

太北开发区老区补充及注采系统调整
产能建设工程
环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司第五采油厂

编制单位：湖南葆华环保有限公司

编制日期：2021年7月

目 录

1 概述	2
1.1 项目由来	2
1.2 项目特点	3
1.3 环境影响评价工作过程	5
1.4 分析判定相关情况	7
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	30
1.6 环境影响评价主要结论	31
2 总则	32
2.1 评价目的	32
2.2 评价原则	32
2.3 编制依据	33
2.4 环境影响识别与评价因子筛选	35
2.5 评价标准	37
2.6 评价等级	44
2.7 评价范围	56
2.8 环境保护目标	58
3 建设项目工程分析	63
3.1 项目概况	63
3.2 工程组成	63
3.3 开发方案	69
3.4 主要建设内容	72
3.5 工程占地及取弃土情况	89
3.6 施工方式	91
3.7 施工进度及时序	94
3.8 物料消耗	94
3.8 现有区块开发情况回顾	95
3.9 现有工程分析	96
3.10 建设项目工程分析	107
3.12 清洁生产分析	129
4 环境现状调查与评价	132
4.1 自然环境状况	132
4.3 环境质量现状调查与评价	139
5 环境影响预测与评价	181
5.1 大气环境影响预测与评价	181
5.2 地下水环境影响预测与评价	195
5.3 声环境影响预测与评价	203
5.4 固体废物环境影响分析	205
5.5 生态环境影响评价	207

5.6 环境风险分析.....	212
5.7 地表水环境影响评价.....	230
5.8 土壤环境影响预测与评价.....	232
6 环境保护措施及其可行性论证.....	236
6.1 污染防治措施.....	236
6.2 油田开发后期及闭井期环保措施.....	251
6.3“三同时”项目一览表.....	251
7 环境影响经济损益分析.....	256
7.1 环境损失费估算.....	256
7.2 环保投资估算及环境效益分析.....	256
7.3 环境经济损益分析结论.....	258
8 环境管理与监测计划.....	259
8.1 HSE 管理体系的建立和运行.....	259
8.2 环境监控.....	261
9 环境影响评价结论.....	267
9.1 建设项目概况.....	267
9.2 产业政策符合性.....	267
9.3 选址合理性结论.....	267
9.4 环境质量现状评价结论.....	268
9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论.....	269
9.6 公众意见采纳情况.....	271
9.7 环境经济损益分析结论.....	271
9.8 环境管理与监测计划结论.....	272
9.9 综合评价结论.....	272

1 概述

1.1 项目由来

原油属于国家战略安全物资，特别是近几年随着国际油价的波动，国内需求持续增长，国家对国内石油资源的需求越来越大。随着原油含水率升高和产油量自然递减，大庆油田老区产量呈逐年下降的态势，按照国家的总体要求，大庆油田公司加大了油田老区的开发力度，为大庆油田的可持续发展提供保障。在这一总体部署下，大庆油田有限责任公司第五采油厂决定在大庆市大同区高台子镇及大同镇周边实施太北开发区老区补充及注采系统调整产能建设工程，本工程为老区增产项目。本项目基建油井 31 口，其中新钻井 19 口，长关井 12 口；基建水井 19 口，其中新钻井 4 口，转注井 15 口；站外集油系统采用双管掺水集油工艺和环状掺水集油工艺，新建单井集油掺水管道 24.41km；注水采用单干管多井配水方式，就近接入已建配水间，新建注水井口 19 套、配水阀组 19 套，新建注水管道 14.462km，并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 $1.94 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

本工程开发位于大庆油田有限责任公司第五采油厂太北开发区，太北开发区现有油水井 1082 口，其中油井 772 口，平均单井日产油 1.5t，综合含水 94.5%，产能 $35.9 \times 10^4 \text{t/a}$ 。注水井 310 口，年注水 $336.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。项目开发区块井网布置示意图详见附图 1。太北开发区近期产能项目于 2016 年 8 月 3 日取得了环评批复，项目名称为《太北扩边井产能建设工程》，环评批复文号为庆环审[2016]211 号，于 2019 年 6 月完成自主验收

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目部分拟建井场及管线位于大庆市大同区大同镇，属于市级水土流失重点治理区。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本项目属于第五项石油和天然气开采业“陆地石油开采 0711”，且本项目部分拟建井场及管线位于水土流失重点治理区，不涉及名录第三条中的除水土流失重点预防区和重点治理区外的其它依法设立的各级各类保护区域和对建设项目产生的环境影响特别敏感的区域，应编制环境影响报告书。

根据 2017 年 7 月 16 日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（中华人民共和国国务院令 第 682 号）、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部部令第 16 号）及《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）等法律法规，为保证建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，大庆油田有限责任公司第五采油厂委托湖南葆华环保有限公司编制环境影响报告书。接受委托后，项目负责人对项目的建设方案进行了详细分析，并对拟基建井区域进行多次实地考察，并结合钻井方案、地质方案及地面工程方案，分析了项目的类型、性质、建设规模及所在区域的环境

状况，在详细研究了相关资料并进行类比调查分析的情况下，按照国家环境影响评价技术导则的要求，编制了《太北开发区老区补充及注采系统调整产能建设工程环境影响报告书》。

1.2 项目特点

1.2.1 项目选址

本项目选址位于大庆市大同区高台子镇及大同镇周边，区域内以耕地为主，项目周边分布有宋家围子、三不管屯、李春荣屯、后平等、长岗子、前平等、吴长胜、七撮房村等村屯。本工程未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，也不涉及生态保护红线管控范围，区域周边最近的地表水体为民荣泡、西部排干渠。本工程占地类型均为耕地（非基本农田）、草地（非基本草原），其中占用的草地分为一般草地及一般湿地，占用的湿地为厢房村东湿地，湿地类型为沼泽化草甸，保护级别为一般。本项目总占地面积 54.1635hm²，其中永久占地 4.3415hm²，临时占地 49.822hm²。工程总投资 8813 万元。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目部分拟建井场及管线位于大庆市大同区大同镇，属于市级水土流失重点治理区。

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》，大同区属于沙化土地所在县（区），当重点增加、恢复和保护林草植被，治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化。

1.2.2 工艺特点

本项目施工期包括钻井工程及地面工程，钻井工程包括新钻油水井 23 口，其中油井 19 口，水井 4 口，钻井总进尺 28750m。钻井工程内容包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井等，不涉及压裂作业。地面工程包括管线及道路的施工等。

本项目运营期基建油井采出液由集输管道进入已建集油间内，已建依托的转油站（太北三转油站、太北四转油站、太北五转油站、太北七转油站、太北八转油站）接纳集油阀组间来液，经油气分离、计量后进入脱水站（太一联脱水站）。油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用。已建依托脱水站接纳转油站来液，进行油水分离处理，产生的含油污水转移至污水处理站（太一联合含油污水处理站）处理达标后输至注水站

（太一联注水站、太二联注水站）回注油层，用于注水驱油。

1.2.3 排污特点

1.2.3.1 施工期

（1）本项目施工过程中产生的废水主要为生活污水、钻井废水、试压废水。生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整；钻井废水排入井场泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理；试压废水由罐车拉运至太一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

（2）本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、柴油机废气。施工扬尘采取施工现场洒水抑尘、运输运输车辆及物料加盖防尘布等方式降低扬尘污染；柴油机废气采取施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况等措施。

（3）施工过程中产生的噪声主要为重型车辆沿途产生的噪声及钻机振动产生的噪声污染。采取物料及设备运输车辆应选择合理时间和路线，避开居民休息时段；严格限定施工范围，选用噪音低的设备；注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。

（4）施工过程中产生的固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废包装袋、废防渗布、施工废料、生活垃圾等。废钻井液与钻井废水、钻井岩屑、废射孔液等废弃物暂存于井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋及废防渗布由施工单位统一收集后拉运至第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理；施工废料经收集后拉运至第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理；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。

1.2.3.2 运营期

（1）运营期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃、场站油气处理加热炉产生的烟气。本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，井场排放的非甲烷总烃在厂界可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值，场站排放的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值（2023 年 1 月 1 日前执行）及《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求（2023 年 1 月 1 日起执行）；场

站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，天然气经燃烧后均经高于 8m 的烟囱排放，加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。

（2）本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水。油田采出水进入太一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层。作业污水及洗井污水通过罐车回收后送太一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

（3）本项目运营期噪声源主要来自抽油机，井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备，注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，采取以上措施后井场厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准的要求。

（4）项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布。含油污泥及落地油全部回收拉运至杏五二含油污泥处理站处理，回收率为 100%；含油废防渗布经收集后有资质单位进行处理。

1.3 环境影响评价工作过程

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

第一阶段：首先，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号）规定，确定太北开发区老区补充及注采系统调整产能建设工程环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

其次，在仔细研究项目开发方案的基础上，进行了初步工程分析，并对项目所在区域进行实地踏勘和调研，了解项目周围情况。在此基础上，完成环境影响因素识别、评价因子筛选、评价重点和主要环境保护目标确定等工作。通过对项目概况及周围环境敏感性分析确定：确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级；声环境影响评价工作等级确定为二级；地表水环境影响评价工作等级为三级 B；地下水环境影响评价工作等级为二级；生态环境影响评价工作等级为三级；土壤环境影响评价工作等级为一级，环境风险环境影响评价工作等级为简单分析。并以此确定评价范围和评价标准，制定了工作方案。

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

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

具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

在本项目环境影响报告书编制过程及初稿完成后，建设单位依据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》及建设项目环境影响评价的相关规定开展项目的公众参与工作并单独出具环境影响评价公众参与说明。公众参与工作采用网络公示、报纸公示以及张贴公告等相结合的方式进行。项目首次环评公示及项目环境影响报告书征求意见稿公众时间分别为 2021 年 5 月 19 日及 2021 年 6 月 15 日至 2021 年 6 月 28 日；并于 2021 年 7 月 9 日在黑龙江环保技术服务网公开发布平台进行太北开发区老区补充及注采系统调整产能建设工程环境影响报告书全本公示和项目公众参与说明全本公示。在公示期间建设单位及环评单位未收到相关反馈，建设单位承诺将加强企业环境管理，强化诚信意识，恪守环保信用，项目运行中主动公开环保信息，接受公众监督。

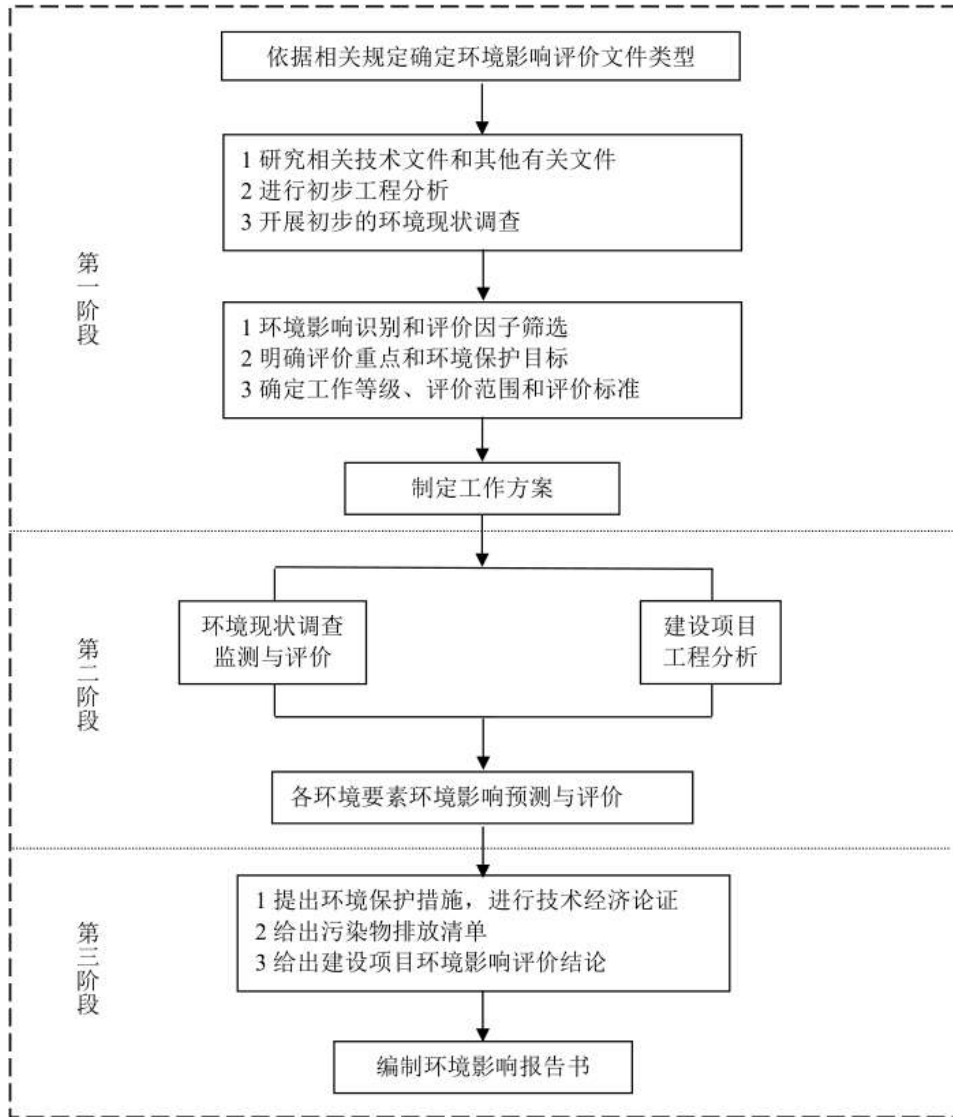


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目为石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2019 年）》，本项目属于鼓励类“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，因此，该项目建设符合国家的产业政策。

1.4.2 相关规划、政策符合性分析

1.4.2.1 城镇规划符合性分析

黑龙江省委在关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议中提出保障国家能源安全。当好标杆旗帜、建设“百年油田”，推进大庆油田常

规油气资源抓稳油增气，页岩油、页岩气、致密油气等非常规油气资源抓勘探上产，推进页岩油气开发利用取得突破，老油田实现二次革命。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二〇三五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。

大庆市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要中提出，支持油田加大油气勘探力度，扩大勘探区域，提高探明率，增加石油、天然气后备可采储量。支持油田加强产能建设，发展精细水驱和三次采油，着力提高采收率，增加天然气产量，稳定油气生产规模。争取国家在大庆建设原油储备基地。积极扩大小油田开发合作。支持油田开拓国外市场。本工程建设就是为稳定油气生产规模，其建设符合该规划纲要。

根据《大庆市城市总体规划（2011-2020年）》中“第五章主城区总体布局规划中第八节工业、仓储用地规划”，石油开采工业：主要在萨尔图周围及萨大路两侧为油田开发带，以石油开采业为主，是大庆油田产能的核心地域，要保证采油“三次加密”的实施，推广新技术手段的应用，加大外围油田勘探和开采力度，建立多元油田开发机制，在油田开采同时应兼顾城市生态环境的建设。本项目位于大同区，属于外围油田，符合该规划要求。

大庆油田油振兴发展纲要（2020年6月）根据大庆油田振兴发展纲要，力争到2025年，基本探明页岩油储量30亿吨，累计增加石油探明储量8亿吨，天然气探明储量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。《太北开发区老区补充及注采系统调整产能建设工程》拟建的50口油水井产能项目是该规划中提及一部分，其建设符合大庆油田油振兴发展纲要。

1.4.2.2 与《黑龙江省主体功能区划》符合性分析

本工程位于黑龙江省大庆市大同区境内，根据《黑龙江省主体功能区规划》，大庆市大同区属于国家级重点开发区域，且项目开发区域不属于限制或禁止开发区，大庆市的功能定位为全国重要的能源、石化、医药和重型装备制造基地，区域性的农产品加工和生物产业基地，东北地区陆路对外开放的重要门户。本项目属于油田开发项目，符合“全国重要的能源、石化、医药和重型装备制造基地”，且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”。第三节主要矿产资源开发利用中明确：“鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩、铁、铜、铅、锌、岩金、铂、钯、水泥用大理岩、含钾

岩石、熔炼水晶、玻璃用硅质原料、珍珠岩、陶粒用原料、岩棉用玄武岩、透辉石岩、饰面石岩等矿产资源”，本项目位于黑龙江省大庆市大同区境内，属于大庆油田石油开采项目，符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

1.4.2.3 与《黑龙江省生态功能区规划》符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本项目所在区域位于 I—6—1—2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。该区位于大庆市，面积 5170km²，该功能区的主要生态系统服务功能为沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采。该区域存在的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；地面踩空塌陷；土地盐渍化。

本项目位于黑龙江省大庆市大同区，建成后永久占地面积为 4.3415hm²，临时占地面积为 49.822hm²，占地类型为耕地（非基本农田）及草地（非基本草原），项目施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行补偿，且运行期作业、洗井等施工作业均在井场永久占地内进行，不会造成大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，在项目实施过程中，应加强防沙治沙措施的实施，如尽量减少施工作业范围，施工过程中力求做到挖填平衡，施工结束后对破坏的土地进行平整并覆土压实，及时进行植被恢复等，以加强本规划与《黑龙江省生态功能区规划》的复符合性。

1.4.2.6 大庆市生态环境保护“十三五”规划符合性分析

《大庆市生态环境保护“十三五”规划》（2017.3.20）中要求“石化生产储存销售企业和工业园区、矿山开采区、垃圾填埋场等区域应进行必要的防渗处理”，本项目井口、管道、场站处理设施均采取防渗措施；该规划中要求“按照‘源头严防、过程严管、后果严惩’的思路，对土壤污染要健全监管体系、增强监管力量、提高监管效率，从源头控制造成土壤污染的主要来源。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”，本项目要求对区域内占地的土壤进行跟踪监测；因此，本项目符合《大庆市生态环境保护“十三五”规划》（2017.3.20）中相关规定。

1.4.2.7 与《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》符合性分析

根据《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》要求，2020 年 7 月 1 日起，全面执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》，重点区域应落实无组织排放特别控制要求。各地要加大标准生效时间、涉及行业及控制要求等宣贯力度，通过现场指导、组织培训、新媒体信息推送、发放明白纸等多种方式，督促指导企业对照标准要求开展含 VOCs 物料（包括含 VOCs 原辅材料、含 VOCs 产品、含 VOCs 废料以及有机聚合物材料等）储存、转移和输送、设备与管线组件泄漏、敞开液面逸散以及工艺过程等无组织排放环节排查整治，对达

不到要求的加快整改。指导企业制定 VOCs 无组织排放控制规程，细化到具体工序和生产环节，以及启停机、检维修作业等，落实到具体责任人；健全内部考核制度，严格按照操作规程生产。

企业在无组织排放排查整治过程中，在保证安全的前提下，加强含 VOCs 物料全方位、全链条、全环节密闭管理。储存环节应采用密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。装卸、转移和输送环节应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。生产和使用环节应采用密闭设备，或在密闭空间中操作并有效收集废气，或进行局部气体收集；非取用状态时容器应密闭。处置环节应将盛装过 VOCs 物料的包装容器、含 VOCs 废料(渣、液)、废吸附剂等通过加盖、封装等方式密闭，妥善存放，不得随意丢弃，7月15日前集中清运一次，交有资质的单位处置；处置单位在贮存、清洗、破碎等环节应按要求对 VOCs 无组织排放废气进行收集、处理。高 VOCs 含量废水的集输、储存和处理环节，应加盖密闭。企业中载有气态、液态 VOCs 物料的设备与管线组件密封点大于等于 2000 个的，应全面梳理建立台账，6-9 月完成一轮泄漏检测与修复（LDAR）工作，及时修复泄漏源；石油炼制、石油化工、合成树脂企业严格按照排放标准要求开展 LDAR 工作，加强备用泵、在用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等检测工作，强化质量控制；要将 VOCs 治理设施和储罐的密封点纳入检测计划中。

本项目在石油开采集输过程中均采取了埋地的集油管线，运营期油气集输均为密闭形式，且采油井井口均安装了密封垫，可有效控制挥发性有机物无组织排放，满足《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》相关要求。

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

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目部分井场、管线及道路位于大庆市大同区大同镇，属于市级水土流失重点治理区。本项目所处水土保持重点治理区示意图见附图 12。本工程的开发建设与该规划的符合性分析见表 1.4-1。

表 1.4-2 与《大庆市水保规划》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	3.3.1.4 工矿区治理中要求“治理措施以植被恢复为主，采用种草、种树绿化方法，治理油田开采和砖厂取土生产等造成的地表植被破坏”。	本项目在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便植被恢复，临时占用的耕地及草地等质等量复耕。通过上述措施，可以尽快将临时占地的植被恢复至原有水平。	符合

2	3.3.3.3 次生盐渍化防治中要求“建立完善水利排水工程，避免工业污水浸泡农田；生产建设用地破坏植被应及时采取恢复植被措施，避免造成次生盐渍化”。	本项目产生的生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整；钻井废水排入井场钢制泥浆槽，及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理，本项目产生的废水均不外排，且钻井施工阶段井场采取分区防渗措施，不会对周边耕地及草地产生影响；工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，对永久占地进行适当的人工绿化，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。	符合
3	5.2.2 综合治理措施配置中要求“城市水土保持治理措施，结合生产建设项目类型具体设置措施”。	工程为陆地石油开采类项目，结合本项目工程内容，根据井场、管道、道路不同的施工特点给出水土保持措施。施工期各井场、管线和道路施工时严格控制施工作业范围，挖、填方作业应尽量做到互补平衡，回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。项目在施工期间定期进行洒水，防止出现土壤沙化起尘。	符合

根据上表分析，本项目满足《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）要求。

1.4.2.10 《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年）符合性分析

本项目位于大庆市大同区高台子镇及大同镇周边，根据《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年），本项目所在地为石油用地区。石油用地区的土地综合利用方向为：保证大庆油田生产用地，搞好工矿废弃地复垦，提高节约集约用地水平，增加经济效益。

根据《大庆市土地利用总体规划（2006~2020）》中的要求，对列入国家和省重点建设计划的交通、水利、能源、环保等基础设施建设项目用地必须要优先安排，重点保障；本项目为油田开发项目，属于能源附属基本设施建设，服务于国家能源设施重点建设，根据油层地质勘查，项目井位确实无法避让耕地，本项目施工完毕后1年内，对永久占用的耕地给予农民一定的费用补偿，临时占地全部恢复原有植被类型，即临时占用耕地全部恢复。临时占地恢复也可给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复，在此前提下，符合土地利用总体规划要求。本项目与大庆市土地利用总体规划位置关系图见图 1.4-1。

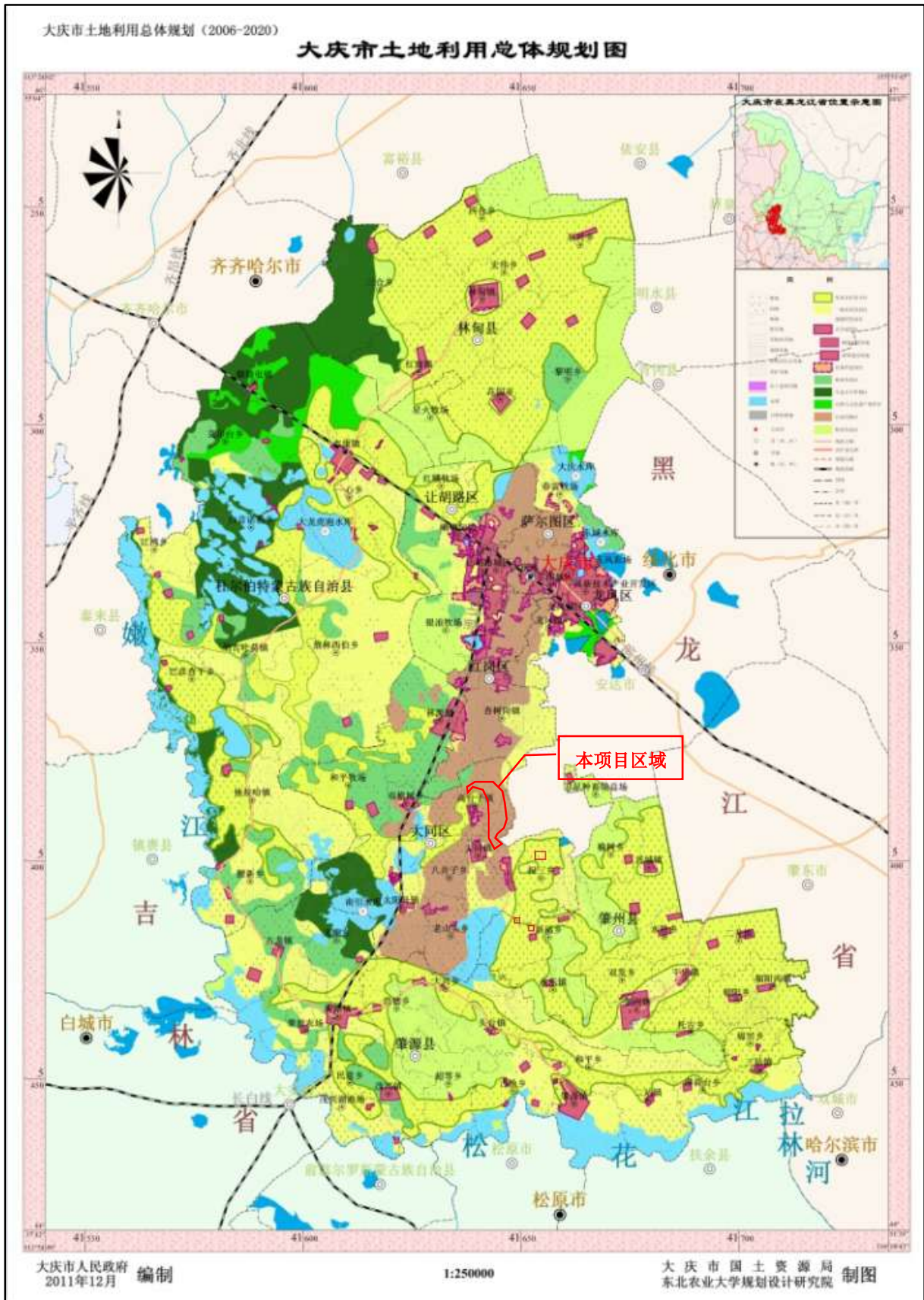


图 1.4-1 本项目与大庆市土地利用总体规划位置关系图

1.4.2.11 大庆油田有限责任公司规划符合性分析

根据《大庆油田有限责任公司关于下达〈2021 年大庆油田生产建设规划〉的通知》（庆油发〔2020〕152 号）中要求，各单位、各部门要按照规划的总体安排部署，落实好油气产量等各项规划目标。油气勘探开发部门要进一步明确任务，突出高效勘探，推进精准开发，加大难采储量有效动用，加快天然气上产，积极做好 2021 年油气生产指标的分解落实工作，确保完成 2021 年各项生产任务目标。

2021 年油气生产指标已分解落实到大庆油田有限责任公司第五采油厂，本项目属于 2021 年大庆油田生产建设规划的一部分，该项目的开发建设对稳定大庆原油产量具有重要的现实意义，符合 2021 年大庆油田生产建设规划的要求。

1.4.2.12 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》符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气勘探开发单位应当在钻井液中使用无毒化学药剂。废弃钻井液、废水、岩屑、污油等应当进行处理，严禁随意排放。废弃钻井液集中处理排放场所选址应当经所在地市级环保部门同意。	本工程全部采用无毒无害的水基钻井泥浆。施工期废弃钻井液、废水、岩屑由罐车密闭拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理，运行期的含油污泥送至杏五二含油污泥处理站处置，均不外排。大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心在《黑龙江省大庆市四厂废弃钻井液集中处理项目环境影响报告表》中进行了环境影响评价，环评批复文号为岗环审[2020]11 号，于 2020 年 10 月 25 日完成自主验收。	符合
2	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，进入太一联合油污水处理站处理达标后回注，不外排。运行期产生的油泥（砂）送至杏五二含油污泥处理站进行无害化处置。	符合
3	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，发生落地现象的应当及时采取措施予以清除。	本工程新建井场投产时，原油开采与集输均为密闭流程，原油不落地。事故状态下造成的原油外漏，按照《第五采油厂突发事件总体应急预案》进行紧急处置，减轻对环境的影响。	符合
4	废弃钻井液、岩屑、污油及其他工业固体废物、生活垃圾必须回收，不得排放或者弃置水体。	本工程施工期废弃钻井液、废水、岩屑由罐车密闭拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理，废包装袋、废防渗布等一般工业固废送第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理，生活垃圾统一收集后拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂处理，不排放或弃置水体。	符合

5	油气勘探开发单位应当采取保护性措施,防止地下水污染。	本工程为了避免污染地下水,钻井施工全部采用水基泥浆。加强对废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、钻井污水的回收处理工作,消除对地下水的污染隐患。保证固井质量,严防油井深部原油渗入含水层。使用地下水保护双层套管,以确保该区地下水不受污染,表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口,确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。	符合
6	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。	本工程敷设管线不改变原有地形、地貌,在施工过程中严格控制占地和作业面积,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,以便尽快恢复土地原貌。	符合
7	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事件应急预案。油气勘探开发生产作业场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。	本项目建设单位第五采油厂根据《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五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五采油厂突发环境事故专项应急预案》等预案内容。	符合

由上表分析,本项目符合《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》(2018年修正)相关要求。

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析见表 1.4-3。

表 1.4-3 建设项目与“通知”符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建	本项目为现有太北开发区进行开发,该区块内已有工程为《太北扩边井产能建设工程》,属于滚动开发区块。本次以区块内新井开展了区块环评,并包括了本项目配套的集油管线、注水管道。本次环评在 3.9 章节中详述了太北开发区现有工程环境影响进行回顾性评价,区块内油田生产设施主要包括油水井场和集油管线。废气主要为井场和集输管线逸散的非甲烷总烃气	符合

	<p>设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。</p>	<p>体、场站加热炉废气；废水主要为油水井作业污水、油田采出水、场站生活污水，油水井作业污水、油田采出水最终经太一联合污水处理站处理后回注油层，场站生活污水排入场站内防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，不外排；噪声主要来自抽油机及场站各类机泵噪声；固废主要为油水作业产生的含油污泥、场站生活垃圾、场站废滤料，含油污泥由罐车拉运至杏五二含油污泥处理站处理，生活垃圾集中收集后拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理，废滤料定期由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理。区内生态恢复良好，未发现生态环境问题和环境风险隐患。</p> <p>明确了现有区块的污染物排放情况，依托设施转油站、脱水站、注水站、污水站、含油污泥处理站的依托可行性及其污染物产生及排放情况，各依托设施均可有效依托。</p>	
2	<p>确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。</p>	<p>本项目为油田产能建设项目，不为勘探项目，本项目包括基建油水井 50 口，不以单井形式开展环评。</p>	符合
3	<p>涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。</p>	<p>本项目施工期及运营期废水均不外排。</p>	符合
4	<p>涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。</p>	<p>项目管线试压废水、作业污水、洗井污水经太一联合污水处理站处理达标后回注油层，属于回注到现役油气藏层位。回注水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”。地下水防治措施采取过程防控、跟踪监测来防止污染地下水。</p>	符合

5	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。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。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。	项目钻井选用水基泥浆，施工期钻井污水、岩屑、废钻井液排入井场泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理；废纯碱、膨润土包装袋及施工期废防渗布、属于一般工业固体废物，施工结束后由钻井单位拉运至第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理。运营期含油污泥、落地油全部回收拉运至杏五二含油污泥处理站处理；含油废防渗布属于危险废物，油井作业结束后委托资质单位定期拉运处置。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。	施工期井场、管线均在临时用地内进行施工，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式。环评中已提出耕地及草地的保护措施；采用柴油钻机钻井时使用的低标号轻质柴油。	符合
8	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	大庆油田有限责任公司第五采油厂现有《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。	符合

由上表可知，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中要求。

1.4.2.14 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。本工程为石油开采项目，因此本项目符合《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》要求。

1.4.2.15 与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发〔2019〕153号）符合性判定

表 1.4-4 本工程与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》相关要求符合性判定

序号	类别	相关要求	本工程符合性
1	加强政策引导	企业采用符合国家有关低 VOCs 含量产品规定的涂料、油墨、胶粘剂等，排放浓度稳定达标且排放速率、排放绩效等满足相关规定的，相应生产工序可不要求建设末端治理设施。使用的原辅材料 VOCs 含量（质量比）低于 10% 的工序，可不要求采取无组织排放收集措施。	本工程为石油开采工程，在石油开采集输的过程中采取了集油管线密闭输送等措施来控制挥发性气体的扩散，且本工程在采油井井口安装了密封垫，在采取了上述措施后，本项目的建设符合《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》。
2	加强设备与场所密闭管理	含 VOCs 物料应储存于密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。含 VOCs 物料转移和输送，应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。	
3	推进使用先进生产工艺	通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。	
4	加大废水集输系统改造力度	哈尔滨市、大庆市现有重点企业通过采取密闭管道等措施逐步替代地漏、沟、渠、井等敞开放式集输方式。	

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

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

表 1.4-5 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	本工程符合性
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%。	符合。本项目运行期作业废水回用率 100%，工业固废（含油污泥、落地油、含油废弃防渗布）均得到妥善处置。

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。	符合。本项目为现有区块的改扩建项目，油气处置和废物收集处置均依托现有集中处置站场
3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	符合。大庆油田有限责任公司第五采油厂井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后 100%回收
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合。本项目不涉及压裂作业，地面工程建设过程中地面管线采取防刺、防漏、防溢等措施。
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	符合。本项目采出水均处理达标后回注
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	符合。本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为 1.4175%
7	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。	符合。本项目采取小孔钻井钻井技术，减少废物产生和占地。
8	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	符合。本项目开发过程中产生的伴生气经油气分离，分离出的湿伴生气进入转油站内现有天然气除油器脱水除油后作为燃料自用，不外排。各场站天然气均通过加热炉完全燃烧
9	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	符合。在本项目区域上游、区域内、区域下游各布设 1 口潜水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。
10	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	符合。作业污水由施工现场污水回收装置回收后拉运至太一联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排
12	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《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。	符合。油气水分离器、储罐产生的油泥（砂）及落地油通过罐车拉运至杏五二含油污泥处理站处理，处理后的污泥达到《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）后，用于井场及通井路平整

1.4.2.17 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）及《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（庆政办发〔2015〕55号），本项目与“水十条”相关要求符合性见表 1.4-6。

表 1.4-6 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后，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。	本工程运营期产生的含油污泥通过罐车拉运至杏五二含油污泥处理站处理，处理后的污泥达到《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）后，用于井场及通井路平整	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。	本工程位于大同区境内，周边主要的地表水体主要为民荣泡及西部排干渠，不属于七大重点流域干流沿岸，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。	符合
	加大执法力度，所有排污单位必须依法实现全面达标排放。逐一排查工业企业排污情况，达标企业应采取措施确保稳定达标；	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太一联含油污水处理站处理后回注油层，回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”	符合
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。	石油天然气开采不属于高耗水、高污染及需严格控制的行业，本项目不位于松花江干流及一级支流沿岸	符合
	重点推进阿什河、呼兰河、安肇新河、乌裕尔河、讷谟尔河、穆稜河等流域和大庆市及周边闭流区综合治理。加大化	本工程正常生产情况下无生产废水和生活污水排入地表水体，对地表水无影响。	符合

	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。		
大庆市	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后，对污水处理厂产生污泥实行储存、运输、处理处置全过程监管，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，配套完善市污泥处理厂应急储存池建设，非法污泥堆放点一律予以取缔。	本工程运营期产生的含油污泥通过罐车拉运至杏五二含油污泥处理站处理，处理后的污泥达到《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）后，用于井场及通井路平整	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太一联合含油污水处理站处理后回注油层，回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”	符合

符合《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）及《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（庆政办发〔2015〕55号）相关要求。

1.4.2.18 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”相关要求符合性详见表 1.4-7。

表 1.4-7 本项目与“土十条”相关要求符合性一览表

级别	“土十条”的要求	本项目分析	符合性
国家	深入开展土壤环境质量调查。2020 年底前掌握重点行业企业用地中的污染地块分布及其环境风险情况	大庆油田有限责任公司第五采油厂作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并进行信息公开。	符合
	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选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用	本工程作为油田开发工程，施工阶段占用耕地（非基本农田）及草地（非基本草原），采取对耕地配套专门的补偿措施、植被恢复措施等，并在选址和布局上采用环境	符合

		影响最小的布局方案，尽可能减少对占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响	
	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评价的内容，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，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落实要求	符合
	全面强化监管执法。明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物，重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、地级以上城市建成区等区域	本工程为陆地石油天然气开采项目，其建设单位大庆油田有限责任公司第五采油厂作为土壤重点监管重点企业每年对区域内土壤环境质量进行监测，并进行信息公开。	符合
	严控工矿污染。加强日常环境监管。各地要根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。列入名单的企业每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开		
黑龙江省	明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油经等有机污染物。重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、市级以上城市建成区等区		
	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选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用	本工程作为油田开发工程，施工阶段占用耕地（非基本农田）及草地（非基本草原），采取对耕地配套专门的补偿措施、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，进一步降低对土壤的影响	符合

	<p>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评价的内容，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。</p>	<p>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，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落实要求</p>	符合
大庆市	<p>重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物。重点监管有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮大县、市级城市建成区等区域</p>	<p>大庆油田有限责任公司第五采油厂作为土壤重点监管重点企业每年对区域内土壤环境质量进行监测，并进行信息公开。</p>	符合
	<p>加强日常环境监管。依据国家有关规定，2017年底，各县（区）、高新区、经开区根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。督促列入名单的企业自2018年起，每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开</p>		
	<p>各县（区）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选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。对优先保护类耕地面积减少或土壤环境质量下降的县（区），市政府将对其进行预警提醒并依法采取环评限批等限制性措施</p>	<p>本工程作为油田开发工程，施工阶段占用耕地（非基本农田）及草地（非基本草原），采取对耕地配套专门的补偿措施、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，进一步降低对土壤的影响。</p> <p>本工程所在大同区不属于优先保护类耕地面积减少或土壤环境质量下降的区域，本工程环评不受限批限制</p>	符合
	<p>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评价的内容，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</p>	<p>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，提出土</p>	符合

		壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落实要求	
--	--	------------------------	--

1.4.2.19 与“气十条”、《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（黑政规〔2018〕19号）符合性分析

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表 1.4-8。

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	建立覆盖所有固定污染源的企业排放许可制度，2020 年底前，完成排污许可管理名录规定的行业许可证核发。	大庆油田有限责任公司第五采油厂已取得排污许可证	符合

表 1.4-9 与《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（黑政规〔2018〕19号）符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	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门槛	本工程位于黑龙江省大庆市大同区，项目位置不属于大庆市生态红线范围，且区域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。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好	符合
2	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，车辆应当采取遮盖苫布措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘；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	符合

		<p>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；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；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；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；施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物</p>	
3	<p>开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等行业 VOCs 污染调查，按行业明确整治方案和要求。加强源头控制，提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，推广先进工艺、设备，加强 VOCs 污染治理，提高重点行业有机废气收集率；到 2020 年 VOCs 排放总量累计削减 960 吨以上。加大餐饮油烟治理力度。继续深化油品储运销体系油气回收治理，对加油站、储油库、油罐车的油气回收设施加强运行监管</p>	<p>油气集输采用密闭流程，最大限度降低烃类气体的挥发；本工程烃类挥发主要发生在转油站油气分离器及储油罐区。通过采取提高油气分离器及储油罐的密闭程度，与此同时，加强运行管理，提高油气分离效率，最大限度的减少烃类气体挥发；加强对设备和管道的检查和维护，控制烃类气体的无组织挥发；加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发</p>	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。

《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)划分了环境管控单元，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。

根据《黑龙江省生态保护红线划定实施方案》，生态保护红线主要包括：水源涵养功能区、水土保持功能区、防风固沙功能区、生物多样性维护区、重要生态敏感区、重要生态脆弱区、关键生态系统保护区、重点森林保护区、重点湿地保护区、重点草原保护区、国土安全保护区、重点水域保护区。

本工程位于大庆市大同区高台子镇及大同镇周边，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)中环境管控单元进行对照，本项目拟建油水井均位于重点管控单元，均不在优先保护单元，本项目与分区管控要求符合性分析见表 1.4-10。且本项目不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、生态红线、饮用水水源保护区、重要湿地等区域。因此，项目建设符合生态红线要求。本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系见图 1.4-2。

表 1.4-10 本项目与分区管控要求符合性分析

环境管控单元	分区管控要求	拟建项目情况	符合性
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，严格按照国家和省生态保护红线管理相关规定进行管控。	本项目拟建井场均不在优先管控单元。	符合
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，优先空间和产业布局，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。	本项目拟建油水井均位于重点管控单元。本项目施工期运行期产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，且施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行平整。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制、制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。	符合
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。	本项目拟建井场均不在一般管控单元。	符合

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》，项目区域大气环境质量优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，环境空气质量状况良好。根据补充现状监测结果：项目所在区域环境空气质量较好，非甲烷总烃可以达到《大气污染物综合排放标准详解》中限值要求；项目区域内声环境质量可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求；本项目不排放废水，不会对周边地表水民荣泡及西部排水干渠产生影响；本项目在采取措施后不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中环境质量标准基本项目标准限值；本项目永久占地内土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内村屯土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；评价范围内草地、耕地土壤可以满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中标准。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

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。

本项目为油田开发项目，在选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用环境影响最小的布局方案，减少对土地的占用，消耗的水主要用于生活和管线试压需要，本工程无新建水源井，不开采地下水，由于施工期较短，且资源消耗均符合相关设计和标准要求，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，制定生态环境准入清单，充分发挥准入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生态环境准入清单，本项目属于油田产能项目，不属于高污染、高能耗和资源型的产业类型，本项目不属于《黑龙江省重点生态功能区产业准入负面清单》（试行版）限制类、禁止类产业。因此本项目为环境准入允许类别。

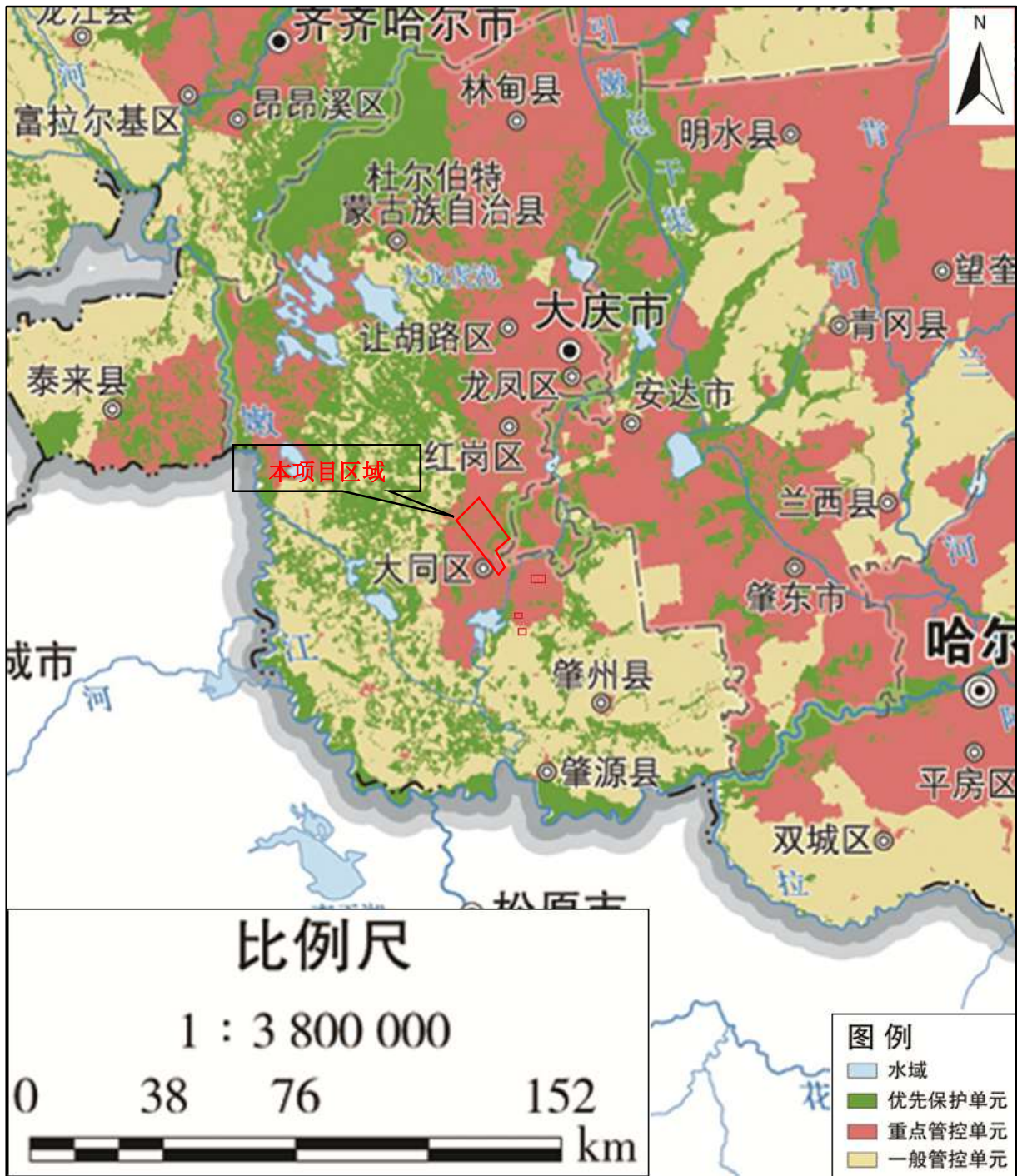


图 1.4-2 本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系

1.4.4 选址合理性分析

本项目共建设 50 口油水井，建设内容包括井场、集油管线、通井路、供配电等，施工区域周围敏感点主要为村屯、耕地（一般耕地）、草地（一般草地）和湿地（一般湿地），占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、永久基本农田、基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海

洋公园等)、重要湿地、天然林、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地,重点保护野生植物生长繁殖地,重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道,天然渔场,水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。本项目占用湿地应按照《黑龙江省湿地保护条例》规定的要求。占用湿地经省林业行政主管部门审核同意后依法办理相关手续。在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案,尽可能减少占用面积和时间,进一步降低对土壤的影响,施工结束后对临时占用的工地及时恢复地表,进行经济补偿,由农户自行复耕。

根据《大庆市水土保持规划》(2015~2030年),本项目部分井场、管线及道路位于大庆市大同区大同镇,属于市级水土流失重点治理区。本项目施工阶段采取井场予以平整、压实,以免发生水土流失;利用现有公路和已有便道行车,减少新建道路,避免造成新的裸露地表,道路应在推平后加以机械碾压,做好原有植被恢复工作。采取以上措施后,本项目水土流失量较少,产生的影响较小。

本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上,地下顾及地上”的原则,采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案,尽可能布设平台井,尽量避绕周围环境敏感目标,减少对耕地的占用,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为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、声环境影响和固体废物对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析,工程建设实施后,通过采取相应的废气、废水、噪声、固体废物等污染控制措施,周围环境质量均满足相关标准要求,工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围,工程选址在环境保护方面较合理。

本工程主要环境风险是油井套损、集输管线泄漏,对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境有潜在危害性。在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。同时,建设单位应加强突发环境污染事件中的汇报流程、处理过程,避免重大环境污染事故的发生。

因此,本项目选址合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为原油开采项目，环境影响主要来源于井场和场站建设、原油集输、井下作业、管道和道路施工等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响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生态环境、区块周边分布的村屯居民点及居民饮用水源。本次评价重点关注施工期各种施工活动和工程占地对土壤、生态环境的影响，施工机械和施工人员产生的废气、废水、固体废物、噪声等对周围环境的影响；运行期井场及站场无组织挥发的非甲烷总烃、井场抽油机的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

1) 环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是钻井时柴油机燃烧排放的烟气和施工活动产生的扬尘，运行期对空气环境的影响主要为新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

2) 地下水环境

本工程施工期可能对地下水产生影响的主要为废弃泥浆、射孔液等钻井过程中产生的废弃物以及管道试压废水，运行期可能对地下水产生影响的因素主要为油水井作业污水、水井洗井污水、落地油及油田采出水等。

3) 声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为钻井和地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声，运行期对声环境的影响主要为井场抽油机运行产生的噪声。

4) 生态环境

本工程钻井、井场施工、道路修建和管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。

5) 固体废物

本工程施工期产生的固体废物（射孔液、压裂液、建筑垃圾等）及运行期产生的固体废弃物（落地油、含油污泥、含油废防渗布等）对环境的影响。

6) 环境风险

本工程的主要环境风险是原油泄漏和火灾爆炸，对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。

1.6 环境影响评价主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。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，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《太北开发区老区补充及注采系统调整产能建设工程环境影响评价公众参与说明》。

本报告书较为详细地论述了建设项目环境概况、主要环境问题、主要环境影响和拟采取的环保措施。主要结论为：太北开发区老区补充及注采系统调整产能建设工程选址于大庆市大同区高台子镇及大同镇周边，项目选址合理；项目符合现行产业政策；对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，对区域环境影响较小；公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

2 总则

2.1 评价目的

根据本工程特性及工程所在地的环境特点，确定建设项目环境影响评价目的：

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

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

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

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

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

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

2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 编制依据

2.3.1 环境保护相关法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015年1月1日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（修订），2018年12月29日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018年10月26日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018年1月1日；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2018年12月29日；
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019年1月1日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020年4月29日修订，2020年9月1日起施行；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席令第39号，2011年3月1日）。

2.3.2 环境保护相关法规

- (1)《建设项目环境保护管理条例》(中华人民共和国国务院令第682号,2017.10.01)；
- (2) 《土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令第592号，2011.03.05）；
- (3) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (4) 《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018.04.26）；
- (5) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）。

2.3.3 环境保护相关部门规章及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（部令第16号），2021年1月1日起施行；
- (2) 《国务院关于印发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) 《产业结构调整指导目录（2019年本）》（发改委29号令）；
- (6) 《国家危险废物名录（2021年版）》（部令第15号，2021年1月1日期施行）；
- (7) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77号，2012.07.03）；

- (8) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发[2012]98号，2012.08.07）；
- (9) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号，2019.01.01）；
- (10) 《黑龙江省水污染防治工作方案》（黑政发[2016]3号，2016.01.10）；
- (11) 《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）；
- (12) 《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发[2016]46号，2016.12.30）；
- (13) 《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》（环大气〔2020〕33号，2020.06.24）；
- (14) 《大庆市打赢蓝天保卫战三年行动计划》（庆政规〔2019〕5号，2019.03.08）；
- (15) 《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（庆政办发〔2015〕55号，2015.12.31）；
- (16) 《大庆市土壤污染防治实施方案》（庆政规〔2017〕2号，2017.03.31）；
- (17) 《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）；
- (18) 《中华人民共和国土地管理法》（2019修订），2019年8月26日修订，2020年1月1日起施行；
- (19) 《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》；
- (20) 《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，2020.12.16）；
- (21) 《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年）；
- (22) 《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）。

2.3.4 技术依据

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)；
- (4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)；
- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)；
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）；

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

(11) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；

(12) 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其 2013 年修改单；

(13) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）。

2.3.5 其它相关依据及支持性文件

(1) 《太北开发区钻补充井及注采系统调整方案》；

(2) 《太北开发区钻补充井及注采系统调整区块钻井地质设计》；

(3) 《太北开发区钻补充井及注采系统调整区块钻井工程设计》；

(4) 《太北开发区老区补充及注采系统调整产能工程地面工程方案》。

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 评价时段

施工期和运行期，闭井期单独履行环评审批手续。

2.4.2 环境影响因素识别

本工程建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响和生产运营期影响两部分。

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和自然植被等的破坏，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在；另一种是在施工过程中产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

运营期的环境影响主要为井场产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括输油管线、井场发生原油泄漏、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营期产生的影响进行识别，具体见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响 因素		施工期					运营期				
		废气	废水	固体废 物	噪声	风险	废气	废水	固 体 废物	噪声	风险
环境 要素	工 程 占 地	施 工 扬 尘、 车 辆 尾 气、 柴 油 机 废 气	钻 井 废 水、 生 活 污 水 试 废 水、	钻 井 岩 屑、废 钻 井 液、废 射 孔 液、废 防 渗 布、废 包 装 袋、施 工 废 料、生 活 垃 圾	施 工 车 辆、 钻 机、 柴 油 发 电 机 等 施 工 机 械 噪 声	井 喷、 井 漏、 套 损、 油 泄 露	加 热 炉 烟 气、无 组 织 挥 发 的 烃 类	作 业 污 水、 洗 井 污 水、 油 田 采 出 水	含 油 污 泥、 落 地 油、含 油 废 防 渗 布	抽 油 机 噪 声	输 油 管 线、 场 站 火 灾 爆 炸
大气环 境	/	-S	/	/		-S	-L	/	-S	/	-SA
地表水	/	/	/	/		-SA	/	-SA	/	/	-SA
地下水	/	/	/	/		-SA	/	/	/	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-S	/	/	/	/	-L	/
土壤	-S	/	/	/		-S	/	/	-S	/	-SA
植被	-S	/	/	/		-S	/	/	-S	/	-SA

注：表中“-”表示不利影响，数值大小表示影响程度

注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响

空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关

从上表可知本工程的主要环境影响表现在废水对地下水环境的影响，废水固体废物对土壤环境的影响，施工占地对生态环境的影响，施工扬尘、运营期加热炉废气及无组织挥发的烃类对环境空气的影响，施工车辆及机械、抽油机对声环境的影响等方面。

2.4.3 评价因子筛选

经过对油田产生污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，确定本工程评价因子详见表 2.4-2。

表 2.4-2 评价因子表

序号	评价内容	评价因子名称	
现状评价因子	1	空气	NO ₂ 、SO ₂ 、O ₃ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、非甲烷总烃
	2	地表水	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类
	3	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、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类
	4	噪声	连续等效 A 声级
	5	土壤	建设用地：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒈、萘、苯并（a）蒽、苯并（b）蒽、苯并（k）蒽、苯并（a）芘、茚并（1, 2, 3-cd）芘、二苯并（a,h）蒽、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
			农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
6	生态	植被类型的构成、分布、面积、生物量及群种、优势种群；土壤类型、特征、组成和分布，土地利用状况、土壤状况等	
影响预测因子	1	大气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃
	2	地下水	石油类
	3	噪声	连续等效 A 声级
	4	土壤	石油烃
	5	生态	动物侵扰、植被破坏、生物量变化、土地利用状况变化
	6	环境风险	危险物质泄漏：石油、天然气 火灾、爆炸：一氧化碳

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准

2.5.1.1 环境空气质量标准

评价区域环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准。

表 2.5-1 评价区域内各项污染物的浓度限值

污染物名称		TSP	PM ₁₀	PM _{2.5}	SO ₂	NO ₂	CO	O ₃
单位		μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	mg/m ³	μg/m ³
(GB3095-2012) 中 二级浓度限值	年平均	200	70	35	60	40	-	
	24 小时平均	300	150	75	150	80	4	
	8 小时平均	-	-	-	-	-	-	160
	1 小时平均	-	-	-	500	200	10	200

环境空气中非甲烷总烃允许浓度参考执行《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃浓度限值。

表 2.5-2 大气污染物综合排放标准详解 单位：mg/m³

标准	污染物名称	最高允许浓度
《大气污染物综合排放标准详解》	非甲烷总烃	2.0

2.5.1.2 声环境

本项目开发区域执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类区标准,开发区域周边村屯执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 1 类区标准,具体见表 2.5-3。

