

2021年龙虎泡油田金262区块产能建设工程

环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司第九采油厂

编制单位：湖南葆华环保有限公司

编制日期：2021年05月

目录

1.概述.....	6
1.1 建设项目由来.....	6
1.2 建设项目的特点.....	6
1.3 环境影响评价的工作过程.....	7
1.4 分析判定相关情况.....	9
1.5 关注的主要环境问题及环境影响.....	32
1.6 环境影响评价的主要结论.....	34
2.总则.....	36
2.1 编制依据.....	36
2.2 评价目的及原则.....	38
2.3 环境影响识别与评价因子筛选.....	39
2.4 环境评价标准.....	41
2.5 评价工作等级.....	48
2.6 评价范围及环境保护目标.....	56
2.7 评价工作内容及重点.....	60
3.建设项目工程分析.....	61
3.1 建设项目概况.....	61
3.2 现有区块开发情况回顾.....	73
3.4 建设项目工程分析.....	82
4.环境现状调查与评价.....	111
4.1 自然环境现状调查与评价.....	111
4.2 环境质量现状调查与评价.....	113
5.环境影响预测与评价.....	150
5.1 环境空气影响预测与评价.....	150
5.2 水环境影响预测与评价.....	163
5.3 声环境影响预测与评价.....	180
5.4 固体废物环境影响分析.....	183
5.5 土壤环境影响分析.....	186
5.6 生态环境影响评价.....	190

5.7 环境风险影响价.....	201
6.环境保护措施及可行性论证.....	219
6.1 施工期污染防治措施.....	219
6.2 运营期污染防治措施.....	223
6.3 环境风险防范措施.....	227
6.4 “三同时”项目一览表.....	228
7.环境影响经济损益分析.....	232
7.1 环境损失费估算.....	232
7.2 环保投资估算及环境效益分析.....	232
7.3 环境经济损益分析结论.....	233
8.环境管理与监测计划.....	234
8.1 HSE 管理体系的建立和运行.....	234

8.2 项目污染物排放清单.....	235
8.3 总量控制.....	238
8.4 环境监控.....	238
8.5 项目环境管理与监测计划.....	239
9.环境影响评价结论.....	242
9.1 项目概况.....	242
9.2 环境质量现状结论.....	242
9.3 环境影响预测与评价结论.....	243
9.4 环境影响经济损益分析结论.....	244
9.5 环境管理与监测计划结论.....	244
9.6 公众意见采纳情况.....	错误! 未定义书签。
9.7 综合结论.....	245

附件1：立项审批文件

附件2：本项目监测报告

附件1：现有工程监测报告

附图1：地理位置图

附图2：周围环境状况图

附图3：地下水、环境空气、声环境、地表水现状监测点位分布图

附图4：保护目标分布图及大气评价范围图

附图5：生态、土壤环境评价范围图

附图6：地下水评价范围图

附图7：环境风险评价范围图

附图8：包气带、土壤环境现状监测点位分布图

附图9：土壤利用现状图

附图10：土地类型图

附图11：生态保护红线图

1.概述

1.1建设项目由来

原油属于国家战略安全物资，特别是近几年随着国际油价的波动，国内需求持续增长，国家对国内石油资源的需求越来越大。随着原油含水升高和自然递减，大庆油田老区产量呈逐年下降的态势，按照国家的总体要求，大庆油田公司加大了油田老区的开发力度，为大庆油田的可持续发展提供保障。在这一总体部署下，大庆油田有限责任公司第九采油厂（以下简称“建设单位”）规划在大庆市杜尔伯特蒙古族自治县敖林西伯乡纪家窑南侧、绿色草原牧场西侧、沃格屯北侧建设“2021年龙虎泡油田金262区块产能建设工程”（以下简称“建设项目”）。本工程为老区增产项目。本项目共部署井位18口，部署水平井2口，开发首钻井1口（无基建）；直井11口，大斜度井4口，形成4座丛式井平台和3座单井井场，基建为18口油井（水平井2口，直井11口，大斜度井4口，代用井1口），均需压裂及射孔；新建2#11阀组间1座，改扩建2#9阀组间1座；本项目新建单井掺水集油管道DN50-7.28km、DN65-6.08km、DN80-3.6km，站间掺水集油管道DN80-5.37km、DN150-5.37km。预计建成产能 $0.72 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

本工程开发位于大庆油田有限责任公司第九采油厂龙虎泡油田高台子油层，截至目前，高台子油田动用储量 $2019 \times 10^4 \text{t}$ ，含油面积 62.1km^2 ，高台子层共有油水井747口，其中油井531口，水井216口。区块日产油340t，综合含水78.82%，采油速度0.61%，累积产油 $283.60 \times 10^4 \text{t}$ ，采出程度14.0%，开发效果比较好。本工程开发位于大庆油田有限责任公司第九采油厂龙虎泡油田金262区块、金263区块内。属于单独区块，金262区块、金263区块位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县境内，截止到2021年初，金262区块、金263区块共有油井4口，均为探井，由于建设较早，未做环评，目前未进行产能建设，其中1口油井（金263）于本项目进行产能建设。

1.2 建设项目的特点

本工程位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县敖林西伯乡纪家窑南侧、绿色草原牧场西侧、沃格屯北侧。本工程包括钻井工程和地面工程。钻井工程新钻油井17口，外甩首钻井1口，均需压裂及射孔，钻井总进尺68000m；地面工程部署开发18口（新钻井17口，代用井1口，外甩首钻井不基建），形成4座丛式井平台和3座单井井场，新建2#11阀组间1座，改扩建2#9阀组间1座。本工程占地为耕地（非基本农田）、牧草地及水泡，永久占地 4.767hm^2 ，临时占地 32.761hm^2 。并配套建设供配电、道路等辅助工程，建成产能 $0.72 \times 10^4 \text{t/a}$ ，本工程属于陆地石油开采项目，建设性质为改扩建工程。根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和

重点治理区，本项目基建的井均位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县境内，属于水土流失重点治理区，详见附图8。

根据《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年），本项目位于大庆市绿色草原农场境内，建设区域以耕地和草地为主。区域周边分布有已建油田道路，可作为本项目的依托，项目周边交通状况较为便利。根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目拟建1#平台、2#平台、3#平台、4#平台、金263、金262-平1井场、金262-平2井场位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县敖林西伯乡，属于市级水土流失重点治理区。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（部令第16号），本项目属于第五项石油和天然气开采业“陆地石油开采0711”，且本项目占用名录中第二条（二）中的拟建井场位于水土流失重点治理区，不涉及名录第三条中的除水土流失重点治理区外的其它依法设立的各级各类保护区域和对建设项目产生的环境影响特别敏感的区域，应编制环境影响报告书。

根据2017年7月16日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（中华人民共和国国务院令682号）、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部部令第16号）及《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）等法律法规，为保证建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，大庆油田有限责任公司第九采油厂委托湖南葆华环保有限公司编制环境影响报告书。

1.3 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管理名录》（2021年版）（环境保护部令第16号）规定，确定2021年龙虎泡油田金262区块产能建设工程环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

其次，在仔细研究项目开发方案、采油工程方案及地面工程建设方案的基础上，进行了初步工程分析，并对项目所在区域进行实地踏勘和调研，了解项目周围情况。在此基础上，完成环境影响因素识别、评价因子筛选、评价重点和主要环境保护目标确定等工作。通过对项目概况及周围环境敏感性分析确定：确定本项目大气环境影响评价工作等级

为二级；声环境影响评价工作等级确定为二级；地下水环境影响评价工作等级为二级；生态环境影响评价工作等级为三级；土壤环境影响评价工作等级为一级。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1.3-1。

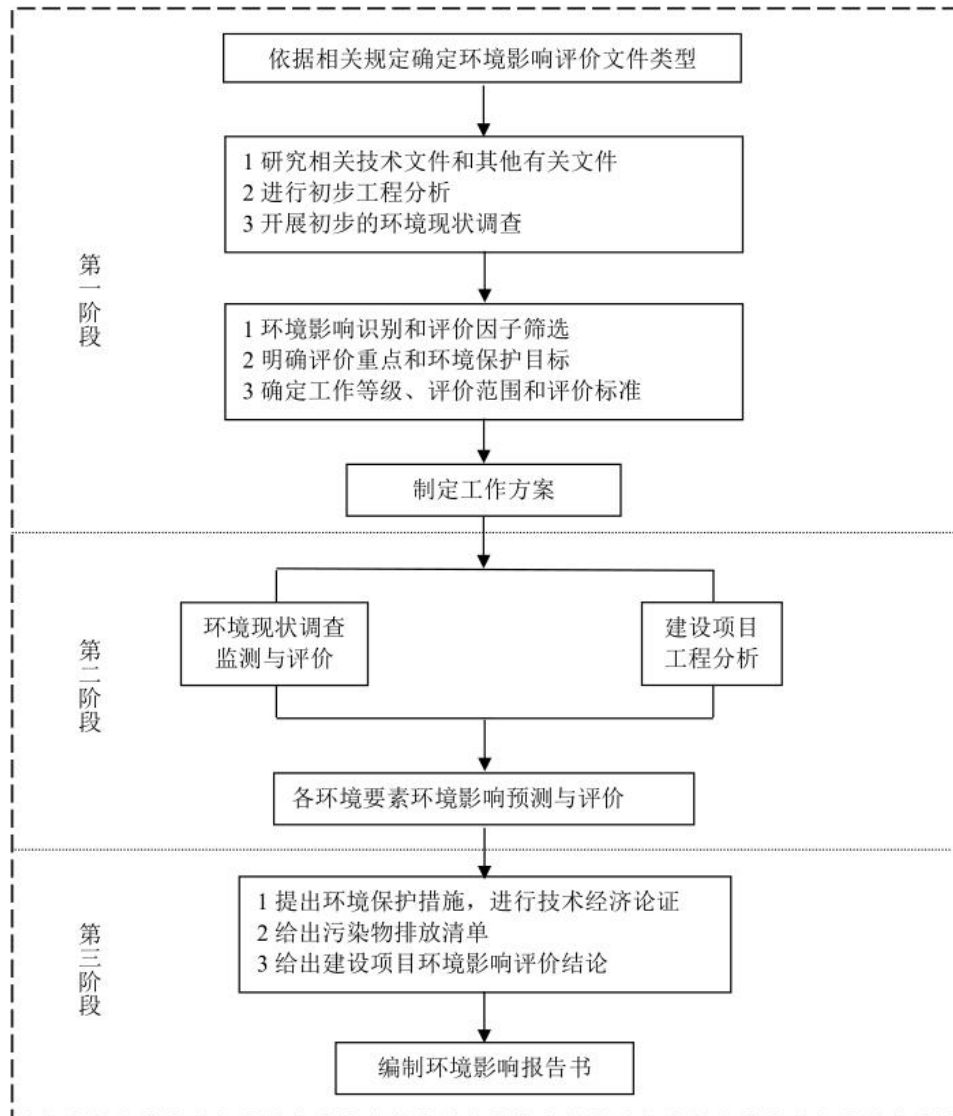


图1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目为石油开采项目，根据《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、政策符合性分析

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年龙虎泡油田金262区块产能建设工程》新钻18口油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 与《黑龙江省主体工程区划》符合性分析

本工程位于黑龙江省黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县敖林西伯乡纪家窑南侧、绿色草原牧场西侧、沃格屯北侧，根据《黑龙江省主体功能区规划》，大庆市杜尔伯特蒙古族自治县的功能定位为国家农产品主产区，属于限制开发区域。

根据《黑龙江省主体功能区划》第五章保障措施中第八节环境政策，限制开发区要通过治理、限制或关闭污染物排放企业等手段，实现污染物排放总量持续下降；加大水

资源保护力度，适度开发利用水资源，实行全面节水，满足基本的生态用水需求。

本工程属于改扩建项目，运行期产生的废气主要为无组织挥发的非甲烷总烃和加热装置产生的烟道气，项目加热装置使用的燃料为清洁能源天然气，且产生的污染物量较小，项目油井产液采用密闭集输工艺，且在采油井口安装了密封垫，处理装置均为密闭流程，最大程度减少了非甲烷总烃的无组织排放；项目施工期及运行期产生的废水均进入龙一联合油污水处理站处理后回注油层，不排入外环境；产生的各类固体废物均进行了相应的处理，对外环境无影响。

项目运行期工业用水为洗井用水及井下作业用水，用水量较小，不进行地下水资源的开采。

因此本工程符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

1.4.2.3 大庆油气田地面工程“十四五”规划符合性分析

根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》开发规划安排，“十四五”期间，溶解气产量逐年递减，主要通过加大松辽深层、川渝以及塔东地区的气层气开发力度，来提高气层气的产量。2025年，力争天然气产量达到 $70 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中溶解气 $16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，气层气产量达到 $54 \times 10^8 \text{m}^3$ 。松辽地区老井递减控制在7%左右，新增产能3.3亿方。松辽地区“十四五”期间新增产能8.014亿方。本工程地处松嫩平原中部，属嫩江冲积平原，在地质构造上属于松辽盆地中央坳陷区。在《大庆油气田地面工程“十四五”规划》总体部署下，大庆油田有限责任公司第九采油厂规划建设本工程，将本工程列为2021年大庆油田产能计划中项目，本项目建设符合大庆油田油气开发规划。

1.4.2.4 大庆市生态环境保护“十三五”规划符合性分析

《大庆市生态环境保护“十三五”规划》（2017.3.20）中要求“石化生产储存销售企业和工业园区、矿山开采区、垃圾填埋场等区域应进行必要的防渗处理”，本项目井口、管道、场站处理设施均采用防渗措施；该规划中要求“按照‘源头严防、过程严管、后果严惩’的思路，对土壤污染要健全监管体系、增强监管力量、提高监管效率，从源头控制造成土壤污染的主要来源。建立土壤环境质量例行监测点位，加强土壤环境质量监测网络建设，提高土壤环境监测能力”，本项目要求对区域内占地的土壤进行跟踪监测；因此，本项目符合《大庆市生态环境保护“十三五”规划》（2017.3.20）中相关规定。

1.4.2.5 与《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》符合性分析

根据《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》要求，2020年7月1日起，全面执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》，重点区域应落实无组织排放特别控制要求。各

地要加大标准生效时间、涉及行业及控制要求等宣贯力度，通过现场指导、组织培训、新媒体信息推送、发放明白纸等多种方式，督促指导企业对照标准要求开展含 VOCs 物料（包括含 VOCs 原辅材料、含 VOCs 产品、含 VOCs 废料以及有机聚合物材料等）储存、转移和输送、设备与管线组件泄漏、敞开液面逸散以及工艺过程等无组织排放环节排查整治，对达不到要求的加快整改。指导企业制定 VOCs 无组织排放控制规程，细化到具体工序和生产环节，以及启停机、检维修作业等，落实到具体责任人；健全内部考核制度，严格按照操作规程生产。

企业在无组织排放排查整治过程中，在保证安全的前提下，加强含 VOCs 物料全方位、全链条、全环节密闭管理。储存环节应采用密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。装卸、转移和输送环节应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。生产和使用环节应采用密闭设备，或在密闭空间中操作并有效收集废气，或进行局部气体收集；非取用状态时容器应密闭。处置环节应将盛装过 VOCs 物料的包装容器、含 VOCs 废料（渣、液）、废吸附剂等通过加盖、封装等方式密闭，妥善存放，不得随意丢弃，7月15日前集中清运一次，交有资质的单位处置；处置单位在贮存、清洗、破碎等环节应按要求对 VOCs 无组织排放废气进行收集、处理。高 VOCs 含量废水的集输、储存和处理环节，应加盖密闭。企业中载有气态、液态 VOCs 物料的设备与管线组件密封点大于等于 2000 个的，应全面梳理建立台账，6-9 月完成一轮泄漏检测与修复（LDAR）工作，及时修复泄漏源；石油炼制、石油化工、合成树脂企业严格按照排放标准要求开展 LDAR 工作，加强备用泵、在用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等检测工作，强化质量控制；要将 VOCs 治理设施和储罐的密封点纳入检测计划中。

本项目在石油开采集输过程中均采取了埋地的集油管线，运营期油气集输均为密闭形式，且采油井井口均安装了密封垫，可有效控制挥发性有机物无组织排放，满足《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》相关要求。

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

表1.4-1 具体相关措施符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目油田采出液采用密闭管道集输方式进行输送处理，采出水最终经密闭管道输至龙一联合含油污水处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油	符合

		量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层。	
2	重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态VOCs物料、液态VOCs物料或质量占比 $\geq 10\%$ 的天然气的设备与管线组件的密封点 ≥ 2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作。	项目所在地区不是重点地区，本项目依托的各场站制定有每日巡查制度，并定期开展设备及管道泄漏检测，有泄漏点及时发现及时修复。	符合
3	在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程。	本项目不涉及采取原油稳定措施，但本项目油气集输全过程采用密闭集输方式。	符合
4	对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。	本项目对油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用。	符合
5	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m^3 。	本项目厂界非甲烷总烃排放浓度满足油气集中处理站边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m^3 的限值要求。	符合
6	企业应按照有关法律、《环境监测管理办法》和HJ 819等规定，建立监测制度，制订监测方案，对大气污染物排放状况开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果。	本项目制定了运行期非甲烷总烃监测计划，对本项目新建的井场四周10m处进行监测，监测频次为1次/年。	符合

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

1.4.2.7 与《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）符合性分析

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目拟建1#平台、2#平台、3#平台、4#平台、金262-平1、金262-平2、金263井场位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县敖林西伯乡，属于市级水土流失重点治理区。本项目拟建井平台所处水土保持重点治理区示意图见附图8。本工程的开发建设与该规划的符合性分析见表1.4-2。

表1.4-2 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，临时占用的耕地等质等量复耕。通过上述措施，可以尽快将临时占地的植被恢复至原有水平。	符合
2	3.3.3.3次生盐渍化防治中要求“建立完善水利排水工程，避免工业污水浸泡农田；生产建设用地破坏植被应及时采取恢复植被措施，避免造成次生盐渍化”。	本项目产生的生产废水均进入龙一联合油污水处理站处理，处理后的污水指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》后回注油层，不外排；工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，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，道路表土回覆至道路边坡或其他贫瘠土地。	符合

根据上表分析，本项目满足《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）要求。

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

本项目位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县敖林西伯乡纪家窑南侧、绿色草原牧场西侧、沃格屯北侧，参照《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年），本项目所在地为一般农田发展区，一般农田发展区的土地综合利用方向为：开展以一般农田为主的土地整理，大力推进一般农田标准化建设，围绕水利骨干工程，实行田水路林综合治理，改造中低产田，不断提高一般农田质量，建成高产稳产农区。土地利用以保护耕地为主，统筹城乡建设用地，提高节约集约用地水平。

本项目为油田开发项目，属于能源附属基本设施建设，服务于国家能源设施重点建设，根据油层地质勘查，本项目施工完毕后1年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复，在此前提下，符合土地利用总体规划要求。本项目与大庆市土地利用总体规划位置关系图见图1.4-1。

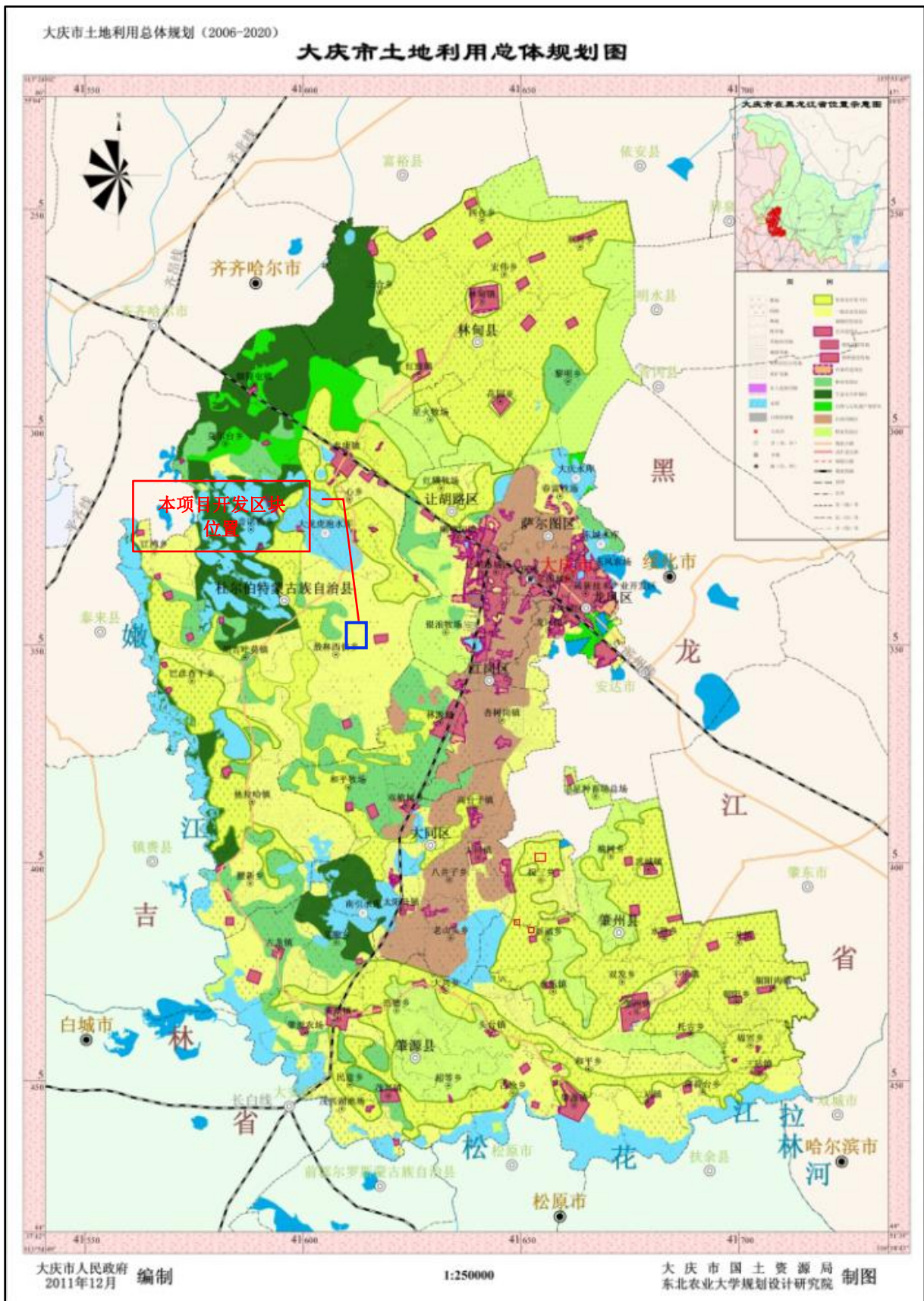


图1.4-1 本项目与大庆市土地利用总体规划位置关系图

1.4.2.9 大庆油田有限责任公司规划符合性分析

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

2021年油气生产指标已分解落实到大庆油田有限责任公司第九采油厂，本项目属于2021年大庆油田生产建设规划的一部分，该项目的开发建设对稳定大庆原油产量具有重要的现实意义，符合2021年大庆油田生产建设规划的要求。

1.4.2.10 与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018年修正）符合性分析

根据《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018年修正），“油气勘探开发单位应当对本单位排放污染物和污染防治设施运行情况进行定期监测，掌握污染动态”、“油气勘探开发单位应当制订环境污染突发性事件应急预案”、“油气勘探开发生产作业场地内禁止无关人员进入”、“油气勘探开发单位应当采取保护性措施，防止污染”，本项目根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）相关内容及各环境要素评价导则要求，制定监测计划，根据企业提供资料及现场调查，钻探公司现有突发事件总体应急预案，下设《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《井喷失控突发事件专项应急预案》等预案内容，符合条例相关要求。

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

表 1.4-3 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性一览表

序号	文件要求	拟建项目情况	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建	本项目属于滚动开发区块，本次以区块内新井开展了区块环评，并包括了本项目配套的集油掺水管线、注水管道。本次环评于3.2~3.4章节中详述了金262区块现有工程环境影响进行回顾性评价，明确了现有区块的污染物排放情况，依	符合

	设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	托设施转油站、脱水站、污水站、含油污泥处理站的依托可行性及其污染物产生及排放情况，各依托设施均可有效依托。	
2	确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。	本项目为油田产能建设项目，不为勘探项目，本项目钻井工程部署油井18口，产能建设工程18口油井，不以单井形式开展环评。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目施工期及运营期废水均不外排。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	项目管线试压废水、作业污水及产液分离废水经龙一联合含油污水处理站处理，处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，采取过程防控、跟踪监测来防止污染地下水。	符合
5	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	本项目运营期油气集输均为密闭形式，可有效控制挥发性有机物无组织排放。	符合
5	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面	本项目油井井口安装密封垫，降低了非甲烷总烃的挥发；同时随产液一起采出	符合

	逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	的伴生气经油气分离器装置处理后，进入天然气除油干燥器进行天然气脱水、干燥，处理后的伴生气用于依托场站加热炉的自耗，伴生气处理均是在密闭的压力容器内进行，降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本工程为产能建设地面工程，施工期不产生废弃油基泥浆、含油钻屑；施工垃圾送至建设单位指定地点，生活垃圾送至大庆市生活垃圾综合处理厂；本次新增的含油污泥送第九采油厂齐北一联合油污泥贮存池暂存，暂存后送至第九采油厂含油污泥处理站处理；含油废防渗布和废分子筛属于危险废物，暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，送至有资质单位进行处置。	符合
7	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	项目油井井口安装密封垫，随产液一起采出的伴生气经油气分离（三相分离器）装置处理后，进入天然气处理撬装装置进行天然气脱水、干燥，处理后的伴生气一部分用于原油稳定撬装装置加热炉的自耗，一部分外售。	符合
8	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。	施工期井场、管线均在临时用地内进行施工，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式。	符合
9	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	大庆油田有限责任公司第九采油厂编制了《大庆油田有限责任公司第九采油厂突发环境事件综合应急预案》，该应急	符合

		<p>预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。</p>
--	--	--

1.4.2.12 国民经济和社会发展规划符合性分析

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

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

表 1.4-4 本工程与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》相关要求符合性判定

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

		密闭容器、罐车等。	合治理行动方案》。
3	推进使用先进生产工艺	通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。	
4	加大废水集输系统改造力度	哈尔滨市、大庆市现有重点企业通过采取密闭管道等措施逐步替代地漏、沟、渠、井等敞开式集输方式。	

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

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

表 1.4-5 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	本工程符合性
1	到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产技术和工艺，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。	符合。本项目运行期作业废水回用率100%，工业固废（落地油、含油废弃防渗布、清罐污泥）均得到妥善处置。
2	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	符合。本项目为现有区块的改扩建项目，油气处置和废物收集处置均依托现有集中处置站场
3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	符合。大庆油田有限责任公司第九采油厂井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后100%回收
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合。本项目为产能建设工程，不涉及压裂工艺。
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采	符合。本项目采出水经处理达标

	出水处理满足标准后回注。	后回注
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于0.5%	符合。本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为1.4175%
7	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	符合。本项目共18口井，共形成4座平台井和3座单井
8	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	符合。本项目伴生气经油气分离、干燥后用于站内加热装置自耗
9	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	符合。在本项目区域上游草原牧场十二作业区水井（46.50491，124.50607）布设1个潜水背景值监测水井，在区块下游3#散户赵家水井（46.46784，124.42444）、在区块中1#散户王家水井（46.48261，124.44219）各布设1口潜水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。
10	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	符合。作业污水由施工现场污水回收装置回收后拉运至龙一联合油污水处理站，不外排
12	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照国家《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	符合。油气水分离器、储罐产生的油泥（砂）通过罐车拉运至送第九采油厂齐北一联合油污泥贮存池暂存，暂存后送至第九采油厂含油污泥处理站处理，处理后的污泥达到《油田含

	油污泥综合利用污染控制标准》 (DB23/T1413-2010)后,用于井 场及通井路平整
--	---

1.4.2.15 与“水十条”符合性判定

根据《水污染防治行动计划》(国发〔2015〕17号)、《黑龙江省水污染防治实施方案》(黑政发〔2016〕3号)及《大庆市加强水污染防治工作实施方案》(庆政办发〔2015〕55号),本项目与“水十条”相关要求符合性见表1.4-6。

表 1.4-6 本项目与“水十条”相关要求符合性一览表

级别	“水十条”的要求	本项目分析	符合性
国家	污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理后处置,禁止处理处置不达标的污泥进入耕地。非法污泥堆放点一律予以取缔。	本工程所依托龙一联合油污水处理站,站内分别采用“自然沉降、混凝沉降、两级压力过滤”的处理工艺,处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015)限值要求“含油量 \leq 8mg/L、悬浮固体含量 \leq 3mg/L、粒径中值 \leq 2 μ m”,处理后污水回注油层,产生的含油污泥送至第九采油厂齐北一联合油污泥贮存池暂存,暂存后送至第九采油厂含油污泥处理站处理,定期产生的废滤料,委托大庆蓝星环保工程有限公司处置,无滤料堆放现象	符合
	七大重点流域干流沿岸,要严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险,合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。	本工程位于杜尔伯特蒙古族自治县境内,周边主要的地表水体主要为月饼泡、小菠萝泡,不属于七大重点流域干流沿岸,且项目不属于需严格控制的项目	符合
	加大执法力度,所有排污单位必须依法实现全面达标排放。逐一排查工业企业排污情况,达标企业应采取措施确保稳	本工程产出液经脱水站加热分离后产生的含油污水全部进入龙一联合油污水处理站处理后回注油层,处理后的	符合

	定达标;	污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015)限值要求“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”,处理后污水回注油层	
黑龙江省	合理确定发展布局、结构和规模。严格控制缺水地区、水污染严重地区和敏感区域高耗水、高污染行业发展。松花江干流及一级支流沿岸,要着重防控石油加工、化学原料和化学品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险,合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。	石油天然气开采不属于高耗水、高污染及需严格控制的行业,本项目不位于松花江干流及以及支流沿岸	符合
	重点推进阿什河、呼兰河、安肇新河、乌裕尔河、讷谟尔河、穆棱河等流域和大庆市及周边闭流区综合治理。加大化学需氧量、氨氮、总磷及其他影响人体健康的污染物整治力度。	本工程正常生产情况下无生产废水和生活污水排入月饼泡、小菠萝泡,对其无影响。为避免因油井作业污水、集油管线泄漏以及地表径流可能携带部分落地油进入地表水体,本工程油井在作业过程中修井现场设置的污水回收装置回收后经井口进入采出液集输系统,低洼地井在作业过程中中设置围堰,污水回收装置回收后经井口进入采出液集输系统,不外排。不进入外环境,油井作业杜绝含油污水及污油的随意排放,泄漏液不会进入地表水体,对水体无影响	符合
大庆市	污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理后,对污水处理厂产生污泥实行储存、运输、处理处置全过程监管,禁止处理处置不达标的污泥进入耕地,配套完善市污泥处理	本工程所依托龙一联合油污水处理站内采用“自然沉降、混凝沉降、两级压力过滤”的处理工艺,处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015)限值要求	符合

<p>厂应急储存池建设，非法污泥堆放点一律予以取缔。</p>	<p>“含油量$\leq 8\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 3\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”，处理后污水回注油层，产生的含油污泥送至第九采油厂齐北一联含油污泥贮存池暂存，暂存后送至第九采油厂含油污泥处理站处理，定期产生的废滤料，委托大庆蓝星环保工程有限公司处置，无滤料堆放现象</p>	
<p>加强工业水循环利用。进一步加强采油废水管理，确保全部用于油田回注。</p>	<p>本工程产出液经脱水站加热分离后产生的含油污水全部进入龙一联含油污水处理站处理后回注油层，处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量$\leq 8\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 3\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”，处理后污水回注油层</p>	<p>符合</p>

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

1.4.2.16 与“土十条”符合性判定

根据《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31号）、《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕46号）及《大庆市土壤污染防治实施方案》（庆政规〔2017〕2号），本项目与“土十条”相关要求符合性详见表1.4-7。

表 1.4-7 本项目与“土十条”相关要求符合性一览表

级别	“土十条”的要求	本项目分析	符合性
国家	<p>深入开展土壤环境质量调查。2020年底前掌握重点行业企业用地中的污染地块分布及其环境风险情况</p>	<p>大庆油田有限责任公司第九采油厂作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并进行信息公开。</p>	<p>符合</p>
	<p>切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其</p>	<p>本工程作为油田开发工程，占地完全避开耕地的可能性</p>	<p>符合</p>

	面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用	较低，在不可避免的条件下需占用耕地时，采取对耕地配套专门的补偿措施、植被恢复措施等，并在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少对占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响	
	防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响评价的内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落实要求	符合
	全面强化监管执法。明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物，重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、地级以上城市建成区等区域	本工程为陆地石油天然气开采项目，其建设单位大庆油田有限责任公司第九采油厂作为土壤重点监管重点企业每年对区域内土壤环境质量进行监测，并进行信息公开。（2020年公布信息见 http://www.dqt.com.cn/turang/255905.html ）	符合
	严控工矿污染。加强日常环境监管。各地要根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。列入名单的企业每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开		
黑龙江省	明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油经等有机污染物。重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、市级以上城市建成区等区		

	<p>切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用</p>	<p>本工程作为油田开发工程，占地完全避开耕地的可能性较低，在不可避免的条件下需占用耕地时，采取对耕地配套专门的补偿措施、植被恢复措施等，并在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少对占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响</p>	符合
	<p>防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响评价的内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。</p>	<p>本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落实要求</p>	符合
大庆市	<p>重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物。重点监管有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮大县、市级城市建成区等区域</p>	<p>大庆油田有限责任公司第九采油厂作为土壤重点监管重点企业每年对区域内土壤环境质量进行监测，并进行信息公开。2020年公布信息见http://www.dqt.com.cn/turang/255905.html，2019年公布信息见http://www.dqt.com.cn/turang/250536.html）。</p>	符合
	<p>加强日常环境监管。依据国家有关规定，2017年底，各县（区）、高新区、经开区根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。督促列入名单的企业自2018年起，每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开</p>		
	<p>各县（区）要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目</p>	<p>本工程作为油田开发工程，占地完全避开耕地的可能性较低，在不可避免的条件下</p>	符合

<p>选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。对优先保护类耕地面积减少或土壤环境质量下降的县（区），市政府将对其进行预警提醒并依法采取环评限批等限制性措施</p>	<p>需占用耕地时，采取对基本农田配套专门的补偿措施、植被恢复措施等，并在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少对占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响</p> <p>本工程所在杜尔伯特蒙古族自治县不属于优先保护类耕地面积减少或土壤环境质量下降的区域，本工程环评不受限批限制</p>	
<p>排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用</p>	<p>本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落实要求</p>	符合

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

根据《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发〔2018〕22号）、《黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划》（黑政规〔2018〕19号）及《大庆市人民政府关于印发大庆市打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（庆政规〔2019〕5号），本项目与“大气行动计划”相关要求符合性详见表1.4-8。

表 1.4-8 本项目与“气十条”相关要求符合性一览表

级别	文件要求	本项目分析	符合性
国家	建立覆盖所有固定污染源的企业排放许可制度，2020年底前，完成排污许可管理名录规定的行业许可证核发。	大庆油田有限责任公司第九采油厂固定污染源排污许可登记正在办理	基本符合

表 1.4-9 与《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》

知》（黑政规〔2018〕19号）符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	完成生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线、环境准入清单编制工作，明确禁止和限制发展的行业、生产工艺和产业目录。强化节能环保标准约束，严格行业规范、准入管理，环境空气质量未达标地区应制订更严格的产业准入门槛	本工程位于黑龙江省杜尔伯特蒙古族自治县境内，项目位置不属于大庆市生态红线范围，且区块内无自然保护区和风景名胜区分布，目前本工程选址区域暂无明确的环境准入负面清单，本工程属于油田开发项目，不属于高污染、高能耗的产业类型，为环境准入允许类别。项目区块的空气、土壤环境背景值均满足国家标准要求，区域环境承载力良好	符合
2	将施工工地扬尘污染防治纳入建筑施工安全生产标准化文明施工管理范畴，建立扬尘控制责任制度，治理费用列入工程造价。工地要做到周边围挡、物料堆放覆盖、土方开挖湿法作业、路面硬化、出入车辆清洗、渣土车辆密闭运输	项目施工期为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络；运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响；运料车辆在运输时，车辆应当采取遮盖苫布措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘；土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位；管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失；合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大	符合

		风天气应停止土方工程施工作业；施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率；施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物	
3	开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等行业VOCs污染调查，按行业明确整治方案和要求。加强源头控制，提高VOCs含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，推广先进工艺、设备，加强VOCs污染治理，提高重点行业有机废气收集率；到2020年VOCs排放总量累计削减960吨以上。加大餐饮油烟治理力度。继续深化油品储运销体系油气回收治理，对加油站、储油库、油罐车的油气回收设施加强运行监管	油气集输采用密闭流程，最大限度降低烃类气体的挥发；本工程烃类挥发主要发生在转油站油气分离器及储油罐区。通过采取提高油气分离器及储油罐的密闭程度，与此同时，加强运行管理，提高油气分离效率，最大限度的减少烃类气体挥发；加强对设备和管道的检查和维护，控制烃类气体的无组织挥发；加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发	符合

1.4.3“三线一单”符合性分析

本项目位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县敖林西伯乡纪家窑南侧、绿色草原牧场西侧、沃格屯北侧，根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号），本项目新建油水井位于重点管控单元和一般管控单元，均不在优先保护单元，且本项目施工区域内无自然保护区、风景名胜区、水源地保护区、野生动植物保护区及重要湿地分布，本项目选址不在特殊重要生态功能区内，因此项目建设符合生态保护红线要求。

1.4.3.1 生态保护红线

生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的，在规划环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变

电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。

本工程位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县境内，根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号），本项目产能建设工程基建的1#、2#、3#、4#平台、3口独立井及新建管线位于重点管控单元，均不在优先保护单元，本项目与分区管控要求符合性分析见表1.4-10。且本项目施工区域内无自然保护区、风景名胜区、水源地保护区、野生动植物保护区及重要湿地分布，本项目选址不在特殊重要生态功能区域内，因此项目建设符合生态保护红线要求，本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系见图1.4-3。

表1.4-10 本项目与分区管控要求符合性分析

环境管控单元	分区管控要求	拟建项目情况	符合性
优先保护单元	以生态环境保护为主，依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设。在功能受损的优先保护单元，优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能；在生态保护红线区域，严格按照国家和省生态保护红线管理相关规定进行管控。	本项目产能建设及新建油井均不在优先管控单元。	符合
重点管控单元	重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。	本项目基建1#、2#、3#、4#平台、3口独立井及新建管线位于重点管控单元。施工阶段产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，且施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行平整。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制，施工单位制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。	符合
一般管控单元	以生态环境保护与适度开发相结合为	本项目产能建设及新建油井均不在优	符合

元	主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。	先管控单元。	
---	----------------------------------	--------	--

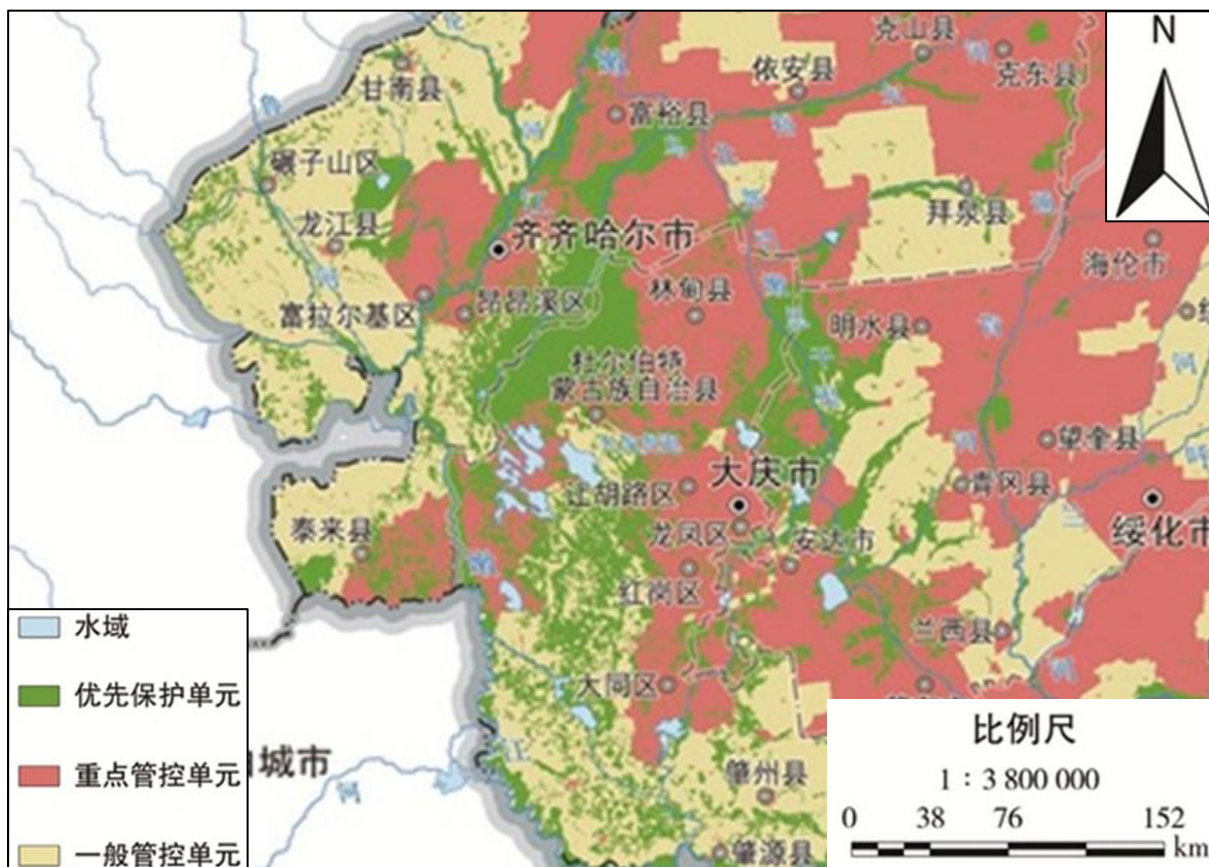


图1.4-3 本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系

本工程位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县敖林西伯乡纪家窑南侧、绿色草原牧场西侧、沃格屯北侧，区块内及周边 5km 范围内无自然保护区和风景名胜区分布。且尚未在划定生态保护红线范围内，因此项目建设符合生态红线要求。

1.4.3.2 环境质量底线

环境质量底线是国家和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关规划环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染

物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质量的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。

建设项目所在区域环境空气功能为二类区，根据环境空气质量现状的监测数据，项目选址区域环境空气质量能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，空气质量好，尚有容量进行项目建设。通过环境影响分析可知，本工程建设实施后的环境空气质量能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求；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，项目区域声环境质量现状满足《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，本项目建成投产后声环境质量能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求；建设项目评价范围内主要地表水体为月饼泡，根据《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》（庆政发〔2019〕11号）中“大庆市地表水环境功能区划分方案表（湖泊、水库）”，月饼泡无功能区划分；建设项目距离最近的地下水环境保护目标为新钻金262-1井东侧90m1#散户分散式饮用水井及新建集油掺水管线西侧980m3#散户分散式饮用水井，根据地下水质量现状的监测数据，项目评价范围内地下水监测点位监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》中I类水体石油类限值（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）。本项目废水均不外排，均能得到合理处置，正常运行下不会对周围地表水环境和地下水环境产生污染影响，非正常情况下，采取积极有效的措施后，污染事件均可防可控，对周边水环境影响较小；本项目评价范围内土壤敏感保护目标主要为耕地，根据土壤质量现状的监测数据，农用地监测项目满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）标准要求，建设用地监测项目满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值。通过环境影响分析可知，本项目建成投产后土壤环境质量能满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求。因此建设项目建设符合环境质量底线要求。

1.4.3.3 资源利用上线

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

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

1.4.3.4 生态环境准入清单

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

目前建设项目选址区域暂无明确的环境准入负面清单，属于油田开发项目，不属于高污染、高能耗和资源型的产业类型。因此建设项目为环境准入允许类别。

1.4.4 选址合理性分析

本工程位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县敖林西伯乡境内。包括钻井工程和地面工程，钻井工程共部署18口油井（其中1口外甩首钻井，无基建），产能建设工程基建18口油井（其中包含1口代用井），集油掺水管线、道路工程、供配电工程等。根据现场调查，项目占地为耕地和草地，占地范围内无自然保护区、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，不在生态保护红线管控范围内，环境敏感目标主要为周边的地表水体及土壤环境。

