

2021 年升平油田升 72-斜 8 等高产井区块

产能建设地面工程

环境影响报告书

(报审稿)

河北奇正环境科技有限公司

2021 年 4 月

目 录

1.概述.....	1
1.1建设项目由来.....	1
1.2建设项目的特点.....	1
1.3环境影响评价的工作过程.....	2
1.4分析判定相关情况.....	4
1.5关注的主要环境问题及环境影响.....	10
1.6环境影响评价的主要结论.....	11
2.总则.....	12
2.1编制依据.....	12
2.2评价目的及原则.....	14
2.3环境影响识别与评价因子筛选.....	15
2.4环境评价标准.....	16
2.5评价工作等级.....	21
2.6评价范围及环境保护目标.....	28
2.7评价工作内容及重点.....	31
3.建设项目工程分析.....	32
3.1建设项目概况.....	32
3.2现有区块开发情况回顾.....	37
3.3依托工程分析.....	49
3.4建设项目工程分析.....	59
4.环境现状调查与评价.....	70
4.1自然环境现状调查与评价.....	70
4.2环境保护目标调查.....	72
4.3环境质量现状调查与评价.....	72

5.环境影响预测与评价.....	106
5.1环境空气影响预测与评价.....	106
5.2地下水环境影响预测与评价.....	113
5.3声环境影响预测与评价.....	120
5.4固体废物环境影响分析.....	123
5.5生态环境影响评价.....	125
5.6环境风险分析.....	134
5.7地表水环境影响评价.....	149
5.8土壤环境影响预测与评价.....	149
6.环境保护措施及可行性论证.....	154
6.1污染防治措施.....	154
6.2油田开发后期及闭井期环保措施.....	159
6.3“三同时”项目一览表.....	159
7.环境影响经济损益分析.....	162
7.1环境损失费估算.....	162
7.2环保投资估算及环境效益分析.....	162
7.3环境经济损益分析结论.....	163
8.环境管理与监测计划.....	164
8.1 HSE管理体系的建立和运行.....	164
8.2环境监控.....	166
9.环境影响评价结论.....	171
9.1工程概况.....	171
9.2环境质量现状.....	171
9.3主要环境影响.....	172
9.4公众意见采纳情况.....	174
9.5环境影响经济损益分析.....	174
9.6环境管理与监测计划.....	174

9.7综合结论.....	175
--------------	-----

1.概述

1.1建设项目由来

黑龙江省和大庆市国民经济和社会发展“十四五”规划中均提出要积极推动“百年油田”建设，支持大庆油田常规油气资源稳油增气。《大庆油田振兴发展纲要（2020版）》（以下简称纲要）提出“十四五”期间要重点做好长垣地区提高采收率工作，大力实施水驱控递减、三次采油提质提效、新区效益建产“三大工程”，力争到2025年，本土原油产继续3000万吨规模，保持全国第一大油田地位。

采油八厂负责开发的升平油田是大庆油田本土原油继续稳产的关键区域，承担着纲要中提出的提高采收率和三次采油提质提效的重要任务。根据大庆油田油气开发规划，为进一步提高升平油田采收率，增加原油产能，规划在2021年实施2021年升平油田升72-斜8等高产井区块产能建设地面工程。本次工程位于升72-斜8区块内，区块内包含5个井区，总计基建油水井38口（8口代用井），建成产能 $1.87 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本次工程为产能建设地面工程，不包括钻井工程。中芳29-斜5井区共基建油井4口、升57-2井区共基建油井4口、升72-斜8井区共基建油水井16口、升1642井区共基建油水井10口、升斜5513井区共基建油水井4口。截至目前，29口井钻井工程（项目名称：2021年升平油田升72-斜8等高产井区块钻井工程，环评批复：庆环审〔2020〕112号）、8口代用井（项目名称：2019年升平油田升斜1637、升134等区块钻井工程，环评批复：庆环审〔2019〕61号），目前均已完钻。本工程属于大庆油田2021年产能建设任务的重要组成部分。

1.2建设项目的特点

本项目区块地处黑龙江省大庆市肇州县境内，油田开发区块周边分布有卫星牧场一分厂、毛官店等村屯。工程新建38口井，其中油井27口，注入井11口，建成产能 $1.87 \times 10^4 \text{t/a}$ 。新建配水间2座，新建集输管道14.86km，注水管线13.2km；新建进井路等共5.3km。配套建设供电工程。

根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》的规定，受大庆油田有限责任公司第八采油厂质量安全环保部的委托，河北奇正环境科技有限公司承担了该项目的环境影响评价工作。

本工程属于陆地石油开采项目，是在现有升72-斜8区块基础上新增产能，属于在已开发的区块新增布井，建设性质为改扩建工程（不属于新区块开发），本工程基建井场及管线敷设占用永久基本农田，不涉及其他环境敏感区、国家公园、自然保护区、风景名

胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；也不涉及除上述敏感区以外的生态保护红线管控范围，基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域依据《建设项目环境影响评价管理名录（2021年版）》（部令第16号）五7条规定，石油开采新区块开发；页岩油开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）环评类别为报告书，项目基建井场及管线敷设占用永久基本农田，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。

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：

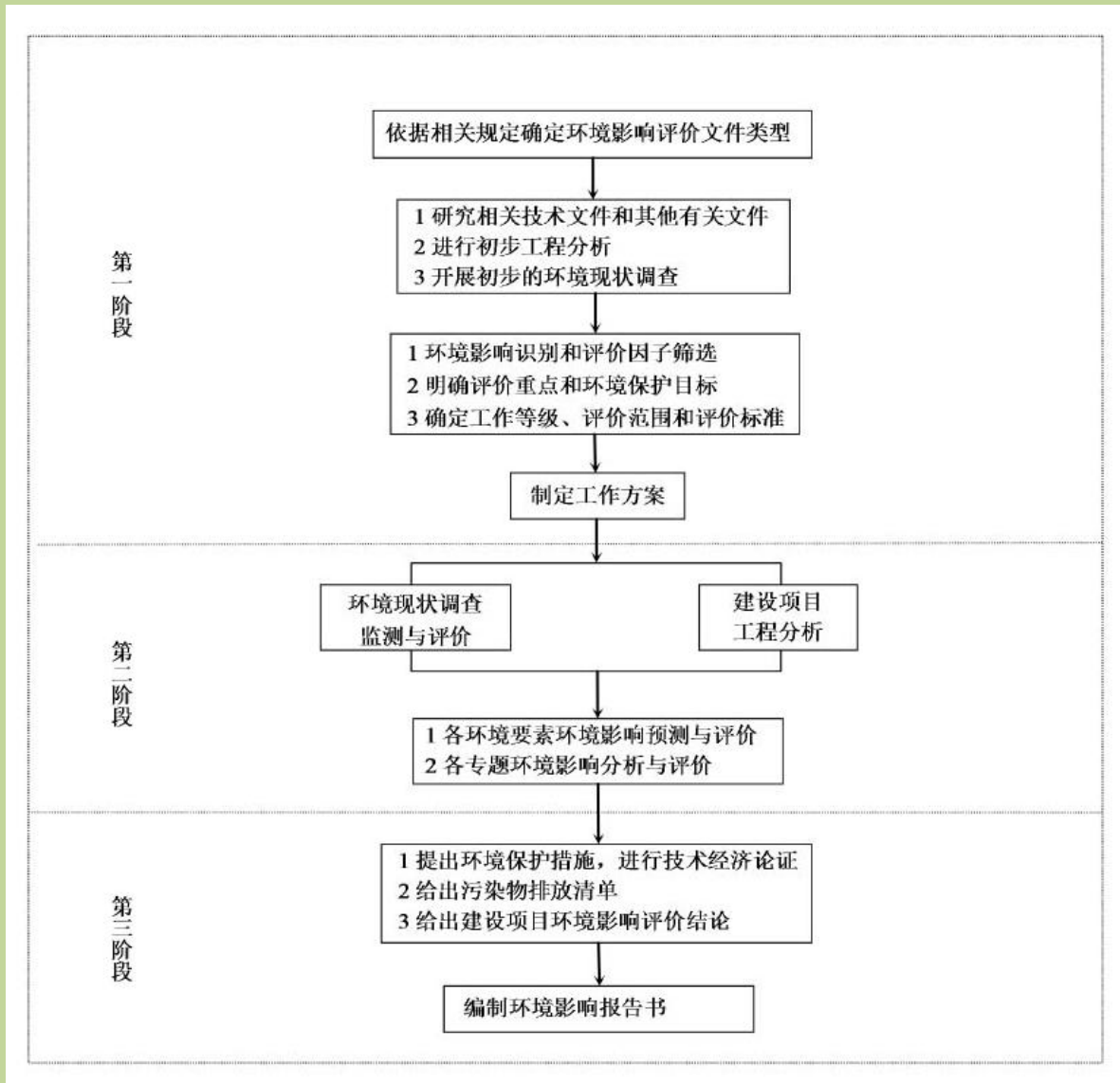
第一阶段：首先，依据《建设项目环境影响评价分类管理目录》（2021.1.1）规定，确定2021年升平油田升72-斜8等高产井区块产能建设地面工程环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

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、土壤影响评价工作等级为一级。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。



1.4分析判定相关情况

1.4.1产业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。

1.4.2相关规划符合性分析

1.4.2.1城镇规划符合性分析

黑龙江省委在关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议中提出保障国家能源安全。当好标杆旗帜、建设“百年油田”，推进大庆油田常规油气资源抓稳油增气，页岩油、页岩气、致密油气等非常规油气资源抓勘探上产，推进页岩油气开发利用取得突破，老油田实现二次革命。大庆市委在关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议中提出加快体制机制创新，全力推动百年油田建设，支持油田打好“提质增效”攻坚战。支持油田打好“提质增效”攻坚战。全力服务油田产能建设，在环保、安全、自然资源利用等方面简化审批流程、开辟政务“绿色通道”，保障油气资源高质高效开发。

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

大庆油田油振兴发展纲要（2020年6月）根据大庆油田振兴发展纲要，力争到2025年，基本探明页岩油储量30亿吨，累计增加石油探明储量8亿吨，天然气探时储量3500亿立方米；本土原油产量实现3000万吨规模，天然气产量达到70亿立方米以上。《2021年升平油田升72-斜8等高产井区块产能建设地面工程》基建的38口油水井产能项目是该规划中提及一部分，其建设符合大庆油田油振兴发展纲要。

1.4.2.2土地利用总体规划符合性分析

根据《大庆市土地利用总体规划（2006~2020）》中的要求，对列入国家和省重点建设计划的交通、水利、能源、环保等基础设施建设项目用地必须要优先安排，重点保障；根据《黑龙江省土地利用总体规划（2006~2020）》，大庆油田开发建设属黑龙江省规划期重

点基础设施建设项目，因此本工程的建设符合土地利用总体规划要求。符合性分析见表 1.4-1。

表 1.4-1 与《大庆市土地利用总体规划》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	<p>第二章 土地利用战略、目标与基本策略第一节 土地利用总体战略</p> <p>进一步优化城镇工矿用地布局，强化耕地保护，提高节约集约用地水平，改善土地生态环境，统筹区域土地利用，妥善处理保障发展和保护资源关系，创新用地模式，认真解决土地利用存在重大问题，为保障全市经济社会全面、协调和可持续发展，实现奔“小康”总体目标，提供用地保障和服务。</p>	<p>本项目是在升 72-斜 8 区块的基础上进行扩建，依托该区块完善的油、气、水、电、路、信等工程。在现有布局的基础上，优化了计量间的分布及管线走向，同时根据管径的大小做到尽量窄控，减少了临时占地的使用，同时尽量减少耕地的占用，提高了节约集约用地水平，妥善处理了保障发展和保护资源的关系，做到了在尽可能减少占地的基础上增加油田油气产量，保障区域经济发展。</p>	符合
2	<p>第四章 土地利用布局优化</p> <p>第四节 优化城乡建设用地布局</p> <p>二、油田用地布局。大庆市范围内有 10 处油田，沿滨州铁路、萨大公路，呈 T 字型分布，主要集中在让胡路、萨尔图、红岗区，为保持油田高产稳产，油田用地布局按石油生产、贮藏、运输要求，做好用地安排，对已划定的油田用地，不得安排与油田生产无关的各项建设用地，并做好油田内部用地挖潜，提高油田集约用地水平，对外围新增油田用地区按照地上服从地下的原则做好油田生产用地安排。</p>	<p>本工程属于升 72-斜 8 区块的改扩建项目，符合“以改建扩建为主、新增为辅，充分利用原址和存量基础设施用地”的要求。</p> <p>本工程属于大庆市范围内有 10 处油田中的肇州县，已经在前期规划的同时根据规划要求已经规划好生产、贮藏、运输工作，做好用地安排。</p>	符合

1.4.2.3 与《黑龙江省主体功能区划》符合性分析

根据《黑龙江省主体功能区规划》第八章第二节能源开发利用中明确：“在大庆及周边地区，加大石油勘探开发力度，实施老油田二次开发工程和三次采油工程，稳定石油产量”。第四篇能源与资源中第八章能源与资源第三节主要矿产资源开发利用中指出，鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩等矿产资源。本项目符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

1.4.2.4 与《黑龙江省生态功能区规划》符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本项目所在区域位于 I—6—1—2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。其在大庆市，总面积 5170km²。本项目位于黑龙江省大庆市肇州县内，建成后永久占地面积为 2.045hm²，占地大部分为草地，少量为耕地（永久基本农田），项目占地面积较小，且运营期油井作业等施工工作均在井场永久占地内进行，不会造成大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，同时，在项目实施过程中，加强防沙治沙和水土保持措施的实施。因此本项目符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

1.4.2.5 与《大庆油田 2020 年原油开发规划》符合性分析

根据《大庆油田 2020 年原油开发规划》，大庆油田 2020 年共安排钻井 5032 口，基建 6338 口，新建生产能力 264.75×10⁴t。《2021 年升平油田升 72-斜 8 等高产井区块产能建设地面工程》基建的 38 口油水井产能项目是该规划中提及一部分，其建设符合大庆油田有限责任公司的年度规划。

1.4.3 “三线一单”符合性分析

《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14 号）划分了环境管控单元，管控单元包括优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类。《大庆市“三线一单”编制成果》（征求意见稿）根据《意见》要求，明确了大庆地区环境管控单元的划分情况。下面就结合《大庆市“三线一单”编制成果》（征求意见稿）的内容分析本工程的三线一单符合性分析。

1.4.3.2 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肇州县境内，与《大庆市“三线一单”编制成果》（征求意见稿）中大庆市生态保护红线分布图进行对照，肇州县仅卫星牧场草原自然保护区属生态保护红线范围，本工程距离卫星牧场草原自然保护区约 700m。本工程不在生态保护红线内，不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、

生态红线、饮用水水源保护区、重要湿地等区域。因此，项目建设符合生态红线要求。

1.4.3.3环境质量底线及分区管控

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，空气质量较好。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；本项目所在区域声环境功能为2类区，根据环境噪声现状监测结果，项目区域目前声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，通过环境影响分析可知，本项目建成后声环境质量能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

1.4.3.4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。

本项目为油田产能建设项目，能源主要依托第八采油厂现有油田电网供电。本工程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，土地资源消耗符合要求。因此本项目建设符合资源利用上线要求。

1.4.3.5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。

综上所述，本项目属于油田产能建设项目，不属于高污染、高能耗和资源型的产业类型。因此本项目为环境准入允许类别。

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

表1.4-2 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号) 符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏	本项目新建注入井 11 口；回注水均由升一联污水站和宋一联污水站提供，该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)中“含油量≤8mg/L，悬浮固体≤3mg/L 规定，污水直接经过注水井管线输送至注水井回注地下，不外排。回注层就是采出层，符合《通知》中“一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。”的要求	符合
2	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	项目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起进入四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。对周围环境影响不大	符合
3	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家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	一般工业垃圾进入第八采油厂工业固废填埋场，废弃防渗布委托有相关资质的单位进行处理。落地油及含油污泥拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站	符合
4	油气企业应当加强风险防控，按规定编制	第八采油厂现有《突发环境事件专项应急	符合

序号	文件要求	符合性分析	符合性
	突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	预案》主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容	

1.4.5与《大庆市水保规划（2015~2030）》的符合性分析

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》，本工程开发范围位于大庆市肇州县不在大庆市水土保持重点治理区范围内，本工程的开发建设与该规划的符合性分析见表1.4-3。

表1.4-3 与《大庆市水保规划》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	3.3.1.4 工矿区治理中要求“治理措施以植被恢复为主，采用种草、种树绿化方法，治理油田开采和砖厂取土生产等造成的地表植被破坏”	本项目在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便植被恢复，临时占地草地平整，草地采取撒播草籽的方式进行恢复，植被恢复原有覆盖率。耕地等质等量复耕。通过上述措施，可以尽快将临时占地的植被恢复至原有水平	符合
2	3.3.3.3 次生盐渍化防治中要求“建立完善水利排水工程，避免工业污水浸泡农田；生产建设用地破坏植被应及时采取恢复植被措施，避免造成次生盐渍化”	本项目产生的生产废水经管输进入升一联合油污水处理站和宋一联合油污水处理站，作业废水罐输至该站，该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》均进行回收处理后进行回注，不外排；工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，对永久占地进行适当的人工绿化，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势	符合
3	5.2.2 综合治理措施配置中要求“城市水土保持治理措施，结合生产建设项目类型具体设置措施”	工程为陆地石油开采类项目，结合本项目工程内容，根据井场、管道、道路不同的施工特点给出水土保持措施，井场和管道表土留存可以回覆，管道表土回覆至道路边坡或其他贫瘠土地	符合

1.4.6选址合理性分析

本工程位于黑龙江省大庆市肇州县境内。本项目选址不在自然保护区、生态功能保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区内，无自然保护区和重要湿地分布，不在生态红线内，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，未占用湿地，占用的耕地为永久基本农田，占用的草地非基本草原。对占用的耕地按照占一补一原则缴纳补偿费用，并对临时占用的耕地和草地采取生态恢复及补偿措施，把对

生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的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、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，工程建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

1.5关注的主要环境问题及环境影响

本项目为原油开采项目，环境影响主要来源于井场和场站建设、原油集输、井下作业、管道和道路施工等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的农田生态环境、区块周边分布的卫星牧场一分厂、毛官店村等村屯。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、站场各种泵类及井场抽油机的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

1) 环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘，运行期对空气环境的影响主要为升二转油站、升三转油站加热炉产生的燃烧烟气、新建油井产液集输运行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、压裂返排液等污染物，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、水井洗井井污水、落地油及油田采出水等。

3) 声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声，运行期对声环境的影响主要为井场抽油机及场站机泵、加热炉运行产生的噪声。

4) 生态环境

本工程场站、井场施工、道路修建和管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地

暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。

5) 土壤环境

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要是通过油井作业和事故时产生的落地油，本工程对土壤的影响主要集中在井场附近。

6) 固体废物

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

7) 环境风险

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

1.6 环境影响评价的主要结论

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《2021年升平油田升72-斜8等高产井区块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：2021年升平油田升72-斜8等高产井区块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，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，满足总量控制要求，其生态破坏可降至最低，环境风险可以防控接受，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》（中华人民共和国主席令第九号，2015.01.01）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第二十四号，2018.12.29）；
- (3) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（中华人民共和国主席令第八号，2019.01.01）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（中华人民共和国主席令第31号，2018.10.26）；
- (5) 《中华人民共和国水污染防治法》2017年修订版（中华人民共和国主席令第七十号，2018.01.01）；
- (6) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》2018年修订版（2018.12.29）；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（中华人民共和国主席令第43号，2020.4.29修订，2020.9.1施行）。
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席令第39号，2011.03.01）。
- (9) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018.10.26）。

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) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011.01.08）
- (7) 《黑龙江省湿地保护条例》（2018.06.28）；
- (8) 《黑龙江省防沙治沙条例》（2018.06.28）；

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) 《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）
- (11) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012.03.07）；
- (12) 《危险废物污染防治技术政策》（2001.12.17）；
- (13) 《关于加强工业危险废物转移管理的通知》（2006.03.17）；
- (14) 《关于进一步加强生态保护工作的意见》（2007.03.15）；
- (15) 挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策（2013.05.24）；
- (16) 《关于发布〈一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准〉（GB18599-2001）等3项国家污染物控制标准修改单的公告》（2013.06.08）；
- (17) 《关于印发〈全国生态功能区划（修编版）〉的公告》（环境保护部公告2015年第61号）。
- (18) 《黑龙江省大气污染防治条例》2018.12.27修正；
- (19) 《黑龙江省水污染防治工作方案》（黑政发[2016]3号，2016.01.10）；
- (20) 《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）；
- (21) 《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发[2016]46号，2016.12.30）；
- (22) 《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）；
- (23) 《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）；
- (24) 《大庆市土壤污染防治实施方案》（庆政规〔2017〕2号，2017.03.31）；
- (25) 《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）；
- (26) 《大庆市土地利用总体规划（2006-2020）》；
- (27) 《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省主体功能区规划的通知》（黑政发〔2012〕29号）；
- (28) 《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）；
- (29) 《黑龙江省生态功能区规划》；
- (30) 《大庆市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》；
- (31) 《大庆市城市总体规划（2011-2020年）》；
- (32) 《大庆油田2020年原油开发规划》；
- (33) 《大庆市水保规划》（2015~2030）。

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/T 349-2007）；
- (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、处置场污染控制标准》（GB18599-2020）2021年7月1日实施；
- (12) 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）2013修改。
- (13) 黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2017），2017.03.20；

2.1.5其它相关依据及支持性文件

- (1) 《2021年升平油田升72-斜8等高产井区块产能建设地面工程方案》；

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

运营期的环境影响主要为井场产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括管线、井场发生泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，同时还涉及社会经济等问题。

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

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		
	地面建设	油气集输	井下作业	事故状态
空气	-S	-L	-S	-SA
声环境	-S	-L	-S	-SA
地表水				-SA
地下水	-S			-SA
土壤	-S		-S	-SA

植被	-S		-S	-SA
----	----	--	----	-----

注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响
空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关

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

2.3.3评价因子筛选

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

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	NO ₂ 、SO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃
	2	地下水	pH、总硬度、高锰酸盐指数、石油类、氨氮、氟化物、挥发酚、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、细菌总数、大肠菌群、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、总氰化物、砷、汞、镉、六价铬、铁、锰、铅、硫化物、钠。
	3	土壤	建设用地：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ） 农用地：pH、石油烃、镉、铬、锌、铜、铅、汞、镍、砷
	4	噪声	连续等效 A 声级
	5	生态	植被类型的构成、分布、面积、生物量及群种、优势种群；土壤类型、特征、组成和分布，土地利用状况、土壤退化状况等
影响预测因子	1	环境空气	非甲烷总烃、SO ₂ 、NO _x 、TSP
	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
	6	环境风险	原油、天然气
	7	固体废物	落地油、含油防渗布、含油污泥

2.4环境评价标准

2.4.1环境质量标准

(1) 《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 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

污染物名称	取值时间	二级标准 (ug/m ³)
二氧化氮 NO ₂	年平均	40
	24 小时平均	80
	1 小时平均	200
TSP	年平均	200
	24 小时平均	300
一氧化碳 CO	24 小时平均	4
	1 小时平均	10
二氧化硫 SO ₂	年平均	60
	24 小时平均	150
	1 小时平均	500
PM ₁₀	年平均	70
	24 小时	150
PM _{2.5}	年平均	35
	24 小时	75
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《大气污染物综合标准详解》中规定的数值小时均值2.0mg/m³。

(2) 《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准，见表2.4-2。

表 2.4-2 声环境质量标准

类别	适用区	昼间	夜间
2类	居住、商业、工业混杂及商业中心区	60 dB(A)	50 dB(A)

(3) 井场建设用地执行《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(基本项目)中第二类用地筛选值标准，以及表2(其他项目)中第一、二类用地石油烃筛选值标准，见表2.4-3、井场周边村屯执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 表1(基本项目)中第一类用地筛选值标准；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基本项目筛选值标准。见表2.4-4。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	筛选值 (mg/kg)		标准名称
		第一类用地	第二类用地	
1	As	20	60	《土壤环境质量 建设用地土

2	Cd	20	65	壤污染风险管控标准（试行）》 （GB36600-2018）基本项目
3	Cr（六价）	3.0	5.7	
4	Cu	2000	18000	
5	Pb	400	800	
6	Hg	8	38	
7	Ni	150	900	
8	四氯化碳	0.9	2.8	
9	氯仿	0.3	0.9	
10	氯甲烷	12	37	
11	1,1-二氯乙烷	3	9	
12	1,2-二氯乙烷	0.52	5	
13	1,1-二氯乙烯	12	66	
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596	
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54	
16	二氯甲烷	94	616	
17	1,2-二氯丙烷	1	5	
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	
20	四氯乙烯	11	53	
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	
23	三氯乙烯	0.7	2.8	
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	
25	氯乙烯	0.12	0.43	
26	苯	1	4	
27	氯苯	68	270	
28	1,2-二氯苯	560	560	
29	1,4-二氯苯	5.6	20	
30	乙苯	7.2	28	
31	苯乙烯	1290	1290	
32	甲苯	1200	1200	
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	
34	邻二甲苯	222	640	
35	硝基苯	34	76	
36	苯胺	92	260	
37	2-氯酚	250	2256	
38	苯并[a]蒽	5.5	15	

39	苯并[a]芘	0.55	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15		
41	苯并[k]荧蒽	55	151		
42	蒽	490	1293		
43	二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15		
45	萘	25	70		
46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	826	4500		其他项目

表 2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值

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

(4) 《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类, 具体标准值见表2.4-5。

表2.4-5 地下水质量标准

序号	项目	单位	标准值
1	pH		6.5-8.5
2	总硬度	mg/L	450
3	耗氧量	mg/L	3.0
4	石油类	mg/L	0.05
5	氨氮	mg/L	0.5
6	氟化物	mg/L	1.0
7	挥发性酚类	mg/L	0.002
8	硝酸盐氮	mg/L	20
9	亚硝酸盐	mg/L	1.0
10	菌落总数	CFU/mL	100
11	总大肠菌群	MPNb/100mL	3.0
12	溶解性总固体	mg/L	1000
13	氯化物	mg/L	250
14	硫酸盐	mg/L	250

15	铁	mg/L	0.3
16	汞	mg/L	0.001
17	砷	mg/L	0.01
18	锰	mg/L	0.1
19	镉	mg/L	0.005
20	六价铬	mg/L	0.05
21	氰化物	mg/L	0.05
22	铅	mg/L	0.01
23	钠	mg/L	200
24	硫化物	mg/L	0.02

注：石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）I类标准执行。

2.4.2 污染物排放标准

(1) 《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2颗粒物排放监控浓度限值，具体指标见表2.4-6。

表2.4-6 大气污染物综合排放标准

污染物	无组织排放监控浓度	浓度(mg/m ³)
颗粒物	周界外浓度最高点	1.0

(2) 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

表2.4-7 非甲烷总烃厂界排放标准

污染物	无组织排放监控浓度	浓度(mg/m ³)
非甲烷总烃（NHMC）	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	4.0

(3) 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准，具体标准值见表2.4-8。

表 2.4-8 工业企业厂界环境噪声排放标准 [dB(A)]

标准类别	昼间	夜间
2类	60	50

(4) 《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011），具体标准值见表2.4-9。

表 2.4-9 建筑施工场界环境噪声排放标准 [dB(A)]

昼间	夜间
70	55

(5) 《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB 23/T 1413-2010），具体标准值见表2.4-10。

表 2.4-10 油田含油污泥综合利用污染控制指标

序号	项目	污染控制指标 (mg/kg)	
		垫井场	通井路
1	石油类	≤20000	
2	Hg	≤0.8	
3	Cu	≤150	
4	Zn	≤600	
5	Ni	≤150	
6	Pb	≤375	
7	Cd	≤3	
8	pH 值	≥6	
9	含水率	≤40%	

(6) 一般固废执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2020) 2021年7月1日实施及其修改单规定。

(7) 危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 及其修改单规定。

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、新建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,油气集输大部分采用密闭流程,可有效控制烃类物质的排放,根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为 26.51t/a,主要排放位置有井场、集输管道阀门、计量间、转油站、联合站等位置,根据《2005 年中国温室气体清单研究》和《2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南》,井场与集油场站排放比例约为1:51.31,经核算本工程单井井场非甲烷总烃逸散量为0.019t/a,本工程平台井最多 3 口油井,总逸散量为 0.057t/a。工程污染源调查情况见表 2.5-1。

表 2.5-1 污染物面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度						NMHC
井场	125.31399	46.09268	164	0	46	30	3	0.0065

(2) 加热装置烟气

针对本工程而言，由于采油井全部采用密闭集油流程，原油通过管道输至区域内的升二转油站、升三转油站进行油气分离，分离出的伴生气用作加热装置燃料及外输，燃气污染物排放量很少。本项目依托加热装置均于 2014 年前建设，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）在用锅炉标准限值 $SO_2 \leq 100mg/m^3$ ， $NO_x \leq 400mg/m^3$ ，颗粒物 $\leq 30mg/m^3$ 的要求，因此对区域环境空气影响较小。本次预测挑选污染物排放量最高的升三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 °C	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放情况 (kg/h)		
	X	Y							SO ₂	NO _x	颗粒物
升 3 转油站	125.24468	46.13312	25	0.4	1.2	85.7	8760	正常	0.0087	0.045	0.0057
升 2 转油站	125.22953	46.11142	25	0.4	0.04	85.4	8760	正常	0.0003	0.0015	0.0002

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。本项目估算模型参数一览表见表 2.5-3。

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	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		38.9
最低环境温度/°C		-36.2
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率	/
是否考虑岸线熏烟	岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	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 (%)
升三转油站	颗粒物	0.0097
	SO ₂	0.0267
	NO _x	0.2757
井场面源	非甲烷总烃	1.3151

《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 $P_{\max} = 1.3151\%$, $1\% \leq P_{\max} < 10\%$, 评价等级为二级。转油站加热炉最大地面占标率 $\text{NO}_x P_{\max} = 0.2757\%$, $1\% \leq P_{\max} < 10\%$, 评价等级为三级, 评价范围以场站、井场为中心, 自厂界外延边长为 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

根据《环境影响评价技术导则地表水》(HJ2.3-2018)中表 1: “建设项目生产工艺中有废水产生, 但作为回水利用, 不排放至外环境的, 按三级 B 评价”, 本项目周边无地表水, 且本项目施工期产生的试压废水进入集输系统后最终输至宋一联合油污水处理站、升一联合油污水处理站处理后回注; 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; 运行期产生的油水井作业污水、水井洗井废水由罐车拉运至宋一联合油污水处理站、升一联合油污水处理站处理后回注; 以上废水均未外排, 因此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水式饮用水水源，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《饮用水水源保护区划分技术规范》（HJ/T338-2018）分散式饮用水源划分原则及区域水文地质情况，分散式饮用水源分为单井和联村，单井一级保护区半径 R 为 50m、联村水井为质点运移 3000d 为较敏感区，较敏感区以外为不敏感区。根据《优化评价内容严控新增污染——<环境影响评价技术导则 地下水环境>解读》（梁鹏，环境保护部环境工程评估中心，2016.7），结合《饮用水水源保护区划分技术规范》，地下水敏感性判定依据如下：



图2.5-1 地下水敏感性判定依据

根据现场调查及资料收集，本工程区域内卫星牧场一分厂、东升屯等村屯的集中式饮用水源供水人数均小于 1000 人，不属于集中式水源地，为单井分散式水源地，且未划定保护区。因此根据图 2.5-1 所示，以分散式水源地中单井井口为中心，50m 范围内为一级保护区，50m 范围外地下水质子迁移距离 2000d 为半径区域为较敏感区；较敏感区外为不敏感区。本项目所在区域地质构造属于徐家围子向斜构造的一部分，根据地下水的埋藏条件及含水层介质、水力性质并结合大庆市水利规划设计研究院提供的资料选取质点运移距离公式的相应参数。

质点运移距离采用下述公式计算：

$$R=\alpha\times K\times I\times T/n$$

式中：R——保护区半径，m；

α ——安全系数，一般取 1.5；

K——含水层渗透系数，m/d；依据含水层其岩性，在 HJ610-2016 导则的附录 B 中的表 B.1 中查找，本次取 K=2.5；

I——水力坡度，无量纲；本次取 2.5‰；

T——污染物水平迁移时间，d，本次取 T=2000；

n——有效孔隙度，无量纲，采用水井所在区域代表性的 n 值，n=0.34。

本工程根据公式计算过程如下：

$$R=\alpha\times K\times I\times T/n=1.5\times 2.5\times 0.0025\times 2000/0.34=55m$$

村屯分散式水源井 $R=L2000d+50$ ， $R=105m$ ；本工程开发区域内 1#平台井场距卫星牧场一分厂分散式供水井最近距离为 650m，大于 105m（分散式饮用水水源地地下水水源保护范围为 50m+L2000d 之和），可见本工程对单井分散式饮用水水源为不敏感；

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	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

因此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，本工程所在地功能区属于声功能区划的 2 类区，本工程主要噪声源分为生产运行期井场抽油机及场站机泵产生的持续性噪声源及油井作业过程中产生的间断性噪声源两大类，噪声源的种类及数量较少，运行期噪声源强度不高，周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在 5dB(A)以下，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：建设项目周边存在耕地，为土壤环境敏感目标，因此本项目土壤敏感程度为敏感，污染影响型敏感程度分级表见表 2.5-8。

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 2.045hm^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 敏感程度	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

综上所述，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 2.045hm²，临时占地 29.516hm²，总占地面积为 31.561hm²（0.31561km²）。项目占地面积在≤2km²范围内，本项目距离卫星牧场草原自然保护区 700m，本项目施工井场、管线、道路与保护区之间间隔附近主要交通干线杏升路（道路宽度 10m，路基高度 0.5m），并且与保护区之间无地表水利联系，且对卫星牧场草原自然保护区无破坏，不占用保护区，无地表径流，项目产生的废水及固废及时拉运，不外排。且新增占地范围内无自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区等特殊生态敏感区和重要生态敏感区，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

本项目评价工作等级：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），本项目存储单元为最远的油井至计量间的管线，危险物质量按照管线内原油及天然气量进行核算。管线内原油为 $V = \pi r^2 L = 60.1\text{m}^3$ ，原油密度以 0.86t/m³ 计算，

则最大存在量为 51.686t；该区块气油比约 20.65m³/t，天然气密度按 0.72kg/m³ 计算，则天然气的最大存在量为 0.77t，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）	/	51.686	2500	0.02
2	天然气	74-82-8	0.77	10	0.077
项目 $Q=\sum qn/Qn$					0.097

