

萨中开发区西区及西区过渡带一~二条带萨II 1-
9弱碱三元复合驱产能建设地面工程

环境影响报告书

(报审稿)

湖南葆华环保有限公司

2021年04月

目 录

1.概述.....	1
1.1 概述.....	1
1.2 分析判定相关情况.....	4
2 总则.....	22
2.1 编制依据.....	22
2.2 评价目的及原则.....	24
2.3 环境影响识别与评价因子筛选.....	24
2.4环境评价标准.....	26
2.5 评价工作等级.....	31
2.6 评价范围及环境保护目标.....	38
2.7 评价工作内容及重点.....	41
3 建设项目工程分析.....	42
3.1建设项目概况.....	42
3.2 现有区块开发情况回顾.....	51
3.3 依托工程分析.....	52
3.4 建设项目工程分析.....	67
4 环境现状调查与评价.....	135
4.1 自然环境现状调查与评价.....	135
4.2 环境保护目标调查.....	138
4.3 环境质量现状调查与评价.....	140
4.4 区域环境污染源调查.....	168
5 环境影响预测与评价.....	169
5.1 环境空气影响预测与评价.....	169
5.2 水环境影响预测与评价.....	174
5.3 声环境影响分析.....	186

5.4 固体废物环境影响分析	189
5.5 生态环境影响评价	192
5.6 环境风险评价	197
5.7 土壤环境影响评价	208
6 环境保护措施及可行性论证	213
6.1 污染防治措施	213
6.2 “三同时”项目一览表	221
7 环境影响经济损益分析	224
7.1 环境损失费估算	224
7.2 环保投资估算及环境效益分析	224
7.3 环境经济损益分析结论	225
8 环境管理与监测计划	226
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	226
8.2 环境监控	227
8.3 本工程污染源排放清单	228
8.4 总量控制	230
8.5 施工期环境管理与监测计划	231
8.6 营期环境管理与监测计划	231
9 环境影响评价结论	234
9.1 工程概况	234
9.2 环境质量现状	234
9.3 主要环境影响	235
9.4 环境影响经济损益分析	236
9.5 环境管理与监测计划	193
9.6 公众意见采纳情况	193
9.7 综合结论	239

1.概述

1.1 概述

1.1.1建设项目由来

原油属于国家战略安全物资，特别是近几年随着国际油价的波动，国内需求持续增长，国家对国内石油资源的需求越来越大。随着原油含水率升高和产油量自然递减，大庆油田老区产量呈逐年下降的态势，按照国家的总体要求，大庆油田公司加大了油田老区的开发力度，为大庆油田的可持续发展提供保障。在这一总体部署下，大庆油田有限责任公司第一采油厂决定实施萨中开发区西区及西区过渡带一~二条带萨 II 1-9弱碱三元复合驱产能建设地面工程，本工程为老区增产项目。

大庆油田有限责任公司是一个以石油天然气勘探开发为主营业务的大型地区公司，大庆油田有限责任公司第一采油厂属于大庆油田有限责任公司下属单位，负责大庆油田开发的其中一部分，开发区域主要在大庆市萨尔图区、让胡路区，现有主要的开发区块为萨中开发区东区、西区及过渡带等多个区块，本次项目开发建设西区及西区过渡带，区块内无同期建设工程。

本工程是对利用井进行地面产能建设，开发区域位于大庆油田有限责任公司第一采油厂萨中开发区西区和西区过渡带内，西区纯油区位于萨中开发区西北部位置，含油面积4.9km²，于1960年投入开发。西区过渡带一~二条带含油面积3.7km²，于1963年投产，西区过渡带内利用井于2007年10月进行了《西区过渡带二类油层井产能建设工程环境影响报告书》，并于2007年10月在原大庆市环境保护局获得批复，批复文号庆环建字〔2007〕56号，项目于2010年12月完成验收（庆环验〔2020〕142号）；西区纯油区内利用井于2013年11月进行了《萨中开发区西区纯油区及西区过渡带二类油层产能建设地面工程环境影响报告书》，并于2013年11月在原大庆市环境保护局获得批复，批复文号庆环审〔2013〕268号，项目于2019年10月完成了自主验收。

本次产能工程属于大庆油田有限责任公司《2021年油田勘探、基本建设第一批投资计划》（庆油发〔2021〕28号）中的计划项目。

1.1.2 建设项目的特点

本工程位于黑龙江省大庆市萨尔图区中三路南侧、西一路西侧、西丹路北侧区域。本工程建设内容包括：基建采出井和注入井527口，其中油井290口，注入井237口，均为利用井；配制站改造1座，注水曝氧站改造1座，二元调配站改造1座，注入站扩改建6座。更换聚合物母液管道6.76km，更换注水管道2.2km；建设聚聚中312污水站至中306-

2深度污水站来水管道0.9km，以及配套电力、道路工程。建成产能 $12.6 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本工程属于陆地石油开采项目，建设性质为改扩建工程（不属于新区块开发）。根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本次工程地面建设均为利用井，位于大庆市萨尔图区境内，不属于水土流失重点预防区和重点治理区，详见附图15。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版），本项目所在区域范围内无自然保护区、风景名胜区、文物古迹和饮用水水源保护区分布，且不在生态红线范围内，但项目利用井井场周边及开发区域内，分布有奔二小区、奔三小区、五十八中学等环境敏感区，所以判定本项目为“五、石油和天然气开采业-07、陆地石油开采0711”中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响评价报告书。

根据2017年7月16日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（中华人民共和国国务院令 第682号）、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部部令第16号）及《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）等法律法规，为保证建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，大庆油田有限责任公司第一采油厂委托湖南葆华环保有限公司编制环境影响报告书。

1.1.3 环境影响评价的工作过程

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

第一阶段：首先，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）规定，确定萨中开发区西区及西区过渡带一~二条带萨 II 1-9弱碱三元复合驱产能建设地面工程环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

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

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

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

具体环境影响评价工作程序见下图。

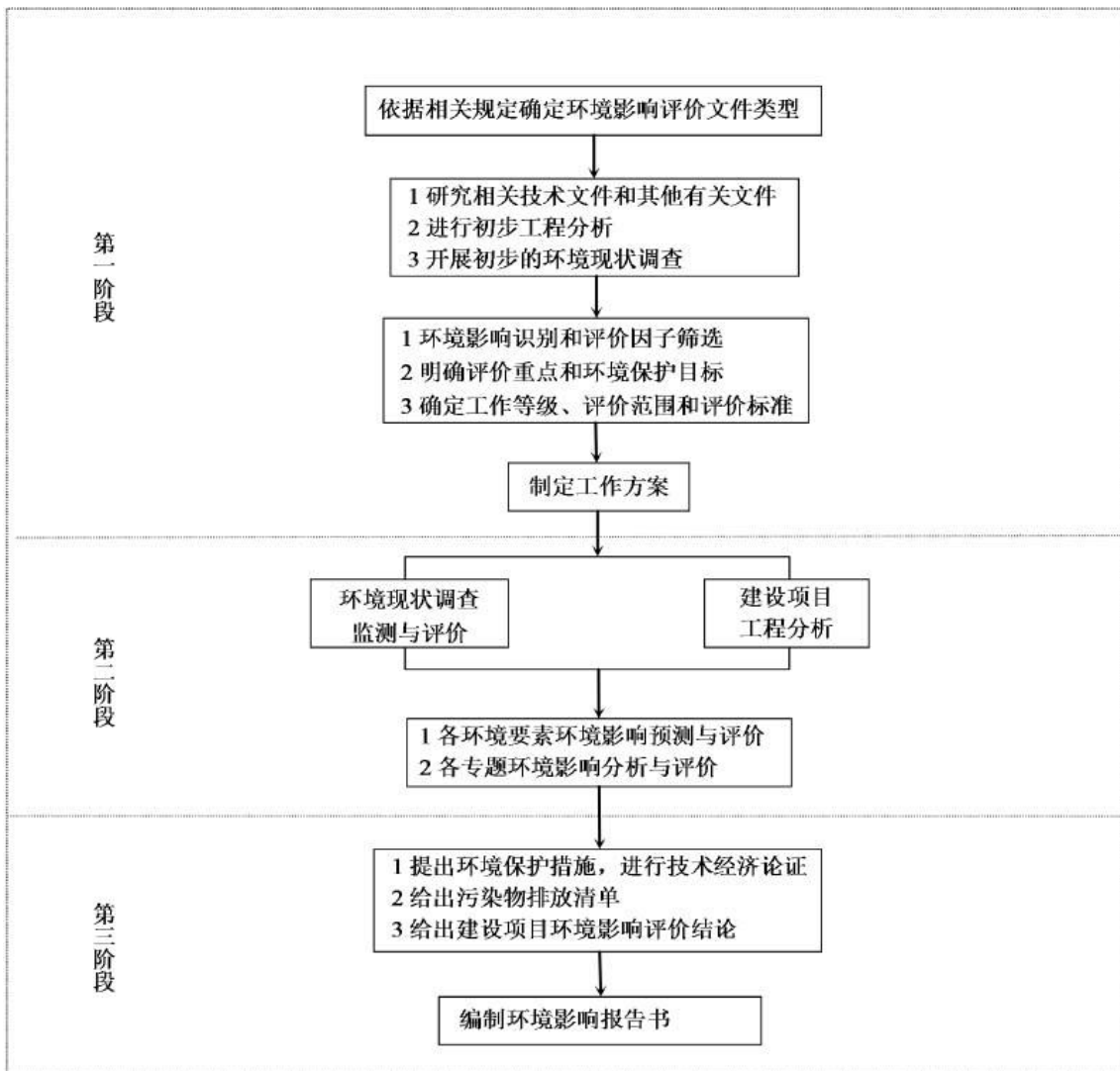


图1.1-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.2 分析判定相关情况

1.2.1 产业政策符合性分析

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

1.2.2 相关规划符合性分析

1.2.2.1 主体功能区划符合性分析

本工程位于大庆市萨尔图区中三路南侧、西一路西侧、西丹路北侧区域，根据《黑龙江省主体功能区规划》，萨尔图区功能定位为国家级重点开发区，属于重点开发区域。

根据《黑龙江省主体功能区划》第四章保障措施中第八节环境政策，重点开发区要结合环境容量，实行严格的污染物排放总量控制指标，较大幅度减少污染物排放量。

本工程属于改扩建项目，主要是对区域现有水驱采油老井改用聚驱采油开发，与现有工程相比总量增加不大。运行期产生的废气主要为无组织挥发的非甲烷总烃和加热装置产生的烟道气，项目加热装置使用的燃料为清洁能源天然气，且产生的污染物量较小，项目油井产液采用密闭集输工艺，且在采油井口安装了密封垫，处理装置均为密闭流程，最大程度减少了非甲烷总烃的无组织排放；项目施工期及运行期产生的废水均进入聚中312三元污水站、中十六联含油污水处理站处理后回注油层，不排入外环境；产生的各类固体废物均进行了相应的处理，对外环境无影响。

因此本工程符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

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

本项目位于大庆市萨尔图区中三路南侧、西一路西侧、西丹路北侧区域，参照《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年），在统筹优化城乡建设用地中明确提出要有效保障大庆油田生产用地，保障石油等工况用地需求。同时规定萨尔图区建成区因坐落在高产油田上，应划为主要限制发展区，除与油田开发有关的建设外，不再进行开发建设。并做好油田用地内部挖潜，体改油田集约用地水平，对外围新增油田用地区按照地上服从地下的原则做好油田生产用地安排。本项目所在地为油田开采建设用地区域，在已经划定的油田土地使用范围内，本次产能主要是对利用井开发，采油工程建设均在已建井场范围内，项目建设符合土地利用总体规划要求。

1.2.2.3 与《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）符合性分析

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），大庆市划定了市级水土流失重点

预防区和重点治理区，本项目基建的利用井均位于大庆市萨尔图区境内，不属于水土流失重点预防区和重点治理区。本项目开发区域与水土保持重点治理区和重点预防区位置关系见附图15。

本项目施工期开挖面积小，施工期短，土石方就近占地进行临时堆放，无转运丢弃，实际新增水土流失量小。根据项目土石方平衡，项目不产生弃土。剥离表层土的临时堆放场地设置严格的水土保措施。同时，利用土工布或塑料膜遮盖的方法来减少水土流失。施工结束后及时清理施工现场，对临时占地采取植被恢复、耕地复垦、水土保持等措施进行生态恢复。在采取水土保持措施后，本项目满足《大庆市水土保持规划》（2015～2030年）要求。

1.2.2.4 大庆油田有限责任公司规划符合性分析

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

2021年油气生产指标已分解落实到大庆油田有限责任公司第一采油厂，本项目属于2021年大庆油田生产建设规划的一部分，该项目的开发建设对稳定大庆原油产量具有重要的现实意义，符合2021年大庆油田生产建设规划的要求。

1.2.2.5 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1.2-1 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性一览表

序号	文件要求	拟建项目情况	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评)，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评	本项目开发区块为采油一厂西部纯油区和西部过渡带，本次环评于3.2~3.3章节中详述了区域现有工程环境影响进行回顾性评价，明确了现有区块的污染物排放情况，依托设施转油站、脱水站、注水站、污水站、含油污泥处理站的依托可行性及其污染物产生及排放情况，各依托设施均可有效依托。	

	价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。		
2	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	项目管线试压废水进入中十六联污水站，产液分离废水经聚中312三元污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”，处理后污水回注油层，属于回注到现役油气藏层位。	符合
3	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	本项目油井井口安装密封垫，降低了非甲烷总烃的挥发；同时随产液一起采出的伴生气经油气分离器装置处理后，进入天然气除油干燥器进行天然气脱水、干燥，处理后的伴生气用于依托场站加热炉的自耗，伴生气处理均是在密闭的压力容器内进行，降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	符合
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本工程为产能建设地面工程，无钻井工程，施工期不产生水基泥浆、钻井废水等污染物；施工垃圾送至建设单位指定地点，生活垃圾送至大庆市生活垃圾综合处理厂；本次新增的含油污泥送南一区含油污泥处理站处理，处理后的含油污泥满足油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）后用于井场及通井路的平整；含油废防渗布属于危险废物，定期送至有资质单位进行处置。	符合
5	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	项目油井通过井口安装密封垫加强了设备的密闭，通过密闭管输的方式进行原油集输，有效控制挥发性有机物无组织排放。集输系统产生的伴生气随产液一	符合

		起进入三合一进行油气水分离，分离出的湿伴生气进入联合站内现有天然气除油器脱水除油后作为燃料自用，不外排。	
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。	施工期井场、管线均在临时用地内进行施工，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式。本项目为产能建设工程，无钻井工程内容，压裂机械使用高标准清洁燃油，减少废气排放。	符合
7	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	大庆油田有限责任公司第一采油厂已于2021年1月18日在大庆市萨尔图区生态环境局备案了《环境突发事件应急预案表》《环境风险评估报告》等文件，备案编号230602-2021-002-M，备案内容主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，详见附件2。	符合

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

表1.2-2 本工程与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》相关要求符合性判定

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

		无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。	
4	加大废水集输系统改造力度	哈尔滨市、大庆市现有重点企业通过采取密闭管道等措施逐步替代地漏、沟、渠、井等敞开式集输方式。	

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

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

表1.2-3 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	本工程符合性
1	到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。	符合。本项目运行期作业废水回用率100%，工业固废（落地油、含油废弃防渗布、含油污泥）均得到妥善处置。
2	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	符合。本项目为现有区块的改扩建项目，油气处置和废物收集处置均依托现有集中处置站场
3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	符合。大庆油田有限责任公司第一采油厂井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后100%回收
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合。本项目压裂液由施工方集中配置，压裂返排液集中收集由罐车拉运至采油一厂六矿废压裂液无害化处理站。压裂作业过程采取了防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	符合。本项目采出水均处理达标后回注油层
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于0.5%	符合。本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为1.4175%
7	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	符合。本项目均为老井利用井，无井新增占地。

8	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。	符合。本项目开发过程中产生的伴生气经油气分离，分离出的湿伴生气进入联合站内现有天然气除油器脱水除油后作为燃料自用，不外排。各天然气场站放空均通过火炬燃烧
9	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	符合。本项目设置了3口地下水监测井，定期进行监测
10	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	符合。作业污水由罐车回收后送至中十六联合油污水处理站，处理达标后回注油层，不外排
12	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	符合。油气水分离器、储罐产生的油泥（砂）通过罐车拉运至南一区含油污泥处理站处理，处理后的污泥达到《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）后，用于井场及通井路平整

1.2.2.8 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 1.2-4。

表1.2-4 本项目与“水十条”相关要求符合性一览表

级别	“水十条”的要求	本项目分析	符合性
国家	污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地。非法污泥堆放点一律予以取缔。	本工程所依托聚中 312 三元含油污水处理站采用“序批沉降+两级双层滤料过滤”的处理工艺，处理设施污泥收集送至南一区含油污泥处理站处理，处理后的污泥达到《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）后，用于井场及通井路平整。定期产生的废滤料，委托大庆蓝星环保工程有限公司处置，无滤料堆放现象	符合
	七大重点流域干流沿岸，要严格控制	本工程位于萨尔图区境内，周边主要	符合

	石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。	的地表水体主要为果午泡，不属于七大重点流域干流沿岸，且项目不属于需严格控制的项目	
	加大执法力度，所有排污单位必须依法实现全面达标排放。逐一排查工业企业排污情况，达标企业应采取措施确保稳定达标；	本工程产出液经脱水站分离后产生的含油污水全部进入聚中 312 三元含油污水处理站处理后回注油层，回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）要求	符合
黑龙江省	合理确定发展布局、结构和规模。严格控制缺水地区、水污染严重地区和敏感区域高耗水、高污染行业发展。松花江干流及一级支流沿岸，要着重防控石油加工、化学原料和化学品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。	本工程位于萨尔图区境内，周边主要的地表水体主要为果午泡，不属于缺水地区、水污染严重地区，本项目不位于松花江干流及以及支流沿岸，且石油天然气开采不属于高耗水、高污染及需严格控制的行业	符合
	重点推进阿什河、呼兰河、安肇新河、乌裕尔河、讷谟尔河、穆棱河等流域和大庆市及周边闭流区综合治理。加大化学需氧量、氨氮、总磷及其他影响人体健康的污染物整治力度。	本工程运行期产生的含油污水以及依托场站职工产生的生活污水均不外排。开发区域内地表水体果午泡未进行水环境功能区划，根据现状监测结果，该水体水质 COD、氨氮优于劣 V 类，水环境质量趋向良好。	符合
大庆市	污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置，对污水处理厂产生污泥实行储存、运输、处理处置全过程监管，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，配套完善市污泥处理厂应急储存池建设，非法污泥堆放点一律予以取缔。	本工程所依托聚中 312 三元含油污水处理站采用“序批沉降+两级双层滤料过滤”的处理工艺，处理设施污泥收集送至南一区含油污泥处理站处理，处理后的污泥达到《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）后，用于井场及通井路平整。定期产生的废滤料，委托大庆蓝星环保工程有限公司处置，无滤料堆放现象	符合

	加强工业水循环利用。进一步加强采油废水管理，确保全部用于油田回注。	本工程产出液经脱水站加热分离后产生的含油污水全部进入聚中 312 三元含油污水处理站处理，处理后的指标达到“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5μm”后回注油层	符合
--	-----------------------------------	---	----

综上可知，本项目符合《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17号）、《黑龙江省水污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕3号）及《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（庆政办发〔2015〕55号）相关要求。

1.2.2.9 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 1.2-5。

表 1.2-5 本项目与“土十条”相关要求符合性一览表

级别	“土十条”的要求	本项目分析	符合性
国家	深入开展土壤环境质量调查。2020年底前掌握重点行业企业用地中的污染地块分布及其环境风险情况。	大庆油田有限责任公司第一采油厂作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并进行信息公开。（2020年公布信息见 http://www.dqt.com.cn/turang/255875.html ）	符合
	切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。	本工程新增占地主要是草地，不占用基本农田。	符合
	防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落实要求。	符合
	全面强化监管执法。明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油	本工程为陆地石油天然气开采项目，其建设单位大庆油	符合

	<p>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。</p> <p>严控工矿污染。加强日常环境监管。各地要根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。列入名单的企业每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开。</p>	<p>田有限责任公司第一采油厂作为土壤重点监管重点企业每年对区域内土壤环境质量进行监测，并进行信息公开。（2020年公布信息见http://www.dqt.com.cn/turang/255875.html）。</p>	
黑龙江省	<p>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。</p>		
	<p>切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。</p>	<p>本工程新增占地主要是草地，不占用基本农田。</p>	符合
	<p>防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。</p>	<p>本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落实要求。</p>	符合
大庆市	<p>重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物。重点监管有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮大县、市级城市建成区等区域。</p>	<p>大庆油田有限责任公司第一采油厂作为土壤重点监管重点企业每年对区域内土壤环境质量进行监测，并进行信息公开。（2020年公布信息见http://www.dqt.com.cn/turang/255875.html）。</p>	符合
	<p>加强日常环境监管。依据国家有关规定，2017年底前，各县（区）、高新区、经开区根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。督促列入名单的企业自2018年起，每年要自行对其用地进行土壤</p>		

	环境监测，结果向社会公开。		
	各县（区）要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。对优先保护类耕地面积减少或土壤环境质量下降的县（区），市政府将对其进行预警提醒并依法采取环评限批等限制性措施。	本工程新增占地主要是草地，不占用基本农田。	符合
	排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落实要求。	符合

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

根据《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发〔2018〕22号）、《黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划》（黑政规〔2018〕19号）及《大庆市人民政府关于印发大庆市打赢蓝天保卫战三年行动计划的公告》（庆政规〔2019〕5号），本项目与“大气行动计划”相关要求符合性详见表 1.2-6、表 1.2-7。

表 1.2-6 本项目与“气十条”相关要求符合性一览表

级别	文件要求	本项目分析	符合性
国家	建立覆盖所有固定污染源的企业排放许可制度，2020 年底前，完成排污许可管理名录规定的行业许可证核发。	大庆油田有限责任公司第一采油厂于 2020 年 12 月 31 日完成固定污染源排污许可登记	符合

表12-7 与《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划的公告》（黑政规〔2018〕19号）符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	完成生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线、环境准入清单编制工作，明确禁止和限制发展的行业、生产工艺和产业目录。强化节能环保标	本工程位于大庆市萨尔图区境内，项目位置不属于大庆市生态红线范围，且区内无自然保护区和风景名胜区分布，目前本工程选址区域暂无明确的环境准	符合

	准约束，严格行业规范、准入管理，环境空气质量未达标地区应制订更严格的产业准入门槛。	入负面清单，本工程属于油田开发项目，不属于高污染、高能耗的产业类型，为环境准入允许类别。项目区块的空气、土壤环境背景值均满足国家标准要求，区域环境承载能力良好。	
2	将施工工地扬尘污染防治纳入建筑施工安全生产标准化文明施工管理范畴，建立扬尘控制责任制度，治理费用列入工程造价。工地要做到周边围挡、物料堆放覆盖、土方开挖湿法作业、路面硬化、出入车辆清洗、渣土车辆密闭运输。	<p>项目施工期</p> <p>①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。</p> <p>②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。</p> <p>③运料车辆在运输时，车辆应当采取遮盖苫布措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。</p> <p>④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。</p> <p>⑤管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失。</p> <p>⑥合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。</p> <p>⑦施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率。</p> <p>⑧施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。</p>	符合
3	开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等行业 VOCs 污染调查，按行业明确整治方案和要求。加强源头控制，	<p>①油气集输采用密闭流程，最大限度降低烃类气体的挥发；</p> <p>②本工程烃类挥发主要发生在聚中十六</p>	符合

	<p>提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，推广先进工艺、设备，加强 VOCs 污染治理，提高重点行业有机废气收集率；到 2020 年 VOCs 排放总量累计削减 960 吨以上。加大餐饮油烟治理力度。继续深化油品储运销体系油气回收治理，对加油站、储油库、油罐车的油气回收设施加强运行监管。</p>	<p>转油放水站、新中 302 转油站等依托场站油气分离器及罐区等。通过采取提高油气分离器及储油罐的密闭程度，与此同时，加强运行管理，提高油气分离效率，最大限度的减少烃类气体挥发；</p> <p>③加强对设备和管道的检查和维护，控制烃类气体的无组织挥发；</p> <p>④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发。</p>	
--	--	---	--

1.2.2.11 与《黑龙江省生态功能区划》符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本工程所在区域位于 I-06-01-02 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区，该区位于黑龙江省大庆市，总面积 5170km²，该功能区的主要生态系统服务功能为沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采。

本工程位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，建成后永久占地面积为 2.34hm²，占地为盐碱草地，针对本项目的占地类型，提出了如下措施：

管线施工临时占地表土留存，将适合植物生长的原有表土单独堆放，用于临时占地植被恢复，进行分土回填，临时占地全部恢复原有植被类型，通过采取以上恢复措施后，工程建设对一般湿地的影响可接受。

在按照上述措施施工后，本项目不会造成大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，同时，在项目实施过程中，严控施工占地范围，加强对周边现有植被的保护，因此本工程符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

1.2.2.12 国民经济和社会发展规划符合性分析

《中共大庆市委关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》中提出：完善百年油田建设专班推进工作机制；支持油田打好“提质增效”攻坚战，权利服务油田产能建设；拓展油田装备、油气储运、信息服务等产业合作领域，壮大混合所有制经济；加强油气资源和新能源开发利用；维护油田产业链供应链稳定；保障油田生产秩序。本工程为石油开采项目，因此本项目符合《中共大庆市委关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》要求。

1.2.3 “三线一单”符合性分析

本项目位于大庆市萨尔图区中三路南侧、西一路西侧、西丹路北侧区域，根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号），本项目基建油水井位于重点管控单元，不在优先保护单元内，且本项目施工区域内无自然保护区、风景名胜区、水源地保护区、野生动植物保护区及重要湿地分布，本

项目选址不在特殊重要生态功能区域内，因此项目建设符合生态保护红线要求。

1.2.3.1 生态保护红线

生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的，在规划环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。

本工程位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号），本次产能利用井位于重点管控单元，不在优先保护单元，本项目与分区管控要求符合性分析见表1.2-6。且本项目施工区域内无自然保护区、风景名胜区、水源地保护区、野生动植物保护区及重要湿地分布，本项目选址不在特殊重要生态功能区域内，因此项目建设符合生态保护红线要求，本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系见图1.2-1。

表1.2-8 本项目与分区管控要求符合性分析

环境管控单元	分区管控要求	拟建项目情况	符合性
优先保护单元	以生态环境保护为主，依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设。在功能受损的优先保护单元，优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能；在生态保护红线区域，严格按照国家和省生态保护红线管理相关规定进行管控。	本项目基建利用井井场均不在优先管控单元。	符合
重点管控单元	重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。	本项目基建利用井井场位于重点管控单元。施工阶段产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，且施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行平整。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制，及施工单位制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。	符合

一般管控单元	以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。	本项目基建利用井井场均不在一般管控单元。	符合
--------	--	----------------------	----

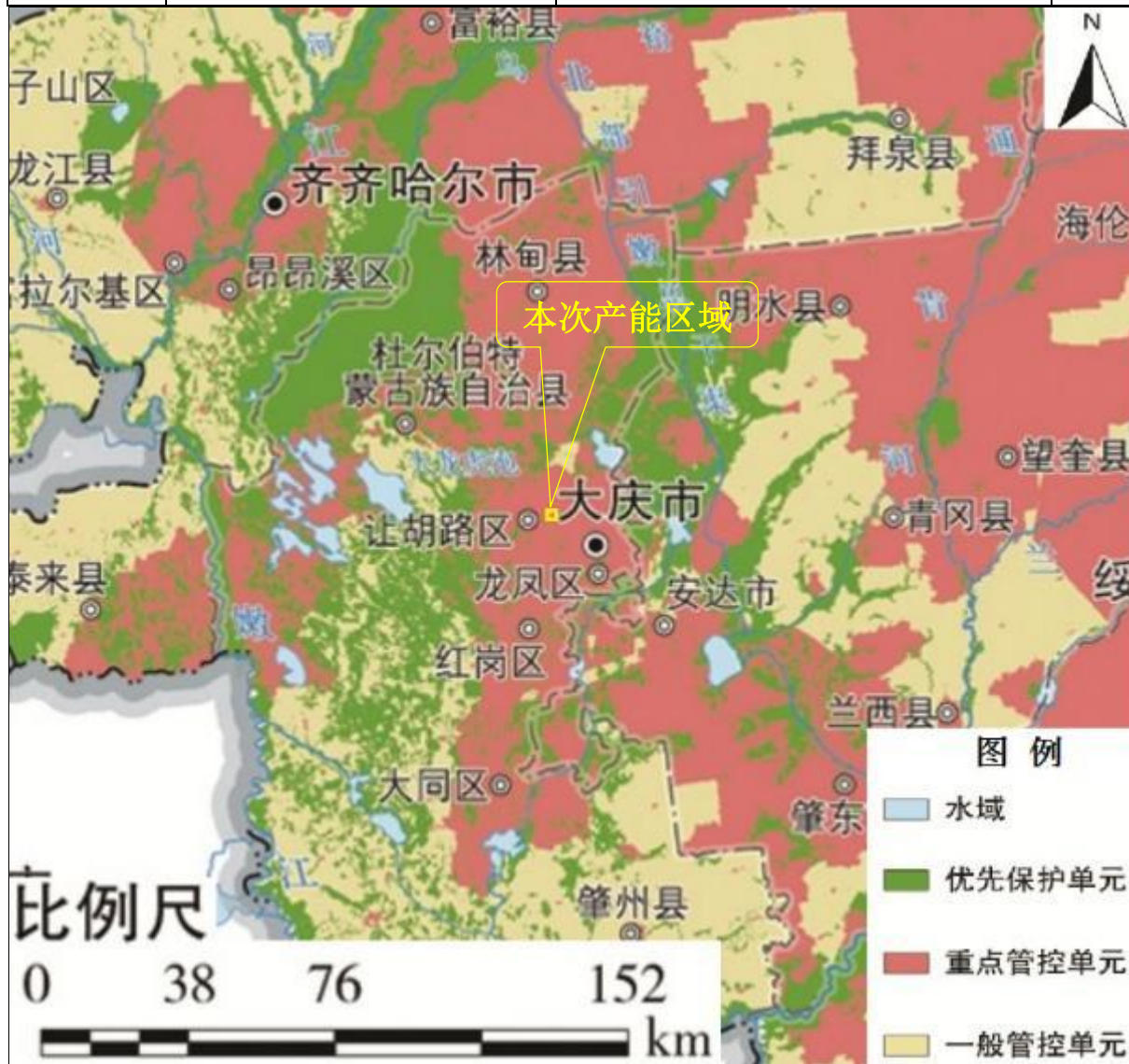


图1.2-1 本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系

1.2.3.2 环境质量底线

环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关规划环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。

本项目所在区域环境空气功能为二类区，根据环境空气质量现状的监测数据，项目选址区域环境空气质量能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，

空气质量好，尚有容量进行项目建设。通过环境影响分析可知，本工程建设实施后的环境空气质量能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求；通过环境影响分析可知，本项目开发区域内声环境质量能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，开发区域西侧1km处的大庆一中、明园小区区域声环境质量可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准要求；本项目施工期及运营期均无废水外排，在采取措施不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中环境质量标准基本项目标准限值；项目所在土壤环境各项指标均可达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选标准以及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤污染风险筛选值。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

1.2.3.3 资源利用上线

资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。

本项目为油田开发项目，在选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用环境影响最小的布局方案，减少对土地的占用，由于施工期较短，且资源消耗均符合相关设计和标准要求，因此本项目建设符合资源利用上线要求。

1.2.3.4 环境准入负面清单

环境准入负面清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在规划环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。

目前本项目选址区域暂无明确的环境准入负面清单，本项目属于油田开发项目，不属于高污染、高能耗和资源型的产业类型，本项目不属于《黑龙江省重点生态功能区产业准入负面清单》（试行版）限制类、禁止类产业。因此本项目为环境准入允许类别。

1.2.4 选址合理性分析

本工程位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内。共基建油水井利用井527口，建设内容包括采油工程、注水管线、场站改造、道路工程、供配电工程等。根据现场调查，项目

占地为盐碱草地，占地范围内无国家、省、市级自然保护区及风景名胜区、饮用水源地保护区，不在生态保护红线管控范围内，环境敏感目标主要为附近居民区、学校、医院及行政办公场所。

本项目部分油水井位于果午泡湿地范围内，均为老井利用井，本次产能工程对该部分水泡井现有井场和集输管线等均利用，无新增占用湿地工程，不涉及湿地征用情况。本工程在水泡井井场内进行射孔和压裂施工时严格按照施工作业方案规范施工，射孔液和废压裂返排液集中收集后由罐车拉运处置，施工完成后及时清理作业场地，通过采取以上措施后，工程建设对湿地的影响可接受。

本工程在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点，减少对草地的占用，并对占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水环境影响、声环境影响、土壤环境影响和固体废物对周围的环境影响。项目施工期及运行期产生的废气、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。因此，本工程选址合理。

1.3 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为原油地面产能建设项目，环境影响主要来源于原油集输、井下作业、管道和道路施工等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的草地生态环境、区块周边分布的居民区、学校、医院和行政办公场所等保护目标。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；运行期井场及站场无组织挥发的非甲烷总烃、依托场站废气和机泵设备噪声以及井场抽油机的噪声、井场作业产生的落地油以及作业产生的含油防渗布等对环境产生的影响。

(1) 环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘，运行期对空气环境的影响主要为依托场站新增的燃烧烟气、油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

(2) 地下水环境

本工程施工期可能对地下水产生影响的主要为管道试压废水以及施工人员的生活用

水，运行期可能对地下水产生影响的因素主要为油水井作业污水、水井洗井污水及油田采出水等。

（3）声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声，运行期对声环境的影响主要为抽油机机械噪声以及拉油车辆运输过程中产生的噪声。

（4）生态环境

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

（5）固体废物

本工程施工期产生的固体废物（施工废料、场站改造更换的废旧设备、依托场站清淤产生的含油污泥和施工人员产生的生活垃圾）及运行期产生的固体废弃物（含油污泥、落地油和含油废防渗布）对环境的影响。

（6）土壤环境

本项目开发过程中对土壤环境的影响主要表现在两个方面：一为投产以前地面工程建设、管线建设对土地的占用以及对地表环境的影响，这种影响将造成土壤板结，导致土壤结构发生改变。另一方面影响为项目运行期产生的落地油等污染物对土壤环境的污染，可对土壤的化学、生物性质等方面造成影响，但由于本工程采取了较完善的环保措施，因此本工程对土壤环境影响较小。通过采取规范施工和作业行为、限定施工和作业范围、合理规划运输路线、运行期加强管理等污染控制措施，以及采取事故风险防范措施，可以将本工程对土壤环境影响降低至可接受程度。

（7）环境风险

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

1.4 环境影响评价的主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》，石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令 第4号，2019.1.1）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《萨中开发区西区及西区过渡带一~二条带萨II 1-9弱碱三元复合驱产能建设地面工程环境影响评价公众参与说明》。

本报告书较为详细地论述了建设项目环境概况、主要环境问题、主要环境影响和拟

采取的环保措施。主要结论为：萨中开发区西区及西区过渡带一~二条带萨 II 1-9弱碱三元复合驱产能建设地面工程符合国家产业政策和当地经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施后，各项污染物能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址合理，建设是可行的。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护相关法律

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

2.1.2 环境保护相关法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令第682号，2017.10.01）；
- (2) 《土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令第592号，2011.03.05）；
- (3) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (4) 《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018.04.26）；
- (5) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (6) 《黑龙江省湿地保护条例》（2018.6.28）。

2.1.3 环境保护相关部门规章及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）；
- (2) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发〔2013〕37号，2013.09.10）；
- (3) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17号，2015.04.02）；
- (4) 《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发〔2016〕31号，2016.05.28）；
- (5) 《产业结构调整指导目录（2019年本）》；
- (6) 《国家危险废物名录》（2021年版）；
- (7) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发[2012]77号，

2012.07.03)；

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

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

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

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

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

(13) 《大庆市打赢蓝天保卫战三年行动计划》(庆政规〔2019〕5号, 2019.03.08)；

(14) 《大庆市加强水污染防治工作实施方案》(庆政办发〔2015〕55号, 2015.12.31)；

(15) 《大庆市土壤污染防治实施方案》(庆政规〔2017〕2号, 2017.03.31)；

(16) 《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)；

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

2.1.4 技术依据

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)；

(4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2009)；

(5) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)；

(6) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；

(7) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；

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

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

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

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

(13) 《排污许可管理条例》(中华人民共和国国务院令第736号)；

(14) 《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》。

2.1.5 其它相关依据及支持性文件

- (1) 环境质量现状监测报告；
- (2) 《萨中开发区西区及西区过渡带一~二条带萨 II 1-9弱碱三元复合驱产能建设地面工程方案》（大庆油田设计院有限公司，2021年1月）；
- (3) 建设单位提供的其他相关资料。

2.2 评价目的及原则

2.2.1 评价目的

- (1) 对该建设项目的工程内容和工艺路线进行分析，明确污染源和可能产生的污染因素，明确污染物的排放源强；
- (2) 对建设项目所在地的自然环境和环境质量进行现状调查，得到当地的环境质量现状的结论及存在的主要环境制约因素；
- (3) 分析、预测、评价油田开发对评价区域内大气环境、地下水环境、声环境、土壤环境、生态环境和环境风险可能造成的影响程度和范围；
- (4) 对油田开发过程中拟采取的环保措施进行论证，提出污染防治措施及生态保护对策与建议；
- (5) 从环境保护和环境风险角度论证油田开发建设工程的可行性，并从设计、生产、管理和环境污染防治等方面提出环境保护和减缓措施，最大限度降低油田开发对环境的不利影响，确保经济、社会和环境的可持续发展。

2.2.2 评价原则

- (1) 依法评价
贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。
- (2) 科学评价
规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。
- (3) 突出重点
根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 环境影响识别与评价因子筛选

2.3.1 评价时段

施工期和运行期，闭井期单独履行环评审批手续。

2.3.2 环境影响识别

本工程建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响和生产运营期影响两部分。

施工期的环境影响主要为地面工程施工过程中施工活动对周围环境产生的不利影响。一种影响是对土壤扰动、自然植被等的破坏使土壤裸露在外引起土壤沙化，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在；另一种是在施工过程中产生的动土扬尘和运输车辆产生的扬尘，这种影响是短暂的，通过采取洒水抑尘、运输车辆减速慢行等措施，待施工结束后将随之消失。

运行期的环境影响主要为井场、依托的聚中十六转油放水站、新中302转油站等场站加热装置产生的燃烧废气、无组织挥发的非甲烷总烃等污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运行期事故状态的环境影响包括输油管线、井场、依托场站发生原油泄漏，发生火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，同时还涉及社会经济等问题。

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，采用矩阵法对工程建设期间和运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		
	井下作业	地面建设	油气集输	井下作业	事故状态
空气	-S	-S	-L	-S	-SA
声环境	-S	-S	-L	-S	-SA
地表水					
地下水		-S			-SA
土壤	-S	-S		-S	-SA
植被	-S	-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

从上表可知本工程的主要环境影响表现在地下水环境、生态环境、环境空气、声环境、土壤环境、环境风险等方面。

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

表2.3-2 评价因子一览表

序号	评价内容	评价因子名称	
现状 评价 因子	1	环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃
	2	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Cl ⁻ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、总硬度、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（六价）、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、硫酸盐、耗氧量、氯化物、挥发性酚类、石油类、菌落总数、总大肠菌群
	3	土壤	农用地：pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
			建设用地区：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并（a）蒽、苯并（b）蒽、苯并（k）蒽、苯并（a）芘、茚并（1,2,3-cd）芘、二苯并（a,h）蒽、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
	4	噪声	连续等效 A 声级
5	生态	植被类型的构成、分布、面积、生物量及种群、优势种群；土壤类型、特征、组成和分布，土地利用状况、土壤退化状况等	
影响 预测 因子	1	环境空气	非甲烷总烃、SO ₂ 、NO ₂ 、颗粒物
	2	地下水	石油类
	3	土壤	石油烃
	4	生态	动物、植被、生物量、土地利用现状
	5	噪声	连续等效 A 声级

2.4环境评价标准

2.4.1环境质量标准

（1）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）及其修改单中二级标准。具体标准值见表2.4-1。

表2.4-1 环境空气质量标准 单位：ug/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

非甲烷总烃采用《大气污染物综合排放标准详解》中规定的数值小时均值2.0mg/m³。

(2) 根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》(庆政发[2019]11号)，项目所在区域为居住、商业、工业混杂区，其声环境现状执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类区标准，开发区域西侧1km处的大庆一中、明园小区、悦园小区、希望小区区域声环境质量执行1类标准要求，详见表2.4-2。

表2.4-2 声环境质量标准 单位：dB (A)

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

(3) 根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》(庆政发〔2019〕11号)可知，果午泡未进行功能区划，参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)V类标准，具体见表2.4-3。

表2.4-3 地表水环境质量标准 单位：mg/L (pH值除外)

项目	pH	COD	NH ₃ -N	石油类	高锰酸盐指数	硫化物
(GB3838-2002)V类标准限值	6-9	≤40	≤2.0	≤1.0	≤15	≤1.0

(4) 建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1建设用地土壤污染风险筛选值，见表2.4-4；农用地执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1农用地土壤污染

风险筛选值，见表2.4-5。

表2.4-4 建设用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg

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

34	邻二甲苯	640		
35	硝基苯	76		
36	苯胺	260		
37	2-氯酚	2256		
38	苯并[a]蒽	15		
39	苯并[a]芘	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	15		
41	苯并[k]荧蒽	151		
42	蒽	1293		
43	二苯并[a,h]蒽	1.5		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500		其他项目

表2.4-5 农用地土壤污染风险筛选值 单位: mg/kg

序号	污染物项目	项目标准值 (mg/kg)	备注
		pH>7.5	
1	镉	0.6	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB15618-2018)
2	汞	3.4	
3	砷	25	
4	铅	170	
5	铬	250	
6	铜	100	
7	镍	190	
8	锌	300	

(4) 根据调查, 评价区域地下水主要使用功能为农业灌溉用水, 地下水环境执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类, 石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的I类标准执行, 具体见表2.4-6。

表2.4-6 地下水环境质量标准 单位: mg/L (pH除外)

项目 \ 类别	标准	标准来源
pH	6.5~8.5 (无纲量)	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III类标准
氨氮 (mg/L)	≤0.5	
硝酸盐(以 N 计) (mg/L)	≤20	
亚硝酸盐(以 N 计) (mg/L)	≤0.1	
挥发性酚类 (mg/L)	≤0.002	
氰化物 (mg/L)	≤0.05	

砷 (mg/L)	≤0.05	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)表1中环境质量标准基本建设项目标准限值
汞 (mg/L)	≤0.001	
铬(六价) (mg/L)	≤0.05	
总硬度 (mg/L)	≤450	
铅 (mg/L)	≤0.05	
氟化物 (mg/L)	≤1.0	
镉 (mg/L)	≤0.01	
钠 (mg/L)	≤200	
铁 (mg/L)	≤0.3	
锰 (mg/L)	≤0.1	
溶解性总固体 (mg/L)	≤1000	
耗氧量 (mg/L)	≤3.0	
硫酸盐 (mg/L)	≤250	
氯化物 (mg/L)	≤250	
总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3.0	
菌落总数 (CFU/mL)	≤100	
石油类	≤0.05	

2.4.2 污染物排放标准

2.4.2.1 废气污染物排放标准

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。运营期井场及场站厂界外 VOCs (以非甲烷总烃计) 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020) 中第5.9条企业边界污染物控制要求: 油气集中处理站界非甲烷总烃浓度不应超过4.0 mg/m³。具体见表2.4-7、表2.4-8。

表2.4-7 大气污染物综合排放标准 单位: mg/m³

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

表2.4-8 非甲烷总烃厂界排放标准

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

本项目运营期依托聚中十六转油放水站、新中302转油站等场站的加热炉均为2014年之前建设完成的, 其加热炉产生的污染物执行《锅炉大气污染物排放标准》

(GB13271-2014)表1在用燃气锅炉标准，具体见表2.4-9。

表2.4-9 在用燃气锅炉大气污染物排放标准 单位：mg/m³

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

2.4.2.2 废水污染物排放标准

本工程产生的管线试压废水和油井作业污水依托中十六联合油污水站处理，采出液分离含油废水依托聚中312三元含油污水处理站处理，处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤8μm”，同时满足《碎岩屑油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中相应标准限值。

2.4.2.3 噪声排放标准

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中规定的排放限值，具体见表2.4-10。

表2.4-10 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼间	夜间
70	55

运营期井场及场站噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，具体见表2.4-11。

表2.4-11 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼间	夜间
60	50

2.4.2.4 固体废物

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

(2) 运行期产生的含油防渗布、含油污泥、落地油均属于危险废物，执行《危险废物贮存污染控制标准》及其修改单（GB18597-2001）标准要求。

(3) 项目运行期产生的含油污泥执行《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010），处理后的泥饼用于铺垫井场及通井路。具体标准值见表2.4-12。

表2.4-12 油田含油污泥综合利用污染控制指标

序号	项目	污染控制指标			
		垫井场	通井路	农用mg/kg干污泥	
		mg/kg		土壤pH<6.5	土壤pH≥6.5
1	石油类	≤20000		≤3000	≤3000

2	As	/	≤75	≤75
3	Hg	≤0.8	≤5	≤15
4	Cr	/	≤600	≤1000
5	Cu	≤150	≤250	≤500
6	Zn	≤600	≤500	≤1000
7	Ni	≤150	≤100	≤200
8	Pb	≤375	≤300	≤1000
9	Cd	≤3	≤5	≤20
10	pH值	≥6	/	/
11	含水率	≤40%	/	/

2.5 评价工作等级

2.5.1 大气环境

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本工程运行期大气污染源主要为本项目依托场站加热炉产生的燃烧烟气、油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

(1) 烃类气体

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，非甲烷总烃主要排放位置有井场、集输管道阀门、计量间、阀组间等位置，均以面源形式排放。面源污染源参数见表2.5-1。

表2.5-1 面源参数调查清单

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)
	东经	北纬								非甲烷总烃
产能区域	124.91515	46.61071	148	3500	3300	0	3	8760	连续	20.3

(2) 加热装置烟气

针对本工程而言，本项目基建油井采取密闭集输方式通过管道输至依托的聚中十六转油放水站、新中302转油站等场站进行油气分离，本项目有组织废气的产生主要由依托转油站的加热炉燃烧所产生的。通过检测报告可知，聚中十六转油放水站、新中302转油站、新中305转油站、聚中313转油放水站加热装置污染物排放浓度均能满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）标准限值SO₂≤100mg/m³，NO_x≤400mg/m³，颗粒物≤30mg/m³的要求，因此对区域环境空气影响较小。本项目油井产量接入最大的转油站为聚中十六转油放水站（160口）和新中302转油站（116口），两座转油站处理采出液量占总采出液量95%，两座场站新增污染物排放量相对较大，所以预测挑选污染物

排放量最高的聚中十六转油放水站和新中302转油站作为预测模型，根据源强核算表，并按最不利的结果进行评价，污染源参数见表2.5-2。

表2.5-2 污染物点源参数调查清单

名称	烟囱底部中心坐标		烟囱高度(m)	烟囱出口内径m	烟气流速m/s	烟气温度℃	年排放小时数h	排放工况	污染物排放情况(kg/h)		
	东经	北纬							SO ₂	NO _x	颗粒物
聚中十六转油放水站加热炉	124.92600	46.61880	20	0.8	2.3	85	8760	正常	0.011	0.033	0.0047
新中302转油站加热炉	124.91352	46.63487	10	0.3	2.8	82	8760	正常	0.0072	0.023	0.0027

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

(1) 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录B的B.6.1城市/农村选项，“当项目周边3km半径范围内一半以上属于城市建成区或者规划区时选择城市，否则选择农村”。本项目位于城市建成区，故选取城市选项。

