

杏树岗油田萨95区块萨951井区产能建设工程
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06月

目录

1.概述	1
1.1 建设项目由来.....	1
1.2 建设项目的特点.....	1
1.3 环境影响评价的工作过程.....	2
1.4 分析判定相关情况.....	3
1.5 关注的主要环境问题及环境影响.....	25
1.6 环境影响评价的主要结论.....	28
2.总则	30
2.1 编制依据.....	30
2.2 评价目的及原则.....	32
2.3 环境影响识别与评价因子筛选.....	33
2.4 环境评价标准.....	35
2.5 评价工作等级.....	42
2.6 评价范围及环境保护目标.....	50
2.7 评价工作内容及重点.....	54
3.建设项目工程分析	56
3.1 建设项目概况.....	56
3.2 现有区块开发情况回顾.....	错误！未定义书签。
3.3 依托工程分析.....	65
4.环境现状调查与评价	104
4.1 自然环境现状调查与评价.....	104
4.2 环境质量现状调查与评价.....	111
5.环境影响预测与评价	143
5.1 环境空气影响预测与评价.....	143
5.2 水环境影响预测与评价.....	151
5.3 声环境影响预测与评价.....	173
5.4 固体废物环境影响分析.....	175
5.5 土壤环境影响分析.....	179
5.6 生态环境影响评价.....	184
5.7 环境风险影响价.....	194
6.环境保护措施及可行性论证	215
6.1 施工期污染防治措施.....	215
6.2 运营期污染防治措施.....	220
6.3 环境风险防范措施.....	225
6.4 油田开发后期及闭井期环保措施.....	229
6.5 “三同时”项目一览表.....	229
7.环境影响经济损益分析	233
7.1 环境损失费估算.....	233
7.2 环保投资估算及环境效益分析.....	233
7.3 环境经济损益分析结论.....	234
8.环境管理与监测计划	235
8.1 HSE 管理体系的建立和运行.....	235
8.2 项目污染物排放清单.....	236
8.3 总量控制.....	239
8.4 环境监控.....	239
8.5 项目环境管理与监测计划.....	240
9.环境影响评价结论	245
9.1 项目概况.....	245
9.2 产业政策符合性.....	245
9.3 选址合理性结论.....	245

9.4 环境质量现状结论.....	245
9.5 环境影响预测与评价结论.....	246
9.6 环境影响经济损益分析结论.....	248
9.7 环境管理与监测计划结论.....	248
9.8 公众意见采纳情况.....	248
9.9 综合结论.....	253

附件：

附件1：立项审批文件

附件2：本项目监测报告

附件3：现有工程监测报告

附件4：依托场站环评、验收情况

附图：

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：土地利用现状图

附图10：土地类型图

附图11：生态保护红线图

附图12：本项目基建井平台所处水土保持重点治理区示意图

附图13：本项目与依托场站位置关系图

附图14：井场平面布置图

附图15：区块范围置图

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，大庆油田公司在加大油田老区开发力度的同时开发部署新区块，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”）规划建设“杏树岗油田萨95区块萨951井区产能建设工程环境影响报告书”（以下简称“建设项目”）。建设项目包括钻井工程和地面工程。钻井工程新钻油井8口，包含外甩首钻井1口，总进尺19277m；地面工程部署开发7口（外甩首钻井不包括），形成1座丛式井平台和2座单井井场，并配套建设供配电、道路等辅助工程，建成产能 $0.81 \times 10^4 \text{t/a}$ ，新建 40m^3 多功能密闭储油装置4座，值班室1座，旱厕1座。

本工程开发位于大庆油田有限责任公司第九采油厂萨951井区，属于萨95区块，杏树岗油田萨95区块构造上位于松辽盆地北部中央拗陷区大庆长垣的北部，整体位于杏树岗背斜构造。萨95区块地理上处于黑龙江省大庆市让胡路区和红岗区境内，北起萨尔图油田，南至高台子、卫星油田，西邻萨西、杏西油田，东与汪家屯气田相望。

1.2 建设项目的特点

本工程位于黑龙江省大庆市让胡路区银浪牧场五牧场一队东南0.23km。本工程建设内容包括：包括钻井工程和地面工程。钻井工程新钻油井8口，包含外甩首钻井1口，总进尺19277m；地面工程部署开发7口（外甩首钻井不基建），形成1座丛式井平台和2座单井井场，并配套建设供配电、道路等辅助工程，建成产能 $0.81 \times 10^4 \text{t/a}$ 。，新建 40m^3 多功能密闭储油装置4座，值班室1座，旱厕1座。

本工程占地为耕地（非基本农田），永久占地 0.876hm^2 ，临时占地 3.36hm^2 。本工程属于陆地石油开采项目，建设性质为新建工程。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版），应编制环境影响评价报告书。

根据2017年7月16日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（中华人民共和国国务院令 第682号）、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设

项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部部令第16号）及《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）等法律法规，为保证建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，大庆油田有限责任公司第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

我单位于2021年5月接受大庆油田有限责任公司第九采油厂委托，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，进行《杏树岗油田萨95区块萨951井区产能建设工程环境影响报告书》环境影响评价工作。

首先，我单位依据《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，确定杏树岗油田萨95区块萨951井区产能建设工程环境影响报告书环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

其次，建设单位在确定环境影响报告书编制单位为湖南葆华环保有限公司后，于2021年6月8日通过黑龙江环保技术网（<http://www.hljbjsfw.cn/>）进行首次公开。

然后，我单位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，并于2021年5月6日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：确定建设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。

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。2021年05月07日-22日由大庆中环评价检测有限公司对本项目进行现状监测，在进行了详细的项目工程分析及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。

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。

2021年7月4日建设单位对《杏树岗油田萨95区块萨951井区产能建设工程环境影响报告书环境影响报告书（征求意见稿）》进行公示，公示方式包括网络、报纸、张贴。

网络公示通过黑龙江环保技术服务网（<http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=302>）进行公示，公示时间为2021年1月4-15日；报纸公示通过大庆油田日报同步进行公示，公示时间为2021年1月11-12日；张贴公示在五牧场一队、十六户、京式四合院等农户大门或外墙进行张贴，张贴时间为2021年7月13日，公示时间为10个工作日。

2021年8月5日，建设单位通过大庆油田信息港网站公开拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明。随即上报大庆市生态环境局。

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。《杏树岗油田萨95区块萨951井区产能建设工程环境影响报告书》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《黑龙江省主体功能区划》符合性分析

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

1.4.2.3与《黑龙江省生态功能区划》符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本工程所在区域位于 I—6—1—2大庆地区矿业与土壤保持生态功能区，该区位于大庆市，面积5170km²，该功能区的主要生态系统服务功能为沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采。该区域存在的主要生态环境问题为：地下水超采严重，地下水水质受到污染；石油开采造成草地破坏；地面踩空塌陷；土地盐渍化。

本项目为石油开采项目，油田采出水经处理达标后均回注油层，项目采取分区防渗措施及地下水监控措施预防污染地下水，本工程位于黑龙江省大庆市让胡路区境内，本项目建成后永久占地面积为0.876hm²，占地为耕地（非基本农田），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、洗井废水均拉运至杏西联合含油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，不外排，采取以上措施可有效避免土地盐渍化。

在按照上述措施施工后，本项目不会造成大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，同时，在项目实施过程中，加强防沙治沙措施的实施。因此本工程符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

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、场站处理设施均采取防渗措施；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密闭罐车进行拉运，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。	本项目油田采出液通过密闭罐车拉运，含油污水最终经密闭管道输至杏西联合油污水深度处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层。	符合
2	重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态VOCs物料、液态VOCs物料或质量占比 $\geq 10\%$ 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；不能燃烧直接空空的，应报生态环境主管部门备案。	本项目对油气分离产生的油田伴生气作为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，对本项目新建平台井场四周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，本项目基建的全部井场均位于大庆市让胡路境内，本项目不属于水土流失重点预防区和重点治理区。

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

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

本项目位于黑龙江省大庆市让胡路区银浪牧场五牧场一队东南0.23km，参照《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年），本项目所在地均为耕地（非基本农田），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，项目井位确实无法避让耕地，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。

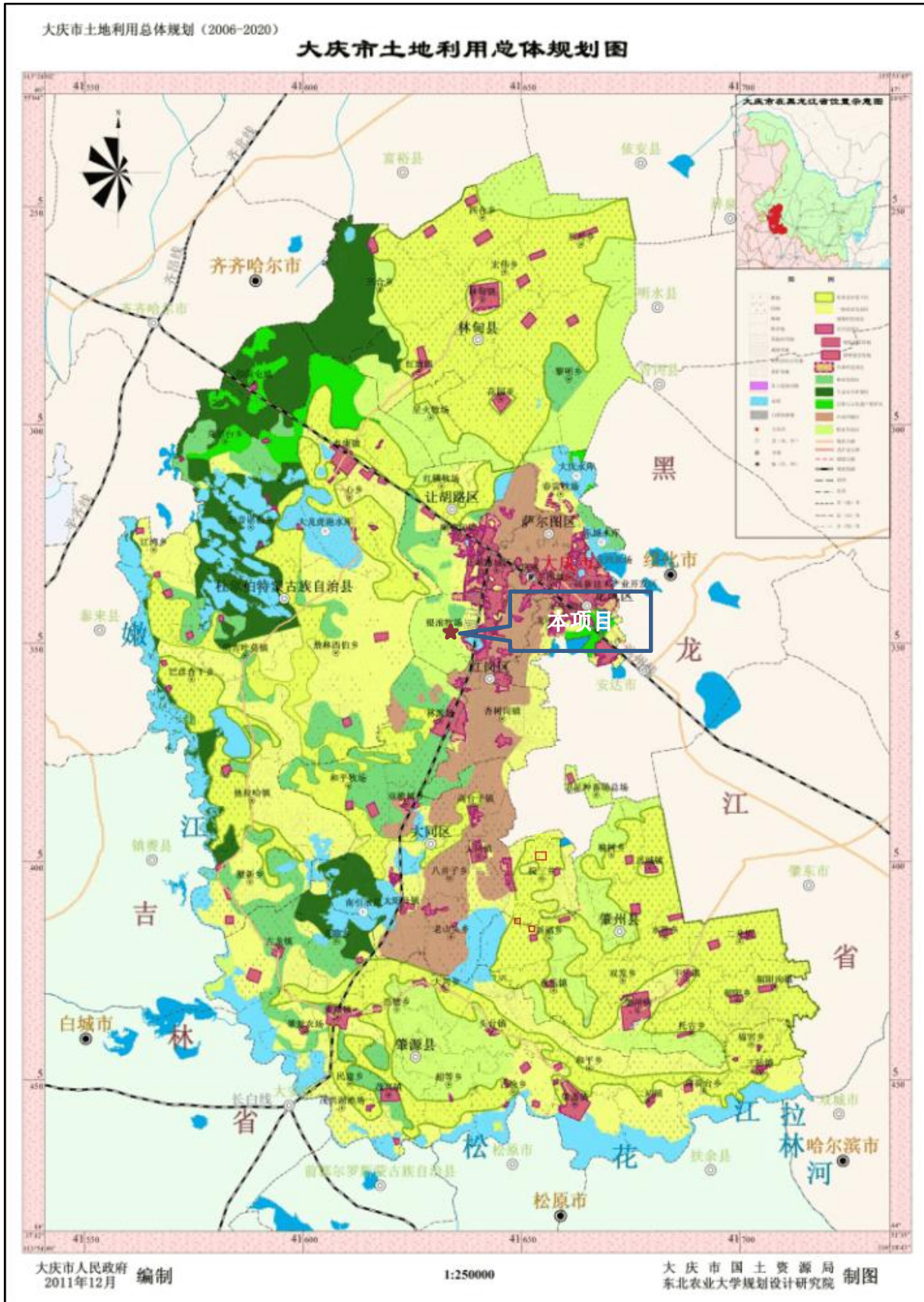


图1.4-1 本项目与大庆市土地利用总体规划位置关系图

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。

1.4.2.10与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910号）符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析见表1.4-2。

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

序号	文件要求	拟建项目情况	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评)，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题及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。	本项目对萨95区块萨951井区进行开发，属于滚动开发区块，根据本项目产能效果决定后续开发。本次环评于3.2章节中详述明确了本项目依托工程污染物排放情况，依托设施卸油点、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	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	项目产液分离废水经杏西联合油污水深度处理站处理，处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ	符合

	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。	0639-2015）限值要求，同时满足《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，处理后污水回注油层，属于回注到现役油气藏层位。	
3	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	本项目油井井口安装密封垫，降低了非甲烷总烃的挥发； 同时随产液一起采出的伴生气经油气分离器装置处理后，进入天然气除油干燥器进行天然气脱水、干燥，处理后的伴生气用于依托场站加热炉的自耗，伴生气处理均是在密闭的压力容器内进行，降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	符合
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本工程施工期使用的为水基钻井液，不产生废弃油基泥浆、含油钻屑；废弃钻井液、钻井岩屑排入井场钢制泥浆槽中，由罐车拉运至废弃钻井液无害化处理装置处理，分离出的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000），用于铺设油田道路等综合利用，分离出的废水拉运至杏西联合含油污水深度处理站处理，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含油污泥处理站处理；KOH包装袋、过硫酸钾包装袋、含油废防渗布等属于危险废物，送至有资质单位进行处置。	符合
5	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。施工期钻井和压裂作业使用的柴油机采用低标号柴油，废气产生量较少。	符合
6	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	符合

	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。第九采油厂现有《环境突发事件专项应急预案》等预案内容，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。大庆油田有限责任公司于2018年11月30日在大庆市环境保护局备案。	
--	--	--

1.4.2.11 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。

1.4.2.12 与《SY/T5466-2013 钻前工程及井场布置技术要求》符合性分析

表 1.4-3 项目与《SY/T5466-2013 钻前工程及井场布置技术要求》符合性分析

《SY/T5466-2013 钻前工程及井场布置技术要求》	拟建项目情况	符合性
根据自然环境、钻机类型及钻井工艺要求确定钻井设备安放位置	本项目位于大庆市让胡路区，钻机型号为ZJ-20/1350型钻机，占地类型主要为耕地，钻井设备已摆放至远离村屯的位置	相符
井场应避开滑坡、泥石流等不良地质地段，在河滩、河滩地区应避开汛、潮期进行钻前施工	本项目位于松嫩平原中部，非滑坡、泥石流等不良地质地段	相符
充分利用地形、节约用地，方便施工	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，采用占地面积最小的方案，本项目临时占地为3.36hm ²	相符
满足防洪、放喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求	项目钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生，钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品，机泵房下无积油，井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志	相符

有利废弃物回收处理、声光屏蔽等，防治环境污染	本项目钻井废水和废弃泥浆暂存于井场泥浆槽中，及时拉运至水基泥浆处理站处理，不外排，对环境污染极小	相符
在环境有特殊要求的井场布置时，应有切实的防护设施	井场设置围堰，尽量减少油污扩散面积，以减少油污中烃类物质挥发污染大气。油污扩散面积，以减少油污中烃类物质挥发污染大气	相符

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拉油车密闭封箱，减速慢行等措施来控制挥发性气体的扩散，且本工程在采油井井口安装了密封垫，在采取了上述措施后，本项目的建设符合《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》。
2	加强设备与场所密闭管理	含VOCs物料应储存于密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。含VOCs物料转移和输送，应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。	
3	推进使用先进生产工艺	通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。	
4	加大废水集输系统改造力度	哈尔滨市、大庆市现有重点企业通过采取密闭管道等措施逐步替代地漏、沟、渠、井等敞开式集输方式。	

1.4.2.14 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工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。	符合。本项目运行期作业废水由罐车拉运至杏西联合油污水深度处理站，达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）后回注油层，回用率100%，危险废物（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理，压裂放喷返排入罐率应达到100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合。本项目压裂液均集中进行配置，产生的压裂返排液送至杏西联合废压裂液处理站处理。
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	符合。本项目采出水均处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限及《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）标准后回注。
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。本项目新钻共8口井，基建7口井（1口代用井）共形成1座平台井和2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。	符合。本项目开发过程中产生的伴生气经油气分离，分离出的湿伴生气进入联合站内现有天然气除油器脱水除油后作为燃料自用，不外排。各场站天然气均通过火炬后完全燃烧。

9	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	符合。本项目设置了3口地下水监测井，定期进行跟踪监测。
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经井口进入集输系统，最终进入杏西联合油污水深度处理站，处理达标后回注油层，不外排。
11	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	符合。油气水分离器、储罐产生的油泥（砂）通过罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理，采用“预处理-热解工艺”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，类比2018年第九采油厂同地区同类型项目《大庆油田6万方油基岩屑及其附属物无害化处理项目》，固相含油量≤3%。

1.4.2.15 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1.4-6、表1.4-7。

表1.4-6 本项目与“气十条”相关要求符合性一览表

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

表1.4-7 与《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（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、	本工程位于黑龙江省让胡路区境内，项	符合

	<p>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。</p>	<p>目位置不属于大庆市生态红线范围，且区内无自然保护区和风景名胜区分布，目前本工程选址区域暂无明确的环境准入负面清单，本工程属于油田开发项目，不属于高污染、高能耗的产业类型，为环境准入允许类别。项目区块的空气、土壤环境背景值均满足国家标准要求，区域环境承载能力良好。</p>	
2	<p>将施工工地扬尘污染防治纳入建筑施工安全生产标准化文明施工管理范畴，建立扬尘控制责任制度，治理费用列入工程造价。工地要做到周边围挡、物料堆放覆盖、土方开挖湿法作业、路面硬化、出入车辆清洗、渣土车辆密闭运输。</p>	<p>项目施工期</p> <p>①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。</p> <p>②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。</p> <p>③运料车辆在运输时，车辆应当采取遮盖苫布措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。</p> <p>④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时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。</p> <p>⑤管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失。</p> <p>⑥合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。</p> <p>⑦施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率。</p> <p>⑧施工结束后，应及时进行施工场地的</p>	符合

		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。	<p>①油气集输采用密闭流程，最大限度降低烃类气体的挥发；</p> <p>②本工程烃类挥发主要发生在杏西联卸油点、杏西联脱水站。通过采取提高油气分离器及储油罐的密闭程度，与此同时，加强运行管理，提高油气分离效率，最大限度的减少烃类气体挥发；</p> <p>③加强对设备和管道的检查和维护，控制烃类气体的无组织挥发；</p> <p>④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发。</p>	符合

1.4.2.16 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 1.4-8。

表1.4-8 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
	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，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。	本工程所依托杏西联合油污水深度处理站，站内采用“混凝沉降-溶气气浮-核桃壳过滤-双层滤料过滤”的处理工艺，处理设施无污泥产生。	符合
国家	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。	本工程位于让胡路区境内，周边主要的地表水体主要为碧绿泡，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定达标；	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杏西联合油污水深度处理站处理后回注油层，回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）要求	符合
黑龙	合理确定发展布局、结构和规模。严	本工程位于让胡路区境内，周边主要	符合

江省	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。	的地表水体主要为碧绿泡，不属于缺水地区、水污染严重地区，本项目不位于松花江干流及以及支流沿岸，且石油天然气开采不属于高耗水、高污染及需严格控制的行业。	
	重点推进阿什河、呼兰河、安肇新河、乌裕尔河、讷谟尔河、穆棱河等流域和大庆市及周边闭流区综合治理。加大化学需氧量、氨氮、总磷及其他影响人体健康的污染物整治力度。	本工程运行期产生的含油污水以及职工产生的生活污水均不外排，且本项目评价范围内无地表水体，距离最近的地表水体，碧绿泡为 550m，本项目建成后不会对其造成环境影响。	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处置，对污水处理厂产生污泥实行储存、运输、处理处置全过程监管，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，配套完善市污泥处理厂应急储存池建设，非法污泥堆放点一律予以取缔。	本工程所依托 杏西联合油污水深度处理站，站内采用“混凝沉降-溶气气浮-核桃壳过滤-双层滤料过滤”的处理工艺，处理设施无污泥产生。	符合
	加强工业水循环利用。进一步加强采油废水管理，确保全部用于油田回注。	本工程产出液经脱水站加热分离后产生的含油污水全部进入 杏西联合油污水深度处理站处理，处理后的指标达到“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”后回注油层	符合

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

1.4.2.17 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 1.4-9。

表 1.4-9 本项目与“土十条”相关要求符合性一览表

级别	“土十条”的要求	本项目分析	符合性
国家	深入开展土壤环境质量调查。2020年底前掌握重点行业企业用地中的污染地块分布及其环境风险情况。	大庆油田有限责任公司第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。（2020年公布信息见 www.dqt.com.cn/turang/255907.html ）	符合
	切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。	本工程作为油田开发工程，占地完全避开基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用基本农田时，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。本项目占地类型为耕地（非基本农田）。	符合
	防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的落实要求。	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企业每年对区域内土壤进行监测，并进行信息公开。（2020年公布	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。	信息见 www.dqt.com.cn/turang/255907.html)。	
	明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物。重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、市级以上城市建成区等区。		
黑龙江省	切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。	本工程作为油田开发工程，占地完全避开基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用基本农田时，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。	符合
	防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响评价的内容，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
大庆市	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。	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。（2020年公布信息见 www.dqt.com.cn/turang/255907.html)。	符合
	加强日常环境监管。依据国家有关规定，2017年底前，各县（区）、高新区、经开区根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。督促列入名单的企业自2018年起，每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开。		

<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>本工程作为油田开发工程，占地完全避开基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用基本农田时，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。本工程所在让胡路区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>符合</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>	<p>符合</p>

1.4.3 “三线一单”符合性分析

本项目位于大庆市让胡路区银浪牧场五牧场一队东北0.23km，根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号），本项目基建油水井般管控单元，均不在优先保护单元和重点保护单元，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域内，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让胡路区境内，根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号），本项目基建的井均位于一般管控单元，均不在优先保护单元和重点保护单元，本项目与分区管控要求符合性分析见表1.4-5。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1.4-2。

表1.4-9 本项目与分区管控要求符合性分析

环境管控单元	分区管控要求	拟建项目情况	符合性
优先保护单元	以生态环境保护为主，依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设。在功能受损的优先保护单元，优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能；在生态保护红线区域，严格按照国家和省生态保护红线管理相关规定进行管控	本项目基建井场均不在优先管控单元	符合
重点管控单元	重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题	本项目基建井场均不在重点管控单元	符合
一般管控单元	以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理	本项目基建的井均位于一般管控单元。本项目施工阶段产生的污染物均可得到有效治理，符合以生态环境保护与适度开发相结合为主的要求	符合

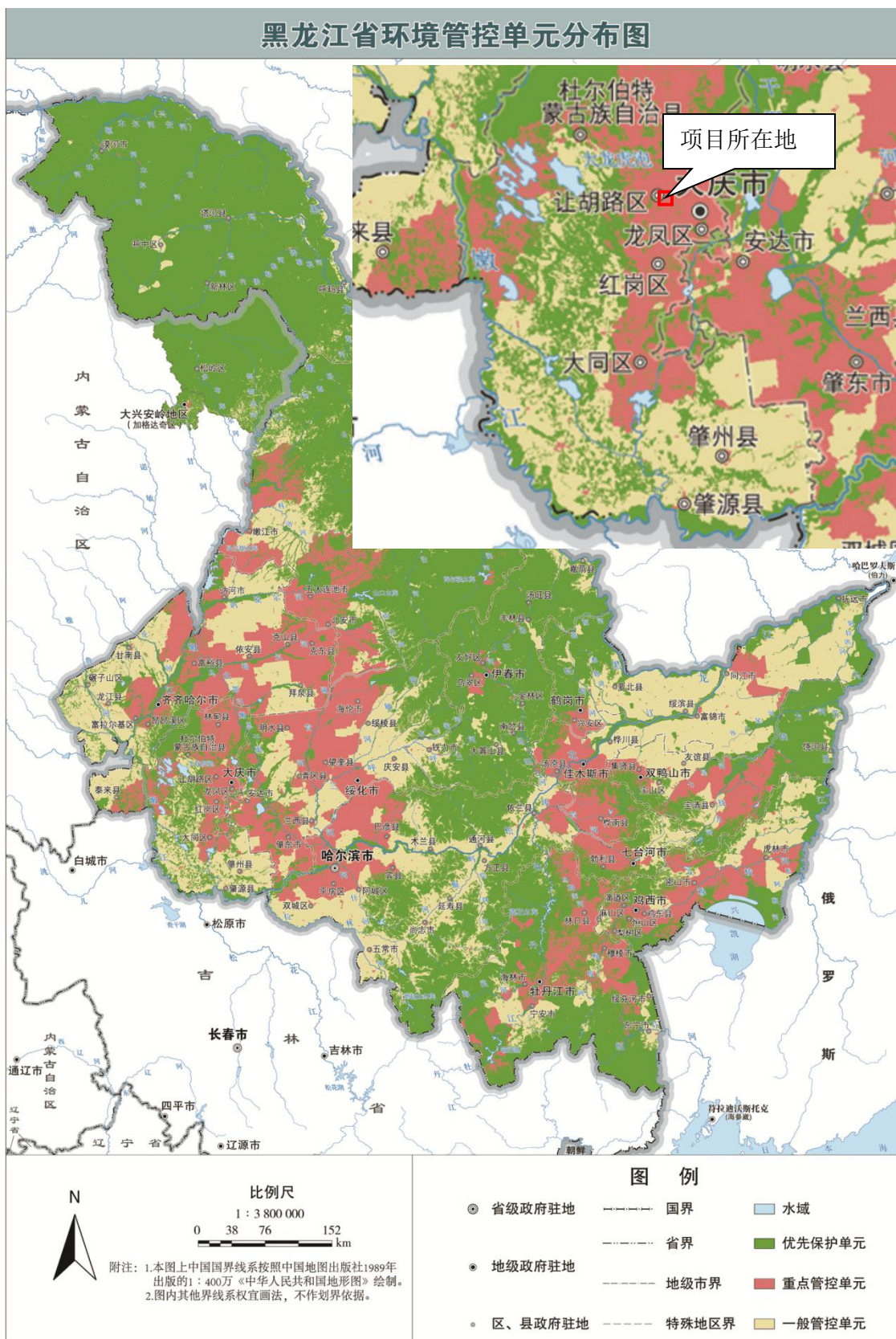


图1.4-2 本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系

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碧绿泡，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）”，碧绿泡无功能区划分；建设项目距离最近的地下水环境保护目标为新建井场西北0.23km五牧场一队分散式饮用水井及拟建平台SW1516m小庙子村水井分散式饮用水井，根据地下水质量现状的监测数据，项目评价范围内除个别点位锰、铁因原生地质出现超标外，其他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。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

1.4.3.3 资源利用上线

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

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

1.4.3.4 生态环境准入清单

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

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

1.4.4 选址合理性分析

本项目位于大庆市让胡路区银浪牧场五牧场一队西北0.23km。

本项目选址不在自然保护区、生态功能保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区内，无自然保护区和重要湿地分布，不在生态保护红线管控范围内，环境敏感目标主要为村屯。

本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点，未占用湿地。本项目占地类型为耕地（非基本农田），对占用的耕地按照占一补一原则缴纳补偿费用，并对临时占用的耕地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标

准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

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耕地生态环境、区块周边分布的五牧场一队、十六户等村屯。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；施工扬尘采取施工现场洒水抑尘、运输运输车辆及物料加盖防尘布等方式降低扬尘污染，采取措施后施工场界颗粒物可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2中的无组织排放监控浓度限值，柴油发电机采用低标号柴油，烟气量较少，施工期对空气环境的影响较小。

运营期对空气环境的影响主要为新建九合一及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。运营期原油集输采用密闭流程，加强对设备的检查和维护，控制各部位无组织挥发的烃类总量，能够确保井场无组织排放非甲烷烃浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2中的无组织排放监控浓度限值；托场站满足本项目开发需求，不进行改扩建，场站排放的VOCs（以非甲烷总烃计）2023年1月1日前厂界执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值，2023年1月1日起依托场站边界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求；新建拉油点厂界非甲烷烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.9中规定要求；拉油点新建九合一使用清洁燃料天然气，燃烧烟气中各项污染物排放浓度分别

能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表2新建燃气锅炉排放标准限值要求。依托场站2014年7月1日之前已建成投产活已通过环评审批的加热炉产生的燃烧烟气执行表1在用燃气锅炉排放标准限值；2014年7月1日以后通过审批的新建、改建和扩建的加热炉产生的燃烧烟气执行表2新建燃气锅炉排放标准限值。

（2）地表水环境

本工程施工期产生的废水主要为钻井污水、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；钻井污水、废弃钻井液依托大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司基泥浆无害化处理装置处理；废射孔液委托黑龙江龙之润环保工程有限公司处理；压裂返排液运至杏西联废压裂液处理站处理；管线试压废水经罐车拉运至杏西联合油污水深度处理站处理，处理达标后回注油层；生活污水排入本项目拉油点新建防渗旱厕。施工期废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

运营期产生的废水主要为油井作业污水、油田采出液等。油田采出液、作业污水、均进入杏西联合油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。运行期废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

（3）地下水环境

本项目施工期可能对地下水产生影响的因素主要为钻井污水、废射孔液、废弃钻井液、压裂返排液、管线试压废水、含油污泥等污染物。项目运行期可能对地下水产生影响的主要为油井作业污水、落地油及油田采出水等。钻井污水、废弃钻井液依托大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司基泥浆无害化处理装置处理；废射孔液委托黑龙江龙之润环保工程有限公司处理；压裂返排液运至杏西联废压裂液处理站处理；管线试压废水经罐车拉运至杏西联合油污水深度处理站处理，作业过程中的污水通过作业污油污水回收装置回收进系统；产生的落地油及时进行回收，回收率100%；场站的检维修时含油污泥送至送含油污泥处理站处理。定期对管线进行巡检，检测，发现渗漏情况及时处理。所以正常工况下，不会对地下水环境产生影响。

（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；本项目合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工，选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。施工期不会对周边环境产生影响。

运营期对声环境的影响主要为抽油机机械噪声、拉油点、古二注水站设备运行噪声、以及拉油车辆运输过程中产生的噪声。

运行期井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备，采用相应的减振、隔声等降噪措施。井场经距离衰减后可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求，不会对周边环境产生影响。

（5）固体废物

本工程施工期产生的固体废物（废弃钻井液、岩屑、氢氧化钾包装袋、过硫酸钾废包装袋、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。本项目废弃钻井液、岩屑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杏西联合油污水深度处理站处理后回注；氢氧化钾包装袋及过硫酸钾废包装袋属于危险废物，经收集后直接交有资质单位统一处理，不在井场暂存；生活垃圾统一收集后运至大庆市生活垃圾综合处理厂处理；含油污泥、落地油统一收集送含油污泥处理站处理；含油废防渗布属于危险废物，委托有资质单位进行处置。通过采取有效的固体废物处置措施，对环境影响较小。

（6）生态环境

本项目所占地为银浪牧场，隶属于黑龙江农垦总局系统国家牧场，永久占用耕地0.876hm²、临时占用耕地2.148hm²，工程建设对生态的影响主要在施工期，施工过程对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、井场建设等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本项目埋设注水管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20 cm左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；施工结束后，及时恢复被破坏的地表

形态。对永久占用耕地按“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。采取以上措施后本项目对生态环境影响较小。

(7) 土壤环境

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油水井作业和事故时产生的落地油，本工程对土壤的影响主要集中在井场附近。本项目井场、设计工艺、管道、设备等污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；油井场井场地面采取防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。采取以上措施，对区域土壤环境影响较小。

(8) 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、九合一多功能储罐和火灾爆炸，对区域内的环境空气和生态环境等有潜在危害性。本工程通过对事故状态下对大气环境影响分析，以及地下水环境影响的分析，在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。

1.6 环境影响评价的主要结论

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《杏树岗油田萨95区块萨951井区产能建设工程环境影响报告书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：杏树岗油田萨95区块萨951井区产能建设工程环境影响报告书选址于大庆市让胡路区银浪牧场五牧场一队东北0.23km，项目选址合理，项目符合

现行产业政策；对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，对区域环境影响较小；公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

2.总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护相关法律、法规

- (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) 《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)；

(35) 《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)；

(36) 《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)；

(37) 《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)；

(38) 《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)；

(39) 《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)；

(40) 《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》（HJ 2025-2012）；
- (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》（HJ 819-2017）；
- (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) 《大庆油田2022年产能建设工程 杏树岗油田萨95区块萨951井区产能建设地面工程方案》（大庆油田有限责任公司，2021年4月）；
- (3) 建设单位提供的其他相关资料。

2.2 评价目的及原则

2.2.1 评价目的

(1) 对该建设项目的工程内容和工艺路线进行分析，明确污染源和可能产生的污染因素，明确污染物的排放源强；

(2) 对建设项目所在地的自然环境和环境质量进行现状调查，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及拉油点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拉油点发生原油泄漏、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		-S				-L			-S
地表水			-S		-S		-S		
地下水			-S		-S				-S
声环境				-S				-L	
土壤	-L				-S				-S
植被	-L	-S							
动物				-S				-L	
其他									

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废水对地下水环境的影响，废水、固体废物对土壤环境的影响，施工占地对生态环境的影响，施工扬尘、运营期加热炉废气及无组织挥发的烃类对环境空气的影响，施工车辆及机械、抽油机对声环境的影响等方面。

2.3.3 评价因子筛选

通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
	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、生物量及群种、优势种群；土壤类型、特征、组成和分布，土地利用状况、土壤退化状况等
影响预测因子	1	环境空气	非甲烷总烃、SO ₂ 、NO ₂ 、颗粒物、TSP
	2	地下水	石油类
	3	土壤	石油烃
	4	生态	动物、植被、生物量、土地利用现状
	5	噪声	等效连续 A 声级
	6	环境风险	原油、天然气

2.4 环境评价标准

2.4.1 环境质量标准

2.4.1.1 环境空气

执行《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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

2.4.1.2 声环境

建设项目区域声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准, 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

2.4.1.3 土壤环境

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2.4-3; 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2.4-4。

表2.4-3 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（其他项目）中第二

类用地筛选值标准

表2.4-4 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	

2.4.1.4 地下水环境

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2.4-5。

表2.4-5 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	

2.4.2 污染物排放标准

2.4.2.1 废气

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）及2020年修改单中第三阶段标准限值。具体见表2.4-6。