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 $Q=0.097<1$ ，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

根据估算模式计算结果，产能区域非甲烷总烃占标率为 1.3151%，转油站区域 SO₂ 占标率 0.0267%、NO₂ 占标率 0.2757%、颗粒物占标率 0.0097%。综合考虑，大气环境评价范围以产能区块边界东西向外扩 2.5km，南北向外扩 2.5km 范围的区域，评价区域面积约为 80km²，大气环境保护目标具体见表 2.6-1 和附图 3。评价范围见附图 3。

表 2.6-1 大气环境保护目标统计

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对方位及距离
	经度	纬度				
卫星牧场一分厂	125.16894	46.16068	村屯	居民约 70 户，210 人	二类	1#平台西南 650m
东南地	125.19415	46.15930	村屯	居民约 120 户，360 人	二类	1#平台东北 1600m
长胜三村	125.17695	46.11215	村屯	居民约 250 户，750 人	二类	2#平台西南 2400m
地任子	125.25713	46.08300	村屯	居民约 200 户，600 人	二类	8#平台南 1500m
西长山堡	125.27291	46.07829	村屯	居民约 250 户，750 人	二类	8#平台东南 2300m
长山村	125.27873	46.07959	村屯	居民约 300 户，	二类	8#平台东南 2400m

				900人		
毛官店	125.30511	46.10349	村屯	居民约150户， 450人	二类	10#平台西北1200m
六合村	125.32548	46.10744	村屯	居民约300户， 900人	二类	10#平台东北1700m
东升屯	125.30314	46.08135	村屯	居民约200户， 600人	二类	10#平台西南1100m
庙后屯	125.32112	46.08447	村屯	居民约150户， 450人	二类	10#平台东南1000m
东升村	125.33644	46.08462	村屯	居民约200户， 600人	二类	10#平台东南1500m

2.6.2 声环境影响评价范围及保护目标

本工程声环境影响评价范围为拟建井场、站场厂界向外200m及管道中心线两侧各200m范围内的声环境。拟建井200m范围内无村屯，因此无声环境保护目标。

2.6.3 生态环境、土壤环境影响评价范围及保护目标

本工程生态评价等级为三级，环境评价范围为拟建开发区块边界外扩500m及管道中心线两侧各200m的生态环境，评价区域面积约为10.5km²。

本工程土壤环境影响评价工作等级为一级（污染影响型），根据导则要求，土壤环境影响评价范围以拟建区域边界外扩1000m及管道中心线两侧各200m的区域，评价区域面积约为21km²。

生态环境保护目标详见表2.6-2及附图4，评价范围见附图4。

表2.6-2 生态、土壤环境保护目标

环境要素	环境敏感点	方位、距离	功能要求及保护级别
生态环境	植被	拟建区域边界外扩 500m，管道中心线 两侧各 200m	生态环境不受破坏
土壤环境	土壤	拟建区域边界外扩 1000m 及管道中心 线两侧各 200m	《土壤环境质量—— 农用地土壤污染风险 管控标准（试行）》， 《土壤环境质量—建 设用地土壤污染风险 管控标准（试行）》 土壤环境不受破坏
保护区	卫星牧场草原自 然保护区	1 平台北侧 700m	不因本项目造成生态 破坏

2.6.4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》，采用公式计算法确定地下水评价范围： $L = \alpha \times K \times I \times T / ne = 2 \times 2.5 \times 0.0025 \times 5000 / 34\% = 183.8m$ ，评价范围应为油田开发区边界在地下水流向下游方向外扩183.8m、两侧及上游方向外扩91.9m，总面积约为41.6km²的矩形区域，采用该方法时应包含重要的地下水环境保护目标。

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及附图3。

表2.6-3 地下水环境保护目标统计

环境要素	保护目标	距井场方位及最近距离	环境特征	保护级别
地下水	卫星牧场一分厂水井	1#平台西南 700m	统一供水，井深 70m，开采层位为白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水，供水人数 210 人，村民自家均有自打井，井深 20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约 30 口	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准
	东南地水井	1#平台东北 1700m	统一供水，井深 120m，开采层位为白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水，供水人数 360 人，村民自家均有自打井，井深 20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约 35	
	地任子水井	8#平台南1600m	统一供水，井深 120m，开采层位为白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水，供水人数 600 人，村民自家均有自打井，井深 20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约 120 口	
	西长山堡水井	8#平台东南 2350m	统一供水，井深 120m，开采层位为白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水，供水人数 750 人，村民自家均有自打井，井深 20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约 100 口	
	长山村水井	8#平台东南 2450m	统一供水，井深 110m，开采层位为白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水，供水人数 900 人，村民自家均有自打井，井深 20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约 120 口	

毛官店水井	10#平台西北 1300m	统一供水，井深 120m，开采层位为白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水，供水人数 450 人，村民自家均有自打井，井深 20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约 70 口
东升屯水井	10#平台西南 1200m	统一供水，井深 130m，开采层位为白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水，供水人数 600 人，村民自家均有自打井，井深 20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约 110 口
东升村水井	10#平台东南 1600m	统一供水，井深 115m，开采层位为白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水，供水人数 600 人，村民自家均有自打井，井深 20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约 80 口

2.6.5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2.6-4。

2.6.6地表水环境评价范围及保护目标

根据现场调查，本工程建设区域内无地表水体距离最近地表水体为1平台西北侧10.6km处的七才泡。

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、土壤生态环境影响评价、地下水生态环境影响评价、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，地表水环境影响评价及生态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：2021年升平油田升72-斜8等高产井区块产能建设地面工程。

建设地点：本项目区块地处黑龙江省大庆市肇州县境内。

建设性质：改扩建。

工程规模：1.87×10⁴t/a。

占地面积：永久占地2.045hm²，临时占地29.516hm²。

工程投资：1599.55万元。

项目组成：本工程项目组成情况见表3.1-1。

表3.1-1 本工程项目组成表

工程类别	工程名称		规模及建设内容	备注
主体工程	集输工程	基建油井	本次共基建油井 27 口，共形成 10 座平台，3 口单井	新建
		抽油机	CYJY6-2.5-26HB 型 24 台	
			CYJY8-3-37HB 型 1 台	
			CYJY10-3-37HB 型 2 台	
	集油管道	新建单井集油掺水管道 14.86km		
	注水工程	基建水井	本次共基建水井 11 口	新建
配水间		扩建配水间 3 座（升 2-2、升 3-4、升 3-8 配水间）， 新建 2 座配水间（升 2-8、升 3-8 配水间）		
注水管道		新建注水管线 13.2km		
辅助工程	道路工程	通井路	新建耕地大平台砂石路路基宽 3.5m，长 2.6km、低洼地土路路基宽 4.0m，长 1.4km、耕地草地井进井路路基宽 3.5m，长 1.3km	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宋一联含油污水处理站、升一联污水处理站处理后回注，不外排	依托
	供电工程		新建油井电源由附近已建 6kV 供电线路引接	依托
			新建 6kV 线路 8.67km	新建
			新建井场柱上变 13 座	

		新建 1 套无功补偿装置 200kVar	
		新建配电网故障检测远控单元 1 套	
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	/
		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，升二转油站、升三转油站产生的废气均经高于 8m 的烟囱排放	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宋一联含油污水处理站、升一联含油污水处理站处理后回注，不外排	依托
		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，产生的含油污水经宋一联含油污水处理站、升一联含油污水处理站处理后回注地下，出水满足“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注地下；油水井作业废水以及水井的洗井废水由罐车拉运至宋一联含油污水处理站、升一联含油污水处理站进行处理，处理达标后回注地下，不外排	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	依托
	固废处置措施	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；管道铺设过程中产生的施工废料送至第八采油厂工业固废填埋场	依托
		运营期井下作业产生的落地油及依托场站产生的油泥（砂）统一收集送宋芳屯含油污泥处理站；废防渗布由建设单位统一收集后委托有资质单位处理	
	生态保护措施	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 29.516hm ² 。对临时占用土地采取表土留存，分层回填，翻松整平，植被恢复等措施	/
对永久占用耕地 2.045hm ² 进行补偿，对于占用的基本农田执行“占一补一”规定进行补偿并按规定缴纳补偿费		/	

依托工程	转油站	升二转油站	升二转油站建于 1987 年，站内现有主要设备有 3 台 2.5MW 掺水加热炉，站内采用“四合一”处理工艺，设计处理能力为 4400t/d，实际处理量为 2416t/d，负荷率为 54.9%。本工程新接入升二转油站 6 油井，新增处理量为 15.6t/d，接入后处理量为 2431.6t/d，负荷率为 55.25%。根据能力核实，该站可以满足本次产能建设需要	依托
		升三转油站	升三转油站建于 2010 年，站内现有主要设备有 2 台 2.5MW 掺水加热炉和 1 台 2.5MW 加热炉，站内采用采用“四合一”处理工艺，设计处理能力为 2500t/d，实际处理量为 557t/d，负荷率为 22.28%。本工程新接入升 3 转油站 21 口油井，新增处理量为 75.4t/d，接入后处理量为 632.4t/d，负荷率为 25.3%。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	宋一联脱水站	宋一联脱水站建于 1987 年，站内主要设备有 2 台游离水脱除器、3 台电脱水器，宋一联脱水站设计规模 4300t/d，目前实际处理量为 3835.6t/d，负荷率 89.2%；本工程 27 口油井接入宋一联脱水站，新增处理量为 84.6t/d，接入后处理量为 3920.2t/d，负荷率为 91.17%，本工程接入可以满足本项目要求	依托
	注水站	升一联注水站	设计注水量为 3300m ³ /d，目前实际注水量 1297m ³ /d，负荷率为 39.3%。新增注入量为 132m ³ /d，最大负荷率为 43.3%，可以满足本项目	依托
	含油污水处理站	升一联含油污水处理站	设计规模为 3500m ³ /d，实际处理量为 2585m ³ /d，当前负荷 73.9%，新增采出水量为 40m ³ /d，新增产能后处理负荷率为 75.04%，可以满足本项目要求	依托
		宋一联含油污水处理站	设计规模为 10000m ³ /d，实际处理量为 7514m ³ /d，当前负荷 75.1%，新增采出水量为 34m ³ /d，新增后负荷率为 75.44%，可以满足本项目要求	依托
	第八采油厂压裂返排液无害化处理站		本项目压裂返排液依托第八采油厂压裂返排液无害化处理站处理，系统采用“管式反应器反应→油水泥分离器→一次过滤→二次过滤”多级的物理及化学混合工艺来降低压裂返排液中污染物的含量，达到无害化处理，站内设计压裂返排液处理能力为 240m ³ /d、87600m ³ /a，目前实际处理量约为 52560m ³ /a，本项目压裂返排液产生量约为 972m ³ ，本项目新增后处理量	依托

		约为 53532m ³ /a，负荷率 61.11%，能够满足本项目压裂返排液处理需求。	
	第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站	本项目产生的含油污泥及落地油依托宋芳屯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 5m ³ /h（年运行 180 天，每天 24 小时，年最大处理量为 21600t），目前实际处理量约为 13824t/a，本项目含油污泥及落地油产生量约为 1.461t/a，本项目新增后处理量约为 13825.461t/a，负荷率为 64.01%，能够满足本项目含油污泥处理需求	依托
临时工程	本项目管道和道路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；项目不单设施工营地及施工料场		临时

表3.1-2 油井水分布情况

序号	目前井号	横坐标	纵坐标	井别	井况	平台号	地类
1	芳 29-斜 5	21667800	5115560.3	水井	代用井	1	耕地
2	升 32-斜 024	21667812	5115560.3	油井	正常井		
3	升 34-斜 020	21667794	5115560.3	油井	正常井		
4	升 32-斜 022	21667806	5115560.3	油井	正常井		
5	升 57-2	21670878.3	5111497	油井	代用井	2	低洼草地
6	升 68-斜 034	21670878.3	5111525	油井	正常井		
7	升 70-斜 032	21670878.3	5111519	水井	正常井		
8	升 72-斜 032	21670878.3	5111513	油井	正常井		
9	升 163-5	21671829.61	5111819.31	油井	正常井	3	低洼草地
10	升 67-斜 6	21671830	5111810	油井	正常井		
11	升 67-斜 8	21671830	5111804	水井	正常井		
12	升 68-斜 9	21671830	5111798	油井	正常井		
13	升斜 1639	21672365.41	5111070.8	油井	代用井	4	低洼草地
14	升 70-斜 10	21672340.0	5111040.0	水井	正常井		
15	升 72-斜 16	21672352.0	5111040.0	油井	正常井		
16	升 72-斜 12	21672346.0	5111040.0	水井	正常井		
17	升 73-7	21671683.51	5110769.481	水井	正常井	5	低洼草地
18	升 72-斜 6	21671663.0	5110769.0	油井	正常井		
19	升 70-斜 8	21671669.0	5110769.0	油井	正常井		
20	升 75-斜 11	21671675.0	5110769.0	油井	正常井		
21	升 72-斜 8	21672299.2	5111433.6	油井	代用井	6	低洼草地
22	升 68-斜 6	21672287.3	5111441.8	油井	代用井		
23	升 72-平 10	21671785	5110390	油井	正常井	单井	低洼草地

序号	目前井号	横坐标	纵坐标	井别	井况	平台号	地类
24	升74-平14	21672582.09	5111140	油井	正常井	单井	低洼草地
25	升1642	21675013.7	5109938.8	水井	代用井	7	低洼草地
26	升76-斜28	21675030	5109940	油井	正常井		
27	升斜1643	21674327.9	5110307	油井	代用井	单井	低洼草地
28	升74-斜27	21674690	5110740	油井	正常井	8	低洼草地
29	升75-斜28	21674690	5110734	水井	正常井		
30	升84-斜27	21674650	5109324	油井	正常井	9	耕地
31	升82-斜28	21674650	5109330	水井	正常井		
32	升82-斜25	21674650	5109336	油井	正常井		
33	升80-斜26	21674650	5109342	水井	正常井		
34	升80-斜28	21674650	5109348	油井	正常井		
35	升斜5513	21678948	5108994	油井	代用井	10	耕地
36	升82-斜47	21678948	5108966	油井	正常井		
37	升81-斜50	21678948	5108982	油井	正常井		
38	升81-斜48	21678948	5108988	水井	正常井		

3.1.2 开发方案

工程新建38口井，其中油井27口，注入井11口，建成产能 $1.87 \times 10^4 \text{t/a}$ 。均分布在升72-斜8区块内，本工程开发指标预测见表3.1-3，原油物性见表3.1-4。

表3.1-3 2021年升平油田升72-斜8等区块葡萄花油层开发动态预测指标表

时间(年)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
油井直井(口)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
水平井(口)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
水井(口)	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
年产油(10^4t)	0.49	1.76	1.63	1.5	1.42	1.28	1.11	1.05	1.01	0.97	0.97	0.85	0.83	0.74	0.71
水平井单井日产油(t/d)	4.3	4.3	3.9	3.7	3.6	3.2	3.0	2.7	2.5	2.2	2.0	1.9	1.7	1.4	1.2
直井单井日产油(t/d)	2	2	1.7	1.5	1.4	1.2	1.1	1.1	1	1	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8
累积产油(10^4t)	0.68	3.14	5.27	7.16	8.85	10.37	11.76	13.08	14.33	15.52	16.64	17.71	18.72	19.67	20.58
累积产液(10^4t)	0.9	4.46	7.78	10.97	13.99	16.94	19.87	23.01	26.26	29.72	33.22	36.68	40.2	43.8	47.56
年注水(10^4m^3)	1.57	6.29	5.81	5.53	5.2	5.01	4.93	5.24	5.35	5.66	5.68	5.6	5.68	5.77	5.99
综合含水(%)	25.1	30.8	35.7	40.6	44.3	48.5	52.3	58.1	61.5	65.8	67.8	69.2	71.4	73.5	75.9
采油速度(%)	0.54	1.97	1.71	1.52	1.35	1.21	1.12	1.06	1	0.95	0.9	0.85	0.81	0.76	0.72
采出程度(%)	0.54	2.51	4.22	5.73	7.08	8.3	9.41	10.47	11.47	12.41	13.32	14.17	14.97	15.74	16.46

表3.1-4 原油物性表

区块	层位	密度 (g/cm ³)	粘度 (mPa.s)		凝固点 (°C)	含蜡 (%)	胶质 (%)	气油 比 (m ³ /t)
			20°C	50°C				
升 72-斜 8	葡萄花油层	0.8703	51.0	9.9	37.0	21.9	19.7	20.65

3.1.3主要建设内容

3.1.3.1原油集输工程

(1) 压裂作业

本项目27口油井需压裂作业后进入产能地面建设，压裂液使用量为100m³/口。压裂是利用水力作用，使油气层形成裂缝的一种方法，又称水力压裂。油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂、陶粒等）充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。压裂液主要成分理化性质见表3.1-5。

表3.1-5 压裂液各成分理化性质一览表

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

		泥浆性能变好。
10	碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50℃ 以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270℃ 时完全分解。

本次新建27口油井：独立井采用双管掺水集油工艺，丛式井采用丛式井干管掺水集油工艺，原油集输系统流程表见表3.1-6。原油集输主要工程量见表3.1-7。

表3.1-6 原油集输系统流程表

序号	阀组间	井号	平台	井区	转油站	脱水站	污水站
1	升 3-5 阀组间	升 32-斜 024	1	芳 29-斜 5 井区	升 3 转油站	宋一联脱水站	升一联污水站
2		升 34-斜 020					
3		升 32-斜 022					
4	升 3-8 阀组间	升 72-斜 6	5	升 72-斜 8 井区			
5		升 70-斜 8					
6		升 75-斜 11					
7		升 57-2	2	升 57-2 井区			
8		升 68-斜 034					
9		升 72-斜 032					
10	升 3-8 阀组间	升 163-5	3	升 72-斜 8 井区			
11		升 67-斜 6					
12		升 68-斜 9					
13		升斜 1639					
14		升 72-斜 16	4				
15		升 72-斜 8					
16		升 68-斜 6	6				
17		升 74-平 14	单井				
18	升 72-平 10	单井					
19	升 3-4 阀组间	升 76-斜 28	7	升 1642 井区	升 2 转油站	宋一联污水站	
20		升 74-斜 27					8
21		升斜 1643					单井
22	升 2-8 阀组间	升 84-斜 27	9				
23		升 82-斜 25					
24		升 80-斜 28					
25	升 2-2 阀组间	升斜 5513	10	升斜 5513 井区			
26		升 82-斜 47					
27		升 81-斜 50					

表3.1-7 原油集输主要工程汇总表

序号	主要工程内容	单位	数量
----	--------	----	----

序号	主要工程内容	单位	数量
1	基建油井	口	27
2	单井集油管道		
	φ60×3.5	km	4.26
	φ76×4.5	km	10.6

3.1.3.2注入工程

本次新建11口水井，对于共平台注水井，采用“一管双井”的分散配水工艺，配水阀组设在注水井口，在配水间内设置切断阀；对于不共平台的注水井，采用“单干管多井配水”的集中配水工艺，配水阀组设在配水间内。本次工程扩建配水间3座（升2-2、升3-4、升3-8配水间）、新建配水间2座（升2-8、升3-8配水间）。注水主要工程量见表3.1-8。

表3.1-8 注水系统主要工程汇总表

序号	单项工程项目名称	单位	数量	备注
1	扩建升 2-2 配水间	座	1	间内扩建数字化配水阀组 1 套
2	新建升 2-8 配水间	座	1	标准化 5 井式配水间，间内扩建数字化配水阀组 1 套、新建切断阀 1 个
3	扩建升 3-4 配水间	座	1	间内新建数字化配水阀组 1 套
4	新建升 3-8 配水间	座	1	标准化 8 井式配水间，间内扩建数字化配水阀组 4 套、新建切断阀 1 个
5	扩建升 4-4 配水间	座	1	间内扩建数字化配水阀组 1 套
6	井口配水阀组	套	4	数字化配水阀组
7	单井注水管线Φ48×6	km	13.2	防腐钢管
8	注水井口	套	11	

3.1.3.3道路工程

本次产能新建的油水井零散地分布于升平镇西南方向的大面积耕地或草地内，均位于明沈公路西侧，井位附近均有状况较好的井排路、县道等可直接利用的道路。主要工程量见表3.1-9。

表3.1-9 道路工程主要工程汇总表

道路名称	道路宽度 (m)		长度 (km)	路面结构
	路基	路面		
耕地草地大平台通井路	3.5	3.0	2.6	2cm 砂土磨耗层+10cm 泥结碎石+20cm 水泥稳定土
低洼地井通井路	4.0	--	1.4	土路

耕地草地通井路	3.5	--	1.3	土路
---------	-----	----	-----	----

3.1.3.5 供电工程

新建井场6kV柱上变电站和平台变电站13座，新建1套无功补偿装置200kVar，新建配电网故障检测远控单元1套，新建6kV线路8.67km等。电力供应均来自油田已建电网。供电工程主要工程内容见表3.1-10。

表3.1-10 供电工程主要工程量

序号	工程内容	单位	数量
1	井场柱上变	座	16
2	6kV 线路	km	11.4
3	线路无功补偿装置	kVar	200
4	配电网故障检测远控单元	套	1

3.1.3.6 临时工程

本工程管道和道路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，在新建井场及注水间施工时需设置塔吊和小型料场，施工完毕后拆除塔吊，然后将临时工程的占地进行恢复。

3.1.3.7 占地及取弃土情况

(1) 工程占地情况

该项目占地主要为配水间的建设、管线以及道路建设等。井场永久占地已经在钻井工程中进行计算和申请，本次评价不再进行重复计算。工程总占地31.591hm²，占地类型为草地（非基本草原）、耕地（永久基本农田）、耕地（非基本农田），其中永久占地2.045hm²，临时占地29.516hm²。具体用地情况见表3.1-11。

表3.1-11 工程占地情况一览表 单位：hm²

建设内容	临时占地			永久占地		
	草地（非基本草原）	耕地（基本农田）	耕地（非基本农田）	草地（非基本草原）	耕地（基本农田）	耕地（非基本农田）
配水间	/	/	/	0.06	0.06	/
集油掺水管道	11.726	3.3	1.32	/	/	/
注水管道	9	3	1.2	/	/	/
耕地草地大平台通井路	/	/	/	0.68	0.14	0.09
低洼地土路通井路	/	/	/	0.42	0.08	0.06

耕地、草地进 井通道	/	/	/	0.335	0.07	0.05
小计	29.546			2.045		
合计	31.591					

(2) 取弃土

本工程取土主要用于建设配水间及道路的垫高或筑高，取土总量1961m³。土方来源于第八采油厂废弃泥浆无害化处理站。本工程土石方平衡情况详见表3.1-12。

表3.1-12 土石方平衡表

序号	类别	取土量 (m ³)	弃土量 (m ³)	挖方 (m ³)	借方 (m ³)	备注或说明
1	配水 间	36	0	/	36	填筑高度 0.3m
2	道路	1925	0	/	1925	/
3	管道	/	0	590920	/	该部分土壤在施工结束后回填至原处,填方590920m ³ , 其填挖平衡
合计		1961	0	590920	/	

3.1.3.8 施工方式

(1) 一般管道施工

管道施工过程为先清理作业线路场地，然后开挖管沟，再组焊管道、下沟管道，特殊地段根据实际情况合理穿插各工序。管沟开挖以机械开挖为主，施工作业面宽10m-11m（集油掺水管线作业面宽度11m、注水管线作业面宽度10m）。施工完毕清理现场、恢复地貌。工程施工程序见图3.1-1。

一般地段作业带宽度为10-11m，其中管沟深度按2m计，边坡坡度按1:1计（暂按砂土考虑）。施工作业带清理采用挖沟机、推土机扫线，人工配合清理。防腐管由工厂预制，采用专用管拖车拉运现场连接。管沟开挖采用挖掘机等机械及人工辅助清理完成。回填完的管沟进行压实、整形。

管道安装完成后，经检验合格，应进行压力和严密性试验，本工程试压采用清水进行试压。清管主要目的是清除管道内的残留物，使管道内清洁。本工程采用清水进行吹排清管，清除管道内的残留物。

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

管道施工作业平面布置图见图3.1-2。



图3.1-1 管道施工建设过程

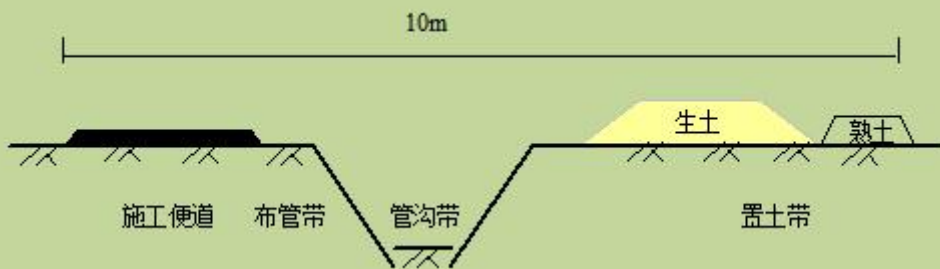


图3.1-2 管道施工平面布置图

(2) 管道钢顶穿越施工

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

顶管施工工艺流程主要为：施工准备、顶管井施工、设备安装调试、管材吊装入井、顶进、出洞、管材吊装入井、顶进、出洞、检查井施工、回填、路面恢复。施工流程图见图3.1-3、施工示意图见图3.1-4。

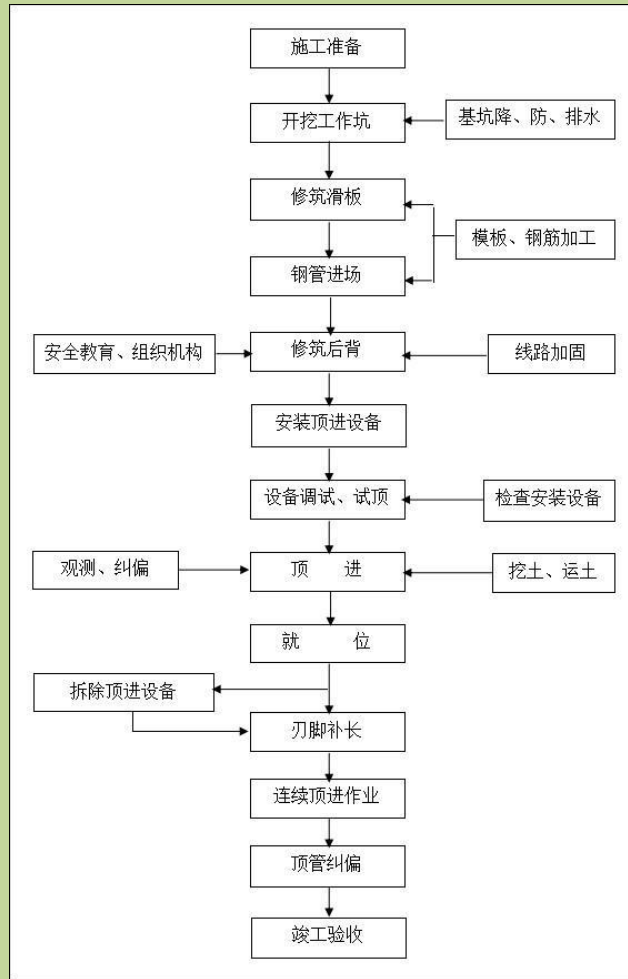


图3.1-3 顶管施工工艺流程图

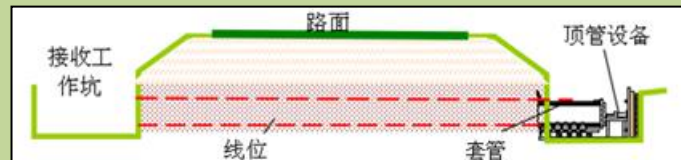


图3.1-4 顶管施工示意图

(3) 道路施工

1) 通井路施工方案

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



图3.1-5 通井路施工建设过程

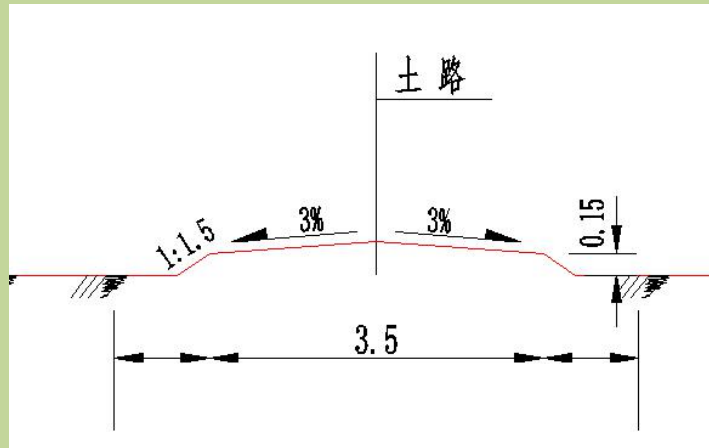


图3.1-6 进井通道横断面图

2) 井排路道路施工方案

首先进行路基施工，清除地表植被及表层土，然后进行路基填筑，路基填筑底层材料为水泥石灰或旧路料，基层材料为水泥稳定碎石，路基施工时路床压实度大于95%，其次结构层施工要求采用场拌和机械拌和，拌合好后送至现场直接施工铺设。

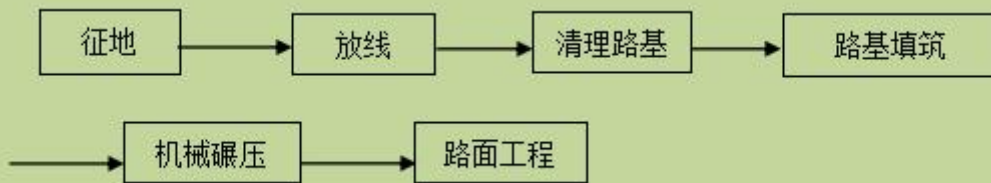


图3.1-7 井排路施工建设过程

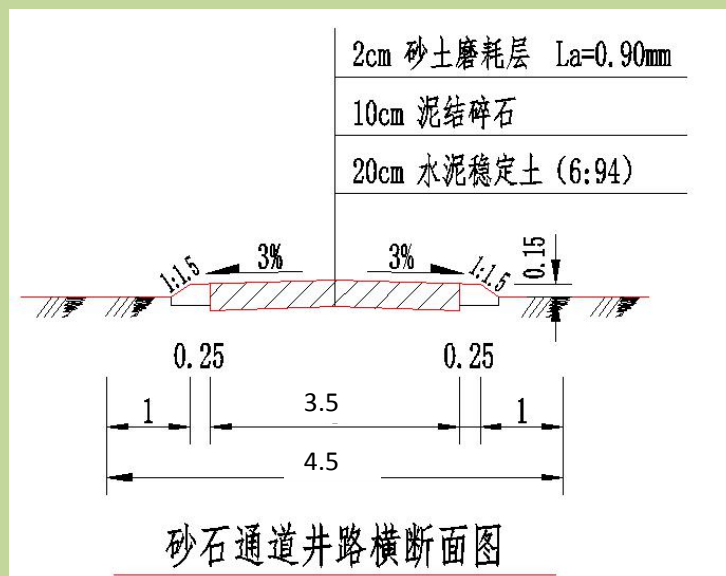


图3.1-8 进井通道横断面图

3.1.3.9施工进度及时序

施工进度见下表。

表3.1-13 施工进度计划表

工程名称	2021 年		备注，管道和道路项目同时建设
	7 月	8 月	
井场、场站	----		
油（水）管道		----	
道路		----	

3.2 现有区块开发情况回顾

3.2.1 现有区块开发情况

本工程所在区块为升 72-斜 8 区块，该区建有较为完善的油、气、水、电、路、信等工程，涉及各种不同功能站库，详见表 3.2-1。

表3.2-1 升72-斜8区块区域内已建各类站统计表

序号	类别	数量（座）	站名
1	转油站	2	升 2 转油站、升 3 转油站
2	脱水站	1	宋一联脱水站
3	含油污水站	2	宋一联含油污水处理站、升一联含油污水处理站
4	普通注水站	1	升一联注水站

本项目位于升平油田，升平油田葡萄花油层的开发始于 1960 年，截至目前，第八采油厂升平油田动用含油面积 82.90km²，动用地质储量 3574.67×10⁴t；共投产油水井 908 口（采油井 588 口、注水井 320 口），油水井数比 1.84：1，累积产油 625.29×10⁴t，采出程度 17.99%，采油速度 0.43%；累积注水 2395.02×10⁴m³，累积注采比 1.46，综合含水 89.64%。开发效果比较好。本项目所开发井区不属于新开发区块，本项目区块在 2016 年通过了环境影响评价，于 2018 年 1 月取得了环评批复，批复文号为黑环审[2018]2 号。升 72-斜 8 区块位于升平油田西北部，区块整体为单斜构造，从西向东构造逐渐升高，西部高部位为开发区。主要发育 PI3 号层，射开有效 4.4m，测试获日产油 54.0t/d 高产工业油流。平均单井砂岩厚度 11.8m，单井有效厚度 2.91m，单层有效厚度 1.22m，平均单井有效厚度层数 2.38 个。地面原油密度在 0.8583g/cm³~0.8792g/cm³ 之间，平均为 0.8703g/cm³，原油粘度在 31.7mPa·s~77.5mPa·s 之间，平均为 51.0mPa·s，凝固点平均为 37℃，含蜡量在 10.6%~35.1%之间，平均为 21.9%，含胶量在 14.7%~29.0%之间，平均为 19.7%。