(2) 环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

(3) 拟建项目位于油田开采区，本次评价的土地利用利类型选取草地。

(4) 根据中国干湿湿度分布图判断，本地区属于中等湿润气候。根据EIA2018大气预测软件的DEM地形文件，地形数据分辨率90m。估算模型具体参数见下表2.5-3，然后按评价工作分级判据进行分级。

表2.5-3 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	城市
	人口数(城市选项时)	30万
最高环境温度/℃		38.9
最低环境温度/℃		-36.2
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否

参数		取值
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

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

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

式中： P_i ——第*i*个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

根据 AERSCREEN 估算模式预测，本项目最大地面浓度占标率计算结果见表2.5-4。

表2.5-4 主要污染物最大地面浓度占标率计算结果

污染源	预测因子	最大浓度占标率（%）
聚中十六转油放水站加热炉	颗粒物	0.02
	SO ₂	0.04
	NO _x	0.26
新中302转油站加热炉	颗粒物	0.01
	SO ₂	0.03
	NO _x	0.18
开发区域	非甲烷总烃	4.06

《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2.5-5。

表2.5-5 评价等级判别表

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

计算结果可以看出，无组织排放最大地面占标率 $P_{\max}=4.06\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，评价等级为二级。评价范围以井场、管线中心，延边长为5km的矩形区域。综上，在开发施工期和运行期项目对空气环境的影响程度较小，范围不大，对区域空气环境质量影响较小。

2.5.2 地表水环境

本工程产生的管道试压废水进入集输系统后最终输至中十六联合含油污水处理站处理后回注，不外排。采出液分离污水经聚中312三元含油污水处理站处理后回注，处理后

的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\ \mu\text{m}$ ”，不外排。因此，项目不向地表水体排放废水，依据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目地表水评价等级为三级 B。

2.5.3 地下水环境

（1）划分依据

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录A中地下水环境影响评价行业分类表中规定，本项目属于石油开采类，地下水环境影响评价项目类别为 I 类项目。

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.5-6。

表2.5-6 地下水环境敏感程度分级表

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

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

（2）本项目地下水评价等级判定

根据现场对评价区域地下水情况的调查可知，本项目开发区域周围居民区、学校及工矿企业等饮用水源均为城市管网集中供水，水源为地表水源——大庆水库。区域内无地下水饮用水源井，评价范围内零散分布着零散民用地下水井，水井功能主要为养殖用水、灌溉等非饮用水。因此，项目区地下水环境敏感程度为不敏感。

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表2.5-7。

表2.5-7 评价工作级分级表

项目类别 环境敏感程度	I 类项目	II 类项目	III 类项目
	敏感	一	一

较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

本项目地下水环境影响评价工作等级为二级。

2.5.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中噪声环境影响评价等级划分的基本原则，根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号），本工程开发区域及周边200m范围内属于声功能区划的2类区，本工程主要噪声源分为运行期井场抽油机的电机等装置产生的持续性噪声源、油井作业过程中产生的间断性噪声源及场站运行噪声，本项目油水井均为利用井、场站均为依托工程，周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在5dB(A)以下，因此，声环境评价等级为二级。

2.5.5 土壤环境

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

① 建设项目行业分类：对照《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018）附录A，本项目属于采矿业中金属矿、石油、页岩油开采，按土壤环境影响评价项目类别划分为I类。

② 土壤环境敏感程度分级：建设项目周边为居民区、学校的敏感目标，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2.5-8。

表2.5-8 污染影响型敏感程度分级表

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

③ 建设项目占地规模分级：根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）：将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ），建设项目占地主要为永久占地。本工程永久占地规模为 2.34hm^2 ，占地规模属于小型。具体等级划分表见表2.5-9。

表2.5-9 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小

敏感程度									
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。									

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

2.5.6 生态环境

本项目永久占地2.34hm²，临时占地9hm²，总占地面积为11.34hm²（0.1134km²）。项目占地面积在≤2km²范围内，项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区、地下水饮用水源保护区等生态敏感区。区域内主要为盐碱草地，属于一般区域。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）及《环境影响评价技术导则 生态环境》（HJ19-2011）的有关规定，确定本次生态影响评价等级为三级。

表2.5-10 生态影响评价工作等级划分判据

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

2.5.7 风险评价

本工程涉及的物质主要为原油和天然气，环境风险评价的功能单元确定为集油管线。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）；本项目危险物质量按照最长管线内原油、天然气量进行核算，根据建设单位提供的资料，本项目最长的集油管线约为1.6km。

管径以DN60计算，则管线内原油为 $V = \pi r^2 L = 3.14 \times (6 \times 10^{-2} / 2)^2 \times 1.6 \times 10^3 = 4.52 \text{m}^3$ ，原油密度以0.86t/m³计算，则管线原油最大存在量为3.89t。该区块油气比最大值约80m³/t，天然气密度按0.72kg/m³计算，则天然气的最大存在量为0.22t，见表2.5-11。

表2.5-11 危险物质数量与临界量的比值（Q）确定情况

序号	危险物质	CAS号	最大存在总量(t)	临界量(t)	物质Q值qn/Qn
1	原油（石油）	/	3.89	2500	0.002

2	天然气	74-82-8	0.22	10	0.022
项目 $Q=\sum qn/Qn$					0.024

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法（见表2.5-12），本项目 $Q=0.024 < 1$ ，环境风险潜势为I，确定本工程风险评价等级为简单分析。

表2.5-12 风险评价工作级别表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a
^a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出的定性的说明。见附录A。				

2.6 评价范围及环境保护目标

2.6.1 大气环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，结合本项目井场分布位置，确定大气环境评价范围为边长5km×5km的矩形区域。大气环境保护具体见表2.6-1和附图4。

表2.6-1 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	相对方位及距离
	东经	北纬				
奔二小区	124.91878	46.62080	居民	居民约500户， 1500人	二类	西72-斜21西20m
奔三小区	124.91218	46.63059	居民	居民约250户， 750人	二类	西5-P12东22m
五十八中学	124.92069	46.61883	师生	约1500人	二类	西丁7-P011西15m
宜和园小区	124.92528	46.62460	居民	居民约400户， 1200人	二类	西206-斜P010北30m
西宾小区	124.90518	46.63385	居民	居民约550户， 1650人	二类	西5-P12西330m
龙北居住区	124.89355	46.63773	居民	居民约2000户， 6000人	二类	西丁4-P11西1170m
龙南居住区	124.88994	46.63267	居民	居民约1000户， 3000人	二类	西5-P12西950m
世纪家园	124.89578	46.62585	居民	居民约600户， 1800人	二类	西丁6-斜P014西1070m
汇景花园	124.88492	46.62645	居民	居民约2000	二类	西5-P12西1620m

				户, 6000 人		
龙南医院	124.88874	46.62220	医护和病患	约 1000 人	二类	西 71-斜 P013 西 1770m
大庆一中	124.89775	46.61134	师生	约 2000 人	二类	西 9-P15 西 1060m
希望小区	124.89303	46.61160	居民	居民约 800 户, 2400 人	二类	西 9-P15 西 1500m
悦园小区	124.89535	46.61576	居民	居民约 1800 户, 5400 人	二类	西 9-P15 西 1200m
明园小区	124.89479	46.61868	居民	居民约 800 户, 2400 人	二类	西 71-斜 P013 西 1200m
怡园小区	124.88419	46.61834	居民	居民约 1200 户, 3600 人	二类	西 71-斜 P013 西 2180m
乐园小区	124.88711	46.61173	居民	居民约 2500 户, 7500 人	二类	西 9-P15 西 1850m
憩园小区	124.88943	46.61898	居民	居民约 800 户, 2400 人	二类	西 71-斜 P013 西 1670m
奥林小区	124.90831	46.60143	居民	居民约 3000 户, 9000 人	二类	西 9-P15 南 695m
燕都小区	124.91029	46.59477	居民	居民约 3000 户, 9000 人	二类	西 9-P15 南 1500m
银亿小区	124.88582	46.60001	居民	居民约 5000 户, 15000 人	二类	西 9-P15 西南 2050m
丽水华城	124.89617	46.59250	居民	居民约 4000 户, 12000 人	二类	西 9-P15 西南 1650m
未来城	124.89866	46.60619	居民	居民约 800 户, 2400 人	二类	西 9-P15 西 1130m
油公司办公楼	124.90788	46.61370	工作人员	约 1500 人	二类	西 9-P15 西 490m
登封家园	124.94483	46.63546	居民	居民约 3500 户, 10500 人	二类	西丁 4-斜 E30 北 160m
铁人小区	124.96470	46.60902	居民	居民约 1500 户, 4500 人	二类	西 7-斜 E46 东南 90m

2.6.2 声环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ4.2-2009）的要求，结合建设项目特点，确定本工程声环境评价范围为井场、依托场站向外200m及管道、道路中心线两侧各200m范围内的声环境。声环境保护目标具体见表2.6-2。

表2.6-2 声环境保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
声环境	奔二小区	西 72-斜 21 西 20m	居民约 500 户, 1500 人	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 中 2 类 标准
	奔三小区	西 5-P12 东 22m	居民约 250 户, 750 人	
	五十八中学	西丁 7-P011 西 15m	约 1500 人	
	宜和园小区	西 206-斜 P010 北 30m	居民约 400 户, 1200 人	
	登封家园	西丁 4-斜 E30 北 160m	居民约 3500 户, 10500 人	
	铁人小区	西 7-斜 E46 东南 90m	居民约 1500 户, 4500 人	

2.6.3 地下水环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 采用公式法计算确定地下评价范围: $L=\alpha \times K \times I \times T / ne=2 \times 2.5 \times 0.0025 \times 5000 / 0.34=183.8m$, 结合本项目井场分布位置, 确定本项目地下水评价范围为以开发区域为中心, 东西方向4.5km、南北方向6km的合围区域。本项目的地下水评价范围见附图3, 地下水环境保护目标详见表2.6-3和附图5。

表2.6-3 地下水环境保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地下水环境	散户王家水井	西 3-E24 东北 650m	1 口, 灌溉水井, 井深 15m, 潜水, 非饮用水井	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III 类
	散户张家水井	西丁 7-P1 东北 1200m	1 口, 灌溉水井, 井深 18m, 潜水, 非饮用水井	
	加油站水井	西 8-斜 E48 东 950m	1 口, 井深 22m, 潜水, 非饮用水井, 用于清洁卫生	
	散户白家水井	西 3-E24 西北 580m	1 口, 井深 75m, 承压水, 用于灌溉和喂养牲畜, 不饮用	
	散户韩家水井	西 8-斜 E44 南 125m	1 口, 灌溉水井, 井深 15m, 潜水, 非饮用水井	
	散户韩家水井	中 7-E47 南 2200m	1 口, 灌溉水井, 井深 80m, 承压水, 用于灌溉和喂养牲畜, 不饮用	
	散户张家水井	西 5-E30 东 60m	1 口, 灌溉水井, 井深 17m, 潜水, 非饮用水井	

2.6.4 环境风险评价范围及保护目标

本项目环境风险潜势为 I, 风险评价等级为简单分析。建设项目周围主要环境敏感目标分布见表2.6-1~表2.6-3。

2.6.5 生态环境、土壤环境和地表水评价范围及保护目标

本工程生态环境评价范围为油田开发区块边界外扩 1000m 及油水管道中心线两侧各

200m的生态环境。生态环境保护目标详见表2.6-4，评价范围见附图6。

本项目土壤环境评价范围为油田区块、场站边界外扩1000m范围内，新建管线两侧向外延伸200m区域的土壤环境。土壤环境保护目标详见表2.6-4，评价范围见附图6。

本项目地表水评价范围包括开发区块内的果午泡、区块南侧奔腾泡，保护目标详见表2.6-4和附图4。

表2.6-4 生态、土壤环境和地表水保护目标统计

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地表水环境	果午泡	区块内	自然泡沼，主要功能为汇集雨水	保护水环境质量现状
	奔腾泡	西 9-斜 E35 南 530m	自然泡沼，主要功能为汇集雨水	
土壤环境	新建光伏电站等永久占地	项目新增永久占地范围内	新增永久占地 2.23hm ²	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》中第二类工业用地风险筛选值
	项目盐碱草地、小区居住地、学校	本项目井场周边 1km 以及管道、道路中心线两侧各 200m 范围内农用地、居住用地和学校	评价范围内盐碱草地、居住地、学校	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值
生态环境	果午泡	一般湿地，产能区域内	永久性咸水湖，面积 115.36hm ²	不因本项目造成生态破坏
	奔腾泡	西 9-斜 E35 南 530m	永久性咸水湖，面积 37.26hm ²	不因本项目造成生态破坏
	草地生态系统、一般湿地	油田开发区边界外扩 1km 以及管道、道路中心线两侧各 200m		生态环境不受到破坏

2.7 评价工作内容及重点

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

3 建设项目工程分析

3.1 建设项目概况

3.1.1 基本情况

项目名称：萨中开发区西区及西区过渡带一～二条带萨 II 1-9弱碱三元复合驱产能建设地面工程

建设地点：黑龙江省大庆市萨尔图区中三路南侧、西一路西侧、西丹路北侧区域

建设性质：改扩建

工程规模：本项目共基建采出井和注入井527口，其中油井290口，注入井237口，均为利用井；配制站改造1座，注水曝氧站改造1座，二元调配站改造1座，注入站扩改建6座。更换聚合物母液管道6.76km，更换注水管道2.2km；建设聚聚中312污水站至中306-2深度污水站来水管道0.9km，以及配套电力、道路工程。建成产能 12.6×10^4 t/a。本项目仅为产能建设地面工程，所有井均为老井利用井，工程包括重新射孔工艺和部分井压裂工艺。

占地面积：永久占地 2.34hm^2 ，临时占地 9hm^2 。

工程投资：80050.7万元。

项目组成：本工程项目组成情况见表3.1-1，本次产能工程井位分布及依托场站位置关系见附图2。

表3.1-1 本工程项目组成一览表

工程类别	工程名称		规模及建设内容	备注
主体工程	采油工程	射孔工程	对527口采出井和注入井全部进行射孔，后续需要压裂的采出井和注入井采用普通射孔，非压裂井采用复合射孔方式。射孔液采用无机盐类射孔液。	新建
		压裂工程	对74口采出井和122口注入井采用射孔后压裂方式完井。压裂完井液为清水。	新建
	集输工程	基建油井	本次共基建油井290口，其中抽油机井270口、螺杆泵井20口。全部为利用井。	新建及利旧
		机采设备	对井场机采设备进行部分更换，新建抽油机设备121台，利旧抽油机设备149台，新建螺杆泵20台。新建抽油机CYJY14-5.5-89HF型53台、CYJY12-5-73HF型68台；新建螺杆泵KGLB500-30型3台、GLB800-23型9台、GLB1200-17型8台	
		基建水井	本次共基建注入井237口，全部为利用井。	新建

配注工程	场站改造	聚西一1号配制站	<p>工艺部分：新建密闭除尘上料装置1套；对3套分散装置进行维修（包括更换物料报警器、流量计和进水电动阀）；更换熟化罐出口管线及汇管240m；更换清水阀门和生活用水阀门各1个、更换供水泵进水阀门12个；对6座熟化罐电伴热进行维修，并重做外保温。</p> <p>土建部分：对站内3台加热炉大修；阀室和泵房内墙面重新做防水1050m²；外输泵房开裂地面恢复并铺地坪漆750m²；已建排污池池边塌陷维修20m。</p> <p>自控仪表：更换熟化罐阀门电动执行机构4个；更新站内自控系统及配套模块；更换9个摄像头，新建11台摄像头及配套电缆信号线等设施。</p>
		聚西一2号配制站	<p>工艺部分：新建密闭除尘上料装置1套；对3套分散装置进行大修；更换熟化罐出口管线及汇管200m；更换阀门22个。</p> <p>土建部分：更换值班室外雨搭3m²；厂房内墙面重做防水300m²；外输泵房大门口处加装盖板15m²，外输泵房地面铺地坪漆580m²。</p> <p>自控仪表：更换熟化罐进口阀门电动执行机构7个；更换熟化罐出口阀门电动执行机构7个，更换阀体4个；对存在问题的电磁流量器、压力表和压力变送器进行更换，共计36个。</p>
		聚中二二元调配站	<p>工艺：建设喂液泵2台；扩建2座200m³表活剂储罐；维修碱分散装置3套；将6台高压碱泵更换为15m³/h柱塞泵（运3备3）；更换4.3m³/h高压表活剂泵2台（运1备1），4.3m³/h低压表活剂泵2台（运1备1），表活剂卸车泵2台（运1备1）；更换搅拌机减速箱及电机1套；更换高压系统中一元、二元静混器共8个；新建碱分散装置至储箱备用管线1条100m；调配泵房内高压管道更换15m；更换碱分散出口等阀门92个，更换污水管线、表活剂管线等位置阀门57个。</p> <p>土建：维修站内电子汽车衡两侧基础、厂房内天吊轨道、排污池部分破损边缘、表活剂罐间阀室防水。自控仪表：更换各类流量计18个、更换液位计5个、更新压力表35个、对称重系统进行维修，并完善数据上传系统。</p>
		西六注水站	大修注水电机3台；注水泵密封系统维修1台；更换冷却塔1座；更换阀门2个；排污池维修1座。
		西六曝氧站	更换增压泵1台、更换水射器放空阀12个。
		中十六-6注入站	更换注入泵3台；利旧注入泵7台，其中1台大修；更换泵进口过滤器及配套工艺完善10台；更换放空阀7个，更换静态混合器19台；更换储箱2座；注入阀组更换20套，利旧19套；大修锅炉2

			台, 更换生水泵1台, 循环泵2台; 更换玻璃钢母液汇管2套, 单井管道440m, 更换腐蚀穿孔的清水、排污、溢流等各类管道共计60m。	
		中305-4注入站	注入泵利旧10台, 全部大修, 其中2台更换电机; 更换泵进口过滤器及配套工艺完善10台; 更换静态混合器19台; 利旧储箱2座; 注入阀组更换20套, 利旧19套; 更换玻璃钢母液汇管2套, 更换单井管道100m, 排污管道20m, 清水管线500m。	
		西过1号注入站	利旧注入泵6台, 其中2台更换电机; 更换泵进口过滤器及配套工艺完善6台; 更换放空阀5个, 更换静态混合器11台; 更换储箱2座, 更新2号储箱液位计; 注入阀组更换9套, 利旧11套; 更换玻璃钢母液汇管2套, 单井管道220m, 清水管道10m, 洗眼器排水管线15m。	
		中十六-3注入站	注入泵利旧10台, 全部大修, 更换泵进口过滤器及配套工艺完善10台; 更换放空阀19个, 更换单井母液电磁流量计23个; 利旧储箱2座; 注入阀组更换30套, 利旧23套; 维修聚能加热装置1套, 更换循环泵电机1台。更换玻璃钢母液汇管2套, 单井管道530m, 排污管道20m, 清水管线500m。	
		新中305注入站	注入泵利旧10台, 全部大修, 更换泵进口过滤器及配套工艺完善10台; 更换水阀门10个, 母液球阀8个, 更换单井母液电磁流量计10个; 更换储箱2座; 注入阀组更换30套, 新建1套, 利旧23套; 更换玻璃钢母液汇管2套, 单井管道420m, 排污管道150m。	
		新中303注入站	注入泵利旧大修8台, 更换泵进口过滤器及配套工艺完善8台; 新建变频器8台; 更换单井母液电磁流量计18个; 更换储箱2座; 注入阀组更换16套, 利旧16套; 更换玻璃钢母液汇管2套, 单井管道及酸洗、洗井管道600m。	
		注入管道	低压二元母液管道: 新建聚西一2号配制站至西过1号注入站、中十六-6注入站高分子母液管道6.76km。 注水单井支线: 新建单井注入支线0.3km, 更换腐蚀严重的利用井注入支线1.9km。	
辅助工程	道路工程	中306-2深度污水站改造	更换阀门3个、维修加药泵4台、更换滤罐搅拌器1台、清水管线更换螺旋钢管300m、更换消防水栓4个、更换液位传感器5个、回收水池清淤288m ³ 、外输水罐清淤80m ³ 、更换不间断电源2台。	
		新建调水管线	建设聚中312污水站至中306-2深度污水站来水管道 0.9km。	
辅助工程	道路工程	井排路改造	八一千线路总改造长度7.9km, 其中西段改造为水泥砼路面, 其余路段改为沥青砼路面	新建

	穿路套管	对穿越八千线路埋深0.8以上的管道加设穿路套管，共计25处涉及52条管线，均为单井集油掺水管道。	
	数字化工程	规划对采油一厂第三油矿进行数字化改造，数据采集采用ZigBee无线技术，井间数据传输考虑采用4G公网传输方案。注水站及注入站采用无人值守模式，大型合建站场采用集中监控模式。	新建
	清洁能源工程	在聚西一变电站供电区域建设分布式新能源发电站的建设规模为1.32MW，分两个区域，其中中9-丁22井周边，占地面积约5400m ² ，建设规模0.359MW；中80-P25井周边，占地面积约18000m ² ，建设规模0.960MW。光伏电站安装一套监控系统，负责光伏方阵的视频监视功能，将采集信号传输到一厂三矿中控室。	新建
公用工程	供水工程	施工期生活用水采用桶装水，试压用水由水罐车运送	依托
	排水工程	施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥；管道试压废水进入集输系统后最终输至中十六联污水站处理后回注油层，不外排；本项目运营期依托场站不新增值班人员，无新增生活污水。	依托
	供暖工程	本项目不设置施工营地，不需供暖	/
	供电工程	项目区域用电由西六变电所供给，本次产能新增负荷合计1176kW，按变电所现有运行方式进行35kV变电所负荷平衡，负载率60.5%，变电所供电能力能满足新增负荷要求。	依托
新建变压器52台、其中125kVA-16台，160kVA-29台，200kVA-6台，250kVA-1台，剩余井变压器利旧。52口油井采取防窃电措施，已建6kV线路安装高压无功补偿装置7套。		新建	
环保工程	废气治理措施	本项目施工期采取了在施工现场及时洒水、运输车辆洒水抑尘等措施，防止扬尘的扩散	/
		聚西一1号配制站和聚西一2号配制站分别在分散装置投料环节安装一套密闭除尘上料装置，该装置采用两级旋风除尘器，收集投料粉尘。	新建
		运行期井场及依托场站原油集输过程均采用了密闭流程等措施，防止了烃类气体的挥发；依托场站加热炉均使用天然气为燃料，聚中十六转油放水站、新中302转油站、新中305转油站、新中309转油站、聚中313转油放水站产生的废气均经8m以上烟囱排放	依托
	废水治理措施	施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥；管道试压废水进入集输系统后最终输至中十六联污水处理站处理后回注，不外排。部分油水井压	依托

			裂完井产生的废压裂返排液由罐车拉运至采油一厂六矿废压裂液无害化处理站处理。	
			运营期产生的采出液经密闭管线输送至转油站、脱水站初步处理，产生的含油污水经聚中312三元污水站处理后回注地下，出水满足“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5μm”标准后回注油层；油水井作业废水以及水井的洗井废水由罐车拉运至中十六联合油污水处理站进行处理，处理达标后回注地下，不外排	依托
			地下水进行分区防渗管理，井场地面属于简单防渗区，施工结束后应立即对井场进行平整夯实，防渗等级满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表7中要求。	依托
		噪声治理措施	井场电机、抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；定期对井场进行巡检，发现异常响动及时处理；注入站、配制站等场站更换的机泵等设备均安装在生产厂房内，采取基础减振、厂房隔声措施。	依托
		固废处置措施	<p>施工期生活垃圾统一收集，由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理；站内管线改造、储罐重做保温产生的废保温材料送至第一采油厂工业固废填埋场；废射孔液由罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理。场站改造更换的废旧机泵、流量计、电机等废旧设备送至采油一厂资产库回收。污水池池边维修、泵房地面改造产生的废砼块等建筑垃圾由施工单位清运用于铺垫井排路。</p> <p>运营期井下作业产生的落地油及依托场站产生的油泥（砂）统一收集送南一区含油污泥处理站；废防渗布由建设单位统一收集后委托有资质单位处理</p>	依托
		生态保护措施	<p>本项目生态恢复主要是对管线铺设临时占地进行恢复，需恢复的面积为9hm²。对临时占用土地采取表土留存，分层回填，翻松整平，植被恢复等措施</p> <p>工程新增永久占地主要是新建两处光伏电站占用草地，占地面积2.34hm²，属于油田工矿用地。</p>	新建
依托工程	转油站	聚中十六转油放水站	站内采用“三相分离器+游离水脱除器”工艺进行气液分离，设计三相分离器处理能力为18900t/d，游离水脱除器处理能力为18800t/d，该站接收本次工程后，三相分离器处理量为12704t/d，负荷率为67.2%，游离水脱除器处理量为16050t/d，负荷率为85.4%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要	依托
		新中302转油站	站内采用“三合一”处理工艺，为水驱、三元双流程转油站。三元三合一设计处理能力为13800t/d，该站接收本次工程后，三元	依托

			三合一处理量为10006t/d, 负荷率为72.5%, 根据能力核实, 该站可以满足本次产能建设需要	
		新中309转油站	站内采用“三合一”处理工艺, 三合一设计处理能力为17000t/d, 该站接收本次工程后, 三合一处理量为10236t/d, 负荷率为60.2%, 根据能力核实, 该站可以满足本次产能建设需要	依托
		新中305转油站	站内采用“三合一”处理工艺, 三合一设计处理能力为17000t/d, 该站接收本次工程后, 三合一处理量为11038t/d, 负荷率为64.9%, 根据能力核实, 该站可以满足本次产能建设需要	依托
		聚中313转油放水站	站内采用“三合一”处理工艺, 三合一设计处理能力为25800t/d, 该站接收本次工程后, 三合一处理量为10697t/d, 负荷率为59.9%, 根据能力核实, 该站可以满足本次产能建设需要	依托
	脱水站	中十六联脱水站	该站采用游离水脱除+电脱水两段处理工艺, 游离水脱除器设计规模51000t/d, 电脱水器设计处理规模9100t/d, 该站接收本次工程后, 一段脱水合计处理量为28731t/d, 负荷率56.3%, 二段脱水合计处理量为986t/d, 负荷率10.8%, 该站处理能力可以满足本项目要求	依托
	配制站	聚西一配制站	该站包括1号站和2号站, 1号站为6座注入站供1200万分子量聚合物, 共有分散装置5套, 单台分散能力120m ³ /h, 现有110m ³ 熟化罐19座; 2号站为6座注入站供1600万分子量聚合物, 共有分散装置3套, 单台分散能力150m ³ /h, 现有110m ³ 熟化罐13座; 本项目区块产能预测最大母液需求量为6195m ³ /d, 两座配制站供应能力能够满足需求。	依托
		聚中二二元调配站	站内采用“低压一元、高压二元”混配工艺。混配低压一元水设计能力为0.83×10 ⁴ m ³ /d, 高压二元水设计能力为1.48×10 ⁴ m ³ /d。本次产能及该站供应现有区块碱液最高需求量为3164m ³ /d, 该站已建150m ³ /h碱分散装置3台、700m ³ 碱储箱2座, 通过能力核实, 碱分散每天运行时间10.5h、碱储罐出液时间8.5h, 已建设备能力可以满足新老区块的液碱量配制需求。	依托
	注水站	西六注水站	西六注水站于2011年建设, 设计能力为2.4×10 ⁴ m ³ /d, 站内已建1500m ³ 储水罐4座, 注水泵6台。该站目前为西区及西过二类、三类油层供高压水。根据本次工程产能预测, 西六注水站所辖区块新老井最高注水量为2.23×10 ⁴ m ³ /d, 注水站能力可以满足区块开发需求。	
	曝氧站	西六曝氧站	西六曝氧站于2014年建设, 设计规模2.3×10 ⁴ m ³ /d, 采用“射流曝氧工艺”, 处理的曝氧深度水一部分供西六注水站使用; 一部分增压后输送至聚中二二元调配站。根据本次工程产能预测, 该站管辖区块最大曝氧水需求量1.58×10 ⁴ m ³ /d, 该站能力可以满足需求。	

	注入站	中十六-6注入站	该站采用“一泵多井”注入工艺，设计注入量为3631m ³ /d，辖井数39口，目前处于停注状态，本次产能投产后恢复注入，井站关系维持不变，该站注入能力可以满足本项目要求	依托
		中305-4注入站	该站采用“一泵多井”注入工艺，设计注入量为4420m ³ /d，辖井数39口，目前处于停注状态，本次产能投产后恢复注入，井站关系维持不变，该站注入能力可以满足本项目要求	依托
		西过1号注入站	该站采用“一泵多井”注入工艺，设计注入量为1909m ³ /d，辖井数20口，目前处于停注状态，本次产能投产后恢复注入，井站关系维持不变，该站注入能力可以满足本项目要求	
		中十六-3注入站	该站采用“一泵多井”注入工艺，设计注入量为4868m ³ /d，辖井数53口，目前处于停注状态，本次产能投产后恢复注入，井站关系维持不变，该站注入能力可以满足本项目要求	
		新中305注入站	该站采用“一泵多井”注入工艺，设计注入量为2237m ³ /d，辖井数53口，目前处于停注状态，本次产能投产后恢复注入，井站关系维持不变，该站注入能力可以满足本项目要求	依托
		新中303注入站	该站采用“一泵多井”注入工艺，设计注入量为3393m ³ /d，辖井数32口，目前处于停注状态，本次产能投产后恢复注入，井站关系维持不变，该站注入能力可以满足本项目要求	
	含油污水处理站	聚中312三元污水处理站	本次产能规划三元采出水主要在聚中十六放水站放出，放出水一部分回掺，剩余输送至聚中312三元污水站，污水站设计规模为27000m ³ /d，实际本次产能最大放水量15658m ³ /d，负荷率57.9%，可以满足本项目要求	依托
		中十六联合含油污水处理站	设计规模为30000m ³ /d，实际处理量为25000m ³ /d，当前负荷83%，接入本项目作业、洗井、管线试压废水131.6m ³ /d，新增后负荷率为83.8%，可以满足本项目要求	依托
		南一含油污泥处理站	南一含油污泥处理站，处理能力15m ³ /h（年运行240天，每年4月至11月），采用预处理+调质+离心工艺，目前负荷率50%，处理后含油污泥满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）要求，能够满足本项目需求	依托
		第一采油厂六矿废压裂液无害化处理站	采用“加药-搅拌-沉降”多级的物理及化学混合工艺来降低废压裂液中污染物的含量。设计处理能力为500m ³ /d，目前实际处理量为220m ³ /d，负荷率为44%，本项目共产生压裂返排液7056m ³ ，每组压裂队伍每天压裂1口井，结合该站处理及储存能力，压裂返排液产生量约252m ³ （每天7口），负荷率增至94%，能够满足本次产能需求。	
临时工程	本项目施工时不设施工营地和料场，直接将管材和筑路材料拉运到施工现场进行施工；		临时	

3.1.1开发方案

本次共基建油水井527口，其中采出井290口，注入井237口；根据开发预测，西区纯油区有三元采出井158口，注入井138口，年产能 6.7×10^4 t。注三元初期油井平均单井产油量1.4t/d，产液量57.0t/d，高峰期产油量4.4t/d，产液量47t/d；注入井平均单井注水量 $55 \text{m}^3/\text{d}$ ，单井注水压力10.01~12.97MPa。

西区过渡带有三元采出井132口，注入井99口，年产能 5.9×10^4 t。注三元初期油井平均单井产油量1.5t/d，产液量50t/d，高峰期产油量3.6t/d，产液量40t/d；注入井平均单井注水量 $52 \text{m}^3/\text{d}$ ，单井注水压力10.3~13.4MPa。总体开发动态指标预测见表3.1-2和表3.1-3，原油物性表及产出水性质见表3.1-4、表3.1-5。

表3.1-2 西区萨 II 1-9弱碱三元复合驱基建油水井开发方案指标预测表

项目	年份									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
采油井（口）	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158
注水（入）井（口）	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
平均单井产油量（t/d）	1.4	1.0	2.7	4.4	4.1	3.4	2.9	1.8	1.4	1.1
平均单井产液量（t/d）	57.0	50.0	47.0	47.0	47.0	48.0	49.0	49.0	49.0	49.0
年产油量（ 10^4 t/a）	2.0	5.2	14.0	22.8	21.6	17.8	15.1	9.2	7.2	5.6
年产液量（ 10^4 t/a）	81	261	245	245	245	250	256	256	256	256
平均单井日注水量（ m^3/d ）	61	55	55	55	55	55	55	55	55	55
年注水量（ 10^4 t/a）	75.8	250.5	250.5	250.5	250.5	250.5	250.5	250.5	250.5	250.5
注入压力（MPa）	10.01	10.05	12.6	12.97	12.92	12.47	11.78	11.66	11.54	11.42
采出液聚合物浓度（mg/L）		249	563	832	981	1003	922	680	600	520
采出液采碱浓度（mg/L）				1782	1940	1754	1118	1215	1000	800
采出液采表浓度（mg/L）				472	298	102	80	65	50	40
含水（%）	97.5	98.0	94.3	90.7	91.2	92.9	94.1	96.4	97.2	97.8

表 3.1-3 西区过渡带一~二条带萨 II 1-9 弱碱三元复合驱基建油水井开发方案指标预测

项目	年份									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
采油井（口）	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132
注水（入）井（口）	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
平均单井产油量（t/d）	1.5	1.6	2.7	3.6	2.6	2.0	1.4	1.3	1.2	1.0
平均单井产液量（t/d）	50	45	40	40	41	43	43	47	50	50
年产油量（ 10^4 t/a）	1.8	6.9	11.7	15.7	11.3	8.6	6.2	5.5	5.1	4.4
年产液量（ 10^4 t/a）	59	196	174	174	179	187	187	205	218	218
平均单井日注水量（ m^3/d ）	51	47	48	48	50	50	52	55	55	55
年注水量（ 10^4 t/a）	45.4	153.5	156.8	156.8	163.4	163.4	169.9	179.7	179.7	179.7
注入压力（MPa）	10.3	11.6	13.2	13.1	13.3	13.2	13.3	13.4	13.4	13.3

采出液聚合物浓度 (mg/L)		215	657	997	1170	1242	1179	1089	1000	800
采出液采碱浓度 (mg/L)				2285	2759	2452	1727	1351	1100	1000
采出液采表浓度 (mg/L)				491	336	133	121	107	100	95
含水 (%)	97.0	96.4	93.3	91.0	93.7	95.3	96.7	97.2	97.6	98.0

表3.1-4 原油物性表

油(气)田名称	密度 (g/cm ³)	粘度 (mPa.s)	凝固点 (°C)	含硫 (%)	含蜡 (%)	胶质 (%)	油气比 m ³ /t
西区	0.856	17.55	22.55	0.07	29.61	16	75~80
西区过渡带	0.8724	29.44	29.55	--	21.88	18.16	47.7

表3.1-5 产出水性质表

油(气)田名称	总矿化度 (mg/l)	氯离子 Cl ⁻ (mg/l)	水型	Ca 离子 (mg/l)	Mg 离子 (mg/l)	K ⁺ /Na ⁺ (mg/l)	SO ₄ ²⁻ (mg/l)
西区	5611	1871	碳酸氢钠	--	--	--	--
西区过渡带	4264	627	碳酸氢钠	42.4	14.6	1312.5	66.4

3.1.2 采油工程方案

(1) 完井方式

本次产能对527口油水井进行射孔，并对其中74口采出井和122口注入井采用射孔后压裂方式完井。具体完井方式见表3.1-6。

表3.1-6 完井工艺设计表

井别	采出井		注入井	
	压裂完井	射孔完井	压裂完井	射孔完井
射孔枪	YD-89 枪	YD-102 枪	YD-102 枪	YD-102 枪
射孔弹	DP41RDX25-1 弹	SDP45RDX45-1 弹复合	BH48RDX32-1 弹	GH45RDX39-1 弹复合
孔密	16 孔/米	16 孔/米	16 孔/米	16 孔/米
相位角	90°	90°	90°	90°
布孔格式	螺旋布孔	螺旋布孔	螺旋布孔	螺旋布孔
完井液	清水	优质射孔液	清水	优质射孔液
是否负压	否	是	否	是
射孔工艺	油管输送	油管输送	油管输送	油管输送
井数(口)	74	216	122	115

(2) 采油方式

本次产能共基建采出井290口，其中抽油机井270口、螺杆泵井20口，根据工程方案，抽油机井中121口新建抽油机井机采设备，149口利旧机采设备，螺杆泵井20口全部更新设备，机型及配电情况详见表3.1-7。

表3.1-7 井台采油设备及动力配电设施设置情况表

项目	型号	单位	数量		合计
			西区	西过	
抽油机	CYJY14-5.5-89HF	台	35	18	53
	CYJY12-5-73HF	台	23	45	68
电动机及控制箱	ZYCYT315L2-8 75kW 380V	台	35	18	53
	ZYCYT315L1-8 70KW 380V	台		45	45
	ZYCYT280L1-8 45kW 380V	台	31	11	42
	75kW 380V	台	35	63	98
	45kW 380V	台	31	11	42
抽油杆及光杆	NiSP-28-HY-9.14 共渗防腐光杆	根	158	132	290
	φ22mmHY 级限位杆	m	56000	64000	120000
	φ25mmHY 级限位杆	m	83000	51000	134000
	φ28mmHY 级限位杆	m	19000	17000	36000
抽油泵	Φ44	台	7	7	14
	Φ57	台	43	49	92
	Φ70	台	89	59	148
	Φ83	台	15	1	16
螺杆泵	KGLB500-30	台	1	2	3
	GLB800-23	台	2	7	9
	GLB1200-17	台	1	7	8

3.2 现有区块开发情况回顾

3.2.1 现有区块开发情况

本次产能工程位于萨中开发区西区及西区过渡带内，西区过渡带于2007年10月进行了《西区过渡带二类油层井产能建设工程环境影响报告书》，在大庆市环境保护局获得批复，批复文号庆环建字[2007]56号，项目于2010年11月完成了验收（验收单庆环验[2010]142号）。西区于2013年11月进行了《萨中开发区西区纯油区及西区过渡带二类油层产能建设地面工程环境影响报告书》，在大庆市环境保护局获得批复，批复文号庆环建字[2013]268号，项目于2019年10月完成了自主验收。萨中开发区西区和西区过渡带区块位置关系及区域开发现状图见附图3。

已建油水井临时占地范围内地表均进行了平整，临时占地均已恢复了原有地貌。



区域井场现状



区域井场现状

3.2.2 钻井工程回顾性分析

本次产能工程涉及的527口油水井均为老井利用井，目前井场正常运行，进行水驱开采。本次工程进行重新射孔和压裂以及井场设备更新，开展三元复合驱投产，利用井前期钻井和产能工程手续齐全。

3.3 依托工程分析

3.3.1 依托工程能力核实

本次产能依托场站详见表3.3-1。

表3.3-1 本项目依托工程场站信息

序号	分类	数量（座）	名称
1	转油站、转油放水站	5	聚中十六转油放水站、新中302转油站、新中305转油站、新中309转油站、聚中313转油放水站
2	脱水站	1	中十六联脱水站
3	配制站	2	聚西一配制站、聚中二二元调配站
4	注水站	6	中305-4注入站、中十六-3注入站、中十六-4注入站、新中303注入站、新中305注入站、西过1号注入站
5	污水处理站	2	聚中312三元污水处理站、中十六联污水站
6	含油污泥处理站	1	南一含油污泥处理站
7	废压裂液处理站	1	采油一厂六矿废压裂液无害化处理站

3.3.1.1 聚中十六转油放水站

该站为三元转油放水站，建于2006年，该站目前管辖计量站11座，油井166口，其中160口三元井均为本次利用井。同时该转油放水站还接收新中302转油站来三元产液，站内采用“三相分离器+游离水脱除器”工艺进行气液分离，放出的污水部分回掺，其余

均输至聚中312三元污水处理站处理，低含水油升压外输至中十六脱水站二段进行脱水处理。

该站设计三相分离器处理能力为18900t/d，游离水脱除器处理能力为18800t/d，该站接收本次工程后，三相分离器处理量为12704t/d，负荷率为67.2%，游离水脱除器处理量为16050t/d，负荷率为85.4%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图3.3-1。

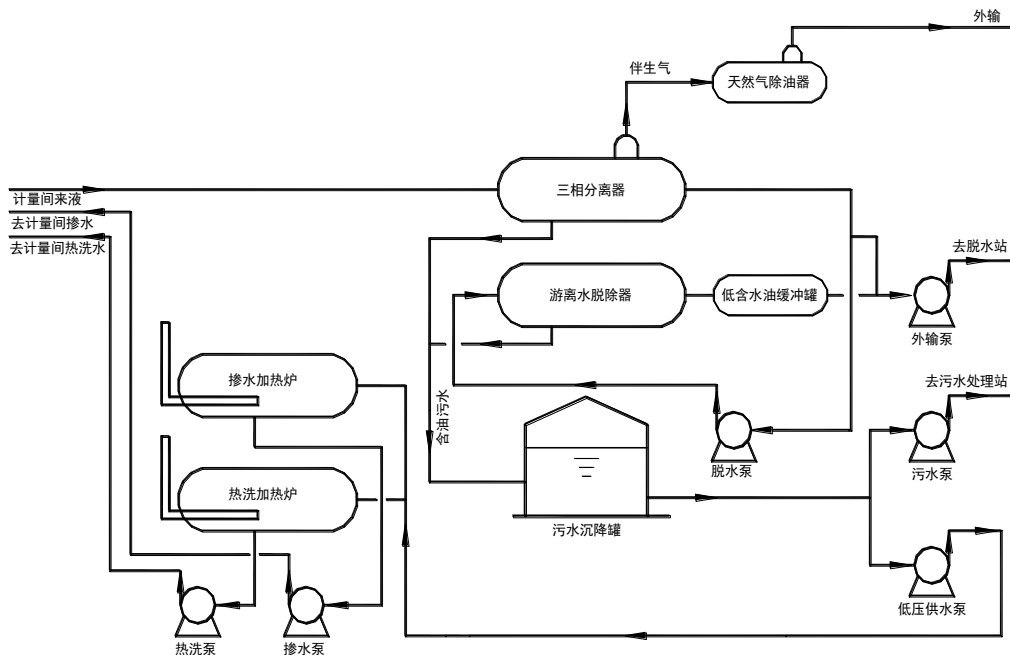


图3.3-1 聚中十六转油放水站工艺流程图



转油站加热炉



泵房

3.3.1.2 新中302转油站

新中302转油站建于2006年，目前辖油井193口，计量站12座，其中116口三元井均为本次利用井。站内采用“三合一”处理工艺，2014年改造为水驱、三元双流程转油站。水驱含水油经升压泵输至中十六脱水站一段进行放水，再进入二段脱水处理。三元驱含水油输至聚中十六转油放水站放水。三元三合一设计处理能力为13800t/d，该站接收本

次工程后，三元三合一处理量为10006t/d，负荷率为72.5%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图3.3-2。

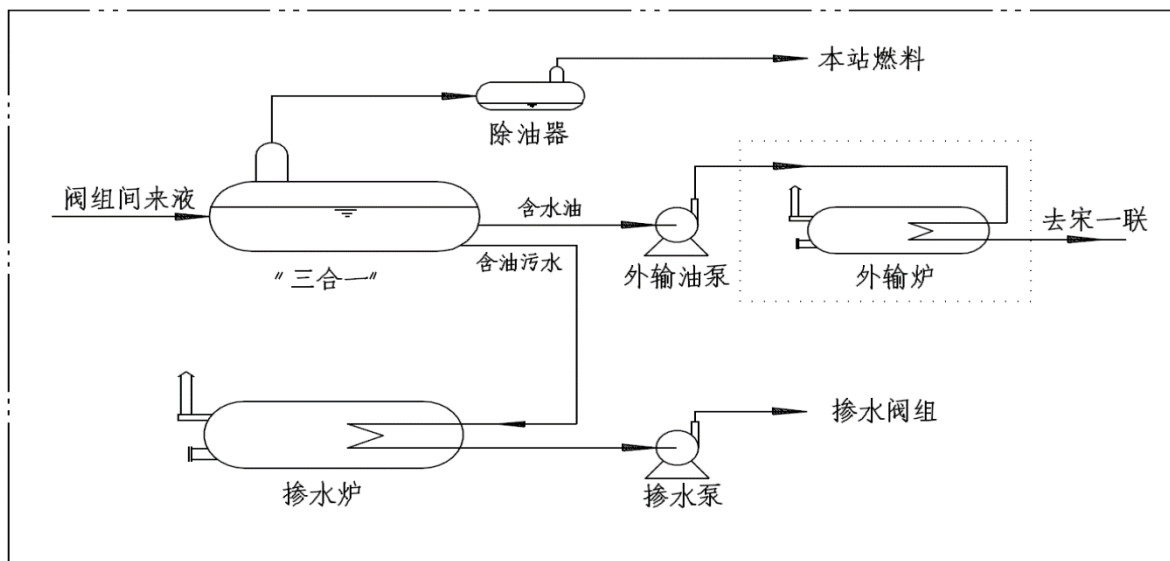


图3.3-2 转油站工艺流程图



加热炉



阀组间

3.3.1.3 新中309转油站

新中305转油站建于2006年，目前辖油井181口，其中5口三元井为本次利用井，计量站9座，站内采用“三合一”处理工艺。含水油经升压泵输至中十六脱水站进行脱水处理。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为17000t/d，该站接收本次工程后，三合一处理量为10236t/d，负荷率为60.2%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图3.3-3。

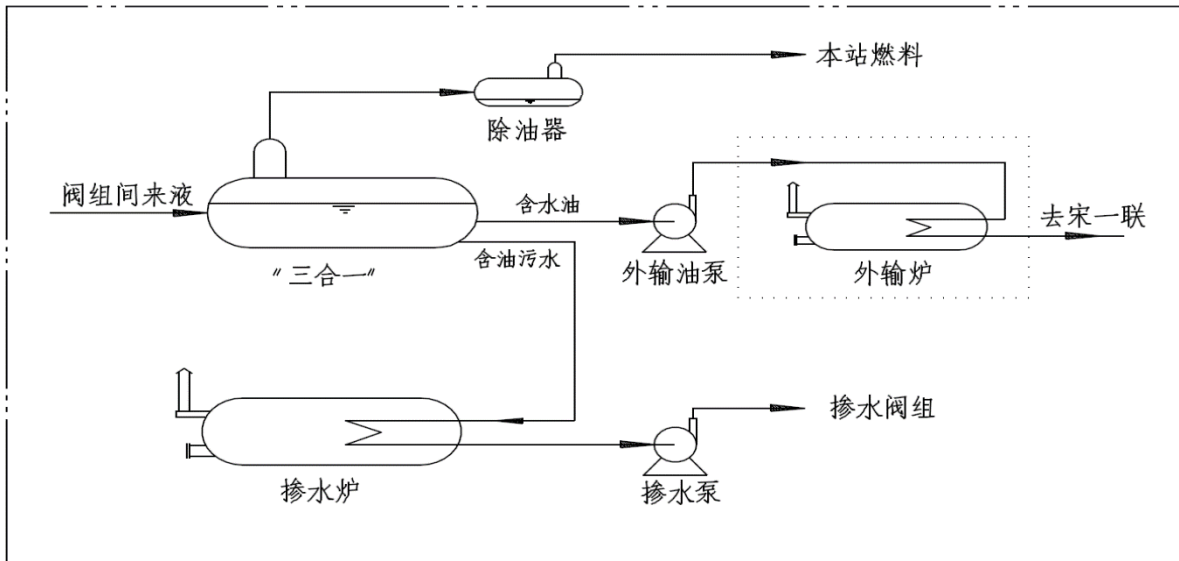


图3.3-3 转油站工艺流程图



加热炉



泵房

3.3.1.4 新中305转油站

新中305转油站建于2011年，目前辖油井198口，其中5口三元井为本次利用井，计量站12座，站内采用“三合一”处理工艺。含水油经升压泵输至中十六脱水站进行脱水处理。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为17000t/d，该站接收本次工程后，三合一处理量为11038t/d，负荷率为64.9%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图3.3-4。