本工程在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点，减少对耕地的占用，并对占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水环境影响、声环境影响、土壤环境影响和固体废物对周围的环境影响。项目施工期及运行期产生的废气、废水、噪声、固体废弃物和生态影响，通过采取相应防护措施后，各项污染物均可以达标排放，生态影响可以得到有效的恢复；工程通过巡检、加强管理、采取区域联动等事故风险防范措施后，利于环境风险的防范和应急反应。因此，本工程选址合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

建设项目为陆地石油开采项目，包括钻井工程与地面建设工程。环境影响主要来源于钻井、井场和场站建设、原油集输、井下作业（射孔和压裂）、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、区块周边分布的纪家窑、绿色草原牧场、沃格屯等村屯。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；施工过程产生的水基泥浆及压裂返排液、废射孔液等；运营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、柴油发电机燃烧产生的烟气；运营期对空气环境的影响主要为依托场站新增的燃烧烟气、新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

(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钻井污水、废射孔液、废弃钻井液、压裂返排液、管线试压废水以及施工人员产生的生活污水等污染物；运营期可能对地下水产生影响的因素主要为油井作业污水、落地油及油田采出液等。

(3) 地表水环境

本工程所在区域内占地为耕地、牧草地及水泡，本工程1口井（金262-平2占地为水泡），为保护区域生态环境，第九采油厂在钻井工程时采取了设置截水沟的地表水环境保护措施，保护区域地表水体。本工程施工期可能对地表水产生影响的主要为钻井污水、废射孔液、废弃钻井液、压裂返排液、管线试压废水以及施工人员产生的生活污水等污染物；运营期可能对地表水产生影响的因素主要为油井作业污水、落地油及油田采出液等。由降雨形成的地表径流将受污染的土壤带入水体将会对水体造成污染，井场应采取以下污染防治措施：

①位于水泡内的井位施工安排在冬季施工，处于冰封期施工可将可能发生的风险事故对地表水的影响降至最低。

②项目在钻井前合理设计井场布局，针对本工程井位，施工时施工料场及泥浆槽设置位置应尽可能对地表水体进行避让，选取远离地表水体的位置设置，避免对地表水产生影响的可能性；

③水体中的井场，需将井场垫高到最高水位线以上，并设置围堰，围堰建设高度30cm，宽度40cm，材料为粘土夯筑，可以避免事故泄漏影响水体；

④根据钻井泥浆使用量合理设置泥浆槽容积，并随时用泵将废钻井泥浆吸至密闭罐车送至拉运至水基泥浆无害化处理装置处理。，钢制泥浆槽保证始终高于液面50cm；

⑤当雨季集中的时候或者工程突发产生废水较多的时候，控制泥浆泵排量，时刻观察泥浆槽液面，避免冒漏出泥浆槽。

⑥油田所在区域内主要地表水体补给来源除大气降水外，主要靠地面的径流补给，为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，本工程钻井过程中产生的钻井废泥浆和岩屑要及时拉运处理。

⑦确保应急工具和设备齐备完好，以便水泡子井发生井喷事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理。

(4) 声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为钻井及地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声；运营期对声环境的影响主要为抽油机机械噪声、龙二转油站、龙一联合站设备运行中产生的噪声。

(5) 生态环境

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

(6) 固体废物

本工程施工期产生的固体废物（废弃钻井液、钻井岩屑、废射孔液、纯碱及膨润土废包装袋及破损的废防渗布、生活垃圾）及运营期产生的固体废弃物（落地油、含油污泥、含油废防渗布、生活垃圾）对环境的影响。

(7) 环境风险

本工程的主要环境风险是钻井施工期井喷造成的原油和伴生气泄漏、施工井场柴油储罐泄漏及火灾爆炸、运营期原油储罐和火灾爆炸，对区域内的环境空气和生态环境等有潜在危害性。

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，建设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年龙虎泡油田金262区块产能建设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年龙虎泡油田金262区块产能建设工程符合国家产业

政策和当地经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施后，各项污染物能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，建设项目选址合理，建设是可行的。

2.总则

2.1编制依据

2.1.1环境保护相关法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015年1月1日修订施行）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日修正施行）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018年10月26日修正施行）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018年1月1日修正施行）；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019年1月1日起施行）；
- (6) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018年12月29日修订施行）；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年9月1日起施行）；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月1日修订施行）；
- (9) 《建设项目环境保护管理条例》（2017年10月1日修订施行）；
- (10) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（环境保护部令第16号）；
- (11) 《产业结构调整指导目录（2019年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第29号）；
- (12) 《全国生态环境保护纲要》（国发〔2000〕38号，2000年11月26日）；
- (13) 《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17号，2015年4月2日）；
- (14) 《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31号，2016年5月28日）；
- (15) 《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37号，2013年9月10日）；
- (16) 《关于切实加强环境影响评价监督管理工作的通知》（环办〔2013〕104号，2013年11月15日）；
- (17) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017年第43号）；
- (18) 《国家危险废物名录（2021年版）》（2020年11月5日经生态环境部审议通过，自2021年1月1日起施行）；
- (19) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）；
- (20) 《关于印发全国重要江河湖泊水功能区划（2011-2030年）的通知》（国函〔2011〕167号）；
- (21) 《黑龙江省环境保护条例》（2018年4月26日修订施行）；
- (22) 《黑龙江省人民政府关于加强环境保护重点工作的实施意见》（黑政发〔2012〕11号，2012年2月24日）；

- (23) 《土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令第592号，2011年3月5日）；
- (24) 《基本农田保护条例》（2011年1月8日修订）；
- (25) 《黑龙江省耕地保护条例》（黑龙江省人大常委会，2016年4月21日）；
- (26) 《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018年4月26日修正施行）；
- (27) 《黑龙江省主体功能区规划》（黑政发〔2012〕29号，2012年4月25日）；
- (28) 《黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划》（黑政规〔2018〕19号，2018年11月17日）；
- (29) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018年12月27日修正施行）；
- (30) 《黑龙江省水污染防治工作方案》（黑政发〔2016〕3号，2016年1月10日）；
- (31) 《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕46号，2016年12月30日）；
- (32) 《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发〔2019〕153号）；
- (33) 《黑龙江省防沙治沙条例》（2018年6月18日实施）；
- (34) 《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》（环大气〔2020〕33号，2020.06.24）；
- (35) 《大庆市人民政府关于印发大庆市打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（庆政规〔2019〕5号）；
- (36) 《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（庆政办发〔2015〕55号，2015年12月31日）；
- (37) 《大庆市土壤污染防治实施方案》（庆政规〔2017〕2号，2017年3月31日）；
- (38) 《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，2019年10月17日）；
- (39) 《大庆市生态环境局关于进一步做好重点行业挥发性有机物综合治理工作的通知》（庆环规〔2020〕1号）；
- (40) 《大庆市人民政府关于印发大庆市土壤污染防治实施方案的通知》（庆政规〔2017〕2号）；
- (41) 《大庆市人民政府办公室关于印发大庆市加强水污染防治工作实施方案的通知》（庆政办发〔2015〕55号）。

2.1.2技术依据

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）；
- (7) 《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）；
- (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 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (10) 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（环保部公告2013年第31号）；
- (11) 《含油污水处理工程技术规范》（HJ580-2010）；
- (12) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告2012年第18号）；
- (13) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环保部公告2017年第43号）；
- (14) 《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）；
- (15) 《大庆油田有限责任公司固体废物污染防治管理规定》（庆油发〔2019〕75号）；
- (16) 《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年）》（生态环境部令第11号）；
- (17) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ953-2018）；
- (18) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；
- (19) 《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ820-2017）。

2.1.3 其它相关依据及支持性文件

- (1) 环境质量现状监测报告；
- (2) 《龙虎泡油田金262区块高台子油层开发区块环评方案》（大庆油田有限责任公司采油工程研究院，2021年）；
- (3) 《龙虎泡油田金262区块高台子油层开发布井方案》（大庆油田有限责任公司第九采油厂，2020年12月）；
- (4) 《2021年龙虎泡油田金262区块产能建设地面工程方案》（大庆油田设计院有限公司第九采油厂规划设计研究所，2021年2月）；
- (5) 建设单位提供的其他相关资料。

2.2 评价目的及原则

2.2.1 评价目的

- (1) 对该建设项目的工程内容和工艺路线进行分析，明确污染源和可能产生的污染因素，明确污染物的排放源强；
- (2) 对建设项目所在地的自然环境和环境质量进行现状调查，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、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

施工期和运营期，闭井期单独履行环评审批手续。

2.3.2环境影响因素识别

本工程建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响和生产运营期影响两部分。

施工期的环境影响主要为钻井、地面工程施工过程中施工活动对周围环境产生的不利影响。一种影响是对土壤扰动和自然植被等的破坏，这种影响是比较持久的，在施工完成后的一段时间内仍将存在；另一种是在施工过程中产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

运营期的环境影响主要为井场、依托场站龙二转油站及龙一联合站产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括井场和依托场站发生原油泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响，同时还涉及社会

经济等问题。

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

表2.3-1 环境影响因素识别

影响因素环境要素	占地	施工期				运营期			
		扬尘、车辆尾气、完井烃类挥发、柴油机废气	钻井污水、分离废水、试压废水、生活污水	工程及运输车辆噪声、地面施工机械	废弃钻井液、钻井岩屑、废射孔液、KOH、过硫酸钾包装袋、压裂返排液、纯碱、膨润土废包装袋、生活垃圾	加热炉烟气、挥发烃类气体、汽车尾气	采油废水、生活污水、作业废水	站内设备噪声、井场噪声	含油泥（砂）、落地油、含油废防渗布
环境空气	0	-1S	0	0	0	-1L	0	0	0
地表水	0	0	0	0	0	0	0	0	0
地下水	0	0	-1S	0	0	0	-1S	0	0
声环境	0	0	0	-1S	0	0	0	-1L	0
土壤	-1S	0	0	0	0	0	0	0	0
植被	-1S	0	0	0	0	0	0	0	0
动物	0	0	0	-1S	0	0	0	-1L	0
其他	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

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

2.4 环境评价标准

2.4.1 环境质量标准

(1) 《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	PM ₁₀	PM _{2.5}	SO ₂	NO ₂	CO	O ₃
单位	μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	mg/m ³	μg/m ³

(GB3095-2012) 中二级浓度限值	年平均	70	35	60	40	/	/
	24小时平均	150	75	150	80	4	/
	8小时平均	/	/	/	/	/	160
	1小时平均	/	/	500	200	10	200

环境空气中非甲烷总烃采用《大气污染物综合标准详解》中规定的数值小时均值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

(2) 根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》(庆政发[2019]11号), 评价区内居民区所在区域为居住、商业、工业混杂区, 其声环境现状执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类区标准, 附近村屯执行1类标准, 见表2.4-2。

表2.4-2 声环境质量标准 单位: dB (A)

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

(3) 评价区域内地表水体主要为月饼泡、小菠萝泡, 根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》(庆政发〔2019〕11号), 本工程区域内月饼泡、小菠萝泡水体暂无地表水功能区划, 其水体功能参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)V类标准, 具体见表2.4-3。

表2.4-3 地表水环境质量标准 单位: mg/L (pH值除外)

项目	pH	COD	NH ₃ -N	石油类	总磷	硫化物	挥发酚
V类标准	6-9	≤40	≤2.0	≤1.0	0.2	≤1.0	≤0.1

(4) 建设用地执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)建设项目区域现状油井井场内土壤评价采用《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)表1(基本项目)中第二类用地筛选值标准, 以及表2(其他项目)中第二类用地石油烃筛选值标准, 见表2.4-4; 农用地执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1农用地土壤污染风险筛选值, 见表2.4-5。

表2.4-4 建设用地土壤污染风险筛选值 单位: mg/kg

序号	监测项目	筛选值	标准名称
		第二类用地	

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

32	甲苯	1200	
33	间二甲苯+对二甲苯	570	
34	邻二甲苯	640	
35	硝基苯	76	
36	苯胺	260	
37	2-氯酚	2256	
38	苯并[a]蒽	15	
39	苯并[a]芘	1.5	
40	苯并[b]荧蒽	15	
41	苯并[k]荧蒽	151	
42	蒽	1293	
43	二苯并[a,h]蒽	1.5	
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	
45	萘	70	
46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500	

表2.4-5 农用地土壤污染风险筛选值

单位: mg/kg

序号	监测项目		筛选值	备注
			pH>7.5	
1	镉	水田	0.8	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)
		其他	0.6	
2	汞	水田	1.0	
		其他	3.4	
3	砷	水田	20	
		其他	25	
4	铅	水田	240	
		其他	170	
5	铬	水田	350	
		其他	250	
6	铜	果园	200	
		其他	100	

7	镍	190
8	锌	300

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

表2.4-6 地下水环境质量标准

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

石油类	≤0.05	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)表1中 环境质量标准建设项目 标准限值
-----	-------	---

2.4.2 污染物排放标准

2.4.2.1 废气污染物排放标准

施工期井场钻井柴油机烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）中“非道路移动机械用柴油机排气污染物限值（第三阶段）”。具体见表2.4-7。

表2.4-7 钻井柴油机烟气执行标准

阶段	额定净功率 (max) (kW)	CO (g/kWh)	HC (g/kWh)	NOx (g/kWh)	HC+NOx (g/kWh)	PM (g/kWh)
第三 阶段	Pmax > 560	3.5	—	—	6.4	0.20
	130 ≤ Pmax ≤ 560	3.5	—	—	4.0	0.20
	75 ≤ Pmax < 130	5.0	—	—	4.0	0.30
	37 ≤ Pmax < 7	5.0	—	—	4.7	0.40
	Pmax < 37	5.5	—	—	7.5	0.60

适用于可移动式发电机组用Pmax>900KW的柴油机。

项目施工期扬尘（颗粒物）执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中无组织排放监控浓度限值，见表2.4-8；运营期油气集中处理站（转油站、脱水站）、井场排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.9中规定要求，见表2.4-9。

表2.4-8 大气污染物综合排放标准 单位：mg/m³

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

表2.4-9 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

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

运营期依托场站内非甲烷总烃排放浓度执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录A中厂区内非甲烷总烃无组织排放限值。具体见表2.4-10。

表2.4-10 厂区内VOCs无组织排放浓度限值 单位: mg/m³

污染物项目	排放限值	特别排放限值	限值含义	无组织排放监控位置
非甲烷总烃	10	6	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置监控点
	30	20	监控点处任意一次浓度值	

运营期依托场站加热装置为2014年7月1日之前审批建设的加热装置产生的燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用燃气锅炉排放标准限值，具体见表2.4-11。

表2.4-11 燃气锅炉大气污染物排放标准 单位: mg/m³

污染物项目	表1燃气锅炉限值	表2燃气锅炉限值	污染物排放监控位置
颗粒物	30	20	烟囱或烟道
二氧化硫	100	50	
氮氧化物	400	200	
烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1	≤1	烟囱排放口

2.4.2.2 废水污染物排放标准

本工程产生的废水依托龙一联合油污水处理站处理，处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎岩屑油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相应标准限值。

2.4.2.3 噪声排放标准

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中规定的排放限值，具体见表2.4-12。

表2.4-12 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位: dB (A)

昼间	夜间
70	55

运营期井场及场站噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，具体见表2.4-13。

表2.4-13 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位: dB (A)

昼间	夜间
60	50

2.4.2.4 固体废物

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

(2) 施工期钻井产生的废纯碱和膨润土包装袋、破损的废防渗布属于一般工业固体废物，执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及其2013修改单中要求。

(3) 施工期产生的废弃KOH包装袋和过硫酸钾废包装袋和运营期产生的含油废防渗布、含油污泥、落地油均属于危险废物，执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其2013修改单要求。

(4) 项目运营期产生的含油污泥执行《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010），具体标准值见表2.4-14。

表2.4-14 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	As	/
3	Hg	≤0.8
4	Cr	/
5	Cu	≤150
6	Zn	≤600
7	Ni	≤150
8	Pb	≤375
9	Cd	≤3
10	pH 值	≥6
11	含水率	≤40%

2.5 评价工作等级

2.5.1 大气环境

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本工程运营期大气污染源主要为建设项目加热装置产生的燃烧烟气、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《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南

（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数1.4175g/kg原油，建设项目建成后年产能为 0.72×10^4 t，则本次产能非甲烷总烃总挥发量约为10.206t/a。

主要排放位置有井场、龙二转油站等位置，本次产能建设共基建18口油井，形成4座丛式井平台，3口单井，主要排放位置有井场、集输管道阀门、计量间、阀组间等位置，均以面源形式排放。本项目无组织挥发量最大的井场为2#平台最大产油量为0.65t/d，金262-平2井场最大产油量为6.4t/d，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数1.4175g/kg原油（井场及集输管线按30%计算），考虑本项目2#平台分布位置及范围（58m×30m）以及井场至阀组间管线长度为2.0km，确定本次无组织预测范围，长为2000m，宽为58m，污染物排放速率为 $0.65\text{t/d} \times 1.4175\text{g/kg} \times 30\% \div 24\text{h} = 0.012\text{kg/h}$ ；考虑本项目金262-平2井场分布位置以及井场至阀组间最长的管线为2000m，确定本次预测范围，长为400m，宽为300m，确定本次无组织预测范围，长为400m，宽为300m，污染物排放速率为 $6.4\text{t/d} \times 1.4175\text{g/kg} \times 30\% \div 24\text{h} = 0.1134\text{kg/h}$ 。污染源参数见表5.1-4。

表5.1-4 项目新增非甲烷总烃排放面源参数统计表

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度/m	与正北方向夹角/°	面源长度/m	面源宽度/m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率
	经度	纬度						(kg/h)
2#平台井场	124.47853	46.50340	139	0	2000	58	3	0.012
金262-平2井场	124.43922	46.47307	136	0	400	300	3	0.1134

（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龙二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 $\text{SO}_2 \leq 100\text{mg/m}^3$ ， $\text{NO}_x \leq 400\text{mg/m}^3$ ，颗粒物 $\leq 30\text{mg/m}^3$ 的要求，因此对区域环境空气影响较小。并按最不利的结果进行评价，污染源参数见表2.5-2。

表2.5-2 污染物点源参数调查清单

名称	烟囱底部中心坐标		烟囱高度(m)	烟囱出口内径m	烟气流速m/s	烟气温度℃	年排放小时数h	排放工	污染物排放情况(kg/h)		
	X	Y							SO ₂	NO _x	颗粒物

								况			
龙二转 油站	124.44849	46.44722	12	0.4	0.426	98.7	8760	正 常	0.0014	0.0062	0.001

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）规定，采用估算模式计算建设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/℃		38.9
最低环境温度/℃		-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 checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率	/
是否考虑岸线熏烟	老驴岸线熏烟	<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（%）
龙二转油站点源	颗粒物	0.0375
	SO ₂	0.0472

	NO _x	0.4184
2#平台井场面源	非甲烷总烃	0.5322
金262-平2井场面源	非甲烷总烃	3.2463

《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 $P_{\max}=3.2463\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，评价等级为二级。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，在开发施工期和运营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。可以满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值。

2.5.2地表水环境

距建设项目最近的地表水体为金262-平1井场西侧140m处的月饼泡、金263井场东侧600m处的小菠萝泡，根据《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》（庆政发〔2019〕11号）中“大庆市地表水环境功能区划分方案表（河流、排干）”和“大庆市地表水环境功能区划分方案表（湖泊、水库）”，月饼泡、小菠萝泡无功能区划分。因本工程1口油井占地为水泡，所以在施工时加高营地，钻井岩屑、废弃钻井液、钻井废水，边产生边收集，由罐车及时拉运至拉运至水基泥浆无害化处理装置处理，确保本工程产生的废弃钻井液不落地。井场作业期间设置临时围堰，避免对地表水体造成污染，不外排，对地表水无影响。

施工期产生的钻井污水排入井场泥浆接收罐车中，拉运至废弃钻井液无害化处理装置处理后废水拉运至龙一联污水处理站处理达标后回注地下；压裂返排液拉运至龙一联压裂返排液处理站处理，分离出的污水输至龙一联合油污水处理站处理达标后回注地下；管线试压废水拉运至龙一联合油污水处理站处理达标后回注地下；施工人员生活污水依托周围村屯及场站。

运营期非正常工况下产生的油井作业污水、油井清防蜡废水及井场采出液分离出的含油污水，均经龙一联合油污水处理站处理后达标后回注地下；以上废水均未外排。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”，因此建设项目地表水评价等级为三级B。

2.5.3地下水环境

(1) 划分依据

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

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

表2.5-6 地下水环境敏感程度分级表

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

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

(2) 建设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，建设项目评价周边村屯有纪家窑、绿色草原牧场、沃格屯等。评价区地下水情况进行调查，评价区大部分都位于农村地区，饮用水为民用地下水井，为地下水型饮用水源，民用地下水井功能主要为生活饮用水、生活辅助用水、养殖用水、灌溉等，属于单井分散式水源地，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2.0；

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=10；

I——水力坡度，无量纲；本次取0.6‰；

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=0.3。

本工程根据公式计算过程如下：

$$R = \alpha \times K \times I \times T / n = 2.0 \times 10 \times 0.0006 \times 2000 / 0.3 = 80m$$

村屯分散式水源井 $R = L_{2000d} + 50$ ， $R = 130m$ ；本工程注入水质为清水，不会对地下水造成影响，仅考虑井场对地下水环境的影响。本工程开发区域内井场西侧距1#散户王家

水井最近距离为1047m，大于130m（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

因此建设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营期井场抽油机、阀组间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，运营期噪声源强度不高，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：建设项目周边为耕地（非基本农田）、牧草地及水泡，为土壤环境敏感目标，因此建设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 4.767hm^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，建设项目为污染影响型的一级评价。

2.5.6生态环境

建设项目永久占地 4.767hm^2 ，临时占地 32.761hm^2 ，总占地面积为 37.528hm^2 （ 0.37528km^2 ）。项目占地面积在 $\leq 2\text{km}^2$ 范围内，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影响》（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 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2\sim 20\text{km}^2$ 或长度 $50\sim 100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或长度 $\leq 50\text{km}$
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

本项目评价工作等级：三级

2.5.7 风险评价

本工程施工期涉及的主要风险物质为柴油，施工期井场柴油储罐最大储量30t。运营期涉及的物质主要为原油和石油气（天然气），涉及的物质主要为原油和天然气，环境风险评价的功能单元确定为集油管线。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）；本项目危险物质量按照最长管线内原油、天然气最大存在量进行核算，根据项目方案可知，本项目最长的集油管线约为5.37km，管径以DN150计算，则管线内原油为 $V = \pi r^2 L = 3.14 \times 0.075^2 \times 5.37 \times 1000 = 94.85 \text{m}^3$ ，原油密度以 0.86t/m^3 计算，则管线原油最大存在量为81.57t；该区块气油比约 $20.62 \text{m}^3/\text{t}$ ，天然气密度按 0.72kg/m^3 计算，则天然气的最大存在量为1.21t。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），危险物质数量与临界量的比值（Q）计算式如下：

$$Q = q_1/Q_1 + q_2/Q_2 + \dots + q_n/Q_n$$

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量，t；

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果及环境风险潜势判定见表2.6-15。

表2.6-15 危险物质数量与临界量的比值

序号	时段	危险物质	CAS号	最大存在总量 q_n (t)	临界量 Q_n (t)	物质Q值
1	施工期	柴油	/	30	2500	0.012
2	运行期	原油（石油）	/	81.57	2500	0.033
3		天然气（甲烷）	74-82-8	0.21	10	0.021
项目 $Q = \sum q_n/Q_n$						0.066

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2.6-16），本项目 $Q=0.066 < 1$ ，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2.6-16 风险评价工作级别表

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

a是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出的定性的说明。见附录A。

2.6 评价范围及环境保护目标

2.6.1 大气环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，结合本项目井场分布位置，确定大气环境评价范围为边长5km×5km的矩形区域。本工程在边长5km×5km的矩形范围内无大气环境保护目标。

2.6.2 声环境评价范围及保护目标

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

2.6.3 生态环境评价范围及保护目标

本工程生态环境评价范围为拟建油田开发区块边界外扩1000m及新建集油掺水管道中心线两侧各200m的生态环境。生态环境保护目标详见表2.6-2，评价范围见附图5。

表2.6-2 生态环境保护目标统计

环境要素	相对方位及最近距离	环境特征	保护标准及保护级别
生态环境	井场边界外扩 1km 及管线两侧 200m 范围内	井场周边农田生态系统，井场周边土壤、自然植被、农作物、动物等	保护区域内生态环境

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》（HJ610-2016），采用公式法计算确定地下评价范围： $L=\alpha \times K \times I \times T / ne=2 \times 10 \times 0.0006 \times 6000 / 0.3=240m$ ，结合本项目井场分布位置以及周边环境保护目标，确定本项目地下会评价范围为46.8km²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。根据公式计算法的计算结果同时综合考虑周边的地下水环境保护目标分布情况，最终确定本项目的地下水评价范围如附图6所示的区域。地下水环境保护目标详见表2.6-3。

表2.6-3 地下水环境保护目标统计

环境要素	保护目标	方位及距离	环境特征	保护级别
地下水	1#散户王家水井	4号平台西侧 2.08km	潜水水井1口，井深17m，供自家饮用，供水规模约5人	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)

草原牧场十二作业区水井	2号平台东侧 2.07km	潜水水井1口，井深20m，供本村饮用，供水规模约120人，其余分散式水井约30口，井深20m左右，用于喂养牲畜及灌溉
2#散户李家水井	新建站间管线东侧1.6km	潜水水井1口，井深15m，供本村饮用，供水规模约4人
草原牧场十一作业区水井	新建站间管线东侧2.7km	潜水水井1口，井深70m，供本村饮用，供水规模约150人，其余分散式水井约50口，井深18-20m左右，用于喂养牲畜及灌溉
3#散户赵家水井	金262-平1西南侧1.25km	潜水水井1口，井深18m，供本村饮用，供水规模约3人
沃格屯白家水井	金262-平2南侧3.18km	潜水水井1口，井深65m，供本村饮用，供水规模约30人，其余分散式水井约10口，井深18-20m左右，用于喂养牲畜及灌溉
草原牧场七队水井	龙二转油站西南侧350m	潜水水井1口，井深20m，供本村饮用，供水规模约60人，其余分散式水井约20口，井深18-20m左右，用于喂养牲畜及灌溉

2.6.5 土壤环境评价范围及保护目标

本项目土壤环境评价范围为拟建油田区块、阀组间、场站边界外扩1000m范围内，新建管线两侧向外延伸200m区域的土壤环境，根据现场调查，本项目土壤环境敏感目标见表2.6-4。

表2.6-4 土壤环境保护目标

名称	方位/距离 (m)	环境特征	保护级别
土壤	拟建油田区块、依托场站边界外扩 1000m 范围内，新建管线两侧向外延伸 200m 区域	耕地（非基本农田）、牧草地	GB15618-2018

2.6.6 地表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表水环境》（HJ2.3-2018）中5.3.2.2，三级B评价范围为：应满足其依托污水处理设施环境可行性分析的要求；涉及地表水环境风险的，应

覆盖环境风险影响范围所及的水环境保护目标水域。本项目产生的产液分离废水及油井作业废水最终进入龙一联合油污水处理站处理后回注地下，不排至外环境，因此正常运行不涉及地表水环境影响。金262-平2井场位于月饼泡中，金262-平1井场西侧140m处的月饼泡、金263井场东侧600m处的小菠萝泡，

表2.6-5 地表水环境保护目标

名称	保护目标	方位/距离 (m)	规模	保护级别
地表水	月饼泡	金 262-平 1 井场西侧 140m 处	2578hm ²	无功能区划
	小菠萝泡	金 263 井场东侧 600m	55hm ²	无功能区划

2.6.7环境风险评价范围及保护目标

根据《建设项目环境风险评价导则》(HJ/T169-2018)要求，结合建设项目特点，建设项目环境风险潜势为I，风险评价等级为简单分析。环境风险评价范围应根据环境敏感目标的分布情况，事故后果预测结果对环境产生危害的范围综合确定。项目周边所在区域，评价范围外存在需要特别关注的环境敏感目标，评价范围需延伸至所关心的目标。项目区域内无国家、省、市级自然保护区、文物古迹名胜等重要保护目标，结合建设项目为原油产能项目，环境风险评价范围为自产能区域边界外扩3km范围内。建设项目周围主要环境敏感目标分布见表2.6-6。风险评价范围见附图7。

表2.6-6 环境风险保护目标

类别	环境敏感性					
地表水 E3	内陆水体下游 10km 范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	相对方位、距离	环境敏感特征		
	1	月饼泡	金 262-平 1 井场西侧 140m 处	2578hm ²		
	2	小菠萝泡	金 263 井场东侧 600m	55hm ²		
地下水 E3	序号	敏感目标名称	相对方位、距离	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能
	1	1#散户王家水井	4号平台西侧 2.08km	G3	III类	D2
	2	草原牧场十二作业	2号平台东侧 2.07km			

	区水井				
3	2#散户李家水井	新建站间管线东侧1.6km			
4	草原牧场十一作业区水井	新建站间管线东侧2.7km			
5	3#散户赵家水井	金262-平1西南侧1.25km			
6	沃格屯白家水井	龙二转油站南侧520m			
7	草原牧场七队水井	龙二转油站西南侧350m			

2.6.8防沙治沙环境范围及保护目标

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，大庆市让胡路区、红岗区、大同区、肇源县、杜蒙县属于沙化土地所在县（区），要全面加强沙区环境影响评价制度的执行。建设项目位于杜尔伯特蒙古族自治县境内，根据《黑龙江省防沙治沙条例》（2018年修正）第三十一条，应重点治理流动、半流动沙地的风沙危害。

本项目占地包括耕地（非基本农田）、牧草地及水泡，其中临时占地32.761hm²；永久占地4.767hm²。项目占地区域未出现土壤沙化现象，不设置评价范围。为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

2.7评价工作内容及重点

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

3.建设项目工程分析

3.1建设项目概况

3.1.1基本情况

项目名称：2021年龙虎泡油田金262区块产能建设工程；

建设地点：黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县敖林西伯乡纪家窑南侧2.5km、绿色草原牧场十二作业区西侧1.8km、沃格屯北侧3.4km；

建设性质：改扩建；

建设内容及规模：建设项目包括钻井工程和地面工程。钻井工程新钻油井18口（其中1口外甩首钻井），总进尺68000m；地面工程部署开发18口（含新钻井17口，代用井1口，外甩首钻井不基建），形成4座丛式井平台和3座单井井场，均需压裂及射孔，新建2#11阀组间1座，改扩建2#9阀组间1座；本项目新建单井掺水集油管道DN50-7.28km、DN65-6.08km、DN80-3.6km，站间掺水集油管道DN80-5.37km、DN150-5.37km。并配套建设供配电、道路等辅助工程，建成产能 0.72×10^4 t/a；

占地面积：总占地为37.528hm²，其中临时占地为32.761hm²，永久占地为4.767hm²，占地类型为耕地（非基本农田）、牧草地及水泡；

工程投资：19922.2万元；

工程进度：建设项目施工期预计从2021年7月至2022年1月，单井在井人数10人，单井钻井施工时间约为9天，施工井场设置营地，钻井施工天数为162天；地面施工30天，施工人数40人。共需施工192天，运营期不新增劳动定员，由采油九厂统一调配。

项目组成情况见表3.1-1。

表3.1-1 本工程项目组成一览表

项目组成		建设内容及规模	备注
主体工程	钻井	新钻井18口，（其中水平井2口、外甩首钻井1口（不计入产能建设）、直井11口、大斜度井4口），均为油井，钻井总进尺68000m。	新建
	井场	新钻18口油井形成4座平台井场、3座单井井场，各井场地面平整夯实，井场占地形成永久占地，井场设备包括钻机、钻台、柴油机，以及配料罐、泥浆泵、空压机等。	新建
	井架基础	井场设置7座撬装式钢制基础，43.3m×11.7m，用于架设钻井井架。	新建
	射孔	18口新钻油井采用射孔完井，采用多级复合射孔工艺。	新建

		压裂	18口油井均进行缝网压裂作业。	新建
	地面工程	原油集输工程	基建油井18口（含钻井工程17口新钻井，另外1口代用井，外甩首钻井不基建）形成4座平台井场、3座单井井场，规划采用集输工艺，新建2#11阀组间1座，扩建2#9阀组间1座。建成后预计产能 $0.72 \times 10^4 \text{t/a}$ 。 产液进入新建阀组间，经管线集输送至龙二转油站进行油水分离，分离后含水油进入龙一联脱水站处理。	新建
辅助工程	井场设施	钢制泥浆槽	井场泥浆不落地，位于泥浆循环罐区旁边，用于接收钻井污水、钻井岩屑、废弃钻井液，拉运至水基泥浆无害化处理装置进行无害化处理。	新建
		柴油罐区	井场设柴油罐一座，柴油最大储量约30t，设置1台柴油发电机，设置罐区围堰。	新建
		井控房	井场设置1座井控房，占地面积50m ² ，安放钻井控制系统、监测及报警装置，用于井控人员监测钻井情况。	新建
		生活区	井场设置1处生活区，包括经理房、值班房、发电机房等。	新建
		清防蜡	采用化学清防蜡配合热洗的清防蜡工艺。	新建
储运工程		钻井液材料房	井场设置钻井液材料房1个，用于存放钻井液材料，包括膨润土、纯碱、WDYZ-1、HX-D、JS-1、JS-2、NH ₄ -HPAN-2/SPNH、HX-A、KOH、超细碳酸钙、重晶石粉。	新建
		其他材料房	井场设置1个，用于存放射孔液、水泥等其他材料。	新建
公用工程		道路工程	新建3.5m宽耕地通井土路1.45km，4m宽低洼地通井土路1.2km；新建6.5m宽路基、3.5m宽路面砂石井排路4.2km；新建3.5米宽路面，4.5米宽路基的水泡子井砂石通井路0.05km；由于本工程2座平台井、2口单井处于低洼地及水泡子中，为避免道路阻水现象，新建涵洞4道，共计24m。	改扩建
		供配电工程	新建10kV线路6.1km，新建井场配电变压器7台；新建阀组间配电方案复用设计橇装集油阀组间-5（CP电17-2019/1），新建电缆线路100m，导线采用YJV22-0.6/1 5×10型埋地敷设；新建4套20kvar柱上无功功率补偿装置	新建
		给水工程	生产用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水，施工期每人每天用水约40L，钻井人数10人，钻井施工天数为162天，用	新建

		水量约64.8t；地面建设施工人员40人，施工30天，生活用水量为48t，建设项目共计生活用水量112.8t。	
	排水工程	施工期间产生生活污水依托周围村屯；运行期不增加定员，不产生生活污水。	新建
	龙二转油站	龙二转油站采用“油气分离器+沉降罐”处理工艺，设计最大处理量为7600t/d，实际处理量为3645t/d，负荷率为47.96%，本项目新增产液量19.7t/d，负荷为48.2%，可满足本项目依托。	依托
	龙一联脱水站	龙一联脱水站采用“三相分离器+五合一”处理工艺，在2019年塔21-4区块产能项目中对龙一联脱水系统进行扩建。按扩建1台 $\Phi 3.0 \times 9.6\text{m}$ 电脱水器、1台0.58MW脱水炉核算，扩建后设计最大处理量为7500t/d，目前实际处理5400t/d，负荷率为72%，本项目新增产液量19.7t/d，负荷为72.3%，可满足本项目依托。	依托
依托工程	龙一联废压裂液处理站	项目油井在投产前需进行压裂工程，产生的压裂返排液拉运至该站处理，站内采用“管式反应器反应-油水泥分离器-一次过滤-二次过滤”的处理工艺，处理后的污水输送至龙一联合油污水处理站处理。设计规模 $10\text{m}^3/\text{h}$ （ $240\text{m}^3/\text{d}$ ），实际处理最大量为 $192\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率80%。站内设置1座裂返排液回收池（ 2500m^3 ），目前剩余容积为 900m^3 。本项目18口油井压裂产生的压裂返排液 648m^3 ，目前压裂返排液回收池容积能够满足本项目需求。	依托
	龙一联合油污水处理站	龙一联合油污水处理站设计规模为 $7500\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量为 $5092\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为67.9%，出水水质为“8、3、2”。龙一联新、老井产水量规划期内最高为 $4948\text{m}^3/\text{d}$ ，龙一联现处理能力可以满足新增产能污水处理要求。	依托
	水基泥浆无害化处理装置	依托大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 $15\text{万m}^3/\text{a}$ 钻井废弃液无害化处理项目中新建的水基泥浆无害化处理装置。该项目建设水基泥浆处理生产线一条，设计处理规模为 $500\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理能力为 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目施工期共产生废弃钻井液、岩屑、钻井污水等共 8728.24m^3 ，本项目钻	依托

		井工程施工期为162d, 平均每天产生污染物为53.88m ³ , 该处理装置剩余处理能力能够满足本项目需求。		
	第九采油厂含油污泥处理站	污泥站在《第九采油厂含油污泥处理站建设工程》项目中进行了环境影响评价, 批复文号为庆环审【2020】170号, 预计2021年5月建成投产, 本项目投产日期为2021年7月, 在污泥站运营后投产。站内主要工艺采用“预处理+热解工艺”进行含油污泥处理, 日最大处理量为85m ³ /d, 热解处理后, 污泥中石油类<2%, 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。项目运营期落地油及含油污泥产生量为0.816t/a, 暂存在已建第九采油厂齐北一联合油污泥贮存池暂存(《第九采油厂齐家北地区产能建设工程环境影响报告书》庆环建字[2010]56号, 2010.3.21), 暂存后送至第九采油厂含油污泥处理站处理。	依托	
	黑龙江龙之润环保工程有限公司	施工期产生的射孔液约648m ³ , 单井射孔1d, 共18口油井射孔, 共计18d, 本项目废射孔液产生量约648m ³ , 井场现场排出的废射孔液首先进入井场钢制泥浆槽暂存, 由罐车运至该处置场, 该公司最大处理能力为500m ³ /d, 目前处理量为150m ³ /d, 可满足本项目需要。	依托	
环保工程	废气	柴油废气	施工期柴油发电机使用低标号柴油, 调节好柴油机运行工况, 使产生的燃烧废气达标排放; 对易起尘的临时土方等加盖苫布, 加强施工管理, 降低施工扬尘对周围环境产生的影响。	新建
		燃烧烟气	运营期燃烧烟气主要来自依托场站的加热装置, 加热装置采用清洁能源天然气, 燃烧烟气通过8m高排气筒进行排放。	新建
		无组织挥发的非甲烷总烃	运营期油田采出液经密闭管道输送至龙二转油站处理, 井口安装密封垫减少烃类气体挥发。	/
	废水	钻井污水	施工期钻井污水排入井场设置的泥浆槽中, 拉运至水基泥浆无害化处理装置处理。	依托
		试压废水	施工期管线试压废水经罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理, 处理达标后回注地下。	依托

	作业污水、含油污水及清防蜡废水	运营期油井清防蜡废水进入集油系统，不外排；油井作业污水、产液分离出的含油污水经龙一联合油污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 ≤ 2 ”标准，同时满足《碎岩屑油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相应标准限值，回注地下。	依托
	生活污水	施工期生活污水产生量约90.24t，依托周边村屯旱厕；运营期无生活污水产生。	依托
固废	钻井污水、废弃钻井液、岩屑	整个施工期产生的钻井污水、废弃钻井液、钻井岩屑等总量为8728.24m ³ ，定期由罐车拉运至水基泥浆无害化处理装置处理，分离出的泥饼检测达标后用于铺设油田道路等综合利用，分离出的废水由罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理后回注。	依托
	废包装袋及破损的防渗布	项目施工期对18口油井进行压裂，共计产生废弃过硫酸钾包装袋18个；单井KOH包装袋产生量约为0.0005t，本项目新钻18口油井，故KOH包装袋产生量约为0.009t，废弃过硫酸钾包装袋和废弃KOH包装袋均属于危险废物，委托资质单位拉运处理。钻井时期产生的废纯碱、膨润土包装袋及破损的废防渗布产生量为0.027t，属于一般工业固体废物，由油田公司统一安排拉运至工业固废填埋场进行填埋。	依托
	废射孔液	施工期产生的射孔液约648m ³ ，井场现场排出的废射孔液首先进入井场钢制泥浆槽暂存，由罐车运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处置场。	依托
	生活垃圾	施工人员产生的生活垃圾统一收集后送附近垃圾点，由环卫工人运至大庆市生活垃圾综合处理厂处理。	依托
	落地油及含油污泥	运营期油井作业产生的落地油、依托场站龙一联脱水站产生的油泥（砂）统一收集，暂存在已建第九采油厂齐北一联合油污泥贮存池暂存，暂存后运至第九采油厂含油污泥处理站处理，处理后的污泥中石油类 $< 2\%$ 。	依托
	含油防渗布	运营期油井作业产生的含油废防渗布3.6t/a，属于危险废物，	依托

		暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托资质单位定期拉运处置。	
生态治理	临时占地	临时占地恢复面积32.761hm ² ，对于临时占地施工过程要采取“分层开挖、分层回填”措施，尽快恢复耕地耕种植被。	/
	永久占地	建设项目永久占地面积为4.767hm ² ，永久占地按照“占一补一”规定进行补偿并按规定缴纳补偿费。	/
噪声		施工期选用低噪声设备；定期对施工设备进行保养维护，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；运输车辆均避开村屯进行运输。	新建
		抽油机选用低噪声设备，并采用减振措施；定期对油井进行巡检，发现异常响动及时处理；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态。	新建

3.1.2 钻井工程方案简介

3.1.2.1 井深结构

1) 井身结构设计

① 井身结构设计数据

直井、定向井井身结构设计数据见表3.1-2，水平井井身结构数据见表3.1-3。

表3.1-2 直井、定向井井身结构设计数据表

开钻次序	井深 m	钻头尺寸 mm	套管柱 类型	套管尺寸 mm	套管下入 深度 m	环空水泥浆 返深 m
一开	216~231	342.9	表层套管	273.1	215~230	地面
二开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

表3.1-3 水平井井身结构数据表

开钻次序	井深 m	钻头尺寸 mm	套管柱 类型	套管尺寸 mm	套管下入 深度 m	环空水泥浆 返深 m
一开	501	311.2	表层套管	244.5	500	地面
二开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

