务院令第 748 号）。

### 1.4.2 相关规划符合性分析

#### 1.4.2.1 与《黑龙江省主体功能区规划》符合性分析

本项目位于黑龙江省大庆市大同区祝三乡境内，根据《黑龙江省主体功能区规划》，大同区功能定位为国家重要的石油生产基地、石化产品及精深加工基地、石油石化装备制造基地。根据《黑龙江省主体功能区规划》第五章保障措施中第八节环境政策，限制开发区要通过治理、限制或关闭污染物排放企业等手段，实现污染物排放总量持续下降；加大水资源保护力度，适度开发利用水资源，实行全面节水，满足基本的生态用水需求。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”。

本项目属于改扩建项目，运营期产生的废气主要为无组织挥发的 VOCs（以非甲烷总烃计）和依托的加热炉产生的烟气，项目依托的加热炉使用的燃料为清洁能源天然气，且产生的污染物量较小，项目油井产液采用密闭集输工艺，且在采油井口安装了密封垫，处理装置均为密闭流程，最大程度减少了 VOCs（以非甲烷总烃计）的无组织排放；项目施工期及运营期产生的废水均进入已建污水处理站处理后回注油层，不排入外环境；产生的各类固体废物均进行了相应的处理，对外环境无影响。

项目运行期工业用水为洗井用水及井下作业用水，用水为转油站分离出的水，不进行地下水资源的开采。同时根据《黑龙江省主体功能区划》第八章第二节能源开发利用

中明确：“在大庆及周边地区，加大石油勘探开发力度，实施老油田二次开发工程和三次采油工程，稳定石油产量”。第四篇能源与资源中第八章能源与资源第三节主要矿产资源开发利用中指出，鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩等矿产资源。因此本工程符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。综上，项目符合《黑龙江省主体功能区规划》。

**1.4.2.2 与《黑龙江省生态功能区划》符合性分析**

根据《黑龙江省生态功能区划》，本项目地理位置为大同区，其中大同区所在井位位于I—6—1—2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。I—6—1—2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区所在区域为大庆市，面积 5170 平方公里，主要生态环境问题为地下水超采严重、地下水水质受到污染，石油开采造成草地破坏，地面采空塌陷，土壤盐渍化；主要生态系统服务功能为沙漠化控制、植物保护、生物多样性保护、石油开采；主要保护措施与发展方向为逐步恢复草原面积，加大漏斗区的回注，防治漏斗区继续形成，控制对水环境的影响，科学发展农牧业。I—6—1—3 安达-肇东-肇源农、牧业与盐渍化控制生态功能区所在区域为肇州县、肇东市和安达市，面积 10000 平方公里，主要生态环境问题为盲目开荒草地，使草地面积减少，盐碱斑地不断扩大，严重制约当地经济的发展；主要生态系统服务功能为盐渍化控制、生态系统产品提供；主要保护措施与发展方向为对草地进行恢复，禁止盲目开荒，对家畜实行圈养或轮牧，加大生态农业建设。

本项目位于黑龙江省大庆市大同区境内经现场调查，新建 6.9km 通井砂石路，其中 2.8km 在低洼地内，4.1km 在耕地内。新建 2.45km 通井土路，其中的 0.75km 在低洼地内，1.7km 为耕地内的通道所占用，项目占地面积较小，且运行期作业、洗井等施工工作均在井场永久占地内进行，不会造成土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，同时，在项目实施过程中，加强防沙治沙措施的实施：管道施工严格控制作业带宽度，施工后立即进行土地原貌的恢复等。

综上，本项目符合《黑龙江省生态功能区规划》要求。

**1.4.2.3 国民经济和社会发展规划符合性分析**

《中共大庆市委关于制定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的建议》中提出：完善百年油田建设专班推进工作机制；支持油田打好“提质增效”攻坚战，权利服务油田产能建设；拓展油田装备、油气储运、信息服务等产业合作领域，壮大混合所有制经济；加强油气资源和新能源开发利用；维护油田产业链供应链稳定；保障油田生产秩序。

中共大庆市委关于制定《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》中第三章第二节提出：服务保障油田产能建设。加强油田产能规划与大庆城市总体规划、国土空间规划等统筹衔接，支持拓宽油田勘探开发空间，保障生产建设用地。为油田开辟政务服务“绿色通道”，优化简化油田产能项目在环保、安全等方面审批流程，压缩审批时限，争取省里将油田产能建设涉及的占用林地、草原、湿地、耕地等方面审批权限授予大庆，在省直部门实行备案管理。争取国家和省里明确自行复垦企业已经征收废弃土地并垦造出耕地的（用地手续时已落实耕地占补平衡）可用于换取补充耕地指标的政策和操作流程。全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。本工程为石油开采项目，因此本工程符合《国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》要求。

《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二O三五年远景目标纲要》中明确提出：力争到2025年，大庆油田国内外油气产量当量达到4500万吨以上，天然气产量70亿立方米，有效保障国家油气安全稳定供应，肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”的政治责任；支持油田打好提质增效攻坚战，全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。本工程建设符合该规划要求。

**1.4.2.4 土地利用总体规划符合性分析**

根据《大庆市土地利用总体规划（2006~2020 年）》“第五章-第三节县级土地利用调控”第一小节：市区是大庆市经济发展的区域，包括龙凤、让胡路、萨尔图、红岗、大同等 5 个区，其中龙凤、让胡路、萨尔图为中心区域，红岗、大同为独立城区。大庆市区经济发达，交通便利，是大庆城市建设发展中心，是全市科技产业、新城建设及新型工业发展区域。土地利用应保障城市用地，统筹安排协调基础设施建设用地，提高节约集约用地和土地利用水平。独立城区肇州县位于大庆市域南部，耕地主要分布在松花江沿岸，经济以农业为主，全县耕地面积大，集中连片，是全省产粮大县之一，土地利用以保护耕地为主。

根据《大庆市土地利用总体规划（2006~2020 年）》“第四节-二、油田用地布局”提高油田集约用地水平，对外围新增油田用地区按照地上服从地下的原则做好油田生产用地安排。

本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据本项目与大庆市土地利用总体规划的

相对位置关系详见图 1.3-1，所占土地现状为耕地（基本农田）和草地（一般草地），根据油层地址勘查及试采结果，项目选址无法避让基本农田，根据《基本农田保护条例》（2011.1.8 修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，本项目需取得用地审批，且占补要求满足《基本农田保护条例》等法律法规要求的“占一补一，质量相等”；项目建设符合其油田用地布局“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，很大程度的减少了对土地的占用。

因此在本项目用地审批程序及占补要求满足《基本农田保护条例》等法律法规要求的前提下，符合《大庆市土地利用总体规划（2006~2020 年）》要求。

**1.4.2.5 与《大庆市水土保持规划（2015～2030 年）》符合性分析**

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），本项目位于重点治理区，项目与大庆市水土保持重点区划相对位置关系见图1.3-2，该区域工作重点是采取工程、林草、封育治理和耕地等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。推广先进适用的科技成果，加快治理进度。治理后应强化监督管理和管护，巩固治理成果，促进区域生态环境恢复和经济发展。

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，应制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。本项目施工期严格控制作业面积，不占用碾压临时占地面积外的土地，项目在施工期间定期进行洒水，临时占用的土地均在施工结束后进行恢复，对耕地复垦，通过工程措施加强水土保持，防止水土流失。因此项目的建设符合《大庆市水土保持规划（2015～2030年）》要求。

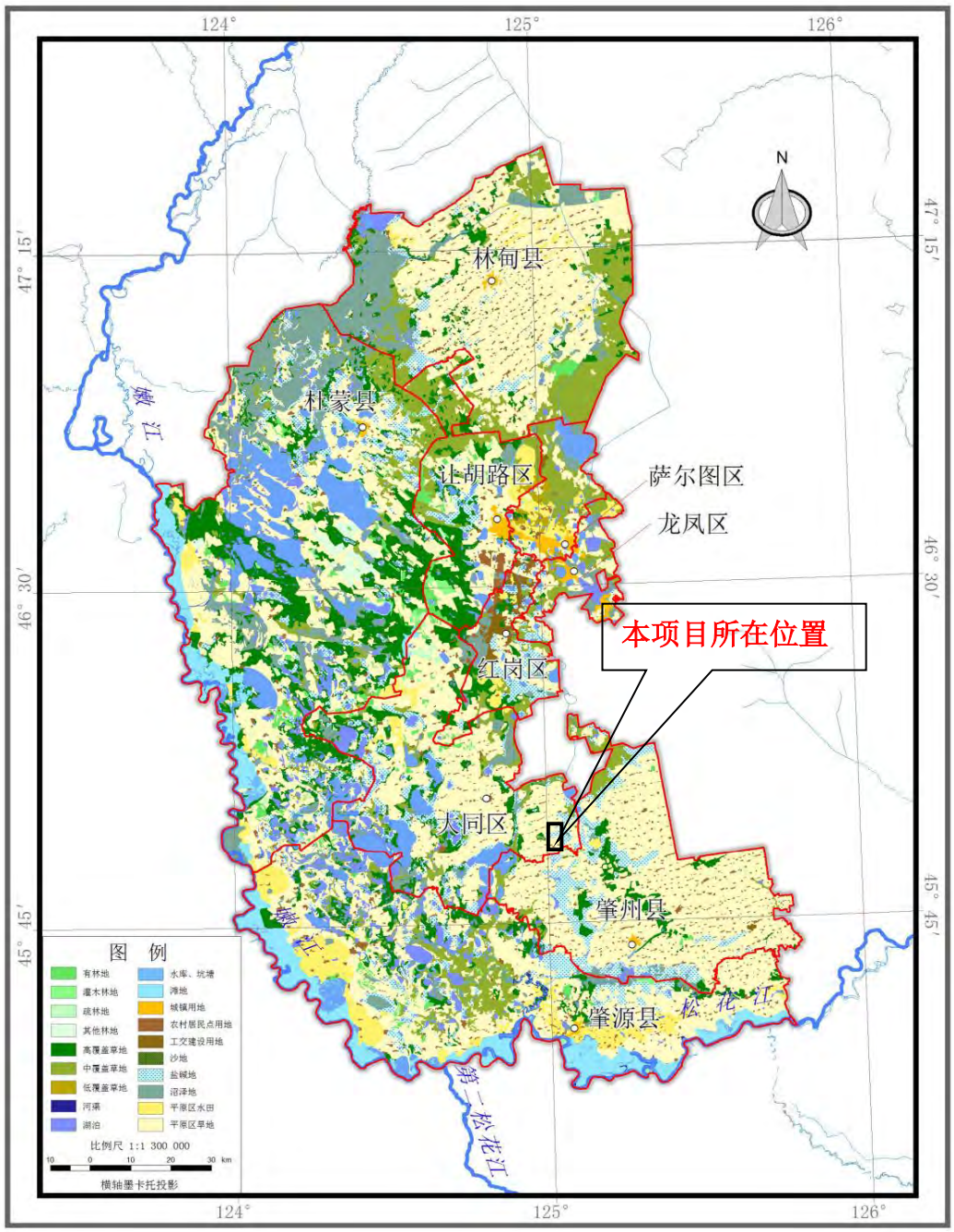



图 1.4-1　　本项目与大庆市土地利用总体规划的相对位置关系图

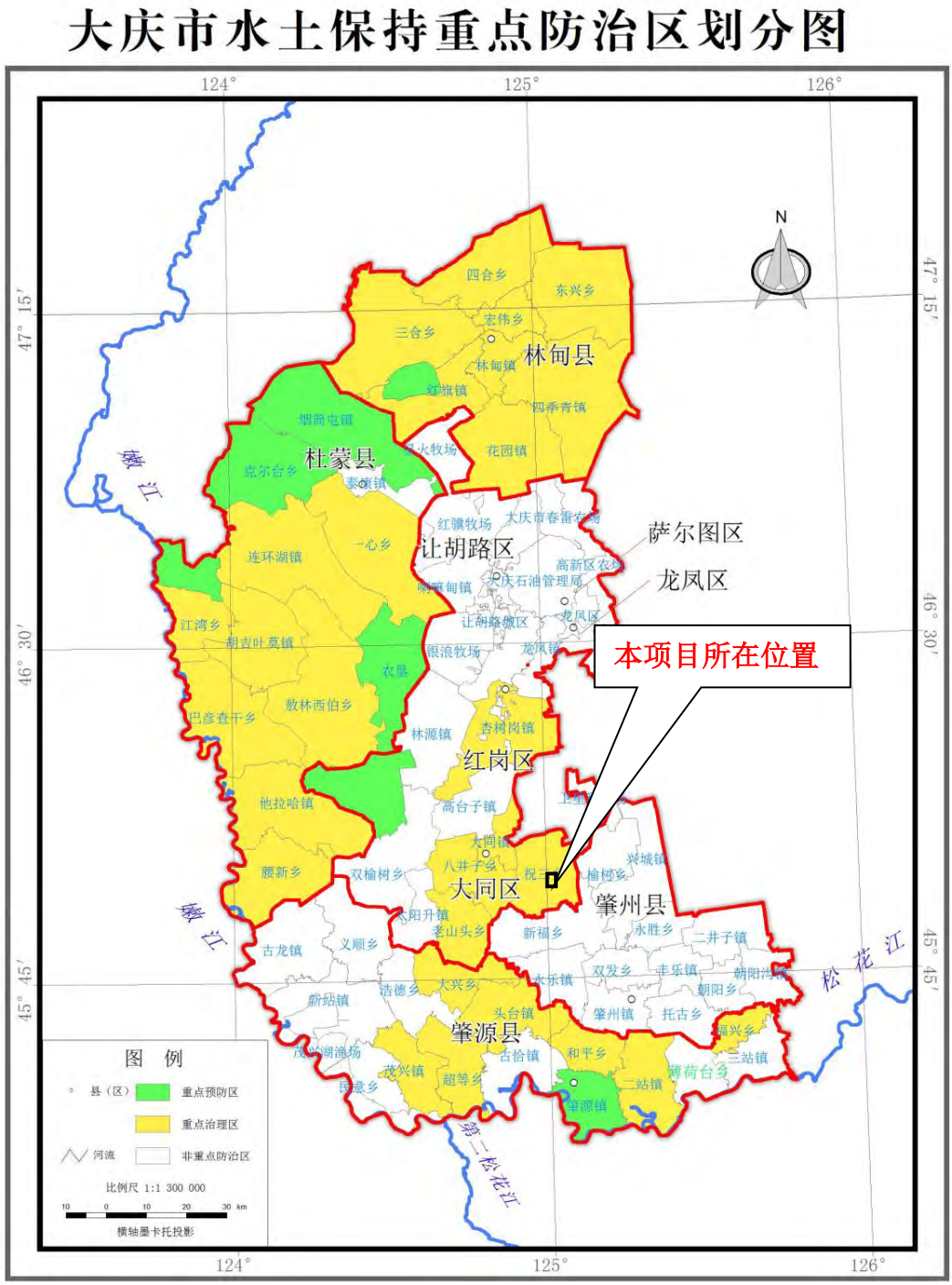



图 1.4-2　　本项目与大庆水土保持重点防治区划相对位置关系图

**1.4.2.6 与《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二○三五年远景目标纲要》符合性分析**

根据《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二○三五年远景目标纲要》，大庆油田要当好标杆旗帜，建设百年油田，推进大庆油田常规油气资源稳油增气，页岩油、页岩气、致密油气等非常规油气资源抓勘探上产，推进页岩油气开发利用取得突破，老油田实现二次革命。大庆市委在关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二O三五年远景目标的建议中提出加快体制机制创新，全力推动百年油田建设，支持油田打好“提质增效”攻坚战。支持油田打好“提质增效”攻坚战。全力服务油田产能建设，在环保、安全、自然资源利用等方面简化审批流程、开辟政务“绿色通道”，保障油气资源高质高效开发。本工程建设符合该规划要求。

**1.4.2.7 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析**

根据《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》中明确：“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。”本项目设置的地下水跟踪监测井和土壤跟踪监测点位，定期进行污染源隐患排查。本项目符合《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》的要求。

本项目为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络；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；运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，需要在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘；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；合理规划施工进度，表土剥离及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业；施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复；施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

加强地下水污染源头预防与风险管控，地下集油管道属于重点防渗区，应采用无缝钢管，管道设计壁厚的腐蚀余量 2mm，特殊地段管道外防腐等级应采用加强级，管道的连接方式应采用焊接；定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测。

**1.4.2.8 与《大庆市生态环境保护“十三五”规划》符合性分析**

（1）相关要求：加强城市面源大气污染防治。综合整治城市扬尘，加强城市绿化建设，扩大城市机械化清扫范围，增加道路冲洗保洁频次，运输渣土、沙石等车辆必须采取密闭措施。

本项目符合文件要求，具体如下：①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络；②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响；③运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，需要在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘；④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位；⑤合理规划施工进度，表土剥离及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业；⑥施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复；⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

（2）相关要求：推进地下水环境保护。推进我市地表水、地下水以及土壤污染协同控制，按照部门职责，开展地下水污染防治工作。

本项目符合文件要求，具体如下：项目施工期生活污水进入施工场地暂设的临时防渗旱厕，定期清掏作农家肥，施工结束清掏后进行清理并回填；运营期产生的废水经污水站处理后回注；本次评价要求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。

（3）相关要求：建立土壤环境质量例行监测点位，加强土壤环境质量监测网络建设，提高土壤环境监测能力。规范我市土壤环境背景点位建设，加快制定大庆市土壤环境污染事故应急预案，健全土壤环境应急能力和预警体系。

本项目符合文件要求，具体如下：建设单位作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田信息港进行信息公开。根据监测结果，各监测点位污染物浓度均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值。同时，本次评价设置了土壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。

（4）相关要求：保护水和湿地生态系统。加强河湖水生态保护，禁止侵占自然湿地等水源涵养空间。强化水源涵养林建设与保护，开展湿地保护与修复，加大退耕还林、

还草、还湿力度。

本项目符合文件要求，具体如下：本项目不占用湿地。项目施工期生活污水进入施工场地暂设的临时防渗旱厕，定期清掏作农家肥，施工结束清掏后进行清理并回填；运营期产生的废水经污水站处理后回注；运营期无新增员工，不新增生活污水。综上，工程产生的废水均不排入外环境，因此工程的建设及运行不会对地表水造成影响。

**1.4.2.9 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》开发规划安排，“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 $70\times108m^3$，其中溶解气 $16\times10^8m^3$，气层气产量达到$54\times10^8m^3$。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坳陷区。在《大庆油气田地面工程“十四五”规划》总体部署下，本项目建设符合大庆油田油气开发规划。

**1.4.2.10 与《大庆油田振兴发展纲要（2020 版）》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。本项目基建油水井，是该规划中提及一部分，其建设符合大庆油田振兴发展纲要。

**1.4.2.11 与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018 年修正）符合性分析**

表 1.4-2　与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018 年修正）相符性分析

| 序号 | 文件要求 | 符合性分析 | 符合性 |
|---|---|---|---|
| 1 | 油气勘探开发单位在油气集输过程中应当对油水分离后产生的废水进行回收利用，确实需要排放的，应当达到污染物排放标准；产生的油沙、污泥应当进行无害化处理。 | 本工程油井采出液分离出的含油污水，经污水站处理后回注地下油层，不外排。运行期产生的油泥（砂）送至宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处置。 | 符合 |
| 2 | 新建井场投产时应当做到原油、化学药剂及其他有害物质不落地，发 | 本工程投产或作业时产生的落地油全部回收送宋芳屯含油污泥处理站进行 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 生落地现象的应当及时采取措施予以清除。 | 减量化处置。 | |
| 3 | 施油气勘探开发单位应当采取保护性措，防止地下水污染。 | 本工程管线采取重点防渗措施，并依托村屯现有水井建立了地下水水质监测计划。 | 符合 |
| 4 | 新开发区域内埋设油、水、气管线不得改变原有的地形、地貌。油气勘探开发中的各项工程应当减少占地，施工中临时占地的，应当将腐植质层剥离移走，工程结束后及时恢复原有地貌。 | 埋设集油管线时，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；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。 | 符合 |
| 5 | 油气勘探开发单位应当对本单位排放污染物和污染防治设施运行情况进行定期监测，掌握污染动态。油气勘探开发单位应当制订环境污染突发性事件应急预案。油气勘探开发生产作业地内禁止无关人员进入。油气勘探开发单位应当采取保护性措施，防止污染。 | 本项目建设单位根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）相关内容及各环境要素评价导则要求，制定监测计划，根据企业提供资料及现场调查，大庆油田有限责任公司第八采油厂现有突发事件总体应急预案，下设《大庆油田有限责任公司第八采油厂突发环境事故专项应急预案》等预案内容。 | 符合 |

### 1.4.3“三线一单”符合性分析

#### 1.4.3.1 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。

本工程位于黑龙江省大庆市大同区境内。油田开发区内无自然保护区、风景名胜区、水源地保护区、野生动植物保护区分布，本项目选址不在生态保护红线内，因此项目建设符合生态保护红线要求。

#### 1.4.3.2 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质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号），本项目所在区域环境空气功能为二类区，由《2020年大庆市环境状况公报》可知，项目选址区域环境空气质量能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准要求，空气质量较好。通过环境影响分析可知，本工程建设实施后的环境空气质量能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准要求。

本工程所在地区未划分声环境功能区，按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中环境功能确定的要求，本项目所在区域声环境功能为村屯1类区，其他区域2类区，根据环境噪声现状监测结果，项目区域目前声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）满足1、2类标准要求，通过环境影响分析可知，本项目建成后声环境质量能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1、2类标准要求。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

工程建设用地执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1建设用地土壤污染风险筛选值，见表2.4-3；农用地执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值。通过现状监测结果可知，评价区域内拟建井处土壤环境质量较好，没有出现超标情况。根据土壤环境质量标准的划分原则，评价区域内的土壤中各项目指标能够满足相应的土壤标准限值，区域内土壤环境质量状况良好。

评价区域地下水主要为农村饮用水源及灌溉水源，从评价结果可知，评价地区地下水监测项目符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求。

本项目废水均能得到合理处置，不外排，正常运行下不会对周围地表水环境和地下水环境产生污染影响，非正常情况下，采取积极有效的措施后，污染事件均可防可控，对周边水环境影响较小。

**1.4.3.3 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、土地等资源消耗不得突破的“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，符合大庆市能源管控要求；项目建设不开采地下水，符合大庆市水资源管控要求；本工程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。

#### 1.4.3.4 生态环境准入清单

生态环境准入是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在规划环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定生态环境准入，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。目前本项目选址区域暂无明确的环境准入清单，本项目属于油田开采项目，对照大庆市生态环境准入清单总体要求，不属于高污染、高能耗和资源型的产业类型，属于环境准入允许类别。

#### 1.4.3.5 与《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150 号）符合性分析

表 1.4-3　本项目与《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150 号）符合性分析

| 名称 | 文件要求 | 符合性分析 | 结论 |
|---|---|---|---|
| 生态保护红线 | 生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。 | 根据大庆市人民政府2021年7月发布的《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号）中大庆市环境管控单元分布图，本项目所在地为重点管控单元（详见图1.3-3）。重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优化空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。本项目不涉及生态保护红线。<br>同时本项目所在区域内无国家、省、市级自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、自然公园、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、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等环境敏感区。<br>本项目施工期均采取了合理有效的污染防治措施，对周围农田及村屯的影响较小，环境影响可接受。因此，本项目符合生态保护红线要求。 | 符合 |
| 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。有关环评 | 本项目所在区域环境空气功能为二类区，根据环境空气质量现状的监测数据，项目选址区域环境空气质量能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准要求， | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 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质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。 | 空气质量好，尚有容量进行项目建设。由《2020年大庆市环境质量状况公报》可知2020年大庆市环境空气质量满足国家二级标准，结合环境影响分析可知，本项目建设中的环境空气质量能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准要求；<br>本项目附近地表水体为老江身泡；根据地下水质量现状的监测数据，项目评价范围内地下水监测点位监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》中III类水体石油类限值（≤0.05mg/L）。本项目废水均不外排，均能得到合理处置，正常情况下不会对周围地表水环境和地下水环境产生污染影响，非正常情况下，采取积极有效的措施后，污染事件均可防可控，对周边水环境影响较小；本项目评价范围内土壤敏感保护目标主要为耕地及村屯，根据土壤质量现状的监测数据，农用地监测项目满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准要求，建设用地监测项目满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值，本项目占用土地大部分为临时占地，施工结束后，临时占地即恢复原有土地类型。本项目所在区域声环境功能为1类区，根据环境噪声现状监测结果，项目区域声环境质量现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准要求。通过环境影响分析可知，本项目施工期敏感目标声环境质量能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准要求，因此，本项目建设符合环境质量底线要求。 | |
| 资源利用上线 | 资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。 | 本工程为石油开采项目，本身属于资源开发。项目新增电能主要依托当地电网供电，消耗天然气为油田伴生气，不属于高能耗项目，能源消耗符合要求。本工程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。回注水为油田采出液处理达标后废水，不对地下水资源进行开采，水资源消耗符合要求。因此，本工程建设符合资源利用上线要求。 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 生态环境准入清单 | 生态环境准入清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。 | 目前本工程现有省市级暂无明确的环境准入负面清单，本工程位于重点管控单元要求，重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优化空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。本工程属于石油开采项目，不属于高污染、高能耗的产业类型，为环境准入允许类别，根据《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》，本工程不属于禁止准入类事项，因此，本工程符合环境管控单元准入条件。 | 符合 |

综上，本项目符合《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）中“三线一单”相关要求。

**1.4.3.6 与《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14 号）符合性分析**

根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发[2020]14 号），管控单元包括优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，大庆市共涉及优先保护单元 17 个，重点管控单元 42 个，一般管控单元 12 个。具体见图 1.4-1。本项目位于大同区祝三乡境内，根据所在位置可以确定本工程所在位置属于大庆市重点管控单元。本工程为石油开发项目中的产能工程，不属于高污染、高能耗项目，占地类型为基本农田、一般草地，主要为道路占地，占地面积较小，施工过程中严格控制施工场地面积，无盲目开荒现象，施工结束后及时进行覆土回填，并采取撒播草籽等方式及时恢复草地植被，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响。本项目符合意见要求。

本项目建设及运营过程中，尽量减少占地规模，施工结束后及时进行生态恢复，运营期加强生态保护工作，将项目建设对生态环境影响降至最低，本项目选址符合黑龙江省“三线一单”生态环境分区管控要求。

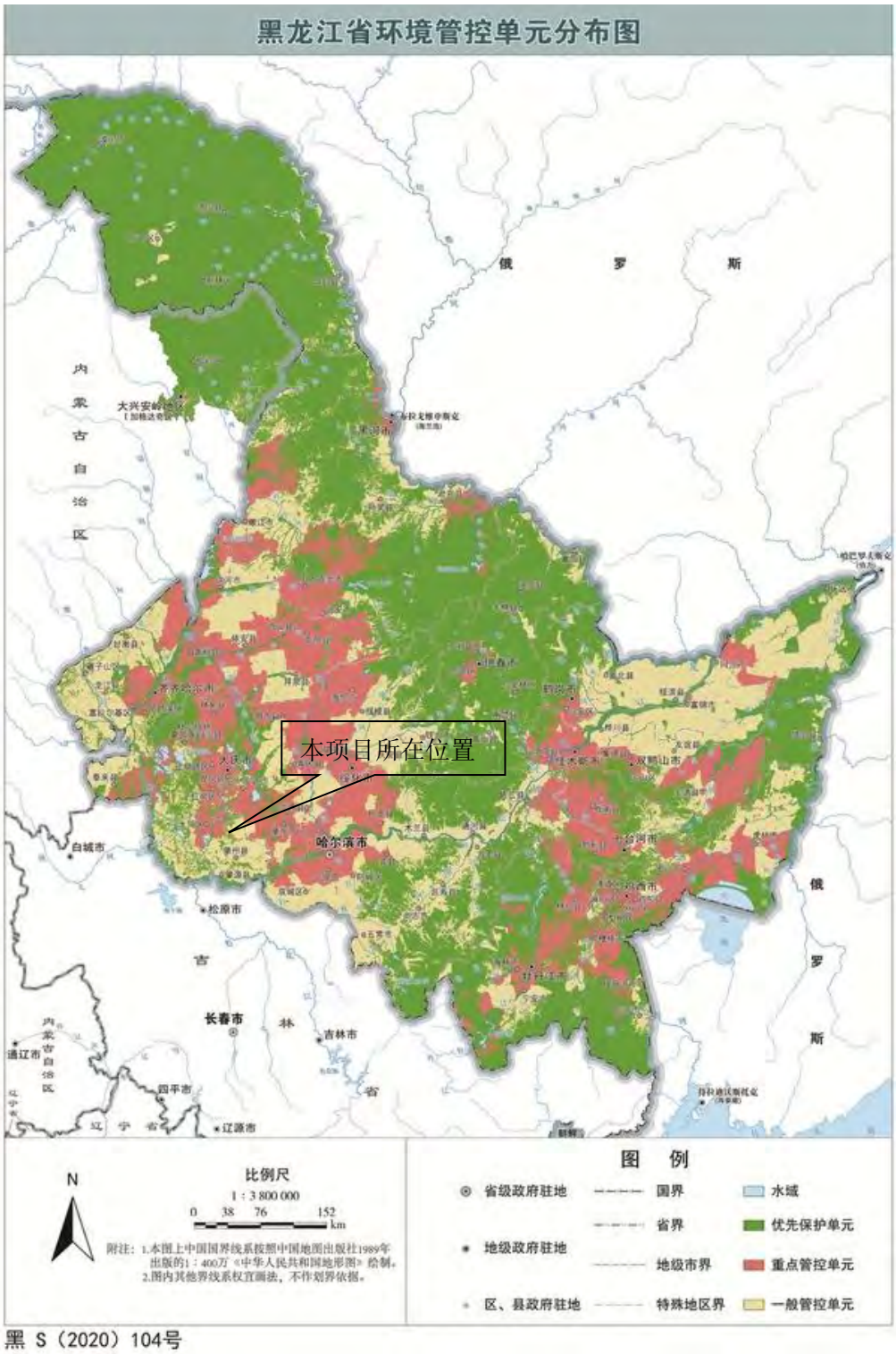



图 1.4-3　　本项目与黑龙江省环境管控单元分布图相对位置关系图

### 1.4.3.7 与《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》符合性分析

2021 年 6 月 28 日，大庆市人民政府发布了《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3 号），生态环境管控单元包括优先保护

单元、重点管控单元和一般管控单元三类。

优先保护单元：以生态环境保护为主，依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设。在功能受损的优先保护单元，优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能；在生态保护红线区域，严格按照国家、省、市生态保护红线管理相关规定进行管控。

重点管控单元：重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优化空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。

一般管控单元：以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。

本项目位于大庆市重点管控单元内。项目不属于高污染、高能耗，施工期采取合理有效的污染防治措施，对周围农田及村屯的影响较小。所在地无风景名胜区、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。

采取有效废气、废水、噪声、固体废物污染防治措施、风险防范措施、生态环境管理措施、环境管理措施，保证废气、废水、噪声均能达标排放，固体废物均能分类收集后处理，对环境影响可以接受，环境风险采取有效防范措施后可防可控。

重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优化空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题，严格按照国家和省、市生态保护红线管理相关规定进行管控，施工期结束后对重点保护单元影响消失。综上分析，本项目不在大庆市生态红线范围内，采取了合理有效的污染防治措施，各项污染均能达标排放。项目选址无法避让永久基本农田，从坚持“地上服从地下”的原则考虑，应保证油田生产建设用地的需要，应对永久占用基本农田按照黑龙江省规定缴纳补偿费。施工期结束后对生态环境进行修复和治理。

项目不在《市场准入负面清单（2020 年版）》禁止准入类事项，符合大庆市生态环境管控单元准入条件。

表 1.3-2　　本项目与大庆市大同区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 | 项目情况 | 符合性 |
|---|---|---|---|---|---|
| ZH23060620003 | 大同区城镇空间 | 重点管控单元 | 空间布局约束：<br>1.执行本清单全市准入要求中“5.2城镇空间重点管控单元”准入要求。<br>2.水环境工业污染重点管控区同时执行本清单全市准入要求中“5.4水环境工业污染重点管控区”准入要求。<br>污染物排放管控：<br>1. 执行本清单全市准入要求中“5.2城镇空间重点管控单元”准入要求。<br>2.水环境工业污染重点管控区同时执行本清单全市准入要求中“5.4水环境工业污染重点管控区”准入要求。<br>环境风险防控：<br>1.执行本清单全市准入要求中“5.2城镇空间重点管控单元”准入要求。<br>2.水环境工业污染重点管控区同时执行本清单全市准入要求中“5.4水环境工业污染重点管控区”准入要求。<br>资源利用效率要求：执行本清单全市准入要求中“5.2城镇空间重点管控单元”准入要求。<br>“5.2城镇空间重点管控单元”准入要求如下：<br>（1）推进城镇人口密集区危险化学品生产企业搬迁改造。<br>（2）禁止在城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域建设畜禽养殖场、养殖小区。<br>（3）加快燃煤电厂超低排放改造，提高煤电高效清洁利用水平。<br>（4）施工降水或基坑排水排入市政管网的，应纳入污水排入 | 本项目属于国家能源设施重点建设项目，采用资源利用率高以及污染物产生量少的清洁生产技术、工艺和设备，产生的废水不外排。 | 符合 |

排水管网许可管理，明确排水接口位置和去向，避免排入城镇污水处理厂。

（5）化工园区与城市建成区、人员密集场所、重要设施、敏感目标等应当保持规定的安全距离，相对封闭，不应保留常住居民，非关联企业和产业要逐步搬迁或退出，妥善防范化解“临避”问题。严禁在松花江干流及一级支流沿岸1公里范围内布局化工园区。

（6）推进污水再生利用设施建设。

（7）公共建筑必须采用节水器具，限期淘汰公共建筑中不符合节水标准的水嘴、便器水箱等生活用水器具。

“5.4水环境工业污染重点管控区”准入要求如下：

（1）加强重点行业源头控制，排污企业应确保稳定达标排放。

（2）新建、改建和扩建项目应当优先采用资源利用率高以及污染物产生量少的清洁生产技术、工艺和设备。

（3）集中治理工业集聚区内工业废水，区内工业废水必须经预处理达到集中处理要求后，方可进入污水集中处理设施。新建、升级工业集聚区应同步规划和建设污水、垃圾集中处理等污染治理设施。

（4）排放《有毒有害水污染物名录》所列有毒有害水污染物的企业事业单位和其他生产经营者，应当对排污口和周边环境进行监测，评估环境风险，排查环境安全隐患，并公开有毒有害水污染物信息，采取有效措施防范环境风险。

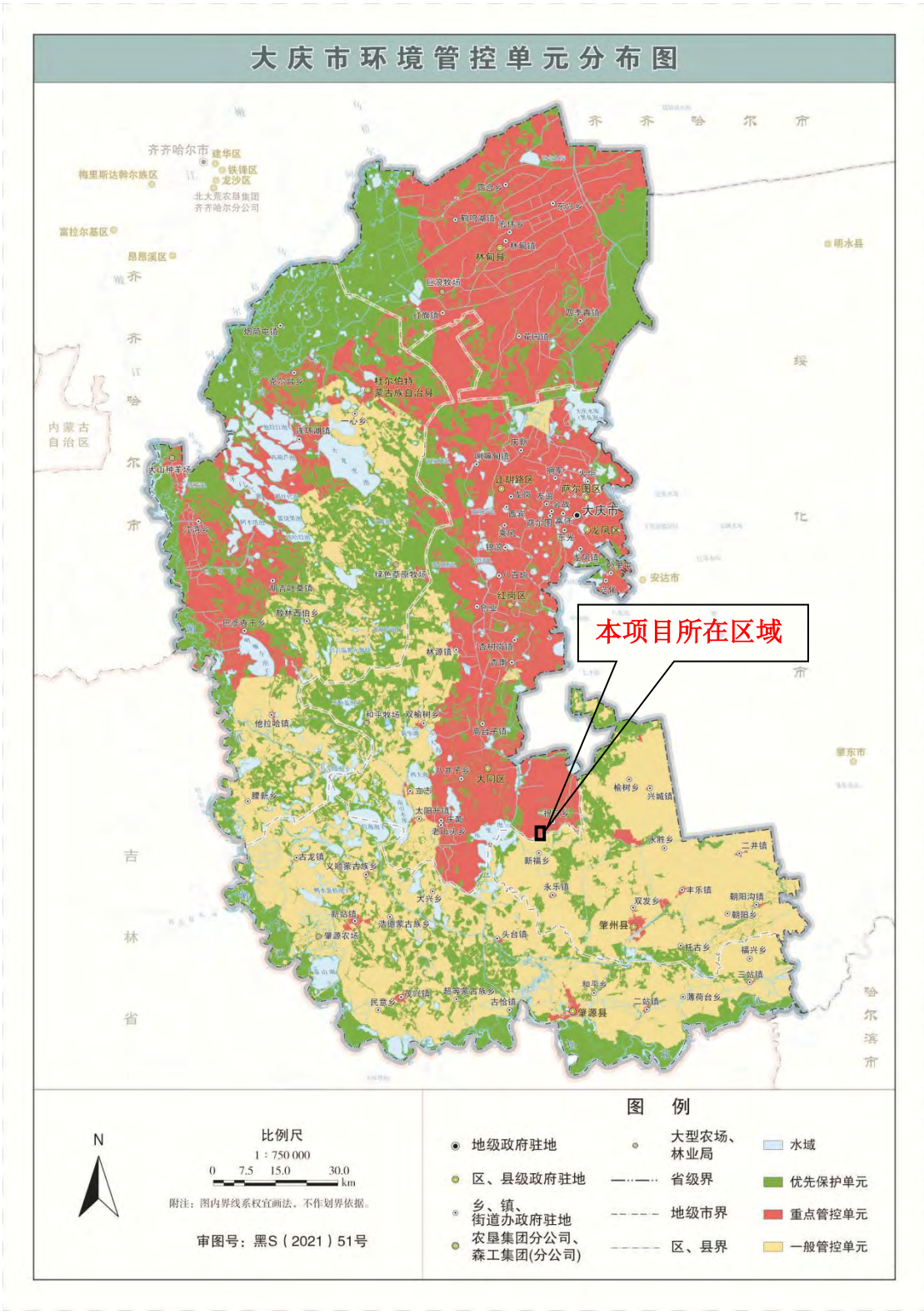



图 1.4-4 项目与大庆市环境管控单元分布图相对位置关系图

### 1.4.4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）符合性分析

表 1.4-6　与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）符合性一览表

| 序号 | 文件要求 | 符合性分析 | 符合性 |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。 | 本项目建设位于已开发区块，不属于新区块开发。在芳 11 自营区块已钻井的基础上，以芳 11 自营区块为单位进行地面开发，属于滚动开发项目，符合以区块为单位开展环评的要求。<br>本工程属于已建区块内滚动开发项目，项目建设内容主要为区块内基建的油水井、管道等工程，本次评价在环境影响预测与评价、环境保护措施及可行性论证中详细分析了项目建设对环境的影响以及项目环境保护措施，对项目提出了如应对井喷等非正常情况下的环境风险防范措施。 | 符合 |
| 2 | 涉及向地表水体排放污染物的陆地石油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。 | 本项目产能期间产生含油污水拉运至含油污水处理站进行处理；施工人员生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期清掏外运堆肥，施工结束对清空后的临时防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。不涉及向地表水体排放污染物。 | 符合 |
| 3 | 涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质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。 | 项目含油污水经罐车拉运至宋一联污水站处理达标后回注地下；宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求。（《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）是大庆油田有限公司根据《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）要求确定符合本单位实际情况，回注目的层为现役油气层。废水均得到了有效的防治措施。 | 符合 |
| 4 | 通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。 | 项目油井井口安装密封垫，降低了非甲烷总烃的无组织挥发；产生的伴生气随产液一起进入三相分离器进行油气水分离，分离出的湿伴生气进入站内现有天然气除油器、干燥器脱水除油后密闭集输至联合站干燥处理，由联合站反输 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | 清洁天然气用于站内生产。伴生气的处理均在密闭压力容器内进行，集输过程中均为密闭状态，有效的降低了非甲烷总烃的无组织挥发。 | |
| 5 | 油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。 | 本工程为产能地面工程，无钻井工程，无废弃油基泥浆、含油钻屑产生。<br>运行期含油污泥、清罐污泥、落地油拉运至宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处理；含油废防渗布属于危险废物，委托资质单位定期拉运处置，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其 2013 修改单要求。 | 符合 |
| 6 | 施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。 | 本项目采用平台井场，减少了工程占地，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式，缩短了施工时间；严格控制施工作业面，尽量减少对基本草原的占用。<br>本工程不含钻井和压裂。 | 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设有突发环境事件专项应急预案，该预案已于 2018 年 1 月 10 日在大庆市生态环境局备案。<br>现有《突发环境事件专项应急预案》主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，该应急预案于 2019 年 6 月更新并在大庆油田有限责任公司进行了备案。 | 符合 |

### 1.4.5 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）符合性分析

表 1.4-7　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）符合性一览表

| 序号 | 相关要求（摘录） | 符合性分析 | 符合性 |
|---|---|---|---|
| 1 | 到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业 | 本工程运行期作业废水回用率 100%，其中作业废水、洗井废水、采出液分离的含油污水均经污油污水回收装置回收后泵入罐车，拉运至宋一联污水站处理达到标准后回注油层，不外排。宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求。 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 排放的石油类污染物进行总量控制。 | 工业固废（落地油、含油废弃防渗布、清罐污泥）均得到妥善处置，其中落地油和清罐污泥均采用罐车拉运至宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处理；含油废弃防渗布委托资质单位拉运处理，产生的固体废物均不外排，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其 2013 修改单要求。 | |
| 2 | 油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。 | 本工程油气处置依托转油站，场站内加热装置使用清洁能源天然气（油田伴生气）作为燃料，产生的燃烧烟气经烟囱外排；产生的含油污泥、清罐污泥、落地油均依托宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处置，处置后污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg）；含油废弃防渗布委托资质单位拉运处理，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其 2013 修改单要求。项目产生的废物均集中收集、集中处理。 | 符合 |
| 3 | 在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。 | 本项目不涉及压裂工程。 | 符合 |
| 4 | 在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。 | 本工程采出水经宋一联污水站处理后满足标准回注地下。宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求。 | 符合 |
| 5 | 在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5% | 本工程油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为 1.4175‰ | 符合 |
| 6 | 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。 | 本工程共 100 口新钻油井与 2 口代用油井形成丛式井平台 26 座，独立井 2 口，与老井共平台 1 座；75 口转注井与 1 口代用水井中 22 口水井为单井，其余 54 口水井与原老水井形成平台 31 个。由于本工程仅为产能地面工程建设，井场占地面积已在钻井工程中进行了核算，本次未进行核算。 | 符合 |
| 7 | 在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达 | 本工程产生的伴生气随产液一起进入三相分离器进行油气水分离，分理出的湿伴生气进入站内现有天然气除油器、干燥器脱水除油后密闭集输至联合站干燥处理，由联合站反输 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。 | 清洁天然气用于站内生产。伴生气回收利用率为 100%。 | |
| 8 | 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 3 口地下水跟踪监测井，定期进行水质监测。水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》中 III 类水体石油类限值（≤0.05mg/L） | 符合 |
| 9 | 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。 | 作业污水由施工现场污水回收装置回收后泵入罐车，拉运至宋一联污水站处理，不外排。宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求。 | 符合 |
| 10 | 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。 | 油气水分离器、储罐产生的油泥（砂）通过罐车拉运至宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处置，处置后污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg）。 | 符合 |

### 1.4.6 与“气十条”符合性判定

根据《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发〔2018〕22 号）、《黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划》（黑政规〔2018〕19 号）及《大庆市人民政府关于印发大庆市打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（庆政规〔2019〕5 号），本项目与“大气行动计划”相关要求符合性详见下表。

表 1.4-8 本项目与“气十条”相关要求符合性一览表

| 级别 | 文件要求 | 本项目分析 | 符合性 |
|---|---|---|---|
| 国家 | （1）调整优化产业结构，推进产业绿色发展。积极推行区域、规划环境影响评价，新、改、扩建钢铁、石化、化工、焦化、建材、有色等项目的环境影响评价，应满足区域、规划环评要求。<br>（2）加快调整能源结构，构建清洁低碳高效能源体系。 | 本工程属于油田开发项目，不属于高污染、高能耗的产业类型，为环境准入允许类别。 | 符合 |
| 黑龙江省、大庆市 | 完成生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线、环境准入清单编制工作，明确禁止和限制发展的行业、生产工艺和产业目录。强化节能环保标准约束，严格行业规范、准入管理，环境空气质量未达标地区应制订更严格的产业准入 | 本工程位于黑龙江省大庆市大同区境内，项目位置不在大庆市生态红线范围，且区块内无自然保护区和风景名胜区分布，本工程属于油田开发项目，不属于高污染、高能耗的产业类型，为环境准入允许类别。项目区块的空气、土壤环境背景值均满足国家标准要求，区域环境承载能力良 | 符合 |

| 级别 | 文件要求 | 本项目分析 | 符合性 |
| --- | --- | --- | --- |
| | 门槛。 | 好。 | |
| | 将施工工地扬尘污染防治纳入建筑施工安全生产标准化文明施工管理范畴，建立扬尘控制责任制度，治理费用列入工程造价。工地要做到周边围挡、物料堆放覆盖、土方开挖湿法作业、路面硬化、出入车辆清洗、渣土车辆密闭运输。 | 项目施工期①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。<br>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。<br>③运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，需要在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。<br>④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。<br>⑤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。<br>⑥施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率。<br>⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。 | 符合 |

### 1.4.7 与“水十条”符合性判定

根据《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17 号）、《黑龙江省水污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕3 号），本项目与“水十条”相关要求符合性见下表。

**表 1.4-9 本项目与“水十条”相关要求符合性一览表**

| 级别 | “水十条”的要求 | 本项目分析 | 符合性 |
| --- | --- | --- | --- |
| 国家 | 污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地。非法污泥堆放点一律予以取缔。 | 本工程所依托宋一联污水站，站内采用“横向流除油→两级过滤”的处理工艺。宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求。 | 符合 |
| | 七大重点流域干流沿岸，要严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。 | 本工程位于肇州县和大同区境内，周边没有地表水体，项目产生的作业废水和洗井均经污油污水回收装置回收后泵入罐车，拉运至宋一联污水站处理满足后回注油层，不外排。宋一联 | 符合 |

| 级别 | “水十条”的要求 | 本项目分析 | 符合性 |
| --- | --- | --- | --- |
| | | 污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求。且项目不属于石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等环境风险较大的项目。 | |
| 黑龙江省 | 合理确定发展布局、结构和规模。严格控制缺水地区、水污染严重地区和敏感区域高耗水、高污染行业发展。松花江干流及一级支流沿岸，要着重防控石油加工、化学原料和化学品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。 | 本工程位于大同区境内，周边地表水体为老江身泡，不排入七大重点流域干流沿岸，且项目不属于需严格控制的项目。 | 符合 |
| | 重点推进阿什河、呼兰河、安肇新河、乌裕尔河、讷谟尔河、穆棱河等流域和大庆市及周边闭流区综合治理。加大化学需氧量、氨氮、总磷及其他影响人体健康的污染物整治力度。 | 本工程正常情况下无生产废水和生活污水排入地表水体，对其无影响杜绝含油污水及污油的随意排放，对水体无影响。 | 符合 |
| | 加强工业水循环利用。进一步加强采油废水管理，确保全部用于油田回注。 | 本工程产出液经脱水站加热分离后产生的含油污水全部进入宋一联污水站处理后满足限值要求回注油层。宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求。 | 符合 |

### 1.4.8 与“土十条”符合性判定

根据《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31 号）、《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕46 号）及《大庆市土壤污染防治实施方案》（庆政规〔2017〕2 号），本项目与“土十条”相关要求符合性见下表。

**表 1.4-10　本项目与“土十条”相关符合性分析一览表**

| 序号 | “土十条”的要求 | 符合性分析 | 符合性 |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目 | 本项目为油田开采工程，是法律规定的重点项目，项目选址无法避让基本农田，占地均为基本农田，但针对基本农田配套了专门的补偿措施、植被恢复措施等，并在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少对占用面积和时间，降低对土壤的影响。 | 符合 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 | | |
| 2 | 防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。 | 本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出三同时验收的落实要求布设土壤跟踪监测点，定期对点位的土壤环境进行监测，井场永久占地内执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值；井场永久占地外执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值。 | 符合 |

### 1.4.9 项目选址合理性判定

本项目位于黑龙江省大庆市大同区境内，本项目基建 178 口油水井，施工区域周围敏感点主要为村屯、耕地（基本农田）和一般草地，根据《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3 号）根据大庆市人民政府 2021 年 7 月发布的《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3 号）中大庆市环境管控单元分布图，本项目所在地为重点管控单元（详见图 1.3-3）。重点管控单元：重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优化空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。根据现场调查，项目占地范围内无国家、省、市级自然保护区及风景名胜区、饮用水水源保护区、湿地，不在生态保护红线管控范围内。

同时本项目所在区域内无国家、省、市级自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、自然公园、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、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等环境敏感区。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），项目位于水土流失重点治理区，临时占用的土地均在施工结束后进行恢复。同时施工期严格控制作业面积，不占用、碾压临时占地面积外的土地。项目在施工期间定期进行洒水，防止出现土壤沙化起尘，因此项目的建设不会造成大范围的水土流失。

本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据设计要求，项目选址无法避让基本农

田，按照《基本农田保护条例》（2011.1.8 修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。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，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。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，工程无法避让基本草原，因此应按有《中华人民共和国草原法》的要求，省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意，并依照《中华人民共和国土地管理法》的规定给予补偿。

本项目尽量避绕周围环境敏感点，减少对耕地和草地的占用，并对占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的主要环境影响包括生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、声环境影响和固体废物对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，工程建设实施后，通过采取相应的废气、废水、噪声、固体废物等污染控制措施，周围环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，项目选址在环境保护方面较合理。

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

本工程为石油开采项目，环境影响主要来源于井场、管线的建设和道路施工等施工过程，环境影响包括施工期和运行期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的耕地、草地、项目周边分布的村屯。

重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；运行期井场及依托场站无组织挥发的非甲烷总烃、依托场站内各种泵类及井场抽油机的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

施工期汽车尾气无组织排放；施工扬尘（施工车辆运输扬尘、注水管线、集油管线、供配电工程及道路施工扬尘）采取定时适量洒水，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，运输车辆经过居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶的措施后，不会对大气环境造成影响；施工期管线试压废水由罐车分批运至宋二联污水处理站处理，不外排；施工生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束后进行卫生填埋，因此无废水外排，不会对水环境产生影响。施工噪声项目采用选用低噪设备；合理安排施工时间；加强施工机械保养，保持在最佳状态；高噪声设备远离居住区一侧布局；禁止夜间施工，必须在夜间施工时，应向周边村民进行公告，并合理安排施工机械数量，严格限定施工范围；运输车辆选择避开居民点的路线，减速慢行，并减少鸣笛；通过采取上述措施后不会对声环境造成不利影响；施工期固废主要为施工人员生活垃圾，交由油田物业公司统一处置，不会对环境产生影响。施工期的生态影响主要是临时的，通过控制作业带范围、减少人员活动范围以及绿化措施，可保证不会对生态环境产生较大影响。

运营期废气主要为采油井场、集油管线等挥发的非甲烷总烃对大气环境影响、井场等噪声影响、落地油等固废对地下水、土壤环境影响，井场井喷、集输管道泄漏对环境风险影响问题以及各类开发行为造成的生态环境问题。

运营期废气主要为采油井场、集油管线等挥发的非甲烷总烃，项目采取油气集输采用密闭流程，最大限度降低非甲烷总烃的挥发；加强对设备和管道的检查和维护，最大限度降低场站及储罐和管线的油气挥发；加强对集输气设备的日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制掺水和外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度等措施，同时项目所处地区平坦开阔，扩散条件好，不会对大气环境产生不利影响；废水包括原油开采产生的井下作业废水、采出液含油废水，排入宋一联污水站，处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中的大庆油田油藏水驱注水水质指标后回注油层，不外排，不会对水环境产生不利影响；噪声主要为井平台、抽油机等设备运转噪声，经采取选用低噪声设备、基础减振、厂房隔声措施后不会对声环境造成不利影响；固体废物主要为含油污泥，属于危险废物，送宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处置，处置后污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg）。非正常工况下洗井修井产生的含油污水经罐车拉运至宋一联污水站处理达标后回注油层，不外排。非正常工况下产生的废防渗布属于危险废物，暂存于第八采油厂三矿危险废物暂存间，定期委托有资质单位进行处理；非正常工况下产生的落地油最终送宋芳屯含油污

泥处理站进行减量化处置，处置后污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg）。井场井喷采取科学合理的操作技术控制井喷事故发生；集油管线穿孔泄漏项目采用的防腐模式；使用非金属管线；对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备；定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备的渗漏、穿孔问题；加强无损探伤检测等措施，预防环境风险的发生。

本项目建设对土地利用的影响主要是敷设管线、新建道路等占用一定量的土地，临时占地为井场和管线占地，为基本农田和一般草地；永久占地为井场和道路占地，为基本农田和一般草地。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型及原有植物种类和群落，不会对土地利用结构造成影响，对植物种类和群落造成影响较小。永久占地在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地。但由于永久占地面积很小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。

本项目运营期废气、废水、固废、噪声、环境风险等方面均采取严格的治理措施，可确保各项污染物达标排放，不会对环境造成不利影响。

## 1.6 环境影响评价的主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”属于鼓励类项目，本项目符合国家产业政策。按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）的要求，本项目环评过程中建设单位开展了公众参与调查。

本报告书通过对建设项目环境概况、主要环境问题、主要环境影响和拟采取的环保措施等论述，主要结论为：本工程符合国家产业政策和当地经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施，各项污染物均能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址合理，建设是可行的。

# 第二章总则

## 2.1 编制依据

### 2.1.1 环境保护相关法律

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2015.01.01）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29）；

（3）《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019.01.01）；

（4）《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26）；

（5）《中华人民共和国水污染防治法》（2018.01.01）；

（6）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018.12.29）；

（7）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.4.29）；

（8）《中华人民共和国水土保持法》（2011.03.01）；

（9）《中华人民共和国草原法》（2021.4.29）；

（10）《中华人民共和国土地管理法》（2019.4.28）。

### 2.1.2 环境保护相关法规

（1）《建设项目环境保护管理条例》（2017.10.01）；

（2）《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；

（3）《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018.04.26）；

（4）《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；

（5）《基本农田保护条例》（2011.1.8 修订）

（6）《黑龙江省草原条例》（2018.6.28）；

（7）《地下水管理条例》（2021.12.01）；

（8）《黑龙江省湿地保护条例》（2018 年 6 月修正）。

### 2.1.3 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）；

（2）《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发〔2013〕37 号，2013.09.10）；

（3）《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）；

（4）《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）；

（5）《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发[2018]22 号）；

（6）《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17 号）；

（7）《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31 号）；

（8）《国家发展改革委关于修改<产业结构调整指导目录(2019 年本)>的决定》（2021 年 12 月 27 日）；

（9）《国家危险废物名录》（2021 年版）；

（10）《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）；

（11）《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）；

（12）《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.01.01）；

（13）《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）；

（14）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012.03.07）；

（15）《危险废物污染防治技术政策》（2001.12.17）；

（16）《关于加强工业危险废物转移管理的通知》（2006.03.17）；

（17）《关于进一步加强生态保护工作的意见》（2007.03.15）；

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

（19）《黑龙江省主体功能区规划》（黑政发〔2012〕29 号，2012 年 4 月 25 日）；

（20）《黑龙江省生态功能区规划》；

（21）《黑龙江省大气污染防治条例》2018.12.27 修正；

（22）《黑龙江省水污染防治工作方案》（黑政发[2016]3 号，2016.01.10）；

（23）《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕46 号，2016 年 12 月 30 日）；

（24）《黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（黑政规〔2018〕19 号，2018.11.17）；

（25）《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发[2016]46 号，2016.12.30）；

（26）《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省主体功能区规划的通知》（黑政发〔2012〕

29 号）；

（27）《大庆市土壤污染防治实施方案》（庆政规〔2017〕2 号，2017 年 3 月 31 日）；

（28）《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号，2019 年 10 月 17 日）；

（29）《大庆市人民政府关于印发大庆市土壤污染防治实施方案的通知》（庆政规〔2017〕2 号）；

（30）《大庆市人民政府办公室关于印发大庆市加强水污染防治工作实施方案的通知》（庆政办发〔2015〕55 号）；

（31）《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14 号）；

（32）《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》庆政规[2021]3 号；

（33）《大庆市人民政府关于印发大庆市湿地保护管理办理的通知》庆政规[2017]10 号；

（34）《大庆市水土保持规划（2015~2030 年）》；

（35 ）《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）；

（36）《危险废物转移管理办法》（部令第 23 号，2022.01.01）；

（37）《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）；

（38）《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/3104-2022）。

### 2.1.4 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地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2009）；

（6）《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（7）《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2011）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（9）《生产建设项目水土保持技术标准》（GB 50433-2018）；

（10）《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2017）；

（11）《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）；

（12）《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ 819-2017）；

（13）《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）；

（14）《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）；

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

（16）《大庆油田有限责任公司固体废物污染防治管理规定》（庆油发〔2020〕125 号）。

### 2.1.5 其它相关依据及支持性文件

（1）《宋芳屯油田芳 11 自营区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程方案》（大庆油田设计院有限公司，2022 年 4 月））；

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

（3）建设单位提供的其他相关资料。

## 2.2 评价目的及原则

### 2.2.1 评价目的

（1）对该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、评价油田产能工程对评价区域内大气环境、地表水环境、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）对油田开发过程中拟采取的环保措施进行论证，提出污染防治措施及生态保护对策与建议。

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

### 2.2.2 评价原则

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

## 2.3 环境影响识别与评价因子筛选

### 2.3.1 评价时段

评价时段主要为施工期和运行期，闭井期单独履行环评审批手续。

### 2.3.2 环境影响识别

本工程建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响和生产运行期影响两部分。

施工期的环境影响主要为地面工程施工过程中施工活动对周围环境产生的不利影响。一种影响是对土壤扰动、自然植被等的破坏使土壤裸露在外引起土壤沙化，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在；另一种是在施工过程中产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

运行期的环境影响主要为井场、依托的芳深 2 转、祝 3 转、芳 507 转、芳 707 转等场站加热装置产生的燃烧废气、无组织挥发的非甲烷总烃等污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运行期事故状态的环境影响包括输油管线、井场、依托场站发生原油泄漏，发生火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，同时还涉及社会经济等问题。

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，采用矩阵法对工程建设期间和运行期产生的影响进行识别。结合工程区域的自然环境特征，参照《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）中表 1 对本项目对环境产生的影响进行识别，具体见表 2.3-1。

**表 2.3-1　　环境影响因素一览表**

| 影响因素 | 施工期 | | | | | | 运行期 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 占地 | 废气 | 废水 | 固体废物 | 噪声 | 风险 | 占地 | 废气 | 废水 | 固体废物 | 噪声 | 风险 |
| | 占 | 车辆 | 试压 | 落地 | 施工 | 井 | 占 | 非甲 | 采油废 | 废防 | 设备等 | 管线 |

| 环境因素 | 用耕地、草地 | 废气、扬尘等 | 废水、生活污水 | 油、生活垃圾等 | 车辆、设备等噪声 | 漏 | 用耕地、草地 | 烷总烃 | 水、作业废水 | 渗布、含油污泥 | 噪声 | 泄漏、火灾、爆炸、危险废物收集、贮存和运输 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 环境空气 | / | -SN | / | / | / | -SA | / | -SN | / | / | / | -SA |
| 地表水 | / | / | / | / | / | -SA | / | / | / | / | / | -SA |
| 地下水 | / | / | / | / | / | -SA | / | / | / | / | / | -SA |
| 声环境 | / | / | / | / | -SN | -SA | / | / | / | / | -SN | -SA |
| 土壤 | -SN | / | / | / | / | -S | -SN | / | / | / | / | -S |
| 植被 | -SN | -SN | / | / | / | -S | -SN | -SN | / | / | / | -S |
| 其他 | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / | / |

注：-：不利影响+：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响　N：一般影响

从上表可知本项目的主要环境影响表现在地下水环境、生态环境、环境空气、声环境等方面。

### 2.3.3 评价因子筛选

经过对油田产生的污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，确定本项目评价因子详见表 2.3-2。

**表 2.3-2　　评价因子一览表**

| 序号 | | 环境要素 | 评价因子 |
|---|---|---|---|
| 现状评价因子 | 1 | 环境空气 | $PM_{10}$、$PM_{2.5}$、$SO_2$、$NO_2$、CO、$O_3$、非甲烷总烃、TSP |
| | 2 | 地下水 | $K^+$、$Na^+$、$Ca^{2+}$、$Mg^{2+}$、$CO_3^{2-}$、$HCO_3^-$、$Cl^-$、$SO_4^{2-}$、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量（$COD_{Mn}$法）、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物 |
| | 3 | 地表水 | pH、高锰酸盐指数、COD、$BOD_5$、氨氮、石油类、挥发酚 |
| | 4 | 土壤 | 农用地：pH、石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍<br>建设用地：pH、石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$）、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺-1，2-二氯乙烯、反-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2-二氯丙烷、1，1，1，2-四氯乙烷、1，1，2，2-四氯乙烷、四氯乙烯、1，1，1-三 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | 氯乙烷、1，1，2-三氯乙烷、三氯乙烯、1，2，3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1，4-二氯苯、1，2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并〔a〕蒽、苯并〔a〕芘、苯并〔b〕荧蒽、苯并〔k〕荧蒽、䓛、二苯并〔a，h〕蒽、茚并〔1，2，3-cd〕芘、萘 |
| | 5 | 噪声 | 昼、夜等效连续 A 声级 |
| | 6 | 生态 | 植被类型的构成、分布、面积、生物量及群种；土壤类型、特征、组成和分布，土地利用状况、土壤状况等 |
| 影响预测因子 | 1 | 环境空气 | 非甲烷总烃 |
| | 2 | 地下水 | 石油类 |
| | 3 | 地表水 | 石油类 |
| | 4 | 噪声 | 连续等效 A 声级 |
| | 5 | 土壤 | 石油烃 |
| | 6 | 生态 | 动物、植被、生物量、土地利用现状 |

## 2.4 环境评价标准

### 2.4.1 环境质量标准

#### 2.4.1.1 环境空气质量标准

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号），本项目所在区域未划分环境空气质量功能区。本项目所在区域内无自然保护区、风景名胜区和其它需要特殊保护的地区，项目所在区域主要为居住区、商业交通居民混合区、文化区、一般工业区和农村地区，因此本项目所在地环境空气属于二类功能区，其环境空气质量标准应执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）表 1 中二级标准及其修改单，非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》中规定的小时均值 2.0mg/m$^3$，标准限值见表 2.4-1。

**表 2.4-1　　环境空气质量标准**

| 序号 | 污染物 | 取值时 | 标准限值 | 单位 | 标准来源 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 二氧化硫 | 年平均 | 60 | μg/m$^3$ | 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）表 1 中二级及其修改单 |
| | | 24 小时平均 | 150 | μg/m$^3$ | |
| | | 1 小时平均 | 500 | μg/m$^3$ | |
| 2 | 二氧化氮 | 年平均 | 40 | μg/m$^3$ | |
| | | 24 小时平均 | 80 | μg/m$^3$ | |
| | | 1 小时平均 | 200 | μg/m$^3$ | |
| 3 | 一氧化碳 | 24 小时平均 | 4 | mg/m$^3$ | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 小时平均 | 10 | mg/m$^3$ | |
| 4 | 臭氧 | 日最大 8 小时平均 | 160 | μg/m$^3$ | |
| | | 1 小时平均 | 200 | μg/m$^3$ | |
| 5 | $PM_{10}$ | 年平均 | 70 | μg/m$^3$ | |
| | | 24 小时平均 | 150 | μg/m$^3$ | |
| 6 | $PM_{2.5}$ | 年平均 | 35 | μg/m$^3$ | |
| | | 24 小时平均 | 75 | μg/m$^3$ | |
| 7 | 非甲烷总烃 | / | 2.0 | mg/m$^3$ | 《大气污染物综合排放标准详解》中第 244 页环境浓度 |

#### 2.4.1.2 地表水环境质量标准

本项目开发区域附近没有地表水体。

#### 2.4.1.3 地下水环境质量标准

根据调查，评价区域地下水使用功能为农业灌溉用水、牲畜用水及村民饮用水，地下水环境执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表 1 中 III 类标准要求，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中 III 类标准要求，具体见表 2.4-2。

**表 2.4-2　　地下水质量标准单位：mg/L**

| 序号 | 项目 | 单位 | 标准值 | 序号 | 项目 | 单位 | 标准值 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 钠 | mg/L | ≤200 | 13 | 硝酸盐（以 N 计） | mg/L | ≤20.0 |
| 2 | 硫酸盐 | mg/L | ≤250 | 14 | 亚硝酸盐（以 N 计） | mg/L | ≤1.0 |
| 3 | 氯化物 | mg/L | ≤250 | 15 | 铬（六价） | mg/L | ≤0.05 |
| 4 | pH | —— | 6.5~8.5 | 16 | 砷 | mg/L | ≤0.01 |
| 5 | 总硬度（以 $CaCO_3$ 计） | mg/L | ≤450 | 17 | 铅 | mg/L | ≤0.01 |
| 6 | 溶解性总固体 | mg/L | ≤1000 | 18 | 镉 | mg/L | ≤0.005 |
| 7 | 耗氧量（$COD_{Mn}$ 法，以 $O_2$ 计） | mg/L | ≤3.0 | 19 | 铁 | mg/L | ≤0.3 |
| 8 | 氨氮（以 N 计） | mg/L | ≤0.5 | 20 | 汞 | mg/L | ≤0.001 |
| 9 | 石油类 | mg/L | ≤0.05 | 21 | 锰 | mg/L | ≤0.1 |
| 10 | 挥发性酚类（以苯酚计） | mg/L | ≤0.002 | 22 | 总大肠菌群 | MPN/100mL 或 CFU/100mL | ≤3.0 |
| 11 | 氰化物 | mg/L | ≤0.05 | 23 | 菌落总数 | CFU/mL | ≤100 |
| 12 | 氟化物 | mg/L | ≤1.0 | 24 | 硫化物 | mg/L | ≤0.02 |

#### 2.4.1.4 声环境质量标准

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号），项目所在地不属于大庆市市区，也不属于城市建成区，未划分声环境功能区。本工程所在地区未划分声环境功能区，按照《声环境质量标准》（GB3096-2008)中环境功能确定的要求，本项目区域村屯声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，油田开发区域执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。具体标准限值见表 2.4-3。

**表 2.4-3　　声环境质量标准单位：dB（A）**

| 时段 | 昼间 | 夜间 | 标准 |
|---|---|---|---|
| 标准值 | 55 | 45 | 《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 1 类标准 |
| 标准值 | 60 | 50 | 《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准 |

### 2.4.1.5 土壤环境质量标准

本项目永久占地外农用地（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 中其他用地风险筛选值；

本项目永久占地内土壤执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、表 2 中第二类用地风险筛选值，项目附近村屯土壤执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、表 2 中第一类用地风险筛选值，具体见表 2.4-4 和 2.4-5。

**表 2.4-4　　土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准单位：mg/kg**

| 污染物项目 | | 风险筛选值 | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | pH≤5.5 | 5.5＜pH≤6.5 | 6.5＜pH≤7.5 | pH＞7.5 |
| 镉 | 其他 | 0.3 | 0.3 | 0.3 | 0.6 |
| 汞 | 其他 | 1.3 | 1.8 | 2.4 | 3.4 |
| 砷 | 其他 | 40 | 40 | 30 | 25 |
| 铅 | 其他 | 70 | 90 | 120 | 170 |
| 铬 | 其他 | 150 | 150 | 200 | 250 |
| 铜 | 其他 | 50 | 50 | 100 | 100 |
| 镍 | | 60 | 70 | 100 | 190 |
| 锌 | | 200 | 200 | 250 | 300 |

表 2.4-5　土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准单位：mg/kg

| 序号 | 污染物项目 | 筛选值 | | 序号 | 污染物项目 | 筛选值 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 第一类用地 | 第二类用地 | | | 第一类用地 | 第二类用地 |
| 1 | 砷 | 20 | 60 | 24 | 1,2,3-三氯丙烷 | 0.05 | 0.5 |
| 2 | 镉 | 20 | 65 | 25 | 氯乙烯 | 0.12 | 0.43 |
| 3 | 铬（六价） | 3.0 | 5.7 | 26 | 苯 | 1 | 4 |
| 4 | 铜 | 2000 | 18000 | 27 | 氯苯 | 68 | 270 |
| 5 | 铅 | 400 | 800 | 28 | 1,2-二氯苯 | 560 | 560 |
| 6 | 汞 | 8 | 38 | 29 | 1,4-二氯苯 | 5.6 | 20 |
| 7 | 镍 | 150 | 900 | 30 | 乙苯 | 7.2 | 28 |
| 8 | 四氯化碳 | 0.9 | 2.8 | 31 | 苯乙烯 | 1290 | 1290 |
| 9 | 氯仿 | 0.3 | 0.9 | 32 | 甲苯 | 1200 | 1200 |
| 10 | 氯甲烷 | 12 | 37 | 33 | 间二甲苯+对二甲苯 | 163 | 570 |
| 11 | 1,1-二氯乙烷 | 3 | 9 | 34 | 邻二甲苯 | 222 | 640 |
| 12 | 1,2-二氯乙烷 | 0.52 | 5 | 35 | 硝基苯 | 34 | 76 |
| 13 | 1,1-二氯乙烯 | 12 | 66 | 36 | 苯胺 | 92 | 260 |
| 14 | 顺-1,2-二氯乙烯 | 66 | 596 | 37 | 2-氯酚 | 250 | 2256 |
| 15 | 反-1,2-二氯乙烯 | 10 | 54 | 38 | 苯并[a]蒽 | 5.5 | 15 |
| 16 | 二氯甲烷 | 94 | 616 | 39 | 苯并[a]芘 | 0.55 | 1.5 |
| 17 | 1,2-二氯丙烷 | 1 | 5 | 40 | 苯并[b]荧蒽 | 5.5 | 15 |
| 18 | 1,1,1,2-四氯乙烷 | 2.6 | 10 | 41 | 苯并[k]荧蒽 | 55 | 151 |
| 19 | 1,1,2,2-四氯乙烷 | 1.6 | 6.8 | 42 | 䓛 | 490 | 1293 |
| 20 | 四氯乙烯 | 11 | 53 | 43 | 二苯并[a,h]蒽 | 0.55 | 1.5 |
| 21 | 1,1,1-三氯乙烷 | 701 | 840 | 44 | 茚并[1,2,3-cd]芘 | 5.5 | 15 |
| 22 | 1,1,2-三氯乙烷 | 0.6 | 2.8 | 45 | 萘 | 25 | 70 |
| 23 | 三氯乙烯 | 0.7 | 2.8 | 46 | 石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$） | 826 | 4500 |

### 2.4.2 污染物排放标准

#### 2.4.2.1 大气污染物排放标准

（1）本项目施工期扬尘执行《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 2.4-6。

表 2.4-6　大气污染物综合排放标准单位：$mg/m^3$

| 污染物 | 无组织排放监控浓度限值 | |
|---|---|---|
| | 监控点 | 浓度 |

| | | |
|---|---|---|
| 颗粒物 | 周界外浓度最高点 | 1.0 |

（2）依托的芳深 2 转、祝 3 转、芳 507 转、芳 707 转等场站及井场厂界外运行期产生的 VOCs（以非甲烷总烃计），在 2023 年 1 月 1 日以前执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值，2023 年 1 月 1 日起执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关标准要求。

**表 2.4-7　　厂区外 VOCs 无组织排放限值单位：mg/m$^3$**

| 污染物项目 | 排放限值 | 标准名称 | 执行时间 |
|---|---|---|---|
| 非甲烷总烃 | 4.0 | 《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 | 2023 年 1 月 1 日前 |
| | 4.0 | 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.9 企业边界污染物控制要求限值 | 2023 年 1 月 1 日后 |

本项目不新建场站工程，依托场站厂区内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）中的相关标准要求

**表 2.4-8　　厂区内 VOCs 无组织排放限值单位：mg/m$^3$**

| 污染物 | 排放限制 | 限值含义 | 无组织排放监控位置 |
|---|---|---|---|
| 非甲烷总烃 | 10 | 监控点处 1h 平均浓度值 | 在厂房外设置监控点 |
| | 30 | 监控点处任意一次浓度值 | |

（3）依托的肇一转油放水站、肇 8 转、宋II-5 转等场站加热装置产生的燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用燃气锅炉标准。

**表 2.4-9　　锅炉大气污染物排放标准单位：mg/m$^3$**

| 污染物 | 颗粒物 | $SO_2$ | NOx | 烟气黑度(林格曼级) |
|---|---|---|---|---|
| 燃气锅炉(在用) | 30 | 100 | 400 | ≤1 |

（4）根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，原油储存控制符合标准中第 5.2.2.1 要求；储罐运行维护符合标准中第 5.2.3 要求；挥发性有机液体装载排放控制符合标准中 5.3 要求；废水集输和处理系统排放控制符合标准中 5.4 要求；设备与管线组件泄漏排放控制符合标准中 5.5 要求。

2)有组织排放控制要求：

a)非甲烷总烃排放浓度不超过 120mg/m$^3$；

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

### 2.4.2.2 噪声排放标准

施工期场地噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）表 1 中

的排放限值，标准值见表 2.4-11。

**表 2.4-11　　建筑施工场界环境噪声排放标准单位：dB（A）**

| 昼间 | 夜间 |
|---|---|
| 70 | 55 |

运行期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

**表 2.4-12　　工业企业厂界环境噪声排放标准单位：dB（A）**

| 昼间 | 夜间 |
|---|---|
| 60 | 50 |

### 2.4.2.3 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）中的相关规定。

（2）根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），项目施工期产生的一般工业固体废物，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的规定。

（3）项目产生的落地油、含油污泥、废防渗布等属于危险废物，执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单规定。

（4）油井作业生产的落地油和依托场站产生的含油污泥送至宋芳屯含油污泥处理站处理，处理后的污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/3104-2022）中油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限运行期产生含油污泥处理后执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/3104-2022）标准。

**表 2.4-13　　含油污泥执行标准**

| 序号 | 项目 | 控制限值 |
|---|---|---|
| 1 | 石油类（以干基计）（mg/kg） | ≤3000 |
| 2 | As（以干基计）（mg/kg） | ≤30 |
| 3 | Hg（以干基计）（mg/kg） | ≤0.8 |
| 4 | $Cr^{6+}$（以干基计）（mg/kg） | ≤5 |
| 5 | Cu（以干基计）（mg/kg） | ≤150 |
| 6 | Zn（以干基计）（mg/kg） | ≤600 |
| 7 | Ni（以干基计）（mg/kg） | ≤150 |
| 8 | Pb（以干基计）（mg/kg） | ≤375 |

| 序号 | 项目 | 控制限值 |
| --- | --- | --- |
| 9 | Cd（以干基计）（mg/kg） | ≤3 |
| 10 | pH 值 | 6.5~9 |
| 11 | 含水率（质量百分比） | ≤40% |

#### 2.4.2.4 废水

本工程产生的管线试压废水、产液分离废水、油水井井下作业及洗井废水依托宋一联污水站处理，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”后回注地下，不外排。

## 2.5 评价工作等级

### 2.5.1 大气环境

由于依托场站加热炉未新建且场站加热炉满足新增负荷需求，新增加热炉大气污染物总量在原排污许可申请总量控制范围内，故本次未对加热炉烟气进行预测。根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本工程运行期大气污染源主要为新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

本工程项目原油集输过程依托的场站均在其设计负荷范围之内，且均进行了环境影响评价和竣工验收，故本项目不对依托场站进行环境影响评价。运行期大气污染物主要为井场及集输管道逸散的非甲烷总烃。

非甲烷总烃主要排放位置有井场、集输管道阀门、计量间、阀组间、转油站和联合站等位置，均以面源形式排放。非甲烷总烃主要排放位置有井场、集输管道阀门、转油站、联合站等位置，其中井场及集输管线占比约 30%。本次判定评价等级面源范围选取油井数最多的 19#平台进行预测，共计 19 口油井，本项目建成产能年 $4.72\times10^4$t，该 19 口油井最大产能为 24t/d，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，石油开采挥发性有机物产生系数为 1.4175g/kg，则 19#平台油井开采、集输、处理全过程挥发性有机物挥发量为 0.009t/ d（$24t/d\times10^3kg/t\times1.4175g/kg\times10^{-6}t/g=0.034t/$ d），井场区域非甲烷总烃逸散量为 0.01t/d（0.034t/ d×30%=0.01 t/d）、0.42kg/h。

根据工程用地计算，单井永久占地面积为 30m×40m，平台井场永久占地面积较独立井场每增加 1 口井增加 0.02hm$^2$（40m×5m），平台井中井间距按 8m 算，本工程 19#平台共有 19 口井，则 19#平台井场面积为 4800m$^2$，具体面源参数表见下表。

表 2.5-1 废气污染源排放参数（矩形面源）

| 面源编号 | 面源名称 | 面源起点坐标/m | | 面源海拔高度/m | 面源长度/m | 面源宽度/m | 与正北方向夹角/° | 面源初始排放高度/m | 年排放小时数/h | 排放工况 | 污染物排放速率/（kg/h） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | X | Y | | | | | | | | |
| 1 | 井场区域 | 125.03194 | 45.981439 | 136 | 120 | 40 | 0 | 3 | 8760 | 正常 | 0.42 |

依据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），采用估算模式计算本工程的最大地面质量浓度占标率 $P_i$ 和地面质量浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$。其中 $P_i$ 采用下述公式计算：

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

式中：$P_i$ —第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

$C_i$—采用估算模型计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度，μg/m$^3$；

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

评价等级的划分原则见表 1.6-3。通过估算模式计算得本工程主要污染因子的最大浓度占标率 Pmax 见表 1.6-4。

**表 1.6-3 大气评价工作级别划分**

| 评价工作等级 | 评价工作分级判据 |
|---|---|
| 一级 | $P_{max}$≥10% |
| 二级 | 1%≤ $P_{max}$＜10% |
| 三级 | $P_{max}$＜ 1% |

估算模型参数选取如下：

（1）根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录B的B.6.1城市/农村选项，“当项目周边3km半径范围内一半以上属于城市建成区或者规划区时选择城市，否则选择农村”。本项目位于周边主要为草地，周边的3km内约为80%为草地及耕地，不属于城市建成区。故选取农村选项。

（2）环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

（3）拟建项目位于草地和耕地中，本次评价的土地利用利类型选取耕地。

（4）根据中国干湿度分布图判断，本地区属于中等湿润气候。

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

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）要求，选择推荐模式中的估算模式对本项目的大气环境评价工作进行分级。

**表 2.6-4　估算模式污染物各排放参数计算结果**

| 污染源 | 预测因子 | 最大浓度占标率（%） |
|---|---|---|
| 矩形面源 | 非甲烷总烃 | 3.2412 |

可以看出所有污染物的最大 1 小时地面浓度占标率最大值为非甲烷总烃，Pmax=3.2412%＜10%，按照该导则的评价工作等级分级判据确定本项目大气环境影响评价工作级别为二级。

### 2.5.2 地表水环境

施工期废水主要为试压废水及施工人员生活污水，试压废水拉运至宋一联污水站处理进行处理后回注油层，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求，不外排。施工人员生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期清掏外运堆肥，施工结束对清空后的临时防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。

运行期废水主要为油井作业污水及井场采出液经依托的宋一联污水站进行处理后回注油层，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求，不外排。

本项目产生的废水均不外排，依据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ/2.3-2018）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，因此本项目地表水评价等级为三级B。。

### 2.5.3 地下水环境

（1）划分依据

根据《环境影响评价技术导则地下水》（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。根据附录 A，

本项目属于石油开采类，地下水环境影响评价项目类别为I类项目，详见表 2.5-1。

**表 2.5-1　　地下水环境影响评价行业分类表**

| 环评类别 / 行业类别 | 报告书 | 报告表 | 地下水环境影响评价项目类别 | |
|---|---|---|---|---|
| | | | 报告书 | 报告表 |
| F 石油、天然气 | | | | |
| 37、石油开采 | 全部 | / | I 类 | |

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.5-2。

**表 2.5-2　　地下水环境敏感程度分级表**

| 分级 | 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、应急水源地，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源地以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。 |
| 较敏感 | 集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源地，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 | 上述地区之外的其他地区。 |
| 注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。 | |

（2）本项目地下水评价等级判定

根据现场调查及资料收集，本项目评价区内村屯主要有盛广和屯、国强村、大青山村等村屯，主要以开采地下水作为饮用水源、畜牧用水及农业灌溉。根据《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）、根据《全省在用饮用水水源保护区基础信息名录（2020 年）》，与本工程附近的农村集中式饮用水水源为 6 号平台西南侧 2.0km 的大庆市大同区大同镇地下水饮用水水源；其余均为分散式饮用水水源，属于单井分散式水源地和联村分散式水源地。根据现场调查和收集资料，本项目地下水评价范围内涉及的村屯包括盛广和屯、国强村、大青山村等。

根据现场调查，饮用水水源地包括农村集中式饮用水水源、单井饮用水水源地。地下水较敏感区和不敏感区的划分依据《优化评价内容严控新增污染——<环境影响评价技术导则地下水环境>解读》（环境影响评价 2016 年 7 月梁鹏、周俊）划分，结合《饮

用水水源保护区划分技术规范》，地下水敏感性判定依据见图 2.5-1。




**图 2.5-1　地下水敏感性判定依据**

对于大庆市大同区大同镇地下水饮用水水源地，大同区大同镇饮水水源地日开采量 6000m$^3$，属于中小型水源地，大同区大同镇水源为承压含水层，同时水源地建设在油田开采区域外，因此，对大同区大同镇地下水饮用水水源地划定一级保护区，不设二级保护区和准保护区，水源地取水井一级保护区的半径为 35m。大同区大同镇水源井为多井，但是井群间距大于一级保护区半径的 2 倍，因此分别对每口井进行一级保护区划分。根据规范，一级保护区域为以水源井为中心，半径 35m 所圈定的范围，一级保护区面积 3846.5m$^2$。

对于单井分散式水源地，单井运移 50m 为一级保护区，一级保护区外地下水质点运移 2000 天对应距离划定为较敏感区，并将较敏感区外界定为不敏感区。

根据地下水埋藏条件及含水层介质、水力性质并结合资料选取质点运移距离公式的相应参数。根据《饮用水水源保护区划分技术规范》（HJ338-2018）中水源保护区的经验公式法如下：

$$R = \alpha \times K \times I \times T/n$$

其中 R 为保护区半径，m；

α 为安全系数，取值 150%；

K 为渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数，d；

n—有效孔隙度，无量纲；

本项目单水井饮用水源地均为承压水井，根据明水组承压含水层渗透系数按区内渗透系数的平均值确定 K=10.0m/d，水力坡度 I=0.6‰，含水层的有效孔隙度 20%。

1）单井饮用水水源地

一级保护区：L=50m

较敏感区 $L_{2000d}$ =1.5×10.0×0.0006×2000/0.20=90m

单井饮用水源井的不敏感区范围为 140m（50m+ $L_{区域II2000}$）以外区域。距离本工程最近的单井分散式饮用水源为盛广和屯水井，位于拟建 19 号平台东北侧 150m，可见本工程均位于饮用水源井的不敏感区，因此本工程地下水环境敏感程度为不敏感。

2）大同区大同镇地下水饮用水水源地

一级保护区：L=35m

较敏感区 $L_{3000d}$ =1.5×10.0×0.0006×3000/0.20=135m

联村饮用水源井的不敏感区范围为 170m（$L_{区域II3000}$）以外区域。本工程大同区大同镇地下水饮用水水源地位于拟建 7 号平台西南侧 1500m，可见本工程均位于饮用水源井的不敏感区，因此本工程地下水环境敏感程度为不敏感。

本项目地下水影响范围内不涉及集中式饮用水水源（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，不涉及热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区，不在未划定准保护区的集中式饮用水水源保护区范围内。分析项目地下水敏感特征不属于“敏感”程度。

本项目为I类项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据地下水评价工作等级划分原则，地下水评价工作等级为二级，详见表 2.5-3。

**表 2.5-3　　评价工作等级分级表**

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

### 2.5.4 声环境

《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号），本工程未划分声环境功能区划。根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2009）中噪声环境影响评价等级划分的基本原则，本工程主要噪声源分为运行期井场抽油机、依托的联合站的机泵、加热炉等装置产生的持续性噪声源、油井作业过程中产生的间断性噪声源。工程建设的平台井 200m 范围内无敏感目标，噪声源的种类及数量较少，噪声源强度不高，

周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在 5dB（A）以下，因此，声环境评价等级为二级。

### 2.5.5 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），建设项目土壤环境影响评价工作等级的划分应依据建设项目所属行业分类和土壤环境敏感程度分级进行判定：

（1）建设项目行业分类：对照《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“金属矿、石油、页岩油开采”，按土壤环境影响评价项目类别划分为I类。

（2）土壤环境敏感程度分级：项目周边占地为耕地和一般草地，井场周边 1km 范围内主要为耕地、草地和村屯，因此，判定土壤环境敏感程度为敏感，污染影响型敏感程度分级表见表 2.5-4。

**表 2.5-4　　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敏感目标的 |
| 不敏感 | 其他情况 |

（3）建设项目占地规模分级：根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）：将建设项目占地规模分为大型（≥50hm$^2$）、中型（5~50hm$^2$）、小型（≤5hm$^2$），建设项目占地主要为永久占地。本项目永久占地规模为 3.69hm$^2$，占地规模属于小型。具体等级划分表见表 2.5-5。

**表 2.5-5　　污染影响性评价工作等级划分表**

| 项目类别<br>评价工作等级<br>敏感程度 | 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。 | | | | | | | | | |

综上分析，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中相关规定，本项目为污染影响型的一级评价。

### 2.5.6 生态环境

本项目新增总占地面积为73.06hm$^2$（0.73km$^2$＜20km$^2$），占地类型为耕地（基本农田）和草地（一般草地），不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线，因此项目属于一般区域。

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19－2022）相关判定要求，依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，评价等级划分为一级、二级和三级。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 HJ 2.3 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 HJ 610、HJ 964 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 20 km$^2$ 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）、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。

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19－2022）相关判定要求，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、生态保护红线，地表水评价等级为三级 B 评价，本项目地下水水位或土壤影响范围不涉及天然林、公益林、湿地等生态保护目标，工程占地规模小于 20 km$^2$，因此本项目的生态评价等级确定为三级，临时占地在施工结束后即恢复原有占地类型，不会导致区域土地利用类型明显改变，因此评价等级不需上调，确定本项目生态评价等级为三级。

### 2.5.7 风险评价

项目施工期为地面工程建设，均为土建施工，无风险单元；运行期涉及的主要危险物质为原油和石油气，正常情况下无污染物排放，涉及的风险为运行过程中集输管线破损造成的原油泄漏和天然气（油田伴生气）的泄漏。本项目存储单元为油井至计量间、油井至油井的集油管道，危险物质量按照管线内原油及天然气量进行核算。

本工程新建单井集油掺水管道11.47km，其中本工程储存量最大的管线为23号平台到24号平台之间的集油管道，管道长度为2540m，规格为 Φ76×4.5mm，则管线内原油

为 $V=\pi r^2L=3.14\times(69\times10^{-3}/2)^2\times2540=9.49m^3$，本工程原油密度0.863t/$m^3$、气油比20.94$m^3$/t，根据地面方案，经计算本工程原油最大存在量约为8.19t。

石油气（天然气）标态密度 0.6567kg/$m^3$，管道压力低于 0.2Mpa，根据理想气体状态方程 PV=nRT（n 为气体物质的量，R 为常数）及天然气标态密度计算，则管道中天然气最大储量为 0.25t。

（1）危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 2.5-7。

**表 2.5-7　　本项目重大危险源辨识一览表**

| 序号 | 物质名称 | CAS 号 | 临界量/t |
|---|---|---|---|
| 1 | 油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等） | / | 2500 |
| 2 | 石油气（伴生气） | 68476-85-7 | 10 |

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q。

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为 I，当 Q≥1 时，按照危险物质及工艺系统危险性确定 P 值，并结合建设项目各环境敏感程度 E 值进行建设项目环境风险潜势的划分。辨识结果见表 2.5-8。

**表 2.5-8　　辨识结果表**

| 序号 | 时期 | 位置 | 储存装置 | 物质名称 | 最大储存量（t） | Q | 合计 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 运行期 | 集输管线 | 集输管线 | 原油 | 8.19 | 2500 | 0.003 |
| | | | | 石油气 | 0.25 | 10 | 0.025 |
| 项目 $Q=\Sigma q_n/Q_n$ | | | | | | | 0.028 |

根据辨识结果，本项目 Q=0.028＜1，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，当 Q<1 时，环境风险潜势为 I，结合表 2.5-9，本项目应进行简单分析。

**表 2.5-9　　环境风险评价工作等级划分**

| 环境风险潜势 | IV、IV+ | III | II | I |
|---|---|---|---|---|
| 评价工作等级 | 一 | 二 | 三 | 简单分析 [a] |
| [a]是相对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。 | | | | |

## 2.6 评价范围及环境保护目标

### 2.6.1 大气环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，大气评价等级为二级的项目大气环境评价范围为以项目井场所在区块为边界，外扩 2.5km 的矩形范围，具体见表 2.6-1 和图 2.6-1。

表 2.6-1　　本项目大气环境保护目标一览表

| 名称 | 坐标 | 保护对象 | 保护内容 | 环境功能 | 相对方位 | 相对距离 km |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 纪家屯 | 124.955252,46.03635 | 居民，约 200 人 | 环境空气 | 二类区 | 3 号平台西北侧 | 1.15 |
| 奋斗村 | 124.959397,46.050221 | 居民，约 200 人 | | | 3 号平台西北侧 | 2.0 |
| 小张屯 | 124.974718,46.054421 | 居民，约 200 人 | | | 3 号平台东北侧 | 2.1 |
| 发展村 | 124.941330,46.016257 | 居民，约 200 人 | | | 4 号平台西南侧 | 2.0 |
| 王殿奎 | 124.966350,46.019396 | 居民，约 200 人 | | | 4 号平台西南侧 | 0.6 |
| 大青山村 | 124.983559,46.021201 | 居民，约 200 人 | | | 4 号平台东南侧 | 0.5 |
| 西山后屯 | 125.007420,46.058686 | 居民，约 200 人 | | | 芳 36-20 井西北侧 | 1.0 |
| 青山村 | 125.015420,46.059686 | 居民，约 200 人 | | | 芳 36-20 井北侧 | 0.9 |
| 张义屯 | 125.0334387,46.054756 | 居民，约 200 人 | | | 芳 36-20 井东北侧 | 1.35 |
| 后烧锅屯 | 125.052910,46.057271 | 居民，约 200 人 | | | 5 号平台北侧 | 1.35 |
| 张子元屯 | 124.982460,46.035381 | 居民，约 200 人 | | | 芳 36-20 井东北侧 | 0.7 |
| 董义屯 | 124.995532,46.038182 | 居民，约 200 人 | | | 芳 44-斜 14 井西南侧 | 0.18 |
| 邢凤竹屯 | 125.009394,46.039612 | 居民，约 200 人 | | | 芳 44-斜 14 井东南侧 | 0.5 |
| 双发村 | 125.036645,46.039778 | 居民，约 200 人 | | | 6 号平台西北侧 | 0.3 |
| 前烧锅屯 | 125.053154,46.040935 | 居民，约 200 人 | | | 6 号平台东北侧 | 0.35 |
| 马家屯 | 125.010711,46.025020 | 居民，约 200 人 | | | 芳 60-18 井北侧 | 0.75 |
| 腰窝棚 | 125.030766,46.029303 | 居民，约 200 人 | | | 7 号平台西南侧 | 1.5 |
| 老江身村 | 125.061922,46.029396 | 居民，约 200 人 | | | 芳 50-57 井东北侧 | 0.19 |
| 小围子 | 125.024731,46.016251 | 居民，约 200 人 | | | 芳 8-2 北侧 | 0.2 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 国强村 | 125.044889,46.002062 | 居民，约200人 | | | 芳82-斜40北侧 | 0.3 |
| 群众村 | 124.988537,45.986186 | 居民，约200人 | | | 太东130-斜114井西南侧 | 0.85 |
| 太平屯 | 124.994708,45.989036 | 居民，约200人 | | | 太东130-斜114井南侧 | 0.5 |
| 张福德屯 | 125.001574,45.988480 | 居民，约200人 | | | 14号平台东南侧 | 0.65 |
| 刘宗林屯 | 125.010398,45.989926 | 居民，约200人 | | | 14号平台东南侧 | 0.9 |
| 邢大桥屯 | 125.020238,45.992730 | 居民，约200人 | | | 14号平台东南侧 | 1.5 |
| 盛广和屯 | 125.035503,45.984113 | 居民，约200人 | | | 19号平台东北侧 | 0.15 |
| 东山村 | 125.038396,45.976834 | 居民，约200人 | | | 芳106-斜18井西北侧 | 0.35 |
| 双城村 | 124.992056,45.965771 | 居民，约200人 | | | 太东148-118井西南侧 | 0.9 |
| 于家店 | 125.002274,45.967335 | 居民，约200人 | | | 太东148-118井东南侧 | 0.25 |
| 张才屯 | 125.008274,45.965935 | 居民，约200人 | | | 太东148-118井东南侧 | 0.35 |
| 孤王家 | 125.038490,45.958745 | 居民，约200人 | | | 芳110-46井南侧 | 0.75 |
| 东南山 | 125.065870,45.968902 | 居民，约200人 | | | 23号平台西北侧 | 1.05 |
| 东升村 | 125.091619,45.965515 | 居民，约200人 | | | 23号平台东北侧 | 1.7 |
| 王连仲 | 125.077217,45.956417 | 居民，约200人 | | | 23号平台东南侧 | 0.65 |
| 大庙屯 | 125.036430,45.925125 | 居民，约200人 | | | 26号平台西南侧 | 1.5 |
| 日新村 | 125.075741,45.926677 | 居民，约600人 | | | 26号平台东南侧 | 1.55 |
| 孙广祥 | 125.090675,45.929722 | 居民，约500人 | | | 26号平台东南侧 | 2.3 |