表2.4-6 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)	NO _x (g/kWh)	HC+ NO _x (g/kWh)	PM (g/kWh)
第三阶段	P _{max} >560	3.5	—	—	6.4	0.20
	130≤P _{max} ≤560	3.5	—	—	4.0	0.20
	75≤P _{max} <130	5.0	—	—	4.0	0.30
	37≤P _{max} <7	5.0	—	—	4.7	0.40
	P _{max} <37	5.5	—	—	7.5	0.60

适用于可移动式发电机组用P_{max}>900KW的柴油机。

施工期扬尘及非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值。运营期井场井场排放的VOCs（以非甲烷总烃计）执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值；依托场站满足本项目开发需求，不进行改扩建，场站排放的VOCs（以非甲烷总烃计）2023年1月1日前

厂界执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值，2023年1月1日起依托场站边界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求，根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，原油储存控制符合标准中第5.2.2.1要求；储罐运行维护符合标准中第5.2.3要求；挥发性有机液体装载排放控制符合标准中5.3要求；废水集输和处理系统排放控制符合标准中5.4要求；设备与管线组件泄漏排放控制符合标准中5.5要求；新建拉油点排放的VOCs（以非甲烷总烃计）执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求；依托场站排放的VOCs（以非甲烷总烃计）厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录A中VOCs无组织排放限值要求。

具体见表2.4-7、2.4-8、2.4-9。

表2.4-7 大气污染物综合排放标准 单位：mg/m³

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

表2.4-8 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

表2.4-9 挥发性有机物无组织排放控制标准

污染物	排放限值	特别排放限值	限值含义	无组织排放监控位置
NMHC	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	

运营期新建拉油点九合一多功能储罐燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建燃气锅炉排放标准限值，依托场站2014年7月1日之前已建成投产活已通过环评审批的加热炉产生的燃烧烟气执行表1在用燃气锅炉排放标准限值；2014年7月1日以后通过审批的新建、改建和扩建的加热炉产生的燃烧烟气执行表2新建燃气锅炉排放标准限值，具体见表2.4-10。

类别	颗粒物	SO ₂	NO _x	烟气黑度 (级)
新建燃气锅炉	20	50	200	1
在用燃气锅炉	30	100	400	1

2.4.2.2 废水

本工程产生的废水依托杏西联合油污水深度处理站处理, 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≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2 μm”, 同时满足《碎岩屑油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 中相应标准限值。

2.4.2.3 噪声

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2.4-11。

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2.4-12。

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和填埋污染控制标准》(GB18599-2020) 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2.4-13。

表2.4-13 油田含油污泥综合利用污染控制指标

序号	项目	污染控制指标			
		垫井场	通井路	农用mg/kg干污泥	
		mg/kg		土壤pH<6.5	土壤pH≥6.5
1	石油类	≤20000		≤3000	≤3000
2	As	/		≤75	≤75
3	Hg	≤0.8		≤5	≤15
4	Cr	/		≤600	≤1000
5	Cu	≤150		≤250	≤500
6	Zn	≤600		≤500	≤1000
7	Ni	≤150		≤100	≤200
8	Pb	≤375		≤300	≤1000
9	Cd	≤3		≤5	≤20
10	pH值	≥6		/	/
11	含水率	≤40%		/	/

项目产生的脱油泥用于第九采油厂垫井场和通井路，但是为了进一步降低脱油泥对环境的影响，按照大庆市生态环境局的要求处理后脱油泥按照农用污泥的污染控制标准（石油类≤3000mg/kg）执行。

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 0.81×10^4 t，则本次产能非甲烷总烃总挥发量约为11.48175t/a。

主要排放位置有井场、拉油点、杏西联等位置，均以面源形式排放。本次产能建设共基建7口油井，形成一座丛式井平台及2座单井平台，与拉油点合建，采取单井拉油工

艺，根据工程分析，此平台为无组织挥发量最大的井场，年产能为 0.81×10^4 。

参照《2005年中国温室气体清单研究》和《2006年IPCC国家温室气体清单指南》划分办法，单井拉油井场非甲烷总烃挥发量占比12.7%，则场站占比87.3%，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，则本项目平台井场非甲烷总烃排放速率为 $0.81 \times 10^4 \times 1.4175 \times 12.7\% \div 8760 = 0.1664\text{kg/h}$ ；杏西联合站（含杏西联卸油点、杏西联脱水站等）非甲烷总烃排放速率为 $0.81 \times 10^4 \times 1.4175 \times 87.3\% \div 8760 = 1.144\text{kg/h}$ 。

工程污染源调查情况见表2.5-1。

表2.5-1 污染物面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度/m	与正北方向夹角/ $^{\circ}$	面源长度/m	面源宽度/m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度						NMHC
井场	124.82205	46.51186	146	0	190	40	3	0.1664
杏西联合站	124.69264	46.36137	123	0	500	500	3	1.144

(2) 加热装置烟气

本工程运营期产生的废气主要来自新建拉油点九合一多功能储罐产生的烟气，加热装置燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，排气筒高度8m。类比《采油九厂龙虎泡油田萨葡油层外扩产能建设工程》17号拉油点九合一多功能储罐，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 $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg/m}^3$ ， $\text{NO}_x \leq 200\text{mg/m}^3$ ，颗粒物 $\leq 20\text{mg/m}^3$ 的要求，因此对区域环境空气影响较小。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

点源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒高度m	出口内径m	烟气流速m/s	烟气温度 $^{\circ}\text{C}$	年排放小时数h	排放工况	污染物排放速率kg/h		
	经度	纬度							SO_2	NO_x	颗粒物
拉油点	124.82205	46.51186	8m	0.8	0.55	100	8760	正常	0.0005	0.0014	0.0001
	124.82211	46.51175	8m	0.8	0.55	100	8760	正常	0.0005	0.0014	0.0001
	124.83134	46.49372	8m	0.8	0.55	100	8760	正常	0.0005	0.0014	0.0001
	124.82568	46.48931	8m	0.8	0.55	100	8760	正常	0.0005	0.0014	0.0001

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。

(1) 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录B的 B.6.1城市/农村选项,“当项目周边3km半径范围内一半以上属于城市建成区或者规划区时选择城市,否则选择农村”。本项目位于周边3km半径范围内未达到一半以上城市建成区,故选取农村选项。

(2) 环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

(3) 拟建项目位于农村地区的耕地中,本次评价的土地利用利类型选取耕地。

(4) 根据中国干湿分布图判断,本地区属于中等湿润气候。根据EIA2018大气预测软件的DEM地形文件,地形数据分辨率90m。本项目估算模型参数一览表见表2.5-3。

表2.5-3 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/°C		38.9
最低环境温度/°C		-36.2
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率	90m
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 (%)
拉油点点源	颗粒物	0.03
	SO ₂	0.02
	NO _x	0.13
平台井场面源	非甲烷总烃	8.86
杏西联面源	非甲烷总烃	9.43

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

计算结果可以看出，无组织排放最大地面占标率 $P_{\max}=9.43\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，评价等级为二级。

2.5.2 地表水环境

距建设项目最近的地表水体为新建井场萨扶951-平2井场南550m的碧绿泡，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）”，碧绿泡无功能区划分。

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杏西联污水处理站处理达标后回注油层；压裂返排液拉运至杏西联压裂返排液处理站处理，分离出的污水输至杏西联合油污水深度处理站处理达标后回注油层；管线试压废水拉运至杏西联合油污水深度处理站处理达标后回注油层；施工人员生活污水排入新建防渗旱厕的，清掏后外运堆肥。

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，均经杏西联合油污水深度处理站处理后达标后回注油层；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“F石油、天然气”中“37石油开采”，地下水环境影响评价项目类别为I类项目。

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

表2.5-6 地下水环境敏感程度分级表

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

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

（2）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五牧场一队、十六户、秀义屯等。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；

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：

$$R=\alpha\times K\times I\times T/n=2\times 10\times 0.0006\times 2000/0.3=80m$$

村屯分散式水源井 $R=L2000d+50$ ， $R=130m$ ；本工程仅考虑井场对地下水环境的影响。本工程开发区域内井场距小庙子村分散式供水井最近距离为230m，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、拉油点“九合一多功能储罐”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），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 0.876hm^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 0.876hm^2 ，临时占地 3.36hm^2 ，总占地面积为 4.236hm^2 （ 0.04956km^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），拉油点新建40m³九合一多功能储罐4套（分别位于丛式井场2套、两座单井各一套），根据设计方案，综合含水率为40.0%，原油密度为0.8671t/m³，则拉油点最大原油储存量为41.6t；气油比为77.4m³/t，天然气的密度为0.7174kg/m³，最大天然气储存量为2310kg。

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），见表2.5-11。

表2.5-11 危险物质数量与临界量的比值（Q）确定情况

序号	时期	危险物质	CAS号	最大存在量 (t)	临界量 (t)	qn/Q	ΣQ
1	施工期	柴油	/	30	2500	0.012	0.012
2	运营期	天然气（甲烷）	74-82-8	0.231	10	0.0231	0.2476
3		原油（石油类）	/	41.6	2500	0.0166	

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法见表2.5-12，施工期Q值为0.012<1，运营期Q为0.2476<1，因此，判定本项目施工期环境风险潜势为I，运营期环境风险潜势为I，确定本工程风险评价等级为简单分析。

表2.5-12 风险评价工作级别表

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

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

2.6 评价范围及环境保护目标

2.6.1 大气环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，结合本项目井场分布位置，确定大气环境评价范围为本项目新钻井场为中心外扩2.5km的圆形区域。大气环境保护具体见表2.6-1和附图4。

表2.6-1 大气环境保护目标一览表

名称	坐标		保护对象	保护内容	相对方位及距离	保护标准及保护级别
	经度	纬度				
五牧场一队	124.82547	46.49546	村屯	村民, 约300人	拟建井场萨扶951-平1 西南 0.23km	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准及修改单
京式四合院	124.82625	46.48601	居民	居民, 约30人	拟建井场萨扶951-平2 南 0.28km	
十六户	124.83916	46.49429	村屯	村民, 约200人	拟建井场萨扶951-平1 东 0.38km	
碧湖馨苑一区	124.83722	46.50016	居民	居民, 约300人	拟建井场萨扶951-平1 东北 0.74km	
碧湖馨苑二区	124.83314	46.50290	居民	居民, 约120人	拟建井场萨扶951-平1 东北 0.88km	
银浪中心村	124.83505	46.50467			拟建井场萨扶951-平1 东北 1.1km	
八百垅第七小学	124.85095	46.48693	师生	师生, 约150人	拟建井场萨扶951-平1 东南 1.59km	
大庆市第65中学	124.84983	46.48489	师生	师生, 约300人	拟建井场萨扶951-平1 东南 1.62km	
红卫小区	124.85421	46.48362	居民	居民, 约600人	拟建井场萨扶951-平1 东南 1.90km	

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、拉油点、依托场站向外200m及道路中心线两侧各200m范围内的声环境。

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井场、拉油点、场站边界外扩1000m及新建油水管中心线两侧各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、拉油点、场站边界外扩1km及道路两侧200m范围内	井场周边农田，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，确定本项目地下水评价范围为11.3km²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	五牧场一队水井	拟建井场萨扶951-平1西南0.23km	承压水井1口，井深120m，供本村饮用，供水规模约250人，其余分散式水井约35口，井深20m左右，用于喂养牲畜及灌溉	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类
	十六户水井	拟建井场萨扶951-平1东0.38km	承压水井1口，井深120m，供本村饮用，供水规模约450人，其余分散式水井约72口，井深20m左右，用于喂养牲畜及灌溉	
	银浪中心村	拟建井场萨扶951-平1东北1.1km	承压水井1口，井深110m，供本村饮用，供水规模约500人，其余分散式水井约82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、拉油点、场站边界外扩1000m范围内的土壤环境，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、拉油点、场站边界外扩1000m范围内区域	耕地	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杏西联合油污水深度处理站处理后回注油层，不排至外环境，因此正常运行不涉及地表水环境影响。距离本项目最近的地表水体为碧绿泡。

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	碧绿泡	萨扶 951-平 2 井场南 550m 的碧绿泡	8.868km ²	无功能区划
	秀义西泡	拟建 1#平台西北 1.15km	2.312km 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			
	厂址周边 2500m 范围内			
	序号	敏感目标名称	相对方位、距离	保护内容
环境 空气 E3	1	五牧场一队	拟建井场萨扶951-平1 西南0.23km	村民，约300人
	2	京式四合院	拟建井场萨扶951-平2 南0.28km	居民，约30人
	3	十六户	拟建井场萨扶951-平1 东0.38km	村民，约200人
	4	碧湖馨苑一区	拟建井场萨扶951-平1 东北0.74km	居民，约300人
	5	碧湖馨苑二区	拟建井场萨扶951-平1 东北0.88km	居民，约120人
	6	银浪中心村	拟建井场萨扶951-平1 东北1.1km	
	7	八百垧第	拟建井场萨扶951-平1 东南1.59km	师生，约150人

		七小学				
	8	大庆市第65中学	拟建井场萨扶951-平1 东南1.62km			师生，约300人
	9	红卫小区	拟建井场萨扶951-平1 东南1.90km			居民，约600人
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	碧绿泡	萨扶 951-平 2 井场南 550m 的碧绿泡			8.868km ²
	2	秀义西泡	拟建 1#平台西北 1.15km			2.312km 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	五牧场一队水井	拟建井场萨扶 951-平1 西南 0.23km			
	2	十六户水井	拟建井场萨扶 951-平1 东 0.38km	G3	III类	D2
	3	银浪中心村	拟建井场萨扶 951-平1 东北 1.1km			

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、让胡路区、让胡路区、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。建设项目位于让胡路区境内，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），其中临时占地3.36hm²；永久占地0.876hm²。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：杏树岗油田萨95区块萨951井区产能建设工程环境影响报告书；

建设地点：黑龙江省大庆市让胡路区银浪牧场五牧场一队东南0.23km；

建设性质：新建；

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8口，外甩首钻井1口，总进尺19277m；地面工程部署开发7口（外甩首钻井不基建），形成1座丛式井平台和2座单井井场，并配套建设供配电、道路等辅助工程，建成产能 0.81×10^4 t/a，新建 40m^3 九合一多功能储罐4座，新建值班室1座，新建旱厕1座；

占地面积：总占地为 4.236hm^2 ，其中临时占地为 3.36hm^2 ，永久占地为 0.876hm^2 ，占地类型为耕地（非基本农田）；

工程投资：3026万元；

工程进度：建设项目施工期预计从2021年9月至2021年12月，单井在井人数10人，单井钻井施工时间约为10天，施工井场设置营地，钻井施工天数为80天；地面施工30天，施工人数40人。共需施工110天，运营期新增劳动定员2人。

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8口，含外甩首钻井1口，均为油井，钻井总进尺19277m。	新建
	井场	新钻8口油井，形成1座平台井（5口）井场及3座（外甩首钻井1口）单井井场，井场占地 $40\text{m} \times 30\text{m}$ ，平台井场每增加1口井增加永久占地 90m^2 ，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1座撬装式钢制基础， $43.3\text{m} \times 11.7\text{m}$ ，用于架设钻井井架。	新建
	射孔	8口油井均进行射孔	新建
地	原油集输工程	基建油井7口（含钻井工程7口新钻井，外甩首钻井不基建）	新建

面工程		形成一座平台及2座单井，规划采用单井拉油工艺，新建拉油点3座，分别与平台井及单井合建。拉油点新建40m ³ 九合一多功能储罐4座，新建值班室1座。建成后预计产能0.81×10 ⁴ t/a。 产液进入新建拉油点，由罐车拉运至杏西联卸油点，经管线进入杏西联脱水站处理。		
	压裂	7口油井均进行缝网压裂作业。	新建	
辅助工程	井场设施	钢制泥浆槽	每座井场设置容积100m ³ 的钢制泥浆槽（10×5×2m），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	钢制柴油罐1个/井场，占地面积30m ² ，单罐容积40m ³ ，储量约30t柴油。设置1台柴油发电机，设置罐区围堰一座（6×5m）。	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，（2m×5m×5m），占地面积50m ² ，用于存放钻井液材料，包括膨润土、纯碱、重晶石粉、超细碳酸钙、WDYZ-1、HX-D、DYFT-1、KOH、NH ₄ -HPAN-2等。	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	征用当地水泥砼道路4.7km。新建4m宽砂石通井路0.35km。	新建	
	供配电工程	新建柱上变4座，新建10kV线路2.5km。	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80L，钻井人数10人，钻井施工天数为70天，用水量约64t；地面建设施工人员40人，施工30天，生活用水量为96t，建设项目共计生活用水量160t。	新建	
	排水工程	施工人员产生的生活污水排入新建拉油点的防渗旱厕，清掏外运堆肥； 拉油点新建值班室1座，防渗旱厕1座，增加定员2名，运营期产生生活污水排入新建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥。	新建	
依托工程	杏西联脱水站	杏西联脱水站采用“一段四合一、二段电脱水”处理工艺，现有“四合一”加热装置2台，目前“四合一”处理能力1700t/d，目前负荷率为75%，电脱能力600t/d，目前负荷率为35%，新增产能后，“四合一”处理负荷率为78.2%，电脱水负荷率为38.3%，可满足本项目依托。	依托	

龙一联废压裂液处理站	<p>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”多级的物理及化学混合工艺来降低废压裂液中污染物的含量，废压裂液处理站分为氧化单元、油-水-泥分离单元和过滤-外输单元，废压裂液进入处理装置后，在氧化罐内加入絮凝剂、助凝剂等进行初步处理，经过处理后进入油-水-泥分离单元，通过二级分离装置将含油污泥与含油污水分离，处理后的污水输送至龙一联合含油污水处理站处理。设计规模 10m³/h（240m³/d），实际处理最大量为 192m³/d，负荷率 80%。废压裂液回收池容积约为 5000m³（45m×45m×2.5m），目前剩余容积为 2000m³。本项目 7 口油井压裂产生的压裂返排液 280m³，目前压裂返排液回收池容积能够满足本项目需求。</p>	依托
杏西联合含油污水深度处理站	<p>杏西联合含油污水深度处理站主要采用“自然沉降-混凝沉降-核桃壳过滤-双层滤料过滤”的处理工艺，设计规模为 600m³/d，目前实际处理量为 412m³/d，负荷率为 68.7%，出水水质为“10、5、2”。杏西联新、老井产水量规划期内最高为 515m³/d，杏西联现处理能力可以满足新增产能污水处理要求。</p>	依托
杏西联卸油点	<p>7 口油井产液进入杏西联卸油点，杏西联卸油点建设卸油池 1 座（有效容积约 100m³），25m³/h 收油泵 2 台，可以 2 台罐车同时卸油。目前，已建 140 口油井产液拉运至杏西联卸油点，日最大收液量为 227m³/d。按照两台泵同时工作，日工作时间 8 小时计算，可完成 400m³/d 的收液任务。本产能项目新增卸油量 53.9m³/d，杏西联卸油点合计卸油量为 280.9m³/d，卸油点已建能力可满足本次产能新增能力需求。</p>	依托
水基泥浆无害化处理装置	<p>依托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 500m³/d，实际处理能力为 450m³/d，本项目施工期共产生废弃钻井液、岩屑、钻井污水等共 1453.6m³，本项目钻井工程施工期为 70d，平均每天产生污染物为 20.8m³，该处理装置剩余处理能力能够满足本项目需求。</p>	依托

		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7月建成投产，本项目投产日期为2021年10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，处理规模约3.3万t/a，处理后脱油泥中的含油量小于0.3%，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3.916t/a，第九采油厂含油污泥处理站含油污泥收集池容积为5000m ³ ，目前负荷4000m ³ ，可满足本项目需要。	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288m ³ ，单井射孔1d，共8口油井射孔，本项目废射孔液产生量约36m ³ /d，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
		第九采油厂危险废物规范化存储库	第九采油厂危险废物规范化存储站建于2020年9月份，2020年10月份投入试运营，项目位于杜尔伯特县敖林西伯乡境内（葡西作业区），总占地面积9800m ² ，项目采取重点防渗，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）中各项措施设计施工。项目库房建筑面积299.56m ² ，主要用于第九采油厂内的涉及危险化学试剂的危险废物的暂存，项目区均采用重点防渗，严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）中各项措施设计施工，由于项目没有投入使用，设计容量可以满足本项目需求。	依托
		采油七厂工业固废填埋场	本项目施工期产生的废弃防渗布等集中收集处理，拉运至第七采油厂工业固废填埋场进行填埋处理，第七采油厂工业固废填埋场于2013年通过环保验收（验收文号为庆环验[2013]12号），总容量为14000m ³ ，设计年处理能力为581.2m ³ ，目前填埋总量约为9100m ³ ，剩余填埋量约为4900m ³ ，本项目进入一般工业固废填埋场的填埋量约为0.0105t（折合约3.68m ³ ），本项目依托可行。	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新建拉油点建设的4座九合一多功能储罐及依托场站的加热装置，加热装置采用“九合一”加热装置分离气，属于清洁能源，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	运营期油田采出液进入井场多功能储罐经密闭罐车拉运至卸油点，经管道输送至杏西联脱水站处理，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	
	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杏西联合含油污水深度处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 10.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 ≤ 2.0 ”标准，同时满足《碎屑油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中相应标准限值，回注油层。	依托	
	生活污水	施工期生活污水产生量约128t，运营期新建拉油点设值班室1座，新增定员2名，产生生活污水约46.72t/a，均排入拉油点新建防渗旱厕，清掏清掏，外运堆肥。	依托	
	地下水		施工期，地下水进行分区防渗管理，井场采用1.5m厚黏土防渗层，渗透系数K为 $1.0 \times 10^{-7} \text{ cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{ cm/s}$ 技术要求；九合一多功能储罐区及柴油罐区等为重点防渗区，采用地面碾压平整并铺设2mm厚防渗土工布进行防渗，渗透系数约为 $1.0 \times 10^{-10} \text{ cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表7中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{ cm/s}$ 技术要求	新建
			运营期，井场采用地面夯实碾压平整进行防渗，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区一般地面硬化的技术要求；并在区域范围内设3口地下水跟踪监测井，区域上游明代村李家水井（46.25045，124.26515）布设1个潜水背景值监测水井，在区块内小庙子村郑家（46.21192，124.26044）、下游二腾村赵家水井（46.21149，124.31802）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。	
固废	废弃钻井液、岩屑	整个施工期产生的废弃钻井液、钻井岩屑等总量为1453.6 m^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杏西联合含油污水深度处理站处理后回注。	依托	
	废包装袋及破	项目施工期对全部油井进行射孔与压裂，共计产生废弃过硫	依托	

	损的防渗布	酸钾包装袋8个；KOH包装袋0.0040t，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0.0105t，属于一般工业固体废物，由油田公司统一安排拉运至采油七厂工业固废填埋场进行填埋。	
	废射孔液	施工期产生的射孔液约288m 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及运营期拉油点新增新2人产生的生活垃圾统一收集后，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、依托场站杏西联脱水站产生的油泥（砂）统一收集，拉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≤0.3%	依托
	含油防渗布	运营期油井作业产生的含油废防渗布1.17t，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。	依托
生态治理	临时占地	临时占地恢复面积3.36hm ² ，占地类型为耕地。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0.876hm 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

井身结构设计数据见表3.1-2，井身结构设计说明见表3.1-3。

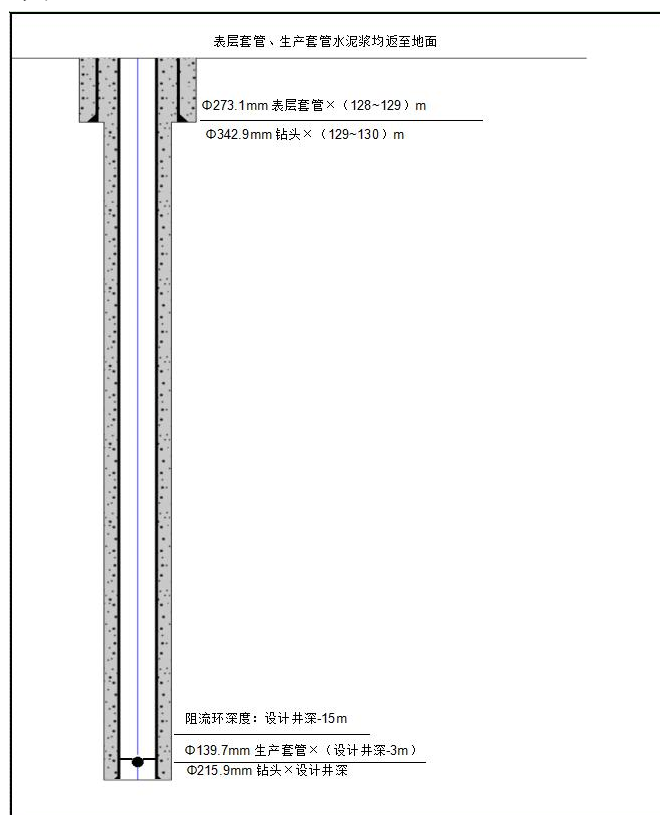
表3.1-2 井身结构设计数据表

井型	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
直井	一开	216~231	342.9	表层套管	273.1	222	地面
	二开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面
水平井	一开	501	342.9	表层套管	273.1	500	地面
	二开	设计井深	241.3	生产套管	177.8	设计井深-3	地面

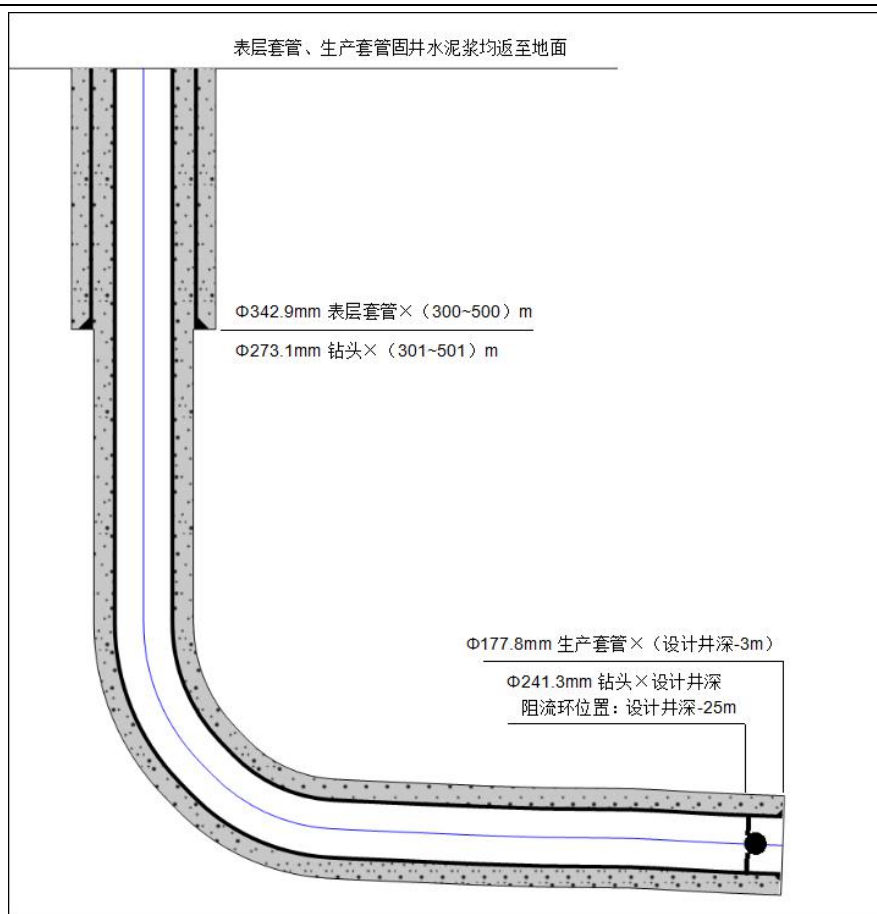
表3.1-3 井身结构设计说明

井型	开钻次序	套管尺寸mm	设计说明
直井	一开	273.1	封固地表疏松地层，防止井口坍塌；保护浅层水；安装井控装置；悬挂生产套管。
	二开	139.7	封隔目的层；完井要求。
水平井	一开	342.9	封固地表疏松地层，防止井口坍塌；保护浅层水；安装井控装置；悬挂生产套管。
	二开	177.8	封隔目的层；完井要求。

②井身结构示意图



直井井身结构设计示意图



水平井井身结构设计示意图

图3.1-1 井身结构设计示意图

3.1.2.2 钻机选型及钻井主要设备

选用ZJ-20/1350钻机，主要设备的型号和规格见表3.1-4

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	
10	H ₂ S 监测仪				3 台
11	CO 监测仪	固定式			5 台
		便携式			5 台

3.1.2 地面工程方案

根据地面工程方案，本项目基建油井7口，原油物性见表3.1-5，地层水性质见表3.1-6，开发指标预测见表3.1-7。

表3.1-5 杏树岗油田萨95区块萨951井区扶余油层开发产能原油物性表

油田	目的层	凝固点 (°C)	气油比 (m ³ /m ³)	密度 (g/cm ³)	粘度 (mPa·s)	含蜡 (%)	胶质 (%)
杏树岗油田萨95区块萨951井区	扶余油层	34	23.4	0.8653	37.8	/	17.6

表3.1-6 杏树岗油田萨95区块萨951井区扶余油层开发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
杏树岗油田萨95区块萨951井区	4959.5	/	1100.6	NaHCO ₃

表3.1-7 产能建设基建井开发指标预测表

项目 \ 时间(年)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
直、斜井油井数(口)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
直、斜井平均单井日产油 (t)	2.2	2.2	1.5	1.2	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5
直、斜井平均单井日产液 (t)	4.4	4.0	2.6	1.9	1.5	1.4	1.3	1.2	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9
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)	8.0	8.0	5.6	4.2	3.4	3.0	2.8	2.7	2.6	2.4	2.3	2.2	2.1	2.0	1.9
水平井平均单井日产液 (t)	16.0	14.5	9.3	7.0	5.6	5.0	4.7	4.5	4.3	4.0	3.8	3.7	3.5	3.3	3.1
油井日产油(t)	27.0	27.0	18.9	14.2	11.3	10.2	9.5	9.1	8.6	8.1	7.8	7.4	7.0	6.6	6.3
油井日产液(t)	53.9	49.0	31.4	23.6	18.9	17.0	15.9	15.1	14.3	13.6	12.9	12.3	11.7	11.1	10.5

项目 \ 时间(年)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
年产油量 (10 ⁴ t/a)	0.27	0.81	0.57	0.58	0.34	0.31	0.29	0.37	0.26	0.24	0.23	0.22	0.21	0.20	0.19
年产液量 (10 ⁴ t/a)	0.54	1.47	0.94	0.97	0.57	0.51	0.48	0.62	0.43	0.41	0.39	0.37	0.35	0.33	0.32
综合含水 (%)	50.0	45.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0

3.1.3采油工程方案

3.1.3.1采油方式

本工程基建油井7口，CYJX10-3-37HF型抽油机7套，抽油机机型及配电情况详见表3.1-8。

表3.1-8 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
抽油机	CYJY10-3-37HF	7	ZYCYT280M1-8 37KW 660V 多功能调速控制配电箱 CGX-TS 37 660V

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 依托工程分析

3.2.1 依托工程能力核实

本次产能依托场站详见表3.3-1。

表3.2-1 本项目依托工程场站信息

序号	分类	数量(座)	名称
1	卸油点	1	杏西联卸油点
2	脱水站	1	杏西联脱水站
3	污水处理站	1	杏西联合油污水深度处理站
4	含油污泥处理站	1	第九采油厂含油污泥处理站
5	压裂返排液处理站	1	龙一联废压裂液处理站
6	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
7	射孔液处理装置	1	黑龙江龙之润环保工程有限公司
8	危废库	1	采油九厂危险废物规范化储存库
9	工业固废填埋场	1	采油七厂工业固废填埋场

3.2.1.1 杏西联卸油点

杏西联转油脱水站始建于1982年，所辖油井192口，其中采用集中拉油工艺油井140口，掺水集油工艺油井52口，已建掺水集油阀组间3座。本次产能规划7口油井产

液进入杏西联卸油点。杏西联卸油点建设卸油池 1 座（有效容积约 100m³），25m³/h 收油泵 2 台，可以 2 台罐车同时卸油。目前，已建 140 口油井产液拉运至杏西联卸油点，日最大收液量为 227m³/d。按照两台泵同时工作，日工作时间 8 小时计算，可完成 400m³/d 的收液任务。本产能项目新增卸油量 53.9m³/d，杏西联卸油点合计卸油量为 280.9m³/d，卸油点已建能力可满足本次产能新增能力需求。

卸油点收液进入化油罐后经增压泵输至“四合一”进口汇管。目前增压泵 15m³/h 两台。本次新增产能后，收液量为 280.9m³/d（11.7m³/h），增压泵可以满足本次产能建设需求，无需扩建。

3.2.1.2 杏西联脱水站

本次新建油井产液拉运至杏西联卸油点，进入杏西联脱水站脱水。杏西联站内采用一段四合一、二段电脱水的两段脱水工艺，本站所辖油井及卸油点来液均进入本站处理。处理后的净化原油经增压升温后与龙一联来油输送至南三油库。污水在本站所辖污水站处理后回注。其工艺流程示意图见图 3.3-1。

