

萨北开发区北部过渡带一条带西区萨 II
10-16+萨 III 油层化学驱产能建设工程

环境影响报告书

(征求意见稿)

建设单位：大庆油田有限责任公司第三采油厂

环评单位：河北奇正环境科技有限公司

编制时间：二〇二四年十一月

目 录

1 概述	1
1.1 任务由来及背景	1
1.2 项目特点	2
1.3 环境影响评价工作过程	3
1.4 分析判定相关情况	5
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	24
1.6 环境影响评价主要结论	27
2 总则	29
2.1 编制依据	29
2.2 评价原则	31
2.3 环境影响识别与评价因子筛选	32
2.4 评价工作等级和评价范围	34
2.5 环境功能区划和评价标准	43
2.8 环境保护目标	50
3 建设项目工程分析	52
3.1 油田开发现状及回顾性分析	52
3.2 依托工程	58
3.3 拟建工程	70
3.4 污染物排放量	132
3.5 总量控制	132
4 环境现状调查与评价	134
4.1 自然环境状况	134
4.2 环境敏感区调查	140
4.3 环境质量现状调查与评价	140
六、包气带现状监测	143
4.4 区域污染源调查	158
5 环境影响预测与评价	160
5.1 大气环境影响预测与评价	160
5.2 地表水环境影响评价	165
5.3 地下水环境影响预测与评价	168
5.4 声环境影响预测与评价	174
5.5 固体废物环境影响分析	177
5.6 生态环境影响评价	180
5.7 土壤环境影响评价	184
5.8 环境风险分析	186
5.9 退役期环境影响简要分析	196
6 环境保护措施及其可行性论证	197
6.1 大气污染防治措施	197

6.2 地表水污染防治措施	198
6.3 地下水污染防治措施	202
6.4 噪声污染控制措施	205
6.5 固体废弃物控制措施	206
6.6 生态保护措施	207
6.7 土壤保护措施	211
6.8 环境风险防范措施	212
6.9 油田开发后期及闭井期环保措施	220
6.10“三同时”环保验收一览表	220
7 环境影响经济损益分析	225
7.1 环境损失费估算	225
7.2 环保投资估算及环境效益分析	225
7.3 环境经济损益分析结论	226
8 环境管理与监测计划	227
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	227
8.2 环境监控	228
8.3 临时用地批复文件制度衔接	235
8.4 排污许可证制度衔接	236
9 环境影响评价结论	237
9.1 建设项目概况	237
9.2 产业政策符合性	237
9.3 选址合理性结论	237
9.4 环境质量现状评价结论	237
9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论	238
9.6 环境经济损益分析结论	240
9.7 环境管理与监测计划	240
9.8 综合评价结论	240

附图 1：项目地理位置图

附图 2：井位分布及站间位置关系图

附图 3：大气评级范围及环境保护目标分布图

附图 4：土壤环境、生态环境评价范围和土壤跟踪监测点位置图

附图 5：地下水评价范围、现状监测点位及跟踪监测井位置图

附图 6：环境质量现状监测布点图

附图 7：综合水文地质图

附图 8：项目区域承压水等水位线图

附图 9：项目区域潜水等水位线图

附图 10：土地利用现状图

附图 11：土壤类型分布图

附图 12：本项目区块与大庆市生态红线位置关系图

- 附图 13: 本项目与大庆市分区管控单元位置关系图
- 附图 14: 本项目井场所处水土保持位置示意图
- 附图 15: 本项目与黑龙江省生态功能区划位置关系图
- 附图 16: 植被类型图
- 附图 17: 典型生态措施平面布置图
- 附图 18: 典型生态措施设计图
- 附图 19: 现场勘查照片
- 附图 20: 开发区块总体平面布置图
- 附图 21: 工程运营期分区防渗图
- 附件 1: 项目备案文件
- 附件 2: 应急预案备案表
- 附件 3: 现有工程和依托工程环保手续文件
- 附件 4: 环境质量现状监测报告
- 附件 5: 采油三厂排污许可证

1 概述

1.1 任务由来及背景

原油属于国家战略安全物资，特别是近几年随着国际油价的波动，国内需求持续增长，国家对国内石油资源的需求越来越大。随着原油含水率升高和产油量自然递减，大庆油田老区产量呈逐年下降的态势，按照国家的总体要求，大庆油田公司加大了油田老区的开发力度，为大庆油田的可持续发展提供保障。在这一总体部署下，大庆油田有限责任公司第三采油厂决定在大庆市萨尔图区实施萨北开发区北部过渡带一条带西区萨 II 10-16+萨 III 油层化学驱产能建设工程。本工程为老区增产项目，对 250 口油水井进行地面改造，全部为老井利用井，包括油井 127 口，注入井 123 口，本项目对其中 200 口注采井采用补孔完井，其余 50 口注采井采用补孔后压裂完井；地面工程配套更新集油掺水管线 61km，更换站间集油掺水热洗管道 6.5km，更新聚合物母液管道 5.2km，新建注水管线 1.4km，更新单井注入管道 13.2km；改造北六转油放水站、北 II-1 脱水站、北六污水站、计量间 4 座及注入站 3 座，配套建设供配电、道路等辅助工程。预计建成后增加产能 $4.95 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

本项目开发区块位于萨北开发区北部过渡带，2013 年委托编制了《萨北开发区北部过渡带一条带西区产能建设工程环境影响报告书》，于 2013 年 12 月 23 日取得原大庆市环境保护局的批复，批复文号庆环建字〔2013〕266 号，于 2019 年 6 月 18 日完成竣工环境保护验收工作；2015 年委托编制了《萨北开发区北部过渡带一条带及北 3-1~北 3-3 排断层区葡一组聚驱补充井产能建设工程环境影响报告书》，并于 2015 年 6 月 2 日取得原大庆市环境保护局的批复，批复文号庆环审〔2015〕76 号，于 2019 年 6 月 18 日完成竣工环境保护验收工作；2020 年 6 月委托了《萨北开发区北部过渡带外扩区及萨北开发区北部过渡带三、四条带东区加密调整产能建设地面工程环境影响报告书》，并于 2021 年 7 月 7 日取得大庆市生态环境局的批复，批复文号庆环审〔2021〕77 号，于 2024 年 10 月 8 日完成竣工环境保护验收工作；2021 年 2 月委托了《萨北开发区北部过渡带三、四条带中、西区加密调整产能建设地面工程项目环境影响报告表》，并于 2022 年 4 月 13 日取得大庆市生态环境局的批复，批复文号庆环审〔2022〕77 号，于 2024 年 10 月 13 日完成竣工环境保护验收工作；2021 年 6 月委托了《萨北开发区北部过渡带外扩区二期产能建设地面工程环境影响报告书》，并于 2021 年 12 月 14 日取得大庆市生态环境局的批复，批复文号庆环审〔2021〕161 号，于 2024 年 10 月 8 日完成竣工环境保护验收工作。本项目属于改扩建项目（不属于新区块开发）。

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，本项目井场所在的萨尔图区不属于市级水土流失重点治理区和重点治理区。本项目改造场站聚北六-4注入站距离东侧丰收村150m、聚北六-3注入站距离西侧丰收村50m，属于涉及环境敏感区项目。

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”，且本项目涉及名录中第三条（三）中的以居住为主要功能区域，不涉及名录第三条（一）、（二）中的各级各类保护区域和对建设项目产生的环境影响特别敏感的区域，应编制环境影响报告书。

根据2017年7月16日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（中华人民共和国国务院令 第682号）、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部部令 第16号）及《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）等法律法规，为保证建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，大庆油田有限责任公司第三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。

1.2 项目特点

本项目生态影响和环境污染并重，且施工期、运营期对环境的影响并不相同。生态环境影响主要体现在施工期占地、破坏土壤、损毁植被、加大水土流失强度、破坏生态景观等；环境污染主要体现在施工期施工废水、废气、噪声、固废及运营期废气、废水、固废等污染物的产生，特点如下：

（1）本项目在已开发的北部过渡带一条带西区对老井利用井进行化学驱建设，建设性质为改扩建。

（2）本项目为产能建设地面工程，对250口油水井进行地面改造，全部为老井利用井。本次工程针对该区块开展新一轮抗盐聚合物驱开采，使用抗盐聚合物化学驱油代替现有聚合物驱油工艺，可使驱油过程中的油水流量比大大改善，从而延缓采出液中含水量的上升速度，以提高采出率，预计建成后增加产能 $4.95 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

（3）项目施工期对其中200口注采井采用补孔完井，其余50口注采井采用补孔后压裂完井；地面工程包括部分井场抽油机更换、管线更换重新铺设、通井路改造以及部分依托场站改造等。本项目井场施工主要包括抽油井设备拆除更换等工程；管线更换采用开挖直埋方式施工；对现有井排路和通井路进行维修改造，井排路施工方式首先对原砂石路面拆除清理，然后将拉运来的水泥稳定旧路料、碎石和沥青砼铺设在平整后的线路上进行压实。通井土路主要是对现有土路坑槽填补整平压实。

本项目位于大庆市萨尔图区，区域内以草地和零散小开荒耕地为主，项目周边分布有丰收村丰收小区、开发小区等居民区。本项目区域内无国家公园、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、自然公园、重要湿地等环境敏感区分布，也不涉及生态保护红线管控范围，占地类型为耕地（非基本农田）和草地（一般草地），临时占地主要是管线施工占地；本项目建设不占用一般湿地，项目区域地表水体主要为东二排水干渠、前进渠、丰收四村南侧水泡：东二排水干渠位于北 4-100-P69 井西侧 20m，前进渠位于北 4-100-P45 井东侧 70m，丰收四村南侧水泡位于北六联西侧 270m。

1.2.4 依托情况

本项目属于陆地石油开采项目，对 250 口油水井进行地面改造，全部为老井利用井，区块内有较完善的集油系统。本项目油井采出液进入已建阀组间内分别输至北五转油放水站和北六转油放水站进行处理，低含水油再管输至北 II-1 脱水站处理；脱出的含油污水经北六污水处理站或北五污水处理站处理后回注现役油层。经核实，依托场站北五转油放水站和北六转油放水站各类设施均可以满足本次新增产能的需求，不需要扩建。注水系统依托聚北六注水站，站外采用单泵单井流程，本次产能涉及区域已建注入站 3 座，本次工程投产后，注水站及水质站规模均能满足新增产能需求。

1.2.5 工艺特点

地面工程站外集油系统采用双管并联掺水集油流程，注入工艺为“一泵多井”和“单泵单井”工艺。站外系统维持原井站关系，油井采出液进入已建阀组间内分别输至北五转油放水站和北六转油放水站进行处理，低含水油再管输至北 II-1 脱水站处理。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。转油放水站油水分离处理产生的含油污水管输至北六污水处理站或北五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）限值要求：“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”后回注地下油层，达到废水不外排。

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，确定萨北开发区北部过渡带一条带西区萨 II 10-16+萨 III 油层化学驱

产能建设工程环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

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

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

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

具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

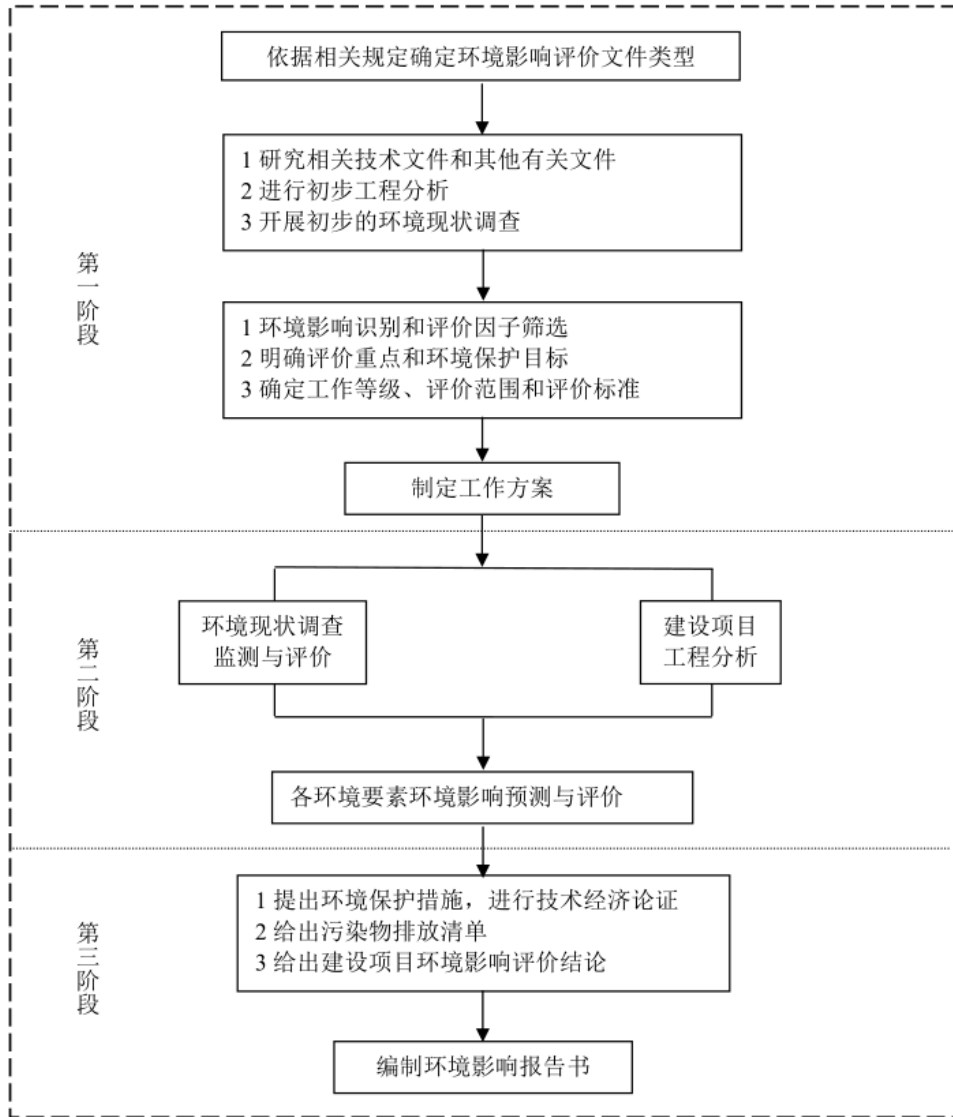


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

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《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），本项目行业类别代码为 B0711 陆地石油开采。根据《产业结构调整指导目录（2019 年）》，本项目属于鼓励类“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，因此，该项目建设符合国家的产业政策。

1.4.2 相关规划、政策符合性分析

1.4.2.1 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；页岩油、页岩气、致密油气等非常规油气资源抓勘探上产，推进页岩油气开发利用取得突破，老油田实现二次革命。本工程属于油田产能开发项目，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》要求。

《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》中提出：完善百年油田建设专班推进工作机制；支持油田打好“提质增效”攻坚战，全力服务油田产能建设；拓展油田装备、油气储运、信息服务等产业合作领域，壮大混合所有制经济；加强油气资源和新能源开发利用；维护油田产业链供应链稳定；保障油田生产秩序。本工程为油田产能开发项目，因此本项目符合《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》要求。

1.4.2.2 与《黑龙江省主体功能区划》符合性分析

本项目位于大庆市萨尔图区，根据《黑龙江省主体功能区规划》，大庆市萨尔图区属于国家级重点开发区域，且项目开发区域不属于限制或禁止开发区，大庆市的功能定位为全国重要的能源、石化、医药和重型装备制造基地，区域性的农产品加工和生物产业基地，东北地区陆路对外开放的重要门户。本项目属于油田开发项目，符合“全国重要的能源、石化、医药和重型装备制造基地”，且第八章第二节能源开发利用中明确：“在大庆及周边地区，加大石油勘探开发力度，实施老油田二次开发工程和三次采油工程，稳定石油产量”。第三节主要矿产资源开发利用中明确：“鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩、铁、铜、铅、锌、岩金、铂、钯、水泥用大理岩、含钾岩石、熔炼水晶、玻璃用硅质原料、珍珠岩、陶粒用原料、岩棉用玄武岩、透辉石岩、饰面石岩等矿产资源”，本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，属于大庆油田石油开采项目，符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

1.4.2.3 与《黑龙江省生态功能区划》符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本项目所在区域属于 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。大庆地区矿业与土壤保持生态功能区存在的主要生态环境问题为：地下水超采严重，地下水水质受到污染；石油开采造成草地破坏；地面踩空塌陷；土地盐渍化。本项目在黑龙江省生态功能区划图中位置具体见附图 15。

近年来项目所在区域通过加大地表水利用率，加强计划用水管理和地下水动态监测等一系列措施，《2018年大庆市超采区特征值成果分析报告》显示，大庆市地下水超采区已经消失。2020年，大庆市水务局下发《关于开展地下水超采治理和保护调查及做好深层承压水压采工作的通知》，大力推进以地表水为水源的供水工程建设，提高公共供水管网覆盖率，关停封闭公共供水管网覆盖区的水源井，将深层承压水作为战略性资源加以保护。通过采取一些列举措，地下水水质污染问题得到控制。

本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，建成后新增永久占地面积为0.024hm²，临时占地面积为89.37hm²，占地类型为耕地（一般农田）及草地（一般草地），项目新增永久占地面积较小，施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行补偿，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，同时，在项目实施过程中，加强防沙治沙和水土保持措施的实施，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，因此本项目符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

1.4.2.4 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

根据《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018年修正），“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定期进行定期监测，掌握污染动态”、“油气勘探开发单位应当制订环境污染突发性事件应急预案”、“油气勘探开发生产作业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”，本项目根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）相关内容及各环境要素评价导则要求，制定监测计划，根据企业提供资料及现场调查，第三采油厂现有《突发事件总体应急预案》，下设《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》等预案内容，符合条例相关要求。

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

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

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化	①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，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	符合

	用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料堆放以及大型煤炭和矿石码头、干散货码头物料堆场,全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造,鼓励有条件的码头堆场实施全封闭改造	辆应当采取全密闭措施,需要在运料顶部加盖篷布,严禁敞开式、半敞开式运输,不得装载过满,以防洒落在地,形成二次扬尘。 ④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时堆放土堆应采取覆盖等防尘措施;缩短土方裸露时间;对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。⑤合理规划施工进度,表土剥离及时开挖,及时回填,防止弃土风化失水而起沙起尘;遇大风天气应停止土方工程施工作业。⑥施工完成后,在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复。⑦施工结束后,应及时进行施工场地的清理,清除积土、堆物。	
2	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。	符合
3	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,必须有县级以上政府或者其有关主管部门的证明,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,地级及以上城市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	(1) 施工单位首先选用运行状况良好的施工机械,并注意维护保养,减少因为设备异常运行产生的噪声影响周边环境;(2) 合理安排施工进度和施工时间,严格禁止夜间 10 时至次日 6 时进行高噪声施工,调整同时作业的施工机械数量,降低对周围环境的影响;(3) 井场抽油机等设备选用低噪声设备,定期维护保养,合理操作,保证机械保持在最佳状态,降低噪声源强度。 通过采取以上防治措施,可以降低施工期设备、运营期井场设备噪声对周围敏感目标的影响。	符合
4	加强空间布局管控。将土壤和地下水环境管理纳入国土空间规划,根据土壤	项目使用双层套管技术、定期对油井套管进行检查等地下水污染防治措施,消除对地下	符合

	<p>污染的环境风险，合理确定土地用途。永久基本农田集中区禁止规划建设可能造成土壤污染的建设项目。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。</p>	<p>水的污染隐患。运营期井场作业铺垫防渗布，作业污水全部回收，避免对周边土壤造成影响。同时，本次评价要求项目采取分区防渗措施，最大程度保证不污染地下水及土壤等环境。</p>	
5	<p>防范工矿企业新增土壤污染。动态更新土壤污染重点监管单位名录，监督全面落实土壤污染防治义务，依法纳入排污许可管理。鼓励土壤污染重点监管单位实施提标改造。各地定期组织开展土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水环境监测，督促企业定期开展土壤和地下水环境自行监测、污染隐患排查治理。防控矿产资源开发污染土壤，加强尾矿库安全管理。</p>	<p>大庆油田有限责任公司第三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。根据土壤信息公开结果，各监测点位污染物浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值。同时，本次评价设置了地下水及土壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。</p>	符合

1.4.2.6 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》的符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》相关要求符合性分析详见表1.4-2。

表1.4-2 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	<p>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>本工程为油田产能建设项目，油水井均为老井利用井，施工过程中以临时占地为主，占地类型为耕地（非基本农田）、草地（非基本草原），本项目在施工前需要临时征收土地，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，对永久占用草地进行补偿，临时占用耕地和草地进行恢复。</p>	符合
2	<p>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。</p>	<p>本项目管线施工临时占用草地和耕地，只有8座新建柱上变永久占地，占地面积较少，管线施工过程严格控制占地范围。</p>	符合
3	<p>生产建设活动占用黑土地的，应当按照有关标准、规范和管理规定剥离表土。</p>	<p>本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》</p>	符合

	(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，表土沿管沟单独堆存，并采取苫布遮盖，防止水土流失。并定期洒水抑尘，施工结束后剥离表土分层回填，全部回用于临时占地地表平整。	
--	---	--

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省黑土地保护利用条例》中要求。

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

本项目与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025 年）》相关要求符合性分析详见表 1.4-3。

表1.4-3 与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025年）》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	坚持政府引导、社会参与。发挥政府投入引领作用，通过市场化运作，带动社会资本投入，引导农村集体经济组织、农户、新型经营主体、企业积极参与。健全黑土地保护责任体系，进一步明确省市县乡四级政府及相关部门黑土地保护职责，建立黑土地质量监测网络体系，形成黑土地保护建设长效机制	本项目在政府引导下，建设单位积极参与，对北 4-9-SP54 井场占地内、北 4-10-P69 井场占地内布设 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 ）、汞、砷、六价铬，监测频次为 1 次/年	符合

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

1.4.2.8 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》相关要求符合性分析详见表 1.4-4。

表 1.4-4 本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，划定耕地保护红线和永久基本农田控制线，严格落实耕地占补平衡、易地补充耕地、土地复垦等政策，确保完成规划期内黑土耕地保有量和永久基本农田保护任务。	本工程属国家能源设施重点建设项目，项目占地主要是管线施工临时占用草地和耕地，只有 8 座新建柱上变永久占地，占地面积较少。本项目在施工前需要临时征收土地，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。	符合
2	严格国土空间用途管制。制定用途管制规则，实行严格的用途管制，严控非农建设用地规模，尽量少占优质黑	本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占	符合

	土地。强化对占用黑土地的管控约束，使得城镇发展等非农建设尽量避免优质黑土地。	地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占黑土地。	
3	严格土地执法。建设项目占用耕地的，应当按规定进行表土剥离和利用。全面加大黑土耕地保护违法违规问题执法力度，及时发现、严肃查处土地违法特别是乱占耕地、破坏耕地、盗挖黑土等行为。	本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，表土沿管沟单独堆存，并采取苫布遮盖，防止水土流失。并定期洒水抑尘，施工结束后剥离表土分层回填，全部回用于临时占地地表平整。	符合
4	实施耕地深松轮作。推行深松（翻）整地，打破犁底层，增加土壤通透性和耕层厚度，建立“土壤水库”，提高土壤抗旱防涝、蓄水保墒能力，实现春旱秋防。	本工程对临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。	符合

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》中要求。

1.4.2.9 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。本项目位于大庆市萨尔图区北三联路南侧，属于大庆油田产能开发核心区域，符合该规划要求。

1.4.2.10 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，本项目所有井场位于萨尔图区，不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区。本项目利用井井场所处水土保持重点预防区和治理区示意图见附图 14。本工程的开发建设与该规划的符合性分析见表 1.4-5。

表 1.4-5 与《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年）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”。	本项目管线工程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”。	本项目产生的生产废水均进入北六污水处理站或北五污水处理站处理,处理后的污水指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》后回注油层,不外排;工程施工结束后对临时占地进行植被恢复,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,管道表土留存分层回覆,道路改造工程不新增占地。	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。

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

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

根据《大庆市土地利用总体规划(2006~2020)》中的要求,对列入国家和省重点建设计划的交通、水利、能源、环保等基础设施建设项目用地必须要优先安排,重点保障;本项目为油田产能开发项目,本项目施工完毕后1年内,对永久占用的草地给予一定的费用补偿,临时占地全部恢复原有植被类型,即临时占用耕地和草地全部复耕和植被恢复。在此前提下,符合土地利用总体规划要求。

1.4.2.12 与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

表 1.4-6 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	文件要求	符合性分析	符合性
1	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	① 为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染,合理规划道路运输路线,尽量利用现有公路网络。② 运输道路、施工场地应定时洒水抑尘,定期清扫散落在施工场地的泥土,应实行湿法吸扫,严禁干扫和吹扫,以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。③ 运料车辆在运输时,车辆应当采取全密闭措施,需要在运料顶部加盖篷布,以防洒落在地,形成二次扬尘。④ 土	符合

	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。	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,堆放过程中应在顶部加盖篷布。⑤合理规划施工进度,表土剥离及时开挖,及时回填,防止弃土风化失水起尘;遇大风天气停止土方工程施工作业。⑥施工完成后,在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复。⑦施工结束后,应及时进行施工场地的清理,清除积土、堆物。	
2	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。	本项目施工期合理安排施工时间制定科学的施工计划,应尽可能避免大量高噪声设备同时使用。合理布局施工现场,对施工线路实行分段施工的组织方式,合理安排施工计划和施工方法,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。设备选型上尽量采用低噪声设备,同时做好机械设备日常维护工作。闲置不用的设备应立即关闭,运输车辆进入现场应减速,并减少鸣笛。运输车辆选择避开居民点路线,进入施工现场,尽量不鸣笛。	符合
3	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度,对黑土耕地全面进行管控。落实“三线一单”生态环境分区中与耕地相关管控要求。推广保护性耕作模式。 强化黑土耕地保护的监督管理。落实属地监督管理责任,实行黑土耕地动态监管、日常巡查。 加快耕地水土流失综合治理。坚持山水林田湖草沙冰系统治理、综合治理,减轻风蚀水蚀,防治水土流失。	本项目占地类型为耕地(一般耕地)和草地(一般草地),本项目在施工过程中针对管线工程临时占地,应剥离占地内0.3m的表土,采用分层开挖,分层堆放,沿开挖管沟暂存于表土剥离临时堆放区,并定期采取洒水抑尘措施,剥离的表土在施工结束后分层回填,并及时恢复地表植被。	符合
4	推进地下水污染综合防治。建立地下水污染防治管理和环境监测体系,建设地下水信息平台。加	本项目针对项目区域采取了分区防渗措施,并在区域内及上下游布置4口跟踪监测井,定期进行跟踪监测。	符合

	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。		
5	推进重点产废单位“减量化、资源化、无害化”工作。抓好油田采油环节各类固废的源头减量、分类处置工作。加快构建与产生量相匹配处理规模的水基钻井泥浆综合利用项目。进一步推进历史遗留固体废物的排查整治，通过拓展工业固体废物的综合利用渠道和效率，最终实现产业绿色转型。	本项目施工废料拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理；建筑垃圾由施工单位拉运至南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置；废旧设备全部回收至第三采油厂物资库；污水站更换的废滤料委托大庆蓝星环保工程有限公司拉运处置。生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。含油防渗布拉运至第三采油厂第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池暂存，最终委托有资质单位处置。含油污泥和落地油需严格执行《危险废物转移管理办法》，收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。	符合

1.4.2.13 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，本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。力争天然气产量达到 $70 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中溶解气 $16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，气层气产量达到 $54 \times 10^8 \text{m}^3$ 。松辽地区老井递减控制在 7% 左右，新增产能 3.3 亿方。松辽地区“十四五”期间新增产能 8.014 亿方。本项目地处松嫩平原中部，属嫩江冲积平原，在地质构造上属于松辽盆地中央拗陷区。在《大庆油气田地面工程“十四五”规划》总体部署下，将本项目列为 2024 年大庆油田产能计划中项目，本项目建设符合大庆油田油气开发规划。

1.4.2.14 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相关措施符合性分析

表 1.4-7 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》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北六污水处理站或北五污水处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5μm”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≥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，中控室实时监控工艺系统仪器仪表，发生泄漏事故可及时发现并启动应急处置措施。	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。	本项目不涉及采取原油稳定措施，但本项目油气集输全过程采用密闭集输方式。	符合
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；不能燃烧直接空空的，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作为转油站加热炉燃料加以利用。	符合
5	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 4.0mg/m ³ 。	本项目厂界非甲烷总烃排放浓度满足油气集中处理站边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m ³ 的限值要求。	符合
6	企业应按照有关法律、《环境监测管理办法》和 HJ 819 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。	本项目制定了运行期非甲烷总烃监测计划，对本项目井场、改造场站四周 10m 处进行监测，监测频次为 1 次/年。	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。

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析见表 1.4-8。

表 1.4-8 建设项目与“通知”符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块	本项目开发区块为萨北开发区北部过渡带一条带西区，属于现有老井由水驱转聚驱开发，包含管线、场站改造等配	符合

	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。	套工程。本次项目评价过程中针对生态环境影响及环境风险提出了有效的治理及预防措施。本次环评描述了现有工程环境影响进行回顾性评价，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、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。	
2	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。	本项目为油田产能建设项目，对250口油水井利用井进行地面产能建设，不为勘探项目。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目施工期及运营期废水均不外排，不涉及向地表水体排放污染物。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	项目管线试压废水、作业污水、洗井废水经北六污水处理站处理后回注油层，油田采出水管输至北六污水处理站或北五污水处理站处理后回注，属于回注到现役油气藏层位。回注水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5μm”。采取过程防控、跟踪监测来防止污染地下水。	符合
5	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	本项目运营期油气集输均为密闭形式，可有效控制挥发性有机物无组织排放。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开	本工程为产能建设地面工程，施工期不产生废弃油基泥浆、含油钻屑。施工期生活垃圾送至大庆城控电力有限公司处置；运营期新增的含油污泥、落地油收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理；含油废防渗布属于危险	符合

	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。	废物，定期委托有资质单位进行处置。项目产生的危险废物均已按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求进行评价。	
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。本项目为老井利用井聚驱开发，不包括钻井工程，无压裂工艺。	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三采油厂设有突发环境事件专项应急预案，于2023年6月19日在大庆市萨尔图生态局完成应急预案备案，备案编号为230602-2023-013-L。备案内容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，详见附件2。	符合

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

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

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

表 1.4-9 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	本工程内容	符合性判定
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90% 以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	本项目运行期作业污水回用率 100%，工业固废（含油污泥、落地油、含油废弃防渗布）均得到妥善处置。	符合
2	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目为现有区块的改扩建项目，油气处置和废物收集处置均依托现有集中处置站场	符合
3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	大庆油田有限责任公司第三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	符合

4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层，压裂返排液入罐率达到 100%，本项目不涉及试油（气）过程。	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。	本项目采出水均处理达标后回注	符合
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	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%	符合
7	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目 250 口油水井均为老井利用井，没有新钻井，井场施工不新增占地	符合
8	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80% 以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	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场站内现有天然气除油器脱水除油后作为燃料自用，不外排。	符合
9	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	本项目设置了 4 口地下水监测井，定期对地下水进行跟踪监测。	符合
10	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	油井检修作业污水及水井洗井污水通过罐车回收后送至北六污水处理站处理达标后回注油层，不外排	符合
12	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90% 以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	油气水分离器、储罐产生的油泥（砂）及落地油收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通	符合

		井路。	
--	--	-----	--

1.4.2.17 与《地下水管理条例》（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 1.4-10。

表 1.4-10 项目与《地下水管理条例》符合性分析

序号	相关要求	本工程符合性分析	符合性结论
1	第二十六条：建设单位和个人应当采取措施防止地下工程建设对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响。	本项目油田采出液处理后废水管输至北六污水处理站或北五污水处理站处理后回注油层，作业污水等由罐车拉运至北六污水处理站处理后回注，回用率 100%；工业固废（管线施工废料等）均得到妥善处置。本项目污染物采取合理处置措施，不会对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响。	符合
2	第四十条：禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：（一）利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；（二）利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质；（三）利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物；（四）法律、法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为。	本项目油田采出液处理后废水管输至北六污水处理站或北五污水处理站处理后回注油层，作业污水等由罐车拉运至北六污水处理站处理后回注，回用率 100%；施工期生活污水排入施工现场附近场站或计量间防渗旱厕，定期由物业单位庆南工矿服务公司拉运至丰收污水提升站经污水管网排入中区污水处理厂处理。废水得到合理收集和处置，不会采用渗井、渗坑等违法方式处理废水。	符合
3	第四十一条：企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施，防止地下水污染：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；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。	本项目环评文件中包含地下水污染防治措施和地下水影响预测章节，采取了必要的地下水污染防治措施。在本项目区域上游新建 1 口潜水背景值监测水井，在区域内新建 1 口潜水跟踪监测水井、在区域下游新建 1 口潜水跟踪监测水井、利用大棚水井布设 1 口承压水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。	符合

1.4.2.18 与《大庆市国土空间总体规划（2021-2035年）》（草案）符合性分析

根据《大庆市国土空间总体规划（2021-2035年）》（草案）中“2.1 市域国土空间总体格局”，构建“一核、两轴、一带、六区”，本项目属于“六区”中油气资源开发利用区，符合《大庆市国土空间总体规划（2021-2035）》（草案）。

1.4.3 “三线一单”符合性分析

《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）中划分了环境管控单元，管控单元包括优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类。

本项目位于大庆市萨尔图区境内，井场、管线和道路工程占用耕地和草地，不占用一般湿地，根据黑龙江三线一单信息服务 APP 平台判定，本项目所在的北部过渡带一条带西区位于重点管控单元，管控单元编码 YS2306022320001，属于萨尔图区大气环境布局敏感重点管控区。本项目与大庆市环境管控单元位置关系见附图 13。

1.4.3.1 生态保护红线

本项目不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、生态红线、饮用水水源保护区、重要湿地等区域，本项目与大庆市生态保护红线位置关系见附图 12。本项目不在大庆市生态红线范围内，因此项目建设符合生态保护红线要求。

1.4.3.2 环境质量底线

根据大庆市生态环境局公布的《2023年大庆市生态环境状况公报》，项目区域大气环境质量优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，环境空气质量状况良好。根据补充现状监测结果：项目所在区域环境空气质量较好，非甲烷总烃可以达到《大气污染物综合排放标准详解》中限值要求；项目开发区块声环境质量可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，周边居民区、医院和学校满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准要求；本项目不排放废水，不会对周边地表水产生影响；本项目在采取措施后不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中III类标准限值；本项目永久占地内土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内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；评价范围内草地、耕地土壤可以满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

1.4.3.3 资源利用上线

本项目为油田开发项目，在选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用环境影响最小的布局方案，减少对土地的占用，消耗的水主要用于生活和管线试压需要，本工程无新建水源井，不开采地下水，由于施工期较短，且资源消耗均符合相关设计和标准要求，因此本项目建设符合资源利用上线要求。

1.4.3.4 生态环境准入清单

本项目与大庆市、萨尔图区管控单元管控要求符合性分析见表 1.4-9。

表 1.4-9 本项目与大庆市、萨尔图区生态环境准入清单符合性分析

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.从严控制高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，以及涉危、涉重和其他重大环境风险项目。 5.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	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。 7. 本项目仅为产能地面工程，不涉及燃煤锅炉使用。 因此，本项目符合空间布局约束要求。

		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。		本项目运营期产液处理依托北六转油放水站和北五转油放水站，场站加热装置无需扩建，满足依托要求。废水全部管输至北六污水处理站或北五污水处理站处理后回注油层，不新增水污染物总量控制指标。
	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。		本项目施工期管线试压用水量不大。地面工程新增永久占地面积 0.024hm ² ，占地面积较小。
大庆市萨尔图区生态环境准入清单				
环境要素管控分区编码	环境要素管控分区名称	管控单元类别	管控要求	本项目符合性分析
YS2306 0223 20001	萨尔图区 大气环境布局敏感重点 管控区	重点管控单元	空间布局约束 严控“两高”行业产能。严格执行钢铁、水泥、平板玻璃等行业产能置换实施办法	本项目不属于高耗水、高污染行业，满足要求。

			利用水泥窑协同处置城市生活垃圾、危险废弃物、电石渣等固废伴生水泥项目，必须依托现有新型干法水泥熟料生产线进行不扩产能改造	本项目为石油开采项目，不属于该类行业。
			鼓励工业炉窑使用电、天然气等清洁能源或由周边热电厂供热	本项目场站加热炉和采暖炉均使用清洁能源天然气，满足要求。
		污染物排放管控	支持企业开展能效提升、清洁生产、工业节水等绿色化升级改造，实施重点行业和企业循环化改造，推动资源循环再生利用，降低能源消耗和污染物排放量	本项目依托场站使用清洁能源天然气为燃料。含油污泥处理后泥渣用于铺垫井排路。油田采出液、作业污水等均运至北六污水处理站或北五污水处理站处理后回注油层，回用率100%。提高废水及固体废物回用率。
		环境风险防控	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	本项目属于油田老区增产项目，满足要求。

综上所述，本项目为生态环境准入允许类别。

1.4.4 选址合理性分析

本项目位于大庆市萨尔图区北三联路南侧，地面基建 250 口油水井，全部为老井利用井，根据现场调查，项目施工占地为耕地（一般耕地）和草地（一般草地），根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本项目占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、永久基本农田、基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。

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），本项目开发区块位于重点管控单元，重点管控单元整体要求为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。根据现场调查，本项目开发区块井场及管线周边植被已恢复，不存在生态环境风险高的问题。本项目更换的母液管线、注水管线等管线工程选线主要沿现有油田井排路敷设，减少临时占地。水渠穿越处利用现有跨渠衍架架空敷设，施工期无需对水渠截断、开挖，基本无影响。从环保角度分析，本项目管线工程选线具有环境合理性。

本项目在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便临时占地植被恢复；本项目施工和运营期各项污染物得到合理处置，不会对周边耕地和草地产生影响，工程施工结束后对临时占地进行植被恢复和复耕，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。

本项目利用井在建设初期选址和布局上即根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点，未占用湿地。本项目永久占地主要是井场柱上变压器占地，占地面积较小，临时占地为管线施工占地，占地类型为耕地（一般耕地）和草地（一般草地），并对临时占用的耕地和草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。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为油田开采项目，环境影响主要来源于原油集输、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农田和草地生态环境、区块周边分布的丰收村丰收小区、开发小区等居民区。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；运行期井场及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）空气环境

本项目施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘，施工扬尘采取施工现场洒水抑尘、运输车辆及物料加盖防尘布等方式降低扬尘污染，采取措施后施工场界颗粒物可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中的无组织排放监控浓度限值，施工期对空气环境的影响较小。

运营期原油集输采用密闭流程，加强对设备和管道的检查和维护，控制各部位无组织挥发的烃类总量，能够确保井场、阀组间和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）中相关标准要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；本工程依托场站加热炉使用清洁能源天然气，燃烧烟气中各项污染物排放浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建燃气锅炉排放标准限值要求。

（2）地表水环境

本工程施工期产生的废水主要为管道试压废水、压裂返排液以及施工人员的生活污水。施工期生活污水排入附近场站或计量间防渗旱厕，定期由物业公司庆南工矿服务公司拉运至丰收污水提升站经污水管网排入中区污水处理厂处理；管线试压废水由罐车拉运至北六污水处理站，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\ \mu\text{m}$ ”规定后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。施工期废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

运行期产生的废水主要为油田采出水、清防蜡洗井废水、作业污水和洗井污水。清防蜡洗井废水经热洗管线管输返回集输系统处理，油井检修作业污水及水井洗井污水通过罐车回收后送至北六污水处理站处理达标后回注油层，油田采出水管输进入北六污水处理站或北五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 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\ \mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。运行期废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

（3）地下水环境

本项目施工期可能对地下水产生影响的因素主要为试压废水、生活污水等污染物。项目运行期可能对地下水产生影响的主要为油井作业污水、落地油及油田采出水等。油井检修作业污水及水井洗井污水通过罐车回收后送至北六污水处理站处理达标后回注

油层；产生的落地油及时进行回收，回收率 100%；场站检维修时含油污泥送至第三采油厂萨北含油污泥处理站处理。定期对管线进行巡检，检测，发现渗漏情况及时处理。本项目区块回注油田注剂满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）要求，水溶性油田助剂不会对采出层地下水、土壤产生影响，在严格做好防渗措施和地下水防控措施的前提下，可最大限度的预防建设项目对地下水环境产生不利影响，对地下水的影响可接受。

（3）声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声，本项目合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工，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。施工期不会对周边环境产生影响。

运行期对声环境的影响主要为井场抽油机机械噪声和依托场站噪声，井场电机、场站泵房等发声设备尽可能选用低噪声设备，采用相应的减振、隔声等降噪措施。井场和场站噪声经距离衰减后可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求，不会对周边环境产生影响。

（4）生态环境

工程建设对生态的影响主要在施工期，施工过程对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、井场、道路建设等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本项目埋设集油管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20 cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对临时占用耕地和草地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保复耕和植被恢复。恢复过程由建设单位负责，确保生态恢复效果。采取以上措施后本项目对生态环境影响较小。

（5）土壤环境

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，本工程对土壤的影响主要集中在井场附近。本项目井场、设计工艺、管道、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；油井场地面采取防渗措施和泄漏、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；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。采取以上措施，对区域土壤环境影响较小。

（6）固体废物

本工程施工期产生的固体废物（施工废料、废旧设备、废射孔液等）及运行期产生的固体废弃物（含油污泥、落地油和含油废防渗布）对环境的影响。本项目废旧设备送至采油三厂资产库回收；施工废料拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理；废射孔液由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，处理后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第 I 类一般工业固体废物标准后外运至第三采油厂综合利用垫井场或铺路，压滤水送往第三采油厂北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层；北六污水处理站改造滤罐更换的废滤料委托大庆蓝星环保工程有限公司拉运处置；生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理；运营期场站含油污泥、井场落地油收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理；含油废防渗布属于危险废物，委托有资质单位进行处置。通过采取有效的固体废物处置措施，对环境的影响较小。

（7）环境风险

本工程的主要环境风险包括油井套损、集输管道泄漏、井下作业等导致的原油泄漏，可诱发风险事故类型包括火灾、爆炸伴生/次生环境污染事件。本工程通过对事故状态下对大气环境影响分析，以及地下水环境影响的分析，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。

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。本项目井场及管线等附属工程均不占用生态保护红线，井场和管线工程位于重点管控单元，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）和《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）中相关要求。

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：萨北开发区北部过渡带一条带西区萨 II 10-16+萨 III 油层

化学驱产能建设工程选址于大庆市萨尔图区北三联路南侧，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；境风险可防控，满足总量控制要求。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 编制依据

2.1.1 环境保护相关法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015年1月1日修订施行）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日修正施行）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018年10月26日修正施行）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018年1月1日修正施行）；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019年1月1日起施行）；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022年6月5日起施行）；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年9月1日起施行）；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月1日修订施行）；
- (9) 《中华人民共和国黑土地保护法》（2022年8月1日起施行）；
- (10) 《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）；
- (11) 《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，2022年12月30日修订施行）；
- (12) 《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）。

2.1.2 环境保护相关法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令第682号，2017.10.01）；
- (2) 《土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令第592号，2011.03.05）；
- (3) 《排污许可管理条例》（国令第736号，2021年3月1日起施行）；
- (4) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (5) 《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018.04.26）；
- (6) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (7) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2022年3月1日起施行）；
- (8) 《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第748号，2021年12月1日施行）。

2.1.3 环境保护相关部门规章及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）；
- (2) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》；
- (3) 《国家危险废物名录》（2021 年版）；
- (4) 《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）；
- (5) 《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）；
- (6) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.01.01）；
- (7) 《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》（环大气〔2020〕33 号，2020.06.23）；
- (8) 《黑龙江省水污染防治工作方案》（黑政发[2016]3 号，2016.01.10）；
- (9) 《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发[2016]46 号，2016.12.30）；
- (10) 《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）；
- (11) 《黑龙江省人民政府办公厅关于印发黑龙江省“十四五”黑土地保护规划的通知》（黑政办规〔2021〕48 号，2021.12.31）；
- (12) 《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）；
- (13) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号，2021.12.21）；
- (14) 《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）；
- (15) 《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）；
- (16) 《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）；
- (17) 《大庆市生态环境局关于进一步做好重点行业挥发性有机物综合治理工作的通知》（庆环规〔2020〕1 号，2020.1.7）；
- (18) 《大庆市人民政府关于印发大庆市“十四五”生态环境保护规划的通知》（庆政规〔2022〕7 号，2022.10.26）。

2.1.4 技术依据

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016);
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018);
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018);
- (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》(HJ 169-2018);
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007);
- (10) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 年第 43 号, 2017.10.1);
- (11) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020);
- (12) 《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018);
- (13) 《排污许可申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018);
- (14) 《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)。

2.1.5 其它相关依据及支持性文件

- (1) 《萨北开发区北部过渡带一条带西区萨 II 10-16+萨 III 油层化学驱产能建设工程方案方案》(大庆油田设计院有限公司, 2023.02);
- (2) 建设单位提供的其他相关资料。

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 环境影响识别与评价因子筛选

2.3.1 评价时段

施工期和运行期，闭井期单独履行环评审批手续。

2.3.2 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、依托场站产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括输油管线、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	风险	废气	废水	固体废物	噪声	风险
环境 要素		扬尘、 车辆尾 气焊接 烟气、 滤料更 换等	试压废 水、压裂 返排液、 生活污水	建筑垃 圾、生活 垃圾、废 旧设备拆 除、废射 孔液、废 包装袋、 废滤料等	车辆、 施工机 械	/	无组织 挥发的 烃类、 注醇装 置挥发 的甲醇	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、依 托场站 噪声	输油管 线泄露、 场站火 灾爆炸
大气环境		-S					-L		-S		-S、SL
地表水			-S								
地下水			-S	-S				-L			-S、SL
声环境					-S					-L	-S、SL
土壤环境	-L		-S	-S					-S		-S、SL
生态环境	-L -SR IR	-SR ID WL	NL	NL	-SRID WL	-SR ID ML	-LR ID ML	NL	NL	-LR ID ML	-SR ID SL