### 2.6.2 地下水环境评价范围及保护目标

本项目所在地保护目标包括潜水含水层和承压水含水层，分别计算溶质运移 5000 天各水层的地下水评价范围。

T 取值为 5000d，根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）、《黑龙江省肇州县地质报告》及区域含水层的水文地质特点，、含水层各参数值确定如下：

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

式中：L——下游迁移距离，m；

a——变化系数，a≥1，一般取 2；

K——渗透系数，承压水取 10m/d，潜水取 5m/d；

I——水力坡度（为漏斗范围内的水力坡度），承压水为 0.6%，潜水为 0.3%；

T——质点迁移天数，取值不小于 5000d，取 5000d；

ne ——有效孔隙度，无量纲，取承压水为 0.20。潜水为 0.30。

本项目区域承压水层下游迁移距离为 $L_{承压水}=2*10*0.6\%*5000/0.20=240m$，

本项目区域潜水层下游迁移距离为 $L_{潜水}=2*5*0.3\%*5000/0.30=50m$。

以最大距离考虑评价范围应为油田开发区边界在地下水流向下游方向外扩 240m、两侧及上游方向外扩 120m，采用该方法时应包含重要的地下水环境保护目标。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适当外扩，本项目所在地区潜水和承压水含水层的地下水流向不明显，总体均从东北流向西南。地下水环境保护目标详见表 2.6-2。

**表 2.6-3　　地下水环境保护目标统计**

| 保护目标名称 | 相对方位 | 相对距离 km | 规模 | 保护级别 |
|---|---|---|---|---|
| 纪家屯 | 3 号平台西北侧 | 1.15 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | 《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》III 类水体石油类限值（≤0.05mg/L） |
| 奋斗村 | 3 号平台西北侧 | 2.0 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 小张屯 | 3 号平台东北侧 | 2.1 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井 20 口，平均井深 25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 发展村 | 4 号平台西南侧 | 2.0 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 王殿奎 | 4 号平台西南侧 | 0.6 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 大青山村 | 4 号平台东南侧 | 0.5 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井 20 口，平均井深 25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 西山后屯 | 芳 36-20 井西北侧 | 1.0 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 青山村 | 芳 36-20 井北侧 | 0.9 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主 | |

| 保护目标名称 | 相对方位 | 相对距离 km | 规模 | 保护级别 |
|---|---|---|---|---|
| | | | 要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 张义屯 | 芳 36-20 井东北侧 | 1.35 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井 20 口，平均井深 25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 后烧锅屯 | 5 号平台北侧 | 1.35 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 张子元屯 | 芳 36-20 井东北侧 | 0.7 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 董义屯 | 芳 44-斜 14 井西南侧 | 0.18 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井 20 口，平均井深 25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 邢凤竹屯 | 芳 44-斜 14 井东南侧 | 0.5 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井 20 口，平均井深 25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 双发村 | 6 号平台西北侧 | 0.3 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 前烧锅屯 | 6 号平台东北侧 | 0.35 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 马家屯 | 芳 60-18 井北侧 | 0.75 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 25 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 腰窝棚 | 7 号平台西南侧 | 1.5 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 老江身村 | 芳 50-57 井东北侧 | 0.19 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 25 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 小围子 | 芳 8-2 北侧 | 0.2 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 国强村 | 芳 82-斜 40 北侧 | 0.3 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 25 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 群众村 | 太东 130-斜 114 井西南侧 | 0.85 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 太平屯 | 太东 130-斜 114 井南侧 | 0.5 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 25 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 张福德屯 | 14 号平台东南侧 | 0.65 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |

| 保护目标名称 | 相对方位 | 相对距离 km | 规模 | 保护级别 |
|---|---|---|---|---|
| 刘宗林屯 | 14 号平台东南侧 | 0.9 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井 20 口，平均井深 25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 邢大桥屯 | 14 号平台东南侧 | 1.5 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 盛广和屯 | 19 号平台东北侧 | 0.15 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 东山村 | 芳 106-斜 18 井西北侧 | 0.35 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井 20 口，平均井深 25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 双城村 | 太东 148-118 井西南侧 | 0.9 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 于家店 | 太东 148-118 井东南侧 | 0.25 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 张才屯 | 太东 148-118 井东南侧 | 0.35 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井 20 口，平均井深 25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 孤王家 | 芳 110-46 井南侧 | 0.75 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 东南山 | 23 号平台西北侧 | 1.05 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 东升村 | 23 号平台东北侧 | 1.7 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井 20 口，平均井深 25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 王连仲 | 23 号平台东南侧 | 0.65 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 大庙屯 | 26 号平台西南侧 | 1.5 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 日新村 | 26 号平台东南侧 | 1.55 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井 20 口，平均井深 25m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |
| 孙广祥 | 26 号平台东南侧 | 2.3 | 有 1 口饮用水井供全村饮用，井深 120m，另有分散水井约 15 口，平均井深 20m，主要用于牲畜饮用和灌溉。 | |

### 2.6.3 地表水环境影响评价范围及保护目标

根据现场调查，本工程附近地表水体主要为西大干渠，根据大庆市人民政府关于发布《大庆市地表水质量功能区划分》的通知（庆政发〔2000〕20 号），根据《全国重要

江河湖泊水功能区划》，无水体功能。根据地表水导则，水环境保护目标应为饮用水水源保护区、饮用水取水口，涉水的自然保护区、风景名胜区，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，以及水产种质资源保护区等。

根据地表水导则，评价等级为三级 B 的评价范围应该符合：a)应满足其依托污水处理设施环境可行性分析的要求；b）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。

本项目地表水环境保护目标为 5#平台东侧 320m 的老江身泡，根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》(庆政发〔2019〕11 号)，区域内地表水老江身泡无功能要求，不执行地表水环境质量标准。

### 2.6.4 声环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ4.2-2009）的要求，结合建设项目特点，确定本项目声环境评价范围为井场边界向外 200m 及管道、道路中心线两侧各 200m 范围内范围内的声环境。

根据现场调查，本项目 200m 范围无声环境环境保护目标。

### 2.6.5 土壤环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目评价等级为污染影响型一级评价，评价范围为拟建井场边界外扩 1km 以及管道、道路中心线两侧各 200m 范围内土壤环境，根据现场调查，本项目土壤环境敏感目标见表 2.6-4、评价范围见图 2.6-1。

**表 2.6-4　　土壤环境保护目标**

| 范围 | 保护内容 | 环境特征 | 保护级别 |
|---|---|---|---|
| 拟建井场边界外扩 1km 以及管道、道路中心线两侧各 200m 范围内土壤 | 井场永久占地内土壤 | 建设用地 | 《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值 |
| | 井场周边耕地（基本农田）、一般草地 | 耕地、草地 | 《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中其他用地风险筛选值 |

### 2.6.6 生态环境评价范围及保护目标

本项目生态环境评价范围为以拟建井场边界外扩 1km 以及管道、道路中心线两侧

各 200m 范围。生态环境保护目标详见表 2.6-5，评价范围见图 2.6-1。

表 2.6-5　　生态环境保护目标统计

| 环境要素 | 保护目标名称 | 规模 | 保护标准及保护级别 |
|---|---|---|---|
| 生态环境 | 井场及井场周边土壤、自然植被、动物等 | 拟建井场边界外扩 1km 以及管道、道路中心线两侧各 200m 范围 | 土壤满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中筛选值要求，控制水土流失 |
| | 耕地（基本农田） | 永久占用耕地 2.11hm$^2$，临时占用耕地 60.57hm$^2$ | 临时占用耕地施工结束后及时复耕，永久占用耕地按照规定进行经济补偿，不因本项目造成生态破坏 |
| | 水土流失重点治理区 | 拟建井场边界外扩 1km 范围 | 采取工程、林草、封育和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力 |
| | 草地 | 永久占用一般草地 1.58 hm$^2$，临时占用一般草地 8.8hm$^2$ | 临时占用结束后及时恢复，不因本项目造成生态破坏 |

### 2.6.7 环境风险评价范围及保护目标

根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018）要求，结合建设项目特点，本项目环境风险潜势为I，风险评价等级为简单分析。环境风险评价范围应根据环境敏感目标的分布情况，事故后果预测结果对环境产生危害的范围综合确定。项目周边所在区域，评价范围外存在需要特别关注的环境敏感目标，评价范围需延伸至所关心的目标。项目区域内无国家、省、市级自然保护区、文物古迹名胜等重要保护目标，结合本项目为油田项目，风险评价等级为简单分析，环境风险保护目标包括本项目环境空气、地表水、生态环境、地下水等各环境要素的环境保护目标。

## 2.7 评价工作内容及重点

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

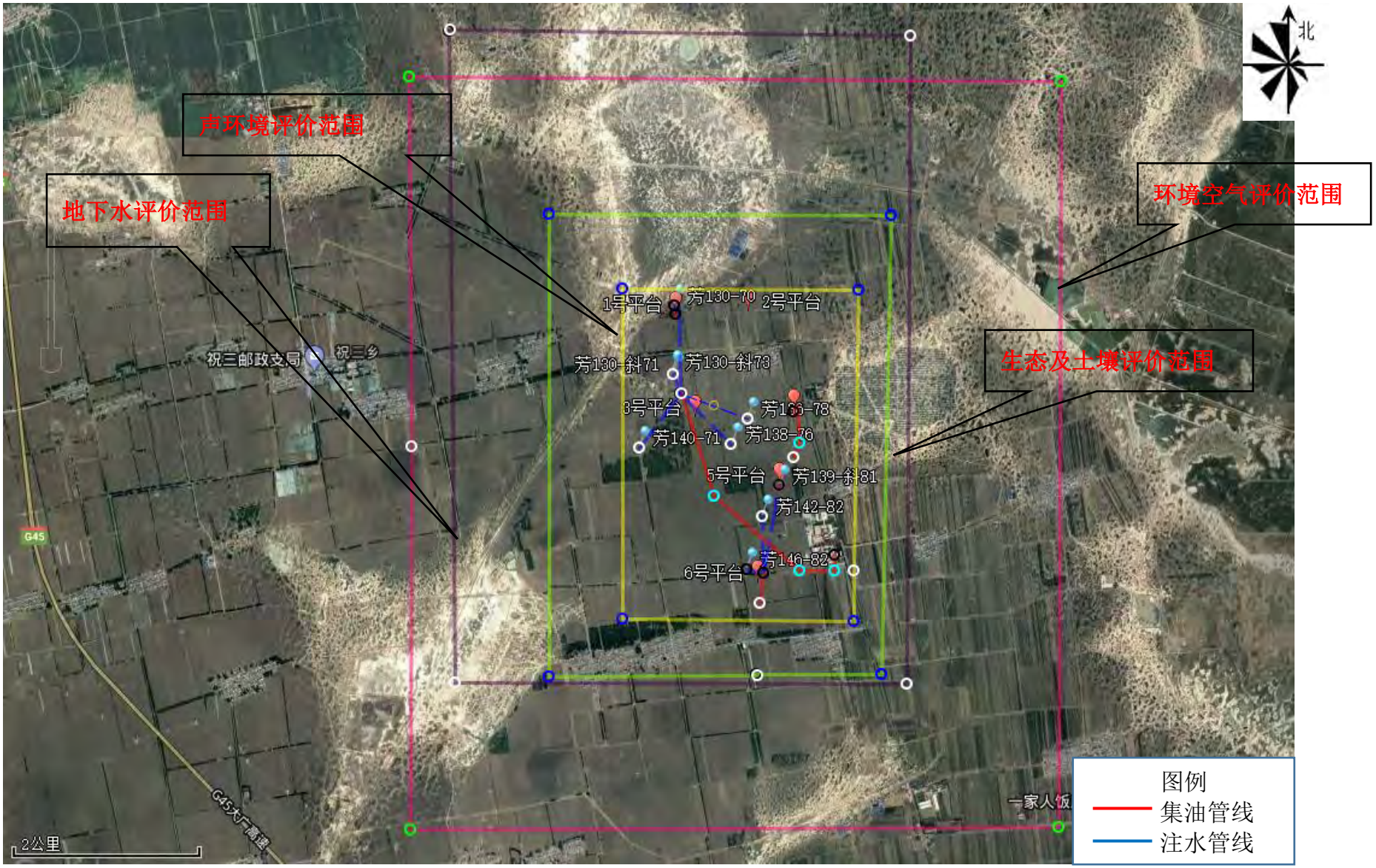
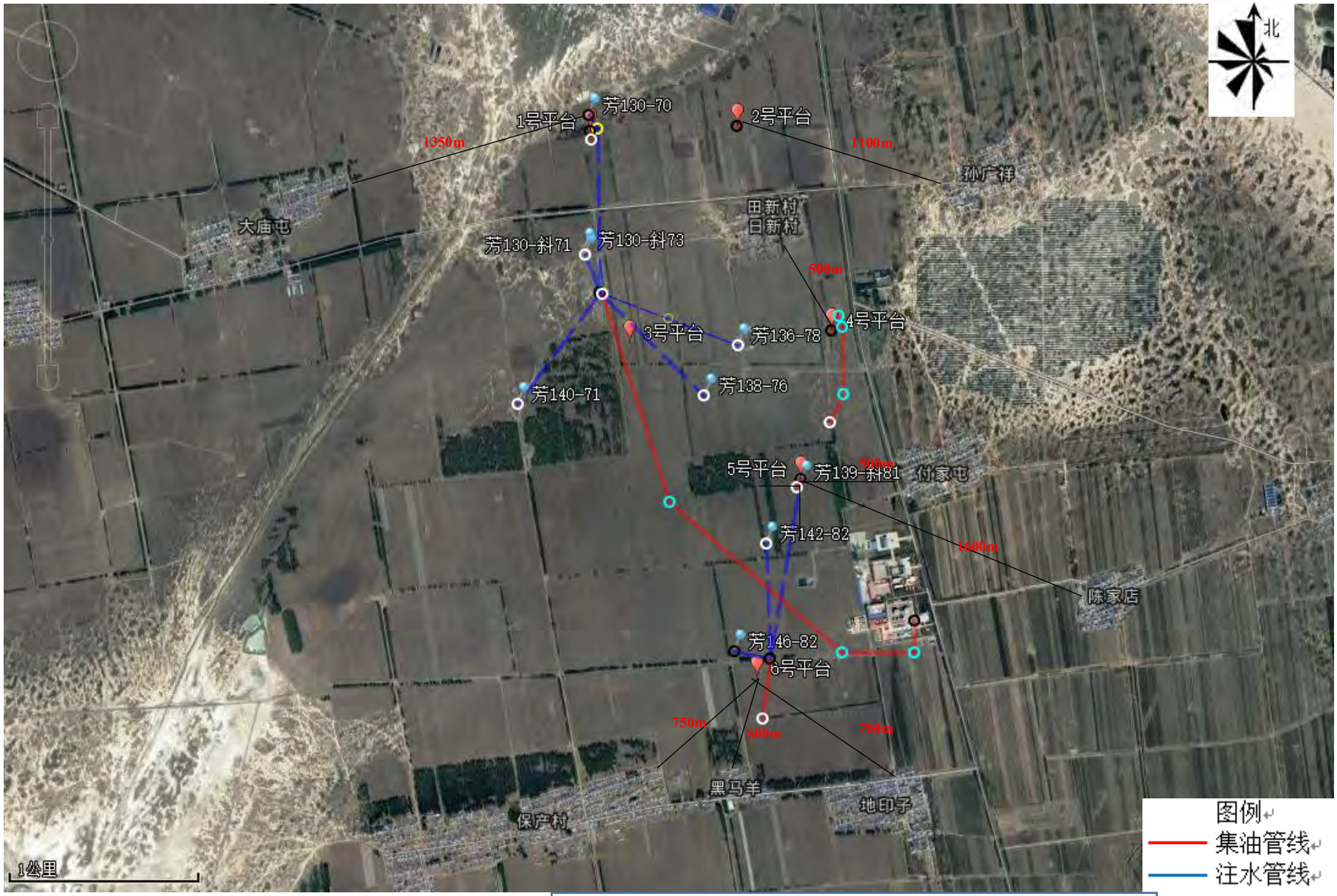

声环境评价范围
地下水评价范围
环境空气评价范围
生态及土壤评价范围
北
1号平台
芳130-70
2号平台
芳130-斜71
芳130-斜73
3号平台
芳140-71
芳138-76
5号平台
芳139-斜81
芳142-82
6号平台
芳146-82
祝三郎政支局
祝三乡
G45
G45大广高速
2公里
一家人饭
图例
集油管线
注水管线

图 2.6-1　　评价范围图




2.6-2　环境保护目标分布图

# 第三章建设项目工程分析

## 3.1 建设项目概况

### 3.1.1 建设项目基本情况

**项目名称：**2022 年宋芳屯油田芳 11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目；

**建设单位：**大庆油田有限责任公司第八采油厂；

**建设性质：**改扩建；

**建设地点：**黑龙江省大庆市大同区祝三乡境内；

**项目投资：**总投资 5930.8 万元；

**占地面积：**本项目总占地面积为 14.8665hm$^2$，其中永久占地面积 0.4915hm$^2$，临时占地面积 14.375 hm$^2$。

**工程进度：**本项目具体方式由建设单位统筹安排，预计 2022 年 7 月开工，2026 年 9 月投产，总计施工时间 5 个月；

**劳动定员：**本工程新增的员工由油田公司内部统一调剂；

**建设内容及规模：**本项目本次基建油井 102 口，其中 91 口油井采用单管环状掺水集油流程、11 口油井采用电加热集油流程，充分依托已建集油系统能力，就近搭接至已建阀组间，新建单井集油掺水管道 11.47km，3 座转油站外输泵更换，扩改建脱水站 1 座（宋一联脱水站）；基建注水井 76 口，其中改造老井 45 口，扩建注水站 1 座，新建配水间 10 座，扩改建配水间 9 座，新建注水干线 10km，新建单井注水管线 45.3km；扩建污水站 2 座，新建调水管线 0.5km；新建井场变电站 47 座，利旧井场柱上变 2 座，新建 10kV 产能线路 6.8km，新建线路无功补偿装置 700kVar，新建防窃电装置 19 台，已建站配电改造 6 座；新建 6.9km 通井砂石路，其中 2.8km 在低洼地内，4.1km 在耕地内。新建 2.45km 通井土路，其中的 0.75km 在低洼地内，1.7km 为耕地内的通道；建成后年产能为 4.72×10$^4$t。

项目组成及建设内容见表 3.1-1。

**表 3.1-1　　项目组成及建设内容一览表**

| 工程类别 | 工程名称 | | 数量 | 规模及建设内容 |
|---|---|---|---|---|
| 主体工 | 采油工程 | 油井 | 102 口 | 本次基建油井 102 口其中 91 口油井采用单管环状掺水集油流程、11 口油井采用电加热集油流程，充分依托已建集油系统能力，就近搭接至已建阀组间。 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 程 | | 集油方式 | / | 规划基建油井 40 口进入芳深 2 转油站，46 口进入祝 3 转油站、2 口进入芳 507 转油站，14 口进入芳 707 转油站。 |
| | | 转油站外输泵更换 | 3 座 | 芳深 2 转油站新建外输泵 2 台（Q=80m³/h，H=400m）；祝 3 转油站利旧外输泵 2 台（ Q=30m³/h，H=250m）；芳 707 转油站新建外输泵 2 台（ Q=30m³/h，H=150m）。 |
| | | 扩改建脱水站 | 1 座 | 宋一联脱水站新建污水泵 1 台（Q=190m³/h，H=100m），原地更换为 190m³/h 的污水泵，更换后次高年的负荷率为 94%；新建游离水脱除器 1 台，站内流程改造。 |
| | | 集油管线 | 11.47km | 新建单井集油掺水管道 11.47km。 |
| | 注水工程 | 水井 | 76 口 | 本次产能共基建注水井 76 口（含 1 口代用井），其中有 59 口新井为独立注水井或大平台注水井，规划采用单干管多井配水，就近挂接已建配水间或新建配水间；有 17 口新井与 34 口老井共平台，规划采用支管单井配水，并将这类老井的老式配水阀组改造为数字化配水阀组；有 8 口老井为单干管单井配水（距新建配水间 0.2km 以内），规划将这类老井改造为单干管多井配水，配水阀组由井场布置改造为间内布置，并将老井的老式配水阀组改造为数字化配水阀组；有 3 口老井为本次扩建配水间间内地下出户，本次改造为地上出户，并将老井的老式配水阀组改造为数字化配水阀组。。 |
| | | 注水方式 | / | 共平台注水井，采用“支管单井配水流程”，配水阀组设在注水井口，在配水间内设置切断阀；对于不共平台的注水井，采用“单干管多井配水流程”，配水阀组设在配水间内。 |
| | | 注水站 | 1 座 | 扩建宋一联注水站，拆除 2 台已建柱塞泵及泵基础 P=185kW，新建 2 台注水泵（柱塞泵） Q=35m³/h、P=25MPa 、P=315kW，新建 1 台柱塞泵变频器 P=315kW（一拖二），维修已建 1 台柱塞泵。 |
| | | 扩建配水间 | 9 座 | 已建芳深 2-3 配水间进井 2 口、芳深 2-7 配水间进井 2 口、芳深 2-5 配水间进井 3 口、芳深 2-9 配水间进井 2 口（含老井 1 口）、芳深 2-12 配水间进井 2 口，该 5 座配水间均有预留位置，在间内新建数字化配水阀组共 9 套、新建切断阀组 1 套。已建芳深 2-2 配水间进井 6 口（含老井 1 口），需新建数字化配水阀组 4 套、切断阀组 1 套，配水间无预留位置，规划紧邻老间扩建 8 井式橇装配水间 1 座；祝 3-7 配水间进井 24 口（含老井 11 口），需新建数字化配水阀组 9 套、切断阀组 2 套，配水间无预留位置，规划紧邻老间扩建 15 井式橇装配水间 1 座；祝 3-8 配水间进井 10 口，需新建数字化配水阀组 8 套、切断阀组 1 套，配水间无预留 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | | 位置，规划紧邻老间扩建 11 井式橇装配水间 1 座。芳 507-5 配水间进井 3 口（含老井 1 口），配水间无预留位置，本次需新建切断阀组 1 套，经核实该配水间所辖注水井有资产核销井 1 口，本次可利用该井核销后阀组位置，同时对该间剩下 3 套存在安全隐患的地下出户老井已建配水阀组实施改造，改造为地上出户的数字化配水阀组。。 |
| | | 新建配水间 | 10 座 | 新建橇装配水间 10 座。新建 1 号配水间（芳 707-13）：新建 11 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 9 套。新建 2 号配水间（芳深 2-13）：①共平台单干管老井 4 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组 ；②新建 11 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 6 套、切断阀组 2 套。新建 3 号配水间（祝 3-9）：①共平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组 ；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 3 套、切断阀组 1 套。新建 4 号配水间（祝 3-10）：①共平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 4 套。新建 5 号配水间（祝 3-11）：①共平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 1 口，同步改造为数字化配水阀组 ；②新建 5 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 2 套、切断阀组 1 套。新建 6 号配水间（祝 3-12）：①共平台单干管老井 3 口，同步改造为数字化配水阀组 ；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组,5 套、切断阀组 1 套。新建 7 号配水间（祝 3-13）：①共平台单干管老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组 ；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 5 套。新建 8 号配水间（祝 3-14）：①共平台单干管老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组 ；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 6 套。新建 9 号配水间（芳 707-11）：①共平台单干管老井 4 口，同步改造为数字化配水阀组 ；②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 5 套。新建 10 号配水间（芳 707-12）：①共平台单干管老井 3 口，同步改造为数字化配水阀组 ；②新建 11 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 7 套。 |
| | | 注水管线 | 5.84km | 10 座新建配水间需要建设注水干线，共计新建注水干线 Φ168×20—3.2km、Φ114×14—3.3km、Φ89×10—3.5km，管线材质均采用防腐钢管。新建单井注水管线 Φ48×6—45.3 km，管线材质均采用防腐钢管。本项目道路穿越 37 处。 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 污水处理 | 宋一联污水站 | 1 座 | 扩建宋一联污水站，在预留位置扩建横向流除油器 1 座，新建横向流除油器处理能力为 3000m³/d；利用芳 6 注水站已建供清水管线，并调整为由宋一联向宋二联外输多余污水，同时芳 6 注水站也继续全部由宋一联供污水，新建一段连接管线 DN200/PN1.6MPa—0.5km，管道材质采用钢骨架塑料复合管；对宋一联外输泵房进行工艺改造，更换外输泵房内工艺管线 0.5km、新建外输计量阀组 5 套（电磁流量计）；宋一联污水站扩建至 12000m³/d。 |
| | | 宋二联污水站 | 1 座 | 扩建宋二联污水站，宋二联污水站规模由现在的 6000m³/d 扩建至 9000m³/d。新建一段连接管线至宋一联脱水站外输泵房，管道规格为 DN200/PN1.6MPa—0.5km，管道材质采用钢骨架塑料复合管；从宋一联脱水站沉降罐外调约 100m³/h 的污水原水至宋二联，因此调入宋一联的污水量降为 365.3m³/h，本站已建的 4 台污水泵可满足调入宋一联污水站的输送需求；新建 2 台污水泵（105m³/h，扬程 140m）；拆除 1、4#外输泵 2 台，并在原泵位新建外输泵 2 台， |
| 辅助工程 | 道路工程 | | 9.35 km | 新建 6.9km 通井砂石路，其中 2.8km 在低洼地内，4.1km 在耕地内。新建 2.45km 通井土路，其中的 0.75km 在低洼地内，1.7km 为耕地内的通道。 |
| 公用工程 | 供水工程 | | 项目施工期员工生活用水采用桶装水；管线试压用水为水罐车拉运至施工现场。<br>运行期人员由油田内部调配，本工程无新增劳动定员，无新增生活污水。 | |
| | 排水工程 | | 施工期生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束清掏后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）；施工期管线试压废水由罐车拉运至宋一联污水站处理；运行期产生的作业废水、洗井废水均经污油污水回收装置回收后泵入罐车，拉运至宋一联污水站处理，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求后回注油层，不外排。 | |
| | 供电工程 | | 新建油井电源由宋二变、宋一变和芳深 2 变已建 10kV 供电线路引接。新建 10kV 线路 6.8km，均为支线，导线采用 LGJ-50 型。低洼地电杆加固。新建井场变电站 47 座，利旧井场柱上变 2 座；新建线路无功补偿装置 700kVar，新建防窃电装置 19 台，已建站配电改造 6 座。 | |
| | 供气工程 | | 新增耗气均为油田伴生气，油田伴生气经各座场站天然气干燥处理器处理后用做场站内加热炉的燃料。 | |
| 依托工程 | 芳深 2 转油站 | | 芳深 2 转油站站内采用“三合一+500m³ 沉降罐”处理工艺，含水油外输至宋一联脱水站，油气分离设计规模 5600t/d，实际处理量 4785.0t/d，负荷 85.4%，本工程 40 口油井产液进入该站，根据开发预测方案，投产后本站新增处理量为 131t/d，负荷率为 87.8%，可满足本 | |

| | | |
|---|---|---|
| | | 工程依托要求。 |
| | 祝 3 转油站 | 祝 3 转油站站内采用加热分离缓冲沉降“四合一”处理工艺，含水油外输至宋一联脱水站，油气分离设计规模 6800t/d，实际处理量 4761.5t/d，负荷（单台检修）108.2%，本工程 46 口油井产液进入该站，根据开发预测方案，投产后本站新增处理量为 151t/d，改造后负荷率为 84%，可满足本工程依托要求。 |
| | 芳 507 转油站 | 芳 507 转油站采用“三合一”处理工艺，处理后含水油输往宋一联，油气分离设计规模 8600t/d，实际处理量 4142.0t/d，负荷（单台检修）48.2%，本工程 2 口油井产液进入该站，根据开发预测方案，投产后本站新增处理量为 7t/d，负荷率为 48.24%，可满足本工程依托要求。 |
| | 芳 707 转油站 | 芳 707 转油站采用“四合一”处理工艺，处理后含水油输往宋一联，油气分离设计规模 4000t/d，实际处理量 2424.0t/d，负荷（单台检修）60.6%，本工程 14 口油井产液进入该站，根据开发预测方案，投产后本站新增处理量为 46t/d，负荷率为 61.75%，可满足本工程依托要求。 |
| | 宋一联脱水站 | 宋一联脱水站采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺，游离水脱除器设计规模 20000t/d，电脱水器设计规模 4300t/d，目前游离水脱除器和电脱水器单台检修的负荷分别为 106.5%、148.8%；根据开发预测方案，投产后本站新增处理量为 335t/d，经改造后处理常规油品的游离水负荷率（单台检修）60.1%，电脱水器负荷率（单台检修）84.3%，可满足本工程依托要求。 |
| | 宋一联污水站 | 采用“横向流除油→两级过滤”工艺，横向流除油器规模扩建至 9000m3/d，将过滤规模扩建至 10000m3/d，本次扩建后扩建至 12000$m^3$/d，实际处理量 8785$m^3$/d，根据开发预测方案，本次口油井新增污水量进入宋一联污水站，经过规模扩建后，宋一联污水站负荷率下降为 73.2%～90.5%，满足本次开发需求。 |
| | 第八采油厂三矿危废暂存间 | 第八采油厂三矿危废暂存间占地面积 200 平方米，室内净高 4.0m，地面、墙面和顶棚材料全部进行了相应的防腐防渗和硬化处理，操作条件下的单位面积渗透量不小于厚度为 6m 粘土层、渗透系数不超过 10-7cm/s，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修订）。室内分为五个 40$m^2$ 区域分别存储硒鼓墨盒、废旧电瓶、实验室废液和含油废物，废旧电瓶和实验室废液存储区进行防腐防酸处理。该危废暂存间服务范围是整个八厂。目前三矿危废暂存间暂存废防渗布量为 8.62t，现有负荷为 21.55%，本项目废防渗布产生量 0.68t/a，新增本项目废防渗布后负荷为 21.9%，尚有足够余量能够满足本项目产生的废防渗布处置需求。 |
| | 大庆油田水务工程技术有限公司 | 该站建设地点位于大庆市肇州县永乐镇郝家窝铺东南侧 690m，设计年处理含油污泥 4 万吨。该场站选用以“密闭旋转蒸馏+冷凝分离”为核心工艺，采用密闭旋转蒸馏炉加热到 370-410℃，将含油污泥中的石油烃进行热解，之后将石油气、水蒸气冷凝回收，不凝气回收再利用，同时对燃烧后的尾气进行脱硫、除硝、吸附、氧化处理。最终处理后残渣满足含油量≤3‰要求。目前大庆油田水务工程技术有限公司的大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站目前处理量为 555 吨，现有负荷为 1.4%，尚有足够余量能够满足本项目处置需求。 |
| | 宋芳屯含油 | 本站作为含油污泥减量化处理站，将含油污泥减量化处置后的固 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 污泥处理站 | 化物，委托大庆油田水务工程技术有限公司处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg），综合利用。采用预处理+调质+离心的处理工艺，处理能力 5m$^3$/h（年运行 200 天，每天 24 小时），目前负荷约 80%，可满足本工程依托要求。 | |
| 环保工程 | 施工期废气治理 | 施工扬尘 | 井场洒水抑尘，表土及建材堆放设置挡板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。 |
| | 运行期废气治理 | 燃烧烟气 | 本项目依托场站加热装置采用清洁能源天然气（油田伴生气），产生的燃烧废气经烟囱外排。 |
| | | 挥发性有机气体 | 采油井场挥发的烃类废气，井口安装密封垫，油气集输采用密闭流程，最大限度降低非甲烷总烃的挥发；加强对设备和管道的检查和维护，最大限度降低场站及储罐和管线的油气挥发；加强对集输气设备的日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制掺水和外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度；加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；精细化管理，减少“跑冒滴漏”现象，加强设备设施日常管理，严格执行操作规程；建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与恢复，对易泄漏环节指定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。 |
| | 施工期废水治理 | 试压废水 | 通过罐车自带泵回收至罐车内，拉运至宋一联污水站处理后回注油层，不外排。<br>宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求后回注油层，不外排。 |
| | | 生活污水 | 排入临时防渗旱厕，施工结束清掏外运用作农家肥，旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。 |
| | 运行期废水治理 | 含油污水 | 运行期产生的含油污水经站内工艺管线进入宋一联污水站处理达到标准后回注油层，不外排。作业及洗井污水均通过现场污水回收装置回收后泵入罐车拉运至宋一联污水站处理满足要求后回注油层，不外排。<br>宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求后回注油层，不外排。 |
| | 施工期固废处置 | 生活垃圾 | 统一收集至井场生活垃圾存放点，就近拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。 |
| | 运行期固废处置 | 含油污泥、落地油 | 本工程运行期井场作业产生的落地油及原油处理产生的污泥，运送至宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处理。 |
| | | 废弃防渗布 | 油井作业产生废弃防渗布属于危险废袋，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有资质的单位进行处置。 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | 生活垃圾 | 统一收集至井场生活垃圾存放点，就近拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。 |
| | 施工期噪声治理 | 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；运输车辆均避开村屯进行运输。 | |
| | 运行期噪声治理 | 项目定期对油井进行巡检，发现异常响动及时处理。 | |
| | 地下水污染防治 | 在地下水上游布设 1 口潜水跟踪监测水井；在项目区布设 1 口潜水跟踪监测水井；在地下水下游布设 1 口潜水跟踪监测水井，共布设 3 口跟踪监测水井，定期对水质进行监测，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准。 | |
| | | 地下水进行分区防渗管理，井场地面属于简单防渗，采取地面平整夯实、地面硬化等措施进行简单防渗，执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求：进行地面一般硬化。<br>油水井作业时井场永久占地内铺设 1.5mm 厚防渗土工布进行防渗处理，渗透系数为 $1.0\times10^{-13}$cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中重点防渗区的防渗技术要求：等效黏土防渗层 Mb≥6.0m、K≤$1.0\times10^{-7}$cm/s。<br>地下集输管道采用无缝钢管；管道设计壁厚的腐蚀余量约为 3mm，采用管道内防腐；管道的外防腐等级应采用特加强级；管道的连接方式应采用焊接；防渗性能等效黏土防渗层 Mb≥6.0m、K≤$1.0\times10^{-7}$cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施。<br>施工期临时旱厕为一般防渗，采用防渗混凝土预制件埋设布置，敷设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，渗透系数为 $1.0\times10^{-10}$cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤$1.0\times10^{-7}$cm/s 要求。 | |
| | 生态恢复 | 施工期作业带清理、管沟开挖的建设对土壤造成扰动和植被的破坏，项目施工期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、对临时占用的土地进行植被恢复，其中道路建设为永久占地。 | |
| | | 对占用的耕地按照“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；对占用的牧草地进行等值等量恢复，对占用的一般草地进行恢复。 | |
| | 水土保持防沙治沙 | 施工均在临时占地内进行，车辆采用“一”字型作业法，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系，裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主等措施 | |
| | 事故防范 | 定期对员工进行风险防范相关培训；相关部门配备防渗布、铁锹、吸油毡等风险物资；加强对管线的检测频次；安排巡检人员每天对管线以及油井进行巡检，并形成巡检记录。 | |

本项目钻井井位见表 3.1-2。

**表 3.1-2　　项目井位部署表**

| 序号 | 平台号 | 井号 | 横坐标 | 纵坐标 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 1 | 芳 37-斜 21 | 42423658.39 | 5101839.579 | 油井（2022 年） |
| 2 | | 芳 33-斜 11 | 42423652.4 | 5101839.806 | 油井（2022 年） |
| 3 | 2 | 芳 41-斜 13 | 42422643.7 | 5101304.591 | 油井（2022 年） |
| 4 | | 芳 41-斜 15 | 42422637.7 | 5101304.821 | 油井（2022 年） |
| 5 | | 芳 43-斜 13 | 42422631.7 | 5101305.051 | 油井（2022 年） |
| 6 | | 芳 43-斜 15 | 42422625.7 | 5101305.281 | 油井（2022 年） |
| 7 | | 芳 35-斜 21 | 42422619.7 | 5101305.51 | 油井（2022 年） |
| 8 | | 芳 45-斜 11 | 42422613.69 | 5101305.74 | 油井（2022 年） |
| 9 | | 芳 45-斜 13 | 42422607.69 | 5101305.97 | 油井（2022 年） |
| 10 | 3 | 芳 73-斜 26 | 42420328.34 | 5100292.399 | 油井（2022 年） |
| 11 | | 芳 68-斜 28 | 42420328.12 | 5100286.405 | 油井（2022 年） |
| 12 | | 芳 81-斜 29 | 42420327.89 | 5100280.41 | 油井（2022 年） |
| 13 | 4 | 芳 68-斜 30 | 42420472.41 | 5099259.945 | 油井（2022 年） |
| 14 | | 芳 70-斜 28 | 42420472.63 | 5099265.939 | 油井（2022 年） |
| 15 | 5 | 芳 38-斜 36 | 42426570.17 | 5101547.43 | 油井（2022 年） |
| 16 | | 太东 87-斜 137 | 42426569.94 | 5101541.435 | 油井（2022 年） |
| 17 | 6 | 芳 41-斜 33 | 42426110.74 | 5100809.601 | 油井（2022 年） |
| 18 | | 芳 42-斜 38 | 42426110.96 | 5100815.595 | 油井（2022 年） |
| 19 | | 芳 37-斜 31 | 42426111.19 | 5100821.589 | 油井（2022 年） |
| 20 | | 芳 44-斜 38 | 42426111.42 | 5100827.584 | 油井（2022 年） |
| 21 | | 芳 37-斜 23 | 42426111.64 | 5100833.578 | 油井（2022 年） |
| 22 | 7 | 芳 51-斜 63 | 42426503.5 | 5100135.466 | 油井（2022 年） |
| 23 | | 芳 53-斜 41 | 42426503.73 | 5100141.46 | 油井（2022 年） |
| 24 | 8 | 太东 115-斜 113 | 42422824.92 | 5098279.449 | 油井（2022 年） |
| 25 | | 太东 115-斜 117 | 42422824.69 | 5098273.454 | 油井（2022 年） |
| 26 | | 太东 115-斜 119 | 42422824.47 | 5098267.46 | 油井（2022 年） |
| 27 | 9 | 太东 117-斜 113 | 42422131.81 | 5097467.707 | 油井（2022 年） |
| 28 | | 太东 121-斜 111 | 42422131.59 | 5097461.713 | 油井（2022 年） |
| 29 | | 太东 123-斜 111 | 42422131.36 | 5097455.718 | 油井（2022 年） |
| 30 | 10 | 太东 115-斜 125 | 42424004.28 | 5097716.426 | 油井（2022 年） |
| 31 | | 太东 117-斜 127 | 42424004.51 | 5097722.42 | 油井（2022 年） |
| 32 | 11 | 芳葡 59-斜 33 | 42425397.14 | 5098600.439 | 油井（2022 年） |
| 33 | | 芳葡 61-斜 33 | 42425396.91 | 5098594.445 | 油井（2022 年） |
| 34 | | 芳葡 63-斜 33 | 42425396.69 | 5098588.45 | 油井（2022 年） |
| 35 | 12 | 芳 75-斜 42 | 42426028.33 | 5097953.131 | 油井（2022 年） |
| 36 | | 芳 79-斜 41 | 42426028.55 | 5097959.126 | 油井（2022 年） |
| 37 | 13 | 芳 76-斜 36 | 42425255.1 | 5097626.934 | 油井（2022 年） |
| 38 | | 芳 80-斜 36 | 42425254.87 | 5097620.94 | 油井（2022 年） |
| 39 | | 芳 81-斜 39 | 42425254.64 | 5097614.946 | 油井（2022 年） |
| 40 | 14 | 太东 129-斜 113 | 42422396.86 | 5095950.217 | 油井（2022 年） |
| 41 | | 太东 131-斜 120 | 42422396.63 | 5095944.222 | 油井（2022 年） |
| 42 | 15 | 芳 86-斜 46 | 42425485.43 | 5095653.995 | 油井（2022 年） |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 43 | | 芳 87-斜 47 | 42425485.2 | 5095648.001 | 油井（2022 年） |
| 44 | | 芳葡 87-斜 48 | 42425484.98 | 5095642.006 | 油井（2022 年） |
| 45 | | 芳 89-斜 47 | 42425484.75 | 5095636.012 | 油井（2022 年） |
| 46 | | 芳 90-斜 42 | 42425484.53 | 5095630.018 | 油井（2022 年） |
| 47 | | 芳 91-斜 45 | 42425484.3 | 5095624.023 | 油井（2022 年） |
| 48 | | 芳 93-斜 44 | 42425484.08 | 5095618.029 | 油井（2022 年） |
| 49 | | 芳 93-斜 47 | 42425483.85 | 5095612.034 | 油井（2022 年） |
| 50 | | 芳 95-斜 47 | 42425483.62 | 5095606.04 | 油井（2022 年） |
| 51 | 16 | 芳 90-斜 38 | 42424820.32 | 5095347.406 | 油井（2022 年） |
| 52 | | 芳 93-斜 43 | 42424820.09 | 5095341.411 | 油井（2022 年） |
| 53 | | 芳葡 82-斜 27 | 42424819.87 | 5095335.417 | 油井（2022 年） |
| 54 | 17 | 太东 137-斜 115 | 42422280.57 | 5094412.142 | 油井（2022 年） |
| 55 | | 太东 139-斜 113 | 42422280.79 | 5094418.137 | 油井（2022 年） |
| 56 | 18 | 芳葡 89-斜 21 | 42423672.92 | 5094119.627 | 油井（2022 年） |
| 57 | | 芳葡 89-斜 25 | 42423673.14 | 5094125.621 | 油井（2022 年） |
| 58 | 19 | 芳 97-斜 39 | 42424981.84 | 5094469.738 | 油井（2022 年） |
| 59 | | 芳 97-斜 41 | 42424987.84 | 5094469.512 | 油井（2022 年） |
| 60 | | 芳 97-斜 43 | 42424993.83 | 5094469.286 | 油井（2022 年） |
| 61 | | 芳 97-斜 45 | 42424999.83 | 5094469.06 | 油井（2022 年） |
| 62 | | 芳 99-斜 39 | 42425005.82 | 5094468.835 | 油井（2022 年） |
| 63 | | 芳 99-斜 41 | 42425011.82 | 5094468.609 | 油井（2022 年） |
| 64 | | 芳 99-斜 43 | 42425017.81 | 5094468.383 | 油井（2022 年） |
| 65 | | 芳 101-斜 51 | 42425023.8 | 5094468.157 | 油井（2022 年） |
| 66 | | 芳 101-斜 39 | 42425029.8 | 5094467.931 | 油井（2022 年） |
| 67 | | 芳 101-斜 40 | 42425035.79 | 5094467.706 | 油井（2022 年） |
| 68 | | 芳 101-斜 43 | 42425041.79 | 5094467.48 | 油井（2022 年） |
| 69 | | 芳 101-斜 45 | 42425047.78 | 5094467.254 | 油井（2022 年） |
| 70 | | 芳 101-斜 47 | 42425053.78 | 5094467.028 | 油井（2022 年） |
| 71 | | 芳葡 91-斜 25 | 42425059.77 | 5094466.802 | 油井（2022 年） |
| 72 | | 芳 103-斜 41 | 42425065.76 | 5094466.577 | 油井（2022 年） |
| 73 | | 芳 103-斜 43 | 42425071.76 | 5094466.351 | 油井（2022 年） |
| 74 | | 芳 103-斜 45 | 42425077.75 | 5094466.125 | 油井（2022 年） |
| 75 | | 芳 105-斜 43 | 42425083.75 | 5094465.899 | 油井（2022 年） |
| 76 | | 芳 105-斜 45 | 42425089.74 | 5094465.674 | 油井（2022 年） |
| 77 | 20 | 芳 87-斜 66 | 42429036.19 | 5094953.113 | 油井（2022 年） |
| 78 | | 芳葡 89-斜 67 | 42429035.97 | 5094947.119 | 油井（2022 年） |
| 79 | 21 | 太东 145-斜 119 | 42423732.44 | 5093421.16 | 油井（2022 年） |
| 80 | | 芳葡 95-斜 21 | 42423732.22 | 5093415.165 | 油井（2022 年） |
| 81 | | 芳葡 95-斜 19 | 42423731.99 | 5093409.171 | 油井（2022 年） |
| 82 | 22 | 芳 105-斜 47 | 42425355.9 | 5093411.652 | 油井（2022 年） |
| 83 | | 芳 107-斜 45 | 42425361.9 | 5093411.427 | 油井（2022 年） |
| 84 | | 芳 107-斜 47 | 42425367.89 | 5093411.201 | 油井（2022 年） |
| 85 | | 芳 109-斜 45 | 42425373.89 | 5093410.975 | 油井（2022 年） |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 86 | | 芳 109-斜 47 | 42425379.88 | 5093410.749 | 油井（2022 年） |
| 87 | 23 | 芳葡 99-斜 47 加 | 42427707.74 | 5092002.314 | 油井（2022 年） |
| 88 | | 芳葡 100-斜 47 加 | 42427713.73 | 5092002.089 | 油井（2022 年） |
| 89 | | 芳葡 102-斜 49 | 42427719.73 | 5092001.863 | 油井（2022 年） |
| 90 | | 芳葡 102-斜 48 加 | 42427725.72 | 5092001.637 | 油井（2022 年） |
| 91 | 24 | 芳 117-斜 61 加 | 42426684.37 | 5091447.539 | 油井（2022 年） |
| 92 | | 芳 117-斜 62 加 | 42426690.37 | 5091447.314 | 油井（2022 年） |
| 93 | | 芳 119-斜 61 | 42426696.36 | 5091447.088 | 油井（2022 年） |
| 94 | | 芳 109-斜 63 | 42426702.36 | 5091446.862 | 油井（2022 年） |
| 95 | | 芳 121-斜 61 | 42426708.35 | 5091446.637 | 油井（2022 年） |
| 96 | 25 | 芳 116-斜 62 加 | 42427515.01 | 5091185.209 | 油井（2022 年） |
| 97 | | 芳 119-斜 65 | 42427514.78 | 5091179.215 | 油井（2022 年） |
| 98 | 26 | 芳 127-斜 63 | 42427075.34 | 5089621.102 | 油井（2022 年） |
| 99 | | 芳 128-斜 65 | 42427075.11 | 5089615.107 | 油井（2022 年） |
| 100 | | 太东 149-斜 115 | 42422643.03 | 5093496.522 | 油井（2022 年） |
| 101 | | 芳 83-斜 30 | 42420412.46 | 5099262.205 | 代用油井（2022 年） |
| 102 | | 芳 114-斜 62 | 42427182.9 | 5091085.642 | 代用油井（2022 年） |
| 103 | | 芳 83-斜 32 | 42420414.09 | 5099254.94 | 代用水井（2022 年） |
| 104 | | 芳 605 | 42425272.81 | 5094640.431 | 2022 年转注井 |
| 105 | | 芳葡 88-斜 22 | 42423570.77 | 5094167.705 | 2022 年转注井 |
| 106 | | 芳葡 94-斜 20 | 42423792.39 | 5093418.902 | 2022 年转注井 |
| 107 | | 芳葡 84-斜 026 | 42424107.22 | 5094929.266 | 2022 年转注井 |
| 108 | | 芳葡 82-斜 026 | 42424116.54 | 5095203.044 | 2022 年转注井 |
| 109 | | 芳葡 90-斜 26 | 42424101.92 | 5094390.209 | 2022 年转注井 |
| 110 | | 芳葡 88-斜 26 | 42424094.85 | 5094388.474 | 2022 年转注井 |
| 111 | | 芳葡 94-32 | 42425218.72 | 5093449.007 | 2022 年转注井 |
| 112 | | 太东 138-斜 114 | 42422340.51 | 5094409.884 | 2022 年转注井 |
| 113 | | 太东 130-斜 114 | 42422144 | 5095959.846 | 2022 年转注井 |
| 114 | | 芳 94-斜 48 | 42426166.56 | 5094800.449 | 2022 年转注井 |
| 115 | | 芳 96-斜 42 | 42425243.34 | 5095286.844 | 2022 年转注井 |
| 116 | | 芳 96-斜 46 | 42425256.22 | 5095288.86 | 2022 年转注井 |
| 117 | | 芳 102-斜 44 | 42425565.53 | 5094432.81 | 2022 年转注井 |
| 118 | | 芳 100-斜 42 | 42424691.53 | 5094130.581 | 2022 年转注井 |
| 119 | | 芳 108-48 | 42425823.03 | 5093125.298 | 2022 年转注井 |
| 120 | | 芳 108-斜 46 | 42425219.61 | 5093443.371 | 2022 年转注井 |
| 121 | | 芳 98-斜 46 | 42425564.41 | 5094450.761 | 2022 年转注井 |
| 122 | | 芳葡 90-斜 22 | 42423569.98 | 5094151.828 | 2022 年转注井 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 123 | | 芳 104-斜 46 | 42425195.87 | 5093649.861 | 2022 年转注井 |
| 124 | | 芳 110-46 | 42425508.8 | 5092791.172 | 2022 年转注井 |
| 125 | | 芳葡 106-斜 47 | 42427410.81 | 5091356.79 | 2022 年转注井 |
| 126 | | 芳 126-66 | 42427135.28 | 5089618.844 | 2022 年转注井 |
| 127 | | 芳葡 90-斜 68 | 42428989.5 | 5094909.791 | 2022 年转注井 |
| 128 | | 芳 52-52 | 42426378.03 | 5098453.379 | 2022 年转注井 |
| 129 | | 芳 60-18 | 42423192.48 | 5098504.505 | 2022 年转注井 |
| 130 | | 芳 77-26 | 42420388.29 | 5100290.139 | 2022 年转注井 |
| 131 | | 芳葡 60-34 | 42425457.08 | 5098598.177 | 2022 年转注井 |
| 132 | | 芳葡 64-32 | 42425175.53 | 5098029.523 | 2022 年转注井 |
| 133 | | 芳 40-35 | 42425984.39 | 5101239.672 | 2022 年转注井 |
| 135 | | 芳 50-57 | 42426794.41 | 5099471.876 | 2022 年转注井 |
| 136 | | 太东 118-斜 126 | 42424588.85 | 5097665.868 | 2022 年转注井 |
| 137 | | 太东 114-斜 120 | 42423700.8 | 5098002.301 | 2022 年转注井 |
| 138 | | 芳 44-斜 14 | 42422431.81 | 5101094.099 | 2022 年转注井 |
| 139 | | 芳 82-斜 40 | 42425677.08 | 5097056.063 | 2022 年转注井 |
| 140 | | 芳 11 | 42420315.75 | 5099719.583 | 2022 年转注井 |
| 141 | | 芳 42-14 | 42422740.77 | 5101383.957 | 2022 年转注井 |
| 142 | | 芳 44-36 | 42426108.48 | 5100749.657 | 2022 年转注井 |
| 143 | | 芳葡 108-48 | 42427560.47 | 5091217.471 | 2024 年转注井 |
| 144 | | 芳葡 100-斜 46 | 42427224.49 | 5092272.632 | 2024 年转注井 |
| 145 | | 芳葡 104-49 | 42427942.91 | 5091403.581 | 2024 年转注井 |
| 146 | | 芳 40-16 | 42423049.91 | 5101622.418 | 2024 年转注井 |
| 134 | | 芳 8-2 | 42424313.34 | 5097979.601 | 2025 年转注井 |
| 147 | | 芳葡 86-斜 026 | 42424109.92 | 5094921.16 | 2025 年转注井 |
| 148 | | 芳葡 78-斜 29 | 42424441.49 | 5095776.377 | 2025 年转注井 |
| 149 | | 芳 98-斜 40 | 42424721.49 | 5094912.424 | 2025 年转注井 |
| 150 | | 芳 98-斜 42 | 42424723.36 | 5094906.25 | 2025 年转注井 |
| 151 | | 芳 102-斜 40 | 42424667.39 | 5094129.79 | 2025 年转注井 |
| 152 | | 芳 94-41 | 42424880.26 | 5095345.148 | 2025 年转注井 |
| 153 | | 芳 106-斜 48 | 42425843.12 | 5093712.017 | 2025 年转注井 |
| 154 | | 芳 92-斜 44 | 42424892.23 | 5095346.698 | 2025 年转注井 |
| 155 | | 芳 104-斜 44 | 42425196.91 | 5093642.919 | 2025 年转注井 |
| 156 | | 芳 118-斜 64 | 42426726.49 | 5090779.348 | 2025 年转注井 |
| 157 | | 芳 118-斜 60 | 42426672.51 | 5090780.221 | 2025 年转注井 |
| 158 | | 芳 120-斜 60 | 42426678.5 | 5090780.125 | 2025 年转注井 |
| 159 | | 芳葡 102-斜 47 | 42427370.94 | 5091631.819 | 2025 年转注井 |
| 160 | | 芳 361 | 42428972.25 | 5094909.24 | 2025 年转注井 |
| 161 | | 芳 42-16 | 42423040.49 | 5101372.65 | 2025 年转注井 |
| 162 | | 太东 126-斜 112 | 42422120.45 | 5096858.333 | 2025 年转注井 |
| 163 | | 芳葡 92-22 | 42423754.81 | 5093763.882 | 2026 年转注井 |
| 164 | | 芳 120-62 | 42426695.7 | 5090780.818 | 2026 年转注井 |
| 165 | | 太东 148-118 | 42422933.64 | 5093208.64 | 2026 年转注井 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 166 | | 芳 104-斜 40 | 42424680.01 | 5094130.215 | 2026 年转注井 |
| 167 | | 芳 104-48 | 42425842.46 | 5093718.245 | 2026 年转注井 |
| 168 | | 芳 100-斜 46 | 42425564.78 | 5094444.744 | 2026 年转注井 |
| 169 | | 芳 88-斜 46 | 42424959.2 | 5096229.389 | 2026 年转注井 |
| 170 | | 芳 92-斜 46 | 42425925.09 | 5095762.89 | 2026 年转注井 |
| 171 | | 芳 108-斜 44 | 42425219.81 | 5093435.459 | 2026 年转注井 |
| 172 | | 芳 104-斜 42 | 42425196.61 | 5093656.036 | 2026 年转注井 |
| 173 | | 芳 120-斜 64 | 42426720.49 | 5090779.444 | 2026 年转注井 |
| 174 | | 芳 122-斜 64 | 42426708.49 | 5090779.636 | 2026 年转注井 |
| 175 | | 芳 116-斜 60 | 42426666.51 | 5090780.317 | 2026 年转注井 |
| 176 | | 芳 122-斜 60 | 42426684.5 | 5090780.029 | 2026 年转注井 |
| 177 | | 芳 36-20 | 42423711.92 | 5102197.736 | 2026 年转注井 |
| 178 | | 太东 114-116 | 42422827.03 | 5098335.398 | 2026 年转注井 |

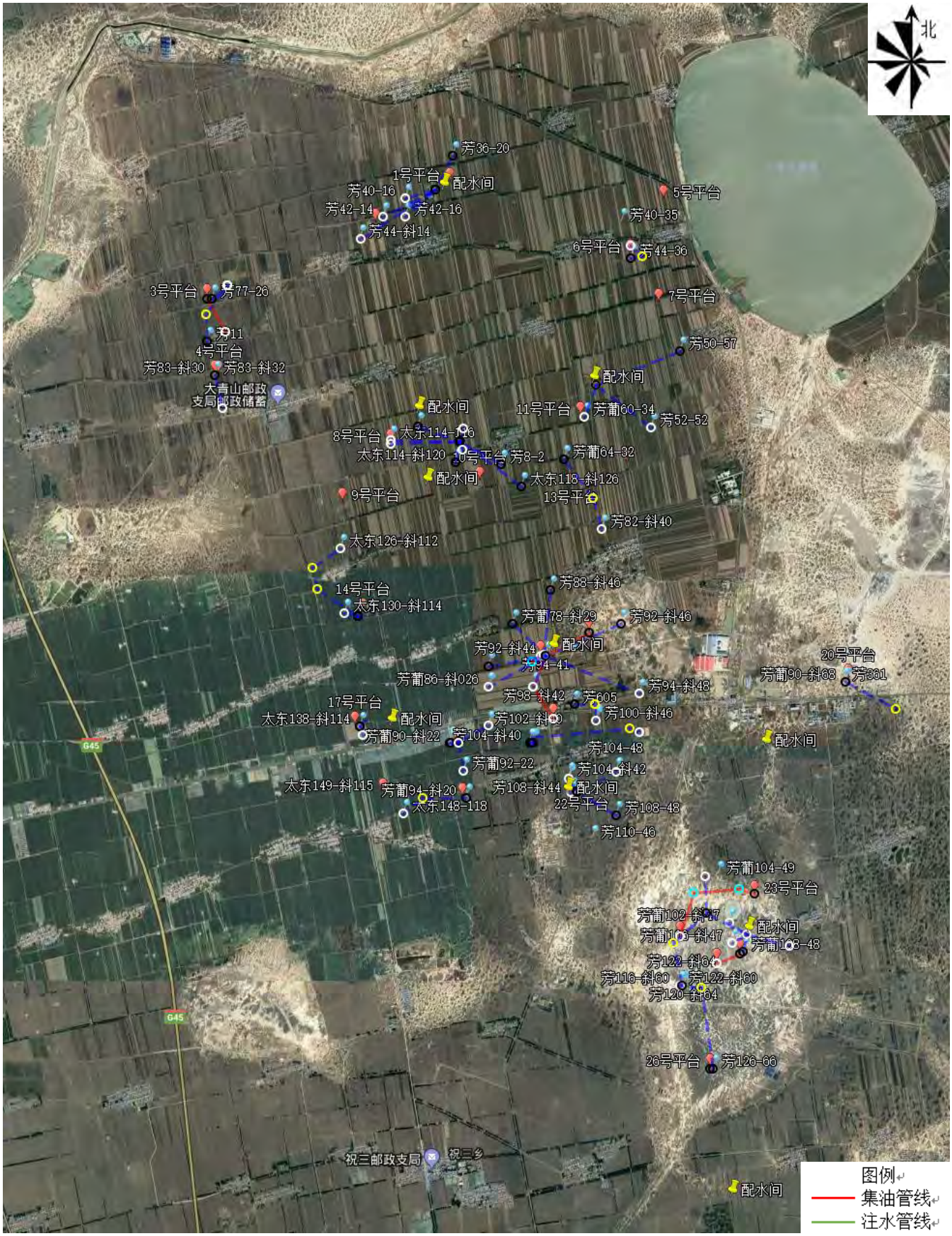



图 3.1-1　　项目平面布置图

### 3.1.2 开发方案

宋芳屯油田芳 11 自营区块基建油水井 178 口（代用井 3 口，原为探井），其中采油井 102 口，注水井 76 口。建成产能 $4.72\times10^4$t/a。

表 3.1-3　芳 11 自营区块葡萄花油层开发指标预测表

| 时间(年) | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 采油井（口） | 102 | 102 | 102 | 102 | 102 | 102 | 102 | 102 | 102 | 102 |
| 注水（入）井（口） | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 | 76 |
| 平均单井产油量（t/d） | 1.5 | 1.5 | 1.3 | 1.1 | 1.0 | 0.9 | 0.8 | 0.7 | 0.7 | 0.6 |
| 平均单井产液量（t/d） | 3.3 | 3.5 | 3.2 | 3.0 | 2.9 | 2.8 | 2.8 | 2.8 | 2.8 | 2.8 |
| 平均单井日注水量（$m^3$/d) | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| 年产油量（$10^4$t/a） | 1.41 | 4.72 | 4.42 | 3.81 | 3.43 | 3.22 | 3.02 | 2.66 | 2.35 | 2.08 |
| 年产液量（$10^4$t/a） | 3.01 | 10.76 | 10.80 | 10.06 | 9.84 | 10.11 | 10.43 | 10.08 | 9.84 | 9.73 |
| 年注水（$10m^3$/a） | 5.40 | 18.00 | 31.92 | 31.92 | 31.92 | 31.92 | 29.64 | 29.64 | 29.64 | 29.64 |
| 井口注水压力（MPa） | 14.1 | 14.8 | 15.3 | 15.9 | 16.5 | 16.9 | 17.4 | 17.8 | 18.3 | 18.9 |
| 综合含水（%） | 53.1 | 56.1 | 59.1 | 62.1 | 65.1 | 68.1 | 71.1 | 73.6 | 76.1 | 78.6 |

原油物性及产出水性质见下表：

表 3.1-4　　原油物性表

| 区块 | 层位 | 密度 | 粘度（mPa.S） | | 凝固点 | 含蜡 | 胶质 | 气油比 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | (g/$cm^3$) | 20℃ | 50℃ | (℃) | (%) | (%) | ($m^3$/t) |
| 芳 11 自营 | 葡萄花油层 | 0.863 | 40.3 | 9.2 | 35.2 | 23.24 | 18.4 | 20.94 |

表 3.1-5　　产出水性质表

| 区块 | 层位 | 总矿化度(mg/L) | 水型 | 氯离子 CL- |
|---|---|---|---|---|
| 芳 11 合作 | 葡萄花油层 | 12872 | $NaHCO_3$ | 6072 |

### 3.1.3 采油方式

本次区块 2022 年基建油井 102 口，全部采用抽油机采油方式，详见下表：

表 3.1-6　　宋芳屯油田芳 11 合作区块葡萄花油层 2022 年抽油机举升及配电

| 序号 | 机型 | 配套驱动装置（型号、功率） | 数量（台） |
|---|---|---|---|
| 1 | CYJY8-3-37HB | 380V 22kW | 102 |

### 3.1.4 油井清防蜡方式

该区块油井清防蜡技术采用以固体防蜡器为主，洗井清防蜡为辅。

## 3.2 建设工程

### 3.2.1 原油集输工程

3.2.1.1 集油工艺

本项目集油系统采用单管环状掺水工艺及电加热集油工艺。

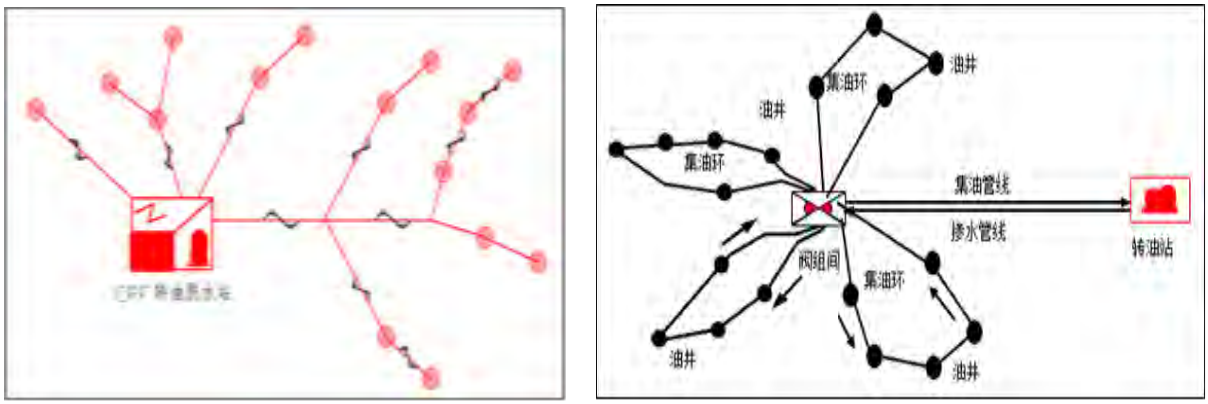



图 3.2-1　单管环状掺水集油及电加热集油工艺流程示意图

3.2.1.2 集油系统建设方案

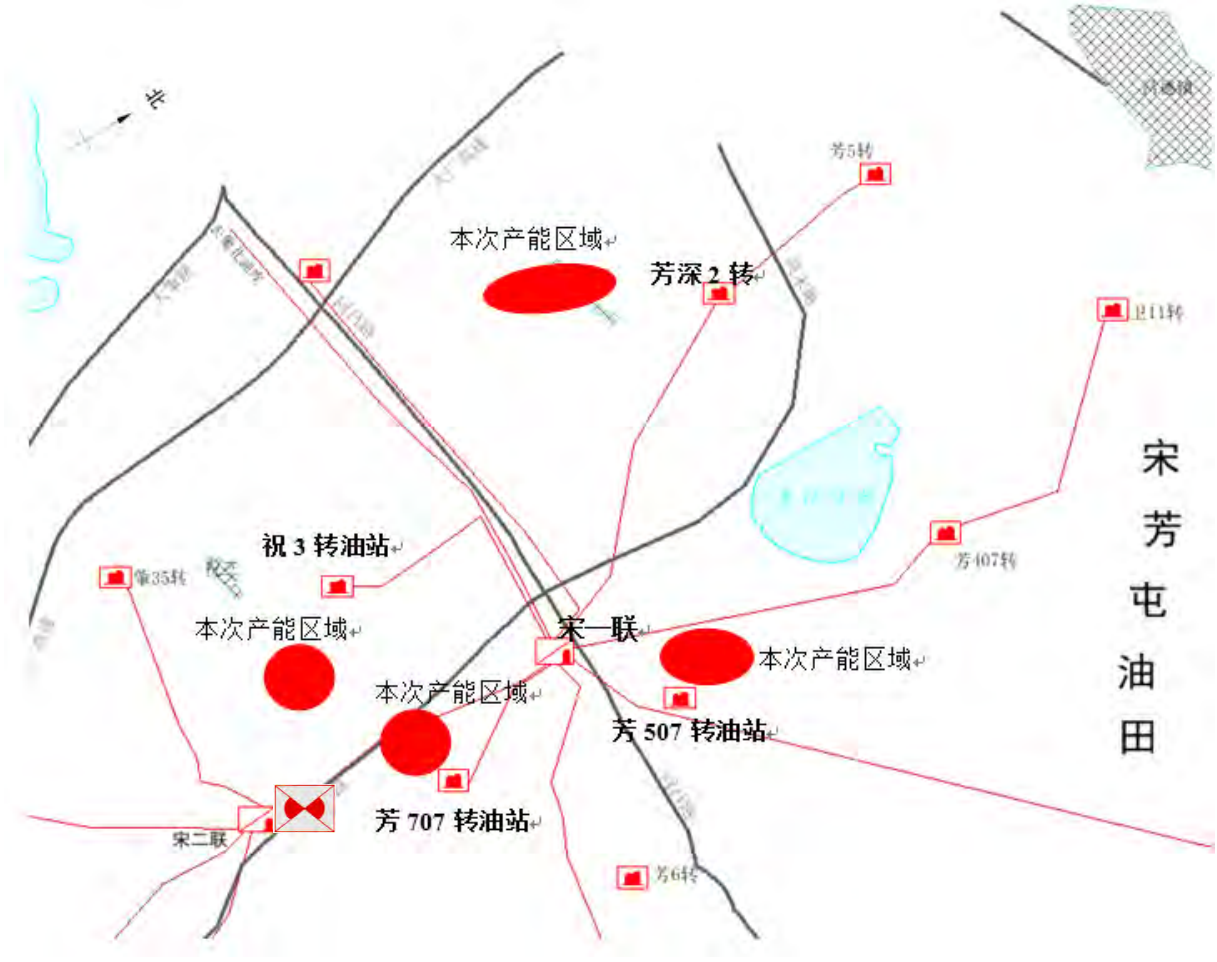



图 3.2-2 产能建设区域集油系统建设现状示意图

芳 11 自营区块共基建油井 102 口，根据新井分布及平台辖井情况，本次产能油井位于芳深 2、祝 3、芳 507、芳 707 转油站管辖范围内。规划将 102 口油井就近搭接进入已建 12 座集油阀组间（芳深 2-2、芳深 2-3、芳深 2-4、芳深 2-5、芳深 2-6、芳深 2-7、芳深 2-12、祝 3-5、祝 3-7、芳 507-4、芳 707-5、芳 707-7）和芳深 2 电加热 3#回路。

102 口油井中，57 口油井采用就近搭接（54 口掺水的方式搭接+3 口电加热的方式搭接）已建集油环的集油方式、8 口油井就近搭接已建的电加热干线、37 口油井共新建 3 个集油环就近进入已建阀组间。

**表 3.2-1　　产能区块基建油井井站关系**

| 联合站 | 转油站 | 集油阀组间 | 空余阀组（套） | 新进油井数（口） | 新建环数（个） | 总井数（口） | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 宋一联 | 芳深 2 | 芳深 2-2 | 0 | 9 | 0 | 28 | 搭接 |
| | | 芳深 2-3 | 1 | 3 | 0 | 22 | 搭接 |
| | | 芳深 2-4 | 0 | 7 | 0 | 21 | 搭接 |
| | | 芳深 2-5 | 1 | 3 | 0 | 29 | 搭接 |
| | | 芳深 2-6 | 0 | 3 | 0 | 31 | 搭接 |
| | | 芳深 2-7 | 0 | 2 | 0 | 18 | 搭接 |
| | | 芳深 2-12 | 4 | 5 | 0 | 30 | 搭接 |
| | | 电热 3#回路 | | 8 | | 50 | 搭接 |
| | 祝 3 | 祝 3-5 | 0 | 15 | 0 | 64 | 搭接 |
| | | 祝 3-7 | 3 | 28 | 2 | 63 | 新建 2 个环 |
| | 芳 507 | 芳 507-4 | 0 | 2 | 0 | 27 | 搭接 |
| | 芳 707 | 芳 707-5 | 2 | 2 | 0 | 13 | 搭接 |
| | | 芳 707-7 | 2 | 12 | 1 | 35 | 新建 1 个环 |
| | 合计 | | | 102 | 3 | | |

1、就近搭接已建集油环

本次共有 54 口新建油井通过掺水流程就近搭接至已建集油环、3 口油井通过电加热搭接至已建集油环。涉及到 4 个转油站（芳深 2、祝 3、芳 507、芳 707），12 个阀组间（芳深 2-2、芳深 2-3、芳深 2-4、芳深 2-5、芳深 2-6、芳深 2-7、芳深 2-12、祝 3-5、祝 3-7、芳 507-4、芳 707-5、芳 707-7）。

**表 3.2-2　　就近搭接集油环油井井站关系**

| 序号 | 转油站 | 阀组间 | 平台 | 环号 | 井号 | 井别 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 芳深 2 | 芳深 2-2 | 1 | 已建 2 环 | 芳 37-斜 21 | 油井 | 搭接已建环 |
| 2 | | | | | 芳 33-斜 11 | 油井 | 搭接已建环 |
| 3 | | | 2 | 已建 3 环 | 芳 41-斜 13 | 油井 | 搭接已建环 |
| 4 | | | | | 芳 41-斜 15 | 油井 | 搭接已建环 |
| 5 | | | | | 芳 43-斜 13 | 油井 | 搭接已建环 |
| 6 | | | | | 芳 43-斜 15 | 油井 | 搭接已建环 |
| 7 | | | | | 芳 35-斜 21 | 油井 | 搭接已建环 |
| 8 | | | | | 芳 45-斜 11 | 油井 | 搭接已建环 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 9 | | | | | 芳 45-斜 13 | 油井 | 搭接已建环 |
| 10 | | 芳深 2-3 | 3 | 已建 3 环 | 芳 73-斜 26 | 油井 | 搭接已建环 |
| 11 | | | | | 芳 68-斜 28 | 油井 | 搭接已建环 |
| 12 | | | | | 芳 81-斜 29 | 油井 | 搭接已建环 |
| 13 | | 芳深 2-6 | 4 | 已建 8 环 | 芳 68-斜 30 | 油井 | 搭接已建环 |
| 14 | | | | | 芳 70-斜 28 | 油井 | 搭接已建环 |
| 15 | | | 已建 3 | | 芳 83-斜 30 | 油井（代用井） | 搭接已建环 |
| 16 | | 芳深 2-7 | 5 | 已建 1 环 | 芳 38-斜 36 | 油井 | 搭接已建环 |
| 17 | | | | | 太东 87-斜 137 | 油井 | 搭接已建环 |
| 18 | | 芳深 2-4 | 6 | 已建 2 环 | 芳 41-斜 33 | 油井 | 搭接已建环 |
| 19 | | | | | 芳 42-斜 38 | 油井 | 搭接已建环 |
| 20 | | | | | 芳 37-斜 31 | 油井 | 搭接已建环 |
| 21 | | | | | 芳 44-斜 38 | 油井 | 搭接已建环 |
| 22 | | | | | 芳 37-斜 23 | 油井 | 搭接已建环 |
| 23 | | | 7 | 已建 3 环 | 芳 51-斜 63 | 油井 | 搭接已建环 |
| 24 | | | | | 芳 53-斜 41 | 油井 | 搭接已建环 |
| 25 | | 芳深 2-5 | 11 | 已建 3 环 | 芳葡 59-斜 33 | 油井 | 搭接已建环 |
| 26 | | | | | 芳葡 61-斜 33 | 油井 | 搭接已建环 |
| 27 | | | | | 芳葡 63-斜 33 | 油井 | 搭接已建环 |
| 28 | | 芳深 2-12 | 12 | 已建 2 环 | 芳 75-斜 42 | 油井 | 搭接已建环 |
| 29 | | | | | 芳 79-斜 41 | 油井 | 搭接已建环 |
| 30 | | | 13 | 已建 3 环 | 芳 76-斜 36 | 油井 | 搭接已建环 |
| 31 | | | | | 芳 80-斜 36 | 油井 | 搭接已建环 |
| 32 | | | | | 芳 81-斜 39 | 油井 | 搭接已建环 |
| 33 | 祝 3 | 祝 3-5 | 14 | 已建 4 环 | 太东 129-斜 113 | 油井 | 电加热搭接已建环 |
| 34 | | | | | 太东 131-斜 120 | 油井 | 电加热搭接已建环 |
| 35 | | | 17 | | 太东 137-斜 115 | 油井 | 搭接已建环 |
| 36 | | | | | 太东 139-斜 113 | 油井 | 搭接已建环 |
| 37 | | | 18 | 已建 1 环 | 芳葡 89-斜 21 | 油井 | 搭接已建环 |
| 38 | | | | | 芳葡 89-斜 25 | 油井 | 搭接已建环 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 39 | | | 21 | 已建 3 环 | 太东 145-斜 119 | 油井 | 搭接已建环 |
| 40 | | | | | 芳葡 95-斜 21 | 油井 | 搭接已建环 |
| 41 | | | | | 芳葡 95-斜 19 | 油井 | 搭接已建环 |
| 42 | | | 22 | 已建 6 环 | 芳 105-斜 47 | 油井 | 搭接已建环 |
| 43 | | | | | 芳 107-斜 45 | 油井 | 搭接已建环 |
| 44 | | | | | 芳 107-斜 47 | 油井 | 搭接已建环 |
| 45 | | | | | 芳 109-斜 45 | 油井 | 搭接已建环 |
| 46 | | | | | 芳 109-斜 47 | 油井 | 搭接已建环 |
| 47 | | | 单斜井 | 已建 7 环 | 太东 149-斜 115 | 油井 | 搭接已建环 |
| 48 | | 祝 3-7 | 16 | 已建 4 环 | 芳 90-斜 38 | 油井 | 搭接已建环 |
| 49 | | | | | 芳 93-斜 43 | 油井 | 搭接已建环 |
| 50 | | | | | 芳葡 82-斜 27 | 油井 | 搭接已建环 |
| 51 | 芳 507 | 芳 507-4 | 20 | 已建 8 环 | 芳 87-斜 66 | 油井 | 搭接已建环 |
| 52 | | | | | 芳葡 89-斜 67 | 油井 | 搭接已建环 |
| 53 | 芳 707 | 芳 707-7 | 25 | 已建 3 环 | 芳 116-斜 62 加 | 油井 | 搭接已建环 |
| 54 | | | | | 芳 119-斜 65 | 油井 | 搭接已建环 |
| 55 | | | 单斜井 | | 芳 114-斜 62 | 油井（代用井） | 电加热搭接至已建环 |
| 56 | | 芳 707-5 | 26 | 已建 4 环 | 芳 127-斜 63 | 油井 | 搭接已建环 |
| 57 | | | | | 芳 128-斜 65 | 油井 | 搭接已建环 |

（1）芳深 2 转油站

本项目共有 32 口油井就近挂接至已建集油环，共涉及 7 个阀组间。

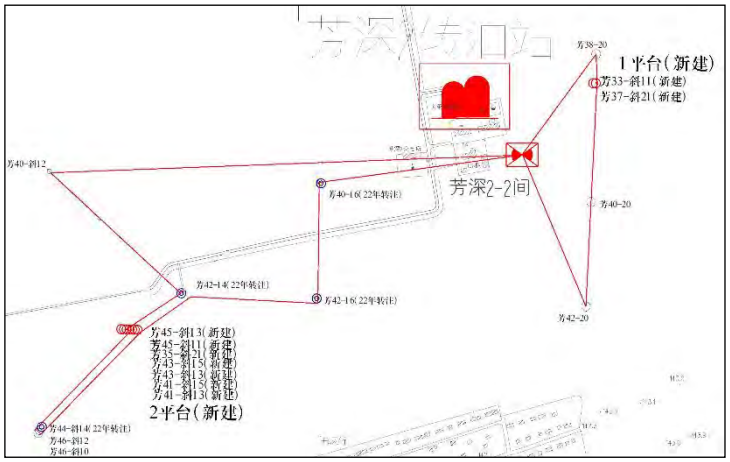



图 3.2-3　芳深 2-2 阀组间新井搭接示意图

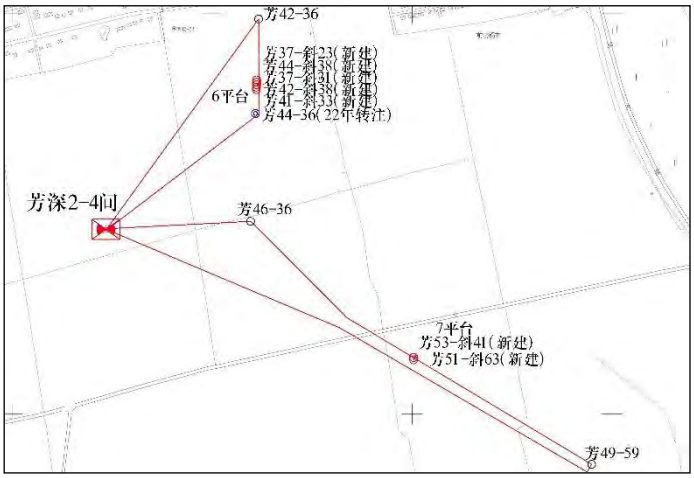



图 3.2-4　芳深 2-4 阀组间新井搭接示意图

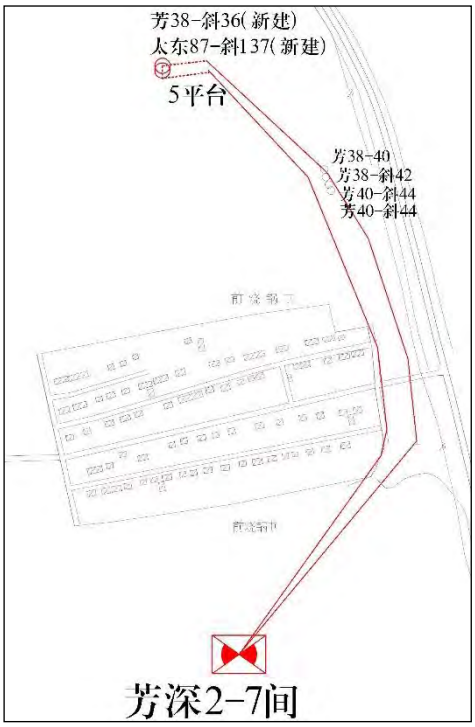



图 3.2-5 芳深 2-7 阀组间新井搭接示意图

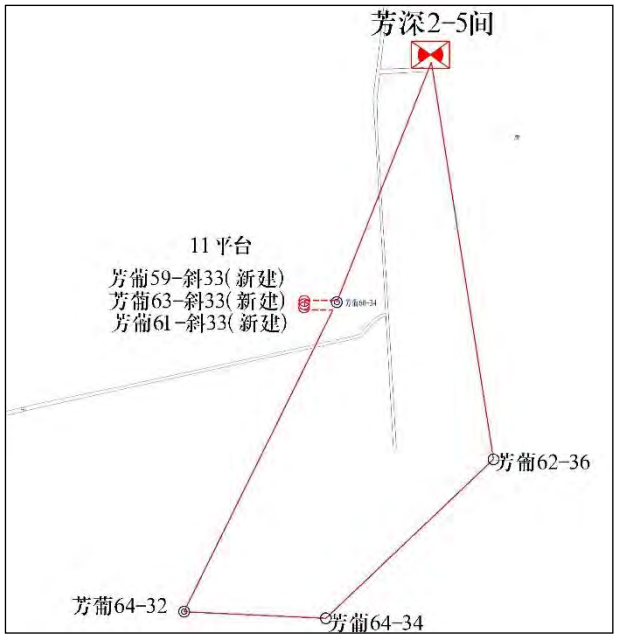



图 3.2-6 芳深 2-5 阀组间新井搭接示意图

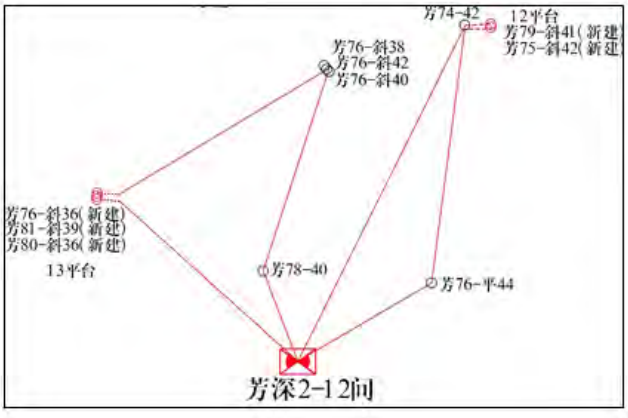



图 3.2-7 芳深 2-2 阀组间新井搭接示意图

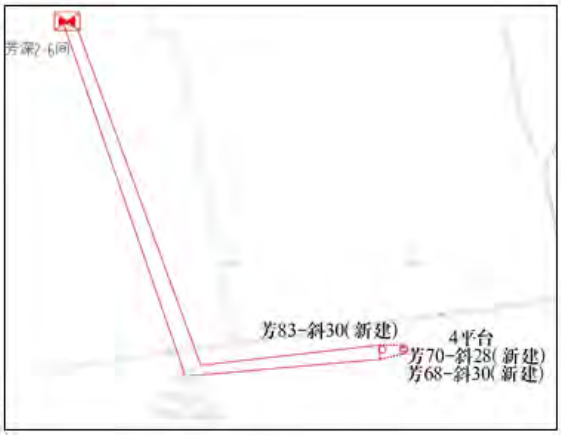



图 3.2-8 芳深 2-6 阀组间新井搭接示意图

其中 3 号平台的 3 口油井就近搭接芳深 2-3 阀组间的已建 3 环。由于芳 11 计划 2022 年转为注水井，且该井的集油掺水管道（建于 2002 年）路过敬老院和鱼塘，为管道高风险地区，本次对已建 3 环进行路径优化。新建管线 650m，原环长 1800m，优化后环长 1300m。




图 3.2-9　　芳深 2-3 阀组间新井集油系统布局示意图

（2）祝 3 转油站

本项目共有 16 口油井就近搭接至已建集油环，共涉及 2 个阀组间。

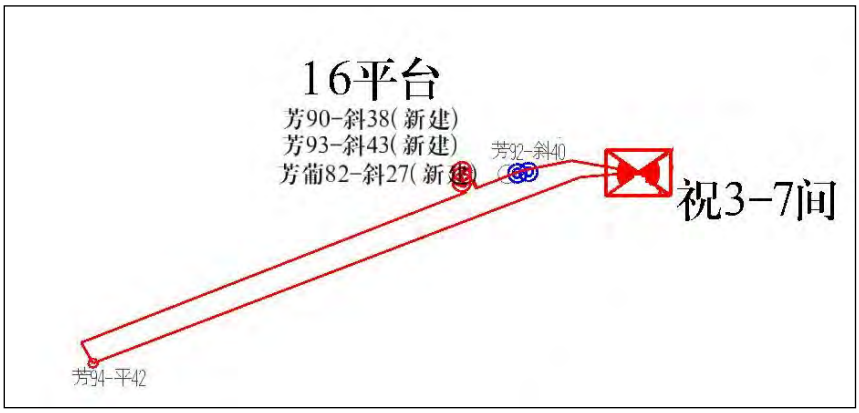



图 3.2-10　　祝 3-7 阀组间新井集油系统布局示意图

祝 3-5 间的 4 环全长 7.6km，北部有 11 口油井（9 口已建+2 口新建）通过电加热搭接至该环。本次规划优化环路径，将北部油井的集油环改为电加热干线，利旧原集油管线（加装集肤效应加热装置），搭接至 4 环，环长由 7.6km 缩短至 4.7km。

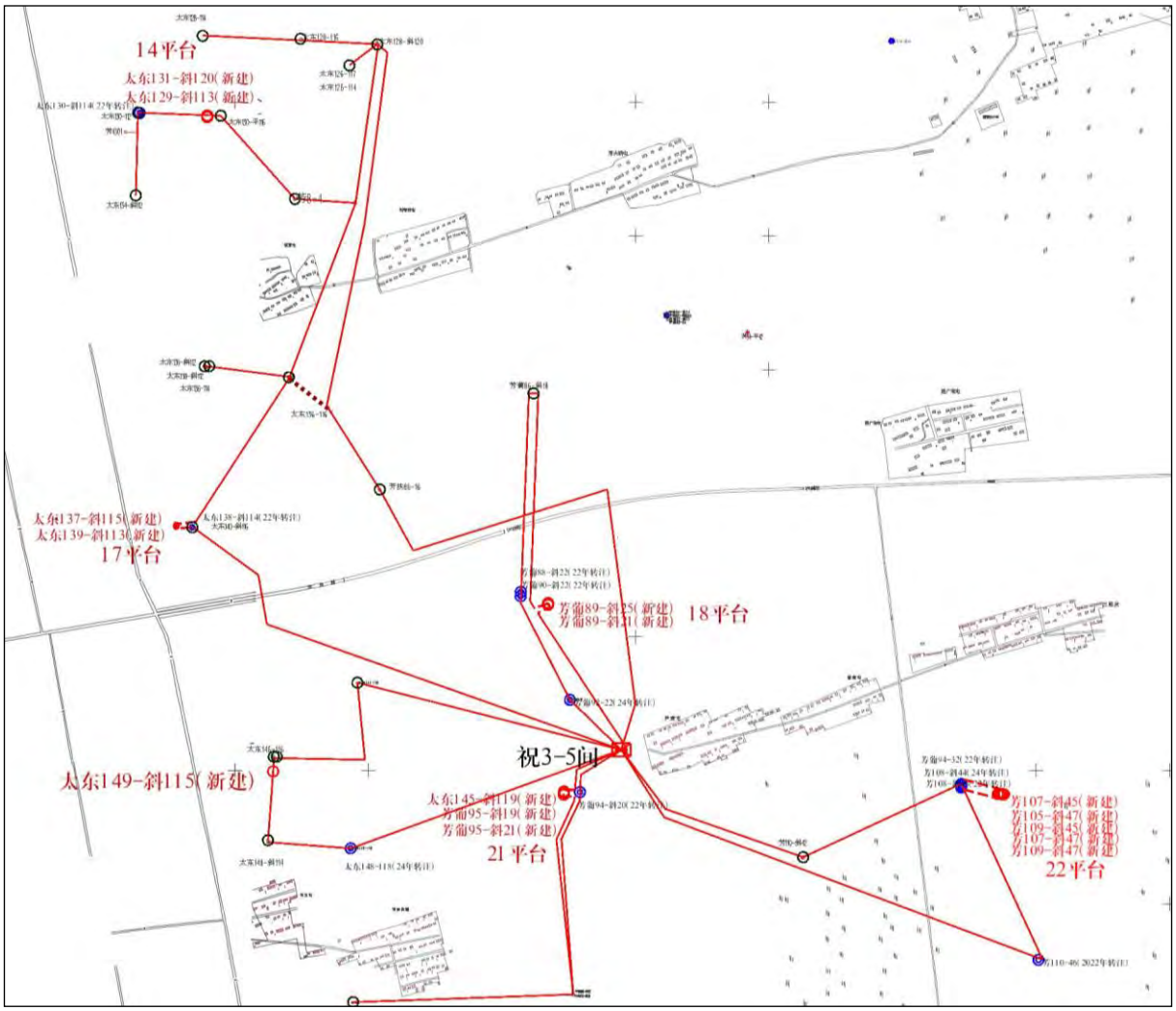



图 3.2-11　　祝 3-5 阀组间新井搭接示意图

（3）芳 507 转油站

本项目共有 2 口油井就近搭接至已建集油环，共涉及 1 个阀组间。

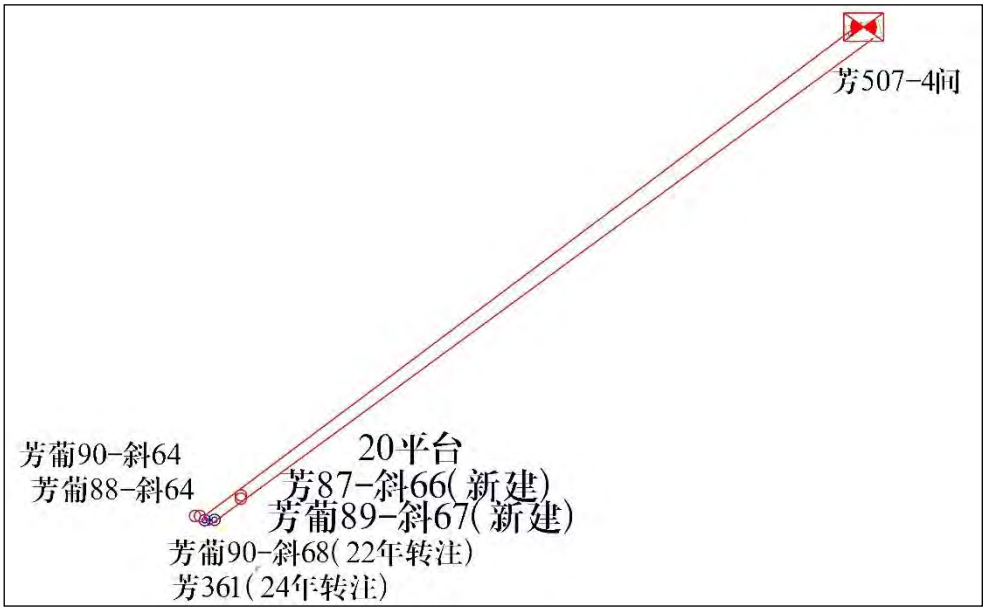



图 3.2-12　　芳 507-4 阀组间新井搭接示意图

（4）芳 707 转油站

本项目共有 5 口油井就近搭接至已建集油环，共涉及 2 个阀组间。其中芳 114-斜 62 沿路（周围均是水泡子）通过电加热接入芳 707-7 间的已建环。

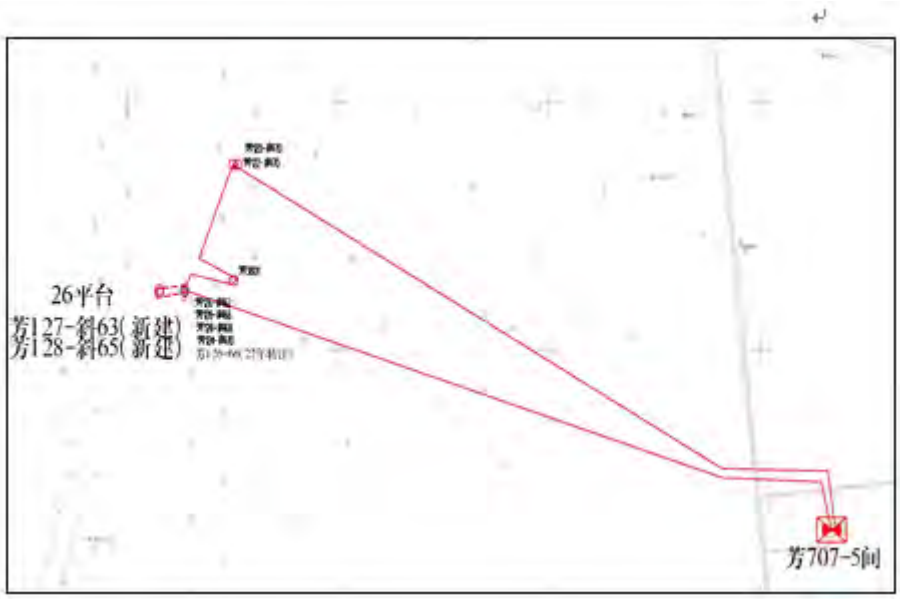



图 3.2-13　　芳 707-5 阀组间新井搭接示意图




图 3.2-14　　芳 707-7 阀组间新井搭接示意图

2、就近搭接已建电加热回路

本次共有 8 口新建油井就近搭接至芳深 2 转的已建电加热 3 回路。

表 3.2-3　　就近搭接电加热回路油井井站关系

| 序号 | 转油站 | 阀组间 | 平台 | 井号 | 井别 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 芳深 2 | 电热 3 回路 | 8 | 太东 115-斜 113 | 油井 | 搭接已建电加热干线 |
| 2 | | | | 太东 115-斜 117 | 油井 | 搭接已建电加热干线 |
| 3 | | | | 太东 115-斜 119 | 油井 | 搭接已建电加热干线 |
| 4 | | | 9 | 太东 117-斜 113 | 油井 | 搭接已建电加热干线 |
| 5 | | | | 太东 121-斜 111 | 油井 | 搭接已建电加热干线 |
| 6 | | | | 太东 123-斜 111 | 油井 | 搭接已建电加热干线 |
| 7 | | | 10 | 太东 115-斜 125 | 油井 | 搭接已建电加热干线 |
| 8 | | | | 太东 117-斜 127 | 油井 | 搭接已建电加热干线 |