本项目井区与区块位置关系图见下图。

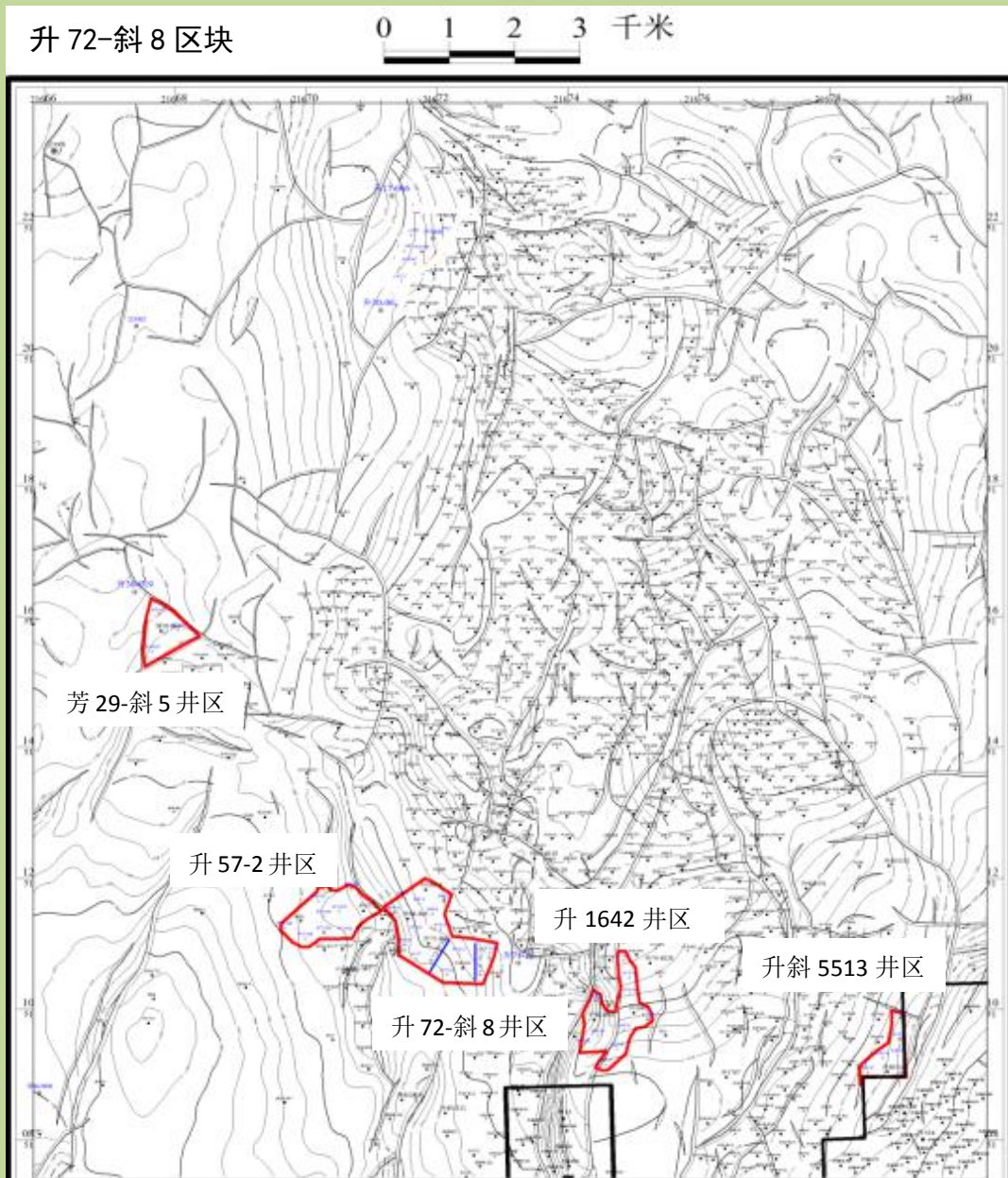


图 3.2-1 开发井区与区块位置关系图

3.2.2 现有区块开发环保措施落实和效果回顾调查

区块内主要有《升平油田升134等区块葡萄花油层产能建设地面工程》，通过对该区域的现场调查及现场监测及翻阅相关的验收调查报告可知：

(1) 废气污染防治措施调查结论

油田生产采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场、场站无组织排放的非甲烷总烃满足标准的要求；区块内各工程项目依托场站加热炉使用天然气作燃料，排放的废气污染物浓度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）在用锅炉排放标准。项目的大气污染防治措施合理。

(2) 废水污染防治措施调查结论

要求的废水污染控制措施在工程开发建设中都得到了落实。本项目产生的生产污水经污水处理站处理后污水指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015），全部回注油田，生产污水不外排。未设置工业污水排放口，水污染防治措施合理。

（3）噪声污染防治措施调查结论

在开发建设过程中，尽可能地选用了低噪声设备，并对噪声较大的设备统一布置在室内，并加装了隔声门窗，噪声对外界影响较小，可见本区域噪声污染防治措施有效。

（4）固体废物污染防治措施调查结论

区块开发产生的固体废物废钻井泥浆、落地油和油泥油砂等。产生的废钻井泥浆均进行不落地处理；生产过程中生产的油泥、油砂统一送第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站进行无害化处理，处理后污泥满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010），固体废物的污染防治措施合理。

（5）生态影响调查结论

各区块按照项目“工程设计”及“环境影响报告书（表）”的要求，采取了一系列生态保护和恢复措施，没有改变项目区的生态系统结构与功能，项目区的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大；临时占地进行了恢复，临时占用的耕地进行了复垦，对永久占用的耕地执行了占一补一的措施。除了占地直接减少了牧草、农作物的产量外，对生态的影响较小。

目前所采取的各项环保措施是有效的，未发现环境问题。

3.2.3 钻井工程回顾性分析

3.2.3.1 钻井工程进展情况

本工程钻井项目已先期完成钻井报告表编制。钻井工程《2021年升平油田升72-斜8等高产井区块钻井工程（大庆地区）》于2020年取得了环评批复，环评批复号为庆环审[2020]112号。本工程8口代用井在《2019年升平油田升斜1637、升134等区块钻井工程》于2019年取得了环评批复，目前钻井施工已完成。钻井工程均未进行验收，待产能建设投产后一同进行验收。

3.2.3.2 “三同时”执行情况

钻井工程在开发过程中采取了一系列环保措施，钻井期间，使用膨润土、重晶石粉、水泥等易产生扬尘的钻井材料，通过采取施工场地围护，在水泥、膨润土等粉性物料存放于封闭式料棚内等措施；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，作息时间，降低对周围环境的影响；钻井废水、废弃泥浆、岩屑和废射孔液集

中收集到井场泥浆罐车内，拉运至“第八采油厂撬装废弃泥浆处理站”进行处理。详见表3.2-2。

钻井工程建设过程中严格实施“三同时”制度，基本按照环评批复及环评报告中要求的环保措施进行施工，未对周围环境造成较大影响。

表3.2-2 钻井工程“三同时”回顾

序号	环评中提出的环保措施	落实情况回顾
1	废弃钻井液集中处理依托“第八采油厂撬装废弃泥浆处理站”进行处理	废弃钻井液由泥浆罐车拉运至第八采油厂撬装废弃泥浆处理站进行处理
2	废射孔液随钻井泥浆一起进入废弃泥浆处理站处理	已随钻井泥浆一同处理
3	井场防渗旱厕	目前该钻井工程现场已经恢复，未发生环境污染事件
4	临时占地恢复及补偿	现场场地已经平整，临时占地已经进行了恢复
5	临时围堰	目前该钻井工程现场已经恢复，未发生环境污染事件
6	料棚等扬尘控制措施	目前该钻井工程已经完毕，无扰民情况发生
7	废弃包装袋、废弃防渗布、生活垃圾等处置	目前该钻井工程已经完毕，无扰民情况发生
8	地下水跟踪监测井。新建地下水监测井三口	依托村屯设置了3口监测水井

3.2.3.3 钻井工程回顾分析

现场调查时，油水井已全部完钻。根据环评现场调查情况对钻井工程进行回顾性分析。

1、生态环境影响回顾

建设过程中对生态的影响主要来自各种大型、重型机械的拖拽、碾压，以及施工便道建设等活动，导致土壤层次与结构破坏，土壤肥力降低。施工期对临时占用耕地及时进行了平整和复耕，生态恢复情况良好，永久占用耕地已根据“等质等量、占一补一”原则进行补偿。对于临时占地复原时先填心、底土，后平覆表土，采用原有本土物种恢复植被到原有植被覆盖率；对于永久占地可以把表层土运送至占地异地补偿的地点作为表层熟土使用，并采用本土物种进行了生态补偿。

加强了对井下作业队伍的管理，严格控制了施工车辆、机械及施工人员的活动范围，并规范了行车路线，未碾压耕地。钻井过程中未发生井喷等事故，作业结束后井场已清理，井场未发现残留垃圾。通过严格控制每口井施工作业面积、建设过程加强管理，受影响的土壤、植被在工程结束后就能够在一定时间内恢复，现场调查时，井场临时占地已平整，临时占地已完成恢复，恢复情况良好，工程对生态环境的影响是可接受的。

2、环境空气影响回顾

项目施工期间，施工场地的废气主要是运输车辆尾气。运输车辆已加盖防尘布并除泥降尘；施工场地已洒水抑尘；井场外围已设置挡风板；临时土方等易起尘材料加盖防尘布；水泥拉运车均采用罐装。施工期未对周边大气环境造成影响。

3、水环境影响回顾

本项目产生的钻井废水已与废弃泥浆、岩屑和废射孔液集中收集到井场泥浆罐车，拉运至“第八采油厂废弃泥浆处理站”进行处理；生活污水进入防渗旱厕，现已完成清掏并外运做农家肥；施工期未发生地下水和地表水污染事件，未对项目周边水环境造成影响。

4、固体废弃物影响回顾

废弃泥浆、钻井岩屑、钻井废水和废射孔液均集中收集到井场泥浆罐车，拉运至“第八采油厂废弃泥浆处理站”进行处理。废弃防渗布和一般废包装袋均已收集送至第八采油厂工业固废填埋场处理。生活垃圾已送至大庆市肇州县生活垃圾综合处理场卫生填埋。施工期未发生套管连接不及时、泥浆池防渗层泄漏等事故，施工期固体废物未对周边环境造成影响。

5、声环境影响回顾

项目施工期间主要噪声源为施工机械和项目运输车辆。施工过程已加强管理，文明施工，合理安排施工进度，对设备的维护和保养，合理操作，施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强。运输车辆限速禁鸣，规划路线尽量避开环境敏感目标，施工期未对周边村屯声环境造成影响。

3.3 依托工程分析

3.3.1 依托工程能力核实

新建油井产液在计量间汇合后进入升2转油站和升3转油站后进入宋一联脱水站。集油间来液经来油阀组进“四合一”，分离出的游离水经掺水泵升压后回掺，剩余污水进入升一联污水站和宋一联污水站，分离出的天然气经过天然气除油干燥组合装置处理后自耗。

3.3.1.1 升3转油站能力核实

升3转油站建于2010年，目前该站共管辖油井194口（正常生产井164口），集油阀组间6座，新增产能后，该站共管辖215油井，集油阀组间6座。

站内采用“四合一”处理工艺，站内已建2台四合一采取正常运行时采用并联运行方式，处理后含水油输往宋一联脱水站。设计处理能力为2500t/d，实际处理量为557t/d，负

荷率为15%。本工程新接入升3转油站21口油井，新增处理量为75.4t/d，经核实，站内设备能力满足生产要求。工艺流程见图3.3-2。

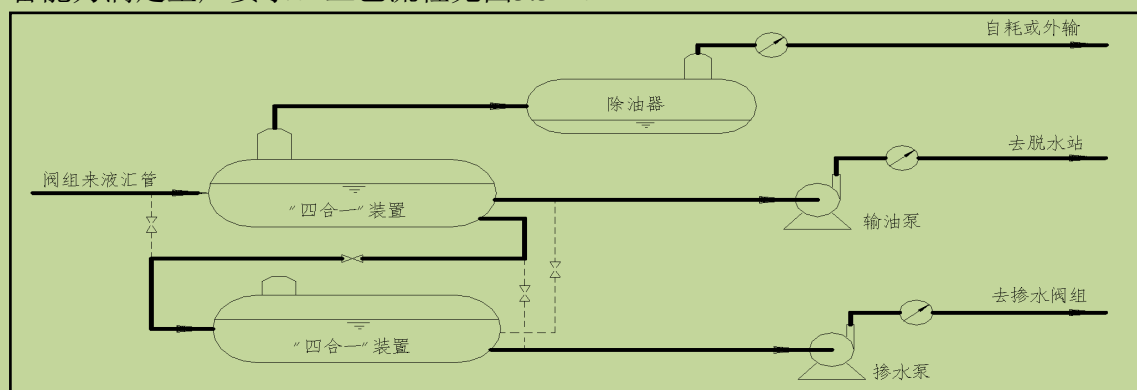


图 3.3-2 升 3 转油站工艺流程图

新增产能后，该站新老井产量预测、站内主要设备及能力核实情况见表 3.3-1~3.3-2。

表3.3-1 升3转油站负荷预测表

时间（年）		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
老井	日产液（t/d）	557	568	579	591	603	603	603	603	603
	日产油（t/d）	207.0	186.3	167.7	150.9	135.8	122.2	110.0	99.0	89.1
新建油井	日产液（t/d）	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4	75.4
	日产油（t/d）	58.0	58.0	50.8	45.1	40.1	36.1	33.2	31.3	29.6
合计	日产液（t/d）	632.32	643.46	654.82	666.41	678.23	678.40	678.40	678.40	678.40
	日产油（t/d）	265.0	244.3	218.5	196.0	176.0	158.4	143.2	130.3	118.7
	水（%）	58.1	62.0	66.6	70.6	74.1	76.7	78.9	80.8	82.5

表3.3-2 升3转油站主要设备统计及负荷表

项目名称	规格	数量	投产时间	设计能力		备注
				单台	合计	
“四合一” 分离沉降加热 缓冲	Φ4000×18000	2	2010/10/30	2500t/d, 2.5MW	2500t/d, 2.5MW	单台检修
外输泵	DYGZ46-40×3	2	2019/7/25	46m ³ /h	46m ³ /h	运 1 备 1
掺水泵	DF85-50×5	3	2020/7/13	85 m ³ /h	170m ³ /h	运 2 备 1
加热炉	2.5MW	1	2020/11/31			
外输管道	φ159×6 PN2.5~3.91km		2005.7.25			

3.3.1.2 升 2 转油站能力核实

升 2 转油站始建于 1987 年，2007 年迁址新建，目前该站管辖油井 159 口（正常生产井 130 口），辖集油阀组间 9 座。

升 2 转油站除接收本站 9 座阀组间来液还接收升 22 转油站来液，站内采用“四合一”

处理工艺，放出的掺水进入 3#四合一进行加热至掺水出站温度 70℃，处理后含水油输往宋一联。设计处理能力为 4400t/d，实际处理量为 2416t/d，负荷率为 54.9%。本工程新接入升二转油站 6 油井，新增处理量为 15.6t/d 经核实，站内设备能力满足生产要求。工艺流程见图 3.3-3。

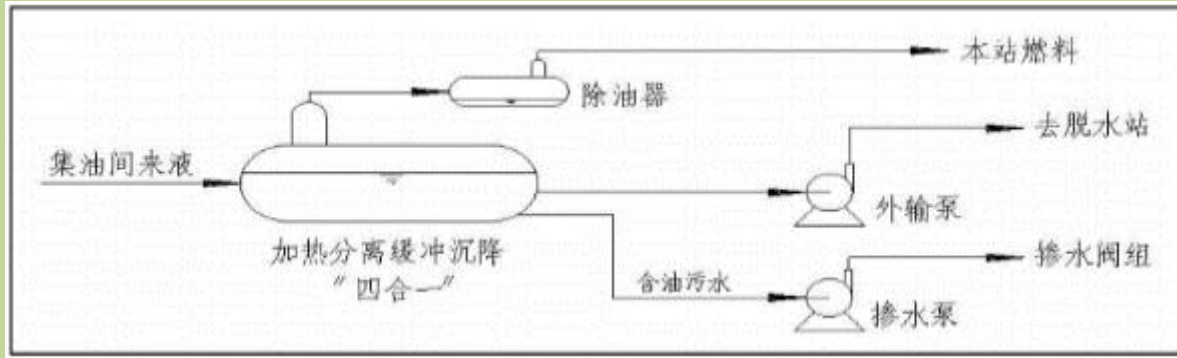


图 3.3-3 升 2 转油站工艺流程图

新增产能后，该站新老井产量预测、站内主要设备及能力核实情况见表 3.3-3~3.3-4。

表 3.3-3 升 2 转油站负荷预测表

时间（年）		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
老井	日产液（t/d）	209	175	150	132	118	103	92	84	75
	日产油（t/d）	208.8	175.2	150.1	132.3	117.7	103.1	92.5	83.7	74.8
新建油井	日产液（t/d）	15.6	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8
	日产油（t/d）	12.0	6.0	5.3	4.7	4.2	3.8	3.5	3.3	3.1
合计	日产液（t/d）	224.40	183.02	157.90	140.09	125.46	110.89	100.28	91.54	82.56
	日产油（t/d）	220.8	181.2	155.4	137.0	121.8	106.9	95.9	87.0	77.9
	水（%）	1.6	1.0	1.6	2.2	2.9	3.6	4.3	4.9	5.7

表 3.3-4 升 2 转油站主要设备统计及负荷表

项目名称	规格	数量	投产时间	设计能力		备注
				单台	合计	
“四合一” 分离沉降加热缓 冲	Φ4000×20000	2	2007-11-1	2400t/d, 2.5MW	4400t/d, 5MW	单台检 修
	Φ4000×18000	1	2019-11-24	2000t/d, 2.5MW		
外输泵	DYJA35-50×8	2	2012-8-15	35m ³ /h	35m ³ /h	运 1 备 1
掺水泵	DG100-50×4	3	2016-11-1	65 m ³ /h	120m ³ /h	运 2 备 1
外输管道	φ159×6 PN2.5~1.69km		2011/12/6			

3.3.1.3 宋一联脱水站能力核实

宋一联合始建于 1987 年，接收处理采油八厂 10 座转油站（祝 3、芳 3、芳 5、芳深

2、卫 11、芳 407、芳 507、芳 6、芳 707、升 2）、1 座转油放水站（升一联）、1 座联合站（徐三联）来含水油，含水油脱水后外输。同时还接收采油八厂宋二联、采油十厂朝一联、榆树林油田榆二联及周边中亚、华油、方兴公司的净化油，是大庆外围油田原油输送枢纽站。站内采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺对来液进行气液分离，本次产能 27 口油井产液均接入该站，新增处理量为 84.6t/d。经核实，站内设备能力满足生产要求。工艺流程见图 3.3-4。

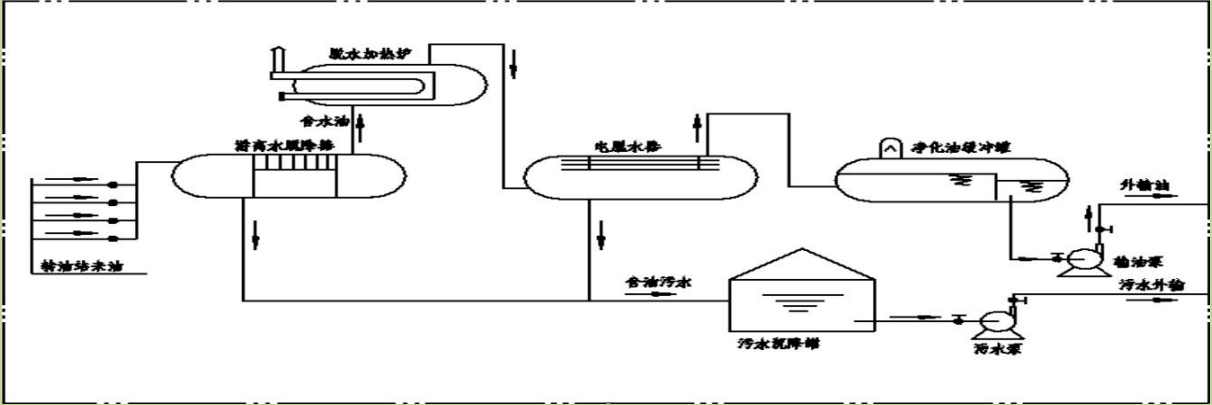


图 3.3-4 宋一联脱水站工艺流程图

新增产能后，该站新老井产量预测、站内主要设备及能力核实情况见表 3.3-5~3.3-6。

表 3.3-5 宋一联脱水站负荷预测表

站名		分类	2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	2028年	2029年
老井	升 2 转油站	油量 (t/d)	209	175	150	132	118	103	92	84	75
		液量 (t/d)	716	688	676	679	682	677	674	671	669
	徐三联外输	油量 (t/d)	1480	1346	1195	1064	951	870	780	700	630
		液量 (t/d)	2209	2009	1783	1588	1420	1298	1164	1045	940
	升一联外输	油量 (t/d)	482	430	387	348	312	281	251	225	205
		液量 (t/d)	688	662	645	695	624	625	629	644	682
	宋一联含水油 (本矿)	油量 (t/d)	1581	1424	1281	1152	1036	934	840	756	681
		液量 (t/d)	7619	7771	7921	8079	8239	8258	8278	8297	8317
	合计	油量 (t/d)	3752	3375	3013	2696	2417	2188	1963	1765	1591
		液量 (t/d)	1123	1113	1102	1104	1096	1085	1074	1065	1060
接收净化油		油量 (t/d)	2	0	6	0	6	8	4	7	8
新井	升 2 转油站	油量 (t/d)	2284	2661	3023	3339	3618	3848	4072	4270	4445
		液量 (t/d)	12	12	11	9	8	8	7	7	6
	升一联外输	油量 (t/d)	16	16	16	16	16	16	16	16	16
		液量 (t/d)	70	70	61	55	49	44	40	38	36
		液量 (t/d)	100	100	88	78	69	62	57	54	51

	新井总计	油量 (t/d)	82	82	72	64	57	51	47	44	42
		液量 (t/d)	116	116	103	93	85	78	73	70	67
污水总量 (t/d)		7514	7789	8045	8373	8576	8697	8807	8917	9042	
外输油总量 (t/d)		6117	6117	6107	6099	6092	6087	6082	6080	6078	

表 3.3-6 宋一联脱水站主要设备统计及负荷表

项目名称	规格	数量	投产时间	设计能力		备注
				单台	合计	
游离水脱除器	Φ36000×16000	2 台	1987-11-09	10000t/d	10000t/d	1 台检修时
电脱水器	Φ4000×16008	3 台	1987-11-09	2150t/d	4300t/d	1 台检修时
脱水炉	FS3200-Y/6.3/0.09	1 台	2005-12-01	3.2MW	3.2MW	
污水泵	150AY 150	2 台	2015-10-19	210m³/h	500m³/h	运 3 备 1
	PC180-75B	2 台	2008-10-15	145m³/h		
外输油泵	KND165-150×4	1 台	2014-03-27	165m³/h	485m³/h	运三备一
	KND165-150×4	1 台	2014-04-03	165m³/h		
	KDY160-150×4	1 台	2016-11	160m³/h		
	KDY160-150×4	1 台	2016-11	160m³/h		
1#外输加热炉	FS3200-Y/6.3/0.09	1 台	2005-12-01	3.2MW	3.2MW	
2#两用炉（外输、脱水）	FS3200-Y/6.3/0.09	1 台	2005-12-01	3.2MW	3.2MW	
污水沉降罐	φ23624×12500	1 台	1987-11-09	5000m³		

3.3.1.4 升一联污水站、注水站能力核实

升一联合油污水处理站主要工艺为两级沉降-两级过滤，设计出水水质指标为“10、5、2”，设计污水处理量为 3500m³/d，目前污水处理量为 2585m³/d，负荷率为 73.86%，满足开发需求。处理后含油污水全部回注，不外排。污水处理站工艺流程见图 3.3-6。

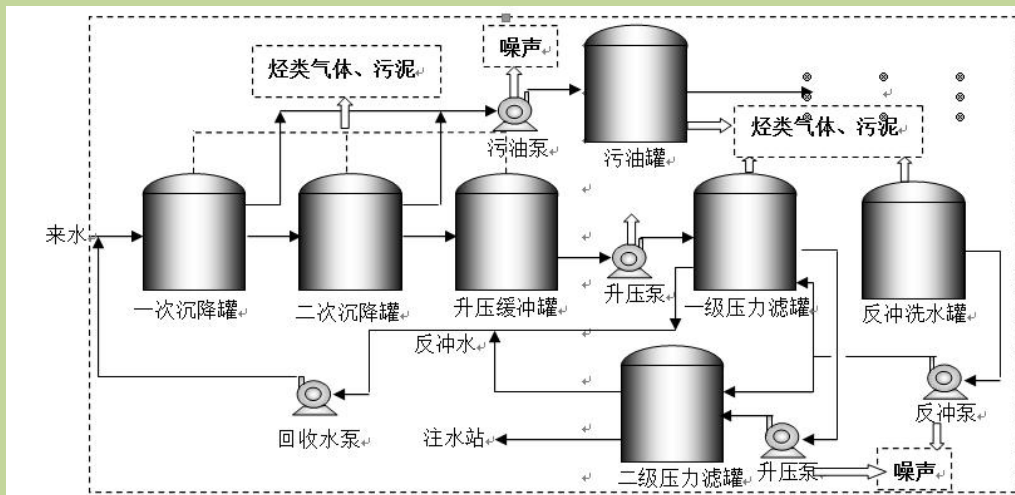


图 3.3-6 升一联污水站工艺流程图

本项目接入后污水站和注水站水量平衡预测表见下表。

表 3.3-7 升一联污水站主要设备统计及负荷表

年份		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
污水系统	老井污水量 (m ³ /d)	2155	2237	2314	2329	2467	2474	2473	2458	2423
	新井污水量 (m ³ /d)	0	0	5	15	23	29	34	37	40
	综合废液量 (m ³ /d)	430	560	490	490	490	490	490	490	490
	总污水量 (m ³ /d)	2585	2797	2809	2834	2980	2993	2997	2985	2953
	污水站负荷率 (%)	73.9	79.9	80.3	81.0	85.1	85.5	85.6	85.3	84.4
注水系统	升一联注水站 总注水量 (m ³ /d)	5148	5303	5443	5598	5753	5908	6047	6197	6202
清水系统	清水补注水量 (m ³ /d)	2563	2506	2634	2764	2773	2915	3050	3212	3249
	水质站负荷率 (%)	73.2	71.6	75.3	79.0	79.2	83.3	87.1	91.8	92.8

3.3.1.5 宋一联污水站能力核实

宋一联合油污水处理站始建于 1996 年，主要向周边地区（包括宋一联注水站、芳深 2 注水站、芳 407 注水站、芳 6 注水站、芳 3 注水站）提供注水水源。宋一联合油污水处理站主要工艺为横向流-两级过滤，设计出水水质指标为“10、5、2”，设计污水处理量为 10000m³/d，目前污水处理量为 7514m³/d，负荷率为 75.14%，满足开发需求。处理后含油污水全部回注，不外排。污水处理站工艺流程见图 3.3-6。

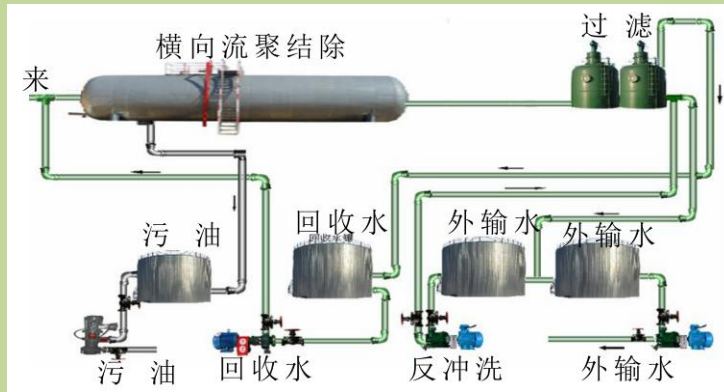


图 3.3-6 宋一联污水站工艺流程图

本项目接入后污水站水量平衡预测表见下表。

表 3.3-8 宋一联污水站主要设备统计及负荷表

年份		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
污水系统	老井污水量	7480	7755	8013	8344	8548	8670	8781	8891	9017
	新增污水量	34	33	31	29	28	27	26	25	25
	总污水量	7514	7788	8044	8373	8576	8697	8807	8916	9042
	污水站负荷率 (%)	75.1	77.9	80.4	83.7	85.8	87.0	88.1	89.2	90.4

3.3.1.6 第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站能力核实

宋芳屯含油污泥处理站采用预处理+调质-离心处理技术工艺，设计规模为 5m³/h（年运行 180 天，每天 24 小时，年最大处理量为 21600t），目前负荷率约 64%，能够满足本次产能需求。通过预处理、调质、离心分离等工序将含油污泥进行深度处理，从而使污泥达到《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）标准要求。经过处理后的污泥含油小于 2%，含水小于 40%，可以用于铺路等。

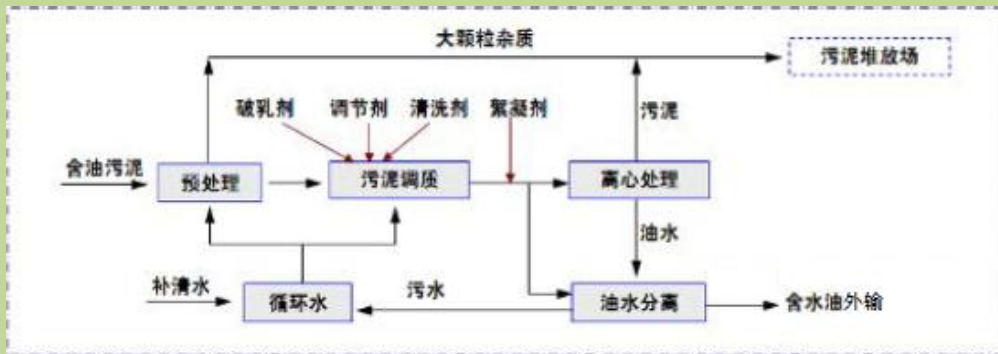


图 3.3-7 第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站工艺流程图

3.3.1.7 第八采油厂压裂返排液无害化处理站能力核实

本项目油井压裂产生的压裂返排液依托宋二联废压裂液无害化处理系统处理后进入污水系统，不外排。该站采用“管式反应器反应—油水泥分离器—一次过滤—二次过滤”多级的物理及化学混合工艺来降低压裂返排液中污染物的含量，达到无害化处理，站内设计压裂返排液处理能力为 240m³/d，87600m³/a，目前负荷约 60%，本项目新增负荷后处理量为 972m³，能够满足本次产能需求。第八采油厂压裂返排液无害化处理站处理工艺见下图。

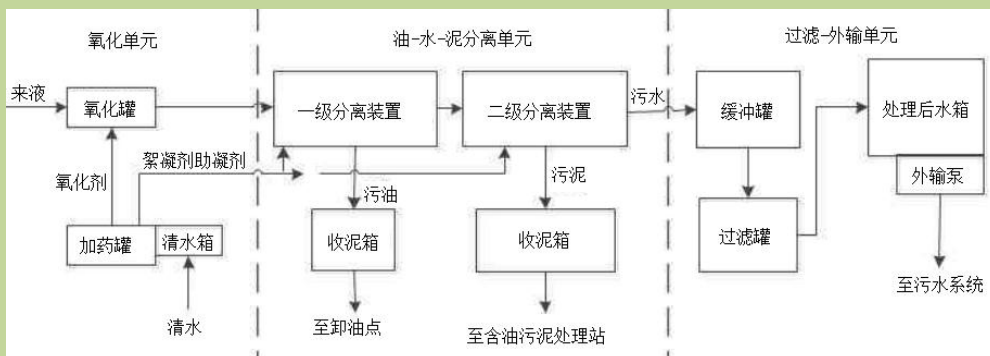


图 3.3-8 第八采油厂压裂返排液无害化处理站工艺流程图

3.3.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

表 3.3-9 现有工程环评验收情况一览表

序号	现有场站/区块名称	环评批复	验收情况
1	升 2 转油站	绥环函[2011]241 号	绥环函[2013]663 号
2	升 3 转油站	绥环函[2011]241 号	绥环函[2013]663 号
3	宋一联脱水站	庆环建字[2010]62 号	庆环验[2011]210 号
4	升一联污水站	安环发[2010]14 号	已通过验收
5	宋一联污水站	庆环建字[2010]62 号	庆环验[2011]210 号
6	第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站	庆环建字[2012]227 号	庆环验[2014]40 号
7	宋二联废压裂液无害化处理系统	庆环审[2015]192 号	2019 年 12 月通过验收

3.3.3 依托工程污染物排放情况

3.3.3.1 废气

依托工程中的废气主要为转油站加热炉排放的烟气。本工程运行期产生的废气主要来自升 2 转油站、升 3 转油站加热炉排放的烟气(转油站加热装置均于 2014 年建成投产)。燃料为燃气,产生的烟气较为清洁。根据《2021 年升平油田升 72-斜 8 等高产井区块产能建设地面工程检测报告》实测数据,升 2 转油站锅炉排放的废气中 SO₂ 值约为 16mg/m³, NO_x 值约为 80mg/m³, 烟尘值约为 12mg/m³, 升 3 转油站锅炉排放的废气中 SO₂ 值约为 16mg/m³, NO_x 值约为 82mg/m³, 烟尘值约为 10.5mg/m³, 能够达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)要求的在用锅炉 SO₂≤10mg/m³, NO_x≤400mg/m³, 颗粒物 ≤30mg/m³ 限值要求。非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南(试行)》中的规定,油田开采为 1.4175g/kg 原油计算,同时参照《2005 年中国温室气体清单研究》和《2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南》划分办法,转油站按挥发总量 30%进行计算,升 2 转油站目前处理量约为 88.184×10⁴t/a、升 3 转油站目前处理量约为 20.33×10⁴t/a,非甲烷总烃总挥发量为 461.455t/a。锅炉大气污染物排放情况见表 3.3-10。

表 3.3-10 依托工程大气污染物排放情况

名称	污染源名称	烟囱高度 (m)	烟气排放量 ×10 ⁴ Nm ³ /a	污染物总排放量 (t/a)			
				SO ₂	NO _x	烟尘	非甲烷总烃
升 2 转油站	加热炉	25	2461.6	0.4	2.02	0.3	375.002
升 3 转油站			3522.4	0.56	2.89	0.37	86.453
合计			5939	0.96	4.91	0.67	461.455

3.3.3.2 废水

依托工程产生的水污染物主要为场站工作人员产生的生活污水，生活污水排入站内防渗化粪池定期拉运至肇州县生活污水处理厂。根据现场调查场站正常在岗人数 15 人。产生情况详见表 3.3-11。

表 3.3-11 依托工程水污染物排放情况

序号	主要污染源	主要污染物	废水量	治理措施
1	生活污水	COD、氨氮	4.8m ³ /d	站内防渗化粪池，定期拉运至肇州县生活污水处理厂

3.3.3.3 固废

依托工程产生的固体废弃物主要是场站油气处理系统中清淤产生的含油污泥，污水站产生的废滤料及生活垃圾。排放情况详见表 3.3-12。

表 3.3-12 依托工程固体废弃物产生情况

序号	主要污染源	主要污染物	排放量	治理措施
1	含油污泥	石油类	256t/a	第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站
2	生活垃圾	/	5.4t/a	物业部门统一收集，送生活垃圾填埋场
3	废滤料	石油类	30t/a	送有资质单位处置