注：影响程度：-不利影响、+有利影响；生态影响程度：强 SL、中 ML、弱 WL、无 NL
 影响性质：L 长期影响、S 短期影响、R 可逆影响、IR 不可逆影响
 生态影响方式：D 直接、ID 间接、A 累积
 空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关

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

2.4.3 评价因子筛选

经过对油田产生污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，确定本工程评价因子见表 2.4-3。

表 2.4-2 评价因子表

环境	评价类别		评价因子	
大气环境	现状评价		PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、TSP	
	施工期	储层改造工程	污染源评价	SO ₂ 、NO _x 、CO、非甲烷总烃
			影响分析	SO ₂ 、NO _x 、CO、非甲烷总烃
		油气集输工程	污染源评价	颗粒物
			影响分析	TSP
	运营期		污染源评价	非甲烷总烃、甲醇
			影响分析	非甲烷总烃、甲醇
	退役期		污染源评价	颗粒物
			影响分析	颗粒物
	地下水环境	现状评价		K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、SO ₄ ²⁻ 、Cl ⁻ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、pH、耗氧量、总硬度、溶解性总固体、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、氨氮、挥发性酚类、氰化物、氯化物、硫酸盐、砷、汞、铬（六价）、铅、氟、镉、铁、锰、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类、阴离子表面活性剂、镍、钡
污染源评价		施工期	石油类、COD、氨氮、石油类、挥发酚、硫化物	
		运营期	石油类	
影响评价		石油类		
声环境	钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程		昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）	
固体废物	施工期	污染源评价	含油污泥、废滤料、施工废料、废旧设备、废射孔液、废包装袋、生活垃圾、建筑垃圾	
		影响分析		
	运营期	污染源评价	含油污泥、落地油、含油防渗布	

		影响分析		
	退役期	污染源评价		废弃管线、废弃建筑垃圾、废防渗材料
		影响分析		
土壤	现状评价			建设用地 45 项基本项目：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒎、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒎、苯并[k]荧蒎、蒎、二苯并[a,h]蒎、茚并[1,2,3-cd]芘、萘； 特征因子：pH、阳离子交换量、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、全盐量
	施工期	钻井工程	影响分析	pH、阳离子交换量、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、全盐量
		储层改造工程	影响分析	
	影响分析			石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、土壤盐分含量
生态环境	现状调查			物种（种群数量、种群结构）、生物群落（物种组成、群落结构）、生态系统（植被覆盖度）、自然景观（景观多样性、完整性）
	影响分析			
风险	风险识别			原油、硫化氢、危险废物泄漏、火灾、爆炸事故伴生/次生环境问题
	影响分析			

2.4 评价工作等级和评价范围

2.4.1 大气环境评价等级及范围

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中相关要求，结合项目工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

（1）P_{max} 及 D_{10%}的确定

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中最大地面浓度占标率 P_i 定义如下：

$$P_i = \frac{\rho_i}{\rho_{0i}} \times 100\%$$

P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率%；

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

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

(2) 评价等级判别表

评价等级按表 2.4-1 的分级判据进行划分。

表 2.4-1 评价工作等级判据表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 10\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

(3) 估算模型参数

①城市/农村选项

本项目位于大庆萨尔图区，属于城市建成区，故选取城市选项。

②区域湿度条件

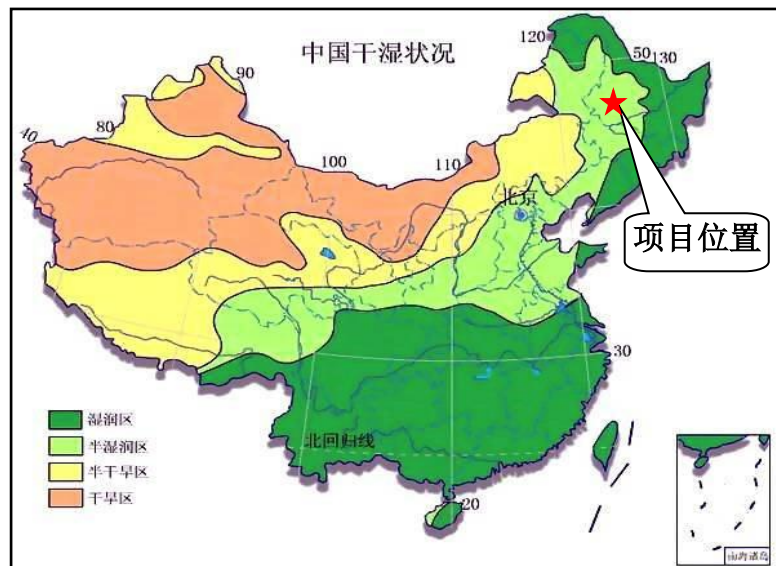


图 2.4-1 全国干湿状况划分图

③地表参数

评价区域内根据中国干湿度分布图判断，本地区属于中等湿润气候。

④估算模型参数

估算模型参数见表 2.4-2。

表 2.4-2 估算模型参数表

	参数	取值
城市/农村选项	城市/农村	城市
	人口数（城市选项时）	328000

最高环境温度/℃		38.9
最低环境温度/℃		-36.2
土地利用类型		草地
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

(4) 废气污染源参数

项目运营期废气主要为井场油气开采过程中无组织排放的非甲烷总烃和甲醇，污染源主要为管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类。

估算数值计算各污染物参数见表 2.4-3。

表 2.4-3 废气污染源参数一览表（面源）

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度/m	与正北方 向夹角/°	面源长 度/m	面源宽 度/m	面源有效 排放高度 /m	污染物排 放速率 (kg/h)	
	东经	北纬						NMHC	甲醇
开发区块	124.987411	46.720151	150	0	5000	800	3.0	2.29	--
北 4-100-SP253、 北 4-9-SP54 井场 (丰收小区采油平 台)	125.009620	46.721267	150	0	40	30	1.5	0.018	-
北六转油放水站 注醇装置	125.024126	46.722903	150	0	8	6	1		0.0035

(5) 估算模型计算结果

本项目废气污染源的正常排放污染物最大 P_{max} 和 $D_{10\%}$ 估算模型计算结果见图 2.4-2。

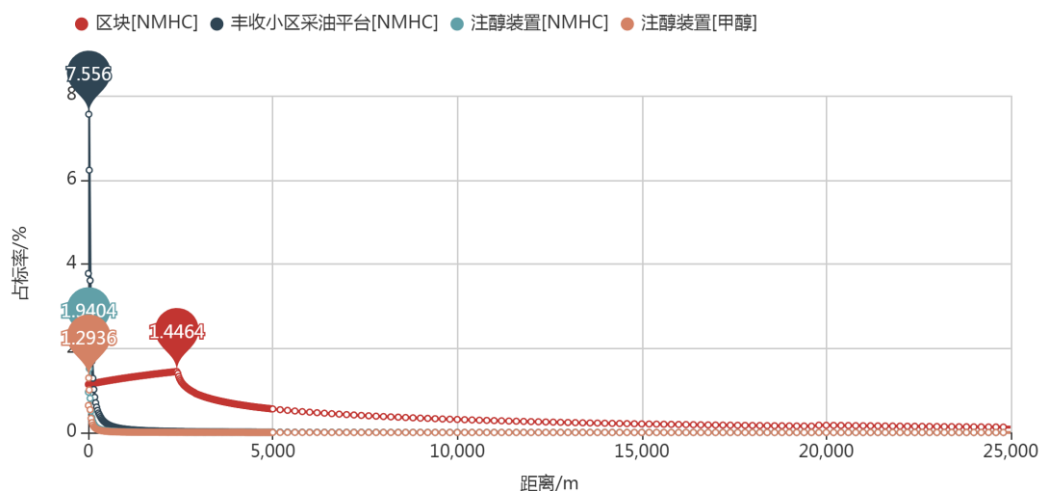


图 2.4-2 面源最大 P_{max} 和 $D_{10\%}$ 预测结果图

(6) 评价等级确定

本项目大气环境影响评价定级判定见表 2.4-4。

表 2.4-4 大气评价等级估算结果一览表

序号	污染源	评价因子	评价标准($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$C_{\text{max}}(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_{\text{max}}(\%)$	$D_{10\%}$ (m)	评价等级
1	开发区块	非甲烷总	2000	29.927	1.45	--	二级
2	北 4-100-SP253、 北 4-9-SP54 井场	非甲烷总 烃	2000	151.12	7.56	--	二级
3	北六转油放水站 注醇装置	甲醇	3000	38.808	1.29	--	二级
4		非甲烷总 烃	2000	38.808	1.94	--	二级

注： C_i 污染物最大地面浓度； C_{oi} 污染物环境质量标准， P_i 污染物最大地面浓度占标率； $D_{10\%}$ 地面浓度达标限值 10% 所对应的最远距离。

根据估算结果，项目非甲烷总烃最大落地浓度为 $151.12\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 7.56%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定项目大气环境影响评价工作等级为二级。

(7) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关规定，确定本项目大气环境影响评价范围为以各采油井场为中心，边长 5km 的矩形区域。

本项目大气评价范围图见附图。

2.4.2 地表水环境评价等级及范围

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)，水污染影响型建设项目评价等级判定见表 2.4-5。

表 2.4-5 水污染影响型建设项目评价等级判定

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：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 2：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。

项目施工期主要为生活污水、试压废水、压裂返排液。施工人员产生的生活污水排入施工现场附近场站或计量间内已建防渗旱厕，定期由物业单位庆南工矿服务公司拉运

至丰收污水提升站经污水管网排入中区污水处理厂处理。施工期管道试压废水由罐车收集后拉运至北六污水站处理后回注油层，不外排。压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北Ⅱ-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。

项目运营期不新增劳动定员，无新增生活废水，运营期废水主要为采出水和井下作业废水。油井清防蜡采用高压固定热洗方式，废水经热洗管线回收进入集输系统，管输至北六污水站处理。油井检修作业污水经钢制污油回收槽回收，通过罐车回收后送至北六污水站处理达标后回注油层。水井洗井污水通过罐车回收后送至进入北六污水站或北六聚驱污水站处理达标后回注油层。油田采出水经集输系统最终输至进入北六污水站或北六聚驱污水站处理后回注油层，出水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015)中“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5μm”限值要求。

项目施工期、运营期无废水排入地表水体，不会对地表水造成影响。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中的评价等级判定依据，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中关于地表水评价等级为三级 B 的评价范围要求，涉及地表水环境风险的，应覆盖环境风险影响范围所及的水环境保护目标水域。因此本项目地表水评价范围为区域内距离项目最近的排涝渠东二排水干渠。

2.4.3 地下水环境评价等级及范围

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

2.6.3.1 地下水环境影响评价行业分类

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

表 2.6-7 地下水环境影响评价行业分类表

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

2.6.3.2 地下水环境敏感程度

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

表 2.6-8 地下水环境敏感程度分级

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

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

根据现场对评价区域地下水情况的调查可知，本项目开发区域周围丰收村丰收小区、开发小区等居民区、学校及工矿企业等饮用水源均为城市管网集中供水，水源为地表水源——大庆水库，位于项目开发区域东北 12km 处。区域内无集中式或分散式地下水饮用水水源地，评价范围内分布着两处散户地下水井，散户韩家和苏家两处建筑为非居住场所，不做饭，人员饮用瓶装和桶装水，水井功能主要为灌溉等非饮用水。因此，项目区地下水环境敏感程度为不敏感。

2.6.3.3 评价等级判别

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.6-9。

表 2.6-9 评价工作等级表

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

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

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；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d，根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）中水文地质勘查内容及区域含水层特点，区域潜水含水层岩性为粉质粘土和粉细砂，渗透系数 K 为 10m/d；承压水含水层岩性为中粗砂岩，渗透系数 K 为 25m/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 0.0006；潜水水力坡度为 0.0015；

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，本次取 0.3。

由此计算 $L_{\text{潜水}} = \alpha \times K \times I \times T / n_e = 2 \times 10 \times 0.0015 \times 5000 / 0.3 = 500\text{m}$ ，

$L_{\text{承压}} = \alpha \times K \times I \times T / n_e = 2 \times 25 \times 0.0006 \times 5000 / 0.3 = 500\text{m}$ ，结合本项目地下水保护目标位置，确定本项目地下水评价范围为以开发区块为中心，以区块边界地下水流向上游和两侧外扩 500m，区块边界下游 1000m 区域为地下水评价范围，合计为地下水流向轴向取 3.1km、径向 3.6km 范围。本项目评价范围内无集中或分散式饮用水源，区域饮用水来自城市自来水管网，本项目的地下水评价范围见附图 5。

2.4.4 声环境评价等级及范围

（1）环境特征

本项目位于大庆市萨尔图区境内，区域声环境为《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 1 类、2 类地区。

（2）对周围环境影响

本项目采取完善的噪声防范措施，各个井场、集输管线周边 200m 范围内居民、学区受影响人口基本不发生变化，项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量小于 3dB(A)。

（3）评价等级

按照《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中声环境影响评价级别划分原则“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量达 3dB(A)~5dB(A)，或受噪声影响人口数量增加较多时，按二级评价”。

综上所述，项目位于 1 类、2 类功能区，项目建设前后周边受影响人口基本不发生变化，评价范围内声环境保护目标噪声级增量小于 3dB(A)，项目建设不会对周围环境产生明显影响，确定项目声环境影响评价级别为二级。

（4）评价范围

评价范围为各个井场边界及集输管线中心线外两侧外延 50m。

2.4.5 土壤环境影响评价等级及范围

(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

本项目临时占用耕地（非基本农田）和草地（一般草地），由此判定，本项目土壤环境敏感程度分级为“敏感”。

(3) 土壤环境影响评价等级

本项目永久占地面积约为 0.024hm²，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

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

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。

(4) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“表 5 现状调查范围”，确定本项目土壤评价范围为井场边界外扩 1km 区域及更换管线、改造道路两侧向外延伸 200m 区域的土壤环境。

2.4.6 生态环境评价等级及范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线；本项目不属于水文要素影响型项目，地表水评价等级为三级 B；本项目不影响地下水水位，土壤影响范围内没有天然林、公益林和湿地等生态保护目标分布；管线工程临时占用耕地（非基本农田）和草地（一般草地），属于一般区域。本项目新增永久占地 0.024hm²，临时占地 89.37hm²，总占地面积为 89.404hm²，项目占地面积小于 20km²，本项目生态环境评价等级为三级。

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，评价范围为井场边界外扩 1km 的区域及更换管线、改造道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境。生态环境评价范围见附图 4。

2.4.7 环境风险评价等级及范围

（1）风险评价等级划分依据

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），进行环境风险评价等级的确定。环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。风险评价等级划分依据见表 2.4-9。

表 2.4-9 环境风险评价工作等级划分依据表

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

（2）风险评价等级划分确定

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 对本项目涉及的危险物质进行风险识别，并确定其 Q 值。

计算所涉及的每种危险物质在场界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同站场的同一种物质，按其在单个站场的最大存在量计算。

当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q₁，q₂，…，q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，…，Q_n—每种危险物质的临界量，t。

当 Q < 1 时，该项目环境风险潜势 I。

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

本工程涉及的物质主要为原油和天然气，环境风险评价的功能单元确定为集油管线。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）；本项目危险物质按照最长管线内原油、天然气最大存在量进行核算，根据项目方案可知，本项目集油管道中两个截断阀门间距最长集输管线（更换北 6-4 计量间至北五转油放水站站间集油管线）约为 $\varphi 273 \times 6\text{mm} \sim 2.18\text{km}$ ，则管线内原油量为 $V = \pi r^2 L = 3.14 \times 0.136^2 \times 2.18 \times 1000 = 126.6\text{m}^3$ ，原油密度以 $0.8565\text{t}/\text{m}^3$ 计算，管线原油最大存在量为 108.4t ；该区块油气比约 $50\text{m}^3/\text{t}$ ，天然气密度按 $0.713\text{kg}/\text{m}^3$ 计算，则天然气的最大存在量为 $1 \times 50 \times 0.713 / 1000 = 3.9\text{t}$ 。

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 q_n/Q_n
1	原油（石油）	/	108.4	2500	0.043
2	天然气（甲烷）	74-82-8	3.9	10	0.39
3	柴油	/	2	2500	0.001
项目 $Q = \sum q_n/Q_n$					0.434

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 $Q = 0.434 < 1$ ，环境风险潜势为 I。

（3）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）评价等级确定评价范围，项目风险评价工作等级为简单分析，无需设置评价范围。

2.5 环境功能区划和评价标准

2.5.1 环境功能区划

2.5.1.1 大气环境

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11 号），本项目位于

大庆市萨尔图区北三联路南侧，开发区域为二类环境空气质量功能区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准。

2.5.1.2 地表水环境

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），东二排水干渠、前进渠、丰收四村南侧水泡未进行功能区划，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）。

2.5.1.3 地下水环境

通过调查，评价区域地下水使用功能为周围居民灌溉用水，项目周围无热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区，评价区域地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准。

2.5.1.4 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），项目开发区域为 2 类声环境功能区，周边居民区、学校及医院为 1 类声环境功能区。

2.5.2 环境质量标准

（1）环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及修改单；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求；H₂S 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中相关标准。

（2）地下水因子执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

（3）声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

（4）土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、表 2 筛选值第二类用地标准；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；井场和管线占地范围外土地利用类型为草地，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 筛选值标准。

表 2.5-1 环境空气质量标准

项目	污染物	标准值		单位	标准来源
环境	SO ₂	年平均	60	μg/m ³	《环境空气质量标准》

空气		24 小时平均	150	mg/m ³	(GB3095-2012)二级标准及其修改单（生态环境部公告 2018 年第 29 号）
		1 小时平均	500		
	NO ₂	年平均	40		
		24 小时平均	80		
		1 小时平均	200		
	PM ₁₀	年平均	70		
		24 小时平均	150		
	PM _{2.5}	年平均	35		
		24 小时平均	75		
	O ₃	日最大 8 小时平均	160		
		1 小时平均	200		
	CO	24 小时平均	4		
		1 小时平均	10		
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中相关要求	
甲醇	1 小时平均	3.0	mg/m ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 相关标	

表 2.5-2 声环境质量标准

项目	污染物	标准值	单位	标准来源
声环境	等效连续 A 声级	昼间 60，夜间 50	dB (A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准
		昼间 55，夜间 45	dB (A)	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 1 类标准

表 2.5-3 地下水质量标准

项目	污染物	标准值	单位	标准来源
地下水	pH	6.5~8.5	无量纲	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准
	总硬度（以 CaCO ₃ 计）	≤450	mg/L	
	耗氧量	≤3.0		
	溶解性总固体	≤1000		
	硝酸盐（以 N 计）	≤20		
	亚硝酸盐（以 N 计）	≤1.00		
	氨氮（以 N 计）	≤0.5		
	硫化物	≤0.02		
	硫酸盐	≤250		
	氯化物	≤250		
	氟化物	≤1		

项目	污染物	标准值	单位	标准来源
	挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.05		
	氰化物	≤0.002		
	铁	≤0.3		
	锰	≤0.1		
	砷	≤0.01		
	汞	≤0.001		
	铬（六价）	≤0.05		
	铅	≤0.01		
	镉	≤0.005		
	总大肠菌群	≤3.0		
	菌落总数	≤100	CFU/mL	
	石油类	≤0.05	mg/L	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准

表 2.5-4 土壤环境质量标准

环境要素	污染物名称	标准值	单位	标准来源
土壤环境	砷	60	mg/kg	《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 第二类用地筛选值标准； 石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）执行表 2 第二类用地筛选值标准
	镉	65	mg/kg	
	铬（六价）	5.7	mg/kg	
	铜	18000	mg/kg	
	铅	800	mg/kg	
	汞	38	mg/kg	
	镍	900	mg/kg	
	四氯化碳	2.8	mg/kg	
	氯仿	0.9	mg/kg	
	氯甲烷	37	mg/kg	
	1,1-二氯乙烷	9	mg/kg	
	1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	
	1,1-二氯乙烯	66	mg/kg	
	顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg	
	反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg	
	二氯甲烷	616	mg/kg	
	1,2-二氯丙烷	5	mg/kg	
	1,1,1,2-四氯乙烷	10	mg/kg	
	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	mg/kg	
四氯乙烯	53	mg/kg		

环境要素	污染物名称	标准值	单位	标准来源	
	1,1,1-三氯乙烷	840	mg/kg		
	1,1,2-三氯乙烷	2.8	mg/kg		
	三氯乙烯	2.8	mg/kg		
	1,2,3-三氯丙烷	0.5	mg/kg		
	氯乙烯	0.43	mg/kg		
	苯	4	mg/kg		
	氯苯	270	mg/kg		
	1,2-二氯苯	560	mg/kg		
	1,4-二氯苯	20	mg/kg		
	乙苯	28	mg/kg		
	苯乙烯	1290	mg/kg		
	甲苯	1200	mg/kg		
	间二甲苯+对二甲苯	570	mg/kg		
	邻二甲苯	640	mg/kg		
	硝基苯	76	mg/kg		
	苯胺	260	mg/kg		
	2-氯酚	2256	mg/kg		
	苯并[a]蒽	15	mg/kg		
	苯并[a]芘	1.5	mg/kg		
	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg		
	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg		
	蒽	1293	mg/kg		
	二苯并[a,h]蒽	1.5	mg/kg		
	茚并[1,2,3-cd]芘	15	mg/kg		
	萘	70	mg/kg		
	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500	mg/kg		
	镉	0.6	mg/kg		《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 筛选值标准中 pH>7.5 中其他
	汞	3.4	mg/kg		
	砷	25	mg/kg		
	铅	170	mg/kg		
铬	250	mg/kg			
铜	100	mg/kg			
镍	190	mg/kg			
锌	300	mg/kg			

2.5.3 污染物排放标准

(1) 大气污染物

①施工现场扬尘执行《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 2.5-7；

②井场、依托场站及改造场站厂界非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求，具体见表 2.5-8。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，原油储存控制符合标准中第 5.2.2.1 要求；储罐运行维护符合标准中第 5.2.3 要求；挥发性有机液体装载排放控制符合标准中 5.3 要求；废水集输和处理系统排放控制符合标准中 5.4 要求；设备与管线组件泄漏排放控制符合标准中 5.5 要求。

③依托及改造场站排放的 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 2.5-9。

表 2.5-7 大气污染物综合排放标准 单位：mg/m³

标准来源	污染物	无组织排放监控浓度限值	
		监控点	浓度
《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 标准限值	颗粒物	周界外浓度最高点	1.0

表 2.5-8 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）	5.2.2.1 要求 现有设计容积>100m ³ ，物料真实蒸气压>66.7kPa 的原油储罐需符合下列要求之一：①采用压力罐或低压罐。②采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施。③采取其他等效措施。 现有设计容积>500m ³ ，物料真实蒸气压≥27.6 但≤66.7kPa 的原油储罐需符合下列要求之一：①采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式。②采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%。③采用气相平衡系统。④采取其他等效措施。
	5.2.3 要求 ①固定顶罐罐体应保持完好。②储罐附件开口（孔），处采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。③应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求
	5.3 要求 ①装载方式要求：挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200 mm。②油气集中处理站、天然气处理厂、储油库装载真

		实蒸气压 ≥ 27.6 kPa 的原油应符合下列规定之一：a) 对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%。b) 采用气相平衡系统。
	5.4 要求	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。
	5.9 要求	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 。
污染物		规定要求
非甲烷总烃		油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m^3

表 2.5-9 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位： mg/m^3

标准来源	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
《挥发性有机物无组织排放控制标准》 (GB 37822-2019)	非甲烷总烃	10	6	监控点处 1 h 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	

(2) 废水污染物

本工程产生的管线试压废水、油田采出水、检修作业污水、清防蜡洗井废水依托北六污水处理站、北五污水处理站处理，北六污水处理站、北五污水处理站处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”后回注油层。

(3) 噪声

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中相应的标准值；运营期井场、依托和改造场站噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准，周边居住区噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 1 类标准。

表 2.5-7 噪声排放标准

类别		时段	单位	昼间	夜间	执行标准
噪声	等效 A 声级	施工期	dB (A)	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)
		运营期		60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2 类标准
				55	45	《工业企业厂界环境噪声排放标准》

						(GB12348-2008) 1类标准
--	--	--	--	--	--	---------------------

2.5.4 控制标准

一般固废执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)要求;危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中的有关规定。

表 2.7-1 评价范围表

项目	评价等级	评价范围
环境空气	二级	拟建井场边界外扩 2.5km 范围的区域
声环境	二级	井场边界、管线和道路外延至 50m 范围内
地表水环境	三级 B	--
地下水环境	二级	以开发区块为中心进行外扩,形成的 3.1km×3.6km 东北→西南走向的矩形区域。评价范围合计 11.16km ² 。
土壤环境	一级	井场边界外扩 1km 区域及管线、道路两侧向外延伸 200m 区域的土壤环境
生态环境	三级	井场边界外扩 1km 的区域及管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境
环境风险	简单分析	--

2.8 环境保护目标

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

表 2.8-1 大气主要环境保护目标表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对方位及距离
	东经	北纬				
丰收村	125.009073	46.720051	居民	约 1850 人	二类	北 4-100-SP253 西侧 40m
丰收四村	125.016369	46.727818	居民	约 30 人	二类	北六联东北侧 670m
萨北村	125.073693	46.702262	居民	约 250 人	二类	北 3-11-P85 东南侧 1600m

表 2.8-2 地下水环境保护目标表

环境要素	保护目标	保护标准及保护级别
地下水环境	评价范围内第四系潜水含水层、承压水含水层	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III 类

表 2.8-3 环境风险保护目标

环境要素	保护属性	保护目标	保护对象	相对方位及距离
环境风险	大气	丰收村	居民	北 4-100-SP253 西侧 40m
		丰收四村	居民	北六联东北侧 670m
	地表水	丰收四村南侧水泡	--	北六联西侧 270m
		前进渠	人工排水渠, 主要功能为城市排涝	北 4-100-P45 井东侧 70m
		东二排水干渠	人工排水渠, 主要功能为城市排涝	北 4-100-P69 井西侧 20m
	地下水	评价范围内第四系潜水含水层、承压水含水层		《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准

表 2.8-4 其他环境因素保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地表水环境	东二排水干渠	北 4-100-P69 井西侧 20m	人工排水渠, 主要功能为城市排涝	保护地表水现状
声环境	丰收村	北 4-100-SP253 西侧 40m	约 1850 人	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 1 类标准
土壤环境	井场永久占地范围内土壤			《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
	丰收村土壤环境			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第一类用地筛选值
	井场边界外扩 1km 区域及管线道路两侧向外延伸 200m 区域的土壤环境, 主要为耕地、草地			《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 中农用地土壤污染风险筛选值
生态环境	井场边界外扩 1km 的区域及管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境, 主要为草地生态系统、农田生态系统			生态环境不受到破坏

3 建设项目工程分析

3.1 油田开发现状及回顾性分析

3.1.1 开发状况回顾

萨北油田北部过渡带一条带位于萨北开发区的北过边缘，即葡一组内含油边界与葡二组外含油边界之间，条带宽度变化不大，宽度约 1.0km。其位紧邻纯油区，与萨北开发区的北三区接壤。北部过渡带一条带面积为 8.8km²，地质储量为 4845.3×10⁴t，其中北部过渡带一条带西区葡一组二次上返区域，西至萨北开发区与喇嘛甸油田储量分界线，东至北 4-8-斜 P60 与北 3-1-P86 井连线，面积 4.12km²，地质储量为 601.25×10⁴t。

项目区块位置见下图所示。

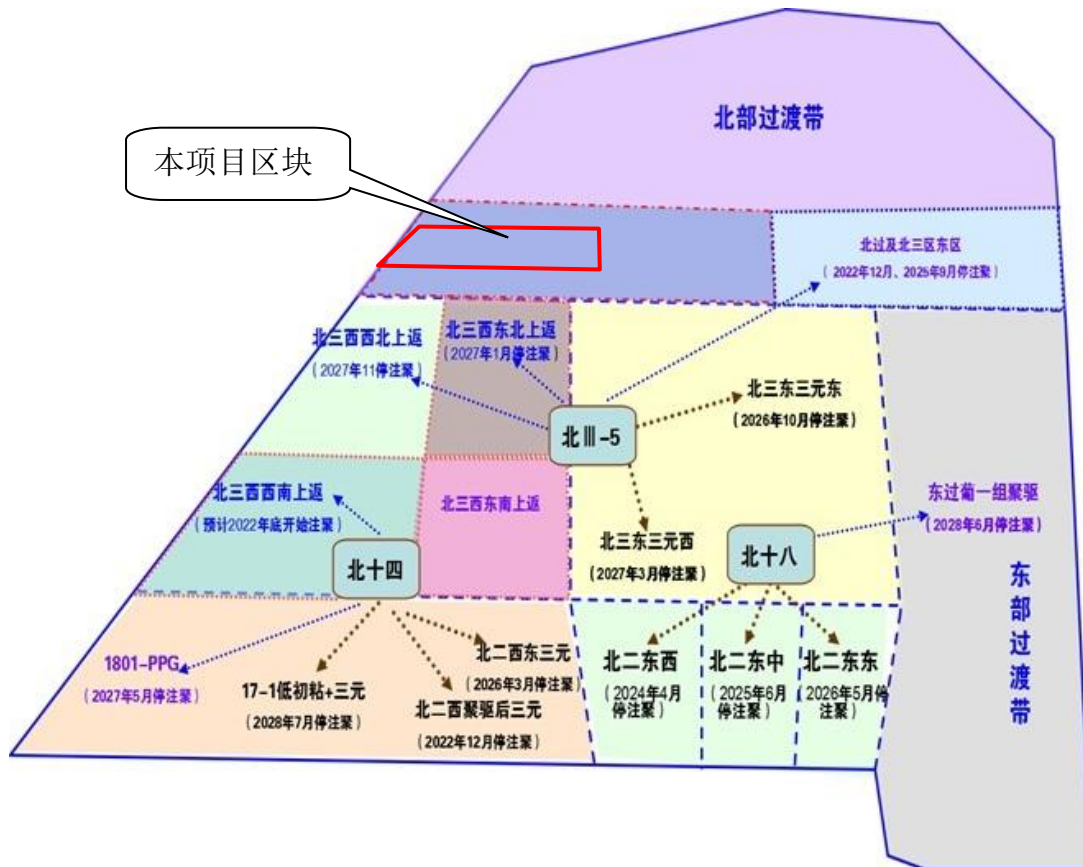


图 3.8-1 北部过渡带一条带西区区块范围示意图

萨北油田北部过渡带一条带位于萨北开发区的北过边缘，整个区域内为已开发水聚驱区块，建有较为完善的油、气、水、电、道路等工程，区域内有各种已建站所共 16 座。

表 3.8-1 北部过渡带一条带西区已建各类站统计表

序号	类别	数量(座)	站名
----	----	-------	----

序号	类别	数量(座)	站名
1	转油（放水）站	2	北五转油放水站、北六转油放水站
2	脱水站	1	北 II-1
3	注水站	2	聚北六注、北十九注
4	普通污水处理站	2	北五污、北六污
5	聚驱污水站	2	聚北五污、聚北六污
6	变电所	3	北五变、北六变、北十九
7	配制站	1	北 III-5 配制站
8	注入站	3	北 III-5-5、北 III-5-7、北 III-5-8
合计		16	

3.1.2 油田环保手续履行情况

本项目开发区块位于萨北开发区北部过渡带，2013 年委托编制了《萨北开发区北部过渡带一条带西区产能建设工程环境影响报告书》，于 2013 年 12 月 23 日取得原大庆市环境保护局的批复，批复文号庆环建字〔2013〕266 号，于 2019 年 6 月 18 日完成竣工环境保护验收工作。

表 3.1-2 区块建设环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	审批机关及批复文号	建设内容	竣工环保验收情况
1	《萨北开发区北部过渡带一条带西区产能建设工程环境影响报告书》	庆环建字〔2013〕266 号	项目基建油水井 252 口，其中油井 127 口（新钻 122 口、利用井 4 口、水转油 1 口），水井 125 口（新钻 113 口、利用井 9 口、油转水 3 口），新建北六聚驱转油放水站 1 座、聚北六污水处理站 1 座、新建北 III-5-5 注入站 1 座、北 III-5-7 注入站 1 座、北 III-5-8 注入站 1 座、扩建北 III-5 聚合物配制站 1 座	2019 年 6 月 18 日完成自主验收
7	环境风险应急预案	备案编号：230602-2023-013-L，2023 年 6 月 19 日 大庆市萨尔图区生态环境局		
8	排污许可执行情况	证书编号：91230607716675409L017R 有效期限：自 2023 年 02 月 09 日至 2028 年 02 月 08 日止		

3.1.3 现有区块开发环保措施落实和效果回顾调查

通过对本项目所在区块现场调查以及现状监测可知，本项目区块内场站加热炉排放的烟气、厂界无组织非甲烷总烃以及厂界噪声均能满足达标排放要求，具体如下：

3.8.2.1 废气污染防治措施调查结论

(1) 非甲烷总烃

①井场

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，北部过渡带一条带西区区块建设规模为建成产能 $10.98 \times 10^4 \text{t/a}$ ，区块烃类气体平均年挥发量为 88.64t/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、区块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《萨北开发区北部过渡带一条带西区产能建设工程验收调查报告》，项目选取井场：北4-9-P64井场、北4-9-P64井场、北4-9-P64井场、北4-9-P64井场、北4-9-P64井场、北4-9-P64井场、北4-9-P64井场、北4-9-P64井场周边进行了无组织监测，监测结果为厂界非甲烷总烃排放浓度范围为 $1.11 \sim 1.51 \text{ mg/m}^3$ ，排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求。

②场站

根据本项目对北五联合站（北五转油放水站、污水站位于北五联内，因此厂界浓度按北五联合站厂界监测）和北六联合站（北六转油放水站、污水站位于北五联内，因此厂界浓度按北六联合站厂界监测）的现状监测结果（监测报告见附件4），现有区块内北五联合站厂界非甲烷总烃排放浓度为 $0.64 \sim 0.91 \text{ mg/m}^3$ ；北六联合站厂界非甲烷总烃排放浓度为 $0.42 \sim 0.80 \text{ mg/m}^3$ 。厂界排放浓度均能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求。

（2）配制站粉尘

根据《萨北开发区北三区西部东南块萨 II 1-9油层化学驱产能建设地面工程项目监测报告》结果（报告编号：中检[BH]字2023第02-012号），北III-5配制站厂界无组织排放颗粒物浓度为 $0.45 \sim 0.82 \text{ mg/m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16597-1996）限值要求。

（3）加热炉烟气

区块内北五转油放水站、北六转油放水站、北 II -1脱水站加热炉使用油田伴生气作燃料，安装了低氮燃烧器，根据本次工程监测报告（监测报告见附件4），北五转油放水站加热炉废气、北六转油放水站加热炉废气、北 II -1脱水站加热炉废气中颗粒物平均值为 $8.9 \sim 9.7 \text{ mg/m}^3$ ， SO_2 平均值为 $13 \sim 16 \text{ mg/m}^3$ ， NO_x 平均值为 $64 \sim 90 \text{ mg/m}^3$ ，加热炉烟气排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建燃气锅炉标准。

3.8.2.2 废水污染防治措施调查结论

现有萨北开发区北部过渡带一条带西区油井作业周期1年，作业污水产生量 $4 \text{ m}^3/\text{井}$

次，每年约508 m³。水井作业周期为2年，作业污水产生量60m³/井次，每年约3750m³，污水量每年约4258m³。此部分污水外输至北六污水处理站处理。

现有区块水井洗井产生的洗井污水共计约4766m³/a。现有区块油田采出水、油井作业污水、洗井污水均由北六污水处理站、北五污水处理站处理达标后回注油层，根据本次工程对污水处理站的监测结果可知，北六污水处理站处理后的污水中石油类7.14-8.12mg/L、悬浮固体4-6mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5μm”限值要求。北五污水处理站处理后的污水中石油类7.14-8.12mg/L、悬浮固体4-6mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5μm”限值要求。

现有区块场站内的生活污水产生量约6.56m³/d，生活污水排放北六联化粪池处理后回用于厂区抑尘、绿化，不外排。

3.8.2.3 噪声污染防治措施调查结论

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，根据本次工程对依托场站厂界噪声监测数据可知，北六联合站厂界噪声昼间45.4-49.9dB（A），夜间42.7-46.5dB（A）；北五联合站厂界噪声昼间46.2-50.5dB（A），夜间43.3-47.6dB；北III-5配制站厂界噪声昼间46.3-50.8dB（A），夜间43.3-47.1dB；北II-1脱水站厂界噪声昼间45.2-50.5dB（A），夜间42.7-47.4dB，均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

3.8.2.4 固体废物污染防治措施调查结论

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5.64t/a，含油污泥收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

工程依托场站共产生生活垃圾14.97t/a，产生的生活垃圾集中收集后送城市生活垃圾处理场填埋。

工程依托场站废滤料产生量约为180t/a，统一收集送创业集团蓝星环保工程有限公司进行处理。

3.8.2.5 生态影响调查结论

本项目区块按照相关要求采取了一系列生态保护和恢复措施，没有改变项目区的生态系统结构与功能，项目区的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大；本项目除了占地影响生物量外，对生态的影响较小。

根据本项目现场调查，引用《萨北开发区北部过渡带一条带西区产能建设工程验收调查报告》中13.3.1生态影响调查结论：第三采油厂萨北开发区北部过渡带一条带西区产能地面建设工程在施工和生产过程中，按照项目“环境影响报告书”及“环境影响报告书批复”的要求，采取了一系列生态保护和恢复措施，没有改变项目区的生态系统结构与功能，项目区的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大；本项目除了占地直接减少了粮食和牧草的产量外，对农牧业的影响较小；工程建设加重了盐碱草地景观的破碎化程度，提高了项目区景观的异质化程度，新增加的景观敏感度高的油水井、供电线路、油田道路等，使项目区的油田景观更加突出，但是，项目区原有的景观格局没有发生大的改变。

根据《萨北开发区北部过渡带一条带西区产能建设工程验收调查报告》：土壤监测结果，监测区域永久占地外北六联集气站南 200m、北 III-5-8 注入站东侧 50m 的土壤环境质量各项监测因子的监测数据均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618—2018）筛选值标准；永久占地内新建平台井场北 4-10-SP77 东侧 10m 的土壤环境质量各项监测因子的监测数据均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准；监测区域内特征污染物石油烃监测数据均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准。引用验收报告中的结论：评价区域内土壤中铅、铬、汞、砷等指标的污染指数很小，均能满足《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）二级标准的要求，油田特征污染物石油类及挥发酚的监测值均低于参照标准的背景值。由此可见，该区块土壤环境质量现状较好。

本次工程对区块内项目正在运行的老井利用井场内土壤进行了现状监测，根据监测结果，本项目对利用井场区土壤石油烃为 10-20mg/kg，铅、六价铬、镉、砷、汞、铜、镍等污染物均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值标准；井场外草地、耕地土壤铅、铬、汞、砷、镉、铜、镍、锌等指标满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准。

根据现场调查，项目区块内井场和场站进行了规范化管理，井场和场站运行过程中挥发的非甲烷总烃、采油废水、设备噪声和含油污泥等固体废物均按要求得到了合理处置，满足达标排放要求，井场及管线、道路沿线周边临时占地生态恢复良好，区块内已采取的各项环保措施有效，油田的开发对区域环境和生态系统没有造成明显影响。

3.8.3 区域现有环境问题

通过现场调查可知，本工程区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，无油污。站场环境清洁，地面未发现油污，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。

本工程依托场站加热炉废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉排放浓度限值要求；油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，目前依托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）中相关标准要求。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管输至北六污水处理站或北五污水处理站处理后全部回注，出水水质指标能够达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”规定要求，均不外排；作业和清罐产生的含油污泥收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路，依托场站未发现遗留的环境问题。

第三采油厂已取得排污许可证，许可证编号为 91230607716675409L017R，行业类别为陆地石油开采、锅炉、工业炉窑、水处理通用工序，有效期限：自 2023 年 02 月 09 日至 2028 年 02 月 08 日止。建设单位现有工程已按排污许可证要求进行排污，企业 2022 年度排污许可证执行报告（年报报表中包含氮氧化物、颗粒物实际排放量，无废水排放）、环境管理台账记录已上传至全国排污许可证管理信息平台，企业已按要求执行排污许可制度。

为保护区域生态环境，第三采油厂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，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。

现有工程严格实施 HSE 环境管理体系，第三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，本项目区块及区块内各场站均未发生过环境风险事故。第三采油厂已建立较完善的应急预案体系，突发环境事件应急预案已于 2023 年 6 月 19 日在大庆市萨尔图区生态环境局进行了备案，备案编号：230602-2023-013-L。综合性预案为《第三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，现有区块内及依托场站未发现遗留的环境问题。项目区块现状现场勘查照片见附图。

3.2 依托工程

3.2.1 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 3.2-1。依托工程环保手续见附件。

表 3.2-1 依托工程环评验收情况一览表

序号	依托场站名称	环评文件	环评批复文号	工程运行及验收情况
1	北六转油放水站、北六污水站、聚北六注水站	萨北开发区北部过渡带一条带西区产能地面建设工程环境影响报告书	庆环建字(2013)266号	2019年6月18日完成自主验收
2	北五联合站(北五转油放水站、北五含油污水处理站)	《萨北开发区北部过渡带一条带及北3-1-北3-3排断层区葡一组聚驱补充井产能建设工程环境影响报告书》	庆环审(2015)76号	2019年12月完成自主验收

3	北 II-1 脱水站	《萨北开发区纯油区西部注采系统调整产能建设工程环境影响报告书》	庆环建字(2013)101号	2019年12月完成自主验收
4	萨北含油污泥处理站	《萨北开发区北二区东部东块水驱层系重组产能建设工程环境影响报告书》	庆环审(2015)77号	2019年12月完成自主验收
5	采油一厂工业固废填埋场	工业固废填埋场环境影响报告书	庆环审(2016)286号	2019年10月完成自主验收
6	第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置	萨北油田北三区西部南块三次采油产能建设工程环境影响报告书	庆环建字(2009)15号	庆环验(2011)023号
7	吉林省油田管理局农工商企业总公司	黑龙江省大庆市三厂废弃钻井液集中处理项目环境影响报告表	萨环审发(2019)30号	2020年6月通过自主验收

3.2.2 北六联

北六联合站内共有水驱放水转油站、聚驱放水转油站、注水站、聚驱注水站、含油污水站、含油污水深度处理站、聚驱含油污水处理站等。主要负责第四油矿萨北过度带西部的油气集输处理及供电任务，共负责 287 口油井，16 个计量间的油气初加工，掺水热洗，油气计量、外输任务。

本次依托北六联聚驱转油放水站、含油污水深度处理站、聚驱含油污水处理站分别处理油井采出液、含油污水，项目回注水依托聚北六注水站的高压水。

3.2.1.1 北六转油放水站

北六转油放水站位于北六联合站内隶属采油三厂四矿，与本工程油井最近距离为 2.3km，为水聚驱合建站，水驱辖集油阀组间 3 座，计量间 14 座，油井 150 口，聚驱辖计量间 4 座，油井 124 口。采用“三相分离器”处理工艺，低含水原油外输至北 II-1 脱水站处理。该站水驱设计规模 17200t/d，实际处理量 10825t/d，负荷 62.9%，聚驱设计规模为 10000t/d，实际处理量 8188t/d，负荷 81.88%。工艺流程图见图 3.2-6，主要设备表见表 3.2-8。

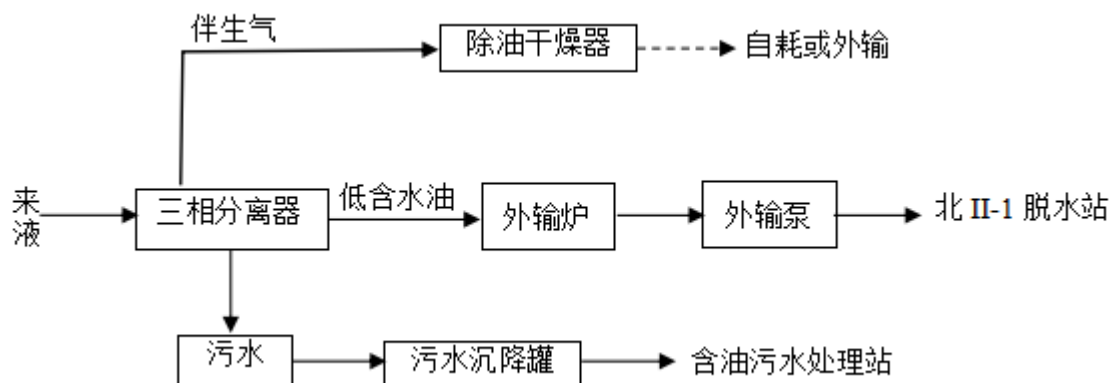


图 3.2-6 北六转油放水站工艺流程图

表 3.2-8 北六转油放水站主要设备统计表

序号	项目	规格型号	单位	数量	总能力	单台能力	建设时间	备注
1	三相分离器	Φ4×22m	台	3	17200t/d	8600t/d	2004	水驱
2		Φ4×24m	台	2	15600t/d	7800t/d	2011	抗盐驱
3	外输油泵	YDJ140-30×5	台	2	140m ³ /h	140m ³ /h	2011	
4	供油泵	Q=60m ³ /h H=150m	台	2	60m ³ /h	60m ³ /h	2012	水驱
5	供油泵	Q=60m ³ /h H=150m	台	3	120m ³ /h	60m ³ /h	2011	抗盐驱
6	掺水泵	DF85-45×6	台	1	230m ³ /h	85m ³ /h	2020	水驱
7		DF85-45×6	台	1		85m ³ /h	2018	
8		DY85-45×4	台	1		85m ³ /h	2020	
9		DF85-45×4	台	1		60m ³ /h	2020	
10		WDSZ160-30×8	台	2	160m ³ /h	160m ³ /h	2011	抗盐驱
11	热洗泵	DG20-50×11A	台	2	60m ³ /h	20m ³ /h	2017	水驱
12		DY25-50×11A	台	1		20m ³ /h	2018	
13		WDSZ25-50×11A	台	2	40m ³ /h	20m ³ /h	2011	抗盐驱
14	掺水、热洗炉	2.5MW	台	3	7.5MW	2.5MW	2008	水驱
15	热洗炉	2.0MW	台	2	4.0MW	2.0MW	2004	
16	掺水、热洗炉	2.5MW	台	2	5.0MW	2.5MW	2008	抗盐驱
17	热洗炉	2.5MW	台	1	2.5MW	2.5MW	2008	
18	污水泵	300S90B	台	2	720m ³ /h	720m ³ /h	2011	抗盐驱
19		250SHWK-65	台	1	486m ³ /h	486m ³ /h	2016	水驱
20		250Shp-65	台	1		486m ³ /h	2008	
21	污水沉降罐	φ16×10.62	座	1	2000m ³	2000m ³	2011	水驱
22	污水沉降罐	φ18×12.5	座	1	3000m ³	3000m ³	2011	抗盐驱
23	事故罐	φ18×12.5	座	1	3000m ³	3000m ³	2011	水聚驱
24	外输炉	0.35MW	台	2	1.2MW	0.35MW	2008	
25		0.5MW	台	1		0.5MW	2011	