该电加热线全长约 12.67km，为恒功率电热带加热，辖井 40 口，其中 5 口油井转注，本次产能就近搭接进 8 口油井（8、9、10 平台），新建井口电加热器 3 台。经计算最大井口回压 0.8MPa。

目前该电加热 3 回路的电热带已运行 12 年，出现腐蚀老化等问题（详见说明 1），2020 年采油厂自编项目“电加热系统改造工程”将电热 3 回路 8.22km 的电热带改造为集

肤效应加热装置。剩余的约 4.45km 的电加热线位于本次产能 8、9、10 号平台附近，本次规划将其改集肤效应加热装置。

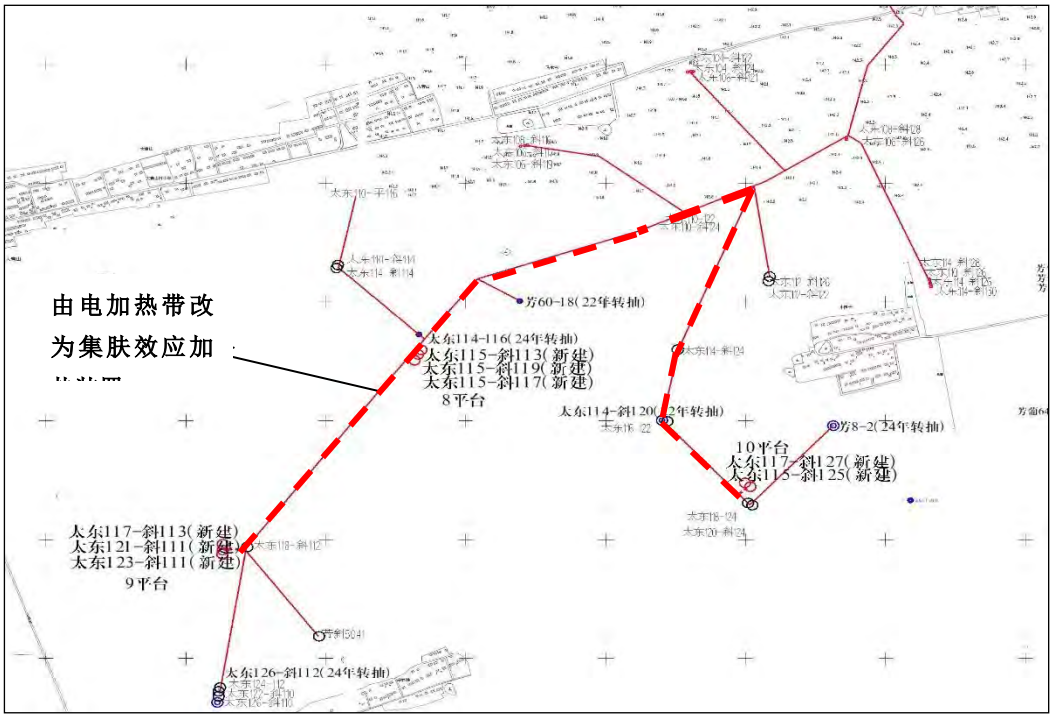



图 3.2-15　　电加热 3 回路新井集油系统布局示意图

3、新建集油环至已建阀组间

本次共有 37 口新建油井共新建 3 个集油环至已建阀组间，涉及 2 个转油站的 2 个阀组间。

表 3.2-4　　新建集油环的油井井站关系

| 序号 | 转油站 | 阀组间 | 平台 | 环号 | 井号 | 井别 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 祝 3 | 祝 3-7 | 15 | 新建 9 环 | 芳 86-斜 46 | 油井 | 新建环 |
| 2 | | | | | 芳 87-斜 47 | 油井 | |
| 3 | | | | | 芳葡 87-斜 48 | 油井 | |
| 4 | | | | | 芳 89-斜 47 | 油井 | |
| 5 | | | | | 芳 90-斜 42 | 油井 | |
| 6 | | | | | 芳 91-斜 45 | 油井 | |
| 7 | | | | | 芳 93-斜 44 | 油井 | |
| 8 | | | | | 芳 93-斜 47 | 油井 | |
| 9 | | | | | 芳 95-斜 47 | 油井 | |
| 10 | | | 19 | 新建 10 环 | 芳 97-斜 39 | 油井 | 新建环 |
| 11 | | | | | 芳 97-斜 41 | 油井 | |
| 12 | | | | | 芳 97-斜 43 | 油井 | |
| 13 | | | | | 芳 97-斜 45 | 油井 | |

| 序号 | 转油站 | 阀组间 | 平台 | 环号 | 井号 | 井别 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 14 | | | | | 芳 99-斜 39 | 油井 | |
| 15 | | | | | 芳 99-斜 41 | 油井 | |
| 16 | | | | | 芳 99-斜 43 | 油井 | |
| 17 | | | | | 芳 101-斜 51 | 油井 | |
| 18 | | | | | 芳 101-斜 39 | 油井 | |
| 19 | | | | | 芳 101-斜 40 | 油井 | |
| 20 | | | | | 芳 101-斜 43 | 油井 | |
| 21 | | | | | 芳 101-斜 45 | 油井 | |
| 22 | | | | | 芳 101-斜 47 | 油井 | |
| 23 | | | | | 芳葡 91-斜 25 | 油井 | |
| 24 | | | | | 芳 103-斜 41 | 油井 | |
| 25 | | | | | 芳 103-斜 43 | 油井 | |
| 26 | | | | | 芳 103-斜 45 | 油井 | |
| 27 | | | | | 芳 105-斜 43 | 油井 | |
| 28 | | | | | 芳 105-斜 45 | 油井 | |
| 29 | 芳 707 | 芳 707-7 | 23 | 新建 5 环 | 芳葡 99-斜 47 加 | 油井 | 新建环 |
| 30 | | | | | 芳葡 100-斜 47 加 | 油井 | |
| 31 | | | | | 芳葡 102-斜 49 | 油井 | |
| 32 | | | | | 芳葡 102-斜 48 加 | 油井 | |
| 33 | | | 24 | | 芳 117-斜 61 加 | 油井 | |
| 34 | | | | | 芳 117-斜 62 加 | 油井 | |
| 35 | | | | | 芳 119-斜 61 | 油井 | |
| 36 | | | | | 芳 109-斜 63 | 油井 | |
| 37 | | | | | 芳 121-斜 61 | 油井 | |

1、芳 707 转油站的芳 707-7 间

24 平台的 5 口井和 23 平台的 4 口井，附近无可依托，新建 10 环进入芳 707-7 间。

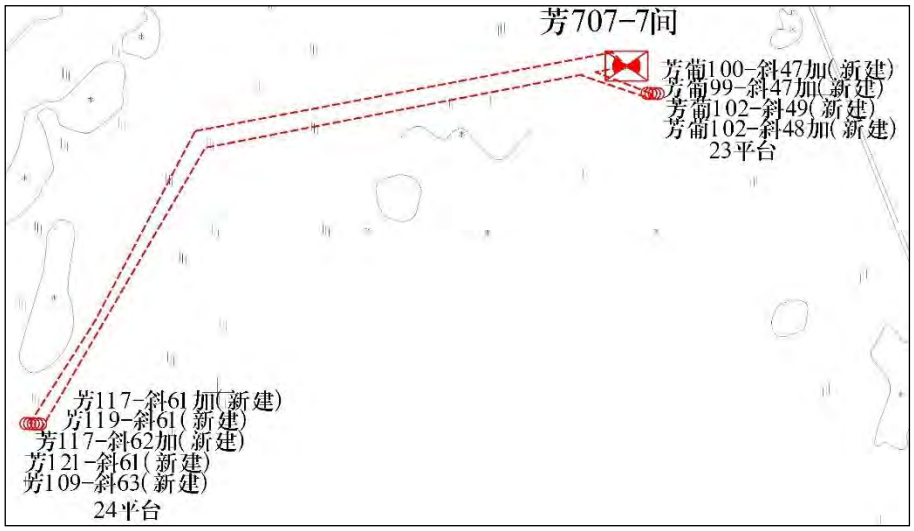


图 3.2-16　　电加热 3 回路新井集油系统布局示意图

2）祝 3 转油站的祝 3-7 间

19 平台的 19 口油井通过新建 1 条掺水管道、2 条回油管道构成新建的集油环进入祝 3-7 阀组间。15 平台的 9 口油井新建 9 环进入祝 3-7 阀组间。

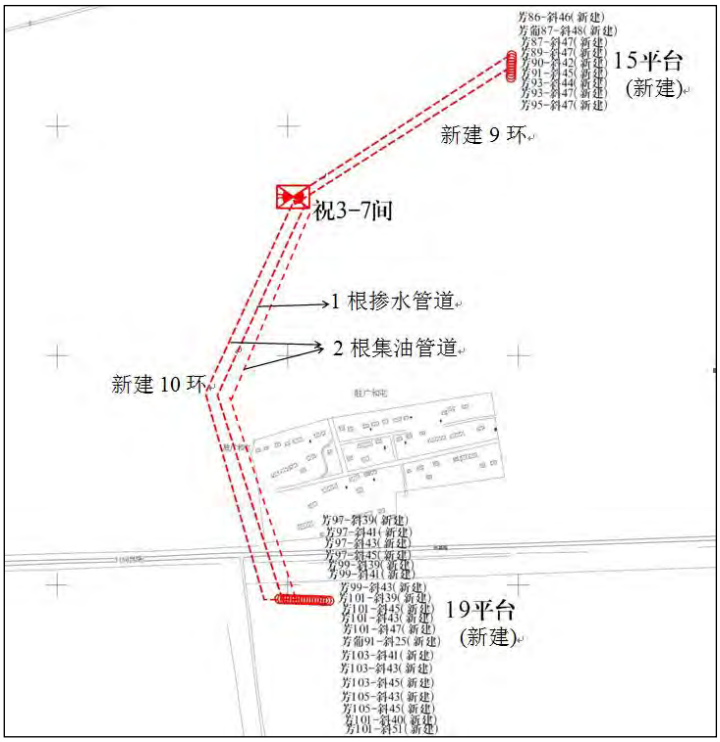



图 3.2-17　　电加热 3 回路新井集油系统布局示意图

综上所述本次产能共新建集油环 3 个。新建单井集油掺水管道 11.47km。新建集肤效应加热装置 2.15km，更新集肤效应加热装置 4.45km，新建井口电加热器 6 台。水力热力计算见表 3.2-5

表 3.2-5　阀组间水力、热力计算表

| 转油站 | 集油阀组间 | 站间距离(m) | 站间集油管径（mm） | 站间掺水管径(mm) | 掺水到间温度(℃) | 平均单井掺水量($m^3$/h) | 最大井口回压(MPa) | 进站温度(℃) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 芳深 2 转 | 芳深 2-2 | 0 | - | - | 70 | 0.45 | 0.7 | 36 |
| | 芳深 2-3 | 3200 | Φ159×6 | Φ89×4.5 | 63 | 0.6 | 0.7 | 36 |
| | 芳深 2-4 | 2715 | Φ168×5 | Φ114×4.5 | 68 | 0.50 | 0.7 | 36 |
| | 芳深 2-5 | 接到芳深 2-4 1415 | 接到芳深 2-4 Φ114×4.5 | 接到芳深 2-4 Φ114×4.5 | 66 | 0.50 | 0.8 | 36 |
| | 芳深 2-7 | 3320 | Φ159×6 | Φ89×4.5 | 65 | 0.65 | 0.7 | 36 |
| | 芳深 2-6 | 4320 | Φ159×6 | Φ114×4.5 | 63 | 0.60 | 0.8 | 36 |
| | 芳深 2-12 | 5125 | Φ168×5 | Φ114×4.5 | 62 | 0.60 | 0.8 | 36 |
| 祝 3 转 | 祝 3-7 | 5200 | φ219×6 | Φ168×5 | 61 | 0.45 | 0.8 | 36 |
| | 祝 3-5 | 3450 | Φ159×6 | Φ114×4.5 | 65 | 0.7 | 0.7 | 36 |
| 芳 507 转 | 芳 507-4 | 1500 | Φ114×4.5 | Φ114×4.5 | 66 | 0.5 | 0.6 | 36 |
| 芳 707 转 | 芳 707-7 | 2340 | Φ159×6 | Φ114×4.5 | 60 | 0.65 | 0.7 | 36 |
| | 芳 707-5 | 2380 | Φ168×5 | Φ114×4.5 | 58 | 0.6 | 0.7 | 36 |

3.2.1.3 已建站扩建方案

本次产能建设涉及已建芳深 2、祝 3、芳 507、芳 707 转油站及宋一联脱水站，新增产能后，对各站主要设备及能力进行核实。

1、芳深 2 转油站扩建内容

该站 2015 年、2017 年分别建有 1 台外输泵，排量均为 60$m^3$/h，扬程为 350m。新井投产后，次高年外输液量为 72$m^3$/h，外输泵负荷率为 120%。本次将 2 台泵原地扩建为 80 $m^3$/h，扬程为 400m，次高年负荷率为 90%。

2、祝 3 转油站扩建内容

该站 2021 年建外输泵 1 台、2018 年建外输泵 2 台，排量均为 20$m^3$/h，扬程均为 250m。新井投产后，次高年外输液量为 42$m^3$/h，外输泵负荷率为 105%。经过与采油厂结合，由于老改项目“S（22）0508YG001 徐三联合站改造工程”中徐三联本站已建 2 台外输泵，由于剩余负荷量较大，需要更换 2 台小泵，本次规划将祝 3 转油站的 2 台外输泵（流量 20$m^3$/h、扬程 250m、37kW）及配套一拖二变频，与徐三联合站 2 台外输泵（流量 30$m^3$/h、扬程 250m、55kW）及配套一拖二变频进行对换。更换后祝 3 转油站次高年负荷率为 84%。

3、芳 507 转油站扩建内容

该站 2015 年建外输泵 2 台，排量均为 20$m^3$/h，扬程为 150m。新井投产后，次高年外输液量为 24.5$m^3$/h，外输泵负荷率为 122.3%。

本次原地更新 2 台排量为 30m$^3$/h，扬程为 150m 的外输泵。次高年负荷率为 82%。

4、宋一联脱水站扩改建工程

①新建游离水脱除器

宋一联已建 2 台游离水脱除器（φ3.6×16m），单台处理能力 10000t/d，新井投产后次高年负荷 121.3%。本次规划新建 1 台游离水脱除器（φ3.6×16m），建在原游离水脱除器东侧，作为老化油处理专用，老化油由进事故罐/污水沉降罐更改为进游离水脱除器，

该新建的游离水脱除器同时作为常规油处理流程的备用。由此处理常规油的游离水脱除器单台检修负荷率可由 121.3%降至 60.1%。

游离水脱除器的操作间内位置不足，需进行扩建。本次规划对将其东侧的值班室屋顶和墙壁进行改造，使之成为游离水脱除器的操作间。值班室内原已建 PLC 控制柜迁建至含水油计量操作间的配电室。由于迁建位置距离原位置大约 150m，已建的 4 根接线箱主电缆及 2 根单独的仪表电缆需拆除并重新敷设。

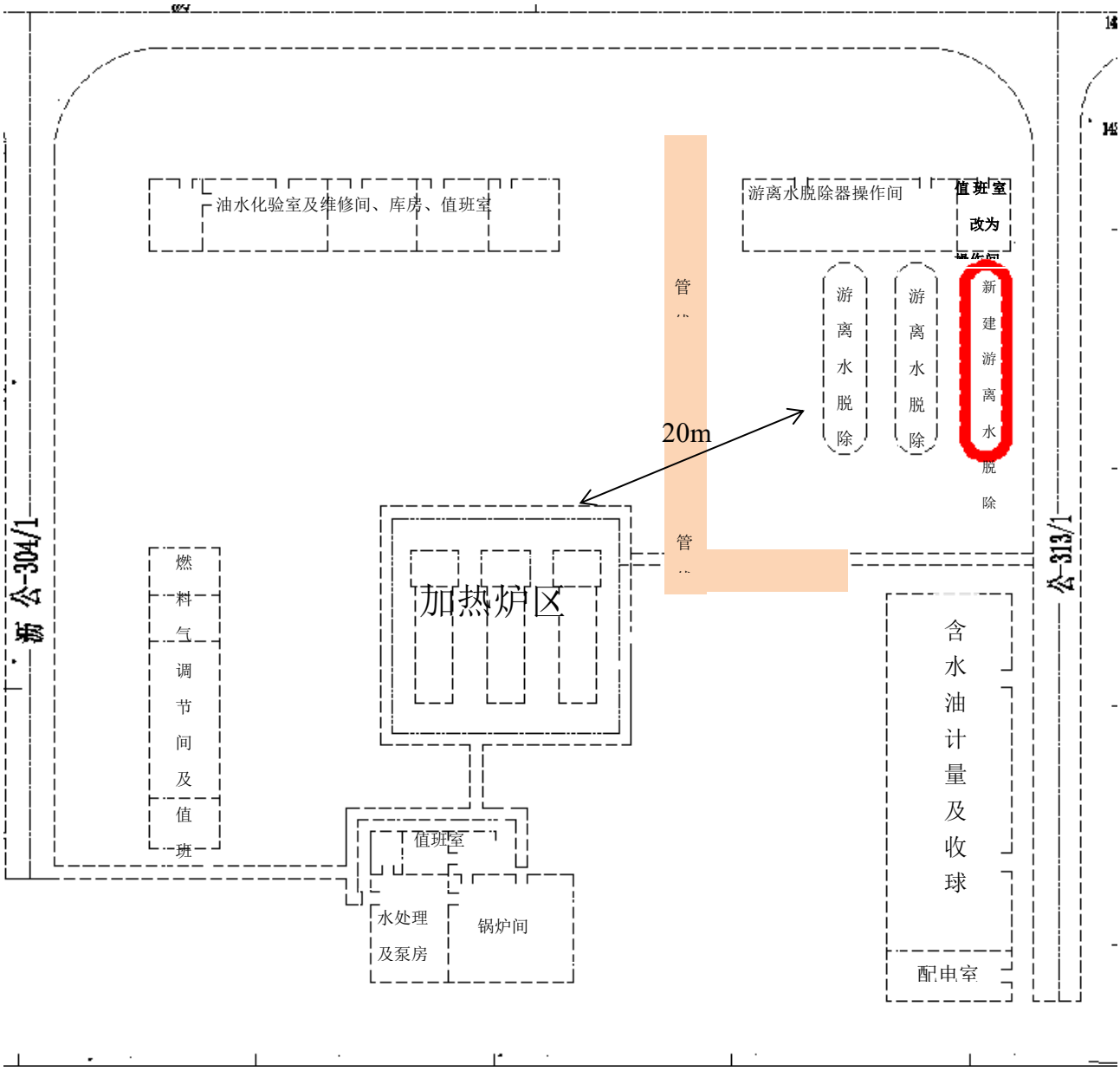



图 3.2-18　宋一联新建游离水脱除器位置示意图

②电脱水器流程改造

宋一联已建 3 台电脱水器（Φ4×16m），其中 2 台用来处理常规油，单台处理能力 2150t/d。新井投产后油量为 3352t/d，单台检修的负荷率 155.9%。另外 1 台电脱水器与老化油处理装置（处理能力 400m³/d）共同处理老化油，电脱单台处理能力 300m³/d（处理常规油能力 2150t/d）。

新建游离水脱除器后，老化油的处理量由 1100m³~970m³降为 399.5m³~287.5m³，老化油沉降罐的处理能力为 400m³，可满足需求。老化油电脱改用于常规油处理流程（同时作为老化油处理流程的备用），处理常规油的电脱水器的负荷率由 155.9%降至 84.3%。

③污水泵扩建

本站已建 4 台污水泵，其中 2 台泵建于 2020 年，排量 210m³/h，扬程 89m；2 台泵建于 2008 年，排量 95m³/h，量程 52m。新井投产后次高年的污水量为 465.3m³/h，负荷为 116.3%。本次规划将一台排量为 95m³/h 的污水泵原地更换为 190m³/h 的污水泵。更换后次高年的负荷率为 94%。

3.2.1.4 集油系统工程量

原油集输工程主要工程量见表 3.2-6。

**表 3.2-6　　原油集输工程主要工程量表**

| 序号 | 单 项 工 程 项 目 名 称 | 单位 | 数量 |
|---|---|---|---|
| 1 | 新建油井 | 口 | 102 |
| 2 | 新建单井集油掺水管道 | km | 11.47 |
| 3 | 新建掺水控制装置 | 套 | 3 |
| 4 | 井口电加热器 | | |
| | 5kW | 台 | 2 |
| | 10kW | 台 | 2 |
| | 15kW | 台 | 2 |
| 5 | 新建集肤效应加热装置 30kW/km | km | 2.15 |
| | 更新集肤效应加热装置 30kW/km | km | 4.15 |
| 6 | 土方量 | $km^3$ | 10.2 |
| 7 | 芳深 2 转油站扩建 | | |
| | 新建外输泵 Q=80$m^3$/h，H=400m | 台 | 2 |
| 8 | 祝 3 转油站扩建 | | |
| | 利旧外输泵　Q=30$m^3$/h，H=250m | 台 | 2 |
| 9 | 芳 707 转油站扩建 | | |
| | 新建外输泵 Q=30$m^3$/h，H=150m | 台 | 2 |
| 10 | 宋一联脱水站扩改建 | | |
| | 新建污水泵 Q=190$m^3$/h，H=100m | 台 | 1 |
| | 利旧改造五合一 | 台 | 1 |
| | 站内流程改造 | 项 | 1 |

## 3.2.2 注水工程

3.2.2.1 建设现状

本次开发涉及区域内注水系统已建注水站 3 座，配水间 9 座，注水站建设概况见表 3.2-7，配水间建设概况见表 3.2-8。

**表 3.2-7　　注水站建设概况一览表**

| 站名 | 设计规模（$m^3/d$） | | 实际负荷（$m^3/d$） | 负荷率（%） | 建设时间（年） | 主要工艺设备 | 注水压力（MPa） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 芳深 2 | 3500 | | 1600 | 45.7 | 2002 | 1-4 号柱塞泵 30/25<br>5-7 号柱塞泵 25/25<br>8 号柱塞泵 12/36 | 25 |
| 宋一联 | 低压 | 2200 | 745 | 27.3 | 2008 | 1-4 号柱塞泵<br>5ZB-12/42 | 16 |
| | 高压 | 2100 | 1950 | 86.0 | | 5-6 号柱塞泵 5S125-25/23<br>7 号柱塞泵 3ZB-12/30<br>8-10 号柱塞泵<br>5ZB-12/42 | 23 |
| 芳 3 | 1690 | | 850 | 50.3 | 2005 | 3S150A-20/23-2 台 5S150-30.5/25-2 台 | 25 |

**表 3.2-8　配水间建设概况一览表**

| 序号 | 水间名称 | 建设时间 | 预留阀组位置 | 所属注水站 | 已建配水阀组现状 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 芳深 2-2 配水间 | 2002 年 | 0 | 芳深 2 注水站 | 2019 年芳 10-27 产能项目将间内已建配水阀组改造为数字化配水阀组 |
| 2 | 芳深 2-3 配水间 | 2002 年 | 4 | | 2019 年芳 10-27 产能项目将间内已建配水阀组改造为数字化配水阀组 |
| 3 | 芳深 2-5 配水间 | 2002 年 | 9 | | 2019 年芳 10-27 产能项目将间内已建配水阀组改造为数字化配水阀组，并新建 8 井式橇装配水间 1 座 |
| 4 | 芳深 2-7 配水间 | 2003 年 | 2 | | 2019 年芳 10-27 产能项目将间内已建配水阀组改造为数字化配水阀组 |
| 5 | 芳深 2-9 配水间 | 2012 年 | 1 | | 2019 年芳 10-27 产能项目将间内已建配水阀组改造为数字化配水阀组 |
| 6 | 芳深 2-12 配水间 | 2013 年 | 2 | | 2019 年芳 10-27 产能项目将间内已建配水阀组改造为数字化配水阀组，并于该项目新建 5 井式橇装配水间 1 座 |
| 7 | 祝 3-7 配水间 | 2013 年 | 0 | 宋一联注水站 | 2019 年芳 10-27 产能项目将间内已建配水阀组改造为数字化配水阀组 |
| 8 | 祝 3-8 配水间 | 2013 年 | 1 | | 2019 年芳 10-27 产能项目将间内已建配水阀组改造为数字化配水阀组 |
| 9 | 芳 507-5 配水间 | 1996 年 | 0 | | 4 套地下出户阀组 |




图 3.2-19　产能建设区域注水系统布局示意图

3.2.2.2 建设方案

本次产能共基建注水井 76 口（含 1 口代用井），注入水质为深度处理水（10.5.2），最高井口注水压力为 18.9MPa，平均单井注水量为 14～15$m^3$/d。

1、单井管线及配水间

**（1）配水流程**

为节约投资，在本次新建注水井中，对于共平台注水井，采用“支管单井配水流程”，配水阀组设在注水井口，在配水间内设置切断阀；对于不共平台的注水井，采用“单干管多井配水流程”，配水阀组设在配水间内。

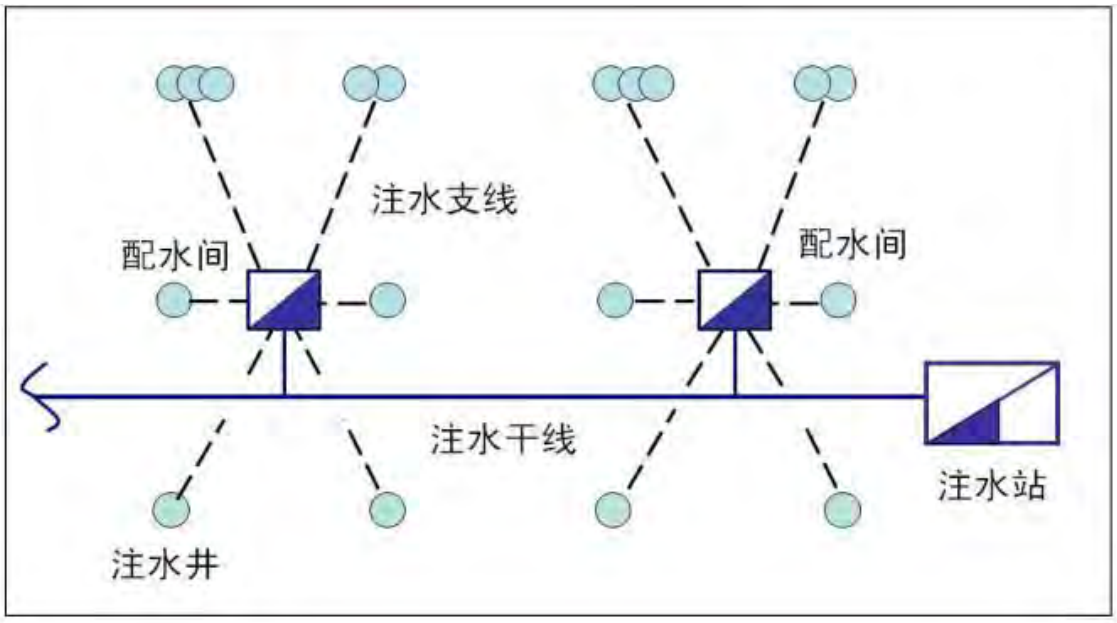



图 3.2-20　配水工艺流程示意图

**（2）注水井挂接方案**

本次产能有 59 口新井为独立注水井或大平台注水井，规划采用单干管多井配水，就近挂接已建配水间或新建配水间；有 17 口新井与 34 口老井共平台，规划采用支管单井配水，并将这类老井的老式配水阀组改造为数字化配水阀组；有 8 口老井为单干管单井配水（距新建配水间 0.2km 以内），规划将这类老井改造为单干管多井配水，配水阀组由井场布置改造为间内布置，并将老井的老式配水阀组改造为数字化配水阀组；有 3 口老井为本次扩建配水间间内地下出户，本次改造为地上出户，并将老井的老式配水阀组改造为数字化配水阀组。。

本次产能共新建 76 口新井，改造 45 口老井，根据新井井位布置以及区域内已建注水系统建设情况，本次共计规划扩建配水间 9 座、新建配水间 10 座，新建间内数字化配水阀组 85 套、新建井场数字化配水阀组 36 套。新建单井注水管线 Φ48×6—45.3km，管线材质采用防腐钢管。

表 3.2-9　配水间进井情况一览表

| 序号 | 配水间名称 | 新井数（口） | 老井数（口） | 其中：单井 | 其中：多井共平台 | 总井数（口） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 芳深 2-2 | 5 | 1 | 4 | 2 | 6 |
| 2 | 芳深 2-3 | 2 | | 2 | | 2 |
| 3 | 芳深 2-5 | 3 | | 3 | | 3 |
| 4 | 芳深 2-7 | 2 | | 2 | | 2 |
| 5 | 芳深 2-9 | 1 | 1 | | 2 | 2 |

| 序号 | 配水间名称 | 新井数（口） | 老井数（口） | 其中：单井 | 其中：多井共平台 | 总井数（口） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 6 | 芳深 2-12 | 2 | | 2 | | 2 |
| 7 | 芳 507-5 | 2 | 4 | 3 | 3 | 6 |
| 8 | 祝 3-7 | 13 | 11 | 9 | 15 | 24 |
| 9 | 祝 3-8 | 10 | | 8 | 2 | 10 |
| 10 | 新建间 1 | 9 | | 9 | | 9 |
| 11 | 新建间 2 | 5 | 6 | 6 | 5 | 11 |
| 12 | 新建间 3 | 2 | 3 | 3 | 2 | 5 |
| 13 | 新建间 4 | 1 | 3 | 4 | | 4 |
| 14 | 新建间 5 | 2 | 2 | 2 | 2 | 4 |
| 15 | 新建间 6 | 5 | 3 | 5 | 3 | 8 |
| 16 | 新建间 7 | 3 | 2 | 5 | | 5 |
| 17 | 新建间 8 | 4 | 2 | 6 | | 6 |
| 18 | 新建间 9 | 1 | 4 | 5 | | 5 |
| 19 | 新建间 10 | 4 | 3 | 7 | | 7 |
| | 合计 | 76 | 45 | 85 | 36 | 121 |

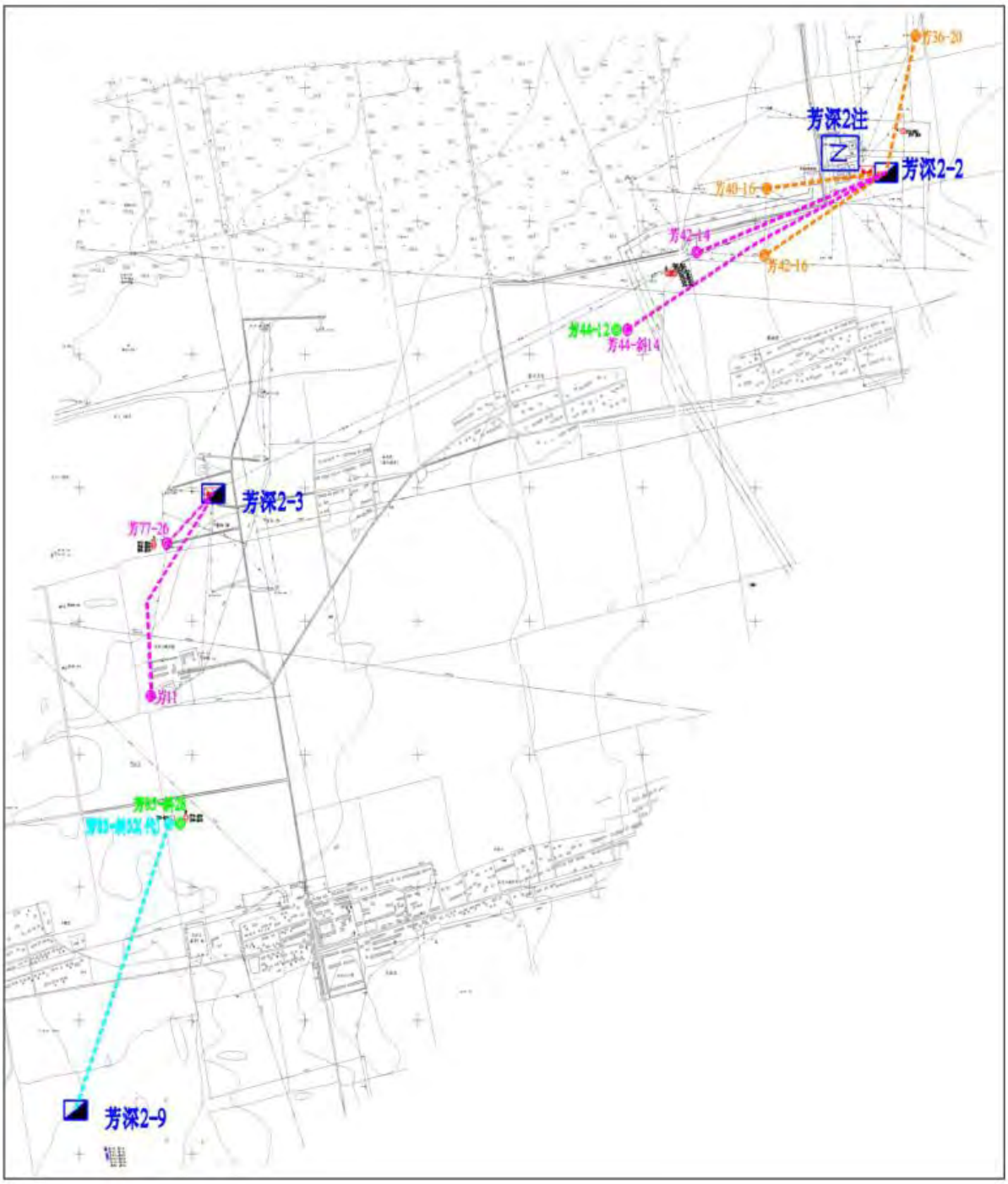



图 3.2-21　　注水井挂接配水间井网布置图 1

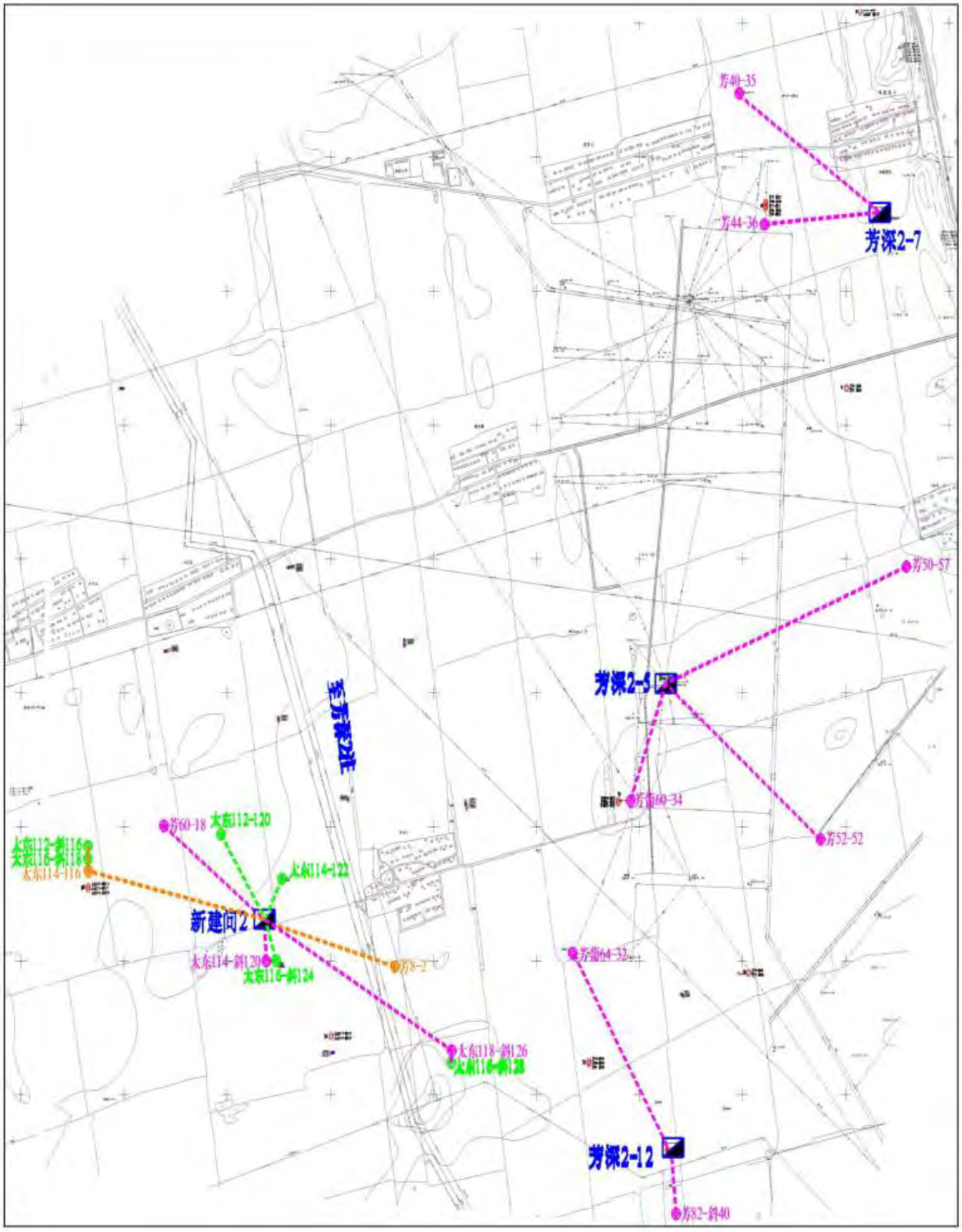



图 3.2-22　　注水井挂接配水间井网布置图 2

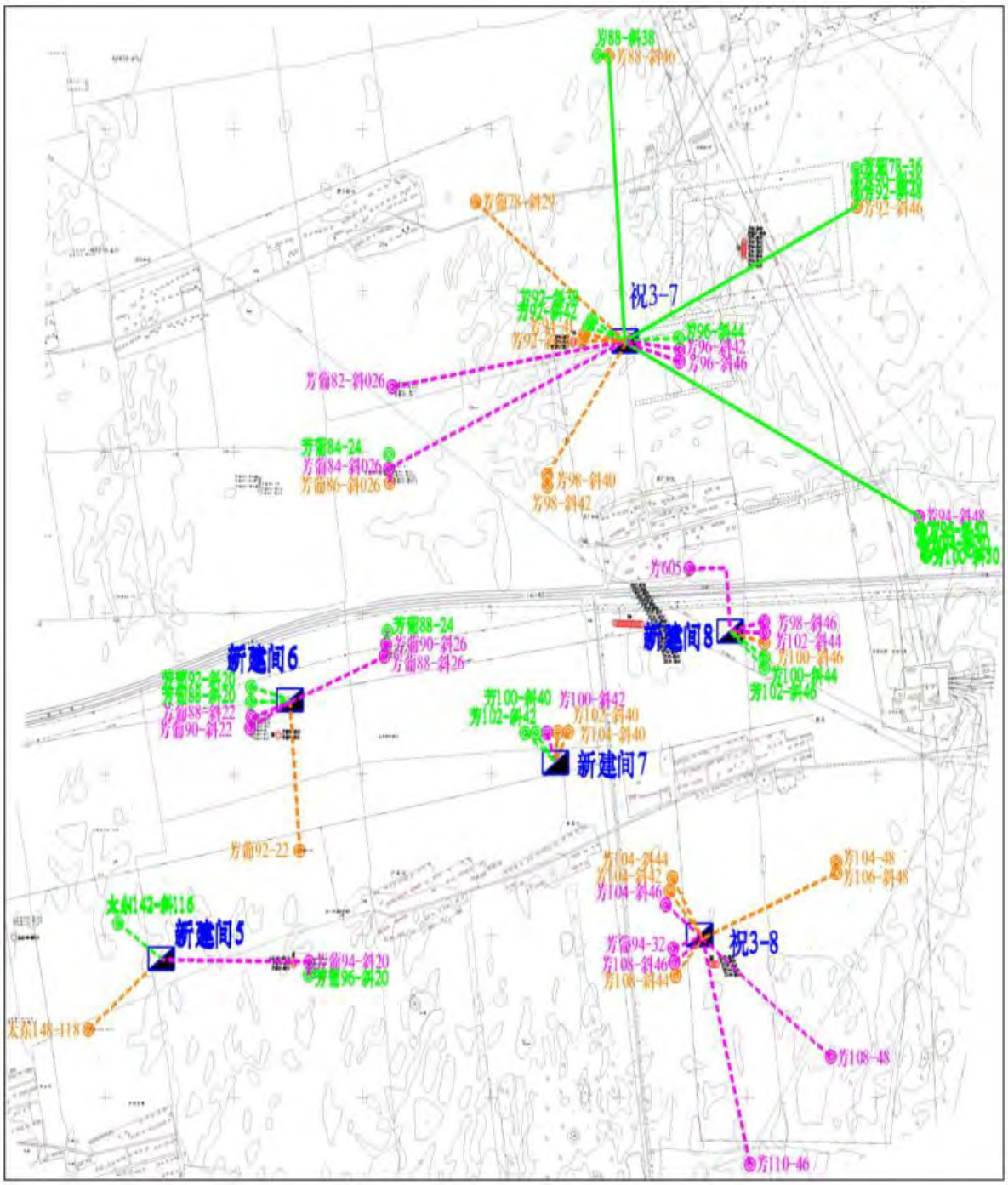



图 3.2-23　注水井挂接配水间井网布置图 3

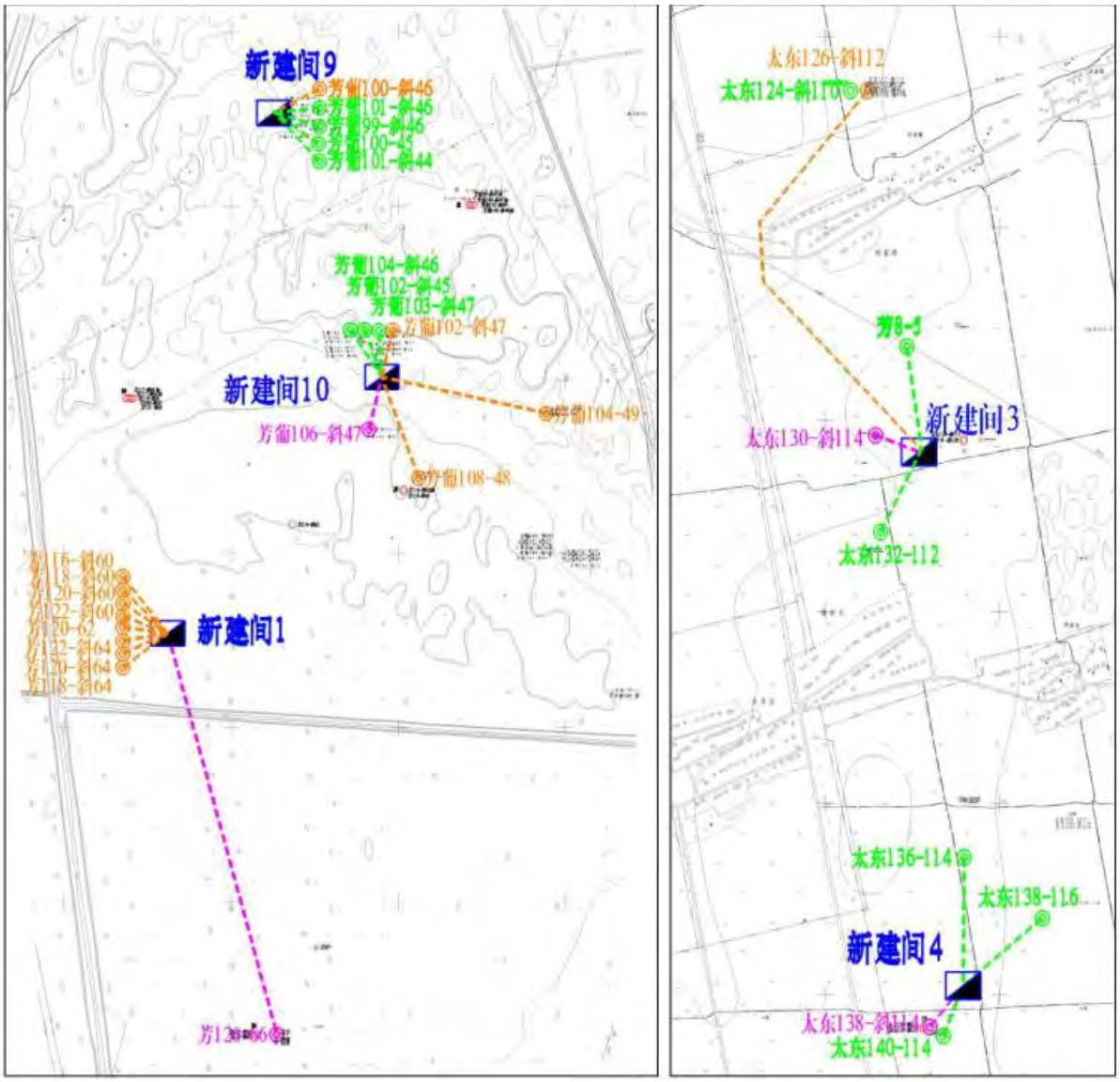



图 3.2-24　　注水井挂接配水间井网布置图 4

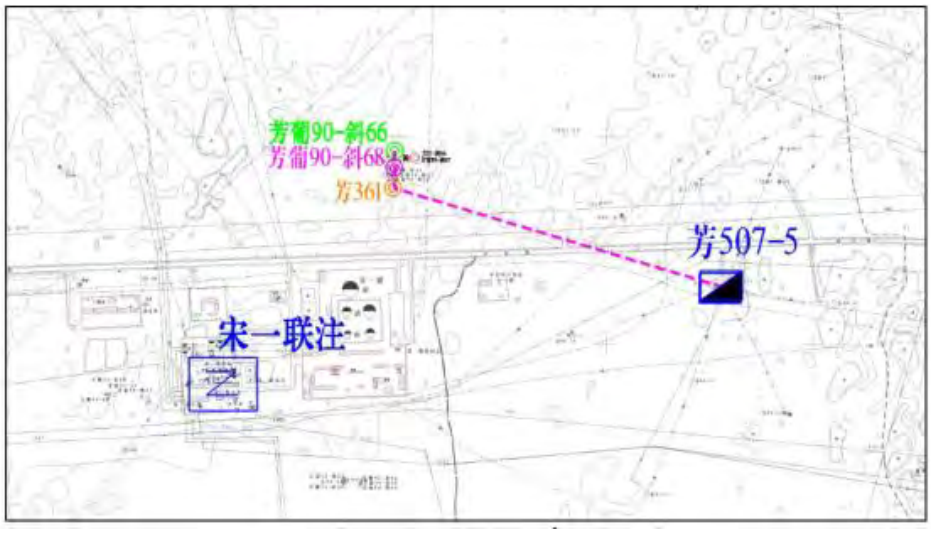



图 3.2-25　　注水井挂接配水间井网布置图 5

2、改造老配水间

本次共有 40 口新建注水井和 17 口改造老井进入老配水间，共计改造老配水间 9 座。已建芳深 2-3 配水间进井 2 口、芳深 2-7 配水间进井 2 口、芳深 2-5 配水间进井 3 口、芳深 2-9 配水间进井 2 口（含老井 1 口）、芳深 2-12 配水间进井 2 口，该 5 座配水间均有预留位置，在间内新建数字化配水阀组共 9 套、新建切断阀组 1 套。已建芳深 2-2 配水间进井 6 口（含老井 1 口），需新建数字化配水阀组 4 套、切断阀组 1 套，配水间无预留位置，规划紧邻老间扩建 8 井式橇装配水间 1 座；祝 3-7 配水间进井 24 口（含老井 11 口），需新建数字化配水阀组 9 套、切断阀组 2 套，配水间无预留位置，规划紧邻老间扩建 15 井式橇装配水间 1 座；祝 3-8 配水间进井 10 口，需新建数字化配水阀组 8 套、切断阀组 1 套，配水间无预留位置，规划紧邻老间扩建 11 井式橇装配水间 1 座。芳 507-5 配水间进井 3 口（含老井 1 口），配水间无预留位置，本次需新建切断阀组 1 套，经核实该配水间所辖注水井有资产核销井 1 口，本次可利用该井核销后阀组位置，同时对该间剩下 3 套存在安全隐患的地下出户老井已建配水阀组实施改造，改造为地上出户的数字化配水阀组。

**表 3.2-10　老配水间改造方案一览表**

| 序号 | 所属间 | 已辖老井数 | 挂接新井数 | 改造老井数 | 主要建设内容 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 芳深 2-2 | 6 | 5 | 1 | ①共平台单干管老井 1 口，同步改造为数字化配水阀组<br>②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 4 套、切断阀组 1 套 |
| 2 | 芳深 2-3 | 6 | 2 | | 间内新建数字化配水阀组 2 套 |
| 3 | 芳深 2-5 | 3 | 3 | | 间内新建数字化配水阀组 3 套 |
| 4 | 芳深 2-7 | 12 | 2 | | 间内新建数字化配水阀组 2 套 |
| 5 | 芳深 2-9 | 5 | 1 | 1 | ①共平台单干管老井 1 口，同步改造为数字化配水阀组<br>②间内新建切断阀组 1 套 |
| 6 | 芳深 2-12 | 13 | 2 | | 间内新建数字化配水阀组 2 套 |
| 7 | 芳 507-5 | 4 | 2 | 4 | ①利旧老井位置新建切断阀组 1 套；<br>②对 3 套已建配水阀组实施安全隐患改造，改造为地上出户的数字化配水阀组 |
| 8 | 祝 3-7 | 14 | 13 | 11 | ①共平台单干管老井 11 口，同步改造为数字化配水阀组<br>②新建 15 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 9 套、切断阀组 2 套 |
| 9 | 祝 3-8 | 8 | 10 | | 新建 11 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 8 套、切断阀组 1 套 |
| | 合计 | 71 | 40 | 17 | |

3、新建配水间

本次剩余 36 口新建注水井和 28 口改造老井位于干管单井配水区域，与已建配水间相距较远，难以依托，本次规划就近新建配水间，为周边注水井配水，共计新建橇装

配水间 10 座。

表 3.2-11　新建配水间建设方案一览表

| 序号 | 名称 | 挂接新井数 | 挂接老井数 | 主要建设内容 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 新建 1 号配水间（芳 707-13） | 9 | | 新建 11 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 9 套 |
| 2 | 新建 2 号配水间（芳深 2-13） | 5 | 6 | ①共平台单干管老井 4 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组<br>②新建 11 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 6 套、切断阀组 2 套 |
| 3 | 新建 3 号配水间（祝 3-9） | 2 | 3 | ①共平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组<br>②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 3 套、切断阀组 1 套 |
| 4 | 新建 4 号配水间（祝 3-10） | 1 | 3 | ①共平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组<br>②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 4 套 |
| 5 | 新建 5 号配水间（祝 3-11） | 2 | 2 | ①共平台单干管老井 1 口、200m 以内老井 1 口，同步改造为数字化配水阀组<br>②新建 5 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 2 套、切断阀组 1 套 |
| 6 | 新建 6 号配水间（祝 3-12） | 5 | 3 | ①共平台单干管老井 3 口，同步改造为数字化配水阀组<br>②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组,5 套、切断阀组 1 套 |
| 7 | 新建 7 号配水间（祝 3-13） | 3 | 2 | ①共平台单干管老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组<br>②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 5 套 |
| 8 | 新建 8 号配水间（祝 3-14） | 4 | 2 | ①共平台单干管老井 2 口，同步改造为数字化配水阀组<br>②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 6 套， |
| 9 | 新建 9 号配水间（芳 707-11） | 1 | 4 | ①共平台单干管老井 4 口，同步改造为数字化配水阀组<br>②新建 8 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 5 套 |
| 10 | 新建 10 号配水间（芳 707-12） | 4 | 3 | ①共平台单干管老井 3 口，同步改造为数字化配水阀组<br>②新建 11 井式数字化橇装配水间 1 座，间内新建数字化配水阀组 7 套， |
| | 合计 | 36 | 28 | |

4、大平台建设配水间补充说明

本次产能有 2 井共平台 10 处，3 井共平台 7 处、4 井共平台 5 处，5 井共平台 3 处，8 井共平台 1 处；对于 4 或 5 口注水井以上的大平台，由于平台内各注水井配注水量不同，如果采用从老配水间敷设一根支干线至各井场，再在井场分别至各注水井进行配水，很容易造成抢水现象，增加现场管理难度；同时，注水井采用了数字化配水阀

组，长期裸露在野外，风吹日晒极易损坏，冬季冻堵现象时有发生，还存在被人为破坏的风险。因此，经与采油八厂结合，对大平台配水，本次规划直接在井场设置配水间，在配水间为井场内各单井进行配水，配水间干线可就近搭接已建注水干线，共增加配水间 6 座（只增加橇装厂房费用，其中 11 井式橇 2 座、8 井式橇 4 座）。在大平台新建配水间后，可以通过优化周边注水井的井、间关系，周围一些距离较近的新建注水井也可以就近挂接，共计减少建设新建注水井的单井管线 4.6km、减少老配水间扩建 1 座。

2、注水干线

经计算核实，计入本次新井后，芳深 2-2、芳深 2-3、芳深 2-5、芳深 2-7、芳深 2-9、芳深 2-12、芳 507-5、祝 3-8 等 8 座老间的已建注水干线能力均满足开发需求，剩余祝 3-7 老间的已建注水干线能力不足。

**表 3.2-12　祝 3-7 水力计算表（计入新井）**

| 起点→终点 | 流量 ($m^3/h$) | 外径（mm） | 壁厚 (mm) | 长度 (km) | 水力损失（m） | 合计水力损失（m） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 宋一联→节点 1 | 29.3 | 114 | 14 | 2.8 | 155.6 | 261.2 |
| 节点 1→祝 3-7 间 | 18.1 | 89 | 10 | 1.7 | 105.6 | |

为此，需要扩建祝 3-7 配水间的注水干线能力；同时，本次 10 座新建配水间需要建设注水干线，共计新建注水干线 Φ168×20—3.2km、Φ114×14—3.3km、Φ89×10—3.5km，管线材质均采用防腐钢管。为节约投资，配水间的注水干线尽量挂接周边已建注水干线。

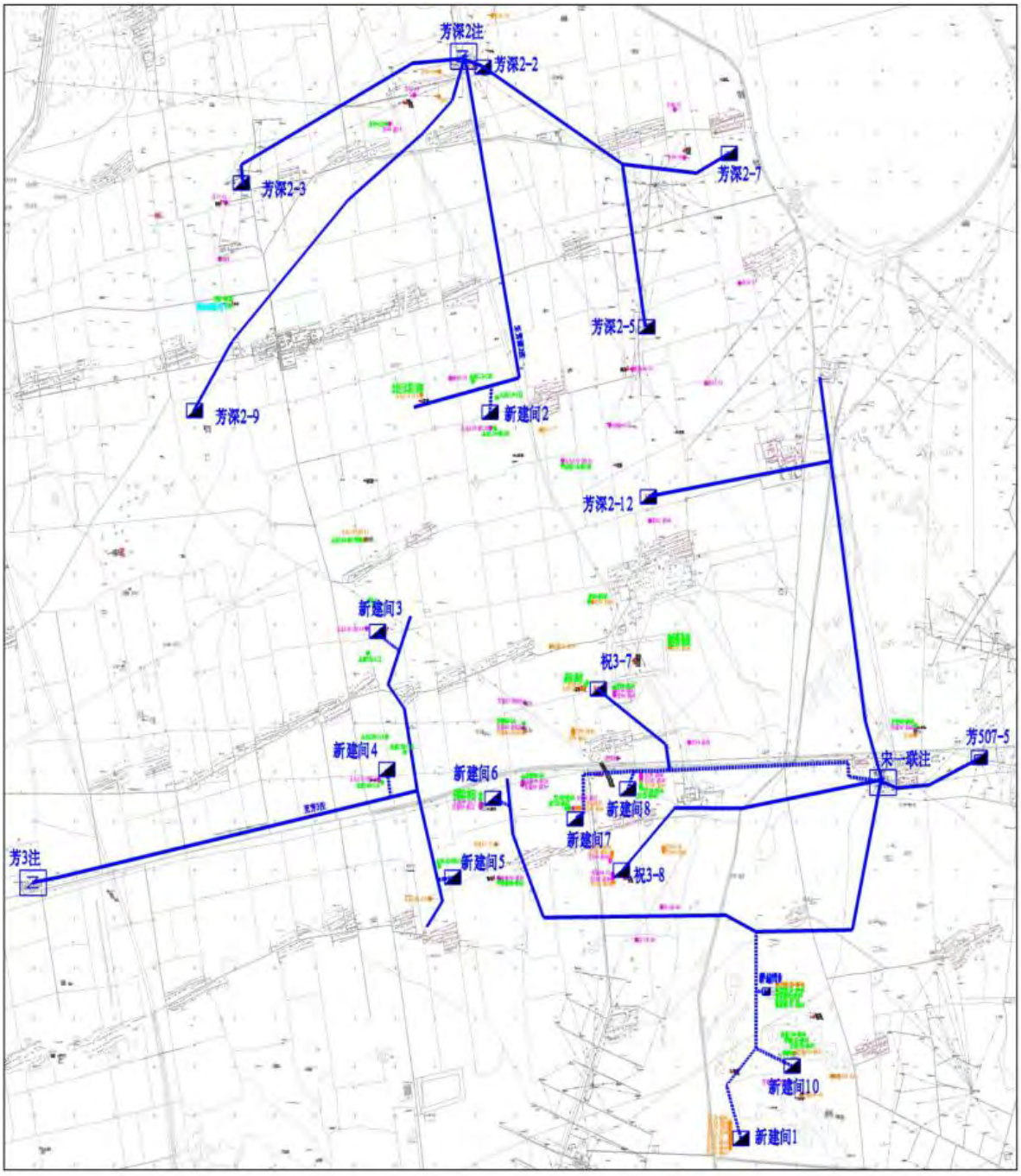



图 3.2-26　配水间及注水干线布置总览

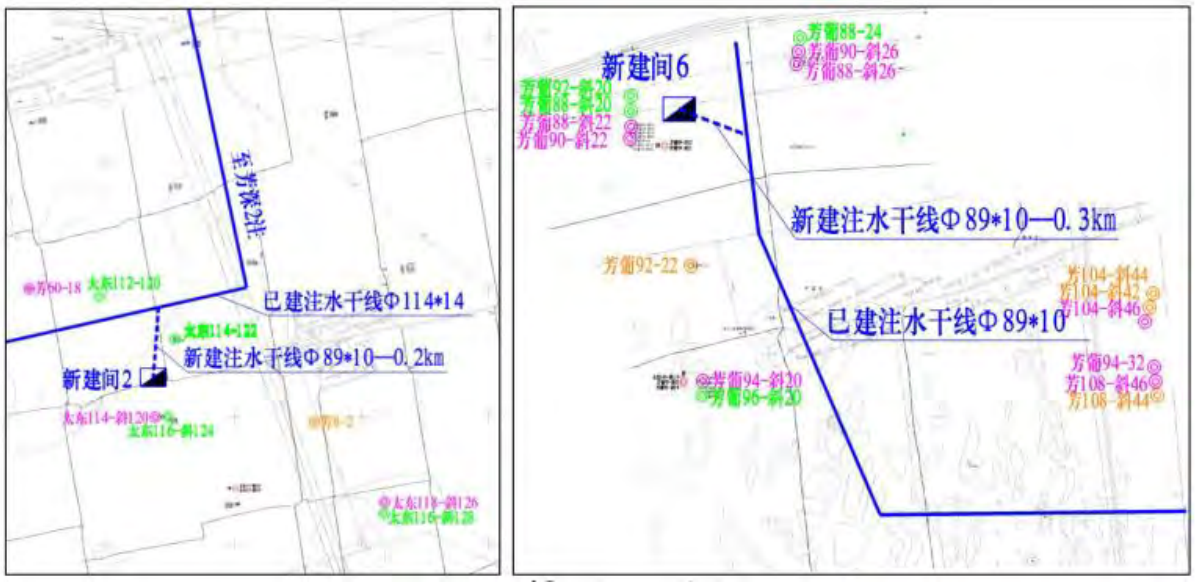



图 3.2-27　　新建注水干线布置图 1




图 3.2-28　　新建注水干线布置图 2

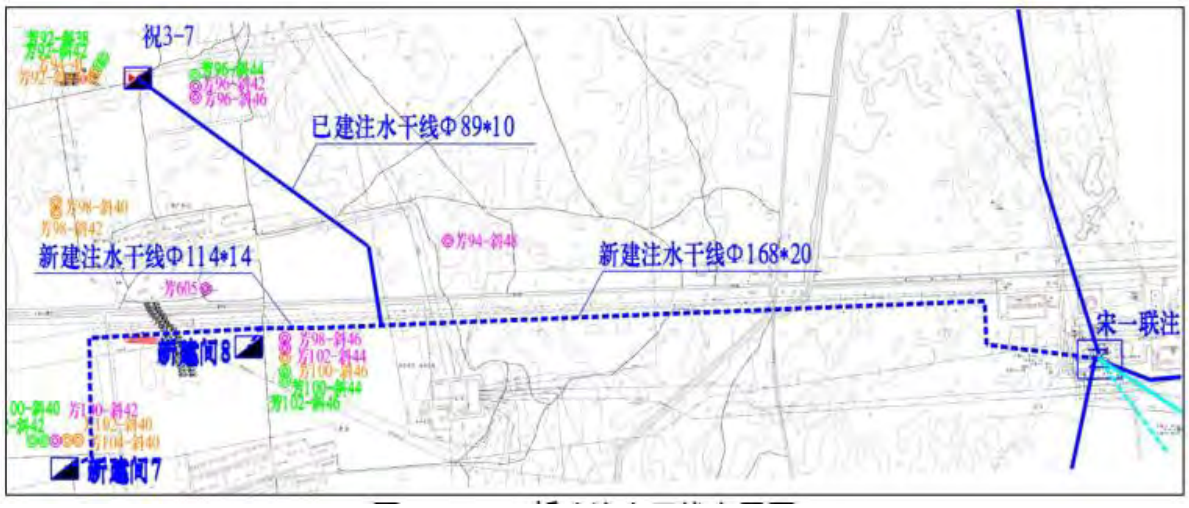



图 3.2-29　新建注水干线布置图 3

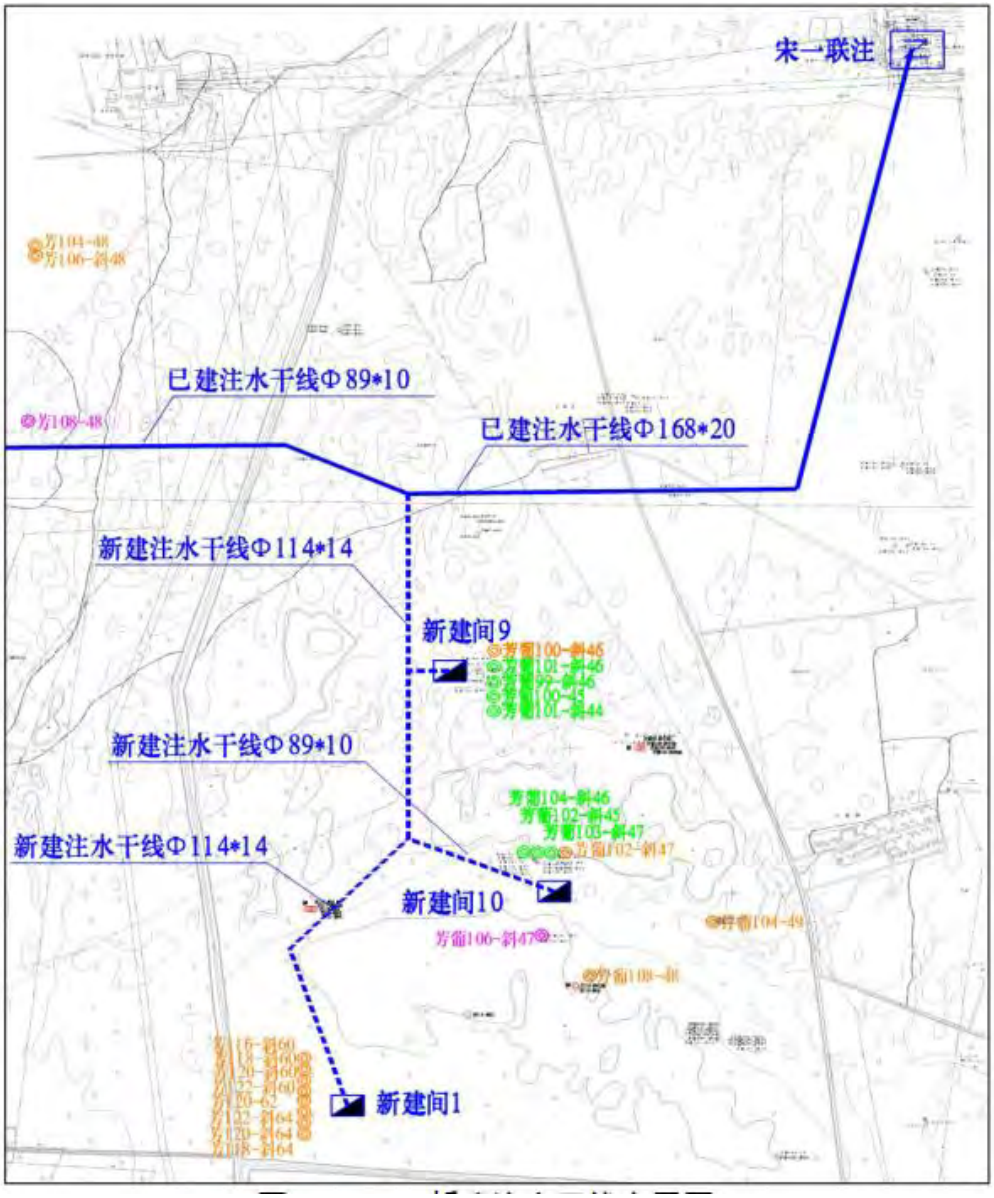



图 3.2-30　新建注水干线布置图 4

3.2.2.3 注水站

1、芳深 2 注水站

本次共有 20 口新建注水井由芳深 2 注水站提供高压水。芳深 2 注水站设计规模为 3500m³/d，计入新增水量后，注水站负荷率预测见下表。

表 3.2-13 芳深 2 注水站负荷预测表

| 年份 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 老井注水量(m³/d) | 2615 | 2515 | 2531 | 2547 | 2562 | 2578 | 2594 | 2610 | 2625 | 2641 |
| 新井注水量(m³/d) | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 280 | 280 | 280 | 280 |
| 总注水量(m³/d) | 2915 | 2815 | 2831 | 2847 | 2862 | 2878 | 2874 | 2890 | 2905 | 2921 |
| 负荷率（%） | 83.3 | 80.4 | 80.9 | 81.3 | 81.8 | 82.2 | 82.1 | 82.6 | 83.0 | 83.5 |

根据上表可知，计入本次新井注水量后，芳深 2 注水站负荷率为 80.4%～83.5%，满足本次开发需求。

2、芳 3 注水站

本次共有 5 口新建注水井由芳 3 注水站提供高压水。芳 3 注水站设计规模为 1690m³/d，计入新增水量后，注水站负荷率预测下表。

表 3.2-14 芳 3 注水站负荷预测表

| 年份 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 老井注水量(m³/d) | 1460 | 1490 | 1519 | 1549 | 1579 | 1609 | 1604 | 1599 | 1594 | 1584 |
| 新井注水量(m³/d) | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 70 | 70 | 70 | 70 |
| 总注水量(m³/d) | 1535 | 1565 | 1594 | 1624 | 1654 | 1684 | 1674 | 1669 | 1664 | 1654 |
| 负荷率（%） | 90.8 | 92.6 | 94.3 | 96.1 | 97.9 | 99.6 | 99.0 | 98.7 | 98.4 | 97.8 |

根据上表可知，计入本次新井注水量后，芳 3 注水站负荷率为 90.8%～99.6%，满足本次开发需求。

3、宋一联注水站

（1）能力核实

宋一联注水站分高（23MPa）、低（16MPa）两套注水压力系统，其中高压系统设计规模为 2100m³/d，低压系统设计规模为 2200m³/d。本次共有 51 口新建注水井接至宋一联注水站，且全部由高压注水系统供水，计入本次新井后，宋一联注水站高、低压系统负荷率预测分别见下表。

表 3.2-15 宋一联注水站低压系统负荷率预测表

| 年份 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 老井注水量（$m^3/d$） | 745 | 749 | 767 | 792 | 793 | 794 | 821 | 843 | 844 | 848 |
| 负荷率（%） | 33.9 | 34.0 | 34.9 | 36.0 | 36.0 | 36.1 | 37.3 | 38.3 | 38.4 | 38.5 |

表 3.2-16　宋一联注水站高压系统负荷率预测表

| 年份 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 老井注水量（$m^3/d$） | 2078 | 2147 | 2200 | 2244 | 2263 | 2276 | 2285 | 2293 | 2296 | 2301 |
| 新井注水量（$m^3/d$） | 765 | 765 | 765 | 765 | 765 | 765 | 714 | 714 | 714 | 714 |
| 总注水量（$m^3/d$） | 2843 | 2912 | 2965 | 3009 | 3028 | 3041 | 2999 | 3007 | 3010 | 3015 |
| 负荷率（%） | 135.4 | 138.7 | 141.2 | 143.3 | 144.2 | 144.8 | 142.8 | 143.2 | 143.3 | 143.6 |

根据表 3.2-35 可知，低压系统本次没有新井进入，宋一联注水站低压系统负荷率 33.9%-38.5%，满足开发需求；根据表 3.2-36 可知，计入本次新井后，宋一联注水站高压系统负荷率 135.4%-144.8%，能力不足需扩建。

（2）改扩建工程

宋一联注水站共建有 10 台注水泵，全部为柱塞泵，分别安装在大、小两个泵房，其中 6 台为高压注水系统（运 4 备 2），4 台为低压注水系统（运 3 备 1）。

表 3.2-17　宋一联注水站注水泵建设情况一览表

| 泵编号 | 规格型号 | 排量（$m^3/h$） | 压力（MPa） | 所属系统 | 安装泵房 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1# | 柱塞泵 5ZB-12/42 | 33.1 | 16 | 低压注水系统 | 大泵房 |
| 2# | 柱塞泵 5ZB-12/42 | 33.1 | 16 | | |
| 3# | 柱塞泵 5ZB-12/42 | 26.5 | 16 | | |
| 4# | 柱塞泵 5ZB-12/42 | 33.1 | 16 | | |
| 5# | 柱塞泵 5S125-25/23 | 25 | 23 | 高压注水系统 | |
| 6# | 柱塞泵 5S125-25/23 | 25 | 23 | | |
| 7# | 柱塞泵 3ZB-12/30 | 15 | 23 | | 小泵房 |
| 8# | 柱塞泵 5ZB-12/42 | 25 | 23 | | |
| 9# | 柱塞泵 5ZB-12/42 | 25 | 23 | | |
| 10# | 柱塞泵 5ZB-12/42 | 25 | 23 | | |

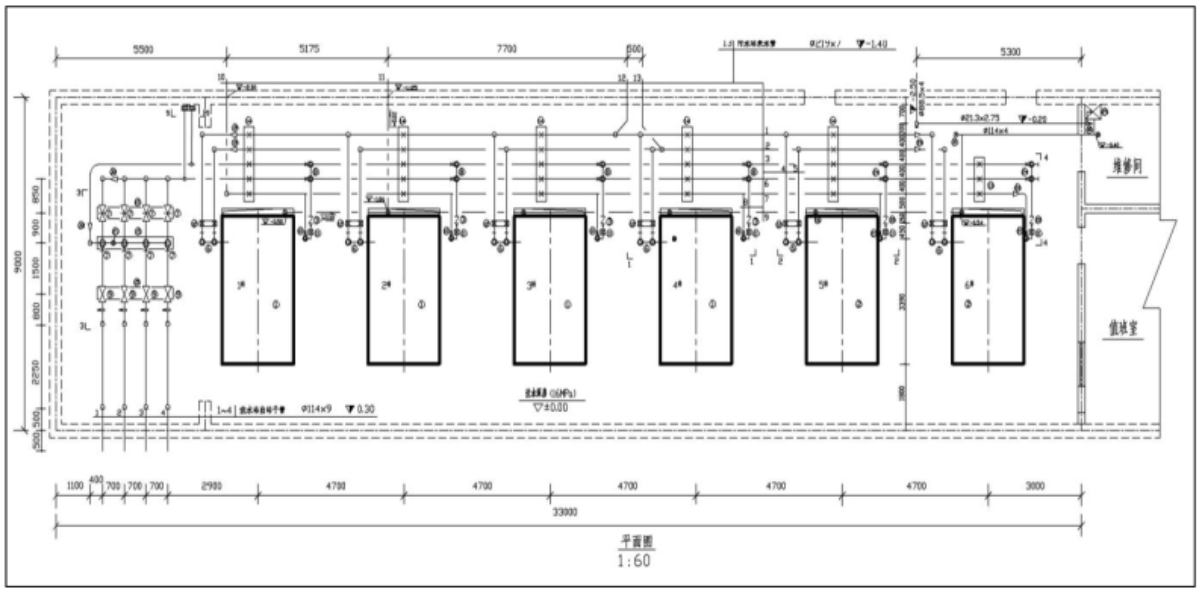



图 3.2-31　宋一联注水站大泵房平面布置图（1～6#泵）

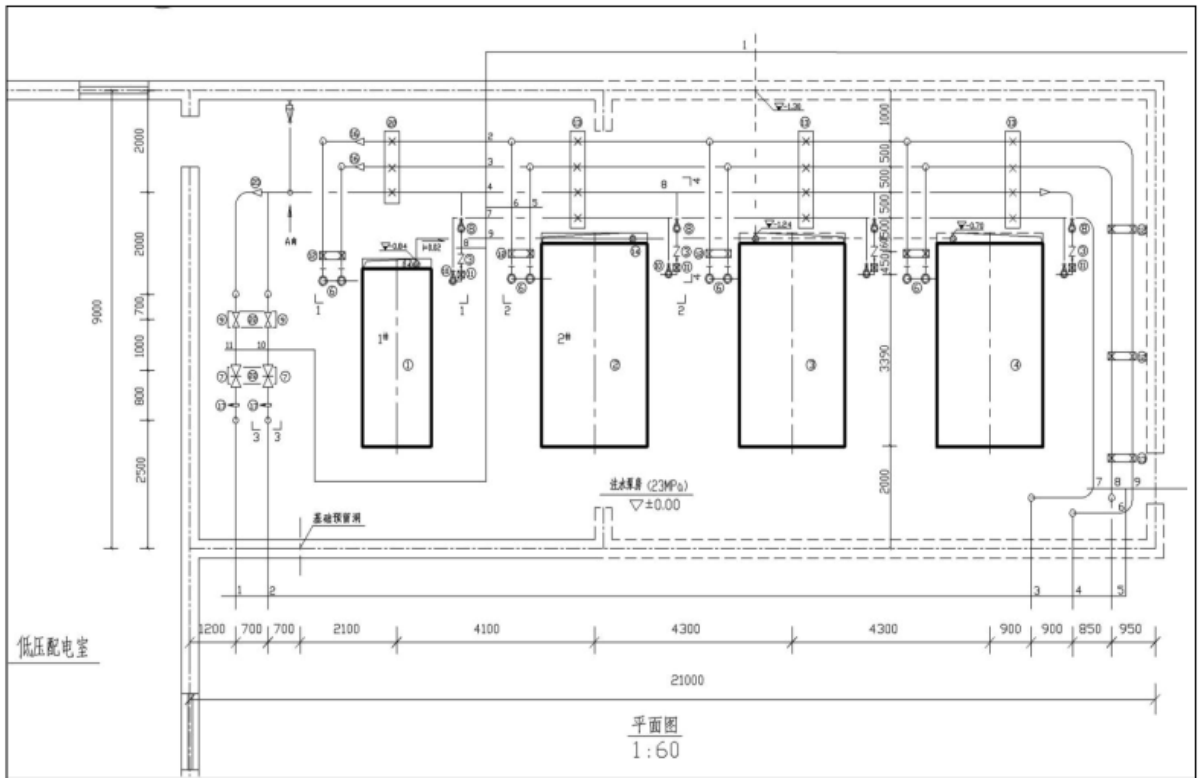



图 3.2-32 宋一联注水站小泵房平面布置图（7～10#泵）

根据预测可知，宋一联注水站高压注水系统能力不足，需要扩建，由于注水站 2 座泵房内均没有剩余地方建设新泵，因此本次只能利用已有 10 台老泵及泵位实施规模扩建。首先，考虑到低压注水系统能力富裕较大，且 1～4#老泵满足外输 23MPa 压力要求，因此规划将其中 1 台老泵调整为高压注水系统，剩余 3 台继续注低压水。其次，在高压注水系统中，7#、10#泵于 2008 年 11 月 30 日投产，两台泵的泵体腐蚀老化严

重，运行过程中经常损坏停运、故障率高，其中 10#泵近 2 年陆续大修更换曲轴 2 套、轴承 2 套、连杆 3 套及十字头 3 套、小修柱塞 25 次、涵体 5 次，7#泵规模偏小（Q=15m3/h）；因此规划将该 2 台泵拆除，并在原泵位新建大泵 2 台（Q=35m3/h），配 1 拖 2 变频 1 套。通过上述两项改造措施后，宋一联注水站高压注水系统规模扩建至 3100$m^3$/d，低压注水系统规模缩减至 1400$m^3$/d。

**表 3.2-18　宋一联注水站低压系统负荷率预测表**

| 年份 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 老井注水量（$m^3$/d） | 745 | 749 | 767 | 792 | 793 | 794 | 821 | 843 | 844 | 848 |
| 负荷率（%） | 53.2 | 53.5 | 54.8 | 56.6 | 56.6 | 56.7 | 58.6 | 60.2 | 60.3 | 60.6 |

**表 3.2-19　宋一联注水站高压系统负荷率预测表**

| 年份 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 老井注水量（$m^3$/d） | 2078 | 2147 | 2200 | 2244 | 2263 | 2276 | 2285 | 2293 | 2296 | 2301 |
| 新井注水量（$m^3$/d） | 765 | 765 | 765 | 765 | 765 | 765 | 714 | 714 | 714 | 714 |
| 总注水量（$m^3$/d） | 2843 | 2912 | 2965 | 3009 | 3028 | 3041 | 2999 | 3007 | 3010 | 3015 |
| 负荷率（%） | 91.7 | 93.9 | 95.6 | 97.0 | 97.7 | 98.1 | 96.7 | 97.0 | 97.1 | 97.3 |

3.2.2.4 主要工程量

注水系统主要工程量见下表：

**表 3.2-20　注水系统主要工程量表**

| 序号 | 单项工程项目名称 | 单位 | 数量 | 备注 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 扩建宋一联注水站 | | | |
| 1.1 | 拆除已建柱塞泵及泵基础 P=185kW | 台 | 2 | |
| 1.2 | 新建注水泵（柱塞泵）<br>Q=35$m^3$/h、H=2500m P=315kW | 台 | 2 | |
| 1.3 | 新建柱塞泵变频器 P=315kW | 套 | 1 | 一拖二 |
| 1.4 | 已建柱塞泵调整维修 | 台 | 1 | |
| 1.5 | 泵房内注水工艺管线调整 | 项 | 1 | |
| 2 | 扩建老配水间 | 座 | 6 | |
| 3 | 新建标准化撬装 15 井式配水间 | 座 | 1 | |
| 4 | 新建标准化撬装 11 井式配水间 | 座 | 4 | |
| 5 | 新建标准化撬装 8 井式配水间 | 座 | 7 | |
| 6 | 新建标准化撬装 5 井式配水间 | 座 | 1 | |
| 7 | 标准化撬装单井配水间 | 座 | 36 | |
| 8 | 新建注水干线　Φ168×20 | km | 3.2 | 防腐钢管 |
| 9 | 新建注水干线　Φ114×14 | km | 3.3 | 防腐钢管 |
| 10 | 新建注水干线　Φ89×10 | km | 3.5 | 防腐钢管 |
| 11 | 新建单井注水管线　Φ48×6 | km | 45.3 | 防腐钢管 |
| 12 | 注水井口 | 套 | 76 | |
| 13 | 道路穿越 | 处 | 37 | |

### 3.2.3 供水及水处理工程

3.2.3.1 建设现状

本次开发区域内建有完善的供水及水处理系统，共涉及已建水质站 2 座（宋一联水质站、宋二联水质站）、污水站 2 座（宋一联污水站、宋二联污水站）。

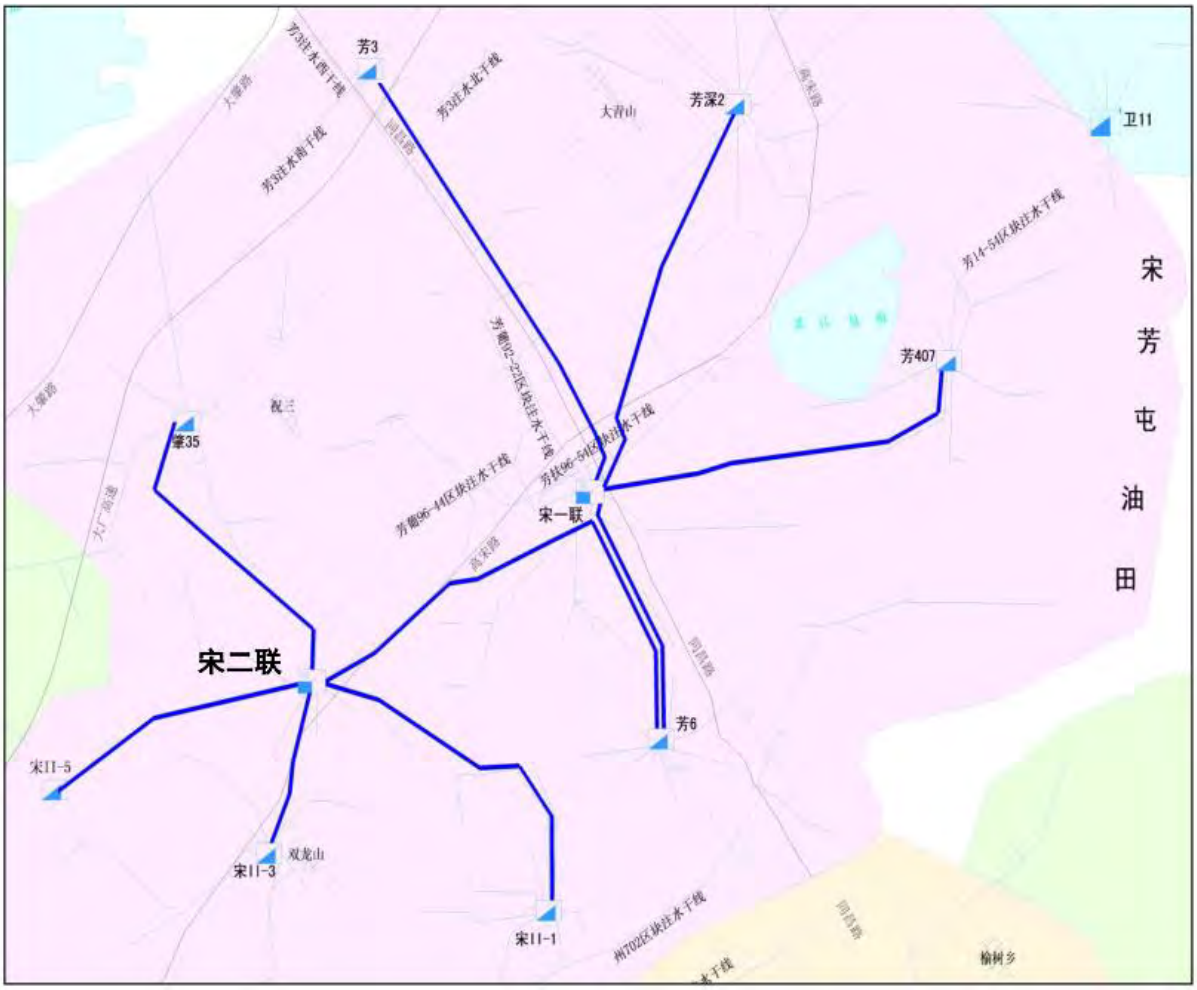



图 3.2-33 宋一联地区供水及水处理站场系统关系图

本次产能区域涉及的宋一联污水站采用了“横向流除油→两级过滤” 主处理工艺，宋二联污水站采用了“两级沉降→两级过滤”主处理工艺，宋一联水质站和宋二联水质站采用了“锰砂除铁→精细过滤”主处理工艺。

表 3.2-21 各水质站、污水站建设概况一览表

| 站名 | | 设计规模（$m^3/d$） | 出水水质 | 实际负荷（$m^3/d$） | 负荷率（%） | 建设时间（年） | 主要工艺流程 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 宋二联 | 污水站 | 6000 | 10.5.2 | 2900 | 48.3 | 2017 | 两级沉降→两级过滤 |
| | 水质站 | 9000 | 10.5.2 | 2900 | 32.2 | 2009 | 锰砂除铁→精细过滤 |
| 宋一联 | 污水站 | 10000 | 10.5.2 | 8420 | 84.2 | 1996 | 横向流除油、两级过滤 |
| | 水质站 | 4200 | 10.5.2 | 1220 | 29.0 | 1991 | 锰砂除铁、精细过滤 |