3.3.3.4 噪声

依托工程主要声源来自场站中加热炉、机泵噪声。声源强度见表 3.3-13。

表 3.3-13 已建工程主要声源强度

序号	发声源	声源强度 dB(A)	治理措施
1	机泵	80~110	选用低噪音设备，各种机泵置于厂房内，并采取减震降噪措施，保证厂界噪声达标。
2	加热炉	85	/

表 3.3-14 依托工程污染物排放情况统计

类别	名称(单位)	产生量	排放量	备注
废气	废气量 10 ⁴ (m ³ /a)	5939	5939	
	SO ₂ (t/a)	0.96	0.96	
	NO _x (t/a)	4.91	4.91	
	烟尘(t/a)	0.67	0.67	
	非甲烷总烃(t/a)	461.455	461.455	

3.3.4 依托工程达标情况分析及存在的环境问题

依托工程产生的废气主要是升 2 转油站、升 3 转油站加热炉排放的烟气。燃料为燃气炉，产生的烟气较为清洁，根据实测数据该站废气监测口排放的废气中，SO₂ 值约为

16mg/m³，NO_x值约为 80-82mg/m³，烟尘值约为 10.5-12mg/m³，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）要求的在用锅炉 SO₂≤100mg/m³，NO_x≤400mg/m³，颗粒物≤30mg/m³ 限值要求。油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，厂界非甲烷总烃浓度为 0.58~0.72mg/m³，站场周界外非甲烷总烃能够达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中非甲烷总烃无组织排放监控标准限值限值要求。

通过实测，升 2 转油站、升 3 转油站场站设备噪声通过减振隔声等有效措施后厂界满足 2 类区标准（昼间 60、夜间 50）。油田产生的含油污水经升一联污水处理站、宋一联污水处理站处理后出水水质指标中悬浮物最大值为 3mg/L，石油类最大值为 5.22mg/L，能够达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）标准含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L 的要求，不外排；作业和清罐产生的含油污泥送第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站进行无害化处理。

站场环境清洁，地面看不到油污，站内道路两侧和厂区院墙内外均已绿化，生态恢复较好。作业井场比较清洁，地面看不到油污。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，区域内已有草本植被如碱草、苇草等生长，覆盖度较原始状态略低，主要由于恢复时间较短，从植被长势可以看出经过一段时间后植被可以恢复至油田开发前状态；但也有部分地面还未进行平整，临时占地植被尚未恢复。

鉴于以上情况，建议施工单位尽快对临时占地进行平整，采取人工洒水，自然恢复等措施，提高植被覆盖率。原有工程严格实施 HSE 环境管理体系，第八采油厂逐级落实岗位责任制；各工区小队或联合站设专职环保员一名，相应采油工区队长及联合站站长为 HSE 管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

环境风险相关措施：目前第八采油厂已建立较完善的应急预案体系，并于大庆市生态环境局进行备案，综合性预案为《第八采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》等专项应急预案并定期开展应急演练。建议增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大

污染事故的发生。

目前所采取的各项环保措施是有效的，未发现环境问题。

3.4 建设项目工程分析

3.4.1 影响因素分析

3.4.1.1 原辅材料、公用工程消耗及来源

本工程施工期及运行期主要的原辅材料及公用工程消耗见表 3.4-1。

表 3.4-1 原辅材料及公用工程消耗量一览

序号	物料名称	用量	备注
1	电	$12.25 \times 10^4 \text{kWh/a}$	依托油田已建电网
2	天然气用量	$36.23 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	依托转油站已建管网

3.4.1.2 污染影响因素分析

(1) 施工期

地面建设内容包括原油集输、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地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活污水、生活垃圾等污染物。

1) 产污节点分析

本工程施工期产污环节详见图 3.4-1。

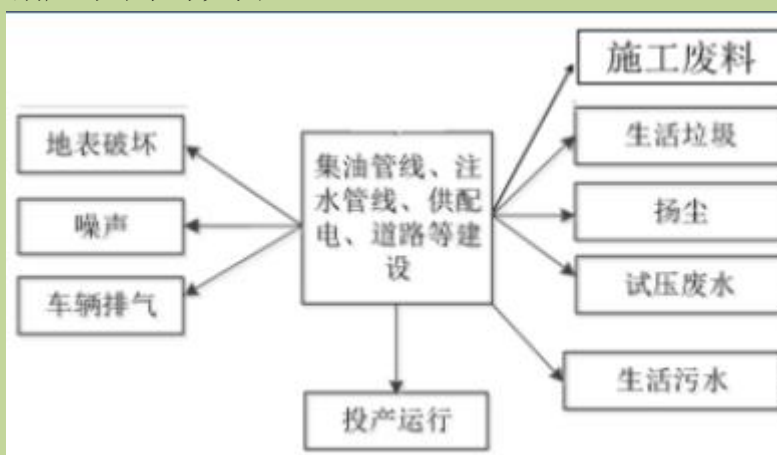


图 3.4-1 施工期产污环节示意图

(2) 运行期

1) 正常工况

工程运行时主要为本工程运行期的主要环境影响因素为油气集输过程挥发的烃类气体、燃烧烟气，井场抽油机产生的噪声，本工程产液处理后产生的含油污水等。

2) 非正常工况

油水井作业产生的作业污水、水井洗井污水、废防渗布和落地油等。工艺流程及主要产污节点见图 3.4-2。

3) 产污节点分析

本工程基建油井 27 口，新建油井产液在计量间汇合后进入升 2 转油站、升 3 转油站。集油间来液经来油阀组进“四合一”，分离出的游离水经掺水泵升压后回掺，剩余污水进入宋一联污水站、升一联污水站，分离出的天然气经过天然气除油干燥组合装置处理后自耗。工艺流程和主要产污环节见图 3.4-2。

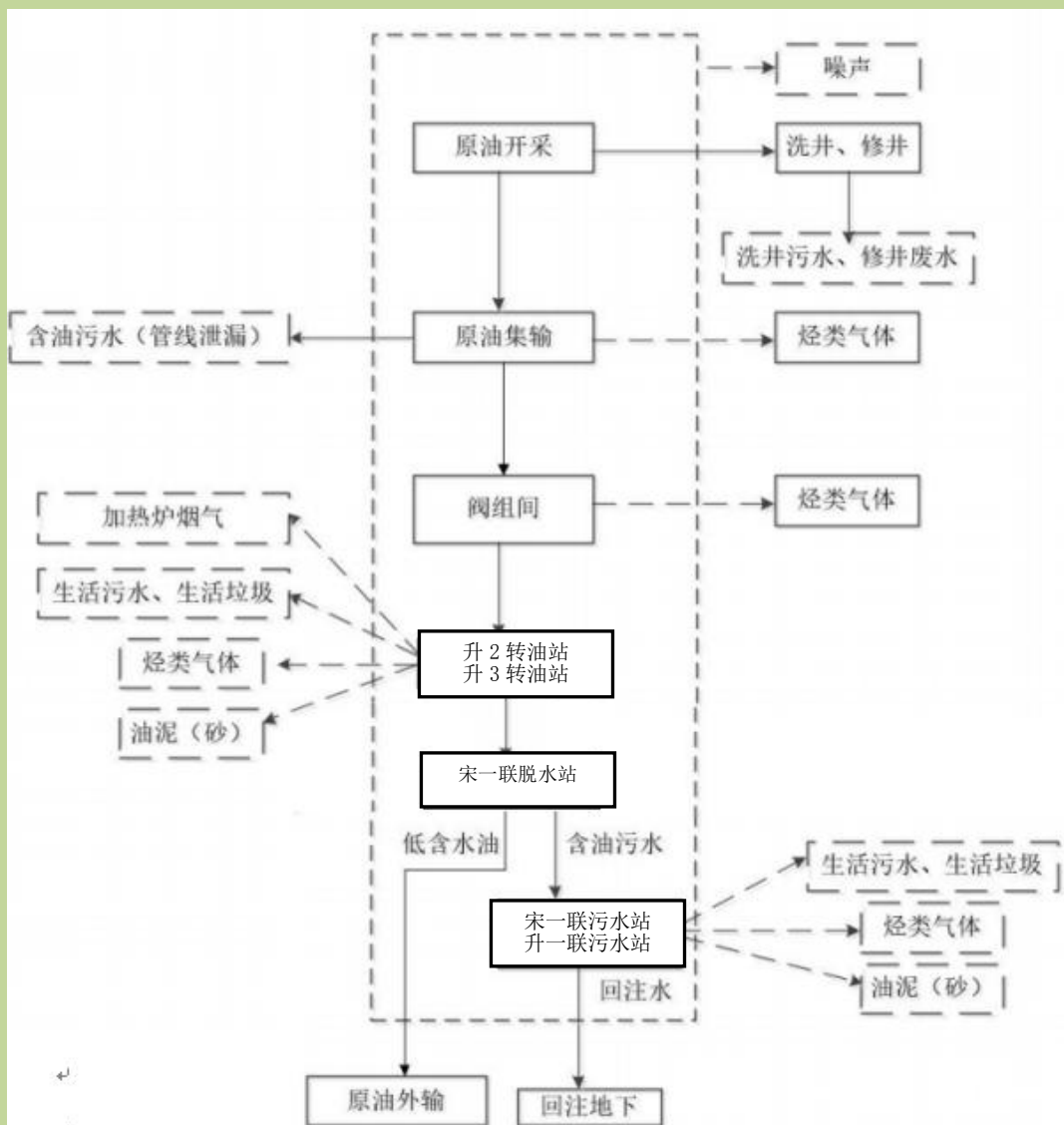


图 3.4-1 运营期产污环节示意图

3.4.1.3 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、道路及场站建设

施工过程对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、场站、道路建设等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本工程管道和道路施工作业带宽度约10m-11m，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。

3.4.2 污染源源强核算

3.4.2.1 施工期污染源源强核算

(1) 废气

施工期产生的废气主要为道路、管道等施工产生的扬尘，路面铺设过程中产生的施工车辆排放的尾气等，由于这些影响都是暂时性的，施工一结束就随之消失，对周围空气环境产生的影响较小。

(2) 废水

1) 试压废水

新建管道要进行试压作业，本工程共新建管道28.06km，试压水循环利用两次计、管径为DN60（4.26km）、DN76（10.6km）和DN48（13.2km）计，则试压废水量 $V=\pi r^2 L=3.14 \times 0.03 \times 0.03 \times 4260 + 3.14 \times 0.038 \times 0.038 \times 10600 + 3.14 \times 0.024 \times 0.024 \times 13200 \times 0.95 = 79.77 \text{m}^3$ 。该废水中主要含铁锈和泥屑，经罐车收集后回收至宋一联污水站和升一联污水站进行处理后回注，该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）中“含油量 $\leq 10 \text{mg/L}$ ，悬浮固体 $\leq 5 \text{mg/L}$ 规定”。

2) 生活污水

生活用水根据黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T 727-2017）表F.1中规定办公为30~50L/人d，本工程施工人员生活用水为每人每天40L，施工人员大约为50人，施工期间生活用水量为2.0m³/d。生活污水按用水量的80%计算，则地面建设期间每天产生生活污水1.6m³。本工程施工期约80天，则本工程地面建设期累计产生生活污水128m³。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) 压裂返排液

建设项目油井投产前需进行压裂作业，压裂作业过程中将产生压裂返排液，类比同类工程，压裂返排液产生量为36m³/口，本工程共有27口油井需要压裂，共产生压裂返排液972m³，产生的压裂返排液送至第八采油厂压裂返排液无害化处理站进行处理。

(3) 固体废弃物

施工期产生的固体废弃物主要有生活垃圾、工业垃圾、建筑垃圾等，其产生量的确定依据大庆油田多年现场调查的统计数据。

1) 工业和建筑垃圾

本项目建筑垃圾来源管道施工作业中产生的废料和建设队点产生的建筑垃圾。管道施工废料产生量以200kg/km管道计，本项目新建管道28.06km，因此，施工废料产生量约为5.612t，主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料施工废料；每万平米建筑施工过程中，建筑垃圾产生约500-600t，本工程新建建筑物建筑面积120m²。将产生建筑垃圾7.2t，两者合计12.812t。上述垃圾均暂存于施工场地，场地设置在计量间永久占地内，不新增占地，共计三处。在场地专门设置存放区域，该区域应远离如村屯、水源井等敏感区域，同时按照相关要求做好“三防”措施，避免污染周边环境。最大限度回收利用后，剩余废料分别拉运至第八采油厂工业固废填埋场、建筑垃圾场。

2) 生活垃圾

地面建设期间施工人员一般为50人，施工期80天，每人产生生活垃圾0.5kg/d计，产生量为2t。该部分生活垃圾依托小队点，油田物业部门统一收集后送大庆市生活垃圾场处理。

(4) 噪声

施工期产生的噪声主要施工机械和车辆运行噪声。具体排放情况见表3.4-2。

表3.4-2 施工期噪声排放情况

序号	噪声源	噪声值dB (A)
1	挖掘机	80~85
2	推土机、轮式装载机	85~92
3	电焊机、冲击式钻机	70~75

4	压路机、平地机	85~92
5	运输车辆	75~80

3.4.2.2运行期污染源源强核算

(1) 正常工况

1) 废气

本工程运行期产生的废气主要来自依托转油站锅炉产生烟气。加热炉为燃气炉，产生的烟气较为清洁，根据实测数据，该站废气监测口排放的废气中，升2转油站锅炉排放的废气中SO₂值约为16mg/m³，NO_x值约为80mg/m³，烟尘值约为12mg/m³，升3转油站锅炉排放的废气中SO₂值约为16mg/m³，NO_x值约为82mg/m³，烟尘值约为10.5mg/m³，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）要求的限值。本区块建成后，升2转油站新增耗气量为1.17×10⁴m³/a、升3转油站新增耗气量为35.06×10⁴m³/a（根据转油站现有耗气量进行类比），升2转油站新增废气量约为15.912×10⁴m³/a、升3转油站新增废气量约为476.816×10⁴m³/a，共计产生废气量492.728×10⁴m³/a。升2转油站新增SO₂0.003t/a，NO_x0.013t/a，颗粒物0.002t/a、升3转油站产生SO₂0.076t/a，NO_x0.39t/a，颗粒物0.05t/a。共计产生SO₂0.079t/a，NO_x0.403t/a，颗粒物0.052t/a。

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某些设备的超压放空，储罐和管线的油气挥发以及天然气使用过程中的泄漏所致，主要排放地点为采油井场及集输场站。

非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油田开采为1.4175g/kg原油，本工程建成后年产原油1.87×10⁴ t/a，则本次产能非甲烷总烃挥发量为26.51t/a。

其中密闭集输的井场非甲烷总烃的参照《2005年中国温室气体清单研究》和《2006年IPCC国家温室气体清单指南》划分办法，按挥发总量的1.8%进行计算，剩余的非甲烷总烃均为下游依托场站的新增挥发量。

表 3.4-3 加热炉烟气排放情况一览表

名称	烟囱高度 (m)	燃气量 (万 m ³ /a)	烟气量 (万 m ³ /a)	新增污染物排放情况 (t/a)		
				SO ₂	NO _x	颗粒物
升 2 转油站	25	1.17	15.912	0.003	0.013	0.002
升 3 转油站	25	35.06	476.816	0.076	0.39	0.05
合计	/	36.23	492.728	0.079	0.403	0.052

2) 废水

依托宋一联脱水站气液分离过程产生的含油污水，泵送至宋一联污水处理站、升一

联污水处理站，出水满足“10、5”水质指标后回注油层，不外排。

由项目开发方案可知，单井最大产液量11t/d，本项目共投产27口油井，则本项目油田采出水为112305t/a。

3) 噪声

本工程噪声源主要是抽油机机泵运行产生的噪声、场站机泵产生的噪声。主要声源强度见表3.4-4。

表 3.4-4 本工程运行期主要声源强度统计

序号	噪声源	发声源	噪声源强度 dB (A)
1	采油井	抽油机	65~75
2	场站	机泵	95~110

4) 固体废弃物

根据油田实际产生情况和多年统计数据，油泥（砂）采油生产万吨原油的排泥砂（固相）一般按约0.3t计算，则本工程年产油泥（砂）0.561t，为危险废物，危废代码为HW08/071-001-08，统一收集送第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站处理。本项目不设置危废暂存间，本工程运行期固体废物产生量详见表3.4-5。危险废物排放情况见表3.4-6。

表 3.4-5 本工程运行期固体废物产生量

序号	种类	产生量	主要污染物	废物类型	排污去向
1	油泥	0.561t/a	石油类	HW08	第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站

表3.4-6 危险废物情况表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	1.461t/a	油井作业及设备清淤	液态	油泥砂	石油类	油井作业1.5年/次，设备清淤每年一次	T、I	统一收集送第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站
2	作业废防渗	HW49其他废物	900-041-49	5.4t/a	作业	固态	油泥砂	石油类	油井作业1.5年/一次	T、I	统一收集送有资质单位处理

布											
---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

(2) 非正常工况

1) 废水

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 1.5 年/次，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 $60\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，即油井 3 年内作业 2 次，27 口油井共产生油井修井废水量约 $1080\text{m}^3/\text{a}$ ；水井作业周期约为 2 年/次，结合建设单位多年运营作业结果可知，水井作业废水产生量 $60\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，则本项目 11 口水井共产生水井作业污水 $330\text{m}^3/\text{a}$ 。本项目油水井作业废水共产生 $1410\text{m}^3/\text{a}$ ，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 11 口水井需进行洗井作业，水井洗井周期为 1 年，洗井废水产生量 $120\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，约 $1320\text{m}^3/\text{a}$ ，不外排。此部分废水通过罐车拉运至宋一联污水处理站、升一联污水处理站，处理达标后回注油层，不外排。废水产生量详见表 3.4-7。

表 3.4-7 运行期非正常工况废水排放量统计

序号	种类	产生量	主要污染物	排污去向
1	修井及洗井废水	$2730\text{m}^3/\text{a}$	石油类、悬浮物	罐车回收送宋一联、升一联污水站处理后回注

2) 固废

由于该区块地层压力较低，加上作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置，因此产生的落地油量很少。考虑意外情况，一般每口油井作业期间产生的落地油可按 $50\text{kg}/\text{井}\cdot\text{次}$ ，作业周期一般为 1.5 年，因作业产生的落地油为 $0.9\text{t}/\text{a}$ ，落地油全部回收送第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站处理。

根据油田现场的实际生产情况调查，每口油井作业面积约 400m^2 ，防渗布重量按 $500\text{g}/\text{m}^2$ 计，可计算单井产生量约 0.2t ，本项目油井共计 27 口，工程合计需要防渗布 $5.4\text{t}/\text{a}$ 。最终由有资质单位进行处理

本工程污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.4-8~11。

表 3.4-8 废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施	污染物排放				排放时间 (h)
				核算方法	产生废水量 (t/a)	产生浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)		核算方法	排放废水量	排放浓度	排放量	
管道建设	新建管道	试压废水	铁锈和泥屑	实测法	79.77t	少量	少量	经升一联、宋一联污水站处理后最终回注，不外排	/	/	/	/	/
施工建设	油井压裂	压裂返排液	/	类比法	972	少量	少量	送至第八采油厂压裂返排液无害化处理站	/	/	/	/	/
地面建设	施工人员	生活污水	COD、氨氮	类比法	128t	少量	少量	依托附近场站、阀组间已建旱厕进行处理	/	/	/	/	/
原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	物料衡算	112305	1000	112.305	经升一联、宋一联污水站处理后最终回注，不外排	/	/	/	/	/
作业及洗井	油井水井	作业废水	石油类	类比法	2730	少量	少量	经升一联、宋一联污水站处理后最终回注，不外排	/	/	/	/	/

表 3.4-9 固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

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

管线施工	施工现场	工业垃圾	一般固废	类比法	5.612t	/	5.612t	第八采油厂工业固废填埋场处理
施工	施工现场	建筑垃圾	一般固废	类比法	7.2	/	7.2	建筑垃圾场
施工	施工现场	生活垃圾	/	类比法	2t	/	2t	送大庆市生活垃圾场处理
原油集输	转油放水站	含油污泥	危险废物	实测法	0.561	含油污泥处理站	0.561	第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站
油水井作业	油井	油泥	危险废物	实测法	0.9	含油污泥处理站	0.9	
	油井	作业废防渗布	危险废物	实测法	5.4	送有资质的单位处理	5.4	送有资质单位进行处理

3.4-10 噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施	噪声排放值		持续时间(h)
				核算方法	噪声值		核算方法	噪声值	
地面建设	施工设备	挖掘机	机械噪声	实测法	80~85 dB (A)	采取合理安排施工进度, 调整同时作业的施工机械数量, 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, 合理布局施工场地等措施	实测法	80~85 dB (A)	8760
		推土机、轮式装载机	机械噪声	实测法	85~92 dB (A)		实测法	85~92 dB (A)	
		电焊机、冲击式钻机	机械噪声	实测法	70~75 dB (A)		实测法	70~75 dB (A)	
		压路机、平地机、摊铺机	机械噪声	实测法	85~92 dB (A)		实测法	85~92 dB (A)	
		运输车辆	机械噪声	实测法	75~80 dB (A)		实测法	75~80 dB (A)	

原油集输	油井	抽油机	频发	实测法	65~75 dB (A)	采用低噪声设备, 定期保养	实测法	65~75 dB (A)	8760
	场站	机泵	频发	实测法	95~110 dB(A)	采用低噪声设备, 定期保养	实测法	65~75 dB (A)	8760

表 3.4-11 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 (×10 ⁴ m ³ /a)	产生浓度 (mg/m ³)	产生量 (t/a)	工艺	效率%	核算方法	废气产生量 (×10 ⁴ m ³ /a)	排放浓度 (mg/m ³)		排放量 (t/a)
依托转油站	掺水加热装置	排气筒	SO ₂	实测法	492.728	16	0.079	/	/	类比法	492.728	16	0.079	8760
			NO _x			80-82	0.403					80-82	0.403	
			烟尘			10.5-12	0.052					10.5-12	0.052	
油气集输	井场、管线等	无组织排放	非甲烷总烃	无组织排放	26.51	/	26.51	/	/	产污系数法	/	/	26.51	

3.4.3 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 3.4-12。

表3.4-12 项目污染物排放情况

种类	污染物名称	单位	现有工程 产生量	本工程 产生量	总排 放量	排放 去向
废气	非甲烷总烃	t/a	461.455	26.51	487.965	大气
	烟气量	10 ⁴ m ³ /a	5939	492.728	6431.728	大气
	SO ₂	t/a	0.96	0.079	1.039	大气
	NO _x	t/a	4.91	0.403	5.313	大气
	颗粒物	t/a	0.67	0.052	0.722	大气
废水	油田采出水	m ³ /a	/	112305	0	进入升一联、宋一联污 水处理站处理
	作业及洗井废 水	m ³ /a	/	2730	0	罐车回收送升一联、宋 一联污水处理站处理后回 注
固废	油砂	t/a	/	1.461	0	第八采油厂宋芳屯含 油污泥处理站
	落地油	t/a	/	0.9	0	
	防渗布	t/a	/	5.4	0	送有资质单位处理
噪声	采油井	dB (A)	65~75	65~75	65~75	周围环境
	场站		80~110	80~110	80~110	

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

本项目位于大庆市肇州县长胜三村、卫星牧场一分厂、毛官店境内，位于北纬46°9'23.63"~46°5'40.93"，东经125°10'44.96"~125°19'15.06"，本工程具体地理位置见附图。

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 3.7℃，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 3.7 m/s，年最大风速为 22.7m/s，SW。

降水量：年平均 445mm，年最大降水量 651.2 mm。

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

肇州县无江无河，水资源贫乏。全县地表水年径流量 0.6 亿 m³，地下水总量 50.40 亿 m³，水资源总量为 51 亿 m³，供开发利用的补给量为 2.11 亿 m³。全县人均占有可利用的水量为 500 万 m³，耕地亩占有水量 105 万 m³，远远低于全国、全省平均水平。降雨是

水资源的主要补充来源，蒸发量、径流量和干旱指数是主要影响因素。肇州县多年平均降水量为 455.30mm，不仅偏少，而且年内、年际间变化大，区域分布也不均衡。蒸发强度为 1800.40mm，相当于降水量的 4 倍。年径流深度为 25.20mm，折合径流量 0.60 亿 m³，而且年内分布极不均衡。6、7、8、9 四个月的径流量为 0.48 亿 m³，占年径流量的 80%，春灌期径流量 0.08 亿 m³，占 13%，封冻期径流量 0.04 亿 m³，占 7%。

作为肇州县主要开采的第四系和第三系承压水含水层，其分布规律大致呈现从西到东、从南向北逐渐变薄；其埋藏深度呈现从东北到西南由深而浅，埋深 1~10m 以上。按照其储量和分布规律，全县划分为 4 个区 13 个亚区：一是东部高平原区。年可开采量为 0.42 亿 m³，含水层厚度 5~20m，成井深度 50~150m，单井出水量 10~30t/h，成井难度大。二是中部低平原区。年可开采量 1 亿 m³，含水层厚度 10~20m，成井深度 50~80m，单井出水量 30~40t/h。三是中低平原区。年可开采量 0.27 亿 m³，含水层厚度 10~20m，成井深度 50~80m，单井出水量 50t/h。四是南部松花江漫滩区。年可开采量 0.11 亿 m³，成井深度 30~60m，单井出水量 40t/h。按照地下水可开采量，全县可布井 11071 眼，其中农田可布井 6422 眼，加上水库、塘坝，可灌溉农田 100 万亩左右。

4.1.5 土壤类型与植被分布

所在区域内主要土壤类型为盐碱土、草甸土，并有少量的碳酸盐黑钙土分布。工程所在区域内植被呈复区镶嵌分布，植被稀疏，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、三棱草、蒲草等植被；在地势较高处草原植被较为茂盛繁杂，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。

4.1.6 生物多样性

牧草资源：羊草草甸草原牧草优良，优等牧草占 60%以上、牧草利用率为 85%以上的为 I 等草场占 70%以上。主要为羊草、野古草、五脉山黧豆等。卫星种畜场草原面积为 5103.2hm²。

药材资源：药用类有山龙、地龙、苍术、五味子等

工程所在地周围无文物古迹、风景名胜区、自然保护区和珍稀濒危野生动植物保护地等分布。本项目 1#平台位于卫星牧场草原自然保护区一般控制区边界南侧 700m，该保护区是大庆市肇州县 2003 年 5 月建设的自然生态系统类县级保护区。2017 年 12 月，肇

州县卫星牧场草原自然保护区范围和功能分区进行了调整，后根据《关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函》自然资函〔2020〕71号，对自然保护区各功能区进行了完善，肇州县卫星牧场草原自然保护区功能分区图以及与本工程的位置关系见附图2。卫星牧场草原自然保护区是肇州县具有代表性的自然生态系统，以草原及栖息于其中野生动物为保护对象，是生物多样性保护、资源可持续利用的综合性自然保护区，同时也是开展草甸草原生态系统和野生动植物物种研究和保护的重要基地。

4.2 环境敏感区调查

本项目所在区域为肇州县。本项目1#平台距离卫星牧场草原自然保护区700m，县级草原自然保护区总面积为3017公顷，核心区面积913.4公顷，缓冲区面积为1078.45公顷，试验区面积为1025.15公顷。后根据《关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函》自然资函〔2020〕71号，调整为“自然保护区功能分区由核心区、缓冲区、实验区转为核心保护区和一般控制区。（一）由于原自然保护区核心区、缓冲区管控要求基本接近，故一般情况下，将自然保护区原核心区和原缓冲区转为核心保护区，将原实验区转为一般控制区。”，固本项目核心区面积为1991.85公顷，一般控制区面积为1025.15公顷。肇州县卫星牧场草原自然保护区是肇州县具有代表性的自然生态系统，以草原及栖息于其中野生动物为保护对象，是生物多样性保护、资源可持续利用的综合性自然保护区，同时也是开展草甸草原生态系统和野生动植物物种研究和保护的重要基地。

本工程占地类型为耕地（基本农田、非基本农田）、草地（非基本草原）。拟建工程主要环境保护目标分布情况见下表。

表4.2-1 环境敏感区分布情况

保护目标	位置关系
永久基本农田	开发区域占用及周边均为永久基本农田
卫星牧场草原自然保护区	1#平台北侧700m

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

4.3.1.1 项目所在区域环境空气质量达标情况

根据《2019年大庆市生态环境状况公报》，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓

度为 9 微克/立方米，优于国家一级标准限值；二氧化氮年均浓度为 20 微克/立方米，优于国家一级标准限值；可吸入颗粒物（PM₁₀）年均浓度为 48 微克/立方米，优于国家二级标准限值；细颗粒物（PM_{2.5}）年均浓度为 29 微克/立方米，优于国家二级标准限值；一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数为 0.9 毫克/立方米，优于国家一级标准限值；臭氧最大 8 小时平均第 90 百分位数为 118 微克/立方米，优于国家二级标准限值。项目所在区域为环境空气质量达标区。

表 4.3-1 2019 年大庆空气基本污染物监测结果

污染物	年评价指标	现状浓度 μg/m ³	标准值 μg/m ³	占标率 %	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	9	60	15	达标
NO ₂	年平均质量浓度	20	50	40	
PM ₁₀	年平均质量浓度	48	70	68.57	
PM _{2.5}	年平均质量浓度	29	35	82.86	
CO	24 小时平均第 95 百分位数	900	4000	22.5	
臭氧	日最大平均第 90 百分位数	118	160	73.75	

区域各监测点 SO₂、NO₂、颗粒物、PM₁₀、PM_{2.5}、臭氧和非甲烷总烃的占标率均小于 1，评价区域内 SO₂、NO₂、颗粒物、PM₁₀、PM_{2.5}、臭氧能够满足《空气环境质量标准》二级标准要求。

4.3.1.2 项目所在区域污染物环境质量现状

(1) 现状监测布点

对于其他污染物，根据本地区风频特征及环境敏感保护目标，为充分调查区域环境质量并兼顾均匀布点为原则，布设环境空气监测点位 4 个，详见表 4.3-2 及附图 5。

表 4.3-2 空气环境现状补充监测点位基本信息

序号	监测点	相对位置	坐标
1	1#平台	/	46.15454, 125.17228
2	10#平台	/	46.09268, 125.31399
3	卫星牧场一分厂	1#平台西南 650m	46.16062, 125.16808
4	东升屯	10#平台西南 1100m	46.08405, 125.30631

(2) 监测项目

非甲烷总烃。

(3) 监测时间和频率

监测时间：2021年2月25日~2021年3月3日。

监测频次：非甲烷总烃每天4次，连续监测7天。

(4) 监测结果统计分析

监测统计结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 环境质量现状（监测结果）表

监测点名称	监测点坐标		污染物	平均时间	标准 mg/m ³	浓度变化 范围 mg/m ³	最大浓度 占标率	超标率%	达标情况
	经度	纬度							
1#平台	125.17228	46.15454	非甲烷 总烃	1h	2.0	0.36-0.57	28.5%	0	达标
10#平台	125.31399	46.09268		1h	2.0	0.33-0.55	27.5%	0	达标
卫星牧场 一分厂	125.16808	46.16062		1h	2.0	0.34-0.55	27.5%	0	达标
东升屯	125.30631	46.08405		1h	2.0	0.35-0.55	27.5%	0	达标

由表 4.3-3 可知，非甲烷总烃优于《大气污染物综合标准详解》中规定的数值小时均值 2.0mg/m³，项目所在区域污染物环境质量现状达标。

(2) 场站无组织废气

对升 2 转油站、升 3 转油站锅炉大气污染物进行了监测，对升 2 转油站、升 3 转油站厂界非甲烷总烃进行了监测，升 2 转油站、升 3 转油站锅炉大气污染物监测时间是 2021 年 1 月 25 日-26 日，升 2 转油站、升 3 转油站厂界非甲烷总烃监测时间是 2021 年 2 月 25 日。

表 4.3-4 升 2 转油站锅炉烟气检测结果 单位：mg/m³

监测时间	颗粒物 (mg/m ³)		NO _x (mg/m ³)		SO ₂ (mg/m ³)		废气 流量 (Nm ³ /h)	烟气 温度 (°C)	氧含 量(%)	烟气 黑度 (级)
	实测 值	折 算 值	实 测 值	折 算 值	实 测 值	折 算 值				
2021.02.25	11.1	11.8	75	80	14	15	2614	93.7	4.5	<1
	10.9	11.9	77	84	16	17	2593	94.2	4.9	<1
	10.7	11.4	76	81	15	16	2578	93.5	4.7	<1
2021.02.26	10.5	11.2	74	79	16	17	2606	94.6	4.6	<1
	11.0	11.6	71	75	13	14	2584	93.8	4.4	<1
	10.6	11.4	73	79	15	16	2579	94.0	4.8	<1

注:排气筒高度 25 米、排气筒内径 0.6 米

表 4.3-5 升 3 转油站锅炉烟气检测结果 单位: mg/m³

监测时间	颗粒物 (mg/m ³)		NO _x (mg/m ³)		SO ₂ (mg/m ³)		废气 流量 (Nm ³ /h)	烟气 温度 (°C)	氧含 量(%)	烟气 黑度 (级)
	实测 值	折 算 值	实 测 值	折 算 值	实 测 值	折 算 值				
2021.02.25	9.3	10.2	74	81	13	14	2338	97.5	5.1	<1
	9.7	10.4	78	83	15	16	2296	98.1	4.7	<1
	9.9	10.5	75	80	17	18	2285	97.7	4.5	<1
2021.02.26	10.1	11.0	73	80	16	17	2309	98.2	4.9	<1
	9.5	10.4	77	84	15	16	2321	97.5	5.0	<1
	9.6	10.3	76	81	14	15	2319	98.3	4.6	<1
注:排气筒高度 25 米、排气筒内径 0.5 米										

废气监测口排放的污染物浓度能够达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271—2014)要求的在用锅炉 SO₂≤100mg/m³, NO_x≤400mg/m³, 颗粒物≤30mg/m³ 限值要求。

4.3.2 地下水环境现状调查与评价

4.3.2.1 水文地质条件调查

(1) 地址概况

本工程区域地质构造属于徐家围子向斜构造的一部分, 由于白垩系晚期以来, 白垩系明水组没有接受沉积操守剥蚀, 第三系受地质运动影响, 沉积大安组地层。第四系长期处于上升阶段, 第四系地层沉积较薄, 形成了多级阶地。根据地质钻探资料分析, 区域浅部地层从上到下依次为第四系、白垩系明水组地层。