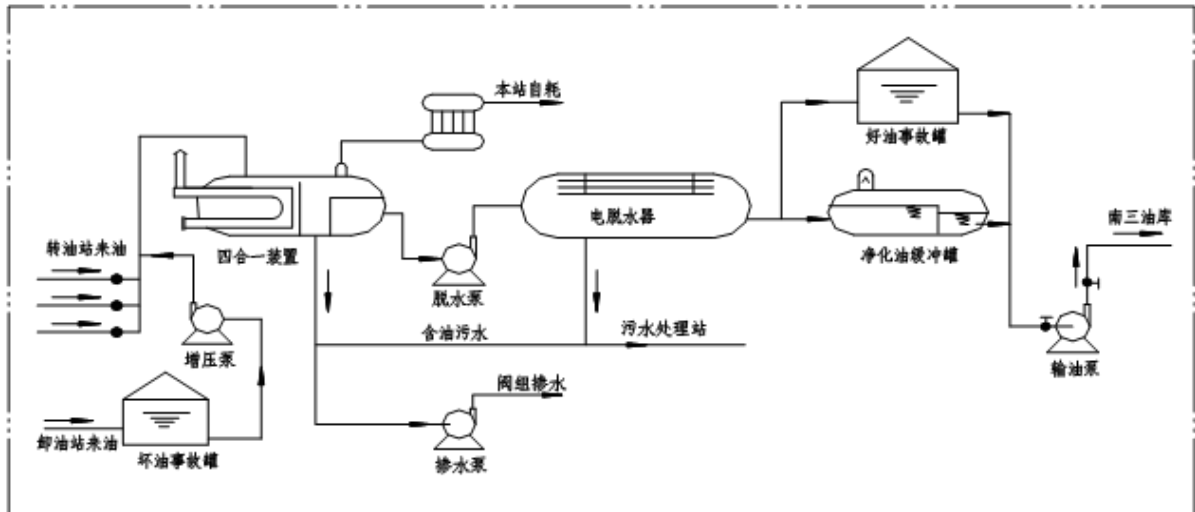


图3.3-1 杏西联工艺流程示意图

新增产能后，杏西联脱水站主要设备及能力核实见表3.2-2、3.2-3。

表3.2-2 杏西联脱水站产量预测表

时间（年）		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
目前	油量(t/d)	113	103	92	84	76	70	65	60	57	52
	液量(t/d)	239	234	231	231	235	243	252	259	272	240
本次 新井	油量(t/d)	19	19	13	10	8	7	7	6	6	6
	液量(t/d)	38	34	22	17	13	12	11	11	10	10

时间（年）	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
合计	油量(t/d)	132	122	106	94	84	77	72	67	63	57
	液量(t/d)	277	269	253	248	249	255	263	270	282	249
	掺水(t/d)	1296	1296	1296	1296	1296	1296	1296	1296	1296	1296
	处理液量(t/d)	1573	1565	1549	1544	1545	1551	1559	1566	1578	1545

表3.2-3 杏西联脱水站已建设施能力核实表

时间（年）	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
新老井油量合计（t/d）	276	306	263	231	200	182	163	143	131	120
新老井液量合计（t/d）	595	655	618	591	568	566	567	571	598	647
处理液量（t/d）	1892	1952	1915	1888	1865	1863	1864	1868	1895	1944
四合一处理负荷率（%）	92.5	92.0	91.1	90.8	90.9	91.2	91.7	92.1	92.8	90.9
四合一加热负荷率（%）	90.5	90.4	90.0	90.1	90.5	91.1	91.8	92.4	93.3	91.5
电脱水器负荷率（%）	31.5	29.0	25.2	22.3	20.0	18.4	17.0	15.9	15.0	13.6
掺水炉负荷率（%）	72.5	72.5	72.5	72.5	72.5	72.5	72.5	72.5	72.5	72.5
脱水泵负荷率（%）	39.4	36.2	31.4	27.9	25.0	23.0	21.3	19.8	18.7	17.0
外输泵负荷率（%）	43.3	39.8	34.5	30.6	27.4	25.2	23.4	21.8	20.6	18.7
掺水泵负荷率（%）	77.1	77.1	77.1	77.1	77.1	77.1	77.1	77.1	77.1	77.1

杏西联脱水站采用“一段四合一、二段电脱水”处理工艺，现有“四合一”加热装置2台，目前“四合一”处理能力1700t/d，目前负荷率为75%，电脱能力600t/d，目前负荷率为35%，由能力核实表可知新增产能后，可满足本项目依托。

3.2.1.23 杏西联合油污水深度处理站

杏西联合油污水深度处理站设计规模为600m³/d，站内采用“混凝沉降-溶气气浮-核桃壳过滤-双层滤料过滤”的主处理工艺流程，目前实际处理量为412m³/d，负荷率为68.7%，出水水质为“10、5、2”。杏西联合油污水深度处理站工艺流程见图3.3-2，本次新井投产后，杏西联污水预测量见表3.2-3。

表3.2-3 杏西联新老井污水量预测表 单位：m³/d

时间(年)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
新、老井产水量	426	431	439	447	459	473	487	499	515	488
负荷率（%）	71.0	71.9	73.1	74.5	76.6	78.8	81.2	83.2	85.8	81.3

由表3.2-3可知，杏西联新、老井产水量规划期内最高为515m³/d，杏西联现处理能力可以满足新增产能污水处理要求。

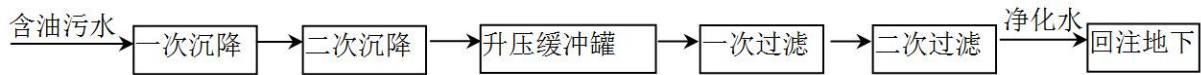


图 3.2-2 杏西联合油污水深度处理站工艺流程图

3.2.1.4 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杏西联合油污水深度处理站处理。设计规模 $10\text{m}^3/\text{h}$ ($240\text{m}^3/\text{d}$)，实际处理最大量为 $192\text{m}^3/\text{d}$ ，实际负荷率 80%。废压裂液回收池容积约为 5000m^3 ，($45\text{m} \times 45\text{m} \times 2.5\text{m}$)，目前剩余容积为 2000m^3 。

本项目 7 口油井压裂产生的压裂返排液 280m^3 ，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。

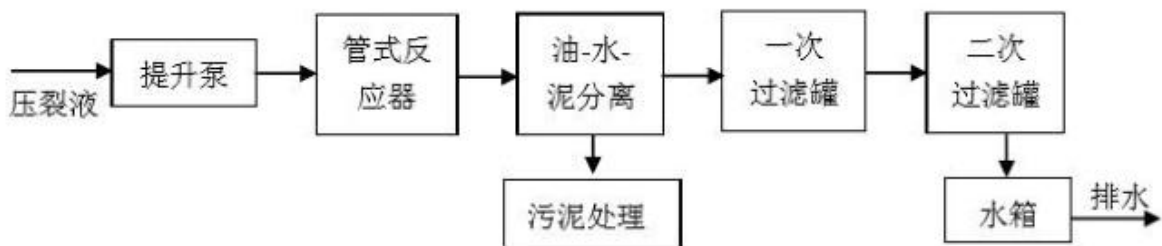


图 3.2-3 压裂返排液处理工艺流程图

3.2.1.5 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 $15\text{万m}^3/\text{a}$ 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，2020 年 7 月通过自主验收。

该装置设计处理规模为 $500\text{m}^3/\text{d}$ 。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 $30 \times 80 \times 1.5\text{m}$ 二座， $50 \times 100 \times 1.5\text{m}$ 一座，最大储存量 14500m^3 ）、1 座堆泥场（规格 $78 \times 60 \times 1.5\text{m}$ ，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杏西联合油污水站处理达标后，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 3.2-3。

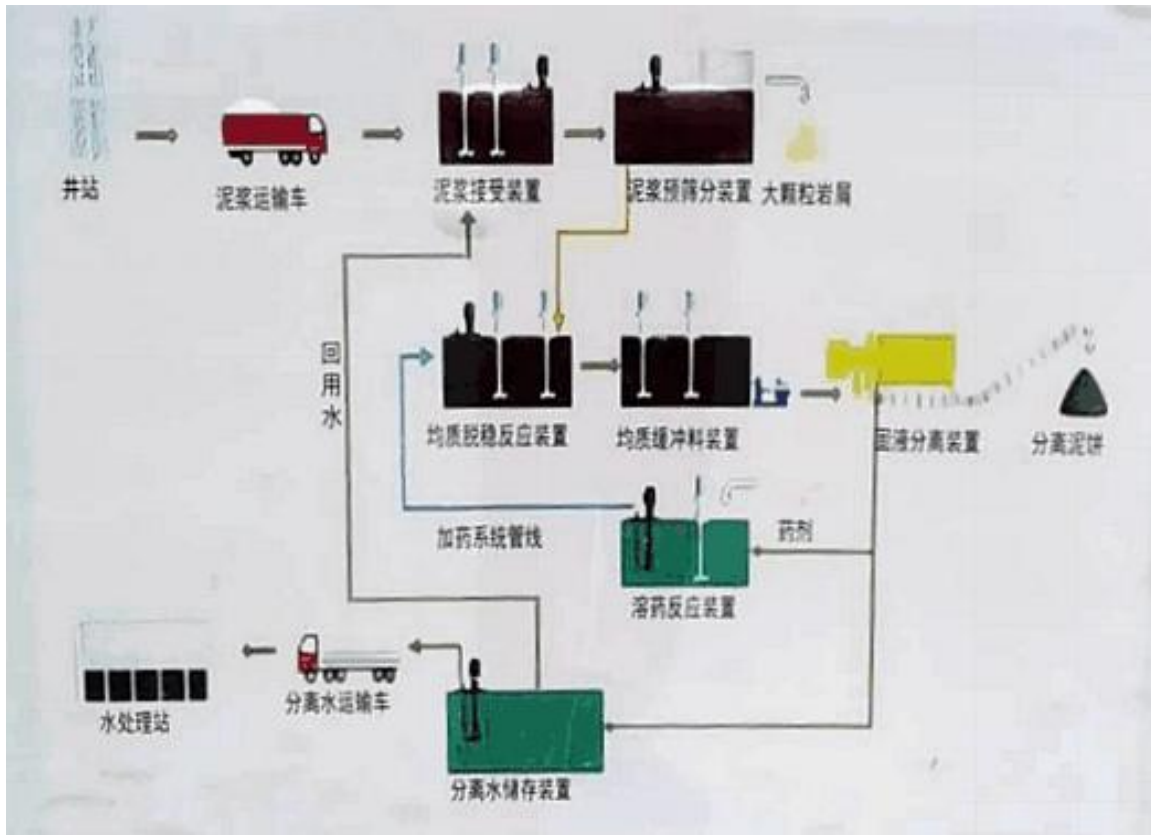


图3.2-4 水基泥浆无害化处理站工艺流程

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 $357.5\text{m}^3/\text{d}$ ，泥浆池已用容量为 3631.72m^3 ，本项目施工期共产生废弃钻井液、岩屑等共 1453.6m^3 ，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。

3.2.1.6 第九采油厂含油污泥处理站

项目运营期产生的含油污泥依托第九采油厂含油污泥处理站进行处理。污泥站环保手续已在《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，第九采油厂含油污泥处理站，站内主要工艺采用“预处理-热解工艺”的处理工艺，设计处理量为 3.3万 t/a ，经过处理后的污泥含油 $<3\%$ 。含油污泥收集池设计最大暂存能力 4800m^3 ，目前负荷 4000m^3 ，本项目落地油及含油污泥产生量为 $3.916\text{m}^3/\text{a}$ ，可满足本项目需要。

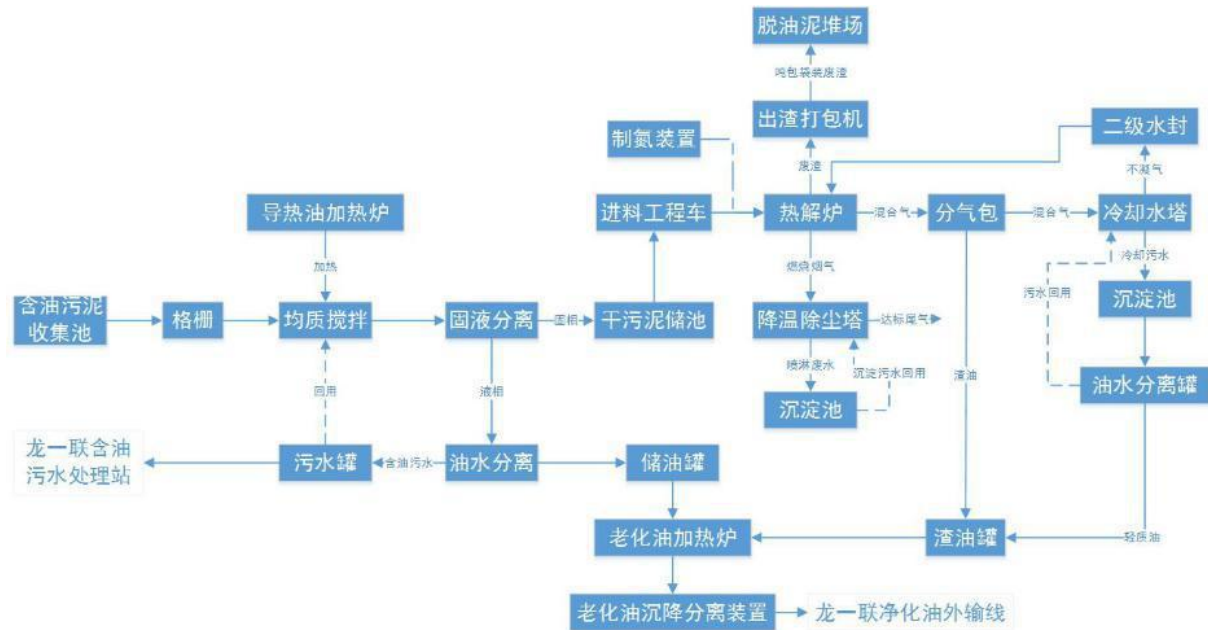


图3.2-5 含油污泥处理工艺流程图

3.2.1.7采油九厂危险废物规范化储存库

第九采油厂危险废物规范化存储站于2019年12月20日取得杜尔伯特蒙古族自治县环境保护局的环评批复，批复文号：杜环建（2019）30号，项目于2020年9月份建成，2020年10月份投入试运营，位于杜尔伯特县敖林西伯乡境内（葡西作业区），总占地面积9800m²，新建危险废物规范化存储库房2座，库房一与库房二占地面积均为299.58m²，东西向长31.4m，南北向宽9.54m。

库房一位于葡西库房前院西侧，建筑占地面积299.56m²。库房一内设5个开间，主要用于含油抹布、含油滤料、废机油空桶的开间建筑面积为50.12m²，用于储存废三滤的开间建筑面积为52.18m²，用于储存废原油建筑面积为52.18m²、用于储存废润滑油的开间建筑面积为52.18m²，用于储存过期药品的开间建筑面积为50.12m²等危险废物贮存。

库房二位于葡西库房前院西南角，建筑占地面积299.56m²，库房二内设5个开间，主要用于废化学试剂（50.12m²）、废采出水、含铬废液（52.18m²）、废细菌瓶（52.18m²）、废机油（52.18m²）、废电瓶（50.12m²）等危险废物贮存。

由于该项目刚刚投入使用，属于容量满足本项目需求，且目前没有污染物产生。

3.2.1.8采油七厂工业固废填埋场

第七采油厂工业固废填埋场位于让胡路区采油七厂东北9km一处盐碱地内，于2013年通过环保验收（验收文号为庆环验[2013]12号），总容量为14000m³，设计年处理能

力为 581.2m³，目前填埋总量约为9100m³，剩余填埋量约为4900m³，本项目进入一般工业固废填埋场的填埋量约为0.0105t（折合约3.68m³），该填埋场在本项目区块东南侧约 49km（罗家屯南侧约 1000m），本项目依托可行。

3.2.2 现有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3.2-4。

表3.2-4 本项目现有工程即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	杏西联卸油点	杏西油田加密及注采系统调整产能建设工程	庆环审 [2016] 400号	2020.4通过环评验收
2	杏西联脱水站	杏西油田加密及注采系统调整产能建设工程	庆环审 [2016] 400号	庆环验 [2011] 第205号，2011年11月3日
3	杏西联合油污水深度处理站	杏西油田加密及注采系统调整产能建设工程	庆环审 [2016] 400号	庆环验 [2011] 第205号，2011年11月3日
4	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	/
5	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	2020.7通过环评验收
6	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
7	采油七厂工业固废填埋场	工业固废处置工程	庆环建字【2009】23号	庆环验[2013]12号

3.2.3 依托工程污染物排放情况

3.2.3.1 废气

依托工程中的废气主要为本项目产液依托杏西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

杏西联脱水站加热炉采用天然气作为燃料，引用《杏西油田加密及注采系统调整产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》对杏西联加热装置的检测结果（委托大庆中环评价检测有限公司，监测时间为2019年11月5日~6日），杏西联脱水站加热装置（排气筒高度18）排放的废气中SO₂折算浓度约为22~25mg/m³，NO_x折算浓度约为85~92mg/m³，颗粒物折算浓度约为7.8~8.9mg/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。监测结果见附件3。

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 3.2-5。

表3.2-5 依托场站加热炉大气污染物排放情况

场站名称	污染源	实测排放浓度 (mg/m ³)			燃气量 (× 10 ⁴ Nm ³ /a)	烟气量 (× 10 ⁴ Nm ³ /a)	新增污染物排放量(t/a)		
		颗粒物	二氧化硫	氮氧化物			颗粒物	二氧化硫	氮氧化物
杏西联合站	加热炉(2台 2.0MW, 1 台1.3MW)	7.6	20	81	110.31	1530.82	0.11	0.31	1.25

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，杏西联实际最大产油量为11.0×10⁴ t/a，则杏西联非甲烷总烃产生量为155.925t/a。

根据本次现状调查监测报告对杏西联合站厂界外 10m 处非甲烷总烃排放浓度的检测结果，杏西联厂界外 10m 处非甲烷总烃无组织排放浓度上风向为 0.51~0.55mg/m³、下风向为 0.57~0.71mg/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)，2023 年 1 月 1 日起执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中的相关标准要求。

3.2.2.2 废水

本项目依托场站废水主要是站场油水分离产生的含油污水以及场站工作人员产生的生活污水。

根据本次现状调查监测报告(大庆中环评价检测有限公司, 2021年05月07日-08日)对杏西联合站含油污水深度处理站的出水水质的检测结果，含油量4.77~5.19mg/L，悬浮固体1~3 mg/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≤10.0 mg/L、悬浮固体≤5.0 mg/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/T 5329-2012)中相应标准限值。

各依托场站值班人员产生的生活污水，排入新建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥。

3.2.2.3 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。

根据本次现状调查监测报告（大庆中环评价检测有限公司，2021年05月07日-08日）对杏西联合站厂界噪声检测结果，杏西联厂界昼间噪声值为46.6~51.9dB（A）、夜间噪声值为44.2~48.9dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

3.2.2.4 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；杏西联合站产生的含油污泥量为55.0m³/a，送至采油九厂含油污泥处理站处理。

依托工程固废排放情况见表3.2-6。

表3.2-6 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	55.0m ³ /a	送至含油污泥处理站处理
2	泥饼	/	/	214.5t/d	处理后的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）后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 建设项目工程分析

3.3.1 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8口，包含外甩开发首钻井1口，具体井位部署见表3.3-1。

表3.3-1 钻井基本数据

平台号	井号	X 坐标	Y 坐标	类别	井别	井型	占地类型
1平台	萨扶953-10-斜10	124.82205	46.51186	正常井	油井	直井	耕地
	萨扶953-14-斜10			正常井	油井	直井	耕地
	萨扶953-14-斜8			缓钻井	油井	直井	耕地
	萨扶953-12-斜8			缓钻井	油井	直井	耕地

	萨扶953-16-斜10			缓钻井	油井	直井	耕地
单井	萨扶951-平1	124.83134	46.49372	水平井	油井	水平井	耕地
单井	萨扶951-平2	124.82568	46.48931	水平井	油井	水平井	耕地
单井	萨扶953-12-斜6	124.82176	46.51125	外甩首钻井	油井	/	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。固井质量要求见表3.3-2、3.3-3。

表3.3-2 直井井固井质量要求

套管程序	井深	套管下深	套管尺	套管串结构（套管钢级、壁厚、下深、扣型、浮
------	----	------	-----	-----------------------

		m	m	寸 mm	鞋、浮箍等)
表层套管		223	222	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	定向井	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+J55 壁厚 7.72mm 套管至井口 (J55 壁厚 7.72mm 套管扣型 LTC)

表 3.3-3 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)

(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 7 口新钻井及外甩首钻井进行射孔，7 口新钻井射孔后均进行压裂。

射孔是用专门的射孔弹穿透套管及水泥环，在岩体内产生孔道，建立地层与井筒之间的连通，使流体进入井筒，从而实现油井的正常生产。

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：井口使用 $\Phi 273.1\text{mm} \times \Phi 139.7\text{mm}$ 简易套管头。

井口校正要求：井口偏斜度小于 0.2° ， $\Phi 139.7\text{mm}$ 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。

3.3.1.2 地面工程 (原油集输工程)

本项目共基建油井 7 口 (其中 5 口油井形成 1 座平台，剩余 2 口为独立井)，采用分散拉油工艺+集中监控的地面建设模式。新建 3 座拉油点，分别与 1 座平台井场及 2 座独立井场合建，在 1# 平台拉油点新建 40m^3 多功能储罐 2 台，并设置值班室 1 座，旱厕 1 座，在萨

扶951-平2、萨扶951-平1拉油点各新建40m³多功能储罐1台，并将萨扶951-平2、萨扶951-平1拉油点监控、生产参数等信息远传至1#平台拉油点，储存天数为1.9~17.1天。

原油集输系统主要工程量统计见表 3.3-3。

表3.3-3 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	7
2	40m ³ 九合一多功能储罐	座	4
3	天然气放空装置	套	3
4	值班板房	座	1
5	旱厕	座	1

3.3.1.3道路工程

本次产能建设共规划基建油井7口，形成1座平台井场及2座单井井场，建设区域均为低洼耕地，井区周边道路有可依托油田井排路和通井路。

(1) 地方水泥路征用

为满足油水井车辆对外通行的要求，通往井区的当地水泥路均需征用，征用长度为4.7km（路面宽4.0m、路基宽6.0m）。

(2) 低洼地通井路新建

为低洼耕地井建设4m宽的通井土路0.35km。标准为路面宽4.0m的土路，路基宽8.0m。

主要工程量见表3.3-5。

表3.3-5 道路工程主要工程量

道路名称	总长度（km）	道路宽度（m）		建设标准
		路基	路面	
地方水泥路征用	4.7	6.0	4.0	水泥砼
低洼地通井路	0.35	8.0	4.0	土路

3.4.1.5 供配电工程

本次产能建设工程新增各类负荷合计67.0kW，其中井口电机负荷42.0kW，管线电伴热负荷12.0kW，拉油点负荷13.0kW。

(1) 井场变配电

本次产能建设区块内基建油井7口，形成1座井平台形成1座平台井及2座单井井场。

配电采用单变压器对多井和单变压器对单井两种方式。单变压器所带油井数不超过4口，新建井场配电变压器4台。井口配电关系见表3.3-6。

表3.3-6 井场配电关系表

平台号	井号	电机功率 (kW)	电伴热功率 (kW)	九合一多功能 储罐功率 (kW)	板房功率 (kW)	变压器容 量(kVA)
1	萨扶 953-10-10	19	12	3	10	63+63
	萨扶 953-14-10	19				
	萨扶 953-14-8	19				
	萨扶 953-12-8	19				
	萨扶 953-16-10	19				
2	萨扶 951-平 2	37	6	3	10	63
3	萨扶 951-平 1	37	6	3	10	63

(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1.9km，引接自附近已建10kV电力线路，线路采用LGJ-50型导线。无功补偿采用变压器端安装，每台变压器安装高压并联电容器容量为10kVar。

主要工程量见表3.3-7。

表3.3-7 供配电工程主要工程量汇总表

序号	项目名称	单位	数量
1	柱上变电站 63kVA	座	4
2	10kV 线路 3×(LGJ-50)	km	1.9
3	真空断路器	套	2
4	高压计量装置	套	2
5	10kV 高压并联电容器 10kvar	套	3
6	柱上变配电箱	面	4
7	户外配电箱(附基础)	面	2
8	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1 5×4	m	650
9	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1 5×6	m	200
10	电力电缆 YJLV22-0.6/1 4×25	m	400
11	电力电缆 YJLV22-0.6/1 3×35+1×25	m	70
12	电力电缆 ZA-YJV22-0.6/1 3×25+2×16	m	200
13	电力电缆 YJLV22-0.6/1 3×70+1×35	m	30
14	电缆沟	m	500

15	接地装置 $R \leq 10\Omega$	套	9
----	------------------------	---	---

3.3.1.6 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、注水管线建设、道路建设、拉油点建设及注水站的改扩建，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 $90\text{m} \times 90\text{m} = 8100\text{m}^2$ 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 $30\text{m} \times 40\text{m} = 1200\text{m}^2$ 计算，丛式井平台每增加1口井增加永久占地 90m^2 ，建设项目基建口井形成一座丛式井平台，1口外甩首钻井。

本工程征用地方水泥路 4.70km ，路基宽 6.0m ，路面宽 4.0m ；新建低洼地通井路 0.35km ，路基宽 8m ，路面宽 4m ；本工程永久占地为 0.28hm^2 。

本工程新建拉油点3座，分别与1座丛式井场及2座单井合建。丛式井场拉油点包括： 40m^3 “九合一装置”2套，值班室1座、旱厕1座；单井井场拉油点分别包括1套 40m^3 “九合一装置”，总占地约 0.08hm^2 。

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，属于银浪牧场。本工程具体用地情况见表3.3-8。

表3.3-8 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）	耕地（非基本农田）
1	井场建设	0.516	3.36
2	道路建设	0.28	/
3	3座拉油点	0.08	/
小计		0.876	3.36
合计		4.236	

(2) 土石方平衡

本工程取土主要用于建设井场、拉油点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3.3-9。

表3.3-9 土石方平衡表 单位： m^3

序号	类别	挖方量	填方量	借方量	弃方量	备注
----	----	-----	-----	-----	-----	----

1	井场、拉油点	0	3752	3752	0	一般井场高出自然地面0.3m
2	道路	0	502	502	0	一般道路填筑土方高度0.2m
合计		0	4254	4254	0	/

3.3.1.7 施工方式

(1) 道路施工

项目建设通井路为土路，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8口油井，包含外甩首钻井1口，并对油井进行射孔，对基建的7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拉油点3座，配套建设供配电工程、道路工程等。井场、拉油点、道路建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。

(2) 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。

3.3.2 环境因素分析

3.3.2.1 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19277m，则冲洗用水量为 1349.4m³。

(2) 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 8口，含外甩首钻井1口，则水基钻井液总用量为 2704m³，钻井液设计用量见表 3.3-10。

表3.3-10 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	35	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	
	材料名称	材料用量 t	材料名称	材料用量 t
钻井液材料 名称和用量	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
	/	/	NH ₄ -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。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。

(3) 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8口井需射孔，则射孔液用量为320m³，返排量为288m³，射孔液成分见表3.3-11。

表3.3-11 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	8	283.92
2	NaCl	1.93	8	15.44
3	KCl	1.93	8	15.44
4	黏土	0.64	8	5.12
5	合计	40	8	320

(4) 本工程7口油井（1口外甩首钻井不基建）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。

(5) 根据《黑龙江省地方标准-用水定额》（DB23/T727-2021），施工期生活用水量每人 80L/d，钻井队一般单井在井人数为 10 人，钻井施工天数为 80 天，用水量约 64t；地面建设施工人员 40 人，施工 30 天，生活用水量为 96t，则建设项目施工期生活用水量 160t。

(6) 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2台柴油机，本工程钻井总进尺为19277m，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 385.5t。

(7) 根据钻井工程设计，单井固井水泥用量118t，固井水泥外加剂用量1.93t（早强剂1.90t，分散剂0.03t），本项目新钻井8口，外甩首钻井1口，故本项目固井水泥用量为 944t，外加剂为15.44t。

钻井期主要物料消耗表见表 3.4-12。

表 3.4-12 本工程施工期主要物料消耗表

名称 用量	冲洗用水 m ³	水基钻井 液用量 m ³	射孔液用 量 m ³	压裂液用量 m ³	生活用水 m ³	柴油用量 t	水泥用量 t	固井外加 剂t
单井	/	338	40	1000	20	35.5	118	1.93
总量	1349.4	2704	320	8000	160	284	944	15.44

表 3.4-12 本工程运营期主要物料消耗表

序号	物料名称	用量
1	新增耗气量	5.824万Nm ³ /a
2	新增耗电量	58.5kW

(9) 钻井液钻井液各成分理化性质见表 3.4-13。

表3.4-13 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	毒理 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	无毒 性

			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。	
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，具有良好的降滤失功能。	无毒性
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℃，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	DYFT-1	聚合物沥青树脂链接产物	DYFT-1为高效封堵降滤失剂，属于聚合物和沥青树脂链接产物。在原磺化沥青的基础上，又接枝了三交链树脂成分，在原来磺化沥青只有封堵作用的基础上，增强了材料的刚性和对地层的吸附性，特有的刚性增强了防塌和井壁稳定的作用，抗温可达到180度，有较强的封堵裂缝能力、稳定泥浆流变性、改善泥饼质量、降低滤失量。	无毒性
9	SPNH	褐煤树脂	褐煤树脂(SPNH)是一种抗高温、抗盐降滤失剂。外观为黑褐色粉末，热稳定性好，抗温可达160~180℃；抗盐性能好，抗盐可达饱和盐；降失水效果好，是目前钻井液处理剂中降失水性能较优	无毒性

			越的产品；性能稳定，易维护；粘度效应低，不增加体系泥浆粘度。	
10	超细碳酸钙	CaCO ₃	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。	无毒性

(10) 射孔液各成分理化性质见表 3.4-14。

表3.4-14 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	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，具有良好的降滤失功能，无毒性。

(11) 压裂液各成分理化性质见表 3.4-15。

表3.4-15 压裂液各成分理化性质

序号	原料名称	理化性质及作用	毒理性质
1	改性胍胶	采用昆山羟丙基胍胶，羟丙基胍胶具有增稠能力强，热稳定性好的特点，对水有很强的亲合力。当胍胶粉末加入水中，胍胶的微粒便“溶胀、水合”，也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体，然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中，聚合物线团的相互作用，产生了粘稠溶液。适合储层温度 80℃~200℃，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。	无毒性
2	润湿改进剂	常用的润湿剂主要是非离子型表面活性剂，如 AE1910、OP-10、SP169、796A、TA-1031等，能将亲油砂岩润湿为亲水砂岩，有利于提高相对渗透率。	无毒性
3	破乳剂	多为胺型表面活性剂，以多乙烯多胺为引发剂，用环氧丙烷多段整体聚合而成的胺型非离子表面活性剂，破乳剂的相对分子质量大有利于破乳。主要作用是将乳化状的油水混合液中油和水分离开来。	无毒性
4	消泡剂	主要成分是烷基硅油，烷基硅油的表面张力很低，在常温下具有消泡速度快、抑泡较好的特性。	无毒性
5	高温交联剂	通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显	无毒性

		地增加，调整压裂液的粘度。	
6	有机硼	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。	无毒性
7	高温破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。	无毒性
8	过硫酸钾	无机化合物，白色结晶，无气味，有潮解性，可用作油井压裂液的破胶剂。有强氧化性和助凝性，与有机物或还原物混合会发生爆炸。	中等毒性
9	碳酸钠	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na^+ 和 CO_3^{2-} ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca^{2+} 离子，使泥浆性能变好。	无毒性
10	碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50°C 以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水， 270°C 时完全分解。	无毒性

3.3.2.2 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。

射孔是用专门的射孔弹穿透套管及水泥环，在岩体内产生孔道，建立地层与井筒之间的连通，使流体进入井筒，从而实现油井的正常生产。本工程 8 口井均进行射孔，该过程产生的污染物主要为废射孔液等。

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。本工程基建 7 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、新建拉油点 3座配套建设供配电工程、道路工程等。井场、道路建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。

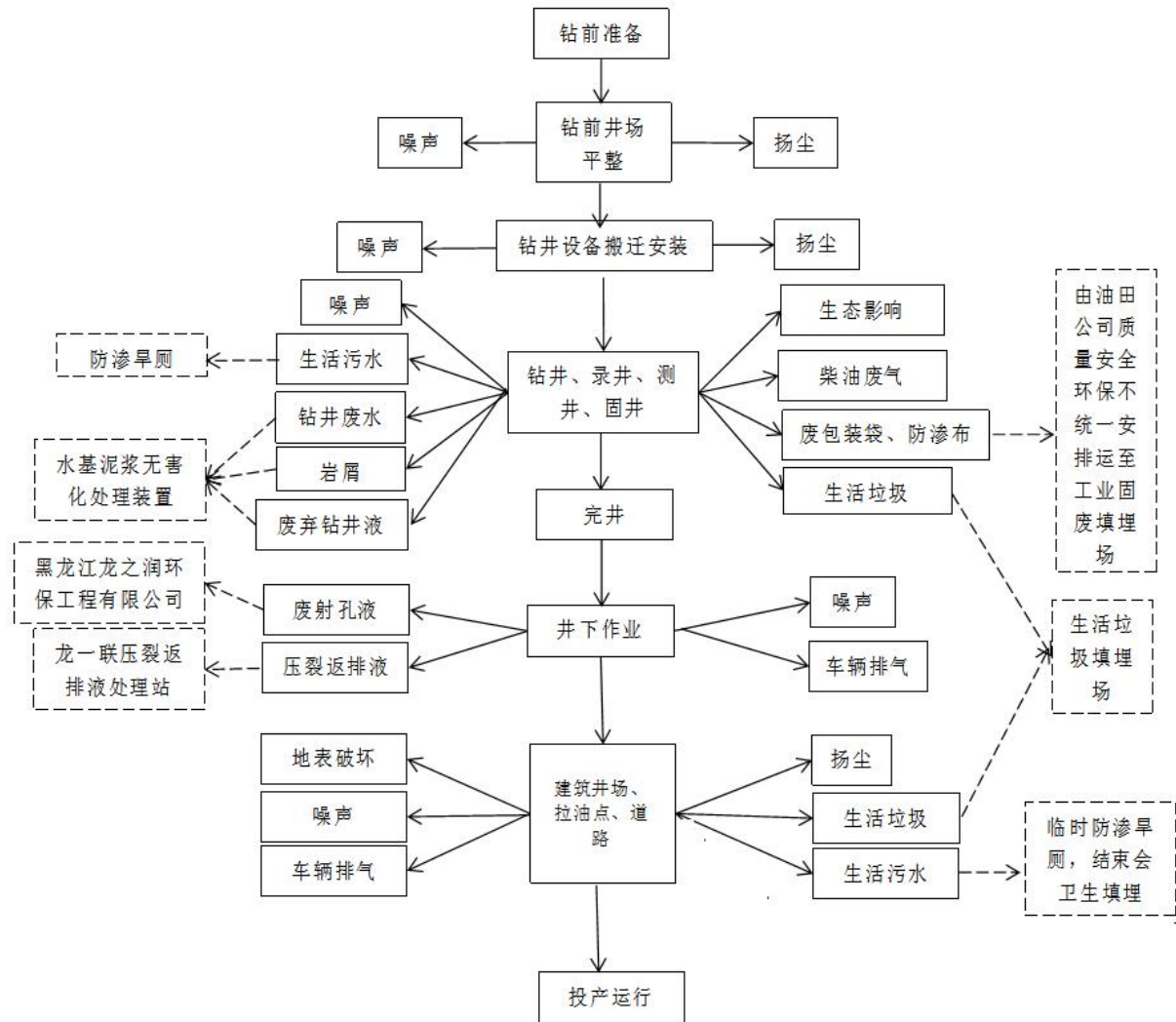


图3.3-3 施工期产污节点图

(2) 运营期

①正常工况

本工程运营期正常工况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，以及依托场站员工产生的生活污水和生活垃圾等。