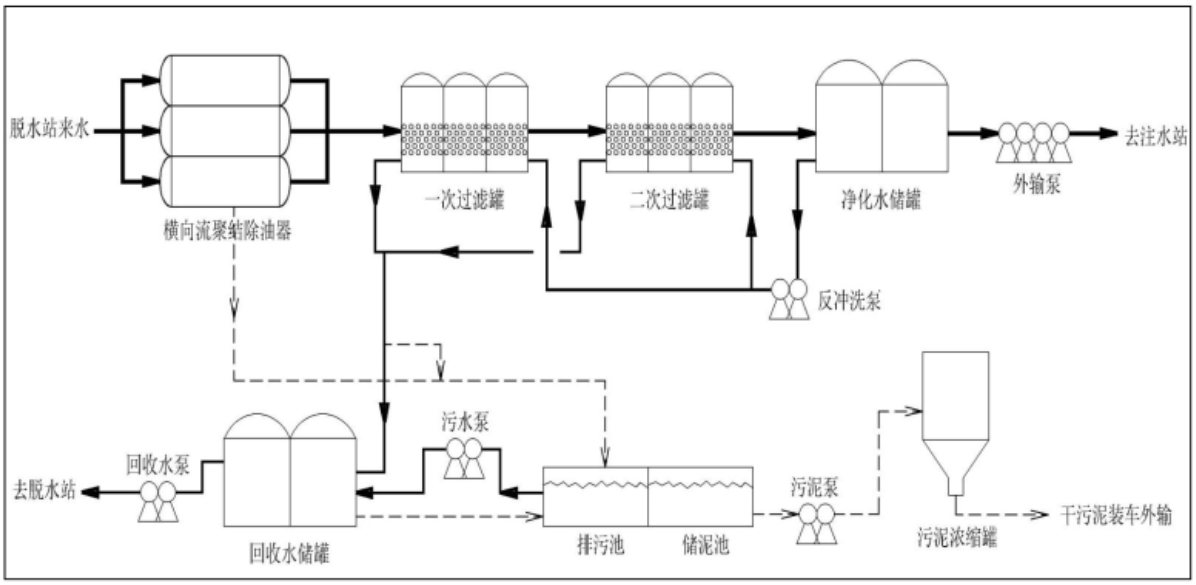



图 3.2-34　宋一联污水站处理工艺流程示意图

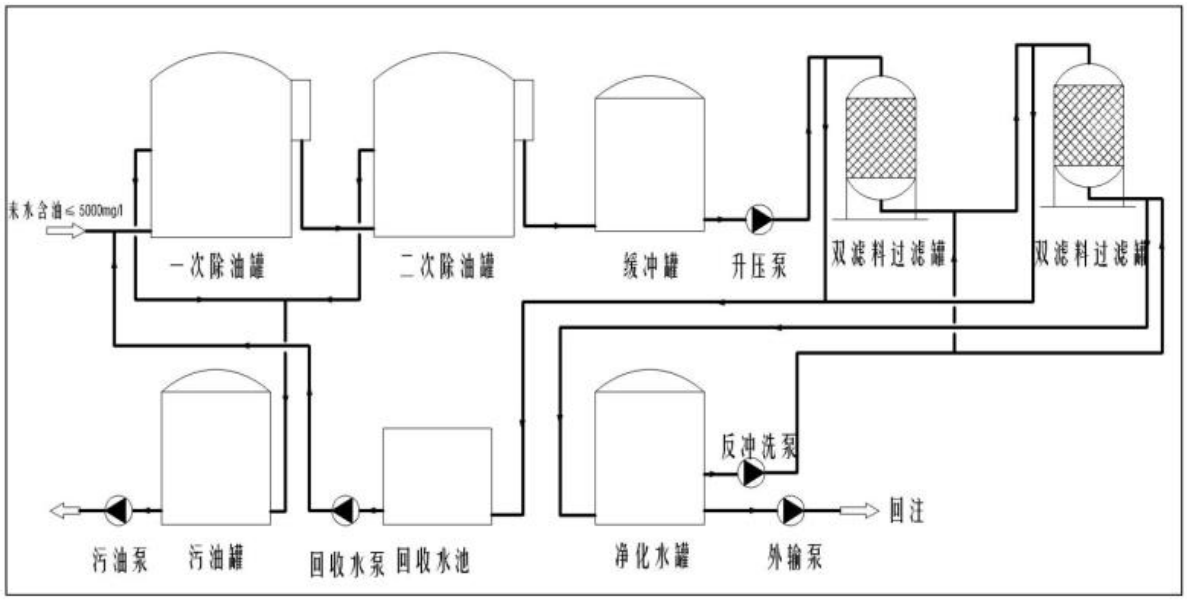



图 3.2-35　宋二联污水站处理工艺流程示意图

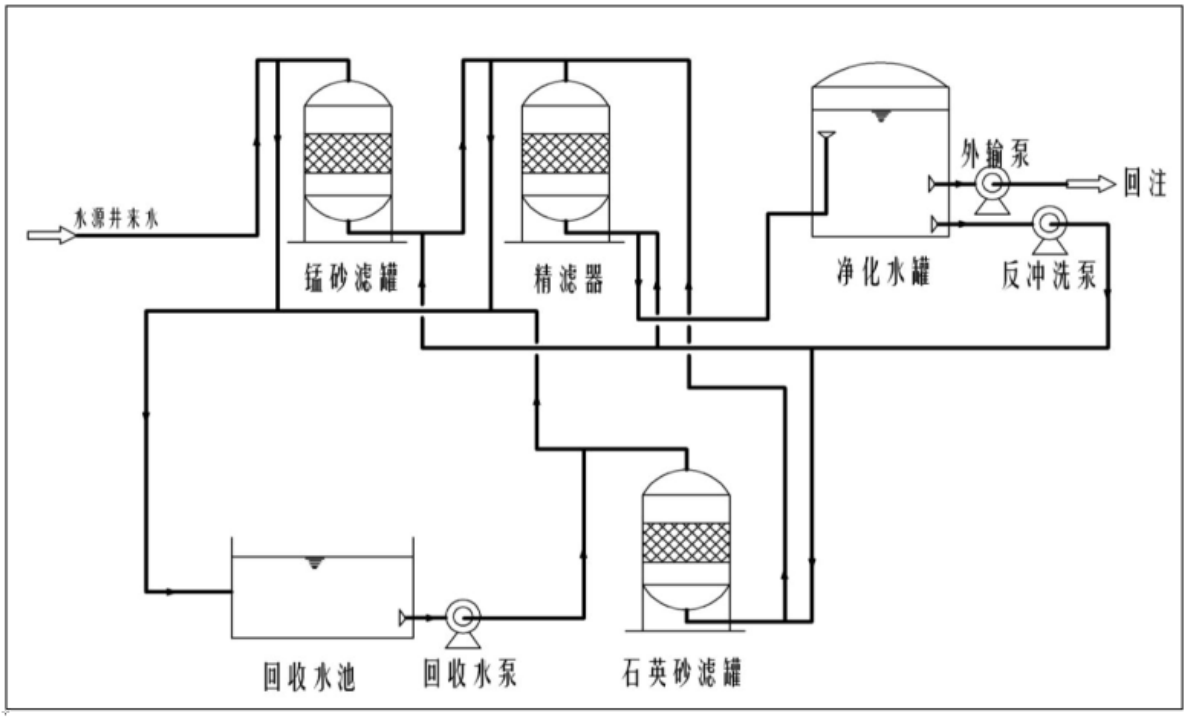



**图 3.2-36　宋一联、宋二联水质站处理工艺流程示意图**

3.2.3.2 宋一联扩建工程

1、横向流除油器扩建

宋一联污水站建有横向流除油器 3 座，单台处理能力为 3000m$^3$/d，总处理能力为 9000m$^3$/d。本次规划在预留位置扩建横向流除油器 1 座，新建横向流除油器处理能力为 3000m$^3$/d，刚好与已建 3 台横向流除油器保持一致，既方便现场生产管理，又可做到设备零件检修维护互为备用。

扩建后，宋一联污水站扩建平面布置见下图（图中粗虚线 4#卧式容器即为本次规划新建横向流除油器）。

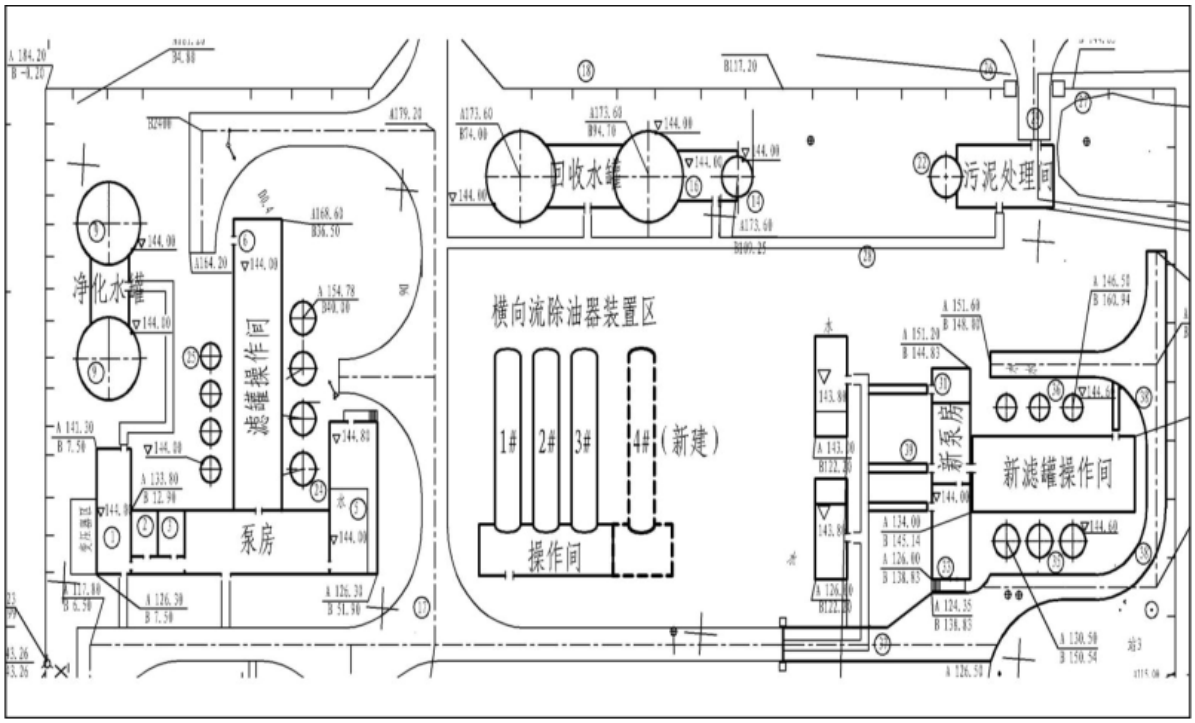



图 3.2-37　宋一联污水站扩建平面布置图

2、宋一联污水外调回注

（1）区域调水分析

宋一联污水站目前为周边 5 座注水站供水，分别为芳 3 注、芳深 2 注、芳 407 注、芳 6 注和宋一联注（其中芳 6 注可由宋一联和宋二联共同供水）。目前这 5 座注水站已经全部回注污水，没有能力接纳更多污水回注，因此只能优先考虑将宋一联多余污水外调至距离最近的宋二联地区进行回注。

表 3.2-22 宋二联地区水量平衡预测表

| 年份 | | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 污水系统 | 总污水量（$m^3/d$） | 3617 | 3689 | 3763 | 3838 | 3915 | 3993 | 4073 | 4155 | 4238 | 4323 |
| | 污水站负荷率（%） | 60.3 | 61.5 | 62.7 | 64.0 | 65.3 | 66.6 | 67.9 | 69.3 | 70.6 | 72.1 |
| 注水系统 | 宋二联注水站（$m^3/d$） | 720 | 740 | 770 | 782 | 796 | 816 | 816 | 822 | 822 | 822 |
| | 宋 II-1 注水站（$m^3/d$） | 1225 | 1260 | 1260 | 1295 | 1295 | 1295 | 1295 | 1330 | 1330 | 1330 |
| | 宋 II-3 注水站（$m^3/d$） | 1480 | 1540 | 1540 | 1590 | 1590 | 1640 | 1640 | 1665 | 1665 | 1665 |
| | 宋 II-5 注水站（$m^3/d$） | 1180 | 1215 | 1230 | 1270 | 1285 | 1325 | 1335 | 1345 | 1350 | 1350 |
| | 肇 35 注水站（$m^3/d$） | 1335 | 1350 | 1370 | 1390 | 1405 | 1420 | 1440 | 1455 | 1470 | 1490 |
| | 总注水量（$m^3/d$） | 5940 | 6105 | 6170 | 6327 | 6371 | 6496 | 6526 | 6617 | 6637 | 6657 |
| 清水系统 | 总清水补水量（$m^3/d$） | 2323 | 2416 | 2407 | 2489 | 2456 | 2503 | 2453 | 2462 | 2399 | 2334 |
| | 水质站负荷率（%） | 25.8 | 26.8 | 26.7 | 27.7 | 27.3 | 27.8 | 27.3 | 27.4 | 26.7 | 25.9 |

根据上表预测可知：

1）未来十年宋二联地区“总注水量-总污水量”=2323～2503m³/d，2028 年以前可以将宋一联地区富余污水全部回注。

2）在 2028 年以后，宋二联地区将无法消化宋一联地区全部污水量，需要进一步外调宋一联污水至周边更远的区块进行回注，该内容将在采油八厂新建污水站项目中统筹考虑解决，本工程不再赘述。

污水外调后，宋一联、宋二联新的水量平衡见下表。

表 3.2-23 宋一联水量平衡预测表（污水外调后）

| 年份 | | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 污水系统 | 总污水量（m³/d） | 8785 | 9177 | 9449 | 9782 | 10106 | 10471 | 10593 | 10689 | 10778 | 10865 |
| | 污水站负荷率（%） | 87.9 | 91.8 | 94.5 | 97.8 | 101.1 | 104.7 | 105.9 | 106.9 | 107.8 | 108.7 |
| 注水系统 | 宋一联注水站（m³/d） | 1722 | 1754 | 1784 | 1816 | 1815 | 1814 | 1763 | 1763 | 1763 | 1763 |
| | 芳深 2 注水站（m³/d） | 1917 | 1939 | 1941 | 1963 | 1975 | 1987 | 1989 | 2011 | 2033 | 2055 |
| | 芳 407 注水站（m³/d） | 1137 | 1152 | 1169 | 1185 | 1200 | 1217 | 1234 | 1251 | 1268 | 1284 |
| | 芳 6 注水站（m³/d） | 1613 | 1661 | 1708 | 1756 | 1756 | 1756 | 1756 | 1756 | 1756 | 1756 |
| | 芳 3 注水站（m³/d） | 1153 | 1177 | 1192 | 1215 | 1234 | 1254 | 1249 | 1249 | 1249 | 1249 |
| | 外调宋二联回注（m³/d） | 1243 | 1495 | 1655 | 1846 | 2125 | 2443 | 2453 | 2462 | 2399 | 2334 |
| | 总注水量（m³/d） | 8785 | 9177 | 9449 | 9782 | 10106 | 10471 | 10444 | 10492 | 10467 | 10441 |
| 清水系统 | 总清水补水量（m³/d） | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 水质站负荷率（%） | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |

表 3.2-24 宋二联水量平衡预测表（污水调入后）

| 年份 | | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 污水系统 | 总污水量（m³/d） | 3617 | 3689 | 3763 | 3838 | 3915 | 3993 | 4073 | 4155 | 4238 | 4323 |
| | 污水站负荷率（%） | 60.3 | 61.5 | 62.7 | 64.0 | 65.3 | 66.6 | 67.9 | 69.3 | 70.6 | 72.1 |
| | 宋一联调入污水（m³/d） | 1243 | 1495 | 1655 | 1846 | 2125 | 2443 | 2453 | 2462 | 2399 | 2334 |
| | 总污水量（m³/d） | 4860 | 5184 | 5418 | 5684 | 6040 | 6436 | 6526 | 6617 | 6637 | 6657 |
| 注水系统 | 宋二联注水（m³/d） | 720 | 740 | 770 | 782 | 796 | 816 | 816 | 822 | 822 | 822 |
| | 宋 II-1 注水（m³/d） | 1225 | 1260 | 1260 | 1295 | 1295 | 1295 | 1295 | 1330 | 1330 | 1330 |
| | 宋 II-3 注水（m³/d） | 1480 | 1540 | 1540 | 1590 | 1590 | 1640 | 1640 | 1665 | 1665 | 1665 |
| | 宋 II-5 注水（m³/d） | 1180 | 1215 | 1230 | 1270 | 1285 | 1325 | 1335 | 1345 | 1350 | 1350 |
| | 肇 35 站（m³/d） | 1335 | 1350 | 1370 | 1390 | 1405 | 1420 | 1440 | 1455 | 1470 | 1490 |
| | 总注水量（m³/d） | 5940 | 6105 | 6170 | 6327 | 6371 | 6496 | 6526 | 6617 | 6637 | 6657 |
| 清水系统 | 总清水补水量（m³/d） | 1080 | 921 | 752 | 643 | 331 | 60 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 水质站负荷率（%） | 12.0 | 10.2 | 8.4 | 7.1 | 3.7 | 0.7 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |

为优化方案，本次按宋一联向宋二联外调处理后净化水和污水原水两个思路规划了 2 套建设方案，外调规模按 2500m³/d 设计。

4、宋一联向宋二联外调处理后净化水

（1）调水管道

宋二联已建有至芳 6 注水站的供低压清水管线，途经宋一联污水站，管道材质为钢骨架塑料复合管，规格为 DN200/PN1.6MPa，由于近年来宋一联污水量增加，芳 6 注水站已经全部改由宋一联供污水回注，该供清水管线已经停运；为节约投资，本次规划直接利用该供清水管线，并调整为由宋一联向宋二联外输多余污水，同时芳 6 注水站也继续全部由宋一联供污水。为此，需要新建一段连接管线 DN200/PN1.6MPa—0.5km，管道材质采用钢骨架塑料复合管，管线调整路由示意图见下图。




**图 3.2-38　宋一联至宋二联供水管道调整路由示意图**

经计算核实，该已建供水管线能力满足宋一联至宋二联外调污水需求，详细计算见下表。

**表 3.2-25 宋二联水量平衡预测表（污水调入后）**

| 起点→终点 | 计算流量 ($m^3/d$) | 计算流量 ($m^3/h$) | 管道规格 | 管道长度 (km) | 水力损失（m） |
|---|---|---|---|---|---|
| 宋一联→宋二联 | 2500 | 105 | DN200 | 8.9 | 68.45 |

（2）宋一联脱水站

宋一联脱水站已建 4 台污水泵，其中 2 台泵建于 2020 年，排量 210m³/h，扬程 89m；2 台泵建于 2008 年，排量 95m³/h，量程 52m。新井投产后次高年的污水量为 465.3m³/h，负荷为 116.3%。本次规划将一台排量为 95m³/h 的污水泵原地更换为

190m³/h 的污水泵，更换后次高年的负荷率为 94%。

（3）宋一联污水站

1）外输系统能力核实

本次调整由宋一联污水外调至宋二联回注，需要配套对宋一联外输系统进行改造。

**表 3.2-26 宋一联污水站至所辖各注水站水力损失计算表**

| 起点→终点 | | 计算流量 ($m^3/d$) | 计算流量 ($m^3/h$) | 管道规格 | 管道长度 (km) | 水力损失（m） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 宋一联→芳 6 注 | | 2400 | 100 | DN200 | 6 | 46.14 |
| 宋一联→芳 407 注 | 前段 1 | 910 | 38 | Φ159×5 | 7.1 | 94.89 |
| | 前段 2 | 910 | 38 | Φ168×4.5 | 7.1 | |
| | 后段 | 1820 | 76 | DN150 | 3.1 | |
| 宋一联→芳深 2 注 | 前段 1 | 1700 | 71 | DN200 | 5.3 | 76.56 |
| | 后段 1 | 1700 | 71 | DN150 | 5.1 | |
| | 前段 2 | 1350 | 57 | DN150 | 5.3 | |
| | 后段 2 | 1350 | 57 | DN150 | 5.1 | |
| 宋一联→芳 3 注 | | 1700 | 72 | Φ219×7.1 | 12.5 | 74.61 |
| 宋一联→宋二联 | | 2500 | 105 | DN200 | 8.9 | 68.45 |

**表 3.2-27 宋一联污水站外输泵建设情况一览表**

| 外输泵编号 | 规格型号 | 排量（$m^3/h$） | 扬程（m） | 功率（kW） |
|---|---|---|---|---|
| 1# | 离心泵 KQWQ100/235-30/2 | 100 | 50 | 30 |
| 2# | 离心泵 KQWQ100/250-37/2 | 100 | 70 | 37 |
| 3# | 离心泵 KQWQ100/250-37/2 | 100 | 70 | 37 |
| 4# | 离心泵 ZA100-315 | 80 | 120 | 75 |
| 5# | 离心泵 100AY120 | 100 | 100 | 55 |
| 6# | 离心泵 100AY120 | 100 | 100 | 55 |
| 7# | 离心泵 100AY120 | 100 | 100 | 55 |

宋一联外输系统设计外输能力为 11600m³/d，周边 4 座注水站最大注水量为 6350m³/d，已建外输系统能力满足需求。

2）外输系统关系调整改造

结合宋一联污水站外输泵建设现状和本次产能外输系统需求，规划对污水站外输系统关系进行调整改造：

①将 1#外输泵为芳 6 注供水。

②将 4#外输泵为芳 407 注供水，将 6、7#外输泵为芳深 2 注、芳 3 注以及本次宋一联至宋二联外调污水供水。

③2、3、5#外输泵为公共备用泵。

同时，宋一联外输阀组目前为人工调节控制，不满足站场数字化管理需要，为此，规划对宋一联外输泵房进行工艺改造，更换外输泵房内工艺管线 0.5km、新建外输计量阀组 5 套（电磁流量计）。

（4）宋二联污水站

本次宋一联污水外调至宋二联，需要对宋二联污水站接收系统进行扩建并对宋二联外输至周边注水站场能力进行核实。

1）宋二联污水站接收系统

宋二联污水站设计规模 6000m3/d，站内已建 2 座 700m3 净化水储罐，本次外调污水量为 2462m3/d，已建净化水储罐没有多余能力接收宋一联污水来水。因此，规划在宋二联污水站单独建设净化水接收罐 1 座，用以接收宋一联污水站来水，根据外调污水量以及宋二联污水站已建净化水罐情况计算，确定新建净化水接收罐容积为 700m3。宋二联污水站扩建平面布置见图 3.2-39（图中中央空白区，粗虚线即为本次规划新建净化水接收罐）。

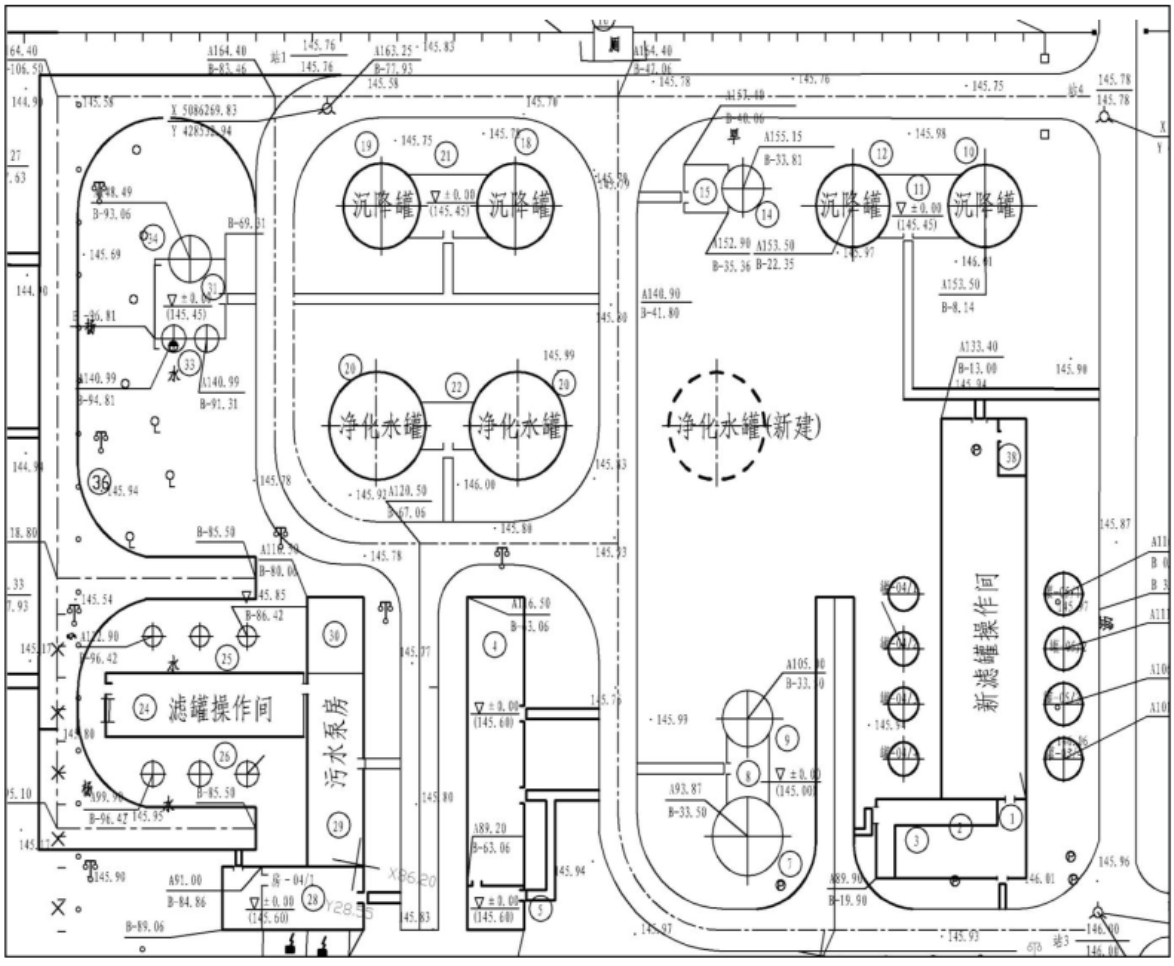



图 3.2-39　宋二联污水站扩建平面布置图

2）宋二联污水站外输系统能力核实

宋二联污水站外输系统共建有外输泵 4 台，运 3 备 1，总设计外输能力为6120m³/d，污水站外输泵建设情况见下表。

**表 3.2-28　宋二联污水站外输泵建设情况一览表**

| 外输泵编号 | 规格型号 | 排量（m³/h） | 扬程（m） | 功率(kW) |
|---|---|---|---|---|
| 1# | 离心泵 80AY100 | 85 | 80 | 37 |
| 2# | 离心泵 80AY100 | 85 | 80 | 37 |
| 3# | 离心泵 80AY100 | 85 | 80 | 37 |
| 4# | 离心泵 80AY100 | 85 | 80 | 37 |

宋二联污水站目前负责向周边宋 II-1 注、宋 II-3 注、宋 II-3 注和肇 35 注供水，该 4 座注水站注水量预测见下表。

**表 3.2-29　宋 II-1 等注水站注水量预测**

| 年份 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 宋 II-1 注水（m³/d） | 1225 | 1260 | 1260 | 1295 | 1295 | 1295 | 1295 | 1330 | 1330 | 1330 |
| 宋 II-3 注水（m³/d） | 1480 | 1540 | 1540 | 1590 | 1590 | 1640 | 1640 | 1665 | 1665 | 1665 |
| 宋 II-5 注水（m³/d） | 1180 | 1215 | 1230 | 1270 | 1285 | 1325 | 1335 | 1345 | 1350 | 1350 |
| 肇 35 站（m³/d） | 1335 | 1350 | 1370 | 1390 | 1405 | 1420 | 1440 | 1455 | 1470 | 1490 |
| 合计 | 5220 | 5365 | 5400 | 5545 | 5575 | 5680 | 5710 | 5795 | 5815 | 5835 |

宋二联外输系统设计外输能力为6120m³/d，周边4座注水站最大注水量为5835m³/d，已建外输系统满足供水需求。

3.2.3.3 宋一联污水站 1、4#外输泵更新

在宋一联外输系统中，1、4#外输泵由于扬程与其他 5 台外输泵不同，在运行过程中常常出现抢水严重、叶轮空转、打不出水、泵体汽化、电机过热、轴承烧毁等情况，导致叶轮、壳体和电机损坏严重；其中 1#泵近 2 年陆续大修更换叶轮 1 次，线圈 2 次，电机轴程 5 次，合计维修费用 6 万元；4#泵近 2 年陆续大修更换叶轮 2 次，线圈 4 次，电机轴程 8 次，合计维修费用 11 万元；目前该两台泵由于维修次数太多，维修难度大，已经停运；因此规划将该 2 台泵拆除，并在原泵位新建外输泵 2 台，为方便现场管理，新建 1#泵参数规划与 2、3#泵一致，新建 4#泵参数规划与 5、6、7#泵一致。

3.2.3.4 主要工程量

供水及水处理系统主要工程量见表 3.2-30。

**表 3.2-30　供水及水处理系统主要工程量表**

| 序号 | 单项工程项目名称 | 单位 | 数量 | 备注 |
|---|---|---|---|---|

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 宋一联污水站扩建 | | | |
| 1.1 | 新建横向流除油器 Q=3000m³/d | 座 | 1 | 卧式 |
| 1.2 | 拆除已建外输泵 | 台 | 2 | |
| 1.3 | 新建外输泵（离心泵）<br>Q=100m³/h、H=70m、P=37kW | 台 | 1 | |
| 1.4 | 新建外输泵（离心泵）<br>Q=100m³/h、H=100m、P=55kW | 台 | 1 | |
| 1.5 | 泵房内外输水工艺管线调整 | 项 | 1 | |
| 1.6 | 新建电磁流量计 DN200/PN1.6MPa | 个 | 5 | |
| 1.7 | 新建电动蝶阀 DN200/PN1.6MPa | 个 | 5 | |
| 1.8 | 新建闸阀 DN200/PN1.6MPa | 个 | 10 | |
| 1.9 | 新建横向流操作间 | 座 | 1 | |
| 2 | 宋二联污水站扩建 | | | |
| 2.1 | 新建净化水接收储罐 700m³ | 座 | 1 | 钢制、保温 |
| 2.2 | 新建电动蝶阀 DN200/PN1.6MPa | 个 | 1 | |
| 2.3 | 新建闸阀 DN200/PN1.6MPa | 个 | 2 | |
| 3 | 新建调水管道 DN200/PN1.6MPa | km | 0.5 | 钢骨架塑料复合管 |

### 3.2.4 管道工程

本项目新建集油掺水管道和注水管线，施工一般程序为：测量定线，施工作业带清理，清除障碍物，平整工作带，修筑施工便道，钢管防腐绝缘，防腐钢管运输，布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，管沟开挖、下沟，分段试压，站间连接，通球扫线，阴极保护，竣工验收。

（1）普通施工

施工一般程序为：测量定线，施工作业带清理，清除障碍物，平整工作带，修筑施工便道，钢管防腐绝缘，防腐钢管运输，布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，管沟开挖、下沟，分段试压，站间连接，通球扫线，阴极保护，竣工验收。

（2）顶管施工

本工程需要穿越道路的管段，采用顶管施工。顶管施工是借助工作坑内主千斤顶的推力把套管从工作坑内穿过土层一直推到对面接收井坑内，待套管就位后，进行套管内管线敷设。

施工方式为：确定顶管穿越进出口位置，在一端挖操作坑。放入穿越套管和顶管设备，顶进套管直至穿过道路为止。顶管作业施工详见下图。

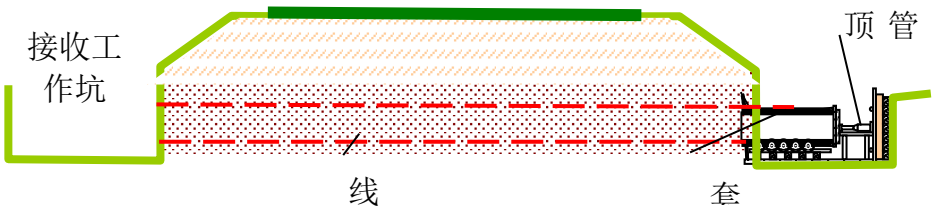



图 3.2-40 顶管作业施工示意图

顶管常被当作穿越铁路、公路和沟涵等的施工手段，是一种地下管线施工方法。顶管施工具有掘进断面小，渣土处理量少的优点，施工造价低，接缝防水处理工作量小，节省材料，利于防止渗漏，是一种较为环保的穿越施工方式。

（3）管道施工流程

管道建设的工艺流程及产污节点流程图见图 3.2-9。

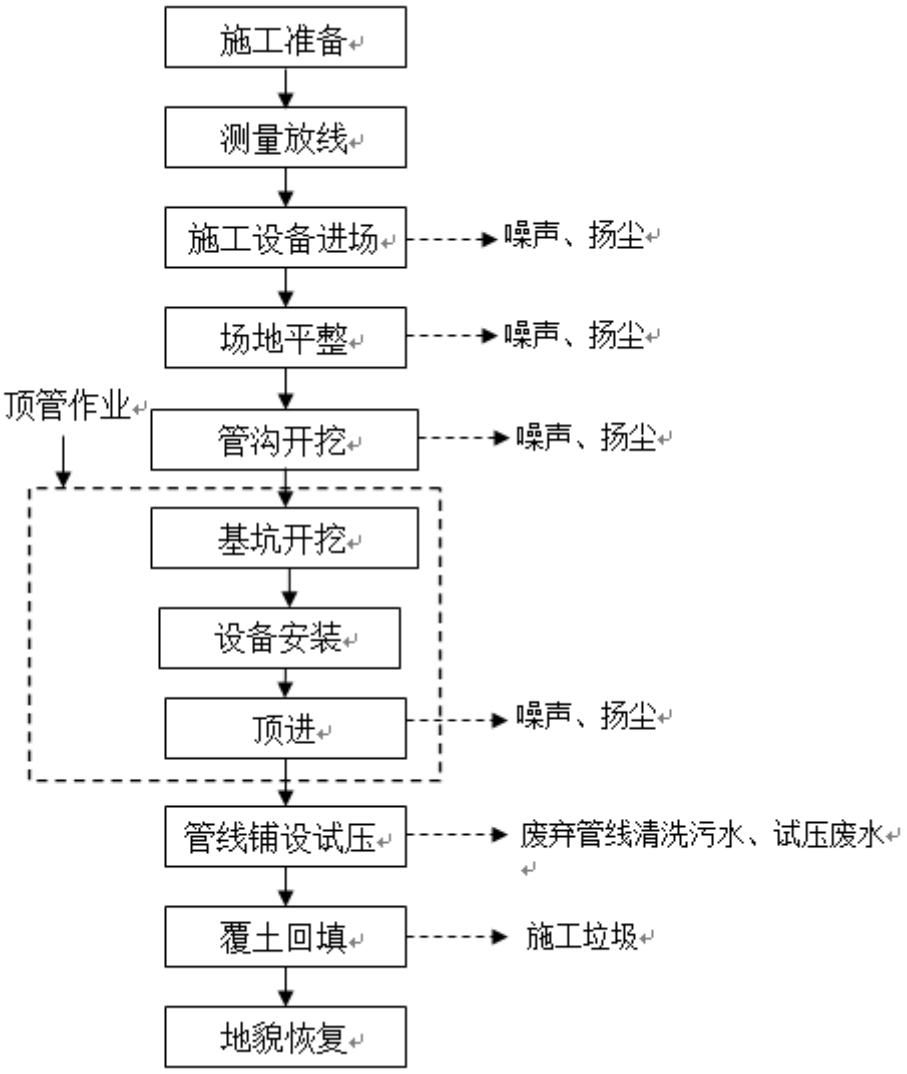



图 3.2-41 管线敷设工艺及产污节点图

①施工作业带清理和施工道路修筑

管道施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，并修筑施工道路，以便施工人员、车辆和机械设备通行，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。本项目路段作业带按 10m 宽计，边坡坡度按 1:1 计（暂按砂土考虑）。管道施平面布置图见图 3.2-10。

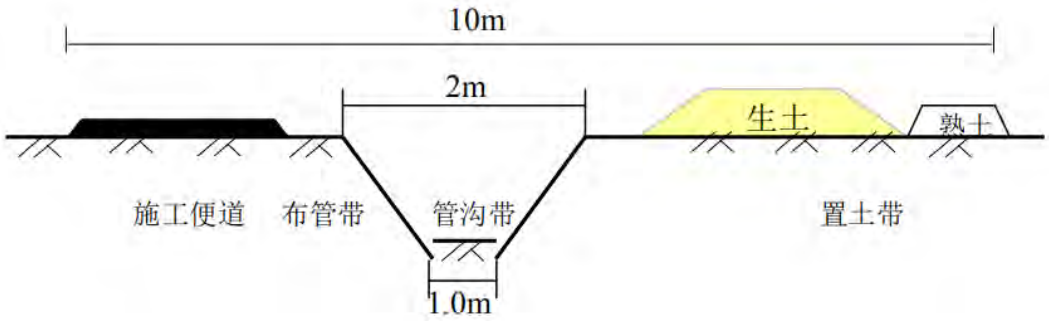



**图 3.2-42　管道施平面布置图**

②管沟敷设

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

③管沟回填

开挖管沟时在耕植地开挖，将表层耕植土和下层土分别堆放。管沟回填土应高出地面 0.3m，在可耕植地回填时，需先回填下层土，后回填表层耕植土。管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后立即恢复地貌。

④清管、试压、干燥

管道在下沟回填后应清管和试压。采用清管球（器）进行清管，清管次数不应少于两次，以开口端不再排出杂物为合格。清管后用水进行试压，严密性试验合格后进行使用。

### 3.2.5 供配电工程

3.2.5.1 建设现状

芳 11 加密自营区块 2022 年产能建设工程涉及宋二变、宋一变、芳深 2 变 3 座 35kV 变电站，变电站建设现状见表 3.2-31。

**表 3.2-31　变电所情况统计表**

| 电压等级 | 变电站 | 容量<br>(kVA) | 最大负荷<br>（kW） | 负载率<br>（%） |
|---|---|---|---|---|
| 35kV | 宋二变 | 2×10000 | 14696 | 77.35 |

| 电压等级 | 变电站 | 容量<br>(kVA) | 最大负荷<br>（kW） | 负载率<br>（%） |
|---|---|---|---|---|
| | 宋一变 | 2×6300 | 9435 | 78.82 |
| | 芳深 2 变 | 2×16000 | 16162 | 53.16 |
| 电压等级 | 变电站 | 容量<br>(kVA) | 最大负荷<br>（kW） | 负载率<br>（%） |
| 35kV | 宋二变 | 2×10000 | 14696 | 77.35 |
| | 宋一变 | 2×6300 | 9435 | 78.82 |

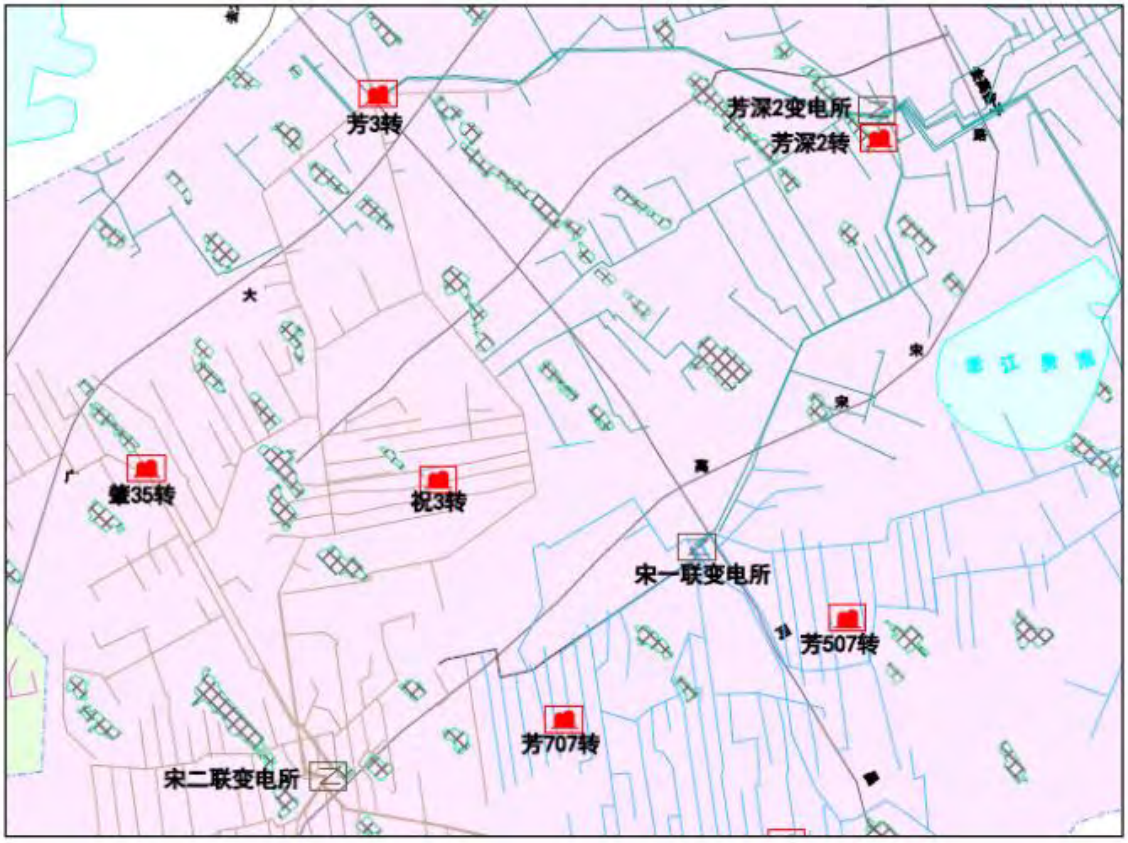



图 3.2-43　35kV 变电站建设布局图

本区块基建油井 102 口，新增各类用电负荷 1416.8kW，新增负荷后，35kV 变电站剩余供电能力均能够满足新增负荷的要求。。

表 3.2-32　负荷预测表

| 抽油机<br>（kW） | 电加热<br>（kW） | 转油<br>（kW） | 污水<br>（kW） | 注水<br>（kW） | 其它<br>（kW） | 合计<br>（kW） |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 897.6 | 177.6 | 87.4 | 23.8 | 123.5 | 135 | 1444.9 |

表 3.2-33　变电所负荷分配表

| 电压等级 | 变电站 | 容量<br>(kVA) | 最大负荷<br>（kW） | 新增负荷<br>（kW） | 增后负荷<br>（kW） | 负载率<br>（%） |
|---|---|---|---|---|---|---|

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 35kV | 宋二变 | 2×10000 | 14696 | 395.5 | 15091.5 | 79.42 |
| | 宋一变 | 2×6300 | 9435 | 340.2 | 9775.2 | 81.66 |
| | 芳深 2 变 | 2×16000 | 16162 | 709.2 | 16871.2 | 55.5 |

3.2.5.2 建设方案

1、10kV 产能线路

本区块 102 口油井采用柴油钻钻井方式，不需架设钻井线路。新建油井电源由宋二变、宋一变、芳深 2 变已建 10kV 供电线路引接。新建 10kV 线路 6.8km，导线采用 LGJ-50 型。低洼地电杆加固。

为提高线路运行功率因数和供电电压质量，在高压线路上采取无功补偿措施，新建线路无功补偿装置共 700kVar，补偿后线路功率因数不低于 0.92。

2、井场变配电

本区块共基建油井 102 口，根据采油工程，本区块配备抽油机用电动机 102 套、常规多功能调速类配电箱 102 套，具体配置见采油工程方案。

每口独立井或每座 4 口井及以下的平台配 1 座柱上变电站，共新建 40 座。另外，新建 10 座配水间，其中 3 座引自附近柱上变，7 座配水间新建 30kVA(10±5%/0.4kV) 柱上变 7 座。

**表 3.2-34　新建柱上变统计表**

| 序号 | 柱上变电站 | 单位 | 数量 |
|---|---|---|---|
| 1 | 新建 30kVA(10±5%/0.4kV) 柱上变 | 座 | 9 |
| 2 | 新建 50kVA(10±5%/0.4kV) 柱上变 | 座 | 12 |
| 3 | 新建 80kVA(10±5%/0.4kV) 柱上变 | 座 | 17 |
| 4 | 新建 100kVA(10±5%/0.4kV) 柱上变 | 座 | 7 |
| 5 | 新建 125kVA(10±5%/0.4kV) 柱上变 | 座 | 2 |
| 合计 | | 座 | 47 |

本工程共 75 口转注井，经核实，其中 2 口转注井变压器可拆除利旧，变压器统计见下表。

**表 3.2-35　转注井变压器统计表**

| 序号 | 井号 | 井别 | 变压器 | 是否可利旧 | 无法利旧的原因 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 芳 605 | 转注井 | 无 | 否 | 已拆机，现场无变压器 |
| 2 | 芳葡 88-斜 22 | 转注井 | SII-MR-125kVA/10/0.66kV | 否 | 与油井芳葡 88-斜 18、芳葡 90-斜 22、芳葡 90-20、芳 92-斜 22 共平台 |
| 3 | 芳葡 94-斜 20 | 转注井 | SII-MR-125kVA/10/0.66kV | 否 | 与油井芳葡 96-22、芳葡 98-斜 20 共平台 |
| 4 | 芳葡 84-斜 026 | 转注井 | SII-MR-125kVA/10/0.66kV | 否 | 与油井芳葡 86-斜 22 共平台 |
| 5 | 芳葡 82-斜 026 | 转注井 | SII-MR-125kVA/10/0.66kV | 否 | 与油井芳葡 82-斜 22、芳葡 82-24 共平台 |
| 6 | 芳葡 90-斜 26 | 转注井 | 无铭牌 | 否 | 与油井芳葡 90-斜 24 共平台 |
| 7 | 芳葡 88-斜 26 | 转注井 | 无铭牌 | 否 | 与油井芳葡 90-斜 24 共平台 |
| 8 | 芳葡 94-32 | 转注井 | S11-50kVA/10.5/0.66kV | 否 | 与油井芳 108-斜 42 共平台 |
| 9 | 太东 138-斜 114 | 转注井 | S11-80kVA/10/0.4kV | 否 | 与油井太东 140-斜 116 共平台 |
| 10 | 太东 130-斜 114 | 转注井 | S11-80kVA/10/0.4kV | 否 | 与油井太东 130-112 共平台 |
| 11 | 芳 94-斜 48 | 转注井 | S11-160kVA/10.5/0.66kV | 否 | 与油井芳葡 90-44、芳 98-斜 50、芳 98-斜 52、芳 102-斜 50 共平台 |
| 12 | 芳 96-斜 42 | 转注井 | S11-80kVA/10.5/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 13 | 芳 96-斜 46 | 转注井 | S11-80kVA/10.5/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 14 | 芳 102-斜 44 | 转注井 | S11-100kVA/10.5/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 15 | 芳 100-斜 42 | 转注井 | S11-100kVA/10.5/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 16 | 芳 108-48 | 转注井 | S11-50kVA/10.5/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 17 | 芳 108-斜 46 | 转注井 | S11-50kVA/10.5/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 18 | 芳 98-斜 46 | 转注井 | S11-100kVA/10.5/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 19 | 芳葡 90-斜 22 | 转注井 | SII-MR-125kVA/10/0.66kV | 否 | 与油井芳葡 88-斜 22、芳葡 88-斜 18、芳葡 90-20 共平台 |
| 20 | 芳 104-斜 46 | 转注井 | S11-100kVA/10.5/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 21 | 芳 110-46 | 转注井 | S11-50kVA/10.5/0.66kV | 否 | 电压不相符 |

| 序号 | 井号 | 井别 | 变压器 | 是否可利旧 | 无法利旧的原因 |
|---|---|---|---|---|---|
| 22 | 芳葡 106-斜 47 | 转注井 | 无铭牌 | 否 | 已拆机，现场无变压器 |
| 23 | 芳 126-66 | 转注井 | 无铭牌 | 否 | 与油井芳 124-斜 70、芳 126-斜 62、芳 128-斜 66、芳 128-斜 68 共平台 |
| 24 | 芳葡 90-斜 68 | 转注井 | 无铭牌 | 否 | 与油井 8FP90-S64、8FP88-S64 共平台 |
| 25 | 芳 361 | 转注井 | 无铭牌 | 否 | 与油井 8FP90-S64、8FP88-S64 共平台 |
| 26 | 芳 52-52 | 转注井 | S11-30kVA/10/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 27 | 芳 60-18 | 转注井 | S11-50kVA/10/0.4kV | 是 | |
| 28 | 芳 77-26 | 转注井 | S11-50kVA/10/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 29 | 芳葡 60-34 | 转注井 | S11-50kVA/10/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 30 | 芳葡 64-32 | 转注井 | 无 | 否 | 已拆机，现场无变压器 |
| 31 | 芳 40-35 | 转注井 | 无 | 否 | 已拆机，现场无变压器 |
| 32 | 芳 8-2 | 转注井 | S11-50kVA/10/0.4kV | 是 | |
| 33 | 芳 50-57 | 转注井 | S11-30kVA/10/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 34 | 太东 118-斜 126 | 转注井 | S11-100kVA/10/0.4kV | 否 | 与油井太东 118-128、太东 120-斜 128 共平台 |
| 35 | 太东 114-斜 120 | 转注井 | S11-125kVA/10/0.4kV | 否 | 与油井太东 116-122 共平台 |
| 36 | 芳 44-斜 14 | 转注井 | S11-80kVA/10/0.66kV | 否 | 与油井芳 46-斜 10、芳 46-斜 12 共平台 |
| 37 | 芳 82-斜 40 | 转注井 | S11-100kVA/10/0.66kV | 否 | 与油井芳 505-1、芳 80-斜 42 共平台 |
| 38 | 芳 11 | 转注井 | S11-30kVA/10/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 39 | 芳 42-14 | 转注井 | S11-30kVA/10/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 40 | 芳 44-36 | 转注井 | S11-30kVA/10/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 41 | 芳葡 108-48 | 转注井 | ZZ/SH11-M-30kVA/10/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 42 | 芳葡 100-斜 46 | 转注井 | S11-125kVA/10.5/0.66kV | 否 | 与油井芳葡 99-斜 45、芳葡 100-斜 44、芳葡 101-斜 45 共平台 |
| 43 | 芳葡 104-49 | 转注井 | ZZ/SHI-M-63kVA/10/0.66kV | 否 | 与油井芳葡 104-斜 48 共平台 |
| 44 | 芳 40-16 | 转注井 | S11-30kVA/10/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 45 | 芳葡 86-斜 026 | 转注井 | SII-MR-125kVA/10/0.66kV | 否 | 与油井芳葡 86-斜 024、芳葡 84-斜 22 共平台 |
| 46 | 芳葡 78-斜 29 | 转注井 | 无铭牌 10kV/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 47 | 芳 98-斜 40 | 转注井 | S11-80kVA/10.5/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 48 | 芳 98-斜 42 | 转注井 | | 否 | 电压不相符 |
| 49 | 芳 102-斜 40 | 转注井 | S11-100kVA/10.5/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 50 | 芳 94-41 | 转注井 | S11-100kVA/10.5/0.66kV | 否 | 与油井芳 92-斜 40、芳 92-斜 44 共平台 |
| 51 | 芳 106-斜 48 | 转注井 | S11-80kVA/10.5/0.4kV | 否 | 与 8#计量间共用 |
| 52 | 芳 92-斜 44 | 转注井 | S11-100kVA/10.5/0.66kV | 否 | 与油井芳 92-斜 40、芳 94-41 共平台 |
| 53 | 芳 104-斜 44 | 转注井 | S11-100kVA/10.5/0.66kV | 否 | 电压不相符 |

| 序号 | 井号 | 井别 | 变压器 | 是否可利旧 | 无法利旧的原因 |
|---|---|---|---|---|---|
| 54 | 芳葡 102-斜 47 | 转注井 | ZZ/SHI-M-100kVA/10/0.66kV | 否 | 与油井芳葡 103-斜 45、芳葡 103-46、芳葡 104-斜 47 共平台 |
| 55 | 芳 42-16 | 转注井 | S11-50kVA/10/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 56 | 太东 126-斜 112 | 转注井 | S11-100kVA/10/0.4kV | 否 | 与油井太东 122-斜 110、太东 124-112、太东 126-斜 110 共平台 |
| 57 | 芳葡 92-22 | 转注井 | 无铭牌 10kV/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 58 | 太东 148-118 | 转注井 | S9-50kVA/10/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 59 | 芳 104-斜 40 | 转注井 | S11-100kVA/10.5/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 60 | 芳 104-48 | 转注井 | S11-80kVA/10.5/0.4kV | 否 | 与 8#计量间共用 |
| 61 | 芳 100-斜 46 | 转注井 | S11-100kVA/10.5/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 62 | 芳 88-斜 46 | 转注井 | S11-80kVA/10.5/0.66kV | 否 | 与芳 88-40 共平台 |
| 63 | 芳 92-斜 46 | 转注井 | S11-160kVA/10.5/0.66kV | 否 | 与油井芳葡 78-36、芳 88-斜 48、芳 90-斜 50、芳 92-斜 50、芳 94-斜 46 共平台 |
| 64 | 芳 108-斜 44 | 转注井 | S11-50kVA/10.5/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 65 | 芳 104-斜 42 | 转注井 | S11-100kVA/10.5/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 66 | 芳 120-斜 64 | 转注井 | 无铭牌 10.5kVA/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 67 | 芳 122-斜 64 | 转注井 | 无铭牌 10.5kVA/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 68 | 芳 116-斜 60 | 转注井 | 无铭牌 10.5kVA/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 69 | 芳 122-斜 60 | 转注井 | 无铭牌 10.5kVA/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 70 | 芳 36-20 | 转注井 | 无铭牌 10.5kVA/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 71 | 太东 114-116 | 转注井 | 无铭牌 10.5kVA/0.66kV | 否 | 与油井太东 114-斜 118、太东 116-斜 116 共平台 |
| 72 | 芳 118-斜 64 | 转注井 | 无铭牌 10.5kVA/0.66kV | 否 | 电压不相符 |
| 73 | 芳 118-斜 60 | 转注井 | 无铭牌 10.5kVA/0.66kV | 否 | 与油井芳 124-斜 64 共平台 |
| 74 | 芳 120-斜 60 | 转注井 | 无铭牌 10.5kVA/0.66kV | 否 | 与油井芳 124-斜 64 共平台 |
| 75 | 芳 120-62 | 转注井 | 无铭牌 10.5kVA/0.66kV | 否 | 与油井芳 124-斜 64 共平台 |

3.2.4.3 已建站扩建

1、芳深 2 转油站扩建

芳深 2 转油站 2 台 110kW 外输泵，本次更换为 132kW 外输泵，新增装机负荷 44kW，新增运行负荷 22kW，已建 2 台 1250kVA 变压器，最大负荷 1021kW，供电能力满足新增负荷的要求，进行相应的低压配电改造，更换电力电缆。

2.祝 3 转油站扩建

祝 3 转油站 2 台 37kW 外输泵，本次更换为 55kW 外输泵，新增装机负荷 36kW，新增运行负荷 18kW，已建 2 台 315kVA 变压器，最大负荷 264.5kW，供电能力满足新增负荷的要求，进行相应的低压配电改造，更换电力电缆。

3.宋一联扩建

宋一联转油站 1 台 37kW 污水泵，本次更换为 75kW 污水泵，新增装机负荷 38kW，新增运行负荷 38kW，已建 2 台 1600kVA 变压器，最大负荷 517kW，供电能力满足新增负荷的要求，进行相应的低压配电改造，更换电力电缆。

宋一联污水站 1 台 30kW 污水泵，本次更换为 55kW 污水泵，新增装机负荷 25kW，新增运行负荷 25kW，已建 2 台 500kVA 变压器，最大负荷 430kW，供电能力满足新增负荷的要求，进行相应的低压配电改造。

宋一联注水站 1 台 132kW 注水泵和 1 台 185kW 注水泵，本次均更换为 315kW 污水泵，新增装机负荷 312kW，新增运行负荷 130kW，已建 2 台 1250kVA 变压器，最大负荷 995kW，供电能力满足新增负荷的要求，进行相应的低压配电改造，更换电力电缆。

3.2.4.4 主要工程量

宋芳屯油田芳 11 自营区块供配电工程主要工程量详见表 3.2-36。

**表 3.2-36　供配电工程主要工程量汇总表**

| 序号 | 工程内容 | 单位 | 数量 |
|---|---|---|---|
| 1 | 井场柱上变 | 座 | 47 |
| 2 | 利旧井场柱上变 | 座 | 2 |
| 3 | 10kV 产能线路 | km | 6.8 |
| 4 | 线路无功补偿装置 | kVar | 700 |
| 5 | 防窃电装置 | 台 | 19 |
| 6 | 更换 0.4kV 电力电缆 | km | 1.1 |
| 7 | 新建低压配电柜 | 面 | 1 |
| 8 | 配水间数字化配电 | 座 | 10 |

### 3.2.6 道路工程

本次产能新建的油水井位于老江身泡西、西南、南部区域内，地类包括耕地和低洼地。大同到昌五之间的同昌路横穿井区，井区内均有老井及其土路、井排路等，井排路等状况较好，但通井土路状况较差，由于新井挂接的需要，部分老井土路需要维修，部分老井土路需改为大平台砂石路。

3.2.6.1 建设标准

按照节约投资、满足生产需要的原则，参照《油田道路工程设计规定》Q/SYDQ0638-2015，确定不同区域内道路建设标准，见表 3.2-37。

**表 3.2-37 通井路建设标准及路面结构表**

| 道路名称 | 道路宽度（m） | | 路面结构 |
|---|---|---|---|
| | 路基 | 路面 | |
| 低洼地大平台通井路 | 4.5 | 3.5 | 2cm 砂土磨耗层+10cm 泥结碎石+30cm 水泥稳定土 |
| 耕地大平台通井路 | 3.5 | 3.0 | 2cm 砂土磨耗层+10cm 泥结碎石+20cm 水泥稳定土 |
| 低洼地通井土路 | 4.0 | -- | 土路 |
| 耕地井通道 | 3.5 | -- | 土路 |

3.2.6.2 建设方案

本次产能共新建油井 102 口，形成平台 26 座和独立井 3 口。平台井中，有 6 座为大平台，4 座在耕地内，2 座在低洼地内。其余 20 座小平台和 3 口独立井中，耕地内的有 18 座（口）在耕地内，有 5 座（口）在低洼地内。新建配水间 10 座。

（一）大平台砂石路建设

共为 16 座大平台建设砂石路 6.9km，其中 2.8km 在低洼地内，4.1km 在耕地内。16 座大平台中，有 10 座（4、5、8、9、10、13、18、20、21、26 号平台）是小平台与现有附近老井结合成的大平台，故由老井土改成的砂石路有 4.3km。

（二）通井土路和配水间路建设

共建设通井土路 2.45km，其中的 0.75km 在低洼地内，1.7km 为耕地内的通道。

3.2.6.3 主要工程量

道路工程主要工程量见下表。

**表 3.2-38 道路工程工程量汇总表**

| 道路名称 | 长度（km） | 道路宽度（m） | | 建设标准 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 路基 | 路面 | | |
| 低洼地大平台通井路 | 2.8 | 4.5 | 3.5 | 砂石 | |
| 耕地大平台通井路 | 4.1 | 3.5 | 3.0 | 砂石 | |
| **低洼地土路和配水间** | **0.75** | 4.0 | -- | 土路 | |
| 进井通道 | 1.7 | 3.5 | -- | 土路 | |

### 3.2.7 区域阴极保护工程

1、建设内容

2022 年该产能区块共基建油井 102 口，其中 40 口进入芳深 2 转油站、46 口进入祝 3 转油站、2 口进入芳 507 转油站、4 口进入芳 707 转油站。总计单井管道为 11.47km。因单井集油环管道大部分都在已建阴极保护范围内，本次拟将新建集油环管道并入已建区域阴极保护系统中，同时，对已建阴极保护系统因老化等原因的恒电位仪进行更换，确保阴极保护系统的正常运行。

2、阴极保护现状及设计方案

1）阴极保护系统范围现状

目前，四个转油站的站间管线及集油环管道均设计了阴极保护系统。

**表 3.2-39 各个站站间线及集油环管道阴极保护表**

| 序号 | 转油站 | 阴极保护系统现状 | 保护范围 |
|---|---|---|---|
| 1 | 芳 507 站 | 1#阴极保护和 3#阴极保护系统；其中 1#恒电位仪损坏（2010 年投运），无法利旧，建议更换；3#恒电位仪（2017 年投运）损坏，建议维修处理 | 保护站间管线及集油环管道 |
| 2 | 芳 707 站 | 1#阴极保护；其中 1#恒电位仪损坏（2012 年投运），无法利旧，建议更换； | 保护站间管线及集油环管道 |
| 3 | 祝 3 站 | 1#阴极保护；其中 1#恒电位仪损坏（2008 年投运），无法利旧，建议更换； | 保护站间管线及集油环管道 |
| 4 | 芳深 2 站 | 1#阴极保护和 2#阴极保护系统正常运行 | 保护站间管线及集油环管道 |

2）补充阴极保护系统设计内容

①将故障后无法利旧的恒电位仪进行更换，对能维修的恒电位仪建议维修，由其他项目考虑；

②经核实，原有阴极保护系统负荷，可以满足新增加管道阴极保护的需求。将新建并入已建系统。

新建集油环管道可在阀组间处通过均压电缆连接其他已在阴极保护系统内管道，实现阴极保护；并入已建环管道由于电连续自然并入阴极保护系统内。

③在单井平台处优化设置绝缘接头保护器及绝缘接头测试桩。（在受保护管道一侧，平台单井管道通过均压电缆连接）

④均压电缆采用 VV22-0.6/1kV 1×25mm$^2$ 铜芯铠装电缆；测试桩的测试电缆采用 VV-0.6/1kV 1×10mm$^2$ 铜芯电缆。电缆与保护体之间安装采用铝热焊方式。

主要工程量见表 3.2-40。

**表 3.2-40 阴极保护主要工程量表**

| 序号 | 工程内容 | 单位 | 数量 | 备注 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 远传远控恒电位仪（50V/50A，带 RS485 接口） | 台 | 3 | |
| 2 | 铜芯铠装电缆 $VV_{22}$-0.6/1kV 1×25mm$^2$ | km | 0.5 | 均压电缆 |
| 3 | 混凝土绝缘接头测试桩 | 个 | 28 | |
| 4 | 绝缘接头保护器 | 台 | 28 | |
| 5 | 铜芯电缆 VV-0.6/1kV 1×10mm$^2$ | km | 0.56 | 均压电缆 |
| 6 | 管道阴极保护调试 | km | 11.47 | |

### 3.2.8 临时工程

本工程为地面工程，管道和道路施工时不设置施工营地和料场，不涉及临时工程建设内容，管材和筑路材料拉运到施工现场进行施工，施工结束后进行场地清理。

### 3.2.9 占地及取弃土情况

1、工程占地

项目共基建口油水井井场已进行了占地核算，本次不进行井场占地核算。

根据《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14 号），新建单井集油掺水管道 11.47km、注水干线 10km、单井注水管线 47.4km、调水管线 0.5km，施工作业面宽度为 10m。

本项目新建 6.9km 通井砂石路，其中 2.8km 在低洼地内，4.1km 在耕地内。新建 2.45km 通井土路，其中的 0.75km 在低洼地内，1.7km 为耕地内的通道。道路永久占地按道路长度×路基宽度计算。

本项目涉及现有场站改造工程均在原有场站内进行，不新增永久占地和临时占地面积，本项目新建配水间规格为 10m*10m。

**表 3.2-41　工程占地汇总表　　单位：$hm^2$**

| 建设内容 | 临时占地 | | 永久占地 | |
|---|---|---|---|---|
| | 耕地（旱地，基本农田） | 一般草地 | 耕地（旱地，基本农田） | 一般草地 |
| 集油管道 | 8.27 | 3.2 | —— | —— |
| 注水管道 | 52.3 | 5.6 | —— | —— |
| 道路 | —— | —— | 2.03 | 1.56 |
| 阀组间 | —— | —— | 0.08 | 0.02 |
| 小计 | 69.37 | | 3.69 | |
| 合计 | 73.06 | | | |

2、土石方平衡

本工程涉及土方工程主要包括道路建设垫土（垫高 0.5m）、管线施工挖方（管线埋深 0.8m）。挖方施工应分层开挖，分层堆放，施工结束后分层回填，开挖土方均原地回填，垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续。

**表 3.2-42　工程土石方平衡情况一览表**

| 类别 | 挖方（$m^3/a$） | 填方（$m^3/a$） | 弃方（$m^3/a$） | 备注或说明 |
|---|---|---|---|---|
| 管线 | 55496 | 55496 | 0 | 管沟铺设后，就地回填，自然沉降后，恢复植被，没有弃土 |
| 道路 | 0 | 37400 | 0 | 本项目取土方来自外购 |

## 3.3 依托工程

### 3.3.1 芳深 2 转油站

芳深 2 转油站始建于 2002 年，站内采用“三合一+500$m^3$ 沉降罐”处理工艺，含水油外输至宋一联脱水站。现管辖油井 354 口，集油阀组间 8 座。

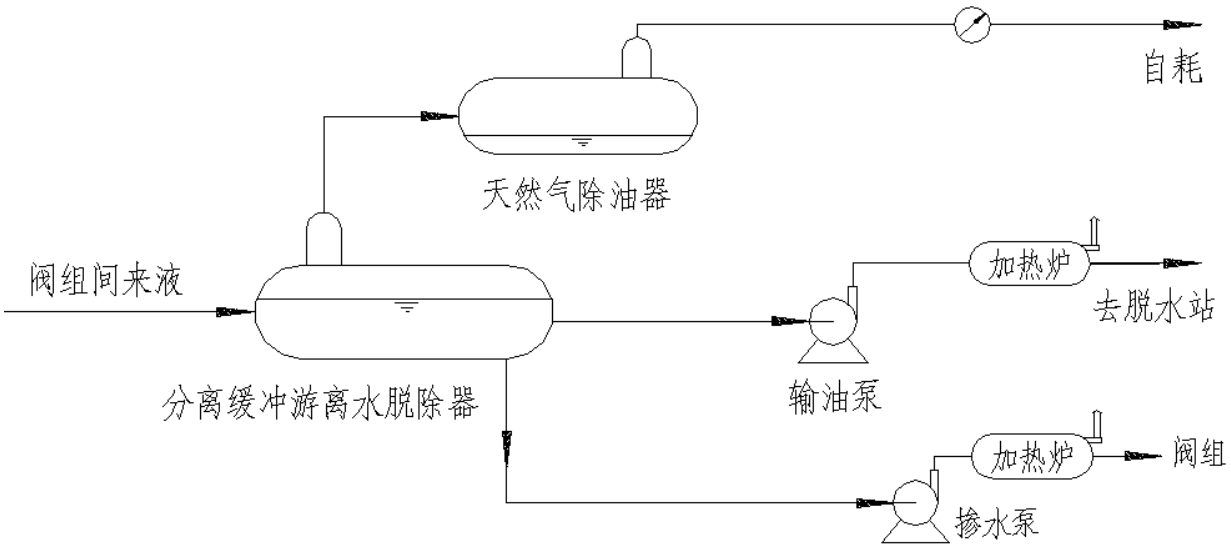



图 3.3-1　芳深 2 转油站和芳 507 转油站工艺流程示意图

2022 年宋芳屯油田芳 2701 产能工程（项目号：S(22)0508YC005）新增油井 20 口（掺水流程），新建集油阀组间 1 座。

本次规划新增油井 40 口，新井投产后，该站共管辖油井总井数 414 口（其中正常生产的掺水井 210 口，长关掺水井 8 口，电加热井 168 口，提捞井 28 口，），集油阀组间 9 座。

（1）产量预测及站场能力核实

新井投产后，新老井产量预测见表 3.3-1。

表 3.3-1　芳深 2 转油站新老井产量预测表

| 分类 | 年份 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 已建油井 | 液量 | 1388 | 1415 | 1444 | 1473 | 1502 | 1532 | 1532 | 1532 | 1532 | 1532 |
| | 油量 | 225 | 202 | 182 | 164 | 147 | 133 | 119 | 108 | 97 | 87 |

| 分类 | 年份 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 本次新井 | 液量 | 131 | 140 | 128 | 120 | 115 | 113 | 112 | 111 | 110 | 111 |
| | 油量 | 62 | 62 | 52 | 46 | 40 | 36 | 32 | 29 | 26 | 24 |
| 芳 2701 | 液量 | 62 | 69 | 61 | 61 | 59 | 59 | 59 | 59 | 59 | 61 |
| | 油量 | 34 | 34 | 27 | 24 | 22 | 20 | 18 | 17 | 15 | 14 |
| 合计 | 液量 | 1581 | 1625 | 1633 | 1654 | 1676 | 1704 | 1703 | 1702 | 1701 | 1703 |
| | 油量 | 320 | 298 | 262 | 234 | 209 | 188 | 170 | 153 | 138 | 125 |

站内主要设备及能力核实情况见表 3.3-2～表 3.3-3。

**表 3.3-2　芳深 2 转油站主要设备能力统计表**

| 设备名称 | 规格型号 | 数量 | 投产时间 | 设计能力 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 单台 | 合计 |
| 三合一 | φ3000×9604 | 2 台 | 2002 年 | 2800t/d | 5600t/d |
| 外输泵 | YDJ60-50×7 | 1 台 | 2015 年 | Q=60m³/h，H=350m | 60m³/h |
| | DY60-50×7 | 1 台 | 2017 年 | Q=60m³/h，H=350m | |
| 掺水泵 | DF85-67×3 | 2 台 | 2017 年 | Q=80m³/h，H=200m | 145m³/h |
| | YDJ65-50×4 | 1 台 | 2015 年 | Q=65m³/h， H=200m | |
| 1#真空炉 | ZS1500-DY-Q | 1 台 | 2002 年 | 掺水 1.17MW<br>外输 0.34MW | 掺水 5.09MW<br>外输 1.13MW<br>采暖 0.59MW |
| 2#真空炉 | ZS1800-DY-Q | 1 台 | 2002 年 | 掺水 1.21MW<br>采暖 0.29MW | |
| 3#真空炉 | ZS1500-DY-Q | 1 台 | 2002 年 | 掺水 1.15MW<br>外输 0.35MW<br>采暖 0.3MW | |
| 4#真空炉 | ZS2000-DY-Q | 1 台 | 2004 年 | 掺水 1.56MW<br>外输 0.44MW | |

**表 3.3-3　芳深 2 转油站能力核实情况表**

| 时间（年） | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 处理液量（t/d） | 4785.0 | 4829.0 | 4837.0 | 4858.0 | 4880.0 | 4908.0 | 4907.0 | 4906.0 | 4905.0 | 4907.0 |
| 三合一负荷率（%） | 85.4 | 86.2 | 86.4 | 86.8 | 87.1 | 87.6 | 87.6 | 87.6 | 87.6 | 87.6 |
| 三合一负荷率（%）<br>夏季单台检修 | 110.5 | 112.0 | 112.3 | 113.1 | 113.9 | 114.9 | 114.8 | 114.8 | 114.8 | 114.8 |
| 外输液量（m³/h） | 67.9 | 69.6 | 69.7 | 70.4 | 71.1 | 72.2 | 72.0 | 71.9 | 71.7 | 71.7 |
| **外输泵负荷率（%）** | **113.1** | **115.9** | **116.1** | **117.3** | **118.6** | **120.3** | **120.0** | **119.8** | **119.6** | **119.6** |
| 夏季掺水量 | 63.0 | 63.0 | 63.0 | 63.0 | 63.0 | 63.0 | 63.0 | 63.0 | 63.0 | 63.0 |
| 冬季掺水量（m³/h） | 133.5 | 133.5 | 133.5 | 133.5 | 133.5 | 133.5 | 133.5 | 133.5 | 133.5 | 133.5 |
| 掺水泵负荷率（%） | 92.1 | 92.1 | 92.1 | 92.1 | 92.1 | 92.1 | 92.1 | 92.1 | 92.1 | 92.1 |
| 冬季掺水加热负荷（MW） | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 |
| 冬季掺水炉全运负荷率（%） | 99.1 | 99.1 | 99.1 | 99.1 | 99.1 | 99.1 | 99.1 | 99.1 | 99.1 | 99.1 |
| 外输加热负荷（MW） | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 |
| 外输炉负荷率（%） | 61.6 | 64.2 | 65.7 | 67.4 | 69.2 | 71.1 | 71.6 | 72.0 | 72.4 | 72.9 |

根据核实，新增产能后，该站已建外输泵能力不足，其它设备满足生产需求。

（2）芳深 2 站外输管道能力核实

芳 5 转油站外输管线搭接到与芳深 2 转油站的外输汇管上，一起输送至宋一联脱水站，其中芳 5 至芳深 2 外输管道距离为 5.43km，管道规格为 φ159×6，设计压力 4.0MPa，投产于 2019 年。

芳深 2 转油站至宋一联外输管道距离为 9.62km，管道规格为 φ168×5，设计压力为 4.0MPa，投产于 2002 年。

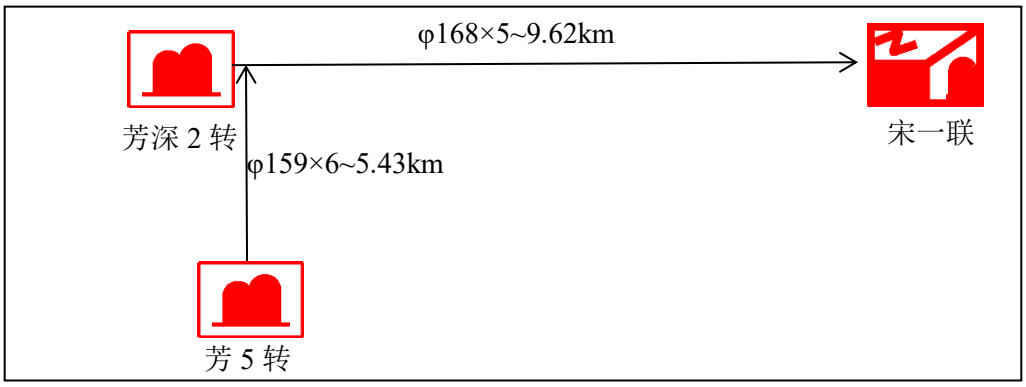



图 3.3-2 芳深 2 转油站外输管线示意图

新增产能后对该条外输管道能力进行水力热力计算，结果见表 3.3-4。

表 3.3-4 芳深 2 转油站外输管线能力核实情况表

| 时间（年） | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 外输液量（含芳 5）（$m^3/h$） | 85.4 | 90.0 | 93.3 | 96.8 | 100.2 | 103.6 | 104.8 | 106.0 | 106.9 | 108.0 |
| 外输油量（$m^3/h$） | 26.4 | 24.4 | 21.5 | 19.2 | 17.2 | 15.5 | 14.0 | 12.6 | 11.4 | 10.3 |
| 含水率（%） | 78.6 | 80.8 | 83.2 | 85.1 | 86.9 | 88.4 | 89.5 | 90.6 | 91.5 | 92.3 |
| 沿程压损（bar） | 25.0 | 25.0 | 25.0 | 25.0 | 26.0 | 26.0 | 26.0 | 26.0 | 27.0 | 27.0 |
| 外输终点温度（℃） | 41.0 | 42.0 | 41.8 | 41.7 | 42.1 | 41.0 | 42.2 | 42.2 | 42.2 | 41.0 |
| 外输泵需要扬程（m） | 341.0 | 341.0 | 341.0 | 341.0 | 352.0 | 352.0 | 352.0 | 352.0 | 363.0 | 363.0 |

注：外输泵出口压力=（进出站损失+终点压力+压损）×1.1

经核实，芳深 2 转油站已建外输油管道设计压力可以满足需求。

### 3.3.2 祝 3 转油站

祝 3 转油站始建于 2006 年，站内采用加热分离缓冲沉降“四合一”处理工艺，含水油外输至宋一联脱水站。目前管辖油井 197 口，集油阀组间 6 座。

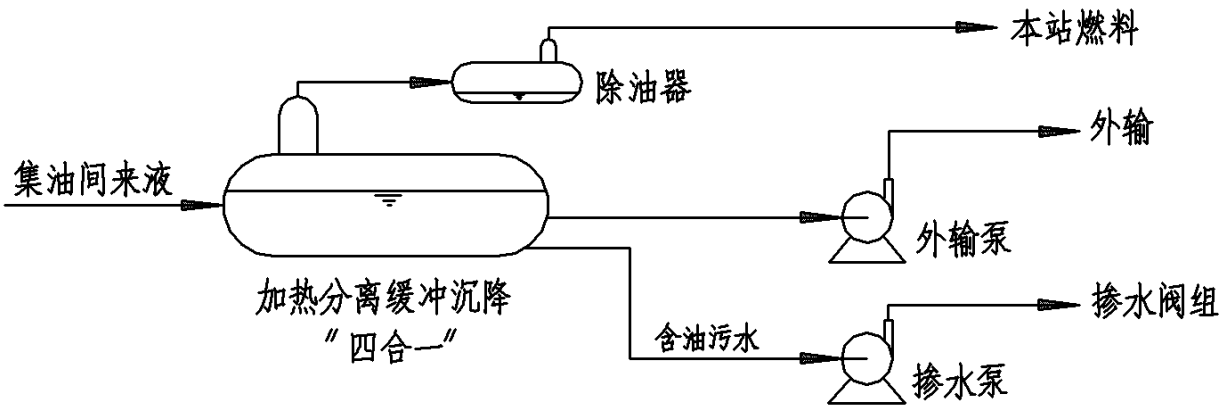



图 3.3-3　祝 3 转油站工艺流程示意图

本次产能新增油井 46 口，22 年其他产能及项目新增油井 36 口（2022 年宋芳屯油田芳 2701 产能工程，项目号：S(22)0508YC005，新增油井 4 口；2022 年宋芳屯油田肇 11 自营产能工程，项目号：S(22)0508YC0010，新增油井 15 口；2022 年长关井治理工程，项目号：S(22)0508YG004，恢复油井 17 口）。

新井投产后，该站共管辖油井总井数 279 口（其中正常生产的掺水井 195 口，长关掺水井 15 口，提捞井 56 口，电加热井 13 口），集油阀组间 6 座。

**（1）产量预测及能力核实**

新井投产后，新老井产量预测、站内主要设备及能力核实情况见表 3.3-5～3.3-6。

表 3.3-5　　祝 3 转油站新老井产量预测表

| 分类 | 年份 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 已建油井 | 液量 | 652 | 665 | 653 | 666 | 654 | 667 | 667 | 667 | 667 | 667 |
| | 油量 | 153 | 137 | 124 | 111 | 100 | 90 | 81 | 73 | 66 | 59 |
| 本次新井 | 液量 | 151.0 | 161.4 | 147.2 | 138.2 | 132.1 | 130.1 | 129.2 | 127.3 | 126.5 | 127.2 |
| | 油量 | 70.8 | 70.8 | 60.2 | 52.4 | 46.1 | 41.5 | 37.3 | 33.6 | 30.2 | 27.2 |
| 肇 11 | 液量 | 91.5 | 91.5 | 54.4 | 39.1 | 30.4 | 66.0 | 61.0 | 58.5 | 55.1 | 54.1 |
| | 油量 | 42.8 | 42.8 | 29.8 | 23.4 | 19.4 | 32.8 | 28.6 | 25.7 | 23.4 | 21.5 |
| 2022 长关井 | 液量 | 56.6 | 42.2 | 35.6 | 28.9 | 26.4 | 26.4 | 26.4 | 26.4 | 26.4 | 26.4 |
| | 油量 | 27.9 | 18.2 | 13.0 | 9.1 | 7.5 | 7.5 | 7.5 | 7.5 | 7.5 | 7.5 |
| 芳 2701 | 液量 | 12 | 14 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| | 油量 | 7 | 7 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 3 | 3 | 3 |
| 合计 | 液量 | 963 | 974 | 902 | 884 | 855 | 901 | 895 | 891 | 887 | 887 |
| | 油量 | 301 | 276 | 232 | 201 | 178 | 176 | 158 | 143 | 130 | 118 |

表 3.3-6 祝 3 转油站主要设备表

| 设备名称 | 规格型号 | 数量 | 投产日期 | 设计能力 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 单台 | 合计 |
| 四合一 | Φ4000×20028mm | 2 台 | 2006 年 | 处理：2400t/d | 6800t/d<br>7.5MW |
| | | | | 加热：2.5MW | |
| | Φ4000×18328mm | 1 台 | 2013 年 | 处理：2000t/d | |
| | | | | 加热：2.5MW | |
| 外输泵 | DY25-50×5 | 1 台 | 2021 年 | Q=20m³/h H=250m | 40m³/h |
| | DY25-50×5 | 2 台 | 2018 年 | Q=20m³/h H=250m | |
| 掺水泵 | DYGA80-48×5 | 1 台 | 2013 年 | Q=80m³/h H=240m | 160m³/h |
| | | 2 台 | 2014 年 | Q=80m³/h H=240m | |

**表 3.3-7　祝 3 转油站设备能力核实情况表**

| 时间（年） | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 处理液量（t/d） | 4761.5 | 4771.9 | 4700.5 | 4682.5 | 4652.7 | 4699.3 | 4693.4 | 4689.0 | 4684.9 | 4684.9 |
| 四合一负荷率（%）<br>单台检修 | 108.2 | 108.5 | 106.8 | 106.4 | 105.7 | 106.8 | 106.7 | 106.6 | 106.5 | 106.5 |
| 外输液量（m³/h） | 42.0 | 42.3 | 39.0 | 38.1 | 36.7 | 38.6 | 38.3 | 38.0 | 37.8 | 37.7 |
| 外输泵负荷率（%） | **105.0** | **105.7** | **97.6** | **95.3** | **91.8** | **96.6** | **95.7** | **95.0** | **94.4** | **94.2** |
| 掺水量（m³/h） | 158.3 | 158.3 | 158.3 | 158.3 | 158.3 | 158.3 | 158.3 | 158.3 | 158.3 | 158.3 |
| 掺水泵负荷率（%） | 98.9 | 98.9 | 98.9 | 98.9 | 98.9 | 98.9 | 98.9 | 98.9 | 98.9 | 98.9 |
| 冬季总加热负荷（MW） | 6.4 | 6.4 | 6.4 | 6.4 | 6.4 | 6.4 | 6.4 | 6.4 | 6.4 | 6.4 |
| 冬季全运四合一加热负荷率（%） | 84.8 | 85.0 | 84.9 | 84.8 | 84.8 | 84.8 | 84.8 | 84.8 | 84.9 | 84.9 |

根据能力核实，该站已建的外输泵不能满足生产需求，其他设备能力满足生产需求。

**（2）祝 3 站外输管道能力核实**

祝 3 转油站含水油外输至宋一联脱水站，外输管道 2013 年建设，全长 7.0km，外输线规格为 Φ114×4.5，管道设计压力等级为 4.0MPa，输油管道采用硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温，管道埋地敷设，按通球设计。

新增产能后对该条外输管道能力进行水力热力计算，结果见表 3.3-8。

**表 3.3-8　祝 3 转油站外输管线能力核实情况表**

| 时间（年） | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 外输液量（m³/h） | 42.0 | 42.3 | 39.0 | 38.1 | 36.7 | 38.6 | 38.3 | 38.0 | 37.8 | 37.7 |
| 外输油量（m³/h） | 14.4 | 13.2 | 11.1 | 9.6 | 8.5 | 8.4 | 7.6 | 6.9 | 6.2 | 5.7 |
| 含水率（%） | 68.8 | 71.7 | 74.3 | 77.3 | 79.2 | 80.5 | 82.3 | 83.9 | 85.4 | 86.7 |
| 沿程压损（bar） | 18.0 | 16.0 | 16.0 | 16.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 | 15.0 |
| 外输终点温度（℃） | 45.0 | 45.0 | 45.0 | 45.0 | 45.0 | 45.0 | 42.2 | 42.2 | 42.2 | 41.0 |
| 外输泵需要扬程（m） | 241.5 | 220.5 | 220.5 | 220.5 | 210.0 | 210.0 | 210.0 | 210.0 | 210.0 | 210.0 |

**注：外输泵出口压力=（进出站损失+终点压力+压损）×1.1**

经核实，祝 3 转油站已建外输油管道设计压力可以满足需求 。

### 3.3.3 芳 507 转油站

芳 507 转油站建于 1995 年，站内采用“三合一”处理工艺，处理后含水油输往宋一联。目前管辖油井 251 口，辖阀组间 10 座。

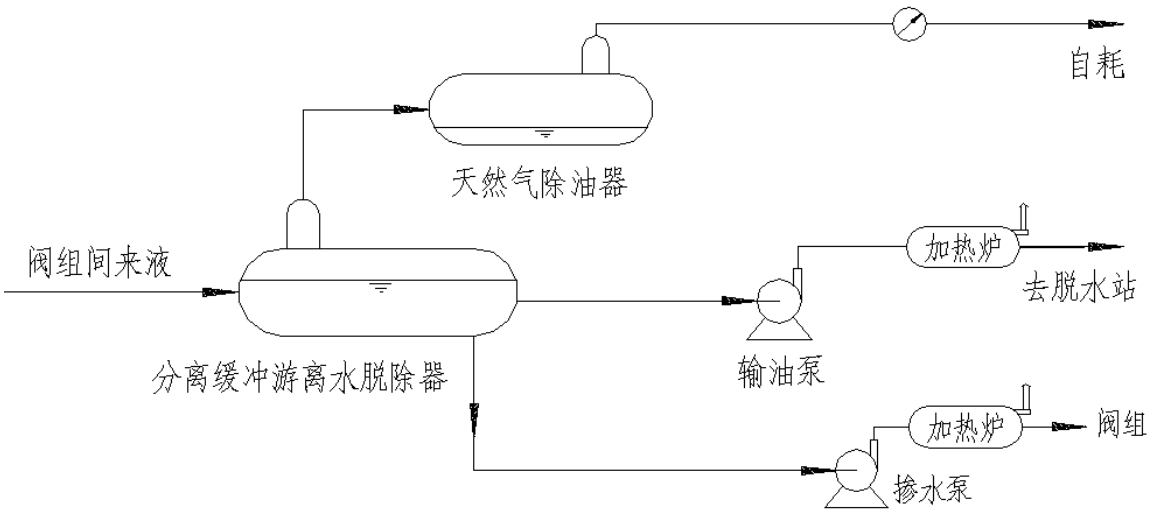



图 3.3-4　芳 507 转油站工艺流程示意图

本次产能新增油井 2 口，新井投产后，该站将管辖油井 253 口（其中正常生产的掺水井 205 口，掺水长关井 5 口，提捞井 43 口），集油阀组间 10 座。

**（1）产量预测及能力核实**

新井投产后，新老井产量预测、站内主要设备及能力核实情况见表 3.3-9～3.3-11。

表 3.3-9　　芳 507 转油站新老井产量预测表

| 分类 | 年份 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 已建老井 | 液量 | 949 | 968 | 987 | 1007 | 1027 | 1048 | 1048 | 1048 | 1048 | 1048 |
| | 油量 | 54 | 48 | 43 | 39 | 35 | 32 | 29 | 26 | 23 | 21 |
| 本次新井 | 液量 | 7 | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| | 油量 | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 |
| 合计 | 液量 | 956 | 975 | 994 | 1013 | 1033 | 1053 | 1053 | 1053 | 1053 | 1053 |
| | 油量 | 57 | 51 | 46 | 41 | 37 | 33 | 30 | 27 | 24 | 22 |

表 3.3-10 芳 507 转油站主要设备表

| 设备名称 | 规格型号 | 数量 | 投产时间 | 设计能力 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 单台 | 合计 |
| 三合一 | φ3.6×16m | 2 台 | 1995 年 | 4300t/d | 8600t/d |
| 外输泵 | DY46-50×4 | 3 台 | 2019 年 | Q=30m$^3$/h，H=200m | 60m$^3$/h |
| 掺水泵 | DF100-67×4 | 3 台 | 2019 年 | Q=100m$^3$/h，H=268m | 200m$^3$/h |
| 外输炉 | XG0350-Y/1.6-Q | 2 台 | 2008 年 | 0.35MW | 掺水 5.5MW<br>外输 0.7MW |
| 1#掺水炉 | 2.5MW 加热缓冲装置-42584 | 1 台 | 2015 年 | 2.5MW | |

| 设备名称 | 规格型号 | 数量 | 投产时间 | 设计能力 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 单台 | 合计 |
| 2#掺水炉 | Φ3000×13800 | 1 台 | 1995 年 | 1.5MW | |
| 3#掺水炉 | FXZ1500-SY/1.6 | 1 台 | 2002 年 | 1.5MW | |

表 3.3-11　芳 507 转油站设备能力核实情况表

| 时间（年） | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 处理液量（t/d） | 4142.0 | 4161.0 | 4180.0 | 4199.0 | 4219.0 | 4239.0 | 4239.0 | 4239.0 | 4239.0 | 4239.0 |
| 三合一负荷率（%） | 48.2 | 48.4 | 48.6 | 48.8 | 49.1 | 49.3 | 49.3 | 49.3 | 49.3 | 49.3 |
| 三合一负荷率（%）<br>夏季单台检修 | 64.6 | 65.0 | 65.5 | 65.9 | 66.4 | 66.9 | 66.9 | 66.9 | 66.9 | 66.9 |
| 外输液量（$m^3/h$） | 40.2 | 40.9 | 41.7 | 42.5 | 43.3 | 44.1 | 44.1 | 44.0 | 44.0 | 44.0 |
| 外输泵负荷率（%） | 67.0 | 68.2 | 69.5 | 70.8 | 72.1 | 73.5 | 73.4 | 73.4 | 73.4 | 73.4 |
| 冬季掺水量（$m^3/h$） | 132.8 | 132.8 | 132.8 | 132.8 | 132.8 | 132.8 | 132.8 | 132.8 | 132.8 | 132.8 |
| 掺水泵负荷率（%） | 66.4 | 66.4 | 66.4 | 66.4 | 66.4 | 66.4 | 66.4 | 66.4 | 66.4 | 66.4 |
| 掺水加热负荷（MW） | 5.2 | 5.2 | 5.2 | 5.2 | 5.2 | 5.2 | 5.2 | 5.2 | 5.2 | 5.2 |
| 掺水炉全运负荷率（%） | 95.4 | 95.4 | 95.4 | 95.4 | 95.4 | 95.4 | 95.4 | 95.4 | 95.4 | 95.4 |
| 外输加热负荷（MW） | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 |
| 外输炉负荷率（%） | 57.8 | 59.1 | 60.5 | 61.8 | 63.2 | 64.6 | 64.7 | 64.8 | 64.8 | 64.9 |

根据能力核实，该站已建设备可以满足生产需求，无需扩建。

**（2）芳 507 转油站外输管道能力核实**

芳 507 转油站含水油外输至宋一联脱水站，外输管道 2020 年建设，全长 2.9km，外输线规格为 Φ159×6，管道设计压力等级为 4.0MPa。

新增产能后对该条外输管道能力进行水力热力计算，结果见表 3.3-12。

表 3.3-12　芳 507 转油站外输管线能力核实情况表

| 时间（年） | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 外输液量（$m^3/h$） | 40.2 | 40.9 | 41.7 | 42.5 | 43.3 | 44.1 | 44.1 | 44.0 | 44.0 | 44.0 |
| 外输油量（$m^3/h$） | 2.7 | 2.4 | 2.2 | 2.0 | 1.8 | 1.6 | 1.4 | 1.3 | 1.1 | 1.1 |
| 含水率（%） | 93.2 | 94.0 | 94.7 | 95.4 | 95.9 | 96.4 | 96.7 | 97.1 | 97.4 | 97.6 |
| 沿程压损（bar） | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| 外输终点温度（℃） | 42.0 | 42.0 | 41.8 | 41.7 | 42.1 | 41.0 | 42.2 | 42.2 | 42.2 | 41.0 |
| 外输泵需要扬程（m） | 77.0 | 77.0 | 77.0 | 77.0 | 77.0 | 77.0 | 77.0 | 77.0 | 77.0 | 77.0 |

**注：外输泵出口压力=（进出站损失+终点压力+压损）×1.1**

经核实，芳 507 转油站已建外输油管道设计压力可以满足需求 。

### 3.3.4 芳 707 转油站

芳 707 转油站于 2012 年重建，站内采用“四合一”处理工艺，处理后含水油输往宋

一联。目前管辖油井 163 口，辖阀组间 8 座。

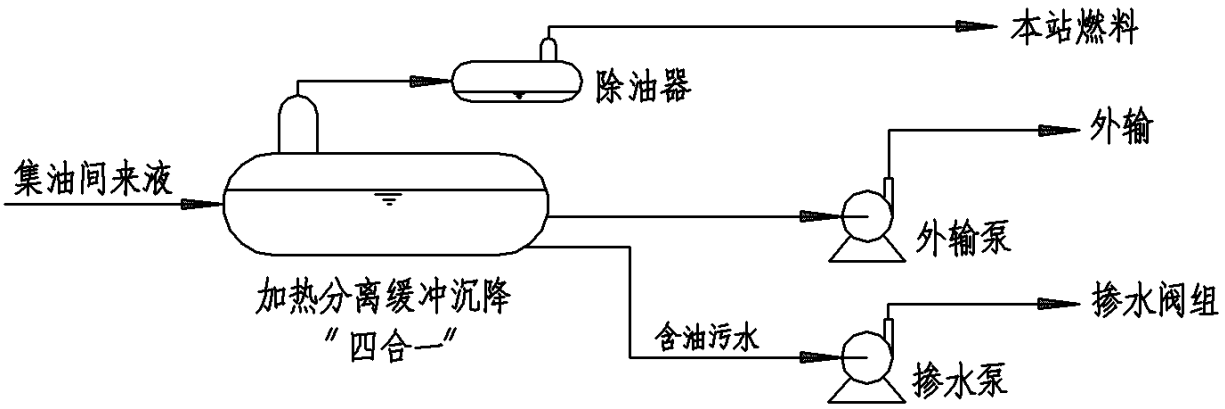



图 3.3-5　芳 707 转油站工艺流程示意图

本次产能新增油井 14 口，2022 年宋芳屯油田肇 11 产能工程（项目号：S(22)0508YC010）新增油井 10 口。

新井投产后，该站将管辖油井 187 口（其中正常生产的掺水井 124 口，掺水长关井 21 口，提捞井 42 口），集油阀组间 8 座。

**（1）产量预测及能力核实**

新井投产后，新老井产量预测、站内主要设备及能力核实情况见表 3.3-13～3.3-15。

表 3.3-13　　芳 707 转油站新老井产量预测表

| 分类 | 年份 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 已建老井 | 液量 | 461 | 470 | 479 | 489 | 499 | 509 | 509 | 509 | 509 | 509 |
| | 油量 | 54 | 48 | 43 | 39 | 35 | 32 | 29 | 26 | 23 | 21 |
| 本次新井 | 液量 | 46.0 | 49.1 | 44.8 | 42.1 | 40.2 | 39.6 | 39.3 | 38.7 | 38.5 | 38.7 |
| | 油量 | 21.6 | 21.6 | 18.3 | 15.9 | 14.0 | 12.6 | 11.4 | 10.2 | 9.2 | 8.3 |
| 肇 11 | 液量 | 45.7 | 45.7 | 27.1 | 19.5 | 15.2 | 33.0 | 30.5 | 29.2 | 27.6 | 27.0 |
| | 油量 | 21.3 | 21.3 | 14.9 | 11.6 | 9.7 | 16.4 | 14.3 | 12.9 | 11.7 | 10.7 |
| 合计 | 液量 | 552 | 565 | 551 | 551 | 554 | 581 | 579 | 577 | 575 | 574 |
| | 油量 | 97 | 91 | 77 | 67 | 59 | 61 | 54 | 49 | 44 | 40 |

