

大庆油田有限责任公司第十采油厂西部区
域废液治理工程

环境影响报告书

建设单位（盖章）：大庆油田有限责任公司第十采油厂

评价单位：湖南葆华环保有限公司

2020年10月

目 录

第一章 概 述.....	1
1.1 建设项目由来.....	1
1.2 环境影响评价工作过程.....	1
1.3 分析判定相关情况.....	3
1.4 关注的主要环境问题及环境影响.....	12
1.5 环境影响评价的主要结论.....	13
第二章 总 则.....	15
2.1 编制依据.....	15
2.2 环境功能区划.....	16
2.3 环境影响识别、评价因子筛选及评价标准.....	17
2.4 评价工作等级和评价范围.....	22
2.5 主要环境保护目标.....	28
第三章 建设项目工程分析.....	30
3.1 拟建项目概况.....	30
3.2 环境影响因素分析.....	37
3.3 污染源源强核算.....	41
3.4 清洁生产分析.....	49
第四章 环境现状调查与评价.....	51
4.1 自然环境现状调查.....	51
4.2 环境质量现状调查与评价.....	59
第五章 环境影响预测与评价.....	80
5.1 大气环境影响预测与评价.....	80
5.2 水环境影响预测与评价.....	88
5.3 声环境影响预测与评价.....	105
5.4 固体废物环境影响分析.....	107
5.5 土壤环境影响评价.....	109
5.6 生态环境影响评价.....	112
5.7 环境风险评价.....	114
第六章 环境保护措施及其可行性论证.....	124
6.1 施工期污染防治措施.....	124
6.2 运营期污染防治措施.....	125
6.3 生态环境影响措施.....	128
6.4 环境风险防范措施.....	128
第七章 环境影响经济损益分析.....	130
7.1 经济效益分析.....	130
7.2 环境损失费估算.....	130
7.3 环保投资估算及环境效益分析.....	130
7.4 环境经济损益分析结论.....	130
第八章 环境管理与监测计划.....	131
8.1 HSE 管理体系的建立和运行.....	131
8.2 项目污染物排放清单.....	132
8.3 总量控制.....	133

8.4 环境监控.....	134
8.5 项目环境管理与监测计划.....	134
8.6 排污许可证要求.....	138
8.7 环境保护“三同时”验收.....	138
第九章 环境影响评价结论.....	140
9.1 项目概况.....	140
9.2 建设项目选址合理性.....	140
9.3 环境质量现状结论.....	140
9.4 污染物排放情况结论.....	141
9.5 环境影响预测与评价结论.....	141
9.6 环境保护措施结论.....	143
9.7 环境影响经济损益分析结论.....	146
9.8 环境管理与监测计划结论.....	146
9.9 公众意见采纳情况.....	146
9.10 综合结论.....	147
附 图	
附图 1 项目地理位置图	
附图 2 大气评价范围及保护目标分布图	
附图 3 地下水评价范围图	
附图 4 声环境和土壤评价范围图	
附图 5 生态评价范围图	
附图 6 厂区总平面布置图	
附图 7 大气及地下水监测布点图	
附图 8 声环境及土壤监测布点图	
附图 9 土地利用现状图	
附图 10 厂区分区防渗图	
附图 11 本项目区域土壤类型图	
附 表	
附表 1 大气环境影响评价自查表	
附表 2 土壤环境影响评价自查表	
附表 3 环境风险评价自查表	
附 件	
附件 1 建设项目立项审批文件	
附件 2 环境质量现状监测报告	
附件 3 建设项目环评审批基础信息表	

第一章 概 述

1.1 建设项目由来

大庆油田有限责任公司第十采油厂（以下简称“第十采油厂”）已建有 1 座压裂返排液处理站（位于朝一联合站）和 2 座工业废水预处理站（位于朝一联合站和朝二联合站），已建工业废水预处理站及压裂返排液处理站均位于朝阳沟油田中部区域，西部区域无废液处理站（即第十采油厂即第三油矿、第五油矿及肇源分公司所辖区域），西部区域废液需依靠罐车拉运至朝一联废液处理站进行处理（最远距离约 25km），造成运输成本高，管理难度大的问题，且已建的压裂返排液处理站和工业废水处理站处理够力不足，且冬季不运行，无法满足冬季废水处理回收需求，冬季若停止压裂工序，则影响产能进度。为保证正常油田产能正常运行，目前冬季产生的废压裂液等高浓度废水直接进入第十采油厂朝一联合含油污水处理系统，使其处理负荷和处理难度增大，并存在不稳定运行的风险和安全隐患。

为解决上述问题，第十采油厂拟投资 1108.97 万元进行《朝阳沟油田西部区域废液综合治理工程》，主要工程内容为在大庆市肇源县薄荷台乡朝三联合站东侧 50m 处建设 1 座处理能力为 2000m³/d 的油田废液处理站，处理朝阳沟油田西部区域开发产生的各种废液，主要有压裂返排液、注水井洗井废水、管网清洗废水、油水井作业废液等，全年运行，每天运行 24h，预计处理各类废液共计 73×10⁴m³/a，采用“沉降+除油+缓冲”处理工艺对废水进行初步处理，处理后的废水中石油类和悬浮物浓度分别满足“石油类≤100mg/L，悬浮物≤100mg/L”，能够满足朝一联合含油污水处理入水指标（石油类≤300mg/L，悬浮物≤150mg/L）。项目建成后有效解决朝阳沟油田西部区域油田综合废液冬季无法处理的问题。

1.2 环境影响评价工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》（中华人民共和国主席令第九号，2015 年 1 月 1 日起施行）、《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第四十八号，2018 年 12 月 29 日修订）和《关于修改〈建设项目环境影响评价分类管理名录〉部分内容的决定》（生态环境部部令第 1 号，2018 年 4 月 28 日起施行）等法律法规，本项目属于“三十三、水的生产和供应业”中“97、工业废水处理-新建、扩建集中处理的”建设项目，应编制《大庆油田有限责任公司第十采油厂西部区域废液治理工程环境影响报告书》。大庆油田有限责任公司第十采油厂委托湖南葆华环保有限公司承担本项目的

环境影响评价工作。我单位接受委托后，项目负责人对项目的设计方案进行了详细分析，并对项目选址进行实地考察，对环境影响因子和评价因子进行了识别和筛选；结合有关环境保护法规和当地实际情况，确定了本次评价的评价等级、评价标准、评价范围，制定工作方案。根据项目工程分析确定污染源强及生态影响因素，委托大庆中环评价检测有限公司对项目所在区域环境质量现状进行监测，掌握区域环境质量现状；结合相关评价导则的要求、油田废液处理站工艺特点及项目所在地区的环境特征，对本项目各环境要素进行了具体分析、预测和评价，对项目所采取的各项环保措施进行论证分析，并提出减缓不利环境影响的对策与措施，从环境保护角度论证项目建设的可行性，按照国家环保部关于环境影响评价深度和广度的要求，开展环评报告书的编制工作，于2020年11月编制完成了《大庆油田有限责任公司第十采油厂西部区域废液治理工程环境影响报告书》，现提交环境保护行政主管部门审查。

根据《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016），建设项目环境影响评价工作程序如图1.2-1所示。

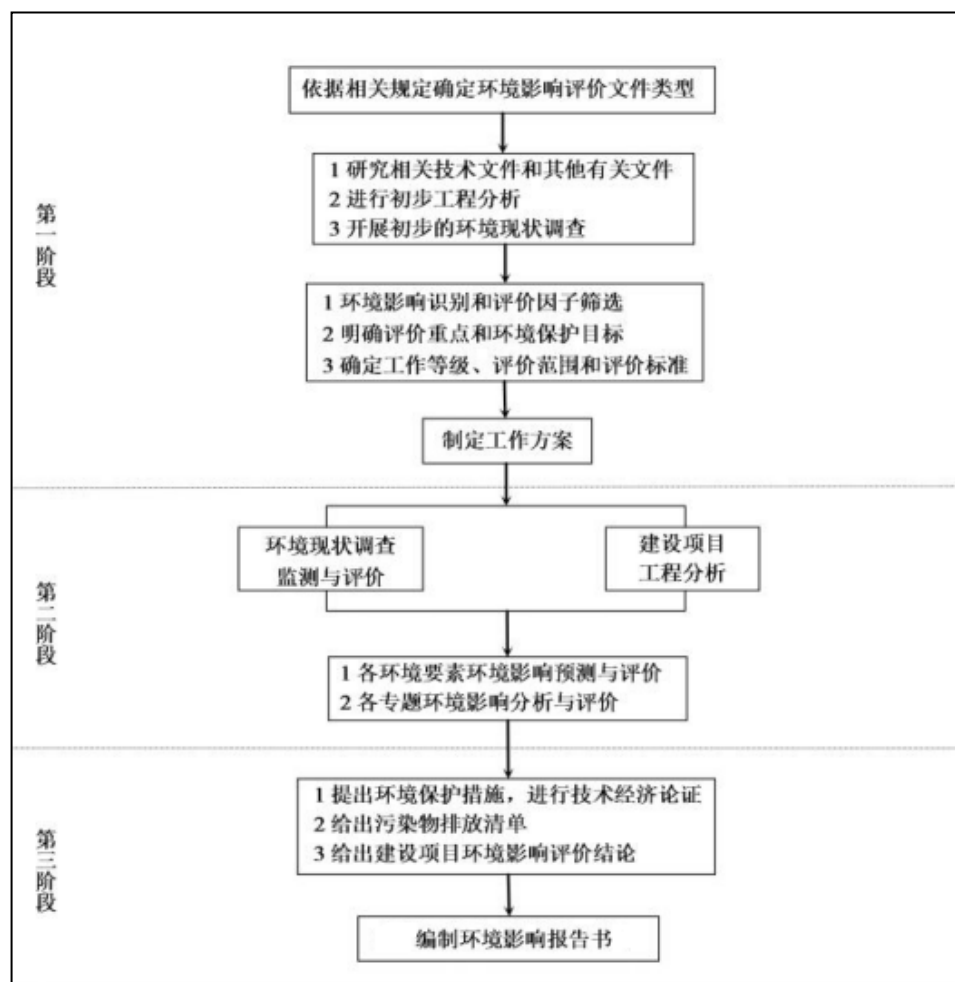


图 1.2-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

本次评价从产业政策符合性、城市规划及区域规范符合性、与相应行业技术规范符合性、项目选址合理性等方面对项目建设可行性进行判定分析。

1.3.1 产业政策符合性判定

本项目新建油田废液处理站，处理朝阳沟油田西部区域油田开发产生的各种废液（主要有压裂返排液、注水井洗井废水、管网清洗废水、油水井作业废液等），根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》，本项目属于鼓励类中“四十三、环境保护与资源节约综合利用”中“15、“三废”综合利用与治理技术、装备和工程”，符合国家产业政策要求。

1.3.2 与“打赢蓝天保卫战”符合性判定

根据《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发〔2018〕22号）、《黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划》（黑政规〔2018〕19号）及《大庆市人民政府关于印发大庆市打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（庆政规〔2019〕5号），本项目与“打赢蓝天保卫战”相关要求符合性详见表 1-3-1。本项目与“气十条”相关要求符合性详见表 1.3-1。

表 1.3-1 本项目与“打赢蓝天保卫战”相关要求符合性

序号	类别	“打赢蓝天保卫战”的要求	本项目符合性
1	国家	加快调整能源结构，构建清洁低碳高效能源体系。	本项目废液池设置 C100×50×20×2.5 型活动钢框盖板，可抑制烃类气体挥发，站内提升泵、阀门、管道等定期巡检和管理，防止跑、冒、滴、漏造成的烃类气体挥发。 项目新建 1 台加热炉，以朝三联合站分离的天然气为燃料，污染物排放浓度较低，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值，做到达标排放。 符合国家、省市“打赢蓝天保卫战三年行动计划”的相关要求。
2	黑龙江省	（1）实施挥发性有机物（VOCs）专项整治方案。加强源头控制。 （2）提高能源利用效率。	
3	大庆市	（1）推动资源循环再生利用，降低能源消耗和污染物排放量。 （2）加快调整能源结构，构建清洁低碳高效能源体系。加快清洁能源发展。	

综上，项目符合上述文件的管理要求。

1.3.3 与“水十条”符合性判定

根据《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17号）、《黑龙江省水污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕3号）及《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（庆政办发〔2015〕55号），本项目与“水十条”相关要求符合性见表 1.3-2。

表 1.3-2 本项目与“水十条”相关要求符合性

序号	类别	“水十条”的要求	本项目符合性
1	国家	（1）狠抓工业污染防治。	新建废液处理站分离后产生的含油污水经

		<p>(2) 推进污泥处理处置。</p> <p>(3) 防治地下水污染。石化生产存贮销售企业和工业园区、矿山开采区、垃圾填埋场等区域应进行必要的防渗处理。</p>	<p>外输管道最终进入朝一联合含油污水处理站处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中大庆油田水驱注水水质主要控制指标，即满足“含油量$\leq 5\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 1\text{mg/L}$、悬浮物颗粒直径中值$\leq 1\mu\text{m}$”标准后回注地下，不外排。</p> <p>生活污水排入站内新建卫生间，化粪池定期清掏，用作农家肥。</p> <p>厂区进行分区防渗，废液池、预处理装置基础及构筑物等进行重点防渗，混凝土抗渗等级不低于 P8，确保渗透系数小于 10^{-7}cm/s，废液池单元、提升泵房单元、预处理单元、预留场地及卸车场单元防渗满足《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)要求，其他区域防渗达到《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)及 2013 年修改单要求。</p> <p>综合废液经处理后分离出的含油污泥运至朝一联合含油污泥处理站处理。</p> <p>涉及防渗的工程在施工过程中，必须留有影像资料备查。</p> <p>本次在地下水环境保护措施中明确设置 3 口跟踪监测井，用于监控地下水水质。</p> <p>符合国家、省市水十条的相关要求。</p>
2	黑龙江省	<p>(1) 狠抓工业污染防治。</p> <p>(2) 推进污泥处理处置。</p> <p>(3) 防治地下水污染。石化生产存贮销售企业和工业园区、矿山开采区、垃圾填埋场等区域应进行必要的防渗处理。</p>	
3	大庆市	<p>(1) 狠抓工业污染防治。</p> <p>(2) 推进污泥处理处置。</p> <p>(3) 加强工业水循环利用。进一步加强采油废水管理，确保全部用于油田回注。鼓励纺织印染、造纸、石油石化、化工、制革等高耗水企业废水深度处理回用。</p> <p>(4) 防治地下水污染。石化生产存贮销售企业和工采区、垃圾填埋场等区域应进行必要的防渗处理。</p>	

综上，项目符合上述文件的管理要求。

1.3.4 与“土十条”符合性判定

根据《土壤污染防治行动计划》(国发〔2016〕31号)、《黑龙江省土壤污染防治实施方案》(黑政发〔2016〕46号)及《大庆市土壤污染防治实施方案》(庆政规〔2017〕2号)，本项目与“土十条”相关要求符合性详见表 1.3-3。

表 1.3-3 本项目与“土十条”相关要求符合性

序号	类别	“土十条”的要求	本项目符合性
1	国家	<p>(1) 开展土壤污染调查，掌握土壤环境质量状况。深入开展土壤环境质量调查。</p> <p>(2) 推进土壤污染防治立法，建立健全法规标准体系。全面强化监管执法。明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物，重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮(油)大县、地级以上城市建成区等区域。加大执法力度。将土壤污染防治作为环境执法的重要内容，充分利用环境监管网格，加强土壤环境日常监管执法。严厉打击非法排放有毒有害污染物、违法违规存放危险化学品、非法处置危险废物、不正常使用污染治理设施、监测数据弄虚作假等环境违法行为。</p> <p>(3) 强化未污染土壤保护，严控新增土壤污染。强化空间布局管控。结合区域功能定位和土壤污染防治需要，科学布局生活垃圾处理、危险废物处置、废旧资源再生利用等设施 and 场所，合理确定畜禽养殖布局和规模。</p>	<p>根据本项目建设性质及土壤类型，对项目拟建油田废液处理站及站外区域内共布设 3 个柱状点及 3 个表层样点监测点位，拟建废液池东侧边界处、提升泵房东边界和加热炉南侧柱状样建设用地全项及石油烃(C₁₀-C₄₀)。</p> <p>占地范围内土壤各项污染物含量均不超过《土壤环境质量建设地土壤污</p>

2	黑龙江省	<p>(1) 开展土壤污染调查,掌握土壤环境质量状况。深入开展土壤环境质量调查。</p> <p>(2) 建立健全法规规章制度和标准体系,强化环境监管。明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物。重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业,以及产粮(油)大县、市级以上城市建成区等区域。加大执法力度。将土壤污染防治作为环境执法的重要内容,充分利用环境监管网格,加强土壤环境日常监管执法。严厉打击非法排放有毒有害污染物、违法违规存放危险化学品、非法运输危险化学品和危险废物及有毒有害物质、非法处置危险废物、非正常使用污染治理设施、监测数据弄虚作假等环境违法行为。</p> <p>(3) 强化未污染土壤保护,严控新增土壤污染。强化空间布局管控。结合区域功能定位和土壤污染防治需要,科学布局生活垃圾处理、危险废物处置、废旧资源再生利用等设施 and 场所,合理确定畜禽养殖布局和规模。</p>	<p>染风险管控标准》(GB36600-2018)第二类用地筛选值标准要求,占地范围外农用地土壤各项污染物含量均不超过国家《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》(GB15618-2018)标准要求。</p> <p>本项目拟建油田废液处理站占地为耕地,从现场调查情况看,由于工程所在区域为油田开发老区,人类活动频繁,野生动物较少。</p>
3	大庆市	<p>(1) 开展土壤污染调查,掌握土壤环境质量状况。深入开展土壤环境质量调查。</p> <p>(2) 严格执法,加强重点区域及行业污染监管。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物。重点监管有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业,以及产粮大县、市级城市建成区等区域。加大执法力度。将土壤污染防治作为环境执法的重要内容,充分利用环境监管网格,加强土壤环境日常监管执法。严厉打击非法排放有毒有害污染物、违法违规存放危险化学品、非法运输危险化学品和危险废物及有毒有害物质、非法处置危险废物、非正常使用污染治理设施、监测数据弄虚作假等环境违法行为。</p> <p>(3) 强化未污染土壤保护,严控新增土壤污染。强化空间布局管控。加强规划区划和建设项目布局论证,严格执行相关行业企业布局选址要求。鼓励工业企业集聚发展,提高土地节约集约利用水平,减少土壤污染。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;结合推进新型城镇化、产业结构调整 and 化解过剩产能等,有序搬迁 or 依法关闭对土壤造成严重污染的现有企业。结合区域功能定位和土壤污染防治需要,科学布局生活垃圾处理、危险废物处置、废旧资源再生利用等设施 and 场所,按集约化、产业化、利于监管原则,推进再生资源产业园区建设,合理确定畜禽养殖布局和规模。</p>	<p>工程永久占地面积 7844m² (含进站路),实行施工监理制度,量化并落实永久占地补偿、土地平整等生态恢复措施。</p> <p>符合国家、省市土十条的相关要求。</p>

综上,项目符合上述文件的管理要求。

1.3.5“三线一单”符合性分析

表 1.3-4 本项目与《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评〔2016〕150号)“符合性分析

内容	符合性分析
生态保护红线	项目所在区域未划定生态保护红线范围,周边无自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域,符合生态保护红线划定相关要求。
环境质量底线	项目新建加热炉热源为清洁能源天然气,产生废气经 8m 高排气筒排放,废水经缓冲池处理后由外输管道最终输送至朝一联合油污水处理站处理达标后回注地

	下，噪声经隔声、减振措施后达标排放，污油及池底部污泥采用人工清除，拉运至朝一联合油污泥处理站处理，结合环境影响预测章节，项目建设后不会突破该区域环境质量底线。
资源利用上限	拟建项目处理各类废液预计 $59.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，供水水源由朝三联提供、供电电源引自朝三变电所提供，用水水源及供电电源可靠，项目资源使用量相对于整个区域来说较小，不会超出区域资源利用上限。
环境准入负面清单	目前项目所在区域尚未正式发布环境准入负面清单，拟建项目不属于《黑龙江省重点生态功能区产业准入负面清单（试行版）》（黑发改规〔2017〕4号）限制类、禁止类产业及《市场准入负面清单草案》（2018年版）中禁止准入类项目，同时项目属于《产业结构调整指导目录（2019年本）》“鼓励类”范畴，未使用国家淘汰和限制使用的工艺及设备，符合国家产业政策。

1.3.6 与《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕53号）符合性分析

本项目与《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕53号）相关要求符合性详见表 1.3-5。

表 1.3-5 本项目与《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》相关要求符合性

序号	类别	相关要求	本项目符合性
1	加强政策引导	企业采用符合国家有关低 VOCs 含量产品规定的涂料、油墨、胶粘剂等，排放浓度稳定达标且排放速率、排放绩效等满足相关规定的，相应生产工序可不要求建设末端治理设施。使用的原辅材料 VOCs 含量（质量比）低于 10% 的工序，可不要求采取无组织排放收集措施。	本项目废液中石油类浓度为 1000mg/L ，占总废液量的 $0.1\% < 10\%$ ，项目对废液池加装密闭可移动盖板，仅池体清淤或检修过程中开启的措施，以减少 VOCs（非甲烷总烃）的逸散。
2	推进使用先进生产工艺	通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。	项目综合废液采用密闭罐车拉运至废液池，采用罐车底部卸载方式进入废液池中，经处理后由密闭管道外输至朝一联合油污水处理站处理。

1.3.7 与《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》（环大气〔2020〕33号）符合性分析

本项目与《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》（环大气〔2020〕33号）相关要求符合性详见表 1.3-6。

表 1.3-6 本项目与《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》相关要求符合性

序号	类别	相关要求	本项目符合性
1	大力推进源头替代，有效减少 VOCs 产生	使用的原辅材料 VOCs 含量（质量比）低于 10% 的工序，可不要求采取无组织排放收集措施。	本项目废液中石油类浓度为 1000mg/L ，占总废液量的 $0.1\% < 10\%$ ，项目对废液池加装密闭可移动盖板，仅池体清淤或检修过程中开启的措施，以减少 VOCs（非甲烷总烃）的逸散。
2	全面落实标准要求，强化无组织排放控制	高 VOCs 含量废水的集输、储存和处理环节，应加盖密闭	项目综合废液不属于高 VOCs 含量废水，在沉降过程中废液池设置密闭盖板，预处理罐采用密封罐，经处理后由密闭管道外输至朝一联合油污水处理站处理。

1.3.8 与黑龙江省主体功能区规划符合性判定

根据《黑龙江省主体功能区规划》（黑政发〔2012〕29号，2012年4月25日），本项目与关于大庆市的规划相关要求符合性详见表 1.3-7。

表 1.3-7 本项目与黑龙江省主体功能区规划中大庆市相关要求符合性

序号	类别	规划对大庆市的要求	本项目符合性
1	功能定位	大庆市功能定位为国家重要的石油生产基地、石化产品及精深加工基地、石油石化装备制造基地，新材料和新能源基地、农副产品生产及加工基地，国家服务外包示范基地，国内著名自然生态和旅游城市。	本项目位于大庆市肇源县，处理第十采油厂朝阳沟油田西部区域油田开发产生的综合废液，是油田勘探开发的项目辅助工程之一，符合大庆市功能定位要求。
2	产业发展方向及布局	大庆市重点发展高附加值石油化工、天然气化工等接续产业，发展石化产品及精深加工业、农副产品及食品加工业、石油石化装备制造业、以风电和地热为主的新能源、新材料、服务外包、现代物流和旅游等产业。东部工业集聚区重点发展石油化工、石化产品精深加工、精细化工、电子信息和以高新技术为先导的高端装备制造、汽车等产业；西部工业集聚区重点发展石油化工、天然气化工、石油石化装备制造、机电及汽车、新能源等产业；南部工业集聚区重点发展石油化工、精细化工、生物等产业；庆北现代服务业集聚区以庆北新城为重点，发展商贸物流、休闲旅游、服务外包、文化创意等产业。	本项目位于大庆市肇源县，属于大庆南部地区，处理油田开发产生的综合废液，属于重点发展的石油化工行业，符合大庆市产业发展方向及布局要求。
3	生态建设	大庆市生态建设重点为加强龙凤湿地自然保护区、红旗林场、红旗水库、大庆水库等核心保护区域的保护，推进环境综合整治和泡泽水系治理，建设一批城市污水处理、垃圾处理项目，积极推进资源型城市向生态园林型城市转变。	本项目位于大庆市肇源县哈拉海岗子西南侧 580m 处（朝三联合站东侧 50m）处，占地及四周为耕地，不在限制开发区域（国家农产品主产区、国家重点生态功能区）及禁止开发区域（自然保护区、风景名胜区、森林公园、地质公园、国家级和省级文物保护单位等其他禁止开发区域），符合大庆市生态建设要求。
4	能源开发利用	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；在东部煤电化基地，坚持有序发展、合理布局，有效保护煤炭资源，加快煤层气开发利用，积极推进煤炭勘查，加快高产高效矿井建设，加快以超临界或超超临界为重点，大型坑口电站和中心城市大型热电联产等电源和调峰电站项目建设。	本项目的建设解决了第十采油厂朝阳沟油田西部地区油田废液处理能力不足的问题，为油田开发、建设提供保障，符合大庆市能源开发利用要求。

综上所述，本项目符合黑龙江省主体功能区规划相关内容。

1.3.9 与黑龙江省国民经济和社会发展的第十三个五年规划纲要符合性判定

根据《黑龙江省国民经济和社会发展的第十三个五年规划纲要》（2015年11月24日中国共产党黑龙江省第十一届委员会第六次全体会议通过）相关要求，本项目与规划相关要求符合性详见表 1.3-8。

表 1.3-8 本项目与黑龙江省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要相关要求符合性

序号	类别	规划对大庆市的要求	本项目符合性
1	深化国有企业改革	重点推动地方国有资本和社会资本与大庆油田等中央企业，在延伸产业链、技术研发、原料供给、产业配套等方面合作；在改制分离辅业、生产性服务业和高新技术溢出方面加强合资合作，设立新企业。	本项目处理第十采油厂油田开发产生的综合废液，是油田勘探开发产业配套工程之一，对稳定大庆原油产量具有重要的现实意义，对保证国家石油安全供应具有一定的支撑作用，符合规划中深化国有企业改革要求。
2	强化“十三五”规划实施保障	加强安全生产基础能力建设，深化煤矿、危险化学品、油气输送管道、地下经营场所等重点行业领域安全整治，实施危险化学品和化工企业生产、仓储安全环保搬迁工程。	本项目属于工业废水处理项目，处理第十采油厂油田开发产生的综合废液，综合废液经处理后分离出的含油污水最终经朝一联合污水处理站处理后回注，分离出的油渣、含油污泥、杂质等拉运至朝一联合油污泥处理站处理，综合废液得到了处置，降低了危险性，符合“十三五”规划中强化实施保障的要求。

综上所述，本项目符合《黑龙江省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》（2015年11月24日中国共产党黑龙江省第十一届委员会第六次全体会议通过）相关内容。

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

本项目与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》相关要求符合性详见表 1.3-9。

表 1.3-9 本项目与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》相关要求符合性

序号	类别	相关要求	本项目符合性
1	加强政策引导	企业采用符合国家有关低 VOCs 含量产品规定的涂料、油墨、胶粘剂等，排放浓度稳定达标且排放速率、排放绩效等满足相关规定的，相应生产工序可不要求建设末端治理设施。使用的原辅材料 VOCs 含量（质量比）低于 10% 的工序，可不要求采取无组织排放收集措施。	本项目废液中石油类浓度为 1000mg/L，占总废液量的 0.1% < 10%，本项目对废液池加装密闭可移动盖板，仅池体清淤或检修过程中开启的措施，以减少 VOCs（非甲烷总烃）的逸散。 项目综合废液采用密闭罐车拉运至废液池，采用底部卸载方式进入废液池中，废液池设置密闭盖板，预处理罐采用密封罐，经处理后由密闭管道外输至朝一联合污水处理站处理。
2	加强设备与场所密闭管理	含 VOCs 物料应储存于密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。含 VOCs 物料转移和输送，应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。	
3	推进使用先进生产工艺	通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。	
4	加大废水集输系统改造力度	哈尔滨市、大庆市现有重点企业通过采取密闭管道等措施逐步替代地漏、沟、渠、井等敞开式集输方式。	

1.3.11 与大庆市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要符合性判定

根据《大庆市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》（2016.1.22）相关要求，

本项目与规划相关要求符合性详见表 1.3-10。

表 1.3-10 本项目与大庆市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要相关要求符合性

序号	类别	规划对石油产业的要求	本项目符合性
1	多点培育工业重点行业	油气采掘业。服务油田生产，做好保障工作。支持油田加大油气勘探力度，扩大勘探区域，提高探明率，增加石油、天然气后备可采储量。	本项目处理第十采油厂油田开发产生的综合废液，为油田开发服务，符合争取国家增加原油指标的要求。
2	改善土壤环境质量	突出强化对石油化工、危险废物、加油站等可能造成土壤污染项目的管理。	本项目属于工业废水处理项目，处理第十采油厂油田开发产生的综合废液，综合废液经处理后分离出的含油污水经朝一联合含油污水处理站处理后回注，不外排，分离出的含油污泥、油渣、杂质等含油物质拉运至朝一联合含油污泥处理站处理，综合废液得到了处置，降低了对土壤环境的污染，降低了危险性，符合改善土壤环境质量的要求。

综上所述，本项目符合《大庆市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》（2016.1.22）相关内容。

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

表 1.3-11 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	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。	项目初步分离出的污水外输至朝一联合含油污水处理站处理，处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“石油类≤5mg/L、悬浮物≤1mg/L、粒径中值≤1μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相应标准限值，污水经处理后通过项目所在区域注水井管线输送至区域内注水井回注地下，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。	符合
2	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	项目废液池设密闭盖板，外输管道采取密闭管道，管道与提升泵连接处设有密封垫，能够有效控制挥发性有机物排放。	符合
3	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 and 地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废	项目运营期废液池清淤产生的含油污泥等含油物质拉运至朝一联合含油污泥处理站处理后用于铺设油田路。	符合

	物环境影响评价指南》要求评价。		
4	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。	项目施工期管线施工均在临时用地内进行,场站施工在永久占地内进行,施工采用人工和机械开挖相结合的方式,降低生态环境影响。	符合
5	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。	第十采油厂现有《突发事件总体应急预案》及《环境突发事件专项应急预案》等预案,大庆油田有限责任公司突发环境事件专项应急预案已于2018年1月10日在大庆市环境保护局备案。	符合

1.3.13 与《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)符合性判定

本项目与《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)相关要求符合性详见表1.3-12。

表1.3-12 本项目与《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)相关要求符合性

序号	类别	相关要求	本项目符合性
1	加强政策引导	企业采用符合国家有关低VOCs含量产品规定的涂料、油墨、胶粘剂等,排放浓度稳定达标且排放速率、排放绩效等满足相关规定的,相应生产工序可不要求建设末端治理设施。使用的原辅材料VOCs含量(质量比)低于10%的工序,可不要求采取无组织排放收集措施。	本项目废液中石油类浓度为1000mg/L,年处理废液量为730000t,其中石油类量为729.64t,占总废液量的0.1%<10%,所以本项目未采取无组织排放收集措施。 项目综合废液采用密闭罐车拉运至废液池,采用底部卸载方式进入废液池中,废液池设置密闭盖板,经处理后废液由密闭管道外输至朝一联合油污水处理站处理。
2	加强设备与场所密闭管理	含VOCs物料应储存于密闭容器、包装袋,高效密封储罐,封闭式储库、料仓等。含VOCs物料转移和输送,应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。	
3	推进使用先进生产工艺	通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术,以及高效工艺与设备等,减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。	
4	加大废水集输系统改造力度	哈尔滨市、大庆市现有重点企业通过采取密闭管道等措施逐步替代地漏、沟、渠、井等敞开式集输方式。	
5	油田企业全面开展VOCs综合治理	大庆油田公司所属轻烃分馏分公司、甲醇厂、东昊分公司等化工企业及采气分公司、天然气公司等,要全面启动VOCs治理工作,以2020年年底为时间节点列出时间表,有计划、分年度实施重点企业VOCs治理,并于2020年1月20日前上报市生态环境局。对采油厂含油污泥处理场无组织排放VOCs进行检测,根据治理技术成熟程度,适时制定治理技术方案,加快采油厂含油污泥处理场VOCs治理。	

1.3.14 与第十采油厂2020年环保工程投资框架计划符合性判定

根据《第十采油厂2020年环保工程投资框架计划》,第十采油厂2020年规划建设3个环保项目,主要针对含油污泥处理站暂存污泥,朝一联合油污泥处理站、综合废液处理站、落地油回收站产生的含水油,以及朝阳沟油田西部区域无废液预处理站进行完善。

根据油田开发安排,预计 2021 年至 2023 年期间,朝阳沟西部区域压裂返排液、洗井水量、干线冲洗、作业井等废液单日最大量约为 1618m^3 ($67.4\text{m}^3/\text{h}$),第十采油厂拟在朝三联合站东侧建设全年运行的油田废液处理站 1 座,处理朝阳沟油田西部区域油田运行产生的综合废液。本次建设的油田废液处理站处理能力为 $2000\text{m}^3/\text{d}$,采用“沉降+除油+缓冲”处理工艺,本项目的建设解决了油田生产废液处理能力的不足、缓解布局上存在的问题,解决了朝阳沟油田西部区域综合废液处理回收需求,满足第十采油厂开发安排,符合《第十采油厂 2020 年环保工程投资框架计划》。本项目在第十采油厂废液处理池分布图中位置见图 1.3-1。



图 1.3-1 本项目在第十采油厂废液处理池分布图中位置示意图

1.3.15 项目选址合理性判定

本项目位于油田开发老区,项目场站占地和外输管道临时占地类型均为耕地(非基本农田),处理第十采油厂朝阳沟油田西部区域油田开发产生的综合废液,综合废液经处理后分离出的含油污水由朝一联合站含油污水处理站处理后回注,分离出的含油污泥、浮油等含油物质运至朝一联合站含油污泥处理站处理后铺路,综合废液得到了处置。

根据设计要求,项目废液处理站是油田产能配套设施,在油田已开发区域内,项目选址占用一般耕地(非基本农田),按相关补偿标准对占地进行补偿。项目施工期及运营期产生的废气、废水、噪声、固体废弃物和生态影响,通过采取相应防护措施后,各项污染物均可以达标排放,生态影响可以得到有效的恢复;工程通过巡检、加强管理、

采取区域联动等事故风险防范措施后，利于环境风险的防范和应急反应，项目建设后解决了第十采油厂朝阳沟油田西部区域生产废液处理能力的不足的问题，缓解布局上存在的问题，为油田开发、建设提供保障。因此，本项目选址合理。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目运营期主要污染源为废气、废水、噪声和固废。关注的主要环境问题为废气对区域大气环境的影响；废水处置情况以及废水对水环境的影响，关注防渗措施；噪声对周边环境敏感目标的影响；固体废物的性质、产生量、处置方式和去向，对周围环境产生的污染影响。

1.4.1 大气环境

本项目运行期环境空气污染源包括有组织排放废气和无组织排放废气。

(1) 有组织废气

项目新建 1 台 1.0MW 加热炉，气源引自朝三联合站，烟气中污染物主要为颗粒物、SO₂、NO_x，烟气经 1 根 8m 高的排气筒排放。产生的废气污染物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉标准限值。

(2) 无组织面源

本项目废液池会产生无组织挥发的非甲烷总烃，废液池设有密闭盖板，但仍会存在一定量的无组织排放。采取以上措施后，非甲烷总烃在厂区内小时浓度满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中排放限值 10mg/m³ 的要求、任意一次浓度值满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中排放限值 30mg/m³ 的要求，厂界处非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值 4.0mg/m³，对周围环境敏感点影响较小。

本项目所在位置最近保护目标为东北侧 580m 哈拉海岗子村，大气扩散条件相对较好，结合空气质量现状监测结果分析，本项目非甲烷总烃和燃烧烟气对区域村屯的环境空气影响小，运行期大气环境影响可接受。

1.4.2 水环境

项目采用“沉降+除油+缓冲”处理工艺对综合废液进行处理，出水中石油类和悬浮物浓度分别满足“石油类≤100mg/L，悬浮物≤100mg/L”标准后经外输污水管道输送至朝一联合油污水处理站处理，最终经朝一联合油污水处理站处理达标后回注地下。本项目厂区按要求进行分区防渗。废液池、提升泵、预处理装置（预留）区域进行重点防渗，其它厂区地面进行一般防渗；防渗系数符合《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934

-2013) 要求。在本项目废液处理站西北侧 20m (区域上游) 设置 1 口背景值监测井; 在废液处理站东南侧 300m (区域下游) 布设 1 口潜水跟踪监测井, 在废液池东侧 10m 处布设 1 口潜水跟踪监测井; 共布设 3 口监测井。采取上述防渗措施后, 能够有效预防拟建项目对地下水环境的影响。本项目在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境无影响, 在事故状态下可能对地下水环境造成影响, 但在各项地下水污染防控措施及应急措施落实到位的情况下, 地下水环境影响可接受。

1.4.3 声环境

为了控制噪声污染源的影响, 本项目在选用噪声较小的生产设备基础上, 对产噪设备配置减振基础、墙体隔声等降噪措施。本项目经采取上述降噪措施后, 噪声源强可降低 35dB(A) 左右, 通过噪声影响预测, 厂界四周噪声达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准。本项目距离最近的噪声敏感点为项目东北侧 580 的哈拉海岗子村, 不在项目噪声影响范围内, 因此项目噪声对外环境影响较小。

1.4.4 固体废物

项目运营期产生的固体废物主要包括废液池清淤产生的污油、含油污泥及含油废防渗布。本项目不新增员工, 由朝三联合站管辖, 无新增生活垃圾产生。

本项目产生污油和含油污泥拉运至朝一联合站含油污泥处理站处理; 含油废防渗布委托资质单位处理。本项目产生的固体废物能够得到安全处置, 不会对周围环境造成二次污染。

1.4.5 土壤环境

土壤污染防治措施以预防为主, 加强企业管理措施, 企业要做好污染防治设施的维护及检修, 严格做好防控和分区防渗, 从多方面降低项目建设对土壤环境的影响。并针对可能造成的土壤污染, 本项目从源头控制与过程控制采取相应防治措施, 并提出了土壤环境跟踪监测计划。本项目土壤防治措施可行。

1.4.6 环境风险

本项目在设计过程中, 严格执行各项设计规范, 设置安全风险防范措施, 从源头上降低安全事故以及引发环境风险事故的概率; 运行过程中加强管理, 减少人为误操作造成风险事故; 制定环境风险事故应急措施, 减少事故状态下环境影响; 制定突发环境事件风险应急预案, 并定期进行更新、演练。

1.5 环境影响评价的主要结论

工程建设地点位于大庆市肇源县薄荷台乡朝三联合站东侧, 处理第十采油厂朝阳沟

油田西部区域开发产生的综合废液，属于鼓励类中“三十八、环境保护与资源节约综合利用”中“15、三废综合利用及治理工程”。

综合废液经本项目处理后分离出的含油污水经朝一联含油污水处理站处理达标后回注，分离出的含油污泥、污油等含油物质拉运至朝一联含油污泥处理站处理，本项目运营期污染物主要为非甲烷总烃、加热炉燃烧废气、分离出的含油污水、设备噪声、分离出的含油污泥、清淤时产生的含油废防渗布，根据预测结果，项目排放的污染物均满足相应标准。通过公众参与调查，当地群众对本项目建设无反对意见。

项目建设永久占地 7844m²（含进站路），临时占地 20536m²（管道占地），占地类型为耕地（非基本农田），影响主要来自施工临时占地，主要为管道铺设，这部分土地的土地利用性质会发生改变，对占用的耕地按相关标准进行补偿，但由于项目永久性占地面积小，本工程不会对区域内的土地利用结构有较大的改变。

项目产生的各项污染物能够做到达标排放，在落实本评价提出的各项环境保护措施后，综合废液得到了处置，项目的建设解决了第十采油厂朝阳沟油田西部区域生产废液处理能力不足的问题，为油田开发、建设提供保障，本工程建设从环境保护角度方面是可行的。

第二章 总 则

2.1 编制依据

本工程按照国家相关法律法规、技术导则及相关技术文件、资料编制，具体见表 2.1-1。

表 2.1-1 编制依据一览表

项目	序号	内容
国家法律法规及政策	1	《中华人民共和国环境保护法》（中华人民共和国主席令第九号，2015 年 1 月 1 日起施行）
	2	《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第四十八号，2018 年 12 月 29 日修正施行）
	3	《中华人民共和国大气污染防治法》（中华人民共和国主席令第三十一号，2018 年 10 月 26 日修正施行）
	4	《中华人民共和国水污染防治法》（中华人民共和国主席令第八十七号，2018 年 1 月 1 日起施行）
	5	《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（中华人民共和国主席令第七十七号，2018 年 12 月 29 日起施行）
	6	《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日起施行）
	7	《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（中华人民共和国主席令第三十一号，2020 年 9 月 1 日起施行）
	8	《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席令第三十九号，2011 年 3 月 1 日实施）
	9	《全国生态环境保护纲要》（国发〔2000〕38 号，2000 年 11 月 26 日施行）
	10	《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17 号，国务院 2015 年 4 月 16 日发布）
	11	《全国重要江河湖泊水功能区划》（2011-2030 年）
	12	《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31 号，国务院 2016 年 5 月 28 日发布）
	13	《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号，2017 年 10 月 1 日施行）
	14	《产业结构调整指导目录（2019 年本）》
	15	《关于切实加强环境影响评价监督管理工作的通知》（环办〔2013〕104 号，环境保护部办公厅 2013 年 11 月 15 日发布）
	16	《关于修改〈建设项目环境影响评价分类管理名录〉部分内容的决定》（生态环境部部令第 1 号，2018 年 4 月 28 日起实行）
	17	《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）
	18	《国家危险废物名录》（环境保护部、国家发展和改革委员会、公安部令第 39 号，2016 年 8 月 1 日施行）
	19	《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）
地方性环境法规和规章	1	《黑龙江省环境保护条例》（1995 年 4 月 1 日起施行，黑龙江省第十二届人民代表大会常务委员会第十九次会议，2015 年 4 月 17 日修正）
	2	《黑龙江省人民政府关于加强环境保护重点工作的实施意见》（黑政发〔2012〕11 号，黑龙江省人民政府 2012 年 2 月 25 日发布）
	3	《黑龙江省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》（2015 年 11 月 24 日中国共产党黑龙江省第十一届委员会第六次全体会议通过）
	4	《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕46 号，2016 年 12 月 30 日）
	5	《黑龙江省主体功能区规划》（黑政发〔2012〕29 号，2012 年 4 月 25 日）
	6	《黑龙江省重点生态功能区产业准入负面清单（试行版）》（黑发改规〔2017〕4 号）