表 2.5-3 声环境质量标准 单位：dB (A)

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

2.5.1.3 地表水环境

评价区域内地表水体主要为民荣泡及西部排干渠,根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》(庆政发〔2019〕11 号),民荣泡及西部排干渠均未划分水体功能,参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 V 类标准限值,具体见表 2.5-4。

表 2.5-4 地表水环境质量标准 单位：mg/L (pH 值除外)

项目	pH	COD	BOD ₅	高锰酸盐指数	NH ₃ -N	石油类	总磷	总氮
V 类标准	6-9	≤40	≤10	≤15	≤2.0	≤1.0	0.2	2.0

2.5.1.4 土壤环境

本项目拟建井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(基本项目)中第二类用地筛选值标准,以及表 2(其他项目)中第二类用地石油烃筛选值标准,永久占地外村屯内土壤执行《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(基本项目)中第一类用地筛选值标准,以及表 2(其他项目)中第一类用地石油烃筛选值标准,具体见表 2.5-

5。

表 2.5-5 土壤环境执行标准 单位：mg/kg

序号	监测项目	筛选值		标准名称
		第一类用地	第二类用地	
1	As	20	60	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》 （GB36600-2018）基本项目
2	Cd	20	65	
3	Cr（六价）	3.0	5.7	
4	Cu	2000	18000	
5	Pb	400	800	
6	Hg	8	38	
7	Ni	150	900	
8	四氯化碳	0.9	2.8	
9	氯仿	0.3	0.9	
10	氯甲烷	12	37	
11	1,1-二氯乙烷	3	9	
12	1,2-二氯乙烷	0.52	5	
13	1,1-二氯乙烯	12	66	
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596	
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54	
16	二氯甲烷	94	616	
17	1,2-二氯丙烷	1	5	
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	
20	四氯乙烯	11	53	
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	
23	三氯乙烯	0.7	2.8	
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	
25	氯乙烯	0.12	0.43	
26	苯	1	4	
27	氯苯	68	270	
28	1,2-二氯苯	560	560	
29	1,4-二氯苯	5.6	20	
30	乙苯	7.2	28	
31	苯乙烯	1290	1290	
32	甲苯	1200	1200	
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	

34	邻二甲苯	222	640		
35	硝基苯	34	76		
36	苯胺	92	260		
37	2-氯酚	250	2256		
38	苯并 [a] 蒽	5.5	15		
39	苯并 [a] 芘	0.55	1.5		
40	苯并 [b] 荧蒽	5.5	15		
41	苯并 [k] 荧蒽	55	151		
42	蒽	490	1293		
43	二苯并 [a,h] 蒽	0.55	1.5		
44	茚并 [1,2,3-cd] 芘	5.5	15		
45	萘	25	70		
46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	826	4500		《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》 (GB36600-2018) 其他项目

本项目开发区域井场周边草地、耕地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》 (GB15618-2018) 表 1 基本项目筛选值标准。具体标准详见表 2.5-6。

表 2.5-6 农用地土壤环境执行标准 单位: mg/kg

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

2.5.1.5 地下水质量标准

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

表 2.5-7 地下水质量标准

类别 项目	标准	标准来源
pH	6.5~8.5 (无纲量)	

氨氮 (mg/L)	≤0.5	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中III类标准
硝酸盐(以 N 计) (mg/L)	≤20	
亚硝酸盐(以 N 计) (mg/L)	≤1.0	
挥发性酚类 (mg/L)	≤0.002	
氰化物 (mg/L)	≤0.05	
砷 (mg/L)	≤0.01	
汞 (mg/L)	≤0.001	
铬(六价) (mg/L)	≤0.05	
总硬度 (mg/L)	≤450	
铅 (mg/L)	≤0.01	
氟化物 (mg/L)	≤1.0	
镉 (mg/L)	≤0.005	
钠 (mg/L)	≤200	
铁 (mg/L)	≤0.3	
锰 (mg/L)	≤0.1	
溶解性总固体 (mg/L)	≤1000	
耗氧量 (mg/L)	≤3.0	
硫酸盐 (mg/L)	≤250	
氯化物 (mg/L)	≤250	
总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3.0	
菌落总数 (CFU/mL)	≤100	
石油类	≤0.05	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 表 1 中环境质量标准基本项目标准限值

2.5.2 污染物排放标准

2.5.2.1 废气

(1) 项目施工期扬尘(颗粒物)执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值, 见表 2.5-8;

(2) 井场运行期排放的 VOCs(以非甲烷总烃计)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, 见表 2.5-8;

(3) 本项目依托场站满足本项目开发需求, 不进行改扩建, 场站排放的 VOCs(以非甲烷总烃计)2023 年 1 月 1 日前厂界执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值, 2023 年 1 月 1 日起依托场站边界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)5.9 中规定要求, 见表 2.5-9。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。

(4) 依托场站排放的 VOCs（以非甲烷总烃计）厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求，见表 2.5-10。

(5) 运营期依托场站太北三转油站加热炉建设于 1991 年，太北四转油站加热炉建设于 1996 年，太北五转油站加热炉建设于 1990 年，太北七转油站加热炉建设于 2001 年，太北八转油站加热炉建设于 2001 年，各转油站内加热装置燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）在用燃气锅炉标准，具体见表 2.5-11。

表 2.5-8 大气污染物综合排放标准 单位：mg/m³

污染物	无组织排放监控浓度限值	
	监控点	浓度
颗粒物	周界外浓度最高点	1.0
非甲烷总烃	周界外浓度最高点	4.0

表 2.5-9 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

污染物	规定要求
非甲烷总烃	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m ³

表 2.5-10 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位：mg/m³

污染物项目	排放限值	特别排放限值	限值含义	无组织排放监控位置
非甲烷总烃	10	6	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置 监控点
	30	20	监控点处任意一次浓度值	

表 2.5-11 在用燃气锅炉大气污染物排放标准 单位：mg/m³

污染物项目	颗粒物	SO ₂	NO _x	烟气黑度（林格曼级）
加热炉（在用、燃气）	≤30	≤100	≤400	≤1

(6) 钻井期柴油发电机燃烧废气排放标准执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值，具体见表 2.4-8。

表 4-9 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

阶段	额定净功率 (max) (kW)	CO (g/kWh)	HC+ NO _x (g/kWh)	PM (g/kW)
----	---------------------	---------------	--------------------------------	---------------

第三阶段	$P_{max} > 560$	3.5	6.4	0.2
	$130 \leq P_{max} \leq 560$	3.5	4.0	0.2
	$75 \leq P_{max} < 130$	5.0	4.0	0.3
	$37 \leq P_{max} < 75$	5.0	4.7	0.4
	$P_{max} < 37$	5.5	7.5	0.6

2.5.2.2 废水污染物排放标准

本工程产生的管线试压废水、油田采出水、作业污水、洗井污水依托太一联含油污水处理站，处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”。

2.5.2.3 噪声

项目施工期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），见表 2.5-12。

表 2.5-12 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

主要噪声源	噪声限值	
	昼间	夜间
建筑施工	70	55

运营期井场噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，具体见表 2.5-13。

表 2.5-13 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼间	夜间
60	50

2.5.2.4 固体废物

（1）施工期管道敷设产生的施工废料、废包装袋、废防渗布执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 II 类场标准。

（2）项目运行期产生的含油污泥处理后执行《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010），具体标准值见表 2.5-14。

表 2.5-14 油田含油污泥综合利用污染控制指标

序号	项目	污染控制指标 mg/kg（垫井场、通井路）
1	石油类	≤ 20000
2	As	/
3	Hg	≤ 0.8
4	Cr	/
5	Cu	≤ 150
6	Zn	≤ 600

7	Ni	≤150
8	Pb	≤375
9	Cd	≤3
10	pH 值	≥6
11	含水率	≤40%

2.6 评价等级

2.6.1 环境空气

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本项目依托场站加热炉产生的燃烧烟气、新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

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

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

式中： P_i ——第*i*个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i ——采用估算模式计算出的第*i*个污染物的最大1h地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

(1) 烃类气体

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为27.5t/a，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%。本次评价每种类型的井场分别选取1座进行预测分析，即选取油井数最多的1#平台井场、1座新钻油井单井井场、1座长关井单井井场分别进行预测。根据区块开发指标预测表，本项目新钻井平均单井产油量为2.8t/d，长关井平均单井产油量为0.9t/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1#平台井场井场非甲烷总烃逸散量为 $2.8 \times 3 \times 1.4175 / 1000 \times 30\% = 0.0036\text{t/d}$ ，新钻井单井井场非甲烷总烃逸散量为 $2.8 \times 1.4175 / 1000 \times 30\% = 0.0012\text{t/d}$ ，长关井单井井场非甲烷总烃逸散量为 $0.9 \times 1.4175 / 1000 \times 30\% = 0.00038\text{t/d}$ 。

污染物面源参数调查清单见表2.6-1。

表 2.6-1 污染物面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度						NMHC

1#平台井场	124.87596	46.09632	132	0	46	30	3	0.15
太 18-22 井场	124.80121	46.17579	134	0	40	30	3	0.05
太 15-20 井场	124.79804	46.18270	134	0	40	30	3	0.016

(2) 加热装置烟气

针对本工程而言，本项目基建的 31 口油井均采用密闭集输方式通过管道输至区域内太北三转油站、太北四转油站、太北五转油站、太北七转油站、太北八转油站进行油气分离，所以本项目有组织废气的产生主要由依托转油站的加热炉燃烧所产生的。通过检测报告可知，各依托转油站加热装置污染物排放浓度均能满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）标准限值 $SO_2 \leq 100mg/m^3$ ， $NO_x \leq 400mg/m^3$ ，颗粒物 $\leq 30mg/m^3$ 的要求，因此对区域环境空气影响较小。污染源参数见表 2.6-2。

表 2.6-2 污染物点源参数调查清单

点源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒高度 m	出口内径 m	烟气流速 m/s	烟气温度 °C	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放速率 kg/h		
	经度	纬度							SO ₂	NO _x	PM ₁₀
太北三转油站	124.81278	46.17194	10m	0.6	0.02	105	8760	正常	0.00051	0.00209	0.00026
太北四转油站	124.85434	46.15296	18m	0.6	0.02	105	8760	正常	0.00041	0.00186	0.00022
太北五转油站	124.84274	46.12579	15m	0.6	0.08	105	8760	正常	0.00182	0.00742	0.00095
太北七转油站	124.85451	46.09264	10m	0.6	0.06	105	8760	正常	0.00144	0.00551	0.00071
太北八转油站	124.87357	46.07070	25m	0.6	0.02	105	8760	正常	0.00053	0.00201	0.00030

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，采用估算模式计算本项目正常排放情况下主要污染物的最大影响程度和最远影响范围，按照评价工作分级判据进行分级。

(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 3km 半径范围内无城市建成区，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) 拟建项目位于农村地区的耕地中，本次评价的土地利用利类型选取耕地。

(4) 根据中国干湿湿度分布图判断，本地区属于中等湿润气候。根据 EIA2018 大气预测软件的 DEM 地形文件，地形数据分辨率 90m。估算模型具体参数见下表 2.6-3。

表 2.6-3 估算模型参数一览表

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

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

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

根据 AERSCREEN 估算模式预测，本项目最大地面浓度占标率计算结果见表 2.6-4。

表 2.6-4 主要污染物最大地面浓度占标率计算结果

污染源	预测因子	最大地面空气质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)
1#平台井场	非甲烷总烃	79.2530	3.9627
太 18-22 井场	非甲烷总烃	28.2120	1.4106
太 15-20 井场	非甲烷总烃	9.0317	0.4516
太北三转油站	SO ₂	0.0637	0.0127
	NO _x	0.2610	0.1044
	颗粒物	0.0325	0.0072
太北四转油站	SO ₂	0.0155	0.0031
	NO _x	0.0704	0.0282
	颗粒物	0.0083	0.0019
太北五转油站	SO ₂	0.0885	0.0177
	NO _x	0.3607	0.1443
	颗粒物	0.0462	0.0103
太北七转油站	SO ₂	0.1726	0.0345

	NO _x	0.6604	0.2642
	颗粒物	0.0851	0.0189
太北八转油站	SO ₂	0.0108	0.0022
	NO _x	0.0408	0.0163
	颗粒物	0.0061	0.0014

《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价等级的划分原则见表2.6-5。

表2.6-5 评价等级判别表

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

计算结果可以看出，1#平台井场排放的非甲烷总烃最大地面占标率 $P_{max}=3.9627\%$ ， $1\% \leq P_{max} < 10\%$ ，评价等级为二级。

2.6.2 地表水

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

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

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

地面水环境评价等级判据见表 2.6-6。

本项目钻井废水排入井场泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理，不外排；管线试压废水由罐车拉运至太一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排；生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整；油田采出水进入太一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层；作业污水、洗井污水通过罐车回收后送太一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含

量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层。产生的废水均不外排，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水环境影响评价工作分级要求，建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价，因此本项目评价等级为三级 B。

表 2.6-6 地面水环境影响评价分级判据

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

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

注 2：废水排放量按行业排放标准中规定的废水种类统计，没有相关行业排放标准的通过工程分析合理确定，应统计含热量大的冷却水的排放量，可不统计间接冷却水、循环水以及其他含污染物极少的清净下水的排放量。

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

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

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

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

注 7：建设项目利用海水作为调节温度介质，排水量 ≥ 500 万 m^3/d ，评价等级为一级；排水量 < 500 万 m^3/d ，评价等级为二级。

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

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

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

2.6.3 地下水

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），评价工作等级的划

分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定。

2.6.3.1 地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A，建设项目地下水环境影响评价行业分类见表 2.6-7。

表 2.6-7 地下水环境影响评价行业分类表

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

2.6.3.2 地下水环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.6-8。

表 2.6-8 地下水环境敏感程度分级

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a 。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理目录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

经现场调查，本项目评价范围内各村屯内居民均由大庆市大同区大同镇地下水饮用水水源及杏二地下水饮用水水源统一供水，覆盖本项目地下水评价范围内的各村屯。饮用水水源开采层位为承压含水层，根据《黑龙江省人民政府关于大庆市及所辖县集中式饮用水水源保护区范围的批复》（黑政函[2011]38号），大庆市大同区大同镇地下水饮用水水源井共4口，4口饮用水水源井1#井位于东经124°48'47"、北纬46°02'35"，2#井位于东经124°48'48"、北纬46°02'32"，3#井位于东经124°48'42"、北纬46°02'25"，4#井位于东经124°48'35"、北纬46°02'18"，4口水源井井深144-170m，4口井设计综合开采能力1.0×10⁴m³/d，供水人口4.5万人，服务范围为大同镇及大同镇周边村屯。

杏二地下水饮用水水源共有水井 34 口，井深 104-124m，设计综合开采能力 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，供水人口 7.8 万人，服务范围为高台子镇及周边村屯。34 口饮用水井坐标见表 2.6-9。

表 2.6-9 杏二水源地供水井坐标

序号	井号	坐标	
		北纬	东经
1	杏 2-2	46° 12' 19"	124° 47' 17"
2	杏 3-2	46° 12' 19"	124° 47' 05"
3	杏 4	46° 12' 19"	124° 46' 48"
4	杏 5-2	46° 12' 19"	124° 46' 35"
5	杏 6	46° 12' 19"	124° 46' 21"
6	杏 7	46° 12' 19"	124° 46' 05"
7	杏 8-2	46° 12' 19"	124° 45' 53"
8	杏 10	46° 12' 18"	124° 45' 26"
9	杏 12	46° 23' 05"	124° 45' 37"
10	杏 13	46° 12' 18"	124° 45' 07"
11	杏 14	46° 12' 18"	124° 45' 06"
12	杏 15	46° 12' 18"	124° 44' 59"
13	杏 16	46° 12' 18"	124° 44' 57"
14	杏 17	46° 12' 18"	124° 44' 48"
15	杏 18	46° 12' 18"	124° 44' 47"
16	杏 20	46° 12' 18"	124° 44' 38"
17	杏 43	46° 12' 17"	124° 44' 19"
18	杏 44	46° 11' 44"	124° 44' 19"
19	杏 22-2	46° 11' 46"	124° 47' 19"
20	杏 23-2	46° 11' 46"	124° 47' 05"
21	杏 24-2	46° 11' 46"	124° 46' 55"
22	杏 25	46° 11' 46"	124° 46' 37"
23	杏 26	46° 11' 46"	124° 46' 23"
24	杏 27	46° 11' 46"	124° 46' 09"
25	杏 28	46° 11' 46"	124° 45' 55"
26	杏 32-2	46° 11' 45"	124° 45' 13"
27	杏 33-2	46° 11' 45"	124° 45' 09"
28	杏 34	46° 11' 45"	124° 45' 07"
29	杏 35	46° 11' 45"	124° 44' 59"
30	杏 38	46° 11' 46"	124° 44' 48"
31	杏 39	46° 11' 45"	124° 44' 40"
32	杏 40	46° 11' 45"	124° 44' 39"

33	杏 41	46° 12' 17"	124° 44' 28"
34	杏 42	46° 11' 45"	124° 44' 28"

大庆市大同区大同镇地下水饮用水水源一级保护区范围为：分别以 4 口取水井为中心，36.0 米为半径的圆形区域，面积为 0.0163km²，未划定二级保护区及准保护区。杏二地下水饮用水水源一级保护区范围为：分别以杏二 13 号和杏二 14 号、杏二 15 号和杏二 16 号、杏二 17 号和杏二 18 号、杏二 39 号和杏二 42 号、杏二 33-2 号和杏二 34 号等 5 组取水井的外接矩形为边界，向外径向距离为 34.8m 的矩形区域，和分别以其余 22 口单井为中心，34.8m 为半径的圆形区域，面积为 0.1506km²；二级保护区范围为：分别从南、北两排取水井的中心连线向外径向延伸 348m 所形成的矩形区域，面积为 5.3612 km²。

根据《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》（梁鹏，环境保护部环境工程评估中心，2016.7），结合《饮用水水源保护区划分技术规范》（HJ/T338-2018），地下水敏感性判定依据见图 2.6-1。



图 2.6-1 地下水敏感性判定依据

根据图 2.6-1 所示，以水源井一级保护区为边界，地下水质子迁移距离 1000d 的外扩区域为二级保护区；以水源井二级保护区为边界，地下水质子迁移距离 2000d 的外扩区域为敏感区；以敏感区为边界，地下水质子迁移距离 3000d 的外扩区域为较敏感区，3000d 以外的外扩区域为不敏感区。

质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d，根据区域水文地质资料及含水层岩性，泰康组承压含水层其岩性主要是砂砾岩，K 取 25m/d；

I—水力坡度，无量纲，根据承压水等水位线与距离确定承压水水力坡度为 0.001；

T—质点迁移天数；

n_e —有效孔隙度，无量纲，本次取 0.4。

根据区域含水层特点及水文地质参数确定，潜水含水层各参数值确定如下： $\alpha=2$ ， $K=25\text{m/d}$ ； $I=0.001$ ； $n_e=0.4$ ，得出 $L_2=2 \times 25 \times 0.001 \times 1000 / 0.4=125\text{m}$ ； $L_3=2 \times 25 \times 0.001 \times 2000 / 0.4=250\text{m}$ ； $L_4=2 \times 25 \times 0.001 \times 3000 / 0.4=375\text{m}$ 。

即大同镇地下水饮用水水源以水源井为中心 $L_1=36\text{m}$ 区域内为“一级保护区”，以一级保护区边界外扩 $L_2=125\text{m}$ 的区域为“二级保护区”，以二级保护区边界外扩 $L_3=250\text{m}$ 的区域为“敏感区”，以敏感区边界外扩 $L_4=375\text{m}$ 的区域为“较敏感区”，较敏感区以外的区域为不敏感区。即大同镇地下水饮用水水源质点运移距离 $L=L_1+L_2+L_3+L_4=786\text{m}$ 以外为不敏感区域。

杏二地下水饮用水水源以杏二 13 号和杏二 14 号、杏二 15 号和杏二 16 号、杏二 17 号和杏二 18 号、杏二 39 号和杏二 42 号、杏二 33-2 号和杏二 34 号等 5 组取水井的外接矩形为边界，向外径向距离为 34.8m 的矩形区域，和分别以其余 22 口单井为中心，34.8m 为半径的圆形区域为“一级保护区”，分别从南、北两排取水井的中心连线向外径向延伸 348m 所形成的矩形区域为“二级保护区”，以二级保护区边界外扩 $L_3=250\text{m}$ 的区域为“敏感区”，以敏感区边界外扩 $L_4=375\text{m}$ 的区域为“较敏感区”，较敏感区以外的区域为不敏感区。即杏二地下水饮用水水源质点运移距离 $L=L_1+L_2+L_3+L_4=1007.8\text{m}$ 以外为不敏感区域。

根据现场勘查，大同镇地下水饮用水水源与本项目拟建最近的井为太 65-斜 155 井，大同镇地下水饮用水水源位于太 65-斜 155 井西南侧 4.57km 处，太 65-斜 155 井为大同镇地下水饮用水水源“不敏感”区域；杏二地下水饮用水水源与本项目拟建最近的井为太 15-20 井，杏二地下水饮用水水源位于太 15-20 井西北侧 1.68km 处，且位于拟建井地下水流向的上游区域，太 15-20 井为杏二地下水饮用水水源“不敏感”区域。因此评价区域地下水环境属于“不敏感”区域。

2.6.3.3 评价等级判别

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.6-9。

表 2.6-9 评价工作等级表

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

综上所述，建设项目地下水环境敏感程度为“不敏感”，本项目为 I 类项目，依据评价工作等级划分原则，地下水评价工作等级为“二级”。

2.6.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中规定的声环境影响评价工作等级划分的基本原则：建设项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类、2 类地区，或建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量达 3dB(A)~5dB(A)（含 5dB(A)），或受噪声影响人口数量增加较多时，评价等级为二级评价。

本工程主要噪声源主要为生产运行期井场抽油机产生的持续性噪声源，噪声源的种类及数量较少，运行期噪声源强度不高，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，且项目所处的声环境功能区为 GB3096 2 类地区，项目周边村屯所处的声环境功能区为 GB3096 1 类地区，因此，声环境评价等级为二级。

2.6.5 生态环境

本项目永久及临时占地约为 54.1635hm²（0.541635km²），本项目占地为耕地（非基本农田）、草地（非基本草原）、一般湿地，占地范围内没有自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区等，因此根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）规定，该区域不属于特殊生态敏感区和重要生态敏感区，属于一般区域。且其占地面积小于 2km²，本项目建设单井集油掺水管道 Φ60×3.5~24.41km，新建单井注水支线 Φ76×6-3.990km，Φ60×5-10.472km，管线总长度小于 50km，因此生态评价等级定为三级。

表 2.6-10 生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地（含水域）范围		
	面积≥20km ² 或长度≥100km	面积 2km ² ~20km ² 长度 50km~100km	面积≤2km ² 或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

2.6.6 土壤环境

2.6.6.1 土壤环境影响评价项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，建设项目属于“金属矿、石油、页岩油开采”项目，土壤环境影响评价项目类别为 I 类。

2.6.6.2 环境影响类型和途径

该项目油田开发过程中对土壤环境的影响主要表现为油田建设期和运行期排放的射孔液、落地油、含油污水等污染物对土壤环境的污染，可对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。根据《农用地土壤污染状况详查点位布设技术规定》：本项目为石油和天然气开采业，属于不需要考虑大气沉降影响的行业，所以本项目不需要考虑大气沉降，同时，本项目不属于地面漫流行业，不考虑地面漫流。本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 2.6-11。

表 2.6-11 本项目土壤影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

根据上表可知，本项目属于污染型影响建设项目，污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表 2.6-12。

表 2.6-12 污染影响型本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
井场	洗井，修井落地油	垂直入渗	石油烃	石油烃	非正常
管线	管道泄漏	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

2.6.6.3 污染影响型敏感程度分级

根据建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分级判据见表 2.6-13。

表 2.6-13 污染影响型敏感程度分级表

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

本项目部分占地为耕地（非基本农田），由此判定，本项目土壤环境敏感程度分级

为“敏感”。

2.6.6.4 土壤环境影响评价等级

本项目永久占地面积约为 4.3415hm²，小于 5hm²；占地面积属于“小型”规模。污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.6-14。

表 2.6-14 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 \ 占地规模 \ 评价等级		I 类			II 类			III 类		
		大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感		一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感		一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感		一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

综合分析，本项目属于土壤环境影响评价分类的 I 类项目，占地规模为小型，土壤环境敏感程度为敏感，因此评价工作等级确定为一级。

2.6.7 环境风险

2.6.7.1 风险潜势初判

本次评价施工期主要将井场柴油罐划分为危险单元。本项目各井场距离较远，属于不在同一厂界范围内，每个井场施工期设置柴油罐 1 座（单个容积 50m³），施工期单个井场柴油最大总储量为 40t。

运营期主要将集输管道化为危险单元。本工程新建单井集油掺水管道 Φ60×3.5~24.41km，本工程气油比 42.3m³/t，原油密度 0.8507g/cm³，则集油管线最大储油量为 58.68t、最大储气量为 2482.3m³。伴生气标态密度 0.7256kg/m³，则管道中天然气最大储量为 1.8t。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），危险物质数量与临界量的比值（Q）计算式如下：

$$Q = q_1/Q_1 + q_2/Q_2 + \dots + q_n/Q_n$$

式中：q₁，q₂，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t；

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果及环境风险潜势判定见表 2.6-15。

表 2.6-15 危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量 q _n (t)	临界量 Q _n (t)	物质 Q 值
1	原油（石油）	/	58.68	2500	0.023472
2	天然气（甲烷）	74-82-8	1.8	10	0.18

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量 q_n (t)	临界量 Q_n (t)	物质 Q 值
项目 $Q=\sum q_n/Q_n$					0.203472

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法，本项目 $Q=0.203472 < 1$ ，环境风险潜势为 I。

2.6.7.2 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 2.6-16，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

表 2.6-16 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。				

2.7 评价范围

2.7.1 环境空气

本项目大气评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），评价范围为拟建井场边界外扩 2.5km 范围的区域。

2.7.2 地表水

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水评价等级为三级 B 的评价范围要求，涉及地表水环境风险的，应覆盖环境风险影响范围所及的水环境保护目标水域。因此本项目地表水评价范围为区域内地表水体民荣泡、西部排水干渠。

2.7.3 地下水

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

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

式中：L——下游迁移距离，m；

a——变化系数， $a \geq 1$ ，一般取 2，取 2；

K——渗透系数，取 25m/d；

I——水力坡度，无量纲，0.001；

T——质点迁移天数，取值不小于 5000d，取 5000d；

n_e ——有效孔隙度，无量纲，取 0.4。

由此计算 $L=625m$ ，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水调查评价范围应为下游不小于 625m、两侧及上游不小于 312.5m。本项目区域包括本项目油水井 50 口，区域分散，距离较远，结合该区域地下水流向、工程周边村屯取水井分布的实际情况以及现状布点情况，确定地下水评价范围为拟建区块边界上游 0.9km、两侧 0.6km、下游 1km 的东北→西南走向的矩形区域，本项目评价范围共计达 115.42km²。

2.7.4 声环境

本项目是以固定声源为主的建设项目，声环境评价等级为二级，根据《建设项目环境影响评价技术导则 声环境》中要求，一级评价的要求一般以建设项目边界向外 200m，二级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区类别及敏感目标等实际情况适当缩小，且经后续预测分析，项目声源计算得到的贡献值到 200m 处可以满足《声环境质量标准》中的二级标准，因此，本项目声环境影响评价范围为拟建井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内的声环境。

2.7.5 生态环境

根据评价工作等级要求，考虑本项目所在区域的地形、地理特征，评价范围为拟建区域边界外扩 1km 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 区域的生态环境。

2.7.6 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“表 5 现状调查范围”，确定本项目土壤环境影响评价范围为拟建区域边界外扩 1km 及管道中心线两侧各 200m 的土壤环境。

2.7.7 环境风险

本项目环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析，无需设置评价范围。

2.7.8 各环境要素评价范围汇总

各环境要素评价范围详见表 2.7-1，各环境要素评价范围图见附图 2。

表 2.7-1 评价范围表

项目	评价等级	评价范围
环境空气	二级	拟建井场边界外扩 2.5km 范围的区域
声环境	二级	拟建井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内
地表水环境	三级 B	民荣泡、西部排水干渠
地下水环境	二级	拟建区块边界上游 0.9km、两侧 0.6km、下游 1km 的东北→西南走向的矩形区域，本项目评价范围共计达 115.42km ²
土壤环境	一级	拟建区域边界外扩 1km 及管道中心线两侧各 200m 的土壤环境

生态环境	三级	拟建区域边界外扩 1km 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 区域的生态环境
环境风险	简单分析	/

2.8 环境保护目标

根据调查，本项目施工区域内无自然保护区、风景名胜区、文物古迹和饮用水水源保护区分布，不在生态红线范围内。项目主要大气环境保护目标见表 2.8-1，地下水环境保护目标见表 2.8-2，环境风险保护目标见表 2.8-3，其他环境要素保护目标见表 2.8-4，主要环境保护目标分布图见附图 2。

表 2.8-1 大气主要环境保护目标表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对方位及距离
	经度	纬度				
宋家围子	124.78812	46.19094	居民	约 65 户，212 人	二类	太 15-20 西北侧 935m
三不管屯	124.81533	46.19884	居民	约 68 户，226 人	二类	太 15-20 东北侧 1860m
李春荣屯	124.81791	46.18138	居民	约 82 户，257 人	二类	太 18-22 东北侧 856m
后平等	124.84082	46.17983	居民	约 48 户，132 人	二类	太 14-39 西北侧 910m
长岗子	124.86719	46.18642	居民	约 62 户，205 人	二类	太 14-39 东北侧 1000m
前平等	124.84885	46.17427	居民	约 55 户，174 人	二类	太 14-39 西北侧 32m
吴长胜	124.78949	46.15820	居民	约 78 户，249 人	二类	太 21-24 西南侧 1210m
七撮房村	124.80652	46.16090	居民	约 75 户，238 人	二类	太 21-24 东南侧 740m
老姚家	124.82192	46.15499	居民	约 52 户，171 人	二类	太 22-斜 33 西南侧 745m
老阎家屯	124.81589	46.15147	居民	约 53 户，169 人	二类	太 29-36 西北侧 1235m
高台子镇	124.80091	46.14006	居民	约 255 户，845 人	二类	太 30-36 西南侧 2248m
腰太平庄屯	124.82357	46.13762	居民	约 62 户，215 人	二类	太 30-36 西南侧 715m
东太平村	124.83850	46.14006	居民	约 95 户，328 人	二类	太 30-36 东南侧 435m
东围子	124.86380	46.14852	居民	约 34 户，115 人	二类	太 30-斜 49 西北侧 1200m
老富家屯	124.79980	46.12537	居民	约 82 户，272 人	二类	太 39-38 西侧 2130m
小门高家	124.80692	46.12447	居民	约 58 户，189 人	二类	太 39-38 西侧 1385m
前胡家	124.79664	46.11151	居民	约 22 户，91 人	二类	太 41-391 西南侧 2480m
张连阁屯	124.84529	46.09579	居民	约 55 户，234 人	二类	太 53-143 东南侧 920m
北弓棚子	124.81482	46.08341	居民	约 72 户，257 人	二类	太 53-143 西南侧 1735m
长发村	124.85627	46.09996	居民	约 83 户，279 人	二类	太 49-53 西北侧 245m
马家屯	124.87455	46.09996	居民	约 38 户，122 人	二类	太 47-54 东南侧 340m

外边屯	124.88691	46.10151	居民	约 19 户, 71 人	二类	太 45-57 东南侧 270m
朱家围子屯	124.90554	46.09371	居民	约 30 户, 105 人	二类	太 49-57 东南侧 2105m
贺家屯	124.90168	46.08960	居民	约 40 户, 145 人	二类	太 49-57 东南侧 1970m
西邵家屯	124.91515	46.07883	居民	约 55 户, 192 人	二类	太 49-57 东南侧 3315m
太安村	124.86613	46.08073	居民	约 78 户, 268 人	二类	太 62-斜 56 东北侧 1315m
东双榆树屯	124.83484	46.06195	居民	约 60 户, 228 人	二类	太 62-斜 56 西南侧 1530m
四村	124.83819	46.04137	居民	约 48 户, 154 人	二类	太 65-斜 155 西南侧 3132m
肖家窝棚	124.86244	46.04731	居民	约 64 户, 267 人	二类	太 69-65 西南侧 1145m
王家楼	124.91138	46.06152	居民	约 28 户, 105 人	二类	太 70-167 东北侧 2105m
小草房屯	124.85841	46.02865	居民	约 21 户, 74 人	二类	太 70-167 西南侧 3035m
五大户屯	124.87812	46.02852	居民	约 28 户, 107 人	二类	太 70-167 西南侧 2460m

表 2.8-2 地下水环境保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地下水环境	李春荣屯水井	太 18-22 东北侧 856m	市政管网供水, 村民自家均有自打井, 约 72 口, 井深 15-80m, 用于喂养牲畜及灌溉。	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类
	后平等水井	太 14-39 西北侧 910m	市政管网供水, 村民自家均有自打井, 约 48 口, 井深 15-80m, 用于喂养牲畜及灌溉。	
	长岗子水井	太 14-39 东北侧 1000m	市政管网供水, 村民自家均有自打井, 约 62 口, 井深 15-80m, 用于喂养牲畜及灌溉。	
	前平等水井	太 14-39 西北侧 32m	市政管网供水, 村民自家均有自打井, 约 55 口, 井深 15-80m, 用于喂养牲畜及灌溉。	
	吴长胜水井	太 21-24 西南侧 1210m	市政管网供水, 村民自家均有自打井, 约 78 口, 井深 15-80m, 用于喂养牲畜及灌溉。	
	七撮房村水井	太 21-24 东南侧 740m	市政管网供水, 村民自家均有自打井, 约 75 口, 井深 15-80m, 用于喂养牲畜及灌溉。	
	老姚家水井	太 22-斜 33 西南侧 745m	市政管网供水, 村民自家均有自打井, 约 52 口, 井深 15-80m, 用于喂养牲畜及灌溉。	
	老阎家屯水井	太 29-36 西北侧 1235m	市政管网供水, 村民自家均有自打井, 约 53 口, 井深 15-80m, 用于喂养牲畜及灌溉。	
	高台子镇水井	太 30-36 西南侧 2248m	市政管网供水, 村民自家均有自打井, 约 225 口, 井深 15-80m, 用于喂养牲畜及灌溉。	

			溉。
腰太平庄屯水井	太 30-36 西南侧 715m	市政管网供水，村民自家均有自打井，约 62 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。	
东太平村水井	太 30-36 东南侧 435m	市政管网供水，村民自家均有自打井，约 95 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。	
东围子水井	太 30-斜 49 西北侧 1200m	市政管网供水，村民自家均有自打井，约 34 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。	
小门高家水井	太 39-38 西侧 1385m	市政管网供水，村民自家均有自打井，约 58 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。	
张连阁屯水井	太 53-143 东南侧 920m	市政管网供水，村民自家均有自打井，约 55 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。	
长发村水井	太 49-53 西北侧 245m	市政管网供水，村民自家均有自打井，约 83 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。	
马家屯水井	太 47-54 东南侧 340m	市政管网供水，村民自家均有自打井，约 38 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。	
外边屯水井	太 45-57 东南侧 270m	市政管网供水，村民自家均有自打井，约 19 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。	
朱家围子屯水井	太 49-57 东南侧 2105m	市政管网供水，村民自家均有自打井，约 30 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。	
贺家屯水井	太 49-57 东南侧 1970m	市政管网供水，村民自家均有自打井，约 40 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。	
西邵家屯水井	太 49-57 东南侧 3315m	市政管网供水，村民自家均有自打井，约 55 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。	
太安村水井	太 62-斜 56 东北侧 1315m	市政管网供水，村民自家均有自打井，约 78 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。	
东双榆树屯水井	太 62-斜 56 西南侧 1530m	市政管网供水，村民自家均有自打井，约 60 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。	
肖家窝棚水井	太 69-65 西南侧 1145m	市政管网供水，村民自家均有自打井，约 64 口，井深 15-110m，用于喂养牲畜及灌溉。	
王家楼水井	太 70-167 东北侧 2105m	市政管网供水，村民自家均有自打井，约 28 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。	

表 2.8-3 环境风险保护目标

环境要素	保护属性	保护目标	保护对象	相对方位及距离
环境风险	大气	宋家围子	约 65 户，212 人	太 15-20 西北侧 935m

		三不管屯	约 68 户, 226 人	太 15-20 东北侧 1860m
		李春荣屯	约 82 户, 257 人	太 18-22 东北侧 856m
		后平等	约 48 户, 132 人	太 14-39 西北侧 910m
		长岗子	约 62 户, 205 人	太 14-39 东北侧 1000m
		前平等	约 55 户, 174 人	太 14-39 西北侧 32m
		吴长胜	约 78 户, 249 人	太 21-24 西南侧 1210m
		七撮房村	约 75 户, 238 人	太 21-24 东南侧 740m
		老姚家	约 52 户, 171 人	太 22-斜 33 西南侧 745m
		老阎家屯	约 53 户, 169 人	太 29-36 西北侧 1235m
		高台子镇	约 255 户, 845 人	太 30-36 西南侧 2248m
		腰太平庄屯	约 62 户, 215 人	太 30-36 西南侧 715m
		东太平村	约 95 户, 328 人	太 30-36 东南侧 435m
		东围子	约 34 户, 115 人	太 30-斜 49 西北侧 1200m
		老富家屯	约 82 户, 272 人	太 39-38 西侧 2130m
		小门高家	约 58 户, 189 人	太 39-38 西侧 1385m
		前胡家	约 22 户, 91 人	太 41-391 西南侧 2480m
		张连阁屯	约 55 户, 234 人	太 53-143 东南侧 920m
		北弓棚子	约 72 户, 257 人	太 53-143 西南侧 1735m
		长发村	约 83 户, 279 人	太 49-53 西北侧 245m
		马家屯	约 38 户, 122 人	太 47-54 东南侧 340m
		外边屯	约 19 户, 71 人	太 45-57 东南侧 270m
		朱家围子屯	约 30 户, 105 人	太 49-57 东南侧 2105m
		贺家屯	约 40 户, 145 人	太 49-57 东南侧 1970m
		西邵家屯	约 55 户, 192 人	太 49-57 东南侧 3315m
		太安村	约 78 户, 268 人	太 62-斜 56 东北侧 1315m
		东双榆树屯	约 60 户, 228 人	太 62-斜 56 西南侧 1530m
		四村	约 48 户, 154 人	太 65-斜 155 西南侧 3132m
		肖家窝棚	约 64 户, 267 人	太 69-65 西南侧 1145m
		王家楼	约 28 户, 105 人	太 70-167 东北侧 2105m
		小草房屯	约 21 户, 74 人	太 70-167 西南侧 3035m
		五大户屯	约 28 户, 107 人	太 70-167 西南侧 2460m
		地表水	民荣泡	水域面积约 5.88km ²
西部排干渠	流量 4.5m ³ /s		太 62-斜 56 北侧 325m	
地下水	评价范围内第四系潜水含水层、承压水含水层		《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准	

表 2.8-4 其他环境因素保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地表水环境	民荣泡	太 52-斜 41 西侧 110m	水域面积约 5.88km ²	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 V 类标准限值
	西部排干渠	太 62-斜 56 北侧 325m	流量 4.5m ³ /s	
声环境	前平等	太 14-39 西北侧 32m	约 55 户，174 人	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准
	马家屯	太 47-54 东南侧 340m；太 49-57 集油掺水管线北侧 32m	约 38 户，122 人	
土壤环境	本项目永久占地范围内，土壤类型为草甸土、黑钙土、砂姜黑土			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值
	井场边界外扩 1km 区域及新建管线两侧向外延伸 200m 区域的村屯土壤环境			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第一类用地筛选值
	井场边界外扩 1km 区域及新建管线两侧向外延伸 200m 区域的土壤环境，主要为耕地、草地，土壤类型为草甸土、黑钙土、砂姜黑土			《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值
生态环境	井场边界外扩 1km 的区域及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 区域的生态环境，主要为草地、耕地			临时占用耕地及草地进行恢复，恢复面积 49.822hm ² 。

3 建设项目工程分析

3.1 项目概况

项目名称：太北开发区老区补充及注采系统调整产能建设工程；

建设单位：大庆油田有限责任公司第五采油厂；

建设地点：大庆市大同区高台子镇及大同镇周边；

建设性质：改扩建；

投资规模：8813 万元人民币；

占地面积：本项目新增总占地面积为 54.1635hm²，其中永久占地面积为 4.3415hm²，临时占地面积为 49.822hm²，占地类型为耕地（非基本农田）及草地（非基本草原）；

建设内容：本项目基建油井 31 口，其中新钻井 19 口，长关井 12 口；基建水井 19 口，其中新钻井 4 口，转注井 15 口；站外集油系统采用双管掺水集油工艺和环状掺水集油工艺，新建单井集油掺水管道 24.41km；注水采用单干管多井配水方式，就近接入已建配水间，新建注水井口 19 套、配水阀组 19 套，新建注水管道 14.462km，并配套建设供电、道路等辅助工程，预计建成产能 1.94×10⁴t/a；

工作进度：项目计划施工期为 2021 年 9 月至 2021 年 12 月，单井钻井施工 7d，射孔平均时间按 1d 计；地面工程接续钻井后进行建设，施工约 60d；

劳动定员：钻井期 2 个钻井队同时施工，每个钻井队在井人数 10 人；地面建设施工人数 30 人，运营期无新增劳动定员。

3.2 工程组成

本项目工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

工程类别	工程组成		建设内容及规模	备注
主体工程	钻井工程	钻井井场	新建油水井钻井井场 21 座（包括 1 座 3 口单井组成的平台井场及 20 座单井井场），各井场地面平整夯实，井场占地形成永久占地。井场设备包括钻机、钻台，以及配料罐、泥浆泵、钢制泥浆槽等。	新建
		井架基础	新建 43.3m×11.7m 撬装式钢制基础，1 座/井场，用于架设钻井井架。	新建
		钻井工程	新钻油水井 23 口，其中油井 19 口，水井 4 口，钻井总进尺 28750m。主要工程内容包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井等。	新建

		射孔工程	25口油水井采用射孔完井，包括23口新钻油水井，2口转注井冲孔后转注，采用多级复合射孔工艺。	
	地面工程	采油工程	本项目基建31口油井，形成丛式井平台1座、单井井场28座，采用注水驱油、抽油机采油方式运行，构筑井台并配套安装抽油机30台（长关井太39-53抽油机利旧）、采油树井口设备及采油动力配电设施。建成后预计产能 $1.94 \times 10^4 \text{t/a}$ 。	新建
		注水工程	本项目基建19口水井，形成19座单井井场。新建注水井口19套、配水阀组19套，平均单井注水量为 $35 \text{m}^3/\text{d}$ 。	新建
辅助工程	钻井工程	井控房	每座钻井井场设1座井控房，占地面积 50m^2 ，房内安放钻井控制系统、监测及报警装置，用于井控人员监测钻井情况。	新建
		钻井液罐区	每座钻井井场设4座钻井液罐， $40 \text{m}^3/\text{座}$ ，用于钻井液的配置及暂存。	新建
		钢制泥浆槽	每座钻井井场设置容积 100m^3 的钢制泥浆槽（ $10 \times 5 \times 2 \text{m}$ ），用于暂存钻井岩屑、废弃钻井液、废射孔液、钻井废水，边产生边收集，由罐车及时拉运至至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理，确保本工程产生的废弃钻井泥浆不落地。	新建
		水罐区	每座钻井井场设置钢制水罐2个/井场，存储新鲜水，有效容积 100m^3 ，用于钻井施工期的生产用水。	新建
		钻井液材料房	每座钻井井场设置钻井液材料房1座，占地面积 50m^2 ，用于存放钻井液材料，包括膨润土、纯碱、重晶石粉等。	新建
		KOH材料房	每座钻井井场设置KOH材料房1座，占地面积 50m^2 ，用于存放钻井液材料KOH，材料房做重点防渗处理，采用地面碾压平整并铺设2mm厚防渗土工布进行防渗，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。	新建
		柴油罐区	每座钻井井场设置钢制柴油罐1个/井场，占地面积 30m^2 ，单罐容积 50m^3 ，储量合计约40t柴油。柴油罐区做重点防渗处理，并在罐区配备泡沫灭火器。	新建
		其他材料房	每座钻井井场设置材料房1座，占地面积 50m^2 ，用于存放其他钻井材料。	新建
		机械修理房	1座/井场，占地面积 50m^2 ，用于修理机械。	新建
		气源房	1座/井场，占地面积 30m^2 ，供应压缩空气，给钻机刹车提供动力。	新建
		发电机房	1座/井场，占地面积 50m^2 ，为生活及钻井提供电力。	新建
		配电房	1座/井场，占地面积 30m^2 。	新建

	地面工程	原油集输管线工程	基建涉及 31 口抽油机井，站外集油系统采用双管掺水集油工艺和环状掺水集油工艺，配套建设单井集油掺水管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 24.41\text{km}$ 。	新建
		注水管线工程	本次开发区注水系统主要采用集中注水、多井配水和单干管单井配水工艺，新井挂接已建系统，就近接入已建配水间和注水干线，共计新建单井支线 $\Phi 76 \times 6-3.990\text{km}$ ， $\Phi 60 \times 5-10.472\text{km}$ ，管道材质全部选用内环氧粉末普通级外 2PE 加强级防腐钢管。	新建
		道路工程	本项目基建井附近均有已建井排路可以直接利用，基建井直接通过土路挂接到已建井排路上。本项目新建通井土路 4.92km，其中 4m 宽低洼井通井土路 1.63km，3.5m 宽耕地井通井土路 3.29km。	新建
公用工程	给水工程		施工期钻井设备冲洗用水及管线试压用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水。	依托
	排水工程		钻井施工产生的钻井废水排入井场钢制泥浆槽，及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理。施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期进行清掏堆肥，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理，场地进行平整；管道试压废水进入集输系统后最终输至太一联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。	依托
	供暖工程		本项目冬季施工采用电取暖，运营期依托场站现有供暖方式。	/
	供电工程		施工期用电由井场柴油发电机提供；运营期电力供应均来自油田已建电网，新建油井电源由附近已建 6kV 供电线路引接。新建 6kV 线路 8.27km，在 6kV 线路上采取无功补偿措施，新建线路无功补偿装置 2 套。每口独立井或每座平台配 1 座柱上变电站，共新建 26 座柱上变电站，利旧长关井柱上变电站 3 座，新建防窃电装置 2 套。	新建
环保工程	施工期	废气治理措施	施工期柴油发电机使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，柴油机及排放烟气均能满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单。	/
			对易起尘的临时土方等加盖苫布，加强施工管理，降低施工扬尘对周围环境产生的影响。	新建
	废水治理措施		钻井施工产生的钻井废水排入井场钢制泥浆槽，及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理。	依托
			施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期进行清掏堆肥，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理，场地进行平整。	新建
		管道试压废水由罐车拉运至太一联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。	依托	

	噪声治理措施	合理安排施工进度，减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；除钻进外，其它施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场；降低设备噪声运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。	/	
		固体废物治理措施	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。	依托
			膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、废弃防渗布及施工废料经收集后拉运至第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理。	依托
	运营期	废气治理措施	每座井场设置容积 100m ³ 的钢制泥浆槽（10×5×2m），用于暂存钻井岩屑、废弃钻井液、废射孔液，钢制泥浆槽做重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗，渗透系数 K≤1×10 ⁻¹⁰ cm/s，钻井岩屑、废弃钻井液、废射孔液由罐车及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理。	依托
			依托的太北三转油站、太北四转油站、太北五转油站、太北七转油站、太北八转油站加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，加热炉燃烧产生的废气均经高于 8m 的烟囱高空排放（太北三转油站烟囱高 10m，太北四转油站烟囱高 18m，太北五转油站烟囱高 15m，太北七转油站烟囱高 10m，太北八转油站烟囱高 25m）。	依托
		废水治理措施	油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建集油掺水管道、依托场站阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发。	集输管线新建
	油水井作业污水及洗井污水由罐车拉运至太一联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。		依托	
	噪声治理措施	运营期油田采出水经集输系统最终输至太一联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排，回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”限值要求。	依托	
		井场电机、抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。	新建	
	固体废物治理措施	含油污泥、落地油及油砂运至杏五二含油污泥处理站统一处理	依托	
		油水井作业产生的含油废防渗布委托有资质单位处置。	依托	
	地下水防护	在本项目区块上游长岗子村张家水井（124.86723，46.18580）布设 1 个潜水背景值监测水井，在区块内长发村赵家水井（124.85246，46.09875）、区块下游肖家窝棚王家水井（124.86322，46.04796）各布设 1 口潜水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。	依托周边村屯水井	
		施工期分区防渗：柴油罐区、钻井液罐区、发电机房、钢制泥浆槽、钻井泵、钻台为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗，渗透系数为 1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s；钻井液材料房、	新建	

			其他材料房、临时旱厕为一般防渗，采用 1.5m 厚黏土防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；施工井场其他区域为简单防渗，采用地面碾压平整。	
			运营期分区防渗：集油掺水管线、注水管线为重点防渗，采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接；井场为简单防渗，采用地面夯实碾压平整进行防渗。	新建
		生态治理	对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 49.822hm ² ；对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 4.3415hm ² ，永久占地中湿地按照“先补后占、占补平衡”进行补偿，湿地经省林业行政主管部门审核同意后依法办理相关手续。永久占用草地、耕地按照规定进行经济补偿	恢复、补偿
依托工程	转油站	太北三转油站	本项目 2 口长关井及 1 口新钻井共 3 口油井采出液依托太北三转油站处理。太北三转油站建设于 1991 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 3000t/d 的分离沉降缓冲装置(三合一)3 台、1.74MW 掺水热洗炉 3 台；站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 9000t/d，目前实际处理量为 2142t/d，本项目 3 口油井新增采出液量约为 49t/d，新增产能后太北三转油站三合一装置处理量为 2191t/d，负荷率为 24.3%，满足开发需求。	依托，无需扩建
		太北四转油站	本项目 1 口长关井及 2 口新钻井共 3 口油井采出液依托太北四转油站处理。太北四转油站建设于 1996 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 4300t/d 的分离沉降缓冲装置(三合一)2 台、1.74MW 掺水热洗炉 3 台；站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 8600t/d，目前实际处理量为 3580.4t/d，本项目 3 口油井新增采出液量约为 41.6t/d，新增产能后太北四转油站三合一装置处理量为 3622t/d，负荷率为 42.1%，满足开发需求。	依托，无需扩建
		太北五转油站	本项目 5 口长关井及 7 口新钻井共 12 口油井采出液依托太北五转油站处理。太北五转油站建设于 1990 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 4300t/d 的分离沉降缓冲装置(三合一)2 台、1.74MW 掺水热洗炉 2 台、2.0MW 掺水热洗炉 1 台；站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 8600t/d，目前实际处理量为 2861.2t/d，本项目 12 口油井新增采出液量约为 173.8t/d，新增产能后太北五转油站三合一装置处理量为 3035t/d，负荷率为 35.3%，满足开发需求。	依托，无需扩建
		太北七转油站	本项目 2 口长关井及 8 口新钻井共 10 口油井采出液依托太北七转油站处理。太北七转油站建设于 2001 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 2800t/d 的分离沉降缓冲装置(三合一)2 台、1.6MW 掺水热洗炉 3 台；站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 5600t/d，目前实际处理量为 3032.2t/d，本项目 10 口油井新增采出液量约为 128.8t/d，新增产能后太北七转	依托，无需扩建

		油站三合一装置处理量为 3161t/d，负荷率为 56.4%，满足开发需求。	
	太北八转油站	本项目 2 口长关井及 1 口新钻井共 3 口油井采出液依托太北八转油站处理。太北八转油站建设于 2001 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 4300t/d 的分离沉降缓冲装置(三合一)2 台、1.74MW 掺水热洗炉 2 台、2.0MW 掺水热洗炉 1 台；站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 8600t/d，目前实际处理量为 3474t/d，本项目 3 口油井新增采出液量约为 49t/d，新增产能后太北八转油站三合一装置处理量为 3523t/d，负荷率为 41.0%，满足开发需求。	依托， 无需扩 建
脱水站	太一联脱水站	本项目 12 口长关井及 19 口新钻井共 31 口油井产液依托太一联脱水站处理，站内主要设备有：单台设计处理能力 10000t/d 的游离水脱除器 2 台、单台设计处理能力 2000t/d 的电脱水器 2 台、1.0MW 脱水炉 1 台、0.8MW 两用炉 1 台、0.8MW 外输炉 1 台。站内采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺，该站游离水脱除能力 20000t/d，电脱能力为 4000t/d。本项目新增产液后太一联脱水站游离水脱除处理量为 9304t/d，负荷率 46.5%；电脱处理量为 711.7t/d，负荷率 17.8%，满足开发需求。	依托， 无需扩 建
注水站	太一联注水站	本项目 14 口转注井及 2 口新钻井共 16 口水井依托太一联注水站，回注水质为太一联含油污水处理站深度处理水，该站采用一泵多井的注水工艺，站内主要设备有 DF300-150×11 型注水泵 2 台、DFJ60-120×13 型注水泵 1 台。站内设计注水量为 8640m ³ /d，目前实际注水量 7798m ³ /d，负荷率为 90.3%。本项目单井新增注水量为 35m ³ /d，新增注水量后太一联注水站注水量为 8358m ³ /d，负荷率为 96.7%，满足开发需求。	依托， 无需扩 建
	太二联注水站	本项目 1 口转注井及 2 口新钻井共 3 口水井依托太二联注水站，回注水质为太一联含油污水处理站深度处理水，该站采用一泵多井的注水工艺，站内主要设备有 5DS125-35/16 型注水泵 4 台、DFJ60-120×13 型注水泵 1 台。站内设计注水量为 3360m ³ /d，目前实际注水量 856m ³ /d，负荷率为 25.5%。本项目单井新增注水量为 35m ³ /d，新增注水量后太二联注水站注水量为 961m ³ /d，负荷率为 28.6%，满足开发需求。	依托， 无需扩 建
含油污水处理站	太一联含油污水处理站	本项目 31 口油井采出水依托太一联含油污水处理站处理，站内主要工艺为“两级沉降+两级过滤”，设计出水水质指标为“8、3、2”，设计污水处理量为 15000m ³ /d。目前实际污水处理量为 8000m ³ /d，本项目新钻井单井最大采出水量为 10t/d，长关井单井最大采出水量为 18.4t/d，新增污水后处理量为 8410.8m ³ /d，负荷率为 56.1%，满足开发需求。	依托， 无需扩 建