②井身结构示意图

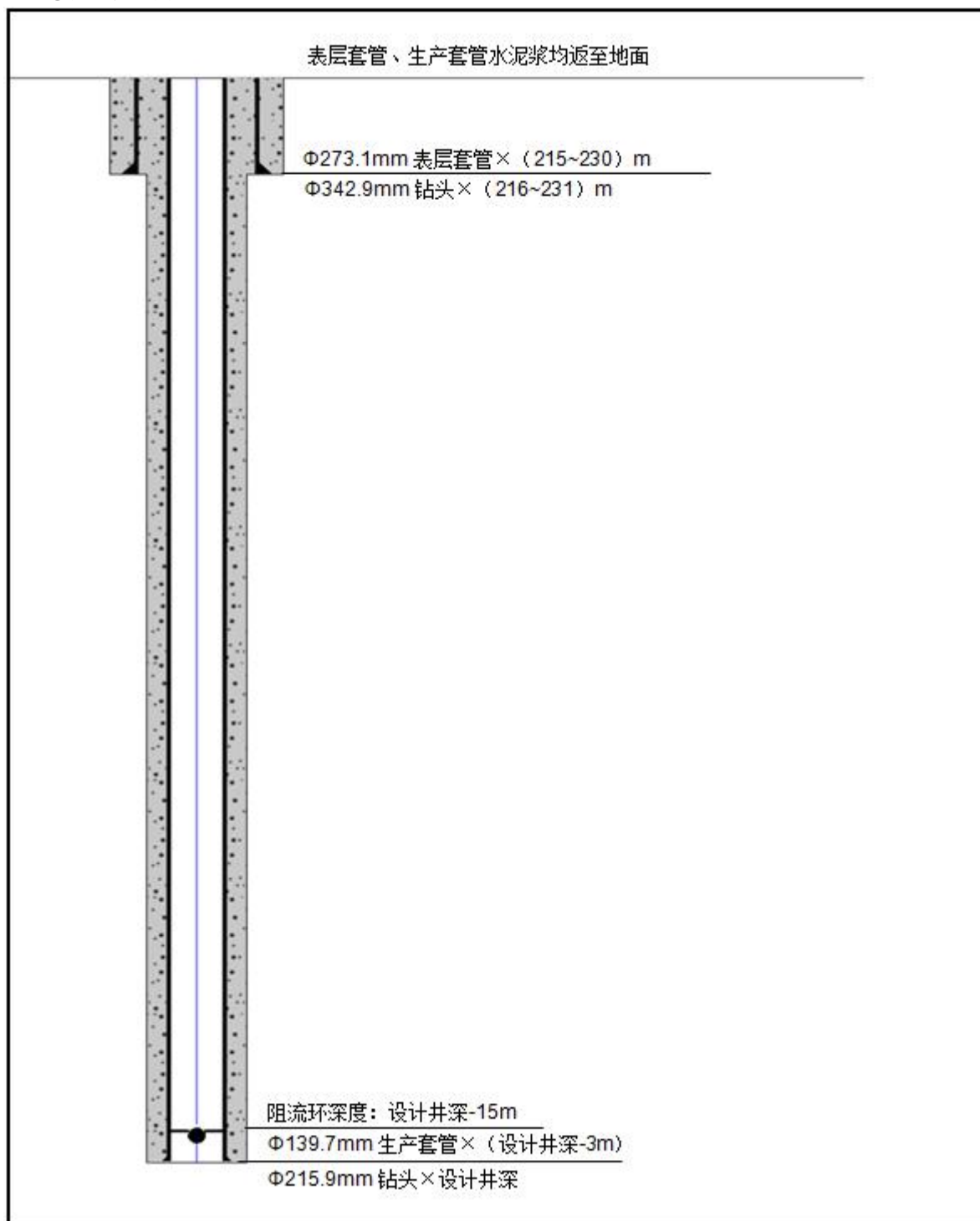


图3.1-1 直井井身结构设计示意图

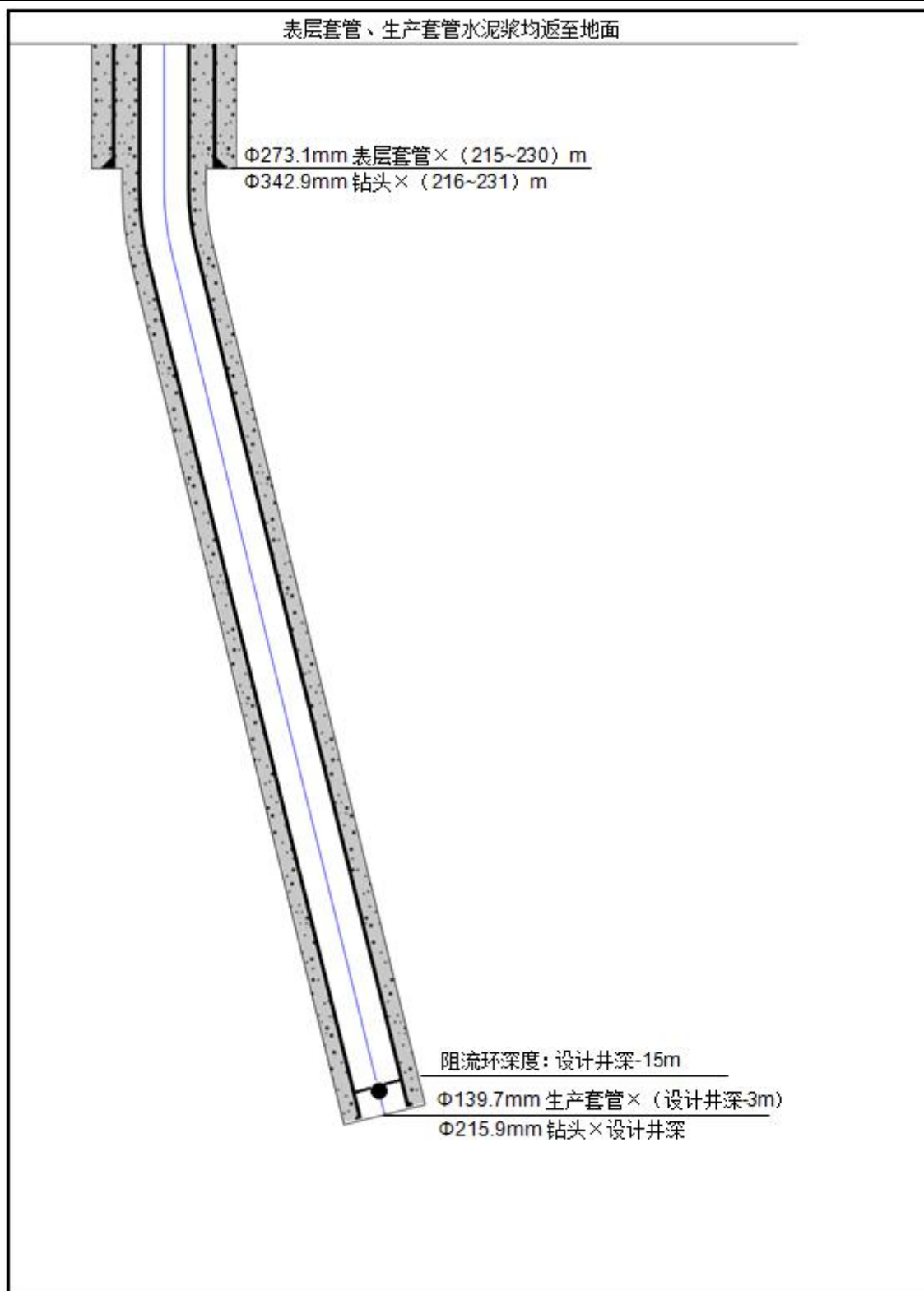


图3.1-2 定向井井身结构设计示意图

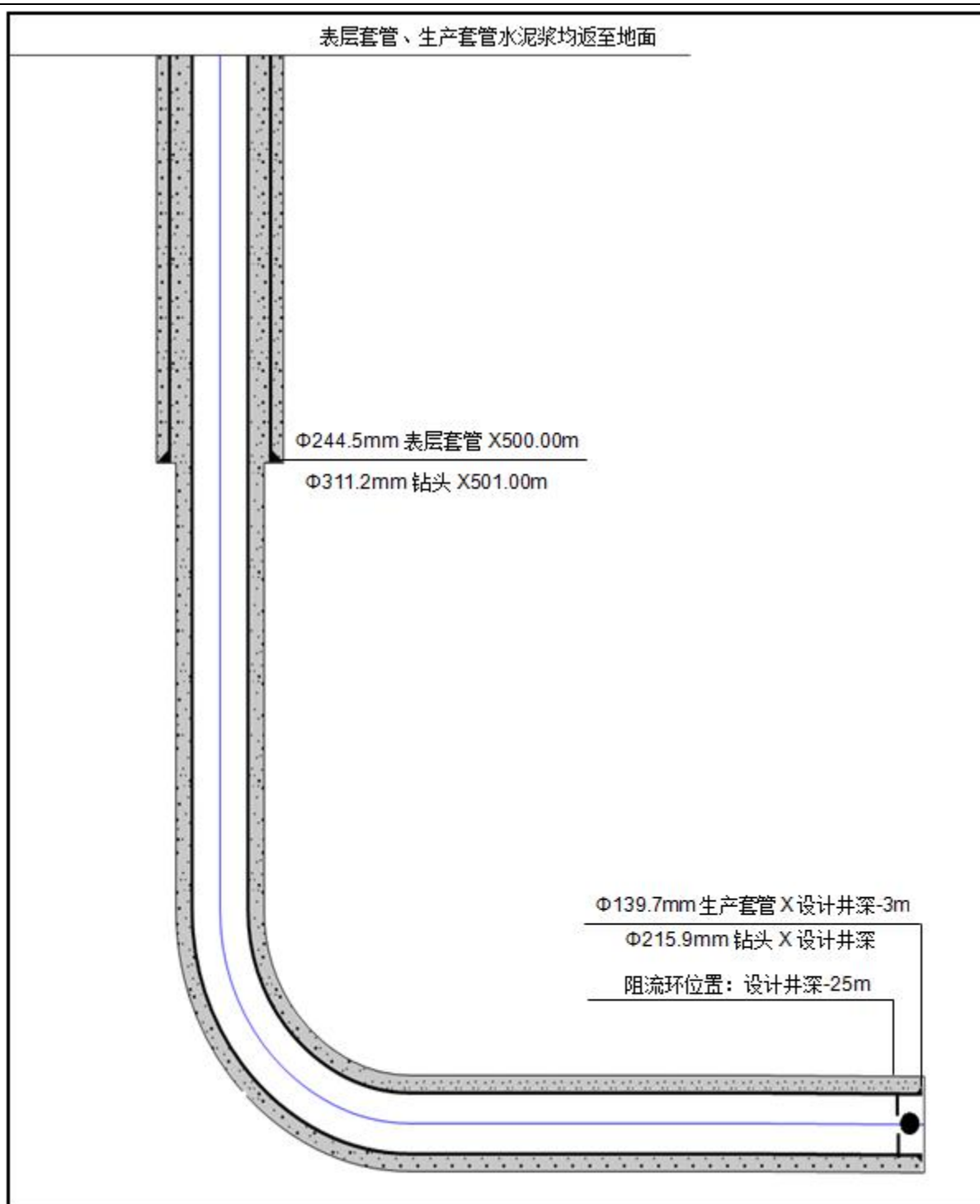


图3.1-3 水平井井身结构设计示意图

3.1.2.2 钻机选型及钻井主要设备

完钻井深<2000m的直井选用ZJ-20/1350钻机，主要设备的型号和规格见表3.1-4；完钻井深 \geq 2000m的直井、水平井选用ZJ-30D/1700钻机，主要设备的型号和规格见表3.1-5。

表3.1-4 ZJ-20/1350钻机及钻井主要设备性能

序号	名称		型号	主要技术参数	备注
1	钻机		ZJ-20/1350		
2	井架		JJ135/39-A	1350 kN	
3	提升系统	天车	TC-162	1620 kN	
		游动滑车	YC-162	1620 kN	
		大钩	DG-162	1620 kN	
		水龙头	SL-160	1600 kN	
		绞车	JC-20	196 kN	
4	转盘		ZP-175	1350 kN	13.73kN·m
5	循环系统	搅拌机		7.5 kW	
		钻井泵1#	SL3NB-1300A	956 kW	
		钻井泵2#	SL3NB-1300A	956 kW	
		钻井液罐			
6	动力系统	柴油机1#	PZ12V 190B	882 kW	
		柴油机2#	PZ12V 190B	882 kW	
		发电机1#	12V135	200 kW	
		发电机2#	12V135	200 kW	
7	钻机控制系统	自动压风机	5.5/12V	5.5 kW	
		电动压风机	5.5/12V	5.5 kW	
8	固控设备	振动筛	2YNS-D		2台
		除砂器	MCS-300×1		1台
9	液压大钳		YQ-100	100kN·m	

表3.1-5 ZJ-30/1700钻机及钻井主要设备性能

序号	名称		型号	主要技术参数	数量
1	钻机		ZJ-30D/1700		
2	井架		JJ170/40-A	170t	
3	提	绞车	JC-30DZ	440 kW	

	升系统	天车	TC-170	170t	
		游钩	YG-170	170t	
		水龙头	SL-170	170t	
4		转盘	ZP-205	22.56kN·m	
5	循环系统	钻井泵1#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井泵2#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井液罐		40m ³	3个
		搅拌器			
6	动力系统	柴油机	12V190	800 kW	3台
		发电机	500GF54	500 kW	
		辅助发电机	麦海姆	250 kW	
		压风机1#	2V-6/8	37 kW	
		压风机2#	2V-5/10	52kW	
7	固控系统	振动筛	BL-50		2台
		除砂器	NOGJ-250*2/2*0.6		1台
		离心机	LW450—842N		1台
8	仪器仪表	钻井参数仪表	SK-2Z01		
		测斜仪			
		测斜绞车			
9		液压大钳	YQ-100	100kN·m	

3.1.2地面工程方案

根据地面工程方案，本项目基建油井18口，开发第一年采取天然能量开发，第二年2口油井转水驱开发，原油物性见表3.1-6，地层水性质见表3.1-7，开发指标预测见表3.1-8。

表3.1-6 金262区块产能原油物性表

油田	目的层	凝固点 (°C)	气油比 (m ³ /t)	密度 (g/cm ³)	粘度 (mPa.s)	含蜡 (%)	胶质 (%)

龙虎泡 油田	高台子 油层	32.8	67.75	0.8534	15.8	27.1	12.7
-----------	-----------	------	-------	--------	------	------	------

表3.1-7 金262区块产能井区地层水性质表

名称	总矿化度 (mg/L)	PH值	氯离子 (mg/L)	水型
金262区块	5804.4	/	2195.2	NaHCO ₃

表3.1-8 金262区块产能开发指标预测表

时间(年) 项目	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	直、斜井油井数(口)	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
直、斜井平均单井日 产油 (t)	2.60	2.60	1.69	1.35	1.15	1.01	0.92	0.86	0.80	0.74	0.70	0.65	0.61	0.57	0.54
直、斜井平均单井日 产液 (t)	5.20	4.73	2.82	1.93	1.64	1.44	1.31	1.23	1.14	1.06	1.00	0.93	0.87	0.81	0.77
水平井油井数(口)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
水平井平均单井日 产油 (t)	12.8	12.8	8.3	6.7	5.7	5.0	4.5	4.2	3.9	3.7	3.4	3.2	3.0	2.8	2.7
水平井平均单井日 产液 (t)	25.60	23.27	13.83	9.57	8.14	7.14	6.43	6.00	5.57	5.29	4.86	4.57	4.29	4.00	3.86
油井日产油(t)	67.20	67.20	43.64	35.00	29.80	26.16	23.72	22.16	20.60	19.24	18.00	16.80	15.76	14.72	14.04
油井日产液(t)	134.40	122.18	72.73	50.00	42.57	37.37	33.89	31.66	29.43	27.49	25.71	24.00	22.51	21.03	20.06
年产油量 (10 ⁴ t/a)	0.67	2.02	1.31	1.05	0.89	0.78	0.71	0.66	0.62	0.58	0.54	0.50	0.47	0.44	0.42
年产液量 (10 ⁴ t/a)	1.34	3.67	2.18	1.50	1.28	1.12	1.02	0.95	0.88	0.82	0.77	0.72	0.68	0.63	0.60
综合含水 (%)	50.00	45.00	40.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00

3.1.3采油工程方案

3.1.3.1 采油方式

本工程基建油井18口，CYJX6-2.5-26HF型抽油机18套，配备ZYCYT225L1-6 19kW电机18套。抽油机机型及配电情况详见表3.1-9。

表3.1-9 抽油机机型及配电装置统计表

举升设备	型号	数量 (台)	配电装置
------	----	--------	------

举升设备	型号	数量（台）	配电装置
抽油机	CYJX6-2.5-26HF	18	ZYCYT225L1-6 19kW

3.1.3.2 清蜡方式

本次产能区块清防蜡设计采用化学清防蜡配合热洗的清防蜡工艺。

3.2 现有区块开发情况回顾

3.2.1 现有区块开发情况

龙虎泡油田位于齐家-古龙凹陷内，平面上表现为两凹夹一隆的构造形态，中部为北东向龙虎泡背斜，金262区块构造位置该背斜北端，周边已建站场为依托，道路系统依托已建油田道路。

3.2.2 代用井钻井工程回顾性分析

本工程共基建油井18口，含1口代用井（金263），该井建设较早，没有环评文件。

3.3 依托工程分析

3.3.1 依托工程能力核实

本次产能依托场站详见表3.3-1。

表3.3-1 本项目依托工程场站信息

序号	分类	数量（座）	名称
1	转油站	1	龙二转油站
2	脱水站	1	龙一联脱水站
3	压裂返排液处理站	1	龙一联废压裂液处理站
4	污水处理站	1	龙一联合含油污水处理站
5	含油污泥贮存池	1	第九采油厂齐北一联合含油污泥贮存池
6	含油污泥处理站	1	第九采油厂含油污泥处理站
7	水基泥浆无害化处理装置	1	大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司
8	射孔液处理装置	1	黑龙江龙之润环保工程有限公司
9	危废库	1	采油九厂危险废物规范化储存库

3.3.1.1 龙二转油站

本次新建油井产液通过龙二转油站初步分离，龙二转油站采用“油气分离器+沉降罐”处理工艺，分离出的游离水经掺水泵升压后掺入站外系统；含水油外输至龙一联脱水站进行进一步脱水。工艺流程见图3.3-1。

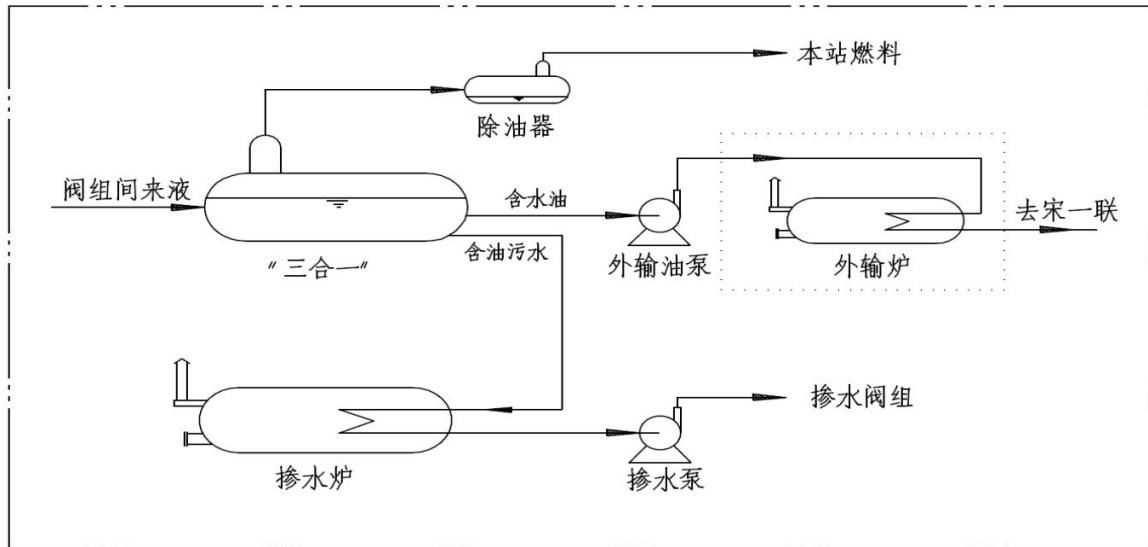


图 3.3-1 龙二转油站工艺流程示意图

新增产能后，龙一联脱水站主要设备及能力核实见表 3.3-2。

表 3.3-2 龙二转油站已建设施能力核实表

时间（年）	2021	2022	2023	2024	2025
新老井油量合计（t/d）	202	197	159	141	130
新老井液量合计（t/d）	1280	1274	1230	1221	1231
处理液量（t/d）	4860	4854	4810	4801	4811
三相分离器负荷率（%）	55.6	55.5	55.0	54.9	55.0
外输炉负荷率（%）	57.1	57.0	55.8	55.7	56.5
外输泵负荷率（%）	76.2	75.8	73.2	72.7	73.3
掺水炉负荷率（%）	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7
掺水泵负荷率（%）	90.4	90.4	90.4	90.4	90.4

经核实，龙二转油站设计最大处理量为8740t/d，实际处理量为4840t/d，负荷率为55.38%，本项目新增产液量19.7t/d，负荷为55.6%，因此可满足本项目依托。

3.3.1.2 龙一联脱水站

本次新建油井产液通过龙二转油站初步分离，进入龙一联脱水站进行脱水。龙一联脱水站投产于1982年，站内采用“五合一”（加热、分离、沉降、缓冲、游离水脱除）处理工艺。阀组来液进入“五合一”组合装置中进行油气水分离，分离出的游离水经掺水泵升压后掺入站外系统；含水油外输。分离出的天然气经过天然气除油器和干燥器处理后自耗。其工艺流程示意图见图 3.3-2。

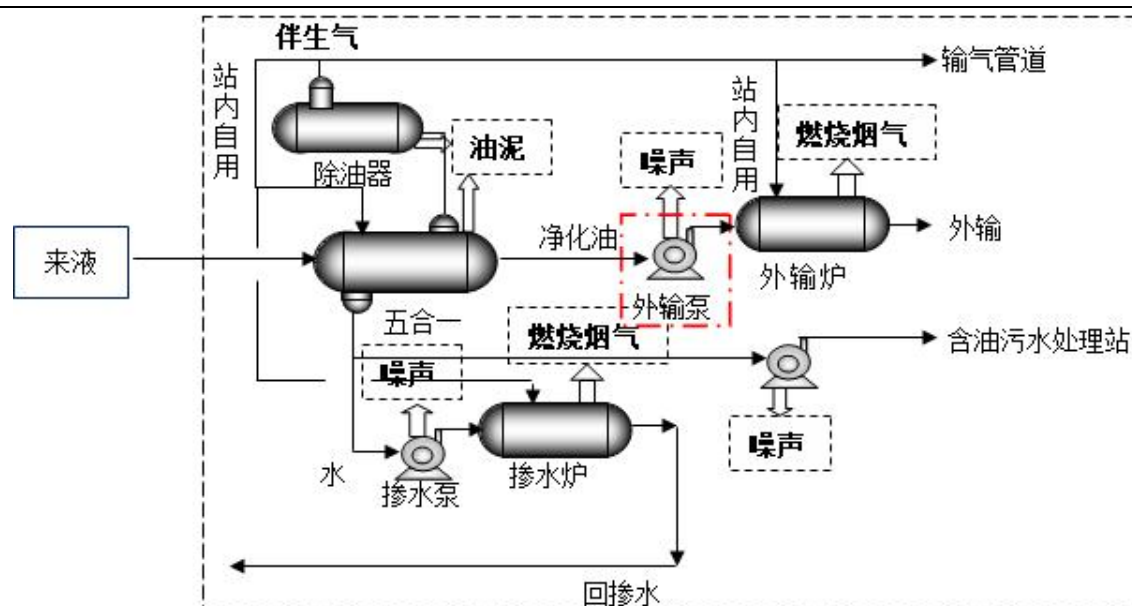


图 3.3-2 龙一联工艺流程示意图

新增产能后，龙一联脱水站主要设备及能力核实见表3.3-2。

表 3.3-2 龙一联脱水站产量预测表

时间（年）	2021	2022	2023	2024	2025
新老井油量合计（t/d）	2039	1894	1724	1591	1478
新老井液量合计（t/d）	6963	6728	6482	6300	6168
处理液量（t/d）	9808	9573	9327	9145	9013
五合一游离水负荷率（%）	91.6	88.5	85.3	82.9	81.2
五合一电脱水器负荷率（%）	106.2	98.6	89.8	82.9	77.0
五合一加热负荷率（%）	114.2	110.5	106.5	103.6	101.5
外输炉负荷率（%）	74.1	68.8	62.6	57.8	53.7
外输泵负荷率（%）	73.4	68.2	62.1	57.3	53.2

经核实，龙一联脱水站五合一组合装置电脱水段及加热段负荷无法满足生产要求已在2019年塔21-4区块产能项目中对龙一联脱水系统进行扩建。按扩建1台 $\Phi 3.0 \times 9.6\text{m}$ 电脱水器、1台0.58MW脱水炉核算，扩建后设计最大处理量为7500t/d，投产后，龙一联脱水站的负荷率为72.3%，因此可满足本项目依托。

3.3.1.3 龙一联合油污水处理站

龙一联合油污水处理站2000年投产运行，采用自然沉降、混凝沉降、两级压力过滤处理工艺，一级过滤罐为核桃壳过滤罐，二级过滤罐为石英砂、磁铁矿双层滤料过滤罐。设计规模为7500m³/d，实际处理量为5092m³/d，负荷率为67.9%，出水水质为“8、

3、2”。龙一联合油污水处理站工艺流程见图3.3-2，本次新井投产后，龙一联污水预测量见表3.3-3。

表 3.3-3 龙一联新老井污水量预测表单位：m³/d

时间(年)	2021	2022	2023	2024	2025
老井产水量	4941	4858	4804	4767	4752
新井产水量	6.7	7.7	10.4	13.5	15.6
合计	4948	4865	4815	4781	4767

由表3.3-3可知，龙一联新、老井产水量规划期内最高为4948m³/d，龙一联现处理能力可以满足新增产能污水处理要求。

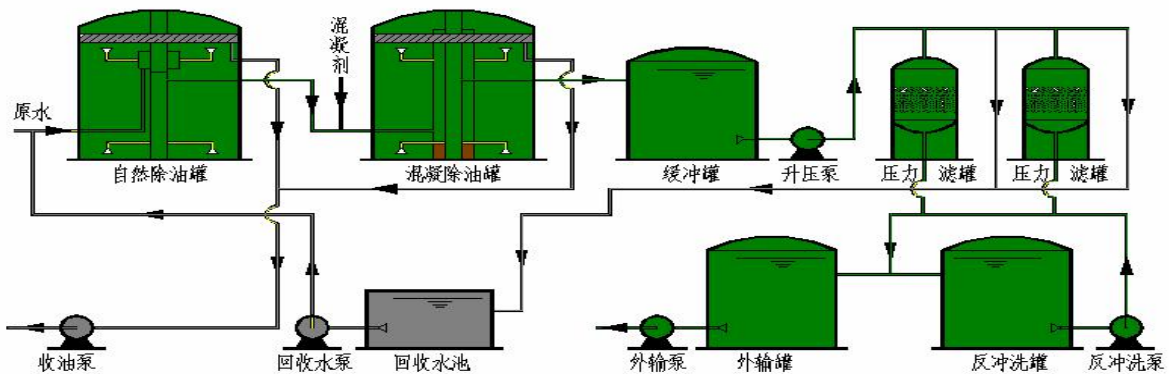


图 3.3-3 龙一联合油污水处理站工艺流程图

3.3.1.4 龙一联废压裂液处理站

站内采用“管式反应器反应-油水泥分离器-一次过滤-二次过滤”处理工艺，处理后的污水输送至龙一联合油污水处理站处理。设计规模 10m³/h（240m³/d），实际处理最大量为 192m³/d，实际负荷率 80%。站内设置 1 座压裂返排液回收池（2500m³），目前剩余容积 900m³。

本项目 18 口油井压裂产生的压裂返排液 648m³，由于压裂为滚动开发，目前压裂返排液回收池容积能够满足本项目需求。

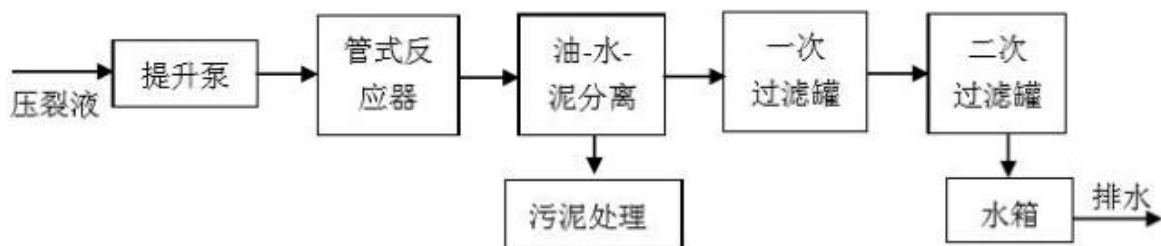


图 3.3-4 压裂返排液处理工艺流程图

3.3.1.5 水基泥浆无害化处理装置

泥浆无害化处理装置在《大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂15万m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理项目》中进行了环境影响评价，于2020年1月21日取得了环评批复，批复文号为杜环建字〔2020〕7号，目前正在组织验收。

该装置设计处理规模为500m³/d。主要设备为储水罐、均质储浆罐、均质反应罐、分离撬、压滤底撬等，包括3座泥浆池（规格30×80×1.5m二座，50×100×1.5m一座，最大储存量14500m³）、1座堆泥场（规格78×60×1.5m，9m高棚盖，钢构厂房，半封闭，最大储存量7000t）。泥浆脱水后的污水暂存在清水罐内，定期由企业用罐车运至龙一联合油污水处理站处理达标后回注；泥饼由采油九厂综合利用垫井场或铺路。该站主要服务于大庆油田采油九厂区域内钻井废弃泥浆的无害化处理。工艺流程见图3.3-5。

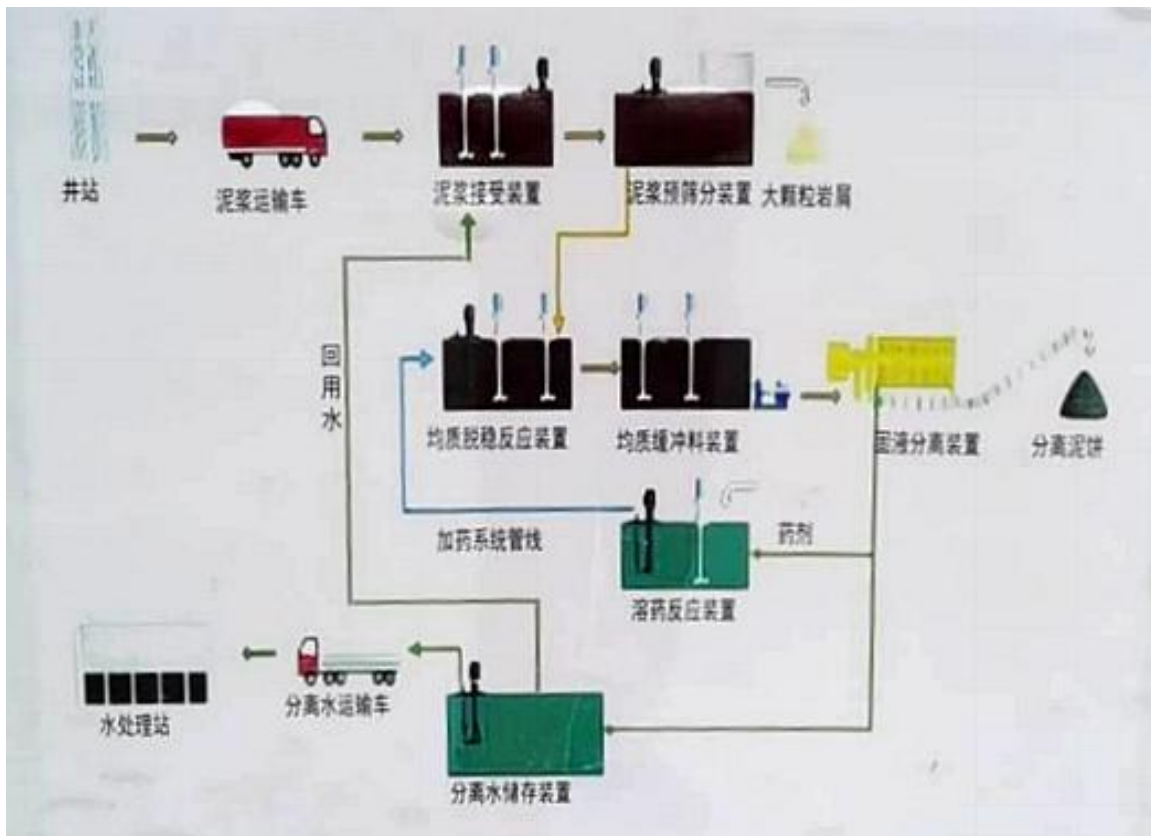


图 3.3-5 水基泥浆无害化处理站工艺流程

根据大庆油田有限责任公司环境监测评价中心于2020年7月9日对第九采油厂废弃钻井液处理后的泥饼的监测数据，泥饼的浸出液浓度均满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）最高允许排放浓度（第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行）。

该站目前泥浆负荷357.5m³/d，泥浆池已用容量为3631.72m³，本项目施工期共产生废弃钻井液、岩屑等共1453.6m³，新增废弃钻井液后废弃钻井液储存池容积满足建设项

目需求。

3.3.1.6 第九采油厂齐北一联合油污泥贮存池

第九采油厂齐北一联合油污泥贮存池暂存（《第九采油厂齐家北地区产能建设工程环境影响报告书》庆环建字[2010]56号，2010.3.21），暂存后送至第九采油厂含油污泥处理站进行无害化处理。

3.3.1.7 第九采油厂含油污泥处理站

项目运营期产生的含油污泥暂存在第九采油厂齐北一联合油污泥贮存池内，第九采油厂齐北一联合油污泥贮存池设计最大暂存能力 4000m³，目前负荷 3000m³，第九采油厂含油污泥处理站环保手续已在《第九采油厂含油污泥处理站建设工程》项目中进行了环境影响评价，批复文号为庆环审【2020】170号。

站内主要工艺采用“预处理-热解工艺”的处理工艺，日最大处理量为 85m³/d，经过处理后的污泥含油<2%。

本项目落地油及含油污泥产生量为 3.916m³/a，龙一联固废池和第九采油厂含油污泥处理站可满足本项目需要。

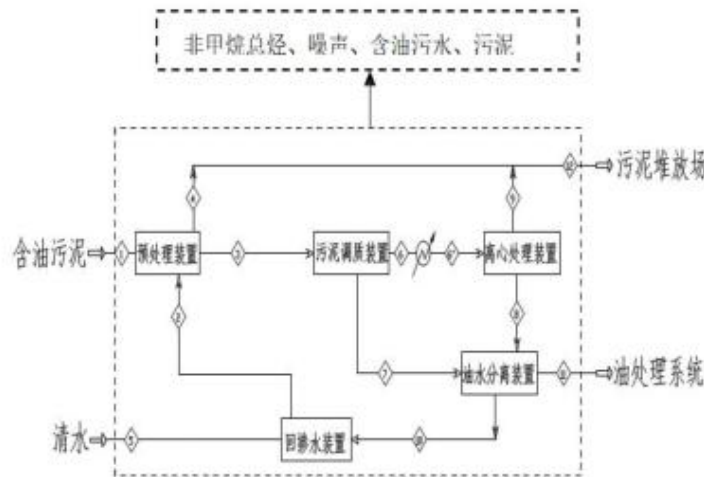


图 3.3-6 含油污泥处理工艺流程图

3.3.1.8 采油九厂危险废物规范化储存库

储存库已在《采油九厂危险废物规范化存储工程》中进行了环境影响评价，于2019年12月取得杜尔伯特蒙古族自治县生态环境局批复，批复文号为杜环建字（2019）30号。

站内建设2座库房，主要用于储存废润滑油、废机油、含油滤料、废三滤、废细菌瓶、废原油、废化学试剂、废采出水、含铬废液、过期药品试剂等危险废物，最大储存量为4.73t/a，周转周期为1次/年，委托资质单位拉运处理。该站主要用于接收大庆油田

采油九厂区域内的固体危险废物。

本项目运营期含油废弃防渗布产生量为3.6t/a，拉运至该储存库进行暂存，定期委托资质单位拉运处理。

3.3.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

本项目依托场站环保手续详见表3.3-4。

表 3.3-4 本项目依托场站环保验收手续

序号	名称	环评文件	环评批复文号	工程运行及验收情况
1	龙一联脱水站	2019年龙西地区扶余油层塔21-4区块第二批产能建设地面工程	庆环审【2019】182号	目前建设单位正在组织验收
2	龙一联含油污水处理站	龙一联污水处理系统改造工程	庆环建字【2013】295号	2020.2通过环评验收
3	龙一联卸油点	采油九厂龙虎泡油田萨葡油层外扩产能建设工程	庆环审【2016】215号	2020.2通过环评验收
4	第九采油厂齐北一联含油污泥贮存池	第九采油厂齐家北地区产能建设工程环境影响报告书	庆环建字[2010]56号	通过环评验收
5	第九采油厂含油污泥处理站	第九采油厂含油污泥处理站建设工程	庆环审【2020】170号	/
6	水基泥浆无害化处理装置	大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂15万m ³ /a钻井废弃泥浆无害化处理项目	杜环建字【2020】7号	目前建设单位正在组织验收
7	龙一联压裂返排液处理站	龙西地区塔35、塔52高产井区产能建设工程	庆环审【2018】123号	2019.9通过环评验收

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龙二转油站、龙一联脱水站加热炉产生的燃烧烟气、站内油气处理设备及卸油点无组织挥发的烃类气体。

①加热炉烟气

龙二转油站加热炉采用天然气作为燃料，本次对龙二转油站加热炉分别进行监测（委托大庆中环评价检测有限公司，监测时间为2021年4月2日~3日），龙二转油站1#掺

水炉排放废气中的SO₂折算浓度约为14~18mg/m³，NO_x折算浓度约为79~83mg/m³，颗粒物折算浓度约为12.2~13.4mg/m³，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用燃气锅炉标准限值的要求。根据现场调查依托场站年耗燃气量及加热炉排气筒监测数据核算依托场站烟气量及大气污染物排放情况，具体见表3.3-5。

表 3.3-5 依托场站加热炉大气污染物排放情况

名称	污染源名称	燃气量 ×10 ⁴ Nm ³ /a	烟气量 ×10 ⁴ Nm ³ /a	污染物排放情况 (t/a)		
				颗粒物	SO ₂	NO _x
龙二转 油站	9台加热炉装置（2台2MW掺水炉，1台3MW掺水炉，2台1MW外输炉，2台1MW采暖炉，2台MW热洗炉）	531	6000.3	0.804	1.080	4.980

②厂界非甲烷总烃

根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数1.4175g/kg原油，根据现场调查，龙二转油站实际最大处理油量为9.87×10⁴t/a，则龙二转油站非甲烷总烃产生量为139.907t/a。

根据《采油九厂龙虎泡油田萨葡油层外扩产能建设工程竣工环境影响调查报告》对龙一联合站厂界外10m处非甲烷总烃排放浓度的检测结果，龙一联厂界外10m处非甲烷总烃无组织排放浓度上风向为0.72~0.79mg/m³、下风向为0.81~0.92mg/m³，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m³）。

3.3.2.2 废水

项目开发区块内的生产废水主要是站场油水分离产生的含油污水以及值班人员产生的生活污水。

根据本工程对龙一联合站含油污水处理站的出水水质的检测结果，含油量4.78~5.17mg/L，悬浮固体1~3mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求（含油量≤8.0mg/L、悬浮固体≤3.0mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤2.0mg/L）限值要求，同时满足碎岩屑油藏注水水质推荐指标及分析方法（SY/T5329-2012）中相应标准限值。

各依托场站值班人员产生的生活污水，依托站内旱厕。

3.3.2.3 噪声

项目依托场站噪声源均为站内加热装置以及各种机泵运行产生的噪声，根据现场调查，各场站输油泵、掺水泵、加热装置等设备均加设了减振基础，并且设有隔声门窗。

根据2021年4月2日-3日大庆中环评价检测有限公司对龙二转油站厂界噪声检测结果，龙二转油站厂界昼间噪声值为45.8~51.9dB（A）、夜间噪声值为43.1~48.8dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。监测结果如下表3.3-6。

表 3.3-6 龙二转油站厂界噪声排放情况

监测时间	依托场站名称	监测结果dB（A）	
		昼间	夜间
2021.04.02	龙二转油站厂界东侧	46.7	43.8
	龙二转油站厂界南侧	51.8	48.6
	龙二转油站厂界西侧	45.9	43.1
	龙二转油站厂界北侧	48.3	45.7
2021.04.03	龙二转油站厂界东侧	46.8	43.9
	龙二转油站厂界南侧	51.9	48.8
	龙二转油站厂界西侧	45.8	43.5
	龙二转油站厂界北侧	48.4	45.6

3.3.2.4 固体废物

依托场站固体废物主要为废弃钻井液无害化处理装置产生的泥饼、场站油气处理系统在清淤过程中产生的含油污泥。根据现场调查，废弃钻井液无害化处理装置目前实际处理量 357.5m³/d，泥饼产生量约 214.5t/d，用于铺设油田道路等综合利用；龙二转油站及龙一联合站产生的含油污泥量为 1932m³/a，均暂存在站内含油污泥暂存池（5000m³）。

依托工程固废排放情况见表 3.3-7。

表 3.3-7 依托工程固体废弃物产生情况

序号	主要污染源	危险废物类别	危险废物代码	排放量	治理措施
1	含油污泥	HW08 废矿物油 与含矿物油	071-001-08	1932m ³ /a	送至含油污泥处理站处理
2	泥饼	/	/	214.5t/d	铺设油田道路等综合利用
3	生活垃圾	/	/	300m ³	由环卫部门统一

拉运进行处理

3.3.3 依托工程存在的环境问题

根据现场调查，本项目所在区域内生态环境为农田生态系统，为传统的油田开发区域。为保护区域生态环境，第九采油厂在钻井工程时严格控制井场的临时占地，例如尽可能增加丛式井比例，严格控制井场的临时及永久占地，井场钻井施工结束后通过当地农民自行复垦等生态恢复措施进行恢复，在采取了一系列的生态保护措施后，油田的开发对区域生态系统没有造成明显影响。

生态方面：项目依托的站场龙二转油站、龙一联站内环境清洁，站内道路两侧和厂区院墙内均已绿化，生态恢复较好；原有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，区域内已有耕地恢复耕作，已开发区域的生态得到一定程度的恢复，作业井场比较清洁，地面看不到油污，说明本区块目前所采取的环保措施是有效的。

在污染治理方面：通过对龙二转油站、龙一联合站烟气排放监测结果分析，加热炉烟气排放浓度能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在用锅炉（燃气锅炉）的标准要求；通过对龙二转油站厂界噪声结果分析，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，昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 、夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$ ；

在环境管理方面：采油九厂设置了环保组织机构，制定了可行的环境保护规章制度，建立了规范的环保档案，制定了可行的环境风险应急预案并定期组织演练。

综上所述，本工程区域不存在原有污染问题。

3.4 建设项目工程分析

3.4.1 主要建设内容

3.4.1.1 钻井工程

(1) 井位部署

本工程新钻井18口，外甩开发首钻井1口，具体井位部署见表3.4-1。

表 3.4-1 钻井基本数据

序号	平台号	井号	X坐标	Y坐标	类别	井别	占地类型
1	1	金263-105-斜102	21612659	5153206	油井	直井	耕地
2		金263-107-斜102			油井	直井	
3		金263-105-斜100			油井	直井	
4	2	金263-106-斜105	21613488	5153107	油井	直井	低洼草地

5		金263-105-斜104			油井	直井	
6		金263-103-斜104			油井	直井	
7		金263-104-斜103			油井	直井	
8	3	金263-104-斜99	21612586	5152344	油井	直井	低洼草地
9		金263-102-斜102			油井	直井	
10		金263-101-斜101			油井	直井	
11		金263-102-斜100			油井	直井	
12	独立井	金263	21612650	5151600	油井	代用井	耕地
13	4	金263-97-斜96	21611833	5150897	油井	大斜度 井	耕地
14		金263-98-斜99			油井		
15		金263-99-斜96			油井		
16		金263-99-斜98			油井		
17	独立井	金262-平1	21611061.38	5150082.47 7	油井	水平井	低洼草地
18	独立井	金262-平2	21610532.38	5149679.09	油井	水平井	水泡
19	外甩首 钻井	金262-1	21610649.21	5150739.78	油井	直井	耕地

(2) 钻前准备工作

钻前准备工作主要为平整井场施工场地，保证全套钻井设备达到相关安装标准，安装完成后并进行相关调试。

(3) 钻进

钻进主要是利用钻头高效率地破碎岩石，钻进过程中通过循环的钻井泥浆将岩屑带出，施工过程中需时刻注意钻井泥浆的各项指标，以满足钻井需求。

(4) 录井

① 钻井参数录取资料要求

钻井参数悬重、钻压、转数、排量、泵压等钻开油气层前1h测量一次，钻开油气层后0.5h测量一次，如有异常情况加密测量。

② 钻井液参数录取

开钻至一开完钻，每间隔1h测量一次钻井液密度、粘度。二开钻开油层前，每间隔1h测量一次钻井液密度、粘度，每间隔8h测量一次钻井液全套性能；钻开油层后，每间隔0.5h测量一次钻井液密度和粘度，每间隔4h测量一次钻井液全套性能和钻井液电阻

率；固井前测量钻井液密度、粘度、切力、失水。并做好记录。

(5) 测井

测井前井内情况应正常、稳定，若电测时间将要大于安全作业时间时，应中途通井循环。测井队到井后应向钻井队了解井况，进行技术交底，确认安全作业时间，明确应急处置程序。

(6) 固井

固井主要是为了保护井眼，避免串层，将套管下入井中，并向井眼和套管之间的环形空间注入水泥，封闭住地层。固井可有效保护地下水含水层不受破坏。定向井固井质量要求见表3.4-2、表3.4-3。