	7	《黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划》（黑政规〔2018〕19号）
	8	《黑龙江省水污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕3号，2016年1月10日）
	9	《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕46号）
	10	《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》环保厅文件〔2019〕153号
	11	《大庆市人民政府关于印发大庆市打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（庆政规〔2019〕5号）
	12	《大庆市土壤污染防治实施方案》（庆政规〔2017〕2号）
	13	《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
	14	《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（庆政办发〔2015〕55号）
	15	《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
部门 规章	1	《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）
	2	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）
	3	《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）
	4	《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）
	5	《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）
	6	《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）
	7	《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）
	8	《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）
	9	《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年10月1日起施行）
	10	《危险废物鉴别标准 通则》（GB5085.7-2019）
	11	《危险废物鉴别技术规范》（HJ/T298-2019）
	12	《危险废物处置工程技术导则》（HJ2042-2014）
	13	《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）
	14	《危险废物规范化管理指标体系》（环办〔2015〕99号）
	15	《危险废物转移联单管理办法》（原国家环保总局令第5号）
	16	《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）
	17	《排污单位自行技术指南 火力发电及锅炉》（HJ820-2017）
	18	《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ84-2018）
	19	《污染源源强核算指南 锅炉》（HJ991-2018）
	20	《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）
	21	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）
技术资料	1	《大庆油田有限责任公司第十采油厂西部区域废液治理工程方案》 （大庆油田工程有限公司第十采油厂，2016年3月）

2.2 环境功能区划

2.2.1 大气环境

本项目位于大庆市肇源县薄荷台乡，项目环境空气功能区划为二类区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准。

2.2.2 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和饮用水，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。

2.2.3 声环境

根据《声环境功能区划分技术规范》（GB/T15190-2014），本项目油田废液处理站周围 200m 范围内声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准，附近村屯（哈拉海岗子村、双龙村等）执行 1 类标准。

2.2.4 土壤环境

本项目永久占地和临时占地均为耕地（非基本农田），永久占地内土壤环境执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018），永久占地外土壤环境执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准要求。

2.3 环境影响识别、评价因子筛选及评价标准

2.3.1 环境影响识别

本工程建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响和生产运营期影响两部分。

施工期的环境影响主要为场站、外输污水管道、清水管线和天然气管线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废液处理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外输污水管道、废液池等装置发生含油污水泄漏，发生火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，同时还涉及社会经济等问题。

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，采用矩阵法对工程建设期间和运营期产生的影响进行识别，具体见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别

工程活动 环境因子	施工期		运行期	
	管道施工	场站施工	废水处理	事故状态
空气	-S	-S	-L	-SA
声环境	-S	-S	-L	-SA
地表水				
地下水	-S	-S		-SA
土壤	-S	-S		-SA
植被	-S	-S		-SA

注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响

空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关

2.3.2 评价因子筛选

结合周围区域环境质量现状和拟建工程的工艺特点、污染物排放规律以及排放量，确定本项目评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 评价因子筛选结果一览表

环境要素	环境质量评价因子	影响预测或分析因子	总量控制因子
大气	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、VOCs
地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、石油类、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量（COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计）、总大肠菌群、菌落总数	石油类	无
噪声	昼夜等效连续 A 声级	昼夜等效连续 A 声级	无
土壤	农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌； 建设用地： 基本项目：重金属和无机物（7 项）：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍； 挥发性有机物（27 项）：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、氯乙炔、苯、氯苯、1, 4-二氯苯、1, 2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯； 半挥发性有机物（11 项）：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、蒽、二苯并（a, h）蒽、茚并（1, 2, 3-cd）芘、萘； 其他：pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	无	无

2.3.3 环境质量标准

(1) 环境空气质量标准

根据项目评价区环境空气功能区划要求，本项目区域环境空气中 CO、O₃、PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂ 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准及其修改单，非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》相关要求，在环境质量现状评价中以 2.0mg/m³ 作为标准，标准限值见表 2.3-3。

表 2.3-3 环境空气质量标准 单位：μg/m³

污染物名称	取值时间	二级标准
二氧化氮 NO ₂	年平均	40
	24 小时平均	80
	1 小时平均	200
总悬浮颗粒物 TSP	年平均	200
	24 小时平均	300

二氧化硫 SO ₂	年平均	60
	24 小时平均	150
	1 小时平均	500
颗粒物 PM ₁₀	年平均	70
	24 小时平均	150
颗粒物 PM _{2.5}	年平均	35
	24 小时平均	75
一氧化碳 CO	24 小时平均	4000
	1 小时平均	10000
臭氧 O ₃	日最大 8 小时平均	160
	1 小时平均	200

(2) 地下水环境质量标准

根据调查,评价区域地下水使用功能为农业灌溉用水及居民饮用水,地下水环境执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类,具体见表 2.3-4。

表 2.3-4 地下水质量标准 单位: mg/L

序号	项目	单位	标准值	序号	项目	单位	标准值
1	pH	—	6.5-8.5	13	亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.00
2	氨氮	mg/L	≤0.5	14	砷	mg/L	≤0.01
3	石油类	mg/L	0.05	15	汞	mg/L	≤0.001
4	挥发性酚类	mg/L	≤0.002	16	六价铬	Mg/L	≤0.05
5	耗氧量(COD _{Mn} 法,以 O ₂ 计)	mg/L	≤3.0	17	硫酸盐(SO ₄ ²⁻)	mg/L	≤250
6	菌落总数	CFU/mL	≤100	18	铁	mg/L	≤0.3
7	总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0	19	锰	mg/L	≤0.10
8	溶解性总固体	mg/L	≤1000	20	氟化物	mg/L	≤1.0
9	总硬度	mg/L	≤450	21	铅	mg/L	≤0.01
10	硝酸盐氮	mg/L	≤20	22	氯化物(Cl ⁻)	mg/L	≤250
11	钠	mg/L	≤200	23	硫化物	mg/L	≤0.02
12	氰化物	mg/L	≤0.05	24	镉	mg/L	≤0.005

注:根据《环境影响评价技术导则 地下水导则》(HJ610-2011) 8.4.1.1“对于不属于 GB/T14848 水质指标的评价因子,可参照国家(行业、地方)相关标准”;《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中将源头水、国家自然保护区的地表水划分为 I 类,集中式生活饮用水地表水源地一级保护区划为 II 类、集中式生活饮用水地表水源地二级保护区划为 III 类,本项目区域地下水主要功能为生活饮用水,本项目石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) I 类(为 0.05mg/L)标准执行。

(3) 声环境质量标准

根据项目区域声环境功能区划适用标准要求,新建废液处理站站外 200m 环境噪声执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准,附近村屯(哈拉海岗子村、双龙村等)执行 1 类标准。具体标准限值见表 2.3-5。

表 2.3-5 环境噪声限值 单位: dB (A)

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

(4) 土壤环境质量标准

本项目站址永久占地和管道临时占地均为耕地（非基本农田），评价区域内临时占用耕地土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准要求，具体标准限值见表 2.3-6，永久占地内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类工业用地风险筛选值，详见表 2.3-7。

表 2.3-6 土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准 单位：mg/kg

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

表 2.3-7 土壤环境质量建设用地第二类工业用地土壤污染风险管控标准 单位：mg/kg

序号	污染物项目	筛选值	序号	污染物项目	筛选值
1	砷	60	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	铬（六价）	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1,2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1,4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间二甲苯+对二甲苯	570
11	1,1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1,2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1,1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	54	38	苯并[a]蒽	15
16	二氯甲烷	616	39	苯并[a]芘	1.5
17	1,2-二氯丙烷	5	40	苯并[b]荧蒽	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	41	苯并[k]荧蒽	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	42	蒽	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并[a,h]蒽	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	840	44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70
23	三氯乙烯	2.8	46	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	4500

2.3.4 污染物排放标准

(1) 废气污染物排放标准

本项目施工期扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值，运营期厂界外非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值 4.0mg/m³，具体见表 2.3-8。

表 2.3-8 大气污染物综合排放标准 单位：mg/m³

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

运营期废液处理站内挥发性有机物（非甲烷总烃）执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值，具体见表 2.3-9。

表 2.3-9 厂区内 VOCs 无组织排放限值 单位：mg/m³

污染物项目	排放限值	限值含义	无组织排放监控位置
非甲烷总烃	10	监控点处 1h 平均浓度值	在厂区内设置监控点
	30	监控点处任意一次浓度值	

运营期新建加热炉产生的燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建燃气锅炉标准限值，燃气锅炉烟囱高度不低于 8m，具体见表 2.3-10。

表 2.3-10 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值 单位：mg/m³

污染物项目	燃气锅炉限值	污染物项目	燃气锅炉限值
颗粒物	20	氮氧化物	200
二氧化硫	50	烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1

（2）废水污染物排放标准

本项目施工期管道试压废水最终进入朝一联含油污水处理系统处理后回注，运营期分离出的含油污水中石油类和悬浮物分别满足设计指标“石油类≤100mg/L，悬浮物≤100mg/L”后进入朝一联含油污水处理站处理（入水指标：“石油类≤300mg/L，悬浮物≤150mg/L”），项目产生的废水均不外排，最终由朝一联含油污水站处理后水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求，具体标准值见表 2.3-11。

表 2.3-11 大庆油田水驱注水水质主要控制指标

项目	石油类	悬浮物	悬浮物颗粒直径中值
标准值	5mg/L	1mg/L	1μm

（3）噪声排放标准

施工期场地噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准，标准值见表 2.3-12。

表 2.3-12 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼间	夜间
70	55

运营期废液处理站厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类标准。标准值见表 2.3-13。

表 2.3-13 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位: dB (A)

评价时段	类别	噪声限值	
		昼间	夜间
运营期	厂界	60	50

(4) 固体废物

本项目施工期产生的建筑垃圾(土建施工废砼等建筑垃圾)执行《城市建筑垃圾管理规定》(中华人民共和国建设部令第 139 号);施工人员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)。

废液处理站运行后,分离产生的含油污泥、污油等含油废物以及清淤过程中产生的含油废防渗布属于危险废物,执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及 2013 修改单。

2.4 评价工作等级和评价范围

2.4.1 评价工作等级

2.4.1.1 大气环境

根据对本项目的性质和环境要素分析可知,本工程产生的大气污染物主要为油田废液处理站处理过程产生的烃类气体和新建加热炉产生的燃烧烟气,污染源参数见表 2.4-1。

表 2.4-1 污染物参数调查清单

污染源	污染物	污染物排放速率 kg/h	排气筒高度 m	出口内径 m	烟气排放速率 m/s	烟气量 m ³ /h	排烟温度℃	排放工况
加热炉	颗粒物	0.022	8	0.4	4.1	1898.8	80	连续
	SO ₂	0.039						
	NO _x	0.23						
污染源	污染物	污染物排放速率 kg/h		源的释放高度 m		面源长度 m		面源宽度 m
废液池	非甲烷总烃	0.0083		1.0 (池体高出地面高度)		45		24

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中的有关规定,评价工作等级由项目中主要污染物的最大占标率 P_i 及第 i 个污染物的地面浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 进行等级划分。其中, P_i 定义为:

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

式中: P_i ——第 i 个污染物的最大地面质量浓度占标率, %;

C_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面质量浓度, mg/m^3 ;

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

根据 AERSCREEN 估算模式预测,本项目最大地面浓度占标率计算结果见表 2.4-2。

表 2.4-2 主要污染物最大地面浓度占标率计算结果

污染物	非甲烷总烃	颗粒物	SO ₂	NO _x
标准值(mg/m ³)	2.0	0.45	0.5	0.25
最大地面浓度(mg/m ³)	0.152	0.000018	0.000032	0.002
最大地面浓度占标率(%)	7.6	0.00	0.01	0.77
最大落地距离(m)	53	47	47	47

《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中评价等级的划分原则见表 2.4-3。

表 2.4-3 评价工作级别判据

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

根据表 2.3-2 估算模式计算结果可知,本项目污染物最大地面浓度占标率为 VOCs, $P_{max}=7.6\%$, $1\% < P_{max} < 10\%$, 对照《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018), 本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.2 地表水环境

本项目综合废液经废液池沉降、除油、缓冲处理后外输至朝一联合油污水处理站处理,不外排。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018), 本项目产生生产工艺废水,但作为回水利用,不排放到外环境,按三级 B 评价。

2.4.1.3 地下水环境

(1) 划分依据

根据《环境影响评价技术导则 地下水》(HJ610-2016), 建设项目地下水评价等级由项目类别、地下水环境敏感程度判定。本项目处理第十采油厂油田开发产生的综合废液,属于工业废水集中处理项目,地下水环境影响评价行业分类见表 2.4-4。

表 2.4-4 地下水环境影响评价行业分类表

环评类别 行业类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
U 城镇基础设施及房地产				
145、工业废水集中处理	全部	/	I 类	

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级,分级原则见表 2.4-5。

表 2.4-5 地下水环境敏感程度分级表

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源地,在建和规划的水源)准保护区;除集中式饮用水水源地以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区,如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。

较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源）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；分布式饮用水水源地；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。
不敏感	上述地区之外的其他地区。

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

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.4-6。

表 2.4-6 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

(2) 本项目地下水评价等级判定

根据现场对评价区域内地下水情况的调查可知，本项目哈拉海岗子村、双龙村等村屯均为集中式供水，供水人数均小于 1000 人，均不构成集中式饮用水源地，村屯集中供水井以开采承压水层为主。本项目周边无《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等 11 个市地 384 个集中式饮用水水源保护区的批复》（黑政函〔2019〕118 号）中划分的水源地。

根据《饮用水水源保护区划分技术规范》（HJ/T338-2007）分散式饮用水源划分原则及区域水文地质情况，单井一级保护区半径 R 为 50m、质点运移 2000d 为较敏感区，较敏感区以外为不敏感区。根据《优化评价内容 严控新增污染——环境影响评价技术导则 地下水环境》（梁鹏，环境保护部环境工程评估中心，2016.7），结合《饮用水水源保护区划分技术规范》，地下水敏感性判定依据如下：



图 2.4-1 地下水敏感性判定依据

根据现场调查及资料收集，本工程区域集中式饮用水源供水人数均小于 1000 人，为单井分散式水源地，且未划定保护区。因此根据图 2.3-1 所示，以水源为中心，50m

为半径区域为敏感区；以敏感区为边界，地下水质子迁移距离 2000d 的外扩区域为较敏感区；较敏感区外为不敏感区。

质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L-下游迁移距离，m；

α -变化系数， $\alpha\geq 1$ ，一般取 2；

K-渗透系数，含水层渗透系数潜水取 10m/d；

I-水力坡度，潜水取 0.06%；

T-质点迁移天数，2000d；

n_e -有效孔隙度，取 0.26。

根据地下水的埋藏条件及含水层介质、水力性质并结合大庆市水利规划设计研究院提供的资料参数计算结果， $L=\alpha\times K\times I\times T/n_e=2\times 10\times 0.0006\times 2000/0.26=92.3m$ 即 142.3m 以外区域属于“不敏感”区域，根据现场对评价区地下水情况的调查可知，与本项目最近饮用水井为场站东北侧 880m 处的哈拉海岗子村集中供水井，本项目位于饮用水水源地的不敏感区域。

本项目未占用集中式水源和分散式饮用水水源地，无热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区，由水文地质资料可知，评价区域地下水流向为西北向东南，项目未在集中式饮用水准保护区和未划定准保护区的集中式饮用水水源保护区以外的补给径流区及分散式饮用水水源地内，由此判定，评价区域地下水环境敏感程度为不敏感，因此本项目地下水环境影响评价工作等级为二级。

2.4.1.4 声环境

本项目新建油田废液处理站厂界 200m 范围内声环境功能为 2 类区。本工程建设前后噪声级无明显变化（ $< 3dB(A)$ ），受影响人群无增加，依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中的判定方法，确定声环境影响评价的等级为二级。

2.4.1.5 土壤环境

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

①建设项目行业分类：对照《环境影响评价技术导则—土壤环境》（HJ964-2018）附录 A，本项目属于电力热力燃气及水生产和供应业中工业废水处理，按土壤环境影响

评价项目类别划分为Ⅱ类。

②土壤环境敏感程度分级：建设项目周边为耕地，为土壤环境敏感目标，因此本项目土壤敏感程度为敏感，污染影响型敏感程度分级表见表 2.4-7。

表 2.4-7 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、草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤敏感目标的
不敏感	其他情况

③建设项目占地规模分级：项目占地规模为 0.7844hm^2 小于 5hm^2 ，占地规模为小型。具体等级划分表见表 2.4-8。

表 2.4-8 污染影响性评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	项目类别	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。

经以上分析，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）中相关规定，本项目为污染影响型的二级评价。

2.4.1.6 生态环境

本项目新建 1 座废液处理站，配套建设外输污水管道，工程永久占地位 0.7844hm^2 、施工期临时占地共计 2.0536m^2 ，项目总占地面积为 2.838hm^2 (0.02838km^2) $< 2\text{km}^2$ 、新建清水管线、燃气管线和外输污水管道 $1.167\text{km} < 50\text{km}$ ，项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区等生态敏感区，占地类型为耕地（非基本农田），属于一般区域。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19—2011）相关判定要求（见表 2.4-9），该项目的生态评价等级确定为三级。

表 2.4-9 生态影响评价工作级别划分判据表

影响区域生态敏感性	工程占地（水域）范围		
	面积 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2\text{km}^2-20\text{km}^2$ 或长度 $50\text{km}-100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或长度 $\leq 50\text{km}$
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

2.4.1.7 风险评价

本工程涉及的风险物质为综合废液和加热炉燃烧原料天然气，综合废液中含有石油类、各种添加剂（增稠剂、聚糖类高分子、无机盐、表面活性剂、有机物等）等，主要

成分以原油计。原油属于可燃液体，本工程建有 1 座 2000m³ 废液缓冲池，站内综合废液最大储存量为 2000m³（浓度约 1000mg/L），管道中综合废液最大在线量为 1.95kg（新建外输污水管线 1151m，根据污水管道管径及长度计算全部充满废液的量，浓度约 100mg/L），则本项目废液处理站内最大储存油类物质质量为 2.00195t，1m³ 天然气约 0.71kg，天然气管道体积为 1.2m³，输气管道压力为 0.3MPa，则最大天然气储量为 3.1kg。本项目涉及的危险品及临界量见表 2.4-10。

表 2.4-10 本项目重大危险源辨识一览表

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值 Q：

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

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为 I；

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

经计算，本项目 Q 值=0.0031/10+2.00195/2500=0.0011<1，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I 结合表 2.4-11，本项目应进行简单分析。

表 2.4-11 环境风险评价工作等级划分

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

2.4.2 评价范围

2.4.2.1 大气环境

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，大气环境评价范围确定以油田废液处理站为中心、边长为 5km 矩形区域，**大气环境评价范围图见附图 2。**

2.4.2.2 地下水环境

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）公式法计算，地下水质点运移距离计算公式：

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

式中： L ——下游迁移距离， m ；
 α ——变化系数，一般取 2；
 K ——含水层渗透系数潜水取 $10m/d$ ；
 I -水力坡度，取 0.06% ；
 T -质点迁移天数， $5000d$ ；
 n_e -有效孔隙度，取 0.26 。

根据计算结果，项目区域地下水下游迁移距离为 $231m$ ，区域地下水潜水流向为从东北至西南，结合本项目拟建厂区位置及区域附近村屯水井等敏感点分布情况，确定评价范围为东北西南方向长度为 $3km$ 、西北东南方向长度为 $2km$ ，共约 $6km^2$ 的区域，评价范围图见附图 3。

2.4.2.3 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ4.2-2009）的要求，结合建设项目特点，确定声评价范围为油田废液处理站边界向外 $200m$ ，声环境评价范围图见附图 4。

2.4.2.4 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），项目评价等级为污染影响型二级评价，评价范围为废液处理站永久占地外扩 $200m$ 范围及外输污水管道两侧 $200m$ 范围内土壤环境，评价范围见附图 4。

2.4.2.5 生态环境

项目油田废液处理站外延 $1000m$ 及外输管道两侧 $200m$ 总计约 $4.1km^2$ 范围内的生态环境，评价范围见附图 5。

2.4.2.6 环境风险

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）要求，本项目环境风险评价等级为简单分析，不考虑评价范围。

2.5 主要环境保护目标

本项目评价区内无国家、省、市级文物保护单位，无国家级、省、市级名胜古迹、自然保护区，特殊敏感区等。项目场站及管道周围零散分布着村屯，根据本项目特点及周边环境特征，确定本项目的大气环境保护目标见表 2.5-1，声环境、土壤环境、生态环境保护目标详见表 2.5-2，地下水保护目标详见表 2.5-3，项目保护目标分布图见附图 2。

表 2.5-1 本项目大气环境保护目标一览表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	距本项目场站方位及距离
	经度	纬度				
哈拉海岗子村	125°26'25"	45°35'39"	村屯	70 户约 210 人	二类	东北侧 580m
双龙村	125°26'59"	45°34'55"	村屯	80 户约 240 人	二类	东南侧 1160m
二龙山	125°26'11"	45°33'52"	村屯	100 户约 300 人	二类	南侧 2460m

表 2.5-2 本项目声环境、土壤环境、生态环境保护目标一览表

环境要素	保护目标	方位及距离范围	规模	保护标准及保护级别
声环境	/	厂界周边 200m 范围内	/	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准
地表水环境	牛毛沟	厂址北侧 830m	/	保护水环境质量现状
土壤环境	场站永久占地	新建场站永久占地 6500m ²		《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第一类用地风险筛选值
	项目场站周围 200m 内耕地、外输管道 200m 范围内耕地			《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 标准要求
生态环境	地表植被、土壤	拟建项目油田废液处理站厂界外 1000m 范围内耕地和草地, 管道沿线 200m 范围内耕地, 总计约 5.818km ²		禁止占用用地范围外的土地, 禁止破坏用地范围外的地表植被
	哈拉海岗子湿地	厂址北侧 820m, 一般湿地, 面积 189.18hm ² , 沼泽化草甸, 由薄荷台乡管理		湿地不受到破坏
	八家子村湿地	厂址西侧 770m, 一般湿地, 面积 318.41hm ² , 沼泽化草甸, 由薄荷台乡管理		湿地不受到破坏

表 2.5-3 地下水环境保护目标一览表

序号	保护目标	与项目相对位置、距离	环境特征	保护级别
1	哈拉海岗子村集中供水井	场站东北侧 880m	分散式水源井 1 口, 井深约 90m, 供该村生活饮用水, 供水人数约 210 人; 村民家中有小水井约 70 口, 井深约 10-20m, 主要用于灌溉及牲畜用水	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类
2	双龙村集中供水井	场站东南侧 1200m	分散式水源井 1 口, 井深约 80m, 供该村生活饮用水, 供水人数约 240 人; 村民家中有小水井约 80 口, 井深约 10-20m, 主要用于灌溉及牲畜用水	

第三章 建设项目工程分析

3.1 拟建项目概况

3.1.1 拟建项目基本情况

项目名称：大庆油田有限责任公司第十采油厂西部区域废液治理工程。

建设单位：大庆油田有限责任公司第十采油厂。

建设性质：新建。

建设地点：大庆市肇源县薄荷台乡哈拉海岗子村西南侧 580m 处（朝三联合站东侧 50m）。

总投资：1108.97 万元。

工程进度：本项目施工期从 2021 年 4 月至 2021 年 5 月，预计 2021 年 6 月投入使用。

劳动定员：本项目不新增员工，运营期由朝三联合站统一管理。

工作制度：年工作 365 天，24h 运行，站内不提供三餐，由朝三联合站管辖。

建设内容及规模：在朝三联合站东侧 50m 处新建 1 座处理能力为 2000m³/d 的油田废液处理站，采用“沉降+除油+缓冲”工艺处理油田综合废液，预计处理各类废液 73×10⁴m³/a。项目占地面积 7844m²，场站内划分为场区单元、辅助厂房单元、提升泵房单元、废液池单元等 4 个单元，配套建设清水管道 226m、污水管道 1151m、天然气管道 240m、站内供热管道 300m、进站路 336m。

3.1.2 项目总图布置

3.1.2.1 项目建设地点及周围环境状况

本项目油田废液处理站位于肇源县薄荷台乡哈拉海岗子村西南侧 580m 处（朝三联合站东侧 50m），项目地理位置图见附图 1。本项目场站永久占地和外输管道临时占地均为耕地（非基本农田），项目厂址东北侧距哈拉海岗子村 580m、东南 1160m 为双龙村、南侧 2460m 为二龙山屯，北侧 830m 为牛毛沟，项目周边环境关系图见附图 2。

项目周边主要场站为朝三联合站，为本项目供水、供电及天然气，朝三联合站隶属于第五油矿，东侧为第三油矿，西侧为肇源分公司，站内建有转油站、注水站、变电所、锅炉房等，含水油外输至朝二联合站。该站于 2015 年在《朝阳沟油田长 10 区块 2015

年产能建设工程》进行评价（批复文号为庆环审[2015]167号），并于2019年12月自主验收；站内采用“三合一”处理工艺，现有1座2000m³净化油罐，2台外输加热炉、3台掺水炉、2台采暖炉、3台循环泵、5台掺水泵、2台采暖泵。

3.1.2.2 项目平面布置

本项目场站内划分为场区单元、辅助厂房单元、提升泵房单元、废液池单元等4个单元，项目主要构筑物一览表见表3.1-2。废液处理站平面布置见附图6，废液池结构图见图3.1-1。

表 3.1-2 项目主要构筑物一览表

序号	所在单元	名称	建筑面积	备注
1	废液池单元	废液池	1080m ²	45.0m×24.0m×2.5m，池体深2.5m（地上1m，地下1.5m），池内分沉降区、除油区、缓冲区，采用C100×50×20×2.5型钢框活动盖板
2	辅助厂房单元	值班室	27m ²	4.5m×6.0m×3.6m
3		卫生间	16.2m ²	4.5m×3.6m×3.6m
4		配电室	40.5m ²	4.5m×9.0m×3.6m
5		采暖泵房	99m ²	6.0m×16.5m×3.6m
6	提升泵房单元	提升泵房	31.5m ²	6.3m×5.0m×3.6m
7	场区单元	加热炉区	216m ²	13.5m×16.0m，1台1.0MW加热炉
8		大门	——	宽6.5m
9		实体围墙	——	340m
10		人行路	——	宽1m、长60m
11		站内道路	——	宽6m
12	进站路		——	宽4m、长336m

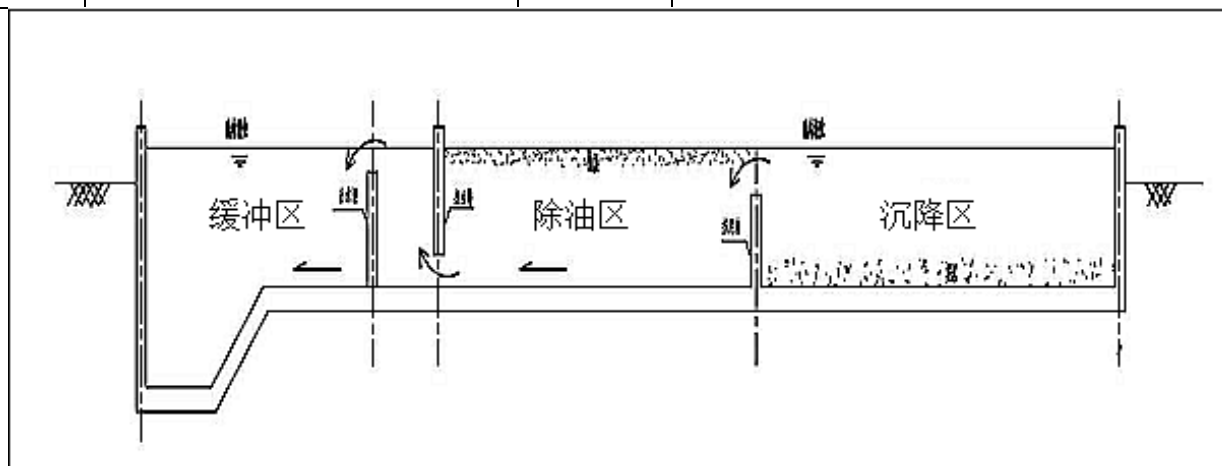


图 3.1-1 本项目废液池结构示意图

3.1.3 拟建项目组成内容

项目组成一览表见表3.1-3。

表 3.1-3 项目组成一览表

名称	工程类别	工程建设内容	备注
主体工程	综合废液处理系统	<p>新建 1 座油田废液处理站，站内新建 1 座 2000m³ 废液池。采用“沉降+除油+缓冲”工艺，设计规模 2000m³/d，全年运行，最大处理量 73×10⁴m³/a。永久占地面积 7844m²（含进站路）。</p> <p>废液池设有 C100×50×20×2.5 型钢框活动盖板，单块长×宽为 2100mm×600mm，上层面板为 0.8mm 厚彩色涂层钢板，下层面板为 1.0mm 厚铝板，保温层为 100mm 厚超细玻璃丝棉卷毡。</p> <p>废液池规格为 45.0m×24.0m×2.5m，按照防渗设计，结构厚度为 300mm，使用混凝土抗渗等级为 P8 级，在池体底部、侧面表面涂刷水泥基渗透结晶型等防水涂料，确保等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，渗透系数小于 10⁻⁷cm/s。</p> <p>废液池内伴热盘管布置方式：废液池设有沉降区、除油区和缓冲区三个区，各区的伴热盘管布置在池壁四周和固定盖板下方的空间，采用立体安装（3 层）。</p>	新建
辅助工程	辅助设备	建设 2 台提升泵（1 用 1 备），型号为 Q=60m ³ /h、H=250m，采暖泵房设 2 台循环泵（1 用 1 备）。	新建
	辅助厂房	<p>新建辅助厂房，包含值班室（建筑面积 27m²）、卫生间（建筑面积 16.2m²）、配电室（建筑面积 40.5m²）、采暖泵房（99m²）。</p> <p>新建 1 间提升泵房，建筑面积 31.5m²。</p>	新建
	清水管道	新建 1 条由朝三联合站已建加药间清水管网引至本项目的清水管道 226m，管径 φ60.3×3.8mm，设计压力 1.0MPa，热浸镀锌焊接钢管，管道内防腐采用饮用水无毒环氧防腐涂料，管顶埋深 1.6m。	新建
	外输污水管道	<p>新建 1 条由朝三联合站引至本项目的污水管道 1151m，管径 Φ159×6 mm，设计压力 1.0MPa，焊接钢管，管道内防腐采用溶剂型液体环氧防腐涂料，管底埋深 2.0m。</p> <p>外输污水管道共计穿越道路 1 处，采用钢顶穿越方式，其余部分采用大开挖方式敷设。</p>	新建
	天然气管道	本项目天然气由朝三联烧火间提供，新建天然气管道 240m，管径 Φ89×4.5 mm，烧火间供气管道天然气接自站内已有调压装置后压力为 0.3 MPa。	新建
	供热管道	本项目新建供热管道 300m，管径 DN150，供热介质为 85/60℃ 热水，供水压力为 0.4MPa，硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温管，管顶埋深 0.5m。	新建
	迁建管道	新建朝三联综合废液处理站站址下有已建集油环和站间集油掺水管道 5 条，需迁建 φ76×4.5 mm 集油环回油管道 350 m，φ159×6 mm 计量间回油管道 600 m，φ114×4.5 mm 计量间掺水管道 600 m。	新建
	道路及附属设施	新建进站路 336 m，路面宽 4 m，道路结构为：20 cm 现浇水泥混凝土、20 cm 水泥稳定砂砾碎石和 20 cm 水泥稳定土构成，竖向整平土方量 6600m ³ ，1 座宽 6.5m 铁艺大门，新建实体围墙 340m。	新建
防腐工程	<p>本项目外输污水管道采用预制防腐管道，防腐措施如下：</p> <p>管道内防腐采用溶剂型液体环氧防腐涂料，2 底 2 面，涂层干膜总厚度不小于 200μm。</p>	新建	

		管道外防腐为配套底漆+沥青防腐胶带，特加强级，缠 2 遍，每遍搭接带宽的 50%，防腐层总厚度 3.2mm。地上不保温管道外防腐为溶剂型环氧底漆+丙烯酸聚氨酯面漆，2 底 2 面，干膜厚 120 μ m。		
公用工程	给排水工程	项目用水主要为供暖循环水，由朝三联合站清水管道供给。 本工程运营期废液经处理后产生的含油污水中石油类和悬浮物分别满足设计指标“石油类 \leq 100mg/L、悬浮物 \leq 100mg/L”后，进入本项目新建至朝三联污水管线后，经已建管道泵输至朝二联合站污水沉降罐，沉降后最终进入朝一联合站含油污水处理站处理后回注地下，不外排。 运营期职工人员，由朝三联内部员工调动，无新增生活污水。	依托	
	供热工程	场区内新建 1 台 1.0MW 加热炉为本站供暖及工艺伴热，燃料为天然气，产生的燃烧烟气经 8m 高烟囱排放。	新建	
	供电工程	新建 10kv 架空线路 0.25km，包括 1 基隔离开关杆、2 基直线杆、1 基转角杆和 1 基电缆终端杆。	依托、新建 电线	
环保工程	废气治理	施工期	站内施工场地设置 2m 高围挡，定期洒水抑尘，临时土方、运输加盖苫布等遮盖物。	新建
		运营期	站内废液池设置 C100 \times 50 \times 20 \times 2.5 型活动钢框盖板，可减少烃类气体挥发； 新建加热炉采用天然气为燃料，烟气通过 8m 高排气筒排放。	新建
	废水治理	施工期	本项目管道铺设完成后进行试压，管道试压废水由罐车拉运至朝一联合站含油污水处理站处理，不外排。 施工人员盥洗废水用于施工处场地洒水抑尘，生活污水排入朝三联已建化粪池或旱厕，定期清掏。	依托
		运营期	本工程运营期废液经处理后产生的含油污水中石油类和悬浮物分别满足设计指标“石油类 \leq 100mg/L、悬浮物 \leq 100mg/L”后，进入本项目新建至朝三联污水管线后，经已建管道泵输至朝二联合站污水沉降罐，沉降后最终进入朝一联合站含油污水处理站处理后回注地下，不外排。 运营期职工人员，由朝三联内部员工调动，无新增生活污水。 废液池按照防渗设计，结构厚度为 300mm，使用混凝土抗渗等级为 P8 级，在池体内部表面涂刷水泥基渗透结晶型等防水涂料，确保渗透系数小于 10 ⁻⁷ cm/s。 运营期无新增劳动定员，无新增生活污水。	
	噪声	施工期	场站施工选取低噪声设备，管道施工采取人工与机械开挖相结合的方式。	新建
		运营期	选取低噪声设备，采取基础减振以及墙体隔声进行降噪。	新建
	固体废物	施工期	本项目场站土建施工产生的建筑垃圾运至建筑垃圾填埋场处理；生活垃圾统一收集送至肇源县城市生活垃圾填埋场处理。	依托
		运营期	运营期废液池每 3 个月清淤 1 次，分离出的污泥及杂质（综合废液中杂质，如石粒、泥沙等）等含油物质随清随运，拉运至朝一联合站含油污泥处理站处理。 在废液池清淤过程中会产生含油废防渗布，废防渗布委托资质单位处理。	依托

	生态环境	项目永久占地 7844m ² ，新建外输管道临时占地 20536m ² ，施工结束后对地表进行平整。	新建
	防渗措施	厂区进行分区防渗，废液池及构筑物进行重点防渗，混凝土抗渗等级不低于 P8，确保渗透系数小于 10 ⁻⁷ cm/s；涉及防渗的工程在施工过程中，必须留有影像资料备查。	新建
依托工程	朝一联合油污水处理站	<p>本项目分离产生的含油污水经外输管道最终进入朝一联合油污水处理站处理。朝一联合油污水处理站采用“污水→曝氧除硫→气浮除油→两级过滤→超滤”流程，含油污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中大庆油田水驱注水水质主要控制指标（石油类≤5mg/L，悬浮物≤1mg/L，粒径中值≤1μm）后回注本区域地层。</p> <p>污水处理站设计处理能力 7000m³/d，目前已满负荷运行，无剩余负荷，但第十采油厂规划在朝二联建设含油污水处理站 1 座，设计规模为 2000m³/d，该污水站已在《朝二联污水处理站工程》中能完成了环境影响评价并且取得了批复（庆环审[2019]107 号），目前正在施工，预计 2020 年 12 月底投产，投产后将分担朝二、三、四联、肇源等区块产生的含油污水，处理后直接在朝二联回注地下。本项目预计 2021 年 6 月投产，根据开发预测方案，项目投产后朝一联合油污水处理站处理水量共计 6000m³/d，负荷率为 85.7%，朝一联污水站无需扩建，本项目依托可行。</p>	依托
	朝一联合油污泥处理站	<p>本项目分离产生的含油污泥拉运至朝一联合油污泥处理站处理，设计规模 10m³/h，每年工作 150 天（6-10 月运营），每天 24 小时连续运行，年最大处理量 36000t，目前实际处理量为 21000t，负荷率为 58.33%，本项目含油物质进入后，最大负荷率为 60.16%，本项目依托可行。</p>	依托

3.1.4 主要设备

本项目设备见表 3.1-4。

表 3.1-4 项目主要设备一览表

序号	设备名称	规格型号	数量	备注
1	提升泵	Q=60m ³ /h、H=250m	2 台	1 用 1 备，防爆
2	循环泵	Q=20m ³ /h、H=130m	2 台	1 用 1 备，防防爆
3	钢制卸水器	/	4 台	/
4	推车式泡沫灭火器	/	2 具	/
5	液位检测及高低液位报警仪	/	2 套	废液池设置 2 个
6	真空变相加热炉	1.0MW	1 台	/

3.1.5 主要原辅材料

3.1.5.1 综合废液来源及物性

(1) 来源

根据设计方案，本项目设计最大使用年限为 20 年，区域综合废液单日最大量预测表见表 3.1-5。

表 3.1-5 朝阳沟油田西部区域综合废液单日最大量预测表 单位（总量:万 m³/a，日最大量:m³/d）

年份	洗井废水(主要在夏季产生)		钻控放溢流废水		压裂返排液(主要在冬季产生)		作业污水		干线冲洗水(主要在夏季产生)		合计	
	总量	日最大量	总量	日最大量	总量	日最大量	总量	日最大量	总量	日最大量	总量	日最大量
2021	3.4	300	3.0	300	0.8	300	0.94	800	1.2	300	9.34	2000
2022	3.5	300	3.0	300	0.8	300	0.94	800	1.2	300	9.44	2000
2023	3.6	300	3.0	300	0.8	300	0.94	800	1.2	300	9.54	2000

由上表可知，本站综合废液主要为压裂返排液（约 15%）、洗井废水（约 15%）、钻控放溢流废水（约 15%）、油井作业污水（约 40%）及干线冲洗水（约 15%）等。根据采油十厂作业情况，干线冲洗水和洗井废水多为夏季发生，压裂返排液多为冬季发生，一般不会同时出现，根据水量预测可知，朝阳沟油田西部区域综合废液最大产生量为 1618m³/d，因此本项目设计规模为 2000m³/d 可行。

(2) 物理性质

根据工程初步设计，同时查阅《压裂体系地化学需氧量研究与应用》（李志鑫、刘素华等，天然气技术与经济 2017 年第 11 卷第 4 期）、《油田采油污水的 COD_{Cr} 构成分析》（陈进富、黄军荣等，工业废水处理 2002 年 8 月第 22 卷第 8 期）、《红岗采油厂建设项目环境影响评价研究》（岳欣然，长春理工大学，2014 年 4 月 11 日）、《一种新型聚合物压裂液的研究及在大庆油田的应用》（李超颖，东北石油大学，2011 年 3 月 26 日）等相关文献对综合废液中石油类和 COD 的浓度统计情况，结合本项目综合废液组成，废液中 COD 和石油类浓度见表 3.1-6。

3.1-6 综合废液中 COD 和石油类浓度统计表

名称	水量 m ³ /d	CODmg/L	石油类 mg/L
洗井废水	300	2000	900
钻控放溢流	300	300	600
压裂返排液	300	5986	2000
作业污水	800	2000	1000
干线冲洗水	300	300	500
计算结果	2000（总量）	2087.9	1000

根据上述计算结果，综合废液中石油类平均浓度 1000mg/L，COD 平均浓度为 2087.9mg/L；本次综合废液中石油类浓度以 1000mg/L、COD 浓度以 2100mg/L 考虑。

3.1.6 管道工程

本项目建设清水管道 226m、天然气管道 240m、污水管道 1151m、供热管道 300m，

具体见表 3.1-8。

表 3.1-8 本项目新建管道工程量一览表

序号	名称	长度	材质	管径	设计压力	管道走向	备注
1	清水管道	226 m	热浸镀锌焊接钢管	Φ48.3×3.5mm	1.0 MPa	由朝三联合站已建加药间清水管网引至本项目	管道内防腐采用饮用水无毒环氧防腐涂料。管顶埋深 1.6m。
2	污水管道	115 1m	焊接钢管	Φ159×6 mm	1.0 MPa	朝三联合站引至本项目的污水管道	管道内防腐采用溶剂型液体环氧防腐涂料，管顶埋深 1.3m，穿越公路 1 处。
3	天然气管道	240 m	硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温管	Φ89×4.5mm	0.3 MPa	由朝三联烧火间至本项目供气管道	20#无缝钢管
4	供热管道	300 m	硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温管	DN150 mm	0.4 MPa	站内新建供热管道	硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温管，管顶埋深 0.5m

3.1.7 公用工程

3.1.7.1 给排水工程

本项目无工艺用水，用水主要为管道冬季供暖循环水，用水量为 7.5t，由朝三联合站清水管道供给，循环水每年排放 1 次，经污水管道外输至朝一联合站污水处理站处理后回注地下。