1) 白垩系明水组 (K₂m)

①明水组一段 (K₂m₁)

明水组一段由灰绿色砂岩、泥质砂岩夹厚度为 15.0~40.0m 的两层灰黑色、灰色泥岩组成的两个明显正旋回沉积物组成。明水组一段在区内的厚度变化较大, 局部地区相差较大, 一般为 120.0~163.5m, 局部地区厚度大于 200.0m。明水组一段与下伏四方台组地层呈不整合接触。

②明水组二段 (K₂m₂)

明水组二段为棕红色、砖红、灰及灰绿色泥岩, 泥质粉砂岩与灰、灰绿、灰白色细砂岩、中粗砂岩及含砾中粗砂岩组成的湖相沉积或以湖相为主的湖相冲积层。顶部砖红色泥岩分布较为稳定。明水组二段的主要特点是多种颜色混杂, 以棕红色为主。明水组二段区域分布特征与明水组一段基本相同, 只是分布范围略小。南向北逐渐增厚, 一般

120.0m~220.0m。明水组二段与下伏明水组一段呈整合接触。

2) 第四系 (Q)

①全新统冲积层 (Q4)

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

②上更新统哈尔尔组 (Q3)

广泛分布于区域，岩性为粉质粘土和粉细砂。粉质粘土：黄褐色-褐黄色，软塑~可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度为 5~10.5m。局部夹粉土、粉细砂层，微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙。分布于评价区表层。

③中更新统荒山组 (Q2)

广泛分布区域，岩性为河湖相沉积的灰黑色粘土，地层厚度较为均匀，微显层理，局部夹有粉细砂层，致密坚硬，局部由铁质浸染，地层厚度为 25.0~30.5m。土质致密，渗透性较差，渗透系数一般在 $1.0 \times 10^{-6} \sim 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，为区域弱透水层，由铁质浸染的斑点条带，含铁钙质结核及白色钙质斑点；

第四系与下伏第三系泰康组地层为不整合接触。

(2) 项目区水文地质条件

1) 水文地质条件

①第四系上更新统松散层孔隙潜水

分布于全区，含水层岩性为上更新统哈尔滨组粉细砂组成，厚度 0~3.5m。地下水水位埋深 3.0~7.5m，弱富水性，单井涌水量在 500~100m³/d，地下水化学类型以 HCO₃-Ca 型水为主。该层水为大气降水的垂直入渗补给，无开采供水条件。

②白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层

明水组二段：岩性主要是含中粗砂岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布不均，连续性较差，透水性一般、富水性一般，含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数较多，一般由 4-6 个层组成，单层厚度 3.0~20.0m，含水层顶板埋深 50~70m，二段含水层组单井涌水量一般可达 800~1200 m³/d (273mm)。

明水组一段：岩性主要是含砾砂岩和砂砾岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布稳定性较好，透水性一般、富水性一般，一段含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数一般 3.0~5.0 层，单层厚度 3.0~29.0m，累计含水层厚度 7.0~45.0m，含水层顶板埋深 60~120m。单井涌水量 (237mm 井管) 一般都能达到 1000-1500m³/d，水质为重碳酸钙型水。

明水组含水层的矿化度为 480~860g/L，总硬度为 66~95mg/L（以 CaCO₃ 计），水质类型为重碳酸钙型水。

（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流系统形成条件。

1) 地下水补给

①大气降雨补给

从区域主要含水层分布可以看出，含水层的补给主要地表水补给和降雨垂向补给上部第四系孔隙潜水含水层，潜水通过透水层越流补给下部的泰康组、明水组含水层。

②地表水体的入渗补给

项目区内分布的湖泊水的入渗水量构成了第四系潜水补给的主要来源。

③侧向补给

在天然条件下，主要来自区域以外广泛连续分布的同一含水层中的地下水，地下水在水动力驱动下，通过水平方向径流补给区域内地下水。根据水文地质分布特征，项目区地下水侧向主要接受东北向西南方向都有一定量的地下水侧向补给。

2) 地下水径流规律

项目区内地下水的径流方向在不同层位有所不同。上部潜水含水层主要由粉细砂组成，颗粒较细，分布不连续，透水性较差，且受地形影响，地下水径流滞缓，项目区范围内地下水流向不明显，区域上总体流向随地势由东北向西南流。而承压含水层是该区供水的主要来源，地下水开采量较大而且相对集中，区域水位下降较大，由于人工流场的形成，改变了地下水的天然径流状态，地下水位是东北高西南低，地下水的径流方向则为北东向西南。

3) 地下水排泄

目前，区域地下水的排泄主要有三种类型，首先是人工开采，其次是潜水蒸发，第三是含水层的侧向径流排泄。

（4）包气带防污性能

根据区域水文地质及岩土工程勘察结果，建设场地上部均为第四系覆盖，第四系底层覆盖厚度 18-21.5m，所揭露的地层为第四系松散地层，揭露第四系地层厚度 8.0-9.0m。

（5）包气带分布特征

项目区内包气带均为第四系松散堆积层，堆积厚度大，分布范围广按地貌成因形态类型主要为冲积低平原沉积地层。

根据项目区潜水地下水埋深特征，包气带厚度 2.3m-3.1m。包气带地层成因及岩性。

第四系包气带地层特征：

1) 粉质粘土：黄褐色褐黄色，可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度 3.10-4.50m。

2) 粉细砂：黄色，稍密，饱和，颗粒均一，级配差，主要矿物成份由石英、长石组成，含少量暗色矿物。土层分布不连续，地层厚度 210-2.30m。

3) 粘土：黄褐色-灰色，可塑，土质较均匀，粘性较强，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，该层未钻穿。

4.3.2.2 地下水环境现状监测

(1) 监测布点

根据水文地质资料和《环境影响评价导则地下水环境》，为了解区域地下水环境现状，在评价区内的区块布设 7 个地下水水质监测点位（其中潜水点 5 个、承压水点 2 个），具体监测点布设见表 4.3-6 及附图 5。

表 4.3-6 地下水监测点位置

序号	点位	坐标	井深	层位	位置
1	卫星牧场一分厂水井	46.16062, 125.16808	17m	潜水	1#平台西南 700m
2	长胜三村水井	46.11239, 125.17540	75m	承压水	2#平台西南 2500m
3	平立屯水井	46.16822, 125.28395	15m	潜水	9#平台东北 6500m
4	西长山堡水井	46.07698, 125.27064	20m	潜水	8#平台东南 2350m
5	六合村水井	46.10785, 125.32856	18m	潜水	10#平台东北 1900m
6	东升屯水井	46.08337, 125.30588	22m	潜水	10#平台西南 1200m
7	牛章屯水井	46.07788, 125.23361	80m	承压水	8#平台西南 2500m

(2) 监测因子

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

(3) 监测结果

监测结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水现状监测统计结果

监测日期	2021.02.25						
监测项目	卫星牧场一分厂(王家、潜水)	长胜三村(孙家、承压水)	平立屯(赵家、潜水)	西长山堡(马家、潜水)	六合村(李家、潜水)	东升屯(张家、潜水)	牛章屯(韩家、承压水)
K ⁺	2.24	1.25	3.04	1.98	2.45	1.99	1.36
Na ⁺	55.7	36.4	64.1	52.1	53.7	49.8	31.4
Ca ²⁺	46.8	27.8	49.8	39.8	44.7	41.5	23.5
Mg ²⁺	23.5	12.4	23.7	27.9	26.2	29.2	11.4
HCO ₃ ⁻	261	158	286	261	285	264	119
CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	0	0	0
Cl ⁻	51.4	33.2	59.7	54.8	49.8	51.3	38.7
SO ₄ ²⁻	44.4	24.1	48.7	38.7	33.4	42.7	24.5
pH	7.52	7.31	7.79	7.68	7.62	7.59	7.35
总硬度(以CaCO ₃ 计)	215	121	223	216	221	225	106
溶解性总固体	592	354	647	584	606	593	303
耗氧量(CODMn法, 以O ₂ 计)	2.1	1.6	2.2	2.0	2.0	2.3	1.8
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
氟化物	0.637	0.429	0.599	0.664	0.721	0.595	0.498
硝酸盐(以N计)	3.25	1.74	3.04	3.35	3.15	2.75	1.64
亚硝酸盐(以N计)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
氨氮	0.305	0.189	0.298	0.374	0.285	0.324	0.193
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铅	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L
铁	0.27	0.24	0.28	0.29	0.27	0.29	0.25
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L

锰	0.09	0.05	0.11	0.12	0.08	0.11	0.06
镉	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L
菌落总数	13	7	12	11	10	13	8
井深(m)	17	75	15	20	18	22	80
注：实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”。							

15 个地下水水位监测点监测结果见表 4.3-8，点位分布见附图 5。

表 4.3-8 地下水水位现状监测统计结果

序号	监测点位	水位深度 (m)	功能	井深 (m)	各村屯坐标
1	东南地	124.5	灌溉、喂养牲畜	14	46.15974, 125.19316
2	西长山堡	131.4	灌溉、喂养牲畜	22	46.07698, 125.27064
3	卫星牧场一分厂	157.5	灌溉、喂养牲畜	21	46.16116, 125.16851
4	长胜三村	126.8	灌溉	9.5	46.11239, 125.17540
5	六合村	139.8	灌溉、喂养牲畜	30	46.10785, 125.32856
6	东升屯	144.4	灌溉、喂养牲畜	12	46.08337, 125.30588
7	牛章屯	141.3	灌溉、喂养牲畜	10	46.08067, 125.22047
8	牛章屯	129.8	灌溉、喂养牲畜	13	46.07788, 125.23361
9	刘万义屯	133.5	灌溉	10	46.22603, 125.25650
10	大岗子	131.4	灌溉、喂养牲畜	8	46.18110, 125.18292
11	地任子	145.5	灌溉、喂养牲畜	55	46.08282, 125.25627
12	长胜村	152.5	灌溉、喂养牲畜	47	46.06633, 125.25447
13	庙后屯	155.1	灌溉、喂养牲畜	58	46.08369, 125.32249
14	板子房村	135.7	灌溉、喂养牲畜	50	46.20936, 125.20446
15	九间房	128.8	灌溉、喂养牲畜	35	46.18101, 125.19879

4.3.2.3 地下水环境现状评价

(1) 评价方法

以单因子污染指数法对地下水现状进行评价。单项污染指数的数学模式如下：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中： P_i —第 i 项污染物单项污染指数

C_i —第 i 项污染物监测浓度 mg/L

S_i —第 i 项污染物标准值 mg/L

pH 值的计算式为：

$$P_i=(7.0-pH)/7.0-pH_{sd}(pH\leq 7.0)$$

$$P_i=(pH_i-7.0)/(pH_{su}-7.0)(pH\geq 7.0)$$

式中：pH_i—第 i 点的 pH 值

pH_{sd}—pH 值标准值下限

pH_{su}—pH 值标准值上限

(2) 评价标准及评价因子

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准对地下水环境现状进行评价。

评价因子与监测因子相同。

(3) 评价结果

现状评价结果见表 4.3-9。

表 4.3-9 地下水现状评价结果

项目	1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#	标准
pH	0.347	0.207	0.527	0.453	0.413	0.393	0.233	6.5-8.5
总硬度	0.478	0.269	0.496	0.48	0.491	0.500	0.236	≤450
溶解性总固体	0.592	0.354	0.647	0.584	0.606	0.593	0.303	≤1000
耗氧量	0.7	0.533	0.733	0.667	0.667	0.767	0.600	≤3.0
挥发酚	/	/	/	/	/	/	/	≤0.002
氰化物	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
氟化物	0.637	0.429	0.599	0.664	0.721	0.595	0.498	≤1.0
硝酸盐	0.163	0.087	0.152	0.168	0.158	0.138	0.082	≤20
亚硝酸盐	/	/	/	/	/	/	/	≤0.1
氨氮	0.610	0.378	0.596	0.748	0.570	0.648	0.386	≤0.5
六价铬	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
砷	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
铅	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
铁	0.900	0.800	0.933	0.967	0.900	0.967	0.833	≤0.3
汞	/	/	/	/	/	/	/	≤0.001
锰	0.90	0.50	1.10	1.20	0.80	1.10	0.60	≤0.1
镉	/	/	/	/	/	/	/	≤0.01
石油类	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
总大肠菌群	/	/	/	/	/	/	/	≤3.0
菌落总数	0.13	0.07	0.12	0.11	0.10	0.13	0.08	≤100

从上表我们可以看出，本工程所在区域锰超标，其他项目满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中I类标准要求。

锰超标是因为区域地层含有较丰富的锰的原因，根据黑龙江省第六地质勘查院调查结论，松嫩平原地下水铁、锰含量高是历史性和区域广泛性的，属于地质原因。

4.3.2.4 地下水化学类型分析

根据舒卡列夫分类法，地下水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ （ $\text{Na} + \text{K}$ ）、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 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 4.3-10。

表 4.3-10 舒卡列夫分类表

含量>25%Meq 的离子	HCO_3^-	$\text{HCO}_3^- + \text{SO}_4^{2-}$	$\text{HCO}_3^- + \text{SO}_4^{2-} + \text{Cl}^-$	$\text{HCO}_3^- + \text{Cl}^-$	SO_4^{2-}	$\text{SO}_4^{2-} + \text{Cl}^-$	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 $\text{M} < 1.5\text{g/L}$ ，阴离子只有 $\text{HCO}_3^- > 25\%$ Meq，阳离子有 Ca 大于 25%Meq。1-A 型，表示矿化度小于 < 1.5g/L 的 Cl-Na 型水，该型水可能是于海水及海相沉积有关的地下水，或是大陆盐化潜水。

工程所在地地下水水质八大离子浓度监测结果见表 4.3-11~4.3-12。

表 4.3-11 工程所在地承压水地下水水质八大离子浓度评价结果

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百分比 (%)	离子毫克当量合计 (mg/L)	相对误差 (%)	矿化度 (g/L)
长胜三村 (承压水井)	K^+	0.032	0.794	4.038	0.03	0.29
	Na^+	1.583	39.193			
	Ca^{2+}	1.390	34.423			
	Mg^{2+}	1.033	25.590			
	HCO_3^-	-2.590	64.100	-4.041		

	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-0.949	23.475			
	SO ₄ ²⁻	-0.508	12.425			
牛章屯（承压水井）	K ⁺	0.035	0.989	3.525	0.59	0.25
	Na ⁺	1.365	38.729			
	Ca ²⁺	1.175	33.332			
	Mg ²⁺	0.950	26.950			
	HCO ₃ ⁻	-1.951	54.692	-3.567		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.106	30.999			
	SO ₄ ²⁻	-0.510	14.310			

表 4.3-12 工程所在地潜水地下水水质八大离子浓度评价结果

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百分比 (%)	离子毫克 当量合计 (mg/L)	相对误差 (%)	矿化度 (g/L)
卫星牧场一分厂（潜水）	K ⁺	0.057	0.847	6.778	0.78	0.49
	Na ⁺	2.422	35.732			
	Ca ²⁺	2.340	34.526			
	Mg ²⁺	1.958	28.895			
	HCO ₃ ⁻	-4.279	64.127	-6.672		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.469	22.010			
	SO ₄ ²⁻	-0.925	13.863			
平立屯（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			
西长山堡（潜水）	K ⁺	0.051	0.766	6.631	0.15	0.48
	Na ⁺	2.265	34.161			
	Ca ²⁺	1.990	30.011			
	Mg ²⁺	2.325	35.063			
	HCO ₃ ⁻	-4.279	64.335	-6.651		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			

	Cl ⁻	-1.566	23.542			
	SO ₄ ²⁻	-0.806	12.123			
六合家 (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			
东升屯 (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			

结论：潜水地下水类型为：5-A 型，即 HCO₃⁻-Na + Ca+Mg 型淡水。承压水（牛章屯）地下水类型为：26-A 型，即 HCO₃⁻+Cl⁻-Na+Ca+Mg 型淡水、长胜三村为 5-A 型，即 HCO₃⁻-Na + Ca+Mg 型淡水。

4.3.2.5 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 4.3-13。

表 4.3-13 包气带调查点位

序号	监测点	采样深度	备注
1	升 2 转油站外北侧 150m	0~20cm、20~40cm	46.07883, 125.26258 清洁对照点
2	升 2 转油站	0~20cm、20~40cm	46.07770, 125.26262 污染控制点
3	8#平台	0~20cm、20~40cm	46.10948, 125.25961 清洁对照点
4	8#平台东南 200m (区域内已钻井升 74-26 井)	0~20cm、20~40cm	46.10823, 125.25805 污染控制点

(2) 调查项目

pH、石油类、铅、铬、汞、砷、挥发酚。

(3) 调查频次

2021年2月5日一次性调查。

(4) 监测结果

监测结果见表 4.3-14。

表 4.3-14 包气带现状调查结果

监测时间	2021.02.25			
监测项目	升 2 转油站		升 2 转油站外北侧 150m	
	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	7#平台		升 74-26 井	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.51	8.41	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
注：实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”。				
计量单位：pH 无量纲，铅、汞和砷 $\mu\text{g/L}$ ，总铬和石油类、挥发酚为 mg/L 。				

本工程对已建油井开展了包气带污染现状调查，对包气带进行取样，监测结果显示污染调查点包气带现状均未受到污染，表明工作人员现场操作管理规范，以后更要加强环境保护管理，将环境保护措施常态化。

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

4.3.3.1 现状监测

根据现场实际情况选取周边村屯声环境监测点位 2 个，厂界噪声 2 座场站，具体监测点布设见表 4.3-15 及附图 5。

表 4.3-15 声环境监测点位置

序号	监测点	监测点坐标	备注
1	卫星牧场一分厂	46.16062, 125.16808	/
2	1#平台	46.15454, 125.17228	/
3	升2转油站	46.07770, 125.26262	厂界噪声东、南、西、北外各 1m
4	升3转油站	46.13312, 125.24468	

监测因子：连续等效 A 声级。

监测时间：声环境监测点监测时间 2021 年 2 月 25 日~2021 年 2 月 26 日，分昼间、夜间两个时段进行。

监测结果：监测结果见表 4.3-16。

表 4.3-16 噪声现状监测统计表 [dB(A)]

监测点位	2021.02.25		2021.02.26	
	昼间 (08:00~08:20)	夜间 (22:00~22:20)	昼间 (08:00~08:20)	夜间 (22:00~22:20)
卫星牧场一分厂	43.1	41.5	43.3	41.1
监测点位	2021.02.25		2021.02.26	
	昼间 (08:30~08:50)	夜间 (22:30~22:50)	昼间 (08:30~08:50)	夜间 (22:30~22:50)
1#平台	44.3	43.2	44.1	43.5

4.3-17 厂界噪声现状监测统计表 [dB(A)]

监测地点	监测点位	监测时间	昼间		夜间		
升2转油站厂界四周 1m 处	厂界东 (1#)	2021.02.25	ZSD21025A01		ZSD21025A02		
			09:00~09:05	47.7	23:00~23:05	45.2	
	厂界南 (2#)		ZSN21025A01		ZSN21025A02		
			09:10~09:15	52.3	23:10~23:15	49.9	
	厂界西 (3#)		ZSX21025A01		ZSX21025A02		
			09:20~09:25	50.1	23:20~23:25	47.9	
	厂界北 (4#)	ZSB21025A01		ZSB21025A02			
		09:30~09:35	48.5	23:30~23:35	46.2		
	厂界东 (1#)	2021.02.26	ZSD21026A01		ZSD21026A02		
			09:00~09:05	47.5	23:00~23:05	45.5	
			厂界南 (2#)	ZSN21026A01		ZSN21026A02	
				09:10~09:15	52.0	23:10~23:15	49.8
厂界西 (3#)	ZSX21026A01		ZSX21026A02				
	09:20~09:25		50.5	23:20~23:25	47.7		

	厂界北 (4#)		ZSB21026A01		ZSB21026A02		
			09:30~09:35	48.2	23:30~23:35	46.3	
升3转 油站厂 界四周 1m处	厂界东 (1#)	2021.02.25	ZSD210225A03		ZSD210225A04		
			10:00~10:05	48.8	00:00~00:05	46.1	
	厂界南 (2#)		ZSN210225A03		ZSN210225A04		
			10:10~10:15	46.5	00:10~00:15	44.3	
	厂界西 (3#)		ZSX210225A03		ZSX210225A04		
			10:20~10:25	51.3	00:20~00:25	49.2	
	厂界北 (4#)		ZSB210225A03		ZSB210225A04		
			10:30~10:35	47.4	00:30~00:35	45.4	
	厂界东 (1#)		2021.02.26	ZSD210226A03		ZSD210226A04	
				10:00~10:05	48.5	00:00~00:05	46.6
	厂界南 (2#)			ZSN210226A03		ZSN210226A04	
				10:10~10:15	46.7	00:10~00:15	44.8
	厂界西 (3#)			ZSX210226A03		ZSX210226A04	
				10:20~10:25	51.1	00:20~00:25	49.5
厂界北 (4#)	ZSB210226A03			ZSB210226A04			
	10:30~10:35	47.3		00:30~00:35	45.6		

4.3.3.2 现状评价

监测结果显示,评价区域声环境能够满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准,现状良好。

已建场站昼、夜现状监测值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准,厂界噪声对周围环境影响较小。

4.3.4 生态环境现状调查与评价

4.3.4.1 生态环境现状调查

(1) 生态景观类型调查

采用地理信息系统技术并结合地面实际调查,对油田开发区所涉及区域内的生态景观构成进行调查。景观调查以工程用地为中心,采用国家生态环境现状调查所用分类系统进行分类。区域内的景观共分为三类,主要由草甸景观、耕地景观、林地景观构成。

1) 草甸景观为本区内面积最大的景观类型,大面积的分布于油田开发区内,总面积6.62km²,占评价区域总面积的80.73%。草甸分布不连续,斑块数量多。

2) 耕地景观是第二大类景观,是区域内的一个重要景观类型。总面积1.57km²,占评价区总面积的19.15%,分布在项目所在地周围地区。耕地内主要种植以玉米为主的农作物。

3) 林地景观主要为人工防护林用地，总面积 0.01km²，占评价区总面积的 0.12%。

(2) 植被现状

经过实地考察与参考相关资料，评价区的植被分类系统、主要植被情况见表 4.3-18。

表 4.3-18 评价区主要植被类型

植被型组	植被型	群丛	群丛拉丁名
自然植被	草甸	羊草群丛	ASS. <i>Leymus chinensis</i>
		针茅群丛	ASS. <i>S.grandis</i> P.Smirn
		芦苇群丛	ASS. <i>P.austrials</i> (Cav)Trin
		碱蓬-星星草群丛	ASS. <i>Suaeda glauca</i> - <i>Puccinellia enuiflora</i>
人工植被	经济林	杨树	ASS. <i>Populus canadensis</i>
农业植被	农作物	粮食作物：玉米	

(1) 草甸

本区域草地主要以羊草和芦苇为优势种，同时和狼尾草、毛水苏、三棱草、星星草等植物混生。在漫岗的缓坡和呈碱性的低地上还生长有碱草植物群落，碱草植物群落以碱草为主，并有野古草、野苜蓿、黄芪、柴胡等植物。在草甸黑土地带还存在小部分杂草植物群落，群落构成分布较复杂，以野古草、黄花菜、野火球、地榆、龙胆、黄蒿为主。

项目所在地区低洼地周围的土壤为碱化草甸土和盐化草甸土，主要生长一些盐生植物群落，如芦苇草、碱蓬、星星草、碱蒿等群落。

(2) 经济林

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

(3) 农业植被

评价区属于松嫩平原区，粮食耕作历史悠久，栽培植被是最重要的植被类型，但是目前由于旱涝、盐碱、风沙等因素，区域内的农田多属于中、低产农田。粮食作物主要为玉米、黄豆为主。玉米亩产量约 500~600kg、黄豆亩产约 150-250kg。

(4) 野生动物

① 陆生哺乳动物

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

类仍为常见种。

②鸟类

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

4.3.4.2 生态环境现状评价

该区原生生态系统为多年生草本植物群落，现部分转变为人工种植的作物群体，使区域内的生态环境发生了变化。

（1）土壤环境

土壤抗冲刷和风蚀的能力强弱与根系根量、结构状况以及分布类型关系密切。

草原表层土由于植物根系纵横交错，土壤结构紧密，通气透水状况较差，开垦为农田土壤后，表层土变疏松，通气透水良好，坚固性变差，有机成分增加，农药等有毒有害成分也增加。

草原原生草本植物根系量大，其根系结构体系固持的土壤对抗冲刷和风蚀的能力特别强；农作物多为一年生植物，根系种类单纯，多为直根和须根，层次结构简单，主要分布在 10~30cm 的土层中，表层土根系很少，加之人为耕作，表土疏松，抗风蚀能力较低。

管道敷设对土壤进行开挖和填埋，破坏土壤结构，混合土壤层次，改变土壤质地，造成土壤养分流失，另外道路建设和井场作业使土壤紧实度增高，加上井场、道路修建造成局部大片裸地出现，这些容易引起土壤风蚀和水土流失。

（2）植物群落

由于人工种植系统的发展，地区植物种群由多样化部分变为某种单一化作物，植物群体结构由多层次变为同一层次，群体相互作用由多样性变为单一性。植物群体根系由多年生自然植物群体根系的多样化（根茎系、丛根系、块根系、直根系等），部分变为一年生丛根、直根、须根等，使地下根际系统单一化。

（3）水文效应的改变

根据对草原植被和农作物地面空气绝对湿度、相对湿度、地表温度进行观测的结果表明：5、6月草原地表绝对湿度和相对湿度高于农田，7、8月农田地表绝对湿度和相对湿度又高于草原；5、6月农田地表气温高于草原，7、8月农田地表气温低于草原。

从春季干旱时期调节气候的角度看农田不如草原。

4.3.5 土壤环境现状调查与评价

4.3.5.1 土壤环境现状调查

(1) 土地利用现状

本次评价的范围内以草地为主，兼有一般耕地、林地、居住用地等。评价区土地利用类型包括耕地、草地、林地、居住用地等。耕地以种植玉米、黄豆为主；草地主要为羊草，一般草地等；林地主要为人工林地；居住用地主要为小区及周边村屯。土地利用现状见表 4.3-19 及附图 6，土壤类型图见附图 7。

表 4.3-19 评价范围内的土地利用现状

序号	项目	面积 (km ²)	所占比例 (%)
1	耕地	3.1	18.9
2	林地	0.03	0.18
3	草地	13.17	80.3
4	居住用地	0.1	0.62
合计		16.4	100

(2) 土壤类型

本次油田开发产能建设所在区域地处松嫩平原，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盐碱土、草甸土。

草甸土类是区域内比较肥沃的土壤，续分为四个亚类四个土属：草甸土主要包括碳酸盐草甸土、盐化草甸土、碱化草甸土，主要分布在低平原和碟形洼地上。草甸土的形成过程主要是腐殖质积累过程、草甸化过程和盐分积聚过程。黑土层较厚，一般为 25~50cm，表层含有机质 2~4%，土壤水分比较足，易反润。

(3) 理化特性调查



在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，主要包括土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度、植被、地下水位埋深、地下水溶解性总固体等，具体土壤理化特性调查见下表。

表 4.3-20 土壤理化性质调查表

时间	2021.02.25			
点号	2#平台			
经纬度	46.11725, 125.21062			
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	8.50	8.32	8.29
	阳离子交换量(cmol ⁺ /kg)	14.2	12.4	11.9
	氧化还原电位 (mv)	235	212	198
	饱和导水率(mmm/min)	1.212	1.028	0.972
	土壤容重 (g/cm ³)	1.47	1.46	1.44
	孔隙度(%)	44.5	44.9	45.7
点号		9#平台		
经纬度		46.09268, 125.31399		
层次		0-20cm		
现场记录	颜色	褐色		
	结构	块状		
	质地	壤土		
	砂砾含量	25~45%		
	其他异物	植物根系		
实验室测定	pH 值	8.25		
	阳离子交换量(cmol ⁺ /kg)	13.1		
	氧化还原电位 (mv)	232		
	饱和导水率(mmm/min)	1.210		
	土壤容重 (g/cm ³)	1.32		
	孔隙度(%)	50.2		

表 4.3-21 土体构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
2#平台			0-0.5m块状结构 壤土
			0.5-1.5m面状结构 壤土
			1.5-3m面状结构 壤土

注:应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。

根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。

(4) 土壤环境质量现状监测

1) 监测范围及点位布设

根据现场实际情况布设土壤监测点 11 个。监测时间是 2021 年 2 月 25 日，均位于本工程土壤评价范围内，满足《环境影响评价技术导则-土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中 7.4.6 现状监测频次要求。具体位置见表 4.3-22 及附件图 5。

表 4.3-22 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	执行标准	备注
1	1#平台	46.15454, 125.17228	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
2	8#平台	46.09676, 125.25858		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
3	9#平台	46.09268, 125.31399		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
4	2#平台	46.11725, 125.21062		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
5	区域内已建井（升 74-26 井）	46.10823, 125.25805		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
6	7#平台	46.10948, 125.25961		采取表层样，在 0~0.2m 取样
7	卫星牧场一分厂	46.16116, 125.16851		采取表层样，在 0~0.2m 取样
8	1#平台新建管线处	46.15400, 125.17600	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB 15618—2018）	采取表层样，在 0~0.2m 取样
9	9#平台新建管线处	46.09357, 125.31222		采取表层样，在 0~0.2m 取样
10	9#平台南侧 100m 耕地	46.10157, 125.31619		采取表层样，在 0~0.2m 取样
11	6#平台北侧 100m 草地	46.10408, 125.26493		采取表层样，在 0~0.2m 取样

2) 监测项目

pH、石油烃、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、铬、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1, 1-二氯乙烷、1, 2-二氯乙烷、1, 1-二氯乙烯、顺-1, 2-二氯乙烯、反-1, 2-二氯乙烯、二氯甲烷、1, 2-二氯丙烷、1, 1, 1, 2-四氯乙烷、1, 1, 2, 2-四氯乙烷、四氯乙烯、1, 1, 1-三氯乙烷、1, 1, 2-三氯乙烷、三氯乙烯、1, 2, 3-三氯丙烷、氯乙烯、

苯、氯苯、1, 2-二氯苯、1, 4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘。

农用地监测项目 pH、石油烃、镉、铬、锌、铜、铅、汞、镍、砷。

3) 监测时间

2021年2月25日进行一次监测。

4) 监测结果

具体监测结果详见表 4.3-23。

表 4.3-23 建设用地土壤现状监测结果 单位：mg/kg

监测时间	2021.02.25					
监测项目	测点位及监测结果					
	1#平台			8#平台		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	8.48	8.23	8.31	8.57	8.43	8.32
镉 (Cd)	0.12	0.13	0.09	0.13	0.11	0.10
汞 (Hg)	0.027	0.024	0.017	0.029	0.024	0.026
砷 (As)	3.85	4.01	3.96	3.97	3.85	3.74
铅 (Pb)	21	22	24	22	24	17
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	20	16	18	22	17	19
镍 (Ni)	26	21	24	24	25	19
含盐量	1340	1410	1200	1470	1320	1170
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+ 对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

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

二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	16	14	15	14	16	13
监测项目	测点位及监测结果					
	2#平台			升 74-26 (区域内已建井)		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	8.50	8.32	8.29	8.49	8.31	8.40
镉 (Cd)	0.13	0.11	0.08	0.12	0.13	0.10
汞 (Hg)	0.028	0.029	0.021	0.029	0.020	0.017
砷 (As)	3.78	3.92	3.84	3.85	4.03	3.64
铅 (Pb)	21	24	19	25	21	23
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	20	14	22	21	19	16
镍 (Ni)	24	26	21	26	21	25
含盐量	1490	1520	1210	1380	1440	1150
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+ 对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙 烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

顺-1,2-二氯 乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯 乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四 氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四 氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯 乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯 乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯 丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧 蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧 蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并 [1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a, h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	14	12	15	16	13	14
监测项目	测点位及监测结果					
	9#平台			7#平台		卫星牧场一分厂

	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-20cm	0-20cm
pH	8.38	8.45	8.24	8.41	8.21
镉 (Cd)	0.09	0.07	0.12	0.14	0.10
汞 (Hg)	0.025	0.026	0.020	0.027	0.029
砷 (As)	3.75	3.96	3.87	4.01	3.88
铅 (Pb)	22	20	18	24	18
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	21	19	20	20	16
镍 (Ni)	23	25	26	24	22
含盐量	1520	1380	1420	1490	1230
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+ 对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙 烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯 乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯 乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	15	13	16	15	未检出

注：1、土壤采样深度位于0~20cm；

2、土壤检测单位：（四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯）为 $\mu\text{g}/\text{kg}$ ，pH无量纲，其他为 mg/kg ；

表 4.3-23 农用地土壤现状监测结果

单位： mg/kg

监测时间	2021.02.25
------	------------

监测项目	监测点位及监测结果	
	1#平台新建管线处	9#平台新建管线处
	(0-20cm)	(0-20cm)
pH	7.65	7.53
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	
	9#平台南 100m 耕地	6#平台北侧 100m 草地
	(0-20cm)	(0-20cm)
pH	7.62	7.58
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

4.3.5.2 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用指数法进行土壤环境质量现状评价，即通过指数的大小来反映土壤环境受污染的程度，指数小于 1 即为达标。未检出的因子不进行评价。

公式为：

$$K_i = X_i / X_{oi}$$

式中：K_i：第 i 项分指数；

X_i：土壤中 i 污染物的实测含量 mg/kg；

X_{oi}：土壤中 i 污染物的标准值 mg/kg。

(2) 评价结果

区域内土壤现状环境评价结果见表 4.3-24。

表 4.3-24 土壤环境质量现状指数 (Ki) 评价结果

监测项目	T1 1#平台			T6 7#平台	T7 卫星牧场一分厂
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-20cm	0-20cm
pH	/	/	/	/	/
镉 (Cd)	0.002	0.002	0.001	0.002	0.002
汞 (Hg)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.004
砷 (As)	0.064	0.067	0.066	0.067	0.194
铅 (Pb)	0.026	0.028	0.030	0.030	0.045
铬 (六价)	/	/	/	/	/
铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.008
镍 (Ni)	0.029	0.023	0.027	0.027	0.024
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	/	/	/	/	/	
蒎	/	/	/	/	/	
萘	/	/	/	/	/	
苯并[a]蒎	/	/	/	/	/	
苯并[b]荧蒎	/	/	/	/	/	
苯并[k]荧蒎	/	/	/	/	/	
苯并[a]芘	/	/	/	/	/	
茚并[1,2,3-cd]芘	/	/	/	/	/	
二苯并[a, h]蒎	/	/	/	/	/	
石油烃	0.004	0.003	0.003	0.003	/	
监测项目	T2 8#平台			T3 9#平台		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	/	/	/	/	/	/
镉 (Cd)	0.002	0.002	0.002	0.001	0.001	0.002
汞 (Hg)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
砷 (As)	0.066	0.064	0.062	0.063	0.066	0.065
铅 (Pb)	0.028	0.030	0.021	0.028	0.025	0.023
铬 (六价)	/	/	/	/	/	/
铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
镍 (Ni)	0.027	0.028	0.021	0.026	0.028	0.029
苯	/	/	/	/	/	/

