

葡萄花油田葡斜 4352 及葡 4348 井区外扩
葡萄花油层产能建设地面工程项目
环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司第七采油厂

编制单位：河北奇正环境科技有限公司

编制日期：2023 年 11 月

目 录

1 概述.....	1
1.1 项目由来.....	1
1.2 项目特点.....	2
1.3 环境影响评价工作过程.....	4
1.4 分析判定相关情况.....	6
1.5 关注的主要环境问题及环境影响.....	29
1.6 环境影响评价主要结论.....	31
2 总则.....	33
2.1 评价目的.....	33
2.2 评价原则.....	33
2.3 编制依据.....	33
2.4 环境影响识别与评价因子筛选.....	36
2.5 评价标准.....	38
2.6 评价等级及评价范围.....	44
2.7 环境保护目标.....	56
3 建设项目工程分析.....	61
3.1 现有工程分析.....	61
3.2 建设项目概况.....	67
3.3 工程组成.....	68
3.4 开发方案.....	72
3.5 主要建设内容.....	74
3.6 场地布置及土地利用.....	85
3.7 施工方式.....	87
3.8 施工进度及时序.....	90
3.9 物料消耗.....	91
3.10 依托工程分析.....	91
3.11 建设项目工程分析.....	99
3.12 清洁生产分析.....	116
4 环境现状调查与评价.....	119
4.1 自然环境状况.....	119
4.2 环境保护目标调查.....	124
4.3 环境质量现状调查与评价.....	124
4.4 区域污染源调查.....	162
5 环境影响预测与评价.....	164
5.1 大气环境影响预测与评价.....	164
5.2 地表水环境影响评价.....	185
5.3 地下水环境影响预测与评价.....	187
5.4 声环境影响预测与评价.....	194

5.5 固体废物环境影响分析	197
5.6 生态环境影响评价	199
5.7 环境风险分析	204
5.8 土壤环境影响预测与评价	213
6 环境保护措施及其可行性论证	217
6.1 污染防治措施	217
6.2 油田开发后期及闭井期环保措施	236
6.3“三同时”项目一览表	236
7 环境影响经济损益分析	241
7.1 环境损失费估算	241
7.2 环保投资估算及环境效益分析	241
7.3 环境经济损益分析结论	243
8 环境管理与监测计划	244
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	244
8.2 环境监控	246
9 环境影响评价结论	252
9.1 建设项目概况	252
9.2 政策符合性结论	252
9.3 选址合理性结论	252
9.4 环境质量现状评价结论	253
9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论	254
9.6 公众意见采纳情况	256
9.7 环境经济损益分析结论	256
9.8 环境管理与监测计划结论	256
9.9 综合评价结论	257

附表

附表 1: 建设项目大气环境影响评价自查表	258
附表 2: 建设项目环境风险评价自查表	259
附表 3: 建设项目土壤环境影响评价自查表	260
附表 4: 地表水自查表	261
附表 5: 生态影响评价自查表	263
附表 6: 声环境影响评价自查表	264

附图

- 附图 1: 地理位置图
- 附图 2: 井位分布图
- 附图 3: 本项目与大庆市土地利用总体规划位置关系图
- 附图 4: 项目开发区块集输管网布置及本项目与太南油田区块位置关系示意图
- 附图 5: 本项目开发区域与水土保持重点治理区和重点预防区位置关系
- 附图 6: 本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系
- 附图 7: 本项目与黑龙江省大庆市环境管控单元位置关系

- 附图 8: 本项目各环境要素评价范围及保护目标分布图
- 附图 9: 拟建集油掺水管线、注水干线、通井路路由走向图
- 附图 10: 项目区域综合水文地质图
- 附图 11: 区域水文地质剖面图
- 附图 12: 本项目区域土壤类型分布图
- 附图 13: 环境质量现状监测点位图
- 附图 14: 区域潜水等水位线图
- 附图 15: 区域承压水等水位线图
- 附图 16: 本项目区域植被类型图
- 附图 17: 分区防渗图
- 附图 18: 地下水及土壤跟踪监测布点图
- 附图 19: 典型生态保护措施平面布置示意图
- 附图 20: 本项目与大庆市生态保护红线的位置关系
- 附图 21: 土地利用现状图
- 附图 22: 现场勘查照片

附件

- 附件 1: 企业投资项目备案承诺书
- 附件 2: 现有工程环评及验收批复
- 附件 3: 相关依托场站环评及验收情况
- 附件 4: 应急预案备案表
- 附件 5: 第七采油厂排污许可证
- 附件 6: 监测报告

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，且根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》要求，本土原油产量实现 3000 万吨规模，按照国家及地方的总体要求，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七采油厂决定在大庆市大同区八井子乡庆阳山村北侧实施葡萄花油田葡斜 4352 及葡 4348 井区外扩葡萄花油层产能建设地面工程项目。

本工程为老区增产项目，开发位于大庆油田有限责任公司第七采油厂太南油田区块。太南油田区块产能项目于 2013 年 12 月 17 日取得了环评批复，项目名称为《太南油田加密区块产能建设工程》，环评批复文号为庆环建字〔2013〕250 号，于 2019 年 10 月完成自主验收。本项目涉及的 19 口油水钻井工程已在《葡斜 4352 及葡 4348 井区外扩葡萄花油层开发区块钻井工程项目环境影响报告书》及《第七采油厂 2020 年油藏评价井钻井工程环境影响报告表》中进行了评价，项目分别于 2023 年 11 月 15 日及 2020 年 10 月 14 日由大庆市生态环境局进行了批复，批复文号分别为庆环审〔2023〕115 号及庆环承诺审〔2020〕66 号，其中《第七采油厂 2020 年油藏评价井钻井工程》中涉及本项目的 1 口井已施工完成，并于 2023 年 9 月完成自主验收，其余涉及本项目的 18 口油水井未进行钻井施工。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目位于大庆市大同区八井子乡，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”，且本项目位于水土流失重点治理区，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七采油厂委托河北奇正环境科技有限公司编制环境影响报告书。接受委托后，项目负责人对项目的建设方案进行了详细分析，并对拟基建井区域进行多次实地考察，并结合

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《葡萄花油田葡斜 4352 及葡 4348 井区外扩葡萄花油层产能建设地面工程项目环境影响报告书》。

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八井子乡庆阳山村北侧，项目新增占地面积 25.7165hm²，其中永久占地 1.0565hm²，临时占地 24.66hm²，占地类型均为耕地（非基本农田）。本项目所在区域范围内无国家公园、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、饮用水水源保护区、永久基本农田、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场，沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域分布，且不在生态红线范围内，区域内以耕地为主，项目周边分布有多个居住区。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目位于大庆市大同区八井子乡，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

本项目施工期包括基建油水井 19 口，其中油井 13 口，注水井 6 口，并配套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（太南 2 号转油站、葡北 11 号转油站）接纳集油阀组间来液，经油气分离、计量后进入脱水站（葡二联脱水站）。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（葡二联含油污水处理站）处理达标后输至注水站（太南 2 号注水站）回注油层，用于注水驱油。

1.2.3 项目建设存在的优势

本项目位于大庆市大同区八井子乡庆阳山村北侧，位于太南油田区块内，区块内建有较为完善的油、气、水、电、路、信等工程，项目建设均可就近搭接，大大减少项目工程量，从环保角度可控；同时项目周边分布有太南 2 号转油站、葡北 11 号转油站、太南 2 号注水站、葡二联合站等油田场站，项目建设可充分利用区块内已有场站的剩余生产能力，为大庆油田的可持续发展提供保障。

1.2.4 排污特点

1.2.4.1 施工期

(1) 本项目施工过程中产生的废水主要为生活污水、试压废水。生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理；管线试压废水由罐车拉运至葡二联合油污水处理站处理达标后回注油层。

(2) 本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、焊接烟尘。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；项目管道焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

(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。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；合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械；选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声；运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。

(4) 施工过程中产生的固体废物主要为施工废料、生活垃圾等。施工废料经收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至大庆龙清生物科技有限公司处理。

1.2.4.2 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，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，井场及依托场站排放的非甲烷总烃在厂界可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；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

8m 高烟囱高空排放，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，最终均进入葡二联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≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”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及修井机，抽油机电机、修井机等发声设备尽可能选用低噪声设备；对噪声值较高的设备采用相应的减振、隔声等降噪措施；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。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，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；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，确定葡萄花油田葡斜 4352 及葡 4348 井区外扩葡萄花油层产能建设地面工程项目环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

其次，在仔细研究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。

2022 年 12 月 10 日大庆油田有限责任公司第七采油厂委托河北奇正环境科技有限公司编制《葡萄花油田葡斜 4352 及葡 4348 井区外扩葡萄花油层产能建设地面工程项目环境影响报告书》，在本项目环境影响报告书编制过程及初稿完成后，建设单位依据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》及建设项目环境影响评价的相关规定开展项目的公众参与工作并单独出具环境影响评价公众参与说明。公众参与工作采用网络公示、报纸公示以及张贴公告相结合的方式。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 2022 年 12 月 12 日及 2023 年 1 月 6 日~1 月 19 日；并于 2023 年 2 月 10 日在黑龙江环保技术服务网公开发布平台进行葡萄花油田葡斜 4352 及葡 4348 井区外扩葡萄花油层产能建设地面工程项目环境影响报告书全本公示和项目公众参与说明全本公示。在公示期间建设单位及环评单位未收到相关反馈，建设单位承诺将加强企业环境管理，强化诚信意识，恪守环保信用，项目运行中主动公开环保信息，接受公众监督。

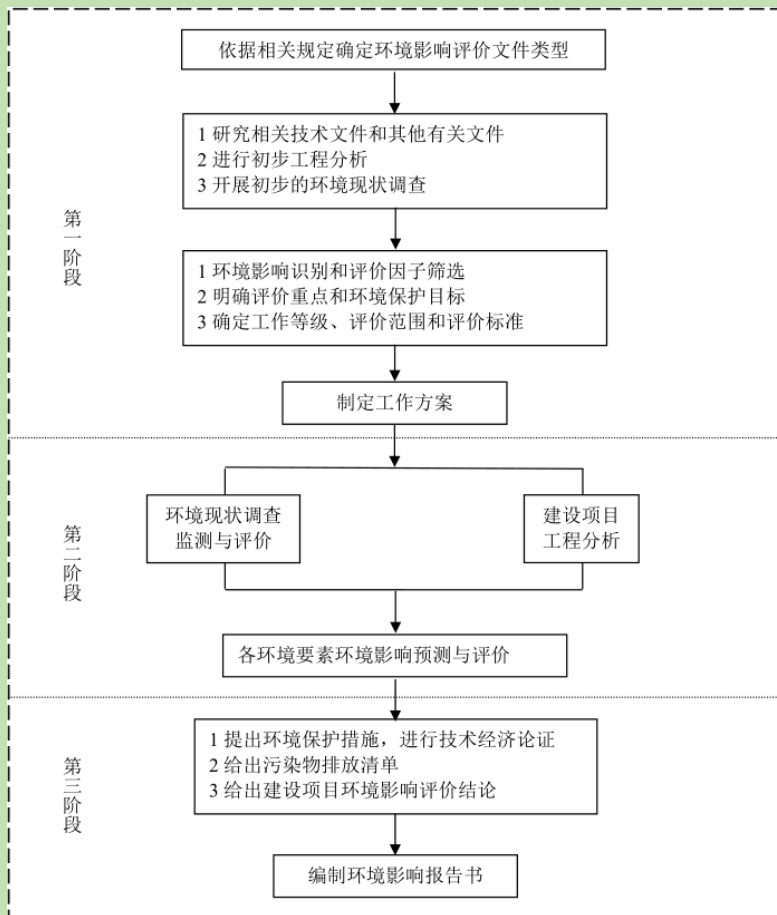


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

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）》（2021年修订），本项目属于鼓励类“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，因此，该项目建设符合国家的产业政策。

1.4.2 相关规划符合性分析

1.4.2.1 与《黑龙江省主体功能区划》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。

1.4.2.2 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。

本工程位于黑龙江省大庆市大同区境内，建成后永久占地面积为 1.0565hm²，临时占地面积为 24.66hm²，占地类型为耕地（非基本农田），项目施工结束后对临时占用的耕地进行恢复，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。另外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，以加强本项目与《黑龙江省生态功能区规划》的符合性。

1.4.2.3 城镇规划符合性分析

（1）与《大庆市城市总体规划（2011-2020 年）》符合性分析

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。

（2）与《大庆油田油振兴发展纲要》符合性分析

根据《大庆油田油振兴发展纲要》（2020 年 6 月），力争到 2025 年，基本探明页岩油储量 30 亿吨，累计增加石油探明储量 8 亿吨，天然气探时储量 3500 亿立方米；本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。本项目拟建的 19 油水井助力大庆油田的增产，其建设符合大庆油田油振兴发展纲要。

（3）与《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八井子乡庆阳山村北侧，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。在统筹优化城乡建设用地中明确提出要有效保障大庆油田生产用地，保障石油等工况用地需求。并做好油田用地内部挖潜，提高油田集约用地水平，对外围新增油田用地区按照地上服从地下的原则做好油田生产用地安排。本项目为石油开采项目，助力大庆油田增产，增加经济效益。

同时规划中要求，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，项目建设确实无法避让耕地，本项目施工完毕后 1 年内，对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，临时占用耕地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附图 3。

1.4.2.4 国民经济和社会发展规划符合性分析

《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》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稳油增气，建立地企共建共享机制，加快大庆页岩油气开发产业化商业化步伐，到 2025 年油气产量当量达到 4500 万吨以上，巩固石油大省地位。

《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》第三章中提出加快体制机制创新，全力推动百年油田建设。力争到 2025 年，大庆油田国内外油气产量当量达到 4500 万吨以上，天然气产量 70 亿立方米，有效保障国家油气安全稳定供应，肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”的政治责任。支持油田打好提质增效攻坚战，服务保障油田产能建设，加强油田产能规划与大庆城市总体规划、国土空间规划等统筹衔接，支持拓宽油田勘探开发空间，保障生产建设用地。为油田开辟政务服务“绿色通道”，优化简化油田产能项目在环保、安全等方面审批流程，压缩审批时限。全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。

本工程为石油开采项目，因此本项目符合《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》及《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中要求。

1.4.2.5 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1.4-1。

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

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管理。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。	①运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘。②运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施。③土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。④控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失。⑤施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。	符合
2	开展 VOCs（挥发性有机物）全过程综合整治。持续开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 全过程综合整治。提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，开展原油、成品油、有机化学品等涉 VOCs 物质储罐排查，按规定逐步取消炼油、石化、煤化工、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要 VOCs 废气排放系统旁路。	本项目油气集输过程中采用全密闭集输，依托场站内油罐采用固定顶罐，并采取油罐烃蒸气回收措施，减少 VOCs 的挥发。	符合
3	鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。	施工期选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。施工场界能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中要求（昼间 70d（A）、夜间 55dB（A））。运营期抽油机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，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，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》（GB12348-2008）2 类标准要求。	符合
4	对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项目，依法进行环境影响评价，按规划定提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。	本项目针对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。	符合
5	防范工矿企业新增土壤污染。动态更新土壤污染重点监管单位名录，监督全面落实土壤污染防治义务，依法纳	大庆油田有限责任公司第七采油厂作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田信息港进行信息公开。根据	符合

	<p>入排污许可管理。鼓励土壤污染重点监管单位实施提标改造。各地定期组织开展土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水环境监测，督促企业定期开展土壤和地下水环境自行监测、污染隐患排查治理。防控矿产资源开发污染土壤，加强尾矿库安全管理。</p>	<p>监测结果，各监测点位污染物浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值。</p>	
--	---	--	--

由上表可知，本项目符合《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》中相关规定。

1.4.2.6 与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1.4-2。

表 1.4-2 本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	<p>推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料以及干散货物料堆场，全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造，鼓励有条件的堆场实施全封闭改造。</p>	<p>①运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘。②运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施。③土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。④控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失。⑤施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。</p>	符合
2	<p>在制定国土空间规划及交通运输等相关规划时，合理划定防噪声距离，明确规划设计要求。因特殊需要必须连续作业的，必须按照法律规定取得证明，并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。加强对文化娱乐、商业经营中社会生活噪声热点问题日常监管和集中整治。到 2025 年，全面实现功能区声环境质量自动监测，声环境功能区夜间达标率达到国家要求。</p>	<p>施工期选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。施工场界能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中要求（昼间 70d（A）、夜间 55dB（A））。运营期抽油机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，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，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</p>	符合

		准》（GB12348-2008）2类标准要求。	
3	<p>严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，对黑土耕地全面进行管控。落实“三线一单”生态环境分区中与耕地相关管控要求。推广保护性耕作模式。强化黑土耕地保护的监督管理。落实属地监督管理责任，实行黑土耕地动态监管、日常巡查。</p> <p>加快耕地水土流失综合治理。坚持山水林田湖草沙冰系统治理、综合治理，减轻风蚀水蚀，防治水土流失。</p>	<p>本项目新增总占地面积为25.7165hm²，其中永久占地面积为1.0565hm²，临时占地面积为24.66hm²，占地类型为耕地（非基本农田），本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。</p> <p>本项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。</p>	符合
4	<p>推进地下水污染综合防治。建立地下水污染防治管理和环境监测体系，建设地下水信息平台。加强地下水污染与地表水、土壤等共生环境协同防治。全面开展地下水污染分区防治，提出地下水污染分区防治措施，实施地下水污染源分类监管。推进地下水重点污染源风险防控，开展试点示范。</p> <p>配合生态环境部和省生态环境厅建立地下水环境监测网。2025年年底前，按照国家 and 行业相关监测、评价技术规范，开展地下水环境监测。</p>	<p>本项目针对拟建管线及井场采取了分区防渗措施，并在区域内布置3口潜水跟踪监测井及1口承压水跟踪监测井，定期进行跟踪监测。</p>	符合
5	<p>推进重点产废单位“减量化、资源化、无害化”工作。抓好油田采油环节各类固废的源头减量、分类处置工作。加快构建与产生量相匹配处理规模的水基钻井泥浆综合利用项目。进一步推进历史</p>	<p>本项目施工期施工废料经收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至大庆龙清生物科技有限公司处理。运营期产生的含油污泥及落地油全部回</p>	符合

	遗留固体废物的排查整治，通过拓展工业固体废物的综合利用渠道和效率，最终实现产业绿色转型。	收，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后有资质单位进行处理。	
--	--	--	--

1.4.2.7 与《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）符合性分析

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目位于大庆市大同区八井子乡，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5。本工程的开发建设与该规划的符合性分析见表1.4-3。

表 1.4-3 与《大庆市水土保持规划》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现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理；管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理达标后回注油层。本项目产生的废水均不外排，且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。

1.4.2.8 与《大庆油气田地面工程“十四五”规划》符合性分析

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

1.4.3 相关政策符合性分析

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析见表1.4-4。

表 1.4-4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目为现有太南油田区块进行开发，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3.1章节中详述了太南油田区块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、油田采出水最终经葡二联含油污水处理站处理后回注油层，场站生活污水排入排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理；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，含油污泥由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；生活垃圾集中收集后	符合

		<p>拉运至大庆龙清生物科技有限公司进行处理。区块内生态恢复良好，未发现生态环境问题和环境风险隐患。</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，本项目基建油水井 19 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 and 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>项目作业污水、洗井污水经葡二联含油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，储层有效渗透率 $47.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$，回注水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$”。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	<p>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</p>	<p>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。</p>	符合
6	<p>油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，</p>	<p>运营期含油污泥、落地油全部回收，由罐车拉运至葡萄花香油污泥处理站减量化处理后，再委</p>	符合

	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。	托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布属于危险废物，作业结束后委托资质单位定期拉运处置。	
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。环评中已提出耕地的保护措施。本项目不涉及钻井和压裂。	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七采油厂现有《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。

1.4.3.2 与《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》符合性分析

本项目与《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》符合性分析见表1.4-4。

表 1.4-4 与《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》符合性分析

文件要求		符合性分析	符合性
全面落实标准要求，强化无组织排放控制	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	本项目不在重点地区，井场及依托场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求，厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录A中VOCs无组织排放限值要求	符合
	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	本项目在石油开采集输过程中均采取埋地的集油管线，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	符合

	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。	组织排放	
--	---	------	--

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），本项目不在重点地区，不需开展泄漏检测与修复工作，由上表可知，且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。

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

根据《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，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七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。本项目油田采出水最终管输进入葡二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 ≤10mg/L、悬浮固体 ≤5mg/L”规定后回注油层。
5	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	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‰，不高于 0.5%。

6	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	符合。本项目根据地质油藏方案，设置1个丛式井组，减少占地。
7	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到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，各场站天然气均通过加热炉完全燃烧后由8m的烟囱排放。
8	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	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，在区域内布设1口承压水跟踪监测井，定期对地下水进行跟踪监测。
9	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	符合。作业污水由施工现场污水回收装置回收后拉运至葡二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。
10	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	符合。油气水分离器、储罐产生的油泥（砂）及落地油由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，含油污泥资源化利用率100%。

1.4.3.4 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

本项目与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018年修正）符合性分析见表1.4-6。

表 1.4-6 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
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，进入葡二联含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）由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。	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。	本工程油水井作业铺设防渗布,做到原油不落地。事故状态下造成的原油外漏,按照《第七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、油污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。	本工程施工废料经收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理;生活垃圾统一收集后运至大庆龙清生物科技有限公司处理。运营期含油污泥及落地油全部回收,由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后,再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)表1中的限值要求后,用作油田垫井场和通井路。固体废物均不排放或弃置水体。	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,采取分区防渗措施,集油掺水管道、注水管道、井场作业区为重点防渗,管道采用防腐无缝钢管、管道的连接方式采用焊接,油水井作业期间井场永久占地内铺设2mm厚防渗布,渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$;井场永久占地内为简单防渗,采用地面夯实碾压平整进行防渗。	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(30cm左右)单独堆放;然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土,后平覆表土,以便尽快恢复土地原貌。	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。	本项目建设单位第七采油厂根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)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七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七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。

1.4.3.5 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

本项目与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发〔2019〕153号）符合性分析见表 1.4-7。

表 1.4-7 与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》符合性分析

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、井等敞开式集输方式。	

1.4.3.6 与《中华人民共和国黑土地保护法》的符合性分析

本项目位于黑龙江省大庆市大同区，根据《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》，大同区为非国家黑土地保护重点县，本项目与《中华人民共和国黑土地保护法》相关要求符合性分析详见表 1.4-8。

表 1.4-8 与《中华人民共和国黑土地保护法》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	建设项目不得占用黑土地；确需占用的，应当依法严格审批，并补充数量和质量相当的耕地。	本项目永久占地及临时占地类型为耕地（非基本农田），本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地。本工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。	符合

2	<p>建设项目占用黑土地的，应当按照规定的标准对耕作层的土壤进行剥离。剥离的黑土应当就近用于新开垦耕地和劣质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。</p>	<p>本项目施工阶段对临时占地表土进行剥离，施工结束后全部回填用于耕植土。本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。</p>	符合
---	--	--	----

在采取以上措施后，本项目符合《中华人民共和国黑土地保护法》中要求。

1.4.3.7 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析见表 1.4-9。

表 1.4-9 本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	<p>黑土地保护利用实行土地用途管制制度。严格限制农用地转为建设用地，严格控制耕地转为非耕地，禁止违法占用耕地。</p>	<p>本项目占地类型为耕地（非基本农田），本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地。本工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。</p>	符合
2	<p>禁止向黑土地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等；禁止将有毒有害废物用作肥料或者用于造田和土地复垦。</p>	<p>本项目运营期产生的油田采出水、作业污水、洗井污水均进入葡二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。含油污泥、落地油及油砂由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后有资质单位进行处理，固体废物处置率 100%。</p>	符合
3	<p>因突发事件造成黑土地污染或者破坏的，当事人应当立即采取补救措施，并向当地县级人</p>	<p>大庆油田有限责任公司第七采油厂已针对项目运行过程中可能产生的突发环境污染事件制定了《突发环境事件专项应急预案》，预案内容</p>	符合

	民政府生态环境或者自然资源、农业农村、林业和草原主管部门报告。	包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，应急预案于 2021 年完成备案，具体见附件 4。	
4	建立和完善建设用地增减挂钩机制。建设项目应当节约、集约使用黑土地，不占或者少占黑土地。	本项目永久占地较少，临时占地采取剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按“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，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的耕地。	符合
5	生产建设活动占用黑土地的，应当按照有关标准、规范和管理规定剥离表土。	本项目临时占地采取剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。	符合

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2021 年 12 月 23 日发布，自 2022 年 3 月 1 日起施行）中要求。

1.4.3.8 与自然资规〔2021〕2 号符合性分析

本项目与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）符合性分析见表 1.4-10。

表 1.4-10 本项目与自然资规〔2021〕2 号相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。	本项目建设区域为石油用地区，占用一般耕地。本项目临时占地采取剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按“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，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的耕地。	符合
2	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限	本项目为石油天然气开采，为能源基础设施建设项目，本项目计划施工期不超过 1 年。	符合

	不超过四年。		
3	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本项目施工结束后拆除临时用地内临时建（构）筑物，并等质等量恢复临时占地内的耕地。	符合

根据以上分析，本项目符合《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）中要求。

1.4.3.9 与《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》符合性分析

表 1.4-11 本项目与清洁生产评价指标体系符合性分析

序号	文件要求	本项目符合性分析	符合性结论
1	资源和能源消耗指标：占地面积符合行业标准要求；新鲜水消耗 $\leq 10\text{m}^3/\text{井次}$ 。	本项目井场作业在永久占地内进行，占地面积符合行业标准要求，本项目作业期间不新增新鲜水消耗，作业用水来源为葡二联含油污水处理站的深度处理水。	符合
2	资源综合利用指标：落地原油回收利用率 100%；生产过程排出物利用率 100%；剩余作业液回收率 100%；油井伴生气回收利用率 $\geq 80\%$	本项目作业期间地面铺设防渗布，落地原油及时回收，回收率达到 100%；落地油经依托处理达标后用作铺垫井场及通井路，利用率 100%；作业污水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足标准后回注油层；作业液回收率 100%；伴生气全部回收用于加热炉自耗，回收利用率 $\geq 80\%$ 。	符合
3	污染物产生指标：油泥 $\leq 50\text{kg}/\text{井次}$ ；采油废水回用率 $\geq 60\%$ ；油井伴生气外排率 $\leq 20\%$ ；采出废水达标排放率 100%	本项目落地油泥 $\leq 50\text{kg}/\text{井次}$ ；采出水管输入葡二联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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”规定后回注油层，回用率 $\geq 60\%$ ，伴生气全部回收用于加热炉自耗，回收利用率 $\geq 80\%$ 。	符合

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

本项目与《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第 748 号）符合性分析见表 1.4-12。

表 1.4-12 本项目与《地下水管理条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施；	本项目已针对项目特点提出针对性地下水污染防治措施，主要包括采取分区防渗措施，根据可能对地下水造成污染的污染源分布制定重点防渗区、简单防渗区；根据区域潜水流向，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 个潜水跟踪监测点及 1 个承压水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测。	符合
2	化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测；		

根据以上分析，本项目符合《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第 748 号）中要求。

1.4.3.11 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》相关措施符合性分析

本项目与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关要求符合性详见表 1.4-13。

表 1.4-13 具体相关措施符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目油田采出液采用密闭管道集输方式进行输送处理，采出水最终经密闭管道输至葡二联含油污水处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”后回注油层。	符合
2	重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比 $\geq 10\%$ 的天然气的设备与管线组件的密封点 ≥ 2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作。	项目所在地区不是重点地区，本项目依托的各场站制定有每日巡查制度，有泄漏点及时发现及时修复。	符合
3	在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井采出的井产物进行汇	本项目不涉及采取原油稳定措施，但本项目油气集输、处理全过程采用密闭式。	符合

	集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程。		
4	对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。	本项目对油气分离产生的油田伴生气全部作为转油站加热炉燃料加以利用，转油站不能回收的天然气均外输至天然气处理站干燥后再利用。	符合
5	企业应按照国家有关法律、《环境监测管理办法》和 HJ819 等规定，建立监测制度，制订监测方案，对大气污染物排放状况开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果。	本项目在运营期针对新建油井场厂界制定了非甲烷总烃监测计划，监测频次为 1 次/季度。	符合

根据以上分析，本项目满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关要求。

1.4.4“三线一单”符合性分析

1.4.4.1 生态保护红线

根据自然资源部门“三区三线”最新划分成果，本项目不在生态保护红线、永久基本农田、城镇开发边界内，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、文物古迹、饮用水水源保护区、重要湿地等区域。根据黑龙江省“三线一单”图集中大庆市生态保护红线分布图，本项目不在红线范围内，本项目与大庆市生态保护红线的位置关系见附图 20。根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14 号）及《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3 号），本项目位于重点管控单元，本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系见附图 6，本项目与黑龙江省大庆市环境管控单元位置关系见附图 7。本项目与分区管控要求符合性分析见表 1.4-14。

表 1.4-14 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
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，	本项目施工期施工场地采取及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物来控制扬尘排放；施工人员生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理。管线试压废水由罐车拉运至葡二联合油污水处理站处理达标后回注油层，施工期废水均布外排；施工场地噪声采取合理安排施工时间，避免大量高噪声设备同时施工，选用低噪声设备，注意设备维护和保养等措施降低噪声对周边环境的影响；施工期施工废料经收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理，生活垃圾统一收	符合

	<p>解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。</p>	<p>集后运至大庆龙清生物科技有限公司处理，施工期固体废物均 100% 处置。本项目在施工结束后对临时占地进行补偿并恢复，对永久占地进行补偿并平整。</p> <p>运行期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控制非甲烷总烃无组织排放；运营期作业污水、洗井污水、油田采出水最终进入葡二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排；井场采取低噪声设备、基础减振等措施，从源头降低噪声排放；运营期含油防渗布由建设单位统一收集后委托有资质单位处置，含油污泥、落地油集中收集，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理达标后用作油田垫井场和通井路，运营期固体废物全部处置。</p> <p>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。采取以上措施可有效解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。</p>	
--	----------------------------------	--	--

1.4.4.2 环境质量底线

根据大庆市生态环境局 2022 年 6 月 5 日公布的《2021 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，项目区域属于达标区。根据补充现状监测结果：非甲烷总烃可以达到《大气污染物综合排放标准详解》中限值要求；项目周边村屯声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，井场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，且项目周边无地表水体，项目建设不会对地表水产生影响；本项目在采取措施后不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量除锰外可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，特征因子石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 III 类标准限值要求；本项目永久占地内土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内居民区土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（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；评价范围内农用地土壤可以满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。因此本

项目建设符合环境质量底线要求。

1.4.4.3 资源利用上线

本项目为油田开采项目，涉及新建 19 口油水井，项目永久占地较少，临时占地均为施工结束后进行生态恢复；本项目施工期消耗的水主要用于生活需要，用量较少，运营期作业用水及洗井用水均为处理达标后的含油污水，不新增新鲜水消耗；井场、依托场站设备能源主要依托油田的电网供电，不消费煤炭，能源消耗符合大庆市资源利用上线及分区管控要求。因此本项目符合资源利用上限要求。

1.4.4.4 生态环境准入清单

根据《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3 号），本项目拟建注采井位于重点管控单元，根据大庆市生态环境准入清单，本项目位于大同区水环境城镇生活污染重点管控区。本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析见表 1.4-15。

表 1.4-15 本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析

大庆市总体准入要求			
适用范围	管控维度	管控要求	本项目符合性分析
总体要求	空间布局约束	1.禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建有色金属冶炼、焦化等行业企业。 2.严禁钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业新增产能，对确有必要新建的必须实施等量或减量置换。 3.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业，现有相关行业企业要采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐，对超标、超总量排放情形严重的，依法责令其停业、关闭。 4.从源控制高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，以及涉危、涉重和其他重大环境风险项目。 5.严格管控重度污染耕地，严禁在重度污染耕地种植食用农产品。 6.禁燃区内禁止新建、改建、扩建燃用高污染燃料的锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施（城市集中供热应急调峰锅炉除外）；禁止销售和燃用高污染燃料。 7.加大淘汰改造燃煤锅炉力度。一是按照政府主导、居民可承受的原则，大力推进地级城市建成区每小时 10-35 蒸吨燃煤锅炉淘汰。二是加快实施 35-65 蒸吨燃煤锅炉升级改造，采用先进高效	1.本项目属于石油开采行业，不属于有色金属冶炼、焦化等行业企业。 2.本项目不属于钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业。 3.本项目不属于有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业。 4.本项目不属于高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，不属于涉危、涉重和其他重大环境风险项目。 5.本项目不涉及种植食用农产品。 6.根据《大庆市人民政府关于调整高污染燃料禁燃区的通告》（庆政规〔2019〕3 号），本项目所在区域不属于禁燃区；同时本项目不使用锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施，不燃用高污染燃料。 7.本项目依托场站加热炉以天然气为燃料，不涉及燃煤锅炉使用。 因此，本项目符合空间布局约束要求。

		的除尘、脱硫、脱硝技术和装置。三是推进建成区 65 蒸吨及以上供热燃煤锅炉，以及年燃煤量在 5 万吨以上的燃煤大户实施超低排放改造。	
污染物排放管控		1.相比于 2017 年，2025 年和 2035 年全市大气污染物二氧化硫、氮氧化物、一次细颗粒物和 VOCs 削减比例不低于省政府确定的削减比例。 2.相比于 2017 年，2025 年和 2035 年全市水污染物化学需氧量和氨氮削减比例不低于省政府确定的削减比例。	符合。本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、焊接烟尘。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；项目管道焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。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，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源。本项目施工期及运营期废水均不外排。
资源利用效率要求		1.全市 2030 年用水总量控制指标不高于省政府确定的指标。 2.全市 2025 年及 2035 年建设用地开发上线不高于省政府确定的指标，耕地资源保护下线不低于省政府确定的指标。 3.全市 2025 年和 2035 年煤炭消费上线不高于省政府确定的指标。	项目永久占地较少，临时占地均为施工结束后进行生态恢复；本项目施工期消耗的水主要用于生活需要，用量较少，运营期作业用水及洗井用水均为处理达标后的含油污水，不新增新鲜水消耗；井场、依托场站设备能源主要依托油田的电网供电，不消费煤炭，能源消耗符合大庆市能源利用上线及分区管控要求。

大庆市大同区生态环境准入清单

环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控单元类别	管控要求		本项目符合性分析
ZH23060620005	大同区水环境城镇生活	重点管控单元	空间布局约束	除干旱地区外，新建城区应全面实行雨污分流，鼓励对初期雨水进行收集、处理和资源化利用。	本项目不在城区内，且施工期及运营期废水均不外排，油水井作业期间地面铺设防渗布，不会对地面土壤产生污染，初期雨水不会对周边环境产生影响。满足要求。

污染重点管控区	污染物排放管控	新区污水管网规划建设应当与城市开发同步推进，除干旱地区外均实行雨污分流。	本项目不在城区内，本项目施工期及运营期废水均不外排，油水井作业期间地面铺设防渗布，不会对地面土壤产生污染，初期雨水不会对周边环境产生影响。满足要求。
		强化城中村、老旧城区和城乡结合部污水截流、收集。	本项目施工期生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理；管线试压废水由罐车拉运至葡二联合油污水处理站处理达标后回注油层。运营期油田采出水、作业污水、洗井污水，最终均进入葡二联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。在油水井作业时，安装封井器，避免原油、污水喷出。
		推进合流制排水系统雨污分流改造，难以改造的，应采取截流、调蓄和治理等措施；推进现有污水处理设施配套管网建设；进一步提高城市、县城生活污水收集处理效能。	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%。满足要求。

根据上表分析，本项目符合《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号）中生态环境准入清单要求，本项目为环境准入允许类别。

1.4.5 选址合理性分析

本项目位于大庆市大同区八井子乡庆阳山村北侧，共基建油水井 19 口，其中油井 13 口、注水井 6 口，建设内容包括井场、集油管线、通井路、供配电等，项目周围敏感点主要为居住区、耕地，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，沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。

根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号）及《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号），本项目拟建井场、集油管线、通井路位于重点管控单元。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，临时占用的耕地等质等量恢复。在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响，施工结束后对临时占用的工地及时恢复地表，进行经济补偿，由农户自行复耕。本项目施工及运营过程中产生的污染物均得到有效治理，运营

期井场及管道均采取分区防渗措施，不会对周边耕地产生影响，工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。

本项目井场布置采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避让周围环境敏感目标，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。

本工程主要环境风险是套损、火灾及爆炸、中毒、物料泄漏，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。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），本项目井场、管线及道路位于大庆市大同区八井子乡，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。

同时，项目建设符合黑龙江省土地利用总体规划、大庆市土地利用总体规划、黑龙江省生态功能区规划等相关规划要求。工程选址在环境保护方面较合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

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、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的生态环境、区块周边分布的居民区。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，施工过程中产生的废气、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

本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、焊接烟尘。施工扬尘采取运输道路

及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；项目管道焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

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，井场及依托场站排放的非甲烷总烃在厂界可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；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 8m 高烟囱高空排放，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。对大气环境影响较小。

（2）水环境

本项目施工过程中产生的废水主要为生活污水、试压废水。生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理；管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理达标后回注油层。

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。油田采出水进入葡二联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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”规定后回注油层。作业污水及洗井污水通过罐车回收后送葡二联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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”规定后回注油层。本项目废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

本工程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。在采取源头控制、过程防控、分区防渗、跟踪监测后对区域的地下水环境影响较小。

（3）声环境

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。对周边声环境敏感点影响较小。

本项目运营期噪声源主要来自抽油机、修井机，抽油机电机、修井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。对周边声环境敏感点影响较小。

（4）固体废物

施工过程中产生的固体废物主要为施工废料、生活垃圾等。施工废料经收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至大庆龙清生物科技有限公司处理。

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，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后有资质单位进行处理。

本项目施工期及运营期固体废物均合理处置，不会对周边环境产生影响。

（5）生态环境

本工程井场施工、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。施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地。

（6）土壤

本项目对土壤的影响主要来自管沟开挖破坏和扰动原来相对稳定的地表，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。

（7）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）》（2021年修订），石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。本项目符合《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号）及《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号）中要求。按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号，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《葡萄花油田葡斜 4352 及葡 4348 井区外扩葡萄花油层产能建设地面工程项目环境影响评价公众参与说明》。

本报告书较为详细地论述了建设项目环境概况、主要环境问题、主要环境影响和拟采取的环保措施。主要结论为：葡萄花油田葡斜 4352 及葡 4348 井区外扩葡萄花油层产能建设地面工程项目选址于大庆市大同区八井子乡庆阳山村北侧，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、法规

(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) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022年6月5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) 《中华人民共和国黑土地保护法》（2022年8月1日起施行）；
- (9) 《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）。
- (10) 《中华人民共和国湿地保护法》（中华人民共和国主席令第102号，2022年6月1日起施行）；
- (11) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（中华人民共和国主席令第54号，2012年7月1日起施行）；
- (12) 《中华人民共和国野生动物保护法》（中华人民共和国主席令第47号，2018年10月26日修正施行）；
- (13) 《中华人民共和国草原法》（中华人民共和国主席令〔2021〕81号，2021年4月29日修正施行）；
- (14) 《中华人民共和国防沙治沙法》（主席令2018年第16号（3），2018年10月26日修正施行）；
- (15) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010年10月1日起施行）。
- (16)《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)；
- (17) 《排污许可管理条例》（国令第736号，2021年3月1日起施行）；
- (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) 《土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令第592号，2011.03.05）；
- (20)《地下水管理条例》(2021年10月29日公布,自2021年12月1日起施行)；
- (21) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (22) 《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018.04.26）；
- (23) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (24) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2021年12月23日发布，自2022年3月

1 日起施行)。

2.3.2 环境保护相关部门规章及规范性文件

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

(2) 《产业结构调整指导目录(2019年本)》(2021年修订)(发改委29号令);

(3) 《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号,2021年1月1日起施行);

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

(5) 《危险废物转移管理办法》(2022年1月1日起施行);

(6) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发[2012]77号,2012.07.03);

(7) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发[2012]98号,2012.08.07);

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

(9) 《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);

(10) 《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);

(11) 《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》(环大气〔2020〕33号,2020.06.24);

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

(13) 《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);

(14) 《黑龙江省主体功能区规划》;

(15) 《黑龙江省生态功能区规划》;

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

(17) 《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);

(18) 《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);

(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》(庆政规〔2021〕3号);

(20) 《大庆市土地利用总体规划》(2006-2020年);

- (21) 《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）；
- (22) 《大庆油气田地面工程“十四五”规划》。

2.3.3 技术依据

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）；
- (10) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）；
- (11) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；
- (12) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）；
- (13) 《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）；
- (14) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》；
- (15) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）。

2.3.4 其它相关依据及支持性文件

- (1) 《太平屯油田南部太 203 等井区葡萄花油层扩边产能建设地面工程方案》；

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。

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	工程占地	施工期				运营期				
		废气	废水	固体废物	噪声	废气	废水	固体废物	噪声	风险
环境因素		施工扬尘、车辆尾气、焊接烟尘	生活污水、试压废水	施工废料、生活垃圾	施工车辆、施工机械噪声	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
环境空气	/	-S	/	/	/	-L	/	-S	/	-SA
地表水	/	/	/	/	/	/	-SA	/	/	-SA
地下水	/	/	/	/	/	/	/	/	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-S	/	/	/	-L	/
土壤	-S	/	/	/	/	/	/	-S	/	-SA
植被	-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

/：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工程占地对土壤、植被的影响，环境风险对地表水、地下水、土壤、植被的影响等方面。

2.4.3 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 污染影响评价因子表

序号	评价内容	评价因子名称
现状评	1	空气 NO ₂ 、SO ₂ 、O ₃ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、TSP、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、溶解氧、水温

价 因 子	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、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类
	4	噪声	等效连续 A 声级
	5	土壤	<p>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）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）</p> <p>农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C₁₀-C₄₀）</p>
影 响 预 测 因 子	1	大气	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	环境风险	危险物质泄漏：石油、天然气、硫化氢 火灾、爆炸：一氧化碳

表 2.4-3 生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构	井场、管线、道路施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构	井场、管线、道路施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能	井场、管线、场站施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱

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

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11 号），项目所在区域为居住、商业、工业混杂区，其声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，项目区域周边居住区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准，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

距离本项目最近的地表水体主要为库里泡，根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号），库里泡主导功能为过渡区，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	溶解氧
V 类标准	6-9	≤40	≤10	≤15	≤2.0	≤1.0	≤0.2	≤2.0	≥2

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，永久占地外居民区内土壤执行《土壤环境质量建设用地区域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 建设用地区域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中的 III类标准限值要求。

表 2.5-7 地下水质量标准

项目 \ 类别	标准	标准来源
pH	6.5~8.5 (无纲量)	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III 类标准
氨氮 (mg/L)	≤0.5	
硝酸盐(以 N 计) (mg/L)	≤20	
亚硝酸盐(以 N 计) (mg/L)	≤1.0	
挥发性酚类 (mg/L)	≤0.002	
氰化物 (mg/L)	≤0.05	
砷 (mg/L)	≤0.01	
汞 (mg/L)	≤0.001	
铬(六价) (mg/L)	≤0.05	
总硬度 (mg/L)	≤450	
铅 (mg/L)	≤0.01	
氟化物 (mg/L)	≤1.0	
镉 (mg/L)	≤0.005	
钠 (mg/L)	≤200	
铁 (mg/L)	≤0.3	
锰 (mg/L)	≤0.1	
溶解性总固体 (mg/L)	≤1000	
耗氧量 (mg/L)	≤3.0	
硫酸盐 (mg/L)	≤250	
氯化物 (mg/L)	≤250	
总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3.0	
菌落总数 (CFU/mL)	≤100	
硫化物 (mg/L)	≤0.02	
石油类	≤0.05	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 表 1 中的 III 类标准限值要求