项目站内不新增员工，由朝三联合站管辖，无新增生活污水产生。

3.1.7.2 供热

本项目冬季供暖及工艺伴热热源由站内新建 1 台 1.0MW 加热炉提供，燃料为天然气，气源引自朝三联烧火间内天然气计量阀组，燃烧烟气经 8m 高排气筒排放。

3.1.7.3 供电

本项目用电电源引自朝三联已建变电站，新建 10kv 架空线路 0.25km。

3.1.8 项目土石方

本项目工程施工挖方主要产生于场站施工、管道施工、道路施工等。借方外购，不设取、弃土场，本项目土石方平衡见表 3.1-9。

表 3.1-9 土石方平衡表 单位：m³

序号	土石方来源	挖方	借方	填方	外运方		备注
					数量	去向	
1	场站表	1300	0	0	1300	补偿耕地，作	表土剥离 0.2m

	土剥离					为覆盖的表土	
2	场站垫高	1620	3255	4875	0	/	外购土方，场站垫高 0.75m
3	管线	5134	0	5134	0	/	管沟深度按 2m 计，宽度为 1m
4	道路	0	6600	6600	0	/	参照设计方案
合计		8054	9855	16609	/	/	/

3.2 环境影响因素分析

3.2.1 施工期工艺流程

本项目施工期建设内容主要为新建 1 座油田综合废液处理站，项目施工期约 60 天，施工期主要污染工序为施工场地平整、管道管沟开挖、敷设、覆土回填、废液处理站站内泵房等建筑物建设、加热炉、机泵等设备安装，主要污染物为施工过程中产生的施工粉尘、管道焊接烟尘、试压废水、噪声、建筑垃圾、施工人员的生活污水及生活垃圾，施工期工艺流程及产污环节见图 3.3-1。

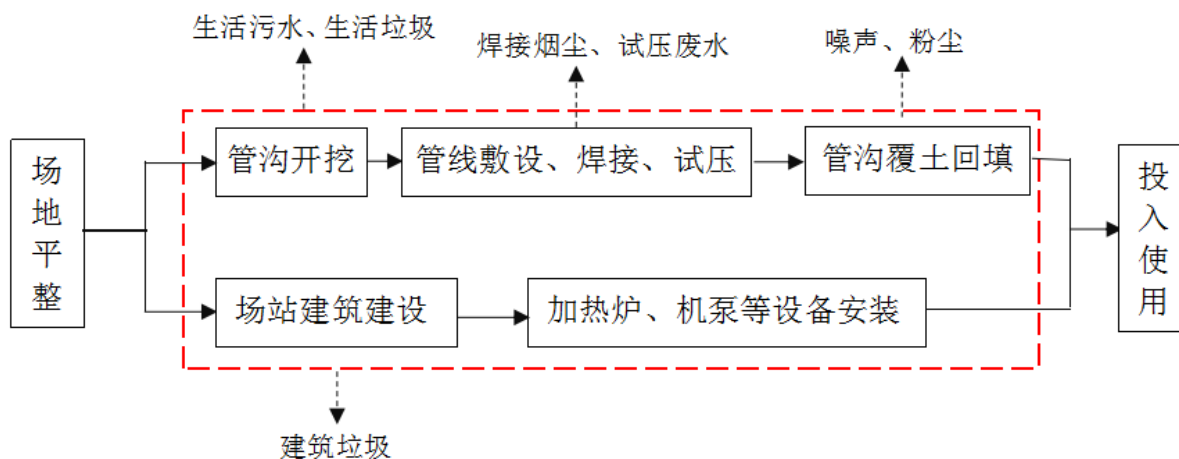


图 3.3-1 施工期生产工序及产污节点图

管线施工一般程序为：施工作业带清理，清除障碍物，平整工作带，管道运输，布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，管沟开挖、下沟敷设，分段试压，站间连接，投入使用。

本项目外输污水管道施工穿越公路共计 1 处，为钢顶穿越。本项目外输污水管道作业带宽度为 8m，管沟深度为 2m，除穿越公路外其余部分采用大开挖方式施工。

(1) 施工作业带清理

管道施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式施工，施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。

在场地清理过程中，施工带范围内的土壤、植被和农作物都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。管道施工平面布置图见图3.3-2。

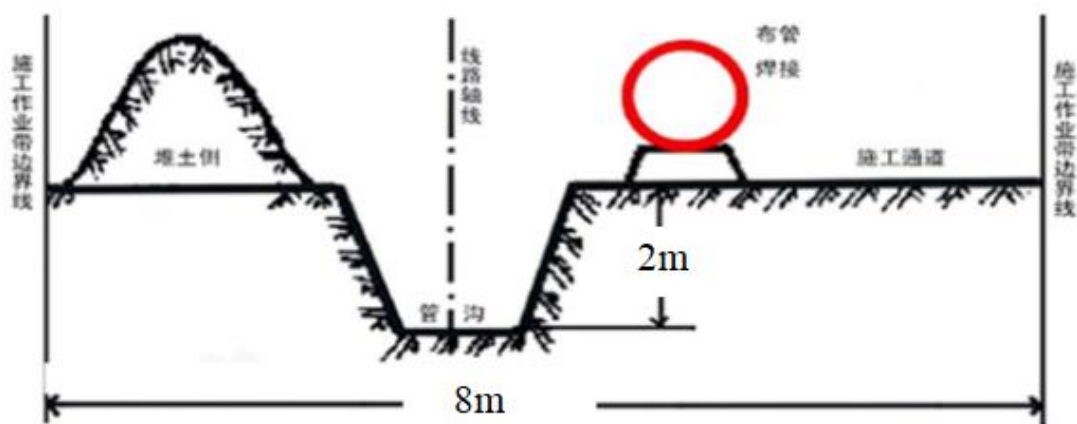


图3.3-2 管道施工平面布置图

(2) 管沟敷设

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

(3) 穿越工程

本项目拟建管线穿越公路采用顶管穿越，套管顶的埋深 $\geq 1.2\text{m}$ ，套管应伸出公路边沟外 2m ，保护套管应采用钢筋混凝土套管。

(4) 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，清管次数不应少于两次，以开口端不再排出杂物为合格。清管后用清水进行试压，水压试验前，应多次进行初步升压试验方可将管道内的气体排净，才能进行水压试验。具体步骤为：进行注水加压，缓慢加压至试验压力30%，稳压30min无异常后，继续加压至试验压力60%，稳压30min无异常后，加压至试验压力，进行强度试验，持续稳压时间3h，试压合格结束后应排净管道内的试压水。

(5) 阴极保护

管道接头采用一次成型涂料新技术，使用寿命可达30年以上，并采用强制电流阴极保护法。

(6) 管沟回填

在开挖管沟时，将表层土和下层土分别堆放。回填时，需先回填下层土，后回填表层土，管沟回填后立即恢复地貌。

3.2.2 运营期工艺流程

3.2.2.1 工艺流程说明

本项目油田废液综合处理站采用“沉降+除油+缓冲”处理工艺，综合废液经密闭罐车拉运至站内，来液温度约 10℃，经钢制卸水器卸入 2000m³ 废液池中。废液池沉降、隔油、缓冲后进入本项目新建至朝三联污水管线，由已建朝三联至朝二联供污水管线泵输至朝二联合站污水沉降罐，沉降后管输至朝一联污水站处理后回注。

废液首先在在一段（沉降区，以沉降和降解为主）经过静沉后，泥沙等固相沉降到池底，油水经过挡泥墙溢流到二段（除油区，以降油为主），油水固进一步分离，污水从挡油墙底部自压至三段（缓冲区，以缓冲为主），油水进一步分离，出水进入缓冲区，该过程有效时间约为 4h，池内废液温度由伴热盘管维持 40℃。此过程对综合废液进行初步油水分离，去除废液中漂浮及大颗粒含油物质，会产生无组织挥发非甲烷总烃和含油物质。

出水区废液经提升泵进入本项目新建至朝三联污水管线，由已建朝二联至朝三联供污水管线，进入朝二联合站污水沉降罐，沉降后管输至朝一联污水站处理后回注。此过程对综合废液进一步处理，去除废液中的悬浮物及石油类，站内会产生设备运行噪声。

运营期废液池顶部挡油墙隔离的污油、底部挡泥墙隔离的污泥、固体物质（含油污泥、杂质等）每 3 月人工清理 1 次，随清随运，清理出的含油污泥及杂质等含油物质拉运至朝一联合站含油污泥处理站处理。

运营期工艺流程及产物节点图见图 3.2-2。

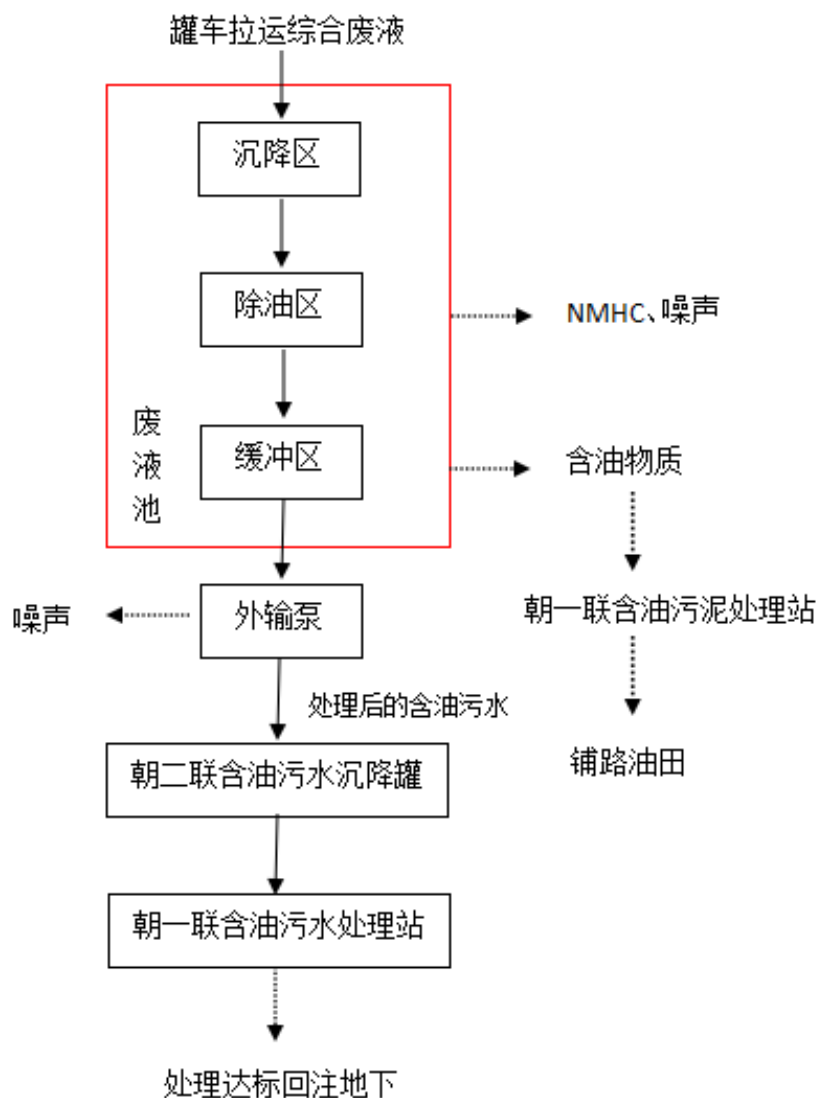


图 3.2-2 运营期工艺流程及产污节点图

3.2.2.2 综合废液处理工艺可行性

目前，油田综合废液处理工艺主要采用混凝、沉降的方法，本项目采用“沉降、除油、缓冲”的方法处理综合废液，与大庆油田有限责任公司第七采油厂敖包塔联合站区域油田废液处理站处理工艺相同。

敖包塔联合站区域油田废液处理站主要处理压裂返排液，经过“沉降、除油、缓冲”处理后进入敖包塔联合站含油污水深度处理站处理。根据黑龙江莱恩检测有限公司 2019 年 7 月 10 日-11 日对其出水水质的监测结果可知：废水中悬浮物为 20~37mg/L、石油类为 18.4~19.8mg/L，能够满足出水设计指标：石油类 $\leq 100\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 100\text{mg/L}$ 。本项目综合废液中压裂返排液占综合废液的 15%，压裂返排液中污染因子为石油类、增稠剂、聚糖类高分子等物质，其余油井作业污水等废液中污染因子主要为石油类，废液组成与

敖包塔联合站区域油田废液缓存站处理的废液主要成分相同，因此本项目综合废液处理工艺可行，外输污水能够满足依托的朝一联合油污水处理站入水指标：石油类 $\leq 300\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 150\text{mg/L}$ 。

3.3 污染源源强核算

3.3.1 施工期污染源强核算

本项目施工期建设内容主要为新建1座油田废液处理站，项目施工期约60天，施工期主要污染工序为施工场地平整、管道管沟开挖、敷设、覆土回填、站内废液池开挖、泵房等建筑建设、加热炉、机泵等设备安装，主要污染物为施工过程中产生的施工粉尘、试压废水、噪声及施工人员的生活污水及生活垃圾。

3.3.1.1 大气污染源

施工期大气污染源主要是管沟开挖、管道敷设、管沟覆土回填、场站内构筑物建设产生的扬尘、车辆运输以及施工场地恢复过程中产生的扬尘。

(1) 管线、场站施工产生的施工扬尘

本项目油田废液处理站及管道施工面积为 28380m^2 ，参考对土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP产生系数为 $0.01\sim 0.05\text{mg}/\text{m}^2\text{ s}$ ，考虑本项目实际情况，TSP产生系数取 $0.01\text{mg}/\text{m}^2\text{ s}$ ，取施工现场的扰动面积比为70%，按每天施工时间8h计算，则施工期间产生扬尘量为 $5.7\text{kg}/\text{d}$ 。

(2) 焊接烟尘

本项目在新建管道进行焊接时采用自保护药芯焊丝半自动焊技术，使用自保护药芯焊丝焊接，利用二氧化碳气体做为保护气体，焊接过程中，在高温电弧作用下，焊丝端部及其母材被熔化，溶液表面剧烈喷射由药皮焊芯产生的高温高压蒸汽并向四周扩散。当蒸汽进入周围空气中时，被冷却并氧化，部分凝结成固体微粒，形成由气体和固体微粒组成的焊接烟尘。焊接烟尘中的主要成分是金属氧化物。

根据对《CO₂气体保护焊焊接工艺试验与应用》（石油和化工设备2012年第15卷）和《焊接工作的劳动保护》等资料对各种焊接工艺及焊丝烟尘产生量的调查，结合《产排污系数手册》相关系数，使用CO₂保护焊丝1kg，产生烟尘量11-13g，本次取13g进行计算，本项目焊丝使用总量约为60kg，焊接烟尘（主要为金属氧化物）的产生量为0.78kg。

(3) 车辆尾气

项目施工期运输车辆较多，排放的尾气会对周边环境造成一定的影响。但由于项目所在区域平坦空旷、敏感目标相对较少、大气扩散条件较好，施工期短期少量车辆排放的尾气不会对区域大气环境产生决定性影响。

3.3.1.2 水污染源

项目施工期废水主要为管道试压废水和施工人员的生活污水。

(1) 试压废水

新建管道敷设完成后进行试压，本工程新建清水管道226m（ $\phi 60.3 \times 3.8\text{mm}$ ）、污水管道1151m（ $\Phi 159 \times 6\text{mm}$ ）、天然气管道240m（ $\phi 89 \times 4.5\text{mm}$ ）、供热管道300m（DN150）、集油环回油管道350m（ $\phi 76 \times 4.5\text{mm}$ ）、计量间回油管道600m（ $\Phi 159 \times 6\text{mm}$ ）、计量间掺水管道600m（ $\Phi 114 \times 4.5\text{mm}$ ），试压废水产生量为38.06t，主要污染因子为SS。试压废水经罐车拉运至朝一联污水处理站处理。根据管径及长度计算，项目原水管道试压用水及排放情况见表3.3-1。

表 3.3-1 项目原水管道试压用水及排放情况 t

名称	长度 (m)	规格	试压用水量(t)	排放系数	试压废水排放量
清水管道	226	$\phi 60.3 \times 3.8\text{mm}$	0.49	0.95	0.47
污水管道	1151	$\Phi 159 \times 6\text{mm}$	19.52		18.54
天然气管道	240	$\phi 89 \times 4.5\text{mm}$	1.21		1.15
供热管道	300	DN150	2.36		2.13
集油环回油管道	350	$\phi 76 \times 4.5\text{mm}$	1.23		1.17
回油管道	600	$\Phi 159 \times 6\text{mm}$	10.18		9.67
掺水管道	600	$\Phi 114 \times 4.5\text{mm}$	5.19		4.93
合计	3467	/	40.18	0.95	38.06

(2) 生活污水

本项目施工期共计 60d，施工人员为 30 人，施工人员的生活用水量按人均 40L/d 计，本项目在施工期内生活用水量为 $1.2\text{m}^3/\text{d}$ （施工期总量 72m^3 ），生活污水产生系数按 0.8 计算，则施工人员产生的生活污水量大约为 $0.96\text{m}^3/\text{d}$ （施工期总量 57.6m^3 ）。主要污染因子为 COD、SS、 BOD_5 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 。

3.3.1.3 噪声源

本项目施工期噪声源包括施工现场噪声和物料运输车辆噪声。类比同类施工项目，施工期工程机械产生的机械噪声源强在78-110dB（A）之间，施工场地各种施工机械设备噪声源强见表3.3-2。

表 3.3-2 各种施工机械设备噪声源强表

序号	主要设备	声级dB(A)	序号	主要设备	声级dB(A)
1	挖土机	78-96	2	起重机	90-100
3	打夯机	100-110	4	搅拌机	90-95
5	装载机	78-85	6	载重卡车	80-95
7	平地机	85-95	8	压路机	80-90

3.3.1.4 固体废物

本项目施工期管沟开挖土方全部用于回填，施工期固体废物主要为新建油田废液处理站内泵房、废液池等构筑物土建施工产生的建筑垃圾及施工人员生活垃圾。

(1) 建筑垃圾

土建施工时建筑垃圾包括平整场地和开挖地基的多余泥土及施工过程中残余的混凝土等。根据《中国城市建筑垃圾产量计算及预测方法》（长安大学学报，2008年9月第10卷第3期），建筑垃圾的产生系数为550t/万m²（本项目建筑面积1510m²），本项目施工期建筑垃圾的产生量约为83t。

(2) 生活垃圾

项目施工期60d，施工人员为30人，施工人员生活垃圾产生量按0.2kg/人·天计算，产生量为6kg/d（施工期总量0.36t）。

3.3.1.5 生态环境影响因素

施工过程对环境的影响主要来自废液处理站、管道施工及道路建设等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。

本项目开发区域无自然保护区、风景名胜区等生态敏感区，项目永久占地面积为7844m²，临时占地20536m²，占地类型为耕地，详细占地情况见表3.3-3。

表 3.3-3 本项目新增占地类型、性质及面积 单位：m²

序号	建设项目	永久占地（耕地、非基本农田）	临时占地（耕地、非基本农田）
1	废液处理站	6500	/
2	进站路	1344	/
3	外输管道	/	9208
4	清水管道	/	1808
5	天然气管道	/	1920
6	供热管道	/	/
7	集油环回油管道	/	2800

8	计量间回油、掺水管道	/	4800
总计		7844	20536

施工过程中对生态环境的影响主要表现在工程占地和施工活动影响地表植被、土壤环境质量，只要工程在施工中做到在永久占地范围内施工，通过严格控制施工作业面积、建设过程加强管理，工程对生态环境的影响是可接受的。

3.3.2 营运期污染源强核算

项目运营期产生的污染物主要为处理综合废液过程中产生的无组织挥发性烃类气体、加热炉燃烧烟气、设备运行噪声、含油污泥。

3.3.2.1 大气污染源

(1) 烃类气体

①正常工况

本项目油田废液处理站处理朝阳沟油田西部综合废液（主要有压裂返排液、注水井洗井废水、管网清洗废水、油水井作业废液等），综合废液中含有胍胶、石油类、各种添加剂（增稠剂、聚糖类高分子、无机盐、表面活性剂、有机物等）、地层中返出的油污、压裂液与地层发生反应后的终端产物、压裂液破胶后产生的较小分子量的有机产物等，废液在废液池沉降、处理过程中会产生无组织挥发性烃类气体，主要为非甲烷总烃。

根据项目设计资料，油田废液处理站设计规模为2000m³/d，预计年处理各类废液73×10⁴m³/a，综合废液中石油类浓度约为1000mg/L，则废液中原油含量约730t/a，油田开发主要工艺过程有钻井，原油集输、转油站处理、脱水站处理、含油污水处理以及成品油输送，本项目为含油污水处理的一个中间过程，综合废液拉运至项目废液池中进行预处理，废液池设有密闭活动盖板，烃类气体主要通过盖板与池体之间的缝隙逸散，综合考虑池体结构及日常阻隔，根据《环境影响评价实用技术指南》（第二版）中无组织排放源强的确定中估算法：按原料年用量或产品年产量0.1%~0.4%计算，本次取0.1%，经计算项目非甲烷总烃挥发量为0.073t/a。

②非正常工况

废液池设有活动盖板，在池体清淤、检修时，打开盖板，烃类气体无盖板阻隔，直接挥发扩散到大气环境。根据《环境影响评价实用技术指南》（第二版）中无组织排放

源强的确定中估算法：按原料年用量或产品年产量0.1‰~0.4‰计算，由设计方案可知，池体最大容积2000m³，综合废液中石油类浓度约为1000mg/L，则池内废水含油量约2.0t，清淤期间非甲烷总烃挥发量为0.2kg，清淤过程持续时间约6h，则非正常工况下非甲烷总烃排放速率为0.033kg/h。

(2) 加热炉燃烧烟气

本项目运行期产生的废气主要为场站内新建加热炉产生的燃烧烟气，以天然气为燃料。根据《污染源源强核算指南 锅炉》（HJ991-2018），新建工程锅炉废气优先采用物料衡算法进行核算，其次可采用类比法和产污系数法核算。本工程气源为油田伴生气，本次评价采用产污系数法核算。

本项目产液进入站场处理需要热量计算公式如下：

$$Q=Cm\Delta t$$

式中：Q—热量，单位J；

C—比热容，取4.2×10³J/kg 摄氏度；

M—物质的量，单位kg，工程进入废液处理站的液量为73×10⁴t/a；

Δt—温度变化值，单位℃，来液温度-外输温度，约10-40℃，项目取10℃；

根据上述公式，本项目废液进入废液处理站需要的热量为30.66×10¹²J/a。

根据企业天然气分析报告表（见附件6），天然气低位发热值约为35.88MJ/Nm³，场站加热炉热效率约为70%，则本项目耗气量为122.07×10⁴m³/a。

根据《纳入排污许可管理的火电等17个行业污染物实际排放量计算方法（含排污系数、物料衡算方法）（试行）》中燃气工业锅炉的废气产排污系数（136259.17m³/万m³-原料），则本项目产生废气量约为1663.32×10⁴m³/a。

朝三联合站在《朝阳沟油田长10区块2015年产能建设工程》进行评价（庆环审[2015]167号），并于2019年12月通过自主验收，根据验收报告可知，加热炉烟气污染物浓度：SO₂为19.6~20.4mg/m³，NO_x为101~120mg/m³，颗粒物为10.1~11.5mg/m³，浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建燃气锅炉标准限值的要求。本项目新建加热装置1台（1.0MW），气源引自朝三联合站烧火间，因此本项污染物排放浓度类比朝三联合站加热装置污染物排放浓度可行。经计算，本项目大气污染物新增排放情况见表3.3-4。

表 3.3-4 运行期加热炉污染物排放情况一览表

污染源名称	排气筒高度	燃气量	烟气量	污染物排放情况					
				颗粒物		SO ₂		NO _x	
				排放量	浓度	排放量	浓度	排放量	浓度
加热炉 1 台	8m	122.07 万 Nm ³ /a	1663.32 万 Nm ³ /a	0.191 t/a	11.5mg/ m ³	0.339 t/a	20.4 mg/m ³	1.996t/a	120 mg/m ³

项目运营期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表见表3.3-5。

3.3.2.2 水污染源

本项目建成后由朝三联合站管辖，无新增员工，不新增生活污水。运营期产生的主要污水为经处理站初步分离出的含油污水。

项目综合废液中包含含油废水及含油废物，经处理后，分离产生的含油污水约占废液的 99.95%，本项目年处理各类废液 $73 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，则含油污水产生量约 $72.9635 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （ $1999 \text{m}^3/\text{d}$ ），供暖循环水为供热管道内循环水量 1.26t，每年排放一次，本工程运营期废液经处理后产生的含油污水以及供暖循环废水全部经管道最终进入朝一联合含油污水处理站，经处理达标后，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中大庆油田水驱注水水质主要控制指标，即满足“石油类 $\leq 5 \text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 1 \text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 1 \mu\text{m}$ ”标准，回注地下，不外排。

根据表3.1-6综合废液中COD和石油类浓度分析可知，COD平均浓度为2087.9mg/L，石油类平均浓度为1000mg/L，并结合油田多年的实际监测结果，本项目综合废液中按照石油类浓度为1000mg/L、COD浓度按照2100mg/L进行核算，项目运营期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表见表3.3-6。

3.3.2.3 噪声源

项目主要噪声源为油田废液处理站内提升泵等设备噪声，噪声源强见表 3.3-7。

表 3.3-5 废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施		污染物排放			排放时间		
				核算方法	废气产生量 m ³ /h	产生浓度 mg/m ³	产生量 t/a	工艺	效率 %	核算方法	废气排放量 m ³ /h		排放浓度 mg/m ³	排放量 t/a
废液处理	废液处理站	废液池	非甲烷总烃	产污系数法	/	/	0.073	/	/	排污系数法	/	/	0.073	8760h
工艺伴热、采暖	加热装置	加热炉 1 台	SO ₂		1663.32	20.4	0.339	/	0		1663.32	20.4	0.339	8760h
			NO _x			120	1.996	/	0					
			颗粒物			11.5	0.191	/	0					

表 3.3-6 废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施%		污染物排放			排放时间/h		
				核算方法	废水产生量 m ³ /h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率 /%	核算方法	废水排放量 m ³ /h		排放浓度 mg/L	排放量 kg/h
废液处理	废液池	含油污水	石油类	类比法	83.29	1000	83.29	沉降+除油+缓冲	90%	类比法	83.29	100	8.33	8760
			SS		83.29	500	41.65				83.29	100	8.33	8760
			COD		83.29	2100	174.91				83.29	2100	174.91	8760
供暖	供热系统	循环水	SS		0.0003	50	0.000015	/	0		0.0003	50	0.000015	4380

表 3.3-7 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	装置	噪声源	声源类型(频发、偶发等)	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		排放时间/h
				核算方法	噪声值	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值	
废液处理	废液提升	提升泵 2 台(1 备 1 用)	频发	类比法	75-80	设备基础减振, 设备全部置于墙体为 37cm 厚砖混墙体泵房或者阀室内	25-40	类比法	35-55	8760
	采暖泵房	循环泵 2 台(1 备 1 用)	频发		75-80				25-40	35-55

3.3.2.4 固体废物

项目运营期固体废物主要有分离出的含油污泥、杂质（综合废液中杂质，如石粒、泥沙等）以及废液池清淤过程中产生的含油废防渗布。

(1) 含油物质

根据项目设计方案，经处理后，分离出的含油污泥和杂质（综合废液中杂质，如石粒、泥沙等）等含油物质约占 0.05%，本项目年处理各类废液 $73 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，则含油污泥及杂质（综合废液中杂质，如石粒、泥沙等）等含油物质产生量约 365t/a（1t/d）。

(2) 含油废防渗布

在废液池清淤过程中会产生含油废防渗布，含油废防渗布产生量约为 0.1t/a，产生的含油废防渗布委托资质单位处理。

项目固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表见表 3.3-8。

表 3.3-8 固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量 t/a	核算方法	处置量 t/a	
废液处理	废液池	含油污泥、杂质等含油物质	危险废物 HW08 废矿物油与含矿物油废物 071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚	物料衡算法	365	物料衡算法	365	拉运至朝一联含油污泥处理站处理
	废液池清淤	含油废防渗布	危险废物 HW49 非特定行业 900-041-49 含油或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质	类比法	0.1	类比法	0.1	委托资质单位处理

3.3.2.5 运营期污染源强汇总

由以上工程分析可知，本项目运营期各种污染物产生与排放情况见表 3.3-9。

表 3.3-9 项目运营期各类污染物源强汇总表

污染物种类		产生量		排放量		
		产生量	产生浓度	排放量	排放浓度	
废气	颗粒物	0.191t/a	11.5mg/m ³	0.191t/a	11.5mg/m ³	
	SO ₂	0.339t/a	20.5mg/m ³	0.339t/a	20.5mg/m ³	
	NO _x	1.996t/a	120mg/m ³	1.996t/a	120mg/m ³	
	烃类气体	0.073t/a	/	0.073t/a	/	
废水	含油污水 72.9635×10 ⁴ t/a	石油类	729.64t/a	1000mg/L	729.64t/a	100mg/L
		SS	364.82t/a	500mg/L	364.82t/a	100mg/L

		COD	1532.23t/a	2100mg/L	1532.23t/a	2100mg/L
固废	含油污泥、杂质（综合废液中杂质，如石粒、泥沙等）含油物质		365t/a		0（拉运至朝一联合含油污泥处理站处理）	
	含油废防渗布		0.1t/a		委托资质单位处理	

3.4 清洁生产分析

本项目为油田废液治理工程，属于《产业结构调整指导目录（2019年本）》鼓励类中“四十三、环境保护与资源节约综合利用”中“15、“三废”综合利用与治理技术、装备和工程”。

建设项目清洁生产结合行业及工程特点，从工艺与设备情况、资源能源利用情况、污染物产生指标分析、废物处理与综合利用等方面对本项目的清洁生产进行分析与评价。

3.4.1 工艺与设备

项目采用大庆油田目前常用的“沉降+除油+缓冲”的工艺处理综合废液。主要设备为废液池，废液池设有密闭盖板，能够有效控制非甲烷总烃的排放，符合清洁生产要求。

3.4.2 资源能源利用情况

按照国家有关节能技术规定，设计中厂区各单元分别采取了相应的节能措施。厂区在设计过程中的主要节能措施如下所示。

(1) 厂区内建筑均采用标准化建设，清洁环保；设备选型力求与生产能力相匹配，以免造成设备的闲置与不必要的浪费。

(2) 电器设备均选用节能型设备，包括水泵、灯具等，力求做到用电及电力系统合理匹配，从而降低能耗。

(3) 工艺维温与冬季供暖为同一加热炉，选用效率高、能耗低的设备。

(4) 保证设备在最佳负荷状态下工作，有利于降低能耗和生产成本。

(5) 加强和提高员工素质，以提高劳动生产效率，减少浪费，节约能源。

建设项目在无大型耗电等设备，本项目在资源能源利用方面能够达到国内先进水平。

3.4.3 污染物产生指标分析

本项目厂区进行分区防渗，废液池设有活动盖板，站内新建加热炉采用清洁能源天然气为燃料，处理后分离的含油污水经朝一联合含油污水处理站处理后回注地下，分离的

含油污泥、杂质（综合废液中杂质，如石粒、泥沙等）等拉运至朝一联含油污泥处理站处理，随清随运；产生的含油废防渗布委托资质单位处理；项目设备均安装减震基础，并设置在砖混结构泵房内，项目不新增员工，无新增生活污水和生活垃圾产生。本项目产生的废气能够达标排放，废水、含油污泥等均得到有效处置。

综上所述，本工程对污染物的处理及运输设施较为完善，不会产生不利的环境影响，在污染物排放量控制及废物循环利用等方面也达到了较高水平，将清洁生产的思想贯穿于生产的全过程，较好地符合清洁生产要求。

第四章 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查

本项目位于黑龙江省大庆市肇源县薄荷台乡哈拉海岗子西南侧 580m 处（朝三联合站东侧 50m）处，中心坐标为北纬 45°35'16.95"，东经 125°26'3.36"。

4.1.1 地形、地貌

肇源县位于黑龙江省西南部，松花江之北，松嫩平原腹地，背靠大庆油田，东部与肇东市比邻，西北部与杜蒙县、大同区交界，西南以松、嫩两江主航道为界与吉林省白城市镇赉县、大安市、前郭县、扶余市和哈尔滨市双城区隔江相望，是长春、哈尔滨、大庆、齐齐哈尔黄金经济带上的一个重要县份。地理坐标为东经 123°47'12"~125°45'03"，北纬 45°23'02"~45°59'08"。平均海拔 150 米，全县幅员面积 4198 平方公里，全境为冲积平原，地势平坦。

4.1.2 气候气象

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。该区全年气压稳定，降水集中在 6~8 月，蒸发量冬季明显降低，春秋季相对湿度小。年降水量平均 442mm，年最大降水量 651.2mm。年平均气压：994.4hpa。蒸发量：年平均蒸发量 1531.4mm，年最大蒸发量 1711.0mm，年最小蒸发量 1378.4mm。湿度：年平均相对湿度为 63%。年平均气温 3.3℃，极端最低气温-36.2℃，极端最高气温 38.9℃。年平均风速 3.7m/s，年最大风速为 22.7m/s。

4.1.3 水文地质

4.1.3.1 地表水

区域内地表水文状况属安达闭流区，无天然河流。

4.1.3.2 区域地质概况

区域从地质构造看，位于松辽盆地东南隆起区和中央拗陷区接触带，属于潮阳沟阶地---长春岭背斜带的一部分。白垩系明水组没有接受沉积操守剥蚀，第三系受地质运动影响，沉积大安组地层，第四系以来长期处于上升阶段，第四系地层沉积较薄，形成了多级阶地。

根据勘探资料分析，新生代以来区域主要沉积的地层有白垩系四方台组和第三系大安组及第四系地层：

1、白垩系四方台组 (K_{2s})

主要分布在区域的北部地区，地层厚度 0~140m。上部地层岩性为棕红色杂色泥岩、砂质泥岩；下部为灰绿色砂岩、含砾砂岩与泥岩互层。砂岩大部分为厚度不等的透镜体。本组地层与下伏的嫩江组地层呈不整合接触。

2、第三系大安组 (N_{1d})

本组地层除北部局部缺失外区域均有分布。地层上部地层为黄、黄褐色砂质泥岩，中部为黄、黄褐色泥岩夹黑色泥岩薄层，中下部为灰褐、灰黑色泥质粉砂岩，下部为河流相沉积的灰、灰白砂岩、含砾砂岩和砂砾岩。大安组地层厚度 5.0-48.5m。大安组岩性成岩较差，质地松散较软。

大安组地层与下伏的白垩系地层呈不整合接触。

3、第四系 (Q)

(1) 全新统冲积层 (Q₄)

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

(2) 上更新统哈尔滨组 (Q₃)

广泛分布于区域，地层厚度为 5~7.5m。岩性主要为黄土状亚粘土，局部夹粉土层，微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙。

(3) 中更新统荒山组 (Q₂)

广泛分布区域，地层厚度为 7~17.5m。岩性主要为灰色粘土，微显层理，致密坚硬，局部由铁质浸染。

(4) 白土山组 (Q₁)

分布不均，局部有分布，岩性为灰色亚砂土和粉细砂透镜体，局部有少量的杂色砂砾石沉积层。

4、包气带

根据本次勘察地下水及浅部地层特征，调查区包气带厚度最大值为 4.5m，岩性主要为粉质黏土，垂向渗透系数可取 0.032m/d，分布连续稳定。

5、含水层

区域第四系孔隙潜水富集在亚砂土和粉细砂透镜体，局部有少量的杂色砂砾石沉积层，且分布不稳定，使得各层之间水力联系较差，形成了厚度不等的孔隙潜水层。水位埋深不稳定，不均一，地下水位埋深一般在 2.4~7.17m，在孔隙含水层中，粉细砂层厚

度一般在 1.2~1.6m，砂砾石厚度为 0.5m。区域单井涌水量达 100~300m³/d。

大安组孔隙裂隙承压含水层区域均有分布厚度变化比较稳定。含水层含砾砂岩和砂砾岩，区域大安组孔隙裂隙含水层顶板埋深 20~55.0m，中部埋深较大，含水层厚度一般在 5.0~12.0m，最大厚度 14m，成岩性较差，胶结程度较差，结构松散，渗透性好，富水性一般，单井涌水量 500~1200m³/d。

四方台组含砾砂岩含水层分布在区域北部，含水层数较多，层数一般为 2~7 层，单层厚度 3.0~18.0m，最大厚度 26.0m，各层连续性较差，含水层顶板埋深 18.0~121.6m，单井涌水量一般可达 800~1000 m³/d（273mm）。