含油污泥处理站	杏五二含油污泥处理站	杏五二含油污泥处理站采用“调质+离心”处理工艺。处理站设计处理规模为10m ³ /h（年运行200天，年最大处理量为43200t），目前实际处理量约28080t/a，负荷率约为65%，剩余处理量为15120t。本工程含油泥（砂）及落地油产生量为1.612t/a，本项目新增后处理量约为28081.612t/a，负荷率为仍65%，变化较小，能够满足本项目含油污泥处理需求。	依托、无需扩建
废弃泥浆处理站	大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心	钻井泥浆、岩屑、钻井废水、射孔废液由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理，主要装置有：接收、均质、分离装置各6套，筛分装置4套等，处理能力为900m ³ /d，主要采取均质、脱稳、压滤等工艺，可实现废弃钻井液的均质、破胶脱稳、固液分离和水处理，产出物为泥饼和水，处理后的水进入污水处理系统回注地下，产生的泥饼达标后进行综合利用，该装置目前负荷率为36.7%。本工程钻井施工期间，钻井废水及钻井泥浆最大产生量约为89.4m ³ /d，工程施工期间该装置负荷率约为46.6%，能满足本工程需要。该装置环评批复文号为岗环审[2020]11号，已于2020年10月25日完成自主验收。	
一般工业固废填埋场	第四采油厂杏北油田工业固废处置场	设计总容量11624m ³ ，年处理能力581.2m ³ /a，合700t/a，本工程产生一般固废3.555t，建成后该填埋场负荷率为38%，能满足本工程依托需求，该场环评批复文号为庆环建字[2011]172号，验收文号为庆环验字[2013]121号。	依托、无需扩建

3.3 开发方案

3.3.1 基建井及井位分布

本项目基建油井31口，其中新钻井19口，长关井12口；基建水井19口，其中新钻井4口，转注井15口，50口油水井形成丛式井平台1座、单井井场47座，建成产能1.94×10⁴t/a。本项目油井均为水驱，水井均为水驱注水井。项目产能基建安排见表3.2-1。

表3.2-1 项目产能基建安排

区块	基建油水井（口）				建成产能（10 ⁴ t/a）
	油井		水井		
太北开发区	新钻井	长关井	新钻井	转注井	1.94
	19	12	4	15	
合计	31		19		

本项目油田产能井位布置情况见表3.3-1。本项目拟建井位置见附图3。

表3.3-1 本项目油田产能井位布置情况

序号	井号	平台	井位坐标		井别
			井口横坐标	井口纵坐标	
1	太 18-22	单井井场	21639019.00	5117253.00	新钻油井
2	太 29-36	单井井场	21641511.00	5114114.00	新钻油井
3	太 30-36	单井井场	21641555.00	5113819.00	新钻油井
4	太 41-391	单井井场	21641636.00	5111247.00	新钻油井
5	太 32-49	单井井场	21644255.00	5112622.50	新钻油井
6	太 34-50	单井井场	21644287.00	5112202.00	新钻油井
7	太 46-54	单井井场	21644448.00	5109358.00	新钻油井
8	太 47-54	单井井场	21644385.44	5109117.61	新钻油井
9	太 48-54	单井井场	21644352.77	5108888.31	新钻油井
10	太 50-斜 42	单井井场	21641739.91	5109392.59	新钻油井
11	太 49-57	1#平台	21645064.74	5108499.85	新钻油井
12	太 48-斜 56		21645064.74	5108511.85	新钻油井
13	太 49-斜 56		21645064.74	5108505.85	新钻油井
14	太 30-斜 49	单井井场	21644335.00	5113071.70	新钻油井
15	太 34-斜 54	单井井场	21645660.00	5111672.00	新钻油井
16	太 35-斜 45	单井井场	21642991.70	5112081.80	新钻油井
17	太 65-斜 160	单井井场	21644555.00	5104782.00	新钻油井
18	太 45-52	单井井场	21644149.45	5109721.89	新钻油井
19	太 49-53	单井井场	21643946.00	5108744.00	新钻油井
20	太 15-20	单井井场	21638750.1	5118010.34	长关油井
21	太 17-20	单井井场	21638639.58	5117626.5	长关油井
22	太 15-39	单井井场	21642933	5116949	长关油井
23	太 39-53	单井井场	21644631.9	5110931.2	长关油井
24	太 69-65	单井井场	21645412	5103842	长关油井
25	太 38-45	单井井场	21642953	5111597	长关油井
26	太 39-38	单井井场	21641358	5111767	长关油井
27	太 40-43	单井井场	21642574	5111379	长关油井
28	太 45-54	单井井场	21644536	5109553	长关油井
29	太 45-56	单井井场	21644972	5109442	长关油井
30	太 52-斜 41	单井井场	21641509.1	5108796.2	长关油井
31	太 62-斜 56	单井井场	21643930	5105295	长关油井
32	太 25-36	单井井场	21641741.74	5114942.15	新钻水井
33	太 53-143	单井井场	21641478.00	5108644.00	新钻水井
34	太 64-斜 57	单井井场	21644089.00	5105145.00	新钻水井
35	太 65-斜 155	单井井场	21644085.22	5105140.34	新钻水井

36	太 14-39	单井井场	21642994	5117158	转注井
37	太 21-24	单井井场	21639178	5116564	转注井
38	太 36-41	单井井场	21642322	5112347	转注井
39	太 38-55	单井井场	21645131	5111034	转注井
40	太 42-51	单井井场	21644085	5110420	转注井
41	太 16-19	单井井场	21638492	5117861	转注井
42	太 19-33	单井井场	21641408	5116466	转注井
43	太 22-斜 33	单井井场	21641212	5115728	转注井
44	太 23-37	单井井场	21642058	5115321	转注井
45	太 39-39	单井井场	21641574	5111704	转注井
46	太 40-45	单井井场	21642836	5111163	转注井
47	太 45-43	单井井场	21642124	5110186	转注井
48	太 45-55	单井井场	21644755	5109497	转注井
49	太 45-57	单井井场	21645194	5109383	转注井
50	太 70-167	单井井场	21645683	5103630	转注井

3.3.2 开发指标预测

太北开发区老区补充及注采系统调整共部署开发油井31口(钻井19口,长关井12口),注水井19口(钻井4口,转注井15口),建成产能 1.94×10^4 t/a。平均油层中部深度为1094m,平均有效渗透率 $359 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。预测初期新钻油井单井日产油2.8t/d,产液量11.4t/d;长关井单井日产油0.9t/d,产液量18.8t/d。注水井平均单井注水量 $35\text{m}^3/\text{d}$,井口注水压力13.0~14.0MPa,注水水质为深度处理水。总体开发动态指标预测见表3.3-2、表3.3-3,原油物性表及产出水性质见表3.3-3、表3.3-4。

表 3.1-1 太北开发区老区补充及注采系统调整产能区块开发指标预测表

项目	时间(年)									
	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
采油(出)井(口)	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
注水(入)井(口)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
转注井(口)	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
平均单井产油量(t/d)	2.8	2.8	2.4	2.2	2.0	1.8	1.6	1.5	1.4	1.4
平均单井产液量(t/d)	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4
平均单井日注水量(m^3/d)	35	35	28	28	26	26	26	25	25	25
年产油量(10^4t/a)	0.53	1.59	1.31	1.25	1.14	1.03	0.91	0.86	0.80	0.80

年产液量 (10 ⁴ t/a)	2.17	6.50	6.50	6.50	6.50	6.50	6.50	6.50	6.50	6.50
年注水 (10 ⁴ m ³)	1.3	3.9	3.192	3.192	2.964	2.964	2.964	2.85	2.85	2.85
转注注水 (10 ⁴ m ³)	5.20	15.6	12.768	12.768	11.856	11.856	11.856	11.4	11.4	11.4
井口注水压力 (MPa)	13.0	13.4	13.4	13.8	13.8	13.8	14.0	14.0	14.0	14.0
综合含水 (%)	75.4	75.4	78.9	80.7	82.5	84.2	86.0	86.8	87.7	87.7

表 3.1-2 太北开发区老区补充及注采系统调整产能区块 (长关井) 指标预测表

项目 \ 时间(年)	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年	2030年
采油 (出) 井 (口)	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
平均单井产油量 (t/d)	0.9	0.9	0.8	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4
平均单井产液量 (t/d)	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8
年产油量 (10 ⁴ t/a)	0.12	0.35	0.31	0.27	0.23	0.23	0.20	0.20	0.20	0.16
年产液量 (10 ⁴ t/a)	2.4	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3
综合含水 (%)	95.2	95.2	95.7	96.3	96.8	96.8	97.3	97.3	97.3	97.9

表 3.1-3 太北开发区老区补充及注采系统调整产能区原油物性表

油 (气) 田名称	原始气油比 (m ³ /t)	地面原油					
		密度 (g/cm ³)	粘度 (20℃) (mPa.s)	粘度 (50℃) (mPa.s)	凝固点 (℃)	含蜡 (%)	胶质 (%)
太北开发区老区补充及注采系统调整	42.3	0.8507	5.85	15.38	31.6	21.93	12.57

表 3.1-4 太北开发区老区补充及注采系统调整产能产能区产出水性质表

油 (气) 田名称	类别	总矿化度 (mg/L)	氯离子 Cl ⁻ (mg/L)
太北开发区老区补充及注采系统调整	油田产出水	9426.35	3262

3.4 主要建设内容

3.4.1 钻井工程方案

本项目钻井工程包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井，本项目钻井工程不涉及压裂作业。

3.4.1.1 钻前准备工作

1、井位选择

钻前准备工作主要为平整井场，保证全套钻井设备达到相关安装标准，安装完成后并进行相关调试。本项目新钻油水井 23 口，其中油井 19 口，水井 4 口；23 口新钻井中

直井 14 口，定向井 9 口，单井完钻井深最大为 1233m，单井平均进尺约 1250m，总进尺 28750m。本项目新钻井设计参数见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目新钻井设计参数

序号	井号	平台	井位坐标		井别	井型	设计井深 (m)	占地类型
			井口横坐标	井口纵坐标				
1	太 18-22	单井井场	21639019	5117253	油井	直井	1209	耕地
2	太 29-36	单井井场	21641511	5114114	油井	直井	1188	耕地
3	太 30-36	单井井场	21641555	5113819	油井	直井	1198	耕地
4	太 41-391	单井井场	21641636	5111247	油井	直井	1175	草地
5	太 32-49	单井井场	21644255	5112622.5	油井	直井	1218	耕地
6	太 34-50	单井井场	21644287	5112202	油井	直井	1222	草地
7	太 46-54	单井井场	21644448	5109358	油井	直井	1204	耕地
8	太 47-54	单井井场	21644385.44	5109117.61	油井	直井	1203	耕地
9	太 48-54	单井井场	21644352.77	5108888.31	油井	直井	1204	耕地
10	太 50-斜 42	单井井场	21641739.91	5109392.59	油井	定向井	1211	低洼草地
11	太 49-57	1#平台	21645064.74	5108499.85	油井	直井	1205	耕地
12	太 48-斜 56		21645064.74	5108511.85	油井	定向井	1205	耕地
13	太 49-斜 56		21645064.74	5108505.85	油井	定向井	1205	耕地
14	太 30-斜 49	单井井场	21644335	5113071.7	油井	定向井	1228	耕地
15	太 34-斜 54	单井井场	21645660	5111672	油井	定向井	1233	草地
16	太 35-斜 45	单井井场	21642991.7	5112081.8	油井	定向井	1203	草地
17	太 65-斜 160	单井井场	21644555	5104782	油井	定向井	1209	草地
18	太 45-52	单井井场	21644149.45	5109721.89	油井	直井	1200	耕地
19	太 49-53	单井井场	21643946	5108744	油井	直井	1203	耕地
20	太 25-36	单井井场	21641741.74	5114942.15	水井	直井	1173	耕地
21	太 53-143	单井井场	21641478	5108644	水井	直井	1205	耕地
22	太 64-斜 57	单井井场	21644089	5105145	水井	定向井	1215	草地
23	太 65-斜 155	单井井场	21644085.22	5105140.34	水井	定向井	1214	草地

2、井身结构

本工程新钻井井身结构为直井及定向井，项目井身设计数据见表 3.3-2。井身结构示意图见图 3.3-1。

表 3.3-2 井身结构设计数据表

开钻次序	井深 m	钻头尺寸 mm	套管柱类型	套管尺寸 mm	套管下入深度 m	环空水泥浆返深 m
一开	101	342.9	表层套管	273.1	100	地面
二开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

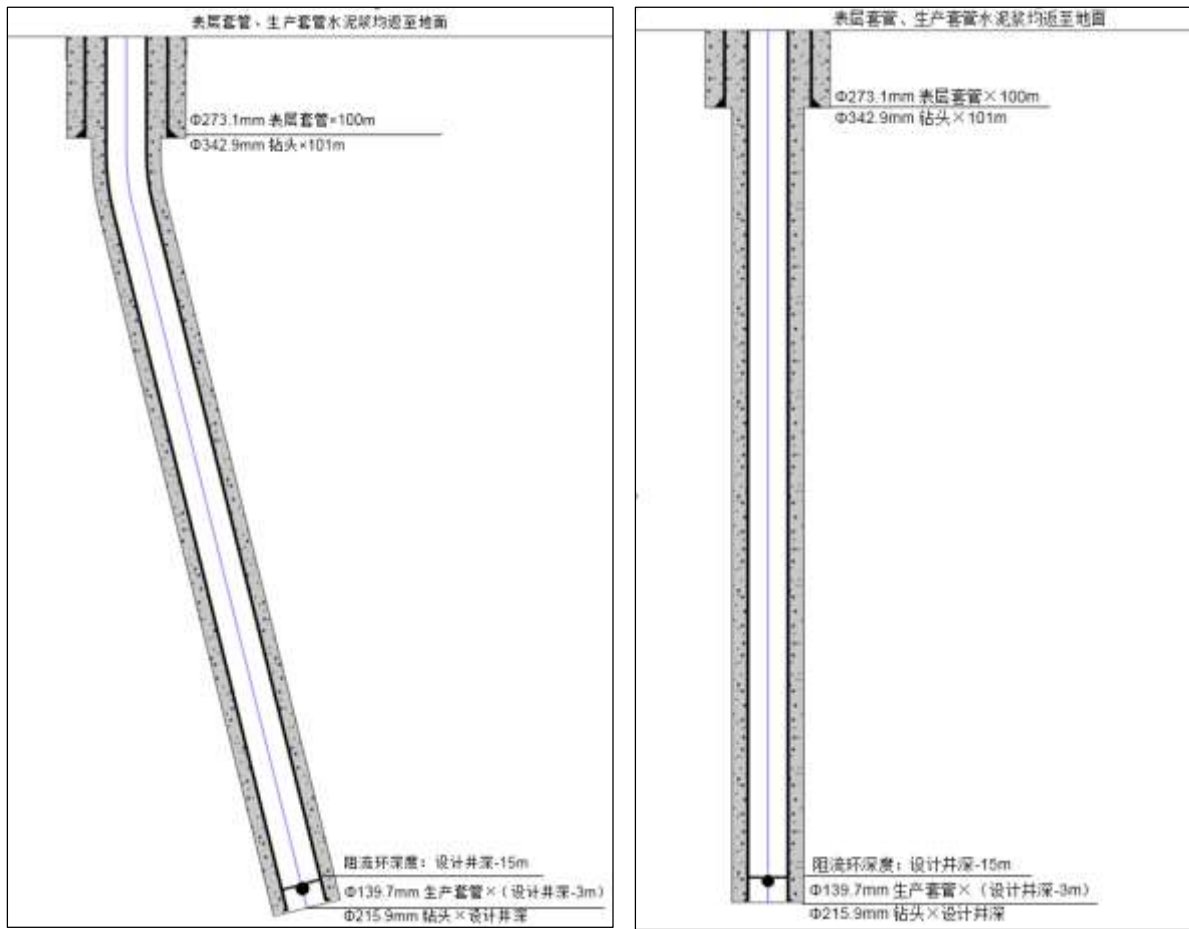


图 3.3-1 定向井及直井井身结构示意图

3、钻机选型及钻井主要设备

本项目选用 ZJ-15/900 型钻机。钻机及钻井主要设备性能参数见表 3.3-3。

表 3.3-3 ZJ-15/900 钻机及钻井主要设备性能

序号	名称	型号	主要技术参数	备注
1	钻机	ZJ-15/900		/
2	井架	JJ90/39	900 kN	/
3	提升系统	天车	TC-125	1225 kN /

		游动滑车	YC-125	1225 kN	/
		大钩	DG-125	1225 kN	/
		水龙头	SL-140	1372 kN	/
		绞车	JC-10	98 kW	/
4	转盘		ZP-175	1350 kN	13.73kN m
5	循环系统	搅拌机	/	7.5 kW	/
		钻井泵	SL3NB-1300A	956 kW	/
6	动力系统	钻台电机	JS148L-813	380 kW	/
		泵柴油机	PZ12V 190B	882 kW	/
7	钻机控制系统	压风机 1#	2V-6/8	40 kW	/
		压风机 2#	2V-6/8	40 kW	/
8	固控设备	振动筛	YND-D		2 台
		除砂器	MCS-300×1		1 台
9	液压大钳		YQ-100	100kN·m	/

4、钻井液

钻井需要使用钻井液，构成循环流体，从而将钻井岩屑从井底携带至地面。本工程钻井均采用了无毒无害的水基钻井液，一开时钻井液类型为膨润土浆，主要成分是清水、膨润土、纯碱、重晶石粉；二开时采用乳液高分子钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱、GJ-2、DJ-C、FH-C、HPAN、甲基硅酸钠、重晶石粉等，存放在材料房内。具体钻井液材料用量设计见表 3.3-4。

表 3.3-4 钻井液材料用量设计数据表

开钻次序	一 开		二 开	
钻头尺寸 mm	342.9		215.9	
井段 m~m	0~101		101~1233	
井筒容积 m ³	16		60	
地面循环量 m ³	40		60	
钻井液损耗量 m ³	3		34	
钻井液总量 m ³	59		154	
钻井液体系	膨润土浆		乳液高分子	
钻井液材料名称和用量	材料名称	一开材料用量 t	材料名称	材料用量 t
	膨润土	4.0	膨润土	/
	纯碱	0.3	纯碱	0.6
	/	/	GJ-2	1.5
	/	/	DJ-C	1.5
	/	/	FH-C	1.5
	/	/	HPAN	0.8

	/	/	甲基硅酸钠	0.3
	/	/	重晶石粉	100

注 1: 表中基本数据和材料用量, 一开按井深 101m, 二开按最大垂深 1233m, 最大钻井液密度 1.60g/cm³ 计算。

注 2: 在施工区块集中储备重晶石粉至少 50t, 没有集中储备条件, 单井储备重晶石粉不少于 20t。

钻井液主要组份理化性质见表 3.3-5。

表 3.3-5 钻井液主要组份理化性质一览表

序号	原料	主要组分	理化性质及作用	毒理性质
1	膨润土	天然矿物, 主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	其晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层, 在硅氧四面体中, 有部分的 Si ⁴⁺ 可被 Al ³⁺ 取代, 铝氧八面体层中有部分的 Al ³⁺ 可被 Fe ²⁺ 、Mg ²⁺ 、Zn ²⁺ 等阳离子取代, 这样使得蒙脱石的晶格显负电性, 同时晶层上下皆为氧原子层, 不能形成氢键, 晶层间有微弱的分子力连接, 连接力弱, 水分子容易进入两层之间使之吸水膨胀。因此, 它具有很强的吸水性、可塑性、粘结性和离子交换性, 水化分散性较好	无毒性
3	纯碱	Na ₂ CO ₃	无水碳酸钠为白色粉末, 易溶于水, 水溶液呈碱性, pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解, 提供 Na ⁺ 和 CO ₃ ²⁻ , 在泥浆中通过离子交换和沉淀作用, 使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca ²⁺ 离子, 使泥浆性能变好。	无毒性
4	GJ-2	由聚丙烯酰胺和蒸馏水组成	主要用做水基钻井液的包被剂。用于抑制岩石的水化膨胀和造浆。高分子量产品有更强的包被和增稠效果, 分子量为 (8-12) ×10 ⁶	无毒性
	DJ-C	以丙烯酸、氢氧化钠等原材料聚合而成	有较强的稀释作用, 主要由其线性结构、低相对分子质量、及阴离子基团决定。通过氢键吸附在粘土颗粒上, 顶替掉吸附在粘土颗粒的高分子聚合物, 从而拆散高聚物与粘土颗粒形成的“桥接网架结构”。	无毒性
	FH-C	腐殖酸类	呈黑色或棕色的无定型大分子化合物, 其分子的每个结构单元都是由多环芳烃和活性功能团组成。可以有效降低高温高压滤失量。对于巩固井壁, 防塌, 防卡具有重要作用	无毒性
	HPAN	双聚铵盐 (NH ₄ -HPAN-2)	双聚铵盐 (NH ₄ -HPAN-2), 外观为自由流动的粉末及颗粒, 铵含量 (%) ≤6.0, 是水解聚丙烯腈-铵盐 (NH ₄ -HPAN) 的进一步改进, 克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点, 是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高	无毒性

			温、高压下聚合的产物，带有-NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力，并且使用不受温度的限制，具有良好的降滤失功能。	
	甲基硅酸钠	甲基硅酸钠	无色或浅黄色透明的液体，主要为单组分固化型高分子防水材料，会与空气中的二氧化碳反应生成甲基硅酸醇。无刺激性气味，不燃、不爆、不挥发，可与水混合，对环境无污染。	无毒性
5	重晶石粉	BaSO ₄	纯品为白色粉末，如含有杂质多为灰绿色。相对密度4.3-4.6，不溶于水。钻井加重剂，增加钻井泥浆的密度	无毒性

由以上表以及《危险化学品名录》可以看出，钻井涉及的物质均为一般化学品、无毒且性质稳定，废弃钻井液统一拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处置，不外排且不落地。

3.4.1.2 钻进

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

3.4.1.3 井控

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

(1) 一开井口装置

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

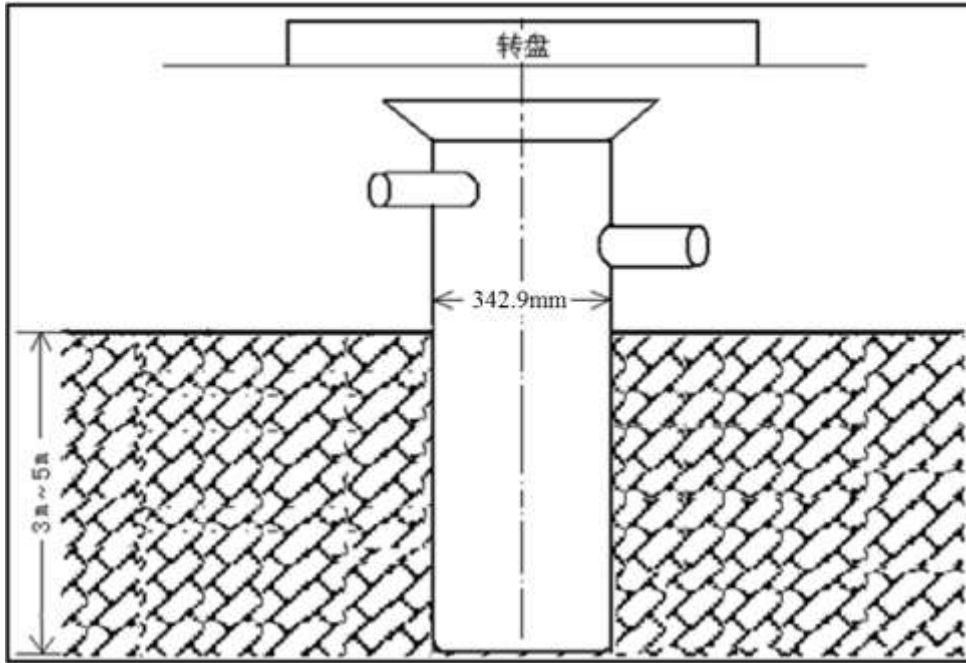


图 3.3-3 一开井口装置设计示意图

(2) 二开井口装置

二开井口装置设计见图 3.3-4、图 3.3-5。

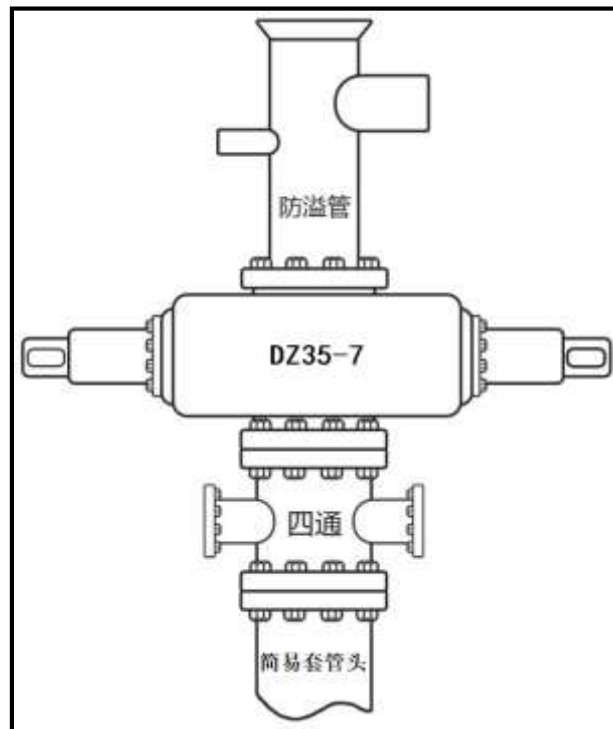


图 3.3-4 原始压力区的井二开井口装置示意图

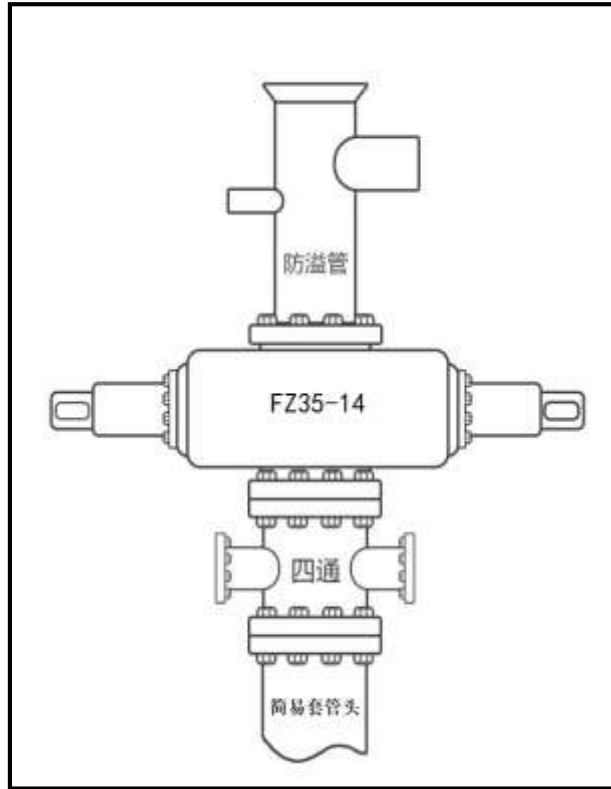


图 3.3-5 注水开发区的井二开井口装置示意图

(3) 二开节流及压井管汇

二开节流管汇及压井管汇设计见图 3.3-6、图 3.3-7。

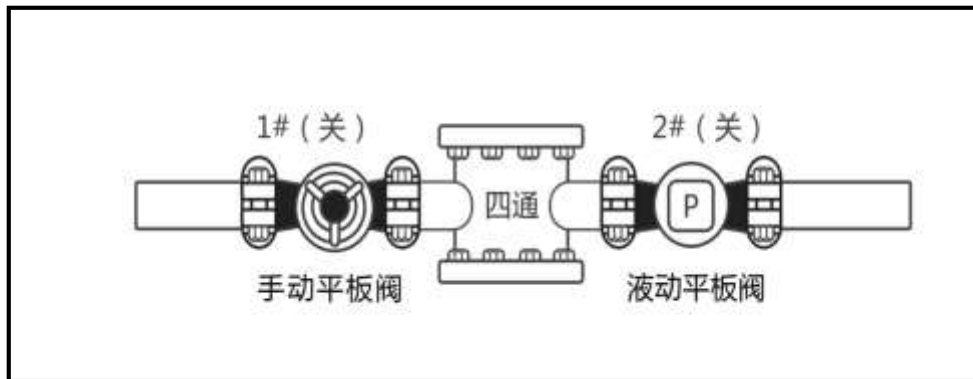


图 3.3-6 原始压力区的井二开井口管汇示意图

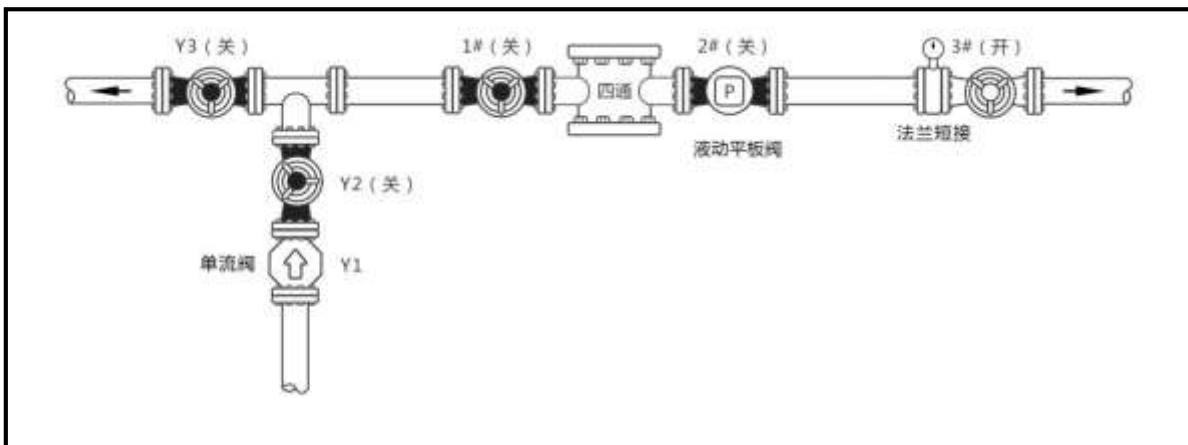


图 3.3-7 注水开发区的井井口管汇示意图

3.4.1.4 录井

(1) 钻井参数录取

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

(2) 钻井液参数录取

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量 1 次钻井液密度、粘度。

二开钻开油层前，没间隔 1h 测量 1 次钻井液密度、粘度，每间隔 8h 测量 1 次钻井液全套性能；钻开油层后，每间隔 0.5h 测量 1 次钻井液密度、粘度，每间隔 4h 测量 1 次钻井液全套性能和钻井液电阻率；固井前测钻井液密度、粘度、切力、失水，并做好记录。循环过程中每间隔 0.5h 观察 1 次钻井液池液面高度、钻井液性能变化，以及是否含有气泡、油气侵等异常情况，如有异常加密测量钻井液密度、粘度，并进行相应处理。

(3) 钻井液参数

录井项目要求：流量、体积、温度、密度、电导率。

3.4.1.5 测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控要求主要为：

(1) 若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环；

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

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

3.4.1.6 固井

固井作业全过程保持井内压力平衡，防止因井漏、注水泥候凝失重造成井内压力失衡而导致井喷。注水泥浆时发生溢流，停止注水泥浆作业，替出井内水泥浆实施压井；固井顶替时发生溢流，先继续完成替量，然后关闭井口水泥头，关井。对于固井质量存在严重问题、威胁到井控安全、影响到后续钻井施工的井，采取有效措施进行处理，确保达到封固目的。拆卸井口、安装井控设备在水泥候凝后进行。固井质量要求见表 3.3-

6. 具体固井注水泥用量见表 3.3-7。

表 3.3-6 固井质量要求

开钻次数	钻头尺寸 mm	井段 m~m	套管尺寸 mm	套管下深 m	水泥浆封固井段 m~m	阻流环深度 m
一开	342.9	0~101	273.1	100	地面~101	100
二开	215.9	101 ~设计井深	139.7	设计井深-3	地面 ~设计井深	设计井深-15

表 3.3-7 固井水泥用量数据表

套管程序	套管尺寸 mm	钻头尺寸 mm	井径扩大率%	环空容积 m ³	水泥浆返深 m	水泥塞面深度 m	水泥级别	附加 %	水泥用量 t
表层套管	273.1	342.9	30	9.84	地面	距完钻井深 1m 以内	A	50	20
生产套管	139.7	215.9	10	30.07	地面	距完钻井深 15m 以内	高强 低密 度	15	37
				5.68	葡一组油层顶 面以上 100m		G		9

3.4.1.7 完井

本项目完井采用射孔完井，射孔完井法即钻穿油、气层，下入油层套管，固井后对生产层射孔。射孔是在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油气层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。采用射孔液主要成分为氯化钠或氯化钾类无机盐类水溶液，加适量黏土稳定剂。本项目共 25 口油水井采用射孔完井，包括 23 口新钻油水井，2 口转注井（太 38-55、太 42-51）补孔后转注，射孔液主要成分理化性质见表 3.3-8。

表 3.3-8 射孔液成分理化性质表

序号	原料名称	理化性质
1	NaCl	白色晶状体，无化学毒性，但摄入量过多会引起细胞脱水，严重者会导致死亡。皮肤接触后用清水清洗即可。不易燃
2	KCl	无色细长菱形或成一立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，外观如同食盐，无臭、味咸。皮肤接触后用清水清洗干净即可。
3	黏土稳定剂	双聚铵盐(NH ₄ -HPAN-2)，外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量(%)≤6.0，是水解聚丙烯腈-铵盐(NH ₄ -HPAN)的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差

	的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，因带有-NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力，无毒性
--	--

3.4.2 地面工程方案

本项目基建油井 31 口，其中新钻井 19 口，长关井 12 口；基建水井 19 口，其中新钻井 4 口，转注井 15 口，建成后产能 1.94×10⁴t/a。地面工程主要建设内容包括采油工程、原油集输工程、注水工程、道路工程等。

3.4.2.1 采油工程

本工程产能基建油井 31 口，其中新钻井 19 口，长关井 12 口，全部采用抽油机举升方式，根据采油工程方案，长关井太 39-53 原井 6 型抽油机与新设计型号相符，且设备完好，所以考虑原井利旧抽油机及配电装置，31 口井选用机型其中 25 口井为 CYJY6-2.5-26HB、3 口井为 CYJY10-3-37HB、3 口井为 CYJY10-4.2-53HB。拟建油井机型及配电装置统计表见表 3.3-2

表 3.3-2 拟建油井机型及配电装置统计表

项目分类		名称、规格、型号	单位	数量
抽油机及配套	机型	CYJY6-2.5-26HB	台	25
		CYJY10-3-37HB	台	2
		CYJY10-4.2-53HB	台	3
	电机	ZYCYT225L2-6 380V 22kW	套	22
		ZYCYT250M-8 380V 30kW	套	3
		ZYCYT250L3-6 380V 37KW	套	3
		ZYCYT280L2-6 380V 56KW	套	3
	控制箱	CGX-TS 22 380V	套	22
		CGX-TS 30 380V	套	3
		CGX-TS 37 380V	套	3
		CGX-TS 55 380V	套	3

3.4.2.2 原油集输工程

1、原油集输工艺

本项目开发区块基建油井 31 口，站外集油系统采用双管掺水集油工艺和环状掺水集油工艺，配套建设单井集油掺水管道 Φ60×3.5~24.41km。临时占地类型为耕地（非基本农田）及草地（非基本草原），其中太 65-斜 160 集油掺水管道 2.05km 临时占用厢房村

东湿地，湿地类型为沼泽化草甸，保护级别为一般。管道选用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克钢管，管线埋深在 2.0m，管线上部开挖宽度在 1.5-2.0m，底部 0.8m 左右。作业带宽度一般 10m。集油工艺流程示意图见图 3.4-1。

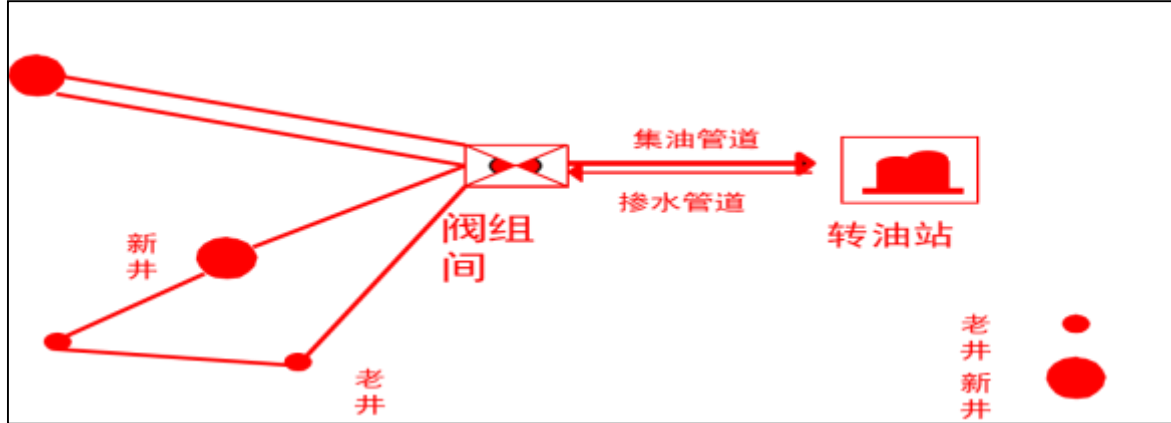


图 3.4-1 单管环状掺水集油工艺流程示意图

原油集输工程主要工程量见表 3.4-2。

表 3.4-2 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	基建油井	口	31
2	新建单井集输管道	km	24.41
3	扩建集油掺水阀组	套	3
4	公路穿越	处	24

2、站外集油系统

本项目基建油井利用已建转油站和计量间的剩余能力，就近挂接至已建计量间。油井集输关系统计见表 3.4-3。掺水集油管线路由示意图见附图 3。

表 3.4-3 油井集输关系统计

序号	转油站	阀组间	平台号	井类	单井井号	新建管道 km	集油方式	临时占地类型	备注
1	太北三转油站	3#4 阀组间	单井	新钻油井	太 18-22	0.62	环井	0.62km 耕地	新建管线
2		3#5 阀组间	单井	长关井	太 15-20	/	/	/	利旧管线
3			单井	长关井	太 17-20	/	/	/	利旧管线
4	太北四转油站	4#1 阀组间	单井	新钻油井	太 29-36	4.08	环井	4.08km 耕地	新建管线
5			单井	新钻油井	太 30-36				
6		4#2 阀组间	单井	长关井	太 15-39	1.52	双管	0.94km 耕地 0.58km 草地	新建管线

7	太北 五转 油站	5#7 阀组间	单井	新钻油井	太 41-391	0.95	双管	0.44km 耕地 0.51km 草地	新建管线	
8			单井	长关井	太 39-38	0.66	双管	0.66km 耕地	新建管线	
9		5#2 阀组间	单井	新钻油井	太 32-49	4.31	环井	2.79km 耕地 1.52km 草地	新建管线	
10			单井	新钻油井	太 34-50					
11			单井	新钻油井	太 30-斜 49					
12			单井	新钻油井	太 35-斜 45	1.77	环井	0.17km 耕地 1.6km 草地	新建管线	
13			单井	长关井	太 38-45					
14		5#9 阀组间	单井	新钻油井	太 50-斜 42	0.33	双管	0.33km 草地	新建管线	
15			单井	长关井	太 52-斜 41	1.14	环井	0.42km 耕地 0.72km 草地	新建管线	
16		5#11 阀组间	单井	新钻油井	太 34-斜 54	0.51	环井	0.51km 草地	新建管线	
17			单井	长关井	太 39-53	/	/	/	利旧管线	
18		5#10 阀组间	单井	长关井	太 40-43	0.8	环井	0.8km 草地	新建管线	
19		太北 七转 油站	5#3 阀组间	单井	新钻油井	太 46-54	1.19	环井	1.19km 耕地	新建管线
20				单井	新钻油井	太 45-52				
21				单井	新钻油井	太 47-54	0.86	环井	0.86km 耕地	新建管线
22				单井	新钻油井	太 48-54				
23				1#平台	新钻油井	太 49-57	3.15	环井	3.15km 耕地	新建管线
24					新钻油井	太 48-斜 56				
25	新钻油井				太 49-斜 56					
26	单井			新钻油井	太 49-53	0.47	环井	0.47km 耕地	新建管线	
27	单井			长关井	太 45-54	/	/	/	利旧管线	
28	单井			长关井	太 45-56	/	/	/	利旧管线	
29	太北 八转 油站	8#5 阀组间	单井	新钻油井	太 65-斜 160	2.05	环井	2.05km 草地	新建管线	
30			单井	长关井	太 69-65	/	/	/	利旧管线	
31		8#4 阀组间	单井	长关井	太 62-斜 56	/	/	/	利旧管线	

3.4.2.3 注水工程

1、注水工艺

本次开发区注水系统主要采用集中注水、多井配水和单干管单井配水工艺，新井挂接已建系统，就近接入已建配水间和注水干线，共计新建单井支线 $\Phi 76 \times 6-3.990\text{km}$ ， $\Phi 60 \times 5-10.472\text{km}$ ，管道材质全部选用内环氧粉末普通级外 2PE 加强级防腐钢管。单井平均注水量为 $35\text{m}^3/\text{d}$ ，井口注水压力为 13.0~14.0MPa。注水水质为深度处理水，水质指标为 8.3.2；主要工艺流程为：注水站→配水间→注水井。

注水系统主要工程量见表 3.4-4。

表 3.4-4 注水系统主要工程量表

序号	单 项 工 程 项 目 名 称	单 位	数 量
1	新建注水井口	套	19
2	新建注水管道	km	14.462
(1)	Φ76×6	km	3.990
(2)	Φ60×5	km	10.472
3	新建配水阀组	套	19
4	公路穿越 钢顶 I 型	处	9
5	跨渠钢过桥 L×B=30×1.2m	座	3

2、注水系统

本项目新建单井支线Φ76×6-3.990km，Φ60×5-10.472km，临时占地类型为耕地（非基本农田）及草地（非基本草原），其中太 65-斜 155 注水支线 0.41km、太 64-斜 57 注水支线 0.41km 临时占用厢房村东湿地，湿地类型为沼泽化草甸，保护级别为一般。注水管线埋深 2.0m 左右，管线上部开挖宽度在 1.5-2.0m，底部 0.8m 左右，作业带宽度一般 10m。水井注水关系统计见表 3.4-5。注水管线路由走向图见附图 3。

表 3.4-5 水井注水关系统计表

序号	注水 站	配水间	平台号	井类	单井井号	新建管道 (km)	临时占地类型
1	太一 联注 水站	5#9 配水间	单井	新钻水井	太 53-143	0.765	0.36km 耕地 0.405km 草地
2		4#1 配水间	单井	新钻水井	太 25-36	0.79	0.79km 耕地
3			单井	转注井	太 22-斜 33	1.4	1.4km 耕地
4		2#3 配水间	单井	转注井	太 23-37	0.315	0.315km 耕地
5			单井	转注井	太 14-39	0.63	0.63km 草地
6		3#1 配水间	单井	转注井	太 21-24	0.82	0.82km 耕地
7			单井	转注井	太 16-19	1.512	1.512km 耕地
8		3#3 配水间	单井	转注井	太 19-33	0.82	0.82km 耕地
9		5#2 配水间	单井	转注井	太 36-41	0.67	0.67km 耕地
10		5#3 配水间	单井	转注井	太 42-51	1.16	1.16km 草地
11			单井	转注井	太 40-45	0.805	0.805km 草地
12			单井	转注井	太 45-43	0.96	0.96km 草地
13		5#7 配水间	单井	转注井	太 39-39	0.06	0.06km 耕地
14		5#11 配水间	单井	转注井	太 38-55	0.895	0.895km 草地
15		6#3 配水间	单井	转注井	太 45-57	0.7	0.23km 耕地 0.47km 草地
16		6#4 配水间	单井	转注井	太 45-55	0.56	0.56km 耕地
17		8#4 配水间	单井	新钻水井	太 64-斜 57	0.41	0.41km 草地

18	太二联注水站		单井	新钻水井	太 65-斜 155	0.41	0.41km 草地
19		8#9 配水间	单井	转注井	太 70-167	0.78	0.78km 耕地

3.4.2.4 道路工程

本项目基建井附近均有已建井排路可以直接利用，基建井直接通过土路挂接到已建井排路上。本项目新建通井土路 4.92km，其中 4m 宽低洼井通井土路 1.63km，3.5m 宽耕地井通井土路 3.29km。本项目道路工程主要工程量见表 3.4-6，本项目道路路由图见附图 3。

表 3.4-6 本项目道路工程主要工程量

序号	道路名称	单位	长度	道路宽 (m)		建设标准
				路基	路面	
1	低洼井通井路	km	1.63	4.0	--	土路
2	耕地井通井路	km	3.29	3.5	--	土路

3.4.3 公用工程

3.4.3.1 给、排水工程

1、施工期

本项目施工期用水主要为施工生活用水、钻井生产用水、管线试压用水，产生的废水主要为生活污水、钻井设备冲洗废水、管线试压废水。

(1) 生活用水及生活污水

生活用水采用桶装水，项目单井钻井施工 7d，射孔平均时间按 1d 计，地面工程接续钻井后进行建设，施工约 60d，每个钻井队在井人数 10 人，地面建设施工人数 30 人，共新钻油水井作业 23 口，根据《黑龙江省地方标准-用水定额》（DB23/T727-2021），施工期生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 291.2m³。生活污水产生量按生活用水的 80% 计算，则生活污水产生量为 232.96m³。施工人员的生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整。

(2) 钻井生产用水及钻井设备冲洗废水

本项目钻井生产用水主要包括施工阶段洒水抑尘用水、钻井设备冲洗用水（冲洗振动筛及钻台钻具等设备）、水泥用水。本项目钻井生产用水由水罐车运送，类比第五采油厂多年的钻井工程资料，每进尺 1000m，清水用量约 70m³，钻井施工总进尺约 28750m，则

钻井生产用水量为 2012.5m^3 。其中，钻井设备冲洗用水随井深和钻井周期变化，类比第五采油厂多年的钻井工程资料，每钻进 1m 设备冲洗用水平均为 0.02m^3 ，则钻井设备冲洗用水量约 575m^3 ；本项目固井水泥的水灰比为 0.4 ，单井水泥用量为 66t ，本项目新钻 23 口井，则水泥用水量为 607.2m^3 ，水泥用水全部进入水泥中；根据物料平衡，洒水抑尘用水为 830.3m^3 ，洒水抑尘用水全部蒸发。本项目钻井设备冲洗废水共计 575m^3 ，进入井场钢制泥浆槽中，由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理。

(3) 管线试压用水及管线试压废水

项目管线敷设完成后进行试压，本项目共建设单井集油掺水管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 24.41\text{km}$ ，新建单井注水支线 $\Phi 76 \times 6 - 3.990\text{km}$ ， $\Phi 60 \times 5 - 10.472\text{km}$ 。则本项目管线试压用水量为 116.7m^3 。管线试压废水按试压用水量的 95% 计，则试压废水产生量为 110.9m^3 ，由罐车拉运至太一联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

2、运营期

本项目运行期不新增新鲜水用量，运营期油水井作业用水、洗井用水来源为深度处理水，废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水。

(1) 油田采出水

根据开发指标预测，本项目新钻油井单井最大采出水量为 10t/d ，长关井单井最大采出水量为 18.4t/d ，本项目共 19 口新钻油井、 12 口长关井，年生产 365d ，则本项目油田采出水最大量为 149942t/a 。油田采出水进入太一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层。

(2) 作业污水

结合大庆油田有限责任公司第五采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 $4\text{m}^3/\text{井次}$ ，油井作业污水量约 $82.7\text{m}^3/\text{a}$ ；注水井作业周期为 2 年，作业污水产生量 $60\text{m}^3/\text{井次}$ ，则注水井作业污水量每年约 $570\text{m}^3/\text{a}$ 。油水井作业污水共计约 $652.7\text{m}^3/\text{a}$ 。此部分污水通过罐车回收后送太一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

(3) 洗井污水

本项目 19 口注水井，注水井洗井周期 1 年，洗井污水产生量约 120m³/井次，则本项目洗井污水产生量为 2280m³/a，此部分污水通过罐车回收后送太一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，不外排。油井洗井采用掺水伴热流程（该流程热水主要来源为回掺水，未新增工程）进行洗井，以清除套管结蜡，含蜡热洗水随集油管道进入集油系统，不外排。

本项目水平衡图见图 3.7-1、图 3.7-2。

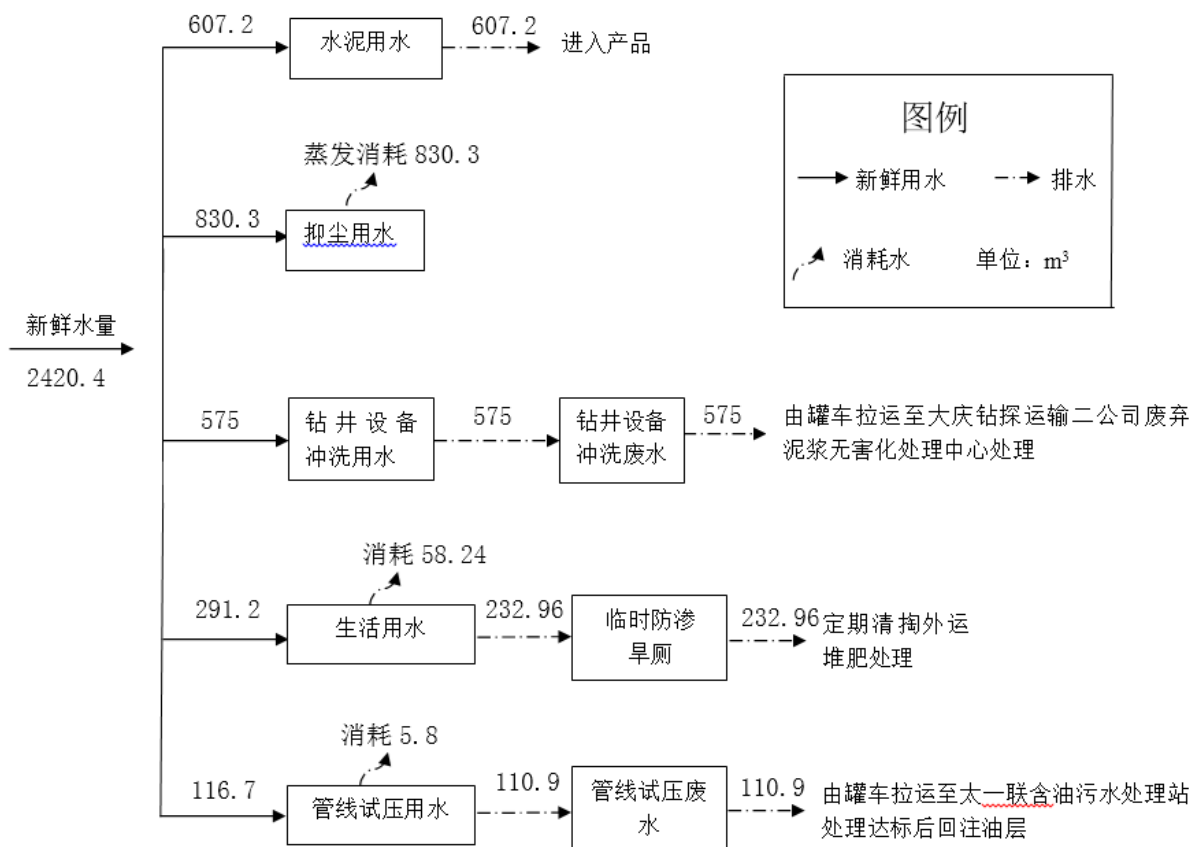


图 3.7-1 施工期水平衡图

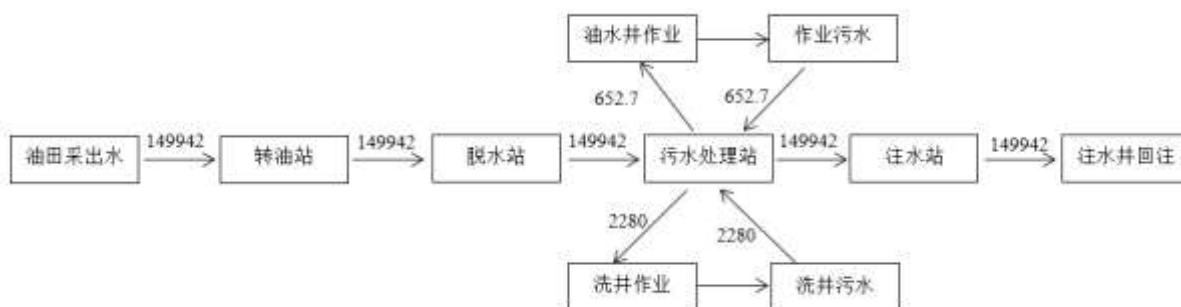


图 3.7-1 运营期水平衡图（单位 m³/a）

3.4.3.2 供电工程

本项目施工期用电由井场柴油发电机提供；运营期电力供应均来自油田已建电网，新建油井电源由附近已建 6kV 供电线路引接。新建 6kV 线路 8.27km，在 6kV 线路上采取无功补偿措施，新建线路无功补偿装置 2 套。每口独立井或每座平台配 1 座柱上变电站，共新建 26 座柱上变电站，利旧长关井柱上变电站 3 座，新建防窃电装置 2 套。供配电工程主要工程内容见表 3.4-7。

表 3.4-7 供配电工程主要工程量汇总表

序号	项目名称	单位	数量
1	新建井场柱上变	座	26
2	利旧井场柱上变	座	3
3	新建 6kV 产能线路	km	8.27
4	电力防护套筒	套	35
5	新建高压线路无功补偿装置	套	2
6	新建防窃电配电箱	台	2

3.4.3.3 采暖工程

本项目冬季施工采用电取暖，运营期依托场站现有供暖方式。

3.5 工程占地及取弃土情况

3.5.1 工程占地情况

本工程占地主要为完井后形成井场、道路建设产生的永久占地，施工期钻井井场施工、管线施工发生的临时占地，所涉及的永久占地和临时占地需要征用土地。

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的相关要求以及根据大庆油田施工和建设实际情况，施工期井场占地面积按单井 $80m \times 80m = 6400m^2$ 计算（含永久占地及临时占地），丛式井平台每增加1口井增加 $240m^2$ ；永久占地按单井 $30m \times 40m = 1200m^2$ 计算，丛式井平台每增加1口井增加 $90m^2$ 。本项目新钻23口油水井，分布在1座平台井场及20座单井井场。施工井场临时占地约 $10.95hm^2$ ，井场永久占地 $2.538hm^2$ 。

集油管线及注水管线临时占地作业面宽度为10m，本项目建设单井集油掺水管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 24.41km$ ，新建单井注水支线 $\Phi 76 \times 6 - 3.990km$ ， $\Phi 60 \times 5 - 10.472km$ ；道路按道路长度 \times 路基宽度计算，本项目新建通井土路 $4.92km$ ，其中4m宽低洼井通井土路 $1.63km$ ，3.5m宽耕地井通井土路 $3.29km$ 。本项目占地情况见表3.5-1。

表 3.5-1 本项目新增占地类型及面积表 单位：hm²

序号	建设项目	永久占地		临时占地	
		耕地 (非基本农田)	草地 (非基本草原)	耕地 (非基本农田)	草地 (非基本草原)

1	井场	1.578	0.96	6.79	4.16
2	集油管线	/	/	15.79	8.62
3	注水管线	/	/	8.317	6.145
4	道路	1.1515	0.652	/	/
小计		2.7295	1.612	30.897	18.925
合计		4.3415		49.822	
总计		54.1635			