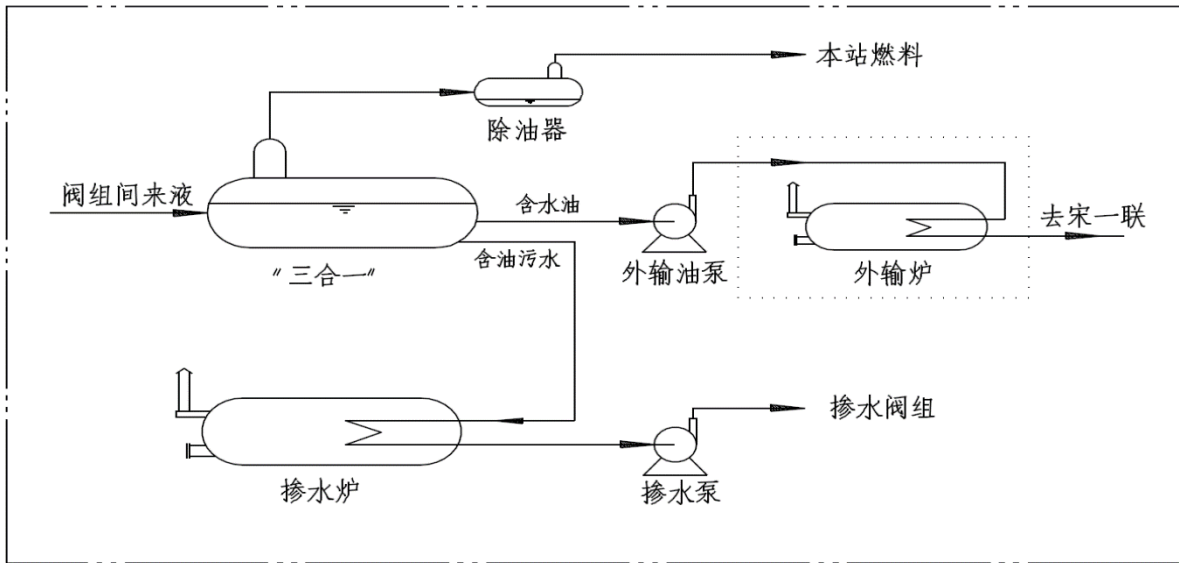


图3.3-4 转油站工艺流程图



加热炉



泵房

3.3.1.5 聚中313转油放水站

聚中313转油放水站始建于2004年，2007年扩建，该站目前辖计量站6座，油井94口，其中4口三元井为本次利用井。同时，新中310转油站聚驱采出液来本站放水，低含水油共同输至中十六联合站处理，放出的污水输至聚南I-2污水处理站处理。站内采用“三合一”处理工艺，三合一设计处理能力为25800t/d，该站接收本次工程后，三合一处理量为10697t/d，负荷率为59.9%，根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要。站内工艺流程见图3.3-5。

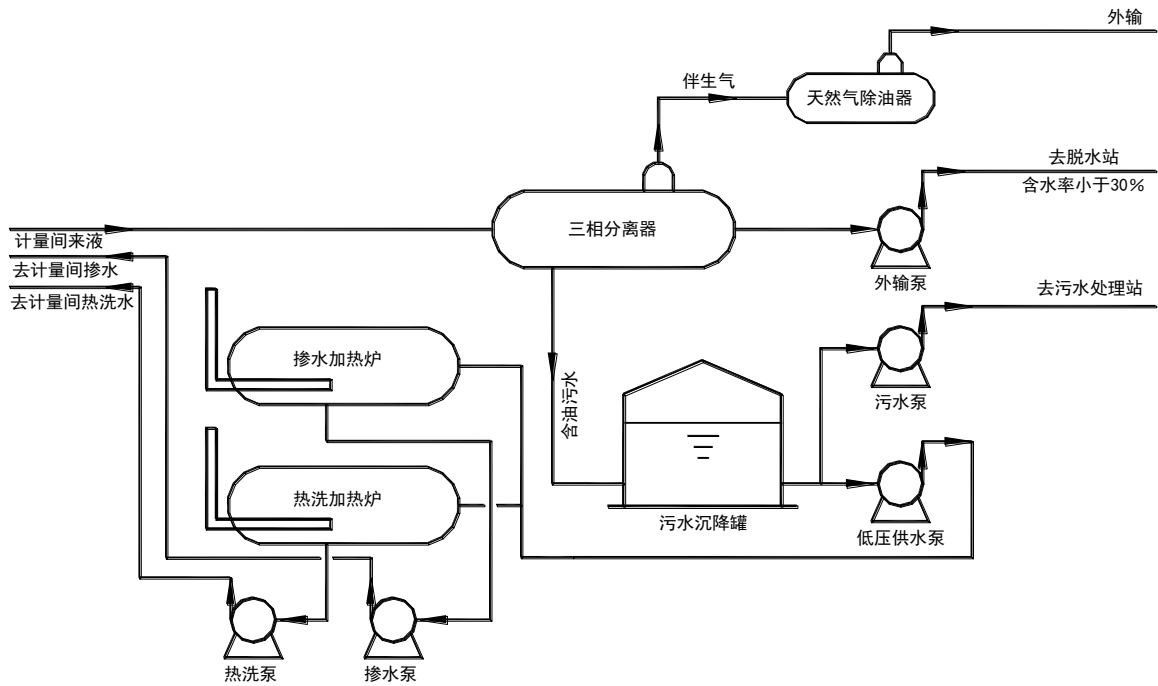


图3.3-5 转油放水站工艺流程图



加热炉



泵房

3.3.1.6 中十六联脱水站

中十六联脱水站建于1997年，目前采用两段脱水工艺。一段已建 $\phi 4 \times 20$ 游离水脱除器3台，单台设计规模17000t/d，目前接收5座水驱转油站（新中302、新中305、新中309、新中310、新中311）及中306水驱放水站来液；二段已建 $\phi 4 \times 16$ 电脱水器7台，其中水驱2台，接收一段来水聚驱产液；三元驱4台，接收聚中313放水站、聚聚中312放水站产液以及聚中十六放水站三元来液。水驱污水输至本站污水站处理，聚驱及三元二段污水输至聚中十六转油放水站污水沉降罐，由放水站统一外输。脱后净化油输至西部供输油站。站内工艺流程图见图3.3-6。该站接收本次工程后，一段脱水合计处理量为28731t/d，负荷率56.3%，二段脱水合计处理量为986t/d，负荷率10.8%，该站处理能力可以满足本项目要求。

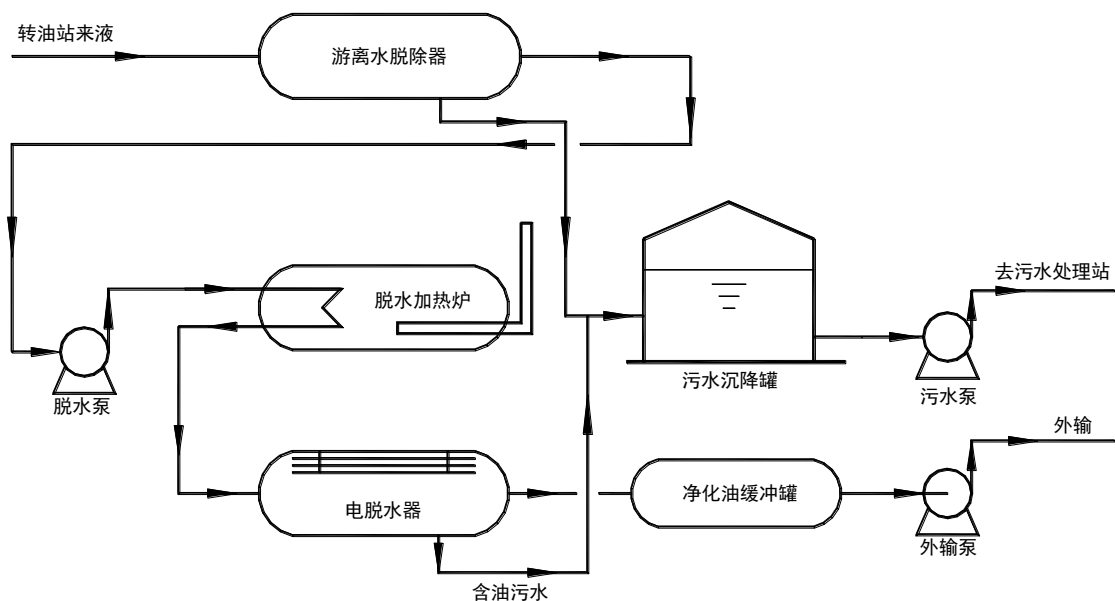


图3.3-4 中十六联脱水站工艺流程图



加热炉



泵房

3.3.1.7 配制站

(1) 聚西一配制站

聚西一配制站于2006年建成投产、2010年扩建，总设计规模为配制5000mg/L聚合物母液 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，可以满足同时配制两种以上聚合物母液的需求。

该站已建和扩建厂房分开建设，均采用“分散→熟化→外输”的短流程配制工艺。其中**1号站**建成分散装置5套、 110m^3 玻璃钢熟化罐19座，双螺带搅拌器12套、螺旋推进II型搅拌器7套、外输泵8台、母液粗精细过滤器6套。**2号站**建成后共有分散装置3套、 110m^3 玻璃钢熟化罐13座，双螺带型搅拌器13套、外输泵4台、母液粗精细过滤器4套。

该站包括1号站和2号站，1号站为6座注入站供1200万分子量聚合物，共有分散装置5套，单台分散能力 $120\text{m}^3/\text{h}$ ，现有 110m^3 熟化罐19座；2号站为6座注入站供1600万分子量聚合物，共有分散装置3套，单台分散能力 $150\text{m}^3/\text{h}$ ，现有 110m^3 熟化罐13座；本项目

区块产能预测最大母液需求量为6195m³/d，两座配制站供应能力能够满足需求。

(2) 聚中二二元调配站

聚中二弱碱二元调配站于2014年建成投产，站内采用“低压一元、高压二元”混配工艺。混配低压一元水设计能力为0.83×104m³/d，高压二元水设计能力为1.48×104m³/d。该站功能：一是将西六曝氧站外输低压水混配为低压一元水，供聚西一配制站配制低压二元液使用；二是将西六注水站高压水外输高压水混配为高压二元水，供6座注入站使用。本次产能及该站供应现有区块碱液最高需求量为3164m³/d，该站已建150m³/h碱分散装置3台、700m³碱储箱2座，通过能力核实，碱分散每天运行时间10.5h、碱储罐出液时间8.5h，已建设备能力可以满足新老区块的液碱量配制需求。

3.3.1.8 注水站

(1) 中十六-6注入站

该站采用“一泵多井”注入工艺，设计注入量为3631m³/d，辖井数39口，目前处于停注状态，本次产能投产后恢复注入，井站关系维持不变，该站注入能力可以满足本项目要求。

(2) 中305-4注入站

该站采用“一泵多井”注入工艺，设计注入量为4420m³/d，辖井数39口，目前处于停注状态，本次产能投产后恢复注入，井站关系维持不变，该站注入能力可以满足本项目要求。

(3) 西过1号注入站

该站采用“一泵多井”注入工艺，设计注入量为1909m³/d，辖井数20口，目前处于停注状态，本次产能投产后恢复注入，井站关系维持不变，该站注入能力可以满足本项目要求。

(4) 中十六-3注入站

该站采用“一泵多井”注入工艺，设计注入量为4868m³/d，辖井数53口，目前处于停注状态，本次产能投产后恢复注入，井站关系维持不变，该站注入能力可以满足本项目要求。

(5) 新中305注入站

该站采用“一泵多井”注入工艺，设计注入量为2237m³/d，辖井数53口，目前处于停注状态，本次产能投产后恢复注入，井站关系维持不变，该站注入能力可以满足本项目要求。

(6) 新中303注入站

该站采用“一泵多井”注入工艺，设计注入量为3393m³/d，辖井数32口，目前处于停注状态，本次产能投产后恢复注入，井站关系维持不变，该站注入能力可以满足本项目要求。

本次产能投产后，六座依托注入站能够满足均满足本项目依托。

3.3.1.9含油污水处理站

(1) 聚中312三元污水站

本次产能规划三元采出水主要在聚中十六放水站放出，放出水一部分回掺，剩余输送至聚中312三元污水站，该站于2014年建成投产，污水站采用“序批式沉降处理（一级曝气气浮沉降罐→二级曝气气浮沉降罐）→一级双层滤料过滤罐→二级双层滤料过滤罐”处理工艺，设计规模为27000m³/d，实际本次产能最大放水量15658m³/d，负荷率57.9%，可以满足本项目要求



净化水罐



过滤罐

(2) 中十六联污水站

该站建于1997年，该站采用“二级沉降石英砂过滤+二段压力式过滤”污水处理工艺，设计能力为 3.0×10^4 m³/d，实际处理量为25000m³/d，当前负荷83%，接入本项目作业、洗井、管线试压废水131.6m³/d，新增后负荷率为83.8%，可以满足本项目要求，满足正常运行要求。



机泵



沉降罐

3.3.1.10 废射孔液处理站

黑龙江龙之润环保工程有限公司位于红岗区铁人工业园区兴隆产业园（租赁大庆亚东无纺新材料股份有限公司闲置厂房及办公楼），占地面积 6000m²，建筑面积 3277.13m²。该企业主要处理水基泥浆，处理工艺采用“分离、除砂、离心、絮凝、压滤”等工序，设备处理能力为 500m³/d，年回收处理水基泥浆 15 万 m³，目前处理量为 150m³/d，剩余处理量为 350m³/d，本项目废射孔液产生量为 25296m³，即 316.2m³/d（射孔环节集中在 80d 左右），该站剩余能力满足本项目的需求。处理后的废水拉运至采油五厂杏十五一联合站处理后回注。处理工艺流程图见图 3.3-7。

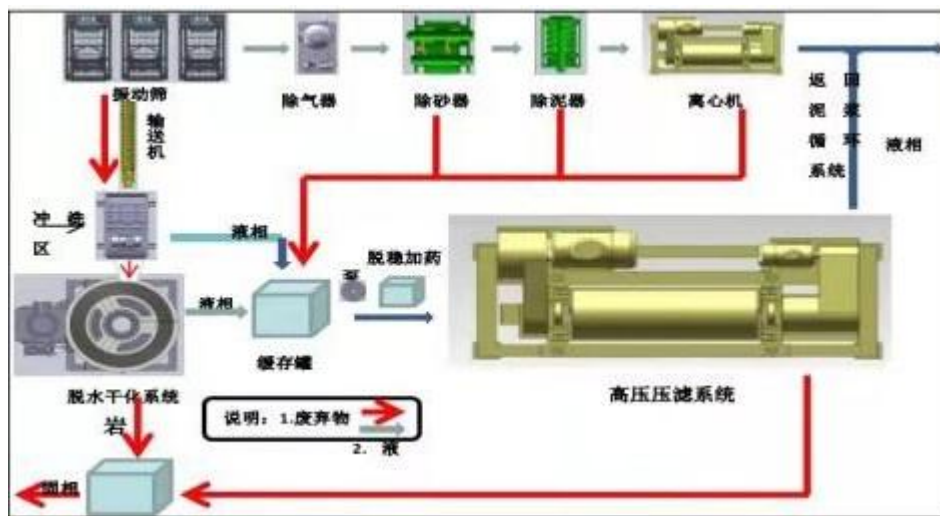


图3.3-7 龙之润泥浆处理站工艺流程图

3.3.1.11 废压裂返排液处理站

第一采油厂六矿废压裂液无害化处理站处理，设计日处理能力 500m³，其站可 24 小时运行，工艺流程见下图，罐车来液卸至站内 500m³ 接液池，接液池通过排液泵至站内反应池，进行加药、搅拌、沉降处理，处理合格后污水外输至采油一厂第六油矿三元中

603 转油站。目前实际处理量为 220m³/d，负荷率为 44%，本项目共产生压裂返排液 7056m³，每组压裂队伍每天压裂 1 口井，结合该站处理及储存能力，压裂返排液产生量约 252m³（每天 7 口），负荷率增至 94%，能够满足本工程需求。

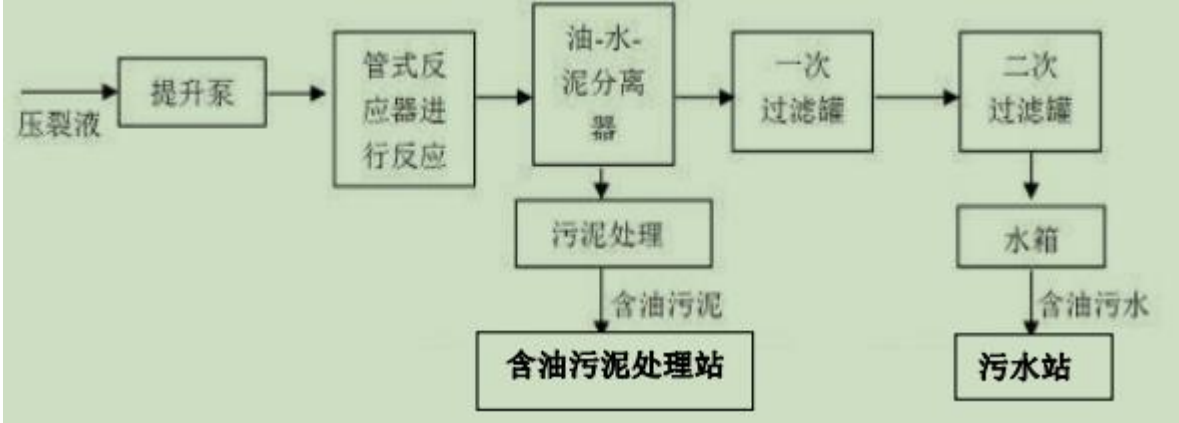


图3.3-8 第一采油厂六矿废压裂液无害化处理站工艺流程图

3.3.1.12含油污泥处理站

本项目含油污泥依托南一区含油污泥处理站，隶属于第一采油厂第五油矿，设计处理能力 15m³/h，采用预处理+调质+离心工艺。含油污泥首先经过预处理装置，形成颗粒小于 5mm 的流化状态泥浆，进入污泥调质罐，经过加水、加药、搅拌、澄清工序，实现油、水、泥分层，上部浮油溢流进入油水分离装置，下部泥液输至离心分离装置，在离心力的作用下实现固液分离。分离出的固体通过螺旋输送装置输送至堆料场，分离出的液体进入油水分离装置进一步处理为净化油和净化水，净化油外输至第五油矿三元 511 转油站，净化水作为回掺水循环使用。含油污泥处理后达到《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）的要求，用于铺路和垫井场。工艺流程图见下图。

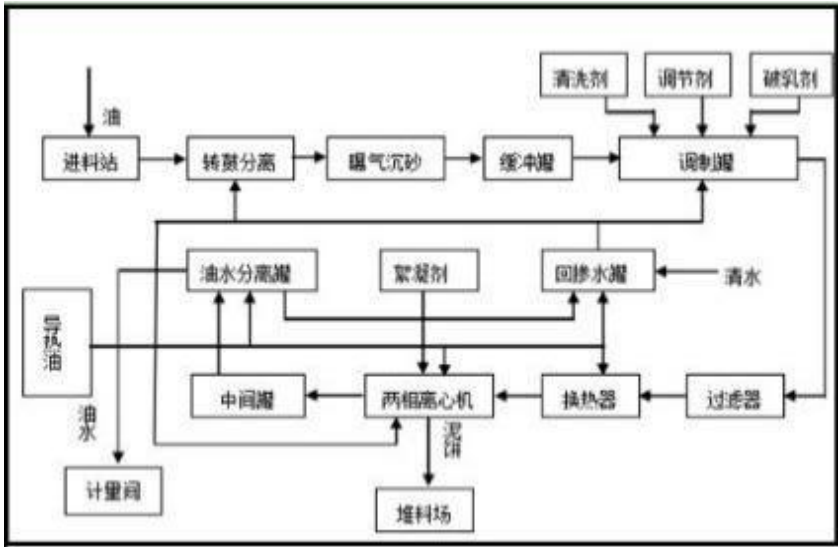


图3.3-9 南一区含油污泥处理站工艺流程图

3.3.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

本项目依托场站环保手续详见表3.3-2。

表3.3-2 本项目依托场站环保验收手续

序号	名称	环评文件名称	文号	验收情况
1	聚中十六转油放水站	《西区过渡带二类油层井产能建设工程环境影响报告书》	庆环建字[2007]56号	庆环验[2010]142号
2	新中302转油站	《西区二类油层三元弱碱复合驱产能建设工程环境影响报告书》	庆环建字[2017]204号	已通过企业自主验收
3	新中309转油站	《西区过渡带加密及外扩调整产能建设工程环境影响报告书》	庆环建字[2007]54号	庆环验[2010]141号
4	新中305转油站	《萨中开发区西区纯油区萨葡高三类油层产能建设地面工程环境影响报告书》	庆环建字[2013]269号	已通过企业自主验收
5	聚中313转油放水站	《南一区西部三元驱东块产能建设工程环境影响报告书》	庆环建字[2007]58号	庆环验[2010]140号
6	中十六联脱水站	《西区过渡带加密及外扩调整产能建设工程环境影响报告书》	庆环建字[2007]54号	庆环验[2010]141号
7	聚中二二元调配站	《北一区一、二排东二次上返产能建设工程环境影响报告书》	庆环审[2017]254号	已通过企业自主验收
8	中十六-6注入站	《西区过渡带二类油层井产能建设工程环境影响报告书》	庆环建字[2007]56号	庆环验[2010]142号
9	中305-4注入站	《西区二类油层三元弱碱复合驱产能建设工程环境影响报告书》	庆环建字[2017]204号	已通过企业自主验收
10	西过1号注入站	《萨中开发区西区纯油区及西区过渡带二类油层产能建设地面工程环境影响报告书》	庆环建字[2013]268号	已通过企业自主验收
11	中十六-3注入站	《萨中开发区西区纯油区及西区过渡带二类油层产能建设地面工程环境影响报告书》	庆环建字[2013]268号	已通过企业自主验收
12	新中305注入站	《西区二类油层三元弱碱复合驱产能建设工程环境影响报告书》	庆环建字[2017]204号	已通过企业自主验收
13	新中303注入站	《西区二类油层三元弱碱复合驱产能建设工程环境影响报告书》	庆环建字[2017]204号	已通过企业自主验收
14	南一区含油污泥处理站	《北一区断东西部高台子油层产能建设工程环境影响报告书》	庆环审[2019]141号	已通过企业自主验收

3.3.3 现有工程污染物排放情况

建设项目涉及场站包括聚中十六转油放水站、新中302转油站、新中309转油站、新中305转油站、聚中313转油放水站、中十六联脱水站、聚中二二元调配站、中十六-6注入站、中305-4注入站、西过1号注入站、中十六-3注入站、新中305注入站、新中303注入站、聚中312三元污水站、南一区含油污泥处理站，现有工程产生的污染物主要为加热炉燃烧烟气、无组织排放的非甲烷总烃、采油废水、含油污泥、生活污水和生活垃圾等。

3.3.3.1 废气

(1) 加热炉烟气

依托工程废气主要为聚中十六转油放水站、新中 302 转油站、新中 309 转油站、新中 305 转油站、聚中 313 转油放水站、中十六联脱水站站加热炉产生的燃烧烟气。以上站场加热炉均以天然气为燃料，站场燃气量为 $2041.69 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。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）》中常压工业锅炉的废气产排污系数（13.6 立方米/立方米-原料），以上站场加热炉烟气量为 $27766 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。本次工程于 2021 年 4 月对依托转油站加热炉烟气进行现状监测（新中 309 转油站类比距离较近的聚中十六转油放水站加热炉数据），根据监测结果，聚中十六转油放水站加热炉烟气污染物平均排放浓度为颗粒物 $11.2 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 $24.7 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x $81.7 \text{mg}/\text{m}^3$ ，新中 302 转油站颗粒物 $9.1 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 $21.7 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x $76 \text{mg}/\text{m}^3$ ，新中 305 转油站颗粒物 $10.7 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 $20.8 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x $83 \text{mg}/\text{m}^3$ ，新中 313 转油放水站颗粒物 $10 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 $16.3 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x $84.2 \text{mg}/\text{m}^3$ ，能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在用燃气锅炉的标准要求。大气污染物排放情况见下表。

表 3.3-3 现有工程加热炉大气污染物排放情况

名称	年运行时间 h	燃气量 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	烟气量 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	污染物排放情况 (t/a)		
				颗粒物	SO_2	NO_x
聚中十六转油放水站	8760	276	3753	0.42	0.93	3.07
新中 302 转油站	8760	265	3604	0.33	0.78	2.74
新中 309 转油站	8760	243.24	3308	0.37	0.81	2.70
新中 305 转油站	8760	1080	14688	1.57	3.05	12.2
聚中 313 转油放水站	8760	177.45	2413	0.24	0.39	2.03

(2) 油气集输过程中挥发烃类气体

油气集输过程烃类气体挥发主要来自采油井场、集油间、转油站、联合站、集输系统等。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 $1.4175 \text{g}/\text{kg}$ 原油，依托场站为油田开发的中间环节，结合污染物排放清单进行核算，建设项目依托场站每年原油产能 $449680 \text{t}/\text{a}$ ，非甲烷总烃产生量约为 $637.4 \text{t}/\text{a}$ 。

根据对区域内及下风向奔二小区和铁人小区处的环境现状监测结果可知，非甲烷总烃浓度为 $0.39 \sim 0.61 \text{mg}/\text{m}^3$ 、 $0.34 \sim 0.57 \text{mg}/\text{m}^3$ ，符合《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.7.2：在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井才出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程。本工程油井井口均安装了密封垫、管线均埋地敷设、依托场站内各关键接口法兰均为密闭的，在油气集输过程采取了全密闭工艺流程，通过采取上述措施，本项目产生的无组织气体能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.7.2中的相关要求。

3.3.3.2 废水

现有区块油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 2450m³，此部分污水通过罐车拉运到中十六联合油污水处理站，根据本次工程对中十六联合油污水站出水监测结果，石油类浓度 5.72~6.13mg/L、SS 浓度 1~3mg/L，污水后经处理满足“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤50mg/L、粒径中值≤5 μm”标准后回注油层。

3.3.3.3 噪声

本次工程对利用井西24-斜E25井场噪声进行监测，其昼间噪声44.7~44.8dB（A）、夜间噪声43.2~43.5dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

本次工程于2021年4月22日-23日委托大庆中环评价检测有限公司对依托场站的厂界噪声进行现状监测，各场站厂界噪声昼间、夜间值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准，监测结果如下表3.3-4。

表 3.3-4 现有工程厂界噪声排放情况

序号	依托场站名称	监测结果 dB（A）	
		昼间	夜间
1	聚中十六转油放水站	45.8~51.9	43.6~48.9
2	新中 302 转油站	45.5~51.6	43.6~48.8
3	新中 309 转油站	46.2~52.1	44.6~49.7
4	新中 305 转油站	47.6~52.2	45.4~49.6
5	聚中 313 转油放水站	47.4~51.8	45.5~48.4
6	聚西一配制站	44.8~52.1	43.8~49.4
7	聚中二二元调配站	46.4~51.3	44.4~48.6
8	西六注水站	46.6~51.5	44.5~48.8
9	中十六-6 注入站	46.6~51.3	44.3~48.9
10	中 305-4 注入站	47.4~52.1	45.2~49.1
11	西过 1 号注入站	46.8~51.9	44.3~48.9
12	中十六-3 注入站	44.5~51.7	43.3~48.8

13	新中 305 注入站	45.7~52.1	43.3~49.2
14	新中 303 注入站	46.6~51.6	44.1~48.4

3.3.3.4 固体废物

现有工程区块内油井在进行作业过程中产生的含油污泥量约 4.5t/a，罐车拉运至第一采油厂南一区含油污泥处理站处理后满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）要求。

根据《北一区断东西部高台子油层产能建设工程竣工环境保护验收监测报告》（于 2020 年 11 月完成自主验收）中对第一采油厂南一区含油污泥处理站含油污泥处理前、处理后泥质进行取样分析，pH 值为 7.95、含水率为 33.59%-34.74%、石油类为 8386-8521mg/kg，处理后污泥石油类满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）标准。

工程依托场站共产生生活垃圾约 15t/a，产生的生活垃圾统一由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理。

3.3.4 现有工程存在的环境问题

①废气

本次产能工程依托转油站、转油放水站和脱水站站加热炉使用天然气为燃料，加热炉排放的污染物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在用燃气锅炉的标准要求。项目开发区块内油井及集输管线挥发的非甲烷总烃符合《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求，同时区块所在区域较为平坦，有利于大气扩散，对环境影响较小。

②废水

本次工程依托场站采出液经处理后含油污水输送至聚中312三元污水处理站，含油污水处理站处理后的污水指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）的要求（20、20、5），回注地下。油水井作业（修井）污水均进入了集输系统，不外排，对水环境影响较小。

③噪声

通过对本次工程依托场站厂界噪声现状进行检测得知，各场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。根据对区域内已建井场的噪声监测结果，昼间夜间均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

④固体废物

油田井场作业产生的含油污泥及污水处理站清罐污泥拉运至南一区含油污泥处理站，满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）要求，用于铺设油田道路；生活垃圾统一由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理，废滤料送至大庆蓝星环保工程有限公司拉运处理。

⑤生态

本工程开发区域属于城市建成区，主要分布自然水泡、盐碱草地及人工建筑物。大庆油田有限责任公司第一采油厂在开发过程中采取了一系列的生态保护措施，例如尽量布设丛式井，严格控制井场的临时及永久占地，井场地面均进行了平整。运营期井场作业严控占地范围，油田的开发对区域草地没有造成明显影响。

⑥整改措施

1) 建议继续加强现有生产井和场站的看护和日常巡护工作，及时回收落地油，及时发现事故隐患，预防环境风险事故发生。

2) 加强现有井场设备的更新和维护，发现设备运行故障及时解决，避免因设备故障运行对周边居民的正常生活造成不利影响。

综上，项目现有工程不存在环境问题。

3.4 建设项目工程分析

3.4.1 主要建设内容

3.4.1.1 原油集输工程

本项目共基建油水井527口，其中油井290口，注入井237口，均为利用井；采出液依托聚中十六转油放水站、新中302转油站、新中309转油站、新中305转油站、聚中313转油放水站、中十六联脱水站处理。建成产能 12.6×10^4 t/a。

(1) 原油集输系统

本次290口三元采出井均采用双管掺水集油工艺，可实现计量站内固定热洗和计量，集油工艺流程见示意图3.4-1。

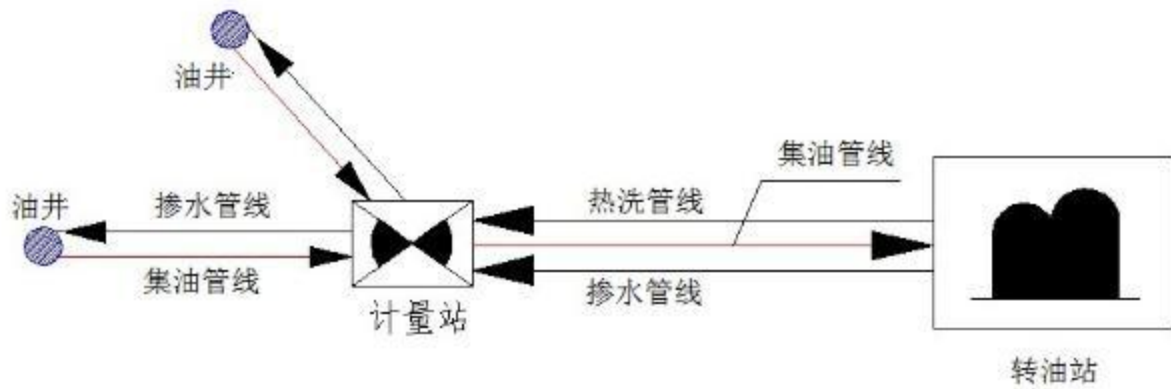


图3.4-1 双管集油掺水流程示意图

建设项目原油集输系统主要工程量统计见表3.4-1。

表3.4-1 建设项目原油集输系统主要工程量统计表

序号	单项工程项目名称	单位	数量
1	基建油井	口	290
2	抽油机井场安装	座	141

(2) 站外集油系统

本项目基建油井均为利用井，290口油井分布在5座转油（放水）站中，主体位于聚中十六放水站、新中302转油站，油井依托计量间情况见表3.4-2。

表3.4-2 油井依托的阀组间情况表

序号	站名	目前管辖总井数（口）	辖三元采出井（口）	三元井比例（%）	计量间	井数（口）
1	聚中十六转油放水站	166	160	96.4	聚3#1	20
					聚3#2	7
					聚3#3	18
					聚4#	15
					聚5#	15
					聚5#2	8
					聚6#	16
					聚7#	18
					聚7#2	13
					聚8#	11
					312-7#	19
2	新中302转油站	193	116	60.1	3#	1
					三元1#1	13
					三元1#2	14
					三元4#1	22
					三元4#2	5
					三元4#3	26
					三元2#	12

					三元3#	23
3	新中309转油站	182	5	1.1	6#	5
4	新中305转油站	227	5	0.4	8#2	5
5	聚中313转油放水站	94	4	4.3	5#	3
					中十六聚9#	1
合计:		1005	290			290

本次产能油井均为利用井，并且已建独立三元系统，因此规划本次仍利用原三元站外集油系统进行集输，井站关系不调整。

3.4.1.2 配注工程

本项目共基建注入井237口，更换聚合物母液管道6.8km，更换注水管道2.2km，场站改造9座。

(1) 配制系统

根据开发需求，本次产能注入站同期注入两种类型聚合物母液。仍由聚西一配制站供液，维持原有配制和外输流程不变，即由聚西一1号站为6座注入站供1200万分子量聚合物，由聚西一2号站为6座注入站供1600万分子量聚合物。本次工程对站内老化装置进行改造。两座站改造内容见表3.4-3。

表3.4-3 聚西一配制站改造内容表

改造内容	聚西一 1号站	聚西一 2号站
工艺部分	新建密闭除尘上料装置 1套；对 3套分散装置进行维修（包括更换物料报警器、流量计和进水电动阀）；更换熟化罐出口管线及汇管 240m；更换清水阀门和生活用水阀门各 1个、更换供水泵进水阀门 12个；对 6座熟化罐电伴热进行维修，并重做外保温。	新建密闭除尘上料装置 1套；对 3套分散装置进行大修；更换熟化罐出口管线及汇管 200m；更换阀门 22个。
土建部分	对站内 3台加热炉大修；阀室和泵房内墙面重新做防水 1050m ² ；外输泵房开裂地面恢复并铺地坪漆 750m ² ；已建排污池池边塌陷维修 20m。	更换值班室外雨搭 3m ² ；厂房内墙面重做防水 300m ² ；外输泵房大门口处加装盖板 15m ² ，外输泵房地面铺地坪漆 580m ² 。
自控仪表	更换熟化罐阀门电动执行机构 4个；更新站内自控系统及配套模块；更换 9个摄像头，新建 11台摄像头及配套电缆信号线等设施。	更换熟化罐进口阀门电动执行机构 7个；更换熟化罐出口阀门电动执行机构 7个，更换阀体 4个；对存在问题的电磁流量器、压力表和压力变送器进行更换，共计 36个。

聚中二二元调配站一是将西六曝氧站外输低压水混配为低压一元水，供聚西一配制站配制低压二元液使用；二是将西六注水站外输高压水混配为高压二元水，供6座注入站使用，本次工程对站内老化装置进行改造，改造内容见表3.4-4。

表3.4-4 聚中二二元调配站改造内容表

改造内容	聚中二二元调配站
工艺部分	建设喂液泵 2台，新建喂液泵房；扩建 2座 200m ³ 表活剂储罐；维修碱分散装置 3套；将 6台高压碱泵更换为 15m ³ /h 柱塞泵（运 3备 3）；更换 4.3m ³ /h

	高压表活剂泵 2 台（运 1 备 1），4.3m ³ /h 低压表活剂泵 2 台（运 1 备 1），表活剂卸车泵 2 台（运 1 备 1）；更换搅拌器减速机及电机 1 套；更换高压系统中一元、二元静混器共 8 个；新建碱分散装置至储箱备用管线 1 条 100m；调配泵房内高压管道更换 15m；更换碱分散出口等阀门 92 个，更换污水管线、表活剂管线等位置阀门 57 个。
土建部分	维修站内电子汽车衡两侧基础、厂房内天吊轨道、排污池部分破损边缘、表活剂罐间阀室防水。
自控仪表	更换各类流量计 18 个、更换液位计 5 个、更新压力表 35 个、对称重系统进行维修，并完善数据上传系统。

(2) 注水站及曝氧站

西六注水站为本次产能注入井供高压水，西六曝氧站主要为西六注水站及聚中二二元调配站提供曝氧水，本次工程对站内老化装置进行改造，改造内容见表3.4-5。

表3.4-5 注水站及曝氧站改造内容表

改造内容	西六注水站	西六曝氧站
机泵部分	大修注水电机 3 台；注水泵密封系统维修 1 台；	更换增压泵 1 台
阀门部分	更换阀门 2 个（DN25PN16-1 个，DN50PN16-1 个）；	更换水射器放空阀 12 个（DN25PN16）。
其他	更换冷却塔 1 座；排污池维修 1 座。	/

(3) 注入系统

本次产能依托6座注入站均采用“一泵多井”注入工艺。本次产能基建注入井237口，其中236口为已建三元井利用，1口为原水驱井利用为西区纯油区注入井。本次规划维持原236口注入井井站关系不变，将1口水驱利用井就近接至新中305注入站。注入站辖井情况见表3.4-6。本次工程对六座注入站站老化装置进行改造，改造内容见表3.4-7。

表3.4-6 注入站辖井情况表

序号	注入站名	已建注入井数（口）	本次进新井（口）	合计（口）	备注
1	中十六-6	39		39	西过 39 口
2	中 305-4	39		39	西过 39 口
3	西过 1 号	20		20	西过 20 口
4	中十六-3	53		53	西区 53 口
5	新中 305	53	1	54	西区 53 口，西过 1 口
6	新中 303	32		32	西区 32 口
/	合计	236	1	237	西区 13 口，西过 99 口

表3.4-7 注入站改造内容表

改造内容	机泵部分	阀组及阀门部分	管线及其他
中十六-6 注入站	更换注入泵3台；利旧注入泵7台，其中1台大修；更换泵进口过滤器及配套工艺完善10台；	更换放空阀 7 个，更换静态混合器 19 台；注入阀组更换 20 套，利旧 19 套；	更换储箱 2 座；更换玻璃钢母液汇管 2 套，单井管道 440m，更换腐蚀穿孔的清水、排污、溢流等各类管道共计 60m。

	大修锅炉2台，更换生水泵1台，循环泵2台；		
中 305-4 注入站	注入泵利旧10台，全部大修，其中2台更换电机；更换泵进口过滤器及配套工艺完善10台；	更换静态混合器 19 台；注入阀组更换 20 套，利旧 19 套；	利旧储箱 2 座；更换玻璃钢母液汇管 2 套，更换单井管道 100m，排污管道 20m，清水管线 500m。
西过 1 号注入站	利旧注入泵6台，其中2台更换电机；更换泵进口过滤器及配套工艺完善6台；	更换放空阀 5 个，更换静态混合器 11 台；注入阀组更换 9 套，利旧 11 套；	更换储箱 2 座，更新 2 号储箱液位计；更换玻璃钢母液汇管 2 套，单井管道 220m，清水管道 10m，洗眼器排水管线 15m。
中十六-3 注入站	注入泵利旧10台，全部大修，更换泵进口过滤器及配套工艺完善10台；维修聚能加热装置1套，更换循环泵电机1台。	更换放空阀 19 个，更换单井母液电磁流量计 23 个；注入阀组更换 30 套，利旧 23 套；	利旧储箱 2 座；更换玻璃钢母液汇管 2 套，单井管道 530m，排污管道 20m，清水管线 500m。
新中 305 注入站	注入泵利旧10台，全部大修，更换泵进口过滤器及配套工艺完善10台；	更换水阀门 10 个，母液球阀 8 个，更换单井母液电磁流量计 10 个；注入阀组更换 30 套，新建 1 套，利旧 23 套；	更换储箱 2 座；更换玻璃钢母液汇管 2 套，单井管道 420m，排污管道 150m。
新中 303 注入站	注入泵利旧大修8台，更换泵进口过滤器及配套工艺完善8台；新建变频器8台；	更换单井母液电磁流量计 18 个；注入阀组更换 16 套，利旧 16 套；	更换储箱 2 座；更换玻璃钢母液汇管 2 套，单井管道及酸洗、洗井管道 600m。

(4) 注水管线

母液管线：本次产能计划敷设“聚西一2号配制站至西过1号注入站高分子母液管道”复线，由该管道为西过1号及中十六-6注入站供1600万分子量低压二元母液，共计新建管道6.76km（ $\Phi 273 \times 7 - 6.06\text{km}$ 、 $\Phi 219 \times 6 - 0.7\text{km}$ ），管线改造后路由图见图3.4-2。

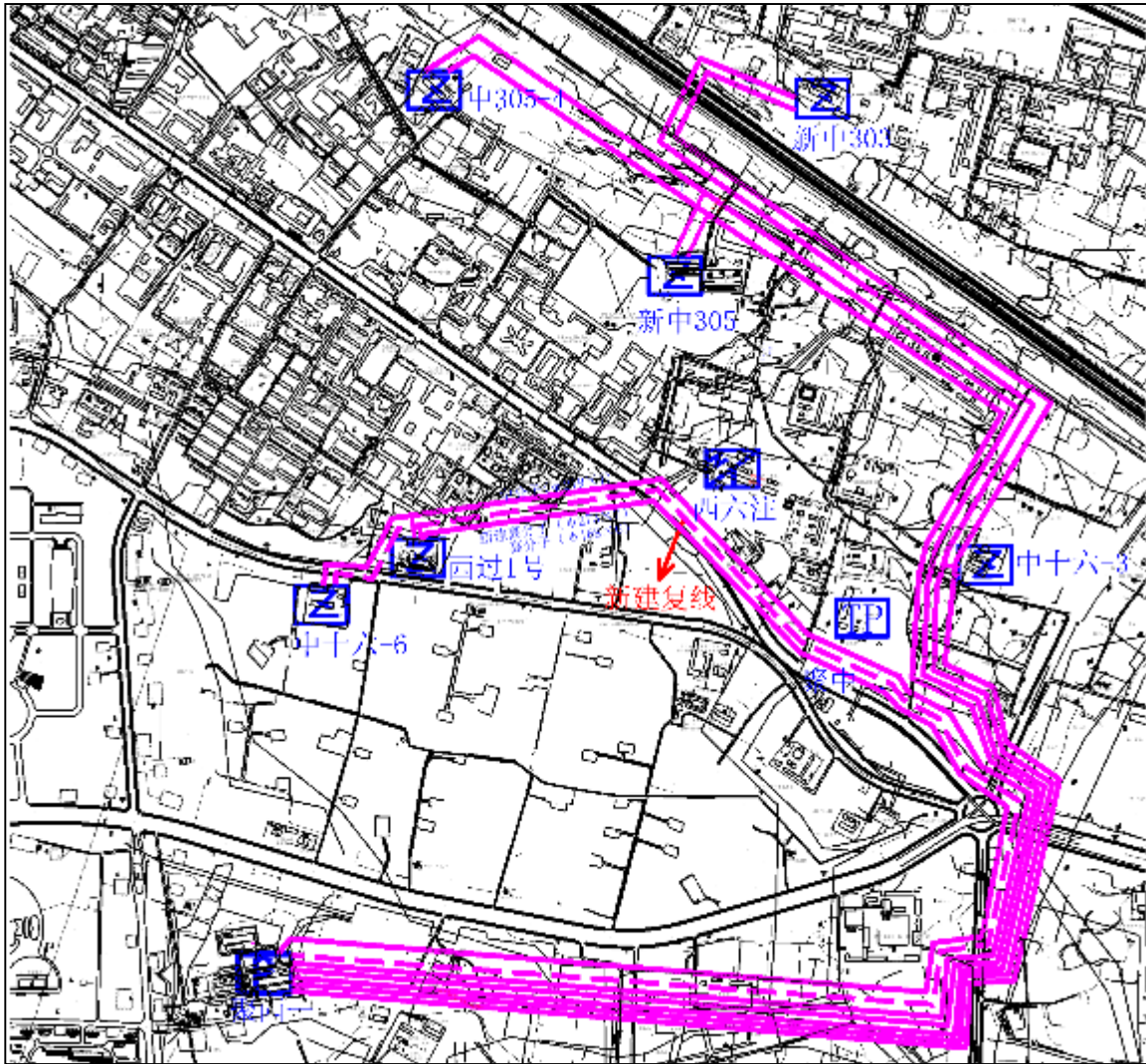


图3.4-2 新建母液管线路由图

单井支线：对处于低洼地腐蚀穿孔严重的3口单井注入管线进行更换，更换长度1.9km；另外将1口水驱井（西6-斜更P8）就近接至新中305注入站，新建单井管道0.3km。本工程中共计新建及更换单井管道2.2km（ $\Phi 76 \times 6$ ），材质为防腐钢管。

（5）配注系统主要工程

本项目配注工程主要工程量见表3.4-8。

表3.4-8 配注系统主要工程量

序号	主要设备名称	单位	数量
1	注入井	口	237
2	配制站改造	座	1
3	二元调配站改造	座	1
4	注入站扩改建	座	6
5	注水曝氧站改造	座	1
6	新建聚合物母液管道	km	6.8
7	新建及更换注水管道	km	2.2

3.4.1.3 供水工程

建设项目施工期生活用水采用桶装水；管线试压用水由罐车运送。施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥。管线产生的试压废水进入集输系统后最终输至中十六联含油污水处理站处理后回注，不外排。

3.4.1.4 道路工程

本次产能油水井均为利用井，无需新建通井路，本次对区域主要道路八一干线路进行改造，根据八一干线路的主要功能不同，将该路分为东中西三段。道路改造路由见图3.4-3，道路工主要工程内容见表3.4-9。

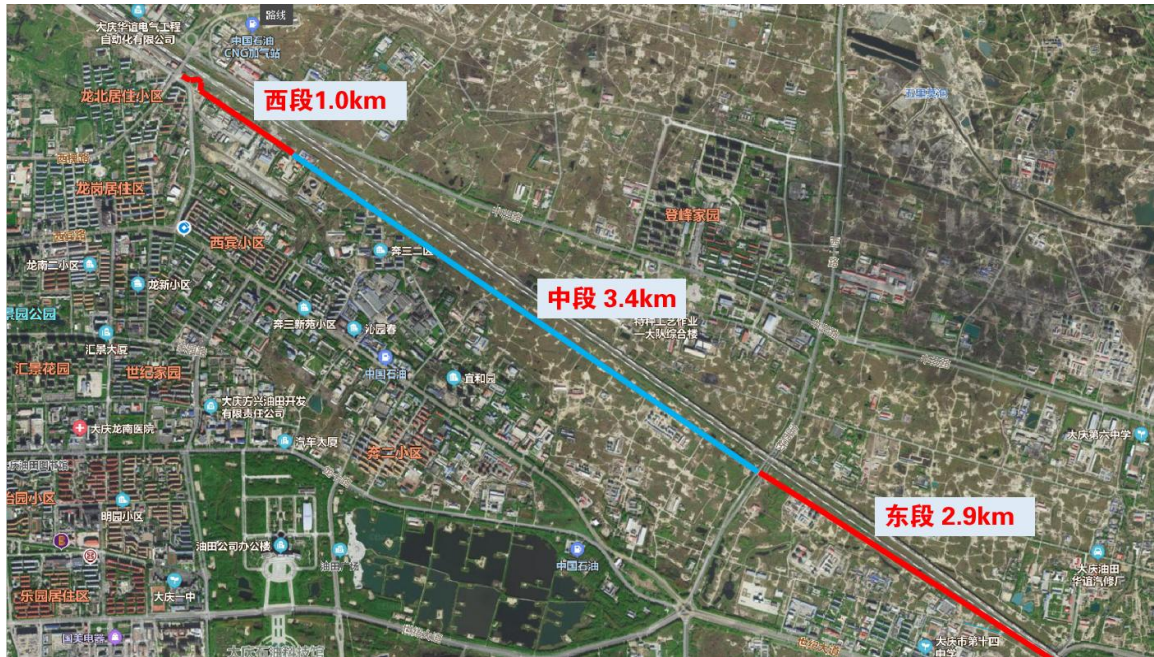


图3.4-3 道路改造路由图

表3.4-9 道路工主要工程内容表

序号	项目名称	道路长度 (km)	道路宽度 (m)		路面结构
			路基	路面	
1	八一干线路西段改造	1.0	6.5	3.5	水泥砼
2	八一干线路中段改造	4.0	6.5	3.5	沥青砼
3	八一干线路东段改造	2.9	6.5	3.5	沥青砼
	井排路合计	7.9			
4	穿路套管25处				