甲苯	/	/	/	/	/	/
乙苯	/	/	/	/	/	/
氯苯	/	/	/	/	/	/
苯乙烯	/	/	/	/	/	/
间二甲苯+对二甲苯	/	/	/	/	/	/
邻二甲苯	/	/	/	/	/	/
氯乙烯	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯苯	/	/	/	/	/	/
1,4-二氯苯	/	/	/	/	/	/
四氯化碳	/	/	/	/	/	/
氯仿	/	/	/	/	/	/
氯甲烷	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯乙烷	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯乙烷	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯乙烯	/	/	/	/	/	/
顺-1,2-二氯乙烯	/	/	/	/	/	/
反-1,2-二氯乙烯	/	/	/	/	/	/
二氯甲烷	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯丙烷	/	/	/	/	/	/
1,1,1,2-四氯乙烷	/	/	/	/	/	/
1,1,1,2,2-四氯乙烷	/	/	/	/	/	/
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	0.003	0.0028	0.0036	0.0031	0.0036	0.0029
监测项目	T4 2#平台			T5 区域内已钻井（升 74-26 井）		
	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	0.001	0.001	0.001	0.001
砷（As）	0.063	0.065	0.064	0.064	0.067	0.061
铅（Pb）	0.026	0.030	0.024	0.031	0.026	0.029
铬（六价）	/	/	/	/	/	/
铜（Cu）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
镍（Ni）	0.027	0.029	0.023	0.029	0.023	0.028
苯	/	/	/	/	/	/
甲苯	/	/	/	/	/	/
乙苯	/	/	/	/	/	/
氯苯	/	/	/	/	/	/
苯乙烯	/	/	/	/	/	/
间二甲苯+对 二甲苯	/	/	/	/	/	/
邻二甲苯	/	/	/	/	/	/
氯乙烯	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯苯	/	/	/	/	/	/
1,4-二氯苯	/	/	/	/	/	/
四氯化碳	/	/	/	/	/	/
氯仿	/	/	/	/	/	/
氯甲烷	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯乙烷	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯乙烷	/	/	/	/	/	/

1,1-二氯乙烯	/	/	/	/	/	/
顺-1,2-二氯乙烯	/	/	/	/	/	/
反-1,2-二氯乙烯	/	/	/	/	/	/
二氯甲烷	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯丙烷	/	/	/	/	/	/
1,1,1,2-四氯乙烷	/	/	/	/	/	/
1,1,1,2-四氯乙烷	/	/	/	/	/	/
四氯乙烯	/	/	/	/	/	/
1,1,1-三氯乙烷	/	/	/	/	/	/
1,1,2-三氯乙烷	/	/	/	/	/	/
三氯乙烯	/	/	/	/	/	/
1,2,3-三氯丙烷	/	/	/	/	/	/
硝基苯	/	/	/	/	/	/
苯胺	/	/	/	/	/	/
2-氯酚	/	/	/	/	/	/
蒎	/	/	/	/	/	/
萘	/	/	/	/	/	/
苯并[a]蒎	/	/	/	/	/	/
苯并[b]荧蒎	/	/	/	/	/	/
苯并[k]荧蒎	/	/	/	/	/	/
苯并[a]芘	/	/	/	/	/	/
茚并[1,2,3-cd]芘	/	/	/	/	/	/
二苯并[a,h]蒎	/	/	/	/	/	/
石油烃	0.0031	0.0027	0.0033	0.0036	0.0029	0.0031

表 4.3-25 农用地土壤环境现状监测评价结果

监测项目	T8	T9	T10	T11
	(0-20cm)	(0-20cm)	(0-20cm)	(0-20cm)
pH	/	/	/	/

镉 (Cd)	0.150	0.133	0.150	0.167
汞 (Hg)	0.004	0.005	0.004	0.004
砷 (As)	0.149	0.148	0.152	0.150
铅 (Pb)	0.082	0.088	0.100	0.082
铬 (Cr)	0.176	0.188	0.172	0.204
铜 (Cu)	0.150	0.170	0.150	0.130
镍 (Ni)	0.111	0.100	0.111	0.100
锌(Zn)	0.153	0.173	0.160	0.173
石油烃	/	/	/	/

(3) 评价结论

从表中可以看出，评价区域内拟建井处土壤环境质量较好，没有出现超标情况。根据土壤环境质量的划分原则，评价区域内的土壤中各项目指标能够满足相应的土壤标准限值，区域内土壤环境质量状况良好。

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3.7℃，极端最低气温-36.2℃，极端最高气温38.9℃。年平均风速3.7 m/s，年最大风速为22.7m/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。

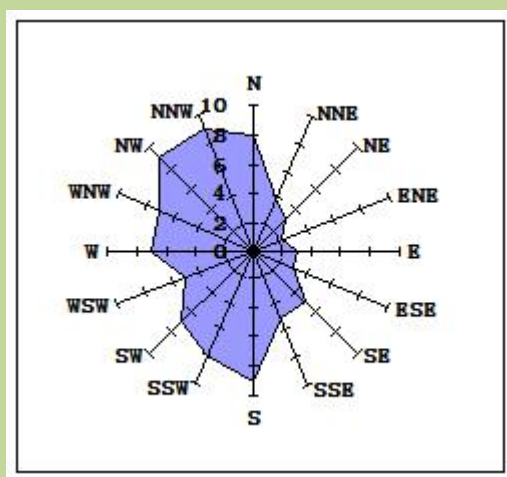


图5.1-1 近20年风向玫瑰图

5.1.2 空气环境影响预测与评价

5.1.2.1 施工期

本工程施工期对大气环境的影响主要是施工车辆排放的尾气，道路、管道施工产生的扬尘，由于这些影响都是暂时性的，施工一结束就随之消失，对周围空气环境产生的影响较小。

道路建设过程对空气环境的污染主要来自于筑路材料的运输和储存及铺设、路面材料干燥过程中的有害气体挥发等过程。本工程部分道路采用沥青作为路面结构面层，施工中产生的主要污染物有扬尘、粉尘污染。

(1) 灰土拌合粉尘

公路施工中灰土拌合有两种形式：路拌和场拌。路拌是指沿拟建设道路进行路基施工时的现场拌合。场拌是指在灰土拌合场按道路施工规范对灰土进行集中拌合，拌合好的灰土由车辆直接运往施工路段。本工程采用场拌方式，将拌合好的灰土拉运到施工现场，对施工所在地的空气环境影响较小。

(2) 运输车辆扬尘

施工中施工材料的运输，尤其是灰土运输将给运输道路的沿线带来很大的扬尘污染。主要原因是未铺设路顶基层的公路表面基土粒径较小所致，分别为： $<5\ \mu\text{m}$ 占8%、 $5\text{-}30\ \mu\text{m}$ 占24%、 $>30\ \mu\text{m}$ 占68%。因此，施工便道和施工中的路面都容易起尘，但其危害比灰土拌合产生的石灰粉尘危害轻，且持续的时间也短。运输车辆及筑路机械行驶在施工道路上时，产生的扬尘在下风向150m处TSP浓度值为 $5.04\text{mg}/\text{m}^3$ ，其对下风向污染较大。

运输车辆扬尘污染类比调查见表5.1-1。

表5.1-1 运输车辆扬尘 TSP 监测结果

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

(4) 施工期空气环境影响控制措施及评价结论

本工程有部分道路采用沥青碎石作为路面结构面层，施工中产生的主要污染物有扬尘、粉尘污染。为了道路和场站施工污染物污染环境，在施工时，应采取以下措施：

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

通过分析可知虽然施工中产生的污染源强较大，但道路建设工程较小，施工场地与最近的卫星牧场一分厂距离650m，在工程采取了相应的控制措施的情况下，施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）。因此，工程施工过程对周围空气环境不会产生大的不利影响。

5.1.2.2 运行期

(1) 污染源调查

根据工程分析可知，油田运行期的大气污染主要来自油田集输过程无组织挥发的烃

类气体、转油站烟囱产生的锅炉废气。

工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为26.51t/a，主要排放位置有井场、集输管道阀门、阀组间等位置，均以面源形式排放。参照《2005年中国温室气体清单研究》和《2006年IPCC国家温室气体清单指南》划分办法，井场与集油场站排放比例约为1:51.31，经核算本工程单井井场非甲烷总烃逸散量为0.019t/a，本工程平台井最多3口油井，总逸散量为0.057t/a。污染源参数见表5.1-2。

针对本工程而言，由于采油井全部采用密闭集油流程，原油通过管道输至区域内的升2转油站、升3转油站进行油气分离，分离出的伴生气用作加热装置燃料及外输，燃气污染物排放量很少。加热装置污染物排放浓度均能满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271—2014）标准限值 $SO_2 \leq 100mg/m^3$ ， $NO_x \leq 400mg/m^3$ ，颗粒物 $\leq 30mg/m^3$ 的要求，因此对区域环境空气影响较小。本次预测挑选污染物排放量最高的升3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，点源污染源参数见表5.1-3。

表5.1-2 面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度						NMHC
井场	125.22303	46.11990	145	0	49	30	3	0.0065

表5.1-3 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 °C	年排放小时数h	排放工况	污染物排放情况 (kg/h)		
	X	Y							SO ₂	NO _x	颗粒物
升3油站	125.24468	46.13312	25	0.4	1.2	85.7	8760	正常	0.0087	0.045	0.0057
升2转油站	125.22953	46.11142	25	0.4	0.04	85.4	8760	正常	0.0003	0.0015	0.0002

(2) 估算模式计算结果

估算模式的计算结果见表5.1-6。

表5.1-6 点源预测估算模型计算结果表

下风向距离	点源					
	SO ₂ 浓度 (μg/m ³)	SO ₂ 占标率 (%)	NO _x 浓度 (μg/m ³)	NO _x 占标率 (%)	TSP 浓度 (μg/m ³)	TSP 占标率 (%)

50.0	0.0392	0.0078	0.2028	0.0811	0.0257	0.0029
100.0	0.1331	0.0266	0.6884	0.2754	0.0872	0.0097
200.0	0.0997	0.0199	0.5155	0.2062	0.0653	0.0073
300.0	0.0755	0.0151	0.3904	0.1562	0.0495	0.0055
400.0	0.0624	0.0125	0.3226	0.1290	0.0409	0.0045
500.0	0.0490	0.0098	0.2537	0.1015	0.0321	0.0036
600.0	0.0413	0.0083	0.2137	0.0855	0.0271	0.0030
700.0	0.0400	0.0080	0.2067	0.0827	0.0262	0.0029
800.0	0.0381	0.0076	0.1971	0.0789	0.0250	0.0028
900.0	0.0361	0.0072	0.1869	0.0747	0.0237	0.0026
1000.0	0.0341	0.0068	0.1766	0.0706	0.0224	0.0025
1200.0	0.0306	0.0061	0.1583	0.0633	0.0201	0.0022
1400.0	0.0281	0.0056	0.1453	0.0581	0.0184	0.0020
1600.0	0.0262	0.0052	0.1357	0.0543	0.0172	0.0019
1800.0	0.0245	0.0049	0.1268	0.0507	0.0161	0.0018
2000.0	0.0230	0.0046	0.1188	0.0475	0.0150	0.0017
2500.0	0.0198	0.0040	0.1023	0.0409	0.0130	0.0014
3000.0	0.0174	0.0035	0.0898	0.0359	0.0114	0.0013
3500.0	0.0155	0.0031	0.0801	0.0321	0.0101	0.0011
4000.0	0.0140	0.0028	0.0724	0.0290	0.0092	0.0010
4500.0	0.0128	0.0026	0.0661	0.0265	0.0084	0.0009
5000.0	0.0118	0.0024	0.0609	0.0244	0.0077	0.0009
10000.0	0.0181	0.0036	0.0937	0.0375	0.0119	0.0013
11000.0	0.0179	0.0036	0.0928	0.0371	0.0118	0.0013
12000.0	0.0166	0.0033	0.0856	0.0342	0.0108	0.0012
13000.0	0.0174	0.0035	0.0898	0.0359	0.0114	0.0013
14000.0	0.0171	0.0034	0.0886	0.0354	0.0112	0.0012
15000.0	0.0167	0.0033	0.0863	0.0345	0.0109	0.0012
20000.0	0.0174	0.0035	0.0901	0.0360	0.0114	0.0013
25000.0	0.0135	0.0027	0.0698	0.0279	0.0088	0.0010
下风向最大 浓度	0.1333	0.0267	0.6893	0.2757	0.0873	0.0097
下风向最大 浓度出现距 离	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0	103.0
D10%最远 距离	/	/	/	/	/	/

表5.1-5 面源预测估算计算结果表

下风向距离	矩形面源	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	26.2860	1.3143
100.0	21.4240	1.0712
200.0	16.5760	0.8288
300.0	12.8710	0.6436
400.0	10.4370	0.5219
500.0	8.7015	0.4351
600.0	7.4285	0.3714
700.0	6.6939	0.3347
800.0	6.0749	0.3037
900.0	5.6154	0.2808
1000.0	5.1625	0.2581
1200.0	4.4631	0.2232
1400.0	3.9448	0.1972
1600.0	3.5452	0.1773
1800.0	3.2110	0.1605
2000.0	2.9278	0.1464
2500.0	2.3816	0.1191
3000.0	1.9918	0.0996
3500.0	1.7019	0.0851
4000.0	1.4790	0.0740
4500.0	1.3031	0.0652
5000.0	1.1611	0.0581
10000.0	0.5236	0.0262
11000.0	0.4674	0.0234
12000.0	0.4212	0.0211
13000.0	0.3825	0.0191
14000.0	0.3497	0.0175
15000.0	0.3217	0.0161
20000.0	0.2263	0.0113
25000.0	0.1718	0.0086
下风向最大浓度	26.3020	1.3151
下风向最大浓度出现距离	48.0	48.0
D10%最远距离	/	/

从上表可以看出，本工程排放主要污染物非甲烷烃的最大地面空气质量浓度占标率

Pi为1.3151%，小于10%，点源SO₂最大地面空气质量浓度占标率Pi为0.0267%、NO₂为0.2757%、颗粒物为0.0097%。因此确定大气评价等级为二级。

(3) 污染物排放量核算

本项目非甲烷总烃排放量核算采用排污系数法，按照按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油田开采为1.4175g/kg原油，本工程年处理油量为1.87×10⁴t，则非甲烷总烃挥发量为26.51t/a。油气集输采用密闭流程，无组织挥发主要为油井井场以及项目涉及场站的管道阀门等。非甲烷总烃无组织核算、转油站有组织排放核算结果见下表。

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	升2转油站	SO ₂	16	0.00034	0.003
		NO _x	80	0.0015	0.013
		颗粒物	12	0.00023	0.002
2	升3转油站	SO ₂	16	0.0087	0.076
		NO _x	82	0.045	0.39
		颗粒物	10.5	0.0057	0.05
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.079
		NO _x			0.403
		颗粒物			0.052

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	26.51
无组织排放总计							
无组织排放总计				VOCs		26.51	

4) 非正常排放量核算

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

(4) 大气环境保护距离

本次大气环境影响评价等级定为二级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的8.7.5条要求“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境保护区域，以确保大气环境保护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”，根据预测结果，本项目无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值，有组织排放的SO₂、NO_x、TSP浓度值满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）。故无需计算大气环境保护距离，无需设置大气环境保护区域。

(5) 评价结论

通过在施工期采用洒水抑尘、车辆采取密闭措施可以满足厂界周边颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求；在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场、场站无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中标准限值。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。通过采取过程全控制的措施，满足相关标准的要求。通过预测可知，本工程非甲烷总烃最大占标率为1.3151%，最大地面浓度为26.3020μg/m³，SO₂最大占标率为0.0267%，最大地面浓度为0.1333μg/m³，NO_x最大占标率为0.2757%，最大地面浓度为0.6893μg/m³，颗粒物最大占标率为0.0097%，最大地面浓度为0.0873μg/m³。因此对大气环境影响较小。

表5.1-8 本工程大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>	边长=5 km <input checked="" type="checkbox"/>
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a <input type="checkbox"/>	500 ~ 2000t/a <input type="checkbox"/>		< 500 t/a <input checked="" type="checkbox"/>
	评价因子	基本污染物 SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 其它污染物（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 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	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"/>

		源 <input type="checkbox"/> √ 现有污染源 <input type="checkbox"/>						
大气环境 影响预测与 评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格 模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长 = 5 km <input type="checkbox"/>	
	预测因子	预测因子(SO ₂ 、颗粒物、NO _x 、NMHC)				包括二次 PM2.5 <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM2.5 <input type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	本项目最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>				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	本项目最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			本项目最大占标率>10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	本项目最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>			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	非正常占标率≤100% <input type="checkbox"/>			非正常占标率> 100% <input type="checkbox"/>		
保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	叠加达标 <input type="checkbox"/>				叠加不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整体变化情况	k ≤-20% <input type="checkbox"/>				k >-20% <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子：（）			监测点位数（）		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> √ 不可以接受 <input type="checkbox"/>						
	大气环境保护距离	距（）厂界最远（）m						
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.079) t/a	NO _x : (0.403) t/a	颗粒物: (0.052) t/a	VOCs: (26.51) t/a			
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项								

5.2 地下水环境影响预测与评价

5.2.1 正常情况下地下水环境影响分析

5.2.1.1 施工期

本项目施工期可能对地下水产生影响的因素主要为试压废水、压裂返排液等污染物。为了避免污染地下水和土壤，本项目产生的试压废水经罐车收集送污水站处理后回注，压裂返排液送至宋二联压裂返排液无害化处理站处理，不外排。采取以上措施后，本项目施工期正常情况下不会对地下水产生影响。

5.2.1.2 运行期

项目运行期可能对地下水产生影响的主要为油井作业污水、落地油及油田采出水等。本工程油田采出水经宋一联污水站、升一联处理合格后全部回注地下，不外排；作业污水通过作业污油污水回收装置回收进系统；产生的落地油及时进行回收，回收率100%。

因此项目运行期正常情况下不会对地下水产生影响。

5.2.2 非正常状况下地下水环境影响预测与评价

本项目非正常的工况下，是指油水井的洗井、作业，管线老化、腐蚀，产生的渗漏。作业和洗井过程中的污水通过作业污油污水回收装置回收进系统；产生的落地油及时进行回收，回收率100%；场站的检维修时含油污泥送至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站处理。定期对管线进行巡检，检测，发现渗漏情况及时处理。所以正常工况下，不会对地下水环境产生影响。非正常工况下，主要是管线腐蚀老化情况对地下水产生的影响。

(1) 泄漏源强

本工程管道埋深为地面约2m，该区域地下水埋深3m-7.5m之间。本工程油井集油管道发生破裂时，主要影响区域第四系潜水层位。单口油井平均产油量约为2t/d，工程有3口油井位于一个平台，拟建油井集油管道发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以平台产油量的10%计，由于集油管道设有实时监控系統，因此该泄漏可在1h内发现，并采取关闭阀组等措施进行控制，泄漏时间取1h，故其泄漏的原油量为25kg。

(2) 预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

(3) 预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于集油管道泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点x, y处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mM—瞬时注入的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

DL—纵向弥散系数， m^2/d ；

DT—横向y方向的弥散系数， m^2/d 。

(4) 参数选取

根据大庆油田水务公司出具的该地区的水文地质调查报告，评价时分别取：有效孔隙度n为0.25；水流速度u为0.018m/d，纵向弥散系数 $0.5m^2/d$ ，横向弥散系数 $0.05m^2/d$ ，含水层厚度以7.5m计。

(5) 预测结果

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

表5.2-1 集油管道泄漏100d对地下水的影响预测结果表 (mg/L)

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离	影响面积
石油类	100天	48m	2050m ²	50m	2277m ²
	1000天	93m	7477m ²	98m	8277m ²

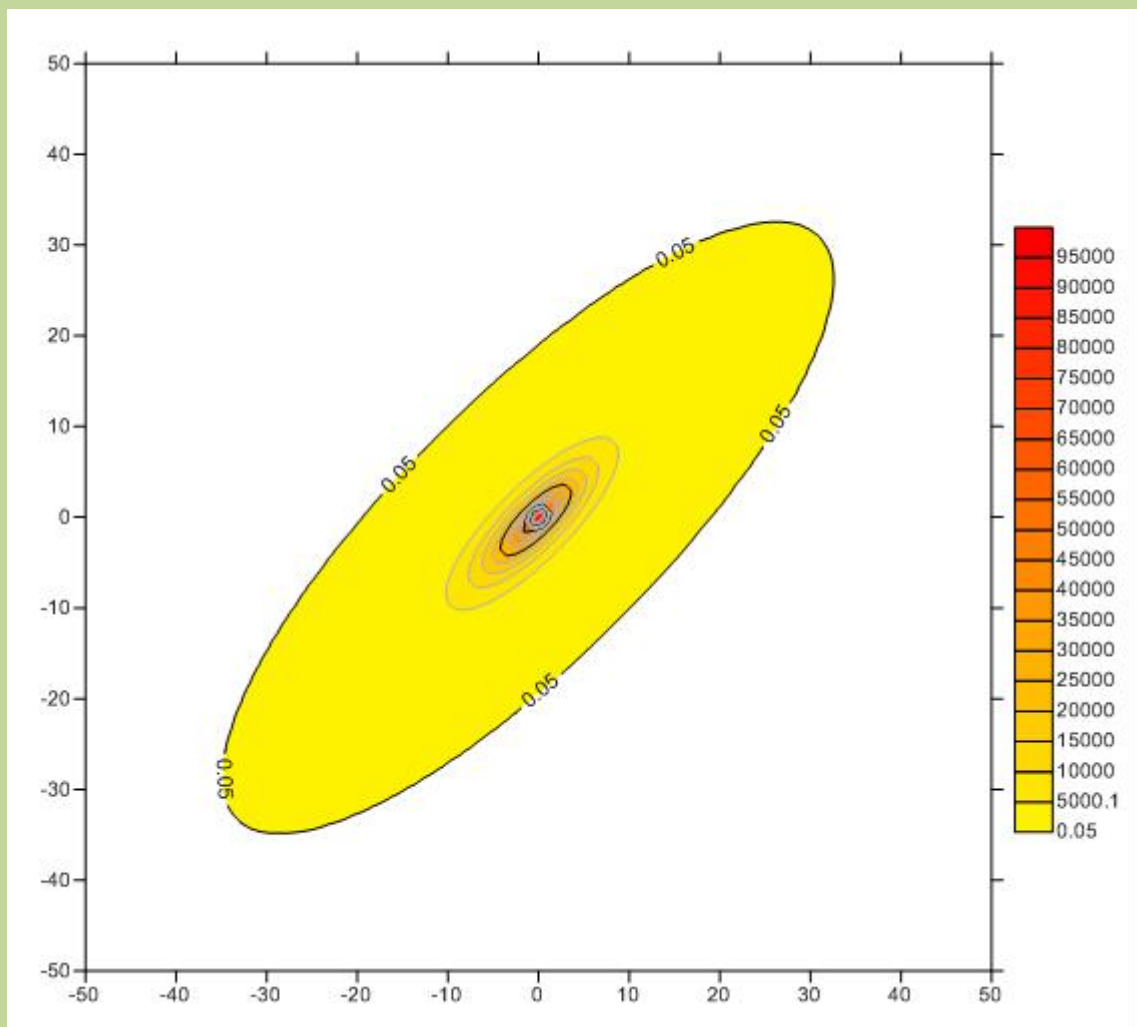


图5.2-1 集油管道泄漏100d地下水中石油类浓度等值线分布图

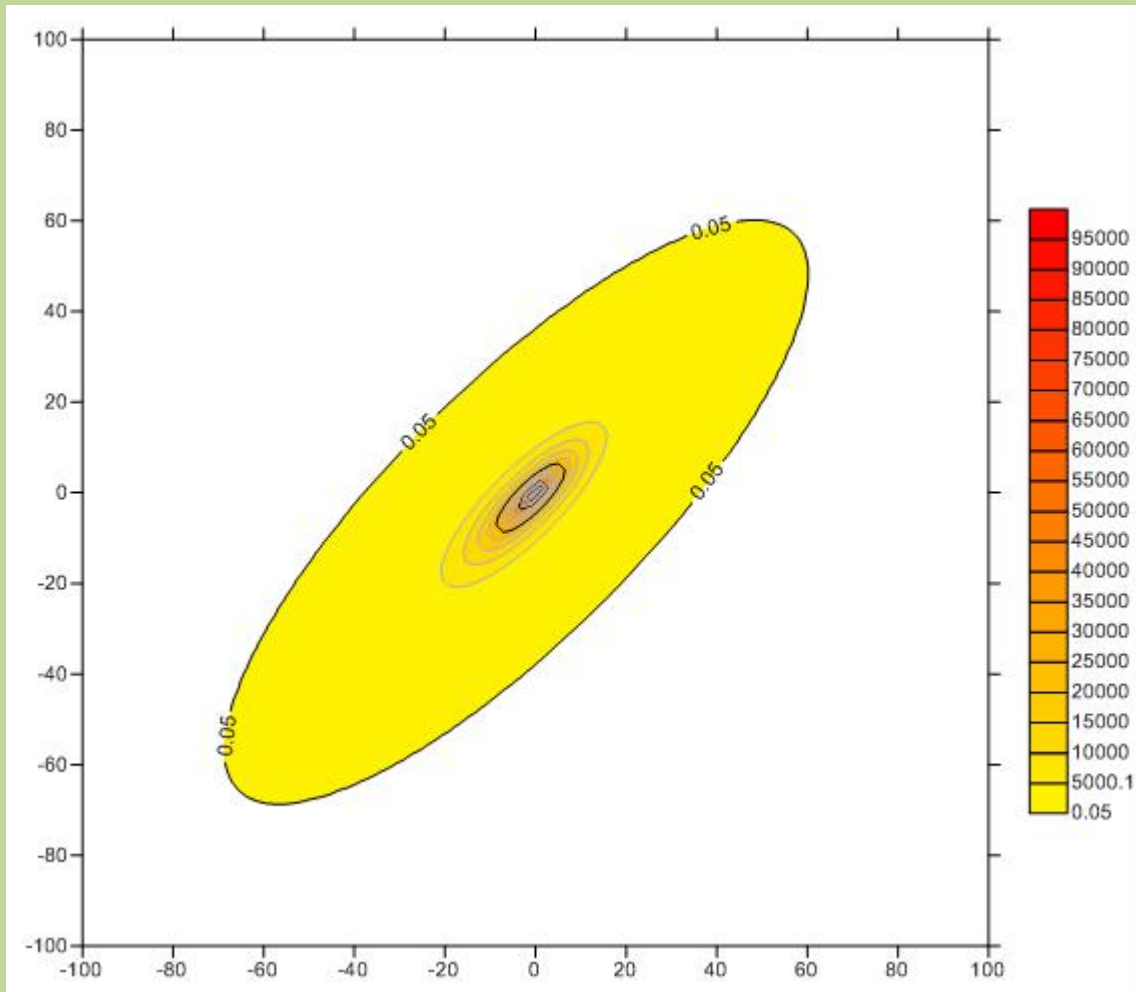


图5.2-2 集油管道泄漏1000d地下水中石油类浓度等值线分布图

从预测结果可以看出，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏后100d、1000d的污染物运移距离分别为48m、93m。

由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。

5.2.3 事故状态下对地下水环境影响预测与评价

本次评价针对井漏情况对地下水产生的影响进行预测。

(1) 泄漏源强

本工程油井套管发生破裂时，主要影响区域为承压水层位。根据油层方案本区块单口油井平均产油量为2t/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200kg/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

预测因子选取油田特征污染物石油类。

(3) 预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于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

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点x, y处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mt—单位时间注入的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

DT—横向y方向的弥散系数，m²/d。

(3) 参数选取

根据该地区的水文地质条件，承压水含水层有效孔隙度n为0.25；地下水流速为0.020m/d，纵向弥散系数0.5m²/d，横向弥散系数0.05m²/d。承压水含水层厚度45m。

(4) 预测结果

表5.2-2 油井套管泄漏对地下水的影响预测结果表（mg/L）

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离	影响面积
石油类	100 天	46m	1934m ²	49m	2152m ²
	1000 天	91m	7057m ²	96m	7860m ²

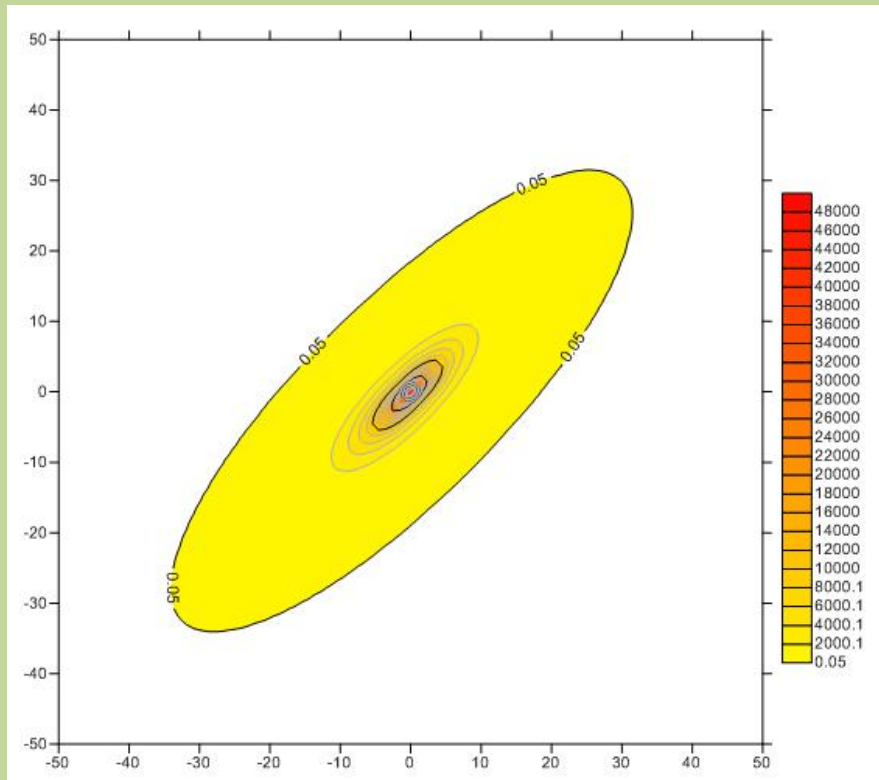


图5.2-3 油井套管泄漏100d地下水中石油类浓度等值线分布图

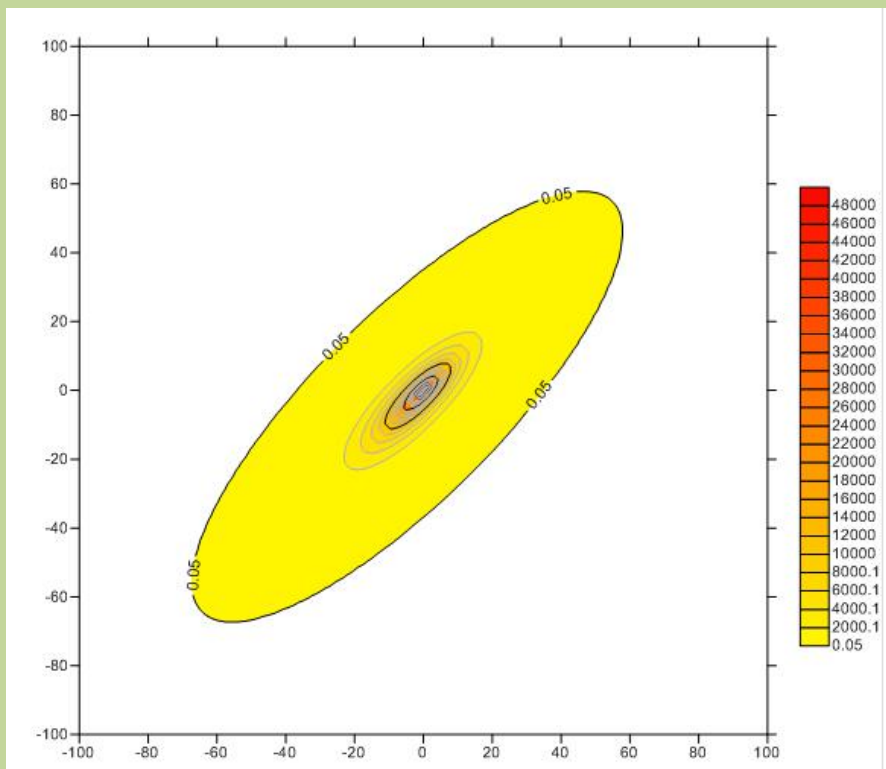


图5.2-4 油井套管泄漏1000d地下水中石油类浓度等值线分布图

从预测结果可以看出，随着时间增加，污染范围有所增加，油井套管泄漏后100d、1000d的污染物运移距离分别为49m、96m。

从上面的图和表中的预测结果不难看出：随着时间的增长，在油井套管破损后随着时间增加，污染范围有所增加。油井套管泄漏后100d、1000d的石油类浓度超标范围分别为46m、91m，本区块油井距离村屯水井最近距离超过600m，污染物在此处的浓度值极小，近似为零，所以本项目对环境敏感点的影响较小，但是应定期监测。

5.2.4地下水环境保护措施与建议

5.2.4.1地下水环境分区防渗措施

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、含油污水的跑、冒、滴、漏，如处理不及时则可能造成污染。因此提出如下污染分区防控区、相关措施及建议：

(1) 重点防控区及防渗措施

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

集油管线、场站设备等采取重点防渗措施。管道外防腐等级应采用加强级；管道连接方式应采用焊接；管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于2mm后采用管道内防腐；定期对罐体、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；

(2) 简单防渗区及相关措施

井场地面属于简单防渗区，地面应压实。作业期间的防渗措施为搭建防渗围堰及防渗布。定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油水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。

5.2.4.2地下水环境监测与管理

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，存档包括建设项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，各生产设施、油井套管、集油管线及污染防