由上表可知，本项目总占地面积为 54.1635hm²，其中临时占地 49.822hm²，永久占地4.3415hm²，占地类型为草地（非基本草原）及耕地（非基本农田），其中临时及永久占用草地的部分井场、管线及道路属于一般湿地，包括新钻油井太65-斜160、新钻水井太65-斜155、太64-斜57井场的永久占地及临时占地，新建太64-斜57井场通井路0.28km的永久占地，新建太65-斜155注水支线0.41km、太64-斜57注水支线0.41km的临时占地，新建太65-斜160集油掺水管道2.05km的临时占地。占用的湿地为厢房村东湿地，湿地类型为沼泽化草甸，保护级别为一般。

项目占用湿地详细情况见表 3.2-17。

表 3.5-1 本项目占用湿地情况统计 单位：hm²

序号	建设项目	厢房村东湿地	
		永久占地	临时占地
1	井场	0.36	1.56
2	集油管线	/	2.05
3	注水管线	/	0.82
4	道路	0.112	/
小计		0.472	4.43
合计		4.902	

3.5.2 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括井场垫高、井场截水沟的开挖及回填、管线施工、道路施工。挖方施工应分层开挖，分层堆放，施工结束后分层回填，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。本项目不设取弃土场，用土全部外购。本项目土石方情况见表 3.5-2。

表 3.5-2 本项目土石方情况 单位：m³

序号	类别	挖方量	填方量	利用方量	借方量	弃方量	备注
1	井场	0	7614	0	7614	0	外购土方，垫高 0.3m。

2	井场截水沟	737.5	737.5	737.5	0	0	长 2950m×宽 0.5m×深 0.5m
2	道路	0	8247.25	0	8247.25	0	低洼地通井路填高 1m，耕地井通井路填高 0.15m
3	集油管道	39056	39056	39056	0	0	管沟宽度均约为 0.8m，管沟深度为 2m
4	注水管道	23139.2	23139.2	23139.2	0	0	
合计		62932.7	78793.95	62932.7	15861.25	0	/

3.6 施工方式

3.6.1 管道施工

3.6.1.1 一般管道施工

管道施工过程为先清理作业线路场地，然后开挖管沟，再组焊管道、下沟管道，特殊地段根据实际情况合理穿插各工序。管沟开挖以机械开挖为主，施工作业面宽10m。施工完毕清理现场、恢复地貌。管道施工建设过程见图3.6-1。

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

工艺管线施工技术要求及验收均按国家标准《工业金属管道工程施工及验收标准》(GB50235-2010)、《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》(GB50236-98)、《油田集输管道施工及验收规范》(SY/T0422-2010)以及有关国家及行业标准执行。

管道施工作业断面见图3.6-2，管道开挖施工平面布置示意图见图3.6-3。

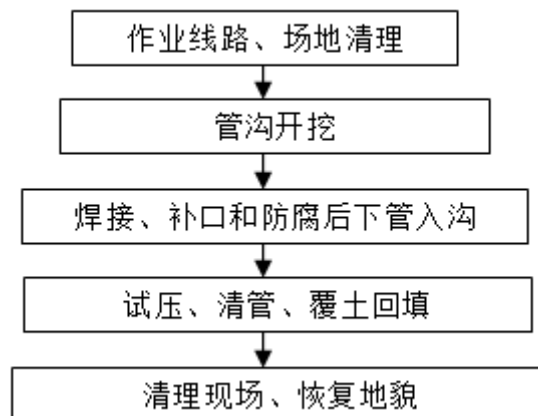


图 3.6-1 管道施工建设过程

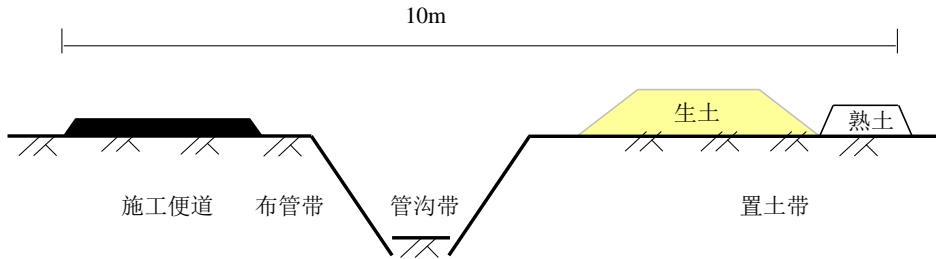


图 3.6-2 管道施工作业断面图

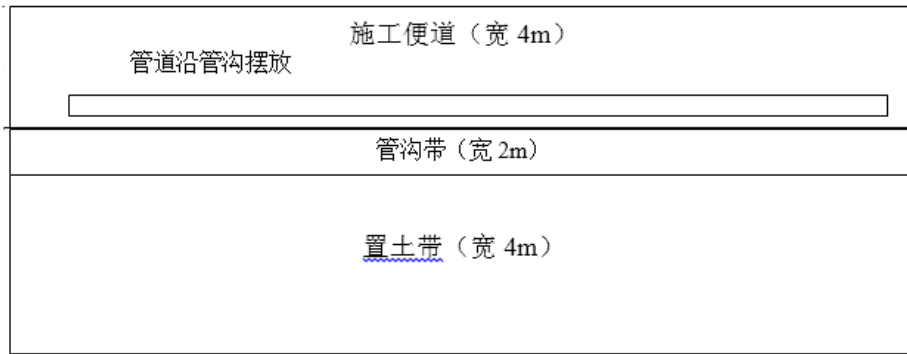


图 3.6-3 管道开挖施工平面布置示意图

3.6.1.2 管道钢顶穿越施工

本工程20处管道穿越井排路/通井路，穿越采用顶管施工方案。顶管施工是不开挖或少开挖的一种管道施工方式，其主要利用顶管设备产生前进的力度，平衡管道与土体之间的摩擦力，管道前进同时将管道内占用的土体置换出来，最终在土体中形成管道。施工中置换出的土体，最终用于该处的土地平整。

顶管施工方式：确定顶管穿越进出口位置，在一端挖操作坑，另一端挖接收坑。在操作坑放置穿越套管和顶管设备，由人工先在套管前端掏土，再顶进套管，循环作业直至穿过道路为止。施工示意图见图3.6-5。



图 3.6-5 顶管施工示意图

3.6.1.3 水渠跨越施工

本工程采用钢过桥架方式跨越水渠 3 处，具体的施工方式如下：

①测量放线：根据设计给定的控制桩位，用全站仪(或经纬仪)放出穿越中心轴线，并定下穿越中心桩、施工带变线桩，同时放出桥墩的位置。保护好路两侧中心线上的标志桩，以便控制测量、校核操作准确度。

②桥墩施工：根据桥墩处地形特点，在桥墩处开挖一个作业坑，然后将混凝土浇筑与作业坑内，作为钢过桥墩。作业坑采用机械和人工配合开挖，混凝土为外购商品混凝土。

③钢架组合：将外购的钢架由人工现场进行组装，组合主要包括螺丝紧固及少量焊接，组装好的钢架经检验合格后由吊车吊至桥墩处进行安装固定。钢过桥结构见图 4-6。

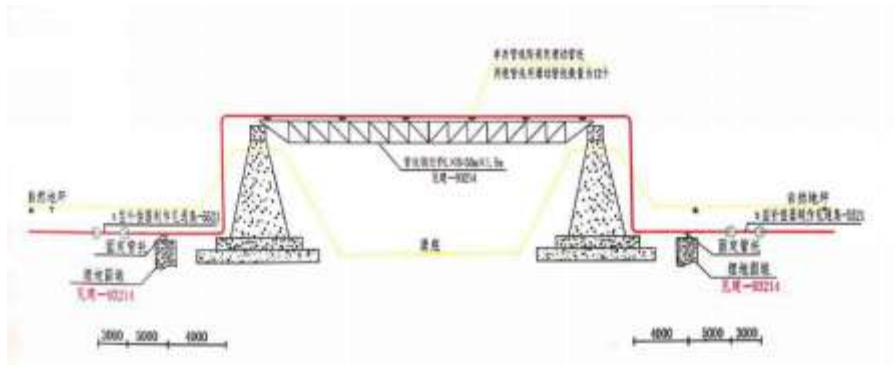


图4-6 钢过桥结构图

3.6.2 道路施工

本项目为通井路的施工，通井路为土路，首先对线路进行清理平整，然后将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。建设过程示意图及断面图见下图。

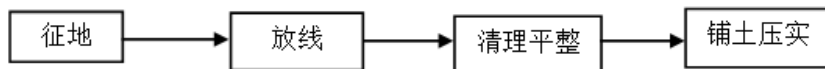


图3.6-7 通井路施工建设过程

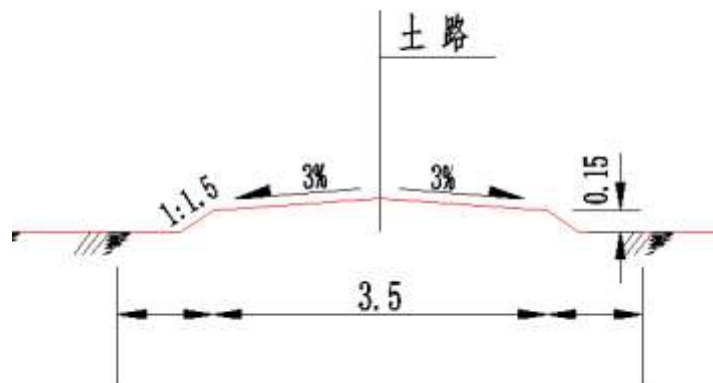


图 3.6-8 通井路横断面图

3.6.3 典型井场施工

首先进行井台平整，井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定，井场垫高约0.3m；平整井台后安装抽油机、采油树及电机，主要施工工序有紧固、平衡等。

3.7 施工进度及时序

本项目计划施工期为 2021 年 9 月至 2021 年 12 月，单井钻井施工 7d，射孔平均时间按 1d 计，钻井进度计划见表 3.7-1；地面工程接续钻井后进行建设，施工约 60d 施工。项目施工总进度见表 3.7-2。

表 3.7-1 钻井进度计划表

开钻次数	钻头尺寸 mm	井段 m~m	施 工 项 目		累计时间 d-h
			内 容	时间 d-h	
一开	342.9	0.00~101.00	钻进、接单根、起下钻、辅助等	0-12	0-12
		101.00	下表层套管、固井、候凝、安装井控装置等	2-0	2-12
二开	215.9	101.00~1233.00	钻进、接单根、起下钻、辅助等	2-12	5-0
		1233.00	电测、通井、下生产套管、固井等	2-0	7-0

表 3.7-2 施工进度计划表

工程名称	2021 年			
	9 月	10 月	11 月	12 月
钻井工程	——	——	——	—
地面工程	——	——	——	——

3.8 物料消耗

钻井生产用水消耗：由公用工程可知，本项目施工期钻井生产用水消耗总量为 2012.5m³，运营期不新增新鲜水用量；

管线试压用水消耗：本项目管线均清水试压，由公用工程可知，管线试压用水量为 116.7m³；

生活用水消耗：由公用工程可知，本项目生活用水消耗总量为 291.2m³；

钻井液消耗：根据钻井液用量表可知，本项目单口井钻井液用量 213m³，本工程新钻油水井 23 口，则钻井液用量为 4899m³；

水泥消耗：根据固井水泥用量表，本工程单井固井水泥用量为 66t，项目固井水泥

合计用量为 1518t;

柴油消耗：本工程钻机用电使用柴油发电机，钻井每进尺 1000m，柴油用量 20t，则柴油总用量约为 575t;

射孔液消耗：根据施工单位以往经验，单口井射孔一般需要射孔液 40m³，本工程 23 口新钻油水井及 2 口转注井需射孔，则射孔液用量为 1000m³;

本项目投产后，新增耗电 188.6 万 kWh/a;

本项目依托的场站新增耗气量 16.27 万 m³/a。

本工程主要消耗物料具体见下表：

表 3.8-1 本工程主要物料消耗

序号	时期	项目	原辅材料	用量
1	施工期	钻井施工	钻井生产用水 (m ³)	2012.5
2		管线试压	管线试压用水 (m ³)	116.7
3		办公生活	生活用水 (m ³)	291.2
4		钻井	钻井液 (m ³)	4899
5		固井	水泥 (t)	1518
6		钻井期发电	柴油 (t)	575
7		射孔	射孔液 (m ³)	1000
8	运营期	生产运营	耗电 (万 kWh/a)	188.6
9		油气水分离	耗气量 (万 m ³ /a)	16.27

3.9 现有区块开发情况回顾

3.9.1 现有区块开发情况

太北开发区于 1980 年投入开发，位于太平屯油田北部，管理范围从杏十三区九排到大青山路，管理面积 110.2km²。开采层位为葡萄花油层，含油面积为 107.9km²，地质储量 4809.6×10⁴t。区块内建有较为完善的油、气、水、电、路、信等工程，项目物料集输走向图详见附图 1，区块涉及各种不同功能站库，详见表 3.8-1。

表 3.8-1 肇 1303 等区块周边已建各类站统计表

序号	类别	数量 (座)	站名
1	转油 (放水) 站	5	太北三转油站、太北四转油站、太北五转油站、太北七转油站、太北八转油站
2	脱水站	1	太一联脱水站
3	含油污水站	1	太一联合油污水处理站

序号	类别	数量(座)	站名
4	注水站	2	太一联注水站、太二联注水站

截至目前,太北开发区现有油水井 1082 口,其中油井 772 口,平均单井日产油 1.5t,综合含水 94.5%,产能 $35.9 \times 10^4 \text{t/a}$ 。注水井 310 口,年注水 $336.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。该区块近期产能项目于 2016 年 8 月 3 日取得了环评批复,项目名称为《太北扩边井产能建设工程环境影响报告书》,环评批复文号为庆环审[2016]211 号,于 2019 年 6 月完成自主验收,环评及验收批复详见附件 5。现有工程环评及验收情况见表 3.8-2。

表 3.8-2 现有工程环评及验收情况调查表

项目名称	环评批复	验收情况
太北扩边井产能建设工程	庆环审[2016]211 号	于 2019 年 6 月完成自主验收

本项目属于太北开发区滚动开发的一部分,本项目开发区域与太北开发区位置关系图见附图 13。

3.10 现有工程分析

3.10.1 依托工程能力核实及运行现状分析

本项目油井产液在计量间汇合后分别进入太北三转油站、太北四转油站、太北五转油站、太北七转油站、太北八转油站。集油间来液经来油阀组进“三合一”,分离出的游离水经掺水泵升压后回掺,分离出的天然气经过天然气除油干燥组合装置处理后自耗。经转油站处理后的含水油输至太一联脱水站经“游离水+电脱水”两段脱水工艺进行脱水站处理,分离出的污水进入太一联合油污水处理站处理里达到《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求:“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后输至太一联注水站、太二联注水站进行回注。

3.10.1.1 太北三转油站

本项目2口长关井及1口新钻井共3口油井采出液依托太北三转油站处理。太北三转油站建设于1991年,站内主要设备有:单台设计处理能力3000t/d的分离沉降缓冲装置(三合一)3台、1.74MW掺水热洗炉3台;站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺,三合一设计处理规模为9000t/d,目前实际处理量为2142t/d,本项目3口油井新增采出液量约为49t/d,新增产能后太北三转油站三合一装置处理量为2191t/d,负荷率为24.3%,满足开发需求。

根据现场勘查,目前太北三转油站运行正常,但太北三转油站各加热炉烟囱均没有规范化的采样平台及监测孔,由于太北开发区各转油站内使用天然气的气源相同,根据大庆中环评价检测有限公司于2021年6月7日-8日对太北开发区转油站的监测结果可知(见附件

3)，太北三转油站加热炉排放的颗粒物、NO_x、SO₂、烟气黑度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1中在用燃气锅炉标准，太北三转油站排放的非甲烷总烃厂界满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值，太北三转油站厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，本项目依托可行。

3.10.1.2 太北四转油站

本项目1口长关井及2口新钻井共3口油井采出液依托太北四转油站处理。太北四转油站建设于1996年，站内主要设备有：单台设计处理能力4300t/d的分离沉降缓冲装置（三合一）2台、1.74MW掺水热洗炉3台；站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为8600t/d，目前实际处理量为3580.4t/d，本项目3口油井新增采出液量约为41.6t/d，新增产能后太北四转油站三合一装置处理量为3622t/d，负荷率为42.1%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前太北四转油站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于2021年6月7日-8日对太北四转油站的监测结果可知（见附件3），太北四转油站加热炉排放的颗粒物、NO_x、SO₂、烟气黑度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1中在用燃气锅炉标准，太北四转油站排放的非甲烷总烃厂界满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值，太北四转油站厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，本项目依托可行。

3.10.1.3 太北五转油站

本项目5口长关井及7口新钻井共12口油井采出液依托太北五转油站处理。太北五转油站建设于1990年，站内主要设备有：单台设计处理能力4300t/d的分离沉降缓冲装置（三合一）2台、1.74MW掺水热洗炉2台、2.0MW掺水热洗炉1台；站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为8600t/d，目前实际处理量为2861.2t/d，本项目12口油井新增采出液量约为173.8t/d，新增产能后太北五转油站三合一装置处理量为3035t/d，负荷率为35.3%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前太北五转油站运行正常，但太北五转油站各加热炉烟囱均没有规范化的采样平台，由于太北开发区各转油站内使用天然气的气源相同，根据大庆中环评价检测有限公司于2021年6月7日-8日对太北开发区转油站的监测结果可知（见附件3），太北五转油站加热炉排放的颗粒物、NO_x、SO₂、烟气黑度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1中在用燃气锅炉标准，太北五转油站排放的非甲烷总烃厂界满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值，太

北五转油站厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，本项目依托可行。

3.10.1.4 太北七转油站

本项目2口长关井及8口新钻井共10口油井采出液依托太北七转油站处理。太北七转油站建设于2001年，站内主要设备有：单台设计处理能力2800t/d的分离沉降缓冲装置（三合一）2台、1.6MW掺水热洗炉3台；站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为5600t/d，目前实际处理量为3032.2t/d，本项目10口油井新增采出液量约为128.8t/d，新增产能后太北七转油站三合一装置处理量为3161t/d，负荷率为56.4%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前太北七转油站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于2021年6月7日-8日对太北七转油站的监测结果可知（见附件3），太北七转油站加热炉排放的颗粒物、NO_x、SO₂、烟气黑度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1中在用燃气锅炉标准，太北七转油站排放的非甲烷总烃厂界满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值，太北七转油站厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，本项目依托可行。

3.10.1.5 太北八转油站

本项目2口长关井及1口新钻井共3口油井采出液依托太北八转油站处理。太北八转油站建设于2001年，站内主要设备有：单台设计处理能力4300t/d的分离沉降缓冲装置（三合一）2台、1.74MW掺水热洗炉2台、2.0MW掺水热洗炉1台；站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为8600t/d，目前实际处理量为3474t/d，本项目3口油井新增采出液量约为49t/d，新增产能后太北八转油站三合一装置处理量为3523t/d，负荷率为41.0%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前太北八转油站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于2021年6月7日-8日对太北八转油站的监测结果可知（见附件3），太北八转油站加热炉排放的颗粒物、NO_x、SO₂、烟气黑度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1中在用燃气锅炉标准，太北八转油站排放的非甲烷总烃厂界满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值，太北八转油站厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，本项目依托可行。本项目各转油站工艺流程见图3.9-2。

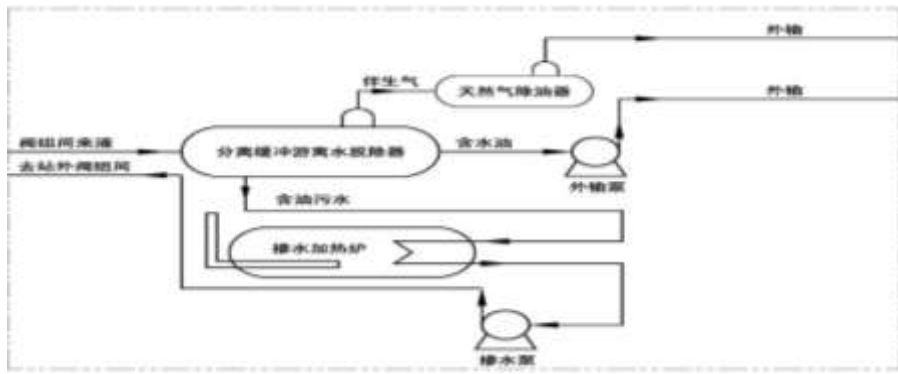


图 3.9-2 三合一处理工艺流程

3.10.1.6 太一联脱水站

本项目12口长关井及19口新钻井共31口油井产液依托太一联脱水站处理，站内主要设备有：单台设计处理能力10000t/d的游离水脱除器2台、单台设计处理能力2000t/d的电脱水器2台、1.0MW脱水炉1台、0.8MW两用炉1台、0.8MW外输炉1台。站内采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺，该站游离水脱除能力20000t/d，电脱能力为4000t/d。本项目新增产液后太一联脱水站游离水脱除处理量为9304t/d，负荷率46.5%；电脱处理量为711.7t/d，负荷率17.8%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前太一联脱水站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于2021年6月7日-8日对太一联合站的监测结果可知（见附件3），太一联合站排放的非甲烷总烃厂界满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值，太一联合站厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，本项目依托可行。

本项目依托的脱水站工艺流程见图3.9-3。

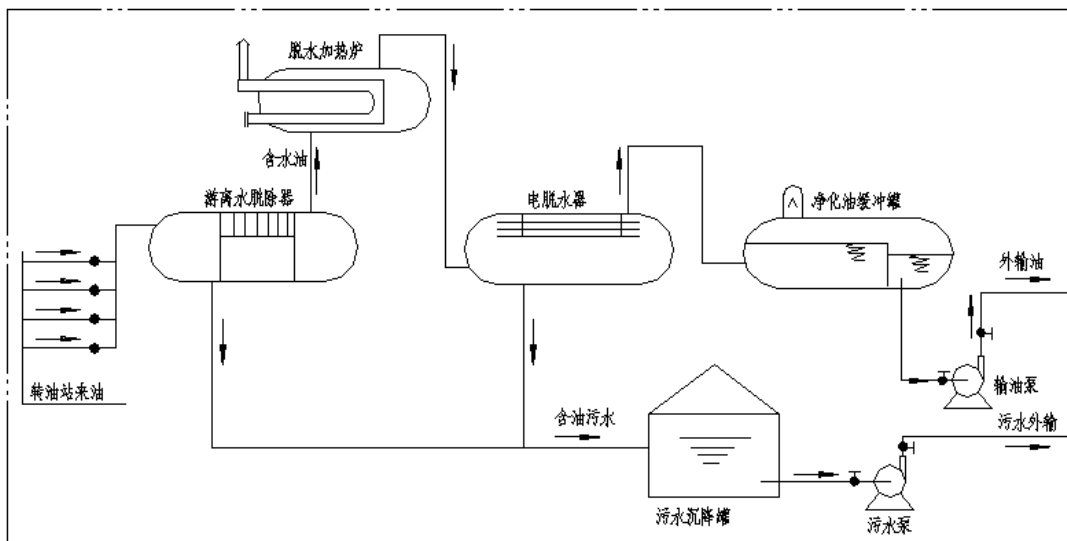


图 3.9-3 本项目依托的脱水站工艺流程图

3.10.1.7 太一联合含油污水处理站

本项目31口油井采出水依托太一联合含油污水处理站处理，站内主要工艺为“两级沉降+两级过滤”，设计出水水质指标为“8、3、2”，设计污水处理量为15000m³/d。目前实际污水处理量为8000m³/d，本项目新钻油井单井最大采出水量为10t/d，长关井单井最大采出水量为18.4t/d，新增污水后处理量为8410.8m³/d，负荷率为56.1%，满足开发需求。太一联合含油污水处理站工艺流程见图3.9-4。

根据现场勘查，目前太一联合含油污水处理站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于2021年6月7日-8日对太一联合含油污水处理站处理后废水的监测结果可知(见附件3)，太一联合含油污水处理站处理后废水满足《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”，本项目依托可行。

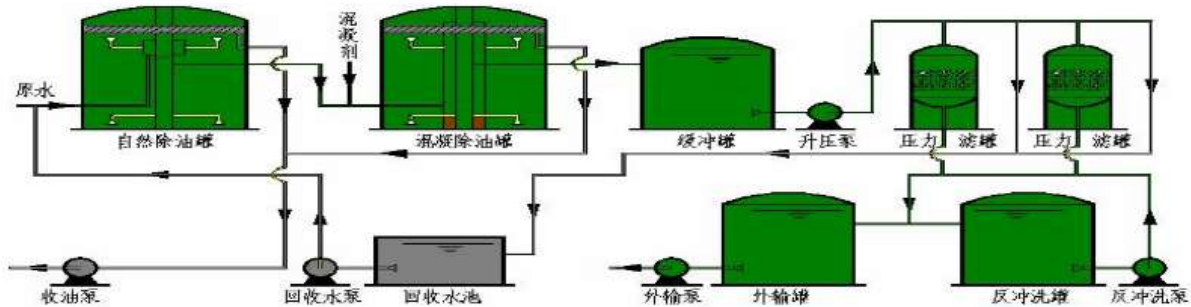


图 3.9-5 太一联合含油污水处理站工艺流程

3.10.1.8 太一联注水站

本项目14口转注井及2口新钻水井共16口水井依托太一联注水站，回注水质为太一联合含油污水处理站深度处理水，该站采用一泵多井的注水工艺，站内主要设备有DF300-150×11型注水泵2台、DFJ60-120×13型注水泵1台。站内设计注水量为8640m³/d，目前实际注水量7798m³/d，负荷率为90.3%。本项目单井新增注水量为35m³/d，新增注水量后太一联注水站注水量为8358m³/d，负荷率为96.7%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前太一联注水站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于2021年6月7日-8日对太一联注水站的监测结果可知(见附件3)，太一联注水站厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准，本项目依托可行。

3.10.1.9 太二联注水站

本项目1口转注井及2口新钻水井共3口水井依托太二联注水站，回注水质为太一联合含油污水处理站深度处理水，该站采用一泵多井的注水工艺，站内主要设备有5DS125-35/16型注水泵4台、DFJ60-120×13型注水泵1台。站内设计注水量为3360m³/d，目前实际注水量856m³/d，负荷率为25.5%。本项目单井新增注水量为35m³/d，新增注水量后太二联注水站

注水量为961m³/d，负荷率为28.6%，满足开发需求。本项目注水站工艺流程见图3.9-3。

根据现场勘查，目前太二联注水站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于2021年6月7日-8日对太二联注水站的监测结果可知（见附件3），太二联注水站厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，本项目依托可行。

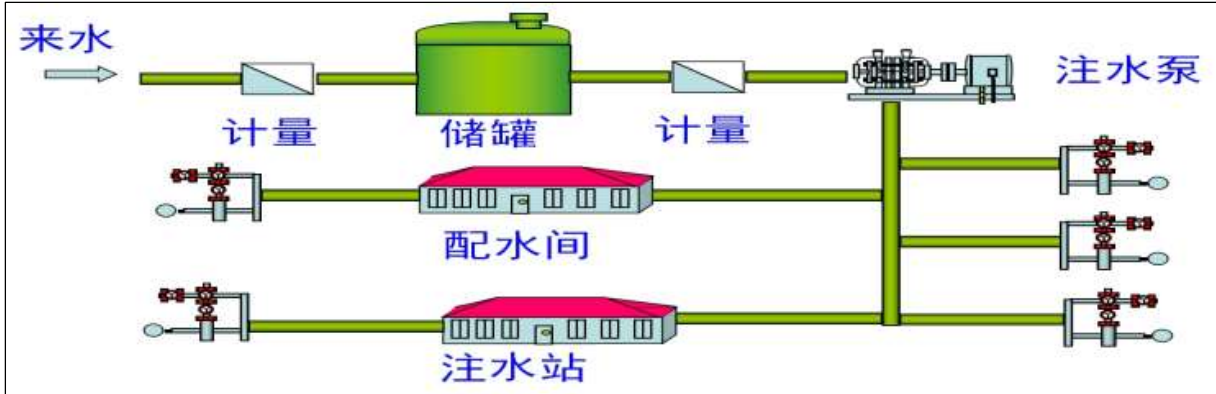


图3.9-3 本项目注水站工艺流程图

3.9.1.10 杏五二含油污泥处理站

杏五二含油污泥处理站采用“调质+离心”处理工艺。处理站设计处理规模为10m³/h（年运行200天，年最大处理量为43200t），目前实际处理量约28080t/a，负荷率约为65%，剩余处理量为15120t。本工程含油泥（砂）及落地油产生量为1.612t/a，本项目新增后处理量约为28081.612t/a，负荷率为仍65%，变化较小，能够满足本项目含油污泥处理需求。杏五二含油污泥处理站工艺流程见图3.9-6。

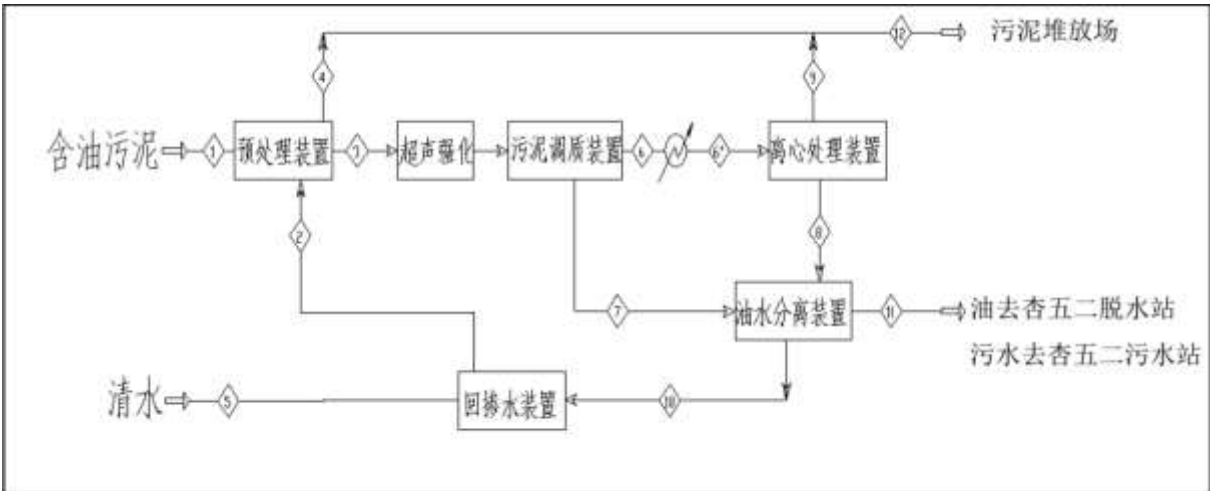


图 3.9-6 杏五二含油污泥处理站工艺流程图

3.9.1.11 大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心

（1）装置概况

本工程钻井岩屑、钻井污水、废钻井液、废射孔液依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心进行100%进行无害化处理，该装置于2020年5月施工，同年8月竣工

投产试运行，由大庆钻探工程公司管理，设计处理能力为 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （日处理能力 900m^3 ），实际处理量为 $330 \text{m}^3/\text{d}$ ，剩余能力为 $570 \text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 36.7%。装置位于创业庄东侧300m油田工业用地上，中心坐标为东经 $124^\circ 48' 07.18''$ ，北纬 $46^\circ 24' 08.41''$ 。该装置在《黑龙江省大庆市四厂废弃钻井液集中处理项目环境影响报告表》中进行了环境影响评价，环评批复文号为岗环审[2020]11号，于2020年10月25日完成自主验收。

（2）工艺流程

来自钻井现场的废弃水基泥浆进入接收装置，同时由加药装置向接收装置中加入破稳剂、混凝剂等药剂，使岩屑、废弃水基泥浆初步脱稳后，泵送至筛分装置进行大颗粒岩屑及泥浆的分离。筛分装置分离出的废弃泥浆进入均质脱稳反应装置，通过加药装置向泥浆中加入破稳剂、絮凝剂、沥水剂等药剂进行反应处理，有效降低泥浆的粘度、色度及调节pH之后，泥浆提升均质缓冲加压装置泵入强制固液分离装置，进行强制固液分离，脱出的泥饼用皮带输送机输送至泥饼暂存场地暂存，泥饼达到国家《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）中规定的第 I 类一般工业固体废物标准，最终合理处置或综合利用，分离出的滤液水存入滤液水储存装置，一部分用于配药、清洗岩屑等，剩余污水送到第四油矿1601转油站洗井水回收水池、第二油矿聚杏北四转油站洗井水回收水池和第三油矿1701转油站洗井水回收水池。经洗井水回收装置回收后进污水处理系统处理，达到回注标准后回注地下驱油。该装置目前负荷率为 36.7%。本工程钻井施工期间，钻井废水及钻井泥浆最大产生量约为 $89.4 \text{m}^3/\text{d}$ ，工程施工期间该装置负荷率约为46.6%，能满足本工程需要。



图3.9-6 废弃泥浆无害化处理中心工艺流程图

3.9.1.13 第四采油厂杏北油田工业固废处置场

第四采油厂杏北油田工业固废处置场位于大庆市红岗区八百垧居民区西南2.9km，地理坐标为E124°47'46.24"、N46°25'47.95"。设计总容量11624m³，年处理能力581.2m³/a，合700t/a，服务年限20年，今年已使用262.5t，本工程产生一般固废约3.555t，本工程建成后，该填埋场负荷率为38%，能满足本工程依托需求。

3.9.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

本项目依托工程环境影响评价及竣工验收情况见表 3.9-1。

表 3.9-1 依托工程环评验收情况一览表

序号	依托场站	环评项目名称	环评批复	验收情况
1	太北三转油站	太北扩边井产能建设工程	庆环审[2016]211号	2019年6月完成自主验收
2	太北四转油站	太北扩边井产能建设工程	庆环审[2016]211号	2019年6月完成自主验收
3	太北五转油站	太北扩边井产能建设工程	庆环审[2016]211号	2019年6月完成自主验收

4	太北七转油站	太北扩边井产能建设工程	庆环审[2016]211号	2019年6月完成自主验收
5	太北八转油站	太北扩边井产能建设工程	庆环审[2016]211号	2019年6月完成自主验收
6	太一联合站	太北扩边井产能建设工程	庆环审[2016]211号	2019年6月完成自主验收
7	太一联注水站	太北扩边井产能建设工程	庆环审[2016]211号	2019年6月完成自主验收
8	太二联注水站	太北扩边井产能建设工程	庆环审[2016]211号	2019年6月完成自主验收
9	杏五二含油污泥处理站	杏十三区聚合物驱产能建设工程	庆环建字[2010]48号	庆环验[2012]71号
10	大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心	黑龙江省大庆市四厂废弃钻井液集中处理工程	岗环审[2020]11号	完成自主验收
11	第四采油厂杏北油田工业固废处置场	采油四厂杏北油田工业固废处置场工程环境影响报告书	庆环建字[2011]172号	庆环验[2013]121号

3.9.3 现有工程污染物排放情况

3.9.3.1 废气

(1) 非甲烷总烃

本项目位于太北开发区，现有工程排放的废气主要为区块内井场、集输管线及场站在运行过程中无组织挥发的非甲烷总烃，根据建设单位提供资料，太北开发区目前产油约 $35.9 \times 10^4 \text{t/a}$ 。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，则现有区块非甲烷总烃挥发量为 508.9t/a 。

现有工程在油气集输过程采取了全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫、管线均埋地敷设、依托场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，有效的控制了无组织气体的挥发，通过采取上述措施，现有工程产生的无组织气体厂界能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值。

(2) 锅炉烟气

现有工程运行期产生的废气主要来自依托的太北三转油站、太北四转油站、太北五转油站、太北七转油站、太北八转油站加热炉排放的烟气。燃料为天然气，产生的烟气较为清洁。根据实测数据（见附件 3），太北三转油站、太北五转油站加热炉排放的污染物浓

度类比太北四转油站、太北七转油站、太北八转油站加热炉排放的污染物浓度的平均值，即太北三转油站、太北五转油站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 $11.5\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 平均值约为 $90\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 平均值约为 $22\text{mg}/\text{m}^3$ ；太北四转油站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 $11.0\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 平均值约为 $94.2\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 平均值约为 $20.7\text{mg}/\text{m}^3$ ；太北七转油站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 $11.6\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 平均值约为 $90.3\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 平均值约为 $23.5\text{mg}/\text{m}^3$ ；太北八转油站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 $12.6\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 平均值约为 $86.7\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 平均值约为 $22.5\text{mg}/\text{m}^3$ 。能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。根据建设单位提供的场站燃气情况，太北三转油站年燃气量为 $78.8 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，太北四转油站年燃气量为 $131.8 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，太北五转油站年燃气量为 $105.3 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，太北七转油站年燃气量为 $111.6 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，太北八转油站年燃气量为 $127.8 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，依托场站加热炉烟气污染物排放见表 3.9-2。

表 3.9-2 依托场站加热装置新增污染物排放量

场站名称	排气筒高度	燃气量（万 Nm^3/a ）	烟气量（万 Nm^3/a ）	污染物排放情况（t/a）		
				颗粒物	NO_x	SO_2
太北三转油站	10m	78.8	889.7	0.102	0.801	0.196
太北四转油站	18m	131.8	1488	0.164	1.402	0.308
太北五转油站	15m	105.3	1188.8	0.137	1.070	0.262
太北七转油站	10m	111.6	1260	0.146	1.138	0.296
太北八转油站	25m	127.8	1442.9	0.182	1.251	0.325
合计		500.79	6269.4	0.731	5.661	1.386

3.9.3.2 废水

现有区块产能 $35.9 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，综合含水 94.5%，则现有区块油田采出水量为 $33.9 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ；现有区块油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 11359m^3 ；现有区块水井洗井产生的洗井污水共计约 $37200\text{m}^3/\text{a}$ 。现有区块油田采出水、油水井作业污水、洗井污水均由太一联合污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层。太一联合污水处理站废水监测数据见附件 3。

现有区块场站内的生活污水产生量约 1022m^3 ，生活污水排入场站内防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，不外排。

3.9.3.3 噪声

现有区块内噪声源主要来自抽油机及场站，抽油机噪声源强为 65~80dB(A)，为连续稳态声源，场站噪声主要为各类机泵噪声，源强约在 80~85dB(A)之间。井场电机等发声设备选用了低噪声设备，定期对进场设备进行维护和保养；场站机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，根据 2021 年 6 月 7 日-8 日大庆中环评价检测有限公司对区域内已建井场及依托场站的监测数据（见附件 3），井场厂界及依托场站厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

3.9.3.4 固体废物

现有工程区块内油井在进行作业过程中产生的含油污泥量约 25.7t/a，依托场站清罐污泥产生量约为 10.8t/a，含油污泥罐车拉运至杏五二含油污泥处理站处理后满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）要求。

根据 2020 年 8 月 10 日对杏五二含油污泥处理站日常监测数据可知，含油污泥处理前、处理后泥质进行取样分析，杏五二含油污泥处理站处理后污泥泥质，pH 值和石油类均满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010），详见附件 4。

工程依托场站共产生生活垃圾 12.8t/a，产生的生活垃圾集中收集后拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理。

工程依托场站废滤料产生量约为 20t/a，定期由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理。

3.9.4 现有工程存在的环境问题

通过现场调查可知，本工程区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，无油污。站场环境清洁，地面看不到油污，站内道路两侧和厂区院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整。

本工程依托转油站能够达到《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要求；油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，依托站场周界外非甲烷总烃浓度能够达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放监控标准限值要求。通过实测，依托场站厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。油田产生的含油污水经太一联合含油污水处理站处理后全部回注，出水水质指标能够达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定要求，均不外排；作业和清罐产生的含油污泥送采油五厂杏五二含油污泥处理站处理。

目前，第五采油厂已取得排污许可证，该许可证已经包含本工程依托场站排放的相关

污染物。许可证编号为 91230607716675409L003Y。

为保护区域生态环境，采油五厂在钻井工程时应采取具体生态保护措施保护区域内草地及耕地生态系统。例如严格控制井场的临时及永久占地，井场钻井工程施工结束后及时对临时占地进行生态恢复，最大力度降低油田开发对区域草地生态系统的影响。并严格控制该区域油田作业范围，严格运行期管理，尽量减小对区域生态系统的扰动，保证不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。

鉴于以上情况，建议施工单位尽快对临时占地进行平整，自然恢复等措施，提高植被覆盖率。原有工程严格实施 HSE 环境管理体系，采油五厂逐级落实岗位责任制；各工区小队或联合站设专职环保员一名，相应采油工区队长及联合站站长为 HSE 管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

环境风险相关措施：经调查，第五采油厂太北开发区未发生过环境风险事故。第五采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第五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》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》等专项应急预案并定期开展应急演练。建议增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。建议增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

3.10 建设项目工程分析

3.10.1 污染影响因素分析

3.10.1.1 施工期

本工程施工期主要内容为钻井工程、射孔作业以及新建集输管线、注水管线、通井路等地面工程。

(1) 钻井工程

钻井工艺主要包括：钻前准备工作、钻进、录井、测井、固井和完井。钻前准备工作中，在预选井位前首先要进行平整井场、堆放钻井所需的重晶石粉、水泥等物料，由大型车辆将钻机运至井场进行安装。此过程的污染工序主要是重型车辆沿途产生的噪声，重晶石粉、水泥等搬运过程中产生扬尘。钻井过程中产生的污染物主要有钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、柴油机排出的烟气及钻机等设备运行产生的噪声。钻井施工营地还产生生活污水和生活垃圾。

①钻前准备：

钻前准备工作主要为平整井场施工场地，保证全套钻井设备达到相关安装标准，安装

完成后并进行相关调试。

②钻进：

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

③录井：

A.钻井参数录取资料要求

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

B.钻井液参数录取资料要求

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度。

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

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

④测井：

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控主要要求为：

A.若电测时间将要大于安全作业时，中途通井循环。

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

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

⑤固井：

现场应备有钻杆与套管转换接头，发生溢流时，抢接防喷钻杆后关井。

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

柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。

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

油层套管及固井水泥返深：当葡萄花油层单井累计有效厚度大于 1.2m，同时层数多于 2 层；水井全井砂岩不发育（厚度小于 1.5m、层数少于 2 层），或有效厚度小于 0.8m，同时层数多于 2 层时需下油层套管，水泥返高返至葡萄花油层顶面以上 150m。

⑥完井：

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。一般情况下，完井即钻开油层，完井方式包括套管完井法、射孔完井法、裸眼完井法等，本项目 23 口新钻井均采用射孔完井法完井。

A.完井井口要求：井口使用 $\Phi 273.1\text{mm} \times \Phi 139.7\text{mm}$ 简易套管头。

B.井口校正要求：井口偏斜度小于 0.2°， $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管两侧高差小于 0.5mm。完井后套管顶面高出地面 0.05m~0.30m。

C.戴井口帽子要求：搬家和测完声变后，套管内掏空 3m，井口戴上标有所钻井井号的防盗井口帽子，并将丝扣涂黄油上紧。

(2) 井下作业

井下作业是在完井后进行的，一般在采油井投产前进行。本项目施工期的井下作业主要为射孔作业，本项目不涉及压裂作业。

射孔即在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。本项目对 23 口新钻井及 2 口转注井进行射孔，该过程产生的污染物主要为废射孔液等。

钻井及井下作业工艺流程及产污环节图见图 3.3-1。

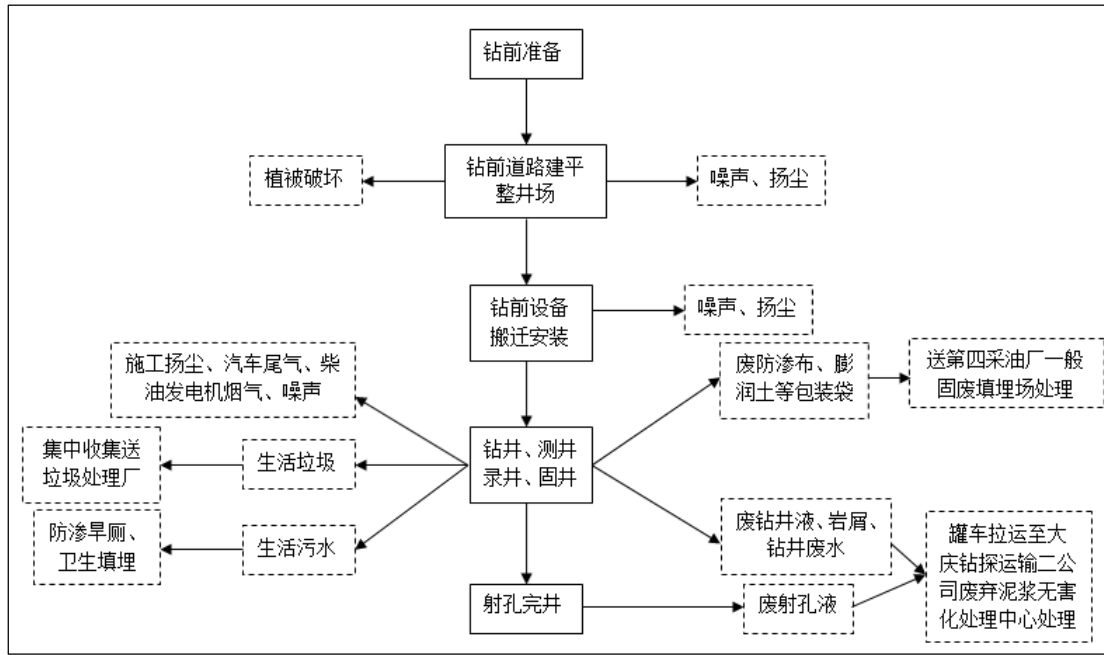


图 3.3-1 钻井及井下作业工艺流程及产污环节图

(2) 地面工程

① 管线施工

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

A. 施工作业带清理

管道施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式施工，施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。在场地清理过程中，施工带范围内的土壤、植被和农作物都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。

B. 管沟敷设

管道采用沟埋方式敷设。开挖后，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤，然后下到管沟内。管沟开挖沟底与上口同宽，不进行放坡。

C. 防腐及阴极保护

提高管道的防腐等级，采用熔结环氧粉末内防腐钢管；管道接头采用一次成型涂料新技术，使用寿命可达 30 年以上，并采用强制电流阴极保护法。

D. 管沟回填

开挖管沟时在耕植地开挖，将表层耕植土和下层土分别堆放。在可耕植地回填时，需

先回填下层土，后回填表层耕植土。管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后立即恢复地貌。

E.试压

管道在下沟回填后应试压,采用清水进行试压，严密性试验合格后使用。

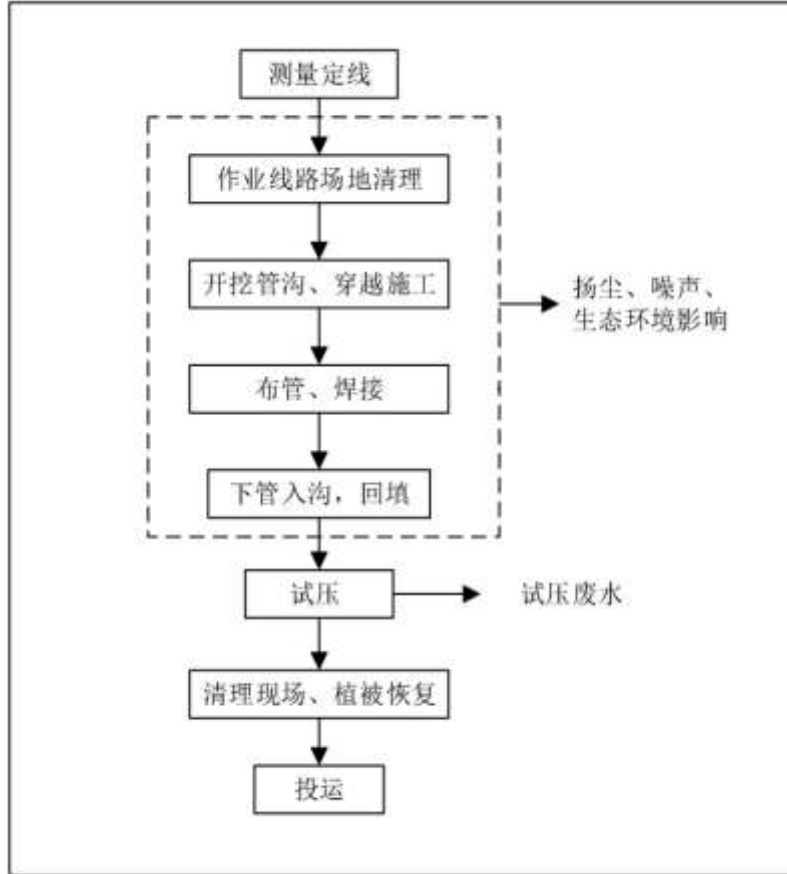


图 3.3-3 管线施工过程示意图

②道路施工工艺

项目建设通井路为土路，施工方式较简单，主要施工工艺为施工范围内的地表耕地、杂草等用人工或推土机予以清除并且将道路进行平整，本次新建通井路均挂接至已建井排路。

本项目在井场、道路建设以及管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活污水、生活垃圾等污染物。本项目施工期产污环节详见图 3.10-1。

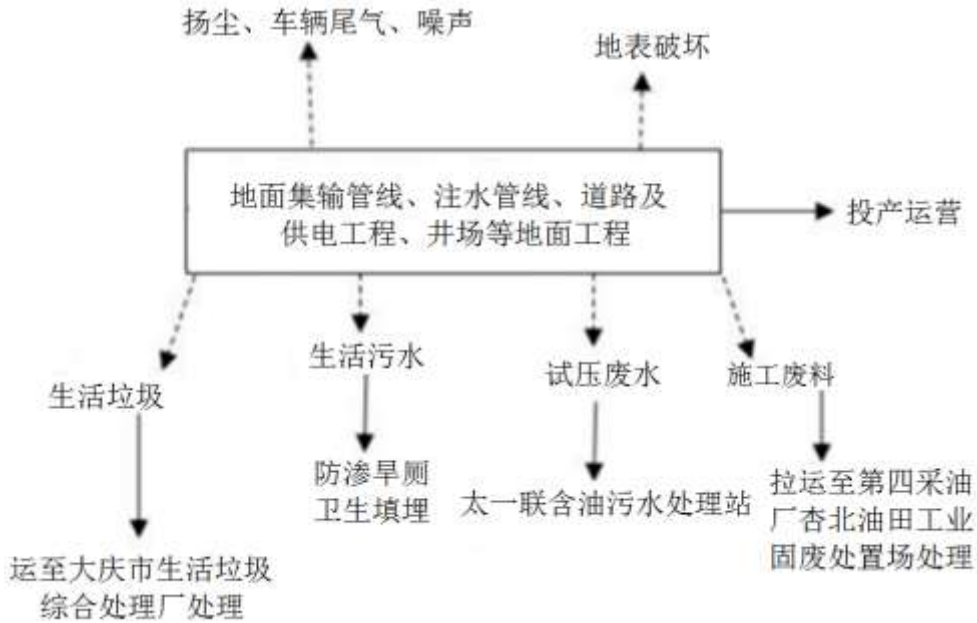


图 3.10-1 本项目施工期产污环节图

3.10.1.2 运行期

本项目基建油井采出液由集输管道进入已建集油间内，已建依托的转油站（太北三转油站、太北四转油站、太北五转油站、太北七转油站、太北八转油站）接纳集油阀组间来液，经油气分离、计量后进入脱水站（太一联脱水站）。油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用。已建依托脱水站接纳转油站来液，进行油水分离处理，产生的含油污水转移至污水处理站（太一联合油污水处理站）处理达标后输至注水站（太一联注水站、太二联注水站）回注油层，用于注水驱油。

本工程运营期的主要环境影响因素为依托场站加热装置及原油集输过程中挥发的烃类气体，油井作业产生的作业污水和落地油，井场抽油机产生的噪声等。运行期工艺流程及主要产污节点见图 3.10-2。

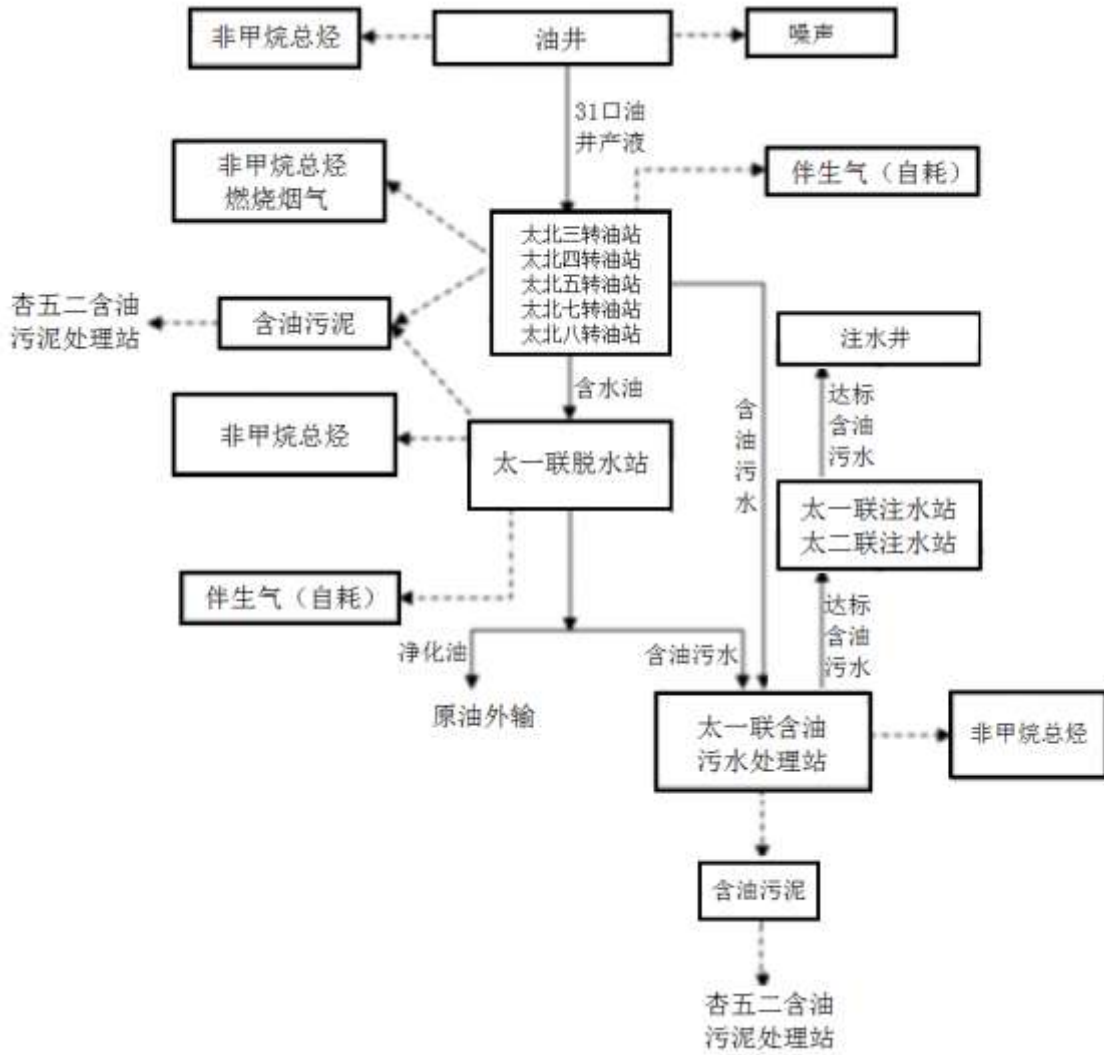


图 3.10-2 运营期正常工况工艺流程及产污示意图

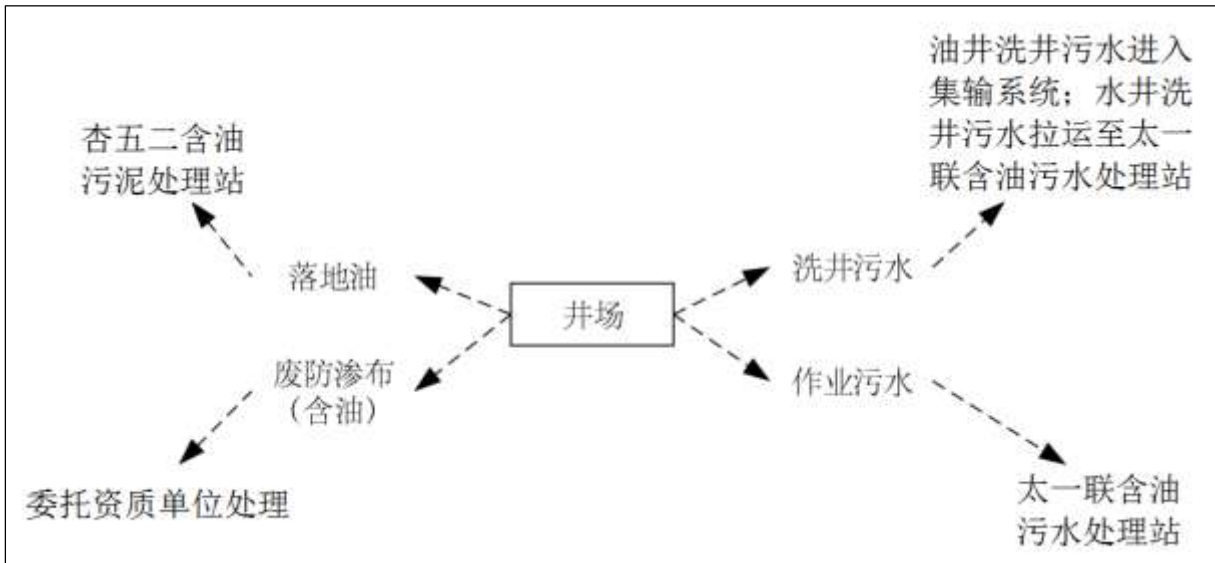


图 3.3-5 运营期非正常工况工艺流程及产污示意图

3.10.2 生态影响因素分析

本工程部署基建 50 口油水井，配套建设集油管道、道路、供配电等，主要占地类型为耕地（一般耕地）、草地（包括一般草地及一般湿地），临时占地面积 49.822hm²，永久占地面积 4.3415hm²。

