

敖南油田敖 112-敖 16 等区块葡萄花油层
水平井及直井补充井产能建设
地面工程项目
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：河北奇正环境科技有限公司

编制日期：2023 年 2 月

目 录

1 概述	5
1.1 项目由来	5
1.2 项目概况	6
1.3 项目特点	7
1.4 环境影响评价工作过程	10
1.5 分析判定相关情况	11
1.6 评价目的	错误！未定义书签。
1.7 关注的主要环境问题及环境影响	44
1.8 环境影响评价主要结论	47
2 总则	47
2.1 评价目的	49
2.2 评价原则	49
2.3 编制依据	49
2.4 环境影响识别与评价因子筛选	52
2.5 评价标准	55
2.6 评价等级	61
2.7 评价范围	71
2.8 环境保护目标	73
3 建设项目工程分析	76
3.1 项目概况	76
3.2 工程组成	76
3.3 工程方案	82
3.4 主要建设内容	84
3.5 工程占地及土石方工程	96
3.6 公用工程	97
3.7 施工方式	99
3.8 现有区块开发情况回顾	102
3.9 依托工程分析	104
3.10 建设项目工程分析	111
3.11 清洁生产分析	133
4 环境现状调查与评价	135
4.1 自然环境状况	135
4.2 环境质量现状调查与评价	137
4.3 区域污染源调查	172
5 环境影响预测与评价	174
5.1 大气环境影响预测分析	174

5.2 声环境影响预测分析	180
5.3 固体废物环境影响预测分析	183
5.4 地表水环境影响分析	187
5.5 地下水环境影响预测分析	190
5.6 生态环境影响预测分析	202
5.7 土壤环境影响预测分析	212
5.8 环境风险分析	215
6 环境保护措施及其可行性论证	231
6.1 大气污染防治措施	231
6.2 废水污染防治措施	234
6.3 地下水污染防治措施	236
6.4 噪声污染防治措施	240
6.5 固体废物污染防治措施	242
6.6 生态保护措施	244
6.7 土壤污染防治措施	249
6.8 环境风险防范措施	251
6.9 油田开发后期及闭井期环保措施	269
6.10“三同时”环保验收一览表	269
7 环境影响经济损益分析	273
7.1 环境损失费估算	273
7.2 环保投资估算及环境效益分析	273
7.3 环境经济损益分析结论	275
8 环境管理与监测计划	276
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	276
8.2 环境监控	278
8.3 排污许可证制度衔接	284
9 环境影响评价结论	284
9.1 建设项目概况	285
9.2 产业政策符合性	285
9.3 选址合理性结论	285
9.4 环境质量现状评价结论	285
9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论	286
9.6 公众意见采纳情况	288
9.7 环境经济损益分析结论	293
9.8 环境管理与监测结论	293
9.9 综合评价结论	294
附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表	295
附表 2：建设项目环境风险评价自查表	296
附表 3：土壤环境影响评价自查表	297
附表 4：生态影响评价自查表	298

附表 5：声环境影响评价自查表	298
-----------------------	-----

附图 1：本项目地理位置图

附图 2：井位及管线分布图

附图 3：大气环境、环境风险评价范围图

附图 4：井场声环境、生态环境、土壤环境评价范围及管线两侧 200M 评价范围图

附图 5：地下水评价范围及跟踪监测井位置图

附图 6：环境保护目标分布图

附图 7：环境质量现状监测布点图

附图 8：土壤类型分布图

附图 9：土壤跟踪监测点位图

附图 10：施工期井场平面布置图

附图 11：运营期井场平面布置示意图

附图 12：井场与生态红线位置关系图

附图 13：本项目井场所处水土保持重点治理区示意图

附件 1：环境质量现状监测报告

附件 2：引用监测报告

附件 3：现有工程环保手续附件

附件 4：新一联脱水站、新一联含油污水处理站环保手续

附件 5：含油污泥处理站依托环保手续

附件 6：新二转油站依托环保手续

附件 7：依托水基泥浆无害化处理装置

附件 8：排污许可证

附件 9：立项文件

1 概述

1.1 项目由来

原油属于国家战略安全物资，特别是近几年随着国际油价的波动，国内需求持续增长，国家对国内石油资源的需求越来越大。随着原油含水率升高和产油量自然递减，大庆油田产量呈逐年下降的态势，按照国家的总体要求，大庆油田公司加大了油田的开发力度，为大庆油田的可持续发展提供保障。在这一总体部署下，大庆油田有限责任公司第九采油厂决定在大庆市肇源县茂兴镇和超等蒙古族乡境内实施敖南油田敖 112-敖 16 等区块葡萄花油层水平井及直井补充井产能建设地面工程项目。

大庆油田有限责任公司第九采油厂是一个以石油天然气勘探开发为主营业务的大型地区公司，大庆油田有限责任公司第九采油厂属于大庆油田有限责任公司下属单位，负责大庆油田开发的其中一部分，开发区域遍布肇州县、肇源县、大同区，本次项目开发建设敖 16 区块，区块内无同期建设工程。

本项目建设内容为新钻油井 26，基建油井 26 口，形成 4 座平台井场，18 口独立井，采用单管环状掺水和电加热集油工艺。新建集油掺水管道 8.48km，集油管道 8.79km，电伴热管道 2.05km；新建柱上变电站 22 座，新建 10kV 产能线路 3.6km，新建通井路 4.7km，预计建成产能 $2.23 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目为钻井及产能地面工程建设项目，总占用基本农田 29.623hm²，其中临时占用基本农田 24.907hm²、永久占用基本农田 4.716hm²，闭井期另外单独履行环评手续。

受大庆油田有限责任公司第九采油厂委托，河北奇正环境科技有限公司承担了敖南油田敖 112-敖 16 等区块葡萄花油层水平井及直井补充井产能建设地面工程项目的环境影响评价工作。本项目在敖 16 区块进行建设，敖 16 区块位于敖南油田中部，构造上位于松辽盆地北部中央拗陷区，处于大庆长垣、古龙凹陷和三肇凹陷三个二级构造带的接合部位。其总体构造格局为中间背斜隆起，北部葡萄花构造向南倾没为敖南鼻状构造，西部进入古龙凹陷，东部为头台鼻状构造的西翼，头台鼻状构造和敖南鼻状构造间为永乐向斜南部鞍部。

本次布井区全部在矿权范围内，采矿证名称《黑龙江省松辽盆地敖包塔油田开采》，许可证号为 0200000720202，有效期 2007 年 10 月至 2030 年 10 月。敖 16 区块于 2012 年建设基建井 40 口，其中油井 29 口，注水井 11 口。区块内建有较为完善的油、气、

水、电、路、信等工程，区块涉及各种不同功能站库。敖 16 区块为已开发井区，因此本项目属于改扩建项目。

根据大庆市土地利用规划图，本项目所占土地为永久基本农田。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，本项目位于市级水土流失重点治理区。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本项目属于第五项石油和天然气开采业“陆地石油开采 0711”中涉及环境敏感区的项目，项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、第三条除（一）外的生态保护红线管控范围、基本草原、森林公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位、水土流失重点治理区、重点预防区等环境敏感区，本项目占用名录中第三条（二）中的涉及永久基本农田地区，因此编制环境影响报告书。

评价单位根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》及《建设项目环境保护管理条例》等有关规定开展了环境影响评价工作，现将项目环境影响评价报告书提交评审。

1.2 项目概况

项目名称：敖南油田敖 112-敖 16 等区块葡萄花油层水平井及直井补充井产能建设地面工程项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司第九采油厂；

建设地点：大庆市肇源县茂兴镇和超等蒙古族乡境内；

建设性质：改扩建；

建设内容：新钻油井 26，基建油井 26 口，形成 4 座平台井场，18 口独立井，采用单管环状掺水和电加热集油工艺。新建集油掺水管道 8.48km，集油管道 8.79km，电伴热管道 2.05km；新建柱上变电站 22 座，新建 10kV 产能线路 3.6km，新建通井路 4.7km，预计建成产能 $2.23 \times 10^4 \text{t/a}$ ；

投资规模：3363.2 万元人民币；

工作进度：本项目钻井工程钻井队单井在井人数为 10 人，单井周期约为 10 天，钻井井场有 2 个钻井队同时施工，钻井期共施工 130 天；后续产能建设施工时间约为 50 天，共 180 天，本项目计划开工时间为 2023 年 4 月，预计 2023 年 10 月完工。

1.3 项目特点

1.3.1 工艺特点

1.3.1.1 建设内容

本项目为钻井及产能建设地面工程，共新钻油井 26 口，基建油井 26 口，形成 4 座平台井场，18 口独立井。本项目施工期钻井工程内容包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井等，不涉及压裂作业；产能地面建设包括井场建设、管线铺设、通井路的建设等。井场建设首先进行井台平整，井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定，井场垫高约 0.3m，平整井台后安装抽油机、采油树及电机；管线建设采用机械开挖直埋方式，部分道路穿越采用顶管施工；本项目新建的通井路均为土路，施工方式首先对线路进行清理平整，然后直接将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。

1.3.1.2 临时工程

施工期各井场沿周边设置临时场地和临时便道，用于摆放生活区活动房，停放施工设备，设置车辆回车场地、取土场。临时场地为临时占地，施工结束后进行生态恢复。本项目新建管道采用机械开挖方式。管沟开挖采用挖掘机等机械及人工辅助清理完成。回填完的管沟进行压实、整形。管道安装完成后，经检验合格，进行压力和严密性试验，本工程试压采用空气进行试压。

1.3.1.3 依托工程

项目施工期产生钻井废水、钻井岩屑、废弃钻井液、废射孔液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水基泥浆无害化处理装置。

项目运营期井场产液主要依托第九采油厂敖南二转油站和敖南联转油脱水站。敖南二转油站建于 2006 年，站内采用“四合一”处理工艺，站外采用单管环状掺水集油流程，处理规模 4800t/d。

敖南联转油脱水站站外采用单管环状掺水集油流程，站内采用“四合一”处理工艺；该站同时接收敖南一转油站和敖南二转油站来液，两座转油站来液最终与本站四合一处理产液混合后通过三相分离器处理，外输至采油七厂敖包塔联合站。

本项目运营期基建油井采出液由管道进入敖南联转油脱水站，经三相分离器处理，伴生气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。已建依托敖包塔联合站接纳敖南联转油脱水站来液，进行油水分离处理，产生的含油污水输至敖包塔联合站内的含油污水处理站处理后回注油层，用于注水驱

油。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。

1.3.2 排污特点

1.3.2.1 施工期

(1) 本项目施工过程中产生的废水主要为生活污水、钻井废水。生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整；钻井废水排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到敖包塔联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼用于铺垫井场及通井路。

(2) 本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、柴油机废气、柴油罐废气。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；柴油机采用节能环保型柴油动力设备，钻井发电机和钻井柴油机采用符合《普通柴油国家标准》（GB252-2015）的柴油，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。

(3) 施工过程中产生的噪声主要为重型车辆沿途产生的噪声及钻机振动产生的噪声污染。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；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；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；运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。

(4) 施工过程中产生的固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废包装袋、废防渗布、KOH 包装袋、生活垃圾等。废钻井液与钻井岩屑、废射孔液等废弃物暂存于井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到敖包塔联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼用于铺垫井场及通井路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋及废防渗布由施工单位统一收集后拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理；KOH 包装袋经收集后委托有资质单位处理；生活垃圾统一收集后运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理。

1.3.2.2 运营期

(1) 运营期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃、场站油气处理加热炉产生的烟气。本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，井场、场站挥发的无组织非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求；场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，天然气经燃烧后均经 8m 高以上烟囱高空排放，加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。

(2) 本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、油井清防蜡废水、检修作业污水。油田采出水最终管输进入敖包塔联合站内污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层。油井清防蜡废水、检修作业污水通过罐车回收后送敖包塔联合站内含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

(3) 本项目运营期噪声源主要来自抽油机，抽油机电机等发声设备尽可能选用低噪声设备；对噪声值较高的设备采用相应的减振、隔声等降噪措施；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。采取以上措施后井场厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准的要求。

(4) 项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，非正常工况下产生的落地油、含油防渗布。含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 限值，用作采油九厂垫井场和通井路；含油防渗布暂存第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有资质的单位进行处置。

1.3.3 环境特点

本项目属于改扩建项目。根据大庆市土地利用规划图，本项目所占土地为永久基本农田，且位于市级水土流失重点治理区。除此外，项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、第三条除（一）外的生态保护红线管控范围、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越

冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区。

1.4 环境影响评价工作过程

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

第一阶段：首先，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号）规定，确定敖南油田敖 112-敖 16 等区块葡萄花油层水平井及直井补充井产能建设地面工程项目环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

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

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

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

在本项目环境影响报告书编制过程及初稿完成后，建设单位依据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》及建设项目环境影响评价的相关规定开展项目的公众参与工作并单独出具公众参与说明。公众参与工作采用网络公示、报纸公示（大庆油田报）以及张贴公告（旭日屯、新站屯、肇源农场、南岗子、柳罐屯、新合村）等相结合的方式进行。项目首次环评公示及项目环境影响报告书征求意见稿公示时间分别为 2022 年 9 月 10 日（环评委托书签订日期为 2022 年 9 月 8 日）及 2022 年 10 月 27 日至 2022 年 11 月 9 日；报纸公示时间为 2022 年 10 月 28 日及 2022 年 10 月

31 日；并于 2022 年 12 月 31 日在黑龙江环保技术服务网进行敖南油田敖 112-敖 16 等区块葡萄花油层水平井及直井补充井产能建设地面工程项目环境影响报告书全本公示和项目公众参与说明全本公示。在公示期间建设单位及环评单位未收到相关反馈，建设单位承诺将加强企业环境管理，主动公开环保信息，接受公众监督。

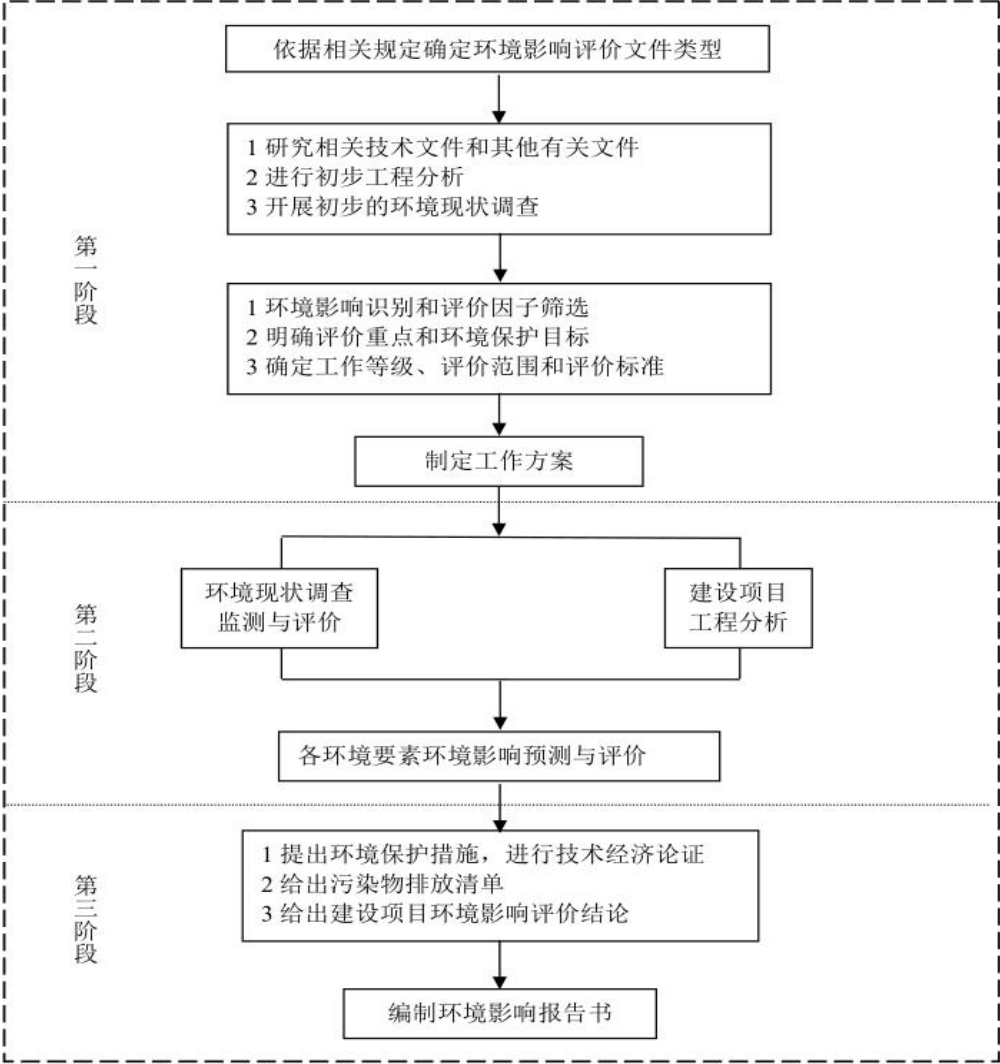


图 1-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.5 分析判定相关情况

1.5.1 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。根据《国民经济行业分类》（GB/T 4754-2017），本项目为 B-0711 陆地石油开采。

1.5.2 相关规划、政策符合性分析

1.5.2.1 与主体功能区划符合性分析

本项目位于大庆市肇源县，根据《黑龙江省主体功能区规划》，大庆市肇源县属于国家级重点开发区域，且项目开发区域不属于限制或禁止开发区，大庆市辖区的功能定位为国家重要的石油生产基地、石化产品及精深加工基地、石油石化装备制造基地，新材料和新能源基地、农副产品生产及加工基地。本项目属于油田开发项目，符合“全国重要的能源、石化、医药和重型装备制造基地”，且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”。因此，本项目符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

1.5.2.2 与《黑龙江省生态功能区划》符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本工程所在区域位于I-06-01-01 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区，该区位于黑龙江省肇源县和杜尔伯特蒙古族自治县和泰来县，总面积 14200km²，该功能区的主要生态系统服务功能为沙漠化控制、防洪蓄洪、牧业生产、旅游。

本项目位于黑龙江省大庆市肇源县境内，建成后永久占地面积为 4.716hm²，占地类型为耕地，项目占地面积较小，井场施工临时占地表土留存，将适合植物生长的原有表土单独堆放，用于临时占地植被恢复，进行分土回填，临时占地全部恢复原有功能，通过采取以上恢复措施后，工程建设对生态环境的影响可接受。

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

1.5.2.3 与《大庆市城市总体规划（2011-2020 年）》符合性分析

根据《大庆市城市总体规划（2011-2020 年）》中“第五章主城区总体布局规划中第八节工业、仓储用地规划”，石油开采工业：主要在萨尔图周围及萨大路两侧为油田开发带，以石油开采业为主，是大庆油田产能的核心地域，要保证采油“三次加密”的实施，推广新技术手段的应用，加大外围油田勘探和开采力度，建立多元油田开发机制，在油田开采同时应兼顾城市生态环境的建设。本工程位于黑龙江省大庆市肇源县境内，符合该规划要求。

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，天然气探明储量 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，本工程属于大庆油田油气开发业务振兴

发展规划中的一部分，工程的建设能够保证大庆油田油气产量，努力实现可持续发展。

1.5.2.4 国民经济和社会发展规划符合性分析

《大庆市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纲要》（庆政发〔2021〕14号）中第三章第二节提出：服务保障油田产能建设。加强油田产能规划与大庆城市总体规划、国土空间规划等统筹衔接，支持拓宽油田勘探开发空间，保障生产建设用地。为油田开辟政务服务“绿色通道”，优化简化油田产能项目在环保、安全等方面审批流程，压缩审批时限，争取省里将油田产能建设涉及的占用林地、草原、湿地、耕地等方面审批权限授予大庆，在省直部门实行备案管理。争取国家和省里明确自行复垦企业已经征收废弃土地并垦造出耕地的（用地手续时已落实耕地占补平衡）可用于换取补充耕地指标的政策和操作流程。全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。

《大庆市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纲要》中明确提出：力争到2025年，大庆油田国内外油气产量当量达到4500万吨以上，天然气产量70亿立方米，有效保障国家油气安全稳定供应，肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”的政治责任；支持油田打好提质增效攻坚战，全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。本工程建设符合该规划要求。

《黑龙江省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纲要》中提出：当好标杆旗帜，建设百年油田，推进大庆油田常规油气资源稳油增气，建立地企共建共享机制，加快大庆页岩油气开发产业化商业化步伐，到2025年油气产量当量达到4500万吨以上，巩固石油大省地位。加快释放煤炭安全优质产能，提高煤炭自给率。坚持“源网荷储”协调，优化电力结构，打造“北电南送”重要保障基地。扩大对俄能源合作，建设全国重要的对俄能源合作基地和运输通道，完善油气资源储备体系。健全跨国油气输送管道保护机制，推进管道完整性管理，保障油气供给稳定和管道运行安全。提高能源基础设施安全运行水平，提升应急响应和网络安全风险应对能力。本工程为石油开采项目，因此本项目符合《黑龙江省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纲要》要求。

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

本项目位于大庆市肇源县境内，参照《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年），本项目所在地为永久基本农田集中区，永久基本农田集中区的土地综合利用方向为：开

展以永久基本农田为主的土地整理，大力推进永久基本农田标准化建设，围绕水利骨干工程，实行田水路林综合治理，改造中低产田，不断提高永久基本农田质量，建成高产稳产农区。土地利用以保护耕地为主，统筹城乡建设用地，提高节约集约用地水平。

本工程所占土地现状及规划利用类型为耕地（永久基本农田），本工程新增永久占地面积为 4.716hm²。

根据《基本农田保护条例（2017 年修正）》，国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

本项目为油田开发项目，属于国家能源设施重点建设项目，根据油层地质勘查，本工程拟建平台井场均位于耕地内，确实无法避让永久基本农田，在本工程用地审批程序及占补要求满足《基本农田保护条例》等法律法规要求的“占一补一，质量相等”的前提下，符合土地利用总体规划要求。

本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据本项目与大庆市土地利用总体规划的相对位置关系（图 1-3）。

1.5.2.6 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，本项目井场均位于大庆市肇源县茂兴镇及超等乡，属于市级水土流失重点治理，本项目基建平台与所处水土保持重点治理区、预防区示意图见附图。

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设置截排水沟等严格的水保措施防止水土流失。同时，利用土工布或塑料膜遮盖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。

表 1.5-1 与《大庆市水保规划（2015~2030）》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
2	3.3.1.4 工矿区治理中要求“治理措施以植被恢复为主，采用种草、种树绿化方法，治理油田开采和砖厂取土生产等造成的地表植被破坏”。	本项目在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，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，	符合

		以便尽快恢复植被，临时占地草地平整，耕地等质等量复耕。通过上述措施，可以尽快将临时占地的植被恢复至原有水平。	
3	3.3.3.3 次生盐渍化防治中要求“建立完善水利排水工程，避免工业污水浸泡农田；生产建设用地破坏植被应及时采取恢复植被措施，避免造成次生盐渍化”。	本项目产生的生产废水均进行回收处理后进行回注，不外排；施工结束后对临时占地进行植被恢复，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。	符合
4	4.1.2 预防对象“全市范围的各种开发建设活动”4.2.1.2 技术措施中要求“在治理工程中，优先使用封禁等生态修复措施，保护自然植被，恢复采伐迹地植被”	本项目施工结束后对临时占地进行植被恢复。	符合
5	5.2.2 综合治理措施配置中要求“城市水土保持治理措施，结合生产建设项目类型具体设置措施”。	本工程为陆地石油开采类项目，结合本项目工程内容，因地制宜选择施工季节，避免大风及强降水期作业；施工材料合理堆放，降低对植物的扰动；规范运输车辆行驶路线，采用“一”字型作业法，禁止碾压和破坏地表植被；管沟挖、填方作业互补平衡，分层回填土方予以平整、压实；对临时占地原有植被生态恢复和人工绿化，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势；强化管理，树立保护耕地警示牌，减少人员随意践踏造成的水土流失。	符合

1.5.2.7 与《大庆油气田地面工程“十四五”规划》符合性分析

根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》开发规划安排，“十四五”期间，溶解气产量逐年递减，主要通过加大松辽深层、川渝以及塔东地区的气层气开发力度，来提高气层气的产量。2025 年，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。力争天然气产量达到 $70 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中溶解气 $16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，气层气产量达到 $54 \times 10^8 \text{m}^3$ 。松辽地区老井递减控制在 7% 左右，新增产能 3.3 亿方。松辽地区“十四五”期间新增产能 8.014 亿方。本项目地处松嫩平原中部，属嫩江冲积平原，在地质构造上属于松辽盆地中央坳陷区。在《大庆油气田地面工程“十四五”规划》总体部署下，将本项目列为 2022 年大庆油田产能计划中项目，本项目建设符合大庆油田油气开发规划。

1.5.2.8 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

表 1.5-2 本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序	相关要求	符合性分析	符合
---	------	-------	----

号			性
1	推进扬尘精细化管理。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料堆放以及大型煤炭和矿石码头、干散货码头物料堆场，全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造，鼓励有条件的码头堆场实施全封闭改造	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。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合理规划施工进度，表土剥离及时开挖，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。 ⑥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。⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。	符合
2	开展 VOCs（挥发性有机物）全过程综合整治。持续开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 全过程综合整治。提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，开展原油、成品油、有机化学品等涉 VOCs 物质储罐排查，按规定逐步取消炼油、石化、煤化工、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要 VOCs 废气排放系统旁路。鼓励涂装类工业园区和企业集群统筹规划建设集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心。加强汽修、餐饮等行业 VOCs 综合治理。	①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄露；②井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；③加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；⑤精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程；⑥定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，确保井场及依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》	符合

		(GB 37822-2019) 附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。	
3	在制定国土空间规划及交通运输等相关规划时，合理划定防噪声距离，明确规划设计要求。因特殊需要必须连续作业的，必须有县级以上政府或者其有关主管部门的证明，并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。加强对文化娱乐、商业经营中社会生活噪声热点问题日常监管和集中整治。到 2025 年，地级及以上城市全面实现功能区声环境质量自动监测，声环境功能区夜间达标率达到国家要求	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、隔声等降噪措施；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，能够确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类标准要求。	符合
4	加强空间布局管控。将土壤和地下水环境管理纳入国土空间规划，根据土壤污染的环境风险，合理确定土地用途。永久基本农田集中区禁止规划建设可能造成土壤污染的建设项目。对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项目，依法进行环境影响评价，按规划提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。	①定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水； ②油田生产过程中严格管理，坚决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及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%。 ③管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。 ④管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。站内埋地不保温管道外防腐采用沥青防腐胶带特加强级，带宽不小于 150mm，防腐层厚度不小于 3.2mm。 ⑤管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm。 ⑥运行期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。 ⑦巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。同时，本次评价要求项目采取分区防渗措施，最大程度保证不污染地下水及土壤等环境。	符合

5	防范工矿企业新增土壤污染。动态更新土壤污染重点监管单位名录，监督全面落实土壤污染防治义务，依法纳入排污许可管理。鼓励土壤污染重点监管单位实施提标改造。各地定期组织开展土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水环境监测，督促企业定期开展土壤和地下水环境自行监测、污染隐患排查治理。防控矿产资源开发污染土壤，加强尾矿库安全管理。	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，并在大庆油田信息港进行信息公开。根据监测结果，各监测点位污染物浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值。同时，本次评价设置了地下水及土壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。	符合
---	---	---	----

1.5.2.9 与《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》符合性分析

根据《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》要求，2020 年 7 月 1 日起，全面执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》，重点区域应落实无组织排放特别控制要求。各地要加大标准生效时间、涉及行业及控制要求等宣贯力度，通过现场指导、组织培训、新媒体信息推送、发放明白纸等多种方式，督促指导企业对照标准要求开展含 VOCs 物料（包括含 VOCs 原辅材料、含 VOCs 产品、含 VOCs 废料以及有机聚合物材料等）储存、转移和输送、设备与管线组件泄漏、敞开液面逸散以及工艺过程等无组织排放环节排查整治，对达不到要求的加快整改。指导企业制定 VOCs 无组织排放控制规程，细化到具体工序和生产环节，以及启停机、检维修作业等，落实到具体责任人；健全内部考核制度，严格按照操作规程生产。

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

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

1.5.2.10 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相关措施符合性分析

表 1.5-3 具体相关措施符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目油田采出液采用密闭管道集输方式进行输送处理，采出水最终经密闭管道输至敖包塔联合站内含油污水处理站处理，达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层。	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；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。	本项目对油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用。	符合
5	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m^3 。	本项目厂界非甲烷总烃排放浓度满足油气集中处理站边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m^3 的限值要求。	符合
6	企业应按照有关法律、《环境监测管理办法》和 HJ 819 等规定，建立监测制度，制订监测方案，对大气污染物排放状况开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果。	本项目制定了运行期非甲烷总烃监测计划，对本项目新建的井场四周 10m 处进行监测。	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。

1.5.2.11 大庆油田有限责任公司规划符合性分析

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

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

1.5.2.12 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，大庆油田有限责任公司第九采油厂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。

1.5.2.13 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》（生态环境部办公厅，2019 年 12 月 13 日）符合性分析

表 1.5-4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（生态环境部办公厅，2019 年 12 月 13 日）符合性分析对照表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	规划环评应当结合油气开发区域的资源环境特征、主体功能区规划、自然保护区、生态保护红线管控等要求，切实维护生态系统完整性和稳定性，明确禁止开发区域和规划实施的资源环境制约因素，提出油气资源开发布局、规模、开发方式、建设时序等优化建议，合理确定开发方案，明确预防和减轻不良环境影响的对策措施。严格落实“三线一单”	根据现场调查，项目占地范围内占用基本农田，且项目在水土流失重点治理区内，除此外，油田开发区域不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；也不涉及除上述敏感区以外的生态保护红线管控范围，基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然	符合

	（生态保护红线，环境质量底线，资源利用上线，生态环境准入清单）管控要求，页岩气等开采应当明确规划实施的水资源利用上限。涉及自然保护区、生态保护红线的，还应当符合其管控要求。在重点污染物排放总量超过国家或者地方规定的总量控制指标区域内，应当暂停规划新增排放该重点污染物的油气开发项目。在具有重大地下水污染风险的地质构造区域布局开发项目应当慎重，确需开发的，应当深入论证规划实施的环境可行性，采取严格的环境风险防范措施。	林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域，也不在生态保护红线内。	
2	确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。	本项目为油田钻井及产能建设工程，非勘探项目，本项目新钻油水井 26 口，基建油井 26 口，形成 4 座平台井场，18 口独立，不以单井形式开展环评。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目施工期及运营期废水均不外排，不涉及向地表水体排放污染物。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	施工期：施工期生活污水排入井场设置的临时防渗旱厕内；钻井废水、废射孔液依托采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水进入敖包塔联合站处理，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≤5mg/L 规定后回注目的油层，不外排。 运营期：项目检修作业污水、清防蜡废水经敖包塔联合站内含油污水处理站处理后回注油层，属于回注到现役油气藏层位。回注水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”。采取过程防控、跟踪监测来防	符合

		止污染地下水。	
5	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	本项目运营期油气集输均为密闭形式，可有效控制挥发性有机物无组织排放。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	项目钻井选用水基泥浆，施工期钻井污水、岩屑、废钻井液、废射孔液排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到敖包塔联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼用于铺垫井场及通井路。废纯碱、膨润土包装袋及施工期废防渗布、属于一般工业固体废物，施工结束后由钻井单位拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理；KOH 废包装袋，按危险废物管理，经收集后暂存于 KOH 材料房设置的加盖钢制桶内，施工结束后由施工单位委托有资质单位处理。运营期含油污泥、落地油全部回收，由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 限值要求后用于铺垫井场及通井路；含油废防渗布属于危险废物，暂存第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有资质的单位进行处置。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。	施工期井场、管线均在临时用地内进行施工，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式。环评中已提出基本农田的保护措施。	符合
8	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已编制发布突发环境事件专项应急预案，该预案已于 2021 年在大庆市生态环境局备案，新预	符合

		案正在编制中。大庆油田有限责任公司第九采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《大庆油田有限责任公司第九采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《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》、《油气集输系统突发事故专项应急预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，预案中明确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，充分保证了项目运行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，能够满足应急要求，详见附件5。	
--	--	--	--

由上表可知，本项目符合《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》中要求。

1.5.2.14 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 1.5-5 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回用率 100%，工业固废（含油污泥、落地油、含油废弃防渗布）均得到妥善处置。
2	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	符合。本项目为现有区块的改扩建项目，油气处置和废物收集处置均依托现有集中处置站场
3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	符合。大庆油田有限责任公司第九采油厂井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后

		100%回收
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合。本项目不涉及压裂作业，地面工程建设过程中地面管线采取防刺、防漏、防溢等措施
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	符合。本项目采出水均处理达标后回注
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	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	符合。本项目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转油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加热炉完全燃烧
8	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	符合。在本项目区域上游、区域内各布设 1 口潜水跟踪监测水井，区域下游布设 1 口承压水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。
9	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。检修作业污水及清防蜡污水由施工现场污水回收装置回收后拉运至敖包塔联合站内含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排
10	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）及落地油由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处置，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）要求后用于铺垫井场及通井路

1.5.2.15 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 1.5-6 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	本工程为石油开采工程，

		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。	在石油开采集输的过程中采取了集油管线密闭输送等措施来控制挥发性气体的扩散，且本工程在采油井井口安装了密封垫，在采取了上述措施后，本项目的建设符合《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》。
2	加强设备与场所密闭管理	含 VOCs 物料应储存于密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。含 VOCs 物料转移和输送，应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。	
3	推进使用先进生产工艺	通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。	

1.5.2.16 与“《黑龙江省水污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕3 号）”符合性判定

表 1.5-7 本项目与本项目与“《黑龙江省水污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕3 号）”相关要求符合性一览表

级别	相关要求	本项目分析	符合性
黑龙江省	合理确定发展布局、结构和规模。严格控制缺水地区、水污染严重地区和敏感区域高耗水、高污染行业发展。松花江干流及一级支流沿岸，要着重防控石油加工、化学原料和化学品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。	石油天然气开采不属于高耗水、高污染及需严格控制的行业，本项目不位于松花江干流及一级支流沿岸	符合
	重点推进阿什河、呼兰河、安肇新河、乌裕尔河、讷谟尔河、穆稜河等流域和大庆市及周边闭流区综合治理。加大化学需氧量、氨氮、总磷及其他影响人体健康的污染物整治力度。	本工程正常生产情况下无生产废水和生活污水排入地表水体，对地表水无影响。	符合

综上可知，本项目符合《黑龙江省水污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕3 号）。

1.5.2.17 与“《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕46 号）符合性判定

表 1.5-8 本项目与“《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕46 号）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
----	----------	-------	-----

黑龙江省	明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油类等有机污染物。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	本工程为陆地石油天然气开采项目，其建设单位大庆油田有限责任公司第九采油厂作为土壤重点监管重点企业每年对区域内土壤环境质量进行监测，并进行信息公开。	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，施工阶段占用耕地（基本农田），采取对耕地配套专门的补偿措施、植被恢复措施等，并在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少对占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响	符合
	防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落要求	符合

1.5.2.18 与《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 748 号，2021.12.1）符合性分析

表 1.5-9 本项目与《地下水管理条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施；	油田钻井对地下水造成污染的可能性较小。但是井场设施泄漏，如处理不及时则可能造成污染。因此根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）表 7 中的地下水污染防渗分区参照表，钻井工程的井场地下水环境分区防渗提出如下措施：柴油罐区、钻井液罐区、发电机房、钢制泥浆槽、KOH 材料房、钻井泵、钻台处属于重点防渗区，采用下方黏土压实，上方铺设 2mm 厚 HDPE 防渗土工膜进行防渗，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，能够满足导则中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防	符合

		渗技术要求；钻井液材料房、其他材料房、防渗旱厕做一般防渗处理，采用下放黏土压实，上方铺设防渗布进行防渗，渗透系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$，满足导则中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$，$K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求；井场其他区域属于简单防渗区，采用地面碾压平整进行防渗，满足导则中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求。 ①定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水； ②油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及油污的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%。 ③管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。 ④管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。站内埋地不保温管道外防腐采用沥青防腐胶带特加强级，带宽不小于 150mm，防腐层厚度不小于 3.2mm。 ⑤管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm。 ⑥运行期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。 ⑦巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。	
2	化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测；	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，并存档本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、套管、钢制泥浆槽及污染防治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《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一、二级评价的建设项目，跟踪监测点位一般不少于 3 个，应至少在建设项目场地，上、下游各布设 1 个。项目区域地下水流向为由东北至西南，因此在上游的潜水设 1 个背景监测点，在本项目区域内侧向和下游设 1 个潜水跟踪监测点及 1 个承压水跟踪监测点，进行长期监测。	符合

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

表 1.5-10 项目与《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。	本项目位于大庆市肇源县，钻机型号为 ZJ-20/1350 型钻机，占地类型均为耕地，钻井设备已摆放至远离村屯的位置	符合
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	符合
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 24.907hm ²	符合
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	符合
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、废射孔液暂存于井场泥浆槽中，及时拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理处理，不外排，对环境污染极小。	符合

1.5.2.20 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》相关要求符合性分析详见表 1.5-10。

表 1.5-11 本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，划定耕地保护红线和永久基本农田控制线，严格落实耕地占补平衡、易地补充耕地、土地复垦等政策，确保完成规划期内黑土地保有量和永久基本农田保护任务。	本工程属国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让耕地（黑土地），本项目总占地 29.623hm ² ，其中永久占地为 4.716hm ² ，临时占地为 24.907hm ² ，占地类型为耕地（永久基本农田），本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地。本工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。	符合
2	严格国土空间用途管制。制定用途管	本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）	符合

	制规则，实行严格的用途管制，严控非农建设用地规模，尽量少占优质黑土地。强化对占用黑土地的管控约束，使得城镇发展等非农建设尽量避免优质黑土地。	田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地	
3	严格土地执法。建设项目占用耕地的，应当按规定进行表土剥离和利用。全面加大黑土耕地保护违法违规问题执法力度，及时发现、严肃查处土地违法特别是乱占耕地、破坏耕地、盗挖黑土等行为。	本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	符合
4	实施耕地深松轮作。推行深松（翻）整地，打破犁底层，增加土壤通透性和耕层厚度，建立“土壤水库”，提高土壤抗旱防涝、蓄水保墒能力，实现春旱秋防。	本工程对临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。	符合

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》中要求。

1.5.2.21 与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021—2025年）》的符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021—2025年）》相关要求符合性分析详见表 1.5-12。

表 1.5-12 本项目与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021—2025年）》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	坚持政府引导、社会参与。发挥政府投入引领作用，通过市场化运作，带动社会资本投入，引导农村集体经济组织、农户、新型经营主体、企业积极参与。	本项目在政府引导下，建设单位积极参与，共布设3个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行	符合

	健全黑土地保护责任体系，进一步明确省市县乡四级政府及相关部门黑土地保护职责，建立黑土地质量监测网络体系，形成黑土地保护建设长效机制	跟踪监测，监测因子为 pH、石油烃，监测频次为 1 次/年	
--	---	-------------------------------	--

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021—2025 年）》中要求。

1.5.2.22 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》的符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》相关要求符合性分析详见表 1.5-13。

表 1.5-13 本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	黑土地保护利用实行土地用途管制制度。严格限制农用地转为建设用地，严格控制耕地转为非耕地，禁止违法占用耕地。	本工程属国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让耕地（黑土地），本项目总占地 29.623hm ² ，其中永久占地为 4.716hm ² ，临时占地为 24.907hm ² ，占地类型为耕地（永久基本农田），本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地。本工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。	符合
2	建立和完善建设用地增减挂钩机制。建设项目应当节约、集约使用黑土地，不占或者少占黑土地。	根据地下储层特性，无法避让耕地（黑土地），本项目总占地 29.623hm ² ，其中永久占地为 4.716hm ² ，临时占地为 24.907hm ²	符合
3	生产建设活动占用黑土地的，应当按照有关标准、规范和管理规定剥离表土。	本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	符合

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省黑土地保护利用条例》中要求。

1.5.2.23 与《关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑政办规{2021}18号）符合性分析

（1）相关要求：“建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作应与农业生产、土地整治、生态修复工程等统筹规划衔接。结合建设项目实施计划，编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、运输、储存和再利用等工作。”

本项目在本次环境影响评价阶段即考虑了施工过程占用耕地耕作层土壤剥离利用工作，企业统筹安排项目占用耕地生态恢复等措施。如“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，尽量不破坏土壤结构，以便尽快恢复土地原貌”。

（2）相关要求：坚持“谁用地、谁承担，谁剥离、谁受益”。建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用工作由占用耕地所在县（市、区）政府或项目用地单位（个人）实施。

本项目由大庆油田有限责任公司第九采油厂建设，因此项目占用耕地耕作层土壤剥离利用工作由大庆油田有限责任公司第九采油厂实施。

（3）相关要求：成片开发和城镇批次用地占用耕地的，应在供地前实施耕作层土壤剥离；单独选址项目及其他需要剥离的项目，应在开工建设前按照剥离利用方案要求实施耕作层土壤剥离，并将剥离土壤存储在指定地点或直接输送到再利用场所。耕作层土壤剥离及运输过程中，应采取水土保持和扬尘防治措施，防止土壤和环境污染。土壤存储点的选取应遵循就近存储、易于存放、专人管理的原则，尽量利用废弃土地、闲置建设用地和未利用地，避让永久基本农田和生态保护红线、水源地等敏感区域。土壤存储要采取必要的工程防护和保育措施，防止出现水土流失、土壤质量退化和安全隐患。

本项目符合文件要求，具体如下：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；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合理规划施工进度，表土剥离及时开挖，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；⑥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；⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

1.5.3“三线一单”符合性分析

2020 年 12 月 16 日黑龙江省人民政府印发了《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），2021 年 6 月 28 日大庆市人民政府印发了《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3 号），大庆市共涉及优先保护单元 17 个，重点管控单元 42 个，一般管控单元 12 个。本工程位于大庆市肇源县茂兴镇和超等蒙古族乡境内，为优先保护单元和一般管控单元。结合意见要求和大庆地区环境管控单元的划分情况开展本工程的三线一单符合性分析。

1.5.3.1 生态保护红线

根据《黑龙江省生态保护红线划定实施方案》，生态保护红线主要包括：水源涵养功能区、水土保持功能区、防风固沙功能区、生物多样性维护区、重要生态敏感区、重要生态脆弱区、关键生态系统保护区、重点森林保护区、重点湿地保护区、重点草原保护区、国土安全保护区、重点水域保护区。

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。

本项目位于大庆市肇源县新站镇境内，根据《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）及《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见（庆政规〔2021〕3 号）》，本项目井场位于优先保护单元和一般管控单元，不在重点保护单元，本项目与分区管控要求符合性分析见表 1.5-13。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，本项目与黑龙江省大庆市环境管控单元位置关系见图 1-2。

表 1.5-13 本项目与分区管控要求符合性分析

环境管控单元	分区分管要求	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。	本项目不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、生态红线、饮用水水源保护区、重要湿地等区域，不在生态保护红线内，本项目不属于大规模、高强度的工业和城镇建设，本项目区域不属于功能受损的优先保护单元，且本项目工程施工时，划定施工活动范围，严格控制车辆及重型机械的运行范围，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业做到互补平衡，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。采取以上措施后，本项目对区域生态影响较小。	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。	本项目拟建井场及管线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。	本项目基建平台及管线均位于一般管控单元。本项目产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，且施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行平整。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制，及施工单位制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施	符合

1.5.3.2 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。

根据《黑龙江省区域空间生态环境评价报告（大庆市部分）》（征求意见稿）中“环境质量底线及分区管控”，本工程位于大气环境一般管控区、水环境一般管控区，也不属于大庆市土壤污染风险重点管控区。根据分析可知，本工程符合大气环境、水环境、土壤环境质量底线和分区管控的要求。

本项目开发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。通过分析可知，本项目实施后对区域内的大气、声、水和土壤等环境质量影响较小，本项目区域内环境空气质量可以满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，项目区域内声环境质量可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求；本项目在采取措施不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水环境质量除部分监测点位中锰超标外，其他监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类限值 $\leq 0.05\text{mg/L}$ 。经分析，其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn^{2+} 在 CO_2 作用下溶于地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境；本项目永久占地内土壤可以满足《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（基本项目）中第二类用地筛选值标准，永久占地石油烃满足表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围耕地土壤可以满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

1.5.3.3 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。

根据意见及《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》庆政规〔2021〕3 号）中资源利用上线及分区管控要求，本项目不涉及水资源重点管控区及一般管控区。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，消耗的水主要用于生活需要，本工程无新建水源井，不开采地下水，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。

1.5.3.4 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，制定生态环境准入清单，充分发挥生态环境准入清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。

《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》庆政规{2021}3号）中附表 4 对肇源县生态环境准入的要求符合性见表 1.5-14。

大庆油田有限责任公司第九采油厂在规划布局之初就在场站设计中加强了安全防护措施的设计。如在区域布置中提出了埋地敷设的集输管道沿线与居民区、村镇、公共福利设施、工矿企业等的距离大于 10m，安全防护距离符合规范等要求；在总平面布置中提出了新建计量间的平面布置严格执行《石油天然气工程设计防火规范》GB50183-2015、《建筑设计防火规范》GB 50016-2014（2018 版）等要求；在防火防爆安全设施中提出了计量间等甲类厂房的通风方式、换气次数满足《油田油气集输设计规范》GB 50350-2015 附录 M 规定等要求。在防雷、防静电、防触电安全设施中提出了抽油机做防雷接地。接地电阻 $R \leq 10\Omega$ 等要求。满足环境风险防控。

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

表1.5-14 本项目与《大庆市生态环境准入清单》（2021年 3月）符合性分析

环境管 控单元 编码	环境管 控单元名称	管 控单 元类别	管 控要求		符合性分析	结论
ZH2306 2210002	肇源县一般生态空间区	优先保护单元	空间 布 局 约 束	1、原则上按限制开发区域的要求进行管理。严格限制与生态功能不一致的开发建设活动。符合区域准入条件的新增建设项目，涉及占用生态空间中的林地、草原等，按有关法律法規规定办理；涉及占用生态空间中其他未作明确规定的用地，应当加强论证和管理。符	本工程为油田开发项目，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，项目污染物排放均满足相关标准，将永久占地表层土剥离进行其他土地改良，占地后按照占一补一原则缴纳补偿费	符合

			合条件的农业开发项目，须依法由市级及以上地方人民政府统筹安排。除符合国家生态退耕条件的耕地，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用。 2、对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定。 3、一般生态空间内的法定禁止开发区严格按照相关法律法规要求进行管理，不得轻易侵占该部分空间进行违法开发建设。历史遗留问题应该逐步清退，修复相关生态功能。 4、水源涵养功能重要区、生物多样性维护功能重要区同时执行以下限制开发建设活动要求： （1）加强大江大河源头及上游地区的小流域治理和植树造林，减少面源污染。巩固退耕还林、退牧还草成果。 （2）限制陡坡垦殖和超载过牧；加强小流域综合治理，实行封山禁牧，恢复退化植被。加强对能源和矿产资源开发及建设项目的监管，加大矿山环境整治修复力度，最大限度地减少人为因素造成新的水土流失。 （3）继续加强生态保护与恢复，恢复与重建水源涵养区森林、草地、湿地等生态系统，提高生态系统的水源涵养能	用；临时占地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质量等面积的耕地及草地，恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。项目不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜、文物古迹、生态红线、饮用水水源保护区、重要湿地等区域，不在生态保护红线内，本项目不属于大规模、高强度的工业和城镇建设，本项目区域不属于功能受损的优先保护单元，且本项目工程施工时，划定施工活动范围，严格控制车辆及重型机械的运行范围，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业做到互补平衡，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。	
--	--	--	--	---	--