表 3.3-14 芳 707 转油站主要设备表

| 设备名称 | 规格型号 | 数量 | 投产日期 | 设计能力 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 单台 | 合计 |
| 四合一 | φ4000×18328mm | 2 台 | 2012 年 | 处理：2000t/d | 55000t/d 7.0MW |
| | | | | 加热：2.5MW | |
| | φ4000×18000mm | 1 台 | 2015 年 | 处理：1500t/d | |
| | | | | 加热：2.0MW | |
| 外输泵 | 65AY100×2 | 2 台 | 2015 年 | Q=20m$^3$/h H=150m | 20m$^3$/h |

| 设备名称 | 规格型号 | 数量 | 投产日期 | 设计能力 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 单台 | 合计 |
| 掺水泵 | DG80-50×5 | 2 台 | 2015 年 | Q=80m³/h H=250m | 126m³/h |
| | DG46-50×5 | 1 台 | 2012 年 | Q=46m³/h H=250m | |

表 3.3-15　芳 707 转油站设备能力核实情况表

| 时间（年） | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 处理液量（t/d） | 2424.0 | 2437.0 | 2423.0 | 2423.0 | 2426.0 | 2453.0 | 2451.0 | 2449.0 | 2447.0 | 2446.0 |
| 四合一负荷率（%）<br>单台检修 | 60.6 | 60.9 | 60.6 | 60.6 | 60.7 | 61.3 | 61.3 | 61.2 | 61.2 | 61.2 |
| 外输液量（m³/h） | 23.6 | 24.1 | 23.4 | 23.4 | 23.5 | 24.6 | 24.5 | 24.3 | 24.2 | 24.2 |
| 外输泵负荷率（%） | **118.0** | **120.5** | **117.2** | **116.9** | **117.3** | **122.9** | **122.3** | **121.7** | **121.2** | **120.8** |
| 冬季掺水量（m³/h） | 78.0 | 78.0 | 78.0 | 78.0 | 78.0 | 78.0 | 78.0 | 78.0 | 78.0 | 78.0 |
| 掺水泵负荷率（%） | 61.9 | 61.9 | 61.9 | 61.9 | 61.9 | 61.9 | 61.9 | 61.9 | 61.9 | 61.9 |
| 四合一总加热负荷（MW） | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 |
| 四合一总加热负荷率（%） | 51.1 | 51.4 | 51.3 | 51.4 | 51.5 | 51.9 | 51.9 | 52.0 | 52.0 | 52.0 |

根据能力核实，该站外输泵不能满足生产需求，其他设备能力满足生产需求。

**（2）芳 707 站外输管道能力核实**

芳 707 转油站含水油外输至宋一联脱水站，外输管道 1993 年建设，全长 5.5km，外输线规格为 Φ114×4.5，管道设计压力等级为 4.0MPa。

新增产能后对该条外输管道能力进行水力热力计算，结果见表 3.3-16。

表 3.3-16　芳 707 转油站外输管线能力核实情况表

| 时间（年） | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 外输液量（m³/h） | 23.6 | 24.1 | 23.4 | 23.4 | 23.5 | 24.6 | 24.5 | 24.3 | 24.2 | 24.2 |
| 外输油量（m³/h） | 4.6 | 4.4 | 3.7 | 3.2 | 2.8 | 2.9 | 2.6 | 2.3 | 2.1 | 1.9 |
| 含水率（%） | 82.4 | 83.9 | 86.0 | 87.8 | 89.4 | 89.5 | 90.7 | 91.5 | 92.3 | 93.0 |
| 沿程压损（bar） | 5.1 | 5.1 | 5.1 | 5.1 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 4.8 |
| 外输终点温度（℃） | 45.0 | 45.0 | 45.0 | 45.0 | 45.0 | 45.0 | 42.2 | 42.2 | 42.2 | 41.0 |
| 外输泵需要扬程（m） | 122.1 | 122.1 | 122.1 | 122.1 | 121.0 | 121.0 | 121.0 | 121.0 | 121.0 | 118.8 |

经核实，芳 707 转油站已建外输油管道设计压力可以满足需求。

### 3.3.5 宋一联脱水站

宋一联合始建于 1987 年，宋一联脱水站采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺。接收处理采油八厂 10 座转油站（祝 3、芳 3、芳 5、芳深 2、卫 11、芳 407、芳 507、芳 6、芳 707、升 2）、1 座转油放水站（升一联）、1 座徐三联来含水油，含水油脱水后外输。同时还接收采油八厂宋二联、采油十厂朝一联、榆树林油田榆二联及周边中亚、华油、方兴公司的净化油，是大庆外围油田原油输送枢纽站。

2022 年产能共有 196 口油井产液进入宋一联脱水系统处理，其中芳 11 区块 102 口油井（本次产能），其他产能 94 口油井。

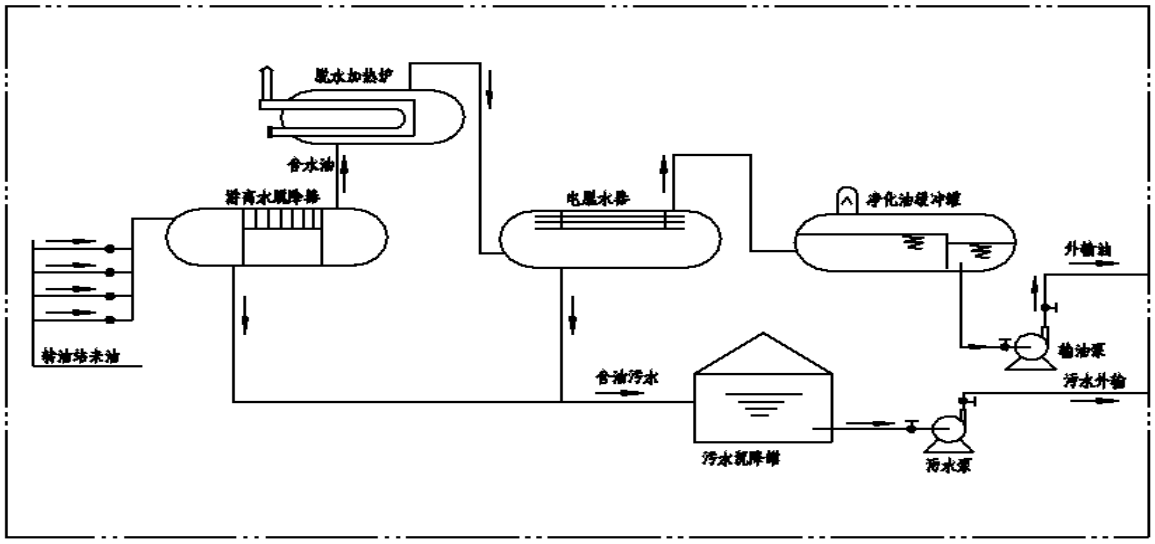



图 3.3-6　宋一联脱水站工艺流程示意图

（1）产量预测及能力核实

新增产能后宋一联脱水站产量预测及能力核实情况见下表。

表 3.3-17　宋一联脱水站产量预测表

| 项目 | 年份 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 转油站（含2022年其他产能区块新井） | 液量（t/d） | 9366 | 9587 | 9661 | 9813 | 9956 | 10179 | 10188 | 10186 | 10183 | 10186 |
| | 油量（t/d） | 1808 | 1680 | 1486 | 1326 | 1191 | 1088 | 980 | 885 | 799 | 723 |
| 本次产能 | 液量（t/d） | 335 | 354 | 309 | 284 | 268 | 282 | 278 | 273 | 270 | 270 |
| | 油量（t/d） | 157 | 157 | 130 | 112 | 98 | 96 | 86 | 77 | 70 | 63 |
| 升一联 | 液量（t/d） | 716 | 730 | 745 | 760 | 775 | 790 | 790 | 790 | 790 | 790 |
| | 油量（t/d） | 450 | 409 | 364 | 327 | 295 | 265 | 239 | 216 | 194 | 176 |
| 徐三联 | 液量（t/d） | 1600 | 1456 | 1291 | 1157 | 1038 | 945 | 851 | 766 | 692 | 628 |
| | 油量（t/d） | 1120 | 1019 | 903 | 810 | 727 | 661 | 596 | 536 | 484 | 440 |
| 合计 | 液量（t/d） | 12343 | 12387 | 12229 | 12209 | 12213 | 12354 | 12251 | 12145 | 12052 | 11974 |
| | 油量（t/d） | 3764 | 3448 | 3040 | 2713 | 2433 | 2221 | 2001 | 1805 | 1629 | 1471 |
| | 外站净 | 7131 | 6684 | 6243 | 5901 | 5579 | 5167 | 4772 | 4377 | 4030 | 3757 |

| 项目 | 年份 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 化油（t/d） | | | | | | | | | | |
| | 污水（t/d） | 8579 | 8939 | 9189 | 9497 | 9780 | 10133 | 10249 | 10340 | 10423 | 10504 |

宋一联脱水站老化油的预测见表 3.3-18。

表 3.3-18　宋一联脱水站老化油预测表

| 项目 | 年份 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 卸油点（8h 工作） | 外输液（t/d） | 483.7 | 493.4 | 503.2 | 513.3 | 523.6 | 534 | 534 | 534 | 534 | 534 |
| | 外输油（t/d） | 56.1 | 50.5 | 45.4 | 40.9 | 36.8 | 33.1 | 29.8 | 26.8 | 24.1 | 21.7 |
| | 含水率（%） | 88.4 | 89.8 | 91.0 | 92.0 | 93.0 | 93.8 | 94.4 | 95.0 | 95.5 | 95.9 |
| 污泥站（8h 工作） | 外输液（t/d） | 200 | 210 | 220 | 240 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 |
| | 外输油（t/d） | 20 | 21 | 22 | 24 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 |
| | 含水率（%） | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 |
| 宋一联收油（24h 工作） | 收油液（t/d） | 100 | 100 | 100 | 130 | 130 | 130 | 150 | 150 | 150 | 150 |
| | 收油油（t/d） | 15 | 15 | 15 | 18 | 18 | 18 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| | 含水率（%） | 85 | 85 | 85 | 86 | 86 | 86 | 87 | 87 | 87 | 87 |
| 合计 | 液量（t/d） | 783.7 | 803.4 | 823.2 | 883.3 | 953.6 | 964 | 984 | 984 | 984 | 984 |
| | 油量（t/d） | 91.1 | 86.5 | 82.4 | 82.9 | 84.8 | 81.1 | 79.8 | 76.8 | 74.1 | 71.7 |
| | 含水率（%） | 88.4 | 89.2 | 90.0 | 90.6 | 91.1 | 91.6 | 91.9 | 92.2 | 92.5 | 92.7 |
| | 污水（t/d） | 608 | 632 | 656 | 688 | 757 | 771 | 774 | 777 | 780 | 782 |

注：5000m$^3$ 沉降罐收油污水在系统循环，不计入总污水量中。

表 3.3-19 宋一联脱水站主要设备能力统计表

| 设备名称 | 规格型号 | 数量 | 投产日期 | 设计能力 | | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 单台 | 合计 | |
| 游离水脱除器 | φ3.6×16m | 2 台 | 1994 年 | 10000t/d | 20000t/d | 1 台检修时 10000t/d |
| 电脱水器 | Φ4×16m | 2 台 | 2010 年 | 2150t/d | 4300t/d | 1 台检修时 2150t/d |
| 老化油电脱水器 | Φ4×16m | 1 台 | 2010 年 | 300m$^3$/d | 300m$^3$/d | |
| 脱水炉 | FS3200-Y/6.3/0.09 | 2 台 | 2004 年 | 3.2MW | 3.2MW | 1 台外输、脱水互备 |
| 外输炉 | FS3200-Y/6.3/0.09 | 1 台 | 2004 年 | 3.2MW | 3.2MW | |
| 老化油沉降罐 | Φ4×16m | 1 台 | 2022 年 | 400m$^3$/d | 400m$^3$/d | |

| 设备名称 | 规格型号 | 数量 | 投产日期 | 设计能力 | | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | 单台 | 合计 | |
| 外输泵 | KDY160-150×4 | 3 台 | 2020 年 | Q=160m³/h H=600m | Q=485m³/h | 运 3 备 2 |
| | KND165-150×4 | 2 台 | 2014 年 | Q=165m³/h H=600m | | |
| 污水泵 | KSY350-100 | 2 台 | 2020 年 | Q=210m³/h H=89m | Q=400m³/h | 运 3 备 1 |
| | PC180-75B | 2 台 | 2008 年 | Q=95m³/h H=52m | | |

表 3.3-20　宋一联脱水站能力核实情况表

| 年度 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 外输净化油量（t/d） | 10757.2 | 10035.7 | 9208.6 | 8559.9 | 7973.4 | 7358.8 | 6752.7 | 6166.9 | 5651.1 | 5229.2 |
| 处理净化油量（t/d） | 3626.7 | 3352.0 | 2965.9 | 2658.7 | 2394.4 | 2191.8 | 1980.8 | 1790.3 | 1621.5 | 1472.5 |
| 处理液量（t/d） | 12016.6 | 12126.2 | 12005.0 | 12013.6 | 12036.6 | 12196.2 | 12107.2 | 12014.7 | 11935.3 | 11874.6 |
| 游离水负荷率（%）单台检修 | 120.2 | 121.3 | 120.0 | 120.1 | 120.4 | 122.0 | 121.1 | 120.1 | 119.4 | 118.7 |
| 电脱水器单台检修负荷率（%） | 168.7 | 155.9 | 137.9 | 123.7 | 111.4 | 101.9 | 92.1 | 83.3 | 75.4 | 68.5 |
| 外输油量（m³/h） | 515.2 | 480.6 | 441.0 | 410.0 | 381.9 | 352.4 | 323.4 | 295.3 | 270.6 | 250.4 |
| 外输泵负荷率（%） | 79.9 | 74.5 | 68.4 | 63.6 | 59.2 | 54.6 | 50.1 | 45.8 | 42.0 | 38.8 |
| 脱水炉负荷（MW） | 3.2 | 2.9 | 2.6 | 2.3 | 2.1 | 1.9 | 1.7 | 1.5 | 1.4 | 1.3 |
| 脱水炉负荷率(%) | 49.7 | 45.9 | 40.5 | 36.2 | 32.5 | 29.7 | 26.7 | 24.1 | 21.8 | 19.7 |
| 污水量（m³/h） | 378.7 | 395.5 | 407.4 | 421.9 | 436.8 | 452.3 | 457.5 | 461.6 | 465.3 | 469.0 |
| 污水泵负荷率（%） | 94.7 | 98.9 | 101.8 | 105.5 | 109.2 | 113.1 | 114.4 | 115.4 | 116.3 | 117.3 |
| 5000m³ 罐沉降时间（h） | 11.2 | 10.7 | 10.4 | 10.1 | 9.7 | 9.4 | 9.3 | 9.2 | 9.1 | 9.1 |
| 老化油沉降罐沉降时间 h | 5.1 | 5.0 | 4.9 | 4.6 | 4.2 | 4.2 | 4.1 | 4.1 | 4.2 | 4.2 |

从表 3.3-20 可以看出部分设备能力不足：

1）游离水脱除器

游离水脱除器单台检修时的次高年的负荷率 121.3%。

2）电脱水器

电脱水器单台检修时次高年的负荷率 155.9%。

3）污水泵

污水泵运 1 备 1 时次高年的负荷率 116.3%。

4）老化油沉降罐

宋一联老化油设计处理能力 700m$^3$/d（其中老化油沉降罐 400m$^3$/d，老化油电脱水器 300m$^3$/d）。老化油主要来源有宋一联卸油点来液、宋一联污泥站来液、宋一联站内收油。宋一联污泥站的油先进宋一联卸油点，然后与卸油点卸液一同外输至宋一联事故罐，经加热炉提温后进入热化学脱水装置和老化油电脱水器。根据预测值，老化油处理装置沉降时间为 4~5h，小于 8h 的规定时间。且老化油进入污水沉降罐和事故罐进行沉降，易影响污水水质及事故流程的使用。

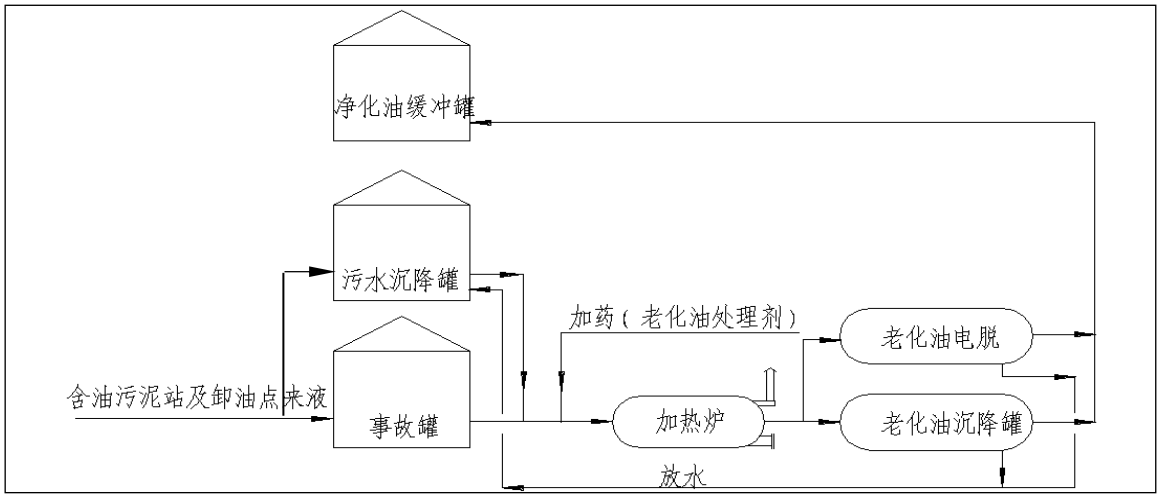



图 3.3-7　宋一联老化油流程示意图

改造后负荷情况见表 3.3-21。

表 3.3-21　宋一联脱水站改造后能力核实情况表

| 年度 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 处理常规油品的游离水负荷率（%）单台检修 | 60.1 | 60.6 | 60.0 | 60.1 | 60.2 | 61.0 | 60.5 | 60.1 | 59.7 | 59.4 |
| 电脱水器单台检修负荷率（%） | 84.3 | 78.0 | 69.0 | 61.8 | 55.7 | 51.0 | 46.1 | 41.6 | 37.7 | 34.2 |
| 老化油处理装置的处理量 m³/d | 399.5 | 376.8 | 356.7 | 349.3 | 358.6 | 340.4 | 327.4 | 312.6 | 299.3 | 287.5 |
| 老化油处理装置沉降时间 h | 8.5 | 9.0 | 9.6 | 9.8 | 9.5 | 10.0 | 10.4 | 10.9 | 11.4 | 11.9 |
| 污水量（m³/h） | 378.7 | 395.5 | 407.4 | 421.9 | 436.8 | 452.3 | 457.5 | 461.6 | 465.3 | 469.0 |
| 污水泵负荷率（%） | 76.5 | 79.9 | 82.3 | 85.2 | 88.2 | 91.4 | 92.4 | 93.3 | 94.0 | 94.7 |

经核实，经过改造后宋一联脱水站能力满足需求。

### 3.3.6 宋一联污水站

宋一联污水站始建于 2007 年，采用了“横向流除油→两级过滤”主处理工艺，设计规模为 6000m³/d。2017 年宋一联污水站扩建时，基于当时的开发预测，为节约投资，暂定将横向流除油器规模扩建至 9000m3/d，将过滤规模扩建至 10000m³/d。

**表 3.3-22 宋一联污水站主要设备建设情况一览表**

| 序号 | 工程项目名称 | 单位 | 数量 | 备注 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 横向流除油器 Q=3000m³/d | 座 | 3 | |
| 2 | 一次过滤罐 Φ3.2m | 座 | 7 | |
| 3 | 二次过滤罐 Φ4.0m | 座 | 7 | |
| 4 | 净化水罐 V=700m³ | 座 | 4 | 钢制、立式 |
| 5 | 回收水罐 V=1000m³ | 座 | 2 | 钢制、立式 |
| 6 | 油罐 V=100m³ | 座 | 1 | 钢制、立式 |
| 7 | 反冲洗水泵 Q=723m³/h、H=38m | 台 | 2 | P=132kW |
| 8 | 外输水泵 70～100m³/h | 台 | 7 | |
| 9 | 回收水泵 93m³/h、H=70m | 台 | 3 | P=55kW |
| 10 | 收油泵 22m³/h | 台 | 2 | P=11kW |

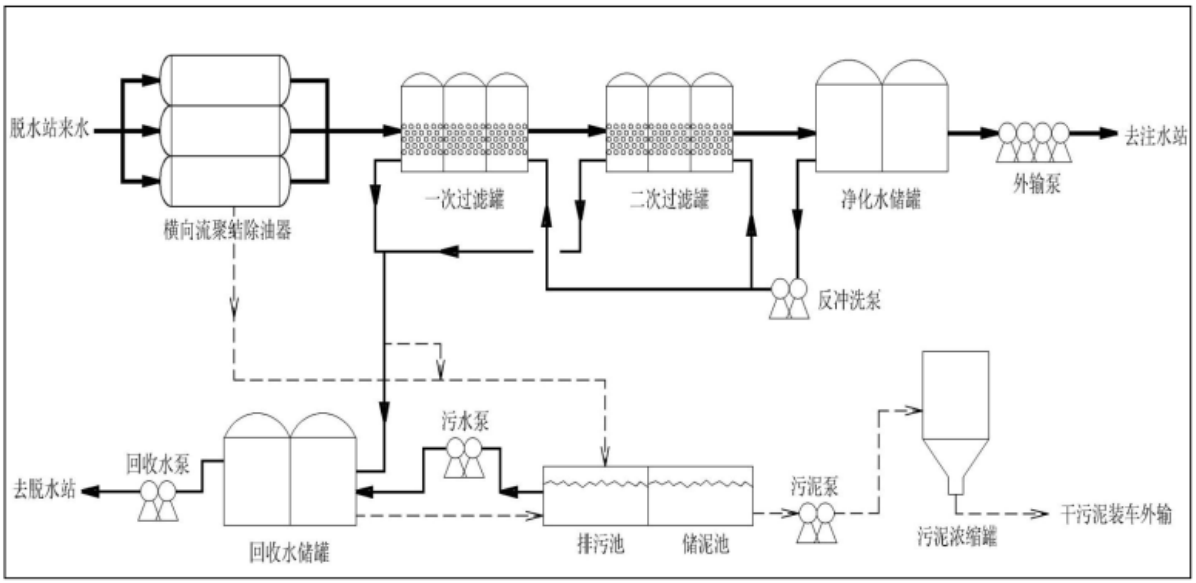



**图 3.3-8 宋一联污水站处理工艺流程示意图**

宋一联污水站站内目前布局紧凑，只有横向流过滤器预留有扩建位置，其他工艺设备没有预留扩建位置，扩建难度大、投资高。为降本增效，本方案对宋一联污水站主要设备进行了挖潜分析发现，目前宋一联滤罐反冲洗系统设计采用了每天一班次的模式（反冲洗 3.5 小时，回收 12 小时），设计回收水量为 173m³/h，如果调整为每天 2～3 班次模式（反冲洗 3.5 小时，回收 23 小时），则设计回收水量可降为 91m³/h，过滤系统将可释放约 1960m³/d 处理规模，最大处理能力可提高至 12000m³/d。因此，规划本次将宋一联污水站滤罐反冲洗管理模式调整为每天 2～3 班次，将宋一联污水站扩建至 12000m³/d。

表 3.3-23 宋一联污水站主要设备能力核实表

| 序号 | 工程项目名称 | 单位 | 数量 | 计算最大处理能力 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 横向流除油器 Q=3000m³/d | 座 | 3 | 9000m³/d |
| 2 | 一次过滤罐 Φ3.2m | 座 | 7 | 12000m³/d |
| 3 | 二次过滤罐 Φ4.0m | 座 | 7 | |
| 4 | 净化水罐 V=700m³ | 座 | 4 | 满足已建 14 座滤罐反冲洗水要求 |
| 5 | 回收水罐 V=1000m³ | 座 | 2 | |
| 6 | 回收水泵 93m³/h、H=70m | 台 | 3 | |
| 7 | 反冲洗水泵 Q=723m³/h、H=38m | 台 | 2 | |
| 8 | 油罐 V=100m³ | 座 | 1 | 15000m³/d |
| 9 | 收油泵 22m³/h | 台 | 2 | |

宋一联污水站规模扩建至 12000m3/d 后，污水站负荷率预测见下表。

表 3.3-24 宋一联污水站负荷率预测表

| 年份 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 总污水量（m³/d） | 8785 | 9177 | 9449 | 9782 | 10106 | 10471 | 10593 | 10690 | 10778 | 10865 |
| 污水站负荷率（%） | 73.2 | 76.5 | 78.7 | 81.5 | 84.2 | 87.3 | 88.3 | 89.1 | 89.8 | 90.5 |

根据上表可知，经过规模扩建后，宋一联污水站负荷率下降为 73.2%～90.5%，满足本次开发需求。

### 3.3.7 宋芳屯含油污泥处理站

本工程产生的含油污泥送宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处理，该站采用预处理+调质+离心的处理工艺，处理能力 5m³/h（年运行 200 天，每天 24 小时），目前负荷约 80%。能够满足本次产能需求。本工程产生的含油污泥经宋芳屯含油污泥处理站处理后固化物执行《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）中石油类标准要求，随着《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）的出台和实施，要求含油污泥最终处理指标满足石油类≤3000mg/kg 标准要求。该含油污泥处理站不能满足要求，将该站作为含油污泥减量化处理站运行，用于降低污泥中含油和含水，实现减量化后含油污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司进行达标处理，处理满足石油类≤3000mg/kg 后综合利用。

宋芳屯含油污泥处理站的工艺为：

①含油污泥收集池及自动进料装置

收集池配有吊车和抓斗可将池内废物吊入自动进料装置的螺旋输送机进口中，大块物料被进料口格栅分出，其余物料被螺旋输送机送至预处理进料斗。在收集池内设污油池、集液池。污泥表面析出的浮油流入污油池，通过螺杆泵进入处理系统。污水及析出的污油经格栅流入集液池，格栅内配套的液下泵把污油和污水送入污泥流化预处理系统

进行处理。收集池内废液，定期用污泥泵排出至处理装置进行处理。含油污泥收集池平面示意图见图 3.3-8，含油污泥收集池立面示意图见图 3.3-9，污泥自动进料装置吊车示意图见图 3.3-10。



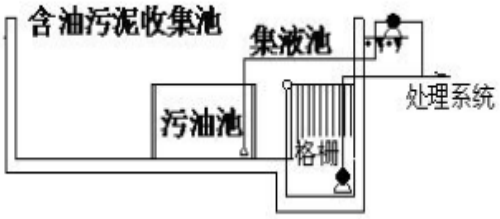




图 3.3-8 含油污泥收集池平面示意图　　图 3.3-9 含油污泥收集池立面示意图

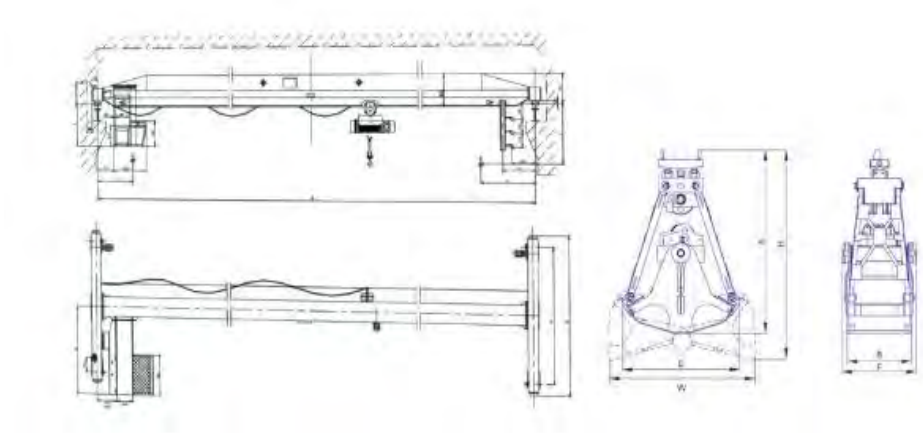


图 3.3-10 污泥自动进料装置吊车示意图

②污泥分选及流化预处理装置

该装置主要由进料站、鼓式分选装置、曝气沉砂处理装置、螺旋输送装置和全自动 PLC 控制装置几部分组成。其流程见示意图 3.3-11。

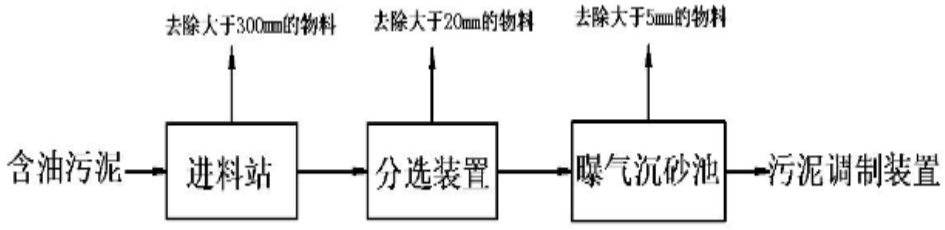


图 3.3-11 预处理设备流程示意图

污泥运输车运来的污泥、螺旋输送机输送来的污泥、污泥收集池的集液池中收集的污泥首先进入进料站的集料斗内，在集料斗上部设置 2 层不锈钢筛网（固定层筛孔尺寸为 300mm，活动层筛孔尺寸为 100mm），小于 100mm 的物料通过网孔落到料斗内，通过料斗底部的螺旋输送机送至自清洗鼓式分选装置，鼓式分选装置的筛网孔径为 20mm，随着装置旋转和清洗热水的加入，进料被匀化，进料中大块板结的污泥可被高压热水打碎，而粒径大于 20mm 的颗粒被鼓式分选装置中的穿孔板截留，从装置后部排放出去；小于 20mm 的物质则被吹脱管带出，送至位于鼓式分选装置下部的沉砂装置中。在鼓式分选装置的筛网外部安装有吹脱管，用来清洁滤网的表面，防止滤网被污泥堵死，实现装置的自清洗功能。在曝气沉砂池中设有加热盘管，池内的物料可被加热。池内的液相中设有曝气装置，使流化污泥形成环流状态，起到搅拌匀化的作用。经过匀化的污泥通过泵送至调质罐。沉砂池的底部设有输送机，液体中大于 5mm 的颗粒通过重力沉降分离出来，落入输送机内，输送机是开放的，贯穿整个罐底，并在末端与一个倾斜的螺旋输送机相连，将颗粒输送出装置。在倾斜的输送机上均配有水淋装置，对输送过程中的颗粒表面进行冲洗，达到处置要求，送污泥堆放场暂存。

③含油污泥调质装置

含油污泥调质装置用来接收从预处理装置过来的液态含油污泥，主要由调质罐、污泥提升泵和搅拌器等组成，实现对流化污泥进一步的匀化、加热和调质功能。调质罐顶部设搅拌器，可对罐内污泥进行搅拌匀化。可加药对污泥进行调质，进一步增强油和泥的脱附，有利于后续的离心处理。经调质后的污泥从罐底部由螺杆泵输送至后续的离心处理单元进行离心分离。污泥在罐内沉降一段时间后，罐体上部的浮油会从溢流口流出，直接进油水分离装置进行分离。调质罐示意图见图 3.3-11。

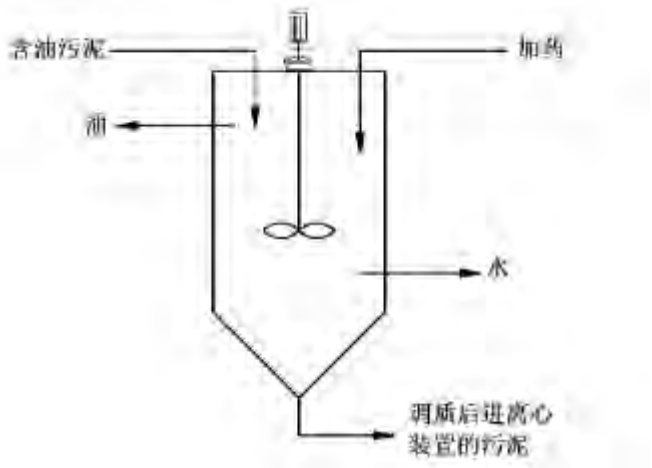


图 3.3-12 调质罐示意图

④离心处理装置

由调质罐经泵提升的含油污泥首先进入筛网分离器或切割破碎机去除残留的较大固体颗粒，充分保障后续的离心机正常工作。污泥经螺旋热交换器后至两相分离机。通常进两相分离机时污泥的温度要求在 75℃ 左右。进入到两相分离机的污泥在离心力作用下实现固液的两相分离，固体通过螺旋输送机排出，液相落入底部设置的缓冲罐内，进入油水分离装置对油和水进一步纯化。其工艺流程图如图 3.3-13 所示：

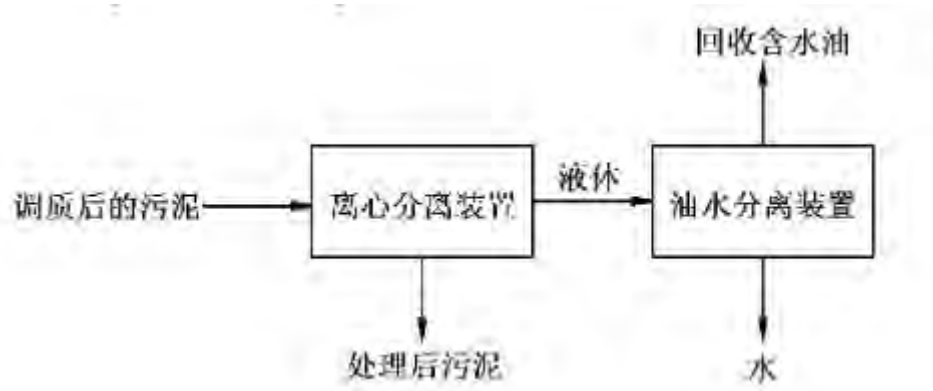



图 3.3-13 离心处理工艺流程图

⑤工艺流程

具体工艺流程见下图：

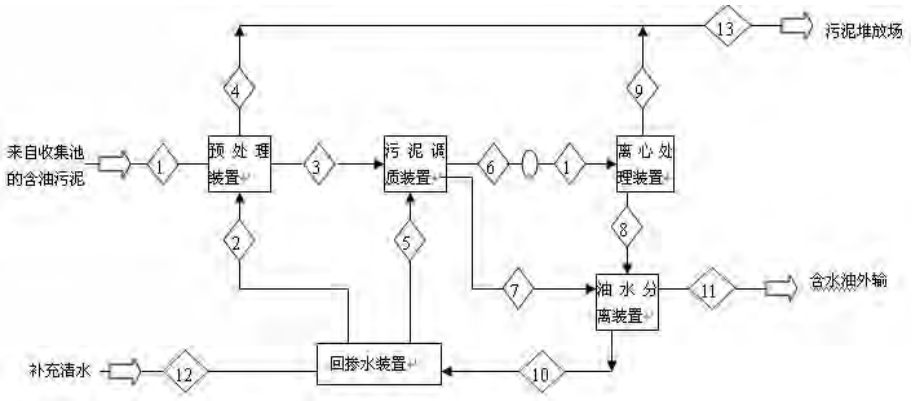



图 3.3-14 宋芳屯含油污泥处理站工艺流程图

### 3.3.8 大庆油田水务工程技术有限公司

随着《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）的出台和实施，要求含油污泥最终处理指标满足石油类≤3000mg/kg 标准要求。宋芳屯含油污泥处理站不能满足要求，将该站作为含油污泥减量化处理站运行，用于降低污泥中含油和含水，

实现减量化后含油污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站进行达标处理，处理满足石油类≤3000mg/kg 后综合利用。

该站建设地点位于大庆市肇州县永乐镇郝家窝铺东南侧 690m，设计年处理含油污泥 4 万吨。该场站选用以“热解析”为核心工艺的减量化、资源化工艺路线。工艺原理为：采用回转炉加热到 360-550℃，将含油污泥中的石油烃进行热解，之后将石油气、水蒸气冷凝回收，不凝气回收再利用，同时对燃烧后的尾气进行脱硫、除硝、吸附、氧化处理。最终处理后残渣满足含油量≤3‰要求。

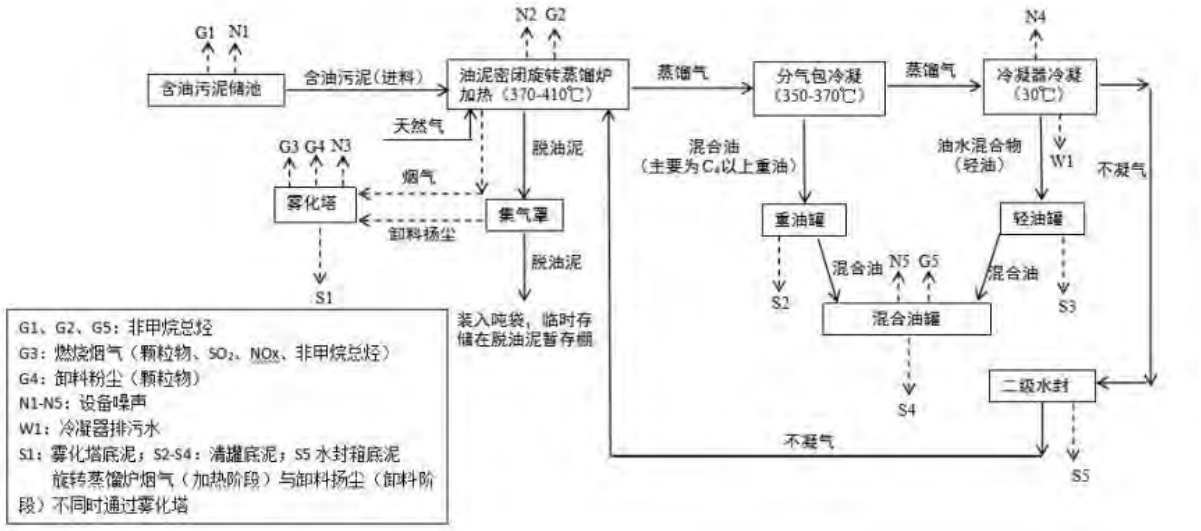



图 3.3-15　工艺流程图

### 3.3.9 第八采油厂三矿危废暂存间

第八采油厂三矿危废暂存间占地面积 200 平方米，室内净高 4.0m，地面、墙面和顶棚材料全部进行了相应的防腐防渗和硬化处理，操作条件下的单位面积渗透量不小于厚度为 6m 粘土层、渗透系数不超过 $10^{-7}$cm/s，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修订）。室内分为五个 40m$^2$ 区域分别存储硒鼓墨盒、废旧电瓶、实验室废液和含油废物，废旧电瓶和实验室废液存储区进行防腐防酸处理。该危废暂存间服务范围是整个八厂。

本项目废防渗布产生量 0.14t/a，目前三矿危废暂存间暂存废防渗布量为 8.62t，尚有足够余量能够满足本项目处置需求，本项目属于含油废物，在其服务范围内，因此本项目依托三矿危险废物暂存间可行。

### 3.3.10 依托工程的环评及验收情况

本项目依托工程环评和验收情况见表 3.3-25。

表 3.3-25 项目依托场站环保手续情况一览表

| 依托场站名称 | 环评文件 | 环评批复 | 验收情况 |
|---|---|---|---|
| 第八采油厂三矿危废暂存间 | 《第八采油厂三矿危险废物暂存项目报告表》 | 州环发[2020]17 号 | 正在组织验收 |
| 大庆油田水务工程技术有限公司 | 《黑龙江省大庆油田第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理项目环境影响报告书》 | 庆环审[2020]155 号 | 正在组织验收 |

## 3.4 环境因素分析

### 3.4.1 原辅材料消耗

1、试压用水及试压废水

管线敷设完成后进行试压，涉及管线总长度为 67.27km，采取分段试压的方式。根据油田施工经验，管线试压用水量按 14.0$m^3$/km 核算，总试压用水量为 941.78$m^3$；试压废水产生量按 13.5$m^3$/km 核算，总试压用水量约为 908.1$m^3$。管线试压用水为水罐车拉运至施工现场，试压废水由罐车自带泵泵入罐车内，拉运至宋一联污水站处理后后回注油层，不外排。宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中≤2μm”要求。

2、生活用水及生活污水

2022 年开发施工期现场施工人员最多可达 50 人，施工期为 60 天，根据《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021），按每人每天生活用水用量 0.08$m^3$/d 计，排水量取用水量的 80%计算，则施工队施工期间排放的生活污水量约为 3.2$m^3$/d。整个施工期生活污水产生量为 192$m^3$。生活污水主要污染物为 COD、$BOD_5$、氨氮、SS 等，各污染物浓度 COD 为 300mg/l，$BOD_5$ 为 170mg/l、氨氮为 25mg/l、SS 为 250mg/l。

2024 年开发施工期现场施工人员最多可达 50 人，施工期为 30 天，根据《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021），按每人每天生活用水用量 0.08$m^3$/d 计，排水量取用水量的 80%计算，则施工队施工期间排放的生活污水量约为 3.2$m^3$/d。整个施工期生活污水产生量为 96$m^3$。生活污水主要污染物为 COD、$BOD_5$、氨氮、SS 等，各污染物浓度 COD 为 300mg/l，$BOD_5$ 为 170mg/l、氨氮为 25mg/l、SS 为 250mg/l。

2025 年开发施工期现场施工人员最多可达 50 人，施工期为 30 天，根据《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021），按每人每天生活用水用量 0.08$m^3$/d 计，排水量取用水量的 80%计算，则施工队施工期间排放的生活污水量约为 3.2$m^3$/d。整个施工期生活污水产生量为 96$m^3$。生活污水主要污染物为 COD、$BOD_5$、氨氮、SS 等，各污

染物浓度 COD 为 300mg/l，$BOD_5$ 为 170mg/l、氨氮为 25mg/l、SS 为 250mg/l。

2026 年开发施工期现场施工人员最多可达 50 人，施工期为 30 天，根据《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021），按每人每天生活用水用量 0.08$m^3$/d 计，排水量取用水量的 80%计算，则施工队施工期间排放的生活污水量约为 3.2$m^3$/d。整个施工期生活污水产生量为 96$m^3$。生活污水主要污染物为 COD、$BOD_5$、氨氮、SS 等，各污染物浓度 COD 为 300mg/l，$BOD_5$ 为 170mg/l、氨氮为 25mg/l、SS 为 250mg/l。

本项目施工期总计生活用水量为，产生的生活污水量为 600 $m^3$。生活污水主要污染物为 COD、$BOD_5$、氨氮、SS 等，各污染物浓度 COD 为 300mg/l，$BOD_5$ 为 170mg/l、氨氮为 25mg/l、SS 为 250mg/l。

施工期生活污水主要来自施工人员产生的废水，每个施工现场都设置旱厕，由于施工现场分散，考虑到生活污水水质简单、污染物浓度较低，且没有有毒有害物质，施工场地的生活污水排入防渗旱厕，施工结束后清理用作农家肥，不排向附近地表，因此不会对周边环境产生明显影响。

### 3.4.2 污染因素分析

#### 3. 4.2.1 施工期

地面工程主要是井场建设、道路建设、集油掺水管线和注水管线的挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，还会产生施工扬尘、焊接烟尘、设备噪声以及施工人员生活污水和生活垃圾等。

、

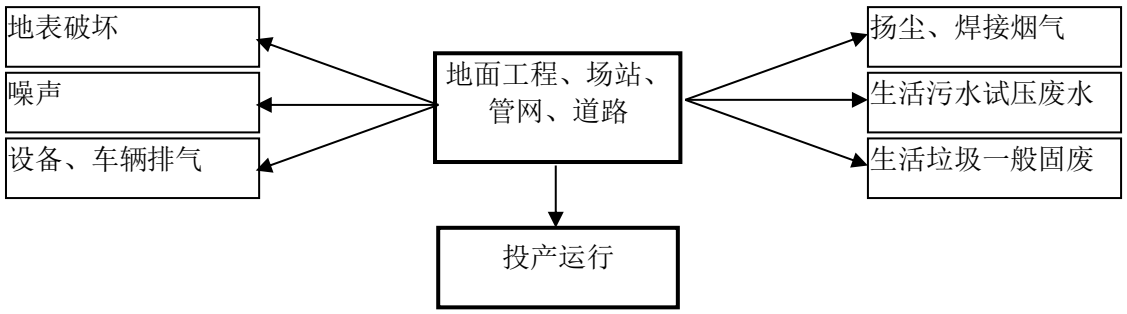



图 3.4-1 施工期产污环节示意图

#### 3. 4.2.2 运行期

1、正常工况

本工程运行期主要环境影响为依托场站运行产生的燃烧烟气、油井井场及原油集输过程中产生的无组织烃类气体，油井作业产生的作业污水和落地油，井场抽油机及依托

场站产生的噪声，以及依托场站员工产生的生活污水和生活垃圾等。运行期随产液一起采出的伴生气分别进入芳深 2 转油站、芳 507 转油站、祝 3 转油站、芳 707 转油站油气分离器进行气液分离后，湿气进入天然气除油干燥装置进行脱水和除油，此过程产生含油污水，处理后的伴生气用于本站加热装置自耗。运营期非正常工况下油井作业时产生含油污泥由罐车拉运至宋芳屯含油污泥处理站减量化处理，处理后委托大庆油田水务工程技术有限公司处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg）。

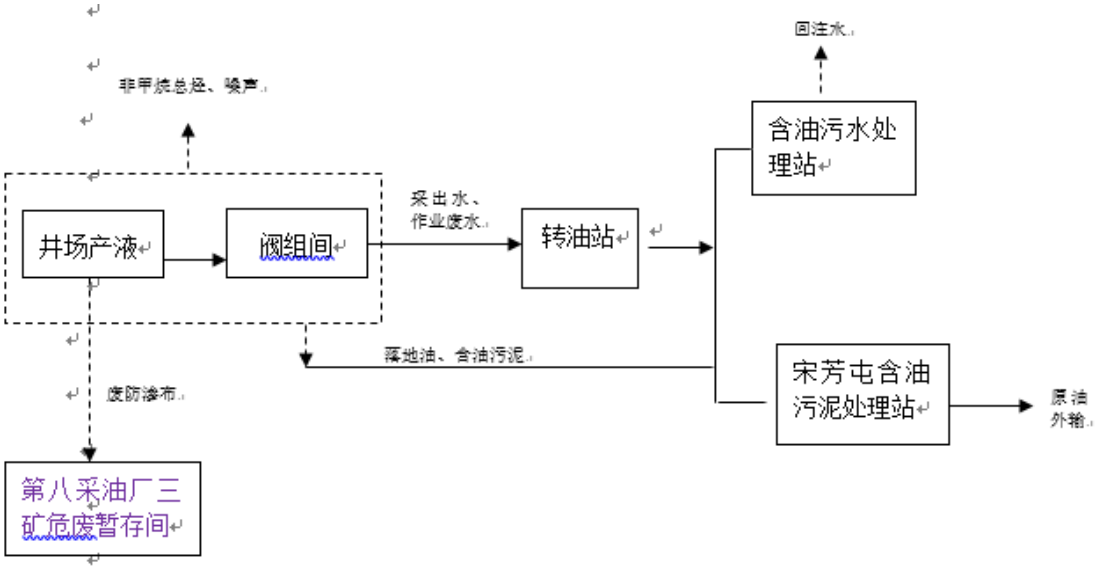



图 3.4-2　运行期产污环节示意图

2、非正常工况

本工程运行期非正常工况主要环境影响因素为油井作业产生的作业污水和落地油等。

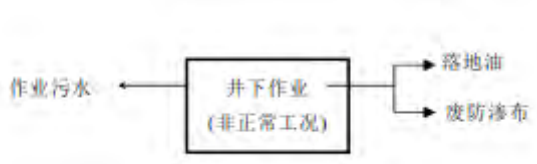



图 3.4-3　运营期非正常工况产污环节示意图

### 3. 4.2.3 生态影响因素分析

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

1）管道敷设、道路建设

施工过程对环境的影响主要来自产能工程施工、管道施工作业带清理、开挖管沟、道路建设等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本项目管道和道路施工作业带宽度约 10m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2～3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。

2）对土壤侵蚀的影响

施工对土地的开挖，造成土地裸露，加剧沿线的土壤侵蚀。

3）对植被的影响

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

## 3.5 污染源源强核算

### 3.5.1 施工期污染源源强核算

1、废气

施工期废气主要为管沟开挖施工表土剥离、道路敷设、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，以及施工设备和运输车辆尾气。

（1）施工扬尘

施工期扬尘污染主要来自平整土地、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、气象条件等以及土方工程量等多种因素有关。

本项目区块所在区域平坦空旷，大气扩散条件好。井场相对分散，且施工时间较短，施工扬尘影响较小。本项目管线敷设过程、各种施工材料的运输给运输道路的沿线带来扬尘污染，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。当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 8～10mg/m$^3$。

（2）车辆排放的尾气

油田开发时各类运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。但由于车

辆数量与每辆车行驶里程不易确定，因此本次评价仅简单分析。

（3）焊接烟气

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟气，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为 CO、$CO_2$、$O_3$、NOx、$CH_4$ 等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目较小，产生的焊接烟气量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

2、废水

（1）试压废水

管线敷设完成后进行试压，涉及管线总长度为 67.27km，采取分段试压的方式。根据油田施工经验，管线试压用水量按 14.0$m^3$/km 核算，总试压用水量为 941.78$m^3$；试压废水产生量按 13.5$m^3$/km 核算，总试压用水量约为 908.1$m^3$。管线试压用水为水罐车拉运至施工现场，试压废水由罐车自带泵泵入罐车内，拉运至宋一联污水站处理后后回注油层，不外排。宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中≤2μm”要求。

（2）生活污水

2022 年开发施工期现场施工人员最多可达 50 人，施工期为 60 天，根据《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021），按每人每天生活用水用量 0.08$m^3$/d 计，排水量取用水量的 80%计算，则施工队施工期间排放的生活污水量约为 3.2$m^3$/d。整个施工期生活污水产生量为 192$m^3$。生活污水主要污染物为 COD、$BOD_5$、氨氮、SS 等，各污染物浓度 COD 为 300mg/l，$BOD_5$ 为 170mg/l、氨氮为 25mg/l、SS 为 250mg/l。

2024 年开发施工期现场施工人员最多可达 50 人，施工期为 30 天，根据《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021），按每人每天生活用水用量 0.08$m^3$/d 计，排水量取用水量的 80%计算，则施工队施工期间排放的生活污水量约为 3.2$m^3$/d。整个施工期生活污水产生量为 96$m^3$。生活污水主要污染物为 COD、$BOD_5$、氨氮、SS 等，各污染物浓度 COD 为 300mg/l，$BOD_5$ 为 170mg/l、氨氮为 25mg/l、SS 为 250mg/l。

2025 年开发施工期现场施工人员最多可达 50 人，施工期为 30 天，根据《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021），按每人每天生活用水用量 0.08$m^3$/d 计，排水量取用水量的 80%计算，则施工队施工期间排放的生活污水量约为 3.2$m^3$/d。整个施工期生活污水产生量为 96$m^3$。生活污水主要污染物为 COD、$BOD_5$、氨氮、SS 等，各污染物浓度 COD 为 300mg/l，$BOD_5$ 为 170mg/l、氨氮为 25mg/l、SS 为 250mg/l。

2026 年开发施工期现场施工人员最多可达 50 人，施工期为 30 天，根据《黑龙江省地方标准用水定额》（DB23/T727-2021），按每人每天生活用水用量 0.08$m^3$/d 计，排水量取用水量的 80%计算，则施工队施工期间排放的生活污水量约为 3.2$m^3$/d。整个施工期生活污水产生量为 96$m^3$。生活污水主要污染物为 COD、$BOD_5$、氨氮、SS 等，各污染物浓度 COD 为 300mg/l，$BOD_5$ 为 170mg/l、氨氮为 25mg/l、SS 为 250mg/l。

本项目施工期总计生活用水量为，产生的生活污水量为 600 $m^3$。生活污水主要污染物为 COD、$BOD_5$、氨氮、SS 等，各污染物浓度 COD 为 300mg/l，$BOD_5$ 为 170mg/l、氨氮为 25mg/l、SS 为 250mg/l。

施工期生活污水主要来自施工人员产生的废水，每个施工现场都设置旱厕，由于施工现场分散，考虑到生活污水水质简单、污染物浓度较低，且没有有毒有害物质，施工场地的生活污水排入防渗旱厕，施工结束后清理用作农家肥，不排向附近地表，因此不会对周边环境产生明显影响。

3、噪声

施工期噪声源主要是施工机械挖掘机、推土机和施工车辆噪声，声源强度 70～105dB(A)，油田开发期噪声影响较明显，流动声源亦较多。施工期噪声源详见表 3.5-1。

**表 3.5-1　　本项目施工期噪声源统计表**

| 序号 | 设备名称 | 声源强度 dB（A） | 声源性质 |
|---|---|---|---|
| 1 | 挖掘机 | 85-105 | 非连续稳态声源 |
| 2 | 推土机 | 70~90 | 非连续稳态声源 |
| 3 | 压路机 | 80~90 | 非连续稳态声源 |
| 4 | 项目车辆 | 70～90 | 流动声源 |

4、固体废物

施工期产生的固体废物主要为生活垃圾和焊渣等。

2022 年施工期为 60 天，现场施工人员最多可达 50 人，根据类比调查，每人每天生活垃圾产生量约为 0.5kg，则本项目 2022 年整个施工期量约为 3.0t；2024 年施工期为 30 天，现场施工人员最多可达 50 人，根据类比调查，每人每天生活垃圾产生量约为 0.5kg，则本项目 2024 年整个施工期量约为 1.5t；2025 年施工期为 30 天，现场施工人员最多可达 50 人，根据类比调查，每人每天生活垃圾产生量约为 0.5kg，则本项目 2025 年整个施工期量约为 1.5t；2026 年施工期为 30 天，现场施工人员最多可达 50 人，根据类比调查，每人每天生活垃圾产生量约为 0.5kg，则本项目 2026 年整个施工期量约为 1.5t；本项目施工期总计产生的生活垃圾为 7.5 t，生活垃圾统一收集，就近运往大同区生活垃圾

填埋场处理场处理。

管道焊接、补口时会产生焊渣、边角料（管道施工废料）等废料，产生量约 0. 1t，属于一般工业固体废物，代码为 711-999-99，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求，拉运至第八采油厂工业固废填埋场。

### 3.5.2 运行期污染源源强核算

1、正常工况

（1）大气污染源及污染物分析

1）无组织挥发烃类气体

本工程共部署 178 口油水井，产液分别进芳深 2 转油站、芳 507 转油站、祝 3 转油站、芳 707 转油站初步处理后外输至宋一联脱水站进行脱水处理，处理后原油外输，工程烃类气体主要排放地点为油井井场、宋二联转油站等。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，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，本工程建成后年产能为 $4.72\times10^4$t，则本次产能非甲烷总烃总挥发量约为 66.91t/a。

2）加热炉烟气

由于依托场站加热炉未新建且场站加热炉满足新增负荷需求，新增加热炉大气污染物总量在原排污许可申请总量控制范围内，故本次未对加热炉烟气进行核算。

（2）水污染源及污染物分析

油井井场采出液分别经芳深 2 转油站、芳 507 转油站、祝 3 转油站、芳 707 转油站初步处理后进入宋一联转油脱水站进行脱水，由开发工程方案可知，工程投产后年产液量为 10.8$m^3$/a，分离出的含油污水分别进入宋一联污水站处理后回注油层，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中≤2μm”要求回注油层，不外排。

本项目运行期不新增生活人员，不新增生活污水排放。

（3）噪声污染源及污染物分析

本工程噪声源主要是抽油机、依托场站各类机泵产生的噪声。主要噪声源为机泵、加热装置、抽油机等。

A.抽油机噪声

各采油平台的抽油机产生噪声，拟建项目采用抽油机噪声为 65~80ddB(A)，为连续稳态低频噪声。

B.站场输油泵噪声

站场输油泵噪声约在 80～85dB(A)之间，转油站各设备源强约为 80～85dB(A)之间，为连续稳态低频噪声。

C.交通噪声

运行期各类车辆行驶过程中产生的噪声约为：70~82dB(A)之间，为线性噪声。

综上，运行期本项目主要噪声设备及噪声源见表 3.5-2。

**表 3.5-2　运行期主要设备噪声源单位：dB(A)**

| 噪声源 | 设备名称 | 声源强度 |
|---|---|---|
| 采油井场 | 抽油机 | 65～80 |
| 转油站 | 输油泵 | 80～85 |
| 交通噪声 | 各种车辆 | 70~82 |

（4）固体废物污染源及污染物分析

本区块为水驱采油，本项目运营期主要含油污泥产生环节包括转油站清淤以及其余管道设备油泥的清理，油田区块一般油田生产万吨原油排泥砂（固相）约 0.2~0.4t（本工程以 0.3t 计），其代码为危险废物 HW08/ 071-001-08/T，I。则本项目年产油泥（砂）1.416t，统一收集送宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处理，处理后委托大庆油田水务工程技术有限公司处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg）。

本项目运行期不新增生活人员，不新增生活垃圾。

2、非正常工况

（1）大气污染源及污染物分析

本项目涉及的非正常工况条件下的废气排放主要为井场作业时非甲烷总烃的溢散，一般情况下检修时间较短（2d 左右），且项目均处于野外，扩散条件较好，距离大气敏感目标较远，对大气环境影响较小。

（2）水污染源及污染物分析

作业废水是指在油田生产期修井作业后反排时产生的废水，主要污染物为石油类。修井为不定期流动进行，油井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 4$m^3$/井次，则 102 口油井产生的作业污水量为 272 $m^3$/a；水井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 60$m^3$/井次，则 76 口水井产生的作业污水量为 3040 $m^3$/a；则本项目作业污水量平均每年约 3312$m^3$（修井周期折合成每年平均值），油井和水井作业污水通过作业污油污水回收装置回收就近泵入集油管道进系统，不外排。同时在油井作业时设井口收集槽，收集井口溢流污水，

然后泵入作业污油污水回收装置或罐车回收至宋一联污水站处理，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中≤2μm”要求回注油层，不外排。

水井作业周期为 2 年，洗井污水产生量为 120m$^3$/井次，76 口水井共产生作业污水量为 4560m$^3$/a，作业污水经作业施工现场设置的污水回收装置回收后经罐车拉运至宋一联污水站处理，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中≤2μm”要求回注油层，不外排。

（3）固体废物污染源及污染物分析

1）落地油

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修井，修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具。修井时往往会有一部分原油散落于井场内，成为落地油。根据对本项目各区块调查，运行期修井平均一般一年一次。近年来大庆油田通过在油井修井前实施压井技术（即对油井修井前向其注入高压水，冲刷油管和套管）以及安装井下卸油器，修井时落地油产生量大幅减少，每口井每次产生落地油约 0.05t/次，则本项目运行期修井时产生的落地油约为 5.1t/a。

油井作业过程中产生的落地油属于危险废物，危废代码为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，拉运过程中按照指定的拉运路线、尽量避开村屯等敏感点进行运输，同时罐车上配备铁锹等应急工具，运送至宋芳屯含油污泥处理站减量化处理，处理后委托大庆油田水务工程技术有限公司处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg）。

（2）废防渗布

修井时防止原油散落于井场内，均铺设防渗布。修井时井场铺垫防渗布只用于一次修井作业，不重复利用。根据类比调查，每次修井塑料布使用量约为 10kg/口，修井周期一般为 1.5 年，本项目的 102 口油井每年修井废防渗布产生量（折合为每年产生量）约 0.68t/a，为危险废物。井场废防渗布须委托有资质的单位进行处置，不得随意丢弃。

作业过程中产生的含油废弃防渗布属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08。作业施工结束后，由施工单位将废弃的含油防渗布集中收集，暂存在第八采油厂三

矿危废暂存间，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线，尽量避开村屯等敏感点，同时车内配备铁锹等应急工具。

本项目涉及的危险废物汇总情况见表 3.5-3。

**表 3.5-3　本项目危险废物汇总样表**

| 序号 | 危险废物名称 | 危险废物类别 | 危险废物代码 | 产生量 | 产生工序及装置 | 形态 | 主要成分 | 有害成分 | 产废周期 | 危险特性 | 污染防治措施 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 修井落地原油 | HW08 | 071-001-08 | 5.1t/a | 生产/井场站场 | 固态 | 石油类 | | 修井周期为 1.5 年/次 | T/I | 送宋芳屯含油污泥处理站 |
| 2 | 油泥（砂） | HW08 | 071-001-08 | 1.416t/a | 井场 | 固态 | 石油类 | | 油井作业 1.5 年/次 | T/I | |
| 3 | 井场废防渗布 | HW08 | 900-249-08 | 0.68 t/a | 生产/井场 | 固态 | 石油类 | | 油井作业 1.5 年/次 | T/I | 送有资质单位处理 |

### 3.5.3 污染源及污染物汇总核算

拟建项目施工期和运行期正常工况下各种污染物排放汇总见表 3.5-4。

**表 3.5-4 本项目施工期和运行期正常工况下各污染物排放汇总**

| 时期 | 类别 | 名称 | 产生量 | 削减量 | 排放 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 施工期 | 废水 | 试压废水（$m^3$） | 908.1 | 908.1 | 0 | 罐车分批就近运到宋一联污水站进行处理后回注 |
| | | 生活污水（$m^3$） | 600 | 600 | 0 | 排入防渗旱厕，施工结束清掏后堆肥，并进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整），不外排 |
| | 固体废物 | 生活垃圾(t) | 7.5 | 7.5 | 0 | 运往垃圾处理场处理 |
| | | 焊渣、边角料（管道施工废料）等废料 | 0.1t | 0.1t | 0 | 拉运至第八采油厂工业固废填埋场 |
| 运行期 | 正常工况 | | | | | |
| | 废水 | 采油废水（$10^4m^3/a$) | 10.8 | 10.8 | 0 | 经宋一联污水站处理后，满足回注水标准，回注地下 |
| | 固体废物 | 油泥(砂)（t） | 1.416 | 1.416 | 0 | 危废编号 HW08，送宋芳屯含油污泥处理站处理 |
| | 废气 | 非甲烷总烃（t/a） | 66.91 | 0 | 66.91 | 无组织挥发 |
| | 非正常工况 | | | | | |
| | 废水 | 作业废水（$m^3/a$） | 3312 | 3312 | 0 | 经宋一联污水站处理后回注地下 |
| | | 洗井废水（$m^3/a$） | 4560 | 4560 | 0 | |
| | 固体废物 | 落地油（t/a） | 5.1 | 5.1 | 0 | 危废编号 HW08，送宋芳屯含油污泥处理站 |
| | | 井场废防渗布（t/a） | 0.68 | 0.68 | 0 | 危废编号 HW08，送宋芳屯含油污泥处理站 |

## 3.6 现有工程污染源调查

### 3.6.3 现有工程回顾调查

（1）待钻井位分析

根据环评文件及批复要求，钻井施工期间施工活动控制在占地范围内，充分利用农村便道，尽量不开辟新的临时进井通道，施工结束后临时占地全部恢复原有植被类型和原有功能。

钻井工程对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、运输车辆排放的尾气、柴油机燃烧排放的烟气。施工期界外扬尘满足《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；施工期柴油发电机燃烧废气满足《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）表 2

及 2020 修改单中第三阶段标准限值。由于这些影响都是暂时性的，施工一结束就随之消失，对周围空气环境产生的影响较小。

钻井工程产生的生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束后清掏外运堆肥，旱厕进行卫生填埋处理；压裂液返排液送宋二联废压裂液处理站处理；钻井泥浆（钻井废水、钻井岩屑及废射孔液）由罐车及时拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理，确保本工程产生的废弃钻井液不落地，处理后泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中进入 I 类场一般工业固体废物的标准要求：有机质含量＜2%、水溶性盐总量小于＜2%，晾晒后用于油田修路或铺垫井场；分离出的液相（废水）用罐车运至徐三联含油污水处理站处理达标后回注地下，回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎岩屑油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中相应标准限值。

钻井工程废弃包装袋和废弃防渗布属于一般固体废物，膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋施工结束送至第八采油厂工业固废填埋场处理。生活垃圾统一收集后运至大庆市生活垃圾综合处理厂处理。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 号），KOH 和过硫酸钾废包装袋属于 HW49 其他废物，危险废物编号为 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。项目施工期间产生的KOH和过硫酸钾废包装袋经收集后直接由施工单位委托资质单位处理，不在井场暂存。固体废物处置率 100%，不会对周围环境产生影响。

（2）已钻井位分析

根据验收意见可知，钻井施工期间施工活动控制在占地范围内，充分利用农村便道，不开辟新的临时进井通道，施工结束后临时占地全部恢复原有植被类型和原有功能。

钻井工程对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、运输车辆排放的尾气、柴油机燃烧排放的烟气。由于这些影响都是暂时性的，施工一结束就随之消失，对周围空气环境产生的影响较小。由监测结果可知抽油机井场厂界噪声昼间、夜间噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。废弃钻井液和泥浆经无害化处理后，能够满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）各项指标的要求，固化后地表现已覆土 30cm，土地已平整，满足环评及批复中固化要求。

#### 3.6.3.3 区块内现有工程回顾分析

通过对该区域的现场调查、现场监测及验收数据可知：

区块内项目执行了环境影响评价制度和“三同时”管理制度，项目建设过程中，能够按照环评及其批复的要求进行环保设施的建设。

1、含油污水、作业污水和洗井废水等经宋一联合站含油污水处理站处理后回注地下。

2、依托场站加热炉使用油田伴生气为燃料。

3、项目钻井过程中使用的钻井液及时回收利用、剩余的钻井液和钻井废水、泥浆一起进行集中固化处理。

4、含油污泥转移、存放、运输时严格按照危险废物运输、贮存等相关标准执行，产生的含油污泥集中收集运至宋芳屯含油污泥处理站，符合环评及批复提出的无害化处理要求。

5、制定了相应的环保制度及应急预案。

6、建立了环保组织机构，制定可行的规章制度和规范的环保档案。

### 3.6.5 现有区块开发环保措施落实和效果回顾调查

通过对该区域的现场调查、现场监测及验收数据可知：

（1）废气污染防治措施调查结论

在区块开发过程中，本着节约能源，减少污染，进行合理地设计、建设，生产采用全密闭工艺流程，减少了生产工艺工程中的烃类气体挥发。现有区块依托站场和井场周界外非甲烷总烃无组织排放浓度最高值均不超过《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 4mg/m$^3$，实现了达标排放。

油田伴生气全部用作加热炉的燃料，验收监测期间，加热炉采用高效加热炉，燃料充分燃烧，减少了大气污染物的排放，排放的大气污染物烟尘、 $SO_2$、$NO_X$ 浓度满足《工业窑炉大气污染物排放标准》（GB9078-1996）二区加热炉标准，同时也符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）中的表 1 在用锅炉标准要求。

（2）废水污染防治措施调查结论

在区块开发建设及生产运行过程中做到了生产污水全部管输至宋一联合站含油污水处理站，处理后出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”要求，达标后回注现役油层，不外排，要求的废水污染控制措施在工程开发建设中都得到了落实。

验收监测期间，环境敏感点两家子村等地下水监测油田特征因子石油类未检出，除氟化物、高锰酸盐指数、氨氮指标外，其他检测项目均满足《地下水质量标准》

（GB/T14848-1993）III 类标准，环评监测时氟化物、高锰酸盐指数、氨氮也超标，超标与农业污染和区域地质状况有关。

验收监测期间，地表水环境敏感点北大干渠监测油田特征因子石油类未超标，COD 浓度不满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 V 类水体标准，由于农业污染导致。

（3）噪声污染防治措施调查结论

区块在开发建设过程中，选用了低噪声设备，并对噪声较大的设备统一规划部署。将声源布置在室内，并作了相应的隔声处理。由监测结果可知抽油机井场厂界噪声昼间、夜间噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

（4）固体废物污染防治措施调查结论

区块开发过程中，能够按照环境影响评价报告及其批复中提出的要求进行施工及采油生产。废弃钻井液和泥浆经无害化处理后，能够满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）各项指标的要求，固化后地表现已覆土 30cm，土地已平整，满足环评及批复中固化要求。

含污油泥送采油八厂含油污泥处理站处理，处理后的含油污泥符合《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）中指标要求。验收监测期间，井场土壤监测符合环境质量标准。

（5）生态影响调查结论

油田采取了一系列生态保护和恢复措施，没有改变项目区的生态系统结构与功能，项目区的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大；临时占地进行了恢复，临时占用的耕地进行了复垦，对永久占用的耕地执行了占一补一的措施。除了占地直接减少了牧草、农作物的产量外，对生态的影响较小。

根据现场调查可知：已钻井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，区域内主要为草地及耕地已恢复为原有状态。

### 3.6.6 区块现存环境问题

项目所属区块为已开发区块，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、草地生态系统。区块内现有工程排放的污染物主要包括井场噪声和无组织挥发的非甲烷总烃，区块内油水井作业产生的作业污水和含油污泥，污水由罐车运往污水处理站处理后回注油层，含油污泥运至宋芳屯含油污泥处理站减量化预处理后，

拉运至大庆油田水务工程技术有限公司处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/3104-2022）中表 1 中各项污染控制指标标准限值。建设单位在开发过程中采取了一系列的生态保护措施，严格控制井场的临时及永久占地，井场地面均进行了平整。钻井施工结束后及时的进行了地貌恢复等生态恢复，区域内已有耕地恢复耕作，草地进行播撒草种恢复至原地表形态，通过一系列生态保护措施后，油田的开发对区域农田及草地没有造成明显影响。该区块所采取的各项环保措施是有效的，作业井场比较清洁，地面看不到污油。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，区域内主要为草地及耕地已恢复为原有状态。目前，该区块现有环境问题为建设中井场钻井施工结束后，不能及时平整场地，可能导致水土流失现象。





图 3.6-1　本项目所在区域现状照片

### 3.6.7 “以新带老”的环保措施

针对建设中井场钻井施工中存在的现有的环境问题提出以下措施：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（20 cm 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，并针对施工过程中的不同破坏类型，恢复被破坏的地表形态，降低工程对周围生态环境的影响。

## 3.7 排污许可证申领情况

根据《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》中相关内容："三、环境影响评价审批部门要做好建设项目环境影响报告书(表)的审查，结合排污许可证申请与核发技术规范，核定建设项目的产排污环节、污染物种类及污染防治设施和措施等基本信息；依据国家或地方污染物排放标准、环境质量标准和总量控制要求等管理规定，按照污染源源强核算技术指南、环境影响评价要素导则等技术文件，严格核定排放口数量、位置以及每个排放口的污染物种类、允许排放浓度和允许排放量、排放方式、排放去向、自行监测计划等与污染物排放相关的主要内容。

六、建设项目发生实际排污行为之前，排污单位应当按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。环境影响报告书（表）2015年1月1日（含）后获得批准的建设项目，其环境影响报告书（表）以及审批文件中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。建设项目无证排污或不按证排污的，建设单位不得出具该项目验收合格的意见，验收报告中与污染物排放相关的主要内容应当纳入该项目验收完成当年排污许可证执行年报。"

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》要求，大庆油田有限责任公司第八采油厂排污许可应进行登记管理，大庆油田有限责任公司第八采油厂已于2020年5月13日在全国排污许可证管理信息平台进行首次排污许可登记，有效期限为2020-05-13至2025-05-12，本项目不涉及通用工序重点管理和简化管理的固定污染源，故项目建成后，大庆油田有限责任公司第八采油厂排污许可仍为登记管理。

## 3.8 清洁生产分析

### 3.8.1 井下作业的清洁生产工艺

（1）在井场，加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发，控制分离器压力，杜绝放空，在设备的选型设计时充分考虑其承受的压力，阀门、油泵等设备装置密闭性能高，杜绝烃类气体跑冒等无组织排放。

（2）起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

（3）在井下作业过程中，产生的作业废水经宋一联污水站处理，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求："含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm"回注油层，对作业过程中散落的落地油，采用"铺设作业，带罐上岗"的作业模式，可使落地油的回收率达到 100%。

### 3.8.2 油气集输的清洁生产

（1）优化布局

集输系统的优化主要采用优化布站理论和管网优化理论，依托井组密闭增压技术、集输半径界定技术，最大限度的实现油田地面系统的最优化布局。

本工程开发采取总体方案设计、总体布局，结合当地地形地貌特征，合理确定线路位置和走向，最大限度的减少地面工程建设投资。针对本工程油田开发的特点，并结合当地自然地形和集油工艺特点，集输系统主要采用以脱水站为中心，转油站为骨架，按二级或三级布站形式汇集成地面原油集输管网体系。井场管道集油格局，以适应整个产建工程开发区域自然地形特点和开发需要。

（2）油气集输采用全密闭集输流程

本工程开发首先敷设集输管道，以保证投产井能立即进入集输流程。集输管道全密闭。

（3）油田采出水处理

为了保护环境和节约用水，本工程运行期油田采出水经宋一联污水站处理，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层，不外排。

（4）在井场、道路、集输管道等系统施工完成后立即复垦绿化，植被恢复率要达到90%以上，可有效降低工程施工对环境的影响。

（5）集输管线

管线材质为硬质聚氨酯泡沫夹克管，夹克管具有节约能源，防腐，绝缘性能好，使用寿命长的特性，同时管线均设有渗漏报警线。一旦管道某处发生渗漏，通过报警线的传导，便可在专用检测仪表上显示出保温管道渗水、漏水的准确位置及渗漏程度的大小，以便通知检渗人员迅速处理漏水的管段，保证管网的安全运行。

### 3.8.3 先进的环境管理

本工程在实施过程中，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，尽量减少直至杜绝环境污染事故的发生。

### 3.8.4 合理有效的污染物处置措施

本工程运营期产生的废防渗布委托有资质单位处置；井下作业阶段及时回收落地油等废物，产生的含油污泥、落地油等危险废物由专用车辆运至宋芳屯含油污泥处理站减

量化处理，处理后委托大庆油田水务工程技术有限公司处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg）；洗井废水、作业废水由污油污水回收装置回收后泵入罐车，拉运至宋一联污水站处理，宋一联污水站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层，不外排。

根据上述分析，本工程将清洁生产贯穿于设计、建设与生产的全过程，符合清洁生产要求。

# 第四章环境现状调查与评价

## 4.1 自然环境现状调查

本项目建设地点位于本项目选址位于大庆市大同区境内，区内油田公路四通八达，交通便利，移动、联通网络均覆盖该地区，通讯发达。区块周围分布有村屯、农田等。

### 4.1.1 地形地貌

开发区域位于松辽平原中部，松花江、嫩江一级阶地上。大地构造属新华夏沉降带，地处松辽凹陷盆地腹部，地势由北向南渐低。地貌景观单一，境内无山岭和丘陵，地貌表现为波状起伏的低平原，地势开阔，稍高处为平缓漫岗，较低处是泡沼和沼泽，属冲积性平原地貌，海拔高度在 135.57-191.3m 之间。

### 4.1.2 气候气象

工程所在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。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℃。平均风速 3.7 m/s，年最大风速为 22.7m/s，SW。该地区冬季 WNW-NW-NNW 风向出现风频率为 37%；夏季多为 S-SSW-SW 风向，风频率为 26%；年风向频率较大为 S-NW-NNW。风场的特征是春、秋、夏以 S 风为主，冬季以 NW-NNW 风为主，全年静风频率为 6%。年平均 442.0mm，年最大降水量 651.2 mm。年平均水气压 8.2hpa。平均积雪 158d，最大积雪深度 220.0mm。年平均蒸发量 1531.4mm，年最大蒸发量 1711.0mm，年最小蒸发量 1378.4mm，年平均风速 3.7 m/s。

| | |
|---|---|
| 年平均风速 | 3.7 m/s |
| 年最大风速、风向 | 22.7 m/s， |
| 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℃ |
| 年相对湿度 | 63% |
| 年降水量 | 442.0 mm |
| 年最大降水量 | 651.2 mm |
| 年日照时数 | 2595.8 h。 |

### 4.1.3 地表水

区域内主要降水类型为大气降水，主要降水分布在 6 月～8 月末，最高水位出现在 8 月上旬～9 月下旬，最低水位出现在 3 月下旬～4 月上旬。区块内地势总体上较平坦，起伏不大，地表径流排泄条件一般。区域内地表水文状况属安达闭流区，无天然河流，但天然水泡子较多，大气降水都汇集到低洼地，无法排出区外。

### 4.1.4 地下水环境质量现状

### 4.1.4 水文地质

#### 4.1.4.1 地形地貌

评价区处于松花江及嫩江冲积平原北部，地形呈北高南低的广阔波状平原。区域地势平坦低洼，地面绝对标高在 134.59～169.69m 之间，北部高南部低，地表径流条件较好。地貌成因类型及形态特征为冲湖积微波状起伏低平原，其沼泽湿地及盐碱低地较为发育。

#### 4.1.4.2 地质概况

区域地质构造属于徐家围子向斜构造的一部分，位于向斜构造的南部，由于白垩系晚期以来，白垩系明水组没有接受沉积操守剥蚀，受地质运动影响，第三系地层剥蚀严重，第四系以来长期处于上升阶段，第四系地层沉积较薄。

根据地质钻探资料分析，区域浅部地层从上到下依次为第四系、第四系，白垩系地层。

（1）白垩系明水组（$K_{2m}$）

1）明水组一段（$K_{2m}^{1}$）

明水组一段由灰绿色砂岩、泥质砂岩夹厚度为 15.0～40.0m 的两层灰黑色、灰色泥岩组成的两个明显正旋回沉积物组成。明水组一段在区内的厚度变化较大，局部地区相差较大，一般为 120.0～163.5m，局部地区厚度大于 200.0m。

2）明水组二段（$K_{2m}^{2}$）

明水组二段为棕红色、砖红、灰及灰绿色泥岩，泥质粉砂岩与灰、灰绿、灰白色细砂岩、中粗砂岩及含砾中粗砂岩组成的湖相沉积或以湖相为主的湖相冲积层。顶部砖红色泥岩分布较为稳定。明水组二段的主要特点是多种颜色混杂，以棕红色为主。明水组二段区域分布特征与明水组一段基本相同，只是分布范围略小。南向北逐渐增厚，一般 120.0～220.0m。明水组二段与下伏明水组一段呈整合接触。

（2）第三系大安组

主要分布在大庆市南部肇州县至吉林省大安县一带，地层厚度为 0~48.5m。上部为黄、黄褐色砂质泥岩、泥岩，夹有黑色泥岩薄层。下部为灰褐色泥质粉砂岩，砂质泥岩、泥岩、泥质粉砂岩，质软，胶结疏松，成岩性较差。与下伏地层成不整合接触。

（3）第三系泰康组

主要分布于大庆西部地区，呈条带状分布在长垣西翼尖灭。地层厚度 0~55m。向西、北方向地层厚度逐渐增大，并趋于稳定。岩性下部为层状的河流相中粗砂，上部为灰绿、黄绿色粘土、灰白色粉细砂，并构成厚度不等的交互层，局部厚度变薄，且多呈透镜体状。与下伏地层为不整合接触。

（4）第四系（Q）

1）全新统冲积层（$Q_4$）

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。

2）上更新统哈尔滨组（$Q_3$）

广泛分布于区域，岩性为粉质粘土和粉细砂。粉质粘土：黄褐色-褐黄色，软塑～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，地层厚度为 5～10.5m。局部夹粉土、粉细砂层，微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙。分布于评价区表层。

3）中更新统荒山组（$Q_2$）

广泛分布区域，岩性为河湖相沉积的灰黑色粘土，地层厚度较为均匀，微显层理，局部夹有粉细砂层，致密坚硬，局部由铁质浸染，地层厚度为 25.0～30.5m。土质致密，渗透性较差，渗透系数一般在 $1.0\times10^{-6}$～$1.0\times10^{-7}$cm/s，为区域弱透水层，由铁质浸染的斑点条带，含铁钙质结核及白色钙质斑点；

第四系与下伏第三系泰康组地层为不整合接触。

#### 4.1.4.3 地质构造

项目区位于松辽盆地北部区。松辽盆地是中、新生代形成的一北北东向菱形断拗盆地。沉积岩厚度最大可达 6000m 以上，区域地质构造位置属于徐家围子向斜构造一部分，位于向斜构造的南端。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。

#### 4.1.4.4 水文地质条件

1、地下水的形成条件

评价区位于松辽盆地的北部，区域地质构造位置属于徐家围子向斜构造一部分，位于向斜构造的南端。中生界白垩系沉积了巨厚的碎屑岩，第四系则覆盖全区，不整合于白垩系地层之上。在各组岩层中沉积有厚薄不均的砂、砂砾石层及砂岩、砂砾岩层，为地下水的赋存提供了良好的条件。

根据地下水的埋藏条件及含水层介质、水力性质等，区内地下水类型可划分为第四系上更新统松散层孔隙潜水、白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水。详见区域综合水文地质图（图 4.1-1）及水文地质剖面图（图 4.1-2）、区域水文地质柱状图（图 4.1-3）。

2、地下水含水岩组特征

（1）第四系上更新统松散层孔隙潜水

分布于全区，含水层岩性为上更新统哈尔滨组粉细砂组成，厚度 0～3.5m。地下水水位埋深 2.4～5.5m，弱富水性，单井涌水量在 300～100$m^3$/d，地下水化学类型以 $HCO_3$—Na、$HCO_3$—Na·Ca 型水为主。该层水为大气降水的垂直入渗补给，无开采供水条件。

（2）第四系白土山组孔隙承压水

第四系白土山组孔隙承压含水层主要由河流相沉积的灰白色、杂色砂砾石组成。偶夹白色高岭土透镜体。主要分布于区域的南部，含水层厚度小于 30.0m。含水层顶板埋深为 25.0~30.0m，呈由东向西增大态势。

白土山组孔隙承压含水层颗粒粗大，分选较好，孔隙连通，有效孔隙度大，透水性强，富水性好。单井涌水量（237mm 井管）一般都能达到 1000～1500$m^3$/d，水质为重碳酸钠型水。

（3）第三系大安组孔隙裂隙承压水

上部，灰白色灰绿色粉砂岩和灰绿色青灰色层泥岩。

中部深灰色粘土页岩和泥岩。下部灰白色含砾砂岩和砂砾岩。
主要分布在区域的东南部，含水层为砂岩粉砂岩。

含水层厚度一般为 0-48.5 米，顶板埋深东西条带为 15-30 米，
井涌水量 860-1250 吨/日。

（4）第三系泰康组孔隙裂隙承压水

上部，灰绿色、青绿色泥质粉砂岩，灰白色砂岩局部地区含朽木碎片，分布不稳定局部地区缺失；下部，灰白色厚层砂砾岩夹薄层中细砂岩，含砾中粗砂，一般上部颗粒粗，下部颗粒细。西部广泛分布，含水层为砂砾岩层。区域含水层厚度一般 20-40 米，

含水层

板埋深 0-30 米左右。单井涌水量 3000-5000 吨/日。

（5）白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层

明水组二段：岩性主要是含中粗砂岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布不均，连续性较差，透水性一般、富水性一般，含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数较多，一般由 4-6 个层组成，单层厚度 3.0～20.0m，含水层顶板埋深 50～70m，二段含水层组单井涌水量一般可达 800～1200$m^3$/d（273mm）。

明水组一段：岩性主要是含砾砂岩和砂砾岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布稳定性较好，透水性一般、富水性一般，一段含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数一般 3－5 层，单层厚度 3.0～29.0m，累计含水层厚度 10.0～45.0m，含水层顶板埋深 60～120m。单井涌水量（237mm 井管）一般都能达到 1000～1500$m^3$/d，水质为重碳酸钠型水。

明水组含水层的矿化度为 480—860g/L，总硬度为 66-95mg/L（以 $CaCO_3$ 计），水质类型为重碳酸钠型水。

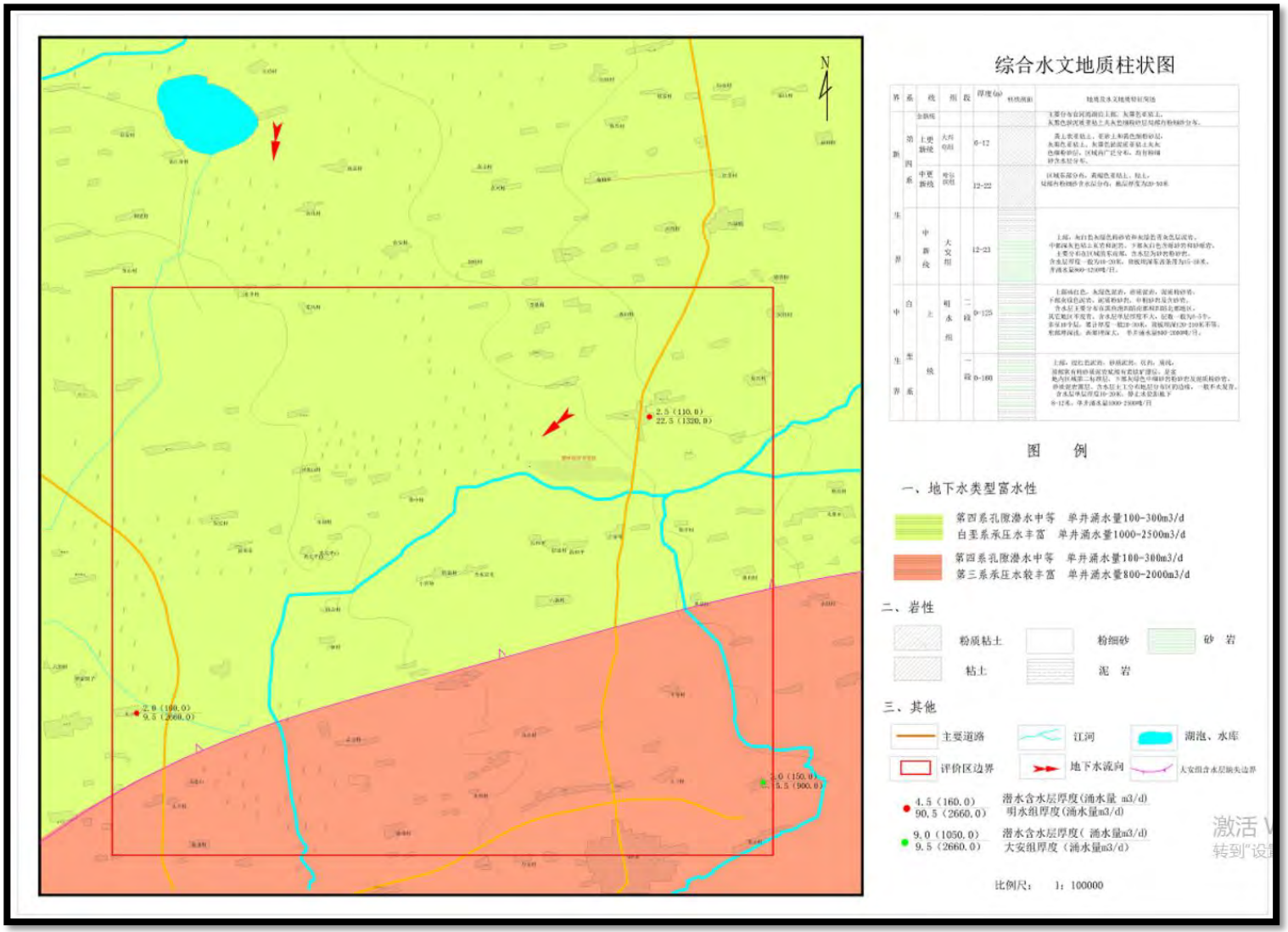



图 4.1-1　　区域综合水文地质图

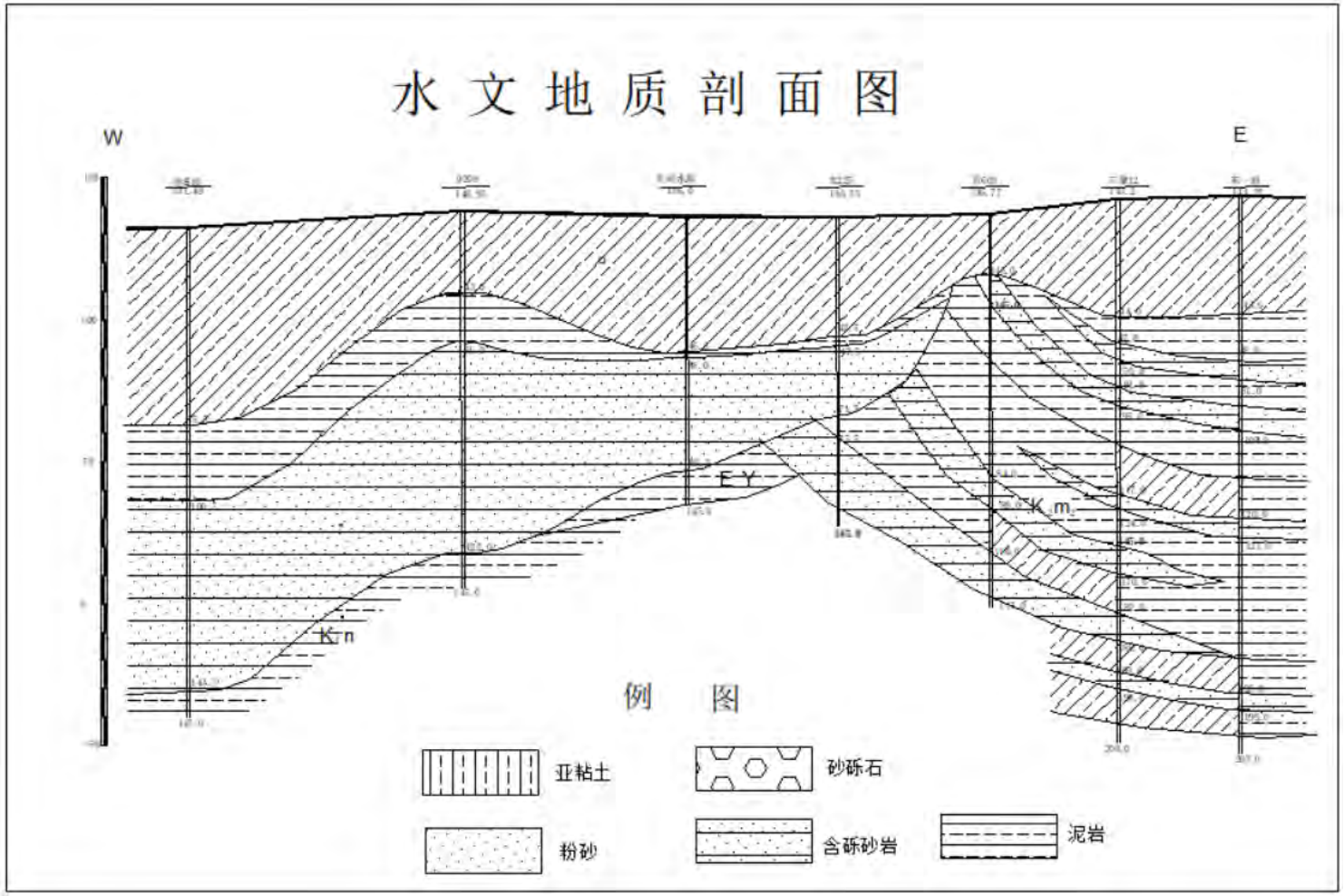



图 4.1-2 区域水文地质剖面图

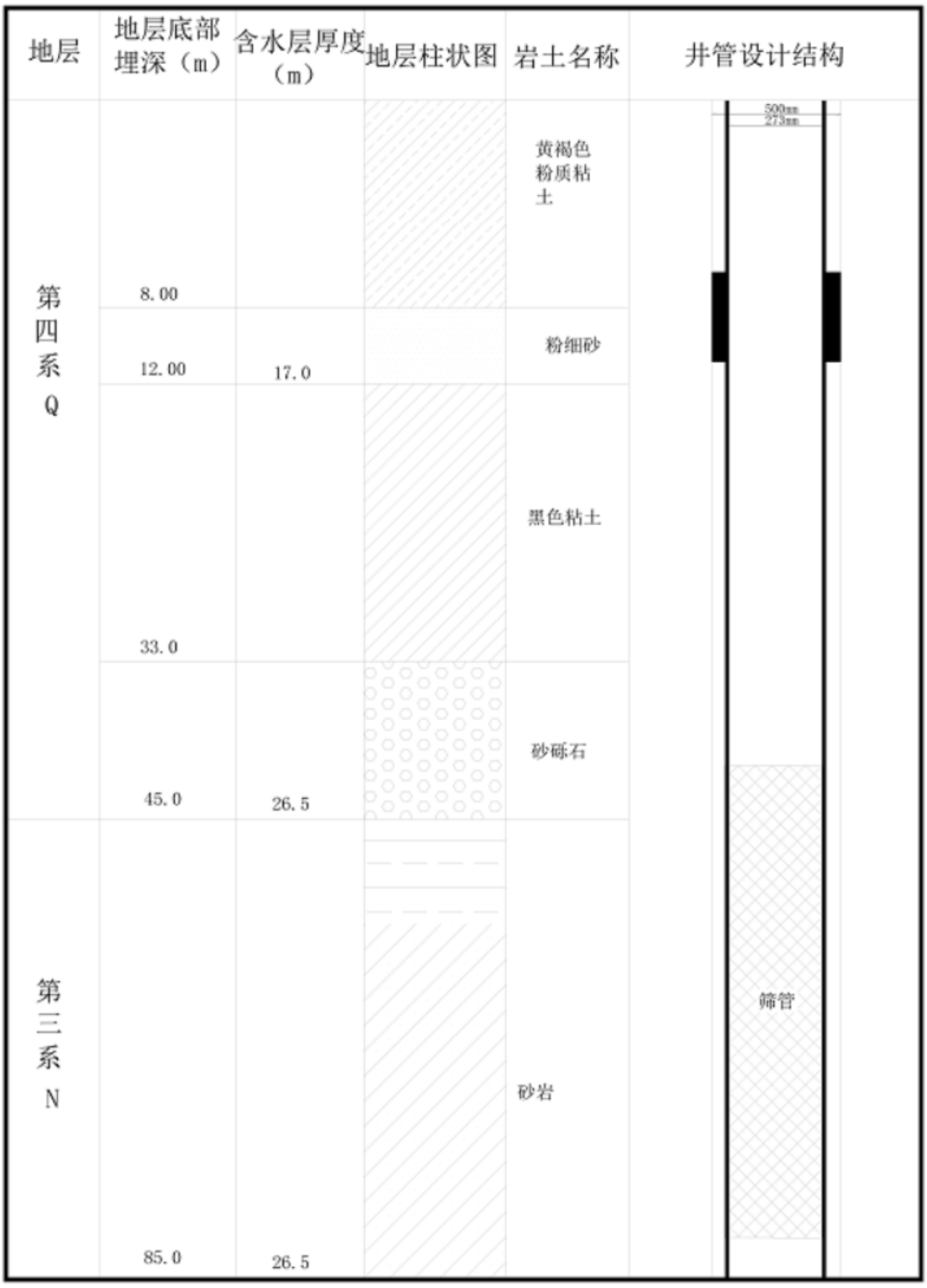



图 4.1-3 区域水文地质柱状图

#### 4.1.4.5 地下水的补给、径流和排泄条件

地质环境决定了地下水的补给、径流、排泄规律。而其补给、径流和排泄构成了含水层地下水流系统的形成条件。

（1）地下水补给

1）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明水组含水层。

2)地表水体的入渗补给

项目区内分布的湖泡水的入渗水量构成了第四系潜水补给的主要来源。

2）侧向补给

在天然条件下，主要来自区域以外广泛连续分布的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，根据水文地质分布特征，项目区地下水侧向主要接受东北向西南方向都有一定量的地下水侧向补给。