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) 运行期井场及依托场站排放的 VOCs (以非甲烷总烃计) 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求, 见表 2.5-9;

(3) 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。

（4）运营期依托场站太南 2 号转油站加热炉建设于 1991 年，葡北 11 号转油站加热炉建设于 1985 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

表 2.5-9 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

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

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

2.5.2.2 废水

本工程产生的油田采出水、作业污水、洗井污水依托葡二联含油污水处理站处理达标后回注油层，储层有效渗透率 $47.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，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≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”。

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 2.5-14 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执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准。

(2) 施工期生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第 157 号令）。

(3) 运营期产生的含油污泥、落地油、作业废防渗布等危险废物执行危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的要求。

(4) 项目运行期产生的含油污泥由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，具体标准值见表 2.5-14。

表 2.5-14 油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值

序号	控制项目	控制限值
1	As（以干基计）（mg/kg）	≤30
2	Hg（以干基计）（mg/kg）	≤0.8
3	Cr ⁶⁺ （以干基计）（mg/kg）	≤5
4	Cu（以干基计）（mg/kg）	≤150
5	Zn（以干基计）（mg/kg）	≤600
6	Ni（以干基计）（mg/kg）	≤150
7	Pb（以干基计）（mg/kg）	≤375
8	Cd（以干基计）（mg/kg）	≤3
9	石油类（以干基计）（mg/kg）	≤3000
10	pH 值	6.5~9
11	含水率（质量百分比）	≤40%

2.6 评价等级及评价范围

2.6.1 环境空气

2.6.1.1 评价等级

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。

由于本工程未新建锅炉，依托场站加热炉均满足相应的负荷状态下运行，且大气污

染物总量在原申请总量范围内，故不对锅炉烟气进行预测。

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，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19.56t/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1号平台井场（2口油井及1口水井）、太113-58井场（1口油井）分别进行预测。根据工程分析，1号平台井场非甲烷总烃逸散量为0.05kg/h，太113-58井场非甲烷总烃逸散量为0.025kg/h。

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	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度								NMHC
1号平台井场	124.84965	46.02041	133	0	46	30	1.5	8760	正常排放	0.05
太113-58井场	124.83492	45.97147	135	0	40	30	1.5			0.025

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 半径范围内一半以上为农村区域，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农田。

(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 2.6-2。

表 2.6-2 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		38.9
最低环境温度/°C		-36.2

土地利用类型		农田
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟		否

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

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

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 2.6-3。

表 2.6-3 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	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大地面空气质量 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标 率 (%)	$D_{10\%}$ (m)
1 号平台井场	非甲烷总烃	2000	484.7200	24.2360	325.0
太 113-58 井场	非甲烷总烃	2000	246.7400	12.3370	125.0

《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 2.6-4。

表 2.6-4 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 号平台井场排放的非甲烷总烃最大地面占标率 $P_{\max} = 24.2360\%$ ， $P_{\max} \geq 10\%$ ，评价等级为一级。

2.6.1.2 评价范围

本项目大气评价等级为一级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），大气一级评价项目自厂界外延 $D_{10\%}$ 的矩形区域作为大气环境影响评价范围，当 $D_{10\%}$ 小于 2.5km 时，评价范围边长取 5km，本项目 1 号平台井场 $D_{10\%}$ 为 325m，小于 2.5km，因此本项目大气评价范围为拟建井场边界外扩 2.5km 范围的区域。

2.6.2 地表水

2.6.2.1 评价等级

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

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

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

地表水环境评价等级判据见表 2.6-5。

本项目施工期生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理；管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理达标后回注油层。油田采出水进入葡二联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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”规定后回注油层；作业污水、洗井污水通过罐车回收后送葡二联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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”规定后回注油层。产生的废水均不直接外排，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 2.6-5 地表水环境影响评价分级判据

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 $Q/(\text{m}^3/\text{d})$;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要求的通过工程分析合理确定，应统计含热量大的冷却水的排放量，可不统计间接冷却水、循环水以及其他含污染物极少的清净下水的排放量。

注 3: 厂区存在堆积物（露天堆放的原料、燃料、废渣等以及垃圾堆放场）、降尘污染的，应将初

期雨污水纳入废水排放量，相应的主要污染物纳入水污染当量计算。

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

注 5：直接排放受纳水体影响范围涉及饮用水水源保护区、饮用水取水口、重点保护与珍稀水生动物的栖息地、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：仅涉及清浄下水排放的，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。

2.6.2.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水评价等级为三级 B 的评价范围要求，涉及地表水环境风险的，应覆盖环境风险影响范围所及的水环境保护目标水域，因此地表水评价范围为拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体，该范围内无地表水体。

2.6.3 地下水

2.6.3.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），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。

（1）地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，建设项目地下水环境影响评价行业分类见表 2.6-6。

表 2.6-6 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）地下水环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.6-7。

表 2.6-7 地下水环境敏感程度分级

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

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

经现场调查，本项目调查范围内居民区部分由大庆市大同区大同镇地下水饮用水水源统一供水，部分居民区由村屯内饮用水源井集中供水，部分居民区由联村饮用水源井集中供水。开采层位均为承压含水层。

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 $1.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，供水人口4.5万人，服务范围为大同镇及大同镇周边村屯，大同镇地下水饮用水水源为集中式水源地。本项目调查范围内村屯内饮用水源井及联村饮用水源井供水人数均小于1000人，为分散式水源地。

大同镇地下水饮用水水源已划定一级保护区，未划定二级保护区及准保护区；村屯内饮用水源井均未划定保护区。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 0.0163km^2 。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，大同镇地下水饮用水水源以水源井一级保护区为边界，地下水水质子迁移距离 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，地下水水质子迁移距离 3000d 的外扩区域为较敏感区，以外的外扩区域为不敏感区。村屯内单井饮用水源井以水源井为中心外扩 50m 的区域为一级保护区，地下水水质子迁移距离 2000d 的外扩区域为较敏感区，较敏感区边界以外的区域为不敏感区。村屯内联村饮用水源井以水源井为中心地下水水质子迁移距离 3000d 的外扩区域为较敏感区，较敏感区边界以外的区域为不敏感区。

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，根据该地区的水文地质条件，评价区内承压含水层其岩性主要是砂砾岩，渗透系数 25.0~35.0m/d，区域承压水渗透系数 K 取 35m/d，；

I—水力坡度，无量纲，根据区域地下水现状调查点水位监测值及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。

经上述公式计算得出，大同镇地下水饮用水水源：以水源井为中心 36m 区域内为“一级保护区”，以一级保护区边界外扩 175m 的区域为“二级保护区”，以二级保护区边界外扩 350m 的区域为“敏感区”，以敏感区边界外扩 525m 的区域为“较敏感区”，较敏感区以外的区域为不敏感区，即距离大同镇地下水饮用水水源 1086m 以外的区域为不敏感区。

村屯内单井饮用水源井：水源井为中心 50m 区域内为“一级保护区”，以一级保护区边界外扩 350m 的区域为“较敏感区”，较敏感区以外的区域为不敏感区，即距离村屯内单井

饮用水源井 400m 以外的区域为不敏感区。

村屯内联村饮用水源井：水源井为中心 525m 区域内为“较敏感区”，较敏感区以外的区域为不敏感区，即距离村屯内联村饮用水源井 525m 以外的区域为不敏感区。

根据现场勘查，大同镇地下水饮用水水源位于本项目 1 号平台井场西北侧 4.1km 处，最近的村屯内单井饮用水源井位于本项目太 113-58 西北侧 1400m，最近的村屯内联村饮用水源井位于本项目太 113-58 东北侧 2458m。不在本项目地下水敏感区及较敏感区内，因此评价区域地下水环境属于“不敏感”区域。

(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 2.6-8。

表 2.6-8 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”。

2.6.3.2 评价范围

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 35m/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 $L=875m$ ，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 875m、两侧及上游不小于 437.5m。本项目区域包括本项目油水井 19 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井场边界上游 1.28km、两侧 2km、下游 0.9km 的东北→西南走向的矩形区域，本项目评价范围共计达 36.5km²。

2.6.4 声环境

2.6.4.1 评价等级

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

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。

2.6.4.2 评价范围

本项目是以固定声源为主的建设项目，声环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中要求，一级评价的要求一般以建设项目边界向外 200m 为评价范围，二级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区类别及敏感目标等实际情况适当缩小，且经后续预测分析，项目声源计算得到的贡献值到 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。

2.6.5 生态环境

2.6.5.1 评价等级

本项目新增永久占地 1.0565hm²，新增临时占地 24.66hm²，新增总占地面积 25.7165hm²（0.257165km²），占地面积小于 20km²，本项目占地为一般耕地，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，项目不在生态保护红线内；本项目建设不影响地下水水位，项目土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标，因此根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）规定，本项目生态环境评价等级为三级。本工程生态环境影响评价工作等级判定见表 2.6-9。

表 2.6-9 生态影响评价工作等级划分表

评价等级	判定内容	本项目
一级	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时	不涉及
二级	涉及自然公园	不涉及

不低于二级	①涉及生态保护红线时；根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目；②根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目；③当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域）。	本项目不涉及生态保护红线，地表水为水污染影响型，评价等级为三级 B；项目建设不影响地下水水位，土壤范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标，项目占地 0.257165km ² ，小于 20km ² 。
三级	以上之外的	涉及
说明	①改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；②当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级；③建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。④建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。⑤在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。⑥线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。⑦涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。	/
简单分析	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。	不涉及，本项目为生态影响类项目

2.6.5.2 评价范围

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，评价范围为拟建井场边界外扩 1km 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境。

2.6.6 土壤环境

2.6.6.1 评价等级

（1）土壤环境影响评价项目类别

根据《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）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 2.6-10。

表 2.6-10 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

本项目占地类型为耕地（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”。

(3) 土壤环境影响评价等级

本项目永久占地面积约为 1.0565hm²，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 2.6-11。

表 2.6-11 污染影响型评价工作等级划分表

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	敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

综上所述，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。

2.6.6.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“表 5 现状调查范围”，确定本项目土壤环境评价范围为拟建井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2 km 的土壤环境。

2.6.7 环境风险

2.6.7.1 评价等级

(1) 风险潜势初判

本项目运营期主要将集输管道化为危险单元，涉及的物质主要为原油和石油气（天然气），本工程新建单井集油掺水管道 3.26km，其中原油存在量最大的为太 115-58 及太 118-57 集油环，管线规格为 Φ60×3.5，长度为 2.76km，本工程气油比 34m³/t，原油密度 0.85g/cm³，原油综合含水 40%，则集油管线最大储油量为 $\pi(60/2/1000)^2 \times 2.76 \times 1000 \times 0.85 \times (1-40\%) = 4t$ ，最大储气量为 $4 \times 34 = 136m^3$ ，伴生气标态密度 0.7256kg/m³，则管道中天然

气最大储量为 $136 \times 0.7256 / 1000 = 0.1t$ 。

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： q_1, q_2, \dots, q_n ——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1, Q_2, \dots, 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 2.6-12。

表 2.6-12 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）	/	4	2500	0.0016
2	天然气（甲烷）	74-82-8	0.1	10	0.01
项目 $Q = \sum q_n / Q_n$					0.0116

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 $Q = 0.0116 < 1$ ，环境风险潜势为 I。

（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 2.6-13，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

表 2.6-13 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。

2.6.7.2 评价范围

本项目风险评价等级为简单分析，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），无关于简单分析的评价范围说明，结合大气环境、地表水环境、地下水环境的评价范围及保护目标分布情况，拟定本项目环境风险评价范围为拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域。

2.6.8 各环境要素评价等级及评价范围汇总

各环境要素评价等级及评价范围详见表 2.6-14，各环境要素评价范围图见附图 8。

表 2.6-14 评价范围表

项目	评价等级	评价范围
环境空气	一级	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	拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体
地下水环境	二级	拟建井场边界上游 1.28km、两侧 2km、下游 0.9km 的东北→西南走向的矩形区域，本项目评价范围共计达 36.5km ²
土壤环境	一级	拟建井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2 km 的土壤环境
生态环境	三级	拟建井场边界外扩 1km 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境
环境风险	简单分析	拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域

2.7 环境保护目标

根据调查，本项目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 2.7-1，地下水环境保护目标见表 2.7-2，环境风险保护目标见表 2.7-3，声环境保护目标见表 2.7-4，其他环境要素保护目标见表 2.7-5，主要环境保护目标分布图见附图 8。

表 2.7-1 大气主要环境保护目标表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对方位及距离
	经度	纬度				
二村	124.82142	46.02987	居民	约 310 户，989 人	二类	1 号平台西北侧 1949m
同乐家园	124.82177	46.03311	居民	约 302 户，969 人	二类	1 号平台西北侧 2386m
雅居名苑	124.81773	46.03535	居民	约 540 户，1680 人	二类	1 号平台西北侧 2790m
利民小区	124.81778	46.03764	居民	约 180 户，706 人	二类	1 号平台西北侧 3008m
教师花园	124.82125	46.03812	居民	约 468 户，1540 人	二类	1 号平台西北侧 2841m
尚城小区	124.81971	46.03991	居民	约 786 户，2060 人	二类	1 号平台西北侧 2996m
董殿武屯	124.82348	46.04101	居民	约 205 户，789 人	二类	1 号平台西北侧 2903m
四村	124.83670	46.04119	居民	约 142 户，524 人	二类	1 号平台西北侧 2380m
小草房屯	124.85790	46.02936	居民	约 42 户，145 人	二类	1 号平台东北侧 989m
五大户屯	124.87747	46.02745	居民	约 86 户，278 人	二类	1 号平台东北侧 2224m
韩青山屯	124.86593	46.02108	居民	约 95 户，292 人	二类	1 号平台东南侧 1172m

厢房屯	124.87747	46.00060	居民	约 35 户, 121 人	二类	1 号平台东南侧 2939m
前王家屯	124.84640	46.00731	居民	约 82 户, 226 人	二类	1 号平台西南侧 1338m
后王家屯	124.84550	46.01643	居民	约 186 户, 576 人	二类	1 号平台西南侧 421m
大草房屯	124.82769	46.02179	居民	约 105 户, 342 人	二类	1 号平台西北侧 1634m
建立村	124.80070	45.99291	居民	约 78 户, 235 人	二类	太 113-58 西北侧 3420m
荣家围子屯	124.81031	45.99121	居民	约 142 户, 466 人	二类	太 113-58 西北侧 2519m
小山屯	124.83179	45.98304	居民	约 82 户, 256 人	二类	太 113-58 西北侧 1226m
四合屯	124.86149	45.97922	居民	约 55 户, 182 人	二类	太 113-58 东北侧 2190m
邹子臣屯	124.84198	45.97239	居民	约 52 户, 176 人	二类	太 113-58 东北侧 496m 太 116-57 注水管线东侧 35m
高华尖屯	124.84582	45.96074	居民	约 58 户, 202 人	二类	太 116-57 东侧 1155m
公民村	124.83846	45.94241	居民	约 145 户, 478 人	二类	太 116-57 东南侧 2075m
大庙屯	124.82091	45.94411	居民	约 36 户, 124 人	二类	太 116-57 西南侧 1929m
孟家围子	124.80795	45.94324	居民	约 66 户, 224 人	二类	太 116-57 西南侧 2510m
模范屯	124.79971	45.94250	居民	约 72 户, 265 人	二类	太 116-57 西南侧 3062m
庆阳山村	124.82151	45.96699	居民	约 220 户, 728 人	二类	太 118-57 西北侧 587m
杏山堡村	124.79997	45.96547	居民	约 205 户, 710 人	二类	太 116-57 西北侧 2104m

表 2.7-2 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	小草房屯水井	1 号平台东北侧 989m	村屯内居民均由韩青山屯内饮用水源井集中供水, 供水覆盖率 100%, 井位坐标为东经 124°52'22.62", 北纬 46°1'17.72", 位于 1 号平台东侧 1804m, 井深 120m, 承压水, 供水人数约 715 人。村民自家均有自打井, 约 42 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
	五大户屯水井	1 号平台东北侧 2224m	村屯内居民均由韩青山屯内饮用水源井集中供水, 供水覆盖率 100%, 井位坐标为东经 124°52'22.62", 北纬 46°1'17.72", 位于 1 号平台东侧 1804m, 井深 120m, 承压水, 供水人数约 715 人。村民自家均有自打井, 约 86 口, 井深 15-80m, 用于喂养牲畜及灌溉。	
	韩青山屯水井	1 号平台东南侧 1172m	村屯内居民均由韩青山屯内饮用水源井集中供水, 供水覆盖率 100%, 井位坐标为东经 124°52'22.62", 北纬 46°1'17.72", 位于 1 号平台东侧 1804m, 井深 120m, 承压水, 供水人数约 715 人。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。
前王家屯水井	1号平台西南侧 1338m	村屯内居民均由后王家屯内饮用水源井集中供水，供水覆盖率 100%，井位坐标为东经 124°50'23.676"，北纬 46°0'58.86"，位于 1 号平台西南侧 879m，井深 130m，承压水，供水人数约 782 人。村民自家均有自打井，约 82 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。
后王家屯水井	1号平台西南侧 421m	村屯内居民均由后王家屯内饮用水源井集中供水，供水覆盖率 100%，井位坐标为东经 124°50'23.676"，北纬 46°0'58.86"，位于 1 号平台西南侧 879m，井深 130m，承压水，供水人数约 782 人。村民自家均有自打井，约 186 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。
大草房屯水井	1号平台西北侧 1634m	村屯内均由大同镇地下水饮用水水源统一供水，集中供水水源井共 4 口，井深 144-170m，供水人口 4.5 万人，与本项目最近的集中供水井位于 1 号平台井场西北侧 4.1km 处，位于本项目上游区域；村民自家均有自打井，约 105 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。
荣家围子屯水井	太 113-58 西北侧 2519m	村屯内居民均由荣家围子屯内饮用水源井集中供水，供水覆盖率 100%，井位坐标为东经 124°48'37.14"，北纬 45°59'25.33"，位于太 113-58 西北侧 2854m，井深 130m，承压水，供水人数约 466 人。村民自家均有自打井，约 142 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。
小山屯水井	太 113-58 西北侧 1226m	村屯内居民均由小山屯内饮用水源井集中供水，供水覆盖率 100%，井位坐标为东经 124°49'58.79"，北纬 45°59'1.85"，位于太 113-58 西北侧 1400m，井深 120m，承压水，供水人数约 256 人。村民自家均有自打井，约 82 口，井深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。
四合屯水井	太 113-58 东北侧 2190m	村屯内居民均由四合屯内饮用水源井集中供水，供水覆盖率 100%，井位坐标为东经 124°51'52.50"，北纬 45°58'45.55"，位于太 113-58 东北侧 2458m，井深 120m，承压水，供水人数约 560 人。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。
邹子臣屯	太 113-58 东	村屯内居民均由四合屯内饮用水源井集中供水，

水井	北侧 496m 太 116-57 注 水管线东侧 35m	供水覆盖率 100%，井位坐标为东经 124°51'52.50"，北纬 45°58'45.55"，位于太 113- 58 东北侧 2458m，井深 120m，承压水，供水人 数约 560 人。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。
高华尖屯 水井	太 116-57 东 侧 1155m	村屯内居民均由四合屯内饮用水源井集中供水， 供水覆盖率 100%，井位坐标为东经 124°51'52.50"，北纬 45°58'45.55"，位于太 113- 58 东北侧 2458m，井深 120m，承压水，供水人 数约 560 人。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。
庆阳山村 水井	太 118-57 西 北侧 587m	村屯内居民均由四合屯内饮用水源井集中供水， 供水覆盖率 100%，井位坐标为东经 124°48'37.84"，北纬 45°58'3.29"，位于太 118-57 西北侧 1751m，井深 130m，承压水，供水人数 约 728 人。村民自家均有自打井，约 220 口，井 深 15-80m，用于喂养牲畜及灌溉。

表 2.7-3 环境风险保护目标

环境要素	保护属性	保护目标	保护对象	相对方位及距离
环境风险	大气	二村	约 310 户，989 人	1 号平台西北侧 1949m
		同乐家园	约 302 户，969 人	1 号平台西北侧 2386m
		雅居名苑	约 540 户，1680 人	1 号平台西北侧 2790m
		利民小区	约 180 户，706 人	1 号平台西北侧 3008m
		教师花园	约 468 户，1540 人	1 号平台西北侧 2841m
		尚城小区	约 786 户，2060 人	1 号平台西北侧 2996m
		董殿武屯	约 205 户，789 人	1 号平台西北侧 2903m
		四村	约 142 户，524 人	1 号平台西北侧 2380m
		小草房屯	约 42 户，145 人	1 号平台东北侧 989m
		五大户屯	约 86 户，278 人	1 号平台东北侧 2224m
		韩青山屯	约 95 户，292 人	1 号平台东南侧 1172m
		厢房屯	约 35 户，121 人	1 号平台东南侧 2939m
		前王家屯	约 82 户，226 人	1 号平台西南侧 1338m
		后王家屯	约 186 户，576 人	1 号平台西南侧 421m
		大草房屯	约 105 户，342 人	1 号平台西北侧 1634m
		建立村	约 78 户，235 人	太 113-58 西北侧 3420m
		荣家围子屯	约 142 户，466 人	太 113-58 西北侧 2519m
		小山屯	约 82 户，256 人	太 113-58 西北侧 1226m
四合屯	约 55 户，182 人	太 113-58 东北侧 2190m		

		邹子臣屯	约 52 户, 176 人	太 113-58 东北侧 496 m 太 116-57 注水管线东侧 35m
		高华尖屯	约 58 户, 202 人	太 116-57 东侧 1155m
		公民村	约 145 户, 478 人	太 116-57 东南侧 2075m
		大庙屯	约 36 户, 124 人	太 116-57 西南侧 1929m
		孟家围子	约 66 户, 224 人	太 116-57 西南侧 2510m
		模范屯	约 72 户, 265 人	太 116-57 西南侧 3062m
		庆阳山村	约 220 户, 728 人	太 118-57 西北侧 587m
		杏山堡村	约 205 户, 710 人	太 116-57 西北侧 2104m
	地表水	拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的的地表水体		该范围内无地表水敏感目标
	地下水	评价范围内潜水含水层、承压水含水层		《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准

表 2.7-4 声环境保护目标调查表

序号	声环境保护目标名称	空间相对位置/m			距厂界最近距离/m	方位	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
		X	Y	Z				
1	邹子臣屯	35	0	1.5	35m	太 116-57 注水管线东侧	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 1 类标准	约 52 户, 176 人, 单层砖混结构, 朝北, 四周均为耕地

表 2.7-5 其他环境因素保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地表水环境	拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的的地表水体			该范围内无地表水敏感目标
土壤环境	本项目永久占地范围内, 土壤类型为黑钙土			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 第二类用地筛选值
	拟建井场边界外扩 1km 及管道中心线两侧各 200m 的居民区土壤环境			《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
	拟建井场边界外扩 1km 及管道中心线两侧各 200m 的农用地土壤, 主要为耕地, 土壤类型为黑钙土			《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 表 1 中农用地土壤污染风险筛选值
生态环境	拟建井场边界外扩 1km 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境, 主要为耕地			临时占用耕地进行恢复, 恢复面积 24.66hm ² 。永久占用耕地按照规定进行经济补偿
	本项目位于大庆市大同区八井子乡, 属于大庆市水土流失重点治理区			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

3 建设项目工程分析

3.1 现有工程分析

3.1.1 现有区块开发情况

本项目位于太南油田区块，太南油田区块位于黑龙江省大庆市与肇州县交界附近，西与葡萄花油田相邻，东与三肇凹陷宋芳屯油田毗邻，北与杏树岗油田相邻。区块面积约为54.6km²，本项目为太南油田区块滚动开发的一部分，区块内建有较为完善的油、气、水、电、路、信等工程，项目开发区块集输管网布置及本项目与太南油田区块位置关系示意图见附图4，区块涉及各种不同功能站库，详见表3.1-1。

表 3.1-1 太南油田区块已建各类站统计表

序号	类别	数量（座）	站名
1	转油（放水）站	2	太南2号转油站、太南4号转油站
2	注水站	1	太南2号注水站

太南油田位于太平屯构造南部倾没端，砂体整体上呈近南北向展布，油田包括太233、太243及太南3个区块，地质储量1567×10⁴t。该油田于1981年投入开发，1996年进行一次加密调整，1999年进入滚动扩边阶段，2012年进行局部井网加密调整。截至目前，太南油田区块现有运行的油水井348口，其中油井226口，水井122口，产能9.5×10⁴t/a，综合含水92.6%；太南油田区块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，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，现有集输管线386.8km，注水管线223.7km，井排路及通井路152.4km。该区块于2013年11月进行了《太南油田加密区块产能建设工程环境影响报告书》，并于2013年12月17日在原大庆市环境保护局获得批复，批复文号庆环建字（2013）250号，项目于2019年10月完成了自主验收，太南油田区块环评及验收意见详见附件2。本项目涉及的19口油水井钻井工程已在《葡北及太南区块产能建设钻井工程环境影响报告书》中进行了评价，2022年2月25日，大庆市生态环境局对其进行了批复，批复文号为庆环审（2022）49号，目前本项目涉及的7口油水井未进行钻井施工，环评及验收批复详见附件2。现有工程环评及验收情况见表3.1-2。

表 3.1-2 现有工程环评及验收情况调查表

项目名称	主要工程内容	环评批复	验收情况
太南油田加密区块产能建设工程环境影响报告书	基建井94口，其中油井71口，转注井23口，建成产能3.72×10 ⁴ t/a。	庆环建字（2013）250号	于2019年10月完成自主验收

葡北及太南区块产能建设钻井工程环境影响报告书	新钻 1194 口井，其中油井 760 口，水井 434 口，均为单井，完钻井深 775m~3000m，总进尺约 155.61×10 ⁴ m，包含钻井、测井、录井、射孔工程。	庆环审 (2022) 49 号	未进行建设
------------------------	--	-----------------------	-------

3.1.2 钻井回顾性分析

本次对现有区域内已钻井进行回顾性分析。

(1) 生态环境影响回顾

项目生态环境的影响主要来自于施工期钻井井场施工便道、临时房屋搭建、车辆碾压、机械推挖、泥浆固化点等施工活动产生的临时占地，造成土壤结构、植被的破坏和对农业生态产生一定的影响。项目所占土地为耕地，由于项目施工期较短，施工结束后，及时对地表进行了平整，经现场调查，本项目占地已全部恢复并平整，未对周边生态环境造成较大影响。

(2) 环境空气影响回顾

项目施工期产生的废气主要为施工过程中车辆运输产生的扬尘以及柴油发电机产生的燃烧废气。由于施工所在区域较开阔，利于柴油发电机烟气的稀释扩散；车辆运输产生的扬尘采取在运输过程中对易起尘的建筑材料加盖遮盖物、对进出的运输道路每天 4-5 次洒水抑尘，有效的减少了扬尘污染，柴油发电机使用质量达标的柴油，现设备均已撤离，未对周边大气环境造成明显影响，无周边居民投诉现象发生。

(3) 水环境影响回顾

施工人员生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理；钻井废水进入井场钢制泥浆槽，由罐车拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》(DB23/T693-2000)标准要求后外运至大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路，压滤水由大庆洁宇环保科技有限公司送往第七采油厂葡二联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量≤10mg/L，悬浮固体≤5mg/L”规定后回注油层。施工期未发生地下水和地表水污染事件，未对项目周边水环境造成影响。

(4) 固体废弃物影响回顾

项目产生的废弃泥浆、钻井岩屑暂排到井场钢制泥浆槽，由罐车拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理；现场废弃包装袋主要为钻井材料中的纯碱、重晶石粉包装袋，由于钻井泥浆、纯碱、重晶石粉均不属于危险化学品，所以废弃包装袋不属于危险废物，施工结束后已由施工单位统一收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。废弃 KOH 包装袋经已收集后由施工单位委托资质单位处理；生活垃圾已统一收集后运至大庆龙清生物

科技有限公司处理。

(5) 声环境影响回顾

施工期噪声主要为钻井、施工车辆等运行噪声。施工过程选用了低噪声设备，且布局合理，现设备均已撤离，未发生噪声扰民事件。

3.1.3 现有区块污染物排放情况

(1) 废气

①非甲烷总烃

本项目位于太南油田区块，现有工程排放的非甲烷总烃主要为区块内井场、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，太南油田区块目前产油约 $9.5 \times 10^4 \text{t/a}$ 。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 134.66t/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，根据现有工程竣工环境保护验收调查报告中对区域内已建井场的监测结果（验收意见见附件 2），现有区块内井场排放的非甲烷总烃边界能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求。根据对区块内场站的监测结果可知（见附件 6），区块内场站排放的非甲烷总烃厂界能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站内非甲烷总烃能够满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。

②锅炉烟气

现有区块运行期产生的锅炉烟气主要来自区块内的太南 2 号转油站、太南 4 号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。根据大庆中环评价检测有限公司于 2023 年 10 月 11 日-12 日对区块内场站的监测结果可知（见附件 6），太南 2 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 9.7mg/m^3 ， NO_x 平均值约为 73.2mg/m^3 ， SO_2 平均值约为 17mg/m^3 ，烟气黑度小于 1 级；太南 4 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 9.6mg/m^3 ， NO_x 平均值约为 72mg/m^3 ， SO_2 平均值约为 15.5mg/m^3 ，烟气黑度小于 1 级。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，太南 2 号转油站年燃气量为 $180.26 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，太南 4 号转油站年燃气量为 $157.34 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，现有区块内场站加热炉烟

气污染物排放见表 3.1-3。

表 3.1-3 现有区块内场站加热装置污染物排放量

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
太南 2 号转油站	8m	180.26	2035.14	0.197	1.490	0.346
太南 4 号转油站	8m	157.34	1776.37	0.171	1.279	0.275
合计		337.6	3811.51	0.368	2.769	0.621

由以上分析可知，区块内场站排放的锅炉烟气中颗粒物排放量为 0.368t/a，NO_x 排放量为 2.769t/a，SO₂ 排放量为 0.621t/a，区块内场站锅炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。

（2）废水

现有区块产能 9.5×10⁴t/a，综合含水 92.6%，则现有区块油田采出水量为 128.38×10⁴t/a；现有区块油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 4260m³/a；现有区块水井洗井产生的洗井污水共计约 14640m³/a。现有区块油田采出水、油水井作业污水、洗井污水均由葡二联合油污水处理站处理达标后回注油层，根据本次对葡二联合油污水处理站的监测结果可知（见附件 6），处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”限值要求。

现有区块场站内的生活污水产生量约 262.8m³/a，生活污水排入场站内化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理。

（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。抽油机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《太南油田加密区块产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》中对区域内已建井场的监测结果可知，现有区块内已建井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准；根据本次对区块内已建场站及井场的监测数据可知（见附件 6），区域内太南 2 号转油站、太南 4 号转油站、太南 2 号注水站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

（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 7.5t/a，依托场站清罐污泥产生量约为 2.8t/a，含油污泥由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》

(DB23/T3104-2022) 表 1 中的限值要求后, 用作油田垫井场和通井路。

工程依托场站共产生生活垃圾 3.3t/a, 产生的生活垃圾集中收集后拉运至大庆龙清生物科技有限公司进行处理。

现有工程污染物产排污情况汇总表见表 3.1-4。

表 3.1-4 现有工程污染物产排污情况汇总表

类别	污染物	产生量	削减量/固废处置量	排放量
废气	非甲烷总烃	134.66t/a	0	134.66t/a
	颗粒物	0.368t/a	0	0.368t/a
	NO _x	2.769t/a	0	2.769t/a
	SO ₂	0.621t/a	0	0.621t/a
废水	油田采出水	128.38×10 ⁴ t/a	128.38×10 ⁴ t/a	0
	作业污水	4260m ³ /a	4260m ³ /a	0
	洗井污水	14640m ³ /a	14640m ³ /a	0
	生活污水	262.8m ³ /a	262.8m ³ /a	0
固废	作业含油污泥	7.5t/a	7.5t/a	0
	场站清罐污泥	2.8t/a	2.8t/a	0
	生活垃圾	3.3t/a	3.3t/a	0

3.1.4 现有工程存在的环境问题

根据调查可知, 现有区块内最近 3 年无投诉、督查及检查情况。本工程区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求, 井场地面均进行了平整, 无油污。站场环境清洁, 地面未发现油污, 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, 并已完成了生态恢复。

区块内转油站加热炉能够达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 1 在用锅炉排放浓度限值要求; 现有站场内无罐体装置, 油气集输采用密闭流程, 可有效控制烃类物质的排放, 目前现有站场厂界非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求, 依托场站排放的 VOCs (以非甲烷总烃计) 厂区内能够满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。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葡二联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≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”规定要求, 均不外排; 作业和清罐产生的含油污泥由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后, 再委托北京

新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)表 1 中的限值要求后, 用作油田垫井场和通井路。

目前, 第七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 91230607716675409L018R。

为保护区域生态环境, 第七采油厂在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内耕地生态系统。例如严格控制了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了生态恢复, 最大力度降低了油田开发对区域耕地生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围, 严格运行期管理, 减小了对区域生态系统的扰动, 保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。针对区块内水土流失重点治理区, 第七采油厂采取了井场平整、压实, 开挖土方已合理利用填埋; 施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏; 在油田道路地势较低, 容易汇水形成径流冲刷的路段, 设置了钢筋砼板涵, 保证了道路两侧洪沟的畅通; 生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作, 保证了各类设施的泄洪能力; 管道工程施工期间, 划定了施工活动范围, 车辆均采用“一”字型作业法, 严格避免开辟新路, 管沟挖、填方作业做到了互补平衡, 未造成弃土方堆积和过多借土, 未增加新的水土流失, 管沟回填阶段均按层回填, 回填后予以平整、压实, 施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场, 未破坏占地外的植被, 未增加裸地面积而新增的水土流失。

原有工程严格实施 HSE 环境管理体系, 第七采油厂逐级落实岗位责任制; 各工区小队或联合站设专职环保员一名, 相应采油工区队长及联合站站长为 HSE 管理体系的第一负责人, 对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

环境风险相关措施: 经调查, 第七采油厂太南油田区块未发生过环境风险事故。第七采油厂已建立较完善的应急预案体系, 综合性预案为《第七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。

根据以上分析及现场勘查, 现有区块内未发现环境问题。



图 3.1-1 太南油田区块现有井场周边生态恢复情况

3.2 建设项目概况

项目名称：葡萄花油田葡斜 4352 及葡 4348 井区外扩葡萄花油层产能建设地面工程项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司第七采油厂；

建设地点：大庆市大同区八井子乡庆阳山村北侧；

建设性质：改扩建；

投资规模：2758.6 万元人民币；

占地面积：本项目新增总占地面积为 25.7165hm²，其中永久占地面积为 1.0565hm²，临时占地面积为 24.66hm²，占地类型为耕地（非基本农田）；

建设内容：本项目基建油水井 19 口，其中油井 13 口（其中 5 口油井压裂后进入地面工程建设），注水井 6 口。集油系统采用单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺，新建单井集油掺水管线共 15.88km，其中 $\Phi 76 \times 4.5-9.2\text{km}$ ， $\Phi 60 \times 3.5-6.68\text{km}$ 。注水系统采用单干管多井配水工艺，新建 5 井式撬装配水间 1 座，新建配水阀组 5 套，新建注水支干线 $\Phi 89 \times 7-2.2\text{km}$ ，新建注水井单井支线共 6.58km，其中 $\Phi 76 \times 6-2.41\text{km}$ 、 $\Phi 60 \times 5-4.17\text{km}$ 。并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 $1.38 \times 10^4\text{t/a}$ ；

工作进度：项目计划施工期为 2024 年 2 月至 2024 年 4 月，施工约 60d；
劳动定员：施工人数 30 人，运营期不新增劳动定员。

3.3 工程组成

本项目工程组成见表 3.3-1。

表 3.3-1 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	采油工程	本项目基建 13 口油井，与拟建注水井共形成丛式井平台 6 座、与 1 口已建油井形成丛式井平台 1 座、单井井 1 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 13 台及采油动力配电设施。建成后预计产能 $1.38 \times 10^4 \text{t/a}$ 。	新建
	注水工程	本项目基建 6 口水井，与拟建油井共形成丛式井平台 5 座。新建注水井口 6 套，平均单井注水量 $18.4 \text{m}^3/\text{d} \sim 36.4 \text{m}^3/\text{d}$ ，井口注水压力为 16MPa。	新建
辅助工程	压裂	本项目有 5 口油井进行压裂作业。压裂液集中配置，由压裂液工程车拉运至井场进行压裂，压裂液用量为 $100 \text{m}^3/\text{井}$ ，压裂返排液产生量为 $30\text{-}40 \text{m}^3/\text{井}$ 。	新建
	原油集输工程	基建涉及 13 口抽油机井，站外集油系统采用单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺，新建单井集油掺水管线共 15.88km，其中 $\Phi 76 \times 4.5\text{-}9.2 \text{km}$ ， $\Phi 60 \times 3.5\text{-}6.68 \text{km}$ ，管道材质采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道。	新建
	注水管线工程	基建涉及 6 口注水井，本次开发区块注水采用单干管多井配水工艺，新建 5 井式撬装配水间 1 座，新建配水阀组 5 套，利旧配水阀组 1 套，新建注水支干线 $\Phi 89 \times 7\text{-}2.2 \text{km}$ ，新建注水井单井支线共 6.58km，其中 $\Phi 76 \times 6\text{-}2.41 \text{km}$ 、 $\Phi 60 \times 5\text{-}4.17 \text{km}$ 。管道材质全部选用无缝钢管。	利旧配水阀组 1 套，其余新建
公用工程	给水工程	施工期试压用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水；运营期油水井作业用水、洗井用水来源为葡二联含油污水处理站的深度处理水，由水罐车运送。	依托
	排水工程	施工人员产生的生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理；管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理达标后回注油层。运营期油田采出水管输进入葡二联含油污水处理站处理达标后回注油层；油水井作业污水及水井洗井污水通过罐车回收后送葡二联含油污水处理站处理达标后回注油层。	依托
	供暖工程	本项目不设施工营地，施工期不需供暖，运营期依托场站现有供暖方式。	/

	供电工程	本项目电力供应均来自油田已建电网，新建油井及配水间需就近由已建的 6kV 供电线路引接电源，并新建 6kV 供电线路 5.378km，线路全部采用 LGJ-50 型导线。每座井场采用 1 座柱上变电站供电，共新建柱上变电站 8 座，为新建配水间配电，新建 30kVA 柱上变电站 1 座，配套新建低压电缆线路 1.04km。	新建	
	供气工程	本项目运营期采出液经太南 2 号转油站、葡北 11 号转油站内三合一装置油气分离后，油田伴生气用于转油站加热炉燃烧，本项目各转油站新增天然气用量约 24.22 万 m ³ /a。	依托	
环保工程	施工期	废气治理措施	对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，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	管线试压废水由罐车拉运至葡二联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≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”规定后回注油层，不外排。	依托
			压裂返排液由罐车拉运至葡五联压裂返排液处理站处理，处理后污水管输进入葡三联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≤3mg/L”规定后回注油层，不外排。	依托
			施工人员产生的生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理。	新建
	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；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龙清生物科技有限公司处理。	依托	
		建筑垃圾统一收集后拉运至大同区建筑垃圾消纳场处理。	依托	
		施工废料经收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。	依托	
	运营期	废气治理措施	依托的太南 2 号转油站、葡北 11 号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 8m 的烟囱高空排放。	依托
			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。	新建
废水治理措施		油水井作业污水及洗井污水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。	依托	
		运营期油田采出水经集输系统最终管输至葡二联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≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”限值要求后回注油层，不外排。	依托	

		噪声治理措施	抽油机电机、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、落地油及油砂由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。	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
	地下水及土壤防护		在本项目区域上游前王家屯王家水井（坐标 124.82471，46.02208）布设 1 口潜水背景值监测水井，在区域内小山屯孙家水井（坐标 124.83330，45.98345）、区域下游荣家围子屯苏家水井（坐标 124.81072，45.99118）各布设 1 口潜水跟踪监测水井，在荣家围子屯周家水井（坐标 124.80926，45.98855）布设 1 口承压水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。	依托周边已建水井
			在 6 号平台井场、6 号平台井场西南侧 200m 耕地共布设 2 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬，监测频次为 1 次/年。	新建
			集油掺水管道、注水管道、井场作业区为重点防渗，管道采用防腐无缝钢管、管道的连接方式采用焊接，油水井作业期间井场永久占地内铺设 2mm 厚防渗布，渗透系数为 1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s；井场永久占地内为简单防渗，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 24.66hm ² ；对永久占用耕地按照规定进行经济补偿，补偿面积 1.0565hm ² 。	恢复、补偿
		风险防范措施	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；依托场站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏，并定期进行应急演练。	新建
储运工程		道路工程	本次新建产能位于老井区，新建通井路可就近挂接于附近的老井和通井路。本项目新建路基宽 3.5m 的通井土路 2.991km，占地类型均为耕地。拆除 1 处涵洞并按原跨径新建净-4m 钢筋混凝土排水板涵 6m/1 道。	新建
依托工程	转油站	太南 2 号转油站	本项目 12 口油井采出液依托太南 2 号转油站处理。太南 2 号转油站投产于 2008 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、1.5MW 掺水炉 4 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 10000t/d，目前实际处理量为 4781.11t/d，本项目 12 口油井新增采出液量最大为 88.4t/d，新增产能后太南 2 号转油站三合一装置处理量为 4869.51t/d，负荷率为 48.7%，满足开发需求。	依托，无需扩建

	葡北 11 号转油站	本项目 1 口油井采出液依托葡北 11 号转油站处理。葡北 11 号转油站投产于 2012 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5100t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、1.6MW 掺水炉 2 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 10200t/d，目前实际处理量为 3593.5t/d，本项目 1 口油井新增采出液量最大为 11.5t/d，新增产能后葡北 11 号转油站三合一装置处理量为 3605t/d，负荷率为 35.34%，满足开发需求。	依托， 无需扩 建
脱水站	葡二联脱水站	本项目 13 口油井产液依托葡二联脱水站处理，站内主要设备有：单台设计处理能力 10000t/d 的游离水脱除器 4 台、单台设计处理能力 2150t/d 的电脱水器 3 台、2.0MW 脱水炉 2 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 40000t/d，电脱能力为 6450t/d。目前游离水脱除器实际处理量为 24677t/d，电脱水器实际处理量为 1056.5t/d，本项目新增产液后葡二联脱水站游离水脱除处理量为 24776.9t/d，负荷率 61.94%；电脱处理量为 1061.5t/d，负荷率 16.46%，满足开发需求。	依托， 无需扩 建
	太南 2 号注水站	本项目 5 口注水井依托太南 2 号注水站，回注水质为葡二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 DF250-150×10 型注水泵 2 台。站内设计注水量为 6000m ³ /d，目前实际注水量 4389m ³ /d，负荷率为 73.15%。本项目 5 口注水井新增注水量为 182m ³ /d，新增注水量后太南 2 号注水站注水量为 4571m ³ /d，负荷率为 76.18%，满足开发需求。	依托， 无需扩 建
注水站	葡二联注水站	本项目 1 口注水井依托葡二联注水站，回注水质为葡二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 DFJ280-160×10A 型注水泵 1 台、DF280-160×10A 型注水泵 1 台、DF280-150×11C 型注水泵 1 台。站内设计注水量为 13440m ³ /d，目前实际注水量 11035m ³ /d，负荷率为 82.11%。本项目 1 口注水井新增注水量为 36.4m ³ /d，新增注水量后葡二联注水站注水量为 11071.4m ³ /d，负荷率为 82.38%，满足开发需求。	依托， 无需扩 建
含油污水处理站	葡二联含油污水处理站	本项目 13 口油井采出水依托葡二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“含油量≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”，设计污水处理量为 15000m ³ /d。目前实际污水处理量为 12199m ³ /d，本项目新增油井单井最大采出水量直井为 4.9t/d，水平井为 9.1t/d，新增污水后处理量为 12283.7m ³ /d，负荷率为 81.89%，满足开发需求。	依托， 无需扩 建
含油污泥处理站	葡萄花含油污泥处理站	葡萄花含油污泥处理站采用“调质+离心”处理工艺，设计处理规模为 5m ³ /h（年运行 150 天，每天 24 小时，年最大处理量 18000m ³ ），目前实际处理量约 12600m ³ /a，负荷率约为 70%，剩余处理量为 5400m ³ 。本工程含油泥（砂）及落地油产生量为 0.25t/a，约 0.3m ³ ，本项目新增后处理量约为 12600.3m ³ /a，	依托， 无需扩 建