3.4.1.5 供电工程

本次产能建设工程供电来自西六变电站，本次产能新增抽油负荷1176kW，变电所供电能力能满足新增负荷要求。本次产能油井中98口井更换14型抽油机电机功率75kW，新建变压器125kVA-16台，160kVA-29台，新建变压器200kVA-6台，新建变压器250kVA-1台，剩余井变压器利旧（其中原机利旧149台；拆机利旧21台），52口油井采取防窃电

措施，已建6kV线路安装高压无功补偿690 kVar。供配电工程主要工程量见表3.4-10。

表3.4-10 供配电工程主要工程量汇总表

序号	工程内容	单位	数量
1	变压器	台	52
2	拆机利旧变压器	台	21
3	防窃电装置	套	52
4	高压无功补偿装置	套	7

3.4.1.6 数字化建设工程

规划对采油一厂第三油矿进行数字化改造，数据采集采用ZigBee无线技术，井间数据传输考虑采用4G公网传输方案。注水站及注入站采用无人值守模式，大型合建站场采用集中监控模式。建设内容包括：油水井3268口（油井1801口，注水（入）井1467口），计量间96座，阀组间1座、配水间14座；联合站1座，合建站9座，独立建设站场25座。三矿作业区生产管理中心1座。

非油气独立及合建的中型站场实施无人值守改造19座，包括12座独立注入（水）站、2座独立深度污水站、2座深度污及注水合建站、2座注水曝氧合建站、1座双深度污合建站。

其他油气站场及普通污水站本次仅考虑数据上传。

3.4.1.8 清洁能源工程

结合工程方案，本次规划建设总规模1.32MW光伏先导示范工程。本次建设2处分布式新能源发电站，分别为中9-丁22井周边，占地面积约5400m²，建设规模0.359MW；中80-P25井周边，占地面积约18000m²，建设规模0.960MW。采用国内主流产品单晶硅太阳能电池组件，光伏组件方阵采用固定式安装，安装角度为42°。光伏电站安装一套监控系统，将采集到的信号传输到一厂三矿的中控室。

本工程设计安装2442块标准功率540Wp单晶硅光伏组件，光伏电站总容量1.32MW，等效年利用小时数为1400小时，预计电站平均年上网电量184.8万kW·h。光伏电站周边情况及平面布置见图3.4-4～图3.4-7。清洁能源工程主要工程量见表3.4-11。

表3.4-11 清洁能源工程主要工程量表

序号	分部分项工程名称及代码	单位	数量
一	中9-丁22		
1	光伏组件 单晶 540W	块	664
2	组串逆变器 80kW	台	4
3	PV1-F 1X4mm ²	m	600
4	YJV22-1.8/3kV 5×70	m	600
5	数据传输箱	面	4

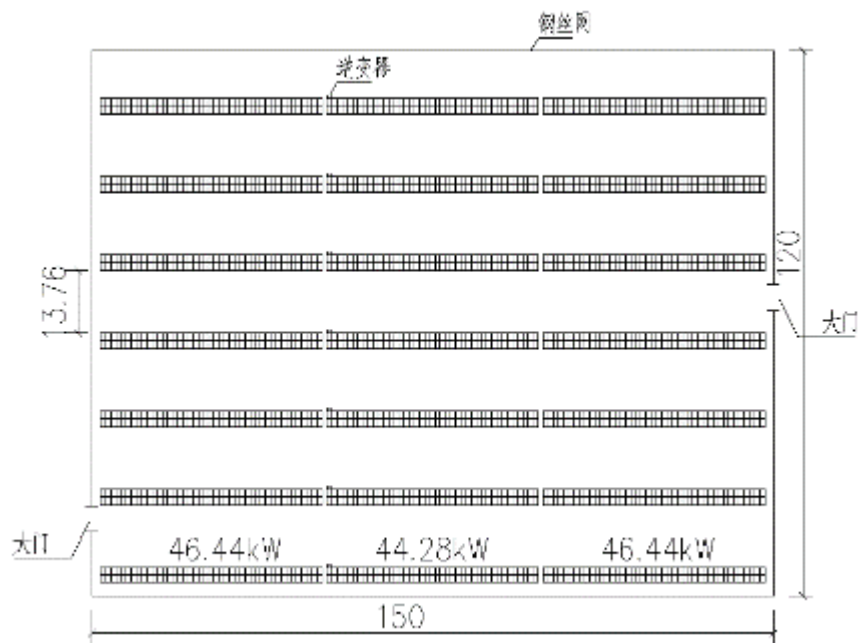


图3.4-7 中80-P25井周边光伏电站布置图

3.4.1.9 占地及取弃土情况

(1) 工程占地

本次工程油水井均为利用井，占地情况主要集中在管线施工临时占地、新建光伏电站永久占地，场站改造、道路改造等工程均在原有占地范围内，不新增永久占地。本工程临时占地类型为草地（盐碱草地），光伏电站永久占地类型为建设用地。母液管线、注水单井管线临时占地宽度为10m。具体占地情况见表3.4-12。

表3.4-12 建设项目新增占地类型及面积表 单位：hm²

建设内容	临时占地		永久占地	
	建设用地（油田工矿用地）	草地（盐碱草地）	建设用地（油田工矿用地）	草地（盐碱草地）
母液管道	/	6.8	/	/
注水单井管道	/	2.2	/	/
光伏电站	/	/	2.34	/
小计	/	9.0	2.34	/
合计	9.0		2.34	
总计	11.34			

(2) 取弃土

八一千线路道路填筑高度0.15m，占地面积为5.135hm²；工程母液及注水管道9km，管沟宽度约为1.2m，管沟深度为2m。建设项目不设取弃土场，用土全部外购。建设项目土石方情况见表3.4-13。

表3.4-13 建设项目土石方情况 单位：m³

序号	类别	挖方量	填方量	借方量	弃方量
1	道路	0	2205	2205	0
2	管道	17488	17488	0	0
合计		17518	19723	2205	0

(3) 占用湿地情况

本次产能油水井均为利用井，新增永久占地主要是新建2座光伏电站占地，不新增占用湿地，根据《黑龙江省湿地名录》可知，区块内的果午泡为永久性咸水湖，属于一般湿地，本次工程部分油水井利用井井场位于水体内。

3.4.1.8 施工方式

(1) 管线施工

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

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和植被都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。管道施工平面布置图见图3.4-8。

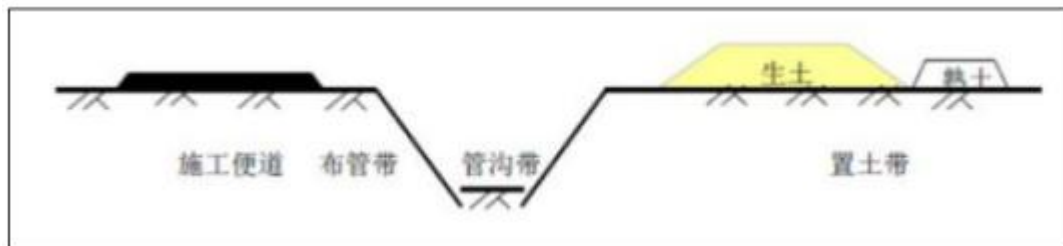


图3.4-8 管道施工平面布置图

②管沟敷设

管道采用沟埋方式敷设，将表层耕植土和下层土分别堆放。管沟回填土应高出地面0.3m，回填时，需先回填下层土，后回填表层耕植土。管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后及时进行植被恢复。

③穿越公路

本项目新建母液管线复线沿现有管线路由同沟敷设，道路穿越依托原有穿路涵管；更换注入井单井支线沿原路由敷设，新建注水支线穿越土路采用大开挖方式穿越。

④清管、试压、干燥

清管主要目的是清除管道内的残留物，使管道内清洁，清洁应进行两次以上，直至管内无异物。清管后用清水进行试压，严密性实验合格后，试压废水进入集输系统后最终输至中十六联合油污水处理站处理后回注。

⑤防腐及阴极保护

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

⑥管沟回填

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

(2) 道路施工

本项目对破损的八一干线路进行维修改造，清除破损路面后，铺设路基及路面，该道路不拓宽，没有新增占地，改造路面西段采用水泥砼路面、东段采用沥青砼路面。道路维修改造主要产生建筑垃圾以及施工机械作业过程中产生的噪声和扬尘。道路工程施工过程见图 3.4-9。



图3.4-9 道路施工流程图

3.4.2 环境影响因素分析

3.4.2.1 原辅材料消耗

(1) 管线敷设完成后进行试压，涉及管线总长度为9.86km，根据本项目拟建管线的规格和长度，试压用水量= $\pi \times$ 管道内径² \times 管道长度 \times 试压次数；试压废水产生量为用水量的95%，则本项目管线试压用水、排水量见表3.4-14。

表3.4-14 各管道试压用水、排水量 单位：m³

序号	管道类型	管道规格 (mm)	管道长度 (km)	试压用水量 (t)	试压废水量 (t)

1	母液管线	Φ273×7	6.06	336.6	319.8
2		Φ219×6	0.7	24.7	23.4
3	注水管线	Φ76×6	2.2	8.5	8.1
4	污水调运管线	Φ300×6	0.9	61	57.9
合计				430.8	409.2

(2) 本工程施工期120天，地面建设施工人数50人。根据《黑龙江省用水定额地方标准》(DB23/T 727-2021)，施工期生活用水量按30L/人·d计，则施工期生活用水量180t。

工程主要物料消耗表见表3.4-15。

表3.4-15 本工程主要物料消耗表

序号	物料名称		用量
1	施工期	试压用水	430.8t
2		生活用水	180t
3	运营期	新增耗气量	46.21 万 Nm ³ /a
4		新增耗电量	1176kW

3.4.2.2 污染影响因素分析

(1) 施工期

地面工程建设施工期主要内容包括依托原油集输、场站改造、供配电及道路等系统工程。在井场、站场、道路建设以及集输管线挖沟敷设等过程都会对周边环境及地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活垃圾等污染物。利用井射孔和压裂环节将产生废射孔液和废压裂返排液。

建设项目施工期产污节点详见图 3.4-10。



图 3.4-10 建设项目工程施工期产污环节

根据施工工程活动，进行环境影响识别见表 3.4-16。

表3.4-16 施工期环境影响识别

时段	主要施工活动	主要环境影响因素	影响因子
----	--------	----------	------

井场	利用井井场设备拆除和安装	产生扬尘、噪声污染、废旧设备	TSP、噪声
管线	母液管线、注水支线等管沟开挖、管线敷设、回填等活动，管线焊接和试压	产生扬尘、焊接烟尘、废水和噪声污染	TSP、SS、噪声
道路	原有井排路维修等施工活动	产生扬尘、噪声和建筑垃圾	TSP、噪声
新建光伏电站	新建两座光伏电站等土建施工活动	产生扬尘、噪声、新增永久占地	TSP、噪声
场站改造	配制站、注入站等依托场站设备更换改造工程	产生扬尘、噪声、建筑垃圾和废旧设备	TSP、噪声

(2) 运行期

①正常工况

本工程运行期正常工况主要环境影响因素为原油集输过程中挥发的烃类气体，井场抽油机产生的噪声；油气集输产液脱水处理后产生的含油污泥等。

②非正常工况

本工程运行期非正常工况主要环境影响因素为油水井作业产生的水井洗井污水、油水井作业污水和落地油等。

③产污节点分析

本项目运营期工艺流程及产污节点见图 3.4-11。

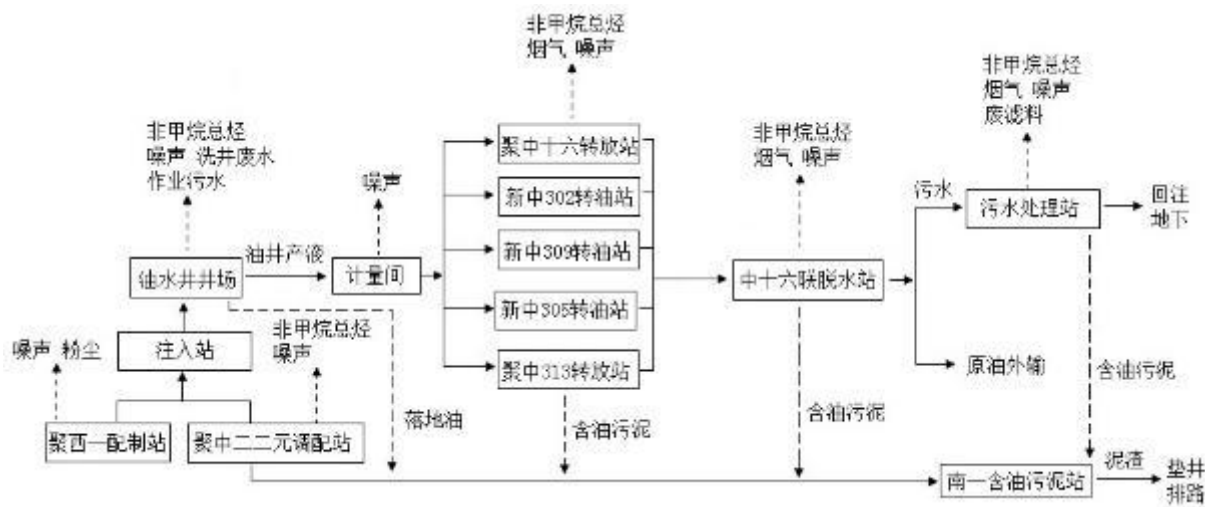


图 3.4-11 运营期总工艺流程及产污节点

3.4.2.2 生态影响因素分析

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

(1) 管道敷设

施工过程中对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、光伏电站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。本工程管道施工作业带宽度约 10m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2-3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。

(2) 对土壤侵蚀的影响

施工对土地的开挖，造成土地裸露，加剧沿线的土壤风蚀。

(3) 对植被的影响

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

3.4.3 污染源源强核算

3.4.3.1 施工期污染源源强核算

(1) 废气

① 运输车辆扬尘

建设项目井场地面工程、新建注水管道、供配电及道路工程施工作业时，车辆物料运输过程中将产生扬尘。根据相关工程的现场模拟数据调查，施工时运输车辆下风向 50m 处的浓度约为 1.15mg/m³。

② 管线、道路、光伏电站施工扬尘

本项目新建母液管线 6.76km，新建及更换注水支线 2.2km，道路改造 7.9km，管线施工作业面宽度取 10m，管线临时占地面积 89600m²，道路占地面积为 51350m²，新建两座光伏电站占地面积 23400m²，参考对土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 0.01-0.05mg/m² s，考虑本项目实际情况，TSP 产生系数取 0.01mg/m² s，取施工现场的扰动面积比为 70%，按每天施工时间 8h 计算，管线、道路及光伏电站施工产生的扬尘为 33.1kg/d。

③ 施工机械、运输车辆排放的尾气

在工程施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO₂、CO、HC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。如果采用清洁燃料，在车辆及机械设备排气口加装废气过滤器，同时保持车辆及

有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁，废气污染的影响基本上是可以接受的。

④焊接烟尘

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

⑤沥青烟

本项目不设置沥青混凝土搅拌站，沥青混凝土均采用商品砼，由运输车辆拉运至施工现场，只有在道路沥青混凝土摊铺的时候会产生一定量的沥青烟无组织排放，由于本项目改造井排路为3.5m宽，施工作业面不大，且施工作业时间短，其排放浓度远远小于沥青混凝土搅拌时所产生的浓度。本项目仅对其进行定性分析。本项目沥青混凝土摊铺过程中产生沥青烟仅对施工沿线大气环境产生短暂的轻微影响。

(2) 废水

建设项目施工期用水主要为管线试压用水以及施工人员的生活用水。

①试压废水

本工程新建母液管线和注水支线采取水试压的方式，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为430.8t，试压废水按用水量的95%计算，试压废水产生量为409.2t，主要污染因子为SS，管道试压废水进入集输系统后最终输至中十六联含油污水处理站处理后回注，不外排。

②生活污水

地面建设期施工人员50人，每人每天用水30L，生活污水按用水量的80%计算，建设项目施工期约120d，则生活污水产生量为144t。施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥。

③废压裂返排液

本项目根据区块油藏情况，本次产能有196口井需要压裂完井，废压裂液产生量约36m³/井，共计产生废压裂液最大为7056m³。

建设项目废（污）水产生及排放情况详见表3.4-17。

表3.4-17 施工期废（污）水污染物排放量表

序号	污染物名称	排放量	主要污染物	去向及措施
1	试压废水	409.2t	SS	进入集输系统后最终输至中十六联含油污水处理站处理后回注，不外排

2	生活污水	144t	COD、NH ₃ -N	施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥
3	废压裂返排液	7056m ³	SS	由罐车拉运至采油一厂六矿废压裂液无害化处理站处理

(3) 噪声

施工期产生的噪声主要施工机械和运输车辆噪声，具体排放情况见表 3.4-18。

表 3.4-18 本工程施工期噪声源统计表

序号	噪声源	噪声值 dB (A)
1	挖掘机	70-90
2	搅拌机	60-70
3	推土机	70-90
4	电焊机	60-70
5	压路机	80-90
6	运输车辆	75-80
7	摊铺机	75-80

(4) 固体废物

施工期产生的固体废弃物主要有施工产生的施工废料、依托场站设备清淤产生的含油污泥以及施工人员产生的生活垃圾。

①废射孔液

本项目利用井需进行射孔作业，作业过程中将产生废射孔液，每口井产生废射孔液约 48m³，本工程 527 口井全部需要射孔，共计产生废射孔液 25296m³。由施工单位罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理。

②施工废料

本项目施工废料主要为管道铺设施工过程中产生的施工废料；管道施工废料产生量以 20kg/km 管道计，本项目新建及改造管道 8.96km，因此，施工废料产生量为 0.18t，统一回收后送至第一采油厂工业固废填埋场。

配制站熟化罐重做外保温时，拆除废保温材料量约为 0.3t。

③废旧设备

本次产能对利用井井场采油设备进行部分更换，拆除抽油机 121 套，拆除螺杆泵 20 套、更换井场变压器 52 台。

本次依托配制站和注入站等场站改造拆除废旧设备包括机泵 29 台套、阀门 269 套、流量器和压力表等 145 套、静混器 57 台、注入阀组 125 套、冷却塔 1 座、储箱 8 套，站内各类汇管、清水管线等更换总长度 4140m。所有废旧设备全部回收至采油一厂资产库。

④建筑垃圾

排污池池边塌陷维修、泵房地面裂缝维修等过程中将产生废砣块、废砖块等建筑垃圾，产生量约为 20m³，八一干线路维修改造产生的建筑垃圾量为 100m³，建筑垃圾由施工单位拉运至城市管理部门指定堆放点。

⑤含油污泥

中 306-2 深度污水站回收水池清淤 288m³，外输水罐清淤 80m³，主要为含油污泥，根据《国家危险废物名录》，落地油属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 071-001-08，集中收集拉运至南一区含油污泥处理站处理。

⑥生活垃圾

地面建设期间施工人员会产生生活垃圾，类比同类工程，每人每天产生生活垃圾 0.5kg/d 计，地面建设期间生活垃圾产生量为 3t。由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理。

表 3.4-19 本工程固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	废物类型	处置去向
1	废射孔液	25296m ³	一般废物	由施工单位罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理
2	施工废料	0.18t	一般废物	统一回收后送至第一采油厂工业固废填埋场
3	废抽油机及井场变压器	193 台套	一般废物	全部回收至采油一厂资产库
4	废各类机泵阀门等	634 台套	一般废物	
5	废旧管线	4140m	一般废物	
6	建筑垃圾	120m ³	一般废物	由施工单位拉运至城市管理部门指定堆放点
7	含油污泥	368m ³	危险废物	拉运至南一区含油污泥处理站处理
8	生活垃圾	3t	/	由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理

3.4.3.2 运营期污染源源强核算

(1) 废气

① 烃类气体

由于本工程油气集输全部采用密闭集油工艺流程，烃类气体的排放主要是管线及依托场站的油气挥发所致，主要排放地点为采油井场、转油站及脱水站等场站。

建设项目共部署 527 口油水井，建成后总计产能为 12.6×10⁴t/a。本项目无组织非甲

烷总烃主要是井场、管道的小部分挥发产生，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，建设项目运营期非甲烷总烃无组织排放量为 178.6t/a，

②加热炉烟气

项目运行期产生的废气主要为依托站场加热炉产生的燃烧烟气，站场加热炉均以天然气为燃料，本次项目共依托 5 座转油（放水）站（聚中十六转油放水站、新中 302 转油站、新中 309 转油站、新中 305 转油站、聚中 313 转油放水站）。通过大庆中环评价检测有限公司于 2021 年 4 月 20 日至 21 日对依托的转油站加热炉监测数据可知，聚中十六转油放水站加热炉排放的烟气中 SO₂ 最大浓度为 27mg/m³，NO_x 最大浓度为 84mg/m³、颗粒物最大浓度为 11.9mg/m³；新中 302 转油站加热炉排放的烟气中 SO₂ 最大浓度为 25mg/m³，NO_x 最大浓度为 79mg/m³、颗粒物最大浓度为 9.4mg/m³；新中 305 转油站加热炉排放的烟气中 SO₂ 最大浓度为 22mg/m³，NO_x 最大浓度为 89mg/m³、颗粒物最大浓度为 11.2mg/m³；聚中 313 转油放水站加热炉排放的烟气中 SO₂ 最大浓度为 18mg/m³，NO_x 最大浓度为 88mg/m³、颗粒物最大浓度为 10.3mg/m³，均能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在用锅炉（燃气锅炉）的标准要求。

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）》中常压工业锅炉的废气产排污系数（13.6 万立方米/万立方米-原料）。依托站场大气污染物排放情况见下表，新中 309 转油站烟气污染物浓度参照距聚中十六转油放水站。

表 3.4-20 加热炉烟气排放情况一览表（新增负荷）

名称	烟囱高度 (m)	燃气量 (万 m ³ /a)	烟气量 (万 m ³ /a)	污染物排放情况 (t/a)		
				颗粒物	SO ₂	NO _x
聚中十六转油放水站	20	25.5	346.8	0.041	0.094	0.29
新中 302 转油站	10	18.5	251.6	0.024	0.063	0.20
新中 309 转油站	15	0.79	10.74	0.001	0.003	0.01
新中 305 转油站	20	0.79	10.74	0.001	0.002	0.01
聚中 313 转油放水站	10	0.63	8.57	0.001	0.002	0.008
合计	/	46.21	628.45	0.068	0.164	0.518

本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 3.4-21。

表 3.4-21 废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施		污染物排放				排放时间 h
				核算方法	废气产生量万	产生浓度 mg/m ³	产生量 t/a	工艺	效率 %	核算方	废气排	排放浓度 mg/	

					m ³ /a					法	放量 万 m ³ /a	m ³		
原油集输	油田区域	井场、集油间、转油站、集输系统等	非甲烷总烃	产污系数法	/	/	178.6	/	0	排污系数法	/	/	178.6	8760
原油脱水	聚中十六转油放水站	现有加热装置6台	颗粒物	实测法、产污系数法	346.8	11.9	0.041	/	0	排污系数法	346.8	11.9	0.041	8760
			SO ₂			27	0.094	/	0			27	0.094	
			NO _x			84	0.27	/	0			84	0.27	
	新中302转油站	现有加热装置6台	颗粒物	实测法、产污系数法	251.6	9.4	0.024	/	0	排污系数法	251.6	9.4	0.024	8760
			SO ₂			25	0.063	/	0			25	0.063	
			NO _x			79	0.20	/	0			79	0.20	
	新中309转油站	现有加热装置4台	颗粒物	实测法、产污系数法	10.74	11.9	0.001	/	0	排污系数法	10.74	11.9	0.001	8760
			SO ₂			27	0.003	/	0			27	0.003	
			NO _x			84	0.01	/	0			84	0.01	
	新中305转油站	现有加热装置3台	颗粒物	实测法、产污系数法	10.74	11.2	0.001	/	0	排污系数法	10.74	11.2	0.001	8760
			SO ₂			22	0.002	/	0			22	0.002	
			NO _x			89	0.01	/	0			89	0.01	
	聚中313转油放水站	现有加热装置3台	颗粒物	实测法、产污系数法	8.57	10.3	0.001	/	0	排污系数法	8.57	10.3	0.001	8760
			SO ₂			18	0.002	/	0			18	0.002	
			NO _x			88	0.01	/	0			88	0.01	

(2) 废水

运营期产生的废水主要为油水井修井废水、洗井废水及油井采出液分离出的含油污水。

① 油水井修井废水、洗井废水

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

油井作业周期约为 1 次/ 1.5 年，结合建设单位多年运营作业结果可知，油井修井废水产生量 60m³/井·次，即油井 3 年内作业 2 次，290 口油井共产生油井修井废水量约 11600m³/a；注入井作业周期约为 1 次/2 年，结合建设单位多年运营作业结果可知，注入井作业废水产生量 60m³/井·次，则本项目 237 口注入井共产生水井作业污水 7110m³/a。本项目油水井作业废水共产生 18710m³/a，其主要污染物为石油类、悬浮物。作业时需

铺设防渗布，产生的废水通过罐车拉运到含油污水处理站进行处理，不外排。

另外本项目注入井井需进行洗井作业，注入井洗井周期为 1 年，洗井废水产生量 120m³/井·次，约 28440m³/a，不外排。此部分废水通过罐车拉运至中十六联合油污水处理站，处理达标后回注油层，不外排。

②油田采出水

依托中十六联脱水站气液分离过程产生的含油污水，泵送至聚中 312 三元污水处理站，出水满足“20、20”水质指标后回注油层，不外排。

根据项目开发方案，以本次产能注聚周期内最大采出液年份计算，则本项目油田采出水为 422.3×10⁴t/a。

表 3.4-22 废水污染源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施	污染物排放				排放时间 (h)	
				核算方法	废水产生量 (t/a)	产生浓度 (mg/L)		产生量 (t/a)	核算方法	排放废水量	排放浓度		排放量
原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	物料核算	4223000	/	/	泵送至聚中 312 三元污水处理站进行处理	/	/	/	/	/
井下作业	油水井	修井废水	石油类	类比法	18710	/	/	拉运至中十六联合油污水处理站进行处理	/	/	/	/	/
井下作业	水井	洗井废水	石油类	类比法	28440	/	/	拉运至中十六联合油污水处理站进行处理	/	/	/	/	/

(3) 噪声

建设项目运营期噪声源主要是抽油机机械噪声、依托场站设备运行过程中产生的噪声，主要噪声污染源强核算结果及相关参数一览表见表 3.4-23。

表 3.4-23 噪声污染源强核算结果及相关参数一览表 单位：dB(A)

工序 / 生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源		降噪措施		噪声排放值		持续时间 (h)
				核算方法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB (A)	

井场	抽油机	抽油机	连续	类比法	65-75	低噪声设备、基础减振	-15	类比法	<65	24
配制站	分散装置	机泵	连续	类比法	80-85	低噪声设备、基础减振、厂房隔声	-25	类比法	<60	24
转油站	泵房	机泵	连续	类比法	80-85	低噪声设备、基础减振、泵房隔声	-25	类比法	<60	24
注入站	泵房	注入泵	连续	类比法	85-90	低噪声设备、基础减振、泵房隔声	-25	类比法	<60	24

(4) 固体废物

项目运营期产生的固体废物主要有含油污泥、落地油、含油废防渗布。

①含油污泥

本项目运营期主要含油污泥产生环节包括转油站及脱水站清淤以及其余管道设备污泥的清理，油田区块一般生产万吨原油排泥砂（固相）约 0.2-0.4t（本工程以 0.3t 计）。本工程建成后年产原油 12.6×10^4 t，则本工程年产油泥（砂）3.78t，统一收集送南一区含油污泥处理站处理，处理后的泥饼满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）后用于铺垫井场及通井路。

②落地油

考虑意外情况，一般每口井作业期间产生的落地油可按 50kg/井·次，作业频率一般 1.5 年，落地油共产生 9.7t/a，落地油全部回收处理，回收处理率为 100%。根据《国家危险废物名录》，落地油属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 071-001-08，统一收集后送至南一区含油污泥处理站处理，处理后的泥饼满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）后用于铺垫井场及通井路。

③含油废防渗布

井场作业过程中铺设防渗布，工程作业期间产生的落地油滴落到防渗布上，会产生含油废防渗布，一般每口井作业期间产生含油废防渗布可按 25kg/井·次，作业频率一般 1.5 年，含油废防渗布共产生 8.8t/a。根据《国家危险废物名录》，含油防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08。由建设单位收集后委托有资质单位处置。

表 3.4-24 固体废物排放情况

工程	装置	固体废物名称	固废属性	危废编码	产生情况		处置措施	最终去向
					核算方法	产生量	处置量	
油井作业	油井井场	落地油	危险废物 HW08 废矿物油与含	071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚	产污系数法	9.7t/a	9.7t/a	送南一区含油污泥处理站处理
井场作	井场、油气处	含油污泥				3.78t/a	3.78t/a	

业、场站清淤	理设备		矿物油废物					
井场	油井作业	含油防渗布	HW49 其他废物	900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及含矿物油废物	产污系数法	8.8t/a	8.8t/a	委托资质单位拉运处理

3.4.3.3 危险废物分析

表3.4-25 运行期危险废物产生情况汇总表

名称	落地油	含油污泥	废防渗布
类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物
代码	071-001-08	071-001-08	071-249-08
产生量	9.7t/a	3.78t/a	8.8t/a
产生工序	油井修井作业	井场作业、场站清淤	油井修井作业
主要成分	油泥砂	油泥砂	油、塑料
有害成分	石油类	石油类	石油类
产废周期	油井作业 1 次/1.5 年，场站分离器清淤每年一次	万吨原油排泥砂 0.3t	油井作业 1 次/1 年
危险特性	T.1	T.1	T.1
污染防治措施	送南一区含油污泥处理站处理	送南一区含油污泥处理站处理	送至有资质单位进行处置

3.4.4 污染物“三本帐”汇总

由于本项目施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，因此本次评价只对该项目运行期污染物排放情况进行核定。污染物排放量汇总见表3.4-26。

表3.4-26 项目污染物排放情况一览表

污染物名称	单位	依托工程排放量	本工程排放量	总排放量	排放增减量
烟气量	10 ⁴ m ³ /a	27766	628.45	28394.45	+628.45
SO ₂	t/a	5.96	0.164	6.124	+0.164
NO _x	t/a	22.74	0.518	23.258	+0.518
烟尘	t/a	2.93	0.068	2.998	+0.068
非甲烷总烃	t/a	637.4	178.6	816	+178.6

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区中三路南侧、西一路西侧、西丹路北侧区域，位于北纬46°36'30"~46°38'30"，东经124°55'0"~124°58'0"，本项目地理位置见附图1。

4.1.2 地形地貌

开发区域位于松花江、嫩江一级阶地上，境内无山岭，地势由北向南渐低。地貌表现为波状起伏的低平原，稍高处为平缓漫岗，地形起伏较大，地面海拔高度在133m~145m，属冲积性平原地貌，工程所在区域主要为盐碱地和耕地。

4.1.3 气象气候

大庆市气象局近 20 年气象观测资料显示，该地区属北温带大陆性季风气候，四季分明，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响较大，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而温湿多雨，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短，冻土深达 2-2.2m。

气候：属北温带亚欧大陆东缘大陆性季风气候，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响，冬长（11月~2月）寒冷干燥，夏短（6月~8月）温热多雨，春（3月~5月）秋（9月~10月）季风交替，气温变化急剧，多风沙。

气温：夏季雨热同期，冬季寒冷漫长，历年平均气温 3.6℃，历年最高气温 38.9℃，历年最低气温-36.2℃，一月份平均气温-19.1℃，七月份平均气温 22.9℃。

风速：平均风速 3.8m/s，年最大风速为 22.7m/s，SW。

降水量：年平均 445mm，年最大降水量 651.2mm。年平均水气压：8.2hpa。

降雪量：平均积雪 158d，最大积雪深度 220.0mm。

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

4.1.4 水文地质

4.1.4.1 地质概况

根据水文地质钻探资料和石油地质资料，区域浅部地层从新到老依次为第四系（Q）、白垩系下统嫩江组（K_{1n}）。本区缺失第三系泰康组、大安组、依安组、白垩系上统明水组二段、一段、四方台组、白垩系下统嫩江组五段。

区域水文地质图见附图8、区域水文地质剖面图见附图9、评价区综合地质柱状图见

附图10。

(1) 第四系 (Q)

第四系地层在区内广泛分布。第四系自上而下可划分为全更新统白土山组 (Q₁)，上更新统荒山组 (Q₂)，中更新统林甸组 (Q₃) 地层。

评价区第四系沉积厚度一般为 50.0~55.0m。具有由东南向西北方向逐渐增厚的总体规律。

① 白土山组 (Q₁)

白土山组顶部为锈黄色粘土质砂砾石夹有白色高岭土透镜体，中、下部为灰白色砂砾石组成的河床相沉积层。白土山组厚度在区内变化的总体趋势是：从东南向西北逐渐增厚，一般在 3.0~12.5m 之间，评价区域在 5.0~7.5m 之间。

② 荒山组 (Q₂)

荒山组在区域内广泛分布，主要为河湖相沉积物，沉积厚度 20~50m，评价区沉积厚度在 30~40m。岩性为灰黑色粘土夹灰色细砂层。

③ 林甸组 (Q₃)

林甸组区内分布广泛，沉积厚度 5~30m，评价区沉积厚度在 8~15m，主要为冲湖相沉积的灰黄色细粉砂层、黄土状亚粘土层。

(2) 白垩系下白垩统嫩江组 (K_{1n})

白垩系下白垩统嫩江组嫩四段(K_{1n4})：中上部以紫红、灰绿色泥岩、粉砂质泥岩为主，夹中厚层绿灰泥质粉砂岩、粉砂岩；下部为紫红、灰绿、灰色泥岩、粉砂质泥岩，灰绿、灰色泥质粉砂岩及粉砂岩呈不等厚互层。嫩三段(K_{1n3})：由绿灰、深灰色泥岩、粉砂质泥岩、灰色泥质粉砂岩、灰、灰白色粉砂岩、细砂岩组成组成三个明显的反旋回。嫩二段(K_{1n2})：顶部为深灰色泥岩、灰色泥质粉砂岩、粉砂岩呈不等厚互层；以下为黑灰、灰黑、黑色泥岩段；底部为黑褐色油页岩。嫩一段(K_{1n1})：以黑色泥岩为主，夹薄层黑灰色粉砂质泥岩及黑褐色劣质油页岩。

白垩统嫩江组嫩一段与下伏姚家组呈整合接触。

4.1.4.2 项目区水文地质条件

(1) 水文地质条件

评价区含水层有第四系松散孔隙潜水、第四系白土山组砂砾石承压水含水层及白垩系明水组砂岩承压含水层。

1) 第四系松散孔隙潜水

该层广泛分布，含水层主要由级配不良的细沙组成，厚度2.2-3.5m，水位埋深2.0-

3.5m，该含水层成井单井涌水量较小，一般 100-200m³/d。

2) 第四系白土山组砂砾石承压水含水层

该含水层顶板埋深 46-50m，厚度在东部 6.0-7.0m，单井涌水量800-1200m³/d，水质一般为重碳酸钠型水。

3) 白垩系明水组砂岩承压含水层

明水组二段：岩性主要是含中粗砂岩组成，含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数较多，一般由 4-6 个层组成，单层厚度 3.5-5.5m，含水层顶板埋深120-220m，单井涌水量 1000-2000m³/d。

4.1.4.3 地下水的补给、径流和排泄条件

地下水系统及其周围环境决定了地下水补给、径流、排泄特征，而其补给、径流和排泄构成了含水层地下水系统形成条件。

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。新近系泰康组含水层地下水补给主要为地下水径流补给、第四系垂向渗透补给以及各含水层之间的越流补给。

2) 地下水径流

从潜水地下水等水位线图可看出，潜水总径流方向为由北向南。从新近系泰康组承压含水层等水位线图可看出，总体径流方向为由东北向西南。

3) 地下水的排泄

根据调查区的地质及水文地质条件和地下水开采情况分析，地下水的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。

4.1.5 土壤类型与植被分布

根据现场踏勘及资料显示，工程所在区域内主要土壤类型为风沙土、草甸土。

(1) 草甸土

草甸土是温带低洼地区受地下水浸润作用，在腐殖质积累和潜育化过程下形成的具有腐殖质表层和潜育层的半水成土壤。主要分布在东北平原、内蒙古和西北地区的河谷平原或湖盆地区，其自然植被为湿生型与中生型草甸植被。

草甸土类是区域内比较肥沃的土壤，包含三个亚类：石灰性草甸土，盐化草甸土，碱化草甸土。

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

(2) 风沙土

风沙土是干旱与半干旱地区，沙化-风蚀-流沙过程形成的幼年土。主要分布在我国华北、东北、西北地区，以及黄河海河平原的古河道和滨海海滩区。风沙土颗粒组成均一，但质地粗，渗水快，漏肥漏水，养分水平低；颗粒团聚差，易被风吹蚀，流动。风沙土是不宜开垦农用，而应该封育植被，逐步提高植被覆盖率。当植被覆盖后，风沙土会逐渐由流动风沙土发育到半固定风沙土，再逐渐发育到固定风沙土阶段。风沙土因为日夜温差大，利于糖分积累，瓜果是适宜的农作物，花生也是适宜的作物。

(3) 植被分布

区域内主要是城乡结合区域，植被稀疏，呈镶嵌分布，粮食单产较低。植物资源以草本植物为主体，草原天然植被属于“蒙古植物区系”。在植物方面，目前主要为天然牧草，低洼地范围内生长有芦苇、三菱草、蒲草等植被；在地势较高处草原植被较为繁茂繁杂，羊草、萎菱菜和针茅为优势种，伴生种有蒿属等植物，同时还分布有碱草、碱蒿等耐盐碱植物。区域内农作物主要为玉米、花生其它蔬菜等。

4.1.6 野生动物分布

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

项目所在地区内无文物古迹、风景名胜区、自然保护区和珍稀濒危野生动植物分布。

4.2 环境保护目标调查

本项目位于大庆市萨尔图区中三路南侧、西一路西侧、西丹路北侧区域，根据现场勘查，项目区域内无国家、省、市级自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区。无风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等重要生态敏感区，本项目部分油水井位于果午泡湿地范围内，湿地保护级别为一般，湿地类型为永久性咸水湖；综上所述，拟建项目主要环境保护目标分布情况见表4.2-1。

表4.2-1 大气环境目标调查明细表

环境要素	名称	地理位置/四至范围	服务功能	保护对象	保护要求
空气	奔二小区	西 72-斜 21 西 20m	居民约 500 户，1500 人	居民区空气质量	《环境空气质量标准》、 (GB3095-2012) 中二级标准
	奔三小区	西 5-P12 东 22m	居民约 250 户，750 人		
	五十八中学	西丁 7-P011 西 15m	约 1500 人		
	宜和园小区	西 206-斜 P010 北 30m	居民约 400 户，1200 人		

	西宾小区	西 5-P12 西 330m	居民约 550 户, 1650 人		
	龙北居住区	西丁 4-P11 西 1170m	居民约 2000 户, 6000 人		
	龙南居住区	西 5-P12 西 950m	居民约 1000 户, 3000 人		
	世纪家园	西丁 6-斜 P014 西 1070m	居民约 600 户, 1800 人		
	汇景花园	西 5-P12 西 1620m	居民约 2000 户, 6000 人		
	龙南医院	西 71-斜 P013 西 1770m	约 1000 人		
	大庆一中	西 9-P15 西 1060m	约 2000 人		
	希望小区	西 9-P15 西 1500m	居民约 800 户, 2400 人		
	悦园小区	西 9-P15 西 1200m	居民约 1800 户, 5400 人		
	明园小区	西 71-斜 P013 西 1200m	居民约 800 户, 2400 人		
	怡园小区	西 71-斜 P013 西 2180m	居民约 1200 户, 3600 人		
	乐园小区	西 9-P15 西 1850m	居民约 2500 户, 7500 人		
	憩园小区	西 71-斜 P013 西 1670m	居民约 800 户, 2400 人		
	奥林小区	西 9-P15 南 695m	居民约 3000 户, 9000 人		
	燕都小区	西 9-P15 南 1500m	居民约 3000 户, 9000 人		
	银亿小区	西 9-P15 西南 2050m	居民约 5000 户, 15000 人		
	丽水华城	西 9-P15 西南 1650m	居民约 4000 户, 12000 人		
	未来城	西 9-P15 西 1130m	居民约 800 户, 2400 人		
	油公司办公楼	西 9-P15 西 490m	约 1500 人		
	登封家园	西丁 4-斜 E30 北 160m	居民约 3500 户, 10500 人		
	铁人小区	西 7-斜 E46 东南 90m	居民约 1500 户, 4500 人		
地下水	散户王家水井	西 3-E24 东北 650m	1 口, 灌溉水井, 井深 15m, 潜水, 非饮用水井	/	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III 类
	散户张家水井	西丁 7-P1 东北 1200m	1 口, 灌溉水井, 井深 18m, 潜水, 非饮用水井		
	加油站水井	西 8-斜 E48 东 950m	1 口, 井深 22m, 潜水, 非饮用水井, 用于清洁卫生		
	散户白家水井	西 3-E24 西北 580m	1 口, 井深 75m, 承压水, 用于灌溉和喂养牲畜, 不饮用		
	散户韩家水井	西 8-斜 E44 南 125m	1 口, 灌溉水井, 井深 15m, 潜水, 非饮用水井		
	散户韩家	中 7-E47 南 2200m	1 口, 灌溉水井, 井深 80m, 承压水, 用于灌溉		

	水井		和喂养牲畜，不饮用		
	散户张家水井	西 5-E30 东 60m	1 口，灌溉水井，井深 17m，潜水，非饮用水井		
地表水	果午泡	区内	自然泡沼	自然水体	保护水环境质量现状
	奔腾泡	西 9-斜 E35 南 530m	自然泡沼		
土壤、生态	植被、土壤、一般湿地	新增永久占地、井场周边 1km 以及管道、道路中心线两侧各 200m 范围内农用地、居住用地和学校	荒地	土壤质量	永久占地土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》中第二类工业用地风险筛选值，永久占地以外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 环境空气质量现状调查与评价

本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，根据大庆市生态环境局发布的《2019年大庆市环境质量状况公报》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4.3-1。

表4.3-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	9	60	15.00	达标
NO ₂	年平均质量浓度	20	40	50.00	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	48	70	68.86	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	29	35	82.29	达标
CO	24小时平均第95百分位数	900	4000	22.50	达标
O ₃	8小时平均值第90百分位数	118	160	73.75	达标

根据表 4.3-1 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。

4.3.1.1 环境空气质量现状补充监测

(1) 监测点位

考虑地形、地貌、地面风场特征、项目地理位置和环境功能区的要求，根据项目情况和周围敏感点分布情况，本次评价在工程区域及下风向布设 4 个环境空气质量现状监测点。项目区域冬季盛行西北风，因此本次监测委托大庆中环评价检测有限公司于 2021 年 4 月 17 日~23 日对项目拟建井场及周边村屯进行环境空气质量现状监测，监测点位详见表 4.3-2、监测点位见附图 7。

表 4.3-2 环境空气质量现状监测点位

序号	监测点	坐标		监测指标	监测频次	相对方位	相对距离/m
		东经	北纬				
A1	西 24-斜 E25	124.93338	46.63278	非甲烷总烃	连续监测七天，每天 02、08、14、20 时的小时浓度值及日均值	拟建井场	/
A2	奔二小区	124.91878	46.62080			西 72-斜 21 西	20m
A3	铁人小区	124.96470	46.60902			西 7-斜 E46 东南	90m
A4	空地 1	124.95526	46.59828			西 8-斜 E46 南	1000m

(2) 监测项目

根据当地的环境空气质量特征，结合本工程大气污染物排放特点，确定环境空气质量监测因子：非甲烷总烃。

(3) 监测单位、监测时间及监测频次

监测单位：大庆市中环评价检测有限公司；

监测时间：2021 年 4 月 17 日~23 日；

监测频次：连续监测 7 天，每天 02、08、14、20 时 4 个小时质量浓度值。

(4) 评价方法

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

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

式中： I_i —第 i 种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i —第 i 种污染物平均浓度， mg/m^3 ；

C_{oi} —第 i 种污染物环境质量标准， mg/m^3 。

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

(5) 评价标准

非甲烷总烃浓度限值执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准。

(6) 监测结果

环境空气质量的监测统计结果列于下表。

表 4.3-3 污染物现状监测结果表

监测点位	监测点位坐标		污染物	平均时间	评价标准 (mg/m ³)	浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率/%	超标率%	达标情况
	东经	北纬							
西 24-斜 E25	124.93338	46.63278	非甲烷总烃	1h	2	0.36~0.62	31.0	0	达标
奔二小区	124.91878	46.62080	非甲烷总烃	1h	2	0.39~0.61	30.5	0	达标
铁人小区	124.96470	46.60902	非甲烷总烃	1h	2	0.34~0.57	28.5	0	达标
空地 1	124.95526	46.59828	非甲烷总烃	1h	2	0.35~0.54	27.0	0	达标

评价区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³标准要求。说明评价区域内大气环境质量较好，未受油田开发影响。

4.3.2 地下水环境现状调查与评价

4.3.2.1 地下水水位监测

根据导则要求，本次评价需在调查区域进行了一期地下水水位监测，本项目引用《萨中开发区东部过渡带加密及外扩产能建设工程钻井工程环境影响报告表》中水位监测数据，共布设了 15 个水位监测点，其中潜水井监测点 10 个，承压水井监测点 5 个。

(1) 潜水井水位监测

本项目共布设 10 个潜水井水位监测点，监测布设及水位统计情况见下表 4.3-4，区域潜水等水位线图见附图 11。

表 4.3-4 地下水水位现状监测统计结果表

序号	点位	村屯	井深 (m)	功能	类型	水位标高 (m)
1	Q1	勤奋二村	14	灌溉	潜水	145.4
2	Q2	东风村	22	灌溉	潜水	147.4
3	Q3	小东屯	21	灌溉	潜水	147.6
4	Q4	散户王家水井	8	灌溉	潜水	148.0
5	Q5	散户陈家水井	10	灌溉	潜水	148.1
6	Q6	三胜村	12	灌溉	潜水	148.3
7	Q7	散户方家水井	20	灌溉	潜水	148.6
8	Q8	火炬一村	13	灌溉	潜水	148.8
9	Q9	胜利村	10	灌溉	潜水	149.1
10	Q10	刘家养牛场	7	灌溉	潜水	149.7

(2) 承压水井水位监测

本项目共布设 5 个承压水井水位监测点，监测布设及水位统计情况见下表，承压水等水位线图见附图11。

表 4.3-5 地下水水位现状监测统计结果表

序号	点位	村屯	井深 (m)	功能	类型	水位标高 (m)
1	C1	赵家屯	55	灌溉	承压水	133.2
2	C2	杨和屯	47	灌溉	承压水	137.7
3	C3	小东屯	58	灌溉	承压水	138.6
4	C4	三胜村	50	灌溉	承压水	139.3
5	C5	星火村砌块厂水井	35	砌块喷淋用水	承压水	141.1