（2）地下水径流规律

项目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，项目区范围内地下水流向不明显，区域上总体流向随地势由东北向西南流。而承压含水层是该区供水的主要来源，地下水开采量较大而且相对集中，区域水位下降较大，由于人工流场的形成，改变了地下水的天然径流状态，地下水位是东北高西南低，地下水的径流方向则为北东向西南。

（3）地下水排泄

在人为活动影响条件下，项目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。

1）潜水蒸发排泄

该区属干旱、半干旱季风气候区，区内水面和沼泽湿地较为发育，由于气候干燥，尤其是在多风少雨的春末初夏，降水量小 220mm，蒸发强度大（1100-1600mm），因此蒸发是潜水的主要排泄方式。

2）侧向径流排泄

地下水通过同一含水层向区域西南部径流流出区域。

3）人工开采

区域是地下水人工开采主要地区。根据统计资料，目前区域已建成分散及集中地下水水井 20 多眼。区域地下现状年总开采量为 $75.00\times10^4m^3/a$。

**4.1.4.6 地下水化学特征**

1、第四系孔隙潜水含水层

分布于整个区域，水化学类型为 $HCO_3Na$、$HCO_3Na\cdot Ca$、$HCO_3\cdot SO_4Na$、$HCO_3\cdot Cl\text{-}Na\cdot Ca$ 等水型。TDS 为 220-1230mg/L，硬度（以 $CaCO_3$ 计）为 25.0-864.0mg/L，pH 为 7.1-7.82，Fe 为 0-1.4mg/L，Mn 为 0.01-0.64mg/L，$NO_3^-$为 0-220.0mg/L，$F^-$为 0.015-0.550mg/L。

2、第三系泰康组承压含水层

分布于区域西部，水化学类型为 $HCO_3Na$、$HCO_3Na\cdot Ca$ 等水型。TDS 为 420-930mg/L，硬度（以 $CaCO_3$ 计）为 225.0-465.0mg/L，pH 为 7.3-7.81，Fe 为 0.12-0.81mg/L，Mn 为 0.01-0.64mg/L，$NO_3^-$为 120-240.0mg/L，$F^-$为 0.02-0.520mg/L。

3、第三系大安组承压含水层

第四系大安组含水层主要分布于大同区西部，水化学类型为 HCO3—Na·Ca。TDS 为 459-1239mg/L，硬度（以 $CaCO_3$ 计）为 121.5-630.0mg/L，pH 为 7.3-8.45，$Cl^-$为 0-207.5mg/L，$SO_4^{2-}$为 0-432.5mg/L，Fe 为 0.04-1.4mg/L，Mn 为 0.014-1.112mg/L。

4、白垩系明水组承压含水层

白垩系明水组含水层，水化学类型为 $HCO_3Na$ 型。TDS 为 476-784mg/L，硬度（以 $CaCO_3$ 计）为 112.5-451.1mg/L，pH 为 7.06-8.25，Fe 为 0.2-1.25mg/L，Mn 为 0.011-0.248mg/L。

**4.1.4.7 区域地下水变化特征**

1、潜水地下水水位动态变化特征

区域潜水含水层埋深较浅，含水层岩性为粉细砂，水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大，根据水位监测结果表明，区域潜水水位埋深 2.8m-6.7m 之间，区域潜水埋深变化较小，水位变化差 1.5m 左右。

区域潜水水位埋深变化曲线(新福 1310)

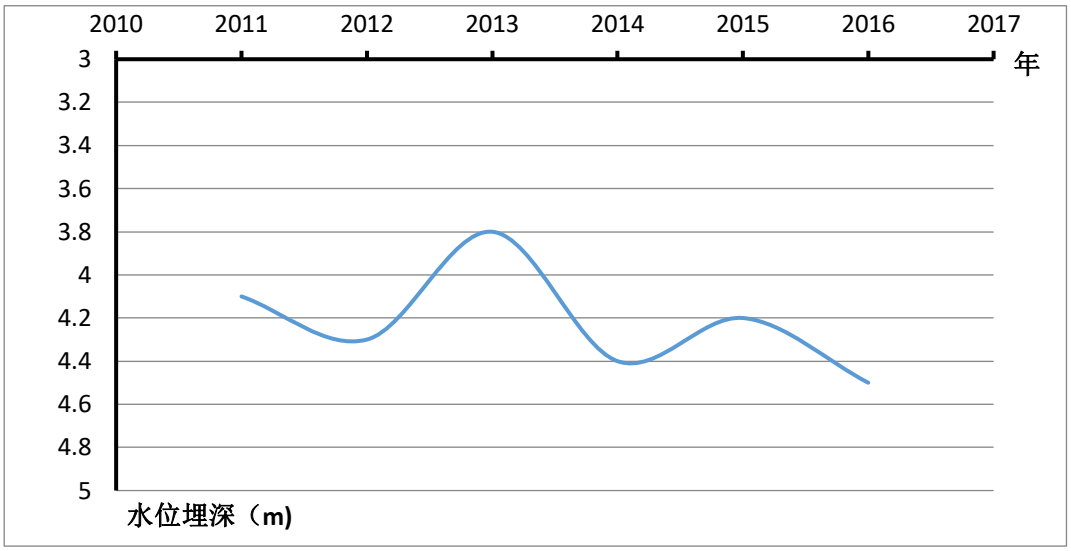



图 4.1-5　　区域潜水水位埋深变化曲线(新福 1310)

2、承压水地下水水位动态变化特征

区域承压水主要含水层为白垩系明水组砂岩裂隙孔隙承压含水层，承压水受多年地下水开采，承压水地下水位总的趋势呈下降趋势。根据近年区域地下水动态监测井水位监测分析，地下水水位变化主要受开采量的影响，水位埋深由开采初期为 4.0-6.0m，到 2015 年水位下降到 8.68m。由于加强地下水资源管理，基本处于稳定状态。

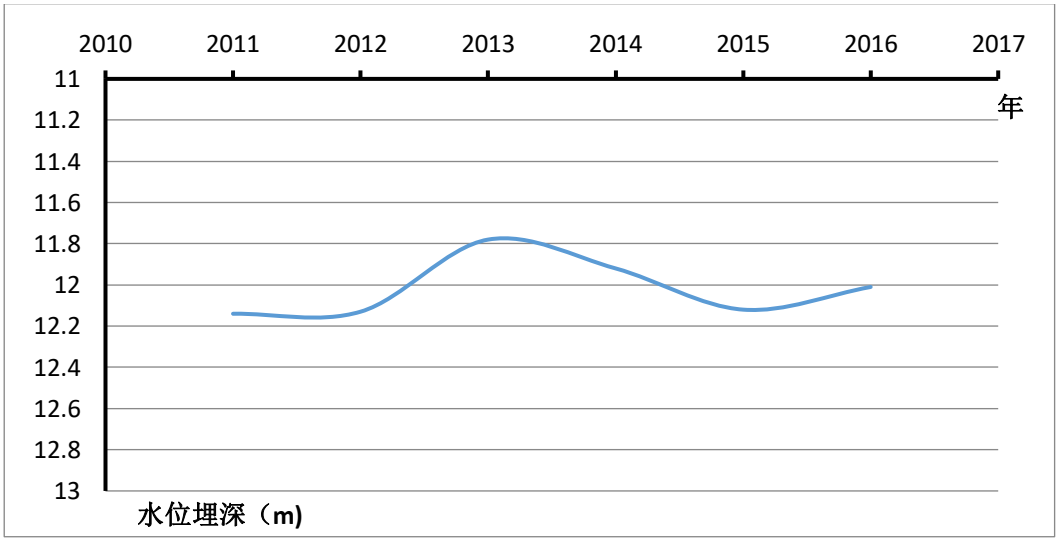



图 4.1-6　　区域承压水水位埋深变化曲线(双发 1230)

### 4.1.4.8 区域地下水流场

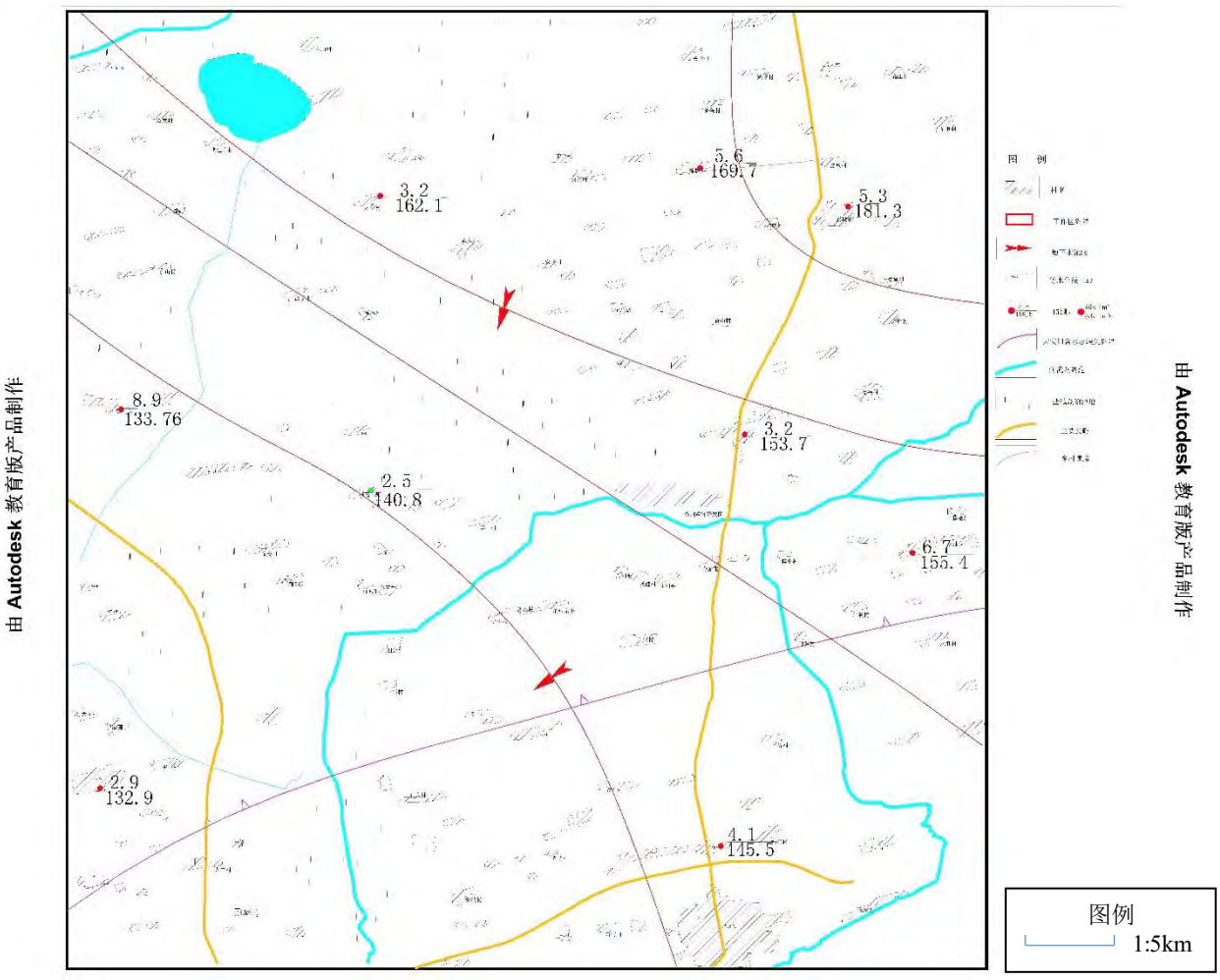
1、白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水

监测井情况及地下水位埋深及地下水位见表 4.1-1，地下水等水压线图见图 4.1-7。项目区内地下水流由东北向西南，地下水水力坡度 0.4-0.6‰。

表 4.1-1　承压水地下水位监测结果

| 监测井位置 | 井深m | 水位埋深m | 地下水位m |
|---|---|---|---|
| 杏山乡 | 110.0 | 12.2 | 153.1 |
| 永胜乡 | 110.0 | 9.7 | 152.4 |
| 农化村 | 120 | 12.2 | 153.1 |
| 祝三乡 | 220 | 8.9 | 133.76 |
| 榆树乡 | 110 | 10.6 | 164.7 |
| 兴城镇 | 125 | 12.3 | 174.34 |
| 永乐镇 | 125 | 9.8 | 124.7 |
| 东太平 | 95.0 | 7.7 | 135.6 |
| 双发乡 | 95.0 | 14.1 | 135.54 |

由 Autodesk 教育版产品制作




由 Autodesk 教育版产品制作
由 Autodesk 教育版产品制作
由 Autodesk 教育版产品制作

图 4.1-7 区域地下水承压水等水位线图

2）第四系上更新统松散层孔隙潜水

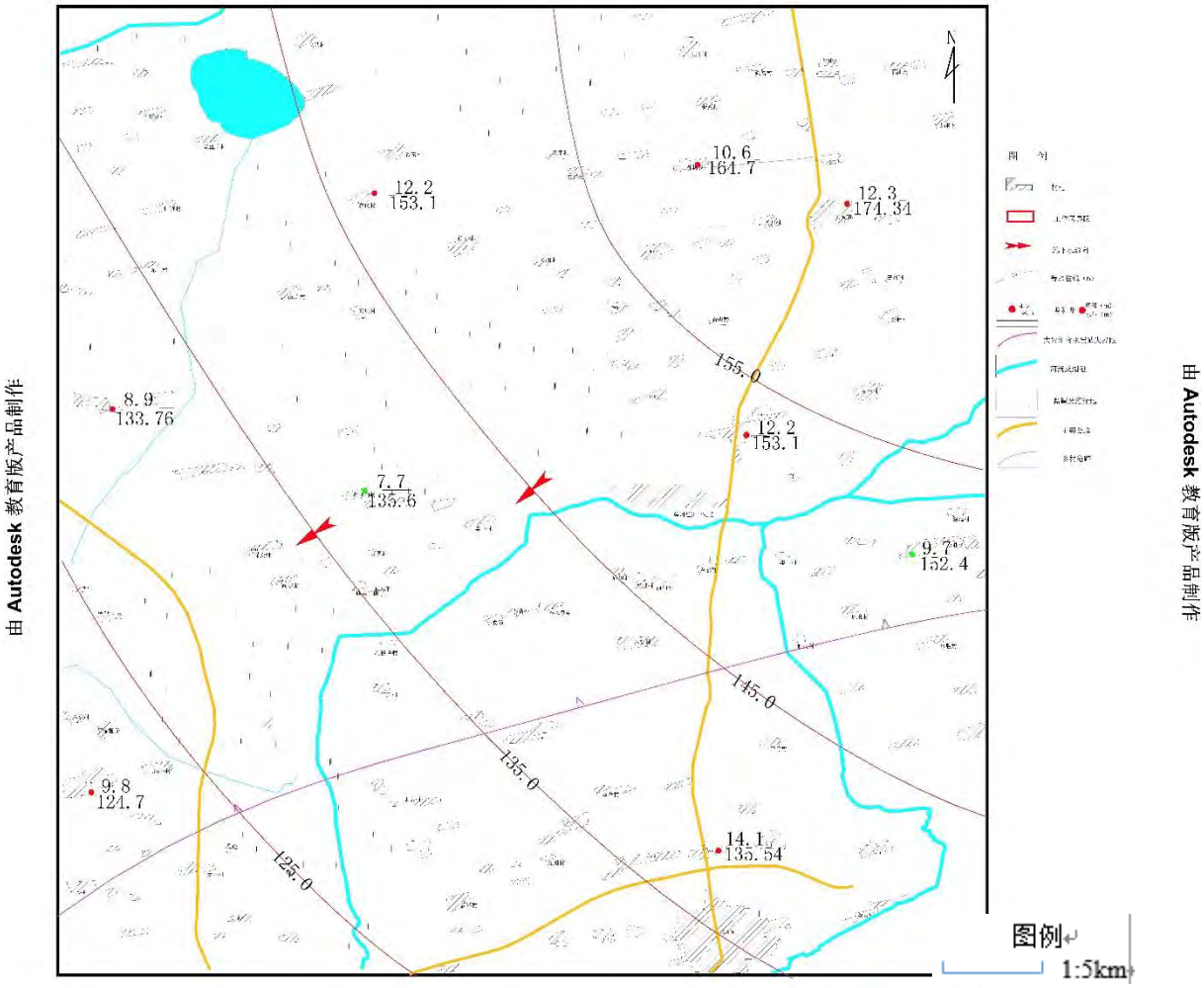
第四系上更新统松散层孔隙潜水水位监测孔为利用农村潜水井，地下水位监测结果见表 4.1-2, 地下水等水位线图见图 4.1-8。项目区内地下水流由偏北东向西南，地下水水力坡度 0.1-0.3‰。

第四系上更新统松散层孔隙潜水含水层为粉细砂，地下水水平径流滞缓，以垂直交替作用为主，地下水流场随地形起伏而变化。

表 4.1-2　　地下水位监测结果

| 位置 | 孔深m | 水位埋深m | 地下水位m |
|---|---|---|---|
| 杏山乡 | 18.0 | 4.2 | 154.7 |
| 永胜乡 | 20.0 | 6.7 | 155.4 |
| 农化村 | 25.0 | 3.2 | 162.1 |
| 祝三乡 | 20.0 | 2.8 | 139.8 |
| 榆树乡 | 20.5 | 5.6 | 169.7 |
| 兴城镇 | 25.5 | 7.3 | 179.3 |
| 永乐镇 | 20.5 | 2.9 | 132.9 |
| 双龙山 | 20.0 | 2.5 | 140.8 |
| 双发乡 | 25.0 | 4.1 | 145.5 |

由 Autodesk 教育版产品制作




由 Autodesk 教育版产品制作

由 Autodesk 教育版产品制作

由 Autodesk 教育版产品制作

图 4.1-8　区域地下水潜水等值线图

### 4.1.5 土壤与植被情况

评价区地处松嫩平原，土壤种类主要有黑钙土、草甸土、盐土和碱土。黑钙土为主要土类，分为碳酸盐草甸黑钙土和碳酸盐黑钙土。成土母质主要是第四纪沉积物，成土过程主要有腐殖质积累和钙质聚积，附加上草甸化过程。黑土层厚度一般为 20～40cm，下层有明显的钙积层和石灰反应。有机质含量为 2.14～2.17%，全氮含 0.13～0.18%，速效磷 5ppm～9.5ppm，潜在肥力较高，施肥见效快，适于种植多种作物。

区域内植被呈复区镶嵌分布，植被稀疏，粮食单产较低。植物资源以草本植物为主体，草原天然植被属于“蒙古植物区系”。在植物方面，目前主要为天然牧草，低洼地范围内生长有芦苇、三棱草、蒲草等植被；在地势较高处草原植被较为茂盛繁杂，羊草、

萎菱菜和针茅为优势种，伴生种有蒿属等植物，同时还分布有碱草、碱蒿等耐盐碱植。

本工程开发区域内天然植被主要以沼泽植被为主，主要有小叶樟、塔头苔草、柳蒿、三棱草和在水泊中生长的水葱、香蒲、菱角、鸡头米、浮萍、水蓬花等。在沼泽的边缘靠近堤坝处，还生长有少量的沼柳。在河流、湖泡的边缘，以及城镇乡村的周边地区，生长有盐爪爪、碱蓬、盐蒿、马蔺等耐盐碱的植被。区域内农作物主要为玉米、土豆、白菜及其它应季蔬菜等。

（1）土壤

黑钙土类是主要耕地土壤类型之一，成土母质为风积、冲积壤粘土。划分为平岗地碳酸盐黑钙土和碳酸盐草甸黑钙土两个土属。

①碳酸盐黑钙土

主要分布在岗坡地和远离地表水体的平地上，pH 值多在 8.0-8.5 左右，有机质含量 2-3%，全氮 0.1-0.2%，全磷 0.03-0.08%。碳酸盐黑钙土的土体构造基本有三个层次，黑土层（厚度因地形而异），碳酸盐积聚层，母质层（多为黄土状粘土）。

②碳酸盐草甸黑钙土

主要分布在平地和平缓坡地上，有机质含量 1.2-1.55%，全氮含量 0.11%左右，全磷含量 0.05-0.07%，总盐量在 0.04-0.08%左右。碳酸盐草甸黑钙土养分含量较高，属于盐渍化土壤。

黑钙土的植被，大部分为农田，草原植被茂盛繁杂，以羊草，和针茅为优势种，伴生种有地榆、萎菱菜属、胡枝子和蒿属等植物。

（2）植被

区内自然植被以草本植物占绝对优势，主要为碱草、星星草、碱蓬、碱蒿等，覆盖度在 50~70%。农作物主要以玉米为主。

### 4.1.6 野生动物分布

区域内野生动物种类和数量均较少，伴随人类生存的耕地小型鼠类、麻雀、家燕等种群数量较多，使陆生动物区系具有典型的耕地动物群色彩。

## 4.2 环境保护目标调查

### 4.2.1 环境功能区划

（1）空气环境：根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号），该地区为二类环境空气功能分区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）

二级标准及其修改单要求；

（2）地下水环境：项目所在区域无地下水环境功能区划，本项目地下水参照执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类；

（3）声环境：本工程所在地区未划分声环境功能区，按照《声环境质量标准》（GB3096-2008)中环境功能确定的要求，本项目区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1、2 类标准；

（4）土壤环境：本项目占地范围内土壤环境执行《土壤环境质量——建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选标准，占地范围外土壤执行《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 农用地土壤污染风险筛选值。

### 4.2.2 环境敏感区调查

本项目评价范围内不涉及国家公园、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区，不在生态保护红线范围，位于大同区的基建井场和管线位于《大庆市水土保持规划（2015~2030 年）》中划定的水土流失重点治理区内，同时涉及以居住为主要功能的区域。

（1）永久基本农田

本项目占用耕地为基本农田，基本农田占地总面积为 62.68hm$^2$，其中临时占地面积 60.57hm$^2$，永久占地面积 2.11hm$^2$。根据《基本农田保护条例》（2011.1.8 修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，本项目需取得用地审批，且占补要求满足《基本农田保护条例》等法律法规要求的“占一补一，质量相等”。临时占用基本农田需要工程结束后进行植被恢复，进行复垦。

（2）草地

本项目占用草地为一般草地，一般草地占地总面积为 10.38hm$^2$，其中临时占地面积 8.8hm$^2$，永久占地面积 1.58hm$^2$。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地

类型及原有植物种类和群落，不会对土地利用结构造成影响，对植物种类和群落造成影响较小。永久占地在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地。但由于永久占地面积很小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。

（3）水土流失重点治理区

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），本项目所在区域大同区位于水土流失重点治理区，区域总面积 280.96km$^2$，该区土壤退化、盐渍化、水体污染等水土流失较严重、对当地和下游易造成较大危害，土壤侵蚀强度为轻度以上，多为轻中度侵蚀。且区域内人为活动较为剧烈，容易发生严重水土流失。该区域工作重点是采取工程、林草、封育治理和耕地等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。推广先进适用的科技成果，加快治理进度。治理后应强化监督管理和管护，巩固治理成果，促进区域生态环境恢复和经济发展。

（4）以居住为主要功能的区域

本项目评价范围内分布有村屯住宅，以居住为主要功能 4.3 环境质量现状调查与评价

## 4.3 环境质量现状调查

### 4.3.1 环境空气现状调查与评价

#### 4.3.1.1 基本污染物环境空气质量现状

本项目位于黑龙江省大庆市大同区内，根据大庆市生态环境局 2021 年 6 月 5 日公布的《2020 年大庆市生态环境状况公报》，2020 年城区环境空气中二氧化硫（SO2）年均浓度为 9μg/m3，优于国家一级标准限值；二氧化氮（NO2）年均浓度为 18μg/m3，优于国家一级标准限值；可吸入颗粒物（PM10）年均浓度为 45μg/m3，优于国家二级标准限值；细颗粒物（PM2.5）年均浓度为 28μg/m3，达到国家二级标准限值；一氧化碳（CO）24 小时平均第 95 百分位数为 1.1mg/m3，优于国家一级标准限值；臭氧最大 8 小时平均第 90 百分位数为 130μg/m3，优于国家二级标准限值。

2020 年，大庆市共进行了 366 天有效环境空气质量自动监测，其中：全年环境空气质量优良天数为 326 天，环境空气质量优良率为 89.1%。根据《环境空气质量评价技术规范（试行）》（HJ663-2013），大庆市环境空气质量状况良好，属于环境空气质量达标区。大庆市 2020 年环境空气质量统计数据见表 4.3-1。

表 4.3-1　　区域空气质量现状评价表

| 污染物 | 年评价指标 | 现状浓度（μg/m³） | 标准值（μg/m³） | 占标率% | 达标情况 |
|---|---|---|---|---|---|
| $SO_2$ | 年平均 | 9 | 60 | 15 | 达标 |
| $NO_2$ | 年平均 | 18 | 40 | 45 | 达标 |
| $PM_{10}$ | 年平均 | 45 | 70 | 64.3 | 达标 |
| $PM_{2.5}$ | 年平均 | 28 | 35 | 80 | 达标 |
| CO | 24 小时平均 | 24 小时平均第 95 百分位数 1.1mg/m³ | 4000 | 27.5 | 达标 |
| $O_3$ | 日最大 8 小时平均 | 最大 8 小时平均第 90 百分位数 130 | 160 | 81.25 | 达标 |

根据表 4.3-1 可知，2020 年大庆市基本污染物 $SO_2$、$NO_2$、$PM_{2.5}$、$PM_{10}$、CO、$O_3$ 监测项目均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单要求，大庆市环境空气质量属于达标区。

#### 4.3.1.2 其他污染物环境空气质量现状

（1）监测布点

考虑地形、地貌、地面风场特征、项目地理位置和环境功能区的要求，根据项目情况和周围敏感点分布情况，本次评价在项目所在的地及项目主导风向下风向 5km 范围内的环境敏感点布设个环境空气质量现状监测点。本次监测委托大庆市谷瑞环境保护监测有限公司于 2022 年 3 月进行环境空气现状监测。其他污染物补充监测点位基本信息见表 4.3-2，监测布点图详见图 4.3-1。

**表 4.3-2　　其他污染物补充监测点位基本信息**

| 编号 | 监测点位 | 地理坐标 | 与本项目拟建井场最近距离（Km） | 监测项目 |
|---|---|---|---|---|
| 1# | 日新村 | 125.075757,45.926841 | 26 号平台东南侧约 1800m（主导风向下风向，区块外） | TSP 非甲烷总烃 |
| 2# | 小围子 | 125.024843,46.016549 | 芳 8-2 井东北侧 450m（区块内） | |

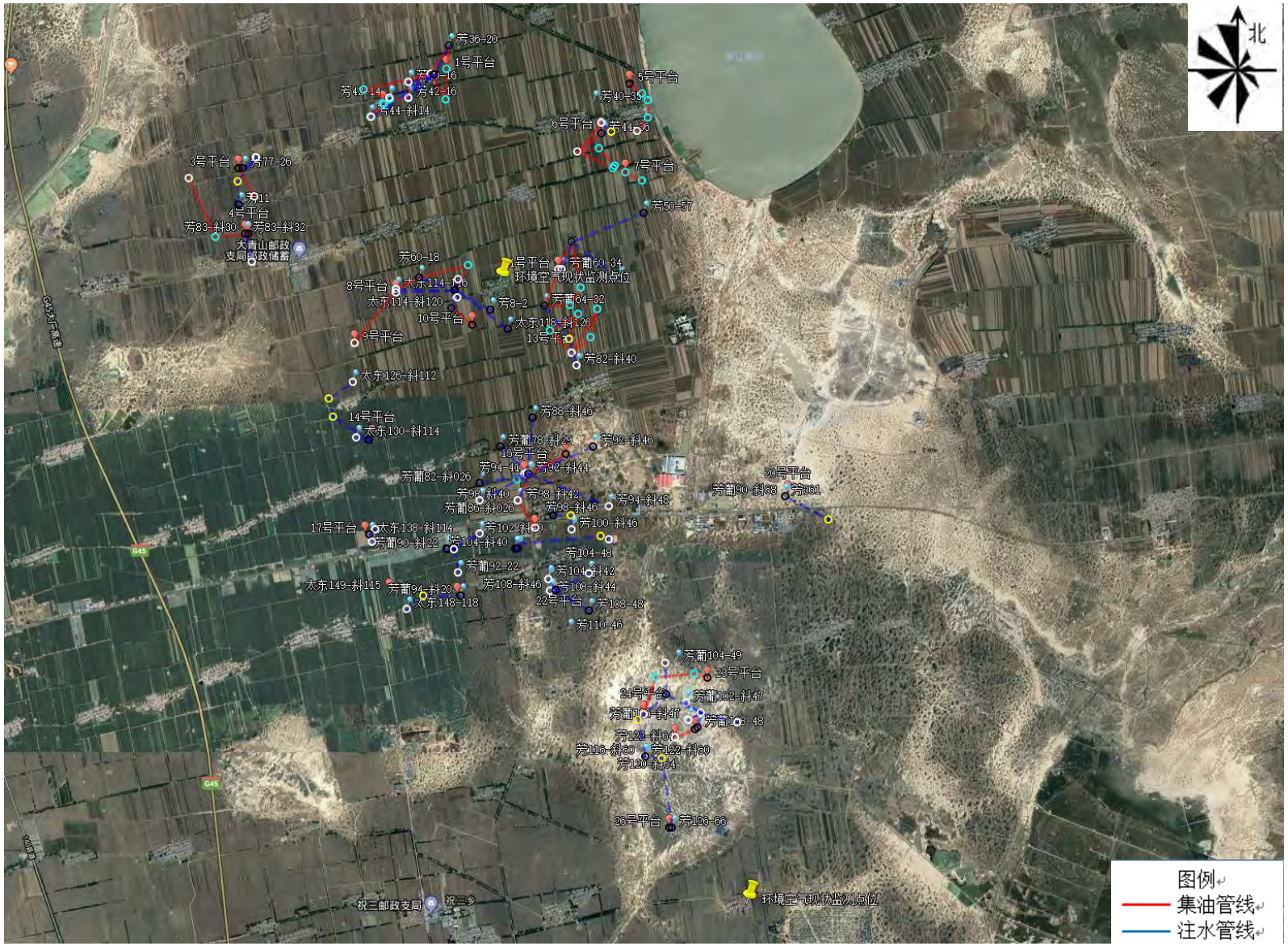



图 4.3-1 本项目环境质量现状监测点位图

（2）监测因子

监测因子：TSP 和非甲烷总烃

（3）评价方法

评价采用最大浓度占标率法，利用各监测点监测数据，统计各类污染物浓度范围、最大浓度占标率、最大超标倍数。数学表达式如下：

$$I_i = C_i / C_{oi} \times 100\%$$

式中：$I_i$—第 i 种污染物的最大浓度占标率，%；

$C_i$—第 i 种污染物平均浓度，$mg/m^3$；

$C_{0i}$—第 i 种污染物环境质量标准，$mg/m^3$。

若 $I_i \geq 100\%$，表明该项指标超过了相应的环境空气质量标准，不能满足使用功能要求。若 $I_i < 100\%$，则该指标满足环境空气质量标准，可以满足使用功能要求。

（4）监测结果

非甲烷总烃计的具体监测数据及统计结果见表 4.3-3。

**表 4.3-3 大气环境质量现状监测结果**

| 监测点位 | 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1# | TSP | 24h 均值 | 0.3 | 0.059～0.075 | 25.0 | 0 | 达标 |
| | 非甲烷总烃 | 小时值 | 2 | 0.50～0.76 | 38.0 | 0 | 达标 |
| 2# | TSP | 24h 均值 | 0.3 | 0.062～0.079 | 26.3 | 0 | 达标 |
| | 非甲烷总烃 | 小时值 | 2 | 0.51～0.71 | 35.5 | 0 | 达标 |

（4）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 $2.0mg/m^3$ 标准，TSP 执行国家《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准。

（5）评价结果

根据表 4.3-4 现状评价结果可以看出，监测点位 TSP 日均值均符合国家《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准，非甲烷总烃小时均值符合《大气污染物排放标准详解》中 $2.0mg/m^3$ 标准要求。说明评价区域内大气环境质量较好，未受油田开发影响。

### 4.3.2 地下水环境现状调查与评价

#### 4.3.2.1 地下水现状监测

本项目地下水评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中 8.3.3.3 现状监测点的布设原则：“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。

根据《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016），为查清区域地下水水质现状，考虑含水层分布、埋藏特征，结合项目工程特点，选取项目区域上游、侧向、区域下游等位置，对区域内地下水布设 7 个水质监测点（5 个潜水含水层水质监测点、2 个承压水含水层水质监测点），14 个水位监测点监测点位均位于地下水评价范围内，详见图 4.3-1。具体见表 4.3-4。

**表 4.3-4 地下水现状监测点位**

| 序号 | 点位 | 水位（m） | 井深（m） | 坐标 | 与本项目拟建井场最近距离（Km） |
|---|---|---|---|---|---|
| U1 | 东三马架水井 | 129 | 21 | 125.106207,45.967146 | 20 号平台东南侧 2700m（区块外，地下水上游） |
| U2 | 青山村水井 | 125 | 23 | 125.015574,46.059888 | 芳 36-20 井东北侧 950m（区块外，地下水侧游） |
| U3 | 日新村水井 | 84 | 65 | 125.072685,45.925946 | 26 号平台东南侧 1650m（区块外，地下水侧游） |
| U4 | 马家屯水井 | 124 | 22 | 125.011024,46.024853 | 芳 60-18 井东北侧 850m（区块内，地下水下游） |
| U5 | 盛广和屯水井 | 121 | 26 | 125.032400,45.982785 | 19 号平台东北侧 160m（区块内，地下水下游） |
| U6 | 董义屯水井 | 129 | 19 | 124.997550,46.038997 | 芳 44-斜 14 井西南侧 180m（区块内，地下水下游） |
| U7 | 群众村水井 | 82 | 71 | 124.967427,45.979967 | 17 号平台西侧 2200m（区块外，地下水下游） |

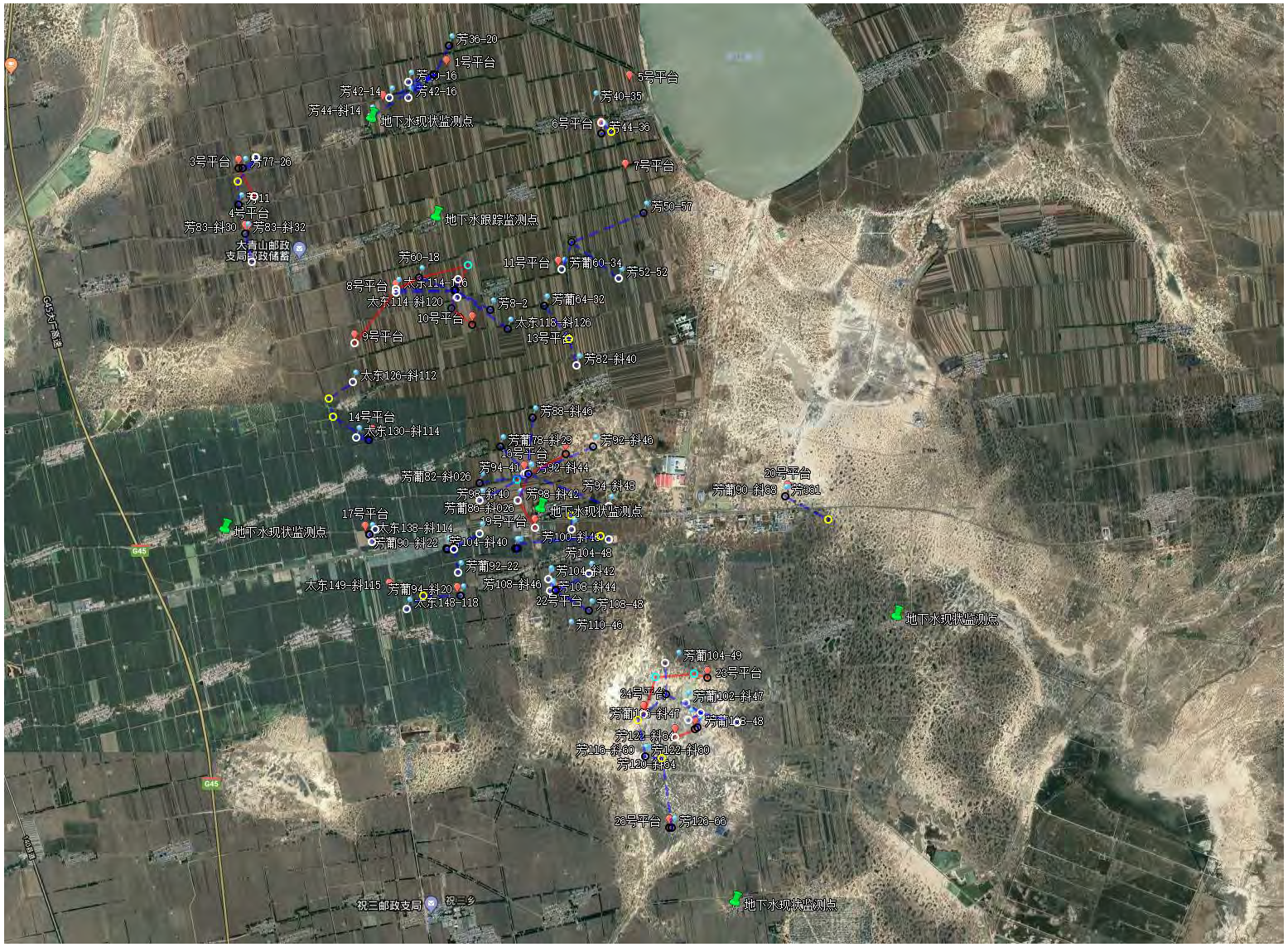



图 4.3-2 本项目地下水质量现状监测点位图

表 4.3-5　　地下水水质现状监测点位

| 序号 | 监测点位 | 水位（m) | 井深（m) | 功能 | 类型 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 东三马架水井 | 129 | 21 | 灌溉 | 潜水 |
| 2 | | 130 | 19 | 灌溉 | 潜水 |
| 3 | 青山村水井 | 125 | 23 | 灌溉 | 潜水 |
| 4 | | 126 | 22 | 灌溉 | 潜水 |
| 5 | 日新村水井 | 84 | 65 | 饮用水 | 承压水 |
| 6 | | 129 | 20 | 灌溉 | 潜水 |
| 7 | 马家屯水井 | 124 | 22 | 灌溉 | 潜水 |
| 8 | | 128 | 21 | 灌溉 | 潜水 |
| 9 | 盛广和屯水井 | 121 | 26 | 灌溉 | 潜水 |
| 10 | | 122 | 25 | 灌溉 | 潜水 |
| 11 | 董义屯水井 | 129 | 19 | 灌溉 | 潜水 |
| 12 | | 124 | 24 | 灌溉 | 潜水 |
| 13 | 群众村水井 | 82 | 71 | 饮用水 | 承压水 |
| 14 | | 129 | 24 | 灌溉 | 潜水 |

（2）监测因子及分析方法

水质监测项目：$K^+$、$Ca^{2+}$、$Mg^{2+}$、$Na^+$、$HCO_3^-$、$Cl^-$、$SO_4^{2-}$、$CO_3^{2-}$、pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、挥发酚、硫酸盐、耗氧量、氯化物、硫化物、氰化物、铜、镉、砷、汞、铬(六价)、铅、铁、锰、总大肠菌群、菌落总数、石油类。

采样和分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2020)和《生活饮用水标准检验方法》（GB5750-2006）执行。

（3）监测时间和频率

2022 年 4 月 18 日进行监测，每天 1 次。

（4）评价方法

根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》，本次地下水现状评价以评价区域地下水水体各监测点位的水质单项指标测定值作为水质评价参数，对照《地下水质量标准》（GB14848-2017）III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类限值指标，采用标准指数法进行水质参数的评价。

对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中：

$P_i$ —第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

$C_i$—第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

$C_{si}$—第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

（2）对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

$$P_{pH}=\frac{7.0-pH}{7.0-pH_{sd}} \quad pH \le 7\text{时}$$

$$P_{pH}=\frac{pH-7.0}{pH_{su}-7.0} \quad pH > 7\text{时}$$

式中：

$P_{pH}$—pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

$PH_{su}$—标准中 pH 的上限值；

$PH_{sd}$—标准中 pH 的下限值。

标准指数 P>1 时，即表明该水质因子已经超过了规定的水质标准，且指数越大，超标越严重。

（5）监测结果

监测结果见表 4.3-6。

**表 4.2-6 地下水现状监测结果表单位：mg/L、pH：无量纲、菌落总数：（个/ml(CFU/ml)）**

| 监测日期 | 监测项目 | 监测结果 | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | U1-东三马架水井 | U2-青山村水井 | U3-日新村水井 | U4-马家屯水井 | U5-盛广和屯水井 | U6-董义屯水井 | U7-群众村水井 |
| 2022.4.18 | pH 值 | 7.3 | 7.4 | 7.3 | 7.5 | 7.4 | 7.3 | 7.4 |
| | 氨氮 | 0.069 | 0.074 | 0.066 | 0.084 | 0.087 | 0.082 | 0.063 |
| | 硝酸盐(以 N 计) | 1.54 | 1.95 | 1.38 | 1.66 | 1.74 | 2.24 | 1.43 |
| | 亚硝酸盐(以 N 计) | 0.007 | 0.008 | 0.005 | 0.007 | 0.006 | 0.007 | 0.006 |
| | 挥发酚 | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L |
| | 氰化物 | 0.001L | 0.001L | 0.001L | 0.001L | 0.001L | 0.001L | 0.001L |
| | 砷 | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 汞 | 0.00004L | 0.00004L | 0.00004L | 0.00004L | 0.00004L | 0.00004L | 0.00004L |
| | 铬（六价） | 0.004L | 0.004L | 0.004L | 0.004L | 0.004L | 0.004L | 0.004L |
| | 总硬度 | 196 | 204 | 187 | 213 | 201 | 190 | 175 |
| | 氟化物 | 0.75 | 1.15 | 0.69 | 0.90 | 0.92 | 1.54 | 0.66 |
| | 溶解性总固体 | 284 | 292 | 243 | 276 | 275 | 298 | 249 |
| | 石油类 | 0.05L | 0.05L | 0.05L | 0.05L | 0.05L | 0.05L | 0.05L |
| | 耗氧量 | 1.6 | 1.5 | 1.4 | 1.5 | 1.4 | 1.7 | 1.3 |
| | 细菌总数 | 13 | 10 | 9 | 16 | 12 | 15 | 8 |
| | 总大肠菌群 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 | 未检出 |
| | 铅 | 0.0025L | 0.0025L | 0.0025L | 0.0025L | 0.0025L | 0.0025L | 0.0025L |
| | 镉 | 0.0001L | 0.0001L | 0.0001L | 0.0001L | 0.0001L | 0.0001L | 0.0001L |
| | 铁 | 0.23 | 0.22 | 0.21 | 0.21 | 0.20 | 0.21 | 0.20 |
| | 锰 | 0.06 | 0.05 | 0.06 | 0.05 | 0.07 | 0.06 | 0.05 |
| | $K^+$ | 2.96 | 2.99 | 2.90 | 2.84 | 3.04 | 2.80 | 2.90 |
| | $Na^+$ | 57.8 | 56.6 | 57.3 | 55.8 | 58.4 | 60.0 | 56.4 |
| | $Ca^{2+}$ | 29.2 | 28.6 | 27.4 | 27.7 | 28.0 | 27.1 | 26.1 |
| | $Mg^{2+}$ | 15.9 | 16.1 | 14.9 | 15.3 | 15.6 | 15.7 | 14.5 |
| | $CO_3^{2-}$ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | $HCO_3^-$ | 218 | 191 | 206 | 199 | 202 | 179 | 203 |
| | $Cl^-$ | 30.6 | 36.6 | 28.2 | 32.6 | 33.5 | 41.6 | 28.0 |
| | $SO_4^{2-}$ | 44.9 | 54.8 | 41.8 | 48.0 | 49.6 | 63.5 | 41.5 |
| 备注：监测结果的“L”，表示此监测项目的监测结果低于方法检出限。 | | | | | | | | |

（6）评价结果

现状评价结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水现状评价结果

| 监测项目 | **U1-东三马架水井** | **U2-青山村水井** | **U3-日新村水井** | **U4-马家屯水井** | **U5-盛广和屯水井** | **U6-董义屯水井** | **U7-群众村水井** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| pH | 0.2 | 0.27 | 0.2 | 0.33 | 0.27 | 0.2 | 0.27 |
| 总硬度 | 0.44 | 0.45 | 0.42 | 0.47 | 0.45 | 0.42 | 0.39 |
| 溶解性总固体 | 0.284 | 0.292 | 0.243 | 0.276 | 0.275 | 0.298 | 0.249 |
| 氨氮 | 0.138 | 0.148 | 0.132 | 0.168 | 0.174 | 0.164 | 0.126 |
| 耗氧量 | 0.53 | 0.5 | 0.47 | 0.5 | 0.47 | 0.57 | 0.43 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 硝酸盐 | 0.077 | 0.0975 | 0.069 | 0.083 | 0.087 | 0.112 | 0.0715 |
| 亚硝酸盐 | 0.007 | 0.008 | 0.005 | 0.007 | 0.006 | 0.007 | 0.006 |
| 铁 | 0.77 | 0.73 | 0.7 | 0.7 | 0.67 | 0.7 | 0.67 |
| 锰 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.5 | 0.7 | 0.6 | 0.5 |
| 铅 | / | / | / | / | / | / | / |
| 镉 | / | / | / | / | / | / | / |
| 铬（六价） | / | / | / | / | / | / | / |
| 细菌总数 | 0.13 | 0.1 | 0.09 | 0.16 | 0.12 | 0.15 | 0.08 |
| 总大肠菌群 | / | / | / | / | / | / | / |
| 挥发酚 | / | / | / | / | / | / | / |
| 氰化物 | / | / | / | / | / | / | / |
| 砷 | / | / | / | / | / | / | / |
| 汞 | / | / | / | / | / | / | / |
| 石油类 | / | / | / | / | / | / | / |
| 氟化物 | 0.75 | **1.15** | 0.69 | 0.9 | 0.92 | **1.54** | 0.66 |
| 氯化物 | 0.12 | 0.15 | 0.97 | 1.10 | 0.13 | 0.17 | 0.11 |
| 硫酸盐 | 0.18 | 0.22 | 0.11 | 0.13 | 0.2 | 0.25 | 0.17 |

由上表可知，监测的潜水含水层和承压水含水层监测项目铁、氟化物出现超标现象，其余点位各项检测因子均满足《地下水质量标准》（GB14848-2017）III类标准限值要求，石油类满足《地表水环境质量标准》III 类水质标准（≤0.05mg/L），说明本地区地下水环境质量现状良好。监测点氟化物超标原因主要受原生地质条件影响。

（6）区域地下水化学类型分析与八大离子平衡分析

根据舒卡列夫分类法，地下水中 $Ca^{2+}$、$Mg^{2+}$、$Na^{+}$（Na+K）、$Cl^{-}$、$SO_4^{2-}$、$HCO_3^{-}$将 Meq（毫克当量）百分数大于 25%的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共 49 类。舒卡列夫分类表见表 4.3-8。

**表 4.3-8 舒卡列夫分类表**

| 含量>25%Meq 的离子 | $HCO_3^{-}$ | $HCO_3^{-}+SO_4^{2-}$ | $HCO_3^{-}+SO_4^{2-}+Cl^{-}$ | $HCO_3^{-}+Cl^{-}$ | $SO_4^{2-}$ | $SO_4^{2-}+Cl^{-}$ | $Cl^{-}$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $Ca^{2+}$ | 1 | 8 | 15 | 22 | 29 | 36 | 43 |
| $Ca^{2+}+Mg^{2+}$ | 2 | 9 | 16 | 23 | 30 | 37 | 44 |
| $Mg^{2+}$ | 3 | 10 | 17 | 24 | 31 | 38 | 45 |
| $Na^{+}+Ca^{2+}$ | 4 | 11 | 18 | 25 | 32 | 39 | 46 |
| $Na^{+}+Ca^{2+}+Mg^{2+}$ | 5 | 12 | 19 | 26 | 33 | 40 | 47 |
| $Na^{+}+Mg^{2+}$ | 6 | 13 | 20 | 27 | 34 | 41 | 48 |
| $Na^{+}$ | 7 | 14 | 21 | 28 | 35 | 42 | 49 |

按矿化度又分为4组：A组矿化度<1.5g/L，B组1.5-10g/L，C组10-40g/L，D组>40g/L。命名时在数字与字母间加连接号，如 1-A 型：指的是 M<1.5g/L，阴离子只有 $HCO_3$>25%

Meq，阳离子只有 $Ca^{2+}$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。

监测点位地下水水质八大离子浓度评价结果见表 4.3-9。

表 4.2-9 阴阳离子平衡分析表单位 mEq/L

| 监测井 | | 阴离子 | | | | | 阳离子 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **Cl-meq** | **$CO_3$-meq** | **$SO_4$-meq** | **$HCO_3$-meq** | **阴离子当量合计** | **K-meq** | **Na-meq** | **Ca-meq** | **Mg-meq** | **阳离子当量合计** |
| 1# | Meq/L | 0.86 | 0 | 0.94 | 3.57 | 5.37 | 0.08 | 2.51 | 1.46 | 1.32 | 5.37 |
| | Meq（%） | 16.01 | 0 | 17.51 | 66.48 | 100% | 1.49 | 46.74 | 27.19 | 24.58 | 100% |
| 2# | Meq/L | 1.03 | 0 | 1.14 | 3.13 | 5.3 | 0.08 | 2.46 | 1.43 | 1.34 | 5.31 |
| | Meq（%） | 19.43 | 0 | 21.51 | 59.06 | 100% | 1.51 | 46.33 | 26.93 | 25.23 | 100% |
| 3# | Meq/L | 0.79 | 0 | 0.87 | 3.38 | 5.04 | 0.07 | 2.49 | 1.37 | 1.24 | 5.17 |
| | Meq（%） | 15.67 | 0 | 17.26 | 67.07 | 100% | 1.35 | 48.16 | 26.4 | 23.99 | 100% |
| 4# | Meq/L | 0.92 | 0 | 1 | 3.26 | 5.18 | 0.07 | 2.43 | 1.38 | 1.28 | 5.16 |
| | Meq（%） | 17.76 | 0 | 19.31 | 62.93 | 100% | 1.36 | 47.09 | 26.74 | 24.81 | 100% |
| 5# | Meq/L | 0.94 | 0 | 1.03 | 3.31 | 5.28 | 0.08 | 2.54 | 1.4 | 1.3 | 5.32 |
| | Meq（%） | 17.8 | 0 | 19.51 | 62.99 | 100% | 1.5 | 47.74 | 26.32 | 24.44 | 100% |
| 6# | Meq/L | 1.41 | 0 | 1.32 | 2.93 | 5.66 | 0.07 | 2.61 | 1.36 | 1.31 | 5.35 |
| | Meq（%） | 24.91 | 0 | 23.32 | 51.77 | 100% | 1.31 | 48.79 | 25.42 | 24.49 | 100% |
| 7# | Meq/L | 0.79 | 0 | 0.86 | 3.32 | 4.97 | 0.07 | 2.45 | 1.3 | 1.21 | 5.03 |
| | Meq（%） | 15.89 | 0 | 16.89 | 65.22 | 100% | 1.39 | 48.71 | 25.84 | 24.06 | 100% |

根据上表结果，核算出 7 个监测井的阴阳离子平衡相对误差 E 均小于正负 5，判定地下水水质监测数据合理可信。

同时，根据地下水中碳酸根及碳酸氢根存在平衡关系，pH<8.34 时分析结果中不应出现 $CO_3^{2-}$，因为在这样的 pH 条件下，常规方法检测不出微量的 $CO_3^{2-}$；同理 pH>8.34 时分析结果中不应出现 $HCO_3^-$。如不符合上述情况，说明 pH 或 $CO_3^{2-}$、$HCO_3^-$的测定有问题。本项目监测结果中未出现 $CO_3^{2-}$，结果符合碳酸平衡关系。结论：潜水地下水阴阳离子相对误差＜5%，地下水类型为：5-A 即 HCO3Na+Ca+Mg 淡水，4-A 即 HCO3 -Na+Ca 淡水。结论：承压水地下水阴阳离子相对误差＜5%，地下水类型为：28-A 即 HCO3+Cl -Na 淡水，5-A 即 HCO3 -Na+Ca+Mg 淡水。

### 4.3.4 声环境质量现状调查与评价

#### 4.3.4.1 现状监测

（1）监测点布设

在井最近的环境敏感点布设 1 个环境噪声监测点，共 2 个监测点位具体点位详见图 2，具体位置见表 4.3-10。

表 4.3-10　噪声监测点布设情况

| 编号 | 监测名称 | 地理坐标 | 距厂址最近距离 |
|---|---|---|---|
| R-01 | 董义屯 | 124.997550,46.038997 | 芳 44-斜 14 井西南侧 180m |
| R-02 | 宋显围屯 | 124.994436,46.000031 | 太东 125-斜 112 井南侧 260 m |
| R-03 | 小围子屯 | 125.023843,46.014249 | 芳 8-2 井东北侧 190m |
| R-04 | 老江身村 | 125.057407,46.027275 | 芳 50-57 井东北侧 240m |
| R-05 | 盛广和屯 | 125.032400,45.982785 | 19 号平台东北侧 160m |

（2）监测因子

连续等效 A 声级。

（3）监测结果

噪声环境质量现状监测结果见表 4.3-11。

表 4.3-11 噪声环境质量现状监测与评价结果单位：dB（A）

| 监测点位 | 昼间 | | 夜间 | |
|---|---|---|---|---|
| | 监测时间 | 监测结果 | 监测时间 | 监测结果 |
| R1-董义屯 | 2022.04.18.10:02 | 51.9 | 2022.04.18.23:20 | 41.8 |
| R2-宋显围屯 | 2022.04.18.10:28 | 52.6 | 2022.04.18.23:42 | 42.8 |
| R3-小围子屯 | 2022.04.18.10:51 | 50.4 | 2022.04.19.00:02 | 41.4 |
| R4-老江身村 | 2022.04.18.11:18 | 51.5 | 2022.04.19.00:25 | 43.1 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| R5-盛广和屯 | 2022.04.18.09:36 | 51.2 | 2022.04.18.22:57 | 40.8 |
| R1-董义屯 | 2022.04.19.10:09 | 51.1 | 2022.04.19.23:15 | 41.9 |
| R2-宋显围屯 | 2022.04.19.10:34 | 51.6 | 2022.04.19.23:31 | 42.0 |
| R3-小围子屯 | 2022.04.19.11:04 | 51.0 | 2022.04.19.23:45 | 41.0 |
| R4-老江身村 | 2022.04.19.11:27 | 52.2 | 2022.04.20.00:15 | 41.3 |
| R5-盛广和屯 | 2022.04.19.09:41 | 52.3 | 2022.04.19.22:42 | 42.8 |

#### 4.3.4.2 评价标准及结果

本项目监测点声环境质量能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准的要求。

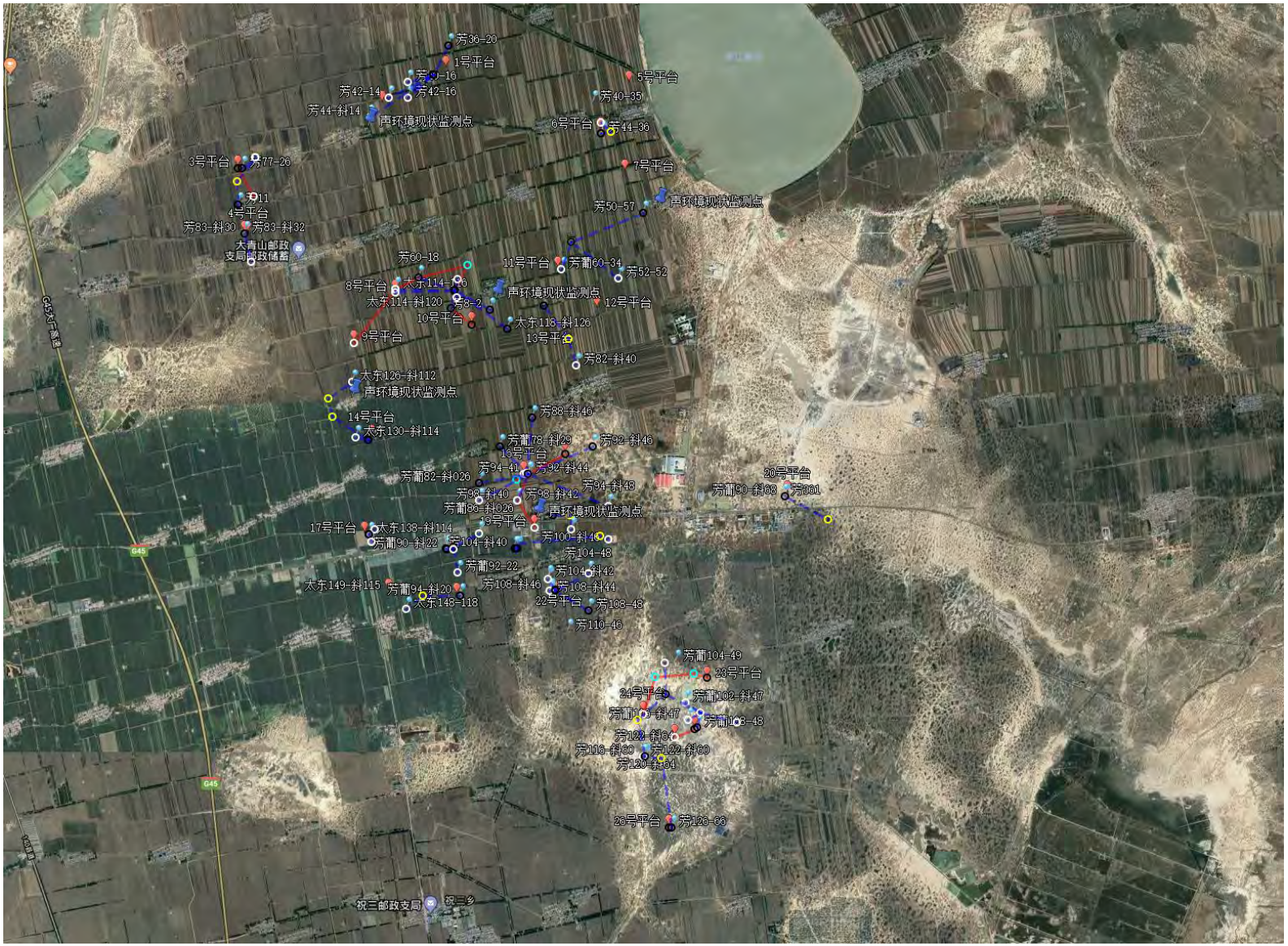



图 4.3-3 本项目声环境质量现状监测点位图

### 4.3.5 地表水质量现状调查与评价

#### 4.3.4.1 现状监测

（1）监测范围

根据本项目平台分布和区块所在区域地表水分布情况，本项目在老江身泡和无名泡布设地表水监测断面，详见表 4.3-12。

表 4.3-12　　地表水监测点布设情况

| 编号 | 监测点位 | 地理坐标 | 与井场位置关系 |
|---|---|---|---|
| 1# | 老江身泡边缘 | 125.05639,46.04528 | 5 号平台东侧 380m |
| 2# | 老江身泡中心 | 125.07339,46.04828 | 5 号平台东侧 1750m |
| 3# | 无名泡中心 | 125.064229,45.957566 | 23 号平台西南侧 350m |

（2）监测项目

pH、高锰酸盐指数、COD、$BOD_5$、氨氮、石油类、挥发酚共 7 项。

（3）监测时间

2022 年 4 月 18 日。

（4）评价方法

采用单项水质参数标准指数法，其评价模式如下：

$$S_{ij} = C_{ij} / C_{oi}$$

式中：$S_{ij}$—单项污染物 i 在第 j 断面的标准指数；

$C_{ij}$—污染物 i 在监测点 j 的监测结果，mg/L；

$C_{oi}$—第 i 种污染物评价标准，mg/L。

pH 的标准指数计算式：

$$S_{pH_j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \le 7.0$$

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

式中：$S_{pHj}$—j 断面 pH 的标准指数；

$pH_j$—pH 在 j 断面的监测值；

$pH_{sd}$—标准规定 pH 值的下限；

$pH_{su}$—标准规定 pH 值的上限。

水质参数的标准指数若大于 1，表明该水质参数超过了规定的水质标准，不能满足使用功能要求，标准指数≤1 时满足。

（5）监测结果

本项目地表水体监测结果见表 4.3-13。

**表 4.3-13　　地表水监测点布设情况**

| 监测时间 | 监测项目 | 监测点位及监测结果 | | |
|---|---|---|---|---|
| | | DB1-老江身泡边缘 | DB2-老江身泡中心 | DB3-无名泡中心 |
| 2022.04.18 | pH 值 | 7.5 | 7.6 | 7.4 |
| | 高锰酸盐指数 | 9.4 | 7.3 | 7.9 |
| | 化学需氧量 | 27.2 | 25.9 | 28.1 |
| | 五日生化需氧量 | 8.9 | 7.8 | 8.3 |
| | 氨氮 | 1.27 | 1.09 | 1.18 |
| | 石油类 | 0.29 | 0.21 | 0.16 |
| | 挥发酚 | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L |
| 注：监测结果的“L”，表示此监测项目的监测结果低于方法检出限。 | | | | |

#### 4.3.4.2 评价标准及结果

根据大庆市人民政府关于发布《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》的通知（庆政发〔2019〕11 号），老江身泡和无名泡没有进行地表水体区划。

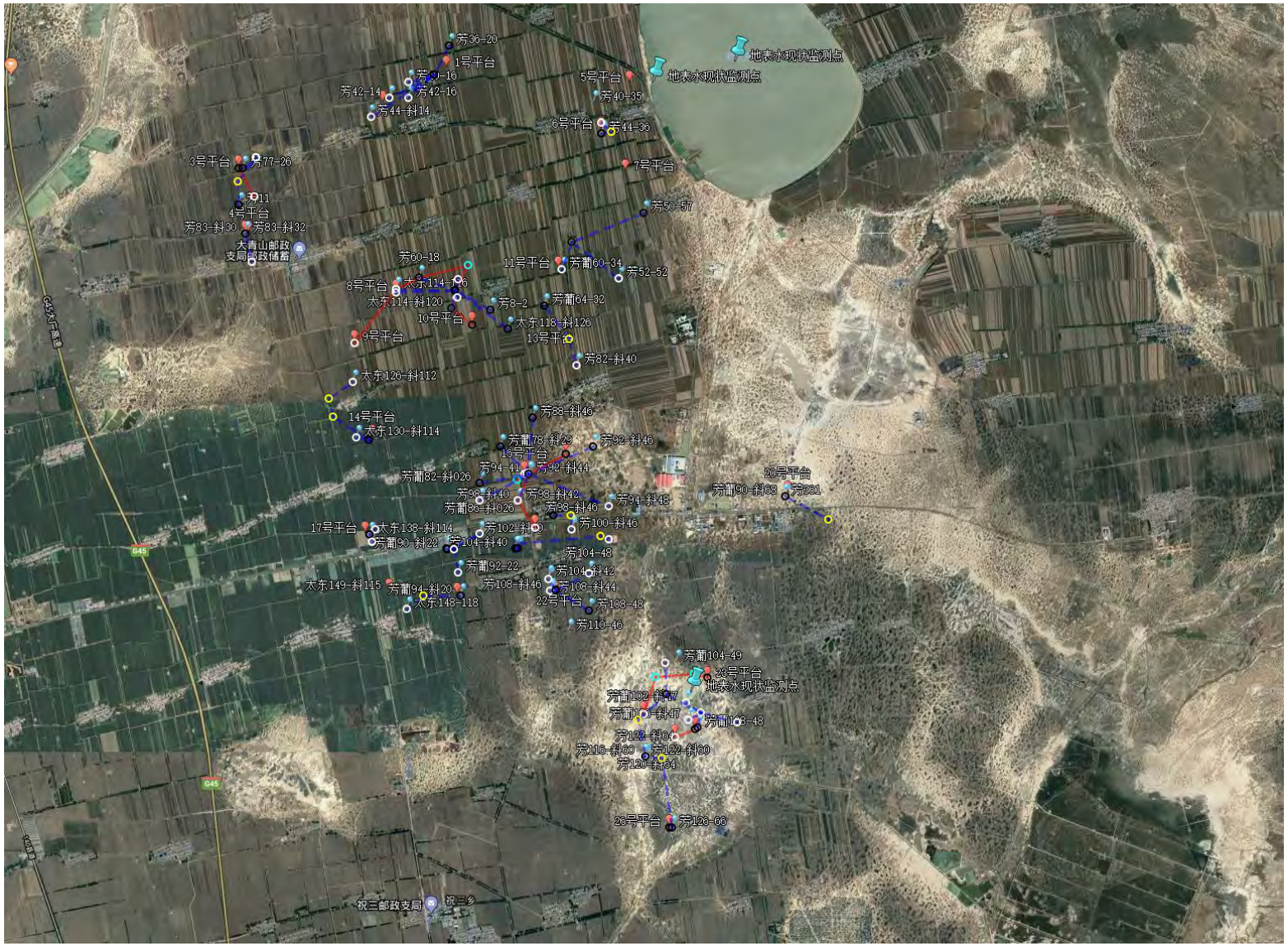



图 4.3-4 本项目地表水质量现状监测点位图

### 4.3.5 土壤环境质量现状调查与评价

根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台（http://www.soilinfo.cn/map/）资料显示，本项目评价范围内土壤类型为黑钙土。

黑钙土类是主要耕地土壤类型之一，成土母质为风积、冲积壤粘土。划分为平岗地碳酸盐黑钙土和碳酸盐草甸黑钙土两个土属。

①碳酸盐黑钙土

主要分布在岗坡地和远离地表水体的平地上，pH 值多在 8.0-8.5 左右，有机质含量 2-3%，全氮 0.1-0.2%，全磷 0.03-0.08%。碳酸盐黑钙土的土体构造基本有三个层次，黑土层（厚度因地形而异），碳酸盐积聚层，母质层（多为黄土状粘土）。

②碳酸盐草甸黑钙土

主要分布在平地和平缓坡地上，有机质含量 1.2-1.55%，全氮含量 0.11%左右，全磷含量 0.05-0.07%，总盐量在 0.04-0.08%左右。碳酸盐草甸黑钙土养分含量较高，属于盐渍化土壤。

黑钙土的植被，大部分为农田，草原植被茂盛繁杂，以羊草，和针茅为优势种，伴生种有地榆、萎蒌菜属、胡枝子和蒿属等植物。

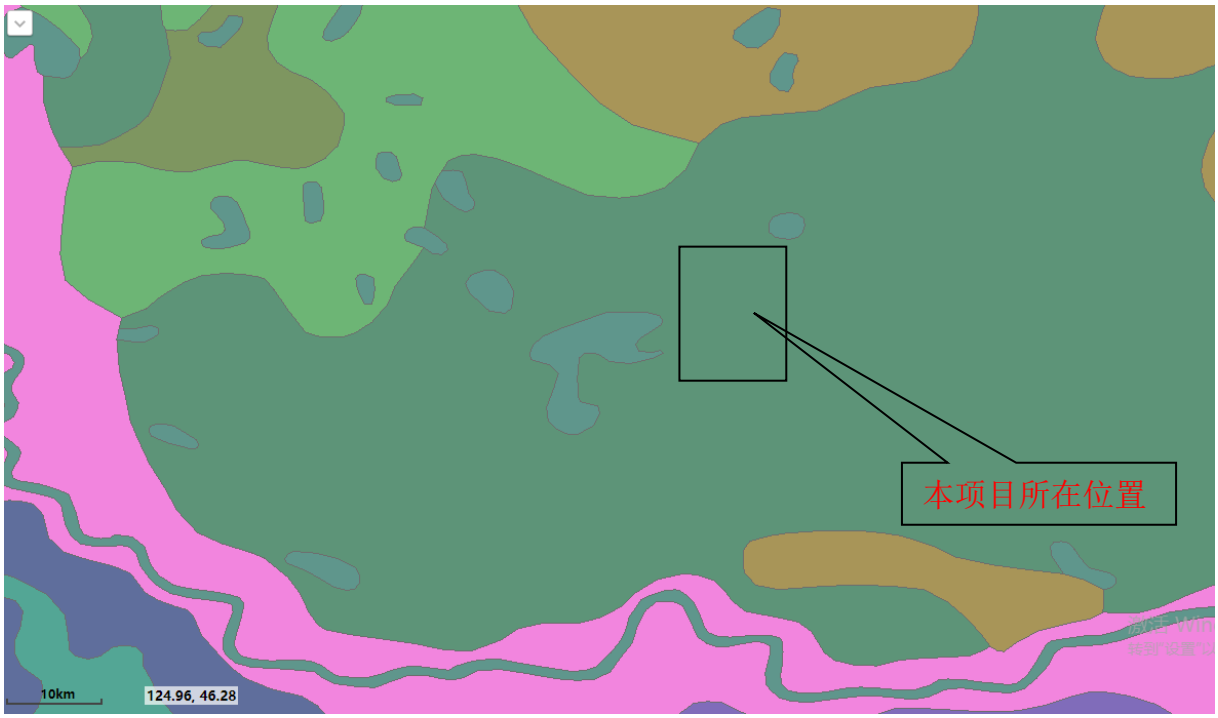



图4.3-5项目所在地土壤类型分布图

#### 4.3.5.1 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，具体土壤理化特性调查见下表。

表 4.3-14 土壤理化性质调查表

| 点号 | | T1-1号平台附近 | 时间 | 2022.04.18 | |
|---|---|---|---|---|---|
| 经度 | | E125°0′49″ | 纬度 | N46°2′56″ | |
| 层位 | | | 0-0.5m | 0.5m-1.5m | 1.5m-3m |
| 现场记录 | 颜色 | —— | 黄色 | 黄色 | 黄色 |
| | 结构 | —— | 块状 | 块状 | 块状 |
| | 质地 | —— | 壤土 | 壤土 | 壤土 |
| | 砂砾含量 | —— | ＜10% | ＜10% | ＜10% |
| | 其他异物 | —— | 无 | 无 | 无 |
| 实验室测定 | pH值 | 无量纲 | 8.44 | 8.41 | 8.39 |
| | 阳离子交换量 | cmol/kg | 29.1 | 27.9 | 27.2 |
| | 氧化还原电位 | mV | 329 | 317 | 312 |
| | 饱和导水率 | cm/s | $5.2\times10^{-4}$ | $5.0\times10^{-4}$ | $4.9\times10^{-4}$ |
| | 土壤容重 | $g/cm^3$ | 1.06 | 1.19 | 1.22 |
| | 孔隙度 | % | 60 | 55 | 54 |

表 4.3-15 土壤理化性质调查表

| 点号 | | T6-25号平台附近 | 时间 | 2022.04.18 | |
|---|---|---|---|---|---|
| 经度 | | E125°4′2″ | 纬度 | N45°57′8″ | |
| 层位 | | | 0-0.5m | 0.5m-1.5m | 1.5m-3m |
| 现场记录 | 颜色 | —— | 黄色 | 黄色 | 黄色 |
| | 结构 | —— | 块状 | 块状 | 块状 |
| | 质地 | —— | 壤土 | 壤土 | 壤土 |
| | 砂砾含量 | —— | ＜10% | ＜10% | ＜10% |
| | 其他异物 | —— | 无 | 无 | 无 |
| 实验室测定 | pH值 | 无量纲 | 8.47 | 8.45 | 8.41 |
| | 阳离子交换量 | cmol/kg | 27.9 | 27.1 | 26.2 |
| | 氧化还原电位 | mV | 346 | 332 | 315 |
| | 饱和导水率 | cm/s | $5.3\times10^{-4}$ | $5.1\times10^{-4}$ | $5.0\times10^{-4}$ |
| | 土壤容重 | $g/cm^3$ | 1.03 | 1.11 | 1.19 |
| | 孔隙度 | % | 61 | 58 | 55 |

#### 4.3.5.3 土壤采样及监测

（1）监测布点及监测项目

项目土壤环境影响评价等级为I级，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），污染影响型项目土壤环境现状监测应在占地范围内布设5个柱状样点、2个表层样点，在占地范围外布设4个表层样点，共应布设11个土壤环境现状监测点。监测点覆盖了项目占地的土壤类型和全部占地范围。

本次区域土壤环境现状通过现场监测和引用现有监测报告数据方式获取，共设置11个现场监测点位，分析土壤环境现状监测的布设点位和数量符合《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）。

表4.3-16 土壤监测布点及监测项目一览表

| 序号 | 点位 | 坐标 | 监测层位 | 与本项目的位置关系 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 1号平台附近 | 125.01361,46.04880 | 柱状点（0-0.5m、0.5 m-1.5 m 、1.5 m-3 m） | 本项目占地 | 了解项目占用耕地土壤现状 |
| 2 | 5号平台附近 | 125.05269,46.04528 | 柱状点（0-0.5m、0.5 m-1.5 m 、1.5 m-3 m） | 本项目占地 | 了解项目占用耕地土壤现状 |
| 3 | 20号平台附近 | 125.08417,45.98511 | 柱状点（0-0.5m、0.5 m-1.5 m 、1.5 m-3 m） | 本项目占地 | 了解项目占用草地土壤现状 |
| 4 | 24号平台附近 | 125.05444,45.95244 | 柱状点（0-0.5m、0.5 m-1.5 m 、1.5 m-3 m） | 本项目占地 | 了解项目占用草地土壤现状 |
| 5 | 22号平台附近 | 125.03794,45.97194 | 柱状点（0-0.5m、0.5 m-1.5 m 、1.5 m-3 m） | 本项目占地 | 了解项目占用耕地土壤现状 |
| 6 | 25号平台附近 | 125.06700,45.95222 | 0-20cm | 本项目占地 | 了解项目占用草地土壤现状 |
| 7 | 9号平台附近 | 124.99472,46.00606 | 0-20cm | 本项目占地 | 了解项目占用耕地土壤现状 |
| 8 | 土壤现状监测点8 | 125.03894,45.97094 | 0-20cm | 本项目占地外 | 22号平台井场南侧200m（了解项目占地外耕地土壤现状） |
| 9 | 土壤现状监测点9 | 125.03267,46.01961 | 0-20cm | 本项目占地外 | 11号平台西北侧200m（了解项目占地外耕地土壤现状） |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 10 | 土壤现状监测点10 | 125.06850,45.95644 | 0-20cm | 本项目占地外 | 23号平台东南侧350m（了解项目占地外草地土壤现状） |
| 11 | 土壤现状监测点11 | 125.02472,45.98917 | 0-20cm | 本项目占地外 | 16号平台西侧300m（了解项目占地外耕地土壤现状） |

T6、T1 监测项目：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷 、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷 、1,1,2-三氯乙烷 、三氯乙烯 、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间&对-二甲苯、邻-二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯苯酚、苯并(a)蒽、苯并(a)芘、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、䓛、二苯并(a,h)蒽、茚并(1,2,3-cd)芘、萘、石油烃共 47 项。

T8 监测项目：Cd、Hg、As、Pb、Cr、Cu、Ni、Zn、石油烃（C10-C40）、pH 共 10 项指标。

T2-T5，T7、T9-11：pH、石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$）

（3）监测方法

土壤监测方法及分析仪器见表 4.3-17。

**表 4.3-17 土壤环境监测项目分析方法**

| 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 |
|---|---|---|---|---|
| pH 值 | 土壤 pH 值的测定电位法 | HJ 962-2018 | 酸度计 PHS-25 | - |
| 石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$） | 土壤和沉积物石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$）的测定气相色谱法 | HJ 1021-2019 | 气相色谱仪 SP-3420 | 6mg/kg |
| 汞 | 土壤和沉积物汞、砷、硒、铋、锑的测定微波消解/原子荧光法 | HJ 680-2013 | 原子荧光光度计 AFS-8220 | 0.002mg/kg |
| 砷 | 土壤和沉积物汞、砷、硒、铋、锑的测定微波消解/原子荧光法 | HJ 680-2013 | 原子荧光光度计 AFS-8220 | 0.01mg/kg |
| 铜 | 土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法 | HJ491-2019 | 原子吸收分光光度计 AA320N | 1mg/kg |
| 铅 | 土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法 | HJ491-2019 | 原子吸收分光光度计 AA320N | 10mg/kg |
| 镍 | 土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法 | HJ491-2019 | 原子吸收分光光度计 AA320N | 3mg/kg |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 铬 | 土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法 | HJ 491-2019 | 原子吸收分光光度计 AA320N | 4mg/kg |
| 锌 | 土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法 | HJ 491-2019 | 原子吸收分光光度计 AA320N | 1mg/kg |
| 六价铬 | 固体废物六价铬的测定碱消解/火焰原子吸收分光光度法 | HJ 687-2014 | 原子吸收分光光度计 AA320N | 2mg/kg |
| 镉 | 土壤质量铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法 | GB/T 17141-1997 | 原子吸收分光光度计 AA320N | 0.01mg/kg |
| 四氯化碳 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.3μg/kg |
| 氯仿 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.1μg/kg |
| 氯甲烷 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.0μg/kg |
| 1,1-二氯乙烷 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.2μg/kg |
| 1,2-二氯乙烷 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.3μg/kg |
| 1,1-二氯乙烯 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.0μg/kg |
| 顺-1,2-二氯乙烯 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.3μg/kg |
| 反-1,2-二氯乙烯 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.4μg/kg |
| 二氯甲烷 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.5μg/kg |
| 1,2-二氯丙烷 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.1μg/kg |
| 1,1,1,2-四氯乙烷 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.2μg/kg |
| 1,1,2,2-四氯乙烷 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.2μg/kg |
| 四氯乙烯 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.4μg/kg |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 1,1,1-三氯乙烷 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.3μg/kg |
| 1,1,2-三氯乙烷 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.2μg/kg |
| 三氯乙烯 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.2μg/kg |
| 1,2,3-三氯丙烷 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.2μg/kg |
| 氯乙烯 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.0μg/kg |
| 苯 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.9μg/kg |
| 氯苯 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.2μg/kg |
| 1,2-二氯苯 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.5μg/kg |
| 1,4-二氯苯 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.5μg/kg |
| 乙苯 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.2μg/kg |
| 苯乙烯 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.1μg/kg |
| 甲苯 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.3μg/kg |
| 间二甲苯+对二甲苯 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.2μg/kg |
| 邻二甲苯 | 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 | HJ605-2011 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 1.2μg/kg |
| 硝基苯 | 土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱法-质谱法 | HJ 834-2017 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 0.09mg/kg |
| 苯胺 | 土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱法-质谱法 | HJ 834-2017 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 0.1mg/kg |
| 2-氯酚 | 土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱法-质谱法 | HJ 834-2017 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 0.06mg/kg |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 苯并[a]蒽 | 土壤和沉积物<br>半挥发性有机物的测定<br>气相色谱法-质谱法 | HJ 834-2017 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 0.1mg/kg |
| 苯并[a]芘 | 土壤和沉积物<br>半挥发性有机物的测定<br>气相色谱法-质谱法 | HJ 834-2017 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 0.1mg/kg |
| 苯并[b]荧蒽 | 土壤和沉积物<br>半挥发性有机物的测定<br>气相色谱法-质谱法 | HJ 834-2017 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 0.2mg/kg |
| 苯并[k]荧蒽 | 土壤和沉积物<br>半挥发性有机物的测定<br>气相色谱法-质谱法 | HJ 834-2017 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 0.1mg/kg |
| 䓛 | 土壤和沉积物<br>半挥发性有机物的测定<br>气相色谱法-质谱法 | HJ 834-2017 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 0.1mg/kg |
| 二苯并[a, h]蒽 | 土壤和沉积物<br>半挥发性有机物的测定<br>气相色谱法-质谱法 | HJ 834-2017 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 0.1mg/kg |
| 茚并[1,2,3-cd]芘 | 土壤和沉积物<br>半挥发性有机物的测定<br>气相色谱法-质谱法 | HJ 834-2017 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 0.1mg/kg |
| 萘 | 土壤和沉积物<br>半挥发性有机物的测定<br>气相色谱法-质谱法 | HJ 834-2017 | 气相色谱-质谱联用仪 GC2010 | 0.09mg/kg |

（4）评价方法

评价方法：标准指数法。其数学计算公式如下。

$$P_{i,j} = c_{i,j}/c_{oi}$$

式中：*Pi,j*—单项土壤参数 i 在第 j 层的标准指数；

*ci,j*—单项土壤参数 i 在第 j 层的实测结果；

*coi*—单项土壤参数 i 的评价标准。

Pij≤1，表明该土壤参数符合规定的土壤筛选值标准，建设用地土壤污染风险一般可以忽略；若 Pij＞1，表明该土壤参数超过了规定的土壤筛选值标准，应当依据 HJ25.1、HJ25.2 等标准及相关规范要求，开展详细调查。

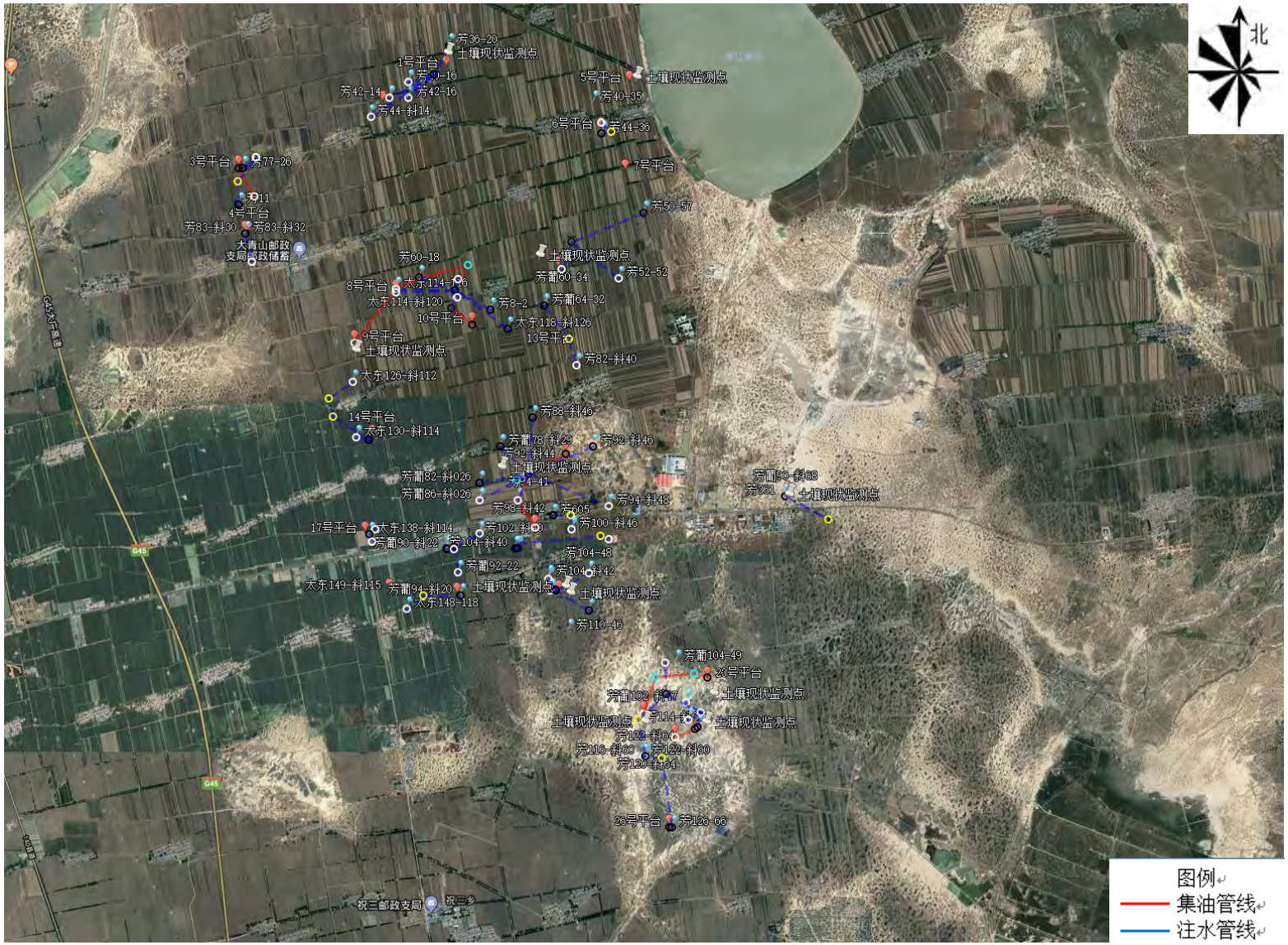



图 4.3-5 本项目土壤质量现状监测点位

（5）监测结果与评价

监测结果见表 4.3-18~4.3-21。

表 4.3-18 土壤环境监测及评价结果表单位:mg/kg

| 监测时间 | 监测项目 | 单位 | 监测点位及监测结果 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | T1-1 号平台附近（0-0.5m） | T1-1 号平台附近（0.5m-1.5m） | T1-1 号平台附近（1.5m-3m） | T6-25 号平台附近（0-20cm） |
| 2022.04.18 | pH 值 | 无量纲 | 8.44 | 8.41 | 8.39 | 8.47 |
| | 砷 | mg/kg | 5.23 | 5.08 | 4.97 | 5.16 |
| | 镉 | mg/kg | 0.21 | 0.20 | 0.18 | 0.19 |
| | 六价铬 | mg/kg | 0.5L | 0.5L | 0.5L | 0.5L |
| | 铜 | mg/kg | 19 | 19 | 16 | 18 |
| | 铅 | mg/kg | 21.8 | 21.4 | 20.6 | 21.5 |
| | 汞 | mg/kg | 0.083 | 0.081 | 0.076 | 0.087 |
| | 镍 | mg/kg | 28 | 27 | 26 | 27 |
| | 四氯化碳* | mg/kg | 0.002L | 0.002L | 0.002L | 0.002L |
| | 氯仿* | mg/kg | 0.002L | 0.002L | 0.002L | 0.002L |
| | 氯甲烷* | mg/kg | 0.003L | 0.003L | 0.003L | 0.003L |
| | 1,1-二氯乙烷* | mg/kg | 0.002L | 0.002L | 0.002L | 0.002L |
| | 1,2-二氯乙烷* | mg/kg | 0.003L | 0.003L | 0.003L | 0.003L |
| | 1,1-二氯乙烯* | mg/kg | 0.002L | 0.002L | 0.002L | 0.002L |
| | 顺-1,2-二氯乙烯* | mg/kg | 0.003L | 0.003L | 0.003L | 0.003L |
| | 反-1,2-二氯乙烯* | mg/kg | 0.003L | 0.003L | 0.003L | 0.003L |
| | 二氯甲烷* | mg/kg | 0.003L | 0.003L | 0.003L | 0.003L |
| | 1,2-二氯丙烷* | mg/kg | 0.002L | 0.002L | 0.002L | 0.002L |
| | 1,1,1,2-四氯乙烷* | mg/kg | 0.003L | 0.003L | 0.003L | 0.003L |
| | 1,1,2,2-四氯乙烷* | mg/kg | 0.003L | 0.003L | 0.003L | 0.003L |
| | 四氯乙烯* | mg/kg | 0.002L | 0.002L | 0.002L | 0.002L |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1,1,1-三氯乙烷* | mg/kg | 0.002L | 0.002L | 0.002L | 0.002L |
| | 1,1,2-三氯乙烷* | mg/kg | 0.002L | 0.002L | 0.002L | 0.002L |
| | 三氯乙烯* | mg/kg | 0.002L | 0.002L | 0.002L | 0.002L |
| | 1,2,3-三氯丙烷* | mg/kg | 0.003L | 0.003L | 0.003L | 0.003L |
| | 氯乙烯* | mg/kg | 0.002L | 0.002L | 0.002L | 0.002L |
| | 苯* | mg/kg | 0.0031L | 0.0031L | 0.0031L | 0.0031L |
| | 氯苯* | mg/kg | 0.0039L | 0.0039L | 0.0039L | 0.0039L |
| | 1,2-二氯苯* | mg/kg | 0.0036L | 0.0036L | 0.0036L | 0.0036L |
| | 1,4-二氯苯* | mg/kg | 0.0043L | 0.0043L | 0.0043L | 0.0043L |
| | 乙苯* | mg/kg | 0.0046L | 0.0046L | 0.0046L | 0.0046L |
| | 苯乙烯* | mg/kg | 0.0030L | 0.0030L | 0.0030L | 0.0030L |
| | 甲苯* | mg/kg | 0.0032L | 0.0032L | 0.0032L | 0.0032L |
| | 间二甲苯+对二甲苯* | mg/kg | 0.0044L+0.0035L | 0.0044L+0.0035L | 0.0044L+0.0035L | 0.0044L+0.0035L |
| | 邻二甲苯* | mg/kg | 0.0047L | 0.0047L | 0.0047L | 0.0047L |
| | 硝基苯* | mg/kg | 0.09L | 0.09L | 0.09L | 0.09L |
| | 苯胺* | mg/kg | 0.1L | 0.1L | 0.1L | 0.1L |
| | 2-氯酚* | mg/kg | 0.06L | 0.06L | 0.06L | 0.06L |
| | 苯并[a]蒽* | mg/kg | 0.1L | 0.1L | 0.1L | 0.1L |
| | 苯并[a]芘* | mg/kg | 0.1L | 0.1L | 0.1L | 0.1L |
| | 苯并[b]荧蒽* | mg/kg | 0.2L | 0.2L | 0.2L | 0.2L |
| | 苯并[k]荧蒽* | mg/kg | 0.1L | 0.1L | 0.1L | 0.1L |
| | 䓛* | mg/kg | 0.1L | 0.1L | 0.1L | 0.1L |
| | 二苯并[a, h]蒽* | mg/kg | 0.1L | 0.1L | 0.1L | 0.1L |
| | 茚并[1,2,3-cd]芘* | mg/kg | 0.1L | 0.1L | 0.1L | 0.1L |
| | 萘* | mg/kg | 0.09L | 0.09L | 0.09L | 0.09L |
| | 石油烃（C10-C40） | mg/kg | 6L | 6L | 6L | 6L |
| 注：1、监测项目后面的“*”为委托项目；2、监测结果的“L”，表示此监测项目的监测结果低于方法检出限。 | | | | | | |