			力。坚持自然恢复为主，严格限制在水源涵养区大规模人工造林。 （4）对水源涵养林、水土保持林、防风固沙林等防护林只能进行抚育和更新性质的采伐；对采伐区和集材道应当采取防止水土流失的措施，并在采伐后及时更新造林。 （5）恢复水土保持功能。在水土保持生态功能保护区内，实施水土流失的预防监督和水土保持生态修复工程，加强小流域综合治理，营造水土保持林。 （6）生物多样性保护优先区域内要优化城镇开发建设活动的规模、结构和布局，严格控制高耗能、高排放行业发展，新引入的行业、企业不得对优先区域生物多样性造成影响。 5、土地沙化敏感区同时执行以下限制开发建设活动要求： （1）水土流失严重、生态脆弱的地区，应当限制或者禁止可能造成水土流失的生产建设活动，严格保护植物、沙壳、结皮、地衣等。在侵蚀沟的沟坡和沟岸、河流的两岸以及湖泊和水库的周边，土地所有权人、使用权人或者有关管理单位应当营造植物保护带。 （2）在河道管理范围内建设桥梁、码头和其他拦河、跨河、临河建筑物、构筑物，铺设跨河管道、电缆，应当符合国家规定的防洪标准和其他有关的技术要求。 （3）在河道管理范围内进行下	
--	--	--	---	--

				列活动，必须报经河道主管机关批准；涉及其他部门的，由河道主管机关会同有关部门批准：（a）采砂、取土、淘金、弃置砂石或者淤泥；（b）爆破、钻探、挖筑鱼塘；（c）在河道滩地存放物料、修建厂房或者其他建筑设施；（d）在河道滩地开采地下资源及进行考古发掘。向河道、湖泊排污的排污口的设置和扩大，排污单位在向环境保护部门申报之前，应当征得河道主管机关的同意。		
ZH2306 2230002	其他区域	一般管 控单元	空 间 布 局 约 束	1、贯彻实施国家与黑龙江省大气、水污染相关各项标准，深化重点行业污染治理，推进国家和地方确定的各项产业结构调整措施；引导工业项目向园区集聚；严禁钢铁、水泥、电解铝等产能严重过剩行业扩能；重点对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业中，环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，依法依规改造升级或有序退出。	本工程为油田开发项目，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，项目污染物排放均满足相关标准。	符合
ZH2306 2130001	肇源县永 久基本农 田	资源利 用效率 要求	资 源 利 用 效 率 要 求	1.永久永久基本农田一经划定，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途。一般建设项目不得占用永久永久基本农田。 2.在永久永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。 3.禁止任何单位和个人在永久基本农田保护区内建窑、建房、	《基本农田保护条例（2017年修正）》：“第十一条基本农田保护区划定后，任何单位和个人不得改变和占用。国家能源、交通、水利等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或征用土地的，必须	符合

			建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏永久基本农田的活动。 4.禁止任何单位和个人占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼。 5.永久永久基本农田内不得种植破坏耕作层难以恢复的杨树、桉树、构树等林木，不得种植草坪、草皮等用于绿化装饰的植物，不得种植其他破坏耕作层的植物。 6.禁止任何单位和个人破坏永久永久基本农田耕作层。 7.禁止以设施农用地为名违规占用永久永久基本农田建设休闲旅游、仓储厂房等设施。 8.禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等。	经国务院批准。第十二条非农建设经国务院批准占用基本农田的，除按照国家和省规定缴纳有关税费外，用地单位和个人负责开垦与所占耕地数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或开垦的耕地不符合要求的，必须按《黑龙江省土地管理条例》的规定，向县级以上人民政府缴纳耕地开垦费。” 本工程为油田开发项目，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基本农田，本工程建设单位对永久和临时占用的基本农田向土地管理部门进行申报，经批准后方可占用。	
--	--	--	--	---	--

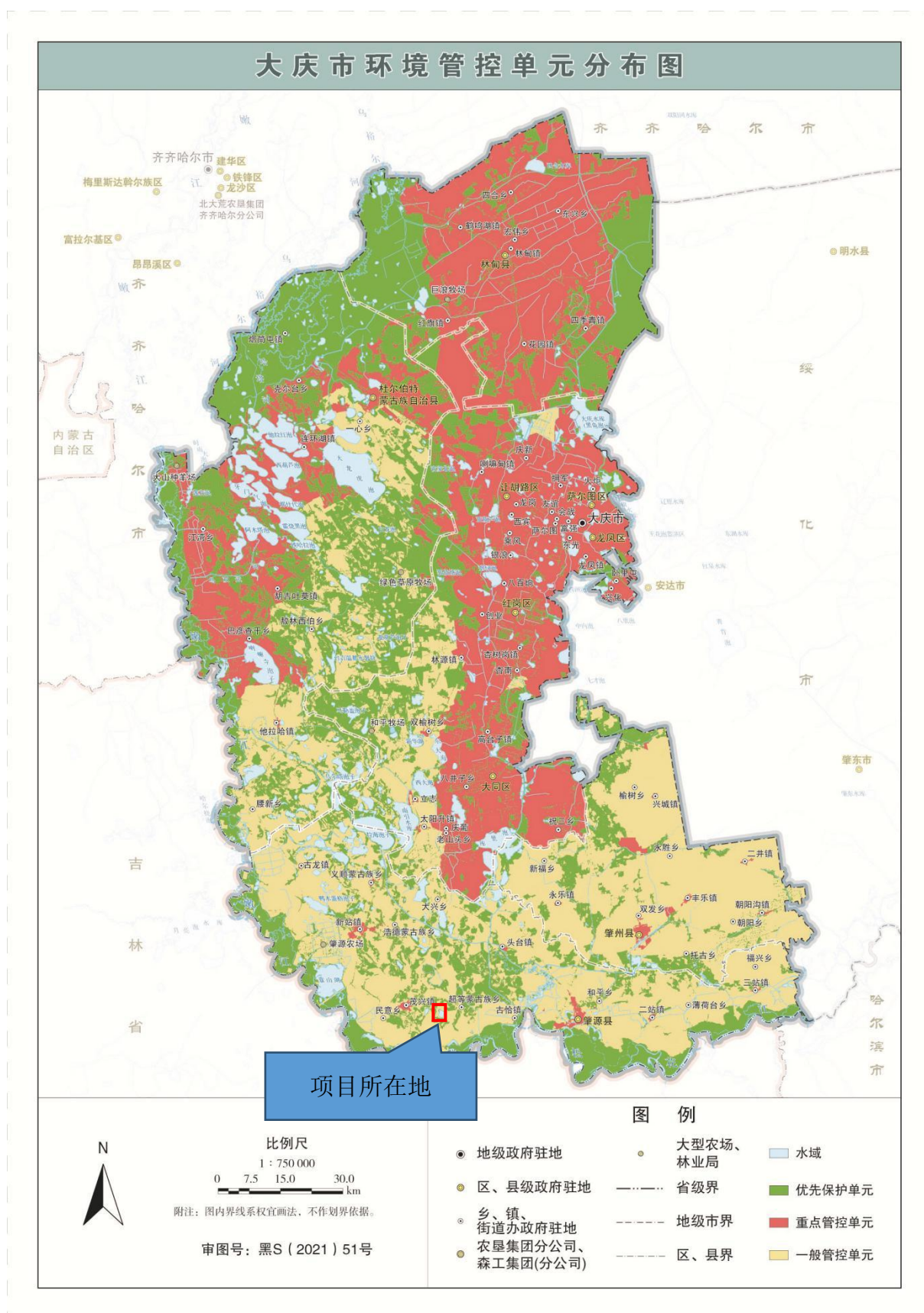
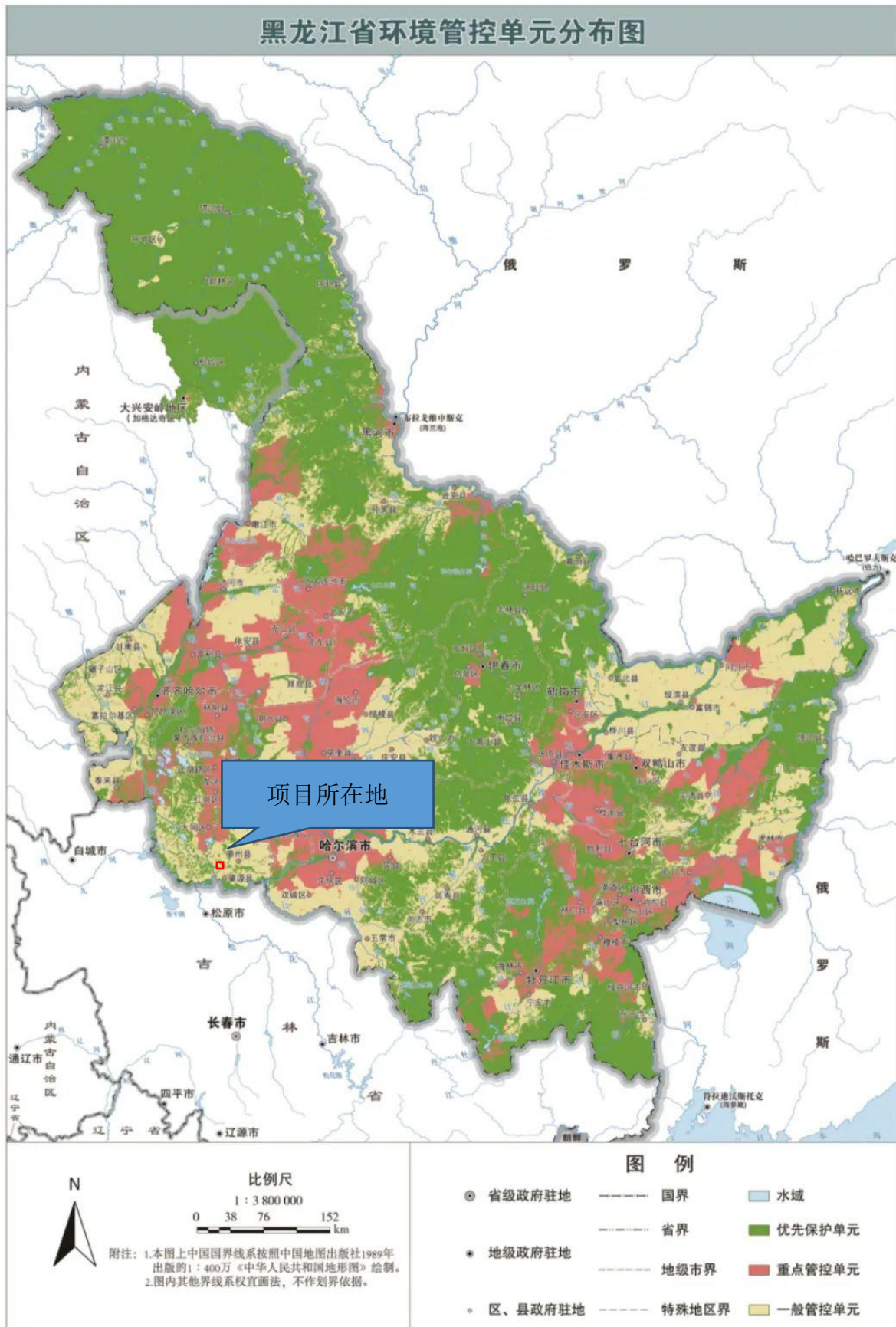
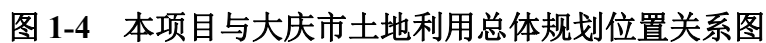


图 1-2 本项目与大庆市环境管控单元位置关系



黑 S (2020) 104号

图 1-3 本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系



1.5.4 选址合理性分析

本项目位于大庆市肇源县茂兴镇和超等蒙古族乡境内，新钻油井26口，基建油井26口，形成4座平台井场，18口独立井，为钻井及产能建设工程，施工区域周围敏感点主要为村屯，占地为永久基本农田，根据《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号）中大庆市环境管控单元分布图，项目位于肇源县优先保护单元和一般管控单元。

根据现场调查，项目占地范围内本工程所在区域主要为耕地（永久基本农田），油田开发区域不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；也不涉及除上述敏感区以外的生态保护红线管控范围，基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域，也不在生态保护红线内。

按照《基本农田保护条例》（2017年修正），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。本工程属于国家能源设施重点建设项目，根据设计要求，项目选址无法避让永久基本农田，因此应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，应纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，永久基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），项目位于水土流失重点治理区，本项目施工期短，土石方就近占地进行临时堆放，无转运丢弃，同时，利用土工布或塑料膜遮盖的方法来减少水土流失。本工程井场在施工期占地边界外修建临时围堰，临时占地表土堆存加盖苫布，采取必要措施后工程建设引起的水土流失较轻微。施工结束后及时清理施工现场，进行生态恢复。在采取水土保持相关措施后，本工程选址建设对水土流失重点治理区影响较小。

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，尽量避让周围环境敏感点。本项目占地类型为

耕地，对占用的耕地按照占一补一原则缴纳补偿费用，并对占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的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。

1.6 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为油田开采项目，钻井、原油集输、井下作业、管道和道路施工等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的农田生态环境、区块周边分布的村屯。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；运行期井场及站场无组织挥发的非甲烷总烃、井场抽油机的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

（1）空气环境

本项目对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、各类工程及运输车辆排放的尾气、钻井时柴油机排放的大气污染物。施工扬尘采取施工现场洒水抑尘、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；柴油机废气采取施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况等措施。采取以上措施后对环境空气影响较小。

运营期原油集输采用密闭流程，加强对设备和管道的检查和维护，控制各部位无组织挥发的烃类总量，能够确保井场排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求；依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《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；本工程依托场站加热炉使用清洁燃料天然气，燃烧烟气中各项污染物排放浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉排放标准限值要求。

（2）地表水环境

本工程施工期产生的废水主要为施工人员的生活污水及钻井废水。施工期生活污水

排入临时防渗旱厕，施工结束清掏后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）；钻井废水排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到敖包塔联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼用于铺垫井场及通井路。施工期废水不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

运行期产生的废水主要为油田采出水、检修作业污水、清防蜡废水。油田采出水、检修作业污水、清防蜡废水均进入敖包塔联合站内污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”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

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。作业和洗井过程中的污水通过作业污油污水回收装置回收进系统；产生的落地油及时进行回收，回收率 100%；场站的检维修时含油污泥送至送第九采油厂含油污泥处理站处置。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

施工期对声环境的影响主要为重型车辆沿途产生的噪声、钻机振动产生的噪声。采取物料及设备运输车辆应选择合理时间和路线，避开居民休息时段；严格限定施工范围，选用噪音低的设备；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。施工期不会对周边环境产生影响。

运行期对声环境的影响主要为抽油机机械噪声，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）生态环境

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钻井、井场施工、管道施工作业带清理、开挖管沟、道路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。本项目埋设集油管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；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。

（6）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井作业、洗井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；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。

（7）固体废物

施工过程中产生的固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废包装袋、KOH 包装袋、废防渗布、生活垃圾等。废钻井液与钻井废水、钻井岩屑、废射孔液等废弃物暂存于井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到敖包塔联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼用于铺垫井场及通井路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋及废防渗布由施工单位统一收集后拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理；KOH 包装袋经收集后委托有资质单位处理；生活垃圾统一收集后运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理。

项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布。含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 限值要求后用于铺垫井场及通井路，回收率为 100%；含油废防渗布经收集后暂存第八采油厂三矿为废暂存间，定期由有资质单位进行处理。

（8）环境风险

本工程施工期主要环境风险包括发生井喷、井漏、套管连接不及时、柴油泄漏及 KOH 泄漏等；可诱发风险事故类型包括火灾、爆炸，伴生/次生环境污染事件。采取加强固井质量，防止井喷、井漏，井场柴油罐设置围堰，围堰高度约为 0.4m，柴油罐区地面及围堰做重点防渗处理，采用下方黏土压实，上方铺设 2mm 厚 HDPE 防渗土工膜进行防渗，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；施工井场周围设置截水沟（长 530m×宽 0.5m×深 0.5m），防止钻井废水溢流污染周边地表水体。采取以上措施后可有效防止环境风险的发生。

运营期主要环境风险包括油井套损、集输管道泄漏、井下作业等导致的原油泄漏，可诱发风险事故类型包括火灾、爆炸，伴生/次生环境污染事件。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。

1.7 环境影响评价主要结论

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。本项目井位平台均位于优先保护单元和一般管控单元，不在重点保护单元，符合《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）中相关要求。本项目实施后对区域内的大气、声、水和土壤等环境质量影响较小，本项目区域内环境空气质量满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，项目区域内声环境质量满足《声环境质量标准》

（GB3096-2008）2 类标准；本项目不排放废水，不会对周边地表水产生影响；本项目在采取措施不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量除部分监测点位中锰超标外，其他监测项目均能满足《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》（GB3838-2002）表 1 中标准限值；永久占地内土壤满足《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 中第二类用地筛选值标准，评价范围内耕地土壤可以满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准限值。

按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《敖南油田敖 112-敖 16 等区块葡萄花油层水平井及直井补充井产能建设地面工程项目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工程概况、施工期主要环境问题、主要环境影

响和拟采取的环保措施。主要结论为：敖南油田敖 112-敖 16 等区块葡萄花油层水平井及直井补充井产能建设地面工程项目符合国家产业政策和当地经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施后，各项污染物能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以防控，满足总量控制要求，从环境保护角度看，本项目选址合理，建设是可行的。

2 总则

2.1 评价目的

根据本工程特性及工程所在地的环境特点，确定建设项目环境影响评价目的：

（1）贯彻“预防为主，防治结合，综合利用”环境管理方针，要求在开发建设活动实施之前预计可能产生的环境污染与破坏，再据此采取防治对策，做到防患于未然。

（2）本次环评将在工程分析的基础上，分析论证本项目“三废”排放情况及从环保角度确认工艺过程的先进性，为环境影响预测提供基础数据，并为今后的环境管理工作提供科学依据。

（3）通过对建设地点及周围环境的综合现状调查和现场监测，了解和掌握该地区的环境质量现状及污染现状，并确定环境保护目标。

（4）采用适当的预测模式，预测和评价工程投产后对该地区的环境影响程度和范围，提出经济上合理，技术上可行的环境保护措施。

（5）通过对环境、经济的损益分析，论证本工程社会效益、环境效益和经济效益的统一性。

（6）从环境功能规划、环境容量及周围环境敏感保护目标等方面，论证本项目选址的合理性，为项目实现优化选址、合理布局、最佳设计提供科学依据。

2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（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，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 编制依据

2.3.1 环境保护相关法律

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2015年1月1日修订施行）；

- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正施行）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日修正施行）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日修正施行）；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022 年 6 月 5 日修订施行）；
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019 年 1 月 1 日起施行）；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日起施行）；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年 12 月 25 日修订）；
- (9) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年 4 月 28 日修订施行）。

2.3.2 环境保护相关法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令第 682 号，2017.10.01）；
- (2) 《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 736 号）；
- (3) 《土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令第 592 号，2011.03.05）；
- (4) 《基本农田保护条例》（2017 年修正）；
- (5) 《水土保持法实施条例》（2011.1.8）；
- (6) 《地下水管理条例》（国令第 748 号，2021 年 12 月 1 日修订施行）。
- (7) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (8) 《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018.04.26）；
- (9) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (10) 《黑龙江省湿地保护条例》（2018.6.28）；

2.3.3 环境保护相关部门规章及规范性文件

- (1) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发〔2013〕37 号，2013.09.10）；
- (2) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17 号，2015.04.02）；
- (3) 《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发〔2016〕31 号，2016.05.28）；
- (4) 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（发改委 29 号令，2020 年 1 月 1 日起施行）；
- (5) 《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 号，2021 年 1 月 1 日起施行）；
- (6) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号，

2012.07.03)；

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

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

(9)《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021年版)》(部令第16号，2021年1月1日起施行)；

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

(11)《突发环境事件应急管理办法》，环境保护部令第34号；

(12)《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》，环环评[2018]11号，2018年1月25日；

(13)《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》，环环评[2016]150号，2016年10月26日；

(14)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》，环办环评[2017]84号；

(15)《危险废物排除管理清单(2021年版)》(生态环境部公告2021年第66号，2021.12.2)；

(16)《全国地下水污染防治规划(2011-2020年)》，环发[2011]128号，2011年10月28日；

(17)《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》(林沙发〔2017〕84号)；

(18)《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2号)；

(19)《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规〔2019〕1号)。

(20)《黑龙江省黑土地保护工程方案(2021-2025年)》；

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

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

(23)《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)；

(24)《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》庆政规[2021]3号；

(25)《大庆市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纲要》(庆政发〔2021〕13号)；

(26)《大庆市水土保持规划(2015~2030年)》；

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

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

(29)《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,2019.10.17)。

2.3.4 技术依据

(1)《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；

(2)《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3)《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)；

(4)《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)；

(5)《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；

(6)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；

(7)《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)；

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)；

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

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

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

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

(13)《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)；

(14)《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)；

(15)《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》(HJ 820-2017)；

(17)《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南(试行)》(HJ1209-2021)；

(18)《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)；

(19)《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)。

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 评价时段

本项目为油田产能建设工程,评价时段主要为施工期及运营期,闭井期单独履行环评审批手续。

2.4.2 环境影响因素识别

本工程建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响和生产运营期影响两部分。

施工期的环境影响主要为钻井工程、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、场站产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括输油管线、井场发生原油泄漏、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 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响 因素		施工期					运营期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险	废气	废水	固体废物	噪声	风险
		施工扬尘、车辆尾气、柴油机废气、柴油罐废气	钻井废水、生活污水	钻井岩屑、废钻井液、废射孔液、废防渗布、废包装袋、生活垃圾、KOH 包装袋	施工车辆、钻机、柴油发电机等施工机械噪声	井喷、井漏、套损、柴油罐泄露	加热炉烟气、无组织挥发的烃类	检修作业污水、清防蜡清防蜡废水、油田采出水	含油污泥、落地油、含油废防渗布	抽油机噪声、场站噪声	集油管线、场站火灾爆炸
环境因素											
环境空气	/	-S	/	/		-S	-L	/	-S	/	-SA
地表水	/	/	-S	/		-SA	/	-SA	/	/	-SA

地下水	/	/	-S	-S		-SA	/	/	/	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-S	/	/	/	/	-L	/
土壤	-S	/	-S	-S		-S	/	/	-S	/	-SA
植被	-S	/	/	/		-S	/	/	-S	/	-SA

注：表中“-”表示不利影响，数值大小表示影响程度

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

2.4.3 评价因子筛选

经过对油田产生污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，确定本工程本工程评价因子详见表 2.4-2。

表 2.4-2 评价因子表

序号	评价内容	评价因子名称
施 工 期	影响 评价	废气
		运输车辆及管线、道路施工扬尘、运输车辆排放的尾气、焊接烟尘、柴油机燃烧烟气、柴油储罐产生的非甲烷总烃
		废水
		钻井废水、生活污水（COD、氨氮）
		噪声
运 行 期	现状 评价	机械噪声、车辆运营噪声
		固体废物
		废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、废包装袋、废防渗布、施工废料、生活垃圾、KOH 包装袋
		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、土壤状况等
		环境空气
		NO ₂ 、SO ₂ 、O ₃ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、非甲烷总烃
		地表水
		pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类
		地下水
		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
		声环境
		昼间等效声级、夜间等效声级
		土壤环境
		建设用地：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒈、萘、苯并（a）蒽、苯并（b）蒽、苯并（k）蒽、苯并（a）芘、茚并（1,2,3-cd）芘、二苯并（a,h）蒽、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
		农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
		生态环境
		动物侵扰、植被破坏、生物量变化、土地利用状况变化

影响 评价	废气	颗粒物、NO _x 、SO ₂ 、非甲烷总烃
	废水	石油类、悬浮物
	噪声	连续等效 A 声级
	固体废物	含油污泥、落地油、含油防渗布
	环境风险	危险物质泄漏：石油、伴生天然气、硫化氢、一氧化碳
	土壤	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准

1、环境空气质量标准

评价区域环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准。

表 2.5-1 评价区域内各项污染物的浓度限值

污染物名称		TSP	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	μg/m ³	mg/m ³	μg/m ³
(GB3095-2012) 中 二级浓度限值	年平均	200	70	35	60	40	-	
	24 小时平均	300	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允许浓度参考执行《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃浓度限值。

表 2.5-2 大气污染物综合排放标准详解

单位：mg/m³

标准	污染物名称	最高允许浓度
《大气污染物综合排放标准详解》	非甲烷总烃	2.0

2、声环境

结合《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号），本项目开发区域执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类区标准，开发区域周边村屯执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 1 类区标准，具体见表 2.5-3。

表 2.5-3 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 1 类标准	55	45

《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准	60	50
-------------------------------	----	----

3、土壤环境

本项目拟建井永久占地内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）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，永久占地外村屯内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地石油烃筛选值标准。具体见表 2.5-4。

表 2.5-4 土壤环境执行标准

单位：mg/kg

序号	监测项目	筛选值	筛选值	标准名称
		第一类用地	第二类用地	
1	As	20	60	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）基本项目
2	Cd	20	65	
3	Cr（六价）	3.0	5.7	
4	Cu	2000	18000	
5	Pb	400	800	
6	Hg	8	38	
7	Ni	150	900	
8	四氯化碳	0.9	2.8	
9	氯仿	0.3	0.9	
10	氯甲烷	12	37	
11	1,1-二氯乙烷	3	9	
12	1,2-二氯乙烷	0.52	5	
13	1,1-二氯乙烯	12	66	
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596	
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54	
16	二氯甲烷	94	616	
17	1,2-二氯丙烷	1	5	
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	
20	四氯乙烯	11	53	
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	
23	三氯乙烯	0.7	2.8	
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	
25	氯乙烯	0.12	0.43	

26	苯	1	4	
27	氯苯	68	270	
28	1,2-二氯苯	560	560	
29	1,4-二氯苯	5.6	20	
30	乙苯	7.2	28	
31	苯乙烯	1290	1290	
32	甲苯	1200	1200	
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	
34	邻二甲苯	222	640	
35	硝基苯	34	76	
36	苯胺	92	260	
37	2-氯酚	250	2256	
38	苯并[a]蒽	5.5	15	
39	苯并[a]芘	0.55	1.5	
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15	
41	苯并[k]荧蒽	55	151	
42	蒽	490	1293	
43	二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5	
44	茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	
45	萘	25	70	
46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	826	4500	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018)其他项目

本项目开发区域井场周边耕地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1基本项目筛选值标准。具体标准详见表2.5-5。

表 2.5-5 农用地土壤环境执行标准

单位: mg/kg

序号	污染物项目		筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	其它	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	其它	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	其它	40	40	30	25
4	铅	其它	70	90	120	170
5	铬	其它	150	150	200	250
6	铜	其它	50	50	100	100
7	镍		60	70	1000	190
8	锌		200	200	250	300

4、地下水质量标准

评价区域内地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中环境质量标准基本项目标准限值。

表 2.5-6 地下水质量标准

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）	≤0.1	
挥发性酚类（mg/L）	≤0.002	
氰化物（mg/L）	≤0.05	
砷（mg/L）	≤0.05	
汞（mg/L）	≤0.001	
铬（六价）（mg/L）	≤0.05	
总硬度（mg/L）	≤450	
铅（mg/L）	≤0.05	
氟化物（mg/L）	≤1.0	
镉（mg/L）	≤0.01	
铁（mg/L）	≤0.3	
锰（mg/L）	≤0.1	
铜（mg/L）	≤1.0	
镍（mg/L）	≤0.05	
锌（mg/L）	≤1.0	
钠（mg/L）	≤200	
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（CFU/100mL）	≤3.0	
菌落总数（CFU/mL）	≤100	
石油类（mg/L）	≤0.05	《地表水环境质量标准》 （GB3838-2002）表 1 中环境质 量标准基本项目标准限值
注：石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类（均为 0.05mg/L）标准执行。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）8.4.1.1“对于不属于 GB/T14848 水质指标的		

评价因子，可参照国家（行业、地方）相关标准”；《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中将源头水、国家自然保护区的地表水划分为I类，集中式生活饮用水地表水源地一级保护区划为II类、集中式生活饮用水地表水源地二级保护区划为III类，本项目区域地下水主要功能为生活饮用水，本项目石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类执行。

2.5.2 污染物排放标准

1、废气

（1）项目施工期扬尘（颗粒物）执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值，见表2.5-7；

（2）井场运行期排放的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，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，见表2.5-8及2.5-9；

（3）本项目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）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，见表2.5-8。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。

（4）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，见表2.5-9。

（5）运营期依托场站内加热装置燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）在用燃气锅炉标准，具体见表2.5-10。

表 2.5-7 大气污染物综合排放标准

单位：mg/m³

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

表 2.5-8 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

标准		规定要求
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》	5.2.2.1 要求	现有设计容积>100m³，物料真实蒸气压>66.7kPa的原油储罐需符合下列要求之一：①采用压力罐或低压罐。②采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施。③采取其他等效措施。 现有设计容积>500m³，物料真实蒸气压≥27.6但≤66.7kPa的原油储罐

(GB39728-2020)		需符合下列要求之一：①采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式。②采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%。③采用气相平衡系统。④采取其他等效措施。
	5.2.3 要求	①固定顶罐罐体应保持完好。②储罐附件开口（孔），处采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。③应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求
	5.3 要求	①装载方式要求：挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200 mm。②油气集中处理站、天然气处理厂、储油库装载真实蒸气压 ≥ 27.6 kPa 的原油应符合下列规定之一：a) 对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%。b) 采用气相平衡系统。
	5.4 要求	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。
	5.9 要求	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 。
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 2.5-9 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位： mg/m^3

污染物项目	排放限值	特别排放限值	限值含义	无组织排放监控位置
非甲烷总烃	10	6	监控点处 1 h 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	

表 2.5-10 燃气锅炉大气污染物排放标准 单位： mg/m^3

污染物项目	颗粒物	SO_2	NO_x	烟气黑度（林格曼级）
加热炉（在用、燃气）	≤ 30	≤ 100	≤ 400	≤ 1

2、噪声

项目施工期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），见表 2.5-11。

表 2.5-11 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

主要噪声源	噪声限值	
	昼间	夜间

建筑施工	70	55
------	----	----

运营期井场噪声执行《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 2.5-12。

表 2.5-12 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼间	夜间
60	50

3、废水污染物排放标准

本工程产生的油田采出水、检修作业污水、清防蜡废水依托敖包塔联合站内含油污水处理站处理，含油污水处理站进水指标为含油量 $\leq 150\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 150\text{mg/L}$ ；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 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”。

4、固体废物

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

（2）项目运行期产生的含油污泥由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 限值，用作采油九厂垫井场和通井路，具体标准值见表 2.5-13。

表 2.5-13 油田含油污泥处置与利用污染控制要求污染控制指标

序号	控制项目	污染限值
1	石油类	≤ 3000 （mg/kg）
2	As	≤ 30 （mg/kg）
3	Hg	≤ 0.8 （mg/kg）
4	Cr ⁶⁺	≤ 5 （mg/kg）
5	Cu	≤ 150 （mg/kg）
6	Zn	≤ 600 （mg/kg）
7	Ni	≤ 150 （mg/kg）
8	Pb	≤ 375 （mg/kg）
9	Cd	≤ 3 （mg/kg）
10	pH 值	6.5~9
11	含水率	≤ 40 （质量百分比）

2.6 评价等级

2.6.1 环境空气

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

由于本工程未新建锅炉，依托场站加热炉均满足相应的负荷状态下运行，且大气污染物总量在原申请总量范围内，故不对锅炉烟气进行预测。

(1) 烃类气体

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为13.47t/a，主要排放位置有井场、集输管道阀门、转油站、联合站等位置，其中井场及集输管线占比约30%。本次评价每种类型的井场分别选取1座进行预测分析，即选取1#平台井场（2口油井，其中1口直井，1口水平井）、4#平台井场（2口油井，均为直井）、南227-平246井场（水平井）、南232-斜238井场（直井）分别进行预测。根据区块开发指标预测表，本项目新钻水平井平均单井产油量为4.5t/d，直井平均单井产油量为1.8t/d，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，石油开采挥发性有机物产生系数为1.4175g/kg，则1#平台井场非甲烷总烃逸散量为 $(4.5+1.8) \times 1.4175/1000 \times 30\% = 0.0027\text{t/d}$ （0.11kg/h），4#平台井场非甲烷总烃逸散量为 $1.8 \times 2 \times 1.4175/1000 \times 30\% = 0.0015\text{t/d}$ （0.064kg/h），南227-平246井场非甲烷总烃逸散量为 $4.5 \times 1.4175/1000 \times 30\% = 0.0019\text{t/d}$ （0.079kg/h），南232-斜238井场非甲烷总烃逸散量为 $1.8 \times 1.4175/1000 \times 30\% = 0.0008\text{t/d}$ （0.033kg/h）。污染源参数见表2.6-1。

表 2.6-1 项目新增非甲烷总烃排放面源参数统计表

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度/m	与正北方向夹角/°	面源长度/m	面源宽度/m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度						NMHC
1#平台井场	124.55598	45.57384	128	0	30	43	3	0.110
4#平台井场	124.59800	45.57305	128	0	30	43	3	0.064
南227-平246井场	124.56380	45.56851	131	0	30	40	3	0.079
南232-斜238井场	124.59878	45.55983	128	0	30	40	3	0.033

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

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

(4) 根据中国干湿湿度分布图判断,本地区属于中等湿润气候。根据 EIA2018 大气预测软件的 DEM 地形文件,地形数据分辨率 90m。估算模型具体参数见下表 2.6-3。

表 2.6-3 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		39.0
最低环境温度/°C		-37.3
土地利用类型		农田
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率 / m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	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 2.6-4。

表2.6-4 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 (%)
1#平台井场	非甲烷总烃	8.5120
4#平台井场	非甲烷总烃	2.6144
南 227-平 246 井场	非甲烷总烃	4.9514

南 232-斜 238 井场	非甲烷总烃	6.2595
----------------	-------	--------

《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 2.6-5。

表2.6-5 评价等级判别表

评价工作等级	颗粒物
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，平台井场无组织排放的非甲烷总烃最大地面占标率 $P_{\max}=8.5120\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，评价等级为二级。

2.6.2 地表水

《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）规定，建设项目地表水环境影响评价等级按照影响类型、排放方式、排放量或影响情况、受纳水体环境质量现状、水环境保护目标等综合确定。

本项目为水污染影响型建设项目，其分级是根据排放方式和废水排放量划定排放等级。

直接排放建设项目评价等级分为一级、二级和三级 A，根据废水排放量、水污染物污染当量数确定；间接排放建设项目评价等级为三级 B。

地面水环境评价等级判据见表 2.6-6。

本项目产生的废水均不外排，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》中关于地表水环境影响评价工作分级要求，本项目评价等级为三级 B。

表 2.6-6 地表水环境影响评价分级判据

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量Q/（m ³ /d）； 水污染物当量数W/（无量纲）
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级B	间接排放	—

注：建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级B评价。

2.6.3 地下水

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定。

1、地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A，建设项目地下水环境影响评价行业分类见表 2.6-7。

表 2.6-7 地下水环境影响评价行业分类表

行业类别	环评类别	地下水环境影响评价项目类别
		报告书
F	石油、天然气	
37	石油开采	I 类

2、地下水环境敏感程度

建设项目场地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 2.6-8。

表 2.6-8 地下水环境敏感程度分级

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

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

根据现状调查，本项目区块周边村屯饮用水源为村屯自建的承压供水井，供水方式为单村供水，茂兴镇属集中式饮用水源，规模类型为中小型，其余村屯水井供水人数均小于 1000 人，根据《分散式饮用水源地环境保护指南》中“分散式饮用水水源地指供水小于一定规模（供水人口一般在 1000 人以下）的现用、备用和规划饮用水水源地”，本项目区块附近村屯饮用水源属于未划定准保护区的集中式地下饮用水水源地及分散式饮用水水源。

根据《饮用水水源保护区划分技术规范》（HJ338-2018）分散式饮用水源划分原则及区域水文地质情况，集中式饮用水源一级保护区半径 R 为 50~100m；分散式饮用水源一级保护区半径 R 为 50m。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 2.6-1 地下水敏感性判定依据

对于未划定准保护区的集中式地下饮用水水源地，可参照地下水水质点运移 100 天对应距离划定为一级保护区；一级保护区外地下水水质点运移 1000 天对应距离划定二级保护区；二级保护区外地下水水质点运移 2000 天对应距离划定为准保护区—敏感区；准保护区外地下水水质点运移 3000 天对应距离为较敏感区；并将较敏感区外界定为不敏感区。对于本项目涉及的分散式水源地（单井），一级保护区的距离为 50m，较敏感区为地下水水质点运移 2000 天对应距离，较敏感区外为不敏感区。

根据地下水水质点运移距离计算公式：

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

式中：L：下游迁移距离，m；

α：变化系数，一般取 2；

K：渗透系数，m/d，根据《黑龙江省肇源县地下水资源调查评价报告》及区域含水层特点综合确定，本次取平均 K=1.5；

I：水力坡度，无量纲；根据区域等水位线与距离确定本次取 I=0.006；

T：质点迁移天数，本次取 T=2000；

ne：有效孔隙度，无量纲；本次取 ne=0.40

因此下游迁徙距离 $L_{6100}=\alpha\times K\times I\times T/ne$

$$L=2\times 1.5\times 0.006\times 6100/0.4=274m$$

即：集中式地下饮用水水源井 274m 以外区域属于“不敏感”区域。

$$L_{2000}=\alpha\times K\times I\times T/ne=2\times 1.5\times 0.006\times 2000/0.4=90m$$

$$L=50+ L_{2000}=140m$$

即：分散式饮用水水源井 140m 以外区域属于“不敏感”区域。

本工程开发区域内井场距柳罐村分散式供水井最近距离为 4#平台东南侧 2630m, 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; 本工程开发区域内距集中式饮用水源肇源农场集中式供水井准保护区 (L6100d) 最近为 3#平台西南侧 1634m, 大于 274m, 可见本工程对未划定准保护区的集中式饮用水水源为不敏感。

3、评价等级判别

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.6-9。

表 2.6-9 评价工作等级表

项目类别 环境敏感程度	I类项目	II类项目	III类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

综上所述, 建设项目地下水环境敏感程度为“不敏感”, 本项目为 I 类项目, 依据评价工作等级划分原则, 地下水评价工作等级为二级。

2.6.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021) 中规定的声环境影响评价工作等级划分的基本原则: 建设项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类、2 类地区, 或建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量达 3dB(A)~5dB(A) (含 5dB(A)), 或受噪声影响人口数量增加较多时, 评价等级为二级评价。

本工程主要噪声源分为施工期重型车辆沿途产生的噪声、钻机振动产生的噪声、运行期井场抽油机产生的持续性噪声源, 噪声源的种类及数量较少, 施工期较短, 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, 声环境影响评价等级为二级。

2.6.5 生态环境

(1) 依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度, 评价等级划分为一级、二级和三级。

(2) 按以下原则确定评价等级;

- a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时, 评价等级为一级;
- b) 涉及自然公园时, 评价等级为二级;
- c) 涉及生态保护红线时, 评价等级不低于一级;

- d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；
- e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；
- f) 当工程占地规模大于 20km^2 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；
- g) 除本条 a)、b) 人 c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级；
- h) 当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。

(3) 建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。

(4) 建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。

(5) 在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。

(6) 线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。

(7) 涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485。

本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园及生态保护红线；根据 HJ2.3 判断本工程不属于水文要素影响型；根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内未分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标；本项目作为改扩建项目新增总占地面积为 29.623hm^2 ($0.00296\text{km}^2 < 20\text{km}^2$)，占地类型为耕地（基本农田）。因此，根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19—2022）相关判定要求，该项目的生态评价等级确定为三级。

2.6.6 土壤环境

1、土壤环境影响评价项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，建设项目属于“金属矿、石油、页岩油开采”项目，土壤环境影响评价项目类别为 I 类。

2、环境影响类型和途径

土壤是环境的重要组成部分，与水、大气、生物等环境要素之间相互作用、相互影响。该项目油田开发过程中对土壤的影响主要表现在：①施工期收集措施失效发生泄漏可能使污染物通过地面漫流、垂直入渗途径污染井场周边土壤；②运行期井场洗井修井

产生的落地油，在防渗措施失效若发生泄漏，可能通过下雨地面漫流、垂直入渗途径污染场地周边土壤环境；③运行过程中管道若发生泄漏事故，可能会通过垂直入渗途径污染土壤环境。本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 2.6-11。

表2.6-11 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期	/	/	√	/
运营期	/	/	/	/
服务期满后	/	/	/	/
注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。				

根据上表可知，本项目属于污染型影响建设项目，污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表2.6-12。

表2.6-12 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
井场	洗井，修井落地油	地面漫流	石油烃	石油烃	非正常
		垂直入渗	石油烃	石油烃	非正常
管线	管道泄漏	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

3、污染影响型敏感程度分级

本项目井场占地类型为永久基本农田，污染影响型项目敏感程度分级见表 2.6-13，本工程土壤环境敏感程度为敏感。

表 2.6-13 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

4、土壤环境影响评价等级

本项目井场新增永久占地面积为 4.716hm²，属于小型占地规模，污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.6-14。

表 2.6-14 污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 评价等级	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小

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

综上分析，本项目属于土壤环境影响评价分类的 I 类项目，占地规模为小型，土壤环境敏感程度为敏感，因此评价工作等级确定为一级。

2.6.7 环境风险

2.6.7.1 风险潜势初判

本工程涉及的物质主要为原油和天然气，环境风险评价的功能单元施工期为井场柴油罐、运营期为集油管线。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）。

施工期设置柴油罐 1 座（单个容积 50m³），施工期单个井场柴油最大总储量为 40t；运营期危险物质量按照最长管线内原油、天然气最大存在量进行核算，根据项目方案可知，本项目新建集油掺水管道 8.48km，集油管道 8.79km，电伴热管道 2.05km，其中， $\phi 60 \times 3.5 \sim 10.29\text{km}$ ， $\phi 76 \times 4.5 \sim 6.35\text{km}$ ， $\phi 114 \times 4.5 \sim 2.68\text{km}$ 。则管线内原油为 $V = \pi r^2 L = (3.14 \times 0.03^2 \times 10.29 \times 1000) + (3.14 \times 0.038^2 \times 6.35 \times 1000) + (3.14 \times 0.057^2 \times 2.68 \times 1000) = 85.21\text{m}^3$ ，原油密度以 0.86t/m³ 计算，则管线原油最大存在量为 73.28t；该区块气油比约 35.5m³/t，天然气密度按 0.72kg/m³ 计算，则天然气的最大存在量为 1.87t。

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

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

式中：q₁，q₂，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t；

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

表 2.6-15 危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质		CAS 号	最大存在总量 q _n (t)	临界量 Q _n (t)	物质 Q 值
1	施工期	柴油	/	40	2500	0.016
2	运营期	原油（石油）	/	73.28	2500	0.029
3		天然气（甲烷）	74-82-8	1.87	10	0.187
项目 Q=Σq _n /Q _n						0.232

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，本项目 $Q=0.232 < 1$ ，环境风险潜势为I。

2.6.7.2 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 2.6-16，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

表 2.6-16 环境风险评价工作等级

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定性的说明。				

2.7 评价范围

2.7.1 环境空气

本项目大气评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），评价范围为井场边界外扩 2.5km 范围及管线两侧 200m 范围的区域。

2.7.2 地表水

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目废水均不排放，确定本项目地表水评价等级为三级 B，项目周边地表水体距离较远，不会对其产生影响，不设置评价范围。

2.7.3 地下水

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用公式法确定本项目地下水评价范围。计算公式如下：

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

式中：L——下游迁移距离，m；

α ——变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2，取 2；

K——渗透系数，取 1.5m/d；

I——水力坡度，无量纲，0.006；

T——质点迁移天数，取值不小于 5000d，取 5000d；

n_e ——有效孔隙度，无量纲，取 0.4。

地下水参数选取来源为《黑龙江省肇源县地下水资源调查评价报告》；由此计算 $L=225m$ ，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水调查评

价范围应为场地下游 Lm 及两侧各 L/2m 构成的区域范围。项目所在区域地下水流向为由东北向西南，结合查表法、L 值、水文地质结构、地下水源及地下水保护目标分布情况，最终确定地下水评价范围为南北走向 7000m、东西走向 7000m，共 49km²，地下水评价范围见附图 4。

2.7.4 声环境

本项目是以固定声源为主的建设项目，声环境评价等级为二级，根据《建设项目环境影响评价技术导则 声环境》中要求，一级评价的要求一般以建设项目边界向外 200m，二级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区类别及敏感目标等实际情况适当缩小，且经后续预测分析，项目声源计算得到的贡献值到 200 m 处可以满足《声环境质量标准》中的二级标准，因此，本项目声环境影响评价范围为拟建井场边界外延至 200m 及道路中心线两侧各 200m 范围内的声环境。

2.7.5 生态环境

根据评价工作等级要求，考虑本项目所在区域的地形、地理特征，评价范围为井场边界外扩 1km 的区域及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 区域的生态环境，具体评价范围见附图 3。

2.7.6 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“表 5 现状调查范围”，确定本项目土壤评价范围为井场边界外扩 1km 区域及新建管线两侧向外延伸 200m 区域的土壤环境，具体评价范围见附图 3。

2.7.7 环境风险

本项目环境风险潜势为I，风险评价等级为简单分析，参照大庆油田同类报告，本项目环境风险范围设置为井场边界外扩 3000m 范围的区域。

2.7.8 各环境要素评价范围汇总

各环境要素评价范围详见表 2.7-1，土壤环境、生态环境和声环境评价范围见附图 3，地下水环境评价范围见附图 4。

表 2.7-1 评价范围表

项目	评价等级	评价范围
环境空气	/	井场边界外扩 2500m 范围内
声环境	二级	井场外 1m 处外延至 200m 范围内，集油管线两侧 200m 范围内
地表水环境	三级 B	/
地下水环境	二级	49km ²

土壤环境	一级	井场外延 1km 范围内，集油管线两侧 200m 范围内
生态环境	三级	井场区域及周围外延 1km 范围内，集油管线两侧 300m 范围内
环境风险	简单分析	井场边界外扩 3000m 范围内

2.8 环境保护目标

根据调查，本项目不占用湿地，施工区域内无自然保护区、风景名胜区、文物古迹和饮用水水源保护区分布，不在生态红线范围内。项目主要大气环境保护目标见表 2.8-1，地下水环境保护目标见表 2.8-2，环境风险保护目标见表 2.8-3，其他环境要素保护目标见表 2.8-4，主要环境保护目标分布图见附图 5。