4.3.2.2 地下水水质监测

(1) 监测布点

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，区域潜水埋深变化较小，评价区域地下水潜水径流方向为东北向西南、承压水径流方向为东北向西南。

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，根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016），按照二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于5个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层2-4个，且建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于1个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于2个的布点原则。

本次委托大庆中环评价检测有限公司对评价区进行了监测。在区域布设7个地下水现状监测点，在地下水流向的上方布设了2个监测点，在地下水流向侧方向布设了2个监测点，在地下水流向的下方布设了3个监测点。具体监测点位置见附图7及表4.3-6。

表4.3-6 地下水现状监测点位

序号	点位	位置	井深	层位	位置
U1	散户王家水井	46.64063, 124.93896	15m	潜水	西 3-E24 东北 650m
U2	散户张家水井	46.62090, 124.96847	18m	潜水	西丁 7-P1 东北 1200m
U3	加油站水井	46.60504, 124.97205	22m	潜水	西 8-斜 E48 东 950m
U4	散户白家水井	46.64094, 124.92822	75m	承压水	西 3-E24 西北 580m
U5	散户韩家水井	46.60767, 124.95284	15m	潜水	西 8-斜 E44 南 125m
U6	散户韩家水井	46.58759, 124.95056	80m	承压水	中 7-E47 南 2200m
U7	散户张家水井	46.62453, 124.93865	17m	潜水	西 5-E30 东 60m

(2) 监测因子

选取与地下水环境因子相关水质指标， K^+ 、 Na^+ 、 Cl^- 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、总硬度、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（六价）、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、挥发酚性类、石油类、菌落总数、总大肠菌群，共计 28 项。

(3) 监测时间和频率

2021 年 4 月 18 日监测，采样 1 次。

(4) 监测结果

监测结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水监测结果 单位：mg/L，pH 无量纲

监测项目	散户 1 (王家、潜水)	散户 2 (张家、潜水)	加油站水井 (潜水)	散户 4 (白家、承压水)	标准限值
K^+	2.97	2.45	1.99	1.28	-
Na^+	32.2	53.7	49.8	42.5	≤ 200
Ca^{2+}	40.8	44.7	41.5	53.6	-
Mg^{2+}	11.9	26.2	29.2	7.2	-
HCO_3^-	215	285	264	196	-
CO_3^{2-}	0	0	0	0	-
Cl^-	29.3	49.8	51.3	36.4	-
SO_4^{2-}	22.1	33.4	42.7	28.3	-
pH	7.59	7.62	7.59	7.21	6.5~8.5
总硬度	152	221	225	147	≤ 450
溶解性总固体	430	606	593	427	≤ 1000
耗氧量	2.3	2.0	2.3	1.7	≤ 3.0
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤ 0.002
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤ 0.05
氟化物	0.536	0.721	0.595	0.484	≤ 1.0
硝酸盐	3.74	3.15	2.75	1.71	≤ 20
亚硝酸盐	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤ 0.1
氨氮	0.301	0.285	0.324	0.185	≤ 0.5
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤ 0.05
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤ 0.05
铅	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤ 0.05
铁	0.27	0.27	0.29	0.25	≤ 0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤ 0.001
锰	0.09	0.08	0.11	0.05	≤ 0.1
镉	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	≤ 0.01

石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数	12	10	13	7	≤100

续表4.3-7 地下水监测结果 单位: mg/L, pH 无量纲

监测项目	散户 5 (韩家、潜水)	散户 6 (韩家、承压水)	散户 7 (张家、潜水)	标准限值
K ⁺	3.04	1.26	2.61	-
Na ⁺	64.1	43.1	54.2	≤200
Ca ²⁺	49.8	52.5	77.6	-
Mg ²⁺	23.7	7.8	13.1	-
HCO ₃ ⁻	286	198	267	-
CO ₃ ²⁻	0	0	0	-
Cl ⁻	59.7	37.1	51.3	-
SO ₄ ²⁻	48.7	29.2	43.8	-
pH	7.79	7.48	7.44	6.5~8.5
总硬度	223	143	215	≤450
溶解性总固体	647	427	597	≤1000
耗氧量	2.2	1.8	2.1	≤3.0
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物	0.599	0.491	0.645	≤1.0
硝酸盐	3.04	1.74	3.76	≤20
亚硝酸盐	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.1
氨氮	0.298	0.188	0.303	≤0.5
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.05
铅	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤0.05
铁	0.28	0.26	0.29	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.11	0.05	0.07	≤0.1
镉	0.0005L	0.0005L	0.0005L	≤0.01
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数	12	8	10	≤100

(5) 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4.3-8。

表4.3-8 舒卡列夫分类表

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

按矿化度又分为 4 组：A 组矿化度<1.5g/L，B 组 1.5-10g/L，C 组 10-40g/L，D 组>40g/L。命名时在数字与字母间加连接号，如 1-A 型：指的是 M<1.5g/L，阴离子只有 HCO₃> 25%Meq，阳离子有 Ca 大于 25%Meq。

根据本工程地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中SO₄²⁻、Cl⁻、HCO₃⁻、CO₃²⁻、Ca²⁺、Mg²⁺、Na⁺、K⁺浓度均值，进而计算各离子Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，具体见下表4.3-9和表4.3-10。

表4.3-9 承压水水化学类型分类表

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 (g/L)
散户 4 水井 (白家、承压水)	K ⁺	0.033	0.636	5.161	3.18	0.37
	Na ⁺	1.848	35.806			
	Ca ²⁺	2.680	51.931			
	Mg ²⁺	0.600	11.626			
	HCO ₃ ⁻	-3.213	66.350	-4.843		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.040	21.476			
	SO ₄ ²⁻	-0.590	12.175			
散户 6 水井 (韩家、承压水)	K ⁺	0.032	0.624	5.181	2.64	0.37
	Na ⁺	1.874	36.167			
	Ca ²⁺	2.625	50.664			
	Mg ²⁺	0.650	12.545			
	HCO ₃ ⁻	-3.246	66.051	-4.914		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.060	21.570			
	SO ₄ ²⁻	-0.608	12.379			

表4.3-10 潜水水化学类型分类表

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 (g/L)
-------	------	-------------	-------------	-----------------	----------	-----------

散户1水井 (王家、潜水)	K ⁺	0.076	1.689	4.508	3.37	0.35
	Na ⁺	1.400	31.057			
	Ca ²⁺	2.040	45.255			
	Mg ²⁺	0.992	21.999			
	HCO ₃ ⁻	3.525	73.092	4.822		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.837	17.360			
	SO ₄ ²⁻	0.460	9.548			
散户2水井 (张家、潜水)	K ⁺	0.063	0.922	6.816	0.18	0.50
	Na ⁺	2.335	34.255			
	Ca ²⁺	2.235	32.791			
	Mg ²⁺	2.183	32.033			
	HCO ₃ ⁻	4.672	68.801	6.791		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.423	20.953			
	SO ₄ ²⁻	0.696	10.247			
散户3水井 (王家、潜水)	K ⁺	0.051	0.759	6.725	0.31	0.48
	Na ⁺	2.165	32.199			
	Ca ²⁺	2.075	30.857			
	Mg ²⁺	2.433	36.186			
	HCO ₃ ⁻	4.328	64.758	6.683		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.466	21.931			
	SO ₄ ²⁻	0.890	13.311			
散户5水井 (韩家、潜水)	K ⁺	0.078	1.063	7.330	0.54	0.54
	Na ⁺	2.787	38.022			
	Ca ²⁺	2.490	33.970			
	Mg ²⁺	1.975	26.944			
	HCO ₃ ⁻	4.689	63.283	7.409		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.706	23.023			
	SO ₄ ²⁻	1.015	13.694			
散户7水井 (张家、潜水)	K ⁺	0.067	0.905	7.395	4.52	0.51
	Na ⁺	2.357	31.866			
	Ca ²⁺	3.880	52.467			
	Mg ²⁺	1.092	14.762			
	HCO ₃ ⁻	4.377	64.795	6.755		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.466	21.697			
	SO ₄ ²⁻	0.913	13.508			

根据计算结果，监测点位的阴阳离子毫克当量的相对误差均小于 5%，可以认为本次离子监测结果阴阳离子是平衡的。

根据计算结果，监测点位的碳酸氢根离子、钠离子、镁离子、钙离子毫克当量百分比大于25%。监测点总矿化度小于1.5g/L。所以本项目监测的地下水潜水化学类型为： $\text{HCO}_3\text{—Na+Ca+Mg}$ ，5-A型淡水， $\text{HCO}_3\text{—Na+Ca}$ ，4-A型淡水。承压水化学类型为： $\text{HCO}_3\text{—Na+Ca}$ ，4-A型淡水。

4.3.2.3 地下水环境现状评价

(1) 评价因子

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

(2) 评价方法

采用标准指数法。模式如下：

$$P_i = C_i / C_{si}$$

pH 的标准指数为：

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

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

式中： P_i —第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

c_i —第 i 个水质因子的实测浓度值，mg/L；

c_{si} —第 i 个水质因子的实测浓度值，mg/L；

pH_{sd} —pH 值标准规定的下限值；

pH_{su} —pH 值标准规定的上限值。

水质参数的标准指数 > 1 ，表明该水质参数超过了规定的水质标准，已经不能满足使用要求。

(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。

(4) 评价结果

地下水环境现状评价结果见表4.3-11。

表4.3-11 地下水环境现状评价结果表

项目	散户1 (王家、潜水)	散户2 (张家、潜水)	加油站 水井 (潜水)	散户4 (白家、承压水)	散户5 (韩家、潜水)	散户6 (韩家、承压水)	散户7 (张家、潜水)	标准
Na ⁺	0.161	0.269	0.249	0.271	0.321	0.216	0.271	<200
pH	0.393	0.413	0.393	0.293	0.527	0.320	0.293	6.5~8.5
总硬度	0.338	0.491	0.500	0.478	0.496	0.318	0.478	≤450
溶解性总固体	0.430	0.606	0.593	0.597	0.647	0.427	0.597	≤1000
耗氧量	0.767	0.667	0.767	0.700	0.733	0.600	0.700	≤3.0
挥发酚	/	/	/	/	/	/	/	≤0.002
氰化物	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
氟化物	0.536	0.721	0.595	0.645	0.599	0.491	0.645	≤1.0
硝酸盐	0.187	0.158	0.138	0.188	0.152	0.087	0.188	≤20
亚硝酸盐	/	/	/	/	/	/	/	≤0.1
氨氮	0.602	0.570	0.648	0.606	0.596	0.376	0.606	≤0.5
六价铬	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
砷	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
铅	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
铁	0.900	0.900	0.967	0.967	0.933	0.867	0.967	≤0.3
汞	/	/	/	/	/	/	/	≤0.001
锰	0.900	0.800	1.100	0.700	1.100	0.500	0.700	≤0.1
镉	/	/	/	/	/	/	/	≤0.01
石油类	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
总大肠菌群	/	/	/	/	/	/	/	≤3.0
菌落总数	0.120	0.100	0.130	0.100	0.120	0.080	0.100	≤100

从上表我们可以看出，除锰外，其他监测项目均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求。

锰超标：是因为区域地层有较丰富的锰的原因，根据《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省水污染防治工作方案的通知》黑政发[2016]3号2016.1.10)附件3地下水监测水质清单，大庆地区潜水和承压水均存在铁、锰超标的现象，所以推断锰的超标属于地质原因。本工程特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，说明本工程附近地下水未受到油田开发的影响。

4.3.2.4 包气带污染现状调查

(1) 调查点位

在可能造成地下水污染的已建场站和井场开展包气带污染现状调查，调查点位见表4.3-12和附图7。

表4.3-12 包气带调查点位

序号	监测点	采样深度	备注
V1	西 6-斜 E32	0~20cm、20~40cm	124.93742, 46.620218 污染控制点
V2	西 6-斜 E32 南 100m	0~20cm、20~40cm	清洁对照点
V3	聚中十六转油放水站	0~20cm、20~40cm	124.92631, 46.61855 污染控制点
V4	聚中十六转油放水站南 100m	0~20cm、20~40cm	清洁对照点

(2) 调查项目

pH、汞、砷、铅、总铬、石油类、挥发酚。

(3) 调查时间与频次

2021年4月17日进行一次调查。

(4) 监测结果

监测结果见表4.3-13。

表4.3-13 包气带监测结果 单位：mg/L (pH无量纲)

监测时间	2021.4.17			
监测项目	西 6-斜 E32		西 6-斜 E32 南 100m	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.47	8.35	7.96	7.88
铅	5.6	5.3	5.4	5.1
总铬	0.19	0.18	0.15	0.14
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.19	0.16	0.15	0.13
挥发酚	0.0030	0.0025	0.0017	0.0015
监测项目	聚中十六转油放水站		聚中十六转油放水站南 100m	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.28	8.21	7.95	7.83
铅	5.5	5.2	5.4	5.3
总铬	0.18	0.16	0.14	0.13
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L

砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.18	0.17	0.16	0.12
挥发酚	0.0027	0.0024	0.0018	0.0013

从表4.3-13中可以看出，评价区域内污染调查点浓度与清洁对照点相比没有明显变化，说明评价区域内包气带有轻微程度污染。

4.3.3 地表水环境质量现状调查与评价

4.3.3.1 地表水环境质量现状监测

本项目不排放废水，属于水污染影响型三级B评价，可不开展区域污染源调查，为了解区域内地表水现状，2021年4月18~19日对建设项目周边的地表水体果午泡进行了监测。

(1) 监测点位

本次评价共布设2个地表水监测点，分别为果午泡边缘及中间，监测点布设情况见表4.3-14和附图7。

表4.3-14 监测点布设情况

序号	监测点	与本项目位置关系	坐标
W1	果午泡	区内	124.92772, 46.61251

(2) 监测因子

pH、石油类、氨氮、挥发酚、硫化物、COD_{Cr}。

(3) 监测频率

监测一期，一次性监测。

(4) 监测结果

水质监测数据见表4.3-15。

表4.3-15 地表水监测结果

监测时间	2021.04.18	2021.04.19
监测点位	果午泡边缘	
	DB210418H01	DB210419H01
pH	7.96	7.87
COD _{Cr}	74	71
氨氮	0.745	0.739
石油类	0.01L	0.01L
硫化物	0.005L	0.005L

挥发酚	0.0003L	0.0003L
监测点位	果午泡中间	
	DB210418H02	DB210419H02
pH	8.47	8.48
CODCr	68	67
氨氮	0.668	0.664
石油类	0.01L	0.01L
硫化物	0.005L	0.005L
挥发酚	0.0003L	0.0003L

4.3.3.2地表水环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用水质指数法进行水质评价，公式如下：

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

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

$C_{i,j}$ ——评价因子*i*在*j*点的实测统计代表值，mg/L；

$C_{s,i}$ ——评价因子*i*的水质评价标准限值，mg/L。

溶解氧（DO）的标准指数评价公示如下：

$$S_{DO,j} = DO_s / DO_j \quad DO_j \leq DO_f$$

$$S_{DO,j} = |DO_f - DO_j| / (DO_f - DO_s) \quad DO_j > DO_f$$

式中： $S_{DO,j}$ ——溶解氧的标准指数，大于1表明该水质因子超标；

DO_j ——溶解氧在*j*点的实测统计代表值，mg/L；

DO_s ——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

DO_f ——饱和溶解氧浓度，mg/L，对于河流， $DO_f = 468 / (31.6 + T)$ ；对于盐度比较高的湖泊、水库及入海河口、近岸海域， $DO_f = (491 - 2.65S) / (33.5 + T)$ ；

S ——实用盐度符号，量纲为1；

T ——水温，℃。

pH值指数计算公式如下：

当 $pH_j \leq 7.0$ 时

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

当 $pH_j > 7.0$ 时

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

式中：S_{pH,j}——pH值的单项指数；

pH_j——j点pH值监测值；

pH_{su}——水质标准中pH值上限；

pH_{sd}——水质标准中pH值下限。

(2) 执行标准

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号），无关于果午泡功能区划，参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准限值要求。

(3) 评价结果

地表水评价结果详见表4.3-16。

表4.3-16 地表水环境质量评价结果统计一览表

监测时间	2021.04.18	2021.04.19
监测点位	果午泡边缘	
pH	0.48	0.44
COD _{Cr}	1.85	1.78
氨氮	0.37	0.37
石油类	/	/
硫化物	/	/
挥发酚	/	/
监测点位	果午泡中间	
pH	0.735	0.74
COD _{Cr}	1.70	1.68
氨氮	0.33	0.33
石油类	/	/
硫化物	/	/
挥发酚	/	/

由评价结果可知，监测时段果午泡环境质量除COD超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准外，其余监测因子均满足《地表水环境质量标准》

(GB3838-2002)中的V类标准限值要求,根据现场调查可知COD超标的主要原因为周边农业活动造成面源污染并随雨水汇入,加之自身净化能力较弱导致。

4.3.4 声环境质量现状调查与评价

4.3.4.1 现状监测

(1) 监测布点

本次委托大庆中环评价检测有限公司对评价区进行了声环境质量现状监测。监测点布点情况见表4.3-17和附图7。

表4.3-17 声环境质量现状监测点布设

序号	监测点	监测点坐标	备注
N1	西 24-斜 E25	124.93242, 46.63278	拟建井场
N2	铁人小区	124.96470, 46.60902	西 7-斜 E46 东南 90m
N3	奔二小区	124.91878, 46.62080	西 72-斜 21 西 20m
N4	奔三小区	124.91218, 46.63059	西 5-P12 东 22m

(2) 监测时间

监测时间: 2021年4月20日-21日。

(3) 监测结果

声环境质量现状监测结果见表4.3-18。

表4.3-18 声环境质量现状监测结果表 单位: dB (A)

监测点位	2021.4.20		2021.4.21	
	昼间	夜间	昼间	夜间
西 24-斜 E25	44.7	43.2	44.8	43.5
铁人小区	46.4	44.7	46.8	44.9
奔二小区	47.1	44.8	47.2	44.5
奔三新苑小区	46.9	43.9	46.6	43.7
标准	60	50	60	50

4.3.4.2 现状评价及结果

由上表可知,本项目声环境质量噪声均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准,所有监测点昼间、夜间均达标。

4.3.5 土壤环境质量现状调查与评价

4.3.5.1 土壤类型

根据现场踏勘及资料显示,工程所在区域内主要土壤类型为风沙土、草甸土。本项目区域土壤类型见附图13。

(1) 草甸土

草甸土是温带低洼地区受地下水浸润作用，在腐殖质积累和潜育化过程下形成的具有腐殖质表层和潜育层的半水成土壤。主要分布在东北平原、内蒙古和西北地区的河谷平原或湖盆地区，其自然植被为湿生型与中生型草甸植被。

草甸土类是区域内比较肥沃的土壤，包含三个亚类：石灰性草甸土，盐化草甸土，碱化草甸土。

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

(2) 风沙土

风沙土是干旱与半干旱地区，沙化-风蚀-流沙过程形成的幼年土。主要分布在我国华北、东北、西北地区，以及黄河海河平原的古河道和滨海海滩区。风沙土颗粒组成均一，但质地粗，渗水快，漏肥漏水，养分水平低；颗粒团聚差，易被风吹蚀，流动。风沙土是不宜开垦农用，而应该封育植被，逐步提高植被覆盖率。当植被覆盖后，风沙土会逐渐由流动风沙土发育到半固定风沙土，再逐渐发育到固定风沙土阶段。风沙土因为日夜温差大，利于糖分积累，瓜果是适宜的农作物，花生也是适宜的作物。

4.3.5.2 理化性调查

本次土壤理化性调查数据委托大庆中环评价检测有限公司于2021年4月17日对评价区域内土壤理化性质进行监测调查，详见表4.3-19。

表4.3-19 土壤理化性质调查表

时间		2021.4.17		
点号		西6-斜E32		
经纬度		124.93742, 46.620218		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	褐色	褐色	褐色
	结构	块状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	8.28	8.32	8.29
	阳离子交换(cmol+/kg)	14.2	12.4	11.9
	氧化还原电位 (mv)	235	212	198
	饱和导水率(μm/s)	1.212	1.028	0.972
	土壤容重 (g/cm ³)	1.41	1.33	1.29
	孔隙度(%)	46.8	49.8	51.3

时间		2021.4.17		
点号		西丁8-P012		
经纬度		124.92739, 46.61387		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黄色	黄色	黄色
	结构	块状	块状	面状
	质地	砂壤土	砂壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	8.18	8.11	8.24
	阳离子交换(cmol+/kg)	13.2	14.2	12.2
	氧化还原电位 (mv)	202	199	213
	饱和导水率($\mu\text{m/s}$)	1.078	1.052	0.993
	土壤容重 (g/cm^3)	1.45	1.38	1.42
	孔隙度(%)	45.3	47.9	46.4



图4.3-1 西6-斜E32监测点土壤剖面图



图4.3-2 西丁8-P012监测点土壤剖面图

4.3.5.3 土壤采样及监测

(1) 土地利用类型

从现场调查情况看，拟建占地范围内为草地，由于工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少。

(2) 监测布点

本次土壤环境质量监测数据委托大庆中环评价检测有限公司对评价区进行了监测。

通过现场调查，根据土壤类型和项目情况，在区域内共设11个土壤监测点，其中区域内表层样2个，区域外表层样4个。区域内柱状样5个，监测布点见表11-10，本项目土壤监测点位见附图。取样深度：表层样采样深度0-0.2m；柱状样取样深度分别为：0-0.5m、0.5m-1.5m、1.5-3m。监测布点见表4.3-20和附图7。

表4.3-20 土壤监测点位置及土壤现状

序号		位置	经纬度坐标	
占地 范围 内	柱状点	T1	聚中二二元调配站	124.94171, 46.615526
		T2	新中309转油站	124.91172, 46.621088
		T3	聚西一1号配制站	124.91917, 46.60623
		T4	西5-斜E32	124.94064, 46.62390
		T5	西28-斜33	124.93696, 46.61270
	表层点	T6	奔二小区	124.92092, 46.62133
		T7	奔三新苑小区	124.91259, 46.63144
占地 范围 外	表层点	T8	西丁24-E28南200m	124.93430, 46.63482
		T9	新中309转油站南200m	124.91172, 46.62108
		T10	西25-斜E27南200m	124.93431, 46.62794
		T11	中7-斜E36南200m	124.94145, 46.60809

(3) 监测项目

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

农用地：pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃（C₁₀-C₄₀），共10项。

(4) 监测时间及频率

监测频率：2021年4月17日一次性采样

(5) 监测结果

土壤监测结果见表4.3-21。

表4.3-21 建设用地土壤环境监测结果（重金属和无机物） 单位：mg/kg（pH无量

纲)

监测时间	2021.4.17					
监测项目	测点位及监测结果					
	聚中二二元调配站 (T1)			新中309转油站 (T2)		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	8.27	8.20	8.09	8.09	8.19	8.22
镉 (Cd)	0.11	0.10	0.08	0.12	0.13	0.10
汞 (Hg)	0.024	0.027	0.015	0.021	0.018	0.022
砷 (As)	3.80	3.65	3.74	3.64	3.72	3.69
铅 (Pb)	20	21	17	14	18	20
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	15	18	14	16	17	20
镍 (Ni)	21	20	22	22	24	21
含盐量	1300	1150	1090	1290	1220	1110
监测项目	测点位及监测结果					
	聚西一1号配制站 (T3)			西5-斜E32 (T4)		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	8.25	8.30	8.17	8.14	8.18	8.10
镉 (Cd)	0.13	0.11	0.12	0.10	0.09	0.11
汞 (Hg)	0.017	0.019	0.020	0.020	0.017	0.016
砷 (As)	3.77	3.81	3.75	3.67	3.79	3.54
铅 (Pb)	15	17	19	15	19	17
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	14	15	18	18	20	13
镍 (Ni)	19	21	23	21	19	24
含盐量	1210	1230	1170	1290	1200	1130
监测项目	测点位及监测结果					
	西28-斜33 (T5)			奔二小区 (T6)	奔三新苑小区 (T7)	
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-20cm	0-20cm	
pH	8.32	8.21	8.27	8.08	7.95	
镉 (Cd)	0.12	0.10	0.08	0.09	0.08	
汞 (Hg)	0.021	0.019	0.018	0.014	0.017	
砷 (As)	3.74	3.61	3.53	3.55	3.51	
铅 (Pb)	19	17	14	17	14	
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	
铜 (Cu)	20	16	17	12	14	

镍 (Ni)	25	23	22	19	20
含盐量	1300	1240	1150	1250	1130

表4.3-21 建设用地土壤环境监测结果（挥发、半挥发有机物单位：mg/kg（pH无量纲））

监测时间	2021.4.17						
监测项目	测点位及监测结果			监测项目	测点位及监测结果		
	T1~T7				T1~T7		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm		0-50cm	50-150cm	150-300cm
苯	未检出	未检出	未检出	1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	四氯乙烯	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	三氯乙烯	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	硝基苯	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	苯胺	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	2-氯酚	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	肟	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	萘	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出

反-1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出				

续表4.3-21 农用地土壤环境监测结果 单位: mg/kg (pH无量纲)

监测时间	2021.4.17	
监测项目	监测点位及监测结果	
	西丁24-E28南200m (T8)	新中309转油站南200m (T9)
	(0-20cm)	(0-20cm)
pH	7.66	7.54
镉 (Cd)	0.09	0.08
汞 (Hg)	0.015	0.017
砷 (As)	3.72	3.69
铅 (Pb)	14	15
铬 (Cr)	44	47
铜 (Cu)	15	17
镍 (Ni)	21	19
锌(Zn)	46	52
含盐量	1070	1220
监测项目	监测点位及监测结果	
	西 25-斜 E27 南 200m (T10)	中 7-斜 E36 (T11)
	(0-20cm)	(0-20cm)
pH	7.63	7.59
镉 (Cd)	0.09	0.10
汞 (Hg)	0.013	0.015
砷 (As)	3.80	3.74
铅 (Pb)	17	14
铬 (Cr)	43	51
铜 (Cu)	15	13
镍 (Ni)	21	19
锌(Zn)	48	52
含盐量	1130	1090

4.3.5.4 评价标准及方法

(1) 评价标准

本项目所在区域内建设用地T1-T7的土壤采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；农用地T8-T11的土壤采用《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

（2）评价方法

利用单项污染指数法进行评价。评价公式如下：

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

式中： P_i -土壤中*i*种污染物污染指数；

C_i -土壤中*i*种污染物实测值（mg/kg）；

S_i -土壤中*i*种污染物评价标准（mg/kg）。

（3）评价结果

土壤评价结果见表4.3-22。

表4.3-22 建设用地土壤环境现状监测评价结果（重金属和无机物）

监测时间	2021.4.17					
监测项目	测点位及监测结果					
	聚中二二元调配站（T1）			新中309转油站（T2）		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	/	/	/	/	/	/
镉（Cd）	0.002	0.002	0.001	0.002	0.002	0.002
汞（Hg）	0.001	0.001	0.000	0.001	0.000	0.001
砷（As）	0.063	0.061	0.062	0.061	0.062	0.062
铅（Pb）	0.025	0.026	0.021	0.018	0.023	0.025
铬（六价）	/	/	/	/	/	/
铜（Cu）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
镍（Ni）	0.023	0.022	0.024	0.024	0.027	0.023
含盐量	/	/	/	/	/	/
监测项目	测点位及监测结果					
	聚西一1号配制站（T3）			西5-斜E32（T4）		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	/	/	/	/	/	/
镉（Cd）	0.002	0.002	0.002	0.002	0.001	0.002
汞（Hg）	0.000	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000
砷（As）	0.063	0.064	0.063	0.061	0.063	0.059

铅 (Pb)	0.019	0.021	0.024	0.019	0.024	0.021
铬 (六价)	/	/	/	/	/	/
铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
镍 (Ni)	0.021	0.023	0.026	0.023	0.021	0.027
含盐量	/	/	/	/	/	/
监测项目	测点位及监测结果					
	西28-斜33 (T5)			奔二小区 (T6)	奔三新苑小区 (T7)	
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-20cm	0-20cm	
pH	/	/	/	/	/	
镉 (Cd)	0.002	0.002	0.001	0.001	0.001	
汞 (Hg)	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	
砷 (As)	0.062	0.060	0.059	0.059	0.059	
铅 (Pb)	0.024	0.021	0.018	0.021	0.018	
铬 (六价)	/	/	/	/	/	
铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	
镍 (Ni)	0.028	0.026	0.024	0.021	0.022	
含盐量	/	/	/	/	/	

续表4.3.22 土壤环境现状监测评价结果 (挥发、半挥发有机物)

监测时间	2021.4.17						
监测项目	测点位及监测结果			监测项目	测点位及监测结果		
	T1~T7				T1~T7		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm		0-50cm	50-150cm	150-300cm
苯	未检出	未检出	未检出	1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	四氯乙烯	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	三氯乙烯	未检出	未检出	未检出

邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	硝基苯	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	苯胺	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	2-氯酚	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	蒾	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	萘	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出				

续表4.3-22 农用地土壤环境现状监测评价结果

监测时间	2021.4.17	
监测项目	监测点位及监测结果	
	西丁24-E28南200m (T8)	新中309转油站南200m (T9)
	(0-20cm)	(0-20cm)
pH	/	/
镉 (Cd)	0.150	0.133
汞 (Hg)	0.004	0.005
砷 (As)	0.149	0.148
铅 (Pb)	0.082	0.088
铬 (Cr)	0.176	0.188
铜 (Cu)	0.150	0.170

镍 (Ni)	0.111	0.100
锌(Zn)	0.153	0.173
含盐量	/	/
监测项目	监测点位及监测结果	
	西 25-斜 E27 南 200m (T10)	中 7-斜 E36 (T11)
	(0-20cm)	(0-20cm)
pH	/	/
镉 (Cd)	0.150	0.167
汞 (Hg)	0.004	0.004
砷 (As)	0.152	0.150
铅 (Pb)	0.100	0.082
铬 (Cr)	0.172	0.204
铜 (Cu)	0.150	0.130
镍 (Ni)	0.111	0.100
锌(Zn)	0.160	0.173
含盐量	/	/

本项目开发区域评价范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)第二类用地筛选值要求;区域外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》(GB15618-2018)表1筛选值要求。上表显示,监测点位的土壤中各指标能够满足相应的土壤标准限值,土壤环境质量状况良好。

4.3.6 生态环境现状调查与评价

4.3.6.1 生态环境现状分析

(1) 生态功能区划

根据《全国生态功能区划》(修编版,2015),本工程位于 I -06-01-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。该区主要生态问题包括土地盐渍化和土地沙漠化敏感性为轻度敏感,绝对对数地区生物多样性敏感性为高度敏感。保护措施与发展方向为逐步恢复草原面积,加大对漏斗区的回注,防止漏斗区继续形成,控制对水环境的影响,科学发展农牧业。

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松嫩平原西部草甸草原生态区,松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区,嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区。本项目区生态功能区划见表4.3-23。生态功能区划图见附图14。

表4.3-23 本工程区域生态功能区划表

项目区生态功能分区单元			主要生态系统服务功能	保护措施与发展方向
I-06 松嫩平原西部草甸草原生态区	I-06-01 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区	I-06-01-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区	沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采	逐步恢复草原面积，加大对漏斗区的回注，防止漏斗区继续形成，控制对水环境的影响，科学发展农牧业

(2) 土地利用现状

评价区域土地类型主要为草地、住宅用地及工矿用地等，草地主要为一般草地。项目区域土地利用现状图见附图12。

表4.3-24 评价区域土地利用类型

序号	土地类型	占地面积 (hm ²)	百分比%
1	草地	15.8	1.6
2	商服用地	0.5	0.05
3	工矿仓储用地	1001.3	98.1
4	住宅用地	0.9	0.1
5	公共管理与公共服务用地	0.3	0.03
6	水域	1.2	0.12
合计		1020	100

(3) 植被现状调查

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

1) 植物区系特征

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

2) 主要植被类型

评价区域内植被类型以草甸为主，主要包括草甸草原植被和盐生草甸植被。

①草甸草原植被

羊草草甸草原 (Form. *Leymus chinensis*)。羊草草甸草原是欧亚大陆草原区东部一种特有和优势的草原类型，也是本市主要的草甸草原类型。由于羊草具有强烈的根茎繁殖能力，排挤其它植物侵入，故种类组成比较单纯，在群落中羊草占绝对优势，是稳定的建群成分。但由于小生境，尤其是土壤类型和土壤盐碱含量的变化，群落组成结构有明显差异，可以区分若干群丛。如羊草-野古草群丛 (*Leymus chinensis-Spodipogon sibiricus*)、羊草-箭头唐松草群丛 (*Leymus chinensis-Thalictrum simplex*)、羊草-拂子茅群丛 (*Leymus Chinensis-Calamagrostis epigejos*)、羊草-糙隐子草群丛 (*Leymus Chinensis-Cleistogenes squarrosa*)、羊草-野大麦群丛 (*Leymus Chinensis-Hordetum*)、羊草-虎尾草群丛 (*Leymus Chinensis-Chioris vigata*)、羊草-碱蒿群丛 (*Leymus Chinensis-Artemisetum*) 等。羊草草甸草原是草原植被中经济价值最高的类型。由于羊草营养价值在整个生长季都很高，适口性强，适于调制干草，是最重要的自然割草场和放牧场。但目前因过度放牧和碱化，草场退化严重。

②盐生草甸植被

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

则植物稀疏。角碱蓬草甸 (*From. Suaedetum corniculatae*)。角碱蓬的生境与碱蓬相似，常与其形成复合分布，也包括原生和次生群落，种类组成较单纯，角碱蓬占绝对优势。

3) 经济林

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

(4) 动物现状调查

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

(5) 对湿地的调查

根据《黑龙江省湿地名录》，本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图县境内，本项目涉及的湿地为果午泡湿地、奔腾泡湿地。

奔腾泡湿地为永久性咸水湖，保护级别为一般，湿地面积为 37.26hm²，天然泡沼，被油田道路现分隔成多个小水泡；果午泡湿地为永久性咸水湖，保护级别为一般，湿地面积为 115.36hm²，天然泡沼，被油田道路现分隔成多个小水泡。上述湿地无重要保护鸟类栖息地分布。

工程建设阶段，建设单位应制定湿地保护的生态保护和污染防治方案，保护湿地景观资源和自然生态环境，施工结束后及时清理场地，恢复湿地原貌。本工程需在施工时剥离湿地表土，将适合湿地植物生长的原有表土单独堆放，施工结束后运回原位进行平整，保证湿地面积不减少，同时本工程占用的湿地面积较少，通过采取以上恢复措施后，工程建设对湿地的影响可接受。

4.3.6.2 主要生态环境问题

根据现场调查，本工程所在区域内生态环境以草地生态系统为主，为保护区域盐碱

草地生态环境，采油一厂在施工时采取了一系列的生态保护措施保护区域盐碱草地生态系统，例如尽可能增加丛式井比例，严格控制井场的临时及永久占地，井场施工结束后及时的进行了播撒草种等生态恢复措施，通过采取了一系列的生态保护措施后，油田的开发对区域盐碱草地生态系统没有造成明显影响。下一阶段要求建设单位严格控制该区域油田作业范围，严格运行期管理，尽量减小对区域盐碱地生态系统的扰动，保证不因油田开发活动加重盐碱地生态系统的退化、沙化、盐碱化等。

4.3.6.3 生态环境现状评价结论

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

4.4 区域环境污染源调查

本工程为石油开采项目，经现场调查，项目建设区域位于大庆油田已开发的萨中开发区西区及西区过渡带内，开发范围外5km范围内主要为建筑用地（油田工矿用地）、荒草地、油田场站和居民区等，无其他工业企业，污染源主要为本工程依托的聚中十六转油放水站、新中302转油站、新中305转油站、新中309转油站、聚中313转油放水站等转油站、中十六联脱水站、聚西一配制站配置站、中305-4注入站注水站等产生的废气、废水、固废、噪声等污染物；以及萨中开发区西区及西区过渡带内已建油井运行时产生的非甲烷总烃无组织挥发和抽油机运行噪声，项目区域无其他工业企业等环境污染源。

5 环境影响预测与评价

5.1 环境空气影响预测与评价

5.1.1 气候概况

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：0.9944MPa。蒸发量：年平均蒸发量1531.4mm，年最大蒸发量1711.0mm，年最小蒸发量1378.4mm。湿度：年平均相对湿度为63%。年平均气温3.3℃，极端最低气温-36.2℃，极端最高气温38.9℃。年平均风速3.7m/s，年最大风速为22.7m/s。全年主导风向不明显，西北风、西北北风（NW、NNW）南风（S）的风频较高。全年风向玫瑰图见图5.1-1。

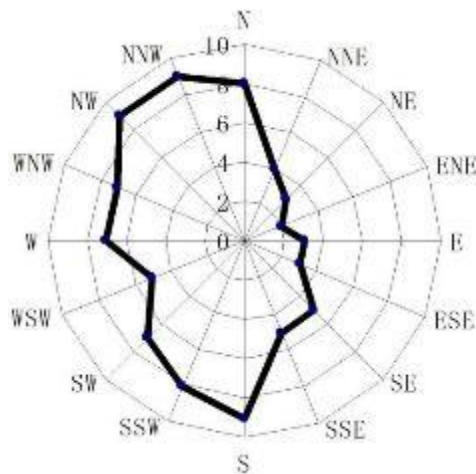


图5.1-1 全年风向玫瑰图

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

本工程施工期间排放的废气主要是施工活动产生的扬尘。场站、井场、道路、管道施工和进出施工场地的运输车辆都会造成施工作业场所和道路沿线近地面粉尘浓度的升高，施工及运输车辆引起的扬尘仅对路边30m范围以内影响较大。通过向施工现场洒水消

尘，在运输和堆置过程中对易起尘的建筑材料加盖遮盖物，施工场地设置围护等一系列环保措施，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

(1) 污染源调查

本工程依托场站现有工程污染源点源调查情况见表5.1-1，新增本工程产能后依托场站污染源点源情况见表5.1-2和表5.1-3。

表5.1-1 依托场站现有污染源点源调查参数统计表（现有部分）

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/s	烟气温度℃	年排放小时数h	排放工况	污染物排放速率t/a		
	东经	北纬								颗粒物	SO ₂	NO _x
聚中十六转油放水站	124.92600	46.61880	147	20	0.8	2.3	85	8760	正常	0.42	0.93	3.07
新中302转油站	124.91352	46.63487	151	10	0.3	2.8	82	8760	正常	0.33	0.78	2.74
新中309转油站	124.91178	46.62100	148	15	0.5	1.8	85	8760	正常	0.37	0.81	2.7
新中305转油站	124.93605	46.62472	149	20	0.5	1.7	83	8760	正常	1.57	3.05	12.2
聚中313转油放水站	124.93059	46.60180	147	10	0.6	1.5	87	8760	正常	0.24	0.39	2.03

表5.1-2 本工程产能依托场站污染源点源参数统计表（新增部分）

名称	烟囱底部中心坐标		烟囱高度(m)	烟囱出口内径m	烟气流速m/s	烟气温度℃	年排放小时数h	排放工况	污染物排放情况(kg/h)		
	东经	北纬							SO ₂	NO _x	颗粒物
聚中十六转油放水站	124.92600	46.61880	20	0.8	2.3	85	8760	正常	0.04	0.09	0.28
新中302转油站	124.91352	46.63487	10	0.3	2.8	82	8760	正常	0.02	0.05	0.19

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，非甲烷总烃主要排放位置有井场、集输管道阀门、计量间、

阀组间等位置，均以面源形式排放。面源污染源参数见表5.1-3。

表5.1-3 面源参数调查清单

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)
	东经	北纬								非甲烷总烃
产能区域	124.91515	46.61071	148	3500	3300	0	3	8760	连续	20.3

(2) 估算模式计算结果

点源预测结果见表5.1-4，面源预测结果见表5.1-5。

表5.1-4 点源预测估算模型计算结果表

名称	最大落地距离	污染物	预测浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
聚中十六转油放水站	111m	颗粒物	0.000004	0.00
		SO ₂	0.000006	0.00
		NO _x	0.000396	0.16
新中 302 转油站	73m	颗粒物	0.000008	0.00
		SO ₂	0.000014	0.00
		NO _x	0.000856	0.34
新中 309 转油站	83m	颗粒物	0.000005	0.00
		SO ₂	0.000009	0.00
		NO _x	0.000569	0.23
新中 305 转油站	105m	颗粒物	0.003152	0.70
		SO ₂	0.006123	1.22
		NO _x	0.02449	9.80
聚中 313 转油放水站	261m	颗粒物	0.002101	0.47
		SO ₂	0.003362	0.67
		NO _x	0.017928	7.17

表5.1-5 面源预测估算模型计算结果表

下风向距离	矩形面源	
	NMHC 浓度(μg/m ³)	NMHC 占标率(%)
50.0	0.06236	3.12
100.0	0.06288	3.14
500.0	0.06888	3.44
1000.0	0.072953	3.65
1500.0	0.076285	3.81

2000.0	0.078845	3.94
2334.0	0.081139	4.06
2500.0	0.063487	3.17
下风向最大浓度	0.081139	4.06
下风向最大浓度出现距离 (m)	2334	/
D10%最远距离	/	/

从上表可以看出，本项目依托转油站加热装置排放的主要污染物最大落地浓度距离111m、73m、83m、105m、261m，SO₂、NO_x、颗粒物最大地面浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准。本项目面源区域排放的主要污染物VOCs（以非甲烷总烃计）最大落地距离2334m，最大地面浓度为0.081139mg/m³，能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中标准值：4.0mg/m³，对周围大气环境的贡献值较小。

根据预测计算，本工程排放主要污染物VOCs（以非甲烷总烃计）、SO₂、NO_x、颗粒物的最大地面空气质量浓度占标率分别为4.06%、1.22%、9.8%、0.7%，其中最大P_{max}为9.8%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），当1%≤P_{max}<10%时，环境空气评价等级为二级，因此确定本项目大气评价等级为二级。

（3）污染物排放量核算

二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。本项目大气污染物有组织排放量核算表见5.1-6、无组织排放量核算表见5.1-7。

表5.1-6 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/ (mg/m ³)	核算排放速率/ (kg/h)	核算年排放量/ (t/a)
一般排放口					
1	聚中十六转油放水站	颗粒物	11.2	0.05	0.42
		SO ₂	24.7	0.11	0.93
		NO _x	81.7	0.35	3.07
2	新中 302 转油站	颗粒物	9.1	0.04	0.33
		SO ₂	21.7	0.09	0.78
		NO _x	76	0.31	2.74
3	新中 309 转油站	颗粒物	11.2	0.04	0.37
		SO ₂	24.7	0.09	0.81
		NO _x	81.7	0.31	2.7
4	新中 305 转油站	颗粒物	10.7	0.18	1.57
		SO ₂	20.8	0.35	3.05
		NO _x	83	1.39	12.2

5	聚中 313 转油放水站	颗粒物	10	0.03	0.24
		SO ₂	16.3	0.04	0.39
		NO _x	84.2	0.23	2.03
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			5.96
		NO _x			22.74
		颗粒物			2.93

表5.1-7 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放编号	产污环节	污染物	主要防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (μg/m ³)	
1	项目区域	原油集输	非甲烷总烃	密闭集输	《大气污染物综合标准》(GB16297-1996)	4000	178.6
无组织排放总计							
无组织排放总计				VOCs		178.6	

5.1.2.3 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。

工程运营期无组织排放的 VOCs（以非甲烷总烃计）最大地面浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.9中规定要求，加热炉有组织排放的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1已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表5.1-8。

表5.1-8 大气环境影响评价自查表

工作内容		萨中开发区西区及西区过渡带一~二条带萨 II 1-9 弱碱三元复合驱产能建设地面工程			
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	<input type="checkbox"/> 2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、颗粒物) 其他污染物 (非甲烷总烃)		包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <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 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	AERMO D <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL 2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AE DT <input type="checkbox"/>	CALPU FF <input type="checkbox"/>	网络模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	边长 <input type="checkbox"/> 50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 <input type="checkbox"/> 100% <input 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 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 30% <input 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 () h			C 非正常占标率 <input type="checkbox"/> 100% <input type="checkbox"/>			C 非正常占标率 > 100% <input type="checkbox"/>	
保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>				C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>				
区域环境质量的整体变化情况	k <input type="checkbox"/> -20% <input type="checkbox"/>				K > -20% <input type="checkbox"/>				
环境监测计划	污染源监测	监测因子: SO ₂ 、NO _x 、颗粒物 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 checked="" type="checkbox"/>		
环评结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>							
	大气环境保护距离	距 () 厂界最远 () m							
	污染源年排放量	SO ₂ : () t/a	NO _x : () t/a	颗粒物: () t/a	VOCs: (178.6) t/a				
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 填“√”; “()”为内容填写项									

5.2 水环境影响预测与评价

本项目现有工程产生的废水主要为依托场站值班人员产生的生活污水、原油集输过程中产生的采出液以及现有油水井作业产生的含油污水。

值班人员产生的生活污水排入场站内已建的防渗旱厕, 定期清掏堆肥。原油集输过程中产生的采出液由已建集输管道输至聚中312三元含油污水处理站处理后回注油层, 不外排; 现有油水井作业产生的含油污水由罐车拉运至中十六联合含油污水处理站处理后回注油层, 不外排。本项目现有工程水环境无环境问题。

5.2.1 正常状况下对水环境影响分析

5.2.1.1 施工期水环境影响分析

施工过程中对地表水体可能造成污染的污染源主要为：新建管线产生的试压废水以及施工营地产生的生活污水。

(1) 试压废水

本项目施工期试压废水进入集输系统后最终输至中十六联合油污水处理站处理后回注油层，不外排。

(2) 生活污水

本项目施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥。

5.2.1.2 运营期水环境影响分析

本工程运行期污水为产液分离废水、油水井作业污水及洗井污水。

产液分离废水主要为原油中分离出的含油污水，由管线输至聚中312三元含油污水处理站处理后；油水井作业污水由罐车拉运至中十六联合油污水处理站处理后回注油层，不外排。

聚中312三元含油污水处理站采用“污水站采用序批式沉降处理（一级曝气气浮沉降罐→二级曝气气浮沉降罐）→一级双层滤料过滤罐→二级双层滤料过滤罐”处理工艺，处理后的污水满足“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\ \mu\text{m}$ ”标准后回注油层。本次产能规划三元采出水主要在聚中十六放水站放出，放出水一部分回掺，剩余输送至聚中312三元污水站，污水站设计规模为 $27000\text{m}^3/\text{d}$ ，实际本次产能最大放水量 $15658\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率57.9%，可以满足本项目要求。

根据2021年4月18日至19日对聚中312三元污水处理站出水水质监测数据可知其含油量 $4.14\sim 7.22\text{mg/L}$ ，悬浮物固体为 $1\sim 3\text{mg/L}$ ，能够满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准限值，不会对地表水体产生影响。

综上，项目正常状况下施工期和运行期产生的废水均能得到合理处置，不会对周围地表水环境和地下水环境产生污染影响。

本项目运营期依托场站不新增值班人员，无新增生活污水。

5.2.2 非正常状况下对水环境影响预测与评价

非正常工况下对地表水体构成污染的污染源主要为油水井修井废水、水井洗井废水；集输管线泄漏；井喷、井漏、原油泄漏；注入井泄露对地下水的影响。

5.2.2.1 油水井修井废水、水井洗井废水对水环境影响

本项目针对油水井修井废水、水井洗井废水采取的污染防治措施如下：

① 油井洗井采用化学加药清蜡为主，高压蒸汽热洗为辅。即为防止油井结蜡影响生产，定期向油井加清防蜡剂，在清防蜡剂效果不好时，采用高压蒸汽热洗装置对油井进行热洗，清防蜡剂或热洗水均进入集油流程，不外排。