			负荷率仍为 70%，变化较小，能够满足本项目含油污泥处理需求。	
		北京新风航天装备有限公司	北京新风航天装备有限公司位于大庆市大同区八井子乡八井子村，占地面积 15000m ² ，设有预处理区、热洗涤区、热脱附区及其它附属设施，项目采用处理工艺采用“筛分流化一调质+三相离心分离+热脱”工艺。热脱工艺设备处理能力为 117t/d，目前处理量为 60t/d，负荷率为 51.3%。本项目油泥最大产生量约为 0.25t/a，北京新风航天装备有限公司剩余处理能力满足本项目及同期建设项目含油污泥处理需求，依托可行。	依托、 无需扩 建
	一般工业固废填埋场	第七采油厂工业固废填埋场	第七采油厂工业固废填埋场位于大同区大庆油田有限责任公司第七采油厂东北 9km 一处盐碱地内，于 2013 年通过环保验收（验收文号为庆环验[2013]12 号），总容量为 14000m ³ ，设计年处理能力为 581.2m ³ ，目前埋埋总量约为 9100m ³ ，剩余埋埋量约为 4900m ³ ，本项目产生施工废料约 0.49t，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，依托可行。	依托、 无需扩 建

3.4 开发方案

3.4.1 基建井及井位分布

本项目基建油水井 19 口，其中油井 13 口，注水井 6 口，18 口油水井形成丛式井平台 6 座、单井井场 1 座，1 口油井接至已建老井井场形成丛式井平台 1 座，建成产能 1.38×10⁴t/a。本项目油井均为水驱油井，注水井注水来源为处理达标的含油污水。项目产能基建安排见表 3.4-1。

表 3.4-1 项目产能基建安排

区块	油井(口)			水井(口)			总井数 (口)	建成产能 (10 ⁴ t/a)
	直井	水平井	小计	直井	水平井	小计		
葡斜 4352 及葡 4348 井区	8	5	13	6	0	6	19	1.38

本项目油田产能井位布设情况见表 3.4-2。本项目拟建井位置见附图 2。

表 3.4-2 本项目油田产能井位布设情况

序号	井号	平台	2000 系井口坐标		井别	井型	占地类型
			井口横坐标	井口纵坐标			
1	葡 434-平 1	1 号平台	42408892.8865	5095526.5798	油井	水平井	耕地
2	葡 98-120				注水井	直井	
3	葡 102-122				注水井	直井	
4	葡 434-平 3	2 号平台	42409179.1982	5094255.8755	油井	水平井	耕地
5	葡 106-128				注水井	直井	
6	葡 434-平 4	3 号平台	42409347.2797	5095168.9645	油井	水平井	耕地
7	葡 100-128				油井	直井	

8	葡 102-128				注水井	直井	
9	葡 434-平 5	4 号平台	42406075.8213	5096844.9058	油井	水平井	耕地
10	葡 94-100				注水井	直井	
11	葡 86-118	5 号平台	42408655.8901	5097422.7402	油井	直井	耕地
12	葡 85-116				油井	直井	
13	葡 94-117	6 号平台	42408381.8928	5096057.6303	油井	直井	耕地
14	葡 98-116				注水井	直井	
15	葡 98-118				油井	直井	
16	葡 100-117				油井	直井	
17	葡斜 4352				油井	直井	
18	葡 434-平 2	单井	42408652.776	5094584.6846	油井	水平井	耕地
19	葡 92-106	7 号平台	42407217.1138	5097004.9081	油井	直井	耕地

3.4.2 开发指标预测

本项目共部署基建开发油井 13 口（直井 8 口，水平井 5 口），注水井 6 口，建成产能 $1.38 \times 10^4 \text{t/a}$ 。区块含油面积共 1.39km^2 ，开采层位属于葡萄花油层，储层有效渗透率 $47.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。油井预测期内直井平均单井产油量 $0.3 \text{t/d} \sim 2.0 \text{t/d}$ ，平均单井产液量 $3.2 \text{t/d} \sim 5.3 \text{t/d}$ ，水平井平均单井产油量 $0.6 \text{t/d} \sim 6.0 \text{t/d}$ ，平均单井产液量 $7.0 \text{t/d} \sim 11.5 \text{t/d}$ 。注水井预测期内平均单井注水量 $18.4 \text{m}^3/\text{d} \sim 36.4 \text{m}^3/\text{d}$ ，井口注水压力为 16MPa，注水水质为深度处理水。总体开发动态指标预测见表 3.4-3，原油物性表及产出水性质见表 3.4-4、表 3.4-5。

表 3.4-3 葡萄花油田葡斜 4352 及葡 4348 井区外扩产能基建井开发指标预测表

项目 \ 年	年															
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
油井数 (口)	直井	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
	水平井	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
注水井数(口)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
平均单井日产	直井	2.0	2.0	1.6	1.3	1.1	1.0	0.8	0.7	0.6	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3
	水平井	6.0	6.0	4.5	3.4	2.7	2.2	1.8	1.6	1.3	1.1	1.0	0.8	0.8	0.7	0.6

油(t)																
平均单井日产量(t)	直井	3.3	3.8	3.6	3.4	3.3	3.3	3.2	3.2	3.3	3.6	4.6	4.9	5.3	5.2	5.2
	水平井	10.0	11.5	10.1	8.6	7.8	7.2	7.0	7.0	7.1	7.4	9.1	9.2	9.9	9.5	9.4
年产油(10 ⁴ t)		0.14	1.38	1.06	0.82	0.68	0.56	0.48	0.41	0.35	0.30	0.26	0.23	0.21	0.19	0.17
年产液(10 ⁴ t)		0.23	2.65	2.37	2.10	1.96	1.85	1.82	1.81	1.86	1.96	2.45	2.54	2.74	2.67	2.65
综合含水(%)		40.0	47.9	55.3	60.8	65.3	69.8	73.9	77.6	81.2	84.7	89.3	90.9	92.4	92.9	93.5
平均单井日注水(m ³)		22.0	20.0	18.4	18.7	19.5	20.6	22.2	24.2	26.9	30.9	31.2	35.5	35.9	36.1	36.4
年注水(10 ⁴ m ³)		0.40	3.59	3.31	3.36	3.50	3.71	4.00	4.36	4.84	5.56	5.62	6.38	6.46	6.50	6.56
注水压力(MPa)		16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0

表 3.4-4 葡萄花油田葡斜 4352 及葡 4348 井区外扩产能原油物性表

层位	密度(g/cm ³)	粘度(MPa.s)	凝固点(°C)	含蜡(%)	胶质(%)	气油比(m ³ /t)
葡萄花油层	0.738	5.9	33	25.3	17.6	26

表 3.4-5 葡萄花油田葡斜 4352 及葡 4348 井区外扩产能产出水性性质表

层位	总矿化度(mg/L)	pH 值	氯离子 CL ⁻
葡萄花油层	9725	8	2609

3.5 主要建设内容

本项目基建油水井 19 口，其中油井 13 口（其中 5 口油井压裂后进入地面工程建设），注水井 6 口，并配套建设原油集输管线、注水管线、供配电、道路等辅助工程，建成产能 1.38×10⁴t/a。主要建设内容包括压裂、采油工程、原油集输工程、注水工程、道路工程、公用工程等。

3.5.1 压裂作业

本项目 5 口油井（均为水平井）需压裂作业后进入产能地面建设，压裂液使用量为 100m³/口，施工期压裂液不在现场配制，由压裂液配制场地将配制好的压裂液直接拉运至现场进行施工。压裂是利用水力作用，使油气层形成裂缝的一种方法，又称水力压裂。油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂、陶粒等）充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。压裂液主要成分理化性质见表 3.5-1。

表 3.5-1 压裂液各成分理化性质一览表

序号	原料名称	理化性质及作用	毒理性质
1	改性胍胶	采用昆山羟丙基胍胶，羟丙基胍胶具有增稠能力强，热稳定性好的特点，对水有很强的亲合力。当胍胶粉末加入水中，胍胶的微粒便“溶胀、水合”，也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体，然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中，聚合物线团的相互作用，产生了粘稠溶液。适合储层温度 80℃~200℃，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。	无毒性
2	润湿改进剂	常用的润湿剂主要是非离子型表面活性剂，如 AE1910、OP-10、SP169、796A、TA-1031 等，能将亲油砂岩润湿为亲水砂岩，有利于提高相对渗透率。	无毒性
3	破乳剂	多为胺型表面活性剂，以多乙烯多胺为引发剂，用环氧丙烷多段整体聚合而成的胺型非离子表面活性剂，破乳剂的相对分子质量大有利于破乳。主要作用是将乳化状的油水混合物中油和水分离开来。	无毒性
4	消泡剂	主要成分是烷基硅油，烷基硅油的表面张力很低，在常温下具有消泡速度快、抑泡较好的特性。	无毒性
5	高温交联剂	通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显地增加，调整压裂液的粘度。	无毒性
6	有机硼	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。	无毒性
7	高温破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。	无毒性
8	过硫酸钾	无机化合物，白色结晶，无气味，有潮解性，可用作油井压裂液的破胶剂。有强氧化性和助凝性，与有机物或还原物混合会发生爆炸。	中等毒性
9	碳酸钠	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na ⁺ 和 CO ₃ ²⁻ ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca ²⁺ 离子，使泥浆性能变好。	无毒性

10	碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50°C以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270°C时完全分解。	无毒性
----	------	--	-----

3.5.2 采油工程

本次产能新建油井 13 口，新建抽油机为常规游梁式抽油机，并配套安装采油动力配电设施。拟建油井机型及配电装置统计表见表 3.5-2。

表 3.5-2 拟建油井机型及配电装置统计表

项目分类		型号	单位	数量
抽油机	普通抽油机	CYJY6-2.5-26HB	台	8
		CYJY8-3-37HB	台	5
配电装置	电动机	20kW 380V 电动机	台	8
		30kW 380V 电动机	台	5
	配电柜	22kW 380 不停机间抽配电箱	台	8
		30kW 380 不停机间抽配电箱	台	5

3.5.3.原油集输工程

(1) 原油集输工艺

本项目开发区块基建油井 13 口，站外集油系统采用单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺，新建单井集油掺水管线共 15.88km，其中 $\Phi 76 \times 4.5-9.2\text{km}$ ， $\Phi 60 \times 3.5-6.68\text{km}$ ，管道材质采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道。临时占地类型为耕地（非基本农田），管线埋深在 2.0m，管线上部开挖宽度在 1.5-2.0m，底部 0.5m 左右。作业带宽度一般 10m。单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺示意图见图 3.5-1、图 3.5-2。

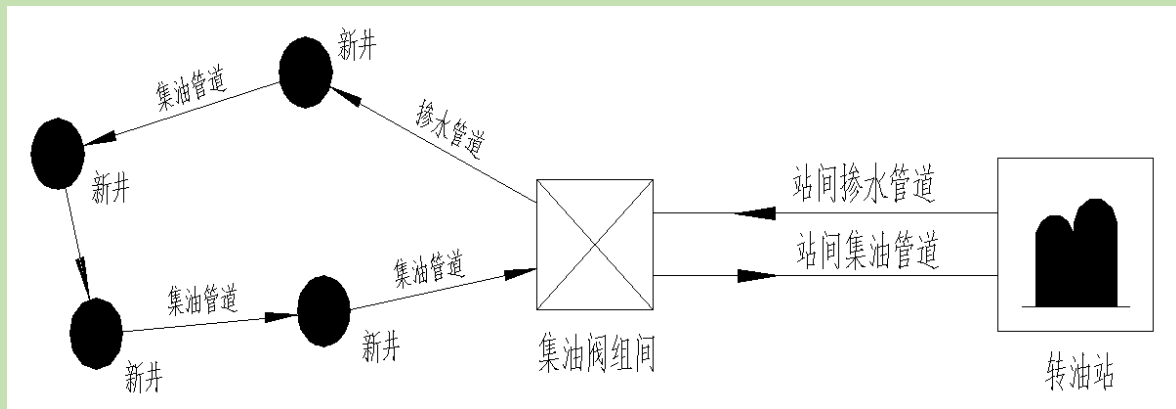


图 3.5-1 单管环状掺水集油工艺示意图

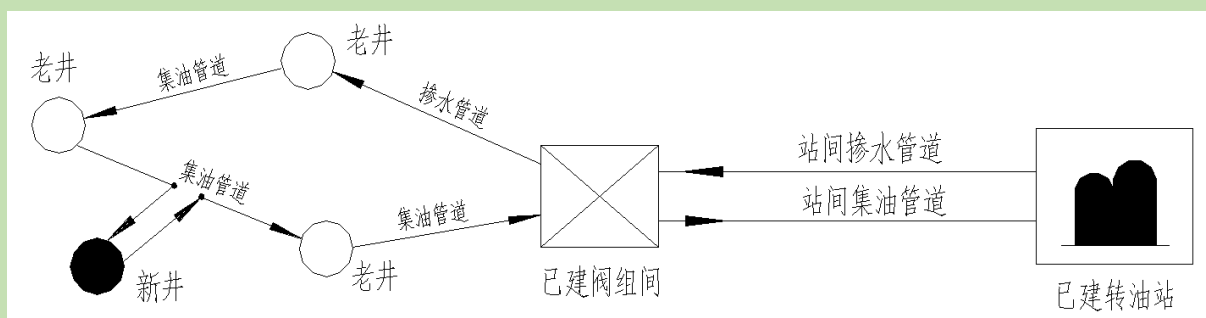


图 3.5-2 就近挂接集油工艺示意图

(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。

(1) 葡 434-平 5: 就近挂接 711 队 15# 计量间 5 环，与已建井葡 79-93、葡斜 4351、葡 94-斜 95、葡 78-94、葡 78-93、葡 77-92 组成新集油环。原 $48 \times 3.5-3.76\text{km}$ 集油掺水管线腐蚀老化严重，规划已建井与新井统一布局，更新掺水、集油管线，共新建集油掺水管线， $\Phi 76 \times 4.5-3.41\text{km}$ ， $\Phi 60 \times 3.5-0.89\text{km}$ 。



图 3.5-3 葡 434-平 5 站外集油系统示意图

(2) 葡 92-106: 本次规划该井接入 717 队 2#11 计量间，与已建葡扶 82-154 井组成平台井，接入已建 6 环。新建集油管线 $\Phi 76 \times 4.5-0.01\text{km}$ 。

(3) 葡 100-117、葡 98-118、葡斜 4352、葡 94-117、葡 85-116、葡 86-118: 葡 100-117、葡 98-118、葡斜 4352、葡 94-117 为平台井，葡 85-116 与葡 86-118 为平台井。6 口井组成新的集油环。接入 2#11 计量间预留阀组。共新建集油掺水管线 $\Phi 60 \times 3.5-1.80\text{km}$ ， $\Phi 76 \times 4.5-1.80\text{km}$ 。

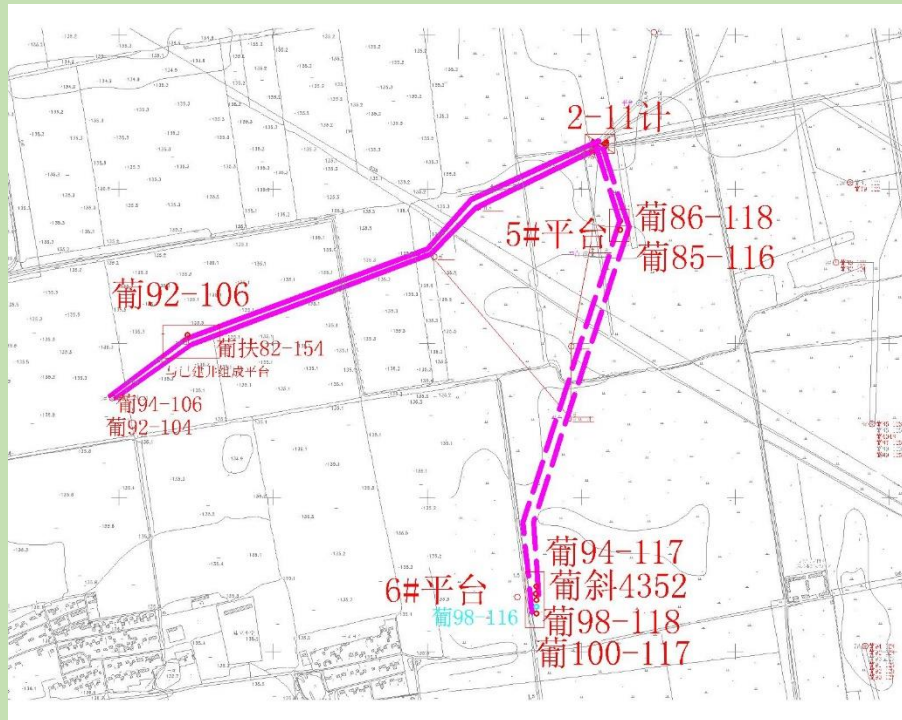


图 3.5-4 2#11 计量间新建环站外集油系统示意图

(4) 葡 434-平 1、葡 434-平 4、葡 100-128：葡 434-平 4 与葡 100-128 为平台井，该 3 口井组成新的集油环接入 717 队 2#6 计量间。经核实间内有预留阀组。新建掺水、集油管线 $\Phi 76 \times 4.5-1.70\text{km}$ ， $\Phi 60 \times 3.5-1.71\text{km}$ 。

(5) 葡 434-平 2、葡 434-平 3：该 2 口井组成新的集油环接入 717 队 2#6 计量间。经核实间内有预留阀组。新建掺水、集油管线 $\Phi 76 \times 4.5-2.28\text{km}$ ， $\Phi 60 \times 3.5-2.28\text{km}$ 。

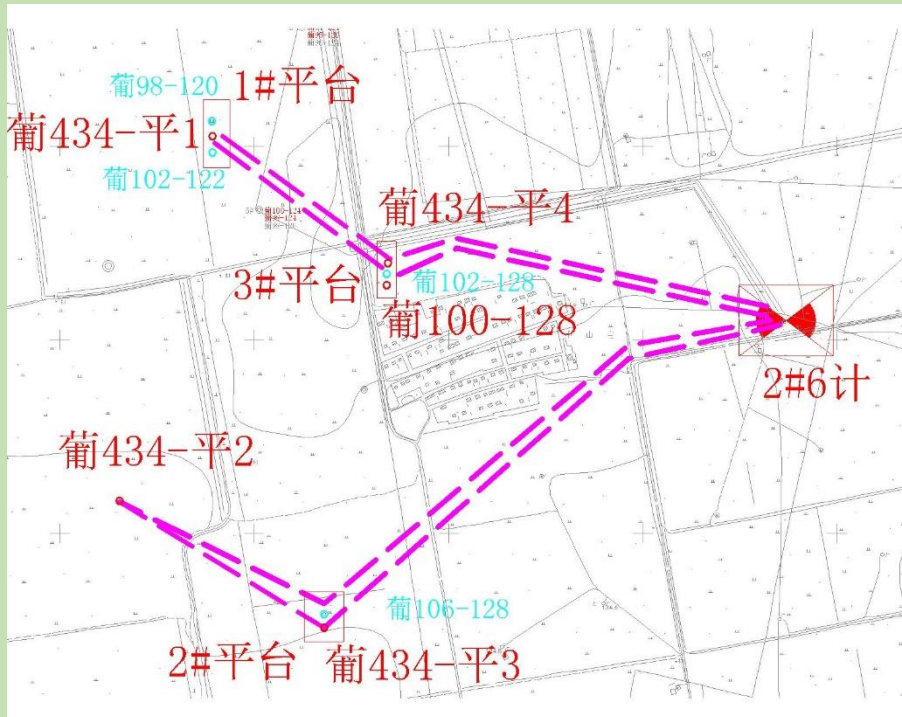


图 3.5-5 2#6 计量间新建环站外集油系统示意图

油井集输关系统计见表 3.5-3。掺水集油管线路由示意图见附图 9。

表 3.5-3 油井集输关系统计

序号	井号	井类	平台号	新建掺水集油管道	临时占地类型	阀组间	转油站	备注
1	葡 434-平 2	油井	单井	Φ76×4.5-2.28km, Φ60×3.5-2.28km	耕地	2#6 计量间	太南 2 号转油站	定向钻 穿越公路 6 处
2	葡 434-平 3	油井	2 号平台					
3	葡 434-平 1	油井	1 号平台	Φ76×4.5-1.70km, Φ60×3.5-1.71km	耕地	2#11 计量间		定向钻 穿越公路 4 处
4	葡 434-平 4	油井	3 号平台					
5	葡 100-128	油井						
6	葡 86-118	油井	5 号平台	Φ60×3.5-1.80km, Φ76×4.5-1.80km	耕地	2#11 计量间	/	
7	葡 85-116	油井						
8	葡 94-117	油井	6 号平台					
9	葡 98-118	油井						
10	葡 100-117	油井						
11	葡斜 4352	油井						
12	葡 92-106	油井	7 号平台	Φ76×4.5-0.01km	耕地			/
13	葡 434-平 5	油井	4 号平台	Φ76×4.5-3.41km, Φ60×3.5-0.89km	耕地	15#计量间	葡北 11 号转油站	定向钻 穿越公路 8 处

原油集输工程主要工程量见表 3.5-4。

表 3.5-4 原油集输工程主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量
1	新建采油井	口	13
2	新建集油掺水管道	km	15.88
(1)	Φ60×3.5 PN25 内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯泡沫塑料保温管	km	6.68
(2)	Φ76×4.5 PN25 内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯泡沫塑料保温管	km	9.2
3	穿跨越		
(1)	公路穿越 定向钻(DN400) L=36m	处	2
(2)	公路穿越 定向钻(DN400) L=12m	处	4
(3)	公路穿越 定向钻(DN250) L=32m	处	2
(4)	公路穿越 定向钻(DN250) L=20m	处	1
(5)	公路穿越 定向钻(DN250) L=16m	处	1
(6)	公路穿越 定向钻(DN250) L=12m	处	8

3.5.4 注水工程

(1) 注水工艺

本次开发区注水系统主要采用单干管多井配水工艺，就近接入已建或新建的配水

间，新建注水井口 6 套，平均单井注水量 $18.4\text{m}^3/\text{d}\sim 36.4\text{m}^3/\text{d}$ ，井口注水压力为 16MPa。注水水质为深度处理水，水质指标为含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ；主要工艺流程为：注水站→配水间→注水井。

(2) 注水系统

本项目新建 6 口注水井，均为丛式平台井，北侧 1 口（葡 94-100 井）就近接入 711 队 11#3 配水间，南侧 5 口（葡 98-120、葡 102-122、葡 106-128、葡 102-128、葡 98-116）接入新建的 5 井式撬装配水间。项目在南侧 5 口井负荷中心（小山屯西北方向 350m 处）新建 5 井式撬装配水间 1 座，新建注水支干线 $\Phi 89\times 7-2.2\text{km}$ ，接自 2#6 配水间支干线，新建配水阀组 5 套，利旧配水阀组 1 套，新建注水井单井支线共 6.58km，其中 $\Phi 76\times 6-2.41\text{km}$ 、 $\Phi 60\times 5-4.17\text{km}$ 。管道材质全部选用无缝钢管。临时占地类型为耕地（非基本农田）。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 0.5m 左右，作业带宽度一般 10m。



图 3.5-6 葡 94-100 单井注水管线走向示意图

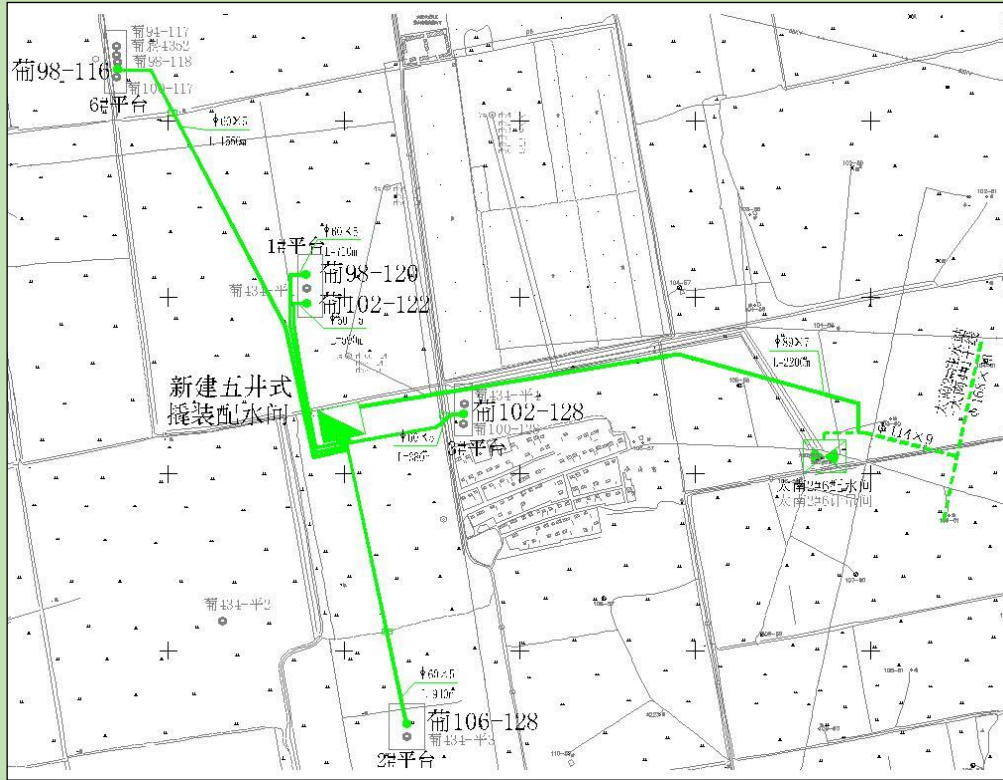


图 3.5-6 南侧 5 口井单井注水管线走向示意图

水井注水关系统计见表 3.5-5。注水管线路由走向图见附图 9。

表 3.5-5 水井注水关系统计表

序号	井号	井类	平台号	新建注水管	临时占地类型	配水间	注水站	备注
1	葡 98-120	注水井	1 号平台	Φ76×6-2.41km、 Φ60×5-4.17km	耕地	新建的 5 井式撬装配水间	太南 2 号注水站	定向钻穿越公路 8 处
2	葡 102-122	注水井						
3	葡 106-128	注水井	2 号平台					
4	葡 102-128	注水井	3 号平台					
6	葡 98-116	注水井	6 号平台					
5	葡 94-100	注水井	4 号平台			11#3 配水间	葡二联注水站	

注水系统主要工程量见表 3.5-6。

表 3.5-6 注水系统主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量
一	注水井(KZF65 24.5MPa 型/单井配水)-25.0	口	6
二	新建五井式撬装配水间/固定洗井-16MPa	座	1

三	管线			
1	支干线	无缝钢管 Φ89×7 16MPa 20#	m	2200
2	单井支线	无缝钢管 Φ76×6 16MPa 20#	m	2410
3	单井支线	无缝钢管 Φ60×5 16MPa 20#	m	4170
四	穿越			
1	公路穿越	定向钻 DN150 L=40m	处	8

3.5.5 道路工程

本次产能新建油井 13 口，水井 6 口，分布于 7 处平台及 1 处单井井场，其中葡 92-106 井与老井共用平台，不考虑新建通井路，为其余 6 处平台、1 处单井井场及 1 处新建配水间新建通井路，新建通井路可就近挂接于附近的老井和通井路。本项目新建路基宽 3.5m 的通井土路 2.991km，占地类型均为耕地。

葡 434-平 2 井通井路在大同外排渠西侧，需穿越大同外排渠，连接至拟征水泥路上。拟建通井路与外排渠相交处原有一处排水涵，涵洞净宽 4m，此处涵洞为大同区修建，建设年代不详，建设标准较低，无法保障油田生产车辆的安全通行。本次设计拆除该涵洞并按原跨径新建净-4m 钢筋混凝土排水板涵 6m/1 道。本项目道路工程主要工程量见表 3.5-7。

表 3.5-7 本项目道路工程主要工程量

序号	道路名称	总长度 (km)	道路宽度(m)		建设标准
			路基	路面	
1	耕地井通井路	2.991	3.5	--	土路
2	新建净-4m 板涵	--	--	--	6m/1 道

3.5.6 公用工程

3.5.6.1 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、管线试压用水，产生的废水主要为生活污水、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，项目施工约 60d，施工人数 30 人，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 144m³。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 115.2m³。施工人员的生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理。

②管线试压用水及管线试压废水

本工程新建集油掺水管线、注水管线采取清水试压的方式，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 97m^3 ，试压废水按用水量的 95% 计算，试压废水产生量为 92.2m^3 。管线试压废水由罐车拉运至葡二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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”规定后回注油层，不外排。

③压裂液及压裂返排液

本工程 5 口油井（均为水平井）投产前需进行压裂作业，压裂液使用量为 $100\text{m}^3/\text{口}$ ，本项目压裂液使用量为 500m^3 ，压裂作业过程中将产生压裂返排液，根据大庆油田多年统计数据，压裂返排液产生量约 $60\sim 80\text{m}^3/\text{井}$ ，本次取平均值 $70\text{m}^3/\text{井}$ ，则本项目共产生压裂返排液 350m^3 ，压裂返排液由罐车拉运至葡五联压裂返排液处理站处理，处理后污水管输进入葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

（2）运营期

本项目运营期不新增新鲜水用量，运营期油水井作业用水、洗井用水来源为葡二联合油污水处理站的深度处理水，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，在预测年度内，年产液量最大为 $2.74\times 10^4\text{t}$ ，年产油量最小为 $0.21\times 10^4\text{t}$ ，则本项目油田采出水最大量为 25300t/a 。油田采出水管输进入葡二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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”规定后回注油层。

②作业用水及作业污水

本项目作业用水来源为葡二联合油污水处理站的深度处理水，结合大庆油田有限责任公司第七采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，油井作业用水量约 $4.2\text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目共基建 13 口油井，则油井作业用水量约 $36.4\text{m}^3/\text{a}$ ；注水井作业周期为 2 年，水井作业用水量约为 $63.2\text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目基建 6 口水井，则水井作业用水量约 $189.6\text{m}^3/\text{a}$ 。油水井作业用水共计约 $226\text{m}^3/\text{a}$ 。油水井作业污水产生量按用水的 95% 计算，则作业污水产生量约为 214.7m^3 。此部分污水通过罐车回收后送葡二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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”规定后回注油层，不外排。

③洗井用水及洗井污水

本项目洗井用水来源为葡二联合油污水处理站的深度处理水，本项目基建 6 口注水井，注水井洗井周期 1 年，洗井用水量约为 $126.3\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，洗井用水量约为 $757.8\text{m}^3/\text{a}$ ，

洗井污水产生量按用水的 95% 计算，则本项目洗井污水产生量为 720m³/a，此部分污水通过罐车回收后送葡二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≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”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 3.5-2、图 3.5-3。

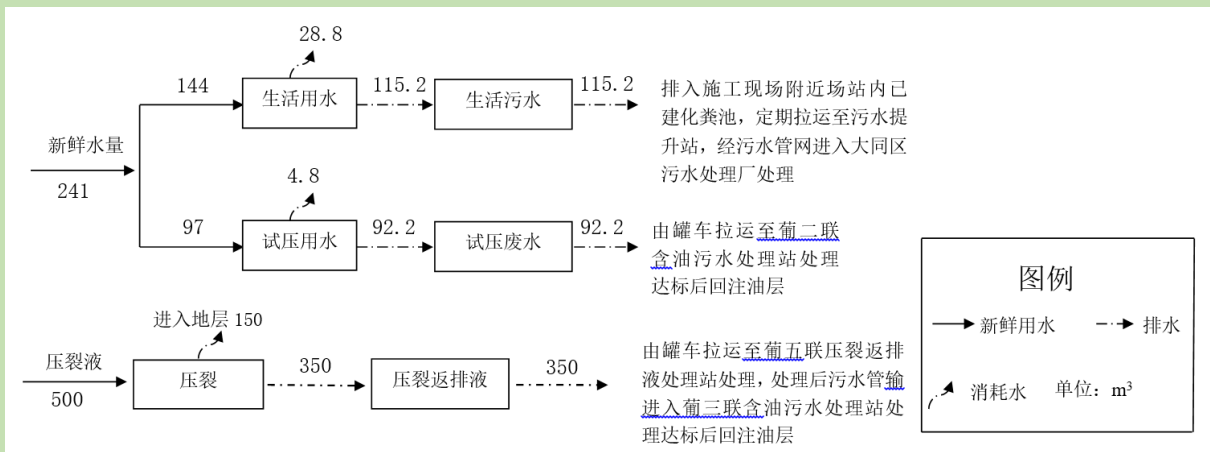


图 3.5-2 施工期水平衡图

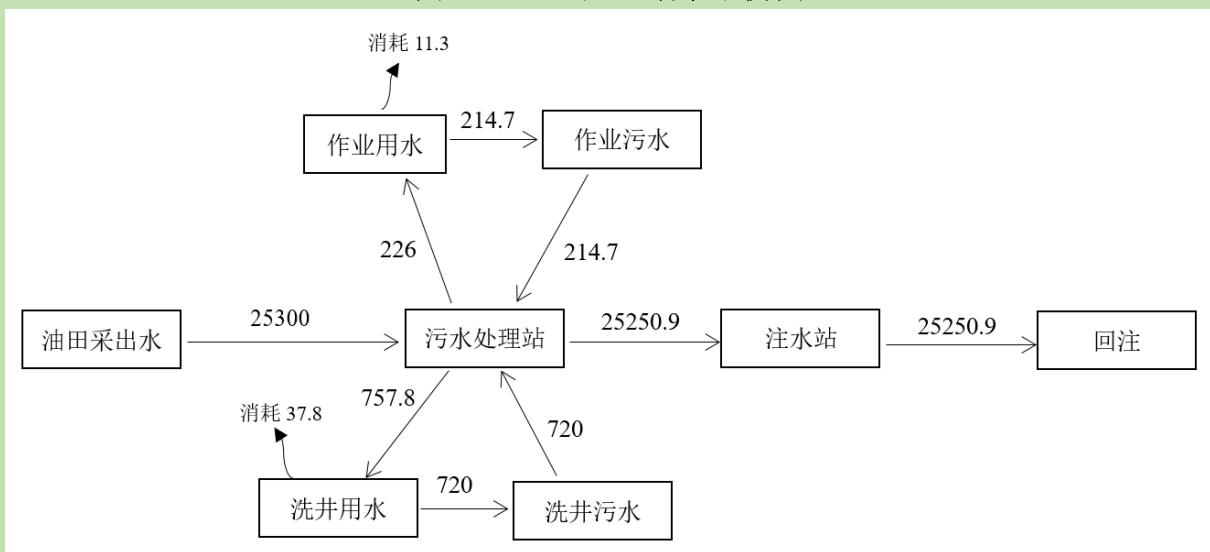


图 3.5-3 运营期水平衡图（单位 m³/a）

3.5.6.2 供电工程

本项目电力供应均来自油田已建电网，新建油井及配水间需就近由已建的 6kV 供电线路引接电源，并新建 6kV 供电线路 5.378km，线路全部采用 LGJ-50 型导线。每座井场采用 1 座柱上变电站供电，共新建柱上变电站 8 座，为新建配水间配电，新建 30kVA 柱上变电站 1 座，配套新建低压电缆线路 1.04km。供配电工程主要工程内容见表 3.5-7。

表 3.5-7 供配电工程主要工程量汇总表

序号	工程内容	单位	数量
1	新建柱上变电站	座	9
2	新建 6kV 线路	km	5.378
3	新建低压电缆线路	km	1.04

3.5.6.3 采暖工程

本项目不设施工营地，施工期不需供暖，运营期依托场站现有供暖方式。

3.5.6.4 供气工程

本项目运营期采出液经太南 2 号转油站、葡北 11 号转油站内三合一装置油气分离后，油田伴生气用于转油站加热炉燃烧，本项目各转油站新增天然气用量约 24.22 万 m³/a。

3.6 场地布置及土地利用

3.6.1 场地布置

本项目基建油水井 19 口，其中油井 13 口，注水井 6 口，18 口油水井形成丛式井平台 6 座、单井井场 1 座，1 口油井接至已建老井井场形成丛式井平台 1 座，集油系统采用单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺，新建单井集油掺水管线共 15.88km，注水系统采用单干管多井配水工艺，新建 5 井式撬装配水间 1 座，新建配水阀组 5 套，新建注水支干线 $\Phi 89 \times 7-2.2$ km，新建注水井单井支线共 6.58km，并配套新建路基宽 3.5m 的通井土路 2.991km，拆除 1 处涵洞并按原跨径新建净-4m 钢筋混凝土排水板涵 6m/1 道。本项目总平面布置图见附图 9。

3.6.2 工程占地情况

本工程占地主要为道路建设及配水间建设产生的永久占地，施工期管线施工发生的临时占地，所涉及的永久占地和临时占地需要征用土地。

项目共部署基建 19 口油水井，占地类型为耕地（基本农田），井场占地已在《葡斜 4352 及葡 4348 井区外扩葡萄花油层开发区块钻井工程项目环境影响报告书》及《第七采油厂 2020 年油藏评价井钻井工程环境影响报告表》中征用，目前正在履行土地征占审批手续，本项目油井压裂、井场设备安装等地面工程均在钻井时期已征用的井场永久占地内施工，不新增占地。新建 1 座 5 井式撬装配水间，永久占地 95m²。

项目新建单井集油掺水管线共 15.88km、注水支干线 2.2km、注水井单井支线共 6.58km，掺水集油管线及注水管线临时施工作业面宽度为 10m，管线施工临时占地面积按照管线长度×施工作业面宽度计算。道路永久占地按道路长度×路基宽度计算，本项目

新建路基宽 3.5m 的通井土路 2.991km。

根据《2020 年国家重要湿地名录》、《黑龙江省湿地名录》（2022 年），本项目不占用重要湿地、一般湿地，根据《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020）及现场勘查，本项目占地类型为耕地（非基本农田）。

本项目占地情况见表 3.6-1。

表 3.6-1 本项目新增占地类型及面积表 单位：hm²

序号	建设项目	耕地（非基本农田）	
		永久占地	临时占地
1	5 井式橇装配水间	0.0095	/
2	集油掺水管线	/	15.88
3	注水支干线	/	2.2
4	注水井单井支线	/	6.58
5	道路	1.047	/
合计		1.0565	24.66
总计		25.7165	

3.6.3 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括井场施工、管线施工、道路施工。本项目对新增永久占地及临时占地 0.3m 厚表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被，永久占地剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求用于易地补充耕地的表土、劣质地或者其他耕地的土壤改良。管线开挖土方均原地回填，井场及道路垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续，本项目不设取弃土场。本项目土石方情况见表 3.6-2，土石方平衡图见图 3.6-1。

表 3.6-2 本项目土石方情况 单位：m³

序号	类别	挖方量	填方量	借方量	弃方量	易地再利用土方量	备注
1	井场	0	3507	3507	0	0	井场不新增占地，不需剥离表土，井场垫土外购，垫高 0.3m，井场永久占地 11690m ²
2	5 井式橇装配水间	28.5	57	57	0	28.5	配水间及道路永久占用耕地，需先剥离 0.3m 厚表土用于新开易地补充耕地的表土、劣质地或者其他耕地的土

2	道路	3141	6282	6282	0	3141	壤改良，剥离表土后配水间及道路永久占地填高 0.6m，配水间永久占地 95m ² ，道路永久占地 10470m ²
3	集油掺水管道	87340	87340	0	0	0	管线临时占地表土剥离高度 0.3m，集油掺水管道施工临时占地面积 158800m ² ，注水支干线施工临时占地面积 22000m ² ，注水井单井支线施工临时占地面积 65800m ² ，管沟上部开挖宽度 2.0m，底部 0.5m，管沟深度为 2m，作业带宽度 10m
	注水支干线	12100	12100	0	0	0	
4	注水井单井支线	36190	36190	0	0	0	
合计		138799.5	145476	9846	0	3169.5	/

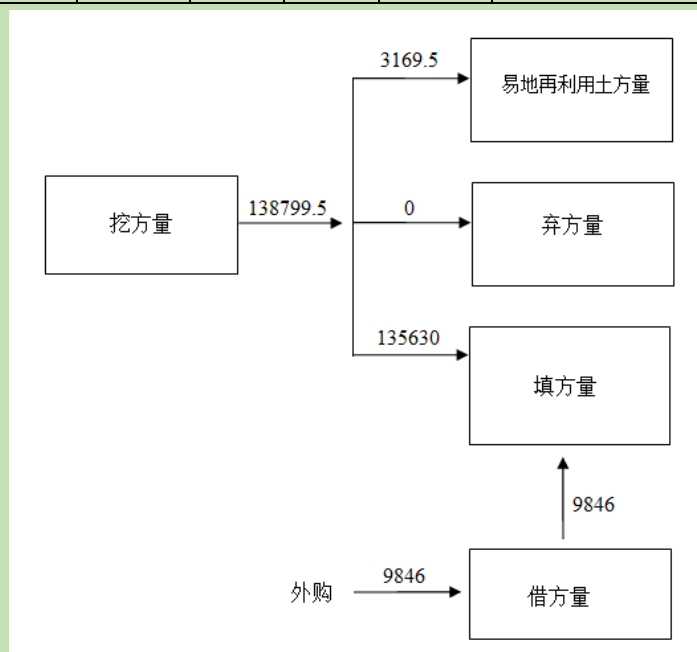


图 3.6-1 土石方平衡图 (单位: m³)

3.7 施工方式

3.7.1 管道施工

3.7.1.1 原有管道施工

根据调查，711 队 15# 计量间 5 环集油掺水管线腐蚀老化严重，规划已建井与新井统一布局，更新掺水、集油管线，原有管道处理后停用。首先停止管道作业，关闭管道前段截断阀，利用压缩空气进行清管作业，将管内残留回注水吹扫至后续管道，进入集输系统，清管完成后关闭后段截断阀。为避免对生态的二次破坏，清管后的管道两端采用混凝土封堵直埋于地下，不再挖出。该过程的工艺流程见图 3.7-1。