经项目开发方案能力核实，北六转油放水站水驱污水泵无法满足生产需求，其它已建设施可满足生产需要。

该站已建聚驱污水泵 2 台，排量 $Q=720\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=65\text{m}$ ，已建水驱污水泵 2 台，排量 $Q=720\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=65\text{m}$ ，流程上未实现互为备用，根据产量预测，次高年水驱外输污水量为 $564\text{m}^3/\text{h}$ ，负荷率 116%，为保证水驱污水泵满足生产需求，本次规划新建水驱污水沉降罐出口至聚驱污水泵进口管道 DN300，长度 100m，阀门 DN300-2 个，建成后水驱 2 台污水泵全启，备用聚驱外输污水泵。

且该站已投产 10 年以上，部分已建管道腐蚀老化严重，穿孔频繁，本次规划更换掺水汇管管道 DN200-60m，伴热管道 DN50-300m。二合一加热炉炉体腐蚀，本工程对 5 台二合一加热炉炉体进行维修并重做外防腐保温，并对老化变形的烧火间进行维修。

目前北六外输气管道输至北 III-1 集气站，而外输油管道输至北 II-1 脱水站，外输气管道无法借用输油管道热场，造成该站外输气管道自建成以来，冬季频繁冻堵，为保证北六转油放水站外输气管道冬季正常运行，缓解管道冻堵情况，增设 $\Phi 900 \times 2000$ 注醇装置 1 套，配套相关设施。

经本项目改造后，北六转油放水站能够满足项目需求。

3.2.1.2 北六含聚污水处理站

北六联合聚污水处理站于 2012 年 7 月 1 日投产，设计能力 $30000\text{m}^3/\text{d}$ ，采用一级气浮沉降、一级气浮除油、一级压力过滤流程。原水经气浮除油罐除油、气浮选装置除油后进入滤前水池，经过滤提升泵提升后进入压力过滤罐，滤后水进入净化水罐，再经外输泵送至北六水驱、聚驱注水站。主要工艺流程图见图 3.2-8，主要设备表见表 3.2-10。

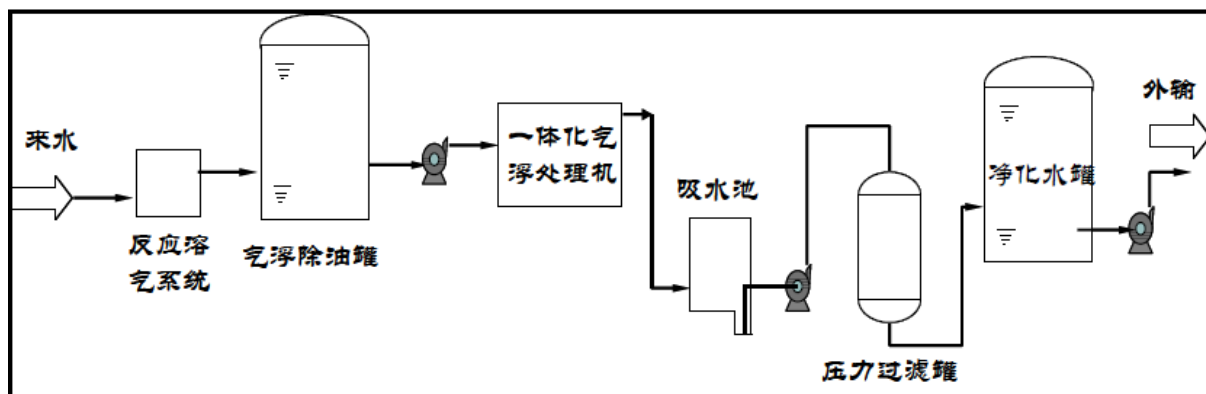


图 3.2-8 北六含聚污水处理站工艺流程图

表 3.2-10 北六含聚污水处理站主要设备一览表

序号	项目	规格型号	单位	数量	备注
1	外输泵	250S65	台	4	3 用 1 备
2	提升泵	250S39	台	4	3 用 1 备
3	提升泵	250S24	台	4	3 用 1 备
4	回收水泵	ZB-III-75/40	台	4	3 用 1 备

5	净化水罐	1000m ³	座	2	/
6	除油罐	4000m ³	座	2	/

据开发水量预测，北六联水驱污水站运行负荷率在 56% 以下，能够满足处理需求。北六联聚驱污水站运行负荷率在 20% 以下，负荷率低，沉降时间长，而且还可以通过调水驱污水稀释，降低污水含聚浓度，大大减小聚驱污水处理难度，能够满足处理需求。

3.2.1.3 北六含油污水深度处理站

北六含油污水深度处理站采用“增压+两级过滤”的处理工艺，水源为北六含油污水处理站和北六含聚污水处理站处理后的含油污水，该污水站设计处理能力 30000m³/d，实际处理液量 13000m³/d，负荷率为 43.3%。北六含油污水深度处理站工艺流程图见图 3.2-9，主要设备一览表见表 3.2-11。

缓冲罐 → 增压泵 → 一次过滤罐 → 二次过滤罐 → 物理杀菌装置
→ 2000m³ 净化水罐 → 外输泵 → 外输

图 3.2-9 北六含油污水深度处理站工艺流程图

表 3.2-11 北六含油污水深度处理站主要设备一览表

序号	项目	规格型号	单位	数量
1	外输泵	250SHp-65A	台	3
2	增压泵	250SHp-38	台	3
3	净化水罐	2000m ³	座	1
4	缓冲罐	700m ³	座	1
5	一次过滤罐	φ4000	座	7
6	二次过滤罐	φ4000	座	9

根据开发方案预测，北六含油污水深度处理站处理能力满足本项目需求，但日常运行中存在一些问题，如过滤罐运行年限长，内部污染严重；部分机泵老化、泵效差；伴热管道等部分管道腐蚀老化严重等问题。本次对北六含油污水深度处理站改造：主要内容包括对 12 座过滤罐进行破板结改造并进行滤料更新，更新 1 台收油泵和 2 台回收水泵，沉降罐伴热等 860 米管道更新改造。对过滤罐增加提温反洗功能：利用该站原有外输及反冲洗水罐 2 座的其中 1 座，使其兼有热洗水罐的功能。利旧曝氧泵房做为过滤罐提温反洗循环水泵房使用，并新建 2.0MW 加热炉 1 台。新建曝氧泵房 1 座，新增空压机橇 1 座，采用橇装化设计。改造后，可以满足项目生产需求。

3.2.1.4 聚北六注水站

北六水驱注水站分为水驱注水系统和聚驱注水系统，水驱设计规模为 14400m³/d，目前实际注水量为 4000m³/d，由北六含油污水处理站和北六含油污水深度处理站供水。

站内主要设备表见表 3.2-12。聚驱注水系统设计规模为 7200m³/d，负责接收经北六联聚驱污水站处理后的含油污水，为北三区 5-7 注入站、北三区 5-8 注入站、北三区 5-9 注入站输送高压水。站内主要设备表见表 3.2-13。

表 3.2-12 北六水驱注水站主要设备一览表

序号	项目	规格型号	单位	数量	备注
1	注水泵	D300-150	台	1	/
2	注水泵	DF300-150×11	台	3	/
3	增压泵	PCP-O-400AB	台	1	/
4	储水罐	1500m ³	座	2	/
5	冷却水罐	100m ³	座	1	/

表 3.2-13 北六聚驱注水站主要设备一览表

序号	项目	规格型号	单位	数量
1	注水泵	DFw155-170×10	台	1
2		DFw300-150×11	台	2
3		DFw155-170×10	台	1
4	外输泵	IS200-150-500	台	3
5	储水罐	1500m ³	座	2
6	冷却水罐	200m ³	座	1

本项目 123 口注水井高压水依托聚北六注水站提供，根据本项目开发方案水量预测以及区域内注水系统建设现状，可以满足项目要求。

3.2.2 北五联

北五联合站于 1972 年 10 月建成投产，联合站内设有转油放水站（水驱、聚驱）、含聚污水处理站、含油污水处理站、注水站等。放水站，设计规模 40000 t/d，其中水驱设计规模 18000 t/d，聚驱设计规模 22000t/d。

本项目依托站内转油放水站（聚驱）、含油污水处理站分别处理油井采出液及含油污水。

3.2.2.1 北五转油放水站

北五转油放水站位于北五联合站内，隶属采油三厂四矿，与本工程油井最近距离为 3.4km，为水聚驱合建站，水驱辖集油阀组间 4 座，计量间 25 座，油井 282 口，聚驱辖计量间 4 座，油井 130 口。采用“三相分离器”处理工艺，低含水原油外输至北六转油放水站，与该站低含水油混合外输至北 II-1 脱水站处理，水聚驱污水经沉降后分别外输至北五聚驱污水站和北五水驱污水站。

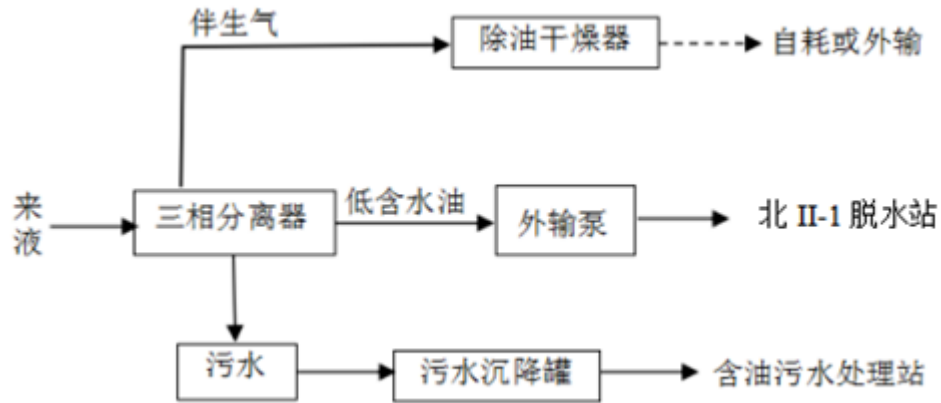


图 3.2-3 北五转油放水站工艺流程图

表 3.2-4 北五转油放水站主要设备统计表

序号	项目	规格型号	单位	数量
1	三相分离器	Φ4×24m	台	2
2		Φ4×24m	台	1
3		Φ4×24m	台	1
4	外输油泵	DY30-50×4	台	3
5		DY60-50×4	台	2
6	掺水泵	DG85-45×5	台	1
7		DG60-50×5	台	1
8		DG80-50×5	台	2
9		WDSZ80-50×5	台	2
10		WDSZ100-50×5	台	3
11	热洗泵	DG30-50×11	台	3
13		WDSZ25-50×11A	台	2
14	水驱掺水炉	2.5MW	台	2
		2.0MW	台	1
	水聚驱共用掺水炉	2.5MW	台	2
		2.5MW	台	1
聚驱掺水炉	2.5MW	台	1	
	2.0MW	台	1	
18	热洗炉	2.0MW	台	3
19	污水泵	10SH-6	台	2
20		10SH-6	台	2
21	污水沉降罐	Φ18×12.5	座	1
22	污水沉降罐	Φ18×12.5	座	1

本项目 2 口油井产液进入北五转油放水站（聚驱），根据开发方案预测，项目新增产能在转油放水站生产负荷内，可以满足项目要求。

3.2.2.2 北五含聚污水处理站

北五联合聚污水处理站 2011 年 11 月 26 日投产，设计能力 30000m³/d，采用一级气浮沉降、一级气浮除油、一级压力过滤流程。原水经气浮除油罐除油、气浮选装置除油后进入滤前水池，经过滤提升泵提升后进入压力过滤罐，滤后水进入净化水罐，再经外输泵送至北五注水站回注。主要工艺流程图见图 3.2-5，主要设备表见表 3.2-6。

来水阀组→溶气系统→除油罐→气浮升压泵→气浮装置→滤前吸水池→增压泵→过滤罐→LEMUP杀菌装置→净化水罐→外输泵→北五注水站

图 3.2-5 北五含聚污水处理站工艺流程图

表 3.2-6 北五含聚污水处理站主要设备一览表

序号	项目	规格型号	单位	数量	备注
1	外输泵	250S65	台	4	3 用 1 备
2	升压泵	250S24	台	7	4 用 3 备
3	净化水罐	1000m ³	座	2	/
4	除油罐	5000m ³	座	2	/

本项目 2 口油井产液进入北五转油放水站（聚驱）处理产生的聚驱含油污水经北五含聚污水处理后回注开发油层，根据开发方案预测，北五联合聚污水处理站可以满足项目要求。

3.2.3 北 II-1 脱水站

本项目油井产液经北五转油放水站、北六转油放水站分离后输送至北 II-1 脱水站进行脱水。

北 II-1 脱水站位于北 II-1 联合站内，北 II-1 脱水站主要负责北二西地区的萨北 16 号、17 号、23 号转油站水驱来液和四矿来低含水油的脱水、转油任务及二矿天然气集输任务。该站采用两段脱水流程，一段为游离水脱除器，二段为电脱水器，脱后污水输至北 II-1 污水站，净化油输至北 II-1 原稳站。工艺流程图见图 2.6-8。

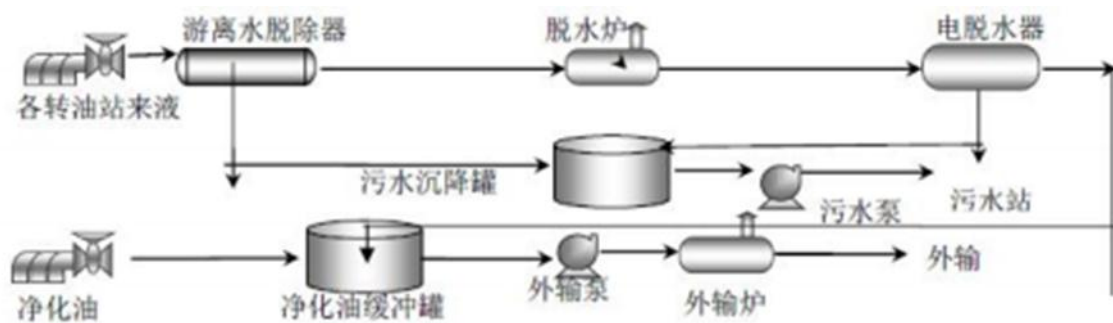


图 2.6-8 北 II-1 脱水站工艺流程图

游离水脱除设计规模为 25600t/d、电脱水设计规模 4500t/d；目前游离水脱除器处理量 16848.36t/d，负荷率为 65.81%，电脱水处理量为 2559.6t/d，负荷率为 42.49%。根据开发预测方案，投产后游离水脱除处理量为 17070.192t/d，负荷率为 66.68%，电脱水处理量为 2745.6t/d，负荷率为 61.01%，可满足本工程依托要求。站内主要设备能力核实情况见表 2.6-9。

表 2.6-9 北 II-1 脱水站主要设备统计表

序号	项目	规格型号	单位	数量	总能力
1	游离水脱除器	Φ4×24m	台	1	25600t/d
2		Φ4×20m	台	2	
3	电脱水器	Φ4×16m	台	4	3600t/d
4	污水泵	250SHP-38	台	2	1458m ³ /h
5		250SHP-65	台	2	
6	供油泵	DY60-40×2	台	1	140m ³ /h
7		YDJ80-30×2	台	2	
8	脱水炉	2.0MW	台	3	4.8MW
9	外输炉	2.5MW	台	1	1.6MW
10	污水沉降罐	φ18×14.5	座	1	3000m ³
11	事故罐	φ18×12.5	座	1	3000m ³
12	净化油储罐	φ23.4×15.9	座	1	5000m ³

根据产液量预测，对站内已建主要设备进行能力核实，详见表 4-5-13。

表 4-5-13 北 II-1 脱水站已建设施能力核实统计表

时间（年）	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
游离水脱除器负荷率（%）	64.96	61.66	46.52	47.86	47.49	47.16	46.99	46.73	46.53	46.39
电脱水器负荷率（%）	92.37	77.80	78.50	82.99	76.38	71.34	67.05	63.48	60.45	57.55
外输油量（m ³ /h）	96.99	81.69	82.42	87.13	80.20	74.90	70.40	66.65	63.47	60.42
外输泵负荷率（%）	69.28	58.35	58.87	62.24	57.28	53.50	50.29	47.61	45.34	43.16
外输污水量（m ³ /h）	595.88	576.04	413.82	423.38	426.42	428.18	430.79	431.80	432.83	434.41
外输污水负荷率（%）	40.87	39.51	28.38	29.04	29.25	29.37	29.55	29.62	29.69	29.79
脱水炉负荷	1.76	1.44	1.55	1.62	1.50	1.39	1.31	1.24	1.18	1.12

(MW)										
脱水炉负荷率 (%)	27.01	22.09	23.88	24.98	23.02	21.38	20.16	19.04	18.22	17.28
外输炉负荷 (MW)	0.97	0.82	0.82	0.87	0.80	0.75	0.69	0.67	0.63	0.60
外输炉负荷 (%)	48.49	40.84	41.21	43.57	40.10	37.45	34.71	33.33	31.74	30.21
污水沉降罐沉降时间 (h)	4.28	4.43	6.16	6.02	5.98	5.96	5.92	5.91	5.89	5.87
含水油事故罐储存时间 (h)	3.68	3.88	5.14	4.99	5.03	5.07	5.09	5.12	5.14	5.15
净化油储罐储存时间 (d)	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3

经能力核实，该站已建设施能力可满足本项目新增产能的需要。

3.2.4 北III-1 集气站

北 III-1 集气站设计输气规模 $300000\text{m}^3/\text{d}$ ($10950\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)，目前实际输气量约为 $8618\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，新增本工程输气量后北 III-1 集气站负荷率为 83.22%，本工程依托可行。

本工程运行期产生的油田伴生气（湿气）输送至北 III-1 集气站后外输至北压浅冷站，经北压浅冷站处理后的干气返输至北 III-1 集气站后，分别外输至各、联合站、转油站等场站，北 III-1 集气站设计输气规模 $300000\text{m}^3/\text{d}$ ($10950\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)，目前实际输气量约为 $8618\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，根据开发预测方案，本工程不新增耗气量，本工程新增输气量后北 III-1 集气站负荷率为 83.22%，本工程依托可行。

3.2.5 第三采油厂萨北含油污泥处理站

萨北含油污泥处理站采用“调质+离心”处理工艺。处理站设计处理规模为 $10\text{m}^3/\text{h}$ （年运行 200 天，年最大处理量为 43200t），目前实际处理量约 28080t/a，负荷率约为 65%，剩余处理量为 15120t。本工程含油泥（砂）及落地油产生量为 $8.314\text{t}/\text{a}$ ，本项目新增后处理量约为 $28088.314\text{t}/\text{a}$ ，负荷率为仍 65%，变化较小，能够满足本项目含油污泥处理需求。萨北含油污泥处理站工艺流程见图 3.9-5。

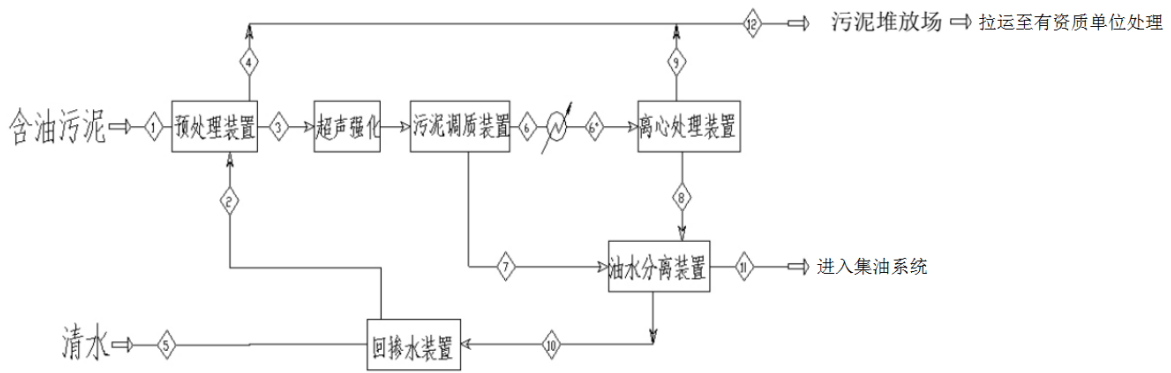


图 3.9-5 萨北含油污泥处理站工艺流程图

3.2.6 第一采油厂工业固废填埋场能力核实

采油一厂工业固废填埋场位于大庆市萨尔图区采油一厂一矿附近，位于 102 转油站南侧 550m 处，设计总容量 11624m³，年处理能力 581.2m³/a，合 700t/a，服务年限 20 年，今年已使用 307.1t，本工程产生一般固废约 26.5t，本工程建成后，该填埋场负荷率为 47.7%，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，本项目依托可行。该填埋场环保手续已在《工业固废填埋场环境影响报告书》项目中进行了环境影响评价，批复文号为庆环审〔2016〕286 号，并于 2019 年 10 月完成自主验收，目前该站正常运行。

3.2.7 第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置

本项目废压裂液依托第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置进行处理后进入北三污水处理系统，不外排。压裂废液无害化处理装置采用“管式反应器反应-油水泥分离器-一次过滤-二次过滤”多级的物理及化学混合工艺来降低废压裂液中污染物的含量，达到无害化处理。设计处理能力 240m³/d，目前负荷约 50%，本项目对 85 口注采井进行压裂作业，压裂返排液产生量约为 3400m³，约 80m³/d（按每天压裂 2 口井计算），接收本次工程后，第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置压裂返排液处理量为 200m³/d，负荷率为 83.33%，满足开发需求。该处理装置环保手续已在《萨北油田北三区西部南块三次采油产能建设工程环境影响报告书》项目中进行了环境影响评价，批复文号为庆环建字〔2009〕15 号，并于 2011 年完成验收，验收文号庆环验〔2011〕023 号，目前该站正常运行。本项目依托可行。

第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置工艺流程见图 3.9-6。

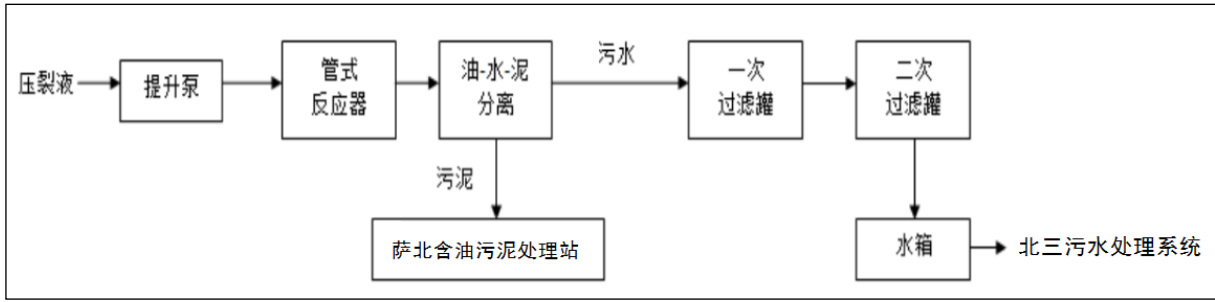


图 3.9-6 第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置工艺流程

3.2.8 吉林省油田管理局农工商企业总公司

本项目产生的废射孔液由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，吉林省油田管理局农工商企业总公司位于采油一厂原北过蒸汽驱注气站内，中心坐标为 E125°04'23.50"，N46°43'40.05"。年处理废弃水基泥浆 200000m³，日最大处理量为 1000m³，现阶段泥浆处理量为 225.6m³/d，负荷率为 22.6%；本项目产生的废射孔液约 100m³/d，本项目新增负荷后吉林省油田管理局农工商企业总公司负荷率为 32.6%。该站环保手续已在《黑龙江省大庆市三厂废弃钻井液集中处理项目环境影响报告表》项目中进行了环境影响评价，批复文号为萨环审发〔2019〕30 号，并于 2020 年 6 月完成自主验收，目前该站正常运行。本项目依托可行。

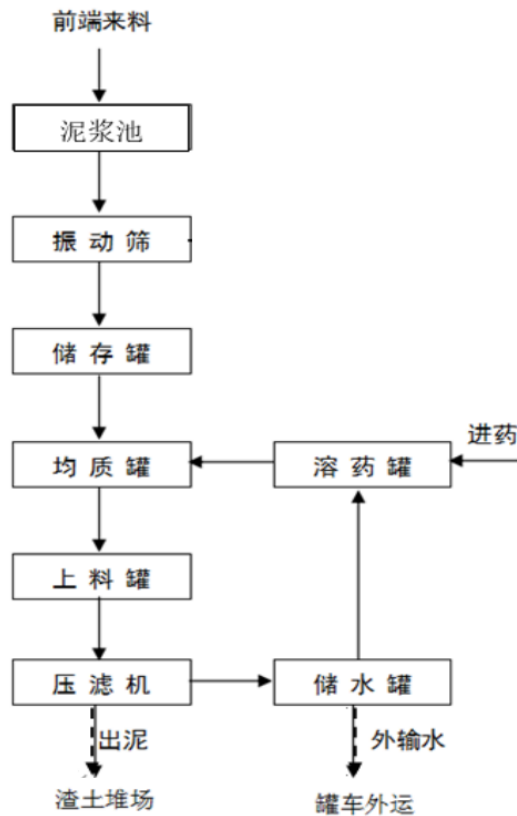


图 3.9-7 吉林省油田管理局农工商企业总公司工艺流程图

3.3 拟建工程

3.3.1 工程概况

(1) 项目名称：萨北开发区北部过渡带一条带西区萨 II 10-16+萨 III 油层化学驱产能建设工程；

(2) 建设单位：大庆油田有限责任公司第三采油厂；

(3) 建设地点：大庆市萨尔图区，北三联路南侧、前进渠东侧，上游路西侧；

(4) 建设性质：改扩建；

(5) 投资规模：项目总投资 24401 万元（钻井工程投资 9644 万元，地面建设投资 14757 万元），其中环保投资 217.56 万元，占总投资的 0.9%。

(6) 占地面积：本项目总占地面积为 87.3hm²，均为临时占地，面积为 87.3hm²，占地类型为草地（非基本草原）；

(7) 建设周期：项目计划施工期为 2025 年 1 月至 2025 年 4 月，施工人员 60 人，施工 120 天，施工不设置营地，运营期不新增劳动定员。

(8) 建设内容：本项目为产能建设地面工程，基建油水井 250 口，其中油井 127 口，注入井 123 口，全部为老井利用井，本次工程对 200 口利用井进行补孔完井，其余 50 口注采井采用补孔后压裂完井；地面工程配套更新集油掺水管线 61km，更换站间集油掺水热洗管道 6.5km，更新聚合物母液管道 5.2km，新建注水管线 1.4km，更新单井注入管道 13.2km；改造北六转油放水站、北 II-1 脱水站、北六污水站、计量间 4 座及注入站 3 座，配套建设供配电、道路等辅助工程。预计建成后增加产能 4.95×10⁴t/a。

本次工程项目组成见表 3.3-1。

表 3.3-1 工程组成一览表

工程组成		建设内容及规模		备注
主体工程	井下作业	射孔	对 200 口利用井进行补孔完井（102 口采出井、98 口注入井），采用多级复合射孔工艺。	新增
		压裂	对无法满足产能需求的 50 口注采井（25 口采出井、25 口注入井）采用补孔投产后压裂方式完井。	新增
	采油工程	127 口油井全部为老井利用井，位于耕地和草地内，采用抗盐聚合物驱油，108 口采用抽油机举升（利旧 92 口、更换 11 口），19 口采用螺杆泵举升（利旧 11 口、更换 8 口）。抽油机电机更换 5 台。建成后预计新增产能 4.95×10 ⁴ t/a。	改造	
	注入工程	123 口注入井全部为老井利用井，采用分层注入，在射孔和部分压裂后全部基建投产。	改造	

集输工程	集输管线	油井利用井站外集油采用双管掺水热洗分开及双管并联集油掺水工艺。本工程 127 口油井维持原井站关系不变，仍接入北六转油放水站下辖的 4 座计量间和北五转油放水站下辖的 1 座计量间。	--	
		更换腐蚀严重的单井集油掺水管线 61km, 更换站间腐蚀严重的集油掺水热洗管道 6.5km。采用机械开挖埋地方式敷设，作业带宽宽度为 10m，其中管沟深度 2m，采用硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管。	改造	
	计量间	本项目共涉及 5 座计量间，改造其中 4 座计量间（北六-1、北六-2、北六-3、北六-4），其次更换腐蚀的阀门、管道，其中更换工艺管道 1.1km，阀门 66 个，绝缘接头 6 个；有 1 口油井（北 3-1-斜 P61）隶属于第五作业区 50-10 计量间，为方便后期管理，本次将该井调整至就近北六-3 号计量间，新建管道 0.46km。	改造	
		北 5-4 计量间依托不变。	依托	
	场站改造	北六转油放水站：本次将对现有二合一加热炉炉体进行维修，并重做防腐保温，并对老化变形的烧火间进行维修；新建水驱污水沉降罐外输管道 DN300-100m；更换掺水汇管 DN200-60m；更换伴热管道 DN50-300m；新建注醇装置 1 套。	改造	
		北 II-1 脱水站：更换气动阀 8 个，更换腐蚀老化管道 DN200-600m；更换变频冲脱水供电装置 3 台；更换电脱水器信息采集传输装置 3 套；更换集气站自力式调节阀 1 个。	改造	
	配制注入工程	站外系统	127 口注入井全部为老井利用井，采用集中配制分散注入的地面总体配注工艺，维持现有井站关系，依托区块内现有注入站 3 座，由北 III-5 配制站供聚合物母液，由聚北六注水站供高压水。 ，更换腐蚀严重的聚合物母液管道 5.2km，更换腐蚀严重的单井注入管道 13.2km；新建注水管线 1.4km。	新建、改造
		场站改造	北 III-5 配制站：系统分配变化，将原有设备重新分配，配制系统由 4 套变为 5 套，对外输泵房和熟化罐区的工艺管线进行调整改造，主要工程内容为：新建不锈钢管道 $\Phi 508 \times 8 - 0.35\text{km}$ 、 $\Phi 406 \times 7 - 0.45\text{km}$ 、 $\Phi 323 \times 7 - 0.2\text{km}$ 、 $\Phi 219 \times 7 - 0.2\text{km}$ ，新建 DN500 电动阀 2 个，DN400 电动阀 2 个，以及站内自控系统调整更新。	改造
			北 III-5-5 注入站：更新单井注入管道 1.2km，并将单井管线由埋地敷设改为地上敷设，穿墙出户 1 米后改为埋地敷设，室内部分新建钢平台；更新排污泵 2 台；更新排污池，重做防渗层；注入站规划按照“集中监控无人值守”模式建设，采暖方式改建成电采暖；更新 DN100 消防管线 200m、消防阀井 2 个。	改造
			北 III-5-7 注入站：更新单井注入管道 1.1km，并将单井管线由埋地敷设改为地上敷设，穿墙出户 1 米后改为埋地敷设，室内部分新建钢平台；更新排污泵 2 台；更新排污池，重做防渗层；注入站规划按照“集中监控无人值守”模式建设，采暖方式改建成电	改造

		采暖；更新 DN100 消防管线 100m、消防阀井 2 个；更新高压注水管道 100m。	
		北III-5-8 注入站：更新单井注入管道 1.3km，并将单井管线由埋地敷设改为地上敷设，穿墙出户 1 米后改为埋地敷设，室内部分新建钢平台；更新排污泵 2 台；更新排污池，重做防渗层；注入站规划按照“集中监控无人值守”模式建设，采暖方式改建成电采暖；更新 DN80 消防管线 100m、消防阀井 1 个。	改造
		聚北六注水站：新建污水站来水连接工艺管线 0.1km；更换高压闸阀 2 个（DN200）；新建来水流量计 1 个（DN300）；更换高压电动阀 3 个（DN200-2 个，DN150-1 个）；更换远传压力表 3 台；更换远传压力表 6 台、远传温度变送器 6 台；更换远传压力表 5 台；更换冷却水流量计 3 台；更换远传温度变送器 1 台。	改造
供水及水处理工程	北六污水站(深度处理)改造	北六污水站（深度处理）改造：对过滤罐增加提温反洗功能。利用该站原有外输及反冲洗水罐 2 座的其中 1 座，使其兼有热洗水罐的功能。利旧曝氧泵房做为过滤罐提温反洗循环水泵房使用，并新建 2.0MW 加热炉 1 台。新建曝氧泵房 1 座，新增空压机橇 1 座，采用橇装化设计。	改造
辅助工程	数字化工程	对 27 口举升方式转变的油井进行数字化建设。对北 III-5-5 注入站、北 III-5-7 注入站、北 III-5-8 注入站按无人值守进行数字化改造，对北五、北六联合站、北十九注水站按无人值守标准进行数字化完善。井间生产数据采集与传输采用 ZIGBEE+4G 技术，站场生产数据通过光缆方式上传到至作业区数据库服务器，实现电子巡井、集中监控和远程指挥。按照该区块数字化建设模式，完成油水井及阀组间的的生产信号采集与接入，生产数据上传到作业区进行统一监控管理。	新建
	道路工程	对产能区域内破损严重的 9 条土路进行维修，改造成路面宽 3.5m 的砂石路，路基宽 4.5m，砂石结构，全长 5.6km。 区块内 14 口油井由于通井土路的破损，需进行维修，维修标准为 3.5m 宽的进井通道，土路结构，全长 3.0km。	改造
	防腐工程	集油掺水热洗管线采用硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管，管道采用无缝钢管，管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级，并采用强制电流阴极保护。	新建
公用工程	给水工程	施工期生产用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水。运营期油井作业用水来源为作业区热水站，由作业罐车运送。项目运营期依托场站不新增劳动定员。	依托
	排水工程	施工期： ①施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期由物业单位庆南工矿服务公司拉运至丰收污水提升站经污水管网排入中区污水处理厂处理；	依托

		<p>②管道试压废水由罐车拉运至北六污水处理站处理后回注油层，不外排。</p> <p>③压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。</p>	
		<p>运营期：</p> <p>①清防蜡废水经热洗管线回收进入集输系统，管输至北六污水处理站处理；</p> <p>②油田采出水管输进入北六污水站或北六聚驱污水站处理达标后回注油层；</p> <p>③油井检修作业污水经钢制污油回收槽回收，通过罐车回收后送至北六污水站处理达标后回注油层。</p> <p>④水井洗井污水通过罐车回收后送至北六污水处理站处理达标后回注油层。</p> <p>⑤运营期依托场站不新增定员，不新增生活污水排放。</p>	
	供暖工程	本项目不设施工营地，不涉及供暖。	/
	供电工程	本项目电力供应均来自油田已建电网，本工程新增用电负荷 517.8kW，区域内的北六变和聚北十九变电站供电能力满足要求。规划更换及新建 6kV 柱上变电站 6 座，利旧井场变压器 2 座。站场低压配电改造 1 座，新建无功补偿装置 300kVar。	新建
环保工程	废气治理措施	<p>施工期：通井路施工过程，要采取喷水压实、洒水抑尘措施，严格控制施工扬尘的产生；对进出场地的运输道路洒水抑尘，加强施工管理，降低施工扬尘对周围环境产生的影响。</p>	新建
		<p>运营期：依托的北六转油放水站和北五转油放水站采用清洁能源天然气作为燃料，加热炉燃烧产生的废气均经高于 8m 的烟囱高空排放（北六转油放水站烟囱高 23m，北五转油放水站烟囱高 23m，北 II-1 脱水站烟囱高 8m）；更换集油掺水管道、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。</p>	依托
	废水治理措施	<p>施工期：施工人员产生的生活污水排入施工现场附近场站或计量间内已建防渗旱厕，定期由物业单位庆南工矿服务公司拉运至丰收污水提升站经污水管网排入中区污水处理厂处理。</p> <p>施工期管道试压废水由罐车收集后拉运至北六污水站处理后回注油层，不外排。</p> <p>压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。</p>	依托

	<p>运营期：</p> <p>油井清防蜡采用高压固定热洗方式，废水经热洗管线回收进入集输系统，管输至北六污水站处理。</p> <p>油井检修作业污水经钢制污油回收槽回收，通过罐车回收后送至北六污水站处理达标后回注油层。</p> <p>水井洗井污水通过罐车回收后送至进入北六污水站或北六聚驱污水站处理达标后回注油层。</p> <p>油田采出水经集输系统最终输至进入北六污水站或北六聚驱污水站处理后回注油层，出水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）中“含油量$\leq 20\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 20\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 5\mu\text{m}$”限值要求。</p>	依托
噪声治理措施	井场更换电机、抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备，注意对利旧设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；定期对井场进行巡检，发现异常响动及时处理。	新建
	改造场站更换的机泵等设备选用低噪声设备，安装基础减振，全部设置在泵房内部。	新建
固体废物治理措施	施工期生活垃圾统一收集，由环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司进行处理。	/
	施工废料和废包装袋送至第一采油厂工业固废填埋场处理。	/
	废射孔液由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，处理后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第Ⅰ类一般工业固体废物标准后外运至第三采油厂综合利用垫井场或铺路，压滤水送往第三采油厂北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。	/
	井场和场站改造拆除的废旧设备包括抽油机、机泵、闸阀和工艺汇管等，全部由施工单位拉运至采油三厂资产库回收。井场变压器拆除更换由电力运维分公司统一负责，废变压器油由电力运维分公司统一收集外委处置，不在本项目现场进行收集更换。	/
	依托场站站内道路改造、井排路维修改造等过程中将产生废砼块、废砖块等建筑垃圾，由施工单位拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置。	依托
	运营期含油污泥、落地油及油砂收集拉运至三厂北十五南含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，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送至第三采油厂第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池暂存，定期委托有资质单位处置。	依托
地下水及土	在本项目区域上游新建 1 口潜水背景值监测水井，在区域内新建	新建 3

	壤防护	1口潜水跟踪监测水井、在区域下游新建1口潜水跟踪监测水井、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。	口潜水跟踪监测井，依托1口大棚承压水井
		在井场占地内、井场地内共布设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 ）、汞、砷、六价铬，监测频次为1次/年。	新建
		分区防渗措施：施工期井场压裂区域、运营期集油掺水管道、母液管道、注水干线和注入管道、油井井场作业区域和水井洗井区域为重点防渗，管道采用无缝钢管或钢骨架复合管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接；油井井场作业和水井洗井期间搭建防渗围堰及作业区域铺垫防渗布；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	本项目生态恢复主要是对管线铺设临时占地进行恢复，需恢复的面积为87.3hm ² 。对临时占用土地采取表土留存，分层回填，翻松整平，植被恢复等措施；对永久占用草地0.024hm ² 进行补偿。	恢复、补偿
依托工程	北五转油放水站	本工程2口油井产液直接进入北五转油放水站，站内采用“三相分离器”处理工艺，为水聚驱合建站，水驱设计规模19600t/d，实际处理量10927t/d，负荷55.75%，聚驱设计规模为20000t/d，实际处理量8500t/d，负荷42.5%，本工程2口油井进入该站液量为160t/d，北五转油放水站处理量为12763.75t/d，负荷率为65.12%，本工程依托可行。	依托，无需扩建
	北II-1脱水站	采用“游离水脱除+电脱水”处理工艺，游离水脱除设计规模为25600t/d、电脱水设计规模4500t/d；目前游离水脱除器处理量16848.36t/d，负荷率为65.81%，电脱水处理量为2559.6t/d，负荷率为42.49%。根据开发预测方案，投产后游离水脱除处理量为17070.192t/d，负荷率为66.68%，电脱水处理量为2745.6t/d，负荷率为61.01%，可满足本工程依托要求。	依托、无需扩建
		北III-1集气站设计输气规模300000m ³ /d（10950×10 ⁴ m ³ /a），目前实际输气量约为8618×10 ⁴ m ³ /a，本工程耗气量共计494.46×10 ⁴ m ³ /a，新增本工程输气量后北III-1集气站负荷率为83.22%，本工程依托可行。	
	萨北含油污泥处理站	运营期含油污泥、落地油及油砂收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，萨北含油污泥处理站采用“调质+离心”处理工艺。处理站设计处理规模为	依托、无需扩建

		10m ³ /h（年运行 200 天，年最大处理量为 43200t），目前实际处理量约 28080t/a，负荷率约为 65%，剩余处理量为 15120t。本工程含油泥（砂）及落地油产生量为 8.314t/a，本项目新增后处理量约为 28088.314t/a，负荷率为仍 65%，变化较小，能够满足本项目含油污泥处理需求。	
	第一采油厂工业固废填埋场	设计总容量 11624m ³ ，年处理能力 581.2m ³ /a，合 700t/a，服务年限 20 年，今年已使用 307.1t，本工程产生一般固废约 26.5t，本工程建成后，该填埋场负荷率为 47.7%，能满足本工程依托需求，该场环评批复文号为庆环建字〔2011〕172 号，验收文号为庆环验字〔2013〕121 号。	依托、无需扩建
	第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置	压裂返排液依托第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置进行处理后进入北三污水处理系统，不外排。压裂废液无害化处理装置采用“管式反应器反应-油水泥分离器-一次过滤-二次过滤”多级的物理及化学混合工艺来降低废压裂液中污染物的含量，达到无害化处理。设计处理能力 240m ³ /d，目前负荷约 50%，本项目对 85 口注采井进行压裂作业，压裂返排液产生量约为 3400m ³ ，约 80m ³ /d（按每天压裂 2 口井计算），接收本次工程后，第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置压裂返排液处理量为 200m ³ /d，负荷率为 83.33%，满足开发需求。	依托
	吉林省油田管理局农工商企业总公司	废射孔液由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，该公司位于采油一厂原北过蒸汽驱注气站内，中心坐标为 E125°04'23.50"，N46°43'40.05"。年处理废弃水基泥浆 200000m ³ ，日最大处理量为 1000m ³ ，现阶段泥浆处理量为 110m ³ /d，负荷率为 11%；本项目废射孔液约 100m ³ /d，接收本项目废射孔液后该公司负荷率为 22.6%，本项目依托可行。	外委依托
依托工程	第三采油厂第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池	该站位于萨北 25 号转油站东侧 160m，建设有含油防渗布暂存池 1 座，容积 4000m ³ ，池体基础防渗层采用 1m 厚压实黏土层，防渗层顶面采用混凝土防渗层，防渗性能渗透系数不低于 1.0×10 ⁻⁷ cm/s。配套建设具备防风、防晒和防雨功能的顶棚 1 座，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，该站 2021 年 9 月 10 日取得大庆市萨尔图生态环境局批复（萨环审发〔2021〕36 号），目前正在组织自主验收中。	依托
临时工程		本工程井场抽油机拆卸安装、管道和道路施工时均不设施工营地和料场，直接将抽油机、管材和筑路材料拉运到施工现场进行施工。	临时

（9）施工进度

项目总建设周期 120d；场站改造共 120d，期间井场及管线地面工程同时建设，建设周期 30d，道路工程建设 30d。施工进度见下表。

表 3.7-1 施工进度计划表

工程名称	2025 年		备注，井场和管道工程同时建设
	1 月-2 月	3 月-4 月	
井场	_____		
管道	_____		
道路		_____	
场站改造	_____	_____	

3.3.2 开发方案

(1) 基建井及井位分布

本项目基建油水井250口，其中油井127口，注入井123口，全部为老井利用井。占地类型为耕地（非基本农田）和草地（一般草地）。本项目老井利用井井位布设情况见表3.3-1。本项目井场位置及井间位置关系见附图2，开发区块总体平面布置图见附图20。

表3.3-1 本项目老井利用井井位布设情况

序号	井号	井位坐标		井别	占地类型
		井口横坐标	井口纵坐标		
1	北 3-10-P45	19317	66466	采油井	草地
2	北 3-10-P47	19583	66408	采油井	草地
3	北 3-10-P51	20058	66288	采油井	草地
4	北 3-10-P54	22440	65578	采油井	草地
5	北 3-10-P56	22759	65495	采油井	草地
6	北 3-10-P61	21312	65978	采油井	草地
7	北 3-10-P63	21538	65922	采油井	草地
8	北 3-10-P65	21770	65851	采油井	草地
9	北 3-10-P67	21984	65776	采油井	草地
10	北 3-10-P69	22312	65754	采油井	草地
11	北 3-10-P71	22617	65662	采油井	草地
12	北 3-10-P73	22881	65587	采油井	草地
13	北 3-10-P75	23121	65509	采油井	草地
14	北 3-10-P77	23356	65450	采油井	草地
15	北 3-10-P79	23605	65387	采油井	草地
16	北 3-10-P81	23848	65324	采油井	草地
17	北 3-10-P83	24092	65263	采油井	草地
18	北 3-10-斜 P253	20319	66221	采油井	草地
19	北 3-10-斜 P255	20550	66155	采油井	草地
20	北 3-10-斜 P49	19829	66340	采油井	草地
21	北 3-10-斜 P57	20795	66086	采油井	草地