② 油井修井作业过程中产生的污油污水经罐车进行回收，使作业时泄漏出的污油污水限定在井场范围内，然后通过带有自吸泵的污油污水回收装置将泄漏出的污油污水回收处理；水井作业过程中采用罐车对作业污水进行回收，最终经中十六联合含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

③ 作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，防止作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水污染环境。

④ 在作业时井场铺设防渗布，并设置围堰，围堰建设高度30cm，宽度40cm，材料为粘土夯筑，井下作业需避开雨天，作业结束后及时平整井场并收集落地油等。

5.2.2.2 油井泄漏事故对地下水环境影响预测与评价

(1) 泄漏源强

本工程油井套管发生破裂时，主要影响区域为承压水层位。本工程单口油井最大产油量为3.6t/d，拟建油井套管发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井每天的产油量10%计即360kg/d。由于套管破损不易被发现，所以按持续泄漏预测。

(2) 预测因子

油井套管发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发酚等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在井套管发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发酚的含量远低于石油，同时参考当地同类环评报告书，综合考虑，最终选取石油类作为预测特征因子。

(3) 预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维水动力弥散模型进行预测。由于套管泄漏不易被发现，因此按连续点源计算。

连续注入示踪剂—平面连续点源

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

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

式中：x, y——计算点处的位置坐标；

t——时间，d；

C (x, y, t) ——t时刻 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M——承压含水层的厚度，m；

m_t——单位时间注入的示踪剂质量，kg/d；

U——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度

D_L——纵向弥散系数，m²/d；

D_T——横向 y 方向的弥散系数 m²/d；

(4) 参数选取

承压含水层的有效影响厚度 M：含水层厚度采用 20m。

水流速度 u：根据达西定律 u=渗透系数×地下水水力坡度/有效孔隙度，承压水含水层渗透系数按区内渗透系数的平均值确定（K=2.5m/d），水力坡度 I=0.0006，水流速度为 0.005m/d。

有效孔隙度 ne：30%

弥散系数：纵横弥散系数根据含水层岩性及渗透系数、水力坡度等因素，参照相同地区的经验值确定。

根据水文地质资料，评价时分别取：有效孔隙度 n 为 0.3；水流速度 u 为 0.005m/d，纵向弥散系数 0.5m²/d，水利坡度 I=0.0006，横向弥散系数 0.03m²/d，含水层厚度 20m。

(5) 预测结果

表 5.2-1 油井套管泄露 100d 对地下水的影响预测结果表 (mg/L)

x轴 \ y轴	-40m	-20m	0	20 m	40m
20m	0	2.08E-13	2.11E-12	3.50E-13	0
10m	5.96E-05	4.79E-02	5.59E-01	8.05E-02	1.69E-04
0	4.81E-01	8.11E+02	2.17E+05	1.36E+03	1.36E+00
-10m	5.96E-05	4.79E-02	5.59E-01	8.05E-02	1.69E-04

-20m	0	2.08E-13	2.11E-12	3.50E-13	0
------	---	----------	----------	----------	---

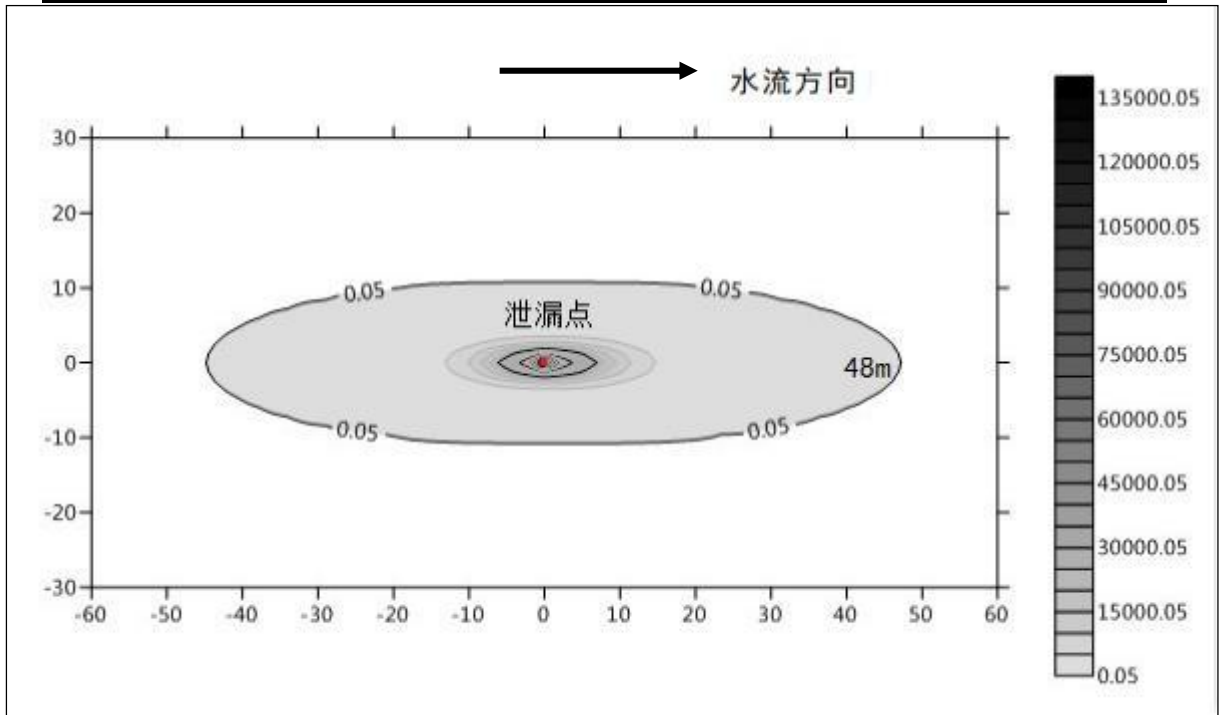


图 5.2-1 油井套管泄漏 100d 预测范围示意图

表 5.2-2 油井套管泄露 1000d 对地下水的影响预测结果表 (mg/L)

x 轴 y 轴	-90m	-60m	-30m	0m	50m	100m	150m
30m	0	0	5.41E-01	1.32E+00	0	0	0
10m	8.23E+00	1.94E+02	1.92E+03	6.00E+03	1.69E+03	3.22E+01	6.11E-02
0m	2.23E+01	6.03E+02	8.74E+03	2.17E+05	5.72E+03	8.48E+01	1.50E-01
-10m	8.23E+00	1.94E+02	1.92E+03	6.00E+03	1.69E+03	3.22E+01	6.11E-02
-30m	0	0	5.41E-01	1.32E+00	0	0	0

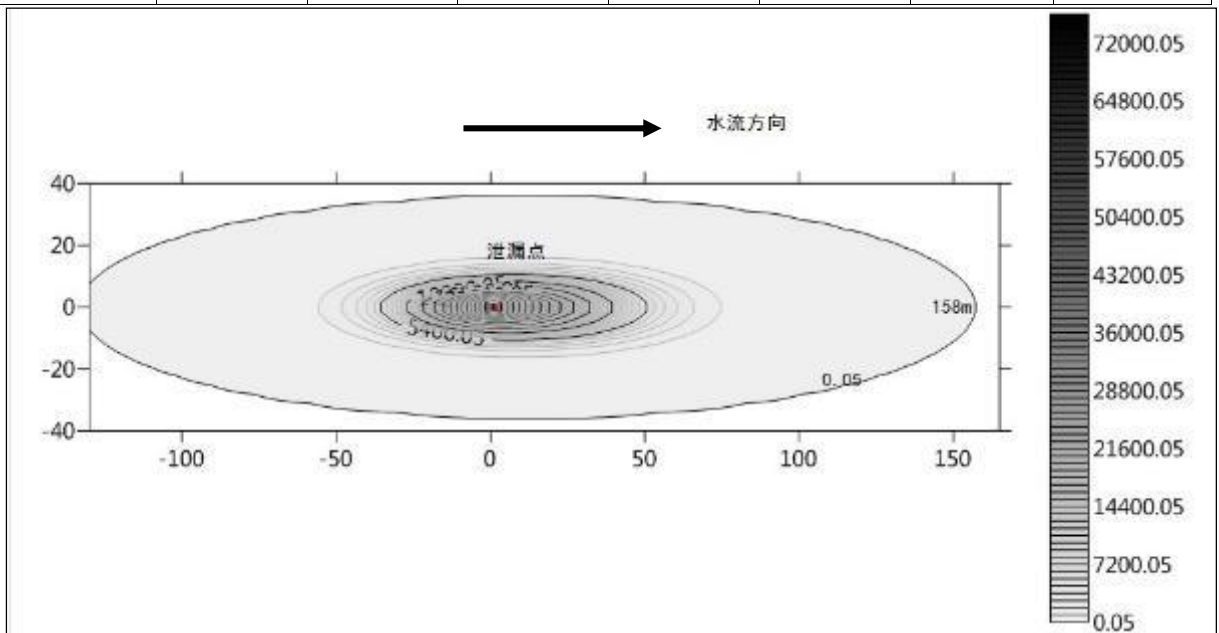


图 5.2-2 油井套管泄漏 1000d 预测范围示意图

根据预测结果可知，在油井套管破损后，随着时间增加，污染范围有所增加，油井套管泄漏100d、1000d 的石油类浓度超标范围在地下水流向下游方向分别为48m、158m，在此范围内无饮用水井分布（油井距最近承压水井为下游2200m的散户韩家水井），事故情况下长期泄漏存在污染的可能，由于工程采油地下井管使用双层套管，发生泄漏的可能性很小，通过跟踪监测避免对地下水井的污染。

5.2.2.3 集油管线泄漏事故对地下水环境影响

(1) 泄漏源强

事故情况下集油管线泄漏主要影响潜水层位，本项目单井产油量最大为 3.6t/d，最大平台井场布设 6 口油井，假设其集油管线发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以平台井产油量的 10%计，由于集油管线设有实时监控系統，在 1h 内可发现泄漏状况，采取关闭阀组等措施，其泄漏原油量 90kg。

(2) 预测因子

输油管道发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发酚等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在输油管道发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发酚的含量远低于石油，同时参考当地同类环评报告书，综合考虑，最终选取石油类作为预测特征因子。

(3) 预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维水动力弥散模型进行预测。由于集油管道泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源

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

式中：x, y--计算点处的位置坐标；

t--时间，d；

C (x, y, t) --t 时刻 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M--含水层的厚度，m；

m_M--长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

U--水流速度， m/d;

n_e --有效孔隙度， 无量纲;

D_L --纵向弥散系数， m^2/d ;

D_T --纵向 y 方向的弥散系数， m^2/d 。

(4) 参数选择

潜水含水层的有效影响厚度 M: 含水层厚度为 0~3.5m， 因厚度存在 0 值界限， 本次取平均值 1.75m。

水流速度 u: 根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ， 潜水含水层渗透系数按区内渗透系数的平均值确定 ($K=2.5m/d$)， 水力坡度 $I=0.0006$ ， 有效孔隙度 $n_e: 0.3$ ， 水流速度为 $0.005m/d$ 。

弥散系数: 纵横弥散系数根据含水层岩性及渗透系数、水力坡度等因素， 参照相同地区的经验值确定。

根据水文地质资料， 评价时分别取: 有效孔隙度 n 为 0.3 ; 水流速度 u 为 $0.005m/d$ ， 纵向弥散系数 $0.6m^2/d$ ， 水力坡度 $I=0.0006$ ， 横向弥散系数 $0.01m^2/d$ ， 含水层厚度 $1.75m$ 。

(5) 预测结果

表 5.2-3 集油管道泄漏 100d 对地下水的影响预测结果表 mg/L

x轴 y轴	-40m	-20m	0	20 m	40m
-20m	0	0	0	0	0
-10m	0	1.15E-10	1.14E-09	2.09E-10	0
0	1.52E-02	8.26E+00	8.23E+01	1.50E+01	5.03E-02
10m	0	1.15E-10	1.14E-09	2.09E-10	0
20m	0	0	0	0	0

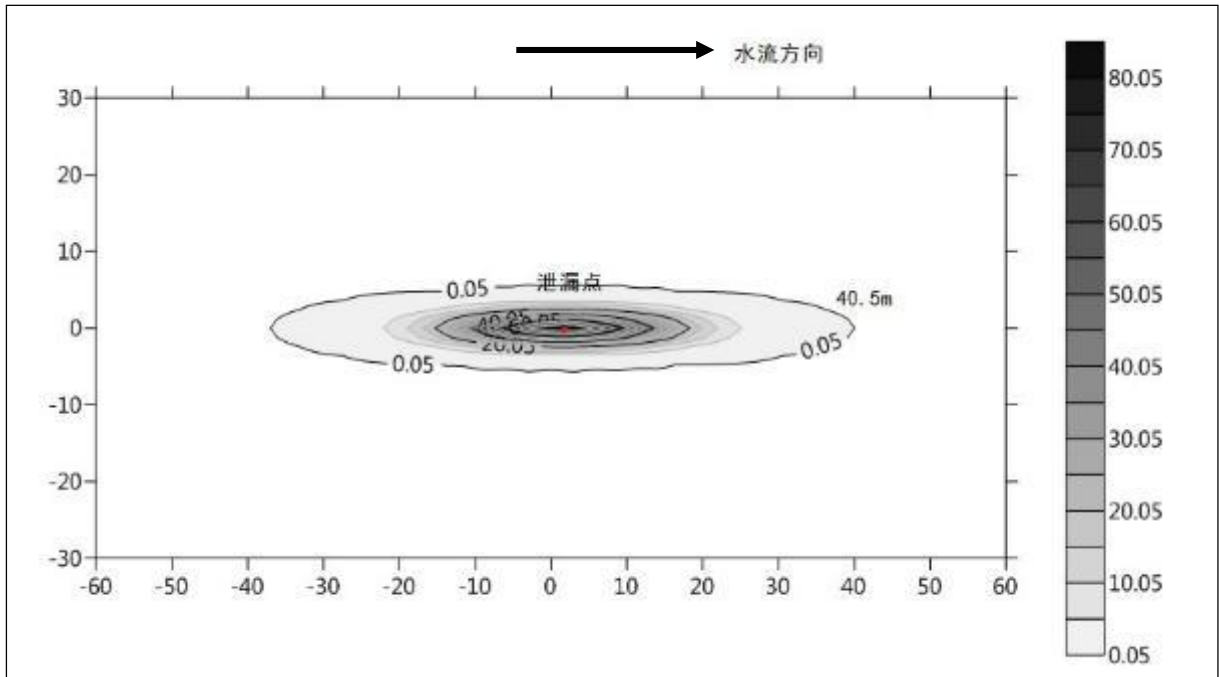


图 5.2-3 集油管道泄漏 100d 预测范围示意图

表 5.2-4 集油管道泄漏 1000d 对地下水的影响预测结果表 mg/L

x 轴 y 轴	-40m	-20m	0m	10m	50m	100m
20m	0	0	3.38E-04	0	0	0
10m	1.51E-01	3.71E-01	6.11E-01	6.75E-01	3.71E-01	0
0m	1.84E+00	4.51E+00	7.44E+00	8.22E+00	4.51E+00	2.25E-01
-10m	1.51E-01	3.71E-01	6.11E-01	6.75E-01	3.71E-01	0
-20m	0	0	3.38E-04	0	0	0

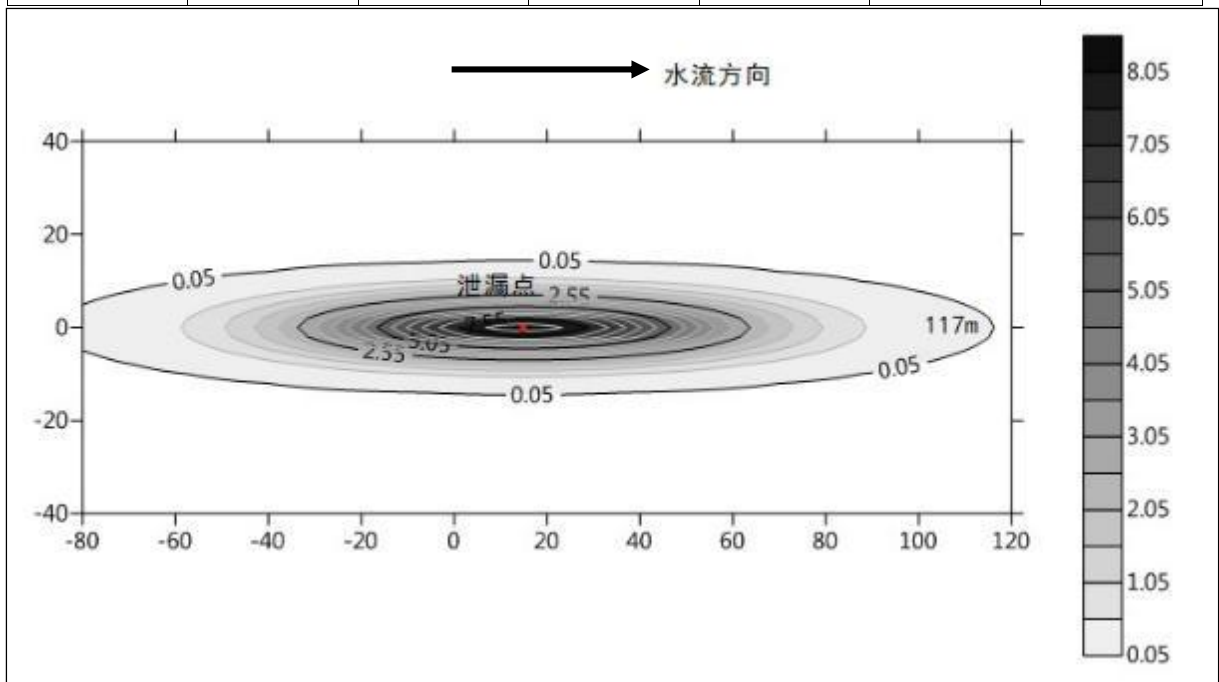


图 5.2-4 集油管道泄漏 1000d 预测范围示意图

根据预测结果可知，在集油管道泄露后，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏100d、1000d 的石油类浓度超标范围在地下水流向下游方向分别为40.5m、117m，在此范围内无饮用水井分布（油井距最近潜水水井为下游125m的散户韩家水井），该井为灌溉水井，预测集油管线泄漏后石油类对其几乎不产生影响。

5.2.2.4 注入井泄漏事故对地下水环境影响

（1）泄漏源强

本工程注入井发生破裂时，主要影响区域承压水层位。本工程单口水井最大注入量为 55t/d，本项目注水来源来自区域三元深度污水处理站及区域污水站调水回注的，其处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5μm”；拟建回注水管道发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井注入量的 10%计，由于回注水管道设有实时监控系統，因此该泄漏可在 1h 内发现，并采取关闭阀组等措施进行控制，泄漏时间取 1h，故其泄漏的量为 $55/24 \times 20 \times 10\% = 4.6\text{g}$ 。

（2）预测因子

石油类

（3）预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维水动力弥散模型进行预测。由于回注水管道泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源

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

式中：x, y--计算点处的位置坐标；

t--时间，d；

C (x, y, t) --t时刻 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M--含水层的厚度，m；

m_M --长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

U--水流速度，m/d；

n_e --有效孔隙度，无量纲；

D_L --纵向弥散系数, m^2/d ;

D_T --纵向 y 方向的弥散系数, m^2/d 。

(4) 参数选取

承压含水层的有效影响厚度 M : 含水层厚度采用 20m。

水流速度 u : 根据达西定律 $u=渗透系数 \times 地下水水力坡度/有效孔隙度$, 承压水含水层渗透系数按区内渗透系数的平均值确定 ($K=2.5m/d$), 水力坡度 $I=0.0006$, 水流速度为 $0.005m/d$ 。

有效孔隙度 n_e : 30%

弥散系数: 纵横弥散系数根据含水层岩性及渗透系数、水力坡度等因素, 参照相同地区的经验值确定。

根据水文地质资料, 评价时分别取: 有效孔隙度 n 为 0.3; 水流速度 u 为 $0.005m/d$, 纵向弥散系数 $0.5m^2/d$, 水力坡度 $I=0.0006$, 横向弥散系数 $0.03m^2/d$, 含水层厚度 20m。

(5) 预测结果

表 5.2-5 注入井泄露 100d 对地下水的影响预测结果表 mg/L

x轴 y轴	-30m	-20m	0	20 m	30m
-30m	0	0	0	0	0
-20m	0	1.36E-20	5.64E+02	1.36E-20	0
-10m	7.44E-47	2.27E-19	2.73E+04	2.27E-19	7.44E-47
0	9.66E-47	2.99E-19	7.91E+05	2.99E-19	9.66E-47
10m	1.01E-47	3.08E-20	3.70E+03	3.08E-20	1.01E-47
20m	0	2.48E-22	1.03E+01	2.48E-22	0
30m	0	0	0	0	0

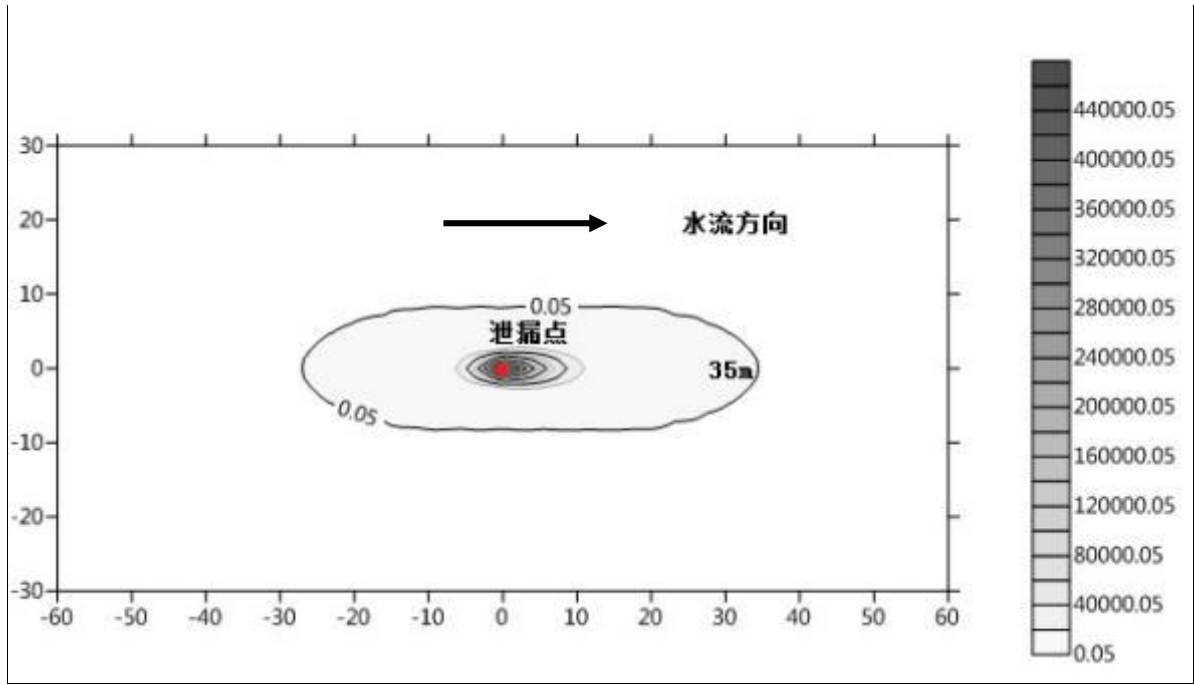


图 5.2-5 注入井泄露 100d 预测范围示意图

表 5.2-6 注入井泄露 1000d 对地下水的影响预测结果表 mg/L

x 轴 y 轴	-30m	-20m	-10m	0m	10m	20m	30m
-30m	0	0	0	1.03E+04	0	0	0
-20m	0	5.24E-03	4.56E+02	4.25E+04	4.56E+02	5.24E-03	0
-10m	1.95E-10	5.77E-03	5.87E+02	1.20E+05	5.87E+02	5.77E-03	1.95E-10
0m	1.02E-10	3.06E-03	3.32E+02	7.91E+05	3.32E+02	3.06E-03	1.02E-10
10m	2.64E-11	7.81E-04	7.94E+01	1.62E+04	7.94E+01	7.81E-04	2.64E-11
20m	0	9.59E-05	8.36E+00	7.78E+02	8.36E+00	9.59E-05	0
30m	0	0	0	2.56E+01	0	0	0

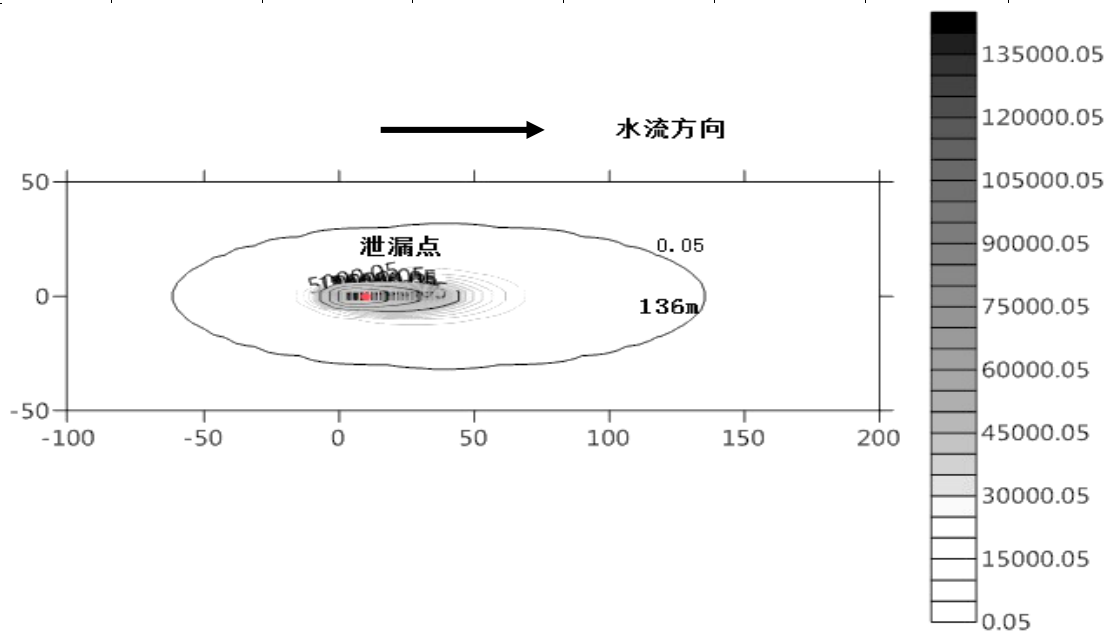


图 5.2-6 注入井泄露 1000d 预测范围示意图

从预测结果可以看出，在注入井渗漏后，也是随着时间增加，污染范围有所增加，渗漏后100d、1000d的石油类浓度超标范围分别为地下水流向下游35m、136m。在此范围内无饮用水井分布（注入井距最近承压水井为下游2200m的散户韩家水井），注入井渗漏不会对地下水产生影响。且工程运行期均设置专人每天进行巡检、巡井，以便及时发现泄漏，因此，工程注入井泄漏对预测范围内地下水井的影响不大。

5.2.3 地下水分区防渗措施

从以上分析表明，油田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但原油的突发性泄漏，如处理不及时则可能造成污染。因此提出如下地下水环境分区防渗措施及建议：

（1）油水井井场防渗措施

油水井井场地面属于简单防渗区，施工结束后应立即对井场进行平整夯实，防渗等级满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中要求；油井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

（2）集油管线防渗措施

集油掺水管线材质为内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克管，注水管线为防腐钢管，管线均采用防腐管线，管线内、外防腐需满足《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）要求，以减小管道因腐蚀而发生泄漏的可能性。定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生。提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，进一步防止污染地下水。

5.2.4 地下水环境监测与管理

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，建设单位存档监测报告以及建设项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，同时对监测结果定期进行信息公开。根据地下水影响预测结果，工程对环境敏感点产生影响的可能性小，所以根据地下水流向，结合开发区块内油水井分布情况，在建设项目区域上游设 1 个潜水背景监测点，在建设项目区域下游设 2 个潜水跟踪监测点。跟踪监测布点图见附图 5，跟踪监测计划见表 5.2-7。

表 5.2-7 地下水环境跟踪监测计划表

点位	坐标	位置	功能	监测因子	监测层位	监测频次
1#散户白家水井	46.64094, 124.92822	西 3-E24 西北 580m	背景值	石油类	潜水	1 次/年
2#散户韩家	46.60767,	西 8-斜 E44 南 125m	跟踪监		潜水	

水井	124.95284		测点			
3#散户张家水井	46.62453, 124.93865	西5-E30东60m			潜水	

5.2.5 地下水环境影响评价结论

本工程在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境无影响，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防治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。

5.3 声环境影响分析

本项目现有工程产生的噪声主要为现有油水井运行过程中机泵产生的以及依托场站泵房内的机泵工作噪声。

通过对现有井场以及依托场站的例行监测数据可知，本项目现有工程厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，无声环境问题。

5.3.1 施工期声环境影响预测与评价

5.3.1.1 主要噪声源强

本项目施工时产生的噪声源主要是各种施工机械产生的噪声、运输车辆噪声。

5.3.1.2 噪声源特点

施工设备中包括固定噪声源和移动噪声源，均为露天工作，排放的噪声直接辐射到周围的环境中，其传播距离比较远，在传播过程中噪声随距离的增加而衰减，且随着施工期的结束而消失。

5.3.1.3 施工期声环境影响预测

（1）预测模型

根据各施工阶段不同施工机械产生的噪声，各声源在某一时刻的传播可以按点声源分析其影响范围和影响程度，利用噪声衰减公式对各种施工机械产生的噪声衰减情况进行计算，根据计算结果阐述施工噪声对周围环境的影响，噪声衰减公式如下：

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

式中：L_P——距声源 R 米处的噪声预测值，dB(A)；

L_{P0}——距声源参考距离 R₀ 米处的参考声级，dB(A)；

m——声源个数。

（2）预测结果

设备噪声噪声衰减结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 施工机械噪声衰减结果 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	25m	50m	100 m	150m	200m
挖掘机	74	66	60	54	50	48
推土机	73	67	61	53	49	47
压路机	70	69	63	50	48	44
电焊机	65	56	50	45	40	39
搅拌机	70	67	61	50	48	44
运输车辆交通噪声	74	68	62	54	52	48

本项目地面工程道路改造及场站改造、管线工程等夜间均不施工，由上表结果可知，主要施工机械在 25m 以外均能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中昼间限值不超过 70dB（A）的要求，所以本工程的施工噪声的主要影响区域昼间在 25m 范围内。本项目声环境保护目标主要是西 72-斜 21 西 20m 处的奔二小区居民楼、西 5-P12 东 22m 处的奔三小区居民楼、西丁 7-P011 西 15m 处的五十八中，本次工程部分利用井场距离居民楼和学校等保护目标较近，井场施工期主要是射孔、压裂和采油设备更换，施工活动会对距离较近的居民楼和学校产生一定影响。

配制站、注入站改造工程主要是机泵、阀门等设备运输和安装，场站内除设备运输机械外，没有其他大型施工机械，以人工安装为主，施工噪声不会对站外声环境产生较大影响。为了降低施工期噪声对周边声环境质量影响，本工程应采取如下措施保护声环境：

① 施工中加强管理，避免不合理噪声，文明施工，合理安排施工进度，降低对周围环境的影响；

② 施工前对周边居民和学校进行通知公告，应取得村民谅解方可进行施工，尤其是居民区内或周边较近的井场施工前，制定施工方案，对施工场地进行合理布局，高噪声设备尽量远离靠近保护目标方向并分散布置，避免噪声叠加造成对周围声环境的影响；

③ 注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度；

④ 合理安排施工进度和施工时间，严格禁止夜间 10 时至次日 6 时进行施工，调整同时作业的施工机械数量，选用噪音低的设备，降低对周围环境的影响。尽可能选用声功率小的低噪声的施工设备；

⑤ 运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。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。

本项目井场施工期射孔压裂环节单井施工时间在 1-2d 内，施工时间较短，噪声源强

不大。通过采取以上措施，本工程施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，对周围环境及环保目标影响可以接受。

5.3.2 运营期声环境影响预测与评价

本项目运营期产生噪声的主要设备有油井井场及依托注入站等场站运营过程中设备产生的噪声。

(1) 井场噪声

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

井场运营期主要噪声设备为抽油机噪声，井场噪声预测模式采用《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中推荐的室外声源模式，具体如下：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A$$

$$A = A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}$$

式中：

A——倍频带衰减，dB；

A_{div} ——几何发散引起的倍频带衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的倍频带衰减，dB；

A_{bar} ——声屏障引起的倍频带衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

预测声源油井源强 75dB（A），距地高度 1.2m，按照本工程油井分布情况，考虑空气吸声、地面吸声。井场噪声衰减预测见表 5.3-2。

表 5.3-2 本项目井场噪声衰减预测 单位：dB(A)

噪声源	距离	预测源强
井场	10	53
	20	47
	30	42.5
	40	40
	50	35

由上表可推知，抽油机运行期间产生的噪声在昼间10m以内有影响，在夜间15m以内有一定影响，井场噪声在15m处噪声值可以衰减到50dB(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。本次产能对利用井井场无法利旧的老化抽油机和螺杆泵设备进行拆除更换，选用了低噪声抽油机械，保证了采油设备处于良好运行状态，避免因设备问题发出异常噪声，出现扰民事件。本工程油井距最近的声环境保护目标为西72-斜21西20m处的奔二小区居民楼、西5-P12东22m处的奔三小区居民楼、西丁7-P011西15m处的五十八中，油井正常运行不会对居民日常生活和学校教学活动产生显著影响，对区域声环境影响不大。

（2）依托场站噪声

本次产能依托场站改造以设备更换为主，主要噪声设备如机泵、分散装置、注入阀组、注入泵等均在原位置更换，更换设备仍安装在现有泵房内，机泵采取基础减振措施。更换各类机泵选用低噪声设备，并采取基础减振措施，经砖混泵房隔声后对环境的影响不大。

根据现状监测报告，对依托场站厂界噪声的监测结果可知，聚西一配制站厂界昼间噪声值为44.8-52.1dB（A）、夜间噪声值为43.8-49.4dB（A）；聚中二二元调配站昼间噪声值为46.4~51.3dB（A）、夜间噪声值为44.4~48.6dB（A）；西六注水站昼间噪声值为46.6~51.5dB（A）、夜间噪声值为44.5~48.8dB（A）；中十六-6注入站昼间噪声值为46.6~51.3dB（A）、夜间噪声值为44.3~48.9dB（A）；中305-4注入站昼间噪声值为47.4~52.1dB（A）、夜间噪声值为45.2~49.1dB（A）；西过1号注入站昼间噪声值为46.8~51.9dB（A）、夜间噪声值为44.3~48.9dB（A）；中十六-3注入站昼间噪声值为44.5~51.7dB（A）、夜间噪声值为43.3~48.8dB（A）；新中305注入站昼间噪声值为45.7~52.1dB（A）、夜间噪声值为43.3~49.2dB（A）；新中303注入站昼间噪声值为46.6~51.6dB（A）、夜间噪声值为44.1~48.4dB（A），依托场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

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

5.4 固体废物环境影响分析

5.4.1 施工期固体废物环境影响分析

施工期产生的固体废弃物主要有管道施工产生的施工废料、场站改造产生的废旧设备、清淤污泥和施工人员产生的生活垃圾等。

本项目利用井射孔作业产生的废射孔液，由施工单位罐车拉运至黑龙江龙之润环保

工程有限公司处理；管道铺设施工过程中产生的聚氨酯等施工废料和配制站熟化罐重做外保温拆除废保温材料统一回收后送至第一采油厂工业固废填埋场。利用井场更换的废采油设备、依托配制站和注入站等场站改造拆除机泵、阀门和压力表等废旧设备全部回收至采油一厂资产库。排污池池边塌陷维修、泵房地面裂缝维修等过程中将产生废砼块、废砖块等建筑垃圾、八一干线路维修改造产生的建筑垃圾由施工单位拉运至城市管理部门指定堆放点。污水站回收水池和外输水罐清淤的含油污泥集中收集拉运至南一区含油污泥处理站处理。地面建设期间施工人员生活垃圾由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理。

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

5.4.2 运营期固体废物环境影响分析

本项目运营期产生的固体废物主要为原油集输过程中产生的含油污泥、以及油水井作业产生的落地油、废弃防渗布。

作业过程产生的含油污泥运送至南一区含油污泥处理站处理；落地油 100%回收后送至南一区含油污泥处理站进行处理；废防渗布送至有资质单位进行处理。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，本工程依托场站污水处理和作业产生的落地油 100%回收，作业过程与场站油气处理设备清淤产生的含油污泥运送至南一区含油污泥处理站处理，含油防渗布由建设单位收集后委托有资质单位处置。中 306-2 深度污水站回收水池清淤 288m³，外输水罐清淤 80m³，

表 5.4-1 危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	368m ³	中 306-2 深度污水站回收水池、外输水罐清淤	固态	油泥砂	石油类	施工期	T、I	送南一区含油污泥处理站处理

2	含油污泥、落地油		071-001-08	13.48t/a	油井作业储罐清淤	固态	油泥砂	石油类	油井作业1.5年/次，场站每年一次	T、I	送南一区含油污泥处理站处理
3	作业废防渗布		900-249-08	8.8t/a	作业	固态	油泥砂	石油类	油井作业1.5年/次	T、In	委托有资质单位处理

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017年第43号）相关规定，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”

建设单位已经与大庆圣德雷特化工有限公司签订了2021年度含油防渗布及编织袋处置合同（合同见附件3），大庆圣德雷特化工有限公司具体情况如下：

大庆圣德雷特化工有限公司经营范围：HW08-废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-204-08、900-210-08、900-212-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08）、HW49（900-041-49）等危险废物类别，核准经营规模HW08类50000t/a，HW49类25万只/年，目前实际处理量为22000t/a，能够满足本项目要求。

建设单位加强对危险废物转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。

危险废物中若发生散落、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，并按《突发环境事件应急管理办法》（部令第34号）要求进行报告；

（2）应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

（3）对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和作复；

（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。

5.4.3 结论

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 生态环境影响评价

5.5.1 生态环境影响评价

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

(1) 永久占地对植被的影响

油田工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。

本项目永久占用其他草地面积 2.34hm^2 ，损失生物量按 $0.75\text{t}/\text{hm}^2$ 计算，10年间共损失草量为 17.6t 。油田建成投产后，永久性占地无法恢复。

(2) 临时占地对植被的影响

施工对植被的影响主要表现为，一是临时占地，直接造成当年的生物量损失。二是破坏土体结构，导致土壤肥力下降，造成今后一段时间的生物量下降。为保证施工后植被恢复效果，要求对挖出土进行分层堆放，回填时按层填覆，尽量不破坏土壤结构。

(3) 项目对水土流失的影响

项目工程的开挖和填埋行为将会破坏土壤结构，项目通过对剥离表层土临时堆场地设置截排水沟等严格的水保措施防止水土流失，同时，利用土工布或塑料膜遮盖或采用水泥砂浆抹面的方法来减少水土流失。施工完成后作表层的覆土复植用，对临时堆放场地也进行植被恢复。施工完成后，随着生态保护和临时占地植被恢复措施的进行，管线建设对生态环境的影响将得到尽快恢复。

(4) 对湿地的影响分析

本工程区块内及周边较近的湿地有果午泡湿地、奔腾泡湿地，湿地类型为永久性咸水湖，目前均为积水区，湿地内无珍稀野生动植物分布，根据黑龙江省湿地名录，湿地保护级别为一般。本项目部分利用井场位于果午泡湿地内，本次工程不新增占用湿地，水泡井井场施工期在井场铺垫防渗布，在井场周围设置临时围堰，避免施工废物误入果午泡，施工结束后对井场地表进行平整清理，废压裂返排液、废射孔液以及废旧抽油机

设备均得到合理处置，通过采取以上恢复措施后，工程建设对一般湿地的影响可接受。

5.5.2 生态环境保护措施

5.5.2.1 施工期生态保护措施

(1) 埋设管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，按设计要求采取平埋方式（预留一定下沉余量）进行，以便尽快恢复植被；

(2) 按照实际情况选择施工季节，减少对生态环境的影响；

(3) 恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

(4) 恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件；

(5) 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；

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

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

5.5.2.2 运行期生态保护措施

(1) 严格控制油井作业施工的占地，普通井下作业不新征临时占地；

(2) 油井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场；

(3) 井场夯实，回收落地油时，减少土壤的剥离量；

(4) 加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后做无害化处理，处理后油水回收；

(5) 油井作业时应在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境；

(6) 加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后不随意堆弃，送南一区含油污泥处理站进行无害化处理。

通过采取上述保护措施，使当地的生态环境得到有效的保护，使因项目建设对当地生态环境的影响大大的降低，保证项目建设对当地的环境影响在可承受范围内。

5.5.2.3 水土流失防治措施

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》的相关要求，提出工程防治措施和管理措

施:

(1) 工程防治措施

1) 井场

本次产能对利用井井场射孔、压裂及设备更换后,对井场予以平整、压实,以免发生水土流失。对于建设开挖产生的土石方要合理填埋、堆放、利用,并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放,应合理利用。

2) 道路

严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围,尽可能减少原有植被和土壤的破坏。对八—千线路改造全部在现有路面范围内活动,制定好施工车辆、运输车辆等工作方案,避免对道路占地以外的植被进行碾压破坏。

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

3) 管线

对输油管道采取防腐措施,防止管道泄漏对植被、土壤造成影响;长距离输油管道采用阴极保护,减缓管道腐蚀,减小原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率。

管道工程施工时,要特别注意保护原始地表与天然植被,应划定施工活动范围,严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围,所有车辆采用“一”字型作业法,走同一车辙,避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡,以免造成弃土方堆积和过多借土,增加新的水土流失。

管沟回填应按层回填,以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实,以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求,要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部,堆放后人工进行修整、拍实。项目区低洼地段,降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工,以防洪水冲毁工程、机械,造成不必要的损失。

4) 生物防治措施

本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况,做好原有植被恢复工作和人工绿化工作,最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量,保护当地出现退化现象的草原生态系统,降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势,尽量改善当地的生态环境。

(2) 管理措施

因地制宜选择施工季节，尽量避开植被生长季节，减少损失，同时避开大风及强降水季节。施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆、重型机械设备作业范围，以及施工人员的活动范围，由专人负责管理，减少施工作业对周围土壤和植被的破坏范围和程度。

严禁在大风天气下运输及装卸施工散料等，临时占地边界做明显标识，以提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。典型生态保护措施平面布置示意图详见图5.5-1~图5.5-3。

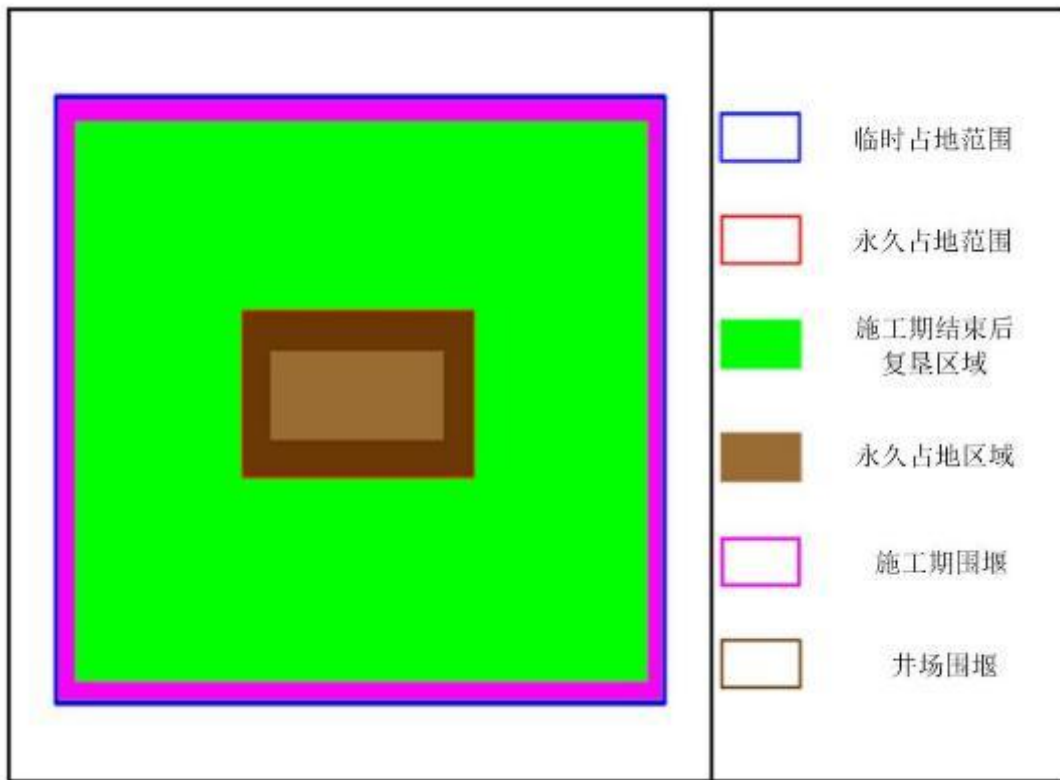


图5.5-1 典型井场生态保护措施平面布置示意图

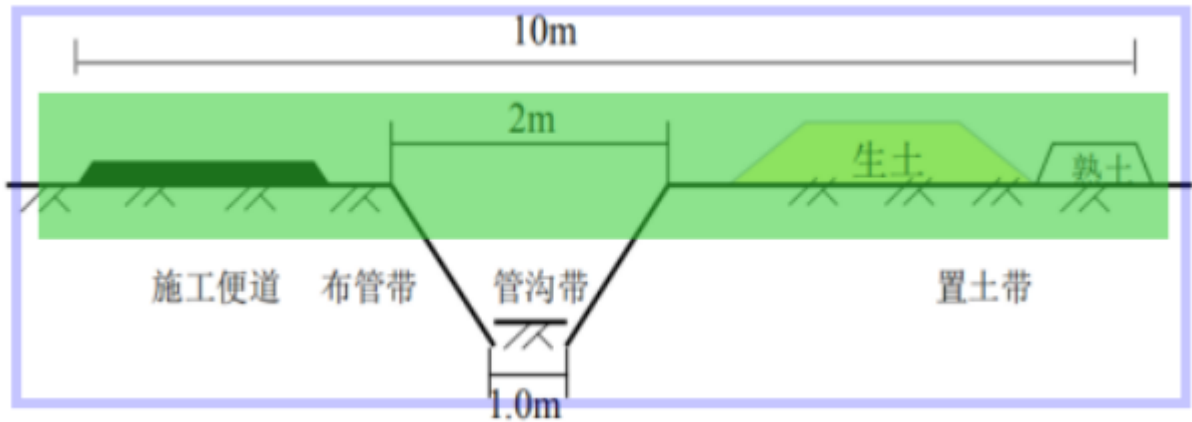


图5.5-2 典型管线生态保护措施平面布置示意图

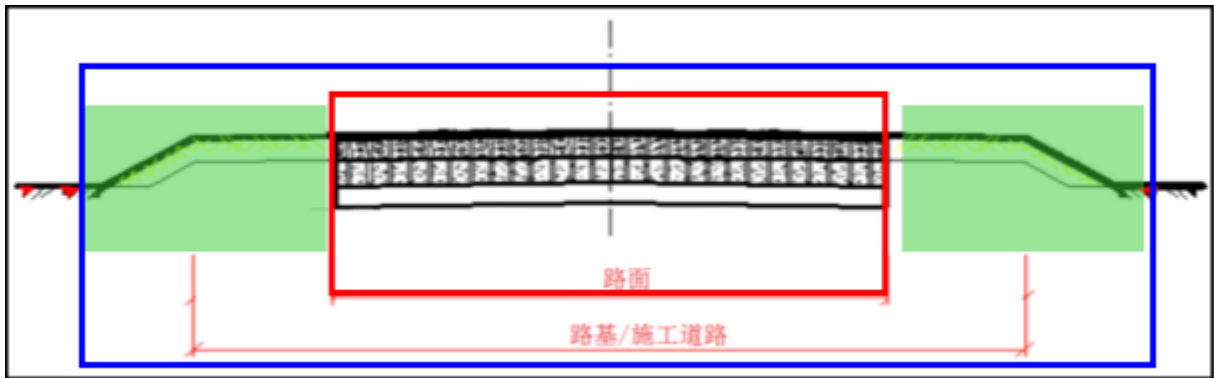


图5.5-2 典型道路生态保护措施平面布置示意图

5.5.2.4 湿地保护措施

本工程老井利用井占用一般湿地，本次不新增湿地占用，按照国家林业局关于修改《湿地保护管理规定》的决定》（国家林业局令第48号，2018年1月1日起施行）和《黑龙江省湿地保护条例》（2016年1月1日）规定，对水泡井周边湿地应采取以下保护措施：