②非正常工况

本工程运营期非正常工况主要环境影响因素为油井作业产生的作业污水、洗井污水和落地油等。

③产污节点分析

本项目运营期工艺流程及产污节点见图 3.3-4、3.3-5。

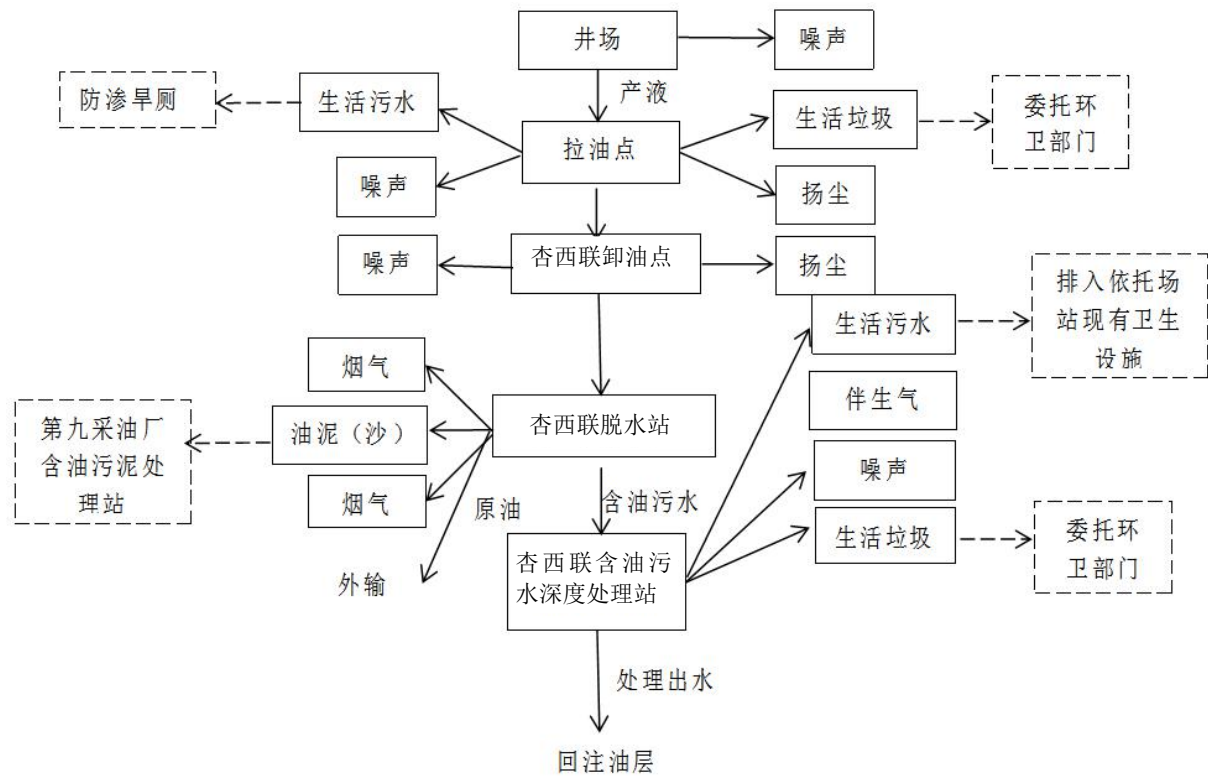


图 3.3-4 运营期正常工况下工艺流程及产污节点

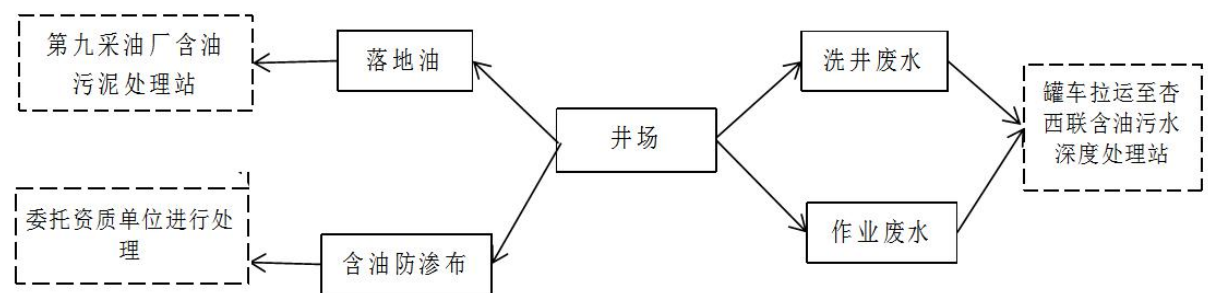


图 3.3-5 运营期非正常工况工艺流程及产污节点

3.3.2.2 生态影响因素分析

本工程部署基建7口油井，形成1座平台井场及2座单井井场，新建3座拉油点（分别与平台井场及单井井场合建），配套建设道路、供配电等，占地类型为耕地（非基本农田），新增总占地面积为4.236hm²，其中临时占地面积3.36hm²，永久占地面积

0.876hm²。

临时占地对周围生态环境影响主要体现在钻井、道路等施工过程中，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、拉油点九合一多功能储罐泄漏、注水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杏西联合油污水深度处理站处理达标后回注油层，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。

3.3.3 污染源源强核算

3.3.3.1 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、通井路、供配电等工程。道路施工产生的扬尘，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2台柴油机，本工程钻井总进尺为19277m，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 385.5t，烟气量按每公斤 12m³ 计，则本工程烟气排放量为柴油发电机运营期间产生烟气 462.6×10⁴m³，主要污染物为 SO₂、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：NO_x2.56g/L，颗粒物 0.7146g/L，CO1.52g/L，NMHC1.489g/L，由于 SO₂ 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 3.3-16。

表3.3-16 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 ⁴ m ³)	排放总量 (t)			
			NO _x	颗粒物	CO	NMHC
385.5	447951	462.6	1.184	0.330	0.703	0.688

③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。

(2) 废水

建设项目施工期废水主要为钻井污水、压裂返排液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19277m，平均每钻进1m，产生钻井污水0.02m³，则钻井污水产生量为385.5m³。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 7 口油井均进行压裂，单井压裂返排液产生量约 40m³，则压裂返排液产生量为 280m³，拉运至杏西联压裂返排液处理站处理。

③生活污水

根据《黑龙江省地方标准-用水定额》（DB23/T727-2021），施工期间施工每人每天用水80L，钻井队在井人数10人，单井钻井施工时间约为80d，地面建设施工人员40人，施工30天，则施工用水量约160t，生活污水按用水量的80%计算，则本工程产生生

生活污水128t。生活污水排入拉油点新建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥。

建设项目废水产生及排放情况详见表3.3-17。

表3.3-17 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	385.5m 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	280m ³	COD、石油类	罐车拉运至龙一联压裂返排液处理站处理
3	生活污水	128t	COD、NH ₃ -N	排入拉油点新建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥

(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 3.3-18。

表 3.3-18 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338m³，60%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8口油井，

则产生废弃钻井液 1081.6m^3 ，泥浆密度约为 $1.15\text{t}/\text{m}^3$ ，则废弃钻井液的量为 1243.8t 。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，处理后的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000），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 19277m ，则本工程钻井岩屑的产生总量约 462.6m^3 ，岩屑密度取 $2.8\text{t}/\text{m}^3$ ，则岩屑产生量为 1295.4t 。

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8口井需射孔，共计产生废射孔废液 288m^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8口井，故膨润土、纯碱包装袋和废防渗布产生量约为 0.012t ，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8口，故废KOH包装袋产生量约为 0.004t 。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，7口（外甩首钻井不基建）井过硫酸钾废包装袋产生量为7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10d，钻井施工天数80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 $0.5\text{kg}/\text{d}$ 计，施工期生活垃圾产生量为 1.0t ，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 3.3-19。

表 3.3-19 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	1243.8t	泥浆	一般废物	拉运至水基泥浆处理装置处理
2	钻井岩屑	1295.4t	SS	一般废物	
3	废射孔液	288m 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	0.012t	/	一般废物	送采油七厂工业固废填埋场处理
5	废过硫酸钾包装袋	7个	/	危险废物	运至有资质单位进行处理
6	氢氧化钾包装袋	0.004t	/	危险废物	运至有资质单位进行处理
7	生活垃圾	1.0t	/	/	大庆市生活垃圾综合处理厂

施工期各污染源源强核算结果见表3.4-20~3.4-23。

表3.4-20

施工期 废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施		污染物排放				排放时间/h	
				核算方法	废气产生量万m ³ /a	产生浓度mg/m ³	产生量t/a	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量万m ³ /a	排放浓度mg/m ³		排放量t/a
钻井、地面建设	井场、拉油点等	无组织排放	扬尘、车辆尾气、焊接烟尘	产污系数法	—	—	/	洒水降尘、直排	0	产污系数法	—	—	—	—

表3.4-21

施工期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施	污染物排放			排放时间(h)		
				核算方法	产生废水量(m ³ /a)	产生浓度(mg/L)		产生量(t/a)	核算方法	排放废水量(t/a)		排放浓度(mg/L)	排放量(t/a)
钻井	油水井	钻井污水	COD、SS	类比法	385.5	—	—	排入井场设置的钢制泥浆槽，拉运至水基泥浆无害化处理装置处理	/	/	/	/	/
压裂	水井	压裂返排液	COD、石油类	类比法	280	—	—	罐车拉运至龙一联压裂返排液处理站处理	/	/	/	/	/
值班室	/	生活污水	COD、NH ₃ -N	产污系数法	128	—	—	排入拉油点新建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥	/	/	/	/	/

表3.4-22

施工期噪声污染源源强核算结果及相关参数表

工序	装置	噪声源	声源类型	噪声源强	降噪措施	噪声值排放	持续时间
----	----	-----	------	------	------	-------	------

			(频发、偶发等)	核算方法	噪声值/dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值/dB (A)	/d
井场平整及设备安装	施工机械	挖掘机	偶发	类比法	85~105	采取合理安排施工进度, 调整同时作业的施工机械数量, 注意对设备的维护和保养, 合理操作, 保证施工机械保持在最佳状态, 合理布局施工场地等措施	/	类比法	85~105	间断
		推土机	偶发		70~90		/	类比法	70~90	
		运输车	偶发		75~80		/	类比法	75~80	
		电焊机	偶发		75~90		/	类比法	75~90	
		压裂车	偶发		85~105		/	类比法	85~105	
钻井	钻机	大型钻机	频发		85~90		/	类比法	85~90	70
	泥浆泵	泥浆泵	频发		75~85		/	类比法	75~85	
	空压机	空压机	偶发		75~80		/	类比法	75~80	
	振动筛	振动筛	频发		70~85		/	类比法	70~85	
	柴油发电机	柴油发电机	频发		85~105		/	类比法	85~105	

表3.4-23

施工期固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序/生产线	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量	工艺	处置量	
钻井	油水井	废弃钻井液	一般废物	类比法	1243.8t	无害化处理	1243.8t	拉运至水基泥浆处理装置处理
钻井	油水井	钻井岩屑	一般废物	类比法	1295.4t	无害化处理	1295.4t	拉运至水基泥浆处理装置处理
射孔	油水井	废射孔液	一般废物	类比法	288m ³	无害化处理	288m ³	拉运至水基泥浆处理装置处理
钻井	油水井	膨润土、纯碱废包装袋	一般废物	类比法	0.012t	填埋	0.012t	送采油七厂工业固废填埋场处理

		及破损的防 渗布						
压裂	油水井	废过硫酸钾 包装袋	危险废物	类比法	7个	无害化处理	7个	运至有资质单位进行处理
钻井	油水井	氢氧化钾包 装袋	危险废物	类比法	0.004t	无害化处理	0.004t	运至有资质单位进行处理
值班室	/	生活垃圾	/	产污系数 法	1.0t	卫生填埋	1.0t	大庆市生活垃圾综合处理厂

3.3.3.2 运营期污染源强核算

运营期产污环节为依托场站杏西联脱水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、洗井污水和落地油、含油防渗布，以及依托场站和井场噪声等。

1、正常工况

(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7口，油井产液进入拉油点，油罐车拉运至杏西联卸油点，经管线输送至杏西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、杏西联卸油点、杏西联脱水站。

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 为 0.81×10^4 t，则本次产能非甲烷总烃总挥发量约为 11.482t/a。

② 加热炉烟气

本工程运营期产生的废气主要来自新建拉油点九合一多功能储罐装置产生的烟气，加热装置燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，排气筒高度 8m。

项目九合一多功能储罐监测数据类比《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》（2019.11.11-11.12）中17号拉油点新建九合一多功能储罐监测数据，燃烧烟气中各项污染物的平均排放浓度为颗粒物 $9\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 为 $29\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 为 $83\text{mg}/\text{m}^3$ 能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在新建锅炉（燃气锅炉）的标准要求。该站与本项目依托站场气源一致，数据类比可行。

据大庆油田采油九厂统计值，每吨产液新增燃气量约为 3.962m^3 ，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 $13.6\text{Nm}^3/\text{m}^3$ 天然气。本项目建成后产液量约 1.47×10^4 t，则新增燃气量约 5.824 万 Nm^3/a 。

$$\text{新增燃气量} = 1.47 \times 10^4 \times 3.962 = 5.824 \text{ 万 Nm}^3/\text{a}$$

$$\text{新增烟量} = 5.824 \times 13.6 \approx 79.2 \text{ 万 Nm}^3/\text{a}$$

$$\text{SO}_2 \text{ 年排放量} = 79.2 \times 29 \times 10^{-5} \approx 0.0229 \text{ t/a}$$

NO_x 年排放量= $79.2 \times 83 \times 10^{-5} \approx 0.065\text{t/a}$

颗粒物年排放量= $79.2 \times 9 \times 10^{-5} \approx 0.007\text{t/a}$

建设项目新建拉油点九合一多功能储罐烟气污染物排放见表3.4-20。

表 3.4-20 拉油点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)	烟气量 (万 Nm ³ /a)	污染物排放情况 (t/a)		
				SO ₂	NO _x	颗粒物
拉油点多功能储罐	8	5.824	79.2	0.0229	0.065	0.007

(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产液分离废水

本项目新建拉油点，根据产能预测方案，日产液49.0t/d，综合含水为45.0%，因此经杏西联脱水站“三相分离器”分离出的废水量为 22.05t/d（8048t/a），含油污水管输至杏西联合油污水深度处理站处理，达标后回注油层。

②生活污水

运营期拉油点新建值班室 1 座，值班人员为 2 人，每人每天用水 80L，年运行 365d，则生活用水量约 58.4t，生活污水按用水量的 80%计算，则本工程产生生活污水 46.72t/a，排入拉油点新建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥。

(3) 噪声

建设项目运营期，噪声源主要是抽油机机械噪声、加热装置运行噪声以及拉油车辆运输过程中产生的噪声，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
拉油车运输	拉油车	拉油车	流动不稳态源	类比法	80-85
拉油点	九合一多功能 储罐	九合一多功 能储罐	连续	类比法	75-85

(4) 固体废物

项目运营期产生的固体废物主要有含油污泥、生活垃圾。

①含油污泥

建设项目运营期依托工程产生的固体废物主要为依托场站产生的含油污泥，根据现场与杏西联核实的2020年实际处理液量及清淤量，结合本项目新增处理液量计算出本项目含油污泥量，本次新增产液产生的含油污泥量见表3.4-22。

表3.4-22 依托场站2020年清淤量及本次新增含油污泥量 单位：t/a

场站	2020年		本项目	
	处理液量	清淤量	新增处理液量	含油污泥产生量
杏西联	87235	55.0	17885	11.2

②生活垃圾

运营期拉油点新建值班室1座，值班人员为2人，生活垃圾0.5kg/d计，年运行365d，生活垃圾产生量为0.365t/a，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。

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

工序/生产线	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量	工艺	处置量	
杏西联	处理装置	含油污泥	危险废物	类比法	11.2t/a	送第九采油厂含油污泥处理站处理	11.2t/a	合理处置，不外排。
职工	/	生活垃圾	一般废物	类比	0.365t/a	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	0.365t/a	大庆市生活垃圾综合处理厂处理。

2、非正常工况

(1) 水污染源及污染物分析

非正常工况下，本工程运营期产生的废水主要为油井作业污水及洗井污水。

①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。

根据采油九厂实际多年运营作业结果可知，油井作业周期1.5年，作业污水产生量 $4\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，注水井作业周期为2年，作业污水产生量 $60\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ 。

本项目共计建设油井7口，则油井共计产生作业污水量约 18.7t/a ，经罐车拉运至杏西联合油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

②洗井污水

本项目油井洗井采用化学清防蜡为主、热洗车热洗为辅的方式，清防蜡剂或热水注入油井后不返排，直接进入井底集输系统。

废水污染物排放情况见表3.4-24。

表3.4-24 废水污染物排放情况

工序	污染物名称	进入污水处理站污染物情况			治理措施	核算方法	排放去向
		废水量 t/a	进水浓度 mg/L	产生量 t/a	工艺		
作业污水	石油类	18.7	1000	18.7	“混凝沉降-溶气气浮-核桃壳过滤-双层滤料过滤”	物料衡算法	罐车拉运至杏西联合油污水深度处理站

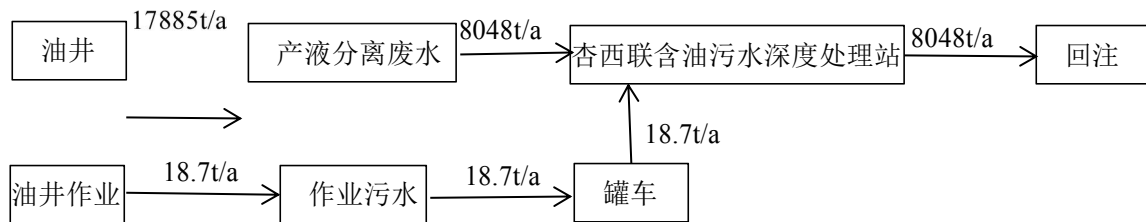


图3.4-6 本项目运营期水平衡图

(2) 固体废物

①落地油

工程作业期间落地油拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理，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 $50\text{kg}/\text{井}\cdot\text{次}$ ，作业频率一般1.5年/次，落地油回收率为100%，共产生落地油 0.233t/a ，落地油全部回收拉运至采油九厂含油污泥处理站处理，落地油回收率为100%。

②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/m²计，可计算单井产生量约0.2t，本项目油井共计7口，则含油废防渗布产生量约为1.4t/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。

固体废物排放情况详见表 3.4-25。

表3.4-25 固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序/生产线	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施	处置去向
				核算方法	产生量	处置量	
油井作业	抽油机	落地油	危险废物HW08 废矿物油与含矿物油废物 071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚	产污系数法	0.233t/a	0.233t/a	第九采油厂含油污泥处理站处理
原油生产	油气分离器、储罐	含油防渗布			1.4t/a	1.4t/a	委托资质单位处理

3.3.3.3 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	0.0040	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	7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	11.2	油井作业及清罐	固态	油泥沙	石油类	运营期	T、I	采油九厂含油污泥处理站处理
落地油	HW08	071-001-08	0.233	井场站场	固态	油泥沙	石油类	运营期	T、I	采油九厂含油污泥处理站处理

含油 防渗 布	HW49	900-041-49	1.4	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
---------------	------	------------	-----	----------	----	---------	---------	---------	-----	-------------------

本项目污染源源强核算结果及相关参数汇总见表3.4-32~表3.4-35。

表3.4-32

运行期 废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施		污染物排放				排放时间/h	
				核算方法	废气产生量万m ³ /a	产生浓度mg/m ³	产生量t/a	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量万m ³ /a	排放浓度mg/m ³		排放量t/a
原油开采	井场、拉油点等	无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	—	—	11.482	—	0	产污系数法	—	—	11.482	8760
油气集输	拉油点	加热炉排气筒	SO ₂	实测法、类比法、产污系数法	32.33	27.8	0.0229	—	0	物料衡算法、产污系数法	32.33	27.8	0.0229	8760
			NO _x			83.5	0.065	—	0			83.5	0.065	
			颗粒物			9.3	0.007	—	0			9.3	0.007	

表3.4-33

运行期 废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施	污染物排放				排放时间(h)	
				核算方法	产生废水量(m ³ /a)	产生浓度(mg/L)		产生量(t/a)	核算方法	排放废水量(t/a)	排放浓度(mg/L)		排放量(t/a)
油水井作业	油水井	作业污水	石油类	类比法	18.7	1000	0.00187	通过罐车回收后送杏西联合油污水深度处理站最终回注油层，不外排	/	/	/	/	/
原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	物料衡算法	8048	1000	8.048	进入杏西联合油污水深度处理站处理后最终回注油层，不外排	/	/	/	/	/
值班室	/	生活污水	COD、SS	产污系数法	46.72	/	46.72	排入拉油点新建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥	/	/	/	/	/

表3.4-34

运行期噪声污染源源强核算结果及相关参数表

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源		降噪措施		噪声排放值		持续时间(h)
				核算方法	噪声值dB(A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值dB(A)	
井场	抽油	抽油机	连续	类比法	65-80	低噪声设备、定期保养	/	类比法	65-80	8760
拉油车运输	拉油车	拉油车	流动不稳态源	类比法	80-85	低噪声设备、定期保养	/	类比法	80-85	8760
拉油点	九合一多功能储罐	九合一多功能储罐	连续	类比法	75-85	低噪声设备、定期保养	/	类比法	75-85	8760

表3.4-35

运行期固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序/生产线	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量(t/a)	工艺	处置量(t/a)	
原油集输	场站	含油污泥	危险废物	类比法	11.2	预处理-热解工艺	11.2	送第九采油厂含油污泥处理站处理
油井作业	油井	落地油	危险废物	类比法	0.233	预处理-热解工艺	0.233	送第九采油厂含油污泥处理站处理
油井作业	油井	含油废防渗布	危险废物	类比法	1.4	由有资质单位进行处理	1.4	由有资质单位进行处理
值班室	/	生活垃圾	一般废物	类比法	0.365	填埋	0.365	统一收集后,由环卫工人运至大庆市生活垃圾综合处理厂处理

3.3.4 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	1530.82	79.2	1610.02	+79.2
	SO ₂	t/a	0.31	0.0229	0.333	+0.0229
	NO _x	t/a	1.25	0.065	1.315	+0.065
	颗粒物	t/a	0.11	0.007	0.117	+0.007
	非甲烷总烃	t/a	155.925	11.482	167.4	+11.482

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让胡路区银浪牧场五牧场一队东南0.23km，具体坐标范围为东经124°49′22.74″-124°49′32.74″，北纬46°29′19.00″-46°30′39.00″。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

萨95区块处于黑龙江省大庆市让胡路区和红岗区境内，北起萨尔图油田，南至高台子、卫星油田，西邻萨西、杏西油田，东与汪家屯气田相望。杏树岗油田萨95区块构造上位于松辽盆地北部中央拗陷区大庆长垣的北部，开发层位为扶余油层。

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

区域地质构造位置处于古隆凹陷南部，由于白垩系晚期和第三系以来，大庆长垣以西地区持续下降，而且下降幅度较大，沉积了厚度较大的第三系和第四系。尤其是第

三系上统泰康组比较发育，形成了一套河床相厚层砂砾岩，为地下水的富集创造了良好的空间条件。

根据区域地质钻探资料分析，区域浅部地层从上到下依次为第四系、第三系上统泰康组、白垩系上统明水组。由于区域白垩系上统明水组埋藏较深，所以不作为区域主要目的含水层作为评价目的层。

(1) 白垩系明水组 (K₂m)

地层广泛分布于区域内，由于受地质沉积作用的影响，地层埋藏较深，地层顶部埋深为115~134m，岩性为浅灰、灰绿色泥岩，含砂砾岩与褐红色、砖红色泥岩组成。

1) 明水组一段 (K₂m₁)

明水组一段由灰绿色砂岩、泥质砂岩夹灰黑色、灰色泥岩组成的两个明显正旋回沉积物组成。明水组一段在区内的厚度变化较大，埋藏较深，由西向东逐渐变薄，一般为220.0~160.0m，地层厚度70-130m。明水组一段与下伏四方台组地层呈不整合接触。

2) 明水组二段 (K₂m₂)

明水组二段为棕红色、砖红、灰及灰绿色泥岩，泥质粉砂岩与灰、灰绿、灰白色细砂岩、中粗砂岩及含砾中粗砂岩组成的湖相沉积或以湖相为主的湖相冲积层。顶部砖红色泥岩分布较为稳定。明水组二段的主要特点是多种颜色混杂，以棕红色为主。明水组二段区域分布埋藏较深，变薄，一般为100.0~140.0m。明水组二段与下伏明水组一段呈整合接触。

(2) 第三系上统泰康组 (N₂t)

区域泰康组广泛分布，发育良好。变化趋势由东向西厚度逐渐增大并趋于稳定，地层顶部埋深厚度65.0 m-75.0m，变化趋势由南向北厚度逐渐增大，地层厚度55~66m。泰康组中下部为厚层块状河床相沉积的灰白色砂砾岩。上部为较薄的灰绿色、黄绿色泥岩，局部为砂质泥岩、泥质砂岩或粉砂岩构成厚度不等的交互层。地层结构表现为上细下粗的明显正旋回特征。泰康组地层与下伏白垩系上统明水组呈角度不整合接触。

(3) 第四系 (Q)

1) 全新统冲积层 (Q₄)

主要分布在河漫滩冲积层、低平原内残留湖泊的沉积层及近代风砂层等。厚度不

等，只有数米，分布不稳定。

2) 上更新统哈尔尔组 (Q₃)

广泛分布于区域，岩性为粉质粘土和粉细砂。粉质粘土：黄褐色-褐黄色，软塑~可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度为12~15.5m。局部夹粉土、粉细砂层，微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙。分布于评价区表层。

3) 中更新统荒山组 (Q₂)

广泛分布区域，岩性为河湖相沉积的灰黑色粘土，地层厚度较为均匀，微显层理，局部夹有粉细砂层，致密坚硬，局部由铁质浸染，地层厚度为50.0~55.5m。土质致密，渗透性较差，渗透系数一般在 $1.0 \times 10^{-6} \sim 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，为区域弱透水层，由铁质浸染的斑点条带，含铁钙质结核及白色钙质斑点；

(4) 白土山组 (Q₁)

规划区域中部有分布，分布不均，岩性为乳白色砂砾石，局部有少量的杂色中粗砂沉积层，埋藏深度及厚度均自东向西、自南向北加深加厚。埋深68.0m~69.0m，地层厚度0.0m~3.0m。

第四系与下伏第三系泰康组地层为不整合接触。

4.1.4.3 地下水类型及含水岩组特征

1) 第四系上更新统松散层孔隙潜水

分布于全区，含水层岩性为上更新统齐齐哈尔组粉细砂组成，厚度2.5~5.5m。地下水水位埋深5.9~7.3m，弱富水性，单井涌水量在500-100m³/d。该层水为大气降水的垂直入渗补给，无开采供水条件。

2) 第四系下更新统白土山组松散岩类孔隙承压水

分布于全区，含水层主要由河湖相沉积的灰白色、杂色砂、砂砾石组成，偶夹粘土透镜体。含水层顶板埋深68.0~75.5m，含水层厚度6.5~11.5m，承压水头高度5.3~6.7m，渗透系数5.0~15.0m/d。富水性较强，单井涌水量为1000~1200m³/d。

3) 第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水含水层

泰康组承压含水层其岩性主要是砂砾岩，与上部第四系含水层之间有一层不布不稳

定的泥岩，厚度一般在 5~10.5m，成岩性不好，胶结较差，具有一定的透水性。砂砾岩层结构松散，颗粒较粗，分选性较好，透水性强、富水性好，自上而下由细变粗，呈明显河流相沉积，沉积发育比较稳定，区域含水层由东向西逐渐增大，由北向南逐渐变薄，顶板埋深一般在 75~87m 之间，含水层厚度为 95~97m，承压水头高度 6.3~10.10m，渗透系数 25.0~35.0m/d。富水性强，单井出水量 2500~3500m³/d（273mm）。

4) 白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层

明水组承压含水层其岩性主要是含砾细砂岩和泥质砂岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布不均，连续性较差，多以透镜体状分布，透水性一般、富水性一般，含水层一般由2~7个单层组成，单层厚度为2.0~10.0m，累计厚度10.0m~80.0m，明水组含水层由于受构造格局的影响，分布于全区域内，单井出水量1200~1800m³/d（273mm）。

4.1.4.4地下水的补给、径流和排泄条件

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

(1) 地下水补给

1) 大气降雨补给

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

2) 地表水体的入渗补给

项目区内分布的湖泡水的入渗水量构成了第四系潜水补给的主要来源。

3) 侧向补给

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

(2) 地下水径流规律

项目区内地下水的径流方向在不同层位有所不同。上部潜水含水层主要由粉细砂组成，颗粒较细，分布不连续，透水性较差，且受地形影响，地下水径流滞缓，项目区范

围内地下水流向不明显，区域上总体流向随地势由东北向西南流。而承压含水层是该区供水的主要来源，地下水开采量较大而且相对集中，区域水位下降较大，由于人工流场的形成，改变了地下水的天然径流状态，局部地下水形成降落漏斗，局部流向漏斗中心区。

(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、人工开采。

①潜水蒸发排泄

该区属干旱、半干旱季风气候区，区内水面和沼泽湿地较为发育，由于气候干燥，尤其是在多风少雨的春末初夏，降水量小220mm，蒸发强度大（1100-1600mm），因此蒸发是潜水的主要排泄方式。

②侧向径流排泄

地下水通过同一含水层向区域西南部径流流出区域。

③人工开采

区域是地下水人工开采主要地区。根据统计资料，目前区域已建成钻凿工农业、生活用水井10多眼。区域地下现状年总开采量为 $45.00 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

(4) 区域地下水变化特征

1) 潜水地下水水位动态变化特征

区域潜水含水层埋深较浅，含水层岩性为粉细砂，水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大，根据水位监测结果表明，区域潜水水位埋深 3.78m-4.33m 之间，区域潜水埋深变化较小，水位变化差 1.0m 左右，见下图：

2) 承压水地下水水位动态变化特征

区域承压水主要含水层为泰康组砂岩裂隙孔隙承压含水层，承压水受多年地下水开采，承压水地下水位总的趋势呈下降趋势。根据近年区域地下水动态监测井水位监测分析，地下水水位变化主要受开采量的影响，水位埋深由开采初期为 4.0-6.0m，区域开采区水位已经下降到 2016 年水位下降到 7.8m。