22	北 3-10-斜 P59	21030	66020	采油井	草地
23	北 3-11-P45	19195	66421	采油井	草地
24	北 3-11-P49	19661	66200	采油井	草地
25	北 3-11-P51	19917	66186	采油井	草地
26	北 3-11-P53	20151	66137	采油井	草地
27	北 3-11-P57	20586	65963	采油井	草地
28	北 3-11-P65	21607	65759	采油井	草地
29	北 3-11-P67	21854	65706	采油井	草地
30	北 3-11-P69	22101	65633	采油井	草地
31	北 3-11-P75	22957	65428	采油井	草地
32	北 3-11-P77	23206	65369	采油井	草地
33	北 3-11-P79	23442	65305	采油井	草地
34	北 3-11-P81	23686	65257	采油井	草地
35	北 3-11-P83	23926	65181	采油井	草地
36	北 3-11-P85	24168	65114	采油井	草地
37	北 3-11-斜 P255	20409	66066	采油井	草地
38	北 3-11-斜 P47	19415	66326	采油井	草地
39	北 3-11-斜 P59	20881	65949	采油井	草地
40	北 3-11-斜 P61	21151	65869	采油井	草地
41	北 3-11-斜 P63	21379	65820	采油井	草地
42	北 3-1-P45	19047	66328	采油井	草地
43	北 3-1-P47	19277	66242	采油井	草地
44	北 3-1-P49	19519	66178	采油井	草地
45	北 3-1-P51	19750	66071	采油井	草地
46	北 3-1-P53	20006	66057	采油井	草地
47	北 3-1-P54	22247	65494	采油井	草地
48	北 3-1-P56	22633	65394	采油井	草地
49	北 3-1-P59	20761	65842	采油井	草地
50	北 3-1-P63	21202	65712	采油井	草地
51	北 3-1-P65	21454	65654	采油井	草地
52	北 3-1-P67	21697	65613	采油井	草地
53	北 3-1-P69	21943	65566	采油井	草地
54	北 3-1-P81	23553	65135	采油井	草地
55	北 3-1-P83	23776	65091	采油井	草地
56	北 3-1-P85	24019	65026	采油井	草地
57	北 3-1-斜 P255	20239	65979	采油井	草地
58	北 3-1-斜 P57	20501	65922	采油井	草地

59	北 3-1-斜 P77	23052	65270	采油井	草地
60	北 3-1-斜 P79	23293	65235	采油井	草地
61	北 4-100-P45	19635	66661	采油井	草地
62	北 4-100-P49	20168	66524	采油井	草地
63	北 4-100-P59	21357	66197	采油井	草地
64	北 4-100-P61	21604	66155	采油井	草地
65	北 4-100-P63	21838	66085	采油井	草地
66	北 4-100-P65	22106	66008	采油井	草地
67	北 4-100-P67	22388	65998	采油井	草地
68	北 4-100-P69	22676	65865	采油井	草地
69	北 4-100-P71	22947	65824	采油井	草地
70	北 4-100-P73	23188	65755	采油井	草地
71	北 4-100-P75	23435	65725	采油井	草地
72	北 4-100-P77	23683	65635	采油井	草地
73	北 4-100-P79	23917	65575	采油井	草地
74	北 4-100-P81	24168	65511	采油井	草地
75	北 4-100-斜 P253	20610	66386	采油井	草地
76	北 4-100-斜 P47	19909	66582	采油井	草地
77	北 4-100-斜 P51	20356	66444	采油井	草地
78	北 4-100-斜 P55	20877	66340	采油井	草地
79	北 4-100-斜 P57	21120	66276	采油井	耕地
80	北 4-10-P61	21443	66066	采油井	草地
81	北 4-10-P63	21695	66000	采油井	草地
82	北 4-10-P65	21928	65940	采油井	草地
83	北 4-10-P67	22180	65868	采油井	草地
84	北 4-10-P69	22454	65800	采油井	草地
85	北 4-10-P71	22769	65725	采油井	草地
86	北 4-10-P73	23034	65668	采油井	草地
87	北 4-10-P75	23283	65604	采油井	草地
88	北 4-10-P79	23769	65489	采油井	草地
89	北 4-10-P81	24009	65424	采油井	草地
90	北 4-10-P83	24268	65343	采油井	草地
91	北 4-10-斜 P45	19516	66575	采油井	草地
92	北 4-10-斜 P47	19764	66475	采油井	草地
93	北 4-10-斜 P49	20005	66421	采油井	草地
94	北 4-10-斜 P51	20262	66399	采油井	草地
95	北 4-10-斜 P53	20455	66303	采油井	草地

96	北 4-10-斜 P55	20711	66233	采油井	草地
97	北 4-10-斜 P57	20993	66190	采油井	耕地
98	北 4-10-斜 P59	21207	66115	采油井	草地
99	北 4-10-斜 P77	23534	65534	采油井	草地
100	北 4-8-斜 P60	24383	65835	采油井	草地
101	北 4-91-P56	22982	66038	采油井	草地
102	北 4-91-P58	23275	65989	采油井	草地
103	北 4-91-P60	23517	65930	采油井	草地
104	北 4-91-P62	23760	65865	采油井	草地
105	北 4-91-P64	24002	65804	采油井	草地
106	北 4-91-P66	24244	65737	采油井	草地
107	北 4-91-斜 P254	22684	66079	采油井	草地
108	北 4-9-P55	22607	65950	采油井	草地
109	北 4-9-P56	21033	66450	采油井	草地
110	北 4-9-P58	21240	66370	采油井	草地
111	北 4-9-P60	21522	66312	采油井	草地
112	北 4-9-P62	21757	66244	采油井	草地
113	北 4-9-P64	22039	66186	采油井	草地
114	北 4-9-P66	22280	66134	采油井	草地
115	北 4-9-P70	22853	65946	采油井	草地
116	北 4-9-P72	23117	65908	采油井	草地
117	北 4-9-P74	23359	65849	采油井	草地
118	北 4-9-P76	23602	65785	采油井	草地
119	北 4-9-P78	23845	65722	采油井	草地
120	北 4-9-P80	24085	65660	采油井	草地
121	北 4-9-P82	24328	65617	采油井	草地
122	北 4-9-斜 P46	19806	66729	采油井	草地
123	北 4-9-斜 P48	20054	66685	采油井	草地
124	北 4-9-斜 P50	20288	66614	采油井	草地
125	北 4-9-斜 P52	20532	66552	采油井	草地
126	北 4-9-斜 P54	20763	66494	采油井	草地
127	北 3-1-斜 P61	20977	65798	采油井	草地
128	北 3-10-P254	20422	66177	注入井	草地
129	北 3-10-P53	22252	65646	注入井	草地
130	北 3-10-P55	22599	65547	注入井	草地
131	北 3-10-P62	21402	65949	注入井	草地
132	北 3-10-P66	21881	65809	注入井	草地
133	北 3-10-P68	22120	65736	注入井	草地
134	北 3-10-P70	22464	65676	注入井	草地

135	北 3-10-P72	22762	65618	注入井	草地
136	北 3-10-P74	22990	65541	注入井	草地
137	北 3-10-P76	23236	65480	注入井	草地
138	北 3-10-P78	23485	65418	注入井	草地
139	北 3-10-P80	23727	65355	注入井	草地
140	北 3-10-P82	23969	65295	注入井	草地
141	北 3-10-P84	24208	65234	注入井	草地
142	北 3-10-斜 P256	20674	66118	注入井	草地
143	北 3-10-斜 P46	19465	66455	注入井	草地
144	北 3-10-斜 P48	19715	66379	注入井	草地
145	北 3-10-斜 P50	19928	66332	注入井	草地
146	北 3-10-斜 P52	20204	66244	注入井	草地
147	北 3-10-斜 P58	20890	66064	注入井	草地
148	北 3-10-斜 P60	21187	65996	注入井	草地
149	北 3-10-斜 P64	21633	65892	注入井	草地
150	北 3-11-P254	20262	66102	注入井	草地
151	北 3-11-P46	19304	66393	注入井	草地
152	北 3-11-P48	19551	66271	注入井	草地
153	北 3-11-P52	20030	66168	注入井	草地
154	北 3-11-P56	20516	66048	注入井	草地
155	北 3-11-P64	21492	65814	注入井	草地
156	北 3-11-P66	21733	65737	注入井	草地
157	北 3-11-P68	21975	65675	注入井	草地
158	北 3-11-P76	23078	65397	注入井	草地
159	北 3-11-P78	23318	65342	注入井	草地
160	北 3-11-P80	23563	65274	注入井	草地
161	北 3-11-P82	23805	65212	注入井	草地
162	北 3-11-P84	24071	65152	注入井	草地
163	北 3-11-斜 P50	19780	66218	注入井	草地
164	北 3-11-斜 P58	20726	65992	注入井	草地
165	北 3-11-斜 P60	21026	65912	注入井	草地
166	北 3-11-斜 P62	21241	65866	注入井	草地
167	北 3-1-P254	20129	65998	注入井	草地
168	北 3-1-P46	19157	66270	注入井	草地
169	北 3-1-P48	19384	66167	注入井	草地
170	北 3-1-P50	19627	66104	注入井	草地
171	北 3-1-P52	19882	66085	注入井	草地
172	北 3-1-P55	22448	65405	注入井	草地
173	北 3-1-P64	21334	65708	注入井	草地
174	北 3-1-P66	21576	65644	注入井	草地

175	北 3-1-P68	21833	65580	注入井	草地
176	北 3-1-P70	22101	65536	注入井	草地
177	北 3-1-P75	22736	65373	注入井	草地
178	北 3-1-P82	23655	65120	注入井	草地
179	北 3-1-P84	23897	65057	注入井	草地
180	北 3-1-P86	24139	64998	注入井	草地
181	北 3-1-斜 P256	20375	65958	注入井	草地
182	北 3-1-斜 P58	20600	65888	注入井	草地
183	北 3-1-斜 P60	20869	65859	注入井	草地
184	北 3-1-斜 P62	21087	65744	注入井	草地
185	北 3-1-斜 P76	22933	65311	注入井	草地
186	北 3-1-斜 P78	23195	65242	注入井	草地
187	北 3-1-斜 P80	23421	65193	注入井	草地
188	北 4-100-P53	22471	65921	注入井	草地
189	北 4-100-P54	22786	65835	注入井	草地
190	北 4-100-P60	21475	66180	注入井	草地
191	北 4-100-P62	21717	66116	注入井	草地
192	北 4-100-P64	21960	66054	注入井	草地
193	北 4-100-P66	22272	65990	注入井	草地
194	北 4-100-P72	23057	65783	注入井	草地
195	北 4-100-P74	23320	65727	注入井	草地
196	北 4-100-P76	23562	65668	注入井	草地
197	北 4-100-P78	23823	65595	注入井	草地
198	北 4-100-P80	24039	65543	注入井	草地
199	北 4-100-P82	24272	65475	注入井	草地
200	北 4-100-斜 P254	20765	66359	注入井	草地
201	北 4-100-斜 P46	19734	66605	注入井	草地
202	北 4-100-斜 P48	20040	66554	注入井	草地
203	北 4-100-斜 P50	20274	66496	注入井	草地
204	北 4-100-斜 P52	20507	66425	注入井	草地
205	北 4-100-斜 P56	20987	66294	注入井	草地
206	北 4-100-斜 P58	21215	66243	注入井	草地
207	北 4-101-P53	22312	65837	注入井	草地
208	北 4-101-P54	22599	65768	注入井	草地
209	北 4-101-P55	22923	65694	注入井	草地
210	北 4-10-P50	20156	66400	注入井	草地
211	北 4-10-P52	20315	66323	注入井	草地
212	北 4-10-P60	21334	66094	注入井	草地
213	北 4-10-P62	21570	66032	注入井	草地
214	北 4-10-P64	21807	65971	注入井	草地

215	北 4-10-P66	22065	65907	注入井	草地
216	北 4-10-P74	23156	65637	注入井	草地
217	北 4-10-P76	23404	65591	注入井	草地
218	北 4-10-P78	23636	65517	注入井	草地
219	北 4-10-P80	23894	65450	注入井	草地
220	北 4-10-P82	24143	65403	注入井	草地
221	北 4-10-斜 P46	19658	66518	注入井	草地
222	北 4-10-斜 P48	19853	66464	注入井	草地
223	北 4-10-斜 P54	20586	66260	注入井	草地
224	北 4-10-斜 P56	20845	66210	注入井	草地
225	北 4-10-斜 P58	21088	66175	注入井	草地
226	北 4-91-P54	22518	66145	注入井	草地
227	北 4-91-P55	22850	66067	注入井	草地
228	北 4-91-P57	23123	66016	注入井	草地
229	北 4-91-P59	23398	65958	注入井	草地
230	北 4-91-P61	23639	65898	注入井	草地
231	北 4-91-P63	23881	65826	注入井	草地
232	北 4-91-P65	24123	65772	注入井	草地
233	北 4-91-P67	24366	65711	注入井	草地
234	北 4-9-P49	20168	66677	注入井	草地
235	北 4-9-P57	21143	66415	注入井	草地
236	北 4-9-P59	21379	66338	注入井	草地
237	北 4-9-P61	21666	66264	注入井	草地
238	北 4-9-P63	21878	66213	注入井	草地
239	北 4-9-P65	22142	66153	注入井	草地
240	北 4-9-P69	22764	65960	注入井	草地
241	北 4-9-P71	23001	65928	注入井	草地
242	北 4-9-P73	23238	65877	注入井	草地
243	北 4-9-P75	23506	65813	注入井	草地
244	北 4-9-P77	23723	65753	注入井	草地
245	北 4-9-P79	23965	65692	注入井	草地
246	北 4-9-P81	24207	65629	注入井	草地
247	北 4-9-斜 P255	20908	66470	注入井	耕地
248	北 4-9-斜 P47	19970	66683	注入井	草地
249	北 4-9-斜 P51	20414	66595	注入井	草地
250	北 4-9-斜 P53	20650	66510	注入井	草地

(2) 开发指标预测

本项目基建油井127口，建成新增产能 4.95×10^4 t/a。根据开发安排，北过渡带一条带西区油井平均单井初期产油量1.3t/d，产液量43t/d；注水井平均单井日注量39~45m³/d，

井口注水压力12.5~12.7MPa。总体开发动态指标预测见表3.3-2，原油物性表及产出水性质见表3.3-3、表3.3-4。

表3.3-2 北过渡带一条带西区开发指标预测指标表

时间（年）	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
采油井（口）	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127
注入井（口）	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123
平均单井产油量（t/d）	1.3	1.3	2.5	3.6	3	2.5	1.9	1.4	1.1	0.9
平均单井产液量（t/d）	52	52	45	43	43	43	43	43	42	42
年产油量（10 ⁴ t/a）	1.49	4.95	10.56	14.96	12.43	10.27	8.11	5.95	4.4	3.87
年产液量（10 ⁴ t/a）	59.44	198.1 2	188.6	180.2 1	180.2 1	180.2 1	180.2 1	180.2 1	176.0 2	176.0 2
年注入量（10 ⁴ m ³ /a）	66.4	221.4	223.2	223.2	211.1	211.1	211.1	203	203	203
含聚浓度（mg/L）	300	500	700	800	800	700	500	300	200	200
平均单井日注量（m ³ /d）	60	60	55	55	52	52	52	50	50	50
井口注入压力（MPa）	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3
综合含水（%）	97.5	97.5	94.4	91.7	93.1	94.3	95.5	96.7	97.5	97.8

表3.3-3 原油物性表

油（气）田名称	密度（g/cm ³ ）	地层粘度（mPa.s）	凝固点（℃）	含硫（%）	含蜡（%）	胶质（%）	油气比 m ³ /t
北过渡带一条带西区	0.8542~0.9087	17.0~27.0	31.0	<0.2	22.40	22.50	47.4-50.0

表3.3-4 产出水性质表

油（气）田名称	总矿化度 mg/l	氯离子 Cl ⁻ mg/l	水型	Ca 离子 mg/l	Mg 离子 mg/l	K ⁺ /Na ⁺ mg/l	SO ₄ ²⁻ mg/l
北过渡带一条带西区	6475	1790	NaHCO ₃	41.9	7.9	1266.5	17.5

3.3.3 工程组成

3.3.3.1 井下作业

（1）射孔完井

本项目对 200 口利用井进行补孔完井（102 口采出井、98 口注入井），采用多级复合射孔工艺。射孔完井法即钻穿油、气层，下入油层套管，固井后对生产层射孔。射孔

是在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油气层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。

本区块全部设计采用油管输送射孔，且本区块及邻近区块目前未发现水敏、酸敏等储层五敏性问题，考虑减少投资费用，本项目设计射孔液采用清水。

(2) 压裂作业

本项目对无法满足产能需求的 50 口注采井（25 口采出井、25 口注入井）采用补孔投产后压裂方式完井。压裂液使用量为 100m³/口。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。压裂大队为了提高施工效率，压裂液配制好后由罐车拉运至施工现场直接使用，不在井场配制，不产生废包装袋。

压裂液主要成分理化性质见表 3.4-2。

表 3.4-2 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液中油和水分离开来。	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	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	中等毒性

	酸钾	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。	
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

3.3.3.2 原油集输工程

(1) 原油集输工艺

本项目开发区块 127 口油井均为老井利用井，本工程维持原井站关系不变，仍接入北六转油放水站下辖的 4 座计量间和北五转油放水站下辖的 1 座计量间。站外集油工艺双管掺水热洗分开及双管并联集油掺水集油流程，配套更换腐蚀严重的单井集油掺水管道 61km，更换腐蚀严重的站间集油掺水热洗管道 6.5km。采用机械开挖埋地方式敷设，作业带宽度为 10m，其中管沟深度 2m，管线采用硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管。管线敷设区域为耕地和草地。原油集输工艺流程示意图见图 3.4-1。

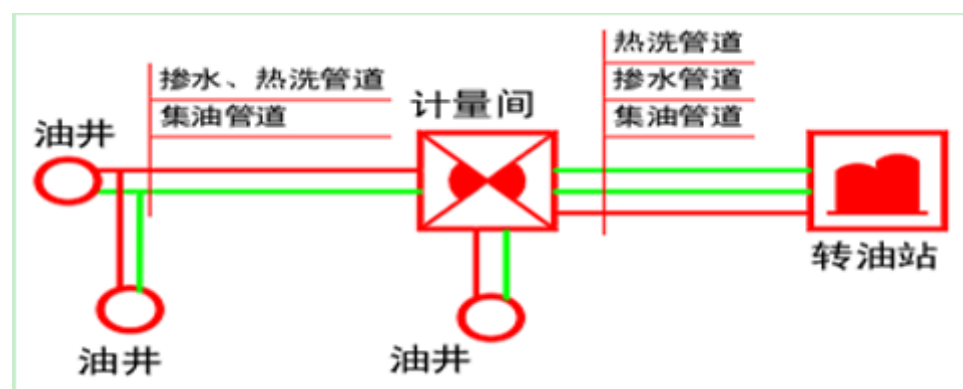


图 3.4-1 原油集输工艺流程示意图

(2) 站外集油系统

① 计量间改造

本工程维持原井站关系不变，126 口油井仍接入原属 5 座计量间，有 1 口油井（北 3-1-斜 P61）隶属于第五作业区 50-10 计量间，为方便后期管理，本次将该井调整至就近北六-3 号计量间，新建管道 0.46km。井间/站间集输关系统计见表 3.4-3。

北六-1 间、北六-2 间、北六-3 间、北六-4 计量间内部分集油阀组的工艺管道及阀门存在腐蚀老化现象，影响安全生产，本次工程中进行更换，共更换工艺管道 1.1km，阀门 66 个，绝缘接头 6 个。

② 集油掺水热洗管线更换

本次工程对北六-4 计量间（集油、掺水、热洗管道）进行更换，长度共计 6.5km。管径 89-273mm，集油管道设计压力 1.6MPa，掺水管道设计压力 2.5MP。站间管线更换路由见图 3.4-3。

本工程对共计 65 口油井单井集油掺水管道进行更换，采用双管并联集油工艺，油井就近并联挂接已建油井或 2-3 口油井进行并联搭接后就近接入计量间，共更换集油掺水管道 61km。集油管道管径 60×3.5mm，设计压力 1.6MPa；掺水、热洗管道管径 168×12mm，设计压力 16MPa。管道材质全部采用防腐钢管。单井集输管线路由图见图 3.4-2。

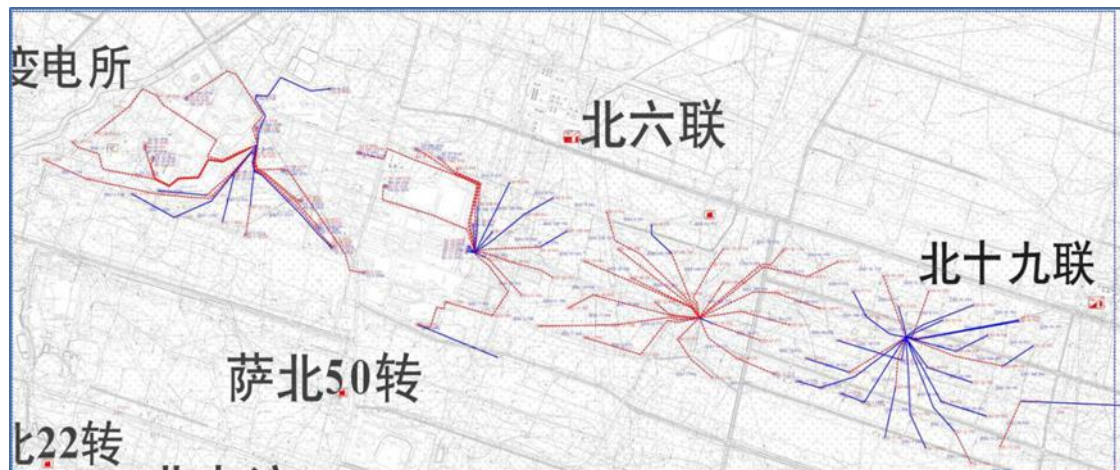


图 3.4-2 集输管线路由图

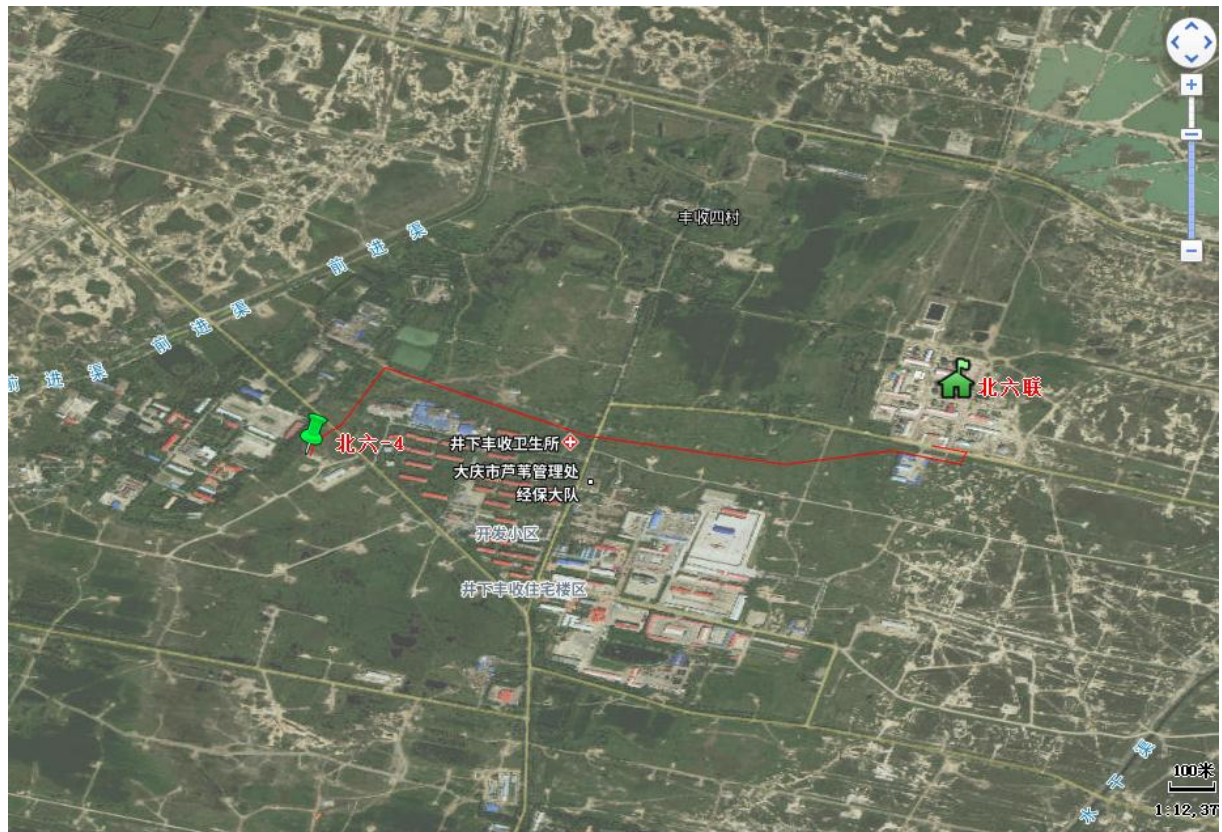


图 3.4-3 更换站间管线路由图

原油集输工程主要工程量见表 3.4-4。

表 3.4-3 井间/站间集输关系统计表

序号	作业区	所属转油站	计量间	井式	辖井数	利用井数
1	第四作业区	北六转油放水站	北六-1 号收球阀组间	20	32	32
2	第四作业区	北六转油放水站	北六 2 号收球阀组间	20	31	31
3	第四作业区	北六转油放水站	北六-3 号收球阀组间	16	25	26
4	第四作业区	北六转油放水站	北六-4 号收球阀组间	20	36	36
5	第四作业区	北五转油放水站	北五-4 号计量间	24	32	2
合计						127

表 3.4-4 原油集输工程主要工程量表

序号	单 项 工 程 项 目 名 称	单 位	总 数	备 注
1	新建单井集油掺水管道 $\phi 60 \times 3.5$	km	29.095	更换集油掺水管道 61km
2	新建单井集油掺水管道 $\phi 76 \times 3.5$	km	29.095	
3	新建单井集油掺水管道 DN50 (新型环保防垢管)	km	1.45	
4	新建单井集油掺水管道 DN65 (新型环保防垢管)	km	1.45	
5	油水井多相连续分测装置	台	1	
6	更换站间热洗管道 $\phi 89 \times 4.5$	km	2.18	更换站间 管线 6.5km
7	更换站间掺水管道 $\phi 114 \times 4.5$	km	2.18	
8	更换站间集油管道 $\phi 273 \times 6$	km	2.18	
9	计量间阀门管道维修	座	4	
10	井场维修	座	47	

(3) 集输系统场站改造

①北六转油放水站

I 集输系统改造

该站已建聚驱污水泵 2 台，排量 $Q=720\text{m}^3/\text{h}$ $H=65\text{m}$ ，已建水驱污水泵 2 台，排量 $Q=720\text{m}^3/\text{h}$ $H=65\text{m}$ ，流程上未实现互为备用，根据产量预测，次高年水驱外输污水量为 $564\text{m}^3/\text{h}$ ，负荷率 116%。为保证水驱污水泵满足生产需求，本次新建水驱污水沉降罐出口至聚驱污水泵进口管道 DN300，长度 100m，阀门 DN300-2 个，建成后水驱 2 台污水泵全启，备用聚驱外输污水泵。另外部分已建管道腐蚀老化严重，穿孔频繁，本次规划更换掺水汇管管道 DN200-60m，伴热管道 DN50-300m。

II 加热炉间改造

站内二合一加热炉炉体有明显腐蚀，本次对 5 台二合一加热炉炉体进行维修并重做外防腐保温，并对老化变形的烧火间进行维修。

III其它

目前北六外输气管道输至北 III-1 集气站，而外输油管道输至北 II-1 脱水站，外输气管道无法借用输油管道热场，造成该站外输气管道自建成以来，冬季频繁冻堵，为保证北六转油放水站外输气管道冬季正常运行，缓解管道冻堵情况，增设 $\Phi 900 \times 2000$ 注醇装置 1 套，配套相关设施。

北六转油放水站改造工程量见表 3.4-5。

表 3.4-5 北六转油放水站主要工程量明细表

序号	项目名称	规格	数量
1	新建水驱污水沉降罐外输管道 DN300	m	100
2	更换掺水汇管 DN200	m	60
3	更换伴热管道 DN50	m	300
4	维修二合一加热炉（重做外防腐保温，维修烧火间）	台	5
5	新建 $\Phi 900 \times 2000$ 注醇装置	套	1

改造后北六联合站内厂区平面布置不变。

②北 II-1 脱水站

该站已建电脱水器 4 台，为提高电脱水器的运行稳定性，对北 II-I 的 3 台电脱水器进行升级改造，将 2、3、4 号脱水变压器更换为大容量变频脉冲脱水供电装置（100kW），同步更换脉冲脱水控制柜、高压防爆筒、高压防爆柔性连接管、高压接线盒及变压器油。另外，该站投产 10 年以上，存在部分设备老化，管道腐蚀穿孔严重的情况，本次规划更换站内气动阀 DN200-8 个，腐蚀老化管道 DN200-600m，更换集气站自力式调节阀 DN50-1 个。

北 II-1 脱水站改造工程量见表 3.4-7。

表 3.4-7 北 II-1 脱水站主要工程量明细表

序号	单项工程项目名称	单位	数量
1	更换气动阀	个	8
2	腐蚀老化管道	m	600
3	站内老化管道及阀门更换	项	1
4	变频脉冲脱水供电装置（100 kW）	台	3
5	电脱水器信息采集传输装置（100 kW）	面	3

3.3.3.3 配制注入工程

(1) 配注工艺

本工程 123 口注入井全部为老井利用井。母液配制用水为清水，空白水驱阶段及后续水驱阶段注水水质为深度水，注入阶段注入水质为曝氧深度水。注入工艺为“一泵多

井”和“单泵单井”工艺，涉及已建配制站（北III-5 配制站）1 座、注入站 1 座（聚北六注入站）。

(2) 场站改造

①北III-5 配制站

北III-5 配制站目前分 4 套系统运行，本次基建注入井注聚阶段采用了清水配制中分子和高分子抗盐聚合物，与在运的 4 套系统均不相同，因此需要对北III-5 配制站重新进行系统划分，将已建工艺设备划分为 5 套系统运行，以适应本次开发需求。

对站内系统流程改造，系统分配变化，将原有设备重新分配，配制系统由 4 套变为 5 套，对外输泵房和熟化罐区的工艺管线进行调整改造，主要工程内容为：新建不锈钢管道 $\Phi 508 \times 8—0.35\text{km}$ 、 $\Phi 406 \times 7—0.45\text{km}$ 、 $\Phi 323 \times 7—0.2\text{km}$ 、 $\Phi 219 \times 7—0.2\text{km}$ ，新建 DN500 电动阀 2 个，DN400 电动阀 2 个，以及站内自控系统调整更新。

北III-5 配制站改造工程主要工程量 3.4-10。

表 3.4-10 北III--5 配制站改造主要工程量

序号	主要设备名称	单位	数量	备注
1	新建电动阀 DN500/PN2.5MPa	个	2	
2	新建电动阀 DN400/PN2.5MPa	个	2	
3	母液管线调整改造 $\Phi 508 \times 8$	km	0.5	1Cr18Ni9Ti 不锈钢管道
4	母液管线调整改造 $\Phi 406 \times 7$	km	0.6	1Cr18Ni9Ti 不锈钢管道
5	母液管线调整改造 $\Phi 323 \times 7$	km	0.2	1Cr18Ni9Ti 不锈钢管道
6	母液管线调整改造 $\Phi 219 \times 7$	km	0.2	1Cr18Ni9Ti 不锈钢管道
7	新建防渗钢混排污池	座	1	尺寸：20 米×30 米
8	更新压力变送器 1.6MPa	个	19	
9	更新压力变送器 0.16MPa	个	56	
10	更新压力变送器 3.0MPa	个	11	

表 3.4-10 北III--5 配制站改后配制系统分配情况

区块名称	站内系统	聚合物类型	母液量 (m ³ /d)	分散装置(套)		熟化罐(座)		外输泵	
				型号	数量	110m ³	型号	数量	
北三西东北、西北、东南	系统 A	清水中分	5235	150m ³ /h	2	11	150m ³ /h,2.4MPa	2	
北三东东三元	系统 B	污水（一元液）高分	2565	150m ³ /h	1	5	150m ³ /h,2.4MPa	1	
北三东西三元	系统 C	污水（一元液）高分	3590	150m ³ /h	2	7	150m ³ /h,2.4Mpa 80m ³ /h,2.4MPa	1 1	
北 3-1~3-3 排、北过	系统 D	清水 2500 万	559	150m ³ /h	1	2	80m ³ /h,2.4MPa	1 1	

区块名称	站内系统	聚合物类型	母液量(m ³ /d)	分散装置(套)		熟化罐(座)	外输泵	
				型号	数量	110m ³	型号	数量
北过西区(本项目)	系统 E	清水中、高分抗盐	2214	150m ³ /h	1	5	150m ³ /h,2.4MPa	1
备用	/	/	/	150m ³ /h	2	5	150m ³ /h,2.4MPa 80m ³ /h,2.4MPa	3 1
合计			14163	150m ³ /h	9	35	150m ³ /h,2.4MPa 80m ³ /h,2.4MPa	8 3

②注入站

北III-5-5 注入站：更新单井注入管道 1.2km，并将单井管线由埋地敷设改为地上敷设，穿墙出户 1 米后改为埋地敷设，室内部分新建钢平台；更新排污泵 2 台；更新排污池，重做防渗层；注入站规划按照“集中监控无人值守”模式建设，采暖方式改建成电采暖；更新 DN100 消防管线 200m、消防阀井 2 个。

北III-5-7 注入站：更新单井注入管道 1.1km，并将单井管线由埋地敷设改为地上敷设，穿墙出户 1 米后改为埋地敷设，室内部分新建钢平台；更新排污泵 2 台；更新排污池，重做防渗层；注入站规划按照“集中监控无人值守”模式建设，采暖方式改建成电采暖；更新 DN100 消防管线 100m、消防阀井 2 个；更新高压注水管道 100m。

北III-5-8 注入站：更新单井注入管道 1.3km，并将单井管线由埋地敷设改为地上敷设，穿墙出户 1 米后改为埋地敷设，室内部分新建钢平台；更新排污泵 2 台；更新排污池，重做防渗层；注入站规划按照“集中监控无人值守”模式建设，采暖方式改建成电采暖；更新 DN80 消防管线 100m、消防阀井 1 个。

注入站改造工程量见表 3.4-11。

表 3.4-11 注入站改造主要工程量

序号	主要设备名称	单位	数量	备注
一	北III-5-5 注入站			
1	新建注入泵（柱塞泵） Q=6.5m ³ /h H=1600m P=55KW	台	7	运 6 备 1
2	新建注入泵变频器 P=55kw	台	7	运 6 备 1
3	新建注入泵泵前过滤器 DN100/PN1.0MPa	台	7	
4	拆除已建注入泵	台	20	
5	新建注聚阀组	套	50	
	其中利旧核减：			
	不锈钢球阀 DN50/PN16MPa	个	8	
	高压水流量调节器 DN40/PN16MPa	台	14	
	静态混合器 DN50/PN16MPa	套	1	

序号	主要设备名称	单位	数量	备注
6	拆除已建注聚阀组	套	50	
7	大修已建储槽 V=100m ³	座	1	
8	更新站内注入工艺管线 Φ273×20	km	0.9	防腐钢管
9	更新站内注入工艺管线 Φ168×13	km	0.6	防腐钢管
10	更新站内注入工艺管线 Φ114×9	km	0.8	防腐钢管
11	更新站内注入工艺管线 Φ89×7	km	0.9	防腐钢管
12	更新单井注入管道 Φ60×5	km	1.2	防腐钢管
13	新建钢平台	座	1	(50m×0.8m×0.5m)
14	更新排污泵(螺杆泵) Q=10m ³ /h H=50m P=5.5kW	套	2	运1备1
15	维修溢流排污池	座	1	(10m×10m×2.0m)
16	更新消防管线 Φ114×4	km	0.2	防腐钢管
17	更新消防阀井 Φ2000mm	个	2	
18	温控型电散热器 功率 2.5kW	台	48	更新为电采暖
19	站场土方	m ³	9000	
20	施工临时措施	套	1	
二	北III-5-7 注入站			
1	新建注入泵(柱塞泵) Q=6.5m ³ /h H=1600m P=55KW	台	6	运6备1
2	新建注入泵变频器 P=55kw	台	6	运6备1
3	新建注入泵泵前过滤器 DN100/PN1.0MPa	台	6	
4	拆除已建注入泵	台	17	
5	新建注聚阀组	套	39	
	其中利旧核减:			
	不锈钢球阀 DN50/PN16MPa	个	7	
	高压水流量调节器 DN40/PN16MPa	台	8	
	静态混合器 DN50/PN16MPa	套	1	
6	拆除已建注聚阀组	套	39	
7	大修已建储槽 V=100m ³	座	1	
8	更新站内注入工艺管线 Φ273×20	km	0.8	防腐钢管
9	更新站内注入工艺管线 Φ168×13	km	0.6	防腐钢管
10	更新站内注入工艺管线 Φ114×9	km	0.7	防腐钢管
11	更新站内注入工艺管线 Φ89×7	km	0.8	防腐钢管
12	更新单井注入管道 Φ60×5	km	1.1	防腐钢管
13	新建钢平台	座	1	(50m×0.8m×0.5m)
14	更新排污泵(螺杆泵)	套	2	运1备1

序号	主要设备名称	单位	数量	备注
	Q=10m ³ /h H=50m P=5.5kW			
15	维修溢流排污池	座	1	(10m×10m×2.0m)
16	更新消防管线 Φ114×4	km	0.1	防腐钢管
17	更新消防阀井 Φ2000mm	个	2	
18	温控型电散热器 功率 2.5kW	台	45	更新为电采暖
19	站场土方	m ³	7100	
20	施工临时措施	套	1	
三	北III-5-8 注入站			
1	新建注入泵（柱塞泵） Q=6.5m ³ /h H=1600m P=55KW	台	5	运 6 备 1
2	新建注入泵变频器 P=55kw	台	5	运 6 备 1
3	新建注入泵泵前过滤器 DN100/PN1.0MPa	台	5	
4	拆除已建注入泵	台	15	
5	新建注聚阀组	套	34	
	其中利旧核减：			
	不锈钢球阀 DN50/PN16MPa	个	6	
	高压水流量调节器 DN40/PN16MPa	台	4	
6	拆除已建注聚阀组	套	34	
7	大修已建储槽 V=100m ³	座	1	
8	更新站内注入工艺管线 Φ273×20	km	0.8	防腐钢管
9	更新站内注入工艺管线 Φ168×13	km	0.6	防腐钢管
10	更新站内注入工艺管线 Φ114×9	km	0.7	防腐钢管
11	更新站内注入工艺管线 Φ89×7	km	0.6	防腐钢管
12	更新单井注入管道 Φ60×5	km	1.3	防腐钢管
13	新建钢平台	座	1	(50m×0.8m×0.5m)
14	更新排污泵（螺杆泵） Q=10m ³ /h H=50m P=5.5kW	套	2	运 1 备 1
15	维修溢流排污池	座	1	(10m×10m×2.0m)
16	更新消防管线 Φ114×4	km	0.1	防腐钢管
17	更新消防阀井 Φ2000mm	个	2	
18	温控型电散热器 功率 2.5kW	台	43	更新为电采暖
19	站场土方	m ³	6200	
20	施工临时措施	套	1	

(3) 站外系统及井口

①注入井

本工程已建 123 口注入井的井口设备均已使用均已在 10 年以上，经过一个注聚周

期后，井口工艺中过滤器、油压套压装置等设备渗漏严重；为保证产能顺利开发，本工程规划更新 123 口注入井井口工艺的相关配件（井口过滤器、取样器阀、油套压装置各 123 套）。

②母液管线

北 III-5 配制站站外已建至北III-5-5、北III-5-7、北III-5-8 注入站的站外母液管道 3 条，管径 DN250，长度 2.9~4.3km，材质为金属材质。这 3 座注入站的母液管道均于 2011 年建成投产，2021 年停运，3 条母液管线均为金属管线；现场反馈该 3 条母液管道在运期间就已频繁腐蚀穿孔，且呈逐年递增趋势。

本工程对地势低洼、土壤腐蚀性强、管线腐蚀穿孔较为严重的管线进行局部更换，共更换低压母液管道 DN250/PN2.5MPa-5.2km，管道材质选择耐腐蚀的钢骨架塑料复合管。更换母液管线路由图见附图 20。

③注水干线

本次规划将北十九注水站停产，将北III-5-9 注入站就近接至水驱普通水注水干线（北三区 2 排普通干线），由普通水管网供高压水；将北III-5-6 注入站就近接至附近聚北十注水站，由聚北十注水站供高压水，共计需新建高压注水干线 $\Phi 219 \times 16$ —1.4km，材质为防腐钢管

新建注水干线路由图见附图 20。

④单井注入管道

本工程北III-5-5 和北III-5-7 注入站各剩余 1 口利用后剩余水驱注入井需要挂接附近的普通水注水干线，新建单井注入管线 $\Phi 60 \times 5$ —1.6km。

本工程利用已建注入井 123 口，57 口井单井注入管道材质为防腐钢管，66 口井单井注入管道材质为玻璃钢管道，这些单井注入管道均敷设于 2011 年，运行至今已 12 年，由于区域内车辆作业碾压频繁，玻璃钢管道频繁穿孔，且呈逐年递增趋势，生产维护难度大。根据现场勘查，本工程将对其中破损严重的 18 口注入井的单井注入管道予以更新，共计需要更新单井注入管线 11.6km。

本工程更换腐蚀严重的单井注入管道共计 13.2km，新建单井注入管道材质全部采用防腐钢管。

配注系统主要工程量见表 3.4-12。

表 3.4-12 配注系统主要工程量表

序号	主要工程内容	单位	数量	备注
1	注入井	口	123	含井口工艺
2	配制站改造	座	1	北III-5 配制站

序号	主要工程内容	单位	数量	备注
3	注入站改造	座	3	北III-5-5、北III-5-7、北III-5-8 注入站
4	更新聚合物母液管道	km	5.2	钢骨架塑料复合管
5	更新注水干线	km	1.4	防腐钢管
6	更新单井注入管道	km	13.2	防腐钢管

3.3.3.4 污水站改造

本次对北六含油污水深度处理站改造：主要内容包括对 12 座过滤罐进行破板结改造并进行滤料更新，更新 1 台收油泵和 2 台回收水泵，沉降罐伴热等 860 米管道更新改造。对过滤罐增加提温反洗功能：利用该站原有外输及反冲洗水罐 2 座的其中 1 座，使其兼有热洗水罐的功能。利旧曝氧泵房做为过滤罐提温反洗循环水泵房使用，并新建 2.0MW 加热炉 1 台。新建曝氧泵房 1 座，新增空压机橇 1 座，采用橇装化设计。

污水站改造主要工程量见表 3.4-13。

表 3.4-13 污水站改造主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	破板结结构过滤罐改造	座	12	
2	收油泵 Q=15m ³ /h H=60m P=7.5Kw	座	1	
3	回收水泵 Q=75m ³ /h H=40m P=15Kw	座	2	
4	静电消除器	座	5	
5	工艺管道更换	项	1	
1)	过滤罐收油管道 DN100	m	60	
2)	DN15 过滤罐进出口压力表短接	m	30	
3)	室内反冲洗取水管道 DN350	m	20	
4)	过滤罐排污管道 DN100	m	30	
5)	两座 4000m ³ 沉降罐采暖伴热管道 DN50	m	700	
6	水泥路面恢复 100m ²	项	1	
7	过滤罐提温反洗			
1)	2.0MW 加热炉	台	1	
2)	循环水离心泵 Q=65m ³ /h H=50m 37KW	台	2	运 1 备 1
3)	天然气管线 DN80	m	600	
4)	调压计量阀组 DN80	个	1	
5)	净化水罐清淤	m ³	200	
6)	净化水罐清洗	m ²	800	
序号	项目名称	单位	数量	
8	新建曝氧间	m ²	100	
9	空气压缩机橇	座	1	
(1)	空气压缩机 12m ³ /min 0.8MPa 55kw	台	2	

序号	项目名称	单位	数量	备注
(2)	空气缓存罐 2m ³	座	1	
(3)	旋进旋涡流量计	个	2	
10	拆除已建曝氧站内管线及阀门	项	1	
11	深度水管道 DN400	km	0.2	
12	钢顶穿越	处	2	
13	无人值守信号上传	项	1	
(1)	单模光缆 GYTA ₅₃ -6B1.3	m	500	

3.3.3.5 道路工程

(1) 通井道路

本次产能基建井区域内多为低洼草地和芦苇地，东西向井排路状况良好，只是井区内有数条土路由于位置重要，部分路面损坏，本次对部分通井路进行升级改造。有 14 口油井由于通井土路的破损，需进行维修，维修标准为 3.5m 宽的进井通道，全长 3.0km。

(2) 砂石路维修

产能建设区域内共有 9 条土路由于位置重要，使其日常通行的车辆较多，现已严重破坏，雨季无法通车，故需将其改造成路面宽 3.5m 的砂石路，路基宽 4.5m，维修长度共 5.6km。