4.1.3.3 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动系统的形成条件。

1) 地下水补给

第四系潜水含水层地下水补给主要为大气降水入渗补给及地表水体和径流补给。

第四系承压含水层地下水补给主要为地下水径流补给、第四系潜水的垂向渗透补给。

2) 地下水径流

在整个松嫩平原区，地下水总体径流方向是由北向南，且浅层地下水径流条件良好。区域地下水区域径流与盆地径流特征具有一致性。

但在局部地区，由于大安组承压含水层和四方台组承压含水层经历长达多年开采，目前局部已形成了水位降落漏斗，地下水流向漏斗中心区。

3) 地下水的排泄

根据调查区地质及水文地质条件和地下水开采情况分析，地下水排泄方式主要有三种：蒸发排泄、地下水的径流排泄、地下水人工开采排泄。

区域综合水文地质图 4.1-1，水文地质剖面图见图 4.1-2，区域综合水文地质柱状图见图 4.1-3。

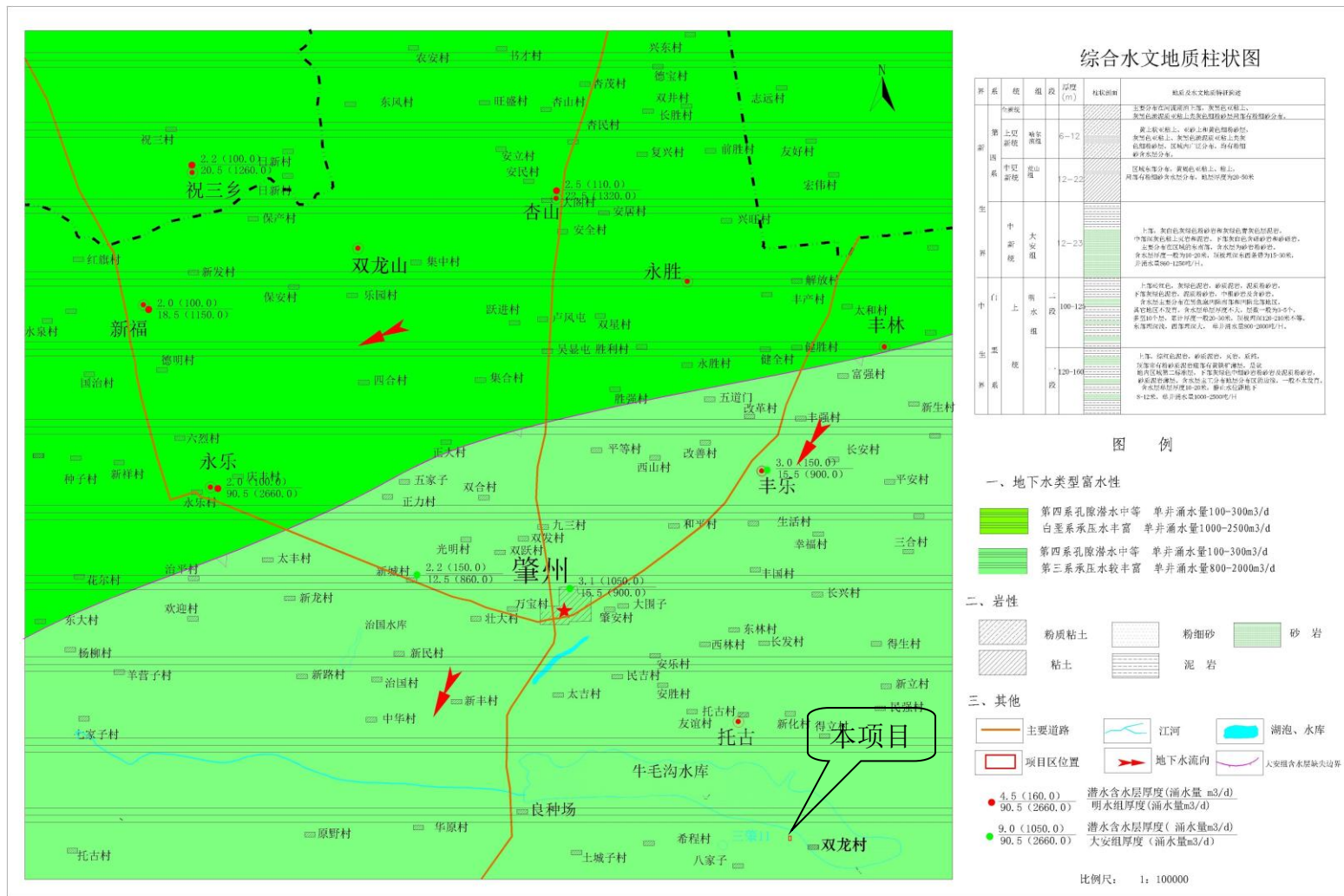


图 4.1-1 区域综合水文地质图

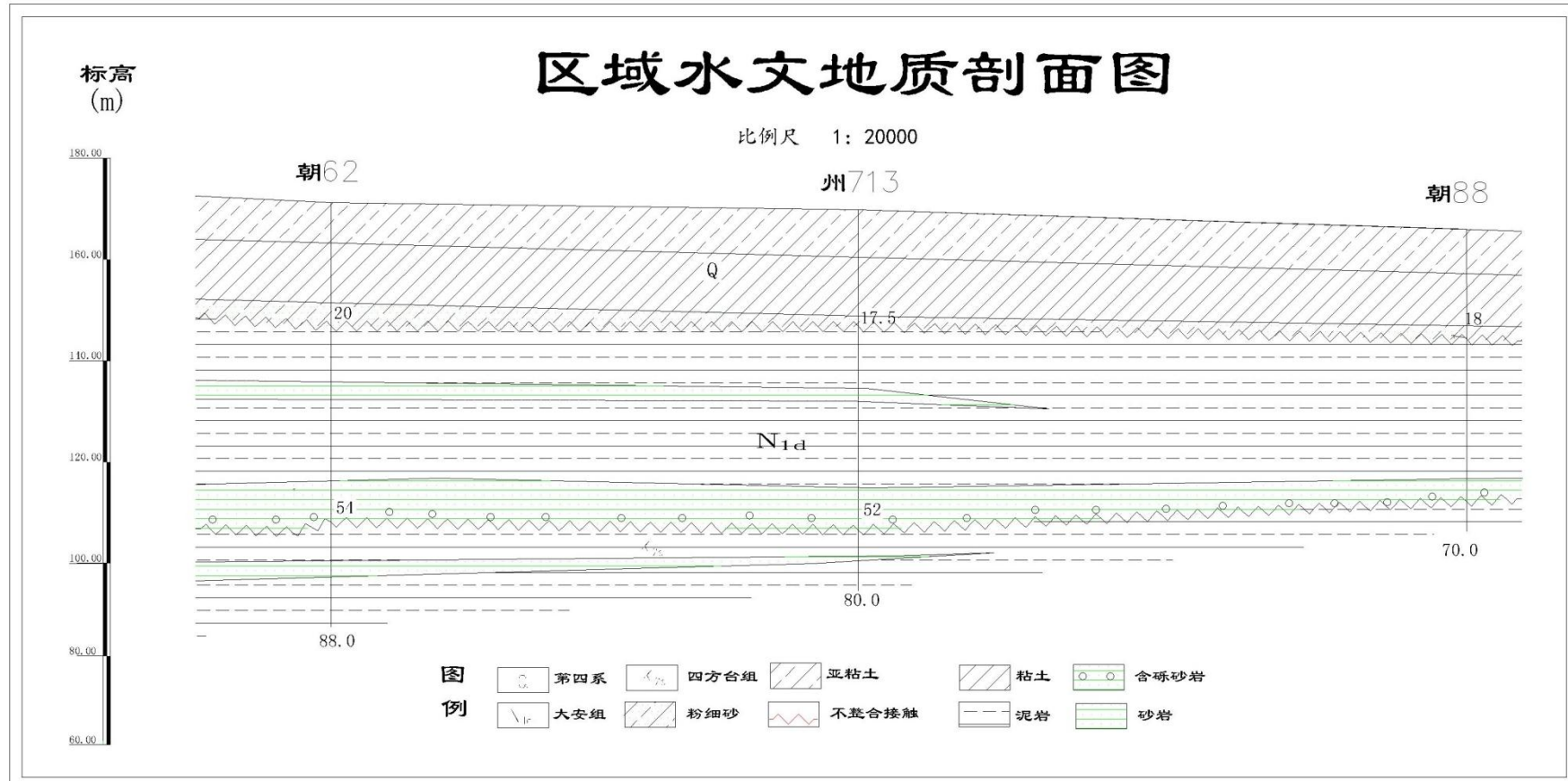


图 4.1-2 区域水文地质剖面图

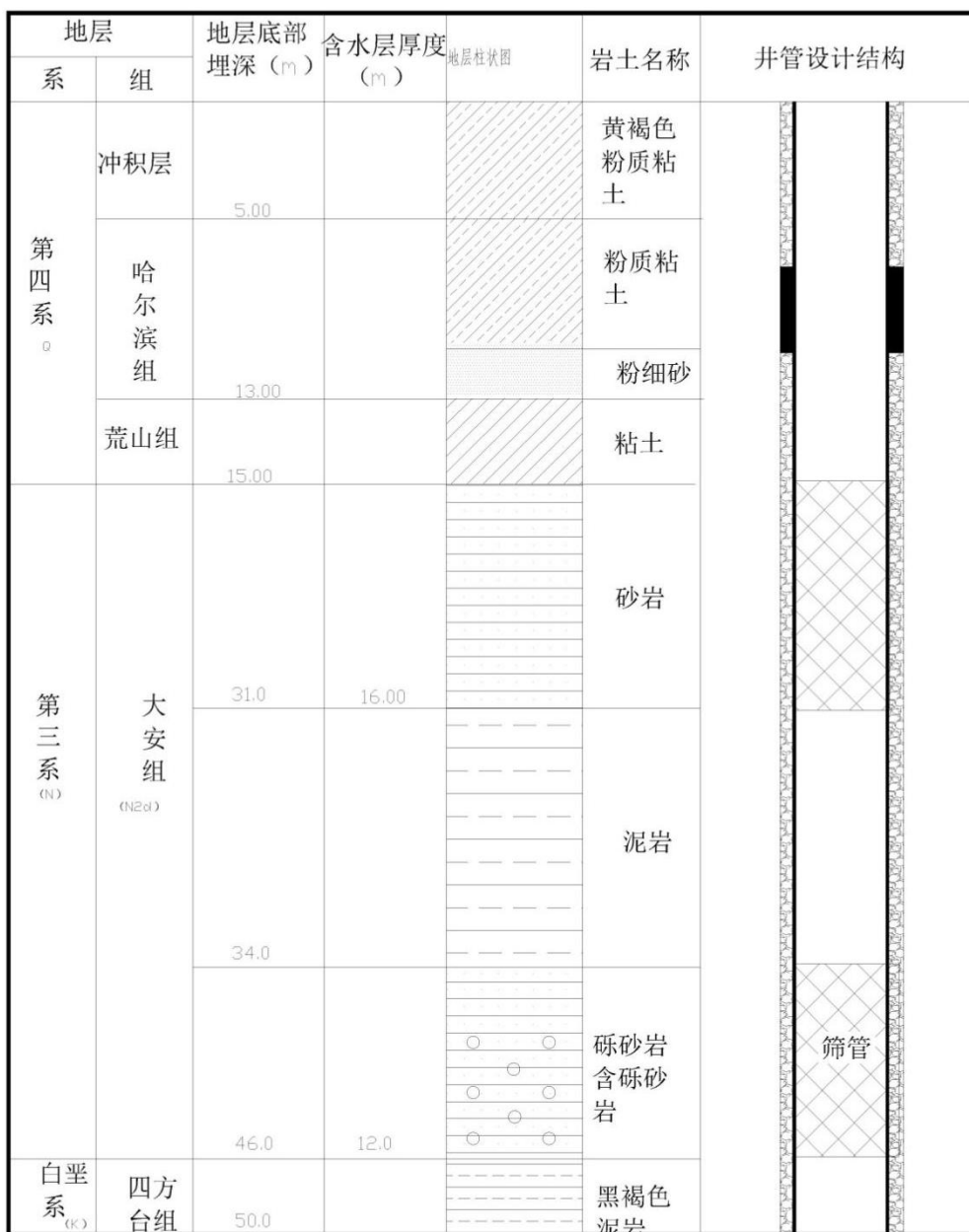


图 4.1-3 区域综合水文地质柱状图

4.1.3.4 地下水动态变化特征

区域潜水含水层埋深较浅，水位变化主要受受大气降水补给和人工开采影响较大，根据水位监测结果表明，潜水埋深 2.4~7.17m 之间，区域潜水埋深变化较小，水位变化差 4.77m 左右。

区域承压水受多年地下水开采，承压水地下水位总的趋势也有所下降，但下降幅度不大。根据近年区域地下水动态观测井水位监测分析，地下水水位埋深由开采初期为 3-4.0m，目前已经下降到 4.5-12.5 米，最大水位埋深 15.5 米，虽然水位变化幅度较大，基本处于稳定状态。

参照水利部门现有地下水水位监测资料表 4.1-1，区域潜水地下水等水位线图见图

4.1-4。评价区内地下水由东北向西南，地下水水力坡度 0.2-0.6‰。

表 4.1-1 潜水地下水位监测结果

位置	北纬	东经	孔深m	水位埋深m	地下水位m
祝三乡	45° 55' 26"	125° 01' 00"	35.0	2.90	143.76
新福乡	45° 51' 40"	124° 58' 06"	30.0	3.10	134.50
永乐乡	45° 45' 57"	125° 00' 30"	35.0	3.30	138.30
杏山乡	45° 54' 49"	125° 16' 21"	30.0	5.20	160.30
永胜乡	45° 51' 47"	125° 20' 51"	30.5	4.40	155.90
丰乐乡	45° 46' 06"	125° 24' 03"	25.5	4.20	158.50
托古乡	45° 39' 17"	125° 24' 14"	20.5	2.50	143.80
乐园村	45° 51' 48"	125° 07' 39"	30.0	3.60	145.10
富强村	45° 48' 51"	125° 27' 45"	35.0	4.61	182.40
肇安村	45° 42' 44"	125° 19' 16"	35.0	2.40	148.30

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

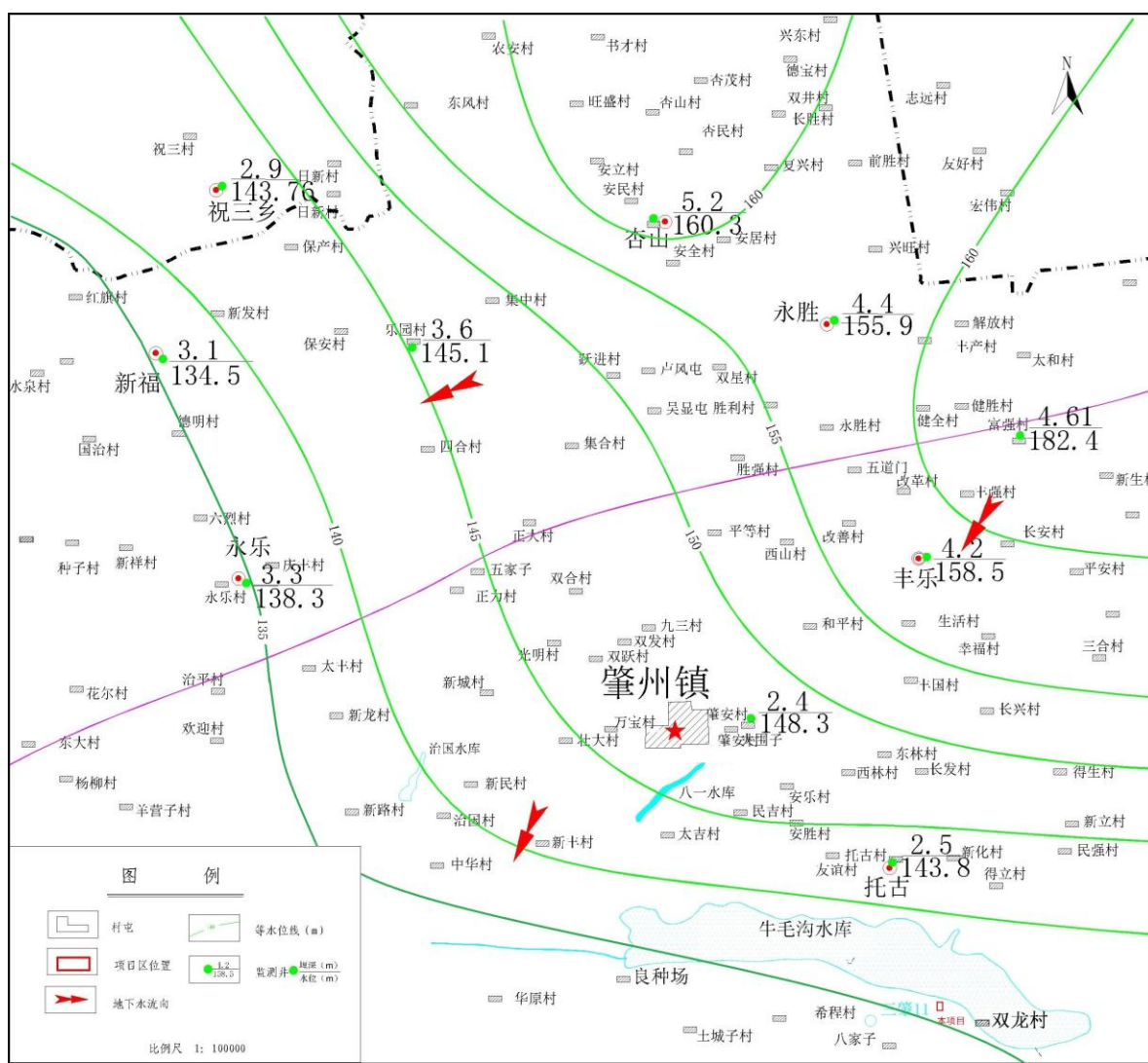


图 4.1-4 区域潜水等水位线图

参照水利部门现有地下水水位监测资料表 4.1-2，承压水地下水等水位线图见图 4.1-5。评价区内地下水流总体由东北向西南，地下水水力坡度 0.6‰。

表 4.1-2 承压水地下水位监测结果

监测井位置	北纬	东经	井深m	水位埋深m	地下水位m
杏山乡	45° 54' 51"	125° 16' 24"	160.0	12.20	153.10
永乐乡	45° 45' 37"	125° 00' 33"	66.0	8.10	133.20
丰乐乡	45° 46' 16"	125° 24' 01"	65.5	10.20	148.50
肇州镇	45° 46' 48"	125° 16' 24"	65.0	12.1	137.2
祝三乡	45° 55' 33"	125° 00' 48"	220	6.6	136.6

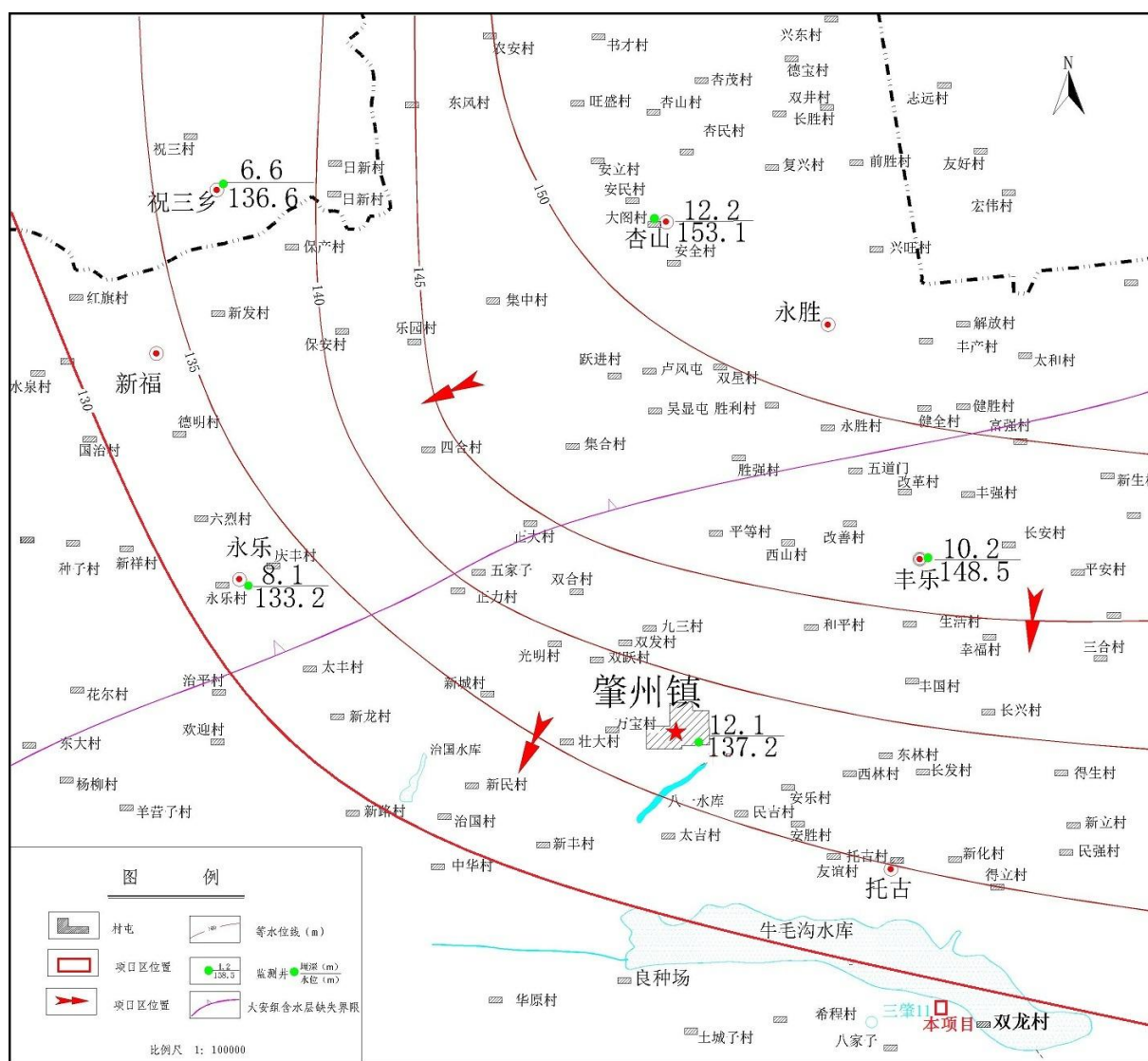


图 4.1-5 区域承压水等水位线图

4.1.4 土壤与植被情况

该项目所在地属松花江、嫩江的冲积地带，全境土壤早期为洪积、冲积、风积而成。本项目占地类型为耕地，土壤以黑钙土、砂土、草甸土、盐碱土为主。由于气候的变化

和人类活动的影响，地区内森林植物退却，原生林木很少，林木主要以农田防护林、护村林和护路林等为主，品种以速生林杨树为主。农田植被以旱田植被为主，粮食作物包括玉米、大豆、高粱、谷子、小麦等，经济作物有向日葵、蓖麻子、油菜子、花生等。

4.1.5 动植物分布

该区是砂土和砂化土壤集中区，土壤主要为黑钙土、砂土、草甸土、盐碱土。油田开发区大部分为盐碱土，少量分布有草甸土、黑钙土，土地利用大约 20% 为草地，区域边缘为少量重度盐化、碱化的草原。

植被以羊草为主，低洼地生长小叶樟、碱蓬等，高岗地生长大针茅、兔毛蒿等。农作物以玉米、大豆、高粱为主，还有甜菜、烤烟等作物，林木以杨树和柳树为主。蔬菜主要有茄子、大白菜和马铃薯等。该区域内植物均为常见种和广布种，没有国家和自治区级保护植物分布。现地区内主要以耕地为主，由于开垦日久，部分野生动物已经绝迹。鸟类有燕子、麻雀、乌鸦等。

4.1.6 湿地情况调查

根据《黑龙江省湿地名录》及项目设计方案可知，本项目厂区永久占地和管线临时占地均不占用湿地，项目厂址距最近湿地为厂址西侧 770m 八家子村湿地，八家子村湿地为一般湿地，面积 318.41hm²，类型为沼泽化草甸，由薄荷台乡管理。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气现状调查与评价

本项目位于大庆市肇源县薄荷台乡，根据大庆市生态环境局发布的《2019 年大庆市生态环境状况公报》报告可知，2019 年大庆市城区环境空气质量优良天数为 330 天，环境空气质量优良率为 90.4%，大庆市 2019 年环境空气质量统计数据见表 4.2-1。

表 4.2-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度 (μg/m ³)	标准值 (μg/m ³)	占标率%	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	9	60	15	达标
NO ₂	年平均质量浓度	20	40	50	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	48	70	68.6	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	29	35	82.9	达标
CO	24 小时平均	24 小时平均第 95 百分位数 0.9	4	22.5	达标
O ₃	日最大 8 小时平均	最大 8 小时平均第 90 百分位数 118	160	73.8	达标

根据表 4.2-1 可知，2019 年大庆市基本污染物 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂、CO、O₃ 监测项目均能满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及其修改单中二级标准限值，大庆市属于达标区。

4.2.1.1 环境空气质量现状补充监测

(1) 监测布点

考虑地形、地貌、地面风场特征、项目地理位置和环境功能区的要求，根据项目情况和周围敏感点分布情况，本项目布设 2 个环境空气质量现状监测点，其位置与本项目位置关系见表 4.2-2，监测布点图见附图 7。

表 4.2-2 空气环境现状监测点位表

监测点名 称	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方 位	相对厂 界距离 /m
	经度	纬度				
拟建厂址	125.43426 6	45.58804 2	非甲烷总 烃	2020.6.10-2020. 6.16	/	/
双龙村	125.45215 1	45.58187 8	非甲烷总 烃	2020.6.10-2020. 6.16	东南 1160m	/

(2) 监测因子与监测方法

监测因子：非甲烷总烃

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

表 4.2-3 空气环境监测项目分析方法

序号	分析项目	监测方法	方法来源
1	非甲烷总烃	气相色谱法	HJ604-2017

(3) 监测时间和频率

2020 年 6 月 10 日~16 日，连续监测 7 天，每天监测 4 次。

(4) 监测结果

非甲烷总烃的具体监测数据及统计结果见附件。

4.2.1.2 环境空气现状评价

(1) 评价标准

非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³ 标准。

(2) 评价因子

非甲烷总烃。

(3) 评价结果

监测点非甲烷总烃现状评价结果见表 4.2-5。

表 4.2-5 现状评价结果表 单位：mg/m³

监测点位	监测点坐标	污染	平	评价	监测浓度	最大	超标	达标
------	-------	----	---	----	------	----	----	----

	经度	纬度	物	均 时 间	标准 mg/ m ³	范围 mg/m ³	浓度 占标 率/%	率%	情况
拟建厂址	125.4342 66	45.5880 42	非甲 烷总 烃	1 h	2	0.54~0.72	36	0	达标
双龙村	125.4521 51	45.5818 78			2	0.43~0.62	31	0	达标

根据上表的计算结果可以看出，项目所在区域非甲烷总烃的最大质量浓度占标率小于1，符合《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

根据表 4.2-5，非甲烷总烃污染物的超标率为 0，说明区项目所在域环境空气质量满足功能区划要求。

4.2.2 地下水环境现状调查与评价

4.2.2.1 地下水现状监测

(1) 监测点位布设

由区域水文地质条件可知，区域潜水含水层埋深较浅，根据水位监测结果表明，潜水埋深 2.4~7.17m 之间，区域潜水埋深变化较小，评价区域地下水流向为从东北向西南。

根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016），为查清区域地下水水质现状，考虑含水层分布、埋藏特征，结合项目工程特点，选取项目区域上游、侧向、区域下游等位置，对区域内地下水布设 7 个水质监测点，16 个水位监测点。具体见表 4.2-6 及附图 7。

表 4.2-6 地下水现状监测点位

编号	地点	位置	经纬度	井深 (m)	水位 (m)	地下水类 型	使用 功能
1#	八家子水井	拟建废液处理站西南侧 3000m (下游)	125.29411, 45.56938	18	118.8	潜水	灌溉用水
2#	二龙山水井	拟建废液处理站南侧 2500m (侧向下游)	125.43474, 45.56248	13	120.4	潜水	灌溉用水
3#	哈拉海岗子水井	拟建废液处理站东北侧 650m (上游)	125.48427, 45.59269	17	125.7	潜水	灌溉用水
4#	前羊英子水井	拟建废液处理站东南侧 3100m (侧向)	125.46536, 45.57236	25	123.1	潜水	灌溉用水
5#	双龙村水井	拟建废液处理站东南侧 1200m (侧向下游)	125.44479, 45.58091	18	123.3	潜水	灌溉用水
6#	哈拉海岗子水井	拟建废液处理站东北侧 710m (上游)	125.43362, 45.59199	113	126.6	承压水	灌溉用水

7#	八家子水井	拟建废液处理站西南侧 3100m(下游)	125.39368, 45.57121	100	124.3	承压水	灌溉用水
----	-------	----------------------	------------------------	-----	-------	-----	------

(2) 监测因子

选取与地下水环境因子相关水质指标，分别是 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、石油类、氰化物、氟化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数，共 28 项，同时记录井深、水位及监测井位置。

(3) 监测时间及频率

2020 年 6 月 10 日，采样 1 次。

(4) 监测方法

监测项目分析方法具体见表 4.2-7。

表 4.2-7 地下水环境监测项目分析方法

序号	分析项目	监测方法	检出限
1	钾	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	0.03mg/L
2	钠	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	0.010mg/L
3	钙	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	0.02mg/L
4	镁	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	0.002mg/L
5	CO_3^{2-}	酸碱指示剂滴定法	5mg/L
6	HCO_3^-	酸碱指示剂滴定法	5mg/L
7	氯化物	水质 无机阴离子 (F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-}) 的测定 离子色谱法	0.007mg/L
8	硫酸盐	水质 无机阴离子 (F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-}) 的测定 离子色谱法	0.018mg/L
9	pH	水质 pH 的测定 玻璃电极法	-
10	总硬度	水质钙和镁的总量的测定 EDTA 滴定法	5.00mg/L
11	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法感光性状和物理指标(8.1 称量法)	4mg/L
12	耗氧量	水质高锰酸盐指数测定	0.5mg/L
13	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	0.0003mg/L
14	氟化物	水质 无机阴离子 (F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-}) 的测定 离子色谱法	0.006mg/L
15	硝酸盐氮	水质 无机阴离子 (F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-}) 的测定 离子色谱法	0.004mg/L
16	亚硝酸盐(氮)	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	0.003mg/L
17	氨氮	水质氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	0.025mg/L
18	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)	0.01mg/L
19	铬(六价)	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004mg/L
20	砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	0.0003mg/L
21	铅	生活饮用水标准检验方法金属指标(11.1 无火焰原子吸收分光光度法)	0.0025mg/L
22	铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	0.03mg/L
23	锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	0.01mg/L
24	汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	0.00004mg/L

25	氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法（异烟酸-吡唑酮分光光度法）	0.004mg/L
26	镉	生活饮用水标准检验方法金属指标(9.1无火焰原子吸收分光光度法)	0.5 μg/L
27	菌落总数	水质 细菌总数的测定 平皿计数法	-
28	总大肠菌群	生活饮用水标准检验方法微生物指标(2.1多管发酵法)	2MPN/100mL

(5) 监测结果

监测统计结果见表 4.2-8。

表 4.2-8 地下水监测数据统计结果 单位：mg/L, pH 无量纲

监测因子	样本数	最大值	最小值	均值	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数
K ⁺	7	2.31	1.21	1.72	0.438	100	0	/
Na ⁺	7	64.8	22.5	42.01	16.284	100	0	/
Ca ²⁺	7	50.8	21.4	36.13	10.103	100	0	/
Mg ²⁺	7	42.4	11.2	24.01	11.335	100	0	/
HCO ₃ ⁻	7	412	104	228.71	119.274	100	0	/
CO ₃ ²⁻	7	0	0	0	0	未检出	0	/
Cl ⁻	7	48.7	40.5	45.14	3.032	100	0	/
SO ₄ ²⁻	7	32.7	21.5	26.64	3.848	100	0	/
pH 值	7	7.73	7.29	7.52	0.157	100	0	/
总硬度	7	298	114	190.43	70.862	100	0	/
溶解性总固体	7	787	294	499.57	191.643	100	0	/
耗氧量	7	2.4	1.6	2.07	0.286	100	0	/
石油类	7	未检出	未检出	0	0	未检出	0	/
挥发酚	7	未检出	未检出	0	0	未检出	0	/
氰化物	7	未检出	未检出	0	0	未检出	0	/
氟化物	7	0.535	0.387	0.48	0.058	100	0	/
硝酸盐（以 N 计）	7	4.74	4.38	4.61	0.137	100	0	/
亚硝酸盐（以 N 计）	7	未检出	未检出	0	0	未检出	0	/
氨氮	7	0.517	0.375	0.46	0.055	100	0	/
六价铬	7	未检出	未检出	0	0	未检出	0	/
砷	7	未检出	未检出	0	0	未检出	0	/
铅	7	未检出	未检出	0	0	未检出	0	/
铁	7	0.29	0.25	0.27	0.014	100	0	/
汞	7	未检出	未检出	0	0	未检出	0	/
锰	7	0.09	0.06	0.07	0.011	100	0	/
镉	7	未检出	未检出	0	0	未检出	0	/
总大肠菌群	7	未检出	未检出	0	0	未检出	0	/
菌落总数	7	11	6	9.14	1.807	100	0	/

(6) 区域地下水化学类型分析与八大离子平衡分析

根据舒卡列夫分类法，地下水中 Ca²⁺、Mg²⁺、Na⁺（Na+K）、Cl⁻、SO₄²⁻、HCO₃

将 Meq（毫克当量）百分数大于 25% 的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共 49 类。舒卡列夫分类表见表 4.2-9。

表 4.2-9 舒卡列夫分类表

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

潜水监测点位地下水水质八大离子浓度评价结果见表 4.2-10，承压水监测点位地下水水质八大离子浓度评价结果见表 4.2-11。

表 4.2-10 潜水水质八大阴阳离子平衡计算过程

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百 分比 (%)	离子毫克当量 合计 (mg/L)	相对误 差%	矿化 度
八家子村水 井	K ⁺	0.033	0.379	8.732	0.66	0.64
	Na ⁺	2.817	32.265			
	Ca ²⁺	2.540	29.088			
	Mg ²⁺	3.342	38.269	-8.618		
	HCO ₃ ⁻	-6.754	78.368			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.391	16.145			
SO ₄ ²⁻	-0.473	5.487				
二龙山村水 井	K ⁺	0.031	0.353	8.799	2.24	0.63
	Na ⁺	2.804	31.872			
	Ca ²⁺	2.430	27.618			
	Mg ²⁺	3.533	40.157	-8.413		
	HCO ₃ ⁻	-6.574	78.137			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.391	16.539			
SO ₄ ²⁻	-0.448	5.324				
哈拉海岗子 村水井	K ⁺	0.059	1.042	5.687	0.56	0.41
	Na ⁺	1.861	32.723			
	Ca ²⁺	1.925	33.851			
	Mg ²⁺	1.842	32.385	-5.623		
	HCO ₃ ⁻	-3.639	64.717			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.303	23.168			
SO ₄ ²⁻	-0.681	12.114				

前羊营子村水井	K ⁺	0.059	1.042	5.687	0.56	0.41
	Na ⁺	1.861	32.723			
	Ca ²⁺	1.925	33.851			
	Mg ²⁺	1.842	32.385			
	HCO ₃ ⁻	-3.639	64.717	-5.623		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.303	23.168			
	SO ₄ ²⁻	-0.681	12.114			
双龙村水井	K ⁺	0.056	1.051	5.295	2.36	0.37
	Na ⁺	1.948	36.785			
	Ca ²⁺	1.825	34.466			
	Mg ²⁺	1.467	27.698			
	HCO ₃ ⁻	-3.246	64.263	-5.051		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.157	22.909			
	SO ₄ ²⁻	-0.648	12.828			

地下水中各种离子、分子和化合物的总量称总矿化度，总矿化度小于 1g/L 的称淡水，1~3g/L 的称微水，3~10g/L 的称咸水，10~50g/L 的称盐水，大于 50g/L 的称卤水。

通过对区域内潜水八大离子监测结果可知，潜水水化学类型为 HCO₃⁻Na⁺Ca²⁺Mg²⁺，5-A 型淡水，地下水总矿化度小于 1g/L，属于淡水，地下水矿化度较低，水质情况较好。根据表 4-2-10，项目区域水质总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于 5%，阴阳离子平衡。

表 4.2-11 承压水水质八大离子浓度评价结果

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百分比 (%)	离子毫克当量合计 (mg/L)	相对误差%	矿化度
哈拉海岗子村水井	K ⁺	0.034	1.003	3.399	1.85	0.24
	Na ⁺	0.978	28.781			
	Ca ²⁺	1.070	31.480			
	Mg ²⁺	1.317	38.737			
	HCO ₃ ⁻	-1.787	50.660	-3.527		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.203	34.102			
	SO ₄ ²⁻	-0.538	15.239			
八家子水井	K ⁺	0.055	1.609	3.411	0.69	0.24
	Na ⁺	1.083	31.740			
	Ca ²⁺	1.340	39.287			
	Mg ²⁺	0.933	27.364			
	HCO ₃ ⁻	-1.705	49.304	-3.458		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			

	Cl ⁻	-1.234	35.694			
	SO ₄ ²⁻	-0.519	15.002			

通过对区域内承压水八大离子监测结果可知，承压水水化学类型为 Cl⁻HCO₃⁻—Na⁺Ca²⁺ Mg²⁺，25-A 型淡水，地下水总矿化度小于 1g/L，属于淡水，地下水矿化度较低，水质情况较好。根据表 4-2-11，项目区域水质总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于 5%，阴阳离子平衡。

4.2.2.2 地下水环境现状评价

(1) 评价因子

评价因子为现状监测因子。

(2) 评价方法

采用标准指数法。模式如下： $P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值（mg/L）；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度值（mg/L）。

pH 的标准指数为：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}, \quad pH \leq 7.0$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}, \quad pH > 7.0$$

式中： P_{pH} ——pH 的标准指数，无量纲；

pH——pH 监测值；

pH_{su} ——pH 值标准规定的上限值；

pH_{sd} ——pH 标准规定的下限值。

(3) 评价标准

石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I 类限值。其他项目采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准，见表 2.3-4。

(4) 评价结果

地下水环境现状评价结果见表 4.2-13。

表 4.2-13 地下水环境现状评价结果表

项目	哈拉海	二龙山	八家子	双龙村	前羊英子	哈拉海岗	八家子（承
----	-----	-----	-----	-----	------	------	-------

	岗子 (潜水)	(潜水)	(潜水)	(潜水)	(潜水)	子(承压 水)	压水)
Na	0.21	0.33	0.32	0.23	0.15	0.11	0.12
pH	0.32	0.37	0.49	0.43	0.42	0.20	0.19
总硬度	0.42	0.66	0.65	0.37	0.34	0.26	0.25
溶解性总 固体	0.5	0.78	0.79	0.45	0.39	0.30	0.29
耗氧量	0.7	0.77	0.8	0.77	0.7	0.53	0.57
挥发酚	/	/	/	/	/	/	/
氰化物	/	/	/	/	/	/	/
氟化物	0.52	0.50	0.54	0.51	0.53	0.40	0.39
硝酸盐	0.24	0.24	0.24	0.23	0.23	0.22	0.22
亚硝酸盐							
氨氮	0.97	1.00	1.00	0.97	1.03	0.76	0.75
六价铬	/	/	/	/	/	/	/
砷	/	/	/	/	/	/	/
铅	/	/	/	/	/	/	/
铁	0.93	0.97	0.90	0.90	0.97	0.83	0.87
汞							
锰	0.60	0.70	0.90	0.60	0.70	0.80	0.60
镉							
氯化物	0.18	0.19	0.19	0.16	0.19	0.17	0.17
硫酸盐	0.13	0.09	0.09	0.12	0.11	0.10	0.10
总大肠菌 群	/	/	/	/	/	/	/
菌落总数	0.11	0.10	0.09	0.10	0.11	0.06	0.07

根据现状评价结果可以看出，本项目地下水监测点位监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》中I类水体石油类限值（≤0.05mg/L）。

4.2.4 声环境质量现状调查与评价

4.2.4.1 监测点布设

根据拟选厂址周边概况，选取拟建厂址处作为声环境现状监测点，了解项目所在区域的声环境现状。监测点布设情况见表 4.2-14，具体监测点位见附图 8。

表 4.2-14 噪声现状监测点布设

监测点名称	监测项目	监测时段	采样时间	相对方位	相对距离/m
拟建厂址处	等效连续A声级	6月10日-11日	昼夜各1次	/	/

4.2.4.2 监测单位和时间

监测单位：大庆中环评价检测有限公司

监测时间：2020年6月10日-6月11日。

4.2.4.3 监测结果

声环境质量现状监测结果见表 4.2-15。

表 4.2-15 声环境质量现状监测结果表

监测点位	2020. 06. 10		2020. 06. 11	
	昼间 (10:00~10:20)	夜间 (22:20~22:40)	昼间 (10:00~10:20)	夜间 (22:20~22:40)
拟建厂址	53.3	43.7	52.9	42.9

4.2.4.4 评价方法

采用噪声实测值与噪声标准值比较的方法。

4.2.4.5 评价结果

由表 3-7 可知，区域声环境质量能够满足《声环境质量标准》（GB3096—2008）中 2 类标准的要求。

4.2.5 土壤环境质量现状调查与评价

4.2.5.1 土壤类型

本工程所在区域地处松嫩平原，根据国家土壤信息服务平台点查的数据，工程所在区域内主要土壤类型为盐化草甸土、草甸土、其他土和碱性黑钙土。

盐化草甸土质地类型剖面常为砂、壤、粘土层相间，构成不同质地剖面的土壤，有利于草甸植物的生长和有机残体腐殖化，形成有机质含量较高的腐殖质层。

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

石灰性黑钙土土体深厚，质地为粘壤土或壤质粘土。通体有石灰反应。表层颜色较浅，多显灰黄棕色，一般 10~20cm 厚，有机质含量 2~3%，容重在 1.2g/cm³ 左右。剖面中、下部有较多石灰假菌丝体和石灰斑块，碳酸钙含量 15~20%。

项目区域土壤类型图见附图 11。

4.2.5.2 理化特性调查

在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，主要包括土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等，具体土壤理化特性调查见表 4.2-19，土体构型见表 4.2-20。

表 4.2-19 土壤理化性质调查表

时间		2020.06.10	
点号		拟建厂址内	拟建厂址北侧50m
经纬度		45.58575, 125.42706	45.58478, 125.42749
层次		表层 (0-20cm)	表层 (0-20cm)
现场记录	颜色	黑色	褐色
	结构	粒状	粒状
	质地	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%
	其他异物	--	--
实验室测定	pH 值	7.39	7.25
	阳离子交换(cmol+/kg)	15.8	14.8
	氧化还原电位 (mv)	217	198
	饱和导水率(μm/s)	1.199	1.210
	土壤容重 (g/cm ³)	1.45	1.52
	孔隙度(%)	45.3	42.6

4.2.5.3 土壤采样及监测

(1) 土地利用现状

从现场调查情况看, 拟建占地范围内为耕地, 由于工程所在区域人类活动频繁, 野生动物较少。土地利用现状见附图 9。

(2) 监测布点

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 结合土壤类型和土地利用情况, 对项目占地范围内布设 3 个柱状样监测点位、1 个表层样监测点位, 占地范围外布设 2 个表层样点, 监测布点见表 4.2-21, 监测点位图见附图 8。

表 4.2-21 土壤监测点位表

序号	监测点	经纬度	备注	检测层位	布设原则
1	拟建提升泵房处	125.42696 45.58608	建设用地 (永久占地范围内)	柱状样点, 取样深度: 0-0.5m、 0.5-1.5m 、1.5-3m	7.4.2.4 涉及入渗途径影响的, 主要产污装置区应设置柱状样监测点, 采样深度需至装置底部与土壤接触面以下, 根据可能影响的深度适当调整。
2	拟建废液池东侧边界处	125.42734 45.58579			
3	拟建废液池北侧 5m 处	125.42712 45.58532			

4	拟建废液池西侧边界处	125.42706 45.58575	建设用地 (永久占地范围内)	表层样点: 0-0.2m	7.4.2.1 土壤环境现状监测点布设应根据建设项目土壤环境影响类型、评价工作等级、土地利用类型确定,采用均布性与代表性相结合的原则,充分反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状,可根据实际情况优化调整。
5	拟建厂址北侧50m处(耕地)	125.42674 45.58654	农用地(占地范围外)		7.4.2.2 调查评价范围内的每种土壤类型应至少设置1个表层样监测点,应尽量设置在未受人为污染或相对未受污染的区域。
6	拟建厂址南侧50m处(耕地)	125.42749 45.58478			

(3) 监测项目

本项目各监测点位检测项目见表 4.2-22。

表 4.2-22 土壤点位检测项目表

序号	监测点位	检测项目	监测层位
1	拟建厂址占地范围内 3 个柱状点	pH、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、铬(六价)、汞、砷、铜、铅、镍、镉、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、蒽、二苯并[a, h]蒎、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、含盐量共 48 项;	3 个柱状样点, 取样深度: 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m
2	拟建废液池西侧边界处	pH、铅、汞、砷、铬(六价)、铜、镉、镍、锌	1 个表层点, 取样深度: 0-0.2m
3	拟建厂址南侧 50m 处和北侧 50m 处	pH、铅、汞、砷、铬(六价)、铜、镉、镍、锌	2 个表层样, 取样深度: 0-0.2m

(4) 监测时间及频率

监测频率: 2020 年 6 月 10 日一次性采样。

(5) 监测方法

监测项目分析方法具体见表 4.2-23。

表 4.2-23 土壤环境监测项目分析方法

序号	监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	检出限
1	pH	土壤中 pH 的测定	NY/T1377-2007	酸度计 PHS-25	-

序号	监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	检出限		
2	汞	土壤质量总汞的测定 冷原子吸收分光光度法	GB/T17136-1997 7	冷原子吸收测汞仪 F732-VJ	0.005mg/kg		
3	砷	土壤质量 总砷的测定 二乙基二硫代氨基甲酸银分光光度法	GB/T7134-1997	可见分光光度计 721	0.5mg/kg		
4	铜	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法	HJ491-2019	原子吸收分光光度计 AA320N	1mg/kg		
5	锌				1mg/kg		
6	铅				10mg/kg		
7	镍				3mg/kg		
8	铬				4mg/kg		
9	铬（六价）	固体废物 六价铬的测定 碱消解/火焰原子吸收分光光度法 HJ 687-2014	HJ 687-2014	原子吸收分光光度计 AA320N	2mg/kg		
10	镉	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法	GB/T17141-1997 7	原子吸收分光光度计 AA320N	0.01mg/kg		
11	挥发酚	土壤和沉积物 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	HJ 998-2018	可见分光光度计 721	0.3mg/kg		
12	四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.3μg/kg		
13	氯仿				1.1μg/kg		
14	氯甲烷				1.0μg/kg		
15	1,1-二氯乙烷				1.2μg/kg		
16	1,2-二氯乙烷				1.3μg/kg		
17	1,1-二氯乙烯				1.0μg/kg		
18	顺-1,2-二氯乙烯				1.3μg/kg		
19	反-1,2-二氯乙烯				1.4μg/kg		
20	二氯甲烷				1.5μg/kg		
21	1,2-二氯丙烷				1.1μg/kg		
22	1,1,1,2-四氯乙烷				1.2μg/kg		
23	1,1,2,2-四氯乙烷				1.2μg/kg		
24	四氯乙烯				1.4μg/kg		
25	1,1,1-三氯乙烷				1.3μg/kg		
26	1,1,2-三氯乙烷				1.2μg/kg		
27	三氯乙烯				1.2μg/kg		
28	1,2,3-三氯丙烷				1.2μg/kg		
29	氯乙烯				1.0μg/kg		
30	苯				1.9μg/kg		
31	氯苯				1.2μg/kg		
32	1,2-二氯苯				1.5μg/kg		
33	1,4-二氯苯				1.5μg/kg		
34	乙苯				1.2μg/kg		
35	苯乙烯				1.1μg/kg		
36	甲苯				1.3μg/kg		
37	间, 对二甲苯				1.2μg/kg		
38	邻二甲苯				1.2μg/kg		
39	硝基苯				HJ 834-2017		0.09mg/kg