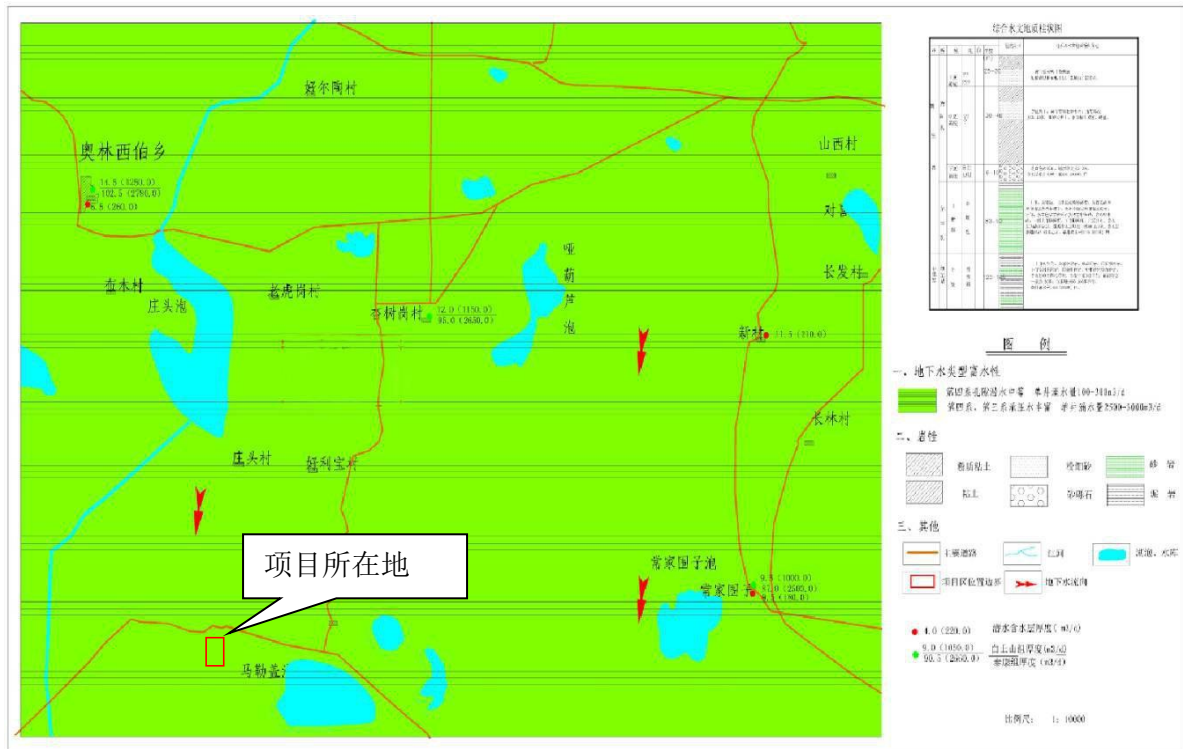


图4.1-1 综合水文地质图

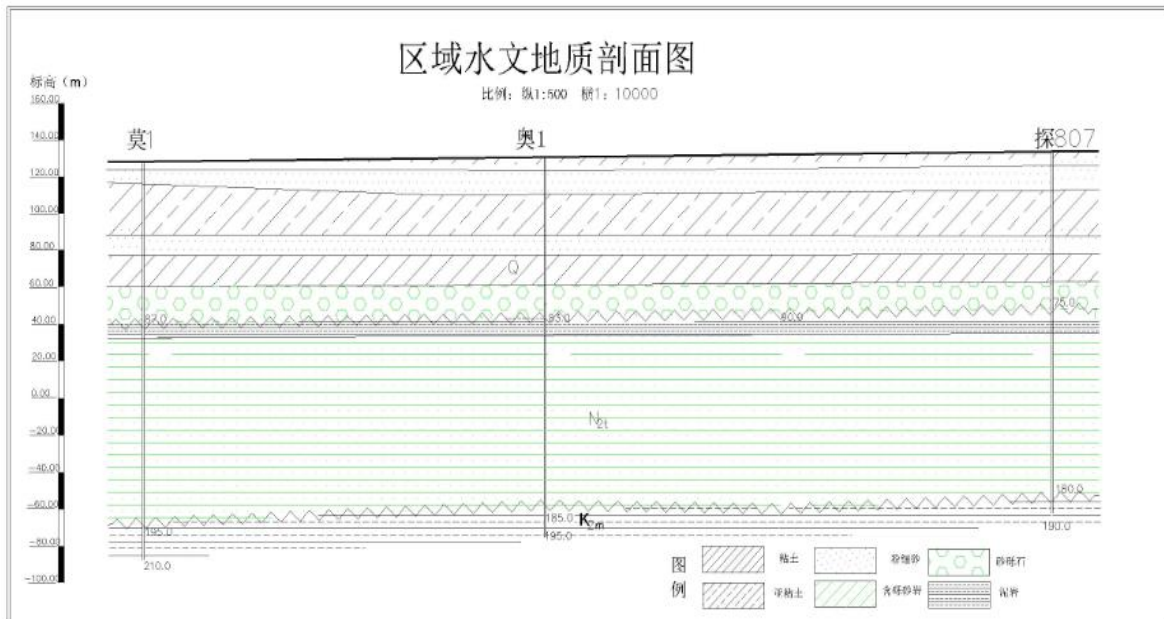


图4.1-2 区域综合水文地质剖面图

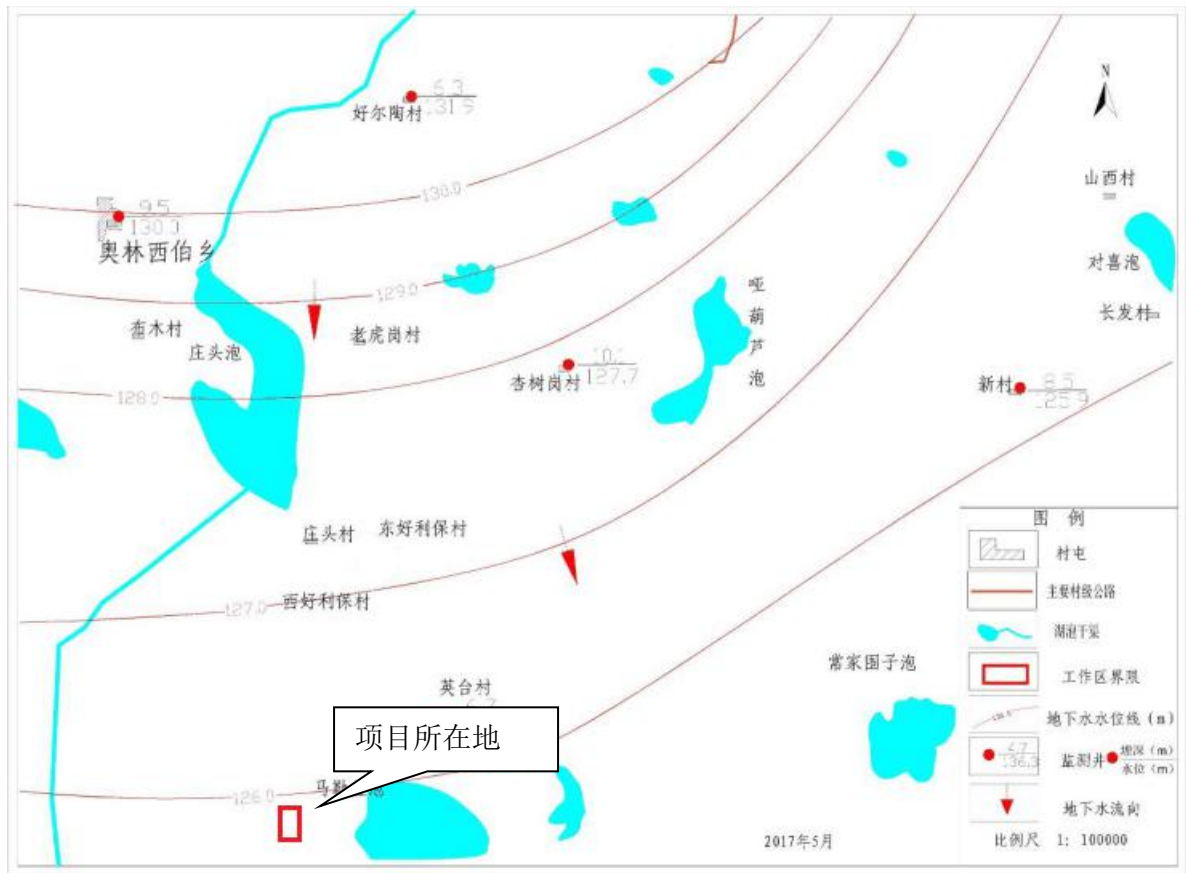
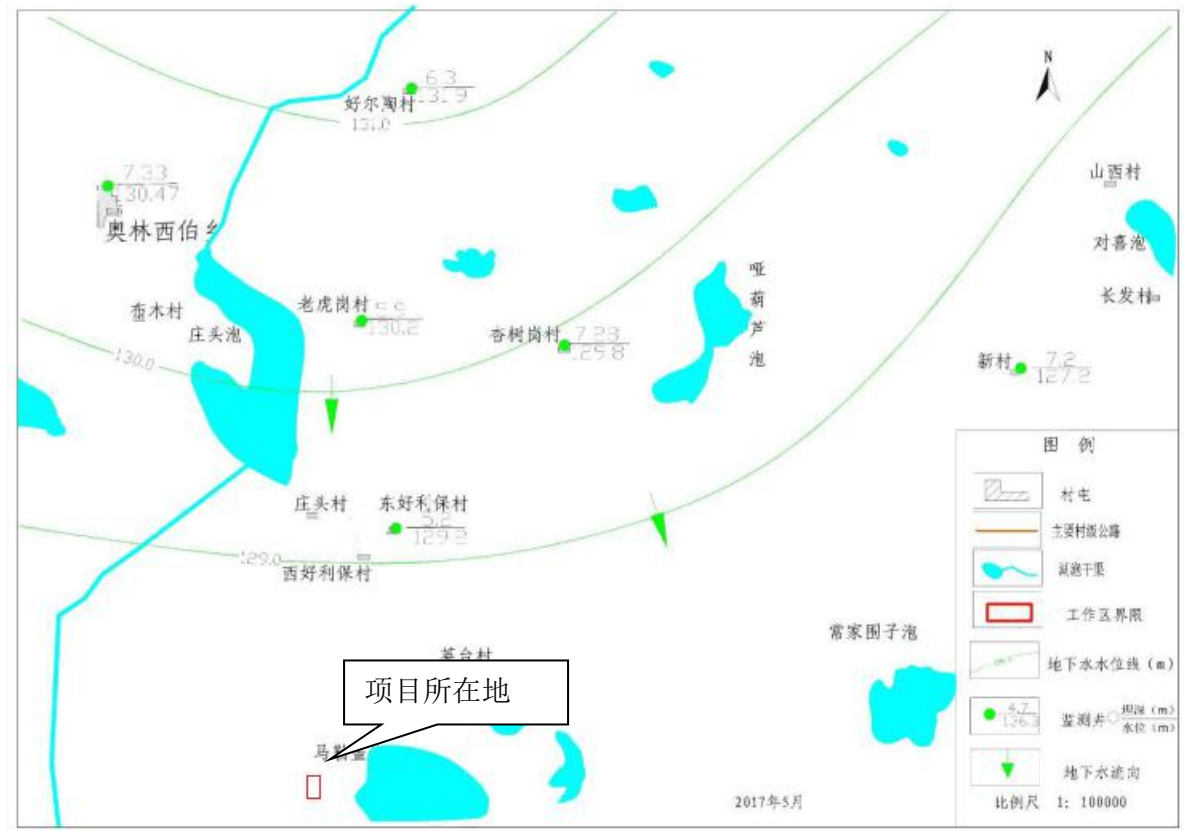


图4.1-3 评价区内潜水地下水等水位线图



4.1-4 评价区内承压水地下水等水位线图

4.1.5 土壤类型与植被分布

本地区主要土壤类型主要为草甸土。草甸土为主要土类，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。

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2021年6月5日发布《2020年大庆市生态环境状况公报》，2020年，大庆市共进行了366天有效环境空气质量自动监测，其中：全年环境空气质量优良天数为326天，环境空气质量优良率为89.1%。2020年，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓度为9微克/立方米，日均值浓度范围为3~39微克/立方米，优于环境空气质量一级标准限值；二氧化氮年均浓度为18克/立方米，日均值浓度范围为4~59微克/立方米，优于国家环境空气质量一级标准限值；可吸入颗粒物（PM₁₀）年均浓度为45微克/立方米，日均值浓度范围为8~284微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值；细颗粒物（PM_{2.5}）年均浓度为28微克/立方米，日均值浓度范围为5~237微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值；一氧化碳24小时平均第95百分位数为1.1毫克/立方米，日均浓度范围为0.2~2.0毫克/立方米，优于国家环境空气质量一级标准限值；臭氧最大8小时平均第90百分位数为130微克/立方米，日均值浓度范围为26~219微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值。区域现状环境质量达标。

大庆市2020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	标准值	占标率	达标情况
-----	-------	------	-----	-----	------

		($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	(%)	
SO ₂	年平均质量浓度	9	60	15.0	达标
NO ₂	年平均质量浓度	18	40	45.0	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	45	70	64.2	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	28	35	80.0	达标
CO	95%百分数日均浓度	1100	4000	27.5	达标
O ₃	90%百分数8h浓度	130	160	81.2	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

建设项目委托大庆中环评价检测有限公司于2020年10月16-22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3。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		监测因子	监测时段	取样时间	相对厂址位置	相对厂界距离
	X	Y					
拟建1#平台	124.82205	46.51186	NMHC	2021.05.07~2021.05.23	4次/天	拟建1#平台	0
五牧场一队	124.82805	46.49576	NMHC	2021.05.07~2021.05.23	4次/天	拟建平台EN	240m
京式四合院	124.82724	46.48650	NMHC	2021.05.07~2021.05.23	4次/天	拟建井场S	280m

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							
拟建1#平台	124.82205	46.51186	NMHC	1h	2.0	0.31~0.47	23.5	0	达标
五牧场一队	124.82805	46.49576	NMHC	1h	2.0	0.31~0.47	23.5	0	达标
京式四合院	124.82724	46.48650	NMHC	1h	2.0	0.31~0.49	24.5	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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 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

拟建1#平台西北1.15km为秀义西泡、拟建萨扶951-平2井场南侧0.55km为碧绿泡，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）”，秀义西泡及碧绿泡无功能区划分，本项目仅对秀义西泡及碧绿泡水质现状进行调查。

（1）监测点布设

在秀义西泡及碧绿泡边缘、中间分别各设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3。

表4.2-4 地表水环境质量现状监测点布设

序号	监测点	监测点坐标
1	碧绿泡边缘	46.48063, 124.82306
2	碧绿泡中心	46.47187, 124.81687
3	秀义西泡边缘	46.51971, 124.80929
4	秀义西泡中心	46.52726, 124.80620

（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05月07日。

（3）监测项目

pH、石油类、氨氮、挥发酚、硫化物、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

监测点位	碧绿泡边缘	碧绿泡中心
pH	8.24	8.29
COD _{Cr}	96	87
氨氮	0.787	0.713
硫化物	0.005L	0.005L
石油类	0.01L	0.01L
挥发酚		
监测点位	秀义西泡边缘	秀义西泡中间

pH	8.44	8.32
COD _{Cr}	159	144
氨氮	0.575	0.547
硫化物		
石油类	0.01L	0.01L
挥发酚	0.005L	0.005L

由现状监测结果可知：碧绿泡各水质监测因子浓度分别为pH：8.24-8.29，COD_{Cr}：87-96mg/L，氨氮：0.713-0.787mg/L，挥发酚：0.0009-0.0011mg/L，硫化物、石油类为未检出；秀义西泡各水质监测因子浓度分别为pH：8.32-8.449，COD_{Cr}：144-159mg/L，氨氮：0.547-0.575mg/L，挥发酚：0.0009-0.0011mg/L，硫化物、石油类为未检出。

4.2.3 地下水环境现状调查与评价

4.2.3.1 地下水水位监测

(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》（HJ 610-2016），本次共监测区域内地下水水位监测点14个，其中。

表4.2-6 地下水水位监测点基本情况表

序号	监测点位	层位	坐标	水位
1	五牧场一队	潜水	46.49576, 124.82805	142.5
2	京式四合院	潜水	46.48650, 124.82724	143.1
3	秀义屯	潜水	46.51633, 124.81597	147.8
4	十六户	潜水	46.49429, 124.83916	145.0
5	五家屯	潜水	46.47154, 124.76783	146.5
6	散户4	潜水	46.48544, 124.82238	145.1
7	散户水井3	潜水	46.51442, 124.82469	144.5
8	散户2	潜水	46.49198, 124.81717	143.6
9	散户5	潜水	46.50557, 124.83062	142.9
10	散户6	潜水	46.50071, 124.82790	146.5
11	散户1	承压水	46.51099, 124.83441	143.9
12	五家屯	承压水	46.47154, 124.76783	145.7
13	五牧场一队	承压水	46.49576, 124.82805	147.6
14	十六户	承压水	46.49429, 124.83916	148.2

(2) 监测频率

本项目位于松嫩平原区低平原区，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中表4中的要求，本次地下水水位监测频率为一期。

2021年05月07进行水位监测，共监测一期。

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3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
1	小庙子村	46.21192, 124.26044	16m	潜水
2	二腾村	46.21149, 124.31802	40m	潜水
3	英台村	46.21560, 124.37763	26m	潜水
4	明代村	46.25045, 124.26515	17m	潜水
5	五棵树	46.16728, 124.39994	22m	潜水
6	英台村	46.21560, 124.37763	120m	承压水
7	小庙子村	46.21192, 124.26044	120m	承压水

(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05月07日监测，采样1次。

(5) 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/T 11904-1989	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/T 11904-1989	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/T 11905-1989	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/T 11905-1989	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)	GB 8538-2016	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)	GB 8538-2016	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	HJ 84-2016	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	HJ 84-2016	离子色谱仪 PIC-10	0.007mg/L
pH	水质 pH的测定 玻璃电极法	GB/T 6920-1986	酸度计 PHS-25	—
总硬度	水质钙和镁的总量的测定EDTA滴 定法	GB/T 7477-1987	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/T 5750.4- 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	GB 11892-1989	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	HJ 503-2009	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	HJ 84-2016	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	HJ 84-2016	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	GB 7493-87	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	HJ 535-2009	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/T 7467-1987	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）	HJ 484-2009	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	HJ 694-2014	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/T 5750.6-2006	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	GB 11911-1989	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	GB 11911-1989	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/T 5750.6-2006	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	HJ 694-2014	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	HJ 1000-2018	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/T 5750.12-2006	恒温培养箱 DH-250A	2MPN/100 mL
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）	HJ 970-2018	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	小庙子村 (郑家、潜水)	二腾村 (赵家、潜水)	英台村 (王家、潜水)	明代村（李家、潜水）	标准限值
K ⁺	2.51	3.02	2.82	3.03	-
Na ⁺	68.4	71.7	56.4	66.6	≤200
Ca ²⁺	54.3	64.5	49.7	57.8	-
Mg ²⁺	22.8	28.6	23.5	24.5	-
HCO ₃ ⁻	352	382	313	335	-
CO ₃ ²⁻	0	0	0	0	-
Cl ⁻	42.5	52.7	44.7	51.5	≤250

SO ₄ ²⁻	38.7	47.8	39.8	45.8	≤250
pH	7.67	7.85	7.79	7.70	6.5~8.5
总硬度	230	280	222	247	≤450
溶解性总固体	697	791	641	708	≤1000
耗氧量	2.1	2.3	2.4	2.1	≤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	0.685	0.701	0.653	0.642	≤1.0
硝酸盐	4.17	3.95	3.82	3.85	≤20.0
亚硝酸盐	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.00
氨氮	0.407	0.396	0.335	0.384	≤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	0.31	0.32	0.30	0.31	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.12	0.11	0.11	0.11	≤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	10	12	11	12	≤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	五棵樹 (刘家、 潜水)	英台村 (孙家、承 压水)	小庙子村 (白家、 承压水)	标准限值
K ⁺	2.61	1.22	1.47	-
Na ⁺	59.3	41.3	47.8	≤200
Ca ²⁺	48.7	33.2	31.5	-
Mg ²⁺	29.9	17.5	13.6	-
HCO ₃ ⁻	329	202	174	-
CO ₃ ²⁻	0	0	0	-
Cl ⁻	49.7	39.8	42.2	≤250
SO ₄ ²⁻	41.5	26.5	33.5	≤250
pH	7.59	7.14	7.06	6.5~8.5
总硬度	246	156	135	≤450
溶解性总固体	684	439	412	≤1000

耗氧量	2.3	1.7	1.9	≤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	0.677	0.437	0.502	≤1.0
硝酸盐	3.71	2.25	2.54	≤20.0
亚硝酸盐	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.00
氨氮	0.375	0.274	0.235	≤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	0.30	0.27	0.28	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.12	0.06	0.07	≤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

(6) 区域地下水化学类型分析与八大离子平衡分析

根据舒卡列夫分类法，地下水中 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 $<1.5\text{g/L}$ ，B组 $1.5-10\text{g/L}$ ，C组 $10-40\text{g/L}$ ，D组 $>40\text{g/L}$ 。

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

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^- 、

HCO₃⁻、CO₃²⁻、Ca²⁺、Mg²⁺、Na⁺、K⁺浓度均值，进而计算各离子Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，具体见下表4.2-10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)
英台村（孙 家、承压 水）	K ⁺	0.031	0.633	4.945	0.56	0.36
	Na ⁺	1.796	36.311			
	Ca ²⁺	1.660	33.567			
	Mg ²⁺	1.458	29.489			
	HCO ₃ ⁻	-3.311	66.220	-5.001		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.137	22.740			
	SO ₄ ²⁻	-0.552	11.040			
小庙子村 (白家、承 压水)	K ⁺	0.038	0.781	4.824	0.71	0.34
	Na ⁺	2.078	43.079			
	Ca ²⁺	1.575	32.647			
	Mg ²⁺	1.133	23.492			
	HCO ₃ ⁻	-2.852	59.975	-4.756		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.206	25.351			
	SO ₄ ²⁻	-0.698	14.674			

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)
小庙子村 (郑家, 潜 水)	K ⁺	0.064	0.841	7.653	0.89	0.58
	Na ⁺	2.974	38.858			
	Ca ²⁺	2.715	35.475			
	Mg ²⁺	1.900	24.826			
	HCO ₃ ⁻	-5.770	74.066	-7.791		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.214	15.586			
	SO ₄ ²⁻	-0.806	10.348			
二腾村 (赵家、潜 水)	K ⁺	0.077	0.880	8.803	0.22	0.65
	Na ⁺	3.117	35.412			
	Ca ²⁺	3.225	36.635			

	Mg ²⁺	2.383	27.074	-8.764		
	HCO ₃ ⁻	-6.262	71.456			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.506	17.181			
	SO ₄ ²⁻	-0.996	11.363			
英台村 (王家、潜水)	K ⁺	0.072	1.038	6.968	1.90	0.53
	Na ⁺	2.452	35.193			
	Ca ²⁺	2.485	35.664			
	Mg ²⁺	1.958	28.105			
	HCO ₃ ⁻	-5.131	70.897	-7.237		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.277	17.646			
	SO ₄ ²⁻	-0.829	11.457			
明代村 (李家、潜水)	K ⁺	0.078	0.983	7.905	0.08	0.58
	Na ⁺	2.896	36.631			
	Ca ²⁺	2.890	36.559			
	Mg ²⁺	2.042	25.827			
	HCO ₃ ⁻	-5.492	69.364	-7.917		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.471	18.585			
	SO ₄ ²⁻	-0.954	12.052			
五棵树 (姜家、潜水)	K ⁺	0.067	0.884	7.572	0.70	0.56
	Na ⁺	2.578	34.051			
	Ca ²⁺	2.435	32.159			
	Mg ²⁺	2.492	32.907			
	HCO ₃ ⁻	-5.393	70.245	-7.678		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.420	18.494			
	SO ₄ ²⁻	-0.865	11.260			

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：英台村（承压水）HCO₃—Na+Ca+Mg，5-A型淡水；小庙子村（承压水）HCO₃+Cl—Na+Ca，25-A型淡水；小庙子村（潜水）HCO₃—Na+Ca，4-A型淡水；二腾村（潜水）HCO₃—Ca+Mg，2-A型淡水；英台村（潜水）、明代村（潜水）、五棵树（潜水）HCO₃—Na+Ca+Mg，

5-A型淡水。

(7) 评价方法

采用标准指数法。模式如下：

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

pH的标准指数为：

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

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

式中：P_i—第i个水质因子的标准指数，无量纲；

c_i—第i个水质因子的实测浓度值，mg/L；

c_{si}—第i个水质因子的实测浓度值，mg/L；；

pH_{sd}—pH值标准规定的下限值；

pH_{su}—pH值标准规定的上限值。

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

(8) 评价标准及评价因子

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准对地下水环境现状进行评价，评价因子与监测因子相同。

(9) 评价结果

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
Na ⁺	0.34	0.36	0.28	0.33	0.30	0.21	0.24	≤200
pH	0.83	0.65	0.71	0.80	0.91	1.36	1.44	6.5~8.5
总硬度	0.51	0.62	0.49	0.55	0.55	0.35	0.30	≤450
溶解性总固体	0.70	0.79	0.64	0.71	0.68	0.44	0.41	≤1000
耗氧量	0.70	0.77	0.80	0.70	0.77	0.57	0.63	≤3.0

挥发酚	/	/	/	/	/	/	/	≤0.002
氰化物	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
氟化物	0.69	0.70	0.65	0.64	0.68	0.44	0.50	≤1.0
硝酸盐	0.21	0.20	0.19	0.19	0.19	0.11	0.13	≤20.0
亚硝酸盐	/	/	/	/	/	/	/	≤1.00
氨氮	0.81	0.79	0.67	0.77	0.75	0.55	0.47	≤0.50
六价铬	/	/	/	/	/	/	/	≤0.05
砷	/	/	/	/	/	/	/	≤0.01
铅	/	/	/	/	/	/	/	≤0.01
铁	1.03	1.07	1.00	1.03	1.00	0.90	0.93	≤0.3
汞	/	/	/	/	/	/	/	≤0.001
锰	1.20	1.10	1.10	1.10	1.20	0.60	0.70	≤0.10
镉	/	/	/	/	/	/	/	≤0.005
石油类	0.10	0.12	0.11	0.12	0.10	0.07	0.08	≤0.05
总大肠菌群	/	/	/	/	/	/	/	≤3.0
菌落总数	0.10	0.12	0.11	0.12	0.10	0.07	0.08	≤100

监测结果表明，除部分监测点位的铁、锰外，其余各监测点指标均满足《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设项目建设标准限值，经分析，铁、锰超标是受原生地质环境影响所致。

4.2.3.2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6个；

调查点位见表4.2-13，监测布点见附图8。

表4.2-13 包气带调查点位

序号	监测点	采样深度	备注
1	拟建平台	0~20cm、20~40cm	46.22371, 124.27208污染调查点
2	拟建平台南200m	0~20cm、20~40cm	清洁对照点
3	古二注水站	0~20cm、20~40cm	46.19349, 124.34107污染调查点
4	古二注水站北200m	0~20cm、20~40cm	清洁对照点
5	杏西联卸油点	0~20cm、20~40cm	124.434181,46.363711污染调查点
6	杏西联卸油点北200m	0~20cm、20~40cm	清洁对照点

(2) 调查项目

pH、汞、砷、铅、总铬、石油类、挥发酚，共7项指标。

(3) 调查时间与频次

引用数据监测为2021年05月07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

监测日期	2020.10.16			
监测项目	平台		平台南200m	
	(0~20cm)	(20~40cm)	(0~20cm)	(20~40cm)
pH	8.41	8.35	8.22	8.14
铅	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L
总铬	0.17	0.15	0.13	0.11
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
石油类	0.17	0.15	0.14	0.08
挥发酚	0.0016	0.0014	0.0013	0.0011
监测项目	古二注水站		古二注水站北200m	
	(0~20cm)	(20~40cm)	(0~20cm)	(20~40cm)
pH	8.54	8.48	8.47	8.36
铅	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L
总铬	0.16	0.14	0.12	0.11
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
石油类	0.18	0.16	0.15	0.11
挥发酚	0.0018	0.0016	0.0014	0.0012
监测项目	杏西联卸油点		杏西联卸油点北200m	
	(0~20cm)	(20~40cm)	(0~20cm)	(20~40cm)
pH	8.43	8.40	8.37	8.28
铅	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L
总铬	0.19	0.18	0.16	0.13
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
石油类	0.17	0.15	0.13	0.10

挥发酚	0.0019	0.0017	0.0015	0.0011
-----	--------	--------	--------	--------

注：实测值数值后面的“L”，表示此监测项目实测值为“未检出”。

从上表中可以看出，各监测点石油类略高于清洁对照点，说明工程建设对包气带影响不大。

4.2.4 声环境质量现状调查与评价

(1) 监测点布设

根据项目开发区域情况，选取4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3。

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	拟建平台	46.22371, 124.27208	拟建井
2	拟建龙67-102-104井	46.21808, 124.27624	拟建井
3	小庙子村	46.21414, 124.26095	拟建平台SW1.4km
4	二腾村	46.21149, 124.31802	新建注水管线N50m

(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05月07日-17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	2020.10.16		2020.10.17	
	昼间 (08:00~08:20)	夜间 (22:00~22:20)	昼间 (08:00~08:20)	夜间 (22:00~22:20)
拟建平台	51.8	49.9	51.9	49.8
监测点位	2020.10.16		2020.10.17	
	昼间 (08:30~08:50)	夜间 (22:30~22:50)	昼间 (08:30~08:50)	夜间 (22:30~22:50)
拟建龙67-102-104井	50.8	49.1	50.3	49.7
监测点位	2020.10.16		2020.10.17	
	昼间 (09:00~09:20)	夜间 (23:00~23:20)	昼间 (09:00~09:20)	夜间 (23:00~23:20)
小庙子村	53.9	44.7	54.7	44.8
监测点位	2020.10.16		2020.10.17	
	昼间 (09:30~09:50)	夜间 (23:30~23:50)	昼间 (09:30~09:50)	夜间 (23:30~23:50)

二腾村	52.5	44.1	52.0	44.3
-----	------	------	------	------

(4) 评价方法

采用实测值与标准值对标比较的方法。

(5) 评价结果

由表3-5可知，井场声环境质量现状能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准限值要求（昼间60dB（A），夜间50dB（A））；周边村屯声环境质量现状能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类标准限值要求（昼间55dB（A），夜间45dB（A））。

4.2.5 土壤环境质量现状调查与评价

4.2.5.1 土壤类型

根据现场踏勘及资料显示，工程所在区域内主要土壤类型为草甸土。

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。

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		2020.10.16	
点号		拟建平台	古二注水站
经纬度		46.22371, 124.27208	46.19349, 124.34107
层次		表层（0-20cm）	表层（0-20cm）
现场记录	颜色	黄色	黄色
	结构	块状	面状
	质地	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%
	其他异物	--	--
pH 值		8.17	8.26

实验室测定	阳离子交换量	15.1	14.8
	氧化还原电位	210	199
	饱和导水率/ (cm/s)	1.998	1.996
	土壤容重/ (kg/m ³)	1.41	1.27
	孔隙度%	46.8	52.1

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8：

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 11 个土壤监测点。占地范围内 5 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 11 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	拟建平台1#	46.22371, 124.27208	《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	拟建平台2#	46.22371, 124.27208		采取柱状样，在0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
3	拟建拉油点	46.22371, 124.27208		采取柱状样，在0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
4	拟建龙67-102- 104井	46.21808, 124.27624		采取柱状样，在0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
5	古二注水站	46.19349, 124.34107		采取柱状样，在0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
6	拟建平台	46.22371, 124.27208		采取表层样，在0~0.2m取样
7	拟建龙67-102- 104井	46.21808, 124.27624		采取表层样，在0~0.2m取样
8	拟建平台东侧 200处农田	46.09721, 125.29094	《土壤环境质量 农用 地土壤污染风险管控 标准》（GB 15618— 2018）	采取表层样，在0~0.2m取样
9	拟建龙67-102- 104井西侧200 处农田	46.21804, 124.27356		采取表层样，在0~0.2m取样
10	拟建拉油点西 侧200处农田	46.22364, 124.26909		采取表层样，在0~0.2m取样
11	古二注水站改 扩建场地北侧 200处农田	46.19525, 124.34097		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

2021年05月07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 (2020.10.16)									第二类用地筛选值 (标准值)
		拟建平台1#			拟建平台2#			拟建拉油点			
		0-50	50-150	150-300	0-50	50-150	150-300	0-50	50-150	150-300	
1	pH	7.87	7.79	7.75	8.03	7.95	7.90	7.94	7.91	7.87	/
2	镉 (Cd)	0.10	0.08	0.09	0.10	0.11	0.09	0.09	0.11	0.10	65
3	汞 (Hg)	0.022	0.021	0.017	0.023	0.025	0.019	0.022	0.020	0.018	38
4	砷 (As)	4.0	3.8	3.7	4.1	4.2	4.0	4.0	4.1	3.8	60
5	铅 (Pb)	23	20	16	24	19	21	20	21	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)	19	17	15	19	17	18	19	17	15	18000
8	镍 (Ni)	24	21	20	24	23	20	24	22	20	900
9	含盐量	1550	1310	1250	1450	1210	1180	1590	1370	1160	/
10	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
11	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
12	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
13	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
14	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
15	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
16	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
17	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
18	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
19	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
20	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
21	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
22	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
23	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
24	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
25	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

26	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
27	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
28	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
29	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
30	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
31	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
32	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
33	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
34	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
35	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
36	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
37	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
38	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
39	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
40	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
41	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
42	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
43	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
44	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
45	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
46	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
47	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
48	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 (2020.10.16)								第二类用地筛选值 (标准值)
		拟建龙67-102-104井			古二注水站			拟建平台	拟建龙67-102-104井	
		0-50	50-150	150-300	0-50	50-150	150-300	0-20	0-20	
1	pH	8.07	8.02	7.98	8.11	8.05	8.02	8.17	8.22	/
2	镉 (Cd)	0.08	0.11	0.10	0.10	0.09	0.07	0.10	0.11	65

3	汞 (Hg)	0.026	0.024	0.022	0.028	0.025	0.023	0.027	0.029	38
4	砷 (As)	4.3	4.1	4.2	4.2	4.0	4.1	4.3	4.2	60
5	铅 (Pb)	22	23	19	20	22	21	23	24	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	5.7
7	铜 (Cu)	18	17	14	17	19	20	19	20	18000
8	镍 (Ni)	23	25	22	24	21	23	24	25	900
9	含盐量	1710	1540	1330	1620	1450	1240	1640	1660	/
10	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	4
11	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	1200
12	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	28
13	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	270
14	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	1290
15	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	570
16	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	640
17	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	0.43
18	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	560
19	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	20
20	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	2.8
21	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	0.9
22	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	37
23	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	9
24	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	5
25	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	66
26	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	596
27	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	560
28	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	616
29	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	5
30	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	10
31	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	6.8
32	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	53
33	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	840
34	1,1,2-三氯	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

	乙烷									
35	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	2.8
36	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	0.5
37	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	76
38	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	260
39	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	2256
40	蔗糖	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
41	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	70
42	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	15
43	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	15
44	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	151
45	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	1.5
46	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	15
47	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	1.5
48	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	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 (2020.10.16)				标准限值	超标率	最大超标倍数
		拟建平台东侧200处农田	拟建龙67-102-104井西侧200处农田	拟建拉油点西侧200处农田	古二注水站改扩建场地北侧200处农田			
		0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm			
1	pH	7.75	7.59	7.62	7.65	/	/	/
2	镉 (Cd)	0.09	0.07	0.07	0.08	0.6	0	0
3	汞 (Hg)	0.018	0.015	0.021	0.018	3.4	0	0
4	砷 (As)	3.9	3.6	3.9	3.7	25	0	0
5	铅 (Pb)	21	17	19	17	170	0	0
6	铬 (Cr)	53	45	53	44	250	0	0
7	铜 (Cu)	16	13	16	13	100	0	0
8	镍 (Ni)	20	22	21	20	190	0	0
9	锌(Zn)	57	47	54	46	300	0	0
10	含盐量	1160	1230	1290	1120	/	/	/