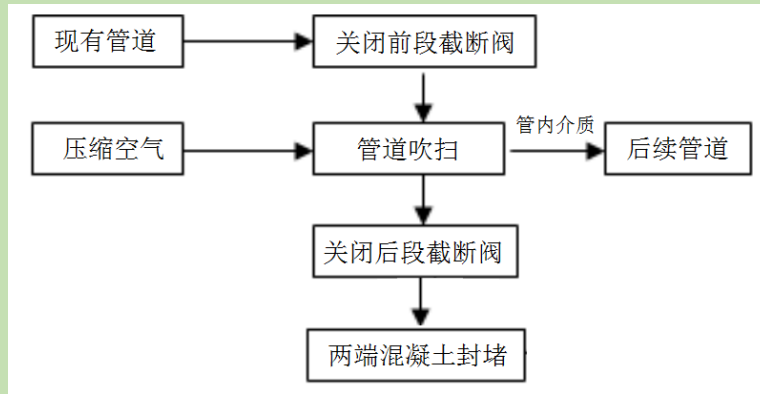


图 3.7-1 原有管道处理流程图

3.7.1.2 一般管道施工

管道施工过程为先清理作业线路场地，然后开挖管沟，再组焊管道、下沟管道，特殊地段根据实际情况合理穿插各工序。管沟开挖以机械开挖为主，施工作业面宽 10m。施工完毕清理现场、恢复地貌。管道施工建设过程见图 3.7-1。

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 1:0.375 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)、《油气田集输管道施工规范》(GB50819-2013) 以及有关国家及行业标准执行。

管道施工作业断面见图 3.7-2，管道开挖施工平面布置示意图见图 3.7-3。

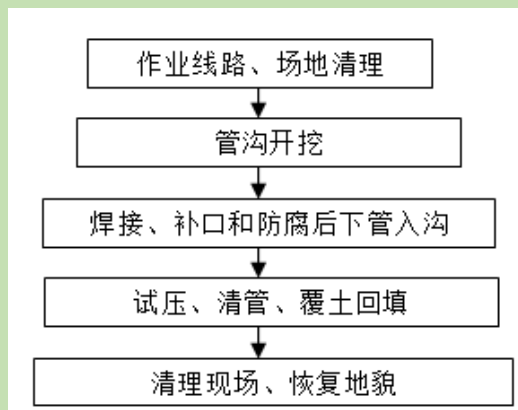


图 3.7-1 管道施工建设过程

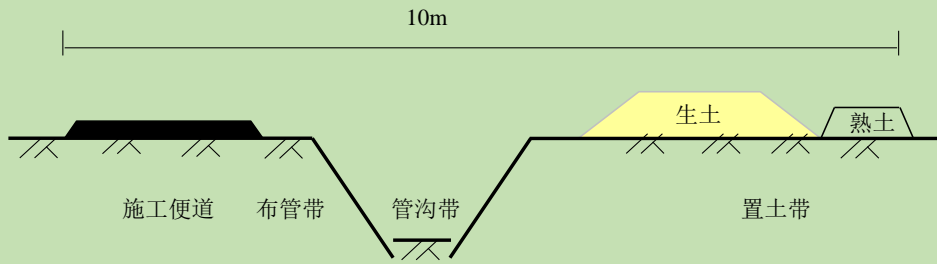


图 3.7-2 管道施工作业断面图

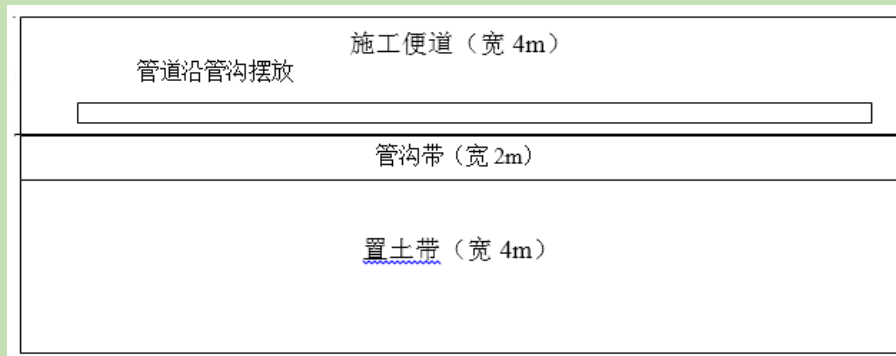


图 3.7-3 管道开挖施工平面布置示意图

3.7.1.3 管道定向钻穿越施工

本工程 26 处管道穿越公路，穿越采用定向钻施工方案。定向钻是指在不开挖地表表面的条件下，铺设多种地下公用设施（管道、电缆等）的一种施工机械。主要用于穿越公路、铁路、建筑物、河流，以及在闹市区、文物保护区、农作物和植被保护区等不易开挖的条件下，进行供水、煤气、电力、电讯、天然气、石油、污水排放等管道的铺设或更新。定向钻法是一种先进的管线穿越施工方法，施工时完全具有不影响通行、施工周期短、管道运营安全、综合造价低等优点。

定向钻施工方式：在一侧先用定向钻机在公路底部钻一导向孔，当钻头在路对面出土后，在出土端连接扩孔器，在扩孔器转动（配以高压泥浆冲切）扩孔的同时，钻台上的活动卡盘向上移动，拉动扩孔器前进，使钻孔略大于穿越管直径，然后将路对面已组装焊接的穿越管段连接在扩孔器上，拉动钻杆，将穿越管段通过扩孔后的导向孔回拖到定向钻机的一侧。施工示意图见图 3.7-4。

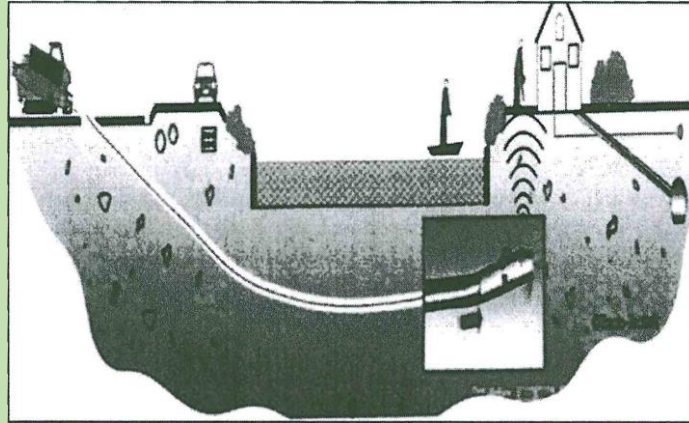


图 3.7-4 定向钻施工示意图

3.7.2 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。

本项目新建的排水板涵为预制构件，将原有涵洞拆除后进行安装。

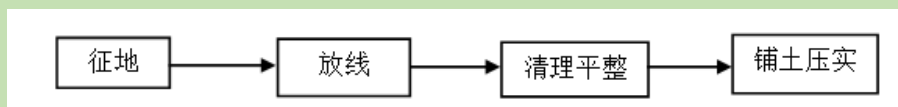


图 3.7-5 通井路施工建设过程

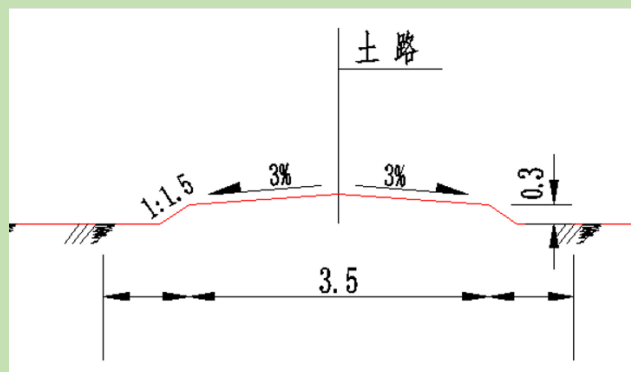


图 3.7-6 通井路横断面图

3.7.3 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。

3.8 施工进度及时序

本项目计划施工期为 2024 年 2 月至 2024 年 4 月，施工约 60d。项目施工总进度见表 3.8-1。

表 3.8-1 施工进度计划表

工程名称	2024 年		
	2 月	3 月	4 月
地面工程	—	——	——

注：“—”代表 10d。

3.9 物料消耗

新鲜水消耗：由公用工程可知，本项目生活用水消耗总量为 144m³，管线试压用水消耗 97m³，新鲜水消耗 241m³；

本项目投产后，新增耗电 126.88 万 kWh/a；

本项目依托的场站新增耗气量 24.22 万 m³/a。

油井作业防渗布用量 0.32t/a。

本工程主要消耗物料具体见下表：

表 3.9-1 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	办公生活	生活用水 (m ³)	144
2		管线试压	试压用水 (m ³)	97
3	运营期	生产运营	耗电 (万 kWh/a)	126.88
4		油气水分离	耗气量 (万 m ³ /a)	24.22
5		油井作业	防渗布 (t/a)	0.32

3.10 依托工程分析

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南 2 号转油站、葡北 11 号转油站。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葡二联脱水站经“游离水+电脱水”两段脱水工艺进行脱水站处理，分离出的污水进入葡二联含油污水处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”后输至太南 2 号注水站、葡二联注水站进行回注。

(1) 太南 2 号转油站

本项目 12 口油井采出液依托太南 2 号转油站处理。太南 2 号转油站投产于 2008 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、1.5MW 掺水炉 4 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 10000t/d，

目前实际处理量为 4781.11t/d，本项目 12 口油井新增采出液量最大为 88.4t/d，新增产能后太南 2 号转油站三合一装置处理量为 4869.51t/d，负荷率为 48.7%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前太南 2 号转油站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2023 年 10 月 11 日-12 日对太南 2 号转油站的监测结果可知（见附件 6），太南 2 号转油站加热炉燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，均由 8m 高烟囱高空排放，太南 2 号转油站加热炉颗粒物浓度为 11.0~12.3mg/m³，NO_x浓度为 74~82mg/m³，SO₂浓度为 11~15mg/m³，烟气黑度<1，太南 2 号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；太南 2 号转油站内部原油集输均采用密闭集输管线及三合一装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，排放的非甲烷总烃厂界浓度 0.46~0.68mg/m³ 之间，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，太南 2 号转油站排放的非甲烷总烃泵房外监控点 1h 平均浓度值在 0.49~0.72mg/m³ 之间，任意一次浓度值在 0.61~0.66mg/m³ 之间，满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；太南 2 号转油站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，太南 2 号转油站厂界噪声昼间在 46.6~49.6dB（A）之间，夜间在 43.5~45.9dB（A）之间，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；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆龙清生物科技有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。



图 3.10-1 太南 2 号转油站现状

（2）葡北 11 号转油站

本项目 1 口油井采出液依托葡北 11 号转油站处理。葡北 11 号转油站投产于 2012 年，

站内主要设备有：单台设计处理能力 5100t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、1.6MW 掺水炉 2 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 10200t/d，目前实际处理量为 3593.5t/d，本项目 1 口油井新增采出液量最大为 11.5t/d，新增产能后葡北 11 号转油站三合一装置处理量为 3605t/d，负荷率为 35.34%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前葡北 11 号转油站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2023 年 10 月 11 日-12 日对葡北 11 号转油站的监测结果可知（见附件 6），葡北 11 号转油站加热炉燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，均由 8m 高烟囱高空排放，葡北 11 号转油站加热炉颗粒物浓度为 10.2~11.0mg/m³，NO_x 浓度为 78~88g/m³，SO₂ 浓度为 11~14mg/m³，烟气黑度<1，葡北 11 号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；葡北 11 号转油站内部原油集输均采用密闭集输管线及三合一装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，排放的非甲烷总烃厂界浓度 0.47~0.67mg/m³ 之间，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，葡北 11 号转油站排放的非甲烷总烃泵房外监控点 1h 平均浓度值在 0.49~0.70mg/m³ 之间，任意一次浓度值在 0.59~0.61mg/m³ 之间，满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；葡北 11 号转油站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，葡北 11 号转油站厂界噪声昼间在 45.4~50.5dB（A）之间，夜间在 42.8~47.4dB（A）之间，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；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆龙清生物科技有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通路，场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。



图 3.10-2 葡北 11 号转油站现状

本项目各转油站工艺流程见图 3.10-3。

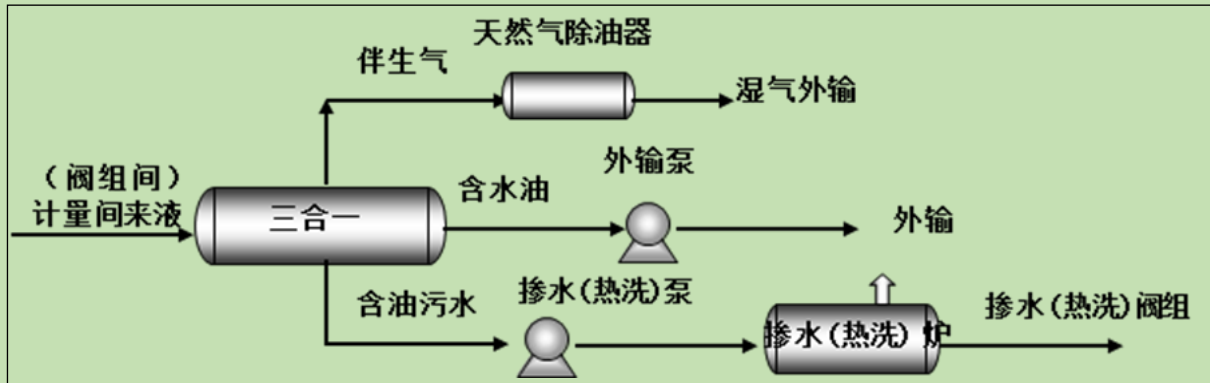


图 3.10-3 本项目各转油站工艺流程图

（3）葡二联脱水站

本项目 13 口油井产液依托葡二联脱水站处理，站内主要设备有：单台设计处理能力 10000t/d 的游离水脱除器 4 台、单台设计处理能力 2150t/d 的电脱水器 3 台、2.0MW 脱水炉 2 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 40000t/d，电脱能力为 6450t/d。目前游离水脱除器实际处理量为 24677t/d，电脱水器实际处理量为 1056.5t/d，本项目新增产液后葡二联脱水站游离水脱除处理量为 24776.9t/d，负荷率 61.94%；电脱处理量为 1061.5t/d，负荷率 16.46%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前葡二联脱水站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2023 年 10 月 11 日-12 日对葡二联合站的监测结果可知（见附件 6），葡二联合站排放的非甲烷总烃厂界浓度 0.47~0.69mg/m³ 之间，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，葡二联脱水站排放的非甲烷总烃泵房外监控点 1h 平均浓度值在 0.50~0.67mg/m³ 之间，任意一次浓度值在 0.57~0.59mg/m³ 之间，满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；葡二联合站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，葡二联合站厂界噪声昼间在 45.4~49.9dB（A）之间，夜间在 42.1~46.6dB（A）之间，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；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆龙清生物科技有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

本项目依托的脱水站工艺流程见图 3.10-4。

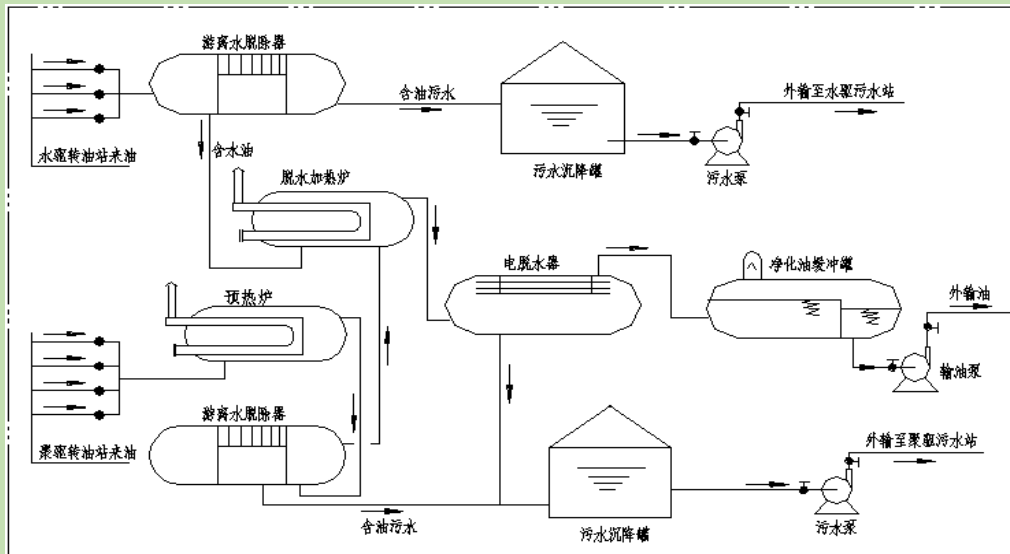


图 3.10-4 本项目依托的脱水站工艺流程图



图 3.10-5 葡二联脱水站站况现状

(4) 葡二联含油污水处理站

本项目 13 口油井采出水依托葡二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“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”，设计污水处理量为 $15000\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $12199\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增油井单井最大采出水量直井为 $4.9\text{t}/\text{d}$ ，水平井为 $9.1\text{t}/\text{d}$ ，新增污水后处理量为 $12283.7\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 81.89%，满足开发需求。葡二联含油污水处理站工艺流程见图 3.10-6。

根据现场勘查，目前葡二联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 2023 年 10 月 11 日-12 日对葡二联含油污水处理站的监测结果可知（见附件 6），处理后的污水含油量为 $0.79\sim 1.11\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量为 $2\sim 3\text{mg/L}$ ，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”限值要求；葡二联含油污水处理站内部含油污水集输均采用密闭集输管线及罐体，葡二联含油污

水处理站排放的非甲烷总烃泵房外监控点 1h 平均浓度值在 0.52~0.72mg/m³ 之间，任意一次浓度值在 0.65~0.66mg/m³ 之间，满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆龙清生物科技有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，滤罐产生的废滤料定期交由大庆蓝星环保工程有限公司处理。场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

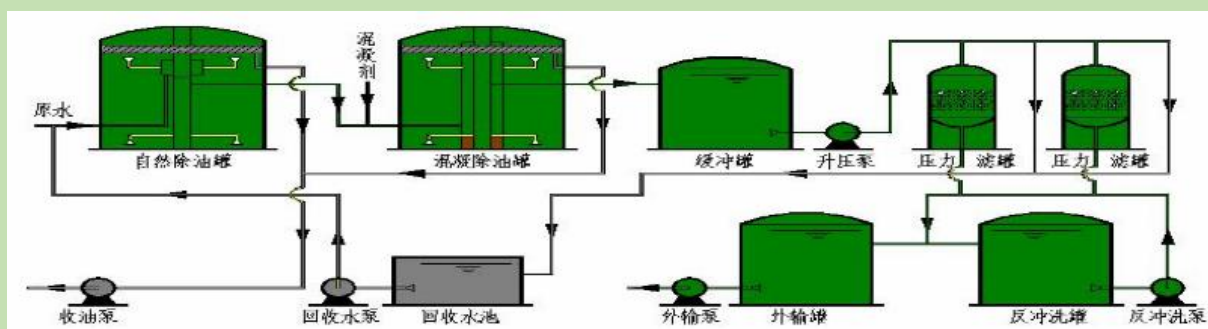


图 3.10-6 葡二联合含油污水处理站工艺流程



图 3.10-7 葡二联合含油污水处理站现状图

(5) 太南 2 号注水站

本项目 5 口注水井依托太南 2 号注水站，回注水质为葡二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 DF250-150×10 型注水泵 2 台。站内设计注水量为 6000m³/d，目前实际注水量 4389m³/d，负荷率为 73.15%。本项目 5 口注水井新增注水量为 182m³/d，新增注水量后太南 2 号注水站注水量为 4571m³/d，负荷率为 76.18%，满足开发需求。太南 2 号注水站工艺流程见图 3.10-8。

根据现场勘查，目前太南 2 号注水站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2023 年 10 月 11 日-12 日对太南 2 号注水站的监测结果可知（见附件 6），太南 2 号注水

站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，太南 2 号注水站厂界噪声昼间在 46.1~49.6dB（A）之间，夜间在 43.3~46.6dB（A）之间，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；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆龙清生物科技有限公司处理。场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。



图 3.10-19 太南 2 号注水站现状图

（6）葡二联注水站

本项目 1 口注水井依托葡二联注水站，回注水质为葡二联合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 DFJ280-160×10A 型注水泵 1 台、DF280-160×10A 型注水泵 1 台、DF280-150×11C 型注水泵 1 台。站内设计注水量为 13440m³/d，目前实际注水量 11035m³/d，负荷率为 82.11%。本项目 1 口注水井新增注水量为 36.4m³/d，新增注水量后葡二联注水站注水量为 11071.4m³/d，负荷率为 82.38%，满足开发需求。太南 2 号注水站工艺流程见图 3.10-8。

根据现场勘查，目前葡二联注水站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2023 年 10 月 11 日-12 日对葡二联合站的监测结果可知（见附件 6），葡二联注水站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，葡二联合站厂界噪声昼间在 45.4~49.9dB（A）之间，夜间在 42.1~46.6dB（A）之间，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；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆龙清生物科技有限公司处理。场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

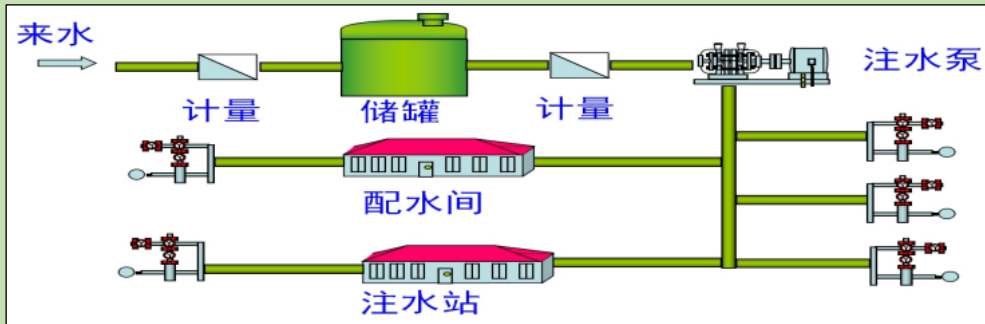


图 3.10-8 本项目注水站工艺流程图

(7) 葡萄花含油污泥处理站

葡萄花含油污泥处理站主要接收第七采油厂产生的含油污泥，减量化处理后的含油污泥定期委托北京新风航天装备有限公司处理。葡萄花含油污泥处理站采用“调质+离心”处理工艺，设计处理规模为 $5\text{m}^3/\text{h}$ (年运行 150 天，每天 24 小时，年最大处理量 18000m^3)，目前实际处理量约 $12600\text{m}^3/\text{a}$ ，负荷率约为 70%，剩余处理量为 5400m^3)。本工程含油泥(砂)及落地油产生量为 $0.25\text{t}/\text{a}$ ，约 0.3m^3 ，本项目新增后处理量约为 $12600.3\text{m}^3/\text{a}$ ，负荷率仍为 70%，变化较小，能够满足本项目含油污泥处理需求。

葡萄花含油污泥处理站工艺流程见图 3.10-10。

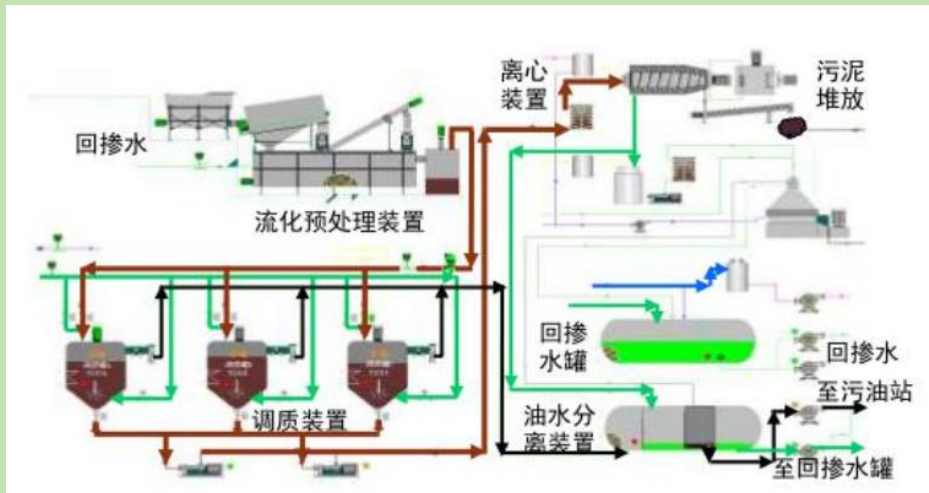


图 3.10-10 葡萄花含油污泥处理站工艺流程图

(8) 北京新风航天装备有限公司

北京新风航天装备有限公司位于大庆市大同区八井子乡八井子村，占地面积 15000m^2 ，设有预处理区、热洗涤区、热脱附区及其它附属设施，项目采用处理工艺采用“筛分流化—调质+三相离心分离+热脱”工艺。热脱工艺设备处理能力为 $117\text{t}/\text{d}$ ，目前处理量为 $60\text{t}/\text{d}$ ，负荷率为 51.3%。本项目油泥最大产生量约为 $0.25\text{t}/\text{a}$ ，北京新风航天装备有限公司剩余处理能力满足本项目及同期建设项目含油污泥处理需求，依托可行。处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)后用于油田垫井场和

通井路。

(9) 第七采油厂工业固废填埋场

第七采油厂工业固废填埋场位于大同区大庆油田有限责任公司第七采油厂东北 9km 一处盐碱地内，于 2013 年通过环保验收（验收文号为庆环验[2013]12 号），总容量为 14000m³，设计年处理能力为 581.2m³，目前填埋总量约为 9100m³，剩余填埋量约为 4900m³，本项目产生施工废料约 0.49t，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，依托可行。

3.10.2 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 3.10-1。

表 3.10-1 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	排污许可证编号
1	太南 2 号转油站	太南油田加密区块产能建设工程环境影响报告书	庆环建字 (2013) 250 号	2019 年 10 月完成了自主验收	91230607716675409L018R
2	葡北 11 号转油站	葡北油田二断块井网二次加密调整区块产能建设工程环境影响报告书	庆环建字 (2012) 196 号	庆环验[2014]33 号	91230607716675409L018R
3	葡二联合站	太南油田加密区块产能建设工程环境影响报告书	庆环建字 (2013) 250 号	2019 年 10 月完成了自主验收	91230607716675409L018R
4	太南 2 号注水站	太南油田加密区块产能建设工程环境影响报告书	庆环建字 (2013) 250 号	2019 年 10 月完成了自主验收	91230607716675409L018R
5	葡萄花含油污泥处理站	太南油田加密区块产能建设工程环境影响报告书	庆环建字 (2013) 250 号	2019 年 10 月完成了自主验收	91230607716675409L018R
6	第七采油厂工业固废填埋场	大庆油田有限责任公司第七采油厂工业固废处置场工程环境影响报告书	庆环建字 (2009) 23 号	庆环验[2013]12 号	91230607716675409L018R
7	北京新风航天装备有限公司	黑龙江省大庆市大同区 6 万吨/年含油污泥处理项目环境影响报告书	庆环审 (2021) 54 号	2022 年 7 月通过环评验收	91110108102021689U003V

3.11 建设项目工程分析

3.11.1 污染影响因素分析

3.11.1.1 施工期

本工程施工期主要内容为压裂、新建集输管线、注水管线、通井路等地面工程。

(1) 压裂施工工艺

压裂作业主要是利用水力作用，使油气层形成裂缝的一种方法，又称水力压裂。油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂等）充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。压裂工艺流程为施工准备，压裂液注入，压裂液增压压开地层，稳压保持裂缝，加砂，泄压，压裂液返排，施工收尾。本项目基建的 19 口油水井中有 5 口井需进行缝网压裂，施工期压裂液不在现场配制，由压裂液配制场地将配制好的压裂液直接拉运至现场进行施工，该过程产生的污染物主要为压裂返排液。

(2) 管线施工

①原有管道施工

根据调查，711 队 15# 计量间 5 环集油掺水管线腐蚀老化严重，规划已建井与新井统一布局，更新掺水、集油管线，原有管道处理后停用。首先停止管道作业，关闭管道前段截断阀，利用压缩空气进行清管作业，将管内残留回注水吹扫至后续管道，进入集输系统，清管完成后关闭后段截断阀。为避免对生态的二次破坏，清管后的管道两端采用混凝土封堵直埋于地下，不再挖出。该过程的工艺流程见图 3.11-1。

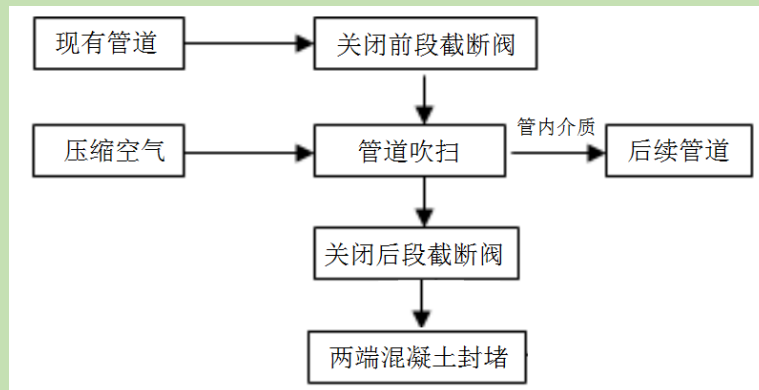


图 3.11-1 原有管道处理流程图

②新建管线施工

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，整体清水试压，站间连接，通球扫线，阴极保护，工程验收。

A. 施工作业带清理

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

B.管沟敷设

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

开挖管沟时在耕地地开挖，将表层耕植土和下层土分别堆放。在可耕地地回填时，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

用清水进行试压，严密性实验合格后，试压废水由罐车收集拉运至葡二联合油污水处理站处理达标后回注。

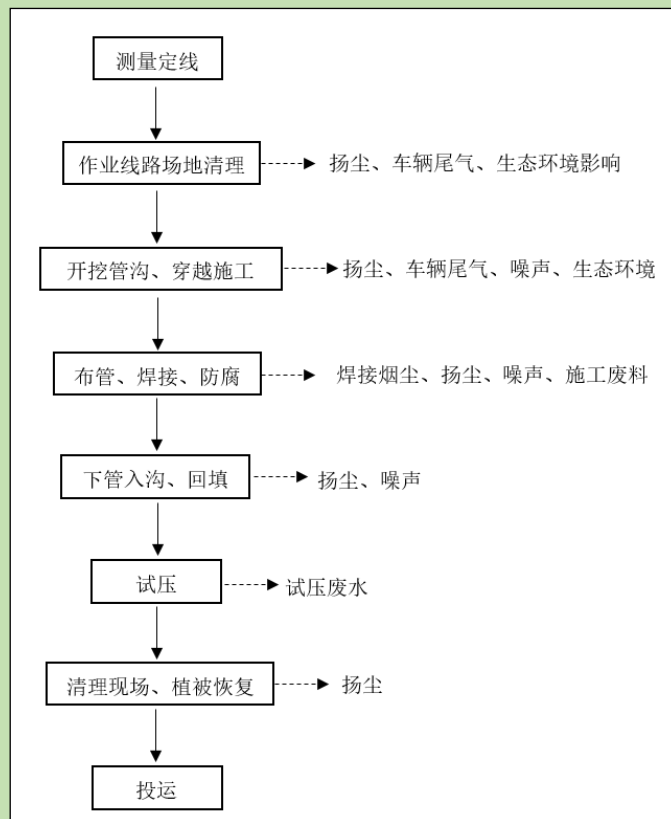


图 3.11-1 管线施工过程示意图

(3) 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，然后直接将拉运来的土方铺设在

平整后的线路上进行压实。本次新建通井路均挂接至已建井排路。本项目新建的排水板涵为预制构件，将原有涵洞拆除后进行安装。新建道路及更换排水板涵主要产生建筑垃圾以及施工机械作业过程中产生的噪声、扬尘等。道路工程施工过程见图 3.11-4。

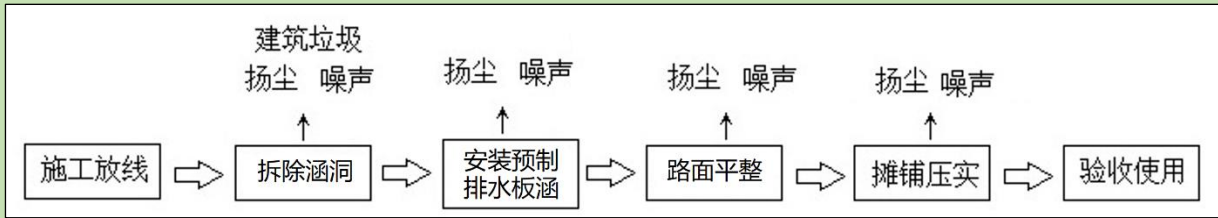


图 3.11-4 道路施工流程图

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，此外还会产生施工扬尘、焊接烟尘、车辆尾气、施工机械噪声、生活污水、试压废水、生活垃圾、建筑垃圾、施工废料等污染物。本项目施工期产污环节详见图 3.11-2。

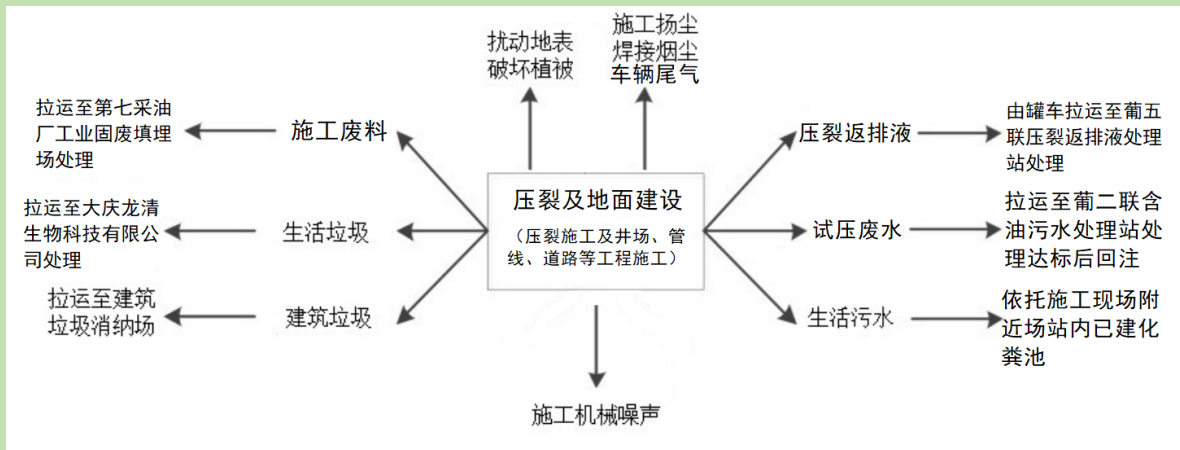


图 3.11-2 本项目地面工程施工期产污环节图

3.11.1.2 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（太南 2 号转油站、葡北 11 号转油站）接纳集油阀组间来液，经油气分离、计量后进入脱水站（葡二联脱水站）。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（葡二联合油污水处理站）处理达标后输至注水站（太南 2 号注水站、葡二联注水站）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及井场作业噪声等。运行期工艺流程及主要产污节点见图 3.11-3、图 3.11-4。

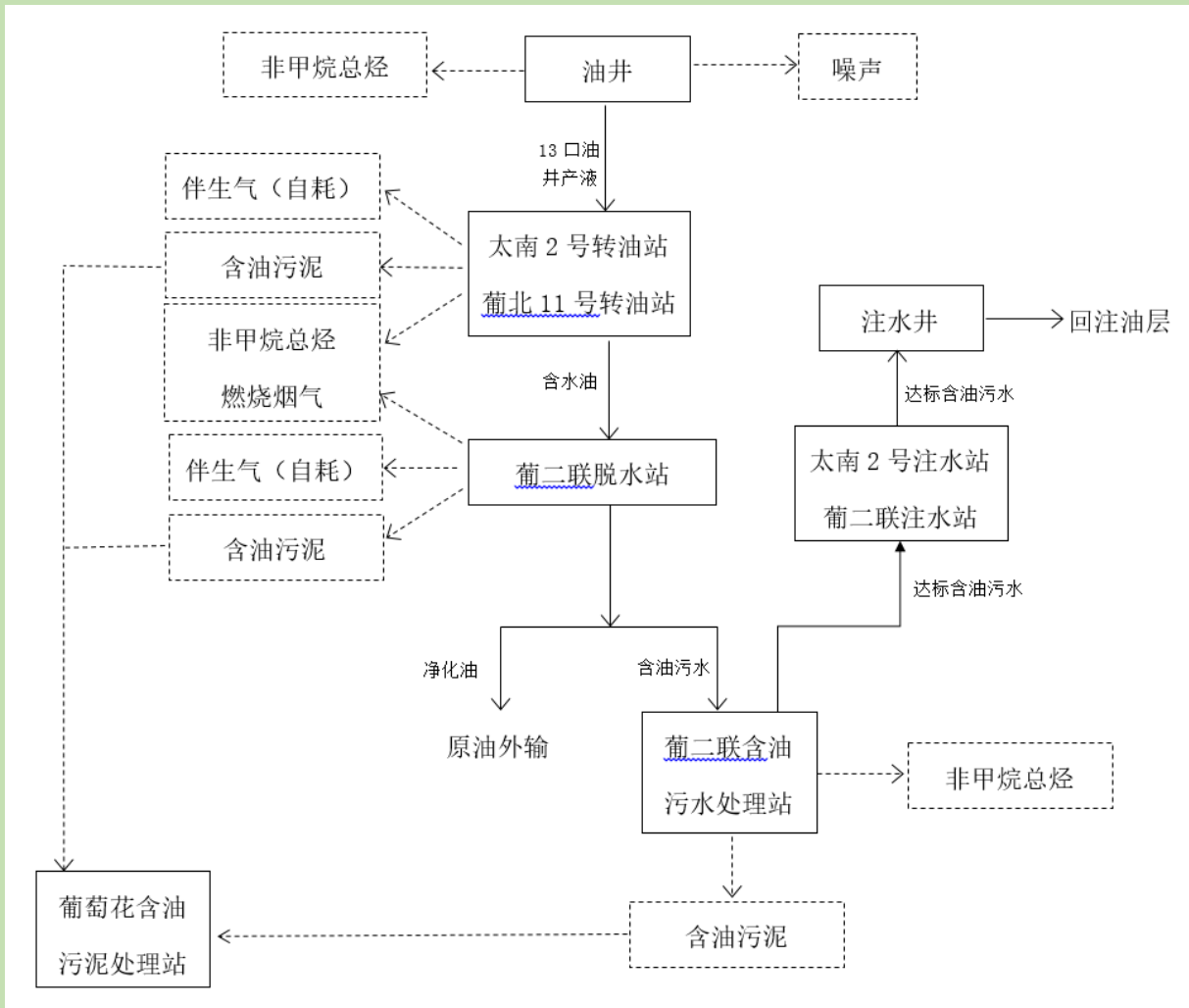


图 3.11-3 运营期正常工况工艺流程及产污示意图

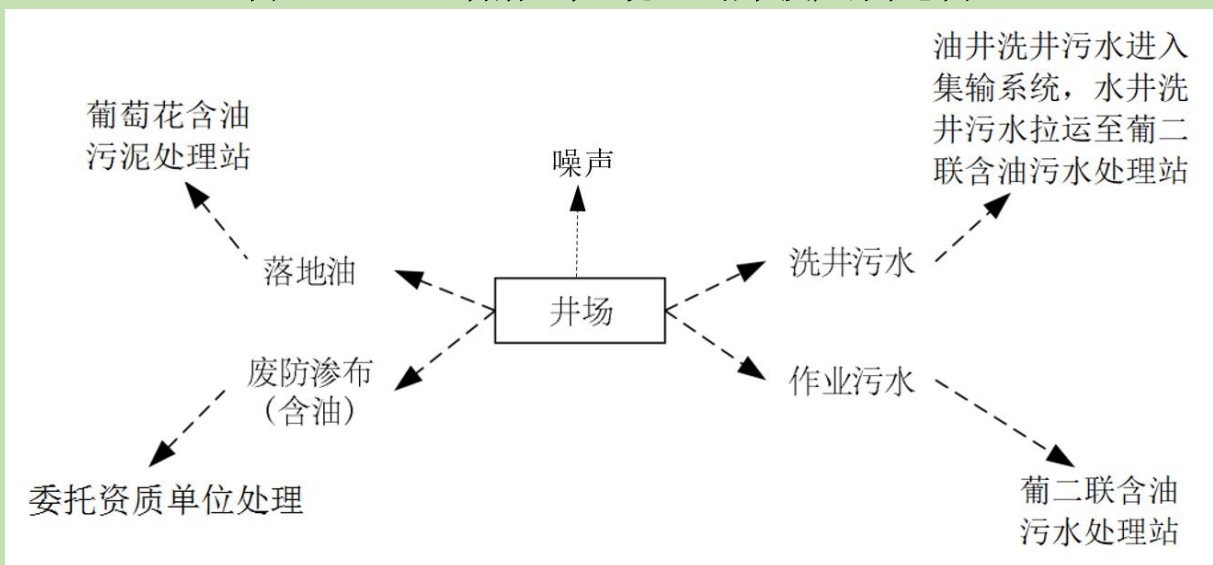


图 3.11-4 运营期非正常工况工艺流程及产污示意图

3.11.2 生态影响因素分析

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。

(1) 新建道路及配水间对生态的影响

本项目新建通井路及配水间新增永久占地 1.0565hm²，永久占地对周围生态环境影响主要体现在新增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。

(2) 管线施工对生态的影响

本项目管线施工新增临时占地 24.66hm²，管道施工作业带宽度约 10m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2-3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。

(3) 对土壤侵蚀的影响

施工对土地的开挖，造成土地裸露，加剧沿线的土壤风蚀。

(4) 对植被的影响

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

(5) 对野生动物的影响

本次开发工程均在原有区块内进行开发生产，由于农村生活噪声及原有区块采油噪声，对区内动物的干扰早已存在。本项目生产期虽然会使区域噪声有所提高，但其影响贡献程度均较低，对附近鸟类等野生动物的噪声干扰相对较轻。项目运行后，将在原有的区块内增加一些新的油田建筑景观，在一段时间内将可能对附近鸟类等造成一定的干扰。

3.11.3 污染源源强核算

3.11.3.1 施工期污染源源强核算

(1) 废气

施工期废气主要为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

根据工程占地统计表，本项目施工占地面积 25.7165hm²，参考《扬尘源颗粒物排放清单编制技术指南（试行）》中施工扬尘源排放量的计算方法。

$$W_{Ci}=E_{Ci} \times A_c \times T$$

$$E_{Ci}=2.69 \times 10^{-4} \times (1-\eta)$$

TSP、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 排放量根据施工积尘的粒径分布情况估算获得，参考粒径系数为：TSP 为 1、PM₁₀ 为 0.49、PM_{2.5} 为 0.1。

式中：

W_{Ci} 为施工扬尘源中 PM_i 总排放量，t。

E_{Ci} 为整个施工工地 PM_i 的平均排放系数，t/(m²·月)。

A_c 为施工区域面积，m²，本项目占地总计 257165m²。

T 为工地的施工月份数，本项目施工期为 2 个月。

η 为污染控制技术对扬尘的去除效率，%，本项目施工阶段采取洒水抑尘措施，TSP 去除效率取 96%，PM₁₀ 去除效率取 80%，PM_{2.5} 去除效率取 67%。

本项目在施工阶段采取分段施工，共分 9 段进行施工，经计算本项目施工期施工场地扬尘产生量约 2.63t/施工期。

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

在工程施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO₂、CO、HC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。如果采用清洁燃料，在车辆及机械设备排气口加装废气过滤器，同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁，废气污染的影响基本上是可以接受的。

③ 焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有

害气体的成份主要为 CO、CO₂、O₃、NO_x、CH₄ 等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

(2) 废水

①压裂返排液

根据工程开发方案，本项目有 5 口油井投产前需进行压裂作业，根据大庆油田多年统计数据，压裂返排液产生量约 60~80m³/井，本项目压裂返排液产生量按照 70m³/井计算，本工程共计产生压裂返排液 350m³，压裂返排液由罐车拉运至葡五联压裂返排液处理站处理，处理后污水管输进入葡三联含油污水处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体≤3mg/L”规定后回注油层，不外排。