表 2.8-1 大气主要环境保护目标表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对方位及距离
	东经	北纬				
博尔诺村	124.59061	45.60356	居民	约 240 人	二类	南 217-平 274 井东南侧 230m
铁青屯	124.54776	45.59156	居民	约 90 人	二类	1#平台西北侧 2000m
姜家窝棚	124.60744	45.56445	居民	约 75 人	二类	南 232-斜 238 东北侧 790m
赵家窝棚	124.63555	45.56538	居民	约 90 人	二类	5#平台西南侧 930m
窝拉泉	124.67839	45.56411	居民	约 30 人	二类	5#平台东侧 2200m
王大酒婆窝棚	124.65922	45.54299	居民	约人	二类	5#平台东南侧 2340
增产村	124.62052	45.52507	居民	约人	二类	南 234-平 232 西侧 240m
茂兴镇	124.54605	45.54877	居民	约人	二类	南 234-平 232 西南侧 800m
邱家窝棚	124.61958	45.52507	居民	约人	二类	南 264-斜 246 南侧 1200m
合心村	124.58887	45.50992	居民	约人	二类	南 264-斜 226 东南侧 670m

表 2.8-2 地下水环境保护目标表

环境要素	保护目标	坐标		最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
		东经	北纬			
地下水环境	柳罐屯水井	124.34875	45.67368	站间集油管线东南侧 501m；4#平台东南侧 2630m	承压水井 3 口，井深 80~120m，供本村饮用，其余分散式水井约 35 口，井深 15~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III 类
	肇源农场水井	124.28885	45.67860	站间集油管线东南侧 684m；3#平台西南侧 1634m	承压水井 15 口，井深 75~120m，供农场饮用，其余分散式水井约 140 口，井深 15~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉	

	新合村水井	124.36935	45.70084	4#平台东侧 2529m	承压水井 1 口, 井深 85m, 供本村饮用, 其余分散式水井约 15 口, 井深 8~15m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉
	新站屯水井	124.34352	45.72146	2#平台东北侧 2741m	承压水井 5 口, 井深 60~110m, 供本村饮用, 其余分散式水井约 40 口, 井深 10~20m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉
	南岗子水井	124.24945	45.70060	1#平台西南侧 4040m	承压水井 1 口, 井深 80m, 供本村饮用, 其余分散式水井约 25 口, 井深 10~20m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉
	旭日屯水井	124.33519	45.72709	2#平台东北侧 2615m	承压水井 1 口, 井深 80m, 供本村饮用, 其余分散式水井约 30 口, 井深 10~20m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉

表 2.8-3 其他环境因素保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
土壤环境	井场永久占地范围内土壤			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值
	建设项目井场边界外延 1km; 管线两侧外延 200m 范围内的土壤环境, 主要为耕地			《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值
地表水	鸭木蛋格泡距离 3#平台 4260m			过渡区
声环境	200m 范围内无声环境敏感目标			《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准
生态环境	农田生态系统	拟建井场占地及边界外扩 1km; 管线两侧外延 300m 区域范围内		生态环境不受到破坏

表 2.8-4 环境风险主要环境保护目标表

名称	坐标	保护对象	保护内容	相对方位及距离
柳罐屯	124.34875 45.67368	居民	约 560 人	站间集油管线东南侧 501m; 4#平台东南侧 2630m
肇源农场	124.28885 45.67860	居民	约 3800 人	站间集油管线东南侧 684m; 3#

				平台西南侧 1634m
新合村	124.36935 45.70084	居民	约 300 人	4#平台东侧 2529m
新站屯	124.34352 45.72146	居民	约 250 人	2#平台东北侧 2741m
旭日屯	124.33519 45.72709	居民	约 400 人	2#平台东北侧 2615m

3 建设项目工程分析

3.1 项目概况

项目名称：敖南油田敖 112-敖 16 等区块葡萄花油层水平井及直井补充井产能建设地面工程项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司第九采油厂；

建设地点：大庆市肇源县茂兴镇和超等蒙古族乡境内；

建设性质：改扩建；

建设内容：新钻油井 26 口，基建油井 26 口，，形成 4 座平台井场，18 口独立井，采用单管环状掺水和电加热集油工艺。新建集油掺水管道 8.48km，集油管道 8.79km，电伴热管道 2.05km；新建柱上变电站 22 座，新建 10kV 产能线路 3.6km，新建通井路 4.7km，预计建成产能 2.23×10⁴t/a。

投资规模：3363.2 万元人民币；

工作进度：本项目钻井工程钻井队单井在井人数为 10 人，单井周期约为 10 天，钻井井场有 2 个钻井队同时施工，钻井期共施工 130 天；后续产能建设施工时间约为 50 天，共 180 天，本项目计划开工时间为 2023 年 4 月，预计 2023 年 10 月完工，运营期不新增劳动定员。

3.2 工程组成

建设项目工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

工程类别	工程组成		建设内容及规模	备注
主体工程	钻井工程	钻井井场	新建 4 座平台井场，18 口独立井，单井井场占地 40m×30m，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，以及配料罐、泥浆泵、钢制泥浆槽等。	新建
		井架基础	新建 43.3m×11.7m 撬装式钢制基础，1 座/井场，用于架设钻井井架。	新建
		钻井工程	新钻油井 26 口，钻井总进尺 25415m。主要工程内容包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井等。	新建
		射孔工程	26 口油井均采用射孔完井，采用多级复合射孔工艺。	新建
	地面	采油工程	本项目基建 26 口油井，形成 4 座平台井场，18 口独立井，采	新建

	工程		用抽油机采油方式运行，构筑井台并配套安装抽油机 26 台、采油树井口设备及采油动力配电设施。建成后预计产能 $2.23 \times 10^4 \text{t/a}$ 。	
		原油集输工程	基建涉及 26 口抽油机井，站外集油工艺采用单管环状掺水和电加热集油工艺，配套建设集油掺水管道 8.48km，集油管道 8.79km，电伴热管道 2.05km，采用机械开挖埋地方式敷设，作业带宽度为 10m，其中管沟深度 2m，为硬质聚氨酯泡沫夹克管。	新建
		道路工程	本次基建油井 26 口，附近均有已建井排路可以直接利用，直接通过土路挂接到已建井排路上。本项目建设路基宽 4.0m 的土路 1.86km，路基宽 3.5m 的土路 2.84km，共建设进井通道土路 4.70km。	新建
辅助工程	钻井工程	井控房	每座钻井井场设 1 座井控房，占地面积 50m^2 ，房内安放钻井控制系统、监测及报警装置，用于井控人员监测钻井情况。	新建
		钻井液罐区	每座钻井井场设 4 座钻井液罐， $40\text{m}^3/\text{座}$ ，用于钻井液的配置及暂存。	新建
		钢制泥浆槽	每座钻井井场设置容积 100m^3 的钢制泥浆槽（ $10 \times 5 \times 2\text{m}$ ），用于暂存钻井岩屑、废弃钻井液、废射孔液、钻井废水，边产生边收集，由罐车及时拉运至至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，确保本工程产生的废弃钻井泥浆不落地。	新建
		水罐区	每座钻井井场设置钢制水罐 2 个/井场，存储新鲜水，有效容积 100m^3 ，用于钻井施工期的生产用水。	新建
		钻井液材料房	每座钻井井场设置钻井液材料房 1 座，占地面积 50m^2 ，用于存放钻井液材料，包括膨润土、纯碱、重晶石粉等。	新建
		柴油罐区	每座钻井井场设置钢制柴油罐 1 个/井场，占地面积 30m^2 ，单罐容积 50m^3 ，储量合计约 40t 柴油。柴油罐区做重点防渗处理，并在罐区配备泡沫灭火器。	新建
		其他材料房	每座钻井井场设置材料房 1 座，占地面积 50m^2 ，用于存放其他钻井材料。	新建
		机械修理房	1 座/井场，占地面积 50m^2 ，用于修理机械。	新建
		气源房	1 座/井场，占地面积 30m^2 ，供应压缩空气，给钻机刹车提供动力。	新建
		发电机房	1 座/井场，占地面积 50m^2 ，为生活及钻井提供电力。	新建
		配电房	1 座/井场，占地面积 30m^2 。	新建
		KOH 材料房	1 座/井场，占地面积 30m^2 ，用于存放氢氧化钾。	新建
	地面工程	清防蜡	采用热洗车高温热洗方式进行清防蜡，平均热洗周期为 156 天。	/
	敖南二转油站		新井投产后，敖南二转油站掺水泵能力不足，本次将流量为	新建

			Q=80m³/h 更换为 Q=100m³/h 的掺水泵	
	给水工程		施工期钻井设备冲洗用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水；运营期检修作业及油井洗井用水来源为深度处理水，由罐车拉运至井口，运营期人员由油田内部调配，不新增劳动定员，不新增生活用水。	依托
公用工程	排水工程		钻井施工产生的钻井废水排入井场钢制泥浆槽，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到新一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼用于铺垫井场及通井路。施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期进行清掏堆肥，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理，场地进行平整。运营期正常工况油田采出水进入敖包塔联合站含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层；非正常工况检修作业污水及油井清防蜡清蜡废水通过罐车回收后送敖包塔联合站含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，不外排。	依托
	供暖工程		本项目冬季施工采用电取暖，运营期依托场站现有供暖方式。	/
	供电工程		施工期用电由井场柴油发电机提供；运营期电力供应均来自油田已建电网，本次产能建设工程新增负荷 212kW，接入敖南变电所。新建 10kV 线路 3.6km，引接自附近井场已建 10kV 电力线路，新建柱上变电站 22 座。	新建
环保工程	施工期	废气治理措施	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，柴油机及排放烟气均能满足《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）及 2020 修改单。	/
			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
			柴油罐选用密闭管线、密闭性能好的阀门、法兰和垫片连接。	/
		废水治理措施	钻井施工产生的钻井废水排入井场钢制泥浆槽，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到敖包塔联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼用于铺垫井场及通井路。	依托
			施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕	新建

			内, 定期进行清掏堆肥, 施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理, 场地进行平整。	
	噪声治理措施		合理安排施工进度, 减少施工时间, 避免大量高噪声设备同时施工; 除钻进外, 其它施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场; 降低设备噪声运输车辆选择避开居民区的路线, 尽量不鸣笛。	/
	固体废物治理措施		生活垃圾统一收集后运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理。	依托
			膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、废弃防渗布经收集后拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理。	依托
			KOH 包装袋委托有资质单位处理。	依托
			每座井场设置容积 100m ³ 的钢制泥浆槽（10×5×2m），用于暂存钻井岩屑、废弃钻井液、废射孔液, 钢制泥浆槽做重点防渗, 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 K≤1×10 ⁻¹⁰ cm/s, 钻井岩屑、废弃钻井液、废射孔液定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理, 处理后的水转运到敖包塔联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层, 产生的泥饼用于铺垫井场及通井路。	依托
	生态治理措施		对临时占用土地进行表土留存, 分层回填, 整平翻松, 恢复植被, 控制作业范围减土地表扰动面积, 恢复临时占地 24.907hm ² ; 对于项目永久占地进行经济补偿, 补偿面积 4.716hm ² 。永久占用草地、耕地按照规定进行经济补偿	恢复、补偿
运营期	废气治理措施		依托的敖南二转油站和敖南联转油脱水站加热炉采用清洁能源天然气作为燃料, 加热炉燃烧产生的废气均经高于 8m 的烟囱高空排放。 产生的伴生气随产液一起进入三相分离器进行油气水分离, 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。伴生气的处理均在密闭压力容器内进行, 集输过程中均为密闭状态, 有效的降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	依托
			油田采出液采用密闭集输工艺, 井口安装密封垫, 新建集油掺水管道、依托场站阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施, 防止烃类气体的无组织挥发。	集输管线新建

		废水治理措施	油井检修作业污水及油井清防蜡清防蜡废水由罐车拉运至敖包塔联合站内含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。运营期油田采出水外输至敖包塔联合站处理，达标后回注油层，不外排，回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”限值要求。	依托
		噪声治理措施	井场电机、抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。	新建
		固体废物治理措施	运营期含油污泥、落地油及油砂由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1限值要求后用于铺垫井场及通井路。	依托
			油井作业产生的含油防渗布暂存第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有资质的单位进行处置。	依托
		风险防范措施	本工程的主要环境风险是泄露、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。	新建
	地下水防护		在区块上、内、下游选取3口村屯水井作为地下水跟踪监测井，定期对地下水进行跟踪监测（在区域上游布设1个潜水背景值监测水井，该井为旭日屯水井（124.33519，45.72709），区域中心布设1口潜水跟踪监测水井，该井为柳罐村水井（124.34875，45.67368），在区域下游布设1口承压水跟踪监测水井，该井为肇源农场水井（124.28885，45.67860）），定期对地下水进行跟踪监测。	依托周边村屯水井
			施工期分区防渗：柴油罐区、钻井液罐区、发电机房、钢制泥浆槽、钻井泵、钻台为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设2mm厚防渗土工布进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；钻井液材料房、其他材料房、临时旱厕为一般防渗，采用1.5m厚黏土防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；施工井场其他区域为简单防渗，采用地面碾压平整。	新建
			运营期分区防渗：集油掺水管线采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接；井场为简单防渗，采用地面夯实碾压平整进行防渗。	新建

依托工程		新二转油站	新二转油站建于 2000 年，采用四合一处理工艺，处理规模 4000t/d；目前共辖集油阀组间 8 座，油井 182 口，站外采用单管环状掺水集油工艺。目前游离水脱除能力 2062t/d，目前负荷率为 51.6%。本项目 15 口油井新增采出液量约为 38.1t/d，新增产能后新二转油站四合一装置处理量为 7097.3t/d，负荷率为 52.5%，满足开发需求。	依托，无需扩建
	新一联合站	新一联脱水站	新一联脱水站建于 2000 年，采用“五合一”处理工艺。目前游离水脱除能力 5700t/d，目前负荷率为 39.9%；电脱能力 1440t/d，目前负荷率为 31.5%。本项目 15 口油井新增产能后，游离水脱除负荷为 40.4%，电脱负荷率为 32.5%，可满足本项目依托。	依托，无需扩建
		新一联污水处理站	新一联含油污水处理站主要采用“自然沉降-混凝沉降-核桃壳过滤-双层滤料过滤”的处理工艺，新一联含油污水处理站设计规模为 3060m ³ /d，目前实际处理量为 1288m ³ /d，负荷率为 42.1%，出水水质为“8、3、2”（含油 8mg/L、SS3mg/L、粒径中值 2μm），污水经过处理后回注地下。本项目新增污水 7.8m ³ /d，本项目投产后新一联含油污水处理站负荷率为 42.3%，可以满足新增产能污水处理要求。	依托、无需扩建
	含油污泥处理站	第九采油厂含油污泥处理站	污泥站在《第九采油厂含油污泥处理站建设工程》项目中进行了环境影响评价，批复文号为庆环审（2020）170 号，现已投产。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《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 限值。项目运营期落地油及含油污泥产生量为 0.785t/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、无需扩建
	废弃泥浆处理站	水基泥浆无害化处理装置	依托大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m ³ /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 500m ³ /d，现实际处理能力为 150m ³ /d，本项目施工期共产生废弃钻井液、岩屑、钻井污水、废射孔液等共 5448.9m ³ ，本项目钻井工程施工期为 65d，平均每天产生污染物为 83.8m ³ ，该处理装置剩余处理能力能够满足本项目需求。	依托、无需扩建
	一般工业固废填埋场	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、膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋等集中收集处理，拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场进行填埋处理，第七采油厂一般工业固废填埋场于 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 0.67t，本项目依托可行。	依托、无需扩建

	危废暂存间	第八采油厂三矿危废暂存间	第八采油厂三矿危废暂存间目前暂存含油防渗布量为 8.16t, 现有负荷为 20.4%, 本项目含油防渗布产生量 3t/a, 新增本项目含油防渗布后负荷为 29%, 尚有足够余量能够满足本项目处置需求。	依托、无需扩建
临时工程	施工营地		施工期各井场沿周边设置临时场地和临时便道, 用于摆放生活区活动房, 停放施工设备, 设置车辆回车场地、取土场。临时场地为临时占地, 施工结束后进行生态恢复。	新建

3.3 工程方案

3.3.1 基建井及井位分布

本项目新钻油井26口, 占地类型为耕地(基本农田)。本项目油田产能井位布设情况见表3.3-1。

表3.3-1 本项目油田产能井位布设情况

序号	区块	平台	井号	井位坐标		井型	井别	井深(m)	进尺(m)	占地类型
				井口横坐标	井口纵坐标					
1	敖16区块	1#平台	南 221-平 246	21621374	5049908	水平井	油井	2675	2492	耕地(基本农田)
2			南 222-斜 246			直井	油井	1524	1524	
3		2#平台	南 248-平 222	21621799	5044677	水平井	油井	1963	1988	耕地(非基本农田)
4			南 252-斜 222			直井	油井	1401	1401	
5		4#平台	南 240-斜 260	21624698	5049967	直井	油井	1379	1379	耕地(非基本农田)
6			南 238-斜 260			直井	油井	1391	1391	
7		5#平台	南 264-斜 276	21628973	5048826	直井	油井	1377	1377	耕地(非基本农田)
8			南 264-斜 274			直井	油井	1350	1350	
9		独立井	南 227-平 246	21622075	5049319	水平井	油井	2430	2454	耕地(基本农田)
10		独立井	南 234-平 232	21621086	5047533	水平井	油井	2006	2042	草地
11		独立井	南 258-平 245	21624689	5046196	水平井	油井	1814	1837	草地
12		独立井	南 262-平 235	21624181	5044404	水平井	油井	1770	1782	草地
13		独立井	南 217-平 274	21623863	5053394	水平井	油井	2151	2168	耕地(非基本农田)
14		独立井	南 263-平 271	21627978	5048428	水平井	油井	3143	3152	草地
15		独立井	南 224-平 273	21624655	5052750	水平井	油井	2098	2118	草地
16		独立井	南 228-平 273	21625075	5052265	水平井	油井	1950	1972	草地
17		独立井	南 232-斜 238	21621512	5048288	直井	油井	1484	1484	耕地(非基本农田)

18	独立井	南 264-斜 238	21625328	5044779	直井	油井	1318	1318	草地
19	独立井	南 264-斜 226	21623582	5043304	直井	油井	1475	1475	草地
20	独立井	南 237-斜 241	21622392	5048191	直井	油井	1421	1421	耕地（基本农田）
21	独立井	南 264-斜 246	21625839	5045648	直井	油井	1348	1348	草地
22	独立井	南 224-斜 272	21623899	5052272	直井	油井	1526	1526	耕地（非基本农田）
23	独立井	南 228-斜 270	21624935	5052082	直井	油井	1432	1432	草地
24	独立井	南 248-斜 240	21623156	5046498	直井	油井	1396	1396	耕地（基本农田）
25	独立井	南 228-斜 244	21621884	5049011	直井	油井	1478	1478	耕地（基本农田）
26	独立井	南 234-斜 244	21622501	5048609	直井	油井	1407	1426	耕地（基本农田）

3.3.2开发指标预测

本项目共部署基建开发油井26口，均位于敖南油田敖16区块内，建成产能 $2.23 \times 10^4 \text{t/a}$ 。油层平均空气渗透率为 $13.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，油井投产初期，直井平均单井产油量 1.8t/d ，直井平均单井产液 2.0t/d ，水平井平均单井产油量 4.5t/d ，水平井平均单井产液 5.3t/d ，综合含水13.1%。总体开发生态指标预测见表3.3-2；原油物性表及产出水性质见表3.3-3、表3.3-4。

表 3.3-2 敖南油田敖 112-敖 16 等区块产能开发指标预测表

项目 \ 时间(年)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
水平井数(口)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
直井数(口)	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
水平井单井日产油 (t/d)	4.5	4.5	3.2	2.4	2.1	1.8	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2
水平井单井日产液 (t/d)	5.3	5.5	4.1	3.3	3.2	3.1	3.0	3.1	3.2	3.2	3.1
直井单井日产油 (t/d)	1.8	1.8	1.5	1.2	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.5
直井单井日产液 (t/d)	2.0	2.1	1.8	1.6	1.4	1.4	1.2	1.1	1.1	1.0	1.1
油井日产油(t)	74.3	74.3	54.8	43.5	37.2	32.3	28.7	25.6	23.1	21.1	19.4
油井日产液(t)	85.5	89.0	68.5	58.0	53.8	51.9	50.2	49.2	48.4	47.6	46.2
年产油量 (10 ⁴ t)	0.67	2.23	1.64	1.30	1.12	0.97	0.86	0.77	0.69	0.63	0.58
年产液量 (10 ⁴ t)	0.77	2.67	2.06	1.74	1.61	1.56	1.51	1.48	1.45	1.43	1.39
综合含水 (%)	13.10	16.50	20.00	25.10	30.80	37.70	42.90	48.00	52.20	55.60	58.00

表3.3-3 原油物性表

油田	目的层	凝固点 (°C)	气油比 (m³/t)	密度 (g/cm³)	粘度 (mPa.s)	含蜡 (%)	胶质 (%)
敖南油田敖112-敖16等区块	葡萄花油层	32	35.5	0.8639	20.9	24.6	15.4

表3.3-4 产出水性质表

名称	总矿化度 (mg/L)	PH值	氯离子 (mg/L)	水型
敖南油田敖112-敖16等区块	11430	/	4066	NaHCO ₃

3.4 主要建设内容

3.4.1 钻井工程

本项目钻井工程包括钻前准备、钻进、井控、录井、测井、固井、完井，根据本项目地质及油藏情况，本项目钻井工程不涉及压裂作业。

3.4.1.1 钻前准备

(1) 井位选择

钻前准备工作主要为平整井场，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。本项目新钻井 26 口；根据钻井设计，单井完钻井深平均为 1837m，单井平均进尺约 1955m，本项目总进尺 25415m。

2、井身结构

本工程新钻井井身结构为定向井和直井，项目井身设计数据见表 3.4-1。井身结构示意图见图 3.4-1。

表 3.4-1 井身结构设计数据表

开钻 次序	井 深 (m)	钻头尺寸 (mm)	套管柱 类 型	套管尺寸 (mm)	套管下入 深度 (m)	开钻 次序
一 开	0~ (210~221)	374.7	273.1	209~220	地面	一 开
二 开	(210~221) ~设计井深	215.9	139.7	设计井深-3	地面	二 开

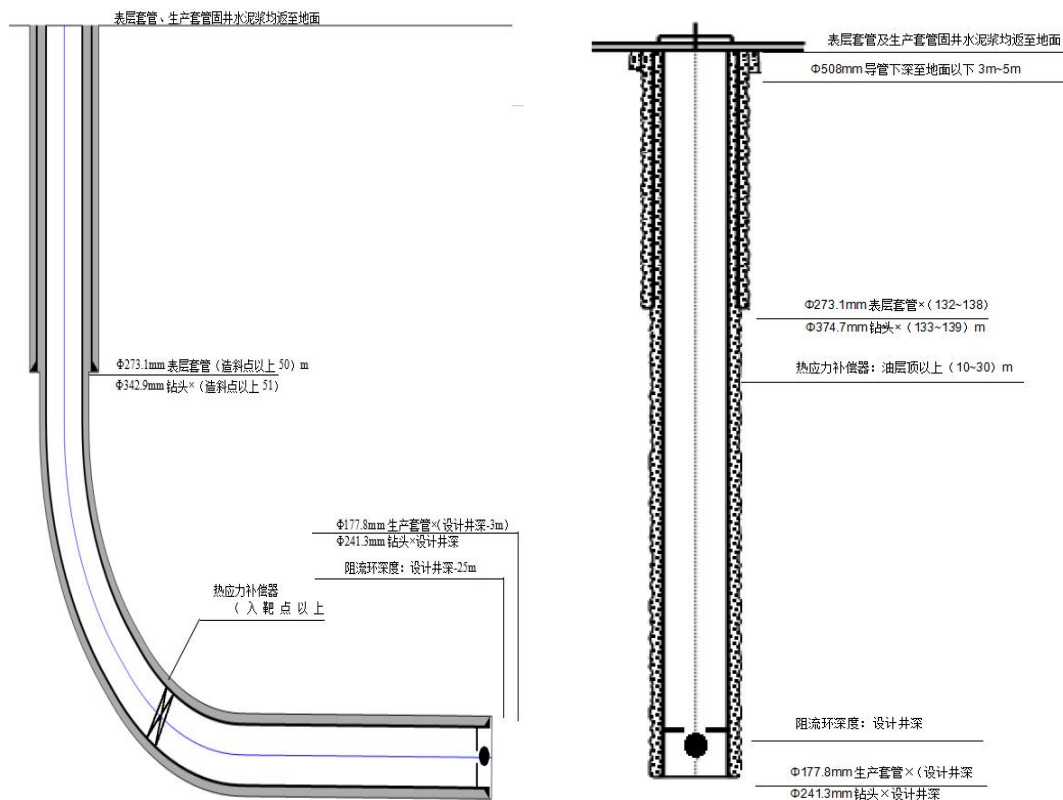


图 3.4-1 水平井及直井井身结构示意图

图 3.4-1 井身结构示意图

3、钻机选型及钻井主要设备

本项目设计井选用ZJ-20/1350型钻机。钻机及钻井主要设备性能参数见表3.4-2。

表3.4-2 ZJ-20/1350钻机及钻井主要设备性能参数

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	PZ12V 190B	882 kW	/
		发电机	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	/

4、钻井液

本工程钻井均采用无毒无害或毒性极小的水基钻井泥浆，钻井一开采用膨润土混浆，二开采用低固相氯化钾盐水钻井液体系。膨润土混浆主要成分是水、膨润土、携砂剂等；复合阳离子钻井液体系，钻井液主要成分膨润土、纯碱、超细碳酸钙、润滑剂等。一开二开采用的钻井液均为水基钻井液，非油基钻井液。本工程采用的钻井液具有较强的悬浮携沙能力和良好的抑制防塌能力，具有一定的抗污染和抗高温能力。钻井液密度随钻井深度加大而增加，范围为 1.05~1.28g/cm³，pH 值为 8-9。工程配制钻井液的成分除氢氢化钾具中毒性、重晶石粉为轻微毒性外，其余成分均为无毒性物质。而氢氢化钾在配制钻井液过程中全部电离，反应生成物无毒性；重晶石粉成分为硫酸钡，具轻微毒性，但硫酸钡不溶于水，对环境不会造成危害。所以本工程使用的钻井液为低毒物质，对环境影响较小。具体钻井液材料用量设计见表 3.4-3。

表 3.4-3 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	374.7		215.9	
井段 m~m	0~22		221~2675	
井筒容积 m ³	29		92	
地面循环量 m ³	40		60	
钻井液损耗量 m ³	8		69	
钻井液总量 m ³	77		221	
钻井液体系	膨润土浆		复合阳离子	
钻井液材料 名称和用量	材料名称	一开材料用量 t	材料名称	二开材料用量 t
	膨润土	4.0	膨润土	/
	纯碱	0.4	纯碱	0.9
	/	/	WDYZ-1	0.7
	/	/	HX-A	1.5
	/	/	SPNH-1	3.3
	/	/	NH ₄ -HPAN-2	2.0
	/	/	氢氧化钾	2.2
	/	/	HX-D	0.5

	/	/	超细碳酸钙	2.7
	/	/	重晶石粉	76

钻井液主要组分理化性质见表 3.4-4。

表 3.4-4 钻井液主要组分理化性质一览表

序号	原料	主要组分	理化性质及作用	毒性性质
1	膨润土	天然矿物,主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	其晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层,在硅氧四面体中,有部分的 Si^{4+} 可被 Al^{3+} 取代,铝氧八面体层中有部分的 Al^{3+} 可被 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Zn^{2+} 等阳离子取代,这样使得蒙脱石的晶格显负电性,同时晶层上下皆为氧原子层,不能形成氢键,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	无毒性
2	铵盐	双聚铵盐 ($\text{NH}_4\text{-HPAN-2}$)	双聚铵盐 ($\text{NH}_4\text{-HPAN-2}$), 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 ($\text{NH}_4\text{-HPAN}$) 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, 带有 $-\text{NH}_4$ 、 $-\text{NH}_2$ 、 $-\text{CN}$ 基团, 具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力	无毒性
3	纯碱	Na_2CO_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	无毒性
4	氢氧化钾	KOH	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, KOH 可用来与某些有机处理剂进行水解作用, 生成钾盐	中等毒性
5	重晶石粉	BaSO_4	纯品为白色粉末, 如含有杂质多为灰绿化。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	低毒性
6	WDYZ-1	碳酸钾、氧化钙和至少一种反絮凝剂经过化学反应而成	WDYZ-1 是一类复合抑制剂, 以钾离子为抑制离子, 以钙离子为辅助抑制离子, 不使用阴离子或阴离子团, 并在此基础上混入木质素或腐殖酸, 形成最终复合抑制剂。抗温 160°C, 可调节钻井液的流变性, 提高体系动逆比、切力, 具有很强的携屑能力, 可防止井下发生复杂情况。其中木质素、腐殖酸可生物降解。	无毒性
7	HX-D	由高分子聚合物	阳离子聚合物抑制剂 HX-D, 乳白色或浅黄色液体,	无毒

		经过阳离子和官能团改造而成	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。	性
8	JS-1	聚合物水泥防水涂料	JS 防水涂料是一种以聚丙烯酸酯乳液、乙烯-醋酸乙烯酯共聚乳液等聚合物乳液与各种添加剂组成的有机液料, 和水泥、石英砂、轻重质碳酸钙等无机填料及各种添加剂所组成的无机粉料通过合理配比、复合制成的一种双组份、水性建筑防水涂料。“JS”防水涂料 1 型的强度和延伸率分别是 1.2MPa /200%, 是低强高延伸	无毒性
9	JS-2	聚合物水泥防水涂料	JS 防水涂料是一种以聚丙烯酸酯乳液、乙烯-醋酸乙烯酯共聚乳液等聚合物乳液与各种添加剂组成的有机液料, 和水泥、石英砂、轻重质碳酸钙等无机填料及各种添加剂所组成的无机粉料通过合理配比、复合制成的一种双组份、水性建筑防水涂料。“JS”防水涂料 2 型的强度和延伸率分别是 1.8MPa /80%, 是高强低延伸	无毒性
10	HX-A	高效封堵降滤失剂	HX-A 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
11	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。	无毒性
12	超细碳酸钙	CaCO ₃	超细碳酸钙钙粒度是 400~2500 目之间的高白度精细粉末, 是选用优质方解石矿石, 它具有含量纯度高, 白度高、粒径均匀, 同时还具有无臭、无味、无腐蚀、无放射、符合环保条件等特点。由于重钙本身具有良好的分散性, 其是橡胶塑料、造纸、食品、医药, 高分子复合材料, 日用化工等行业最佳的原料和填充材料。	无毒性

3.4.1.2 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。

3.4.1.3 井控

项目钻井占地地面主要为耕地，为防止井喷事故发生，钻井施工单位做好 HSE 应急预案，采取必要的井控措施，预防或避免井喷事故造成环境污染。

(1) 一开井口装置

井口导管深度 3m~5m，导管中心与转盘中心偏差不大于 20mm，倾斜度小于 0.5°。一开井口装置设计见图 3.4-2。

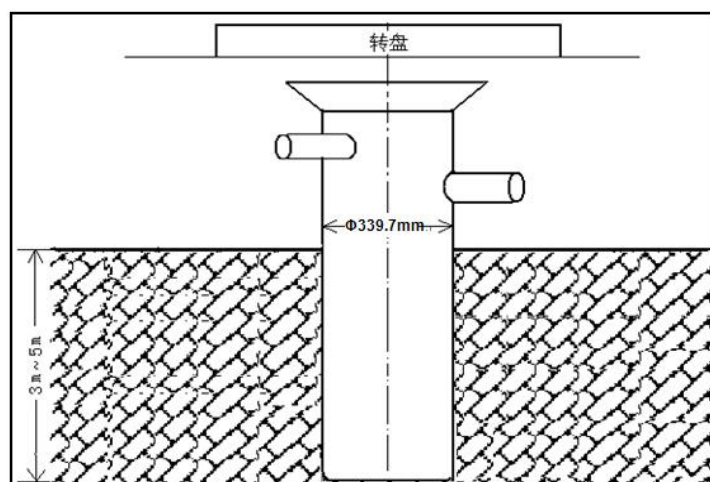


图 3.4-2 一开井口装置设计示意图

(2) 二开井口装置

二开井口装置设计见图 3.4-3。

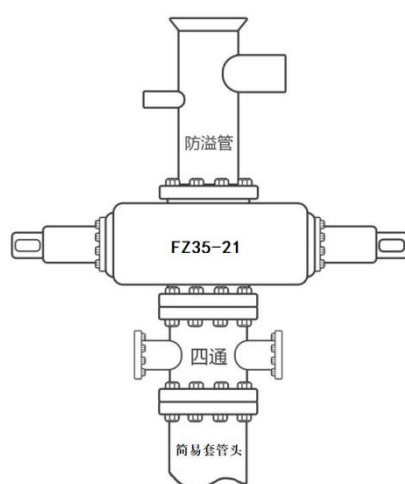


图 3.4-3 二开井口装置图（地层压力系数小于 1.2）

(3) 二开节流及压井管汇

二开井口管汇设计示意图见图 3.4-4。

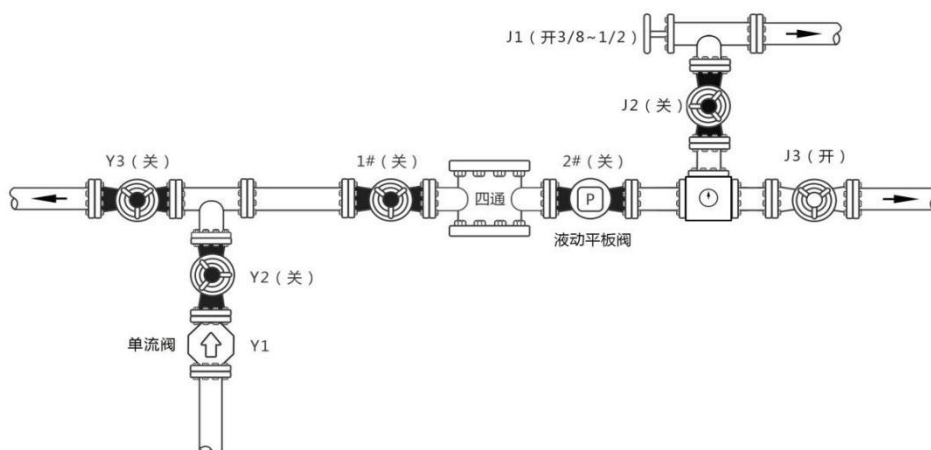


图 3.4-4 二开井口管汇示意图（地层压力系数小于 1.2）

3.1.1.4 录井

（1）钻井参数录取

钻井参数悬重、钻压、转数、排量、泵压等钻开油气层前 1h 测量 1 次，钻开油气层后 0.5h 测量 1 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 1 次钻井液密度、粘度。

二开钻开油层前，没间隔 1h 测量 1 次钻井液密度、粘度，每间隔 8h 测量 1 次钻井液全套性能；钻开油层后，每间隔 0.5h 测量 1 次钻井液密度、粘度，每间隔 4h 测量 1 次钻井液全套性能和钻井液电阻率；固井前测钻井液密度、粘度、切力、失水，并做好记录。循环过程中每间隔 0.5h 观察 1 次钻井液池液面高度、钻井液性能变化，以及是否含有气泡、油气侵等异常情况，如有异常加密测量钻井液密度、粘度，并进行相应处理。

（3）钻井液参数

录井项目要求：流量、体积、温度、密度、电导率。

3.4.1.5 测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控要求主要为：

（1）若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环；

（2）测井队到井后向钻井队了解井况，确认安全作业时间，电测时发生溢流立即停止电测，尽快起出井内电缆。当不具备起出电缆条件，钻井液涌出转盘面时，可在井口剪断电缆；

（3）由钻井队值班干部决定何时切断电缆并进行关井作业，测井队专用剪切工具放置在钻台上，测井中随时处于待命状态，测井队队长实施剪断电缆工作。

3.4.1.6 固井

现场应备有钻杆与套管转换接头，发生溢流时，抢接防喷钻杆后关井。

简易套管头排液管线出口距井口不少于 10m，并固定。主要使用水泥作为固井材料。固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全钻进下一段井眼。固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管是指在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。

表层套管及固井水泥返深：表层套管下至稳定泥岩段，且封固潜水层，即表层下深为拟保护含水层底界深 10m；水泥返至井口，要求封固良好。

油层套管及固井水泥返深：当葡萄花层单井累计有效厚度大于 1.2m，同时层数多于 2 层；水井全井砂岩不发育（厚度小于 1.5m，层数少于 2 层），或有效厚度小于 0.8m，同时层数多于 2 层时需下油层套管，水泥返高返至萨尔图油层顶面以上 100m。具体固井注水泥用量见表 3.4-5。

表 3.4-5 固井水泥用量数据表

套管程序	套管尺寸 mm	钻头尺寸 mm	井 径 扩大率 %	环空 容积 m³	水泥浆 返深 m	水泥塞面 深度 m	水泥 级别	附加 %	水泥 用量 t
表层 套管	273.1	374.7	30	17.92	地 面	距完钻井深 1m 以内	A	40	34
生产 套管	139.7	215.9	10	46.52	地 面	距完钻井深 15m 以内	高强 低密 度	15	57
				8.29	葡萄花油层 顶以上 100		G		13

3.1.1.7 完井

本项目完井采用射孔完井，射孔完井法即钻穿油、气层，下入油层套管，固井后对生产层射孔。射孔是在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油气层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。采用射孔液主要成分为氯化钠或氯化钾类无机盐类水溶液，加适量黏土稳定剂。射孔液主要成分理化性质见表 3.4-6。

表 3.4-6 射孔液成分理化性质表

序号	原料名称	理化性质
1	NaCl	白色晶状体，无化学毒性，但摄入量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。
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，无毒性

3.4.1.8 钻井进度

本项目钻井进度计划见表 3.4-7。

表 3.4-7 钻井进度计划表

开钻次数	钻头尺寸 mm	井段 m~m	施 工 项 目		累计时间 d-h
			内 容	时间 d-h	
一开	374.7	0.00~221	钻进、接单根、起下钻、辅助等	0-10	0-10
		221	下表层套管、固井、候凝、安装井控装置等	2-0	2-10
二开	215.9	221~2675	钻进、接单根、起下钻、辅助等	4-0	6-10
		2675	电测、通井、下生产套管、固井、候凝、测声变等	4-0	8-10

3.4.2 地面工程

本项目基建油井 26 口，建成后产能 2.23×10⁴t/a。

地面工程主要建设内容包括采油工程、原油集输工程、道路工程、供配电工程等。

3.4.2.1 采油工程

(1) 采油方式

本工程产能基建油井 26 口，全部采用抽油机举升方式，根据采油工程方案，拟建油井机型及配电装置统计表见表 3.4-8。

表 3.4-8 拟建油井机型及配电装置统计表

项目分类		名称、规格、型号	单位	数量
抽油机及配	机型	CYJX6-2.5-26HF	台	26

套	电机	Y 级系列 6 级、额定电压 380V、额定功率 15kW 单速电机	套	26
	控制箱	不停机间抽控制柜 15kW 380V	套	26

(2) 油井清防蜡方式

采用采用化学清防蜡为主，热洗为辅的综合清防蜡措施，平均热洗周期为 156 天。

3.4.2.2 原油集输工程

(1) 原油集输工艺

本项目开发区块基建油井 26 口，采用单管环状掺水和电加热集油工艺，新建油井挂接至阀组间已建集油环，管输至敖南二转油站和敖南联转油脱水站，最终输送至敖包塔联合站进行处理。

新建集油掺水管道 8.48km，集油管道 8.79km，电伴热管道 2.05km，管道材质采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道。临时占地类型为耕地(基本农田),管线埋深在 2.0m，管线上部开挖宽度在 1.5-2.0m，底部 0.8m 左右。作业带宽度一般 10m。集油工艺流程示意图见图 3.4-5，集肤电伴热管道结构示意图见图 3.4-6。

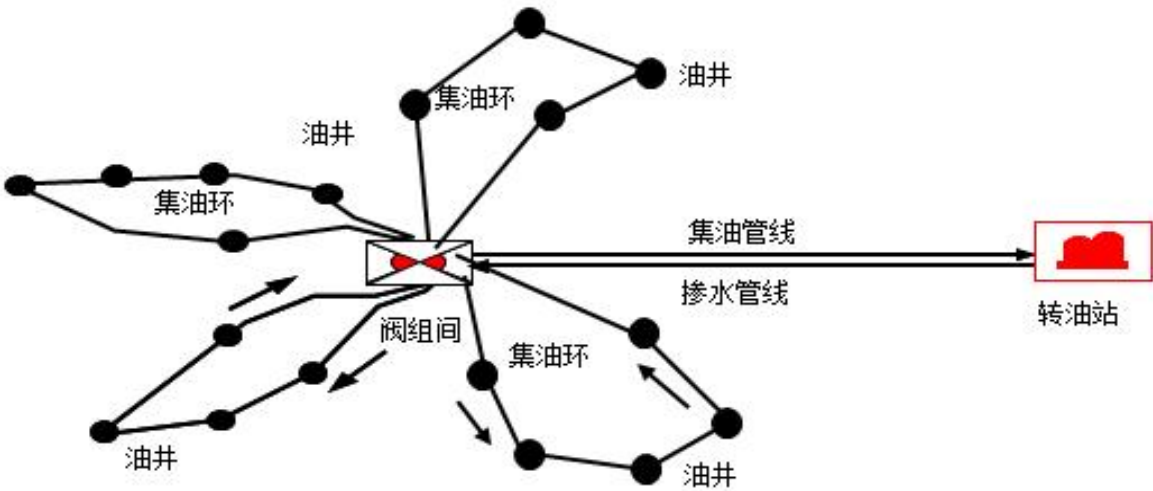


图 3.4-5 环状掺水集油流程示意图

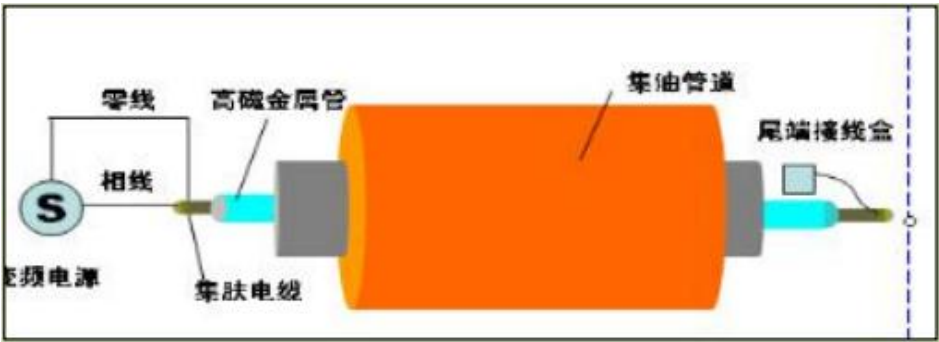


图 3.4-6 集肤电伴热管道结构示意图

原油集输工程主要工程量见表 3.4-9。

表 3.4-9 原油集输工程主要工程量表

序号	工程量	单位	数量
1	CYJX6-2.5-26HF 型抽油机	台	26
2	无缝钢管 内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管φ60×3.5	km	8.24
3	无缝钢管 内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管φ76×4.5	km	6.35
4	无缝钢管 内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管φ114×4.5	km	2.68
5	新建集肤电加热装置	km	2.05
6	定向钻（带套管） L=14m	处	9
敖南二转站内			
1	掺水泵 Q=100m³/d H=250m	台	1
2	管道过滤器 PN16 DN100	座	1

（2）站外集油系统

本项目基建油井利用已建转油站的剩余能力，就近挂接至挂接至阀组间已建集油环。油井集输关系统计见表 3.4-10。管线路由示意图见图 3.4-2。

表 3.4-10 油井集输关系统计表

序号	区块	转油站	平台号	井号	阀组间	新建管道	管线类型	
1	敖南二转油站	敖南二转油站	独立井	南 237-斜 241	2#1 阀组间	1.64km	集油管线	
2			独立井	南 234-平 232				
3			独立井	南 227-平 246		2.05km	电加热线	
4			独立井	南 228-斜 244				
5			独立井	南 232-斜 238				
6			独立井	南 234-平 244				
7			独立井	南 263-平 271	2#2 阀组间	0.95km	集油管线	
8			5#平台	南 264-斜 276				
9				南 264-斜 274				
10			独立井	南 264-斜 238	2#3 阀组间	2.8km		
11			独立井	南 262-平 235	2#4 阀组间	0.32km		
12			独立井	南 264-斜 246				
13			独立井	南 264-斜 226				
14			2#平台	南 248-平 222	2#5 阀组间	0.53km		
15				南 252-斜 222				

16			独立井	南 248-斜 240	敖南二转站内阀组间	2.55km	
17			独立井	南 258-平 245			
18		敖南联转油脱水站	独立井	南 228-斜 270	2#阀组间	2.4km	
19			独立井	南 228-平 273			
20			独立井	南 224-平 273			
21			独立井	南 217-平 274			
22			1#平台	南 221-平 246	3#阀组间	2.4km	
23				南 222-斜 246			
24			4#平台	南 240-斜 260	4#阀组间	1km	
25				南 238-斜 260			
26		独立井	南 224-斜 272				
敖南二转					2#1 阀组间	2.68km	

3.4.2.3道路工程

本项目基建井附近均有已建井排路可以直接利用，基建井直接通过通井土路挂接到已建井排路上。本项目新建通井路全长 4.7km。本项目道路工程主要工程量见表 3.4-11。

表 3.4-11 道路工程主要工程量

序号	道路名称	单位	长度	道路宽（m）		建设标准
				路基	路面	
1	低洼地通井路	km	1.86	4.0	--	土路
2	进井通道	km	2.86	3.5	--	
合 计		km	4.70	/	/	/

3.4.2.4 供电工程

本次产能建设工程主要新增负荷为电机及电加热负荷，共计 271.5kW。接入已建敖南变电所。

本项目电力供应均来自油田已建电网，为满足新井场配电变压器引接电源的需要，新建 10kV 线路 3.6km，引接自附近井场已建 10kV 电力线路。本项目基建油井 26 口，形成 4 座平台井场，18 口独立井，共新建柱上变电站 22 座。供配电工程主要工程内容见表 3.4-12。

表 3.4-12 供配电工程主要工程量汇总表

序号	工程内容	单位	合计
1	井场柱上变	座	22
2	10kV 线路	km	3.6
3	变压器	台	22

3.4.2.5 临时工程

本工程管道和道路施工时不设施工营地和料场，直接将管材和筑路材料拉运到施工现场进行施工，在新建井场施工时需设置塔吊、焊机房和小型料场，施工完毕后拆除塔吊和焊机房，并对临时占地进行等质等量恢复。

3.5 工程占地及土石方工程

3.5.1 工程占地

本工程占地主要为完井后形成井场、道路建设、新建柱上变电站产生的永久占地，施工期钻井井场施工、管线施工发生的临时占地，所涉及的永久占地和临时占地需要征用土地。

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，施工期井场占地面积按单井 $80\text{m}\times 80\text{m}=6400\text{m}^2$ 计算（含永久占地及临时占地），丛式井平台每增加1口井增加 240m^2 ；永久占地按单井 $30\text{m}\times 40\text{m}=1200\text{m}^2$ 计算，丛式井平台每增加1口井增加 90m^2 。本项目26口油井，形成4座平台井场，18口独立井。施工井场临时占地约 11.536hm^2 ，井场永久占地 2.076hm^2 。