序号	监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	检出限
40	苯胺				0.1mg/kg
41	2-氯酚				0.06mg/kg
42	苯并[a]葱				0.1mg/kg
43	苯并[a]芘				0.1mg/kg
44	苯并[b]荧葱				0.2mg/kg
45	苯并[k]荧葱				0.1mg/kg
46	蒽				0.1mg/kg
47	二苯并[a, h]葱				0.1mg/kg
48	茚并[1,2,3-cd]芘				0.1mg/kg
49	萘				0.09mg/kg
50	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	土壤和沉积物石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定 气相色谱法	HJ 1021-2019	气相色谱仪 SP-3420A	6mg/kg
51	水溶性盐总量	土壤检测第 16 部分: 土壤水溶性盐总量的测定 重量法	NY/T 1121.16-2006	精密电子天平 FA2004	10mg/kg
52	阳离子交换量	土壤阳离子交换量的测定 三氯化六氨合钴浸提-分光光度法	HJ 889-2017	可见分光光度计 721	0.8cmol+/kg g
53	氧化还原电位	土壤 氧化还原电位的测定 电位法	HJ 746-2015	氧化还原电位测试计 ORP30P	-
54	饱和导水率(渗透率)	森林土壤渗透率的测定 滤筒法和环刀法	LY/T1218 -1999	/	-
55	容重	土壤检测第 4 部分; 土壤容重的测定	NY/T1121.4-20 06	/	-

(6) 监测结果

监测结果见表 4.2-24~26。

表 4.2-24 农用地土壤监测实测值 单位: mg/kg (pH 除外)

采样地点	分析项目								
	pH	汞	砷	铅	铬	铜	锌	镉	镍
4#	7.39	0.023	3.9	17	58	19	61	0.11	23
5#	7.25	0.013	3.7	15	43	15	43	0.08	19
6#	7.37	0.014	3.7	16	47	12	51	0.07	20

表 4.2-25 建设用地土壤监测实测值 单位: mg/kg (pH 除外)

采样地点	分析项目								
	pH	汞	砷	铅	铬(六价)	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	铜	镉	镍
1# (0-0.5m)	7.93	0.025	4.1	22	未检出	未检出	19	0.11	24
1# (0.5-1.5m)	7.74	0.021	3.8	19	未检出	未检出	20	0.09	25
1# (1.5-3m)	7.68	0.014	3.6	17	未检出	未检出	15	0.07	19
2# (0-0.5m)	7.81	0.10	4.2	21	未检出	未检出	20	0.10	24
2# (0.5-1.5m)	7.72	0.09	4.1	19	未检出	未检出	18	0.11	19
2# (1.5-3m)	7.65	0.08	3.99	15	未检出	未检出	11	0.07	20

3# (0-0.5m)	7.91	0.024	4.0	21	未检出	未检出	18	0.11	25
3# (0.5-1.5m)	7.82	0.022	3.9	19	未检出	未检出	16	0.09	23
3# (1.5-3m)	7.67	0.016	3.7	15	未检出	未检出	14	0.07	20

表 4.2-26 建设用地挥发性及半挥发性有机物土壤监测实测值 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# (0.5-1.5m)	2# (0.5-1.5m)			1# (0.5-1.5m)	2# (0.5-1.5m)
1	四氯化碳	未检出	未检出	19	氯苯	未检出	未检出
2	氯仿	未检出	未检出	20	1,2-二氯苯	未检出	未检出
3	氯甲烷	未检出	未检出	21	1,4-二氯苯	未检出	未检出
4	1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	22	乙苯	未检出	未检出
5	1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	23	苯乙烯	未检出	未检出
6	1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	24	甲苯	未检出	未检出
7	顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	25	间, 对二甲苯	未检出	未检出
8	反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	26	邻二甲苯	未检出	未检出
9	二氯甲烷	未检出	未检出	27	硝基苯	未检出	未检出
10	1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	28	苯胺	未检出	未检出
11	1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	29	2-氯酚	未检出	未检出
12	1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	30	苯并[a]蒽	未检出	未检出
13	四氯乙烯	未检出	未检出	31	苯并[a]芘	未检出	未检出
14	1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	32	苯并[b]荧蒽	未检出	未检出
15	1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	33	苯并[k]荧蒽	未检出	未检出
16	三氯乙烯	未检出	未检出	34	蒽	未检出	未检出
17	1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	35	二苯并[a, h]蒽	未检出	未检出
18	氯乙烯	未检出	未检出	36	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出
19	苯	未检出	未检出	37	萘	未检出	未检出

(7) 监测结果统计分析

拟建站外农用地土壤监测结果统计分析见表4.2-27, 站内建设用地土壤监测结果统计分析见表4.2-28。

表 4.2-27 农用地土壤监测结果分析

监测因子	样本数	最大值 (mg/kg)	最小值 (mg/kg)	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数
pH	2	7.37	7.25	0.06	100%	0%	/
镉	2	0.08	0.07	0.005	100%	0%	/
汞	2	0.014	0.013	0.001	100%	0%	/
砷	2	3.7	3.7	0	100%	0%	/
铅	2	16	15	0.5	100%	0%	/
铬	2	47	43	2	100%	0%	/
铜	2	15	12	1.5	100%	0%	/
镍	2	20	19	0.5	100%	0%	/

锌	2	51	43	4	100%	0%	/
---	---	----	----	---	------	----	---

表 4.2-28 建设用地土壤监测结果分析

监测因子	样本数	最大值	最小值	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数
pH	10	7.93	7.39	0.147	100	0%	/
镉	10	0.11	0.07	0.017	100	0%	/
汞	10	0.1	0.014	0.032	100	0%	/
砷	10	4.2	3.6	0.178	100	0%	/
铅	10	22	15	2.335	100	0%	/
铬（六价）	10	未检出	未检出	/	0%	0%	/
铜	10	20	11	2.793	100	0%	/
镍	10	25	19	2.315	未检出	0%	/
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
四氯化碳	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
三氯甲烷	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
氯甲烷	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,1-二氯乙烷	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,2-二氯乙烷	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,1-二氯乙烯	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
顺-1,2-二氯乙烯	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
反-1,2-二氯乙烯	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
二氯甲烷	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,2-二氯丙烷	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,1,1,2-四氯乙烷	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,1,1,2,2-四氯乙烷	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
四氯乙烯	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,1,1-三氯乙烷	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,1,2-三氯乙烷	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
三氯乙烯	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,2,3-三氯丙烷	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
氯乙烯	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
苯	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
氯苯	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,2-二氯苯	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
1,4-二氯苯	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
乙苯	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
苯乙烯	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
甲苯	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
间/对二甲苯	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
邻二甲苯	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
硝基苯	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
2-氯苯酚	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
苯并[a]葱	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/

苯并[a]芘	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
苯并[b]荧蒽	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
苯并[k]荧蒽	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
蒽	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
二苯并[a, h]蒽	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
茚并[1,2,3-cd]芘	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
萘	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/
苯胺	9	未检出	未检出	/	0%	0%	/

4.2.5.4 评价标准及方法

(1) 评价标准

本项目拟建废液处理站站内永久占地土壤评价标准采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值，站外周边土壤评价标准采用《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），具体见表 2.3-6 和表 2.3-7。

(2) 评价方法

评价方法采用指数法进行土壤环境质量现状评价，即通过指数的大小来反映土壤环境受污染的程度，公式为： $K_i = X_i / X_{oi}$

式中： K_i ：第 i 项分指数；

X_i ：土壤中 i 污染物的实测含量 mg/kg；

X_{oi} ：土壤中 i 污染物的标准值 mg/kg。

(3) 土壤现状评价结果分析

评价结果见表 4.2-29~31。

表 4.2-29 农用地土壤环境质量现状评价结果

监测项目	评价结果	
	5# (0m-0.2m)	6# (0m-0.2m)
镉 (Cd)	0.27	0.23
汞 (Hg)	0.01	0.01
砷 (As)	0.12	0.12
铅 (Pb)	0.13	0.13
铬 (Cr)	0.22	0.24
铜 (Cu)	0.15	0.12
镍 (Ni)	0.19	0.2
锌 (Zn)	0.17	0.2

根据监测结果可知，评价区域内土壤污染物评价指数均 <1 。说明本次产能建设区

域及周围区域土壤环境质量状况良好。

表 4.2-30 建设用地土壤环境质量挥发性及半挥发性有机物现状评价结果

序号	监测项目	监测点位		序号	监测项目	监测点位	
		1#、2#、3#				1#、2#、3#	
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 4.2-31 建设用地柱状样土壤环境质量现状评价结果

序号	监测项目	监测点位					
		1#			2#		
		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)	0.002	0.001	0.001	0.002	0.002	0.001
3	汞 (Hg)	0.001	0.001	0.0004	0.003	0.002	0.002
4	砷 (As)	0.068	0.063	0.06	0.07	0.068	0.065
5	铅 (Pb)	0.028	0.024	0.021	0.026	0.024	0.019
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
8	镍 (Ni)	0.027	0.028	0.021	0.027	0.021	0.022
9	含盐量	/	/	/	/	/	/
10	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	监测点位					
		3#			4#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	/		
1	pH	/	/	/	/		
2	镉 (Cd)	0.002	0.001	0.001	0.002		
3	汞 (Hg)	0.001	0.001	0.0004	0.001		
4	砷 (As)	0.067	0.065	0.062	0.065		

5	铅 (Pb)	0.026	0.024	0.019	0.021
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	/
7	铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001
8	镍 (Ni)	0.028	0.026	0.022	0.026
9	含盐量	/	/	/	/
10	石油烃	未检出	未检出	未检出	/

根据评价结果可知，评价区域内农用地所监测到的各项污染物含量均不超过国家《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准要求，建设用地各项污染物含量均不超过《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值，评价指数均 <1 ，其特征污染物石油烃（C₁₀-C₄₀）占地范围内未检出，区域土壤环境未受到周围油田开发影响。

4.2.6 生态环境现状调查与评价

4.2.6.1 生态环境现状分析

(1) 生态功能区划

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

在全国生态功能区划的基础上，结合黑龙江省详细的生态功能区划，对本项目所在的生态功能区划进行详细说明。根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》（黑政函[2006]75号），本项目所在区域属于东北平原西部草甸草原生态区，松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，松嫩平原中部盐渍化控制与土壤保持生态功能区。本项目区生态功能区划见表4.2-31。

表 4.2-31 本项目区域生态功能区划表

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

(2) 土地利用现状

本项目生态评价范围内主要生态系统为耕地生态系统，由于工程所在区域为已开发区域，人类活动频繁，野生动物较少。评价区土地利用类型包括耕地、建设用地等。耕地主要有旱地；住宅用地为农村宅基地，建设用地为油田场站用地，交通用地主要为乡道

用地，本项目土地利用现状图见附图 9。

(3) 植被现状调查

本次生态评价范围内有耕地、草地，项目临时占地及永久占地均为耕地。

1) 农田生态系统

农田生态系统是人工生态系统，植被是人工栽培的各种农作物，本项目区域农田为基本农田。农作物中主要以玉米为主，还有少量高粱、大豆。玉米、高粱等均为喜温高产作物，在该地一般年份均可正常成熟，产量约为 7500kg/hm²，评价区域内农田面积约为 12hm²，年产量约为 90t。经济作物主要有花生、谷物、芝麻、向日葵等；蔬菜类主要有茄子、豆角和白菜等。本项目废液处理站永久占地范围农田农作物为谷子。

2) 草地生态系统

项目区域主要为农田，零散分布着小区域草地，主要生长一些盐生植物群落，如碱蓬、星星草、碱蒿等群落。

(4) 动物现状调查

评价范围内农业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，地域物种主要与农业生产活动有关，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。野生动物主要有黄鼬 (*Mustela sibirica Pallas*)、褐家鼠 (*Rattus nitidus*)、小家鼠 (*Mus musculus L.*)、东方田鼠 (*Microtus fortis Buchner*)、普通田鼠 (*Microtus arvalis*) 等 10 余种动物。

由于农业区内人类活动干扰较大，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，也有一些小型水鸟在芦苇荡内栖息和繁殖。

(5) 湿地现状调查

根据《黑龙江省湿地名录》，本项目评价区域内湿地为哈拉海岗子湿地，类型为一般湿地，面积 189.18hm²，沼泽化草甸，由薄荷台乡管理；八家子村湿地，类型为一般湿地，面积 318.41hm²，沼泽化草甸，由薄荷台乡管理。

(6) 耕地现状调查

本项目评价区域内主要土地类型为耕地（非基本农田），主要农作物为谷子。

4.2.6.2 主要生态环境问题

本项目油田废液处理站周围区域为油田开发老区，油田建设使得区域生态环境中

形成残存斑块，油田道路纵横将原有整体生态环境分割为条块，周边区域管道等施工临时占地上的植被可以自然恢复，但也需要较长时间。在自然条件恶劣、油田生产维护作业的干扰等条件的影响下延缓了恢复时间，这一区域的生态环境比较脆弱，部分人类活动较频繁，地块在干旱等自然条件下易形成光板地。

根据现场调查，本项目占地类型为耕地（非基本农田），按相关标准要对土地进行征用，对临时占地进行地表恢复。

4.2.6.3 生态环境现状评价结论

本项目占地类型为耕地（非基本农田），由于油田的开发建设，使区域生态环境中形成生态斑块，因此进行油田开发时必须加强保护，防止生态环境恶化。

第五章 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

5.1.1 气候特点及污染气象特征

该地区属北温带大陆性季风气候，四季分明，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响较大，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而温湿多雨，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短，冻土深达 2~2.2 m。该区全年气压稳定，降水集中在六、七、八月，蒸发量冬季明显降低，春秋季节相对湿度小。年降水量平均 442mm，年最大降水量 651.2mm。年平均气压：994.4hpa。蒸发量：年平均蒸发量 1531.4 mm，年最大蒸发量 1711.0mm，年最小蒸发量 1378.4mm。湿度：年平均相对湿度为 63%。年平均气温 3.3℃，极端最低气温-36.2℃，极端最高气温 38.9℃。年平均风速 3.7 m/s，年最大风速为 22.7 m/s，全年风向玫瑰图见图 5-1-1。

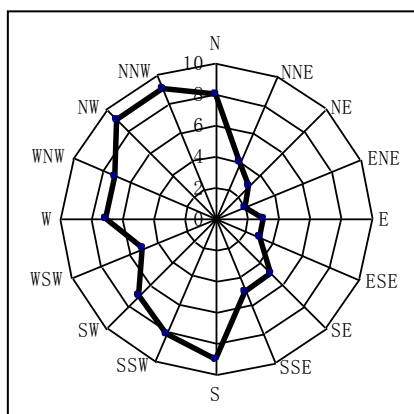


图 5-1-1 全年风向玫瑰图

5.1.2 环境空气影响预测与评价

5.1.2.1 施工期空气环境影响分析

(1) 施工场地扬尘

施工期大气污染源主要是管沟开挖、管道敷设、管沟覆土回填、油田废液处理站内泵房、阀室等构筑物建设产生的扬尘、物料运输装卸过程中产生的粉尘。

根据《大气环境影响评价实用技术》（中国环境出版社）中北京市环境保护科学研究院对多个建筑施工场地的施工扬尘情况（包括清理渣土、土方挖掘、现场堆放、车辆往来）进行现场监测的数据，数据见表 5.1-1。

表 5.1-1 施工场地扬尘污染的颗粒物浓度值 单位: mg/m³

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

项目施工期施工场地的扬尘主要是由运输车辆的行驶、管道管沟的开挖、铺设、回填、开挖土方及铺路使用的材料的露天堆放产生，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。根据上表，施工场地 50m 外的扬尘浓度值约为 0.4865mg/m³，本项目施工中产生的污染源强较大，项目施工场地距离最近敏感点为东北侧 580m 的哈拉海岗子村，管道施工扬尘会对其产生一定影响。根据本项目特点，在施工过程中应采取以下措施：

- ①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；
- ②运输车辆途经居民区附近时应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生；
- ③管道施工场地剥离的表土堆放时要遮盖苫布，防止大风天气产生扬尘；
- ④施工过程产生的建筑垃圾、残土及时清运，不能及时清运的应当采取封闭、遮盖等措施；运输建筑垃圾、建筑材料车辆应采取封闭措施，必须装载规范，驶出施工现场的车辆应该清除轮胎上的泥土后进入道路；
- ⑤道路施工时碎石等物料应集中堆放至临时料场并遮盖苫布，避免产生扬尘。

项目管道在施工结束后将临时占地及时恢复原有地表形态，因此施工扬尘对沿线敏感目标影响具有一定的时段性，并且这种影响随着施工期的结束而消失。

通过采取上述措施，本项目施工产生的扬尘对项目施工区域大气环境的影响可降至最低，本项目产生的废气不会对周围大气环境及敏感点产生较大影响。

(2) 焊接烟尘

由工程分析可知，项目涉及管道施工过程中将产生焊接烟尘，产生量为 0.78kg，经空气稀释、扩散后对周围大气环境影响较小。

(3) 运输车辆扬尘

施工时运输车辆下风向50m处的浓度约为11.63mg/m³，工程在运输和堆置过程中对易起尘的临时土方等加盖苫布，对进出场地的运输道路进行洒水抑尘，根据类似施工现场汽车运输引起的扬尘现场监测结果见表5.1-2。

表 5.1-2 运输车辆扬尘监测浓度

污染源来源	距离 (m)	浓度 (mg/m ³)
运输车辆	下风向 50	11.63
	下风向 100	19.69
	下风向 150	5.04

运输车辆行驶在施工道路上时，产生的扬尘在下风向150m处TSP浓度值为5.04mg/m³，其对下风向污染较大。为了防止道路施工污染物污染环境，在施工时，应采取以下措施：

①材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮的粉尘；

②施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如大风天气设置挡风板、上覆遮盖材料等；

在采取了相应的控制措施后，施工过程会对周围敏感点产生一定影响，但这种影响将随着施工期的结束而消失。

综上所述，项目施工期产生的废气主要为施工扬尘，有少量车辆尾气，通过采取有效地抑尘、规划行车路线及管理养护措施，施工期场界扬尘浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求，对区域空气环境及环保目标的影响较小。

5.1.2.2 运营期大气环境影响预测与评价

本项目运行期的大气污染主要来自油田废液处理站运营过程中烃类的无组织挥发和新建加热炉排放的燃烧烟气。

(1) 烃类气体

①正常工况

根据工程分析可知，正常工况下项目非甲烷总烃排放量约为0.073t/a。

项目运营期油田废液处理站挥发的烃类气体属于无组织排放，本次大气评价的工作等级为二级，根据导则（HJ2.2-2018）的要求，直接以估算模式的计算结果分析拟建工程主要污染物烃类气体对大气环境质量的影响，以废液池区域为面源（45m×24m×1m），具体面源污染源参数见表 5.1-3、图 5.1-2，估算模型参数一览表见表 5.1-4，估算模式计算结果见表 5.1-5。

表 5.1-3 面源污染源参数调查清单

名称	面源起点坐标		面源海拔高度 /m	面源长度 /m	面源宽度 /m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数 /h	排放工况	污染物排放速率/ (kg/h)
	X	Y								非甲烷总烃
废液池	125°26'3.34"	45°35'16.6"	127	45	24	30	1	8760	连续	0.0083

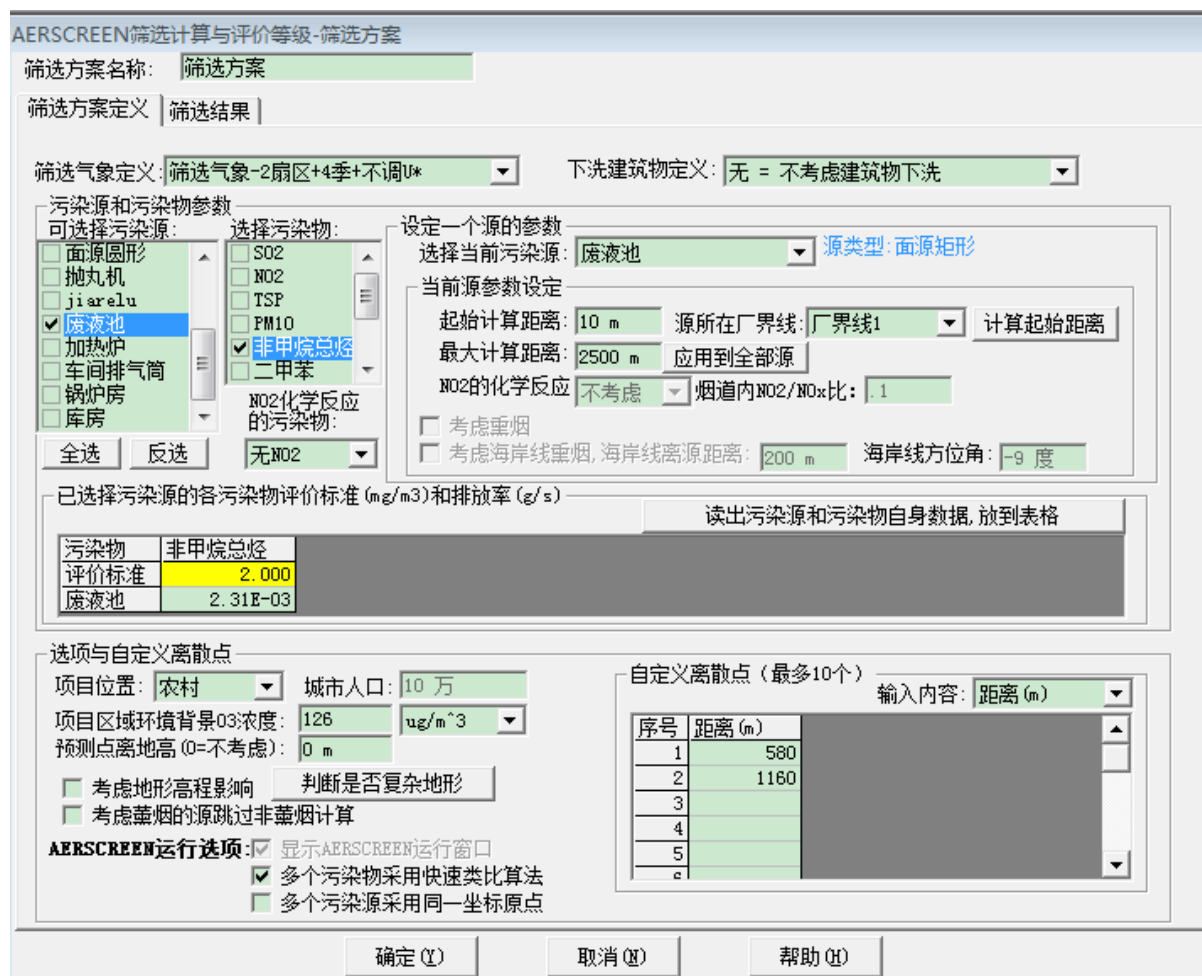


图 5.1-2 非甲烷总烃预测参数截图

表 5.1-4 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市选项时)	/
	最高环境温度/°C	38.9
	最低环境温度/°C	-36.2
	土地利用类型	农作地
	区域湿度条件	中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

表 5.1-5 废液处理站非甲烷总烃估算模式计算结果

序号	落地浓度距离 (m)	最大落地浓度 (mg/m³)	占标率 (%)
1	10	0.097807	4.89
2	53	0.15208	7.60
3	100	0.12521	6.26
4	200	0.082071	4.10
5	300	0.060978	3.05
6	400	0.047088	2.35
7	500	0.03767	1.88

8	600	0.031012	1.55
9	700	0.026847	1.34
10	800	0.022958	1.15
11	850	0.021364	1.07
12	900	0.019954	1.00
13	1000	0.017573	0.88
14	1160	0.014662	0.73
15	1500	0.010658	0.53
16	2000	0.007414	0.37
17	2500	0.005575	0.28
最大落地浓度	53	0.15208	7.60

从表 5.1-5 可以看出，本项目油田废液处理站排放的主要污染物非甲烷总烃最大落地距离 53m，最大地面浓度为 0.15mg/m³，最大浓度占标率 7.6%，能够满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准值：2.0mg/m³，对周围大气环境的贡献值较小。

根据现场勘查，项目所在区域受影响的敏感点为哈拉海岗子、双龙村等村屯，通过预测分析可知，各环境敏感点处的非甲烷总烃贡献值为 0.015~0.02mg/m³，最大占标率 1.07%，能够满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准值：2.0mg/m³，本项目产生的非甲烷总烃对附近敏感点影响较小。

结合双龙村现状监测结果可知，区域内非甲烷总烃小时均值范围为 0.43~0.62mg/m³。通过预测分析可知，敏感点处的非甲烷总烃预测值满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准值：2.0mg/m³，因此，本项目产生的非甲烷总烃对附近敏感点影响较小。

②非正常工况

废液池设有活动盖板，在池体清淤、检修时，打开盖板，烃类气体无盖板阻隔，直接挥发扩散到大气环境，根据工程分析，非正常工况下，非甲烷总烃挥发量为 0.033kg/h。

以估算模式的计算结果分析拟建工程主要污染物烃类气体对大气环境质量的影响，以废液池区域为面源（45m×24m×1m），非正常工况下废液处理站非甲烷总烃估算模式计算结果见表 5.1-6。

表 5.1-6 非正常工况下废液处理站非甲烷总烃估算模式计算结果

序号	落地浓度距离 (m)	占标率 (%)	最大落地浓度 (mg/m ³)
1	10	0.38885	19.4
2	53	0.60461	30.2
3	100	0.49779	24.8
4	200	0.32629	16.3
5	300	0.24243	12.1
6	400	0.1872	9.4
7	500	0.14976	7.5
8	600	0.12329	6.2
9	700	0.10673	5.3
10	800	0.091273	4.6

11	850	0.084937	4.3
12	900	0.079328	4.0
13	1000	0.069866	3.5
14	1160	0.058289	2.9
15	1500	0.042374	2.1
16	2000	0.029474	1.5
17	2500	0.022166	1.1
最大落地浓度	53	0.60461	30.2

根据上表可知，非正常工况下，本站排放的主要污染物非甲烷总烃最大落地距离 53m，最大地面浓度为 0.6mg/m³，最大浓度占标率 30.2%，能够满足《大气污染物综合排放标准》中标准值：4.0mg/m³，对周围大气环境的贡献值较小。经过预测，敏感点处非甲烷总烃浓度为 0.06~0.08mg/m³，占标率为 2.9~4.3%，废液处理站挥发的非甲烷总烃在敏感点处浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准值：2.0mg/m³，项目排放的非甲烷总烃对周围大气环境及敏感点影响较小。

(2) 加热炉燃烧烟气

项目新建 1 台 1.0MW 加热炉，原料为天然气，气源引自朝三联站内烧火间，加热炉为油田废液处理站提供采暖和工艺伴热，烟气中预测因子为颗粒物、SO₂、NO_x，根据工程分析，污染物产生量颗粒物为 0.191t/a、SO₂ 为 0.339t/a、NO_x 为 1.996t/a。

项目废液处理站内加热炉燃烧废气经 8m 高排气筒排放，依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），采用估算模式计算本工程的最大地面质量浓度占标率 Pi 和地面质量浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 D_{10%}，预测参数见表 5.1-6 及图 5.1-3，估算模式计算结果见表 5.1-7。

表 5.1-6 运行期加热炉预测参数

名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度/m	排气筒折算高度/m	排气筒折算内径/m	烟气流速/m	烟气温度/°C	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)		
	X	Y								SO ₂	NO _x	颗粒物
加热炉	125°26'29.5"	45°35'15.39"	126	8	0.4	4.1	80	8760	正常	0.039	0.23	0.022

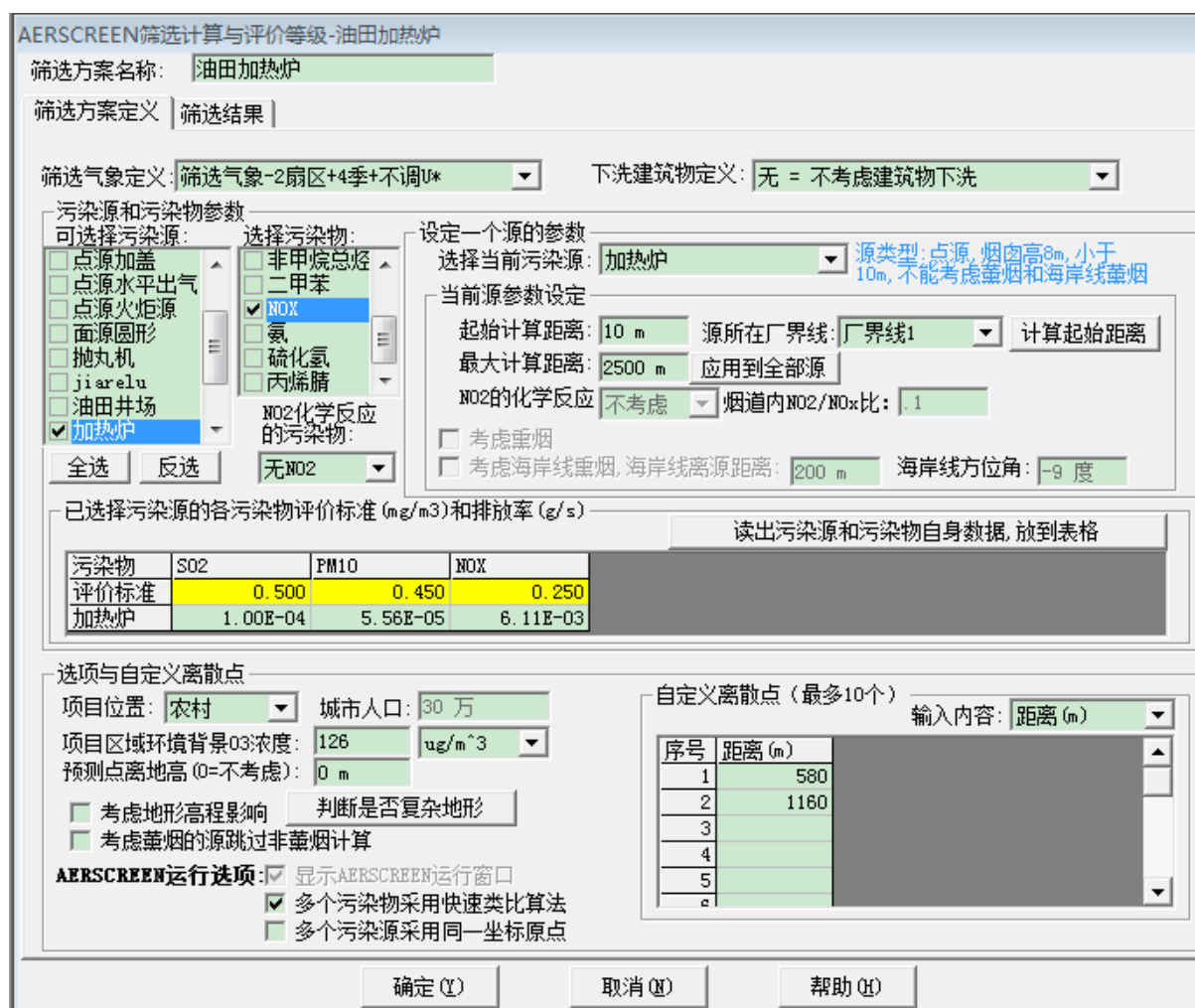


图 5.1-3 加热炉预测参数截图

表 5.1-7 加热炉燃烧废气估算模式计算结果

序号	原点下风向距离(m)	SO ₂		NO _x		颗粒物	
		预测浓度 (mg/m ³)	占标率(%)	预测浓度 (mg/m ³)	占标率(%)	预测浓度 (mg/m ³)	占标率(%)
1	10	0.000006	0.00	0.000343	0.14	0.000003	0.00
2	25	0.000021	0.01	0.001292	0.52	0.000012	0.00
3	100	0.000029	0.01	0.001778	0.71	0.000016	0.00
4	200	0.00003	0.01	0.001843	0.74	0.000017	0.00
5	300	0.000027	0.01	0.001628	0.65	0.000015	0.00
6	400	0.000023	0.00	0.001397	0.56	0.000013	0.00
7	500	0.000021	0.00	0.001263	0.51	0.000011	0.00
8	600	0.000018	0.00	0.00111	0.44	0.00001	0.00
9	700	0.000016	0.00	0.000991	0.40	0.000009	0.00
10	800	0.000015	0.00	0.000915	0.37	0.000008	0.00
11	900	0.000014	0.00	0.000841	0.34	0.000008	0.00
12	1000	0.000013	0.00	0.000772	0.31	0.000007	0.00
13	1500	0.00001	0.00	0.000602	0.24	0.000005	0.00
14	2000	0.000008	0.00	0.000503	0.20	0.000005	0.00
15	2500	0.000007	0.00	0.000427	0.17	0.000004	0.00

最大浓度	47	0.001927	0.01	0.000032	0.77	0.000018	0.00
------	----	----------	------	----------	------	----------	------

从上表可以看出，本项目新建加热装置排放的主要污染物最大落地浓度距离 47m，SO₂、NO_x、颗粒物最大地面浓度分别为 0.001927mg/m³、0.000032mg/m³、0.000018mg/m³，浓度占标率分别为 0.01%、0.77%、0.00%，最大落地浓度点为耕地，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准。

本项目大气污染物有组织排放量核算表见 5.1-8、无组织排放量核算表见 5.1-9。

表 5.1-8 本项目大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度	核算排放速率	核算年排放量
一般排放口					
1	废液处理站	SO ₂	20.4mg/m ³	0.039kg/h	0.339t/a
		NO _x	120mg/m ³	0.23kg/h	1.996t/a
		颗粒物	11.5mg/m ³	0.022kg/h	0.1911t/a
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.612t/a
		NO _x			3.252t/a
		颗粒物			0.351t/a

表 5.1-9 本项目大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		排放量	
					标准名称	浓度限值		
1	废液处理站	废液预处理	非甲烷总烃	废液池密封盖板、污水管道密闭集输	厂界外	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	4.0mg/m ³	0.073t/a
					厂区	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）	厂界内 1h 平均浓度 ≤10mg/m ³ ，任意一次浓度 ≤30mg/m ³	
无组织排放总计								
无组织排放总计					非甲烷总烃		0.073t/a	

5.1.2.3 废液池、预处理罐非甲烷总烃无组织挥发控制措施

1) 废液池设有 C100×50×20×2.5 型钢框活动盖板（单块 2100mm×600mm），经过遮挡后可以减少烃类气体挥发；

2) 站内的机泵、阀门、法兰等每月检测一次其密闭性；

3) 当出现管道维修等工作时，维修结束运行后尽快进行泄漏检测；

4) 定期对机泵和工艺管线等进行检查，确保密封性保持良好。

5) 巡检后应进行记录，形成台账，记录巡检时间、巡检人员、巡检过程有无异常状况，是否正常运行等信息。

5.1.2.4 大气环境影响评价结论

本工程施工期扬尘通过采取洒水抑尘、设置施工围挡、遮盖苫布等措施后对周围大

气影响较小，且环境影响施工结束后影响即消除。

工程运营期非甲烷总烃最大地面浓度为 $0.152\text{mg}/\text{m}^3$ ，最大浓度占标率 7.6%，满足《大气污染物综合排放标准详解》标准，加热炉废气中污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值，对项目附近敏感点影响较小，项目建设对环境空气质量影响很小。项目大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.2 水环境影响预测与评价

5.2.1 施工期水环境影响分析

项目施工期废水主要为管道试压废水和施工人员的生活污水。

（1）试压废水

根据管径及长度计算，管道试压废水为 38.06t，试压废水经罐车拉运至朝一联合油污水站处理达标后回注地下，不外排。

（2）生活污水

根据工程分项可知，项目施工期产生的生活污水量为 57.6m^3 。主要污染因子为 COD、SS、BOD₅、NH₃-N，施工人员盥洗废水用于洒水抑尘，生活污水排入朝三联已建化粪池，施工过程中禁止生活污水散排。

5.2.2 运营期水环境影响分析

项目综合废液进入废液处理站后，采用“沉降+除油+缓冲”处理工艺对废液进行处理，处理后的含油污水中是石油类和悬浮物分别满足“石油类 $\leq 100\text{mg}/\text{L}$ ，悬浮物 $\leq 100\text{mg}/\text{L}$ ”标准后经外输污水管道输送至朝一联合油污水处理站处理，污水最终在朝一联合油污水处理站经处理达标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中大庆油田水驱注水水质主要控制指标：“石油类 $\leq 5\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮物 $\leq 1\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”后，回注地下，不外排。

朝一联合油污水处理站采用“污水→曝氧除硫→气浮除油→两级过滤→超滤”流程，该工艺为油田使用多年的污水处理工艺之一，该站设计能力 $7000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前满负荷运行，第十采油厂规划在朝二联建设含油污水处理站 1 座，设计规模为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，预计 2020 年 12 月底投产，投产后朝一联合站将有 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 剩余负荷，本项目预计 2021 年 6 月投产，本项目投产后分离产生的含油污水最大量为 $1999\text{t}/\text{d}$ 、朝一联合油污水处理站运行负荷率为 99%，满足本项目需要。根据黑龙江省国信大成技术服务有限公司于 2018 年 6 月 28 日-29 日对朝一联合油污水处理站污水水质的监测结果可知：石油类

4.70-4.95mg/L、悬浮物 < 1mg/L，能够满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“石油类≤5mg/L、悬浮物≤1mg/L”标准限值后回注现役油气藏，本项目依托可行。

项目卸车场单元设有 4 台钢制卸水器，软管接入卸水器中进行卸水，在卸车过程中若操作不当可能会产生落地油污，存在落地油污随雨水径流对周围环境产生影响，项目卸车场单元为重点防渗区，防渗系数小于 10^{-7} cm/s，能够有效防止油污渗入土壤，当雨季发生油污落地时，应第一时间采用吸油棉吸收等措施进行回收，避免落地油污随地表径流扩散对环境产生影响。

5.2.3 地下水环境影响预测与评价

5.2.3.1 正常状况

本项目新建的废液池按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）进行防渗设计，结构厚度为 300mm，使用混凝土抗渗等级为 P8 级，在池体内部表面涂刷水泥基渗透结晶型或聚脲等防水涂料，本项目建设废液池，池体深 2.5m（地上 1m，地下 1.5m），根据水文地质资料可知，项目所在区域潜水埋深为 2.4~7.17m，废液池底部高于地下水最高水位，防渗达到《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及其修改单要求。

根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）中“9.4.2 已依据 GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934 设计地下水污染防渗措施的建设项目，可不进行正常状况情景下的预测”，本项目按照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及其修改单、《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）相关要求设计地下水防渗措施，项目营运期正常状况下不会对潜水层造成污染。承压水含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，承压水一般不会受到污染物的影响。

5.2.3.2 非正常状况

非正常状况下，在外力作用下，废液池一旦出现裂缝，废液可能通过裂缝渗漏进入地下影响地下潜水，站外污水管道腐蚀老化也可能造成含油污水渗漏污染地下潜水。本项目含油废液池地下埋深为 2m，外输污水管道埋深 2m，区域地下水潜水埋深为 2.4-7.17m，废液池发生废液渗漏会对地下潜水层产生污染。

（1）预测情景模式

本项目预测情景模式见表 5.2-1。

表 5.2-1 地下水预测情景模式一览表

序号	泄漏类型	场景选择	
		持续泄漏	瞬时泄漏
1	污水管道含油污水泄漏	√	—
2	废液池池体含油污水渗漏	√	—

(2) 预测原则

遵循保护优先、预防为主的原则，结合地下水污染防治措施的基础上，对工程设计方案或可行性研究报告推荐的选址（选线）方案可能引起的地下水环境影响进行预测。

(3) 预测范围

项目所在区域地下水流向为东北至西南，本项目结合 L 值、区域水文地质结构及地下水源的分布情况，最终确定评价范围以项目区域为中心，范围为长 3km、宽 2km 共约 6km² 范围内地下水环境。

本次评价预测层位选择第四系潜水含水层作为预测层位。建设场地天然包气带中的粉质粘土层，建设场地区包气带较厚、透水性微弱，污染预测特征因子在包气带中垂向难以迁移。

(4) 预测时段

根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016），地下水环境影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后 100d、1000d，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。结合本工程特点，预测时段选择为 100d、1000d。对非正常状况的情景进行预测，重点预测对地下水保护目标及油田废液处理站边界地下水的影响。

(5) 预测因子

根据本项目综合废液处理过程中产生的污染物的分类及特征因子，确定预测因子选定为石油类、COD。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 I 类标准执行石油类≤0.05mg/L、COD 参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中耗氧量（COD_{Mn} 法，以 O₂ 计）≤3.0mg/L。

(6) 预测参数

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，区域潜水渗透系数为 10m/d，水力坡度为 0.06%，有效孔隙度 n 为 0.26，则区域内潜水含水层地下水流速为 0.023m/d；纵向弥散系数 0.2m²/d，横向弥散系数 0.02m²/d。

(7) 预测源强

①外输污水管道泄漏

本项目非正常情况下外输污水管道渗漏源强以《给水排水管道工程施工及验收规范》（GB50268）中压力管道严密性泄漏试验允许渗水量中的 10 倍来计算，项目外输污水管道规格为 $\Phi 159 \times 6$ ，共计 1.151km，参照 DN160 钢管允许渗水量为 0.42L/（min km），考虑最不利情况，如应急预案实际操作不到位、不利的气象条件或监控设备失灵等情况，管道渗漏时间取 24h，则本项目液体渗漏量约为 0.7m³/d，污水中石油类浓度为 100mg/L、COD 浓度为 2100mg/L，则石油类渗漏量为 0.07kg、COD 渗漏量为 1.47kg。