道路工程量汇总见表 3.4-13。

表 3.4-13 道路工程量汇总表

道路名称和编号		长度 (km)	路面结构	宽度 (m)	
				路基	路面
砂石路	1 号路	1.5	砂石	4.5	3.5
	2 号路	1.35	砂石	4.5	3.5
	3 号路	0.55	砂石	4.5	3.5
	4 号路	0.3	砂石	4.5	3.5
	5 号路	0.63	砂石	4.5	3.5
	6 号路	0.2	砂石	4.5	3.5
	7 号路	0.4	砂石	4.5	3.5
	8 号路	0.35	砂石	4.5	3.5
	9 号路	0.32	砂石	4.5	3.5
砂石路合计		5.6			
14 口井通井老路维修		3.0	土路	3.5	--

3.3.3.6 供电工程

萨北开发区北部过渡带一条带西区萨 II 10-16+萨 III 油层化学驱产能建设工程涉及 110kV 变电站 2 座，分别是风云变和萨北变；涉及 35kV 变电站 2 座，分别是北六变和聚北十九变。

本区块共基建油水井 250 口，其中采油井 127 口，注入井 123 口，均为利用井。新增各类用电负荷共 517.8kW，本次产能新增用电负荷后，110kV 萨北变电站和风云变电站满足能够满足本次新增负荷需求；2 座 35kV 变电站供电能力能够满足新增负荷的要求。

本区块均为利用井，经与采油三厂核实，127 口油井均建有已建 6kV 线路为井场柱上变供电，部分新建变压器因地势低洼位移，需建设 6kV 线路 0.4km。本次共配备井场柱上变 8 座，其中新建 6 座，利旧 2 座，其余均利用原井变压器。北六聚驱污水站新建电力电缆 0.4km，进行相应的低压配电改造。

供配电工程主要工程内容见表 3.4-14。

表 3.4-14 供配电工程主要工程量汇总表

序号	工程内容	单位	数量
1	新建井场柱上变	座	8
2	利旧井场变压器	座	2
3	线路无功补偿装置	kVar	300
4	电力电缆	km	0.4
5	控制电缆	km	0.4

3.3.3.7 数字化工程

油井、计量间按照三厂全厂数字化标准建设，采用 ZIGBBE+4G 技术；对 27 口举升方式转变的油井进行数字化建设。对北 III-5-5 注入站、北 III-5-7 注入站、北 III-5-8 注入站按无人值守进行数字化改造，对北五、北六联合站、北十九注水站按无人值守标准进行数字化完善。井间生产数据采集与传输采用 ZIGBEE+4G 技术，站场生产数据通过光缆方式上传到至作业区数据库服务器，实现电子巡井、集中监控和远程指挥。按照该区块数字化建设模式，完成油水井及阀组间的生产信号采集与接入，生产数据上传到作业区进行统一监控管理。

数字化工程主要工作量见表 3.4-15。

表 3.4-15 数字化工程主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量	备注
北 III-5-5 注入站部分				
1	压力变送器	台	14	
2	电磁流量计	台	50	
3	母液流量控制器	套	50	
4	无线压力变送器	台	50	
5	ZIGBEE 智能远程自动采集与控制终端单元	台	2	

序号	项目名称	单位	数量	备注
6	PLC 控制系统扩容（软件、硬件）	套	1	
	系统规模（AI-76；AO-58；DI-19；DO-21；RS485-105）			
7	作业区人机界面监控系统软件调整	套	1	
8	生产管理子系统二次开发	套	1	
北 III-5-7 注入站部分				
1	压力变送器	台	12	
2	电磁流量计	台	39	
3	母液流量控制器	套	39	
4	无线压力变送器	台	39	
5	ZIGBEE 智能远程自动采集与控制终端单元	台	2	
6	PLC 控制系统扩容（软件、硬件）	套	1	
	系统规模（AI-62；AO-46；DI-17；DO-19；RS485-83）			
7	作业区人机界面监控系统软件调整	套	1	
8	生产管理子系统二次开发	套	1	
北 III-5-8 注入站部分				
1	压力变送器	台	10	
2	电磁流量计	台	34	
3	母液流量控制器	套	34	
4	无线压力变送器	台	34	
5	ZIGBEE 智能远程自动采集与控制终端单元	台	2	
6	PLC 控制系统扩容（软件、硬件）	套	1	
	系统规模（AI-54；AO-40；DI-15；DO-17；RS485-73）			
7	作业区人机界面监控系统软件调整	套	1	
8	生产管理子系统二次开发	套	1	
站外部分				
1	螺杆泵、电泵转抽油机（已建数字化）	口	16	
	以下为单井主要工程量			
1)	ZIGBEE 抽油机无线工况采集单元	台	1	
2)	迁建 ZIGBEE 控制箱（包含内部设备）	套	1	
3)	迁建 ZIGBEE 无线压力变送器	台	1	
2	抽油机转螺杆泵（已建数字化）	口	11	
	以下为单井主要工程量			
1)	迁建 ZIGBEE 控制箱（包含内部设备）	套	1	
2)	迁建 ZIGBEE 无线压力变送器	台	1	
北六联合站部分				

序号	项目名称	单位	数量	备注
一	水驱转油放水站			
1	防爆型开关型执行机构	套	37	
2	防爆型调节型执行机构	套	9	
3	一体化温度变送器	台	10	
4	压力变送器	台	58	
5	防爆界面传感器	台	5	
6	金属刮板流量计（配过滤器）	台	1	
7	电磁流量计	台	2	
8	旋进旋涡流量计	台	1	
9	加热炉完整性集控装置（8炉式）	套	1	
10	电力综合数据采集	项	1	
11	电动执行器	台	3	
12	防爆液位传感器	台	11	
13	防爆浮球液位开关	台	6	
14	站控系统扩容	套	1	
15	控制电缆	km	10.6	
16	配套电力	项	1	
二	聚驱转油放水站			
1	防爆型开关型执行机构	套	29	
2	防爆型调节型执行机构	套	3	
3	一体化温度变送器	台	8	
4	压力变送器	台	29	
5	防爆界面传感器	台	3	
6	金属刮板流量计（配过滤器）	台	1	
7	电磁流量计	台	2	
8	旋进旋涡流量计	台	1	
9	加热炉完整性集控装置（8炉式）	套	1	
10	电力综合数据采集	项	1	
11	防爆液位传感器	台	6	
12	防爆浮球液位开关	台	6	
13	站控系统扩容	套	1	
14	控制电缆	km	9.2	
15	配套电力	项	1	
三	水驱注水站			
1	电动执行器	台	6	
2	一体化温度变送器	台	3	

序号	项目名称	单位	数量	备注
3	压力变送器	台	5	
4	液位传感器	台	1	
5	站控系统扩容	套	1	
6	控制电缆	km	3.8	
7	电磁流量计	台	2	
8	配套电力	项	1	
四	聚驱注水站			
1	电动执行器	台	5	
2	一体化温度变送器	台	5	
3	压力变送器	台	16	
4	液位传感器	台	1	
5	站控系统扩容	套	1	
6	控制电缆	km	4.6	
7	配套电力	项	1	
五	水驱污水站			
1	电动执行器	台	54	
2	压力变送器	台	23	
3	站控系统扩容	套	1	
4	控制电缆	km	12.4	
5	配套电力	项	1	
六	聚驱污水站			
1	电动执行器	台	32	
2	压力变送器	台	36	
3	站控系统扩容	套	1	
4	控制电缆	km	7.2	
5	配套电力	项	1	
七	深度污水站			
1	电动执行器	台	82	
2	压力变送器	台	38	
3	站控系统扩容	套	1	
4	控制电缆	km	8.4	
5	配套电力	项	1	
八	地面污水站			
1	电动执行器	台	2	
2	站控系统扩容	套	1	
3	控制电缆	km	0.28	

序号	项目名称	单位	数量	备注
4	配套电力	项	1	
九	锅炉房			
1	加热炉完整性集控装置（4 炉式）	套	1	
2	压力变送器	台	5	
3	电磁流量计	台	2	
4	电动执行器	台	1	
5	站控系统扩容	套	1	
6	控制电缆	km	4.2	
7	配套电力	项	1	
北五联合站部分				
一	水驱转油放水站			
1	防爆型开关型执行机构	套	66	
2	防爆型调节型执行机构	套	11	
3	一体化温度变送器	台	3	
4	压力变送器	台	86	
5	防爆界面传感器	台	5	
6	金属刮板流量计（配过滤器）	台	1	
7	电磁流量计	台	2	
8	旋进旋涡流量计	台	1	
9	加热炉完整性集控装置（12 炉式）	套	1	
10	电力综合数据采集	项	1	
11	电动执行器	台	3	
12	防爆液位传感器	台	9	
13	防爆浮球液位开关	台	28	
14	站控系统扩容	套	1	
15	控制电缆	km	13.5	
16	配套电力	项	1	
二	水驱注水站			
1	电动执行器	台	3	
2	一体化温度变送器	台	3	
3	压力变送器	台	3	
4	液位传感器	台	2	
5	站控系统扩容	套	1	
6	控制电缆	km	3.4	
7	电磁流量计	台	2	
8	配套电力	项	1	

序号	项目名称	单位	数量	备注
三	聚驱注水站			
1	电动执行器	台	3	
2	一体化温度变送器	台	3	
3	压力变送器	台	4	
4	液位传感器	台	2	
5	站控系统扩容	套	1	
6	控制电缆	km	3.5	
7	配套电力	项	1	
四	水驱污水站			
1	电动执行器	台	21	
2	压力变送器	台	20	
3	站控系统扩容	套	1	
4	控制电缆	km	10.6	
5	配套电力	项	1	
五	聚驱污水站			
1	电动执行器	台	45	
2	压力变送器	台	27	
3	站控系统扩容	套	1	
4	控制电缆	km	12.3	
5	配套电力	项	1	
六	锅炉房			
1	加热炉完整性集控装置（2炉式）	套	1	
2	压力变送器	台	3	
3	电磁流量计	台	2	
4	电动执行器	台	1	
5	站控系统扩容	套	1	
6	控制电缆	km	2.8	
7	配套电力	项	1	
七	北十九注水站			
1	站控系统扩容	套	1	

3.3.3.8 临时工程

本工程井场安装、管道和道路施工时均不设施工营地和料场，直接将抽油机、抽油机基础、管材和筑路材料拉运到施工现场进行施工。

3.3.3.9 公用工程

(1) 给排水

①施工期

A 给水:

项目施工期用水主要为管道试压用水、生活用水，总用水量为 822.7m³/施工期。

管道试压水选用洁净水为介质，用罐车由附近水站拉运至施工场地，管道分段试压，试压用水量为 246.7m³。

生活用水均由水罐车拉运至井场和施工区，施工期生活用水量每人 80L/d，工期 120d，地面建设期施工人员 60 人，施工期间生活用水量为 4.8t/d，施工期生活用水量为 576m³。

B 排水:

项目施工期废水主要为管道试压废水、压裂返排液、生活废水。

管道试压废水产生量按用水量的 80%计，最终试压废水量为 197.4m³，该废水中主要含少量铁锈和泥屑。本项目采取分段式压，试压废水由罐车收集拉运至北六污水站处理后回注油层，不外排。

压裂返排液：根据工程开发方案，本工程对 50 口注采井（25 口采油井、25 口注入井）进行压裂，根据大庆油田多年施工经验，单井压裂返排液产生量约 30~40m³/井，本次按最大产生量计，则压裂返排液产生量为 2000m³，压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度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）表 3 中的“含油量≤5mg/L、悬浮固体≤5mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层。

施工人员生活污水按用水量的 80%计，产生量为 460.8m³，排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期由物业单位庆南工矿服务公司拉运至丰收污水提升站经污水管网排入中区污水处理厂处理。

项目施工期给排水水量平衡见表 3.3-20，水平衡图见图 3.3-5。

表 3.3-20 项目给排水水量平衡表 单位：m³

用水工序		新鲜水量	损耗水量	回用量	排放量	去向
施工期	管道试压	246.7	49.3	197.4	0	罐车拉运至北六含油污水处理站处理后回注油层，不外排
	压裂返排液	--	--	--	0	由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后废水回注油层，不外排
	生活用水	576	115.2	--	460.8	施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱

						厕,定期由物业单位庆南工矿服务公司拉运至丰收污水提升站经污水管网排入中区污水处理厂处理
合计	822.7	164.5	197.4	460.8		

新鲜水 822.7

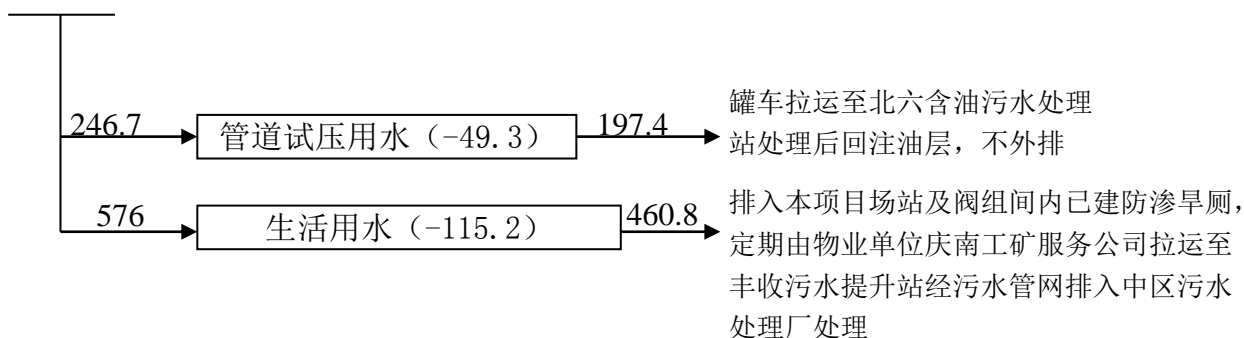


图 3.3-5 项目施工期给排水平衡图 (单位: m^3)

②运营期

运营期无生产用水, 人员内部调配, 无新增生活废水产生。项目运营期生产废水主要为采出水、井下检修作业废水、油井清防蜡洗井废水及注水井洗井废水。

采出水: 本工程运营期正常工况下产生的废水主要为采出水。油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的, 主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“07 石油和天然气开采业行业系数手册”采出水产污系数。本项目建成后采油井产油量为 $4.95 \times 10^4 \text{ t/a}$, 综合含水率为 97.5%, A 取 0.975。根据计算可知, 本项目采出水产生量 193.05 万 t/a , 油井采出水经集输系统最终输至进入北六污水站或北六聚驱污水站处理后出水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015)中“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”限值要求后回注油层, 不外排。

井下检修作业废水: 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。类比大庆油田有限责任公司第三采油厂多年运营作业结果可知, 油井作业周期 1.5 年, 作业污水产生量 $4\text{m}^3/\text{井次}$, 油井作业污水量约 $338.7\text{m}^3/\text{a}$ 。主要污染物为石油类、悬浮物, 作业时需铺设防渗布。油井检修作业污水经钢制污油回收槽收集, 由罐车回收后送至北六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 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”规定后回注油层, 不外排。

清防蜡洗井废水:项目油井清防蜡方式为热洗,热洗周期为 35d,热洗强度为 20m³/h,单口井洗井时间为 2.5-3h,则单口井热洗 1 次产生最大废水量为 60m³,项目油井共 127 口,共产生热洗废水量约为 7620m³/次,一年大约洗井 10 次,共产生洗井废水 76200m³/a,热洗废水通过热洗管线回收后进集输系统,管输至北六污水处理站满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5μm”规定后回注油层,不外排。

洗井污水:本项目基建 123 口注入井,注入井洗井周期 1 年,洗井用水量约为 120m³/井次,则洗井用水量约 14760m³/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 14022m³/a,洗井污水由罐车回收后送至北六污水站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)表 3 中的“含油量≤20mg/L、悬浮固体≤20mg/L、粒径中值≤5μm”规定后回注油层,不外排。

(2) 供热

项目井场无人值守,施工期、运营期均无需供暖,冬季井口采用电加热。

(3) 道路

随着大庆油田的不断开发,油田内道路不断增多,并与油田周围乡村路形成更紧密的路网。本次产能基建井位于北四区八排路和北三区一排路之间,南北宽 850m,东西长 5.2km,西边以丰收路为界,东接近东二路。本次工程维修进井通道,路面宽 3.5m,土路结构,全长 3.0km;维修 9 条井排路,路面宽 3.5m,砂石路面结构,全长 5.6km。本次不再新建油田主干公路。

(4) 自控

本工程相关自控数据通过应用软件调整(扩容)的方式,在作业区管理中心人机界面进行显示、报警,并存储进入负责油井、站场的实时数据的 PHD 实时数据库。经核实,第四作业区生产管理中心已建操作员站数量已满足本工程数据接入要求,本工程无需扩容操作员站。

本工程对 27 口举升方式转变的油井进行数字化建设。对北 III-5-5 注入站、北 III-5-7 注入站、北 III-5-8 注入站按无人值守进行数字化改造,对北五、北六联合站、北十九注水站按无人值守标准进行数字化完善。按照该区块数字化建设模式,完成油水井及阀组间的生产信号采集与接入,生产数据上传到作业区进行统一监控管理。

(5) 通信

北五联站内已建网络型视频监控系统,站内视频监控系统现运行状态良好。北六联站内已建视频监控系统,目前站内模拟型视频监控系统的前端摄像机已大部分损坏。本

次新建的视频监控系统采用数字 IP 型网络架构，新建视频图像通过光缆+工业以太网交换机进行组网，将视频图像传至中控室存储管理。站场图像传输采用工业以太网交换机+6 芯光缆传输至站内中控室，通信光/电缆在场区内直埋敷设。

(6) 供配电

施工期钻机动力、生活、办公等用电，以及测试放喷期井场设备用电，依托区域内既有电网，柴油发电机作为备用电源。

本区块共基建油水井 250 口，其中采油井 127 口，注入井 123 口，均为利用井。新增各类用电负荷共 517.8kW，本次产能新增用电负荷后，110kV 萨北变电站和风云变电站满足能够满足本次新增负荷需求；2 座 35kV 变电站供电能力能够满足新增负荷的要求。

(7) 防腐保温

新建油气管道材质为 20# 优质碳素钢；新建注水管道材质为防腐钢管。新建低压母液管道材质为钢骨架塑料复合管。

新建集油、掺水、热洗管道及站间管道均采用聚氨酯泡沫防腐黄夹克保温管，防腐补口采用无溶剂环氧涂料；注水系统采用防腐钢管。

所有管件的防腐保温均采用“管中管”工艺在工厂预制完成。

3.3.4 工程占地及取弃土情况

3.3.4.1 工程占地情况

本工程新增占地主要为铺设管线发生的临时占地及新建一座柱上变电站永久占地。本项目井场四周均为耕地（非基本农田）和草地（非基本草原），管道沿线为耕地和草地，井场施工均在井场永久占地范围内；管线临时占地作业面宽度为10m；单井集油掺水管道同沟敷设，站间更换的集油掺水热洗管线为同沟敷设，道路改造工程路基不变，不新增占地；新建柱上变电站总占地面积按1240m²（永久占地约240m²，临时占地800m²）计算，临时占地主要是施工期电力线路连接、设备安装等施工机械、设备和人员占地。本项目占地情况见表3.5-1。

表 3.5-1 本项目新增占地类型及面积表 单位：hm²

序号	建设项目	耕地（非基本农田）		草地（一般草地）	
		永久占地	临时占地	永久占地	临时占地
1	管线工程	/	0.4	/	86.9
2	柱上变电站	/	/	0.024	0.08
	小计	/	0.4	0.024	86.98
	合计	0.4		87.004	

总计	87.404
----	--------

3.3.4.2 土石方平衡

根据工程设计方案，本项目有 47 座油井井场需要维修垫土，需土方 9400m³；对通井土路进行坑槽填补压实，需土方 5000m³；本项目管线工程开挖管沟总长 87.3km，管道管沟宽度约为 0.8m，管沟深度为 2m，管沟工程开挖土方全部回填利用。场站改造土方 1500m³。本项目不设取弃土场，用土全部外购。本项目土石方情况见表 3.5-2。

表 3.5-2 本项目土石方情况 单位：m³

序号	类别	挖方量	填方量	利用方量	借方量	弃方量
1	井场	0	9400	0	9400	0
2	道路	0	5000	0	5000	0
3	管线施工	139680	139680	139680	0	0
4	转油放水站	0	1500	0	1500	0
合计		139680	155580	139680	15900	0

3.3.5 工艺流程及排污节点分析

3.3.5.1 施工期工艺流程及排污节点分析

施工期工程主要包括管道工程、道路工程、井场工程及场站改造工程。

(1) 管道施工

①一般管道施工

I 原有管道废弃

施工期对腐蚀严重单井管线、站间集油掺水热洗管线进行更换，首先关停作业油井，关闭油井阀门，集油间掺水管线通过转油站系统进行扫线，将管内原油推送至集油系统收集，再用氮气对管线进行吹扫，出口端检测安全后，将废弃管道在两端点处封堵直埋。

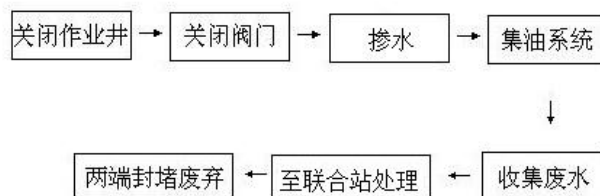


图 3.6-1 现有管线废止工艺及产污节点图

II 新建管道施工

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

①场地清理

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、植被都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。管道施工平面布置图见图3.4-12。



图 3.4-12 管道施工平面布置图

②开挖、下管、连接

管道采用沟埋方式敷设。管沟开挖以机械开挖为主，施工作业面宽10m，占区域剥离表土30cm。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。

③清管、试压

管道在下沟回填后应清管和试压。采用清管球（器）进行清管，清管次数不少于两次，以开口端不再排出杂物为合格。清管后用清水进行试压，严密性试验合格后使用。项目产生的试压废水由罐车收集后拉运至北六合油污水处理站处理达标后回注油层。

④管沟回填

开挖管沟时在耕植地开挖，将表层耕植土和下层土分别堆放。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。

⑤清理场地、恢复地貌

各项工程完工后，应立即迅速清理施工现场四周的施工杂物，维保证道路及施工现场整洁。同时定时定员清扫施工现场周围环境，及时对施工作业带等临时占地恢复地貌。施工作业带清理采用挖沟机、推土机扫线，人工配合清理。

管道施工作业断面见图3.6-3，管道开挖施工平面布置示意图见图3.6-4。



图 3.3-8 管线工程施工工艺流程及排污节点图

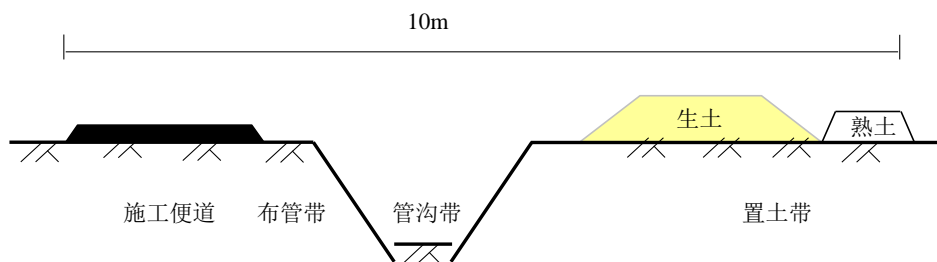


图 3.6-3 管道施工作业断面图

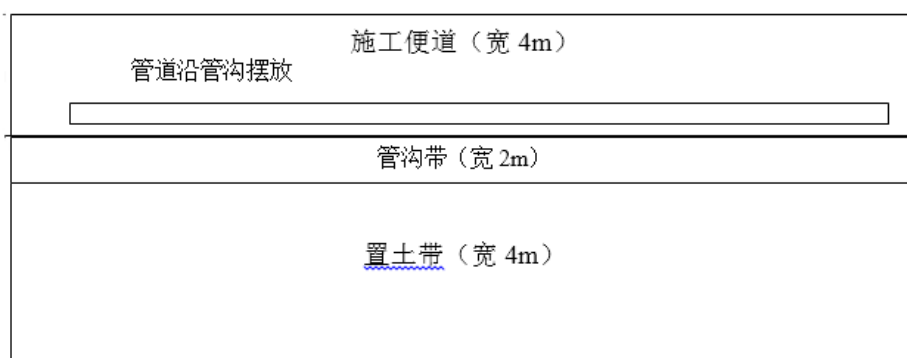


图 3.6-4 管道开挖施工平面布置示意图

②管道钢顶穿越施工

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

顶管施工工艺流程主要为：施工准备、顶管井施工、设备安装调试、管材吊装入井、顶进、出洞、管材吊装入井、顶进、出洞、检查井施工、回填、路面恢复。施工流程图见图3.6-5、施工示意图见图3.6-6。

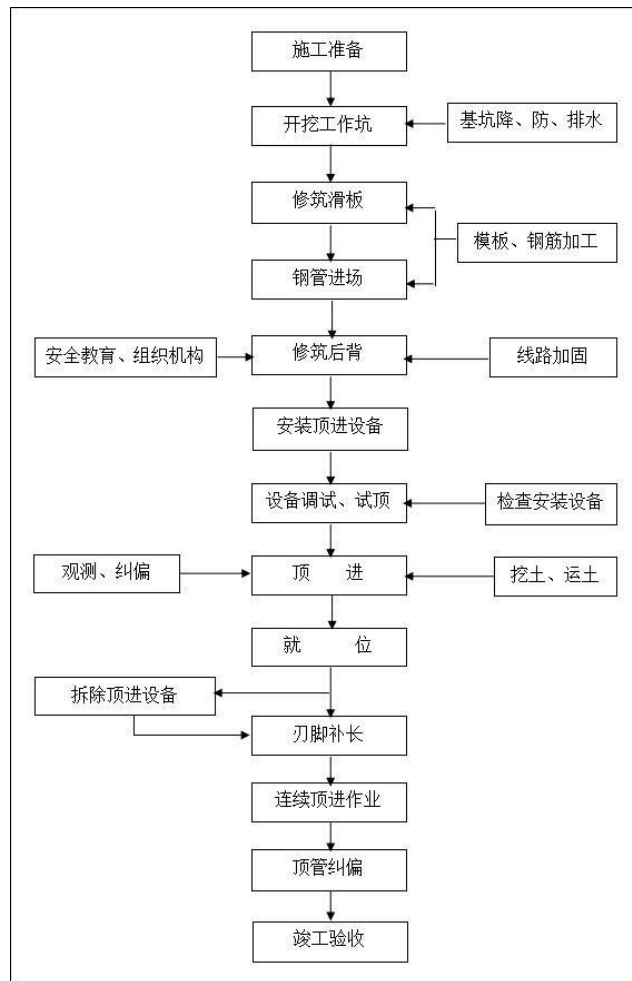


图 3.6-5 顶管施工工艺流程图

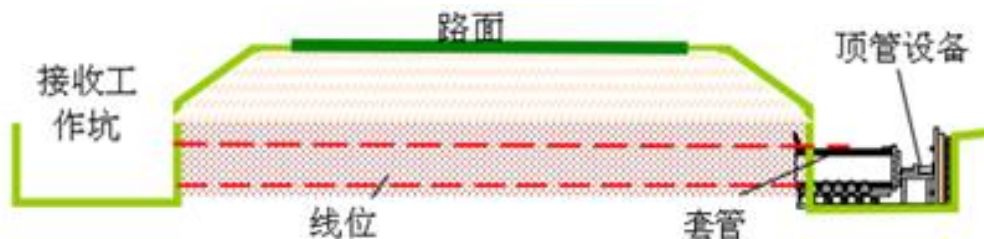


图 3.6-6 顶管施工示意图

管道工程施工废气主要为施工扬尘、焊接烟尘、施工机械和车辆尾气，噪声主要为施工设备的噪声，废水主要为管道试压废水、生活污水，固体废物主要为清管废渣、施工废料。

(2) 道路施工

本项目对破损的井排路、通井路进行维修，清除破损路面后，铺设路基及路面，该道路不拓宽，没有新增占地，改造路面采用预拌沥青砼路面，沥青砼均由商品砼运输车运至现场直接使用，施工现场不设拌合站。本项目对原通井土路进行坑槽填补整平压实。道路维修改造施工流程及的污节点见图3.6-7。

道路维修改造废气主要为施工过程中产生的施工扬尘、施工机械和车辆尾气，废水主要为生活污水，噪声主要为施工机械作业过程中产生的噪声，固体废物主要为建筑垃圾。



图3.6-7 道路维修改造施工工艺流程图

(3) 井场施工

①储层改造工程

本项目对200口利用井进行补孔完井（102口采出井、98口注入井），采用多级复合射孔工艺，在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，射孔液采用清水，然后将压裂液注入地层孔隙、裂缝中，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。

②抽油机更换等

本项目油井井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定，对利用井井场机采设备进行部分更换，拆除的抽油机、配电箱和螺杆泵驱动装置等全部拉运至采油三厂资产库回收，主要施工工序有紧固、平衡等。

井场改造工程废气为施工扬尘、施工机械、车辆尾气；废水主要为压裂返排液和生活污水；噪声为施工机械噪声；固体废物为储层改造产生的废射孔液、施工废料、废包装袋、拆除的废旧设备和生活垃圾。

(4) 场站改造施工

对本工程依托的配制站、转油放水站、污水站等场站进行改造，施工内容包括在厂房维修、滤罐清淤、设备拆除以及新设备运输安装等工程。

场站改造过程中废气主要为施工扬尘、施工机械、车辆尾气；废水主要为生活污水；噪声为施工机械噪声；固体废物主要为建筑垃圾、废旧设备、废滤料、含油污泥等。

本项目施工期污染源及减缓措施情况见下表所示。

表 3.3-23 施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
井场	废气	施工扬尘	颗粒物	间断	洒水降尘，无组织排放	环境空气
		焊接烟尘	颗粒物	间断	无组织排放	环境空气

及 管 线	施工机械及运输车辆尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、C _m H _n	间断	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气	
	废水	生活污水	COD、BOD、NH ₃ -N、SS	间断	排入生活污水池暂存后，依托哈得作业区现有污水处理系统处理	不外排
		管道试压废水	COD、SS	间断	由罐车收集拉运至北六污水站处理后回注油层，不外排	不外排
		压裂返排液	COD、SS	间断	由罐车拉运至第三采油厂北II-1废压裂液无害化处理装置处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度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）表3中的“含油量≤5mg/L、悬浮固体≤5mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层。	不外排
		废射孔液	石油烃	间断	由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，处理后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第I类一般工业固体废物标准后外运至第三采油厂综合利用垫井场或铺路，压滤水送往第三采油厂北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。	不外排
	固体 废物	废旧设备、管线	--	间断	回收至采油三厂资产库	不外排
		施工废料	--	间断	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理	不外排
		废包装物	--	间断		不外排
		建筑垃圾	--	间断	由施工单位拉运至指定建筑垃圾临时消纳场处置	
		废滤料	石油烃	间断	危险废物委托大庆蓝星环保工程有限公司处置	
		土方	土方	间断	开挖土方在管沟一侧堆积，施工完毕后全部用于回填管沟及场地平整，不外运	不外排
		管道清管废渣	施工废料	间断	由施工单位拉运至指定建筑垃圾临时消纳场处置	妥善处置
		生活垃圾	生活垃圾	间断	集中收集交由环卫部门处置	妥善处置
噪声	施工机械、运输车辆噪声	噪声	间断	优先选用低噪声施工机械和设备；采取基础减振降噪措施	声环境	

	生态	占用土地	植被、动物、防沙治沙、水土流失	临时	加强井场管理及设备养护，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏；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，对临时占用的草地回填平整后生态恢复。加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被等	生态影响最小化
--	----	------	-----------------	----	--	---------

3.3.5.2 运营期工艺流程及排污节点

(1) 集输工艺

本项目油井集输流程主要包括计量、分离、脱水外输工序，项目采油井场站分配情况见下表所示。

表 3.3.5-22 采油井场站分配情况表

序号	油井数	计量间	转油放水站	脱水站
1	32	北六-1号收球阀组间	北六转油放水站 (125口)	北II-1脱水站
2	31	北六2号收球阀组间		
3	26	北六-3号收球阀组间		
4	36	北六-4号收球阀组间		
5	2	北五-4号计量间	北五转油放水站(2口)	
合计	127	/	/	/

油气集输就是把分布在油田各井口处未经处理的油气水混合物，用一定的方法收集起来，汇集到计量间，经计量后，转输到转油放水站，在站内油气经过加热分离后的高含水油转输至区域脱水站脱水，脱水后的净化原油稳定等处理合格后外输。

本项目共涉及127口采油井，采油井场的采出物均经5座计量间计量后依托北六转油放水站、北五转油放水站进行处理，处理后的低含水油输送至北II-1脱水站处理后的原油作为产品外输。

① 计量

油井采出液经集油管道输送至计量间，经流量计精确计量原油、天然气和水等流体的产量，数据通过数据化装置准确上报。同时计量间还负责单井掺水分配和油井热洗工作，确保油井的正常运行和维护。

② 分离

计量间来液进入转油放水站内三合一（三相分离器）处理后，进入分离缓冲游离水脱除器进行处理，高含水原油输至脱水站，一部分含油污水加热升温后输至计量站掺水或热洗，另一部分含油污水输至污水处理站处理后回注。

③ 脱水外输

经转油放水站分离后的高含水油输送至脱水站进行脱水，站内采用一段游离水脱除、二段电脱水的两段脱水流程（水、聚驱一段分、二段合），水、聚驱转油（放水）站来液分别进入游离水脱除器放水，低含水油混合经脱水炉升温至55℃后，进脱水站二段电脱水处理，脱后净化油外输。

本工序运营期主要环境影响为依托场站（北五转油放水站、北六转油放水站和北II-1脱水站）运行产生的燃烧烟气、油井井场及原油集输过程中产生的无组织烃类气体，油井作业产生的作业污水和落地油，井场抽油机及依托场站产生的噪声等。

（2）注水井配注

本项目共涉及123口注水井，北过一条带西区共基建注入井123口，全部为老井利用，项目驱油方式为化学驱（抗盐聚合物驱），注水井由北III-5-5、北III-5-7和北III-5-8注入站供目的液，其中由聚北六注水站、聚北十九注提供高压水、北III-5配制站供聚合物母液。

根据油藏工程方案，采取同井区同层系同步注水开发方式，保证油田开发效果。结合已投产同层位区块分注情况，预计单井分注层段为2~4层。依据油藏工程方案预测，北部过渡带一条带西区萨II 10-16+萨III油层化学驱单井初期注入量在30~210m³/d之间，平均单井日注入量为60m³/d，最高注入压力14.3MPa。

萨北开发区北部过渡带一条带西区萨II10-16+萨III油层化学驱采油注入工艺设计结果如表5-3所示。

表 5-3 注入工艺设计结果

序号	项目	设计结果
1	注入方式	分层注入 123 口井
2	平均注入量	60m ³ /d
3	油管	J55 钢级，壁厚为 5.5mm、Φ73mm，防腐防垢油管
4	分层管柱	化学驱全过程一体化分层注入管柱/小直径一体化分层注入管柱
5	井口	65mm 24.5MPa（全部利旧）

①配制和稀释溶液的水质要求

水质是影响化学驱效果的重要因素，聚合物驱注入水质无论是使用普通清水还是深度处理曝氧污水配置溶液，原则是不能影响化学驱开发效果。本区渗透率 0.503μm²，根据《大庆油田油藏水驱注水水质指标及分析方法》（Q/SYDQ0605）深度处理曝氧污水水质要满足相应水质要求，如下表所示。

表 5-2 注入水水质控制指标

序号	项目	指标
----	----	----

序号	项目	指标
1	悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 3.0
2	悬浮固体含量, mg/L	≤ 15.0
3	含油量, mg/L	≤ 15.0
4	平均腐蚀率, mm/a	≤ 0.0076
5	SRB 菌, 个/mL	$\leq 10^2$
6	腐生菌, 个/mL	$n \times 10^2$
7	铁细菌, 个/mL	$n \times 10^2$
8	污水含聚最低界限	聚合物含量 $\geq 20\text{mg/L}$

注：表中 $0 \leq n < 10$

②配制、注入

本项目配制站依托北III-5配制站，北III-5配制站于2009年建成投产，站内采用“分散→熟化→外输”的短流程配制工艺。项目采用“集中配制、分散注入”的地面总体配注工艺，即5000mg/L母液集中在配制站配制，低压输送至分散建设的注入站；在注入站内与注水站输送来的高压水按比例混配均匀，最终形成目的液浓度的合格体系，输送至注入井井口，注入地层。配注工艺如下图所示。

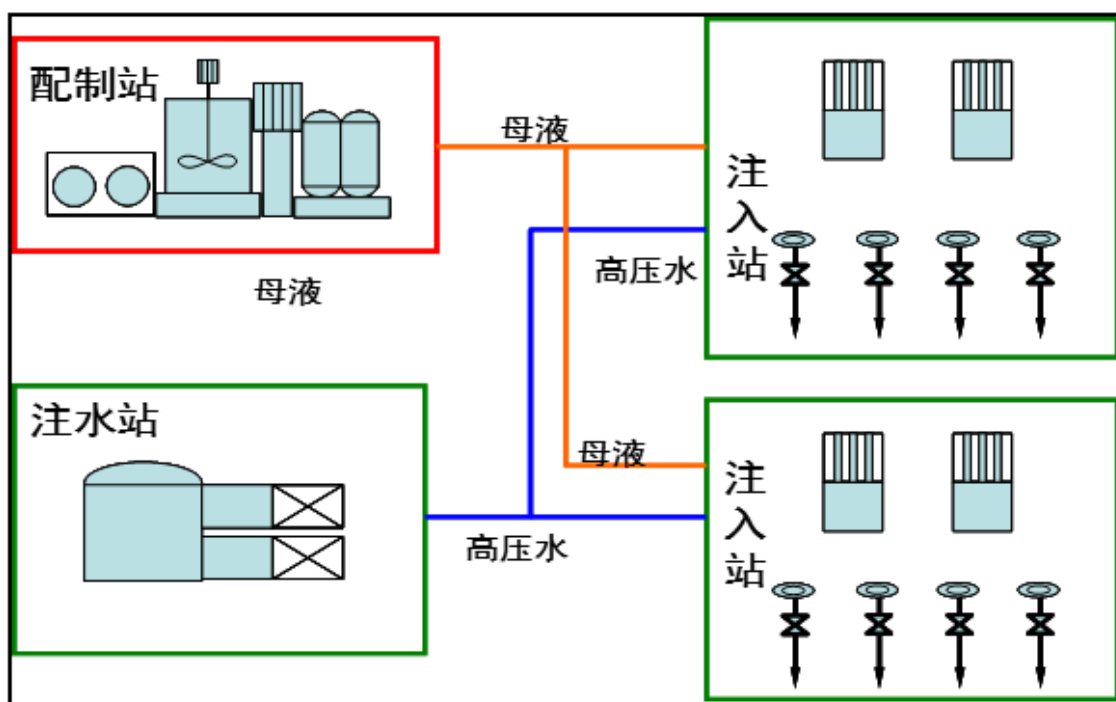


图 项目配注总体工艺示意图

配制、注入系统主要设计参数见下表。

表 4-5-26 配制、注入系统设计参数表

序号	项目	设计参数
1	聚合物	聚合物母液浓度：5000mg/L

序号	项目	设计参数
	母液	普通 1200~1600 万聚合物设计熟化时间 1.5 小时（双螺带、螺旋推进式 II 型搅拌器） 普通 1600~1900 万聚合物设计熟化时间 2.0 小时（双螺带、螺旋推进式 II 型搅拌器） 抗盐及 2500 万聚合物设计熟化时间 2.5 小时（双螺带搅拌器）、3.0 小时（螺旋推进式 II 型搅拌器）
		配制站母液过滤设计压力损失 0.6MPa
		注入站聚合物储存时间：1.0 小时
		聚合物母液设计进站压力 0.35MPa
2	注水系统	注水站储罐设计缓冲时间 4~6 小时
		注水站设计泵管压差不大于 0.5MPa
		系统设计总压差不大于 1.0MPa

本工序运营期主要环境影响为配制站运行产生的含尘废气、注水井洗井作业产生的作业污水及依托场站产生的噪声等。

（3）修井工艺

运营期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在油井投入生产后，油井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入油气井内，从而导致油气井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复气井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入油气井内。

本工程运行期主要环境影响为油井修井作业产生的作业污水、落地油、废防渗布，修井设备产生的噪声等。

运行期工艺流程及产污环节示意图见下图所示。



图 运营期工艺流程及产污环节示意图

本项目施工期污染源及减缓措施情况见下表所示。

表 3.3-23 运营期污染源及减缓措施情况汇总一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	排放方式	治理措施
废气	G1	井场无组织废气	非甲烷总烃	连续	密闭集输，定期巡检
	G2	加热炉产生的燃烧烟气（北五转油放水站）	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	连续	燃烧清洁能源+23m 高排气筒
		加热炉产生的燃烧烟气（北六转油放水站）			燃烧清洁能源+23m 高排气筒
		加热炉产生的燃烧烟气（北 II-1 脱水站）			燃烧清洁能源+8m 高排气筒
废水	W1	采出水	石油类、SS 等	连续	油田采出水进入北六含油污水处理站、北五污水处理站处理达标后回注油层
	W2	井下检修作业废水	石油类、SS 等	间歇	检修作业污水经钢制污油回收槽收集，由罐车回收后送至北六含油污水处理站处理达标后回注油层
	W3	清防蜡洗井废水	石油类、SS 等	间歇	通过热洗管线回收后进集输系统，管输至北六污水处理站处理达标后回注油层
	W4	洗井污水	石油类、SS 等	间歇	由罐车回收后送至北六污水站处理达标后回注油层
噪声	N1	采油树	L _{eq}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N2	电磁加热器橇		连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	S1	油气开采、管道集输、井下作业	落地油泥	间歇	运至萨北含油污泥处理站处理
	S2	修井作业	废防渗材料	间歇	委托有资质单位处置
	S3	依托场站	含油污泥	间歇	运至萨北含油污泥处理站处理

3.3.5.3 退役期工艺流程及排污节点

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。退役期主要包括封井、地面设备设施拆除、场地清理和修复等。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂

胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。拆除的井场地面设施由施工单位运至指定地方存放，后期重复使用。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为设备拆除过程中产生的落地油，管道中残余的液体以及其余建筑垃圾，其中落地油收集后委托有资质单位清运处置，管道中残余的液体先试用氮气吹扫至站场后，再使用清水清洗管道内部，清洗废水最终进入站场后送至联合站处理，清理干净的管线两端使用盲板封堵，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。

退役期废气污染源为施工扬尘 G1；井筒清洗废水 W1；噪声污染源为车辆噪声 N；固废污染源为废弃管线 S1、废弃建筑垃圾 S2、废防渗材料 S3。



图例：G 废气 N 噪声 S 固废

图 3.3-11 退役期工艺流程及排污节点图

本项目退役期污染源及治理措施情况见表 3.3-26。

表 3.3-26 本项目退役期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	排放方式	治理措施
废气	G1	施工扬尘	颗粒物	间歇	洒水抑尘
废水	W1	井筒清洗	清洗废水	间歇	收集后送北六联合站处理
噪声	N	车辆噪声	L_{eq}	间歇	合理安排作业时间，控制车辆速度
固废	S1	废弃管线	地理废弃管线	间歇	维持现状，两端使用盲板封堵，回收物资库
	S2	废弃建筑垃圾	废弃建筑垃圾	间歇	收集后送定点垃圾填埋场填埋
	S3	废防渗材料	废防渗材料	间歇	集中收集交有资质的单位处置

3.3.5.4 油气开采主要环境影响因素

项目主要环境影响因素见表 3.3-27。

表 3.3-27 油气田开发工程主要环境影响因素一览表

作业工程	环境影响因素				
	废气	废水	固体废物	噪声	非污染生态
施工期	施工扬尘、焊接烟尘、施工机械和车辆尾气	生活污水、管道试压废水、压裂返排液	废射孔液、土方、施工废料、一般包装废物、清管废渣、生活垃圾	设备、车辆噪声	植被破坏 水土流失
运营期	井场无组织废气	采出水、井下作业废水	落地油泥、含油污泥、废防渗材料	设备、车辆噪声	--
退役期	施工扬尘	清洗废水	废弃管线、建筑垃圾、废弃防渗材料	设备、车辆噪声	--

3.3.6 工程主要污染源及防治措施

3.3.6.1 施工期污染源及防治措施

(1) 废气

项目施工过程中废气包括施工扬尘、焊接烟尘和施工车辆尾气。

①施工扬尘

施工期的主要废气来源于各施工作业场施工扬尘，主要来自管沟开挖、场地平整、车辆运输等过程中产生。

A、施工区内车辆运输引起的道路扬尘约占场地扬尘总量的 50% 以上，道路扬尘的起尘量与运输车辆的车速、载重量、轮胎与地面的接触面积、路面含尘量、相对湿度等因素有关。根据同类工程建设经验，施工期施工区内运输车辆大多行驶在土路便道上，路面含尘量高，道路扬尘比较严重。据有关资料，在距路边下风向 50m，TSP 浓度大于 10mg/m³；距路边下风向 150m，TSP 浓度大于 5mg/m³。因此，应加强路面洒水抑尘。

B、施工堆存过程中起尘及施工作业扬尘

项目占地主要为草地，在开挖管沟开挖过程中会产生土方，在管道未入管沟前将土方堆存在管沟一侧。土方堆存过程中在大风天气下的起尘，平整土地等路基施工过程中产生的扬尘，会对环境空气质量造成一定的影响。

C、工程开挖土石方将破坏原有沙生植被，致使地表产尘增加；建筑材料的运输、装卸过程以及堆放期间产生的地面扬尘，属于无组织排放，会造成管道沿线及其附近环境空气的 TSP 浓度增高。