管道临时占地作业面宽度为 10m ，新建集油掺水管道 8.48km ，集油管道 8.79km ，电伴热管道 2.05km ，共 19.32km 。道路按道路长度 $\times$ 路基宽度计算，本项目新建路基宽 4.0m 的土路 1.86km ，路基宽 3.5m 的土路 2.84km ，共建设进井通道土路 4.70km ；本项目新建柱上变电站22座，单座柱上变电站占地面积按 200m^2 （永久占地约 30m^2 ，临时占地 170m^2 ）计算。

本项目占地情况统计见表3.5-1。

表3.5-1 本项目新增占地类型及面积表

单位： hm^2

序号	建设项目	临时占地			永久占地		
		耕地		草地	耕地		草地
		基本农田	非基本农田	一般草地	基本农田	非基本农田	一般草地
1	井场	3.144	3.192	5.2	0.129	0.747	1.2
2	集油掺水管线	3.2	2.98	2.3	/	/	/
3	集油管线	1.2	0.3	7.29	/	/	/
4	电伴热管线	1.77	/	0.28	/	/	/
5	道路	/	/	/	/	0.598	1.14
6	柱上变电站	0.102	0.102	0.17	0.018	0.018	0.3
小计		9.416	6.574	15.24	0.147	1.363	2.64

合计	15.99	15.24	1.51	2.64
总计	31.23		4.15	

3.5.2 土石方工程

本项目涉及土方工程主要包括部分井场垫土（垫高0.3m）、管道的开挖及回填、道路（垫高0.6m），应分层开挖，分层堆放，施工结束后分层回填，开挖土方均原地回填，因此不产生弃土量。本项目所需土方由施工单位外购，履行相关手续，建议采用含油率 $\leq 3\%$ 的脱油泥铺垫井场，以减少外购土方。本项目土石方平衡见表3.5-2。

表3.5-2 土石方平衡表

单位：m³

项目	挖方量	填方量	弃方量	借方量（外购）	备注
井场垫土	0	40836	0	40836	施工场地范围内的表土堆场集中堆存，施工结束后覆土回填。井场垫高及道路需要土方由施工方外购，外购土方量 51084m ³
道路	0	10248	0	10248	
管道开挖及回填	386400	386400	0	0	
合计	386400	437484	0	51084	

3.6 公用工程

3.6.1 给、排水工程

（1）施工期

①钻井

本项目钻井施工期用水主要为钻井施工生活用水和钻井生产用水。生活用水采用桶装水，项目钻井施工时间为 130 天，单个钻井队施工人数为 10 人，共 2 个钻井队同时施工，参照黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T 727-2021）中农村居民生活用水量，本工程施工期生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 208m³。生活污水产生量按生活用水的 80%计算，则生活污水产生量为 166.4m³。施工人员的生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束清掏后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。

本项目钻井生产用水由水罐车运送，钻井施工总进尺约 44731m，每进尺 1000m，清水用量 70m³，则钻井生产用水量为 3131.17m³。钻井废水的产生量随井深和钻井周期变化，每钻进 1m 平均将产生钻井废水 0.02m³，则钻井废水产生量约 894.62m³。钻井废水排入井场钢制泥浆槽，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理。

②产能建设

本项目产能建设施工期用水主要为施工生活用水，产生的废水主要为生活污水。

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，地面建设期施工人员 30 人，施工期间生活用水量为 2.4t/d，生活污水按用水量的 80%计算，则生活污水量为 1.92t/d。本项目施工期约 50d，则本工程产生生活污水 96t。生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束清掏后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。

（2）运营期

本项目运行期不新增新鲜水用量，运营期油井检修作业用水、清防蜡洗井用水来源为新一联含油污水处理站的深度处理水，废水主要为油田采出水、检修检修作业污水、清防蜡废水。

①油田采出水

根据开发指标预测，本项目 26 口油井最大产液量为 $2.67 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，年生产 365d，含水率为 16.50%，则本项目油田采出水量为 4405.5t/a。油田采出水进入敖包塔联合站内含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层。

②检修作业污水

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。

结合大庆油田有限责任公司第九采油厂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 $4\text{m}^3/\text{井次}$ ，油井作业污水量约 $69.3\text{m}^3/\text{a}$ 。主要污染物为石油类、悬浮物，作业时需铺设防渗布。此部分污水通过罐车回收后送敖包塔联合站内含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

③清防蜡废水

项目油井清防蜡方式为热洗，热洗周期为 156d，热洗强度为 $20\text{m}^3/\text{h}$ ，单口井洗井时间为 2.5-3h，则单口井热洗 1 次产生最大废水量为 60m^3 ，项目油井共 26 口，共产生清防蜡废水量约为 $1560\text{m}^3/\text{次}$ ，一年大约清防蜡两次，共产生清防蜡污水 $3120\text{m}^3/\text{a}$ ，热洗废水通过罐车回收后送敖包塔联合站内含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

3.6.2 供电工程

本次产能建设新增总负荷271.5kW，接入已建敖南变电所。本项目电力供应均来自油田已建电网，为满足新井场配电变压器引接电源的需要，新建10kV线路3.6km，引接自附近井场已建10kV电力线路，本次产能建设区块内新建油井26口，配电采用单变压器对多井方式、多变压器对多井方式，新建变压器22台。

3.6.3 采暖工程

本项目不设施工营地，不涉及供暖。

3.7 施工方式

3.7.1 管道施工

3.7.1.1 一般管道施工

管道施工过程为先清理作业线路场地，然后开挖管沟，再组焊管道、下沟管道，特殊地段根据实际情况合理穿插各工序。管沟开挖以机械开挖为主，施工作业面宽10m。施工完毕清理现场、恢复地貌。管道施工建设过程见图3.7-1。

一般地段作业带宽度为10m，其中管沟深度按2m计，边坡坡度按1:1计。施工作业带清理采用挖沟机、推土机扫线，人工配合清理。防腐管由工厂预制，采用专用管拖车拉运现场连接。管沟开挖采用挖掘机等机械及人工辅助清理完成。回填完的管沟进行压实、整形。管道安装完成后，经检验合格，应进行压力和严密性试验，本工程试压采用空气进行试压。

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

管道施工作业断面见图3.7-2，管道开挖施工平面布置示意图见图3.7-3。

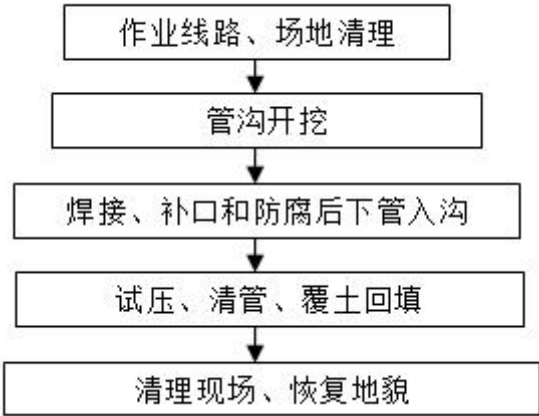


图3.7-1 管道施工建设过程

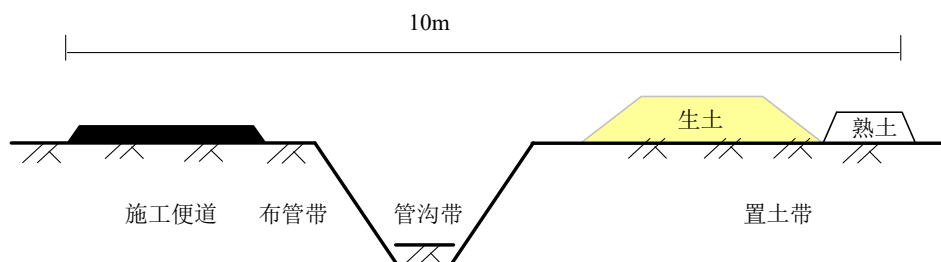


图3.7-2 管道施工作业断面图



图3.7-3 管道开挖施工平面布置示意图

3.7.1.2 管道钢顶穿越施工

本工程9处管道穿越井排路/通井路，穿越采用顶管施工方案。顶管施工是不开挖或少开挖的一种管道施工方式，其主要利用顶管设备产生前进的力度，平衡管道与土体之间的摩擦力，管道前进同时将管道内占用的土体置换出来，最终在土体中形成管道。施工中置换出的土体，最终用于该处的土地平整。

顶管施工工艺流程主要为：施工准备、顶管井施工、设备安装调试、管材吊装入井、顶进、出洞、管材吊装入井、顶进、出洞、检查井施工、回填、路面恢复。施工流程图见图3.7-4、施工示意图见图3.7-5。

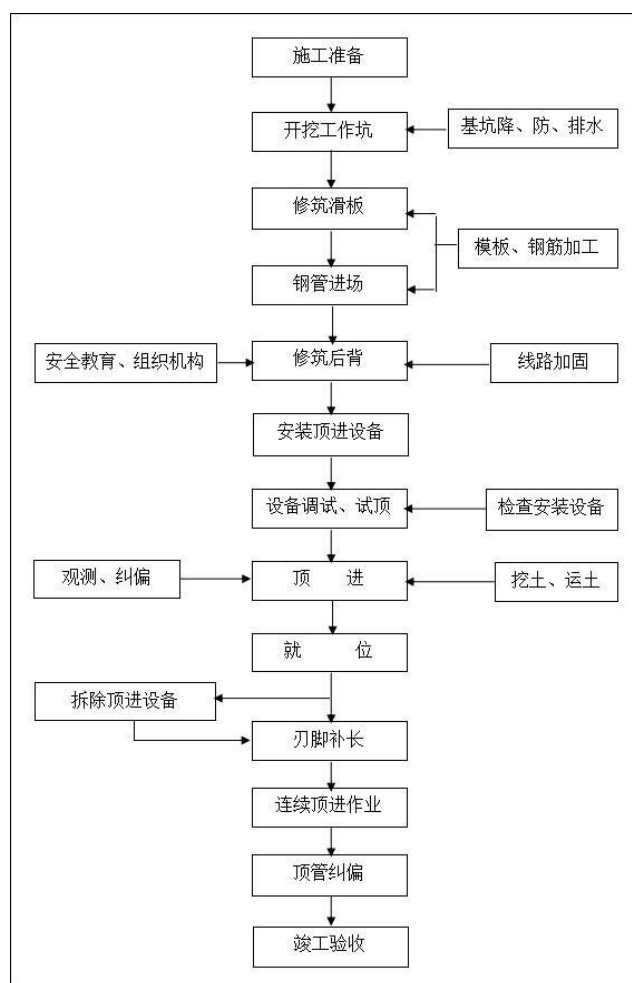


图3.7-4 顶管施工工艺流程图

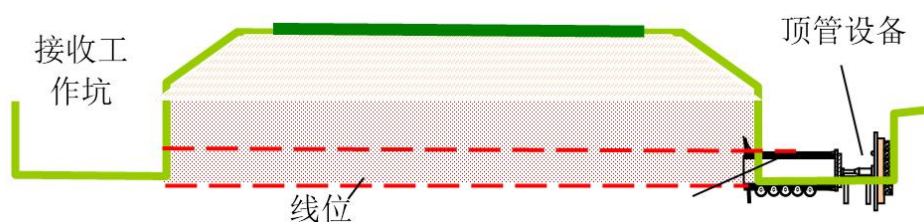


图3.7-5 顶管施工示意图

3.7.2 道路施工

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

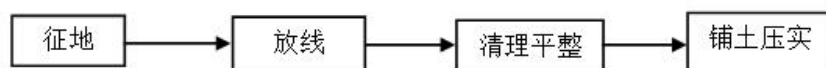


图3.7-6 通井路施工建设过程

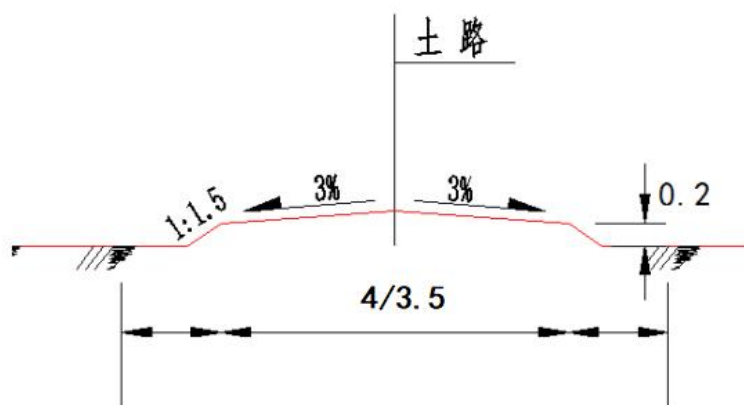


图3.7-7 通井路横断面图

3.7.3 典型井场施工

首先进行井台平整，井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定，井场垫高约0.3m；平整井台后安装抽油机、采油树及电机，主要施工工序有紧固、平衡等。

3.8 现有区块开发情况回顾

3.8.1 现有区块开发情况

敖16区块位于黑龙江省大庆市肇源县茂兴镇和超等蒙古族乡。敖16区块位于敖南油田中部，构造上位于松辽盆地北部中央坳陷区，处于大庆长垣、古龙凹陷和三肇凹陷三个二级构造带的接合部位。区内地势较平坦，井区交通便利，井场周围多时令路、机耕路。移动、联通网络均覆盖该地区。

敖16区块位于敖南油田中部，研究区在采矿权范围内，采矿证名称《黑龙江省松辽盆地敖包塔油田开采》，许可证号为0200000720202，有效期2007年10月至2030年10月。敖16区块于2012年建设基建井40口，其中油井29口，注水井11口。

敖16区块为已开发井区，2012年编制完成《敖南油田敖16区块外扩井产能建设工程环境影响报告书》，批复文号为庆环建字〔2012〕228号；于2014年8月进行验收，验收文号为庆环验〔2014〕41号。

项目现有工程环评批复及环保验收情况见下表3.8-1。

表3.8-1 区块内现有工程环评及验收情况表

序号	区块内现有项目名称	环评批复	验收情况
1	敖南油田敖16区块外扩井产能建设工程环境影响报告书	庆环建字〔2012〕228号	2014.8通过环评验收

3.8.2 现有区块污染物排放情况

本项目位于敖南油田敖 16 区块内，第九采油厂本井区内依托场站工程为敖南二转油站、敖南联转油脱水站和敖包塔联合站，依托场站均不在本区块划定范围内，根据调查了解，英 49、英 61 井区仅进行试采工程，试采工程已结束，现无生产井。现有区块运行期不产生废气、废水、噪声及固体废物。

根据大庆中环评价检测有限公司于 2023 年 2 月 9 日-10 日对敖南二转油站的监测结果可知（见附件），敖南二转油站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 $8\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 平均值约为 $62.7\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 平均值约为 $13.3\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 <1 ，敖南二转油站加热炉排放的颗粒物、 NO_x 、 SO_2 、烟气黑度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》

（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准，敖南二转油站排放的非甲烷总烃厂界浓度 $0.45\sim 0.83\text{mg}/\text{m}^3$ 之间，满足《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；厂界噪声昼间在 $45.9\sim 49.5\text{dB}(\text{A})$ 之间，夜间在 $42.4\sim 46.5\text{dB}(\text{A})$ 之间，可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，本项目依托可行。敖南联转油脱水站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 $8.25\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 平均值约为 $70.33\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 平均值约为 $13.5\text{mg}/\text{m}^3$ 。

3.8.3 区域现有环境问题

通过现场调查可知，英 49、英 61 井区仅进行试采工程，试采工程已结束，现无生产井，区域内无现有环境问题。

目前，大庆油田有限责任公司第九采油厂已取得排污许可登记。登记回执编号为 91230607716675409L005Y，有效期为 2021 年 5 月 24 日至 2026 年 5 月 23 日。



图 3.8-3 区域现状

3.9 依托工程分析

3.9.2 依托工程审批情况

本项目依托场站环保手续详见表 3.9-1。

表 3.9-1 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	敖南二转油站、敖南联转油脱水站	敖南油田敖16区块外扩井产能建设工程	庆环建字【2012】228号	2014.8通过环评验收
2	敖包塔含油污水处理站	敖包塔油田加密区块 2015 年产能建设地面工程环境影响评价报告书	庆环建字 [2015]162 号, 2015 年 8 月 7 日	2019 年 11 月完成自主验收
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	正在验收
5	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
6	水基泥浆无害化处理装置	大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理项目	杜环建字【2020】7 号	2020.7通过环评验收
7	第八采油厂三矿危险废物暂存项目	第八采油厂三矿危险废物暂存项目报告表	州环发【2020】17 号	正在验收

3.9.2 依托工程能力核实及运行现状分析

本项目油井产液经管道进入敖南二转油站、敖南联转油脱水站。经转油站处理后的

含水油输至敖包塔脱水站进行脱水处理，分离出的污水进入敖包塔含油污水处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求:“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后进行回注。

3.9.2.1 原油集输系统

①敖南二转油站

敖南二转油站建于 2006 年，站内采用“四合一”处理工艺，站外采用单管环状掺水集油流程。根据现场勘查，目前敖南二转油站运行正常，该站设备处理能力为 4800t/d，负荷率为 80.4%，本次 17 口油井产能进入本站后，新增产液量 56.1t/d，负荷率为 81.57%，站内主要设备见表 3.9-2，敖南二转油站能力见表 3.9-3。工艺流程示意图见图 3.9-1。

表 3.9-2 敖南二转油站主要设备表

设备名称	规格型号	数量	设计能力		实际处理量	负荷率(%)	备注
			单台	合计			
四合一	φ4000×20028	2 台	2400t/d	4800t/d	1929.7/d	80.4	当一台检修时
			2.5MW	5MW	2.3MW	92.0	
外输泵	YDJ25A50×3	2 台	20m³/h	40m³/h	7.8m³/h	39.1	运 1 备 1
掺水泵	WDSZ100-45A×6	1 台	100m³/h	180m³/h	73.3m³/h	91.6	运 1 备 1
	MC(7)80	1 台	80m³/h				

表 3.9-3 新井进入后敖南二转油站能力核实表

时间（年）	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
老井产油量	98	85	73	63	54	46	40	34	29	25
老井产液量	171	150	132	116	102	90	79	70	61	54
新井产油量	47.1	47.1	34.9	27.8	23.8	20.6	18.3	16.3	14.7	13.4
新井产液量	54.1	56.6	44.4	37.5	34.7	33.5	31.0	30.5	31.7	30.4
合计产油	145.6	131.8	107.7	90.4	77.6	66.9	58.1	50.5	44.1	38.7
合计产液	224.9	206.5	176.2	153.3	136.6	123.1	109.9	100.0	93.0	84.5
高负荷掺水	1759	1759	1759	1759	1759	1759	1759	1759	1759	1759
低负荷掺水	1003	1003	1003	1003	1003	1003	1003	1003	1003	1003
四合一处理	2160.9	2142.5	2112.2	2089.3	2072.6	2059.1	2045.9	2036.0	2029.0	2020.5
四合一处理	90.0	89.3	88.0	87.1	86.4	85.8	85.2	84.8	84.5	84.2
四合一加热	2.5	2.4	2.4	2.4	2.4	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
四合一加热	98.1	97.3	95.9	94.9	94.1	93.5	92.9	92.4	92.1	91.7
外输泵负荷	10.4	9.5	8.1	7.0	6.2	5.6	5.0	4.5	4.2	3.8
外输泵负荷	52.0	47.7	40.5	35.2	31.2	28.0	25.0	22.6	20.9	19.0
掺水泵负荷	80.7	80.7	80.7	80.7	80.7	80.7	80.7	80.7	80.7	80.7

掺水泵负荷	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

由上表可知，新井投产后，敖南二转油站掺水泵能力不足，本次将流量为 $Q=80\text{m}^3/\text{h}$ 更换为 $Q=100\text{m}^3/\text{h}$ 的掺水泵，更换后设备负荷率为 80.7%，满足生产需求。

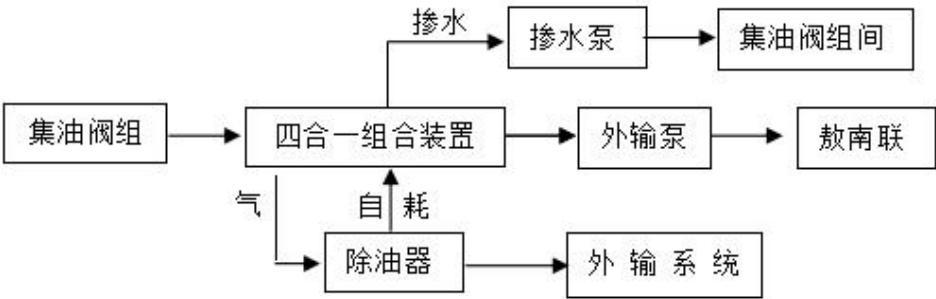


图 3.9-1 敖南二转油站工艺流程图



图 3.9-2 敖南二转油站现状

②敖南联转油脱水站

敖南联转油脱水站站外采用单管环状掺水集油流程，站内采用“四合一”处理工艺，同时接收敖南一转油站和敖南二转油站来液，两座转油站来液最终与本站四合一处理产液混合后通过三相分离器处理，外输至采油七厂敖包塔联合站。目前该站设备处理能力为 4800t/d，负荷率为 72.8%。本次 9 口油井产能进入本站后，新增产液量 32.5t/d，负荷率为 73.48%，站内主要设备见表 3.9-2，敖南联转油脱水站能力见表 3.9-3。工艺流程示意图见图 3.9-1

表 3.9-2 敖南二转油站主要设备表

设备名称	规格型号	数量	设计能力		实际处理量	负荷率 (%)	备注
			单台	合计			
四合一	φ4000×20028	2 台	2400t/d	4800t/d	1746.8t/d	72.8	当一台检修时
			2.5MW	5MW	2.2MW	87.3	
外输泵	DYGA80.50×5	2 台	80m³/h	80m³/h	49.8m³/h	62.3	运 1 备 1

设备名称	规格型号	数量	设计能力		实际处理量	负荷率(%)	备注
			单台	合计			
掺水泵	DKYS75-50×5	2 台	75m³/h	75m³/h	69.2m³/h	92.2	运 1 备 1

表3.9-4 敖南联转油脱水站能力核实表

时间（年）	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
老井产油量	33	29	26	22	20	17	15	13	12	10
老井产液量	87	79	72	65	60	54	50	46	42	38
新井产油量	27.2	27.2	19.9	15.7	13.4	11.7	10.4	9.3	8.4	7.7
新井产液量	31.4	32.7	25.4	21.3	19.8	19.2	17.9	17.8	18.5	17.9
合计产油	60.1	56.2	45.4	38.2	33.2	29.1	25.7	22.8	20.3	18.2
合计产液	118.2	111.6	97.2	86.6	79.4	73.6	67.7	63.4	60.2	56.3
高负荷掺水	1660	1660	1660	1660	1660	1660	1660	1660	1660	1660
低负荷掺水	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115
四合一处理	1894.6	1888.0	1873.6	1863.0	1855.8	1850.0	1844.1	1839.8	1836.6	1832.7
四合一处理	78.9	78.7	78.1	77.6	77.3	77.1	76.8	76.7	76.5	76.4
四合一加热	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
四合一加热	97.2	96.9	96.2	95.7	95.3	95.0	94.7	94.5	94.4	94.2
外输泵负荷	53.9	51.2	47.7	44.8	42.5	40.4	38.3	36.6	35.0	33.5
外输泵负荷	67.4	64.1	59.7	56.0	53.1	50.4	47.9	45.7	43.8	41.9
掺水泵负荷	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
掺水泵负荷	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7

由上表可知，新井投产后，敖南联设备剩余能力能够满足本次产能建设需要，不需扩建。

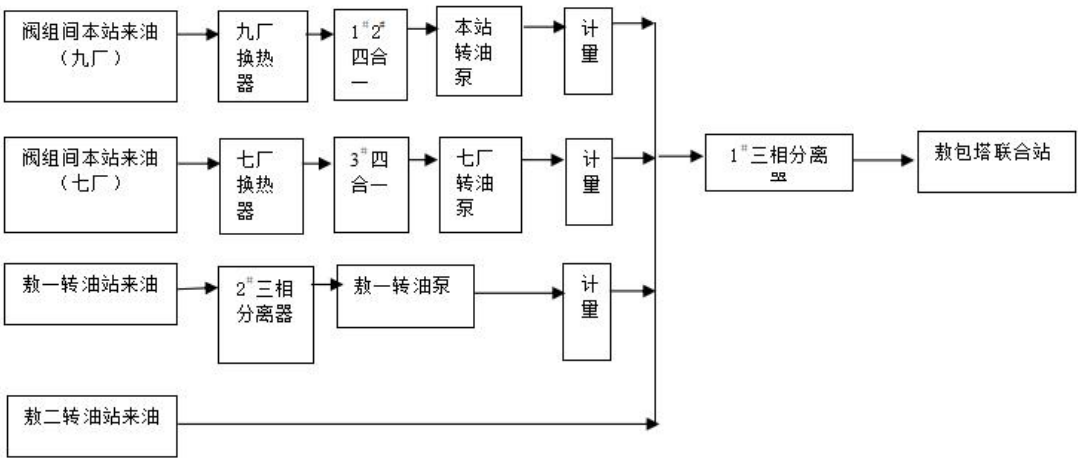


图 3.9-1 敖南联转油脱水站工艺流程图



图 3.9-2 敖南联转油脱水站现状

③敖包塔含油污水处理站

敖包塔含油污水处理站 2006 年建立，初始设计处理能力为 $3000\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“横向流-两级压力过滤”的主处理工艺，一级过滤罐为核桃壳过滤罐，二级过滤罐为石英砂、磁铁矿双层滤料过滤罐，出水指标为“8、3、2”（含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 3\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ）标准。在 2015 年敖包塔含油污水处理站扩建工程（项目号 S(15)0507YC003-05）中，扩建含油污水处理站 1 座，规模为 $4000\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“两级沉降+两级压力过滤”的主处理工艺，分期建设，2016 年建设一期工程，目前一期工程已运行投产，尚未建设二期工程，扩建后敖包塔含油污水处理站总处理能力为 $5000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前污水站实际负荷为 $3173\text{m}^3/\text{d}$ 。

本项目新增污水处理量为 $14.69\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 79.69%，满足本项目需要，依托可行。敖包塔含油污水处理站在《敖包塔油田加密区块 2015 年产能建设地面工程环境影响评价报告书》中进行了评价，该环评于 2015 年 8 月 7 日取得了大庆市环境保护局的审批，审批文号为“庆环建字[2015]162 号”，并于 2019 年 11 月进行了企业自主验收。污水处理站工艺流程见图 3.2-12。

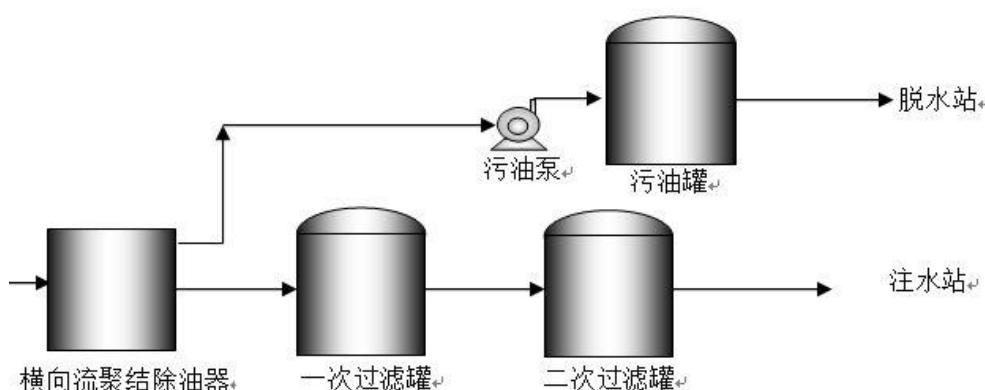


图 3.2-12 敖包塔含油污水处理站工艺流程

3.9.2.3 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 4800m³，目前负荷 4000m³，本项目落地油及含油污泥产生量为 1.539t /a，可满足本项目需要。

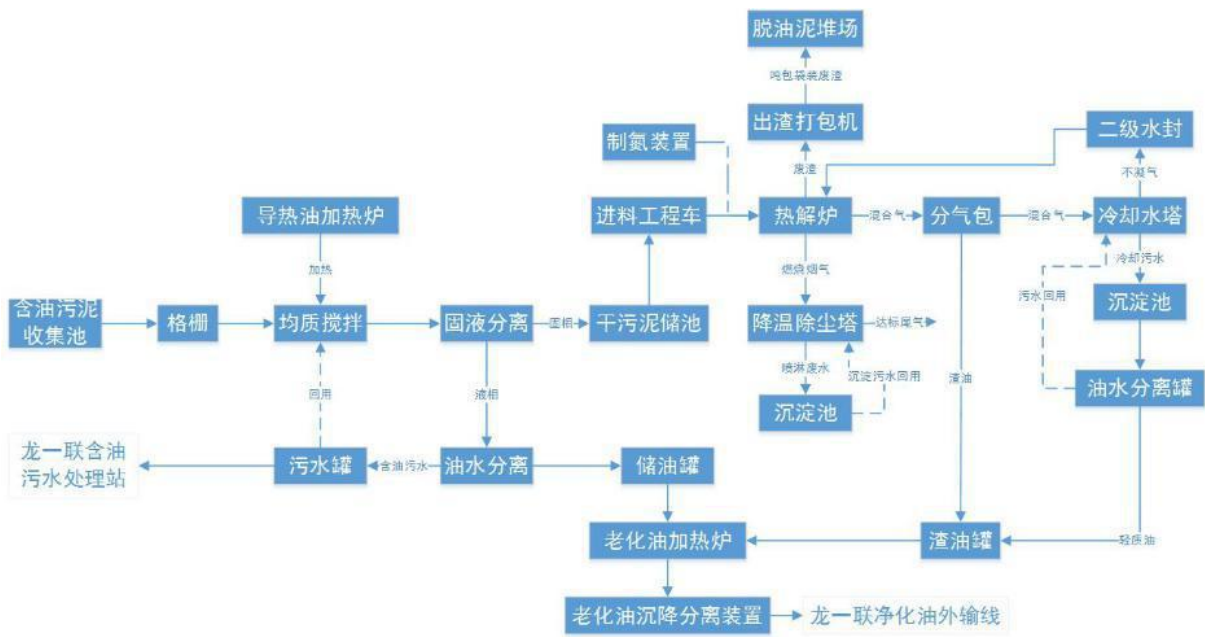


图 3.9-9 含油污泥处理工艺流程图

3.9.2.4 废弃钻井泥浆处理装置工艺

本项目产生的废弃泥浆和射孔废液依托《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 钻井废弃泥浆无害化处理项目》，该项目于 2020 年 1 月 21 日取得杜尔伯特蒙古族自治县环境保护局环评审批，审批文号为杜环建字【2020】7 号，2020 年 7 月通过自主验收。

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，占地面积 13000m²，建筑面积 2250 m²，包括泥浆处理间 1375 m²、库房 100 m²、存药间 100 m²、锅炉间 75 m²、生活及办公用房 600 m²；泥浆池 2 座 4462.5m³、堆泥场 4680 m²，生活区地面硬化 600 m²，进场道路 800 m²，厂区道路 3000 m²。主要设备为储水罐、均质储浆罐、均质反应罐、分离撬、压滤底撬等,包括 3 座泥浆池（规格 30×80×1.5m 二座，50×100×1.5m 一座，最

大储存量 14500m³)、1 座堆泥场 (规格 78×60×1.5m, 9m 高棚盖, 钢构厂房, 半封闭, 最大储存量 7000t)、库房、存药间位于泥浆处理间南侧, 建筑面积各 100m² (每座规格 20×5×4m, 最大储存量各 80t)。泥浆脱水后暂存在清水罐内, 定期由企业用罐车运至敖包塔联合站处理达标后回注; 泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。该装置位于杜尔伯特县龙胡路南侧, 地理坐标为 124°22'38"E 46°21'02"N。

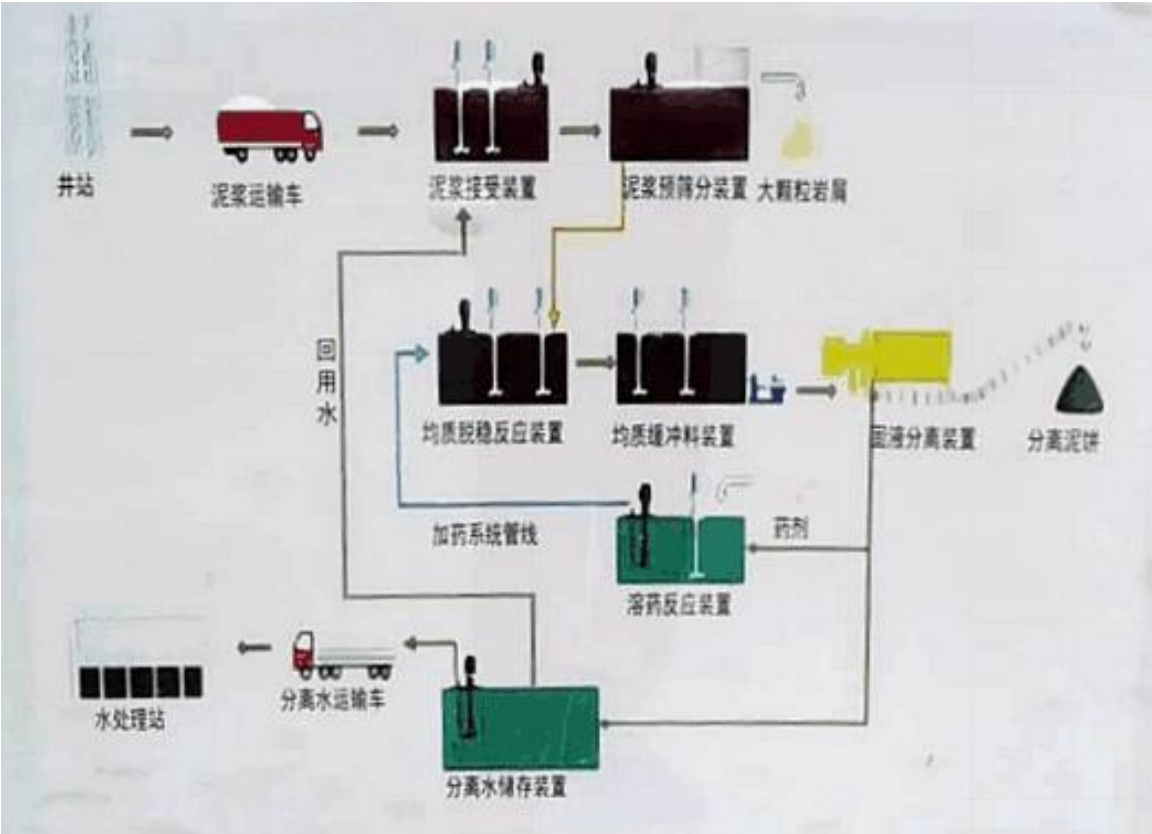


图 3.9-10 依托废弃钻井泥浆处理装置工艺流程图

该站目前泥浆负荷 357.5m³/d, 泥浆池已用容量为 3631.72m³。本项目施工期共产生钻井废水、废弃钻井液、岩屑等共 10364.48m³, 钻井工期为 130d, 平均每天产生污染物为 79.73m³, 新增废弃钻井液后, 实际处理量为 437.23m³, 负荷率为 87.45%, 满足建设项目需求。

3.9.2.5 采油七厂一般工业固废填埋场

第七采油厂一般工业固废填埋场位于大同区采油七厂东北 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 1.339t, 本项目依托可行。

3.9.2.6 第八采油厂三矿危废暂存间

本工程油井作业产生废弃防渗布属于危险废物，暂存在第八采油厂三矿危废暂存间。该暂存间占地面积 200m²，室内净高 4.0m，地面、墙面和顶棚材料全部进行了相应的防腐防渗和硬化处理，操作条件下的单位面积渗透量不小于厚度为 6m 粘土层、渗透系数不超过 10⁻⁷cm/s，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）（2013 年修订）。室内分为四个 40m² 区域分别存储硒鼓墨盒、废旧电瓶、实验室废液和含油废物，废旧电瓶和实验室废液存储区进行防腐防酸处理。该危废暂存间服务范围是整个八厂。

根据《第八采油厂三矿危险废物暂存项目监测报告》（中检（环）字 2022 第 0665 号），2022 年 4 月 2 日至 4 月 3 日对新建危险废物暂存场、含油污泥暂存池厂界废气排放进行监测，厂界无组织挥发的非甲烷总烃浓度分别为 0.55-0.84mg/m³、0.549-0.81mg/m³，铅、硫酸雾为未检出，均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16927-1996）中的无组织监控浓度标准；厂区内厂房外监控点非甲烷总烃监测浓度最大值为 0.79mg/m³，满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 厂区内 VOCs（以非甲烷总烃计）无组织排放限值。

该暂存间目前暂存废含油防渗布量为 8.16t，现有负荷为 20.4%，本项目废含油防渗布产生量 5.2t/a，新增本项目废防渗布后负荷为 33.4%，目前三矿危废暂存间尚有足够余量能够满足本项目处置需求，本项目属于含油废物，在其服务范围内，因此本项目依托三矿危险废物暂存间可行。

3.10 建设项目工程分析

3.10.1 污染影响因素分析

3.10.1.1 施工期

本工程施工期主要内容为钻井工程、射孔作业以及新建集输管线、通井路、阀组间等地面工程。

（1）钻井工程

钻井工艺主要包括：钻前准备工作、钻进、录井、测井、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、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废水、废钻井液、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。钻井施工营地

还产生生活污水和生活垃圾。

①钻前准备:

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。

②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。

③录井:

A.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。

B.钻井液参数录取资料要求

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;造斜后每间隔 12h 测量一次泥饼摩阻系数。固井前测量钻井液密度、粘度、切力、失水。并做好记录。

循环过程中每间隔 0.5h 观察一次钻井液池液面高度、钻井液性能变化,以及是否含有气泡、油气侵等异常情况,如有异常加密测量钻井液密度、粘度,并进行相应处理。

④测井:

测井配备专门的测井队,测井方式为电测井,电测井井控主要要求为:

A.若电测时间将要大于安全作业时间时,中途通井循环。

B.测井队到井后向钻井队了解井况,确认安全作业时间,电测时发生溢流立即停止电测,尽快起出井内电缆。当不具备起出电缆条件,钻井液涌出转盘面时,可在井口剪断电缆。

C.由钻井队值班干部决定何时切断电缆,测井队专用剪切工具放置在钻台上,测井中随时处于待命状态,测井队队长实施剪断电缆工作。

⑤固井:

现场应备有钻杆与套管转换接头，发生溢流时，抢接防喷钻杆后关井。

简易套管头排液管线出口距井口不少于 10m，并固定。主要使用水泥作为固井材料，是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全钻进下一段井眼。固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管是指在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。

表层套管及固井水泥返深：表层套管下至稳定泥岩段，且封固潜水层，即表层下深为拟保护含水层底界深 10m；水泥返至井口，要求封固良好。

油层套管及固井水泥返深：当葡萄花油层单井累计有效厚度大于 1.2m，同时层数多于 2 层；水井全井砂岩不发育（厚度小于 1.5m、层数少于 2 层），或有效厚度小于 0.8m，同时层数多于 2 层时需下油层套管，水泥返高返至葡萄花油层顶面以上 150m。

⑥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法、射孔完井法、裸眼完井法等，本项目 13 口新钻井均采用射孔完井法完井。

A.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。

B.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 0.05m~0.30m。

C.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。

（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。本项目施工期的井下作业主要为射孔作业，根据该区块地质及油藏情况，无需压裂亦可达到预计产量，本项目不涉及压裂作业。

射孔即在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。本项目对 13 口新

钻井进行射孔，该过程产生的污染物主要为废射孔液等。

钻井及井下作业工艺流程及产污环节图见图 3.10-1。

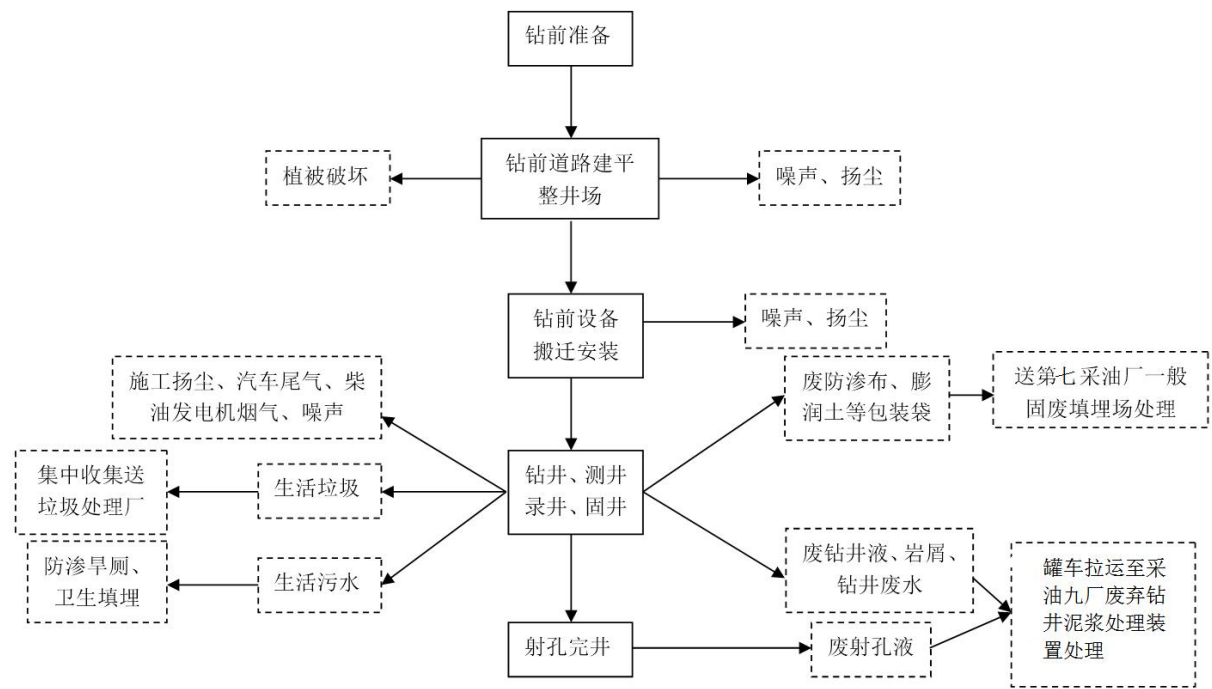


图 3.10-1 钻井及井下作业工艺流程及产污环节图

(2) 地面工程

①管线施工

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

A.施工作业带清理

管道施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式施工，施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。在场地清理过程中，施工带范围内的土壤、植被和农作物都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。

B.管沟敷设

管道采用沟埋方式敷设。开挖后，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤，然后下到管沟内。管沟开挖沟底与上口同宽，不进行放坡。

C.防腐及阴极保护

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

D.管沟回填

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

E.试压

管道在下沟回填后应试压，采用清水试压，严密性试验合格后使用。

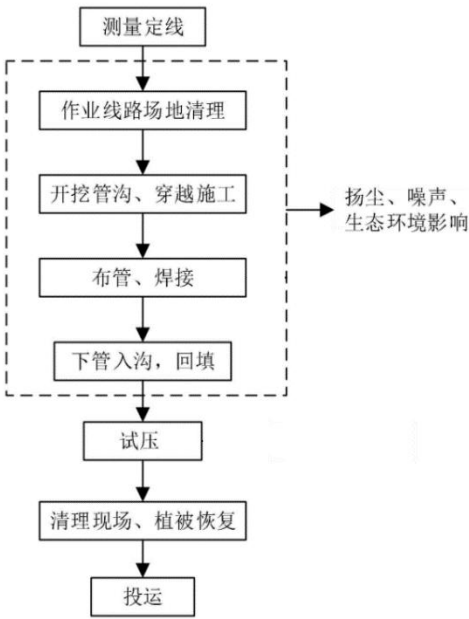


图 3.10-2 管线施工过程示意图

②道路施工工艺

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、杂草等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至已建井排路。

本项目在井场、道路建设以及管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活污水、生活垃圾等污染物。本项目施工期产污环节详见图 3.10-3。

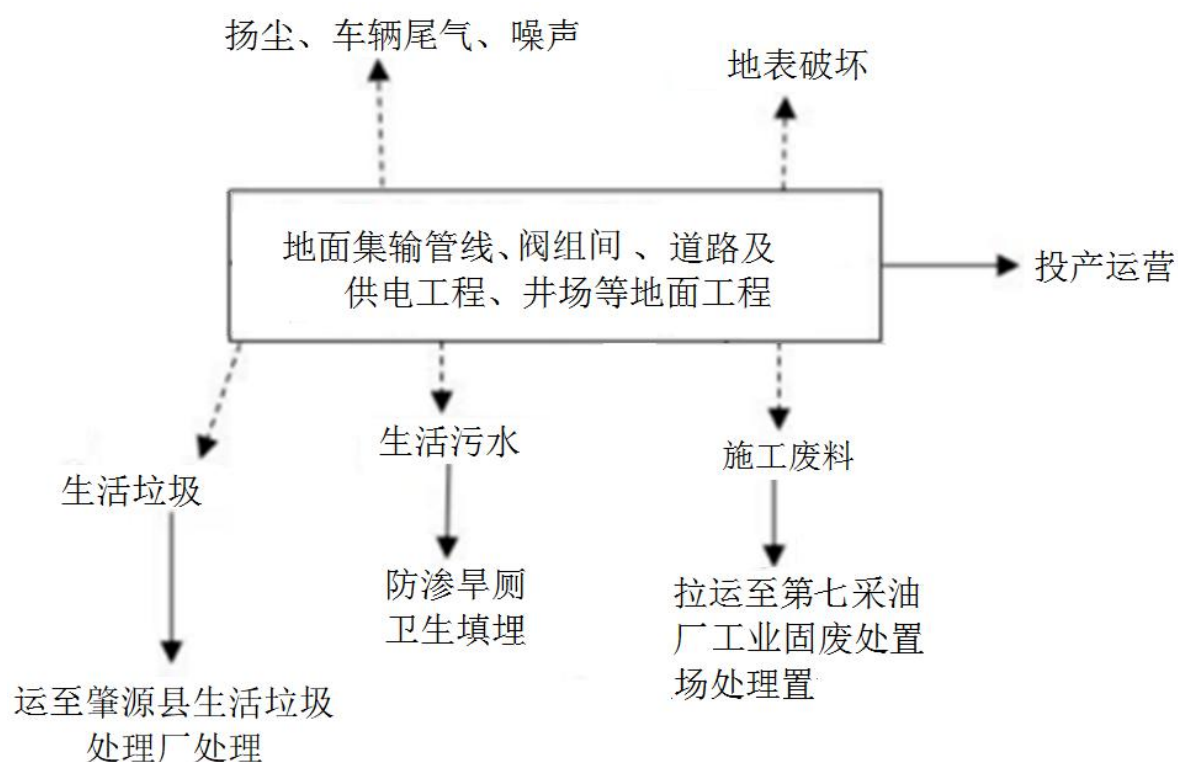


图 3.10-3 本项目地面工程施工期产污环节图

3.10.1.2 运行期

本项目基建油井采出液由管线进入已建阀组间内，已建依托的转油站（敖南二转油站和敖南联转油脱水站）接纳集油阀组间来液，经油气分离、计量后进入敖包塔脱水站。油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用。依托已建脱水站接纳转油站来液，进行油水分离处理，产生的含油污水转移至污水处理站（敖包塔联合站内含油污水处理站）处理后回注油层，用于注水驱油。