②废液池池体泄漏

本项目非正常情况下废液池池体防渗层破损或老化失效造成的含油污水渗漏可能对地下水造成影响，项目选取最不利环境影响（单位时间内渗漏量最大）废液池池体渗漏进行预测分析。渗水量根据建筑材料渗透系数公式来算：

$$\frac{Q}{A} = K \frac{H}{L}$$

式中：Q——渗水量（m³/d）；

A——水面面积（m²），取 1080m²；

K——渗透系数（cm/s），废液池为重点防渗区，渗透系数取 10⁻⁷cm/s；

H——压力水头（m），2.5m；

L——试件厚度（m），重点防渗区等效黏土防渗层厚度取 6m。

根据计算渗透速率为 0.036m³/d，非正常状况下废液池池体渗漏源强以建筑材料渗透系数公式计算结果的 10 倍考虑则渗透速率为 0.36m³/d，考虑最不利因素，废液处理站连续工作时计划维修时间为 1 年，即渗漏时间取 365d，项目池体内石油类浓度为 1000mg/L、COD 浓度为 2100mg/L，则池体渗漏石油类量为 131.4kg、COD 量为 118.3kg。

（8）预测方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 9.7 节预测方法可知，建设项目地下水环境影响预测方法包括数学模型法和类比分析法，其中，数学模型法包括数值法、解析法等方法，采用解析模型预测污染物在含水层中的扩散时，污染物的排放对应地下水流场没有明显的影响；评价区内含水层的基本参数（如渗透系数、有效孔隙度等）不变或变化很小。

通过以上条件并结合区域内地下水水文地质资料、含水层基本参数可知，本项目油田开发符合使用解析模型预测污染物在含水层中的扩散条件，因此本项目选用地下水溶

质运移解析法模型进行预测。

(9) 地下水影响预测

①污水管道泄漏对潜水影响

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

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

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

式中: x, y——计算点处的位置坐标

t——时间

C(x, y, t) ——t 时刻 x, y 处的示踪剂浓度, g/L

M——承压含水层的厚度

mt——单位时间注入的示踪剂质量

U——水流速度

ne——有效孔隙度

DL——纵向弥散系数

DT——纵向 y 方向的弥散系数

π——圆周率

K0(β) ——第二类零阶修正贝塞尔函数

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

分别考虑渗漏 100d、1000d 时石油类和 COD 对地下水的影响预测,石油类预测参数见图 5.2-1,预测结果见表 5.2-2 及图 5.2-2~3; COD 预测参数见图 5.2-4,预测结果见表 5.2-3 及图 5.2-5-6。

参数输入	
污染源位置	x= 0 y= 0
污染物泄漏量 (g/d)	70
含水层厚度 (m)	5
地下水流速 (m/d)	0.023
地下水流向 (°)	210
有效孔隙度 (无量纲)	0.26
纵向弥散系数 (m ² /d)	0.2
横向弥散系数 (m ² /d)	0.02
化学反应常熟 (1/d)	0
环境质量标准 (mg/L)	0.05
检出限 (mg/L)	0.01

图 5.2-2 污水管道渗漏石油类地下水预测参数图

表 5.2-2 污水管道渗漏石油类对地下水的影响预测结果表 单位: mg/L

污染物	预测时间	超标距离	超标面积	最远影响距离	影响面积
石油类	100	23m	424m ²	26m	537m ²
	1000	86m	4317m ²	95m	5381m ²

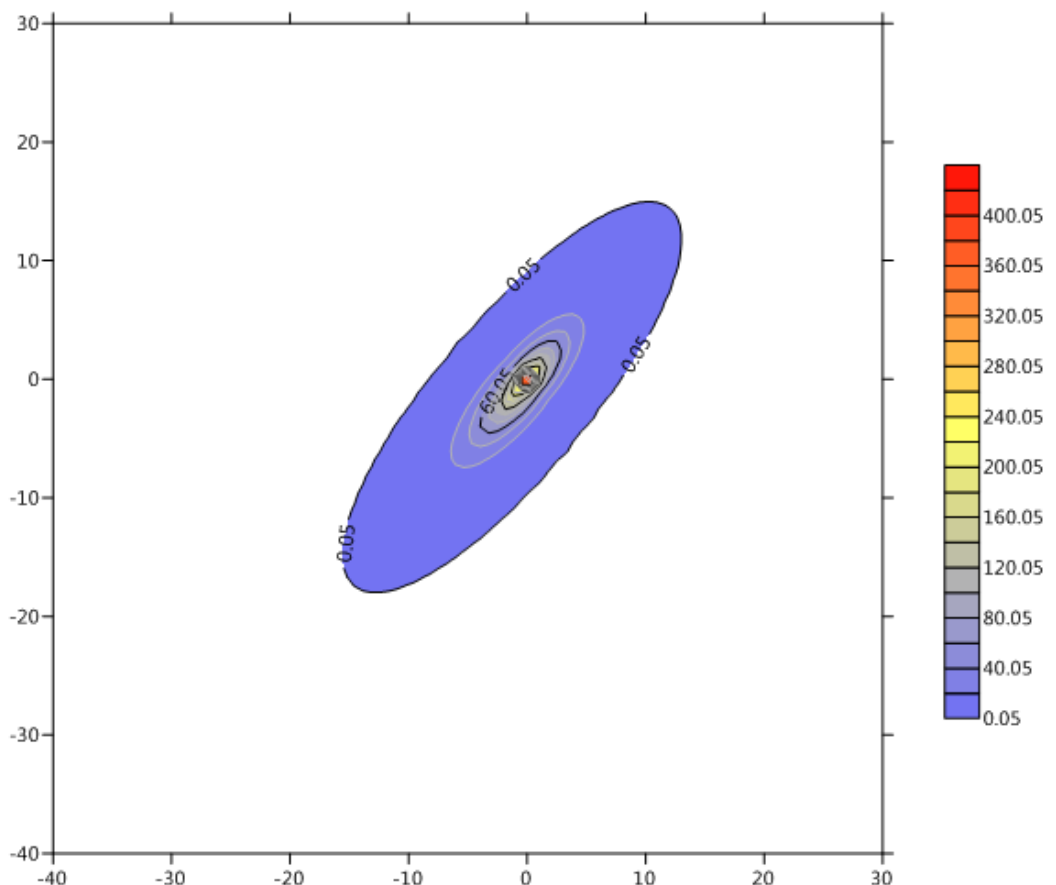


图 5.2-2 污水管道渗漏后 100 天石油类污染物浓度分布图

根据预测结果可知，预测时间 100d 时，随着时间、距离增加，污染范围有所增加，污水管道渗漏 100d 后，含油污水中石油类浓度沿地下水流动方向下游 23m 范围内浓度大于 0.05mg/L，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I 类 ≤ 0.05 mg/L。

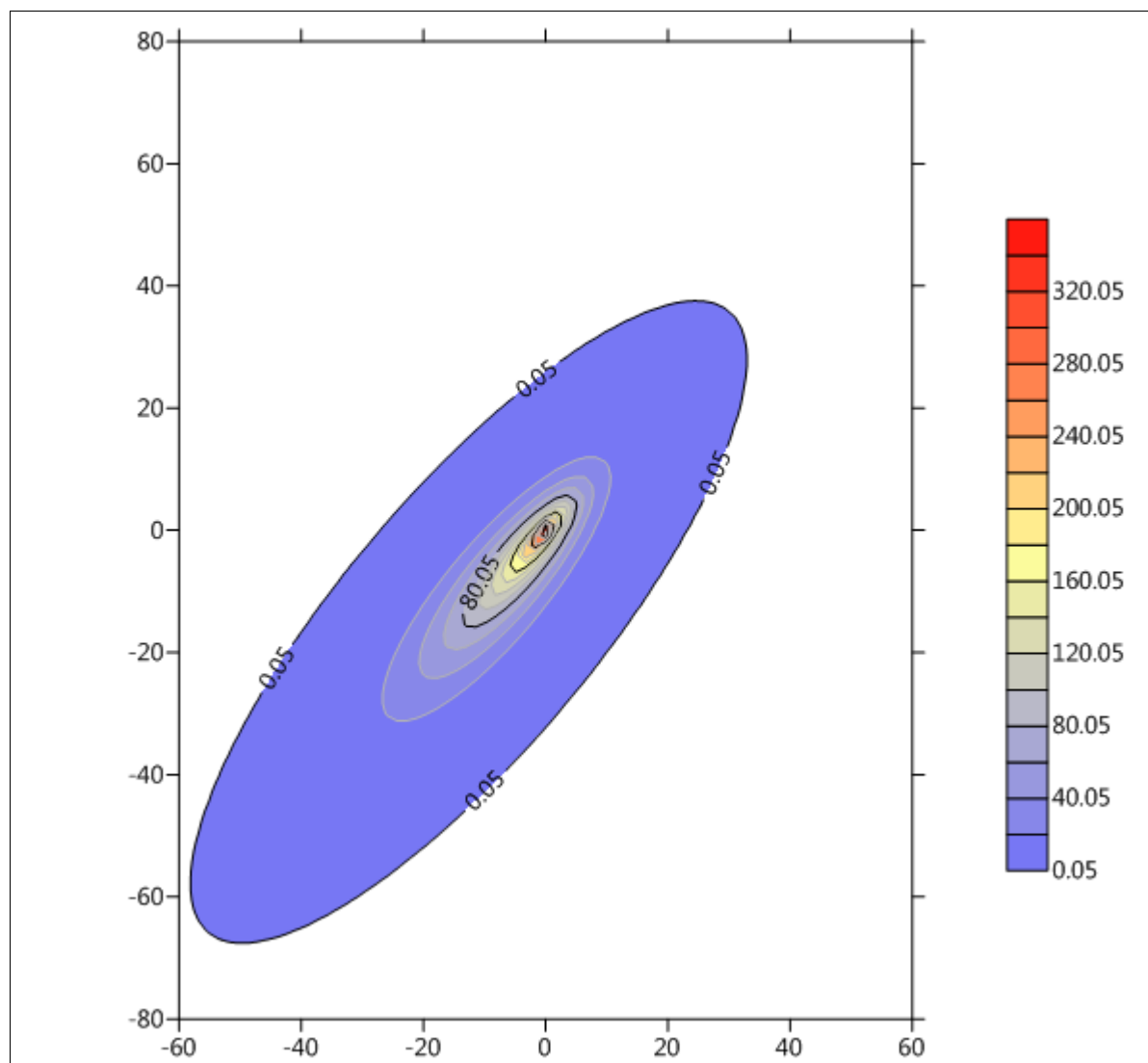


图 5.2-3 污水管道渗漏后 1000 天石油类污染物浓度分布图

根据预测结果可知，预测时间 1000d 时，随着时间、距离增加，污染范围有所增加，污水管道渗漏 1000d 后，含油污水中石油类浓度沿地下水流动方向下游 86m 范围内浓度大于 0.05mg/L，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I 类 ≤ 0.05 mg/L。

参数输入	
污染源位置 x=	0
y=	0
污染物泄漏量 (g/d)	1470
含水层厚度 (m)	5
地下水流速 (m/d)	0.023
地下水流向 (°)	220
有效孔隙度 (无量纲)	0.26
纵向弥散系数 (m ² /d)	0.2
横向弥散系数 (m ² /d)	0.02
化学反应常熟 (1/d)	0
环境质量标准 (mg/L)	3
检出限 (mg/L)	0.05

图 5.2-4 二维模式污水管道渗漏 COD 地下水预测参数图

表 5.2-3 污水管道渗漏 COD 对地下水的影响预测结果表 单位: mg/L

污染物	预测时间	超标距离	超标面积	最远影响距离	影响面积
COD	100	21m	358m ²	28m	637m ²
	1000	80m	3594m ²	102m	5759m ²

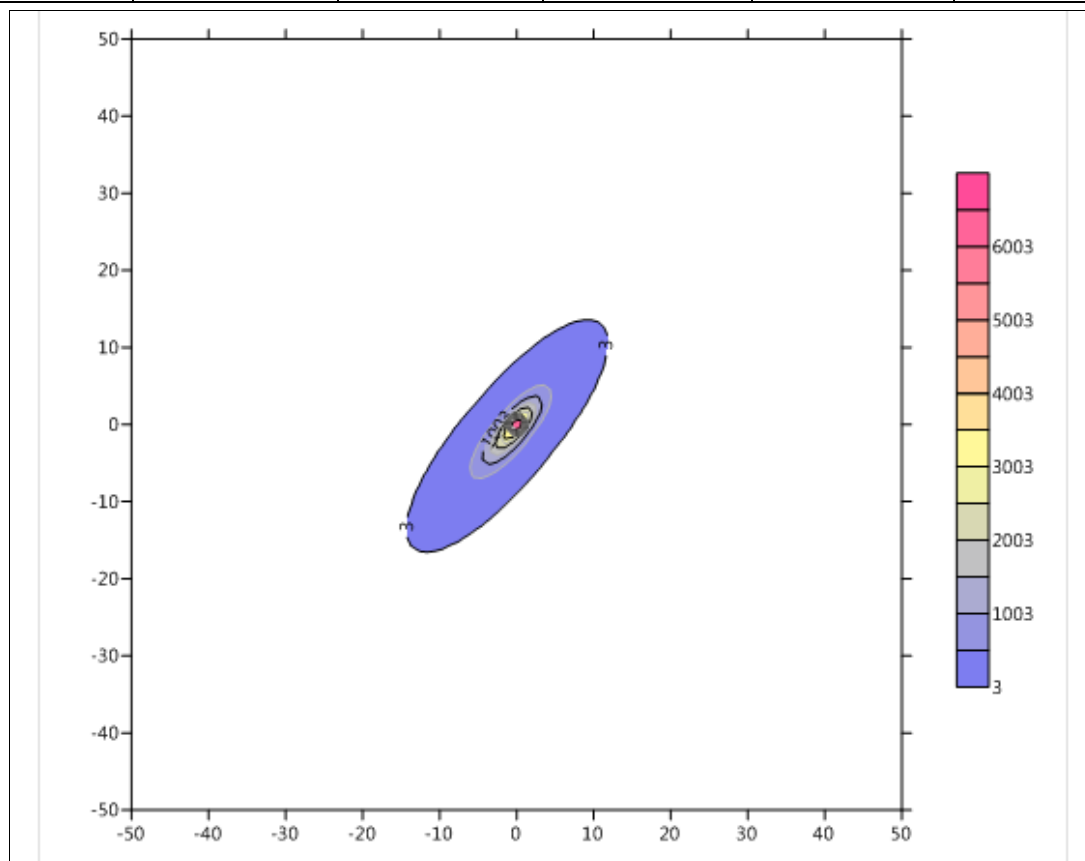


图 5.2-5 污水管道渗漏后 100 天 COD 污染物浓度分布图

根据预测结果可知，预测时间 100d 时，随着时间、距离增加，污染范围有所增加，污水管道渗漏 100d 后，含油污水中 COD 浓度沿地下水流动方向下游 21m 范围内浓度大于 3.0mg/L，其余范围浓度值均能够满足《地下水质量标准》（GB14848-2017）中 III 类 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 。

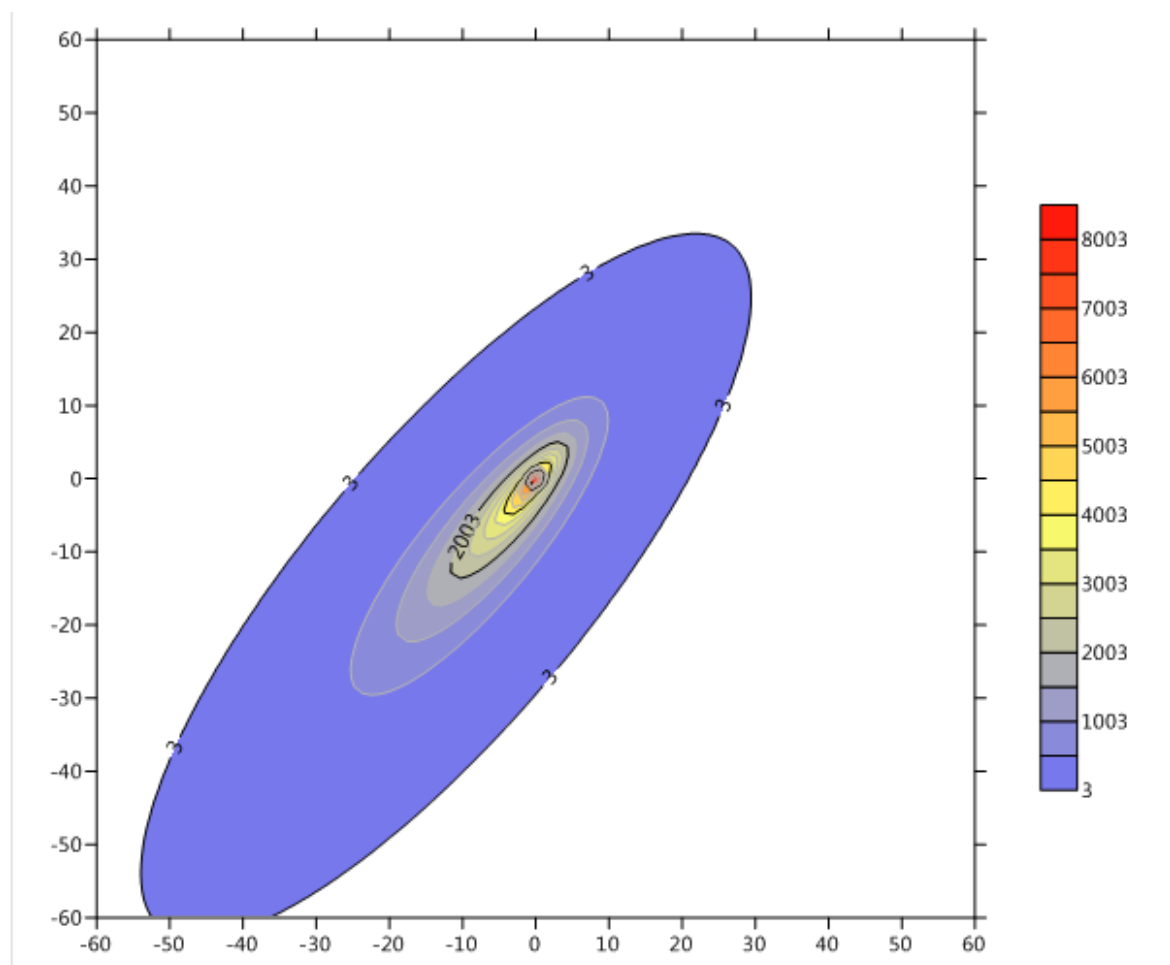


图 5.2-6 污水管道渗漏后 1000 天 COD 污染物浓度分布图

根据预测结果可知，预测时间 1000d 时，随着时间、距离增加，污染范围有所增加，污水管道渗漏 1000d 后，含油污水中 COD 浓度沿地下水流动方向下游 80m 范围内浓度大于 3.0mg/L，其余范围浓度值均能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 。

由上述分析可知，在非正常状况下，当污水管道渗漏时，随着时间增加，污染物范围有所增加，管道渗漏 100d、1000d 时石油类超标范围最大距离为地下水流方向下游 86m 范围内、COD 超标范围最大距离为地下水流方向下游 80m 范围内，根据调查，本

项目污水管道距离下游最近的潜水井为东南侧 2400m 的二龙山村地下水井，水井处石油类浓度值满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I 类标准：石油类≤0.05mg/L、COD 浓度值满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准≤3.0mg/L。非正常状况下对村屯地下水影响较小。

②油田废液处理站内废液池池体泄漏对潜水的影

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

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

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

式中：x，y——计算点处的位置坐标

t——时间，100d、1000d、5000d

C (x, y, t) ——t 时刻 x, y 处的示踪剂浓度，g/L

M——潜水含水层的厚度，10m

mt——单位时间注入的示踪剂质量，6m³/d

U——水流速度，0.002m/d

ne——有效孔隙度，0.04（无量纲）

DL——纵向弥散系数，0.5m²/d

DT——纵向 y 方向的弥散系数，m²/d

π——圆周率

K0 (β) ——第二类零阶修正贝塞尔函数

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

分别考虑渗漏 100d、1000d 时石油类和 COD 对地下水的影响预测。石油类预测参数见图 5.2-7，预测结果见表 5.2-4 及图 5.2-8~9；COD 预测参数见图 5.2-10，预测结果见表 5.2-5 及图 5.2-11~12。

二维模式 / 面源持续泄露		
参数输入		
污染源位置	x=	0
	y=	0
污染源长度 (m)		45
污染源宽度 (m)		24
污染物泄漏量 (g/d)		360
含水层厚度 (m)		5
地下水流速 (m/d)		0.023
地下水流向 (°)		220
有效孔隙度 (无量纲)		0.26
纵向弥散系数 (m ² /d)		0.2
横向弥散系数 (m ² /d)		0.02
化学反应常熟 (1/d)		0
环境质量标准 (mg/L)		0.05
检出限 (mg/L)		0.01

图 5.2-7 二维模式池体渗漏石油类潜水预测参数图

表 5.2-4 池体渗漏石油类对地下水的影响预测结果表 单位: mg/L

污染物	预测时间	超标距离	超标面积	最远影响距离	影响面积
石油类	100	59m	2073m ²	63m	2367m ²
	1000	120m	7019m ²	130m	82254m ²

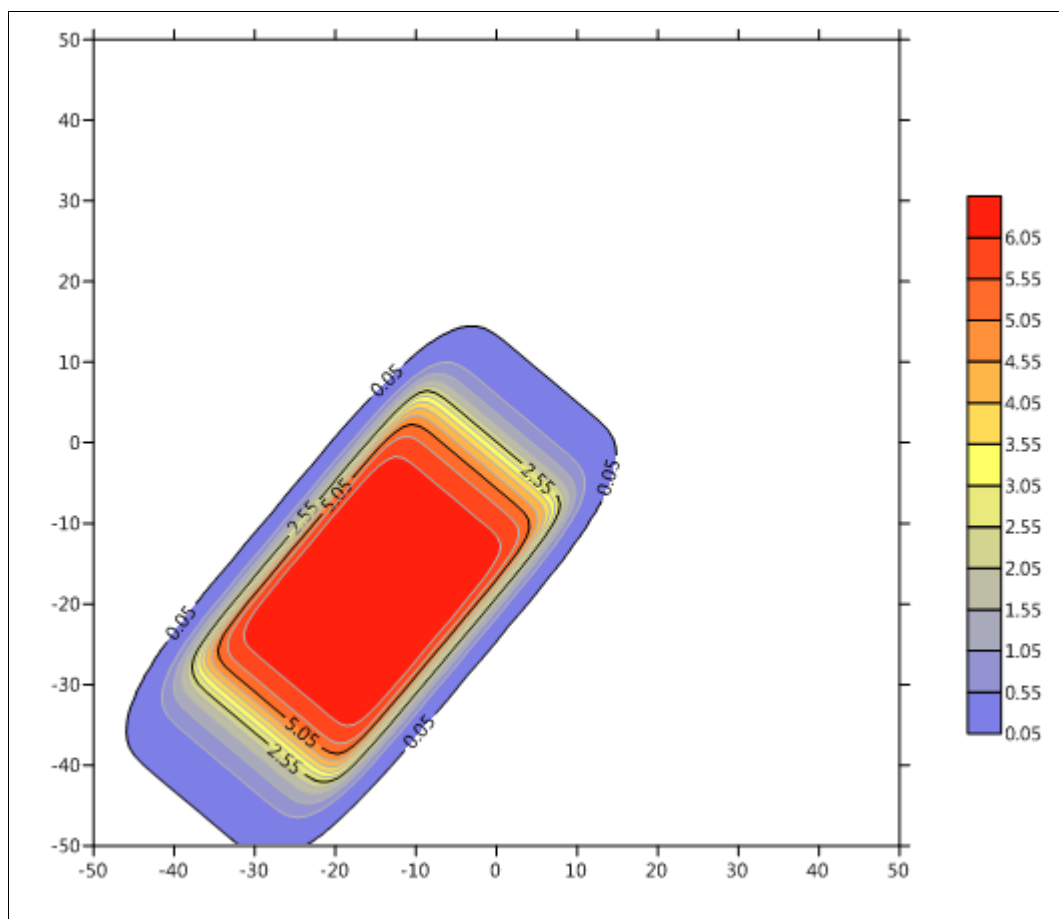


图 5.2-8 池体渗漏后 100 天石油类污染物浓度分布图

根据预测结果可知，预测时间 100d 时，随着时间、距离增加，污染范围有所增加，池体渗漏 100d 后，含油污水中石油类浓度在地下水流动方向下游 59m 范围内浓度大于 0.05mg/L，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I 类 $\leq 0.05\text{mg/L}$ 。

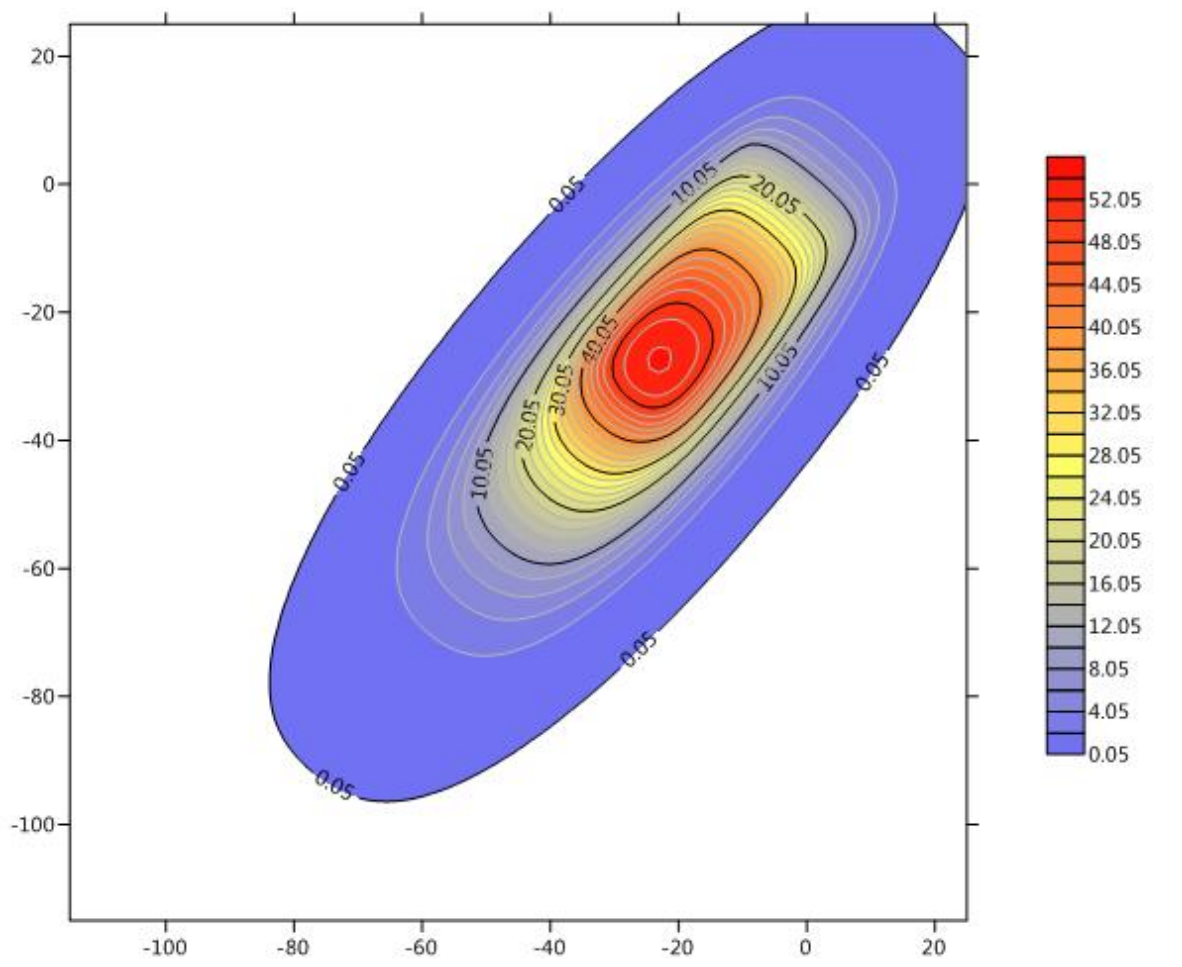


图 5.2-9 池体渗漏后 1000 天石油类污染物浓度分布图

根据预测结果可知，预测时间 1000d 时，随着时间、距离增加，污染范围有所增加，池体渗漏 1000d 后，含油污水中石油类浓度沿地下水流动方向下游 120m 范围内浓度大于 0.05mg/L，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I 类 \leq 0.05mg/L。

二维模式 / 面源持续泄露	
参数输入	
污染源位置 x=	<input type="text" value="0"/>
y=	<input type="text" value="0"/>
污染源长度 (m)	<input type="text" value="20"/>
污染源宽度 (m)	<input type="text" value="12"/>
污染物泄漏量 (g/d)	<input type="text" value="59130"/>
含水层厚度 (m)	<input type="text" value="5"/>
地下水流速 (m/d)	<input type="text" value="0.023"/>
地下水流向 (°)	<input type="text" value="160"/>
有效孔隙度 (无量纲)	<input type="text" value="0.26"/>
纵向弥散系数 (m ² /d)	<input type="text" value="0.2"/>
横向弥散系数 (m ² /d)	<input type="text" value="0.02"/>
化学反应常熟 (1/d)	<input type="text" value="0"/>
环境质量标准 (mg/L)	<input type="text" value="3"/>
检出限 (mg/L)	<input type="text" value="0.05"/>

图 5.2-10 二维模式池体渗漏 COD 潜水预测参数图

表 5.2-5 池体渗漏 COD 对地下水的影响预测结果表 单位: mg/L

污染物	预测时间	超标距离	超标面积	最远影响距离	影响面积
石油类	100	0m	1049m ²	59m	2050m ²
	1000	85m	3010m ²	117m	6528m ²

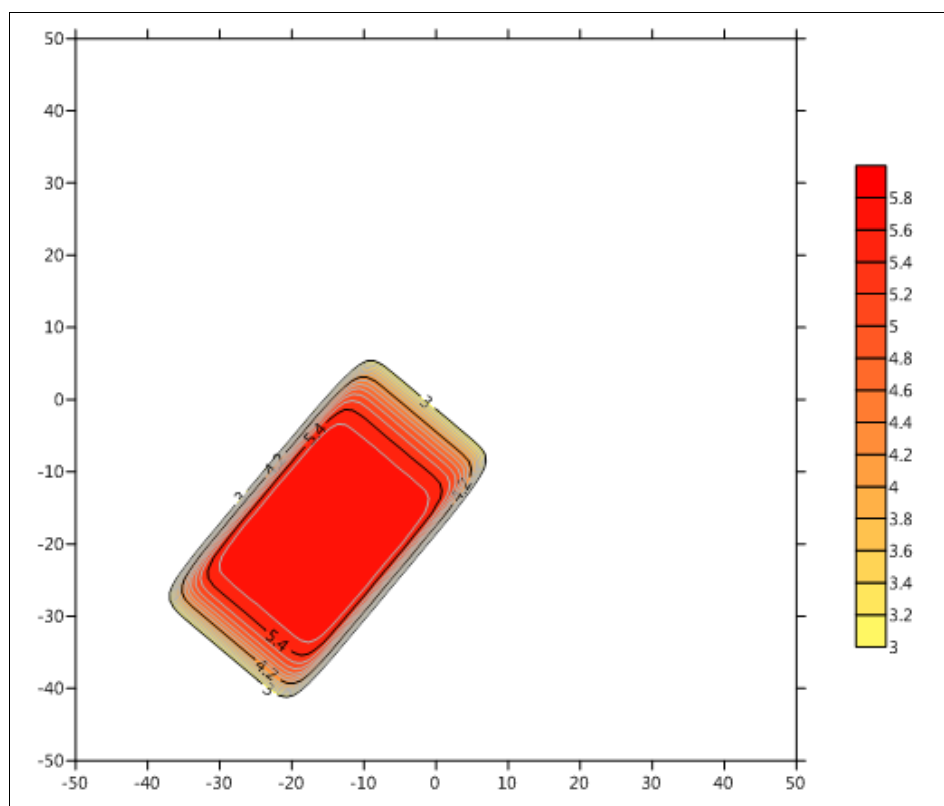


图 5.2-11 池体渗漏后 100 天 COD 污染物浓度分布图

根据预测结果可知，预测时间 100d 时，随着时间、距离增加，污染范围有所增加，池体渗漏 100d 后，最远影响距离为 59m。

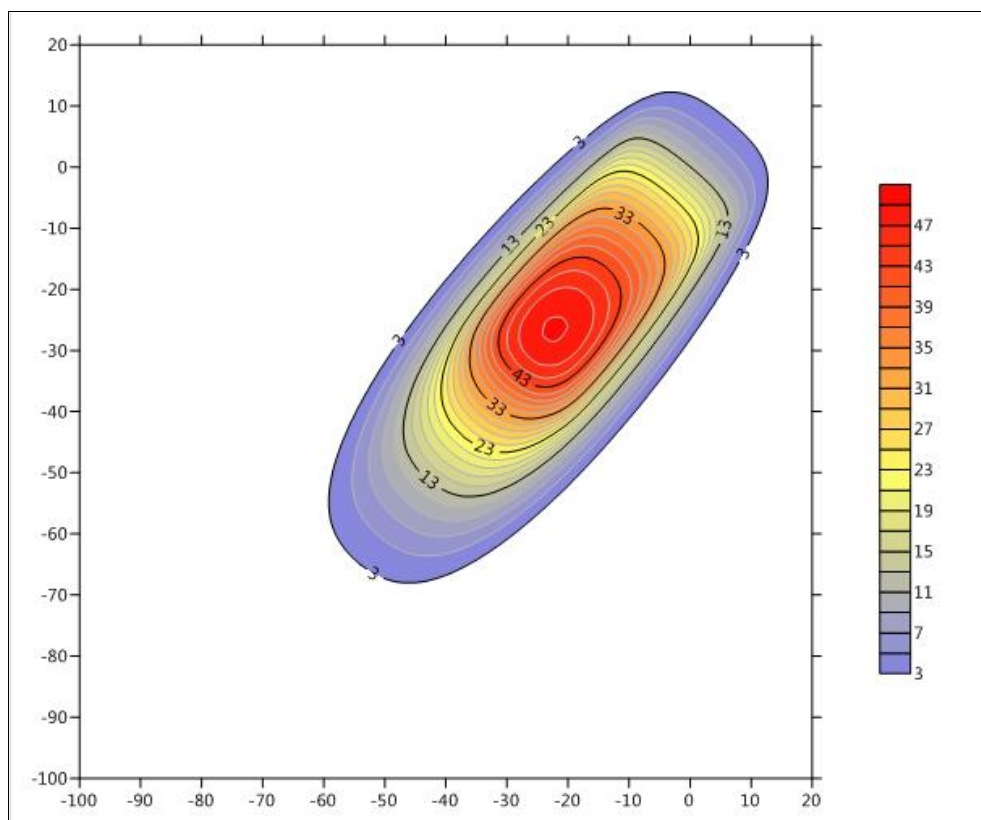


图 5.2-12 池体渗漏后 1000 天 COD 污染物浓度分布图

根据预测结果可知，预测时间 1000d 时，随着时间、距离增加，污染范围有所增加，池体渗漏 1000d 后，含油污水中石 COD 浓度沿地下水流动方向下游 85m 范围内浓度大于 3.0mg/L，其余范围浓度值均能够《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 。

由上述分析可知，池体渗漏 100d、1000d 时石油类超标范围最大距离为地下水流方向下游 120m 范围内、COD 超标范围最大距离为地下水流方向下游 85m 范围内，根据调查，本项目距离废液池最近的潜水井为东南侧 2400m 的二龙山村地下水井，不在影响范围内，水井处石油类浓度值满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I 类标准：石油类 $\leq 0.05\text{mg/L}$ 、COD 浓度值满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 。项目运营期废液池渗漏对环境敏感点的影响较小。

5.2.3.3 分析结论

由上述分析可知，本工程油田废液处理站及污水管道在正常状况下，不会对浅层地下水产生影响，只是在渗漏状态下，才有可能污染地下潜水，但这种情况发生的可能性极小，项目污水管道均设有防腐保温层，设有在线监测系统，废液池池体为混凝土防渗结构，且废液池内设置 2 套液位检测及高低液位报警仪，能够及时发现废液池池体泄漏并采取措施将泄漏的污染物及时回收并将污染程度控制到最低。

根据地下水影响分析预测结果可知，当污水管道渗漏时，随着时间增加，污染物范围有所增加，管道渗漏 100d、1000d 时石油类超标范围最大距离为地下水流方向下游 86m、COD 超标范围最大距离为地下水流方向下游 80m，根据调查，距离本项目管道最近的分散式饮用水井为东南侧 2400m 的二龙山村地下水井，不在影响范围内，水井处石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I 类标准：石油类 $\leq 0.05\text{mg/L}$ 、COD 浓度值满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准：耗氧量（ COD_{Mn} ） $\leq 3.0\text{mg/L}$ ，项目运营期污水管道渗漏对环境敏感点的影响较小；当废液池池体渗漏时，随着时间增加，污染物范围有所增加，渗漏 100d、1000d 时石油类超标范围最大距离为地下水流方向下游 120m、COD 超标范围最大距离为地下水流方向下游 58m，根据调查，距离最近的潜水井为东南侧 2400m 的二龙山村地下水井，附近村屯饮用水井均为承压水井，不在影响范围内，水井处石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I 类标准：石油类 $\leq 0.05\text{mg/L}$ 、COD 浓度值满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准：耗氧量（ COD_{Mn} ） $\leq 3.0\text{mg/L}$ ，项目运营期池体渗漏对环境敏感点的影响

较小。

5.2.3.4 地下水环境污染防控措施

为了更加有效地保护地下水资源，企业拟采取如下环保措施：

(1) 确保处理后含油污水满足朝一联合站进水指标，经朝一联合站含油污水处理站处理后满足相应标准回注地下，不外排；

(2) 加强污水管道日常监控，防止腐蚀穿孔事故的发生；

(3) 废液池设置 2 套液位检测及高低液位报警仪，定期检查和维修站内外各管道等主要可能发生泄漏的部位，减少或杜绝无组织泄漏的发生；密切监控站内水池的液位报警及流量计量情况，防止渗漏事故发生；

(4) 定期检查环保措施和排污系统，保证其处于正常运行和使用状态；

(5) 废液处理站厂区进行分区防渗处理，具体见表 5.2-6，**分区防渗示意图见附图**

10。

表 5.2-6 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
重点防渗区	废液池单元、卸车场单元、提升泵房单元	位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料泄漏不容易及时发现和处理的区域；按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）进行设计，结构厚度为 300mm，使用混凝土抗渗等级为 P8 级，在池体内部表面涂刷水泥基渗透结晶型或聚脲等防水涂料，重点防渗区建筑基础下方设有砂土基层，建筑基础采用防渗混凝土，确保重点防渗区渗透系数小于 10^{-7} cm/s。
一般防渗区	除废液池等重点防渗区以外的生产装置区域	是指裸露于地面的生产功能单元，污染地下水环境的物料泄漏后，容易被及时发现和处理的区域，参照《一般工业固体废物贮存、处理场污染控制标准》（GB18599-2001）II 类场进行防渗设计，在抗渗混凝土面层上掺水泥及防水剂，其下铺砌砂石基层，原土夯实达到防渗的目的，满足单位面积渗透量不大于厚度为 1.5m 粘土层渗透系数 10^{-7} cm/s 防渗性能。

(6) 根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），二级评价跟踪监测井“一般不少于 3 个，应至少在建设项目场地，上、下游各布设 1 个”，本项目主要内容为建设废液处理站及外输污水管道，外输污水管道中为处理后的出水，污染物浓度较低，因此重点考虑废液处理站区域的地下水跟踪监测，本项目跟踪监测井见表 5.2-7。

表 5.2-7 项目跟踪监测井情况

序号	功能	经纬度	上、下游	数量	目的	监测因子	监测频次
1	背景值监测井	125.438268 45.592179	上游，厂区东北侧哈拉海岗子村潜水井，井深 10m	1 口	监测区域地下水背景值	pH、氨氮、挥发性酚类、石油类、砷、汞、铬（六价）、耗氧量	1 次/年

2	污染扩散井	125.434829 45.587798	侧向，废液池东南侧 10m，潜水井，井深 8m	1 口	监测池体渗漏对区域地下水扩散影响		
3	跟踪监测井	125.434336 45.587513	下游，废液池西南 20m 处，潜水井，井深 8m	1 口	监测池体渗漏对区域地下水影响		

5.3 声环境影响预测与评价

5.3.1 施工期声环境影响预测与评价

本工程施工对噪声环境的影响中主要是由施工机械、车辆造成的，主要噪声源包括挖土机、装载机、搅拌机等，其噪声值见表 5.3-1。

表 5.3-1 施工机械噪声衰减一览表 单位：dB(A)

设备名称	5m	10m	20m	30m	40m	60m	80m	150m	200m
挖土机	84	78	72	68.5	66	64	62	56.5	53.9
打夯机	90	84	78	74.5	72	70	68	62.5	59.9
起重机	88	82	76	72.5	70	68	66	60.5	57.9
装载机	75	69	63	59.5	57	55	53	47.5	44.9
搅拌机	82	76	73	66.5	64	62	60	54.5	51.9
卡车	80	84	78	74.5	72	70	68	62.5	59.9
平地机	90	84	78	74	72	69	66	62	59
压路机	86	80	74	72	68	65	62	57	54

由表 5.3-1 可以看出，主要机械在 60m 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，废液处理站及管线施工场地距离最近哈拉海岗子 580m，通过距离衰减，项目施工期产生噪声对其不会产生不良影响。

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，可以保证工程不会出现噪声污染问题。具体措施如下：

(1) 合理安排施工进度，调整同时作业的施工机械数量，降低机械噪声对周围环境的影响；

(2) 注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。

通过合理安排施工平面布局、调整同时作业的施工机械数量和控制夜间施工，项目施工产生噪声影响较小。

5.3.2 运营期声环境影响预测与评价

5.3.2.1 噪声源

项目运营期噪声主要为油田废液处理站内提升泵、循环泵等设备噪声，泵房墙体为 370mm 砖混墙体，墙体隔声效果参考《噪声控制技术（第二版）》（高红武主编）370mm