临时占地对周围生态环境影响主要体现在钻井、管线、道路等施工过程中，机械、运输车辆对植被的碾压、人员践踏、材料占地、土壤翻出堆放地表等活动将对工程周围的地表环境造成暂时性破坏，对地面植被会造成一定的破坏；永久占地对周围生态环境影响主要体现在井场、通井路的占地使原来连续分布的生态环境中形成斑块，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，但由于施工时间较短，对生态环境影响较小。

油田运营期对生态系统的影响主要是井下作业、管线穿孔对生态的影响。油井作业均在井场的永久占地范围内进行，同时在作业时铺设防渗布，产生的作业污水经罐车拉运太一联合油污水处理站处理达标后回注油层，防止了污油污水排入外环境，不会对井场周围的植被产生影响。但如果作业时管理不善，导致大量污油水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，导致其生产力下降。

本工程建设对生态的影响主要在施工期，其不利影响主要表现为：场地平整、管沟开挖、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。

3.10.3 污染源源强核算

3.10.3.1 施工期污染源源强核算

（1）废气

施工期废气主要为钻井工程柴油机燃烧排放的烟气及地面工程施工时管沟开挖、道路敷设、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，以及施工设备和运输车辆尾气。

①施工扬尘

本项目施工扬尘主要来自平整土地、开挖土方、材料运输、装卸等过程，其污染范围和程度与施工工艺、施工管理、土方含水率、气象条件、土方工程量等多种因素有关。

本项目所在区域平坦空旷，大气扩散条件好。井场相对分散，且施工时间较短，施工扬尘影响较小。管线敷设、各种施工材料的运输给道路沿线带来扬尘污染，运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。

A. 管线及道路施工产生的施工扬尘

本项目管线、道路施工占地面积 40.6755hm²，参考对土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 0.01~0.05mg/m² s，考虑最不利情况，TSP 产生系数取 0.05mg/m² s，取施工现场的扰动面积比为 70%，按每天施工时间 8h 计算，管线及道路施工产生的扬尘为 410kg/d。

B. 运输车辆产生的扬尘

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/m³。类比大庆地区类似地面工程的起尘数据，施工场地起尘浓度约 1.15mg/m³。

② 施工车辆排放的尾气

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 柴油机燃烧烟气

钻井时钻机和其他设备动力源均由发电机提供，而为发电机提供动能的是柴油机。本工程柴油总用量约为 575t，烟气量按每公斤 12m³ 计，则本工程烟气排放量为柴油发电机运行期间产生烟气 690×10⁴m³，主要污染物为 SO₂、NO_x、CO、HC 和烟尘。根据《环境影响评价工程师职业资格培训教材：社会区域类环境影响评价》给出计算参数可知，发电机运行污染物排放系数为：SO₂ 4g/L，NO_x 2.56g/L，烟尘 0.7146g/L，CO 1.52g/L，HC 1.489g/L。1t 柴油约为 1162L，因此计算污染物排放情况如下：

表 3.11-1 柴油发电机燃烧废气污染物产生一览表

污染物指标	产污系数		产生量
	单位	产污系数	
废气量	m ³ /kg 柴油	12	690 万 m ³
SO ₂	g/L 柴油	4	2.673t
NO _x	g/L 柴油	2.56	1.710t
烟尘	g/L 柴油	0.7146	0.477t
CO	g/L 柴油	1.52	1.016t
HC	g/L 柴油	1.489	0.995t

(2) 废水

① 钻井废水

根据公用工程计算可知，本项目钻井废水产生量为 575m³。钻井废水排入井场泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理。本项目单井钻井施工 7d，2 个钻井队同时施工，钻井废水每天产生量约 7.14m³。

② 试压废水

项目管线敷设完成后进行试压，本项目共建设单井集油掺水管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 24.41\text{km}$ ，新建单井注水支线 $\Phi 76 \times 6-3.990\text{km}$ ， $\Phi 60 \times 5-10.472\text{km}$ 。则本项目管线试压用水量 $V = \pi r^2 L = 116.7\text{m}^3$ 。管线试压废水按试压用水量的 95% 计，则试压废水产生量为 110.9m³，由罐车拉运至太一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 ≤ 8mg/L、悬浮固体含量 ≤ 3mg/L、粒径中值 ≤ 2μm”规定后回注油层，不外排。

③ 生活污水

根据《黑龙江省地方标准-用水定额》（DB23/T727-2021），施工期生活用水量每人 80L/d，钻井施工期单井钻井施工 7d，射孔平均时间按 1d 计，每个钻井队在井人数 10 人；地面建设期施工人员 30 人，施工约 60d。则施工期间生活用水量为 291.2m³，生活污水按用水量的 80% 计算，则生活污水量为 232.96m³。生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整。

项目施工期废水产生及排放情况详见表 3.10-1。

表 3.10-1 施工期废水污染物排放量表

序号	污染物名称	产生量	主要污染物	去向及措施
1	钻井废水	575m ³	SS	排入井场泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理
1	试压废水	110.9m ³	SS	由罐车拉运至太一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 ≤ 8mg/L、悬浮固体含量 ≤ 3mg/L、粒径中值 ≤ 2μm”规定后回注油层，不外排。
2	生活污水	232.96m ³	COD、NH ₃ -N、SS	排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整。

(3) 噪声污染源项分析

施工期产生的噪声主要施工机械和车辆运营噪声，具体排放情况见表 3.10-2。

表 3.11-4 本项目施工期噪声源统计表

设备名称	声源性质	噪声值 dB(A)
柴油发电机	连续稳态声源	85~105
挖掘机	非连续稳态声源	80~85
推土机	非连续稳态声源	80~85
钻机	连续稳态声源	80~90
泥浆泵	连续稳态声源	80~85
振动筛	连续稳态声源	70~75
搅拌机	连续稳态声源	60~70
压路机	非连续稳态声源	80-90
电焊机	连续稳态声源	60-70
运输车辆	非连续稳态声源	75-80

(4) 固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、废钻井液、废射孔液、废包装袋、废防渗布、施工废料和生活垃圾等。

①废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于钻井液池内的泥浆。根据钻井物料消耗统计，本项目钻井液用量为 4899m³，本项目单井钻井施工 7d，2 个钻井队同时施工，废弃钻井液每天产生量约 60.86m³。废钻井液排入井场泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆研磨破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余岩屑经泥浆循环携带至井口，完井后进行无害化处理。根据五厂多年钻井施工统计数据，每钻井 1000m 进尺产生岩屑 60m³。本项目钻井进尺 28750m，则钻井岩屑总产生量为 1725m³。本项目单井钻井施工 7d，2 个钻井队同时施工，钻井岩屑每天产生量约 21.4m³。与废钻井液一起拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理。

③废射孔液

本项目新钻井钻完后需进行射孔作业，作业过程中将产生废射孔液，每口井产生废射

孔液约 40m³，本工程 23 口新钻井及 2 口转注井需要射孔，共计产生废射孔液 1000m³。本项目单井射孔平均时间按 1d 计，2 个钻井队同时施工，废射孔液平均每天产生量约 80m³。与废钻井液一起拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理。

④废包装袋

现场废弃包装袋主要为钻井材料中膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装，属于一般固体废物。单井废包装袋产生量约为 0.0015t，本项目新钻 23 口油水井，故膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装产生量约为 0.035t。废包装袋在施工结束后统一送第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理。

⑤废防渗布

为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井污水等污染地面从而造成对土壤、地下水的影 响，需要在钻井过程总在钻井平台附近铺设防渗布，根据长期施工经验数据，废防渗布单井产生量约为 0.05t，本工程共新钻 23 口井，故本工程施工期共产生废弃防渗布 1.15t。在施工结束后统一送第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理。废防渗布在施工结束后统一送第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理。

⑥施工废料

本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料。管道施工废料产生量以 200kg/km 管道计，本项目新建管道 11.856km，因此，施工废料产生量约为 7.8t。施工废料最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理。

⑦生活垃圾

本工程钻井施工期单井钻井施工 7d，射孔平均时间按 1d 计，每个钻井队在井人数 10 人；地面建设期施工人员 30 人，施工约 60d。施工期每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 1.82t。生活垃圾统一收集后拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂处理。

表 3.10-3 本工程施工期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	废物类型	处置去向
1	废钻井液	4899m ³	一般废物	排入井场泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理
2	钻井岩屑	1725m ³	一般废物	
3	废射孔液	1000m ³	一般废物	

4	废包装袋	0.035t	一般废物	拉运至第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理
5	废防渗布	1.15t	一般废物	
6	施工废料	7.8t	一般废物	
7	生活垃圾	1.82t	/	统一收集后拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂处理

3.10.3.2 运行期污染源源强核算

(1) 废气

① 烃类气体

由于本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，烃类气体的排放主要是某些设备的超压放空，储罐和管线的油气挥发以及天然气使用过程中的泄漏所致，主要排放地点为采油井场及集输场站。非甲烷总烃挥发量按《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，本工程建成后年产原油 1.94×10^4 t/a，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 27.5t/a。

② 加热炉烟气

本工程运行期产生的废气主要来自依托转油站锅炉产生烟气，燃料为天然气，产生的烟气较为清洁。根据实测数据（见附件 3），太北三转油站、太北五转油站加热炉排放的污染物浓度类比太北四转油站、太北七转油站、太北八转油站加热炉排放的污染物浓度的平均值，即太北三转油站、太北五转油站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 $11.5\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 平均值约为 $90\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 平均值约为 $22\text{mg}/\text{m}^3$ ；太北四转油站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 $11.0\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 平均值约为 $94.2\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 平均值约为 $20.7\text{mg}/\text{m}^3$ ；太北七转油站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 $11.6\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 平均值约为 $90.3\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 平均值约为 $23.5\text{mg}/\text{m}^3$ ；太北八转油站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 $12.6\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 平均值约为 $86.7\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 平均值约为 $22.5\text{mg}/\text{m}^3$ 。能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。本项目建成后，根据转油站现有耗气量进行类比，其中太北三转油站新增耗气量为 $1.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，太北四转油站新增耗气量为 $1.53 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，太北五转油站新增耗气量为 $6.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，太北七转油站新增耗气量为 $4.74 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，太北八转油站新增耗气量为 $1.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。本项目建成后，依托场站加热炉新增烟气污染物排放见表 3.10-4。

表 3.10-4 依托场站加热装置新增污染物排放量

场站名称	排气筒高度	燃气量（万 Nm^3/a ）	烟气量（万 Nm^3/a ）	污染物排放情况（t/a）		
				颗粒物	NO_x	SO_2
太北三转油站	10m	1.8	20.32	0.0023	0.0183	0.0045
太北四转油站	18m	1.53	17.27	0.0019	0.0163	0.0036

太北五转油站	15m	6.4	72.26	0.0083	0.0650	0.0159
太北七转油站	10m	4.74	53.51	0.0062	0.0483	0.0126
太北八转油站	25m	1.8	20.32	0.0026	0.0176	0.0046
合计		16.27	183.69	0.0213	0.1655	0.0411

(2) 废水

本工程运营期产生的废水主要为正常工况下的油田采出水、非正常工况下的油水井作业污水、洗井污水。

①油田采出水

根据开发指标预测，本项目新钻油井单井最大采出水量为 10t/d，长关井单井最大采出水量为 18.4t/d，本项目共 19 口新钻油井、12 口长关井，年生产 365d，则本项目油田采出水量为 149942t/a。油田采出水进入太一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层。

②作业污水

井下作业是运营期主要污染环节之一。主要包括换泵换杆、洗井修井等作业。产污环节主要是拆卸井口和油管起下过程中产生的污油污水、废液的返排、冒溢及滴漏等。

结合大庆油田有限责任公司第五采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 $4\text{m}^3/\text{井次}$ ，油井作业污水量约 $82.7\text{m}^3/\text{a}$ ；注水井作业周期为 2 年，作业污水产生量 $60\text{m}^3/\text{井次}$ ，则注水井作业污水量每年约 $570\text{m}^3/\text{a}$ 。油水井作业污水共计约 $652.7\text{m}^3/\text{a}$ ，主要污染物为石油类、悬浮物，作业时需铺设防渗布。此部分污水通过罐车回收后送太一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

③洗井污水

本项目 19 口注水井，注水井洗井周期 1 年，洗井污水产生量约 $120\text{m}^3/\text{井次}$ ，则本项目洗井污水产生量为 $2280\text{m}^3/\text{a}$ ，此部分污水通过罐车回收后送太一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。油井洗井采用掺水伴热流程（该流程热水主要来源为回掺水，未新增工程）进行洗井，以清除套管结蜡，含蜡热洗水随集油管道进入集油系统，不外排。

(3) 噪声

本项目运营期依托工程不新增设备，项目运行期噪声源主要来自抽油机，抽油机噪声源强为 65~80dB(A)，为连续稳态声源。

(4) 固体废物

项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布。

①含油污泥

结合油田实际产生情况和多年统计数据，生产万吨原油的排泥量（固相）一般按约 0.3t 计算，本项目产能 1.94×10^4 t/a，则本项目含油污泥产生量 0.582t/a，为危险废物，危废代码为 HW08/071-001-08，统一收集送杏五二含油污泥处理站处理。

②落地油

由于该区块地层压力较低，加上作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置，因此产生的落地油量很少。考虑意外情况且按最不利状态，一般每口井作业期间产生的落地油可按 50kg/井·次，作业频率一般 1.5 年，因此作业产生的落地油为 1.03t/a，落地油全部回收拉运至杏五二含油污泥处理站处理，落地油回收率为 100%。

③含油废防渗布

根据油田现场的实际生产情况调查，每口油井作业面积约 400m²，防渗布重量按 500g/m² 计，可计算单井产生量约 0.2t，本项目油井共计 31 口，则含油废防渗布产生量约为 6.2t/a，为危险废物，危废代码为 HW49/900-041-49，最终由有资质单位进行处理。

本项目危险废物具体情况见表 3.10-5。

表 3.10-5 危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08 矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.582t/a	设备清淤	液态	油泥砂	石油类	设备清淤每年一次	T、I	送杏五二含油污泥处理站处理
2	落地油	HW08 矿物油与含矿物油废物	071-001-08	1.03t/a	油井作业	液态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5 年/次	T、I	送杏五二含油污泥处理站处理
3	作业废防渗布	HW49 其他废物	900-041-49	6.2t/a	作业	固态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5 年/一次	T、I	由有资质单位

											进行处理
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	------

本项目施工期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.10-6~表 3.10-9，运行期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.10-10~表 3.10-13。

表 3.11-2 废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 d
				核算方法	废气产生量 m ³	产生浓度 mg/m ³	产生量 t	工艺	效率%	核算方法	废气排放量	排放浓度 mg/m ³	排放量 t	
钻井井场、管线施工	场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	少量	洒水抑尘		/	/	/	/	施工期
	柴油机	井场柴油机烟气	SO ₂	产污系数法	690 万	/	2.673	/	/	排污系数法	690 万	/	2.673	施工期
			NO _x			/	1.710					/	1.710	
			烟尘			/	0.477					/	0.477	
			CO			/	1.016					/	1.016	
			HC			/	0.995					/	0.995	
车辆	车辆尾气	SO ₂ NO _x TSP	由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确定，固不对其进行定量计算				施工车辆选用高标号汽柴油，尾气达标排放		/	/	/	/	施工期	

表 3.11-3 废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施		污染物排放				排放时间 d
				核算方法	废水产生量 m ³	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率 /%	核算方法	废水排放量 m ³	排放浓度 mg/L	

钻井	冲洗钻台、钻具等设备	钻井废水	COD	类比法	575	300	0.17	进入井场泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理	100	类比法	0	0	0	钻井期
			SS			150	0.085				0	0	0	
施工	生活	生活污水	COD	类比法	232.96	300	0.07	排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整。	100	类比法	0	0	0	施工期
			氨氮			30	0.007				0	0	0	
管线试压	试压	试压废水	SS	类比法	110.9	50	0.0055	由罐车拉运至太一联含油污水处理站处理后回注油层	100	类比法	0	0	0	施工期试压

表 3.11-5 噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型（频发、偶发等）	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间/d
				核算方法	噪声值/dB(A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值/dB(A)	
钻井井场 管线施工	施工机械	柴油发电机	连续稳态声源	类比法	85~105	选用低噪音设备，并采取减振降噪措施	/	类比法	85~105	施工期
		挖掘机	非连续稳态声源		80~85		/		80~85	

	推土机	非连续稳态声源	80~85	/	类比法	80~85
	钻机	连续稳态声源	80~90	/	类比法	80~90
	泥浆泵	连续稳态声源	80~85	/	类比法	80~85
	空压机	非连续稳态声源	75~80	/	类比法	75~80
	振动筛	连续稳态声源	70~75	/	类比法	70~75
	搅拌机	连续稳态声源	60~70	/	类比法	60~70
	压路机	非连续稳态声源	80-90	/	类比法	80-90
	电焊机	连续稳态声源	60-70	/	类比法	60-70
	运输车辆	非连续稳态声源	75-80	/	类比法	75-80

表 3.11-7 本项目固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况		处置措施		最终排放去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
钻井	废钻井液	类比法	4899m ³	无害化处理	4899m ³	由施工单位拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理
	钻井岩屑	类比法	1725m ³	无害化处理	1725m ³	
	废射孔液	类比法	1000m ³	无害化处理	1000m ³	
	生活垃圾	类比法	1.375t	卫生填埋	1.375t	统一收集后运至大庆市生活垃圾综合处理厂处理
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	类比法	0.035t	填埋处理	0.035t	由施工单位统一送第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理
	废防渗布	类比法	1.15t	填埋处理	1.15t	
	施工废料	类比法	7.8t	填埋处理	7.8t	

表 3.10-6 废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施		污染物排放			排放时间/h		
				核算方法	废气产生量万 m ³ /a	产生浓度 mg/m ³	产生量 t/a	工艺	效率 /%	核算方法	废气排放量万 m ³ /a		排放浓度 mg/m ³	排放量 t/a
原油开采	井场、场站、管线等	无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	—	—	27.5	—	0	产污系数法	—	—	27.5	8760
油气集输	太北三转油站	加热炉排气筒	颗粒物	实测法、类比法	20.32	11.5	0.0023	—	0	实测法、类比法	20.32	11.5	0.0023	8760
			NO _x			90	0.0183		0			90	0.0183	
			SO ₂			22	0.0045		0			22	0.0045	
	太北四转油站	加热炉排气筒	颗粒物	实测法、类比法	17.27	11.0	0.0019	—	0	实测法、类比法	17.27	11.0	0.0019	8760
			NO _x			94.2	0.0163		0			94.2	0.0163	
			SO ₂			20.7	0.0036		0			20.7	0.0036	
	太北五转油站	加热炉排气筒	颗粒物	实测法、类比法	72.26	11.5	0.0083	—	0	实测法、类比法	72.26	11.5	0.0083	8760
			NO _x			90	0.0650		0			90	0.0650	
			SO ₂			22	0.0159		0			22	0.0159	
	太北七转油站	加热炉排气筒	颗粒物	实测法、类比法	53.51	11.6	0.0062	—	0	实测法、类比法	53.51	11.6	0.0062	8760
			NO _x			90.3	0.0483		0			90.3	0.0483	
			SO ₂			23.5	0.0126		0			23.5	0.0126	
	太北八转油站	加热炉排气筒	颗粒物	实测法、类比法	20.32	12.6	0.0026	—	0	实测法、类比法	20.32	12.6	0.0026	8760
			NO _x			86.7	0.0176		0			86.7	0.0176	
			SO ₂			22.5	0.0046		0			22.5	0.0046	

表 3.10-7 废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施	污染物排放				排放时间 (h)	
				核算方法	产生废水量 (t/a)	产生浓度 (mg/L)		产生量 (t/a)	核算方法	排放废水量 (t/a)	排放浓度 (mg/L)		排放量 (t/a)
油水井作业	油水井	作业污水	石油类	类比法	652.7	1000	0.6527	通过罐车回收后送太一联含油污水处理站处理后回注油层,不外排	/	/	/	/	/
水井洗井	水井	洗井污水	石油类	类比法	2280	1000	2.28	通过罐车回收后送太一联含油污水处理站处理后回注油层,不外排	/	/	/	/	/
原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	物料衡算法	149942	1000	149.942	进入太一联含油污水处理站处理后回注油层,不外排	/	/	/	/	/

表 3.10-8 噪声污染源源强核算结果及相关参数表

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源		降噪措施		噪声排放值		持续时间 (h)
				核算方法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB (A)	
井场	抽油	抽油机	连续	类比法	65-80	低噪声设备、定期保养	/	类比法	65-80	8760

表 3.10-9 固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序/生产线	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量 (t/a)	工艺	处置量 (t/a)	

原油集输	场站	含油污泥	危险废物	类比法	0.582	采用流化预处理—调质—离心处理工艺	0.582	送杏五二含油污泥处理站处理
油井作业	油井	落地油	危险废物	类比法	1.03	采用流化预处理—调质—离心处理工艺	1.03	送杏五二含油污泥处理站处理
油井作业	油井	含油废防渗布	危险废物	类比法	6.2	由有资质单位进行处理	6.2	由有资质单位进行处理

3.10.4 污染物“三本帐”汇总

由于本项目施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，本项目运营期废水、固体废物不排入外环境，因此，本次评价只对本项目运营期大气污染物排放情况进行核定，污染物排放量汇总见表 3.10-8。

表 3.10-8 项目污染物排放情况

污染物名称	单位	现有工程排放量	以新老消减量	本工程排放量	总排放量	排放增减量
烟气量	10 ⁴ m ³ /a	6269.4	0	183.69	6453.09	+183.69
颗粒物	t/a	0.731	0	0.0213	0.7523	+0.0213
NO _x	t/a	5.661	0	0.1655	5.8265	+0.1655
SO ₂	t/a	1.386	0	0.0411	1.4271	+0.0411
非甲烷总烃	t/a	508.9	0	27.5	536.4	+27.5

3.12 清洁生产分析

3.12.1 钻井过程的清洁生产工艺

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

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

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

(4) 在钻井时，井口安装井控装置，最大限度的避免井喷事故的发生。在修井时，安装封井器，避免原油、污水喷出。

3.12.2 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、溢流和散落措施。

(3) 在井下作业过程中，产生的作业废水经区块含油污水处理站处理后回注油层，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%。

3.12.3 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。

针对本项目油田开发的特点，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联合站为中心，转油站、脱水站为骨架，按二级或三级布站形式汇集成地面原油集输管网体系。井场管线集油格局，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

本项目开发首先敷设集输管线，以保证投产并能立即进入集输流程。集输管线全密闭。

(3) 油田采出水处理

为了保护环境和节约用水，本项目运行期油田采出水全部经太一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

(4) 在井场、道路、集输管线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。

3.12.4 先进的环境管理

本项目在实施过程中，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。

通过与《石油天然气开采业污染防治技术政策》对比分析本项目清洁生产水平，本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中对清洁生产的各项指标对比见表 3.12-1。

表 3.12-1 清洁生产分析一览表

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》有关清洁生产的要求	本项目处理方式	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目油气集输采用密闭工艺，可有效减少油气损失，各种废弃物均得到合理有效集中处理	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	使用无毒无害油气田化学剂	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	配备泄油器、刮油器。落地原油及时回收，回收率达到 100%	符合
4	在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗措施预防燃料泄漏对环境的污染	钻井过程使用柴油均储存在井场柴油罐中，柴油灌区设置围堰并采取重点防渗措施，避免泄漏	符合
5	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系，配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95% 以上，钻井过程产生的废水应回用	本项目使用无毒无害的水基钻井泥浆，循环率达到 95% 以上，钻井废水进入井场泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理	符合
6	酸化、压裂作业和试油（气）过程应采用防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本项目、地面管线采取防刺、防漏、防溢等措施	符合
7	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注气开采，鼓励采出水处理后回注于注气锅炉	采出水经太一联合含油污水处理站处理满足标准后回注油层	符合
8	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统	油气集输采用密闭工艺，油气集输过程中烃类挥发系数为 1.4175%，集输损耗率小于 0.5%	符合
	新、改、扩建油气田油气集输损耗不高于 0.5%，2010 年 12 月 31 日前建设的油气田油气集输损耗不高于 0.8%		

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境状况

4.1.1 地理位置

本项目位于大庆市大同区高台子镇及大同镇周边，地理坐标为东经 124°47'34.8"~124°53'24.9"，北纬 46°3'7.776"~46°10'59.808"。具体地理位置见附图 4。

4.1.2 地形地貌

大同区地处松嫩平原西部，草原广阔，无山无岭，地势平坦，西南偏低，东北偏高，海拔高度在 135.0-143.0m 之间，地貌表现为波状起伏的平原，高处为平缓漫岗，低处是沼泽以及大大小小的碱泡子。

4.1.3 气象特征

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

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

风速：平均风速 3.7 m/s，年最大风速为 22.7m/s。

降水量：年平均 442.0mm，年最大降水量 651.2 mm。

降雪量：平均积雪 158d，最大积雪深度 220.0mm。

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

湿度：年平均相对湿度为 63%。

年日照时数：2595.8 小时。

4.1.4 评价区水文地质条件

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。评价区位于大庆市大同区域内，地势平坦低洼，地面绝对标高在 135.0-143.0m 之间，地表径流条件较差。地貌成因类型及形态特征为冲湖积微波状起伏低平原，其上湖泊、沼泽湿地及盐碱低地较为发育。

4.1.4.2 地质概况

区域地质构造位置处于古隆凹陷南部，长春背斜的北部，由于白垩系晚期和第三系以来，大庆长垣以西地区持续下降，而且下降幅度较大，沉积了厚度较大的第三系和第四

系。尤其是第三系上统泰康组比较发育，形成了一套河床相厚层砂砾岩，为地下水的富集创造了良好的空间条件。

根据区域地质钻探资料分析，区域浅部地层从上到下依次为第四系、第三系上统泰康组、白垩系下统嫩江组。

(1) 白垩系嫩江组 (K_{1n})

地层广泛分布于区域内，由于受地质沉积作用的影响，地层埋藏较深，地层顶部埋深为 115~134m，岩性为浅灰、灰绿色泥岩，含砂砾岩与褐红色、砖红色泥岩组成。

(2) 第三系上统泰康组 (N_{2t})

区域泰康组广泛分布，发育良好。变化趋势由东向西厚度逐渐增大并趋于稳定，地层顶部埋深厚度 40.0m-50.0m，变化趋势由南向北厚度逐渐增大，地层厚度 50~70m。泰康组中下部为厚层块状河床相沉积的灰白色砂砾岩。上部为较薄的灰绿色、黄绿色泥岩，局部为砂质泥岩、泥质砂岩或粉砂岩构成厚度不等的交互层。地层结构表现为上细下粗的明显正旋回特征。泰康组地层与下伏白垩系上统明水组呈角度不整合接触。

(3) 第四系 (Q)

①全新统冲积层 (Q₄)

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

②上更新统齐齐哈尔组 (Q₃)

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 15~20.5m。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 (Q₂)

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 30.0~35.5m。土质致密，渗透性较差，渗透系数一般在 $1.0 \times 10^{-6} \sim 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，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的中央拗陷区。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，由侏罗系、白垩系、第三系、第四系陆相沉积构成。主要构造格局呈“中隆侧凹”形态，即长垣南部，常村背斜北部。

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。

4.1.5 水文地质条件

4.1.5.1 地下水的形成条件

项目区位于松辽盆地的北部，区域地质构造位置属于中央拗陷区构造一部分，位于向齐家拗陷南端。新生界第三系沉积了巨厚的碎屑岩砂岩，第四系则覆盖全区，不整合于第三系上新统地层之上。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、第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水和白垩系下统嫩江组孔隙裂隙承压水。区域综合水文地质图见附图 5，区域水文地质剖面图见附图 6。

4.1.5.2 地下水类型及含水岩组特征

(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齐齐哈尔组粉细砂组成，厚度 1.5~2.5m。地下水水位埋深 2.4~3.6m，弱富水性，单井涌水量在 50-100m³/d，地下水化学类型以 HCO₃—Na、HCO₃—Na.Ca 型水为主。该层水为大气降水的垂直入渗补给，无开采供水条件。

(2) 第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水含水层

主要发育在项目区西侧。泰康组承压含水层其岩性主要是砂砾岩，与上部第四系含水层之间有一层不布不稳定的泥岩，厚度一般在 5~8.5m，成岩性不好，胶结较差，具有一定的透水性。砂砾岩层结构松散，颗粒较粗，分选性较好，透水性强、富水性好，自上而下由细变粗，呈明显河流相沉积，沉积发育比较稳定，区域含水层由东向西逐渐增大，由北向南逐渐变薄，顶板埋深一般在 40~50m 之间，含水层厚度为 50~70m，承压水头高度 6.0~8.0m，渗透系数 25.0~35.0m/d。富水性强，单井出水量 2500~3500m³/d(273mm)。地下水水位水化学类型为 HCO₃—Na 型水，矿化度 <0.5g/L，PH 值 7.20~8.30，总硬度（以 CaCO₃ 计）为 121.5~630.0mg/L。

(3) 白垩系明水组

东部埋深较浅，西部埋深较大。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 4-7 个层组成，单层厚度 3.0-20.0m，东部含水层顶板埋深 25-35m，二段含水层组单井涌水量一般可达 800-1200m³/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 3.0-5.0 层，单层厚度 3.0-29.0 米，累计含水层厚度 10.0-45.0 米，含水层顶板埋深 60-120m。单井涌水量（237mm 井管）一般都能达到 1000-1500m³/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 66-95 mg/L（以 CaCO₃ 计），水质类型为重碳酸钠型水。

4.1.5.3 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泰康组、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。

③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由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。

（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 240mm，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，目前区域已建成工农业、生活水井 500 多眼。区域地下现状年总开采量为 $1450.00 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

开采层主要为第三系泰康组和白垩系明水组承压含水层，开采深度一般在 70~220m。

4.1.6 区域地下水动态变化特征

4.1.6.1 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 2.1m-5.2m 之间，区域潜水埋深变化较小，水位变化差 2.0m 左右（见下图 4.1-1）。

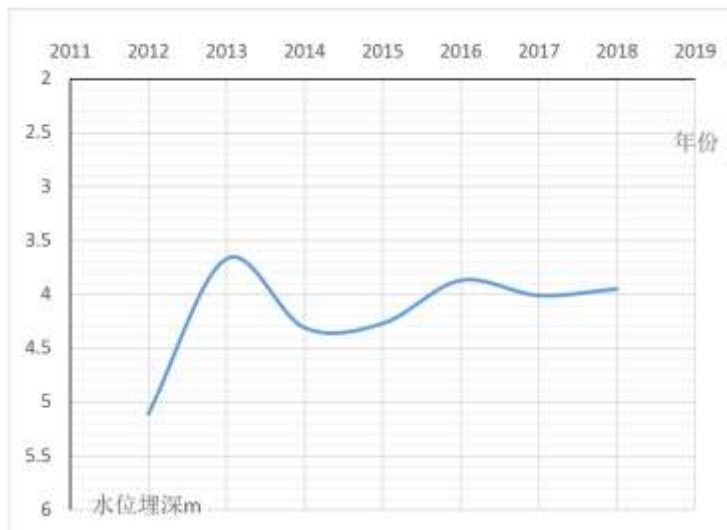


图 4.1-1 区域潜水水位埋深变化曲线（兴城 1350 号井）

4.1.6.2 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。由于近年来降雨量增加，地下水补给量增加，根据近年区域地下水动态监测井水位监测分析，水位在逐步上升，地下水水位主要受开采量的影响，水位埋深由开采初期喷出地表，到 2018 年水位下降到 8.40m，目前基本处于稳定状态（见图 4.1-2）。

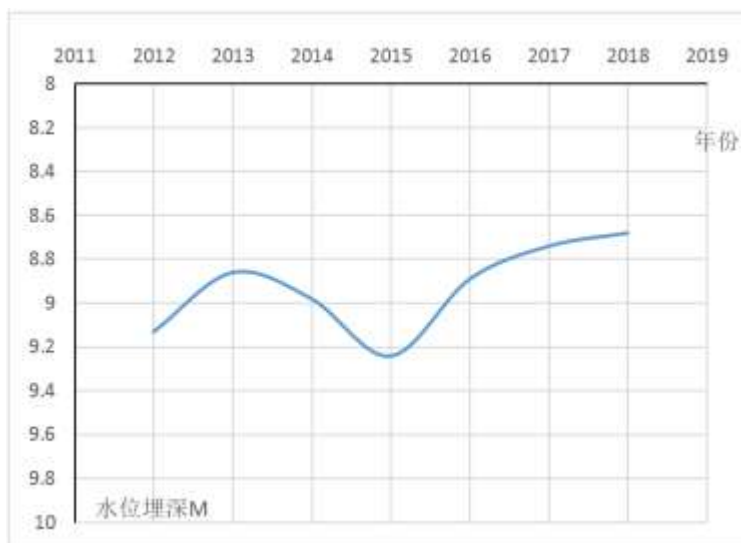


图 4.1-2 区域地下水承压水水位埋深变化曲线（昌德 8695 号井）

4.1.7 土壤情况

评价区属嫩江的冲积地带，区内土壤早期为洪积、冲、风积而成。是第四全新统疏松沉积物所覆盖，质地粘重，地形平坦，祇稍现坡状起伏。此地土壤受气候、地形、地质、水文地质、生物等影响，逐步形成现在土壤类型。主要土壤种类有黑钙土、草甸土和砂姜黑土，本项目区域土壤类型分布图见附图 10。

(1) 草甸土

此类土壤是形成农田和草原的主要土壤类型。草甸土主要是在草甸植被下变化而成。因为分布地形较低，地下水较高和气候因素，多数附加有盐化过程，部分附加有潜育化过程。草甸子肥力较高，一般黑土层 20~40cm，有机质含量在 3~4%，全氮在 0.1~0.2%，全磷在 0.09~0.12%。土浆粘重，冷浆，耕性不好，通透性差，该类土壤适宜发展水稻、向日葵、甜菜等作物。

(2) 黑钙土

黑钙土是在温带半干旱半湿润气候和草甸草原植被下形成的地带性土壤。主要成土过程为腐殖质积累和钙质骤积以及附加草甸化而成。黑土厚度一般在 17~35cm 之间，有机质含量一般在 2~3% 左右，高者可达 4%，少者 1%，全氮在 0.1~0.2%，全磷在 0.01~0.12%。土质砂粘适中，耕性好，是构成农田的主要土壤，适宜种植各种作物。

(3) 砂姜黑土

砂姜黑土发育于河湖相沉积物上经脱沼泽作用而形成的半水成土，因而多分布于山前交接洼地、岗丘间洼地和河间洼地，剖面特征是上为黑土层，下为砂姜层，所以通称砂姜黑土。砂姜黑土具色泽暗淡但有机质含量仅 1% 左右的黑土层和含较多砂姜甚至成层砂浆的心底土层。砂姜即石灰结核，多在 70cm 深处开始出现，所以一般并不影响耕作。砂姜黑土大部分较黏，易涝易旱，缺氧缺磷。

4.1.8 植被情况

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

4.1.9 动植分布

区域内原始动物中鸟类主要有喜鹊、麻雀、云雀、家燕、丹顶鹤等，兽类主要有狐、

鼬、兔、鼠、黄羊、狍子、狼等，两栖类和爬行动物主要有无斑雨蛙、黑斑蛙、蛇等，鱼类主要有鲤鱼、鲢鱼、鲫鱼、草鱼、鲶鱼、鳊鱼等。由于受人为因素影响明显，荒野被开垦为农田，工业迅速发展，管道沿线大型鸟兽基本绝迹，大群雁鸭等主要集中在湖泊湿地中。

4.3 环境质量现状调查与评价

委托大庆中环评价检测有限公司于 2021 年 6 月 7 日至 2021 年 6 月 13 日对评价范围内环境空气、土壤环境、地表水环境、地下水环境、包气带、声环境质量现状进行了监测。

4.3.1 环境空气质量现状监测与评价

4.3.1.1 环境空气质量达标区判定

本项目区域环境空气质量引用《2020 年大庆市生态环境状况公报》，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%。2020 年，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓度为 $9\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $3\sim 39\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量一级标准限值；二氧化氮年均浓度为 $18\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $4\sim 59\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量一级标准限值；可吸入颗粒物（ PM_{10} ）年均浓度为 $45\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量二级标准限值；细颗粒物（ $\text{PM}_{2.5}$ ）年均浓度为 $28\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量二级标准限值；一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数为 $1.1\text{mg}/\text{m}^3$ ，日均浓度范围为 $0.2\sim 2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量一级标准限值；臭氧最大 8 小时平均第 90 百分位数为 $130\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $26\sim 219\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量二级标准限值。

本项目区域空气质量现状评价见表 4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	$9\mu\text{g}/\text{m}^3$	$60\mu\text{g}/\text{m}^3$	15%	达标
NO_2	年平均质量浓度	$18\mu\text{g}/\text{m}^3$	$40\mu\text{g}/\text{m}^3$	45%	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	$45\mu\text{g}/\text{m}^3$	$70\mu\text{g}/\text{m}^3$	64.3%	达标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均质量浓度	$28\mu\text{g}/\text{m}^3$	$35\mu\text{g}/\text{m}^3$	80%	达标
CO	第 95 位日平均质量浓度	$1.1\text{mg}/\text{m}^3$	$4\text{mg}/\text{m}^3$	27.5%	达标
O_3	第 90 位 8h 平均质量浓度	$130\mu\text{g}/\text{m}^3$	$160\mu\text{g}/\text{m}^3$	81.25%	达标

以上统计结果表明，项目所在区域内空气污染因子 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 SO_2 、 NO_2 、CO、 O_3 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，判定项

目所在区域为达标区。

4.3.1.2 环境空气质量现状补充监测

(1) 监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2—2018），以近 20 年统计的当地主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向 5 km 范围内设置 1~2 个监测点。本项目井位较分散，因此根据区域井位分布特点，本项目共布设 4 个环境空气监测点位。

本项目委托大庆中环评价检测有限公司于 2021 年 6 月 7 日至 2021 年 6 月 13 日对评价区域特征污染物进行环境质量现状补充监测，区域特征污染物为非甲烷总烃，具体点位见表 4.3-2，现状监测点位见附图 11。

表 4.3-2 环境空气现状监测点位

序号	监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对厂界距离
		经度	纬度				
1	太 21-24 井场	124.80223	46.17000	非甲烷总烃	2021.6.7-2021.6.13	拟建井场	--
2	七撮房村	124.80623	46.16129		2021.6.7-2021.6.13	太 21-24 东南侧	740m
3	太 46-54 井场	124.86825	46.10411		2021.6.7-2021.6.13	拟建井场	--
4	马家屯	124.87438	46.10073		2021.6.7-2021.6.13	太 47-54 东南侧	340m

(2) 监测项目

根据当地的环境空气质量特征，结合本项目大气污染物排放特点，确定环境空气质量监测因子为非甲烷总烃。

(3) 监测频次

监测频次为连续 7 天，每天采样 4 次。

(4) 评价方法

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

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

式中： I_i —第 i 种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i —第 i 种污染物平均浓度， mg/m^3 ；

C_{oi} —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环境空气质量标准, 不能满足使用功能要求。
若 $I_i < 100\%$, 则该指标满足环境空气质量标准, 可以满足使用功能要求。

(5) 评价标准

《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准限值。

(6) 监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 特征污染物现状监测及评价结果 单位: mg/m^3

监测点位	监测点坐标		污染物	平均时间	评价标准 mg/m^3	监测浓度范围 mg/m^3	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
	经度	纬度							
太 21-24 井场	124.80223	46.17000	非甲烷总烃	1h	2	0.31-0.48	24	0	达标
七撮房村	124.80623	46.16129			2	0.33-0.47	23.5	0	达标
太 46-54 井场	124.86825	46.10411			2	0.33-0.45	22.5	0	达标
马家屯	124.87438	46.10073			2	0.3-0.45	22.5	0	达标

评价结果表明, 特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准要求。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 地下水环境质量现状评价

根据本项目地层特征, 以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况, 参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016), 详见下表。

表 4.3-4 地下水环境现状监测频率参照表

评价等级	水位监测频率			水质监测频率		
	一级	二级 (√)	三级	一级	二级 (√)	三级
分布区	枯平丰	枯丰	一期	枯平丰	枯丰	一期
山前冲(洪)积	二期 a	一期	一期	一期	一期	一期
滨海(含填海区)	枯丰	一期 (√)	一期	枯	一期 (√)	一期
其他平原区 (√)	枯平丰	一期	一期	二期	一期	一期
黄土地区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
沙漠地区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
丘陵山区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
岩溶裂隙	枯丰	一期	一期	枯丰	一期	一期
岩溶管道	二期	一期	一期	二期	一期	一期

a “二期”的间隔有明显水位变化, 其变化幅度接近年内变幅。

一般情况下,地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的 2 倍。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个,可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2-4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个,建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。因此本项目共布设 7 个水质监测点和 14 个水位监测点。

4.3.2.1 地下水水位监测

(1) 监测点位

根据本项目地层特征,以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况,参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016),本次共监测区域内地下水水位监测点 14 个,其中,第四系松散岩类潜水水位监测点 7 个,明水组监测井 7 个。

表 4.3-5 地下水水位监测点基本情况表

编号	监测点位置	井深 m	水位埋深 (m)	监测含水层
1#	太平山村	25.0	3.1	潜水监测井
2#	昌德镇	27.0	3.8	潜水监测井
3#	大同镇	28.0	2.1	潜水监测井
4#	八井子乡	25.0	2.1	潜水监测井
5#	祝三乡	33.0	5.2	潜水监测井
6#	新福乡	25.0	3.2	潜水监测井
7#	国治村	20.0	2.2	潜水监测井
8#	太平山村	80.0	6.5	承压水监测井
9#	昌德镇	260	9.5	承压水监测井
10#	大同镇	110	8.5	承压水监测井
11#	八井子乡	100	9.1	承压水监测井
12#	祝三乡	220	12.3	承压水监测井
13#	新福乡	175	8.2	承压水监测井
14#	国治村	120	6.2	承压水监测井

(2) 监测频率

本项目位于松嫩平原区低平原区,依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中表 4 中的要求,本次地下水水位监测频率为一期。

(3) 现状地下水流场

①承压水流畅

监测井情况及地下水位埋深及地下水位见表 4.3-6,地下水等水压线图见附图 7。项目区内地下水流总体上由东向西,地下水水力坡度 0.6-1.0‰。

表 4.3-6 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)
太平山村	80.0	6.5	133.6
昌德镇	260	9.5	132.5
大同镇	110	6.5	127.2
八井子乡	100	6.1	126.6
祝三乡	220	10.3	129.7
新福乡	175	8.2	129.6
国治村	120	6.2	129.4

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 4.3-7，潜水地下水等水位线图见附图 8。项目区内地下水流总体向由东向西，局部东北向西南，地下水水力坡度 0.2-0.6‰。

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，水位随地形起伏而变化。

表 4.3-7 潜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)
太平山村	25.0	3.1	136.6
昌德镇	27.0	3.8	139.6
大同镇	28.0	2.1	135.2
八井子乡	25.0	2.1	134.6
祝三乡	33.0	5.2	136.8
新福乡	25.0	3.2	134.6
国治村	20.0	2.2	133.4

4.3.2.2 地下水水质监测

(1) 地下水水质监测因子

监测因子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类。

(2) 水质监测布点

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次共布设 7 个水质监测点。地下水水质监测布点见附图 11。

地下水水质监测布点信息见表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水水质监测布点信息表

编号	监测点位	监测层位	坐标	相对位置	井深 (m)	与地下水流向关系	水井功能
1	长岗子村潜水井	潜水	124.86723, 46.18580	太 14-39 东北侧 1000m	15	上游水井	灌溉
2	三不管屯潜水井	潜水	124.81632, 46.19843	太 15-20 东北侧 1860m	17	侧向水井	灌溉
3	王家楼潜水井	潜水	124.91091, 46.06172	太 70-167 东北侧 2105m	20	侧向水井	灌溉
4	马家屯潜水井	潜水	124.87438, 46.10073	太 47-54 东南侧 340m	13	区域内水井	灌溉
5	长发村潜水井	潜水	124.85246, 46.09875	太 49-53 西北侧 245m	15	下游水井	灌溉
6	腰太平庄承压水井	承压水	124.82424, 46.13750	太 30-36 西南侧 715m	80	下游水井	灌溉及饮用
7	肖家窝棚承压水井	承压水	124.86322, 46.04796	太 69-65 西南侧 1145m	110	下游水井	灌溉及饮用

(3) 监测时间及频次

2021 年 6 月 7 日对地下水水质监测井取样 1 次，并进行水质分析。

(4) 监测结果

地下水水质现状监测结果见表 4.3-9。

表 4.3-9 地下水水质现状监测结果

监测时间	2021.6.7					
监测项目	长岗子村 (张家、潜水)	三不管屯 (刘家、潜水)	王家楼 (李家、潜水)	马家屯 (孙家、潜水)	长发村 (赵家、潜水)	标准限值
K ⁺ (mg/L)	2.61	2.11	1.89	2.45	2.66	-
Na ⁺ (mg/L)	67.5	68.8	62.4	67.8	71.3	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	53.8	59.5	55.3	51.4	62.6	-
Mg ²⁺ (mg/L)	12.4	13.5	12.8	11.9	13.7	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	264	296	254	261	292	
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0	0	0	0	0	-
Cl ⁻ (mg/L)	50.3	49.7	51.4	48.3	54.4	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	44.6	36.8	46.3	41.5	46.8	≤250
pH (无量纲)	7.9	8.2	7.8	8.1	8.0	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	186	205	192	178	214	≤450

溶解性总固体 (mg/L)	588	629	580	573	650	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.1	2.3	2.0	1.9	2.0	≤3.0
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.598	0.614	0.626	0.579	0.593	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	2.25	3.06	3.14	2.78	2.77	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.248	0.301	0.197	0.247	0.208	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.28	0.27	0.29	0.28	0.24	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.12	0.11	0.07	0.09	0.07	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	11	12	13	10	12	≤100

续表 4.3-9 地下水水质现状监测结果

监测时间	2021.6.7		标准限值
	腰太平庄 (马家、承压水)	肖家窝棚 (白家、承压水)	
监测项目			
K ⁺ (mg/L)	1.41	1.24	-
Na ⁺ (mg/L)	55.6	52.2	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	47.3	48.3	-
Mg ²⁺ (mg/L)	9.1	9.3	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	241	251	
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0	0	-
Cl ⁻ (mg/L)	36.8	31.5	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	27.9	23.6	≤250
pH (无量纲)	7.7	7.6	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	156	160	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	497	497	≤1000
耗氧量 (mg/L)	1.6	1.7	≤3.0
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	≤0.002

氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.497	0.485	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	1.71	1.64	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.164	0.172	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.0025L	0.0025L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.23	0.24	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.04	0.05	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0005L	0.0005L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	7	8	≤100

4.3.2.3 地下水水质现状评价

(1) 评价标准

采用《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III 类标准,石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 I 类标准执行≤0.05mg/L。

(2) 评价方法

采用单因子标准指数法对地下水水质现状监测结果进行评价,评价模式如下:

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

式中: $S_{i,j}$ ——水质单因子 i 在第 j 点的标准指数;

C_{ij} ——水质评价因子 i 在第 j 点的监测值, mg/L;

C_{si} ——i 因子的评价标准, mg/L。

pH 的标准指数公式:

$pH_j \leq 7.0$ 时

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

$pH_j > 7.0$ 时

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

式中: $S_{pH,j}$ ——pH 值的单项指数;

pH_j ——j 点 pH 值监测值；

pH_{su} ——水质标准中 pH 值上限；

pH_{sd} ——水质标准中 pH 值下限。

当单因子标准指数 > 1 时，表示该水质参数所表征的污染物已满足不了标准要求，水体已受到污染；反之，则满足标准要求。

(3) 单因子标准指数

地下水单因子标准指数计算结果见表 4.3-10。

表 4.3-10 地下水单因子标准指数计算结果

监测时间	2021.6.7				
	长岗子村 (张家、潜水)	三不管屯 (刘家、潜水)	王家楼(李家、潜水)	马家屯 (孙家、潜水)	长发村 (赵家、潜水)
Na^+	0.34	0.34	0.31	0.34	0.36
Cl^-	0.20	0.20	0.21	0.19	0.22
SO_4^{2-}	0.18	0.15	0.19	0.17	0.19
pH	0.60	0.80	0.53	0.73	0.67
总硬度	0.41	0.46	0.43	0.40	0.48
溶解性总固体	0.59	0.63	0.58	0.57	0.65
耗氧量	0.70	0.77	0.67	0.63	0.67
挥发酚	/	/	/	/	/
氰化物	/	/	/	/	/
氟化物	0.60	0.61	0.63	0.58	0.59
硝酸盐	0.11	0.15	0.16	0.14	0.14
亚硝酸盐	/	/	/	/	/
氨氮	0.50	0.60	0.39	0.49	0.42
六价铬	/	/	/	/	/
砷	/	/	/	/	/
铅	/	/	/	/	/
铁	0.93	0.90	0.97	0.93	0.80
汞	/	/	/	/	/
锰	1.20	1.10	0.70	0.90	0.70
镉	/	/	/	/	/
石油类	/	/	/	/	/
总大肠菌群	/	/	/	/	/
菌落总数	0.11	0.12	0.13	0.10	0.12

续表 4.3-10

地下水单因子标准指数计算结果

监测时间	2021.6.7	
	腰太平庄（马家、承压水）	肖家窝棚（白家、承压水）
Na ⁺	0.28	0.26
Cl ⁻	0.15	0.13
SO ₄ ²⁻	0.11	0.09
pH	0.47	0.40
总硬度	0.35	0.36
溶解性总固体	0.50	0.50
耗氧量	0.53	0.57
挥发酚	/	/
氰化物	/	/
氟化物	0.50	0.49
硝酸盐	0.09	0.08
亚硝酸盐	/	/
氨氮	0.33	0.34
六价铬	/	/
砷	/	/
铅	/	/
铁	0.77	0.80
汞	/	/
锰	0.40	0.50
镉	/	/
石油类	/	/
总大肠菌群	/	/
菌落总数	0.07	0.08

从上表可以看出，地下水环境质量除部分监测点位中锰超标外，其他监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I类限值。经分析，其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的Mn²⁺在CO₂作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。

（4）区域地下承压水化学类型分析

根据舒卡列夫分类法，按地下水中Ca²⁺、Mg²⁺、Na⁺、K⁺、Cl⁻、SO₄²⁻、HCO₃⁻含量，将Meq（毫克当量）百分数大于25%的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共49类。舒卡列夫分类表见表4.3-11。

表 4.3-11 舒卡列夫分类表

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

按矿化度又分为4组：A组矿化度<1.5g/L，B组1.5~10g/L，C组10~40g/L，D组>40g/L。命名时在数字与字母间加连接号，如1-A型：指的是M<1.5g/L，阴离子只有HCO₃>25%Meq，阳离子只有Ca大于25%Meq。49-D型，表示矿化度大于40g/L的Cl-Na型水，该型水可能是于海水及海相沉积有关的地下水，或是大陆盐化潜水。

根据本项目地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中SO₄²⁻、Cl⁻、HCO₃⁻、CO₃²⁻、Ca²⁺、Mg²⁺、Na⁺、K⁺浓度均值，进而计算各离子Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表4.3-12，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表4.3-13。

表 4.3-12 潜水水质八大离子水化学类型分析结果

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百 分比 (%)	离子毫克当量 合计 (mg/L)	相对误 差%	矿化度
长岗子村（张 家、潜水）	K ⁺	0.067	0.995	6.725	0.23	0.50
	Na ⁺	2.935	43.640			
	Ca ²⁺	2.690	40.000			
	Mg ²⁺	1.033	15.365			
	HCO ₃ ⁻	4.328	64.651	6.694		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.437	21.469			
	SO ₄ ²⁻	0.929	13.880			
三不管屯（刘 家、潜水）	K ⁺	0.054	0.757	7.145	0.75	0.53
	Na ⁺	2.991	41.863			
	Ca ²⁺	2.975	41.635			
	Mg ²⁺	1.125	15.744			
	HCO ₃ ⁻	4.852	68.936	7.039		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.420	20.173			