（1）本工程部分老井利用井占用果午泡一般湿地，该部分井建设初期即钻井期已完成征地手续；

（2）经依法批准在湿地内从事建设活动的单位，应当制定生态保护和污染防治方案，保护湿地景观资源和自然生态环境。

（3）水泡井井场施工活动结束后，应当及时清理场地，恢复原貌。

（4）水泡井井场施工期在井场铺垫防渗布，在井场周围设置临时围堰，避免施工废物误入果午泡，施工结束后对井场地表进行平整清理，废压裂返排液和废射孔液均由各自罐车外运处置，井场更换的废旧抽油机设备有运输车外运至资产库回收，井场施工各项废物均得到合理处置，不会对果午泡湿地产生显著影响。

5.5.3 生态环境影响评价结论

（1）该项目管道建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生

产者的生物量有一定程度的下降。但若选择适当时机施工，并在施工建设过程中采取必要的保护措施，则可能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) 油田采油、贮存、运输及其它生产过程中产生落地油环境污染物，对油井周围环境中的植物生长发育有一定的影响。但若采取必要的环保措施，其对环境的污染程度是较小的，不会影响油田区域内植被的生长发育。

(3) 油田开发工程不可避免会改变原有的生态环境，但若合理规划和建设，石油产业有利于当地及周边地区的经济发展，有利于人类生存环境的改善，能够与周围生态环境协调共处。

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

5.6 环境风险评价

5.6.1 风险调查

本工程涉及的主要危险物质是原油、天然气（石油开采伴生气）。

(1) 原油

原油主要是由烃类组成的一种复杂液态混合物，同时还含有少量的氧、氮、硫等其他化合物。其主要特性包括：易燃性、流动性、易挥发性、易积聚静电、腐蚀性、毒性。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004），其为火灾危险性甲类物质。

原油的危险特性见表 5.6-1。

表 5.6-1 原油危险特性

标识	中文名：石油原油			
	英文名：petroleum		分子式：主要是烃（C ₆ H ₆ ）	
	分子量：（根据组分确定）		/	
	危险货物编号：32003		RTECS号：IMDG规则页码：3141	
理化性质	外观与形状		黄色乃至黑色，有绿色荧光的稠厚性油状液体	
	熔点（□）		凝点（□） 21	
	沸程（□）		初馏点（□） 70	
	相对密度(水=1)		0.86	
	含硫		0.11	
	溶解性		不溶于水，溶于多数有机溶剂	
毒性及健康危害	侵入途径		吸入、食入、经皮吸收	
	健康危害		原油本身无明显毒性，其不同的产品和中间产品表现出不同的毒	

害		性，遇热分解释放出有毒的烟雾，吸入大量蒸气能引起神经麻痹。	
燃烧 爆炸 危险性	燃烧性：可燃	建规火险分级：甲	爆炸上限（V%）：5.9
	自燃温度（□）：350	闪点（□）：-6	爆炸下限（V%）：0.8
	危险特性	其蒸气与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生剧烈反应。遇高热分解出有毒的烟雾。其燃烧、爆炸危险性与轻汽油相似。	
	泄漏处理	疏散泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断火源。应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服，在确保安全情况下堵漏，喷水雾可减少蒸发，用活性炭或其他惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。也可以用大量水冲洗，经稀释的洗液放入废水系统，如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。	
	储运	存于密闭容器内，置于通风、远离火种、热源，避免阳光直射处；严禁烟火，应与氧化剂分开存放，操作时使用专用工具，禁止采用易产生火花的机械设备和工具；罐装应注意流速，且有接地装置，防止静电积聚。	
	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳	
	稳定性	稳定	
	聚合危害	不能出现	
	禁忌物	强氧化剂	
	灭火方法	干粉、二氧化碳、泡沫、砂土，用水灭火无效。	

(2) 天然气

天然气具有易燃、易爆的性质，按《原油和天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）中对火灾危险性的分类原则，属于火灾危险性甲类物质。天然气主要成分是含大量低分子烷烃混合物，属甲类易燃气体，与空气混合极易燃烧爆炸。具体危险特性见表 5.6-2。

表 5.6-2 天然气的危险有害特性及安全技术表

标识	中文名：甲烷	英文名：methane
	危规号：21007	CAS 号：74-82-8
理化性质	外观与形状：无色无味气体	自燃温度：413□
	相对密度（水=1）：0.42（-164□），	相对蒸气密度（空气=1）：0.6
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点（□）：-218□	爆炸上限（%）：15
	爆炸下限（%）：5	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	

	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉
健康危害	侵入途径：吸入
	健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时远离，可致窒息死亡。皮肤接触液化的甲烷，可致冻伤。

5.6.2 风险识别

根据对国内外油田开发事故的类比调查及资料分析，结合建设项目的油藏情况、运行工艺、管理水平及自然灾害等因素，建设项目油田开发及生产过程可能发生的环境污染事故包括集油管线泄漏，运行期的井下作业过程、采油过程、集油过程等工艺环节。

(1) 火灾、爆炸

油田开发运行过程中发生火灾爆炸的原因很多，主要包括：

①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；

②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；

③设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；

④控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等。上述各类生产事故在发生火灾及爆炸安全生产危害的同时，对区域内环境也将产生严重的污染。

(2) 中毒

本工程涉及的天然气毒性较低，其中天然气主要成分烃类物质毒性较低，但如果浓度过高将使人昏迷、窒息，一般在封闭或通风不良的作业场所积聚后可能产生此类事故。阀组渗漏，管道腐蚀穿孔、超压泄漏，天然气系统安全控制装置失灵将在局部空间弥漫高浓度天然气，人员接触后将会有头晕、恶心、呼吸困难等症状，严重时将发生中毒窒息。虽然本工程天然气中含有硫化氢，但由于含量较低，只会出现呼吸道及眼急性刺激症状，不会出现呼吸麻痹而死亡的急性中毒事件。中毒危害多易发生在设备检修等过程中。

(3) 油气集输管道泄漏

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

①管道焊接不严，检测有误，造成泄漏；

- ②管道防腐涂层质量差，造成管道腐蚀；
- ③管材或连接缺陷，造成管道断裂，油气泄漏；
- ④操作失误引发的憋压等造成的风险事故；
- ⑤设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；
- ⑥动力故障引发的事故，如停电造成的阀门无法关闭、通讯线路中断无法传递控制指令等导致事故发生；
- ⑦在管道近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，造成管道破裂；
- ⑧其它选线不当或设计有误导致的事故风险。

自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。

根据油田的运行经验，一般在油田开发7-8年后低洼地区的油水井管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油和含油污水泄漏到环境中。

结合本项目工程内容分析，本次改造项目施工期间对油气管线进行暂停处理，施工后进行严格的测压和检测，因此，不会产生大规模的油气泄漏事故。管道断裂、气阀漏气等事故，通常是通过巡回检查及监控对此加以控制。工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见下表。

表5.6-3 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
井场	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油水泄漏污染	空气、地下水
油水管道	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油水泄漏污染	空气、地下水
计量间、阀组间等	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏污染	空气、地下水

5.6.3 环境风险分析

建设项目环境风险主要包括油气集输管道、油田站场由于人为或自然的原因可能发生的原油、含油污水、天然气泄漏，会对大气环境、水环境、土壤、生态产生不同程度的影响。

5.6.3.1 事故状态下对大气环境的影响

对大气环境产生影响的事故为原油泄漏，会对大气环境造成直接影响。原油集输过程中事故泄漏会造成局部地区大气污染，类比同类工程，烃类气体的事故性泄漏可使泄漏区100m范围内烃类气体浓度达83.3mg/m³，造成严重危害，500m内烃类气体浓度达5.37mg/m³，出现超标，若处理不当，很可能发生火灾等事故。

原油泄漏如不及时处理，对空气环境的影响相对较大，原油中的轻组分烃类会挥发进

入大气，若事故处理不及时，则烃类挥发的时间会较长。如果一次泄漏的量很大，会形成的局部空气环境的严重污染，这时大气中烃类气体的浓度要高于正常情况的数倍之多。如果引发了火灾，则原油燃烧形成的黑烟会对周围居民区造成较重的大气污染。且原油泄漏产生的烃类气体挥发事故通常只会造成局部大气污染，由于大气本身具有稀释净化能力，因此，不会造成大面积的严重污染。

5.6.3.2 事故状态下对地下水环境的影响

(1) 地面设施泄漏对地下水的影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是集输管道事故泄漏。含油污水就可能渗透入含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下0~10cm及10~30cm范围，一般下渗深度在80cm以内，一般很难下渗2m以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

(2) 套损对地下水的影响

在注水过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。大庆油田套损统计表明，98%以上的套管断裂发生在700m以下，表层套管基本没有断裂发生，且套管破损机率一般为1/1万至1/5万，而因套损污染地下水的最大概率约为1/200万。资料显示，美国同类井套损后因外保护层失效而导致油水泄露的概率约1/400万到1/100万。因此，套管损坏虽然对地下水存在潜在污染隐患，但发生几率极小。只要防护得当，一般不会形成套损，即使套损，能发生油水泄漏污染地下水的概率也很小。

5.6.3.3 事故状态下对土壤环境影响分析

含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层0~20cm的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。

5.6.3.4 事故状态下对生态环境影响分析

事故性含油污水的大规模泄漏可影响草地的生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。所以，污水泄漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替。

5.6.4 环境风险防范措施

5.6.4.1 防火、防爆措施

- (1) 本工程新建母液管道、注水管道与周边建构筑物防火间距符合规范要求。
- (2) 油气生产系统采用密闭集输工艺，防止油蒸气、伴生气蒸气泄漏，防止有毒气体聚集。
- (3) 阀组间易燃易爆场所设有组织的自然通风。场站内加药间等易燃易爆场所设机械通风。
- (4) 爆炸危险区域井场内所用的设备、电气均采用防爆型，并符合相应的防爆等级。
- (5) 压力容器按照规范要求选材，压力容器安装有安全阀、压力表等安全附件。
- (6) 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。变电所设火灾报警系统。
- (7) 矿机关及其他已建工艺站场设通信光传输系统、调度语音通信系统、工业电视监控系统、SCADA 数据传输系统及光缆线路系统。
- (8) 设备、管道做防腐保温。
- (9) 严格执行各项安全生产制度，在油气泄露场所严禁静电和携带火种。

5.6.4.2 井下作业事故风险防范措施

- (1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。水井施工要提前 3 天关井降压；
- (2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；
- (3) 作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器；采取清水或泥浆压井；
- (4) 打开套管闸门，启动作业废水进站装置和油水收集器，使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站；
- (5) 在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到作业废水进站装置；
- (6) 压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、

油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0 Mpa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂；

(7) 注入井作业起下管柱、冲沙时井口必须安装简易控制器和油管放喷阀门，不起下管柱时，需将井口坐好，并关闭油管 and 套管闸门，需要放喷时产生的污水必须排到罐车，并拉运到污水处理站处理；冲沙过程中井口要坐好简易控制器，出口水龙带连接到罐车，然后将污水拉运到污水处理站处理。

5.6.4.3 管线泄漏的主要预防和处理措施

(1) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，配注管道采用熔结环氧粉末内防腐钢管，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

(2) 当发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

(3) 对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送含油污泥处理站进行处理；

(4) 当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；

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

(6) 定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；

(7) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；

(8) 建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

5.6.4.4 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

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

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

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

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

(5) 运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、储罐必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。

5.6.5 应急措施

本工程建设单位已经针对可能发生的风险事故，结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急预案，本工程为改扩建工程，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行。

(1) 应急组织机构

大庆油田有限责任公司第一采油厂设立了事故应急领导小组、应急抢修组和消防组等，明确了各自的职责、权限和分工。组成和分工见表 5.6-4。

表 5.6-4 应急组织、职责分工表

组成	职责
应急领导小组	负责本单位应急预案的制定、修订；组建应急救援专业队伍，并组织实施和演练；检查督促做好重大事故的预防措施和应急救援的各项准备工作；发生事故时，由指挥部发布和解除应急救援命令、信号；组织指挥救援队伍实施救援行动；向上级汇报和向友邻单位通报事故情况，必要时向有关单位发出救援请求；组织事故调查，总结应急救援工作经验教训
应急抢修组	负责环境污染事故时抢修和事故紧急处理
消防组	担负或配合专业消防队伍完成灭火、洗消和抢救伤员任务
通讯组	负责各专业小组的联络工作
物资供应组	负责抢险物资的组织、运输、分配
医疗队	负责伤员的救护
治安队	担负或配合相关的政府部门进行现场治安，警戒，群众疏散

(2) 现有应急预案情况

大庆油田有限责任公司第一采油厂隶属于大庆油田有限责任公司，大庆油田有限责任公司第一采油厂现有《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《突发环境事

件专项应急预案》、《油气集输突发事件专项应急预案》、《突发事件总体应急预案》等预案内容。其中总体预案适用于自然灾害、事故灾难、公共卫生、社会安全四类突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、风险分析与应急能力评估、预防与预警、应急响应与保障等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控的作用；《环境突发事件专项预案》中不仅包含了风险分析与事件分级、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等内容；《油气集输突发事件专项应急预案》中根据自然灾害、人为破坏、人为操作失误和设备缺陷等原因，在生产、使用、贮存、运输和油气处置工艺过程中易出现原油、天然气等危化品泄漏现象确定突发事件类型，主要涵盖 4 类风险：①油气等生产过程中输送物料管线发生泄漏。②产品储存区等出现泄漏事故。③作业环境由于储罐、管道、阀门、法兰等容器使用、腐蚀、损伤或密封圈损坏等原因，出现泄漏。④装卸过程中，由于泵、法兰、管道、密闭等处发生泄漏或者由于装料过满、受热膨胀等发生泄漏。针对这四种风险，该《油气集输突发事件专项应急预案》进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与保障内容确定以及油气集输突发事件的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。总体上看，建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足建设项目的要求，但应加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。

（3）应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司第一采油厂编制了《突发环境事件专项应急预案》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。

应急预案制定完毕后，大庆油田有限责任公司第一采油厂各作业区平均每月开展一次应急预案的宣传教育及应急演练，保证每一个工作人员都熟悉预案的内容，熟练应急措施，检查预案的有效性和符合性，对存在的不足及时修正。

4) 应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司第一采油厂已在大庆油田有限责任公司备案登记，由大庆油田有限责任公司向市政府有关部门及集团公司申请备案。大庆油田有限责任公司第一采油厂已于 2021 年 1 月 18 日在大庆市萨尔图区生态环境局备案了《环境突发事件应急预案表》《环境风险评估报告》等文件，备案编号 230602-2021-002-M，发生事故时，多

个应急预案联动响应。同时，企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、环保部门及公安部门启动相应紧急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见下表。

表5.6-5 地企联动各部门联系方式

名称	联系电话
火警	119
医疗急救	120
大庆市人民政府	0459-4609222/6373055
大庆市生态环境局	0459-4623818
大庆市公安局	110
大庆市安监局	0459-6367656
大庆市城市管理局	0459-4688501
大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
大庆油田总医院	0459-5886408
大庆市气象台值班室	0459-8151615/8151030

5.6.6 结论

通过对本次建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是集油管线泄漏、火灾爆炸、场站天然气泄漏等，对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，并定期演练，避免重大污染事故的发生。建设项目所在区块运营多年，现有应急措施完好，运营至今未发生环境风险事故，现有应急预案有效。

表5.6-6 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	萨中开发区西区及西区过渡带一~二条带萨 II 1-9 弱碱三元复合驱产能建设地面工程				
建设地点	(黑龙江)省	(大庆)市	(萨尔图区)区	()县	()园区
地理坐标	经度	东经124°55'0"~ 124°58'0"	纬度	北纬46°36'30"~ 46°38'30"	
主要危险物质分布	原油、天然气；				
环境影响途径及危害后果	火灾、爆炸影响空气环境，但不会对最近居民点造成危害影响。 井场和油水管道泄漏影响地下水环境，但影响范围有限，及时回收后影响程度低，周围环境敏感目标产生污染影响的可能性小，环境影响可接受				
风险防范措施要求	防火、防爆，油泥不落地措施，管理措施。 管道密闭输送、防腐、试压，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施				

填表说明	<p>根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），建设项目为简单分析。本工程的主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生</p>
------	---

表5.6-7 建设项目环境风险评价自查表

工作内容		完成情况					
风险调查	危险物质	名称	石油	天然气			
		存在量 t	3.89	0.22			
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 <u>0</u> 人			5km 范围内人口数 <u>45000</u> 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）				人
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input type="checkbox"/>	
地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input type="checkbox"/>			
	包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>	D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>			
物质及工艺系数危险性	Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>	1≤Q<10 <input type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input type="checkbox"/>	Q>100 <input type="checkbox"/>		
	M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>		
	P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>		
环境风险潜势	<input type="checkbox"/> + <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/>		
评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>		
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>			易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>		
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>		
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>		地表水 <input type="checkbox"/>	地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		
事故情形分析	源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input type="checkbox"/>			
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 m				
	地表水	最近敏感目标，到达时间 h					
	地下水	下游厂区边界到达时间 d					
重点风险防范措施	<p>①集输系统事故风险防范措施：严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装；对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备；定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备的渗漏、穿孔问题；生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏；当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送含油污泥处理站进行处理；当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。</p> <p>②站场事故风险防范措施：建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生；站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；平稳操作，避免系统压力超高放空；定期维护保养容器、设备和站内管线。</p> <p>③火灾、爆炸风险防范措施：为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸，所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。场站可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施；场站的架空输油管线及油罐均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施；场站内的防雷接</p>						

	地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。各依托场站所有火灾危险区全部安装可燃气体深度监测报警装置。
评价结论与建议	本工程的主要环境风险是集油管线泄漏、火灾爆炸、场站天然气泄漏等，对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，并定期演练，避免重大污染事故的发生。
注：“□”为勾选项，“ ”为内容填写项	

5.7 土壤环境影响评价

5.7.1 施工期土壤环境影响评价

本项目对土壤的影响主要来自管道敷设对土地的占用，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。

(1) 管道开挖对土壤的影响

①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。

(2) 道路建设对土壤的影响

本工程对八一千线路进行改造施工，不新建通井路或井排路，建设方式为直接对原路面进行清理，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。

5.7.2 运营期土壤环境影响评价

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油。由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，因此可有效减少石油类进入土壤，根据对现有油田土壤的类比调查结果，得出在采油井井场附近，石油对土壤的污染程度与距井口距离成反比，即离井位越近，土壤中石油的含量越多，污染程度越重；反之，离井位越远，土壤中石油含量越低，污染程度越轻。从平面上看，石油污染物集中在离井 20~30m 的范围内，约占总

量的 90%以上。在此范围之外，土壤中的石油含量迅速降低，在离井 100m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤石油污染主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油在土壤中的迁移深度较浅。

所以，油田建设土壤环境污染的分布为：污染主要集中在井场附近，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤上层，迁移深度较浅。

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

本次产能工程均为老井利用井，本次评价委托大庆中环评价检测有限公司对正常运行的西5-斜E32油井井场土壤进行现状监测，现场采集柱状样一组，检测深度0-0.3m，根据检测结果，项目涉及特征污染物石油烃的浓度值为未检出，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准要求，说明企业在项目实施之后较好的落实污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

5.7.3 土壤保护措施及对策

5.7.3.1 污染防治基本要求

针对项目可能发生的土壤污染，按照源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应等全阶段进行控制。

（1）源头控制措施

主要包括在施工工艺、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

（2）末端控制措施

主要包括井场污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；末端控制采取分区防渗原则。

（3）污染监控体系

为了及时了解项目场区及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）的相关要求，本项目拟制定土壤环境跟踪监测措施，包括

制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。

(4) 应急响应措施

包括一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤、地下水污染，并使污染得到治理。

5.7.3.2 建设项目环境保护措施

(1) 施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（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) 加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

(3) 在井场作业过程中必须在井场铺设防渗布或者采取其他防治土壤污染的措施，从源头控制土壤污染。

5.7.4 跟踪监测

对井场的土壤定期监测，发现土壤污染时，及时查找泄漏源，防止污染源的进一步下渗，必要时对已污染的土壤进行替换或修复。基于建设项目现状监测点设置兼顾土壤环境影响跟踪监测计划的原则，建议分别在西71-21井场内、西208-斜P8井场内、奔二小区内布设土壤跟踪监测点，具体布点见表5.7-1及附图6。

表5.7-1 土壤环境跟踪监测计划

点名称	序号	点位	坐标	取样要求	监测项目	监测频次
居民区内井场	1	西 71-21	46.62198, 124.92021	表层样 0~20cm	pH、石油烃	1次/3年
水泡井场	2	西 208-斜 P8	46.61309, 124.92714	表层样 0~20cm	pH、石油烃	
居民区	3	奔二小区	46.62222,124.92057	表层样 0~20cm	pH、石油烃	

5.7.5 评价结论

本项目选址位于大庆市萨尔图区境内，属大庆油田有限责任公司第一采油厂开发区域，区域内井场分布密集、各类地面工程设施配套完善，区域内现状土地利用类型以草地为主。

本项目土壤环境影响评价属于污染影响型项目，占地面积为小型，土壤环境敏感程度属于敏感，判断评价等级为一级，土壤评价范围为井场外延1000m区域。根据监测结果可以看出评价区土壤中各污染物浓度值均符合相应的标准限值的要求。

项目针对各类污染物均采取了对应的污染治理措施，可确保污染物的达标排放及防止

渗漏发生，可从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。

因此，只要企业严格落实本报告提出的污染防治措施，项目对区域土壤环境影响是可接受的。

表5.7-2 建设项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态影响型 <input type="checkbox"/> ; 两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 农用地 <input type="checkbox"/> ; 未利用地 <input type="checkbox"/>				土地利用类型图
	占地规模	(2.34) hm ²				
	敏感目标信息	以开发区域井场为中心，外扩 1km 范围内。				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他 (√)				
	全部污染物					
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ; II类 <input type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/>				
敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input type="checkbox"/>					
评价工作等级		一级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input checked="" type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> ; d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	0~20cm	
	柱状样点数	5		0~50cm、50cm~150cm、150cm~300cm		
现状监测因子	47 项（包括建设用地土壤基本项目 45 项，其他项目石油烃及 pH 值）及其农用地监测项目(pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀))					
现状评价	评价因子	47 项（包括建设用地土壤基本项目 45 项，其他项目石油烃及 pH 值）及其农用地监测项目(pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀))				
	评价标准	GB 15618 <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	满足标准				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他 (类比)				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论: a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>				

防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（跟踪监测）			
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		3	pH、石油烃	3年一次	
	信息公开指标				
评价结论					

6 环境保护措施及可行性论证

6.1 污染防治措施

6.1.1 大气污染防治措施

6.1.1.1 施工期

本项目地面工程的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来源于施工活动引起的扬尘。施工过程中采取以下污染防治措施：

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

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

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

④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。

⑤管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时在施工过程中定期洒水抑尘，防止施工扬尘量大对环境造成污染。

⑥合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。

⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

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

6.1.1.2 运行期

本工程运行期的大气污染主要来自运营过程中产液集输及依托场站处理过程无组织挥发的烃类气体、依托场站加热装置燃烧烟气。

1、挥发性有机物污染防治措施

(1) 采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正

常生产无泄露；

(2) 井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；

(3) 加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

(4) 加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

(5) 精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程。

(6) 定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发；

(7) 建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与修复，对易泄漏环节制定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。

2、本项目依托的转油站加热装置燃料均采用清洁能源（天然气），产生的烟气经高于8m的烟囱排放，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值要求（颗粒物 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^3$ 、NO_x $\leq 400\text{mg}/\text{m}^3$ 、SO₂ $\leq 100\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）；

通过采取以上措施，可以将项目建设对大气环境的影响减小到最小程度，厂界装置挥发的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9企业边界污染物控制要求限值，依托的聚中十六转油放水站、新中302转油站、新中309转油站、新中305转油站、聚中313转油放水站的加热装置均以天然气为燃料，产生的烟气均通过高于8m的烟囱排放，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准要求。

6.1.2 水污染防治措施

6.1.2.1 施工期

(1) 施工人员产生的生活污水排入本项目依托场站（聚中十六转油放水站、新中302转油站、新中309转油站、新中305转油站、聚中313转油放水站）及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥；

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

(3) 利用井压裂后产生的废压裂返排液集中收集后由罐车拉运至采油一厂六矿废压裂液无害化处理站处理。

(4) 敷设管道时产生的试压废水进入集输系统后最终输至中十六联合油污水处理站处理，采出液分离废水脱水后输送至聚中312三元含油污水处理站处理后满足《大庆

油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\ \mu\text{m}$ ”后回注油层。

6.1.2.2 运行期

（1）运营期油井洗井废水进入集输系统后，最终输至中十六联含油污水处理站进行处理；油井作业污水经罐车拉运到聚中312三元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“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 5\ \mu\text{m}$ ”后回注油层；

（2）油井作业范围限制在油井永久占地范围内，同时作业过程中设置临时围堰，围堰为粘土夯筑，避免作业污油污水进入井场永久占地范围以外的环境，作业结束后及时清理井场；油井洗井废水经修井现场设置的污水回收装置回收后经井口进入集输系统，不外排。

（3）强化生产运行管理，杜绝含油污水及污油的随意排放，落地原油要及时回收，提高落地油回收率，并及时处理被落地油污染的土壤，消除对地下水的污染隐患；

（4）确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生污染；

（5）定期检查维修管线、阀门及收油装置，确保设备的使用性能良好；

（6）在井场作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到100%；

（7）泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管线防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新；对油井的套损情况也要定期检测，防止套管破裂上返油水污染地下水；

（8）油田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但原油、含油污水的跑、冒、滴、漏，如处理不及时则可能对地下水造成污染，因此对工程实施污染分区防治措施：

① 简单防渗区防渗措施

本项目油井井场属于简单防渗区，施工结束后应立即对井场进行平整夯实，防渗等级满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表7中要求。

② 重点防渗区防渗措施

地下集油管道属于重点防渗区，采用无缝钢管；管道的外防腐等级应采用特加强级；管道的连接方式应采用焊接；定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄

漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，进一步防止污染地下水。

本项目依托的转油站站內三相分离器、污水沉降罐、油水分离器、储油罐、污水沉降罐以及事故罐属于重点防渗区，根据《地下水污染源防渗技术指南（试行）》（2020.2.20）要求，重点防渗区铺设 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 的防渗性能的黏土层，使防渗性能满足相关要求。

（9）定期对周围地下水井进行观测和检测，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题；如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目产生的各类废水都可以得到有效处置，作业过程中产生的污油污水可以有效进行回收，项目的水污染防治措施合理可行。

6.1.3 噪声污染控制措施

6.1.3.1 施工期

（1）合理安排施工时间。尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工。

（2）合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。

（3）降低设备噪声。选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。

（4）运输车辆选择避开奔三小区等居民区路线，尽量不鸣笛。

（5）加强对施工人员的培训及责任教育，做好施工机械和运输车辆的调度和交通疏导工作，运输车辆选择避开居民区的路线，限制车速，禁止鸣笛，降低交通噪声；

（6）禁止夜间（22:00~次日6:00）施工，避免对周围敏感点产生影响。

通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求，不会对声环境产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.1.3.2 运行期

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：

1、从噪声源上控制降低噪声。

选用低噪声源生产设备：掺水泵、污水泵等生产设备的选型应当选用低噪声、低能

耗的生产设备，同时各类机泵下方安装减震基础等措施，减少设备的振动，以减少设备噪声源强。

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；

(3) 运营期对机泵等设备安装减振装置，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，对周围声环境影响较小，运行期噪声治理措施可行。

6.1.4 固体废弃物控制措施

6.1.4.1 施工期

(1) 管道铺设施工过程中产生的聚氨酯等施工废料和配制站熟化罐重做外保温拆除废保温材料统一回收后送至第一采油厂工业固废填埋场。

(2) 利用井场更换的废采油设备、依托配制站和注入站等场站改造拆除机泵、阀门和压力表等废旧设备全部回收至采油一厂资产库。

(3) 本项目利用井射孔作业产生的废射孔液，由施工单位罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理。

(4) 排污池池边塌陷维修、泵房地面裂缝维修等过程中将产生废砣块、废砖块等建筑垃圾、八一千线路维修改造产生的建筑垃圾由施工单位拉运至城市管理部门指定堆放点。

(5) 污水站回收水池和外输水罐清淤的含油污泥集中收集拉运至南一区含油污泥处理站处理。

(6) 施工产生的生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第157号令），应集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，并及时由环卫工人统一拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理，做到工完、料净、场地清；

6.1.4.2 运营期

1、收集、贮存及处置措施

(1) 含油污泥、落地油

本项目运营期产生的含油污泥和落地油属于危险废物，危险废物编号为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，由罐车拉运至南一

区含油污泥处理站进行处理，满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）农用污染控制指标要求后，用于垫井场和通井路。本项目产生的含油污泥及落地油依托南一区含油污泥处理站处理，站内采用预处理+调质-离心处理技术工艺，设计规模为15m³/h（年运行240天，每年4月至11月运行），目前实际处理量约为12000t/a，项目新增处理量后该站负荷率为55%，能够满足本项目含油污泥处理需求。

根据《北一区断东西部高台子油层产能建设工程竣工环境保护验收监测报告》（于2020年11月完成自主验收）中对第一采油厂南一区含油污泥处理站含油污泥处理前、处理后泥质进行取样分析，处理后污泥石油类满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）标准。

（2）含油废弃防渗布

油井作业时产生的含油废弃防渗布属于危险废物，危废编号为HW08其他废物900-249-08含其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及含矿物油废物，产生的含油废弃防渗布委托资质单位定期拉运处置；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。

（3）生活垃圾

生活垃圾统一由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理。

2、运输措施

（1）在井场作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到100%；

（2）本项目危险废物的运输按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）要求进行运输管理，危废的转移过程应按照《危险废物转移联单管理办法》（总局令 第5号）执行。

（3）运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点

综上所述，本项目产生的固体废物均可得到妥善处理，不外排，本项目固体废弃物处置措施可行。

6.1.5 生态保护措施

6.1.5.1 施工期

1、一般性生态保护措施

（1）加强井场管理及设备养护，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理；

（2）埋设注水管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）

进行，以便尽快恢复植被；

(3) 恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

(4) 加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

(5) 施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对临时占用草地进行表土留存，分层回填，及时恢复地表植被。

2、针对性保护措施

本项目占用总占地面积11.34hm²，其中临时占地面积9hm²，永久占地面积2.34hm²，占地类型为盐碱草地。

(1) 对于临时占地，施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对于临时占用的草地，施工期应严格控制临时占地范围，尽量减小对植被破坏，施工结束后，全部恢复地表形态；

(2) 恢复过程应由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果；

3、防沙治沙措施

项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本项目的具体特点，施工期内采取以下防沙治沙措施：

(1) 施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

(2) 根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主。

通过采取上述措施，施工期严格控制控制施工作业占地范围，不会对项目所在区域生态环境产生较大影响，施工期生态保护措施可行。

6.1.5.2 运营期

本工程正常生产情况下，油井产液均为密闭集输，基本无污染物排放到周围环境中，对周围的生态环境基本无影响，不会导致土壤沙化现象。

(1) 运行期严格控制油井作业施工的占地，普通井下作业（修井）及洗井工作不新征临时占地，大修占地不超过50×50m；

(2) 施工中缩小影响范围，提高工程施工效率，尽量缩短施工时间，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响；

(3) 油井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场；

(4) 井场夯实，回收落地油时，减少土壤的剥离量；

(5) 油井作业时应在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境；

(6) 加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后做无害化处理。

(7) 运行期油井作业禁止碾压和破坏道路及井场永久占地外的湿地。

本工程通过采取上述生态保护措施，能够确保本工程对区域生态环境的破坏得到有效控制，不会对区域生态环境产生较大影响，生态保护措施可行。

6.1.6 环境风险防控措施

6.1.6.1 施工期

(1) 管道接头采用一次成型涂料新技术，使用寿命可达30年以上，并采用技术上成熟可靠的强制电流阴极保护法；

(2) 提高注水管道的防腐等级，集油掺水管道采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管，注水管道材质采用内特种纳米外二PE防腐加强级无缝钢管；

(3) 定期检测集输及注水管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新；

(4) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；

(5) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，强化检验手段；制定严格的规章制度，发现缺陷，及时正确修补并做好记录；

(6) 进行水压试验，排除焊缝和母材的缺陷，增加管道的安全性。

6.1.6.2 运营期

(1) 工程投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因操作失误导致事故发生；

(2) 制定应急操作规程，在规程中应说明发生井喷、管道泄漏、火灾爆炸和场站泄漏事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，减少事故的影响。另外还应说明与管道操作人员有关的安全问题；

(3) 日常监督、隐患整改、事故发生、操作失误等各项安全行为应建立档案；

(4) 生产部门和环保部门建立安全环保管理工作考核细则，实行量化考核；

(5) 严格岗位责任制，定期对工人进行安全和环境保护意识教育；

(6) 对事故应急预案进行补充完善，使其更加合理有效；

(7) 加强对工程附近居民的宣传教育，减少、避免第三方破坏事故；

(8) 加强油田保卫工作，保证油田各种生产设施安全运行，杜绝安全环保事故的发生；

(9) 集油管道泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管线腐蚀情况定期检测，及时维修或更新；

(10) 依托建设单位已经建立的环境突发事件应急预案，建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，确保应急工具和设备齐备完好，并与油田区域开发相关应急预案联动，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

由于本次产能建设采用常规工艺，油气集输和污染治理工艺成熟、可靠，由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.1.7 土壤防治措施

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

(2) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被和土壤的破坏。在井场作业过程中必须在井场铺设防渗布或者别的防治土壤的措施，从源头控制土壤的污染。

(3) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

(4) 对于临时占地，在对土壤进行开挖施工时要采取措施降低土壤风蚀，减少水土流失；对土壤要分层开挖、分别堆放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式（不起土坝）进行，以便其尽快恢复植被生长。

6.2 油田开发后期及闭井期环保措施

本工程闭井期另外单独履行环评手续。

6.3 “三同时”项目一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表6.3-1、表6.3-2。

表6.3-1 项目“三同时”一览表

防治内容	环保措施	验收标准
废 施工期扬尘、	及时洒水、临时土方等加盖苫布等	施工场界执行《大气污染物排放标准》

气		遮盖物	(GB16297-1996) 颗粒物无组织排放限值: $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$
	采油井场、场站非甲烷总烃	管线采取密闭性良好的阀门等	井场永久占地范围外无组织排放非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中 5.9 企业边界污染物控制要求限
	依托场站加热炉	采用清洁燃料天然气(油田伴生气)作为原料, 通过烟囱排放	满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 在用燃气锅炉标准
废水	地下水	区域上游设立 1 口跟踪监测井(散户白家水井, 46.64094, 124.92822), 区域内设置 1 口跟踪监测井(散户张家水井, 46.62453, 124.93865) 区域下游设置 1 口跟踪监测井(散户韩家水井, 46.60767, 124.95284)	对布设的 3 口潜水监测井水质进行监测, 监测因子为: pH、石油类
	施工人员生活污水	排入依托场站及阀组间的防渗旱厕, 定期清掏用做农家肥	不外排
	废压裂返排液	由罐车拉运至采油一厂六矿废压裂液无害化处理站	不外排
	试压废水	进入集输系统后最终输至中十六联含油污水处理站处理后回注油层, 不外排	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 限值(含油量 $\leq 20\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 8\mu\text{m}$), 回注油层
	修井废水	罐车运送至中十六联含油污水处理站处理	
	洗井废水	罐车运送中十六联含油污水处理站处理	
	含油污水(采出水)	经依托转油站管输至聚中 312 三元含油污水处理站处理后回注油层	
噪声	井场噪声	低噪声设备、基础减振	《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准限值: 昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$, 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$
固废	含油污泥、落地油	属于危险废物, 集中收集, 拉运至南一区含油污泥处理站处理	执行《油田含油污泥综合利用污染控制标准》(DB23/T1413-2010) 标准
	废射孔液	由施工单位罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理	不外排
	废旧设备	送至采油一厂物资库回收	合理处置
	废建筑垃圾	由施工单位拉运至城市管理部门指	合理处置

	定堆放点	
施工废料	统一回收后送至第一采油厂工业固废填埋场	执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中Ⅱ类场标准
生活垃圾	由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理	不外排
含油防渗布	由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》及其修改单（GB18597-2001）标准要求
生态恢复	对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 9hm ²	施工时分层开挖、分层堆放、分层回填，场地平整，不改变原有地势，不起垄。
	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 2.34hm ²	对光伏电站永久占地进行补偿
风险防控	运营期工作区域均铺设防渗布，防渗布边缘设置围堰；车辆采用密闭罐车，配备收油工具，场站定期进行应急演练	

表6.3-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿、绿化等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
污染物达标排放监测	加热装置烟道气排放监测
	厂界烃类气体无组织排放监测
	厂界噪声达标排放监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区内的环境空气、地下水、土壤及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	临时占地植被恢复情况
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

7 环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设，除对所在区域的经济发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本项目油田开发过程中，由于井场建设、管道铺设等，需要占用一定面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，项目仅用植被损失费和资源损失费来估算。

(1) 植被损失费

该项目损失主要为草地生物量的损失，根据生态环境影响分析，该项目投产后临时占地与永久占地造成的草地生物量损失如果以羊草计，按亩产150kg、1100元/t计，则投产十年间羊草损失约0.58万元。

(2) 资源损失费

该项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失。油田投产10年间该项目将有1786t烃类排入大气，每吨按1529.7元计，相当于损失273.2万元。

两项合计为273.78万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保措施投资估算

本项目总投资 80050.7 万元，环保投资约 137.37 万元，占总投资比例为 0.17%；具体环保投资见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资估算 单位：万元

序号	环保工程名称	金额（万元）	工程量
1	临时占地恢复	9	根据国家临时占地补偿标准，生态恢复费用按 1 万/hm ² 计算
2	永久占地生态补偿	0.87	根据大庆市征地青苗补偿费标准，天然草补偿费用按 0.37 元/m ² 计算，永久占地 2.34hm ²
3	地下水分区防渗	5	1 项
4	临时围堰	77.5	根据油田地面运行期多年统计，作业时需采用临时围堰。每井场按 0.25 万元，本工程井场 310 座
5	施工时扬尘控制措施	31	根据油田地面工程多年统计，每个井场扬尘处置按 0.1 万元计
6	施工期施工废料、生	8	结合废物产生量估算

	活垃圾的固废处置		
7	配制站上料除尘器	6	结合工程方案，聚西一 1#站和聚西一 2#站各安装 1 台
	总计	137.37	/

7.2.2 环境效益简要分析

本工程原油集输采用密闭流程，可减少油气损失。项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施，大大降低了排入环境中污染物的数量，将取得一定的环境效益。

7.3 环境经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

8 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，在项目的建设期、运营期和退役期等3个阶段建立和实施HSE管理体系。建设期、运营期和退役期的HSE管理分别包括以下内容：

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

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

（3）退役期HSE管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

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

8.1.1 组织机构

本工程环境管理工作由大庆油田有限责任公司第一采油厂负责。在项目建设期引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由大庆油田有限责任公司第一采油厂施工业务主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置1名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级HSE管理网络，在油田已有HSE指挥部的基础上，分别配备数名HSE现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制

8.1.2 规章制度

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

表8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。

	保法律法规	
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、场站、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油水井作业、集油管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

- (1) 最高领导层将HSE管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- (2) 公司员工时刻将HSE责任放在心中；
- (3) 制定和落实一岗一责制；
- (4) 加强生产技术及HSE教育和培训；
- (5) 做好现场审核和整改；
- (6) 奖优罚劣，持续改进HSE表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

由大庆油田有限责任公司第一采油厂安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级HSE管理网络，在油田已有HSE指挥部的基础上，分别配备数名HSE现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由大庆油田有限责任公司第一采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、场站事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施

8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场、场站建设及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运营期的环境监控主要是采油、井下作业和原油集输过程中的环境保护措施执行情况。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

8.3 本工程污染源排放清单

本项目施工期污染物排放清单见表8.3-1。

表8.3-1 施工期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	扬尘	颗粒物	/	排入大气	符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求
2	废水	生活污水	COD	300mg/L, 0.043t	施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥	不外排
			BOD ₅	150mg/L, 0.022t		
			NH ₃ -N	25mg/L, 0.0036t		
			SS	250mg/L, 0.036t		
		试压废水	SS	400mg/L, 0.16t	进入集输系统后输至中十六联含油污水处理站处理后回注油层，不外排	进入污水处理系统，处理后回注油层
		废压裂返排液	石油类	100mg/L, 0.71t	罐车拉运至采油一厂六矿废压裂液无害化处理站	处理后废水进入污水处理系统，达标后回注油层；含油污泥拉运至南一区含油污泥处理站
3	固废	废射孔液	COD	25296m ³	送至第一采油厂工业固废填埋场	不外排
		施工废料	聚氨酯泡沫	0.18t	由施工单位罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司	处理后废水返回污水系统，处理达标后回注油层
		废抽油机及井场变压器	/	193 台套	全部回收至采油一厂资产库	集中管理
		废各类机泵阀门等	/	634 台套		
		废旧管线	/	4140m		
		建筑垃圾	废砣块	120m ³	由施工单位拉运至城市管理部门指定堆放点	集中管理处置
		含油污泥	石油类	368m ³	拉运至南一区含油污泥处理站处理	用于垫井场和通井路

		生活垃圾	/	3t	由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理	拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂，不外排
4	噪声	机械噪声	噪声	60~90 dB (A)	排入周围环境	符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 要求

本项目运营期污染物排放清单见表8.3-2

表8.3-2 运营期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	烃类气体	非甲烷烃	178.6t/a	排入大气	满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中5.9中4.0mg/m ³ 规定要求
		燃烧烟气	SO ₂	0.164t/a		符合《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表1中在用燃气锅炉要求
			NO _x	0.518t/a		
			颗粒物	0.068t/a		
2	废水	油田采出水	石油类	422.3万t/a	采出液输至聚中312三元含油污水处理站处理、作业废水送至中十六联污水站处理	处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SY DQ0639-2015)要求，“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、粒径中值≤5 μm”后，回注油层
		作业污水	石油类、悬浮物	18710m ³ /a		
		洗井污水	石油类、悬浮物	28440t/a		
3	固废	油泥	石油类	3.78t/a	送至南一区含油污泥处理站进行处理	符合《油田含油污泥综合利用污染控制标准》(DB 23/T1413-2010)要求
		落地油	石油类	9.7t/a		
		废防渗布	石油类	8.8t/a	委托有资质单位进行处理	不外排
4	噪声	机械噪声和运输车辆噪声	噪声	65~90 dB (A)	排入周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中2类标准

8.4 总量控制

本工程新增SO₂排放量0.164t/a、NO_x 排放量0.518t/a、颗粒物排放量0.068t/a及非甲

烷烃排放量178.6t/a，建议按实际排放总量进行控制。

表8.4-1 本工程污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量
1	颗粒物 (t/a)	0.068
2	NO _x (t/a)	0.164
3	SO ₂ (t/a)	0.518
4	VOC _s (t/a)	178.6

8.5 施工期环境管理与监测计划

8.5.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行HSE管理体系，对项目实施HSE立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

(1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；

(2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；

(3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；

(4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.5.2 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。

8.5.3 施工期环境监测计划

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

8.6 运营期环境管理与监测计划

8.6.1 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。

8.6.2 运营期环境监测计划

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测单位进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表8.6-1 运营期污染源监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	地下水	石油类	区域上游设立 1 口跟踪监测井（散户白家水井，46.64094，124.92822）；区域内设置 1 口跟踪监测井（散户张家水井，46.62453，124.93865）；区域下游设置 1 口跟踪监测井（散户韩家水井，46.60767，124.95284）	1 次/年
2	大气	非甲烷总烃	油井井场及依托站场厂界外	1 次/半年
		SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	油井井场及依托站场占地范围内 聚中十六转油放水站、新中 302 转油站、新中 305 转油站、新中 309 转油站、聚中 313 转油放水站	依托现有监测计划
3	土壤	pH、石油烃	西 71-21、西 208-斜 P8、奔二小区	1 次/3 年
4	事故监测	空气：非甲烷总烃	事故发生地污染物浓度的最大处	事故发生 24 小时内
			事故发生地最近的居民居住区或其他敏感区	
			事故发生地的下风向	
			事故发生地上风向对照点	

		土壤：石油烃	事故发生地受污染的区域	
			对照点	
		地下水：石油类	事故发生地中心周围的水井	
			事故发生地上游对照点	

8.6.3 排污许可管理

本项目属于石油天然气开采行业，根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》，本项目所在区块涉及的场站加热炉均属于“五十一 通用工序 锅炉”中单台且合计出力20吨/小时（14兆瓦）以下的锅炉，因此实行登记管理。大庆油田有限责任公司第一采油厂于2020年12月31日完成固定污染源排污许可登记，并取得回执，登记编号为91230607716675409L010Z；本项目及其依托场站不新建加热炉，污染物排放口位置、排放方式、排放去向、种类、排放量及排放浓度均未发生变化，根据《排污许可管理条例》（2021年3月1日施行）第十五条要求，本项目继续沿用第一采油厂已有排污登记管理。

9 环境影响评价结论

9.1 工程概况

本工程位于黑龙江省大庆市萨尔图区中三路南侧、西一路西侧、西丹路北侧区域。工程内容为本项目共基建采出井和注入井527口，其中油井290口，注入井237口，均为利用井；配制站改造1座，注水曝氧站改造1座，二元调配站改造1座，注入站扩改建6座。更换聚合物母液管道6.76km，更换注水管道2.2km；建设聚聚中312污水站至中306-2深度污水站来水管道0.9km，以及配套电力、道路工程。建成产能 $12.6 \times 10^4 \text{t/a}$ 。新增永久占地 2.34hm^2 ，临时占地 9hm^2 。总投资80050.7万元，其中环保投资137.37万元。

9.2 环境质量现状

9.2.1 空气环境质量现状

大庆市生态环境局2020年6月5日公布的《2019年大庆市生态环境状况公报》，2019年城区环境空气中二氧化硫优于国家一级标准限值；二氧化氮（ NO_2 ）优于国家一级标准限值；可吸入颗粒物（ PM_{10} ）优于国家二级标准限值；细颗粒物（ $\text{PM}_{2.5}$ ）达到国家二级标准限值；一氧化碳（ CO ）优于国家一级标准限值；臭氧优于国家二级标准限值，环境空气质量状况良好，保持总体稳定。区域内选取的监测点非甲烷总烃的评价指数均小于1，满足《大气污染物综合排放标准详解》标准要求。

9.2.2 地下水环境质量现状

根据地下水环境质量现状计算结果可知，区域地下水质量除部分监测点锰超标外均满足《地下水质量标准》（ GB/T14848-2017 ）Ⅲ类标准。本项目特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（ GB3838-2002 ）Ⅰ类标准，说明本项目附近地下水未受到油田开发的影响。

9.2.3 声环境质量现状

通过与标准值对比，工程所在区域声环境现状监测值满足《声环境质量标准》（ GB3096-2008 ）中的2类标准要求，声环境现状良好。

9.2.4 土壤环境质量现状

评价区域内拟建区块处土壤环境质量较好，没有出现超标情况。根据土壤环境质量标准的划分原则，评价区域内的建设用地中各项目指标能够满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（ GB36600-2018 ）标准限值，占地范围外满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（ GB15618-2018 ）标准限值。因