表 4.3-19 土壤环境监测及评价结果表单位:mg/kg

| 监测时间 | 监测点位 | 监测层位 | 监测结果 | |
|---|---|---|---|---|
| | | | pH 值 | 石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$） |
| 2022.04.18 | T2-5 号平台附近 | 0-0.5m | 8.46 | 6L |
| | | 0.5m-1.5m | 8.42 | 6L |
| | | 1.5m-3m | 8.39 | 6L |
| 2022.04.18 | T3-20 号平台附近 | 0-0.5m | 8.49 | 6L |
| | | 0.5m-1.5m | 8.46 | 6L |
| | | 1.5m-3m | 8.42 | 6L |

表 4.3-20 土壤环境监测及评价结果表单位:mg/kg

| 监测时间 | 监测点位 | 监测层位 | 监测项目及监测结果 | |
|---|---|---|---|---|
| | | | pH 值 | 石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$） |
| 2022.04.18 | T4-24 号平台附近 | 0-0.5m | 8.45 | 6L |
| | | 0.5m-1.5m | 8.42 | 6L |
| | | 1.5m-3m | 8.38 | 6L |
| 2022.04.18 | T5-22 号平台附近 | 0-0.5m | 8.49 | 6L |
| | | 0.5m-1.5m | 8.46 | 6L |
| | | 1.5m-3m | 8.45 | 6L |
| 2022.04.18 | T7-9 号平台附近 | 0-20cm | 8.47 | 6L |
| | T9 | 0-20cm | 8.46 | 6L |
| | T10 | 0-20cm | 8.48 | 6L |
| | T11 | 0-20cm | 8.43 | 6L |
| 注：监测结果的“L”，表示此监测项目的监测结果低于方法检出限。 | | | | |

表 4.3-21 土壤环境监测及评价结果表单位:mg/kg

| 监测时间 | 监测点位 | 监测层位 | 监测项目 | 监测结果 |
|---|---|---|---|---|
| 2022.04.18 | T8 | 0-20cm | 镉 | 0.22 |
| | | | 汞 | 0.085 |
| | | | 砷 | 4.83 |
| | | | 铅 | 18.6 |
| | | | 铬 | 44 |
| | | | 铜 | 19 |
| | | | 镍 | 27 |
| | | | 锌 | 61 |
| | | | 石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$） | 6L |
| | | | pH 值 | 8.41 |
| 注：监测结果后的“L”，表示此监测项目的监测结果低于方法检出限。 | | | | |

#### 4.3.5.4 评价标准结论

（1）评价标准

本项目建设用地土壤评价标准采用《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值，周边农用地土壤评价标准采用《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），具体见表 2.4-4、2.4-5。

（2）土壤现状评价结果分析

本项目所在地土壤质量因子满足《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管控标准，其他对照点分别满足《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管控标准及《土壤环境质量—农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准。

### 4.3.6 包气带现状调查与评价

根据区域水文地质及岩土工程勘察结果，建设场地上部均为第四系覆盖，第四系底层覆盖厚度 18-21.5m，所揭露的地层为第四系松散地层，揭露第四系地层厚度 8.0-9.0m。

#### 4.3.6.1 包气带分布特征

项目区内包气带均为第四系松散堆积层，堆积厚度大，分布范围广。按地貌成因形态类型主要为冲积低平原沉积地层。

根据项目区潜水地下水埋深特征，包气带厚度 2.3m-3.1m。包气带地层成因及岩性。

第四系包气带地层特征：

（1）粉质粘土：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 3.10-4.50m。

（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 2.10-2.30m。

（3）粘土：黄褐色-灰色，可塑，土质较均匀，粘性较强，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，该层未钻穿。

#### 4.3.6.2 包气带污染现状监测

本项目对已建油田区域开展了包气带污染现状调查，对土壤包气带进行分层取样，根据工程污染源特征和包气带岩性、结构特征，共在 0~20cm，20~40cm 埋深范围内取两个样品，对样品进行浸溶试验，测试分析浸溶液成分。监测因子为：pH、石油类、铅、

铬、汞、砷。包气带现状调查见下。

表 4.3-22 包气带土壤现状监测点位置

| 序号 | 调查点 | 采样深度 | 与区块位置关系 |
|---|---|---|---|
| V1 | **108 队太东 104-斜 124** | 0~20cm、20~40cm | 区块内 |
| | 对照点 1# | 0~20cm、20~40cm | 区块内 |
| V2 | **108 队太东 104-斜 128** | 0~20cm、20~40cm | 区块内 |
| | 对照点 2# | 0~20cm、20~40cm | 区块内 |

表 4.3-23 包气带土壤现状调查结果单位： mg/L（pH 除外）

| **监测时间** | **监测项目** | **B1—已建已有油井（108 队太东 104-斜 124）（污染调查点 1#）** | | **B2—(对照点 1#）** | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | **（0～20cm）** | **（20～40cm）** | **（0～20cm）** | **（20～40cm）** |
| 2022.04.18 | pH 值 | 7.7 | 7.6 | 7.6 | 7.5 |
| | 石油类 | 0.06L | 0.06L | 0.06L | 0.06L |
| | 铅 | 0.01L | 0.01L | 0.01L | 0.01L |
| | 铬 | 0.03L | 0.03L | 0.03L | 0.03L |
| | 汞 | 0.00004L | 0.00004L | 0.00004L | 0.00004L |
| | 砷 | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L |
| | **监测项目** | **B3—已建已有油井（108 队太东 104-斜 128）（污染调查点 2#）** | | **B4—(对照点 2#）** | |
| | | **（0～20cm）** | **（20～40cm）** | **（0～20cm）** | **（20～40cm）** |
| | pH 值 | 7.8 | 7.7 | 7.7 | 7.6 |
| | 石油类 | 0.06L | 0.06L | 0.06L | 0.06L |
| | 铅 | 0.01L | 0.01L | 0.01L | 0.01L |
| | 铬 | 0.03L | 0.03L | 0.03L | 0.03L |
| | 汞 | 0.00004L | 0.00004L | 0.00004L | 0.00004L |
| | 砷 | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L | 0.0003L |
| 注：监测结果的“L”，表示此监测项目的监测结果低于方法检出限。 | | | | | |

从表中可以看出，评价区域内土壤包气带中铅、铬、汞、砷等指标的污染值（与对照点比较）较小，现石油类未超标。企业应加强监管，控制污染物的排放，避免对井场外的包气带土壤带来污染。

#### 4.3.6.3 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》（HJ 610-2016）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下表：

表 4.3-24 包气带防污性能分级

| 分级 | 包气带岩土的渗透性能 | 本工程 |
|---|---|---|
| 强 | 岩（土）层单层厚度 Mb≥1.0m，渗透系数 $K\leq10^{-6}$cm/s，且分布连续、稳定。 | 项目场地区粉质粘土厚度 3.1～4.5m，渗透系数 $6.82\times10^{-6}$cm/s，防污性能中等；弱透水层黏土厚度 14-18 左右，渗透系数＜$10^{-6}$cm/s，防污性能为强。综 |
| 中 | 岩（土）层单层厚度 0.5m≤Mb＜1.0m，渗透系数 $K\leq10^{-6}$cm/s，且分布连续、稳定。 | |

| | | |
|---|---|---|
| | 岩（土）层单层厚度 Mb≥1.0m，渗透系数 $1\times10^{-6}$cm/s＜K≤$1\times10^{-4}$cm/s，且分布连续、稳定。 | 合确定第四系潜水含水层包气带防污性能为中等，明水组承压含水层上部弱透水层防污性能为强。 |
| 弱 | 岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件。 | |

综上所述，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）对包气带防污性能的分级，拟建工程场地包气带防污性能为中。

### 4.3.7 生态环境现状调查与评价

根据本项目开发的特点，评价中“生态环境”主要包括土壤生态环境、草地生态系统、农业生态环境。其中土壤生态现状包括了土壤的类型及分布、土壤的有机质含量、土壤的环境质量和污染状况等；农业生态系统包括了农作物种类、农业生产条件及农业种植业水平等；草地生态系统包括了植被群落分布及生物量等。

#### 4.3.7.1 植被现状

评价区域内植被类型以草甸、人工林和农田为主。

（1）农业植被

评价区属于松嫩平原区，农耕历史悠久，栽培植被是最重要的植被类型，为人工种植的各种农作物。区域中农作物主要以玉米为主。玉米是一年生禾本科植物，是喜温作物，全生育期要求较高的温度，产量约为 650kg/亩。经济作物主要有甜菜、芝麻、向日葵等。蔬菜类主要有茄子、豆角和白菜等。

（2）草甸

本区域草地主要以羊草和芦苇为优势种，同时和狼尾草、毛水苏、三棱草、星星草等植物混生。在漫岗的缓坡和呈碱性的低地上还生长有碱草植物群落，碱草植物群落以碱草为主，并有野古草、野苜宿、黄芪、柴胡等植物。群系高 0.2～0.6m，盖度 50～70%。目前草地平均亩产干草在 150 公斤左右。

（3）经济林

在评价区内经济林主要为杨树林。

杨树林是评价区防护林的主要林种之一，也是评价区内分布最多，最广泛的林木，主要分布在村庄附近、道路两侧及农田周围。杨树林平均树高 10～15m，平均胸径 15～25cm，平均冠幅 2.5m×2.5m。

（4）农田植被

评价区属于松嫩平原区，粮食耕作历史悠久，栽培植被是最重要的植被类型，但是目前由于旱涝、盐碱、风沙等因素，区域内的农田多属于中、低产农田。粮食作物主要为玉米，经济作物以花生为主。

#### 4.3.7.2 野生动物

本项目所在区域野生动物主要有普通刺猬（ErinaceusamurensisSchrenk）、东北兔（LepusmandschuricusRadde）、黄鼬（MustelasibiricaPallas）、褐家鼠（Rattusnitidus）、小家鼠（MusmusculusL.）、大仓鼠（Cricetulustriton）、东方田鼠（MicrotusfortisBuchner）、普通田鼠（Microtusarvalis）等 10 余种啮齿目、兔形目和食肉目动物。由于农业区内人类活动干扰较大，躲避呢天敌的条件较差，因此鸟类一般不会在此繁殖。区内鸟类主要为村栖型等伴人鸟类，如喜鹊（P.picasericeaGould）、小嘴乌鸦（C.coroneorientalisEvers）、麻雀（P.montanusmontanus）、家燕（HrusticagutturalisScopoli）等，也有一些小型水鸟在芦苇荡内栖息和繁殖。

#### 4.3.7.3 生态景观类型调查

采用地理信息系统技术并结合地面实际调查，对油田开发区所涉及区域内的生态景观构成进行调查。景观调查以工程用地为中心，采用国家生态环境现状调查所用分类系统进行分类。区域内的景观共分为三类，主要由草甸景观、耕地景观、林地景观构成。

⑴草甸景观

为本区内面积最大的景观类型，大面积的分布于油田开发区内，总面积 6.62km2，占评价区域总面积的 80.73％。草甸分布不连续，斑块数量多。

⑵耕地景观是第二大类景观。项目所在地区域内耕地为永久基本农田，主要种植以玉米为主的农作物。

⑶林地景观主要为人工防护林用地，总面积 0.01km$^2$，占评价区总面积的 0.12%。

#### 4.3.7.4 土壤现状

根据现场踏勘及资料显示，工程所在区域内主要土壤类型为黑钙土。

该类土壤是温带半干旱半湿润气候和草甸草地植被下形成的地带性土壤，主要成土过程是腐殖质积累和钙质聚积以及附加草甸化过程而形成的。该土类的剖面构造由腐殖质层、钙积层和母质层组成，腐殖质层一般厚约 30cm～50cm，个别地段可达 60cm～70cm，呈黑色或黑灰色，钙积层颜色浅。土壤剖面的主要特征表现为土壤质地粘重，通体强 HCl 反应，土壤孔隙状况差，小孔隙多，大孔隙少。黑钙土表层有机质含量一般为 15g/kg～40g/kg，腐殖质组成以胡敏酸为主，代换性盐基离子以钙、镁为主，属盐基饱和土壤。全氮量平均 0.0721%，速效磷平均为 63ppm。除腐殖质层近于中性外，其他各层呈微碱性，pH 值在 8～8.5 之间，质地适中，结构良好，是仅次于黑土的宜农土壤，特别适于甜菜、向日葵等经济作物的生长。

#### 4.3.7.5 水土流失现状调查

《黑龙江省防沙治沙条例》第二十六条规定：“油气勘探开发以及矿产资源开采应当按照规划组织实施，并将地表植被恢复和建设纳入规划。在开发和开采前，应当进行环境影响评价，依法提交包括有关防沙治沙内容的环境影响报告。县级以上人民政府林业、国土资源、环境保护、草原等行政主管部门应当对开发和开采单位的地表植被恢复情况进行监督检查。”第二十七条：“在沙化土地所在地区从事开发建设活动，应当事先就开发建设项目可能对当地及相关地区生态环境产生的影响进行环境影响评价和水资源论证。对不具备水源条件，且有可能造成土地沙化、水土流失等灾害，严重破坏生态环境的开发建设项目，不得批准立项。环境保护行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。”

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》，大同区属于属于沙化土地所在县（区）。

根据现场调查，项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，应制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

施工期临时占地及施工车辆行驶将对区域地表植被产生破坏。须严格落实各项目生态保护措施及生态减缓措施，严格控制控制施工作业占地范围，尽量减小施工期对区域生态影响。

#### 4.3.7.6 生物资源

本地区生物资源包括牧草资源、药材资源较为丰富。牧草资源包括羊草草甸草原牧草优良，优等牧草占 60%以上、牧草利用率为 85%以上的为I等草场占 70%以上。主要为羊草、野古草、五脉山黧豆等。

#### 4.3.7.7 生态评价结论

综合现场调查和查阅资料，本项目生态环境评价区域内农业生产活动、石油天然气采油活动频度和强度都比较高，较大型哺乳类动物基本绝迹，主要是小型哺乳类动物包括普通刺猬、东北兔、黄鼬、褐家鼠、小家鼠、大仓鼠等 10 余种啮齿目、兔形目和食肉目动物。植被主要包括草甸草原植被、盐生草甸植被和农业种植植被。评价区域内无受国家保护的野生动、植物物种。

## 4.4 区域环境污染源调查

本工程位于黑龙江省大庆市大同区境内，属于已开发区块。本项目为石油开采项目，所在区块为芳 11 自营区块，周边 3km 范围内主要为农田、村庄以及周边油田生产设

施，油田生产设施主要包括油水井场和集油管线，周边无其他工业企业。周边 3km 范围内主要为农田、村庄，周边无其他工业企业。根据调查，本项目所在区域的主要污染源为评价区内排放同类污染物的油田企业，常规污染因子为场站加热炉排放的燃烧烟气中的 $SO_2$、NOx、颗粒物，特征污染因子为原油集输及处理过程无组织排放的烃类气体中的非甲烷总烃。

（1）大气污染源调查

本项目所在区块内主要废气为主要包括场站的加热炉烟气、场站及井场原油集输产生的工艺废气，产生的废气污染物主要包括 $SO_2$、NOx、颗粒物、非甲烷总烃等。项目区域内农村居民生活燃用燃料会排放燃烧烟气。

由于项目的开发建设导致区内车辆、交通量增加，导致排放尾气增多，主要特征污染物为 CO、NOx 和碳氢化合物，属于流动源。在建钻井项目产生施工扬尘，钻井柴油发电机燃烧烟气等。

（2）废水污染源调查

区域生活污水污染源主要来源于场站办公设施，其污染物主要为 COD、$BOD_5$、SS、$NH_3$-N 等。

工业废水污染源主要为油田采出水、油水井作业污水、洗井污水，废水污染物为 pH、SS、石油类等。

项目地下水评价区域内地下水污染源主要为周边农业生产使用化肥、农药、养牛场污水以及居民生活排放的生活污水等，随着地表径流携带污染物入渗地下水体。已建油井作业污水进入集输系统，已建水井洗井污水和作业污水经现场密闭罐车收集后拉运至污水处理站处理达标后回注现役油层，油水井作业污水及洗井污水均不外排。在建工程施工期钻井废水送至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理；产生的压裂反排液由罐车收集后送至宋二联废压裂液处理站处理后回注，生活污水进入施工营地设置的防渗生活污水池，不外排。

（3）噪声污染源调查

项目区域内噪声污染源主要为周边油田运输车辆噪声、社会车辆运行噪声、已建井场、已建场站运行噪声。在建工程施工机械和车辆运行噪声等。

（4）固体废物污染源调查

根据现状调查和规划分析，区域排放的固体废弃物有一般工业固体废物、生活垃圾和危险废物。区域内固体废物主要有已建井场作业产生的落地油和含油废防渗布、场站

清淤产生的含油污泥等，落地油和含油污泥拉运宋芳屯污泥处理站处理，含油废防渗布委托有资质单位处理。在建工程钻井泥浆等全部由罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理；废包装袋统一收集送采油八厂工业固废填埋场处理，生活垃圾拉运至大庆市生活垃圾综合处理场。

区域内无规划建设项目污染源。

# 第五章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 气候特点及污染气象特征

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。全年主导风向不明显，西北风、西北北风（NW、NNW）、南风（S）的风频较高。该区全年气压稳定，降水集中在六、七、八月，蒸发量冬季明显降低，春秋季相对湿度小。年降水量平均 442mm，年最大降水量 651.2mm。年平均气压：994.4hpa。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%。年平均气温 3.3℃，极端最低气温-36.2℃，极端最高气温 38.9℃。年平均风速 3.7m/s，年最大风速为 22.7m/s，全年风向玫瑰图见图 5.1-1。

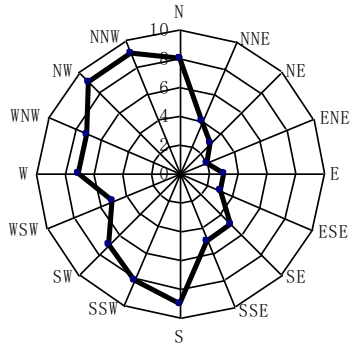



图 5.1-1　全年风向玫瑰图

### 5.1.2 环境空气影响预测与评价

#### 5.1.2.1 施工期大气环境影响分析

**1、施工及运输车辆扬尘**

施工期大气污染源主要是井场建设产生的扬尘、物料运输装卸过程中产生的扬尘。

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，数据见表 5.1-1。

表 5.1-1　　施工场地扬尘污染的颗粒物浓度值单位：mg/m$^3$

| 工程名称 | 工地内 | 工地上风向 | 工地下风向 | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 50m | 50m | 100m | 150m |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 侨办工地 | 0.759 | 0.328 | 0.502 | 0.367 | 0.336 |
| 金属材料总公司工地 | 0.618 | 0.325 | 0.472 | 0.356 | 0.332 |
| 广播电视部工地 | 0.596 | 0.311 | 0.434 | 0.376 | 0.309 |
| 劲松小区工地 | 0.509 | 0.303 | 0.538 | 0.465 | 0.314 |
| 平均值 | 0.6205 | 0.3167 | 0.4865 | 0.390 | 0.322 |

项目施工工地的扬尘主要来自运输车辆的行驶、土方开挖、回填使用的材料的露天堆放产生，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。根据表 5.1-1 可知，施工场地 100m 外的扬尘浓度值约为 0.39mg/m$^3$。本项目施工中产生的污染源强较大，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；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/m$^3$）。

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。且项目施工现场距离附近敏感点超过 100m，施工对周围村屯环境影响较小。

**2、汽车尾气**

运输车辆排放的尾气其主要成分为一氧化碳（CO）、碳氢化合物（HC）、氮氧化物（NOX）和颗粒物（PM）。油田各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境空气影响的影响不是很大。

**3、焊接烟气**

管线接口处进行焊接时，在高温电弧作用下，焊丝端部及其母材被熔化，溶液表面剧烈喷射由药皮焊芯产生的高温高压蒸汽并向四周扩散。当蒸汽进入周围空气中时，被冷却并氧化，部分结成固体微粒，形成由气体和固体微粒组成的焊接烟尘。焊接烟尘中的主要成分是金属氧化物。本工程较为分散，焊接烟尘非集中排放，且仅为管道施工期短期排放，经空气稀释、扩散后对周围大气环境影响较小。

**5.1.2.2 运营期大气环境影响分析**

1、污染源参数

由于依托场站加热炉未新建且场站加热炉满足新增负荷需求，新增加热炉大气污染物总量在原排污许可申请总量控制范围内，故本次未对加热炉烟气进行预测。根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本工程运行期大气污染源主要为新建油井产液集输过

程中无组织排放的烃类气体。

本工程项目原油集输过程依托的场站均在其设计负荷范围之内，且均进行了环境影响评价和竣工验收，故本项目不对依托场站进行环境影响评价。运行期大气污染物主要为井场及集输管道逸散的非甲烷总烃。

非甲烷总烃主要排放位置有井场、集输管道阀门、计量间、阀组间、转油站和联合站等位置，均以面源形式排放。非甲烷总烃主要排放位置有井场、集输管道阀门、转油站、联合站等位置，其中井场及集输管线占比约 30%。本次判定评价等级面源范围选取油井数最多的 19#平台进行预测，共计 19 口油井，本项目建成产能年 $4.72\times10^4$t，该 19 口油井最大产能为 24t/d，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，石油开采挥发性有机物产生系数为 1.4175g/kg，则 19#平台油井开采、集输、处理全过程挥发性有机物挥发量为 0.009t/ d（$24t/d\times10^3kg/t\times1.4175g/kg\times10^{-6}t/g$=0.034t/ d），井场区域非甲烷总烃逸散量为 0.01t/d（0.034t/ d×30%=0.01 t/d）、0.42kg/h。

根据工程用地计算，单井永久占地面积为 30m×40m，平台井场永久占地面积较独立井场每增加 1 口井增加 0.02hm$^2$（40m×5m），平台井中井间距按 8m 算，本工程 19#平台共有 19 口井，则 19#平台井场面积为 4800m$^2$，具体面源参数表见下表。

**表 5.1-1 废气污染源排放参数（矩形面源）**

| 面源编号 | 面源名称 | 面源起点坐标/m | | 面源海拔高度/m | 面源长度/m | 面源宽度/m | 与正北方向夹角/° | 面源初始排放高度/m | 年排放小时数/h | 排放工况 | 污染物排放速率/（kg/h） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | X | Y | | | | | | | | |
| 1 | 井场区域 | 125.031944 | 45.981639 | 136 | 120 | 40 | 0 | 3 | 8760 | 正常 | 0.42 |

2、评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，采用估算模式分别计算本工程正常排放情况下的主要污染物的最大影响程度和最远影响范围，然后按评价工作分级判据进行分级。本工程估算模型参数一览表见表 5.1-3。

**表 5.1-3 估算模型参数**

| 参数 | 取值 |
|---|---|

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

**表 5.1-4　本工程矩形面源估算模型计算结果**

| 距下风向距离（m） | 井场及各场站 | |
|---|---|---|
| | 预测浓度（μg/m$^3$） | 占标率（%） |
| 50.0 | 41.9630 | 2.0981 |
| 100.0 | 42.3310 | 2.1166 |
| 200.0 | 43.0590 | 2.1530 |
| 300.0 | 43.6750 | 2.1837 |
| 400.0 | 44.3870 | 2.2193 |
| 500.0 | 45.0890 | 2.2544 |
| 600.0 | 45.7820 | 2.2891 |
| 700.0 | 46.4670 | 2.3234 |
| 800.0 | 47.1430 | 2.3571 |
| 900.0 | 47.8110 | 2.3906 |
| 1000.0 | 48.4700 | 2.4235 |
| 1200.0 | 49.7660 | 2.4883 |
| 1400.0 | 51.0330 | 2.5516 |
| 1600.0 | 52.2720 | 2.6136 |
| 1800.0 | 53.4840 | 2.6742 |
| 2000.0 | 54.6720 | 2.7336 |
| 2500.0 | 57.5360 | 2.8768 |
| 3000.0 | 60.2650 | 3.0132 |
| 3500.0 | 62.8720 | 3.1436 |
| 4000.0 | 64.2550 | 3.2127 |
| 4500.0 | 61.6450 | 3.0823 |

| | | |
|---|---|---|
| 5000.0 | 59.3450 | 2.9672 |
| 下风向最大浓度 | 64.8240 | 3.2412 |
| 下风向最大浓度出现距离 | 3890.01 | 3890.01 |
| D10%最远距离 | / | / |

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)的规定，采用估算模式计算本工程正常排放情况下的主要污染物的最大影响程度和最远影响范围，然后按评价工作分级判据进行分级。本工程环境空气污染物主要为无组织排放的非甲烷总烃，在正常工况下，各种环境空气污染物最大地面浓度占标率 Pi 的计算结果见表 5.1-5，评价工作等级划分原则见表 5.1-6。

**表 5.1-5　主要污染物的最大地面浓度占标率**

| 污染源 | 预测因子 | 最大浓度占标率（%） |
|---|---|---|
| 矩形面源 | 非甲烷总烃 | 3.2412 |

**表 5.1-6　环境空气评价工作等级划分原则**

| 评价工作等级 | 评价工作分级依据 |
|---|---|
| 一级 | Pmax≥10% |
| 二级 | 1%≤Pmax＜10% |
| 三级 | Pmax＜1% |

计算结果可以看出，最大地面浓度占标率 $P_{max}$=max（P 非甲烷总烃）=P 非甲烷总烃=3.2412%，1%≤$P_{max}$＜10%，评价等级为二级。

3、评价范围

根据导则要求及本工程周边敏感目标分布特点，确定本工程大气评价范围为项目油井开发区域为中心，外扩 2.5km 的矩形区域。

4、污染物排放量核算

二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。本工程项目原油集输过程依托的场站均在其设计负荷范围之内，且均进行了环境影响评价和竣工验收，故本项目依托场站产生的大气污染物有组织排放量不在本次污染物核算范围内，本次污染物排放量核算主要为井场及集输管道逸散的非甲烷总烃。

本项目非甲烷总烃排放量核算采用排污系数法，按照按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油田开采为 1.4175g/kg 原油。油气集输虽然采用密闭流程，但无组织挥发部位较多，主要为油井井场以及项目涉及场站、管道阀门等。本工程大气污染物有组织排放量核算见下表。

表 5.1-7　本工程大气污染物无组织排放量核算表

| 序号 | 排放口编号 | 产污环节 | 污染物 | 主要污染防治措施 | 国家或地方污染物排放标准 | | 年排放量（t/a） |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 标准名称 | 浓度限值/（μg/m3） | |
| 1 | G1 | 装井场置 | 非甲烷总烃 | 密闭集输 | 《大气污染物综合标准》（GB16297-1996） | 4000 | 66.91 |
| 无组织排放总计：VOCs（非甲烷总烃）21.55 t/a | | | | | | | |

1）项目大气污染物年排放量核算

表 5.1-8　本工程大气污染物年排放量核算表

| 序号 | 名称 | 污染物 | 核算排放浓度（$mg/m^3$） | 核算排放速率（kg/h） | 核算年排放量(t/a) |
|---|---|---|---|---|---|
| 无组织排放量总计 | | 非甲烷总烃 | | | 66.91 |

2）非正常排放量核算

根据工程分析可知，本项目涉及的非正常工况条件下的废气排放主要为井场时非甲烷总烃的溢散，一般情况下检修时间较短（1-2d），排放量很少且项目均处于野外，扩散条件较好，不需要进行非正常排放量核算。

4、大气环境防护距离

本次大气环境影响评价等级定为二级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的 8.7.5 条要求“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境防护区域，以确保大气环境防护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”，根据表 5.1-4 的预测结果，本项目无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值，故无需计算大气环境防护距离，无需设置大气环境防护区域。

**5.1.2.4 环境空气影响评价结论**

综上所述，项目施工期产生的废气主要为施工扬尘、柴油发电机烟气，有少量车辆尾气，通过采取有效地抑尘、规划行车路线及管理养护措施，施工期场界扬尘浓度满足《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，对区域空气环境及环境空气敏感目标的影响较小。

通过预测可知，本工程无组织挥发对大气的影响主要为非甲烷总烃对大气的影响，经估算模式预测本工程非甲烷总烃最大占标率为 3.2412%，最大地面浓度为 64.8240μg/$m^3$，因此对大气环境影响较小。由于本项目无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值，故无需计算大气环境防护距离，无需设置大气环境防护区域。项目建设对附近敏感点环境影响较小，项目建设对环境空

气质量影响较小。

项目大气环境影响评价自查表见表 5.1-9。

**表 5.1-9　大气环境影响评价自查表**

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="8">2022 年宋芳屯油田芳 11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价等级与评价范围</td><td>评价等级</td><td colspan="3">一级☐</td><td colspan="3">二级√</td><td colspan="2">三级☐</td></tr>
<tr><td>评价范围</td><td colspan="3">边长=50km□</td><td colspan="3">边长 5～50km☐</td><td colspan="2">边长=5km☐</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价因子</td><td>$SO_2$+NOx 排放量</td><td colspan="3">≥2000t/a□</td><td colspan="3">500~2000 t/a□</td><td colspan="2">＜500 t/a☑</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td colspan="6">基本污染物（TSP、$SO_2$、NOx、非甲烷总烃）</td><td colspan="2">包括二次 PM2.5□<br>不包括二次 PM2.5☑</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td>评价标准</td><td colspan="3">国家标准 ☑</td><td colspan="2">地方标准☐</td><td>附录 D□</td><td>其他标准 ☑</td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状评价</td><td>环境功能区</td><td colspan="3">一类区□</td><td colspan="3">二类区 ☑</td><td colspan="2">一类区和二类区☐</td></tr>
<tr><td>评价基准年</td><td colspan="8">（ 2020 ）年</td></tr>
<tr><td>环境空气质量现状调查数据来源</td><td colspan="3">长期例行监测数据□</td><td colspan="2">主管部门发布的数据☑</td><td colspan="3">现状补充监测☑</td></tr>
<tr><td>现状评价</td><td colspan="5">达标区 ☑</td><td colspan="3">不达标区☐</td></tr>
<tr><td>污染源调查</td><td>调查内容</td><td colspan="4">本工程正常排放源☑<br>本工程非正常排放源☐<br>现有污染源□</td><td>拟替代的污染源□</td><td>其他在建、拟建项目污染源□</td><td>区域污染源☑</td></tr>
<tr><td rowspan="9">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD□</td><td>ADMS□</td><td colspan="2">AUSTAL2000□</td><td colspan="2">EDMS/AEDT□</td><td>CALPUFF□</td><td>网络模型□</td><td>其他□</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="3">边长≥50km□</td><td colspan="4">边长 5～50km□</td><td colspan="2">边长=5km□</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="5">预测因子（非甲烷总烃）</td><td colspan="4">包括二次 PM2.5□<br>不包括二次 PM2.5□</td></tr>
<tr><td>正常排放短期浓度贡献值</td><td colspan="5">C 本工程最大占标率≤100%☐</td><td colspan="4">C 本工程最大占标率＞100%☐</td></tr>
<tr><td rowspan="2">正常排放年均浓度贡献值</td><td>一类区</td><td colspan="4">C 本工程最大占标率≤10%☐</td><td colspan="4">C 本工程最大占标率＞10%☐</td></tr>
<tr><td>二类区</td><td colspan="4">C 本工程最大占标率≤30%☐</td><td colspan="4">C 本工程最大占标率＞30%☐</td></tr>
<tr><td>非正常排放 1h 浓度贡献值</td><td colspan="3">非正常持续时长（）h</td><td colspan="3">C 非正常最大占标率≤100%☐</td><td colspan="3">C 非正常最大占标率＞100%☐</td></tr>
<tr><td>保证率日平均浓度和年均浓度叠加值</td><td colspan="5">C 叠加达标☐</td><td colspan="4">C 叠加不达标☐</td></tr>
<tr><td>区域环境质量的整体变化情况</td><td colspan="5">K≤-20%☐</td><td colspan="4">K＞-20%☐</td></tr>
<tr><td></td><td>污染源监测</td><td colspan="3">监测因子：（非甲烷总烃）</td><td colspan="4">有组织废气监测☐<br>无组织废气监测 ☑</td><td colspan="2">无监测☐</td></tr>
</table>

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 环境监测计划 | 环境质量监测 | 监测因子：（非甲烷总烃） | 监测点位数（） | 无监测□ | |
| 评价结论 | 环境影响 | 可以接受☑不可以接受□ | | | |
| | 大气防护距离 | 距（）厂界最远（）米 | | | |
| | 污染源年排放量 | $SO_2$：（）t | NOx：（）t | 颗粒物：（）t | $VOC_S$：（66.91）t |
| 注：“□”为勾选项，填“√”，“（）”为填写项 | | | | | |

## 5.2 水环境影响预测与评价

### 5.2.1 地表水环境影响预测与评价

本工程在施工期产生污水，但不向地表水体排放废水。依据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ/2.3-2018），中表 1 水污染型建设项目评价等级判定，地表水评价等级为三级 B。

#### 5.2.1.1 施工期地表水环境影响分析

施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要生活污水和试压废水，污染因子主要为石油类、氨氮、SS。

施工人员生活污水排入施工营地临时防渗旱厕，施工结束清掏外运用作农家肥，旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。

项目管线试压过程产生的试压废水经罐车拉运至宋一联污水站处理后回注，不外排。宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求。

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。

#### 5.2.1.1 运营期地表水环境影响分析

5.2.1.1.1 正常工况

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）中的相关规定，水污染影响型三级 B 评价应包括水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价；依托污水处理设施的环境可行性评价。因此本项目地表水环境影响评价包括①水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价；②依托污水处理设施的环境可行性评估。

1、水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

本工程运行期污水为产液分离废水、油井作业污水。产液分离废水主要为原油中分离出的含油污水，产生量约为 $1.33\times10^4m^3/d$，由管线输送至宋一联污水站处理，处理后回注；油井作业污水经现场污水回收装置回收后泵入罐车拉运至宋一联污水站，处理后

回注。宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”要求。

正常工况下，本项目产生的含油废水均送至宋一联污水站处理后回注油层，不外排；因此本项目正常工况下无废水外排，不会对地表水环境产生不利影响。

2、依托污水处理设施的环境可行性评估

本项目产生的含油污水依托宋一联污水站。

宋一联污水站采用“横向流除油→两级过滤”工艺，采用“横向流除油→两级过滤”工艺，横向流除油器规模扩建至 9000$m^3$/d，将过滤规模扩建至 10000$m^3$/d，本次扩建后扩建至 12000$m^3$/d，实际处理量 8785$m^3$/d，根据开发预测方案，本次口油井新增污水量进入宋一联污水站，经过规模扩建后，宋一联污水站负荷率下降为 73.2%～90.5%，满足本次开发需求，计入本次新井后，宋一联污水站负荷率为 62.8%～74.2%，可满足本工程依托要求。宋一联污水站处理后出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中的大庆油田油藏水驱注水水质主要控制指标（悬浮物颗粒物直径中值≤10.0μm、悬浮固体含量≤5.0 mg/L、含油量≤2.0 mg/L），回注油层不外排。

本次油井新增水量水质与现有处理水量水质相同，不会对污水处理工艺造成负荷；而且设计收水范围时采用就近的原则，因此本次油井新增污水在其收水范围内。综合以上分析，依托宋一联污水站是可行的。

综合以上分析，正常工况下，项目实现依托后，不会对地表水环境造成影响。

5.2.1.1.1 非正常工况

作业废水是指在油田生产期修井作业后反排时产生的废水，主要污染物为石油类。修井为不定期流动进行，油井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 4$m^3$/井次，则 102 口油井产生的作业污水量为 272 $m^3$/a；水井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 60$m^3$/井次，则 76 口水井产生的作业污水量为 3040 $m^3$/a；则本项目作业污水量平均每年约 3312$m^3$（修井周期折合成每年平均值），油井和水井作业污水通过作业污油污水回收装置回收就近泵入集油管道进系统，不外排。同时在油井作业时设井口收集槽，收集井口溢流污水，然后泵入作业污油污水回收装置或罐车回收至宋一联污水站处理，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中≤2μm”要求回注油层，不外排。

水井作业周期为 2 年，洗井污水产生量为 120$m^3$/井次，76 口水井共产生作业污水量为 4560$m^3$/a，作业污水经作业施工现场设置的污水回收装置回收后经罐车拉运至宋

一联污水站处理，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中≤2μm”要求回注油层，不外排。

油井采用热水罐车洗井，热水注入油井后不返排，随采出液采出后进入集油系统。作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，并铺设防渗布，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。采取上述措施后，非正常工况下不会对地表水环境产生影响。

综合以上分析，正常工况、非正常工况下，本项目均不会对地表水环境产生影响。

#### 5.2.1.3 地表水环境影响评价结论

本工程的开发建设在施工期和运行期，采取了较为完善的环境保护措施，对周围地表水体产生影响的可能性较小。为进一步降低风险条件对地表水的影响，在地表水附近的施工营地及油水井作业井场设置围堰，控制事故影响范围，避免油水泄露到地表水体。因此，正常情况下，不会对地表水体产生影响。

### 5.2.2 地下水环境影响预测与评价

#### 5.2.2.1 正常工况下地下水环境影响分析

（1）施工期

项目施工期可能对地下水产生影响的主要为管道试压废水和生活污水对地下水产生影响。管道试压时，由水罐车在管线一端注水，管线另一端接入另一台水罐车，试压结束后，注水端水罐车停止注水，改为水罐车配套基本压力推送，将管线内残余水量推送至终点水罐车，并由罐车拉运至宋一联污水站处理，全程密闭运输，管道试压废水不会泄露对地下水环境造成影响，管线试压废水处理达标后回注地下油层。

项目施工期生活污水进入施工场地暂设的临时防渗旱厕，定期清掏作农家肥，施工结束清掏后进行清理并回填。

项目施工期正常情况下不会对地下水产生影响。

（2）运行期

项目运行期可能对地下水产生影响的主要为油田采出水、作业及洗井废水及落地油等。

本工程油田采出水进入宋一联污水站处理合格后全部回注现役油层，不外排；作业井场铺设防渗布，作业及洗井废水通过回收罐车，回收后送宋一联污水站处理后回注地下油层，不外排；产生的落地油及时进行回收，回收率 100%。因此项目运行期正常情

况下不会对地下水产生影响。

由于本项目对各类污染源场地及设施按照相关规范进行了严格的防渗措施，污染物从源头和末端均得到控制，阻隔了污染地下水的通道，在防渗措施下，项目污废水渗漏量甚微，不会对地下水环境造成影响。因此正常状况下，项目的运营对周围地下水环境及下游保护目标的影响较小。根据地下水导则 9.4 节“已依据相关规范设计地下水污染防渗措施的建设项目，可不进行正常状况情景下的预测”，故本次不考虑正常状况下项目对地下水环境的影响。

**5.2.2.2 非正常工况下地下水环境影响分析**

油田开发生产过程中，非正常状况下，具有污染环境的潜在因素，包括井漏、原油泄漏等，可能对地下水环境产生不利影响。具体分析如下：

（1）运营期间，可能因管道老化、腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏，多发生在投产若干年后，一旦管道泄漏会有原油、含油污水溢出，对环境造成污染，但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。管道泄漏原油、含油污水首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，管道泄漏一般不会对承压水造成影响。

（2）如果固井质量不高，密封不严，可使原油由井下深层上升进入含水层而污染地下水。这些井孔不仅是下部原油上升污染地下水的通道，同时也可成为地表污水进入地下水层的通道，使污染物随地下径流扩散迁移，造成地下水的污染而长期无法补救和恢复。

本项目预测情景模式见表 5.2-1。

**表 5.2-1　　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 | |
|---|---|---|---|---|
| | | | 持续泄漏 | 瞬时泄漏 |
| 1 | 集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏 | 潜水 | — | √ |
| 2 | 油井泄漏造成的含油物质泄漏 | 承压水 | √ | — |

1、输油管道泄漏

（1）预测源强

本工程油井集油管道发生破裂时，主要影响区域潜水层位。假设输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，根据现场调查，管道设有压力监控，一旦发生泄漏管道压力就会出

现异常，工作人员可及时发现，发现后采取关闭机泵等措施进行控制，1h 内泄漏源得到控制。单口油井平均产油量约为 1.5t/d，本工程最大平台井场为 19#平台（含 19 口油井），假设该平台输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以平台产油量的 10%计，由于集油管道设有实时监控系统，因此该泄漏可在 1h 内发现，并采取关闭阀组等措施进行控制，泄漏 1h 的原油量为 1.5×19/24×10%×1000=118.75kg。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5000 天石油类在潜水中的运移情况。

选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天,3000 天石油类在潜水中运移情况。

（2）预测因子

输油管道发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发酚等。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。在输油管道发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发酚的含量远低于石油，本次评价最终选取石油类作为预测特征因子。地下水石油类标准值浓度为 0.5mg/L（参考地表水III类标准）。

选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、3000 天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：

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

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。

（4）参数选取

油井在输油过程中，由于输油管的腐蚀穿孔而造成的原油泄漏，会对地下水造成严重的污染。如果输油管一旦发生泄漏事故，污油污水渗入含水层，可对潜水含水层造成污染。

潜水含水层的有效影响厚度 M：含水层单层采用最大厚度值 2.0m。

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；明水组承压含水层渗透系数按区内渗透系数的平均值确定（K=5.0m/d），水力坡度 I=0.3‰（依据现状水位线计算），水流速度为 0.0005m/d。

有效孔隙度 n：含水层的有效孔隙度 30%。

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。

根据水文地质资料，区域地下水纵向弥散系数 0.2$m^2$/d，横向弥散系数 0.02$m^2$/d，化学反应常数为 0。各项参数的选取结果见表 5.2-2。(资料来源：三肇地区水文地质勘查报告、大庆油田水文地质勘查综合汇编等)

**表 5.2-2　各项计算参数选取结果一览表**

| 参数 | M | u | n | $D_L$ | $D_T$ |
|---|---|---|---|---|---|
| 砂 | 2.0 | 0.0005 | 0.30 | 0.2 | 0.02 |

（5）预测结果

集油管道渗流液石油类最大浓度 4000mg/l，泄漏 100d、1000d、5000d 对地下水的影响预测结果见表 5.2-3、图 5.2-1~5.2-3。

**表 5.2-3 集油管道泄漏对地下水的影响预测结果表**

| 污染物 | 预测时间 | 超标最远距离 | 超标面积 | 备注 |
|---|---|---|---|---|
| 石油类 | 100 天 | 26.7m | 457.6$m^2$ | |
| | 1000 天 | 58.6m | 1783.5$m^2$ | |
| | 3000 天 | 119.3m | 6351.2$m^2$ | |

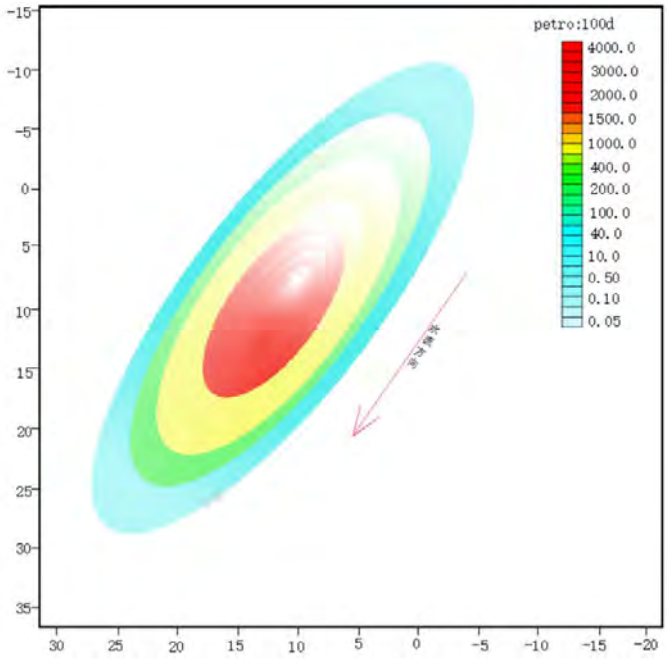



图 5.2-1　　输油管泄漏 100d 石油类污染平面图

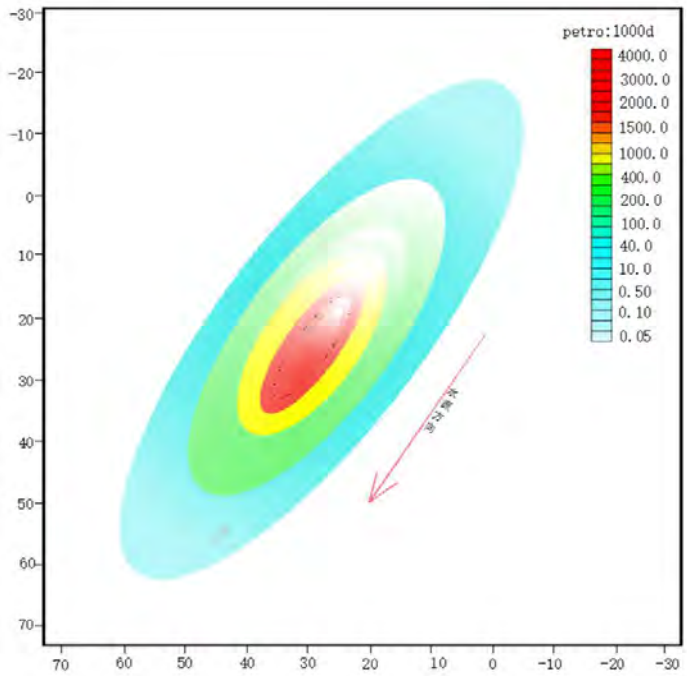



图 5.2-2　　输油管泄漏 1000d 石油类污染平面图

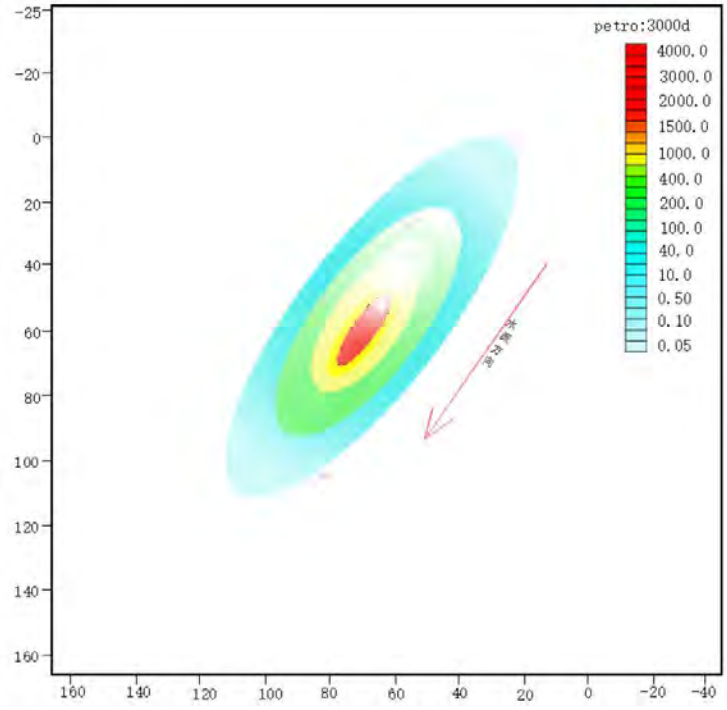



**图 5.2-3　　输油管泄漏 3000d 石油类污染平面图**

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，输水管线破损泄漏 100d 后，超标距离为下游 26.7m，预测范围内污染面积为 457.6m$^2$。套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 58.6m，预测范围内污染面积为 1783.5m$^2$。套损泄漏 3000d 后，超标距离为下游 119.3m，预测范围内污染面积为 6351.2m$^2$。本项目最近的饮用水井为 6 号平台西侧 400m 的后两家子水井，所以本项目对环境敏感点的影响较小。

2、油井套管泄露

假设油井套管破损发生泄漏，本项目单口油井最大产油量为 1.5t/d，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以平台井产油量的 10%计，由于油井泄漏不能实时控制，因此该泄漏是不易被发现的，只能在井下作业时对油井套管检测等措施进行控制，泄漏的原油量为 150kg/d。

（1）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

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

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

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C（x，y，t）—t 时刻点 x，y 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mt—单位时间注入的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

DL—纵向弥散系数，$m^2/d$；DT—横向 y 方向的弥散系数，$m^2/d$。

（2）参数选取

油井开采深度 1000m 以上，油井在抽油过程中，由于井管的腐蚀穿孔而造成的原油泄漏，会对地下水造成严重的污染。本油田区块原油开采采用掺水热流程，如果油井一旦发生泄漏事故，污油污水渗入含水层，可对白垩系明水组承压含水层造成污染。

承压含水层的有效影响厚度 M：含水层单层采用最大厚度值 3.5m。

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；明水组承压含水层渗透系数按区内渗透系数的平均值确定（K=10.0m/d），水力坡度 I=0.6‰（依据现状水位线计算），水流速度为 0.0048m/d。

有效孔隙度 n：含水层的有效孔隙度 20%。

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。

根据水文地质资料，区域地下水纵向弥散系数 $0.2m^2/d$，横向弥散系数 $0.04m^2/d$，化学反应常数为 0。各项参数的选取结果见 5.2-4。(资料来源：三肇地区水文地质勘查报告、大庆油田水文地质勘查综合汇编等)

**表 5.2-4 各项计算参数选取结果一览表**

| 参数 | M | u | n | $D_L$ | $D_T$ |
|---|---|---|---|---|---|
| 砂 | 3.5 | 0.0048 | 0.20 | 0.2 | 0.04 |

（3）预测因子

输油管道发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发酚等。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。在输油管道发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发酚的含量远低于石油，本次评价最终选取石油类作为预测特征因子。地下水石油类标准值浓度为 0.5mg/L（参考地表水III类标准）。

（4）预测结果

集油管道渗流液石油类最大浓度 4000mg/l，泄漏 100d、1000d、5000d 对地下水的影响预测结果见表 5.2-5、图 5.2-4~5.2-6。

**表 5.2-5 油井套管泄漏对地下水的影响预测结果表**

| 污染物 | 预测时间 | 超标最远距离 | 超标面积 | 备注 |
|---|---|---|---|---|
| 石油类 | 100 天 | 38.7m | 675.6m$^2$ | |
| | 1000 天 | 82.6m | 3056.8m$^2$ | |
| | 3000 天 | 221.4m | 11567.5m$^2$ | |

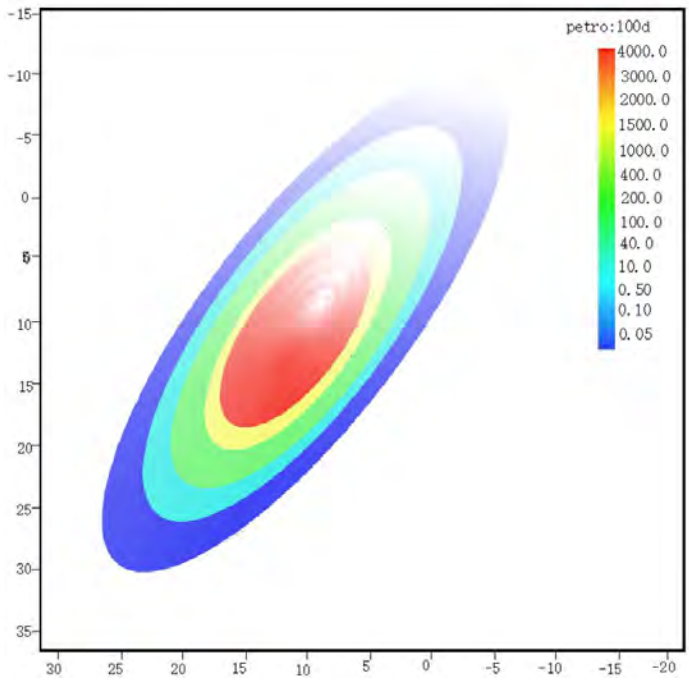



**图 5.2-4　　油井套管泄漏 100d 石油类污染平面图**

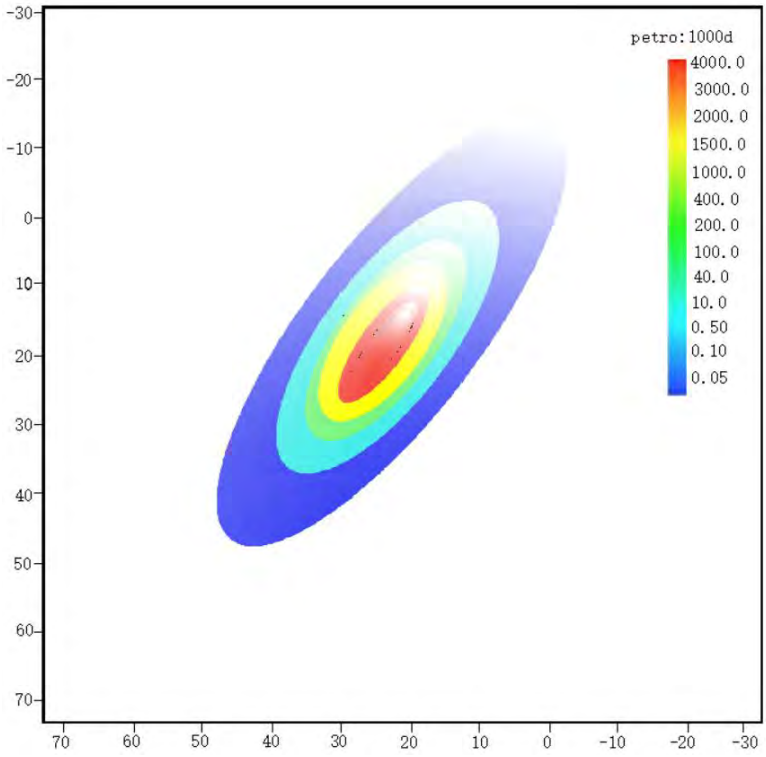



图 5.2-5 油井套管泄漏 1000d 石油类污染平面图

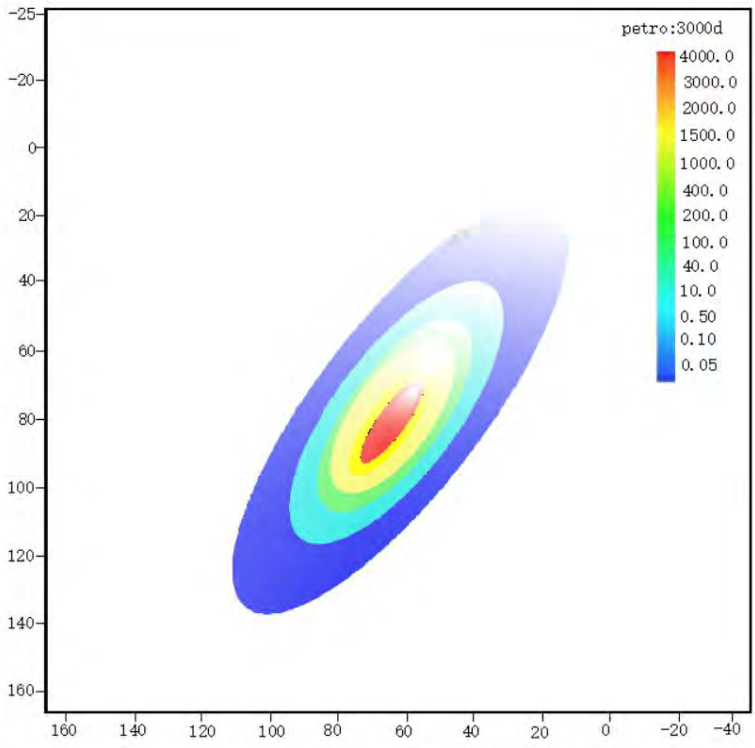



图 5.2-6　　油井套管泄漏 3000d 石油类污染平面图

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 38.4m，预测范围内污染面积为 675.6m$^2$。套损泄漏 1000d 后，超

标距离为下游 82.6m，预测范围内污染面积为 3056.8m$^2$。套损泄漏 3000d 后，超标距离为下游 221.4m，预测范围内污染面积为 12567.5m$^2$。开采油井地下水流向的最近的饮用水井大于 300m。所以本项目对环境敏感点的影响较小。根据油井套管破损泄漏事故情况对地下水的预测可以看出，油井套管破损连续泄漏 3000d 石油类污染物沿着地下水流向迁移距离最长为 221.4m，项目周围最近的村庄水源井 19 号平台东北侧 150m，本区块评价区域内地下水预测结果石油类污染物浓度没有达标。

#### 5.2.2.3 地下水环境影响评价结论

根据输油管线破损泄漏和油井套管破损泄漏的事故情况对地下水的预测可以看出：油水管道破损泄漏瞬时泄漏，污染源中心浓度逐渐降低，影响范围先增大后减小，超标范围逐渐减小，地下水流速较小，污染物迁移以下游主线为主，侧向弥散量相对较小，预测结果图上长轴方向即为东北-西南方向，为项目所在区域第四系潜水地下水流向方向，在这种情况下在 3000d 时下游无环境敏感点，对下游水源地影响较小。

油井套管破损泄漏对地下水的影响是持续的，在事故发生 3000d 时下游有环境敏感点，对下游水源地影响较小。根据大庆油田生产实际统计，套管破损的机率一般为万分之一至五万分之一，破损在某一固定结点的机率约为百分之一，则套损泄漏污染地下水的最大概率约为二百万分之一。可见，套管破损的情况虽然存在，但经过层层防护，危险逐级递减，破损后最终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。综上所述，本项目对地下水环境的影响程度是可接受的。

## 5.3 声环境影响预测与评价

### 5.3.1 施工期声环境影响预测

在开发施工期的各种工程车辆较多，车辆的单车噪声可达 70～90dB(A)，平均在80dB(A)左右，特别是夜间经过村屯时，对区内噪声环境将产生干扰。所以，车辆在夜间经过村屯时，严禁鸣笛，并减少夜间行车次数等，以降低车辆噪声对居民的影响。随着开发施工期的结束，车辆将逐渐减少，其噪声危害程度亦会大大降低。

**图 5.3-1　施工噪声源统计表单位：d（B）**

| 机械名称 | 离施工点距离不同处的噪声值 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 10m | 50m | 100m | 150m | 200m | 300m |
| 挖掘机 | 75 | 61 | 55 | 51 | 49 | 45 |
| 推土机 | 70 | 57 | 50 | 46 | 44 | 41 |
| 压路机 | 70 | 57 | 50 | 46 | 44 | 41 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 交通噪声 | 70 | 57 | 50 | 46 | 44 | 41 |

由上表可以看出，主要施工机械在 50m 以外能够达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中昼间限值不超过 70dB（A）的要而在夜间要不超标 55dB(A) 距离要远到 100m 左右。所以本工程的施工噪声的主要影响区域昼间在 50m 范围内，夜间 100m 范围内。本工程 100m 范围内无声环境敏感点，施工噪声对其影响很小。

主要防治措施：采用选用低噪设备；合理安排施工时间；加强施工机械保养，保持在最佳状态；高噪声设备远离居住区一侧布局；禁止夜间施工，必须在夜间施工时，应向周边村民进行公告，并合理安排施工机械数量，严格限定施工范围；运输车辆选择避开居民点的路线，减速慢行，并减少鸣笛。

### 5.3.2 运行期声环境影响预测

（1）抽油机噪声

根据噪声公式：

①距离衰减公式：

$$L_{PA} = L_{PB} - 20\lg\frac{r_a}{r_b} - A_e$$

式中：$L_{PA}$ —预测点距声源 A 处的声压级，dB（A）；

$L_{PB}$ —声源 B 处的声压级，dB（A）；

$r_a$ —预测点距声源 A 处的距离，m；

$r_b$ —测点距声源 B 处的距离，m；

$A_e$ —环境衰减值，dB（A）。

$A_e$ 取值受地面吸收、空气温度、物体阻挡的屏蔽等环境因素影响。

②多声源理论叠加公式：

$$L_P = 10\lg\left(\sum_{i=1}^{n} 10^{0.1L_i}\right)$$

式中：$L_P$ —n 个声源叠加后的总声源级，dB（A）；

$L_i$ —第个声源对某点的声压级，dB（A）；

n—声源个数。

由叠加公式可知，从式井最大噪声约为 80dB(A)，经距离衰减公式计算，其预测结果见表 5.3-2。

**表 5.3-2　抽油机对噪声环境影响预测结果**

| 场界外距离（m） | 1 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 100 | 150 | 200 | 250 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 噪声预测值 dB(A) | 80 | 60 | 54.0 | 50.5 | 48 | 46 | 40 | 36.5 | 34 | 32 |

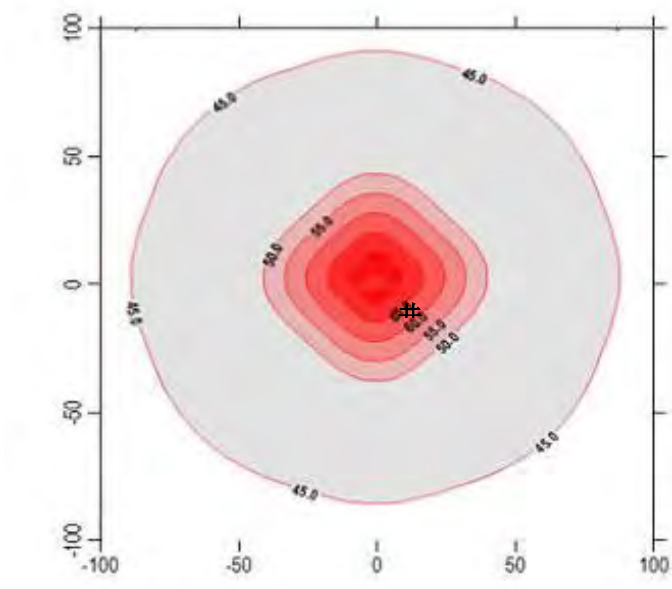



**图 5.3-1　井场噪声预测图**

由预测结果可知，抽油机运行期间产生的噪声在昼间 20m 以内有影响，在夜间 50m 以内有一定影响，但距 100m 外环境噪声基本可以满足标准要求。本项目拟建油井井场距离居民区较远，因此抽油机产生的噪声对附近村屯内的居民产生影响甚微。

根据表 5.3-2 可以看出，本项目施工后，通过距离衰减，声环境背景值叠加本项目施工期噪声后，与声环境背景值相差不大，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 1 类标准，因此项目施工对附近的环境敏感点的声环境影响不大，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，项目施工期产生的噪声对周围环境影响很小。通过距离衰减，项目施工期产生噪声对周边村屯影响极小，不会产生不良影响。

### 5.3.2 噪声影响评价结论

本项目建设施工噪声对周围环境的影响是可以接受的，通过采取相应的管理措施，可以保证工程不会出现噪声污染问题。为了更好的保护区域声环境，建议工程采取以下措施：

1）井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备；

2）对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、消音、隔声等降噪措施；

3）注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

综合以上分析，运营期油井井场、依托场站机泵、阀组间噪声可以控制在最小。

## 5.4 固体废物环境影响分析

### 5.4.1 施工期固体废物环境影响分析

施工期主要进行道路工程和地面工程等作业，施工期固体废物主要为生活垃圾等。

2022 年施工期为 60 天，现场施工人员最多可达 50 人，根据类比调查，每人每天生活垃圾产生量约为 0.5kg，则本项目 2022 年整个施工期量约为 3.0t；2024 年施工期为 30 天，现场施工人员最多可达 50 人，根据类比调查，每人每天生活垃圾产生量约为 0.5kg，则本项目 2024 年整个施工期量约为 1.5t；2025 年施工期为 30 天，现场施工人员最多可达 50 人，根据类比调查，每人每天生活垃圾产生量约为 0.5kg，则本项目 2025 年整个施工期量约为 1.5t；2026 年施工期为 30 天，现场施工人员最多可达 50 人，根据类比调查，每人每天生活垃圾产生量约为 0.5kg，则本项目 2026 年整个施工期量约为 1.5t；本项目施工期总计产生的生活垃圾为 7.5 t，生活垃圾统一收集，就近运往大同区生活垃圾填埋场处理场处理。

管道焊接、补口时会产生焊渣、边角料（管道施工废料）等废料，产生量约 0.1t，属于一般工业固体废物，代码为 711-999-99，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求，拉运至第八采油厂工业固废填埋场。

### 5.4.2 运营期固体废物环境影响分析

本工程运行期产生的固体废物主要包括含油污泥、落地油、含油废弃防渗布和清罐污泥。

1、正常工况

本区块为水驱采油，本项目运营期主要含油污泥产生环节包括转油站清淤以及其余管道设备油泥的清理，油田区块一般油田生产万吨原油排泥砂（固相）约 0.2~0.4t（本工程以 0.3t 计），其代码为危险废物 HW08/ 071-001-08/T，I。则本项目年产油泥（砂）1.416t，，统一收集送宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处置。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，石油开采行业石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 071-001-08，最终送宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处置，处置后污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站处理，处理后污泥含油量满足《油

田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg）。

本项目运行期不新增生活人员，不新增生活垃圾。

2、非正常工况

非正常工况下，固体废物为落地油、废弃防渗滤布，均为危险废物。

（1）落地油

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修井，修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具。修井时往往会有一部分原油散落于井场内，成为落地油。根据对本项目各区块调查，运行期修井平均一般一年一次。近年来大庆油田通过在油井修井前实施压井技术（即对油井修井前向其注入高压水，冲刷油管和套管）以及安装井下卸油器，修井时落地油产生量大幅减少，每口井每次产生落地油约 0.05t/次，则本项目运行期修井时产生的落地油约为 5.1t/a。

油井作业过程中产生的落地油属于危险废物，危废代码为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚。落地油不在施工井场储存，直接在作业施工现场由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，拉运过程中按照指定的拉运路线、尽量避开村屯等敏感点进行运输，同时罐车上配备铁锹等应急工具，运送至宋芳屯含油污泥处理站减量化处理，处理后委托大庆油田水务工程技术有限公司处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg）。

（2）废防渗布

修井时防止原油散落于井场内，均铺设防渗布。修井时井场铺垫防渗布只用于一次修井作业，不重复利用。根据类比调查，每次修井塑料布使用量约为 10kg/口，修井周期一般为 1.5 年，本项目的 102 口油井每年修井废防渗布产生量（折合为每年产生量）约 0.68t/a，为危险废物。井场废防渗布暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，建设单位加强对废弃防渗布转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。废防渗布须委托有资质的单位进行处置，不得随意丢弃。

作业过程中产生的含油废弃防渗布属于危险废物，危废代码为 HW08 中 900-249-08。作业施工结束后，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，不在井场贮存，委托具有危险废物运输及处理资质的单位拉运处理，拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线，尽量避开村屯等敏感点，同时车内配备铁锹等应急工具。

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。”

本项目建设单位尚未签订过废防渗布委托协议，根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单中，有能力处理的单位详细情况如下：

（1）黑龙江云水环境技术服务有限公司

黑龙江云水环境技术服务有限公司（2017 年 1 月 22 日黑龙江辰能环境技术服务有限公司更名为黑龙江云水环境技术服务有限公司）。该公司成立于 2009 年 10 月 12 日，由哈尔滨云水工大环保科技股份有限公司及黑龙江省环境工程评估中心为股东单位共同发起设立的国有有限责任公司，公司注册资本3000万元人民币。经营范围为除HW01、HW10、HW15、HW29、HW43、HW44 外其他类别危险废物的收集、贮存、处置。危险废物治理技术开发、技术转让、技术咨询等业务。

公司建设经营的黑龙江省危险废物集中处置场项目采用欧洲国家的设计及工艺控制标准，是一个危险废物处置设施齐全，技术先进可靠的一站式危险废物处置基地。该项目危险废物处置能力 3.8 万吨/年（其中焚烧 9800 吨/年、填埋 24380 吨/年）。危险废物处置的工艺过程包括：稳定化固化处置、物理化学处置、焚烧及尾气净化处置、安全填埋处置等几大处置系统。2012 年 11 月该项目工程建设全部完成，进入试生产阶段。2016 年 1 月正式获得黑龙江省环境保护厅颁发的危险废物经营许可证。

（2）大庆圣德雷特化工有限公司

大庆圣德雷特化工有限公司，成立于 2012 年，位于大庆市大同区林源镇大庆高新轻纺工业园 18 号，经营范围：HW08-废矿物油与含矿物油废物、HW49（900-041-49）等危险废物类别，核准经营规模 HW08 类 50000t/a，2018 年获得危险废物经营许可证。

建议建设单位委托上述资质单位的一家处理本工程运行期产生的废防渗布，建议建设单位加强对废防渗布转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。

### 5.4.3 固体废物环境影响分析结论

由上述分析可知，本工程对施工期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。

## 5.5 土壤环境影响预测与分析

### 5.5.1 环境影响评价识别

土壤是环境的重要组成要素，与水、大气、生物等环境要素之间经常互为外在条件、互相作用、互相影响。该项目开发过程中对土壤环境的影响主要表现在，建设期和运行期产生的含油污水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境的污染，可对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。

根据 2017 年《农用地土壤污染状况详查点位布设技术规定》环办土壤函〔2017〕1021 号规定：需考虑大气沉降影响的行业包括 08 黑色金属矿采选业、09 有色金属矿采选业、25 石油加工、炼焦和核燃料加工业、26 化学原料和化学制品制造业、27 医药制造业、31 黑色金属冶炼和压延加工业、32 有色金属冶炼和压延加工业、38 电气机械和器材制造业（电池制造）、77 生态保护和环境治理业（危废、医废处置）、78 公共设施管理业（生活垃圾处置），本项目为石油天然气开采业，不需要考虑大气沉降影响。

根据《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）以及《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目在建设期及运营期均不会造成土壤环境的盐化、酸化、碱化，本项目属于污染影响型项目。

**表 5.5-1　污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表**

| 污染源 | 工艺流程/节点 | 污染途径 | 全部污染物指标 a | 特征因子 | 备注 b |
|---|---|---|---|---|---|
| 井场、集输管道、转油站 | 油气集输 | 大气沉降 | —— | —— | —— |
| | | 地面漫流 | —— | —— | —— |
| | | 垂直入渗 | 石油烃 | 石油烃 | 事故 |
| | | 其他 | —— | —— | —— |

a 根据工程分析结果填写；

b 应描述污染源特征，如连续、间断、正常、事故等；涉及大气沉降途径的，应识别建设项目周边

的土壤环境敏感目标；

### 5.5.2 土壤影响途径

土壤是环境的重要组成要素，与水、大气、生物等环境要素之间经常互为外在条件、互相作用、互相影响。该项目运行过程中对土壤环境的影响主要表现在集输管道泄露，会对土壤造成污染影响。

### 5.5.3 施工期土壤环境影响评价

本工程对土壤的影响主要来自井场、管道施工时期对土地的临时占用、对植被的碾压、挖掘等活动，会引起土壤理化性质的改变、肥力的降低。建成投产后井场以及道路形成的永久占地等会改变土地使用性质。

（1）施工期临时占地对土壤影响

本工程管线敷设过程中会发生大量临时占地， 主要为草地和耕地，大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上道路修建时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀，因此，管线施工取土时要先将表土单独存放，管线铺设完毕后回填表土及时进行植被恢复。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）土壤侵蚀

本项目管道建设过程中将开挖管沟，管沟上方的地表植被被完全破坏，新增一定量的土壤侵蚀，挖出的表层土和下层土临时就近分别堆放，如果防护措施不当也会引起水土流失。开挖管沟对土体的扰动将使土壤的结构、组成及理化性质等发生变化，进而影响土壤的侵蚀状况。同时管道施工过程中施工机械的碾压和人员的践踏会破坏管沟两侧施工范围内自然植被和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。管道建设施工结束后，管沟回填先填下层土再填表土，同时对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻管道建设过程中对土壤环境的影响。

本项目道路主要为井排路和通井路。井排路路基填筑底层材料为水泥石灰或旧路料，基层材料为水泥稳定碎石，路基施工时路床压实度大于 95%；通井道路结构为土路，建

设方式为直接对道路占地范围进行覆土压实，道路建设过程中施工机械和人员将会对道路两侧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。由于本项目道路建设长度较短，因此对地表扰动面积相对来说较小，同时施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

### 5.5.2 运行期土壤环境影响评价

#### 5.5.2.1 土壤污染途径

油田生产过程中对土壤环境的影响主要为油井作业时污油污水回收装置泄漏以及事故状态下产生的落地油可能对土壤环境造成破坏，对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。

#### 5.5.2.2 对土壤环境的影响

（1）油井作业污油污水对土壤的影响

由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，可有效减少石油类进入土壤。根据对现有井场土壤监测结果可知，油井井场永久占地内土壤中检出石油烃，但监测值小，污染测程度小；永久占地范围外，土壤中石油烃均未检出，基本无污染。根据对现有油田土壤的类比调查结果，得出在采油井井场附近，石油对土壤的污染程度与距井口距离成反比，即离井位越近，土壤中石油的含量越多，污染程度越重；反之，离井位越远，土壤中石油含量越低，污染程度越轻。从平面上看，石油烃集中在井场永久占地范围内，永久占地范围外土壤中石油烃含量迅速降低，在距离井场 100m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤中石油烃主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土壤中的迁移深度较浅。因此，油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在井场永久占地内，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

所以，油田建设土壤环境污染的分布为：污染主要集中在井场附近，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤上层，迁移深度较浅。

（2）事故状态下落地油对土壤的影响

事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防原油跑、冒事故的发

生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

#### 5.5.2.3 土壤环境影响预测与分析

（1）评价范围

项目占地范围内及占地范围外 1km 范围。

（2）评价时段

项目为产能工程，评价时段为运营期。

（3）评价因子

pH、石油烃、挥发酚、Pb、Hg、Cr、As 等。

（4）评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求，占地范围外执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准。

（5）评价方法

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目采用类比法对土壤环境影响进行评价。本项目所在区块内的建设项目选取本项目大庆油田周边区块已钻油水井验收阶段监测数据达标情况，判定本项目拟钻油水井对区域内土壤环境的影响。本项目所在区块为宋芳屯油田，土壤环境影响评价类比项目为宋芳屯油田芳 808、809 区块产能建设工程，该项目位于宋芳屯油田区块，与本项目所在的区块为同一区块，因此类比可行。类比项目基本情况见表 5.5-1。

**表 5.5-2　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 | 宋芳屯油田芳 808/809 区块产能建设工程 | 大庆市大同区县与肇州县 | 新钻油水井 227 口 | 2015 年 8 月通过了大庆市环保局审批（庆环审〔2015〕192 号），并于 2019 年 12 月完成企业自主验收 | 本工程土壤影响均为钻井工程、产能工程、柴油罐泄漏及井喷事故状态下对土壤环境的影响，且由 | 根据项目验收调查报告，项目投产运营至今，区域地表在施工阶段产生的临时占地形成的裸地基本已得到了恢复，且均未 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 于施工占用了大量临时占地，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。 | 发生井喷、柴油罐泄漏等事故。 |

由表 5.5-2 可知，上述项目均为大庆油田内实施的产能项目，建设内容为新钻油水井，并配套建设产能工程，且均取得相关环保手续，在施工结束进行了地表植被恢复，因此具有类比性。

根据类比项目验收调查报告，土壤质量监测结果见表 5.5-3。

**表 5.5-3　类比项目土壤质量监测结果一览表单位：mg/kg（除 pH 外）**

| 序号 | 项目 | 监测点 | 监测因子 | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | pH | 石油类 | 石油烃 | 挥发酚 | Pb | Hg | Cr | As | 铜 | 镉 | 镍 |
| 1 | 宋芳屯油田芳808/809区块产能建设工程 | S1 芳113-斜139 井场周围草地 | 7.5 | 53.2 | / | 0.0061 | 3.99 | 0.153 | 65.4 | 0.077 | / | / | / |
| | | S2 芳101-斜123 井场周围草地 | 7.2 | 51.9 | / | 0.0048 | 3.44 | 0.324 | 62.7 | 0.075 | / | / | / |
| | | S3 芳107-97 井场周围草地 | 7.0 | 55.3 | / | 0.0073 | 3.21 | 0.169 | 51.5 | 0.119 | / | / | / |
| | | S4 芳142-斜 | 7.2 | 50.4 | / | 0.0035 | 3.67 | 0.365 | 62.8 | 0.134 | / | / | / |

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 97 井场附近旱田 | | | | | | | | | | | |
| | | S5 芳161-斜113 井场 | 7.22 | 52.7 | / | 0.0086 | 2.51 | 0.318 | 47.0 | 0.113 | / | / | / |
| | | S6 芳120-斜138 井场内 | 9.72 | 65.1 | 22.5 | 0.002L | / | / | / | / | / | / | / |
| | | S7 芳113-平101 井场内 | 9.68 | 67.2 | 50.1 | 0.002L | / | / | / | / | / | / | / |
| | | S8 芳162-斜106 井场内 | 9.85 | 65.4 | 24.3 | 0.002L | / | / | / | / | / | / | / |
| | | S9 芳140-92 井场内 | 10.0 | 67.3 | 26.3 | 0.002L | / | / | / | / | / | / | / |
| | | S10 宋二联合站压裂废液处理站厂界外 1m | 8.49 | 69.2 | 69.7 | 0.002L | 1.85 | 0.079 | 14.2 | 0.333 | 15 | 0.01L | 24.6 |
| | | 芳 133-斜 95 井场 10m | 7.48 | 55.0 | / | 0.0048 | / | / | / | / | / | / | / |
| | | | 7.45 | 54.9 | / | 0.0061 | / | / | / | / | / | / | / |
| | | 芳 133-斜 95 井场 20m | 7.39 | 52.2 | / | 0.0061 | / | / | / | / | / | / | / |
| | | | 7.34 | 52.6 | / | 0.0048 | / | / | / | / | / | / | / |
| | | 芳 133-斜 95 井场 30m | 7.35 | 50.3 | / | 0.0035 | / | / | / | / | / | / | / |
| | | | 7.38 | 49.9 | / | 0.0023 | / | / | / | / | / | / | / |
| | | 芳 133-斜 95 井场 50m | 7.36 | 46.8 | / | 0.0023 | / | / | / | / | / | / | / |
| | | | 7.37 | 47.0 | / | 0.0010 | / | / | / | / | / | / | / |
| | | 芳 133-斜 95 井场 | 7.55 | 56.0 | / | 0.0048 | / | / | / | / | / | / | / |
| | | | 7.52 | 56.3 | / | 0.0061 | / | / | / | / | / | / | / |
| “/”表示未检出；以上项目监测深度均为 0~20cm。 | | | | | | | | | | | | | |

根据表 5.5-3 可知，占地范围内的建设用地与占地范围外的农用地、草地等土壤 pH 值相差不大，监测值较小，同时项目占地范围内土壤中的石油烃、Pb、Hg、Cr、As 等污染物均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求，占地范围外的耕地及草地土壤中 Pb、Hg、Cr、As 等污染物均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准，说明建设单位在项目实施之后较好的落实了污染防治措施，油田产能工程对土壤环境影响较小。类比得出，只要建设单位严格落实污染防治措施，本项目对土壤环境影响较小。

#### 5.5.2.4 土壤环境影响分析结论

综上所述，本项目在施工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表 5.5-4。

**表 5.5-4 土壤环境影响评价自查表**

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="4">2022 年宋芳屯油田芳 11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="9">影像识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">污染影响型 ☑；生态影响型□；两种兼有□</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="4">建设用地□；农用地 ☑；未利用地□</td><td></td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="4">（3.69）$hm^2$</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="4">敏感目标（）、方位（）、距离（）</td><td>见表 2.6-3</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气沉降□；地面漫流 ☑；垂直入渗 ☑；地下水位□；其他□</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="4">/</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="4">石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$）</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="4">I 类 ☑；II 类□；III 类□；IV 类□</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="4">敏感 ☑；较敏感□；不敏感□</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="4">一级 ☑；二级□；三级□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="5">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="4"></td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="4"></td><td>见表 4.3-16</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td>占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">见图 4.3-1</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>2 个</td><td>4 个</td><td>0-0.2m</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>5 个</td><td>/</td><td>0-0.5m<br>0.5-1.5m<br>1.5-3m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="4">GB15618、GB36600 中规定的基本因子以及石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$）</td><td></td></tr>
</table>

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 现状评价 | 评价因子 | GB15618、GB36600 中规定的基本因子以及石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$） | | | |
| | 评价标准 | GB15618☑；GB36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（） | | | |
| | 现状评价结论 | 农用地中各项污染物含量均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中标准限值，建设用地中各项污染物含量均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中第二类用地风险筛选值，项目建设区域及已开发区域的监测点位特征污染物石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$）相差不大。 | | | |
| 影响预测 | 预测因子 | | | | |
| | 预测方法 | 附录 E□；附录 F□；其他（） | | | |
| | 预测分析内容 | 影响范围（）影响程度（） | | | |
| | 预测结论 | 达标结论：a）☑；b）☑；c）☑ | | | |
| | | 不达标结论：a）□；b）□ | | | |
| 防治措施 | 防控措施 | 土壤环境质量现状保障□；源头控制 ☑；过程防控 ☑；其他（） | | | |
| | 跟踪监测 | 监测点数 | 监测指标 | 监测频次 | |
| | | 2 | pH、石油烃（$C_{10}$-$C_{40}$）、汞、砷、铅、镉、铬（六价） | 1 次/3 年 | |
| | 信息公开指标 | | | | |
| 评价结论 | | | | | |
| 注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容 | | | | | |

## 5.6 生态环境影响分析

### 5.6.1 施工期生态环境影响分析

本工程井场建设、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不同程度的影响和破坏。油田开发过程是多种工程的系统工程，由于工艺技术、设备、人员素质等原因不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的影响和破坏。对生态环境的影响主要有以下几个方面。

#### 5.6.1.1 占地生态环境影响

1、临时占地

本项目建设对土地利用的影响主要是敷设管线、新建道路等占用一定量的土地，临时占地为井场和管线占地，为基本农田和牧草地；永久占地为井场和道路占地，为基本农田和牧草地。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型及原有植物种类和群落，不会对土地利用结构造成影响，对植物种类和群落造成影响较小。本工程临时占用草地影响的影响是短期可逆的，施工结束后，被占用的土地开始恢复。自然植被

的演替规律是先是一、二年生的植物，3~5 年后可恢复到冷蒿、杂草类，10 年后可达到原来的顶级群落，自然恢复的过程按恢复期为 5 年计，第一年植被破坏区域将损失正常产量 50%，第二、三年产量将下降 20%~40%。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

本工程建设永久占用的油井井场和井场通井路的占地，永久占地在一定程度上影响到地表植被生长。本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。本工程永久占地虽然在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地，但由于永久占地面积较小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。该项目投产后在生产期内永久占地的生物量将永久损失，其影响是长期且不可逆的。

本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。本工程永久占地量较小，对生态环境影响较小。该项目投产后在生产期内永久占地的生物量将永久损失，其影响是长期且不可逆的。

**5.6.1.2 取弃土的影响**

本工程不设弃土场，工程需要取土用于场站及道路的垫高或筑高。工程取土采用外购方式，不自行开采，卖方负责取土后的取土场的生态恢复，弃土由建设单位用于其他项目的道路铺垫。

**5.6.1.3 工程建设对生态环境的影响**

该项目工程建设对生态环境的影响来自两个途径，一是井场设备安装时，除本身永久占地外，还会因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏、材料占地等活动，造成土壤板结、植被剥离，植株矮小，群落盖度降低，在原来连续分布的生态环境中，产生生态斑块，造成地貌及地表温度、水分等物理异常，进而影响生态环境的类型和结构；在管线铺设和道路建设时，会对地表植被造成破坏（前面占地影响中已经分析）；二是管线和道路网络对生态系统的分割效应。高于地表的管线培埂和油田道路网络形成了对原有生态系统的分割，破坏了生态系统的连续性，可能会阻隔地表径流

的原有流向，改变了水分因子的分布，而水分因子对农田产量的影响较大。另外，管线培埂网格的大小体现了油井的密度，反映出油田开发建设对地表植被的破坏强度。当井间距小时，管网密度大时，对植被影响较大。当管网密度较小时，对植被的影响较小。就本工程而言，新建集油管线采取平埋方式铺设，避免了管道铺设对地表径流的截流；管线走向力求线路顺直，缩短线路长度，并利用道路路肩敷设，以减少管道建设对生态环境的影响。油田开发区内道路尽量利用现有道路，不存在道路网络对地表径流的截流，道路网络产生的分割效应不大，对油田开发区的生态系统影响有限。

**5.6.1.4 土地侵蚀影响分析**

项目建设对土壤侵蚀主要发生在井场施工、敷设管线、敷设电线杆和线路、新建道路等过程中。

1、井场施工

本项目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，因建设井场等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。井场建设施工结束后，通过对施工迹地地表植被的恢复。

2、敷设管线

本项目管道建设过程中将开挖管沟，管沟上方的地表植被被完全破坏，新增一定量的土壤侵蚀，挖出的表层土和下层土临时就近分别堆放，如果防护措施不当也会引起水土流失。开挖管沟对土体的扰动将使土壤的结构、组成及理化性质等发生变化，进而影响土壤的侵蚀状况。同时管道施工过程中施工机械的碾压和人员的践踏会破坏管沟两侧施工范围内自然植被和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。管道建设施工结束后，管沟回填先填下层土再填表土，同时对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻管道建设过程中对土壤环境的影响。

本项目输电线路采用架空方式进行敷设，对电线杆建设过程中对占地的地表植被被完全破坏，新增一定量的土壤侵蚀，占地面积较小，对土体的扰动将使土壤的结构、组成及理化性质等发生变化较小。施工完成后，回填先填下层土再填表土，同时对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻电线杆建设过程中对土壤环境的影响。

3、新建道路

本项目道路主要为通井路，道路结构为砂石路和中粒式沥青砼路，建设方式为直接

对道路占地范围进行覆土压实，道路建设过程中施工机械和人员将会对道路和桥梁两侧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。由于本项目道路建设长度较短，因此对地表扰动面积相对来说较小，同时施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻道路和桥梁建设过程中对土壤环境的影响。

4、土壤侵蚀影响分析

油田开发建设过程中，对土壤将会产生一定的扰动，土壤侵蚀量可按下式计算：

$$W = \sum_{i}^{1}\left(F_i M_i K T_i\right)$$

式中：W－预测的土壤侵蚀量　t；

Ft－预测的土壤侵蚀面积　$km^2$；

Mt－背景土壤侵蚀模数　$t/km^2.a$；

K－土壤侵蚀模数加速系数；

Tt－预测时段　a。

施工期土壤侵蚀模数加速系数确定为 2.5，运行期土壤侵蚀模数加速系数确定为 1.5。预测结果及施工前后土壤侵蚀量变化情况见表 5.6-1。

**表 5.6-1　本项目土壤侵蚀预测**

| 时间 | 名称 | 面积（$hm^2$） | 侵蚀模数（$t/km^2.a$） | 背景侵蚀量（t/a） | 加速侵蚀模数（$t/km^2.a$） | 加速侵蚀量(t/a) | 增加量(t/a) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 施工期 | 农田 | 60.57 | 800 | 484.56 | 2000 | 1211.4 | 726.84 |
| | 草地 | 8.8 | 500 | 44 | 1250 | 110 | 66 |
| 运行期 | 农田 | 2.11 | 800 | 16.88 | 1200 | 25.32 | 8.44 |
| | 草地 | 1.58 | 500 | 7.9 | 750 | 11.85 | 3.95 |

由上表可见，本项目施工期由于土壤扰动比较强烈，发生的土壤侵蚀量比较大，约为 1321.4t/a，与背景土壤侵蚀情况相比增加了约 792.84t/a 的流失量。运行期由于占地面积明显减少，相应水土流失量变少，侵蚀量为 37.17t/a，与背景土壤侵蚀情况相比增加了约 12.39t/a 的流失量。可见施工期和运行期对工程影响范围内的土壤侵蚀有一定的影响，施工期和运行期应注意加强水土保持工作。

**5.6.1.5 对植被的影响分析**

1、临时占地对植被的影响

（1）临时占地对耕地的影响分析

本项目评价区域内土地利用类型以旱地为主，施工过程中会对当地农业生态环境产生一定的影响。但由于施工期较短，不会引起较大的农作物产量损失和生物量减少。

施工对作物的影响主要表现为，一是临时占地，直接造成当年的作物损失。二是破坏土体结构，导致土壤肥力下降，造成今后一段时间的农作物产量下降。为施工后的复垦质量和面积与复垦前相当，要求对挖出土进行分层堆放，回填时按层填覆，尽量不破坏土壤结构。

复垦地由于土壤自然结构的破坏造成的土壤板结、透气性差、肥力下降，可能对农作物的生产产生影响，这种影响预计 2～3a 可逐渐减弱，并且随着时间的推移最终使农作物恢复到原来的产量。

若农田施工均在非农耕季节进行，不影响种植，只对产量造成影响。施工暂时性损失计算公式：

$$Y=S\ (W_1-W_2)(n+1)/2$$

式中：S-施工区域面积，$hm^2$;

$W_1$-该土地类型单位面积产量，kg；

$W_2$-施工后单位面积产量，kg；

n–恢复至施工前状态所需时间，年。

农田在 2～3 年可恢复生产力，农作物单位面积产量按 500kg/亩（7.5t/$hm^2$）计算，本项目临时占用农田的面积为 60.57$hm^2$，计算得出本项目施工期农作为暂时性损失量为 1362.8t，按 3 年计。

（2）临时占地对草地的影响分析

本项目临时占用草地 1.58$hm^2$。占用过程中会对草地生态环境产生一定的影响。但由于施工期较短，不会引起较大的生物量减少。损失草量按 50kg/亩计算，自然植被的演替规律是先是一、二年生的植物，3~5 年后可恢复到冷蒿、杂草类，10 年后可达到原来的顶级群落，自然恢复的过程按恢复期为 3 年计，第一年植被破坏区域将损失正常产量 50%，第二、三年产量将下降 20%~40%，共损失草量为 3.56t。

2、永久占地对植被的影响

（1）永久占地对耕地的影响分析

油田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。

本项目永久占用农田面积 2.11hm$^2$，农作物单位面积产量按 500kg/亩（7.5t/hm$^2$）计算，按 10 年算，损失玉米量为 158.25t。

油田建成投产后，永久性占地无法恢复。

（2）永久占地对草地的影响分析

油田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。

本项目永久占用草地面积为 1.58hm$^2$，损失生物量按 50kg/亩（0.75t/hm$^2$）计算，10 年间共损失草量为 11.85t。油田建成投产后，永久性占地无法恢复。

**5.6.1.6 对动物的影响分析**

本项目所在区域属于典型的农村区域，受人来长期干扰和开发影响，区内野生动物种类、数量均较少，油田开发对其影响程度不明显。

经调查，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等村栖型动物。区块开发占用部分土地，会对当地野生动物栖息环境产生一定的影响，栖息地的减少使动物的活动空间减少，且井间道路的阻隔，使一些小型动物的活动范围受限。由于本项目占地面积较小，且区内主要为小型动物，其领地面积相对较小，因此，项目建设对其栖息地的影响并不十分明显。

**5.6.1.7 项目对水土流失的影响**

项目工程的开挖和填埋行为将会破坏土壤结构，项目通过对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，同时，利用土工布或塑料膜遮盖或采用水泥砂浆抹面的方法来减少水土流失。施工完成后作表层的覆土复植用，对临时堆放场地也进行复垦。施工完成后，随着生态保护和临时占地植被恢复措施的进行，井场对生态环境的影响将得到尽快恢复。