建设单位拟采取如下措施减少施工扬尘：

a.施工土方及表土临时堆存于管道两侧，分层堆放，并设置遮盖，不准乱倒。

b.施工现场出现四级及以上的大风天气时禁止进行土方施工。清运余土和建筑垃圾时，要捆扎封闭严密，防止遗洒飞扬。

c.对裸露干燥的地面定期洒水，抑制施工过程中扬尘量。

d.施工期表土堆放采取编织袋挡土墙临时拦挡，定期洒水抑尘。

项目施工期采取土方遮盖、定期洒水等抑尘措施同时管线采取“分层开发、分层堆放和分层回填”，各段施工工期较短，项目施工扬尘对周围环境空气造成的影响可接受且施工期对环境造成的影响随着施工结束而消失。

②焊接烟尘

项目管道焊接、站内汇管等改造主要方式为电焊，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，但由于项目主要是对管线连接处作业，整体焊接量不大，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施工机械及运输车辆排放的废气

在地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，尾气中的主要污染物为颗粒物、NO_x、SO₂ 等，一般会造成局部的尾气浓度增大，但此类尾气为间断排放，随着机械、车辆使用频率的不同而随时变化，且施工机械和运输车辆尾气具有流动性和短暂性，施工区域位于室外开阔地带，仅对局部地点产生影响，且这种影响非常短暂。

(2) 废水

项目施工期废水主要为施工人员的生活污水、压裂返排液和试压废水。

①生活污水

生活用水均由水罐车拉运至井场和施工区，施工期生活用水量为 576m³。施工人员生活污水按用水量的 80% 计，产生量为 460.8m³，排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期由物业单位庆南工矿服务公司拉运至丰收污水提升站经污水管网排入中区污水处理厂处理。

②试压废水

管道试压水选用洁净水为介质，用罐车由附近水站拉运至施工场地，管道分段试压，试压用水量为 246.7m³。管道试压废水产生量按用水量的 80% 计，最终试压废水量为

197.4m³，该废水中主要含少量铁锈和泥屑。本项目采取分段式压，试压废水由罐车收集拉运至北六污水站处理后回注油层，不外排。

③压裂返排液

根据工程开发方案，本工程对 50 口注采井（25 口采油井、25 口注入井）进行压裂，根据大庆油田多年施工经验，单井压裂返排液产生量约 30~40m³/井，本次按最大产生量计，则压裂返排液产生量为 2000m³，压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度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）表 3 中的“含油量≤5mg/L、悬浮固体≤5mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层。

（3）噪声

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，具体排放情况见表 3.10-2。

表 3.10-2 本工程施工期噪声源统计表

噪声源	声源性质	噪声值 dB (A)
挖掘机	非连续稳态声源	96~104
搅拌机	非连续稳态声源	100~110
推土机	非连续稳态声源	97~102
电焊机	非连续稳态声源	60~70
压路机	非连续稳态声源	94~104
运输车辆等交通噪声	非连续稳态声源	96~104

（4）固废

项目施工过程中产生的固体废弃物主要包括泥浆、钻井岩屑、废酸化压裂液、含油废物以及废烧碱包装袋、施工废料、弃土、一般包装废物以及施工人员生活垃圾。

①废旧设备

本次产能对利用井井场采油设备进行更换，拆除更换抽油机 11 台，电机更换 5 台，螺杆泵井更换驱动装置 8 台。本次依托转油放水站、注入站、污水站和配制站等场站改造拆除废旧设备包括废旧管线、注入阀组、废旧机泵、废旧阀门等。所有废旧设备全部回收至采油三厂资产库。

本项目井场更换柱上变压器 2 座，由电力运维分公司统一拆除更换，废变压器由电力运维分公司统一回收入库备用，不拆解。

井场施工现场更换抽油机主要是设备拆卸、运输和安装，抽油机拆除不涉及抽油杆，施工前关闭油井口，施工过程不会产生落地油。场站机泵和汇管等设备拆除更换前系统

物料全部泵输进联合站罐体储存，拆除前全部使用氮气系统扫线，确保安全的情况下进行设备更换施工，不会有油污落地，机泵等设备整体拆除回收至采油三厂资产库。

②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接口防腐施工过程中产生的废防腐材料。管道施工废料产生量以 200kg/km 管道计，本项目新建管道 87.3km，因此，施工废料产生量约为 17.5t。施工废料拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

③生活垃圾

地面建设期间施工人员 60 人，施工期 120 天，每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 3.6t，生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理。

④建筑垃圾

井排路改造工程、站内道路改造工程等施工活动中将产生废砼块、废砖块等建筑垃圾，产生量约为 850m³，建筑垃圾由施工单位拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置。

⑤废滤料

北六污水站改造更换 12 座过滤罐滤料，根据污水站以往更换数据，单个滤罐更换滤料量 0.5t，本项目废滤料产生量为 6t，根据《国家危险废物名录》（2021 年版），废滤料为危险废物，危废代码为 HW49/ 900-041-49，委托大庆蓝星环保工程有限公司处置。

⑥废射孔液

本工程 250 口井需要补孔，根据油田以往施工经验，每口井产生废射孔液约 40m³，共计产生废射孔液 10000m³。本项目射孔时间约 100d，废射孔液平均每天产生量约 100m³。废射孔液属于一般固体废物，根据《一般固体废物分类与代码》

（GB/T39198-2020），废射孔液的分类代码为 071-001-99。由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，处理后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第 I 类一般工业固体废物标准后外运至第三采油厂综合利用垫井场或铺路，压滤水送往第三采油厂北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。

表 3.10-3 本工程施工期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	废物类型	处置去向
1	废旧设备	176	一般废物	全部回收至采油三厂资产库；更换变压器由电力运维分公司统一拆除更换，废变压器由电力
	废管线	85.9km		

				运维分公司统一回收入库备用，不拆解。
2	生活垃圾	3.6t	/	由环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司进行处理
3	施工废料	17.5t	一般废物	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理
4	建筑垃圾	850m ³	一般废物	由施工单位拉运至南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置
5	废滤料	6t	危险废物	委托大庆蓝星环保工程有限公司处置
6	废射孔液	10000m ³	一般废物	由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理

(5) 生态环境

项目施工期进行管沟开挖和回填，会破坏土壤原有结构，改变土壤质地，影响土壤养分，影响土壤紧实度和物理性质。车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响，同时会对植被和野生动物产生影响，因此需要采取一定的生态恢复措施。

①在开挖地表、平整土地时，对表土进行单独堆放，并采取编织袋挡土墙临时拦挡；对施工中产生的临时堆土采取编织袋挡土墙临时拦挡。施工完毕，应尽快整理施工现场，将表土覆盖在原地表，以恢复植被，对临时占地进行植被恢复或者平整土地，恢复原有用地性质。

②凡涉及破坏地表植被的各类建设活动，必须同时实施植被破口锁边工程（生物锁边为主、工程锁边为辅），避免植被破口形成后自然向外扩展。

③对于施工过程中破坏的植被，要制定补偿措施。

④建设单位应严格按照环保有关要求，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

3.3.6.2 运营期污染源及防治措施

(1) 废气

①井场无组织废气

本工程建成投产后，井场采出物采用密闭输送，采油树阀门泄漏形成的无组织挥发性有机废气，主要成分为非甲烷总烃。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，本工程建成后新增原油产能 4.95×10⁴t/a，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 70.17t/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 20.05t/a。单井井场计算过程如下：北 4-100-SP253、北 4-9-SP54 井场非甲烷总烃逸散量为 20.05×1000/127/8760=0.018kg/h。

本工程油气集输全过程采用管输的方式，容易泄漏的管线接口、阀门等关键危险部

位均采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发。

②注醇废气

本项目北六转油放水站改造新增注醇装置 1 套，注醇过程中会挥发少量甲醇，类比同类型井场，甲醇排放速率按 0.0035kg/h 考虑，则甲醇加注撬 VOCs(以非甲烷总烃计)排放量为 0.031t/a。

③依托场站加热炉烟气

本工程运行期产生的废气主要来自依托北六转油放水站加热炉烟气、北五转油放水站及北 II-1 脱水站加热炉产生烟气，加热炉为燃气炉，产生的烟气较为清洁。

本项目为老区增产项目，不增加油井，且根据工程开发方案，本项目依托北六转油放水站、北五转油放水站、北 II-1 脱水站加热炉不增加燃气消耗量，污染物排放量基本不变。

(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、非正常工况下的油井检修作业污水、清防蜡洗井污水及生活污水。

①采出水

本工程运营期正常工况下产生的废水主要为采出水。油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“07 石油和天然气开采业行业系数手册”采出水产污系数。本项目建成后采油井产油量为 4.95×10^4 t/a，综合含水率为 97.5%，A 取 0.975。

表 3.3-32 石油和天然气开采行业系数表

产品名称	原料名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数
非稠油	非低渗透油田<70%	所有规模	化学需氧量	克/吨—产品	176A/ (1-A)
			氨氮	克/吨—产品	8.15A/ (1-A)
			石油类	克/吨—产品	12.97A/ (1-A)
			总氮	克/吨—产品	29.48A/ (1-A)
			挥发酚	克/吨—产品	0.15A/ (1-A)
			工业废水量	吨/吨—产品	A/ (1-A)

注：A 表示原油含水率，取值范围 0~1。

根据计算可知，本项目采出水产生量 193.05 万 t/a，其中化学需氧量、氨氮、石油类、总氮和挥发酚的产生量依次为 339.768t/a、15.734t/a、25.038t/a、56.911t/a 和 0.290t/a，

产生浓度依次为 176mg/L、8.2mg/L、13.0mg/L、29.5mg/L 和 0.15mg/L。本项目油井采出水经集输系统最终输至进入北六污水站处理后出水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015)中“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5μm”限值要求后回注油层，不外排。

②井下作业废水

井下检修作业废水：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。类比大庆油田有限责任公司第三采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 4m³/井次，油井作业污水量约 338.7m³/a。主要污染物为石油类、悬浮物，作业时需铺设防渗布。油井检修作业污水经钢制污油回收槽收集，由罐车回收后送至北六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≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5μm”规定后回注油层，不外排。

③清防蜡洗井废水：项目油井清防蜡方式为热洗，热洗周期为 35d，热洗强度为 20m³/h，单口井洗井时间为 2.5-3h，则单口井热洗 1 次产生最大废水量为 60m³，项目油井共 127 口，共产生热洗废水量约为 7620m³/次，一年大约洗井 10 次，共产生洗井废水 76200m³/a，热洗废水通过热洗管线回收后进集输系统，管输至北六污水处理站满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5μm”规定后回注油层，不外排。

④洗井污水：本项目基建 123 口注入井，注入井洗井周期 1 年，洗井用水量约为 120m³/井次，则洗井用水量约 14760m³/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 14022m³/a，洗井污水由罐车回收后送至北六污水站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)表 3 中的“含油量≤20mg/L、悬浮固体≤20mg/L、粒径中值≤5μm”规定后回注油层，不外排。

⑤运营期不新增劳动定员，不新增生活污水。

(3) 噪声

建设项目运营期噪声源主要是抽油机机械噪声、依托场站各类机泵等设备噪声，主要噪声污染源强核算结果及相关参数一览表见表 3.10-6。

表 3.10-6 噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表 单位：dB(A)

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源	
				核算方法	噪声值 dB (A)
井场	抽油	抽油机	连续	类比法	65-80
依托场站	各类机泵	机泵	连续	类比法	70-85

	注醇装置	注醇装置	连续	类比法	70~75
	新增空压机橇	新增空压机橇	连续	类比法	75~85

(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，类比现有工程多年统计数据，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 $4.95 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本项目含油污泥产生量 1.5t/a，为危险废物，危废代码为 HW08/071-001-08，拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，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，加上作业期间污水由罐车回收，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 4.2t/a，为危险废物，危废代码为 HW08/071-001-08，落地油统一收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

③含油废防渗布

根据油田现场的实际生产情况调查，每口油井作业面积约 400m^2 ，防渗布重量按 500g/m^2 计，可计算单井产生量约 0.2t，本项目油井共计 127 口，则含油废防渗布产生量约为 25.4t/a，根据《国家危险废物名录》（2021 年版），含油防渗布为危险废物，危废代码为 HW08/900-249-08，拉运至第三采油厂第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池暂存，最终委托有资质单位进行处理。

本项目危险废物具体情况见表 3.10-7。

表 3.10-7 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 t/a	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	1.5	设备清淤	液态	油泥砂	石油类	设备清淤每年一次	T、I	拉运至萨北含油污泥处理站处理

2	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	4.2	油井作业	液态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5年/次	T、I	拉运至萨北含油污泥处理站处理
3	作业废防渗布	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	25.4	作业	固态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5年/一次	T、I	由有资质单位进行处理

3.3.6.3 退役期污染源及防治措施

退役期建议建设单位参照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）以及《油气田开发生产井报废规定》（Q/SY36-2007）进行报废井申请审批、报废井弃井作业、暂停井保护作业及长停井监控等。

（1）废气

退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，采取以下措施：

①要求退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

②运输车辆使用符合国家标准的油品。

③退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

（2）废水

退役期废水主要为井筒清洗产生的清洗废水，收集后送北六污水站进行处理，处理后出水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）中“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”限值要求后回注油层，不外排。同时要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）要求进行施工作业，首先进行井场环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

（3）噪声

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

①选用低噪声机械和车辆。

②加强设备检查维修，保证其正常运行。

③加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

（4）固废

退役期固废主要为废弃管线、建筑垃圾、废防渗材料，采取以下措施：

①废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

②地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，集中清理收集后，送塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内垃圾填埋场进行处置。

③退役期管线等钻井设备拆除过程中应铺设防渗布，防止原油或废液泄漏污染地面。废防渗材料（HW08 900-249-08）产生量为 0.5t/a，收集后交由有资质单位处置。

④对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

⑤运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

（5）生态恢复措施

油田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

①各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

②闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物如原油等。

③经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

④将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况。

3.3.7 非正常工况

本项目油井工作中的非正常排放主要包括油井结蜡、砂卡、砂堵、抽油杆脱扣、断杆和集输管线刺漏等情况。本次油井工作过程中出现有非正常工况需进行井下修井作业，修井作业废水、清蜡洗井废水已在运营期统一进行考虑，具体产生情况及处置方式见 3.3.6 章节。

本项目若发生非正常工况污染物排放对环境空气影响较大，建议做好定期巡检工作，确保井场远传数据系统处于正常工作状态，减少非正常排放的发生。本项目集输管线刺漏时，凝析油从刺漏处泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。刺漏处修复后，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，先进行监测，超标后委托交由有资质单位处理。

3.3.8 清洁生产水平分析

3.3.8.1 井下作业的清洁生产工艺

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

(2) 对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

(3) 在井下作业过程中，产生的作业污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%。

3.3.8.2 油气集输的清洁生产

(1) 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，合理确定集油管线、母液管线等管线工程线路位置和走向，最大限度的减少地面工程建设投资。

(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

为了保护和节约用水，本项目运行期油田采出水全部经北六污水处理站或萨北 2801 污水站处理达标后回注油层，不外排。

(4) 在道路、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。

3.3.8.3 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。

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 3.11-1。

表 3.11-1 清洁生产分析一览表

序号	有关清洁生产的要求	本项目处理方式	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目油气集输采用密闭工艺，可有效减少油气损失，各种废弃物均得到合理有效集中处理	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	使用无毒无害油气田化学剂	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	配备泄油器、刮油器。落地原油及时回收，回收率达到 100%	符合
4	酸化、压裂作业和试油（气）过程应采用防喷、地	本项目地面管线采取防渗漏措	符合

	面管线防刺、防漏、防溢等措施	施	
5	在开发过程中, 适宜注水开采的油气田, 应将采出水处理满足标准后回注; 对于稠油注气开采, 鼓励采出水处理后回注于注气锅炉	采出水经北六污水站、北五污水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 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%	油气集输采用密闭工艺, 油气集输过程中烃类挥发系数为 1.4175‰, 集输损耗率小于 0.5%	符合

3.3.8.4 清洁生产建议

(1) 建议优化生产设备参数, 提高设备运行效率, 节约能源。

(2) 做好节能宣传工作, 培养员工节能节水意识, 努力开展节能技术教育; 建立健全节能激励机制; 加强节能管理, 完善节能统计工作。

(3) 需进一步提高清洁生产审核的参与度。

(4) 对已实施的清洁生产方案落实, 同时在生产过程中产生新的清洁生产方案, 可立即组织清洁生产审核小组人员进行讨论, 最终进行分析、确定, 并付诸实施。

清洁生产首先是将污染消除在生产过程中, 因此污染物的产生和排放量将大幅度减少, 其次清洁生产使末端治理的污染负荷减少, 从而有可能避免或减轻末端处理产生的风险。

因此在今后的生产过程中, 企业还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入到自身管理制度当中, 只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的, 走可持续发展的道路。

3.4 污染物排放量

项目建成后运营期主要污染源及排放情况见表 3.4-1。

表 3.4-1 项目运营期污染源排放汇总表

名称		排放量 (t/a)
废气	非甲烷总烃	70.201
废水	COD	0
	氨氮	0
固体废物		0

本次工程建成后，项目污染物排放“三本账”核算见表 3.4-2。

表 3.4-2 项目完成后污染物排放“三本账”一览表（单位：t/a）

污染物		现有工程 排放量	本工程 新增排放量	“以新带老” 削减量	总体工程 排放量	增减量 (+、-)
废 气	烟尘	0.014	0	0	0.014	0
	NO _x	0.025	0	0	0.025	0
	SO ₂	0.33	0	0	0.33	0
	非甲烷总烃	88.64	70.201	0	158.841	+70.201
废 水	COD	0	0	0	0	0
	氨氮	0	0	0	0	0
固废		0	0	0	0	0

3.5 总量控制

3.5.1 总量控制原则

对污染物排放总量进行控制的原则是：将给定区域内污染源的污染物排放负荷控制在一定数量之内，使环境质量可以达到规定的环境目标。污染物总量控制方案的确定，在考虑污染物种类、污染源影响范围、区域环境质量、环境功能以及环境管理要求等因素的基础上，结合项目实际条件和控制措施的经济技术可行性进行。

3.5.2 污染物总量控制因子

根据国家现行总量控制因子及“十四五”总量控制要求，考虑拟建工程的排污特点，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：NO_x、VOCs。

废水污染物：COD、NH₃-N。

3.5.3 总量控制建议指标

本项目在正常运行期间，采出水随原油经新建集输管线输送至北五转油放水、北六转油放水站进行处理后输送至北Ⅱ-1脱水站处理后外输；采出水、井下作业废水收集后集中处置回注，无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

目前，第三采油厂已取得排污许可证，许可证编号为 91230607716675409L017R，本工程采出液处理依托北五转油放水、北六转油放水站现有加热装置，不新增总量控制指标。本项目不增加加热装置，依托的转油放水站燃气量不增加。

根据 3.3.6 章节核算，本工程新增非甲烷烃排放量 20.081t/a。

综上所述，项目总量控制指标为 NO_x: 0.000t/a, VOCs: 20.081t/a, COD: 0.000t/a, NH₃-N: 0.000t/a。

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

大庆市位于黑龙江省西部，松辽盆地中央坳陷区北部。市区地理位置北纬 45°46'至 46°55'，东经 124°19'至 125°12'之间，东与绥化地区相连，南与吉林省隔江（松花江）相望，西部、北部与齐齐哈尔市接壤。滨洲铁路从市中心穿过，东南距哈尔滨市 159 公里，西北距齐齐哈尔市 139 公里。全市总面积 21219 平方公里，其中市区面积 5107 平方公里。

拟建项目位于大庆市萨尔图区。萨尔图区位于大庆市北部，地理位置东经 124°52'~125°12'，北纬 46°32'~46°52'。具体地理位置见附图 1。全境南北长、东西宽，总面积 548 平方公里。地势东部稍高于西部，海拔高度在 145~155 米之间。地貌表象为波状起伏的低平原。西南部及西北部有零星沙丘。处于北温带亚欧大陆性季风气候区内。由于距海较远，受蒙古内陆冷空气和日本海暖流季风的影响，气候表现为半湿润、半干旱的温带气候型，四季变化显著。

4.1.2 地形地貌

本工程所在地位于松花江、嫩江冲积的一级阶地上。境内无山无岭，海拔高度为 145m 至 153m。平地上多为草原，北部地区多盐碱地；低处多为排水不畅的季节性积水洼地和低位沼泽，以及大大小小的碱水泡子。境内无天然河流，只有些通向水泡子的小水沟及人工开凿的排水干渠。项目区域地势平坦且低洼。

4.1.3 气象特征

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

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

风速：平均风速 3.7 m/s，年最大风速为 22.7m/s。

降水量：年平均 442.0mm，年最大降水量 651.2 mm。

降雪量：平均积雪 158d，最大积雪深度 220.0mm。

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

湿度：年平均相对湿度为 63%。

年日照时数：2595.8 小时。

4.1.4 地表水体

大庆市有自然水面 29.27 万公顷，水源来自嫩江、松花江和天然降水。嫩江在境内流经长度 260.9 公里，年径流量 300 多亿立方米，灌溉面积 24.98 万公顷。松花江在境内流经长度 128.6 公里，年径流量 272.8 亿立方米。大庆湖泡数量很大，面积在 100 亩以上的有 284 个，总面积接近 3000 平方公里。

区域内地表水文状况属安达闭流区，无天然河流，但天然水泡子较多，大气降水都汇集到低洼地，无法排出区外。区域内主要地表水体为东二排水干渠及低洼水泡。东二排水干渠起于东二路，然后由东转向南，在东风新村东侧经过，在龙凤附近汇入北甘里泡，全长 31 公里。大庆采油三厂和采油一厂东部内部排涝，大庆市中心区东风新村、开发区和龙凤的雨水均排入东二排水干渠，还有拥军村、丰收村、王家围子等 9 个中、小城镇雨水和部分生活污水也排入东二排水干渠，汇水面积 27km²。东二排水干渠设计流量为 8~16.5m³/s，实际最大流量只有 13 m³/s，设计标准为 20 年一遇。萨北新村西泡泡底高程 146m，设计水位 147m，死水位 146.5m，设计库容 50×10⁴m³，有效库容 32.5×10⁴m³，水域面积约 50hm²，排涝站规模 3×10⁴m³/d，萨北西泡排水进入东二排水干渠。

4.1.5 水文地质

4.1.5.1 地质概况

区域地质构造位置处于大庆长垣东部，由于白垩系以来，大庆长垣以东地区持续上升，而且上升幅度较大，上部沉积的第三系地层被剥蚀，下部渐新统依安组地层沉积，第四系地层随着地层逐年沉积逐年被剥蚀，沉积厚度变薄。因此使得区域白垩系上统明水组比较发育，形成了一套河湖相厚层砂砾岩，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、第三系上统依安组、白垩系上统明水组。

(1) 明水组一段 (K₂m₁)

明水组一段由灰绿色砂岩、泥质砂岩夹厚度为 15.0-40.0m 的两层灰黑色、灰色泥岩组成的两个明显正旋回。两层灰黑色泥岩分布广泛而稳定，富含化石，底部有黄铁矿薄层。是整个松辽盆地的两个区域标准层。明水组一段厚度 90.0-121.0m。由北向南地层逐渐增厚。

明水组一段与下伏四方台组呈不整合接触。

(2) 明水组二段 (K_{2m2})

明水组二段为棕红色、砖红、灰及灰绿色泥岩，泥质粉砂岩与灰、灰绿、灰白色细砂岩、中粗砂岩及含砾中粗砂岩组成的湖相沉积或以湖相为主的湖相冲积层。沉积韵律由下而上呈粗—细—粗—细规律变化，构成两个完整沉积旋回。泥岩质较纯，含钙质斑点或条带，局部可见铁质浸染的斑点。顶部砖红色泥岩分布较为稳定。明水组二段的主要特点是颜色混杂，以棕红色为主。

明水组二段区域分布，厚度 114.0-200.0m，厚度变化规律由南向北逐渐增厚。

明水组二段与下伏明水组一段呈整合接触。

(3) 第三系始—渐新统依安组 (E_{2+3Y})

依安组下部为灰及深灰色、黑色泥岩、页岩，局部夹褐煤层，偶夹红色泥岩；上部为灰绿色、黄绿色泥岩、泥质粉砂岩，泥岩质纯。依安组为湖相沉积层，含有钙质团块或结核及铁锈。成岩性较差。

依安组沉积具有明显区域特征，区域上依安组地层分布不稳定，厚度 115m-122m。依安组受构造影响由南向北增厚。

(4) 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 15～17.5m。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 20.0～25.5m。土质致密，渗透性较差，渗透系数一般在 $1.0 \times 10^{-6} \sim 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，为区域弱透水层，由铁质浸染

的斑点条带，含铁钙质结核及白色钙质斑点。

④白土山组 (Q₁)

区域均有分布，分布不均，岩性为乳白色砂砾石，局部有少量的杂色中粗砂沉积层，埋藏深度及厚度均自东向西、自南向北加深加厚。埋深 22.0m~25.0m，地层厚度 8.5m~13.5m。

第四系与下伏第三系依安组地层为不整合接触。区域综合水文地质图见附图 7。

(5) 地质构造

评价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，即大庆长垣东部三肇凹陷的北部。

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。

4.1.5.2 项目区水文地质条件

(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质黏土，厚度 1.5~2.5m。地下水埋深 2.4~4.5m，弱富水性，单井涌水量小于 100m³/d，该层水为大气降水的垂直入渗补给，无开采供水条件。

(2) 第四系下更新统白土山组松散岩类孔隙承压水

分布于全区，含水层主要由河湖相沉积的灰白色、杂色砂、砂砾石组成，偶夹粘土透镜体。含水层顶板埋深 22.0~25.5m，含水层厚度 8.5~13.5m，承压水头高度 6~8m，渗透系数 5.0~15.0m/d。

(3) 第三系依安组孔隙裂隙承压水含水层

依安组含水层主要由灰绿色泥岩、泥质粉砂岩组成。依安组含水层为 1-4 个单层，单层厚度 4.5-44.0m，累积厚度 5-61m。含水层顶板埋深 45-55m，由南向北埋深增大；总体上由东向西增大。

(4) 白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层

按其埋藏条件和含水层特点，分为明水组二段含水层和明水组一段含水层

①明水组二段含水层

明水组二段含水层主要由中粗砂岩组成。区域均有分布。明二段含水层沉积特征受构造运动的影响较大，分布不稳定，多以较大范围的透镜体分布。含水层单层较多，一般 2-10 层，单层厚度 3.0-12.0m，累计厚度 10.0-30.0m，局部最厚可达 85.0m。含水层顶板埋藏深度 200.0-205.0m。

②明水组一段含水层

明水组一段含水层主要由粗砂岩和含砾砂岩组成。与明水组二段含水层分布一样。明水组一段含水层沉积特征受构造运动的影响很小，含水层分布稳定性较好，特别是明一段上部含水层呈连续分布，沉积发育良好。明水组一段含水层单层数较明二段少，1-8 个单层，单层厚度 3.0-29.0m。含水层累计厚度 20.0-55.0m。含水层顶板埋藏深度 350-380.0m，由南向北逐渐增大。明水组一段含水层单层厚度较大，区域分布十分稳定，岩石颗粒较粗，有效孔隙度较大，富水性较强。

本项目区块所处位置第四系潜水含水层与第三系承压水含水层之间没有水力联系，中间分布连续隔水层。

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白土山组含水层、明水组含水层。

① 地表水体的入渗补给

评价区分布有东二排水干渠，地表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，但目前区域由于受到开采地下

水的形成降落漏斗的影响，天然流场有所改变。潜水由北向南，承压水由东向西都有一定量的地下水侧向补给。

（2）地下水径流规律

评价区内地下水的径流方向在不同层位有所不同。上部潜水含水层主要由粉细砂组成，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，区域上潜水总体流向随地势由北向南流。而承压含水层受地下水开采影响，区域水位下降，由于人工流场的形成，改变了地下水的天然径流状态，地下水位是东高西低，地下水的径流方向则为由西北向东南。

（3）地下水排泄

在人为活动影响条件下，规划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 200mm，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

潜水地下水通过同一含水层向区域南部径流流出区域，白垩系承压水向西南流向了漏斗中心。

③人工开采

区域是地下水人工开采主要目的层为白垩系明水含水层，根据统计资料，近年来地下水开采量呈逐年下降趋势。

4.1.6 土壤情况

评价区地处松嫩平原，土壤种类主要有草甸土。区域土壤类型分布图见附图 11。

草甸土是温带低洼地区受地下水浸润作用，在腐殖质积累和潜育化过程下形成的具有腐殖质表层和潜育层的半水成土壤。主要分布在东北平原、内蒙古和西北地区的河谷平原或湖盆地区，其自然植被为湿生型与中生型草甸植被。草甸土类是区域内比较肥沃的土壤，包含三个亚类：石灰性草甸土，盐化草甸土，碱化草甸土。草甸土的植被，除

了农田以外，草原植被以羊草和拂子茅为优势种，伴生有萎菱菜、地榆、胡枝子、蒿属、虎尾草、星星草等。

4.1.7 植被情况

本工程开发区域内天然植被主要以沼泽植被为主，以羊草为主，并有针茅草、星星草、虎尾草、碱蓬等耐盐碱的植被等，在沼泽的边缘靠近堤坝处，还生长有芦苇、沼柳，在湖泡的边缘，生长有盐爪爪、盐蒿、马蔺等植被。区域内零散小开荒耕地农作物主要为玉米。

4.1.8 动物分布

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

4.1.9 水土流失情况调查

根据现场调查，项目所在地萨尔图区不属于水土流失重点治理区，本工程井场及管线主要占地类型是耕地和草地等，工程所在区域为已区块开发，区块内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。

4.2 环境敏感区调查

根据现场调查及查阅有关资料，本工程评价范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区。

本项目不在生态保护红线范围内，不占用基本农田、基本草原、一般湿地，周边不存在集中式和分散式饮用水源保护区，项目占地部分位于一般耕地和一般草地内，井场周边涉及丰收村等以居住为主要功能的区域。

评价区零散分布有人工开垦的小开荒旱地，呈块状分布，粮食作物主要是玉米。

4.3 环境质量现状调查与评价

委托大庆中环评价监测有限公司于2024年11月18日-24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

建设项目区域环境空气质量引用《2023年大庆市生态环境状况公报》，环境空气质量统计数据见表 4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	6μg/m ³	60μg/m ³	10%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	17μg/m ³	40μg/m ³	42.5%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	41μg/m ³	70μg/m ³	58.6%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	26μg/m ³	35μg/m ³	74.3%	达标
CO	第 95 位日平均质量浓度	0.8mg/m ³	4mg/m ³	20.0%	达标
O ₃	第 90 位 8h 平均质量浓度	116μg/m ³	160μg/m ³	72.5%	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

本项目委托大庆中环评价监测有限公司于 2024 年 11 月 18 日-24 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和 TSP，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。项目区域主导风向为西北风，根据油田开发区域及周边的环境特点，布设环境空气监测点位 2 个，具体点位见表 4.3-2，现状监测点位见附图 6。

表 4.3-2 环境空气现状监测点位

序号	监测点	监测点坐标(°)		与井场的位置关系	监测因子
		经度	纬度		
G1	丰收小区	125.008211	46.720942	北 4-100-SP253 井南侧 50m	非甲烷总烃、 TSP、甲醇
G2	北六联南 150m（北 4-9-P62 北 80m）	125.024328	46.720531	北 4-9-P62 井北侧 80m、 北六联南 150m	

(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、甲醇。

(3) 监测频次

监测频次为 7 天。监测频次：非甲烷总烃、甲醇监测 1h 平均浓度，每天监测 4 次，监测时间分别为北京时间 02: 00、8: 00、14: 00 及 20: 00 时，每次采样时间不少于 45min。甲醇监测 24 小时平均浓度，每天累计采样时间不少于 20 小时。TSP 监测 24 小时平均浓度，每天累计采样时间不少于 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

《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）二级标准限值 $0.3mg/m^3$ 。

(6) 监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 特征污染物现状监测及评价结果 单位： mg/m^3

监测点位	监测点位坐标		污染物	平均时间	评价标准 (mg/m^3)	浓度范围 (mg/m^3)	最大浓度 占标率/%	超标 率%	达标 情况
	东经	北纬							
丰收小区	125.008211	46.720942	非甲烷总烃	1h	2			0	达标
			甲醇	1h	3				
				24h	1				
			TSP	24h	0.3			0	
北六联南 150m（北 4-9-P62 北 80m）	125.024328	46.720531	非甲烷总烃	1h	2			0	达标
			甲醇	1h	3				
				24h	1				
			TSP	24h	0.3			0	

评价结果表明，特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的

2.0mg/m³标准要求。环境空气中 TSP 质量浓度满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准限值。

4.3.2 地下水环境质量现状评价

(1) 监测因子

K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、SO₄²⁻、Cl⁻、CO₃²⁻、HCO₃⁻、pH、耗氧量、总硬度、溶解性总固体、硝酸盐、亚硝酸盐、氨氮、挥发性酚类、氰化物、氯化物、硫酸盐、砷、汞、六价铬、铅、氟、镉、铁、锰、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类、钡、阴离子表面活性剂、镍。同时记录水井坐标、水井深度和水位埋深。

(2) 监测点位

根据地下水流向，共布设潜水水质监测点 5 个，承压水水质监测点 2 个。

(3) 监测时间与频率

监测一期，2024 年 11 月，监测一天。

表 9 地下水水质监测点位表

序号	位置	坐标		监测层位
Q1	区块北侧	125°1'23.45"	46°43'24.32"	潜水
Q2	区块内	125°0'39.15"	46°43'7.01"	
Q3	区块西侧	124°59'14.67"	46°43'25.71"	
Q4	区块东侧	125°3'38.86"	46°42'56.01"	
Q5	区块南侧	125°1'6.21"	46°42'25.62"	
S1	丰收四村附近	125°0'56.04"	46°43'46.31"	承压水
S2	开发小区附近	125°0'27.00"	46°43'12.96"	

六、包气带现状监测

(1) 监测因子

石油类、硫化物、氯化物、pH、阴离子表面活性剂、汞、六价铬、镉、砷、镍、铅、钡、挥发性酚类。

(2) 监测点位

根据地下水流向，共布设包气带污染控制点 5 个，背景点 1 个。

(3) 监测时间与频率

监测一期，2024 年 11 月，监测一天。

包气带现状调查见表 10。

表 10 包气带现状调查情况表

序号	监测点	坐标		采样深度
1	区块外北侧空地	125.033188	46.722636	0~0.2m、0.2~0.4m
2	北六转油放水站	125.025304	46.722674	0~0.2m、0.2~0.4m
3	北 3-1-斜 P255	125.001999	46.717602	0~0.2m、0.2~0.4m
4	北 3-10-P67	125.026130	46.715235	0~0.2m、0.2~0.4m
5	北 6-3 计量间	125.017935	46.716971	0~0.2m、0.2~0.4m
6	北 5-5 注入站	125.047168	46.711246	0~0.2m、0.2~0.4m

4.3.3 地表水环境质量现状

4.3.3.1 地表水环境质量现状监测

本项目不排放废水，属于水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查，为了解区域内地表水现状，2024 年 11 月 18 日~11 月 19 日对本项目周边的地表水体进行了监测。

(1) 监测点位

本次评价共布设 4 个地表水监测点，监测点布设情况见表 4.3-14。监测布点见附图 6。

表 4.3-14 监测点布设情况

序号	监测点	与本项目位置关系	坐标
W1	丰收村北侧水泡	北 4-100-SP57 北侧 500m	125.017280,46.725491
W2	东二排水干渠	北 3-1-P54 南侧 110m	124.982069,46.712863
W3	前进渠	北 4-9-SP46 西北侧 150m	124.997004,46.725014

(2) 监测因子

pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD₅、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温 pH、COD、BOD₅、氨氮、总磷、悬浮物、砷、汞、镉、六价铬、铅、镍、铬、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物。

(3) 监测频率

取样 2 天，每天一次。

(4) 监测结果

水质监测数据见表 4.3-15。

表 4.3-15 地表水监测数据表 单位：mg/L

监测项目			
监测时间			
pH			
COD _{Cr}			

氨氮				
石油类				
BOD ₅				
高锰酸盐指数				
总磷				
总氮				
监测项目				
监测时间				
pH				
COD _{Cr}				
氨氮				
石油类				
BOD ₅				
高锰酸盐指数				
总磷				
总氮				

4.3.3.2 地表水环境质量现状调查结论

监测结果中 COD_{Cr}、BOD₅ 偏高，根据现场调查可知主要原因为水体相对封闭、自身净化能力较弱，导致水体富营养化以及周边小开荒农业活动造成面源污染并随雨水汇入导致。

4.3.4 声环境质量现状监测与评价

4.3.4.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

根据本项目拟建井场周边环境，在本项目所在区域共布设 10 个监测点，监测点布设见表 4.3-16，具体监测点位见附图 6。

表 4.3-16 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系
N1	丰收小区	125.008211,46.720942	区块内居住区
N2	开发小区	125.009053,46.718576	区块内居住区
N3	北 6-3 计量间	125.017935,46.716971	区块依托计量间
N4	北 5-5 注入站	125.047168,46.711246	区块依托注入站
N5	北III-5 配制站	125.026885,46.693825	区块依托配制站
N6	北 3-10-P67	125.026130,46.715235	区块油井
N7	北六联东厂界	125.025613,46.72308	区块依托场站
N8	北六联南厂界	125.023296,46.721752	

N9	北六联西厂界	125.021022,46.723876	
N10	北六联北厂界	125.024004,46.725056	

(2) 监测时间及频次

监测时间：2024年11月18日~11月19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4.3-17；

表 4.3-17 声环境现状监测结果表 单位：dB (A)

监测点位	2023.2.18		2023.2.19	
	昼间	夜间	昼间	夜间

4.3.4.2 声环境质量现状评价

(1) 评价标准

根据建设项目区域声环境功能区划，居民区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准。

(2) 评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

(3) 评价结论

由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，居民区声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准。

4.3.5 土壤质量现状监测与评价

4.3.5.1 土壤理化特性调查

根据国家土壤信息服务平台，调查本项目区域相关土壤资料，区域土壤种类主要有草甸土。区域土壤类型分布图见附图11。

在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，主要包括颜色、结构、质地、砂砾含量、其他异物、pH 值、阳离子交换、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度，具体土壤理化特性调查见表 4.3-18，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-19。

表 4.3-18 土壤理化特性调查

时间				
点号				
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色			
	结构			
	质地			
	砂砾含量			
	其他异物			
实验室测定	pH 值			
	阳离子交换量(cmol+/kg)			
	氧化还原电位 (mv)			
	饱和导水率(mmm/min)			
	土壤容重 (g/cm ³)			
	孔隙度(%)			
点号				
层次				
现场记录	颜色			
	结构			
	质地			
	砂砾含量			
	其他异物			
实验室测定	pH 值			
	阳离子交换量(cmol+/kg)			
	氧化还原电位 (mv)			
	饱和导水率(mmm/min)			
	土壤容重 (g/cm ³)			
	孔隙度(%)			

表 4.3-19 土体构型（土壤剖面）表

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
北 2-311-E 65 井场			
北 3-361-E 78 井场 北侧 50m 耕 地		/	
注：应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。			
根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。			

4.3.5.2 土壤环境质量现状监测

(1) 采样点布设

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目，评价等级为一级，依据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求，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 4.3-20，监测点位置见附图 6。

表 4.3-20 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	土壤类型	执行标准	备注
S1			草甸土	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S2			草甸土		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S3			草甸土		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S4			草甸土		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S5			草甸土		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S6			草甸土		采取表层样，在 0~0.2m 取样
S7			草甸土		采取表层样，在 0~0.2m 取样

S8			其他	《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	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S9			草甸土	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中的筛选值	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S10		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样		
S11		其他	采取表层样，在 0~0.2m 取样		

（2）监测项目

1#~7#监测点执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）监测点位的监测项目：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、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）、全盐量。

8#监测点《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)一类用地：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、石油烃（C10-C40），全盐量。

9#~11#监测点执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB 15618-2018）监测点位的监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C10-C40），全盐量。

（3）监测时间

2024年11月18日~11月19日

（4）监测频次

采样1次，分别对各采样土壤进行监测因子全分析。

（5）监测结果

表 4.3-21 建设用地土壤环境质量现状监测结果 单位：mg/kg（pH 无量纲）

序	监测项目	监测点位
---	------	------

号							
1	pH						
2	镉 (Cd)						
3	汞 (Hg)						
4	砷 (As)						
5	铅 (Pb)						
6	铬 (六价)						
7	铜 (Cu)						
8	镍 (Ni)						
9	全盐量						
10	石油烃						
序号	监测项目						
1	pH						
2	镉 (Cd)						
3	汞 (Hg)						
4	砷 (As)						
5	铅 (Pb)						
6	铬 (六价)						
7	铜 (Cu)						
8	镍 (Ni)						
9	全盐量						
10	石油烃						
序号	监测项目						
1	pH						
2	镉 (Cd)						
3	汞 (Hg)						
4	砷 (As)						
5	铅 (Pb)						
6	铬 (六价)						
7	铜 (Cu)						
8	镍 (Ni)						
9	全盐量						
10	石油烃						

表 4.2-22 建设用地土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg (pH 除外)

序号	监测项目	监测点位	序号	监测项目	监测点位
1	四氯化碳		20	氯苯	
2	氯仿		21	1,2-二氯苯	
3	氯甲烷		22	1,4-二氯苯	
4	1,1-二氯乙烷		23	乙苯	
5	1,2-二氯乙烷		24	苯乙烯	
6	1,1-二氯乙烯		25	甲苯	
7	顺-1,2-二氯乙烯		26	间, 对二甲苯	
8	反-1,2-二氯乙烯		27	邻二甲苯	
9	二氯甲烷		28	硝基苯	
10	1,2-二氯丙烷		29	苯胺	
11	1,1,1,2-四氯乙烷		30	2-氯酚	
12	1,1,1,2-四氯乙烷		31	苯并[a]蒽	
13	四氯乙烯		32	苯并[a]芘	
14	1,1,1-三氯乙烷		33	苯并[b]荧蒽	
15	1,1,2-三氯乙烷		34	苯并[k]荧蒽	
16	三氯乙烯		35	蒽	
17	1,2,3-三氯丙烷		36	二苯并[a, h]蒽	
18	氯乙烯		37	茚并[1,2,3-cd]芘	
19	苯		38	萘	

表 4.2-23 农用地土壤监测实测值 单位: mg/kg (pH 除外)

监测时间	2023.02.18		
监测项目	监测点位及监测结果		
pH			
镉 (Cd)			
汞 (Hg)			
砷 (As)			
铅 (Pb)			
铬 (Cr)			
铜 (Cu)			
镍 (Ni)			
锌(Zn)			
石油烃			
含盐量			

4.3.5.3 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法

利用单项污染指数法进行评价。评价公式如下：

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

式中：P_i-土壤中 i 种污染物污染指数；

C_i-土壤中 i 种污染物污染实测值（mg/kg）；

S_i-土壤中 i 种污染物评价标准（mg/kg）。

土壤环境背景值评价采用单因子污染指数法。

单因子污染指数为土壤污染因子含量与土壤环境质量的比值，其表达式为：

$$P_i = C_i/S_i$$

式中：P_i——土壤环境污染指数；

C_i——土壤环境质量实测值，mg/kg；

S_i——土壤环境质量评价标准，mg/kg。

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

(2) 评价标准

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

(3) 评价结果

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

表 4.2-24 建设用地土壤环境质量现状评价结果（P_i值）

序号	监测项目	监测点位					
1	pH						
2	镉 (Cd)						
3	汞 (Hg)						

4	砷 (As)						
5	铅 (Pb)						
6	铬 (六价)						
7	铜 (Cu)						
8	镍 (Ni)						
9	石油烃						
序号	监测项目	监测点位					
		S3#			S4#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH						
2	镉 (Cd)						
3	汞 (Hg)						
4	砷 (As)						
5	铅 (Pb)						
6	铬 (六价)						
7	铜 (Cu)						
8	镍 (Ni)						
9	石油烃						
序号	监测项目	监测点位					
		S5#			S6#	S7#	S8#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
1	pH	/	/	/	/	/	/
2	镉 (Cd)						
3	汞 (Hg)						
4	砷 (As)						
5	铅 (Pb)						
6	铬 (六价)						
7	铜 (Cu)						
8	镍 (Ni)						
9	石油烃						

续表 4.3-24 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (P_i值)

序号	监测项目	监测点位	序号	监测项目	监测点位
		S1#~S8#			S1#~S8#
1	四氯化碳		20	氯苯	
2	氯仿		21	1,2-二氯苯	
3	氯甲烷		22	1,4-二氯苯	
4	1,1-二氯乙烷		23	乙苯	
5	1,2-二氯乙烷		24	苯乙烯	

6	1,1-二氯乙烯		25	甲苯	
7	顺-1,2-二氯乙烯		26	间二甲苯+对二甲苯	
8	反-1,2-二氯乙烯		27	邻二甲苯	
9	二氯甲烷		28	硝基苯	
10	1,2-二氯丙烷		29	苯胺	
11	1,1,1,2-四氯乙烷		30	2-氯酚	
12	1,1,2,2-四氯乙烷		31	苯并[a]蒽	
13	四氯乙烯		32	苯并[a]芘	
14	1,1,1-三氯乙烷		33	苯并[b]荧蒽	
15	1,1,2-三氯乙烷		34	苯并[k]荧蒽	
16	三氯乙烯		35	蒽	
17	1,2,3-三氯丙烷		36	二苯并[a, h]蒽	
18	氯乙烯		37	茚并[1,2,3-cd]芘	
19	苯		38	萘	

表 4.3-25 农用地土壤环境质量现状评价结果

监测项目	评价结果		
	S9# (0m-0.2m)	S10# (0m-0.2m)	S11# (0m-0.2m)
镉 (Cd)			
汞 (Hg)			
砷 (As)			
铅 (Pb)			
铬 (Cr)			
铜 (Cu)			
镍 (Ni)			
锌(Zn)			
石油烃			