表 3.4-2 直井、定向井固井质量要求

套管程序	井深 m	套管 下深 m	套管 尺寸 mm	套管串结构（套管钢级、壁厚、下深、扣型、浮鞋、浮箍等）
表层 套管	(216~231)	(215~230)	273.1	可钻插入式浮鞋+H40 壁厚 7.09mm 套管至井口 (套管扣型 STC)
生产 套管	见单井 设计	距完钻井深 (2~3) m	139.7	浮鞋+J55 壁厚 7.72mm 套管距完钻井深 (13~15) m+浮箍+ P110 壁厚 7.72mm 套管至高台子油层顶面以上 (20~30) m+ J55 壁厚 7.72mm 套管至井口 (套管扣型 LTC)

表 3.4-3 大斜度井、水平井固井质量要求

套管程序	井深 m	套管 下深 m	套管 尺寸 mm	套管串结构（套管钢级、壁厚、下深、扣型、浮鞋、浮箍等）
表层套管	见单 井 设计	距完钻 井深-1m	244.5	可钻插入式浮鞋+H40 壁厚 7.92mm 套管至井口 (套管扣型 STC)
生产 套管	大斜 度井	见单 井 设计	139.7	浮鞋+P110 壁厚 7.72mm 套管距完钻井深 (13~15) m+浮 箍+P110 壁厚 7.72mm 套管至高台子油层顶面以上 20m~30m+P110 壁厚 7.72mm 短套管+P110 壁厚 7.72mm 套管至井口 (套管扣型 DLP-JT)

水平井	见单井设计	距完钻井深(2~3)m	139.7	浮鞋+P110 壁厚 9.17mm 套管距完钻井深 (13~15) m+浮箍+P110 壁厚 9.17mm 套管至高台子油层顶面以上 20m~30m+P110 壁厚 9.17mm 短套管+P110 壁厚 9.17mm 套管至井口 (套管扣型 DLP-JT)
-----	-------	-------------	-------	---

注：短套管长度为 3m~5m，扣型为 DLP-JT。

(7) 完井

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。一般情况下，完井即钻开油层，完井方式包括套管完井、射孔完井、压裂完井等，套管完井是将层段分隔开，可以进行分层增产及注水作业。本工程18口新钻井及外甩首钻井进行射孔，18口新钻井射孔后（外甩首钻井不进行压裂）与代用井均进行压裂。

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

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。油气层压裂工艺采用压裂车，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，加入支撑剂充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。

完井井口要求：直井、定向井井口使用 $\Phi 273.1\text{mm} \times \Phi 139.7\text{mm}$ 简易套管头；水平井井口使用 $\Phi 244.5\text{mm} \times \Phi 139.7\text{mm}-70\text{MPa}$ 套管头（材质AA级）。

井口校正要求：井口偏斜度小于 0.2° ，套管两侧高差小于 0.5mm 。完井后套管顶面高出地面 $0.20\text{m} \sim 0.30\text{m}$ 。

戴井口帽子要求：搬家和测完声变后，套管内掏空 3m ，井口戴上标有所钻井井号的防盗井口帽子，并将丝扣涂黄油上紧。

3.4.1.2 地面工程（原油集输工程）

本项目共基建油井18口（含1口代用井）；规划采用集输工艺，其中2口水平油井位于龙二转2#9阀组间附近，采用单管环状掺水集油工艺，新建集油环1个，接入2#9阀组间。另外16口油井周边没有已建系统可依托，需新建5环式阀组间1座，设集油环3个。所以本工程新建2#11阀组间1座，扩建2#9阀组间1座。新建单井掺水集油管道DN50-7.28km、DN65-6.08km、DN80-3.6km，站间掺水集油管道DN80-5.37km、DN150-5.37km。

原油集输系统主要工程量统计见表3.4-4。

表 3.4-4 原油集输系统主要工程量统计表

序号	单项工程名称	单位	数量
----	--------	----	----

1	基建油井	口	18
2	新建2#11阀组间	座	1
3	扩建2#9阀组间	座	1

3.4.1.3 道路工程

本次产能建设共规划基建油井18口（含代用井1口），共形成丛式平台4座，单井3座，其中耕地内有平台2座、独立井1口，低洼草地内有平台2座独立井1口，水泡子内1口独立井。

（1）通井路建设

耕地内通井路为3.5m宽通井土路，长度为1.45km；低洼地通井路为4m宽通井土路，长度1.2km。

（2）井排路建设

由于本区南北跨度较长，为满足生产需求，以及车辆通行，需修建砂石井排路4.2km，并与已建井排路相连。井排路建设标准为3.5m宽路面，6.5m宽路基。

（3）水泡子砂石通井路

水泡子砂石通井路为3.5米宽路面，4.5米宽路基，并在两侧加设0.5m宽电力设备带和1m宽管线设备带，长度为0.05km。

（4）涵管工程

由于本次产能中3座平台、2口独立处于低洼地和水泡子中，为避免道路阻水现象加设涵洞4道，共24m。

主要工程量见表3.4-5。

表 3.4-5 道路工程主要工程量

序号	道路名称	总长度 (km)	路面标准 (m)		建设标准
			路基	路面	
1	耕地通井路	1.45	3.5		土路
2	低洼地通井路	1.2	4		土路
3	水泡子砂石通井路	0.05	6	3.5	砂石
4	井排路	4.2	6.5	3.5	砂石
	合计	6.9			

3.4.1.4 供配电工程

（1）井场变配电

本次产能建设工程新增负荷441kW，接入已建卧龙变电所。3卧龙变电所负载率为

26.8%，可以满足本区块新增负荷的需求。5kV变电站能力预测详见表3.4-6。

表 3.4-6 35kV 变电站能力预测表

序号	变电所名称	容量 (kVA)	负荷 (kW)	新增负荷 (kW)	负载率 (%)
1	卧龙变	2×25000	13000	441	26.8%

(2) 10kV线路

为满足新井场配电变压器引接电源的需要，新建10kV线路6.1km，引接自附近已建10kV电力线路，线路采用LGJ-50型导线敷设。

表3.4-7 线路能力预测表

变电所	线路名称	线路规格	已建负荷 (kW)	新增负荷 (kW)	末端压降 (功率因数0.9)
卧龙变	北二线	LGJ-50	226	441	7.36%

(3) 井场部分

本次产能建设区块内新油井18口，形成4座平台井和3个单井。配电采用单变压器对多井和单变压器对单井两种方式，新建井场配电变压器7台。井口配电关系见表3.4-8。

表3.4-8 井场配电关系表

井号	井数 (口)	电机功率 (kW)	变压器容量(kVA)
1#平台	3	66	50
2#平台	4	88	63
3#平台	4	88	63
4#平台	4	88	63
金263	1	22	50 (带阀组间)
金262-平1	1	37	50
金262-平2	1	37	50

主要工程量见表3.4-9。

表 3.4-9 供配电工程主要工程量汇总表

序号	项目名称	单位	数量
一	设备部分		
1	钢芯铝绞线3×(LGJ-50)	km	6.1
2	柱上变电站50kVA	座	4

3	柱上变电站63kVA	座	3
4	高压并联电容器组20kVar	套	4
5	柱上变配电箱4回路	面	3
6	柱上变配电箱3回路	面	1
7	柱上变配电箱2回路	面	1
8	柱上变配电箱1回路	面	2
6	电力电缆YJLV-0.6/13x50+1x25	m	70
7	1kV低压热缩电缆头3x50+1x25	个	7
8	电力电缆YJLV22-0.6/13x25+1x16	m	1020
9	1kV低压热缩电缆头3x25+1x16	个	18
10	抽油机井	座	18
	每座新增:		
	1) 电流互感器100/5	个	3
	2) 微型断路器-63/4P6A	只	1
11	橇装集油阀组间-5 (CP电17-2019/1)	套	1
12	电力电缆YJV22-0.6/15×10	m	100
二	材料部分		
1	B型纤维混凝土防护筒	对	6
2	调速装置安装支架	套	18
	每套内附: 镀锌角钢∠50x5	m	10
3	柱上变配电箱安装支架	套	18
	每套内附:		
	(1) U型抱箍Φ16R=150	付	2
	(2) M型抱铁L=320	付	2
4	混凝土预制板150#水泥250x250x50mm	块	2000
5	工程砂	m ³	50
6	接地装置R≤4Ω	套	26
	每套内附: 1) 接地模块	根	4
	2) 镀锌扁钢40x4	m	20

7	接地装置 $R \leq 10\Omega$	套	18
	每套内附：1) 接地模块	根	2
	2) 镀锌扁钢40x4	m	15
8	镀锌钢管DN50	m	100
9	软铜线BVR-0.516mm ²	m	180

3.4.1.5 占地及取弃土情况

(1) 工程占地情况

建设项目占地主要为钻井及产能井场建设、集油掺水管线建设、道路建设、阀组间建设及阀组间的改扩建，产能井场建设占地包含于钻井占地，不单独计算。根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的相关要求以及根据大庆油田施工和建设实际情况，施工期井场施工场地面积按单井 $90m \times 90m = 8100m^2$ 计算（包含永久占地），丛式井平台每增加1口井增加 $300m^2$ ；永久占地单井按 $30m \times 40m = 1200m^2$ 计算，丛式井平台每增加1口井增加永久占地 $90m^2$ ，建设项目基建18口井形成4座丛式井平台，3座单井井场。

本工程新建耕地内通井路为3.5m宽通井土路，长度为1.45km；低洼地通井路为4m宽通井土路，长度1.2km；需修建砂石井排路4.2km，并与已建井排路相连。井排路建设标准为3.5m宽路面，6.5m宽路基；水泡子砂石通井路为3.5米宽路面，4.5米宽路基，并在两侧增设0.5m宽电力设备带和1m宽管线设备带，长度为0.05km；合计本工程永久占地为 $3.748hm^2$ 。

本工程新建单井掺水集油管线DN50-7.28km、DN65-6.08km、DN80-3.6km，站间掺水集油管道DN80-5.37km、DN150-5.37km，作业带宽度为10m，临时占地约 $27.78hm^2$ ，其中牧草地 $8.536hm^2$ ，耕地（非基本农田） $19.164hm^2$ ；新建2#11阀组间占地为 $800m^2$ ，改扩建，2#9阀组间为站内改造，不新增占地。

根据建设单位与相关土地部门落实同时结合该地区土地利用现状图可以确定本工程占地类型为低洼耕地，属于和平牧场。本工程具体用地情况见表3.4-10。

表 3.4-10 工程新增占地统计 单位： hm^2

序号	建设项目	永久占地			临时占地		
		耕地（非基本农田）	牧草地	水泡	耕地（非基本农田）	牧草地	水泡
1	集油掺水管线	/	/	/	19.164	8.536	
2	道路建设	0.508	3.21	0.03	/	/	/

3	井场建设	0.405	0.414	0.12	2.175	2.196	0.69
4	阀组间	0.08	/	/	/	/	/
小计		4.767			32.761		
合计		37.528					

(2) 土石方平衡

本工程取土主要用于建设井场及道路的垫高或筑高，由于设计未指定取土场，建设单位决定向有资质的单位外购土方。本工程土石方平衡情况详见表3.4-11。

表 3.4-11 土石方平衡表 单位：m³

序号	类别	挖方量	填方量	借方量	弃方量	备注
1	井场、阀组间	0	5095	5095	0	一般井场高出自然地面0.5m
2	道路	0	7495	7495	0	一般道路填筑土方高度0.2m
3	管道	554000	554000	0	0	/
合计		554000	566590	12590	0	/

3.4.1.6 施工方式

(1) 管线施工

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

①施工作业带清理

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

在场地清理过程中，施工带范围内的土壤、植被和农作物都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。管道施工平面布置图见图3.4-1。

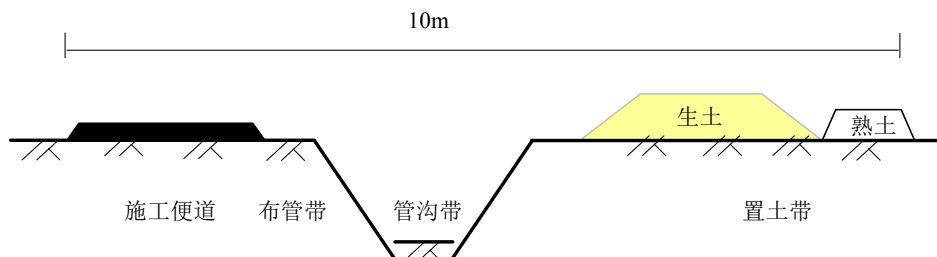


图 3.4-1 管道施工平面布置图

②管沟敷设

管道采用沟埋方式敷设，将表层耕植土和下层土分别堆放。管沟回填土应高出地面

0.3m，回填时，需先回填下层土，后回填表层耕植土。管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后及时进行植被恢复。

③穿越公路

本项目拟建管线穿越水泥路采用顶管穿越，套管顶的埋深 $\geq 1.2\text{m}$ ，套管应伸出公路边沟外2m，保护套管应采用钢筋混凝土套管，且在关键位置设管线标志桩。穿越土路采用大开挖方式穿越。

④清管、试压、干燥

清管主要目的是清除管道内的残留物，使管道内清洁，清洁应进行两次以上，直至管内无异物。清管后用清水进行试压，严密性实验合格后，试压废水进入集输系统后最终输至龙一联合油污水处理站处理后回注。试压完成后，采用压缩空气进行吸湿干燥。

⑤防腐及阴极保护

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

⑥管沟回填

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

(2) 道路施工

项目建设通井路为砂石路，施工方式较简单，主要施工工艺为施工范围内的地表耕地用人工或推土机予以清除并且将道路进行平整，本次新建通井路均挂接于拟征用的水泥路。

建设项目钻井工程新钻18口油井，并对油井进行射孔（代用井不钻井仅进行射孔），对基建的18口油井进行压裂作业（外甩首钻井不基建）；地面工程建设内容为新建阀组间一座，改扩建阀组间一座，新建集油掺水管线、配套建设供配电工程、道路工程等。井场、阀组间、转油站、道路建设、集油掺水管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，还会产生施工扬尘、设备噪声以及施工人员生活污水和生活垃圾等。

(3) 建筑工程施工方案

建筑工程首先对建设范围内土地进行清理、测量放线，然后进行土方开挖，土建基础施工，土建基础施工完毕后进行工艺设备、仪表等安装施工，最后进行道路等辅助施工。

3.4.2环境因素分析

3.4.2.1 原辅材料消耗

(1) 钻井过程需要用清水冲洗钻台、钻具等，平均每钻进1000m，冲洗用水量70m³，本次钻井总进尺68000m，则冲洗用水量为4760m³。

(2) 管线敷设完成后进行试压，新建单井掺水集油管道DN50-7.28km、DN65-6.08km、DN80-3.6km，站间掺水集油管道DN80-5.37km、DN150-5.37km，涉及管线总长度为27.7km，则管线试压用水量为71.664m³。

(3) 根据钻井工程设计资料，平均单井水基钻井液设计用量338m³，本工程新钻井18口，则水基钻井液总用量为6084m³，钻井液设计用量见表3.4-12。

表 3.4-12 钻井液材料用量设计数据表

开钻次序	一开		二开	
钻头尺寸mm	342.9		215.9	
井段m~m	0~231		231~2035	
井筒容积m ³	34		104	
地面循环量m ³	40		80	
钻井液损耗量m ³	7		73	
钻井液总量m ³	81		257	
钻井液体系	膨润土浆		钾盐共聚物	
钻井液材料 名称和用量	材料名称	材料用量t	材料名称	材料用量t
	膨润土	3.0	膨润土	/
	纯碱	0.3	纯碱	0.7
	/	/	WDYZ-1	1.0
	/	/	HX-D	1.0
	/	/	JS-1	3.1
	/	/	JS-2	3.9
	/	/	NH4-HPAN-2	3.3
	/	/	SPNH	3.1
	/	/	HX-A	3.9
	/	/	KOH	0.3
	/	/	超细碳酸钙	5.0
	/	/	重晶石粉	57.0

注1：表中基本数据和材料用量一开按井深231m计算，二开完钻井深按井深2035m计算，最大钻井液密度1.35g/cm³设计，具体用量见单井施工设计。

注2：二类风险井单井储备重晶石粉不少于30t；三类风险井施工区块集中储备重晶石粉不少于50t，如果区块没有集中储备的条件，本井储备重晶石粉储备不少于30t。

(4) 根据建设单位以往经验，单口井射孔一般需要射孔液40m³，返排量为36m³，本工程共18口井需射孔，则射孔液用量为720m³，返排量为648m³，射孔液成分见表3.4-13。

表 3.4-13 射孔液成分一览表

序号	材料名称	单井用量 (m ³)	井数 (口)	本工程合计 (m ³)
1	水	35.49	18	638.82
2	NaCl	1.93	18	34.74
3	KCl	1.93	18	34.74
4	黏土	0.64	18	11.52
5	合计	40	18	720

(5) 本工程18口油井（17口新钻井、1口代用井）投产前需进行压裂作业以提高产量，单井压裂液使用量为1000m³。

(6) 钻井队一般单井在井人数为10人，钻井施工天数为162天，用水量约64.8t；地面建设施工人员40人，施工30天，生活用水量为48t，则建设项目施工期生活用水量112.8t。

(7) 本工程钻机钻进由柴油机供电驱动，所用柴油机消耗系数为202g/kwh，所用柴油机功率880kw，本工程每个钻井井场3台柴油机，本工程钻井总进尺为68000m，本工程钻机用电使用柴油发电机，进尺每1000m，柴油用量20t，本工程柴油消耗量为1360t。

(8) 根据《龙虎泡油田金262区块高台子油层开发区块环评方案》，单井固井水泥用量118t，本项目新钻井18口（包括外甩首钻井1口），故本项目固井水泥用量为2124t。

钻井期主要物料消耗表见表3.4-14。

表 3.4-14 本工程钻井期固井水泥用量数据表

套管程序	套管尺寸mm	钻头尺寸mm	井径扩大率%	环空容积m ³	水泥浆返深m	水泥塞面深度m	水泥级别	附加%	水泥用量t

表层套管	273.1	342.9	30	22.42	地面	距完钻井深1m以内	A	40	42
生产套管	139.7	215.9	10	45.39	地面	距完钻井深15m以内	高强低密度	15	55
				13.66	萨尔图油层顶面以上100m		G		21

(9) 钻井液钻井液各成分理化性质见表3.4-15。

表 3.4-15 钻井液主要成分理化性质一览表

序号	原料名称	重要组分	理化性质及作用	毒性性质
1	膨润土	天然矿，主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹1个铝氧八面体晶片组成1个晶层，在硅氧四面体中，有部分的Si ⁴⁺ 可被Al ³⁺ 取代，铝氧八面体层中有部分的Al ³⁺ 可被Fe ²⁺ 、Mg ²⁺ 、Zn ²⁺ 等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能开成氢键，晶层间有微弱的分子力连接，连接力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水肿胀。因此，它具有很强的吸水性、可塑性、粘结性和离子交换性，水化分散性较好。	无毒性
2	纯碱	碳酸钠 Na ₂ CO ₃	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH值为11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供Na ⁺ 和CO ₃ ²⁻ ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的Ca ²⁺ 离子，使泥浆性能变好。	无毒性
3	NH ₄ -HPAN-2	双聚铵盐 (NH ₄ -HPAN-2)	双聚铵盐(NH ₄ -HPAN-2)，外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量(%)≤6.0，是水解聚丙烯腈-铵盐(NH ₄ -HPAN)的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，因带有-NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力，并且使用不受温度的限制，具有良好的	无毒性

			降滤失功能。	
4	重晶石粉	BaSO ₄	纯品为白色粉末，如含有杂质多为灰绿色。相对密度4.3~4.6，不溶于水。钻井加重剂 增加钻井泥浆的密度。	轻微毒性
5	KOH	氢氧化钾	氢氧化钾是一种白色透明的晶体，易溶于水，溶解时强烈放热，水溶液呈碱性，pH值为14，有较强的腐蚀性，既能用来调节泥浆的pH值，又能提供K ⁺ 离子，其在泥浆中全部电离，提供的K ⁺ 离子有较好的防塌作用，因此钾盐泥浆被广泛使用。此外，KOH可用来与某些有机处理剂进行水解作，生成钾盐。	中等毒性
6	WDYZ-1	碳酸钾、氧化钙和至少一种反絮凝剂经过化学反应而成	WDYZ-1是一类复合抑制剂，以钾离子为抑制离子，以钙离子为辅助抑制离子，不使用阴离子或阴离子团，并在此基础上混入木质素或腐殖酸，形成最终复合抑制剂。抗温160°C，可调节钻井液的流变性，提高体系动逆比、切力，具有很强的携屑能力，可防止井下发生复杂情况。其中木质素、腐殖酸可生物降解。	无毒性
7	HX-D	由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造而成	阳离子聚合物抑制剂HX-D，乳白色或浅色液体，pH7~9，是由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造，形成的具有强抑制、吸附和包被作用的一种钻井泥浆助剂，可与地层多价离子反应，有良好的抗高温流变性，同时还具有防塌、防膨等作用。	无毒性
8	JS-1	聚合物水泥防水涂料	JS防水涂料是一种以聚丙烯酸酯乳液、乙烯-醋酸乙烯酯共聚乳液等聚合物乳液与各种添加剂组成的有机液料，和水泥、石英砂、轻重质碳酸钙等无机填料及各种添加剂所组成的无机粉料通过合理配比、复合制成的一种双组份、水性建筑防水涂料。“JS”防水涂料1型的强度和延伸率分别是1.2MPa/200%，是低强高延伸	无毒性
9	JS-2	聚合物水泥防水	JS防水涂料是一种以聚丙烯酸酯乳液、乙烯-醋酸	无毒

		涂料	<p>乙烯酯共聚乳液等聚合物乳液与各种添加剂组成的有机液料，和水泥、石英砂、轻重质碳酸钙等无机填料及各种添加剂所组成的无机粉料通过合理配比、复合制成的一种双组份、水性建筑防水涂料。</p> <p>“JS”防水涂料2型的强度和延伸率分别是1.8MPa/80%，是高强低延伸</p>	性
10	HX-A	由亲水性极性基团和亲油性的非极性基团组成	<p>分散剂HX-A具有表面活性剂的作用，其分子由亲水性极性基团（酰氨基-CONH-、酯基-COO-）和亲油性的非极性基团（脂肪链R）两部分组成。分散剂HX-A的熔点为67℃，在塑料成型加工温度下熔化后能均匀地包覆在颜料颗粒的表面，降低颜料颗粒的表面张力，有助于颜料分散体系的稳定，保证颜料颗粒在塑料中充分发挥着色作用。</p>	无毒性
11	超细碳酸钙	CaCO ₃	<p>超细碳酸钙为白色粉末、无臭、无味、露置空气中无变化，不溶于水，在含有铵盐或二氧化碳的水中微能溶解，不溶于醇。遇稀醋酸、稀盐酸、稀硝酸易发生泡沸并溶解；加热分解为氧化钙和二氧化碳。作为加重剂在钻井液中主要作用为在泥岩井段防塌，在沙岩井段防压差卡钻和保护油气层及加重泥浆。</p>	无毒性

(10) 射孔液各成分理化性质见表3.4-16。

表 3.4-16 射孔液成分理化性质一览表

序号	原料名称	理化性质
1	NaCl	白色晶体状，无化学毒性，但摄入过多会引起细胞脱水，严重者会导致死亡。皮肤接触后用清水清洗干净即可。不易燃。
2	KCl	无色细长菱形或成一立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，外观如同食盐，无臭、味咸。皮肤接触后用清水清洗干净即可。无化学毒性，不易燃。
3	黏土稳定剂	<p>双聚铵盐(NH₄-HPAN-2)，外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量(%) ≤6.0，是水解聚丙烯腈-铵盐(NH₄-HPAN)的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，因带有-NH₄、-NH₂、-CN基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和</p>

序号	原料名称	理化性质
		很好的抗盐能力，并且使用不受温度的限制，具有良好的降滤失功能，无毒性。

(11) 压裂液各成分理化性质见表3.4-17。

表 3.4-17 压裂液各成分理化性质

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℃~200℃，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。
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	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。
4	有机硼	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。
5	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。
6	过硫酸钾	固体。不燃烧，但会增强火势。跟可燃物质接触可能会引起火灾。对皮肤、呼吸道有刺激性，可能引起敏化作用。对眼睛有严重刺激性。不属于剧毒、一般毒性物质，轻度毒性，LD50(经口)802mg/kg(大鼠)。应避免泄漏，收于密闭容器中。无气味，有潮解性，可用作油井压裂液的破胶剂。
7	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。在钻井液中发生电离和水解，提供Na ⁺ 和CO ₃ ²⁻ ，在钻井液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钻井液中的Ca ²⁺ 离子，使钻井液性能变好
8	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。

3.4.2.2 污染影响因素分析

(1) 施工期

① 钻井工程

钻井工艺主要包括：钻前准备工作、钻进、固井和完井。钻前准备工作中，在预选井位前首先要进行平整井场、架设泥浆槽、堆放钻井所需的重晶石粉、水泥等物料，由大型车辆将钻机运至井场进行安装。此过程的污染工序主要是重型车辆沿途产生的噪声，重晶石粉、水泥等搬运过程中产生扬尘。钻井过程中产生的污染物主要有钻井污水、废弃钻井液、钻井岩屑、柴油机排出的烟气及钻机等设备运行产生的噪声。除上述污染外，钻井施工营地还将产生生活污水和生活垃圾。

(2) 井下作业

井下作业是在完井后进行的，一般在采油井投产前进行。建设项目施工期的井下作业主要为射孔作业、压裂作业。

射孔即在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。本工程新钻 18 口井均进行射孔，该过程产生的污染物主要为废射孔液等。

油气层压裂工艺采用压裂车，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，加入支撑剂充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。本工程基建18口油井均进行缝网压裂，该过程产生的污染物主要为压裂返排液等。

③ 地面工程建设

地面工程建设内容为基建抽油机井架、新建2#11阀组间1座、改扩建2#9阀组间1座、集油掺水管道、供配电工程、道路工程等。井场、道路建设、管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，还会产生施工扬尘、设备噪声以及施工人员生活污水和生活垃圾等。

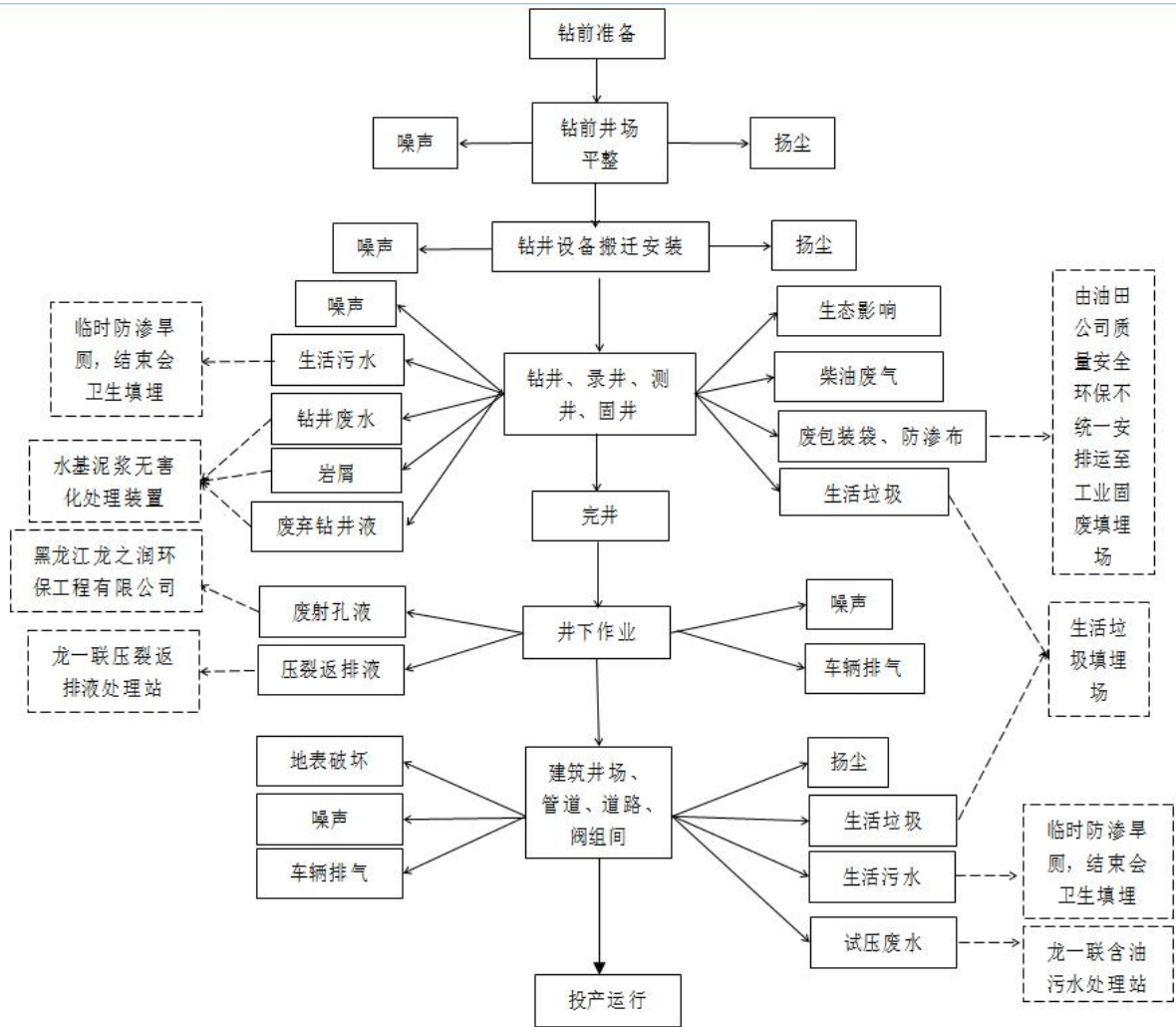


图 3.4-2 施工期产污节点图

(2) 运营期

本工程运营期主要环境影响因素为依托场站运行产生的燃烧烟气、原油集输过程中产生的无组织烃类气体，油井作业产生的作业污水和落地油，油井清防蜡废水，井场抽油机及依托场站产生的噪声，油井作业产生的作业污水、洗井污水和落地油等，以及依托场站员工产生的生活污水和生活垃圾等。

本项目运营期工艺流程及产污节点见图 3.4-3、图 3.4-4。

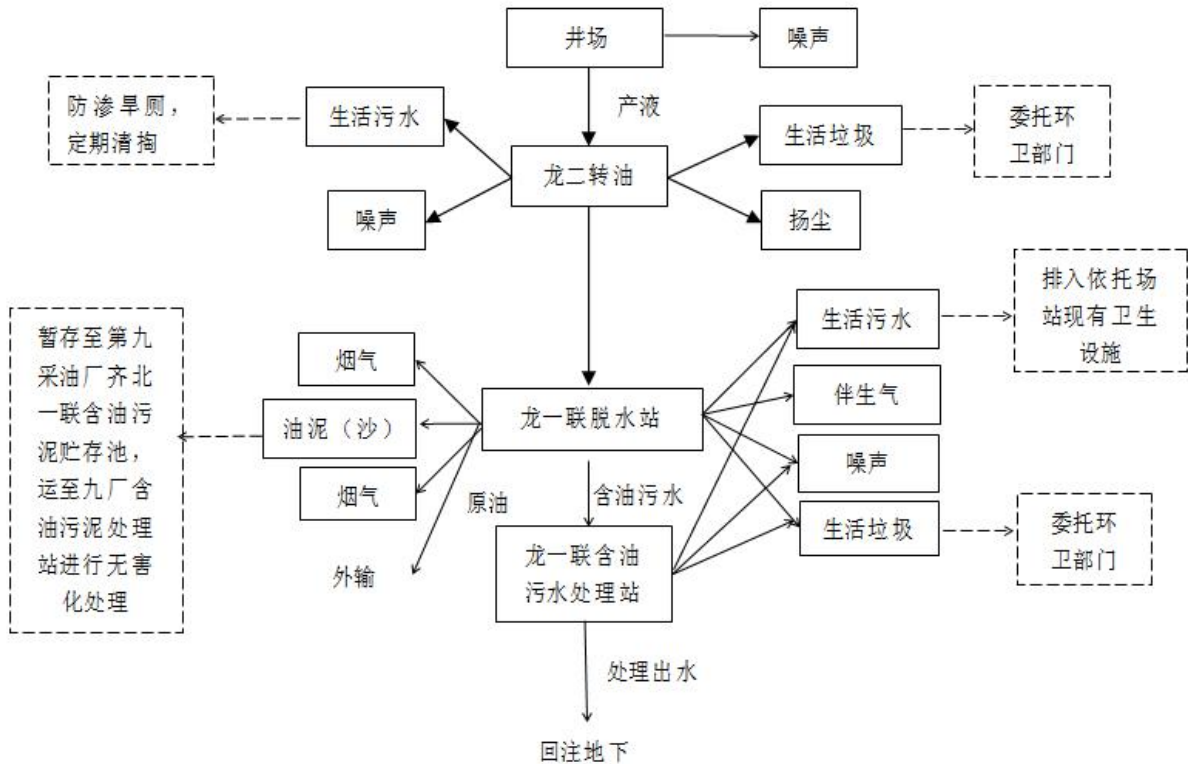


图 3.4-3 运营期正常工况下工艺流程及产污节点

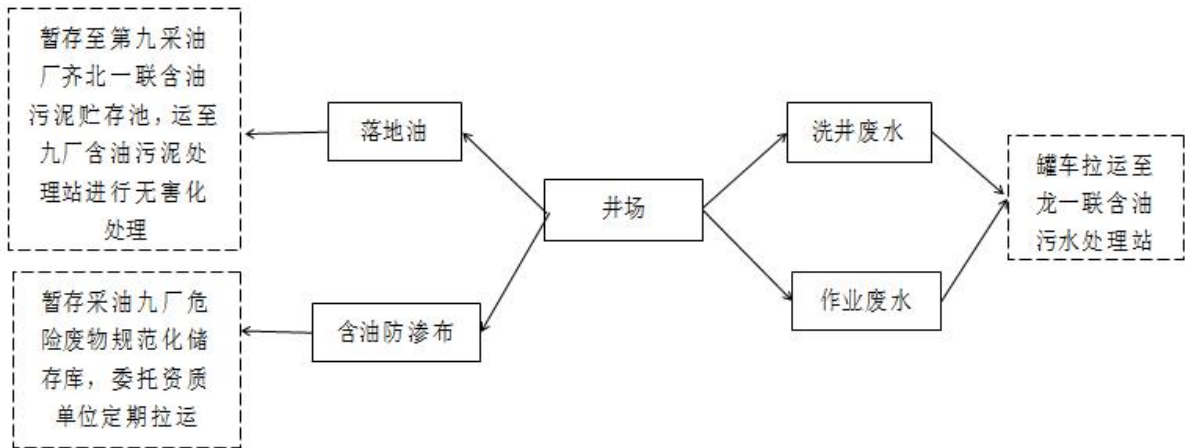


图 3.4-4 运营期非正常工况工艺流程及产污节点

3.4.2.3 生态影响因素分析

本工程部署基建18口油井形成4座井平台，3座单井井场，新建2#11阀组间1座，配套建设集油掺水管道、道路、供配电等，主要占地类型为耕地（非基本农田）、牧草地及水泡，新增总占地面积为37.528hm²，其中临时占地面积4.767hm²，永久占地面积32.761hm²。

临时占地对周围生态环境影响主要体现在钻井、阀组间、管线、道路等施工过程中

中，机械、运输车辆对植被的碾压、人员践踏、材料占地、土壤翻出堆放地表等活动将对工程周围的地表环境造成暂时性破坏，对地面植被会造成一定的破坏；永久占地对周围生态环境影响主要体现在通井路的占地使原来连续分布的生态环境中形成斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构，但由于施工时间较短，对生态环境影响较小。

油田运营期对生态系统的影响主要是井下作业、管线穿孔、管线泄露对生态的影响。油井作业均在井场的永久占地范围内进行，同时在作业时铺设防渗布，产生的作业污水经罐车拉运龙一联合油污水处理站处理达标后回注地下，防止了污油污水排入外环境，不会对井场周围的植被产生影响。但如果作业时管理不善，导致大量污油水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，导致其生产力下降。

3.4.3 污染源源强核算

3.4.3.1 施工期污染源源强核算

(1) 废气

施工期废气主要为钻井工程柴油机燃烧排放的烟气及地面工程施工时管沟开挖、道路敷设、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，施工设备和运输车辆尾气，以及管道焊接产生的少量焊接烟尘。

① 施工车辆产生的扬尘

建设项目施工活动包括井场地面建设、集油掺水管道及通井路、供配电等工程。道路、管道施工产生的扬尘，尤其是灰土运输将给运输道路的沿线带来扬尘污染。扬尘粒径分布为： $<5\mu\text{m}$ 约占8%、 $5\sim 30\mu\text{m}$ 约占24%、 $>30\mu\text{m}$ 约占68%。根据相关工程的现场模拟数据调查，施工时运输车辆下风向50m处的浓度约为 $11.63\text{mg}/\text{m}^3$ 。

② 管线、道路施工扬尘

建设项目新建集油掺水管线27.7km，管线施工作业临时占地作业面宽度为10m，管道占地面积 27.7hm^2 ，参考对土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP产生系数为 $0.01\sim 0.05\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{s}$ ，考虑建设项目实际情况，TSP产生系数取 $0.02\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{s}$ ，取施工现场的扰动面积比为70%，按每天施工时间8h计算，管线施工产生的扬尘为 $159.55\text{kg}/\text{d}$ 。

③ 钻井时柴油机排放的大气污染物

钻井时钻机和其他设备动力源均由发电机提供，而为发电机提供动能的是柴油机。根据建设单位提供的资料，柴油机型号为PZ12V190B，功率800kW，平均耗油量 $202\text{g}/\text{kWh}$ ，本工程每个钻井平台共3台柴油机，本工程钻井总进尺为68000m，本工程钻机用电使用柴油发电机，进尺每1000m，柴油用量20t，本工程柴油消耗量为1360t，

烟气量按每公斤 12m^3 计，则本工程烟气排放量为柴油发电机运营期间产生烟气 $1632 \times 10^4\text{m}^3$ ，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 和颗粒物。根据《环境影响评价工程师职业资格培训教材：社会区域类环境影响评价》给出计算参数可知，发电机运行污染物排放系数为： $\text{NO}_x 2.56\text{g/L}$ ，颗粒物 0.7146g/L ， $\text{CO} 1.52\text{g/L}$ ， $\text{NMHC} 1.489\text{g/L}$ ，由于 SO_2 产生量较小，本工程不核算其具体产生量。1t 柴油约为 1162L，因此计算污染物排放情况见下表。核算单井柴油机污染物排放情况见表 3.4-16。

表 3.4-16 柴油发电机燃烧废气污染物排放表

耗油量 (t)	柴油体积 (L)	烟气量 (10^4m^3)	排放总量 (t)			
			NO_x	颗粒物	CO	NMHC
1360	1580320	1632	4.046	1.129	2.402	2.353

④车辆尾气

油田开发时各类运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。但由于车辆数量与每辆车行驶里程不易确定，因此，本次评价仅简单分析。

⑤焊接烟尘

管线施工程序包括组装焊接，将产生少量的焊接烟尘，由于施工场所较为空旷，且为无组织挥发，故进行简要分析。

(2) 废水

建设项目施工期废水主要为钻井污水、压裂返排液、管线试压废水以及施工人员产生的生活污水。

①钻井污水

钻井污水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水，钻井污水主要含有钻井液和钻井岩屑等。本次钻井总进尺 68000m，平均每钻进 1m，产生钻井污水 0.02m^3 ，则钻井污水产生量为 1360m^3 。钻井污水排入井场设置的泥浆接收罐车中，拉运至水基泥浆无害化处理装置处理。

②压裂返排液

根据工程开发方案，本工程 18 口油井进行压裂，单井压裂返排液产生量约 36m^3 ，则压裂返排液产生量为 648m^3 ，拉运至龙一联压裂返排液处理站处理。

③试压废水

项目管线铺设完成后进行试压，涉及新建单井掺水集油管道 DN50-7.28km、DN65-6.08km、DN80-3.6km，站间掺水集油管道 DN80-5.37km、DN150-5.37km，涉及管线总长度为 27.7km，则管线试压用水量为 71.664t，试压废水按用水量的 95% 计算，排放量为

68.081t，试压废水经罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理达标后回注地下。

④生活污水

施工期间施工每人每天用水40L，钻井队在井人数10人，单井钻井施工时间约为162d，地面建设施工人员40人，施工30天，则施工用水量约112.8t，生活污水按用水量的80%计算，则本工程产生生活污水90.24t。生活污水依托周围村屯。

建设项目废水产生及排放情况详见表3.4-17。

表 3.4-17 施工期水污染物排放量表

序号	污染物名称	产生量	主要污染物	去向及措施
1	钻井污水	1360m ³	COD、SS	排入井场设置的泥浆接收罐车，拉运至水基泥浆无害化处理装置处理
2	压裂返排液	648m ³	COD、石油类	罐车拉运至龙一联合压裂返排液处理站处理
3	试压废水	60.081t	SS	罐车拉运至龙一联合油污水处理站进行处理
4	生活污水	90.24t	COD、NH ₃ -N	依托周围村屯

(3) 噪声

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

表 3.4-18 本工程施工期噪声源统计表

噪声源	噪声值dB (A)
柴油发电机	85~105
钻机	85~90
泥浆泵	75~85
振动筛	70~85
挖掘机	85~105
搅拌机	60~70
推土机	70~90
压路机	80~90
冲击式钻机	70~90
电焊机	75~90
压裂车	85~105
运输车辆	75~80

(4) 固体废物

施工期产生的固体废弃物主要为钻井工程产生的废弃钻井液、钻井岩屑、废射孔液、纯碱、膨润土包装袋及施工人员产生的生活垃圾。

①废弃钻井液

废弃钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后废弃的泥浆和废水。

依据钻井液材料用量设计数据表，本工程单井钻井液设计用量为 338m^3 ，60%循环利用，其余40%废弃钻井液拉运至水基泥浆无害化处理装置处理，本项目新钻18口油井，则产生废弃钻井液 2433.6m^3 ，泥浆密度约为 $1.15\text{t}/\text{m}^3$ ，则废弃钻井液的量为 2798.64t 。由罐车拉运至废弃钻井液无害化处理装置处理，处理后的废水进入系统回注，处理后的泥饼暂存于泥饼暂存场，用来垫高井场。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，完井后与废钻井液一起处理。根据大庆油田多年统计数据，钻井岩屑的产生量为单井1000m进尺岩屑产生量最大约为 24m^3 ，本工程完钻总进尺68000m，则本工程钻井岩屑的产生总量约 1632m^3 ，岩屑密度取 $2.8\text{t}/\text{m}^3$ ，则岩屑产生量为 4569.6t 。

③废射孔液

本工程油井钻完后需进行射孔作业，射孔液主要成分为无机盐类水溶液加适量黏土稳定剂。作业过程中将产生废射孔废液，根据大庆油田多年统计数据，废射孔废液产生量约 $36\text{m}^3/\text{井}$ ，本工程18口井需射孔，共计产生废射孔废液 648m^3 。

④膨润土、纯碱废包装袋及破损的防渗布

钻井过程中，单井膨润土、纯碱包装袋和废防渗布产生量约为 0.0015t ，本项目新钻18口油井，故膨润土、纯碱包装袋和废防渗布产生量约为 0.027t ，不属于危险废物，按照油田公司质量安全环保部安排拉运至已建工业固废填埋场进行填埋处理，执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及2013年修改单中标准。

钻井过程中，单井KOH包装袋产生量约为 0.0005t ，本项目钻井18口，故废KOH包装袋产生量约为 0.009t 。废KOH包装袋应集中收集，委托资质单位处理。

压裂过程中使用过硫酸钾，单井压裂过程中过硫酸钾用量约为 0.025t ，过硫酸钾规格为 $25\text{kg}/\text{袋}$ ，则单井产生1个过硫酸钾包装袋，18口井过硫酸钾废包装袋产生量为18个，委托资质单位拉运处理。