(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、4.2-24。

表4.2-23

建设用地单项污染指数法评价结果

序号	监测项目	监测点位 (2020.10.16)																	
		拟建平台1#			拟建平台2#			拟建拉油点			拟建龙67-102-104井			古二注水站			拟建平台	拟建龙67-102-104井	
		0-50	50-150	150-300	0-50	50-150	150-300	0-50	50-150	150-300	0-50	50-150	150-300	0-50	50-150	150-300	0-20	0-20	
1	pH	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
2	镉 (Cd)	0.002	0.001	0.001	0.002	0.002	0.001	0.001	0.002	0.002	0.001	0.002	0.002	0.002	0.001	0.001	0.001	0.002	0.002
3	汞 (Hg)	0.001	0.001	0.000	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.000	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
4	砷 (As)	0.067	0.063	0.062	0.068	0.070	0.067	0.067	0.068	0.063	0.072	0.068	0.070	0.070	0.067	0.068	0.072	0.070	0.070
5	铅 (Pb)	0.029	0.025	0.020	0.030	0.024	0.026	0.025	0.026	0.021	0.028	0.029	0.024	0.025	0.028	0.026	0.029	0.030	0.030
6	铬 (六价)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
7	铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
8	镍 (Ni)	0.027	0.023	0.022	0.027	0.026	0.022	0.027	0.024	0.022	0.026	0.028	0.024	0.027	0.023	0.026	0.027	0.028	0.028
9	含盐量	1550	1310	1250	1450	1210	1180	1590	1370	1160	1710	1540	1330	1620	1450	1240	1640	1660	1660
10	苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

11	甲苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
12	乙苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
13	氯苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
14	苯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
15	间二甲 苯+对 二甲苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
16	邻二甲 苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
17	氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
18	1,2-二 氯苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
19	1,4-二 氯苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
20	四氯化 碳	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
21	氯仿	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
22	氯甲烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
23	1,1-二 氯乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
24	1,2-二 氯乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
25	1,1-二	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

	氯乙烯																	
26	顺-1,2-二氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
27	反-1,2-二氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
28	二氯甲烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
29	1,2-二氯丙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
30	1,1,1,2-四氯乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
31	1,1,2,2-四氯乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
32	四氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
33	1,1,1-三氯乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
34	1,1,2-三氯乙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

35	三氯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
36	1,2,3-三氯丙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
37	硝基苯	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
38	苯胺	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
39	2-氯酚	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
40	蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
41	萘	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
42	苯并[a]蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
43	苯并[b]荧蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
44	苯并[k]荧蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
45	苯并[a]芘	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
46	茚并[1,2,3-cd]芘	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
47	二苯并[a, h]蒽	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

48	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

序号	监测项目	监测点位编号 (2020.10.16)			
		拟建平台东侧200处农田	拟建龙67-102-104井西侧 200处农田	拟建拉油点西侧200处农田	古二注水站改扩建场地北侧200 处农田
		0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm
1	pH	/	/	/	/
2	镉 (Cd)	0.150	0.117	0.117	0.133
3	汞 (Hg)	0.005	0.004	0.006	0.005
4	砷 (As)	0.156	0.144	0.156	0.148
5	铅 (Pb)	0.124	0.100	0.112	0.100
6	铬 (Cr)	0.212	0.180	0.212	0.176
7	铜 (Cu)	0.160	0.130	0.160	0.130
8	镍 (Ni)	0.105	0.116	0.111	0.105
9	锌 (Zn)	0.190	0.157	0.180	0.153
10	含盐量	/	/	/	/

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

4.2.6.1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和牧草地生态系统。本次评价的范围内以耕地为主，兼有少量牧草地。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、草地、住宅用地等。耕地主要有旱地；住宅用地为农村宅基地，建设用地为油田场站用地，交通用地主要为乡道用地，本项目土地利用类型见表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)	304	0.334
2	牧草地	563.4	0.618
3	住宅用地	1.7	0.002
4	水域	42.0	0.046

4.2.6.2植物区系特征

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

4.2.6.3主要植被类型

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，本项目区域农田为非基本农田。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 145~149m，地下水位在 1m 左右，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。

4.2.6.3 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. pica sericea* Gould）、小嘴乌鸦（*C. corone orientalis* Evers）、麻雀（*P. montanus montanus*）、家燕（*H. rustica gutturalis* Scopoli）等村栖型鸟类。

4.2.6.4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。

4.2.6.5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，本项目井场及管线位于大庆市让胡路区银浪牧场，属于市级水土流失重点预防区。本项目所处水土保持重点预防区示意图见附图12。

本项目区域水土流失类型为风水蚀交错类型。成因包括石油天然气开发引起的水土流失、交通建设引起的水土流失、农业开发引起的水土流失。石油天然气开发主要表现在对土地的占用和破坏，地质地貌的变化等。交通建设主要表现在土地占用和土壤侵蚀；地表景观的破坏和生态功能的扰动加剧水土流失；弃土场处理不当引起的水土流失；道路边坡稳定性引发的水土流失。农业开发主要表现在破坏原生植被，导致生态系统退化；干扰原有的土壤基准条件，引发土壤沙化或土地盐渍化；影响水文水情及生态系统，如抽取地下水导致水位下降，地面沉降；化学肥料的过渡使用对土壤、地下水的

污染等。

目前我省经济社会发展的重要时期，经济社会发展总体形势对水土保持工作提出了新要求。全省水土流失综合防治逐步进入法制化轨道，重点地区水土流失治理成效显著，植被保护和生态修复初见成效，退耕还林还草面积得到巩固，黑土区保土蓄水功能持续增强，水土流失面积和强度呈现总体下降趋势。

4.2.6.6生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型包括草地生态系统、和农田生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以耕地为主，工程所在区域内主要土壤类型以草甸土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少。

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 3.7 m/s，年最大风速为 22.7m/s。全年主导风向不明显，西北风、西北北风（NW、NNW）、南风（S）的风频较高。全年风向玫瑰图见图 5.1-1。

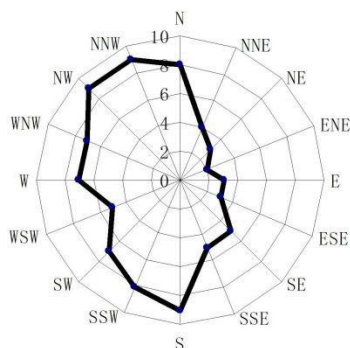


图 5.1-1 全年风向玫瑰图

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 $11.63\text{mg}/\text{m}^3$ ，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	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86	0.61

(mg/m ³)	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。由于本工程开发区块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

(1) 污染源调查

建设项目运营期的大气污染主要为新建拉油点及依托场站加热装置新增负荷增加的燃烧烟气，为点源排放；产液集输过程产生的无组织排放的烃类气体，为面源排放。

本次产能建设共基建7口油井，形成一座丛式井平台，采取单井拉油工艺，根据工程分析，项目非甲烷总烃挥发量为11.482t/a。参照《2005年中国温室气体清单研究》和《2006年IPCC国家温87.3%，则本项目平台井场非甲烷总烃排放速率为 $0.81 \times 10^4 \times 1.4175 \times 12.7\% \div 8760 = 0.1664 \text{kg/h}$ ；杏西联合站（含杏西联卸油点、杏西联脱水站等）非甲烷总烃排放速率为 $0.81 \times 10^4 \times 1.4175 \times 87.3\% \div 8760 = 1.144 \text{kg/h}$ 。

新建拉油点建设九合一多功能储罐2座，相对距离小于排气筒高度，且其排气筒高度相同、排气筒内径相同、运行时间相同，气源均来自区块开采原油分离出的天然气，烟气中污染因子均为颗粒物、SO₂、NO_x，因此将这2座储罐排气筒等效为1根排气筒，等效排气筒污染物排放速率为2根排气筒污染物排放速率之和。根据工程分析，拉油点加热装置污染物产生量分别为颗粒物0.003t/a、SO₂0.009t/a、NO_x0.027t/a。

污染源参数见表5.1-3、表5.1-4。

表 5.1-3 面源污染源强参数统计表

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
1平台	124.27208	46.22371	142	0	90	90	3	0.1664
杏西联合站	124.43375	46.36284	123	0	500	500	3	1.144

表 5.1-4 点源污染源强参数统计表

点源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒高度m	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	污染物排放速率kg/h		
	经度	纬度							SO ₂	NO _x	颗粒物
拉油点	124.27189	46.22363	8m	0.4	0.55	100	8760	正常	0.0010	0.0030	0.0003

(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,采用估算模式计算本工程正常排放情况下的主要污染物的最大影响程度和最远影响范围,然后按评价工作分级判据进行分级。本项目估算模型参数一览表见表 5.1-5。

表5.1-5 估算模型参数表

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		是
是否考虑岸线熏烟		否

通过采用AERSCREEN软件对拟建工程主要污染物烃类气体对大气环境质量的影响进行分析,估算模式的计算结果见表5.1-6、5.1-7。

表5.1-6 面源估算模式计算结果

1平台井场			杏西联合站		
距下风向距离 (m)	预测浓度 (mg/m ³)	占标率(%)	距下风向距离 (m)	预测浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
10	0.098982	4.95	10	0.10887	5.44
50	0.15822	7.91	50	0.11889	5.94
75	0.17727	8.86	75	0.1249	6.25
100	0.17587	8.79	100	0.13075	6.54
150	0.15171	7.59	150	0.14195	7.10
200	0.12614	6.31	200	0.15388	7.69
250	0.10578	5.29	250	0.16552	8.28
300	0.10303	5.15	300	0.1767	8.84
350	0.098838	4.94	353	0.1887	9.43
400	0.094003	4.70	400	0.18532	9.27
450	0.088976	4.45	450	0.18087	8.78
500	0.084232	4.21	500	0.16413	8.21
550	0.079617	3.98	550	0.16154	8.08
600	0.075221	3.76	600	0.15908	7.95
650	0.071092	3.55	650	0.15618	7.81
700	0.06722	3.36	700	0.15293	7.65

750	0.063647	3.18	750	0.1495	7.48
800	0.060301	3.02	800	0.14601	7.30
900	0.054366	2.72	900	0.13905	6.95
1000	0.049296	2.46	1000	0.13242	6.62
1500	0.032445	1.62	1500	0.1055	5.28
2000	0.023408	1.17	2000	0.086939	4.35
2500	0.01848	0.92	2500	0.073179	3.66
下风向最大浓度 出现在75m处	0.17727	8.86	下风向最大浓度 出现在353m处	0.1887	9.43

表5.1-7 点源估算模式计算结果

距源中心下 风向距离 (m)	二氧化硫最 大落地浓度 (mg/m ³)	占标率%	氮氧化物最 大落地浓度 (mg/m ³)	占标率%	颗粒物最大 落地浓度 (μg/m ³)	占标率%
10	0.000283	0.06	0.00085	0.43	0.000085	0.01
23	0.000639	0.13	0.001918	0.96	0.000192	0.02
50	0.000573	0.11	0.001718	0.86	0.000172	0.02
100	0.000455	0.09	0.001365	0.68	0.000137	0.02
150	0.000352	0.07	0.001055	0.53	0.000106	0.01
200	0.000293	0.06	0.000879	0.44	0.000088	0.01
250	0.000266	0.05	0.000798	0.4	0.00008	0.01
300	0.000235	0.05	0.000706	0.35	0.000071	0.01
350	0.000207	0.04	0.000622	0.31	0.000062	0.01
400	0.000187	0.04	0.000561	0.28	0.000056	0.01
500	0.000175	0.04	0.000526	0.26	0.000053	0.01
600	0.00016	0.03	0.00048	0.24	0.000048	0.01
700	0.000144	0.03	0.000433	0.22	0.000043	0
800	0.00013	0.03	0.00039	0.2	0.000039	0
900	0.000117	0.02	0.000352	0.18	0.000035	0
1000	0.000106	0.02	0.000319	0.16	0.000032	0
1500	0.000071	0.01	0.000214	0.11	0.000021	0
2000	0.000052	0.01	0.000156	0.08	0.000016	0
2500	0.00004	0.01	0.000119	0.06	0.000012	0
下风向最大 浓度出现在 23m处	0.000639	0.13	0.001918	0.96	0.000192	0.02

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的规定,采用估算模式计算本工程正常排放情况下的主要污染物的最大影响程度和最远影响范围,然后按评价工作分级判据进行分级。本工程环境空气污染物主要为SO₂、NO_x、颗粒物及无组织排放的

非甲烷总烃，在正常工况下，各种环境空气污染物最大地面浓度占标率 P_i 的计算结果见表5.1-8，评价工作等级划分原则见表5.1-9。

表5.1-8 主要污染物的最大地面浓度占标率

污染源	预测因子	最大浓度占标率 (%)
拉油点点源	颗粒物	0.02
	SO ₂	0.13
	NO _x	0.96
平台井场面源	非甲烷总烃	8.86
杏西联	非甲烷总烃	9.43

表5.1-9 环境空气评价工作等级划分原则

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

计算结果可以看出，最大地面占标率 $P_{\max} = 9.43\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，评价等级为二级。

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不会产生大的影响。

(3) 污染物排放量核算

二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。本项目大气污染物有组织排放量核算表见 5.1-10、无组织排放量核算表见 5.1-11。

表5.1-10 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度	核算排放速率	核算年排放量
一般排放口					
1	拉油点加热装置	SO ₂	29mg/m ³	0.001kg/h	0.009t/a
		NO _x	83mg/m ³	0.003kg/h	0.027t/a
		颗粒物	9mg/m ³	0.0003kg/h	0.003t/a
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.009t/a
		NO _x			0.027t/a
		颗粒物			0.003t/a

表 5.1-11 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口 编号	产污 环节	污染物	主要污 染防治 措施	国家或地方污染物排放标准		排放量 (t/a)	
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)		
1	井场、场 站、管线 等	原油 集输	VOCs (以 非甲烷总 烃计)	密闭集 输	厂界外	《大气污染物综合排放标 准》(GB16297-1996)	4.0	11.482
						《陆上石油天然气开采工 业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	4.0	
无组织排放总计								
无组织排放总计				VOCs (以非甲烷总烃计)		11.482t/a		

5.1.1.3 大气环境影响评价结论

本工程施工期扬尘通过采取洒水抑尘、设置施工围挡、遮盖苫布等措施后对周围大气影响较小，且环境影响施工结束后影响即消除。

工程运营期杏西联卸油点无组织排放的 VOCs (以非甲烷总烃计) 最大地面浓度满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 排放标准，井场与拉油点合建，无组织排放的 VOCs (以非甲烷总烃计) 最大地面浓度同时满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 标准；

加热装置有组织排放的废气中污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 中表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值，对项目附近敏感点影响较小，项目建设对环境空气质量影响很小。项目大气环境影响评价自查表见表 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	(2019)年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>	主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>			现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>			
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>				不达标区 <input type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AER MOD <input checked="" type="checkbox"/>	AD MS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2 000 <input type="checkbox"/>	EDMS/A EDT <input type="checkbox"/>	CALPUF F <input type="checkbox"/>	网络模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ <input type="checkbox"/>		边长 $5\sim 50\text{km}$ <input type="checkbox"/>		边长 $=5\text{km}$ <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 $\leq 100\%$ <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 $\leq 10\%$ <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 $\leq 30\%$ <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 $\leq 100\%$ <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 $\leq -20\%$ <input type="checkbox"/>			K $> -20\%$ <input type="checkbox"/>					
环境监测计划	污染源监测	监测因子：非甲烷总烃			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子： ()			监测点位数 ()		无监测 <input 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 : (0.009) t/a	NO _x : (0.027) t/a	颗粒物: (0.003) t/a		VOCs: (11.482) t/a			
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，填“ <input checked="" type="checkbox"/> ”；“()”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 284m³，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280m³，泵入井场罐车后，拉运至杏西联压裂返排液处理站处理，分离出的污水输至杏西联合油污水深度处理站处理达标后回注油层，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经罐车拉运至杏西联合油污水深度处理站处理，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121.6m³。主要污染因子为COD、SS、BOD₅、NH₃-N，施工场产生的生活污水排入拉油点新建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥。

5.2.1.2 运营期

本项目运营期污水包括产液分离废水和职工生活污水。

产液分离废水主要为原油中分离出的含油污水，产生量约为1467.3t/a（4.02t/d），含油污水管输至杏西联合油污水深度处理站处理，达标后回注油层。

生活污水产生量为 46.72t/a，排入拉油点新建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥。综上所述，项目正常状况下施工期和运营期产生的废水均能得到合理处置，不会对周围地表水环境和地下水环境产生污染影响。

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油层，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

①管线泄漏

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。

②储罐泄漏

项目在平台井拉油点设有 2 座九合一多功能储罐，此处距离碧绿泡 2240m，距离较远，若储罐发生泄漏，泄漏液进入地表水体的可能性很小，对水体的影响较小。

③拉油罐车泄漏

拉油罐车在运输过程中因意外事故造成原油泄漏会污染土壤，清污不及时，因降雨会污染地表水体。拉油罐车运营时，走固定路线，限定车速，出现事故立即救援，同时对散落的油污等及时清理，确保事故损害降至最低，对环境的影响降至最低。拉油罐车意

外事故率很低，环境影响较小。

(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、阀门及拉油点储罐等装置，确保各部分的使用性能，尤其在雨季更要认真检查。

⑤对拉油车辆配备必要的收油工具，一旦在行驶过程中发生原油泄漏，立即停车，对泄漏的原油用木粉吸收并及时清理带走，如发现恶性事故，要及时上报，及时处理，减轻对周围环境的危害。

⑥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，尤其是发生储罐泄漏的情况下，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"/>	
现状调查	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	排污许可证 <input type="checkbox"/> ; 环评 <input checked="" type="checkbox"/> ; 环保验收 <input type="checkbox"/> ; 即有实测 <input type="checkbox"/> ; 现场监测 <input type="checkbox"/> ; 入河排放口数据 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	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"/>	
	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} 、BOD ₅ 、氨氮、石油类、挥发酚、硫化物)	监测断面或点位个数 (2) 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"/> 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"/>		达标区 不达标区
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		
影响评价	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"/>		
	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	()			()	
		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

油田开发生产过程中仍存在着一些潜在的事故隐患，具有污染环境的潜在因素，如包括井喷、井漏、原油泄漏及含油污水泄漏等，可能对地下水环境产生不利影响。

1) 根据油田钻探资料和地层情况以及各生产井生产油流量情况分析，该井区的地层压力较小，该区域发生井喷的概率很小，如果钻井时固井质量不高，密封不严，可使原油由井下深层上升进入含水层而污染地下水。这些井孔不仅是下部原油上升污染地下水的通道，同时也可成为地表污水进入地下水层的通道，使污染物随地下径流扩散迁移，造成地下水的污染而长期无法补救和恢复。

2) 因设备腐蚀穿孔引起的原油泄漏，主要包括拉油点储罐泄漏，事故发生时会有大量原油溢出，对环境造成污染。但发生储罐泄漏时较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。若原油直接进入地层包气带，则因渗透作用会对浅层地下水产生影响。

因此，本油田开发及生产过程中，对地下水环境影响可能较为严重的油田事故主要是固井质量不高、密封不严而造成的原油渗漏或设备腐蚀穿孔导致的拉油点储罐泄漏。

本项目预测情景模式见表 5.2-2。

表5.2-2 地下水预测情景模式一览表

序号	泄露类型	影响水层	场景选择	
			持续泄露	瞬时泄露
1	套管连接不及时造成钻井泥浆泄漏	承压水		√
2	油井泄露造成的含油物质泄漏	承压水	√	
3	井场钢制泥浆槽破损造成的含油物质泄漏	潜水	√	

5.2.3.1油井泄漏对地下水环境影响预测与评价

(1) 预测源强

本工程单口油井最大产油量为2.3t/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0.23t/d。由于套管破损不易被发现，所以按持续泄露预测。

(2) 预测因子

石油类

(3) 预测模型

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

连续注入示踪剂—平面连续点源

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

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

式中：

x,y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t时刻点x,y处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mt—单位时间注入的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

(4) 预测参数

根据建设项目区域的水文地质条件，评价区内地下水流速为0.1m/d，含水层厚度取6.5m，有效孔隙度n为0.27。弥散系数依据经验数值取定：纵向弥散系数0.2m²/d，横向弥散系数0.02m²/d。

参数输入			
污染源位置 x=	0	y=	0
污染物泄漏量 (g/d)	230000		
含水层厚度 (m)	6.5		
地下水流速 (m/d)	0.1		
地下水流向 (°)	175		
有效孔隙度 (无量纲)	0.27		
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

(5) 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	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
-20m	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	1.44E-21	0.00E+00
0m	2.07E-03	4.07E+02	1.07E+05	1.92E-02	4.61E-12
20m	0.00E+00	7.31E-17	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
40m	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00

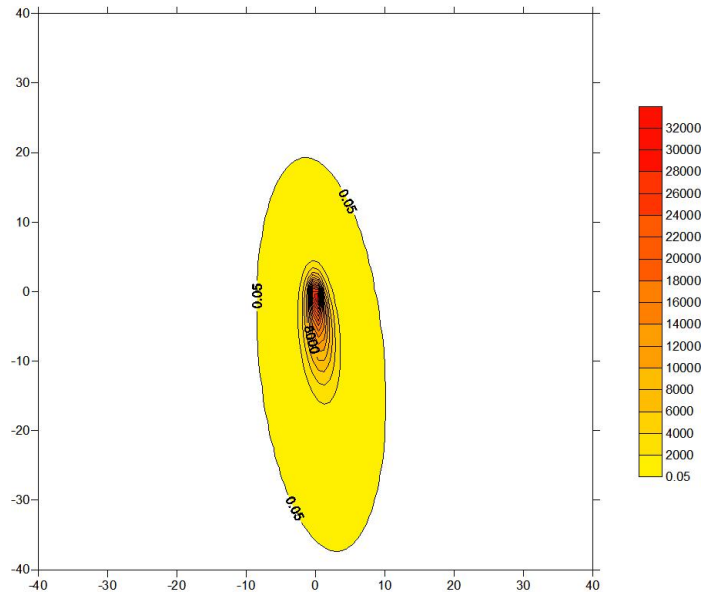


图5.2-2 油井套管泄漏后100天污染物浓度分布图

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)

x轴	y轴	-100m	-50m	-30m	0m	30m
-30m		0.00E+00	7.05E-16	5.11E-14	1.22E-13	3.35E-16
-10m		3.38E-09	4.89E-01	7.14E+00	1.90E+00	9.67E-05
0 m		3.26E-05	4.89E+02	4.87E+03	1.07E+05	1.58E-03
10 m		3.01E-04	2.68E+02	4.62E+02	2.94E+00	3.58E-06
30 m		2.36E-11	3.63E-08	3.82E-09	4.50E-13	6.11E-20

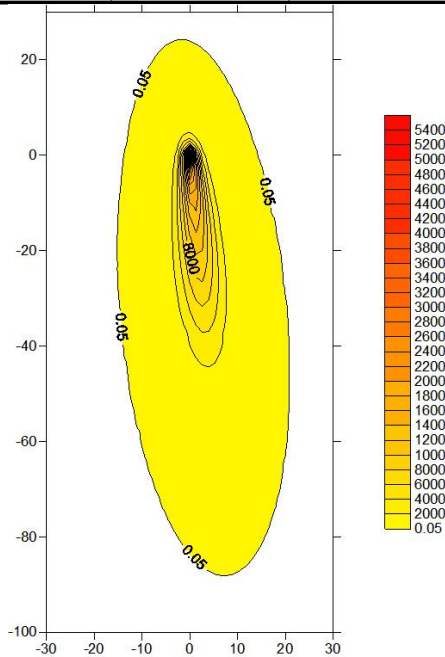


图5.2-3 油井套管泄漏后1000天污染物浓度分布图

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

后，超标距离为下游38m，预测范围内超标面积为792.58m²；影响距离为下游39m，预测范围内影响面积为859.373452m²。套损泄漏1000d后，超标距离为下游89m。

5.2.3.2套管连接不及时钻井泥浆泄漏对地下水环境影响预测与评价

(1) 预测时段

污染发生后 100d、1000d。

(2) 预测因子

水基钻井泥浆主要是由膨润土、纯碱、碳酸钾、氧化钙等高分子添加剂组成，泥浆中 COD 浓度较高，在钻井过程中，钻井泥浆主要起到润滑钻头、将碎岩屑带出、平衡钻井过程中和地层之间的压力等的作用，由于钻井时不会贯穿或者触及油层，钻井泥浆不会混有石油类等物质，因此钻井泥浆对地下水产生的影响因子主要为 COD。根据《常用钻井泥浆处理剂对钻井废水 COD 值的贡献及其混凝处理效果评价》（中国科学院生态环境研究中心环境水化学国家重点实验室、中国石油天然气股份有限公司环境监测总站）以及结合大庆油田多年钻井经验，钻井泥浆中 COD 的浓度一般可达 1500~2100mg/L，本项目 COD 的浓度取 2100mg/L。

(3) 预测参数

根据本地区的水文地质条件以及地勘资料，承压水地下水流速度 0.1m/d，承压水含水层厚度 6.5m；根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）水文地质参数经验值表数据及相关地勘资料，区域地下水纵向弥散系数 0.2m²/d，横向弥散系数 0.02m²/d，有效孔隙度为 0.27，化学反应常数为 0。

(4) 预测源强

钻井过程中因套管连接不及时等操作失误造成的泥浆漏失量，根据钻井工程方案，本项目单口井泥浆最大用量为 296m³，因套管连接不及时钻井泥浆漏失率约为 10%，则最大漏失量为 29.6m³，钻井泥浆中 COD 的浓度约为 2100mg/L，COD 泄漏质量为 62160g。污染物预测源强见表 5.2-5。

表5.2-5 套管连接不及时钻井泥浆污染物预测源强表

泄漏位置	泄漏量 (m ³)	污染物	污染物浓度 (mg/L)	污染物泄漏量 (g)	泄漏时间 (d)
套管连接不及	29.6	COD	2100	62160	10

时钻井泥浆					
-------	--	--	--	--	--

(5) 预测方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中预测方法可知,建设项目地下水环境影响预测方法包括数学模型法和类比分析法,其中,数学模型法包括数值法、解析法等方法,结合项目区域内地下水水文地质资料、含水层基本参数可知,本项目油田开发符合使用解析模型预测污染物在含水层中的扩散条件,因此本项目选用地下水溶质运移解析法模型进行预测,用解析解对照数值解法进行检验和比较,并用解析法拟合观测资料以求得水动力弥散系数。

一维稳定流动二维水动力弥散问题:

瞬时注入示踪剂——平面连续点源

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

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}} \dots\dots\dots (D.5)$$

式中: x, y——计算点处的位置坐标

t——时间, d (100d、1000d)

C (x, y, t) ——t时刻 x, y 处的示踪剂浓度, g/L

M——承压含水层的厚度, m

mt——单位时间注入的示踪剂质量

U——水流速度

ne——有效孔隙度

DL——纵向弥散系数

DT——纵向 y 方向的弥散系数

$K_0(\beta)$ ——第二类零阶修正贝塞尔函数

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

(6) 地下水影响预测

采用地下水溶质运移解析法进行预测,用解析解对照数值解法进行检验和比较,并用解析法拟合观测资料以求得水动力弥散系数。本项目为油田钻井项目,对钻井过程中套管连接不及时造成的钻井泥浆漏失量进行影响预测。

根据源强计算，COD泄漏质量为62160g。预测最不利条件下对地下水的影响。钻井泥浆泄露后，分别沿地下水流向和纵深向扩散，因此本文预测套管连接不及时主要考虑钻井泥浆在承压水层泄漏的二维预测模式。

分别考虑泄漏100d、1000d时对地下水的影响预测，预测参数见图5.2-4，预测结果见下表。

参数输入	
污染源位置	x= 0 y= 0
污染物泄漏量 (g/d)	62160
含水层厚度 (m)	6.5
地下水流速 (m/d)	0.1
地下水流向 (°)	175
有效孔隙度 (无量纲)	0.27
纵向弥散系数 (m ² /d)	0.2
横向弥散系数 (m ² /d)	0.02
化学反应常熟 (1/d)	0
环境质量标准 (mg/L)	3
检出限 (mg/L)	0.5

图5.2-4 二维模式套管泄漏地下水预测参数图

表5.2-6 污染预测结果

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离	影响面积
COD	100天	39m	1305m ²	43m	1619m ²
	1000天	79m	4742m ²	87m	5906m ²

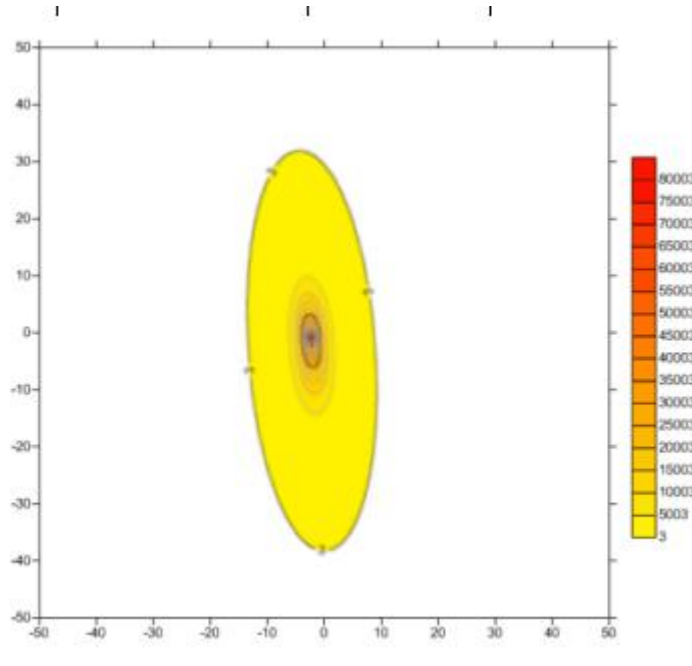


图5.2-5 二维模式钻井泥浆泄漏100d地下水预测图

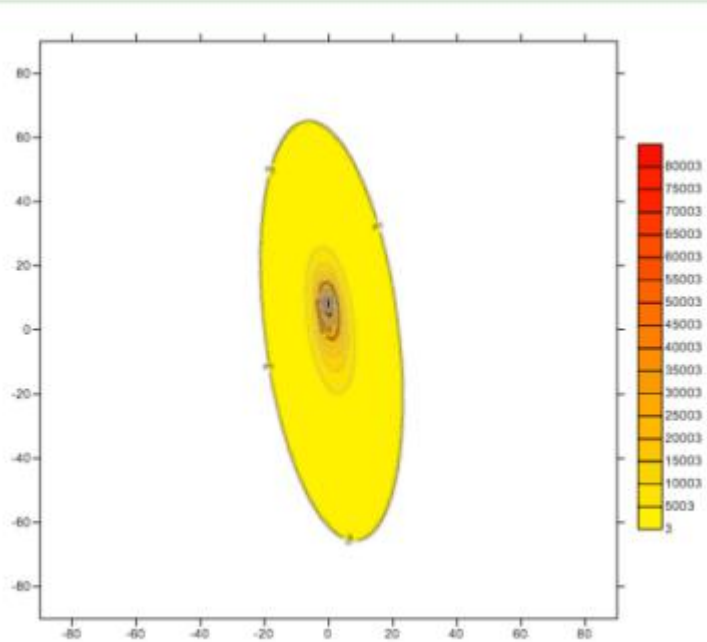


图5.2-6 二维模式钻井泥浆泄漏1000d地下水预测图

本项目COD执行标准为《地下水质量标准》（GB14848-2017）中III类标准执行：耗氧量（CODMn法，以O₂计）≤3.0mg/L。

由表 5.2-6 及图 5.2-5 可知，预测时间 100d 时，随着时间、距离增加，COD 浓度在地下水下游 39m 范围内大于 3.0mg/L，其余范围浓度值均能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准≤3.0mg/L。距离本项目最近的地下承压水饮用水井为拟建平台 SW1516m 处的小庙子村承压水井，套管泄漏 100d 后，COD 浓度在该处浓度值

极小。

由表5.2-6及图5.2-6可知，预测时间1000d时，随着时间、距离增加，COD浓度在地下水下游79m范围内大于3.0mg/L，其余范围浓度值均能够满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 。距离本项目最近的地下承压水饮用水井为拟建平台SW1516m处的小庙子村承压水井，套管泄漏1000d后，COD浓度在该处浓度值极小。

5.2.3.2井场钢制泥浆槽泄漏对地下水环境影响预测与评价

（1）预测原则

遵循保护优先、预防为主的原则，结合地下水污染防治措施的基础上，对钢制泥浆槽泄漏引起的地下水环境影响进行预测。

（2）预测范围

地下水环境影响预测范围与调查评价范围一致。

（3）预测因子

废钻井液主要是由膨润土、纯碱、氢氧化钾、等无机添加剂组成，钻井液中含有大量的还原性物质，COD浓度较高，在钻井过程中，钻井液主要起到润滑钻头、将碎岩屑带出等作用，结合钻井区域地层压力，钻井过程中不会触处油层，也不进行试油钻井液不会混有石油类等物质，因此钻井液对地下水产生的影响因子主要为COD，钻井液中COD的浓度一般可达2100mg/L，本项目预测中COD的浓度取2100mg/L。

（4）预测参数

根据本地区的水文地质条件及地勘资料，潜水地下水流速度0.05m/d；根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）水文地质参数经验值表数据及相关地勘资料，区域地下水纵向弥散系数0.2m²/d，横向弥散系数0.02m²/d，有效孔隙度为0.27，潜水含水层厚度采用2.5m，化学反应常数为0。

（5）预测源强

根据钻井平台设计资料，每口井井场设置容积1个容积为100m³的钢制泥浆槽（10×5×2m），以保守为原则，假定钢制泥浆槽由于地基不均匀沉降或者其他外力作用，导致池底出现10%面积的破损，钻井废液经包气带渗入地下含水层。钢制泥浆槽使