砖墙隔声量为 20dB(A)-30dB(A)，本项目取 30dB(A)，噪声源强及隔声情况见表 5.3-2。

表 5.3-2 工程主要噪声源强及隔声情况 单位 dB(A)

序号	噪声源	数量	源强	隔声降噪措施	降噪效果	最近厂界距离
1	提升泵	1 台	75-80	设备基础减振,设备全部置于墙体为 37cm 厚砖混墙体泵房或者阀室内	30	W22m
2	循环泵	1 台	75-80		30	W5m

5.3.2.2 预测评价

以《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准为评价依据，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）的技术要求，本次评价采取导则推荐模式。

几个声压级相加通用式：

$$L = 10 \lg \sum_{i=1}^m 10^{L_i/10}$$

式中：L——叠加后总声压级[dB(A)]；

Li——各声源的噪声值[dB(A)]；

m——声源个数。

点声源随距离增加的衰减模式计算：

$$\Delta L = 20 \lg r_1/r_2$$

本项目主要噪声源为提升泵、循环泵等设备噪声，噪声值在 75-80dB(A)。

本工程对噪声的控制从声源上着手，首先对机泵等设备安装时加装减振装置，可消声 5-10dB(A)，其次，在噪声传播途径上采取措施加以控制，所有的设备设置在砖混结构的构筑物内，采用墙体隔声噪声下降 20-30dB(A)。

将泵房作为点声源，依据预测点到声源距离，选用点声源计算模式及叠加规律，算出厂界噪声贡献值。

距离衰减公式：

$$L_{PA} = L_{PB} - 20 \lg \frac{r_a}{r_b} - A_e$$

式中：L_{PA}—预测点距声源 A 处的声压级，dB（A）；

L_{PB}—声源 B 处的声压级，dB（A）；

r_a—预测点距声源 A 处的距离，m；

r_b—测点距声源 B 处的距离，m；

A_e—环境衰减值，dB（A）。

A_e取值受地面吸收、空气温度、物体阻挡的屏蔽等环境因素影响。

经距离衰减公式计算，在不考虑其他衰减因素的情况下，以预测机泵设备噪声传播衰减至厂界处噪声贡献值作为评价量，预测结果见表 5.3-3。

表 5.3-3 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	标准值
提升泵 循环泵	泵房	83	基座减振、 厂房隔声 措施	53	东侧 25m	25	昼间 60 夜间 50
					南侧 12m	31	
					西侧 5m	39	
					北侧 20m	27	

由上表可知，废液处理站厂界噪声值可以衰减到 39dB (A)，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，项目场站周围 200m 内无声环境敏感点分布，距离最近敏感点为东北侧 580m 处的哈拉海岗子村，通过距离衰减，项目不改变区域背景值，不会对敏感点产生影响，噪声对周围声环境影响较小。

5.4 固体废物环境影响分析

5.4.1 施工期固体废物环境影响分析

本项目施工期管沟开挖土方全部用于回填，施工期固体废物主要为新建废液处理站内泵房、阀室、水池等构筑物土建施工产生的建筑垃圾及施工人员生活垃圾。

(1) 建筑垃圾

土建施工时建筑垃圾包括平整场地和开挖地基的多余泥土及施工过程中残余的混凝土等，本项目施工期建筑垃圾全部运至城市管理部门指定的城市建筑垃圾消纳场。

(2) 生活垃圾

项目施工人员为生活垃圾统一收集后，运送至垃圾填埋场进行卫生填埋。

施工过程在采取上述防治措施前提下，施工期固体废物对环境的影响可降至最低。

5.4.2 运营期固体废物环境影响分析

5.4.2.1 固体废物的产生情况

项目运营期产生的固体废物主要有分离出的粘土杂质（综合废液中杂质，如石粒、泥沙等）及废液池清淤产生的含油物质、清淤期间产生的含油废防渗布。根据工程分析，本项目运营期固体废物产生量及综合利用情况见表 5.4-1。

表 5.4-1 本项目运营期固体废物产生量及处理情况一览表

序号	排放源	污染物名称	产生量	处置方式	排放量
----	-----	-------	-----	------	-----

1	废液池	含油污泥、杂质等含油物质	365t/a	拉运至朝一联合油污泥处理站处理	0
2		防渗布	0.1t/a	集中收集委托资质单位处理	0

5.4.2.2 固体废物的处置情况

(1) 含油污泥

运营期产生的含油污泥主要有沉降区沉降后的固体物质（含油污泥、杂质等）、废液池顶部档油墙隔离的污油、底部挡泥墙隔离的污泥等；根据工程分析可知，清理过程中含油物质的产生量约 365t/a，项目废液池内均能够容纳当月产生的含油污泥量，每月清理 1 次可行，清淤产生的含油物质等拉运至朝一联合油污泥处理站处理。

本项目分离产生的含油污泥拉运至朝一联合油污泥处理站处理，设计规模 10m³/h，每年工作 150 天（6-10 月运营），每天 24 小时连续运行，年最大处理量 36000t，目前实际处理量为 21000t，负荷率为 58.33%，本项目含油物质进入后，最大负荷率为 59.3%。根据大庆油田有限责任公司环境监测评价中心于 2017 年 7 月 31 日对朝一联合油污泥处理站处理后污泥监测结果可知：pH:7.73，石油类:18300mg/kg，含水量:9.21%，Cd:0.5mg/kg，Pb:84mg/kg，Hg:0.3mg/kg，Cu:146mg/kg，Ni:66mg/kg，Zn:572mg/kg，满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB/T1413-2010）中标准值，本项目依托可行，项目含油污泥等物质转移过程实行危险废物转移联单制度。

(2) 废弃防渗布

项目清淤期间共产生 0.1t 废弃防渗布，根据《国家危险废物名录（2016 年）》，废弃防渗布属于 HW49，危险编号为 900-041-49 含油或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质。根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，危险废物不能直接进行填埋处理，本项目在清淤作业后将废弃防渗布统一收集，委托有资质单位处理，不进行暂存。

根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单，有能力处理该危险废物的企业基本情况如下表 5.4-2。

表 5.4-2 本项目运营期固体废物产生量及综合利用情况一览表

序号	名称	资质类别	核准经营方式	核准经营规模 (t/a)
1	大庆圣德雷特化工有限公司	HW08、HW49 其他废物 (900-041-49)	收集、贮存、利用	HW08 类 50000t/a, HW49 类 25 万只/年

2	黑龙江云水环境技术服务有限公司	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	收集、贮存、利用	34180（其中焚烧 9800t/a、填埋 24380t/a）
---	-----------------	---	----------	---------------------------------

以上企业可处理危险废物类别为 HW49 的危险废物，能够满足本项目处理需求。委托处置危险废物的企业以建设单位最终签订协议单位为准。运营期产生的废防渗布在施工结束统一收集后委托资质单位处置，建设单位加强对废弃防渗布转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。

(3) 运输过程环境影响分析及管理措施

危险废物在运输工程中若发生散落、泄漏会对周围环境产生不良影响，项目危险废物运输过程中应严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。项目危险废物的运输按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理，危废的转移过程按照《危险废物转移联单管理办法》执行，运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点，一旦运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

- 1) 设立事故警戒线，启动应急预案，并及时向环境保护主管部门报告；
- 2) 应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；
- 3) 对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相的清理和作复；
- 4) 清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；
- 5) 进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，穿防护服，并佩戴相应的防护工具。

本项目产生的固体废弃物按照相关处置要求进行，处置方式可行，对周围环境和人体健康不会造成危险，对周围环境基本无影响。

5.5 土壤环境影响评价

5.5.1 施工期土壤环境影响评价

本项目对土壤的影响主要来自场站永久占地、道路建设及外输管道对土地的占用，对植被的碾压、挖掘等活动，会引起土壤理化性质的改变、肥力的降低。

施工期场站施工及道路建设时大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上场站施工、管道敷设时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀。施工期对土壤的影响主要表现为：

①破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，管道在开挖和填埋时，必将破坏土壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

②混合土壤层次，改变土壤质地

土壤表层质地与底层的质地截然不同，管道的开挖与回填，会混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育、植被的恢复。

③土壤养分流失

不同土层的特征及理化性质差异较大，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

本工程新建进站路共计 336m，建设方式为直接对道路占地范围进行覆土压实，道路建设过程中施工机械和人员可能会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对周边地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

5.5.2 运营期土壤环境影响评价

正常生产情况下，本工程收集的油田废液经处理达标后最终回注，污水不外排，因此不会对土壤产生影响。

项目运行后期，外输管道由于腐蚀可能会发生穿孔，废液池可能会发生破裂。在管道穿孔或废液池池体破裂处会产生含油污水的泄漏，事故状态下产生的含油污水对土壤的危害主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生长受阻，体内残留量增加，改变土壤微生物种群结构，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量等。因此，项目运营期，一定要严防含油污水泄漏事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对泄漏的污染物进行回收，最大限度地恢复地表原貌，从而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。

（1）废液池泄漏预测分析

大庆油田有限责任公司第九采油厂于 2017 年 9 月建设了《工业废水预处理工程》，于 2018 年 3 月调试完成，该项目于 2014 年通过大庆市环境保护局审批（批复文号：庆环审[2014]135 号），主要内容为建设 1 座 1000m³ 污水预处理池，配套建设固定式多功能处理设备 1 套，站内主要工艺流程为废液进入废液池初步油水分离后进入多功能处理

设备，经多功能处理设备处理后外输至新一联合含油污水处理站处理。

本项目在朝三联合站东侧建设综合废液处理站，站内新建 1 座废液池用于收集处理朝阳沟油田西部区域油田综合废液，主要工艺为综合废液拉运至废液池，经初步分离预处理后，外输至朝一联合含油污水处理站处理。本项目站内废液池防渗措施与第九采油厂《工业废水预处理工程》废液池采用防渗措施相似，渗透系数均小于 10^{-7}cm/s ，因此可与第九采油厂《工业废水预处理工程》进行类比分析。

第九采油厂《工业废水预处理工程》于 2020 年通过自主验收，并对污水预处理池北侧及南侧土壤进行了监测，监测因子为 pH、铅、汞、六价铬、砷及石油烃（ $\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$ ），其中石油烃（ $\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$ ）和六价铬均未检出，其余各项污染物数值均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中第二类用地风险筛选值，评价指数均 <1 ，说明第九采油厂工业废水预处理工程运营未对项目所在区域土壤环境造成不良影响，说明池体采取的防渗措施有效。

本项目采取防渗措施与第九采油厂工业废水预处理工程防渗措施相同，并将废液池区域设置重点防渗区域（渗透系数小于 10^{-7}cm/s ），各类污染物均能够有效处置，因此本项目运营期在采取提出的环保措施后，对土壤环境影响较小。

（2）外输污水管道预测分析

《朝 10 站地区人员密集区交叉穿跨越管道 B 类安全隐患治理工程》环境影响报告于 2016 年通过了大庆市环保局审批（庆环审〔2016〕219 号），该项目于 2020 年完成企业自主验收。

根据《朝 10 站地区人员密集区交叉穿跨越管道 B 类安全隐患治理工程》，该项目与本项目区域均归属第十采油厂，建设位置位于朝阳沟油田，与本项目所属区域生态环境基本一致，主要更换集油掺水管道，与本项目管道工程内容类似，本项目为新建外输污水管道（管道内污染物浓度低于集油管道内污染物浓度），均为管线施工，该项目施工阶段，由于管线施工占用了大量临时占地，大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高。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均已恢复。该项目与本项目管道运行期工艺、产污及污染途径、污染防治措施等均一致，因此本项目土壤影响可以类比该项目。

《朝 10 站地区人员密集区交叉穿跨越管道 B 类安全隐患治理工程》对集油管道临时占地进行监测，结果为： $\text{Hg}0.023\text{mg/kg}$ 、 $\text{As}14.0\text{mg/kg}$ 、 $\text{Pb}19\text{mg/kg}$ 、 $\text{Cr}48\text{mg/kg}$ ，石

油烃未检出，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），说明建设单位在项目施工及运行过程中较好的落实了污染防治措施，管道运行期对土壤环境影响较小。

5.5.3 土壤保护措施及对策

为减小项目对土壤的污染，本项目采取以下防治措施：

1、控制项目污染物的排放。大力推广闭路循环、清洁工艺，以减少污染物；控制污染物排放的数量和浓度，使之符合排放标准和总量控制要求。本项目站内废液处理均采用密闭管道进行输送，处理后的含油污水外输至朝一联含油污水处理站处理达标后回注地下。

2、运营期做好设备、管道的维护、检修，杜绝跑、冒、滴、漏现象。同时，加强污染物产生主要环节的安全防护、报警措施，以便及时发现事故隐患，采取有效的应对措施。

3、站内进行分区防控，将废液池等区域设置重点防渗区域，采取严格的硬化及防渗处理。运行期废液及污染物均与天然土壤隔离，不会通过站内裸露区渗入到土壤中。

综上，项目场站内采取严格防渗措施，加强生产管理，避免生产过程中废液洒落浸入土壤，从而造成土壤污染，另外项目设置三级防控体系，事故状态下废水得到妥善处置，因此，项目正常生产对厂区内土壤不会造成明显的环境影响。项目的建设对区域土壤环境影响较小，土壤环境影响评价自查表见附表 2。

5.6 生态环境影响评价

5.6.1 施工期生态环境影响评价

本项目废液处理站建设、管沟开挖、管道敷设、覆土回填等建设会对周围土壤环境造成不同程度的影响和破坏。主要有以下几个方面：

（1）永久占地对植被的影响

本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成斑块，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。本工程油田废液处理站占地类型为耕地，工程投产后其影响是长期不可逆的。

项目永久占用耕地面积 0.7844hm^2 ，地表农作物主要为谷子，谷子损失量按 $3000\text{kg}/\text{hm}^2$ 计算，10 年间共损失玉米量为 30t，价格按 5300 元/t 计，10 年间共损失 15.9 万元。项目建成投产后，永久性占地无法恢复。

(2) 临时占地对生态环境的影响

本工程在施工期发生的临时占地是新建管道对沿线耕地产生的影响。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耕地地表造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复。

本项目临时占用耕地面积为 2.0536hm²，耕地农作物为谷子，谷子损失量按 3000kg/hm² 计算，耕地在施工后第一、二年产量将下降 20%-40%，随后恢复正常产量，两年间总共损失粮食产量为 4.93t，价格按 5300 元/t 计，耕地损失为 2.6 万元。

根据《中华人民共和国土地管理法》第四十七条规定：征收土地的，按照被征收土地的原用途给予补偿。被征收土地上的附着物和青苗的补偿标准，由省、自治区、直辖市规定。

由于本工程临时占地的占用期限很短（占用期限为 60 天），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。生态影响减缓及恢复见表 5.6-1。

表 5.6-1 生态影响减缓及恢复措施表 单位：hm²

序号	项目	占地类型	措施	补偿恢复类型	占地工程内容
1	永久占地补偿	耕地	耕地补偿 0.7844	占一补一	废液处理站、进站道路
2	临时占地恢复	耕地	平整、恢复 2.0536	恢复地表形态	管道

本项目采取生态环境保护措施如下：

(1) 敷设管线时，限定管道施工作业面宽 8m，应根据实际施工情况尽量缩小施工作业面宽度，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被。

(2) 施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌。

(3) 项目临时占地（2.0536hm²）和永久占地（0.78441hm²），占地类型均为耕地，对临时占地进行人工植被恢复，永久占地按照相关规定缴纳补偿费，将永久占用土地进行表土剥离，剥离的表土用于被损毁土地的复垦。

(4) 加强施工管理，施工活动控制在占地范围内，临时占地剥离表层熟土。施工结束后，恢复临时占地表土及植被。

5.6.2 运营期生态环境影响评价

本项目运营期正常情况下对生态环境无影响，项目运营期对生态系统的影响主要是管道及废液池泄漏对生态环境的影响。

一旦污水管道或废液池中含油污水泄漏，会对土壤环境产生影响，含油污水中的石油类可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替。该项目污水管道沿线的生态系统主要是农田生态系统，大量含油污水泄漏可对生态系统产生影响，其危害最大的是农作物，原油黏附于枝叶上，就会影响植物的光合作用，可使植物枯萎死亡；原油散落到土壤中，黏附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质，导致植物死亡，通过根系吸收，影响其品质，使其生产力下降。

运营期发生管道或废液池泄漏时，通过及时采取应急措施，启动应急预案，减少泄漏量，并及时对泄漏的污染物进行清理，防止污染环境。

5.6.3 生态环境影响评价结论

本项目施工期对生态系统的影响较大，主要来自废液处理站场地及道路施工对土地的影响，这部分土地的土地利用性质会发生改变，但由于项目开发面积较小，永久占地面积较小，本工程不会对区域内的土地利用结构有大的改变。

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

(1) 该项目油田废液处理站、管道建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使项目区内的农作物有一定程度的下降。在施工建设过程中严格控制施工范围，则可在最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境在尽可能短的时间内得到恢复；

(2) 项目运营期对生态系统的影响主要是管道及废液池泄漏对生态的影响，运营期应加强管道巡检，减少事故发生的可能性，运营期对生态环境的影响较小；

(3) 本项目建设不可避免会改变原有的生态环境，但经过合理规划和建设，有利于当地及周边地区的经济发展，能够与周围生态环境协调共处。

可见，只要采取必要的措施，该项目对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

5.7 环境风险评价

本项目废液处理站处理的综合废液中含有石油类、各种添加剂（增稠剂、聚糖类高分子、无机盐、表面活性剂、有机物等）等，分离出的含油污水经外输管道进入朝一联含油污水处理站处理。废液池、污水管道易受到自然因素及人为破坏等因素的作用，存在一定的事故风险性，一旦发生事故，造成含油污水泄漏，对周围环境（土壤、植被等）产生一定影响，若发生火灾将会给动植物生存环境带来较大的影响。

5.7.1 评价依据

本工程涉及的风险物质为综合废液，综合废液中含有石油类、各种添加剂（增稠剂、聚糖类高分子、无机盐、表面活性剂、有机物等）等，主要成分以原油计。项目运营期主要风险为废液池及新建外输污水管道泄漏造成的含油污水及天然气管道破损泄漏的天然气。

根据前文本项目风险潜势初判和风险评价等级判定，确定本项目风险潜势为I，应进行简单分析。

5.7.2 环境敏感目标情况

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价范围应根据环境敏感目标的分布情况，事故后果预测结果对环境产生危害的范围综合确定。项目废液池周边所在区域，评价范围外存在需要特别关注的环境敏感目标，评价范围需延伸至所关心的目标。本项目环境风险评价工作等级为简单分析，结合项目周边现状，环境风险保护目标主要为距离较近的哈拉海岗子村和双龙村。

5.7.3 环境风险识别

5.7.3.1 原油的危险特性

本工程生产运行过程中涉及的物料为综合废液，综合废液主要成分以原油计，原油密度为 0.8701t/m^3 ，低发热值 10000kcal/kg ，比热 $0.5\text{kcal/kg}\cdot\text{C}$ ，凝固点 33.5C ，含蜡量 22.38% ，为低毒性物质。原油的危险特性见表 5.7-3。

表 5.7-3 原油危险特性

物料名称	爆炸极限 (V%)	闪点 (C)	自燃温度 (C)	火灾危险性分类
原油	1.1~8.7	-6.67~32.22	350	甲类可燃液体

原油火灾爆炸危险性主要表现在以下几方面：

- (1) 属于甲_B类易燃液体；
- (2) 原油的油蒸汽和空气混合达到一定浓度时，遇火即能爆炸；
- (3) 易蒸发，原油蒸发主要有静止蒸发和流动蒸发两种。原油容器内压力每降低 0.1MPa ，一般有 $0.8\sim 10\text{m}^3$ 油蒸气析出。蒸发出的油蒸气，由于密度比较大、不易扩散，往往在储存处或作业场地空间地面弥漫飘荡，在低洼处积聚不散，这就大大增加了火灾爆炸危险程度；

- (4) 容易产生静电。在易燃液体中石油产品的电阻率一般在 $10\sim 12\Omega\cdot\text{cm}$ 左右。电阻率越高，电导率越小，积累电荷的能力越强。因此，石油产品在泵送、灌装、装卸、运输等作业中，流动摩擦、喷射、冲击、过滤都会产生静电。当能量达到或大于油品蒸

气最小引燃能量时，就可能点燃可燃性混合气，引起爆炸或燃烧；

(5) 容易受热膨胀、沸溢。原油受热膨胀，蒸气压升高，会造成储存容器鼓凸现象。相反，高温油品在储存中冷却，又会造成油品收缩而使储油容器产生负压，使容器被大气压瘪而损坏。含水油品着火受热还会发生沸溢，燃烧的油品大量外溢，甚至从罐中喷出，引燃其它物品而造成重大火灾和人身伤亡事故。

5.7.3.2 天然气的危险特性

天然气以甲烷（CH₄）气为主，并含有总量不多、各自数量不等的重烃（C₂~C₅）气。根据天然气中重烃（C₂以上）的含量，把天然气分为干气（贫气）和湿气（富气）。重烃含量高于或等于 5%的定为湿气，含量低于 5%的定为干气。湿气多与原油共存，也常被称为伴生气。

天然气主要成分是含大量低分子烷烃混合物，重度为 0.91kg/m³（标态），比重 0.7，低发热值 10128kcal/m³，比热 0.4935kal/kg·°C，最小引燃能量 0.28mJ，属甲类易燃气体，其危险特性见表 5.7-4。

表 5.7-4 天然气危险特性

物料名称	蒸汽爆炸极限（V%）	自燃温度	火灾危险性	毒性
天然气	5.3~15	538	甲	低毒

天然气遇明火极易燃烧爆炸。其密度比空气轻时，如泄漏会无限制的扩散，与空气形成爆炸性混合物，而且能随风飘动，形成火灾爆炸和蔓延的重要条件，遇明火会引着回燃；密度大于空气时，泄漏后易存留在地表、低洼、沟坑、死角处，长时间不散，更增加了火灾、爆炸危险性。

5.7.3.3 风险事故类型

本工程中可能存在的风险事故类型包括泄漏、火灾、爆炸。

5.7.3.3.1 泄漏

根据项目特点，本项目运营过程中最可能发生的环境污染事故集中在废液池池体泄漏、管道及设备因腐蚀穿孔发生含油物质、天然气泄漏等。

废液池因施工质量及建筑材料等问题，或在外力作用下，混凝土储存池出现裂隙，会造成池体不同程度的渗漏问题，池中综合废液通过裂隙渗漏进入潜水含水层，对潜水地下水环境造成污染。

本项目油田废液处理站站内池体等设备、管道内介质主要为综合废液，站外清水管道输送介质为清水，污水管道输送介质为含油污水，燃气管道输送介质为天然气，由于管材本身的质量、施工、运营和管理等各环节都可能出现缺陷和失误，从而导致事故发

生。管道的常见事故是管道穿孔或破裂导致管道内介质泄漏，会导致综合废液、含油污水和天然气外泄，对环境污染较大。泄漏的油气如遇明火将引起火灾、爆炸。

导致泄漏事故的主要因素分析如下：

- (1) 由于腐蚀造成穿孔，焊缝开裂出现裂纹；
- (2) 材料缺陷或焊接缺陷；
- (3) 由于外物撞击或误开挖造成破裂；
- (4) 操作失误引发的憋压等造成的风险事故；
- (5) 由于自然界发生异常，如洪水、地震对集输系统和暂存系统产生破坏作用，或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。

5.7.3.3.2 火灾、爆炸

项目正常运营过程中，含油物质在生产过程中工艺密闭，不具备发生火灾、爆炸的条件。但在异常情况下，由于设备或管道的阀门、法兰连接处破裂、泄漏、操作失误等情况下，可导致大量可燃物质释放，在空气中形成爆炸性气体，一旦遇有点火源即可引发火灾、爆炸事故。作业场所中点火源可能存在的主要形式有：明火、电火花、静电、雷电、摩擦火花等。

5.7.4 环境风险分析

5.7.4.1 对大气环境的影响

对大气环境产生影响事故为运营期综合废液泄漏和天然气的泄漏，综合废液中石油类泄漏和天然气管道的泄漏都会对环境空气造成影响。运营期由事故挥发出来的石油气（烃类气体）会造成局部地区的大气污染，若处理不当，很可能发生火灾等事故。

综合废液泄漏如不及时处理，对空气环境的影响相对较大，其中包含的轻组分烃类，会挥发进入大气，若事故处理不及时，则烃类挥发的时间会较长。如果一次泄漏的量很大，会形成的局部空气环境的严重污染，这时大气中烃类气体的浓度要高于正常情况的数倍之多。如果引发了火灾，则石油类燃烧形成的黑烟会对周围村屯造成较重的大气污染。且原油泄漏产生的烃类气体挥发事故通常只会造成局部大气污染，由于大气本身具有稀释净化能力，因此不会造成大面积的严重污染。

5.7.4.2 对地下水环境的影响

本项目池体、管道发生泄漏，含油物质可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在0~10cm及10~30cm层位中，主要积聚在土壤表层80cm以内，一般很难下渗至2m以下，一旦渗入，可能

会对潜水含水层造成影响，而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此也不会对承压水层产生影响。

1) 含油污水外输管道泄漏

项目污水管道（含油污水）泄漏源强按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）中有关液体的泄漏公式进行计算，具体计算如下：

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

式中：Q₀——液体泄漏速度，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，取值 0.6-0.65；

A——泄漏口面积，m²，泄漏孔径为 75mm（50%管径，裂口形状圆形）；

ρ——液体的密度，取值 1kg/m³；

P——容器内介质压力，1.0×10⁶Pa；

P₀——环境压力，1.01×10⁵Pa；

g——重力加速度，取值 9.8m/s²；

h——泄漏口上液位高度，取值 0.15m。

根据以上计算，管道泄漏速度为 0.675kg/s，项目设有在线监测系统，并采取关闭阀组等措施进行控制，考虑最不利情况，如应急预案实际操作不到位、不利的气象条件或监控设备失灵等情况，取泄漏时间 30min，则泄漏的含油污水量为 1.215t，污水中石油类浓度为 100mg/L、COD 为 2100mg/L，则泄漏石油类的量为 121.5g、COD 量为 2551.5g。

本项目预测管道泄漏时间为 100d 时，石油类浓度在地下水下游 23m 范围内浓度大于 0.05mg/L，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 I 类标准≤0.05mg/L；COD 浓度在地下水下游 21m 范围内浓度大于 3.0mg/L，其余范围浓度值均能够满足《地下水质量标准》（GB14848-2017）中 III 类标准≤3.0mg/L，随着时间、距离增加，污染范围有所增加，根据预测结果可知，当管道泄漏 1000d 时石油类对地下水产生影响的距离为下游 86m、COD 对地下水产生影响的距离为下游 80m。

2) 废液池池体泄漏

废液池为混凝土结构，且内表面涂刷防渗涂层，正常情况下不会发生池体破裂泄漏。事故状态下，考虑废液池内高低液位仪失灵，废液池泄露按 1 年计，渗透速率为 0.36m³/d，

液体中石油类浓度 1000mg/L、COD 浓度 2100mg/L，则石油类泄漏量为 360g/d，COD 量为 324g/d。

本项目预测池体泄漏时间为100d时，石油类浓度在地下水下游59m范围内浓度大于0.05mg/L，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中I类标准≤0.05mg/L；COD不存在超标范围，随着时间、距离增加，污染范围有所增加，根据预测结果可知，当池体泄漏1000d时石油类对地下水产生影响的最大距离为下游120m、COD对地下水产生影响的最大距离为下游58m。

项目未设置事故池，运营期废液池如发生大量泄漏，废液应通过污水管道输入朝一联合站污水沉降罐处理。

本工程油田废液处理站及污水管道在正常状况下，不会对潜水产生明显影响，只是在泄漏事故状态下，才有可能污染地下潜水，但这种情况发生的可能性极小，项目管道均设有防腐保温层，设有在线监测系统，油田废液处理站内池体为混凝土防渗结构，可以有效防止含油污水渗入地下，污染物发生泄漏的几率极小。项目运营期项目要加强巡视，关注管道压力变化，如发生管道或池体泄漏，应立即采取应急方案，通常采用临时堵漏管卡进行堵漏，各支救援队伍要尽快按照各自的职责和任务对污水进行回收、泄漏的管道或池体进行修复。

厂区设有三级防控措施：①一级防控措施：废液池设有围堰（高度为 100mm、45m×24m），防止污染雨水和轻微事故泄漏造成环境污染；②二级防控措施：本工程产生的污水管输至朝一联合站污水沉降罐，防止重大生产事故泄漏物料排出厂区外造成环境污染；③三级防控措施：依托朝一联合站污水沉降罐，防止重大生产事故泄漏物料和污染消防水排出厂区外造成环境污染。

5.7.4.3 对土壤环境的影响

本项目废液池池体、污水管道泄漏，其中石油类渗入土壤孔隙，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，石油类污染物集中于土壤表层0~30cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长，石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。

5.7.4.4 对生态环境的影响

该项目区域内的生态系统主要是耕地，大量含油污水泄漏可对耕地产生影响，其危害最大的是植物，含油物质黏附于枝叶上，就会影响植物的光合作用，可使植物枯萎死亡；含油污水喷溅到植物上或散落到土壤中，黏附于植物根系，可阻止植物吸收水分和

矿物质，导致植物死亡，通过根系吸收，影响其品质，使其生产力下降。

5.7.5 环境风险防范措施及应急要求

5.7.5.1 总图布置、建筑设计中的防范

本项目站内构筑物、生产装置之间严格按照防火间距布置，符合《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）相关要求，同时充分考虑了生产区与辅助生产区的防火间距和安全距离。

项目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；定期检测管道防腐及腐蚀情况，及时维修或更新。

从确定抗震设防要求、抗震设计、抗震施工、制定抗震防灾规划等方面做好工程的抗震设防，防止污水处理构筑物发生破损。

本项目废液池按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）进行防渗设计，结构厚度为 300mm，使用混凝土抗渗等级为 P8 级，在池体内底部及侧面涂刷水泥基渗透结晶型或聚脲等防水涂料，使重点防渗区各单元防渗层渗透系数相当于 6.0m 厚防渗系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s 黏土防渗系数。

本项目综合废液处理系统采用密闭集输工艺，防止挥发性有机物聚集。爆炸危险区域所用的设备、电气均采用防爆型，并符合相应的防爆等级。火灾爆炸危险场所内按照规范设置可燃气体检测报警装置。配电室设火灾报警系统。设备、管道做防腐保温。严格执行各项安全生产制度，在油气泄漏场所严禁静电和携带火种。

5.7.5.2 生产运行中的管理措施

（1）制定应急操作规程，在规程中应说明发生管道泄漏、火灾爆炸和场站装置泄漏事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，减少事故的影响。另外还应说明与管道操作人员有关的安全问题；严格岗位责任制，定期对工人进行安全和环境保护意识教育。

（2）项目废液池设置 2 套液位检测及高低液位报警仪，定期对外输污水管道巡检。巡线可以发现管道的少量泄漏，也可观察地面的异常变动（如塌方等），也可及时发现管线、阀门、设备的渗漏、穿孔问题。

（3）定期进行清管和管内检测。定期对管道进行检测，可以及时发现管道的变形与腐蚀状况，对了解管道状况并作必要的修补提供依据，及时更换或维修。

（4）本项目涉及三条管线均位于耕地内，与人为活动关系密切，应充分发动和依靠附近村屯人民群众加强对管道的保护，增强保护意识。除以管道管理部门进行日常的巡查监护外，另一个非常重要手段是，向附近村屯宣传贯彻《管道保护条例》，对沿线

人民群众进行保护管道的重要意义的宣传，打击不法分子对管道的破坏。管道管理部门要与沿线群众联网对管道进行保护，对人民群众作保护管道的一般性知识的宣传，当发现管道出现意外现象和征兆时，能及时通知管道管理部门，以便及时进行处理，这样能大大减少第三方破坏的频率，提升管道的安全性。

(5) 生产时密切关注系统压力变化，依托管道压力监控系统 and 液位报警系统进行监控，可及时发现管道、池体泄漏情况，如发现压力表数值异常，应紧急关闭阀门，进行事故排查，确定泄漏点，并尽早处理。

(6) 当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时隔离泄漏区，周围设警告标志，并立即启动预案，采用合适的材料和技术手段堵住泄漏处，通常采用临时堵漏管卡进行堵漏，进入现场的各支救援队伍要尽快按照各自的职责和任务开展救援工作。

(7) 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。

5.7.5.3 地下水风险防范措施

本项目场站废液池池体按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）进行防渗设计，结构厚度为 300mm，使用混凝土抗渗等级为 P8 级，在池体内部表面涂刷水泥基渗透结晶型或聚脲等防水涂料，使重点污染区各单元防渗层渗透系数相当于 6.0m 厚防渗系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s 黏土防渗系数。

设置地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、合理设置 3 口地下水跟踪监测井，做到及时发现、及时控制，并建立应急响应措施，当发生地下水污染事故时，应立即启动应急预案，采取相应措施。

5.7.5.4 火灾、爆炸风险防范措施

(1) 朝三联烧火间供气管道天然气接自其已有调压装置，废液站不设调压及储存设施；

(2) 加热炉设计防雷、防静电接地装置，避免因自然原因引起的火灾和爆炸；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施；

(3) 场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

5.7.6 应急预案

风险事故应急预案是在贯彻预防为主的前提下，对建设项目可能出现事故，为及时控制危害源，抢救受害人员，指导居民防护和组织撤离，消除危害后果而组织的救援活

动的预想方案，需要建设单位和社会救援相结合。事故应急救援预案是为了加强对重大事故的处理能力，减少风险事故的损失。

5.7.6.1 应急预案调查

根据企业提供资料，大庆油田有限责任公司设有突发环境事件专项应急预案，该预案已于2018年1月10日在大庆市环境保护局备案，第十采油厂现有《突发环境事件专项预案》等预案内容，其中总体预案适用于本公司范围内发生的、造成或可能造成人员伤亡、环境污染、停产和较大社会影响等突发事件的应对工作，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，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、督查的作用；《突发环境事件专项预案》中不仅包含了原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、天然气泄漏污染和施工时发生井喷造成油污、污水排放污染等事故的分类、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、应急联络单等重要内容；该《突发环境事件专项预案》进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与应急处置、应急保障内容确定以及第十采油厂突发事故的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。

根据应急组织机构，设置环境突发事件应急领导小组、环境突发事件应急办公室及环境突发事件应急工作组，对第十采油厂发生的环境突发事件进行应急救援工作，有针对性的对突发环境事件进行应急启动、响应行动、现场处置、应急终止和事件现场的恢复与重建，同时第十采油厂也与地方采取联动机制，主要有大庆市生态环境局、肇源县环境保护局、大庆市环境监测中心站。

5.7.6.2 应急演练及培训情况

通过分析该预案内容可知，预案中针对突发事故的应急流程、应急教育与应急演练、应急物资保障等内容方面已经比较完善，能够给对突发环境事件进行妥善处理。同时，企业会定期进行应急演练。此外，项目应急组织管理机构能够对岗位人员加强日常的应急处理能力的培训，提高事故应急处理能力，对应急计划中有关的每个人的职责能够明确分工，对大多数应急计划都能够进行定期训练和演练，做到有条不紊，各负其责，发生事故时，能立即赶赴现场，进行有效的处理和防护工作，同时能够对周围居民的应急教育和宣传工作。

5.7.6.3 改进建议

总体上看，建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，本工程为新建工程，总体

应急预案执行第十采油厂现有《突发环境事件专项预案》，为更好应对突发性事故，企业应针对本工程油田废液处理站编制站内事故应急处置方案，建议按表 5.7-5 中要求进行编制。

表 5.7-5 事故应急处置方案内容

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	危险目标：废液收集池、管道泄漏处、环境保护目标
2	应急组织机构、人员	企业、地区应急组织机构、人员
3	预案分级响应条件	规定预案的级别及分级响应程序
4	应急救援保障	应急设施，设备与器材等
5	报警、通讯联络方式	规定应急状态下的报警方式、通知方式和交通保障、管制
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	由专业队伍负责对事故现场进行侦察监测，对事故性质、参数与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据
7	应急检测、防护措施、清除泄漏措施和器材	事故现场、邻近区域、控制防火区域，控制和清除污染措施及相应设备
8	人员紧急撤离、疏散，撤离组织计划	事故现场、邻近区、受事故影响的区域人员，撤离组织计划及救护，医疗救护与公众健康
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	规定应急状态终止程序；事故现场善后处理和恢复措施；邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施

同时，建议加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训，根据突发情况确定应急响应等级时，应严格按照预案要求向外部应急组织提出应急救援请求，同时建立地企联动制，加强与肇州县环保、公安及医疗组织的协同演练、应急救援等工作，强化项目风险防范措施。

5.7.7 风险评价结论

通过以上分析内容可知，本项目在认真采取防控措施，最大限度消除隐患的前提下，事故概率可以降到可接受程度（主要是泄漏事故），一旦发生事故，按应急预案计划处理，也会使事故损失降到最小程度。项目设计、施工、生产运行中，在切实落实各项环保、安全措施基础上，在可控的范围内，项目产生的环境风险环境可接受。本项目环境风险评价自查表见附表 3。

第六章 环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期污染防治措施

6.1.1 废气污染防治措施

施工期应特别注意扬尘的防治问题，制定必要的防治措施以减少施工扬尘对周围环境的影响。依据同类行业治理措施，采取防治措施如下：

- (1) 对站内施工作业场地采取围挡、围护措施降低风速、减小扬尘飞扬扩散污染；
- (2) 在施工作业场地内采取洒水抑尘措施，减少扬尘产生量，洒水次数根据天气状况而定，遇到大风或干燥天气适当增加洒水次数；
- (3) 临时占地施工完毕后，及时覆土回填；
- (4) 施工过程产生的建筑垃圾及时清运，不能及时清运的应当采取封闭、遮盖等措施；运输车辆应采取封闭措施，必须装载规范，驶出施工现场的车辆应该清除轮胎上的泥土后进入道路；
- (5) 施工场地建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等。

通过采取上述措施，能够确保施工场界扬尘浓度满足《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 废水处理措施

项目新建管道铺设完成后需要进行试压，管道试压废水经罐车收集后拉运至朝一联合含油污水处理站处理，不外排。

施工人员盥洗废水用于洒水抑尘，生活污水排入朝三联已建防渗旱厕，定期清掏。

6.1.3 噪声污染防治措施

(1) 建设施工的机械噪声强，影响范围大，应合理安排施工进度，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响；

(2) 注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度；

通过采取上述措施项目施工产生噪声影响较小。

6.1.4 固体废物污染防治措施

(1) 施工过程产生的建筑垃圾、残土尽量综合利用，不能综合利用的及时清运，

不能及时清运的应当采取封闭、遮盖等措施，待工程结束后统一清理；

(2) 建筑垃圾全部运至城市管理部门指定的城市建筑垃圾消纳场；

(3) 施工产生的生活垃圾等废弃物在固定地点集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，并及时清运，做到工完、料净、场地清。

6.2 运营期污染防治措施

6.2.1 废气污染防治措施

本项目运行期的大气污染主要来自废液处理站运营过程中烃类的无组织挥发和新建加热炉排放产生的烟气。

(1) 废液处理站内废液池设有 C100×50×20×2.5 型钢框密闭可移动盖板，仅池体清淤或检修过程中开启的措施，以减少 VOCs（非甲烷总烃）的逸散。经过遮挡后可以抑制烃类气体挥发，设备、阀门、管道等定期巡检和管理，防止跑、冒、滴、漏造成的烃类气体挥发；通过采取上述措施后，厂区内挥发性有机物（非甲烷总烃）执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值：1h 平均浓度 $\leq 10\text{mg}/\text{m}^3$ 、任意一次浓度 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^3$ ；厂界能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

(2) 项目新建加热炉燃料为天然气（为油田伴生气），引自朝三联合站烧火间，根据 2019 年 12 月《朝阳沟油田长 10 区块 2015 年产能建设工程》验收报告可知，朝三联加热炉产生的各项污染物浓度均能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉排放标准限值。因此，本项目加热炉产生的燃烧烟气能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建燃气锅炉排放标准限值：颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 。

通过采取以上措施，可以将项目建设对大气环境的影响降至最小程度，使其对周围大气环境的影响大大降低，保持在环境可接受范围内。

6.2.2 废水污染防治措施

6.2.2.1 工艺比选

本项目处理废液主要为压裂返排液、干线冲洗水及洗井废水等。大庆油田处理此类污水的主要工艺有“沉降+除油+缓冲”和“沉降+气浮+除油”工艺。两种工艺对比情况见表 6.2-1。

表 6.2-1 处理工艺对比一览表

分项	“沉降+除油+缓冲”工艺	“沉降+气浮+除油”工艺
工艺简述	废液进入到废液池内经初步沉降区后油水经过挡泥墙溢流到二段，油水固进一步分离，污水从挡油墙底部自压至三段缓冲，最大处理规模2000t/d；	废液进入到废液池内经初步沉淀后提升至预处理装置内，经气浮、除油后分离出废水中的石油类和悬浮物，设计最大处理规模为720t/d；
出水指标	设计出水指标：“石油类≤100mg/L、悬浮物≤100mg/L”	设计出水指标：“石油类≤100mg/L、悬浮物≤100mg/L”
优点	运行维护简单；投资相对较低，运行成本低，最大处理量较大	占地面积小，土建投资少
缺点	土建费用高；占地面积大	设备较多，维护管理复杂；投资相对较高，运行成本较高；最大处理能力较低

“沉降+除油+缓冲”工艺结构简单、运行方便、处理量大，而“沉降+气浮+除油”工艺日常维护费用较高，最大处理量较低。综上所述，本工程最终选择“沉降+除油+缓冲”工艺。

采用“沉降+混凝+絮凝+分离”工艺处理后的含油污水中石油类和悬浮物指标分别执行“石油类≤100mg/L、悬浮物≤100mg/L”标准，本项目处理后的含油污水经外输管道输送至朝一联合含油污水处理站处理最终满足“石油类≤5mg/L、悬浮物≤1mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤1μm”标准后回注地下，不外排。