(4) 评价结论

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

（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内居民区丰收村丰收小区、开发小区土壤满足《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；评价范围内草地、耕地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

4.3.6 生态环境现状评价

4.3.6.1 土地利用现状调查

评价范围内土地类型主要为耕地、草地、住宅用地及工业用地等，草地主要为一般草地，耕地主要为旱田。具体土地利用类型见表 4.3-26，项目区域土地利用现状见附图 10。

表 4.3-26 本项目区域开发土地利用现状

序号	土地类型	占地面积 (hm ²)	百分比%
1	草地		
2	耕地		
3	住宅用地		
4	工矿企业		
5	林地		
6	水域及水利设施		
7	医疗卫生用地		
合计			

4.3.6.2 植被现状调查

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

(1) 重点保护野生动植物情况调查

本项目所在区域属于大庆油田开发老区，区域地表植被以羊草等常见植被为主，动物以小型哺乳类特别是鼠类较为常见，项目区域没有国家级和省级重点保护野生动植物分布。

(2) 植物区系特征

本区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(*Stipabaicalensis*)、大针茅(*S. grandis*)、星星草(*Puccinelliatenuifolia*)等。

(3) 主要植被类型

评价区域内植被类型以草甸、人工林、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。

a 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，也是区域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-拂子茅群丛 (*Leymus Chinensis-Calamagrostis epigejos*)、羊草-野大麦群丛 (*Leymus Chinensis-Hordetum*)、羊草-碱蒿群丛 (*Leymus Chinensis-Artemisetum*) 等。

b 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泊周围，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，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*)、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。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。

②人工林

在评价区内人工林主要为杨树林 (Form. *Populus canadensis*)。杨树林是评价区主要林种之一，也是评价区内分布最多，最广泛的林木，主要分布在道路两侧。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

评价区零散分布有人工开垦的耕地，呈块状分布，粮食作物主要是玉米。

(4) 植物群落

项目所在地区草地土壤为含盐量很高的苏打碱化草甸盐土，主要生长一些盐生植物群落，如碱蓬、星星草、碱蒿等群落。由于气候干旱及油田开发影响，油田道路和管线的建设改变了原来的地貌，地表高低不平，原生植被受到一定的影响，水渠两侧长有盖度较高的芦苇群落。区块植被类型调查见附图 16。

4.3.6.3 动物现状调查

评价范围内人类生产活动频度和强度都比较高，地域原有的野生动物基本消失，地域物种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。野生动物主要有褐家鼠（*Rattus nitidus*）、小家鼠（*Mus musculus L.*）、普通田鼠（*Microtus arvalis*）等 10 余种动物。

由于人类活动干扰较大，躲避天敌的条件较差，因此鸟类一般不会在此繁殖。区内鸟类主要为村栖型等伴人鸟类，如喜鹊（*P.pica sericea Gould*）、小嘴乌鸦（*C.corone orientalis Evers*）、麻雀（*P. montanus montanus*）、家燕（*H rustica gutturalis Scopoli*）等。

4.3.6.4 对湿地现状的调查

根据《三调黑龙江省湿地名录数据》（2022 年），本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区中部，本项目评价范围内没有湿地分布。

4.3.6.5 生态系统调查

本项目位于萨尔图区中部，所在区域属于草地生态系统。

（1）草地生态系统

草地生态系统由多年生耐旱、耐低温、以禾草占优势的植物群落的总称，是以多年生草本植物为主要生产者的陆地生态系统。草地生态系统具有防风、固沙、保土、调节气候、净化空气、涵养水源等生态功能。草地生态系统是自然生态系统的重要组成部分，对维系生态平衡、地区经济、人文历史具有重要地理价值。区域草地生态系统主要植被以羊草为主。

盐碱化草甸原有的地带性植被为羊草草原，由于地势低洼积水，地下返盐，造成土壤的盐渍化，加上过渡放牧，草甸逐渐演变成盐化草甸，植被群落也演替为盐生植被。盐化草甸组成群落类型的主要成分是一些耐盐碱的多年生和一年生的中生植物。除了地势较高处生长羊草外，低洼积水处生长着一些盐生植被，如碱茅、碱蓬、马蔺等。盐碱化草甸生态系统十分脆弱，破坏后不易恢复，也是本区土壤风蚀的主要部位之一。

（2）草地生态系统评价

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运具有潜在的危害性影响。

植被的生物量反映了植被的生产力水平，是区域生态环境质量的重要标志。区内羊草—杂类草草原由于气候和人为等原因，破坏比较严重，盐碱化程度较高，虽然近年进

行了生态恢复治理，使已退化的草地植被逐渐有所恢复，但与六、七十年代相比其草原质量也仅是原来的 50~60%。整个草地盖度在 40~60%左右，平均株高 44~55cm。杂类草较多，优质牧草比例较低，除羊草外还大量生长着虎耳草、拂子茅、针茅、糙隐子草、飞燕草、角蒿、碱篷、碱蒿等。

4.3.6.6 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，本项目位于大庆市萨尔图区，不属于水土流失重点预防区和重点治理区。

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；化学肥料的过渡使用对土壤、地下水的污染等。

目前全省水土流失综合防治逐步进入法制化轨道，重点地区水土流失治理成效显著，植被保护和生态修复初见成效，退耕还林还草面积得到巩固，黑土区保土蓄水功能持续增强，水土流失面积和强度呈现总体下降趋势。

4.3.6.7 生态环境现状评价结论

本项目区块位于大庆市萨尔图区，评价范围内的生态系统类型为以草地生态系统为主。该区块已开发多年，油水井分布在草地中，与自然草原形成了复合的生态系统。作为油田开发的老区，自然生态系统现状为油田设施占用了大量草原，人为干扰相对频繁，由于该地区主要是盐碱草地，受干扰后草地恢复较慢，生态环境质量一般。

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，污染物主要为油田场站周边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

建设项目位于油田开采区，区域大气污染源主要来自油田场站加热炉排放的烟气以及油田生产设施排放的非甲烷总烃，污染物主要为SO₂、NO_x及颗粒物等。

本项目区域分布有北六联合站、北五联合站及其下属阀组间等场站，主要排放油田特征污染物非甲烷总烃，现有区块非甲烷总烃排放量为88.64t/a。转油站站内加热炉排放

的主要污染物为SO₂、NO_x及颗粒物等。北六转油放水站和北五转油放水站现有加热炉烟气烟尘排放量0.75t/a、SO₂排放量为1.08t/a、NO_x排放量为5.66t/a。项目区域其他工业企业以油田下属服务企业为主。

4.4.2 废水污染源调查

(1) 生活污水污染源

建设项目评价区域地表水污染源，主要为区域小开荒式农田施用农药、化肥使用形成的面源，雨季随地表径流携带污染物汇入地表水体。

(2) 工业污水污染源

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

4.4.3 噪声污染源调查

建设项目评价区域除油田场站、井场运行噪声外，有部分工业噪声污染源存在；区域声环境主要受道路交通噪声、工业企业生产噪声和城市生活噪声影响。

4.4.4 土壤污染源调查

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油水井作业和事故时产生的落地油。由于油井作业和水井洗井时作业区域全部铺垫防渗布，污水由罐车回收，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，因此可有效减少石油类进入土壤，根据对现有井场土壤的调查结果，得出在采油井井场附近，石油对土壤的污染程度与距井口距离成反比，即离井位越近，土壤中石油的含量越多，污染程度越重；反之，离井位越远，土壤中石油含量越低，污染程度越轻。从平面上看，石油污染物集中在离井 20~30m 的范围内，约占总量的 90%以上。在此范围之外，土壤中的石油含量迅速降低，在离井 100m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤石油污染主要集中在 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，石油在土壤中的迁移深度较浅。

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

施工过程中对大气环境的影响主要是施工车辆排放的尾气及管沟开挖、道路敷设、土方堆填、恢复原有地面等过程中产生的粉尘及二次扬尘。

(1) 施工扬尘

施工期管线管沟开挖、回填、开挖土方露天堆放、道路改造施工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 5.1-1。

表 5.1-1 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，在管线及场站改造施工过程中，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北4-100-SP253西侧40m的丰收小区，在距离居民区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居民区的影响。

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

(2) 施工车辆尾气

本项目井场、道路等施工机械所在的施工区域较分散，且周边场地开阔，施工单位首先选用运行状况良好的施工机械，且尾气达标排放，施工现场有利于施工机械尾气扩散，在采取了相应的控制措施后，施工机械尾气会对周围产生一定影响，但这种影响将随着施工期的结束而消失。

(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，但由于项目主要是对管线连接处作业，整体焊接量不大，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。

(4) 非甲烷总烃

本项目北六含油污水处理站滤罐更换滤料过程中会有残留的无组织非甲烷总烃挥发，三合一装置计划拆除前，提前将装置内转移外输，拆除环节残留挥发的非甲烷总烃较小，滤料清理更换施工时现场直接委托大庆蓝星环保工程有限公司转移处置，不在站内暂存，无组织挥发量不大，北六含油污水处理站所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，对环境的空气的影响极小。

5.1.2 运行期

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油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体、依托场站现有加热炉产生的燃烧烟气。

(1) 烃类气体

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为 70.17t/a，主要排放位置有井场、阀组间、管线连接处、依托场站等位置，均以面源形式排放。参照大庆油田经验数据，密闭集输的井场、管线及阀组间等位置无组织挥发非甲烷总烃占比 30%，经核算本工程井场、管线及阀组间等场所非甲烷总烃逸散量为 20.05t/a。

本次地面工程井场和改造阀组间等分布较为集中，本项目判定评价等级面源范围以整体开发区块和单井井场进行预测。整体开发区块范围为 5km×0.8km，区块非甲烷总烃

无组织排放量为 $20.05 \times 1000 / 365 / 24 = 2.29 \text{ kg/h}$ 。单井井场选取距保护目标较近的北 4-10-0-SP253、北 4-9-SP54 井场，根据工程分析，单口油井非甲烷总烃逸散量为 $20.05 \times 1000 / 127 / 365 / 24 = 0.018 \text{ kg/h}$ 。具体污染源参数见表 5.1-2。

表 5.1-2 项目区块新增非甲烷总烃排放面源参数统计表

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率 (kg/h)
	东经	北纬						NMHC
开发区块	124.987411	46.720151	150	0	5000	800	3.0	2.29
北 4-100-SP253、北 4-9-SP54 井场	125.009620	46.721267	150	0	40	30	1.5	0.018
北六转油放水站注醇装置	125.024126	46.722903	150	0	8	6	1	0.0035

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的规定，采用估算模式计算本工程正常排放情况下的主要污染物的最大影响程度和最远影响范围，然后按评价工作分级判据进行分级。本项目估算模型参数一览表见表 5.1-3。

表 5.1-3 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	城市
	人口数 (城市选项时)	328000
最高环境温度/°C		38.9
最低环境温度/°C		-36.2
土地利用类型		草地
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	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

通过采用AERSCREEN软件对拟建工程主要污染物烃类气体对大气环境质量的影响进行分析，开发区块估算模式的计算结果见表5.1-4。

表5.1-4 开发区块非甲烷总烃估算模式计算结果

下风向距离	矩形面源	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50		

100.0		
500.0		
1000.0		
1600.0		
2000.0		
2500.0		
10000.0		
20000.0		
25000.0		
下风向最大浓度及占标率		
下风向最大浓度出现距离 (m)		
D10%最远距离	/	/

表5.1-5 单井井场非甲烷总烃估算模式计算结果

下风向距离	单井井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50		
100.0		
500.0		
1000.0		
1600.0		
2000.0		
2500.0		
10000.0		
20000.0		
25000.0		
下风向最大浓度及占标率		
下风向最大浓度出现距离 (m)		
D10%最远距离	/	/

本项目为油井均为现有利用井，不增加油井，且根据工程开发方案，本项目依托北六转油放水站、北五转油放水站、北II-1脱水站加热炉不增加燃气消耗量，排放量基本不变，本次不再核算。

(3) 污染物排放量核算

①正常工况下大气污染物年排放量核算

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

划。本项目大气污染物有组织排放量核算见表 5.1-8。本项目大气污染物无组织排放量核算见表 5.1-9。

表 5.1-9 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			
2	依托场站	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程			
3			甲醇				
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			

本项目大气污染物新增排放量核算见表 5.1-10。

表 5.1-10 本项目大气污染物新增排放量核算

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	
2	甲醇	

②非正常工况下大气污染物年排放量核算

根据工程分析可知，本项目涉及的非正常工况条件下的废气排放主要为井场、场站设备检修时非甲烷总烃的溢散，一般情况下检修时间较短（1-2d），非甲烷总烃溢散量难以核算，且项目均处于野外，扩散条件较好，不会对周围大气环境造成较大影响。

（4）大气环境保护距离

本次大气环境影响评价等级定为二级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的 8.7.5 条要求“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境保护区域，以确保大气环境保护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”，根据预测结果，本项目无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值，故无需计算大气环境保护距离，无需设置大气环境保护区域。

（5）评价结论

通过在施工期采用洒水抑尘、车辆采取密闭措施厂界颗粒物浓度可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值；在运行期油

田生产过程中采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场和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）中相关标准要求。根据预测分析，本项目单井井场排放的非甲烷总烃最大落地浓度，满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准限值，项目运行后对周边环境敏感点影响较小；场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《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。通过采取过程全控制的措施，满足相关标准的要求。通过预测可知，本项目对大气环境影响较小，无需设置大气环境防护区域。大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.2 地表水环境影响评价

项目区域地表水体主要为东二排水干渠、前进渠、丰收四村南侧水泡：东二排水干渠位于北 4-100-P69 井西侧 20m，前进渠位于北 4-100-P45 井东侧 70m，丰收四村南侧水泡位于北六联西侧 270m。

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。

运营期产生的废水主要为作业污水、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

本项目施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站内旱厕，定期由物业服务单位庆南工矿服务公司拉运至丰收污水提升站经污水管网排入中区污水处理厂处理；压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层；敷设管道时产生的试压废水由罐车拉运至北六污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 20\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 5\ \mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不会对地表水环境产生影响。

综上，在采取了上述措施后，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，不会周边地表水环境产生影响。

5.2.2 运行期

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北六污水处理站或北五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 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”规定后回注油层；油井清防蜡废水由热洗管线回收进入集输系统，管输至北六污水处理站或北五污水处理站处理，油井检修作业污水及水井洗井污水通过罐车回收后送北六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 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。综上所述，本项目废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，因此，正常工况下对区域内地表水体几乎不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则地表水》（HJ2.3-2018）中 8.1.2，水污染影响型为三级 B 评价，主要评价内容包括：水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价，及依托污水处理站的环境可行性评价。

（1）地表水环境保护措施有效性

在油田生产建设及运营过程中，加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施切实落实。

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，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、作业污水钢制污油回收槽和回收罐车、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收；距离排涝渠较近的井场在作业期间设置临时围堰，将事故产生的污油污水截留在井场内。

②集油管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

③在进行油井井下作业时，严格按照要求在作业区域铺垫防渗布并设置钢制污油回收槽，使用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，重点查看各处跨渠衍架管线有无漏油污，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

本项目油井采出水依托北六污水处理站、北五污水处理站处理，站内主要工艺采用“自然沉降→混凝沉降→压力过滤”处理工艺，设计出水水质指标为《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”限值，根据前文依托工程可行性分析，污水处理站剩余能力满足本项目新增负荷需求，项目依托可行。

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。

根据本次工程对北六污水处理站监测结果可知，北六污水处理站处理后的污水中石油类 7.14-8.12mg/L、悬浮固体 4-6mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”限值要求后回注油层，不外排，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。

5.2.2.2 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水井洗井污水地表径流可能携带部分落地油进入水环境。井喷和集油管线泄露等事故情况下油品可能随地表径流进入区块内排涝渠，根据前述工程分析可知：

(1) 油井作业过程中带罐作业，作业区域铺垫防渗布并设置钢制污油回收槽，作业过程中产生的作业污水通过带有自吸泵的罐车回收拉运至北六污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

(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，距离排涝渠较近油井如北 2-312-E72 等井场四周设置临时围堰，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。

(4) 本项目北 4-100-P69 井等井场距离东二排水干渠和前进排涝渠较近，井场距排涝渠最近距离为 20m。井场与水渠之间有井排路、草地及渠堤相隔，事故状态下一般不会污染水渠。且由于项目所在地层压力较低，要靠注水驱动和抽油机采油，并且在钻井

及井下作业中安装防喷器，采取了相应的防喷措施，一般不会发生井喷事故，对地表水影响较小。

(5) 本项目输油管道采用无缝钢管，定期对集输管线情况进行检测，管道设计壁厚腐蚀余量不应小于 2mm 或采用管道内防腐；管道的外防腐等级应采用特加强级；管道的连接方式应采用焊接。定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理。本项目跨渠衍架上的集输管道若发生泄漏事故可能会流入排涝渠，项目运营期通过加强检测、巡检巡视、事故应急措施等事故预防和控制措施尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

如果事故状态下发生作业污水泄露流入地表水体，将会对地表水体造成一定污染。石油类浮于水面上，由于重力和表面张力的作用，会在水面上向四周散开。其中的轻质烃类组份会不断的挥发至大气中，可溶组份会溶于水中，对水生生物有直接的危害。

(6) 本项目运营期负责小队站点位于区块内，该小队要确保应急工具和设备齐备完好，发生含油污水泄露进入地表水等事故情况时，小队第一时间启动应急预案，准备吸油毛毡、编织袋等应急物资，进入现场处置，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，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

5.3.1.1 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，本项目产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期由物业单位庆南工矿服务公司拉运至丰收污水提升站经污水管网排入中区污水处理厂处理；试压废水由罐车拉运至北六污水处理站，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\ \mu\text{m}$ ”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。

5.3.1.2 运行期

项目运行期可能对地下水产生影响的主要为油井作业污水、水井洗井污水、清防蜡废水、落地油及油田采出水等。本工程油田采出水管输进入北六污水处理站或北五污水处理站，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\ \mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排；运营期清防蜡废水经热洗管线回收进入集输系统，管输至北六污水处理站或北五污水处理站处理；油井作业污水和水井洗井废水通过罐车回收后送北六污水处理站，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\ \mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排；产生的落地油及时进行回收，回收率 100%。因此项目运行期正常情况下不会对地下水产生影响。

5.3.2 事故状态下对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	油井套管破损造成的含油物质泄漏	承压水	√	—

5.3.2.1 输油管道泄漏

（1）泄漏源强

本工程油井集油管道发生破裂时，主要影响区域潜水层位。单口油井最高峰产油量约为 3.7t/d，本工程最大平台井场为 井场（含 3 口油井），假设该平

台输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以平台产油量的 10% 计，由于集油管道设有实时监控系統，因此该泄漏可在 1h 内发现，并采取关闭阀组等措施进行控制，泄漏 1h 的原油量为 $3.7 \times 3/24 \times 10\% \times 1000 = 46.3\text{kg}$ 。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5000 天石油类在潜水中的运移情况。

(2) 预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

(3) 预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）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进行预测。由于集油管道泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mM—瞬时注入的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

(4) 参数选取

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点，项目潜水含水层岩性为粉质粘土和粉细砂，渗透系数取 $K=10\text{m/d}$ ，根据区域等水位线与距离确定，潜水水力坡度 $I=0.0015$ ，有效孔隙度取 0.3，则水流速度：根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，经计算为 0.0013m/d 。潜水含水层厚度范围为 8.5m。区域地下水纵向弥散系数 $0.2\text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数 $0.02\text{m}^2/\text{d}$ ，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 5.3-1~5.3-3。

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	下游最大浓度	超标最远距离	超标面积	最远影响距离	影响面积
石油类	100 天					
	1000 天					
	5000 天					

图 5.3-1 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图

图 5.3-2 集油管道泄漏后 1000 天污染物浓度分布图

图 5.3-3 集油管道泄漏后 5000 天污染物浓度分布图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏 100d 后，下游最大浓度为：2

其余范围石油类浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。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。

本项目集油阀组间采用数字化建设，实时监控各井场集油管线压力，发现泄露情况会及时关闭该井场集采系统，不会出现集输管线长时间泄露对区域地下水产生显著影响的情况。

5.3.2.2 油井套管破损泄露

本次评价针对井漏情况对地下水产生的影响进行预测。

(1) 泄漏源强

本工程油井套管发生破裂时，主要影响区域为承压水层位。本项目单口油井最大产油量为 3.7t/d，假设拟建油井套管发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井每天的产油量 10% 计，即 370kg/d。由于套管破损不易被发现，所以按持续泄漏预测。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、第 5000 天石油类在地下水中的运移情况。

(2) 预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

(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

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t) —t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；
 mt—单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；
 u—水流速度，m/d；
 n—有效孔隙度，无量纲；
 DL—纵向弥散系数，m²/d；
 DT—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。
 π—圆周率。
 K₀(β) —第二类零阶修正贝塞尔函数；
 W(u²t/4DL, β) —第一类越流系统井函数。

(3) 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，参照《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表，项目白垩系上统明水组二段岩性为中粗砂岩，承压水含水层取 K=25m/d，根据区域等水位线与距离确定，承压水水力坡度 I=0.0006，承压水有效孔隙度取 0.3，水流速度：根据达西定律 u=渗透系数×地下水水力坡度/有效孔隙度，经计算为 0.003m/d。白垩系上统明水组二段含水层厚度范围为 30m。区域地下水纵向弥散系数 0.2m²/d，横向弥散系数 0.02m²/d，化学反应常数为 0。

(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	影响面积
石油类	100 天				
	1000 天				
	5000 天				

图 5.3-4 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图

图 5.3-5 油井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图

图 5.3-6 油井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，套损并固井层破损泄漏 100d

后，超

其余范围石油类浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

5.3.3 地下水环境影响评价结论

本项目正常工况下不会对地下水环境产生影响。事故状况下，根据上述对油井套管破损、管线泄漏两种情况对地下水的预测，由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。但本区块周边均饮用地表水源自来水，无地下水敏感区分布，项目事故状态下对地下水的影响不大。

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、推土机、压路机等设备噪声及运输车辆的交通噪声，利用噪声衰减公式对各种施工机械产生的噪声衰减情况进行计算，根据计算结果阐述施工噪声对周围环境的影响，噪声衰减公式如下：

$$L_P = L_{P0} - 20 \cdot \lg(R/R_0)$$

式中： L_P ——距声源 R 米处的噪声预测值，dB(A)；

L_{P0} ——距声源参考距离 R_0 米处的参考声级，dB(A)；

m ——声源个数。

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	35m	50 m	100 m	150 m	200 m
挖掘机	76	65	62	56	53	50
搅拌机	82	71	68	62	58.5	56
推土机	74	63	60	54	50.5	48
电焊机	42	31	28	22	18.5	16
压路机	76	65	62	56	53	50
运输车辆交通噪声	76	65	62	56	53	50

本项目地面工程道路改造及场站改造、管线工程等夜间均不施工，由上表可以看出，

主要机械在 40m 以外均能够达到建筑施工场界噪声昼间限值不超过 70dB(A)的要求，施工区最近敏感目标为北 4-100-SP253 西侧 40m 的丰收小区，项目井场、管线和场站改造施工产生噪声对其影响较小。运输车辆距居民区较近道路行驶时，应禁止鸣笛，减速慢行，避免对居民生活产生较大影响。

本工程建设施工噪声对周围环境的影响是可以接受的，通过采取相应的管理措施，可以保证施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，对周围环境及环保目标影响可以接受。

5.4.2 运行期

(1) 声源源强

本项目运营期噪声源主要是井场抽油机噪声、改造场站的各类机泵运行过程中产生的噪声，井场抽油机噪声 80dB（A），场站机泵噪声源强在 65~85dB（A）之间。

(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。本工程最大平台井场为北 2-331-E63 平台井场（含 3 口油井）。

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

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

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

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

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

式中：

$L_{A(r)}$ —距声源 r 处的 A 声级值(dB)；

L_{WA} —已知点声源 A 声级值(dB)；

A_{div} —声级几何发散引起的 A 声级衰减量(dB)；

A_{atm} —空气吸收引起的 A 声级衰减量（dB）；

A_{exc} —地面效应引起的附加衰减量（dB）；

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

r、 r_0 —声源至预测点和测量点的距离。

按照以上公式对井场进行预测，可得出不同距离的噪声衰减结果，见下表。北 2-331-E63 平台井场噪声预测图见图 5.4-1。

表 5.4-2 噪声源衰减预测结果表 单位：dB (A)

噪声名称	噪声源强	距离不同处的噪声值						
		10m	15m	20m	30m	50m	100m	200m
单井井场预测值	80	52	48.5	46	42.5	38	32	26
平台井场预测值	84	56	52.5	50	46.5	42.1	36.1	30.1

由预测结果可知，运营期单井井场在井场厂界 15m 处噪声值为 48.5 dB (A)，北 2-331-E63 平台井场在井场厂界 20m 处噪声值为 50 dB (A)，可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准的要求。

抽油机产生的噪声在昼间 10m 以内、在夜间 20m 以内对环境有一定影响，但在距井口 50m 处，环境噪声基本可以满足《声环境质量标准》1 类区标准要求。油井井场最近敏感目标为北 4-100-SP253 西侧 40m 的丰收小区，在此距离抽油机产生的影响可以忽略不计。目前本项目油井井场均处于正常水驱运行阶段，根据本次工程对区域声环境现状的监测结果，丰收村丰收小区、开发小区声环境质量现状满足 1 类区标准，油井正常运行不会对村民日常生活产生显著影响，对区域声环境影响不大，不会发生噪声扰民问题。

图 5.4-1 北 2-331-E63 平台井场噪声预测图

表 5.2-3 改造场站厂界噪声预测结果 单位：dB (A)

噪声源	位置	源强	噪声防治措施	处理后源强	声源与厂界距离	贡献值	背景值	预测值	标准值
北六转油放水站	泵房	85	基座减振、厂房隔声	65	东侧 8m				昼间 60 夜间 50
					南侧 30m				
					西侧 80m				
					北侧 67m				
北六污水处理站	泵房	85	基座减振、厂房隔声	65	东侧 70m				
					南侧 50m				
					西侧 6m				
					北侧 30m				
北 III-5 配制站	厂房	85	基座减振、厂房隔声	65	东侧 10m				
					南侧 80m				
					西侧 30m				
					北侧 15m				

由上表可知，转油放水站和配制站厂房机泵设备噪声在基础减振和厂房隔声措施后，厂界噪声值预测值能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)

2 类标准的要求。根据现场勘查，距离本工程场站最近敏感点为北 4-100-SP253 西侧 40m 的丰收小区，经过距离衰减后本项目不会对敏感点产生影响，噪声对周围声环境影响较小。

5.4.3 声环境影响预测结论

通过采取以上措施，本项目运营期注采井井场及依托场站产生的噪声影响可以控制在最小程度，不会附近居民区及声环境造成不良影响。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期

本工程施工期排放的一般固体废物主要包括生活垃圾、施工废料、建筑垃圾、废旧设备以及清淤含油污泥等。

(1) 废旧设备

本次产能对利用井井场采油设备进行更换，拆除且无法利用于本区块的抽油机、本次依托污水站和配制站等场站改造拆除废旧设备包括各类机泵、闸阀、废旧汇管管线以及注入阀组等废旧设备，全部回收至采油三厂资产库。

更换变压器由电力运维分公司统一拆除更换，废变压器由电力运维分公司统一回收入库备用，不拆解，不产生废变压器油。

(2) 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。施工废料拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理，对环境影响不大。

(3) 生活垃圾

地面建设期间施工人员施工期生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理。

(4) 废滤料

北六污水处理站改造更换过滤罐滤料时产生的废滤料，根据《国家危险废物名录》（2021 年版），废滤料为危险废物，危废代码为 HW49/ 900-041-49，直接委托大庆蓝星环保工程有限公司转运处置。

(5) 建筑垃圾

井排路改造、场站内部道路改造等过程中将产生废砣块、废砖块等建筑垃圾，由施工单位拉运至南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置，不会对周围环境产生较大影响。

（6）废射孔液

本项目废射孔液由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，处理后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第 I 类一般工业固体废物标准后外运至第三采油厂综合利用垫井场或铺路，对环境的影响较小。

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、含油防渗布。

含油污泥、落地油含有石油类等有害成份。根据《国家危险废物名录（2021 年）》，以上废物均属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物，含油污泥和落地油危废代码为 071-001-08。含油废防渗布危废代码为 900-249-08。

目前建设单位尚未明确委托的危险废物处理单位，根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单中，有能力处理该危险废物的企业有黑龙江云水环境技术服务有限公司及大庆圣德雷特化工有限公司，详细情况如下：

①黑龙江云水环境技术服务有限公司，经营范围：HW02-06、HW08-09、HW11-14、HW17-28、HW30-31、HW34-40、HW45-48、HW49（900-044-49、900-045-49 除外）、HW50 等危险废物类别，核准经营规模 34180t/a（其中焚烧 9800t/a、填埋 24380t/a），焚烧目前处置量为 20t/d。

②大庆圣德雷特化工有限公司，经营范围：HW08-废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-204-08、900-210-08、900-212-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08）、HW49（900-041-49）等危险废物类别，核准经营规模 HW08 类 50000t/a，HW49 类 25 万只/年。

以上企业可处理危险废物类别为 HW08、HW49 的危险废物，能够满足本项目处理需求。最终处置单位以建设单位实际签订协议为准，建设单位应加强对含油防渗布转移和处置的管理，实行危险废物转移管理制度。

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

相关规定，本工程依托场站污水处理和作业产生的含油污泥、落地油清理后收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

根据《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012），危险废物收集、贮存、运输的一般要求：①从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。②危险废物转移过程应按《危险废物转移管理办法》执行。③危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移管理、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收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化

处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，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，对环境影响较小。

5.6 生态环境影响评价

油田开发过程是集井下作业、采油、地面建设等多种工程的系统工程，由于工艺技术、设备、人员素质等原因不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的影响和破坏。对生态环境的影响主要有以下几个方面。

5.6.1 占地对生态环境的影响

本项目总占地 87.404hm²，其中永久占地为 0.024hm²，临时占地为 87.38hm²，主要为新建柱上变永久占地及施工作业人员管道施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏及道路修建临时占地，占地类型为耕地和草地。本项目管线敷设一段，回填一段，临时占地时间短，本项目的临时占地在占用完毕后都可在较短时间内恢复，根据现场调查，项目新增临时占地在当地现有土地利用类型中所占比例很小，不会导致区域土地利用格局的变化，对区域土地利用格局产生的影响甚微。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，产生地表温度等物理性质发生异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。本工程井场永久占地类型为耕地和草地，工程投产后其影响是长期不可逆的。

5.6.2 对耕地的影响分析

油田开发工程占地完全避开耕地的可能性较低，施工完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。本项目无永久占用耕地。

本项目对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，应先剥离占地范围内表层

土，管线范围表层土堆置于管线两侧临时占地内，并对堆放场做好水保措施，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。

5.6.3 对植被的影响分析

本项目区域内未发现珍稀保护植物。本工程在施工期发生的临时占地是施工期产生影响的一个主要环节。施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏等对地表进行的平整将会对地表造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复。自然植被演替的规律是先是一、二年生的植物，3-5 年后可恢复到冷蒿、杂草类，10 年后可达到原来的顶级群落。

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

本工程临时占用草地面积 87.38hm²。施工期应严格控制临时占地范围，尽量减小对植被破坏，施工结束后，全部恢复地表形态。由于本工程临时占地的占用期限很短，在完工后可以及时恢复，所以不会对当地植被产生大的影响。

采取上述措施后，本项目建设对当地植被环境影响在可接受范围内。

5.6.4 对土壤的影响分析

工程对土壤的影响主要体现在工程建设期的开挖、填埋行为对土壤结构的破坏。对井场施工剥离的表层土集中临时堆放，施工结束后用于场地覆土。对耕植土堆放场进行苫盖防止水土流失。本工程没有弃土，不设弃土场，工程需要取土量为28500m³，用于井场、场站等的垫高或筑高。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。随着工程施工的结束，生态保护和临时占地的植被恢复措施的进行，有效的保护和恢复措施能保证工程对井场周边的土壤和植物的影响得到尽快的恢复。通过上述措施，本项目建设对项目所在地土壤环境影响在当地环境可接受范围内。

5.6.5 对陆生动物环境影响分析

本次评价区内野生动物种类较少，未见大型野生哺乳动物出没迹象，现有的野生动物多为一些常见的啮齿类、鸟类及昆虫等，无珍稀保护动物。

本项目新增占地面积较小，对当地地表植被的影响也是局部的，不会引起该区域野生动物生存环境大面积的明显改变，因此，本项目的建设对野生动物影响不大。施工期对野生动物的影响主要来自施工过程中人类活动、生产机具噪声等影响，但这种影响是局部和暂时的，随施工期的结束而消失，不会引起该区域野生动物大面积迁移或消亡。

5.6.6 对防沙治沙影响分析

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》，大庆市让胡路区、红岗区、大同区、肇源县、杜尔伯特蒙古族自治县属于沙化土地所在县（区），本工程位于大庆市萨尔图区，根据现场调查，本工程所在地区沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地和草地，植被覆盖度较高，没有大面积裸地及沙化土地，工程建设活动会增加一定占地对地表植被造成破坏，在短期内出现局部裸地，土壤层次、结构发生了改变，若不及时恢复，由于水土流失加剧增加了土地沙化的可能性。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，施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，路基边坡采取种草措施护坡固土，尽量减少工程建设对沙化土地的影响。

5.6.7 对区域水土流失的影响分析

根据《大庆市水务局关于划定大庆市水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，本项目所在区域的萨尔图区不属于水土流失重点治理区。

本工程由于井场、管线及道路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。

本项目北 4-100-P69 井等井场距离东二排水干渠和前进渠较近，井场边界距排涝渠最近距离为 20m，油井位于东二排水干渠渠东、西侧和前进渠东侧。井场与水渠之间有井排路、草地及渠堤相隔，事故状态下一般不会污染水渠。本工程距排涝渠较近的井场在井场作业期间做好废水收集措施，同时在井场永久占地边界修建截水沟，避免井场污染物随地表径流进入水渠。临时占地表土堆存加盖苫布，施工季节避开雨季，施工结束后除永久占地外，其余占用草地和耕地恢复植被和耕种，所以工程建设引起的水土流失较轻微。

为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施：

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

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

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

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

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

5.6.8 运营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北六污水处理站，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。

5.6.9 生态环境影响评价结论

根据对本项目生态系统结构、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 土壤环境影响评价

5.7.1 施工期土壤环境影响分析

(1) 管线施工对土壤的影响

本工程新建各类管线较多，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) 道路施工对土壤的影响

本工程井排路和通井路改造不新增占地，道路改造过程中施工机械和人员全部在道路占地范围内进行施工活动，减少对道路两侧的植被的碾压和践踏，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

(3) 施工占地对土壤的影响

管线施工期间，大型机械设备对临时占地的碾压，施工人员的践踏等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀。因此，管线施工临时占地取土时要先将表土单独堆放留存，取土后再覆盖于取土处表面，并在完工后及时进行植被恢复，尽量减小对土壤结构的影响和破坏。

5.7.2 运行期对土壤环境的影响预测与分析

5.7.2.1 土壤影响类型和途径

土壤是环境的重要组成要素，与水、大气、生物等环境要素之间相互作用、相互影响。该项目油田开发过程中对土壤的影响主要表现在：①施工期收集措施失效发生泄漏可能使污染物通过地面漫流、垂直入渗途径污染井场周边土壤；②运行期井场作业产生的落地油，在防渗措施失效若发生泄漏，可能通过下雨地面漫流、垂直入渗途径污染场

地周边土壤环境；③运行过程中管道若发生泄漏事故，可能会通过垂直入渗途径污染土壤环境。

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和含油污水。由于油井作业时采用罐车回收污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，可有效减少石油类进入土壤，根据本次评价中现有井场土壤监测结果可知，采油井井场永久占地内土壤中检出石油类，但监测值小，污染测程度小。从平面上看，石油烃集中在井场永久占地范围内，永久占地范围外土壤中石油烃含量迅速降低，在距离井场100m处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤中石油烃主要集中在0~20cm的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土壤中的迁移深度较浅。

因此，油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在井场永久占地内，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 5.7-1。

表5.7-1 本项目土壤影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

根据上表可知，本项目属于污染型影响建设项目，污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表5.7-2。

表5.7-2 污染影响型本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
井场	作业落地油	地面漫流	石油烃	石油烃	非正常
		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
----	------	------	-----	-----	----

5.7.2.2 土壤环境影响类比分析

根据《萨北开发区北部过渡带一条带西区产能建设工程验收调查报告》：土壤监测结果，监测区域永久占地外北六联集气站南 200m、北 III-5-8 注入站东侧 50m 的土壤环境质量各项监测因子的监测数据均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618—2018）筛选值标准；永久占地内新建平台井场北 4-10-SP77 东侧 10m 的土壤环境质量各项监测因子的监测数据均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准；监测区域内特征污染物石油烃监测数据均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准。引用验收报告中的结论：评价区域内土壤中铅、铬、汞、砷等指标的污染指数很小，均能满足《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）二级标准的要求，油田特征污染物石油类及挥发酚的监测值均低于参照标准的背景值。由此可见，该区块土壤环境质量现状较好。

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。综合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。

5.7.3 土壤环境影响评价结论

本项目土壤环境影响评价属于污染影响型项目，占地面积为小型，土壤环境敏感程度属于敏感，判断评价等级为一级，土壤评价范围为井井场边界外扩 1km 区域及新建管线两侧向外延伸 200m 区域的土壤环境。根据监测结果可以看出评价区土壤中各污染物浓度值均符合相应的标准限值的要求。

项目针对各类污染物均采取了对应的污染治理措施，可确保污染物的达标排放及防止渗漏发生，可从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目运行对区域土壤环境的影响处于可接受水平。

5.8 环境风险分析

5.8.1 风险调查

本工程涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场、场站及集输管道内的原油和伴生气（天然气），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、高热可引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。

表 5.8-1 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。			
危险性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。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器，穿防护服，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	<p>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。</p>			
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。

过去，大庆油田普遍被认为是含硫量低的油田，20 世纪九十年代中期以后，发现大庆老油区的伴生气中含有硫化氢，并且含量略显上升趋势，根据《大庆油田伴生气中硫化氢成因的探讨》一文中可知大庆油田伴生气中硫化氢含量大约为 183mg/m³。

表 5.8-2 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℃
沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。
密度	相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
爆炸极限	空气中 5.3~15%（体积）	自燃温度	538℃
主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体 燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。		
健康危害	侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。		
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或		

	挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
防护措施	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

5.8.2 风险识别

5.8.2.1 井下作业过程的风险因素分析

本项目运营期井下作业主要包括油井作业，主要风险是油、气、废水的泄漏和井喷。通常由以下因素引起：

①未按要求安装井口溢流回收器、作业污水收集罐车和铺垫井场含油废防渗布并设置钢制污油回收槽，或者设备故障无法使用，导致作业污水废液、污油泄漏进入环境，造成污染；

②作业时地层压力高，井口溢流较大，而未及时采取压井或关闭封井器等措施，导致油、水、气大量冒溢，甚至井喷、污染环境。

由于该项目地层压力比较低，不能自喷，要靠抽油机采油，因此，作业时发生井喷的几率不大。第五油厂实施全过程风险因素控制，为井下作业配备了井口溢流回收器、作业污水设置钢制污油回收槽和回收罐车，制定了详细的操作规程和应急预案，因此，在管理到位的情况下，出现作业油、气、废水泄漏的几率大大减少。

5.8.2.2 油井套损

采油过程的主要环境风险是油井套损，原油、含油污水泄漏进入含水层，污染地下水。本项目油井套管采用双层套管（由表层套管、技术套管组成），运营期造成套损的因素主要有地质因素、工程技术因素和套管腐蚀三大类。

地质因素主要包括泥岩遇水膨胀使岩压转移到套管使其变形损坏，断层运移可能对套管产生剪切破坏，由于地壳运动和地震引起的套管损坏以及地面下沉及油层压实导致应力变化，从而使套管在拉张力及剪切力的作用下发生弯曲或错断。

工程技术因素主要有套管强度计算及井深结构设计不合理，泥岩吸水蠕变、滑移产生的横向层间位移侧压力、纵向地层位移产生的拉伸力及纵横向位移产生的弯曲应力对套管的破坏作用；固井质量不好时，会使泥岩吸水蠕变、滑移，对套管产生破坏作用。另外，由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆候凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。

套管腐蚀是套管损坏的一种主要诱因，一旦套管腐蚀穿孔则会多点破漏，并会加速套管的疲劳进而过早变形和损坏。它是由原油天然气中含有的硫、CO₂及地层水和注入水中含有的各种腐蚀性物质与套管中 Fe 或 Fe²⁺发生反应引起的。腐蚀条件包括一定的温度、压力、Fe²⁺浓度及地层水中存在还原菌等，大多与硫酸盐还原菌的作用有关。

根据大庆油田对套损井的统计，套损绝大部分是发生在油层附近，主要形式是变形和错断。浅层套损的主要原因是腐蚀，形式是外漏，约占全部套损井的 5%。对地下水的污染主要来自浅层套损油水渗入含水层，或深层套损油水窜槽进入含水层。因此，预防套损污染地下水的关键是合理设计井身结构，采取表套、技术套管、油层套管三层套管结构，固井水泥均返至井口进行全程固井，对含水层段的套管采取防腐措施，采取以上措施后，发生套损后对地下水的污染几率很小。

5.8.2.3 依托场站风险因素分析

本项目依托场站处理的介质具有易燃性质，因此，本项目依托场站主要事故类型是火灾、爆炸和油、含油污水、天然气泄漏。

本项目依托场站的事故主要因素分析如下：

- ①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；
- ②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；
- ③设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；
- ④控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等；
- ⑤泄漏的油气遇明火发生火灾爆炸。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.8-3。

表 5.8-3 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
-----------	------	--------	------

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
集油管道	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油水泄漏污染	空气、地下水、地表水、土壤
转油放水站、脱水站等场站	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

5.8.3 环境风险分析

5.8.3.1 事故状态下对大气环境影响

天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时的严重污染；原油及天然气中含有少量硫化氢，混合气密度小于空气密度，大量泄漏可能导致泄漏局部地区硫化氢含量超标，由于原料中硫化氢含量浓度并不高，因此在出现大量泄露时硫化氢浓度不能达到爆炸极限，只能出现中毒的危险，因此在维修时必须采取防护措施，如使用空气呼吸器或长管呼吸器、佩戴化学安全防护眼镜、穿防静电工作服、佩戴防化学品手套进行处理。上述情况综合考虑了大量泄漏的极端情况，由于本地区所处地势平坦，扩散条件好，在一定的气象条件下一次性事故形成的局部大气污染中烃类气体聚集成高浓度的可能性较小，对周围大气环境的影响不会太严重。

集油管道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。

根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 1km，事故区域范围内的非甲烷总烃的含量可达到 500-2000mg/Nm³，短时间内严重破坏了局部地区空气质量。

发生井喷事故时，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 5.8-4 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 $98\text{mg}/\text{m}^3$ ，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。

5.8.3.2 事故状态下对地表水环境影响

本项目附近地表水体主要为东二排水干渠、前进渠、丰收四村南侧水泡，若发生井喷等事故可能造成原油随地表径流进入附近水体，可能造成水体中 pH、石油类等变化，还会造成地表水水质及沿岸生态环境造成破坏，溶入水中的石油类组份对水生生物有直接的危害。

本项目有部分井场距排涝渠较近，要求井场作业期间妥善收集污水，在井场周边设置 0.3m 高临时围堰，预防可能发生井喷事故，避免造成地表水污染。事故情况下，应迅速在井喷点周围修筑围堤，防止油污扩散。同时组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染。

由于本项目所在区地层压力较低，要靠注水驱动和抽油机采油，并且安装了井口防喷器，一般不会发生井喷事故。如发生井喷事故，一般采取井喷发生后应在井场周围设土堤以防止原油任意流淌，在加强巡视并完善环境风险防范措施的前提下，发生污染地表水的环境风险事故发生的概率是极小的。

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。首先比重比水轻的原油迅速浮于水面上，由于重力和表面张力的作用，会在水面上向四周散开。石油溢于水面后，其中的轻质烃类组份会不断的挥发至大气中，可溶组份会溶于水中，对水生生物有直接的危害。水体中的泥沙和底泥会吸附水中的石油类物质，并通过泥沙的悬浮、沉积等过程使石油在水中产生新的分布。

5.8.3.3 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井管线、依托场站设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。本项目更换的集油掺水管线在设计阶段就采用了特加强级防腐管线，并采取阴极保护措施，能大大增强管线抗腐蚀性，降低管线泄露事故的发生概率。项目依托场站泵房等设备间均按重点防渗区域建设，站内管线均采取内外防腐管材，中控系统设有泄露报警，可及时采取应急措施，降低泄露事故对地下水环境的影响。

(2) 套损对地下水的影响

在注入过程中，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。

因此，套管损坏虽然对地下水存在潜在污染隐患，但发生几率极小。只要防护得当，一般不会形成套损，即使套损，能发生油水泄漏污染地下水的概率也很小。

(3) 油气集输管道破损

油水管道泄漏环境污染事故集中在油、水管线在地面改造和运行的过程中，发生油水集输管道泄漏、油水管线腐蚀穿孔发生油泄漏、含油污水泄漏等。发生泄漏事故的人为因素原因：

- 1) 管道焊接不严，检测有误，造成泄漏；
- 2) 管道防腐涂层质量差，造成管道腐蚀；
- 3) 管材或连接缺陷，造成管道断裂，油气泄漏；
- 4) 操作失误引发的憋压等造成的风险事故；
- 5) 设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；
- 6) 动力故障引发的事故，如停电造成的阀门无法关闭、通讯线路中断无法传递控制指令等导致事故发生；
- 7) 在管道近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，造成管道破裂；
- 8) 其它选线不当或设计有误导致的事故风险。自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。结合本项目工程内容分析，本次改造项目施工期间对油气管线进行暂停处理，施工后进行严格的测压和检测，因此，不会产生大规模的油气泄漏事故。管道断裂、气阀漏气等事故，通常是通过巡回检查及监控对此加以控制。