②试压废水

本工程新建集油掺水管线、注水管线采取清水试压的方式，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 97m³，试压废水按用水量的 95% 计算，试压废水产生量为 92.2m³。管线试压废水由罐车收集并拉运至葡二联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≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”规定后回注油层，不外排。

③生活污水

项目施工约 60d，施工人数 30 人，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 144m³。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 115.2m³。施工人员的生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理。

项目施工期废水产生及排放情况详见表 3.11-1。

表 3.11-1 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	压裂返排液	350m ³	COD、SS	由罐车拉运至葡五联压裂返排液处理站处理，处理后污水管输进入葡三联含油污水处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体≤3mg/L”规定后回注油层
2	试压废水	92.2m ³	SS	由罐车拉运至葡二联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≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”规定后回注油层。

3	生活污水	115.2m ³	COD、NH ₃ -N	排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理。
---	------	---------------------	------------------------	--

(3) 噪声污染源项分析

施工期产生的噪声主要施工机械和车辆运营噪声，参考《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）附录 A 中的噪声源强数据，本项目噪声源具体排放情况见表 3.11-2。

表 3.11-2 本项目施工期噪声源统计表

序号	设备名称	声源性质	噪声值 dB(A)	测点距声源距离
1	挖掘机	非连续稳态声源	82~90	5m
2	推土机	非连续稳态声源	83~88	5m
3	压路机	非连续稳态声源	80~90	5m
4	吊管机	连续稳态声源	73~81	5m
5	定向钻钻机	连续稳态声源	73~81	5m
6	电焊机	连续稳态声源	60~70	1m
7	运输车辆	非连续稳态声源	82~90	5m

(4) 固体废物

施工期固体废物主要为施工废料、建筑垃圾、生活垃圾等。

①施工废料

本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料，属于一般固体废物，根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），施工废料的分类代码为 071-001-99。管道施工废料产生量以 20kg/km 管道计，本项目新建管道 24.66km，因此，施工废料产生量约为 0.49t。施工废料采用收集桶回收，最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。

②建筑垃圾

本项目在拆除涵洞的过程中会产生废砼块、废砖块等建筑垃圾，产生量约为 16m³，建筑垃圾统一收集后拉运至大同区建筑垃圾消纳场处理。

③生活垃圾

本项目施工人员 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 0.9t。生活垃圾统一收集后拉运至大庆龙清生物科技有限公司处理。

表 3.11-3 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	施工废料	0.49t	一般废物	拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理
2	建筑垃圾	16m ³	/	拉运至大同区建筑垃圾消纳场处理

3	生活垃圾	0.9t	/	统一收集后拉运至大庆龙清生物科技有限公司处理
---	------	------	---	------------------------

3.11.3.2 运行期污染源强核算

(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、集输管线及集输场站。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 1.38×10^4 t/a，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 19.56t/a。根据油田运行多年经验，其中井场占比约 30%，经核算本工程井场非甲烷总烃逸散量为 5.868t/a、0.67kg/h。

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 6），太南 2 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 $12.3 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 最大值约为 $82 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 最大值约为 $15 \text{mg}/\text{m}^3$ ；葡北 11 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 $11.0 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 最大值约为 $88 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 最大值约为 $14 \text{mg}/\text{m}^3$ 。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，根据项目方案分析，其中太南 2 号转油站新增耗气量为 $21.06 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，葡北 11 号转油站新增耗气量为 $3.16 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。本项目建成后，依托场站加热炉烟气污染物分单量见表 3.11-4。

表 3.11-4 依托场站加热炉烟气污染物分单量

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
太南 2 号转油站	8m	21.06	237.77	0.029	0.195	0.0357
葡北 11 号转油站	8m	3.16	35.68	0.004	0.031	0.005
合计		24.22	273.45	0.033	0.226	0.0407

(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，在预测年度内，年产液量最大为 2.74×10^4 t，年产油量最小为 0.21×10^4 t，则本项目油田采出水最大量为 25300t/a。油田采出水管输进入葡二联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≤

10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”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。

根据公用工程可知，本项目油水井作业污水共计约 214.7m³/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葡二联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≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”规定后回注油层，不外排。

③洗井污水

根据公用工程可知，本项目洗井污水产生量为 720m³/a，此部分污水通过罐车回收后送葡二联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≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”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及井场作业修井机噪声，抽油机噪声源强为 65~80dB(A)，修井机源强为 75~80dB(A)，均为连续稳态声源。

（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 1.38×10⁴t/a，则本项目含油污泥产生量 0.414t/a，为危险废物，危废代码为 HW08/071-001-08，含油污泥产生于依托场站各罐体中，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。

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 0.43t/a，作业期间铺设防渗布，落地油全部回收，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，落地油回收率为 100%。

③含油废防渗布

井场作业过程中铺设防渗布，工程作业期间产生的落地油滴落到防渗布上，会产生含油废防渗布，一般每口井作业期间产生含油废防渗布可按 25kg/井·次，作业频率一般 1.5 年，含油废防渗布共产生 0.32t/a。根据《国家危险废物名录》，含油防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08，由建设单位收集后委托有资质单位处置。

本项目运营期危险废物具体情况见表 3.11-5。

表 3.11-5 运营期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 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.414t/a	设备清淤	液态	油泥砂	石油类	设备清淤每年一次	T、I	由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理达标后用作油田垫井场和通井路
2	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.43t/a	油井作业	液态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5 年/次	T、I	
3	含油废防渗布	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	0.32t/a	作业	固态	油泥砂	石油类	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强核算结果及相关参数汇总见表 3.11-6~表 3.11-9，运行期污染源强核算结果及相关参数汇总见表 3.11-10~表 3.11-13。

表 3.11-6 施工期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间
				核算方法	废气产生量 m ³	产生浓度 mg/m ³	产生量 t	工艺	效率%	核算方法	废气排放量	排放浓度 mg/m ³	排放量 t	
施工	施工场地	施工扬尘	颗粒物	产污系数法	/	/	24.44	洒水抑尘, TSP 去除效率 96%, PM ₁₀ 去除效率 80%, PM _{2.5} 去除效率 67%	/	/	/	/	2.63	施工期
	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
	施工场地	焊机	CO、CO ₂ 、O ₃ 、NO _x 、CH ₄	焊接点较少, 产生的焊接烟尘量较小				/	/	/	/	/	/	施工期

表 3.11-7 施工期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间
				核算方法	废水产生量 m ³	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率/%	核算方法	废水排放量 m ³	排放浓度 mg/L	排放量 t	
压裂	压裂车	压裂返排液	COD、SS	类比法	350	/	/	由罐车拉运至葡五联压裂返排液处理站处理, 处理后污水管输进入葡三联含油污水处理站处	100	类比法	0	0	0	压裂期间

							理达标后回注油层							
管线试压	试压	试压废水	SS		92.2	/	/	由罐车拉运至葡二联合油污水处理站处理达标后回注油层	100		0	0	0	施工期
施工	生活	生活污水	COD	115.2	300	0.035	排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理	100		0	0	0	施工期	
			氨氮		30	0.0035								

表 3.11-8 施工期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型（频发、偶发等）	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间
				核算方法	噪声值/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	挖掘机	非连续稳态声源	类比法	82~90	定期维护和保养，选用低噪音设备，并采取减振、降噪措施	/	类比法	82~90	施工期
		推土机	非连续稳态声源		83~88		/	类比法	83~88	
		压路机	非连续稳态声源		80~90		/	类比法	80~90	
		吊管机	连续稳态声源		73~81		/	类比法	73~81	
		定向钻钻机	连续稳态声源		73~81		-5	类比法	68~76	
		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		82~90		/	类比法	82~90	

表 3.11-9 施工期固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况		处置措施		最终排放去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
	生活垃圾	类比法	0.9t	卫生填埋	0.9t	统一收集后运至大庆龙清生物科技有限公司处理
	建筑垃圾	类比法	16m ³	填埋处理	16m ³	统一收集后拉运至大同区建筑垃圾消纳场处理
	施工废料	类比法	0.49t	填埋处理	0.49t	由施工单位统一送第七采油厂工业固废填埋场处理

表 3.11-10 运营期废气污染源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间/h
				核算方法	废气产生量万 m ³ /a	产生浓度 mg/m ³	产生量 t/a	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量万 m ³ /a	排放浓度 mg/m ³	排放量 t/a	
原油开采	1号平台井场	无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	—	—	0.7654	—	0	产污系数法	—	—	0.7654	8760
	2号平台井场			产污系数法	—	—	0.7654	—	0	产污系数法	—	—	0.7654	8760
	3号平台井场			产污系数法	—	—	1.0205	—	0	产污系数法	—	—	1.0205	8760
	4号平台井场			产污系数法	—	—	0.7654	—	0	产污系数法	—	—	0.7654	8760
	5号平台井场			产污系数法	—	—	0.5103	—	0	产污系数法	—	—	0.5103	8760
	6号平台井场			产污系数法	—	—	1.0205	—	0	产污系数法	—	—	1.0205	8760
	7号平台井场			产污系数法	—	—	0.2551	—	0	产污系数法	—	—	0.2551	8760
	葡434-平2井场			产污系数法	—	—	0.7654	—	0	产污系数法	—	—	0.7654	8760
油气集		加热炉	颗粒物	实测法、类	237.77	12.3	0.029	—	0	实测法、类	237.77	12.3	0.029	8760

输	太南 2 号转油站	排气筒	NO _x	比法		82	0.195		0	比法		82	0.195	
			SO ₂			15	0.0357		0			15	0.0357	
	葡北 11 号转油站	加热炉 排气筒	颗粒物	实测法、类 比法	35.68	11.0	0.001	—	0	实测法、类 比法	35.68	11.0	0.001	8760
			NO _x			88	0.031		0			88	0.031	
			SO ₂			14	0.005		0			14	0.005	

表 3.11-11 运营期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施	污染物排放				排放时 间 (h)	
				核算 方法	产生 废水量 (t/a)	产生 浓度 (mg/L)		产生 量 (t/a)	核算 方法	排放废 水量 (t/a)	排放浓度 (mg/L)		排放量 (t/a)
油水井 作业	油水井	作业 污水	石油类	类 比 法	214.7	1000	0.215	通过罐车回 收后送葡二 联合油污水 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	720	1000	0.72		/	/	/	/	/
原油 集输	原油处理 装置	油田 采出 水	石油类	物 料 衡 算 法	25300	100	2.53	管输进入葡 二联合油污 水处理站处 理后回注油 层，不外排	/	/	/	/	/

表 3.11-12 运营期噪声污染源源强核算结果及相关参数表

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源		降噪措施		噪声排放值		持续时间 (h)
				核算方法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB (A)	
井场	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
井场	修井作业	修井机	连续	类比法	75-80	低噪声设备、定期保养	/	类比法	75-80	作业期间

表 3.11-13 运营期固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序/生产线	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量 (t/a)	工艺	处置量 (t/a)	
原油集输	场站	含油污泥	危险废物	类比法	0.414	调质+离心、密闭旋转蒸馏	0.414	由罐车拉运至葡萄 花含油污泥处理站 减量化处理后，再 委托北京新风航天 装备有限公司处理 达标后用作油田垫 井场和通井路
油井作业	油井	落地油	危险废物	类比法	0.43	调质+离心、密闭旋转蒸馏	0.43	
油井作业	油井	含油废防渗布	危险废物	类比法	0.32	由有资质单位进行处理	0.32	由有资质单位进行 处理

3.11.4 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 3.11-14。

表 3.11-14 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	3811.51	0	273.45	3915.83	+273.45
颗粒物	t/a	0.368	0	0.033	0.378	+0.033
NO _x	t/a	2.769	0	0.226	2.844	+0.226
SO ₂	t/a	0.621	0	0.0407	0.638	+0.0407
非甲烷总烃	t/a	134.66	0	19.56	138.346	+19.56

3.12 清洁生产分析

3.12.1 井下作业的清洁生产工艺

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

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

(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%。

3.12.2 油气集输的清洁生产

(1) 优化布局

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

本工程开发采取总体方案设计、总体布局，结合当地地形地貌特征，合理确定线路位置和走向，最大限度的减少地面工程建设投资。

针对本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葡二联合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。

3.12.3 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	本项目油田开发不涉及使用油气田化学剂	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	集油掺水管道、注水管道、井场作业区为重点防渗，管道采用防腐无缝钢管、管道的连接方式采用焊接，油水井作业期间井场永久占地内铺设 2mm 厚防渗布，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；井场永久占地内为简单防渗，采用地面夯实碾压平整进行防渗。	符合
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注气开采，鼓励采出水处理后回注于注气锅炉	采出水经葡二联合油污水处理站处理满足标准后回注油层。	符合
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少	油气集输采用密闭工艺，油气集输过	符

	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	程中烃类挥发系数为 1.4175‰，集输损耗率小于 0.5%	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%		

根据上表，本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中对清洁生产各项指标的要求，符合清洁生产要求，清洁生产水平达到国内先进水平。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境状况

4.1.1 地理位置

本项目位于大庆市大同区八井子乡庆阳山村北侧，地理坐标为东经 124°46'8.688"~124°50'37.608"，北纬 45°58'41.052"~ 46°0'48.132"。具体地理位置见附图 1。

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 3.7m/s，年最大风速为 22.7m/s。

降水量：年平均 442.0mm，年最大降水量 651.2mm。

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、低平原内残留湖泊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 10，区域水文地质剖面图见附图 11。

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

主要发育在区域西侧。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、HCO₃—Na+Ca 型水为主，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 66-95mg/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、生活用水井 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 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。根据调查本项目评价范围内土壤类型主要为黑钙土，本项目区域土壤类型分布图见附图 12。

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。

4.1.7 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。

4.1.8 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。

4.2 环境保护目标调查

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

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》，本项目位于水土流失重点治理区，结合大庆市基本农田保护区规划图，本项目占用一般耕地。项目同时涉及以居住为主要功能的区域。项目评价范围内环境保护目标见表 2.7-1-表 2.7-5。

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 2023 年 10 月 11 日至 2023 年 10 月 17 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《2022 年大庆市生态环境状况公报》，2022 年，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓度为 $7\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $3\sim 27\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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 $16\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $3\sim 62\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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 $38\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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 $26\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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 $0.9\text{mg}/\text{m}^3$ ，日均浓度范围为 $0.2\sim 1.5\text{mg}/\text{m}^3$ ，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 $110\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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	7μg/m ³	60μg/m ³	11.67%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	16μg/m ³	40μg/m ³	40%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	38μg/m ³	70μg/m ³	54.29%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	26μg/m ³	35μg/m ³	74.29%	达标
CO	第 95 位日平均质量浓度	0.9mg/m ³	4mg/m ³	22.5%	达标
O ₃	第 90 位 8h 平均质量浓度	110μg/m ³	160μg/m ³	68.75%	达标

以上统计结果表明，项目所在区域内空气污染因子 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 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 5km 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 2023 年 10 月 11 日至 2023 年 10 月 17 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、TSP，具体点位见表 4.3-2，现状监测点位见附图 13。

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	拟建 4#平台井场	124.78749	46.00037	非甲烷总烃、TSP	2023.10.11-2023.10.17	拟建井场	--
2	建立村	124.79666	45.99348		2023.10.11-2023.10.17	1 号平台东南侧	1172m
3	拟建 2#平台井场	124.82745	45.97814		2023.10.11-2023.10.17	拟建井场	--
4	邹子臣屯	124.84616	45.97355		2023.10.11-2023.10.17	太 116-57 东侧	1155m

(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、TSP。

(3) 监测频次

非甲烷总烃监测频次为连续 7 天，每天采样 4 次，监测小时值；TSP 监测频次为连

续7天，监测日均值，每日监测24小时。

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

(5) 评价标准

非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 标准限值，TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准。

(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							
拟建 4#平台井场	124.78749	46.00037	非 甲 烷 总 烃	1h	2	0.45-0.7	35	0	达标
建立村	124.79666	45.99348			2	0.46-0.7	35	0	达标
拟建 2#平台井场	124.82745	45.97814			2	0.46-0.71	35.5	0	达标
邹子臣屯	124.84616	45.97355			2	0.47-0.71	35.5	0	达标
拟建 4#平台井场	124.78749	46.00037	T S P	24 h	0.3	0.054-0.077	25.7	0	达标
建立村	124.79666	45.99348			0.3	0.053-0.074	24.7	0	达标
拟建 2#平台井场	124.82745	45.97814			0.3	0.051-0.074	24.7	0	达标
邹子臣屯	124.84616	45.97355			0.3	0.055-0.072	24	0	达标

评价结果表明，评价区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0mg/m^3$ 标准要求，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改

单中的二级标准。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》（HJ610-2016），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	一级	二级 (√)	三级	一级	二级 (√)	三级
山前冲（洪）积	枯平丰	枯丰	一期	枯平丰	枯丰	一期
滨海（含填海区）	二期 a	一期	一期	一期	一期	一期
其他平原区 (√)	枯丰	一期 (√)	一期	枯	一期 (√)	一期
黄土地区	枯平丰	一期	一期	二期	一期	一期
沙漠地区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
丘陵山区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
岩溶裂隙	枯丰	一期	一期	枯丰	一期	一期
岩溶管道	二期	一期	一期	二期	一期	一期

a “二期”的间隔有明显水位变化，其变化幅度接近年内变幅。

一般情况下，地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的 2 倍。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2-4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。由于项目井位较分散，因此本项目共布设 10 个水质监测点和 17 个水位监测点。

4.3.2.1 地下水位监测

(1) 监测点位

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次共监测区域内地下水水位监测点 17 个，其中，潜水水位监测点 10 个，承压水水位监测点 21 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	井口标高 (m)	埋深 (m)	水位 (m)	监测含水层
1#	太平山村	25.0	135	3.10	131.90	潜水层
2#	昌德镇	27.0	142	3.80	138.20	潜水层
3#	大同镇	28.0	135	2.10	132.90	潜水层
4#	八井子乡	25.0	135	2.10	132.90	潜水层
5#	祝三乡	33.0	143	5.20	137.80	潜水层
6#	新福乡	25.0	137	3.20	133.80	潜水层

7#	国治村	20.0	136	2.20	133.80	潜水层
8#	前王家屯	30.0	135	2.30	132.70	潜水层
9#	荣家围子屯	22.0	134	3.50	130.50	潜水层
10#	大庙屯	30.0	132	3.20	128.80	潜水层
11#	太平山村	80.0	135	6.50	128.50	承压水层
12#	昌德镇	260	142	9.50	132.50	承压水层
13#	大同镇	110	135	8.50	126.50	承压水层
14#	八井子乡	100	135	9.10	125.90	承压水层
15#	祝三乡	220	143	12.30	130.70	承压水层
16#	新福乡	175	137	8.20	128.80	承压水层
17#	国治村	120	136	6.20	129.80	承压水层

(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》(HJ610-2016)中表4中的要求，本次地下水位监测频率为一期。

(3) 现状地下水流场

①承压水流畅

本次对区域承压水水位进行了监测，承压水井和潜水井分布位置能够覆盖项目区域，监测井情况见表4.3-5，评价区内地下水流总体由东北向西南，地下水水力坡度0.6-1.0%。承压水等水位线图见附图15。

②第四系上更新统松散层孔隙潜水

本次对区域潜水水位进行了监测，具体见表4.3-5，评价区内地下水流由东北向西南，地下水水力坡度0.2-0.6%。潜水地下水等水位线图见附图14。

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、硫化物。

(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10个水质监测点。地下水水质监测布点见附图13。

地下水水质监测布点信息见表4.3-6。

表 4.3-6 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	前王家屯潜水井	潜水	124.84370, 46.00591	1号平台东北侧 989m	20.0	上游水井	灌溉
2	张家烧锅屯潜水井	潜水	124.78960, 46.00886	1号平台西北侧 1634m	13.0	侧向水井	灌溉
3	建立村潜水井	潜水	124.79820, 45.99241	1号平台东南侧 1172m	15.0	侧向水井	灌溉
4	荣家围子屯潜水井	潜水	124.81024, 45.99016	1号平台西南侧 421m	18.0	下游水井	灌溉
5	小山屯潜水井	潜水	124.83253, 45.98395	太 118-57 西北 侧 587m	20.0	区域内水井	灌溉
6	邹子臣屯潜水井	潜水	124.84633, 45.97306	太 113-58 东北 侧 496m, 太 116-57 注水管线 东侧 35m	22.0	侧向水井	灌溉
7	葛家粉房屯潜水井	潜水	124.78093, 45.98892	太 116-57 东侧 1155m	15.0	下游水井	灌溉
8	小山屯承压水井	承压水	124.83242, 45.98318	1号平台东南侧 1172m	65.0	区域内水井	灌溉
9	荣家围子屯承压水井	承压水	124.81059, 45.98915	太 116-57 东侧 1155m	70.0	下游水井	灌溉
10	葛家粉房屯承压水井	承压水	124.77809, 45.98922		60.0	下游水井	灌溉

(3) 监测时间及频次

2023年10月11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 4.3-7。

表 4.3-7 地下水水质现状监测结果

监测时间	2023.10.11					
监测项目	前王家屯 潜水井 (王家)	张家烧锅 屯潜水井 (周家)	建立村潜 水井(韩 家)	荣家围子 屯潜水井 (苏家)	小山屯潜 水井(白 家)	标准限值
K ⁺ (mg/L)	2.55	2.15	1.97	2.31	3.03	-
Na ⁺ (mg/L)	53.5	62.2	58.3	51.4	59.6	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	47.2	51.3	48.5	44.2	37.8	-
Mg ²⁺ (mg/L)	10.5	11.1	9.47	9.13	10.2	-

HCO ₃ ⁻ (mg/L)	233	251	221	214	224	
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻ (mg/L)	44.6	50.4	47.5	41.5	49.7	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	38.5	42.2	33.6	39.2	28.7	≤250
pH (无量纲)	7.8	7.6	7.6	7.7	7.6	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	162	175	161	149	137	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	511	558	501	476	482	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.3	2.1	1.9	2.1	2.0	≤3.0
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.531	0.507	0.522	0.497	0.574	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	2.08	2.45	2.22	2.53	2.09	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.242	0.209	0.211	0.198	0.266	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.26	0.27	0.27	0.26	0.28	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.09	0.12	0.08	0.07	0.10	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	13	10	12	11	10	≤100
硫化物 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.02

续表 4.3-7 地下水水质现状监测结果

监测时间	2023.10.11					
监测项目	邹子臣屯 潜水井 (马家)	葛家粉房 屯潜水井 (苏家)	小山屯承 压水井 (任家)	荣家围子 屯承压水 井(张 家)	葛家粉房 屯承压水 井(李 家)	标准限值
K ⁺ (mg/L)	2.65	1.89	1.07	1.13	1.22	-
Na ⁺ (mg/L)	51.3	55.4	41.5	44.5	40.5	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	44.6	47.3	33.2	30.6	31.4	-
Mg ²⁺ (mg/L)	9.79	10.1	6.56	6.73	6.69	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	207	211	163	165	161	

CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻ (mg/L)	41.4	48.8	32.5	34.6	30.5	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	35.6	34.9	24.7	21.5	22.4	≤250
pH (无量纲)	7.8	7.7	7.4	7.6	7.5	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	152	160	110	105	106	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	468	490	358	356	347	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.2	2.1	1.7	1.8	1.9	≤3.0
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.553	0.537	0.465	0.472	0.461	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	2.22	2.07	1.61	1.53	1.64	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.243	0.237	0.163	0.171	0.166	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.27	0.27	0.19	0.20	0.21	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.12	0.08	0.02	0.03	0.04	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	13	11	7	8	9	≤100
硫化物 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.02

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 III 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 4.3-8。

表 4.3-8 地下水单因子标准指数计算结果

监测时间	2023.10.11				
	前王家屯潜 水井（王家）	张家烧锅屯潜 水井（周家）	建立村潜 水井（韩家）	荣家围子屯潜 水井（苏家）	小山屯潜 水井（白家）
Na ⁺	0.27	0.31	0.29	0.26	0.30
Cl ⁻	0.18	0.20	0.19	0.17	0.20
SO ₄ ²⁻	0.15	0.17	0.13	0.16	0.11
pH	0.53	0.40	0.40	0.47	0.40
总硬度	0.36	0.39	0.36	0.33	0.30
溶解性总固体	0.51	0.56	0.50	0.48	0.48
耗氧量	0.77	0.70	0.63	0.70	0.67
挥发性酚类	ND	ND	ND	ND	ND
氰化物	ND	ND	ND	ND	ND
氟化物	0.53	0.51	0.52	0.50	0.57
硝酸盐	0.10	0.12	0.11	0.13	0.10
亚硝酸盐	ND	ND	ND	ND	ND
氨氮	0.48	0.42	0.42	0.40	0.53
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND

砷	ND	ND	ND	ND	ND
铅	ND	ND	ND	ND	ND
铁	0.87	0.90	0.90	0.87	0.93
汞	ND	ND	ND	ND	ND
锰	0.90	1.20	0.80	0.70	1.00
镉	ND	ND	ND	ND	ND
石油类	ND	ND	ND	ND	ND
总大肠菌群	ND	ND	ND	ND	ND
菌落总数	0.13	0.10	0.12	0.11	0.10
硫化物	ND	ND	ND	ND	ND

续表 4.3-8 地下水单因子标准指数计算结果

监测时间	2023.10.11				
监测项目	邹子臣屯潜 水井（马家）	葛家粉房屯潜 水井（苏家）	小山屯承压水 井（任家）	荣家围子屯 承压水井 （张家）	葛家粉房屯 承压水井 （李家）
Na ⁺	0.26	0.28	0.21	0.22	0.20
Cl ⁻	0.17	0.20	0.13	0.14	0.12
SO ₄ ²⁻	0.14	0.14	0.10	0.09	0.09
pH	0.53	0.47	0.27	0.40	0.33
总硬度	0.34	0.36	0.24	0.23	0.24
溶解性总固体	0.47	0.49	0.36	0.36	0.35
耗氧量	0.73	0.70	0.57	0.60	0.63
挥发性酚类	ND	ND	ND	ND	ND
氰化物	ND	ND	ND	ND	ND
氟化物	0.55	0.54	0.47	0.47	0.46
硝酸盐	0.11	0.10	0.08	0.08	0.08
亚硝酸盐	ND	ND	ND	ND	ND
氨氮	0.49	0.47	0.33	0.34	0.33
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND
砷	ND	ND	ND	ND	ND
铅	ND	ND	ND	ND	ND
铁	0.90	0.90	0.63	0.67	0.70
汞	ND	ND	ND	ND	ND
锰	1.20	0.80	0.20	0.30	0.40
镉	ND	ND	ND	ND	ND
石油类	ND	ND	ND	ND	ND
总大肠菌群	ND	ND	ND	ND	ND

菌落总数	0.13	0.11	0.07	0.08	0.09
硫化物	ND	ND	ND	ND	ND

由以上地下水单因子标准指数分析可知,评价区域地下水水质除锰外均满足《地下水质量标准》(GB/T148488-2017)中的III类标准要求,石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高,主要是由于评价区域地层中富含锰矿物,还原条件下转化的 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。

(4) 区域地下水化学类型分析

根据舒卡列夫分类法,按地下水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ 、 K^+ 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 含量,将 Meq (毫克当量) 百分数大于 25% 的阴、阳离子进行组合,每种类型以阿拉伯数字为代号,共 49 类。舒卡列夫分类表见表 4.3-9。

表 4.3-9 舒卡列夫分类表

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

按矿化度又分为 4 组: A 组矿化度 < 1.5g/L, B 组 1.5~10g/L, C 组 10~40g/L, D 组 > 40g/L。命名时在数字与字母间加连接号,如 1-A 型:指的是 $M < 1.5g/L$, 阴离子只有 $HCO_3^- > 25\% Meq$, 阳离子只有 Ca 大于 25% Meq。49-D 型,表示矿化度大于 40g/L 的 Cl-Na 型水,该型水可能是于海水及海相沉积有关的地下水,或是大陆盐化潜水。

根据本项目地下水监测结果,分别计算承压水、潜水各监测点位中 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 HCO_3^- 、 CO_3^{2-} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ 、 K^+ 浓度均值,进而计算各离子 Meq (毫克当量) 百分数及监测点位矿化度,从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类,工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-10,工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-11。

表 4.3-10 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
前王家屯潜水井 (王家)	K^+	0.065	1.162	5.626	2.34	0.43
	Na^+	2.326	41.342			

	Ca ²⁺	2.360	41.945	5.896		
	Mg ²⁺	0.875	15.551			
	HCO ₃ ⁻	3.820	64.784			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.274	21.613			
	SO ₄ ²⁻	0.802	13.604			
张家烧锅屯潜 水井（周家）	K ⁺	0.055	0.882	6.249	1.45	0.47
	Na ⁺	2.704	43.273			
	Ca ²⁺	2.565	41.043			
	Mg ²⁺	0.925	14.801			
	HCO ₃ ⁻	4.115	63.954	6.434		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.440	22.381			
	SO ₄ ²⁻	0.879	13.665			
建立村潜水井 （韩家）	K ⁺	0.051	0.871	5.799	1.04	0.42
	Na ⁺	2.535	43.707			
	Ca ²⁺	2.425	41.814			
	Mg ²⁺	0.789	13.608			
	HCO ₃ ⁻	3.623	63.783	5.680		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.357	23.893			
	SO ₄ ²⁻	0.700	12.324			
荣家围子屯潜 水井（苏家）	K ⁺	0.059	1.125	5.265	2.28	0.40
	Na ⁺	2.235	42.447			
	Ca ²⁺	2.210	41.977			
	Mg ²⁺	0.761	14.451			
	HCO ₃ ⁻	3.508	63.663	5.511		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.186	21.517			
	SO ₄ ²⁻	0.817	14.820			
小山屯潜水井 （白家）	K ⁺	0.078	1.436	5.409	2.53	0.41
	Na ⁺	2.591	47.907			
	Ca ²⁺	1.890	34.942			
	Mg ²⁺	0.850	15.715			
	HCO ₃ ⁻	3.672	64.536	5.690		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.420	24.956			

	SO ₄ ²⁻	0.598	10.508			
邹子臣屯潜水井（马家）	K ⁺	0.068	1.271	5.344	0.25	0.39
	Na ⁺	2.230	41.735			
	Ca ²⁺	2.230	41.727			
	Mg ²⁺	0.816	15.266			
	HCO ₃ ⁻	3.393	63.811	5.318		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.183	22.243			
	SO ₄ ²⁻	0.742	13.946			
葛家粉房屯潜水井（苏家）	K ⁺	0.048	0.856	5.664	0.74	0.41
	Na ⁺	2.409	42.528			
	Ca ²⁺	2.365	41.756			
	Mg ²⁺	0.842	14.860			
	HCO ₃ ⁻	3.459	61.985	5.580		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.394	24.985			
	SO ₄ ²⁻	0.727	13.029			

表 4.3-11 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
小山屯承压水井（任家）	K ⁺	0.027	0.679	4.038	0.94	0.30
	Na ⁺	1.804	44.679			
	Ca ²⁺	1.660	41.105			
	Mg ²⁺	0.547	13.537			
	HCO ₃ ⁻	2.672	64.932	4.115		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.929	22.564			
	SO ₄ ²⁻	0.515	12.504			
荣家围子屯承压水井（张家）	K ⁺	0.029	0.715	4.055	1.06	0.30
	Na ⁺	1.935	47.718			
	Ca ²⁺	1.530	37.735			
	Mg ²⁺	0.561	13.832			
	HCO ₃ ⁻	2.705	65.314	4.141		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.989	23.870			
	SO ₄ ²⁻	0.448	10.816			
葛家粉房屯承	K ⁺	0.031	0.798	3.920	0.73	0.29

压水井（李家）	Na ⁺	1.761	44.924	3.977		
	Ca ²⁺	1.570	40.055			
	Mg ²⁺	0.558	14.223			
	HCO ₃ ⁻	2.639	66.358			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.871	21.909			
	SO ₄ ²⁻	0.467	11.733			

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，评价区域地下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，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 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及已建场站。

①监测点位

本项目布设 6 个包气带监测点，每个点在 0-20cm 深度取 1 个样，在 20-40cm 深度取 1 个样。包气带现状调查见表 4.3-12。

表 4.3-12 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	区域已建葡 79-93 井场	0~20cm、20~40cm	拟建太 118-57 井场东南侧 380m	污染控制点 (124.77799, 46.00686)
2	区域已建葡 79-93 井场西南侧 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	拟建太 115-58 井场东南侧 523m	清洁对照点 (124.77757, 46.00507)
3	太南 2 号转油站	0~20cm、20~40cm	依托场站	污染控制点 (124.86259, 45.98788)
4	太南 2 号转油站南侧 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	太南 2 号转油站南侧 200m	清洁对照点 (124.86263, 45.98586)
5	葡北 11 号转油站	0~20cm、20~40cm	依托场站	污染控制点 (124.75480, 46.00758)
6	葡北 11 号转油站西南侧 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	葡北 11 号转油站西南侧 200m	清洁对照点 (124.75170, 46.00680)

②监测因子

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

③监测时间

2023 年 10 月 11 日。

④监测结果

表 4.3-13 包气带现状调查结果

监测时间	2023.10.11			
监测项目	区域已建葡 79-93 井场		区域已建葡 79-93 井场西南侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.1	7.8	8.0	7.7
铅	5.8	5.7	5.9	5.7
镉	0.15	0.18	0.16	0.19
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.13	0.15	0.14	0.17
石油类	0.12	0.16	0.15	0.13

砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0028	0.0030	0.0029	0.0031
铜	0.007	0.006	0.008	0.009
镍	0.06	0.07	0.08	0.09
锌	0.09	0.10	0.08	0.07
监测项目	太南 2 号转油站		太南 2 号转油站南侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.1	8.3	8.2	8.0
铅	5.5	5.2	5.0	5.3
镉	0.16	0.13	0.17	0.14
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.14	0.12	0.15	0.13
石油类	0.17	0.15	0.16	0.14
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0026	0.0027	0.0025	0.0026
铜	0.005	0.007	0.008	0.006
镍	0.07	0.08	0.06	0.07
锌	0.08	0.09	0.10	0.08
监测项目	葡北 11 号转油站		葡北 11 号转油站西南侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.3	8.0	8.1	8.2
铅	5.5	5.7	5.9	5.7
镉	0.15	0.18	0.14	0.17
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.14	0.15	0.16	0.17
石油类	0.14	0.16	0.15	0.17
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0026	0.0029	0.0024	0.0028
铜	0.007	0.006	0.008	0.009
镍	0.08	0.06	0.09	0.07
锌	0.06	0.07	0.08	0.09
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、镉、汞和砷 $\mu\text{g/L}$ ，总铬和石油类、铜、镍、锌、挥发酚为 mg/L 。				

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

4.3.3 地表水环境质量现状

本项目运营期不排放废水，属于水污染影响型三级 B 评价，不需开展区域污染源调

查，且地表水评价范围内无地表水体，因此本次不对地表水体进行现状评价。

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、配水间布置情况及环境敏感点分布情况，在本项目所在区域共布设 3 个声环境监测点，监测点布设见表 4.3-17，具体监测点位见附图 13。

表 4.3-17 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系
1	小山屯	124.83098, 45.98489	太 113-58 东北侧 496m 太 116-57 注水管线东侧 35m
2	拟建 6 号平台井场	124.81740, 45.99360	拟建井场
3	拟建五井式撬装配水间	124.82514, 45.98575	拟建配水间

(2) 监测时间及频次

监测时间：2023 年 10 月 11 日~2023 年 10 月 12 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 4.3-18；

表 4.3-18 声环境现状监测结果表 单位：dB (A)

监测点位	2023.10.11		2023.10.12	
	昼间	夜间	昼间	夜间
小山屯	47.2	43.5	47.1	43.7
拟建 6 号平台井场	43.5	42.4	43.7	42.9
拟建五井式撬装配水间	44.0	43.1	44.1	43.3

4.3.4.2 声环境质量现状评价

本项目评价范围内噪声源主要来自抽油机及场站，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，为连续稳态声源。

(1) 评价标准

根据本项目区域声环境功能区划，项目区域周边声环境敏感点小山屯执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，拟建井场及配水间区域声环境执行《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，项目区域周边声环境敏感点小山屯满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准，拟建井场及配水间区域声环境满足《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

本项目评价范围内主要为黑钙土，在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性选择土壤理化特性调查内容，具体土壤理化特性调查见表 4.3-19，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-20。

表 4.3-19 土壤理化特性调查

时间		2023.10.11		
点号		拟建1号平台井场		
经纬度		124.82410, 45.98890		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黄色	黄色	黄色
	结构	面状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	7.78	8.06	7.91
	阳离子交换量(cmol+/kg)	12.6	13.1	11.5
	氧化还原电位 (mv)	189	201	196
	饱和导水率(mmm/min)	1.323	1.355	1.295
	土壤容重 (g/cm ³)	1.48	1.35	1.51
	孔隙度(%)	44.2	49.1	43.0
点号		小山屯	拟建4#平台井场西南侧200m耕地	拟建2#平台井场东南侧200m林地
经纬度		124.83149, 45.98355	124.78667, 45.99862	124.82937, 45.97694
层次		0-20cm	0-20cm	0-20cm
现场记录	颜色	黄色	黄色	黄色
	结构	面状	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	植物根系	植物根系
实验室测定	pH 值	7.93	7.99	7.85
	阳离子交换量(cmol+/kg)	12.4	12.5	11.9
	氧化还原电位 (mv)	193	204	179

	饱和导水率(mmm/min)	1.272	1.300	1.341
	土壤容重 (g/cm ³)	1.44	1.39	1.32
	孔隙度(%)	45.7	47.5	50.2

表 4.3-20 区域内土壤构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
拟建 1 号平台井场	 <p>经度: 124.835063 纬度: 45.990585 地址: 黑龙江省大庆市大同区小山屯 备注: 拟建1号平台井场</p>		0-0.5m 面状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土
小山屯	 <p>经度: 124.843432 纬度: 45.985288 地址: 黑龙江省大庆市大同区小山屯 备注: 小山屯</p>	/	0-0.2m 面状结构 壤土
			 <p>经度: 124.841571 纬度: 45.985327 地址: 黑龙江省大庆市大同区小山屯 备注: 小山屯</p>
		/	0-0.2m 面状结构 壤土

拟建 4 号平台井场西南侧 200m 耕地	 <p>经度: 124.797547 纬度: 46.000043 地址: 黑龙江省大庆市大同区建立村 备注: 拟建4号平台井场西南侧200米耕地</p>		 <p>经度: 124.797489 纬度: 46.000043 地址: 黑龙江省大庆市大同区建立村 备注: 拟建4号平台井场西南侧200米</p>
拟建 2 号平台井场东南侧 200m 林地		/	0-0.2m 面状结构 壤土  <p>经度: 124.843288 纬度: 46.986213 地址: 黑龙江省大庆市大同区小山屯 备注: 拟建2号平台井场东南200米林地</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 4.3-21,监测点位置见附图 13。

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	土壤类型	备注
1	拟建 1 号平台井场	124.82410 , 45.98890	《土壤环境质量 建设用地土壤污 染风险管控标准 (试行)》	黑钙土	采取柱状样,在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
2	拟建 2 号平台井场	124.82744 , 45.97815		黑钙土	采取柱状样,在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样

3	拟建 3 号平台井场	124.83003 , 45.98574	(GB36600-2018) 中第二类 用地筛选值	黑钙土	采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
4	拟建 4 号平台井场	124.78749 , 46.00037		黑钙土	采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
5	拟建 5 号平台井场	124.82068 , 46.00592		黑钙土	采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
6	拟建 6 号平台井场	124.81740 , 45.99360		黑钙土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
7	拟建 7 号平台井场	124.80219 , 46.00197		黑钙土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
8	小山屯	124.83149 , 45.98355	《土壤环境质量 建设用地土壤污 染风险管控标准 (试行)》 (GB36600- 2018) 中第一类 用地筛选值	黑钙土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
9	拟建 4 号平台井场 西南侧 200m 耕地	124.78667 , 45.99862	《土壤环境质量 农用地土壤污染 风险管控标准 (试行)》 (GB15618— 2018) 中的筛选 值	黑钙土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
10	拟建 1 号平台井场 西南侧 200m 耕地	124.82200 , 45.98781		黑钙土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
11	拟建 2 号平台井场 东南侧 200m 林地	124.78667 , 45.99862		黑钙土	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

2023 年 10 月 11 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 4.3-22 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	2023.10.11								
监测项目	测点位及监测结果								
	拟建 1 号平台井场			拟建 2 号平台井场			拟建 3 号平台井场		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	7.78	8.06	7.91	7.84	7.96	7.79	8.08	7.75	7.88
镉 (Cd)	0.09	0.10	0.08	0.08	0.11	0.09	0.09	0.07	0.10
汞 (Hg)	0.017	0.022	0.016	0.020	0.013	0.019	0.018	0.023	0.017
砷 (As)	3.33	3.26	3.37	3.31	3.42	3.29	3.28	3.39	3.32
铅 (Pb)	14	18	19	19	21	14	16	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)	21	22	20	22	17	15	15	16	13
镍 (Ni)	18	21	19	23	20	21	19	24	22
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a, h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表 4.3-22 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	2023.10.11								
监测项目	测点位及监测结果								
	拟建 4 号平台井场			拟建 5 号平台井场			拟建 6 号平台井场	拟建 7 号平台井场	小山屯
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm
pH	7.97	8.06	7.84	8.08	7.96	8.11	7.87	8.05	7.93
镉 (Cd)	0.11	0.08	0.12	0.10	0.07	0.11	0.11	0.09	0.08
汞 (Hg)	0.016	0.019	0.021	0.014	0.018	0.020	0.020	0.014	0.017
砷 (As)	3.33	3.27	3.35	3.26	3.34	3.41	3.38	3.40	3.31
铅 (Pb)	15	21	20	14	19	18	17	16	14
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)	18	11	15	13	16	14	15	17	12
镍 (Ni)	20	18	23	24	26	20	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
蒾	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]蒾	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]荧蒾	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]荧蒾	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]蒾	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 4.3-23 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	2023.10.11		
监测项目	监测点位及监测结果		
	拟建 4 号平台井场西南侧 200m 耕地	拟建 1 号平台井场西南侧 200m 耕地	拟建 2 号平台井场东南侧 200m 林地
	(0-20cm)	(0-20cm)	(0-20cm)
pH	7.99	7.76	7.85
镉	0.07	0.10	0.08
汞	0.018	0.022	0.016
砷	3.36	3.40	3.25
铅	15	22	17
铬	46	52	44
铜	16	18	14
镍	17	22	16
锌	50	43	51
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	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

评价方法采用标准指数法进行土壤环境质量现状评价，即通过指数的大小反应土壤环境受污染的程度，公式为：

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

式中：K_i——第 i 项分指数；

X_i——土壤中 i 污染物的实测含量，mg/kg；

X_{0i}——土壤中 i 污染物的标准值，mg/kg。

(2) 评价标准

1#~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) 土壤现状评价结果分析

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-24。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-25。

表 4.3-24 建设用地土壤环境质量现状评价结果（K_i值）

监测时间	2023.10.11								
监测项目	测点位及评价结果								
	拟建 1 号平台井场			拟建 2 号平台井场			拟建 3 号平台井场		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
镉 (Cd)	0.0014	0.0015	0.0012	0.0012	0.0017	0.0014	0.0014	0.0011	0.0015
汞 (Hg)	0.0004	0.0006	0.0004	0.0005	0.0003	0.0005	0.0005	0.0006	0.0004
砷 (As)	0.0555	0.0543	0.0562	0.0552	0.0570	0.0548	0.0547	0.0565	0.0553
铅 (Pb)	0.0175	0.0225	0.0238	0.0238	0.0263	0.0175	0.0200	0.0238	0.0213
铬 (六价)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铜 (Cu)	0.0012	0.0012	0.0011	0.0012	0.0009	0.0008	0.0008	0.0009	0.0007
镍 (Ni)	0.0200	0.0233	0.0211	0.0256	0.0222	0.0233	0.0211	0.0267	0.0244
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
蒎	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒎	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二苯并[a, h]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