⑤生活垃圾

钻井期间在井人数 10 人，单井钻井施工时间约为 9d，钻井施工天数 162 天，地面建设工程期间施工人员 40 人，施工 30 天，每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 1.41t，统一收集后送附近垃圾点，由环卫工人运至大庆市生活垃圾综合处理厂处理。

建设项目固体废物产生及排放情况详见表 3.4-19。

表 3.4-19 施工期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	主要污染物	废物类别	去向及措施
1	废弃钻井液	2798.64t	泥浆	一般废物	拉运至水基泥浆处理装置处理
2	钻井岩屑	4569.6t	SS	一般废物	
3	废射孔液	648m ³	泥浆、无机盐	一般废物	
4	膨润土、纯碱废包装袋及破损的防渗布	0.027t	/	一般废物	送已建工业固废填埋场处理
5	废过硫酸钾包装袋	18个	/	危险废物	运至有资质单位进行处理
6	氢氧化钾包装袋	0.009t	/	危险废物	运至有资质单位进行处理
7	生活垃圾	1.41t	/	/	大庆市生活垃圾综合处理厂

3.4.3.2 运营期污染源强核算

运营期产污环节为依托场站加热装置产生的燃烧烟气，油井采油过程中无组织挥发烃类气体；产出液经脱水站加热分离后产生的含油污水；油井作业过程中产生的作业污水和落地油、含油废防渗布及废滤料，以及依托场站和井场噪声等。

(1) 大气污染源及污染物分析

① 烃类气体

建设项目部署油井18口，油井产液经管线输送进入龙二转油站进行分离，分离后含水油输送至龙一联脱水站进行脱水处理，项目烃类气体主要的排放地点为采油井场、阀组间、龙二转油站、龙一联脱水站。

根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，本项目建成后年产能 0.72×10⁴t，则本次产能非甲烷总烃总挥发量约为 10.206t/a。

② 加热炉烟气

本工程运营期产生的废气主要为依托场站加热炉产生的燃烧烟气，加热装置燃料为

天然气，产生的烟气较为清洁，排气筒高度大于 8m。

本工程对本次对龙二转油站加热炉进行监测（委托大庆中环评价检测有限公司，监测时间为2021年4月2日~3日），龙二转油站1#掺水炉排放废气中的SO₂折算浓度约为14~18mg/m³，NO_x折算浓度约为79~83mg/m³，颗粒物折算浓度约为12.2~13.4mg/m³，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用燃气锅炉标准限值的要求；据大庆油田采油九厂统计值，每吨产液新增燃气量约为3.962m³，根据《工业污染源产排污系数手册》，燃气加热炉烟气排污系数为13.6Nm³/m³天然气。本项目建成后产液量约1.2×10⁴t，则新增燃气量约4.7544万Nm³/a。

$$\text{新增燃气量}=1.2 \times 10^4 \times 3.962 = 4.7544 \text{ 万 Nm}^3/\text{a}$$

$$\text{新增烟量}=4.7544 \times 13.6 \approx 64.66 \text{ 万 Nm}^3/\text{a}$$

$$\text{SO}_2 \text{ 年排放量} = 64.66 \times 18 \times 10^{-5} \approx 0.012 \text{ t/a}$$

$$\text{NO}_x \text{ 年排放量} = 64.66 \times 83 \times 10^{-5} \approx 0.054 \text{ t/a}$$

$$\text{颗粒物年排放量} = 64.66 \times 13.4 \times 10^{-5} \approx 0.009 \text{ t/a}$$

建设项目新增烟气污染物排放见表3.4-20。

表 3.4-20 龙二转油站加热装置烟气排放情况一览表

名称	排气筒高度 (m)	燃气量 (万 Nm ³ /a)	烟量 (万 Nm ³ /a)	污染物排放情况 (t/a)		
				SO ₂	NO _x	颗粒物
龙二转油站	12	4.7544	64.66	0.012	0.054	0.009

(2) 水污染源及污染物分析

运营期产生的废水主要为油井产液分离废水及生活污水。

①油田采出水

本项目根据产能预测方案，日产液32.88t/d，综合含水为40.0%，因此经龙二转油站“三相分离器”分离出的废水量为13.15t/d，含油污水管输至龙一联合含油污水处理站处理，达标后回注地下。

②作业污水

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

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 60m³/井·次，即油井 3 年内作业 2 次，18 口油井共产生油井修井废水量约 720m³/a。本项目油井作业废水共产生 720m³/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。

③生活污水

运营期不新增定员，不产生生活污水。

(3) 噪声

建设项目运营期，依托工程不新增设备，噪声源主要是抽油机机械噪声、加热装置运行过程中产生的噪声，主要噪声污染源强核算结果及相关参数一览表见表3.4-21。

表 3.4-21 噪声污染源强核算结果及相关参数一览表 单位：dB(A)

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源	
				核算方法	噪声值 dB (A)
井场	抽油	抽油机	连续	类比法	65-80

(4) 固体废物

项目运营期产生的固体废物主要有含油污泥、落地油、含油废防渗布、废滤料。

①含油污泥

结合油田实际产生情况和多年统计数据，生产万吨原油的排泥量（固相）一般按约0.3t计算，本项目产能 $0.72 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本项目含油污泥产生量 0.216t/a ，为危险废物，危废代码为HW08/071-001-08，统一收集送已建第九采油厂齐北一联合油污泥贮存池暂存（《第九采油厂齐家北地区产能建设工程环境影响报告书》庆环建字[2010]56号，2010.3.21），暂存后送至第九采油厂含油污泥处理站处理。

②落地油

由于该区块地层压力较低，加上作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置，因此产生的落地油量很少。考虑意外情况且按最不利状态，一般每口井作业期间产生的落地油可按 $50 \text{kg/井} \cdot \text{次}$ ，作业频率一般1.5年，因此作业产生的落地油为 0.6t/a ，落地油全部回收拉运至第九采油厂齐北一联合油污泥贮存池暂存，暂存后送至第九采油厂含油污泥处理站处理。落地油回收率为100%。

③含油废防渗布

根据油田现场的实际生产情况调查，每口油井作业面积约 400m^2 ，防渗布重量按 500g/m^2 计，可计算单井产生量约 0.2t ，本项目油井共计18口，则含油废防渗布产生量约为 3.6t/a ，为危险废物，危废代码为HW49/900-041-49，最终由有资质单位进行处理。

④废滤料

本项目依托的含油污水处理站处理含油污水会新增废滤料，类比现有依托的含油污

水处理站废滤料产生量，处理10000m³含油污水约产生废滤料0.12t，本项目运行后处理油田采出水4799.75t/a，则废滤料产生量为0.058t/a，为危险废物，危废代码为HW49/900-041-49，定期由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理。

固体废物排放情况详见表3.4-23。

表 3.4-23 正常情况固体废物污染物排放情况

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.216t/a	设备清淤	液态	油泥砂	石油类	设备清淤每年一次	T、I	拉运至第九采油厂齐北一联
2	落地油	HW08废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.6t/a	油井作业	液态	油泥砂	石油类	油井作业1.5年/次	T、I	含油污泥贮存池暂存，暂存后送至第九采油厂含油污泥处理站处理
3	作业废防渗布	HW49其他废物	900-041-49	3.6t/a	作业	固态	油泥砂	石油类	油井作业1.5年/一次	T、I	由有资质单位进行处理
4	废滤料	HW49其他废物	900-041-49	0.058t/a	污水处理	固态	油泥砂	石油类	更换滤料1年/次	T、I	由大庆蓝星环保工程有限公司

											司回收 处理
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-----------

3.4.3.3 危险废物汇总

本项目产生的危险废物主要为落地油及含油污泥、废弃防渗布等。项目产生的危险废物汇总表见表3.4-26。

表 3.4-26 危险废物汇总表

危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量t/a	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产生周期	危险特性	防治措施
氢氧化钾包装袋	HW49	900-041-49	0.0035	钻井	固态	氢氧化钾	氢氧化钾	施工期	T	委托资质单位处理
过硫酸钾废包装袋	HW49	900-041-49	18个	压裂工序	固态	过硫酸钾	过硫酸钾	施工期	T	
含油污泥	HW08	071-001-08	0.216	油井作业及清罐	固态	油泥沙	石油类	运营期	T、I	送龙一联含油污泥暂存池暂存
落地油	HW08	071-001-08	0.6	井场站场	固态	油泥沙	石油类	运营期	T、I	送龙一联含油污泥暂存池暂存
含油防渗布	HW49	900-041-49	3.6	井场站场	固态	防渗布	石油类	运营期	T、I	委托有资质单位处置

废滤料	HW49	900-041-49	0.058	污水处理	固态	油泥砂	石油类	更换滤料1年/次	T、I	由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理
-----	------	------------	-------	------	----	-----	-----	----------	-----	-------------------

3.4.4 污染物“三本帐”汇总

由于本项目施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，因此本次评价只对该项目运营期污染物排放情况进行核定。污染物排放量汇总见表3.4-27。

表 3.4-27 项目污染物排放情况一览表

类别	污染物名称	单位	依托工程排放量	本工程分担量	总排放量	排放增减量
废气	烟气量	万m ³ /a	6000.3	64.66	6064.96	+64.66
	SO ₂	t/a	1.080	0.012	1.092	+0.012
	NO _x	t/a	4.980	0.054	5.034	+0.054
	颗粒物	t/a	0.804	0.009	0.813	+0.009
	非甲烷总烃	t/a	139.907	10.206	15.113	+10.206

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

本工程位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县敖林西伯乡纪家窑南侧2.5km、绿色草原牧场十二作业区西侧1.8km、沃格屯北侧3.4km，具体坐标范围为东经124°26'8"~124°28'56"，北纬46°28'21"~46°30'37"。项目地理位置见附图1，周围环境状况图见附图2。

4.1.2地形、地貌

钻井区位于龙虎泡油田北部，区内地势较平坦，地面海拔在136m~148m，地面条件较复杂，分布有农田、盐碱地、居民点、林场和水泡子等，属采油九厂所辖。

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。该区全年气压稳定，降水集中在六、七、八月，蒸发量冬季明显降低，春秋季节相对湿度小。年降水量平均442mm，年最大降水量651.2mm。年平均气压：994.4hpa。蒸发量：年平均蒸发量1531.4mm，年最大蒸发量1711.0mm，年最小蒸发量1378.4mm。湿度：年平均相对湿度为63%。年平均气温3.3℃，极端最低气温-36.2℃，极端最高气温38.9℃。年平均风速3.7m/s，年最大风速为22.7m/s。

4.1.4水文地质

4.1.4.1 地表水

区域内地表水文状况属安达闭流区，无天然河流，但天然水泡子较多，大气降水都汇集到低洼地，无法排出区外。

4.1.4.2 区域地质概况

调查区内地表普遍被第四系覆盖。地表为缓波状起伏的低平原地貌景观。地势东高西低。地面海拔高程在136-148m之间。区内分布着大面积农田及草场，局部分布有村庄、泡泽。

调查区内浅部地层从老到新依次为新近系泰康组（N2t）和第四系（Q）。

（1）新近系泰康组（N2t）

新近系泰康组（N2t）地层在调查区内广泛分布，发育良好。地层厚度一般为

61.0~108.0m。岩性：上部为较薄的灰绿色、黄绿色泥岩，中下部为厚层块状河床相沉积的灰白色砂砾岩。地层结构表现为下粗上细的明显正旋回特征。

本组地层与下伏地层为不整合接触。

(2) 第四系(Q)

调查区广泛分布，其厚度一般33.0~52.0m。上部为黄褐色粉质黏土，局部含大量粉土，垂直节理发育，有较大孔隙；中部由大量灰色粉细砂组成，局部夹杂灰色粉质黏土，底部为灰白色砂砾石。电性特征：上部电性显示为高、中电阻层，中部为低电阻层，底部为一个高电阻层。

①粉质黏土：黄褐色，冲积成因，Q3年代地层，土质较均匀，局部砂性较强，呈粉土状态，并夹有薄层粉砂，稍有光泽，韧性中等，干强度中等，可塑。

②粉细砂：灰色，饱和，中密，淤积成因；主要矿物成分为石英、长石，含少量云母等暗色矿物，级配不良。区域综合水文地质见图10-2。

2、水文地质条件

(1) 第四系含水层

第四系潜水含水层岩性主要是粉细砂，局部夹薄层粉质黏土，厚度0.5~17.5m。第四系承压含水层在调查区广泛分布，厚度2.0~17.0m，含水层岩性为细砂-砂砾石，孔隙一般，连通性一般，渗透性一般，富水性差。

(2) 新近系泰康组

新近系泰康组含水层分布在调查区广泛分布，为承压含水层，含水层顶板埋深在45.0~67.0m，厚度在2.0~12.0m。含水层岩性为砂砾岩，孔隙较大，连通性好，渗透性好，富水性好。区域水文柱状图见图10-3。

3、地下水的补给、径流和排泄条件

地质环境决定了地下水的补给、径流、排泄规律。而其补给、径流和排泄构成了含水层地下水流系统的形成条件。

(1) 地下水补给

第四系潜水含水层地下水补给主要为地表水补给及大气降水入渗补给。新近系泰康组含水层地下水补给主要为地下水径流补给、第四系垂向渗透补给以及各含水层之间的越流补给。

(2) 地下水径流规律

从潜水地下水等水位线图可看出，潜水流向受地势影响较大，整体趋势为由东北向西南。从新近系泰康组承压含水层等水位线图可看出，调查区新近系泰康组地下水径流

方向受人工开采影响明显，流向为由东北向西南。区域综合水文地质见附图111，潜水等水位线图见附图12，承压水等水位线图见附图13。

(3) 地下水排泄

在人为活动影响条件下，项目区地下水的排泄主要有三种类型，即蒸发排泄、侧向径流排泄、水人工开采排泄。

4.1.5 土壤类型与植被分布

根据现场踏勘及资料显示，工程所在区域内主要土壤类型为草甸土、风沙土。土地类型图见附图10。

(1) 草甸土

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

(2) 黑钙土

黑钙土是在温带半干旱半湿润气候和草甸草原植被下形成的地带性土壤。主要成土过程为腐殖质积累和钙质骤积以及附加草甸化而成。黑土厚度一般在17~35cm之间，有机质含量一般在2~3%左右，高者可达4%，少者1%，全氮在0.1~0.2%，全磷在0.01~0.12%。土质砂粘适中，耕性好，是构成农田的主要土壤，适宜种植各种作物。

(3) 盐碱土

盐碱土常与草甸土呈复区分布在草甸子上。土壤中含有较高的盐分；盐土的盐分以苏打为主，也含有硫酸盐和氯化物，碱土的盐分组成也以苏打为主。

4.1.6 野生动物分布

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

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气质量现状调查与评价

4.2.1.1 项目所在区域环境空气质量达标情况

根据大庆市生态环境局2020年6月4日发布《2019年大庆市生态环境状况公报》，2019年共进行了365天环境空气质量自动监测，全年环境空气质量优良天数为330天，环境空气质量优良率为90.4%。2019年，城区环境空气中二氧化硫年均浓度为9微克/立方

米，日均值浓度范围为3~31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，日均值浓度范围为6~75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，日均值浓度范围为10~231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，日均值浓度范围为7~200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，日均浓度范围为0.2~2.0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，日均值浓度范围为18~177微克/立方米，优于国家二级标准限值。区域现状环境质量达标。

大庆市2019年大气现状环境质量统计表见表4.2-1。

表4.2-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	9	60	15.0	达标
NO ₂	年平均质量浓度	20	40	50	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	48	70	68.6	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	29	35	82.9	达标
CO	95%百分数日均浓度	900	4000	22.5	达标
O ₃	90%百分数8h浓度	118	160	73.8	达标

以上统计结果表明，项目所在区域内空气污染因子PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，判定项目所在区域为达标区。

4.2.1.2 环境空气质量现状补充监测

(1) 监测点位布设

建设项目委托大庆中环评价检测有限公司于2021年4月1-7日对评价区域特征污染物进行环境质量现状监测，区域特征污染物为非甲烷总烃（NMHC），具体点位见表4.2-2，现状监测点位见附图4。污染物现状监测结果见表4.2-3。

表4.2-2 非甲烷总烃污染物补充监测点位基本信息表

监测点名称	监测点坐标/m		监测因子	监测时段	取样时间	相对厂界距离/m
	X	Y				
拟钻3#平台井场	124.46666	46.49669	NMHC	04.01~04.07	每天4次	本项目新建

开发区域下风向1000m	124.47887	46.46666	NMHC	04.01~04.07	每天4次	拟钻4#平台 井场东南侧 2.5km
--------------	-----------	----------	------	-------------	------	--------------------------

(2) 监测项目

根据当地的环境空气质量特征，结合本项目大气污染物排放特点，确定环境空气质量监测因子为非甲烷总烃。

(3) 监测频次

监测频次为连续7天，每天采样4次。

(4) 评价方法

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

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

式中： I_i —第*i*种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i —第*i*种污染物平均浓度， mg/m^3 ；

C_{oi} —第*i*种污染物环境质量标准， mg/m^3 。

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

(5) 评价标准

《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准限值。

(6) 监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表4.2-3。

表4.2-3 污染物现状监测结果表

点位名称	监测点坐标/m		污染物	平均时间	评价标准 (mg/m^3)	监测浓度 范围 (mg/m^3)	最大浓度占标率/%	超标率%	达标情况
	X	Y							
拟钻3#平台井场	124.46666	46.49669	NMHC	1h	2.0	0.33~0.50	25.0	0	达标
开发区域下风向1000m	124.47887	46.46666	NMHC	1h	2.0	0.31~0.50	25.0	0	达标

评价区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的

2.0mg/m³标准要求。说明评价区域内大气环境质量较好，未受油田开发影响。

4.2.2 地表水环境现状调查与评价

4.2.1.1 地表水环境质量现状监测

金262-平1井场西侧140m为月饼泡、金263井场东侧600m为小菠萝泡，根据《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》（庆政发〔2019〕11号）中“大庆市地表水环境功能区划分方案表（河流、排干）”和“大庆市地表水环境功能区划分方案表（湖泊、水库）”，马勒盖泡子无功能区划分，本项目仅对马勒盖泡子水质现状进行调查。

（1）监测点布设

月饼泡泡边、月饼泡泡中、小菠萝泡泡边、小菠萝泡泡中各设1个监测断面，监测点布设情况见表4.2-4，具体监测点位见附图4。

表4.2-4 地表水环境质量现状监测断面布设

序号	监测点	监测点坐标
1	月饼泡泡边	46.47292, 124.43687
2	月饼泡泡中	46.47174, 124.43395
3	小菠萝泡泡边	46.49082, 124.47579
4	小菠萝泡泡中	46.48947, 124.47906

（2）监测单位和时间

监测单位：大庆中环评价检测有限公司

监测时间：2021年4月2日~2021年4月3日。

（3）监测项目

pH、石油类、氨氮、挥发酚、硫化物、总磷、COD_{Cr}

（4）监测结果

地表水环境质量现状监测结果见表4.2-5。

表4.2-5 地表水环境质量现状监测结果表 单位：mg/L

监测时间	2021.04.02	2021.04.03	2021.04.02	2021.04.03
监测点位	月饼泡泡边		月饼泡泡中	
	DB210402R01	DB210403R01	DB210402R02	DB210403R02
pH	7.96	7.87	8.02	8.04
COD _{Cr}	47	45	41	43

总磷	0.07	0.06	0.04	0.05
氨氮	0.756	0.751	0.693	0.681
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
硫化物	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
监测点位	小菠萝泡泡边		小菠萝泡泡中	
	DB210402R03	DB210403R03	DB210402R04	DB210403R04
pH	8.47	8.48	8.47	8.17
COD _{Cr}	52	54	52	46
总磷	0.09	0.07	0.09	0.06
氨氮	0.654	0.651	0.654	0.628
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
硫化物	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L

由现状监测结果可知：月饼泡各水质监测因子浓度分别为pH：7.87-8.04，COD_{Cr}：41-47mg/L，总磷：0.04-0.07mg/L，氨氮：0.681-0.756mg/L，挥发、硫化物、石油类为未检出；小菠萝泡各水质监测因子浓度分别为pH：8.17-8.48，COD_{Cr}：46-54mg/L，总磷：0.06-0.09mg/L，氨氮：0.628-0.654mg/L，挥发、硫化物、石油类为未检出。

4.2.1.2 地表水环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用水质指数法进行水质评价，公式如下：

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

式中：S_{ij}——评价因子i的水质指数，大于1表明该水质因子超标；

C_{ij}——评价因子i在j点的实测统计代表值，mg/L；

C_{si}——评价因子i的水质评价标准限值，mg/L。

溶解氧（DO）的标准指数评价公示如下：

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

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

式中：S_{DO,j}——溶解氧的标准指数，大于1表明该水质因子超标；

DO_j——溶解氧在j点的实测统计代表值，mg/L；

DO_s——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

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

S——实用盐度符号，量纲为1；

T——水温，℃。

pH值指数计算公式如下：

$$\text{当 } pH_j \leq 7.0 \text{ 时} \quad S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}}$$

$$\text{当 } pH_j > 7.0 \text{ 时} \quad S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$

式中：S_{pH,j}——pH值的单项指数；

pH_j——j点pH值监测值；

pH_{su}——水质标准中pH值上限；

pH_{sd}——水质标准中pH值下限。

(2) 执行标准

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

(3) 评价结果

地表水评价结果详见表4.3-18。

表4.3-18 地表水环境质量评价结果统计一览表

监测时间	2021.4.2	2021.4.3	2021.4.2	2021.4.3
监测点位	月饼泡		小菠萝泡	
pH	/	/	/	/
CODCr	1.175	1.125	1.3	1.35
总磷	0.35	0.3	0.45	0.35
氨氮	0.378	0.376	0.327	0.326
石油类	/	/	/	/
硫化物	/	/	/	/

挥发酚	/	/	/	/
-----	---	---	---	---

由评价结果可知，监测时段月饼泡、小菠萝泡环境质量除COD超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准外，其余监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准限值要求，根据现场调查可知COD超标的主要原因为周边农业活动造成面源污染并随雨水汇入，加之自身净化能力较弱导致。

4.2.3地下水环境现状调查与评价

4.2.3.1 地下水位监测

(1) 监测点位

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本次共监测区域内地下水水位监测点15个，11个潜水水位监测点、4个承压水水位监测点。监测结果见表4.2-5。

表4.3-5 地下水水位监测点基本情况表

编号	监测点位置	水位埋深（m）	水位m	监测含水层
1#	散户水井（陈岩家潜水）	6	138	潜水监测井
2#	砂石厂（孙闯家潜水）	8	149	潜水监测井
3#	散户水井（张锁生家潜水）	9	152	潜水监测井
4#	好尔陶村水井（李云生家潜水）	7	149	潜水监测井
5#	散户水井（郝国召家潜水）	7	148	潜水监测井
6#	沃格屯	6	146	潜水监测井
7#	孤杨家	9	153	潜水监测井
8#	南马场	7	148	潜水监测井
9#	张地村	8	150	潜水监测井
10#	双榆树	10	147	潜水监测井
11#	韩家窑屯	7	140	潜水监测井
12#	龙一转油站水源井	15	147	承压水监测井
13#	好尔陶村水井（王志民家承压水）	13	146	承压水监测井
14#	沃格屯（承压）	15	143	承压水监测井
15#	龙一联水源井（承压）	21	153	承压水监测井

4.2.3.2 地下水水质监测

(1) 监测布点

根据项目区域地下水水位等值线图判定项目所在区域地下水流向为自西北向东

南，在区域布设7个监测点，具体监测点位置见附图4及表4.2-6。

表4.2-6 地下水监测点位置

序号	点位	位置	井深	层位	功能
1	1#散户王家水井	46.48261, 124.44219	17m	潜水	饮用
2	草原牧场十二作业区水井	46.50491, 124.50607	20m	潜水	灌溉
3	2#散户李家水井	46.47964, 124.49119	15m	潜水	饮用
4	草原牧场十一作业区	46.47774, 124.50621	70m	承压水	灌溉
5	3#散户赵家水井	46.46784, 124.42444	18m	潜水	饮用
6	沃格屯白家水井	46.44162, 124.44894	65m	承压水	灌溉
7	草原牧场七队	46.44375, 124.44435	20m	潜水	灌溉

(2) 监测因子

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

(3) 监测时间和频率

2021年4月2日监测，采样1次。

(4) 分析方法

表4.2-7 地下水监测分析方法

监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	方法检出限
K^+	水质钾和钠的测定火焰原子吸收分光光度法	GB/T11904-1989	原子吸收分光光度计AA320N	0.03mg/L
Na^+	水质钾和钠的测定火焰原子吸收分光光度法	GB/T11904-1989	原子吸收分光光度计AA320N	0.010mg/L
Ca^{2+}	水质钙和镁的测定原子吸收分光光度法	GB/T11905-1989	原子吸收分光光度计AA320N	0.02mg/L
Mg^{2+}	水质钙和镁的测定原子吸收分光光度法	GB/T11905-1989	原子吸收分光光度计AA320N	0.002mg/L

CO ₃ ²⁻	碳酸盐和碳酸氢盐 食品安全国家标准饮用天然矿泉水 检验方法（42）	GB8538-2016	滴定管	5mg/L
HCO ₃ ⁻	碳酸盐和碳酸氢盐 食品安全国家标准饮用天然矿泉水 检验方法（42）	GB8538-2016	滴定管	5mg/L
SO ₄ ²⁻	水质无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、 Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ） 的测定离子色谱法	HJ84-2016	离子色谱仪 PIC-10	0.018mg/L
Cl ⁻	水质无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、 Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ） 的测定离子色谱法	HJ84-2016	离子色谱仪 PIC-10	0.007mg/L
pH	水质pH的测定 玻璃电极法	GB/T6920-1986	酸度计 PHS-25	—
总硬度	水质钙和镁的总量的测定EDTA滴 定法	GB/T7477-1987	滴定管	5.00mg/L
溶解性总 固体	生活饮用水标准检验方法感光性状 和物理指标(8.1称量法)	GB/T5750.4- 2006	精密电子天平 FA2004	4mg/L
耗氧量 （高锰酸 盐指数）	水质高锰酸盐指数测定	GB11892-1989	滴定管	0.5mg/L
挥发酚	水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	HJ503-2009	可见分光光度计 721	0.0003mg/L
氟化物	水质无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、 Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ） 的测定离子色谱法	HJ84-2016	离子色谱仪 PIC-10	0.006mg/L
硝酸盐氮	水质无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、 Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ） 的测定离子色谱法	HJ84-2016	离子色谱仪 PIC-10	0.004mg/L
亚硝酸盐 （氮）	水质亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	GB7493-87	可见分光光度计 721	0.003mg/L

氨氮	水质氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	HJ535-2009	可见分光光度计 721	0.025mg/L
六价铬	水质六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T7467-1987	可见分光光度计 721	0.004mg/L
氰化物	水质氰化物的测定容量法和分光光度法（异烟酸-吡唑酮分光光度法）	HJ484-2009	可见分光光度计 721	0.004mg/L
砷	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法	HJ694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	0.0003mg/L
铅	生活饮用水标准检验方法金属指标（11.1无火焰原子吸收分光光度法）	GB/T5750.6-2006	原子吸收分光光度计AA320N	0.0025mg/L
铁	水质铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB11911-1989	原子吸收分光光度计AA320N	0.03mg/L
锰	水质铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB11911-1989	原子吸收分光光度计AA320N	0.01mg/L
镉	生活饮用水标准检验方法金属指标（9.1无火焰原子吸收分光光度法）	GB/T5750.6-2006	原子吸收分光光度计AA320N	0.5μg/L
汞	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法	HJ694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	0.04μg/L
菌落总数	水质细菌总数的测定平皿计数法	HJ1000-2018	恒温培养箱DH-250A	-
总大肠菌群	生活饮用水标准检验方法微生物指标(2.1多管发酵法)	GB/T5750.12-2006	恒温培养箱DH-250A	2MPN/100mL
石油类	水质石油类的测定 紫外分光光度法（试行）	HJ970-2018	紫外可见分光光度计752N	0.01mg/L

（5）监测结果

监测结果见表4.2-8，表4.2-9。

表4.2-8 地下水质量现状监测结果

单位：mg/L（pH无量纲、总大肠菌群MPN/100mL、菌落总数CFU/mL）

监测项目	1#散户（王家、潜水）	草原牧场十二作业区（潜水）	2#散户（李家、潜水）	草原牧场十一作业区（承压水）	标准限值
------	-------------	---------------	-------------	----------------	------

K ⁺	2.18	3.02	1.88	1.24	-
Na ⁺	59.5	64.8	62.2	51.3	≤200
Ca ²⁺	52.8	55.5	57.3	46.8	-
Mg ²⁺	10.4	11.1	11.9	8.5	-
HCO ₃ ⁻	242	258	281	225	-
CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	-
Cl ⁻	49.3	52.4	47.3	37.3	≤250
SO ₄ ²⁻	38.7	39.6	36.8	23.5	≤250
pH	7.83	7.79	7.82	7.51	6.5~8.5
总硬度	175	185	192	152	≤450
溶解性总固体	543	577	595	470	≤1000
耗氧量	2.0	2.3	2.1	1.7	≤3.0
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物	0.612	0.724	0.645	0.437	≤1.0
硝酸盐	3.20	2.75	2.98	1.65	≤20.0
亚硝酸盐	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.00
氨氮	0.212	0.307	0.245	0.178	≤0.50
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤0.01
铁	0.28	0.27	0.29	0.25	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.06	0.08	0.08	0.04	≤0.10
镉	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	≤0.005
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数	13	11	12	8	≤100

续表4.2-8 地下水质量现状监测结果

单位: mg/L (pH无量纲、总大肠菌群MPN/100mL、菌落总数CFU/mL)

监测项目	3#散户(赵家、潜水)	沃格屯(白家、承压水)	草原牧场七队(潜水)	标准限值
------	-------------	-------------	------------	------

K ⁺	2.48	1.38	1.96	-
Na ⁺	66.7	52.9	62.2	≤200
Ca ²⁺	53.8	45.7	54.7	-
Mg ²⁺	9.7	8.8	10.3	-
HCO ₃ ⁻	237	231	268	-
CO ₃ ²⁻	0	0	0	-
Cl ⁻	52.4	36.8	48.8	≤250
SO ₄ ²⁻	47.3	25.7	31.3	≤250
pH	7.94	7.76	7.69	6.5~8.5
总硬度	175	151	180	≤450
溶解性总固体	557	478	567	≤1000
耗氧量	2.2	1.9	2.1	≤3.0
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物	0.668	0.496	0.645	≤1.0
硝酸盐	2.84	1.73	2.81	≤20.0
亚硝酸盐	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.00
氨氮	0.266	0.189	0.255	≤0.50
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤0.01
铁	0.28	0.26	0.27	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.09	0.05	0.08	≤0.10
镉	0.0005L	0.0005L	0.0005L	≤0.005
总大肠菌群	0.01L	0.01L	0.01L	≤3.0
菌落总数	2L	2L	2L	≤100
	10	7	11	

4.2.3.3 地下水水质现状评价

(1) 评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，石油类参照《地表水

环境质量标准》（GB3838-2002）中的 I 类标准执行 $\leq 0.05\text{mg/L}$ 。

（2）评价方法

采用标准指数法。模式如下：

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

pH的标准指数为：

$$\begin{aligned} \text{pH} > 7 \text{ 时} \quad P_{pH} &= \frac{\text{pH} - 7.0}{\text{pH}_{su} - 7.0} \\ \text{pH} \leq 7 \text{ 时} \quad P_{pH} &= \frac{7.0 - \text{pH}}{7.0 - \text{pH}_{sd}} \end{aligned}$$

式中： P_i —第*i*个水质因子的标准指数，无量纲；

c_i —第*i*个水质因子的实测浓度值，mg/L；

c_{si} —第*i*个水质因子的实测浓度值，mg/L；

pH_{sd} —pH值标准规定的下限值；

pH_{su} —pH值标准规定的上限值。

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

（3）单因子标准指数

单因子标准指数评价结果详见表4.2-12。

表4.2-12 地下水单因子标准指数评价结果

项目	1#	2#	3#	4#	5#	6#	7#	标准
pH	0.92	0.91	0.92	0.88	0.934	0.913	0.905	6.5~8.5
总硬度	0.389	0.411	0.427	0.338	0.389	0.336	0.4	≤ 450
溶解性总固体	0.543	0.577	0.575	0.47	0.557	0.478	0.567	≤ 1000
耗氧量	0.667	0.767	0.7	0.567	0.733	0.633	0.7	≤ 3.0
挥发酚	/	/	/	/	/	/	/	≤ 0.002
氰化物	/	/	/	/	/	/	/	≤ 0.05
氟化物	0.612	0.724	0.645	0.437	0.668	0.496	0.645	≤ 1.0
硝酸盐	0.16	0.138	0.149	0.083	0.142	0.087	0.141	≤ 20.0
亚硝酸盐	/	/	/	/	/	/	/	≤ 1.00
氨氮	0.424	0.614	0.49	0.356	0.532	0.378	0.51	≤ 0.50
六价铬	/	/	/	/	/	/	/	≤ 0.05
砷	/	/	/	/	/	/	/	≤ 0.01

铅	/	/	/	/	/	/	/	≤0.01
铁	0.93	0.9	0.967	0.833	0.933	0.867	0.9	≤0.3
汞	/	/	/	/	/	/	/	≤0.001
锰	0.6	0.8	0.8	0.4	0.9	0.5	0.8	≤0.10
镉	/	/	/	/	/	/	/	≤0.005
石油类	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
总大肠菌群	/	/	/	/	/	/	/	≤3.0
菌落总数	0.13	0.11	0.12	0.08	0.1	0.07	0.11	≤100

监测结果表明，监测点指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中环境质量标准基建项目标准限值。

（4）区域地下水化学类型分析与八大离子平衡分析

根据舒卡列夫分类法，地下水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^{+} 、 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。舒卡列夫分类表见下表4.2-9。

表4.2-9 舒卡列夫分类表

离子	HCO_3	HCO_3+SO_4	$\text{HCO}_3+\text{SO}_4+\text{Cl}$	HCO_3+Cl	SO_4	SO_4+Cl	Cl
Ca	1	8	15	22	29	36	43
Ca+Mg	2	9	16	23	30	37	44
Mg	3	10	17	24	31	38	45
Na+Ca	4	11	18	25	32	39	46
Na+Ca+Mg	5	12	19	26	33	40	47
Na+Mg	6	13	20	27	34	41	48
Na	7	14	21	28	35	42	49

按矿化度又分为4组：A组矿化度<1.5g/L，B组1.5-10g/L，C组10-40g/L，D组>40g/L。

命名时在数字与字母间加连接号，如1-A型：指的是M<1.5g/L，阴离子只有 $\text{HCO}_3>25\%\text{Meq}$ ，阳离子有Ca大于25%Meq。

根据本工程地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中 SO_4^{2-} 、 Cl^{-} 、 HCO_3^{-} 、 CO_3^{2-} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^{+} 、 K^{+} 浓度均值，进而计算各离子Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，具体

见下表4.2-10和表4.2-11。

表4.2-10 承压水化学类型分类表

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百 分比 (%)	离子毫克当 量合计 (mg/L)	相对误 差 (%)	矿化度 (g/L)
草原牧场十 一作业区 (承压水)	K ⁺	0.032	0.599	5.311	0.63	0.39
	Na ⁺	2.230	42.000			
	Ca ²⁺	2.340	44.063			
	Mg ²⁺	0.708	13.338			
	HCO ₃ ⁻	-3.689	70.340	-5.244		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.066	20.323			
	SO ₄ ²⁻	-0.490	9.336			
沃格屯(白 家、承压 水)	K ⁺	0.035	0.661	5.354	0.19	0.40
	Na ⁺	2.300	42.961			
	Ca ²⁺	2.285	42.681			
	Mg ²⁺	0.733	13.698			
	HCO ₃ ⁻	-3.787	70.470	-5.374		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.051	19.566			
	SO ₄ ²⁻	-0.535	9.964			

表4.2-11 潜水化学类型分类表

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百 分比 (%)	离子毫克当 量合计 (mg/L)	相对误 差 (%)	矿化度 (g/L)
1#散户(王 家、潜水)	K ⁺	0.056	0.909	6.150	0.26	0.45
	Na ⁺	2.587	42.068			
	Ca ²⁺	2.640	42.930			
	Mg ²⁺	0.867	14.093			
	HCO ₃ ⁻	-3.967	64.173	-6.182		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.409	22.785			
	SO ₄ ²⁻	-0.806	13.042			
草原牧场十 二作业区 (潜水)	K ⁺	0.077	1.174	6.595	0.33	0.48
	Na ⁺	2.817	42.721			
	Ca ²⁺	2.775	42.078			
	Mg ²⁺	0.925	14.026			
	HCO ₃ ⁻	-4.230	64.556	-6.552		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.497	22.851			

	SO ₄ ²⁻	-0.825	12.592			
2#散户（李家、潜水）	K ⁺	0.048	0.729	6.609	0.87	0.50
	Na ⁺	2.704	40.918			
	Ca ²⁺	2.865	43.349			
	Mg ²⁺	0.992	15.004			
	HCO ₃ ⁻	-4.607	48.503	-6.725		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.351	20.097			
	SO ₄ ²⁻	-0.767	11.401			
3#散户（赵家、潜水）	K ⁺	0.064	0.984	6.462	0.73	0.47
	Na ⁺	2.900	44.878			
	Ca ²⁺	2.690	41.628			
	Mg ²⁺	0.808	12.509			
	HCO ₃ ⁻	-3.885	61.014	-6.368		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.497	23.511			
	SO ₄ ²⁻	-0.985	15.475			
草原牧场七队（潜水）	K ⁺	0.050	0.792	6.348	0.72	0.48
	Na ⁺	2.704	42.602			
	Ca ²⁺	2.735	43.085			
	Mg ²⁺	0.858	13.521			
	HCO ₃ ⁻	-4.393	68.223	-6.440		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.394	21.651			
	SO ₄ ²⁻	-0.652	10.126			

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

根据计算结果，建设项目监测的地下水水化学类型分别为：草原牧场十一作业区、沃格屯白家水井（承压水）HCO₃—Na+Ca，4-A型淡水；1#散户（王家、潜水）、草原牧场十二作业区（潜水）草原牧场十二作业区（潜水）、2#散户（李家、潜水）、3#散户（赵家、潜水）、草原牧场七队（潜水）HCO₃—Na+Ca，4-A型淡水。

4.2.3.4 地下水环境质量现状评价结论

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域内潜水水质均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的III类标准要求。评价区域地下水化学类型主要为4-A型HCO₃-Na+Ca淡水、5-A型HCO₃-Na+Ca+Mg淡水。

4.2.3.5 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井场、场站开展包气带污染现状调查，包气带监测点位共布设4个；

调查点位见表4.2-13，监测布点见附图4。

表4.2-13 包气带调查点位

序号	监测点	采样深度	坐标	备注
1	已建金263井场	0~20cm、20~40cm	46.48998, 124.46731	污染调查点
2	金263井场东南侧100m处	0~20cm、20~40cm	46.48960, 124.46845	清洁对照点
3	龙二转油站三合一下未硬化地面	0~20cm、20~40cm	46.44687, 124.44897	污染调查点
4	龙二转油站南侧100m处	0~20cm、20~40cm	46.44567, 124.44894	清洁对照点

(2) 调查项目

pH、汞、砷、铅、总铬、石油类、挥发酚，共7项指标。

(3) 调查时间与频次

引用数据监测为2021年4月2日一次性调查；

(4) 监测结果

监测结果见表4.2-14。

表4.2-14 包气带现状调查结果

监测时间	2021.04.02			
监测项目	已建金263井场		金263井场东南侧100m处	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.47	8.35	7.96	7.88
铅	5.7	5.5	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	0.0031	0.0026	0.0018	0.0016

监测项目	龙二转油站三合一下未硬化地面		龙二转油站南侧100m处	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.08	8.01	7.95	7.83
铅	5.6	5.5	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	0.0025	0.0019	0.0014

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 。

从上表中可以看出，已建井场包气带环境现状与清洁点对比，没有明显差异，说明工程区域内包气带未受污染。

4.2.4 声环境质量现状调查与评价

4.2.4.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

根据项目开发区域情况，选取2个声环境质量现状监测点，了解项目所在区域的声环境质量现状。监测点布设情况见表4.2-15，具体监测点位见附图4。

表4.2-15 声环境质量现状监测点布设

序号	监测点	监测点坐标	备注
1	拟建3#平台井场	46.49669, 124.46660	拟建井
2	拟建4#平台井场	46.48380, 124.45644	拟建井

(2) 监测单位和时间

监测单位：大庆中环评价检测有限公司

监测时间：2021年4月2日~3日。

(3) 监测结果

声环境质量现状监测结果见表4.2-16。

表4.2-16 声环境质量现状监测结果表 单位：dB(A)

监测点位	2021.04.02		2021.04.03	
	昼间	夜间	昼间	夜间
	(08:00~08:20)	(22:00~22:20)	(08:00~08:20)	(22:00~22:20)

拟建3#平台井场	44.4	43.8	44.5	43.6
监测点位	2021.04.02		2021.04.03	
	昼间 (08:30~08:50)	夜间 (22:30~22:50)	昼间 (08:30~08:50)	夜间 (22:30~22:50)
拟建4#平台井场	45.2	44.1	45.0	44.6

4.2.4.2 声环境质量现状评价

(1) 评价标准

根据本项目区域声环境功能区划，本项目井场外1m外声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

(2) 评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

(3) 评价结论

由本项目区域声环境质量现状监测结果与执行评价标准限值对比分析可知，本项目区域声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

4.2.5 土壤环境质量现状调查与评价

4.2.5.1 土壤类型

1、土壤类型

根据现场踏勘及资料显示，工程所在区域内主要土壤类型为草甸土、风沙土。土地利用现状见附图8，土地类型图见附图9。

(1) 草甸土

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

(2) 黑钙土

黑钙土是在温带半干旱半湿润气候和草甸草原植被下形成的地带性土壤。主要成土过程为腐殖质积累和钙质骤积以及附加草甸化而成。黑土厚度一般在17~35cm之间，有机质含量一般在2~3%左右，高者可达4%，少者1%，全氮在0.1~0.2%，全磷在0.01~0.12%。土质砂粘适中，耕性好，是构成农田的主要土壤，适宜种植各种作物。

(3) 盐碱土

盐碱土常与草甸土呈复区分布在草甸子上。土壤中含有较高的盐分；盐土的盐分以苏打为主，也含有硫酸盐和氯化物，碱土的盐分组成也以苏打为主。

4.2.5.2 理化特性调查

本次项目所在地土壤理化性质调查引用项目钻进工程中对项目所在地土壤理化性质的调查数据，土壤理化特性见表 4.2-17。

表 4.2-17 监测点土壤理化特性调查表

时间		2021.04.02		
点号		拟建2#平台井场		
经纬度		46.50341, 124.47827		
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	8.17	8.08	7.99
	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		拟建3#平台井场		
经纬度		46.49666, 124.46656		
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	8.25	8.21	8.17
	阳离子交换量(cmol+/kg)	13.3	14.1	12.2

氧化还原电位 (mv)	199	208	213
饱和导水率(mmm/min)	1.203	1.117	0.998
土壤容重(g/cm ³)	1.35	1.29	1.32
孔隙度(%)	49.1	51.3	50.2

4.2.5.3 土壤环境现状监测与评价

(1) 监测布点

建设项目土壤评级等级为一级，参照导则，现状监测布点类型及数量见表4.2-19，附图4：

表4.2-19 现状布点类型及数量

评价工作等级		占地范围内	占地范围外
一级	生态影响型	5个表层样点a	6个表层样点
	污染影响型	5个柱状样点b，2个表层样点	4个表层样点
二级	生态影响型	3个表层样点	4个表层样点
	污染影响型	3个柱状样点，1个表层样点	4个表层样点
三级	生态影响型	1个表层样点	2个表层样点
	污染影响型	3个表层样点	-

注：“-”表示无现状监测布点类型与数量的要求。

a表层样应在0~0.2m取样

b柱状样通常在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样，3m以下每3m取一个样，可根据基础埋深、土体构型适当调整。