本工程运营期的主要环境影响因素为依托场站加热装置及原油集输过程中挥发的烃类气体，油井作业产生的作业污水和落地油，井场抽油机产生的噪声等。运行期工艺流程及主要产污节点见图 3.10-4。

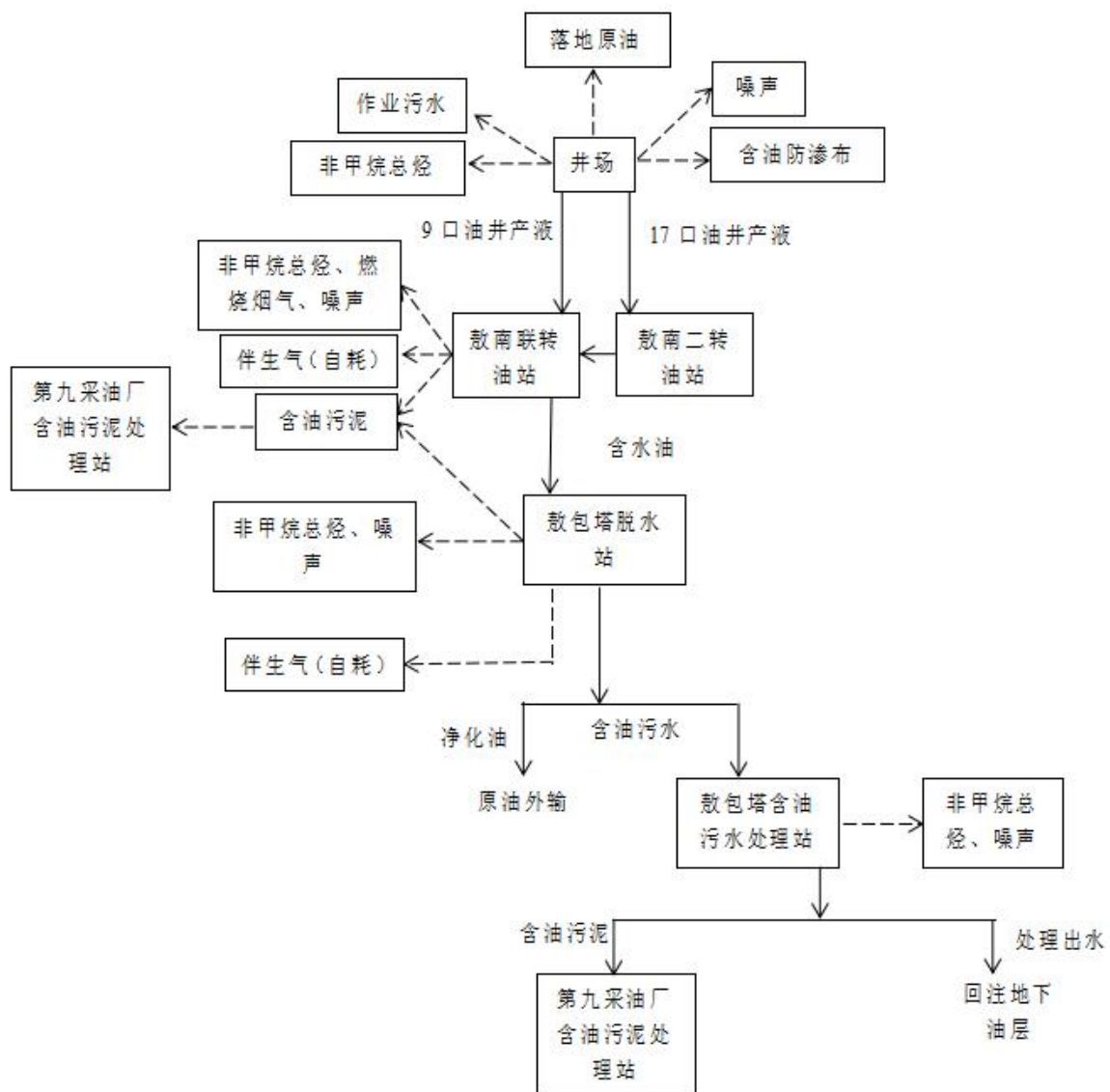


图 3.10-4 运营期正常工况工艺流程及产污示意图

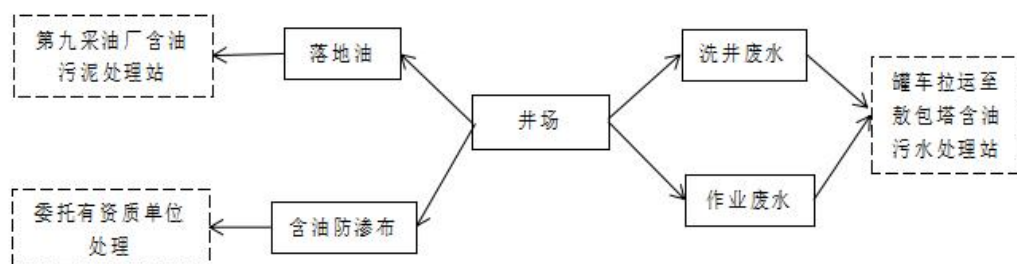


图 3.10-5 运营期非正常工况工艺流程及产污示意图

3.10.2 生态影响因素分析

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

可逆的。

(1) 管道敷设、道路及场站建设

施工过程中对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、道路建设等施工过程中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本工程管道和道路施工作业带宽度约 10m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2-3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。

(2) 对土壤侵蚀的影响

施工对土地的开挖，造成土地裸露，加剧沿线的土壤风蚀。

(3) 对植被的影响

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

3.10.3 污染源源强核算

3.10.3.1 施工期污染源源强核算

(1) 废气

本项目施工期大气污染源项主要是井场施工、管沟开挖、道路敷设、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的扬尘及二次扬尘。

①地面工程施工车辆排放的尾气及施工产生的扬尘

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

②管线施工产生的扬尘

本项目管线施工临时占地面积 19.32hm^2 ，参考对土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 $0.01\sim 0.05\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{s}$ ，考虑本项目实际情况，TSP 产生系数取 $0.02\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{s}$ ，

取施工现场的扰动面积比为 70%，按每天施工时间 8h 计算，管线施工产生的扬尘为 77.9kg/d。

③运输车辆产生的扬尘

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。类比大庆地区类似地面工程的起尘数据，施工场地起尘浓度约 1.15mg/m³。

④施工车辆排放的尾气

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

⑤柴油机燃烧烟气

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，柴油机功率 882kW，本工程每台钻机配 1 台泵柴油机，钻井每进尺 1000m，柴油用量 20t，则柴油总用量约为 894.62t；烟气量按每公斤 12m³ 计，烟气量为 1073.54 万立方米，主要污染物为 SO₂、NO_x、CO、HC 和烟尘。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：SO₂ 4g/L，NO_x 2.56g/L，烟尘 0.7146g/L，CO 1.52g/L，HC 1.489g/L。1t 柴油约为 1162L，同时进行换算与《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》（GB20891-2014）进行对标，因此计算污染物排放情况如下：

表 3.10-1 柴油发电机燃烧废气污染物产生一览表

污染物指标	产污系数		产生量
	单位	产污系数	
废气量	m³/kg 柴油	12	1073.54 万 m³
SO ₂	g/L 柴油	4	3.58t
NO _x	g/L 柴油	2.56	2.29t
烟尘	g/L 柴油	0.7146	0.64t
CO	g/L 柴油	1.52	1.63t
HC	g/L 柴油	1.489	1.60t

⑥柴油储罐产生的非甲烷总烃

本项目施工期每个井场设置 1 座柴油储罐，储罐为密闭，但还会有少量非甲烷总烃进行挥发。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油品储存 0.156g/kg 柴油，本工程单个井场最大柴油储量为 40t，则挥发的非甲烷总烃挥发量为 0.14t/施工期（0.05kg/h）

（2）废水

①钻井废水

根据公用工程计算可知，本项目钻井废水产生量为 894.62m³。钻井废水排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到敖包塔联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼用于铺垫井场及通井路。本项目钻井施工 130d，钻井废水每天产生量约 6.88m³。

②生活污水

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，本项目钻井工程钻井队单井在井人数为 10 人，项目钻井施工时间为 130 天，钻井井场有 2 个钻井队同时施工；产能建设期施工人员 30 人，产能建设施工时间为 50 天。则施工期间生活用水量为 328m³，生活污水按用水量的 80%计算，则生活污水量为 262.4m³。生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整。

项目施工期废水产生及排放情况详见表 3.10-2。

表 3.10-2 施工期废水污染物排放量表

序号	污染物名称	产生量	主要污染物	去向及措施
1	钻井废水	894.62m ³	SS	排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到新一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层
2	生活污水	262.4m ³	COD、NH ₃ -N	施工人员产生的生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束清掏后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）

（3）噪声污染源项分析

施工期产生的噪声主要施工机械和车辆运营噪声，具体排放情况见表 3.10-3。

表 3.10-3 本工程施工期噪声源统计表

设备名称	声源性质	噪声值 dB(A)
柴油发电机	连续稳态声源	85~105
挖掘机	非连续稳态声源	80~85

推土机	非连续稳态声源	80~85
钻机	连续稳态声源	80~90
泥浆泵	连续稳态声源	80~85
振动筛	连续稳态声源	70~75
搅拌机	连续稳态声源	60~70
压路机	非连续稳态声源	80-90
电焊机	连续稳态声源	60-70
运输车辆	非连续稳态声源	75-80

（4）固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、废钻井液、废射孔液、废包装袋、废防渗布、施工废料和生活垃圾等。

1）一般固废

①废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于钻井液池内的泥浆。根据钻井物料消耗统计，本项目单井钻井液用量为 298m³，损耗量 77m³，即单井废钻井液产生量为 221m³，合计 5746m³，本项目钻井施工 130d，废弃钻井液每天产生量约 44.2m³。废钻井液排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到敖包塔联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼用于铺垫井场及通井路。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆研磨破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余岩屑经泥浆循环携带至井口，完井后进行无害化处理。根据九厂多年钻井施工统计数据，每钻井 1000m 进尺产生岩屑 60m³。本项目钻井进尺 44731m，则钻井岩屑总产生量为 2683.86m³。本项目钻井施工 130d，钻井岩屑每天产生量约 20.65m³。排入井场泥浆槽中，与废钻井液一起拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到敖包塔联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼用于铺垫井场及通井路。

③废射孔液

本项目新钻井钻完后需进行射孔作业，作业过程中将产生废射孔液，每口井产生废射孔液约 40m³，本工程 26 口新钻井需要射孔，共计产生废射孔液 1040m³。本项目单井射孔平均时间按 1d 计，2 个钻井队同时施工，废射孔液平均每天产生量约 80m³。排入井场泥浆槽中，与废钻井液一起拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到敖包塔联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼用于铺垫井场及通井路。

④废包装袋

现场废弃包装袋主要为钻井材料中膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装，属于一般固体废物。单井废包装袋产生量约为 0.0015t，本项目新钻 26 口油水井，故膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装产生量约为 0.039t。废包装袋采用袋装临时暂存在井场，在施工结束后统一送第七采油厂一般工业固废填埋场处理。

⑤废防渗布

为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井污水等污染地面从而造成对土壤、地下水的影 响，需要在钻井过程总在钻井平台附近铺设防渗布，根据长期施工经验数据，废防渗布单井产生量约为 0.05t，本工程共新钻 26 口井，故本工程施工期共产生废弃防渗布 1.3t。在施工结束后统一送第七采油厂一般工业固废填埋场处理。

⑥生活垃圾

本项目钻井工程钻井队单井在井人数为 10 人，项目钻井施工时间为 130 天，钻井井场有 2 个钻井队同时施工；产能建设期施工人员 30 人，产能建设施工时间为 50 天。施工期每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 2.05t。施工井场设垃圾桶，生活垃圾统一收集后拉运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理。

2) 危险废物

由于本项目的钻井液中需要使用 KOH，所以会产生包装 KOH 的废包装袋。单井 KOH 包装袋产生量约为 0.005t，本项目新钻井 26 口，故 KOH 包装袋产生量约为 0.13t。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 号），KOH 废包装袋为危险废物，危险废物类别为 HW49 其他废物，代码为 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”，危险特性为 T（毒性），井场内废 KOH 包装袋按危险废物管理，经收集后暂存于 KOH 材料房设置的加盖钢制桶内，施工结束后由

施工单位委托有资质单位处理。

本项目危险废物具体情况见表 3.10-4。

表 3.10-4 危险废物情况一览表

危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	形态	有害成分	危险特性	污染防治措施
KOH 废包装袋	HW49 其他废物	900-041-49	0.065t	固态	KOH	T/In	由施工单位委托资质单位处理

表 3.10-5 本工程施工期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	代码	产生量	废物类型	处置去向
1	废钻井液	070-999-99	5746m ³	一般废物	排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到敖包塔联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼用于铺垫井场及通井路
2	钻井岩屑	070-999-99	2683.86 m ³	一般废物	
3	废射孔液	070-999-99	1040m ³	一般废物	
4	废包装袋	070-999-99	0.039t	一般废物	拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理
5	废防渗布	070-999-99	1.3t	一般废物	
6	生活垃圾	/	2.05t	/	统一收集后拉运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理
7	KOH 包装	900-041-49	0.13t	危险废物	委托有资质单位进行处理

3.10.3.2 运行期污染源强核算

(1) 废气

① 烃类气体

由于本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，烃类气体的排放主要是某些设备的超压放空，储罐和管线的油气挥发以及天然气使用过程中的泄漏所致，主要排放地点为采油井场及集输场站。非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油田开采为 1.4175g/kg 原油，本工程建成后年产原油 2.23×10⁴ t/a，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 31.61t/a。

② 加热炉烟气

本工程运行期产生的废气主要来自依托转油站加热炉产生烟气，加热炉为燃气炉，产生的烟气较为清洁。根据实测数据（监测时间为 2023 年 2 月 9 日-10 日，见附件），

敖南二转油站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 8mg/m³，NO_x 平均值约为 62.7mg/m³，SO₂ 平均值约为 13.3mg/m³，敖南联转油脱水站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 8.25mg/m³，NO_x 平均值约为 70.33mg/m³，SO₂ 平均值约为 13.5mg/m³。均能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。本项目建成后，新增耗气量为 70.9×10⁴m³/a，新增废气量约为 801.17×10⁴m³/a，SO₂ 0.108t/a，NO_x 0.523t/a，颗粒物 0.065t/a。

本项目建成后，依托场站加热炉新增烟气污染物排放见表 3.10-6。

表 3.10-6 依托场站加热装置新增污染物排放量

场站名称	排气筒高度	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
敖南二转油站加热炉	10m	47.3	534.49	0.072	0.335	0.043
敖南联转油脱水站加热炉	10m	23.6	266.68	0.036	0.188	0.022
合计		70.9	801.17	0.108	0.523	0.065

由于依托场站加热炉已纳入排污许可管理，依托场站加热炉未新建且满足新增负荷需求，新增加热炉大气污染物总量在原排污许可申请总量控制范围内。

（2）废水

本工程运营期产生的废水主要为正常工况下的油田采出水、非正常工况下的油井检修检修作业污水、清防蜡废水。

①油田采出水

根据开发指标预测，本项目 26 口油井最大产液量为 2.67×10⁴m³/a，年生产 365d，含水率为 16.50%，则本项目油田采出水量为 4405.5t/a。油田采出水进入敖包塔联合站含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层。

②检修作业污水

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。

结合大庆油田有限责任公司第九采油厂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 4m³/井次，油井作业污水量约 69.3m³/a。主要污染物为石油类、悬浮物，作业时需铺设防渗布。此部分污水通过罐车回收后送敖包塔联合站含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、

悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

③清防蜡废水

项目油井清防蜡方式为热洗，热洗周期为 156d，热洗强度为 $20\text{m}^3/\text{h}$ ，单口井洗井时间为 2.5-3h，则单口井热洗 1 次产生最大废水量为 60m^3 ，项目油井共 26 口，共产生清防蜡废水量约为 $1560\text{m}^3/\text{次}$ ，一年大约清防蜡两次，共产生清防蜡污水 $3120\text{m}^3/\text{a}$ ，热洗废水通过罐车回收后送敖包塔联合站含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

（3）噪声

本项目运营期依托工程不新增设备，项目运行期噪声源主要来自抽油机机械噪声、加热装置运行噪声以及阀组间机泵噪声，主要噪声污染源强核算结果及相关参数一览表见表 3.10-7。

表 3.10-7 噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表 单位：dB(A)

工序/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
阀组间	机泵	机泵	连续	类比法	75-90
	压缩机	压缩机	连续	类比法	80-85
	风机	风机	连续	类比法	70-80
依托场站	机泵	机泵	连续	类比法	75-90
	压缩机	压缩机	连续	类比法	80-85
	风机	风机	连续	类比法	70-80

（4）固体废物

项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，非正常工况下产生的落地油、含油防渗布。

①含油污泥

结合油田实际产生情况和多年统计数据，生产万吨原油的排泥量（固相）一般按约 0.3t 计算，本项目产能 $2.23 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本项目含油污泥产生量 0.669t/a ，为危险废物，类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 071-001-08，统一收集送第九采油厂含油污泥处理站处理，处理后用于采油九厂垫井场和通井路。

②落地油

由于该区块地层压力较低，加上检修作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置，因此产生的落地油量很少。考虑意外情况且按最不利状态，一般每口井检修作业期间产生的落地油可按 50kg/井·次，检修作业频率一般 1.5 年，因此检修作业产生的落地油为 0.87t/a，落地油全部回收拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理，落地油回收率为 100%。

③含油防渗布

修井时防止原油散落于井场内，均铺设防渗布。修井时井场铺垫防渗布只用于一次修井作业，不重复利用。根据油田现场的实际生产情况调查，每口油井作业面积约 400m²，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 26 口，则含油防渗布产生量约为 5.2t/a，为危险废物，危废代码为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08，暂存第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有资质的单位进行处置。

本项目危险废物具体情况见表 3.10-8。

表 3.10-8 危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.669t/a	设备清淤	液态	油泥砂	石油类	设备清淤每年一次	T、I	送第九采油厂含油污泥处理站继续处理
2	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.87t/a	油井作业	液态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5 年/次	T、I	
3	作业含油防渗布	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	5.2t/a	作业	固态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5 年/一次	T、I	暂存第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有资质的单位进行处置

本项目施工期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.10-9~表 3.10-12，运行期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.10-13~表 3.10-16

表 3.10-9 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 d
				核算方 法	废气产生 量 m³	产生 浓度 mg/m³	产生量 t	工艺	效率%	核算 方法	废气排放 量	排放 浓度 mg/m³	排放量 t	
钻井 井场、 管线施工	场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	少量	洒水抑尘		/	/	/	少量	施工 期
	柴油 机	井场柴 油机烟 气	SO ₂	产污系 数法	1073.54 万	/	3.58	/	/	排污 系数 法	1073.54 万	/	3.58	施工 期
			NO _x			/	2.29					/	2.29	
			烟尘			/	0.64					/	0.64	
			CO			/	1.63					/	1.63	
			HC			/	1.60					/	1.60	
	柴油 罐	柴油罐 呼吸废 气	NMHC	产污系 数法	/	/	0.14	无组织挥发		产污 系数 法	/	/	0.14	施工 期
	车辆	车辆尾 气	SO ₂ NO _x TSP	由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确定，固不对其进行定量计算				施工车辆选用 高标号汽柴油， 尾气达标排放		/	/	/	/	施工 期

表 3.10-10 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 d
				核算 方法	废水产生 量 m³	产生 浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率 /%	核算 方法	废水 排放量 m³	排放 浓度 mg/L	排放 量 t	
钻井	冲洗钻 台、钻具 等设备	钻井 废水	COD	类 比 法	894.62	300	0.27	进入井场泥浆槽 中，及时拉运至 采油九厂废弃钻 井泥浆处理装置 处理	100		0	0	0	钻井 期
			SS			150	0.13							
施工	生活	生活 污水	COD		262.4	300	0.079	排入施工井场内 临时设置的防渗 旱厕，定期清掏 外运堆肥处理， 施工结束后进行 卫生处理，场地 进行平整。	100	类 比 法	0	0	0	施工 期
			氨氮			30	0.0079							

表 3.10-11 施工期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型（频发、偶发等）	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间/d
				核算方法	噪声值/dB(A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值/dB(A)	
钻井井场 管线施工	施工机械	柴油发电机	连续稳态声源	类比法	85~105	选用低噪音设备，并采取减振降噪措施	/	类比法	85~105	施工期
		挖掘机	非连续稳态声源		80~85		/	类比法	80~85	
		推土机	非连续稳态声源		80~85		/	类比法	80~85	
		钻机	连续稳态声源		80~90		/	类比法	80~90	
		泥浆泵	连续稳态声源		80~85		/	类比法	80~85	
		空压机	非连续稳态声源		75~80		/	类比法	75~80	
		振动筛	连续稳态声源		70~75		/	类比法	70~75	
		搅拌机	连续稳态声源		60~70		/	类比法	60~70	
		压路机	非连续稳态声源		80-90		/	类比法	80-90	
		电焊机	连续稳态声源		60-70		/	类比法	60-70	
		运输车辆	非连续稳态声源		75-80		/	类比法	75-80	

表 3.10-12 施工期固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况		处置措施		最终排放去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
钻井	废钻井液	类比法	5746m ³	无害化处理	5746m ³	由施工单位定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到敖包塔联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼用于铺垫井场及通井路
	钻井岩屑	类比法	2683.86m ³	无害化处理	2683.86m ³	
	废射孔液	类比法	1040m ³	无害化处理	1040m ³	
	生活垃圾	类比法	2.05t	卫生填埋	2.05t	统一收集后拉运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	类比法	0.039t	填埋处理	0.039t	由施工单位统一送第七采油厂一般工业固废填埋场处理
	废防渗布	类比法	1.3t	填埋处理	1.3t	
	KOH 包装袋	类比法	0.13t	无害化处理	0.13t	运至有资质单位进行处理

表 3.10-13 运营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 m³/a	产生浓 度 mg/m³	产生量 t/a	工 艺	效率 /%	核算方 法	废气排放 量万 m³/a	排放浓 度 mg/m³	排放量 t/a	
原油 开采	井场、场 站、管线 等	无组织 排放	非甲烷 总烃	产污系 数法	—	—	31.61	—	0	产污系 数法	—	—	13.47	8760
油气 集输	敖南二 转油站	加热炉 排气筒	SO ₂	实测 法、产 污系数 法	534.49	13.3	0.072	—	0	实测 法、产 污系数 法	534.49	13.3	0.072	8760
			NO _x			62.7	0.335		0			62.7	0.335	
			颗粒物			8	0.043		0			8	0.043	
	敖南联 转油脱 水站	油气集 输	SO ₂	实测 法、产 污系数 法	266.68	13.5	0.036	—	0	实测 法、产 污系数 法	266.68	13.5	0.036	8760
			NO _x			70.33	0.188		0			70.33	0.188	
			颗粒物			8.25	0.022		0			8.25	0.022	

表 3.10-14 运营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 (t/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)	
油井检 修作业	油井	作业污 水	石油 类	类比法	69.3	1000	0.07	通过罐车回收后送敖包塔联合站 含油污水处理站处理后最终回注 油层，不外排	/	/	/	/	/
油井洗 井	油井	清防蜡 污水	石油 类	类比法	3120	1000	3.12		/	/	/	/	/
原油 集输	原油 处理 装置	油田采 出水	石油 类	物料 衡算法	4405.5	1000	4.406	进入敖包塔联合站含油污水处理 站处理后最终回注油层，不外排	/	/	/	/	/

表 3.10-15 运营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
阀组间	机泵	机泵	连续	类比法	75-90		/	类比法	75-90	8760
	压缩机	压缩机	连续	类比法	80-85		/	类比法	80-85	8760
	风机	风机	连续	类比法	70-80		/	类比法	70-80	8760
依托场站	机泵	机泵	连续	类比法	75-90		/	类比法	75-90	8760
	压缩机	压缩机	连续	类比法	80-85		/	类比法	80-85	8760
	风机	风机	连续	类比法	70-80		/	类比法	70-80	8760

表 3.10-16 运营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	0.669	采用预处理+旋转蒸馏炉处理工艺	0.669	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	0.87	采用预处理+旋转蒸馏炉处理工艺	0.87	送第九采油厂含油污泥处理站处理
油井作业	油井	含油防渗布	危险废物	类比法	5.2	/	5.2	暂存第八采油厂三矿危废暂存间, 定期委托有资质的单位进行处置

3.10.4 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，因此本次评价只对拟开发区块运行期污染物排放情况进行核定。污染物排放量汇总见表 3.10-13。

表 3.10-13 项目污染物排放情况

污染物名称	单位	现有工程排放量	本工程排放量	总排放量	排放增减量
烟气量	10 ⁴ m ³ /a	0	341.26	341.26	341.26
SO ₂	t/a	0	0.057	0.057	0.057
NO _x	t/a	0	0.26	0.26	0.26
颗粒物	t/a	0	0.037	0.037	0.037
非甲烷总烃	t/a	0	13.47	13.47	13.47

3.11 清洁生产分析

3.11.1 井下作业的清洁生产工艺

(1) 在井场，加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发，控制分离器压力，杜绝放空，在设备的选型设计时充分考虑其承受的压力，阀门、油泵等设备装置密闭性能高，杜绝烃类气体跑冒等无组织排放。

(2) 起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。另外对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

(3) 在井下作业过程中，产生的作业废水经区块含油污水处理站处理后回注油层，对作业过程中散落的落地油，采用“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，可使落地油的回收率达到 100%。

3.11.2 油气集输的清洁生产

(1) 优化布局

集输系统的优化主要采用优化布站理论和管网优化理论，依托井组密闭增压技术、集输半径界定技术，最大限度的实现油田地面系统的最优化布局。

本工程开发采取总体方案设计、总体布局，结合当地地形地貌特征，合理确定线路位置和走向，最大限度的减少地面工程建设投资。

针对本项目油田开发的特点，并结合当地自然地形和集油工艺特点，集输系统主要采用以联合站为中心，转油站、脱水站为骨架，按二级或三级布站形式汇集成地面原油集输管网体系。井场管线集油格局，以适应整个产建工程开发区域自然地形特点和开发需要。

(2) 油气集输采用全密闭集输流程

本项目开发首先敷设集输管线，以保证投产并能立即进入集输流程。集输管线全密闭。

(3) 油田采出水处理

为了保护环境和节约用水，本项目运行期油田采出水全部经新一联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

(4) 在井场、道路、集输管线等系统施工完成后立即复垦绿化，植被恢复率要达到 90%以上，可有效降低工程施工对环境的影响。

3.11.3 先进的环境管理

本项目在实施过程中，积极推行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 管理，同时对全体员工进行相应的 HSE 培训，使职工自觉遵守 HSE 管理体系并积极保护其人身安全和周围环境，尽量减少直至杜绝环境污染事故的发生。

通过与《石油天然气开采业污染防治技术政策》对比分析本项目清洁生产水平，本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中对清洁生产的各项指标对比见表 3.11-1。

表 3.11-2 清洁生产分析一览表

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》有关清洁生产的要求	本项目处理方式	符合性
1	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	本项目油气集输采用密闭工艺，可有效减少油气损失，各种废弃物均得到合理有效集中处理	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	使用无毒无害油气田化学剂	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中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%	配备泄油器、刮油器。落地原油及时回收，回收率达到 100%	符合
4	酸化、压裂作业和试油（气）过程应采用防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本项目、地面管线采取防刺、防漏、防溢等措施	符合
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；对于稠油注气开采，鼓励采出水处理后回注于注气锅炉	采出水经新一联合油污水处理站处理满足标准后回注油层	符合
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统	油气集输采用密闭工艺，油气集输过程中烃类挥发系数为 1.4175‰，集输损耗率小于 0.5%	符合
	新、改、扩建油气田油气集输损耗不高于 0.5%，2010 年 12 月 31 日前建设的油气田油气集输损耗不高于 0.8%		

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境状况

4.1.1 地理位置

本工程位于大庆市肇源县茂兴镇和超等蒙古族乡境内境内，地理坐标为东经 124°18'38.42"~124°19'42.13"，北纬 45°42'36.31"~45°41'46.16"。具体地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

本工程位于松花江、嫩江一级阶地上，境内无山岭，地势平坦，总体地势呈东高西低。地貌表现为波状起伏的低平原，稍高处为平缓漫岗，平地上为耕地和草地。本工程主要位于耕地中，兼有少量盐碱化草地，地貌类型较单一。

4.1.3 气象特征

本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 5.0℃，月平均最低气温-19.6℃，极端最低气温-37.5℃，月平均最高气温 23.6℃，极端最高气温 36.2℃。

4.1.4 水文地质

油田开发区所处松辽盆地属于我国东部新华夏第二沉积带，即中新生代的一个大型沉积盆地，周围被山脉所环绕，中间是一片广阔的大平原，从而构成一个良好的地下水汇集径流贮存盆地。地区内含水层岩组主要为第四系上更新统沼泽沉积粉细砂潜水含水层和第三系含砾岩承压水含水层，其分布规律大致呈现从西到东、从南向北逐渐变薄；其埋藏深度呈现从东北到西南由深而浅。包气带厚度为 8-9m。第四系潜水埋藏深度一般为 3~12m，单井涌水量 2~5t/h，上部为黄土状亚粘土或亚砂土。第三系承压水含水层单井涌水量为 20~40t/h，地下水承压水头为 20~40m 不等，上部为中细砂、泥岩、砂质泥岩。地下水动态变化及形成途径有三个方面，一是渗透作用，由地表水、大气降水渗透至地下而形成，这是主要形式；二是径流作用，在水头作用下，由区外侧向径流所形成的地下水；三是凝结作用形成的地下水，即由空气、土壤中的水蒸气，受温差变化的影响而产生的液态水。

4.1.5 土壤类型与植被分布

根据现场踏勘及资料显示，工程所在区域内主要土壤类型为黑钙土。

黑钙土为主要土类，分为碳酸盐草甸黑钙土和碳酸盐黑钙土。成土母质主要是第四纪沉积物，成土过程主要有腐殖质积累和钙质聚积，附加上草甸化过程。黑土层一般 20~40cm，下层有明显的钙积层和石灰反应。有机质含量为 2.14~2.17%，全氮含 0.13~0.18%，速效磷 5ppm~9.5ppm，潜在肥力较高，施肥见效快，适于种植多种作物。

①碳酸盐黑钙土

主要分布在岗坡地和远离地表水体的平地上，pH 值多在 8.0-8.5 左右，有机质含量 2-3%，全氮 0.1-0.2%，全磷 0.03-0.08%。碳酸盐黑钙土的土体构造基本有三个层次，黑土层（厚度因地形而异），碳酸盐积聚层，母质层（多为黄土状粘土）。

②碳酸盐草甸黑钙土

主要分布在平地和平缓坡地上，有机质含量 1.2-2.245%，全氮含量 0.11%左右，全磷含量 0.05-0.07%，总盐量在 0.04-0.08%左右。碳酸盐草甸黑钙土养分含量较高，属于盐渍化土壤。

黑钙土的植被，大部分为农田，草原植被茂盛繁杂，以羊草，和针茅为优势种，伴生种有地榆、萎菱菜属、胡枝子和蒿属等植物

野生植物有蒲公英、车前子、地丁、防风、艾蒿、狼毒、龙胆草、苍耳、甘草、荆芥、柴胡、三棱草、茅草、杨树、榆树、柳树、碱草、芦苇等。粮食作物有水稻、玉米、高粱、谷子等。经济作物有线麻、芝麻、甜菜、向日葵、大豆等。

4.1.6 野生动物分布

区域内原始动物中鸟类主要有喜鹊、麻雀、云雀、家燕、丹顶鹤等，兽类主要有狐、鼬、兔、鼠、黄羊、狍子、狼等，两栖类和爬行动物主要有无斑雨蛙、黑斑蛙、蛇等，鱼类主要有鲤鱼、鲢鱼、鲫鱼、草鱼、鲶鱼、鳊鱼等。由于受人为因素影响明显，荒野被开垦为农田，工业迅速发展，管道沿线大型鸟兽基本绝迹，大群雁鸭等主要集中在湖泊湿地中。

4.1.7 环境敏感区调查

本工程位于黑龙江省大庆市肇源县境内，油田区块开发区内无自然保护区、风景名胜區、水源保护区等环境敏感区域。距离本项目最近自然保护区为 2#平台南侧 38km 处的肇源沿江湿地省级自然保护区。

黑龙江肇源沿江湿地省级自然保护区位于黑龙江省大庆市肇源县西北部，属松嫩平原中部，包括 11 个乡镇的范围。东部与黑龙江省肇东市涝洲镇相邻、南部隔松花江与吉林省扶余县、松原市和前郭尔罗斯蒙古族自治县接壤，西部与吉林省大安县和镇赉县隔嫩江相望，北部是肇源县和泰康县。地理坐标介于东经 124°15'25"~125°47'45"，北纬

45°20'27"~45°34'37"之间，保护区总面积 57870 公顷。其中，核心区面积 18070 公顷，缓冲区面积 18450 公顷，实验区面积 21350 公顷。

黑龙江肇源沿江湿地省级自然保护区的主要保护对象为沿江湿地生态系统、自然景观资源和栖息于其中的珍稀濒危野生动植物，是集生物多样性保护、科学研究、宣传教育、生态旅游与湿地可持续利用等多项功能于一体的综合性自然保护区，也是开展丹顶鹤、白枕鹤、东方白鹤等珍稀濒危野生动物物种研究和保护的重要基地。

4.2 环境质量现状调查与评价

委托大庆中环评价检测有限公司于 2023 年 2 月 9 日至 15 日对评价范围内环境空气、土壤环境、地表水环境、地下水环境、声环境质量现状进行了监测。

4.2.1 环境空气质量现状监测与评价

4.2.1.1 环境空气质量达标区判定

本项目区域环境空气质量引用《2021 年大庆市生态环境状况公报》结论：2021 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 4~24 微克/立方米，优于国家环境空气质量一级标准限值；二氧化氮年均浓度为 18 微克/立方米，日均值浓度范围为 4~52 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 41 微克/立方米，日均值浓度范围为 8~287 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 27 微克/立方米，日均值浓度范围为 7~183 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 0.9 毫克/立方米，日均浓度范围为 0.3~1.2 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 126 微克/立方米，日均值浓度范围为 25~213 微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值。

本项目区域空气质量现状评价见表 4.2-1。

表 4.2-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	9μg/m ³	60μg/m ³	15%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	18μg/m ³	40μg/m ³	45%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	41μg/m ³	70μg/m ³	60%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	27μg/m ³	35μg/m ³	77.1%	达标
CO	第 95 位日平均质量浓度	0.9mg/m ³	4mg/m ³	22.5%	达标
O ₃	第 90 位最大 8h 平均质量浓度	126μg/m ³	160μg/m ³	78.8%	达标

以上统计结果表明，项目所在区域内空气污染因子 PM_{10} 、 $PM_{2.5}$ 、 SO_2 、 NO_2 、 CO 、 O_3 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 特征污染物环境空气质量现状补充监测

（1）监测点位布设

本项目委托大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 2 月 9 日至 15 日对评价区域特征污染物进行环境质量现状补充监测，区域特征污染物为非甲烷总烃、TSP，具体点位见表 4.2-2，现状监测点位见附图 7。

表 4.2-2 环境空气现状监测点位

序号	监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对厂界距离
		东经	北纬				
A1	南 217-平 274 井场	124.58744	45.60487	非甲烷总烃、TSP	2023.2.9-15	2#平台西北侧	780m
A2	博尔诺村	124.59092	45.60371			站间集油管线东南侧	501m
A3	南 234-平 232	124.55464	45.55488			站间集油管线东南侧	684m
A4	增产村	124.54957	45.55184				

（2）监测项目

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

（3）监测频次

监测频次为连续 7 天。

（4）评价方法

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

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

式中： I_i —第 i 种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i —第 i 种污染物平均浓度， mg/m^3 ；

C_{0i} —第 i 种污染物环境质量标准， mg/m^3 。

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

（5）评价标准

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

(6) 监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表 4.2-3。

表 4.2-3 特征污染物现状监测及评价结果表 单位: mg/m^3

监测点 位	监测点坐标		污染物	平均 时间	评价标准 (mg/m^3)	现状浓度 (mg/m^3)	最大 浓度 占标 率/%	超标 率%	达标 情况
	E	N							
南 217-平 274 井 场	124.587 44	45.60487	非甲烷 总烃	1h	2	0.47-0.84	40.5	0	达标
			TSP	24h	0.3	0.061-0.096	27.33	0	达标
博尔 诺村	124.590 92	45.60371	非甲烷 总烃	1h	2	0.45-0.81	42	0	达标
			TSP	24h	0.3	0.064-0.097	27	0	达标
南 234-平 232	124.554 64	45.55488	非甲烷 总烃	1h	2	0.47-0.81	42	0	达标
			TSP	24h	0.3	0.063-0.092	29.67	0	达标
增产 村	124.549 57	45.55184	非甲烷 总烃	1h	2	0.44-0.81	42	0	达标
			TSP	24h	0.3	0.066-0.089	29.33	0	达标

评价结果表明,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;TSP 满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)表 2 中二级标准的要求。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 地下水环境质量现状评价

4.2.2.1 水文地质条件调查

(1) 地形地貌

查区地表普遍被第四系覆盖。地表为缓波状起伏的低平原地貌景观。地面海拔高程在 121.79-193.21m 之间,相对高差 71.42m。地势起伏较大,区内分布着大面积农田、林带、油井,局部分布有村庄。

(2) 地层岩性

调查区内浅部地层从老到新依次为新近系大安组 (N_{1d}) 和第四系 (Q)。

1) 新近系大安组 (N_{1d})

新近系大安组地层在调查区内大部分分布，仅在调查区南部缺失。地层厚度一般为 0-46.0m。岩性：上部为黄、黄褐色砂质泥岩；中上部为黄色，黄褐色泥岩夹黑色泥岩薄层；下部为灰褐、土褐色泥质粉砂岩。砂质泥岩、泥岩和泥质粉砂岩质软、成岩性较差。普遍含黑色碳粒、钙质斑点及团块。底部为河流相沉积的灰、灰白、杂色砂岩、含砾砂岩及砂砾岩。岩石颗粒以石英为主，含少量岩石碎屑，分选性较差，磨圆度中等为次圆状。地层结构表现为下粗上细的明显正旋回特征。

本组地层与下伏地层为不整合接触。

2) 第四系(Q)

调查区广泛分布，其厚度一般 9.0-20.0m。上部为黄褐色粉质黏土，广泛分布；底部砂砾石含水层在调查区南部分布，调查区北部缺失。

本组地层与下伏地层为不整合接触。

根据收集的浅部钻孔资料，所揭露的地层按照岩土成因、结构、性质综合划分 2 层。对地层结构及特征描述如下：

①粉质黏土：黄褐色，冲积成因。土质较均匀。无摇晃反应，稍有光泽，干强度中等，韧性中等，软塑-可塑。渗透系数实验值 $K=0.099\text{m/d}$ ，孔隙度实验值 $n=44\%$ 。

②粉砂：灰色，淤积成因，颗粒较均匀，矿物成分以石英、长石等暗色矿物为主，含大量暗色矿物，中密，饱和。渗透系数实验值 $K=1.5\text{m/d}$ ，孔隙度实验值 $n=44\%$ 。

(3) 包气带

根据本次勘察地下水及浅部地层特征，调查区包气带厚度最大值为 5.5m，主要为粉质黏土，垂向渗透系数可取 0.099m/d ，分布连续稳定。

(4) 含水层

1) 第四系含水层

第四系潜水含水层岩性主要是粉质黏土，分布稳定，第四系承压含水层在调查区南部分布，北部缺失，岩性为灰白色砂砾石。

2) 新近系大安组承压含水层

新近系组含水层分布在调查区大部分地区分布，在调查区南部缺失。为承压含水层，含水层顶板埋深在 0-47.0m 之间，厚度在 0-17.0m 之间。含水层岩性为砂砾岩，孔隙较大，连通性好，渗透性好，富水性中等。

(5) 地下水补径排

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

第四系潜水含水层地下水补给主要为大气降水入渗补给；

第四系承压含水层地下水补给主要为地下水径流补给和潜水垂向渗透补给；

新近系大安组含水层地下水补给主要为地下水径流补给和第四系垂向渗透补给。

2) 地下水径流

从潜水地下水等水位线图可看出，地下水的总径流方向为由北向南，局部地区潜水流向受地势控制。从承压水地下等水位线图可看出，第四系承压水在调查区整体流向为从西向东，主要受松花江影响。

3) 地下水的排泄

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

(6) 地下水动态

区域潜水含水层埋深较浅，水位变化主要受大气降水补给影响较大。根据已有资料，地下水枯水期为 1-3 月份，丰水期为 7-9 月份。调查期间(2021 年 3 月)潜水埋深 1.0m-5.5m 之间，潜水埋深变化较大，水位变化差 4.5m 左右。地下水流动缓慢，潜水位的高低受地形控制，调查区内潜水流向主要由北向南。

调查区内第四系承压水含水层主要受大气降水补给和人工开采影响较大。调查期间(2020 年 8 月)水位埋深 1.72m-3.5m 之间，水位埋深变化较大，水位变化差 1.78m。流向主要由西向东。



图 4-1 调查区综合水文地质图

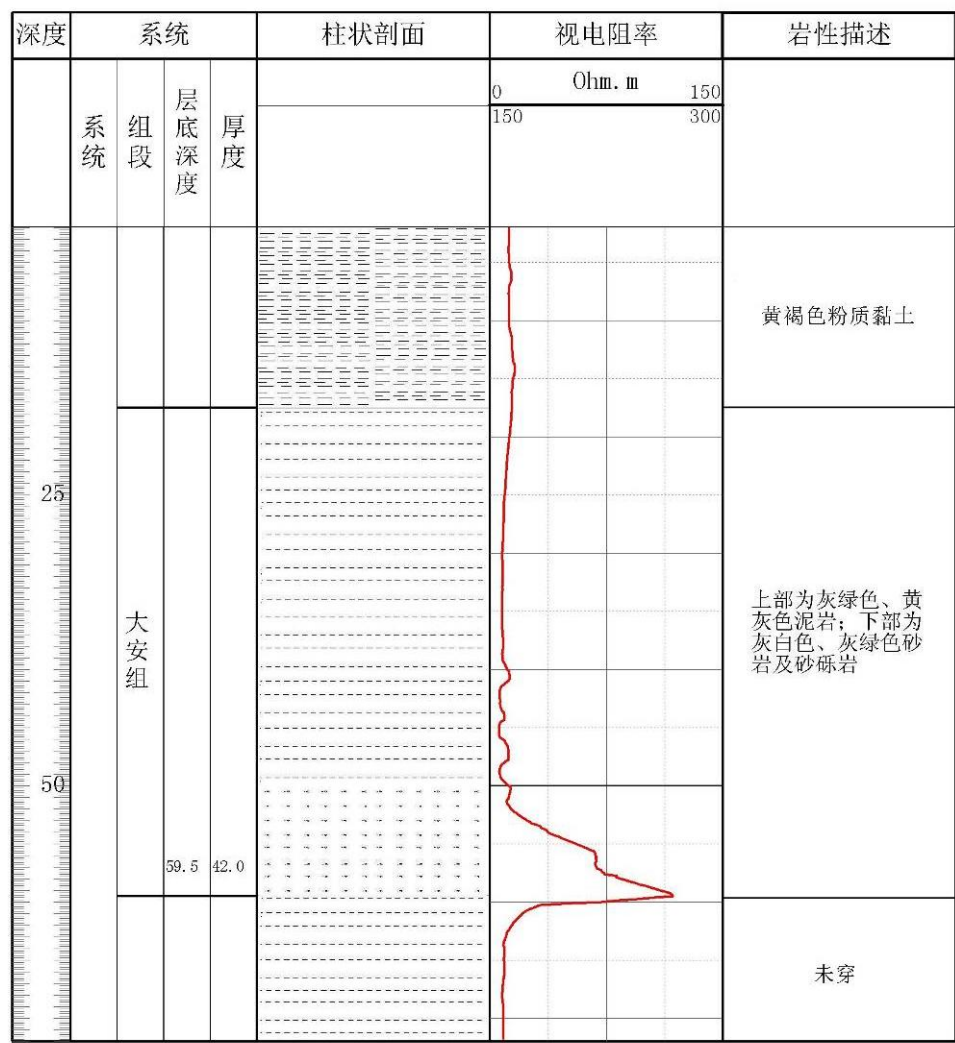


图 4-2 调查区水文地质柱状图

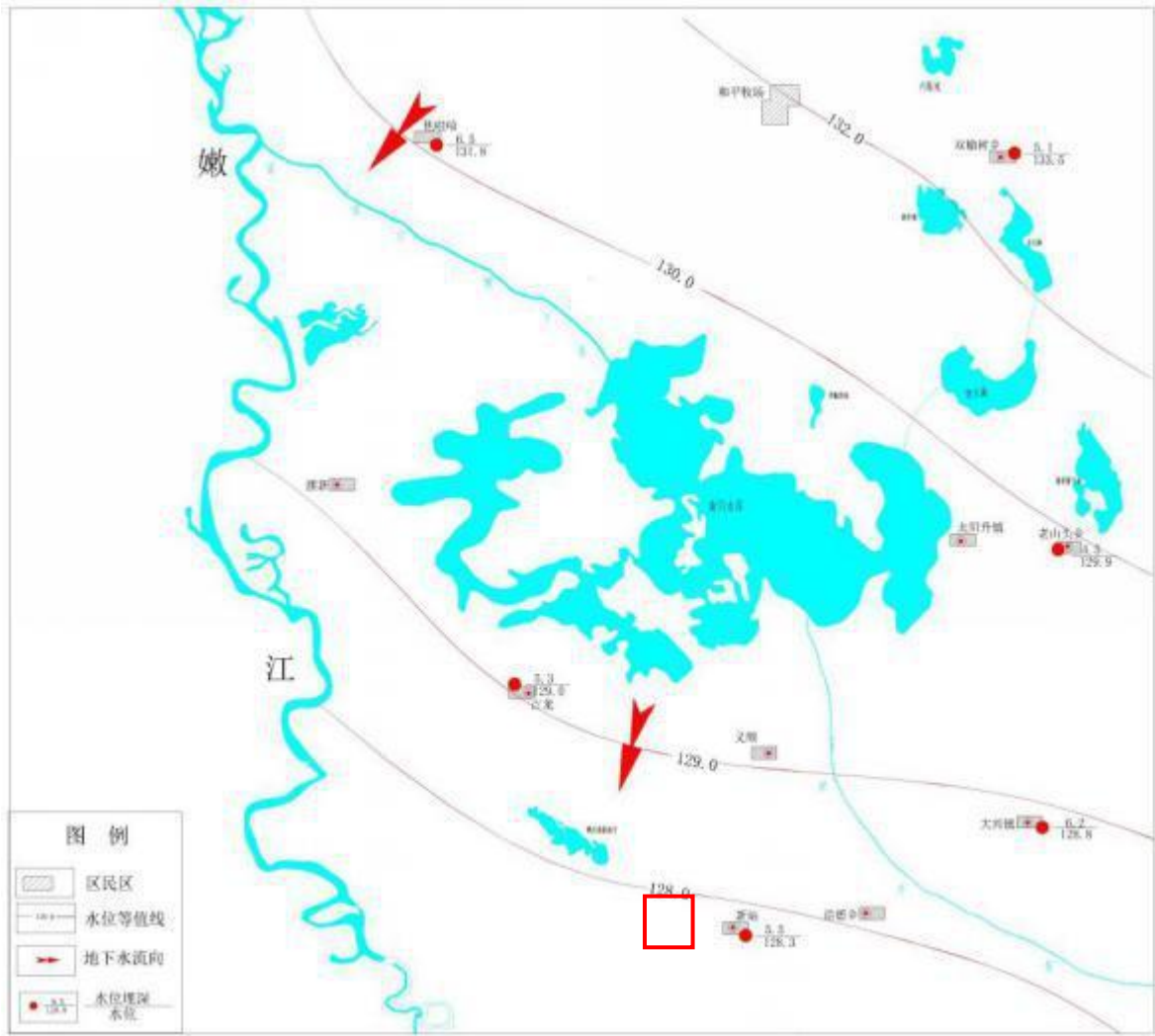


图 4-3 调查区潜水等水位线图

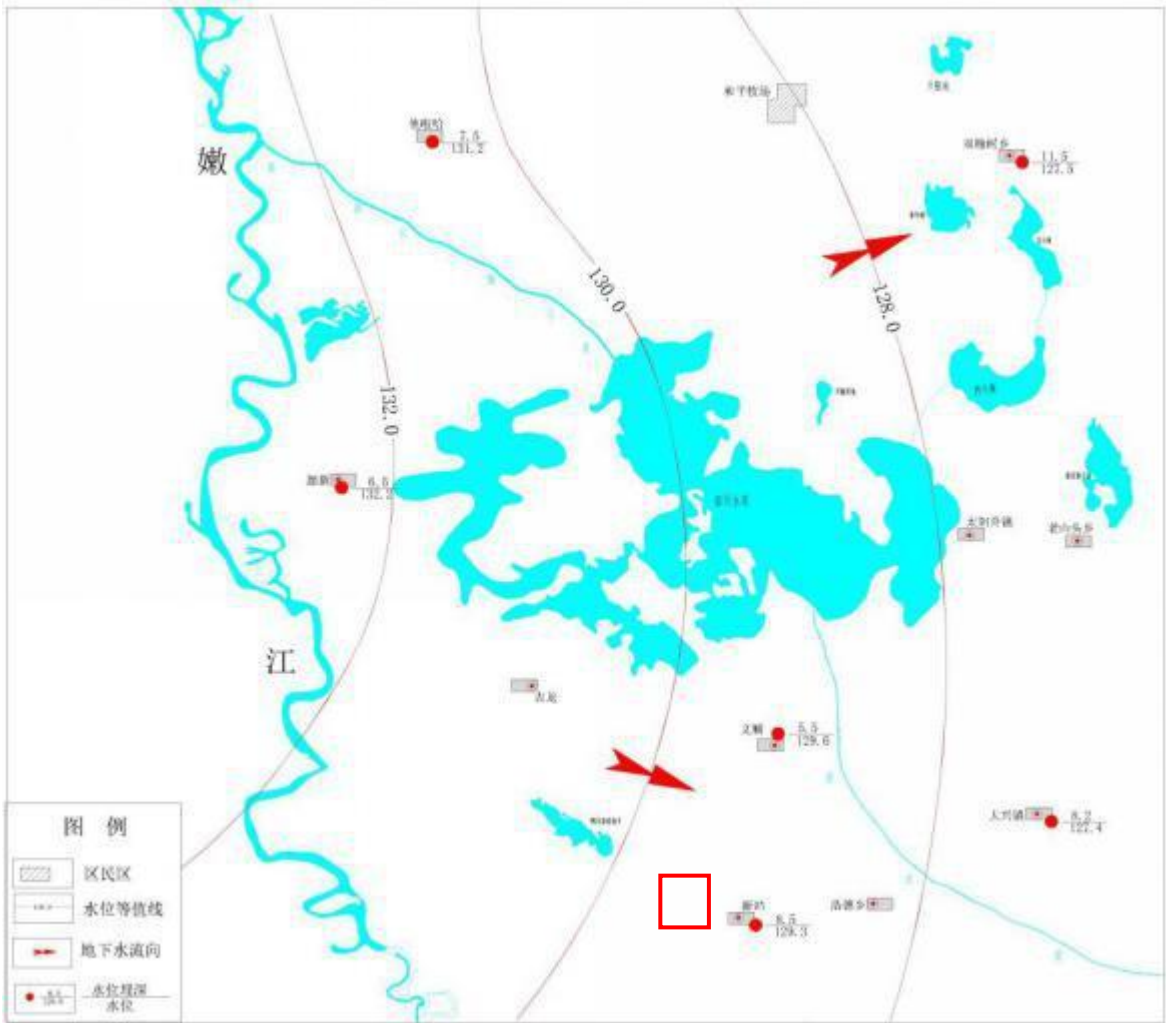


图 4-4 调查区承压水等水位线图

4.2.2.2 地下水环境现状监测

(1) 现状地下流场

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),确定本项目需要一期地下水水位资料,详见下表。

表 4.2-4 地下水环境现状监测频率参照表

评价等级	水位监测频率			水质监测频率		
分布区	一级	二级 (√)	三级	一级	二级 (√)	三级
山前冲(洪)积	枯平丰	枯丰	一期	枯平丰	枯丰	一期
滨海(含填海区)	二期 a	一期	一期	一期	一期	一期
其他平原区 (√)	枯丰	一期 (√)	一期	枯	一期 (√)	一期
黄土地区	枯平丰	一期	一期	二期	一期	一期
沙漠地区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期