	SO ₄ ²⁻	0.767	10.892			
王家楼（李家、潜水）	K ⁺	0.048	0.735	6.593	0.03	0.48
	Na ⁺	2.713	41.149			
	Ca ²⁺	2.765	41.937			
	Mg ²⁺	1.067	16.178			
	HCO ₃ ⁻	4.164	63.118	6.597		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.469	22.261			
	SO ₄ ²⁻	0.965	14.621			
马家屯（孙家、潜水）	K ⁺	0.063	0.956	6.572	0.37	0.48
	Na ⁺	2.948	44.852			
	Ca ²⁺	2.570	39.103			
	Mg ²⁺	0.992	15.089			
	HCO ₃ ⁻	4.279	65.591	6.523		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.380	21.155			
	SO ₄ ²⁻	0.865	13.254			
长发村（赵家、潜水）	K ⁺	0.068	0.917	7.440	0.84	0.54
	Na ⁺	3.100	41.667			
	Ca ²⁺	3.130	42.071			
	Mg ²⁺	1.142	15.345			
	HCO ₃ ⁻	4.787	65.429	7.316		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.554	21.245			
	SO ₄ ²⁻	0.975	13.327			

表 4.3-13 承压水水质八大离子浓度评价结果

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百分比 (%)	离子毫克当量合计 (mg/L)	相对误差%	矿化度
腰太平庄（马家、承压水）	K ⁺	0.036	0.648	5.577	0.06	0.42
	Na ⁺	2.417	43.347			
	Ca ²⁺	2.365	42.407			
	Mg ²⁺	0.758	13.598			
	HCO ₃ ⁻	3.951	70.759	5.583		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.051	18.831			
	SO ₄ ²⁻	0.581	10.410			
肖家窝棚（白	K ⁺	0.032	0.579	5.491	0.14	0.42

家、承压水)	Na ⁺	2.270	41.330	5.506		
	Ca ²⁺	2.415	43.978			
	Mg ²⁺	0.775	14.113			
	HCO ₃ ⁻	4.115	74.726			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.900	16.345			
	SO ₄ ²⁻	0.492	8.929			

通过对区域内地下水八大离子监测结果可知，本项目所在区域地下水化学类型以 HCO₃-Na+Ca, 4-A 型淡水型为主，地下水矿化度较低，水质情况较好。根据上表可知，项目区域水质总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于 5%，阴阳离子平衡。

4.3.2.4 地下水环境质量现状评价结论

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域第四系孔隙潜水水质除锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的III类标准要求。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn²⁺在 CO₂ 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 HCO₃- Na+Ca 淡水。

4.3.2.5 包气带污染现状调查

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 2.4~3.6m。

(1) 包气带现状分布特征

第四系包气带地层特征：

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 3.60-4.50m。

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 2.10-2.40m。

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。

(2) 包气带污染现状监测

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

①监测点位

本项目布设 12 个包气带监测点，每个点在 0-20cm 深度取 1 个样，在 20-40cm 深度取 1 个样。包气带现状调查见表 4.3-14。

表 4.3-14 包气带监测点

序号	监测点	采样深度	与拟建工程相对位置	备注
1	区域内已建太 38-54 井场	0~20cm、20~40cm	拟建太 38-55 井场西南侧 325m	污染控制点 (124.87473, 46.11723)
2	区域内已建太 38-54 井场东侧 200m 草地	0~20cm、20~40cm	拟建太 38-55 井场西南侧 200m	清洁对照点 (124.87473, 46.11723)
3	太北三转油站	0~20cm、20~40cm	依托场站	污染控制点 (124.81278, 46.17194)
4	太北三转油站北侧 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	太北三转油站北侧 200m	清洁对照点 (46.17194, 124.81278)
5	太北四转油站	0~20cm、20~40cm	依托场站	污染控制点 (46.15296, 124.85434)
6	太北四转油站南侧 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	太北四转油站南侧 200m	清洁对照点 (46.15296, 124.85434)
7	太北五转油站	0~20cm、20~40cm	依托场站	污染控制点 (124.84274, 46.12579)
8	太北五转油站南侧 200m 草地	0~20cm、20~40cm	太北五转油站南侧 200m	清洁对照点 (124.84274, 46.12579)
9	太北七转油站	0~20cm、20~40cm	依托场站	污染控制点 (124.85451, 46.09264)
10	太北七转油站西侧 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	太北七转油站西侧 200m	清洁对照点 (124.85451, 46.09264)
11	太北八转油站	0~20cm、20~40cm	依托场站	污染控制点 (124.87357, 46.07070)
12	太北八转油站北侧 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	太北八转油站北侧 200m	清洁对照点 (124.87357, 46.07070)

②监测因子

pH、汞、砷、铅、总铬、石油类、挥发酚，共 7 项指标。

③监测时间

2021年4月7日。

④监测结果

表 4.3-15 包气带现状调查结果

监测时间	2021.06.07			
监测项目	太 38-54 井场		太 38-54 井场东侧 200m 草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.46	8.31	8.08	7.64
铅	6.1	5.7	5.9	5.5
总铬	0.20	0.14	0.16	0.12
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.20	0.14	0.15	0.11
挥发酚	0.0032	0.0024	0.0026	0.0017
监测项目	太北三转油站		太北三转油站北侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.24	8.17	7.85	7.74
铅	5.6	5.2	5.4	5.0
总铬	0.17	0.14	0.13	0.10
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.18	0.16	0.14	0.12
挥发酚	0.0029	0.0024	0.0018	0.0015
监测项目	太北四转油站		太北四转油站南侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.36	8.24	7.96	7.83
铅	5.8	5.6	5.4	5.1
总铬	0.17	0.14	0.16	0.12
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.19	0.13	0.15	0.12
挥发酚	0.0025	0.0021	0.0016	0.0012
监测项目	太北五转油站		太北五转油站南侧 200m 草地	

	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.31	8.22	7.79	7.84
铅	5.5	5.3	5.1	5.0
总铬	0.19	0.17	0.15	0.13
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.17	0.15	0.14	0.12
挥发酚	0.0025	0.0020	0.0021	0.0014
监测项目	太北七转油站		太北七转油站西侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.20	8.11	8.02	7.84
铅	5.3	5.4	5.1	5.2
总铬	0.18	0.15	0.16	0.11
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.17	0.15	0.12	0.10
挥发酚	0.0028	0.0025	0.0017	0.0012
监测项目	太北八转油站		太北八转油站北侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.13	8.20	7.84	7.92
铅	5.2	5.1	4.9	5.0
总铬	0.18	0.13	0.17	0.11
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.16	0.15	0.13	0.10
挥发酚	0.0027	0.0025	0.0019	0.0010

注：实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”。

计量单位：pH 无量纲，铅、汞和砷 $\mu\text{g/L}$ ，总铬和石油类、挥发酚为 mg/L 。

从调查结果可知，评价区域内包气带中汞、砷均未检出，且污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大，评价区域内包气带未被污染。

4.3.3 地表水环境质量现状

4.3.3.1 地表水环境质量现状监测

本项目不排放废水，属于水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查，为了解区域内地表水现状，2021 年 6 月 7 日~2021 年 6 月 9 日对本项目周边的地表水体民荣泡、西部排水干渠进行了监测。

(1) 监测点位

本次评价共布设 3 个地表水监测点，监测点布设情况见表 4.3-16。

表 4.3-16 监测点布设情况

序号	监测点	与本项目位置关系	坐标
1	民荣泡	太 52-斜 41 西侧 110m	124.82237, 46.09835
2	西部排水干渠上游	太 62-斜 56 北侧 325m	124.80580, 46.17407
3	西部排水干渠下游		124.87142, 46.06556

(2) 监测因子

pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD₅、总磷、总氮、石油类。

(3) 监测频率

连续取样 2 天，每天一次。

(4) 监测结果

水质监测数据见表 4.3-17。

表 4.3-17 地表水监测数据表 单位：mg/L

监测时间	2021.06.07		2021.06.08
监测点位	民荣泡		
pH	7.9		7.8
COD _{Cr}	62		66
高锰酸盐指数	4.7		4.9
氨氮	0.651		0.649
石油类	0.01L		0.01L
BOD ₅	8.8		9.1
总磷	0.17		0.21
总氮	1.65		1.68
监测时间	2021.06.07	2021.06.08	2021.06.09
监测点位	西部排水干渠上游		
pH	7.7	8.0	7.9
COD _{Cr}	58	62	60
高锰酸盐指数	3.9	4.1	4.0
氨氮	0.723	0.719	0.720

石油类	0.01L	0.01L	0.01L
BOD ₅	7.5	7.7	7.6
总磷	0.24	0.20	0.21
总氮	1.72	1.75	1.73
监测点位	西部排水干渠下游		
pH	7.9	8.2	8.1
COD _{Cr}	55	60	57
高锰酸盐指数	4.4	4.7	4.5
氨氮	0.631	0.628	0.630
石油类	0.01L	0.01L	0.01L
BOD ₅	6.1	6.3	6.0
总磷	0.13	0.16	0.14
总氮	1.62	1.66	1.63

4.3.3.2 地表水环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用水质指数法进行水质评价，公式如下：

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{s,i}$$

式中：S_{i,j}——评价因子 i 的水质指数，大于 1 表明该水质因子超标；

C_{i,j}——评价因子 i 在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

C_{si}——评价因子 i 的水质评价标准限值，mg/L。

pH 值指数计算公式如下：

当 pH_j ≤ 7.0 时

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

当 pH_j > 7.0 时

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

式中：S_{pH,j}——pH 值的单项指数；

pH_j——j 点 pH 值监测值；

pH_{su}——水质标准中 pH 值上限；

pH_{sd}——水质标准中 pH 值下限。

(2) 执行标准

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），无关于民荣泡及西部排水干渠功能区划，参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准限值要求。

(3) 评价结果

地表水评价结果详见表 4.3-18。

表 4.3-18 地表水环境质量评价结果统计一览表

监测时间	2021.06.07		2021.06.08	
监测点位	民荣泡			
pH	0.45		0.40	
COD _{Cr}	1.55		1.65	
高锰酸盐指数	0.31		0.33	
氨氮	0.33		0.32	
石油类	/		/	
BOD ₅	0.88		0.91	
总磷	0.85		1.05	
总氮	0.83		0.84	
监测时间	2021.06.07	2021.06.08		2021.06.09
监测点位	西部排水干渠上游			
pH	0.35	0.50		0.45
COD _{Cr}	1.45	1.55		1.50
高锰酸盐指数	0.26	0.27		0.27
氨氮	0.36	0.36		0.36
石油类	/	/		/
BOD ₅	0.75	0.77		0.76
总磷	1.20	1.00		1.05
总氮	0.86	0.88		0.87
监测点位	西部排水干渠下游			
pH	0.45	0.60		0.55
COD _{Cr}	1.38	1.50		1.43
高锰酸盐指数	0.29	0.31		0.30
氨氮	0.32	0.31		0.32

石油类	/	/	/
BOD ₅	0.61	0.63	0.60
总磷	0.65	0.80	0.70
总氮	0.81	0.83	0.82

由评价结果可知，监测时段民荣泡及西部排水干渠环境质量除 COD、总磷超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 V 类标准外，其余监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 V 类标准限值要求，本项目特征因子石油类未检出，根据现场调查可知 COD、总磷超标的主要原因为周边农业活动造成面源污染并随雨水汇入，加之自身净化能力较弱导致。

4.3.4 声环境质量现状监测与评价

4.3.4.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

根据本项目拟建井场布置情况，在本项目所在区域共布设 6 个监测点，监测点布设见表 4.3-19，具体监测点位见附图 11。

表 4.3-19 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系
N1	前平等屯	124.84957, 46.17448	太 14-39 西北侧 32m
N2	马家屯	124.87447, 46.09968	太 47-54 东南侧 340m
N3	太 15-20 井场	124.79804, 46.18270	拟建井场
N4	太 14-39 井场	124.85260, 46.17418	拟建井场
N5	太 18-22 井场	124.80121, 46.17579	拟建井场
N6	太 49-斜 56 平台井场	124.87596, 46.09632	拟建井场

(2) 监测时间及频次

监测时间：2021 年 6 月 7 日~2021 年 6 月 8 日。

监测频次：连续监测 2 天，昼夜各 1 次。

(3) 监测结果

声环境现状监测结果见表 4.3-20；

表 4.3-20 声环境现状监测结果表 单位：dB (A)

监测点位	2021.06.07		2021.06.08	
	昼间 (08:00~08:20)	夜间 (22:00~22:20)	昼间 (08:00~08:20)	夜间 (22:00~22:20)
前平等屯	47.3	44.8	47.7	44.9
监测点位	2021.06.07		2021.06.08	

	昼间 (08:30~08:50)	夜间 (22:30~22:50)	昼间 (08:30~08:50)	夜间 (22:30~22:50)
马家屯	46.8	43.9	46.6	43.7
监测点位	2021.06.07		2021.06.08	
	昼间 (09:00~09:20)	夜间 (23:00~23:20)	昼间 (09:00~09:20)	夜间 (23:00~23:20)
太 15-20 井场	44.6	43.7	44.7	43.8
监测点位	2021.06.07		2021.06.08	
	昼间 (09:30~09:50)	夜间 (23:30~23:50)	昼间 (09:30~09:50)	夜间 (23:30~23:50)
太 14-39 井场	45.4	44.0	45.5	44.1
监测点位	2021.06.07		2021.06.08	
	昼间 (10:00~10:20)	夜间 (00:00~00:20)	昼间 (10:00~10:20)	夜间 (00:00~00:20)
太 18-22 井场	43.6	42.5	43.8	42.7
监测点位	2021.06.07		2021.06.08	
	昼间 (10:30~10:50)	夜间 (00:30~00:50)	昼间 (10:30~10:50)	夜间 (00:30~00:50)
太 49-斜 56 平台井场	44.6	43.7	44.1	43.9

4.3.4.2 声环境质量现状评价

(1) 评价标准

根据本项目区域声环境功能区划，本项目井场外 1m 外声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

(2) 评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

(3) 评价结论

由本项目区域声环境质量现状监测结果与执行评价标准限值对比分析可知，本项目区域声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

4.3.5 土壤质量现状监测与评价

4.3.5.1 土壤理化特性调查

在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，具体土壤理化特性调查见表 4.3-21，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-22。

表 4.3-21 土壤理化特性调查

时间		2021.06.07		
点号		太 49-斜 56 平台井场永久占地内		
经纬度		46.09632, 124.87596		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	褐色	褐色	褐色
	结构	块状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	8.34	8.26	8.17
	阳离子交换量(cmol+/kg)	13.5	11.9	12.8
	氧化还原电位 (mv)	196	214	208
	饱和导水率(mmm/min)	1.191	1.099	1.104
	土壤容重 (g/cm ³)	1.49	1.33	1.39
	孔隙度(%)	43.8	49.8	47.5
点号		七撮房村土壤	拟建太 40-45 井场东侧 200m 处草地	拟建太 15-20 井场北侧 500m 处耕地
经纬度		46.15100, 124.90609	46.12068, 124.84795	46.18827, 124.79422
层次		0-20cm	0-20cm	0-20cm
现场记录	颜色	褐色	褐色	褐色
	结构	块状	块状	块状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	7.75	7.78	7.64
	阳离子交换量(cmol+/kg)	11.1	13.2	12.5
	氧化还原电位 (mv)	195	202	213
	饱和导水率(mmm/min)	1.114	1.097	0.993
	土壤容重 (g/cm ³)	1.31	1.35	1.37
	孔隙度(%)	50.6	49.1	48.3

表 4.3-22 区域内土壤构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
太 49-斜 56 平台井			0-0.5m 块状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土

<p>场永久占地内</p>			
<p>七撮房村土壤</p>		<p>/</p>	<p>0-0.2m 块状结构 壤土</p> 
<p>拟建太40-45井场东侧200m处草地</p>		<p>/</p>	<p>0-0.2m 块状结构 壤土</p> 
		<p>/</p>	<p>0-0.2m 块状结构 壤土</p>

<p>拟建太 15-20 井场北 侧 500m 处耕地</p>	 <p>经纬: 124.804069 纬度: 46.177497 地址: 黑龙江省大庆市大同区葛台子镇 大甸梁 天气: 12~13℃ 雾 备注: 太15-20</p>		
<p>注: 应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。</p>			
<p>根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。</p>			

4.3.5.2 土壤环境质量现状监测

(1) 采样点布设

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目,评价等级为一级,确定本项目占地范围内共布设 2 个表层样监测点, 5 个柱状样监测点, 占地范围外共布设 4 个表层样点, 土壤现状监测点位详见表 4.3-23, 监测点位置见附图 11。

表 4.3-23 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	执行标准	备注
1	太 49-斜 56 平台 井场永久占地内	46.09632, 124.87596	《土壤环境质量 建设 用地土壤污染风险管 控标准(试行)》(GB36600- 2018)中第二类用 地筛选值	采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
2	拟建太 25-36 井 场永久占地内	46.15489, 124.83493		采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
3	拟建太 30-36 井 场永久占地内	46.14483, 124.83218		采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
4	拟建太 21-24 井场永久占地内	46.17000, 124.80223		采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
5	拟建太 17-20 井 场永久占地内	46.17967, 124.79558		采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
6	拟建太 29-36 井场永久占地内	46.14749, 124.83170		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
7	拟建太 39-53 井 场永久占地内	46.11822, 124.87110		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
8	七撮房村土壤	46.16129, 124.80623	《土壤环境质量 建 设用地土壤污染风	采取表层样, 在 0~0.2m 取样

			险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值	
9	拟建太 40-45 井场东侧 200m 处草地	46.12068, 124.84795	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB 15618—2018）中的筛选值	采取表层样，在 0~0.2m 取样
10	拟建太 15-20 井场北侧 500m 处耕地	46.18827, 124.79422		采取表层样，在 0~0.2m 取样
11	拟建太 25-36 井场南侧 200m 处耕地	46.15489, 124.83493		采取表层样，在 0~0.2m 取样

(2) 监测项目

1#~8#点位监测项目：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并（a）蒽、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、苯并(a)芘、茚并（1, 2, 3-cd）芘、二苯并（a,h）蒽、石油烃（C₁₀-C₄₀），共 47 项。

9#~11#点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C₁₀-C₄₀），共 10 项。

(3) 监测时间

2021 年 6 月 7 日。

(4) 监测频次

采样 1 次，分别对各采样土壤进行监测因子全分析。

(5) 监测结果

表 4.3-24 建设用地土壤环境质量现状监测结果 单位：mg/kg（pH 无量纲）

监测时间	2021.6.7								
监测项目	测点位及监测结果								
	太 49-斜 56 平台井场永久占地内			拟建太 25-36 井场永久占地内			拟建太 30-36 井场永久占地内		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	8.34	8.26	8.17	8.06	7.95	8.01	8.14	7.87	7.92
镉（Cd）	0.11	0.12	0.07	0.07	0.09	0.06	0.08	0.10	0.07

汞 (Hg)	0.025	0.017	0.020	0.016	0.014	0.017	0.015	0.019	0.018
砷 (As)	3.66	3.45	3.59	3.45	3.39	3.51	3.51	3.48	3.47
铅 (Pb)	22	14	17	14	17	18	15	19	17
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	19	20	13	12	15	14	16	13	15
镍 (Ni)	21	24	19	18	20	21	19	21	18
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+ 对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒈	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

苯并[k]荧 蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检 出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检 出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3- cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检 出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a, h] 蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检 出	未检出	未检出	未检出
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	14	16	12	未检出	未检出	未检 出	未检出	未检出	未检出

续表 4.3-24 建设用地土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg(pH 无量纲)

监测时间	2021.6.7								
监测项目	测点位及监测结果								
	拟建太 21-24 井场永久占 地内			拟建太 17-20 井场永久占 地内			拟建太 29-36 井场永 久占地 内	拟建太 39-53 井场永 久占地 内	七撮房 村土壤
	0- 50cm	50- 150cm	150- 300cm	0- 50cm	50- 150cm	150- 300cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm
pH	7.95	8.02	7.81	7.73	7.85	7.80	7.96	8.04	7.75
镉 (Cd)	0.06	0.08	0.09	0.07	0.09	0.10	0.09	0.10	0.06
汞 (Hg)	0.014	0.012	0.015	0.015	0.013	0.016	0.017	0.014	0.012
砷 (As)	3.50	3.44	3.39	3.41	3.52	3.37	3.46	3.40	3.33
铅 (Pb)	18	16	15	13	17	14	18	16	13
铬 (六 价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	12	17	16	15	13	14	16	14	11
镍 (Ni)	20	22	19	19	21	20	24	22	18
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯 +对二甲 苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
麝	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

表 4.3-25 农用地土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg (pH 无量纲)

监测时间	2021.06.07		
监测项目	监测点位及监测结果		
	拟建太 40-45 井场东侧 200m 处草地	拟建太 15-20 井场北侧 500m 处耕地	拟建太 25-36 井场南侧 200m 处耕地
	(0-20cm)	(0-20cm)	(0-20cm)
pH	7.78	7.64	7.82
镉	0.06	0.08	0.07
汞	0.012	0.015	0.013
砷	3.54	3.39	3.41
铅	17	14	15
铬	45	51	46
铜	12	16	14
镍	19	20	18
锌	52	48	50
石油烃	未检出	未检出	未检出

4.3.5.3 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法

利用单项污染指数法进行评价。评价公式如下：

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中：Pi-土壤中 i 种污染物污染指数；

Ci-土壤中 i 种污染物污染实测值 (mg/kg) ；

S_i —土壤中 i 种污染物评价标准 (mg/kg)。

土壤环境背景值评价采用单因子污染指数法。

单因子污染指数为土壤污染因子含量与土壤环境质量的比值，其表达式为：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中： P_i ——土壤环境污染指数；

C_i ——土壤环境质量实测值，mg/kg；

S_i ——土壤环境质量评价标准，mg/kg。

$P_i \leq 1$ 表明污染物未超标； $P_i > 1$ 表明污染物超标，且 P_i 值越大，表明污染越严重。

(2) 评价标准

1#~7#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；8#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；9#~11#监测点位土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

(3) 评价结果

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-26。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-27。

表 4.3-26 建设用地土壤环境质量现状评价结果（ P_i 值）

监测时间	2021.6.7								
监测项目	测点位及评价结果								
	太 49-斜 56 平台井场永久占地内			拟建太 25-36 井场永久占地内			拟建太 30-36 井场永久占地内		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
镉 (Cd)	0.0017	0.0018	0.0011	0.0011	0.0014	0.0009	0.0012	0.0015	0.0011
汞 (Hg)	0.0007	0.0004	0.0005	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004	0.0005	0.0005
砷 (As)	0.0610	0.0575	0.0598	0.0575	0.0565	0.0585	0.0585	0.0580	0.0578
铅 (Pb)	0.0275	0.0175	0.0213	0.0175	0.0213	0.0225	0.0188	0.0238	0.0213
铬 (六价)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
铜 (Cu)	0.0011	0.0011	0.0007	0.0007	0.0008	0.0008	0.0009	0.0007	0.0008
镍 (Ni)	0.0233	0.0267	0.0211	0.0200	0.0222	0.0233	0.0211	0.0233	0.0200
苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/

甲苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
乙苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
间二甲苯+ 对二甲苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
邻二甲苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,4-二氯苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
四氯化碳	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯仿	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯甲烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯乙 烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯乙 烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯乙 烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
顺-1,2-二氯 乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
反-1,2-二氯 乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
二氯甲烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯丙 烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,1,2-四氯 乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,1,2-四氯 乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
四氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,1-三氯 乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,2-三氯 乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
三氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2,3-三氯 丙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/

硝基苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯胺	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2-氯酚	/	/	/	/	/	/	/	/	/
蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/
萘	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[a]蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[b]荧蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[k]荧蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[a]芘	/	/	/	/	/	/	/	/	/
茚并[1,2,3-cd]芘	/	/	/	/	/	/	/	/	/
二苯并[a,h]蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	0.0031	0.0036	0.0027	/	/	/	/	/	/

续表 4.3-26 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (P_i值)

监测时间	2021.6.7								
监测项目	测点位及评价结果								
	拟建太 21-24 井场永久占地内			拟建太 17-20 井场永久占地内			拟建太 29-36 井场永久占地内	拟建太 39-53 井场永久占地内	七撮房村土壤
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm
镉 (Cd)	0.0009	0.0012	0.0014	0.0011	0.0014	0.0015	0.0014	0.0015	0.0030
汞 (Hg)	0.0004	0.0003	0.0004	0.0004	0.0003	0.0004	0.0004	0.0004	0.0003
砷 (As)	0.0583	0.0573	0.0565	0.0568	0.0587	0.0562	0.0577	0.0567	0.1665
铅 (Pb)	0.0225	0.0200	0.0188	0.0163	0.0213	0.0175	0.0225	0.0200	0.0325
铬 (六价)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
铜 (Cu)	0.0007	0.0009	0.0009	0.0008	0.0007	0.0008	0.0009	0.0008	0.0055
镍 (Ni)	0.0222	0.0244	0.0211	0.0211	0.0233	0.0222	0.0267	0.0244	0.1200
苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
甲苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/

乙苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
间二甲苯 +对二甲 苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
邻二甲苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯 苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,4-二氯 苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
四氯化碳	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯仿	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯甲烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯 乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯 乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯 乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
顺-1,2-二 氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
反-1,2-二 氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
二氯甲烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯 丙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,1,2-四 氯乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,2,2-四 氯乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
四氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,1-三氯 乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,2-三氯 乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
三氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/

1,2,3-三氯丙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
硝基苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯胺	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2-氯酚	/	/	/	/	/	/	/	/	/
蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/
萘	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[a]蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[b]荧蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[k]荧蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[a]芘	/	/	/	/	/	/	/	/	/
茚并[1,2,3-cd]芘	/	/	/	/	/	/	/	/	/
二苯并[a,h]蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/
石油烃	/	/	/	/	/	/	/	/	/

表 4.3-27 农用地土壤环境质量现状评价结果

监测时间	2021.6.7		
监测项目	监测点位及评价结果		
	拟建太 40-45 井场东侧 200m 处草地	拟建太 15-20 井场北侧 500m 处耕地	拟建太 25-36 井场南侧 200m 处耕地
	(0-20cm)	(0-20cm)	(0-20cm)
镉	0.1000	0.1333	0.1167
汞	0.0035	0.0044	0.0038
砷	0.1416	0.1356	0.1364
铅	0.1000	0.0824	0.0882
铬	0.1800	0.2040	0.1840
铜	0.1200	0.1600	0.1400
镍	0.1000	0.1053	0.0947
锌	0.1733	0.1600	0.1667
石油烃	/	/	/

(4) 评价结论

从表中可以看出，评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

(GB36600-2018) 中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值 (基本项目) 中第二类用地筛选值标准, 以及表 2 (其他项目) 中第二类用地筛选值标准; 评价范围内村屯土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值 (基本项目) 中第一类用地筛选值标准, 以及表 2 (其他项目) 中第一类用地筛选值标准; 评价范围内草地、耕地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018) 表 1 农用地土壤风险筛选值 (基本项目) 中标准。

4.3.6 生态环境现状评价

4.3.6.1 生态环境现状分析

(1) 生态功能区划

根据《全国生态功能区划》(修编版, 2015), 本工程位于 II-01-04 松嫩平原东部农产品提供功能区。该区主要生态问题包括农田侵占、土壤肥力下降、农业面源污染严重。农产品提供功能区生态保护的主要方向为严格保护基本农田, 培养土壤肥力; 加强农田基本建设, 增强抗自然灾害的能力等。

在全国生态功能区划的基础上, 结合黑龙江省详细的生态功能区划, 对本工程所在的生态功能区划进行详细说明。根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》(黑政函〔2006〕75 号), 本工程所在区域属于东北平原西部草甸草原生态区, 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区, 松嫩平原中部盐渍化控制与土壤保持生态功能区。本工程区生态功能区划见表 4.3-28。

表 4.3-28 本工程区域生态功能区划表

项目区生态功能分区单元			主要生态系统服务功能	保护措施与发展方向
I-06 松嫩平原西部草甸草原生态区	I-06-01 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区	I-06-01-05 松嫩平原中部盐渍化控制与土壤保持生态功能区	盐渍化控制、生态系统产品提供	对草地进行恢复, 禁止盲目开荒, 对家畜实行圈养或轮牧, 加大生态农业建设

(2) 土地利用现状

本项目生态评价范围内主要生态系统为耕地、草地及湿地生态系统, 草地主要为一般草地, 耕地主要为旱田, 湿地为一般湿地。项目区域土地利用现状图见附图 9。

(3) 植被现状调查

大庆市位于松嫩平原中部，地势低，地带性植被为草甸草原，是我国温带草原的一部分，也是欧亚大陆草原的最东端，以丛生禾草和根茎禾草为其主要成分。由于湖泊、沼泽和盐碱化洼地的大面积分布，非地带性植被面积也较大，并有较多的盐生植物群落。

①植物区系特征

本区植物区系成分主要包括长白植物区系、蒙古植物区系、华北植物区系和大兴安岭植物区系。以蒙古草原植物区系成分占优势，常见的优势种和伴生种多属蒙古植物区系成分，如羊草(*Aneurolepidium chinense*)、贝加尔针茅(*Stipa baicalensis*)、大针茅(*S. grandis*)、线叶菊(*Filifolium sibiricum*)、星星草(*Puccinellia tenuifolia*)等。长白植物区系，也称满洲植物区系，在本区分布的种数仅次于蒙古植物区系，如木贼(*Equisetum hyemale*)、普通蓼(*Polygoeum manshuricum*)、野大豆(*Glycine soja*)、水车前(*Ottelia alimoides*)、狼爪瓦松(*Orostachys cartilaginous*)等。华北植物区系成分所占比例不大，主要有细叶地榆(*Samguisorba tenuifolia*)、柴胡(*Bupleurum scorzonerifolium*)、糙隐子草(*C. squarrosa*)等。

②主要植被类型

评价区域内植被类型以草甸、经济林和农田为主。

1) 草甸植被

评价区域内草甸主要包括草甸草原植被和盐生草甸植被。

草甸草原植被：羊草草甸草原(*Form. Leymus chinensis*)。羊草草甸草原是欧亚大陆草原区东部一种特有和优势的草原类型，也是本市主要的草甸草原类型。由于羊草具有强烈的根茎繁殖能力，排挤其它植物侵入，故种类组成比较单纯，在群落中羊草占绝对优势，是稳定的建群成分。但由于小生境，尤其是土壤类型和土壤盐碱含量的变化，群落组成结构有明显差异，可以区分若干群丛。如羊草-野古草群丛(*Leymus chinensis-Spodipogon sibiricus*)、羊草-箭头唐松草群丛(*Leymus chinensis-Thalictretumsimplex*)、羊草-拂子茅群丛(*LeymusChinensis-Calamagrostis epigejos*)、羊草-糙隐子草群丛(*LeymusChinensis-Cleistogenes squarrosa*)、羊草-野大麦群丛(*LeymusChinensis-Hordetum*)、羊草-虎尾草群丛(*Leymus Chinensis-Chioris vigata*)、羊草-碱蒿群丛(*Leymus Chinensis-Artemisetum*)等。羊草草甸草原是草原植被中经济价

值最高的类型。由于羊草营养价值在整个生长季都很高，适口性强，适于调制干草，是最重要的自然割草场和放牧场。但目前因过度放牧和碱化，草场退化严重。

盐生草甸植被：星星草草甸（Form. *Puccinellia tenuiflora*）。广泛分布在退化草地的碱斑和盐碱化湖泡周围，但面积较小，生境较低湿，常有短期积水。此类草甸盖度变化很大，40%~80%。由于生境条件严酷，常以星星草为单优势，甚至无伴生种，可混有少量羊草、野大麦（*Hordeum brevisublatum*）、朝鲜碱茅（*Puccinellia chinampoensis*）、碱地风毛菊（*Saussurea runcinata*）、碱地肤（*Kochia sieversiana* var. *suaedaefolia*）、碱蒿（*Artemisia anethifolia*），以及常混有少量一年生的碱蓬（*Suaeda glauca*）和角碱蓬（*S. corniculata*）等。马蔺草甸（Form. *Iris ensata*）。主要分布在严重退化草地的碱斑周围。组成以马蔺为优势，伴生种随着小生境土壤的盐分、湿润度的不同而有变化，主要有无脉苔草（*Carex enervis*）、走茎苔草（*C. reptabunda*）、寸草、羊草、赖草及芨芨草（*Achnatherum splendens*），其次间或混有少量的各类杂类草。碱蓬草甸（Form. *Suaedion glancae*）。广泛分布在碱湖周围的碱土和严重退化草地的碱斑上，是草地土壤严重碱化的标志之一，在土壤碱化度达到 50% 以上的地段仍能正常生长。它包括原生和次生的群落，一般面积较小，但在村庄附近、放牧点、饮水点、极度放牧的地方也可连成大片。组成群落的种类简单，多为盐生植物，碱蓬和碱蒿在群落中占主要地位，虎尾草在某些地段也可有较多数量。该群落只在夏季雨水充足的情况才有很好的发育，否则植物稀疏。角碱蓬草甸（Form. *Suaedetum corniculatae*）。角碱蓬的生境与碱蓬相似，常与其形成复合分布，也包括原生和次生群落，种类组成较单纯，角碱蓬占绝对优势。

2) 经济林

在评价区内经济林主要为杨树林（Form. *Populus canadensis*）。

杨树林是评价区人工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。

3) 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。

(3) 野生动物现状调查

草甸草原生境中的动物群包括两栖类的中华大蟾蜍，花背蟾蜍和无斑雨蛙，爬行类的白条锦蛇及红点锦蛇；鸟类有白尾鹞（*Circus cyaneus*）、白头鹞（*C.aeruginosus*）、环颈雉（*P. colchicus karpowi Rothschild*）、蒙古百灵（*Melanocorypha mongolica*）、小沙百灵（*Calandrella cheleensis cheleensis*）、云雀（*Alauda arvensis intermedia*）、白鹡鸰（*Motacilla alba*）、灰鹡鸰（*Motacilla cinerea*）、角百灵（*Eremophila alpestris*）、家燕（*Hirundo rustica*）等、兽类有普通刺猬（*Erinaceus europaeus rinnaeus*）、蒙古兔（*Repus capensis rinnaeus*）、草原黄鼠（*Citellus dauricus Rranolt*）、五趾跳鼠（*Allactagasibirica Forsten*）、黑线仓鼠、布氏田鼠、草原鼯鼠、巢鼠，以及狐（*Vulpus vulpus rinnaeus*）、艾鼬（*Mustela eversmanni lesson*）等。

(4) 生态系统现状调查

① 农田生态系统

农田生态系统是人工生态系统，植被是人工栽培的各种农作物，本项目区域农田为一般耕地。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。

② 草地生态系统

项目所在地区水泡子周围的土壤为含盐量很高的苏打碱化草甸盐土，主要生长一些盐生植物群落，如碱蓬、星星草、碱蒿等群落。由于湖泊、沼泽和盐碱化洼地的大面积分布，非地带性植被面积也较大，并有较多的盐生植物群落。

③ 湿地生态系统

本项目部分井场及管线占用厢房村东湿地，包括新钻油井太 65-斜 160、新钻水井太 65-斜 155、太 64-斜 57 井场的永久占地及临时占地，新建太 64-斜 57 井场通井路 0.28km 的永久占地，新建太 65-斜 155 注水支线 0.41km、太 64-斜 57 注水支线 0.41km 的临时占地，新建太 65-斜 160 集油掺水管道 2.05km 的临时占地。项目临时占用湿地 4.43hm²，永久占用湿地 0.472hm²。根据《黑龙江省湿地名录》，厢房村东湿地保护级别均为一般，湿地类型为沼泽化草甸，湿地占用情况见表 4.3-30。

表 4.3-30 本项目湿地占用情况

湿地名称	占用情况	湿地基本情况
厢房村东湿地	新钻油井太 65-斜 160、新钻水井太 65-斜 155、太 64-斜 57 井场、管线、道路位于湿地内；临时占用湿地 4.43hm ² ，永久占用湿地 0.472hm ²	湿地类型为沼泽化草甸，保护级别均为一般，湿地地面积为 1202.87 公顷

(5) 水土流失现状调查

根据根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》，大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目本项目部分井场。管线、道路位于大庆市大同区大同镇，属于市级水土流失重点治理区。本项目拟建井场所处水土保持重点治理区示意图见附图 12。

本项目区域水土流失类型为风水蚀交错类型。成因包括石油天然气开发引起的水土流失、交通建设引起的水土流失、农业开发引起的水土流失。石油天然气开发主要表现在对土地的占用和破坏，地质地貌的变化等。交通建设主要表现在土地占用和土壤侵蚀；地表景观的破坏和生态功能的扰动加剧水土流失；弃土场处理不当引起的水土流失；道路边坡稳定性引发的水土流失。农业开发主要表现在破坏原生植被，导致生态系统退化；干扰原有的土壤基准条件，引发土壤沙化或土地盐渍化；影响水文水情及生态系统，如抽取地下水导致水位下降，地面沉降；化学肥料的过渡使用对土壤、地下水的污染等。

目前我省经济社会发展的重要时期，经济社会发展总体形势对水土保持工作提出了新要求。全省水土流失综合防治逐步进入法制化轨道，重点地区水土流失治理成效显著，植被保护和生态修复初见成效，退耕还林还草面积得到巩固，黑土区保土蓄水功能持续增强，水土流失面积和强度呈现总体下降趋势。

(6) 防沙治沙情况调查

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

境的开发建设项目，不得批准立项。环境保护行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。”

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》，大同区属于沙化土地所在县（区），当重点增加、恢复和保护林草植被，治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化。

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

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

4.3.6.2 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型主要为农田生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以耕地为主，工程所在区域内主要土壤类型以黑钙土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少。

4.4 区域污染源调查

本工程为石油开采项目，经现场调查，区域内污染源主要为油田场站及井场，场站主要包括太北三转油站、太北四转油站、太北五转油站、太北七转油站、太北八转油站、太一联合站、太一联注水站、太二联注水站等，污染物主要为油田场站及区块内已建油井产生的废气、废水、噪声、固废等污染物。

4.4.1 大气污染源调查

（1）工业废气

主要包括各场站的加热炉烟气、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SO₂、NO_x、颗粒物、非甲烷总烃等。

（2）汽车尾气

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、NO_x和碳氢化合物，属于流动源。

4.4.2 废水污染源调查

（1）生活污水污染源

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、BOD₅、SS、NH₃-N等。

(2) 工业污水污染源

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。

4.4.3 噪声污染源调查

工业区工业噪声源主要分为2类，分别如下：

第一类是工业企业噪声：主要为泵类、风机类、抽油机井等设备噪声，声级值65~95dB(A)；

第二类是交通噪声：主要是井排路、通井路的运输车辆产生的噪声，声级值75-80dB(A)。

4.4.4 固体废物污染源分析

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。生活垃圾主要场站工作人员日常生活中产生的厨卫垃圾、废弃的日常用品等，统一收集后运至大庆市生活垃圾综合处理厂处理；工业固废和危险废物主要来自工业生产，均按相关规范处置利用。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

5.1.1 施工期

本工程施工期对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、运输车辆排放的尾气、柴油机燃烧排放的烟气。

(1) 施工扬尘

①施工车辆扬尘

施工时运输车辆下风向 50m 处的浓度约为 $11.63\text{mg}/\text{m}^3$ ，工程在运输和堆置过程中对易起尘的临时土方等加盖苫布等遮盖物，对进出场地的运输道路进行洒水抑尘，运输车辆扬尘污染类比调查见表 5.1-1。

表5.1-1 运输车辆扬尘监测结果

染来源	采样点距离 (m)	监测结果 (mg/m^3)
灰土运输车辆	下风向50	11.63
	下风向100	19.69
	下风向150	5.04

运输车辆及筑路机械行驶在施工道路上时，产生的扬尘在下风向150m处TSP浓度值为 $5.04\text{mg}/\text{m}^3$ ，其对下风向污染较大。

为了防止道路施工污染物污染环境，在施工时，应采取以下措施：

- 1) 施工中路拌机采用密封拌合的方式；
- 2) 材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；
- 3) 施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等；
- 4) 在敏感点处采取洒水、减慢车速，控制运输车辆的扬尘污染。

在采取了相应的控制措施后，施工过程对周围敏感点产生的影响较小，且这种影响将随着施工期的结束而消失。

②施工场地扬尘

施工期管线路由开挖、道路铺设、回填、开挖土方露天堆放等过程都会产生扬尘，如遇干旱无雨季节或者大风，施工扬尘将更为严重。据有关调查显示，施工工地的扬尘主要

是由运输车辆的行驶和开挖土方的露天堆放产生，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。如果在施工期间对施工区域采用围护或对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4-5 次，可使扬尘减少 70% 左右，施工场地洒水抑尘的试验结果见表 5.1-2。

表 5.1-2 施工场地洒水抑尘试验结果

距离 (m)		5	20	30	50	100-150
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86	0.61
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.27	0.21

结果表明：实施每天洒水 4-5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20-50m 范围。施工期管线施工扬尘不会对敏感点产生较大影响。

根据本项目特点，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；加强回填土方堆放场的管理，要采取土方表面压实、覆盖等措施；运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生。

采取上述措施后，施工期过程中产生的扬尘可降低约 70%，扬尘浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。项目施工结束后及时恢复施工占地的原有地表形态。施工扬尘对沿线敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工期的结束而消失。

（2）施工车辆尾气

本工程施工期各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，排放主要污染物为 NO_x、CO、HC 等，均属于无组织排放，施工所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境的空气的影响不是很大。

（3）柴油机燃烧烟气

根据工程分析可知，本工程柴油机功率为 882kW，NMHC+NO_x 的排放速率 0.07g/kWh，烟尘的排放速率 0.01g/kWh，CO 的排放速率 0.03g/kWh 均满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及 2020 年修改单中第三段标准限值要求。施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况。由于本工程开发区块内井场分布较为分散，且拟建工程开发区域所在地较空旷，扩散能力较快，

因此对局部区域环境的影响不大。随着钻井工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

5.1.2 运行期

本项目运行期的大气污染主要来自油田集输过程中烃类的无组织挥发、依托场站加热装置新增负荷增加的烟气。

(1) 烃类气体

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为 27.5t/a，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%。本次评价每种类型的井场分别选取 1 座进行预测分析，即选取油井数最多的 1#平台井场、1 座新钻油井单井井场、1 座长关井单井井场分别进行预测。根据区块开发指标预测表，本项目新钻井平均单井产油量为 2.8t/d，长关井平均单井产油量为 0.9t/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 1#平台井场井场非甲烷总烃逸散量为 $2.8 \times 3 \times 1.4175 / 1000 \times 30\% = 0.0036\text{t/d}$ ，新钻井单井井场非甲烷总烃逸散量为 $2.8 \times 1.4175 / 1000 \times 30\% = 0.0012\text{t/d}$ ，长关井单井井场非甲烷总烃逸散量为 $0.9 \times 1.4175 / 1000 \times 30\% = 0.00038\text{t/d}$ 。

污染物面源参数调查清单见表 5.1-4。

表 5.1-4 项目新增非甲烷总烃排放面源参数统计表

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度						NMHC
1#平台井场	124.87596	46.09632	132	0	46	30	3	0.15
太 18-22 井场	124.80121	46.17579	134	0	40	30	3	0.05
太 15-20 井场	124.79804	46.18270	134	0	40	30	3	0.016

通过采用 AERSCREEN 软件对拟建工程主要污染物烃类气体对大气环境质量的影响进行分析，估算模式的计算结果见表 5.1-5。

表5.1-5 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	1#平台井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	79.2530	3.9627
100.0	72.8200	3.6410
200.0	41.5620	2.0781
300.0	26.0320	1.3016
400.0	18.1450	0.9072
500.0	13.5780	0.6789
600.0	10.8950	0.5447
700.0	8.8296	0.4415
800.0	7.3564	0.3678
900.0	6.2608	0.3130
1000.0	5.4191	0.2710
1200.0	4.2201	0.2110
1400.0	3.4155	0.1708
1600.0	2.8436	0.1422
1800.0	2.4191	0.1210
2000.0	2.0935	0.1047
2500.0	1.5413	0.0771
3000.0	1.2003	0.0600
3500.0	0.9717	0.0486
4000.0	0.8092	0.0405
4500.0	0.6886	0.0344
5000.0	0.5960	0.0298
10000.0	0.2308	0.0115
11000.0	0.2026	0.0101
12000.0	0.1799	0.0090
13000.0	0.1612	0.0081
14000.0	0.1457	0.0073
15000.0	0.1326	0.0066
20000.0	0.0895	0.0045
25000.0	0.0659	0.0033
下风向最大浓度	79.2530	3.9627
下风向最大浓度出现距离	50.0	50.0
D10%最远距离	/	/

续表5.1-5 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	太 15-20 井场	
	NMHC 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率 (%)
50.0	8.7121	0.4356
100.0	7.7752	0.3888
200.0	4.4292	0.2215
300.0	2.7758	0.1388
400.0	1.9352	0.0968
500.0	1.4483	0.0724
600.0	1.1624	0.0581
700.0	0.9420	0.0471
800.0	0.7848	0.0392
900.0	0.6680	0.0334
1000.0	0.5781	0.0289
1200.0	0.4502	0.0225
1400.0	0.3644	0.0182
1600.0	0.3034	0.0152
1800.0	0.2581	0.0129
2000.0	0.2233	0.0112
2500.0	0.1644	0.0082
3000.0	0.1281	0.0064
3500.0	0.1037	0.0052
4000.0	0.0863	0.0043
4500.0	0.0735	0.0037
5000.0	0.0636	0.0032
10000.0	0.0246	0.0012
11000.0	0.0216	0.0011
12000.0	0.0192	0.0010
13000.0	0.0172	0.0009
14000.0	0.0155	0.0008
15000.0	0.0141	0.0007
20000.0	0.0095	0.0005
25000.0	0.0070	0.0004
下风向最大浓度	9.0317	0.4516
下风向最大浓度出现距离	28.0	28.0
D10%最远距离	/	/

续表5.1-5 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	太 18-22 井场	
	NMHC 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率 (%)
50.0	27.2140	1.3607
100.0	24.2870	1.2144
200.0	13.8350	0.6917
300.0	8.6707	0.4335
400.0	6.0450	0.3023
500.0	4.5238	0.2262
600.0	3.6309	0.1815
700.0	2.9425	0.1471
800.0	2.4515	0.1226
900.0	2.0864	0.1043
1000.0	1.8059	0.0903
1200.0	1.4064	0.0703
1400.0	1.1382	0.0569
1600.0	0.9476	0.0474
1800.0	0.8062	0.0403
2000.0	0.6976	0.0349
2500.0	0.5137	0.0257
3000.0	0.4000	0.0200
3500.0	0.3238	0.0162
4000.0	0.2697	0.0135
4500.0	0.2295	0.0115
5000.0	0.1986	0.0099
10000.0	0.0769	0.0038
11000.0	0.0675	0.0034
12000.0	0.0599	0.0030
13000.0	0.0537	0.0027
14000.0	0.0486	0.0024
15000.0	0.0442	0.0022
20000.0	0.0298	0.0015
25000.0	0.0220	0.0011
下风向最大浓度	28.2120	1.4106
下风向最大浓度出现距离	28.0	28.0
D10%最远距离	/	/

(2) 加热装置烟气

本工程运营期产生的废气主要来自依托场站加热炉烟气量，预测因子为 SO_2 、 NO_x 、颗粒物，依托场站新增污染物排放量见表 5.1-6。

表5.1-6 本工程新增烟气污染物排放情况一览表

点源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒高度 m	出口内径 m	烟气流速 m/s	烟气温度 °C	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放速率 kg/h		
	经度	纬度							SO ₂	NO _x	PM ₁₀
太北三转油站	124.81278	46.17194	10m	0.6	0.02	105	8760	正常	0.00051	0.00209	0.00026
太北四转油站	124.85434	46.15296	18m	0.6	0.02	105	8760	正常	0.00041	0.00186	0.00022
太北五转油站	124.84274	46.12579	15m	0.6	0.08	105	8760	正常	0.00182	0.00742	0.00095
太北七转油站	124.85451	46.09264	10m	0.6	0.06	105	8760	正常	0.00144	0.00551	0.00071
太北八转油站	124.87357	46.07070	25m	0.6	0.02	105	8760	正常	0.00053	0.00201	0.00030

采用 AERSCREEN 估算模式的计算结果进行预测评价。预测结果具体见表 5.1-7~表 5.1-9。

表5.1-7 太北三转油站加热炉估算模式计算结果

下风向距离	太北三转油站					
	SO ₂ 浓度 (μg/m ³)	SO ₂ 占标率 (%)	NO _x 浓度 (μg/m ³)	NO _x 占标率 (%)	PM ₁₀ 浓度 (μg/m ³)	PM ₁₀ 占标率 (%)
50.0	0.0626	0.0125	0.2567	0.1027	0.0319	0.0071
100.0	0.0599	0.0120	0.2455	0.0982	0.0305	0.0068
200.0	0.0441	0.0088	0.1807	0.0723	0.0225	0.0050
300.0	0.0352	0.0070	0.1442	0.0577	0.0179	0.0040
400.0	0.0295	0.0059	0.1209	0.0484	0.0150	0.0033
500.0	0.0263	0.0053	0.1078	0.0431	0.0134	0.0030
600.0	0.0219	0.0044	0.0899	0.0360	0.0112	0.0025
700.0	0.0192	0.0038	0.0788	0.0315	0.0098	0.0022
800.0	0.0167	0.0033	0.0683	0.0273	0.0085	0.0019
900.0	0.0146	0.0029	0.0598	0.0239	0.0074	0.0017
1000.0	0.0129	0.0026	0.0529	0.0212	0.0066	0.0015
1200.0	0.0104	0.0021	0.0425	0.0170	0.0053	0.0012
1400.0	0.0087	0.0017	0.0357	0.0143	0.0044	0.0010
1600.0	0.0072	0.0014	0.0296	0.0118	0.0037	0.0008

1800.0	0.0062	0.0012	0.0254	0.0101	0.0032	0.0007
2000.0	0.0054	0.0011	0.0221	0.0089	0.0028	0.0006
2500.0	0.0043	0.0009	0.0175	0.0070	0.0022	0.0005
3000.0	0.0033	0.0007	0.0137	0.0055	0.0017	0.0004
3500.0	0.0029	0.0006	0.0118	0.0047	0.0015	0.0003
4000.0	0.0022	0.0004	0.0090	0.0036	0.0011	0.0002
4500.0	0.0019	0.0004	0.0078	0.0031	0.0010	0.0002
5000.0	0.0017	0.0003	0.0069	0.0027	0.0009	0.0002
10000.0	0.0007	0.0001	0.0029	0.0012	0.0004	0.0001
11000.0	0.0006	0.0001	0.0025	0.0010	0.0003	0.0001
12000.0	0.0006	0.0001	0.0023	0.0009	0.0003	0.0001
13000.0	0.0005	0.0001	0.0020	0.0008	0.0003	0.0001
14000.0	0.0005	0.0001	0.0019	0.0008	0.0002	0.0001
15000.0	0.0004	0.0001	0.0017	0.0007	0.0002	0.0000
20000.0	0.0003	0.0001	0.0012	0.0005	0.0001	0.0000
25000.0	0.0002	0.0000	0.0009	0.0004	0.0001	0.0000
下风向最大浓度	0.0637	0.0127	0.2610	0.1044	0.0325	0.0072
下风向最大浓度出现距离	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0
D10%最远距离	/	/	/	/	/	/

表5.1-7 太北四转油站加热炉估算模式计算结果

下风向距离	太北四转油站					
	SO ₂ 浓度 (μg/m ³)	SO ₂ 占标率(%)	NO _x 浓度 (μg/m ³)	NO _x 占标率(%)	PM ₁₀ 浓度 (μg/m ³)	PM ₁₀ 占标率(%)
50.0	0.0040	0.0008	0.0182	0.0073	0.0022	0.0005
100.0	0.0138	0.0028	0.0626	0.0250	0.0074	0.0016
200.0	0.0118	0.0024	0.0536	0.0214	0.0063	0.0014
300.0	0.0104	0.0021	0.0471	0.0188	0.0056	0.0012
400.0	0.0084	0.0017	0.0382	0.0153	0.0045	0.0010
500.0	0.0070	0.0014	0.0316	0.0127	0.0037	0.0008
600.0	0.0063	0.0013	0.0284	0.0114	0.0034	0.0007
700.0	0.0056	0.0011	0.0255	0.0102	0.0030	0.0007
800.0	0.0052	0.0010	0.0235	0.0094	0.0028	0.0006
900.0	0.0048	0.0010	0.0219	0.0088	0.0026	0.0006
1000.0	0.0046	0.0009	0.0207	0.0083	0.0024	0.0005
1200.0	0.0041	0.0008	0.0185	0.0074	0.0022	0.0005
1400.0	0.0038	0.0008	0.0174	0.0070	0.0021	0.0005

1600.0	0.0035	0.0007	0.0161	0.0064	0.0019	0.0004
1800.0	0.0033	0.0007	0.0148	0.0059	0.0017	0.0004
2000.0	0.0030	0.0006	0.0136	0.0054	0.0016	0.0004
2500.0	0.0024	0.0005	0.0111	0.0044	0.0013	0.0003
3000.0	0.0020	0.0004	0.0092	0.0037	0.0011	0.0002
3500.0	0.0017	0.0003	0.0078	0.0031	0.0009	0.0002
4000.0	0.0015	0.0003	0.0068	0.0027	0.0008	0.0002
4500.0	0.0013	0.0003	0.0059	0.0024	0.0007	0.0002
5000.0	0.0011	0.0002	0.0052	0.0021	0.0006	0.0001
10000.0	0.0005	0.0001	0.0023	0.0009	0.0003	0.0001
11000.0	0.0004	0.0001	0.0020	0.0008	0.0002	0.0001
12000.0	0.0004	0.0001	0.0018	0.0007	0.0002	0.0000
13000.0	0.0004	0.0001	0.0017	0.0007	0.0002	0.0000
14000.0	0.0003	0.0001	0.0015	0.0006	0.0002	0.0000
15000.0	0.0003	0.0001	0.0013	0.0005	0.0002	0.0000
20000.0	0.0002	0.0000	0.0009	0.0004	0.0001	0.0000
25000.0	0.0002	0.0000	0.0007	0.0003	0.0001	0.0000
下风向最大浓度	0.0155	0.0031	0.0704	0.0282	0.0083	0.0019
下风向最大浓度出现距离	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0	126.0
D10%最远距离	/	/	/	/	/	/

表5.1-7 太北五转油站加热炉估算模式计算结果

下风向距离	太北五转油站					
	SO ₂ 浓度 (μg/m ³)	SO ₂ 占标率(%)	NO _x 浓度 (μg/m ³)	NO _x 占标率(%)	PM ₁₀ 浓度 (μg/m ³)	PM ₁₀ 占标率(%)
50.0	0.0442	0.0088	0.1800	0.0720	0.0230	0.0051
100.0	0.0862	0.0172	0.3514	0.1405	0.0450	0.0100
200.0	0.0724	0.0145	0.2954	0.1181	0.0378	0.0084
300.0	0.0600	0.0120	0.2446	0.0978	0.0313	0.0070
400.0	0.0486	0.0097	0.1980	0.0792	0.0253	0.0056
500.0	0.0414	0.0083	0.1689	0.0675	0.0216	0.0048
600.0	0.0374	0.0075	0.1527	0.0611	0.0195	0.0043
700.0	0.0344	0.0069	0.1404	0.0562	0.0180	0.0040
800.0	0.0315	0.0063	0.1286	0.0514	0.0165	0.0037
900.0	0.0300	0.0060	0.1222	0.0489	0.0157	0.0035
1000.0	0.0285	0.0057	0.1161	0.0464	0.0149	0.0033
1200.0	0.0253	0.0051	0.1031	0.0412	0.0132	0.0029