**5.6.1.8 对基本农田的影响分析**

油田开发工程占地完全避开基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用基本农田时，根据《基本农田保护条例（2017 修正）》，国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的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。

根据《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），矿业权申请人依法申请战略性矿产探矿权，开展地质勘查需临时用地的，应依法办理临时用地审批手续。石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。

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，占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的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。

### 5.6.2 运营期生态环境影响分析

油田生产运营期对生态环境的影响主要来自两方面，一方面是在油井井下作业过程中可能对周围生态环境产生影响，另一方面是事故状态下对周围生态环境产生的影响。

本项目正常生产情况下，油井产液均为密闭集输，基本无污染物排放到周围环境中，对周围的生态环境基本无影响。对生态环境可能产生影响的过程主要集中在油井作业过程中，本项目油井作业时，作业范围控制在井场的永久占地范围内，作业车辆均沿已建道路行驶，不新开辟道路。井下作业的临时占地范围均在井场永久占地范围内，同时在作业时铺设防渗布，井场周围修筑临时围堰，作业产生的污油污水均回收进宋一联污水站进行处理，因此不会对井场周围的生态环境产生影响。

本工程在发生油水管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进入周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，降低井场周边的耕地产量，同时如果附着在植物上会影响植物的光合作用，造成植物枯萎。因此发生事故时应及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，清理结束后对受影响的区域进行植被恢复。

### 5.6.3 生态环境影响评价结论

本工程施工期对生态系统的影响较大，主要来自道路施工对土地的影响，这部分土地的土地利用性质会发生改变，但由于项目开发面积较小，永久占地面积较小，本工程不会对区域内的土地利用结构有大的改变。

根据对该项目油田生态系统结构、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）该项目管道建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使项目区内的农作物有一定程度的下降。在施工建设过程中严格控制施工范围，则可在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）项目运行期对生态系统的影响主要是管道泄漏对生态的影响，运行期应加强管道巡检，减少事故发生的可能性，运行期对生态环境的影响较小；

（3）本工程建设不可避免会改变原有的生态环境，但经过合理规划和建设，有利于当地及周边地区的经济发展，能够与周围生态环境协调共处。

可见，只要采取必要的措施，该项目对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

## 5.7 环境风险评价

### 5.7.1 评价依据

#### 5.7.1.1 风险调查

项目施工期为地面工程建设，均为土建施工，无风险单元；运行期涉及的主要危险物质为原油和石油气，正常情况下无污染物排放，涉及的风险为运行过程中集输管线破损造成的原油泄漏和天然气（油田伴生气）的泄漏。

本工程新建单井集油掺水管道11.47km，其中本工程储存量最大的管线为23号平台到24号平台之间的集油管道，管道长度为2540m，规格为 Φ76×4.5mm，则管线内原油为 $V=\pi r^2L=3.14\times(69\times10^{-3}/2)^2\times2540=9.49m^3$，本工程原油密度0.863t/$m^3$、气油比20.94$m^3$/t，根据地面方案，经计算本工程原油最大存在量约为8.19t。

石油气（天然气）标态密度 0.6567kg/$m^3$，管道压力低于 0.2Mpa，根据理想气体状态方程 PV=nRT（n 为气体物质的量，R 为常数）及天然气标态密度计算，则管道中天然气最大储量为 0.25t。

（1）原油

原油是多种碳氢化合物组成的可燃性液体，本次开采的原油密度平均为0.8680g/$cm^3$（20℃），凝固点 33℃，含蜡量 22.9%，为低毒性物质。根据《石油化工企

业设计防火规范》（GB50160-2008），其为火灾危险性甲类物质。原油的特性见表 5.7-1。

**表 5.7-1 原油理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表**

| 中文名称 | 原油 | 英文名 | Petroleumlcrude oil | |
|---|---|---|---|---|
| 分子式 | — | 分子量 | — | |
| CAS | — | 危险性类别 | 易燃液体 | |
| 理化性质 | 外观及性状 | 黑褐色粘稠液体 | | |
| | 熔点（℃） | —— | 闪点（℃） | -6.67～32.2 |
| | 沸点（℃） | 自然常温至500℃以上 | 最大爆炸压力（102kPa） | — |
| | 相对密度（水=1） | 0.78-0.97 | 最大爆炸压力上升速率（102k Pa/c） | — |
| | 相对密度（空气=1） | — | 爆炸下限（V%） | 1.1 |
| | 燃烧热（kcal/kg） | — | 爆炸上限（V%） | 8.7 |
| | 自燃温度（℃） | 350 | | |
| | 燃烧分解产物 | 一氧化碳、二氧化碳。 | | |
| | 溶解性 | 不溶于水，溶于多数有机溶剂。 | | |
| 毒理及健康危害 | 毒性 | LD50：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）。 | | |
| | 侵入途径 | 吸入、食入、经皮吸收。 | | |
| | 健康危害 | 原油本身无明显毒性。其不同的产品和中间产品表现出不同的毒性。遇热分解释放出有毒的烟雾。吸入大量蒸气能引起神经麻痹。 | | |
| 燃烧爆炸危险性 | 危险特性 | 其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。 | | |
| | 稳定性 | 稳定。 | | |
| | 灭火方法 | 泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 | | |
| | 储运注意事项 | 远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。 | | |

原油火灾爆炸危险性主要表现在以下几方面：

1）属易燃液体；

2）原油的油蒸汽和空气混合达到一定浓度时，遇火即能爆炸；

3）易蒸发。原油容器内压力每降低 0.1MPa 一般有 0.8-10$m^3$ 油蒸气析出。新蒸发出的油蒸气，由于密度比较大、不易扩散，往往在储存处或作业场地空间地面弥漫飘荡，在低洼处积聚不散，这就大大增加了火灾爆炸危险程度；

4）容易产生静电。在易燃液体中石油产品的电阻率一般在 10-12Ω·cm 左右。电阻率越高，电导率越小，积累电荷的能力越强。因此，石油产品在泵送、运输等作业中，流动摩擦、喷射、冲击、过滤都会产生静电。当能量达到或大于油品蒸气最小引燃能量时，就可能点燃可燃性混合气，引起爆炸或燃烧；

5）容易受热膨胀、沸溢。原油受热膨胀，蒸气压升高，会造成储存容器鼓凸现象。相反，高温油品在储存中冷却，又会造成油品收缩而使储油容器产生负压，使容器被大气压瘪而损坏。含水油品着火受热还会发生沸溢，燃烧的油品大量外溢，甚至从罐中喷出，引燃其它物品而造成重大火灾和人身伤亡事故。

（2）石油气（天然气）

天然气以甲烷（$CH_4$）气为主，并含有总量不多、各自数量不等的轻烃（$C_2$-$C_5$）气。其危险特性见表 5.7-2。

**表 5.7-2　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 | 16.98 | |
| CAS | 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 | | |
| | 熔点（℃） | -178.9 | 闪点（℃） | -188 |
| | 沸点（℃） | -161.5 | 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（102k Pa/c） | —— |
| | 相对密度（空气=1） | —— | 爆炸下限（V%） | 15 |
| | 燃烧热（kcal/kg） | 884768.6 | 爆炸上限（V%） | 5 |
| | 自燃温度（℃） | | | |
| | 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。 | | |
| 毒理及健康危害 | 毒性 | 属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。 | | |
| | 侵入途径 | 吸入、食入、经皮吸收。 | | |
| | 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。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。 | | |

| | | |
|---|---|---|
| 燃烧爆炸危险性 | 危险特性 | 易燃,与空气混合能形成爆炸性混合物,遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。 |
| | 稳定性 | 稳定。 |
| | 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。 |
| | 储运注意事项 | 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。 |

#### 5.7.1.2 风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 表 B.1-突发环境事件风险物质及临界量和表 B.2 其他危险物质临界量推荐值对上述物质进行风险识别。危险物质的临界量见表 5.7-3。

**表 5.7-3　　突发环境事件风险物质及临界量**

| 序号 | 物质名称 | CAS 号 | 临界量/t |
|---|---|---|---|
| 1 | 油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等） | / | 2500 |
| 2 | 石油气 | 68476-85-7 | 10 |

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值 Q：

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

式中：

$q_1$，$q_2$，…，$q_n$--每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1$，$Q_2$，…，$Q_n$--每种危险物质的临界量，t；

当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为 I；

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100：（3）100≤Q。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为 I，当 Q≥1 时，按照危险物质及工艺系统危险性确定 P 值，并结合建设项目各环境敏感程度 E 值进行建设项目环境风险潜势的划分。

本项目辨识结果详见表 5.7-4。

**表 5.7-4　　辨识结果表**

| 单元 | 危险位置数量（t） | 临界量（t） | 危险物质数量与临界量比值（Q） |
|---|---|---|---|

| | | | |
|---|---|---|---|
| 原油 | 8.19 | 2500 | 0.003 |
| 石油气 | 0.25 | 10 | 0.025 |
| 项目 $Q=\sum q_n/Q_n$ | | | 0.028 |

根据辨识结果，本项目施工期 Q 值=0.028＜1，因此，判定本项目环境风险潜势为 I。

#### 5.7.1.3 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中关于环境风险评价工作等级的划分，具体见表 5.7-5。

表 5.7-5　　环境风险评价工作等级

| 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。 | | | | |

综上，确定本项目环境风险应进行简单分析。

### 5.7.2 环境敏感目标情况

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价范围应根据环境敏感目标的分布情况，事故后果预测结果对环境产生危害的范围综合确定。项目周边所在区域，评价范围外存在需要特别关注的环境敏感目标，评价范围需延伸至所关心的目标。本项目环境风险评价工作等级为简单分析，结合本项目为油田开采项目，环境风险评价范围见表 2.6-1 和表 2.6-2。

### 5.7.3 环境风险识别

本区块油田开发及生产过程中最可能发生的环境污染事故集中在油、气、水在地面设施的集输、运移过程中，油气集输管道泄漏、管线及设备因腐蚀穿孔发生原油泄漏或伴生气泄漏等。其影响环境的途径分析如下：

#### 5.7.3.1 火灾、爆炸

油田开发运行过程中发生火灾爆炸的原因很多，主要包括：1）组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；2）设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、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，引发油气泄漏，形成火灾等。上述

各类生产事故在发生火灾及爆炸安全生产危害的同时，对区域内环境也将产生严重的污染。

#### 5.7.3.2 中毒

本工程涉及的天然气毒性较低，其中天然气主要成分烃类物质毒性较低，但如果浓度过高将使人昏迷、窒息，一般在封闭或通风不良的作业场所积聚后可能产生此类事故。阀组渗漏，管道腐蚀穿孔、超压泄漏，天然气系统安全控制装置失灵将在局部空间弥漫高浓度天然气，人员接触后将会有头晕、恶心、呼吸困难等症状，严重时将发生中毒窒息。虽然本工程天然气中含有硫化氢，但由于含量较低，只会出现呼吸道及眼急性刺激症状，不会出现呼吸麻痹而死亡的急性中毒事件。中毒危害多易发生在设备检修等过程中。

#### 5.7.3.3 油气集输管道泄漏

油水管道泄漏环境污染事故集中在油、水管线在地面改造和运行的过程中，发生油水集输管道泄漏、油水管线腐蚀穿孔发生油泄漏、含油污水泄漏等。

发生泄漏事故的人为因素原因：

（1）管道焊接不严，检测有误，造成泄漏；

（2）管道防腐涂层质量差，造成管道腐蚀；

（3）管材或连接缺陷，造成管道断裂，油气泄漏；

（4）操作失误引发的憋压等造成的风险事故；

（5）设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；

（6）动力故障引发的事故，如停电造成的阀门无法关闭、通讯线路中

断无法传递控制指令等导致事故发生；

（7）在管道近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，造成管道破裂；

（8）其它选线不当或设计有误导致的事故风险。

自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀

等威胁管道安全。

根据油田的运行经验，一般在油田开发 7-8 年后低洼地区的油井管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油和含油污水泄漏到环境中。

结合本项目工程内容分析，本次改造项目施工期间对油气管线进行暂停处理，施工后进行严格的测压和检测，因此，不会产生大规模的油气泄漏事故。管道断裂、气阀漏气等事故，通常是通过巡回检查及监控对此加以控制。

#### 5.7.3.4 依托场站风险因素分析

本工程依托场站为宋二联联合站，处理的介质具有易燃性质，因此，本工程依托场站主要事故类型是火灾、爆炸和油、含油污水、天然气泄漏。

本工程依托场站的事故主要因素分析如下：

①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；

②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、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，引发油气泄漏，形成火灾等；

⑤泄漏的油气遇明火发生火灾爆炸。

根据调查，依托场站内未发生过环境风险事故。

### 5.7.4 环境风险分析

#### 5.7.4.1 事故状态下对大气环境的风险分析

对大气环境产生影响的事故为原油泄漏，会对大气环境造成直接影响。原油集输过程中事故泄漏会造成局部地区大气污染，类比同类工程，烃类气体的事故性泄漏可使泄漏区 100m 左右的范围内烃类气体浓度接近 83.3mg/m$^3$，造成严重危害，500m 左右的范围内烃类气体浓度接近 5.37mg/m$^3$，出现超标，若处理不当，很可能发生火灾等事故。

原油泄漏如不及时处理，对空气环境的影响相对较大，原油中的轻组分烃类会挥发进入大气，若事故处理不及时，则烃类挥发的时间会较长。如果一次泄漏的量很大，会形成的局部空气环境的严重污染，这时大气中烃类气体的浓度要高于正常情况的数倍之多。如果引发了火灾，则原油燃烧形成的黑烟会对周围居民区造成较重的大气污染。且原油泄漏产生的烃类气体挥发事故通常只会造成局部大气污染，由于大气本身具有稀释净化能力，因此，不会造成大面积的严重污染。

#### 5.7.4.2 事故状态下对地下水的风险分析

①原油泄漏对地下水环境的影响

资料研究表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在 0~10cm 及 10~30cm 层位中，主要积聚在土壤表层 80cm 以内，一般很难下渗至 2m 以下。该地区主要土质紧实干硬，在 1m 深度左右已形成一层钙积层，渗透率较低。该工程区域地下水潜水埋深大于 1.05m，不会对潜水含水层造成影响。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，也不会对承压水层产生影响。因此，油田发生事故性原油泄漏，只要及时发现及时处理，一般不会对地下水造成影响。

②套损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发生破裂导致泄漏。由于井管是由不同长度的节管连接而成，容易在节点处发生破损。根据大庆油田生产实际统计，套管破损的机率一般为万分之一至五万分之一，破损在某一固定结点的机率约为百分之一，则套损泄漏污染地下水的最大概率约为二百万分之一。可见，套管破损的情况虽然存在，但经过层层防护，危险逐级递减，破损后最终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。

**5.7.4.3 事故状态下对土壤环境的风险分析**

原油泄漏渗入土壤孔隙，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，原油集中于土壤表层 0～30cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。

石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。事故性原油的大规模泄漏可影响耕地和荒草地的生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现为植物，原油黏附于枝叶，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。

**5.7.4.4 事故状态下对生态环境的风险分析**

该项目区域内的生态系统主要是耕地和荒草地，大量含油污水泄漏可对耕地产生影响，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；含油污水喷溅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。

**5.7.4.5 事故状态下对地表水体的风险分析**

本工程施工时施工场地设置远离该渠，并且在井场设置围堰，正常情况下不会对

水体造成污染，事故状态下对地表水污染途径主要是油水的事故泄漏。泄漏污油污水在雨季期间可能随地表径流流向下游。集输管道事故泄漏可以通过站内仪表监控或巡检及时发现事故，及时关闭管道阀门或筑堤限制事故影响范围，然后彻底清理周边粘滞原油和被油水污染的泥沙、树枝、杂草等含油废弃物，同时展开对事故管段或设备的抢修。只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，泄漏事故不会对地表水体造成污染影响。

首先比重比水轻的原油迅速浮于水面上，由于重力和表面张力的作用，会在水面上向四周散开。在水体中，根据水体的流态不同，存在着大小和尺度不同的涡旋和湍流，使得油膜在扩展的基础上进一步扩大其范围。油膜随水流流动而发生的纵向位移。石油溢于水面后，其中的轻质烃类组份会不断的挥发至大气中，减少水中原油量。发生溢油事故后，石油中的可溶组份会溶于水中（溶解分数为α）。可溶性组份主要是低碳的直链烷烃和一些芳香烃。溶入水中的石油类组份对水生生物有直接的危害。由于水体中涡旋和湍流的存在，水中一定量的油以乳化形式存在。利用水体的自净作用，水体中的泥沙和底泥会吸附水中的石油类物质，并通过泥沙的悬浮、沉积等过程使石油在水中产生新的分布。石油的某些组分可以作为微生物的能源或碳源而被降解，使油的体积不断减少。由于降解是个复杂的生化过程，而且降解又是细菌不断累积才能达到明显的消减污染物的效果，所以生物降解所需时间长。据此，可以认为原油在中随水流漂移的短暂时段内可忽略生物降解过程。

由以上分析可知，原油进入地表水后会对地表水产生一定的影响，但是根据现场勘查，工程井位距离最近的自然地表水体为老江身泡和无名泡，由于井场设临时围堰，可有效防止冒漏时污水流入水体内污染地表水，并且施工时将施工营地等远离水体设置。若一旦发生严重泄露后，应同时采取相应的应急处置措施，将污染物对地表水的影响降低到最低。

#### 5.7.4.6 安全风险分析

集油管线附近有村屯分布时，首先避让，确实无法避让时应根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50813-2004）、《输油管道工程设计规范》（GB50253-2003）等文件要求预留安全防护距离。

### 5.7.5 环境风险防范措施及应急要求

#### 5.7.5.1 风险防范措施

本工程可能在运行期油井作业、油气集输以及依托场站的运营过程存在一定的环境风险。针对本工程运行期产生的风险事故提出相应防治措施。

（1）井下作业事故风险防范措施

①为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油井作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业；

②施工准备过程要在管、杆桥下铺垫高强度防渗布，防渗布四周围出 10cm 高围堰；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水收集装置，安装完好后，通电调试；

③作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器，采取清水或泥浆压井；

④打开套管闸门，启动作业废水收集装置和油水收集器，使废水废液由套管排出，经收集后处理；

⑤在井下作业施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到废水回收装置；

⑥井下作业前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0MPa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵蹩泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

（2）集输系统事故风险防范措施

①严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装；

②对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备；

③定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题；

④生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏；

⑤当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

⑥将被泄漏原油污染的土壤拉运至宋芳屯含油污泥处理站；

⑦当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；

⑧建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理；

（3）依托场站事故风险防范措施

①建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生；

②站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；

③平稳操作，避免系统压力超高放空；

④定期维护保养容器、设备和站内管线。

⑤站内配备了干粉灭火器、吸油毡、铁锹、消防沙等应急物资，站内现有风险物资可满足本工程投产需要。

（4）火灾、爆炸风险防范措施

①为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸，所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。场站可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施；

②场站的架空输油管线及油罐均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取了保护接零或接地措施；

③场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

**5.7.5.2 应急要求**

风险事故应急预案是在贯彻预防为主的前提下，对建设项目可能出现事故，为及时控制危害源，抢救受害人员，指导居民防护和组织撤离，消除危害后果而组织的救援活动的预想方案，需要第八采油厂和社会救援相结合。事故应急救援预案是为了加强对重大事故的处理能力，减少风险事故的损失。

（1）事故应急预案

大庆油田有限责任公司设有突发环境事件专项应急预案，该预案已于 2018 年 1 月 10 日在大庆市环境保护局备案。

本项目为改扩建工程，目前采油八厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第八采油厂突发事件综合（总体）应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《突发环境事故专项应急预案》、《火灾爆炸事故专项应急预案》、《井喷失控突发事故专项应急预案》、《输油系统突发事故专项应急预案》等 16 个专项应急预案，同时下属各作业区还编制有专项应急预案及物资储备，预案中应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目施工期发生的风险事故得到及时救援和处理，降低了环境风险的危害，能够满足应急要求。现有《突发环境事件专项应急预案》于 2019 年 6 月上报大庆油田有限责任公司进行备案。根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4 号），环境应急预案每 3 年至少修订一次，因此建设单位应及时对环境应急预案进行修订，并及时将本项目纳入预案系统内。

建设单位应根据《国家突发环境事件应急预案》要求，按照“分类管理，分级响应，区域联动”的原则，编制本项目的突发环境事件应急预案。具体内容见表 5.7-7。

**表 5.7-7　　突发环境事件应急预案包括的主要内容一览表**

| 序号 | 项目 | 内容及要求 |
|---|---|---|
| 1 | 总则 | 编制依据、适用范围、工作原则等 |
| 2 | 事故风险分析 | 风险分析、事件分级等 |
| 3 | 应急组织及职责 | 应急组织机构、职责等 |
| 4 | 处置程序 | 预警、接警与报告、响应行动、指挥和协调、应急状态解除等 |
| 5 | 处置措施 | 人员防护、现场检测与评估、现场应急处置措施、次生灾害防范、善后处置等 |
| 6 | 应急保障 | 通讯与信息、物资与装备、应急队伍、医疗救护、应急技术等 |
| 7 | 附则 | 名词与定义、预案签署和解释、预案实施等 |

（2）应急救援指挥部的组成、职责和分工

根据应急组织机构，设置环境突发事件应急领导小组、环境突发事件应急办公室及环境突发事件应急工作组等，具体分工见表 5.7-8。

**表 5.7-8　　应急组织、职责分工表**

| 组成 | 职责 |
|---|---|
| 应急领导小组 | 负责本单位应急预案的制定、修订；组建应急救援专业队伍，并组织实施和演练；检查督促做好重大事故的预防措施和应急救援的各项准备工作；发生事故时，由采油十厂发布和解除应急救援命令、信号；组织指挥救援队伍实施救援行动；向上级汇报和向友邻单位通报事故情况，必要时向有关单位发出救援请求；组织事故调查，总结应急救援工作经验教训。 |
| 应急抢修组 | 负责环境污染事故时抢修和事故紧急处理。 |
| 消防组 | 担负或配合专业消防队伍完成灭火、洗消和抢救伤员任务。 |
| 通讯组 | 负责各专业小组的联络工作。 |

| | |
|---|---|
| 物资供应组 | 负责抢险物资的组织、运输、分配。 |
| 医疗队 | 负责伤员的救护。 |
| 治安队 | 担负或配合相关的政府部门进行现场治安，警戒，群众疏散。 |
| 应急监测组 | 负责突发环境事件中及事件发生后的环境影响监测。 |

（3）应急分级相应系统

应急分级响应系统建设是应急救援预案的重要内容。针对大庆油田有限责任公司第八采油厂已制定的分级响应情况，本项目应急分级响应系统分为三级，具体见表 5.7-9。

**表 5.7-9　　应急分级响应系统表**

| 响应级别 | 应急状态 |
|---|---|
| 三级响应 | 生产场所发生环境污染，各基层小队或作业现场依靠自身能力，可以立即控制或需矿（大队）级单位予以协调援助紧急事件。 |
| 二级响应 | ①因环境污染导致人员发生轻微中毒，但不会导致伤残后果的。<br>②因环境污染疏散、转移人员 100 人以下的。<br>③因环境污染造成直接经济损失 50 万元以下的。<br>④因环境污染造成跨乡镇行政区域纠纷的。 |
| 一级响应 | ①因环境污染直接导致 10 人以下中毒或重伤的。<br>②因环境污染疏散、转移人员 100 人以上 5000 人以下的。<br>③因环境污染造成直接经济损失 50 万元以上 100 万元以下的。<br>④因环境污染造成跨县级行政区域纠纷，引起一般性群体影响的。 |

（4）应急状态地企联动

企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、环保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，详见表 5.7-10。

**表 5.7-10　　地企联动各部门联系方式**

| 名称 | 联系电话 |
|---|---|
| 火警 | 119 |
| 医疗急救 | 120 |
| 大庆市人民政府 | 0459-4609222/6373055 |
| 大庆市生态环境局 | 0459-4623818 |
| 大庆市公安局 | 110 |
| 大庆市应急管理局 | 0459-4688656 |
| 大庆市城市管理局 | 0459-4688501 |
| 大庆市安全生产委员会办公室 | 0459-4600048 |
| 大庆油田总医院 | 0459-5886408 |
| 大庆市第二医院 | 0459-5202621 |
| 龙南医院 | 0459-5910114 |
| 大庆市气象台值班室 | 0459-8151615/8151030 |

（5）应急演练及培训情况

企业应定期进行应急演练。此外，项目应急组织管理机构应对岗位人员加强日常的

应急处理能力的培训，提高事故应急处理能力，对应急计划中有关的每个人的职责能够明确分工，对大多数应急计划都能够进行定期训练和演练，做到有条不紊，各负其责，发生事故时，能立即赶赴现场，进行有效的处理和防护工作，同时能够对周围居民的应急教育和宣传工作。

### 5.7.6 环境风险评价结论

通过以上分析内容可知，本工程在认真采取防控措施，最大限度消除隐患的前提下，事故概率可以降到可接受程度（主要是泄漏事故），一旦发生事故，按应急预案计划处理，也会使事故损失降到最小程度。项目设计、施工、生产运行中，在切实落实各项环保、安全措施基础上，在可控的范围内，项目产生的环境风险环境可接受。

本项目环境风险简单分析内容表见表 5.7-11。本项目环境风险评价自查表见表 5.7-12。

**表 5.7-11　　建设项目环境风险简单分析内容表**

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 建设项目名称 | | 2022 年宋芳屯油田芳 11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目 | | | |
| 建设地点 | | （黑龙江）省 | （大庆）市 | （大同）区 | / |
| 地理坐标 | | 经度 | 125.030937, | 纬度 | 46.001493 |
| 主要危险物质及分布 | | 本次评价将集输管线划分为危险单元。原油最大存在量为 8.19t、天然气最大存在量为 0.25t | | | |
| 环境影响途径及危害后果 | 大气 | 事故时原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。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的严重污染。由于本地区所处地势平坦，扩散条件好，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下聚集成高浓度的可能性较小，对周围大气环境的影响不会太严重。 | | | |
| | 地下水 | 管线泄漏及套损，最终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。只要及时发现及时处理，一般不会对地下水造成影响。 | | | |
| | 土壤 | 原油泄漏渗入土壤孔隙，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，原油集中于土壤表层 0～30cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油烃对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。 | | | |
| 风险防范措施要求 | | 针对环境风险制定井下作业事故、集输系统事故、场站事故、火灾及爆炸风险防范措施。 | | | |
| 本项目危险物质数量与临界量比值 Q=0.082＜1，环境风险潜势为 I。 | | | | | |

**表 5.7-12　　环境风险评价自查表**

| 工作内容 | | | |
|---|---|---|---|
| 风险调查 | 危险物质 | 名称 | 原油 |
| | | 存在总量/t | 8.19 |

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="2"></td><td>名称</td><td colspan="4">石油气</td></tr>
<tr><td>存在总量/t</td><td colspan="4">0.25</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="6">环境<br>敏感性</td><td rowspan="2">大气</td><td colspan="2">500m 范围内人口数 1300 人</td><td colspan="2">3km 范围内人口数/人</td></tr>
<tr><td colspan="3">每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）</td><td>0 人</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地表水</td><td>地表水功能敏感性</td><td>F1 □</td><td>F2 □</td><td>F3 □</td></tr>
<tr><td>环境敏感目标分级</td><td>S1 □</td><td>S2 □</td><td>S3 □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td>地下水功能敏感性</td><td>G1 □</td><td>G2 □</td><td>G3 □</td></tr>
<tr><td>包气带防污性能</td><td>D1 □</td><td>D2 □</td><td>D3 □</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">物质及工艺<br>系统危险性</td><td>Q 值</td><td>Q＜1 ☑</td><td>1≤Q＜10 □</td><td>10≤Q＜100 □</td><td>Q＞100 □</td></tr>
<tr><td>M 值</td><td>M1 □</td><td>M2 □</td><td>M3 □</td><td>M4 □</td></tr>
<tr><td>P 值</td><td>P1 □</td><td>P2 □</td><td>P3 □</td><td>P4 □</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">环境敏感程度</td><td>大气</td><td>E1 □</td><td>E2 □</td><td colspan="2">E3 □</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td>E1 □</td><td>E2 □</td><td colspan="2">E3 □</td></tr>
<tr><td>地下水</td><td>E1 □</td><td>E2 □</td><td colspan="2">E3 □</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险潜势</td><td>IV+ □</td><td>IV □</td><td>III □</td><td>II □</td><td>I ☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价等级</td><td>一级 □</td><td>二级 □</td><td>三级 □</td><td colspan="2">简单分析 ☑</td></tr>
<tr><td rowspan="3">风险识别</td><td>物质危险性</td><td colspan="2">有毒有害 □</td><td colspan="3">易燃易爆 ☑</td></tr>
<tr><td>环境风险类型</td><td colspan="2">泄漏 ☑</td><td colspan="3">火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☑</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="2">大气 ☑</td><td>地表水□</td><td colspan="2">地下水 ☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">事故情形分析</td><td>源强设定方法</td><td>计算法□</td><td>经验估算法□</td><td colspan="2">其他估算法□</td></tr>
<tr><td rowspan="5">风险预测与评价</td><td rowspan="3">大气</td><td>预测模型</td><td>SLAB □</td><td>AFTOX □</td><td colspan="2">其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">预测结果</td><td colspan="4">大气毒性终点浓度-1　最大影响范围　　m</td></tr>
<tr><td colspan="4">大气毒性终点浓度-2　最大影响范围　　m</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="5">最近环境敏感目标　　，到达时间　h</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="5">下游厂区边界到达时间　　d</td></tr>
<tr><td colspan="5">最近环境敏感目标　　，到达时间　d</td></tr>
<tr><td colspan="2">重点风险防范措施</td><td colspan="5">本工程的主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境和土壤植被等危害性不大。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。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论与建议</td><td colspan="5">环境风险可接受</td></tr>
<tr><td colspan="7">注：“□”为勾选项，“　”为填写项。</td></tr>
</table>

# 第六章环境保护措施及其可行性论证

## 6.1 废气污染防治措施及其可行性论证

### 6.1.1 施工期废气污染防治措施

本工程地面工程的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来源自施工活动引起的扬尘。施工过程中采取以下污染防治措施：

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

②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，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土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。

⑤管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时在施工过程中定期洒水抑尘，防止施工扬尘量大对环境造成污染。

⑥合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。

⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

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，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

### 6.1.2 运营期废气污染防治措施

1、无组织废气防治措施可行性分析

本项目废气主要为无组织废气，废气污染源为采油井场及阀组间挥发的非甲烷总烃。采取的控制措施为：

（1）井口安装密封垫，油气集输采用密闭流程，最大限度降低非甲烷总烃的挥发；

（2）加强对设备和管道的检查和维护，最大限度降低场站、阀组间及储罐和管线的油气挥发；

（3）采用合理工艺，选用优质材料，加强对设备和管道的检查和维护，控制各部位无组织挥发的烃类总量；

（4）加强对集输气设备的日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制掺水和外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度，减少天然气用量，减少烟气排放量。加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

（5）精细化管理，减少“跑冒滴漏”现象，加强设备设施日常管理，严格执行操作规程；

（6）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；

（7）建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与恢复，对易泄漏环节指定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。通过采取以上措施，本项目非甲烷总烃无组织排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》要求，项目建设对大气环境的影响保持在环境可接受的范围之内，不会对环境产生较大影响。

联合站边界无组织废气满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)排放限值（10mg/m$^3$）要求。由此可见，本项目依托的场站排放的非甲烷总烃厂界浓度也做到达标排放，因此场站无组织废气治理措施是可行的。

综合以上分析，本通过采取上述措施，能够确保依托场站及井场厂界非甲烷烃浓度满足大气污染物综合排放标准》(GB16397-1996)中无组织排放监控浓度限值要求，项目无组织废气治理措施可行。

2、依托场站有组织废气防治措施可行性分析

依托工程废气主要为联合站等场站内加热炉燃烧废气，以上站场加热炉均以清洁能源天然气为燃料，燃烧废气均经各自 8m 高排气筒排放。联合站加热装置燃烧烟气排放浓度均符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用锅炉大气污染物排放浓度限值标准。

由上可以看出，本项目依托场站加热炉烟气有组织排放措施可行。

## 6.2 水污染防治措施及其可行性论证

### 6.2.1 施工期废水污染防治措施

（1）施工期生活污水进入施工场地暂设的临时防渗旱厕，定期清掏作农家肥，施工

结束清掏后进行清理并回填。

（2）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；

（3）项目新建管道铺设完成后需要进行试压，试压废水采用罐车拉运到宋一联污水站，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求："含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm"要求；

（4）井场地面为简单防渗，执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中要求：进行地面一般硬化。采取地面平整夯实、地面硬化等措施进行简单防渗。

在正常生产情况下，施工期生产废水采取采取较为完善的污染防治措施，产生废水全部处理，不外排，因此对周围环境不会产生不良影响。

### 6.2.2 运营期废水污染防治措施

1、正常工况

为避免油田开发过程中污染物随地表径流污染周围环境，油田在生产过程中必须严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中的修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，必须及时回收。油水井在进行井下作业时严格按照要求使用污油污水回收装置、并且使用罐车对作业污水进行回收，防止作业时产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污。

正常工况下，项目废水主要为油田采出液含油废水。由开发工程方案可知，分离出的含油污水经管道进入宋一联污水站，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求："含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm"要求后回注油层，不外排。正常工况下，本项目产生的含油废水均送至宋一联污水站处理后回注油层，不外排；类比同类项目，均是采取此类措施，因此废水治理措施是可行的。

2、非正常工况

非正常工况下废水为洗井修井废水。

作业废水是指在油田生产期修井作业后反排时产生的废水，主要污染物为石油类。修井为不定期流动进行，油井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 4$m^3$/井次，则 102 口油

井产生的作业污水量为 272 $m^3$/a；水井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 60$m^3$/井次，则 76 口水井产生的作业污水量为 3040 $m^3$/a；则本项目作业污水量平均每年约 3312$m^3$（修井周期折合成每年平均值），油井和水井作业污水通过作业污油污水回收装置回收就近泵入集油管道进系统，不外排。同时在油井作业时设井口收集槽，收集井口溢流污水，然后泵入作业污油污水回收装置或罐车回收至宋一联污水站处理，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求："含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中≤2μm"要求回注油层，不外排。

水井作业周期为 2 年，洗井污水产生量为 120$m^3$/井次，76 口水井共产生作业污水量为 4560$m^3$/a，作业污水经作业施工现场设置的污水回收装置回收后经罐车拉运至宋一联污水站处理，宋一联污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求："含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中≤2μm"要求回注油层，不外排。

油井采用热水罐车洗井，热水注入油井后不返排，随采出液采出后进入集油系统。作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，并铺设防渗布，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。上述措施在当地已经非常成熟，且技术可靠，运行多年来均未对地表水环境产生影响。因此上述治理措施可行。

### 6.2.3 地下水水污染防治措施及其可行性论证

根据评价区环境水文地质条件，建设项目特点，环境影响预测及评价结果，确定污染物的运移方向及影响范围，在预测结果的基础上，提出需要增加或完善的地下水环境保护措施与对策。地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照"源头控制、分区防控、污染监控、应急响应"，重点突出饮用水水质安全的原则确定。合理可行、操作性强的地下水污染防控的环境管理体系也是非常必要的，包括地下水环境跟踪监测方案和定期信息公开等。

（1）源头控制

从源头上采取控制措施包括两个方面，分别是各类废物循环利用，减少污染物的排放量和在工艺、管道、设备等处采取污染控制措施，将污染物的跑、冒、滴、漏降到最低限度。

（2）分区防渗

根据预测结果、天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物类型将本项目分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。

①污染控制难易程度分级和天然包气带防污性能分级，参照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中相关依据确定。

②本项目根据不同区域、不同装置污染物控制难易程度不同。

③《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中，对建设项目场地地下水污染分区防渗技术的具体要求。

**表 6.3-1　包气带防污性能分级**

| 分级 | 包气带岩土的渗透性能 |
|---|---|
| 强 | 岩（土）层单层厚度 Mb≥1.0m，渗透系数 K≤$10^{-6}$cm/s，且分布连续、稳定。 |
| 中 | 岩（土）层单层厚度 0.5m≤Mb < 1.0m，渗透系数 K≤10-6 cm/s，且分布连续、稳定。<br>岩（土）层单层厚度 Mb≥1.0m，渗透系数 $10^{-6}$cm/s < K≤$10^{-4}$cm/s，且分布连续、稳定。 |
| 弱 | 岩（土）层不满足上述”强”和”中”条件。 |

**表 6.3-2　污染控制难易程度分级参照表**

| 污染控制难易程度 | 主要特征 |
|---|---|
| 难 | 对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理 |
| 易 | 对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，能及时发现和处理 |

**表 6.3-3　地下水污染防渗分区参照表**

| 防渗分区 | 天然包气带防污性能 | 污染控制难易程度 | 污染物类型 | 防渗技术要求 |
|---|---|---|---|---|
| 重点防渗区 | 弱 | 难 | 重金属、持久性有机污染物 | 等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤$10^{-7}$cm/s；或参照 GB18598 执行 |
| | 中-强 | 难 | | |
| | 弱 | 易 | | |
| 一般防渗区 | 弱 | 易-难 | 其他类型 | 等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤$10^{-7}$cm/s；或参照 GB18598 执行 |
| | 中-强 | 难 | | |
| | 中 | 易 | 重金属、持久性有机污染物 | |
| | 强 | 易 | | |
| 简单防渗区 | 中-强 | 易 | 其他类型 | 一般地面硬化 |

污染区地面防渗方案设计根据不同分区分别参照下列标准和规范：《危险废物填埋污染控制标准》（ GB18598-2001 ）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）、《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599－2020）及环境保护部公告 2013 年第 36 号修改单进行防渗设计。根据各生产设施区功能、使用情况、污染物类型以及厂区包气带防污性能，各区域划分情况如下：

重点污染防治区：地下集油管道；

一般污染防治区：旱厕；

简单污染防治区：井场地面。

**表 6.3-4 本项目不同防渗分区防渗措施一览表**

| 防渗分区 | 功能分区 | 防渗措施 |
|---|---|---|
| 重点污染防治区 | 地下集油管道 | 采用无缝钢管；管道设计壁厚的腐蚀余量约为 3mm，采用管道内防腐；管道的外防腐等级应采用特加强级；管道的连接方式应采用焊接；防渗性能等效黏土防渗层 Mb≥6.0m 、 K≤$1.0\times10^{-7}$cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》 （HJ610-2016）中重点防渗区的要求。<br>定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施。 |
| | / | 油水井作业时，井场永久占地范围内铺设 1.5mm 厚防渗土工布 进行防渗处理，渗透系数为 $1.0\times10^{-13}$cm/s，《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中的防渗技术要求，等效黏土防渗 层 Mb≥6.0m 、 K≤$1.0\times10^{-7}$cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求。 |
| 一般防渗区 | 旱厕 | 采用防渗混凝土预制件埋设布置，敷设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，渗透系数 为 $1.0\times10^{-10}$cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤$1.0\times10^{-7}$cm/s 要求。 |
| 简单防渗区 | 井场地面 | 施工结束后应立即对井场进行平整夯实；场地面属于简单防渗，采取地面平整夯实、地面硬化等措施进行简单防渗，执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求：进行地面一般硬化。 |




图 6.2-1　项目地下水分区防渗图

（3）地下水环境监测与管理

实施覆盖项目周边的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制；

①监测井布设和监测频率、因子

为了掌握项目周围地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，应对项目所在地周围的地下水水质进行监测，以便及时准确地反馈地下水水质状况，为防止对地下水的污染采取相应的措施提供重要依据。

本项目设置 3 眼浅层地下水水质监测井，监测点位及频次见表 6.3-5。由于项目附近相对较易污染的是浅层地下水，因此，此次以浅层地下水为主要监测对象，根据《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）要求，在项目周边布设地下水水质监测井，以便随时掌握地下水水质变化趋势，为避免污染物随孔壁渗入地下，建议成井时水泥封孔。

表 6.3-4 本项目地下水跟踪监测井

| 井用途 | 地点 | 功能 | 监测层位 | 监测项目 | 监测频率 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1#东升村潜水含水层水井 | 125.094931,45.967010 | 背景监测点 | 第四系孔隙潜水 | 石油类 | 1 次/年 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 2#盛广和屯潜水含水层水井 | 125.036087,45.984292 | 跟踪监测井 | 第四系孔隙潜水 | | |
| 3#王殿坤潜水含水层水井 | 124.964097,46.019105 | 跟踪监测井 | 第四系孔隙潜水 | | |

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，不会对周围地表水和地下水环境产生不良影响，项目的水污染防治措施技术合理可行。

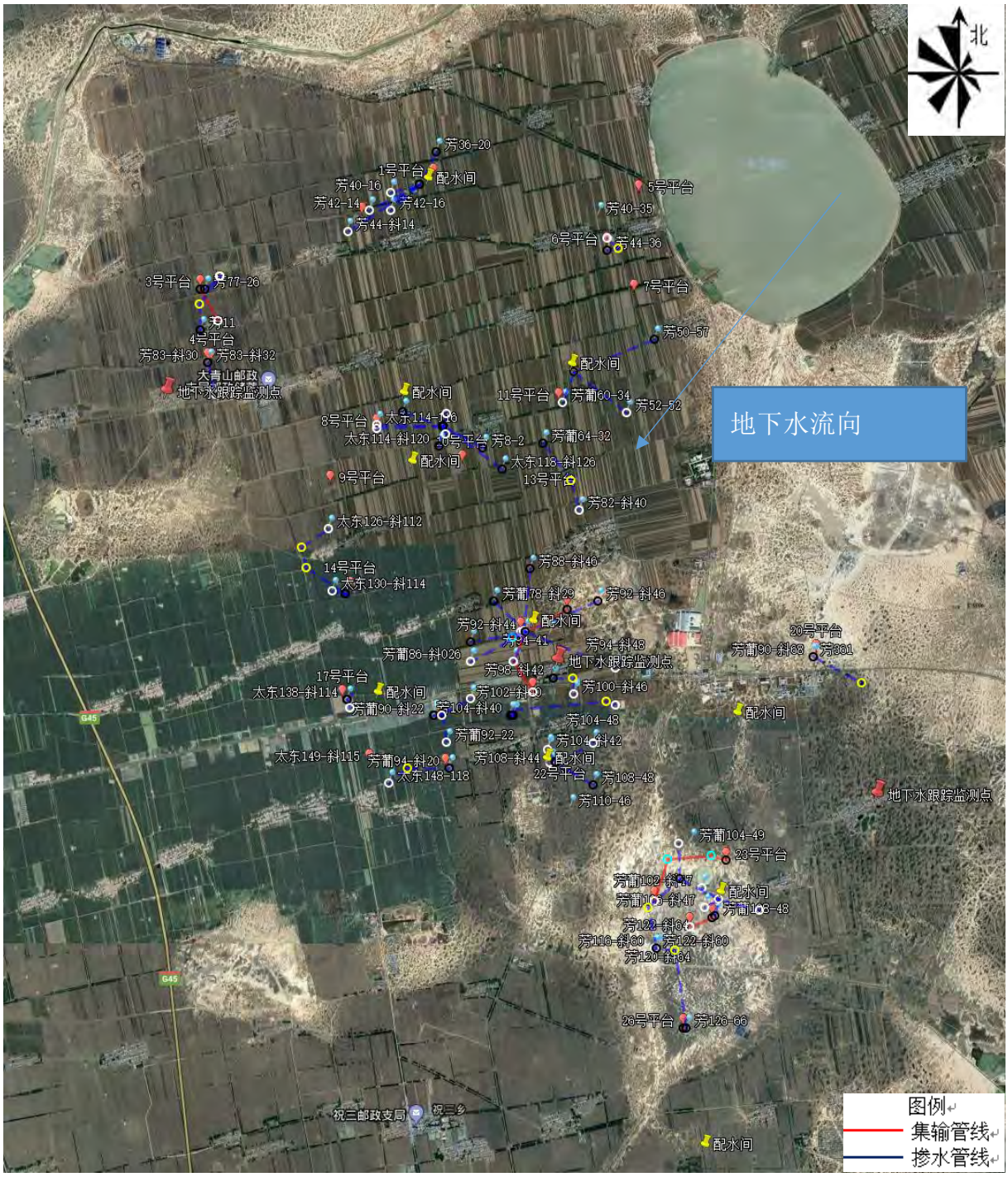



图6.2-2本项目地下水跟踪监测井分布图

## 6.3 噪声污染防治措施及其可行性论证

### 6.3.1 施工期噪声污染防治措施及其可行性论证

施工期主要噪声包括挖掘机、推土机、压路机、吊管机、运输车辆噪声。拟采取废主要防治措施：采用选用低噪设备；合理安排施工时间；加强施工机械保养，保持在最佳状态；高噪声设备远离居住区一侧布局；禁止夜间施工，必须在夜间施工时，应向周边村民进行公告，并合理安排施工机械数量，严格限定施工范围；运输车辆选择避开居民点的路线，减速慢行，并减少鸣笛。

采取上述措施后，噪声排放满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中的标准限值；因此本项目施工期噪声防治措施可行。

### 6.3.2 运营期噪声污染防治措施及其可行性论证

（1）井场噪声

本项目共布设 102 口油井，每口油井配置 1 台抽油机，工程选用的抽油机尽可能选用低噪声设备，从源头上控制噪声源。本项目拟建油井井场距离居民区较远，因此抽油机产生的噪声对附近村屯内的居民产生影响甚微。因此井场噪声治理措施可行。

（2）依托场站噪声

本工程依托场站为芳深 2 转油站、芳 507 转油站、祝 3 转油站、芳 707 转油站，依托脱水站为宋一联脱水站，依托场站内均无新增机泵等产噪设备，不新增噪声源，治理措施与现状相同，依旧采用基础减振、厂房隔声措施，因此对声环境影响与现状无差别。注意对设备的维护保养，尤其加强周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

运营期依托场站产生的噪声影响可以控制在最小程度，不会对附近村屯声环境造成不良影响，说明现有噪声治理措施可行。

（3）阀组间噪声

本工程阀组间设备均采用基础减振、同时再通过阀组间厂房隔声后，固定设备设计减震基础，减少设备的振动，以减少设备噪声源强运行期依托的阀组间厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准的要求，本项目距离较远，不会对敏感点造成影响。因此阀组间噪声控制措施可行。

以上措施都是成熟可靠的，只要严格管理即可达到预期的降噪效果，可有效的减轻噪声源强，类比其它企业采取上述隔声降噪措施的运行情况，效果较好。

## 6.4 固体废物污染防治措施及其可行性论证

### 6.4.1 施工期固体废物污染防治措施及其可行性论证

施工人员产生的生活垃圾统一收集并及时清运，做到工完、料净、场地清，统一收集至井场生活垃圾存放点，就近拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理。

管道焊接、补口时会产生焊渣、边角料（管道施工废料）等废料，产生量约 0.1t，属于一般工业固体废物，代码为 711-999-99，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求，拉运至第八采油厂工业固废填埋场。

### 6.4.2 运营期固体废物污染防治措施及其可行性论证

本项目固体废物主要为采油及修井作业产生的落地油、井场产生的废弃防渗布、依托站场转油站、脱水站以及污水处理站增加的含油污泥，根据《国家危险废物名录（2021年版）》，石油开采行业石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 071-001-08；沾染矿物油的废防渗布属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码 900-249-08；因此本项目采油及修井作业产生的落地油、井场产生的废弃防渗布、依托站场转油站、脱水站以及污水处理站增加的含油污泥均属于危险废物。上述油泥和油脚均放至专用危废容器内，最终交由宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处置，处置后污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg）。废弃防渗布废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码 900-249-08，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间，需委托有资质单位进行处理；本项目不新增劳动定员，无生活垃圾产生。

1、落地油、含油污泥处置措施可行性分析

本项目对上述危险废物的处置采取从收集、运输及处置全过程管理：

（1）收集

落地油主要产生于以下环节：油井作业中跑冒油；在起放或清洗油管、抽油杆时散落在井场的原油；生产过程中管理不善造成原油落地；井喷或集输管线破裂等造成原油落地。

近年来大庆油田通过在油井修井前实施压井技术（即对油井修井前向其注入高压水，冲刷油管和套管）以及安装井下卸油器，修井时落地油产生量大幅减少；在采油作业中为防止原油散落于井场内，均铺设防渗布，采取以上措施后可有效降低落地油对土壤及生态环境影响，上述措施已实施多年，从未造成污染影响；因此从源头控制落地油的措

施是可行的。

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，可以有效控制落地油的污染影响。上述措施已实践多年，从未造成污染影响；因此从源头控制落地油的措施是可行的。

（2）运输

该项目按照国家环境保护总局令 1999 年第 5 号《危险废物转移联单管理办法》的规定。在转移危险废物前，报批危险废物转移计划，申请领取联单。在转移前三日内报告当地环保局，并同时将预期到达时间报告接受地环保局。每转移一次同类危险废物，填写一份联单。每次有多类危险废物时，分别填写联单，并加盖公章。交付运输单位核实验收签字后，将联单第一联副联自留存档，将联单第二联交当地环保局。危险废物联单要记录上须注明危险废物的名称、来源、数量、特性和包装容器的类别、入库日期、存放库位、废物出库日期及接收处置单位名称，危险废物的记录和货单在危险废物回取后应继续保留三年。

危废外运时，公司应当向当地环保局提交下列材料：

①拟转移危险废物的名称、种类、特性、形态、包装方式、数量、转移时间、主要危险废物成分等基本情况；

②运输单位具有运输危险货物资格的证明材料；

③接受单位具有利用和处置危险废物资格及同意接受的证明材料。该项目采取的上述危险固废的外运管理措施是可行的

危险废物运输时由建设单位填写危险废物转移联单，报当地环保局备案，运输时采用符合国家标准的专用容器和运输车辆。

（3）处置

宋芳屯含油污泥处理站是专业化从事 HW08 废矿物油与含矿物油废物的危险废物处置单位，设计处理能力 5t/h（年运行 200 天，每天 24 小时），目前负荷率 80% ；采用预处理+调质+离心的处理工艺，减量化处理后污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司第八采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理站处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg）。

2、废弃防渗滤布处置措施可行性分析

根据工程分析，本项目 102 口油井产生废弃防渗滤布约 0.68t/a，最终由有资质单位

进行处理，建设单位加强对废弃防渗布转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，沾染矿物油的废防渗布属于危险废物，危废代码 900-249-08。

（1）运输

建设单位应该加强对废防渗布转移和处置的管理，严格按照《危险废物转移联单管理办法》执行；并要求在废防渗布的运输过程中严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。本工程危险废物运输应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理；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《环境保护行政主管部突发环境事件信息报告办法》（环发〔2006〕50 号）要求进行报告；

②应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

③对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相的清理和作复；

④清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；

⑤进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，并佩戴相应的防护工具。

通过采取上述收集、储存、运输、处置等措施，本过程施工期产生的危险废物可得到妥善处置，不会对周围环境及敏感点产生影响。

### 6.4.3 危险废物处置

危险废物应严格按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》进行危险废物收集、贮存、运输、处置工作。

（1）危险废物收集

①根据危险废物产生的工艺特征、排放规律、危险废物特征等因素制定收集计划；

②制定详细的操作规程，内容应包括使用范围、操作程序和方法、专用设备和工具、转移与移交、安全保障和应急防护；

③在危险废物的收集和转运过程中，采取相应的措施杜绝抛洒地漏；

④必须按照清洁生产的原则，从源头上加以控制，使之尽量“不落地”。及时回收过硫酸钾包装袋。

（2）危险废物贮存措施

本工程危险废物不进行贮存，危险废物产生之后及时清运，委托有资质单位处理。

（3）危险废物运输措施

①运输转移危险废物的，按照《危险废物转移联单管理办法》有关规定运行转移联单；

②联单转移总数量应与企业申报登记数量、台账记录转移数量基本一致；

③担任储运人员须经过上岗培训，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。

④企业对运输信息进行审核，包括运输单位、运输车辆、驾驶员及押运员应具有相关的运输资质，以及运输过程中的应急预案及应急物质的准备；

⑤危险废物运输车辆纳入专项管理，转运过程按照规定的转运路线行驶；

⑥转运必须将危险废物及运输容器固定牢靠，防治泄露；

⑦危险废物转运要有明确的交接记录，包括转运的数量、时间、转运车牌号、驾驶员联系方式等；

⑧危险废物转运必须具有完善的应急预案，包括预防有处理泄露、交通事故等突发情况。

（4）危险废物处置措施

本工程产生的危险废物委托有资质单位处理，不自行处置。若危险废物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。

综上所述，本项目产生的固体废物均得到有效处置，在采取上述防治措施前提下，施工期固体废物对环境影响可降至最低，不会对周围环境产生不良影响。

## 6.5 土壤污染防治措施及其可行性论证

### 6.5.1 污染防治基本要求

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。

### 6.5.1 施工期土壤污染防治措施及其可行性论证

施工期土壤保护措施：（1）加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染。（2）井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被和土壤的破坏。本工程建设期间主要进行地面工程的建设、各种管线与道路的铺设等作业。对环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。根据油田地面工程规划方案，本工程对占用的耕地，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。

### 6.5.1 运营期土壤污染防治措施及其可行性论证

本项目土壤污染途径为垂直入渗。采取源头控制措施、过程控制措施以及定期跟踪监测计划，以确保土壤环境质量：

（1）源头控制措施

油水井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无分离污水遗留井场。阀组间严格落实防渗措施，防止含油污水等污染土壤。油水井作业时铺设防渗布，防止落地油溅落污染土壤。设置回收装置，落地油全部回收送宋芳屯含油污泥处理站处理；杜绝修井落地油散落井场的情况发生。井场工作人员根据采油队管辖区域内管线分布情况，每日对辖区内管线巡视，如发现有管线破损现象及时上报维修，有效控制因管线泄漏造成的不利环境影响。

（2）过程控制措施

加强管理，管线采用重点防渗处理，杜绝分离污水运输过程跑冒滴漏，分离污水全部通过污水外输管道输送至宋一联污水站进行处理。

对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用玻璃钢外防腐钢制管道，以延长埋地管道使用寿命。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含油污水及原油泄漏事故造成对区域土壤环境的污染。

（3）跟踪监测

为了及时了解项目场区及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）的相关要求，本项目拟制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，在工程占地范围内设置有代表性的监测点位，每 3 年一次监测石油烃，并配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。本次土壤跟踪监测井依托钻井工程土壤跟踪监测点。

（4）应急响应措施

一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤、地下水污染，并使污染得到治理。

通过采取严格的防渗措施，阻断了污染物向土壤运移，可保证不对土壤环境造成影响，因此土壤措施可行。

**表 6.5-1 土壤环境跟踪监测计划表**

| 监测点位 | 用地性质 | 地理坐标 | 监测因子 | 监测频次 | 执行标准 |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 号平台井场 | 跟踪监测 | 125.01361,46.04750 | 石油烃 | 1 次/3 年 | 《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018） |
| 1 号平台井场附近 | 跟踪监测 | 125.01561,46.04880 | | | 农用地执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018） |

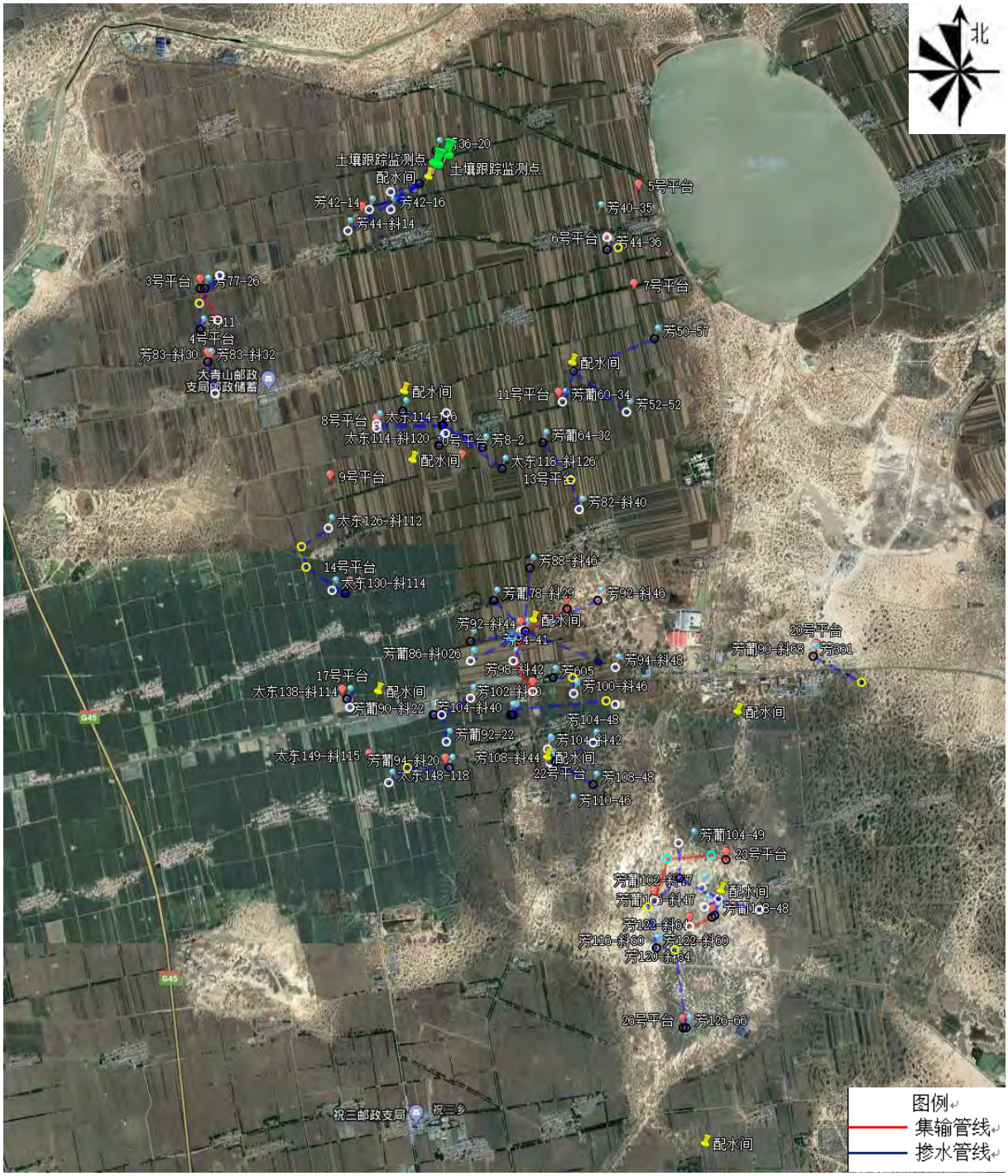



图 6.5-1 跟踪监测点位图

针对工程可能发生的土壤污染，按照源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等全阶段进行控制。

## 6.6 生态污染防治措施及其可行性论证

### 6.6.1 施工期生态污染防治措施

1、一般性生态保护措施

①加强井场管理及设备养护，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理；

②埋设集油管线时，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；

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加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对永久占用耕地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿；对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地。恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

2、针对性生态保护措施

（1）井场的生态防护措施：①严格控制施工期的污染物排放，加强科学管理，控制管道穿孔、断裂等恶性事故的发生。②施工尽可能以最大限度降低对地表植被的影响；缩短临时占地时间，施工完毕后立即恢复植被。③施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放，然后挖心、底土层另外堆放，复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌。④本项目施工期结束后应及时清除转运施工设施，恢复井场周边土壤至施工前水平，并播撒草籽，恢复草地植被。

（2）阀组间的生态防护措施：①施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm-30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复植被。②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。

（3）道路的生态防护措施：①充分利用现有道路，尽量不再开辟新的进井通道。②工程新建道路尽量利用现有道路就势修建，降低道路网络产生的分割效应；对于占用的

低洼草地要严格控制施工作业带宽度，施工结束后尽快恢复。③道路施工时，要及时采取措施，降低土壤风蚀，减少水土流失，并利于植被恢复。包括土壤分层开挖、分别埋放，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。

（4）集输管线的生态防护措施：施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放，然后挖心、底土层另外堆放，复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌。在埋设管线时，应根据管径的大小做到尽量窄控，临时占地宽度不大于 10 米。对于土壤要分层开挖、分别埋放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式（不设管堤）进行，以便其尽快恢复植被。对管道施工影响区两侧施工影响区进行植被恢复。

（5）配电线路的生态防护措施：项目配电线路采用架空铺设，因此占地量非常小；线杆施工时尽量保护土地资源，减少占地；施工结束后尽快恢复地貌和植被。

（6）施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对永久占用耕地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿；对永久占用草地，采用经济补偿；对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地；对临时占用草地，及时进行生态恢复，恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

（7）管理措施：加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被。施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件。对于本项目占用地应严格控制相应占地面积，并且在施工结束后及时进行植被恢复，包括施工前表土剥离后的土地恢复等恢复措施。

（8）基本农田：本项目必须占用基本农田的，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基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农田的，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基本农田数量与质量相当的耕地；占用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。

（9）水土保持措施：按防治区划将项目占地区域分为主体工程防治区、施工生产生

活防治区，其中主体工程防治区在施工前，对此区域进行表土剥离措施，施工期表土进行压实，施工结束表土回填可绿化；开挖的土方进行临时压实措施；表土临时堆放场设置拦挡、苫盖、排水、沉沙措施；施工生产生活防治区，施工前剥离表土，集中堆放，剥离的表土施工期堆放在指定区域内，施工结束后，清除施工场地杂物，平整场地，回填表土，撒播种草。

（10）防沙治沙措施：a)施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。b)在完钻后，要立即对施工现场进行平整，并尽可能覆土压实，基本程序是回填－平整－覆土－压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。c)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，以减少风蚀沙化的范围。d)施工作业避免在大风天施工。e）路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

采取上述施工期生态保护措施后，项目施工期对生态环境的影响将降至最低，因此施工期生态保护措施是可行的。

**6.6.2 运营期生态污染防治措施**

1、井场生态保护及治理措施：

①严格控制油井作业范围；②油井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场；③井场夯实，回收落地油时，减少土壤的剥离量；④加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后做无害化处理，处理后油水回收。阀组间生态保护及治理措施：由于地面建设对井场周围植被的影响，建议对低洼草地井场周围(临时占地部分)植被进行恢复，恢复率不小于95%。道路、配电线路生态保护及治理措施：道路及配电线路两侧加强绿化美化工作。集油管线生态保护及治理措施：对管道施工影响区两侧施工影响区进行植被恢复。采取浅翻轻耙补播技术，播前要细致整地，浅翻深度 10—15 厘米。播种方法可采用撒播和条播，条播行距 30—40 厘米。选择草种应采用羊草、草木栖、星星草等混播。播种时间选择雨季之前，一般为 6 月下旬至 7 月上旬。恢复率不小于 95%。

2、道路生态保护及治理措施：

运营期：道路两侧加强绿化美化工作。

3、集油管线生态保护及治理措施：

运营期：对管道施工影响区两侧施工影响区进行植被恢复。采取浅翻轻耙补播技术，播前要细致整地，浅翻深度 10—15 厘米。播种方法可采用撒播和条播，条播行距 30—40 厘米。选择草种应采用羊草、草木栖、星星草等混播。播种时间选择雨季之前，一般为 6 月下旬至 7 月上旬。恢复率不小于 95%。

4、配电线路工程

运营期：加强线路周边加强绿化美化工作。

5、管理措施

①加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

②施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件。对于本项目占用地应严格控制相应占地面积，并且在施工结束后及时进行植被恢复，包括施工前表土剥离后的土地恢复等恢复措施；

③对于本项目必须占用基本农田的，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基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农田的，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基本农田数量与质量相当的耕地；占用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。

④水土保持措施：按防治区划将项目占地区域分为主体工程防治区、施工生产生活防治区，其中主体工程防治区在施工前，对此区域进行表土剥离措施，施工期表土进行压实，施工结束表土回填可绿化；开挖的土方进行临时压实措施；表土临时堆放场设置拦挡、苫盖、排水、沉沙措施；施工生产生活防治区，施工前剥离表土，集中堆放，剥离的表土施工期堆放在指定区域内，施工结束后，清除施工场地杂物，平整场地，回填表土，撒播种草。

⑤防沙治沙措施：a)施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。b)在完钻后，要立即对施工现场进行平整，并尽可能覆土压实，基本程序是回填－平整

一覆土一压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。c)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，以减少风蚀沙化的范围。d)施工作业避免在大风天施工。e）路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

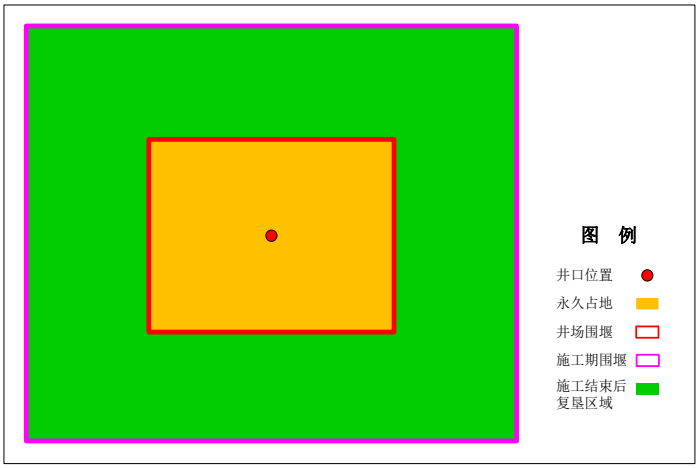



图6.6-1　典型生态保护措施平面布置示意图

本项目通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态环境的破坏得到有效控制，不会对区域生态环境产生较大影响，生态保护措施可行。

### 6.6.3 基本农田保护措施

由于本工程为油田开采工程，其“地下决定地上”的特点，实际施工时无法避免评价范围内有基本农田。为减少工程建设及生产运行对基本农田的影响，需采取以下保护措施：

（1）根据《中华人民共和国土地管理法》及《基本农田保护条例》的有关规定：基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确定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地，必须经国务院批准。所以本项目开工前必须取得基本农田的占地手续。

（2）严格规范井场施工建设和作业活动，限制施工、作业范围和时限，确保项目施工不占用井场外基本农田，避免对基本农田造成影响。

（3）本工程期间有农忙期（主要是生长期和收获期）要为农民的农业生产提前安排出行路线，并在临时路线上设置明显的引导标识。

（4）加强管理措施，作好对施工及油田生产人员的管理、教育工作。杜绝工程废料

及用料进入基本农田，不得向基本农田内随意倾倒垃圾和生活污水。

### 6.6.4 生态补偿及恢复措施

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）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。

（3）本工程占用基本草原，都应按《草原征占用审核审批管理规范》（林草规〔2020〕2 号）的要求，逐级上报林业和草原主管部门批准。对于永久占地，必须经省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意，并交纳草原植被恢复费。

（4）施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对永久占用基本农田，按照“占一补一”原则进行生态补偿，对永久占用的基本草原，表土统一收集用于土地改良，并按相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿；对临时占用基本农田进行复耕，对临时占用基本草原表土留存，分层回填，整平翻松，确保生态恢复。恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

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。

## 6.7 环境风险防范措施及其可行性论证

### 6.7.1 施工期环境风险防范措施可行性分析

（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）提高注水管道的防腐等级，集油掺水管道采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管，注水管道材质采用内特种纳米外二 PE 防腐加强级无缝钢管；

（3）定期检测集输及注水管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新；

（4）在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；

（5）建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，强化检验手段；制定严格

的规章制度，发现缺陷，及时正确修补并做好记录；

（6）进行水压试验，排除焊缝和母材的缺陷，增加管道的安全性。

### 6.7.2 运营期环境风险防范措施可行性分析

1、一般性环境风险防范措施

（1）加强应急预警和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输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。

当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志。

（2）对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送含油污泥处理站进行处理。

（3）当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员，

（4）加强场站管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患。

（5）定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修。

（6）制定定期巡查制度，加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

（7）站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏。；

（8）平稳操作，避免系统压力超高放空。

（9）定期维护保养容器、设备和站内管线。

（10）建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

（11）为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。水井施工要提前 3 天关井降压。

（12）施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电

调试。

（13）作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器；采取清水或泥浆压井。

（14）打开套管闸门，启动作业废水进站装置和油水收集器，使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站。

（15）在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到作业废水进站装置，

（16）压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣前，必须认真检查水龙带有无破皮、断油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0 Mpa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵蹩泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

（17）注水井作业起下管柱、冲沙时井口必须安装简易控制器和油管放喷阀门，不起下管柱时，需将井口坐好，并关闭油管和套管闸门，需要放喷时产生的污水必须排到罐车，并拉运到污水处理站处理；冲沙过程中井口要坐好简易控制器，出口水龙带连接到罐车，然后将污水拉运到污水处理站处理。

（18）从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程，确保改过程安全可靠。

（19）危险废物转移过程中应按《危险废物转移联单管理办法》执行，单位应编制应急预案。

（20）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。

（21）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。

（22）运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合

《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

由于本次产能建设采用常规工艺，油气集输和污染治理工艺成熟、可靠，由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

2、针对性环境风险防范措施

本评价针对风险源分别采取不同的环境风险防范措施，其可行性分别论述如下：

I、井下作业环境风险防范措施

建议对油井及管线加强巡检、巡视频率，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。

①为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油井作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业；

②施工准备过程要在管、杆桥下铺垫高强度防渗布，防渗布四周围出 10cm 高围堰；拆卸井口采油束后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水收集装置，安装完好后，通电调试；

③作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器，采取清水或泥浆压井；

④打开套管闸门，启动作业废水收集装置和油水收集器，使废水废液由套管排出，经收集后处理；

⑤在井下作业施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到废水回收装置；

⑥井下作业前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0MPa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵蹩泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

II、集输系统事故风险防范措施

（1）穿孔风险防范措施

集输系统发生事故泄漏主要为穿孔，而发生穿孔的因素主要归为腐蚀、操作和施工。

腐蚀性原因造成的穿孔泄漏，应采取以下防范措施：

①集油系统采用“碳钢+缓蚀剂”的防腐模式；

②可以使用非金属管线；

③对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备；

④定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备的渗漏、穿孔问题；

2 加强无损探伤检测，做到有效预防。

操作原因造成的穿孔泄漏，在生产时应密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏；当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；将被泄漏原油污染的土壤清理后送宋芳屯含油污泥处理站进行处理；当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；施工原因造成的穿孔泄漏，应采取以下防范措施：

①严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装；

②管道焊接处应严格把关，必须达到国家规定的标准。

（2）阴极保护措施

本次工程依托的转油站都有阴保系统；对本区块新建集油管道进行强制电流阴极保护，并入已建阴保系统：

①在每个进出平台井、进出阀组间的新建管道绝缘接头处安装绝缘接头保护器，保证阴极保护电流的畅通。

②电位测试桩：在新建集油环最远端、新建平台井处设置混凝土测试桩，测试桩尽量靠近井场，但不能影响井场作业。

③电缆采用铝热焊连接，焊点处防腐层按照夹克管补伤处理。

（3）集油管线附近有村屯分布时，首先避让，确实无法避让时应预留足够安全防护距离，同时加强监测预警、紧急切断措施。

III、应急要求

（1）事故应急预案

本项目为改扩建工程，大庆油田有限责任公司制定了公司范围内的《企业事业单位突发环境事件应急预案》，该预案已在大庆市生态环境局进行了备案。预案中的内容包含第八采油厂在内的突发性环境污染事件处理的组织机构、应急救援信息报送、应急救援相应及处置等内容。目前第八采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第八采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《井喷失控突发事件专项应急预案》、《油气集输系统突发事故专项应急预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，同时下属各作业区还编制有专项应急预案及物资储备，预案中应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运行期发生的风险事故得到及时救援和处理，降低了环境风险的危害，能够满足应急要求。第八采油厂现有《突发环境事件专项应急预案》于 2019 年 6 月 29 日上报大庆油田有限责任公司进行备案。大庆油田有限责任公司突发环境事件专项应急预案已于 2020 年在大庆市生态环境局备案。本项目均在已有区块建设，因此原有应急预案已满足应急要求。根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4 号），环境应急预案每 3 年至少修订一次，因此建设单位应及时对环境应急预案进行修订，并及时将本项目纳入预案系统内。建设单位应根据《国家突发环境事件应急预案》要求，按照“分类管理，分级响应，区域联动”的原则，编制本项目的突发环境事件应急预案，并与油田区域开发相关应急预案进行联动。

通过上述分析，环境风险防范措施可行。

# 第七章环境影响经济损益分析

油田项目的开发建设，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

油田开发过程中，由于井场建设、阀组建设、管道铺设、修路等，需要占用大面积土地，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。

### 7.1.1 植被损失费

该项目损失主要为耕地及草地的损失，根据生态环境影响分析，该项目投产后临时占地与永久占地造成的耕地及草地的损失。

表 7.2-1　　植被损失费统计

| 时段 | 占地类型 | 占地面积（$hm^2$） | 生物损失量（t） | 单价（万元/t） | 损失费(万元) |
|---|---|---|---|---|---|
| 施工期临时占地 | 耕地 | 62.68 | 1362.8 | 0.19 | 258.932 |
| | 草地 | 8.8 | 3.56 | 0.07 | 0.2492 |
| 运营期永久占地 | 耕地 | 2.11 | 158.25 | 0.19 | 30.0675 |
| | 草地 | 1.58 | 11.85 | 0.07 | 0.8295 |
| 合计 | | 73.06 | 1536.46 | / | 290.0782 |

### 7.1.2 资源损失费

该项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失。该项目采出液采用管网密闭集输。油田非甲烷总烃挥发量约 66.91t/a，投产 10 年间该项目将有 669.1t 非甲烷总烃排入大气，每吨按 1529.7 元计，相当于损失 102.35 万元。

## 7.2 环保投资估算及环境效益分析

### 7.2.1 环保措施投资估算

本项目总投资 32429.3 万元，其中环保投资 665 万元，占总投资的 2.05%，环保投资估算情况见表 7.2-1。

表 7.2-1　　环境保护投资估算表单位：万元

| 项目 | 措施内容 | 环保投资 |
|---|---|---|
| 废气 | 洒水抑尘、设置挡风板、设置料棚、遮盖苫布等 | 60 |
| | ①油气集输采用密闭流程，最大限度降低非甲烷总烃的挥发；②加强对设备和管道的检查和维护，最大限度降低场 | 45 |

| | | |
|---|---|---|
| | 站及储罐和管线的油气挥发；③加强对集输气设备的日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制掺水和外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度。 | |
| 废水 | 施工营地设置防渗旱厕 | 20 |
| | 管线试压废水由罐车分批运至宋一联污水站处理后回注油层 | 25 |
| 噪声 | 施工噪声安装消声器、隔声减震等降噪措施，选用低噪声设备、维护和保养 | 102 |
| | 采用低噪声设备，阀组间采取降噪减震措施 | 20 |
| 地下水污染防治 | 井场、管线及站场地下水分区防渗措施 | 40 |
| 固体废物 | 落地油、油泥（砂）、废防渗布处理 | 30 |
| | 生活垃圾处置 | 8 |
| 生态 | 占地按照规定进行经济补偿 | 300 |
| 环境风险 | 配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行施工期环境风险员工培训、定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施 | 15 |
| 合计 | / | 665 |

### 7.2.2 环境效益简要分析

项目建设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

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

# 第八章环境管理与监测计划

## 8.1HSE 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以及石油开采等有关标准的要求，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。

油田开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内大气环境、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

### 8.1.1 组织结构

本项目严格实施 HSE 环境管理体系，本项目环境管理归大庆油田第八采油厂管理，逐级落实岗位责任制，设专职环保员，对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。

### 8.1.3 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第八采油厂安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，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。

施工期除设置 1 名专职环保员外，还应根据施工现场实际情况，建立健全相应的

二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制，对施工期环境进行严格管理。

### 8.1.4 规章制度

大庆油田有限责任公司第八采油厂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，目前已制定了《第八采油厂突发环境事件专项应急预案》并且在大庆油田公司进行了备案。每年均要求各矿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、准确的进行应急操作。同时定期将更新的环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。

### 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的位置上；

（2）公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；

（3）制定和落实一岗一责制；

（4）加强生产技术及 HSE 教育和培训；

（5）做好现场审核和整改；

（6）奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

## 8.2 项目污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 8.2-1。

**表 8.2-1　　污染物排放清单**

| 序号 | 污染物种类 | 污染物名称 | 主要污染因子 | 排放量 | 控制措施及去向 | 排放管理要求 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 废气 | 扬尘 | 颗粒物 | / | 及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物 | 符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中颗粒物无组织排放限值要求：≤1.0mg/m$^3$ |
| | | 非甲烷总烃 | 非甲烷总烃 | 66.91t | ①井口安装密闭措施，油气集输采用密闭流程，最大限度降低非甲烷总烃的挥发；②加强对设备和管道的检查和维护，最大限度降低场站、阀组间及储罐和管线的油气挥发；③加强对集输气设备的 | 《大气污染物综合排放标准》（GB16397-1996） |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制掺水和外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度。④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；⑤精细化管理，减少“跑冒滴漏”现象，加强设备设施日常管理，严格执行操作规程；⑥建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与恢复，对易泄漏环节指定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。 | |
| 2 | 废水 | 生活污水 | COD、$BOD_5$、$NH_3$-N、SS | 600$m^3$ | 排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期清掏外运堆肥，施工结束对清空后的临时防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整） | 不外排 |
| | | 试压废水 | SS | 908.1$m^3$ | 由罐车收集后送至宋一联污水站处理后回注 | 不外排 |
| | | 采油废水 | COD、SS、石油类 | $1.28\times10^4m^3/a$ | 经管道排入宋一联污水站处理后回注油层不外排 | 不外排 |
| | | 水井洗井废水（非正常工况） | 石油类 | 4560$m^3$/a | 由罐车收集后送至宋一联污水站处理后回注 | 不外排 |
| | | 水井作业废水（非正常工况） | 石油类 | 3312$m^3$/a | 由罐车收集后送至宋一联污水站处理后回注 | 不外排 |
| | | 油井作业废水（非正常工况） | 石油类 | 272$m^3$/a | 由罐车收集后送至宋一联污水站处理后回注 | 不外排 |
| 3 | 固废 | 生活垃圾 | / | 7.5t | 统一收集至井场生活垃圾存放点，就近拉运至大同区生活垃圾填埋场填埋处理 | 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） |
| | | 焊渣、边角料（管道施 | / | 0.1t | 拉运至第八采油厂工业固废填埋场 | 不外排 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 工废料）等废料 | | | | |
| | | 含油污泥 | / | 1.416t/a | 送宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处理 | 不外排 |
| | | 废防渗滤布（非正常工况） | / | 0.68 t/a | 委托有资质单位进行处理 | 不外排 |
| | | 落地油（非正常工况） | / | 5.1t/a | 送宋芳屯含油污泥处理站进行减量化处理 | 不外排 |
| 4 | 噪声 | 施工设备和运输车辆 | 噪声 | 80～100dB（A） | 选用低噪声设备；将柴油机组安装在活动板房内；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；运输车辆均避开村屯进行运输。 | 符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）表 1 中要求：昼间≤70dB（A）、夜间≤55dB（A） |
| | | 井场抽油机 | 噪声 | 65～85dB（A） | 低噪设备+减振+厂房隔声 | 《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准》 |

## 8.3 总量控制

根据国家污染物排放总量控制指标的规定及项目所在区域的环境质量状况，并结合本项目污染物排放特征，项目的总量控制指标按照核定的实际排放量提出，由于依托场站加热炉未新建且场站加热炉满足新增负荷需求，新增加热炉大气污染物总量在原排污许可申请总量控制范围内。本项目总量控制指标确定为：COD：0t/a；NH3-N：0t/a；$SO_2$：0t/a；$NO_X$：0t/a；非甲烷总烃：66.91t/a。

## 8.4 项目环境管理与监测计划

### 8.4.1 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环保部门，批准后方可以开工。

### 8.4.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行环保知识、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等，此外，人员培训的内容还包括有国家的法规和规章制度，主要为国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

### 8.4.3 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、植被、施工作业废气和噪声等。施工期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。

运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）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、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划。

本项目监测计划见下表。

表 8.4-1　　项目运行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 |
|---|---|---|---|---|---|
| 污染源监测 | 1 | 含油污水 | 石油类、悬浮物、挥发酚 | 宋二联污水排放口 | 1 次/年 |
| | 2 | 非甲烷总烃 | 非甲烷总烃 | 井场、站场等厂界上风向 1 个、下风向 3 个 | 1 次/年 |
| | 3 | 噪声 | 连续等效 A 声级 | 井场和场站厂界外 1m | 1 次/季 |
| | 4 | 土壤 | 石油烃 | 区域范围内 2 个点位 | 1 次/3 年 |
| | 5 | 地下水 | 石油类 | 地下水跟踪监测点位 3 个 | 1 次/年 |
| | 6 | 事故监测 | 空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类、挥发酚； | 空气及土壤为事故地点；地下水为事故地点周围区域 | 事故发生 24 小时内 |

## 8.5 项目“三同时”一览表

本项目“三同时”环境污染防治措施内容见表 8.5-1。

表 8.5-1　　“三同时”环境污染防治措施一览表

| 类别 | 名称 | 工程量 | 措施及效果 |
| --- | --- | --- | --- |
| 废气治理 | 扬尘 | / | 洒水降尘，扬尘浓度执行《大气污染物综合排放标准》(GB16397-1996)中无组织排放监控浓度限值 |
| | 非甲烷总烃 | 178 口井 | 集输设备加强密封、及时更换垫片，场站及井场厂界外运行期产生的 VOCs（以非甲烷总烃计），在 2023 年 1 月 1 日以前执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值，2023 年 1 月 1 日起执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关标准要求。依托场站厂区内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）中的相关标准要求 |
| 生态保护 | 土地平整及恢复（临时占地） | 69.37 $hm^2$ | 临时占地面积为 69.37 $hm^2$，施工结束后及时进行农作物种植和草地恢复；临时占地的生态恢复需要留有恢复前后对比的影像资料 |
| | 土地复垦（永久占地） | 3.69$hm^2$ | 占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的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。<br>永久占地按《中华人民共和国土地管理法》和《中华人民共和国土地管理法实施条例》等的相关规定缴纳土地补偿费，专款用于湿地及草地的补偿 |
| 污水处理 | 采油废水 | $10.8\times10^4m^3/a$ | 经管道排入宋一联污水站处理后回注油层不外排 |
| | 试压废水 | 194.1$m^3$ | 由罐车收集后送至宋一联污水站处理后回注 |
| | 修井作业污油、水回收装置 | 7872$m^3$ | 保证作业及洗井污水全部回收，由罐车收集后送至宋一联污水站处理后回注 |
| | 施工期生活污水 | / | 施工场地的生活污水经防渗旱厕，施工结束清掏后堆肥，并进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整），不外排 |
| 固体废物 | 修井落地原油 | 1.05t/a | 拉运至宋芳屯含油污泥处理站减量化处理，处理后委托大庆油田水务工程技术有限公司处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg）危险废物转移实行危险废物转移联单制 |
| | 油泥（砂） | 1.416t/a | |
| | 废防渗布 | 0.68t | 委托有资质单位进行处理 |
| | 焊渣、边角料（管道施工废料）等废料 | 0.1t | 拉运至第八采油厂工业固废填埋场，不外排 |
| | 生活垃圾 | 7.5t | 统一收集后拉运至大同区生活垃圾填埋场 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 地下水监测点 | 地下水跟踪监测水井 | 3 口 | 监控建设项目所在地及其影响区地下水环境污染情况 |
| 地下水保护 | 分区防渗 | / | 地下水进行分区防渗管理，井场地面属于简单防渗，采取地面平整夯实、地面硬化等措施进行简单防渗，执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求：进行地面一般硬化；在作业时采取铺设防渗布的措施，可以有效防控地下水污染。<br>地下集输管道采用无缝钢管；管道设计壁厚的腐蚀余量约为 3mm，采用管道内防腐；管道的外防腐等级应采用特加强级；管道的连接方式应采用焊接；定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施。阀组间地面铺设 2mm 厚 HDPE 膜；阀组间内管道采用无缝钢管；管道设计壁厚的腐蚀余量约为 3mm，采用管道内防腐；管道的外防腐等级应采用特加强级；管道的连接方式应采用焊接；定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理；阀组间内阀组采用耐腐蚀阀组；渗透系数达到 $K\leq1.0\times10^{-13}$cm/s。<br>旱厕为一般防渗，采用防渗混凝土预制件埋设布置，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，$K\leq1.0\times10^{-7}$cm/s 要求。 |
| 土壤跟踪监测点 | 土壤跟踪监测点 | 2 个 | 监控建设项目所在地及其影响区土壤环境污染情况 |
| 噪声 | 厂界噪声 | / | 满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准 |
| 事故应急 | 应急设施 | / | 依托工程，防渗布、围油栏、铁锹、镐等 |

## 8.6 与排污许可证衔接

根据《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》中相关内容：“三、环境影响评价审批部门要做好建设项目环境影响报告书(表)的审查，结合排污许可证申请与核发技术规范，核定建设项目的产排污环节、污染物种类及污染防治设施和措

施等基本信息；依据国家或地方污染物排放标准、环境质量标准和总量控制要求等管理规定，按照污染源源强核算技术指南、环境影响评价要素导则等技术文件，严格核定排放口数量、位置以及每个排放口的污染物种类、允许排放浓度和允许排放量、排放方式、排放去向、自行监测计划等与污染物排放相关的主要内容。

六、建设项目发生实际排污行为之前，排污单位应当按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。环境影响报告书（表）2015年1月1日（含）后获得批准的建设项目，其环境影响报告书（表）以及审批文件中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。建设项目无证排污或不按证排污的，建设单位不得出具该项目验收合格的意见，验收报告中与污染物排放相关的主要内容应当纳入该项目验收完成当年排污许可证执行年报。”

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》要求，建设单位排污许可应进行登记管理，本项目不涉及通用工序重点管理和简化管理的固定污染源，故项目建成后，大庆油田有限责任公司第八采油厂排污许可仍为登记管理。

# 第九章环境影响评价结论

## 9.1 项目概况

**项目名称：**2022 年宋芳屯油田芳 11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目；

**建设单位：**大庆油田有限责任公司第八采油厂；

**建设性质：**改扩建；

**建设地点：**黑龙江省大庆市大同区祝三乡境内；

**项目投资：**总投资 5930.8 万元；

**占地面积：**本项目总占地面积为 14.8665hm$^2$，其中永久占地面积 0.4915hm$^2$，临时占地面积 14.375 hm$^2$。

**工程进度：**本项目具体方式由建设单位统筹安排，预计 2022 年 7 月开工，2026 年 9 月投产，总计施工时间 5 个月；

**劳动定员：**本工程新增的员工由油田公司内部统一调剂；

**建设内容及规模：**本项目本次基建油井 102 口其中 91 口油井采用单管环状掺水集油流程、11 口油井采用电加热集油流程，充分依托已建集油系统能力，就近搭接至已建阀组间，新建单井集油掺水管道 11.47km，3 座转油站外输泵更换，扩改建脱水站 1 座（宋一联脱水站）；基建注水井 76 口，其中改造老井 45 口，扩建注水站 1 座，新建配水间 10 座，扩改建配水间 9 座，新建注水干线 10km，新建单井注水管线 45.3km；扩建污水站 2 座，新建调水管线 0.5km；新建井场变电站 47 座，利旧井场柱上变 2 座，新建 10kV 产能线路 6.8km，新建线路无功补偿装置 700kVar，新建防窃电装置 19 台，已建站配电改造 6 座；新建 6.9km 通井砂石路，其中 2.8km 在低洼地内，4.1km 在耕地内。新建 2.45km 通井土路，其中的 0.75km 在低洼地内，1.7km 为耕地内的通道；建成后年产能为 4.72×10$^4$t。

## 9.2 环境质量现状结论

### 9.2.1 环境空气

评价区域环境空气监测点位 $SO_2$、$NO_2$、$PM_{10}$、$PM_{2.5}$ 均优于《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单中的二级标准，非甲烷总烃优于《大气污染物综合标准详解》中规定的小时均值 2.0mg/m$^3$ 要求，工程所在地区环境空气质量总体状况良好。

### 9.2.2 地表水环境

本项目附近地表水体为老江身泡和无名泡。

### 9.2.3 地下水环境

监测的潜水含水层和承压水含水层监测项目氟化物出现超标现象，其余点位各项检测因子均满足《地下水质量标准》（GB14848-2017）III类标准限值要求，石油类满足《地表水环境质量标准》III 类水质标准（≤0.05mg/L），说明本地区地下水环境质量现状良好。监测点氟化物超标原因主要受原生地质条件影响。

### 9.2.4 声环境

本次评价期间对声环境敏感点质量进行了现场监测，声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096—2008）中 1 类区标准要求。

### 9.2.5 土壤环境

通过对项目永久占地内的土壤环境质量现状监测结果可知，各监测因子均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、表 2 中第二类用地筛选值要求。通过对拟建项目占地外的土壤环境质量现状监测结果可知，区域内耕地土壤中各因子均满足《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 中其他用地风险筛选值要求。

### 9.2.6 生态环境

该区以农田生态系统为主，与原生草原生态系统相比，整个生态系统的生产力有较大程度的提高，农田土壤肥力增强，但由于人工耕作，农药等有毒成分有所增加。加上本地区气候干旱、多风沙等气候特点，对土壤固持能力降低，春季干旱时调节气候的能力降低。

## 9.3 环境影响预测与评价结论

### 9.3.1 环境空气

施工期界外扬尘满足《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；运营期大气通过估算模式的计算结果可知，本工程排放的大气污染物中非甲烷烃最大地面浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》相关 2.0mg/m$^3$ 要求。

### 9.3.2 地表水环境

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。本项目的开发建设在施工期及正常生产情况下，由于采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境老江身泡和无名泡产生影响的可能性较小。但在事故状态下，尤期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，

建议对地表水附近的现有油井设置围堰，控制事故情况下影响范围，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。

### 9.3.3 地下水环境

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控措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

### 9.3.4 声环境

在采取选用低噪声设备，采用减振、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，本工程施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，运行期厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，对周围环境及环保目标影响很小。

### 9.3.5 固体废物

本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，均不直接排入外环境，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

### 9.3.6 土壤环境

本工程所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，正常工况下本工程对土壤环境的影响较小，非正常工况如产生落地油等，可能会对土壤造成影响，但项目施工过程中均铺设防渗布，落地油不会沾染土壤，因此项目对土壤环境影响较小。

### 9.3.7 生态环境

根据对该项目油田周围的生态系统结构、功能和生态环境现状评价及本项目对生态环境的影响分析。施工期该项目的井场、场站、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将对周围生态环境产生影响，通过在施工建设过程中采取的保护措施，可能最大程度减小对生态环境的不利影并且生态能够在短时间内得到恢复；运行期油田采油、贮存、运输及其它生产过程中产生落地油环境污染物，对油井周围环境中的植物生长发育及作物品质有一定的影响。但若能采取必要的环保措施，其对环境的污染程度是较小的，不会影响油田区域内植被的生长发育。因此，本工程不可避免会改变原有的生态环境，但若合理规划和建设，该工程建设有利于当地及周边地区的经济发展，有利于人类生存环境的改善，能够与周围生态环境协调共处。

### 9.3.8 环境风险

本工程的主要环境风险是原油和天然气泄漏，对区域内的大气环境、地下水环境和生态环境有潜在危害性。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，原油及天然气泄漏影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。

## 9.4 环境影响经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

## 9.5 环境管理与监测计划结论

本项目油田环境管理工作由大庆油田有限责任公司第八采油厂负责，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，应建立计算机辅助管理系统等，使之更好地利用经济、技术、行政的教育手段，对损害环境质量的生产活动加以限制。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、植被、地下水等。

## 9.6 综合结论

综上所述，2022 年宋芳屯油田芳 11（自营）区块葡萄花油层加密与注采系统调整产能建设工程项目符合《产业结构调整指导目录（2019 年本）》要求，属于鼓励类建设项目。

在规划政策方面，本项目符合《黑龙江省主体功能区划》、《黑龙江省生态功能区划》、《大庆市土地利用总体规划（2006~2020 年）》、《中共大庆市委关于制定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的建议》、《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年）等规划要求，符合当地城市总体规划、土地利用规划等。

同时，本项目满足《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3 号）等政策要求，在石油开采行业管理方面，满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）等管控要求。

油田产能正常情况下对环境的影响较小，工程施工过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能

够确保区域环境不受污染。从环境保护角度分析，本项目是可行的。