用时间最长约8天，持续泄漏时间为8天，钢制泥浆槽水位高度为2.0m，池底出现破裂后，池内2.0m深的钻井废液经包气带进入地下水中，池水进入地下属于有压渗透，假定包气带充满水，按达西公式计算钻井废液的渗漏量，公式如下：

$$Q = K \frac{H + D}{D} A$$

式中：Q—为渗入到地下水的钻井液量（m³/d）；

K—为包气带的垂向渗透系数（m/d），取0.01m/d；

H—为池内水深（m），考虑最不利影响情况本次取2.0m；

D—为地下水埋深（m），取2.5m；

A—为钢制泥浆槽泄漏面积（m²），按10%的破损面积，本次取5m²。

根据上述公式计算得到，钻井钢制泥浆槽池底破损钻井废水渗漏量（Q）为0.09m³/d，因此钻井泥浆持续泄漏时间为8天，则进入地下水中的钻井泥浆量为0.72m³。

将钢制泥浆槽的位置设定为主要污染源的分布位置，预测非正常状况下污染物在地下水迁移过程，进一步分析污染物影响范围、超标范围，非正常状况下污染物预测源强见表5.2-7。

表5.2-7 非正常工况下钢制泥浆槽泄漏污染物预测源强

泄漏位置	渗漏量 (m ³)	污染物	污染物浓度 (mg/L)	污染物渗漏量 (g)	渗漏时间
钢制泥浆槽池底破裂	0.72	COD	2000	1440	8d

（6）预测模型

由于本项目污染物的排放对地下水水流场没有明显的影响，项目区内含水层的基本参数（渗透系数、有效孔隙度）不会发生变化。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，按短时泄漏点源计算。

①污染特征因子在包气带中的运移模型选择一维半无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

$C(x, t)$ —t时刻x处的示踪剂浓度，g/L；

C_0 —注入的示踪剂浓度，g/L；

u—水流速度，m/d；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

erfc（）—余误差函数。

②连续注入示踪剂-平面连续点源

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

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

式中：x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

$C(x, y)$ —t时刻点x，y处的示踪剂质量浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；

m_M —单位时间注入的示踪剂质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T —横向y方向的弥散系数 m^2/d ；

$K_0(\beta)$ —第二类零阶修正贝塞尔函数，（可查《地下水动力学获得》）；第一类越流系统井函数，（可查《地下水动力学获得》）。

$$W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right)$$

(7) 预测结果

预测结果见表5.2-8及图5.2-8、图5.2-9。

参数输入	
污染源位置	x= 0 y= 0
污染物泄漏量 (g/d)	1440
含水层厚度 (m)	2.5
地下水流速 (m/d)	0.05
地下水流向 (°)	175
有效孔隙度 (无量纲)	0.27
纵向弥散系数 (m ² /d)	0.2
横向弥散系数 (m ² /d)	0.02
化学反应常熟 (1/d)	0
环境质量标准 (mg/L)	3
检出限 (mg/L)	0.5

图5.2-7 预测参数图

表5.2-8 钢制泥浆槽COD泄漏预测结果表 单位: mg/L

污染物	预测时间	超标距离	超标面积	最远影响距离	影响面积
COD	100天	25m	401m ²	28m	525m ²
	1000天	55m	1457.75m ²	61m	1416m ²

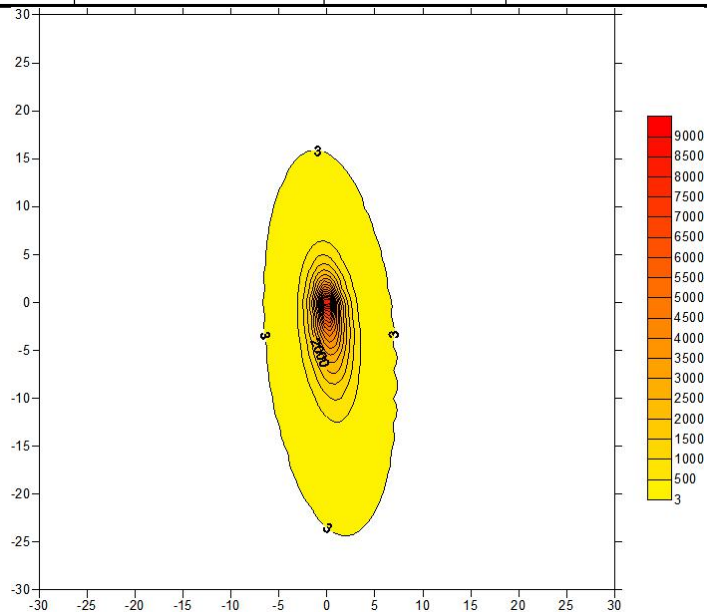


图5.2-8 钢制泥浆槽COD泄漏100d预测范围图

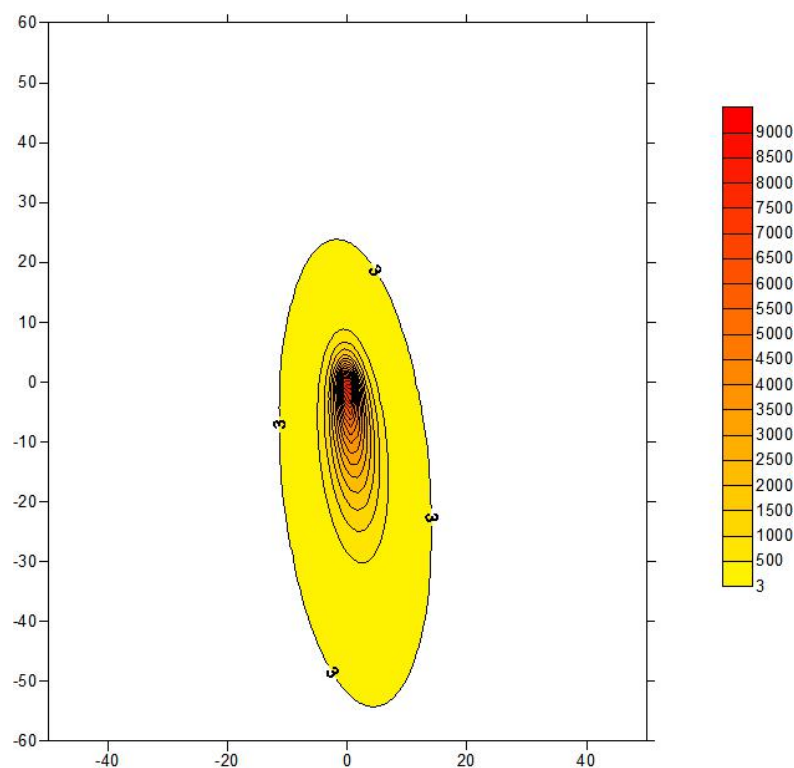


图5.2-9 钢制泥浆槽COD泄漏1000d预测范围图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，泥浆槽漏100d后，超标距离为下游25m，预测范围内超标面积为401m²；影响距离为下游28m，预测范围内影响面积为525m²。泥浆槽泄漏1000d后，超标距离为下游55m，预测范围内超标面积为1457.75m²；影响距离为下游61m，预测范围内影响面积为1416m²。距离本项目最近的地下承压水饮用水井为拟建平台SW1516m处的小庙子村承压水井。泥浆槽泄漏对环境敏感点的影响较小。

5.2.3.5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、本工程拉油点九合一多功能储罐位于地上，定期检查和维修主要可能发生泄漏

的部位，减少或杜绝储罐泄漏的发生；

4、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；

5、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。

6、地下水分区防控措施

(1) 井场防渗措施

井场、拉油点地面属于简单防渗区，防渗为一般地面硬化。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，防止污染物进入浅层水造成污染。

(2) 套管防渗措施

对使用双层套管技术进行清洁生产，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；完井后对套管做固井质量验收。发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

(3) 柴油罐区、拉油点罐区防渗措施

柴油罐、拉油点九合一多功能储罐等可能对地下水产生影响的设施应进行防渗，应进行重点防渗，当天然基础层的渗透系数大于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 时，应采用天然或人工材料构筑防渗层，防渗层的厚度应相当于渗透系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 和厚度6.0m的粘土层的防渗性能。

5.2.3.4地下水环境监测与管理

根据地下水环境影响评价结果，如果工程发生事故性泄漏，将会对地下水环境造成潜在威胁，因此一定要落实好各项污染防治措施及监测计划的实施，建设项目设3口跟踪监测井（），定期对地下水进行监测，发生事故性泄漏后应及时对有关设施进行关停并及时维修，如果根据监测结果，发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

地下水环境监测委托具有资质的单位进行，监测报告建设单位存档，并存档建设项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，各生产设施、油井套管、注水管线及污染防控措施等设施的运行状况、维护记录，同时对监测结果定期进行信息公开。根据地下水影响预测结果和地下水流向，在上游的潜水设1个背景监测点，在建设项目区域内和下游各设1个潜水跟踪监测点，进行长期监测。跟踪监测计划见表5.2-5，点位图见图5.2-4。

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
明代村水井 (区域上游)	背景监测点	46.25045, 124.26515	石油类	20m	潜水	1次/年
小庙子村水井 (区域内)	跟踪监测点	46.21192, 124.26044		20m	潜水	
二腾村水井 (区域下游)	跟踪监测点	46.21149, 124.31802		20m	潜水	



图5.2-4 地下水跟踪监测井监测点位图

5.2.3.5地下水环境影响评价结论

建设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，评价等级为

二级，评价范围为82.5km²。从区域地下水监测结果可以看出，区域地下监测项目除铁、锰外其余各项指标均满足《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设项目建设项目标准限值，经分析，铁、锰超标是受原生地质环境影响所致。

本工程的开发建设在正常生产状态下，通过采取相应的防渗、防泄漏等措施，石油类不会对地下水资源产生明显影响，只有在事故状态下，尤其因套管连接不及时石油类进入含水层时，才有可能污染地下水，但这种情况发生的可能性极小，根据预测分析可知，石油类发生泄漏时，泄漏的石油类将会污染地下水，但随着时间和距离的推移，石油类对地下水潜水层、承压水层的影响逐渐减小直至消失。

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

5.3 声环境影响预测与评价

5.3.1 施工期

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，其噪声值见表 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	50 m	100 m	150 m	200 m	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 $\leq 70\text{dB}(\text{A})$ 的要求。本项目注水管线距离二腾村50m，由于管线为人工开挖，故对二腾村影响不大；井场距离最近敏感点为小庙子村1393m，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

建设项目运营期产生噪声的主要设备有油井井场及依托场站设备噪声。

(1) 井场噪声

本工程运营期主要噪声源为采油井场抽油机，声源强度为65-80dB(A)。采用《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2009)中推荐的室外声源模式，具体如下：

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

本工程周围200m范围内无敏感点，噪声衰减预测见图5.3-1。

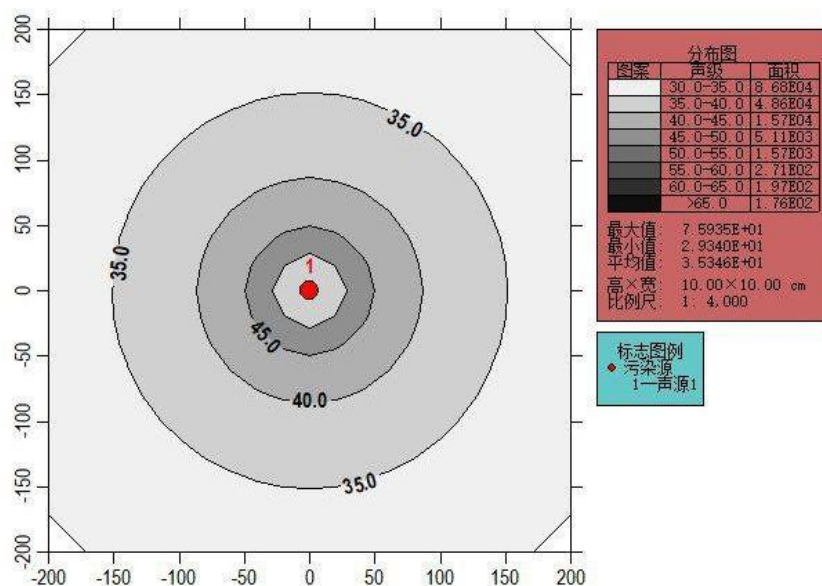


图 5.3-1 井场噪声衰减预测图

由上图可知，井场抽油机噪声在距离 200m 噪声值可以衰减到 35dB (A) 以下，叠加环境现状监测数据后噪声值 46.9dB (A) 为 47.2dB (A) 满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准，运营期井场噪声不会对村屯居民造成不良影响。

为了更好的保护区声环境，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。

(2) 古二注水站注水泵噪声

油田运营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。站场各类机泵噪声约在 80~85dB(A) 之间。通过将声源较大的设备置于室内，并在站的周围修建围墙等措施，一般噪声设备设置在封闭厂房内可降低噪声源强约 20dB(A)，同时场站内泵房等设施距离厂界有一定距离。本项目改扩建古二注水站，采取以上措施后，依托站场场界外能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准的要求，对周边声环境影响较小。

5.4 固体废物环境影响分析

5.4.1 施工期

施工期产生的固体废弃物主要有废弃钻井液、岩屑、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953.12t（828.8m³），钻井岩屑产生量为954.24t（340.8m³），废射孔液252m³。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杏西联合油污水深度处理站处理。

2) 废射孔液

本工程废射孔液产生量约252m³，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0.0105t，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采油七厂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0.0035t，废弃过硫酸钾包装袋7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0.95t，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、生活垃圾、落地油和废弃防渗布。

(1) 含油污泥、落地油

含油污泥、落地油含有石油类等有害成份，含油污泥、落地油的主要成份是水、砂和石油类。根据《国家危险废物名录》（2016.8.1），属于HW08废矿物油与含矿物油废物中石油开采和炼制产生的油泥和油脚，危险废物编号为071-001-08。

本工程依托场站储罐清淤、污水处理和作业产生的含油污泥、落地油约3.916t/a，由罐车从井场拉运至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/T 1413-2010）表1油田含油污泥综合利用污染控制指标要求。项目运营期含油污泥和落地油的产生量较小，只要采取合理的废物回收、处置方案，对环境的影响较小。但建设单位应该加强对含油污泥贮存、转移和处置的管理，建议建设规

范的含油污泥贮存池，避免含油污泥转移运输至含油污泥处理站贮存池带来的环境隐患，并应实行油田内部危险废物转移联单制度。

（2）废弃防渗布

项目油井作业期间将产生废弃防渗布1.17t/a，根据《国家危险废物名录》（2021版），废弃防渗布属于HW49，危险编号为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、过滤吸附介质物。根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017年第43号）相关规定，危险废物不能直接进行填埋处理，本项目在油井作业后将废弃防渗布统一收集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。

大庆圣德雷特化工有限公司及大庆蓝星环保工程有限公司均有资质处理本项目产生的废弃防渗布，建议建设单位委托上述资质单位的一家处理本项目运营期产生的废弃防渗布。运营期产生的废防渗布在施工结束统一收集，委托资质单位拉运处置，建设单位加强对废弃防渗布转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。

废物在运输工程中严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。落地油及含油污泥运至第九采油厂含油污泥处理站处理。项目危险废物的运输按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理，危废的转移过程应按照《危险废物转移联单管理办法》执行，运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点，一旦运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

（1）设立事故警戒线，启动应急预案，并按《环境保护行政主管部门突发环境事件信息报告办法（试行）》（2006.3.31）要求进行报告；

（2）应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

（3）对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和作复；

（4）清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；

（5）进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，穿防护服，并佩戴相应的防护工具。

综上，本项目施工期产生的固体废弃物主要有废弃钻井泥浆、废弃防渗布以及废弃包装袋；运营期主要有含油污泥、落地油、废弃防渗布等，产生量少，并且采取了合理的废物回收、处置方案，对环境危害小。

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及拉油点装置永久占地、道路建设及注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) 井场及拉油点装置建设对土壤的影响

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

① 破坏土壤结构

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

② 混合土壤层次，改变土壤质地

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

③ 土壤养分流失

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

(2) 道路建设对土壤的影响

本工程平台为辖井数超5口的大平台且与拉油点合建，需建设前后两段合计长4.60km的砂石通井路挂接于拟征用的水泥路。标准为路面宽3.5m的砂石路，路基宽4.5m。

道路建设过程中施工机械和人员可能会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对周边地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

5.5.2运营期

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地土壤污染风险管控标准》

（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准要求，说明企业在项目实施之后较好的落实污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

本次在油田开发区域内选择1座已建井场、1座拟建井场、拟建拉油点土壤进行监测，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10~15mg/kg，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，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控措施

（1）源头控制

井场修井作业时严格执行环保措施，井场铺设防渗布，设置污油回收罐，保证“工完料净场地清”，修井作业后对落地油全部回收运至第九采油厂含油污泥处理站处理。杜绝修井落地油散落井场的情况发生。

井场工作人员根据采油队管辖区域内管线分布情况，每日对辖区内管线巡视，如发现有管线破损现象及时上报维修，有效控制因管线泄漏造成的不利环境影响；厂区设置完善的应急制度及设备，对站场内设备实施日检、周检、月检和年检制度，确保站场内设备的安全运行。

（2）过程控制措施

对运输罐车定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境。

对项目涉及的各站场参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的有关要求，对站场范围内进行了分区防渗，重点污染防治区防渗层的防渗性能应不低于6.0m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能；一般污染防治区防渗层的防渗性

能应不低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能；非污染防治区，防渗性能应不大于 $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ 。

同时企业在管理方面严加管理，并采取相应的防渗措施可有效防止管线和站场贮存设施发生含油污水及原油泄漏事故造成对区域土壤环境的污染。

5.5.3.2 土壤跟踪监测

根据项目特点及评价等级确定，本次对采油井场、拉油点土壤进行跟踪监测，具体设置如下：

(1) 监测点位

监测点位设置根据建设项目油井的分布情况，建设项目共布设2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
1平台井场永久占地内	46.22371, 124.27208	表层样 0~20cm	石油烃	1次/3年
1平台井场西200m	46.22379, 124.26704	表层样 0~20cm	石油烃	



图5.5-1 土壤跟踪监测布点位图

(2) 监测指标

建设项目特征污染物石油烃。

(3) 监测要求

本工程为一级评价，按要求每3年内开展1次跟踪监测，跟踪监测应尽量在农作物收割后开展，取得监测数据要向社会公开，接受公众监督。

针对本工程可能发生的土壤污染途径，土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，从污染物的产生、运移、扩散、应急响应全阶段进行控制。建设项目将选择先进、成熟、可靠的工艺技术，并且对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对工艺、设备、堆场采取相应的措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏从而影响土壤环境。建设过程中产生的固废要及时清运进行综合利用，禁止乱堆乱放。

可见，只要采取必要的措施，该项目对土壤环境的影响不会太大，是可行的。

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
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>			
	土地利用类型	建设用地 <input 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	(3.4645) 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0.2 km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	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
表层样点数		2	4	0~20cm	

内容		柱状样点数	5	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	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表D.1 <input type="checkbox"/> ; 表D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()					
	现状评价结论	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"/>					
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 ()					
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次		
		2	石油烃		3年一次		
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

5.6.1 生态环境影响评价

建设项目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。

5.6.1.1 永久占地对植被的影响

本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度等物理性质发生异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。本工程井场占地类型为耕地，工程投产后其影响是长期不可逆的。

本工程永久占用耕地面积0.876hm²，耕地损失粮食以玉米计（年产7500kg/hm²），10年间共计损失粮食241.8375t；项目建成投产后，永久性占地无法恢复。

5.6.1.2 临时占地对生态环境的影响

本工程在施工期发生的临时占地的占地类型包括耕地、牧草地。施工过程中，车辆

碾压，机械推挖、人员践踏、管道敷设等对地表进行的平整将会对耕地地表造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复。

本工程临时占用耕地面积 8.388hm²，耕地损失粮食以玉米计（年产7500kg/hm²），在施工后第一、二年产量将下降20%-40%，随后恢复正常产量，两年间总共损失粮食产量为21.978t，价格按1500元/t计，耕地损失为3.30万元。

由于本工程临时占地的占用期限很短，在完工后可以及时恢复，所以不会对当地植被产生大的影响。生态影响减缓及恢复见表5.6-1。

表5.6-1 生态影响减缓及恢复措施表 单位：hm²

序号	项目	占地类型	措施	补偿恢复类型	占地工程内容
1	永久占地补偿	耕地	补偿0.876hm ²	按照“占一补一”进行补偿	道路、井场
2	临时占地恢复	耕地	恢复8.388hm ²	恢复地表	管线、井场
		牧草地	恢复0.63hm ²	恢复地表	管线

5.6.1.3道路、管线工程对生态环境的影响

建设项目征用当地水泥砼道路1.1km。新建4.5m宽砂石通井路4.6km，通井路改造1.85km。新建注水管道7.5km，占地类型为耕地。

工程所用土方及生石灰全部来自公路工程公司指定料场。在道路、管线施工期间，开挖经过时，应控制道路、管线开挖施工作业面，收缩开挖，减少占地面积，对于开挖的临时堆土采取措施加以隔离防护、设置围堰。在开挖过程时，表土清理集中堆存在道路、管线一侧，施工结束后，根据临时占地原土地类型进行恢复。

在施工作业前，建设单位应编制施工进度表，合理施工，采取边挖边埋设管道，边回填恢复的办法，这样可做到占地时间短、施工期短、恢复快。另外对于开挖工程临时堆弃的土方要采取临时拦挡措施，尽量减少在雨季施工，以防止造成水土流失。土方回填后的多余残土要及时运往指定堆放地并加强管理，通过采取上述措施能够有效降低施工期对土壤及生态环境的影响。

5.6.1.4油田运营期对生态环境的影响

建设项目油田生产运营期对植被的影响主要是在油井井下作业过程的占地和施工时排放的污水、污油两方面。作业的临时占地范围均在井场的永久占地范围内，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到杏西联合油污水深度处理站，防止污

油污水排入外环境，因此不会对井场周围的植被产生影响；但如果作业时管理不善，导致大量油、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，并通过根系吸收，同时石油类将在植物体内富集，影响其品质，使其生产力下降。因此井下作业一定要加强对施工作业队伍监督，严格按照环保规定进行施工。油田正常生产时，对植被影响较小。

5.6.1.5对土地沙化的影响

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、撻发菜等现象十分突出，大面积破坏植被，加剧土地沙化。五是水资源的不合理利用。长期以来，水资源开发利用缺乏有效监管和调控。上游截水、过度用水，致使中、下游地区生态用水短缺，植被退化、土地沙化。由于大规模开采地下水，造成地下水位急剧下降，大片沙生植被干枯死亡，导致土地再度沙化。

(2) 区域沙化土地分布及治理状况

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

(3) 防沙治沙工作经验

本地区防沙治沙工作开展的比较晚，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。

2、区域环境现状

本次产能建设工程位于黑龙江省大庆市让胡路区境内。本项目本工程永久占用耕地面积为0.876hm²，临时占用耕地8.388hm²，临时占用草地0.63hm²。

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

土壤类型与植被分布：本工程所在区域内主要土壤类型为草甸土。工程所在区域内植被呈复区镶嵌分布，植被稀疏，粮食单产较低。植物资源以草本植物为主体，草原天然植被属于“蒙古植物区系”。在植物方面，目前主要为天然牧草；区域内农作物主要为玉米及其它应季蔬菜等。

（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、让胡路区、让胡路区、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。本工程位于让胡路区境内，根据《黑龙江省防沙治沙条例》（2018年修正）第三十一条，应重点治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化危害。

根据调查，项目所在地无裸露的沙地，项目占地区域未出现土壤沙化现象。为保护区域生态环境，建设单位应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。应严格控制控制施工作业占地范围，尽量较小施工期对区域生态影响。

5.6.1.6项目对水土流失的影响

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》，本项目所在区域的让胡路区银浪牧场为水土流失重点预防区，**本项目与水土流失重点治理区位置关系图见附图12。**

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。

5.6.2生态环境保护措施

(1) 施工期生态保护措施

1) 施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm~30cm左右）单独堆放，然后挖心、底土层另外堆放，复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

2) 施工结束后，及时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。对于本项目占用草地应严格控制相应占地面积，并且在施工结束后及时进行植被恢复，包括施工前表土剥离后的土地恢复及播撒草籽等恢复措施；

3) 管线施工时，要及时采取措施，降低土壤风蚀，减少水土流失，并利于植被恢复。包括土壤分层开挖、分别埋放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式（不起土坝）进行，以便其尽快恢复植被；

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) 严格控制施工期的污染物排放，加强科学管理，控制管道穿孔、断裂等恶性事故的发生。

(2) 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) 生物防治措施

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

(2) 管理措施

因地制宜选择施工季节，尽量避开植被生长季节、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5.6-1。

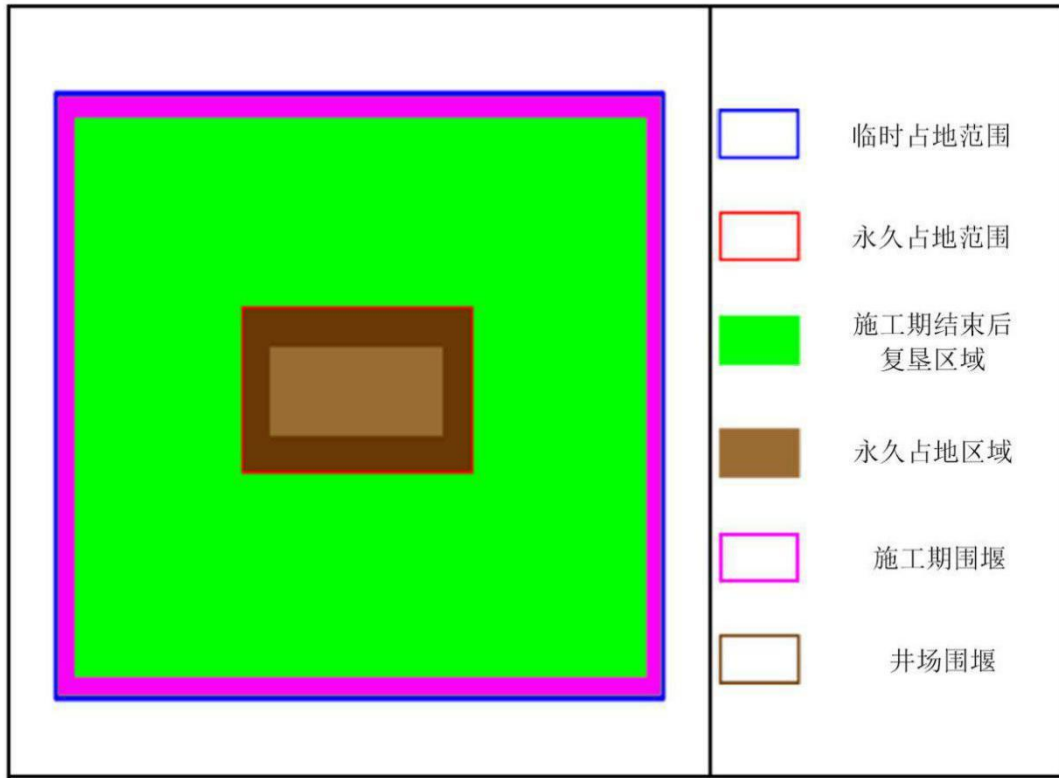


图 5.6-1 井场典型生态保护措施平面布置示意图

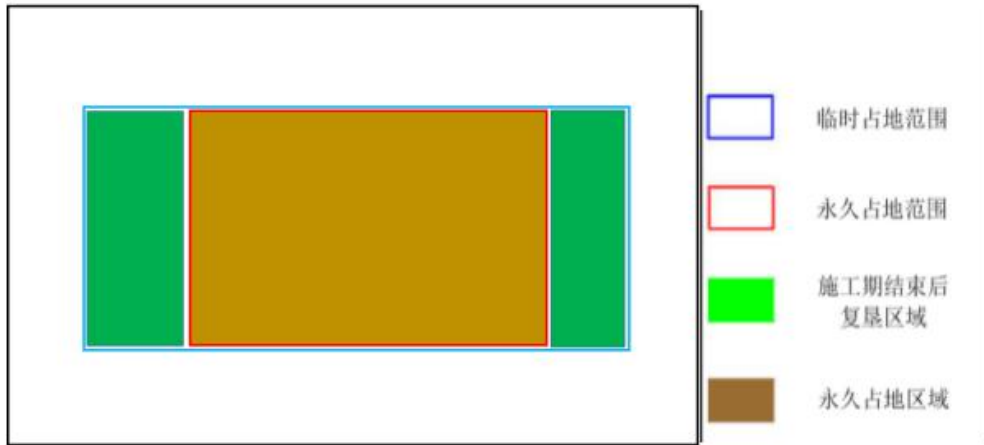


图 5.6-2 道路典型生态保护措施平面布置示意图

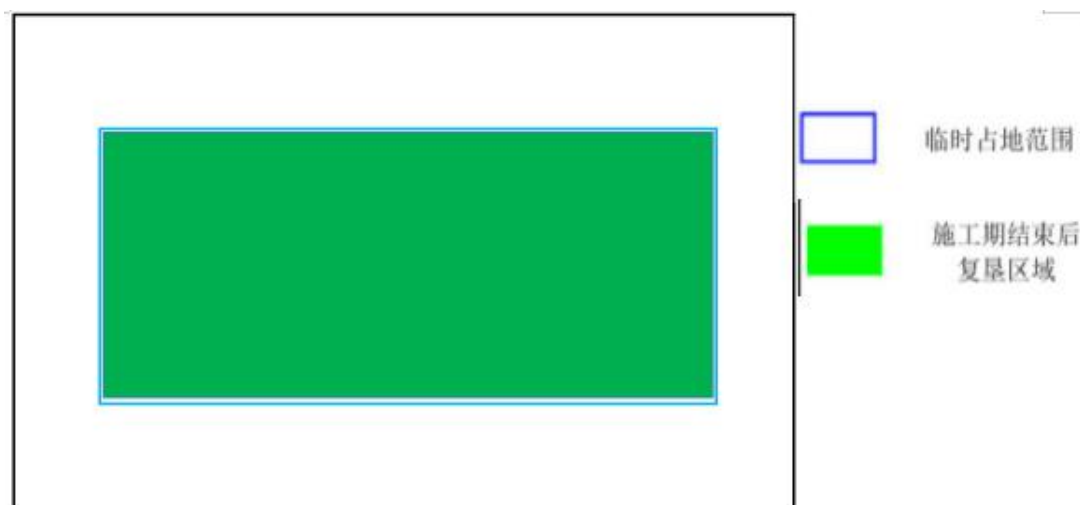


图 5.6-3 管线典型生态保护措施平面布置示意图

(3) 防沙治沙措施

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、让胡路区、让胡路区、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。本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。

《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。”

本项目占地包括耕地、牧草地。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，制定以下生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

1) 井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

2) 在完钻后,要立即对施工现场进行平整,并尽可能覆土压实,基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣,并力求做到“挖填平衡”。

3) 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,以减少风蚀沙化的范围。

4) 施工作业避免在大风天施工。

5) 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。

6) 管线敷设时,根据实际管径打掉尽量减少施工作业面宽度,控制在10m以内,采取平埋方式(不起土坝)进行,以便尽快恢复植被;管道施工结束后,回填开挖的管沟,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。

5.6.3生态环境影响评价结论

建设项目施工期对生态系统的影响较大,影响主要来自施工临时占地,管道的铺设。这部分土地的土地利用性质会发生改变,但由于项目开发面积较小,永久性占地面积小,本工程不会对区域内的土地利用结构有大的改变。

项目运营期对生态系统的影响主要是井下作业、管线泄漏对生态的影响。通过采取铺设防渗布等措施防止污油污水的外排,不会对井场周围生态环境产生影响。

(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农作物及草量有一定程度的下降。在施工建设过程中采取严格控制施工范围等保护措施,则可在最大程度减小对生态环境的不利影响,加快生态环境在尽可能短的时间内得到恢复;

(2) 项目采油、贮存、运输及其它生产过程中产生落地油、含油污水等环境污染物,对油井周围环境中的植物生长发育及作物品质有一定的影响。但通过采取作业时敷设防渗布等必要的环保措施,其对环境的污染程度是较小的,不会影响开发区域内植被生长;

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

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

5.7 环境风险影响价

5.7.1 评价依据

5.7.1.1 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) 原油

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

表5.7-1 原油安全技术说明书

理化 常数	序号	1967		
	CAS号	/		
	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU; Petrolemn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3~19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1）0.84~0.86	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（体积）	自燃温度	280℃~380℃
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险特性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康危害	毒性：IV（轻度危害），属低毒类。 侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：未见原油引起急性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。			

泄漏 应急 处理	根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸器，穿防火服，使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液。
防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸器。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。
灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。 灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。

(2) 伴生气（天然气）

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

表5.7-2 天然气安全技术说明书

CAS号		74-82-8	
中文名称		天然气	
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。
密度	相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
爆炸极限	空气中5.3~15%（体积）	自燃温度	538℃
主要用途		用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。	
危险特性		危险性类别：第2.1类易燃气体 燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯	

	<p>气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氯及其它强氧化剂接触剧烈反应。</p> <p>燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。</p>
健康危害	<p>侵入途径：吸入</p> <p>健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。</p>
泄漏应急处理	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。</p>
防护措施	<p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</p>
急救措施	<p>皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。</p>
灭火方法	<p>切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。</p> <p>灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。</p>

（3）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 5.7-3。

5.7-3

柴油安全技术说明书

物质名称：柴油			
物化特性			
沸点 (°C)	180~410 (约)	比重 (水=1)	0.8~0.9
饱和蒸气压 (kPa)	0.67kMPa (25°C, 纯品)	熔点 (°C)	-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 (°C)	≥65	爆炸极限 (V%)	1.5~4.5
引燃温度 (°C)	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。		

5.7.1.2 风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018), 建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV+级。根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度, 结合事故情况下环境影响途径, 对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析, 按照下表确定环境风险潜势。

表5.7-4 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害	高度危害 (P2)	中毒危害 (P3)	轻度危害 (P4)

	(P1)			
环境高度敏感区 (E1)	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区 (E3)	III	III	II	I

注：IV+为极高环境风险

P的等级确定：分析建设项目生产、使用、储存过程中涉及的有毒有害、易燃易爆物质，参见附录B确定危险物质的临界量。定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）和所属行业及生产工艺特点（M），按附录C对危险物质及工艺系统危险性（P）等级进行判断。