1400.0	0.0223	0.0045	0.0910	0.0364	0.0117	0.0026
1600.0	0.0198	0.0040	0.0806	0.0323	0.0103	0.0023
1800.0	0.0177	0.0035	0.0721	0.0288	0.0092	0.0021
2000.0	0.0159	0.0032	0.0649	0.0260	0.0083	0.0018
2500.0	0.0126	0.0025	0.0512	0.0205	0.0066	0.0015
3000.0	0.0102	0.0020	0.0417	0.0167	0.0053	0.0012
3500.0	0.0086	0.0017	0.0352	0.0141	0.0045	0.0010
4000.0	0.0073	0.0015	0.0297	0.0119	0.0038	0.0008
4500.0	0.0062	0.0012	0.0255	0.0102	0.0033	0.0007
5000.0	0.0055	0.0011	0.0223	0.0089	0.0029	0.0006
10000.0	0.0024	0.0005	0.0097	0.0039	0.0012	0.0003
11000.0	0.0021	0.0004	0.0085	0.0034	0.0011	0.0002
12000.0	0.0018	0.0004	0.0075	0.0030	0.0010	0.0002
13000.0	0.0017	0.0003	0.0069	0.0028	0.0009	0.0002
14000.0	0.0015	0.0003	0.0062	0.0025	0.0008	0.0002
15000.0	0.0014	0.0003	0.0056	0.0022	0.0007	0.0002
20000.0	0.0009	0.0002	0.0038	0.0015	0.0005	0.0001
25000.0	0.0007	0.0001	0.0030	0.0012	0.0004	0.0001
下风向最大浓度	0.0885	0.0177	0.3607	0.1443	0.0462	0.0103
下风向最大浓度出现距离	111.0	111.0	111.0	111.0	111.0	111.0
D10%最远距离	/	/	/	/	/	/

表5.1-7 太北七转油站加热炉估算模式计算结果

下风向距离	太北七转油站					
	SO ₂ 浓度 (μg/m ³)	SO ₂ 占标率(%)	NO _x 浓度 (μg/m ³)	NO _x 占标率(%)	PM ₁₀ 浓度 (μg/m ³)	PM ₁₀ 占标率(%)
50.0	0.1709	0.0342	0.6538	0.2615	0.0842	0.0187
100.0	0.1651	0.0330	0.6319	0.2528	0.0814	0.0181
200.0	0.1222	0.0244	0.4676	0.1870	0.0603	0.0134
300.0	0.0974	0.0195	0.3728	0.1491	0.0480	0.0107
400.0	0.0838	0.0168	0.3207	0.1283	0.0413	0.0092
500.0	0.0723	0.0145	0.2767	0.1107	0.0357	0.0079
600.0	0.0619	0.0124	0.2369	0.0948	0.0305	0.0068
700.0	0.0536	0.0107	0.2049	0.0820	0.0264	0.0059
800.0	0.0469	0.0094	0.1795	0.0718	0.0231	0.0051
900.0	0.0413	0.0083	0.1580	0.0632	0.0204	0.0045
1000.0	0.0370	0.0074	0.1416	0.0567	0.0183	0.0041

1200.0	0.0302	0.0060	0.1154	0.0462	0.0149	0.0033
1400.0	0.0252	0.0050	0.0964	0.0386	0.0124	0.0028
1600.0	0.0214	0.0043	0.0820	0.0328	0.0106	0.0023
1800.0	0.0183	0.0037	0.0701	0.0281	0.0090	0.0020
2000.0	0.0157	0.0031	0.0602	0.0241	0.0078	0.0017
2500.0	0.0115	0.0023	0.0438	0.0175	0.0056	0.0013
3000.0	0.0091	0.0018	0.0350	0.0140	0.0045	0.0010
3500.0	0.0074	0.0015	0.0281	0.0113	0.0036	0.0008
4000.0	0.0063	0.0013	0.0242	0.0097	0.0031	0.0007
4500.0	0.0055	0.0011	0.0209	0.0084	0.0027	0.0006
5000.0	0.0047	0.0009	0.0181	0.0072	0.0023	0.0005
10000.0	0.0019	0.0004	0.0073	0.0029	0.0009	0.0002
11000.0	0.0018	0.0004	0.0068	0.0027	0.0009	0.0002
12000.0	0.0016	0.0003	0.0060	0.0024	0.0008	0.0002
13000.0	0.0014	0.0003	0.0053	0.0021	0.0007	0.0002
14000.0	0.0013	0.0003	0.0048	0.0019	0.0006	0.0001
15000.0	0.0012	0.0002	0.0047	0.0019	0.0006	0.0001
20000.0	0.0008	0.0002	0.0032	0.0013	0.0004	0.0001
25000.0	0.0006	0.0001	0.0024	0.0010	0.0003	0.0001
下风向最大浓度	0.1726	0.0345	0.6604	0.2642	0.0851	0.0189
下风向最大浓度出现距离	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0	54.0
D10%最远距离	/	/	/	/	/	/

表5.1-7 太北八转油站加热炉估算模式计算结果

下风向距离	太北八转油站					
	SO ₂ 浓度 (μg/m ³)	SO ₂ 占标率 (%)	NO _x 浓度 (μg/m ³)	NO _x 占标率 (%)	PM ₁₀ 浓度 (μg/m ³)	PM ₁₀ 占标率 (%)
50.0	0.0002	0.0000	0.0008	0.0003	0.0001	0.0000
100.0	0.0072	0.0014	0.0272	0.0109	0.0041	0.0009
200.0	0.0102	0.0020	0.0388	0.0155	0.0058	0.0013
300.0	0.0072	0.0014	0.0272	0.0109	0.0041	0.0009
400.0	0.0062	0.0012	0.0237	0.0095	0.0035	0.0008
500.0	0.0058	0.0012	0.0220	0.0088	0.0033	0.0007
600.0	0.0051	0.0010	0.0192	0.0077	0.0029	0.0006
700.0	0.0044	0.0009	0.0168	0.0067	0.0025	0.0006
800.0	0.0039	0.0008	0.0148	0.0059	0.0022	0.0005
900.0	0.0035	0.0007	0.0134	0.0054	0.0020	0.0004

1000.0	0.0033	0.0007	0.0127	0.0051	0.0019	0.0004
1200.0	0.0030	0.0006	0.0112	0.0045	0.0017	0.0004
1400.0	0.0027	0.0005	0.0101	0.0040	0.0015	0.0003
1600.0	0.0024	0.0005	0.0093	0.0037	0.0014	0.0003
1800.0	0.0023	0.0005	0.0086	0.0034	0.0013	0.0003
2000.0	0.0021	0.0004	0.0081	0.0033	0.0012	0.0003
2500.0	0.0019	0.0004	0.0071	0.0028	0.0011	0.0002
3000.0	0.0017	0.0003	0.0066	0.0026	0.0010	0.0002
3500.0	0.0016	0.0003	0.0060	0.0024	0.0009	0.0002
4000.0	0.0014	0.0003	0.0054	0.0022	0.0008	0.0002
4500.0	0.0013	0.0003	0.0049	0.0019	0.0007	0.0002
5000.0	0.0012	0.0002	0.0044	0.0018	0.0007	0.0001
10000.0	0.0006	0.0001	0.0021	0.0009	0.0003	0.0001
11000.0	0.0005	0.0001	0.0019	0.0008	0.0003	0.0001
12000.0	0.0005	0.0001	0.0017	0.0007	0.0003	0.0001
13000.0	0.0004	0.0001	0.0016	0.0006	0.0002	0.0001
14000.0	0.0004	0.0001	0.0014	0.0006	0.0002	0.0000
15000.0	0.0004	0.0001	0.0013	0.0005	0.0002	0.0000
20000.0	0.0003	0.0001	0.0010	0.0004	0.0001	0.0000
25000.0	0.0002	0.0000	0.0007	0.0003	0.0001	0.0000
下风向最大浓度	0.0108	0.0022	0.0408	0.0163	0.0061	0.0014
下风向最大浓度出现距离	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0
D10%最远距离	/	/	/	/	/	/

本项目 Pmax 最大值出现在 1#平台井场排放的非甲烷总烃, Pmax 值为 3.9627%, Cmax 为 79.2530 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 分级判据, 确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

(3) 污染物排放量核算

①正常工况下大气污染物年排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018), 对于二级评价项目一般性要求是不进行进一步预测与评价, 只对污染物排放量进行核算, 提出污染源监测计划。

本项目大气污染物有组织排放量核算见表 5.1-10。

表 5.1-10 大气污染物有组织排放量核算

序号	排放口编号	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)
主要排放口					
/	/	/	/	/	/
主要排放口合计		/	/	/	/
一般排放口					
1	太北三转油站加热炉	颗粒物	11.5	0.00026	0.0023
		NO _x	90	0.00209	0.0183
		SO ₂	22	0.00051	0.0045
2	太北四转油站加热炉	颗粒物	11.0	0.00022	0.0019
		NO _x	94.2	0.00186	0.0163
		SO ₂	20.7	0.00041	0.0036
3	太北五转油站加热炉	颗粒物	11.5	0.00095	0.0083
		NO _x	90	0.00742	0.0650
		SO ₂	22	0.00182	0.0159
4	太北七转油站	颗粒物	11.6	0.00071	0.0062
		NO _x	90.3	0.00551	0.0483
		SO ₂	23.5	0.00144	0.0126
5	太北八转油站	颗粒物	12.6	0.00030	0.0026
		NO _x	86.7	0.00201	0.0176
		SO ₂	22.5	0.00053	0.0046
一般排放口合计		SO ₂			0.0411
		NO _x			0.1655
		颗粒物			0.0213
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.0411
		NO _x			0.1655
		颗粒物			0.0213

本项目大气污染物无组织排放量核算见表 5.1-11。

表 5.1-11 大气污染物无组织排放量核算

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准 (μg/m ³)		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	

1	井场、 管线等	油气 集输	非甲 烷总 烃	油气集输 采用密闭 流程，井 口安装密 封垫	《大气污染物综合排放标 准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值	4.0	27.5
2	场站	油气 集输	非甲 烷总 烃	油气集输 采用密闭 流程	2023 年 1 月 1 日前厂界执行 《大气污染物综合排放标 准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限 值，，2023 年 1 月 1 日起边 界执行《陆上石油天然气开 采工业大气污染物排放标 准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求		
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			27.5

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-12。

表 5.1-12 本项目大气污染物年排放量核算

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	SO ₂	0.0411
2	NO _x	0.1655
3	颗粒物	0.0213
4	非甲烷总烃	27.5

②非正常工况下大气污染物年排放量核算

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、场站设备检修时非甲烷总烃的溢散，一般情况下检修时间较短（1-2d），非甲烷总烃溢散量难以核算，且项目均处于野外，扩散条件较好，不会对周围大气环境造成较大影响。

(4) 大气环境保护距离

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保护区域，以确保大气环境保护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”，根据预测结果，本项目无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值满足《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保护距离，无需设置大气环境保护区域。

(5) 评价结论

通过在施工期采用洒水抑尘、车辆采取密闭措施厂界颗粒物浓度可以满足《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值；在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场排放的非甲烷总烃满足《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；依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值及《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)5.9 中规定要求(依托场站 2023 年 1 月 1 日前厂界执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值，2023 年 1 月 1 日起边界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)5.9 中规定要求)，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。通过采取过程全控制的措施，满足相关标准的要求。通过预测可知，本项目对大气环境影响较小，无需设置大气环境保护区域。大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.2 地下水环境影响预测与评价

5.2.1 正常情况下地下水环境影响分析

5.2.1.1 施工期

① 钻井过程对地下水环境影响分析

本项目钻井期对地下水可能造成的影响主要是钻井过程中钻遇含水层时钻井液漏失对地下水造成影响。若漏失地层存在较多的裂隙时，漏失的钻井液就有可能沿着岩层裂隙进入地下水造成地下水污染。

钻井期间，本项目采用了无毒无害或毒性极小的水基钻井泥浆；为防止钻井泥浆上返地面后对土壤的污染，井场设泥浆接收罐车，泥浆不落地；钻井过程中使用双层套管，以保护地下水不受污染；表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的地下水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件；尽可能缩短水泥胶的稠化时间减少对地层水的污染；慎重使用水泥外加剂，表套固井不使用带毒性的水泥外加剂；提高钻井速度，减少钻井泥浆对地层水的污染及浸泡时间；固井水泥返高要求返至油层以上 100m，确保完全封闭此深度内的潜水层和承压水层，保证地下水水质安全。结合油田多年钻井的实际经验可知，在固井质量可靠的基础上，一般井管泄漏的可能性极小。即使发生泄漏，固井时已采用加套管等防护措施，正常情况下不会

对地下水产生影响。

本项目射孔作业产生的废射孔液同废钻井液一起无害化处理。

②井场防渗旱厕对地下水环境影响分析

施工场地的生活污水经临时防渗旱厕收集，生活污水量非常少且是短期行为，生活污水清理后进行卫生填埋处理。

③柴油罐区对地下水影响分析

本项目钻井时期在各井场设置 1 个柴油罐区，占地面积 30m²，设钢制柴油罐 1 个/井场，为地上式刚制卧式罐，在罐区底部铺设 2mm 厚防渗土工布构筑防渗层，防渗系数 K 约为 1.0×10⁻¹⁰cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层≥6.0m，K≤1×10⁻⁷cm/s”的要求。由于柴油罐为地上罐，即使发生泄漏也能够及时发现并处理，加之罐区场地已进行防渗处理，对地下水产生影响的可能性极小。

综上所述，项目正常情况下施工期钻井废水进入井场泥浆接收罐车中与废钻井液、岩屑、射孔液一同拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心进行处理，不外排；施工场地的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期进行清掏堆肥，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理，场地进行平整；试压废水由罐车拉运至太一联合含油污水处理站处理达标后回注油层。因此，正常情况下施工期不会对地下水产生影响。

（2）运行期

项目营运期可能对地下水产生影响的污染物主要为含油污水、含油污泥、落地油等。

本项目产生的含油污水由管线输送至太一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，含油污泥、落地油由罐车从井场拉运至杏五二含油污泥处理站处理达标后用于铺设油田通井路。因此，项目营运期正常工况下对地下水产生影响的可能较小。

5.2.2 事故状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）工程钻井期间，本项目采用了无毒无害或毒性极小的水基钻井泥浆，根据井身结构设计数据，钻井次序分为二开，其中一开井深下到浅水层底界 11m 以下，且在潜水层深度为双层套管（表层套管、生产套管），类比同类项目，采取水基钻井泥浆，一般钻井过程对地下水影响较小。

(2) 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。

(3) 可能由于固井质量不高发生井套管破裂，原油窜入含水层造成对地下水污染，该种情况可能对承压水含水层造成污染。

本项目预测情景模式见表 5.2-2。

表 5.2-2 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	短时泄漏
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	√	—

情景一：输油管道泄漏

(1) 预测源强

本项目集油管道管径最大、长度最长的集输管线规格为 $\phi 60 \times 3.5$ ，长度为 1.482km，假设输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，根据现场调查和大庆油田多年统计数据，管道设有压力监控，一旦发生泄漏管道压力就会出现异常，工作人员可在 1h 内发现，并采取关闭机泵等措施进行控制，泄漏时间取 1h，本项目单口油井平均产油量约为 2.8t/d，工程有 3 口油井位于一个平台，假设拟建油井集油管道完全断裂发生泄漏，泄漏 1h 的原油量为 $2.8 \times 3/24 \times 1/1000 = 350\text{kg}$ 。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天石油类在潜水中的运移情况。

(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。

(3) 预测模型

将地下水泄漏时间概化为瞬时注入，再利用二维水动力弥散方程计算最大影响范围。

二维水动力瞬时注入弥散方程如下：

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的浓度，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

根据该地区的水文地质资料，评价时分别取：有效孔隙度 n 为 0.4；水流速度 u 为 0.015m/d，纵向弥散系数 0.2m²/d，横向弥散系数 0.02m²/d，潜水含水层厚度以 1.5m 计，化学反应常数为 0。

(5) 预测结果

集油管道泄漏 100d、1000d 对地下水的影响预测结果见表 5.2-1、图 5.2-1~5.2-2。

表 5.2-1 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	下游最大浓度	超标最远距离	最远影响距离
石油类	100 天	27.9mg/L	46m	50m
	1000 天	7.64mg/L	97.5m	106.5m

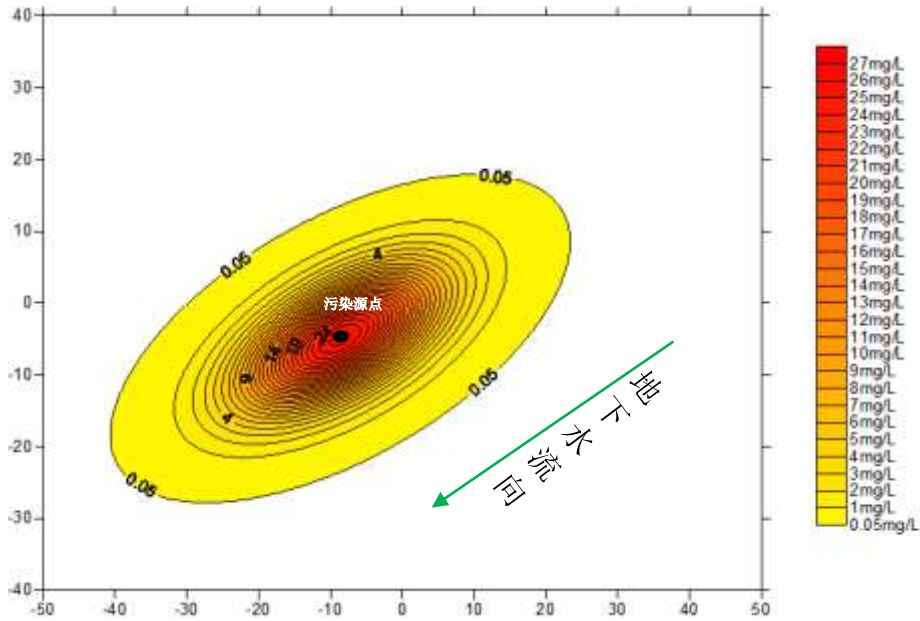


图 5.2-1 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图

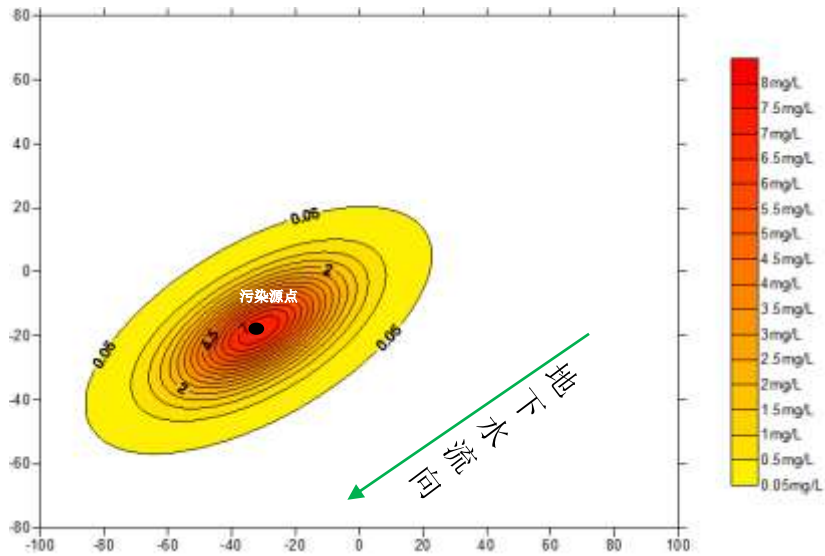


图 5.2-2 集油管道泄漏后 1000 天污染物浓度分布图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏 100d 后，下游最大浓度为：27.9mg/l，超标距离最远为 46m，影响距离最远为下游 50m，预测范围内的影响面积为 2400m²。集油管道泄漏 1000d 后，下游最大浓度为：7.64mg/l，超标距离最远为 97.5m，影响距离最远为下游 106.5m，预测范围内的影响面积为 6805m²。由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。

情景二：油井套管破损泄漏

(1) 预测源强

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 2.8t/d，最大平台油井数为 3 口，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 840kg/d。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天石油类在地下水中的运移情况。

(2) 预测因子

油井套管发生泄漏，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。在井套管发生泄漏情景下，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类，因此，最终选取石油类作为本次评价预测特征因子。

(3) 预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 9.7 节预测方法，采用推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型连续注入示踪剂—平面连续点源进行预测。具体如下：

连续注入示踪剂——平面连续点源

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C (x, y, t) —t 时刻点 x, y 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

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 。

(4) 参数选取

根据该地区的水文地质条件，评价区内承压水含水层的渗透系数为 $25m/d$ ，有效孔隙度 n 为 0.25 ；地下水流速为 $0.0625m/d$ ，纵向弥散系数 $0.2m^2/d$ ，横向弥散系数 $0.02m^2/d$ ，承压水含水层厚度为 $50m$ ，化学反应常数为 0 。

(4) 预测结果

表 5.2-2 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	超标距离	最远影响距离	影响面积
石油类	100 天	48m	51m	3452m ²
	1000 天	94m	100m	12566m ²

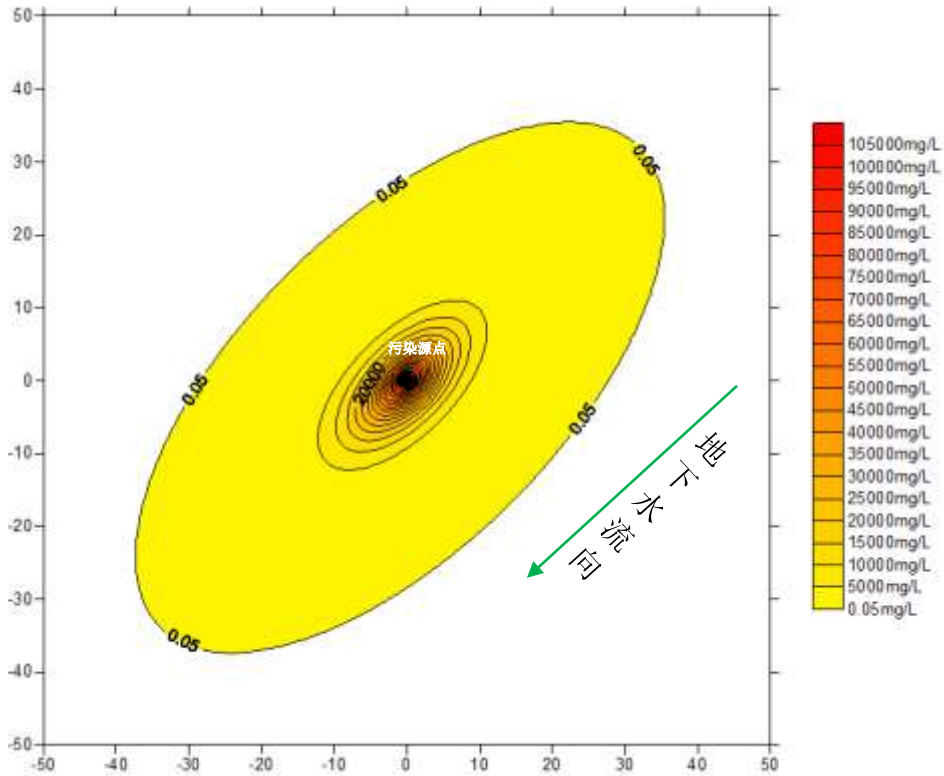


图 5.2-3 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图

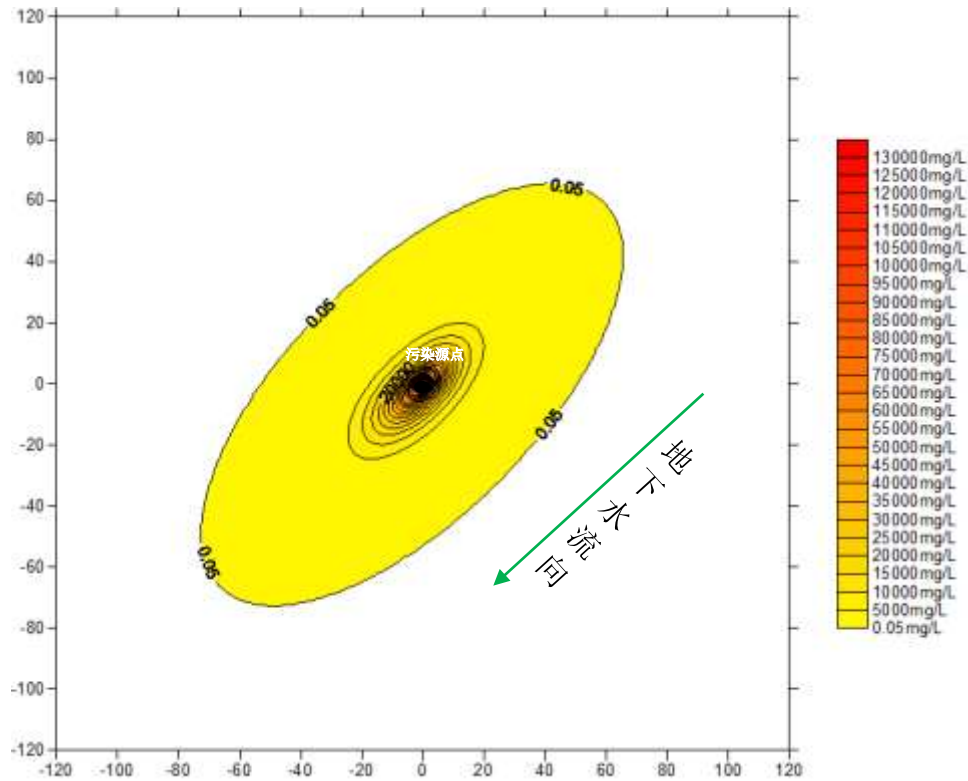


图 5.2-4 油井套管泄漏 1000 天，石油类污染扩散平面图

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 48m；影响距离为下游 51m，预测范围内影响面积为 3452m²。套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 94m；影响距离为下游 100m，预测范围内影响面积为 12566m²。

本区块油井距离饮用水井最近距离超过 100m，污染物在此处的浓度值极小，近似为零，所以本项目对环境敏感点的影响较小，但是应定期监测。

5.2.3 地下水环境影响评价结论

项目正常工况下不会对地下水环境产生影响。事故状况下，根据上述对油井套管破损、管线泄漏两种情况对地下水的预测，由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。但本区块油井距离饮用水井最近距离超过 100m，污染物在敏感点的浓度值极小，近似为零，所以本项目对环境敏感点的影响较小。

5.3 声环境影响预测与评价

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，本工程噪声源主要为生产运行期井场抽油机和场站机泵产生的持续性噪声源。本工程噪声源的种类及数量较少，周围较空旷，敏感目标噪声级增高量在 5 dB(A) 以下，因此，声环境评价等级为二级。

5.3.1 施工期

本工程产生的主要噪声源包括挖掘机、搅拌机、推土机、压路机等设备噪声及运输车辆的交通噪声，施工机械噪声衰减结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 施工期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50 m	100 m	150 m	200 m	300m
柴油发电机	85	71	65	61	58	55
挖掘机	70	57	50	46	44	41
推土机	70	57	50	46	44	41
钻机	72	56	50	46	40	10
泥浆泵	65	51	45	41	38	35
振动筛	65	51	45	41	38	35
搅拌机	50	36	30	26	24	21
压路机	70	57	50	46	44	41
电焊机	50	36	30	26	24	21
运输车辆	65	51	45	41	38	35

由上表可以看出，主要机械在 100m 以外均能够达到建筑施工场界噪声昼间限值不超过 70dB(A) 的要求，本项目最近敏感目标为太 14-39 西北侧 32m 的前平等及太 49-57 集油掺水管线北侧 32m 的马家屯，但由于太 14-39 为转注井，太 49-57 为长关井，不进行钻井，项目施工期产生噪声对其影响较小。

本工程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，可以保证施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，对周围环境及环保目标影响可以接受。

5.3.2 运行期

（1）声源源强

本工程运行期主要噪声源为采油井场。噪声源强主要为井场抽油机，为机械噪声。主要声源强度见表 5.3-2。

表 5.3-2 本工程运行期主要声源强度统计

序号	噪声源	发声源	噪声源强度 dB (A)
1	采油井	抽油机	65~80

(2) 影响分析

油田运行期所产生的噪声污染贯穿油田生产的全过程，具有点多、分散的特点，其影响程度视油田生产中的设备发声强度和周围环境的功能要求而定。本工程主要噪声源为平台井井场。

采用《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2009)中推荐的室外声源模式，户外声传播衰减包括几何发散(A_{div})、大气吸收(A_{atm})、地面效应(A_{gr})、屏障屏蔽(A_{bar})、其他多方面效应(A_{misc})引起的衰减。根据现场实际情况，本次计算只考虑几何发散(A_{div})、大气吸收(A_{atm})、地面效应(A_{gr})三种情况。

$$L_{A(r)} = L_{WA} - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr})$$

$$A_{div} = 20 \lg(r/r_0)$$

$$A_{atm} = \alpha (r - r_0) / 1000$$

$$A_{gr} = 4.8 - (2h_m/r) [17 + (300/r)]$$

式中：

L_{A(r)}—距声源 r 处的 A 声级值(dB)；

L_{WA}—已知点声源 A 声级值(dB)；

A_{div}—声级几何发散引起的 A 声级衰减量(dB)；

A_{atm}—空气吸收引起的 A 声级衰减量 (dB)；

A_{exc}—地面效应引起的附加衰减量 (dB)；

α—空气吸收系数，dB/100m；取相对湿度 80%，温度 15℃ 时的值；

r、r₀—声源至预测点和测量点的距离。

按照以上公式对井场进行预测，可得出不同距离的噪声衰减结果，见下表。

表 5.3-3 噪声源衰减预测结果表 单位：dB (A)

噪声名称	噪声源强	距离不同处的噪声值								
		10m	20m	30m	40m	50m	60m	100m	150m	200m
单井井场预测值	80	60.0	54.0	50.5	48.0	46.0	44.4	40.0	35.5	34.0
丛式平台井场预测值	84.2	64.2	58.2	54.7	52.2	50.2	48.6	44.2	40.7	38.2

本项目井场长度≥40m，宽度≥30m，由预测结果可知，单井井场运营期在井场厂界 20m 处噪声值为 54.0 dB (A)，丛式平台井场运营期在井场厂界 30m 处噪声值为 54.7 dB

(A)，可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准的要求；抽油机产生的噪声在昼间30m以内、在夜间50m以内对敏感点有一定影响，但在距井口60m处，环境噪声基本可以满足《声环境质量标准》1类区标准要求。距离村庄最近的油井为太15-39井，距离最近的村庄为太15-39井西北侧102m的前平等，在此距离抽油机产生的影响较小，因此周围敏感点声环境可以满足《声环境质量标准》1类区标准要求。项目建设和运行对周边声环境影响较小，不会发生噪声扰民问题。

(3) 结论

本工程运行期，采油井在经过一定距离衰减后能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准的要求，对区域声环境影响不大。

5.4 固体废物环境影响分析

5.4.1 施工期

施工过程中产生的固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废包装袋、废防渗布、施工废料、生活垃圾等。

(1) 废钻井液、钻井岩屑、射孔废液处理

根据《大庆油田开发建设对环境影响研究》课题研究成果，废弃泥浆如果不处理，长期以自然状态积存于井场，对土壤中有机物含量影响不大，但会对土壤理化性质如pH、总碱度、总盐产生一定影响。本项目在钻井过程中在每口井场设置一个100m³钢制泥浆槽，废钻井液与钻井废水、钻井岩屑、废射孔液等废弃物暂存于井场泥浆槽中形成废弃泥浆，由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理，对环境影响较小。

(2) 施工废料、废防渗布、膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋

本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料。最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理，膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋及废防渗布由施工单位统一收集后拉运至第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理，对周围环境影响较小。

(3) 生活垃圾

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。

通过采取以上措施，施工期产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.4.2 运行期

本项目运营期产生的固体废物主要是作业过程中产生的含油污泥、落地油、含油防渗布。

含油污泥、落地油含有石油类等有害成份。根据《国家危险废物名录（2021年）》，为危险废物，危废代码为HW08/071-001-08。含油废防渗布属于HW49含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物，危险废物编号为900-041-49。危险废物不能直接进行填埋处理。

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，本工程依托场站污水处理和作业产生的含油污泥、落地油运送至杏五二含油污泥处理站处理，废防渗布待施工结束后委托有资质单位处置。

危险废物收集、贮存、运输的一般要求：①从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。②危险废物转移过程应按《危险废物转移联单管理办法》执行。③危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。④危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。应急预案编制可参照《危险废物经营单位编制应急预案指南》，涉及运输的相关内容还应符合交通行政主管部门的有关规定。针对危险废物收集、贮存、运输过程中的事故易发环节应定期组织应急演练。⑤危险废物收集、贮存、运输时应按危险特性对危险废物进行分类、包装并设置相应的标志及标签。

生产的单位和接收单位严格执行《危险废物转移联单管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒，泄露。从事落地油和油泥砂运输的单位在接到通知后，按照《危险废物污染防治技术政策》和《危险废物转移联单管理办法》等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。建立健全规章制度及操作流程。同时在危险废物转移过程中按《危险废物转移联单管理办法》执行，该单位应编制应急预案。运输的车辆是专用车并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。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。

含油污泥的主要成份是水、砂和石油类。对油泥的处置措施是主要是将含油污泥进行减量化、资源化处理。本工程产生的含油污泥送杏五二含油污泥处理站进行处理,处理后的污泥满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》(DB 23/T1413-2010)要求。污泥还可以用于回填井场或修建通井路,大大缓解了油田含油污泥集中堆放现状,实现了油田含油污泥的减量化、资源化处理,有一定的经济效益,具有很高的环境效益和社会效益。

采取以上措施后,运营期产生的固体废物均得到有效处置,不会对周围环境产生不良影响。

5.4.3 结论

由上述分析可知,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,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 生态环境影响评价

油田开发过程是集井下作业、采油、地面建设等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。

5.5.1 占地对生态环境的影响

5.5.1.1 临时占地生态环境影响

该项目井场建设及管道施工过程中,车辆碾压、机械推挖、人员践踏及道路和场站修建对地表进行的平整将会对地表植被造成很大破坏,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%。

5.5.1.2 永久占地生态环境影响

本工程建设永久占用的土地主要是油水井井场和井场通井路的占地,永久占地面积为4.3415hm²。占地类型主要有草地(非基本草原),耕地(非基本农田),一般湿地。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。

5.5.1.3 取弃土的影响

本工程没有弃土不设弃土场，工程需要取土量为 15861.25m^3 ，用于井场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。

5.5.2 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，一是钻井施工时，除井场本身永久占地外，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；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。

5.5.3 对植被的影响分析

由于本工程永久占地面积较小，临时占地的占用期限很短，在完工后可以及时恢复，所以不会对当地地表植被产生大的影响。

施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏及道路修建对地表进行的平整将会对地表植被造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复。自然植被演替的规律是先是一、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。人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成。施工结束后永久性占地仍无法种植作物。

(1) 占地对草地的影响

本工程占用草地 20.573hm²，占用的草地包括一般草地（非基本草原）及一般湿地（沼泽化草甸），其中永久占用草地 1.612hm²，临时占用草地 18.925hm²。草地上干草产量按 2.5t/hm² 计算，共损失干草 182.2t（永久占地按 10 年计算，临时占地按 3 年计算），干草价格按 700 元/t 计算，本工程损失干草经济价值约为 12.75 万元。临时占地自然植被演替的规律是先是一、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，永久占用草地采取经济补偿措施。

(2) 占地对耕地的影响

本工程永久占用耕地面积为 2.7295hm²，占用的农作物均为玉米，玉米产量按 9t/hm² 计算，永久占地按 10 年损失计算，共损失玉米 245.7t，玉米价格按 1500 元/t 计算，其经济价值约为 36.9 万元。本工程占用的耕地为一般耕地，对永久占用的耕地进行经济补偿。临时占地上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降 20%-40%。本工程临时占用耕地 30.897hm²，玉米产量按 9t/hm² 计算，临时占地按第 1 年产量完全损失，第 2、3 年损失 30% 计算，三年间总共损失玉米分别为 445t。玉米价格按 1500 元/t 计算，其经济价值为 66.75 万元。工程完工后，临时占地逐年恢复生产力，继续种植农作物，并且将所占耕地恢复为原本质量的耕地。

(3) 占地对湿地的影响

本工程区块占用湿地为厢房村东湿地，湿地类型类型为沼泽化草甸，湿地面积 1202.87hm²，保护级别为一般，湿地内无珍稀野生动植物分布，因此本项目对湿地的影响主要表现在对湿地内的草地造成影响和破坏。

根据《黑龙江省湿地保护条例》第四十五条规定：“任何单位和个人不得擅自征用、占用湿地或者改变湿地用途。确需征用、占用国际重要湿地、国家级湿地自然保护区、国家湿地公园或者改变其湿地用途的，应当报国家林业行政主管部门批准；征用、占用或者改变其他湿地用途的，应当经省林业行政主管部门审核同意后依法办理相关手续。”因此，本项目湿地内井场和管线等建设需按照要求，经省林业行政主管部门审核同意后依法办理相关手续后方可开工建设。

根据《湿地保护管理规定》中第三十条建设项目应当不占或者少占湿地，经批准确需征收、占用湿地并转为其他用途的，用地单位应当按照“先补后占、占补平衡”的原则，依法办理相关手续。

工程建设阶段，建设单位应制定湿地保护的生态保护和污染防治方案，保护湿地景观资源和自然生态环境，施工结束后及时清理场地，恢复湿地原貌。本工程需在施工时剥离

湿地表土，将适合湿地植物生长的原有表土单独堆放，施工结束后运回原位进行平整，并按原有植被进行人工种植恢复，对于临时占用的湿地在占用的湿地由建设单位统一进行等质等量恢复，保证湿地面积不减少，同时本工程占用的湿地面积较少，通过采取以上恢复措施后，工程建设对湿地的影响可接受。

5.5.4 防沙治沙影响分析

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》，大同区属于沙化土地所在县（区），当重点增加、恢复和保护林草植被，治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化。

《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。”

根据现场勘查，本工程开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

- ①施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。
- ②施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，施工尽量缩小占地面积，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。
- ③施工作业避免在大风天施工。
- ④路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。
- ⑤做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。

对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

通过以上措施，可有效防止土地沙化。

5.5.5 对水土流失重点治理区的影响分析

本项目部分井场、道路、管线位于大庆市大同区大同镇，根据《大庆市水土保持规划（2015~2030年）》，本项目所在地属于市级水土流失重点治理区，该区域的工作重点是采取工程、林草、封育治理和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。推广先进适用的科技成果，加快治理进度。治理后应强化监督管理和管护，巩固治理成果，促进区域生态环境恢复和经济发展。

本工程由于井场、管线等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施。

①严格控制油田内各井场和管线的作业面积，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。

②在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。

③管道工程施工时，应划定施工活动范围，严格控制车辆及重型机械的运行范围，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。

④做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，保护当地较脆弱的草原生态系统。

⑤严禁在大风、大雨天气下施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等。在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，已提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

5.5.6 运行期生态环境影响分析

油田生产运营期对植被的影响主要是在油井井下作业过程的占地和施工时排放的污水、污油两方面。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，并将产生的污水用罐车拉运到太一联合油污水处理站，防止了污油污水排入外环境，因此，不会对井场周围的植被产生影响。

本项目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行周围环境，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，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。

5.5.7 生态环境影响评价结论

根据对本项目油田生态系统结构、功能和生态环境现状评价及油田开发对生态环境的影响分析，得出如下结论：

(1) 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，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。在采取必要的保护措施后，可以最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境的恢复。

(2) 油田采油、集输及其它生产过程中产生的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。在采取必要的环保措施后，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。

(3) 油田开发工程不可避免会改变原有的生态环境，但若合理规划和建设，石油产业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，该项目油田开发对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

5.6 环境风险分析

5.6.1 风险调查

本工程施工期涉及的主要危险物质是井场柴油罐，运行期涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场及集输管线内的原油和伴生气，具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

(1) 柴油

柴油属易燃易爆物品，火灾危险性为乙类，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险；若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。柴油理化性质等见表 5.7-1。

表 5.7-1 柴油理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

标识	中文名：柴油		英文名：diesel oil
	分子式：-		分子量：-
	危规号：32501	UN 编号：1202	CAS 号：-
理化特性	外观及性状：有色透明挥发、易燃液体		溶解性：不溶于水，溶于醇等溶剂。
	熔点（℃）：-18		沸点（℃）：282~338
	相对密度（水=1）：0.70~0.75		相对密度（空气=1）：1.59~4
理化特性	饱和蒸气压（kPa）：无资料		禁忌物：强氧化剂
	临界压力（MPa）：无资料		临界温度（℃）：无资料
	稳定性：常温常压下稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：易燃液体类别 3		燃烧性：易燃液体，
	引燃温度（℃）：257		闪点（℃）：38
	爆炸上限（v%）：6.5		爆炸下限（v%）：0.6
	燃烧热（kJ/L）：30000~46000		火灾危险类别：乙 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂ 、水		
	危险特性：蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与氧化剂可发生反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。若遇高热，有容器开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。		
毒理性质	LC ₅₀ ：>5000mg/m ³ /4h		LD ₅₀ ：7500mg/kg（大鼠经口）
	环境危害：对环境有危害。对大气可造成污染。		
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收		
	健康危害：吸入该物质可能会引起对健康有害的影响或呼吸道不适。意外食入本品可能对个体健康有害。通过割伤、擦伤或病变处进入血液，可能产生全身损伤的有害作用。眼睛直接接触本品可导致暂时不适。		
急救	皮肤接触：立即脱去污染的衣物。用大量肥皂水和清水冲洗皮肤。如有不适，就医。		
	眼睛接触：用大量水彻底冲洗至少15分钟。如有不适，就医。 吸入：立即将患者移到新鲜空气处，保持呼吸畅通。如果呼吸困难，给予吸氧。如食入或吸入，不得进行口对口人工呼吸。如呼吸停止。立即进行心肺复苏术。就医。 食入：禁止催吐，切勿给失去知觉者从嘴里喂食任何东西。立即呼叫医生或中毒控制中心。		
泄漏处理	人员防护措施：避免吸入蒸气、接触皮肤和眼睛。谨防蒸气积累达到可爆炸的浓度。应急人员戴正压自给式呼吸器，穿防毒、防静电服，戴化学防渗透手套。清除所有点火源。迅速将人员撤离到安全区域，远离泄漏区域并处于上风方向。		
	环境保护措施：在确保安全的情况下，采取措施防止进一步的泄漏或溢出。避免排放到周围环境中。 泄漏物收容、清除方法及处置材料：少量泄漏时，可采用干砂或惰性吸附材料吸收泄漏物，大量泄漏时需筑堤控制。附着物或收集物应存放在合适的密闭容器中，并根据相关法律法规废弃处置。		
储运	装运车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。		

(2) 原油

原油闪点小于 28℃，属甲 B 类易燃、易爆物。原油闪点范围较宽，凝固点较高，其蒸气与空气形成爆炸混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。

表 5.6-2 原油安全技术说明书

理化常数	序号	1967		
	CAS 号	/		
	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU; Petrolemn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3~19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1）0.84~0.86	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（体积）	自燃温度	280℃~380℃
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康危害	毒性：IV（轻度危害），属低毒类。 侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。			
泄漏应急处理	根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸机，穿防火服，使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液。			
防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸机。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。			

急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。
灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。 灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。

(3) 伴生气（天然气）

天然气属甲 B 类易燃易爆气体，含有大量的低分子烷烃混合物，其与空气混合形成爆炸性混合物遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。天然气主要成分为甲烷，甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调，若不及时脱离，可致窒息死亡。

表 5.6-3 天然气安全技术说明书

CAS 号	74-82-8		
中文名称	天然气		
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。
密度	相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
爆炸极限	空气中 5.3~15%（体积）	自燃温度	538℃
主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体 燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。		
健康危害	侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。		
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意		

	通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
防护措施	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

5.6.2 风险识别

(1) 井喷

钻井作业是通过地面钻机等设备带动钻杆、钻头，破碎地层岩石，使井不断加深，直至目的层。当钻井作业进入含气层后，存在发生井喷事故的可能性。另外，完井和井下作业过程中也有发生井喷的可能性。井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，原油数百以至上千吨，并且井喷发生时，当天然气在空气中的浓度达到 5%~16%时，遇火可形成爆炸，而在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，无论是火灾还是爆炸均会造成灾难性的后果。在钻井过程中由于操作者直接责任而引起的井控措施不当、违反操作规程、井控措施故障是造成井喷失控事故的主要因素。通常井喷可能由以下因素引起：

1) 进入地层，钻井泥浆的密度偏低，使泥浆液柱压力达不到抑制地层压力的要求，或泥浆密度不够。

2) 起下钻后未及时灌满井筒内的泥浆，或起钻速度过快抽喷。

3) 对地质情况掌握不够，地质差异认识不足，地层实际压力比预计值大。

4) 井口未安装防喷器或防喷器的安装不符合要求。

5) 施工组织不严密，违章逾越程序。

6) 作业人员素质差，缺乏应急能力。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 物料泄漏

正常情况下，柴油在储罐中密闭贮存，不具备发生火灾爆炸的条件。但是由于储罐的阀门、法兰连接处泄漏，操作失误等情况下，导致大量柴油释放，在空气中形成爆炸性气体，一旦遇有点火源即可引发火灾、爆炸事故。本工程在生产运行过程中由于处理、输送工艺物料的管道、设备破损、腐蚀穿孔、接头密闭不严、操作失误，发生泄漏，对环境造成污染。

发生泄漏事故的人为因素：

- 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 年后低洼地区的油水井管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油泄漏到环境中。

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。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.6-3。

表 5.6-3 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
井场	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
油气水管道	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
转油站、计量间等场站	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏污染	空气、地下水、地表水、土壤

5.6.3 环境风险分析

5.6.3.1 事故状态下对大气环境影响

天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时将导致局部大气中总烃浓度可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，在一定的气象条件下一次性事故形成的局部大气污染中烃类气体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。

一般钻井时发生井喷事故较多，而钻生产井时则较少。该项目开采的油层原始地层压力较低，但在进行注水采油后，注水井注水前缘压力太高也有导致井喷发生的可能性，因此该项目在钻井前都会采取注水井停注等措施来降低地层压力，而且在钻井时采用了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，因此发生井喷的概率很小。

集油管道及场站原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。

5.6.3.2 事故状态下对地表水环境影响

本工程事故状态下对地表水污染途径主要是油水的事故泄漏。泄漏油污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。

5.6.3.3 事故状态下对地下水环境影响

(1) 地面设施泄漏对地下水的影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油水的事故泄漏。原油、含油污水就可能

会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0~10cm 及 10~30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。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，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

(2) 套损对地下水的影响

为保证钻井期间不对地下水造成污染，本工程在钻井过程中使用双层套管（由表层套管、油层套管组成）。在注水过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。大庆油田套损统计表明，98% 以上的套管断裂发生在 700m 以下，表层套管基本没有断裂发生，且套管破损机率一般为 1/1 万至 1/5 万，而因套损污染地下水的最大概率约为 1/200 万。资料显示，美国同类井套损后因外保护层失效而导致油水泄露的概率约 1/400 万到 1/100 万。

因此，套管损坏虽然对地下水存在潜在污染隐患，但发生几率极小。只要防护得当，一般不会形成套损，即使套损，能发生油水泄漏污染地下水的概率也很小。

(3) 井漏对地下水环境的影响

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

本项目采用水基钻井泥浆中有害成分为盐类、化学添加剂，高分子有机化合物经生物降解后产生的低分子有机化合物和碱性物质，有害成分进入含水层会对地下水造成污染。由钻井液各主要成分其理化性质表可知，泥浆中均为无毒的助剂且用量较少，可以减轻事故时泄漏对地下水的污染程度。

本项目表层套管下至 100m，在潜水含水层以下，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水；每开钻井结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，也可降低污染物进入地层的风险；在钻井过程对泥浆进行实时监测，一旦有漏失发生，立即采取堵漏措施。因此，事故状态下泥浆泄漏对地下水环境影响较小。

(4) 柴油罐泄漏对地下水的影响

钻井井场设柴油储罐 1 座，柴油储存量为 40t。储油罐的泄漏对地下水的污染较为严重，地下水一旦遭到成品油的污染，将使地下水产生严重异味，根本无法饮用。又由于这种渗漏必然穿过较厚的土壤层，使土壤层中吸附了大量的燃料油，土壤层吸附的燃料油不仅会造成植物生物的死亡，而且土壤层吸附的燃料油还会随着地表水的下渗对土壤层的

冲刷作用补充到地下水，这样即便污染源得到及时控制，地下水要完全恢复也需几十年甚至上百年的时间。本项目柴油储存采用卧式罐，罐体架设在两个承台基础之上，如果发生泄漏，很容易发现并能够及时回收处理；而且罐区进行了防渗处理，并设置了围堰，即使发生泄漏，油品将由于防渗层的保护作用，积聚在围堰内，不会对地下水环境产生影响。

5.6.3.4 对土壤环境的影响

原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，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 0~30 cm 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。

5.6.3.5 对生态环境的影响

原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，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。所以，原油泄漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替，含油污水相对而言危害较小。

5.6.4 环境风险防范措施

本工程事故风险主要为井喷，由于环境风险具有突发性和破坏性（有时体现为灾难性）的特点，所以必须采取有效措施加以防范，加强控制和管理，杜绝、减轻和避免环境风险。

5.6.4.1 井控主要措施

(1) 钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生。

(2) 钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测，绘制四条曲线，包括预测地层孔隙压力曲线、监测地层孔隙压力曲线、设计钻井液密度曲线、实际钻井液密度曲线，并贴于井场值班房墙上。

(3) 施工方在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时，应及时对钻井作业进行风险识别和评价，制定出安全技术保障措施，并提出修改设计的请求，按程序审批后方可实施。

(4) 井控设备的维护和使用严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》中的 4.2 和 5.2 的要求执行。

(5) 从一次开钻开始，干部必须 24h 值班，负责包括井控工作在内的所有钻井施工

管理。值班干部要佩戴明显标志，填写值班记录（包含在交接班记录内）。

(6) 严格执行钻开油气层前的准备和检查验收制度，在进入油气层前 50m~100m，按照下部钻井的设计最高钻井液密度值，对裸眼地层进行承压能力检验。

(7) 最大允许关井套压值为防喷器额定工作压力、地层破裂压力决定的允许关井套压值、套管抗内压强度的 80%，三者中的最小值。

(8) 钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液，使其性能稳定，进出口密度差不超过 0.02g/cm³。

(9) 钻进时司钻注意观察泵压、钻速等变化，发现异常立即停止钻进，循环钻井液观察后效。

(10) 起钻过程中，要严格控制起钻速度，钻头在油气层中和油气层顶部以上 300m 井段内起钻用 I 挡或起钻速度不超过 0.5m/s，预防抽吸引起井喷。起钻中严格按照规定及时向井内灌满钻井液，并作好记录、校核，及时发现异常情况；起钻完应及时下钻，检修设备时必须保持井内有一定数量的钻具，并观察出口管钻井液返出情况。严禁在空井情况下进行设备检修。

(11) 空井作业时间（如电测、井壁取心等）原则上不能超过 24h，或根据坐岗观察和钻井工程设计要求的空井时间，否则必须下钻通井。

(12) 钻开油气层后，每次起钻前钻井液密度达到设计上限，都要进行一次 250m~350m 的短起下钻，计算气体上窜速度，循环钻井液观察后效，正常后才可起钻。

(13) 钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘，以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施，保持井内液柱压力与地层压力平衡，防止发生溢流，其后采取相应措施处理井漏。

(14) 需调整钻井液密度时，应确保井筒液柱压力不小于裸眼段中的最高地层孔隙压力。

(15) 完井下套管建立循环前，必须在套管内灌满钻井液。

(16) 固井作业时不得拆除防喷器，应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡，尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏，甚至井喷。

(17) 中途测试和先期完成井，在进行作业以前观察一个作业期时间；起、下钻杆或油管应在井口装置符合安装、试压要求的前提下进行。

(18) 发现溢流后，严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》溢流的控制及压井作业中的要求执行。

(19) 认真做好井控记录，严格执行井控九项管理制度，本设计未提及部分按《大庆油田井控技术管理实施细则》执行。

5.6.4.2 防火、防爆、防泄漏措施

(1) 井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求。值班房、发电房、配电柜距井口不小于 30m。

(2) 距井口 30m 以内及钻井液循环系统的电气设备、照明设备、开关、输电线路及接线方法应符合防火防爆安全规定。

(3) 钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品，机泵房下无积油。

(4) 井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志。若需动火，应执行相关的安全规定。

(5) 在井架上、井场盛行风入口处、钻台等地应至少设置 2 个风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向设定的 2 个紧急集合点疏散。

(6) 在钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有毒有害、可燃气体。

(7) 油罐区地面铺设防渗布，设置围堰。

(8) 确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理。

(9) 一旦发生井喷事故，要及时上报上级主管部门，并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班。

(10) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如推广抗腐蚀的非金属管线的应用，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

(12) 原油、天然气为易燃易爆物质。为了防止设备、管道爆破泄漏，严格遵循有关设计规范进行规划设计，严格要求设备、材料的质量和工程的施工质量，保证工艺过程的密闭性，避免事故的发生；

(13) 爆炸危险区域内所用的电气设备、自控仪表设备均采用防爆型，并符合相应的防爆等级；

(14) 严格执行各项安全生产制度，在油气泄露场所严禁静电和携带火种。

5.6.4.3 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、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装筒

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；

(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；

(5) 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；

(6) 压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、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，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

5.6.4.4 管线泄漏的主要预防和处理措施

(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清理后送杏五二含油污泥处理站进行处理。

(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。

(9) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率。

(10) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告。

(11) 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。

5.6.4.5 套损风险防范措施

(1) 检查套管质量

1) 套管下井的质量检查。

一是检查套管钢级、壁厚等是否符合下井的设计规范与要求（设计中应对各种应力、强度校核作严格计算）。二是加强对下井前套管的探伤检查，要用多种检测方法检查套管壁厚薄程度、弯曲程度、圆度、丝扣密封情况和破裂等质量问题，严禁不合格套管下井。