布点原则：通过现场调查，根据导则及项目所在地土壤类型、评价工作等级、土地利用和油井分布情况，采取均匀性与代表性结合的原则，根据导则，在产污装置区设置柱状样，在占地范围内及可能影响最重区域内设置监测点。在区域内共设12个土壤监测点。占地范围内6个柱状样，2个表层样，占地范围外设置4个表层样。本次环评对项目所在地土壤环境质量现状进行监测。根据土壤类型和土地利用情况，共设12个土壤监测点。同时对布设监测点位中的2个点位进行土壤理化性质调查，根据导则，理化性质调查点应为代表性监测点位，根据调查项目所在地土壤类型为一种，因此，项目在拟建井场土壤理化性质进行了调查。取样深度：表层样采样深度0-0.2m；柱状样取样深度分别为：0-0.5m、0.5m-1.5m、1.5-3m。

土壤监测布点位置详见表4.2-20。

表4.2-20 土壤监测点位表

编号	监测点名称	坐标	执行标准	备注
1	拟建2#平台井场	46.50341, 124.47827	《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	拟建3#平台井场	46.49666, 124.46656		采取柱状样，在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
3	已建金263井场	46.48999, 124.46727		采取柱状样，在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
4	拟建金263井场集输管线上方	46.47647, 124.46997		采取柱状样，在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
5	已建龙122-05井场	46.47550, 124.45279		采取柱状样，在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
6	已建龙140-S06井场	46.48842, 124.47420		采取柱状样，在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
7	1#平台井场集输管线上方	46.50417, 124.46800		采取表层样，在0~0.2m取样
8	拟建金262-平2井场	46.47306, 124.43908		采取表层样，在0~0.2m取样
9	拟建金262-平2井场南侧390m	46.46946, 124.43898	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618—2018）	采取表层样，在0~0.2m取样
10	区块外南侧360m处（耕地）	46.46951, 124.47832		采取表层样，在0~0.2m取样
11	区块外西侧300m处（林地）	46.49476, 124.43160		采取表层样，在0~0.2m取样
12	区块外东侧400m处（草地）	46.49675, 124.48782		采取表层样，在0~0.2m取样

(2) 监测项目

农用地监测项目pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr、Cu、Ni、Zn、含盐量，共10项。

建设用地监测项目pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、含盐量、石油烃（C₁₀-C₄₀）、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、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、氯乙烯、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、萘、茚并（1,2,3-cd）芘，共48项指标。

(3) 监测时间及频次

2020年10月16日一次性监测。

(4) 监测结果

各监测点位的土壤环境现状监测结果详见表4.2-21、表4.2-22。

表4.2-21 土壤现状监测结果表 单位:mg/kg (pH无量纲)

序号	监测项目	监测点位（201.04.02）									第二类用地筛选值 （标准值）
		拟建2#平台井场			拟建3#平台井场			已建金263井场			
		0-50	50-150	150-300	0-50	50-150	150-300	0-50	50-150	150-300	
1	pH	8.17	8.08	7.99	8.25	8.21	8.17	8.47	8.44	8.36	/
2	镉（Cd）	0.11	0.10	0.08	0.12	0.09	0.07	0.13	0.12	0.10	65
3	汞（Hg）	0.023	0.020	0.017	0.024	0.021	0.019	0.027	0.029	0.021	38
4	砷（As）	3.71	3.58	3.60	3.64	3.72	3.58	3.72	3.68	3.59	60
5	铅（Pb）	15	16	18	17	14	16	24	17	19	800
6	铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	5.7
7	铜（Cu）	15	14	18	12	17	15	18	20	16	18000
8	镍（Ni）	23	18	21	25	19	24	26	25	23	900
9	苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	4
10	甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1200
11	乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	28
12	氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	270
13	苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1290
14	间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	570
15	邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	640
16	氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.43
17	1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	560
18	1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	20
19	四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8
20	氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.9
21	氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	37

22	1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	9
23	1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	5
24	1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	66
25	顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	596
26	反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	560
27	二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	616
28	1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	5
29	1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	10
30	1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	6.8
31	四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	53
32	1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	840
33	1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8
34	三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8
35	1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.5
36	硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	76
37	苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	260
38	2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2256
39	蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1293
40	萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	70
41	苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15
42	苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15
43	苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	151
44	苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5
45	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15
46	二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5
47	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	4500

表4.2-21 (续) 土壤现状监测结果表

序号	监测项目	监测点位 (201.04.02)									第二类用地筛选值 (标准值)
		拟建金263井场集输管线上方			已建龙122-05井场			已建龙140-S06井场			
		0-50	50-150	150-300	0-50	50-150	150-300	0-50	50-150	150-300	
1	pH	8.21	8.13	8.19	8.46	8.41	8.35	8.51	8.40	8.45	/
2	镉 (Cd)	0.10	0.08	0.09	0.12	0.10	0.11	0.13	0.12	0.10	65
3	汞 (Hg)	0.021	0.018	0.016	0.021	0.015	0.014	0.024	0.016	0.019	38
4	砷 (As)	3.57	3.72	3.63	3.59	3.64	3.67	3.71	3.66	3.54	60

5	铅 (Pb)	16	19	17	14	17	18	18	14	17	800
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	5.7
7	铜 (Cu)	15	14	12	19	15	18	17	19	14	18000
8	镍 (Ni)	21	19	22	25	20	24	24	21	25	900
9	苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	4
10	甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1200
11	乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	28
12	氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	270
13	苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1290
14	间二甲苯+ 对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	570
15	邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	640
16	氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.43
17	1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	560
18	1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	20
19	四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8
20	氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.9
21	氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	37
22	1,1-二氯乙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	9
23	1,2-二氯乙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	5
24	1,1-二氯乙 烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	66
25	顺-1,2-二氯 乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	596
26	反-1,2-二氯 乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	560
27	二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	616
28	1,2-二氯丙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	5
29	1,1,1,2-四氯 乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	10
30	1,1,2,2-四氯 乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	6.8
31	四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	53
32	1,1,1-三氯乙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	840
33	1,1,2-三氯乙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8
34	三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8
35	1,2,3-三氯丙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.5
36	硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	76
37	苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	260
38	2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2256
39	蒈	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1293
40	萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	70
41	苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15

42	苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15
43	苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	151
44	苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5
45	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15
46	二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5
47	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	4500

表4.2-21 (续) 土壤现状监测结果表

序号	监测项目	监测点位 (2021.04.02)		第二类用地筛选值 (标准值)
		1#平台井场集输管线上方	拟建金262-平2井场	
		0-20	0-20	
1	pH	8.01	7.95	/
2	镉 (Cd)	0.12	0.10	65
3	汞 (Hg)	0.023	0.019	38
4	砷 (As)	3.65	3.77	60
5	铅 (Pb)	20	22	800
6	铬 (六价)	未检出	未检出	5.7
7	铜 (Cu)	16	20	18000
8	镍 (Ni)	23	25	900
9	苯	未检出	未检出	4
10	甲苯	未检出	未检出	1200
11	乙苯	未检出	未检出	28
12	氯苯	未检出	未检出	270
13	苯乙烯	未检出	未检出	1290
14	间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	570
15	邻二甲苯	未检出	未检出	640
16	氯乙烯	未检出	未检出	0.43
17	1,2-二氯苯	未检出	未检出	560
18	1,4-二氯苯	未检出	未检出	20
19	四氯化碳	未检出	未检出	2.8
20	氯仿	未检出	未检出	0.9

21	氯甲烷	未检出	未检出	37
22	1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	9
23	1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	5
24	1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	66
25	顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	596
26	反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	560
27	二氯甲烷	未检出	未检出	616
28	1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	5
29	1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	10
30	1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	6.8
31	四氯乙烯	未检出	未检出	53
32	1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	840
33	1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	2.8
34	三氯乙烯	未检出	未检出	2.8
35	1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	0.5
36	硝基苯	未检出	未检出	76
37	苯胺	未检出	未检出	260
38	2-氯酚	未检出	未检出	2256
39	蒾	未检出	未检出	1293
40	萘	未检出	未检出	70
41	苯并[a]蒽	未检出	未检出	15
42	苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	15
43	苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	151
44	苯并[a]芘	未检出	未检出	1.5
45	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	15
46	二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	1.5
47	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	4500

表4.2-22 拟建项目周边农用地土壤本底调查结果表 单位: mg/kg

序号	监测项目	监测点位编号 (2021.04.02)			标准限值	超标率	最大超标倍数
		拟建金262-平	区块外南侧	区块外西侧			

		2井场南侧	360m处（耕	300m处（林	400m处（草			
		390m	地）	地）	地）			
	取样深度	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm			
1	pH	7.96	7.88	7.68	7.75	/	/	/
2	镉（Cd）	0.11	0.12	0.10	0.07	0.6	0	0
3	汞（Hg）	0.017	0.020	0.016	0.013	3.4	0	0
4	砷（As）	3.74	3.66	3.64	3.58	25	0	0
5	铅（Pb）	16	14	17	15	170	0	0
6	铬（Cr）	51	47	53	49	250	0	0
7	铜（Cu）	13	15	14	12	100	0	0
8	镍（Ni）	20	19	24	20	190	0	0
9	锌（Zn）	47	51	45	50	300	0	0
10	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	未检出	未检出	未检出	未检出	/	/	/

（5）评价方法

对照标准和区外背景值，利用单项污染指数法进行评价。评价公式如下：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中：P_i-土壤中i种污染物污染指数；

C_i-土壤中i种污染物污染实测值（mg/kg）；

S_i-土壤中i种污染物评价标准（mg/kg）；

（6）评价标准

建设项目所在区域的土壤采用评价区内的土壤采用《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）表1（基建设项目）中第二类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第二类用地筛选值标准。评价区外的农用地的土壤采用《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表1（基建设项目）中风险筛选值。

（7）评价结果

评价结果见表4.2-23、表4.2-24。

表4.2-23 建设用地单项污染指数法评价结果

监测时间	2021.4.2								
监测项目	测点位及评价结果								
	拟建2#平台井场			拟建3#平台井场			已建金263井场		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
镉 (Cd)	0.002	0.002	0.001	0.002	0.001	0.001	0.002	0.002	0.002
汞 (Hg)	0.0006	0.0005	0.0004	0.0006	0.0006	0.0005	0.0007	0.0008	0.0006
砷 (As)	0.062	0.060	0.060	0.061	0.062	0.060	0.062	0.061	0.060
铅 (Pb)	0.019	0.020	0.023	0.021	0.018	0.020	0.030	0.021	0.024
铬 (六价)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
镍 (Ni)	0.026	0.020	0.023	0.028	0.021	0.027	0.029	0.028	0.026
苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
甲苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
乙苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
间二甲苯+ 对二甲苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
邻二甲苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,4-二氯苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
四氯化碳	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯仿	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯甲烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯乙 烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯乙	/	/	/	/	/	/	/	/	/

烷									
1,1-二氯乙 烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
顺-1,2-二氯 乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
反-1,2-二氯 乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
二氯甲烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯丙 烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,1,2-四氯 乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,2,2-四氯 乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
四氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,1-三氯 乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,2-三氯 乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
三氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2,3-三氯 丙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
硝基苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯胺	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2-氯酚	/	/	/	/	/	/	/	/	/
蒈	/	/	/	/	/	/	/	/	/
萘	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[a]蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[b]荧蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[k]荧蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[a]芘	/	/	/	/	/	/	/	/	/

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

续表4.3-26 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (Pi值)

监测时间	2021.4.2								
监测项目	测点位及评价结果								
	拟建金263井场集输管线上 方			已建龙122-05井场			已建龙140-S06井场		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
镉 (Cd)	0.002	0.001	0.001	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
汞 (Hg)	0.0006	0.0005	0.0004	0.0006	0.0004	0.0004	0.0006	0.0004	0.0005
砷 (As)	0.060	0.062	0.061	0.060	0.061	0.061	0.062	0.061	0.059
铅 (Pb)	0.020	0.024	0.021	0.018	0.021	0.023	0.023	0.018	0.021
铬 (六价)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
镍 (Ni)	0.023	0.021	0.024	0.028	0.022	0.027	0.027	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	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,2,2-四氯乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/
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 (C ₁₀ -C ₄₀)	/	/	/	/	/	/	/	/	/

续表4.3-26 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (Pi值)

监测时间	2021.4.2	
	测点位及评价结果	
	1#平台井场集输管线上方	拟建金262-平2井场
	0-20cm	0-20cm
镉 (Cd)	0.002	0.002
汞 (Hg)	0.0006	0.0005
砷 (As)	0.061	0.063
铅 (Pb)	0.025	0.028
铬 (六价)	/	/
铜 (Cu)	0.001	0.001
镍 (Ni)	0.026	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	/	/
1,1,2,2-四氯乙烷	/	/
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 (C ₁₀ -C ₄₀)	/	/

表4.2-24 农用地单项污染指数法评价结果

监测时间	2021.4.2			
监测项目	监测点位及评价结果			
	拟建金262-平2井 场南侧390m	区块外南侧360m处 (耕地)	区块外西侧300m处 (林地)	区块外东侧400m处 (草地)
	(0-20cm)	(0-20cm)	(0-20cm)	(0-20cm)
镉	0.183	0.200	0.167	0.117
汞	0.005	0.006	0.005	0.004

砷	0.150	0.146	0.146	0.143
铅	0.094	0.082	0.100	0.088
铬	0.204	0.188	0.212	0.196
铜	0.130	0.150	0.140	0.120
镍	0.105	0.100	0.126	0.105
锌	0.157	0.170	0.150	0.167
石油烃	/	/	/	/

由评价结果，可以看出评价区内项目占地范围内的土壤中各污染物均低于标准限值的要求，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中的标准要求。占地范围外的土壤中各污染物均低于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中风险筛选值的标准要求。

4.2.6生态环境现状调查与评价

（1）土地利用现状

建设项目生态评价范围内为生态系统为耕地生态系统。本次评价的范围内以耕地为主，兼有少量牧草地和水泡。由于工程所在区域为已开发区，人类活动频繁，野生动物较少。评价区土地利用类型包括耕地、牧草地、住宅用地等。耕地主要有旱地；住宅用地为农村宅基地，建设地为油田场站用地，交通用地主要为乡道用地，本项目土地利用类型见表4.2-23。

土地利用现状图见附图9。

表 4.2-25 土地利用类型表

编号	类别名称	统计面积 (hm ²)	比例 (%)
1	旱地（非基本农田）	865.4	53.75
2	牧草地	523.9	32.55
3	住宅用地	187.6	11.65
4	水域	33.0	2.05

（2）植被现状调查

本次生态评价范围内主要为农田生态系统、草原生态系统。

1) 农田生态系统

农田生态系统是人工生态系统，植被是人工栽培的各种农作物，本项目区域农田为基本农田。农作物中主要以玉米、为主，还有少量高粱、大豆。玉米、高粱等均为喜温

高产作物，在该地一般年份均可正常成熟，产量约为7500kg/hm²。经济作物主要有花生、甜菜、芝麻、向日葵等；蔬菜类主要有茄子、豆角和白菜等。

2) 草原生态系统

① 植被资源

本区没有野生的乔木树种，植物分区属于东北植物分布区蒙古区的无河小区。地区野生植物以菊科植物种类居多，其次是禾本科，豆科，百合科等。最丰富的属是蒿属（*Artemisia*）。项目所在区域主要分布的是盐碱草地。

② 植被群落

A 碱草群落

该群落是代表该区植被特色的典型优质优势牧草群落，多分布于低平地带，海拔高度一般为136~148m，土壤属强度碱化盐化草甸土。由于土壤的特性使植物组成比较单纯，只有几种植物，碱草的重量比占99%以上，产草量每公顷可产干草2000~3000kg。

B 芦苇群落

主要分布在地势低洼地方，雨季有积水，属于盐化沼泽土。植物群落以芦苇、狼尾草为主，混生有毛水苏、黄莲花、物鞭等。

C 碱蒿碱蓬群落

碱蒿碱蓬多生长在盐渍化的苏打盐土上，同时也零星分布在其它群落之中，多出现复区，常常混生有星星草、碱草、剪刀股等植物。

3) 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. picasus* 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) 水土流失现状调查

根据大庆市水务局《关于划定大庆市水土流失重点预防区和重点治理区的公告》

(2019年6月12日)，大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目部分井场及管线位于大庆市大同区，属于市级水土流失重点治理区。本项目拟建井场所处水土保持重点治理区示意图见附图8。

5) 防沙治沙情况调查

《黑龙江省防沙治沙条例》第二十六条规定：“油气勘探开发以及矿产资源开采应当按照规划组织实施并将地表植被恢复和建设纳入规划。在开发和开采前，应当进行环境影响评价，依法提交包括有关防沙治沙内容的环境影响报告。县级以上人民政府林业、国土资源、环境保护、草原等行政主管部门应当对开发和开采单位的地表植被恢复情况进行监督检查。”第二十七条：“在沙化土地所在地区从事开发建设活动，应当事先就开发建设项目可能对当地及相关地区生态环境产生的影响进行环境影响评价和水资源论证。对不具备水源条件，且有可能造成土地沙化、水土流失等灾害，严重破坏生态环境的开发建设项目，不得批准立项。环境保护行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。”

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，杜尔伯特蒙古族自治县属于沙化土地所在县（区），当重点增加、恢复和保护林草植被，治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化。

根据现场调查，项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，应制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

施工期临时占地及施工车辆行驶将对区域地表植被产生破坏。因此施工期须严格落实各项目生态保护措施及生态减缓措施，严格控制控制施工作业占地范围，尽量减小施工期对区域生态影响。

5.环境影响预测与评价

5.1环境空气影响预测与评价

5.1.1气候概况

该地区属北温带大陆性季风气候，四季分明，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响较大，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而温湿多雨，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短，冻土深达2~2.2m。该区全年气压稳定，降水集中在六、七、八月，蒸发量冬季明显降低，春秋季节相对湿度小。年降水量平均442mm，年最大降水量651.2mm。年平均气压：0.9944MPa。蒸发量：年平均蒸发量1531.4mm，年最大蒸发量1711.0mm，年最小蒸发量1378.4mm。湿度：年平均相对湿度为63%。年平均气温3.3℃，极端最低气温-36.2℃，极端最高气温38.9℃。年平均风速3.7m/s，年最大风速为22.7m/s。全年主导风向不明显，西北风、西北北风（NW、NNW）、南风（S）的风频较高。全年风向玫瑰图见图5.1-1。

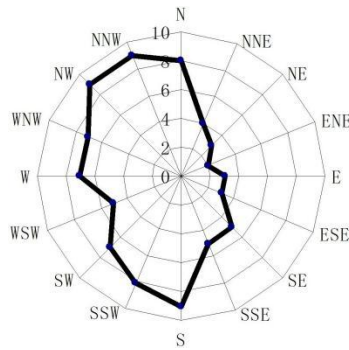


图5.1-1 全年风向玫瑰图

5.1.2空气环境影响预测与评价

5.1.2.1 施工期

施工过程中对大气环境的影响主要是井场施工、管沟开挖、道路敷设、土方堆填、恢复原有地面等过程中产生的粉尘及柴油发电机产生的烟气、车辆尾气。

(1) 施工车辆扬尘

施工时运输车辆下风向50m处的浓度约为11.63mg/m³，工程在运输和堆置过程中对易起尘的临时土方等加盖苫布等遮盖物，对进出场地的运输道路进行洒水抑尘，运输车辆扬尘污染类比调查见表5.1-1。

表5.1-1 运输车辆扬尘监测结果

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

	下风向150	5.04
--	--------	------

运输车辆及筑路机械行驶在施工道路上时，产生的扬尘在下风向150m处TSP浓度值为5.04mg/m³，其对下风向污染较大。

为了防止道路施工污染物污染环境，在施工时，应采取以下措施：

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

通过类比调查可知，各种施工材料的运输给运输道路的沿线带来扬尘污染，运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的TSP浓度短期内可达8~10mg/m³。运输物料的车辆必须封盖严密，严禁散落；运输车辆驶出工地前须除泥降尘，严禁泥土尘沙带出工地；施工场地干燥时适当洒水抑尘，物料堆放应定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等。在采取了相应的控制措施后，施工过程对周围敏感点产生的影响较小，且这种影响将随着施工期的结束而消失。

(2) 施工场地扬尘

施工期管线路由开挖、道路铺设、回填、开挖土方露天堆放等过程都会产生扬尘，如遇干旱无雨季节或者大风，施工扬尘将更为严重。据有关调查显示，施工工地的扬尘主要是由运输车辆的行驶和开挖土方的露天堆放产生，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在100m以内。如果在施工期间对施工区域采用围护或对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水4-5次，可使扬尘减少70%左右，施工场地洒水抑尘的试验结果见表5.1-2。

表5.1-2 施工场地洒水抑尘试验结果

距离 (m)		5	20	30	50	100-150
TSP小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86	0.61
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.27	0.21

结果表明：实施每天洒水4-5次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将TSP污染距离缩小到20-50m范围。

根据现场调查，建设项目距离最近敏感目标为拟建注水管线北50m的二腾村，距离较远，施工期管线施工扬尘不会对敏感点产生较大影响。

根据建设项目特点，在施工过程中，应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；加强回填土方堆放场的管理，要采取土方表面压实、覆盖等措施；运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生。

采取上述措施后，施工期过程中产生的扬尘可降低约70%，扬尘浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放标准限值 $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。项目施工结束后及时恢复施工占地的原有地表形态。施工扬尘对沿线敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工期的结束而消失。

（3）柴油机燃烧烟气

根据工程分析可知，本工程柴油机功率为882kW，NMHC+NO_x的排放速率0.07g/kWh，烟尘的排放速率0.01g/kWh，CO的排放速率0.03g/kWh均满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）标准中对于上述污染物排放限值要求：P_{max}>560kW时，NMHC+NO_x排放限值为6.4g/kwh，烟尘的排放限值0.2g/kWh，CO的排放限值3.5g/kWh。施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况。由于本工程开发区内井场分布较为分散，且拟建工程开发区域所在地较空旷，扩散能力较快，因此对局部区域环境的影响不大。随着钻井工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

（4）施工车辆尾气

本工程施工期各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，排放主要污染物为NO_x、CO、HC等，均属于无组织排放，施工所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境的空气的影响不是很大。

（5）焊接烟尘

管线施工程序包括组装焊接，将产生少量的焊接烟尘，主要为颗粒物，与车辆尾气类似，属于无组织排放，施工所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，因此对环境的空气的影响不是很大。

5.1.2.2 运营期

本项目运行期的大气污染主要来自油田集输过程中烃类的无组织挥发、依托场站加热装置新增负荷增加的烟气。

（1）污染源调查

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有

效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为10.206t/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。本项目无组织挥发量最大的井场为2#平台及金262-平2井场其至阀组间的管线，2#平台最大产油量为0.65t/d，金262-平2井场最大产油量为6.4t/d，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数1.4175g/kg原油（井场及集输管线按30%计算），考虑本项目2#平台分布位置及范围（58m×30m）以及井场至阀组间管线长度为2.0km，确定本次无组织预测范围，长为2000m，宽为58m，污染物排放速率为 $0.65t/d \times 1.4175g/kg \times 30\% \div 24h = 0.012kg/h$ ；考虑本项目金262-平2井场分布位置以及井场至阀组间最长的管线为2000m，确定本次预测范围，长为400m，宽为300m，确定本次无组织预测范围，长为400m，宽为300m，污染物排放速率为 $6.4t/d \times 1.4175g/kg \times 30\% \div 24h = 0.1134kg/h$ 。污染源参数见表5.1-3。

表5.1-3 项目新增非甲烷总烃排放面源参数统计表

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北 方向夹 角/°	面源 长度 /m	面源 宽度 /m	面源有 效排放 高度/m	污染物排 放速率 (kg/h)
	经度	纬度						NMHC
2#平台井场	124.47853	46.50340	139	0	2000	58	3	0.012
金262-平2井场	124.43922	46.47307	135	0	400	300	3	0.1134

本工程运营期产生的废气主要来自依托场站加热炉烟气量，预测因子为SO₂、NO_x、颗粒物，依托场站新增污染物排放量见表5.1-4。

表5.1-4 本工程新增烟气污染物排放情况一览表

名称	烟囱底部中心坐标		烟囱 高度 (m)	烟囱 出口 内径m	烟气 流速 m/s	烟气 温 度℃	年排 放小 时数h	排 放 工 况	污染物排放情况 (kg/h)		
	X	Y							SO ₂	NO _x	颗粒物
龙二转 油站	124.44849	46.44722	12	0.4	0.426	98.7	8760	正常	0.0014	0.0062	0.001

(2) 评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，采用估算模式分别计算本项目正常排放情况下的主要污染物的最大影响程度和最远影响范围，然后按评价工作分级判据进行分级。本项目估算模型参数一览表见表5.1-5。

表5.1-5 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 checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率	90
是否考虑岸线熏烟	岸边熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

项目污染物估算预测过程截图见图5.1-1~5.1-3。

源参数

源名称: 2#平台井场 海拔(m): 140.0000

起始点经度(度): 124.478530 起始点纬度(度): 46.503400

第一条边的角度: -45.00

第一条边尺寸(m): 58.00 第二条边尺寸(m): 2000.00

释放高度(m): 3.00 初始垂向扩散参数(m): 1.3953

污染物排放速率

排放速率单位: kg/h 限区类型: 二类区 限值单位: µg/m³

名称	一类区限值	二类区限值	实际限值	排放速率
NMHC	1000	2000	2000	0.012

提交 退出

图5.1-1 2#平台井场面源预测参数截图

矩形面源

源参数

源名称: 金262-平2 海拔(m): 145.0000

起始点经度(度): 124.439220 起始点纬度(度): 46.473070

第一条边的角度: -15.00

第一条边尺寸(m): 400.00 第二条边尺寸(m): 300.00

释放高度(m): 3.00 初始垂向扩散参数(m): 1.3953

污染物排放速率

排放速率单位: kg/h 限区类型: 二类区 限值单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

<input type="checkbox"/>	名称	一类区限值	二类区限值	实际限值	排放速率
<input type="checkbox"/>	NMHC	1000	2000	2000	0.1134

提交 退出

图5.1-1 金262-平2井场面源预测参数截图

点源

源参数

源名称: 龙二转油站 海拔(m): 146.0000

经度(度): 124.448490 纬度(度): 46.447220

源高(m): 12.00 烟囱出口内径(m): 0.40

烟气流速(m/s): 0.43 烟气温度: 98.70 °C

污染物排放速率

排放速率单位: kg/h 限区类型: 二类区 限值单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

<input type="checkbox"/>	名称	一类区限值	二类区限值	实际限值	排放速率
<input type="checkbox"/>	SO ₂	150	500	500	0.0008
<input type="checkbox"/>	NO _x	250	250	250	0.003
<input type="checkbox"/>	PM ₁₀	50	150	450	0.0004

提交 退出

图5.1-2 龙二转油站加热装置预测参数截图

(3) 估算模式计算结果

面源预测结果见表5.1-6、表5.1-7，点源预测结果见表5.1-8。

表5.1-6 项目采油井场2#平台井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	2#平台井场	
	NMHC浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC占标率(%)
50.0	8.1901	0.4095
100.0	8.3688	0.4184
200.0	8.6954	0.4348
300.0	9.0183	0.4509
400.0	9.2975	0.4649
500.0	9.5580	0.4779
600.0	9.8054	0.4903
700.0	10.0380	0.5019
800.0	10.2520	0.5126
900.0	10.4540	0.5227
1000.0	10.6430	0.5322
1200.0	9.0014	0.4501
1400.0	7.7714	0.3886
1600.0	6.8326	0.3416
1800.0	6.1455	0.3073
2000.0	5.5863	0.2793
2500.0	4.5107	0.2255
3000.0	3.7528	0.1876
3500.0	3.1924	0.1596
4000.0	2.7659	0.1383
4500.0	2.4067	0.1203
5000.0	2.1445	0.1072
10000.0	0.9670	0.0484
11000.0	0.8633	0.0432
12000.0	0.7779	0.0389
13000.0	0.7065	0.0353

14000.0	0.6459	0.0323
15000.0	0.5941	0.0297
20000.0	0.4179	0.0209
25000.0	0.3172	0.0159
下风向最大浓度	10.6430	0.5322
下风向最大浓度出现距离	1000.0	1000.0
D10%最远距离	/	/

表5.1-7 项目采油井场金262-平2井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	金262-平2#平台井场	
	NMHC浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC占标率(%)
50.0	36.1300	1.8065
100.0	42.7200	2.1360
200.0	56.1250	2.8062
300.0	64.6520	3.2326
400.0	63.8230	3.1912
500.0	60.5020	3.0251
600.0	57.0910	2.8546
700.0	53.8500	2.6925
800.0	50.7120	2.5356
900.0	47.7650	2.3883
1000.0	45.0240	2.2512
1200.0	41.9340	2.0967
1400.0	39.2650	1.9633
1600.0	36.9680	1.8484
1800.0	35.0170	1.7509
2000.0	33.2790	1.6640
2500.0	29.7040	1.4852
3000.0	26.5520	1.3276
3500.0	23.7780	1.1889
4000.0	21.3950	1.0697
4500.0	19.3580	0.9679

5000.0	17.6030	0.8801
10000.0	9.1367	0.4568
11000.0	8.1569	0.4078
12000.0	7.3499	0.3675
13000.0	6.6750	0.3337
14000.0	6.1031	0.3052
15000.0	5.6131	0.2807
20000.0	3.9482	0.1974
25000.0	2.9973	0.1499
下风向最大浓度	64.9260	3.2463
下风向最大浓度出现距离	329.0	329.0
D10%最远距离	/	/

表5.1-8 龙二转油站估算模式计算结果

下风向距离	龙二转油站					
	SO ₂ 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	SO ₂ 占标 率(%)	NO _x 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NO _x 占标 率(%)	PM ₁₀ 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	PM ₁₀ 占标 率(%)
50.0	0.2362	0.0472	1.0461	0.4184	0.1687	0.0375
100.0	0.1939	0.0388	0.8586	0.3434	0.1385	0.0308
200.0	0.1757	0.0351	0.7782	0.3113	0.1255	0.0279
300.0	0.1457	0.0291	0.6454	0.2582	0.1041	0.0231
400.0	0.1218	0.0244	0.5392	0.2157	0.0870	0.0193
500.0	0.1071	0.0214	0.4743	0.1897	0.0765	0.0170
600.0	0.0968	0.0194	0.4285	0.1714	0.0691	0.0154
700.0	0.0867	0.0173	0.3841	0.1536	0.0620	0.0138
800.0	0.0782	0.0156	0.3462	0.1385	0.0558	0.0124
900.0	0.0708	0.0142	0.3137	0.1255	0.0506	0.0112
1000.0	0.0665	0.0133	0.2944	0.1178	0.0475	0.0106
1200.0	0.0602	0.0120	0.2664	0.1066	0.0430	0.0095
1400.0	0.0519	0.0104	0.2298	0.0919	0.0371	0.0082
1600.0	0.0458	0.0092	0.2027	0.0811	0.0327	0.0073
1800.0	0.0459	0.0092	0.2032	0.0813	0.0328	0.0073

2000.0	0.0445	0.0089	0.1970	0.0788	0.0318	0.0071
2500.0	0.0360	0.0072	0.1595	0.0638	0.0257	0.0057
3000.0	0.0366	0.0073	0.1622	0.0649	0.0262	0.0058
3500.0	0.0333	0.0067	0.1476	0.0590	0.0238	0.0053
4000.0	0.0300	0.0060	0.1330	0.0532	0.0214	0.0048
4500.0	0.0273	0.0055	0.1208	0.0483	0.0195	0.0043
5000.0	0.0251	0.0050	0.1109	0.0444	0.0179	0.0040
10000.0	0.0201	0.0040	0.0892	0.0357	0.0144	0.0032
11000.0	0.0189	0.0038	0.0837	0.0335	0.0135	0.0030
12000.0	0.0171	0.0034	0.0758	0.0303	0.0122	0.0027
13000.0	0.0148	0.0030	0.0654	0.0261	0.0105	0.0023
14000.0	0.0135	0.0027	0.0600	0.0240	0.0097	0.0021
15000.0	0.0128	0.0026	0.0568	0.0227	0.0092	0.0020
20000.0	0.0099	0.0020	0.0440	0.0176	0.0071	0.0016
25000.0	0.0075	0.0015	0.0332	0.0133	0.0054	0.0012
下风向最大 浓度	0.2362	0.0472	1.0461	0.4184	0.1687	0.0375
下风向最大 浓度出现距 离	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
D10%最远 距离	/	/	/	/	/	/

从上表可以看出，本项目面源区域排放的主要污染物VOCs（以非甲烷总烃计）最大落地距离329m，最大地面浓度为0.065mg/m³，能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中标准值：4.0mg/m³，对周围大气环境的贡献值较小。本项目依托转油站加热装置排放的主要污染物最大落地浓度距离50m，SO₂、NO_x、颗粒物最大地面浓度分别为0.00024mg/m³、0.00105mg/m³、0.00017mg/m³，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准。

根据预测计算，本工程排放主要污染物VOCs（以非甲烷总烃计）、SO₂、NO_x、颗粒物的最大地面空气质量浓度占标率分别为3.2463%、0.0472%、0.4184%、0.0375%，其中最大P_{max}为3.2463%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），当

$1\% \leq P_{\max} < 10\%$ 时，环境空气评价等级为二级，因此确定本项目大气评价等级为二级。

(4) 污染物排放量核算

① 正常工况下大气污染物年排放量核算

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

本项目大气污染物有组织排放量核算见表5.1-9。

表5.1-9 大气污染物有组织排放量核算

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)
主要排放口					
/	/	/	/	/	/
主要排放口合计		/	/	/	/
一般排放口					
1	龙二转油站加热炉	SO ₂	18	0.0014	0.012
		NO _x	83	0.0062	0.054
		颗粒物	13.4	0.0010	0.009
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.012
		NO _x			0.054
		颗粒物			0.009

本项目大气污染物无组织排放量核算见表5.1-10。

表5.1-10 大气污染物无组织排放量核算

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	
1	井场、场站、管线等	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-	4.0	10.206

					2020)		
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			10.206

本项目大气污染物年排放量核算见表5.1-11。

表5.1-11 本项目大气污染物年排放量核算

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	SO ₂	0.012
2	NO _x	0.054
3	颗粒物	0.009
4	非甲烷总烃	10.206

②非正常工况下大气污染物年排放量核算

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

(4) 大气环境保护距离

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

(5) 评价结论

通过在施工期采用洒水抑尘、车辆采取密闭措施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》（GB39728-2020）中标准限值。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3.2463%，最大地面浓度为64.9260μg/m³，因此对大气环境影响较小。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。大气环境影响评价自查表见表5.1-12。

表5.1-12 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>			
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (非甲烷总烃)				包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>	附录D <input type="checkbox"/>		其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>			
	评价基准年	(2021)年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>			
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>				不达标区 <input type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input checked="" type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网络模型 <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=5km <input checked="" type="checkbox"/>			
	预测因子	预测因子				包括二次PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100% <input type="checkbox"/>				C _{本项目} 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C _{本项目} 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>		C _{本项目} 最大占标率>10% <input type="checkbox"/>			

		二类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤30% <input checked="" type="checkbox"/>		C _{本项目} 最大占标率> 30% <input type="checkbox"/>
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长 () h	C非正常占标率 ≤100% <input type="checkbox"/>		C非正常占标率>100% <input type="checkbox"/>
	保证率日平均浓度和 年评价浓度叠加值	C叠加达标 <input type="checkbox"/>		C叠加不达标 <input type="checkbox"/>	
	区域环境质量的整体 变化情况	k≤-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"/>		无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子：()	无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>
环评结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	大气环境保护距离	距 () 厂界最远 () m			
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.012) t/a	NO _x : (0.054) t/a	颗粒物: (0.009) t/a	VOCs: (10.206) t/a

注：“□”为勾选项，填“√”；“()”为内容填写项

5.2水环境影响预测与评价

5.2.1正常情况下水环境影响分析

5.2.1.1 施工期

项目施工期废水主要为钻井污水、管道试压废水、压裂返排液和施工人员的生活污水。

(1) 钻井污水

根据工程分析，项目钻井污水产生总量为1360m³，排入井场设置的泥浆槽，罐车拉运至废弃钻井液无害化处理装置处理，不外排。

(2) 压裂返排液

项目压裂过程产生的压裂返排液共648m³，泵入井场罐车后，拉运至龙一联压裂返排液处理站处理，分离出的污水输至龙一联合油污水处理站处理达标后回注地下，不外排。

(3) 管线试压废水

项目管线试压过程产生的试压废水为60.081t，经罐车拉运至龙一联合油污水处理站

处理，不外排。

(4) 生活污水

根据工程分析可知，项目施工期产生的生活污水量为90.24m³。主要污染因子为COD、SS、BOD₅、NH₃-N，施工场产生的生活污水依托周围村屯。

5.2.1.2 运营期

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。本工程油田采出水进入龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量8mg/L，悬浮固体3mg/L规定后回注油层，不外排；作业污水通过罐车回收后送龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量8mg/L，悬浮固体3mg/L规定后回注油层，不外排；产生的落地油及时进行回收，回收率100%。因此项目运行期正常情况下不会对地下水产生影响。

5.2.2非正常情况下对地表水环境影响预测与分析

5.2.2.1 地表水环境影响识别与评价因子筛选

本工程施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是钻井污水、试压废水、压裂返排液，主要污染因子为石油类、挥发酚。

工程运营期对地表水体可能造成污染的污染源主要是含油污水（含压裂返排液），主要污染因子为石油类、挥发酚。

5.2.2.2 地表水评价等级与评价范围

(1) 评价等级

根据工程分析，本工程施工期和运营期废水均不外排，根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（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”，因此本项目地表水评价等级为三级B。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）中5.3.2.2，三级B评价范围为：应满足其依托污水处理设施环境可行性分析的要求；涉及地表水环境风险的，应覆盖环境风险影响范围所及的水环境保护目标水域。本项目产生的含油污水处理后均回注地下，不排至外环境，因此正常运行不涉及地表水环境风险。

5.2.2.3 地表水影响分析

(1) 施工期地表水影响分析

施工期可能对地表水产生影响的非正常状况为井喷事故，井喷事故造成原油泄漏，

对周围地表水体会造成污染影响。本项目所在地层压力较低，通过抽油机采油，并且在井下作业中采取了相应的防喷措施，发生井喷事故的可能性不大。

(2) 运营期地表水影响分析

本项目敷设管线不穿越地表水体，且仅为注水管线，注入介质为清水，因此管线发生泄漏对地表水体的影响极小。本项目在运营期对注水管线定期进行检测，提高管线防腐等级，以延长管道使用寿命，因此管线发生泄漏的可能性不大。

(3) 地表水环境保护措施及建议

①当管线发生泄漏时，施工人员需按照应急预案在泄漏点周围修筑围堤，防止泄漏物质扩散，将污染控制在最小范围内。同时应组织人员进行抢修，抢修结束后，应清理现场，避免造成环境污染。

②在建设过程中必须严格管理，严禁将废射孔液、压裂返排液、试压废水、废弃钻井泥浆和生活污水等污染物倾倒或抛入地表水体中。

③为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中必须严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中一旦发生原油落地，必须全部及时回收。

④定期检查、维修所有的管线、阀门等装置，确保各部分的使用性能，尤其在雨季更要认真检查。

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。

本项目的开发建设在正常工况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境不会产生不良影响。在事故状态下，尤其是发生管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响。因此，建议企业加强管理，事故发生时及时采取防治措施，避免对周围水体产生影响。项目地表水环境影响评价自查表见表5.2-1。

表5.2-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影 响 识 别	影响类型	水污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>	
	水环境保护目标	应用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ； 重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵地及索耳场、越冬场和洄游通道、天然渔场等水体 <input type="checkbox"/> ； 涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input checked="" type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；pH值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	水温 <input type="checkbox"/> ；水位（水深） <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级A <input type="checkbox"/> ；三级B <input checked="" type="checkbox"/>	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>
现 状	区域污染源	调查项目	数据来源
		已建 <input type="checkbox"/> ；在建 <input type="checkbox"/> ；拟建 <input checked="" type="checkbox"/> ； 其他 <input type="checkbox"/> ；	拟替代的污染源
	受影响水体水环境质量	调查时期	数据来源
		丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input checked="" type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> ； 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>	生态环境保护主管部门 <input type="checkbox"/> ；补充监测 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
区域水资源开发利用状况	未开发 <input checked="" type="checkbox"/> ；开发量40%以下 <input type="checkbox"/> ；发量40%以上 <input type="checkbox"/>		

调 查	水文情势调查	调查时期		数据来源	
		丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input checked="" type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> ； 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>		水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ；补充监测 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
	补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
		丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input checked="" type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> ； 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>		(pH、COD _{Cr} 、氨氮、石油类、 挥发酚、硫化物)	监测断面或点位个数 (4)个
现 状 评 价	评价范围	河流：长度() km；湖库、河口及近岸海域：面积() km ²			
	评价因子	(石油类)			
	评价标准	河流、湖库、河口：I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/> ；V类 <input type="checkbox"/> ；近岸海域：第一类 <input type="checkbox"/> ；第二类 <input type="checkbox"/> ；第三类 <input type="checkbox"/> ；第四类 <input type="checkbox"/> 规划年评价标准()			
	评价时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input checked="" type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> ；			
工作内容		自查项目			
		春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>			
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标状况：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 水环境保护目标质量状况：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况：达标 <input checked="" type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 底泥污染评价 <input type="checkbox"/> 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/> 水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/>			达标区 不达标区

		流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 <input type="checkbox"/> 依托污水处理设施稳定达标排放评价 <input checked="" type="checkbox"/>	
影 响 预 测	预测范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²	
	预测因子	（ ）	
	预测时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> ； 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 设计水文条件	
	预测情景	建设期 <input type="checkbox"/> ；生产运营期 <input type="checkbox"/> ；服务期满后 <input type="checkbox"/> 正常工况 <input type="checkbox"/> ；非正常工况 <input type="checkbox"/> 污染控制可减缓措施方案 区（流）域环境质量改善目标要求情景	
	预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ；解析解 <input type="checkbox"/> ；其他 导则推荐模式 ；其他	
	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域环境质量改善目标 <input type="checkbox"/> ；替代消减源 <input type="checkbox"/>	

影 响 评 价	水环境影响评价	排放口混合去外满足水环境保护要求 <input type="checkbox"/> 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/> 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 <input type="checkbox"/> 满足区（流）域环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 <input type="checkbox"/> 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 <input type="checkbox"/> 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 <input type="checkbox"/>				
	污染源排放量核算	污染物名称	排放量/（t/a）		排放浓度/（mg/L）	
		（ ）	（ ）		（ ）	
工作内容		自查项目				
	替代源排放量情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量	排放浓度/（mg/L）
		（ ）	（ ）	（ ）	（ ）	（ ）
	生态流量确定	生态流量：一般水期（ ）m ³ /s；鱼类繁殖期（ ）m ³ /s；其他（ ）m ³ /s 生态水位：一般水期（ ）m ³ /s；鱼类繁殖期（ ）m ³ /s；其他（ ）m ³ /s				
防 治 措 施	环保措施	污水处理设施 <input type="checkbox"/> ；水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域消减依托其他工程措施 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>				
	监测计划		环境质量		污染源	
		监测方法	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无检测 <input type="checkbox"/>		手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无检测 <input type="checkbox"/>	
	监测点位	（ ）		（ ）		

施		监测因子	()	()
	污染物排放清单	<input type="checkbox"/>		
评价结论		可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可以接受 <input type="checkbox"/> ;		
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“()”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。				

5.2.3非正常情况下对地下水环境影响预测与分析

非正常工况下对地下水环境构成污染的污染源主要为油井修井废水；集输管线泄漏；井喷、井漏、原油泄漏对地下水的影响。

5.2.3.1 油井修井废水对水环境影响

本项目针对油井修井废水、水井洗井废水采取的污染防治措施如下：

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

②油井修井作业过程中使用作业污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置对作业污水进行回收。以使作业时泄漏出的污油污水限定在井场范围内，然后通过带有自吸泵的污油污水回收装置将泄漏出的污油污水回收处理，不外排。

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

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

5.2.3.2 油井泄漏事故对地下水环境影响预测与评价

(1) 泄漏源强

本工程油井套管发生破裂时，主要影响区域为承压水层位。本工程单口油井最大产油量为6.4t/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640kg/d。由于套管破损不易被发现，所以按持续泄漏预测。