5.8.3.4 对土壤环境的影响

原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0~30 cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。

5.8.3.5 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。

5.8.4 环境风险评价结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄露、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 5.8-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	萨北开发区北部过渡带一条带西区萨 II 10-16+萨 III 油层化学驱产能建设工程			
建设地点	黑龙江省	大庆市	萨尔图区	(/) 园区
地理坐标	经度	125°00'39.92"~125°03'45.64"	纬度	46°42'49.16"~46°42'58.82"
主要危险物质及分布	原油、天然气：井场、集输管道、阀组间、转油站等			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	<p>大气环境：天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。</p> <p>地表水环境：如果事故状态下一旦发生井喷时，原油外泄，一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体。</p> <p>地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油水井管线、设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能渗透到含水层中，造成地下水环境污染。在注水过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。</p> <p>土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。</p> <p>生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。</p>			
风险防范措施要求	<p>场站、管线泄漏的主要预防和处理措施：</p> <p>（1）对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如采取耐腐蚀管线进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；</p> <p>（2）加强应急预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、作业污水钢制污油回收槽与井口连接，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>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 $0.434 < 1$，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>	

5.9 退役期环境影响简要分析

根据工程分析，退役期，封井、井场清理和管线封堵过程会产生少量扬尘、焊接烟尘、扫线废水、废弃旧设备及管线以及非正常工况下产生的落地油。

5.9.1 环境空气影响分析

退役期施工扬尘主要来源于井场清理和管线开挖过程，在及时回填的情况下，扬尘产生量比较少。管线退役封堵时需要进行焊接作业，该过程会产生少量焊接烟尘，焊接过程中产生的烟尘量较少，且焊接过程全部在户外进行，焊接废气易于扩散，不会对周围环境造成明显影响。

5.9.2 固体废物环境影响分析

根据工程分析，退役期，封井、井场清理和管线封堵过程会产生拆除下来的废弃旧设备及管线和由于非正常工况下，封井操作产生的落地油等。废弃旧设备及管线由物资部门进行回收，非正常工况产生的落地油及时收集拉运至萨北含油污泥处理站外委处置。

5.9.3 水环境影响分析

单井输油管线退役时，管线内废液由系统扫线后进入集油系统，不会对周边水环境造成明显不利影响。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 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源于施工活动引起的扬尘。施工过程中采取以下污染防治措施：

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

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

③运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施，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。

⑧本项目北六污水处理站滤罐更换的废滤料直接委托大庆蓝星环保工程有限公司转运处置，不在站内暂存，防止对大气环境造成污染，确保场站厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求。

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.2 运行期

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、老化油系统新建加热炉烟气和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加强转油放水站运行管理，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，保证加热炉等场站内设施设备平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，确保本项目井场、阀组间以及依托场站（北六转油放水站、北五转油放水站、北 II-1 脱水站）排放的非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求。场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；

(2) 本项目依托场站北六转油放水站、北五转油放水站加热炉燃料使用清洁能源（天然气），采用低氮燃烧技术，产生的烟气经 23m 高的烟囱排放；北 II-1 脱水站加热炉燃料使用清洁能源（天然气），采用低氮燃烧技术，产生的烟气经 8m 高的烟囱排放，加热炉烟气排放均能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值要求（颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）。

(3) 本项目依托场站北六转油放水站新建注醇装置 1 套，注醇过程中会挥发少量甲醇，通过加强管理、防止跑冒滴漏措施后，经预测，项目逸散的无组织废气非甲烷总烃、甲醇可达标排放。

(4) 北 III-5 配制站已在母液分散装置投料环节安装了密闭除尘上料装置，收集无组织逸散的粉料，经过密闭除尘装置处理后，配制站厂界无组织排放粉尘满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。

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。

6.2 地表水污染防治措施

6.2.1 施工期

6.2.1.1 施工期废水处理措施及其可行性论证

(1) 施工期生活污水依托附近计量间或场站内旱厕，定期由物业服务单位庆南工矿服务公司拉运至丰收污水提升站经污水管网排入中区污水处理厂处理；

(2) 施工车辆和设备坚持日常检查制度，控制跑、冒、滴、漏现象的发生，以杜绝环境污染事件；

(3) 敷设管道时产生的试压废水由罐车拉运至北六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 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”规定后回注油层。

(4) 压裂期间压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北II-1废压裂液无害化处理装置处理，站内主要处理工艺为“三相分离+两级过滤”，处理后产出物为污泥和水，该站处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。该站设计处理能力 $240\text{m}^3/\text{d}$ ，目前负荷约50%，本项目对85口注采井进行压裂作业，压裂返排液产生量约为 3400m^3 ，约 $80\text{m}^3/\text{d}$ （按每天压裂2口井计算），接收本次工程后，第三采油厂北II-1废压裂液无害化处理装置压裂返排液处理量为 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为83.33%，该站剩余处理能力可以接纳本工程产生的压裂返排液，能满足本工程需要。

(5) 本项目北4-100-P69井等井场距离东二排水干渠较近，井场边界距东干排水干渠最近距离为20m，西距前进渠最近距离为70m；油井位于东二排水干渠渠东、西侧，前进渠东侧。井场与水渠之间有井排路、草地及渠堤相隔，事故状态下一般不会污染水渠。本工程距排涝渠较近的井场在井场射孔压裂期间做好废水收集措施，同时在井场永久占地边界修建截水沟，避免井场污染物随地表径流进入水渠，避免施工期废水对东二排水干渠、前进渠产生影响。

6.2.1.2 施工期地表水保护措施

(1) 井场设备安装完成后，清理井场内残留废旧设备和生活垃圾，避免残留废物随地表径流污染排涝渠。

(2) 管线施工严格控制施工作业带，做好土方苫盖，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；施工运输车辆加盖苫布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

(3) 施工期间各类固体废物应及时清运，生活污水排入附近计量间或场站内旱厕，定期由物业服务单位庆南工矿服务公司拉运至丰收污水提升站经污水管网排入中区污水处理厂处理，管线试压废水由罐车收集拉运至北六污水处理站处理，施工现场严禁将生活

污水直接排入排涝渠。

(4) 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。

6.2.2 运行期

(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管输至北六污水处理站或北五污水处理站处理；运营期清防蜡废水经热洗管线回收进入集输系统，管输至北六污水处理站或北五污水处理站处理；油井检修作业污水经钢制污油回收槽回收，通过罐车回收后送至北六污水处理站处理达标后回注油层，不外排；水井洗井污水通过罐车回收后送至北六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

本项目依托北六污水处理站、北五污水处理站，采用“自然沉降→混凝沉降→压力过滤”污水处理工艺，设计出水水质指标《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”限值。

③处理工艺达标可行性分析

根据本次工程对北六污水处理站监测结果可知，北六污水处理站处理后的污水中石油类 7.14-8.12mg/L、悬浮固体 4-6mg/L，北五污水处理站处理后的污水中石油类 7.14-8.12mg/L、悬浮固体 4-6mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”限值要求后回注油层，不外排，工艺可行。

④处理规模的可行性分析

北六含聚污水处理站设计污水处理量为 $30000\text{m}^3/\text{d}$ ，北五含聚污水处理站设计污水处理量为 $30000\text{m}^3/\text{d}$ ，合计处理能力 $6.0 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。2 座污水站接收本次工程后，预测最大污水处理量为 $11289\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 37.6%，通过区域整体污水系统调运，满足本项目需求。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、作业污水设置钢制污油回收槽和回收罐车、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。

本工程距排涝渠较近的井场在井场作业期间做好废水收集措施，作业区铺垫防渗布，在作业场地周边应建设 0.3m 高临时围堰，将事故产生的污油污水截留在井场内，作业现场所有废物全部收集清运。

本项目运营期对地表水体的污染主要是地表径流可能携带部分落地油进入水环境，巡井小队人员每天对井场巡查一次，发现井场落地油及时回收（回收率 100%），同时禁止在雨季进行油井作业，因此，正常工况下地表径流不会对地表水体产生影响。

②本项目距排涝渠最近集输管线为北 3-10-P70 井场集油掺水管线，集油掺水管线采用无缝钢管，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，同时由小队人员定期对管线进行巡线，检查管线沿途，尤其是靠近地表水区域管线是否异常；本项目在运营期对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，提高管线防腐等级，以延长管道使用寿命，因此集输管线发生泄漏的可能性不大，对地表水体产生影响的可能性很小。

③在进行油井井下作业时，严格按照要求使用钢制污油回收槽和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。

6.3 地下水污染防治措施

6.3.1 源头控制措施

(1) 施工期井场抽油机拆卸前对油井井口采取封闭措施，抽油机电机等设备整体安装，避免设备更换过程中出现油污落地污染地下水和土壤情况。

(2) 施工期更换管线在管沟开挖前做好现场调查，掌握要更换的管线埋藏深度，挖沟机按规程操作，避免现有管线施工事故造成泄漏油水污染地下水。

(3) 施工期更换的现有集油掺水管线油水进入转油站集输系统，并采用氮气进行吹扫，确保管线处置满足要求侯两端封堵直埋废弃，可最大限度降低废弃管线对土壤和地下水的影响。

(4) 运营期油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%。

(5) 运营期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；管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。

(6) 管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。

(7) 管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm。

(8) 运行期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。

(9) 巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。

(10) 做好预防突发性自然灾害的工作，加强与水文气象、地震部门的信息沟通，制定有关应对措施。

6.3.2 分区防控措施

(1) 地下井管防渗措施

对使用双层套管技术进行清洁生产审计，使表层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

(2) 管线防渗措施

集油掺水管线、母液管道、注水干线和注入管道作为重点防渗区采取防渗措施。本工程集油管线、母液管道、注水干线和注入管道采用重点防渗，母液管道采用钢骨架复合管，其余管道采用钢管，其防渗措施主要为：管道外防腐等级应采用特加强级；管道连接方式应采用焊接；管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于 2mm 后采用管道内防腐；定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生。

(3) 井场作业期间防渗措施

运营期油井作业场地作为重点防渗区采取防渗措施。井场基础压实，作业区域铺垫 2mm 防渗布并设置钢制污油回收槽回收作业污水，渗透系数为 $1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，周边搭建防渗围堰，防渗要求满足等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 要求。

(4) 水井井场洗井期间防渗措施

运营期水井洗井场地作为重点防渗区采取防渗措施。井场基础压实，作业区域铺垫 2mm 防渗布，渗透系数为 $1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，周边搭建防渗围堰，防渗要求满足等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 要求。

(5) 井场压裂施工区域

施工期井场压裂区域作为重点防渗区采取防渗措施。井场基础压实，施工期压裂工程在施工区域铺垫防渗布 2mm 并配备罐车回收废压裂液，渗透系数为 $1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，周边搭建防渗围堰，防渗要求满足等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 要求。

(6) 改造场站分区防渗措施

本项目北六联合站作为一般防渗区采取防渗措施。库房基础夯实，底层铺设 20cm 砂石垫层，再采取 C30 混凝土硬化措施 (30cm)，抗渗等级 P8，渗透系数为 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，防渗要求满足等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 要求。场站现有泵房、罐基础作为一般防渗区，加热炉区为简单防渗区。

(7) 井场防渗措施

①井场地面属于简单防渗区，地面应压实硬化防渗，小队人员每天巡视井场，及时清理井场落地油。

②定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

本项目分区防渗情况见表 6.3-1。本工程分区防渗图见附图 21。

表 6.3-1 本项目分区防渗情况表

防渗分区	防渗地点	防渗措施	导则中防渗技术要求
------	------	------	-----------

重点防渗	集油掺水管线、母液管道、注水干线和注入管道	母液管道采用钢骨架复合管,其余管道采用钢管,管道连接方式应采用焊接,管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于 2mm 后采用管道内防腐	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)等效黏土防渗层 Mb≥6.0m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s 要求
	油井井场作业区	井场基础压实,作业区域铺垫防渗布并设置钢制污油回收槽回收作业污水,周边搭建防渗围堰	
	井场压裂施工区域	井场基础压实,施工期压裂工程在施工区域铺垫防渗布,配备罐车回收废压裂液	
	水井洗井区域	井场基础压实,洗井区域铺垫防渗布,周边搭建防渗围堰	
一般防渗	改造场站	基础夯实,底层铺设 20cm 砂石垫层,再采取 C30 混凝土硬化措施(30cm),满足分区防渗要求	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)等效黏土防渗层 Mb≥1.5m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s 要求
简单防渗	井场	采取地面压实	满足一般地面硬化要求
	改造场站	改扩建场站加热炉区为简单防渗区,采取地面压实措施	

6.3.3 地下水环境监测与管理

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,存档包括建设项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据,各生产设施、油井套管、集油管线及污染防治措施等设施的运行状况、维护记录,同时对监测结果进行信息公开。

项目区域地下水流向为从北向南,根据事故状态下地下水环境影响评价结果,油井套管破损 5000 天时预测超标距离最远为地下水流向下游 227m,管线泄漏 5000 天时预测超标距离最远为地下水流向下游 141.5m。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)对一、二级评价的建设项目要求,本项目设置 4 口跟踪监测井:在区块上游的设 1 个潜水背景监测点,本项目区域内及下游设 2 个潜水跟踪监测点,下游布设 1 口承压水跟踪监测点,定期对周围地下水井进行观测和检测,随时监测地下水的变化,及时发现和解决问题;如发生重大污染事故且已对地下水造成污染,应进行信息公开,并与政府相关部门进行联动,聘请专家进行讨论,制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施,防止地下水污染加剧。跟踪监测计划见表 6.3-2,地下水跟踪监测布点图见附图 5。

表 6.3-2 地下水环境影响跟踪监测计划表

序号	监测井名称	功能	监测因子	坐标	位置	地下水埋深	监测层位及井深	监测频次
----	-------	----	------	----	----	-------	---------	------

1	新建跟踪监测井	背景监测点	pH、石油类、石油烃(C6~C9)、石油烃(C10~C40)、汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量				潜水, 15m	1次/半年
2	新建跟踪监测井	跟踪监测点					潜水, 15m	
3	新建跟踪监测井	跟踪监测点					潜水, 15m	
4	大棚承压水井	灌溉、跟踪监测点					承压水, 75m	

6.4 噪声污染控制措施

本项目井场和改造场站周边最近声环境保护目标为北 4-100-SP253 西侧 40m 的丰收小区，为了减轻噪声对周边环境的影响，须采取以下噪声污染控制措施：

6.4.1 施工期

- (1) 合理安排施工时间。尽量避免大量高噪声设备同时施工，禁止夜间施工。
- (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) 对于运输路线可能涉及的村屯，在施工前施工单位应向村民进行公告，并合理安排物料及设备运输时段，避开居民休息时段；
- (7) 禁止夜间（22:00~次日 6:00）施工，避免对周围敏感点产生影响。

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》（GB 12523-2011）要求，不会对声环境产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.4.2 运行期

本项目井场及场站运营期噪声控制措施如下：

- (1) 井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备，每天巡查加强抽油机设备保养，确保井场噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求。

(2) 北六转油放水站、北五转油放水站等改扩建场站更换的脱水泵等机泵设备首先选用低噪声设备，经采取基础减振、厂房隔声后场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求。

(3) 依托场站机泵等噪声设备全部安装在厂房内，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求。

(4) 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；

(5) 注意对设备的维护保养，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

通过采取以上措施后，能够确保井场及依托场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求，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。

6.5 固体废弃物控制措施

6.5.1 施工期

(1) 施工产生的生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第157号令），应集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，并及时拉运至大庆城控电力有限公司进行处理，做到工完、料净、场地清；

(2) 施工活动产生的废防腐材料等施工废料满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第Ⅰ类一般工业固体废物标准后，拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

(3) 废旧设备

本次产能对利用井井场采油设备进行更换，拆除且无法利用于本区块的抽油机、本次依托污水站和配制站等场站改造拆除废旧设备包括废机泵、废闸阀、废旧管线以及注入阀组等废旧设备，全部回收至采油三厂资产库。更换变压器由电力运维分公司统一拆除更换，废变压器由电力运维分公司统一回收入库备用，不拆解。

(4) 废滤料

北六污水处理站改造更换过滤罐滤料时产生的废滤料，根据《国家危险废物名录》（2021年版），废滤料为危险废物，危废代码为HW49/900-041-49，直接委托大庆蓝星环保工程有限公司转运处置。

(5) 建筑垃圾

井排路改造和场站内部道路改造过程中将产生废砼块、废砖块等建筑垃圾，由施工单位拉运至南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置。

(6) 废射孔液由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，处理后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中规定的第 I 类一般工业固体废物标准后外运至第三采油厂综合利用垫井场或铺路；

6.5.2 运行期

6.5.2.1 收集、贮存及处置措施

(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，收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

(2) 井场作业期间会产生含油防渗布，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，拉运至第三采油厂第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池暂存，最终委托有资质单位处理。

(3) 在井场作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到 100%。

6.5.2.2 运输措施

(1) 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%；

(2) 本项目危险废物的运输按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)要求进行运输管理，危废的转移过程应按照《危险废物转移管理办法》(部令 第 23 号)执行；

(3) 运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点。

综上所述，本项目产生的固体废物均可得到妥善处理，不外排，本项目固体废弃物处置措施可行。

6.6 生态保护措施

6.6.1 施工期

6.6.1.1 一般性生态保护措施

(1) 加强井场管理及设备养护，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏，

如发生跑冒滴漏，及时处理；

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

(3) 恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

(4) 加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

(5) 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，对临时占用的草地回填平整后生态恢复。恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

(6) 由企业安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员，确保环保措施落实到位。

(7) 建设单位负责对施工占地进行生态修复，优先使用施工现场剥离的原生表土和选用乡土物种，防止外来生物入侵，构建与周边生态环境相协调的植物群落，最终形成可自我维持的生态系统。主要包括恢复植被和土壤，保证一定的植被覆盖度和土壤肥力；维持物种种类和组成，保护生物多样性；维持生境的连通性等。结合项目施工工期、扰动范围，可采取“边施工、边修复”等措施。恢复过程应由建设单位全程负责，以确保生态恢复效果。本项目典型生态保护措施布置示意图见附图 17。本工程应在施工完毕后进行生态恢复，具体见表 6.6-1。

表 6.6-1 植被恢复计划表

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	草地	占用草地经济补偿 0.024hm ²	施工完毕后 1 年内	大庆油田有限责任公司第三采油厂
2	临时占地	耕地、草地	占用耕地经济补偿，将表土剥离用于复垦，按相关规定缴纳土地补偿费；占用草地进行植被恢复		

6.6.1.2 针对性保护措施

(1) 耕地保护措施

本工程在耕地占地施工前需要对表土进行剥离，集中收集用于施工结束后复耕。严格控制施工占地范围，禁止施工车辆和人员在占地范围外活动，对临时占用的耕地进行整平翻松，确保不影响后续耕种。

（2）防沙治沙措施

项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本项目的具体特点，施工期内采取以下防沙治沙措施：

①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。

②根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主。

通过采取上述措施，施工期严格控制控制施工作业占地范围，不会对项目所在区域生态环境产生较大影响，施工期生态保护措施可行。

（3）水土流失防治措施

①井场

本项目对部分井场铺垫土方，对垫方予以平整、压实，以免发生水土流失。铺垫井场的土方要合理堆放、利用，剩余土方拉运至下一处井场合理利用。

②道路

严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。油区道路施工作业面宽度控制在永久占地范围内，改造井排路做好护坡。

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

③管线

对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减缓管道腐蚀，减小原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率。

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，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，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。

综上所述，通过上述生态污染防治措施，本项目对生态环境造成的影响在环境可接受范围之内，措施技术可行。

6.6.2 运行期

(1) 严格控制油井作业占地，普通井下作业不新征临时占地；施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

(2) 禁止碾压和破坏道路及井场永久占地外的草地。加强井场管理及设备养护，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏。

(3) 油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”。

(4) 油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。

(5) 油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。

(6) 油井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场。

(7) 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，污泥回收后拉运至第三采油厂萨北含油污泥处理站处理。

(8) 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。

6.7 土壤保护措施

6.7.1 施工期

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

(2) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被和土壤的破坏。本工程建设期间主要进行地面工程的建设、各种管线与道路的铺设等作业。对环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。对临时占用的耕地进行补偿和恢复。

(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) 本项目耕地管线开工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。对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工区表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖。本项目耕地管线施工过程中，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的土壤。

(6) 生活污水进入附近计量间或场站内旱厕，定期由物业单位庆南工矿服务公司拉运至丰收污水提升站经污水管网排入中区污水处理厂处理。施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物，严禁倾倒或抛入周围土壤。

6.7.2 运行期

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

6.7.2.1 源头控制措施

井场控制措施。油田开发过程中，井下作业应配备泄油器、刮油器等，试采原油及

含油污水要求全部进罐，按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，落地原油回收率应达到100%。

管线控制措施。在管线的路由选择中，应尽量沿道路进行铺设，同时还采用管线保温措施；管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统。

设备控制措施。在设备等污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

6.7.2.2 过程控制措施

对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境；井场采取简单防渗，进行地面压实处理。同时企业在管理方面严加管理，并采取相应的防渗措施可有效防止管线和站场贮存设施发生含油污水及原油泄漏事故造成对区域土壤环境的污染。

末端控制措施：主要包括油井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。

6.7.2.3 跟踪监测

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，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）制定监测计划，布置土壤监测点位 2 个。跟踪监测计划见表 6.7-1。跟踪监测点位图见附图 4。

表 6.7-1 土壤环境跟踪监测计划表

点位	坐标	位置	监测因子	监测频次
1			pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	1 次/年
2				

6.8 环境风险防范措施

6.8.1 施工期

- (1) 提高管道的防腐等级，集油掺水管道采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管；
- (2) 管道接头采用一次成型涂料新技术，使用寿命可达 30 年以上，并采用技术上成熟可靠的强制电流阴极保护法；
- (3) 进行水压试验，排除焊缝和母材的缺陷，增加管道的安全性；

(4) 定期检测集输及注水管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新；

(5) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；

(6) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，强化检验手段；制定严格的规章制度，发现缺陷，及时正确修补并做好记录。

(7) 加强管理，保证施工质量。制定防火、防爆、防油水泄漏措施。制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，操作、维修人员培训后持证上岗，避免因严重操作失误而造成的事故。建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平。

6.8.2 运行期

6.8.2.1 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) 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，管线靠近水渠一侧应在第一时间修筑围堤；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) 确保第三采油厂应急物资库的围油栏、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，避免对周围排涝渠、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收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，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。

6.8.2.2 井下作业风险防范措施

(1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油井作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业；

(2) 施工准备过程要在管、杆桥下铺垫高强度防渗布，防渗布四周围出 10cm 高围堰；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器安装完好后，通电调试；

(3) 作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水回收至罐车，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，使废水废液由套管排出，经罐车收集后处理；

(5) 在井下作业施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到污水罐车；

(6) 井下作业前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0MPa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

6.8.2.3 依托场站事故风险防范措施

(1) 建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生；

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

(3) 平稳操作，避免系统压力超高放空；

(4) 定期维护保养容器、设备和站内管线。

6.8.2.4 火灾、爆炸风险防范措施

(1) 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；

(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。

6.8.2.5 地表水环境风险防范措施

(1) 本项目部分井场距排涝渠较近，要求井场作业期间妥善收集污水，在井场周边设置 0.3m 高临时围堰，预防可能发生井喷事故，避免造成地表水污染。事故情况下，应迅速在井喷点周围修筑围堤，防止污油扩散。同时组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，将事故产生的污油污水截留在井场内，作业现场所有废物全部收集清运，避免造成环境污染。

(2) 当距离排涝渠较近的集油掺水管线发生油水泄漏时，应及时关闭阀门，在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，管线靠近水渠一侧应在第一时间修筑围堤，保护周围地表水；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。

(3) 加强管理，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；制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；加强管线泄漏巡检巡查，以便及时采取停泵、关阀、堵漏等措施，使泄漏量降至最低；

(4) 在汛期前，要做好油田区块所属桥涵清淤、排涝设施检维修工作，提前做好防汛物资、设备储备，认真做好防汛宣传教育和应急演练工作；

(5) 为防止汛期发生跑油、漏油事故，在汛期到来前备好抢险用围油栏、吸油毡、编织袋、草袋、沙土、抽水泵等物资；

(6) 加强汛期安全生产检查，加大对防汛重点区域设备、设施和人员的监管力度，严格执行汛期值班和汛情险情汇报制度。遵循“每台撤离设备落实到人、每个抢险组交通工具落实到车、每项工作所用工具落实到点”的原则，建立四级值班检查机制；

(7) 汛期应加强巡检巡视，及时采取措施，避免泄漏事故的发生，降低对环境的影响程度和范围，若发生低洼地并被洪水浸泡等情况，应立即停井，组织排水。若水淹区管线泄露，应迅速关闭管线所连接的井口，在泄漏点周围修筑围堤，防止污油、污水扩散。若油水已进入井场周围水域，用围油栏将污染水域围住，避免对周围环境产生污染，必要时提前设置保护围油栏，将污染控制在最小范围内，并及时回收油水。同时组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染。

6.8.2.6 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

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

（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。

6.8.2.7 管理措施

（1）工程投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因操作失误导致事故发生。制定应急操作规程，在规程中应说明发生井喷、管道泄漏、火灾爆炸和场站泄漏事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，减少事故的影响。在项目投产运行前应制定突发环境事件应急预案并到项目所在地生态环境主管部门备案。加强风险防控预警体系建设，定期开展应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

（2）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；

（3）当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；

（4）对被泄漏原油污染的土壤清理干净后拉运至萨北含油污泥处理站进行处理。

(5) 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；

(6) 加强管理，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；

(7) 定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；

(8) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；

(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。

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

6.8.3 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。

本工程为改扩建工程，目前第三采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第三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》、《长输管道突发事件专项应急预案》、《危险化学品道路运输突发事件专项应急预案》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；《长输管道突发事件专项应急预案》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，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，但应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。

6.8.3.1 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。

6.8.3.2 应急预案基本内容

针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应急预案，以处理突发事故，降低风险，并与当地政府应急预案衔接，报当地政府备案。本工程位于已建区块内，可以纳入第三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) 环境应急监测内容

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。

6.8.3.3 应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司第三采油厂编制了《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三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。

6.8.3.4 应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司第三采油厂应急预案已于2023年6月19日在大庆市萨尔图生态环境局完成应急预案备案，备案编号为230602-2023-013-L。大庆油田有限责任公司第三采油厂已备案登记《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《长输管道突发事件专项应急预案》、《危险化学品道路运输突发事件专项应急预案》等专项应急预案，发生事故时，多个应急预案联动响应。同时，企业环保部门与地

方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、环保部门及公安部门启动相应应急预案，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 6.8-1 地企联动各部门联系方式

名称	联系电话
火警	119
医疗急救	120
大庆市人民政府	0459-4609222/6373055
大庆市生态环境局	0459-4623818
大庆市公安局	110
大庆市安监局	0459-6367656
大庆市城市管理局	0459-4688501
大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
大庆油田总医院	0459-5886408
大庆市气象台值班室	0459-8151615/8151030
大庆油田有限责任公司第三采油厂安全环保部	0459-5858128

6.9 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。

6.10“三同时”环保验收一览表

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 6.10-1、表 6.10-2。

表 6.10-1 “三同时”环境污染防治措施及环保验收一览表

防治内容		环保措施	验收标准
废气	施工期扬尘	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	施工场界满足《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
	设备更换	场站滤料更换过程加强管理	非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求

	运营期	采油井场、依托场站	井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，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	厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求；厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
		加热炉燃烧烟气	依托场站：北五转油放水站加热炉、北 II-1 脱水站加热炉、北六转油放水站现有加热装置采用清洁能源天然气为燃料	满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉标准
废水	施工期	施工人员生活污水	排入依托场站及阀组间的防渗旱厕，定期由物业单位庆南工矿服务公司拉运至丰收污水提升站经污水管网排入中区污水处理厂处理	不外排
		试压废水	经罐车拉运至北六污水处理站处理达标后回注油层，不外排	满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\ \mu\text{m}$ ”规定后回注油层
		压裂返排液	由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理	满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）表 3 中的“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”规定后回注油层
	运营期	作业污水、洗井污水	经罐车拉运至北六污水处理站处理达标后回注油层，不外排	满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\ \mu\text{m}$ ”规定后回注油层
		清防蜡洗井污水	经热洗管线回收进系统，管输至北六污水处理站或北五污水处理站处理达标后回注油层，不外排	
		油田采出水	进入北六污水处理站或北五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	满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求
	运	井场	低噪声设备、加强巡查和设备保养	满足《工业企业厂界噪声排放标

	营期	依托场站	机泵基础减振、泵房隔声	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	经收集后拉运至第一采油厂工业固废处置场处理	满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)要求	
		废射孔液	由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理,处理后的泥饼外运至第三采油厂综合利用垫井场或铺路	满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中规定的第I类一般工业固体废物标准	
		生活垃圾	统一收集拉运至大庆城控电力有限公司进行处理	不外排	
		废滤料	委托大庆蓝星环保工程有限公司转运处置	无害化处理	
		建筑垃圾	拉运至南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置	合理处置	
		废旧设备	收集拉运至采油三厂物资回收库	合理处置	
	运营期	含油防渗布	由建设单位统一收集拉运至第三采油厂第三作业区25号站含油防渗布贮存池暂存,最终委托有资质单位处置	实行危险废物转移管理制度	
		含油污泥、落地油	属于危险废物,收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理,处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后,用作油田垫井场和通井路。	满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022),处理后含油污泥含油量≤3‰	
	生态恢复		对临时占用的土地进行恢复、平整,恢复临时占地87.38hm ²		对临时占地进行植被恢复;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。
			永久占用草地按照规定进行经济补偿,补偿面积0.024hm ² 。		按相关要求补偿

地下水及土壤防护	<p>分区防渗：施工期井场压裂区域作为重点防渗区搭建防渗围堰及施工区域铺垫 2mm 防渗布，满足等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$，$K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 要求；集油掺水管线、母液管道、注水干线和注入管道重点防渗，母液管道采用钢骨架复合管，其余管道采用无缝钢管，管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接。油井井场作业和水井洗井期间地面采取重点防渗，搭建防渗围堰及作业区域铺垫 2mm 防渗布，满足等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$，$K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 要求；萨北 21 号站老化油系统扩建加药间基础夯实，底层铺设 20cm 砂石垫层，再采取 C30 混凝土硬化措施（30cm），抗渗等级 P8，渗透系数为 $1 \times 10^{-7} cm/s$；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。</p>	<p>满足《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</p>
	<p>在本项目区域上游新建 1 口潜水背景值监测水井，在区域内新建 1 口潜水跟踪监测水井、在区域下游新建 1 口潜水跟踪监测水井、利用大棚水井布设 1 口承压水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。</p>	<p>pH、挥发性酚类、氨氮、耗氧量、砷和六价铬执行《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>
	<p>井场地内共布设 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（$C_6 \sim C_9$）、石油烃（$C_{10} \sim C_{40}$）、汞、砷、六价铬，监测频次为 1 次/年。</p>	<p>建设用地砷和六价铬执行《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 二类用地筛选值。石油烃执行表 2（其他项目）中二类用地筛选值；农用地砷和六价铬执行《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</p>
风险防控	<p>运营期井场作业区域均铺设防渗布，防渗布边缘设置临时围堰；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>	
水土保持	<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>对临时占用的耕地进行恢复，临时占草地进行植被恢复；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 6.10-2 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
	生态恢复、占地补偿等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
	排污许可执行情况
污染物达标排放监测	无组织排放烃类气体监测
	场站厂界噪声监测
	事故时对大气，地下水、地表水、土壤等进行事故监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区域内的地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	该地区为水土流失重点治理区，应落实管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实；施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围；据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。
	平整及恢复 87.38hm ² ；补偿 0.024hm ²
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

7 环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设，除对所在区域的经济发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本项目开发过程中，由于井场建设，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。

本项目损失主要为占用草地的损失，本工程永久占用草地 0.024hm²，项目区域杂类草较多，除羊草外还大量生长着虎耳草、拂子茅、碱篷、碱蒿等。一般该区域平均亩产干草在 100kg 左右，按 10 年计算，据此可以推算出工程占地内草类损失生物量约为 360kg。

本项目临时占用草地面积为 87.38hm²，均为盐碱草地，一般在第 2 年即可恢复至原有植被密度，区域平均亩产干草在 100kg 左右，计算得出本工程临时占草地损失生物量为 262t。

表 7.1-1 本项目临时占地损失的农作物统计

年份	植被/农作物类型	面积 (hm ²)	单位产量 (t/hm ²)	产量降低率 (%)	总损失量(t)
/	羊草	87.38	1.5	100%	262

该项目投产后临时占地造成的羊草按 500 元/吨计，则投产期间草地损失 13.1 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本项目环保投资共 246.447 万元，总投资 24401 万元，占总投资的 1.2%，本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计

时期	项目	建设内容	金额 (万元)	备注
施工期	废气治理	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物，施工运输车辆加盖苫布	10	/
	废水治理	管线试压废水由罐车拉运至北六污水处理站处理	2.0	/

		施工废料拉运至采油一厂工业固废填埋场处理	1.75	0.1 万元/吨, 共计 17.5t
		生活垃圾拉运至大庆城控电力有限公司进行处理	0.36	0.1 万元/吨, 共计 3.6t
		建筑垃圾拉运至南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置	8.5	0.01 万元/立, 共计 850m ³
		废射孔液拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理	120	0.012 万元/m ³ , 共计 10000m ³
	生态恢复	临时用地恢复与补偿89.37hm ² , 包括选用乡土物种对施工占地进行生态修复; 永久占地补偿0.024hm ²	33.1	按大庆市征地青苗补偿标准, 天然草 0.37 元/m ²
运营期	废水治理	油井检修作业污水及水井洗井污水通过罐车回收后送至北六污水处理站处理	6.8	0.02 万元/罐车
	固体废物治理	含油污泥、落地油收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理	2.85	0.5 万元/吨, 共计 5.7t/a
		含油防渗布由建设单位统一收集拉运至第三采油厂第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池暂存, 最终委托有资质单位处置	10.2	0.4 万元/吨, 共计 25.4t/a
	地下水防治	施工期井场压裂区域、运营期集油掺水管线、母液管道、注水干线和注入管道、油井井场作业区域和水井洗井区域采取重点防渗, 北六转油放水站注醇装置区采取一般防渗措施, 油井井场采取简单防渗; 新建 3 口跟踪监测井	20	/
	跟踪监测	设置 2 个土壤跟踪监测点, 每年监测 1 次	2	1 万元/点位
总计			217.56	

7.2.2 环境效益简要分析

项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施, 大大降低了排入环境中污染物的数量, 将取得一定的环境效益。

7.3 环境经济损益分析结论

本工程的建设为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证, 对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展, 都将发挥重要的作用。同时, 该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展, 提高当地的生活水平, 实现当地经济环境的协调发展。

8 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-1997）的要求，在项目的建设期、运营期和退役期等 3 个阶段建立和实施 HSE 管理体系。建设期、运营期和退役期的 HSE 管理分别包括以下内容：

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

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

（3）退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织结构

本工程环境管理工作由第三采油厂负责。由第三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、场站、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油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

由第三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三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
	设备拆除废气	非甲烷总烃		排入大气	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)要求
废水	生活污水	COD、NH ₃ -N		本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期由物业单位庆南工矿服务公司拉运至丰收污水提升站经污水管网排入中区污水处理厂处理	不外排
	试压废水	SS		由罐车拉运至北六污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5 μm”规定后回注油层	处理达标后回注油层，不外排
	压裂返排液	COD、SS		由罐车拉运至第三采油厂北II-1废压裂液无害化处理装置处理，处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十	不外排

				二深度污水处理站、北十三深度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)表3中的“含油量≤5mg/L、悬浮固体≤5mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层	
固废	生活垃圾	/		拉运至大庆城控电力有限公司进行处理	100%处置
	施工废料	/		拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。	不外排
	建筑垃圾	/		拉运至南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置	合理处置
	废旧设备	/		拉运至采油三厂资产库回收	合理处置
	废旧管线	/			
	废射孔液	/		由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，处理后的泥饼外运至第三采油厂综合利用垫井场或铺路	满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中规定的第I类一般工业固体废物标准
噪声	机械噪声	噪声		排入周围环境	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)要求

本工程运行期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运行期污染物排放清单

种类	污染物名称	主要污染因子	单位	本工程产生量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	非甲烷总烃	非甲烷总烃	t/a		排入大气	井场、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)中要求；厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录 A 中

					VOCs 无组织排放限值要求
	甲醇	甲醇	t/a		
废水	油田采出水	石油类	万 t/a	管输至聚北十五或萨北 2801 含油污水处理站处理	处理后的废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SY DQ0639-2015) 要求, “含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5 μm”后, 回注油层
	清防蜡废水	石油类	m ³ /a		
	作业污水	石油类、悬浮物	m ³ /a	罐车回收送北六污水处理站处理后达标回注	
	洗井污水	石油类、悬浮物	m ³ /a		
固废	含油污泥	石油类	t/a	收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托 大庆市云泰石化产品有限公司处理, 处置后泥渣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/T 3104-2022), 处理后含油污泥含油量≤3‰
	落地油	石油类	t/a		
	含油废防渗布	石油类	t/a	送有资质单位处理	100%处置
噪声	采油井	噪声	dB(A)	加强巡查保养, 排入周围环境	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类标准
	机泵	噪声	dB(A)	基础减振、厂房隔声	

8.2.6 总量控制

第三采油厂已取得排污许可证, 许可证编号为 91230607716675409L017R, 本工程采出液处理依托北六转油放水站和北五转油放水站现有加热装置, 不新增总量控制指标。

根据区块新增产能核算, 本工程新增非甲烷烃排放量 70.20t/a。

表 8.2-3 本工程新增污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量 (t/a)	拟替代削减量 (t/a)	最终排放量(t/a)
1	非甲烷总烃			
2	甲醇			

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
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》（HJ 1248-2022）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，依托场站以该站环评验收文件中运营期监测计划为主，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	昼间和夜间连续等效 A 声级	油井井场永久占地外 1m、依托场站北六转油放水站、北五转油放水站、北 III-5 配制站、注入站厂界	1 次/季度
2	废气	非甲烷总烃	油井井场厂界、依托场站厂界、依托场站站内	1 次/季度
2	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地表水及地下水为事故地点周围区域。	事故发生 24 小时内

表 8.2-6 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	监测频次
1	地下水	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	在本项目区域上游新建 1 口潜水背景值监测水井，在区域内新建 1 口潜水跟踪监测水井、在区域下游新建 1 口潜水跟踪监测水井、利用大棚水井布设 1 口承压水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。	1 次/半年
2	土壤	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	在北 4-9-SP54 井场占地内、北 4-10-P69 井场占地内共布设 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、石油烃，监测频次为 1 次/年。	1 次/年

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，直至恢复原有覆盖度

8.3 临时用地批复文件制度衔接

依据《关于规范大庆市占用耕地和永久基本农田临时用地审批工作的通知（征求意见稿）》（大庆市自然资源局，2022.3.5）中相关要求，本项目临时占用草地（非基本草原）87.38hm²。

建设单位在环境影响评价批复文件下发后应按文件要求申请临时用地批复。

（1）耕地

①大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，准备临时用地申请、平面布置图、占地现状图、临时使用土地合同、土地复垦方案等相关材料，提交给萨尔图区自然资源部门。

②萨尔图区自然资源部门对资料进行初审。萨尔图区自然资源部门组织对大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组提交的临时用地申请资料进行初审，开展实地探勘核验，审查同意的出具审查意见。

③大庆市自然资源局审批。大庆市自然资源局组织审查县、区自然资源部门提交的大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组临时用地申请是否已完成初审、是否符合相关要求，对满足要求的用地申请组织审批，下发临时用地批复文件。

④大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组根据批复文件，办理征地手续，组织进场施工。

大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组按照“先临时、后永久”的政策，井场、道路、站场临时用地结束后，办理永久用地审批。大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组每年上报油田公司生态资源管理部，全油田全年组卷一次，经县自然资源局、县政府，市自然资源局、市政府，省自然资源厅、省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。

（2）草地

①大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，将草原临时征用草原申请表、草原植被恢复方案、勘测定界确权图、建设项目环境影响评价报告批复等文件材料提交给萨尔图区自然资源部门。

②萨尔图区林业和草原主管部门审批。萨尔图区林业和草原主管部门组织对大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组提交的临时征用草原资料进行审查，开展实地探勘核验，审查同意的出具意见。

③萨尔图区自然资源局审批。不涉及耕地的，萨尔图区自然资源局对包含草原批复在内的资料进行审查，审查通过的出具意见；涉及耕地的出具初审意见，报市自然资源局审批。

8.4 排污许可证制度衔接

依据《排污许可管理条例》中相关要求，环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企业单位在生产运营期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，不得无证或不按证排污，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。

大庆油田有限责任公司第三采油厂所属行业类别为陆地石油开采、锅炉、工业炉窑、水处理通用工序，于2023年02月09日在全国排污许可证管理信息平台进行排污许可登记，许可证编号为91230607716675409L017R，有效期为自2023年02月09日至2028年02月08日止。

本项目北六转油放水站新增1套注醇装置，项目排污前需根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84号）及生态环境部部令第11号《固定污染源排污许可证分类管理名录（2019年版）》的有关规定办理排污许可相关手续。

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

本项目基建油井 250 口，全部为老井利用井，本项目地面工程配套建设各类管道 87.3km，并对依托转油脱水站、配制站、污水站进行改造，并配套建设通井路、供配电、数字化建设等辅助工程。预计建成产能 $4.95 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

9.2 产业政策符合性

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

9.3 选址合理性结论

本工程所在区域主要为耕地和草地，在选址时充分考虑了“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，施工区域内无文物古迹、饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区和珍稀濒危野生动植物分布，也不在生态红线内，工程采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，减少占地和损耗，节约资源可行；利于环境风险的防范和应急反应。工程严格执行占地标准，尽量减少对耕地的占用，并对占地采取生态恢复及补偿措施。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、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，工程建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均能满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

9.4 环境质量现状评价结论

9.4.1 大气环境质量现状评价结论

根据《2023 年大庆市生态环境状况公报》统计数据可知，项目所在区域属于环境空气质量达标，均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 标准要求。

9.4.2 地表水环境质量现状评价结论

东二排水干渠、丰收四村南侧水泡、前进渠监测结果中 COD_{Cr} 和 BOD₅ 偏高，根据现场调查可知总磷、总氮偏高的主要原因为水体相对封闭、自身净化能力较弱，导致水体富营养化以及周边小开荒农业活动造成面源污染并随雨水汇入导致。

9.4.3 地下水环境质量现状评价结论

地下水环境质量除部分监测点位中锰超标外，其他监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类限值。

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

建设项目区域声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准，丰收村丰收小区、开发小区声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1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；丰收村丰收小区、开发小区土壤满足《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；评价范围内草地、耕地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

9.4.6 生态环境现状评价结论

该项目所在地区已开发多年，做为油田开发的老区，自然生态系统现状为草地生态系统和农田生态系统，具有季节性。且由于项目施工及运营期对生态环境采取了较多的环境措施，本项目建设与运行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

施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布，严禁散落；控制车速，运输车辆驶出工地前须除泥降尘，严禁泥土尘沙带出工地；施工场地干燥时适当洒水抑尘，物料堆放应定点，并采取防尘、抑尘措施，如上覆遮盖材料等。

施工场地占地清理表土等措施，可以防止刮风扬尘弥漫，降低对区域空气环境的影响，产生的场界扬尘可降至 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）排放限值要求，对区域内大气环境影响较小。

运营期依托场站内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值，本次工程井场、依托场站厂界非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求。

依托场站北五转油放水站、北 II-1 脱水站和北六转油放水站现有加热装置燃烧烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉标准。

9.5.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本项目的开发建设在施工期及正常生产情况下，由于采取了较为完善的环境保护措施，对地表水产生影响的可能性较小。但在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响，应加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

9.5.3 地下水境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境无影响。但在非正常工况和事故状态下有可能对地下水环境造成影响，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，地下水环境影响可接受。

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，运行期井场和依托场站噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，对周围环境及环保目标影响很小。

9.5.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程产生的固体废弃物主要有废作业防渗布、含油污泥、落地油、施工废料、生活垃圾、建筑垃圾和废旧设备。含油污泥拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理；废含油防渗布拉运至第三采油厂第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池暂存，最终委托有资质单位处理；建筑垃圾拉运至南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置；废旧设备送至采油三厂资产库回收；施工废料拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理；废滤料委托大庆蓝星环保工程有限公司转运处置；生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理；废射孔液由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理。建设单位应加强对危险废物转移和处置的管理，在转运过程中按危险废物转移要求执行。

本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固

废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

9.5.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

本项目的管道建设对土地的侵占，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 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。

9.7 环境管理与监测计划

项目通过加强建设期间的环境管理与监控，建立健全安全生产管理制度，制订科学严谨的操作规程，通过职工操作技能培训，提高危险识辨、防护和保护能力，落实责任到人。增强岗位职责和环保、安全意识，保证生产设施和环保治理设施运行的可靠性、稳定性。

9.8 综合评价结论

综上所述，萨北开发区北部过渡带一条带西区萨 II 10-16+萨 III 油层化学驱产能建设

工程符合国家产业政策和区域发展规划。项目选址于大庆市萨尔图区，项目选址合理；本项目井场及管线等附属工程均不占用生态保护红线。本项目区域内环境质量具备环境容量。本项目井场位于重点管控单元，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）和《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）中相关要求。

本项目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；环境风险可防控，满足总量控制要求。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。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；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。