丘陵山区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
岩溶裂隙	枯丰	一期	一期	枯丰	一期	一期
岩溶管道	二期	一期	一期	二期	一期	一期
a “二期”的间隔有明显水位变化，其变化幅度接近年内变幅。						

结合本项目地下水水位监测结果，本次地下水水位环境现状共布设了 14 个水位监测点，其中潜水井监测点 10 个，承压水井监测点 4 个。

(2) 承压水水位现状调查

结合监测报告，项目区域监测井地下水位见表 4.2-5，承压水地下水等水位线图见图 4-4。评价区内承压水地下水流向总体由西北向东南。

表 4.2-5 承压水地下水位监测结果

编号	监测点位置	井深m	水位埋深 (m)	地下水位m
S1	新站屯承压水井	60	11.4	129.2
S2	肇源农场承压水井	80	11.8	129.8
S3	安和村承压水井	100	12.2	129.5
S4	张家围子承压水井	90	12.6	129.4

(3) 潜水水位现状调查

潜水水位监测孔为利用农村现有的灌溉井进行地下水监测，见表 4.2-6，潜水地下水等水位线图见图 4-3。评价区内潜水地下水流向由东北向西南。

表 4.2-6 潜水地下水位监测结果

编号	监测点位置	井深m	水位埋深 (m)	地下水位m
Q1	旭日屯潜水井	15	4.8	128.1
Q2	新合村潜水井	20	4.7	127.6
Q3	南岗子潜水井	22	7.12	127.4
Q4	柳罐村潜水井	30	4.6	127.5
Q5	肇源农场潜水井	25	6.8	127.3
Q6	安和村潜水井	8	4.7	127.6
Q7	张家围子潜水井	10	4.1	127.8
Q8	发展村潜水井	15	3.8	128.1
Q9	向前村潜水井	20	3.9	128.0
Q10	葛家围子潜水井	10	4.1	127.5

4.2.2.3 地下水水质现状监测

1、监测因子

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

2、监测布点

根据本项目区域地下水流场特征，结合地下水评价等级，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求，本次共布设 7 个水质监测点。地下水水质监测布点见附图 7。

地下水水质监测布点信息见表 4.2-7。

表 4.2-7 地下水水质现状监测布点信息表

编号	监测点位	监测层位	坐标	相对位置	井深 (m)
U1	五家子水井	潜水	45.63688&lng=124.59666	2#平台东北侧 2615m	20
U2	博尔诺村水井	承压水	45.60371&lng=124.59092	2#平台东北侧 2741m	15
U3	姜家窝棚水井	潜水	45.56484&lng=124.60804	4#平台东侧 2529m	18
U4	赵家窝棚水井	潜水	45.56599&lng=124.63508	1#平台西南侧 4040m	22
U5	增产村水井	潜水	45.55211&lng=124.54803	站间集油管线东南侧 501m	26
U6	邱家窝棚水井	潜水	45.52464&lng=124.62035	站间集油管线东南侧 684m	80
U7	合心村水井	承压水	45.51227&lng=124.59316	站间集油管线东南侧 805m	85

3、监测时间及频次

2023 年 2 月 9 日对地下水水质监测井取样 1 次，并进行水质分析。

4、监测单位

大庆中环评价检测有限公司

5、监测方法

地下水水质现状监测分析方法见表 4.2-8。

表 4.2-8 地下水现状监测分析方法及仪器

序号	监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	方法检出限
1	钾	水质钾和钠的测定火焰原子吸收分光光度法	GB/T11904-1989	原子吸收分光光度计	0.03mg/L
2	钠				0.010mg/L

3	钙	水质钙和镁的测定		AA320N	0.02mg/L
4	镁	原子吸收分光光度法			0.002mg/L
5	CO ₃ ²⁻	地下水水质检验方法			5mg/L
6	HCO ₃ ⁻	滴定法测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根	DZ/T0064.49-93	滴定管	5mg/L
7	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
8	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
9	pH	水质 pH 的测定玻璃电极法	GB/T 6920-1986	酸度计 PHS-25	0.01
10	总硬度	水质钙和镁的总量的测定 EDTA 滴定法	GB/T7477-1987	滴定管	5.00mg/L
11	溶解性总 固体	生活饮用水标准检验方法感 光性状和物理指标(8.1 称量 法)	GB/T5750.4-200 6	精密电子天平 FA2004	4mg/L
12	耗氧量	水质高锰酸盐指数测定	GB 11892-1989	滴定管	0.5mg/L
13	挥发酚	水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	可见分光光度 计 721	0.0003mg/L
14	氟化物	水质无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 PIC-10	0.006mg/L
15	硝酸盐氮				0.004mg/L
16	亚硝酸盐 (氮)	水质亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	GB7493-87	可见分光光度 计 721	0.003mg/L
17	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
18	石油类	水质石油类的测定紫外分光 光度法 (试行)	HJ 970-2018	紫外分光光度 计	0.01mg/L
19	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
20	氰化物	水质 氰化物的测定 容量法 和分光光度法 (异烟酸-吡 啶酮分光光度法)	HJ 484-2009	可见分光光度 计 721	0.004mg/L
21	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

22	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
23	铅	生活饮用水标准检验方法金属指标(11.1 无火焰原子吸收分光光度法)	GB/T5750.6-2006	原子吸收分光光度计 AA320N	0.0025mg/L
24	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
25	锰				0.01mg/L
26	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	0.00004mg/L
27	菌落总数	水质细菌总数的测定 平板计数法	《水和废水监测分析方法》(第四版增补版)国家环境保护总局(2002 年)	恒温培养箱 GL-278	-
28	总大肠菌群	多管发酵法	《水和废水监测分析方法》(第四版)国家环境保护总局(2002 年)	恒温培养箱 GL-278	2MPN/100 mL

6、监测结果

地下水水质现状监测结果见表 4.2-9。

表 4.2-9 地下水水质现状监测结果

单位: mg/L

监测时间	2023.02.09				
监测项目	U1	U2	U3	U4	标准限值
K ⁺ (mg/L)	2.45	1.98	2.27	3.02	-
Na ⁺ (mg/L)	57.8	62.4	55.4	51.7	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	49.5	53.7	45.8	42.9	-
Mg ²⁺ (mg/L)	9.79	11.5	8.45	8.08	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	225	242	215	201	
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0	0	0	0	-
Cl ⁻ (mg/L)	47.3	51.7	44.6	49.2	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	39.5	46.2	37.9	33.5	≤250
pH (无量纲)	7.8	7.7	7.7	7.9	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	165	182	150	141	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	514	561	484	460	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.3	2.2	2.3	2.1	≤3.0

挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.574	0.502	0.585	0.542	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	1.98	2.63	2.75	2.19	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.272	0.209	0.207	0.244	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.27	0.28	0.26	0.27	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.09	0.12	0.13	0.11	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	11	7	13	10	≤100

续表 4.2-9 地下水水质现状监测结果

单位: mg/L

监测时间	2023.02.09			
监测项目	U5	U6	U7	标准限值
K ⁺ (mg/L)	2.74	1.12	1.24	-
Na ⁺ (mg/L)	54.9	46.4	44.5	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	48.5	33.9	36.2	-
Mg ²⁺ (mg/L)	9.44	7.14	7.25	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	221	181	184	
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0	0	0	-
Cl ⁻ (mg/L)	47.8	37.4	33.5	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	36.9	24.5	27.1	≤250
pH (无量纲)	7.6	7.4	7.5	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	161	115	121	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	502	389	394	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.1	1.7	1.8	≤3.0
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.567	0.479	0.474	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	2.81	1.84	1.75	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.231	0.159	0.169	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01

铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.27	0.21	0.27	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.08	0.03	0.04	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	10	7	8	≤100

4.2.2.4 地下水水质现状评价

1、评价标准

采用《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III 类标准,石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 III 类标准执行≤0.05mg/L。

2、评价方法

采用单因子标准指数法对地下水水质现状监测结果进行评价,评价模式如下:

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

式中: $S_{i,j}$ ——水质单因子 i 在第 j 点的标准指数;

C_{ij} ——水质评价因子 i 在第 j 点的监测值, mg/L;

C_{si} ——i 因子的评价标准, mg/L。

pH 的标准指数公式:

$pH_j \leq 7.0$ 时

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

$pH_j > 7.0$ 时

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

式中: $S_{pH,j}$ ——pH 值的单项指数;

pH_j ——j 点 pH 值监测值;

pH_{su} ——水质标准中 pH 值上限;

pH_{sd} ——水质标准中 pH 值下限。

当单因子标准指数 > 1 时,表示该水质参数所表征的污染物已满足不了标准要求,水体已受到污染;反之,则满足标准要求。

3、评价结果

地下水单因子标准指数计算结果见表 4.2-10。

表 4.2-10 地下水环境质量现状评价结果一览表

类别	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7
钠	0.289	0.312	0.277	0.259	0.275	0.232	0.223
总硬度	0.367	0.404	0.333	0.313	0.358	0.256	0.269
溶解性总固体	0.514	0.561	0.484	0.460	0.502	0.389	0.394
耗氧量	0.767	0.733	0.767	0.700	0.700	0.567	0.600
氟化物	0.574	0.502	0.585	0.542	0.567	0.479	0.474
硝酸盐氮	0.099	0.132	0.138	0.110	0.141	0.092	0.088
氨氮	0.544	0.418	0.414	0.488	0.462	0.318	0.338
铁	0.900	0.933	0.867	0.900	0.900	0.700	0.900
锰	0.900	1.200	1.300	1.100	0.800	0.300	0.400
菌落总数	0.110	0.070	0.130	0.100	0.100	0.070	0.080
氯化物	0.189	0.207	0.178	0.197	0.191	0.150	0.134
硫酸盐	0.158	0.185	0.152	0.134	0.148	0.098	0.108
亚硝酸盐氮	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
砷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
汞	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铅	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
挥发酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
总大肠菌群	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

从上表可以看出，地下水环境质量除部分监测点位中锰超标外，其他监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类限值 $\leq 0.05\text{mg/L}$ 。经分析，其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn^{2+} 在 CO_2 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。

4.2.2.5 地下化学类型分析

根据舒卡列夫分类法，按地下水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ 、 K^+ 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 含量，将 Meq（毫克当量）百分数大于 25% 的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共 49 类。舒卡列夫分类表见表 4.2-11。

表 4.2-11 舒卡列夫分类表

含量 $> 25\% \text{Meq}$ 的离子	HCO_3	$\text{HCO}_3 + \text{SO}_4$	$\text{HCO}_3 + \text{SO}_4 + \text{Cl}$	$\text{HCO}_3 + \text{Cl}$	SO_4	$\text{SO}_4 + \text{Cl}$	Cl
----------------------------	----------------	------------------------------	--	----------------------------	---------------	---------------------------	-------------

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

按矿化度又分为 4 组：A 组矿化度<1.5g/L，B 组 1.5~10g/L，C 组 10~40g/L，D 组>40g/L。命名时在数字与字母间加连接号，如 1-A 型：指的是 M<1.5g/L，阴离子只有 HCO₃>25%Meq，阳离子只有 Ca 大于 25%Meq。49-D 型，表示矿化度大于 40g/L 的 Cl-Na 型水，该型水可能是于海水及海相沉积有关的地下水，或是大陆盐化潜水。

根据本项目地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中 SO₄²⁻、Cl⁻、HCO₃⁻、CO₃²⁻、Ca²⁺、Mg²⁺、Na⁺、K⁺浓度均值，进而计算各离子 Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.2-12，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表 4.2-13。

表 4.2-12 潜水水质八大离子水化学类型分析结果

监测井点位	离子名称	浓度值 (mg/L)	毫克当量 (mmol/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
五家子水 井	K ⁺	2.45	0.063	1.071	5.867	0.03	0.43
	Na ⁺	57.8	2.513	42.836			
	Ca ²⁺	49.5	2.475	42.187			
	Mg ²⁺	9.79	0.816	13.906			
	HCO ₃ ⁻	225	-3.689	62.913	-5.863		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	47.3	-1.351	23.051			
	SO ₄ ²⁻	39.5	-0.823	14.036			
博尔诺村 水井	K ⁺	1.98	0.051	0.792	6.407	0.00	0.47
	Na ⁺	62.4	2.713	42.344			
	Ca ²⁺	53.7	2.685	41.906			
	Mg ²⁺	11.5	0.958	14.957			
	HCO ₃ ⁻	242	-3.967	61.921	-6.407		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	51.7	-1.477	23.056			

	SO ₄ ²⁻	46.2	-0.963	14.922			
姜家窝棚水井	K ⁺	2.27	0.058	1.066	5.461	1.15	0.41
	Na ⁺	55.4	2.409	44.107			
	Ca ²⁺	45.8	2.290	41.933			
	Mg ²⁺	8.45	0.704	12.894			
	HCO ₃ ⁻	215	-3.525	63.069	-5.588		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	44.6	-1.274	22.802			
	SO ₄ ²⁻	37.9	-0.790	14.129			
赵家窝棚水井	K ⁺	3.02	0.077	1.505	5.144	2.42	0.39
	Na ⁺	51.7	2.248	43.701			
	Ca ²⁺	42.9	2.145	41.702			
	Mg ²⁺	8.08	0.673	13.091			
	HCO ₃ ⁻	201	-3.295	61.035	-5.399		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	49.2	-1.406	26.038			
	SO ₄ ²⁻	33.5	-0.698	12.927			
增产村水井	K ⁺	2.74	0.070	1.239	5.669	0.77	0.42
	Na ⁺	54.9	2.387	42.106			
	Ca ²⁺	48.5	2.425	42.777			
	Mg ²⁺	9.44	0.787	13.877			
	HCO ₃ ⁻	221	-3.623	62.927	-5.757		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	47.8	-1.366	23.721			
	SO ₄ ²⁻	36.9	-0.769	13.352			

表 4.2-13 承压水水质八大离子浓度评价结果

监测井点位	离子名称	浓度值 (mg/L)	毫克当量 (mmol/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
邱家窝棚 水井	K ⁺	1.12	0.029	0.662	4.336	2.37	0.33
	Na ⁺	46.4	2.017	46.525			
	Ca ²⁺	33.9	1.695	39.090			
	Mg ²⁺	7.14	0.595	13.722			
	HCO ₃ ⁻	181	-2.967	65.268	-4.546		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	37.4	-1.069	23.505			
	SO ₄ ²⁻	24.5	-0.510	11.227			

合心村水井	K ⁺	1.24	0.032	0.726	4.381	1.76	0.33
	Na ⁺	44.5	1.935	44.166			
	Ca ²⁺	36.2	1.810	41.317			
	Mg ²⁺	7.25	0.604	13.791			
	HCO ₃ ⁻	184	-3.016	66.468	-4.538		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	33.5	-0.957	21.091			
	SO ₄ ²⁻	27.1	-0.565	12.441			

通过对区域内地下水八大离子监测结果可知,据上表核实本项目所在区域潜水地下水赵家窝棚水井化学类型为 HCO₃+Cl-Na+Ca, 25-A 型淡水,其余村屯为 HCO₃-Na+Ca, 4-A 型淡水;承压水地下水化学类型为 HCO₃-Na+Ca, 4-A 型淡水,地下水矿化度较低,水质情况较好。根据表 4.2-12 和表 4.2-13,项目区域水质总阳离子(钠、钾、钙、镁)与阴离子(硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐)毫克当量浓度相对误差不大于 5%,阴阳离子平衡。

4.2.2.6 地下水环境质量现状评价结论

由以上地下水单因子标准指数分析可知,评价区域第四系孔隙潜水水质除锰外均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的Ⅲ类标准要求。石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的Ⅲ类标准限值。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高,主要是由于评价区域地层中富含锰矿物,还原条件下转化的 Mn²⁺在 CO₂ 作用下溶入地下水中,形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 HCO₃-Na+Ca 淡水及 HCO₃+Cl-Na+Ca, 25-A 型淡水。

4.2.2.7 包气带污染现状调查

(1) 包气带污染现状调查

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016),对于一、二级的改扩建项目,应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查,对包气带进行分层取样。调查因子为:pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、挥发酚,共 11 项指标。监测点位见表 4.2-14,监测结果见表 4.2-15。

表 4.2-14 包气带监测点

序号	调查点	采样深度	备注
V1	区域内已建南 218-276	0~20cm、20-40 cm	污染控制点
V2	区域内已建南 218-276 东侧 200m 耕地	0~20cm、20-40 cm	清洁对照点
V3	敖南二转油站	0~20cm、20-40 cm	污染控制点
V4	敖南二转油站动侧 200m 草地	0~20cm、20-40 cm	清洁对照点

V5	敖南联转油脱水站	0~20cm、20-40 cm	污染控制点
V6	敖南联转油脱水站西侧 200m 草地	0~20cm、20-40 cm	清洁对照点

表 4.2-15 包气带现状调查结果 **单位：mg/L（pH 除外）**

监测时间	2023.02.09			
监测项目	区域内已建南 218-276		区域内已建南 218-276 东侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.4	8.2	8.0	8.1
铅	5.7	5.5	5.8	5.2
镉	0.18	0.11	0.19	0.12
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.16	0.12	0.17	0.14
石油类	0.14	0.18	0.19	0.13
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0031	0.0022	0.0027	0.0030
铜	0.011	0.008	0.010	0.007
镍	0.06	0.11	0.09	0.08
锌	0.11	0.07	0.08	0.10
监测项目	敖南二转油站		敖南二转油站动 侧 200m 草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.9	8.1	7.8	8.0
铅	5.4	5.8	5.6	5.2
镉	0.15	0.18	0.14	0.11
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.15	0.17	0.16	0.12
石油类	0.19	0.14	0.18	0.15
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0025	0.0031	0.0026	0.0028
铜	0.008	0.010	0.007	0.009
镍	0.06	0.11	0.10	0.08
锌	0.07	0.08	0.09	0.11
	敖南二转油站		敖南二转油站动 侧 200m 草地	
	0~20CM	20~40CM	0~20CM	20~40CM

pH	7.9	8.1	7.8	8.0
铅	5.4	5.8	5.6	5.2
镉	0.15	0.18	0.14	0.11
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.15	0.17	0.16	0.12
石油类	0.19	0.14	0.18	0.15
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0025	0.0031	0.0026	0.0028
铜	0.008	0.010	0.007	0.009
镍	0.06	0.11	0.10	0.08
锌	0.07	0.08	0.09	0.11

从调查结果可知,评价区域内包气带中铅、汞、砷均未检出,且污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大,监测结果显示污染调查点包气带现状均未受到污染,表明工作人员现场操作管理规范,以后更要加强环境保护管理,将环境保护措施常态化。

4.2.3 地表水环境质量现状

本项目不排放废水,属于水污染影响型三级 B 评价,可不开展地表水环境质量现状监测。根据项目实际情况,井场附近有 2 处天然袍泽,《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》(庆政发〔2019〕11 号),无功能区划分,本次对其进行监测作为背景值。

(1) 监测点位

本次评价共布设 3 个地表水监测点,监测点布设情况见表 4.3-16 和附图 13。

表 4.3-16 监测点布设情况

序号	监测点	与本项目位置关系	坐标
W1	无名泡 1 上	台 76-86 北侧 800m	45.59889°N, 124.59989°E
W2	无名泡 1 下	台 861-斜加 1021 北侧 200m	45.59359°N, 124.60326°E
W3	无名泡 2 上		45.53849°N, 124.59968°E
W4	无名泡 2 下		45.52267°N, 124.59204°E

(1) 监测因子

pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD₅、总磷、总氮、石油类。

(3) 监测频率

连续取样 2 天,每天 1 次。

(4) 监测结果

水质监测数据见表 4.3-17。

表 4.3-17 地表水监测数据表 单位: mg/L

监测时间	2023.02.09	2023.02.10	2023.02.09	2023.02.10
监测点位	无名泡 1 上		无名泡 1 下	
pH	8.2	8.1	7.9	8.0
COD _{Cr}	77	79	71	69
氨氮	0.537	0.542	0.601	0.607
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
BOD ₅	15.4	15.8	14.2	13.8
总磷	0.14	0.11	0.19	0.17
总氮	1.23	1.29	1.53	1.59
高锰酸盐指数	3.3	3.1	3.5	3.7
监测点位	无名泡 2 上		无名泡 2 下	
pH	8.1	8.2	7.7	7.9
COD _{Cr}	64	69	72	71
氨氮	0.443	0.438	0.495	0.484
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
BOD ₅	12.8	13.8	14.4	14.2
总磷	0.21	0.19	0.17	0.15
总氮	1.82	1.88	1.94	1.91
高锰酸盐指数	3.6	3.9	3.4	3.5

4.2.4 声环境质量现状监测与评价

4.2.4.1 声环境质量现状监测

1、监测点布设

根据本项目井场布置情况,在本项目所在区域共布设 4 个监测点,监测点布设见表 4.2-16,具体监测点位见附图 7。

表 4.2-16 声环境监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系
N1	南 217-平 274 井场	45.60487&lng=124.58744	2#平台西北侧
N2	博尔诺村	45.60371&lng=124.59092	站间集油管线东南侧
N3	南 234-平 232	45.55488&lng=124.55464	站间集油管线东南侧
N4	增产村	45.55184&lng=124.54957	

2、监测频次

监测频次：连续监测 2 天，昼夜各 1 次。

3、监测结果

声环境现状监测结果见表 4.2-17；

表 4.2-17 声环境现状监测结果表

单位：dB (A)

监测点位	2023. 02. 09		2023. 02. 10	
	昼间 (08:00~08:20)	夜间 (22:00~22:20)	昼间 (08:00~08:20)	夜间 (22:00~22:20)
南 217-平 274 井场	ZS230209R01	ZS230209R02	ZS230210R01	ZS230210R02
	40.9	39.8	40.7	39.5
监测点位	2023. 02. 09		2023. 02. 10	
	昼间 (08:30~08:50)	夜间 (22:30~22:50)	昼间 (08:30~08:50)	夜间 (22:30~22:50)
博尔诺村	ZS230209R03	ZS230209R04	ZS230210R03	ZS230210R04
	46.2	43.5	46.1	43.7
监测点位	2023. 02. 09		2023. 02. 10	
	昼间 (09:00~09:20)	夜间 (23:00~23:20)	昼间 (09:00~09:20)	夜间 (23:00~23:20)
南 234-平 232 井场	ZS230209R05	ZS230209R06	ZS230210R05	ZS230210R06
	41.5	40.2	41.1	40.6
监测点位	2023. 02. 09		2023. 02. 10	
	昼间 (09:30~09:50)	夜间 (23:30~23:50)	昼间 (09:30~09:50)	夜间 (23:30~23:50)
增产村	ZS230209R07	ZS230209R08	ZS230210R07	ZS230210R08
	45.5	42.7	45.6	42.9

4.2.4.2 声环境质量现状评价

1、评价标准

根据建设项目区域声环境功能区划，建设项目南 217-平 274、南 234-平 232 井场声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，博尔诺村、增产村声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。

2、评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

3、评价结论

由声环境质量现状监测结果与执行评价标准限值对比分析可知，建设项目区域声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，村屯声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。

4.2.5 土壤质量现状监测与评价

4.2.5.1 土壤理化特性调查

区域土壤类型为黑钙土，在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，主要包括土壤颜色、土壤结构、土壤质地、砂砾含量、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度、pH 值等，具体土壤理化特性调查见表 4.2-18，土体构型见表 4.2-19。

表 4.2-18 土壤理化特性调查表

时间		2023. 02. 09		
点号		南 218-276 井场永久占地内		
经纬度		45. 60583 124. 59177		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黄褐色	褐色	褐色
	结构	面状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	7. 95	8. 24	8. 13
	阳离子交换量(CMOL+/KG)	12. 5	13. 4	11. 9
	氧化还原电位 (MV)	199	201	187
	饱和导水率(MMM/MIN)	1. 151	1. 225	1. 197
	土壤容重 (G/CM³)	1. 52	1. 49	1. 51

表 4.2-19 土壤剖面调查表 (1#平台)

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
南 218-27 6 井场 永久占 地内	 经纬度: 124.591795 纬度: 45.605864 地址: 黑龙江省大庆市肇源县敖南主井路 博尔诺村 海拔: 137.3米 备注: 已建南218-276		0-0.5M 面状结构 壤土
			0.5-1.5M 面状结构 壤土
			1. 5-3m 面状结构 壤土
			 拍摄时间: 2023年02月09日 拍摄地点: 敖南油田 拍摄人: 王立军 拍摄设备: 手机 备注: 敖南油田 112-敖 16 等区块葡萄花油层水平井及直井补充井产能建设地面工程项目

4.2.5.2 土壤环境质量现状监测

1、采样点布设

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目，评价等级为一级，根据土壤类型、土地利用分布情况以及《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），确定本项目占地范围内共布设 2 个表层样监测点，5 个柱状样监测点，占地范围外共布设 4 个表层样点，土壤现状监测点位详见表 4.2-20，监测点位置见附图 7。

表 4.2-20 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	执行标准	备注
S1	南 218-276 井场	45.60583&lng=124.59177	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S2	拟建南 217-平 274 井场	45.60487&lng=124.58744		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S3	拟建南 234-平 232 井场	45.55488&lng=124.55464		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S4	拟建 4#平台井场	45.57305&lng=124.59800		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S5	拟建南 264-斜 226 井场	45.51414&lng=124.58158		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S6	拟建南 264-斜 238 井场	45.53083&lng=124.59509		采取表层样，在 0~0.2m 取样
S7	拟建南 262-平 235 井场	45.52393&lng=124.58952	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S8	博尔诺村土壤	45.60371&lng=124.59092	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618—2018）	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S9	拟建南 264-斜 238 北侧 200m 处草地	45.53083&lng=124.59509		采取表层样，在 0~0.2m 取样

S10	拟建 4#平台 南侧 200m 处 耕地	45.57305&lng=124.59800	中的筛选值	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S11	拟建南 234-平 232 井场北侧 200m 处草地	45.55488&lng=124.55464		采取表层样，在 0~0.2m 取样

2、监测项目

S1#~S8#点位监测项目：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并（a）蒽、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、苯并(a)芘、茚并（1，2，3-cd）芘、二苯并（a,h）蒽、石油烃（C10-C40）。共 47 项。

S9#~S11#点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃，共 10 项。

3、监测时间

2023 年 2 月 9 日。

4、监测频次

2022 年 2 月 9 日采样 1 次，分别对各采样土壤进行监测因子全分析。

5、监测结果

建设用地土壤监测结果见表 4.2-21 和表 4.2-22，农用地土壤监测结果见表 4.2-23。

表 4.2-21 建设用地柱状样土壤监测实测值 单位：mg/kg（pH 除外）

序号	监测项目	监测点位					
		S1#			S2#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	7.95	8.24	8.13	7.74	7.91	7.85
2	镉（Cd）	0.12	0.10	0.09	0.07	0.09	0.08
3	汞（Hg）	0.027	0.021	0.019	0.018	0.022	0.014
4	砷（As）	3.34	3.42	3.29	3.29	3.37	3.21
5	铅（Pb）	18	22	14	17	15	19
6	铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜（Cu）	21	17	20	14	19	16
8	镍（Ni）	25	21	19	18	24	21
9	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

序号	监测项目	监测点位					
		S3#			S4#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	7.97	7.82	8.01	7.88	8.11	7.99
2	镉 (Cd)	0.06	0.10	0.09	0.09	0.11	0.07
3	汞 (Hg)	0.015	0.020	0.018	0.019	0.015	0.017
4	砷 (As)	3.31	3.29	3.33	3.39	3.40	3.28
5	铅 (Pb)	16	17	21	19	23	16
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	14	18	11	16	19	15
8	镍 (Ni)	19	25	22	21	24	23
9	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	监测点位					
		S5#			S6#	S7#	S8#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
1	pH	7.96	8.06	7.83	7.79	8.02	7.92
2	镉 (Cd)	0.07	0.10	0.06	0.08	0.11	0.09
3	汞 (Hg)	0.018	0.012	0.015	0.015	0.019	0.013
4	砷 (As)	3.41	3.26	3.35	3.35	3.39	3.24
5	铅 (Pb)	15	18	17	16	19	15
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	14	20	16	18	14	13
8	镍 (Ni)	25	21	19	21	24	22
9	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

表 4.2-22 建设用地柱状及表层样土壤监测实测值 单位: mg/kg (pH 除外)

序号	监测项目	监测点位	序号	监测项目	监测点位
		S1#~S8#点			1#~8#点
1	四氯化碳	未检出	20	氯苯	未检出
2	氯仿	未检出	21	1,2-二氯苯	未检出
3	氯甲烷	未检出	22	1,4-二氯苯	未检出
4	1,1-二氯乙烷	未检出	23	乙苯	未检出
5	1,2-二氯乙烷	未检出	24	苯乙烯	未检出
6	1,1-二氯乙烯	未检出	25	甲苯	未检出
7	顺-1,2-二氯乙烯	未检出	26	间, 对二甲苯	未检出
8	反-1,2-二氯乙烯	未检出	27	邻二甲苯	未检出
9	二氯甲烷	未检出	28	硝基苯	未检出
10	1,2-二氯丙烷	未检出	29	苯胺	未检出

11	1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	30	2-氯酚	未检出
12	1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	31	苯并[a]蒽	未检出
13	四氯乙烯	未检出	32	苯并[a]芘	未检出
14	1,1,1-三氯乙烷	未检出	33	苯并[b]荧蒽	未检出
15	1,1,2-三氯乙烷	未检出	34	苯并[k]荧蒽	未检出
16	三氯乙烯	未检出	35	蒽	未检出
17	1,2,3-三氯丙烷	未检出	36	二苯并[a, h]蒽	未检出
18	氯乙烯	未检出	37	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出
19	苯	未检出	38	蔡	未检出

表 4.2-23 农用地土壤监测实测值 单位: mg/kg (pH 除外)

监测时间	2023.02.09		
监测项目	监测点位及监测结果		
	S9# (0m-0.2m)	S10# (0m-0.2m)	S11 # (0m-0.2m)
pH	7.84	7.90	7.75
镉 (Cd)	0.08	0.10	0.07
汞 (Hg)	0.015	0.018	0.014
砷 (As)	3.27	3.39	3.24
铅 (Pb)	18	19	14
铬 (Cr)	45	51	43
铜 (Cu)	12	15	14
镍 (Ni)	19	22	20
锌(Zn)	47	52	55
石油烃	未检出	未检出	未检出

4.2.5.3 土壤环境质量现状评价

1、评价方法

土壤环境背景值评价采用单因子污染指数法，评价公式如下：

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

式中： P_i -土壤中 i 种污染物污染指数；

C_i -土壤中 i 种污染物污染实测值 (mg/kg)；

S_i -土壤中 i 种污染物评价标准 (mg/kg)。

$P_i \leq 1$ 表明污染物未超标； $P_i > 1$ 表明污染物超标，且 P_i 值越大，表明污染越严重。

2、评价标准

1#~7#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选

值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；8#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；9#~11#监测点位土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

3、评价结果

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.2-24 和表 4.2-25。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.2-26。

表 4.2-24 建设用地土壤环境质量现状评价结果

序号	监测项目	监测点位					
		S1#			S2#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	镉（Cd）	0.002	0.002	0.001	0.001	0.001	0.001
2	汞（Hg）	0.001	0.001	0.001	0.000	0.001	0.000
3	砷（As）	0.056	0.057	0.055	0.055	0.056	0.054
4	铅（Pb）	0.023	0.028	0.018	0.021	0.019	0.024
5	铬（六价）	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!
6	铜（Cu）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
7	镍（Ni）	0.028	0.023	0.021	0.020	0.027	0.023
8	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	监测点位					
		S3#			S4#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	镉（Cd）	0.001	0.002	0.001	0.001	0.002	0.001
2	汞（Hg）	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
3	砷（As）	0.055	0.055	0.056	0.056	0.057	0.055
4	铅（Pb）	0.020	0.021	0.026	0.026	0.029	0.020
5	铬（六价）	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!
6	铜（Cu）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
7	镍（Ni）	0.021	0.028	0.024	0.024	0.027	0.026
8	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	监测点位					
		S5#			S6#	S7#	S8#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m

1	镉 (Cd)	0.001	0.002	0.001	0.001	0.002	0.005
2	汞 (Hg)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.002
3	砷 (As)	0.057	0.054	0.056	0.056	0.057	0.162
4	铅 (Pb)	0.019	0.023	0.021	0.020	0.024	0.038
5	铬 (六价)	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!	#VALUE!
6	铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.007
7	镍 (Ni)	0.028	0.023	0.021	0.023	0.027	0.147
8	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

表 4.2-25 建设用地土壤环境质量挥发性及半挥发性有机物现状评价结果

序号	监测项目	监测点位	序号	监测项目	监测点位
		S1#~S7#点			S1#~S7#点
1	四氯化碳	/	20	氯苯	/
2	氯仿	/	21	1,2-二氯苯	/
3	氯甲烷	/	22	1,4-二氯苯	/
4	1,1-二氯乙烷	/	23	乙苯	/
5	1,2-二氯乙烷	/	24	苯乙烯	/
6	1,1-二氯乙烯	/	25	甲苯	/
7	顺-1,2-二氯乙烯	/	26	间二甲苯+对二甲苯	/
8	反-1,2-二氯乙烯	/	27	邻二甲苯	/
9	二氯甲烷	/	28	硝基苯	/
10	1,2-二氯丙烷	/	29	苯胺	/
11	1,1,1,2-四氯乙烷	/	30	2-氯酚	/
12	1,1,2,2-四氯乙烷	/	31	苯并[a]蒽	/
13	四氯乙烯	/	32	苯并[a]芘	/
14	1,1,1-三氯乙烷	/	33	苯并[b]荧蒽	/
15	1,1,2-三氯乙烷	/	34	苯并[k]荧蒽	/
16	三氯乙烯	/	35	蒈	/
17	1,2,3-三氯丙烷	/	36	二苯并[a, h]蒽	/
18	氯乙烯	/	37	茚并[1,2,3-cd]芘	/
19	苯	/	38	蔡	/

表 4.2-26 农用地土壤环境质量现状评价结果

监测时间	2022.10.18
------	------------

监测项目	评价结果		
	S9# (0m-0.2m)	S10# (0m-0.2m)	S11# (0m-0.2m)
镉 (Cd)	0.133	0.167	0.117
汞 (Hg)	0.004	0.005	0.004
砷 (As)	0.131	0.136	0.130
铅 (Pb)	0.106	0.112	0.082
铬 (Cr)	0.180	0.204	0.172
铜 (Cu)	0.120	0.150	0.140
镍 (Ni)	0.100	0.116	0.105
锌 (Zn)	0.157	0.173	0.183
石油烃	未检出	未检出	未检出

4、评价结论

从表中可以看出，评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《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（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内村屯土壤满足《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（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；评价范围内草地、耕地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

4.2.6 生态环境现状调查

根据导则要求，本次生态现状调查以搜集有效资料为主，辅以现场调查。主要调查内容包括评价区土地利用现状情况、植被现状和野生动植物现状。

（1）生态景观类型调查

采用地理信息系统技术并结合地面实际调查，对油田开发区所涉及区域内的生态景观构成进行调查。景观调查以工程用地为中心，采用国家生态环境现状调查所用分类系统进行分类。区域内的景观共分为五类，主要由耕地景观、草甸景观、水域景观、林地景观和人工建筑景观构成。

评价区内土地利用现状分析结果见下表。

表4.2-27 评价区土地利用现状表

序号	土地类型	面积 (hm ²)	占评价区面积比例 (%)
1	耕地景观	8887.5	75.0
2	草甸景观	1777.5	15.0

3	水域景观	592.5	5.0
4	林地景观	237	2.0
5	人工建筑景观	355.5	3.0
合计		11850	100

1) 耕地景观为本区内面积最大的景观类型，大面积的分布于油田开发区内，总面积8887.5公顷，占评价区域总面积的75.0%。耕地内主要种植以水稻为主的农作物。

2) 草甸景观是第二大类景观，是区域内的一个重要景观类型。总面积1777.5公顷，占评价区总面积的15.0%，分布在项目所在地周围地区。草甸分布不连续，面积较小，斑块数量多。

3) 人工建筑景观主要指油田生产生活设施用地及农村住宅用地，占地面积592.5hm²，占评价区总面积的5.0%。

4) 水域景观主要为苇塘和沟渠，总面积237hm²，占评价区总面积的2.0%。

5) 林地景观主要为人工防护林用地，总面积355.5hm²，占评价区总面积的3.0%。

评价区域以耕地生态系统为主，兼有少量草地生态系统。

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，本区域主要种植农作物、经济作物和蔬菜等。本地区农田为永久基本农田，耕地农作物主要以水稻为主，水稻产量约500~600kg/亩，另有，大豆、谷子、小麦等作物。经济作物主要有甜菜、芝麻、向日葵等。蔬菜类主要有茄子、豆角和白菜等。

2) 草地生态系统

本区域无成片草地系统，主要是羊草群丛和碱蓬-星星草群丛，分布于路边或耕地周围，多成小块状分布。群系高0.2~0.6m，盖度小于45%。

①草甸草原植被

羊草草甸草原 (*Form. Leymus chinensis*)。羊草草甸草原是欧亚大陆草原区东部一种特有和优势的草原类型，也是本市主要的草甸草原类型。由于羊草具有强烈的根茎繁殖能力，排挤其它植物侵入，故种类组成比较单纯，在群落中羊草占绝对优势，是稳定的建群成分。但由于小生境，尤其是土壤类型和土壤盐碱含量的变化，群落组成结构有明显差异，可以区分若干群丛。如羊草-野古草群丛 (*Leymus chinensis-Spodipogon sibiricus*)、羊草-箭头唐松草群丛 (*Leymus chinensis-Thalictrum simplex*)、羊草-拂子茅群丛 (*Leymus Chinensis-Calamagrostis epigejos*)、羊草糙隐子草群丛 (*Leymus Chinensis-Cleistogenes*)、羊草-野大麦群丛 (*Leymus Chinensis-Hordetum*)、羊草-虎尾草群丛 (*Leymus Chinensis-Chioris vigata*)、羊草-碱蒿群丛 (*Leymus*

Chinensis-Artemisetum) 等。羊草草甸草原是草原植被中经济价值最高的类型。由于羊草营养价值在整个生长季都很高,适口性强,适于调制干草,是最重要的自然割草场和放牧场。但目前因过度放牧和碱化,草场退化严重。

②盐生草甸植被

星星草草甸 (*Form. Puccinellia tenuiflora*)。广泛分布在退化草地的碱斑和盐碱化湖泡周围,但面积较小,生境较低湿,常有短期积水。此类草甸盖度变化很大,40%~80%。由于生境条件严酷,常以星星草为单优势,甚至无伴生种,可混有少量羊草、野大麦 (*Hordeum brevisublatum*)、朝鲜碱茅 (*Puccinelliachinampoensis*)、碱地风毛菊 (*Saussurea runcinata*)、碱地肤 (*Kochia sieversiana* var. *suaedaefolia*)、碱蒿 (*Artemisia anethifolia*),以及常混有少量一年生的碱蓬 (*Suaeda glauca*) 和角碱蓬 (*S. corniculata*) 等。

碱蓬草甸 (*Form. Suaedion glancae*)。广泛分布在碱湖周围的碱土和严重退化草地的碱斑上,是草地土壤严重碱化的标志之一,在土壤碱化度达到 50% 以上的地段仍能正常生长。它包括原生和次生的群落,一般面积较小,但在村庄附近、放牧点、饮水点、极度放牧的地方也可连成大片。组成群落的种类简单,多为盐生植物,碱蓬和碱蒿在群落中占主要地位,虎尾草在某些地段也可有较多数量。

该群落只在夏季雨水充足的情况才有很好的发育,否则植物稀疏。

3) 经济林

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

(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) 基本农田调查

根据现场调查,项目所在区域主要含有大片基本农田,不存在其他工业企业,工程施工不可避免占用基本农田。

按照《土壤污染防治行动计划》(简称“土十条”)中第八条规定:基本农田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。依据《基本农田保护条例》中规定:国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区,需要占用基本农田,涉及农用地转用或者征用土地的必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农田的,当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划,并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则,负责开垦与所占用基本农田的数量与质量相当的耕地;没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的,应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费,专款用于开垦新的耕地。占用基本农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求,将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

本工程属国家能源设施重点建设项目,根据地下储层特性,地质设计要求,工程无法避让基本农田,因此应按有关土地管理办法的要求,逐级上报土地管理部门批准,对于永久占地,应纳入省土地利用规划,按有关土地管理部门要求认真执行。对占用的耕地,按照“占多少,垦多少”的原则,由大庆油田有限责任公司第九采油厂负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地;如果没有条件开垦时,应当按照省的规定缴纳耕地开垦费,专款用于开垦新的耕地,基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地,进行耕地保护。同时采取以下保护措施:

1) 严格控制在耕地内的施工活动,限制施工范围和施工时限,将施工期对农业损失降至最小,例如优化工程施工周期,尽量避开农作物的生长期进行施工;

2) 施工时应将农田 30cm 的耕作层土转移到其他农田上或附近荒地上,用于新垦耕地。

3) 占用基本农田的单位应当按照大庆市人民政府的要求,将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。对于临时占用的耕地给付耕地补偿费,保证耕地按质量得到恢复。

(5) 生态环境现状评价

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

1) 土壤环境

土壤抗冲刷和风蚀的能力强弱与根系根量、结构状况以及分布类型关系密切。

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

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

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

2) 植物群落

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

3) 水文效应的改变

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

从春季干旱时期调节气候的角度看农田不如草原。

(6) 防沙治沙情况调查

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

环境的开发建设项目，不得批准立项。环境保护行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。”