控措施等设施的运行状况、维护记录，同时对监测结果进行信息公开。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，依托钻井工程中村屯已建井进行定期监测。跟踪监测计划见表5.2-3，监测点位图见附图8。

表5.2-3 地下水环境影响跟踪监测计划表

点位	坐标	村屯名称	井深(m)	位置	功能	监测因子	监测频次
1#	46.15974°, 125.19316°	东南地	10	区域西北侧	背景值监测点	石油类	1次/年
2#	46.11313°, 125.17488°	长胜三村	20	区域西侧	跟踪监测点		
3#	46.07788°, 125.23361°	牛章屯	10	区域南侧	跟踪监测点		
4#	46.08159°, 125.30229°	东升屯	20	区块东南侧	跟踪监测点		

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控措施及应急措施落实到位的情况下，地下水环境影响可接受。

5.3声环境影响预测与评价

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)中噪声环境影响评价等级划分的基本原则，本工程噪声源主要为生产运行期井场抽油机和场站机泵产生的持续性噪声源。本工程噪声源的种类及数量较少，周围较空旷，敏感目标噪声级增高量在5 dB(A)以下，因此，声环境评价等级为二级。

5.3.1施工期

本工程施工期对声环境的影响主要是由地面建设施工机械、车辆造成的，主要噪声源包括挖掘机、推土机、吊装机、电焊机等。其噪声贡献值见表5.3-1，根据表可知，主要机械在50m以外均能够达到建筑施工场界噪声昼间限值不超过70 dB(A)的要求，在200m左右能够达到建筑施工场界噪声夜间限值不超过55 dB(A)的要求。本工程周围200m范围内无声敏感目标，为了降低施工噪声对居民区等环境敏感点的影响，应采取如下声环境保护措施。

(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) 施工前对距离较近村屯住户进行通知公告，取得村民谅解方可进行施工，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；

(3) 避免发生噪声扰民事件；

(4) 尽可能选用声功率小的发声设备；

(5) 运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。

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。

表5.3-1 施工期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50 m	100 m	150 m	200 m	500 m
挖掘机	78	64	58	54	52	44
推土机	80	66	60	56	54	46
电焊机	67	53	47	43	41	33
轮式装载机	84	70	64	60	58	50
吊装机	75	61	55	51	49	41
冲击式钻机	67	53	47	43	41	33
柴油发电机组	78	64	58	54	52	44
压路机	80	66	60	56	54	46
平地机	84	70	64	60	58	50
摊铺机	81	67	61	57	55	47

5.3.2运行期

(1) 声源源强

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

表5.3-2 本工程运行期主要声源强度统计

序号	噪声源	发声源	噪声源强度dB (A)
1	采油井	抽油机	65~75
2	转油站	机泵	80~110

(2) 影响分析

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

采用《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2009) 中推荐的室外声源模式，户

外声传播衰减包括几何发散（Adiv）、大气吸收（Aatm）、地面效应（Agr）、屏障屏蔽（Abar）、其他多方面效应（Amisc）引起的衰减。根据现场实际情况，本次计算只考虑几何发散（Adiv）、大气吸收（Aatm）、地面效应（Agr）三种情况。

$$LA(r) = LWA - (Adiv + Aatm + Agr)$$

$$Adiv = 20 \lg(r/r_0)$$

$$Aatm = \alpha (r - r_0) / 1000$$

$$Agr = 4.8 - (2hm/r) [17 + (300/r)]$$

式中：

LA(r) —距声源r处的A声级值(dB)；

LWA—已知点声源A声级值(dB)；

Adiv—声级几何发散引起的A声级衰减量(dB)；

Aatm—空气吸收引起的A声级衰减量(dB)；

Aexc—地面效应引起的附加衰减量(dB)；

α —空气吸收系数，dB/100m；取相对湿度80%，温度15℃时的值；

r、r0—声源至预测点和测量点的距离。

按照以上公式对井场进行预测，可得出不同距离的噪声衰减结果，见下表。

表5.3-3 噪声源衰减预测结果表

噪声名称	噪声源强	距离不同处的噪声值							
		10m	20	30 m	40 m	50 m	100 m	150m	200m
井场	79.8	57.78	51.76	48.24	45.74	43.8	37.78	57.78	28.98

表5.3-4 厂界噪声预测结果表

监测点位	厂界			
井场	50	55	50	55
标准	昼间60		夜间55	

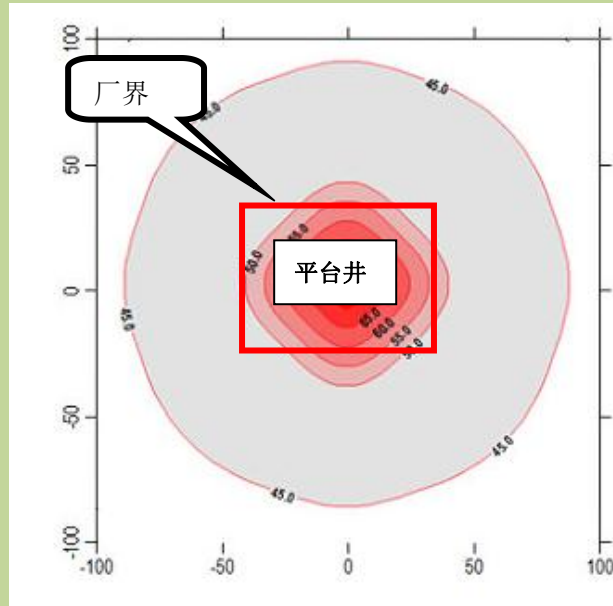


图5.3-1 井场噪声预测图

从预测结果看出，井场噪声在距井40-45m（长边厂界）距离的位置可以衰减到50.0 dB（A），在30m可以衰减到55.0 dB（A）（短边厂界），故井场厂界在昼间满足60 dB（A）要求，夜间在短边界超标，本工程井场周围无声敏感目标，对居民影响很小。

（3）结论

本工程运行期，采油井在经过一定距离衰减后能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求；经现场监测，场站噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求。同时场站距离周围200m内无声敏感目标，对区域声环境影响不大。为了更好的保护区域声环境，建议工程采取以下措施：

- 1) 井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备；
- 2) 对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、消音、隔声等降噪措施；
- 3) 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。

5.4 固体废物环境影响分析

5.4.1 一般固体废物

5.4.1.1 施工期

本工程施工期排放的一般固体废物主要包括生活垃圾、工业及建筑垃圾等。

（1）工业和建筑垃圾

本项目工业及建筑垃圾来源管道施工作业中产生的废料和建设队点产生的建筑垃

圾。最大限度回收利用后，分别拉运至第八采油厂工业固废填埋场及建筑垃圾场处理，对周围环境影响较小。

(2) 生活垃圾

施工人员产生生活垃圾产生量为2t。油田物业部门统一收集后送大庆市生活垃圾场处理。

5.4.2 危险废物

(1) 含油污泥和落地油

油泥（砂）采油生产万吨原油的排泥砂（固相）一般按约0.3t计算，则本工程年产油泥（砂）1.461t，为危险废物，危废代码为HW08/071-001-08，统一收集送第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站处理。

由于该区块地层压力较低，加上作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置，因此产生的落地油量很少。考虑意外情况，一般每口油井作业期间产生的落地油可按50kg/井次，作业周期一般为1.5年，因作业产生的落地油为0.9t/a，落地油属于危险废物，危废代码为HW08/071-001-08。落地油全部回收送第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站处理。

运行期在修井作业中可能会有部分原油散落在井场周围成为落地油。因此必须对井场落地油采取有效的措施进行防治和控制，必须按照清洁生产的原则，从源头上加以控制，使之尽量“不落地”。井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油。同时加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑、冒、滴、漏，以及原油泄漏事件的发生。

本工程产生的危险废物不进行暂存，通知有资质的单位进行收集运输工作。生产的单位和接收单位严格执行《危险废物转移联单管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒，泄露。从事落地油和油泥砂运输的单位在接到通知后，按照《危险废物污染防治技术政策》和《危险废物转移联单管理办法》等有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。建立健全规章制度及操作流程。同时在危险废物转移过程中按《危险废物转移联单管理办法》执行，该单位应编制应急预案。运输的车辆是专用车并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。担任储运人员须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

含油污泥的主要成份是水、砂和石油类。对油泥的处置措施是主要是将含油污泥进

行减量化、资源化处理。本工程产生的含油污泥送第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站进行处理，处理后的污泥满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB 23/ T1413-2010）要求。污泥还可以用于回填井场或修建通井路，大大缓解了油田含油污泥集中堆放的现状，实现了油田含油污泥的减量化、资源化处理，有一定的经济效益，具有很高的环境效益和社会效益。

（2）废防渗布

类比油田现有施工经验，每口油井作业防渗布重量按500g/m²计，面积400m²。单井约为0.2t。工程合计需要防渗布5.4t/a。最终由有资质单位进行处理，建设单位加强对废弃防渗布转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。作业废防渗布危废代码为HW49/900-041-49。

目前建设单位尚未明确委托的危险废物处理单位，根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单中，有能力处理该危险废物的企业有大庆圣德雷特化工有限公司和大庆蓝星环保工程有限公司，详细情况如下：

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、900-249-08）、HW49（900-041-49）等危险废物类别，核准经营规模HW08类50000t/a，HW49类25万只/年。

大庆蓝星环保工程有限公司也有能力处理含油废弃防渗布，其经营类别为：HW49-其他废物（900-041-49），核准经营规模为30000t/a。

5.4.3结论

由上述分析可知，本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

5.5 生态环境影响评价

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

5.5.1 占地对生态环境的影响

5.5.1.1 临时占地生态环境影响

该项目场站建设及管道施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏及道路和场站修建对地表进行的平整将会对地表植被造成很大破坏，本工程临时占用草地和耕地影响是短期可逆的，施工结束后，被占用的土地开始恢复。

5.5.1.2 永久占地生态环境影响

本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。本工程永久占地量较小，对生态环境影响较小。该项目投产后在生产期内永久占地的生物量将永久损失，其影响是长期且不可逆的。

5.5.1.3 取弃土的影响

本工程不设弃土场，工程需要取土用于井场及道路的垫高或筑高。工程取土采用第八采油厂废弃泥浆无害化处理站，不自行开采。

5.5.2 工程建设对生态环境的影响

该项目工程建设对生态环境的影响来自两个途径，一是在管线铺设和道路、场站建设时，会对地表植被造成破坏（前面占地影响中已经分析）；二是管线和道路网络对生态系统的分割效应。

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

5.5.3 对植被的影响分析

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

施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏及道路修建对地表进行的平整将会对地表植被造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复。自然植被演替的规律是先是一、二年生的植物，3-5年后可恢复到冷蒿、杂草类，10年后

可达到原来的顶级群落。人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成。施工结束后永久性占地仍无法种植作物。

(1) 占地对草地的影响

本工程占用草地22.221hm²，其中永久占用草地1.495hm²，临时占用草地20.726hm²。草地上干草产量按2.5t/hm²计算，共损失干草192.82t（永久占地按10年计算，临时占地按3年计算），干草价格按700元/t计算，本工程损失干草经济价值约为13.4974万元。临时占地自然植被演替的规律是先是一、二年生的植物，3-5年后可恢复到冷蒿、杂草类，10年后可达到原来的顶级群落。永久占用草地采取经济补偿措施。

(2) 占地对耕地的影响

本工程永久占用耕地面积为0.55hm²，占用的农作物均为玉米，玉米产量按9t/hm²计算，永久占地按10年损失计算，共损失玉米49.5t，玉米价格按1500元/t计算，其经济价值约为7.425万元。本工程占用的耕地为一般耕地，对永久占用的耕地进行经济补偿。

临时占地上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降20%-40%。本工程临时占用耕地8.82hm²，玉米产量按9t/hm²计算，临时占地按第1年产量完全损失，第2、3年损失30%计算，三年间总共损失玉米分别为127.008t。玉米价格按1500元/t计算，其经济价值为19.0512万元。工程完工后，临时占地逐年恢复生产力，继续种植农作物，并且将所占耕地恢复为原本质量的耕地。

5.5.4防沙治沙影响分析

5.5.4.1防沙治沙现状及土地沙化成因

(1) 土地沙化成因

导致土地沙化扩展的原因很多，除全球气候变暖、持续干旱等自然因素的影响外，最直接最主要的因素是由于近年来人口和经济压力增大，对沙区土地资源过度索取等不合理人为因素的影响。人为因素主要表现在：一是滥垦。沙区大多为贫困地区，且基本没有农业以外的经济支柱，许多地方无计划、无节制地进行开垦，边开垦，边撂荒，导致土地沙化。二是滥牧。据统计，沙区草原牲畜超载36%，有些地区甚至高达100%。从第二次沙化土地监测结果分析，监测区域61.9%（115.2万平方公里）的草原发生了沙化、退化。三是滥伐。沙区过度樵采、乱砍滥伐林草植被导致部分地区土地沙化现象十分严重，治理速度抵不上破坏速度。四是滥采。沙区滥采中药材、搂发菜等现象十分突出，大面积破坏植被，加剧土地沙化。五是水资源的不合理利用。长期以来，水资源开发利用缺乏有效监管和调控。上游截水、过度用水，致使中、下游地区生态用水短缺，植被退化、土地沙化。由于大规模开采地下水，造成地下水位急剧下降，大片沙生植被干枯

死亡，导致土地再度沙化。

(2) 区域沙化土地分布及治理状况

本次产能建设工程位于黑龙江省西北部（大庆市），黑龙江省是全国土地沙化危害较为严重的省份之一，沙区土地面积410.36万公顷，占全省总土地面积的9%，沙化土地面积49.57万公顷，有明显沙化趋势土地36.64万公顷。自1978年开展以防沙治沙为重点的“三北工程”以来，沙区林地面积已达35.7万公顷，森林覆盖率由建设初期的不足2%提高到8.7%，区域性防沙治沙体系已经基本形成。但是全省土地沙化问题仍然比较严重，治理任务十分艰巨，形势依然不容乐观，还有49.5万公顷沙化土和36.6万公顷有明显沙化趋势土地亟待治理，防沙治沙工作任重道远。

(3) 防沙治沙工作经验

本地区防沙治沙工作开展得比较晚，水利部门、林业部门、畜牧部门曾在风沙区和草原区进行过人工植树、封育管护和人工种草、开发饲料基地等工作，取得了一定的经验及成效，区域生态环境得到了恢复和改善，但由于资金少、措施单一、治理范围小，目前尚未形成规模。通过地区内开发建设项目水土保持工程实施情况及地区政府近年开展的水保工作的调查总结，防沙治沙工作的治理经验主要有2点：

一是防沙治沙工程与主体工程同时施工。开发建设工程对新增水土流失的治理要首先将防沙治沙工程纳入到主体工程招标文件中，与主体工程同时施工、同时管理。

二是因地制宜选择草、树种，强化建后管理。根据当地气候条件、土壤情况，选择适宜当地生长的乡土草、树种，以保证成活和保存率。加强水土保持措施的维护、强化林草措施的后期抚育管理，使防沙治沙工程正常发挥其生态效益。

5.5.4.2 区域环境现状

本次产能建设工程位于黑龙江省大庆市肇州县境内。本项目本工程占用草地22.221hm²，其中永久占用草地1.495hm²，临时占用草地20.726hm²。本工程永久占用耕地面积为0.55hm²，临时占用耕地8.82hm²，投产十年损失干草192.82t，损失玉米176.508t。

该区域的环境特征如下所述。气候、气象：该地区属北温带大陆性季风气候，四季分明，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响较大，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而温湿多雨，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短，冻土深达 2-2.2m。年平均气温3.3℃，年极端最高气温 38.9℃（2001年6月），年极端最低气温 -36.2℃。平均风速3.7m/s，年最大风速为22.7m/s，SW。年平均降水量442.0mm，年最大降水量651.2 mm（1983年）。年平均水气压8.2hpa。年平均蒸发量1531.4mm，年最大蒸发量1711.0mm，年最小蒸发量1378.4mm。

土壤类型与植被分布：本工程所在区域内主要土壤类型为盐碱土、草甸土。工程所在区域内植被呈复区镶嵌分布，植被稀疏，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、三棱草、蒲草等植被；在地势较高处草原植被较为茂盛繁杂，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及其它应季蔬菜等。

5.5.6生态环境保护措施

5.5.6.1施工期

(1) 管道及作业工程

1) 埋设管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；管线路由尽可能沿路布设，以便于维护和事故处理；

2) 按照实际情况选择施工季节，尽量在冬季施工，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（20 cm左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

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；

(2) 井场工程

1) 根据工程实际情况建设丛式井场，减少占地面积；

2) 本工程占用的草地、耕地，按相关规定缴纳土地补偿费，专款用于土地的恢复及补偿；补偿的永久占地土地数量与质量与占用土地相当

3) 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。

5.5.6.2运行期

(1) 井场

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，大修占地不超过50×50m。作业按照“铺设作业、带罐上岗”作业，及时回收落地油。

2) 油井作业时严格执行环保措施，洗井采用活动洗井车密闭洗井。在注水井口采用

活动洗井车进行洗井，洗井废水通过洗井车内沉砂除油过滤流程多次循环利用，不外排。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，送第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站进行无害化处理。

(2) 管线

1) 对管道施工过程中无法避让必须占用土地，挖掘时应将表层土、底层土分开堆放，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。

2) 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。

3) 在管线建设过程中，应坚固线路走向与生态环境保护，尽量避开农田、林地等，以减轻对生态环境的破坏。

(3) 道路

1) 建设单位应加强各种防护工程的维护、保养与管理，加强对道路沿线生态环境的监测与评估，及时发现坍塌等隐患，提前采取防治措施。

2) 定期对路基边坡进行管理维护，并根据情况不断进行改进，加以巩固和完善，提高其防护能力，防止土壤受到侵蚀。

5.5.7对肇州县卫星牧场草原自然保护区环境影响分析

①肇州县卫星牧场草原自然保护区概况

肇州县卫星牧场草原自然保护区是大庆市肇州县2003年5月建设的自然生态系统类县级保护区，2017年12月由哈尔滨丝铠环保科技有限责任公司编制的《肇州县卫星牧场草原自然保护区范围和功能分区调整的论证报告》2017年12月，肇州县人民政府批准了环保局关于对肇州县卫星牧场草原自然保护区调整的意见。县级草原自然保护区总面积为3017公顷，核心区面积913.4公顷，缓冲区面积为1078.45公顷，试验区面积为1025.15公顷。后根据《关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函》自然资函〔2020〕71号，调整为“自然保护区功能分区由核心区、缓冲区、实验区转为核心保护区和一般控制区。（一）由于原自然保护区核心区、缓冲区管控要求基本接近，故一般情况下，将自然保护区原核心区和原缓冲区转为核心保护区，将原实验区转为一般控

制区。”，固本项目核心区面积为1991.85公顷，一般控制区面积为1025.15公顷，调整后保护区的功能分区见附图2。本项目拟建1#平台北侧700m处为肇州县卫星牧场草原自然保护区一般控制区边界。肇州县卫星牧场草原自然保护区是肇州县具有代表性的自然生态系统，以草原及栖息于其中野生动物为保护对象，是生物多样性保护、资源可持续利用的综合性自然保护区，同时也是开展草甸草原生态系统和野生动植物物种研究和保护的重要基地。

②施工期对自然保护区环境影响分析

(1) 施工期对自然保护区空气环境影响分析

本工程施工期施工扬尘和施工车辆排放的尾气以及工程建设过程对周围环境有暂时性的影响。同时由于项目施工期较短、地点空，所以施工期的地面建设的烟气和粉尘等对自然保护区的空气环境影响较小。

(2) 施工期对自然保护区水环境影响分析

本工程的施工期会产生的生活污水和试压废水。通过上述“环境影响分析”小节内容得知，工程施工期生活污水进入附近场站及阀组间已建防渗旱厕内，试压废水由罐车拉运至污水处理站进行处理；可见施工期的污染物不会对自然保护区水环境产生影响。

(3) 施工期对自然保护区声环境影响分析

根据“环境影响分析”小节内容得知，本工程施工期对声环境的影响主要是由施工机械、车辆造成的，主要机械在50m以外均能够达到建筑施工场界噪声昼间限值不超过70dB（A）的要求，在500m左右能够达到建筑施工场界噪声夜间限值不超过55dB（A）的要求。本项目1#平台位于卫星牧场草原自然保护区一般控制区边界南侧700m，自然保护区不在本工程的声环境评价范围以内。所以，本工程不会对肇州县卫星牧场草原自然保护区造成影响。

(4) 施工对自然保护区生态环境影响分析

1) 土壤及植被

保护区地表物质为第四纪冲积、洪积物形成的粘壤质粘土，主要草甸土、盐碱土。有效土层厚度在20公分左右，普遍存在盐积层，土壤呈碱性反应。保护区是蒙古植物区系、东北植物区系、兴安植物区系、华北植物区系4个植物区系相汇集的区域，有高等植物90多种，分属禾本科、豆科、菊科、蔷薇科鸢尾科、科等27个科。其中禾本科主要为羊草、野古草，豆科主要为五脉山豆、华黄芪等。同时草地有大量野生中草药植物存在，主要有防风、知母、黄芩等。草地植被总盖度为中羊草、野古草为优势种，面积约占85%以上。

本工程施工占地不在保护区内，本项目1#平台位于卫星牧场草原自然保护区一般控制区边界南侧700m，施工期不会对其土壤和植被产生影响。

2) 野生动物

保护区区域内的动物主要为鸟类和哺乳动物。保护区分布的鸟类中草原鸟类占相当大比例。草原鸟类有蒙古百灵、小沙百灵云雀、角百灵等农田及居民点常见的鸟类主要有树麻雀、家燕、金腰燕、灰白、乌鸦、灰鸟等保护区内哺乳动物多为穴居性小型食肉兽和啮齿类，如赤狐、黄鼬、艾鼬、香、黑线仓鼠、褐家鼠、小家鼠和麝鼠等。

根据空气环境影响评价结论，施工期扬尘厂界位于保护区下风向，且本工程不在声环境影响评价范围内，施工期较短，工程施工建设对保护区内的动物的影响不大。

②运行期对自然保护区环境影响分析

(1) 运行期对自然保护区空气环境影响分析

本项目运行期大气污染物主要为集输系统和井场挥发的无组织气体及场站烟囱所产生的加热炉烟气，本项目距离保护区最近距离为700m，根据影响预测可知，700m处的非甲烷总烃浓度为6.6939 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值，对保护区影响较小。本项目场站（升3转油站）距离卫星牧场草原自然保护区6.7km，加热炉烟气不会对其造成影响。

(2) 运行期对自然保护区水环境影响分析

本项目运行期废水主要为脱水站气液分离产生的含油污水，油水井修井废水、洗井废水，本项目气液分离产生的含油污水经集输管道输送至污水处理站进行处理，油水井修井、洗井废水均由罐车拉运至污水处理站进行处理，不外排，且本项目井场与卫星牧场草原自然保护区无地表径流，不会对其造成影响。

(3) 运行期对自然保护区声环境影响分析

本工程运行期对声环境的影响主要是由井场抽油机、场站机泵的，井场噪声在距井40-45m（长边厂界）距离的位置可以衰减到50.0 dB（A），在30m可以衰减到55.0 dB（A）（短边厂界），故井场厂界在昼间满足60 dB（A）要求，夜间在短边界超标。所以，本工程不会对肇州县卫星牧场草原自然保护区造成影响。

(3) 运行期对自然保护区固体废物环境影响分析

本项目运行期产生的固体废物主要为油泥（砂）、落地油，均送至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站进行处理，不外排，不会对其造成影响。

③结论及建议

通过以上分析，通过采取相应的保护措施工程的建设对肇州县卫星草原牧场自然保

保护区的影响是可以接受的，同时鉴于自然保护区的环境敏感性，为了降低工程建设对保护区生态环境的影响、施工机械产生的噪声、夜间的灯光等对保护区内野生动物尤其是鸟类的影响，本工程应采取以下措施：

1) 合理选择施工季节，避开4-5月份和9-10份这两个鸟类的迁徙和繁殖时段，从而保护周边区域内的野生鸟类。

2) 施工车辆沿已有道路行驶，并选择对周围环境影响较小的运输路线，不得随意开辟新道路，途经保护区附近路段时应限速行驶，禁止鸣笛，防止惊扰周边野生动物。同时，对沿途出现的野生动物进行积极避让，从而对保护区内的动物和周边植被进行有效的保护。

3) 合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离保护区一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。并注意设备的维护保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳工作状态，从而降低机械噪声对周围环境的影响。施工严格禁止夜间进行，尽可能降低夜间施工灯光和噪声对保护区周边动物活动的影响。

4) 运输车辆驶出工地前用清水进行除泥降尘，施工运输过程中适当洒水抑尘，建材堆放应定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等，从而降低扬尘对保护区大气环境的影响。

5) 本工程严格限制施工作业范围，所有施工人员、在用施工机具、设备均在指定的作业带范围、临时性工作场所、辅助施工场地和便道内从事活动，严禁随意进出保护区。规范施工人员的生产生活行为，降低由于施工人员的不合理行为对保护区自然环境的影响。

6) 宣传国家和地方有关野生动物、植物保护的法律法规，提高本项目相关工作人员的法律意识。使工作人员能够自觉的保护野生动植物，禁止破坏保护区内的原生生态环境，严禁随意挖野生中草药植物，严禁猎杀野生动物、捕捉鸟类。同时，还应设立监管人员、监督举报和惩处机制，通过互相监督积极预防捕杀野生动物的行为发生。

7) 施工期间做好应急事故的准备工作，作业队要配备应急措施，一旦发生突发险情，第一时间启动应急预案，采取相应措施，将事故影响范围控制在最小范围内。

本工程应在施工完毕后进行生态影响减缓及恢复措施，具体见表5.5-2。

表5.5-2 生态影响减缓及恢复措施

序号	项目	占地类型	恢复措施	实施时间	实施单位
1	永久占地	耕地	将表层土剥离进行其他土地改良，占地后按照占一补一原则缴纳补偿费用，耕地0.55hm ² 。	施工完毕后1年内	大庆油田有限责任公司第八采油厂

		草地	经济补偿1.495hm ² 。		
2	临时占地	耕地	耕地复耕8.82hm ² ，分层开挖，分层回填，并通过生态植被恢复措施可逐年恢复原有农田质量和产量		
		草地	对临时占地进行土地平整，共20.726hm ² ，对覆土平整压实，自然恢复，必要时播撒草籽。		

5.5.9 生态环境影响评价结论

(1) 该项目的井场、场站、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。在采取必要的保护措施后，可以最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境的恢复。

(2) 油田采油、集输及其它生产过程中产生的污染物对油井周围环境中的植物生长发育及作物品质有一定的影响。在采取必要的环保措施后，其对环境的污染程度是较小的，不会影响油田区域内植被的生长发育。

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

5.6 环境风险分析

5.6.1 风险调查

本工程涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场、场站及集输管道内的原油和伴生气（天然气），具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

(1) 原油

原油闪点小于28℃，属甲B类易燃、易爆物。原油闪点范围较宽，凝固点较高，其蒸气与空气形成爆炸混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。

表5.6-1 原油安全技术说明书

理化常数	序号	1967		
	CAS号	8002-05-9		
	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU; Petroleumn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3~19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、

				三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1）0.84~0.86	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（体积）	自燃温度	280℃~380℃
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险特性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康危害	<p>毒性：IV（轻度危害），属低毒类。</p> <p>侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。</p> <p>健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。</p>			
泄漏应急处理	<p>根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸器，穿防护服，使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液。</p>			
防护措施	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸器。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。</p>			
急救措施	<p>皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。</p>			
灭火方法	<p>消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。</p> <p>灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。</p>			

(2) 伴生气（天然气）

天然气属甲B类易燃易爆气体，含有大量的低分子烷烃混合物，其与空气混合形成爆炸性混合物遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。天然气主要成分为甲烷，甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调，若不及时脱离，可致窒息死亡。

表5.6-2 天然气安全技术说明书

CAS号	74-82-8
中文名称	天然气

分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。
密度	相对密度(空气=1) 0.55	稳定性	稳定
爆炸极限	空气中5.3~15%(体积)	自燃温度	538℃
主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
危险特性	<p>危险性类别：第2.1类易燃气体</p> <p>燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。</p> <p>燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳。</p>		
健康危害	<p>侵入途径：吸入</p> <p>健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。</p>		
泄漏应急处理	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</p>		
防护措施	<p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具(半面罩)。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</p>		
急救措施	<p>皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。</p>		
灭火方法	<p>切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。</p> <p>灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。</p>		

5.6.2 风险识别

(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) 物料泄漏

本工程在生产运行过程中由于处理、输送工艺物料的管道、设备破损、腐蚀穿孔、接头密闭不严、操作失误，发生泄漏，对环境造成污染。

发生泄漏事故的人为因素：

- ①管道焊接不严，检测有误，造成泄漏；
- ②管道防腐涂层质量差，造成管道腐蚀；
- ③管材或连接缺陷，造成管道断裂，油气泄漏；
- ④操作失误引发的憋压等造成的风险事故；
- ⑤设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；
- ⑥动力故障引发的事故，如停电造成的阀门无法关闭、通讯线路中断无法传递控制指令等导致事故发生；
- ⑦在管道近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，造成管道破裂；
- ⑧其它选线不当或设计有误导致的事故风险。

自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。根据油田的运行经验，一般在油田开发7-8年后低洼地区的油水井管道可能发生腐蚀

穿孔事故，而导致原油泄漏到环境中。

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

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表5.6-3。

表5.6-3 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
油气水管道	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油水泄漏污染	空气、地下水
转油站、计量间等场所	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 风险潜势初判

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），当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为I。本项目存储单元为最远的油井至计量间的管线内原油及天然气量进行核算，原油最大存在量为 $\pi r^2 \cdot L \cdot 0.86 = 51.686t$ ；天然气的最大存在量为 $51.686 \cdot 20.65 \cdot 0.72 / 1000 = 0.77t$ 。本项目的Q值确定情况（场站）见下表。

表5.6-4 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 q_n/Q_n
1	原油（石油）	/	51.686	2500	0.02
2	天然气（甲烷）	74-82-8	0.77（气油比约20.65m ³ /t）	10	0.077
项目 $Q = \sum q_n / Q_n$					0.097

根据上表，本项目 $Q < 1$ 时，环境风险潜势为I。

5.6.5 评价等级

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下表5.6-5，本项目风险潜势为I，确定本工程风险评价等级为简单分析。

表5.6-5 环境风险评价工作级别

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

5.6.6 环境敏感目标概况

项目周围主要环境敏感目标分布情况见表5.6-6。

5.6-6 敏感目标分布情况（大气）

名称	坐标°		保护对象	相对井场方位	相对井场距离
	经度	纬度			
卫星牧场一分厂	125.16894	46.16068	居民约70户, 210人	1#平台西南	650m
东南地	125.19415	46.15930	居民约120户, 360人	1#平台东北	1600m
长胜三村	125.17695	46.11215	居民约250户, 750人	2#平台西南	2400m
地任子	125.25713	46.08300	居民约200户, 600人	8#平台南	1500m
西长山堡	125.27291	46.07829	居民约250户, 750人	8#平台东南	2300m
长山村	125.27873	46.07959	居民约300户, 900人	8#平台东南	2400m
毛官店	125.30511	46.10349	居民约150户, 450人	10#平台西北	1200m
六合村	125.32548	46.10744	居民约300户, 900人	10#平台东北	1700m
东升屯	125.30314	46.08135	居民约200户, 600人	10#平台西南	1100m
庙后屯	125.32112	46.08447	居民约150户, 450人	10#平台东南	1000m
东升村	125.33644	46.08462	居民约200户, 600人	10#平台东南	1500m

5.6-7 敏感目标分布情况（地下水）

环境敏感点	方位、距离及对象
卫星牧场一分厂水井	1#平台西南700m, 统一供水, 井深70m, 开采层位为白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水, 供水人数210人, 村民自家均有自打井, 井深20m左右, 用于喂养牲畜及灌溉, 分散潜水井约30口
东南地水井	1#平台东北1700m, 统一供水, 井深120m, 开采层位为白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水, 供水人数360人, 村民自家均有自打井, 井深20m左右, 用于喂养牲畜及灌溉, 分散潜水井约35
地任子水井	8#平台南1600m, 统一供水, 井深120m, 开采层位为白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水, 供水人数600人, 村民自家均有自打井, 井深20m左右, 用于喂养牲畜及灌溉, 分散潜水井约120口
西长山堡水井	8#平台东南2350m, 统一供水, 井深120m, 开采层位为白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水, 供水人数750人, 村民自家均有自打井, 井深20m左右, 用于喂养牲畜及灌溉, 分散潜水井约100口
长山村水井	8#平台东南2450m, 统一供水, 井深110m, 开采层位为白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水, 供水人数900人, 村民自家均有自打井, 井深20m左右, 用于喂养牲畜及灌溉, 分散潜水井约120口
毛官店水井	10#平台西北1300m, 统一供水, 井深120m, 开采层位为白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水, 供水人数450人, 村民自家均有自打井, 井深20m左右, 用于喂养牲畜及灌溉, 分散潜水井约70口
东升屯水井	10#平台西南1200m, 统一供水, 井深130m, 开采层位为白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水, 供水人数600人, 村民自家均有自打井, 井深20m左右, 用于喂养牲畜及灌溉, 分散潜水井约110口
东升村水井	10#平台东南1600m, 统一供水, 井深115m, 开采层位为白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水, 供水人数600人, 村民自家均有自打井, 井深20m左右, 用于喂养

5.6.7 环境风险分析

5.6.7.1 事故状态下对大气环境影响

天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，在油品燃烧过程中会伴生出大量的烟尘和 CO 等污染物，会与燃烧过程中分解生成的气态、固态、液态物质与空气中的混合物发生反应，对大气环境造成短时的严重污染。由于本地区所处地势平坦，扩散条件好，在一定的气象条件下一次性事故形成的局部大气污染中烃类气体聚集成高浓度的可能性较小，对周围大气环境的影响不会太严重。

5.6.7.2 事故状态下对地表水环境影响

由于本项目所在区地层压力较低，要靠注水驱动和抽油机采油，并且采取了相应的防喷措施，一般不会发生井喷事故。

如果事故状态下一旦发生井喷时，原油外泄，一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体。油溢至水中后都存在图 5.6-1 的几种状态。