续表 4.3-24 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (K_i值)

监测时间	2023.10.11								
监测项目	测点位及评价结果								
	拟建 4 号平台井场			拟建 5 号平台井场			拟建 6 号平台井场	拟建 7 号平台井场	小山屯
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm
镉 (Cd)	0.0017	0.0012	0.0018	0.0015	0.0011	0.0017	0.0017	0.0014	0.0040
汞 (Hg)	0.0004	0.0005	0.0006	0.0004	0.0005	0.0005	0.0005	0.0004	0.0021
砷 (As)	0.0555	0.0545	0.0558	0.0543	0.0557	0.0568	0.0563	0.0567	0.1655
铅 (Pb)	0.0188	0.0263	0.0250	0.0175	0.0238	0.0225	0.0213	0.0200	0.0350
铬 (六价)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铜 (Cu)	0.0010	0.0006	0.0008	0.0007	0.0009	0.0008	0.0008	0.0009	0.0060
镍 (Ni)	0.0222	0.0200	0.0256	0.0267	0.0289	0.0222	0.0211	0.0233	0.1200
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
蒎	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒎	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒎	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒎	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二苯并[a, h]蒎	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

表 4.3-25 农用地土壤环境质量现状评价结果 (K_i 值)

监测时间	2023.10.11		
监测项目	监测点位及评价结果		
	拟建 4 号平台井场西南侧 200m 耕地	拟建 1 号平台井场西南侧 200m 耕地	拟建 2 号平台井场东南侧 200m 林地
	(0-20cm)	(0-20cm)	(0-20cm)
镉	0.1167	0.1667	0.1333
汞	0.0053	0.0065	0.0047
砷	0.1344	0.1360	0.1300
铅	0.0882	0.1294	0.1000
铬	0.1840	0.2080	0.1760
铜	0.1600	0.1800	0.1400
镍	0.0895	0.1158	0.0842
锌	0.1667	0.1433	0.1700
石油烃	ND	ND	ND

土壤现状评价统计结果见表 4.3-26、表 4.3-27。

表 4.3-26 建设用地二类用地土壤现状评价统计结果

监测因子	样本数量	最大值 (mg/kg)	最小值 (mg/kg)	均值 (mg/kg)	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)	最大超标倍数
pH	17	8.11	7.75	7.94	0.118	100	0	/
镉 (Cd)	17	0.12	0.07	0.09	0.015	100	0	/
汞 (Hg)	17	0.023	0.013	0.018	0.003	100	0	/
砷 (As)	17	3.42	3.26	3.34	0.053	100	0	/
铅 (Pb)	17	21	14	17	2.348	100	0	/
铬 (六价)	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
铜 (Cu)	17	22	11	16	3.223	100	0	/
镍 (Ni)	17	26	18	21	2.304	100	0	/
苯	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
甲苯	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
乙苯	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯苯	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯乙烯	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
间二甲苯+对二甲苯	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
邻二甲苯	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯乙烯	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2-二氯苯	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,4-二氯苯	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/

四氯化碳	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯仿	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯甲烷	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1-二氯乙烷	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2-二氯乙烷	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1-二氯乙烯	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
顺-1,2-二氯乙烯	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
反-1,2-二氯乙烯	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
二氯甲烷	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2-二氯丙烷	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,1,2-四氯乙烷	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,1,2-四氯乙烷	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
四氯乙烯	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,1-三氯乙烷	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,2-三氯乙烷	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
三氯乙烯	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2,3-三氯丙烷	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
硝基苯	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯胺	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
2-氯酚	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
蒽	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
萘	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[a]蒽	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[b]荧蒽	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[k]荧蒽	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[a]芘	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
茚并[1,2,3-cd]芘	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
二苯并[a, h]蒽	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	17	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/

表 4.3-27 农用地土壤现状评价统计结果

监测因子	样本数量	最大值 (mg/kg)	最小值 (mg/kg)	均值 (mg/kg)	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)	最大超标倍数
pH	3	7.99	7.76	7.87	0.116	100	0	/
镉	3	0.1	0.07	0.08	0.015	100	0	/
汞	3	0.022	0.016	0.019	0.003	100	0	/

砷	3	3.4	3.25	3.34	0.078	100	0	/
铅	3	22	15	18	3.606	100	0	/
铬	3	52	44	47	4.163	100	0	/
铜	3	18	14	16	2.000	100	0	/
镍	3	22	16	18	3.215	100	0	/
锌	3	51	43	48	4.359	100	0	/
石油烃	3	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/

(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)表 1 中建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中第二类用地筛选值标准，以及表 2 (其他项目)中第二类用地筛选值标准；评价范围内居住区土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 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；评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤风险筛选值(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), 本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区, 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区, 大庆地区矿业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-06-01-2 大庆地区矿业与土壤保持	沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采	逐步恢复草原面积, 加大对漏斗区的回注, 防止漏斗区继续形成, 控制对水环境的影响, 科

		生态功能区		学发展农牧业
--	--	-------	--	--------

(2) 土地利用现状

本工程生态评价范围为区块外延 1km，主要为耕地和林地。由于工程所在区域为油田开发区域，人类活动频繁，野生动物较少。评价区内土地利用现状分析结果见下表，本项目区域土地利用现状图见附图 21。

表 4.3-29 评价区土地利用现状表

序号	土地类型		面积 (hm ²)	占评价区面积比例 (%)
	一级类	二级类		
1	林地	乔木林地	75.127	8.41
2	耕地	旱地	762.094	85.35
3	工矿仓储用地	采矿用地	6.745	0.76
4	住宅用地	城镇住宅用地	39.44	4.42
5	交通运输用地	城镇村道路用地	9.435	1.06

(3) 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，本项目位于大庆市大同区八井子乡，属于市级水土流失重点治理区。

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

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

(4) 防沙治沙情况调查

《黑龙江省防沙治沙条例》第二十六条规定：“油气勘探开发以及矿产资源开采应

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

本项目位于大庆市大同区，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。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 植被及植物多样性

本次植被及植物多样性调查工作采取资料收集、现场调查与遥感调查相结合的方法开展。

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-Spodopogon sibiricus*）、羊草-箭头唐松草群丛（*Leymus chinensis-Thalictretum simplex*）、羊草-拂子茅群丛（*Leymus chinensis-Calamagrostis epigejos*）、羊草-糙隐子草群丛（*Leymus chinensis-Cleistogenes squarrosa*）、羊草-野大麦群丛（*Leymus chinensis-Hordetum*）、羊草-虎尾草群丛（*Leymus chinensis-Chloris 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。

4.3.6.3 动物现状调查

（1）陆生哺乳动物

评价区为典型农区，其动物的组成与分布具有明显的村栖型特点。主要分布有小家鼠（*Mus musculus* L.）、大仓鼠（*Cricetulus triton*）、普通田鼠（*Microtus arvalis*）等啮齿目动物。由于人类活动的干扰，较大型哺乳类动物基本绝迹，但小型哺乳类特别是鼠类仍为常见种。

（2）鸟类

本区人类生产活动频繁，因此鸟类的种类和分布亦较少。经调查，本区无国家和地方受保护的珍稀濒危野生动物，常见鸟类主要为喜鹊（*P. picas sericea* Gould）、小嘴乌鸦（*C. corone orientalis* Evers）、麻雀（*P. montanus montanus*）、家燕（*H. rustica gutturalis* Scopoli）等村栖型鸟类。

项目工程占地区无国家重点保护野生动物、无《中国生物多样性红色名录》中珍稀濒危野生动物，无国家列入拯救保护的极小种群、特有种等动物资源的主要的天然集中分布区和繁殖区。

4.3.6.4 生态景观类型调查

采用地理信息系统技术并结合地面实际调查，对油田开发区所涉及区域内的生态景观构成进行调查。景观调查以工程用地为中心，采用国家生态环境现状调查所用分类系统

进行分类。区域内的景观共分为三类，主要由耕地景观、林地景观构成。

(1) 耕地景观是分布面积较大的景观类型，总面积 762.094hm²，占评价区域总面积的 85.35%。主要种植以玉米为主的农作物。

(2) 林地景观主要为人工防护林用地，总面积 75.127hm²，占评价区总面积的 8.41%。

4.3.6.5 既有工程实际生态影响到及措施调查

根据现场调查，第七采油厂在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内草地及农田生态系统。例如严格控制了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了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域农田生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运行期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。针对区块内水土流失重点治理区，第七采油厂采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋；施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

在生产运营期，区块内油水井作业均在永久占地范围内进行，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到葡二联合油污水处理站处理，防止了污油污水污染周围生态环境，运行期间区域土壤环境质量整体良好，该区域油田开发对区域生态环境影响不大。

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，场站内道路两侧和场站院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。区域内井场周边生态环境现状及区域内井场平整情况见图 3.1-1。

综上所述，现有区块内生态环境保护措施都基本得到了落实，目前所采取的各项环保措施是有效的，未发现生态环境问题。

4.3.6.8 主要生态环境问题

根据现场调查，本工程所在区域内生态环境以农田生态系统为主，为保护区域生态环境，第七采油厂在施工时采取了一系列的生态保护措施保护区域生态系统，例如尽可能增

加丛式井比例，严格控制井场的临时及永久占地，井场施工结束后及时的进行了生态恢复，通过采取了一系列的生态保护措施后，油田的开发对农田生态系统没有造成明显影响。下一阶段要求建设单位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。

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，场站主要包括太南 2 号转油站、葡北 11 号转油站、太南 2 号注水站等，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 SO_2 、 NO_x 、颗粒物、非甲烷总烃等。

本项目位于太南油田区块，区域内排放的非甲烷总烃主要为区域内井场、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，太南油田区块目前产油约 $9.5 \times 10^4 \text{t/a}$ 。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，则现有区域非甲烷总烃挥发量为 134.66t/a 。

区域内锅炉废气主要来自区域内太南 2 号转油站、葡北 11 号转油站加热炉排放的烟气。根据现有工程污染物排放情况调查，区块内锅炉废气颗粒物排放量为 0.368t/a ， NO_x 排放量为 2.769t/a ， SO_2 排放量为 0.621t/a 。

(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 、 BOD_5 、 SS 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 等，区域场站内的生活污水产生量约 262.8m^3 ，生活污水排入场站内化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理。

(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。

区域内油田采出水量为 $128.38 \times 10^4 \text{t/a}$ ，区域内油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 4260m^3 ，区域内水井洗井产生的洗井污水共计约 $14640 \text{m}^3/\text{a}$ 。区域内油田采出水、油水井作业污水、洗井污水均由葡二联合油污水处理站处理达标后回注油层。

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 $65 \sim 85 \text{dB(A)}$ ，主要噪声源为太南 2 号转油站、葡北 11 号转油站、太南 2 号注水站、抽油机井等；

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 $75 \sim 80 \text{dB(A)}$ 。

4.4.4 固体废物污染源分析

根据现状调查分析，区域内油井在进行作业过程中产生的含油污泥量约 7.5t/a ，区域内场站清罐污泥产生量约为 2.8t/a ，含油污泥由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；区域内场站共产生生活垃圾 3.3t/a ，产生的生活垃圾集中收集后拉运至大庆龙清生物科技有限公司进行处理。

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；距离本项目最近的环境敏感点为太 116-57 注水管线东侧 35m 的邹子臣屯，在距离村屯较近管线施工过程中采取人工开挖，施工阶段设置围挡等方式降低施工噪声及扬尘对周边村屯的影响。

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

（2）施工车辆尾气

本工程施工期各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，排放主要污染物为 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）焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为 CO、CO₂、O₃、NO_x、CH₄ 等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

5.1.2 运行期

5.1.2.1 评价区域二十年地面气象资料

本项目分布在东经 124°49'33.672"~124°51'24.732"，北纬 45°57'39.168"~46°1'15.852" 区域，项目采用的是大庆气象站（一般气象站，50850）资料，气象站位于黑龙江省大庆市，地理坐标为东经 124.99030°，北纬 46.62080°，海拔高度 152m。气象站始建于 2005

年，于 2005 年正式进行气象观测。

大庆气象站距离本项目 80-90km，是距本项目最近的气象站，拥有长期的气象观测资料，以下资料根据 2005-2021 年气象数据统计分析。

(1) 气象站常规气象统计（2005-2021）

气象站常规气象项目统计表见表 5.1-3。

表 5.1-3 气象站常规气象项目统计表

统计项目		统计值	极值出现时间	极值
多年平均气温（℃）		5.2	/	/
累年极端最高气温（℃）		35.3	2018-06-02	38.9
累年极端最低气温（℃）		-27.9	2013-01-01	-36.2
多年平均气压（hpa）		996.0	/	/
多年平均相对湿度（%）		60.7	/	/
多年平均降雨量（mm）		513.6	/	/
日照时长（h）		2470.3	/	/
平均风速（m/s）		5.2	/	/
静风频率（%）		5.5	/	/
极大风速（m/s）、相应风向		26.2、NW	2019-07-28	/
灾害天气统计	多年平均雷暴日数	20.8	/	/
	多年平均大风日数	3.8	/	/
	多年平均冰雹日数	0.7	/	/

(2) 气象站风观测数据统计

①月平均风速

大庆气象站（距本项目最近的气象站）月平均风速见表 5.1-4，04 月平均风速最大（2.8m/s），8 月风最小（1.8m/s）。

表 5.1-4 气象站月平均风速统计（单位：m/s）

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
平均风速	1.9	2.2	2.6	2.8	2.7	2.1	2.0	1.8	2.1	2.2	2.2	1.9

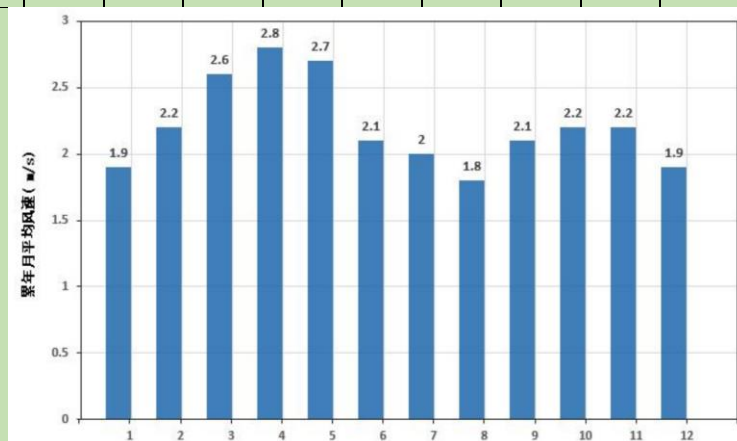


图 5.1-1 大庆月平均风速（单位：m/s）

②风向特征

近 20 年资料分析的风向玫瑰图见图 5.1-2，大庆气象站（距本项目最近的气象站）主要风向为 S、SSW、WSW、WNW，占 32.5%，其中以 S 为主风向，占到全年的 8.6%左右。

表 5.1-5 气象站年风向频率统计（单位：%）

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
频率	6.5	4.9	3.9	4.0	3.6	3.5	3.8	4.7	8.6	8.1	5.6	8.0	7.3	7.7	7.2	6.7	5.5

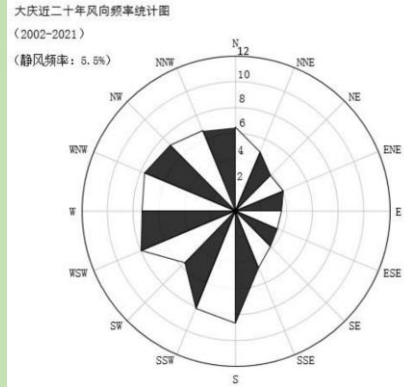


图 5.1-2 风向玫瑰图（静风频率 5.5%）

各月风向频率见表 5.1-6，月风向玫瑰图见图 5.1-3。

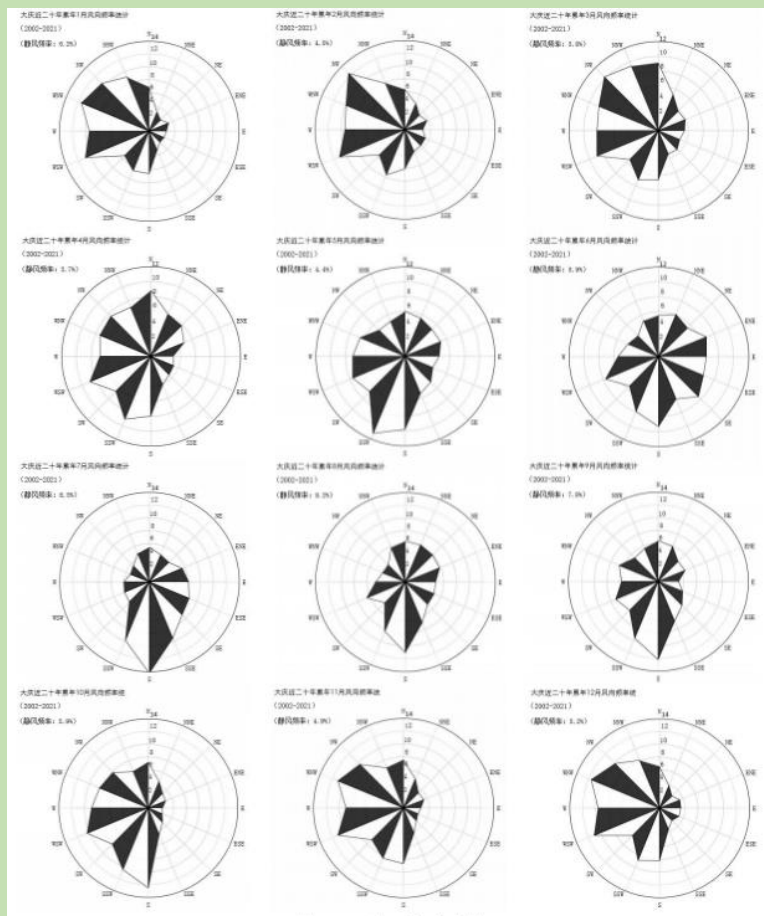


图 5.1-3 月风向玫瑰图（静风频率 5.5%）

表 5.1-6 气象站月风向频率统计 (单位%)

风向频率月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
01	6.8	3.2	2.5	3.3	2.7	2.5	2.4	3.2	6.6	6.6	5.4	10.8	9.4	11.5	10.5	9.1	6.2
02	6.3	4.4	3.2	3.7	2.8	3.4	3.5	3.7	6.1	7.6	5.6	11.1	9.4	10	12.5	7.9	4.5
03	9.1	5.2	3.7	3.9	3.5	3.1	3.6	3.4	6.6	7.1	5.4	8.9	8.2	8.6	10.2	9.4	3.8
04	8.8	6.1	5.8	4.8	3	3.3	3.5	4.1	8	9.1	6.6	8.8	6.8	7.4	7.6	7.1	3.7
05	6	5.5	5.1	5.2	4.6	4	4.9	5.4	9.8	11.2	6.7	7.6	7	6.5	4.9	5.1	4.4
06	5.5	6.1	5.4	6.9	6.4	6.5	7.5	6.1	9.3	7.9	5.5	7.7	5.4	4.4	3.9	5.2	5.9
07	5.4	4.6	4.3	5.5	6.1	6.7	7.2	9.5	14.2	9.8	4.4	4.2	4	3.2	3.6	4.8	6.5
08	6.4	6.3	6	5.8	4.7	4.9	4.9	6.9	11	8.3	4.6	6.5	4.6	3.8	3.8	5.8	9.2
09	6.4	5.9	4.4	4.5	3.2	4.1	5.3	6.7	12.2	9.6	6.3	7.2	5.7	6.6	5.2	5.6	7.8
10	7.2	4.5	3.2	2.9	2.2	2.3	3.2	4.5	12.5	10.4	8	10.4	8.9	8.3	7.9	6.2	5.9
11	7.5	4.9	3.3	3.4	2.7	2.4	2.8	4.3	8.7	8.5	7	11.1	9	11.1	9.6	6.8	4.9
12	6.5	3.8	2.7	3.4	3.3	3.3	2.7	3.6	8.2	8.8	6	11.1	9.6	11.6	9.8	8.1	5.2

③风速年际变化特征与周期分析

根据近 20 年资料分析,大庆气象站(距本项目最近的气象站)2019 年年平均风速最大(3.1m/s),2014、2015 年年平均风速最小(1.5m/s)。



图 5.1-4 (2002-2021) 年平均风速 (单位: m/s, 虚线为趋势线)

(3) 气象站温度分析

①月平均气温与极端气温

大庆气象站(距本项目最近的气象站)07 月气温最高(24.1℃),01 月气温最低(-16.5℃),近 20 年极端最高气温出现在 2018-06-02(38.9℃),近 20 年极端最低气温出现在 2013-01-01(-36.2℃)。

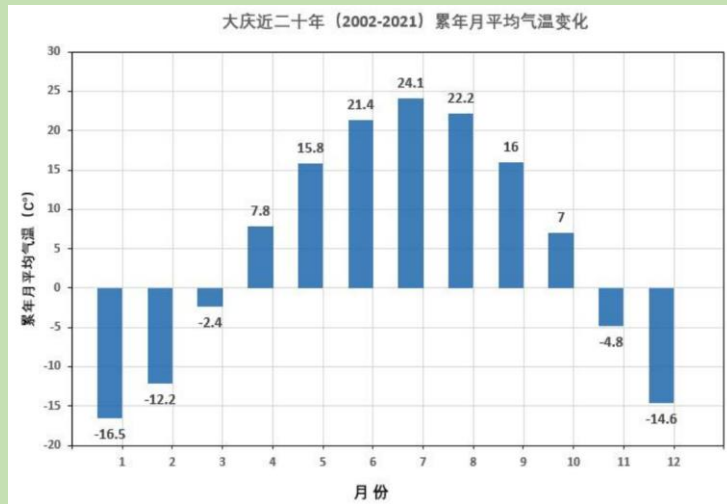


图 5.1-5 月平均气温图（单位：°C）

②温度年际变化趋势与周期分析

大庆气象站（距本项目最近的气象站）近 20 年气温呈逐年上升趋势，2007 年年平均气温最高（6.4°C），2010 年年平均气温最低（4.1°C）。

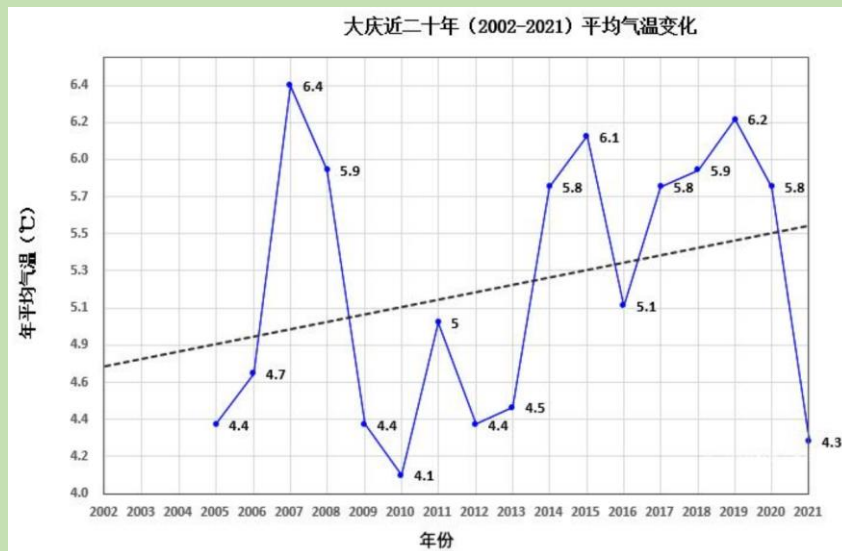


图 5.1-6 （2002-2021）年平均气温（单位：°C，虚线为趋势线）

(4) 气象站降水分析

①月平均降水与极端降水

大庆气象站（距本项目最近的气象站）07 月降水量最大（147.7mm），1 月降水量最小（2.6mm），近 20 年极端最大日降水出现在 2018-07-25（96.8mm）。

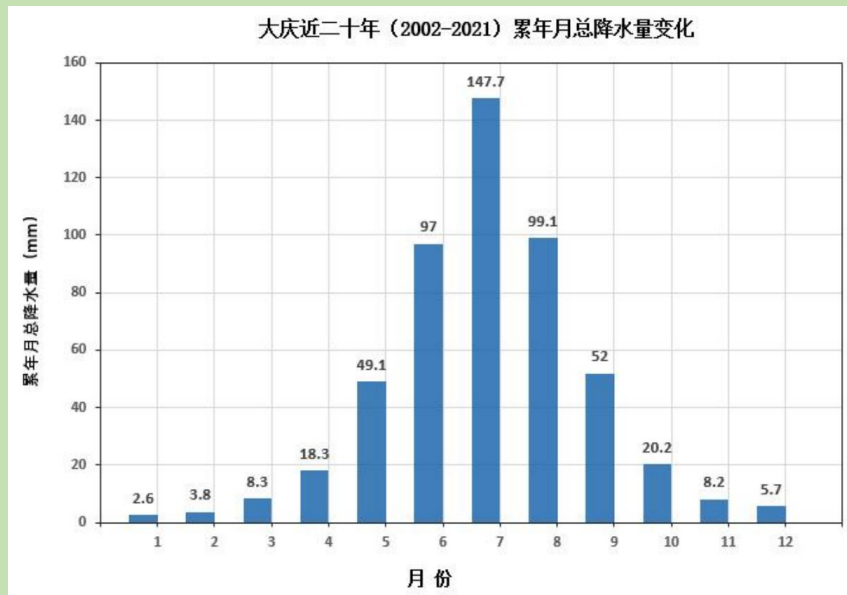


图 5.1-7 月平均降水量（单位：毫米）

②降水年际变化趋势与周期分析

大庆气象站（距本项目最近的气象站）近 20 年年降水总量无明显变化趋势，2018 年年总降水量最大（721.2mm），2007 年年总降水量最小（316.9mm）。



图 5.1-8 （2002-2021）年总降水量（单位：毫米，虚线为趋势线）

(5) 气象站日照分析

①月日照时数

大庆气象站（距本项目最近的气象站）05 月日照最长（239.2 小时），12 月日照最短（155 小时）。



图 5.1-9 月日照时数（单位：小时）

②日照时数年际变化趋势与周期分析

大庆气象站（距本项目最近的气象站）近 20 年年日照时数呈现上升趋势，2020 年年日照时数最长（2825.1 小时），2015 年年日照时数最短（2144.4 小时）。

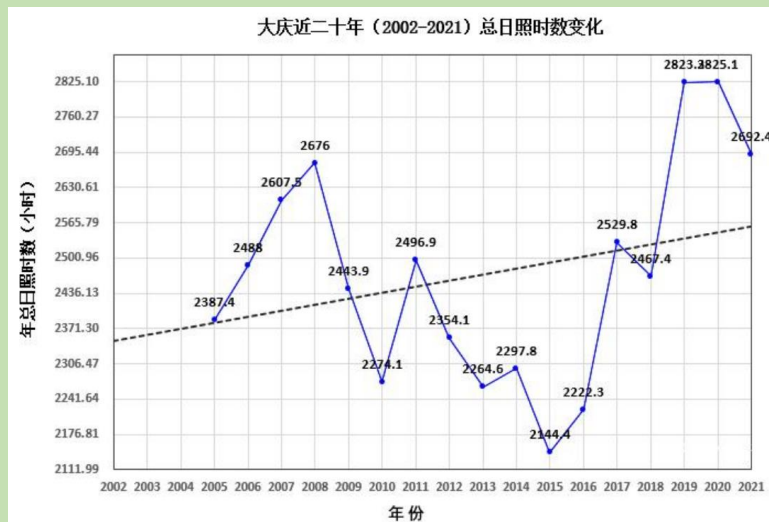


图 5.1-10 （2002-2021）年日照时长（单位：小时，虚线为趋势线）

(6) 气象站相对湿度分析

①月相对湿度分析

大庆气象站（距本项目最近的气象站）07 月平均相对湿度最大（73.3%），04 月平均相对湿度最小（44.1%）。



图 5.1-11 月平均相对湿度（纵轴为百分比）

②相对湿度年际变化趋势与周期分析

大庆气象站（距本项目最近的气象站）近 20 年年平均相对湿度无明显变化趋势，2013 年年平均相对湿度最大（67%），2017 年年平均相对湿度最小（56%）。



图 5.1-12 （2002-2021）年平均相对湿度（纵轴为百分比，虚线为趋势线）

5.1.2.2 近一年地面气象资料统计

本项目地面观测资料采用气象局提供的 2021 年 1 月至 2021 年 12 月全年风速、风向、干球温度、露点温度、相对湿度、气压观测资料以及观测的总云和低云资料进行统计分析。统计分析结果表明，2021 年评价区域平均温度 5.65℃，平均风速 2.96m/s。

(1) 气象台站的基本信息

气象台站区站号（国家统一编号）50850；

测风距离地面高度 10.5 米；

测温离地面高度 1.5 米；

气象站地面高程（拔海高度）152 米；

气象站类别（一般站）。

(2) 温度统计分析

年评价区域月平均温度统计表见表 5.1-7，2021 年评价区域月平均温度变化图见图 5.1-13。

表 5.1-7 年评价区域月平均温度统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
气温 (°C)	-17.62	-11.82	0.65	8.27	15.84	21.21	25.34	20.68	16.13	7.34	-4.32	-13.94	5.65

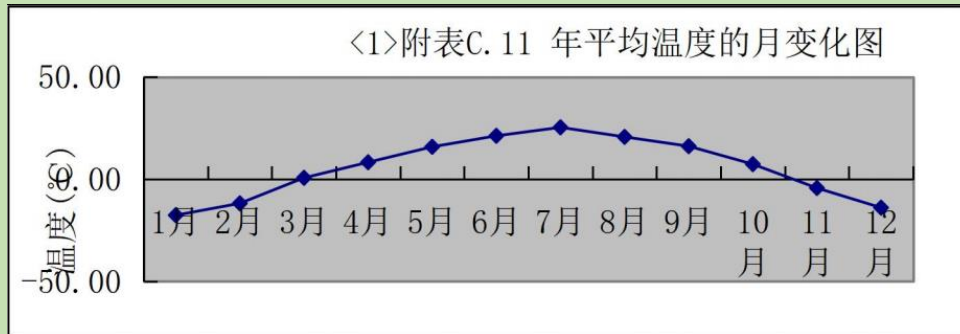


图 5.1-13 2021 年评价区域月平均温度变化图

从表 5.1-7 和图 5.1-13 看出，近 1 年的平均温度为 5.65°C，4-10 月份高于全年平均气温，其它月份小于全年平均值，7 月份平均气温最高为 25.34°C，1 月份温度最低为 -17.62°C。

(3) 风速统计分析

2021 年平均风速为 2.96m/s，4 月份平均风速最大为 3.67m/s；1 月份平均风速最小为 2.41m/s。2021 年评价区域月平均风速统计见表 5.1-8，2021 年评价区域月平均风速变化图见图 5.1-14。

表 5.1-8 2021 年评价区域月平均风速统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
风速 (m/s)	2.41	3.10	3.38	3.67	3.63	2.91	2.64	2.60	2.55	2.93	2.97	2.69	2.96

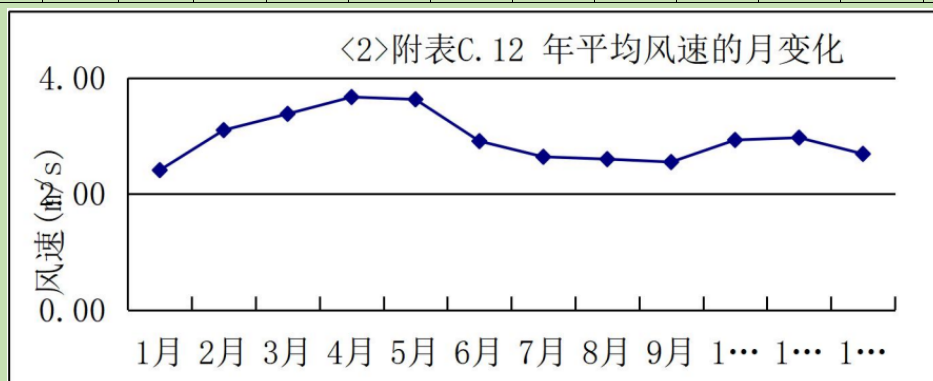


图 5.1-14 2021 年评价区域月平均风速变化图

年评价区域各季小时平均风速的日变化见表 5.1-9。2021 年评价区域各季小时平均风速的日变化见图 5.1-15。

表 5.1-9 2021 年评价区域各季小时平均风速的日变化 (单位: m/s)

	1 时	2 时	3 时	4 时	5 时	6 时	7 时	8 时	9 时	10 时	11 时	12 时
春季	2.80	2.72	2.60	2.69	2.70	2.89	3.46	3.82	4.38	4.60	4.94	4.82
夏季	2.10	2.16	2.15	2.24	2.16	2.37	2.66	2.93	3.09	3.31	3.63	3.69
秋季	2.33	2.32	2.49	2.42	2.36	2.51	2.64	2.99	3.34	3.46	3.69	3.79
冬季	2.43	2.48	2.46	2.40	2.41	2.36	2.43	2.50	3.05	3.26	3.59	3.65
春季	13 时	14 时	15 时	16 时	17 时	18 时	19 时	20 时	21 时	22 时	23 时	24 时
夏季	4.78	4.88	4.77	4.27	3.83	3.36	2.85	2.70	2.94	3.01	2.81	2.77
秋季	3.64	3.54	3.30	3.31	3.17	2.72	2.31	2.11	2.04	2.11	2.18	2.25
冬季	3.84	3.87	3.50	3.16	2.52	2.28	2.28	2.38	2.33	2.40	2.37	2.37
春季	3.73	3.84	3.45	2.83	2.37	2.20	2.15	2.28	2.35	2.32	2.28	2.45

表 5.1-9 给出了风速日变化趋势。由表可知,各季节内,风速较小值一般出现在夜间,风速在下午达到最大,有利于大气污染物的扩散。

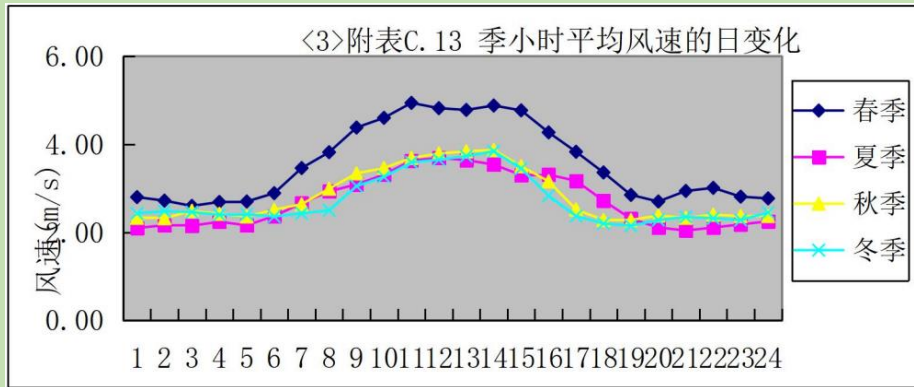


图 5.1-15 年评价区域各季小时平均风速日变化

(4) 风向、风频统计分析

风向、风频统计见图 5.1-16。

气象统计1风频玫瑰图

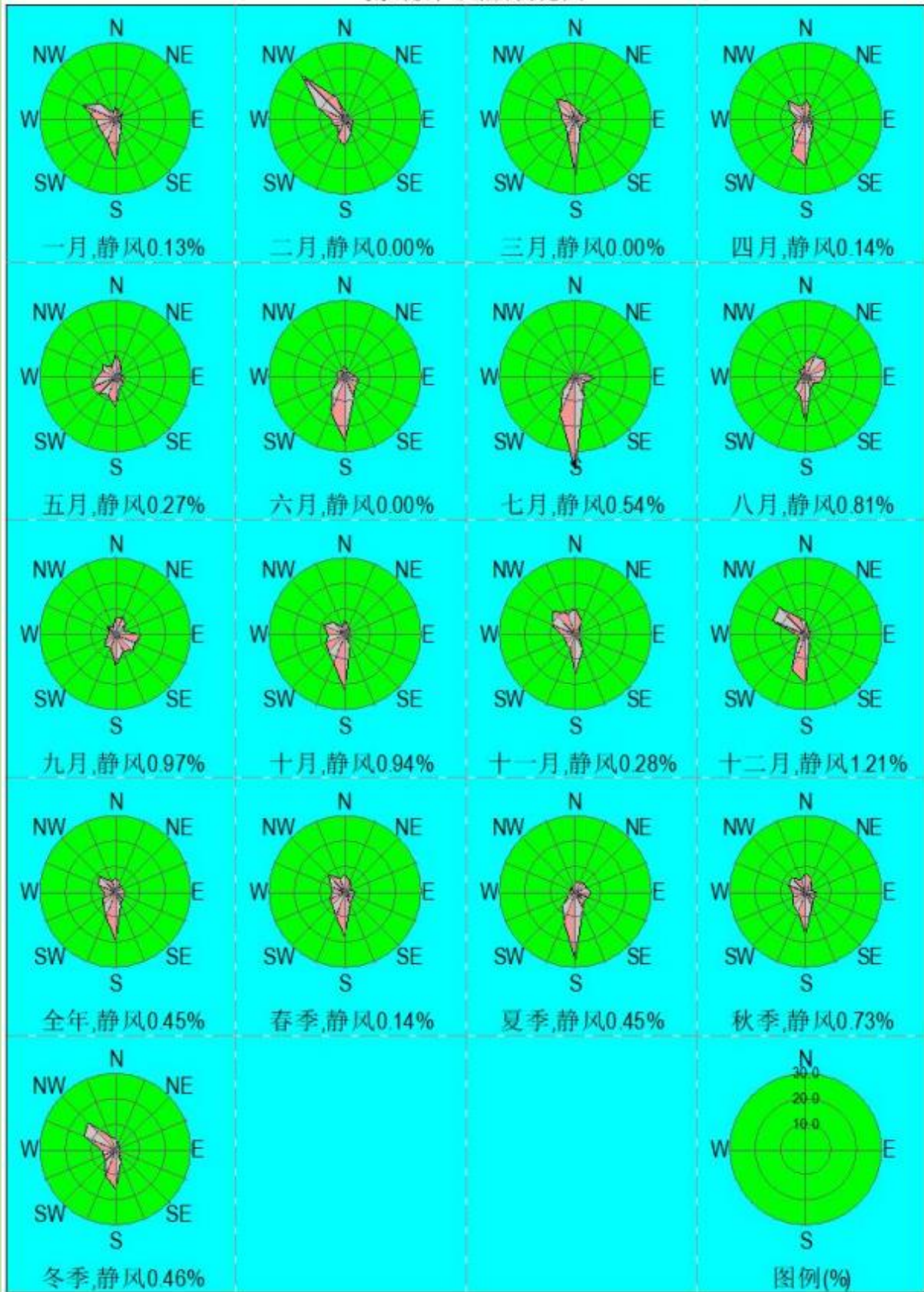


图 5.1-16 2021 年评价区域各月、季及年均风频玫瑰图

5.1.2.3 污染源调查

(1) 本项目污染源

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本工程运营期大气污染源主要为新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体，因依托场站未新建加热炉，故未对加热炉烟气进行预测。

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为 1.4175g/kg 原油，在油田集输过程中石油开采挥发性有机物主要产生在井场、依托场站（转油站、联合站），类比同类项目，其中井场产生的非甲烷总烃约占总产生量的 30%。

本项目单井、平台井占地及非甲烷总烃排放量见表 5.1-10。

表 5.1-10 本项目单井、平台井面源非甲烷总烃排放量

编号	所属区块	平台	井号	井别	占地/m ²	长/m	宽/m	排放量 t/a
1	太南油田 区块	1#平台	太 87-59	水井	1380	46	30	0.4424
2			太 88-57	油井				
3			太 88-58	油井				
4		单井	太 113-58	油井	1200	40	30	0.2212
5		单井	太 115-58	油井	1200	40	30	0.2212
6		单井	太 116-57	水井	1200	40	30	0
7		单井	太 118-57	油井	1200	40	30	0.2212

(2) 本项目拟替代的污染源

根据建设单位提供资料和现场调查，项目区域不存在拟替代的污染源。

(3) 其他在建项目、已批复环境影响评价文件的拟建项目污染源

根据建设单位提供的项目区建设情况及现场调查本次拟开发的区块大气评价区域目前不存在与评价项目排放污染物有关的其他在建项目、已批复环境影响评价文件的拟建项目。

5.1.2.4 大气环境影响预测方案

(1) 预测参数选取

采用 HJ2.2-2018 推荐模式清单中的 AERMOD 模型进行预测，AERMOD 模型版本号为 2.2.0.23875。地形按简单地形考虑。

观测气象数据及探空气象数据基本信息见表 5.1-11。

表 5.1-11 观测气象数据信息

气象站名称	气象站等级	气象站坐标		相对距离 /km	海拔高度 /m	数据年份/年	气象要素
50850	一般站	125.1333E	46.5667N	60-70	152	2021	温度、风向、风速、总云量

地形数据由软件配套数据库提供。

模型所需近地面参数按一年四季不同，根据项目评价区域特点参考模型推荐参数进行设置。

(2) 大气预测方案

①预测因子：非甲烷总烃；

②预测范围：覆盖评价范围，为各井场外延 2.5km 区域。

③预测模型：AERMOD。

④预测与评价内容

本评价大气环境影响预测与评价内容见表 5.1-12。

表 5.1-12 大气环境影响预测与评价内容

评价对象	污染源	污染源排放形式	预测内容	评价内容
达标区评价项目	新增污染源	正常排放	短期浓度	最大浓度占标
	新增污染源	正常排放	短期浓度	短期浓度的达标情况
	新增污染源	非正常排放	1h 平均质量浓度	最大浓度占标率

⑤污染源

本次预测大气污染源技术数据详见表 5.1-13。

表 5.1-13 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	年排放小时/h	排放工况	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度								NMHC
1号平台井场	124.84965	46.02041	133	0	46	30	1.5	8760	正常	0.05
太 113-58 井场	124.83492	45.97147	135	0	40	30	1.5	8760	正常	0.025
太 115-58 井场	124.83304	45.96718	139	0	40	30	1.5	8760	正常	0.025
太 118-57 井场	124.83103	45.96491	135	0	40	30	1.5	8760	正常	0.025

5.1.2.5 大气环境影响预测结果与分析

(1) 新增污染源贡献浓度结果

本项目主要选取大气环境影响评价范围内的大气环境保护目标进行预测，本评价采用 AERMOD 推荐模式计算评价范围内区域最大浓度影响值。非甲烷总烃新增污染源各污染物贡献浓度影响表 5.1-14，非甲烷总烃短期贡献浓度分布见图 5.1-17。