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

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

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

(7) 生态环境影响评价结论

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

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

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

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

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

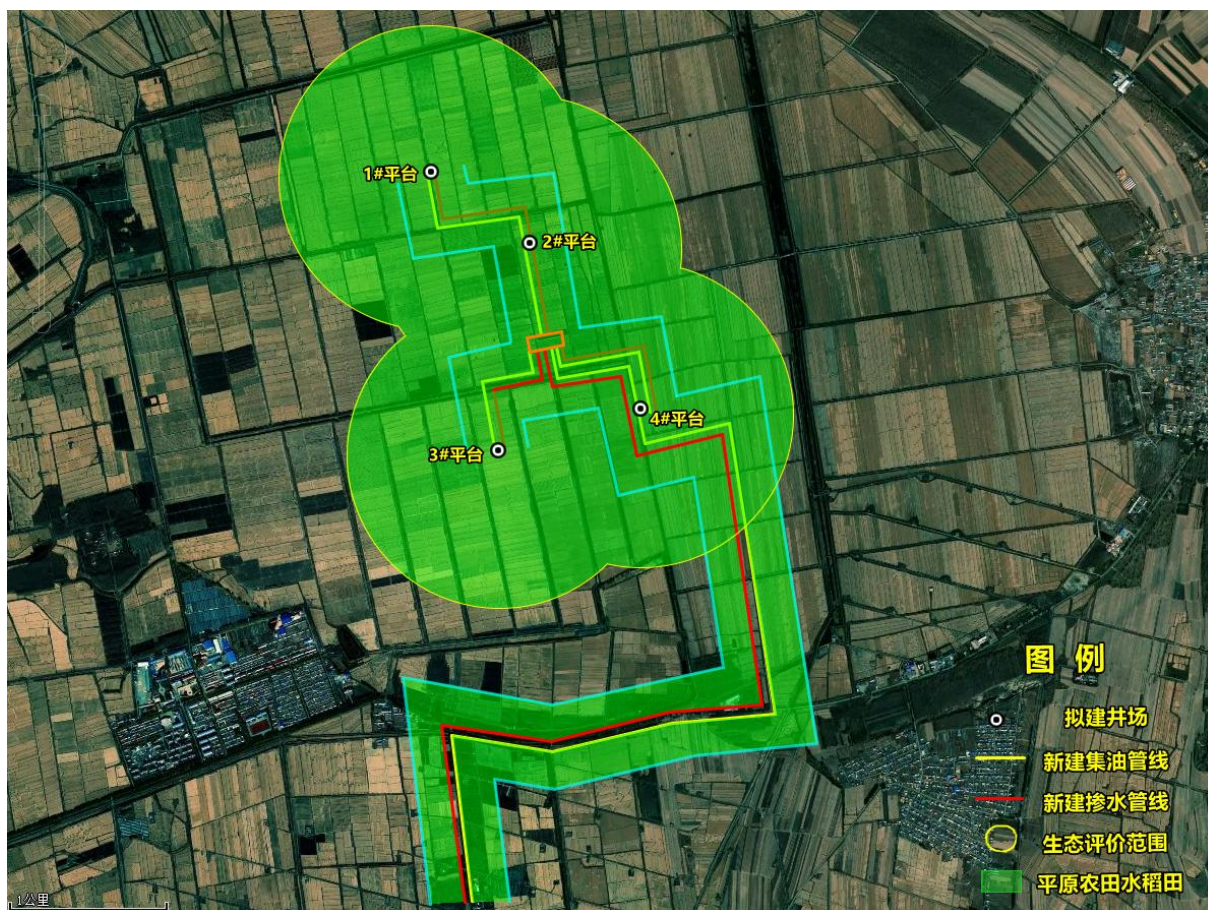


图 4-4 本项目区域植被类型图

4.3 区域污染源调查

4.3.1 大气污染源

建设项目位于农村地区，区域大气污染源主要来自农村居民生活燃用燃料（煤、植物秸秆等）排放的烟气，污染物主要为 SO_2 、 NO_x 及颗粒物等。

本项目区域分布有部分油田场站，主要排放油田特征污染物非甲烷总烃，联合站站內加热炉排放的主要污染物为 SO_2 、 NO_x 及颗粒物等。项目区域无其他工业企业等环境污染源。

4.3.2 地表水污染源

建设项目评价区域地表水污染源，主要为乡镇生活设施排放的生活污水、区域农业生产农药、化肥使用形成的面源，雨季随地表径流携带污染物汇入地表水体。

4.3.3 地下水污染源

建设项目地下水评价区域内地下水污染源主要为周边农业生产使用化肥、农药以及居民生活排放的生活污水等，随着地表径流携带污染物入渗地下水体，根据《敖南油田

敖 16 区块外扩井产能建设工程环境影响报告书建设项目竣工环境保护验收调查报告》及本次评价地下水现状监测结果可知，区域地下水环境不存在污染。

4.3.4 噪声污染源

建设项目评价区域空旷，无工业噪声污染源存在；区域声环境主要受道路交通噪声、农村生活噪声影响。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测分析

5.1.1 施工期

施工过程中对大气环境的影响主要是施工场地的废气主要是柴油机产生的烟气、施工车辆排放的尾气及管沟开挖、道路敷设、土方堆填、恢复原有地面等过程中产生的粉尘及二次扬尘。

(1) 柴油机燃烧排放的烟气

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。根据工程分析可知，柴油机污染物排放速率为 HC+NO_x: 1.41g/kw•h、颗粒物: 0.23g/kw•h、CO: 0.59g/kw•h，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）中“非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值”（第三阶段）标准要求。

本项目钻机施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况。本项目最近敏感目标为 3#平台西南侧 1620m 的肇源农场，由于施工所在区域较开阔，柴油发电机烟气扩散较快，对附近环境影响较小。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。

(2) 施工车辆扬尘

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

表5.1-1 运输车辆扬尘监测结果

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

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

为了防止道路施工污染物污染环境，在施工时，应采取以下措施：

- ①施工中路拌机采用密封拌合的方式；
- ②材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；

③施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等；

④在敏感点处采取洒水、减慢车速，控制运输车辆的扬尘污染。

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。

（3）施工场地扬尘

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

表 5.1-2 施工场地洒水抑尘试验结果

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

结果表明：实施每天洒水 4-5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20-50m 范围。施工期管线施工扬尘不会对敏感点产生较大影响。

根据本项目特点，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）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。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。

（4）施工车辆尾气

本项目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、SO₂、TSP 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。

通过在施工期采用车辆密闭措施可以满足厂界周边颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求。通过采取过程全控制的措施，满足相关标准的要

求。

5.1.2 运行期

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

由于本工程未新建锅炉，依托场站加热炉均满足相应的负荷状态下运行，且大气污染物总量在原申请总量范围内，故不对锅炉烟气进行预测。

(1) 烃类气体

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为 13.47t/a，主要排放位置有井场、集输管道阀门、转油站、联合站等位置，其中井场及集输管线占比约 30%。本次评价每种类型的井场分别选取 1 座进行预测分析，即选取 1#平台井场（4 口油井）、2#平台井场（3 口油井）、3#平台井场（2 口油井）、4#平台井场（6 口油井）分别进行预测。根据区块开发指标预测表，本项目新钻井平均单井产油量为 1.7t/d，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，石油开采挥发性有机物产生系数为 1.4175g/kg，则 1#平台井场非甲烷总烃逸散量为 $(4.5+1.8) \times 1.4175/1000 \times 30\% = 0.0027\text{t/d}$ （0.11kg/h），4#平台井场非甲烷总烃逸散量为 $1.8 \times 2 \times 1.4175/1000 \times 30\% = 0.0015\text{t/d}$ （0.064kg/h），南 227-平 246 井场非甲烷总烃逸散量为 $4.5 \times 1.4175/1000 \times 30\% = 0.0019\text{t/d}$ （0.079kg/h），南 232-斜 238 井场非甲烷总烃逸散量为 $1.8 \times 1.4175/1000 \times 30\% = 0.0008\text{t/d}$ （0.033kg/h）。污染源参数见表 5.1-3。

表 5.1-3 项目新增非甲烷总烃排放面源参数统计表

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/ °	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度 /m	污染物排放速率（kg/h）
	经度	纬度						NMHC
1#平台井场	124.55598	45.57384	128	0	30	43	3	0.110
4#平台井场	124.59800	45.57305	128	0	30	43	3	0.064
南 227-平 246 井场	124.56380	45.56851	131	0	30	40	3	0.079
南 232-斜 238 井场	124.59878	45.55983	128	0	30	40	3	0.033

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		39.0
最低环境温度/°C		-37.3
土地利用类型		农田
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率 / m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

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、表 5.1-7、表 5.1-8、表 5.1-9。

表5.1-6 项目1#平台井场烃类气体估算模式计算结果

下风向 距离	1#平台井场		4#平台井场		南 227-平 246 井场		南 232-斜 238 井场	
	NMHC 浓度(μg/m ³)	NMHC 占标率 (%)	NMHC 浓度(μg/m ³)	NMHC 占标率 (%)	NMHC 浓度(μg/m ³)	NMHC 占标率 (%)	NMHC 浓度(μg/m ³)	NMHC 占标率 (%)
50.0	168.6600	8.4330	50.9730	2.5486	98.1080	4.9054	122.0400	6.1020
100.0	131.2900	6.5645	39.4040	1.9702	76.3660	3.8183	94.3440	4.7172
200.0	97.0270	4.8514	29.1050	1.4552	56.4390	2.8220	69.6850	3.4842
300.0	74.3340	3.7167	22.2950	1.1148	43.2390	2.1620	53.3800	2.6690
400.0	57.8730	2.8937	17.3590	0.8680	33.6640	1.6832	41.5630	2.0781
500.0	46.3760	2.3188	13.9100	0.6955	26.9760	1.3488	33.3050	1.6653
600.0	38.1780	1.9089	11.4510	0.5726	22.2080	1.1104	27.4180	1.3709
700.0	32.1010	1.6050	9.6289	0.4814	18.6730	0.9336	23.0540	1.1527
800.0	27.4830	1.3741	8.2434	0.4122	15.9860	0.7993	19.7370	0.9868
900.0	24.2920	1.2146	7.2865	0.3643	14.1300	0.7065	17.4460	0.8723
1000.0	21.3350	1.0668	6.3997	0.3200	12.4100	0.6205	15.3230	0.7661
1200.0	16.9800	0.8490	5.0933	0.2547	9.8769	0.4938	12.1950	0.6098
1400.0	13.9550	0.6977	4.1860	0.2093	8.1175	0.4059	10.0230	0.5011
1600.0	11.7520	0.5876	3.5250	0.1762	6.8357	0.3418	8.4399	0.4220
1800.0	10.0860	0.5043	3.0254	0.1513	5.8668	0.2933	7.2437	0.3622
2000.0	8.7896	0.4395	2.6365	0.1318	5.1127	0.2556	6.3126	0.3156
2500.0	6.5534	0.3277	1.9657	0.0983	3.8120	0.1906	4.7066	0.2353
3000.0	5.1465	0.2573	1.5437	0.0772	2.9936	0.1497	3.6962	0.1848
3500.0	4.1909	0.2095	1.2571	0.0629	2.4378	0.1219	3.0099	0.1505
4000.0	3.5056	0.1753	1.0515	0.0526	2.0391	0.1020	2.5177	0.1259

4500.0	2.9936	0.1497	0.8980	0.0449	1.7413	0.0871	2.1500	0.1075
5000.0	2.5986	0.1299	0.7795	0.0390	1.5115	0.0756	1.8663	0.0933
10000.0	1.0196	0.0510	0.3059	0.0153	0.5931	0.0297	0.7323	0.0366
11000.0	0.8962	0.0448	0.2688	0.0134	0.5213	0.0261	0.6436	0.0322
12000.0	0.7965	0.0398	0.2389	0.0119	0.4633	0.0232	0.5720	0.0286
13000.0	0.7146	0.0357	0.2144	0.0107	0.4157	0.0208	0.5132	0.0257
14000.0	0.6463	0.0323	0.1939	0.0097	0.3759	0.0188	0.4642	0.0232
15000.0	0.5886	0.0294	0.1765	0.0088	0.3423	0.0171	0.4227	0.0211
20000.0	0.3983	0.0199	0.1195	0.0060	0.2317	0.0116	0.2861	0.0143
25000.0	0.2941	0.0147	0.0882	0.0044	0.1711	0.0086	0.2112	0.0106
下风向最大浓度	170.2400	8.5120	52.2880	2.6144	99.0270	4.9514	125.1900	6.2595
下风向最大浓度出现距离	44.0	44.0	42.0	42.0	44.0	44.0	42.0	42.0
D10%最远距离	/	/	/	/	/	/	/	/

本项目 Pmax 最大值出现在 1#井场排放的非甲烷总烃，Pmax 值为 8.5120%，Cmax 为 170.24 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

（3）污染物排放量核算

①正常工况下大气污染物年排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），对于二级评价项目一般性要求是不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算，提出污染源监测计划。本项目大气污染物有组织排放量核算见表 5.1-9、无组织排放量核算见表 5.1-10。

表 5.1-9 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	新二转油站加热装置	SO ₂	20.3mg/m ³	0.0079kg/h	0.057 t/a
		NOx	77.5mg/m ³	0.0297kg/h	0.26 t/a
		颗粒物	11.7mg/m ³	0.0046kg/h	0.037t/a
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.057 t/a
		NOx			0.26 t/a
		颗粒物			0.037t/a

表 5.1-10 大气污染物无组织排放量核算

序号	排放口 编号	产污 环节	污染 物	主要污染 防治措施	国家或地方污染物排放标准（μg/m³）		年排放量 （t/a）
					标准名称	浓度限值 （mg/m³）	
1	井场、管 线等	油气 集输	非甲 烷总 烃	油气集输 采用密闭 流程,井口 安装密封 垫	《陆上石油天然气开采工业 大气污染物排放标准》 （GB39728-2020）中相关标准 要求	4.0	13.47
2	场站	油气 集输	非甲 烷总 烃	油气集输 采用密闭 流程			
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			13.47

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-11。

表 5.1-11 本项目大气污染物年排放量核算

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	13.47
2	SO ₂	0.26
3	NO _x	0.085
4	颗粒物	0.033

②非正常工况下大气污染物年排放量核算

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

(3) 大气环境保护距离

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

5.1.3 评价结论

通过在施工期采用洒水抑尘、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;在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程,

烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场、场站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求，根据预测分析，本项目井场排放的非甲烷总烃最大落地浓度为 $95.662\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率为 4.7831%，满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准限值，项目运行后对周边环境敏感点影响较小；依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《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。通过采取过程全控制的措施，满足相关标准的要求。通过预测可知，本项目对大气环境影响较小，无需设置大气环境防护区域。大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.2 声环境影响预测分析

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中噪声环境影响评价等级划分的基本原则，本工程噪声源主要为生产运行期井场抽油机和场站机泵产生的持续性噪声源。本工程噪声源的种类及数量较少，周围较空旷，敏感目标噪声级增高量在 5 dB(A) 以下，因此，声环境评价等级为二级。

5.2.1 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、压路机等设备噪声及运输车辆的交通噪声，施工机械噪声衰减结果见表 5.2-1。

表 5.2-1 施工期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50 m	100 m	150 m	200 m	300m
柴油发电机	85	71	65	61	58	55
挖掘机	70	57	50	46	44	41
推土机	70	57	50	46	44	41
钻机	72	56	50	46	40	10
泥浆泵	65	51	45	41	38	35
振动筛	65	51	45	41	38	35
搅拌机	50	36	30	26	24	21
压路机	70	57	50	46	44	41
电焊机	50	36	30	26	24	21
运输车辆	65	51	45	41	38	35

由上表可以看出，主要机械在 100m 以外均能够达到建筑施工场界噪声昼间限值不超过 70dB(A)的要求，本项目最近的声环境保护目标主要是 3#平台西南侧 1620m 的肇源农场，项目施工期产生噪声对其影响较小。

本工程建设施工噪声对周围环境的影响是可以接受的，通过采取相应的管理措施，可以保证施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，对周围环境及环保目标影响可以接受。

5.2.2 运行期

（1）抽油机噪声

根据噪声公式：

①距离衰减公式：

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

式中：LPA—预测点距声源 A 处的声压级，dB（A）；

LPB—声源 B 处的声压级，dB（A）；

ra—预测点距声源 A 处的距离，m；

rb—测点距声源 B 处的距离，m；

Ae—环境衰减量，dB（A）。

Ae 取值受地面吸收、空气温度、物体阻挡的屏蔽等环境因素影响。

②多声源理论叠加公式：

$$L_P = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^n 10^{0.1 L_i} \right)$$

式中：LP—n 个声源叠加后的总声源级，dB（A）；

Li—第 i 个声源对某点的声压级，dB（A）；

n—声源个数。

由叠加公式可知，从式井最大噪声约为 80dB(A)，经距离衰减公式计算，其预测结果见表 5.2-3。

表 5.2-3 噪声源衰减预测结果表 单位：dB（A）

噪声名称	噪声源强	距离不同处的噪声值								
		10m	20m	30m	40m	50m	60m	100m	150m	200m

3#井场预测值	84.2	64.2	58.2	54.7	52.2	50.2	48.6	44.2	40.7	38.2
---------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

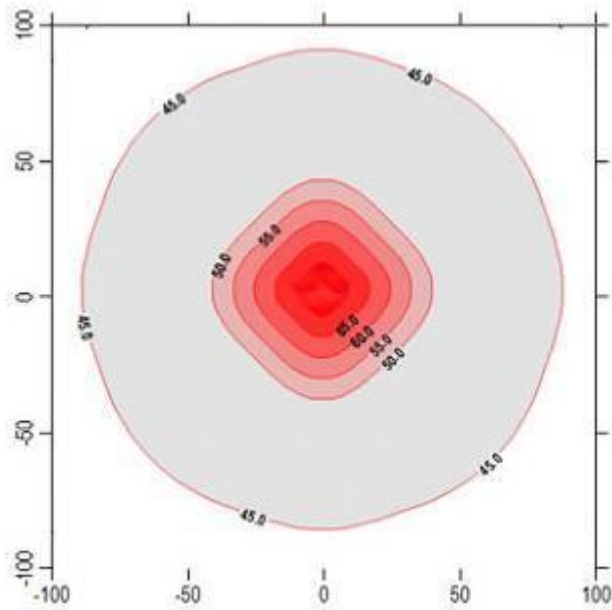


图 5.2-1 井场噪声预测图

本项目井场长度 $\geq 40\text{m}$ ，宽度 $\geq 30\text{m}$ ，由预测结果可知，平台井场运营期在井场厂界 30m 处噪声值为 54.7 dB(A)，可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准的要求；抽油机产生的噪声在昼间 30m 以内、在夜间 50m 以内对敏感点有一定影响，但在距井口 60m 处，环境噪声基本可以满足《声环境质量标准》1 类区标准要求。本项目最近的声环境保护目标主要是 3#平台西南侧 1620m 的肇源农场，产生的噪声源强极小，3#平台噪声源强经距离衰减后至肇源农场处为 0 dB(A)，肇源农场声环境可以满足《声环境质量标准》1 类区标准要求。项目建设和运行对周边声环境影响较小，不会发生噪声扰民问题。

(3) 结论

本项目建设施工噪声对周围环境的影响是可以接受的，通过采取相应的管理措施，可以保证工程不会出现噪声污染问题。为了更好的保护区域声环境，建议工程采取以下措施：

- 1) 井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备；
 - 2) 对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、消音、隔声等降噪措施；
 - 3) 注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。
- 综合以上分析，运营期油井井场、依托场站机泵、阀组间噪声可以控制在最小。

5.3 固体废物环境影响预测分析

5.3.1 施工期

施工过程中产生的固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废包装袋、KOH 包装袋、废防渗布、生活垃圾等。

(1) 废钻井液、钻井岩屑、射孔废液处理

根据《大庆油田开发建设对环境影响研究》课题研究成果，废弃泥浆如果不处理，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。本项目在钻井过程中在每口井场设置一个 100m³ 钢制泥浆槽，废钻井液与钻井废水、钻井岩屑、废射孔液等废弃物暂存于井场泥浆槽中形成废弃泥浆，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到新一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼用于铺垫井场及通井路，对环境的影响较小。

(2) 废防渗布、膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋

施工期使用的膨润土、纯碱、重晶石粉均不属于危险化学品，所以废弃包装袋和废弃防渗布也均不属于危废，由施工单位统一收集后拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理，对周围环境影响较小。

(3) 废弃 KOH 包装袋

施工期间共产生废弃 KOH 包装袋 0.065t，根据《国家危险废物名录》（2016.8.1），废 KOH 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，按危险废物管理。

本项目施工单位尚未签订 KOH 废包装袋委托协议，根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单，有能力处理该危险废物的企业基本情况如下表 5.3-1。

表 5.3-1 具有危险废物处理资质企业的情况表

序号	名称	资质类别	核准经营方式	核准经营规模 (t/a)	实际处理量
1	大庆圣德雷特化工有限	HW08、HW49 其他废物 (900-041-49)	收集、贮存、利用	HW08 类 50000t/a, HW49	22000

	公司			类 25 万只/年	
2	黑龙江云水环境技术服务有限公司	HW02-06、HW08-09、HW11-14、HW17-28、HW30-31、HW34-40、HW45-48、HW49（900-044-49、900-045-49 除外）、HW50 等危险废物类别	收集、贮存、利用	34180（其中焚烧 9800t/a、填埋 24380t/a）	7300

以上企业可处理危险废物类别为 HW49 的危险废物，能够满足本项目处理需求。最终委托处置危险废物的企业以建设单位最终签订协议单位为准，

项目施工期间产生的 KOH 废包装袋经按危险废物管理，经收集后暂存于 KOH 材料房设置的加盖钢制桶内，施工结束后由施工单位委托有资质单位处理，施工单位及资质单位应加强对 KOH 废包装袋转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。

本项目危废的运输应按照《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》（环发[2006]50 号）要求进行报告；

②应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

③对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相的清理和恢复；

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，并佩戴相应的防护工具。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本工程涉及的危险废物必须按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处置。

（1）从事危险废物收集、贮存、运输的单位应具有危险废物经营许可证。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。

（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。

（3）危险废物收集、贮存、运输的单位应建立规范的管理和技术管理人员培训制度，定期对管理和技术人员进行培训。

（4）危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。

（5）危险废物收集、贮存、运输过程中一旦发生意外事故，收集、贮存、运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

1) 设立事故警戒线,启动应急预案,并按《突发环境事件信息报告办法》(2011 年 5 月 1 日施行)要求进行报告;

2) 若造成事故的危险废物具有剧毒性、易燃性、爆炸性或高传染性,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修复;

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,穿着防护服,并佩戴相应的防护用具。

(6) 危险废物收集、贮存、运输时应按腐蚀性、毒性、易燃性、反应性和感染性等危险特性对危险废物进行分类、包装并设置相应的标志及标签。

(7) 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。

(8) 运输人员必须经过上岗培训,经定期考核通过后方能持证上岗。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

(4) 生活垃圾

生活垃圾统一收集后运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理。

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

5.3.2 运行期

本项目运营期产生的固体废物主要是作业过程中产生的含油污泥、落地油、含油防渗布。

含油污泥、落地油含有石油类等有害成份。根据《国家危险废物名录(2021 年)》,为危险废物,危废代码为 HW08/071-001-08。含油防渗布属于 HW08,危险废物编号为 900-249-08。危险废物不能直接进行填埋处理。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 年第 43 号)相关规定,本工程依托场站污水处理和作业产生的含油污泥、落地油由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理,满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T

3104-2022) 表 1 限值, 用作采油九厂垫井场和通井路; 含油防渗布暂存第八采油厂三矿危废暂存间, 定期委托有资质的单位进行处置。

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

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

含油污泥的主要成份是水、砂和石油类。对油泥的处置措施是主要是将含油污泥进行减量化、资源化处理。本工程产生的含油污泥由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理, 满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022) 表 1 限值, 用作采油九厂垫井场和通井路, 大大缓解了油田含油污泥集中堆放现状, 实现了

油田含油污泥的减量化、资源化处理，有一定的经济效益，具有很高的环境效益和社会效益。

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

5.3.3 结论

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

5.4 地表水环境影响分析

本项目地表水评价范围为环境影响范围所及的水环境保护目标，本工程开发区块周边 1000m 无地表水体，不会对地表水产生影响。

5.4.1 施工期

（1）钻井废水

钻井废水是油田开发初期在油井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、不定期冲洗钻井设备等排放的废水，水基钻井泥浆主要是由膨润土、纯碱、碳酸钾、氧化钙等添加剂组成，泥浆中含有大量的还原性物质，COD 浓度较高，在钻井过程中，钻井泥浆主要起到润滑钻头、将碎岩屑带出等作用，结合钻井区域地层压力，钻井过程中钻井泥浆不会触及油层，不会混有石油类等物质。

钻井废水进入井场钢制泥浆槽中沉淀澄清，沉淀物与废钻井液、岩屑一并由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到新一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼用于铺垫井场及通井路。钢制泥浆槽位于井场内，确保本项目产生的废弃钻井液不落地。

本项目对地表水可能产生的污染途径主要是在钻井过程中产生的废钻井液及岩屑、钻井废水排入钢制泥浆槽，若钢制泥浆槽冒漏会污染周围土壤，由降雨形成的地表径流将受污染的土壤带入水体，将会对水体造成污染。还应采取以下污染防治措施：

①合理规划：施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；施工运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

②施工期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将生活污水直接排入水体。

③宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的实施组织设计，做到文明施工。

④每座施工井场泥浆泵、泥浆槽、钻机底座、井控远程控制台，砂泵坑等处设置铁质围堰，上铺防渗布，围堰高度为 0.1m。

（2）生活污水

施工人员少、施工时间短，施工期生活污水中主要污染物浓度较低，无有毒有害物质，排入临时防渗旱厕，施工结束清掏后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。

综上，在采取了上述措施后，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，不会周边地表水环境产生影响。

5.4.2 运行期

5.4.2.1 正常工况下地表水环境影响分析

正常工况下，运行期油田采出水进入新一联合污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层；检修作业污水及清防蜡污水通过罐车回收后送新一联合污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。综上所述，本项目废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，因此，正常工况下对区域内地表水体几乎不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则地表水》（HJ2.3-2018）中 8.1.2，水污染影响型为三级 B 评价，主要评价内容包括：水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价，及依托污水处理站的环境可行性评价。

（1）地表水环境保护措施有效性

在油田生产建设及运营过程中，加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施切实落实。

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收。

②集油管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

③在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回

收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

④定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为 1 次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，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大面积污染。

综上所述，正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，对周围环境不会产生不良影响。

(2) 依托污水处理站的环境可行性

①污水站处理工艺及处理能力可行性分析

本项目 15 口油井采出水依托新一联含油污水处理站处理，站内主要工艺为“两级沉降+两级过滤”，设计出水水质指标为“8、3、2”，设计污水处理量为 3060m³/d。目前实际污水处理量为 1288m³/d，本项目新增污水后处理量为 1295.8m³/d，负荷率为 42.3%，满足开发需求。

②污水站处理达标后回注的环境可行性分析

根据现场调查，项目所属区域注水井回注层位与油井开采层位相同，属于回注到现役油气藏层位。

本次委托大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 10 月 18 日-19 日对新一联含油污水处理站出水水质进行监测，处理后的污水含油量为 3.13~4.02mg/L，悬浮固体含量为 1~2mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L、粒径中值≤2μm”标准，处理后污水回注油层，符合《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）中相关要求。

5.4.2.2 非正常工况下地表水环境影响分析

非正常工况下对地表水体构成污染的污染源主要为作业污水及清防蜡污水地表径流可能携带部分落地油进入水环境，本项目周边 1000m 范围无地表水体，不会对其产生影响。根据前述工程分析可知：

(1) 油井作业过程中使用作业污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置对作业污水进行回收。油井作业时泄漏出的污油污水限定在井场范围内，通过带有自吸泵的污油污水回收装置将泄漏出的污油污水回收处理，不进入外环境。

(2) 作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，作业过程

中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。

(3) 本工程对落地油采取了及时回收措施，回收率 100%，并禁止在雨季进行油井作业，因此，地表径流不会对地表水体产生影响。

综上，非正常工况下，通过上述的相应措施，项目对地表水体不会产生影响。

5.4.3 地表水环境影响评价结论

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，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响。因此，建议企业加强管理，事故发生时及时采取防治措施，避免对周围水体产生影响。

5.5 地下水环境影响预测分析

5.5.1 正常情况下地下水环境影响分析

5.5.1.1 施工期

(1) 钻井过程地下水环境影响分析

钻井过程中产生的钻井泥浆与岩屑排入井场边的泥浆槽中，泥浆槽为钢结构，在泥浆槽防渗措施有效的正常情况下，钻井泥浆对地下水无影响。

本次采取的将废射孔液、钻井泥浆、岩屑以及废水暂存于泥浆槽中，边产生边收集，由罐车及时拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，实现了泥浆不落地，减轻了以往泥浆固化点对生态环境的影响问题，综上所述，本次钻井使用泥浆无害化处理装置对生态环境的保护起到了积极的作用。

钻井过程中使用双层套管，开钻后，套管在钻至井深达地下水时下入，以确保该区地表及地下饮用水水源不受污染；所有套管固井泥浆均返至井口，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件；尽可能缩短水泥胶的稠化时间减少对地层水的污染；慎重使用水泥外加剂，表层套固井不使用带毒性的水泥外加剂；提高钻井速度，减少钻井泥浆对地层水的污染及浸泡时间。结合油田多年钻井的实际经验可知，在固井质量可靠的基础上，一般井管泄漏的可能性极小。即使发生泄漏，固井时已加套管等防护措施，对地下水产生影响的可能性很小。

(2) 井场泥浆槽对地下水环境影响分析

本工程钻井井场主要设置钢制泥浆槽，泥浆槽进行防渗处理，采用地下方黏土压实，上方铺设 2mm 厚 HDPE 防渗土工膜进行防渗，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。因此正常情况

下钻井泥浆不会渗漏，对地下水影响很小。废钻井泥浆采用罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置。

（3）柴油罐区对地下水影响分析

本项目使用的柴油在井场柴油罐中储存，存在柴油罐破裂导致柴油泄漏的可能性。

本项目罐体在工程设计上采取了提高设计强度、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气压试验，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，采用地下方黏土压实，上方铺设 2mm 厚 HDPE 防渗土工膜进行防渗，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{ cm/s}$ 。通过采取上述措施之后，根据以往工程经验可知，柴油罐泄漏的可能性很小，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，也不会对承压水层产生影响，因此，不会对地下水产生大的影响。

5.5.1.2 运行期

项目运行期可能对地下水产生影响的主要为油井作业污水、落地油及油田采出水等。本工程油田采出水进入新一联含油污水处理站、处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排；检修作业污水通过罐车回收后送新一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排；产生的落地油及时进行回收，回收率 100%。因此项目运行期正常情况下不会对地下水产生影响。

5.5.2 事故状态下对地下水环境影响分析

油田开发生产过程中，非正常状况下，具有污染环境的潜在因素，包括井漏、原油泄漏等，可能对地下水环境产生不利影响。具体分析如下：

（1）运营期间，可能因管道老化、腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏，多发生在投产若干年后，一旦管道泄漏会有原油、含油污水溢出，对环境造成污染，但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，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。管道泄漏原油、含油污水首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，管道泄漏一般不会对承压水造成影响。

（2）可能由于固井质量不高发生井套管破裂，原油窜入含水层造成对地下水污染，

该种情况可能对承压水含水层造成污染。

本项目预测情景模式见表 5.5-1。

表 5.5-1 地下水预测情景模式一览表

序号	泄漏类型	影响层位	场景选择	
			持续泄漏	短时泄漏
1	集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏	潜水	—	√
2	油井泄漏造成的含油物质泄漏	承压水	√	—

情景一：输油管道泄漏

（1）预测源强

本项目集油环管道规格为φ76×4.5，长度为 9.2km，假设输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，根据现场调查和大庆油田多年统计数据，管道设有压力监控，一旦发生泄漏管道压力就会出现异常，工作人员可在 1h 内发现，并采取关闭机泵等措施进行控制，泄漏时间取 1h，本项目单口油井平均产油量约为 1.7t/d，工程有 6 口油井位于一个平台，假设拟建油井集油管道完全断裂发生泄漏，泄漏 1h 的原油量为 $1.7 \times 6 / 24 \times 1 \times 1000 = 425\text{kg}$ 。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5000 天石油类在潜水中的运移情况。

（2）预测因子

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

（3）预测模型

将地下水泄漏时间概化为瞬时注入，再利用二维水动力弥散方程计算最大影响范围。二维水动力瞬时注入弥散方程如下：

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；
 t —时间，d；
 $C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；
 M —含水层的厚度，m；
 m_M —长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；
 u —水流速度，m/d；
 n —有效孔隙度，无量纲；
 D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；
 D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d 。
 π —圆周率。

(4) 参数选取

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点综合确定，潜水地下水流速度 0.0174m/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 0.5 m^2/d ，横向弥散系数 0.03 m^2/d ，有效孔隙度为 0.4，水力坡度 $I=0.6\%$ ，潜水含水层厚度采用 5m，化学反应常数为 0。

(5) 预测结果

集油管道泄漏 100d、1000d、5000d 对潜水的影响预测结果见表 5.5-2、图 5.5-1~图 5.5-3。

表 5.5-2 集油管道泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	下游最大浓度	超标最远距离	最远影响距离
石油类	100 天	1380.71mg/L	47m	51m
	1000 天	138.07mg/L	143m	156m
	5000 天	27.61mg/L	339m	369m

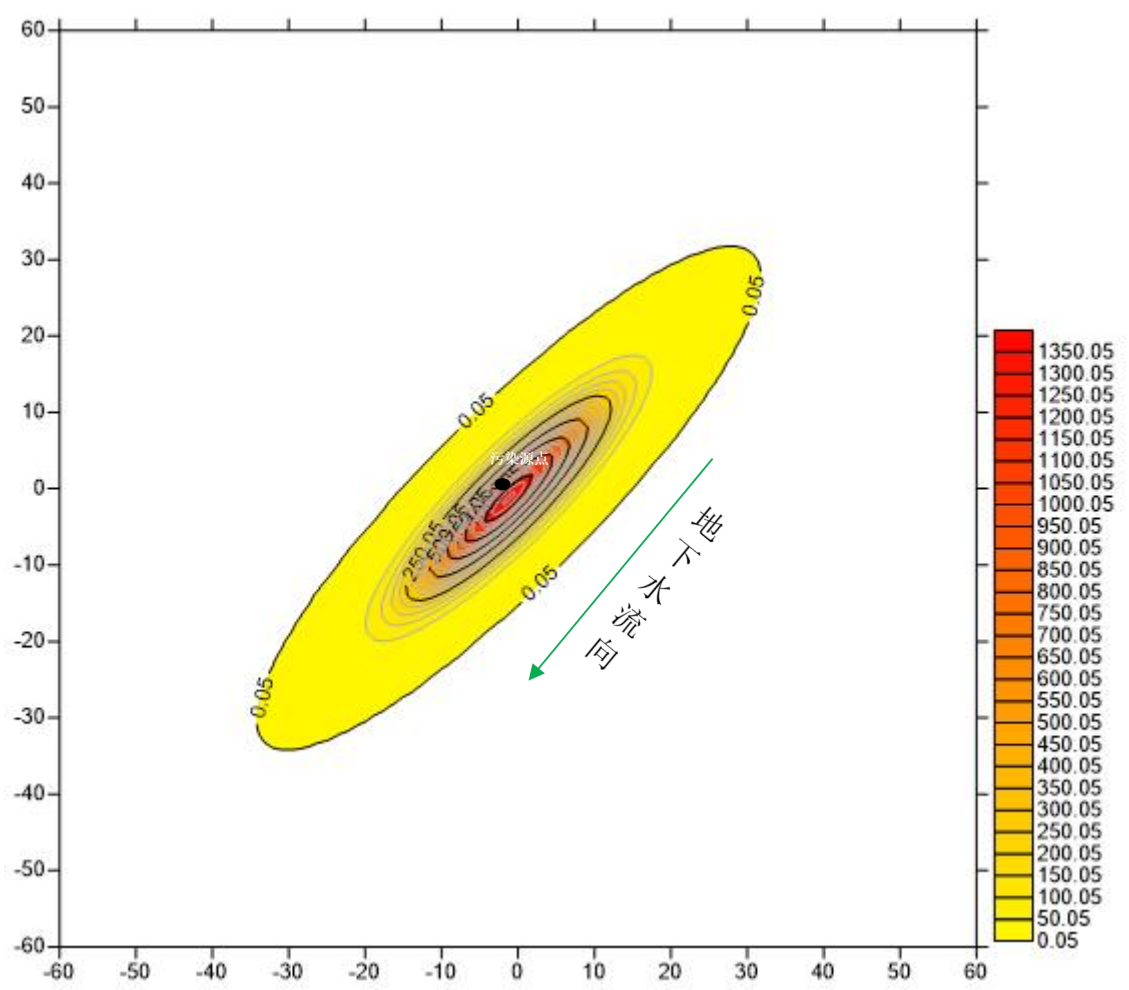


图 5.5-1 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图

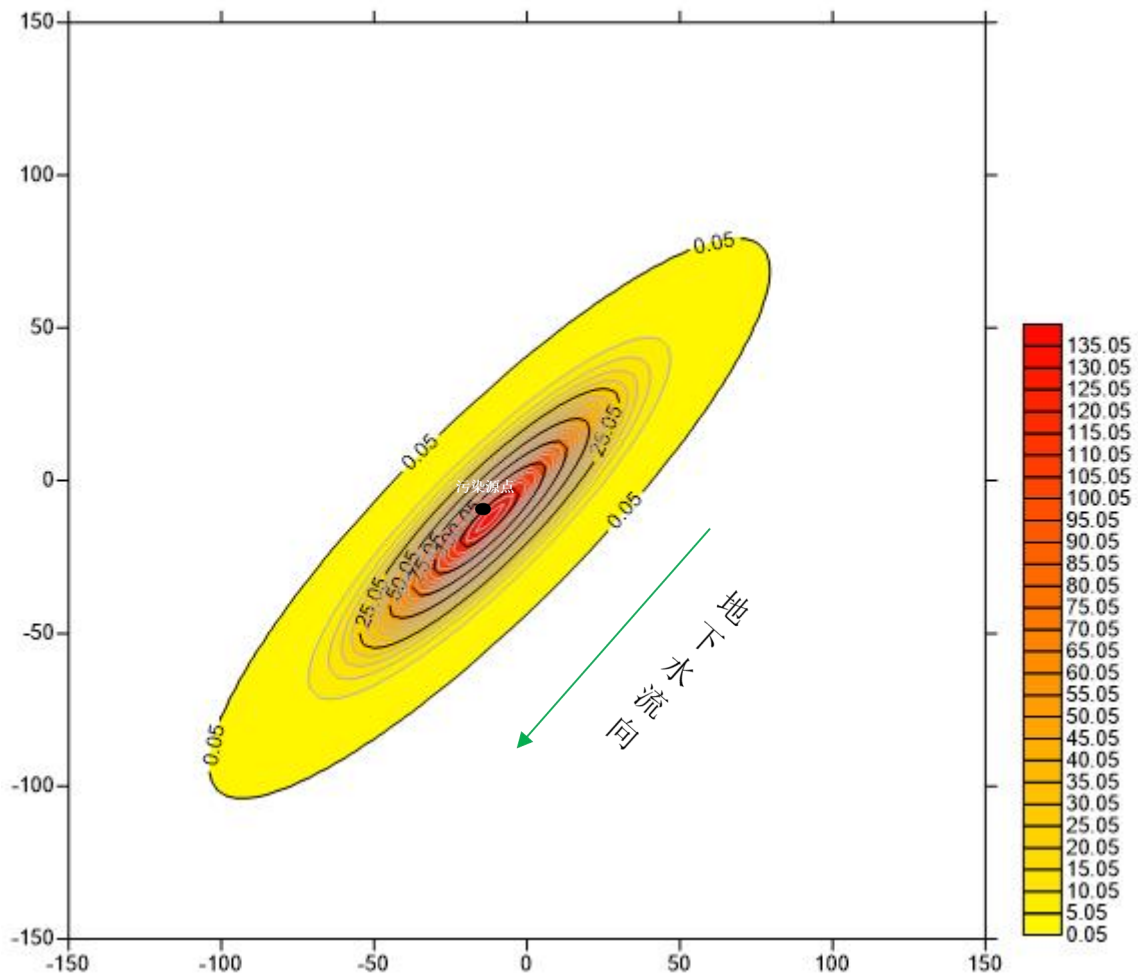


图 5.5-2 集油管道泄漏后 1000 天污染物浓度分布图

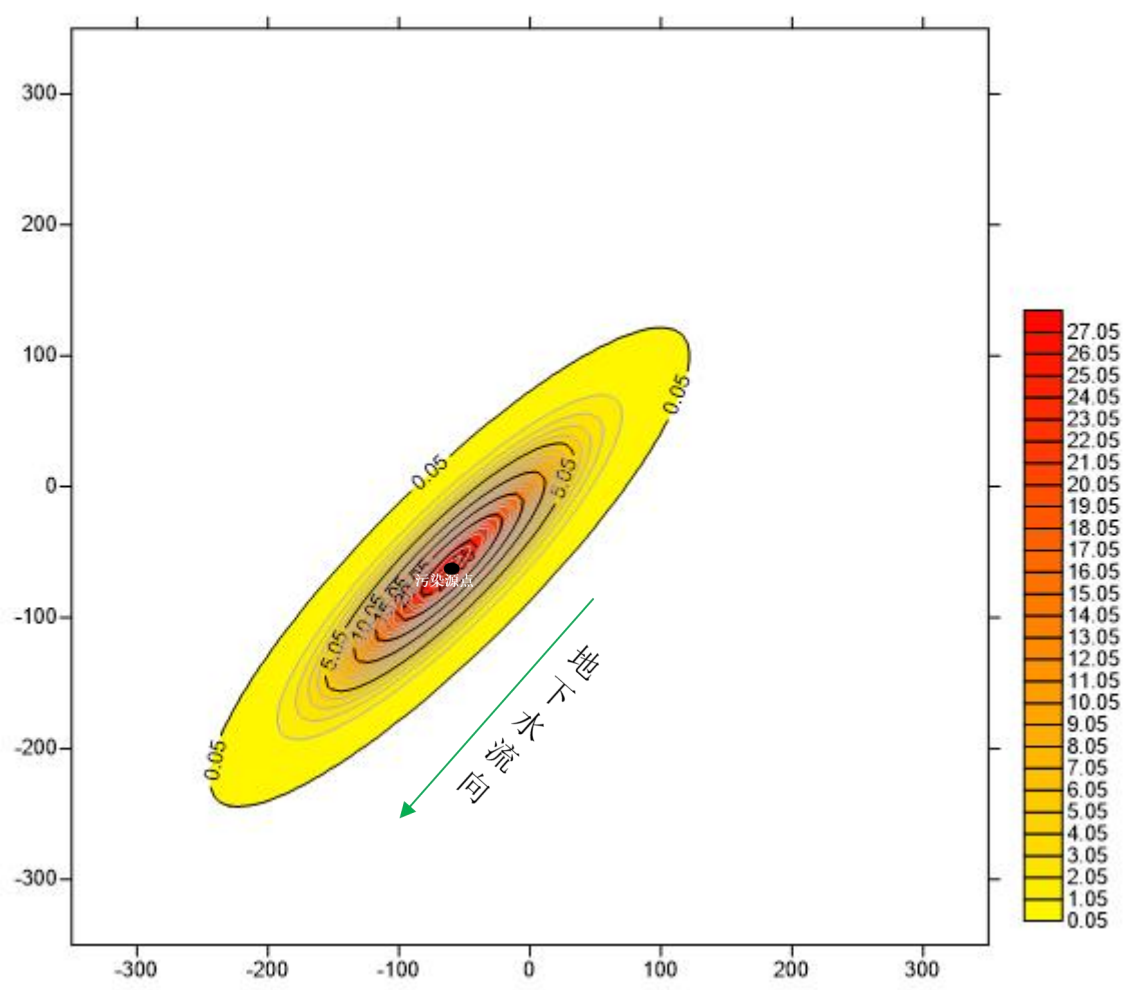


图 5.5-3 集油管道泄漏后 5000 天污染物浓度分布图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏 100d 后，下游最大浓度为：1380.71mg/L，超标距离最远为 47m，影响距离最远为下游 51m；集油管道泄漏 1000d 后，下游最大浓度为：138.07mg/L，超标距离最远为 143m，影响距离最远为下游 156m；集油管道泄漏 5000d 后，下游最大浓度为：27.61mg/L，超标距离最远为 339m，影响距离最远为下游 369m，其余范围石油类浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。

情景二：油井套管破损泄漏

（1）预测源强

假设油井套管破损发生泄漏，本项目单口油井最大产油量为 1.7t/d，最大平台油井数为 6 口，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以平台井产油量的 10%计，由于油井泄漏不能实时控制，因此该泄漏是不易被发现的，只能在井下作业时对油井套管检测等

措施进行控制，泄漏的原油量为 1020kg/d。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、第 5000 天石油类在地下水中的运移情况。

(2) 预测因子

油井套管发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发性酚类等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在井套管发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发性酚类的含量远低于石油类，因此，最终选取石油类作为本次评价预测特征因子。

(3) 预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 9.7 节预测方法，采用推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型连续注入示踪剂——平面连续点源进行预测。具体如下：

连续注入示踪剂——平面连续点源

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

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

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 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mt—单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

DT —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d 。

π —圆周率。

$K_0(\beta)$ —第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W(u^2t/4D_L, \beta)$ —第一类越流系统井函数。

(4) 参数选取

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点综合确定，区域地下水纵向弥散系数 $0.5m^2/d$ ，横向弥散系数 $0.03m^2/d$ ，承压水地下水流速度 $0.071m/d$ ，承压水含水层厚度 $57.5m$ ，有效孔隙度为 0.4 ，化学反应常数为 0 。

(4) 预测结果

套管破损泄漏 100d、1000d、5000d 对承压水的影响预测结果见表 5.5-3、图 5.5-4~图 5.5-6。

表 5.5-3 油井套管泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标距离	最远影响距离	超标面积
石油类	100 天	54m	57m	1670m ²
	1000 天	215m	226m	17040m ²
	5000 天	669m	692m	93350m ²