(2) 预测因子

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

(3) 预测模型

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

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

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

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。

(4) 预测参数

根据本项目区域的水文地质资料，区域内潜水含水层厚度为0.5~17.5m，区域有效孔隙度取值0.34，潜水水流速度为0.017m/d。区域纵向弥散系数约为0.2m²/d，横向弥散系数约为0.02m²/d，化学反应常数为0。

参数输入	
污染源位置 x=	100
y=	100
污染物泄露量 (g/d)	640000
含水层厚度 (m)	17.5
地下水流速 (m/d)	0.017
地下水流向 (°)	225
有效孔隙度 (无量纲)	0.34
纵向弥散系数 (m ² /d)	0.2
横向弥散系数 (m ² /d)	0.02
化学反应常熟 (1/d)	0
环境质量标准 (mg/L)	0.05
检出限 (mg/L)	0.02

图 5.2-1 油井泄漏对地下水影响预测参数图

(2) 预测结果

表 5.2-3 油井套管泄漏 100d 对地下水的影响预测结果表 (mg/L)

y轴 x轴	-40m	-20m	0m	20m	40m
-40m	1.55E-13	3.98E-17	6.85E-45	1.70E-96	6.46E-172
-20m	3.98E-17	1.81E+00	9.89E-09	4.99E-41	5.12E-97
0m	6.85E-45	9.89E-09	1.35E+06	2.97E-09	6.19E-46
20m	1.70E-96	4.99E-41	2.97E-09	1.64E-01	1.08E-18
40m	6.46E-172	5.12E-97	6.19E-46	1.08E-18	1.27E-15

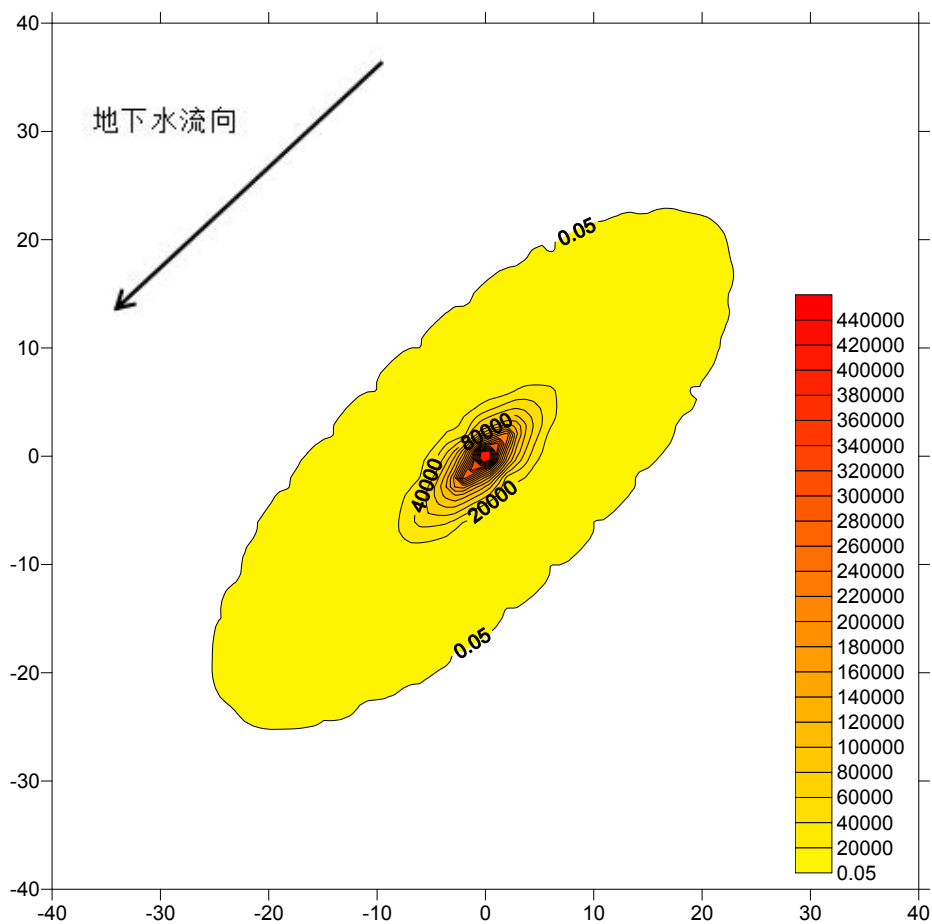


图5.2-2 油井套管泄漏后100天污染物浓度分布图

表 5.2-4 油井套管泄漏 1000d 对地下水的影响预测结果表 (mg/L)

y轴 x轴	-80m	-30m	-10m	0m	10m	30m	80m
-80m	3.39E-14	1.47E-23	7.06E-39	5.46E-49	9.88E-61	0.00E+00	0.00E+00
-30m	1.47E-23	2.18E+02	2.60E+00	7.14E-04	5.41E-09	3.66E-24	0.00E+00
-10m	8.50E-64	2.60E+00	8.75E+04	9.51E+03	1.65E+01	1.63E-09	1.47E-62
0m	5.46E-49	7.14E-04	9.51E+03	1.35E+06	5.22E+03	1.18E-04	4.46E-51
10m	9.88E-61	5.41E-09	1.65E+01	5.22E+03	2.63E+04	2.35E-01	3.16E-41
30m	0.00E+00	3.66E-24	1.63E-09	1.18E-04	2.35E-01	5.92E+00	1.98E-26
80m	0.00E+00	0.00E+00	1.47E-62	4.46E-51	3.16E-41	1.98E-26	2.26E-18

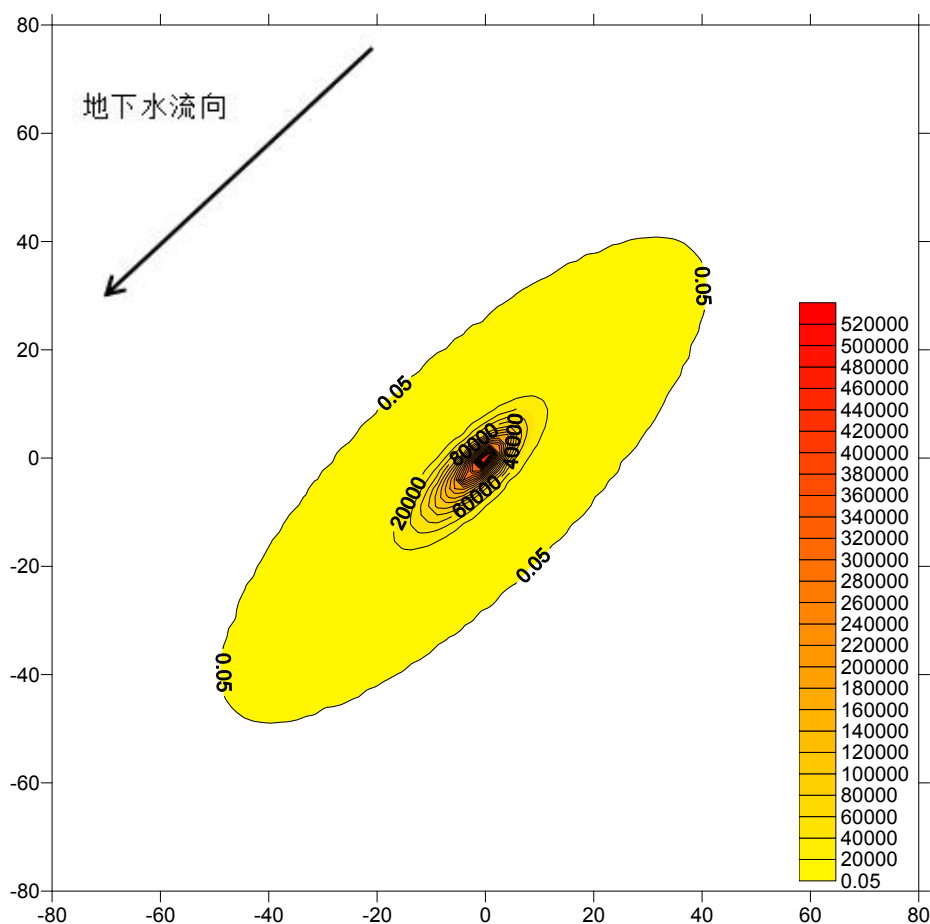


图5.2-3 油井套管泄漏后1000天污染物浓度分布图

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34m、68m，事故情况下长期泄漏存在污染的可能，由于工程采油地下井管使用双层套管，发生泄漏的可能性很小，通过跟踪监测避免对地下水水井的污染。

5.2.2.3 集油管线泄漏事故对地下水环境影响

(1) 泄漏源强

非正常情况下集输管道渗漏源强以《给水排水管道工程施工及验收规范》（GB50268）中压力管道严密性泄漏试验允许渗水量中的10倍来计算，参照DN100钢管允许渗水量为0.28L/（min·km），本工程按照新建最长集油管道5.37km，考虑最不利情况，如应急预案实际操作不到位、不利的气象条件或监控设备失灵等情况，本工程拟采取渗漏时间24h，则本工程液体渗漏量约为2.2m³，原油密度按0.86t/m³算，则渗漏量为1892kg。

(2) 预测因子

输油管道发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发酚等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别

中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在输油管道发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发酚的含量远低于石油，同时参考当地同类环评报告书，综合考虑，最终选取石油类作为预测特征因子。

(3) 预测模型

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

瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源

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

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；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入的质量，kg；

u —水流速度，m/d；

n_e —有效孔隙度；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d ；

Π —圆周率。

(4) 参数选择

根据本项目区域的水文地质资料，区域内潜水含水层厚度为 0.5~17.5m，区域有效孔隙度取值 0.34，潜水水流速度为 0.017m/d。区域纵向弥散系数约为 0.2 m^2/d ，横向弥散系数约为 0.02 m^2/d ，化学反应常数为 0。

参数输入	
污染源位置	x= 0 y= 0
污染物泄漏量 (g/d)	1892000
含水层厚度 (m)	17.5
地下水流速 (m/d)	0.017
地下水流向 (°)	225
有效孔隙度 (无量纲)	0.34
纵向弥散系数 (m ² /d)	0.2
横向弥散系数 (m ² /d)	0.02
化学反应常熟 (1/d)	0
环境质量标准 (mg/L)	0.05
检出限 (mg/L)	0.02

图5.2-1 集油管线泄漏对地下水影响预测参数图

(5) 预测结果

表 5.2-3 集油管道泄漏 100d 对地下水的影响预测结果表 mg/L

x 轴 \ y 轴	-40m	-20m	-10m	0	10m	20m	40m
-40m	4.59E-13	1.18E-16	1.50E-27	2.03E-44	3.02E-67	5.04E-96	1.91E-171
-20m	1.18E-16	5.35E+00	5.18E-01	2.92E-08	1.86E-21	1.47E-40	1.51E-96
-10m	1.50E-27	5.18E-01	1.77E+04	6.96E+01	2.14E-07	1.02E-21	4.98E-68
0	2.03E-44	2.92E-08	6.96E+01	4.00E+06	3.81E+01	8.78E-09	1.83E-45
10m	3.02E-67	1.86E-21	2.14E-07	3.81E+01	5.31E+03	8.54E-02	7.45E-29
20m	5.04E-96	1.47E-40	1.02E-21	8.78E-09	8.54E-02	4.84E-01	3.20E-18
40m	1.91E-171	1.51E-96	4.98E-68	1.83E-45	7.45E-29	3.20E-18	3.75E-15

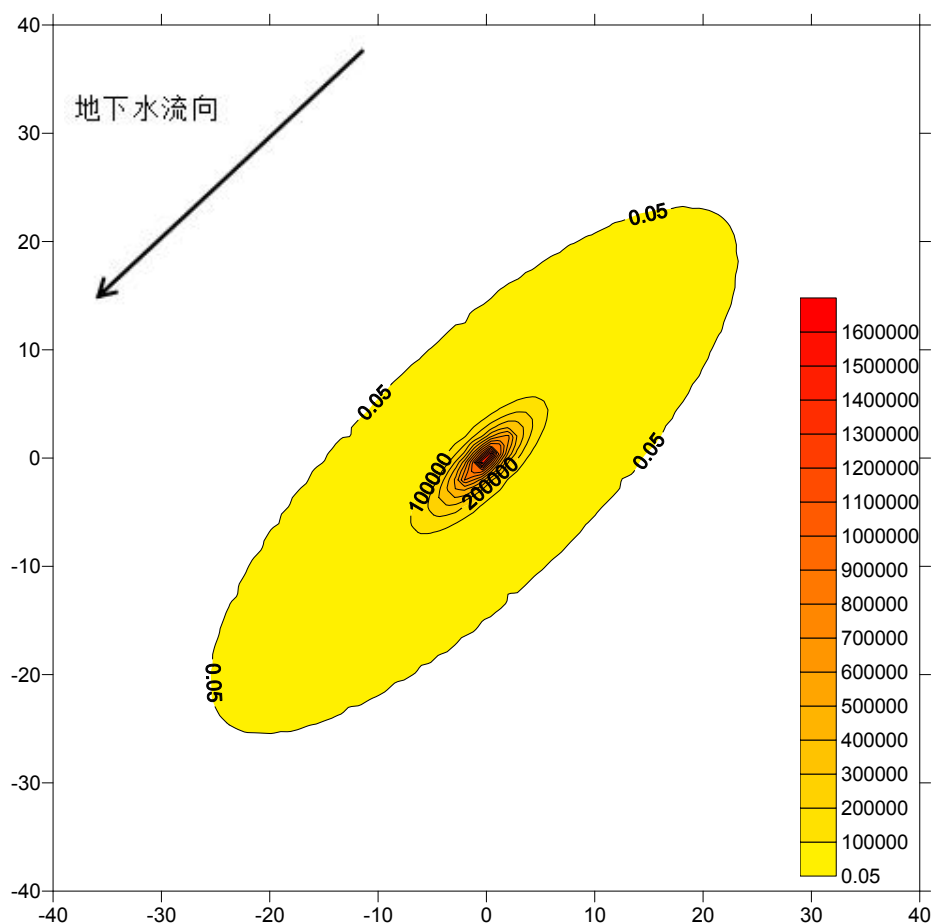


图 5.2-3 集油管道泄漏 100d 预测范围示意图

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

x 轴 y 轴	-80m	-40m	-20m	0	20m	40m	80m
-80m	1.00E-13	6.87E-18	6.27E-30	1.62E-48	1.23E-73	0.00E+00	0.00E+00
-40m	6.87E-18	5.74E+00	3.43E-01	3.49E-09	9.83E-24	9.22E-45	0.00E+00
-20m	6.27E-30	3.43E-01	2.18E+04	4.11E+01	1.78E-08	2.96E-24	3.35E-75
0	1.62E-48	3.49E-09	4.11E+01	4.00E+06	1.23E+01	3.15E-10	1.32E-50
20m	1.23E-73	9.83E-24	1.78E-08	1.23E+01	1.97E+03	9.31E-03	1.54E-32
40m	0.00E+00	9.22E-45	2.96E-24	3.15E-10	9.31E-03	4.68E-02	5.06E-21
80m	0.00E+00	0.00E+00	3.35E-75	1.32E-50	1.54E-32	5.06E-21	6.68E-18

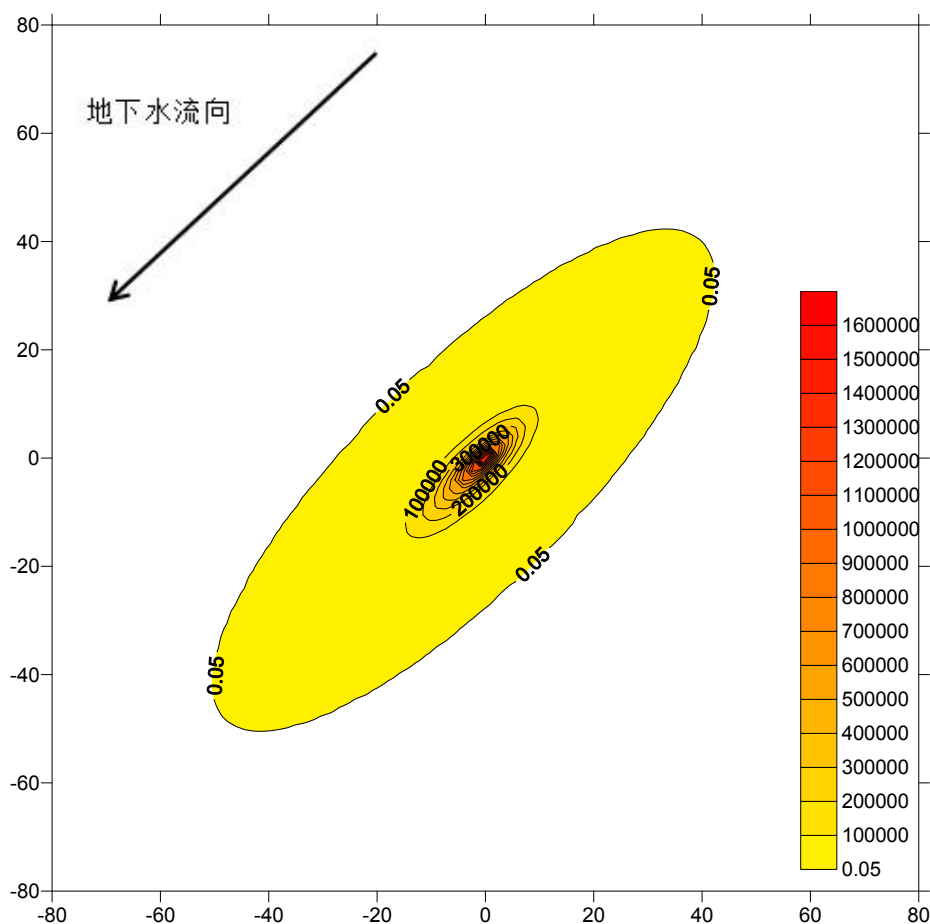


图 5.2-4 集油管道泄漏 1000d 预测范围示意图

从预测结果可以看出，在集油管道老化渗漏后，也是随着时间增加，污染范围有所增加，渗漏后100d、1000d的石油类浓度超标范围分别为地下水流向下游36m、71m。且管线泄漏能够及时发现，因此进入地下水的石油类污染物在污染范围内对村屯地下水水质影响较小。

5.2.3.4 地下水环境污染防治措施

根据上述分析可知，油田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但油井套管破裂、集油管道的突发性泄漏，如处理不及时则可能造成污染。因此提出如下环保措施：

- 1、定期对油井进行巡井、集油管道进行巡线，确保及时发现油井套管破裂、集油管道的突发性泄漏。
- 2、钻井井场设置泥浆回收罐车，钻井结束后废弃泥浆统一拉运至废弃钻井液无害化处理装置进行处置。
- 3、使用双层套管并采用水泥固井，表层套管固井泥浆必须返至井口，油层套管固井水泥返高至油层顶面以上100m，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；
- 4、源头控制：强化生产运行管理，杜绝含油污水及污油的随意排放，落地原油要

及时回收，提高落地油回收率，并及时处理被落地油污染的土壤，消除对地下水的污染隐患。

5、地下水分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016），分区防渗以水平防渗为主，结合本项目生活生产装置和设施的性质、包气带岩性结构、污染控制难易程度及其地下水环境风险，以及拟采取的防渗处理方案，将地面设施的防渗措施分为两个级别，即重点防渗区、简单防渗区。针对不同的污染防治区制定了如下相应的防渗措施与要求：

（1）油水井井场防渗措施

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

（2）集油管线防渗措施

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

5.2.3.5 地下水环境监测与管理

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，建设单位存档监测报告以及建设项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，同时对监测结果定期进行信息公开。根据地下水影响预测结果，工程对环境敏感点产生影响的可能性小，所以根据地下水流向，结合开发区块内油井分布情况以及项目区域水流方向，在本项目区域水流上游方向设1个潜水背景监测点，在区域内设1个潜水跟踪监测点，在区域水流下游方向设1个潜水跟踪监测点。跟踪监测布点图见附图5.2-4，跟踪监测计划见表5.2-5。

表5.2-5 建设项目地下水跟踪监测计划

监测井点位	功能	坐标	监测因子	井深	监测层位	监测频次
草原牧场十二作业区水井（区域上游）	背景监测点	46.50491, 124.50607	石油类	20m	潜水	1次/年
1#散户王家水井(区域内)	跟踪监测点	46.48261, 124.44219		17m	潜水	

3#散户赵家水井（区域下游）	跟踪监测点	46.46784, 124.42444		18m	潜水	
----------------	-------	---------------------	--	-----	----	--



图5.2-4 地下水跟踪监测井监测点位图

5.2.3.6 地下水环境影响评价结论

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

5.3 声环境影响预测与评价

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

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

5.3.1 施工期

5.3.1.1 主要噪声源强

本工程产生的主要噪声源包括钻机、挖掘机、搅拌机、推土机、压路机、等施工机械和运输车辆的交通噪声等。

5.3.1.2 噪声源特点

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

5.3.1.3 施工期声环境影响预测

(1) 预测模型

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

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

式中： L_P ——距声源 R 米处的噪声预测值，dB(A)；

L_{P0} ——距声源参考距离 R_0 米处的参考声级，dB(A)；

m ——声源个数。

(2) 预测结果

设备噪声噪声衰减结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 施工机械噪声衰减结果单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50m	100m	150m	200m	300m
柴油发电机	85	71	65	61	58	55
钻机	72	56	50	46	43	40
泥浆泵	65	51	45	41	38	35
震动筛	65	51	45	41	38	35
挖掘机	70	57	50	46	44	41
推土机	70	57	50	46	44	41
压路机	70	57	50	46	44	41
电焊机	50	36	30	26	24	21
搅拌机	50	37	30	26	24	21
冲击式钻机	65	51	45	41	39	36
压裂车	85	71	65	61	58	55
交通噪声	72	58	52	48	46	42
叠加值	86	72	66	62	59	55

由上表结果可知，主要机械在300m以外均能够满足建筑施工场界噪声昼间限值 ≤ 70 dB(A)的要求。本项目龙二转油站距离沃格屯520m，由于管线为人工开挖，故对沃格屯影响不大；井场距离最近敏感点为3#散户赵家1.25km，故井场噪声对周围环境影响可以接受。

通过采取相应的管理措施，可以减少工程施工噪声对敏感点的影响。具体措施如下：

(1) 合理布置钻机、柴油发电机、振动筛、泥浆泵等高噪声设备位置，减少高噪声设备同时施工时间，降低对周围环境的影响；

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

(3) 禁止在夜间（22:00~6:00）和午休时间（12:00~14:00）进行钻井以外的其他施工。

通过合理布置施工设备、控制施工时间等措施，施工噪声不会对周围环境敏感点的产生影响。

5.3.2运营期

(1) 声源源强

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

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	65~80

(2) 影响分析

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

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

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

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

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

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

式中：

$L_{A(r)}$ —距声源 r 处的A声级值(dB)；

L_{WA} —已知点声源A声级值(dB)；

A_{div} —声级几何发散引起的A声级衰减量(dB)；

A_{atm} —空气吸收引起的A声级衰减量 (dB)；

A_{exc} —地面效应引起的附加衰减量（dB）；

α —空气吸收系数，dB/100m；取相对湿度80%，温度15℃时的值；

r 、 r_0 —声源至预测点和测量点的距离。

按照以上公式对井场进行预测，可得出不同距离的噪声衰减结果，见下表。

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	20m	30m	40m	50m	100m	150m	200m
井场	81.02	61.02	55.0	51.5	49.0	47.0	41.02	37.5	35.0

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50.0dB（A），在30m可以衰减到55.0dB（A）（短边厂界），故井场厂界在昼间满足60dB（A）要求，夜间在短边界超标。

（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。同时井场距离周围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 施工期

施工期产生的固体废弃物主要有废弃钻井液、岩屑、废射孔液、纯碱和膨润土废包装袋、破损防渗布、废弃KOH包装袋、废弃过硫酸钾包装袋和生活垃圾等。

1) 废弃钻井液、岩屑

根据《大庆油田开发建设对环境的影响研究》课题研究成果，废弃钻井液和废弃射孔液如果不加处理，长期以自然状态积存于井场，对土壤中有机物含量影响不大，但会对土壤理化性质如pH、总碱度、总盐产生一定影响。本工程废弃钻井液量为2798.64t，钻井岩屑产生量为4569.6t。根据企业提供的废弃钻井液处理方案，废弃钻井液、钻井岩屑暂存于井场泥浆接收罐车中，拉运至废弃钻井液无害化处理装置处理，分离出的泥饼检测达标后用于铺设油田道路等综合利用，分离出的废水拉运至龙一联合含油污水处理站处理。

2) 废射孔液

本工程废射孔液产生量约648m³，首先进入井场钢制泥浆槽暂存，由罐车运至黑龙江龙之润环保工程有限公司废射孔液处置场进行处理。

3) 废包装袋及破损的废防渗布

废纯碱、膨润土包装袋和破损的废防渗布产生量为0.027t，属于一般工业固体废物，施工结束后由油田公司质量安全环保部统一安排拉运至工业固废填埋场进行填埋。

4) 废弃 KOH 包装袋、废弃过硫酸钾包装袋

施工期间共产生废弃KOH包装袋0.009t，废弃过硫酸钾包装袋18个，根据《国家危险废物名录》（2016.8.1），废KOH包装袋和过硫酸钾废包装袋属于HW49其他废物，危险废物编号为900-041-49含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质。本项目不对产生的危险废物进行处理，因此项目在射孔及压裂作业过程中直接委托有资质单位。

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（0.71-001-08、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废KOH包装袋和废弃过硫酸钾包装袋，其经营类别为：HW49-其他废物（900-041-49），核准经营规模为30000t/a。

能够满足本项目处理需求。建议建设单位单加强对废KOH包装袋和废弃过硫酸钾包装袋转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。

5) 生活垃圾

根据工程分析可知，本工程施工期共产生生活垃圾1.41t，生活垃圾统一收集送大庆市生活垃圾综合处理厂进行填埋处理。

综上所述，施工期产生的固体废物均得到分类收集，妥善、有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.4.2运营期

本项目运营期产生的固体废物主要包括含油污泥、落地油废弃防渗布和废滤料。

含油污泥、落地油含有石油类等有害成份。根据《国家危险废物名录（2021年）》，为危险废物，危废代码为HW08/071-001-08。含油废防渗布、废滤料属于HW49含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物，危险废物编号为900-041-49。危险废物不能直接进行填埋处理。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017年第43号）相关规定，本工程依托场站污水处理和作业产生的含油污泥、落地油拉运至第九采油厂齐北一联合油污泥贮存池暂存，暂存后送至第九采油厂含油污泥处理站处理；废防渗布待施工结束后委托有资质单位处置；废滤料由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理。

危险废物收集、贮存、运输的一般要求：①从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。②危险废物转移过程应按《危险废物转移联单管理办法》执行。③危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。④危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。应急预案编制可参照《危险废物经营单位编制应急预案指南》，涉及运输的相关内容还应符合交通行政主管部门的有关规定。针对危险废物收集、贮存、运输过程中的事故易发环节应定期组织应急演练。⑤危险废物收集、贮存、运输时应按危险特性对危险废物进行分类、包装并设置相应的标志及标签。

生产的单位和接收单位严格执行《危险废物转移联单管理办法》。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可持证上岗。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拉运至第九采油厂齐北一联含油污泥贮存池暂存，暂存后送至第九采油厂含油污泥处理站处理，处理后的污泥满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/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现状，实现了油田含油污泥的减量化、资源化处理，有一定的经济效益，具有很高的环境效益和社会效益。

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

5.4.3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，对环境影响较小。

5.5土壤环境影响分析

5.5.1施工期

本项目对土壤的影响主要来自井场永久占地、道路建设及集油掺水管道对土地的占用，对植被的碾压、挖掘等活动，会引起土壤理化性质的改变、肥力的降低。

（1）油井压裂过程

项目实施需先对18口油井进行压裂作业，压裂返排液由罐车收集后送至龙一联压裂返排液处理站处理，压裂返排液对土壤理化性质的影响很小。

（2）敷设管线

本项目建设集油掺水管道施工方法为沟埋式，将对土壤进行开挖和填埋，它对土壤环境的影响表现在：

①破坏土壤结构

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

②混合土壤层次改变土壤质地

土壤表层质地与底层的质地截然不同，管道的开挖与回填，会混合原有的土壤层

次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育、植被的恢复。

③土壤养分流失

不同土层的特征及理化性质差异较大，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。根据国内外有关资料，即使在实行分层堆放、分层覆土的措施下，土壤的有机质还将下降30%~40%，土壤养分下降30%~50%，其中全氮下降43%左右，磷素下降40%，钾素下降43%。若不实行分层堆放和分层覆土，则土壤养分流失量更大。

（3）新建道路

本项目道路敷设方式为直接对道路占地范围进行覆土压实并铺设路面，道路建设过程中施工机械和人员将会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

5.5.2运营期

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油。由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，因此可有效减少石油类进入土壤，根据对现有油田土壤的类比调查结果，得出在采油井井场附近，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。

《采油九厂龙虎泡油田萨葡油层外扩产能建设工程》于2016年8月10日取得了大庆市环保局受理的环评文件批复，批复文号：庆环审【2016】215号。2016年9月，项目开工建设，2017年5月，竣工完成，并于2019年11月份进行了竣工验收。

根据《采油九厂龙虎泡油田萨葡油层外扩产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》，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，由于近年雨水充足，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3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均为未检出，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。

本次在油田开发区域内选择2座已建井场、3座拟建井场、拟建井场集输管线上方土壤进行监测，均为柱状样，监测深度分别为0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m，根据土壤监测结果，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（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求，说明建设单位在项目实施之后较好的落实了污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

5.5.3土壤保护措施及对策

5.5.3.1 土壤环境保护与污染防治基本要求

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

（1）源头控制措施

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

（2）末端控制措施

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

（3）污染监控体系

为了及时了解项目场区及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）的相关要求，本项目拟制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。

（4）应急响应措施

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

5.5.3.2 建设项目环境保护措施

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

（2）加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

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

5.5.3.3 土壤跟踪监测

对井场的土壤定期监测，发现土壤污染时，及时查找泄漏源，防止污染源的进一步下渗，必要时对已污染的土壤进行替换或修复。

（1）监测点位

基于建设项目现状监测点设置兼顾土壤环境影响跟踪监测计划的原则，建设项目共布设3个跟踪监测点，具体见表5.5-3，监测布点图见图5.5-1。

表5.5-3 跟踪监测点位布设

点位	坐标	取样要求	监测因子	监测频次
2#平台井场永久占地内	46.50341, 124.47827	表层样 0~20cm	pH、石油烃	1次/3年，尽量在农作物收割后开展
拟建 3#平台井场	46.49666, 124.46656	表层样 0~20cm	pH、石油烃	
2#平台井场南侧 200m 处	46.50160, 124.47843	表层样 0~20cm	pH、石油烃	



图5.5-1 土壤跟踪监测布点位图

5.5.4 评价结论

本项目选址位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县境内，属大庆油田有限责任公司第九采油厂开发区域，区域内井场分布密集、各类地面工程设施配套完善，区域内现状土地利用类型以耕地为主。

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

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

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

表5.5-4 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况	备注
影	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"/>	

响 识 别	土地利用类型	建设用地 <input type="checkbox"/> ; 农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>			土地利用 类型图	
	占地规模	(37.528) hm ²				
	敏感目标信息	以平台井场为中心, 外扩1km范围内, 管线两侧向外延伸0.2km范围内的土壤环境。				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>				
	全部污染物	石油烃				
	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 type="checkbox"/>				
	理化特性				同附录C	
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位 布置图
		表层样点数	2	4	0~20cm	
柱状样点数	6	0	0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样			
现状监测因子	GB15618-2018中基本项目及石油烃, GB36600-2018中基本项目, 同时监测pH值和土壤含盐量					
现 状 评 价	评价因子	同监测因子				
	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	各监测点各监测项目均满足GB36600-2018及GB15618-2018中风险筛选值				
影 响 预 测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录E <input checked="" type="checkbox"/> ; 附录F <input type="checkbox"/> ; 其他()				
	预测分析内容	影响范围(垂向0~0.50m)影响程度(较小)				
	预测结论	达标结论: a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>				
防	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()				

治 措	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次	
		3	pH、石油烃	3年一次	
施	信息公开指标	监测点位及监测值			
评价结论		采取环评提出的措施，影响可接受。			

5.6生态环境影响评价

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

5.6.1占地对生态环境的影响

5.6.1.1 临时占地生态环境影响

该项目井场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影响是短期可逆的，施工结束后，被占用的土地开始恢复。

5.6.1.2 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。

5.6.1.3 取弃土的影响

本工程无弃土，不设弃土场，工程需要取土用于井场及道路的垫高或筑高。工程取土采用外购方式，不自行开采，卖方负责取土后的取土场的生态恢复。

5.6.2工程建设对生态环境的影响

该项目工程建设对生态环境的影响来自两个途径，一是在井场、管线铺设和道路建设时，会对地表植被造成破坏；二是管线和道路网络对生态系统的分割效应。

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

路网络对地表径流的截流，道路网络产生的分割效应不大，对油田开发区的生态系统影响有限。

5.6.3对植被的影响分析

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

施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏及道路修建对地表进行的平整将会对地表植被造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复。人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成。施工结束后永久性占地仍无法种植作物。

本工程永久占用耕地面积为0.993hm²，占用的农作物均为玉米，玉米产量按7.5t/hm²计算，永久占地按10年损失计算，共损失玉米74.48t，玉米价格按1500元/t计算，其经济价值约为11.17万元。本工程占用的耕地为非基本农田，对永久占用的耕地进行经济补偿。

临时占地上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降20%-40%。本工程临时占用耕地21.339hm²，玉米产量按7.5t/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256.068t。玉米价格按1500元/t计算，其经济价值为38.41万元。工程完工后，临时占地逐年恢复生产力，继续种植农作物，并且将所占耕地恢复为原本质量的耕地。

5.6.4防沙治沙影响分析

5.6.4.1 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。

5.6.4.2 区域环境现状

本次工程位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县境内。永久占用耕地面积为0.993hm²，临时占用耕地21.339hm²，投产十年损失玉米74.48t。

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651.2mm（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工程所在区域内主要土

壤类型为草甸土、风沙土。。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。

5.6.4.3 防沙治沙影响分析

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，大庆市让胡路区、红岗区、大同区、肇源县、杜蒙县属于沙化土地所在县（区），本工程位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县，根据现场调查，本工程所在地区沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地，植被覆盖度较高，没有大面积裸地及沙化土地，工程建设活动会增加一定占地对地表植被造成破坏，在短期内出现局部裸地，土壤层次、结构发生了改变，若不及时恢复，由于水土流失加剧增加了土地沙化的可能性。因此施工期须严格落实各项目生态保护措施及生态减缓措施，严格控制控制施工作业占地范围，施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，路基边坡采取种草措施护坡固土，尽量减少工程建设对沙化土地的影响。

5.6.5对水土流失重点治理区的影响分析

根据《大庆市水务局关于划定大庆市水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，本项目所在区域的杜尔伯特蒙古族自治县敖林西伯乡为水土流失重点治理区。

本工程建设过程中，油（水）汇集、道路和供电等施工活动占用、扰动破坏了原地貌和地表植被，不仅加剧了区域内的水土流失发展，而且对项目区周边生态环境也造成不良的影响。

（1）为扬尘天气提供物质资源

工程施工对土壤的扰动，使地面变的疏松，而活化、疏松的沙土容易形成扬尘天气，在大风的作用下会成为局部风沙源地，促进扬沙天气的形成，造成项目区比较严重的粉尘污染。

（2）风蚀沙化加剧、导致土地生产力下降

项目区风力较大，当原地表植被遭到破坏和扰动后，形成较大面积的风蚀面，遇到风力吹袭便可形成挟沙风，挟沙风侵蚀力与净风相比大大增强，工程建设程中如不采取行之有效的防护措施，极易诱发土地沙化，降低周边土地生产力，破坏土地资源。

（3）导致项目区生态环境恶化

工程建设扰动地表，破坏植被，致使项目区下垫面抗侵蚀能力下降，导致项目区土

壤侵蚀强度增加，生态系统遭到破坏，生态环境恶化。

总的来说，工程建设对周边环境带来一些不利影响，建设单位应及早落实水土保持各项目措施，减轻因工程建设造成的水土流失危害。

5.6.6生态环境保护措施

5.6.6.1 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（20cm左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

④恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件；

⑤加强施工管理，施工活动控制在占地范围内，临时占地剥离表层熟土；施工结束后，恢复临时占地表土及植被；

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

(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。

5.6.6.2 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，洗井采用热洗管线密闭洗井。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，拉运至第九采油厂齐北一联含油污泥贮存池暂存，暂存后送至第九采油厂含油污泥处理站处理。

(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，尽量避开耕地、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。

5.6.7防沙治沙措施及方案

本工程开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

(1) 做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

(2) 管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

(3) 在施工活动结束后，要立即对施工现场进行回填平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

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

(5) 施工作业避免在大风天施工。

(6) 路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

(7) 根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。

5.6.8 水土流失防治措施

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

(1) 工程防治措施

①井场

井场予以平整、压实，以免发生水土流失。对于建设开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理利用。

②道路

严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。油区道路施工作业面宽度控制在永久占地范围内；新建道路应在推平后加以机械碾压压实或铺设砂石硬化，如遇水土流失较严重区域，应在道路一侧开挖简易土质排水沟。

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

③管线

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

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

和过多借土，增加新的水土流失。

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

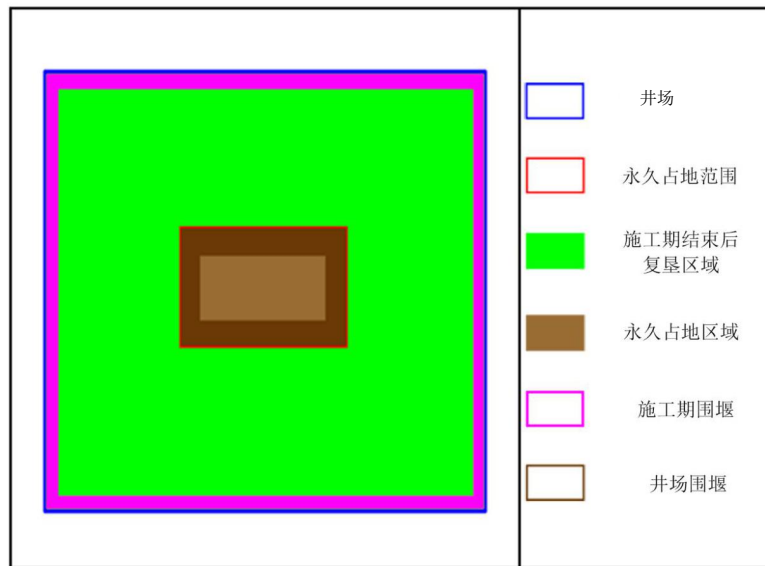
④生物防治措施

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

(2) 管理措施

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

严禁在大风天气下运输及装卸施工散料等。在便道出入口，竖立保护耕地的警示牌，以提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。典型生态保护措施平面布置示意图详见图5.5-1。



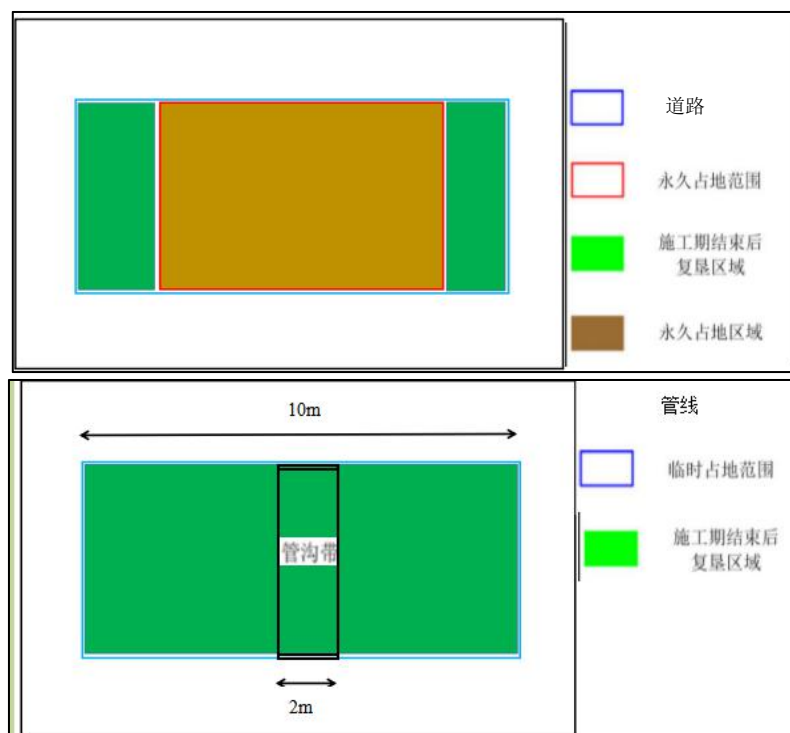


图5.5-1 典型生态保护措施平面布置示意图

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5.5-1。

表5.5-1 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，基本农田0.993hm ² 。	施工完毕后1年内	大庆油田有限责任公司第九采油厂
2	临时占地	耕地	耕地复耕21.339hm 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		

5.6.9生态环境影响评价结论

(1) 该项目的井场、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。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。

5.7环境风险分析

5.7.1风险调查

施工期涉及的主要风险物质为柴油，柴油储罐最大储量 30t。运营期涉及的主要风险物质为原油和石油气（天然气）。

（1）柴油

柴油是轻质石油产品，复杂烃类（碳原子数 10~22）混合物，低毒性物质（毒性比煤油略大）。根据《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008），其火灾危险性为乙类。柴油危险特性见表 5.7-4。

表5.7-4 柴油的危险特性表

物质名称：柴油			
物化特性			
沸点（℃）	180~410（约）	比重（水=1）	0.8~0.9
饱和蒸气压（kPa）	0.67kPa（25℃，纯品）	熔点（℃）	-35~20
蒸气密度（空气=1）	无资料	溶解性	不溶于水，易溶于苯、二硫化碳、醇等。
外观与气味	稍有粘性的浅黄至棕色液体。		
火灾爆炸危险数据			
闪点（℃）	≥65	爆炸极限（V%）	1.5~4.5
引燃温度（℃）	285		
灭火剂	泡沫、二氧化碳、干粉、1211灭火剂、砂土。		
灭火方法	喷水冷却容器，可能时将容器从火场移至空旷处。		
危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险；若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
反应活性数据			
稳定性	稳定	禁忌物	强氧化剂、卤素
燃烧（分解）产物	一氧化碳、二氧化碳		
健康危害数据			
侵入途径	吸入、皮肤、口		

健康危害（急性和慢性）：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。

泄漏紧急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，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空气呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收。或在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。

储运注意事项：配备相应品种和数量的消防器材。罐储要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具，充装要控制流速，注意防止静电积聚。

防护措施

呼吸系统防护	一般不需特殊防护，但建议特殊情况下，佩带正压空气呼吸机。	身体防护	穿防静电服
手防护	戴防护手套	眼防护	必要时戴安全防护眼镜
其它	工作后，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。		
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底清洗皮肤。就医。眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动的清水彻底冲洗。就医。食入：尽快彻底洗胃，就医。		

(2) 原油

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

原油的危险特性见表 5.6-1。

表 5.6-1 原油危险特性

标识	中文名：石油原油		
	英文名：petroleum		分子式：主要是烃（C ₆ H ₆ ）
	分子量：（根据组分确定）	/	/
	危险货物编号：32003	RTECS号：	IMDG规则页码：3141
理化性质	外观与形状	黄色乃至黑色，有绿色荧光的稠厚性油状液体	
	熔点（℃）		凝点（℃） 21
	沸程（℃）	常温至500℃以上	初馏点（℃） 70
	相对密度(水=1)	0.86	胶质、沥青质含量 18.2%
	含硫	0.11	含蜡 28.8
	溶解性		不溶于水，溶于多数有机溶剂

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

(3) 天然气

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

表 5.6-2 天然气的危险有害特性及安全术表

标识	中文名：甲烷	英文名：methane
	危规号：21007	CAS 号：74-82-8
理化性质	外观与形状：无色无味气体	自燃温度：413℃

	相对密度（水=1）：0.42（-164℃），	相对蒸气密度（空气=1）：0.6
危险性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点（℃）：-218℃	爆炸上限（%）：15
	爆炸下限（%）：5	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时远离，可致窒息死亡。皮肤接触液化的甲烷，可致冻伤。	