表 5.1-14 新增污染源各污染物贡献浓度影响表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值	占标率/%	达标情况
			($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		
NMHC	四村	小时值	1.52848	0.076424	达标
	董殿武屯	小时值	0.99544	0.049772	达标
	尚城小区	小时值	0.96663	0.048332	达标
	教师花园	小时值	1.17475	0.058738	达标
	利民小区	小时值	0.84876	0.042438	达标
	雅居名苑	小时值	1.01898	0.050949	达标
	同乐家园	小时值	1.05119	0.05256	达标
	二村	小时值	1.18627	0.059314	达标
	大草房屯	小时值	1.57895	0.078948	达标
	小草房屯	小时值	4.11228	0.205614	达标
	五大户屯	小时值	1.65003	0.082502	达标
	韩青山屯	小时值	4.48689	0.224345	达标
	厢房屯	小时值	0.91959	0.04598	达标
	前王家屯	小时值	1.75336	0.087668	达标
	后王家屯	小时值	6.2144	0.31072	达标
	建立村	小时值	0.4045	0.020225	达标
	荣家围子屯	小时值	0.55745	0.027873	达标
	小山屯	小时值	1.86554	0.093277	达标
	四合屯	小时值	0.99712	0.049856	达标
	邹子臣屯	小时值	3.46323	0.173162	达标
	高华尖屯	小时值	1.54196	0.077098	达标
	公民村	小时值	0.70669	0.035335	达标
	大庙屯	小时值	1.32807	0.066404	达标
	孟家围子	小时值	1.00335	0.050168	达标
	模范屯	小时值	0.63714	0.031857	达标
	庆阳山村	小时值	1.39471	0.069736	达标
杏山堡村	小时值	1.40899	0.07045	达标	

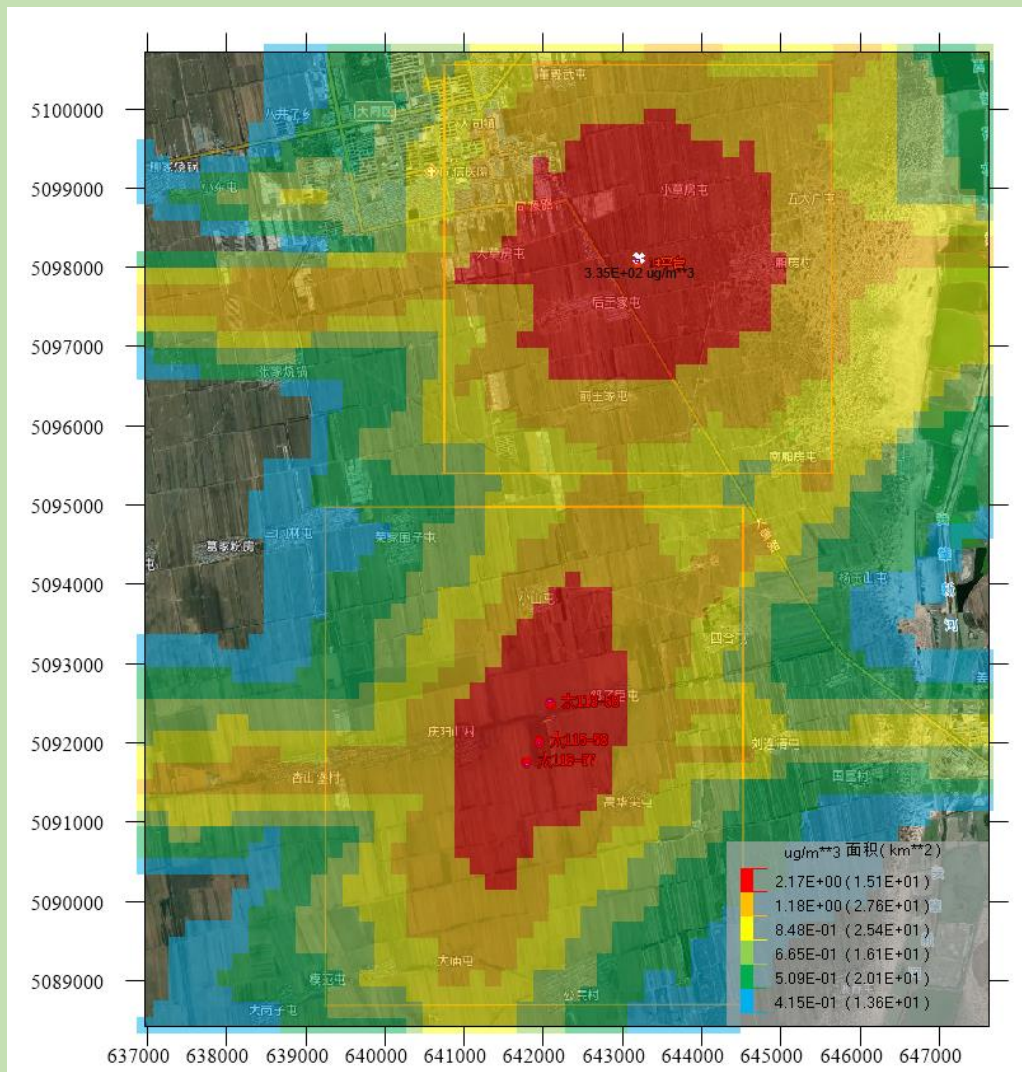


图 5.1-17 NMHC 小时值贡献浓度分布图

(2) 叠加后环境质量浓度预测结果

叠加背景浓度后环境质量浓度预测结果见表 5.1-15, 叠加后非甲烷总烃浓度分布见图 5.1-18。

表 5.1-15 叠加后环境质量浓度预测结果表

污染物	预测点	平均时段	叠加值	占标率/%	达标情况
			($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		
NMHC	四村	小时值	850.244	42.5122	达标
	董殿武屯	小时值	850.174	42.5087	达标
	尚城小区	小时值	850.119	42.50595	达标
	教师花园	小时值	850.134	42.5067	达标
	利民小区	小时值	850.14	42.507	达标
	雅居名苑	小时值	850.2	42.51	达标
	同乐家园	小时值	850.215	42.51075	达标
二村	小时值	850.248	42.5124	达标	

	大草房屯	小时值	850.34	42.517	达标
	小草房屯	小时值	851.331	42.56655	达标
	五大户屯	小时值	850.379	42.51895	达标
	韩青山屯	小时值	850.782	42.5391	达标
	厢房屯	小时值	850.283	42.51415	达标
	前王家屯	小时值	850.597	42.52985	达标
	后王家屯	小时值	851.479	42.57395	达标
	建立村	小时值	850.072	42.5036	达标
	荣家围子屯	小时值	850.087	42.50435	达标
	小山屯	小时值	850.171	42.50855	达标
	四合屯	小时值	850.084	42.5042	达标
	邹子臣屯	小时值	850.23	42.5115	达标
	高华尖屯	小时值	850.166	42.5083	达标
	公民村	小时值	850.058	42.5029	达标
	大庙屯	小时值	850.073	42.50365	达标
	孟家围子	小时值	850.039	42.50195	达标
	模范屯	小时值	850.032	42.5016	达标
	庆阳山村	小时值	850.119	42.50595	达标
	杏山堡村	小时值	850.06	42.503	达标

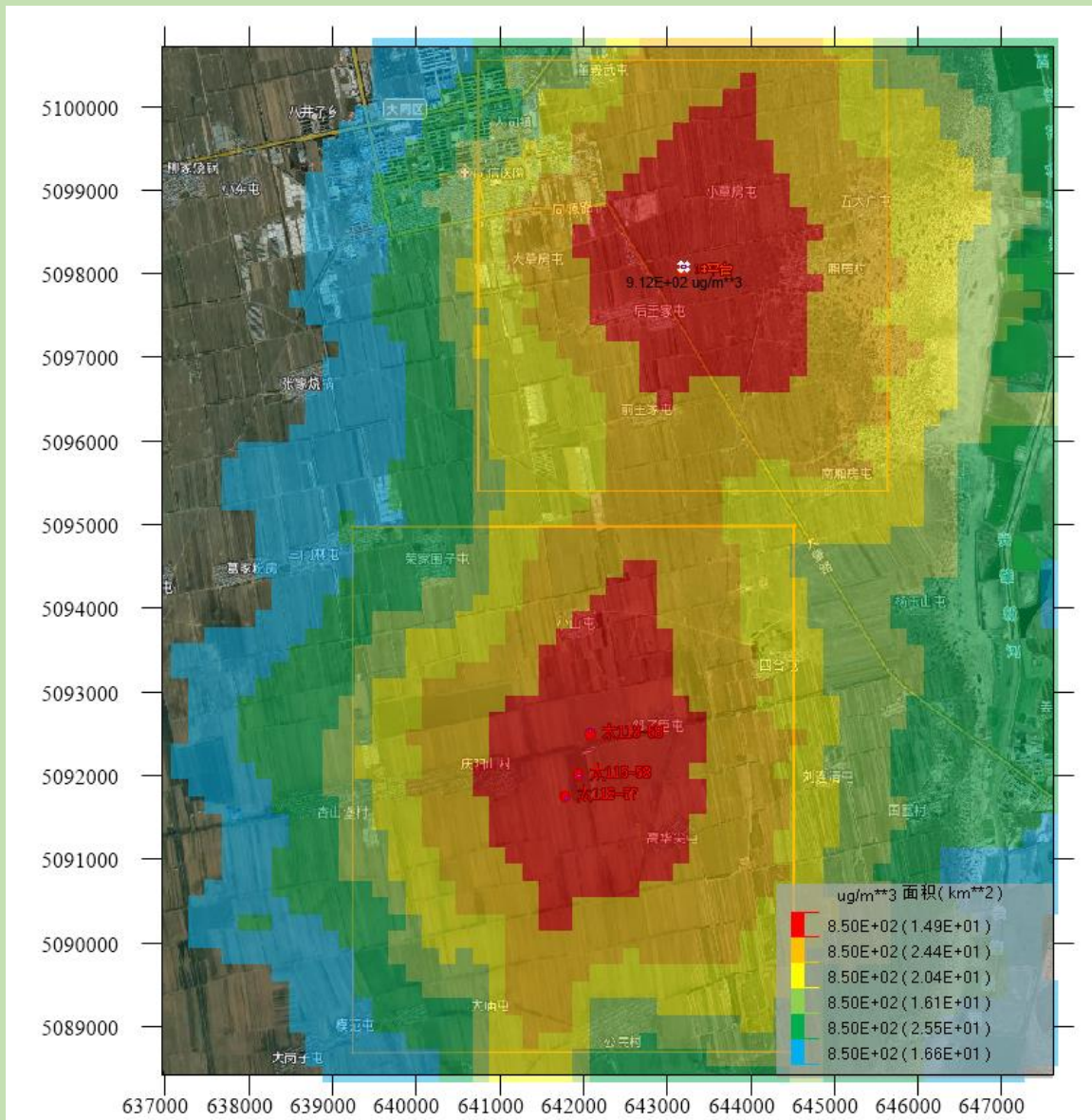


图 5.1-18 叠加背景值后 NMHC 小时浓度分布图

(3) 非正常工况预测

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修井，修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具，会增加非甲烷总烃挥发量，取油井作业时非甲烷总烃挥发量为正常挥发量的 10 倍，同一平台油井不同时作业，以 1 号平台井场作业为例，本项目非正常工况下污染物外排情况参见表 5.1-16。

表 5.1-16 非正常工况源强表

污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放浓度 (μg/m³)	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间 (h)	年发生频次 (次)	应对措施
1 号平台井场	油井作业	NMHC	/	0.275	1	1	作业前实施压井技术（即对油井修井前向其注入

							高压水, 冲刷油管和套管)以及安装井下卸油器
--	--	--	--	--	--	--	------------------------

表 5.1-17 非正常大气污染物贡献浓度影响表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值	占标率/%	达标情况
			($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		
NMHC	四村	小时值	8.40662	0.420331	达标
	董殿武屯	小时值	5.47489	0.273745	达标
	尚城小区	小时值	5.31648	0.265824	达标
	教师花园	小时值	6.46114	0.323057	达标
	利民小区	小时值	4.66819	0.23341	达标
	雅居名苑	小时值	5.60441	0.280221	达标
	同乐家园	小时值	5.78152	0.289076	达标
	二村	小时值	6.52447	0.326224	达标
	大草房屯	小时值	8.68421	0.434211	达标
	小草房屯	小时值	22.61753	1.130877	达标
	五大户屯	小时值	9.07517	0.453759	达标
	韩青山屯	小时值	24.67789	1.233895	达标
	厢房屯	小时值	5.05774	0.252887	达标
	前王家屯	小时值	9.6435	0.482175	达标
	后王家屯	小时值	34.17917	1.708959	达标
	建立村	小时值	2.05734	0.102867	达标
	荣家围子屯	小时值	2.22117	0.111059	达标
	小山屯	小时值	2.84139	0.14207	达标
	四合屯	小时值	2.44962	0.122481	达标
	邹子臣屯	小时值	3.46323	0.173162	达标
	高华尖屯	小时值	1.54196	0.077098	达标
	公民村	小时值	0.99681	0.049841	达标
	大庙屯	小时值	1.56435	0.078218	达标
	孟家围子	小时值	2.48587	0.124294	达标
模范屯	小时值	1.14019	0.05701	达标	
庆阳山村	小时值	1.6475	0.082375	达标	
杏山堡村	小时值	1.84053	0.092027	达标	

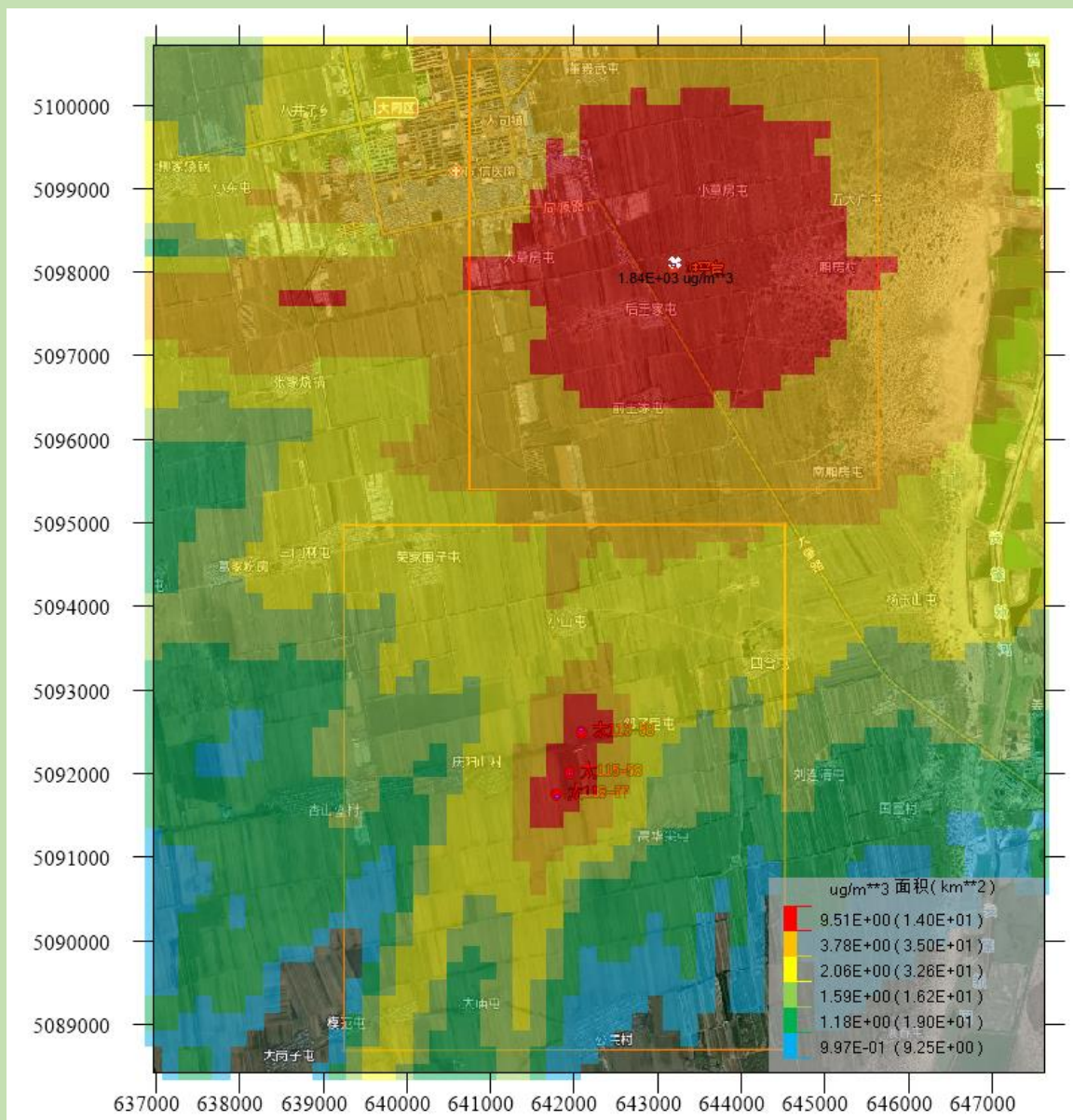


图 5.1-19 非正常工况废气污染物预测结果图

(4) 大气环境防护距离的设置

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)的 8.7.5 条要求“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值,但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的,可以自厂界向外设置一定范围的大气环境防护区域,以确保大气环境防护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”,根据预测结果,本项目无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值及厂界外短期贡献浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值,故无需设置大气环境防护距离。

(5) 污染物排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),对污染物排放量进行核算,提出污染源监测计划。由于本工程未新建锅炉,依托场站加热炉均满足相应的负荷状

态下运行，且大气污染物总量在原申请总量范围内，故不对加热炉排放的污染物进行核算。本项目大气污染物无组织排放量核算见表 5.1-18。

表 5.1-18 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 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		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	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020) 5.9 中规定要求	4.0	19.56
2	太南 2 号转油站、葡北 11 号转油站、葡二联合站	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程			
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			19.56

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-19。

表 5.1-19 本项目大气污染物年排放量核算

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	19.56

5.1.3 评价结论

(1) 本项目所在地区为大庆市，为达标区域。新增污染物正常排放下，非甲烷总烃小时值对环境敏感点最大浓度贡献值占标率为 0.31072%，均小于 100%，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中新增污染源正常排放下污染物短期浓度贡献值最大浓度占标率均小于境影响符合功能区划，叠加现状浓度后，环境敏感点处非甲烷总烃的短期浓度为 $851.4795\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。

(2) 非正常工况下，预测 NMHC 的 1h 平均质量浓度贡献值最大浓度占标率均小于 100%。

(3) 通过预测可知，本项目对大气环境影响较小，无需设置大气环境保护区域。

(4) 正常工况下，本项目在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场及依托的油气处理站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》

(GB37822-2019)附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求,油田开发区域产生的非甲烷总烃对大气环境影响较小。非正常工况为油水井井下作业,作业、洗井过程中使用作业污水回收装置,整个过程非甲烷总烃排放量很小,且作业时间很短,对大气环境影响较小。

通过采取上述措施,区域能够满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单二级标准要求。本项目大气环境评价等级为一级,环境影响是可接受的,大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.2 地表水环境影响评价

根据调查,项目评价范围内无地表水体。

施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是管线试压废水以及生活污水,污染因子主要为 COD、氨氮、SS。

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。

5.2.1 施工期

项目施工期产生的管线试压废水由罐车拉运至葡二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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”规定后回注油层,不外排;施工人员产生的生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池,定期拉运至污水提升站,经污水管网进入大同区污水处理厂处理。

综上所述,本项目施工期废水均得到合理有效的处理,不排入外环境,不会对区域内地表水体产生影响。

5.2.2 运营期

5.2.2.1 正常工况下地表水环境影响分析

正常工况下,运行期油田采出水进入葡二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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”规定后回注油层;作业污水及洗井污水通过罐车回收后送葡二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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”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，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；周年地表水体均设置了护坡，护坡高度高出水泡最高水位 50~80cm，将事故产生的污油污水截留在水体外。

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 1 次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，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 13 口油井采出水依托葡二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 20000m³/d。目前实际污水处理量为 15200m³/d，本项目新增油井单井最大采出水量为 1.52t/d，新增污水后处理量为 15207.6m³/d，负荷率为 76.04%，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 2023 年 10 月 11 日-12 日对葡二联合油污水处理站出水水质进行监测，处理后的污水含油量为 2.46~3.13mg/L，悬浮固体含量为 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 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”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。

5.2.2.1 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。

5.2.3 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。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 正常情况下地下水环境影响分析

（1）施工期

本项目施工期可能对地下水产生影响的因素主要为生活污水、试压废水等污染物。为了避免污染地下水和土壤，本项目施工人员产生的生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理；管线试压废水由罐车拉运至葡二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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”规定后回注油层，不外排。采取以上措施后，本项目施工期正常情况下不会对地下水产生影响。

（2）运行期

项目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葡二联合油污水处理站处理达标后回注油层，含油污泥、落地油由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。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。

5.3.2 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) 运营期间，可能因管道老化、腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏，多发生在投产若干年后，一旦管道泄漏会有原油、含油污水溢出，对环境造成污染，但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。管道泄漏原油、含油污水首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，管道泄漏一般不会对承压水造成影响。

(2) 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 5.3-1。

表 5.3-1 地下水预测情景模式一览表

序号	泄漏类型	影响层位	场景选择	
			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

假设输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，本项目单口油井产油量最大为 1.7t/d，项目最多有 2 口油井位于一个平台，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井每天的产油量 10% 计，管道设有压力监控，并已在转油站进行联网，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，并采取关闭机泵及阀门等措施进行控制，泄漏时间取 1h，即泄漏原油量 14.2kg。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5000d 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、挥发性酚类等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在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，挥发性酚类的含量远低于石油，本次评价最终选取石油类作为预测特征因子。

（3）预测模型

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

π—圆周率。

（4）参数选取

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点综合确定，评价区内潜水含水层岩性为上更新统齐齐哈尔组粉细砂组成，参考《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），潜水含水层的渗透系数取 5m/d，有效孔隙度 n 为 0.4，水力坡度为 0.0006，水流速度 u 为 0.0075m/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、5000d 对潜水的影响预测结果见表 5.3-2、图 5.3-1~图 5.3-3。

表 5.3-2 集油管道泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离 (最大迁移距离)	影响面积
石油类	100 天	31m	862m ²	33m	977m ²
	1000 天	101m	8627m ²	107m	9811m ²
	5000 天	244m	43108m ²	258m	49064m ²

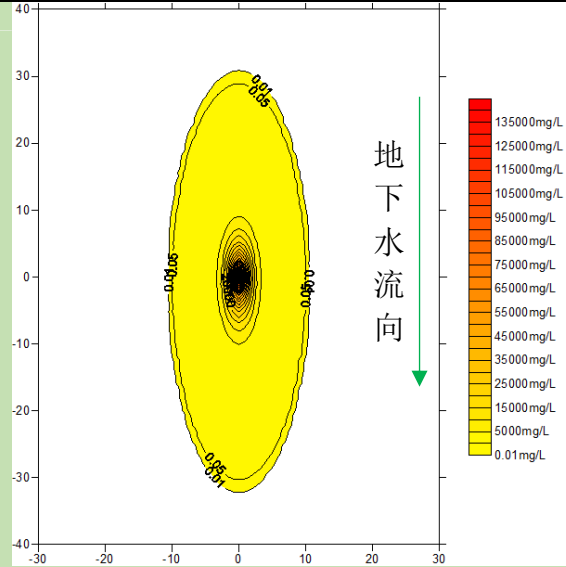


图 5.3-1 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图 (污染源点: 0, 0)

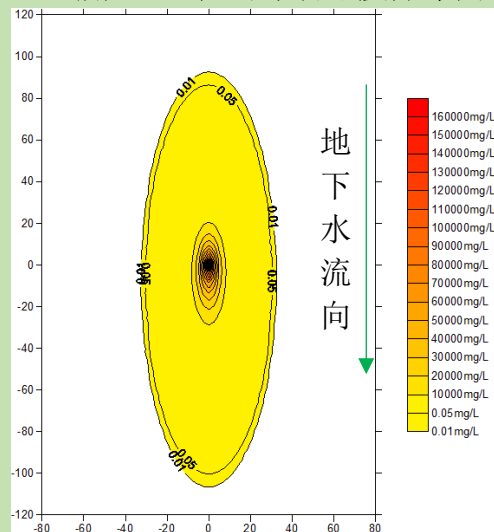


图 5.3-2 集油管道泄漏后 1000 天污染物浓度分布图 (污染源点: 0, 0)

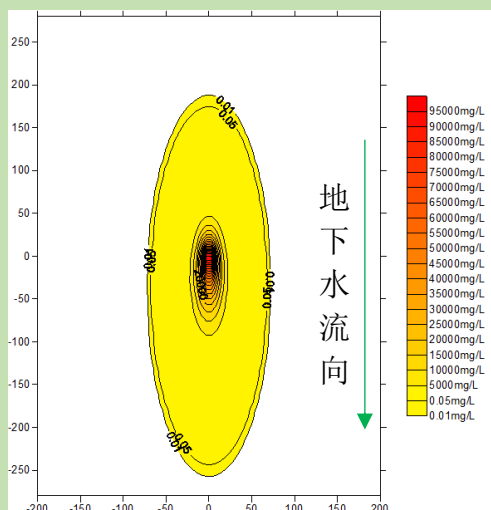


图 5.3-3 集油管道泄漏后 5000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏 100d 后，超标距离最远为 31m，影响距离最远为下游 33m；集油管道泄漏 1000d 后，超标距离最远为 101m，影响距离最远为下游 107m；集油管道泄漏 5000d 后，下游最大浓度为：104.9mg/L，超标距离最远为 244m，影响距离最远为下游 258m。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。根据调查，项目集油管线周边 258m 范围内无潜水井，事故状态下管线泄露对周边潜水井影响较小，为避免管线泄漏对潜水的影 响，应采取措施避免管线泄漏，如采用防腐无缝钢管，运行期定期巡线检查等措施，巡线过程中若发现管线泄漏，应及时关闭截断阀，并在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，并对泄漏的管线进行更换。

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 1.7t/d，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井产油量的 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 170kg/d。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5000 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、挥发性酚类等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在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，挥发性酚类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 处的示踪剂浓度, g/L;

M—含水层的厚度, m;

mt—单位时间注入示踪剂的质量, kg/d;

u—水流速度, m/d;

n—有效孔隙度, 无量纲;

DL—纵向弥散系数, m²/d;

DT—横向 y 方向的弥散系数, m²/d。

π—圆周率。

K₀(β)—第二类零阶修正贝塞尔函数;

W(u²t/4DL, β)—第一类越流系统井函数。

(4) 参数选取

根据该地区的水文地质条件,评价区内承压含水层其岩性主要是砂砾岩,渗透系数 25.0~35.0m/d,区域承压水渗透系数取 35m/d,有效孔隙度 n 为 0.4,水力坡度为 0.001,水流速度 u 为 0.0875m/d,纵向弥散系数 0.2m²/d,横向弥散系数 0.02m²/d,承压水含水层厚度 50m,化学反应常数为 0。

(4) 预测结果

套管破损泄漏 100d、1000d、5000d 对承压水的影响预测结果见表 5.3-3、图 5.3-4~图

5.3-6。

表 5.3-3 油井套管泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离（最大迁移距离）	影响面积
石油类	100 天	37m	788.25m ²	39m	909.25m ²
	1000 天	173m	8657m ²	180m	9809m ²
	5000 天	621m	59500m ²	637m	65900m ²

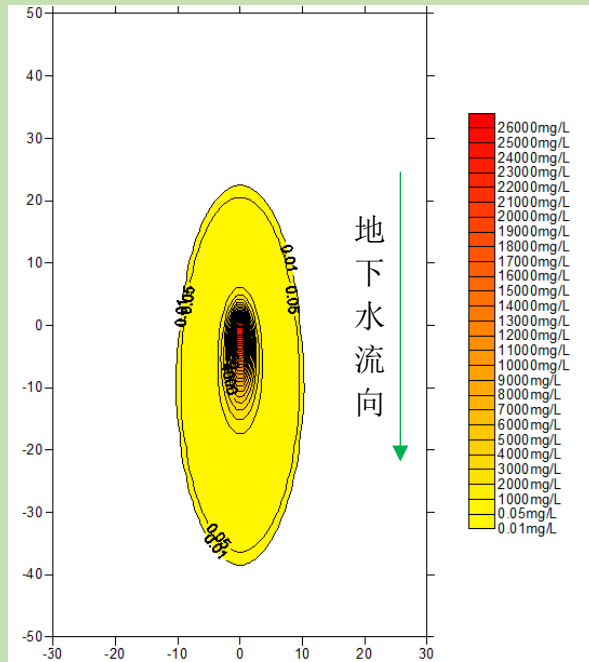


图 5.3-4 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

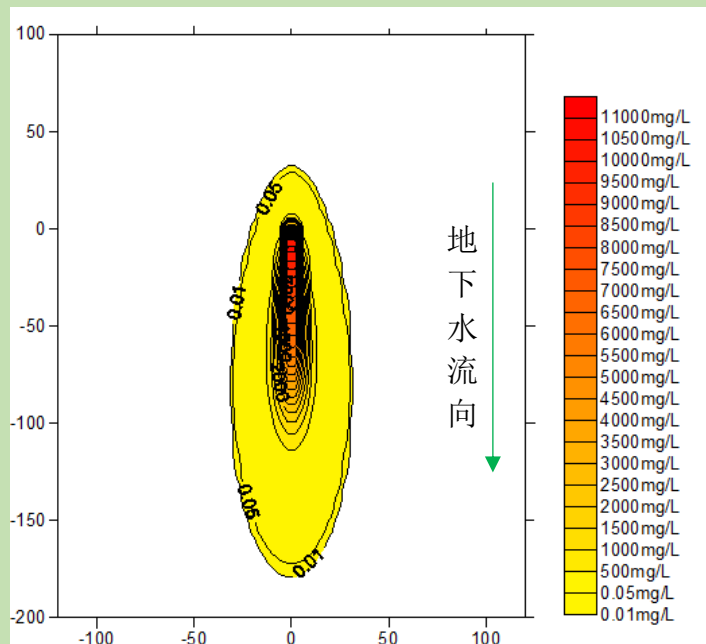


图 5.3-5 油井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

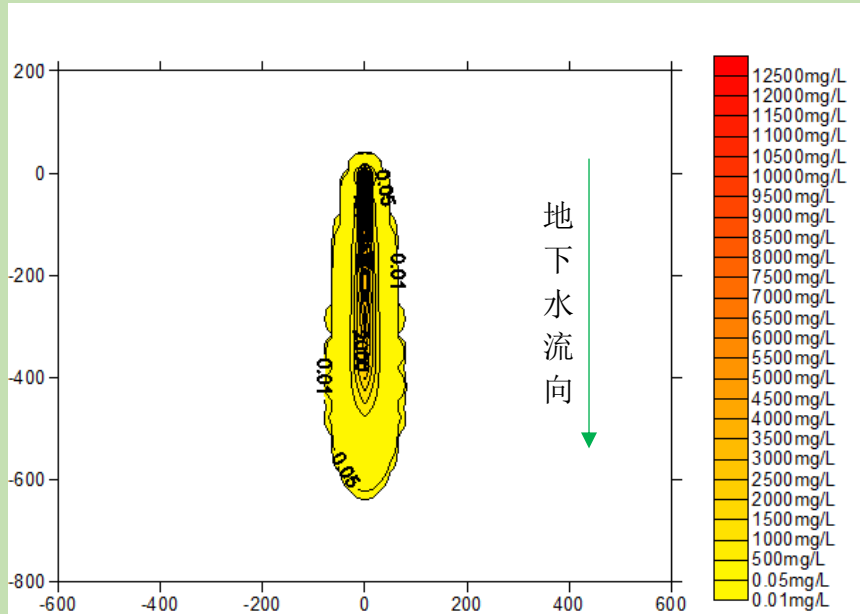


图 5.3-6 油井套管泄漏 5000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，套损并固井层破损泄漏 100d 后，超标距离为下游 37m，影响距离为下游 39m；套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 173m，影响距离为下游 180m；套损泄漏 5000d 后，超标距离为下游 621m，影响距离为下游 637m。经调查，本项目拟建油井下游 637m 范围内无饮用水井，事故状态下套管破损对周边承压水井影响较小，且为避免油井套管泄漏对地下水的影响，拟基建油井在钻井阶段采油地下井管已使用双层套管，且项目应定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况，应及时关闭截断阀，并对注采井进行修井作业，修补破损的套管，防止污染地下水，降低风险事故对地下水的影响。

5.3.3 地下水环境影响评价结论

项目正常工况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。在采取一系列预防及治理措施后，管线泄漏及套管破损对下水的影响程度可降至最低。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 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 5.4-1。

表 5.4-1 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	20m	50 m	100 m	200 m	300 m
挖掘机	65	58	51	45	39	35.5
推土机	65	58	51	45	39	35.5
压路机	70	63	56	50	44	40.5
吊管机	73	66	59.1	53.1	47.1	43.6
定向钻钻机	73	66	59.1	53.1	47.1	43.6
电焊机	60	53	46	40	34	30.5

本项目地面工程不在夜间施工，由上表结果可知，由上表可以看出，主要施工机械在 20m 以外均能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间限值不超过 70dB（A）的要求，本项目距离施工场地最近敏感目标为太 113-58 东北侧 496m、太 116-57 注水管线东侧 35m 的邹子臣屯，项目施工期产生噪声对其影响较小。

5.4.2 运行期

（1）声源源强

本工程运行期正常工况下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 5.4-2。

表 5.4-2 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》（HJ2.4-2021）中推荐的户外声源模式，户外声传播衰减包括几何发散（ A_{div} ）、大气吸收（ A_{atm} ）、地面效应（ A_{gr} ）、障碍物屏蔽（ A_{bar} ）、其他多方面效应（ A_{misc} ）引起的衰减。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。

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

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

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

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

式中：

$L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

DC——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB

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

r 、 r_0 ——声源至预测点和测量点的距离。

井场厂界预测结果见表 5.4-3，运营井场噪声预测图见图 5.4-1。

表 5.4-3 运营期井场厂界噪声预测结果 单位：dB(A)

预测井场	昼间及夜间井场噪声贡献值			
	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
1 号平台井场	36.5	38.3	36.6	37.5

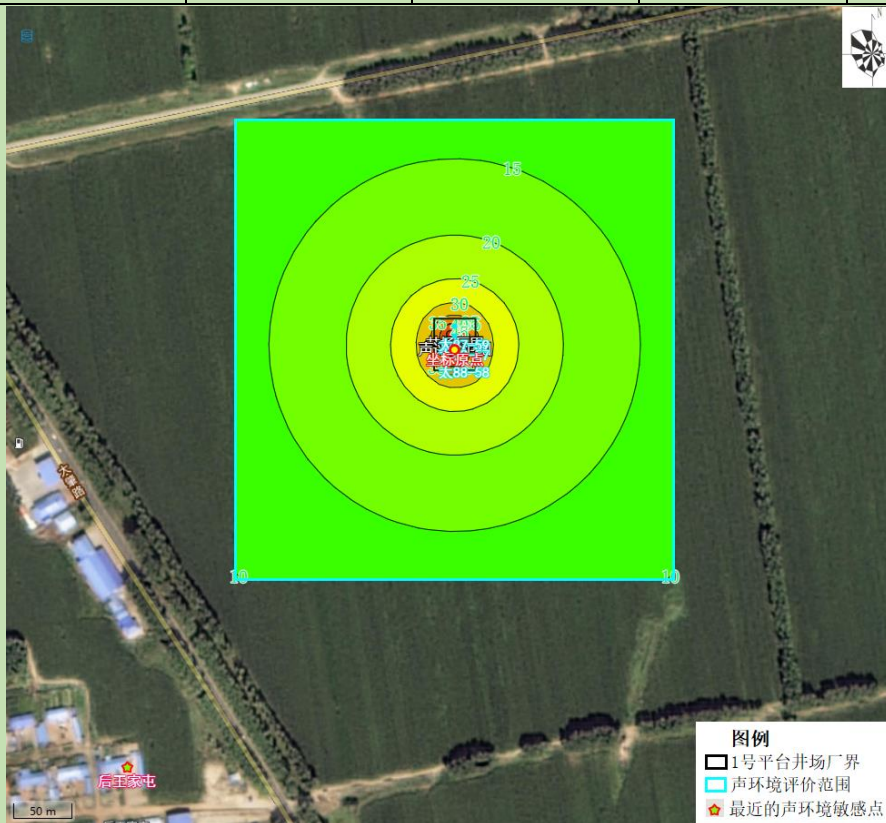


图 5.4-1 井场噪声预测结果

由预测结果可知，油井噪声衰减至井场厂界可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求，井场周边 200m 范围内无声环境敏感点，距离本项目井场最近的环境敏感点为 1 号平台西南侧 421m 的后王家屯，井场噪声对后王家屯的增量极小，本项目建设完成后后王家屯环境噪声可以满足《声环境质量标准》1 类标准要求，项目运行对周边声环境影响较小，不会发生噪声扰民问题。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期

施工过程中产生的固体废物主要为施工废料、生活垃圾等。

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，剩余废料拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至大庆龙清生物科技有限公司处理。

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。

5.5.2 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、含油废防渗布。

含油污泥、落地油、含油废防渗布均含有石油类等有害成份，根据《国家危险废物名录（2021 年）》及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，均属于危险废物，废物类别均为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，含油污泥、落地油危废代码为 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，含油废防渗布危废代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。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，含油废防渗布待施工结束后委托有资质单位处置。含油污泥、落地油由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，危险废物收集、贮存、运输的一般要求：①从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行

从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。②危险废物转移过程应按《危险废物转移管理办法》执行。③危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期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由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，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。

5.5.3 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，对环境的影响较小。

5.6 生态环境影响评价

本项目生态影响评价等级为三级评价，按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本次评价采用类比分析法预测分析工程对土地利用、植被、野生动植物等的影响。

本项目开发区域无重要物种分布，因此工程开发不会造成重要物种的活动、分布及重要生境变化，同时，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类。工程井场建设、管沟开挖、管道敷设、覆土回填等建设会对周围生态环境造成影响较小。

本项目通过类比分析项目区块周边已建产能开发项目环评阶段与验收阶段生态影响，判定本项目开发对生态环境的影响，类比项目建设内容为基建油水井和配套建设集油管线等内容，且与本项目位于同一生态区域内，因此类比可行。《太南油田加密区块产能建设工程环境影响报告书》于 2013 年 12 月 17 日取得了环评批复，批复文号为庆环建字〔2013〕250 号，项目于 2019 年 10 月完成了自主验收，通过类比分析项目建设对生态环境的影响。

5.6.1 占地对生态环境的影响

5.6.1.1 临时占地生态环境影响

本项目管道施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏将会对地表植被造成很大破坏，本工程临时占用耕地的影响是短期可逆的。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%。

对于临时占地造成的作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于管线两侧临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，待施工结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

5.6.1.2 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井场通井路占地，永久占地面积为 1.0565hm²。占地类型主要为耕地（非基本农田）。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。

5.6.1.3 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 1127.85m³，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。

5.6.2 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主要管线及道路施工时会对地表植被造成破坏，对生态系统的分割效应，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。

高于地表的管线培埂和油田道路网络形成了对原有生态系统的分割，破坏了生态系统的连续性，可能会阻隔地表径流的原有流向，改变了水分因子的分布，而水分因子对农田产量的影响较大。另外，管线培埂网格的大小体现了油井的密度，反映出油田开发建设对地表植被的破坏强度。当井间距小时，管网密度大时，对植被影响较大。当管网密度较小时，对植被的影响较小。就本工程而言，新建集油管线采取平埋方式铺设，避免了管道铺设对地表径流的截流；管线走向力求线路顺直，缩短线路长度，并利用道路路肩敷设，以减少管道建设对生态环境的影响。油田开发区内道路尽量利用现有道路，不存在道路网络对地表径流的截流，道路网络产生的分割效应不大，对油田开发区的生态系统影响有限。

5.6.3 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。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。

本工程永久占用耕地面积为 1.0565hm²，临时占用耕地 24.66hm²，占用的农作物均为玉米，根据《大庆市人民政府关于印发大庆市征地青苗补偿费标准的通知》（庆政规〔2021〕1号），大田作物的青苗补偿标准为 2.10 元/m²，永久占地按 10 年损失计算，永久占地共损失 13.4 万元，本工程占用的耕地为非基本农田，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%-50%。本工程临时占地按 3 年

损失计算，其经济价值为 42.3 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。

5.6.4 对动物的影响分析

本工程所在区域属于传统油田开发区域，长期受人为干扰和开发影响，区内野生动物种类、数量较少，本次产能建设对动物影响程度不明显。

(1) 对哺乳类动物的影响

项目建设过程中，在局部地区由于人类活动的加剧，垃圾、食物等会随之增加，从而吸引一些鼠类，可能会造成这些区域鼠类的种群数量上升，导致这些区域的小型兽类种群结构发生改变。同时，施工期的管线施工等对土地的占用都会直接破坏地表原有植被，使区域内分布的部分野生动物特别是草食性动物的食物减少，从而影响野生动物觅食。与此同时，工程建设造成动物栖息地减少，割断动物的活动区域、迁移途径、栖息区域等，对它们的生存产生一定影响。

(2) 对鸟类的影响

麻雀、喜鹊、灰喜鹊等均为本区常见种，由于鸟类活动受空间限制较小，工程建设对鸟类的觅食影响不大。但由于鸟类容易受到强频振动和噪声的影响，且噪声级大小是影响鸟类繁殖的重要因素，因此，施工期的噪声可能对项目沿线附近的鸟类繁殖产生一定的影响。此外，作业车辆与施工人员的增加与流动也会对鸟类产生影响。沿线未发现珍稀鸟类，项目建设与运行对鸟类繁殖影响不是很大。

本项目完工后，随着施工范围内施工影响的消失和植被的逐渐恢复，动物的生存环境逐步得以复原，部分暂时离开的动物可以回到原来的栖息地，部分动物可能在新的地点建立新的适生环境。施工造成的对动物活动的影响消失。

5.6.5 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。

5.6.6 对水土流失重点治理区的影响分析

本项目井场、道路、管线位于大庆市大同区八井子乡，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，保护当地的农田生态系统。

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。

5.6.7 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葡二联合油污水处理站，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。

5.6.8 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。

5.7 环境风险分析

5.7.1 风险调查

本工程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、伴生气内的少量硫化氢，具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

(1) 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 5.7-1 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; Petroleumn		
	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。			
危险特性	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	<p>毒性：IV（轻度危害），属低毒类。</p> <p>侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。</p> <p>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。</p>			
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器。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。

(2) 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 5.7-2 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°C
沸点	-161.5°C	闪点	-188°C
熔点	-182.5°C	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°C
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。

(3) 硫化氢

硫化氢是一种无机化合物，化学式为 H_2S 。正常情况下是一种无色、易燃的酸性气体，浓度低时带恶臭，气味如臭蛋；浓度高时反而没有气味（因为高浓度的硫化氢可以麻痹嗅觉神经）。它能溶于水， $0^\circ C$ 时 1 摩尔水能溶解 2.6 摩尔左右的硫化氢。硫化氢的水溶液叫氢硫酸，是一种弱酸，当它受热时，硫化氢又从水里逸出。硫化氢是一种急性剧毒，吸入少量高浓度硫化氢可于短时间内致命。低浓度的硫化氢对眼、呼吸系统及中枢神经都有影响。

表 5.7-3 硫化氢安全技术说明书

CAS 号	7783-06-4		
中文名称	硫化氢		
分子式	H_2S	外观与性状	无色有恶臭的气体
分子量	34.08	爆炸极限	空气中 4.0~46.0% (体积)
沸点	$-60.4^\circ C$	闪点	$-50^\circ C$
熔点	$-85.5^\circ C$	溶解性	溶于水、于醇
密度	相对密度 (空气=1) 1.19	稳定性	稳定
主要用途	用于化学分析 (如鉴定金属离子)		
危险特性	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险		
健康危害	强烈的神经毒物，对粘膜有强烈的刺激作用。高浓度时可直接抑制呼吸中枢，引起迅速窒息而死亡。当浓度为 $70\sim 150\text{mg}/\text{m}^3$ 时，可引起眼结膜炎、鼻炎、咽炎、气管炎；浓度为 $700\text{mg}/\text{m}^3$ 时，可引起急性支气管炎和肺炎；浓度为 $1000\text{mg}/\text{m}^3$ 以上时，可引起呼		