6.2.2.2 地下水防治措施

为了更加有效地保护地下水资源，企业应采取如下环保措施：

(1) 源头控制

加强管道日常监控，将污染物跑、冒、滴、漏降到最低限度；项目废液池设置 2 套液位检测及高低液位报警仪，定期检查和维修油田废液处理站内外各运输管道等主要可能发生泄漏的部位，减少或杜绝无组织泄漏的发生；密切监控油田废液处理站内各水池的液位报警及流量计量情况，防止渗漏事故发生；

(2) 分区防控措施

对厂区进行分区防渗，废液池、提升泵房及构筑物进行重点防渗，按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）进行设计，结构厚度为 300mm，使用混凝土抗渗等级为 P8 级，在池体内部表面涂刷水泥基渗透结晶型防水涂料，确保渗透系数小于 10^{-7} cm/s；对于一般污染防治区，参照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）II 类场进行设计，在抗渗混凝土面层上掺水泥及防水剂，其下铺砌砂石基层，原土夯实达到防渗的目的，满足单位面积渗透量不大于厚度为 1.5m 粘土层渗透系数 10^{-7} cm/s 防渗性能。

(3) 环境监测与管理

环境管理：加强对人员的培训，制定相应的管理制度，定期对可能造成地下水污染的设施进行检查，保证其处于正常运行和使用状态；

跟踪监测：本次在厂区东北侧哈拉海岗子（区域上游）布设 1 口潜水背景值监测水井，在废液池东南侧 10m（区域侧向）布设 1 口潜水污染扩散监测井，在废液池西南 20m 处布设 1 口潜水跟踪监测井。

6.2.3 噪声污染控制措施

本项目噪声主要从两方面进行防治：从噪声源上控制降低噪声；从传播途径上控制降低噪声，具体分析如下：

6.2.3.1 从噪声源上控制降低噪声

(1) 选用低噪声源生产设备：项目提升泵、循环泵等生产设备的选型应当选用低噪声、低能耗的生产设备，不但可以减少噪声对周围环境的污染，也可以节约能源符合清洁生产的要求。

(2) 采用降噪措施：项目主要噪声源为设备运行噪声。根据项目生产设备类型及产生的噪声类别，采用的降噪措施主要有隔振、隔声措施。固定设备设计隔振基础，减少设备的振动，以减少设备噪声源强。同时通过砖混结构厂房隔声，降低噪声影响。

6.3.2.2 从传播途径上控制降低噪声

(1) 项目主要生产设备在布置时应当相对远离敏感目标。

(2) 生产时应维持设备处于良好的运转状态，避免因设备运转不正常而引起噪声的增高。

运营期对机泵等设备安装减振装置，所有的设备设置在砖混结构的构筑物内，同时注意对设备的维护和保养，保证设备保持在最佳状态，降低噪声源强度，通过采取以上措施，运营期厂界噪声排放满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

6.2.4 固体废物治理措施

(1) 本项目产生的含油污泥等含油物质依托朝一联含油污泥处理站处理，朝一联含油污泥处理站处理设计规模 10m³/h，年运行 150 天（6-10 月），全天运行，年最大处理量 36000t，目前实际处理量为 21000t，负荷率为 58.33%，本项目含油物质进入后（365t），最大负荷率为 59.3%，含油污泥采取措施可行。含油物质运输、转移应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求，执行危

废转移联单制度。

(2) 废液池清淤时产生的含油废弃防渗布集中收集，委托资质单位处理。

综上，项目固体废物都可以得到综合利用或无害化处理，无外排，措施可行。

6.2.5 土壤保护措施

(1) 定期对污水管道进行巡检，防止含油污水大量泄漏。

(3) 发生管道、池体泄漏时，及时采取应急措施，启动施工应急预案，减少泄漏量，并及时对泄漏的污染物进行清理。

在采取源头控制、过程防控等措施后，项目对土壤环境影响较小，措施可行。

6.3 生态环境影响措施

项目施工期临时占用耕地 2.0536hm²，永久占用耕地 0.7844hm²，项目采取的生态环境影响措施如下：

(1) 敷设管线时，限定管道施工作业面宽 8m，根据实际施工情况尽量缩小作业面宽度，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；管道施工结束后，回填开挖的管沟，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被。施工过程中不打乱土层，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌。

(2) 耕地保护措施：

项目占用大庆市肇源县薄荷台乡境内耕地（非基本农田），耕地主要防护措施如下：

1) 工程永久占地和临时占地都应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准。对于永久占地，应纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行；

2) 严格控制在耕地内的施工活动，限制施工范围和施工时限，将施工期对农业损失降至最小，例如施工时尽量避开农作物的生长期进行施工，若在农作物生长期进行施工，应尽量减少施工占地面积，避免破坏周围农作物等，施工结束后及时对临时占地进行平整修复，恢复耕地形态；并按照“分层开挖、分层堆放、分层回填”的方式进行地表恢复；

3) 建设单位应当按照相关征地标准进行占地补偿，并将永久占用的耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。对于临时占用的耕地给付耕地补偿费，保证耕地按质量得到恢复。

6.4 环境风险防范措施

6.4.1 加强风险管理

项目涉及风险物质主要为石油和天然气，因此建设单位需强化风险意识、加强风险管理，具体要求如下：

(1) 对相应员工进行培训，熟悉自己的岗位要求及相关操作规程，在紧急状况下能及时准确的实施相关应急措施和自我保护措施；

(2) 要建立完备的应急组织体系。本项目场站由朝三联合站管理，第十采油厂已建立风险应急领导小组，小组应落实站内拟采取的各项应急防范措施，并及时将发生的事故上报当地政府、安全、环保等相关部门，强化地企合作，实现多方联动。

6.4.2 风险防范措施

项目废液池内设置高低液位监测仪用于监测池体内液面变化情况，同时项目设有三级防控措施，防治废液池泄漏对地下水和土壤等造成污染；池体按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）进行防渗设计，结构厚度为 300mm，使用混凝土抗渗等级为 P8 级，在池体内部表面涂刷水泥基渗透结晶型或聚脲等防水涂料，使其渗透系数相当于 6.0m 厚防渗系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s 黏土防渗系数。

6.4.3 风险应急预案

风险事故应急预案是在贯彻预防为主的前提下，针对建设项目可能出现事故，为及时控制危害源，消除危害后果而组织的救援活动的预想方案，需要建设单位和社会救援的相结合。大庆油田有限责任公司第十采油厂于 2019 年 12 月更新了《第十采油厂突发事件综合（总体）应急预案》和《大庆油田有限责任公司第十采油厂突发环境事故专项应急预案》，应急预案给出了应急组织机构、应急程序、处置措施、应急保障等内容。建设单位应针对本项目制定专项应急预案，并明确组织机构及职责、预防与预警、应急响应、应急保障等要求，用于指导突发事件的响应、救援等应急管理工作，综上所述，本项目采取的应急预案有效。

第七章 环境影响经济损益分析

7.1 经济效益分析

项目总投资 1108.97 万元，其中，设备费用为 885.86 万元，其他费用（用地和赔偿、前期工作、建设管理、勘察设计等）为 223.11 万元。

7.2 环境损失费估算

本项目建设过程中，由于油田废液处理站建设、管道铺设等，需要占用永久占地 0.7844hm²，而且由占地产生的污染物对周围环境也会造成一定影响，所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。

该项目损失主要为耕地的损失，根据生态环境影响分析，该项目投产后 10 年间永久占地造成的损失谷子量为 30t，农作物共计损失为 15.9 万元。

7.3 环保投资估算及环境效益分析

7.3.1 环保措施投资估算

本项目在哈拉海岗子西南侧 580m 处（朝三联合站东侧 50m）处新建 1 座油田废液处理站，采用“沉降+除油+缓冲”处理工艺，处理朝阳沟油田西部区域综合废液。本项目为环保工程，总投资为 1108.97 万元，项目投资全部为环保投资。

7.3.2 环境效益简要分析

本项目建成后，解决了第十采油厂油田开发过程废液处理能力的不足及布局上存在的问题，朝阳沟油田西部区域综合废液经本项目处理后，分离出的含油污水经朝一联合油污水处理站处理达标后回注地下，可大大节约水资源，本工程含油污水产生量为 72.9635×10⁴m³/d，每吨水按 2.1 元计，回收利用污水的总价值约 153.2 万元。

项目油田废液处理站为环保工程，由于对项目运营中排放的污染物采取了一系列治理措施，不仅大大降低了排入环境中污染物的数量，取得巨大环境效益，而且还会取得一定的经济效益。

7.4 环境经济损益分析结论

该项目的建设，具有较好的经济效益和较强的抗风险能力，在采取有效的环保措施后，不会对废液处理站所在区域内的环境产生太大的影响，项目为油田建设辅助工程，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。

第八章 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，在项目的建设期、运营期和退役期等3个阶段建立和实施HSE管理体系。其中，环境管理的内容应符合ISO系列标准规定的环境管理体系原则以及石油开采、集输等有关标准的要求，健康管理体系符合《职业健康安全卫生管理体系》（OHS18000）的有关要求。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。

在项目初步设计中应对建设期和运营期可能产生的健康、安全与环境影响进行论述，对危害的预防进行设计，并对安全和环保措施进行专项投资概算，有效降低工程建设和运营中的健康、安全与环境危害。这些内容应纳入HSE文件。

油田开发建设及其相关辅助性设施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大气环境、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织结构

本项目严格实施 HSE 环境管理体系，本工程环境管理归第十采油厂管理，逐级落实岗位责任制；油田废液处理站设专职环保员 1 名，相应采油工区队长为 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。

8.1.2 规章制度

项目环保工作必须严格执行国家、省（自治区）市的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括本项目油田废液处理站及污水管道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；在油田废液处理站投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田废液处理站正常运行过程中对含油污泥等固体废物、含油污水、燃烧烟气及烃类气体的治理等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田废液处理站及污水管道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；在油田废液处理站进入正常运行期后，生态保护制度主要包括管道泄漏等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	明确油田废液处理站及原水管道开发建设及运营过程中可能存在的泄漏等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；

同时应按 HSE 管理要求，制定准许作业手册。应为各种关键操作制定准许手册，这是 HSE 的关键文件之一，主要包括以下方面的内容：

- (1) 当前操作正在进行时的限制；
- (2) 在特殊条件下，操作参数的允许变动范围；
- (3) 异常状态下应如何处置的指示。

本项目施工建设要求与有资质的施工作业单位签订《工程服务安全生产合同》，并将本项目有关环保文件，包括《环境影响报告书》及其批复意见等的有关内容及时传递给相关人员。

8.2 项目污染物排放清单

运营期油田废液处理站主要污染物为非甲烷总烃、燃烧废气、处理后含油污水、设备运行噪声、含油污泥、药品包装物，项目污染物排放统计见表 8.2-1。

表 8.2-1 项目污染物排放统计一览表

污染物种类		产生量	防治措施	排放量	执行标准
废气	颗粒物	0.191t/a	清洁能源天然气，燃烧烟气经 8m 高烟囱排放	0.191t/a	《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：颗粒物 ≤20mg/m ³ ，SO ₂ ≤50mg/m ³ ，NO _x ≤200mg/m ³
	SO ₂	0.339t/a		0.339t/a	
	NO _x	1.996t/a		1.996t/a	
	烃类气体	0.073t/a	废液池采用密闭盖板	0.073t/a	厂区内挥发性有机物(非甲烷总烃)执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)排放限值：1h 平均浓度≤10mg/m ³ 、任意一次浓度≤30mg/m ³ ；厂界处非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值 4.0mg/m ³
废水	含油污水 72.96 35×10 ⁴ t/a	石油类 729.64t/a	外输至朝一联含油污水处理站处理	729.64t/a	石油类和悬浮物分别执行设计出水指标：石油类≤100mg/L，悬浮物≤100mg/L
		SS 364.82t/a		364.82t/a	
噪声	机泵噪声	75-80dB(A)	减震基础，墙体隔声	昼间 ≤60dB(A) 、夜间 ≤50dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准
固废	含油污泥、杂质等含油物质	365t/a	拉运至朝一联含油污水处理站处理	0	不外排
	含油废防渗布	0.1t/a	委托资质单位处理	0	委托资质单位处理

8.3 总量控制

根据《国家环境保护“十三五”规划刚要》，大气污染物总量控制因子确定为 SO₂、NO_x、颗粒物、VOCs。

项目涉及总量控制因子 SO₂、颗粒物、NO_x 为场站新建加热炉排放量，SO₂ 排放量：0.339t/a；NO_x 排放量：1.996t/a；颗粒物排放量：0.191t/a。VOCs 排放量为 0.073t/a。

大庆油田第十采油厂朝二十五号中转站内 1 台 2.0MW 二合一加热炉已于 2017 年停用，该加热炉停用前耗气量为 200×10⁴m³/a，根据《纳入排污许可管理的火电等 17 个行业污染物实际排放量计算方法（含排污系数、物料衡算方法）（试行）》中燃气工业锅炉的废气产排污系数（136259.17m³/万 m³-原料），则该加热炉产生废气量约为 2725.18×10⁴m³/a，根据核算该加热炉各污染物排放总分别量为 SO₂ 排放量：0.651t/a；NO_x 排放量：3.461t/a；颗粒物排放量：0.373t/a。本项目新建加热炉排放的总量可以由

朝二十五号中转站内停用的 2.0MW 二合一加热炉总量进行平衡。

8.4 环境监控

8.4.1 环境监控实施计划

本项目由第十采油厂质量安全环保部对项目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，尤其在建设施工期应设置 HSE 管理部门，HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定油田废液处理站及原水管道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。

8.4.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，本项目环境管理工作由第十采油厂质量安全环保部负责，在废液处理站运行期，环境管理除抓好日常场站各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对含油污水管道及废液池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。

8.4.3 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。

8.5 项目环境管理与监测计划

8.5.1 施工期环境管理与监测计划

8.5.1.1 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，将环保工作落实情况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。

8.5.1.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行环保知识、意识和能力的培训，其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法等，此外，人员培训的内容还包括有国家的法规和规章制度，主要为国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.5.1.3 实行现场检查

- (1) 监督施工现场对环境管理方案的落实情况；
- (2) 及时汇报施工现状，并根据发现的问题提出合理化建议；
- (3) 及时制止违反环境法律法规和将造成环境污染或隐患的行为。

现场检查内容见表 8.5-1。

表 8.5-1 现场检查内容

场地	检查内容
管沟开挖现场	施工人员及机械作业是否超越了作业带宽度。
敏感区段	是否禁止了夜间施工。
施工场地	生活垃圾是否堆放在固定地点，并在完工后集中处理。
其它监督事项	施工结束后是否及时清理现场，平整土地恢复了原状；施工季节及时间是否合适。

8.5.4.4 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。

8.5.2 运营期环境管理与监测计划

8.5.2.1 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。

8.5.2.2 运营期环境监测计划及信息公开计划

(1) 排污口规范化要求

本项目废水经处理后外输至朝一联污水处理站处理达标后回注地下，不外排，废气、噪声、固体废物应按照《环境保护图形标志-排放口（源）》（GB15562.1-1995）的要求设置：警告标志采用三角形边框、黄色背景颜色、黑色图案颜色，提示标志采用正方形边框、绿色背景颜色、白色图案颜色，本项目废液处理站内排放源实行规范化建设和管理。污染物排放口的环保图形标志牌应设置在靠近采样点的醒目处，标志牌设置高度为其上缘距地面 2m。排污口图形标志示例见表 8.5-2。

表 8.5-2 排污口图形标志示例

排放口	废气排口	噪声源	固废堆场
图形符号			
背景颜色	绿 色		
图形颜色	白 色		

要求使用国家环保局统一印刷的《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容。

根据排污口管理档案内容要求，项目建成后，应将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向、达标情况及设施运行情况记录于档案。

(2) 监测计划

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。根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ820-2017），结合本工程运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、所在区域地下水流向、项目建设区域生态恢复情况、事故而制定。具体见表 8.5-3。

表 8.5-3 工程运行期环境监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次

1	大气	非甲烷总烃	厂界, 厂区内			1次/年
		颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟 气黑度	废液处理站加热装置烟囱			氮氧化物 1 次/月、其余 1次/年
2	地下水跟踪监测点	pH、氨氮、挥发性酚类、 石油类、砷、汞、铬(六 价)、耗氧量	名称	坐标	距离	1次/年
			跟踪监测井	125.438268 45.592179	上游, 厂区东北 侧哈拉海岗子 村潜水井, 井深 10m	
			跟踪监测井	125.434829 45.587798	侧向, 废液池东 南侧 10m, 潜水 井, 井深 8m	
			跟踪监测井	125.434336 45.587513	下游, 废液池西 南 20m 处, 潜水 井, 井深 8m	
3	噪声	连续等效 A 声级	油田废液处理站厂界噪声			昼夜各 1 次/ 季度
4	土壤	pH、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、 砷、镉、铜、铅、汞、镍、 锌、铬(农用地)、铬(六 价) (建设用地)	拟建废液池南侧东 m 处设置 1 处跟踪监测点, 拟建废液处理站东侧 100m 处 (耕地)			1 次/5 年
5	事故监测	空气: 非甲烷总烃; 土壤: 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀); 地下 水: 石油类	事故地点			事故发生 24 小时内

(3) 信息公开计划

工程生产运行期, 建设单位需要进行信息公开, 将企业生产过程中污染物产生及排放情况、污染防治措施运行情况、排污口设置情况等信息向社会公开, 记录站内污染物 (非甲烷总烃、石油类、含油污水等) 排放种类、数量、浓度及运行状况, 记录废液处理站及管道跑冒滴漏及维护情况; 进行的环境监测任务由大庆油田环境监测评价中心进行, 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, 应按照规定, 定期向有关环境保护主管部门上报监测结果, 并向社会公开监测内容及监测结果。具体信息公开内容如下:

- ①基础信息, 包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式, 以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模;
- ②排污信息, 包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况, 以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量;
- ③防治污染设施的建设和运行情况;
- ④建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况;

⑤突发环境事件应急预案。

8.6 排污许可证要求

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》中“三、石油和天然气开采业07”中的要求：申请通用工序排污许可，“五十一、通用工序：锅炉：除纳入重点排污单位名录的，单台且合计出力20t/h（14MW）以下的锅炉（不含电热锅炉），应进行登记管理；水处理：除纳入重点排污单位名录的，日处理能力500t及以上2万t以下的水处理设施，应进行登记管理”。

本项目污水不外排，依托朝一联含油污水处理站处理，依托污水处理站的日处理量最大为 7000m³，本次不对其进行改扩建；本项目加热炉<14MW，因此本次不需要申请排污许可证，进行登记管理即可。

8.7 环境保护“三同时”验收

本项目建成后，严格按照《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评〔2017〕4号）、《建设项目竣工环境保护验收技术指南 污染影响类》（生态环境部公告2018年第9号）、《黑龙江省环境保护厅关于建设项目环境保护设施验收的工作指引（试行）》（黑环函[2018]284号）等相关规定进行竣工环境保护验收，本项目竣工环境保护“三同时”验收见表 8.7-1。

表 8.7-1 项目竣工环境保护“三同时”验收一览表

类别	名称	环保措施	验收监测项目	验收标准
大气环境	施工场地	洒水抑尘、临时土方等加盖苫布等遮盖物	颗粒物	《大气污染物排放标准》（GB16297-1996）颗粒物无组织排放限值：≤1.0mg/m ³
	运营期	废液池设有 C100×50×20×2.5 型钢框密闭活动盖板	非甲烷总烃	站内厂区内挥发性有机物（非甲烷总烃）执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值：1h 平均浓度≤10mg/m ³ 、任意一次浓度≤30mg/m ³ ；厂界处非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值 4.0mg/m ³
		清洁能源天然气、8m 高烟囱	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉标准，颗粒物 ≤20mg/m ³ 、SO ₂ ≤50mg/m ³ 、

				NOx≤200mg/m ³ 、烟气黑度≤1
水环境	施工废水	管道试压废水拉运至至朝一联合油污水处理站处理，不外排	SS	不外排
		施工人员盥洗废水用于洒水抑尘，生活污水排入朝三联已建旱厕	COD、NH ₃ -N	不外排
	含油污水	本项目处理后的含油污水经管道外输至朝一联合含油污水处理站处理	石油类、SS	本项目处理后外输污水中石油类和悬浮物分别执行设计指标“石油类≤100mg/L，悬浮物≤100mg/L”
	地下水跟踪监测	在废液处理站东北侧哈拉海岗子村（区域上游）布设1口潜水背景值监测水井，废液池东南侧10m布设1口潜水跟踪监测井，废液池西南20m处布设1口潜水跟踪监测井	pH、氨氮、挥发性酚类、石油类、砷、汞、铬（六价）、耗氧量	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准
	地下水防渗	站内进行分区防渗，废液池、提升泵房均进行重点防渗处理，混凝土抗渗等级不低于P8，确保渗透系数小于10 ⁻⁷ cm/s，施工要有图片或影像资料予以说明，其他区域进行一般防渗。	/	重点防渗区等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，防渗系数≤10 ⁻⁷ cm/s，施工要有图片或影像资料予以说明，一般防渗区等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，防渗系数≤10 ⁻⁷ cm/s
噪声	施工场地	夜间禁止施工，合理布局	场界噪声	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准：昼间≤70dB、夜间≤55dB
	设备	选用低噪声设备；定期对设备维护保养；对固定设备进行减震降噪处理	厂界噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准，昼间≤60dB、夜间≤50dB
固体废物	施工场地	施工产生的建筑垃圾运至建筑垃圾消纳场；生活垃圾统一收集运至城市生活垃圾填埋场处理		合理处置
	含油污泥	站内废液池、预处理罐等清理后产生的含油污泥、含油杂质等拉运至朝一联合含油污泥处理站处理		无害化处置，执行危废转移联单制度
	含油废防渗布	站内清淤过程中产生的含油废防渗布委托资质单位处理		委托资质单位处理，执行危废转移联单制度
生态恢复		对永久占地和临时占地表土留存，对临时占地覆土平整，不改变原有地势，并按照相关要求办理土地占用手续，并按照要求对占地进行补偿。		补偿永久占地0.7844hm ² ，临时占用耕地恢复地表形态。

第九章 环境影响评价结论

9.1 项目概况

本项目为大庆油田有限责任公司第十采油厂西部区域废液治理工程，位于大庆市肇源县薄荷台乡哈拉海岗子西南侧 580m 处（朝三联合站东侧 50m）处，投资 1108.97 万元。

新建 1 座油田废液处理站，设计规模为 2000m³/d，采用“沉降+除油+缓冲”处理工艺，全年运行，预计年处理各类废液 73×10⁴m³/a，占地面积 7844m²（包括进站路），场站内划分为场区单元、辅助厂房单元、提升泵房单元、废液池单元等 4 个单元，配套建设清水管道 226m、污水管道 1151m、天然气管道 240m、站内供热管道 300m、进站路 336m。

本项目施工期从 2021 年 4 月至 2021 年 5 月，预计 2021 年 6 月投入使用。由朝三联管辖，不新增劳动定员。

9.2 建设项目选址合理性

本工程为油田废液处理站项目，属于鼓励类中“三十八、环境保护与资源节约综合利用”中“15、三废综合利用及治理工程”，故本项目符合国家产业政策；工程是油田勘探开发的辅助项目之一，符合黑龙江省发展规划；项目位于油田开发老区，占地类型为耕地，项目施工期及运营期产生的废气、废水、噪声、固体废弃物和生态影响，通过采取相应防护措施后，各项污染物均可以达标排放，生态影响可以得到有效的恢复；通过项目环境影响预测结论可知，本项目所采取的环保措施均有效，工程通过巡检、加强管理、采取区域联动等事故风险防范措施后，利于环境风险的防范和应急反应，项目建设后解决了油田生产废液处理能力的不足的问题，缓解布局上存在的问题，满足了朝阳沟油田西部区域综合废液处理回收需求。因此，本项目选址合理。

9.3 环境质量现状结论

9.3.1 环境空气

根据大庆市生态环境局发布的《2019 年大庆市生态环境状况公报》报告可知，2019 年大庆市基本污染物 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂、CO、O₃ 监测项目均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准限值，大庆市属于达标区。

根据补充监测结果可知，非甲烷总烃的最大质量浓度占标率小于 1，符合《大气污染物综合排放标准详解》中标准。

9.3.2 地下水环境

根据现状监测结果可知，地下水部分监测点位中无超标点位，各监测项目评价指数均 <1 ，能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I类限值 $\leq 0.05\text{mg/L}$ 。

9.3.3 声环境

本项目拟建油田废液处理站区域执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准，通过现状监测，监测点位昼间噪声值为52.9-53.3dB(A)之间、夜间噪声值在42.9-43.7dB(A)之间，噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

9.3.4 土壤环境

评价区域内农用地所监测到的各项污染物含量均满足国家《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）标准要求，建设用地各项污染物含量均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值，评价指数均 <1 ，其特征污染物石油烃占地范围内及占地范围外所测数值相差不大，区域土壤环境未受到周围油田开发影响，土壤环境质量现状较好。

9.3.5 生态环境

本项目拟建油田废液处理站、道路占地均为耕地，新建管道临时占地为耕地，从现场调查情况看，由于油田的开发用地，使该系统内植被覆盖降低，水域面积减少，再加上本地区气候干旱、多风沙等特点，目前生态环境比较脆弱，因此项目建设必须加强保护，防止生态环境恶化。

9.4 污染物排放情况结论

本项目运营期处理后产生的含油污水经管道进入朝一联合油污水处理站处理后回注地下，生活污水排入朝三联旱厕定期清掏处理，项目颗粒物、 SO_2 、 NO_x 来自新建加热炉产生的烟气，根据建设项目排污特征并结合污染物排放总量控制要求，总量控制指标建议如下： SO_2 排放量：0.339/a； NO_x 排放量：1.996t/a；颗粒物排放量：0.191t/a。VOCs排放量为0.073t/a。

9.5 环境影响预测与评价结论

9.5.1 环境空气

本项目废液池设有C100 \times 50 \times 20 \times 2.5型钢框活动盖板，处理过程中排放的主要污染物非甲烷总烃最大落地距离53m，最大地面浓度为0.152 mg/m^3 ，最大浓度占标率7.6%，油田废液处理站厂区内浓度满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）

排放限值，厂界出满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值，对周围大气环境影响较小。

新建加热炉以天然气为燃料，加热炉废气中污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值。

本项目建成后，站外无超标点，无需设置大气环境保护距离。

9.5.2 地下水环境

本工程废液处理站及管道在正常生产状态下，不会对浅层地下水及水资源产生明显影响，只是在非正常或事故状态下才有可能污染地下潜水，但这种情况发生的可能性极小，项目管道均设有防腐保温层，设有在线监测系统，油田废液处理站内池体均为混凝土防渗结构，可以有效防止含油污水渗入地下，污染物发生泄漏的几率极小。

9.5.3 声环境

本项目油田废液处理站内机泵等固定设备设置在砖混结构的建筑内，经过基础减振、距离衰减后，厂界噪声可以达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准，噪声对声环境影响较小。

9.5.4 固体废物

本项目污水处理过程中产生的含油污泥、杂质（综合废液中杂质，如石粒、泥沙等）等含油物质属于危险废物，拉运至朝一联合含油污泥处理站处理；清淤过程中产生的含油废防渗布集中收集委托资质单位处理。

本项目所产生的固体废弃物能按照相关处置要求进行，处置方式可行，对周围环境和人体健康不会造成危险，对周围环境基本无影响。

9.5.5 土壤环境

本项目在综合废液拉运过程中采取密闭罐车拉运，且卸车池场地设有防渗基础，能够有效防止石油烃对土壤的污染，同时综合废液经管道密闭集输至朝一联合含油污水处理站处理满足“石油类 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $1\mu\text{m}$ ”标准后全部回注不外排。产生的含油油泥拉运至朝一联合含油污泥处理站处理。在采取相应措施后，产生的污染物不会对土壤环境产生影响。

9.5.6 生态环境

项目建设永久占地 0.7844hm^2 （含进站路），占地类型为耕地（非基本农田），按照“占一补一”方式进行补偿，项目临时占地 2.0536hm^2 ，占地类型为耕地，施工结束后及时对临时占地进行地表恢复。本项目影响主要来自施工占地，这部分土地的土地利用

性质会发生改变，但由于项目开发面积较小，永久性占地面积小，本工程不会对区域内的土地利用结构有大的改变。

9.5.7 环境风险

本工程的环境风险主要为泄漏和火灾爆炸，对区域环境有潜在危害性。在工程采取一系列污染防治技术措施和管理措施后，可以控制和降低工程发生事故的概率。建设单位应加强员工的环保教育和培训，建立项目的事故应急预案，并定期演习，避免污染事故的发生。

9.6 环境保护措施结论

本工程施工期主要为施工扬尘、机械施工噪声、建筑垃圾、施工人员的生活污水和生活垃圾等对环境的影响。

运营期主要为非甲烷总烃（VOCs）、废液处理站内加热炉产生的燃烧烟气，分离出的含油污水，设备运行噪声，含油污泥以及含油废防渗布等。

9.6.1 环境空气

施工期产生的扬尘通过洒水抑尘、临时土方等加盖苫布等措施，施工期扬尘等污染物对敏感点影响较小，且这种影响将随着施工期的结束而消失。

本项目建成后 P_{max} 最大值为无组织逸散的非甲烷总烃， P_{max} 值为 7.6%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，本项目大气环境影响评价工作等级为二级。项目废液池采取加装密闭可移动盖板，仅池体清淤或检修过程中开启的措施，以减少 VOCs（非甲烷总烃）的逸散，通过加强对厂区内集输管道、提升泵、循环泵的管理，定期巡检，杜绝跑、冒、滴、漏现象，降低无组织排放等措施，厂界内 1h 平均浓度值满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）限值要求 $\leq 10\text{mg}/\text{m}^3$ ，厂界内任意一次浓度值满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）限值要求 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^3$ ，厂界处能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值 $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

废液处理站内加热炉采用清洁能源天然气，产生的烟气经 8m 高烟囱排放，排放的 SO_2 、 NO_x 、颗粒物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建燃气锅炉标准限值：颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ ，本项目对环境空气影响较小。

9.6.2 水环境

施工废水为试压废水和生活污水，试压废水经密闭罐车拉运至朝一联合油污水处理

站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中大庆油田水驱注水水质主要控制指标：“石油类 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 1\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”后，回注地下，不外排。施工期生活污水排入附近朝三联合站内已建旱厕，定期清掏用作农家肥。

本项目油田废液综合处理站采用“沉降+除油+缓冲”处理工艺，经过处理后的污水中石油类和悬浮物分别满足“石油类 $\leq 100\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 100\text{mg/L}$ ”标准后外输至朝一联合油污水处理站处理（朝一联合油污水处理站入水指标“石油类 $\leq 300\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 150\text{mg/L}$ ”），污水最终在朝一联合油污水处理站经处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中大庆油田水驱注水水质主要控制指标：“石油类 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 1\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”标准后，回注地下，不外排。

本项目在正常生产状态下，不会对地下水产生明显影响，只是在事故状态下，在废液池、外输污水管道等发生破损，石油类、COD 进入含水层时，才有可能污染地下水潜水，但这种情况发生的可能性很小。项目加强污水管道日常监控，防止管道腐蚀穿孔事故的发生，定期检查和维修站内外各管道等主要可能发生泄漏的部位，减少或杜绝无组织泄漏的发生；密切监控站内水池及储罐的液位报警及流量计量情况，防止渗漏事故发生。厂区内采取分区防渗的措施，废液池单元、卸车场单元、提升泵房单元划分为重点防渗区，将重点防渗区以外的生产装置区域地面、厂区内部道路划分为一般防渗区。并在本项目场站周边布设三口跟踪监测井，定期进行地下水跟踪监测，因此本项目污染地下水可能性较小。

9.6.3 声环境

施工机械产生的噪声通过合理安排施工时间，合理布置施工平面，注意设备的维护和保养、合理操作，主要机械在 60m 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，废液处理站施工场地和管道施工距离最近哈拉海岗子村 580m，通过距离衰减，项目施工期产生噪声对其不会产生不良影响，且施工期很短，施工期噪声随着施工结束而消失。

运营期设备噪声经基础减振震、墙体隔声、距离衰减后能够满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求，距离本项目最近的敏感点为东北侧 580m 处的哈拉海岗子村，经过距离衰减后，不会改变现有声环境，本项目运营期噪声对其无影响。

9.6.4 固体废物

施工期固体废物主要为建筑垃圾和施工人员的生活垃圾。建筑垃圾送市政指定地点堆放。施工人员生活垃圾集中收集后送至肇州县城市生活垃圾填埋场处理。施工期产生的固体废物不外排。

运营期废液池沉降区沉降后的固体物质（含油污泥、杂质等）、顶部档油墙隔离的污油、底部挡泥墙隔离的污泥属于危险废物 HW08 废矿物油与含矿物油废物 071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚，集中收集拉运至朝一联含油污泥处理站处理；清淤过程中产生的含油废防渗布，属于危险废物 HW49 非特定行业 900-041-49 含油或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质，含油废防渗布委托资质单位处理，不进行暂存。

综上所述，本项目固体废物均得到了妥善处置，对环境影响较小。

9.6.5 土壤、生态环境

项目施工期管道敷设时，限定管道施工作业面宽 8m，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌。对施工期临时占用的耕地（非基本农田）在施工结束后及时进行恢复，对永久占用的耕地（非基本农田），应当按照政府部门的规定缴纳征地费用。

项目运营期主要影响为废液池及外输污水管道渗漏对土壤、生态环境产生影响，项目做好设备、管道的维护、检修，杜绝跑、冒、滴、漏现象。站内进行分区防渗，废液池单元等区域为重点防渗区，其余区域为一般防渗区，且项目设有三级防控体系，在企业做好监控防范措施和分区防渗措施的情况下，发生泄漏时对土壤的影响较小。综上，本项目对土壤的影响较小。

9.6.6 环境风险

本项目设计过程中站内各建筑物、生产装置之间距离符合《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）相关要求以及防火间距和安全距离。废液池按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）进行防渗设计，结构厚度为 300mm，使用混凝土抗渗等级为 P8 级，在池体内底部及侧面涂刷水泥基渗透结晶型或聚脲等防水涂料，使其防渗层渗透系数相当于 6.0m 厚防渗系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s 黏土防渗系数，能够有效防止废液的渗漏情况发生。项目综合废液处理系统采用密闭集输工艺，防止挥发性有机物逸散。火灾爆炸危险场所内按照规范设置可燃气体检测报警装置。配电间设火灾报警系统。设备、管道做防腐保温。严格执行各项安全生产制度，在油气泄漏场所严禁静电和携带火种。

项目运营过程中制定应急操作规程，明确发生管道泄漏、池体渗漏等事故时的应急

操作步骤以及处置方法；项目废液池设置 2 套液位检测及高低液位报警仪，能够及时发现综合废液泄漏事件，并定期对外输污水管道巡检。项目对厂区进行分区防控，将废液池、预处理罐等区域设置为重点防渗区，其他地区为一般防渗区，同时在厂区周围设置 3 口地下水跟踪监测井，当发生地下水污染事故时，及时对区域地下水水质进行监测。

项目投产后通过加强管理、定期培训并组织环境风险演练，在认真采取防控措施，最大限度消除隐患的前提下，事故概率可以降到可接受程度，一旦发生事故，按应急预案计划处理，也会使事故损失降到最小程度，对周围环境的影响降到最小。项目在切实落实各项环保、安全措施基础上，项目产生的环境风险环境可接受。

9.7 环境影响经济损益分析结论

本项目为环保工程，项目的建设具有较好的环境综合效益，只要该项目在建设与运营中积极做好环境保护工作，可达到项目建设与区域环境的相容性目标。

9.8 环境管理与监测计划结论

本项目严格实施 HSE 环境管理体系，制定相应的环境管理规章制度，逐级落实岗位责任制。运营期，根据油田废液处理站运行期环境污染的特点，针对污染物排放、所在区域地下水流向、生态恢复情况、事故而制定相应的监测计划，掌握污染现状，从而促进环境管理的深入和污染治理的落实。

运营期，第十采油厂负责本项目的环保管理和环境监测工作。工程生产运行期需要进行的环境监测任务由大庆油田环境监测评价中心进行，记录污染物排放种类、数量、浓度，记录废液处理站运行状况，记录废液处理站、外输污水管道跑冒滴漏及维护情况，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。

9.9 公众意见采纳情况

建设项目首次环境影响评价信息公开之日为 2020 年 9 月 20 日；征求意见稿公示日期为 2020 年 11 月 20 日；报纸第一次公告日期为 2020 年 11 月 21 日（黑龙江日报），报纸第二次公告日期为 2020 年 11 月 26 日；现场公示日期为 2020 年 11 月 24 日，公示地点为附近村屯哈拉海岗子村。至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

网络公示起到了应有的告知作用。在现场公示期间，对居民进行了必要的讲解和说明，让附近居民充分了解本项目的各项情况。选择了大庆油田报进行公示，起到了网络和报纸传播较广、受众广泛的作用。在网上两次公示过程中、公示期间没有接到任何人反映意见或建议的电话和邮件、传真等。

征求意见稿公示期间，没有收到反馈意见，建设单位应认真执行环保“三同时”制度，加强环境管理，使环境的负效应降至最低。并对周围环境的影响减至最小程度，达到公众对项目建设的对环境要求愿望。

9.10 综合结论

本项目符合国家及地方相关产业政策的要求，生产过程中采用了各项环保措施，可确保各种污染物稳定达标排放，排放的污染物对周围环境的影响较小，公众对本项目无反对意见，项目为环保工程，油田废液处理站建成后，项目产生的各项污染物能够做到达标排放，在落实本评价提出的各项环境保护措施后，综合废液得到了处置，项目的建设解决了第十采油厂朝阳沟油田西部区域生产废液处理能力不足的问题，为油田开发、建设提供保障。

综上所述，在本项目落实本环评报告所提出的各项污染防治措施的前提下，从环保角度论证，本项目建设具有环境可行性。

附表 1：大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与评价范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000 t/a <input type="checkbox"/>		<500 t/a <input checked="" type="checkbox"/>		
	评价因子	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input type="checkbox"/>	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>	
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2019) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标区 <input type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>			拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERM OD <input type="checkbox"/>	ADM S <input type="checkbox"/>	AUSTA L2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AE DT <input type="checkbox"/>	CALPU FF <input type="checkbox"/>	网络模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>						
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>				C 本项目最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率 > 10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C 本项目最大占标率≤30% <input checked="" type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率 > 30% <input type="checkbox"/>		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 (6) h	C 非正常最大占标率 ≤100% <input checked="" type="checkbox"/>			C 非正常最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年均浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>				C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>		
区域环境质量的整体变化情况	K≤-20% <input type="checkbox"/>				K>-20% <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃			有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子： ()			监测点位数 ()		无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>						
	大气防护距离	距 () 厂界最远 () 米						
	污染源年排放量	SO ₂ : 0.339t/a	NO _x : 1.996t/a	颗粒物: 0.191t/a	非甲烷总烃: 0.073t/a			

注：“□”为勾选项，填“√”，“()”为填写项

附表 2：土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影像识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态影响型 <input type="checkbox"/> ; 两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input type="checkbox"/> ; 农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 未利用地 <input type="checkbox"/>				土地利用类型图
	占地规模	(0.7844) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ; 地下水 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>				
	全部污染物	/				
	特征因子	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 <input type="checkbox"/> ; II 类 <input checked="" type="checkbox"/> ; III 类 <input type="checkbox"/> ; IV 类 <input type="checkbox"/>				
敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input type="checkbox"/>					
评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>					
现状调查内容	资料收集					
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	监测点位布置图
		表层样点数	1 个	2 个	0-0.2m	
柱状样点数	3 个	/	0-0.5m 0.5-1.5m 1.5-3m			
现状监测因子	GB15618、GB36600 中规定的基本因子以及石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)					
现状评价	评价因子	GB15618、GB36600 中规定的基本因子以及石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)				
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.1 <input type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	现状评价结论	农用地中各项污染物含量均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018) 中标准限值, 建设用地中各项污染物含量均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018) 中第二类用地风险筛选值, 项目拟建区域及已开发区域的监测点位的特征污染物石油烃相差不大。				
影响预测	预测因子					
	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ; 源头控制 <input type="checkbox"/> ; 过程防控 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		2	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、铅、铬、汞、砷、镉、铜、镍		1 次/5 年	
信息公开指标						
评价结论						
注 1: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容						

附表 3：环境风险评价自查表

工作内容		大庆油田有限责任公司第十采油厂西部区域废液治理工程						
风险调查	危险物质	名称	油类物质	天然气				
		存在总量/t	2.00195	0.0031				
	环境敏感性	大气	500m 范围内 80 人			5km 范围内人口数 _____ 人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数 (最大)			_____ 人		
		地表水	地表水功能敏感性	F1□	F2□	F3□		
			环境敏感目标分级	S1□	S2□	S3□		
地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3□				
	包气带防污性能	D1□	D2□	D3□				
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>	1≤Q<10□	10≤Q<100□	Q>100□		
		M 值	M1□	M2□	M3□	M4□		
		P 值	P1□	P2□	P3□	P4□		
环境敏感程度		大气	E1□	E2□	E3□			
		地表水	E1□	E2□	E3□			
		地下水	E1□	E2□	E3□			
环境风险潜势		IV ⁺ □	IV□	III□	II□	I <input checked="" type="checkbox"/>		
评价等级		一级□		二级□	三级□	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>		
风险识别	物质危险性	有毒有害□		易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>				
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放□				
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>		地表水□	地下水 <input checked="" type="checkbox"/>			
事故情形分析		源强设定方法 <input checked="" type="checkbox"/>	计算法□	经验估算法□	其他估算法□			
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB□	AFTOX□	其他□			
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 _____ m					
	大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 _____ m							
	地表水	最近环境敏感目标 _____, 到达时间 _____ h						
地下水	下游厂界边界到达时间 _____ d							
	最近环境敏感目标 _____, 到达时间 _____ d							
重点风险防范措施		针对环境风险制定井下作业事故风险防范措施, 站场事故风险防范措施, 火灾、爆炸风险防范措施及管道泄漏风险防范应急预案, 并进行培训和定期演练, 管道每日进行专人巡线						
评价结论与建议								
注: “□”为勾选项, “_____”为填写项。								