5.7.2 环境风险识别

根据本项目的油藏情况及后期运行工艺、管理水平及自然灾害等因素，本项目的环境风险主要来自施工期钻井过程中井喷、套管破损、井漏以及柴油储罐泄漏；建设项目运营期可能发生的环境污染事故包括集油管线泄漏，运行期的井下作业过程、采油过程、集油过程等工艺环节。

（1）施工期环境风险识别

1) 井喷

钻井作业是通过地面柴油机、钻机等设备带动钻杆、钻头，破碎地层岩石，使井不断加深，直至目的层。当钻井作业进入含气层后，存在发生井喷事故的可能性。另外，完井过程中也有发生井喷的可能性。

发生井喷的根本原因是井内液柱的压力低于地层孔隙压力，使井底压力不平衡，因此防止井喷的关键是及时发现溢流和及时控制溢流。大量的实例表明，由于操作者的直接责任而引起的井控措施不当，违反操作规程、井控设施故障是造成井喷失控事故的主要因素。导致井喷失控的主要因素：

①地质设计未能提供准确的底层孔隙压力资料，井身结构设计不合理，设计时未能正确地预测油、气层的位置。结果在钻井过程中对高压层位压力估计不足。

②操作失误，起钻抽吸。钻井时当钻穿油、气层段，起钻速度太快，产生抽吸作用，将油、气抽出来，或起钻时没有及时灌入泥浆，液面降低，泥浆柱压力下降；地面

除气设备效率低，未及时采取措施消除泥浆中滞留的气体，重复循环，气蚀严重等原因而发生井喷失控。

③机械故障。钻入油、气层时发生井下事故（断钻具、卡钻）或地面设备发生故障，泥浆静止时间过长，压力降低发生失控。

④井口防喷器不符合要求，节流管汇和放喷管线的安装不符合技术要求，当发生井喷时无法控制。

⑤钻井过程中遇漏失层段，发生井漏未能及时处理或处理事故中措施不当。

⑥在钻井中不能及时发现溢流，或发生溢流后处理措施不当，造成失控。

⑦泥浆密度偏低。当钻遇地下高压油、气、水层时，泥浆柱压力下降不足以平衡地下油、气时而发生井喷失控。

⑧当发生地震等自然因素导致的灾害时，可能发生井喷事故。

一般钻探井时发生井喷事故较多，而钻生产井时则较少。本项目钻井时采取了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，因此，发生井喷的概率很小，约 1×10^{-7} 次/a。

2) 套管破损

发生套管破损时，原油或天然气从破损套管中漏出进入地下饮用水源可能的污染途径包括：通过破损的套管运移、通过井套管与钻孔器之间的圆环缝隙运移等。

本工程在钻井过程中使用双层套管（由表层套管、技术套管组成），造成套损的因素有地质因素和套管质量不合格。当泥岩性质较不稳定，在高温高压下能产生蠕变，在有水侵入时易膨胀，当泥岩含水 10% 以上时，泥岩拥有较高的塑性，几乎将全部上覆岩压转移到套管，使其变形损坏，泥岩的水来源是钻井过程中的泥浆失水。套管质量不合格主要表现在管壁厚薄不均或壁厚达不到要求，管体和接箍有裂纹、内痕，管子存在不圆度，造成套管使用寿命不长。另外，由于螺纹加工精度不高，造成丝扣不密封，套管内外气体与液体由于压力不同互相串通，长期作用后，扩大了丝扣孔隙，导致套管损坏。

3) 井漏

本项目浅部地层成岩性差，胶结疏松，钻井施工中可能发生井漏、井塌；钻遇断层的井钻进至断层时，也可能发生井漏。井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

4) 柴油储罐泄漏

本工程钻井 18 口，采用柴油钻机钻井。施工井场设有 2 座柴油储罐，用于储存钻井施工使用的柴油，柴油罐为钢制密闭容器，管道设有密封垫等，非正常工况下柴油储罐的破裂会造成柴油泄漏，引起风险。因此本项目应对柴油罐区的底部铺设防渗布进行防渗，以防止柴油泄漏污染区域地下水。油罐周围设置围堰，围堰有效容积应不小于两座柴油罐容积之和。柴油为乙 B 类可燃物，根据《钻前工程与井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中相关规定，柴油灌区设置位置应距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。

(2) 运营期环境风险识别

1) 井下作业过程的风险因素分析

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

①未按要求安装井口溢流回收装置、作业废水收集装置和井场含油废防渗布，或者设备故障无法使用，导致作业废水废液、污油泄漏进入环境，造成污染；

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

由于该项目地层压力比较低，不能自喷，要靠抽油机采油，因此，作业时发生井喷的几率不大。

第九采油厂实施全过程风险因素控制，为井下作业配备了井口溢流回收器、作业废水进站装置、污水罐车，制定了详细的操作规程和应急预案，因此，在管理到位的情况下，出现作业油、气、废水泄漏的几率大大减少。

2) 油井套损

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

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

工程技术因素主要有套管强度计算及井深结构设计不合理，泥岩吸水蠕变、滑移产生的横向层间位移侧压力、纵向地层位移产生的拉伸力及纵横向位移产生的弯曲应力对套管的破坏作用；固井质量不好时，会使泥岩吸水蠕变、滑移，对套管产生破坏作用。

另外，由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆候凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。当不合理的注水开发时，注释压力超过地层上覆压力，也会导致套管的破损。

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

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

3) 依托场站风险因素分析

本项目依托场站为龙二转油站、龙一联脱水站，处理的介质具有易燃性质，因此，本项目依托场站主要事故类型是火灾、爆炸和油、含油污水、天然气泄漏。

本项目依托场站的事故主要因素分析如下：

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

5.7.3 环境风险分析

5.7.3.1 事故状态下对大气环境的影响

(1) 井喷事故对环境空气的影响

该项目开采的油层原始地层压力较低，但在钻井时采用了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，因此发生井喷的概率很小。距离项目钻井施工较近的敏感点为拟建金262-平1西南侧1.25km的散户赵家，项目钻井过程中应为预防钻井过程中发生井喷，

井控管理应按《钻井井控技术规范》（Q/SY02552-2018）、《大庆油田钻井井控实施细则》（庆油发〔2020〕34号）和本设计中“井控设计”的相关内容执行。

（2）原油泄漏和伴生气放空对环境空气的影响

运营期原油泄漏和石油气（伴生气）的泄漏都会对空气环境造成直接影响。原油泄漏对大气环境的影响主要指原油中较轻组分（包括各种烃类气体）逐渐挥发进入大气造成烃类污染。如果泄漏的原油得不到及时处理，则烃类组分的挥发过程将持续较长时间，直到剩下较重的多环芳烃及沥青等物质。经查，多环芳烃在空气中超过一定浓度范围则会致人与动物癌变，通常苯并芘在空气中的浓度为 $0.01\sim 100\mu\text{g}/1000\text{m}^3$ ，超过这个范围时，则对在其环境中工作的人员有致癌作用。因原油泄漏而造成的大气污染的程度，一般取决于原油成份、泄漏量、覆盖面积、气温及持续时间等。原油泄漏量越多、覆盖面积越大、气温越高、持续时间越长，则因此而造成的烃类气体污染也越严重。反之，则污染相对较轻。伴生气泄漏时局部大气中烃类气体浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对空气环境造成短时间的严重污染。

5.7.3.2 事故状态下对地下水环境的影响

（1）原油泄漏对地下水的影响

资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在 $0\sim 10\text{cm}$ 及 $10\sim 30\text{cm}$ 层位中，主要积聚在土壤表层 80cm 以内，一般很难下渗至 2m 以下。该地区主要土质紧实干硬，在 1m 深度左右已形成一层钙积层，渗透率较低。该项目区域的潜水埋深最浅处为 6m ，不会对潜水含水层造成影响。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此也不会对承压水层产生影响。所以油田发生事故产生的原油泄漏，只要及时发现及时处理，一般不会对地下水造成影响。

（2）套损对地下水的影响

事故状态下对地下水的环境影响主要为套管发生破裂发生泄漏。由于井管是由不同长度的节管连接而成，容易在节点处发生破损。根据大庆油田生产实际统计，套管破损的机率一般为万分之一至五万分之一，破损在某一固定结点的机率约为百分之一，则套损泄漏污染地下水的最大概率约为二百万分之一。可见，套管破损的情况虽然存在，但经过层层防护，危险逐级递减，破损后最终发生气水串层或是油气直接泄漏到含水层造成污染的概率并不大。

（3）井漏对地下水环境的影响

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若

漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

本项目采用水基泥浆，高分子有机化合物经生物降解后产生的低分子有机化合物和碱性物质，有害成分进入含水层会对地下水造成污染。

本项目表层套管下至潜水含水层以下，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水；每开钻井结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，也可降低污染物进入地层的风险；在钻井过程对泥浆进行实时监测，一旦有漏失发生，立即采取堵漏措施。施工区块集中储备随钻堵漏剂40~60t，以备井漏发生时应急使用，堵漏剂由多种天然植物、腐植酸盐、羧甲基纤维素等多种高份子化合物复配而成，属于清洁、无毒、对人体无害、无环境污染的种类。因此，事故状态下泥浆泄漏对地下水环境影响较小。

(4) 柴油罐泄漏对地下水影响分析

本项目使用的柴油在柴油罐中储存，存在柴油罐破裂导致柴油泄漏的可能性。本项目采取了罐体及管道在工程设计上提高设计强度、加强防腐等预防措施；罐体安装前及管线敷设前，加强对设备、管材焊接质量的检查，严禁使用不合格产品；对罐体及管线全线进行水压试验，对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生，从而增加罐体及管道的安全性；建立自动控制系统依托，实现对罐体及管道的参数控制、泄漏检测；柴油罐区进行重点防渗处理，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 。通过采取上述措施之后，根据以往工程经验可知，柴油罐泄漏的可能性很小，且由于油田开发区地表以下5-8m土层隔水作用较好，因此不会对地下水产生大的影响。

5.7.3.3 事故状态下对地表水环境的影响

本工程1口井位于水泡内，井喷及柴油罐火灾爆炸等事故可能造成钻井泥浆或油品随地表径流进入地表水体，钻井泥浆可能造成水体中pH、含盐量等变化，油品进入水体可能造成地表水水质及沿岸生态环境造成破坏，溶入水中的石油类组份对水生生物有直接的危害。但是由于本工程在钻井施工中采取了相应的井控防喷措施，一般不会发生井喷事故；且水泡设有土堤，故一般不会污染地表水体。

事故情况下，应迅速在井喷点周围修筑土堤，防止污油扩散。若油水已进入井场周围水域，用围油栏将污染水域围住，并及时回收油水。同时组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染。应设围油栏以限制油的扩散并配备收油装置在加强巡视并完善环境风险防范措施的前提下，发生污染地表水的环境风险事故的概率还是极小的。

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。

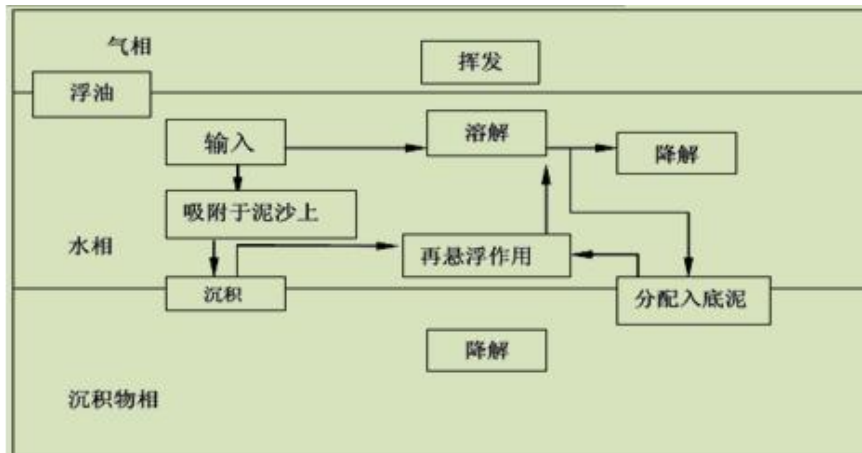


图5.6-1 原油溢至水体中的几种状态

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源或碳源而被降解，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地表水体为库里泡，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内污染地表水，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。

5.7.3.4 事故状态下对土壤环境的影响

原油泄漏渗入土壤孔隙，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。事故性原油的大规模泄漏可影响草地的生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。

5.7.3.5 事故状态下对生态环境的影响

该项目区域内的生态系统主要是耕地和牧草地，大量含油污水泄漏可对耕地产生影响，其危害最大的是植物，含油物质黏附于枝叶上，就会影响植物的光合作用，可使植物枯萎死亡；含油污水喷溅到植物上或散落到土壤中，黏附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质，导致植物死亡，通过根系吸收，影响其品质，使其生产力下降。

5.7.4 环境风险防范措施

5.7.4.1 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) 为防止水泡子内水冲刷道路及井场边坡，为水泡子井通井路及井场设置护坡；

(8) 井场四周设有截水沟（宽0.3m，深0.5m，长140m），避免场地上游径流进入

场地及场地施工杂物随地表径流流出场地；

(9) 针对水泡子井，设置围堰防止污油污水进入水体；

(10) 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為，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报；

(11) 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；

(12) 平稳操作，避免系统压力超高放空；

(13) 定期维护保养容器、设备和站内管线；

(14) 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。

5.7.4.2 井下作业事故风险防范措施

(1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。水井施工要提前3天关井降压；

(2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；

(3) 作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器；采取清水或泥浆压井；

(4) 打开套管闸门，启动作业废水进站装置和油水收集器，使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站；

(5) 在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到作业废水进站装置；

(6) 压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压4.0Mpa检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂；

(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，然后将污水拉运到污水处理站处理。

5.7.4.3 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》（HJ2025-2012）的要求处理处置。

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

（2）危险废物转移过程中应按《危险废物转移联单管理办法》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标准》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

5.7.5 应急要求

风险事故应急预案是在贯彻预防为主的前提下，对建设项目可能出现事故，为及时控制危害源，抢救受害人员，指导居民防护和组织撤离，消除危害后果而组织的救援活动的预想方案，需要建设单位和社会救援相结合。事故应急救援预案是为了加强对重大事故的处理能力，减少风险事故的损失。

5.7.5.1 应急预案调查

大庆油田有限责任公司设有突发环境事件专项应急预案，该预案已于2018年11月30日在大庆市环境保护局备案，第九采油厂现有《环境突发事件专项应急预案》等预案内容，该应急预案于2018年11月更新，并于2018年11月30日在大庆油田有限公司应急管理办公室进行备案。其中总体预案适用于本公司范围内发生的、造成或可能造成人员伤亡、环境污染、停产和较大社会影响等突发事件的应对工作，主要包括应急组

织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控、督查的作用；《突发环境事件专项预案》中不仅包含了原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、天然气泄漏污染和施工时发生井喷造成污油、污水排放污染等事故的分类、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等重要内容；该《突发环境事件专项预案》进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与应急处置、应急保障内容确定以及第九采油厂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。

应急组织机构对第九采油厂发生的环境突发事件进行应急救援工作，有针对性的对突发环境事件进行应急启动、响应行动、现场处置、应急终止和事件现场的恢复与重建。

同时第九采油厂也与地方采取联动机制，主要有大庆市生态环境局、大庆市环境监测中心站、应急管理局、杜尔伯特蒙古族自治县生态环境局等，具体详见应急预案。根据应急组织机构，设置环境突发事件应急领导小组、环境突发事件应急办公室及环境突发事件应急工作组，具体分工表见表 5.7-7。

表5.7-7 应急组织、职责分工表

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

5.7.5.2 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。

5.7.5.3 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，可以纳入第九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。

5.7.5.4 应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司第九采油厂编制了《环境突发事件专项应急预案》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事

件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。

应急预案制定完毕后，大庆油田有限责任公司第九采油厂各油矿平均每月开展一次应急预案的宣传教育及应急演练，保证每一个工作人员都熟悉预案的内容，熟练应急措施，检查预案的有效性和符合性，对存在的不足及时修正。

5.7.5.5 应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司第九采油厂已在大庆油田有限责任公司备案登记，由大庆油田有限责任公司向市政府有关部门及集团公司申请备案。大庆油田有限责任公司第九采油厂已备案登记《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》、《蓄滞洪区人员、设备撤离预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，发生事故时，多个应急预案联动响应。同时，企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、环保部门及公安部门启动相应紧急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见下表。

表 5.6-2 地企联动各部门联系方式

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

5.7.5.6 地表水体污染应急处理措施

(1) 加强管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患；制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；加强管线泄漏巡检巡查，以便及时采取停泵、关阀、堵漏等措施，使泄漏量降至最低；

(2) 油田应做好保护油田安全和防止事故污染的撤离、巡检等工作的详细安排，按照管理职能、部门责任分工分级分区域负责的要求，明确防汛抢险责任制；

(3) 在汛期前，要做好油田区块所属桥涵清淤、排涝设施检维修工作，提前做好防汛物资、设备储备，认真做好防汛宣传教育和应急演练工作；

(4) 为防止汛期发生跑油、漏油事故，在汛期到来前备好抢险用船只、围油栏、吸油毡、编织袋、草袋、沙土、抽水泵等物资；

(5) 井场一旦发生泄漏时，为减少环境污染面积扩大，每个井场周围必须有 $40 \times 30\text{cm}$ 高的土堤（通井路处 $40 \times 10\text{cm}$ ），并在每个井场储备 5m^3 的土方备用，当发生油水泄漏时及时修筑围堤，控制油水扩散范围；

(6) 当泄漏发生在地表水体中时，应及时采用应急设备清理现场油污，第九采油厂配备的应急设备包括围油栏 2km 、撇油器 4 个、冲锋舟 5 艘，以及编织袋、吸油毡和抽水泵等，事故发生 10min 内应急设备即可输送至现场；

(7) 加强汛期安全生产检查，加大对防汛重点区域设备、设施和人员的监管力度，严格执行汛期值班和汛情险情汇报制度。遵循“每台撤离设备落实到人、每个抢险组交通工具落实到车、每项工作所用工具落实到点”的原则，建立四级值班检查机制；

(8) 洪水期应加强巡检巡视，及时采取措施，避免泄漏事故的发生，降低对环境的影响程度和范围。

5.7.6 环境风险评价结论

通过对本次建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是井喷、井下作业产生的废水的泄漏和火灾爆炸等，对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。

在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。本项目所在区块运营多年，现有应急措施完好，运营至今未发生环境风险事故，现有应急预案有效。同时建设单位应保持对员工的环保教育和培训，并定期演练，避免重大污染事故的发生。本项目环境风险简单分析内容表见表 5.7-8。

表 5.7-8 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2021年龙虎泡油田金262区块产能建设工程环境影响报告书				
建设地点	(黑龙江)省	(大庆)市	()区	(杜尔伯特蒙古族自治县)县	()园区
地理坐标	经度	$124^{\circ}26'8'' \sim 124^{\circ}28'56''$	纬度	$46^{\circ}28'21'' \sim 46^{\circ}30'37''$	
主要危险物质分布	原油、天然气、柴油；				

环境影响途径 及危害后果	<p>火灾、爆炸影响空气环境，但不会对最近居民点造成危害影响。</p> <p>井场和多功能储罐泄漏影响地下水环境、地表水环境，但影响范围有限，及时回收后影响程度低，周围环境敏感目标产生污染影响的可能性小，环境影响可接受。</p>
风险防范措施 要求	<p>场站、管线泄漏的主要预防和处理措施：</p> <p>(1) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如采取耐腐蚀管线进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；</p> <p>(2) 加强应急预警和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；</p> <p>(3) 针对水泡子井，设置围堰防止污油污水进入水体井场四周设有截水沟（宽0.3m，深0.5m，长140m），避免场地上游径流进入场地及场地施工杂物随地表径流流出场地；</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	<p>填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：</p> <p>项目相关信息：项目相关信息：最大油量12.09t，天然气0.798t，柴油30t。</p> <p>本项目危险物质数量与临界量的比值Q为原油与天然气的和$0.0966 < 1$，环境风险潜势为I，风险评价等级为简单分析。</p> <p>本工程的主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境、地表水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。</p>

6.环境保护措施及可行性论证

6.1施工期污染防治措施

6.1.1废气污染防治措施

建设项目钻井及地面工程的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来源于钻井施工柴油机烟气、施工活动引起的扬尘、机械尾气及管道施工产生的焊接烟尘。施工过程中采取以下污染防治措施：

(1) 柴油机烟气及机械尾气

- ①采用节能环保型柴油动力设备，减少污染物排放对环境空气的影响；
- ②钻井发电机和钻井柴油机采用符合《普通柴油》（GB252-2011）的柴油；
- ③加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；
- ④严禁在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

(2) 施工扬尘污染防治措施

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

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

③运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，需要在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

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

⑤管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失。

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

⑦施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率。

⑧钻井井场使用的泥浆配置材料，应集中堆放，并在顶部加盖篷布。

⑨施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

按照《含硫化氢油气井安全钻进推荐做法》（SY/T5087-2005）标准要求，根据井

口500m范围内的环境情况，钻井施工时要做好防渗、防噪声处理，注意放喷点的选址，做好防火、防爆、防H₂S等有毒有害气体及周围居民的安全宣传工作以及应急处理预案。

（2）焊接烟尘

①采用无烟尘或少烟尘焊接工艺。

②开发使用低尘和低毒焊接材料。

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

6.1.2 废水污染防治措施

（1）施工期生活污水依托周围村屯旱厕，不外排；

（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；设备修理时，要采取相应措施，如：地面上平铺油毡、塑料布等方法，避免水、油等流体介质落在地表；

（3）使用地下水保护双层套管，以确保该区地下水不受污染；表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；

（4）水基钻井废水排入井场设置的泥浆接收罐车中，拉运至废弃钻井液无害化处理装置处理。

（5）施工期产生的压裂返排液集中收集，拉运至龙一联压裂返排液处理站处理，不外排；

（6）项目新建管道铺设完成后需要进行试压，产生的试压废水由罐车收集拉运至龙一联合油污水处理站处理达标后回注地下。

6.1.3 噪声污染防治措施

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

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

（4）运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛；

(5) 禁止夜间施工进行，避免对周围敏感点产生影响。

通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）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。

6.1.4 固体废物污染防治措施

(1) 施工过程产生的废弃泥浆、岩屑排入井场泥浆接收罐车中，由罐车拉运至废弃钻井液无害化处理装置处理；

(2) 废射孔液与废弃泥浆一起排入井场泥浆接收罐车中，由罐车拉运至废弃钻井液无害化处理装置处理；

(3) 废纯碱、膨润土包装袋及破损的废防渗布等属于一般工业固体废物，施工结束后统一安排拉运至工业固废填埋场进行填埋；

(4) 废KOH包装袋和废过硫酸钾包装袋属于危险废物，委托资质单位拉运处理；

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

(6) 生活垃圾统一收集运至生活垃圾填埋场处理。

6.1.5 生态污染防治措施

(1) 一般性生态保护措施

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

②埋设集油管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；

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

④加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

⑤施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对永久占用耕地按“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。

(2) 针对性保护措施

本项目占用总占地面积37.528hm²，其中临时占地面积32.761hm²，永久占地面积

4.767hm²，占地类型为耕地、牧草地及水泡。

①对于临时占地，施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，施工期应严格控制临时占地范围，尽量减小对植被破坏，施工结束后，全部恢复地表形态；对临时占用的基本农田进行表土留存，分层回填，整平翻松，施工结束后临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田、牧草地全部恢复为等质等量面积的耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复；

②对永久占用的耕地按“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；

③恢复过程应由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果；

(2) 防沙治沙措施

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

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

②根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主。

通过采取上述措施，施工期严格控制控制施工作业占地范围，不会对项目所在区域生态环境产生较大影响，施工期生态保护措施可行。

(3) 水土流失防治措施

①井场

井场予以平整、压实，以免发生水土流失。对于建设开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理利用。

②道路

严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。油区道路施工作业面宽度控制在永久占地范围内；新建道路应在推平后加以机械碾压压实或铺设砂石硬化，如遇水土流失较严重区域，应在道路一侧开挖简易土质排水沟。

利用现有公路和已有便道行车，不新建道路，避免造成新的裸露地表；执行“无捷径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破

坏地表植被。在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。生产期及时作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证各类设施的泄洪能力。

③管线

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

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

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

④生物防治措施

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

6.2运营期污染防治措施

6.2.1废气污染防治措施

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

(1) 挥发性有机物污染防治措施

①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄露；

②井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；

③加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

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

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

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

(2) 本项目依托的转油站加热装置燃料均采用清洁能源（天然气），产生的烟气经高于8m高的烟囱排放（龙二转油站烟囱高12m），能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值要求（颗粒物 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 400\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 100\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）；

通过采取以上措施，可以将项目建设对大气环境的影响减小到最小程度，厂界装置挥发的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9企业边界污染物控制要求限值，依托的龙二转油站的加热装置均以天然气为燃料，产生的烟气均通过高于8m的烟囱排放（龙二转油站烟囱高12m），满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准要求。

6.2.2 废水污染防治措施

(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、洗井废水均拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $8\text{mg}/\text{L}$ ，悬浮固体 $3\text{mg}/\text{L}$ 规定后回注油层，不外排。

(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

a) 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。

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（重点防渗）

本工程集油管线采用钢管，其防渗措施主要为：

a) 管道外防腐等级应采用加强级；

b) 管道连接方式应采用焊接；

c) 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。

6.2.3噪声污染防治措施

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

6.2.3.1 从噪声源上控制降低噪声

(1) 选用低噪声源生产设备：压缩机、原油泵、污水泵等生产设备的选型应当选用低噪声、低能耗的生产设备，不但可以减少噪声对周围环境的污染，也可以节约能源符合清洁生产的要求；

(2) 采用降噪措施：项目主要噪声源为设备运行噪声。根据项目生产设备类型及产生的噪声类别，采用的降噪措施主要有减震、隔声措施。固定设备设计减震基础，减少设备的振动，以减少设备噪声源强。

6.2.3.2 从传播途径上控制降低噪声

(1) 项目主要生产设备在布置时应当相对远离敏感目标；

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

(3) 运营期对机泵等设备安装减振装置，同时注意对设备的维护和保养，保证设备保持在最佳状态，降低噪声源强度；

通过采取以上措施，运营期噪声排放满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准，不会对周围声环境产生较大影响，运营期噪声治理措施可行。

6.2.4 固体废物治理措施

(1) 运营期油井作业产生的落地油、依托场站龙一联脱水站产生的油泥（砂）统一收集，拉运至第九采油厂齐北一联含油污泥贮存池暂存，暂存后送至第九采油厂含油污泥处理站处理；含油物质运输、转移应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求，执行危废转移联单制度；

(2) 运营期油井作业产生的含油废防渗布3.6t/a，属于危险废物，暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托资质单位定期拉运处置。

(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%；

(4) 废滤料属于危险废物，定期由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理。

综上所述，本项目产生的固体废物均可得到妥善处理，不外排，本项目固体废物对环境造成的影响在环境可接受范围之内。

6.2.5 生态保护措施

本工程正常生产情况下，油井产液均为密闭集输，基本无污染物排放到周围环境中，对周围的生态环境基本无影响，不会导致土壤沙化现象。

(1) 运行期严格控制油井作业施工的占地，普通井下作业（修井）及洗井工作不新征临时占地，大修占地不超过50×50m；

(2) 施工中缩小影响范围，提高工程施工效率，尽量缩短施工时间，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响；

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

(4) 井场夯实，回收落地油时，减少土壤的剥离量；

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

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

(7) 运行期油井作业禁止碾压和破坏道路及井场永久占地外的基本农田。

(8) 按照《中华人民共和国土地管理法》（2019年8月26日修改），建设单位应编制土地复垦方案，逐级上报土地管理部门，并按照规定要求进行复垦，无法复垦的按照“占一补一”的原则进行耕地赔偿。

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

6.3 环境风险防范措施

6.3.1 施工期

(1) 为预防油管发生泄漏，保护地下水环境不受到污染，使用双层套管；

(2) 管道接头采用一次成型涂料新技术，使用寿命可达30年以上，并采用技术上成熟可靠的强制电流阴极保护法；

(3) 提高管道的防腐等级，集油管道采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管；

(4) 定期检测集油管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新；

(5) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；

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

(7) 进行水压试验，排除焊缝和母材的缺陷，增加管道的安全性。

6.3.2 运营期

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

(2) 制定应急操作规程，在规程中应说明发生井喷、管道泄漏、火灾爆炸和生产装置区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；

(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) 配备防渗布、铁锹、镐等应急工具和设备，巡检发现油水泄漏时，找出泄漏点，在周围铺上防渗布，四周用土围好，防止污油、污水扩散。然后，组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染；

(10) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期用超声波检测仪，测量管线的内外防腐情况，若管壁厚度减薄，及时更换管段。

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，环保措施和环保投资的结合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。

6.4 “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6.4-1、表6.4-2。

表6.4-1 三同时环保设施竣工验收一览表

阶段	污染防治内容		环境保护措施	验收指标
施工期	地下水保护		井场地面简单防渗	地面碾压平整
			柴油罐区、井场、多功能储罐等重点防渗	铺设人工材料防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ ，在防渗工程施工时候留存影像资料
	废水	生活污水	依托周边村屯	不外排
		压裂返排液、试压废水	拉运至龙一联压裂返排液处理站处理	不外排
		钻井废水	由罐车拉运至废弃钻井液无害化处理装置处理	执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）中规定，其浸出液中任何一

阶段	污染防治内容		环境保护措施	验收指标
				种特征污染物浓度满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）最高允许排放浓度（第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行）
废气	施工期扬尘、 尾气	限制车速、加盖帆布、保持路面清洁、适当洒水，施工场界扬尘周界外浓度最高点小于 1.0mg/m ³ 。		施工场界执行《大气污染物排放标准》（GB16297-1996）颗粒物无组织排放限值：≤1.0mg/m
噪声	机械噪声	低噪声设备		符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求
固体废物	生活垃圾	送生活垃圾处理场		不外排
	废钻井液、岩屑	由罐车拉运至废弃钻井液无害化处理装置处理		执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）中规定，其浸出液中任何一种特征污染物浓度满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）最高允许排放浓度（第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行）
	废射孔液			
	KOH 包装袋	送有资质单位处理		执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求
	过硫酸钾包装袋	送有资质单位处理		
纯碱、膨润土包装袋、破损防渗布	工业固废填埋场		《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及2013年修改单中标准	
生态恢复	土地平整及恢复（临时占地）	管道下沟后，按原状土及时回填、压实、洒水，对占地覆土平整压实，不改变原有地势，不起垄。		施工结束后恢复临时占地 32.761hm ²
	土地复垦（永久占地）	永久占地按《中华人民共和国土地管理法》和《中		补偿永久占地 4.767hm ²

阶段	污染防治内容		环境保护措施	验收指标
			《中华人民共和国土地管理法实施条例》等的相关规定 缴纳土地补偿费，专款用于农田的补偿	
废水	产液分离废水	罐车拉运至龙一联合含油污水处理站	拉运至龙一联合压裂返排液处理站处理	符合《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值（含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L、粒径中值≤2μm），同时满足《碎岩屑油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相应标准限值，回注地下
	洗井污水			
	作业污水			
	压裂返排液			
噪声	井场、依托场站设备噪声	低噪声设备、机泵等设备 安装减震基础	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准限值，昼间≤60dB（A）、夜间≤50dB（A）	
废气	加热炉烟气	燃料为天然气，产生的烟气较为清洁；烟囱高度不低于8m	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在用燃气锅炉要求	
	采油井场及场站非甲烷总烃	采用密闭集油工艺流程，厂界非甲烷总烃	满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）	
固体废物	含油污泥和落地油	拉运至第九采油厂齐北一联合含油污泥贮存池暂存，暂存后送至第九采油厂含油污泥处理站处理	执行《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010），处理后含油污泥含油量≤3‰	
	含油防渗布	暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托资质单位定期拉运处置	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求	

表6.4-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	调查内容
环境保护管理检查	(1) 项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况。

			<p>(2) 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制度。</p> <p>(3) 生态恢复、占地补偿、绿化等措施的落实情况。</p> <p>(4) 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。</p> <p>(5) 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。</p> <p>(6) 施工期扰民现象的调查。</p> <p>(7) 固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况</p>
作业保护措施	临时围堰	/	新建工程，作业井场周围设置临时围堰，防止作业油污污水进入井场永久占地以外环境
	作业现场不得残留油污	/	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拉运至第九采油厂齐北一联合油污泥贮存池暂存，暂存后送至第九采油厂含油污泥处理站处理
	管理措施	/	员工环境风险培训及应急演练等

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、道路建设、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，则投产十年间耕地损失49.58万元。

(2) 资源损失费

该项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失。油田投产10年间该项目将有7.2t烃类排入大气，每吨按1529.7元计，相当于损失1.10万元。

两项合计为50.68万元。

7.2环保投资估算及环境效益分析

7.2.1环保投资估算

本项目总投资19922.2万元，环保投资约341.92万元，占总投资比例为1.72%；具体环保投资见表7.2-1。本工程环保投资详见表7.2-1。

表7.2-1 环保投资统计

项目		设施	金额
施工期	废气治理	洒水抑尘、设置遮盖苫布等	1
	废水治理	试压废水拉运至龙一联含油污水处理站处理	23
	固废治理	废弃钻井液、岩屑、钻井污水及废射孔液拉运至废弃钻井液无害化处理装置进行处理	36
		废包装袋、破损防渗布、生活垃圾处置	1
		压裂返排液拉运至龙一联压裂返排液处理站处理等	5
生态	临时占地32.761hm ² ；（根据国家临时占地补偿标准，生态恢复费用按1万/hm ² 计算）	37.76	

		永久占地4.767hm ² ；（根据国家永久占地补偿标准，永久占用补偿费用按31.5元/m ² 计算）	150.16
		施工期作业带清理、管沟开挖、场站、道路的建设对土壤造成扰动和植被的破坏，项目施工均在临时占地内进行施工，并且施工结束后及时清理施工现场，对临时占用的32.761hm ² 土地进行植被恢复、耕地复垦	60
运营 期	废水	作业污水拉运至龙一联合污水处理站处理	3
	固体废物	落地油及油泥（砂）拉运至第九采油厂齐北一联合油污泥贮存池暂存，暂存后送至第九采油厂含油污泥处理站处理	10
		含油废防渗布暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托资质单位定期拉运处置	2
	风险防范	配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行环境风险员工培训、定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	13
总计			341.92

7.2.2环境效益简要分析

本工程原油集输采用密闭流程，可减少油气损失。项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施，大大降低了排入环境中污染物的数量，将取得一定的环境效益。

7.3环境经济损益分析结论

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

8.环境管理与监测计划

8.1HSE管理体系的建立和运行

建设项目依据《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。

油田开发建设及其相关辅助性设施对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运营期的风险事故。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

本项目严格实施HSE环境管理体系，本工程环境管理归大庆市第九采油厂管理，逐级落实岗位责任制；作业区设专职环保员一名，作业区经理为HSE管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

8.1.2规章制度

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营期废水、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营期后，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 项目污染物排放清单

本项目施工期污染物排放清单见表8.2-1。

表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	钻井废水	SS	1360m ³	排入井场设置的泥浆接收罐车，拉运至水基泥浆无害化处理装置处理	不外排
		压裂返排液	COD、SS	648m ³	罐车拉运至龙一联压裂返排液处理站处理	不外排
		试压废水	SS	60.081m ³	由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理达标后回注地下	不外排
		生活污水	COD、NH ₃ -N、SS	90.24t	施工期产生的生活污水依托周围村屯	不外排
3	固废	废弃钻井液	石油类、COD	2798.64t	排入井场设置的泥浆接收罐车，拉运至水基泥浆无害化处理装置处理	不外排
		岩屑	/	4569.6t	工业固废填埋场	不外排
		废射孔液	/	648m ³		不外排
		纯碱、膨润土包装袋、破损防渗布	/	0.027t	工业固废填埋场	《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及2013年修改单中标准
		过硫酸钾包装袋	/	18个	委托资质单位处理	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）
		KOH包装袋	/	0.009t	委托资质单位处理	及其2013修改单要求
		生活垃圾	/	1.41t	拉运至生活垃圾填埋场	不外排
4	噪声	机械噪声	/	60~105dB (A)	/	符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求

本工程运营期污染物排放清单见表8.2-2。

表8.2-2 本工程运营期污染物排放清单

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	烃类气体	VOCs（以非甲烷总烃计）	10.206t/a	排入大气	符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求
		燃烧烟气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	64.66×10 ⁴ m ³ /a		符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用燃气锅炉排放限值（SO ₂ ≤100mg/m ³ 、NO _x ≤400mg/m ³ 、颗粒物≤30mg/m ³ ）
2	废水	产液分离废水	石油类	1467.3m ³ /a	罐车拉运至龙一联合含油污水站处理后回注地下	符合《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值（含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L、粒径中值≤2μm），同时满足《碎岩屑油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相应标准限值，回注地下
		作业污水	石油类、悬浮物	720m ³ /a		
3	固体废物	含油防渗布	石油类	3.6t/a	暂存采油九厂危险废物规范化储存库，委托有资质单位定期拉运处理	满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求
		含油污泥	石油类	0.216t/a	暂存在已建龙一联固废池，待第九采油厂含油污泥处理站建成投产后由罐车从井场拉运至含油污	处理后满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）
		落地油	石油类	0.6t/a		

					泥处理站处理	
		废滤料	/	0.058t/a	由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理	不外排
4	噪声	机械噪声、井场	噪声	65~85dB (A)	排入周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类要求

8.3 总量控制

本工程运营期产生的废气主要为依托场站加热炉及油气集输过程中产生的废气，这部分废气新增SO₂排放量0.012t/a、NO_x排放量0.054t/a、颗粒物排放量0.009t/a，另外，油田特征污染物非甲烷总烃排放量10.206t/a，建议按实际排放总量进行控制，采油九厂总量指标由大庆油田有限责任公司下达，2021年总量暂未下达，根据2020年采油九厂的总量指标，废气总量149885.087万m³，二氧化硫排放量69.3647t，氮氧化物排放量205.8100t，颗粒物排放量34.4820t，可知，本项目所产生的污染物可通过区域平衡加以削减，本项目从总量控制方面分析是可行的。

表8.3-1 本工程污染物排放总量一览表

序号	污染物	预测排放量	核定排放量
1	颗粒物 (t/a)	0.009	0.009
2	NO _x (t/a)	0.054	0.054
3	SO ₂ (t/a)	0.012	0.012
4	VOC _s (t/a)	10.206	10.206

8.4 环境监控

8.4.1 环境监控实施计划

本项目由大庆油田有限公司第九采油厂对项目环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级HSE管理网络，在油田已有HSE指挥部的基础上，分别配备数名HSE现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，

负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

8.4.2环境管理工作的重点

工程投产运行后，环境管理工作由大庆油田有限公司第九采油厂负责，在油田生产运营期，环境管理除抓好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、集输管线破裂后采出液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油管道。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。集油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。

8.4.3环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.4.4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、集输管线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、井下作业和原油处理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。

8.5项目环境管理与监测计划

8.5.1施工期环境管理与监测计划

8.5.1.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行HSE管理

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

(1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；

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

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

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

8.5.1.2 注重人员培训

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

8.5.1.3 施工期环境监测计划

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

8.5.2 运营期环境管理与监测计划

8.5.2.1 运营期环境管理

(1) 进行环境监测，掌握污染现状；

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

(3) 落实环境管理制度；

(4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；

(5) 强化专业人员培训。

8.5.2.2 运营期环境监测计划

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

施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的水

环境、土壤等进行监测。运营期根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）要求，结合油田运营期环境污染的特点，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8.5-1 工程运营期环境质量监测计划表

序号	监测内容	监测项目	监测点位	监测时间及频率
1	地下水	pH、石油类	区块上游、下游、区块中各布设了1口地下水监控井	1次/年
2	土壤	石油烃	2座井场永久占地、占地外南侧200m	1次/3年
3	生态环境	植被恢复情况	临时占地内	项目建成运行后前三年，1次/年

表8.5-2 工程运营期污染源监测计划表

序号	监测内容	监测项目	监测点位	监测时间及频率
1	依托场站加热装置	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、烟气黑度、非甲烷总烃	加热炉排气筒、厂界四周	1次/年，NO _x 为1次/月
2	井场无组织排放	非甲烷总烃	本项目开发井场厂界四周	1次/年
3	噪声	连续等效A声级	油井井场厂界1m、龙二转油站厂界四周为1m	1次/季
4	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

9.环境影响评价结论

9.1项目概况

项目名称：2021年龙虎泡油田金262区块产能建设工程。

建设地点：黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县敖林西伯乡纪家窑南侧2.5km、绿色草原牧场十二作业区西侧1.8km、沃格屯北侧3.4km。

建设性质：改扩建。

工程规模：建成总产能 $0.72 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

占地面积：永久占地 4.767hm^2 ，临时占地 32.761hm^2 。

工程投资：19922.2万元。

9.2产业政策符合性

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

9.3选址合理性结论

本工程所在区域主要为耕地、牧草地及水泡，在选址时充分考虑了“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，区域内无文物古迹、风景名胜区、自然保护区和珍稀濒危野生动植物分布，也不在生态红线内，工程采用环境影响最小的布局方案，减少占地和损耗，节约资源可行；利于环境风险的防范和应急反应。工程严格执行占地标准，尽量减少对耕地和草地的占用，并对占地进行了补偿。工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与分析，工程建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均能满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

9.4环境质量现状结论

9.4.1空气环境质量现状

评价区域环境空气监测点位 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，非甲烷总烃优于《大气污染物综合标准详解》中规定的小时均值 2.0mg/m^3 要求，工程所在地区环境空气质量总体状况良好。

9.5.2地下水环境质量现状

根据现状地下水监测数据可知，地下水监测点位监测项目均能满足《地下水质量标

准》（GB/T14848-2017）III类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》中I类水体石油类限值（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）。

9.5.3地表水环境质量现状

根据地表水监测数据可知，月饼泡各水质监测因子浓度分别为pH：7.87-8.04， COD_{Cr} ：41-47mg/L，总磷：0.04-0.07mg/L，氨氮：0.681-0.756mg/L，挥发、硫化物、石油类为未检出；小菠萝泡各水质监测因子浓度分别为pH：8.17-8.48， COD_{Cr} ：46-54mg/L，总磷：0.06-0.09mg/L，氨氮：0.628-0.654mg/L，挥发、硫化物、石油类为未检出。

9.5.4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。

9.5.5土壤环境质量现状

根据监测结果，本工程所在地及调查范围内建设用地土壤监测因子能够满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1及表2“建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（基本工程）”和“建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（其它项目）”第二类用地筛选值标准，农用地土壤监测因子能够满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”标准。

9.5.6生态环境质量现状

该区生态系统是以石油开采为主的人工生态系统为主，兼有农田等生态系统。由于本区域属于龙虎泡油田，龙虎泡油田为油田开发老区域，人类活动频繁，使该系统内植被覆盖度降低。

9.5环境影响预测与评价结论

9.5.1环境空气

通过估算模式的计算结果可知，本工程排放的大气污染物中非甲烷烃最大地面浓度为 0.178mg/m^3 ，满足《大气污染物综合标准详解》中规定的小时均值 2.0mg/m^3 要求； SO_2 、 NO_x 、颗粒物最大地面浓度分别为 0.000472mg/m^3 、 0.004184mg/m^3 、 0.000375mg/m^3 ，满足《环境空气质量标准》修改单二级标准要求，对周围空气环境的影响较小。

9.5.2地表水环境

本工程产生的各种废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产

生影响。

9.5.3地下水环境

本工程在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防控措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

9.5.4声环境

在采取适当的降噪措施后，工程运营期厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求，对区域声环境影响较小。

9.5.5固体废物

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

9.5.6土壤环境

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。

9.5.7生态环境

该项目的井场、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

9.5.8环境风险

本工程的主要环境风险是原油泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，原油泄漏和火灾爆炸影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。

9.6环境影响经济损益分析结论

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

9.7环境管理与监测计划结论

工程投产运行后油田环境管理工作由大庆油田有限公司第九采油厂负责，在油田生

产运营期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输、处理和管理情况及油井作业过程管理、集油管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。运营期根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）和油田运营期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

9.9综合结论

综上所述，2021年龙虎泡油田金262区块产能建设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。