此该区域土壤环境质量状况良好。

9.2.5 生态环境现状

该区生态系统是以石油开采为主的人工生态系统为主，兼有农田和草地等生态系统。由于本区位于油田开发老区，人类活动频繁，使该系统内植被覆盖度降低。

9.3 主要环境影响

9.3.1 空气环境影响评价

通过估算模式的计算结果可知，本工程排放的大气污染物中非甲烷烃最大地面浓度为 $0.081139\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合标准详解》中规定的小时均值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求；烟尘、 SO_2 、 NO_x 的最大地面浓度分别为 $0.00315\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $0.006123\text{mg}/\text{m}^3$ 和 $0.02449\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《环境空气质量标准》修改单二级标准要求，对周围空气环境的影响较小。

9.3.2 地下水环境影响评价

本工程在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防治措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

9.3.3 地表水环境影响评价

本工程产生的种类废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

9.3.4 声环境影响评价

在采取适当的降噪措施后，工程运行期厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求，对区域声环境影响较小。

9.3.5 固体废弃物环境影响分析

本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

9.3.6 生态环境影响评价

项目的井场、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

9.3.7 土壤环境影响评价

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。

9.3.8 环境风险分析

本工程的主要环境风险是物料泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，原油泄漏和火灾爆炸影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。

9.4 环境影响经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

9.5 环境管理与监测计划结论

工程投产运行后油田环境管理工作由大庆油田有限责任公司第一采油厂负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输、处理和管理情况及油井作业过程管理、集油管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）和油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

9.6 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 2021 年 3 月 15 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=343>）。征求意见稿公示日期为 2021 年 4 月 16 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=347>），网站截图如下。



首次信息公开截图



征求意见稿公示截图

报纸第一次公告日期为2021年4月19日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为2021年4月20日（大庆油田报），报纸征求意见截图如下。

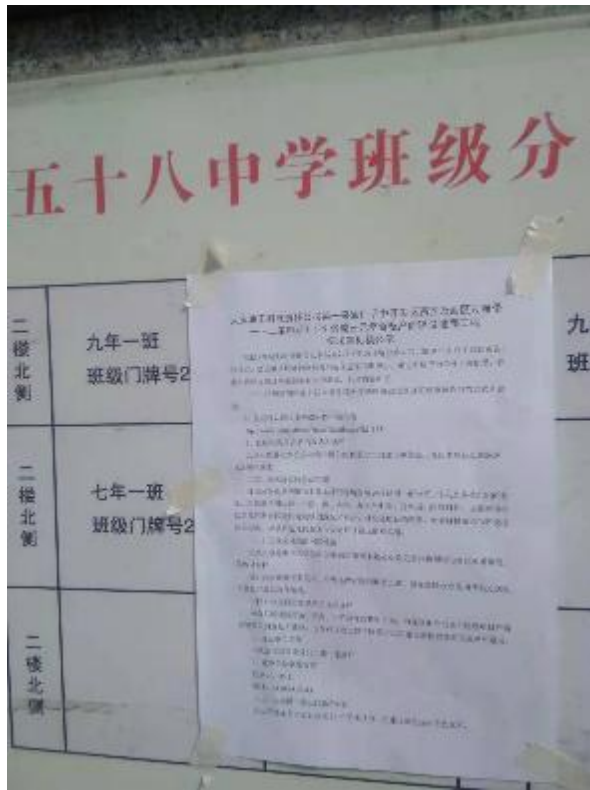
现场张贴公示日期为2021年4月17日，公示地点为开发区域周边居民区、学校、医院等保护目标。张贴公告部分照片如下。



奔二小区张贴公告



奔三小区张贴公告



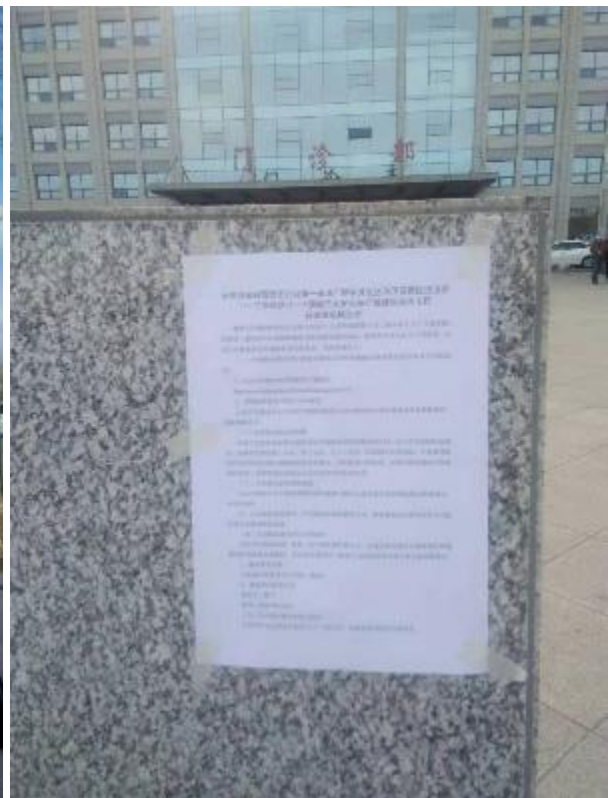
五十八中张贴公告



明园小区张贴公告



宜和园小区张贴公告



龙南医院张贴公告



登峰家园张贴公告



龙北居住区张贴公告

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

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

建设单位的公参调查结果表明，本工程的建设周围民众是支持的。建设单位认真执行环保“三同时”制度，加强环境管理，使环境的负效应降至最低。并对周围环境的影响减至最小程度，达到公众对项目建设的环要求愿望。

9.7 综合结论

综上所述，萨中开发区西区及西区过渡带一~二条带萨II 1-9弱碱三元复合驱产能建设地面工程在产业政策方面，本项目符合《产业结构调整指导目录（2019年本）》要求，属于鼓励类建设项目。

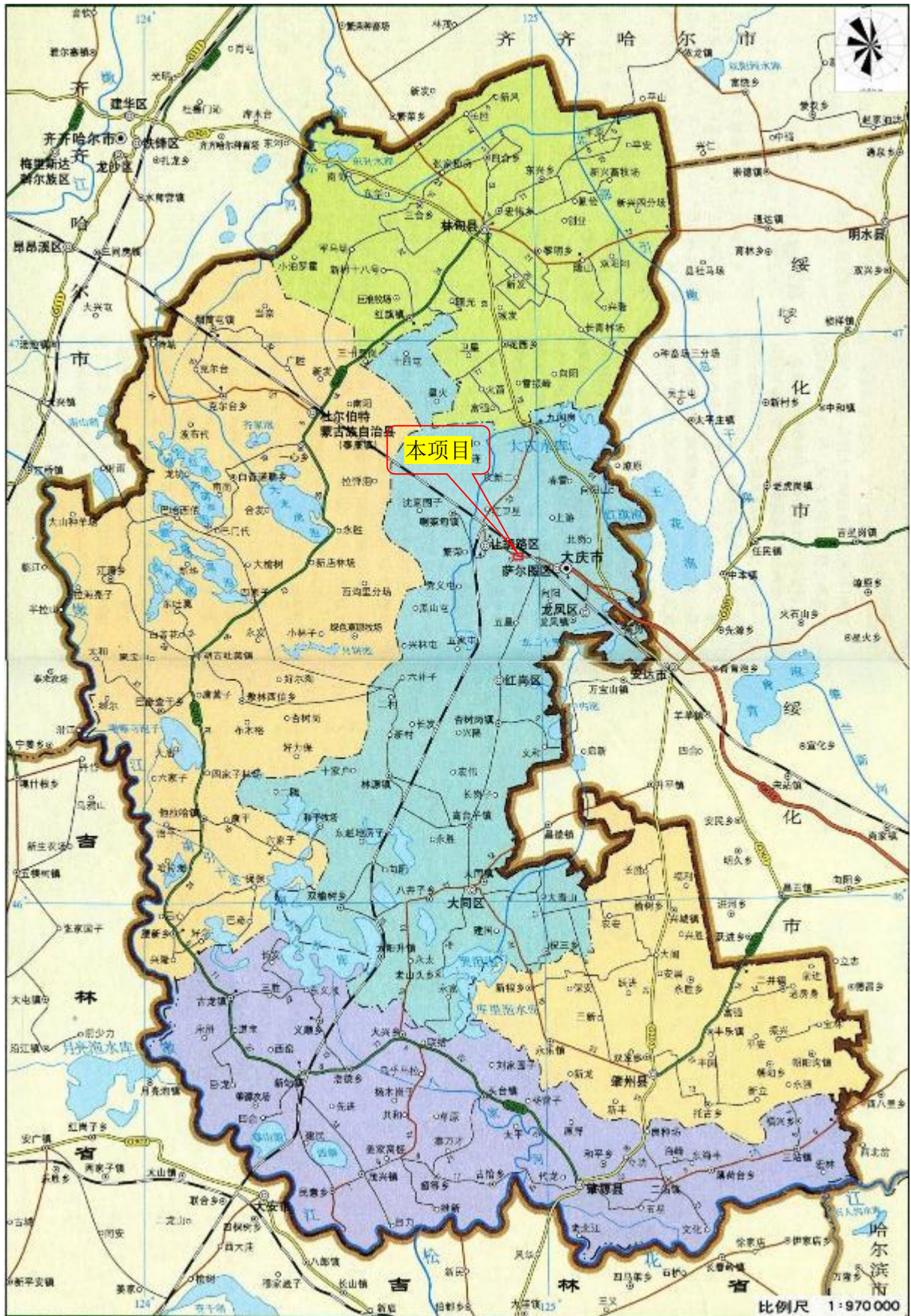
本项目在规划政策方面，均符合《黑龙江省主体功能区划》、《黑龙江省生态功能区划》、《大庆市城市总体规划（2011-2020年）》、《大庆市土地利用总体规划（2006~2020）》、《中共大庆市委关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和

二〇三五年远景目标的建议》、《2021年大庆油田生产建设规划》（庆油发〔2020〕152号）、《大庆市水土保持规划》（2015~2030）中各项目要求。

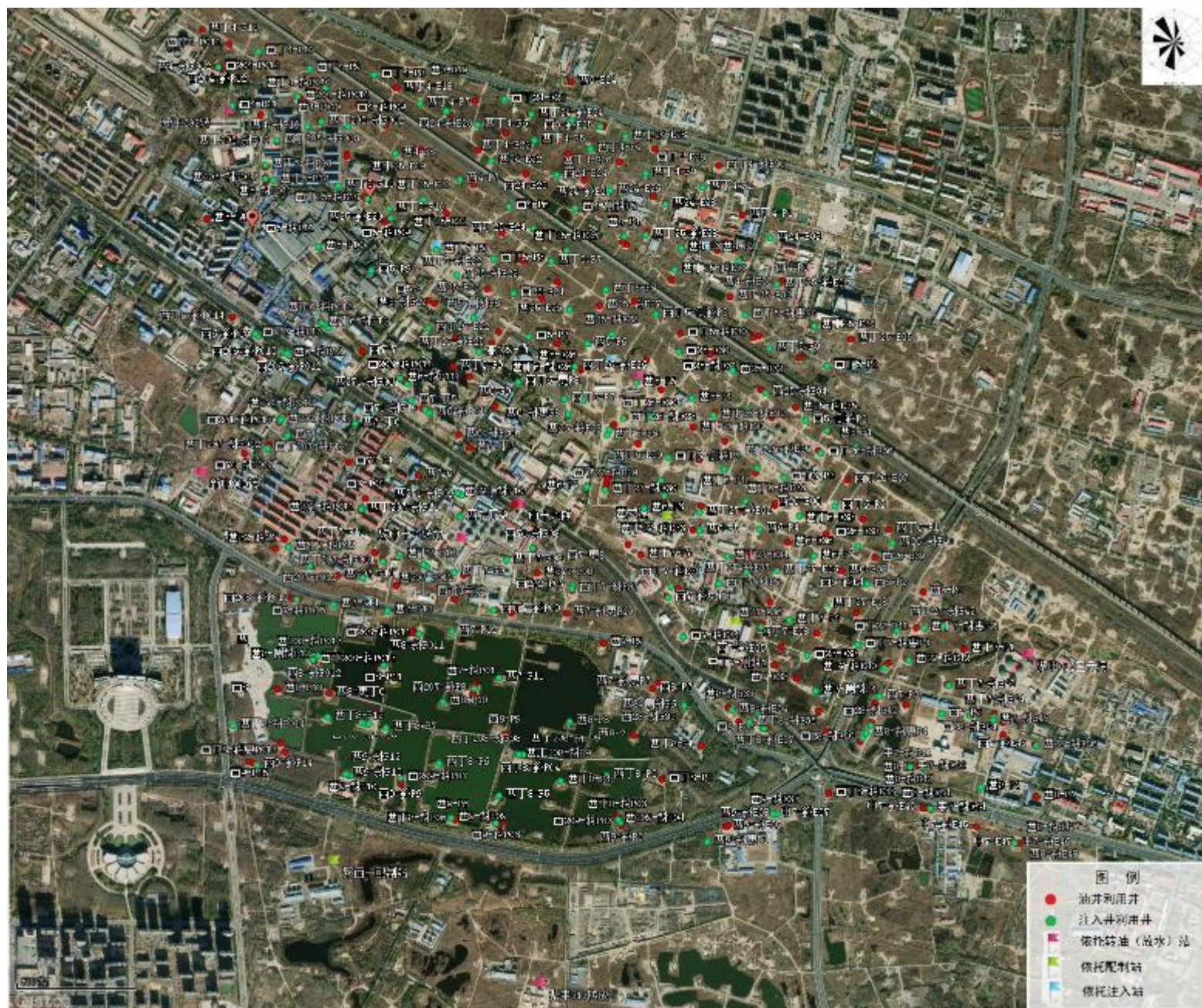
同时，本项目满足《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》、《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（黑政规〔2018〕19号）等政策要求，在石油开采行业管理方面，满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）、《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发〔2019〕153号）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告2012年第18号）等管控要求。

油田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。从环境保护角度分析，本工程是可行的。

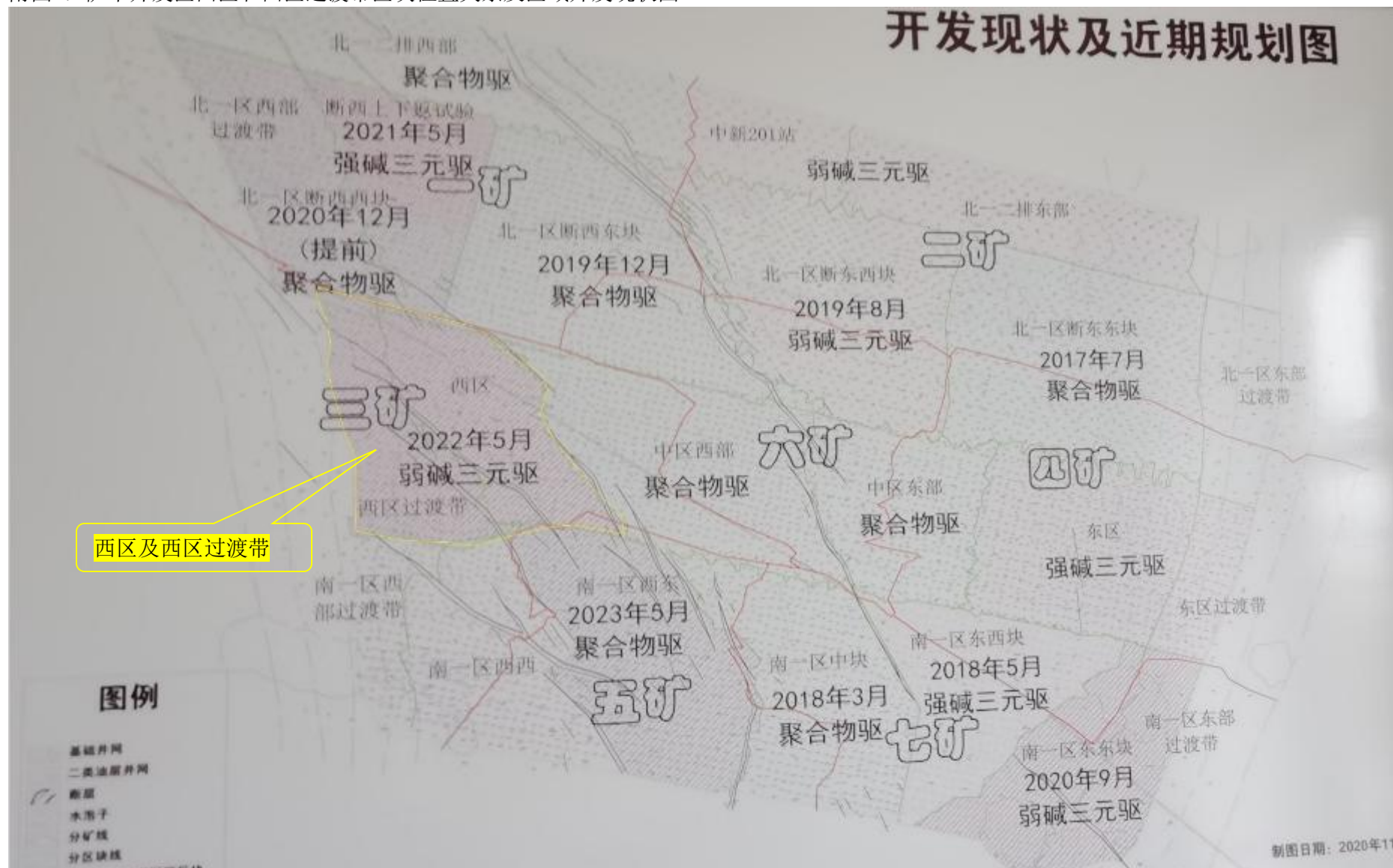
附图1：产能区域地理位置图



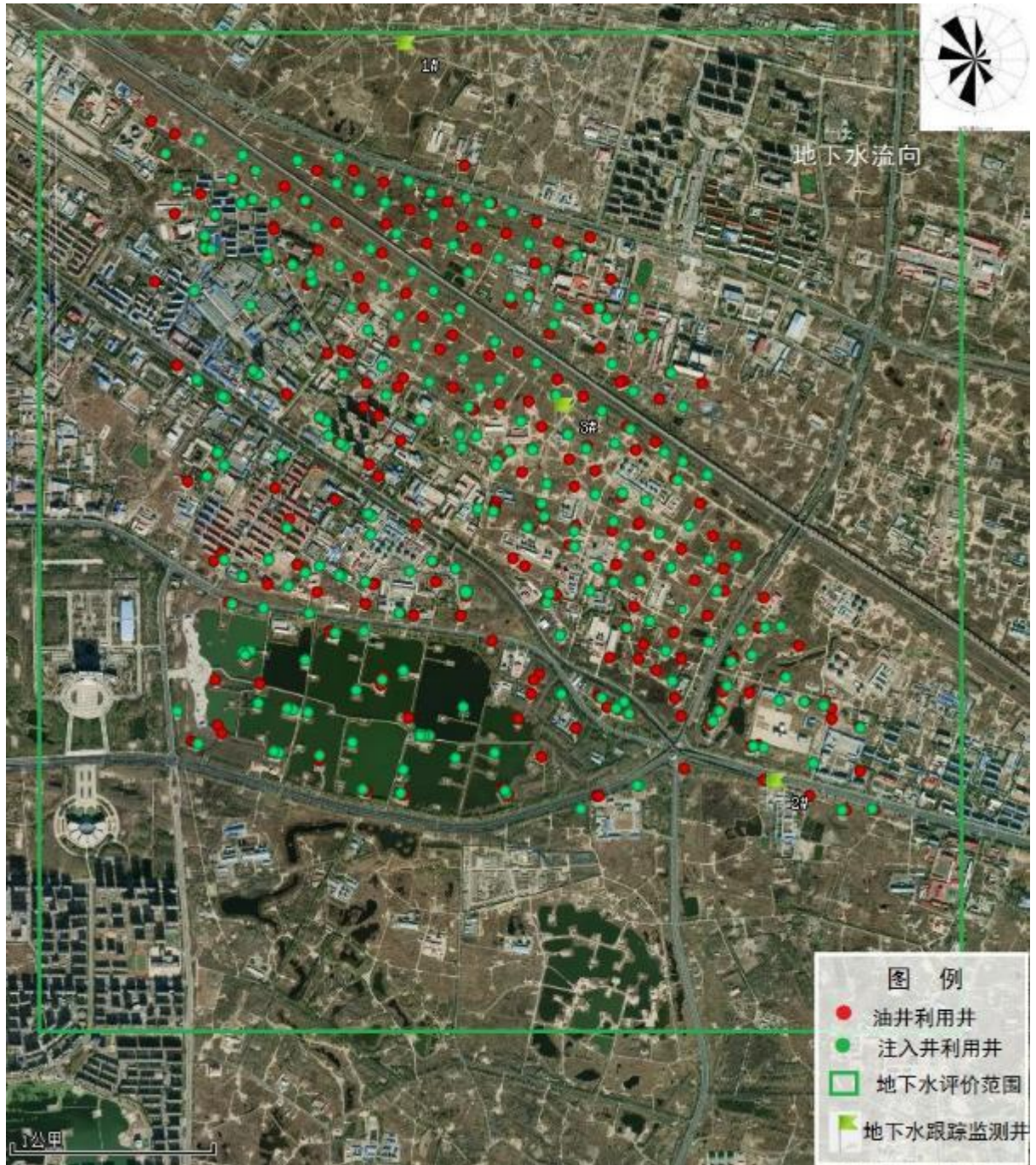
附图2：井位分布及依托场站位置关系图



附图3：萨中开发区西区及西区过渡带区块位置关系及区域开发现状图



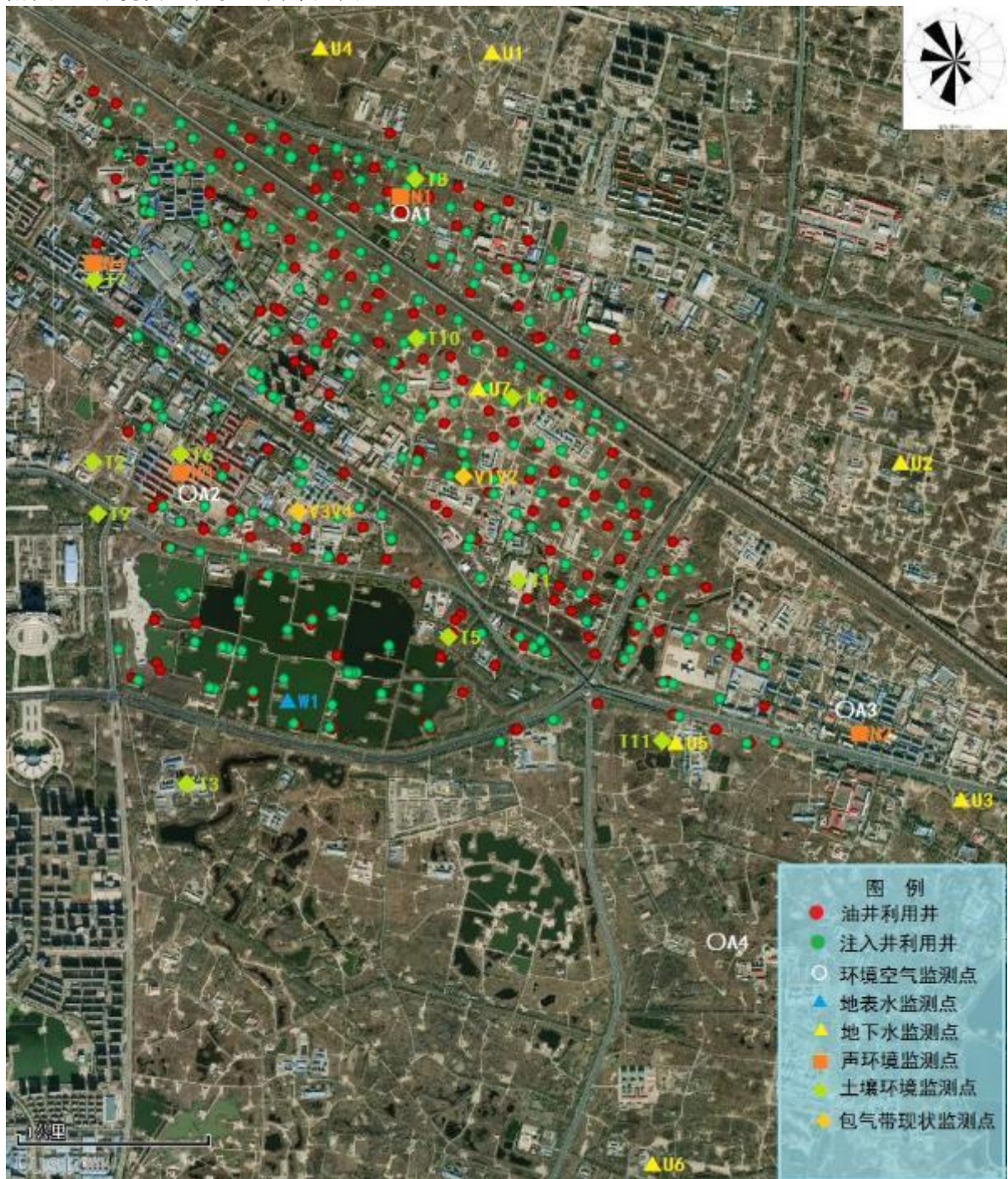
附图5：地下水评价范围及跟踪监测井位置图



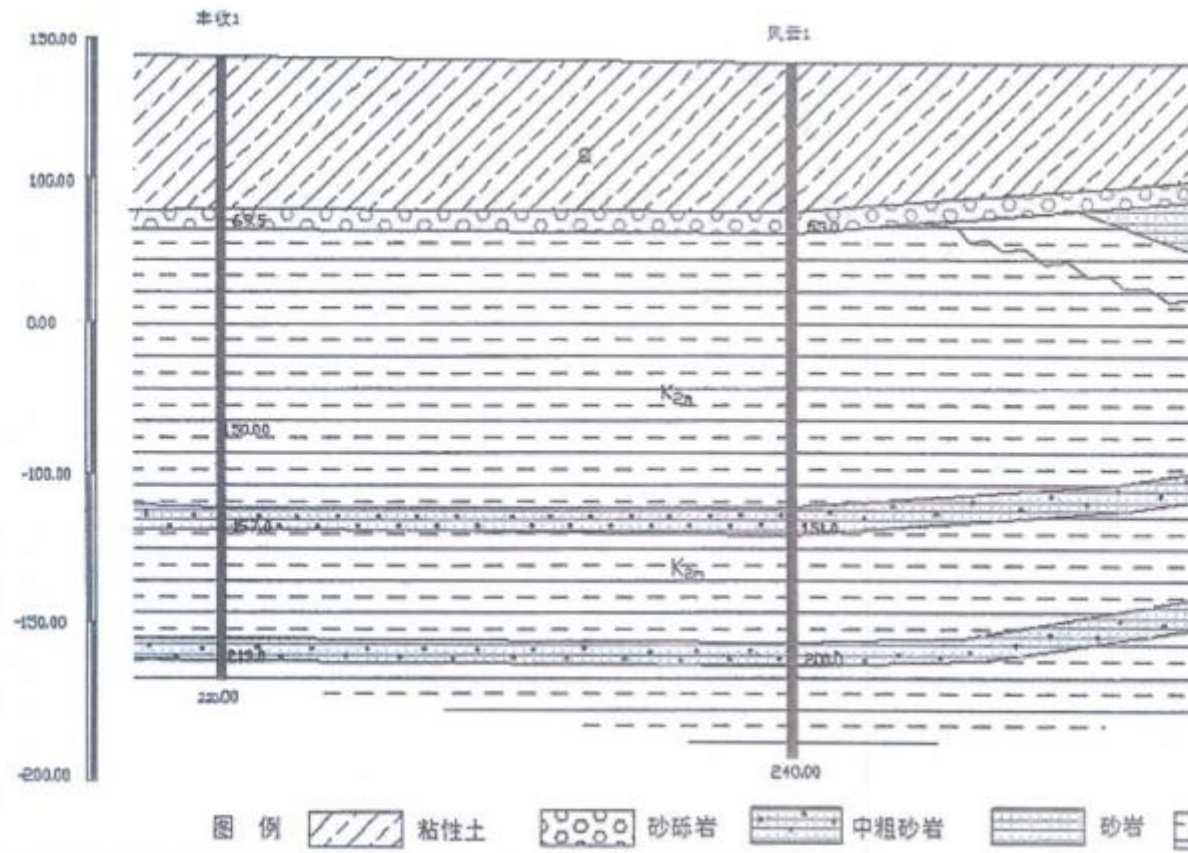
附图6：生态及土壤环境评价范围图



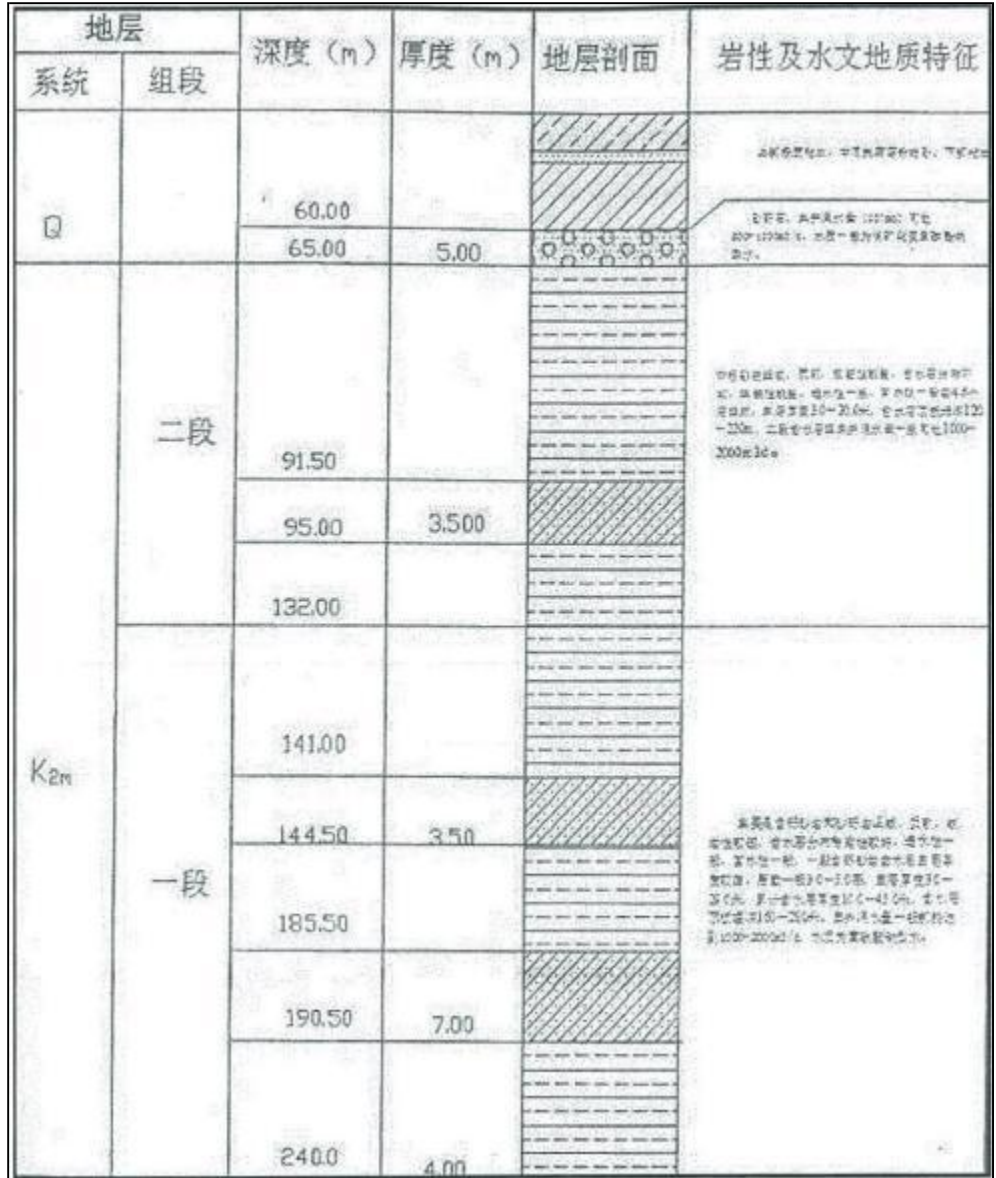
附图7：环境质量现状监测布点图



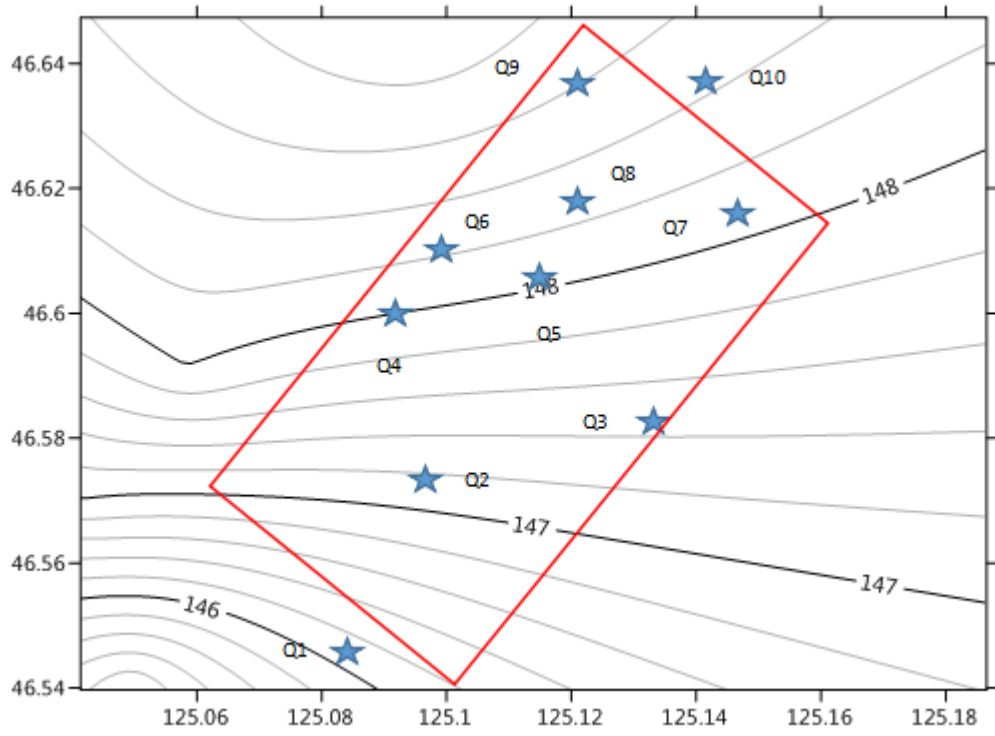
附图9：区域水文地质剖面图



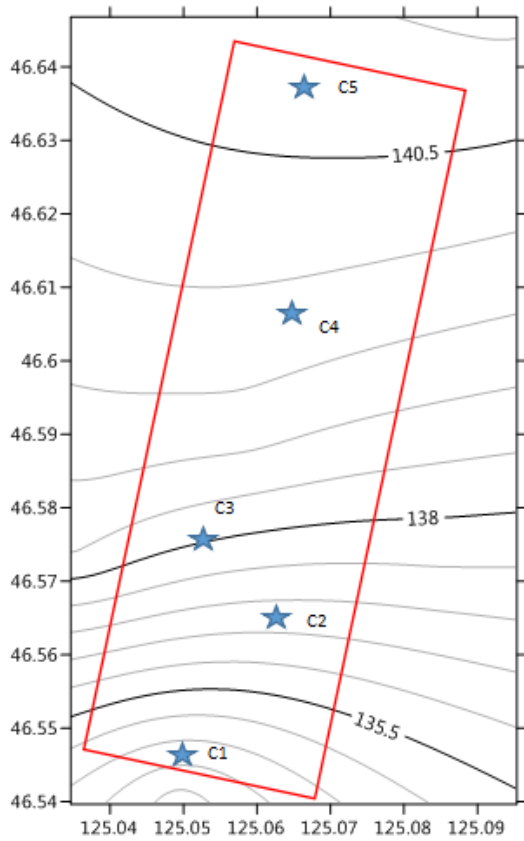
附图10：区域综合水文地质柱状图



附图11：区域等水位线图

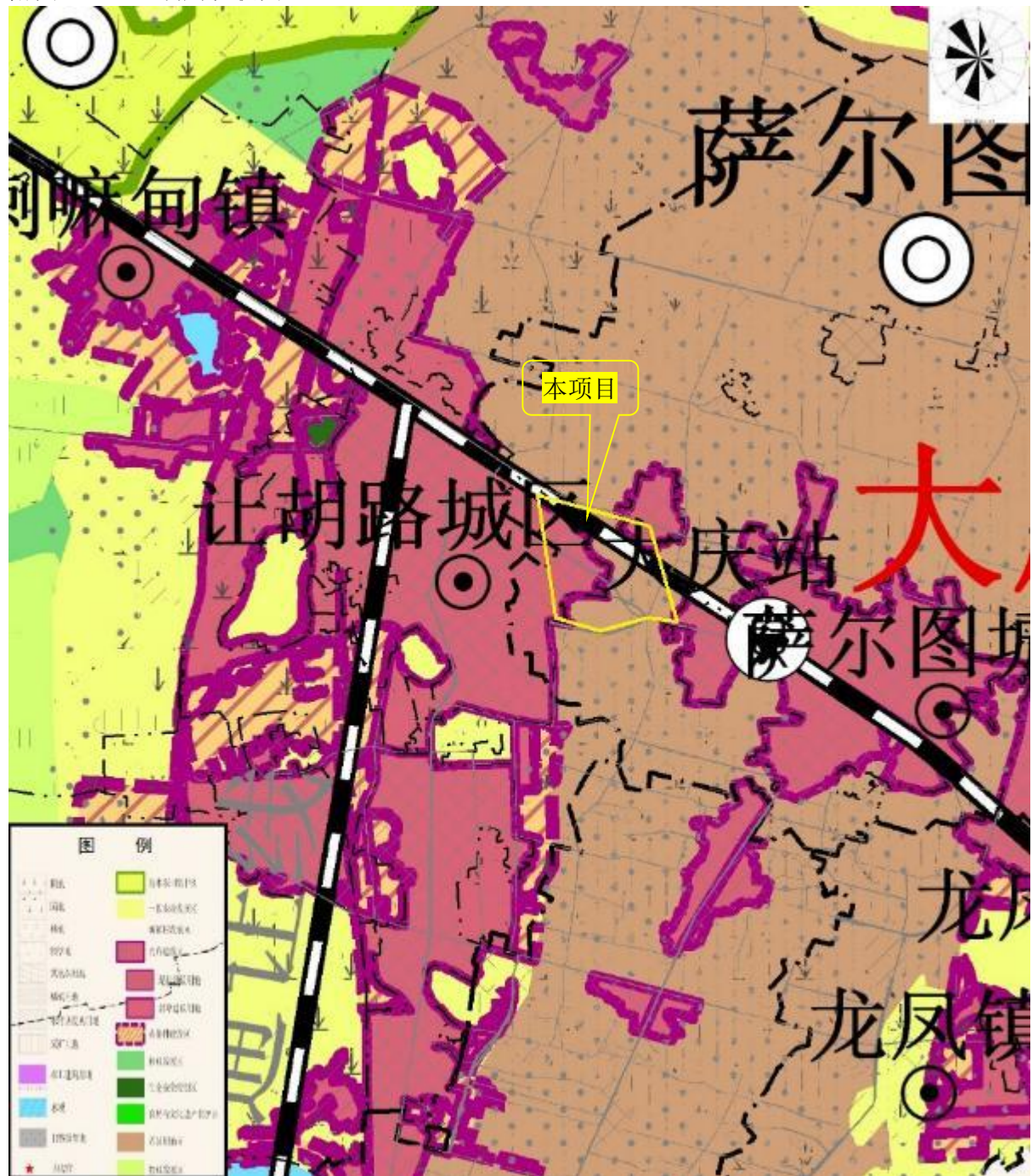


潜水等水位线图

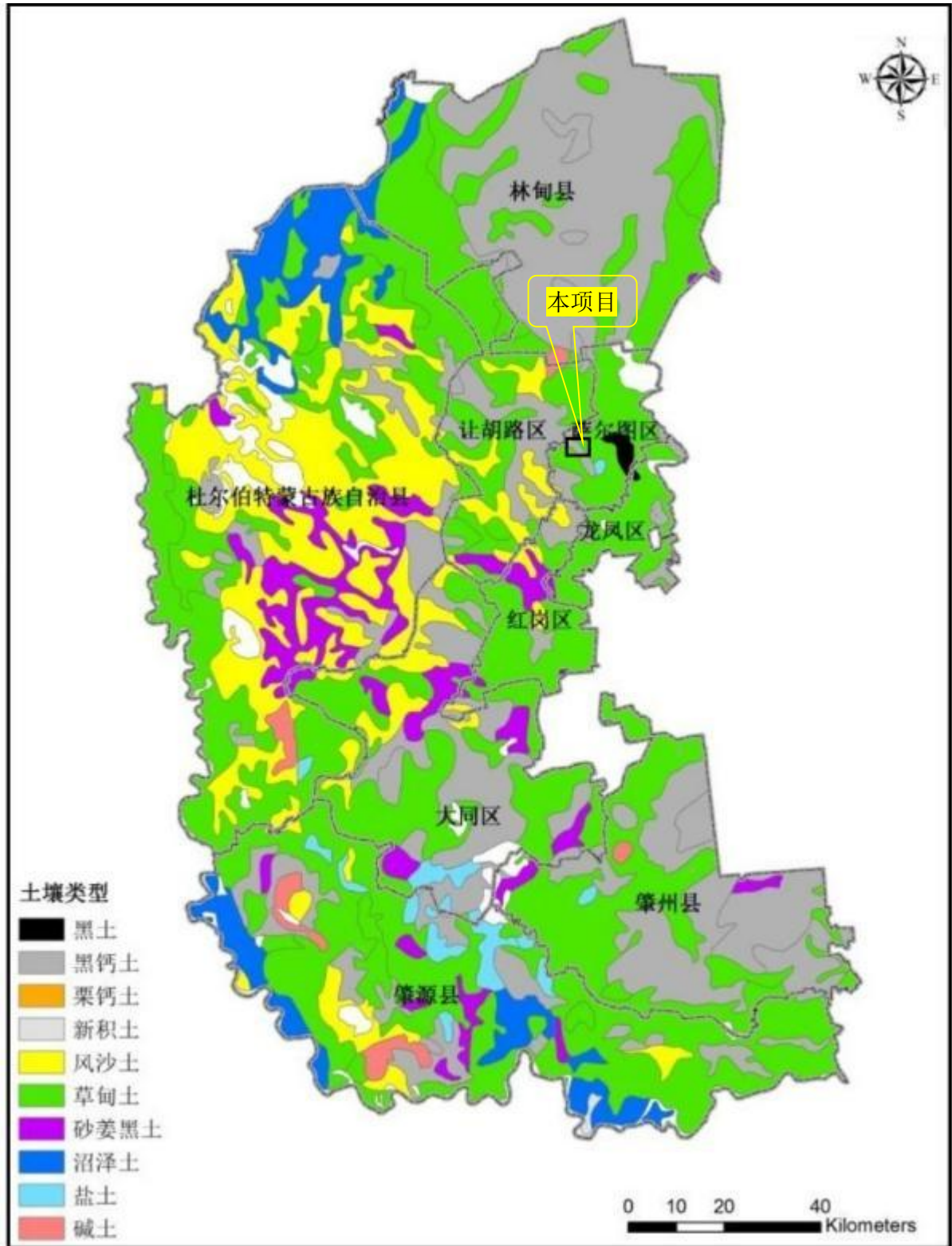


承压水等水位线图

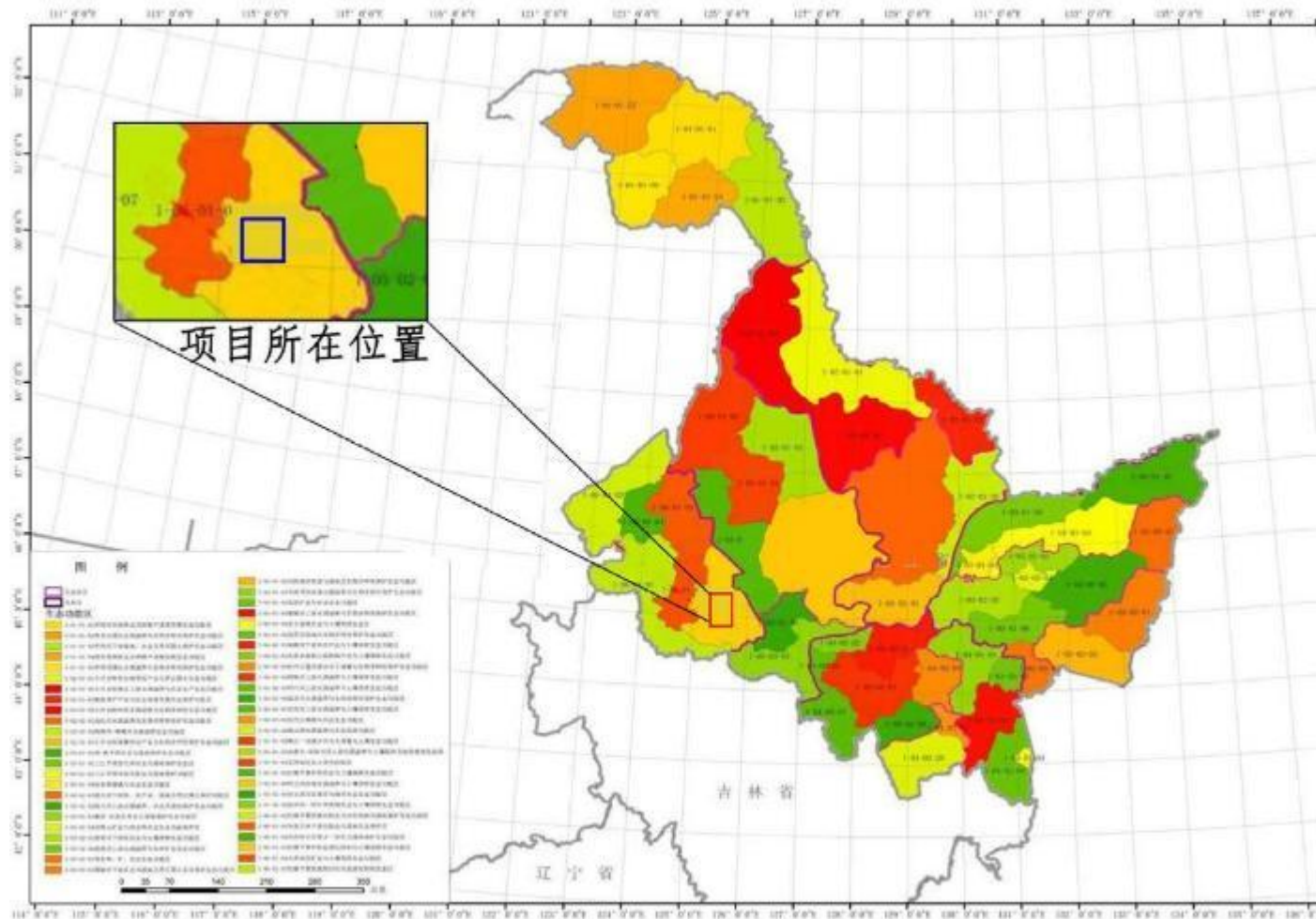
附图12：土地利用现状图



附图13: 土壤类型分布图



附图14：本项目与生态功能区划分图位置关系



附图15：与水土流失重点预防区和治理区位置关系图