2) 确定厚壁套管下入井段，根据地应力集中点、膨胀泥岩深度。断层深度和油层部位等确定厚壁套管下入井段。

(2) 地质影响因素预测

根据钻井、钻井地质（岩心，岩屑、层位变化等）、测井资料和地层对比等预测影响损坏套管的地质因素。

1) 预测断层性质（正、逆断层）、分布、深度、产状（走向、倾向和倾角），为气田开发方案布井提供资料和依据。

2) 预测膨胀泥岩厚度、分布层位、深度和范围。

3) 预测浅层水深度、层位。分布范围和水化学特征等，为套管内外壁防腐提供资料。

4) 预测气层疏松程度、出砂程度等。

5) 预测透镜砂体厚度、分布范围和层位，为注气和采气提供资料。

(3) 工程技术预防措施

1) 对开发方式与工艺的要求。

①为防止地应力集中，尤其在断层附近，应采取恰当的布井方式，以适应地下应力分布情况。

②在套管易损坏地区的井，应考虑下技术套管，技术套管下至断裂层下部固井后再下气层套管，从而更有效地防止气层套管的损坏。

③在可能的情况下，应分层开采，以利于克服层间应力异常和减少井下作业次数，防止套管损坏。

2) 下套管和固井质量的要求。

①为防止浅层水腐蚀套管及浅层高塑性泥岩层蠕变，在浅层套管内外壁进行防腐，同时可下表层套管或技术套管封隔浅层。为减少管内承压，在高塑性泥岩层需下厚壁套管，

并在环形空间内注入水泥封固。

②为保证套管接箍丝扣和密封脂质量及上扣的扭矩值，对井下的套管要定期紧扣。

③为减少套管损坏，固井时水泥浆应返至地面，进行全程固井。

5.6.4.6 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

（1）从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程，确保改过程安全可靠。

（2）危险废物转移过程中应按《危险废物转移联单管理办法》执行，单位应编制应急预案。

（3）运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

（4）担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

（5）运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

5.6.5 事故应急救援预案

大庆油田公司突发事件应急管理归口部门为公司生产运行部门，为及时应对突发事件，快速调动应急资源，以消防支队为依托，组建了国家级专业应急救援队伍 1 支，以及作业井喷应急救援队伍、原油泄漏应急救援队伍、天然气泄漏应急救援队伍、电力系统故障应急救援队伍、水上溢油应急救援队伍、医疗卫生救援队伍 7 个油田公司级应急救援队伍，在各二级单位建设综合应急救援队伍，基本形成了覆盖油田生产各专业的应急救援队伍体系。

根据突发环境事件级别确定上报部门及应急队伍响应级别。从发现环境事件后要上

报突发环境事件初报，初判发生Ⅲ级突发环境事件时，由三级单位负责应对工作，具体为现场人员、三级单位应急救援队伍或区域消防队进行应对；初判发Ⅱ级突发环境事件时，由二级单位负责应对工作，具体为二级单位综合应急救援队伍和区域消防队进行应对，必要时向油田公司求援，调集油田公司级应急救援队伍；初判发生Ⅰ级突发环境事件时，30分钟内向突发环境事件应急办公室初报，启动油田公司突发事件应急响应程序，启动油田公司级专业工作组、综合工作组、专业应急救援队伍。

建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足建设项目的要求。本工程为改扩建工程，目前第五采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第五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》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》、《蓄滞洪区人员、设备撤离预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案。其中总体预案适用于自然灾害、事故灾难、公共卫生、社会安全四类突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、风险分析与应急能力评估、预防与预警、应急响应与保障等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控的作用；《环境突发事件专项预案》中不仅包含了风险分析与事件分级、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等内容；《输油系统突发事件专项预案》中根据自然灾害、人为破坏、人为操作失误和设备缺陷等原因，在生产、使用、贮存、运输和油气处置工艺过程中易出现原油、天然气等危化品泄漏现象确定突发事件类型，主要涵盖4类风险：①油气等生产过程中输送物料管线发生泄漏。②产品储存区等出现泄漏事故。③作业环境由于设备、管道、阀门、法兰等容器使用、腐蚀、损伤或密封圈损坏等原因，出现泄漏。④装卸过程中，由于泵、法兰、管道、密闭等处发生泄漏或者由于装料过满、受热膨胀等发生泄漏。针对这四种风险，该《应急预案进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与保障内容确定以及油气集输突发事件的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。总体上看，第五采油厂应急预案涵盖了环境突发事件、井喷、油气泄漏、输油系统突发事件等事故情况，依托合理，现有应急预案依托可行。但建议建设单位加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。上述制定的事故应急预案，已报当地政府备案，并定期进行演练。

通过分析，工程在发生事故状态下可依托已经制定了相关应急预案及相关应急资源。不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，定期进行地企联动应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

5.6.5.1 确定危害和风险

本项目潜在的环境风险事故是泄露、火灾和爆炸。

通过正确地判别和评价本项目潜在的环境风险事故，制定相应的应急措施，可将风险和影响降到合理实际并尽可能低的水平，最大程度地保护人、环境和财产不受或少受影响。

5.6.5.2 应急预案基本内容

针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应急预案，以处理突发事件，降低风险，并与当地政府应急预案衔接，报当地政府备案。本工程位于已建区块内，可以纳入第五采油厂油田原有应急体系内，不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，发生事故必要时可直接向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

(1) 依托大庆油田公司监测机构建立事故应急监测机制，及时进行事故环境影响监测。

(2) 环境监测内容

本项目发生污染事故时，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、植被）和大气环境的影响，应急监测主要是这几方面的内容。

①生态方面：对事故现场及周围区域的植物、土壤进行危害监测，并在事故后不定期的对生态环境的恢复状况进行监测。

②大气环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行大气监测。

③水环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）所影响的地表水环境和地下水环境进行监测。

④土壤环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行土壤监测。

⑤负责单位要根据监测结果编制事故污染报告，确定事故影响范围，为制定治理措施提供依据。

5.6.5.3 应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司第五采油厂编制了《环境突发事件专项应急预案》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信

息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。

应急预案制定完毕后，大庆油田有限责任公司第五采油厂各油矿平均每月开展一次应急预案的宣传教育及应急演练，保证每一个工作人员都熟悉预案的内容，熟练应急措施，检查预案的有效性和符合性，对存在的不足及时修正。

5.6.5.3 应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司第五采油厂已在大庆油田有限责任公司备案登记，由大庆油田有限责任公司向市政府有关部门及集团公司申请备案。大庆油田有限责任公司第五采油厂已备案登记《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》、《蓄滞洪区人员、设备撤离预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，发生事故时，多个应急预案联动响应。同时，企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、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，详见下表。

表 5.6-2 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
大庆市大同区环境保护局	0459-4688656
大庆市应急管理局	0459-6377119
大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
大庆油田总医院	0459-5886408
大庆市气象站	0459-8151030
大庆油田有限责任公司第五采油厂环保部	0459-4596962

5.6.6 分析结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄露、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容

并定期演习，避免重大污染事故的发生。

表 5.6-4 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	太北开发区老区补充及注采系统调整产能建设工程				
建设地点	黑龙江省	大庆市	大同区	大通镇及高台子镇	() 园区
地理坐标	经度	124°47'34.8"~ 124°53'24.9"	纬度	46°3'7.776"~ 46°10'59.808"	
主要危险物质及分布	原油、天然气；井场、集输管道、阀组间、转油站等				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	<p>大气环境：天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可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。</p> <p>地表水环境：如果事故状态下一旦发生井喷时，原油外泄，一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体。</p> <p>地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油水井管线、设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能渗透到含水层中，造成地下水环境污染。在注水过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。</p> <p>土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。</p> <p>生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。</p>				
风险防范措施要求	<p>场站、管线泄漏的主要预防和处理措施：</p> <p>(1) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如采取耐腐蚀管线进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；</p> <p>(2) 加强应急预案和紧急切断等措施，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；</p> <p>井下作业事故风险防范措施</p> <p>(1) 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；</p>				

	(2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污水收集设施；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；
<p>填表说明（列出项目相关信息及评价说明）</p> <p>项目相关信息：项目相关信息：管道内最大油量 58.68t，天然气 1.8t。</p> <p>本项目危险物质数量与临界量的比值 Q 为原油与天然气的和 $0.203472 < 1$，环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析。</p> <p>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、地表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。</p>	

5.7 地表水环境影响评价

项目区域地表水体有民荣泡及西部排水干渠。

民荣泡位于太 52-斜 41 西侧 110m，西部排水干渠位于太 62-斜 56 北侧 325m。

施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是钻井污水、试压废水以及生活污水，污染因子主要为石油类、COD、氨氮。

运营期产生的废水主要为作业废水、洗井污水、油田采出液中分离的含油污水，污染因子为石油类。

5.7.1 正常工况下地表水环境影响分析

正常工况下，项目施工期产生的钻井废水排入井场泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理；管线试压废水由罐车拉运至太一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排；施工人员生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整。运行期油田采出水进入太一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层；作业污水及洗井污水通过罐车回收后送太一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。综上所述，本项目废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，因此，正常工况下对区域内地表水体几乎不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则地表水》(HJ2.3-2018)中 8.1.2，水污染影响型为三级 B 评价，主要评价内容包括：水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价，及依托污水

处理站的环境可行性评价。

(1) 地表水环境保护措施有效性

在油田生产建设及运营过程中，加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施切实落实。

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体、湿地，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中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，全部及时回收；距离地表水体较近的太 52-斜 41 井场、太 50-斜 42 井场等井场设置护坡，护坡高度应高出水泡最高水位 50~80cm，将事故产生的污油污水截留在井场内。

②集油管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

③在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业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；

④定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为 2 次/天，雨季等特殊天气增加巡检次数；

⑤确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理。避免对周围地表水环境产生大面积污染。

综上所述，正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，对周围环境不会产生不良影响。

(2) 依托污水处理站的环境可行性

①污水站处理工艺及处理能力可行性分析

本项目 31 口油井采出水依托太一联合油污水处理站处理，站内主要工艺为“两级沉降+两级过滤”，设计出水水质指标为“8、3、2”，设计污水处理量为 15000m³/d。目前实际污水处理量为 8000m³/d，本项目新钻油井单井最大采出水量为 10t/d，长关井单井最大采出水量为 18.4t/d，新增污水后处理量为 8410.8m³/d，负荷率为 56.1%，满足开发需求。

②污水站处理达标后回注的环境可行性分析

根据现场调查，项目所属区域注水井回注层位与油井开采层位相同，属于回注到现役油气藏层位。

本次委托大庆中环评价检测有限公司于 2021 年 6 月 7 日~8 日对太一联合油污水处理站出水水质进行监测，处理后水质为含油量 4.64~5.17mg/L、悬浮固体为 1~3mg/L，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≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L、粒径中值≤2μm”标准，处理后污水回注油层，符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中相关要求。

5.7.1 非正常工况下地表水环境影响分析

非正常工况下对地表水体构成污染的污染源主要为作业污水及洗井污水地表径流可能携带部分落地油进入水环境。根据前述工程分析可知：

（1）油井作业过程中使用作业污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置对作业污水进行回收。油井作业时泄漏出的污油污水限定在井场范围内，通过带有自吸泵的污油污水回收装置将泄漏出的污油污水回收处理，不进入外环境。

（2）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，距离地表水体较近油井井场四周设置围堰，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。

（3）本工程对落地油采取了及时回收措施，回收率 100%，并禁止在雨季进行油井作业，因此，地表径流不会对地表水体产生影响。

综上，非正常工况下，通过上述的相应措施，项目对地表水体不会产生影响。

5.7.1 地表水环境影响评价结论

本项目的开发建设在正常工况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境不会产生不良影响。在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响。因此，建议企业加强管理，事故发生时及时采取防治措施，避免对周围水体产生影响。

5.8 土壤环境影响预测与评价

5.8.1 施工期土壤环境影响分析

（1）管线建设对土壤的影响

本工程新建集油掺水管道Φ60×3.5~24.41km，新建单井支线Φ76×6-3.990km，Φ60×5-10.472km，管线建设时施工人员将会对管沟开挖上方的地表植被进行清理，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。施工结束后对施工地地表植被进行恢复，可有效减轻管线建设过程中对土壤环境的影响。

(2) 道路建设对土壤的影响

本工程新建通井路共计4.92km，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。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。

(3) 井场建设对土壤的影响

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。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，通过对施工地地表植被的恢复，水土流失将得到有效控制，水土流失量较小。

5.8.2 运营期土壤环境影响预测与分析

5.8.2.1 土壤污染途径

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油、含油污水。

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，根据本次评价中现有井场土壤监测结果可知，采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。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。

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。

5.8.3 土壤环境影响类比分析

(1) 土壤预测评价范围、预测时段和预测情景设置

土壤预测评价范围与调查评价范围一致。评价时段运营期。按项目正常状态情形为预测情景。

(2) 预测评价因子

评价因子为石油烃。

(3) 预测评价方法及结果分析

本次评价采用类比分析法，对项目运营过程中对土壤环境产生的影响进行定性分析。

(4) 预测评价方法及结果分析

本次土壤评价通过类比本项目区块内周边已建的油井环评阶段与验收阶段监测数据对比情况，来判定本项目拟建油水井对区域内土壤的影响。

大庆油田有限责任公司第五采油厂《太北扩边井产能建设工程环境影响报告书》于2016年8月3日取得了环评批复，批复文号为庆环审[2016]211号，并于2019年6月完成自主验收。该项目建设和运营过程中，采取的土壤环保措施与本项目一致，且与本项目所属区域生态环境基本一致，与本项目位于同一区块，该项目施工阶段临时占用了部分耕地，在施工过程中机械设备的碾压，施工人员的践踏等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上项目施工时翻动土体，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。根据验收调查报告，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。

本次类比分析引用大庆油田有限责任公司第五采油厂《太北扩边井产能建设工程》中已建井场内、井口外10m处、井口外20m处、井口外30m处、井口外50m处共5个土壤监测点位，监测深度0~20cm，该项目验收阶段监测数据分析见表5.8-3。

表 5.8-3 类比项目土壤验收阶段与环评阶段监测数据对比 单位：mg/kg

监测点位		监测因子	监测结果 (mg/kg)	风险筛选值 (建设用地 2 类)
太 20-34 井场	井场内	石油烃	29.8	4500
	井口外 10m 处		26.5	
	井口外 20m 处		27.6	
	井口外 30m 处		21.5	
	井口外 50m 处		22.6	

根据监测结果，该项目建设完成后，运行期井场永久占地内特征污染物石油烃的监测数值与占地外石油烃的监测数值差别不大，且均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准要求，土壤类比项目的验收意见见附件5。以上分析说明企业在项目实施之后较好的落实污染防治措施，油田开

发对土壤环境影响较小。

5.8.4 评价结论

综上所述，本项目在施工期及运营期采取上述相关防治措施后，项目的开发建设对区域土壤环境影响较小。本项目土壤环境影响评价自查表见附表 3。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 污染防治措施

6.1.1 大气污染防治措施

6.1.1.1 施工期

本项目钻井及地面工程的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来源于钻井施工柴油机烟气和施工活动引起的扬尘。

(1) 柴油机烟气及机械尾气

①采用节能环保型柴油动力设备，减少污染物排放对环境空气的影响，柴油发电机烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值；

- ② 钻井发电机和钻井柴油机采用符合《普通柴油》（GB252-2011）的柴油；
- ③ 加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；
- ④ 严禁在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

(2) 施工扬尘污染防治措施

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

②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，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措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

④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。

6.1.1.2 运行期

本工程运行期的大气污染主要来自运营过程中产液集输及依托场站处理过程无组织挥发的烃类气体、依托场站加热装置燃烧烟气。

（1）挥发性有机物污染防治措施

①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄露；

②井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；

③加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

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，加强设备设施的日常管理，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，确保井场排放的非甲烷总烃满足《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；依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值及《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求（依托场站 2023 年 1 月 1 日前厂界执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值，2023 年 1 月 1 日起边界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求），场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；

⑦建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与修复，对易泄漏环节制定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。

（2）加热装置燃烧烟气

本项目依托的转油站加热装置燃料均采用清洁能源（天然气），产生的烟气经高于 8m 高的烟囱排放（太北三转油站烟囱高 10m，太北四转油站烟囱高 18m，太北五转油站烟囱高 15m，太北七转油站烟囱高 10m，太北八转油站烟囱高 25m），能够达到《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中燃气锅炉标准限值要求（颗粒物 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 400\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 100\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）。

以上措施可从源头降低废气产生，技术可行，通过采取以上措施，可以将项目建设对大气环境的影响减小到最小程度，使其对周围大气环境的影响大大降低，保持在环境可接受的范围之内。

6.1.2 水污染防治措施及其可行性论证

6.1.2.1 施工期废水处理措施及其可行性论证

(1) 施工人员生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整；

(2) 施工期钻井废水排入井场泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理。该站处理能力为 $900\text{m}^3/\text{d}$ ，主要采取均质、脱稳、压滤等工艺，可实现废弃钻井液的均质、破胶脱稳、固液分离和水处理，产出物为泥饼和水，处理后的水进入污水处理系统回注地下，产生的泥饼达标后进行综合利用，该装置目前负荷率为 36.7%。本工程钻井施工期间，钻井废水及钻井泥浆最大产生量约为 $89.4\text{m}^3/\text{d}$ ，工程施工期间该装置负荷率约为 46.6%，能满足本工程需要。

(3) 管线试压废水由罐车拉运至太一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排；

6.1.2.2 运营期废水处理措施及其可行性论证

(1) 运行期废水处理措施

运营期油井采出液分离出的含油污水由管线输送至太一联合油污水处理站处理，作业污水及洗井污水由罐车拉运至太一联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

(2) 处理工艺可行性分析

本项目依托太一联合油污水处理站，该站采用“两级沉降+两级过滤”，污水首先进入自然沉降除油罐，沉降处理后浮于上层的污油由收油泵回收，下层的污水进入混凝除油罐进行二次除油处理，加入混凝剂充分混合后，上层污油由收油泵回收，下层污水进入两级压力过滤罐进行深度压滤处理，设计出水水质指标为“8、3、2”。

(3) 处理工艺达标可行性分析

太一联合油污水处理站设计出水指标为《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”。本次委托大庆中环评价检测有限公司于 2020 年 6 月 7 日~8 日对太一联合油污水

处理站出水水质进行监测，处理后水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求，工艺可行。

（4）处理规模的可行性分析

太一联合油污水处理站设计污水处理量为 15000m³/d。目前实际污水处理量为 8000m³/d，本项目新钻油井单井最大采出水量为 10t/d，长关井单井最大采出水量为 18.4t/d，新增污水后处理量为 8410.8m³/d，负荷率为 56.1%。因此，从规模上本项目依托可行。

6.1.2.3 地表水污染防治措施

（1）施工期地表水保护措施

①合理规划：施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；施工运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

②施工期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将生活污水直接排放。

③宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工。

通过采取以上措施，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

（2）运营期地表水保护措施

在油田生产建设及运营过程中，必须加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实，运营期还应做到如下要求：

（1）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；

（2）定期巡检（巡检次数为 1 次/d），设有专职人员对油井、管线及阀门进行检查，确保各部分的使用性能，防止原油泄漏对周围造成污染；

（3）油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；

（4）确保第五采油厂财务资产库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染。

在正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，措施技术可行，对周围环境不会产生不良影响。

6.1.2.4 地下水污染防治措施

(1) 源头控制措施

- ①施工期加强对钻井泥浆的回收处理工作，消除对地下水的污染隐患；
- ②将使用双层套管技术纳入清洁生产，使表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；
- ③定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；
- ④油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%。
- ⑤ 管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。
- ⑥管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。站内埋地不保温管道外防腐采用沥青防腐胶带特加强级，带宽不小于 150mm，防腐层厚度不小于 3.2mm。
- ⑦管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm。
- ⑧运行期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。
- ⑨巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。

(2) 分区防渗措施

项目分区防渗具体见表 6.1-1，施工期分区防渗图见附图 14，运营期分区防渗图见附图 15。

表 6.3-2 项目污染防渗区划分

项目	类别	项目涉及区域	防渗措施	防渗要求
施工期	重点防渗区	柴油罐区、钻井液罐区、发电机房、钢制泥浆槽、钻井泵、钻台	采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
	一般防渗区	钻井液材料房、其他材料房、临时旱厕	采用 1.5m 厚黏土防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求

	简单防渗区	施工井场其他区域	采用地面碾压平整	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求
运营期	重点防渗区	集油掺水管线、注水管线	采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接。	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 防渗技术要求。
	简单防渗区	井场	采用地面夯实碾压平整进行防渗	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求

(3) 地下水环境跟踪监测

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，结合《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017)制定本项目运行期监测计划，同时在当地对监测结果进行信息公开，每年公开一次。

项目区域潜水流向为从东北向西南，根据项目工程的分布情况，在上游的设 1 个潜水背景监测点，在建设项目区域及区域下游设 2 个潜水跟踪监测点，具体设置情况见表 6.1-2。地下水跟踪监测布点图附图 16。

表 6.3-1 地下水环境监测计划表

点位	功能	监测因子	坐标	位置	监测层位	监测频次
长岗子村 张家水井	背景监测点	pH、挥发 酚、石油 类	124.86723, 46.18580	太 14-39 东北侧 1000m	潜水	1 次/年
长发村赵 家水井	跟踪监测点		124.85246, 46.09875	太 49-53 西北侧 245m	潜水	
肖家窝棚 王家水井	跟踪监测点		124.86322, 46.04796	太 69-65 西南侧 1145m	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，作业过程中产生的油污污水可以有效进行回收，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。

6.1.3 噪声污染控制措施

6.1.3.1 施工期

- (1) 合理安排施工时间。尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工。
- (2) 合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。
- (3) 降低设备噪声。选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常

运行产生的高噪声。

(4) 运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。

(5) 加强对施工人员的培训及责任教育，做好施工机械和运输车辆的调度和交通疏导工作，运输车辆选择避开居民区的路线，限制车速，禁止鸣笛，降低交通噪声；

通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求，不会对声环境产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.1.3.2 运行期

(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、隔声等降噪措施；

(3) 注意对设备的维护保养，尤其加强村屯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。

通过采取以上措施后，能够确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求，不会对周围声环境产生较大影响，运行期噪声治理措施可行。

6.1.4 固体废弃物控制措施

6.1.4.1 施工期

(1) 废钻井液、钻井岩屑、废射孔液等废弃物暂存于井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理；

(2) 膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、废防渗布、施工废料经由施工单位统一收集后拉运至第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理；

(3) 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。

6.1.4.2 运行期

(1) 本工程产生的落地油及清淤油泥（砂）属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 071-001-08，集中送往第五采油厂杏五二含油污泥处理站处理，处理后的脱油泥满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB 23/ T1413-2010）要求，用作垫井场及通井路；含油废防渗布属于危险废物，危险废物类别为 HW49 其他废物，代码为 900-041-49，经收集后委托有资质单位处理。

(2) 油水井作业结束后及时清理井场，对施工范围内的油污及泥土（HW08/071-001-08）收集清理送第五采油厂杏五二含油污泥处理站进行处理。

(3) 在井场作业现场管理中, 严格落实作业前后环保交接制度, 作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则, 确保无污染作业率达到 100%。

(4) 本工程产生的危险废物不进行暂存, 及时进行收集运输工作, 严格执行《危险废物转移联单管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒、泄露。

6.1.5 生态保护措施

6.1.5.1 施工期

(1) 钻井施工应编制施工预案, 科学安排作业, 最大限度减少钻机搬迁等对植被的碾压和破坏;

(2) 充分利用现有道路, 尽量不再开辟新的临时进井通道;

(3) 搬运钻井设备利用现有公路、小路, 执行“无捷径”原则, 认真确定车辆行驶路线, 不在道路、井场以外的地方行驶和作业, 禁止碾压和破坏地表植被;

(4) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定, 严格控制施工作业面积, 以减少地表植被破坏;

(5) 钻井施工尽可能选在冬季, 以最大限度降低对地表植被的影响;

(6) 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;

(7) 钻井施工过程中, 应尽量减少占地面积, 并规范行车路线及施工人员行为, 严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被, 不准乱挖、乱采植物;

(8) 加强井场管理及设备养护, 井场铺设防渗布, 防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏, 如发生跑冒滴漏, 及时处理;

(9) 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;

(10) 恢复土地生产能力, 提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源, 不打乱土层, 先挖表土层(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;

(11) 施工结束后施工营地进行搬迁, 料场做到工完、料净、场地清。井场临时防渗旱厕进行清理卫生填埋, 按照先填心、底土, 后平覆表土, 柴油罐区的防渗材料及围堰与柴油罐一同拆除, 临时占地草地平整, 耕地等质等量复耕; 施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物, 严禁随意倾倒;

(12) 埋设管线时, 根据管径的大小做到尽量窄控, 采取平埋方式(不起土坝)进行, 以便尽快恢复植被;

(13) 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；

(14) 本工程占用的耕地，占用单位按照相关规定缴纳复垦费和补偿费，专款用于复垦；将所占土地进行表土剥离，剥离的表土用于被损毁土地的复垦；

(15) 管道施工尽量缩小占地面积，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路；

(16) 管沟挖、填方作业应尽量作到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土；

(17) 管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实；

(18) 管道穿越耕地区，主体工程设计中要求施工结束后进行复垦，以恢复原有土地生产力；

(19) 井场建设完成后，对井场周围由于施工产生的植被损坏进行恢复；

(20) 管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被；

(21) 对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，防止污染土壤；

(22) 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；

(23) 施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对永久占用 4.3415hm² 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 49.822hm² 临时占地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地及草地。恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

本工程应在施工完毕后进行生态影响减缓及恢复措施，具体见表 6.1-1。典型生态保护措施平面布置示意图见附图 17。

表 5.5-1 生态影响减缓及恢复措施

序号	项目	占地类型	恢复措施	实施时间	实施单位
1	永久占地	耕地及草地	将表层土剥离进行其他土地改良，占地后按照占一补一原则缴纳补偿费用，补偿永久占地 4.3415hm ² 。	施工完毕后 1 年内	大庆油田有限责任公司第五采油厂
2	临时占地	耕地及草地	恢复临时占地 49.822hm ² ，分层开挖，分层回填，并通过生态植被恢复措施可逐年恢复原有植被水平		

6.1.5.2 运行期

本工程由于井场、场站、管线等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施：

(1) 严格控制油井作业占地，普通井下作业不新征临时占地；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。

(2) 油水井作业过程中缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响；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”。

(3) 油水井作业要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。油水井作业结束后，应针对作业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。

(4) 油水井作业避免在大风天施工。作业时在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境。

(5) 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”，作业后无落地油遗留井场。

(6) 回收落地油时，减少土壤的剥离量。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。

(7) 运行期各种车辆应在已修建的道路上行驶，不得随意行驶。

本项目通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态环境的破坏得到有效控制，不会对区域生态环境产生较大影响，生态保护措施可行。

6.1.5.3 水土流失保护措施

(1) 工程防治措施

1) 井场

井场予以平整、压实，以免发生水土流失。对于建设开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理利用。

2) 道路

利用现有公路和已有便道行车，不新建道路，避免造成新的裸露地表；执行“无捷径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。生产期及时作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证各类设施的泄洪能力。

3) 管线

管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。项目区低洼地段，降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工，以防洪水冲毁工程、机械，造成不必要的损失。

4) 生物防治措施

本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况，做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，保护当地出现退化现象的草原生态系统，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势，尽量改善当地的生态环境。

(2) 管理措施

因地制宜选择施工季节，尽量避开植被生长季节、农作物耕种季节，减少损失，同时避开大风及强降水季节。施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆、重型机械设备作业范围，以及施工人员的活动范围，由专人负责管理，减少施工作业对周围土壤和植被的破坏范围和程度。

严禁在大风天气下运输及装卸施工散料等。在便道出入口，树立保护耕地的警示牌，以提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

6.1.5.4 防沙治沙保护措施

由于本项目部分建设内容在大同区大同镇防沙治沙区域内，经调查，本工程开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地和草地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

(1) 做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

(2) 管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

(3) 在施工活动结束后，要立即对施工现场进行回填平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

(4) 施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

(5) 施工作业避免在大风天施工。

(6) 路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

6.1.5.5 植被恢复措施

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) 耕地复垦补偿

本项目将临时占用耕地面积 30.897hm²，即需要复垦的耕地面积。由于在征地费用中已经体现了后期的复垦费用，施工结束后将由农民自行复垦，故不再计算复垦补偿费用。

根据对当地乡镇政府调查，本区域耕地虽然面积较小，但仍有 5~10% 的机动农田可

以调剂，按“占一开一，占补平衡”的原则，油田开发占用的耕地可从机动耕地中进行补充，保证区域内耕地总数不降低。

(3) 草地修复补偿

项目占用草地主要以盐碱草甸为主，生长条件较为恶劣，难于自然恢复，因此油田开发临时占用盐碱草地恢复时，加强管护，增加草的成活率，使区域草地尽快恢复原有景观。

6.1.5.66 湿地环境保护措施

按照《湿地保护管理规定》（2018年1月1日）和《黑龙江省湿地保护条例》（2016年1月1日）规定，对占用的湿地应采取以下保护措施：

(1) 施工时剥离湿地表土，将适合湿地植物生长的原有表土单独堆放，施工结束后运回原位，并按原有植被进行人工种植恢复。

(2) 对于永久占用的湿地在占用的湿地由建设单位统一进行等质等量恢复，保证湿地面积不减少。

(3) 加强宣传国家及地方有关湿地保护相关规定，提高本项目相关工作人员的湿地保护意识等措施。

(4) 建设单位应当按照“先补后占、占补平衡”的原则，经省林业行政主管部门审核同意后依法办理相关手续。

(5) 建设单位应当制定生态保护和污染防治方案，保护湿地景观资源和自然生态环境。

(6) 建设项目的建筑物或者构筑物，应当采用节能环保材料和设施，并与自然生态环境相协调。建设活动结束后，应当及时清理场地，恢复原貌。因工程建设等造成重要湿地生态特征退化的，项目建设单位限期恢复。

(7) 临时占用湿地的，应当经湿地主管部门或者湿地管理机构同意。占用单位应当提出湿地临时占用方案，明确湿地占用范围、期限、用途、相应的保护措施以及使用期满后的恢复措施等。临时占用湿地期限最长不得超过二年。临时占用期限届满后，占用单位应当按照湿地临时占用方案恢复湿地原状。

6.1.6 环境风险防范措施

本工程的环境风险主要为钻井期可能发生的井喷，套损、井漏、柴油罐区的泄漏以及火灾、爆炸等风险，运行期集油管道和场站原油的泄露。本报告内指出了井控主要措施、防火、防爆、防泄漏措施、井下作业事故风险防范措施、管线泄漏的预防和处理措施、套

损风险防范措施，设置事故应急救援预案与联动，由负责单位定期开展演练，并保存演练记录。

6.1.6.1 施工期

(1) 在施工过程中，加强监理，建议增设环保监理人员，确保环保措施落实到位。

(2) 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。

(3) 使用地下水保护双层套管，以确保该区地下水不受污染，表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

(4) 保证固井质量，严防“油水窜层”等钻井事故的发生。

(5) 钻井时安装防喷器，防止井喷事故的发生。

(6) 钻井泥浆性能符合钻井设计要求，特别是钻井泥浆密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井泥浆，使其性能稳定，进出口密度差不超过 $0.02\text{g}/\text{cm}^3$ 。

(7) 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；

(8) 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；

(9) 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；

(10) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；

(11) 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；

(12) 进行水压试验，排除焊缝和母材的缺陷，增加管道的安全性。

6.1.6.2 运行期

(1) 工程投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因操作失误导致事故发生；

(2) 制定应急操作规程，在规程中应说明发生井喷、管道泄漏、火灾爆炸和场站泄漏事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，减少事故的影响。另外还应说明与管道操作人员有关的安全问题；

(3) 日常监督、隐患整改、事故发生、操作失误等各项安全行为应建立档案；

(4) 生产部门和环保部门建立安全环保管理工作考核细则，实行量化考核；

(5) 严格岗位责任制，定期对工人进行安全和环境保护意识教育；

(6) 对事故应急预案进行补充完善，使其更加合理有效；

(7) 加强对工程附近居民的宣传教育，减少、避免第三方破坏事故；

(8) 加强油田保卫工作，保证油田各种生产设施安全运行，杜绝安全、环保事故的发生；

(9) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管线腐蚀情况定期检测，及时维修或更新；

(10) 确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，防止污油污水扩散。

由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.1.7 土壤保护措施

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

(1) 源头控制措施

井场控制措施。油田开发过程中，井下作业应配备泄油器、刮油器等，试采原油及含油污水要求全部进罐，按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，落地原油回收率应达到 100%。

管线控制措施。在管线的路由选择中，应尽量沿道路进行铺设，同时还采用管线保温措施；管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统。

设备控制措施。在设备等污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

(2) 过程控制措施

对集输管线、注水管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用玻璃钢外防腐钢制管道，以延长埋地管道使用寿命；井场采取简单防渗，进行地面压实处理。同时企业在管理方面严加管理，并采取相应的防渗措施可有效防止管线和站场贮存设施发生含油污水及原油泄漏事故造成对区域土壤环境的污染。

(3) 末端控制措施

主要包括油井场、注水井井场污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；末端控制采取分区防渗原则。

(4) 应急响应措施

包括一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤、地下水污染，并使污染得到治理。

(5) 污染监控体系

为了及时了解项目场区及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南总则》（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，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。

根据土壤环境影响分析结果，定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开。根据项目分布情况、现状监测布点情况和土壤类型分布情况，布置土壤监测点位 2 个。跟踪监测计划见表 5.6-6，土壤跟踪监测布点图见附图 16。

表 5.8-4 土壤环境跟踪监测计划表

点位	位置	坐标	监测因子	监测频次
1	1#平台井场	124.87596, 46.09632	石油烃、pH	1 次/3 年
2	1#平台井场西南侧 60m 耕地	124.87505, 46.09566		

上述监测结果应按照相关规定及时建立数据档案，并定期向社会公开监测信息。如发现异常或发生事故，需加密监测频次，确定影响源位置，分析影响结果，并及时采取应急措施。

6.2 油田开发后期及闭井期环保措施

本工程闭井期另外单独履行环评手续。

6.3“三同时”项目一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表 6.3-1、6.3-2。

表 6.3-1 “三同时”项目一览表

防治内容		环保措施	验收标准
废气	施工期扬尘、	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	施工场界执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值
	柴油机燃烧烟气	使用产品质量达标的低标号柴油,采用节能环保型柴油动力设备,调节好柴油机运行工况	柴油燃烧烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》(中国第三、四阶段)(GB20891-2014)及 2020 修改单中第三阶段标准限值要求
	采油井场	管线和场站均采取密闭性良好的阀门等,确保密闭集输,加强对设备和管道的检查和维护	井场厂界执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值
	场站非甲烷总烃		2023 年 1 月 1 日前厂界执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值,2023 年 1 月 1 日起边界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)5.9 中规定要求),厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
	加热炉燃烧烟气	依托场站加热装置采用清洁能源天然气为燃料	燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)在用燃气锅炉标准
废水	施工人员生活污水	排入施工井场内临时设置的防渗旱厕,定期清掏外运堆肥处理,施工结束后进行卫生处理,场地进行平整	不外排
	钻井废水	排入井场泥浆槽中,及时拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理	不外排

	试压废水	由罐车拉运至太一联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”限制要求
	作业污水	由罐车拉运至太一联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排	
	洗井污水	由罐车拉运至太一联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排	
	油田采出水	进入太一联合油污水处理站处理后回注油层	
噪声	井场噪声	低噪声设备、基础减振	《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准限值：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）
固废	含油污泥、落地油	属于危险废物，集中收集，拉运至杏五二含油污泥处理站处理	执行《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010），处理后含油污泥含油量≤2%
	废钻井液、钻井岩屑、废射孔液	暂存于井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理	不外排
	施工废料	经收集后拉运至第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理	执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求
	施工废防渗布	经收集后拉运至第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理	
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	经收集后拉运至第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理	
	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	不外排
	含油防渗布	由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	不贮存，实行危险废物转移联单制度
生态恢复	对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 49.822hm ²	施工时分层开挖、分层堆放、分层回填，场地平整，不改变原有地势，不起垄，耕作层进行翻松。施工时留有影像资料，保留生态恢复前后的影像资料。当年	

		恢复原有地貌，3~5 年恢复原有农田产量。
	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 4.3415hm ² ，永久占地中湿地按照“先补后占、占补平衡”进行补偿，湿地经省林业行政主管部门审核同意后依法办理相关手续。永久占用草地、耕地按照规定进行经济补偿	按相关要求征地补偿
地下水防护	施工期分区防渗：柴油罐区、钻井液罐区、发电机房、钢制泥浆槽、钻井泵、钻台为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗，渗透系数为 1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s；钻井液材料房、其他材料房、临时旱厕为一般防渗，采用 1.5m 厚黏土防渗层，渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s；施工井场其他区域为简单防渗，采用地面碾压平整。	执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于分区防渗技术要求
	运营期分区防渗：集油掺水管线、注水管线为重点防渗，采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接；井场为简单防渗，采用地面夯实碾压平整进行防渗。	执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于分区防渗技术要求
	在上游的设 1 个潜水背景监测点，在建设项目区域及区域下游设 2 个潜水跟踪监测点，定期监测地下水水质，监测因子为 pH、挥发酚、石油类	挥发酚执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中环境质量标准基本项目标准限值
风险防控	运营期工作区域均铺设防渗布，防渗布边缘设置围堰；车辆采用密闭罐车，配备收油工具，场站定期进行应急演练。	
水土流失	合理选择施工季节，井场施工控制作业面积，管线施工回填平整、压实	
防沙治沙	对临时占用的耕地及草地进行植被恢复，植被恢复至原有覆盖率；对永久占地平整压实，路基边坡采取种草措施护坡固土	

表 6.3-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	污水回收装置等环保设施建成及运行情况,生态恢复、占地补偿等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划,包括物质配备、防范措施,应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
污染物达标排放监测	无组织排放烃类气体监测
	厂界噪声声达标排放监测
	事故时对大气,地下水、地表水、土壤等进行事故监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区域内的地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	该地区为水土流失重点治理区,应落实管道采用沟埋敷设,施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整,并压实;施工时要特别注意保护原始地表与天然植被,划定施工活动范围,严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围,所有车辆采用“一”字型作业法,避免并行开辟新路,以减少风蚀沙化活动的范围
	平整及恢复 49.822hm ² ; 补偿 4.3415hm ²
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

7 环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设,除对所在区域的经济发展起着促进作用外,也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析,对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本油田开发过程中,由于井场、管道铺设、道路建设等,需要占用一定面积土地,而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染,因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算,因此,我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

(1) 植被损失费

该项目损失主要为耕地的损失,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粮食损失如果以玉米计,玉米按 1500 元/吨计,则投产十年间损失 36.9 万元。

(2) 资源损失费

该项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失。油田投产 10 年间该项目将有 27.5t 烃类排入大气,每吨按 1529.7 元计,相当于损失 4.2 万元。

两项合计为 41.1 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计

环保工程名称	措施内容	工程量	环保投资 (万元)	
施 工 期	废气	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	0.1 万元/口井，共 50 口井	5
	废水	施工营地设置防渗旱厕	0.2 万元/新钻井场，共新钻 21 座井场	4.2
		试压废水由罐车拉运至太一联合油污水处理站处理	0.01 万元/m ³ ，试压废水共计 110.9m ³	1.1
	地下水污染防治	施工井场采取分区防渗措施	1 万元/新钻井场，共新钻 21 座井场	21
	固体废物	废钻井液、岩屑、钻井废水及废射孔液拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理中心处理	10 万元/口新钻井，共新钻 23 口油水井	230
		废包装袋、破损防渗布、施工废料拉运至第四采油厂杏北油田工业固废处置场处理	0.1 万元/吨，共计 7.985t	0.8
		生活垃圾	0.1 万元/吨，共计 1.82t	0.18
	生态	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 4.3415hm ²	根据 2021 年大庆市征地青苗补偿费标准，占地补偿按照 2 万元/hm ² 计	8.7
		对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 49.822hm ²	根据国家临时占地补偿标准，生态恢复费用按 1 万元/hm ² 计	50
	运 营 期	废水	作业污水及洗井污水由罐车拉运至太一联合油污水处理站处理	0.01 万元/m ³ ，共计 2932.7m ³ /a
固体废物		含油污泥、落地油拉运至杏五二含油污泥处理站处理	0.5 万元/吨，共计 1.612t/a	0.8
		含油防渗布由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	0.5 万元/吨，共计 6.2t/a	3.1
风险防范		配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	0.2 万元/井场，共 50 座井场	10
合计			364.18	

7.2.2 环境效益简要分析

项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施，大大降低了排入环境中污染物的数量，将取得一定的环境效益。

7.3 环境经济损益分析结论

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。

8 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-1997）的要求，在项目的建设期、运营期和退役期等 3 个阶段建立和实施 HSE 管理体系。建设期、运营期和退役期的 HSE 管理分别包括以下内容：

（1）建设期 HSE 管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运营期 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；

（3）退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

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运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，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

本工程环境管理工作由第五采油厂负责。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。由第五采油厂施工业务主管部门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。

8.1.2 规章制度

在项目运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、井场和场站管理、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道、场站。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危

害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油水井作业、集油管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

- (1) 最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- (2) 公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- (3) 制定和落实一岗一责制；
- (4) 加强生产技术及 HSE 教育和培训；

- (5) 做好现场审核和整改；
- (6) 奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

由第五采油厂安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HS 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由第五采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、场站事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处埋上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故能及时到位；

(5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场、场站建设及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运营期的环境监控主要是采油、井下作业和原油集输过程中的环境保护措施执行情况。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

8.2.5 本工程污染源排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

8.2-1 施工期污染物排放清单

污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	扬尘	颗粒物	/	排入大气	执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2中无组织排放监控浓度限值要求
	柴油机燃烧烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、HC、CO	690万 m ³	排入大气	执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》(中国第三、四阶段)(GB20891-2014)及2020修改单中第三阶段标准限值
废水	生活污水	COD、NH ₃ -N	115.2t	排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整	不外排
	钻井废水	COD、SS	575m ³	排入井场泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探	不外排

				运输二公司废弃泥浆 无害化处理中心处理	
	试压废水	SS	110.9m ³	由罐车拉运至太一联 含油污水处理站处理 达标后回注油层	执行《大庆油田地面 工程建设设计规定》 (Q/SYDQ0639- 2015)中“含油量≤ 8mg/L、悬浮固体含 量≤3mg/L、粒径中 值≤2μm”规定
固废	废钻井液	/	4899m ³	及时拉运至大庆钻探 运输二公司废弃泥浆 无害化处理中心处理	100%处置
	钻井岩屑	/	1725m ³		
	废射孔液	/	1000m ³		
	膨润土、纯 碱、重晶石 粉废包装袋	/	0.035t	统一送第四采油厂杏 北油田工业固废处置 场处理	100%处置
	废防渗布		1.15t		
	施工废料	/	2.37t		
	生活垃圾		1.82t	统一收集后拉运至大 庆市生活垃圾综合处 理厂处理	100%处置
噪声	机械噪声	噪声	60~ 105dB (A)	排入周围环境	执行《建筑施工场界 环境噪声排放标准》 (GB 12523-2011) 要求

本工程运行期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运行期污染物排放清单

种类	污染物 名称	主要污 染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	烃类气 体	非甲烷 总烃	27.5t/a	排入大气	井场厂界执行《大气污染物综合 排放标准》(GB16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值， 2023 年 1 月 1 日前场站厂界执行 《大气污染物综合排放标准》 (GB 16297-1996)表 2 中无组织 排放监控浓度限值，2023 年 1 月 1 日起场站边界执行《陆上石油 天然气开采工业大气污染物排放

					标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求），场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
	加热炉烟气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	183.69 万 m ³		符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉要求
废水	油田采出水	石油类	149942t/a	进入太一联合油污水处理站处理达标后回注油层	处理后的废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）要求，“含油量 ≤8mg/L、悬浮固体含量 ≤3mg/L、粒径中值 ≤2 μm”后，回注油层
	作业污水	石油类、悬浮物	652.7m ³ /a	罐车回收送太一联合油污水处理站处理达标后回注油层	
	洗井污水	石油类、悬浮物	2280m ³ /a		
固废	含油污泥	石油类	0.582t/a	拉运至杏五二含油污泥处理站处理	依托含油污泥处理站符合《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）要求
	落地油	石油类	1.03t/a		
	含油废防渗布	石油类	6.2t/a	送有资质单位处理	100%处置
噪声	采油井	噪声	65~80dB(A)	排入周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准

8.2.6 总量控制

目前，第五采油厂已取得排污许可证，该许可证已经包含本工程依托场站排放的加热炉废气污染物排放量。许可证编号为 91230607716675409L003Y。本工程依托 5 座转油站未新增加热炉，产生的污染总量在原有申请总量内，整体区域总量不增加。本工程新增非甲烷烃排放量 27.5t/a，建议按实际排放总量进行控制。

表 8.2-3 本工程污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量 (t/a)
1	颗粒物 (分担量)	0.0213
2	NO _x (分担量)	0.1655

3	SO ₂ (分担量)	0.0411
4	非甲烷总烃	27.5

8.2.7 施工期环境管理与监测计划

8.2.7.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

- (1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- (2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- (3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- (4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.2.7.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行包括环保知识、意识和能力的培训。其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法；国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.2.7.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。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。

8.2.8 运营期环境管理与监测计划

8.2.8.1 运营期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- (3) 落实环境管理制度；
- (4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；
- (5) 强化专业人员培训。

8.2.8.2 运营期环境监测计划

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。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、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表 8.2-4 工程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
1	井场噪声	连续等效 A 声级	油井井场永久占地外 1m	1 次/季
2	废气	非甲烷总烃	油井井场占地范围内及厂界	1 次/年
2	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地表水及地下水为事故地点周围区域。	事故发生 24 小时内

表 8.2-5 工程运行期周边环境质量影响监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	地下水	pH、挥发酚、石油类	区块上游长岗子村张家水井（124.86723，46.18580），区块内长发村赵家水井（124.85246，46.09875）、区块下游肖家窝棚王家水井（124.86322，46.04796）	1 次/年
2	土壤	石油烃、pH	1#平台井场、1#平台井场西南侧 60m 耕地	1 次/3 年

表 8.2-6 生态调查方案

序号	调查内容	调查方法	点位	监测频次
1	植被、湿地、耕地恢复情况	样方调查	临时占地内	1 次/年，直至恢复原有覆盖度

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

本项目基建油井 31 口，其中新钻井 19 口，长关井 12 口；基建水井 19 口，其中新钻井 4 口，转注井 15 口；站外集油系统采用双管掺水集油工艺和环状掺水集油工艺，新建单井集油掺水管道 24.41km；注水采用单干管多井配水方式，就近接入已建配水间，新建注水井口 19 套、配水阀组 19 套，新建注水管道 14.462km，并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 1.94×10^4 t/a。

9.2 产业政策符合性

本项目为石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2019 年）》，本项目属于鼓励类“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，因此，该项目建设符合国家的产业政策。

9.3 选址合理性结论

本项目共建设 50 口油水井，建设内容包括井场、集油管线、通井路、供配电等，施工区域周围敏感点主要为村屯、耕地（一般耕地）、草地（一般草地）和湿地（一般湿地），占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、永久基本农田、基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。本项目占用湿地应按照《黑龙江省湿地保护条例》规定的要求。占用湿地经省林业行政主管部门审核同意后依法办理相关手续。在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响，施工结束后对临时占用的工地及时恢复地表，进行经济补偿，由农户自行复耕。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），本项目部分井场、管线及道路位于大庆市大同区大同镇，属于市级水土流失重点治理区。本项目施工阶段采取井场予以平整、压实，以免发生水土流失；利用现有公路和已有便道行车，减少新建道路，避免造成

新的裸露地表，道路应在推平后加以机械碾压，做好原有植被恢复工作。采取以上措施后，本项目水土流失量较少，产生的影响较小。

本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽可能布设平台井，尽量避绕周围环境敏感目标，减少对耕地的占用，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为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、声环境影响和固体废物对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，工程建设实施后，通过采取相应的废气、废水、噪声、固体废物等污染控制措施，周围环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

本工程主要环境风险是油井套损、集输管线泄漏，对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境有潜在危害性。在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。同时，建设单位应加强突发环境污染事件中的汇报流程、处理过程，避免重大环境污染事故的发生。

因此，本项目选址合理。

9.4 环境质量现状评价结论

9.4.1 大气环境质量现状评价结论

根据《2020年大庆市生态环境状况公报》统计数据可知，项目所在区域属于环境空气质量达标。均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准要求。

9.4.2 地表水环境质量现状评价结论

监测时段民荣泡及西部排水干渠环境质量除COD、总磷超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准外，其余监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准限值要求，本项目特征因子石油类未检出，根据现场调查可知COD、总磷超标的主要原因为周边农业活动造成面源污染并随雨水汇入，加之自身净化能力较弱导致。

9.4.3 地下水环境质量现状评价结论

评价区域第四系孔隙潜水水质除锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-

2017) 中的 III 类标准要求。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高, 主要是由于评价区域地层中富含锰矿物, 还原条件下转化的 Mn^{2+} 在 CO_2 作用下溶入地下水中, 形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 HCO_3^- -Na+Ca 淡水。

评价区域内包气带中汞、砷均未检出, 且污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大, 评价区域内包气带未被污染。

9.4.4 声环境质量现状评价结论

项目区评价范围内各监测点昼间及夜间等效连续 A 声级均无超标现象, 达标率 100%, 本项目区域声环境质量满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值要求。

9.4.5 土壤现状评价结论

评价区域内土壤环境质量较好, 没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目) 中第二类用地筛选值标准, 以及表 2(其他项目) 中第二类用地筛选值标准; 评价范围内村屯土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目) 中第一类用地筛选值标准, 以及表 2(其他项目) 中第一类用地筛选值标准; 评价范围内草地、耕地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 表 1 农用地土壤风险筛选值(基本项目) 中标准。

9.4.6 生态环境现状评价结论

该项目所在地区已开发多年, 做为油田开发的老区, 自然生态系统现状为草地兼有耕地和林地生态系统, 属于人工制造的生态系统, 具有季节性。且由于油田施工作业对生态环境采取了较多的环境措施, 目前油田作业对生态系统影响较小。

9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.5.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期界外扬尘满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中无组织排放监控浓度限值; 施工期柴油发电机燃烧废气满足《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) 及 2020 修改单中第三阶段标准限值。

运营期挥发性有机物满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值，项目井场及依托场站厂界外非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16397-1996）中无组织排放控制浓度限值。

依托场站加热装置燃烧烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用燃气锅炉标准。

9.5.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程产生的种类废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

9.5.3 地下水境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防控措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

9.5.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

在采取选用低噪声设备，采用减振、消音、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，本工程施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，运行期井场噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求，对周围环境及环保目标影响很小。

9.5.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本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，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

9.5.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

该项目的井场、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

9.5.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。

9.5.8 环境风险分析可行性结论

本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的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和应急措施后，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。同时建设单位已建立了较为完善的应急预案，基本上能满足本工程发生突发性事件时应急的需要，环境风险可控。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

9.6 公众意见采纳情况

本项目首次环境影响评价信息公开之日为 2021 年 5 月 19 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=355>）。

征求意见稿公示日期为 2021 年 6 月 15 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=366>）；

报纸第一次公告日期为 2021 年 6 月 22 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2021 年 6 月 23 日（大庆油田报）；

现场张贴公示日期为 2021 年 6 月 15 日，公示地点为评价范围内村屯。

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

网络公示起到了应有的告知作用。在现场公示期间，对居民进行了必要的讲解和说明，让附近居民充分了解本项目的各项情况。选择了黑龙江环保技术服务网和《大庆油田报》进行公示，起到了网络和报纸传播较广，受众广泛的作用。在网上两次公示过程中、公示期间及问卷调查过程中没有接到任何人反映意见或建议的电话和邮件、传真等。

建设单位的公参调查结果表明，太北开发区老区补充及注采系统调整产能建设工程的建设周围民众是支持的。建设单位认真执行环保“三同时”制度，加强环境管理，使环境的负效应降至最低。并对周围环境的影响减至最小程度，达到公众对项目建设的环要求愿望。

9.7 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。因此本项目的建设从环境经济损益的角度分析是可行的。

9.8 环境管理与监测计划结论

工程投产运行后油田环境管理工作由第五采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、站场事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）和油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

9.9 综合评价结论

综上所述，太北开发区老区补充及注采系统调整产能建设工程符合国家产业政策和区域发展规划。油田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>	
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长<5km <input type="checkbox"/>	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input type="checkbox"/>	
	评价因子	基本污染物 (PM ₁₀ 、NO _x 、SO ₂ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (非甲烷总烃)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>	
	评价基准年	(2020) 年					
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标区 <input type="checkbox"/>		
污染源调查	调查内容	建设项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 建设项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
	预测范围	边长 ≥ 50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长 < 5km <input type="checkbox"/>	
	预测因子	预测因子				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>	
	正常排放短期浓度贡献值	C 建设项目最大占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>			C 建设项目最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 建设项目最大占标率 ≤ 10% <input type="checkbox"/>			C 建设项目最大占标率 > 10% <input type="checkbox"/>	
		二类区	C 建设项目最大占标率 ≤ 30% <input type="checkbox"/>			C 建设项目最大占标率 > 30% <input type="checkbox"/>	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		C 非正常占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>		C 非正常占标率 > 100% <input type="checkbox"/>	
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>			C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>		
区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>			K > -20% <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(非甲烷总烃)			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子：()			监测点位数 ()		无监测 <input type="checkbox"/>
环评结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>					
	大气防护距离	距 () 厂界最远 () m					
	污染源年排放量	NO _x : (0.1655) t/a	SO ₂ : (0.0411) t/a	颗粒物: (0.0213) t/a	NMHC: (27.5) t/a		

注：“□”为勾选项，填“√”；“()”为内容填写项

附表 2：建设项目环境风险评价自查表

工作内容		完成情况					
风险调查	危险物质	名称	原油	天然气	柴油		
		存在总量	58.68t	1.8t	40t		
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数___人		5km 范围内人口数___人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			___人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input type="checkbox"/>	
		地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input type="checkbox"/>	
			包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>	D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>	
物质及工艺系数危险性		Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>	1≤Q<10 <input type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input type="checkbox"/>	Q>100 <input type="checkbox"/>	
		M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>	
		P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>	
环境风险潜势		IV + <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input checked="" type="checkbox"/>	
评价等级		一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>	
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>			易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>		
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>		
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>	地表水 <input checked="" type="checkbox"/>		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		
事故情形分析		源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input checked="" type="checkbox"/>		
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围___m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围___m				
	地表水	最近敏感目标___，到达时间___h					
	地下水	下游厂区边界到达时间___d					
最近环境敏感目标___，到达时间___d							
重点风险防范措施		管道密闭输送、防腐、试压等，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施					
评价结论与建议		本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和土壤植被危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，“___”为内容填写项							

附表 3：建设项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注	
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>			土地利用类型图	
	占地规模	(4.3415) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	特征因子	石油烃				
	土壤环境影响评价项目类别	I 类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II 类 <input type="checkbox"/> ；III 类 <input type="checkbox"/> ；IV 类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级		一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性	-			同附录 C	
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	0-20cm	
		柱状样点数	5	0	0-50cm 50-150cm 150-300cm	
现状监测因子	47 项（包括建设用地土壤基本项目 45 项，其他项目石油烃及 pH 值）及农用地土壤监测项目（pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃）					
现状评价	评价因子	47 项（包括建设用地土壤基本项目 45 项，其他项目石油烃）及农用地土壤监测项目（pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃）				
	评价标准	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB 36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他 ()				
	现状评价结论	本项目永久占地内土壤及评价范围内村屯土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中的标准要求，评价范围内耕地、草地土壤满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 中的标准要求。				
影响预测	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ；附录 F <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论：a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（跟踪监测）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		2	石油烃、pH	3 年 1 次		
信息公开指标	监测点位和监测值					
评价结论		采取环评提出的措施，影响可接受				
注 1：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“()”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						
注 2：需要分别开展土壤环境影响评价工作的，分别填写自查表。						