E的分级确定：分析危险物质在事故情形下的环境影响途径，如大气、地表水、地下水等，按照附录D对建设项目各要素环境敏感程度（E）等级进行判断。

根据附录B中 B.1突发环境事件风险物质及临界量表见表5.7-5。

表5.7-5 危险物质数量与临界量

序号	危险物质	CAS号	临界量 (t)
1	原油（石油类）	/	2500
2	天然气（甲烷）	74-82-8	10
3	柴油	/	2500

施工期钻井井场柴油储罐储存量为 30t；运营期拉油点新建 40m³ 九合一多功能储罐 2座，根据设计方案，综合含水率为 20.0%，气油比为 77.4m³/t，则拉油点最大原油储存量为 40×2×（1-20.0%）×0.8671=55.51t；最大天然气储存量为 55.51×77.4×0.717=3081kg。

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

$$Q=q1/Q1+q2/Q2+....qn/Qn$$

式中：q1，q2，....qn----每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1,Q2,....,Qn-----每种危险物质的临界量，t；

当Q<1时，该项目环境风险潜势为 I。

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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；当 Q≥1 时，按照危险物质及工艺系统危险性确定 P 值，并结

合建设项目各环境敏感程度 E 值进行建设项目环境风险潜势的划分。本项目 Q 值计算过程见表 5.7-6。

表5.7-6 本项目Q值计算过程

序号	时期	危险物质	最大存在量t	临界量 (t)	qn/Q	ΣQ
1	施工期	柴油	30	2500	0.012	0.012
2	运营期	天然气(甲烷)	3.081	10	0.3081	0.3301
3		原油(石油类)	55.51	2500	0.022	

本项目施工期 Q 值为 $0.012 < 1$ ，运营期 Q 为 $0.3301 < 1$ ，因此，判定本项目施工期环境风险潜势为 I，运营期环境风险潜势为 I。

5.7.1.3 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中关于环境风险评价工作等级的划分，具体见表 5.7-7，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

表5.7-7 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。

5.7.2 环境敏感目标概况

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，环境风险评价范围应根据环境敏感目标的分布情况，事故后果预测结果对环境产生危害的范围综合确定。项目周边所在区域，评价范围外存在需要特别关注的环境敏感目标，评价范围需延伸至所关心的目标。本项目环境风险评价工作等级为简单分析，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，结合本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，环境风险敏感目标表见 2.6-6，风险评价范围图见附图 7。

5.7.3 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；运营期的井下作业过程、采油过程和集输过程等工艺环节。

(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

本项目设计平均井深 1975m，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 7 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/T 5466-2013）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、油污泄漏进入环境，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，注水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 Fe^{2+} 发生反应引起的。腐蚀条件包括一定的温度、压力、 Fe^{2+} 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

本项目依托场站为杏西联脱水站，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。

4) 拉油点火灾、爆炸

项目设有拉油点1处，与平台井合建，采出液经拉油点预处理后由罐车拉运。拉油过程若遇明火或存在其他引火源是就可能导致火灾甚至爆炸事故，事故会使得石油类和烃类大量散发，引起环境空气污染，以及生态环境破坏。因距离小庙子村较近，事故严重时可能导致人员伤亡和财产损失。

5.7.4环境风险分析

5.7.4.1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平台西南侧1393m的小庙子村，位于该地区主导风向的下风向，因此，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/SY 02552-2018）、《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0.01~100 $\mu\text{g}/1000\text{m}^3$ ，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，对大气环境造成短时间的严重污染。

(3) 产液拉运过程发生泄漏、火灾爆炸对环境空气的影响

项目设有拉油点1处，采出液经拉油点预处理后由罐车拉运，若运输过程中由于操作不当、运输车辆故障或发生交通事故等情况下，易发生泄漏甚至火灾爆炸事故，泄漏事故产生的主要污染物为石油类、轻烃气体，火灾爆炸事故产生的主要污染物为CO和SO₂，对大气环境可造成短时间的严重污染。

5.7.4.2 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0~10cm及10~

30cm 层位中，主要积聚在土壤表层 80cm 以内，一般很难下渗至 2m 以下。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 4.5m，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) 套管对地下水的影响

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，则套管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 $Mb \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。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。

5.7.4.3 事故状态下对地表水环境的影响

本工程事故状态下对地表水污染途径主要是油井的事故泄漏。泄漏污油污水在雨季期间可能随地表径流流向下游。及时关闭管道阀门或筑堤限制事故影响范围，然后彻底清理周边粘滞原油和被油水污染的泥沙、树枝、杂草等含油废弃物，同时展开对事故管段或设备的抢修。只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，泄漏事故不会对地表水体造成污染影响。

5.7.4.4 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。

5.7.4.5 事故状态下对生态环境的影响

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

5.7.5 环境风险防范措施

本项目可能在运营期油井作业、油气运输以及依托场站的运营过程存在一定的环境风险。针对本项目运营期产生的风险事故提出相应防治措施。

5.7.5.1 突发井喷及井喷失控事件应急处理

现有应急预案中突发井喷及井喷失控事件应急处置程序及要点：

①发现异常。当发现异常情况后，第一发现人立即报告司钻。

②关井。司钻立即报警，组织班组人员关井，班组人员按《钻井井控突发事件岗位应急处置卡》进行操作。

③观察与记录。观察、记录立压、套压并向司钻报告；汇总钻井液增加量、工程参数及气测显示资料，记录关井时间，向值班干部报告。

④汇报。值班干部将关井情况及有关数据向井队长汇报，井队长立即向上级应急办公室报告。

⑤应急措施。听到报警信号或报告后，井队应急小组成员迅速赶赴现场，落实关井情况，研究处理措施，组织备用班组加重钻井液，做好压井准备。

⑥压井。按照上级应急领导机构的统一指挥实施压井作业，压井作业前应按规定检测 H₂S 含量，如浓度超标，应采取必要的人身防护措施。

⑦扩大应急。一旦井喷失控，应急小组要立即指挥停车、停电，杜绝一切火源，组织全体员工撤到安全区域，并立即向上级应急办公室求援。

5.7.5.2 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井作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业；

②施工准备过程要在管、杆桥下铺垫高强度防渗布，防渗布四周围出 10cm 高围堰；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水收集装置，安装完好后，通电调试；

③作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，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，启动作业废水收集装置和油水收集器，使废水废液由套管排出，经收集后处理；

⑤在井下作业施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到废水回收装置；

⑥井下作业前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0MPa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

5.7.5.3 运输过程事故风险防范措施

本工程新建油井采用罐车拉油，为此在集中拉油点设置了多功能原油储罐，在进油时由于仪器失灵或操作失误等原因都可造成进油过多导致原油溢出事故，造成油罐周围的环境污染。另外，原油在装车过程中如果不按规程操作，或者装满油的罐车在运行过程中发生事故，也有可能发生原油泄漏，污染环境。为此，提出以下防范措施：

1) 对拉油井加强巡视，注意观察储油罐液位，当储油罐充满度达到85%时，立即关闭油井。

2) 罐车装油时现场必须有专人监督，确保不发生原油泄漏。

3) 对拉油车辆配备必要的收油工具，一旦在行驶过程中发生原油泄漏，立即停车，对泄漏的原油用木粉及时清理带走，如发现恶性事故，要及时报告，及时处理，减轻危害。

4) 选择带有密闭油罐的油罐车。平时加强检修，保持油罐上盖和胶皮管法门的密闭性。原油装车后要求司机盖好上面的盖子，拧紧阀门。每个罐车配一个小筒，以备一旦出现泄漏后可以接油。

5) 加强对司机培训，提高其环境意识，严格对司机的管理，一旦发现没盖油罐盖或没拧紧阀门，导致漏油，要对进行经济处罚。

6) 罐车拉运过程实行风险控制，严格交接制度，确保拉运到指定地点。

5.7.5.4 集中拉油点事故风险防范措施

1) 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；

2) 平稳操作，避免系统压力超高放空；

3) 定期维护保养容器、设备和站内管线;

4) 火灾的风险防范措施如下:

①为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸,所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。站场可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施;

②生产设备集中布置,并布置在全年最小风频风向的上风侧及站内边缘部位;

③站内架空输油管线及油罐均设计防雷、防静电接地装置;对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施;

④站场内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检,保证安全设施可靠有效。

⑤站内架空输油管线及油罐均设计防雷、防静电接地装置;对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施;

⑥站场内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检,保证安全设施可靠有效。

5.7.5.4 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

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

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

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

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

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

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

5.7.6 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。

5.7.6.1 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油污、污水排放污染等事故的分类、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等重要内容；该《突发环境事件专项预案》进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与应急处置、应急保障内容确定以及第九采油厂突发事故的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。

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。

5.7.6.2 应急预案调查演练及培训

企业应定期进行应急演练。此外，项目应急组织管理机构应对岗位人员加强日常的应急处理能力的培训，提高事故应急处理能力，对应急预案中有关的每个人的职责能够明确分工，对大多数应急计划都能够进行定期训练和演练，做到有条不紊，各负其责，发生事故时，能立即赶赴现场，进行有效的处理和防护工作，同时能够对周围居民的应急教育和宣传工作。

5.7.6.3 应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司第九采油厂应急预案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《突发事件总体应急预案》、《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》《井喷突发事件专项应急预案》等 15 个应急预案，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5.7-8 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

5.7.7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，环境风险评价自查表见表 5.7-9。

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	杏树岗油田萨95区块萨951井区产能建设工程环境影响报告书				
建设地点	(黑龙江)省	(大庆)市	(大同)区	()县	()园区
地理坐标	经度	125°14'51.58"~125°20'36.38"	纬度	46°02'27.56"~46°07'24.06"	
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	火灾、爆炸影响空气环境，但不会对最近居民点造成危害影响。 井场和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。				
风险防范措施要求	防火、防爆，油泥不落地措施，管理措施。 管道密闭输送、防腐、试压，运营期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施。				
填表说明	根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，建设项目为简单分析。本工程的主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。				

表 5.7-9 建设项目环境风险评价自查表

工作内容	完成情况
------	------

风险调查	危险物质	名称	石油	天然气	柴油				
		存在总量t	5.551	0.308	30				
	环境敏感性	大气	500m范围内人口数_人			5km范围内人口数_人			
			每公里管段周边200m范围内人口数(最大)						_人
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>		F2 <input type="checkbox"/>		F3 <input type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>		S2 <input type="checkbox"/>		S3 <input type="checkbox"/>	
地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>		G2 <input type="checkbox"/>		G3 <input type="checkbox"/>			
	包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>		D2 <input type="checkbox"/>		D3 <input type="checkbox"/>			
物质及工艺系数危险性		Q值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>		1≤Q<10 <input type="checkbox"/>		10≤Q<100 <input type="checkbox"/>		Q>100 <input type="checkbox"/>
		M值	M1 <input type="checkbox"/>		M2 <input type="checkbox"/>		M3 <input type="checkbox"/>		M4 <input type="checkbox"/>
		P值	P1 <input type="checkbox"/>		P2 <input type="checkbox"/>		P3 <input type="checkbox"/>		P4 <input type="checkbox"/>
环境风险潜势		IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>		III <input type="checkbox"/>		II <input type="checkbox"/>		I <input checked="" type="checkbox"/>
评价等级		一级 <input type="checkbox"/>			二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input type="checkbox"/>			易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>				
	环境风险类型	泄漏 <input type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>				
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>		地表水 <input type="checkbox"/>		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>			
事故情形分析		源强设定方法		计算法 <input type="checkbox"/>		经验估算法 <input type="checkbox"/>		其他估算法 <input type="checkbox"/>	
风险预测与评价	大气	预测模型		SLAB <input type="checkbox"/>		AFTOX <input type="checkbox"/>		其他 <input type="checkbox"/>	
		预测结果		大气毒性终点浓度-1 最大影响范围__m					
	大气毒性终点浓度-2 最大影响范围__m								
	地表水	最近敏感目标__, 到达时间__h							
地下水	下游厂区边界到达时间__d								
重点风险防范措施		①站场事故风险防范措施: 建议对地层压力进行监控, 合理安排注采比, 预防套损事故的发生; 站内定时巡检, 及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题, 避免出现大量油水泄漏; 平稳操作, 避免系统压力超高放空; 定期维护保养容器、设备和站内管线。							
		②火灾、爆炸风险防范措施: 为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸, 所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。场站可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施; 场站的架空输油管线及油罐均设计防雷、防静电接地装置; 对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施; 场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检, 保证安全设施可靠有效。各依托场站所有火灾危险区全部安装可燃气体深度监测报警装置。							
评价结论与建议		本工程的主要环境风险是拉油点储罐泄漏、火灾爆炸、场站天然气泄漏等, 对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后, 可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训, 完善项目的事故应急预案, 并定期演练, 避免重大污染事故的发生。							
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, “__”为内容填写项									

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。

(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) 施工期生活污水排入拉油点新建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥；

(2) 施工车辆和设备坚持日常检查制度，控制跑、冒、滴、漏现象的发生，以杜绝环境污染事件；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钢制泥浆槽中，罐车拉运至废弃钻井液无害化处理装置处理，处理后的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）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杏西联合油污水深度处理站处理后回注。

(5) 施工期产生的压裂返排液集中收集，拉运至杏西联合压裂返排液处理站处理后进入杏西联合油污水深度处理站处理，经杏西联合油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”规定后回注油层；

(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杏西联合油污水深度处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

(Q/SYDQ0639-2015) 中“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”规定后回注油层；杏西联合油污水深度处理站设计规模为 $7500\text{m}^3/\text{d}$ ，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”。本项目产生试压废水约 11.83m^3 ，杏西联现处理能力可以满足新增产能污水处理要求。

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（22:00~次日6:00）施工进行，避免对周围敏感点产生影响。

(6) 合理安排施工时间。尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工。

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

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

6.1.4 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) 废射孔液进入井场钢制泥浆槽，与废弃泥浆一起由罐车拉运至废弃钻井液无害化处理装置处理，处理后的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000），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杏西联合油污水深度处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”，回注油层；

(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采油七厂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大庆市生活垃圾综合处理厂处理。

6.1.5 生态污染防治措施

本工程施工期占地主要为钻井井场施工作业、管线施工、道路施工发生的临时占地，占地类型均为耕地（非基本农田）、牧草地，共计 3.36hm²；本项目采用单井拉油工艺，无集油管线建设；采油第二年2口油井转水驱开发，故新建注水管线7.5km,施工作业面宽度为 8m，施工方式主要为人工开挖和机械开挖相结合；项目征用当地水泥砼道路1.1km。新建4.5m宽砂石通井路4.6km，通井路改造1.85km。施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏等对地表进行的平整将会对地表造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后及时对施工迹地地表植被进行恢复。

(1) 一般性生态保护措施

①加强井场管理及设备养护，防止原油以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理；废弃工作液及时清走，妥善处理；

②埋设注水管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；

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

④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，使之自然恢复地表土壤保护层，并逐步恢复植被；

⑤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；

⑥施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对临时占用耕地进行表土留存，分

层回填，整平翻松，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）防沙治沙措施

本项目位于让胡路区境内，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。本项目占地均为耕地（非基本农田）、牧草地，临时占用3.36hm²，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，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施工作业避免在大风天施工。

③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。

④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。

（3）水土流失防治措施

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。

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

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。

通过采取上述措施，施工期严格控制控制施工作业占地范围，不会对项目所在区域生态环境产生较大影响，施工期生态保护措施可行。

6.1.6 土壤环境保护措施

(1) 加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染。

(2) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被和土壤的破坏。本工程建设期间主要进行地面工程的建设、各种管线与道路的铺设等作业。对环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。根据油田地面工程规划方案，本工程对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，按照省市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

(3) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

(4) 对于临时占地，在对土壤进行开挖施工时要采取措施降低土壤风蚀，减少水土流失；对土壤要分层开挖、分别堆放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式（不起土坝）进行，以便其尽快恢复植被生长。

6.2 运营期污染防治措施

6.2.1 废气污染防治措施

本项目运营期的大气污染主要来自运营过程中产液集输过程无组织挥发的烃类气

体、拉油点九合一多功能储罐加热装置燃烧烟气及依托场站产生的废气。

(1) 油气集输采用密闭流程，最大限度降低烃类气体的挥发；

(2) 本项目烃类挥发主要发生在九合一多功能储罐装置及拉油罐车。通过采取提高九合一多功能储罐及罐车的密闭程度，满足生产的情况下，尽量减少车辆车次，从而减少汽车尾气排放；与此同时，加强运行管理，缩短原油装卸时间；最大限度的减少烃类气体挥发；

(3) 加热炉燃料采用清洁能源（天然气），排放烟气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）要求；

(4) 本项目加热装置均采用天然气为原料，颗粒物、SO₂ 等污染物的排放量较少，对环境空气影响甚微；

(5) 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；

(6) 加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

(7) 加强油田气放空的管理：定期对设备进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，尽量减少事故性油田气放空；在进行放空时，应经过充分燃烧，并控制放空量，在系统可承受的压力范围内时应停止放空。

(8) 采油九厂含油污泥处理站运营期，热解炉以天然气以及不凝气为燃料，不凝气经两级水封后，送入热解炉焚烧，热解炉烟气经喷淋除尘后，通过18m高排气筒排放。SO₂、NO_x、颗粒物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2中燃气锅炉污染物排放限值要求；非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求。导热油炉以及老化油炉以天然气为燃料，烟气通过10m高排气筒排放。SO₂、NO_x、颗粒物满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2中燃气锅炉污染物排放限值要求。含油污泥收集池、干污泥储池、脱油泥堆场设置罩棚及围挡，热解炉卸料口设置在封闭操作间内。干污泥储池定期洒水降尘。非甲烷总烃厂界满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2无组织限值要求，厂房外非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）限值要求。臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表1标准限值要求。无组织排放的颗粒物满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2二级标准

要求。

通过采取以上措施，可以将项目建设对大气环境的影响减小到最小程度，使其对周围大气环境的影响大大降低，保持在环境可接受的范围之内。

6.2.2 废水污染防治措施

(1) 生活污水排入拉油点新建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥。

(2) 运营期油井作业污水、水井洗井废水经罐车拉运到杏西联合油污水深度处理站处理达标后全部回注油层，不外排；

(3) 油井作业范围限制在油井永久占地范围内，同时作业过程中设置临时围堰，围堰为粘土夯筑，避免作业污油污水进入井场永久占地范围以外的环境，作业结束后及时清理井场；

(4) 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) 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) 本工程拉油点九合一多功能储罐位于地上，定期检查和维修主要可能发生泄漏的部位，减少或杜绝储罐泄漏的发生；

(7) 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。

(8) 地下水分区防控措施

①井场防渗措施

井场、拉油点地面属于简单防渗区，防渗为一般地面硬化。防渗性能应满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求：在一般防渗区地面铺设 $M_b \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 的防渗性能的黏土层，使防渗性能满足相关要求，并在防渗工程施工时候留存影像资料。

②套管防渗措施

对使用双层套管技术进行清洁生产，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；完井后对套管做固井质量验收。发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

③柴油罐区、拉油点罐区防渗措施

柴油罐、拉油点九合一多功能储罐等可能对地下水产生影响的设施应进行防渗，应进行重点防渗，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）（中华人民共和国住房和城乡建设部2014年6月1日实施）中要求，重点防渗区铺设 $M_b \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 的防渗性能的黏土层，使防渗性能满足相关要求。

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、井场发电机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。

（3）注意对设备的维护保养，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

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、收集、贮存及处置措施

（1）含油污泥、落地油

本项目运营期产生的含油污泥和落地油属于危险废物，危险废物编号为HW08 废矿物油与含矿物油废物 071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚，井场作业中使用防渗布防止原油落地，由罐车拉运至采油九厂含油污泥处理站进行处理，满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）要求后，用于垫井场和通井路。本项目产生的含油污泥及落地油依托采油九厂含油污泥处理站处理，站内主要工艺采用“预处理-热解工艺”的处理工艺，设计处理量为3.3万t/a，经过处理后的污泥含油<3%。含油污泥收集池设计最大暂存能力4800m³，目前负荷4000m³，本项目落地油及含油污泥产生量为3.916m³/a，可满足本项目需要。

（2）含油废弃防渗布

油井作业时产生的含油废弃防渗布属于危险废物，危废编号为HW49其他废物900-041-09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，产生的含油废弃防渗布委托资质单位定期拉运处置；含油物质运输、转移应满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其2013年修改单规定，执行危废转移联单制度。

（3）生活垃圾

生活垃圾统一收集送附近垃圾点，由环卫工人运至大庆市生活垃圾综合处理厂埋处理。

2、运输措施

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

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

局令 第5号) 执行。

(3) 运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点

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

综上所述, 本项目产生的固体废生均可得到妥善处理, 不外排, 本项目固体废弃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) 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;

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

(3) 井场夯实, 回收落地油时, 减少土壤的剥离量;

(4) 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;

(5) 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。

(6) 运营期油井作业禁止碾压和破坏道路及井场外地表植被。

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

6.2.6 土壤环境保护措施

(1) 油水井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”, 作业后无分离污水遗留井场;

(2) 油水井作业时, 井场应铺设防渗布, 防止落地油溅落, 污染土壤;

(3) 加强管理, 杜绝分离污水运输过程跑冒滴漏, 管道采用钢管进行重点防渗处理, 分离污水全部通过污水外输管道输送至 杏西联合油污水深度处理站进行处理;

(4) 提高职工的环境保护意识, 在生产管理中杜绝人为破坏植被的现象。

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) 定期检测注水管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新；
- (5) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；
- (6) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，强化检验手段；制定严格的规章制度，发现缺陷，及时正确修补并做好记录；
- (7) 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。

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

根据企业提供资料及现场调查，目前第九采油厂已建立较完善的应急预案体系，《环境突发事件专项应急预案》，同时下属各作业区还编制了《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。专项应急预案及物资储备，能够满足应急要求。本工程油井附近有已建区块，现有应急预案可以满足本工程生产的需要，不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，定期进行地企联动应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

第九采油厂应急预案对突发事件进行分级，参照国家、集团公司和油田公司有关规定，第九采油厂将突发事件等级按照其性质、严重程度、可控性、影响范围、处置能力等因素分为三级：

I级突发事件（厂级）：是指突然发生、事态非常复杂，对社会公共安全、政治稳定、经济秩序和油田生产带来严重危害或威胁，已经或可能造成重大人员伤亡、重大财产损失或重大生态环境破坏，对第九采油厂声誉造成重大影响，矿（大队）级单位不能独立控制处置，需要厂统一组织指挥抢险救援的紧急事件。

II级突发事件（矿（大队）级）：指突然发生、事态较为复杂，对社会公共安全、政治稳定和第九采油厂生产造成一定危害或威胁，已经或可能造成较大人员伤亡、较大财产损失或生态环境破坏，对第九采油厂声誉造成较大影响，各站（队）或作业现场不能独立控制处置，需要矿（大队）级单位统一组织指挥抢险救援的紧急事件。

III级突发事件（站（队）级）：指突然发生，事态比较简单，已经或可能造成轻微人员伤害和较小财产损失，各班组或作业现场不能独立控制处置，需要站（队）等基层单位统一组织指挥抢险救援的紧急事件。

国家有关法律法规有明确规定的，按国家有关规定执行。第九采油厂各专项预案可

根据国家、集团公司和油田公司有关规定，并结合实际情况制定具体分级标准。根据应急组织机构，设置环境突发事件应急领导小组、环境突发事件应急办公室及环境突发事件应急工作组，对第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，主要有大庆市环保局、肇源县环保局、大庆市环境监测中心站，具体详见应急预案。通过分析该预案内容可知，预案中针对突发事故的应急流程、应急教育与应急演练、应急物资保障等内容方面已经比较完善，能够给对突发环境事件进行妥善处理。

总体上看，建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足本项目的要求。企业还应在应急预案中补充事故发生后的环境应急监测计划，并在事故发生后组织专门事故评估小组对事故性质、参数与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据。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，应急监测主要内容如下：

（1）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。

（2）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。

（3）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。

（4）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。

当突发环境污染事件时，应切实加强对原油、少量的油气等污染物的回收处理工作，并及时处理被污染的土壤，消除对地下水的污染隐患。针对套管破损事故发生油水窜层、井漏事故时发生石油泄漏等存在污染地下水的风险，建议建设单位应当加强运营过程中的监控措施，定期对附近站内及井区内水源井进行观测和检测，随时监测地下水的变化，启动针对地下水一旦受污染的环境风险应急预案。同时应补充发生事故后的环境保护应急监测，并加强应急演练。

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 油田开发后期及闭井期环保措施

本工程闭井期另外单独履行环评手续。

6.5 “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、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 $Mb \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ ，在防渗工程施工时候留存影像资料
	废水	生活污水	排入拉油点新建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥	不外排
		压裂返排液、试压废水	拉运至杏西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	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： $\leq 1.0mg/m$
	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

固体废物			标准》(GB12523-2011)要求	
	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	采油七厂工业固废填埋场	《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 3.36hm 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	补偿永久占地 0.876hm ²	
运营期	废水	生活污水	排入拉油点新建防渗旱厕,定期清掏外运堆肥	不外排
		产液分离废水	罐车拉运至杏西联合油污水深度处理站	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/T 5329-2012)中相应标准限值,回注油层
		洗井污水		
	作业污水			
	压裂返排液	拉运至杏西联合压裂返排液处理站处理		
噪声	井场、拉油点、依托场站	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	

	设备噪声		标准限值，昼间 $\leq 60\text{dB(A)}$ 、夜间 $\leq 50\text{dB(A)}$
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）中新建燃气锅炉要求
	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	依托场站（已建）、井场运行期产生的 VOCs（以非甲烷总烃计），执行《大气污染物综合排放标准》（GB16397-1996）中无组织排放监控浓度限值，2023 年 1 月 1 日起执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关标准要求。新建拉油点执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关标准要求。厂区内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）中的相关标准要求。
固体废物	生活垃圾	送生活垃圾处理场	不外排
	含油污泥和落地油	运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 $\leq 3\%$
	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	<p>(1) 项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况。</p> <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</p>

			施，应急处置等。 (6) 施工期扰民现象的调查。 (7) 固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
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，防止作业污油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送至第九采油厂含油污泥处理处理
	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发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本油田开发过程中，由于井场、场站建设、管道铺设等，需要占用一定面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

(1) 植被损失费

该项目损失主要为耕地的损失，根据生态环境影响分析，该项目投产后临时占地与永久占地造成的粮食损失如果以玉米计，玉米按 1500 元/吨计，则投产十年间耕地损失 39.58 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 68.04t 烃类排入大气，每吨按 1529.7 元计，相当于损失 10.41 万元。

两项合计为 78.45 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1

环保投资统计

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	试压废水拉运至杏西联合油污水深度处理站处理	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	32
		废包装袋、破损防渗布、生活垃圾处置	1
		压裂返排液拉运至杏西联压裂返排液处理站处理等	5
	生态	永久占地 0.876hm ² ；临时占地 3.36hm ²	210
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		60	

		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3.36hm ² 土地进行植被恢复、耕地复垦	
运营 期	废水	作业污水拉运至 杏西联合油污水深度处理站处理	3
	固体废物	落地油及油泥（砂）运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			360

7.2.2环境效益简要分析

本工程原油集输采用密闭流程，10年间可减少油气损失402t，按每吨1529.7元计，可创价值61.49万元。项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施，大大降低了排入环境中污染物的数量，将取得一定的环境效益。

7.3 环境经济损益分析结论

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

8.环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

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

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

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

（3）退役期HSE管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运营期的风险事故。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

本工程环境管理工作由第九采油厂安全环保部负责，采油矿设置专职环保员1名，小队设置兼职环保员1名，实行厂、矿、小队三级环保管理。

在项目建设期引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由第九采油厂安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置1名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级HSE管理网络，在油田已有HSE指挥部的基础上，分别配备HSE现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

8.1.2 规章制度

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，

并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	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。

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	284m 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	280m ³	罐车拉运至杏西联压裂返排液处理站处理	不外排
		试压废水	SS	11.83m ³	由罐车拉运至杏西联含油污水处理站处理达标后回注油层	不外排
		生活污水	COD、NH ₃ -N、SS	121.6t	施工期产生的生活污水排入拉油点新建防渗旱厕, 定期清掏外运堆肥	不外排
3	固废	废弃钻井液	石油类、COD	953.12t	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	/	954.24t		不外排
		废射孔液	/	252m ³		不外排
		纯碱、膨润土包装袋、破损防渗布	/	0.0105t	采油七厂工业固废填埋场	《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	/	7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	/	0.0035t	委托资质单位处理	及其2013修改单要求
		生活垃圾	/	0.95t	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)	11.482t/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	32.33×10 ⁴ m ³ /a		符合《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2新建燃气锅炉排放限值(SO ₂ ≤50mg/m ³ 、NO _x ≤200mg/m ³ 、颗粒物≤20mg/m ³)
2	废水	产液分离废水	石油类	1467.3m ³ /a	罐车拉运至杏西联合站处理后回注油层	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/T 5329-2012)中相应标准限值,回注油层
		压裂返排液	石油类	280m ³ /a		
		作业污水	石油类、悬浮物	73.3m ³ /a		
		洗井污水	石油类、悬浮物	240m ³ /a		
		生活污水	COD、氨氮	46.72t/a	排入拉油点新建防渗旱厕,定期清掏外运堆肥	不外排
3	固体废物	含油防渗布	石油类	1.4t/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	3.80t/a	依托采油九厂含油污泥处理站进行处理	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	0.233t/a		
		生活垃圾	/	0.365t/a	油田部门拉运至生活垃圾填埋场填埋处理	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新建拉油点一座的九合一多功能储罐及油气集输过程中产生的废气，这部分废气新增 SO₂ 排放量 0.009 t/a、NO_x 排放量 0.027t/a、颗粒物排放量0.003t/a，另外，油田特征污染物非甲烷总烃排放量 11.482t/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)	0.003	0.003
2	NO _x (t/a)	0.027	0.027
3	SO ₂ (t/a)	0.009	0.009
4	VOC _s (t/a)	11.482	11.482

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、古二注水站改扩建、拉油点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空气、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》（HJ 819-2017）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	环境空气	非甲烷总烃	小庙子村、二腾村	1次/半年
2	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
3	土壤	石油烃	井场永久占地、占地外南侧100m	1次/3年
4	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	废气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、烟气黑度、非甲烷总烃	新建拉油点九合一多功能储罐、依托场站加热炉	1次/年，NO _x 为1次/月
		非甲烷总烃	油井井场及依托站场厂界外	1次/年
			油井井场及依托站场占地范围内	1次/年
3	噪声	连续等效A声级	油井井场厂界1m、古二注水站厂界四周为1m	1次/季
4	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：	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

		石油类		
--	--	-----	--	--

8.5.3 排污许可管理

本项目属于石油天然气开采行业，根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》，本项目所在区块涉及的场站加热炉均属于“五十一 通用工序 锅炉”中单台且合计出力20吨/小时（14兆瓦）以下的锅炉，因此实行登记管理。大庆市油田有限责任公司第九采油厂排污许可正在办理中。

9.环境影响评价结论

9.1 项目概况

项目名称：杏树岗油田萨95区块萨951井区产能建设工程环境影响报告书。

建设地点：黑龙江省大庆市让胡路区银浪牧场五牧场一队东北0.23km（中心坐标：E124°18'32.14"、N46°12'36.04"）。

建设性质：改扩建。

工程规模：建成总产能 0.81×10^4 t/a。

占地面积：永久占地 0.876hm^2 ，临时占地 3.36hm^2 。

工程投资：3026万元。

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和牧草地，在选址时充分考虑了“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，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》（GB 3095-2012）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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 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，除个别点位锰、铁出现超标外，其他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（ $\leq 0.05\text{mg}/\text{L}$ ）。

9.5.3地表水环境质量现状

根据地表水监测数据可知，碧绿泡各水质监测因子浓度分别为pH：8.35-8.39， COD_{Cr} ：64-67mg/L，氨氮：0.747-0.751mg/L，挥发酚：0.0009-0.0011mg/L，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建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表2建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（其他项目）中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。由于本区域属于古龙油田，古龙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 $0.178\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合标准详解》中规定的小时均值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求；

SO₂、NO_x、颗粒物最大地面浓度分别为0.000639mg/m³、0.001918mg/m³、0.000192mg/m³，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

本工程产生的种类废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

9.5.3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治措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

9.5.4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、拉油点、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》（HJ 819-2017）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。

9.8 公众意见采纳情况

建设项目首次环境影响评价信息公开之日为2020年12月21日（黑龙江环保技术服务网<http://www.hljhbjsfw.cn/>）。

The screenshot shows the website header with the logo and navigation menu. The main content area is titled '大庆油田有限责任公司第九采油厂古龙地区龙67高产井区葡萄花油层产能建设工程环境影响评价首次公示' (First Announcement of Environmental Impact Assessment for the Capacity Building Project of the Gulong Area Long 67 High-Productivity Well Zone Grape Flower Oil Layer in the Ninth Oil Production Plant of Daqing Oilfield Co., Ltd.). It includes the publication date '2020-10-10' and a detailed description of the project, its location, and the scope of the assessment.

征求意见稿公示日期为2021年1月4日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/>）；

The screenshot shows the website header and a public consultation announcement titled '大庆油田有限责任公司第九采油厂古龙地区龙67高产井区葡萄花油层产能建设工程征求意见稿公示' (Public Consultation Announcement for the Capacity Building Project of the Gulong Area Long 67 High-Productivity Well Zone Grape Flower Oil Layer in the Ninth Oil Production Plant of Daqing Oilfield Co., Ltd.). It includes the date '2021-01-04' and provides information on how to access the draft report, including a Baidu Drive link and contact details for the project and the assessment agency.

报纸第一次公告日期为2021年1月11日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为

现场张贴公示日期为2021年1月13日，公示地点为附近村屯：小庙子村、二腾村、明代村、英台村、五棵树。



小庙子村公告张贴照片



明代村公告张贴照片



英台村公告张贴照片



二腾村公告张贴照片



五棵树村公告张贴照片

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

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

建设单位的公参调查结果表明，杏树岗油田萨95区块萨951井区产能建设工程环境影响报告书的建设周围民众是支持的。建设单位认真执行环保“三同时”制度，加强环境管理，使环境的负效应降至最低。并对周围环境的影响减至最小程度，达到公众对项目建设的环境要求愿望。

9.9 综合结论

综上所述，杏树岗油田萨95区块萨951井区产能建设工程环境影响报告书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。公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。从环境保护角度分析，本工程是可行的。