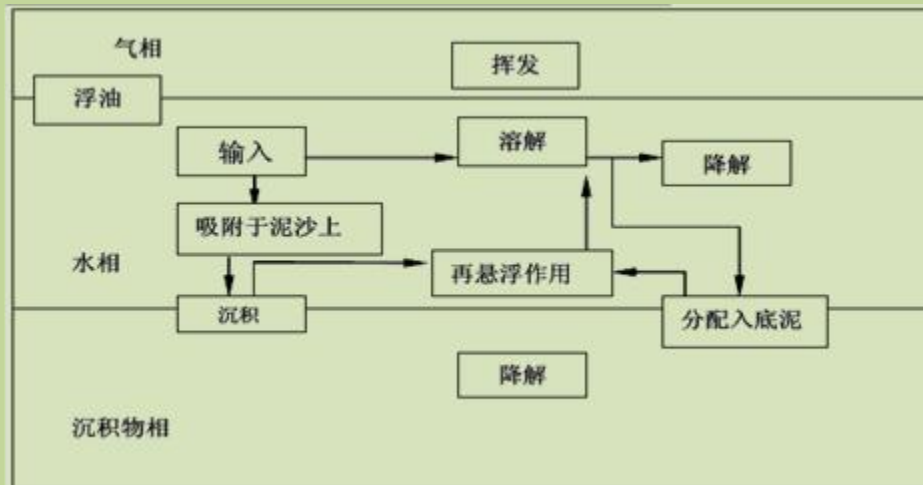


图 5.6-1 原油溢至水体中的几种状态

首先比重比水轻的原油迅速浮于水面上，由于重力和表面张力的作用，会在水面上向四周散开。在水体中，根据水体的流态不同，存在着大小和尺度不同的涡旋和湍流，使得油膜在扩展的基础上进一步扩大其范围。油膜随水流流动而发生的纵向位移。石油溢于水面后，其中的轻质烃类组份会不断的挥发至大气中，减少水中原油量。发生溢油事故后，石油中的可溶组份会溶于水中（溶解分数为 α ）。可溶性组份主要是低碳的直链烷烃和一些芳香烃。溶入水中的石油类组份对水生生物有直接的危害。由于水体中涡旋和湍流的存在，水中一定量的油以乳化形式存在。利用水体的自净作用，水体中的泥沙

和底泥会吸附水中的石油类物质，并通过泥沙的悬浮、沉积等过程使石油在水中产生新的分布。石油的某些组分可以作为微生物的能量或碳源而被降解，使油的体积不断减少。由于降解是个复杂的生化过程，而且降解又是细菌不断累积才能达到明显的消减污染物的效果，所以生物降解所需时间长。据此，可以认为原油在中随水流漂移的短暂时段内可忽略生物降解过程。

由以上分析可知，原油进入地表水后会对地表水产生一定的影响，但是根据现场勘查，工程井位距离最近的自然地表水体为1#平台西北10.6km处的七才泡，由于井场设临时围堰，其建设高度30cm，宽度40cm，材料为粘土夯筑，可有效防止冒漏时污水流入水体污染地表水，并且施工时将施工营地等远离水体设置。若一旦发生严重泄露后，应同时采取相应的应急处置措施，将污染物对地表水的影响降低到最低。

5.6.7.3事故状态下对地下水环境影响

(1) 地面设施泄漏对地下水的影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油水井管线、设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能渗透到含水层中，造成地下水环境污染。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

在注入过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。大庆油田套损统计表明，98%以上的套管断裂发生在700m以下，表层套管基本没有断裂发生，且套管破损机率一般为1/1万至1/5万，而因套损污染地下水的最大概率约为1/200万。

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

5.6.7.4对土壤环境的影响

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

5.6.7.5对生态环境的影响

原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。所以，原油泄漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替，含油污水相对而言危害较小。

5.6.8环境风险防范措施

5.6.8.1场站、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，如采取耐腐蚀管线进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

(2) 加强应急预警和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

当管线发生泄漏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，加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

(8) 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；

(9) 平稳操作，避免系统压力超高放空；

(10) 定期维护保养容器、设备和站内管线；

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

5.6.8.2 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，防止沙堵憋泵。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，并关闭油管和套管闸门，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，然后将污水拉运到聚杏九污水站处理。

5.6.8.3 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

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

(1) 从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措

施等。并建立健全规章制度及操作流程，确保改过程安全可靠。

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

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

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

(5) 运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

5.6.9事故应急救援预案

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

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

本工程为改扩建工程，目前第八采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第八采油厂突发事件总体应急预案》目前已在大庆市生态环境局备案，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》、《蓄滞洪区人员、设备撤离预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案。其中总体预案适用于自然灾害、事故灾难、公共卫生、社会安全四类突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、风险分析与应急能力评估、预防与预警、应急响应与保障等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控的作用；《环境突发事件专项预案》中不仅包含了风险分析与事件分级、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等内容；《输油系统突发事件专项预案》中根据自然灾害、人为破坏、人为操作失误和设备缺陷等原因，在生产、使用、贮存、运输和油气处置工艺过程中易出现原油、天然气等危化品泄漏现象确定突发事件类型，主要涵盖4类风险：①油气等生产过程中输送物料管线发生泄漏。②产品储存区等出现泄漏事故。③作业环境由于设备、管道、阀门、法兰等容器使用、腐蚀、损伤或密封圈损坏等原因，出现泄漏。④装卸过程中，由于泵、法兰、管道、密闭等处发生泄漏或者由于装料过满、受热膨胀等发生泄漏。针对这四种风险，该《应急预案进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与保障内容确定以及油气集输突发事件的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。总体上看，建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足建设项目的要求，但应加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。上述制定的事故应急预案，已报当地政府备案，并定期进行演练。

通过分析，工程在发生事故状态下可依托已经制定的相关应急预案及相关应急资源。

5.6.9.1确定危害和风险

本项目潜在的环境风险事故是泄露、火灾和爆炸。

通过正确地判别和评价本项目潜在的环境风险事故，制定相应的应急措施，可将风险和影响降到合理实际并尽可能低的水平，最大程度地保护人、环境和财产不受或少受影响。

5.6.9.2应急预案基本内容

针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应急预案，以处理突发事故，降低风

险，并与当地政府应急预案衔接，报当地政府备案。本工程位于已建区块内，可以纳入第八采油厂油田原有应急体系内，不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，发生事故必要时可直接向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

(1) 依托大庆油田公司监测机构建立事故应急监测机制，及时进行事故环境影响监测。

(2) 环境监测内容

本项目发生污染事故时，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、植被）和大气环境的影响，应急监测主要是这几方面的内容。

1) 生态方面：对事故现场及周围区域的植物、土壤进行危害监测，并在事故后不定期的对生态环境的恢复状况进行监测。

2) 大气环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行大气监测。

3) 水环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）所影响的地表水环境和地下水环境进行监测。

4) 土壤环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行土壤监测。

5) 负责单位要根据监测结果编制事故污染报告，确定事故影响范围，为制定治理措施提供依据。

5.6.10 分析结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄露、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

表5.6-7 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2021年升平油田升72-斜8等高产井区块产能建设地面工程				
建设地点	(黑龙江)省	(大庆)市	()区	(肇州县)镇	()园区
地理坐标	经度	125°10'44.96"~ 125°19'15.06"	纬度	46°9'23.63"~ 46°5'40.93"	
主要危险物质及分布	原油、天然气：井场、集输管道、阀组间、转油站等				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	<p>大气环境：天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。</p> <p>地表水环境：本项目施工距离地表水体距离较远且无地表径流，不会对地表水造成影响。</p> <p>地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油水井管线、设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能渗透到含水层中，造成地下水环境污染。在注入过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。</p> <p>土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。</p> <p>生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。</p>				
风险防范措施要求	<p>场站、管线泄漏的主要预防和处理措施：</p> <p>(1) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如采取耐腐蚀管线进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；</p> <p>(2) 加强应急预案和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。当管线发生泄漏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；</p> <p>井下作业事故风险防范措施</p> <p>(1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。水井施工要提前3天关井降压；</p> <p>(2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；</p>				
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：					
项目相关信息：项目相关信息：管道内最大油量51.686t，天然气0.77t。					

本项目危险物质数量与临界量的比值Q为原油与天然气的和0.097<1，环境风险潜势为I，风险评价等级为简单分析。

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、地表水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。

5.6-8 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况					
风 险 调 查	危险物质	名称	原油（石油）	天然气（甲烷）			
		存在总量/t	51.686	0.77			
	环境敏感性	大气	500 m范围内人口数人		5 km范围内人口数人		
			每公里管段周边200 m 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"/>		
	物质及工艺系统 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"/>		
环境敏感程度	大气	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input type="checkbox"/>			
	地表水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input type="checkbox"/>			
	地下水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>	E3 <input type="checkbox"/>			
环境风险 潜势	IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input checked="" type="checkbox"/>		
评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>		
风 险 识 别	物质危险性	有毒有害 <input 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 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	最近环境敏感目标，到达时间 h					
	地下水	下游厂区边界到达时间 d					
最近环境敏感目标，到达时间 d							

重点风险防范措施	管道密闭输送、防腐、试压、场站等，行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施
评价结论与建议	本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和土壤植被危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。
注：“□”为勾选项，“ ”为填写项。	

5.7 地表水环境影响评价

5.7.1 施工期

本项目施工人员产生的生活污水进入附近场站和阀组间的防渗化粪池，定期拉运至生活污水处理厂；敷设管道时产生的试压废水经罐车收集后回收至升一联污水站、宋一联污水站进行处理后回注，不会对地表水环境产生影响。

5.7.2 运行期

本项目运行期油田采出水最终在升一联污水站、宋一联污水站处理后全部回注；油水井作业产生的作业污水用密闭罐车拉运至升一联污水站、宋一联污水站处理后全部回注；本工程扩建产生的含油污泥送第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站处理，不会对地表水环境产生影响。

5.7.3 结论

本工程产生的种类废水均进行了妥善处理，不排入地表水体且距离地表水体距离较远无地表径流，不会对地表水环境产生影响。

5.8 土壤环境影响预测与评价

5.8.1 环境影响类型和途径

土壤是环境的重要组成要素，与水、大气、生物等环境要素之间经常互为外在条件、互相作用、互相影响。该项目油田开发过程中对土壤环境的影响主要表现在：油田建设期和运行期产生的落地油、含油污水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境的污染，可对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。

根据2017年《农用地土壤污染状况详查点位布设技术规定》环办土壤函{2017}1021号：本项目为石油天然气开采业，所以本项目不需要考虑大气沉降。

建设项目土壤环境影响类型与影响途径见下表5.8-1。

表 5.8-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他

建设期			√					
运营期			√					
注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。								

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

表 5.8-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
井场、集输管道、转油站	油气集输	大气沉降			
		地面漫流			
		垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
		其他			
* 石油类指 C ₁₀ -C ₄₀					

5.8.2 影响分析

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油水井作业、洗井和事故时产生的落地油。由于油水井作业、洗井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。

5.8.3 土壤环境影响类比分析

工程区域附近有宋芳屯油田芳606等区块产能建设工程，该区块于2018年6月取得了

大庆市环保局的批复，批复文号：庆环审[2018]148号。项目于2018年10月开工，2019年9月竣工，并于2020年3月进行了竣工验收。

根据《宋芳屯油田芳606等区块产能建设工程竣工环境保护验收调查表》，施工阶段，由于管线、道路施工占用了大量临时占地，大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，根据现场调查，施工阶段临时占地形成的裸地基本已得到了恢复。在油区内选择2个建成井场内土壤进行检测，检测深度0-0.2m，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。

5.8.4 保护措施及对策

5.8.4.1 污染防治基本要求

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

（1）源头控制措施

井场控制措施。油田开发过程中，井下作业应配备泄油器、刮油器等，试采原油及含油污水要求全部进罐，按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，落地原油回收率应达到 100%。

管线控制措施。在管线的路由选择中，应尽量沿道路进行铺设，同时还采用管线保温措施；管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统。

设备控制措施。在设备等污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

（2）末端控制措施

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

（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。

5.8.4.2 建设项目环境保护措施

(1) 恢复土地生产能力，提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm-30cm左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复植被。

(2) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

(3) 在井场作业过程中必须在井场铺设防渗布、作业污水回收装置或者别的防治土壤的措施，从源头控制土壤的污染。

(4) 生活污水进入已建站点生活污水处理系统，不外排。施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物，严禁倾倒或抛入周围土壤。

5.8.5 跟踪监测

定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开。根据项目分布情况、现状监测布点情况和土壤类型分布情况，根据导则要求布置土壤监测点位 3 个。点位见附图 8。跟踪监测计划见表 5.8-3。

表5.8-3 土壤环境跟踪监测计划表

点位	坐标	位置	监测因子	监测频次
1#	46.09268, 125.31399	10#平台	石油烃	1次/3年
2#	46.11725, 125.21062	2#平台		
3#	46.11018, 125.22169	5#平台至升3-8阀组间管线处		

5.8.6 评价结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。本项目土壤环境影响评价自查表见表 5.8-4。

表5.8-4 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影响 识	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>	
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>	土地利用类型图

别	占地规模	(2.045) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 (拟建井位四周) 距离 ()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	全部污染物	石油				
	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	质地为砂质粘壤土或壤质粘土, 黑土层厚10—20cm, 有机质含量2—3%, 棕灰色, 无石灰反应。腐殖质呈舌状向下延伸。在剖面40—50cm处出现钙聚积层, 其厚度40—60cm, 有大量石灰假菌丝体和石灰斑, 碳酸钙含量5%以上, 石灰反应强烈。土壤pH值7.5—9, 呈弱碱性反应。				
	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	3	3	0.2m	
		柱状样点数	5		0-0.5m、1.5-1.5m、1.5-3.0m	
现状监测因子	砷、镉、铜、铅、汞、镍、石油烃、pH、铬、锌等					
现状评价	评价因子	砷、镉、铜、铅、汞、镍、石油烃、pH、铬、锌等				
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表D.1 <input type="checkbox"/> ; 表D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	现状评价结论	评价区域内的土壤中各项目指标能够满足相应的土壤标准限值, 即本区域内的土壤中污染物含量, 对人体健康的风险可以忽略, 区域内土壤环境质量状况良好。				
影响预测	预测因子	/				
	预测方法	附录E <input type="checkbox"/> ; 附录F <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> c) <input type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 (后期生态恢复)				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		3	石油烃	1次/3年		
信息公开指标	/					
评价结论	本项目所在地土壤环境现状较好, 根据土壤环境影响影响分析结果, 项目对土壤环境的影响较小, 从土壤环境要素考虑本项目可行。					

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

(1) 风速四级以上易产生扬尘时，应暂停开挖；

(2) 管道施工完毕后，及时覆土回填；

(3) 运输建筑材料的车辆必须封盖严密，严禁撒落，选择对周围环境影响较小的运输路线；

(4) 施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等，防止对周围村屯环境空气产生影响；

(5) 减慢车速，控制运输车辆的扬尘污染；

通过采取上述措施，能够确保施工场界扬尘浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.1.2 运行期

(1) 原油集输采用密闭流程，最大限度降低烃类气体的挥发；

(2) 加强对设备和管道的检查和维护，控制各部位无组织挥发的烃类总量；

(3) 加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发。

通过采取上述措施，能够确保厂界非甲烷烃浓度满足要求，不会对大气环境产生较大影响，运行期无组织排放大气污染防治措施可行。

(4) 本工程依托加热炉使用清洁燃料天然气，燃烧烟气中各项污染物排放浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）要求。

6.1.2 水污染防治措施

6.1.2.1 施工期

(1) 施工期生活污水依托已建转油站、阀组间防渗化粪池，最终进入生活污水处理厂处理；

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

(3) 敷设管道时产生的试压废水经罐车收集后回收至升一联、宋一联污水站进行处

理，污水指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ ，悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ 规定后回注油层。

6.1.2.2 运行期

（1）油田在生产过程中必须严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；井下作业产生的原油等污染物必须及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地，必须及时回收；运行期产生的油水井作业、洗井废水均拉运至升一联、宋一联污水站进行处理，污水指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ ，悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ 规定后回注油层。

（2）定期检查、维修所有的管线、阀门及收油装置，确保各部分的使用性能；

（3）提高集输管道的防腐等级；

（4）严格生产管理，所有油水井在进行井下作业时严格按照要求使用作业污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业时产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

（5）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。

（6）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) 地下井管防渗措施

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

2) 油井井场防渗措施（简单防渗）

a) 井场地面属于一般防渗区，地面应压实。作业期间的防渗措施为搭建防渗围堰及防渗布。

b) 定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油水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。

3) 集油管线、场站设备及罐体防渗措施（重点防渗）

本工程罐体、集油管线采用钢管，其防渗措施主要为：

- a) 罐体、管道外防腐等级应采用加强级；
- b) 罐体、管道连接方式应采用焊接；
- c) 罐体、管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于2mm后采用管道内防腐；
- d) 定期对罐体、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；

4) 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。

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) 运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。

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

6.1.3.2 运行期

- (1) 井场电机和场站机泵等发声设备尽可能选用低噪声设备；
- (2) 对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、隔声等降噪措施；
- (3) 场站机泵等设备集中布置于室内，并采取减震降噪措施；
- (4) 场站集中布置机泵的房间加装隔声门窗；
- (5) 注意对设备的维护保养，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

通过采取以上措施后，能够确保施厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》

(GB 12348-2008) 2类标准要求, 不会对周围声环境产生较大影响, 运行期噪声治理措施可行。

6.1.4 固体废弃物控制措施

6.1.4.1 施工期

- (1) 施工人员产生的生活垃圾送大庆市生活垃圾场处理;
- (2) 施工活动产生的建筑垃圾送建筑垃圾场。工业垃圾送第八采油厂工业固废填埋场。

6.1.4.2 运行期

- (1) 本工程产生的落地油及油泥(砂)集中送往第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站处理。
- (2) 油水井作业结束后及时清理井场, 如在施工范围内产生油污及泥土, 应收集清理送第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站处理; 油井作业产生的废防渗布属于危险废物, 委托有资质单位进行处置
- (3) 在井场作业现场管理中, 严格落实作业前后环保交接制度, 作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则, 确保无污染作业率达到100%。

6.1.5 生态保护措施

6.1.5.1 施工期

- (1) 埋设集油管线时, 根据管径的大小做到尽量窄控, 采取平埋方式(不起土坝)进行, 以便尽快恢复植被;
- (2) 恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源, 不打乱土层, 先挖表土层(20 cm左右)单独堆放; 然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土, 后平覆表土, 以便尽快恢复土地原貌;
- (3) 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;
- (4) 施工结束后, 及时恢复被破坏的地表形态。对永久占用耕地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费, 专款用于占地的恢复及补偿; 对临时占用耕地进行表土留存, 分层回填, 整平翻松, 确保恢复等质等量面积的耕地。恢复过程由环境监理全程监督, 以确保生态恢复效果。本工程应在施工完毕后进行生态影响减缓及恢复措施。

6.1.5.2 运行期

- (1) 严格控制油井作业占地, 普通井下作业不新征临时占地;
- (2) 油井、注入井作业过程中缩小影响范围, 提高工程施工效率, 减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响;

(3) 油井、注入井作业结束后，应针对作业过程中的不同破坏类型，恢复被破坏的地表形态，降低工程对周围生态环境的影响；

(4) 油井、注入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；

(5) 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；

(6) 井场夯实，回收落地油时，减少土壤的剥离量；

(7) 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。

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

6.1.6 环境风险防范措施

6.1.6.1 施工期

(1) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；

(2) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，强化检验手段；制定严格的规章制度，发现缺陷，及时正确修补并做好记录；

(3) 进行水压试验，排除焊缝和母材的缺陷，增加管道的安全性。

6.1.6.2 运行期

(1) 工程投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因操作失误导致事故发生；

(2) 制定应急操作规程，在规程中应说明发生井喷、管道泄漏、火灾爆炸和场站泄漏事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，减少事故的影响。另外还应说明与管道操作人员有关的安全问题；

(3) 日常监督、隐患整改、事故发生、操作失误等各项安全行为应建立档案；

(4) 生产部门和环保部门建立安全环保管理工作考核细则，实行量化考核；

(5) 严格岗位责任制，定期对工人进行安全和环境保护意识教育；

(6) 对事故应急预案进行补充完善，使其更加合理有效；

(7) 加强对工程附近居民的宣传教育，减少、避免第三方破坏事故；

(8) 加强油田保卫工作，保证油田各种生产设施安全运行，杜绝安全、环保事故的发生；

(9) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管线腐蚀情况定期检测，

及时维修或更新；

(10) 确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，防止污油污水扩散。

(11) 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；

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 土壤保护措施

(1) 源头控制措施

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

(2) 末端控制措施

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

(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。

6.2 油田开发后期及闭井期环保措施

本工程闭井期另外单独履行环评手续。

6.3“三同时”项目一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表 6.3-1、6.3-2。

表6.3-1 “三同时”项目一览表

类别	名称	工程量	效果及要求
大气保护	施工期抑尘	/	洒水抑尘车辆采取密闭措施，运输车辆采用苫布遮盖，施工场地扬尘达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）1.0mg/m ³ 要求
生态保护	草地平整及恢复 （临时占地）	20.726hm ²	对占地覆土平整压实，不改变原有地势，不起垄，采取自然恢复为主，恢复效果不好的根据当地优势种群采用人工恢复地表植被，植被恢复原有覆盖率
	草地补偿 （永久占地）	1.495hm ²	将表层土剥离进行其他土地改良 按占一补一的原则缴纳补偿费
	耕地平整及恢复 （临时占地）	8.82hm ²	对占地覆土平整压实，不改变原有地势，不起垄，进行复耕
	耕地补偿 （永久占地）	0.55hm ²	采用占多少、垦多少的原则，补充数量和质量相当的基本农田
污水处理	作业污油污水回收 装置	/	依托工程，保证作业及洗井污水全部回收
	污水回收罐车	/	
	第八采油厂压裂返排液 无害化处理站	/	无害化处置
	升一联污水处理站、宋一 联污水处理站	1 座	依托工程，保现有区块含油污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤10mg/L，悬浮固体≤5mg/L 规定后，标后回注
固废处理	含油污泥处置	/	依托工程，拉运至第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站处理，含油污泥处理后符合《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）中控制指标要求。建立转运含油污泥记录
	含油防渗布	5.4t/a	不在井场暂存，直接拉运至有资质单位处理
噪声治理	隔音门窗	1 项	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348—2008）2 类标准即昼间不超过 60dB（A），夜间不超过 50dB（A）
事故应急	应急设施、应急预案	/	依托工程，防渗布、围油栏、铁锹、镐等
地下水保护	进行分区防渗	1 项	（1）油井井场防渗措施（简单防渗，压实）

			<p>作业期间的防渗措施为搭建防渗围堰及防渗布。</p> <p>(2) 集油管线、场站防渗措施（重点防渗）本工程集油管线采用钢管，其防渗措施为：</p> <p>1) 管道外防腐等级应采用加强级；</p> <p>2) 管道连接方式应采用焊接；</p>
环境监测	地下水监控井	/	依托已建 4 座井，监控建设项目所在地及其影响区地下水环境污染情况
	土壤监测	1 项	石油烃达标情况

表6.3-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	污水回收装置等环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿、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	无组织排放烃类气体监测
	场站厂界噪声监测
	事故时对大气，地下水、地表水等进行事故监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区域内的地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	落实管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实；施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围；据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。
	平整及恢复 29.516hm ² ；补偿 2.405hm ²
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

7.环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设，除对所在区域的经济的发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1环境损失费估算

本油田开发过程中，由于井场、场站建设、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，我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

(1) 植被损失费

该项目损失主要为耕地的损失，根据生态环境影响分析，该项目投产后临时占地与永久占地造成的粮食损失如果以玉米计，玉米按 1500 元/吨计，草地损失如果以干草计，价格按 700 元/t，则投产十年间损失 166.9816 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 265.1t 烃类排入大气，每吨按 1529.7 元计，相当于损失 40.5523 万元。

两项合计为 207.5339 万元。

7.2环保投资估算及环境效益分析

7.2.1环保投资估算

本工程环保投资详见表 7.2-1。

表7.2-1 环保投资统计

序号	环保工程名称	(万元)	工程量
1	固废治理措施 (废弃防渗布、生活垃圾、 等处置)	1.3	根据油田工程多年统计：每井场按 0.1 万元计，共 计需要 1.3 万元
2	生态治理措施 (草地临时占地恢复)	20.726	临时占地恢复及补偿根据国家临时占地补充标 准，生态恢复费用按 1 万/hm ² 计算，临时占地 20.726hm ² ，共计需要 20.726 万
3	耕地临时占地恢复	0.825	临时占地恢复及补偿根据国家临时占地补充标 准，耕地恢复费用按 1.5 万/hm ² 计算，临时占地

			0.55hm ² ，共计需要 0.825 万
3	大气治理措施 (施工期抑尘)	0.5	洒水抑尘车辆采取密闭措施满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)
4	地下水防渗措施	5	油井井场采取简单防渗，集油管采取重点防渗
	合计	28.351	
工程投资 1599.55 万元，环保投资占地面投资的 1.77%			

7.2.2环境效益简要分析

本工程原油集输采用密闭流程，10 年间可减少油气损失 265.1t，按每吨 1529.7 元计，这一项可创价值 40.5523 万元。

7.3环境经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

8.环境管理与监测计划

8.1 HSE管理体系的建立和运行

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-1997）的要求，在项目的建设期、运营期和退役期等3个阶段建立和实施HSE管理体系。建设期、运营期和退役期的HSE管理分别包括以下内容：

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

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

（3）退役期HSE管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1组织结构

本工程环境管理工作由第八采油厂负责。在项目建设期引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由第八采油厂施工业务主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置1名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级HSE管理网络，在油田已有HSE指挥部的基础上，分别配备数名HSE现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

8.1.2规章制度

在项目运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、井场和场站管理、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道、场站。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井

场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

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

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各级单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、场站、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油水井作业、集油管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

- (1) 最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- (2) 公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- (3) 制定和落实一岗一责制；

- (4) 加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- (5) 做好现场审核和整改；
- (6) 奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务由大庆油田环境监测评价中心进行。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、地下水、地表水、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。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由第八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，保证在发生事故能及时到位；

(5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.2.4环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场、场站建设及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运营期的环境监控主要是采油、井下作业和原油集输过程中的环境保护措施执行情况。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

8.2.5本工程污染源排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

8.2-1 施工期污染物排放清单

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、NH ₃ -N	128m ³	生活污水处理厂处理	/
		压裂返排液	/	972m ³	第八采油厂压裂返排液无害化处理站	/
		试压废水	SS	79.77m ³	回收至升一联、宋一联污水站进行处理后回注	/
3	固废	生活垃圾	/	2t	送大庆市生活垃圾场处理	/
		工业垃圾	/	5.612t	第八采油厂工业固废填埋场	/
		建筑垃圾	/	7.2t	建筑垃圾场	/
4	噪声	机械噪声	噪声	70~92 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
--	--	--	--	--	--	----------------

本工程运行期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运行期污染物排放清单

种类	污染物名称	主要污染因子	单位	本工程产生量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	非甲烷总烃	非甲烷总烃	t/a	26.51	大气	符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 要求
废水	油田采出水	石油类	m ³ /a	112305	进入宋一联、升一联污水站处理	依托污水处理站污水处理《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 要求
	作业废水	石油类、悬浮物	m ³ /a	2730	罐车回收送宋一联、升一联污水站处理后回注	
固废	油砂	石油类	t/a	0.561	第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站	依托含油污泥处理站符合《油田含油污泥综合利用污染控制标准》(DB23/T1413-2010) 要求
	落地油	石油类	t/a	0.9		
	防渗布	石油类	t/a	5.4	送有资质单位处理	/
噪声	采油井	噪声	dB (A)	65~75	周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 要求
	场站	噪声		95~110	周围环境	

8.2.6 总量控制

本工程新增 SO₂ 排放量 0.079t/a、NO_x 排放量 0.403t/a、颗粒物排放量 0.052t/a 及非甲烷烃排放量 26.51t/a，建议按实际排放总量进行控制。

表 8.2-3 本工程污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量
1	颗粒物 (t/a)	0.052
2	NO _x (t/a)	0.403
3	SO ₂ (t/a)	0.079
4	VOCS (t/a)	26.51

8.2.7 施工期环境管理与监测计划

8.2.7.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理

体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

(1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；

(2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；

(3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；

(4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.2.7.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行包括环保知识、意识和能力的培训。其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法；国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.2.7.3 施工期环境监测计划

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

8.2.8 运营期环境管理与监测计划

8.2.8.1 运营期环境管理

(1) 进行环境监测，掌握污染现状；

(2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；

(3) 落实环境管理制度；

(4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；

(5) 强化专业人员培训。

8.2.8.2 运营期环境监测计划

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表8.2-4 工程运行期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃； 地下水：石油类；	空气及土壤为事故地点；地下水为事故地点周围区域。	事故发生24小时内

表 8.2-5 工程运行期周边环境质量影响监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	地下水	石油类	上游设1个潜水背景监测点，下游设3个潜水跟踪监测点	1次/年
2	土壤	石油烃	区块内设置3个监测点	1次/3年
3	噪声	连续等效A声级	依托场站外1m	昼夜各1次/季度
4	废气	非甲烷总烃	井场和依托场站厂界周围	1次/年
		SO ₂ 、颗粒物、黑度	依托转油站加热炉	1次/年
		NO _x	依托转油站加热炉	1次/月

表 8.2-6 生态调查方案

序号	调查内容	调查方法	点位	监测频次
1	植被恢复情况	样方调查	临时占地内	1次/年

9.环境影响评价结论

9.1 工程概况

项目名称：2021年升平油田升72-斜8等高产井区块产能建设地面工程；

建设地点：黑龙江省大庆市肇州县境内；

建设性质：改扩建。

工程规模：建成总产能 1.87×10^4 t/a；

占地面积：永久占地 2.045hm^2 ，临时占地 29.516hm^2 。

工程投资：1599.55万元。

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（NO₂）优于国家一级标准限值；可吸入颗粒物（PM₁₀）优于国家二级标准限值；细颗粒物（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，锰超标，其他项目满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求。

9.2.3 声环境质量现状

监测结果显示，评价区域声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，现状良好。

9.2.4 土壤环境质量现状

评价区域内土壤能满足《土壤质量标准建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类、第二类用地筛选值和《土壤环境质量——农用地土壤污染

风险管控标准（试行）》其他用地筛选值。

9.2.5 生态环境现状

该项目所在地区已开发多年，做为油田开发的老区，自然生态系统现状为草地兼有耕地和林地生态系统，属于人工制造的生态系统，具有季节性。且由于油田施工作业对生态环境采取了较多的环境措施，目前油田作业对生态系统影响较小。

9.3 主要环境影响

9.3.1 空气环境影响评价

施工期排放的废气主要是扬尘，通过采取相应的控制措施，施工场界扬尘浓度能够满足《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。

本工程有组织排放污染物中占标率最大的为非甲烷总烃，占标率为 1.3151%，点源 SO₂ 最大地面空气质量浓度占标率 Pi 为 0.0267%、NO_x 为 0.2757%、颗粒物为 0.0097% 最大占标率不足 10%，工程对周围空气环境的影响较小。本工程无组织挥发对大气的影 响主要为转油站加热炉烟气和非甲烷总烃对大气的影 响，经估算模式预测本工程非甲烷总烃最大占标率为 1.02%，点源 SO₂ 最大地面空气质量浓度占标率 Pi 为 0.0267%、NO_x 为 0.2757%、颗粒物为 0.0097%，因此对大气环境影响较小。由于本项目有组织与无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值满足相关标准限值，故无需计算大气环境保护距离，无需设置大气环境保护区域。对周围空气环境影响小。

9.3.2 地表水环境影响评价

本项目的开发区域距离最近地表水体为 1#平台西北 10.5km 处的七才泡，工程建设不会对地表水体产生影响。

9.3.3 地下水环境影响评价

本工程所在区域含水层主要有第四系孔隙潜水含水层和第三系泰康组孔隙承压水含水层，各层均蕴藏着丰富的地下水资源。通过地下水环境质量现状监测，区域内地下水质量能达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准。本工程正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境无影响。但在非正常工况和事故状态下有可

能对地下水环境造成影响，在各项地下水污染防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。

9.3.4 声环境影响评价

在采取选用低噪声设备，采用减振、消音、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，本工程施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，运行期厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求，对周围环境及环保目标影响很小。

9.3.5 固体废弃物环境影响分析

本工程产生的固体废弃物主要有废作业防渗布、含油污泥、落地油、工业及建筑垃圾、生活垃圾。产生量少，并且采取了合理的废物回收、处置方案。含油污泥和落地油送第八采油厂宋芳屯含油污泥处理站处理；废作业防渗布统一送有资质单位处理；工业垃圾进入第八采油厂工业固废填埋场、建筑垃圾送建筑垃圾场；生活垃圾统一收集送大庆市生活垃圾场处理；但建设单位应加强对危险废物转移和处置的管理，在转运过程中执行转运联单制。

9.3.6 生态环境影响评价

根据对该项目油田生态系统结构、功能和生态环境现状评价及油田开发对生态环境的影响分析。施工期该项目的井场、场站、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将对周围生态环境产生影响，通过在施工建设过程中采取的保护措施，可能最大程度减小对生态环境的不利影响，并且生态能够在短时间内得到恢复；运行期油田采油、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及作物品质有一定的影响。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。因此，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。

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泄漏和火灾爆炸，对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。同时建设单位已建立了较为完善的应急预案，基本上能满足本工程发生突发性事件时应急的需要，环境风险可控。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

9.4 公众意见采纳情况

本项目公众参与由建设单位大庆油田有限责任公司第八采油厂负责实施。征求意见的对象为大庆市肇州境内的卫星牧场一分厂、东南地、长胜三村、地任子、西长山堡、长山村、毛官店、六合村、东升屯、庙后屯、东升村等有关团体和个人。首次环境影响评价公众参与相关信息通过大庆油田信息港网站（网址为黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbjsfw.cn>）公开，时间为2021年1月30日，在公开期限内没有收到公众的反馈意见和建议；第二次环境影响评价公众参与相关信息分别通过大庆油田信息港网站（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbjsfw.cn>）、大庆油田报和在建设项目所在地张贴公告的方式同步进行，时间为2021年2月28日-3月20日。在公开期限内没有收到公众的反馈意见和建议。

9.5 环境影响经济损益分析

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。

9.6 环境管理与监测计划

工程投产运行后油田环境管理工作由第八采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和

管理情况及油井作业过程管理、站场事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）和油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

9.7 综合结论

综上所述，2021年升平油田升72-斜8等高产井区块产能建设地面工程符合国家产业政策和区域发展规划。油田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。从环境保护角度分析，本工程是可行的。