	吸麻痹，迅速窒息而亡。长期接触低浓度的硫化氢，引起神衰症候群及植物神经紊乱等症状。
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽，切断火源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿消防防护服，尽可能切断泄漏源，喷雾状水稀释、溶解，注意收集并处理废水，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能将残余气体或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内或使其通过二氯化铁水溶液。管路装止回装置以防溶液吸回。漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。
防护措施	工程控制：严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。 眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴防化学品手套。 其它：工作现场严禁吸烟、进食和饮水。保持良好的卫生习惯。进入罐或其它高浓度区作业须有人监护。
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣物，立即用流动的清水彻底清洗。 眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水清洗 10 分钟或用 2% 碳酸氢钠溶液冲洗，并就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止者，立即进行人工呼吸，后就医。
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、抗溶性泡沫、干粉。

5.7.2 风险识别

5.7.2.1 物质危险性识别

本工程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，火灾及爆炸还会产生爆炸伴生物一氧化碳等。

5.7.2.2 生产系统危险性识别

根据本项目的油藏情况及后期运行工艺、管理水平及自然灾害等因素，本项目的环境风险主要来自运营期的井下作业过程、采油过程和集输过程等工艺环节。

大庆油田自开发初期至今已完钻的探井和生产井近万口，根据调查了解，井喷事故多在油田开发初期探井钻探过程中发生，主要原因是对地下情况了解掌握较少，井内蓄积压力过大而操作人员疏于观测所致，若在钻井过程中，随时注意参数变化，采取相应处理措施，是可以避免部分井喷事故发生的，因此井喷的概率极低。原油泄漏一般在油田运行中后期发生，一些输油管线在内外腐蚀作用下，易穿孔，在不同地貌环境下，所产生不同程

度的环境影响。

5.7.2.3 危险物质向环境转移的途径识别

(1) 井喷

井喷事故主要是由于井控措施不当引起的，造成井喷必须有三个基本条件：要有连通性好的地层；要有石油、气、水的存在；要有一定的能量（地层压力）。根据油田钻探资料和地层情况以及各生产井生产情况分析，在一般情况下，本区域不会发生井喷事故。本工程在油田开发前对开发油层通过钻探井等方式进行了探测，并根据探测的结果进行钻井方式及控制措施的设计，且本工程油水井在钻井阶段采取安装井控装置及防喷器，同时本工程安装了数字化监测装置对压力进行实时监控，在达到高压临界值能够及时监测到从而进行调控泄放压力，所以本工程发生井喷事故的概率是极小的。

(2) 套管破损

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。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 物料泄漏

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 5.7-3。

表 5.7-3 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

5.7.3 环境风险分析

5.7.3.1 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，烟气中有毒物质 CO 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。

发生泄露事故时，大量原油等物质外泄，并伴随各种伴生气泄出，伴生气组分中含油 H₂S 等有毒气体，会对区域内村屯居民造成严重影响。

表 5.7-4 硫化氢浓度与危害程度对照表

H ₂ S 在空气中的浓度			有关硫化氢的典型特例
体积%	体积 ppm	mg/m ³	
0.000013-0.00046	0.13-4.6	0.18-6	可嗅到臭蛋气味，对人气不产生危害。
0.001-0.002	10-20	14.41-28.83	允许八小时暴露值，即安全临界浓度值，超过安全临界浓度必须带上防毒面具，美国标准 10PPM，中国标准 2PPM，日本标准 15PPM。
0.005	50	72.07	只允许接触十分钟。
0.01	100	144.14	在 3-15 分钟内就会损失嗅觉神经并损坏人的眼睛，20 分钟后使人感到轻微头痛，恶心及脉搏加快。1 小时就会刺激咽喉，损伤眼睛，长时间接触会使上述症状加重。
0.02	200	285.61	立即破坏嗅觉系统，眼睛、咽喉有灼烧感，长时间接触会使眼睛、咽喉遭到灼烧伤害并可能导致死亡。
0.05	500	720.49	短期暴露就会不省人事，如不迅速处理会导致呼吸停止，失去理智和平衡感，如不立即采取抢救措施，可能导致中毒者死亡。
0.07	700	1008.55	很快失去知觉，停止呼吸，如不立即采取抢救措施，将导致中毒者死亡。
0.1	1000	1440.98	立即失去知觉，结果将会产生永久性脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，否则导致中毒者死亡。
0.2	2000	2857.14	吸一口立即死亡，抢救较困难。

大庆油田伴生气中硫化氢含量大约为 98mg/m³，参照硫化氢中毒浓度对照表，事故状态下伴生气泄露可能造成的后果为：①在 3-15 分钟内就会损失嗅觉神经并损坏人的眼睛，20 分钟后使人感到轻微头痛，恶心及脉搏加快。②1 小时就会刺激咽喉，损伤眼睛，长时间接触会使上述症状加重。

因此由于管线设备的腐蚀或密封不严等造成硫化氢的泄露，严重时污染会造成中毒伤亡事故。因此，必须遵守以下规定：①严格工艺要求，加强平稳操作，防止跑、冒、滴、漏；②装置内安装固定式的硫化氢测报仪；③对有硫化氢泄露的地方要加强通风措施，防止硫化氢的聚集；④对有硫化氢的容器、管线阀门等设备，要定期进行检查更换；⑤发现硫化氢浓度高，要先报告，采取一定的防护措施，才能进入现场和处理。

当中毒事故或泄露事故发生时，需要人员到事故现场进行抢救处理，这时必须做到：
①发现事故应立即呼叫或报告，不能个人贸然去处理；②佩带合适的防毒面具，有二人以上的监护③进入事故现场，需携带好安全绳。有问题应按联络信号立即撤离现场④如事故现场感觉头痛，恶心及脉搏加快等症状，应立即停止并撤离。

集油管道、场站产生的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。

5.7.3.2 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。泄漏污油污水在雨季期间可能随地表径流流向下游。集输管道事故泄漏可以通过站内仪表监控或巡检及时发现事故，及时关闭管道阀门或筑堤限制事故影响范围，然后彻底清理周边粘滞原油和被油污水污染的泥沙、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。

5.7.3.3 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

在注水及采油过程中，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。

5.7.3.4 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 0~30cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。

5.7.3.5 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。

5.7.4 环境风险评价结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄露、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 5.7-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	葡萄花油田葡斜 4352 及葡 4348 井区外扩葡萄花油层产能建设地面工程项目				
建设地点	黑龙江省	大庆市	大同区	八井子乡	() 园区
地理坐标	经度	124°49'33.672"~124°51'24.732"	纬度	45°57'39.168"~46°1'15.852"	
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>
<p>风险防范措施要求</p>	<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）加强应急预警和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；</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> <p>（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>
<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：运营期管道内最大储油量 4t，天然气 0.1t。</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 $0.0116 < 1$，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>	

5.8 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 2.991km，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未检出石油烃，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。

本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 5.8-1。

表 5.8-1 本项目土壤影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

根据上表可知，本项目属于污染型影响建设项目，污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表 5.8-2。

表 5.8-2 污染影响型本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

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

5.8.2.2 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占地内与占地外的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七采油厂《太南油田加密区块产能建设工程环境影响报告书》于 2013 年 12 月 17 日取得了环评批复，批复文号为庆环建字〔2013〕250 号，并于 2019 年 10 月完成自主验收。该项目基建油井 71 口，注水井 23 口，单井产油量约 2.2t/d，产液量约 8t/d，该项目在生产运营过程中可能对土壤产生影响的主要为油田采出水、作业污水、洗井废水、落地油等，污染物产生规模与本项目相差不大，且建设和运营过程中，采取的土壤环保措施与本项目一致，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七采油厂《太南油田加密区块产能建设工程》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)
已建太 110-692 占地内	石油烃	7.0	4500
已建太 110-692 占地外 50m		未检出	
已建太 110-692 占地外 100m		未检出	

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 2。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。

5.8.3 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

本项目地面工程的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来自施工活动引起的扬尘、施工机械尾气。

(1) 机械尾气

- ①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；
- ②严禁在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

(2) 施工扬尘污染防治措施

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

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

③运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

④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，确保井场及依托场站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。

(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 8m 高烟囱高空排放，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）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地表水保护措施

(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现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理；

②管线试压废水由罐车拉运至葡二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 $\leq 10\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg}/\text{L}$ ”规定后回注油层，不外排。

(2) 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。

6.1.2.2 运营期废水处理措施及地表水保护措施

(1) 运营期废水处理措施及其可行性论证

①运营期废水处理措施

运营期油井采出液分离出的含油污水由管线输送至葡二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葡二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

本项目依托葡二联合油污水处理站，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

葡二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2023年10月11日-12日对葡二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

葡二联合油污水处理站设计污水处理量为 $20000\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $15200\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增油井单井最大采出水量为 $1.52\text{t}/\text{d}$ ，新增污水后处理量为 $15207.6\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为76.04%。因此，从规模上本项目依托可行。

本项目拉运污水要建设拉运视频监控装置，并接入市局监控平台，废水拉运前向市局申报，明确拉运量、拉运时间，并接受视频监管。采取以上措施后，本项目运营期废水均不外排，对环境的影响较小。

(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进入地表水体，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；周边地表水体均设置了护坡，护坡高度高出水泡最高水位 50~80cm，将事故产生的污油污水截留在水体外；

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 1 次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，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。

在正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，措施技术可行，对周围环境不会产生不良影响。

6.1.2.3 地下水污染防治措施

(1) 源头控制措施

①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；

②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%；

③管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查；

④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，带宽不小于 150mm，防腐层厚度不小于 3.2mm。

⑤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。

⑥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。

⑦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，分区防渗图见图附图 17。

表 6.1-1 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗措施	防渗要求
重点防渗区	集油掺水管道、注水管道	管道采用防腐无缝钢管、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
	井场作业区	井场永久占地内铺设 2mm 厚防渗布, 渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10}cm/s$	
简单防渗区	井场永久占地内	采用地面夯实碾压平整进行防渗	满足《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 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)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 个潜水跟踪监测点及 1 个承压水跟踪监测点，具体设置情况见表 6.1-2。地下水跟踪监测布点图附图 18。

表 6.1-2 地下水环境监测计划表

点位	功能	监测因子	坐标	位置	监测层位	监测频次
前王家屯王家水井	背景监测点	pH、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	124.84388, 46.00609	1#平台东侧 1674m	潜水	1 次/半年
小山屯孙家水井	跟踪监测点		124.83330, 45.98345	葡 102-128 井东侧 115m	潜水	
荣家围子屯苏家水井	跟踪监测点		124.81072, 45.99118	2#平台西南侧 294m	潜水	
荣家围子屯周家水井	跟踪监测点		124.80926, 45.98855	2#平台西南侧 294m	承压水	

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；

(6) 本项目施工期较近的敏感目标为太 116-57 注水管线东侧 35m 的邹子臣屯，在管线施工阶段采取人工开挖，施工场地设置围挡等措施降低对周边敏感点的影响。

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》（GB12523-2011）要求，且不会对施工场地周边敏感点产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.1.3.2 运行期

(1) 抽油机电机、修井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。

根据预测分析，在采取减振、隔声等降噪措施后通，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》（GB12348-2008）2 类标准要求，不会对周围声环境产生较大影响，运行期噪声治理措施可行。

6.1.4 固体废弃物控制措施

6.1.4.1 施工期

(1) 本项目施工期产生的施工废料为一般工业固体废物，经由施工单位统一收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理，施工废料执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准；

(2) 生活垃圾统一收集后运至大庆龙清生物科技有限公司处理，执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第 157 号令）。

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，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控

制要求》(DB23/T3104-2022)表1中的限值要求后,用作油田垫井场和通井路;含油废防渗布属于危险废物,危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物,代码为900-249-08,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,由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后,再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)表1中的限值要求后,用作油田垫井场和通井路。

(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)充分利用现有道路,尽量不再开辟新的临时进井通道;

(2)认真确定车辆行驶路线,不在道路、井场以外的地方行驶和作业,规范行车路线及施工人员行为,严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被,不准乱挖、乱采植物;

(3)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;

(4)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;

(5)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;

(6)规范施工人员行为,严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被;

(7)恢复土地生产能力,提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源,不打乱土层,表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》(DB23/T2913-2021)。本项目在施工过程中针对临时占地,应剥离占地内0.3m的表土,采用分层开挖,分层堆放,暂存于临时占地内的表土剥离临时堆放区,并采取苫布遮盖,表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失,并定期采取洒水抑尘措施,剥离的表土在施工结束后分层回填,并及时恢复地表植被;

(8)施工结束后做到工完、料净、场地清,施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物,严禁随意倾倒;

(9) 埋设管线时, 根据管径的大小做到尽量窄控, 采取平埋方式 (不起土坝) 进行, 以便尽快恢复植被;

(10) 恢复被破坏的地表形态, 平整作业现场, 改善土壤及植被恢复条件;

(11) 本工程占用的耕地, 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;

(12) 管道施工尽量缩小占地面积, 应划定施工活动范围, 严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围, 所有车辆采用“一”字型作业法, 走同一车辙, 避免加行开辟新路;

(13) 管沟挖、填方作业应尽量作到互补平衡, 以免造成弃土方堆积和过多借土;

(14) 管沟回填应按层回填, 以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实, 以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求, 要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部, 堆放后人工进行修整、拍实;

(15) 管道建设工程结束后, 回填开挖的管沟, 路基采取护坡、养护措施, 进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被;

(16) 对废水、固体废物进行严格管理, 统一处理或回收, 不得随意抛撒, 防止污染土壤;

本工程应在施工完毕后进行生态影响减缓及恢复措施, 具体见表 6.1-3。典型生态保护措施平面布置示意图见附图 19。

表 6.1-3 生态影响减缓及恢复措施

序号	项目	占地类型	恢复措施	实施时间	实施单位
1	永久占地	耕地	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 1.0565hm ² 。	施工完毕后 1 年内	大庆油田有限责任公司第七采油厂
2	临时占地	耕地及草地	恢复临时占地 24.66hm 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、道路、管线等施工时车辆对土壤的碾压, 人员对土壤的践踏, 将改变原地表地貌状况, 扰动原地貌, 改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被, 新地貌失去植物根系的固土作用, 雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土, 易造成水土流失; 施工过程中, 开挖回填后产生的弃渣松散堆积, 结构疏松, 胶结力差, 抗侵蚀能力极低, 遇暴雨产生径流, 加大水土流失。为了更好的保持水土, 建议采取以下水土流失防治措施:

(1) 严格控制油水井作业占地, 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、回填土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理利用。

2) 道路

施工期尽量利用现有公路和已有便道行车，避免造成新的裸露地表；执行“无捷径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。生产期及时作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证各类设施的泄洪能力。

3) 管线

管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。项目区低洼地段，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

由于本项目在大同区八井子乡防沙治沙区域内，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，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 植被恢复措施及补偿措施

建设单位在施工过程中，应严格执行《中华人民共和国土地管理法》、《石油天然气工程项目用地控制指标》的相关规定，切实采取有效的保护措施，对生态环境进行正确的保护，并进行补偿和恢复。

(1) 植被占用补偿

按照国家“水土保持法”要求，凡是占用和破坏植被的单位或个人均应向水土保持主管部门缴纳一定的水土保持费用。国家为了加大水土保持工作力度，对水土保持费不断进行了调整，建设单位应按标准向水土保持主管部门缴纳水保费用。

(2) 耕地复垦补偿

本项目将临时占用耕地面积 24.66hm²，即需要复垦的耕地面积。由于在征地费用中已经体现了后期的复垦费用，施工结束后将由农民自行复垦，故不再计算复垦补偿费用。

根据对当地乡镇政府调查，本区域耕地虽然面积较小，但仍有 5~10%的机动农田可以调剂，按“占一开一，占补平衡”的原则，油田开发占用的耕地可从机动耕地中进行补充，保证区域内耕地总数不降低。

(4) 植被恢复措施

施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对 24.66hm² 临时占地进行表土留存，施工结束后进行回填，临时占用的耕地由农民自行复垦，确保恢复等质等量面积的耕地。

6.1.5.6 黑土地保护措施

(1) 本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用工作。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。

(2) 本工程挖方施工剥离表土厚度为 0.3m，剥离的表土堆放在管道临时占地范围内的存储区，堆土表面设纱网或草栅覆盖，防止出现水土流失，待本工程施工结束后运回原位分层回填。

(3) 本工程对临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。

(4) 对占用耕地耕作层土壤剥离利用和临时占用的耕地采用深松深耕进行全过程监理。

通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态的破坏得到有效控制，不会对区域生态产生较大影响，生态保护措施可行。

6.1.6 环境风险防范措施及应急要求

6.1.6.1 施工期环境风险防范措施

(1) 井控主要措施

①运行阶段通过井场安装的数字化监测装置实时监测井口压力，压力报警时及时调控压力，消除事故隐患。

②作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小，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。

③当出现溢流时，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，预防井喷。

(2) 套损风险防范措施

①加强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。

③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。包括预测断层性质(正、逆断层)、分布、深度、产状(走向、倾向和倾角)，为工程调控注水量、注水压力提供资料和依据；预测膨胀泥岩厚度、分布层位、深度和范围，预测透镜砂体厚度、分布范围和层位；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。

(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；

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 4.0Mpa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

6.1.6.2 运营期环境风险防范措施

(1) 集输系统事故风险防范措施

1) 严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装。

2) 对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备。

3) 定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题。

4) 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。

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) 确保第七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,避免对周围地表水、地下水、土壤等环境产生污染。

7) 将被泄漏原油污染的土壤清理后由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后,再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)表1中的限值要求后,用作油田垫井场和通井路。

8) 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。

9) 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。

10) 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。

11) 制定定期巡查制度,发现异常及时处理和报告。

12) 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。

(2) 依托场站事故风险防范措施

1) 建议对地层压力进行监控,合理安排注采比,预防套损事故的发生;

2) 站内定时巡检,及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题,避免出现大量油水泄漏;

3) 平稳操作,避免系统压力超高放空;

4) 定期维护保养容器、设备和站内管线。

5) 加强场站管理,建立并严格执行安全生产责任制度,科学监控设备运行,消除故障隐患。

6) 各场站均设置了事故排污池,可在事故状态下暂存装置内残余的原油或含油污水。

(3) 火灾、爆炸风险防范措施

1) 为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸,所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。场站可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施;

2) 场站的油罐均设计防雷、防静电接地装置;对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施;

3) 场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检, 保证安全设施可靠有效。

(4) 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)的要求处理处置。

1) 从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施, 包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程, 确保改过程安全可靠。

2) 危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行, 单位应编制应急预案。

3) 运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具, 并符合相关要求; 运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查, 防患于未然, 保持槽车和良好的工作状态, 保证接地正常。

4) 担任储运人员必须经过上岗培训, 经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护, 了解应急手册应急处理流程, 一旦发生意外, 在采取应急处理的同时, 迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门, 必要时疏散群众, 防止事态进一步步扩大和恶化。

5) 运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定, 企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》(GB50160-2018)要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

针对上述风险情况, 本工程建设单位已经针对可能发生的风险事故提出相应风险防范措施, 企业结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点, 制定了较完善的事事故风险应急预案, 本工程为扩建工程, 如发生风险事故, 可按已建立的事事故风险应急预案执行。

6.1.6.3 事故应急救援预案

大庆油田公司突发事件应急管理归口部门为公司生产运行部门, 为及时应对突发事件, 快速调动应急资源, 以消防支队为依托, 组建了国家级专业应急救援队伍 1 支, 以及作业井喷应急救援队伍、原油泄漏应急救援队伍、天然气泄漏应急救援队伍、电力系统故障应急救援队伍、水上溢油应急救援队伍、医疗卫生救援队伍 7 个油田公司级应急救援队伍, 在各二级单位建设综合应急救援队伍, 基本形成了覆盖油田生产各专业的应急救援队伍体系。

根据突发环境事件级别确定上报部门及应急队伍响应级别。从发现环境事件后要上

报突发环境事件初报，初判发生Ⅲ级突发环境事件时，由三级单位负责应对工作，具体为现场人员、三级单位应急救援队伍或区域消防队进行应对；初判发Ⅱ级突发环境事件时，由二级单位负责应对工作，具体为二级单位综合应急救援队伍和区域消防队进行应对，必要时向油田公司求援，调集油田公司级应急救援队伍；初判发生Ⅰ级突发环境事件时，30分钟内向突发环境事件应急办公室初报，启动油田公司突发事件应急响应程序，启动油田公司级专业工作组、综合工作组、专业应急救援队伍。

建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，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，目前第七采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第七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，第七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。

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。

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，可以纳入第七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。

3、应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司第七采油厂编制了《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七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。

4、应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司第七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七采油厂已备案登记《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 6.1-4 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七采油厂环保部	0459-4494385

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。

(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，作业污水要求全部进罐，由罐车拉运至葡二联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排；按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，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；井场永久占地内采取简单防渗，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）施工期土壤环境保护措施

①加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染。

②井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被和土壤的破坏。本工程对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，按照省市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

③充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

④对于临时占地，在对土壤进行开挖施工时要采取措施降低土壤风蚀，减少水土流

失：对土壤要分层开挖、分别堆放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式（不起土坝）进行，以便其尽快恢复植被生长。

⑤加强管理，杜绝钻井泥浆跑冒滴漏，施工井场采取分区防渗措施，杜绝污染物泄漏对土壤造成影响；

⑥加强管理，提高职工的环境保护意识，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被。

（7）污染监控体系

为了及时了解项目场区及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）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 6.1-5，土壤跟踪监测布点图见附图 18。

表 6.1-5 土壤环境跟踪监测计划表

点位	位置	坐标	监测因子	监测频次	执行标准
1	6号平台井场	124.81740, 45.99361	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、 石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、 砷、六价铬	1次/年	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值
2	6号平台井场西南侧200m耕地	124.81628, 45.99199			

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、表 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	施工期扬尘	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物
	运营期	采油井场	管线和场站均采用密闭性良好的阀门等，确保密闭集输，加强对设备和管道的检查和维护
		场站非甲烷总烃	
		加热炉燃烧烟气	依托场站加热装置采用清洁能源天然气为燃料
废水	施工期	施工人员生活污水	排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理
		管线试压废水	由罐车拉运至葡二联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≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”规定后回注油层，不外排
	运营期	作业污水	由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排
		洗井污水	
		油田采出水	管输至葡二联含油污水处理站处理达标后回注油层
噪声	施工期	施工场地噪声	合理安排施工时间，避免大量高噪声设备同时施工，选用低噪声设备，注意设备维护和保养

	运营期	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	施工期	施工废料	经收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理	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
		生活垃圾	统一收集后运至大庆龙清生物科技有限公司处理	不外排
	运营期	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，实行危险废物转移制度
		含油污泥、落地油	属于危险废物，集中收集，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理达标后用作油田垫井场和通井路	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求
生态恢复	对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 24.66hm 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。	
	永久占用耕地按照规定进行经济补偿，补偿面积 1.0565hm ² 。		按相关要求要求进行征地补偿	
地下水及土壤防护	集油掺水管道、注水管道、井场作业区为重点防渗，管道采用防腐无缝钢管、管道的连接方式采用焊接，油水井作业期间井场永久占地内铺设 2mm 厚防渗布，渗透系数为 1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s；井场永久占地内为简单防渗，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	
	在本项目区域上游前王家屯王家水井（坐标 124.82471，46.02208）布设 1 口潜水背景值监测水井，在区域内小山屯孙家水井（坐标 124.83330，45.98345）、区域下游荣家围子屯苏家水井（坐标 124.81072，45.99118）各布设 1 口潜水跟踪监测水井，在荣家围子屯周家水井（坐		执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中的III类标准限值要求	

	<p>标 124.80926, 45.98855) 布设 1 口承压水跟踪监测水井, 定期监测地下水水质, 监测因子为 pH、石油类、石油烃 (C₆~C₉)、石油烃 (C₁₀~C₄₀)、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量</p>	
	<p>在 6 号平台井场、6 号平台井场西南侧 200m 耕地共布设 2 个土壤跟踪监测点, 定期对土壤进行跟踪监测, 监测因子为 pH、石油类、石油烃 (C₆~C₉)、石油烃 (C₁₀~C₄₀)、砷、六价铬, 监测频次为 1 次/年。</p>	<p>执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 表 2 (其他项目) 中第二类用地石油烃筛选值</p>
风险防控	<p>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。</p>	
水土流失	<p>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</p>	
防沙治沙	<p>对占地区域土地进行平整, 并压实; 路基边坡采取种草措施护坡固土; 做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施; 对临时占用的草地进行植被恢复, 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</p>	

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
污染物达标排放监测	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
	无组织排放烃类气体监测
	厂界噪声声达标排放监测
环境保护敏感点环境质量监测	事故时对大气, 地下水、地表水、土壤等进行事故监测
	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

	<p>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。</p>
	<p>平整及恢复 24.66hm²；补偿 1.0565hm²</p>
	<p>针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况</p>

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的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。

本项目损失主要为耕地的损失,本工程永久占用耕地 1.0565hm²,临时占用耕地 24.66hm²。耕地农作物主要为玉米,为大田作物。

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市征地青苗补偿费标准的通知》(庆政规〔2021〕1号),大田作物的青苗补偿标准为 2.10 元/m²,天然草的补偿标准为 0.37 元/m²。永久占地损失按照 10 年计算,施工期结束后对临时占地进行复垦,复垦地由于土壤自然结构的破坏造成的土壤板结、透气性差、肥力下降,可能对农作物的生产产生影响,这种影响预计 2~3a 可逐渐减弱,并且随着时间的推移最终使农作物恢复到原来的产量,农田在 2~3 年可恢复生产力,本项目临时占地损失按照按 3 年计算,本项目永久及临时占地补偿情况见表 7.1-1。

表 7.1-1 本项目临时占地损失的农作物统计

占地	占地类型	占地面积 (hm ²)	补偿标准 (元/m ²)	补偿年限(年)	补偿费用 (万元)
永久占地	耕地	1.0565	2.10	10	13.4
临时占地	耕地	24.66	2.10	3	42.3

由以上可知,本项目永久占地环境损失费为 13.4 万元,临时占地环境损失费为 42.3 万元,投产十年间供给环境损失 55.7 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 19 口油水井	0.7	
	废水	试压废水由罐车拉运至葡二联合油污水处理站处理	0.01 万元/m ³ ，共计 92.2m ³	0.24	
	固体废物	施工废料拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理	0.1 万元/吨，共计 0.49t	0.01	
		生活垃圾运至大庆龙清生物科技有限公司处理	0.1 万元/吨，共计 0.9t	0.09	
	生态	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 1.0565hm ²	青苗补偿标准为 2.10 元/m ² ，天然草的补偿标准为 0.37 元/m ² ，补偿 10 年	13.4	
		对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 24.66hm ²	青苗补偿标准为 2.10 元/m ² ，天然草的补偿标准为 0.37 元/m ² ，补偿 3 年	42.3	
		水土流失防护	0.2 万元/口井，包括 19 口油水井	1.4	
		防沙治沙	0.1 万元/口井，包括 19 口油水井	0.7	
	运营期	废水	作业污水及洗井污水由罐车拉运至葡二联合油污水处理站处理	0.01 万元/m ³ ，共计 313.3m ³ /a	3.13
		固体废物	含油污泥、落地油拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理	0.5 万元/吨，共计 0.25t/a	0.13
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 0.32t/a	0.06	
风险防范	配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	配备 1 套	5.6		
地下水及土壤防范措施	井场作业采取防渗措施	0.2 万元/口井，共 19 口油水井	1.4		
	依托周边村屯设 4 口跟踪监测井，定期跟踪监测地下水	0.1 万元/点位，共 4 个监测点位	0.4		
	设 2 个土壤跟踪监测点，定期跟踪监测土壤	0.2 万元/点位，共 2 个监测点位	0.4		
合计				69.96	

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/T6276-2014）的要求，在项目的建设期、运营期和退役期等 3 个阶段建立和实施 HSE 管理体系。建设期、运营期和退役期的 HSE 管理分别包括以下内容：

（1）建设期 HSE 管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运营期 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；

（3）退役期 HSE 管理主要考虑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七采油厂负责。由第七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级单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油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

由第七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七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。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，保证在发生事故时能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.2.4 环境监控基本内容

为了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
废水	生活污水	COD、NH ₃ -N	115.2m ³	排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大同区污水处理厂处理	不直接排放
	管线试压废水	SS	92.2m ³	由罐车拉运至葡二联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≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”规定后回注油层	不外排
固废	施工废料	/	0.49t	统一送第七采油厂工业固废填埋场处理	100%处置
	生活垃圾	/	0.9t	统一收集后拉运至大庆龙清生物科技有限公司处理	100%处置
噪声	机械噪声	噪声	60~104dB(A)	排入周围环境	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)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	19.56t/a	排入大气	井场及依托场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，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》（GB37822-2019）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	273.45 万 m ³		执行《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	25300t/a	管输至葡二联含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/SYDQ0639-2015）要求，“含油量≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”后，回注油层
	作业污水	石油类、悬浮物	214.7m ³ /a	罐车回收送葡二联含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	720m ³ /a		
固废	含油污泥	石油类	0.414t/a	由罐车拉运至葡萄花生含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理达标后用作油田垫井场和通井路	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求
	落地油	石油类	0.43t/a		
	含油废防渗布	石油类	0.32t/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	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准

8.2.6 总量控制

目前，第七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 91230607716675409L018R。本工程依托 2 座转油站未新增加热炉，产生的污染物量在原有申请总量内，整体区域总量不增加。本工程新增非甲烷烃排放量 19.56t/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)	0.033
2	NO _x (分担量)	0.226
3	SO ₂ (分担量)	0.0407
4	非甲烷总烃	19.56

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。主要监测对象有施工作业废气和噪声。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。施工期监测计划见下表 8.2-4。

表 8.2-4 工程施工期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测 (检查) 项目	监测点位	监测频次
1	噪声	连续等效 A 声级	施工场界四周	1 次/施工期

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
2	废气	颗粒物	施工场地上、下风向	1次/施工期

8.2.8 运营期环境管理与监测计划

8.2.8.1 运营期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- (3) 落实环境管理制度；
- (4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；
- (5) 强化专业人员培训。

8.2.8.2 运营期环境监测计划

本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 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）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 8.2-5 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	1 号平台井场永久占地外 1m	1 次/季
2	废气	非甲烷总烃	油井井场厂界、依托油气处理站边界、依托场站站内	1 次/季
2	事故监测	空气：非甲烷总烃、CO；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地表水及地下水为事故地点周围区域。	事故发生 24 小时内

表 8.2-6 工程运行期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	坐标	与本项目的位置关系	监测频次
1	地下水	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石	区块上游前王家屯王家水井	124.84388, 46.00609	1#平台东侧 1674m	1 次/半年

		油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、 砷、六价铬、挥发 酚、氨氮、耗氧量	区内小山屯孙家 水井	124.83330, 45.98345	葡 102-128 井东侧 115m	
			区块下游荣家围子 屯苏家水井	124.81072, 45.99118	2#平台西南侧 294m	
			荣家围子屯周家水 井	124.80926, 45.98855	2#平台西南侧 294m	
2	土壤	pH、石油类、石油 烃 (C ₆ ~C ₉)、石 油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、 砷、六价铬	6 号平台井场	124.81740, 45.99361	拟建井场	1 次/年
			6 号平台井场西南 侧 200m 耕地	124.81628, 45.99199	6 号平台井场西南 侧 200m	

表 8.2-7 生态调查方案

序号	调查内容	调查方法	点位	监测频次
1	植被、耕地恢复 情况	样方调查	临时占地内	1 次/年，直至恢复至与 周边地表植被相协调

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

本项目基建油水井 19 口,其中油井 13 口(其中 5 口油井压裂后进入地面工程建设),注水井 6 口。集油系统采用单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺,新建单井集油掺水管线共 15.88km,其中 $\Phi 76 \times 4.5-9.2\text{km}$, $\Phi 60 \times 3.5-6.68\text{km}$ 。注水系统采用单干管多井配水工艺,新建 5 井式撬装配水间 1 座,新建配水阀组 5 套,新建注水支干线 $\Phi 89 \times 7-2.2\text{km}$,新建注水井单井支线共 6.58km,其中 $\Phi 76 \times 6-2.41\text{km}$ 、 $\Phi 60 \times 5-4.17\text{km}$ 。并配套建设供配电、道路等辅助工程,预计建成产能 $1.38 \times 10^4\text{t/a}$ 。

9.2 政策符合性结论

本项目符合《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(2021 年修订)要求,属于鼓励类建设项目。

在规划政策方面,本项目符合《黑龙江省主体功能区划》、《黑龙江省生态功能区划》、《大庆市土地利用总体规划(2006~2020)》、《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》、《大庆市水土保持规划(2015~2030)》等主体功能区划要求,符合当地城市总体规划、土地利用规划等。

同时,本项目满足《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》(黑政发〔2020〕14 号)、《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》(庆政规〔2021〕3 号)等要求,在石油开采行业管理方面,满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910 号)、《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》(黑环发〔2019〕153 号)、《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环保部公告 2012 年第 18 号)等管控要求。

9.3 选址合理性结论

本项目基建油水井 19 口,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),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、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），本项目井场、管线及道路位于大庆市大同区八井子乡，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，尽量避开周围环境敏感目标，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。

同时，项目建设符合黑龙江省土地利用总体规划、大庆市土地利用总体规划、黑龙江省生态功能区规划等相关规划要求。工程选址在环境保护方面较合理。

9.4 环境质量现状评价结论

9.4.1 大气环境质量现状评价结论

根据《2021年大庆市生态环境状况公报》统计数据可知，项目所在区域属于达标区。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

监测时段库里泡环境质量除COD、 BOD_5 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、 BOD_5 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

评价区域地下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，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 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

项目区域周边声环境敏感点邹子臣屯满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准，井场区域声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

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；评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤风险筛选值（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。

运营期依托场站内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值，项目井场及依托场站厂界外非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染

物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求。

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、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 2022 年 12 月 12 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=519>）。

征求意见稿公示日期为 2023 年 1 月 6 日~1 月 19 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=521>）；

报纸第一次公告日期为 2023 年 1 月 16 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2023 年 1 月 17 日（大庆油田报）；

现场张贴公示日期为 2023 年 1 月 6 日~1 月 19 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，葡萄花油田葡斜 4352 及葡 4348 井区外扩葡萄花油层产能建设地面工程项目的建设周围民众是支持的。建设单位认真执行环保“三同时”制度，加强环境管理，使环境的负效应降至最低。并对周围环境的影响减至最小程度，达到公众对项目建设的的环境要求愿望。

9.7 环境经济损益分析结论

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七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 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）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，葡萄花油田葡斜 4352 及葡 4348 井区外扩葡萄花油层产能建设地面工程项目符合国家产业政策和区域发展规划。油田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

附表 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 checked="" type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input checked="" 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 checked="" type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物 (PM ₁₀ 、NO _x 、SO ₂ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (TSP、非甲烷总烃)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input type="checkbox"/>	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2021) 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 checked="" type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	边长 ≥ 50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input checked="" type="checkbox"/>		边长 < 5km <input type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子 (NMHC)			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>			C _{建设项目} 最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 10% <input type="checkbox"/>		C _{建设项目} 最大占标率 > 10% <input type="checkbox"/>		
		二类区		C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 30% <input checked="" type="checkbox"/>		C _{建设项目} 最大占标率 > 30% <input type="checkbox"/>		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 (1) h		C 非正常占标率 ≤ 100% <input checked="" type="checkbox"/>		C 非正常占标率 > 100% <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C 叠加达标 <input checked="" type="checkbox"/>			C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input checked="" type="checkbox"/>			K > -20% <input type="checkbox"/>				
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(非甲烷总烃)			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子：()			监测点位数 ()		无监测 <input 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 : (0.226) t/a		SO ₂ : (0.0407) t/a		颗粒物: (0.033) t/a NMHC: (19.56) 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			
		存在总量	4t	0.1t			
	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	(1.0565) 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，评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中的标准要求。				
影响预测	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ；附录 F <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论：a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（跟踪监测）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		2	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬		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：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						
注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。						

附表 4：地表水自查表

工作内容		自查项目		
影响识别	影响类型	水污染影响型√；水文要素影响型 □		
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 □；饮用水取水口 □；涉水的自然保护区 □；重要湿地 □；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 □；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 □；涉水的风景名胜区 □；其他 √		
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型
		直接排放 □；间接排放 □；其他√		水温 □；径流 □；水域面积 □
影响因子	持久性污染物 □；有毒有害污染物 □；非持久性污染物 □；pH 值 □；热污染 □；富营养化 □；其他 √		水温 □；水位（水深） □；流速□；流量 □；其他 □	
评价等级	水污染影响型		水文要素影响型	
	一级 □；二级 □；三级 A□；三级 B√		一级 □；二级 □；三级 □	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建 □；在建 □； 拟建 □；其他 □	拟替代的污染源 □	排污许可证 □；环评 □；环保验收 □；既有实测 □；现场监测 □；入河排放口数据 □；其他 □
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季√		生态环境保护主管部门 □；补充监测 √；其他 □
	区域水资源开发利用状况	未开发 □；开发量 40%以下 □；开发量 40%以上 □		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
		丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季□		水行政主管部门 □；补充监测 □；其他 □
补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
	丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季√		（ pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温）	监测断面或点位个数 (1) 个
现状评价	评价范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（55.7）km ²		
	评价因子	（ pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧）		
	评价标准	河流、湖库、河口：Ⅰ类 □；Ⅱ类 □；Ⅲ类 □；Ⅳ类 □；Ⅴ类 √ 近岸海域：第一类 □；第二类 □；第三类 □；第四类 □ 规划年评价标准（ ）		
	评价时期	丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季√		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□：达标 □；不达标 √ 水环境控制单元或断面水质达标状况 □：达标 □；不达标 □ 水环境保护目标质量状况 □：达标 □；不达标 □ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 □：达标 □；不达标□ 底泥污染评价 □ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 □ 水环境质量回顾评价 □ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 □		达标区□ 不达标区√

影响预测	预测范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²				
	预测因子	（ ）				
	预测时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 设计水文条件 <input type="checkbox"/>				
	预测情景	建设期 <input type="checkbox"/> ；生产运行期 <input type="checkbox"/> ；服务期满后 <input type="checkbox"/> 正常工况 <input type="checkbox"/> ；非正常工况 <input type="checkbox"/> 污染控制和减缓措施方案 <input type="checkbox"/> 区（流）域环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/>				
	预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ；解析解 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> 导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 <input type="checkbox"/> ；替代削减源 <input type="checkbox"/>				
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 <input type="checkbox"/> 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/> 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 <input type="checkbox"/> 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 <input type="checkbox"/> 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 <input type="checkbox"/> 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 <input type="checkbox"/>				
	污染源排放量核算	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）		
		（ ）	（ ）	（ ）		
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）
		（ ）	（ ）	（ ）	（ ）	（ ）
生态流量确定	生态流量：一般水期（ ）m ³ /s；鱼类繁殖期（ ）m ³ /s；其他（ ）m ³ /s 生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m					
防治措施	环保措施	污水处理设施 <input type="checkbox"/> ；水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域削减 <input type="checkbox"/> ；依托其他工程措施 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	监测计划	环境质量	污染源			
		监测方式	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input checked="" type="checkbox"/>			
		监测点位	（ ）			
		监测因子	（ ）			
污染物排放清单	√					
评价结论	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可以接受 <input type="checkbox"/>					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

附表 5：生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群数量、种群结构） 生境 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 自然景观 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 其他 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积： <input type="checkbox"/> km ² ；水域面积： <input type="checkbox"/> km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input checked="" type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input type="checkbox"/> ；沙漠化 <input type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input checked="" type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ <input type="checkbox"/> ）”为内容填写项。		

附表 6：声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200 m <input type="checkbox"/> 小于 200 m <input type="checkbox"/>					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input checked="" type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/> _____					
	预测范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200 m <input type="checkbox"/> 小于 200 m <input type="checkbox"/>					
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
	评价结论	环境影响 可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>					

注：“”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。

附件1

建设项目环境影响报告书审批基础信息表

填表单位（盖章）： 		大庆油田有限责任公司第七采油厂		填表人（签字）： 周传君		项目经办人（签字）： 周传君					
建设 项目	项目名称	太平屯油田南部太203等井区葡萄花油层扩边产能建设地面工程项目				建设内容	本项目基建7口油水井，其中油井5口，注水井2口，共形成丛式平台1座，独立井4口，集油系统采用就近挂接集油工艺，新建单井集油排水管道3.26km，其中Φ60×3.5-2.76km，Φ76×4.5-0.17km，Φ89×4.5-0.33km；注水系统采用多井配水工艺，新建单井注水管线3.7km，其中Φ60×5-1.11km，Φ76×6-2.59km；并配套建设供配电、道路等辅助工程				
	项目代码	2302-230606-04-01-149934									
	环评信用平台项目编号	bhvpcn									
	建设地点	大庆市大同区后王家屯东北侧及庆阳山村东侧				建设规模	预计建成产能2600t/a				
	项目建设周期（月）	2.0				计划开工时间	2023年5月				
	环境影响评价行业类别	05-007陆地石油开采				预计投产时间	2023年7月				
	建设性质	改扩建				国民经济行业类型及代码	0711陆地石油开采				
	现有工程排污许可证或排污登记表编号（改、扩建项目）	91230607716675409L018R	现有工程排污许可管理类别（改、扩建项目）	简化管理		项目申请类别	新申报项目				
	规划环评开展情况	无				规划环评文件名					
	规划环评审查机关					规划环评审查意见文号					
建设地点中心坐标（非线性工程）	经度	124.834920	纬度	45.971470	占地面积（平方米）	73470	环评文件类别	环境影响报告书			
建设地点坐标（线性工程）	起点经度		起点纬度		终点经度		终点纬度	工程长度（千米）			
总投资（万元）	620.70				环保投资（万元）	69.96	所占比例（%）	11.27			
建设 单位	单位名称	大庆油田有限责任公司第七采油厂		法定代表人	金辉		单位名称	河北奇正环境科技有限公司	统一社会信用代码	91130104779199876U	
				主要负责人	周传君		编制主持人	姓名	李连锁	联系电话	04598136292
	统一社会信用代码（组织机构代码）	91230607716675409L		联系电话	0459-4494385			信用编号	BH008355		
	通讯地址	大庆市萨尔图区大庆油田有限责任公司第七采油厂				通讯地址	河北省石家庄市桥西区自强路118号中交财富中心T3座5层				
污 染 物 排 放 量	污染物	现有工程（已建+在建）		本工程（拟建或调整变更）		总体工程（已建+在建+拟建或调整变更）		区域削减来源（国家、省级审批项目）			
		①排放量（吨/年）	②许可排放量（吨/年）	③预测排放量（吨/年）	④“以新带老”削减量（吨/年）	⑤区域平衡替代本工程削减量（吨/年）	⑥预测排放总量（吨/年）	⑦排放增减量（吨/年）			
	废水	废水量（万吨/年）									
		COD									
		氨氮									
		总磷									
		总氮									
		铅									
		汞									
		镉									
		铬									
		类金属砷									
	其他特征污染物										
废气量（万标立方米/年）	3811.510		104.320	0.000		3915.830	104.320				
二氧化碳	0.621		0.017	0.000		0.638	0.017				
氮氧化物	2.769		0.075	0.000		2.844	0.075				
颗粒物	0.368		0.010	0.000		0.378	0.010				