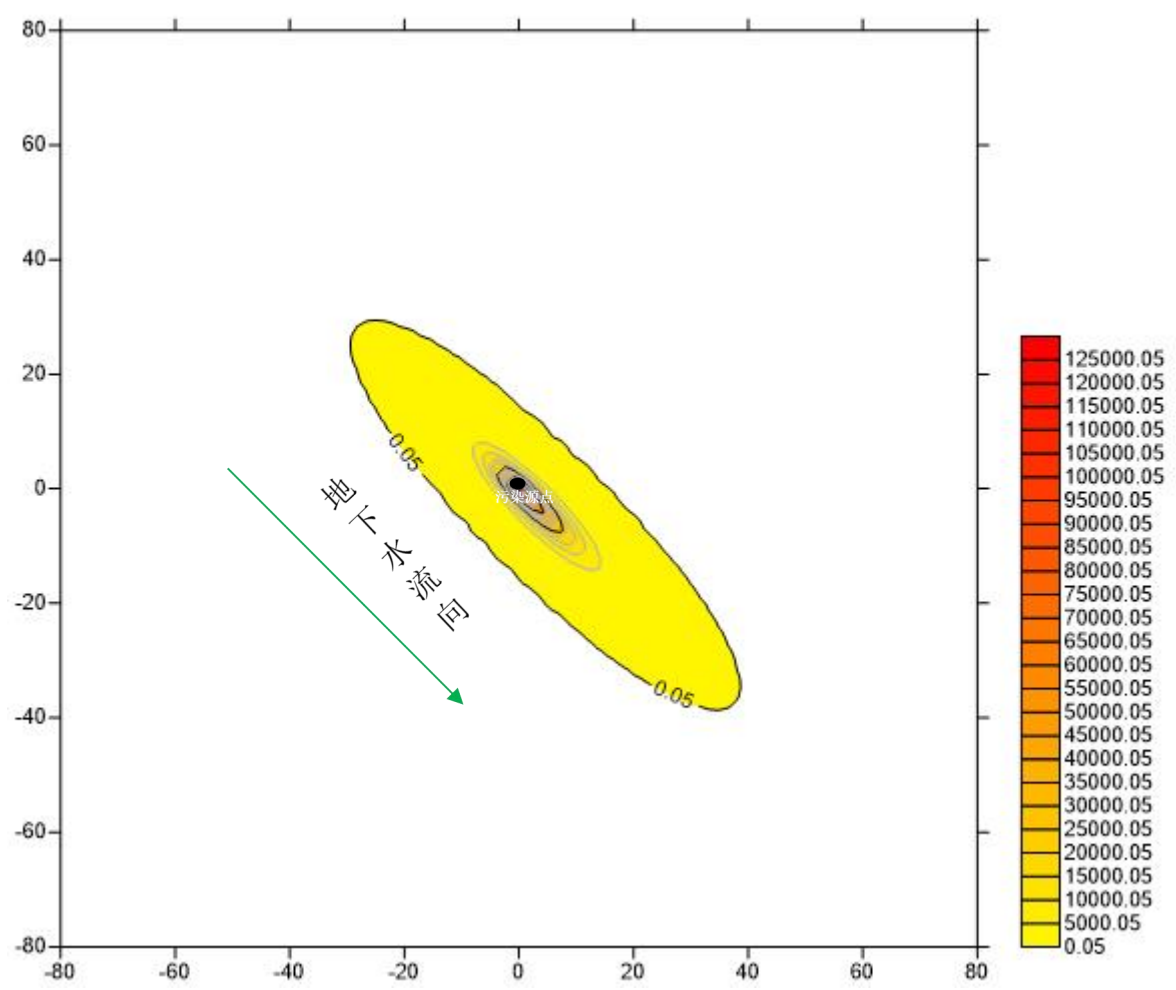


图 5.5-4 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图

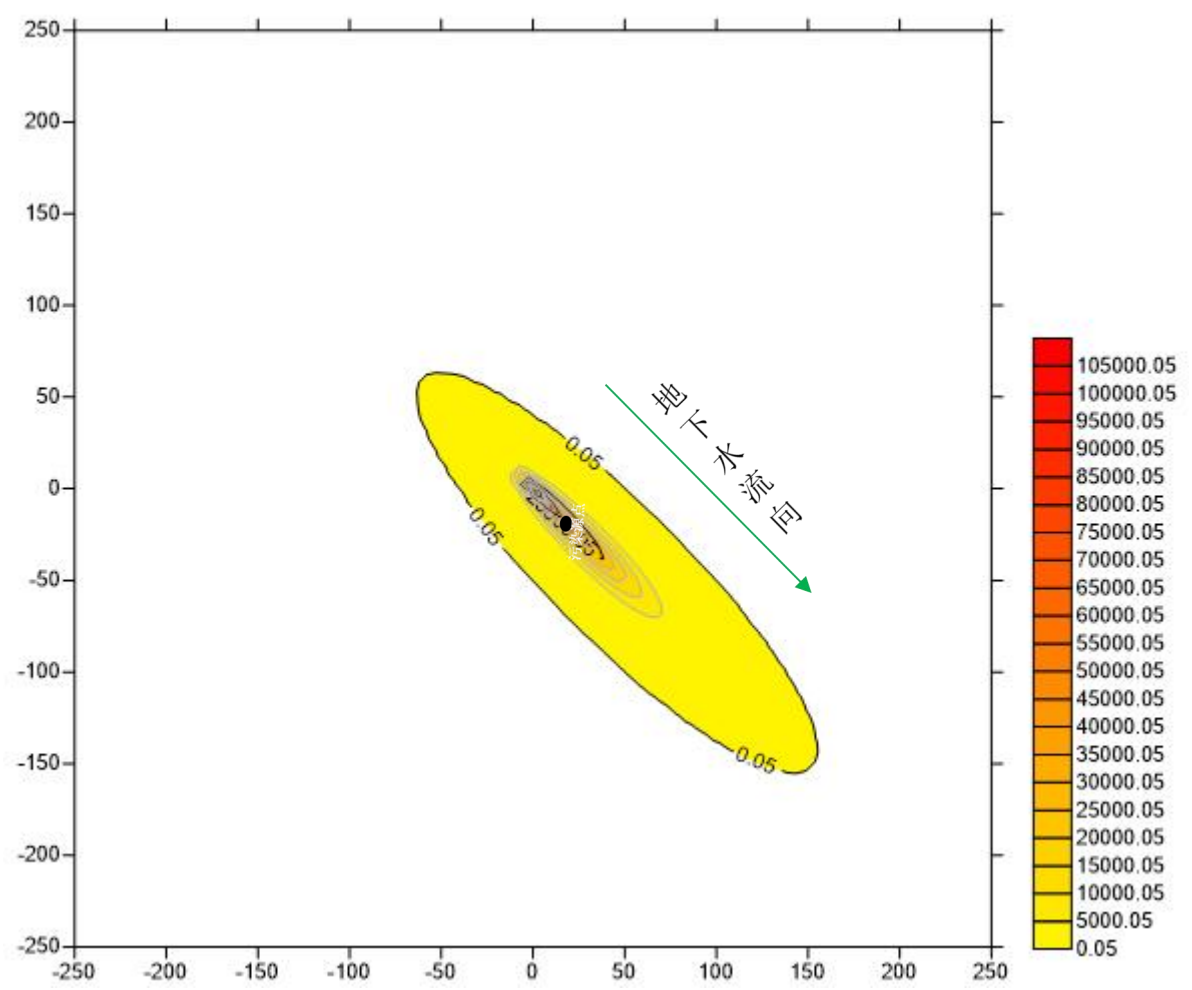


图 5.5-5 油井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图

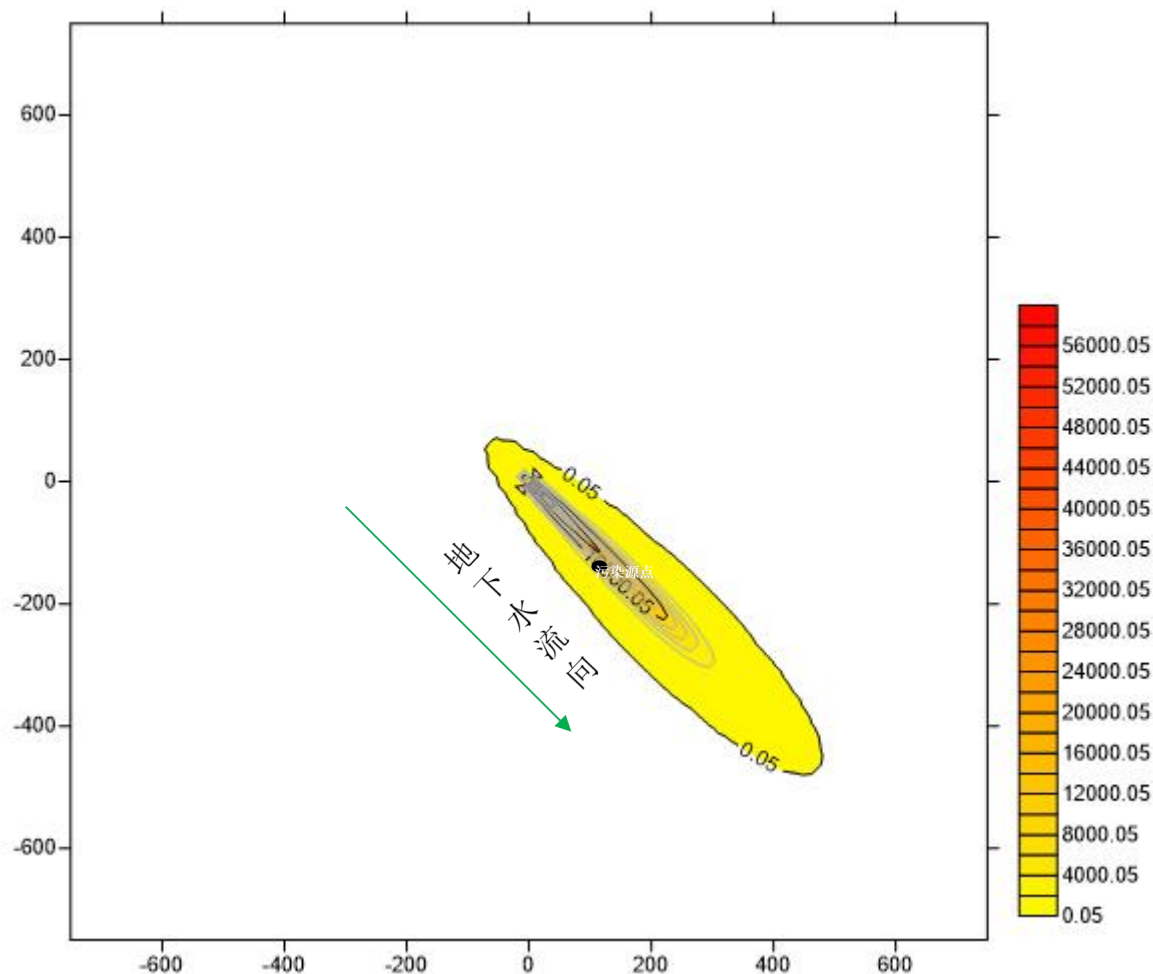


图 5.5-6 油井套管泄漏 5000 天石油类污染扩散平面图

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 54m，影响距离为下游 57m，预测范围内超标面积为 1670m²；套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 215m，影响距离为下游 226m，预测范围内超标面积为 17040m²；套损泄漏 5000d 后，超标距离为下游 669m，影响距离为下游 692m，预测范围内超标面积为 93350m²，其余范围石油类浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准。

本区块油井距离最近的下游水井为 3#平台西南侧 1376m 的更新屯水井，污染物在此处的浓度值极小，近似为零，所以本项目对环境敏感点的影响较小，但是应定期监测。

5.3.3 地下水环境影响评价结论

项目正常工况下不会对地下水环境产生影响。事故状况下，根据上述对油井套管破损、管线泄漏两种情况对地下水的预测，由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。但本区块油

井距离下游饮用水井最近距离超过 1000m，污染物在敏感点的浓度值极小，近似为零，所以本项目对环境敏感点的影响较小

5.6 生态环境影响预测分析

本项目生态影响评价等级为三级评价，按照《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19—2022），本次评价采用图形叠置法、生态机理分析法、类比分析法等预测分析工程对土地利用、植被、野生动植物等的影响。本项目开发区域无重要物种分布，因此工程开发不会造成重要物种的活动、分布及重要生境变化，同时，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类。工程井场建设、管沟开挖、管道敷设、覆土回填等建设会对周围生态环境造成影响较小。

5.6.1 施工期生态环境影响分析

本项目生态影响评价等级为三级评价，按照《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19—2022），本次评价采用图形叠置法、生态机理分析法、类比分析法等预测分析工程对土地利用、植被、野生动植物等的影响。本项目开发区域无重要物种分布，因此工程开发不会造成重要物种的活动、分布及重要生境变化，同时，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类。工程井场建设、管沟开挖、管道敷设、覆土回填等建设会对周围生态环境造成影响较小。

5.6.1.1 占地生态环境影响

本项目建设对土地利用的影响主要是敷设管线、新建道路等占用一定量的土地，临时占地为井场和管线占地，为基本农田和一般草地；永久占地为井场和道路占地，为基本农田和一般草地。

通过类比法分析项目区块周边已建产能开发项目环评阶段与验收阶段占地恢复情况，判定本项目开发占地对生态环境的影响，类比项目建设内容为基建油水井和配套建设集油管线等内容，因此类比可行。大庆油田有限责任公司第九采油厂《新站油田茂 23、英 852 区块（敖 18-2 区块）产能建设工程》于 2017 年 8 月 10 日取得了环评批复，批复文号为庆环审[2017]197 号，并于 2020 年 4 月完成自主验收，项目临时占用基本农田面积为 183.99hm²，工程临时占地的影响是短期可逆的，施工结束后，被占用的土地开始恢复。根据验收调查报告，项目投产运营至今，区域地表在施工阶段产生的临时占地形成的裸地已得到了恢复。

临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型及原有植物种类和群落，不会对土地利用结构造成影响，对植物种类和群落造成影响较小。永久占地在一定程度上

上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地。但由于永久占地面积很小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。

5.6.1.2 土地侵蚀影响分析

项目建设对土壤侵蚀主要发生井场施工、敷设管线、敷设电线杆和线路、新建道路等过程中。

1、井场施工

本项目井场建设会对所征用土地上的植被进行清除，植被的清除使地表裸露，可能引起水土流失，新增一定量的土壤侵蚀。同时，因建设井场等开挖的表层土临时就近堆放，防护措施不当也会引起水土流失。施工机械和人员均在征用的土地上进行活动，不会对征地外的地表造成扰动。井场建设施工结束后，通过对施工迹地地表植被的恢复。

2、敷设管线

本项目新建集油管道 24.2km，新增管线临时占用耕地 24.2hm²，管道建设过程中将开挖管沟，管沟上方的地表植被被完全破坏，新增一定量的土壤侵蚀，挖出的表层土和下层土临时就近分别堆放，如果防护措施不当也会引起水土流失。开挖管沟对土体的扰动将使土壤的结构、组成及理化性质等发生变化，进而影响土壤的侵蚀状况。同时管道施工过程中施工机械的碾压和人员的践踏会破坏管沟两侧施工范围内自然植被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。管道建设施工结束后，管沟回填先填下层土再填表土，同时对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻管道建设过程中对土壤环境的影响。

本项目输电线路采用架空方式进行敷设，对电线杆建设过程中对占地的地表植被被完全破坏，新增一定量的土壤侵蚀，占地面积较小，对土体的扰动将使土壤的结构、组成及理化性质等发生变化较小。施工完成后，回填先填下层土再填表土，同时对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻电线杆建设过程中对土壤环境的影响。

3、新建道路

本项目道路主要为通井路，新增道路永久占地 2.43hm²，道路结构为土路，建设方式为直接对道路占地范围进行覆土压实，道路建设过程中施工机械和人员将会对道路和桥梁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。

由于本项目道路建设长度较短，因此对地表扰动面积相对来说较小，同时施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻道路和桥梁建设过程中对土壤环境的影响。

5.6.1.3 对植被的影响分析

通过类比分析项目邻近区块已建产能开发项目环评阶段与验收阶段占地恢复情况，判定本项目开发占地对植被的影响，类比项目建设内容为基建油井等内容，因此类比可行。大庆油田有限责任公司第九采油厂《新站油田茂 23、英 852 区块（敖 18-2 区块）产能建设工程》于 2017 年 8 月 10 日取得了环评批复，批复文号为庆环审[2017]197 号，并于 2020 年 4 月完成自主验收。项目临时占用基本农田面积为 183.99hm²，计算得出施工期农作物暂时性损失量为 4139.8t，按 3 年计。永久占用农田面积 31.286hm²，农作物单位面积产量按 500kg/亩（7.5t/hm²）计算，按 10 年算，损失稻田量为 2346.45t。则类比得出本工程施工后对植被的影响如下：

1、临时占地对植被的影响

（1）临时占地对耕地的影响分析

本项目评价区域内土地利用类型以旱地为主，施工过程中会对当地农业生态环境产生一定的影响。但由于施工期较短，不会引起较大的农作物产量损失和生物量减少。

施工对作物的影响主要表现为，一是临时占地，直接造成当年的作物损失。二是破坏土体结构，导致土壤肥力下降，造成今后一段时间的农作物产量下降。为施工后的复垦质量和面积与复垦前相当，要求对挖出土进行分层堆放，回填时按层填覆，尽量不破坏土壤结构。

复垦地由于土壤自然结构的破坏造成的土壤板结、透气性差、肥力下降，可能对农作物的生产产生影响，这种影响预计 2~3a 可逐渐减弱，并且随着时间的推移最终使农作物恢复到原来的产量。

若农田施工均在非农耕季节进行，不影响种植，只对产量造成影响。

施工暂时性损失计算公式：

$$Y=S(W_1-W_2)(n+1)/2$$

式中：S-施工区域面积，hm²；

W1-该土地类型单位面积产量，kg；

W2-施工后单位面积产量，kg；

n-恢复至施工前状态所需时间，年。

农田施工后当年便可恢复种植，农作物单位面积产量按 500kg/亩（7.5t/hm²）计算，本项目临时占用农田的面积为 24.907hm²，计算得出本项目施工期农作物以当年损失计为 186.8t。

（2）临时占地对草地的影响分析

本项目不占用草地。

2、永久占地对植被的影响

（1）永久占地对耕地的影响分析

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

本项目永久占用农田面积 4.716hm²，农作物单位面积产量按 500kg/亩（7.5t/hm²）计算，按 10 年算，损失大米量为 353.7t。

油田建成投产后，永久性占地无法恢复。

（2）永久占地对草地的影响分析

本项目不占用草地。

5.6.1.4 对动物的影响分析

通过类比分析项目区块周边已建产能开发项目环评阶段与验收阶段生态影响，判定本项目开发对动物的影响，类比项目建设内容为基建油井等内容，因此类比可行。大庆油田有限责任公司第九采油厂《新站油田茂 23、英 852 区块（敖 18-2 区块）产能建设工程》于 2017 年 8 月 10 日取得了环评批复，批复文号为庆环审[2017]197 号，并于 2020 年 4 月完成自主验收。区域属于典型农村区域，受人来长期干扰和开发影响，区内野生动物种类、数量均较少，油田开发对其影响程度不明显。

经调查，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等村栖型动物。区块开发占用部分土地，会对当地野生动物栖息环境产生一定的影响，栖息地的减少使动物的活动空间减少，且井间道路的阻隔，使一些小型动物的活动范围受限。由于本项目占地面积较小，且区内主要为小型动物，其领地面积相对较小，因此，项目建设对其栖息地的影响并不十分明显。

5.6.1.5 项目对水土流失的影响

项目工程的开挖和填埋行为将会破坏土壤结构，项目通过对剥离表层土临时堆场地设置截排水沟等严格的水保措施防止水土流失，同时，利用土工布或塑料膜遮盖或采用水泥砂浆抹面的方法来减少水土流失。施工完成后作表层的覆土复植用，对临时堆放场

地也进行复垦。施工完成后，随着生态保护和临时占地植被恢复措施的进行，井场对生态环境的影响将得到尽快恢复。

5.6.1.6 对基本农田的影响分析

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，根据《基本农田保护条例（2017 年修正）》，国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

根据《关于临时用地最新规定！自然资源部关于规范临时用地管理的通知！》（自然资规〔2021〕2 号），建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。

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。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。本项目永久占用基本农田，占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

5.6.1.7 生态影响类比分析

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），本项目采用类比法对施工期生态环境影响进行评价。本项目所在区块内的建设项目选取本项目大庆油田周边区块已建产能项目验收阶段监测数据达标情况，判定本项目产能工程实施后对区域内生态环境的影响。本项目生态环境影响评价类比项目为《新站油田茂 23、英 852 区块（敖 18-2 区块）产能建设工程》，类比项目为区块周边已建产能开发项目，类比项目的建设内容为基建油井和配套建设集油管线等内容，因此类比可行。

表 5.6-1 类比项目基本情况一览表

序号	项目	地理位置	建设内容	环保手续	生态影响	生态环保措施落实情况
1	新站油	大 庆	本工程基	环评审批	本项目全部采用平埋方式	根据项目验收调查

	田茂 23、英 852 区块（敖 18-2 区块）产能建设工程	市 肇 源县	建油水井 127 口，其中油井 70 口，注水井 57 口，配套新建集油管线 128.98km，注水管线 62.48km，建成总产能 19.33×10 ⁴ t/a。	文号：庆环审 [2017]197 号，于 2020 年 4 月完成企业自主验收。	敷设管线，一般采取窄挖、回填压实等措施。农田中埋设的管线已经看不出痕迹了。在草地上埋设管线，埋设管线多出的土均匀地平摊在管线上，会形成一个高出地面 10cm 左右的土埂。经过几年恢复，已经很难看出埋设管线的痕迹了，埋设管线临时征地处的植被已经与周围的植被融为一体，仅在个别地段可以见到埋设管线的痕迹。钻井的影响一般局限在井场周围，是点状的；管道铺设采取了平埋的方式，在地表很少能看到管线的痕迹。所以，油田开发建设对草原的分割作用主要由道路（井排路、通井路等）建设引起。油田开发建设的影响是点状（油水井场）和线状的（道路两侧、个别地段埋设管线处），不是面状的，油水井间的草地受油田开发建设的影响较小。从整体上看，本项目对项目区的生态组分、生物多样性、生态格局和生态功能都没有显著的影响。埋设管线临时占用的农田，在管线施工结束后均由当地农民进行了复垦，复垦的农田与其它农田农作物长势无明显差别。本项目管线施工未占用林地。	报告，1）油田开采活动严格控制在项目区域内。2）井场和道路占地面积严格按照规划征用。井场和道路施工后的临时占地已复垦，基本恢复到原貌。井间支路建设时，严格限制了路幅宽度，并教育司机不能任意改变行车路线，避免造成湿地、耕地的不必要破坏。3）管线施工过程中，落实了分层开挖，分层回填等环保措施，施工结束后即对临时占地进行了植被恢复，根据现场调查，临时占地植被恢复情况良好。4）本项目首先对泥浆池采取防渗漏措施，其次对废弃泥浆采用泥浆无害化处理技术进行处理。通过采取以上各项措施后，泥浆对地下水或土壤基本无影响。5）采取安装井下卸油器与井场铺垫厚塑料等措施，对试井、修井作业中产生的落地油及时回收，回收率达到 100%，回收的落地油（土）送第九采油厂含油污泥处理站处理。
--	---------------------------------	-----------	---	--	--	--

由表 5.6-1 可知，上述项目为大庆油田内实施的产能项目，建设内容为产能工程的实施，且均取得相关环保手续，在施工结束进行了地表植被恢复，因此具有类比性。

根据《新站油田茂 23、英 852 区块（敖 18-2 区块）产能建设工程》验收报告可知，建设单位采取了如下的措施：1、施工前，施工单位根据埋设管线的管径挖设管沟宽度，采取平埋方式，施工结束后，及时回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整，临时占用的耕地可以达到复耕的要求。2、剥离临时占地表层熟土，集中堆放，施工结束后，恢复临时占地表层土，临时占地已经平整。3、项目施工均在临时占地范围内，施工结束后及时清理施工现场。4、项目施工期严格规范施工人员行为，施工场地严格控制在施工临时占地范围内，施工场地范围外的植被未遭到破坏。项目占地类型主要为耕地，临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型，不会对土地利用结构造成影响。永久占地在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工矿用地。但由于永久占地面积很小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。根据调查该项目区域基本农田保护率较高，受油藏分布限制，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，在报请相关主管部门同意后，并补充划入数量和质量相当的基本农田，新开或改良非基本农田，保持基本农田面积不减少，耕地质量不降低，确保区域基本农田的动态平衡。各乡镇虽然基本农田保护率相对较高，但仍有大面积可置换的非基本农田，本项目基本农田占用面积较小，将各乡镇内其中一部分非基本农田更新改造为基本农田是可以实现的，油田开发不会对区域本农田产生明显影响。

根据《建设项目竣工环境保护验收技术指南污染影响类》（生态环境部公告 2018 年第 9 号）中 6.3.4“进行环境质量检测时，土壤环境质量监测至少布设三个采样点，每个采样点至少采集 1 个样品”。在验收调查监测期间，共布设 10 个土壤环境质量现状监测点位。由监测结果可知，区域土壤偏碱性。对比验收监测结果及原环评监测结果

可知，本项目验收监测结果与原环评监测结果中 Pb、Cr、Hg、As 均不超标，本次验收监测较原环评石油类、挥发酚数据平均值有所降低，相对原环评存在石油类超标的情况，本次监测石油类、挥发酚及石油烃均无超标情况。因此土壤环境质量良好，本项目的开发对区域土壤环境影响不显著。

类比得出，只要建设单位在施工期严格落实污染防治措施，本项目对生态环境影响较小。

5.6.2 运营期生态环境影响分析

油田生产运营期对生态环境的影响主要来自两方面，一方面是在油井井下作业过程中可能对周围生态环境产生影响，另一方面是事故状态下对周围生态环境产生的影响。

项目正常生产情况下，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。对生态环境可能产生影响的过程主要集中在油井作业过程中，本项目油井作业时，作业范围控制在井场的永久占地范围内，作业车辆均沿已建道路行驶，不新开辟道路。井下作业的临时占地范围均在井场永久占地范围内，同时在作业时铺设防渗布，井场周围修筑临时围堰，作业产生的污油污水均回收进永一联污水站进行处理，因此不会对井场周围的生态环境产生影响。

本工程在发生管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进入周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，降低井场周边的耕地产量，同时如果附着在植物上会影响植物的光合作用，造成植物枯萎。

因此发生事故时应及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，清理结束后对受影响的区域进行植被恢复。

(1) 对野生动物的影响

根据生态环境现状调查结果，本项目所在区域历史上有普通刺猬、东北兔、黄鼬、褐家鼠、小家鼠、大仓鼠、东方田鼠、普通田鼠等啮齿目、兔形目和食肉目动物等动物存在。

工程营运后对兽类的主要影响主要体现在：一是工程设备运行所产生的噪音对野生动物的影响，会对大中型兽类造成异性惊扰，可能会使其活动范围适当远离产能区域，随着营运期的时间推移，评价区内的兽类可能会调整其行为习性以逐渐适应新环境；二是小型兽类动物数量在人为活动区域内有所增加，主要是以鼠类动物为主，相应周边鼠类的兽类天敌动物物种也会有一定的改变；三是生产生活的垃圾、污水及废气等由于排放不合理，会对兽类动物的繁殖和生长发育有一定的影响，增加评价区域兽类动物的得病几率，降低兽类动物的抗病性，但是项目区主要是以小型兽类为主，其适应环境能力强，只要管理规范，设计合理，在运行期间不会对兽类种群数量造成实质性影响。

如果工程运行管理不严，设计不好，可能会造成周边水源污染，间接影响动物的栖息环境。但是动物都有一定的避性，选择周边的替代生境来躲避对其不利的环境，总体来看不会导致物种种群消失等风险。

评价区内野生野生动物主要为区域常见物种，种群数量大且稳定，其适宜生境类型非稀缺、特有及狭隘生境类型，同类可替代生境在评价区及周边地区分布广泛，面积大，足以满足上述物种种群栖息、繁殖及活动，对其影响较小。

（2）对鸟类的影响

根据生态现状调查，本工程评价区域内鸟类主要是以林缘灌丛生境鸟类，因施工占用的土地减少鸟类的栖息环境，导致鸟类的活动减少，适宜鸟类停歇、觅食的范围减小，可能是鸟类在工程区域重新选择觅食地，导致工程区域内的鸟类密度降低，增加临近区域内鸟类的密度；其次是设备运行产生的噪声对鸟类的影响，鸟类主要靠鸣声通讯，鸣声传播效率下降会影响鸟类个体间识别、配偶关系、领域防卫、种群密度、群落结构等。

营运期间严禁工作人员捕杀鸟类，鸟类活动范围较大，可移动性较强，且周边替代环境较多，因此工程在营运期间对鸟类的数量和种类不会有太大的影响，随着时间推移，将会达到一个新的生态平衡。

（3）对生物多样性的影响

由于物种的形成和灭绝都是自然选择的过程，它体现了种群遗传成分与环境不断相适应的过程。当环境与之不相适应时，一个种群就要不断发展的与之相适应或者迁移到更有利的环境中，否则必将逐渐灭绝，因此，突发的环境变化是引起物种灭绝的主要原因之一。本工程永久占用基本农田 4.716hm²，由于占地面积较小，导致物种生存环境的变化程度较小，造成了生物部分栖息地的丧失和破坏，因此，占用基本农田必将给生物多样性带来一定的负面影响。

本项目所在区域内无国家级珍稀濒危物种及保护物种，项目制定了复垦计划，产能工程结束后及时恢复，并实行“占一补一”的制度，确保恢复面积不少于占用面积，不会对当地物种多样性造成明显影响，本项目地表扰动相对较小，该工程征占地虽可引起小尺度的局部生境的差异，但这种小尺度的生境差异在自然界中也较为普遍存在，加之物种分布的不均性和生存空间的点间差异，不会对该区生物多样性造成威胁或较大幅度减少。但在产能建设过程中，因噪音及人为活动的影响等均会对物种生境带来间接的影响，可能迫使导致部分动物的栖息环境发生改变，影响产能区内的生物多样性，在产能区近距离内动物资源将明显减少，但在大区域环境上，不会发生明显改变。

5.6.3 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》，肇源县属于沙化土地所在县（区），当重点增加、恢复和保护林草植被，治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化。

《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。”

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

- ①施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。
- ②施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，施工尽量缩小占地面积，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。
- ③施工作业避免在大风天施工。
- ④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。
- ⑤做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

通过以上措施，可有效防止土地沙化。

5.6.4 生态环境影响评价结论

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

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

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

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

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

可见，只要采取必要的措施，该项目对永久占地的植物群落及植被覆盖度影响不可逆，对临时占地的植物群落及植被覆盖度影响不大，项目所在区域不涉及重要物种的活动、分布及重要生境变化、生境连通性及破碎化程度变化、生物多样性的变化，因此本工程的实施对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

5.7 土壤环境影响预测分析

5.7.1 施工期土壤环境影响分析

(1) 管线建设对土壤的影响

本工程新建环集油掺水管道 $\Phi 76 \times 4.5 \sim 9.2\text{km}$ ，站间集油掺水管道 $\Phi 114 \times 4.5 \sim 15\text{km}$ ，管线建设时施工人员将会对管沟开挖上方的地表植被进行清理，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对施工地地表植被进行恢复，可有效减轻管线建设过程中对土壤环境的影响。

(2) 道路建设对土壤的影响

本工程新建道路共计 4.05km，建设方式为直接对道路占地范围进行覆土压实，道路建设过程中施工机械和人员将会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

(3) 井场建设对土壤的影响

本项目井场建设会对所征用土地上的植被进行清除，植被的清除使地表裸露，可能引起水土流失，新增一定量的土壤侵蚀。施工机械和人员均在征用的土地上进行活动，不会对征地外的地表造成扰动。井场建设施工结束后，通过对施工地地表植被的恢复，

水土流失将得到有效控制，水土流失量较小

（4）钻井工程对土壤的影响

由于钻井范围严格控制在井场占地范围内，因此可有效减少井喷等事故石油类进入土壤的范围，根据对现有油田土壤的类比调查结果可知，石油类污染物对土壤的污染程度与距井口距离成反比，即离井位越近，土壤中石油的含量越多，污染程度越重；反之，离井位越远，土壤中石油含量越低，污染程度越轻。从平面上看，石油污染物集中在离井 20~30m 的范围内，约占总量的 90%以上。在此范围之外，土壤中的石油含量迅速降低，在离井 100m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤石油污染主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油在土壤中的迁移深度较浅。所以，油田建设类项目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。

事故时排放的废弃钻井液和钻井污水量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤—植物及土壤—食物链系统的环境质量。因此，油田生产中，一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，从而为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复

（5）柴油储罐对土壤的影响

正常工况条件下，柴油储罐不会污染土壤，但是一旦发生泄漏风险事故时会对井场的土壤产生一定的污染。

柴油罐为地上罐，且罐区采取铺设防渗布及围堰等措施，因此在发生柴油罐发生泄漏时可及时得到处置，不会对周围土壤环境产生影响；井喷时喷出的原油会进入周围土壤，根据类比调查，井喷时会对周围 1km 内的环境造成污染，事故发生后，疏松土质上影响扩展范围较小，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大，落地原油一般在土壤内部 50cm 以上深度内积聚，在土壤中的迁移深度较浅。

（6）钻井泥浆对土壤的影响

有关研究表明钻井泥浆如果长期以自然状态积存于井场，主要会对土壤理化性质如 pH、总碱度、总盐产生一定影响，特别对总碱度影响比较明显，可使土壤板结，增强土壤的盐碱化程度。废钻井泥浆若直接与土壤接触，泥浆中的污染物质对土壤环境的影响主要集中在土壤上层，向下影响土壤的深度约为 1m 左右，渗透最深为 1.2m（总碱度），

对深层土壤影响较小。为减少钻井泥浆对土壤的污染，钻井工程全程泥浆不落地，采用水基钻井泥浆，使用低毒无害的添加剂，废弃泥浆直接进入井场钢制泥浆槽外运处置，从而阻隔泥浆与建设用地土壤直接接触。在采取了上述措施后，井场废钻井泥浆不会对土壤环境产生影响

5.7.2 运营期土壤环境影响预测与分析

5.7.2.1 土壤污染途径

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、含油污水。

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，可有效减少石油类进入土壤，根据本次评价中现有井场土壤监测结果可知，采油井井场永久占地内土壤中检出石油烃，但监测值小，污染测程度小。从平面上看，石油烃集中在井场永久占地范围内，永久占地范围外土壤中石油烃含量迅速降低，在距离井场 100m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤中石油烃主要集中在 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，石油烃在土壤中的迁移深度较浅。

因此，油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在井场永久占地内，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤表层，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，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.7.2.2 土壤污染类比

本次土壤评价通过类比本项目区块内已建油井环评阶段与验收阶段监测数据对比情况，来预测本项目油井对区域内土壤的影响。

《新站油田茂 23、英 852 区块（敖 18-2 区块）产能建设工程》于 2017 年 8 月 10 日取得了环评批复，批复文号为庆环审[2017]197 号，并于 2020 年 4 月完成自主验收。该项目建设和运营过程中，采取的土壤环保措施与本项目一致，且与本项目所属区域生态环境基本一致，该项目施工阶段临时占用了耕地及草地，在施工过程中机械设备的碾压，

施工人员的践踏等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上项目施工时翻动土体，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。根据验收调查报告，项目投产运营至今，区域地表在施工阶段产生的临时占地形成的裸地基本已得到了恢复。

本次类比分析引用《新站油田茂 23、英 852 区块（敖 18-2 区块）产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》中的土壤监测数据，对建成井场 20#平台井场、6#平台分别布设 1 个土壤监测点，监测深度 0~20cm，根据监测结果，该项目环评阶段石油烃浓度为 118mg/kg，验收阶段石油烃类为 36.3mg/kg，可见该项目环评阶段与验收阶段对比土壤中石油烃浓度变化不大，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）筛选值中第二类用地标准要求，说明企业在项目实施之后较好的落实污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

5.7.3 评价结论

根据张海玲等人进行的油田井场石油类物质自然迁移规律的研究结果：井口周围的石油类物质含量与油井开采时间和井场油井数量呈正相关，开采年限越长，含量越高；油井数越多，污染物含量也越高。原油在横向上主要集中在距井口 40m 范围内，其中距油井 0~10m 含量最高，随着水平距离的增大而减少，在 40m 之外降低到安全水平（300mg/kg）之内。运行期，建设单位要落实标准化井场建设，加强环境管理，将落地油的污染控制在井场范围内。

根据顾廷富等人进行的大庆油田落地油对土壤污染的研究结果：落地原油在土壤中的迁移主要有横向迁移和纵向迁移。原油横向迁移对土壤的污染成敷设状分布，污染强度随污染源的距離增加而迅速降低；污染源周围污染最重的区域在 0m-40m 范围内，占含量 90%以上，落地原油横向迁移范围确定在 150m 以内，单口油井污染面积达 0.071km²。落地原油纵向迁移绝大部分集中在距土壤表面 0cm-10cm 范围内。在事故状态下产生落地油时，建设单位及时将落地油及其污染的土壤进行收集，由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站进行处理，确保占地范围内土壤满足《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）标准要求，永久占地外土壤满足《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表 1 基本项目筛选值标准。

综上所述，本项目事故状态下及时对落地油进行处理，避免其对土壤产生影响，同时可以利用土壤自净作用尽可能短的时间使土壤环境得到恢复，不会对其产生影响。

5.8 环境风险分析

5.8.1 风险潜势

本工程涉及的物质主要为原油和天然气、柴油，环境风险评价的功能单元施工期为井场柴油罐、运营期为集油管线。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，定量分析危险物质数量与临界量的比值(Q)。施工期设置柴油罐 1 座(单个容积 50m³)，施工期单个井场柴油最大总储量为 40t；运营期危险物质按照最长管线内原油、天然气最大存在量进行核算，根据项目方案可知，本项目建设环集油掺水管道Φ76×4.5~9.2km，站间集油掺水管道Φ114×4.5~15km，则管线内原油为 $V=\pi r^2 L=(3.14 \times 0.038^2 \times 9.2 \times 1000)+(3.14 \times 0.057^2 \times 15 \times 1000)=194.74\text{m}^3$ ，原油密度以 0.86t/m³ 计算，则管线原油最大存在量为 167.5t；该区块气油比约 20.62m³/t，天然气密度按 0.72kg/m³ 计算，则天然气的最大存在量为 2.49t。

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

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

式中：q₁，q₂，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t；

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果及环境风险潜势判定见表 5.8-1。

表 5.8-1 危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质		CAS 号	最大存在总量 q _n (t)	临界量 Q _n (t)	物质 Q 值
1	施工期	柴油	/	40	2500	0.016
2	运营期	原油（石油）	/	167.5	2500	0.067
3		天然气（甲烷）	74-82-8	2.49	10	0.249
项目 Q=Σq _n /Q _n						0.332

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，本项目 $Q=0.332<1$ ，环境风险潜势为 I。

5.8.2 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 5.8-2，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

表 5.8-2 环境风险评价工作等级

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定性的说明。				

5.8.3 风险调查

本工程涉及的主要危险物质是钻井过程中柴油罐中的柴油、石油开采过程中井场及集输管线内的原油和伴生气，具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

(1) 原油

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

表 5.8-3 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; Petroleum		
	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：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。			
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。

过去，大庆油田普遍被认为是含硫量低的油田，20 世纪九十年代中期以后，发现大庆老油区的伴生气中含有硫化氢，并且含量略显上升趋势，根据《大庆油田伴生气中硫化氢成因的探讨》一文中可知大庆油田伴生气中硫化氢含量大约为 183mg/m³。

表 5.8-4 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、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。
健康危害	侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30% 时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。
泄漏应急处理	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。
防护措施	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。
急救措施	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。
灭火方法	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。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

（3）柴油

柴油属易燃易爆物品，火灾危险性为乙类，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。

表 5.8-5 柴油化学品安全技术说明书

标识	中文名：柴油		英文名：diesel oil
	分子式：-		分子量：-
	危规号：32501	UN 编号：1202	CAS 号：-
理化特性	外观及性状：有色透明挥发、易燃液体		溶解性：不溶于水，溶于醇等溶剂。
	熔点（℃）：-18		沸点（℃）：282~338
	相对密度（水=1）：0.70~0.75		相对密度（空气=1）：1.59~4
理化特性	饱和蒸气压（kPa）：无资料		禁忌物：强氧化剂
	临界压力（MPa）：无资料		临界温度（℃）：无资料
	稳定性：常温常压下稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：易燃液体类别 3		燃烧性：易燃液体，
	引燃温度（℃）：257		闪点（℃）：38

	爆炸上限（v%）：6.5	爆炸下限（v%）：0.6
	燃烧热（kJ/L）：30000~46000	火灾危险类别：乙 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂ 、水	
	危险特性：蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂可发生反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。若遇高热，有容器开裂和爆炸的危险。	
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。	
毒理性质	LC ₅₀ ：>5000mg/m ³ /4h	LD ₅₀ ：7500mg/kg（大鼠经口）
	环境危害：对环境有危害。对大气可造成污染。	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	
	健康危害：吸入该物质可能会引起对健康有害的影响或呼吸道不适。意外食入本品可能对个体健康有害。通过割伤、擦伤或病变处进入血液，可能产生全身损伤的有害作用。眼睛直接接触本品可导致暂时不适。	
急救	皮肤接触：立即脱去污染的衣物。用大量肥皂水和清水冲洗皮肤。如有不适，就医。 眼睛接触：用大量水彻底冲洗至少15分钟。如有不适，就医。 吸入：立即将患者移到新鲜空气处，保持呼吸畅通。如果呼吸困难，给予吸氧。如吸入或吸入，不得进行口对口人工呼吸。如呼吸停止。立即进行心肺复苏术。就医。 食入：禁止催吐，切勿给失去知觉者从嘴里喂食任何东西。立即呼叫医生或中毒控制中心。	
泄漏处理	人员防护措施：避免吸入蒸气、接触皮肤和眼睛。谨防蒸气积累达到可爆炸的浓度。应急人员戴正压自给式呼吸器，穿防毒、防静电服，戴化学防渗透手套。清除所有点火源。迅速将人员撤离到安全区域，远离泄漏区域并处于上风方向。 环境保护措施：在确保安全的情况下，采取措施防止进一步的泄漏或溢出。避免排放到周围环境中。 泄漏物收容、清除方法及处置材料：少量泄漏时，可采用干砂或惰性吸附材料吸收泄漏物，大量泄漏时需筑堤控制。附着物或收集物应存放在合适的密闭容器中，并根据相关法律法规废弃处置。	
储运	装运车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。	

5.8.4 风险识别

（1）施工期环境风险识别

1）井喷

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

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

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

②操作失误，起钻抽吸。钻井时当钻穿油、气层段，起钻速度太快，产生抽吸作用，将油、气抽出来，或起钻时没有及时灌入泥浆，液面降低，泥浆柱压力下降；地面除气设备效率低，未及时采取措施消除泥浆中滞留的气体，重复循环，气蚀严重等原因而发生井喷失控。

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

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

⑤钻井过程中遇漏失层段，发生井漏未能及时处理或处理事故中措施不当。

⑥在钻井中不能及时发现溢流，或发生溢流后处理措施不当，造成失控。

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

⑧当发生地震等自然因素导致的灾害时，可能发生井喷事故。

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

2) 套管破损

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

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

3) 井漏

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

4) 柴油储罐泄漏

本工程新钻井 13 口，采用柴油钻机钻井。施工井场设有 1 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。

通常由以下因素引起：

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

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

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

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

2) 油井套损

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

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

工程技术因素主要有套管强度计算及井深结构设计不合理，泥岩吸水蠕变、滑移产生的横向层间位移侧压力、纵向地层位移产生的拉伸力及纵横向位移产生的弯曲应力对套管的破坏作用；固井质量不好时，会使泥岩吸水蠕变、滑移，对套管产生破坏作用。另外，由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆候凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。当不合理的注水开发时，注释压力超过地层上覆压力，也会导致套管的破损。

套管腐蚀是套管损坏的一种主要诱因，一旦套管腐蚀穿孔则会多点破漏，并会加速套管的疲劳进而过早变形和损坏。它是由原油天然气中含有的硫、 CO_2 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

本项目依托场站为小二转油站、新一联合站，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。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.8-5。

表 5.8-5 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
井场	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
集油管道	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
转油站、联合站等场站	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏污染	空气、地下水

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 事故状态下对大气环境影响

天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时的严重污染；原油及天然气中含有少量硫化氢，混合气密度小于空气密度，大量泄漏可能导致泄漏局部

地区硫化氢含量超标，由于原料中硫化氢含量浓度并不高，因此在出现大量泄露时硫化氢浓度不能达到爆炸极限，只能出现中毒的危险，因此在维修时必须采取防护措施，如使用空气呼吸器或长管呼吸器、佩戴化学安全防护眼镜、穿防静电工作服、佩戴防化学产品手套进行处理。上述情况综合考虑了大量泄漏的极端情况，由于本地区所处地势平坦，扩散条件好，在一定的气象条件下一一次性事故形成的局部大气污染中烃类气体聚集成高浓度的可能性较小，对周围大气环境的影响不会太严重。

一般钻井时发生井喷事故较多，而钻生产井时则较少。该项目开采的油层原始地层压力较低，但在进行注水采油后，注水井注水前缘压力太高也有导致井喷发生的可能性，因此该项目在钻井前都会采取注水井停注等措施来降低地层压力，而且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。

集油管道原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。

根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 1km，事故区域范围内的非甲烷总烃的含量可达到 500-2000mg/Nm³，短时间内严重破坏了局部地区空气质量。

发生井喷事故时，大量原油等物质外泄，并伴随各种伴生气泄出，伴生气组分中含有 H₂S 等有毒气体，会对区域内村屯居民造成严重影响。

表 5.8-6 硫化氢浓度与危害程度对照表

H ₂ S 在空气中的浓度			有关硫化氢的典型特例
体积%	体积 ppm	毫克/米 ³	
0.000013-0.00046	0.13-4.6	0.18-6	可嗅到臭蛋气味，对人气不产生危害。
0.001-0.002	10-20	14.41-28.83	允许八小时暴露值，即安全临界浓度值，超过安全临界浓度必须带上防毒面具，美国标准 10PPM，中国标准 2PPM，日本标准 15PPM。
0.005	50	72.07	只允许接触十分钟。
0.01	100	144.14	在 3-15 分钟内就会损失嗅觉神经并损坏人的眼睛，20 分钟后使人感到轻微头痛，恶心及脉搏加快。1 小时就会刺激咽喉，损伤眼睛，长时接触会使上述症状加重。
0.02	200	285.61	立即破坏嗅觉系统，眼睛、咽喉有灼烧感，长时接触会使眼睛、咽喉遭到灼烧伤害并可能导致死亡。
0.05	500	720.49	短期暴露就会不省人事，如不迅速处理会导致呼吸停止，失去理智和平衡感，如不立即采取抢救措施，可

			能导致中毒者死亡。
0.07	700	1008.55	很快失去知觉，停止呼吸，如不立即采取抢救措施，将导致中毒者死亡。
0.1	1000	1440.98	立即失去知觉，结果将会产生永久性脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，否则导致中毒者死亡。
0.2	2000	2857.14	吸一口立即死亡，抢救较困难。

大庆油田伴生气中硫化氢含量大约为 $183\text{mg}/\text{m}^3$ ，参照硫化氢中毒浓度对照表，事故状态下伴生气泄露可能造成的后果为：①在 3-15 分钟内就会损失嗅觉神经并损坏人的眼睛，20 分钟后使人感到轻微头痛，恶心及脉搏加快。②1 小时候就会刺激咽喉，损伤眼睛，长时间接触会使上述症状加重。

因此由于管线设备的腐蚀或密封不严等造成硫化氢的泄露，严重时污染会造成中毒伤亡事故。因此，必须遵守以下规定：①严格工艺要求，加强平稳操作，防止跑、冒、滴、漏；②装置内安装固定式的硫化氢测报仪；③对有硫化氢泄露的地方要加强通风措施，防止硫化氢的聚集；④对有硫化氢的容器、管线阀门等设备，要定期进行检查更换；⑤发现硫化氢浓度高，要先报告，采取一定的防护措施，才能进入现场和处理。

当中毒事故或泄露事故发生时，需要人员到事故现场进行抢救处理，这时必须做到：①发现事故应立即呼叫或报告，不能个人贸然去处理；②佩带合适的防毒面具，有二人以上的监护③进入事故现场，需携带好安全绳。有问题应按联络信号立即撤离现场④如事故现场感觉头痛，恶心及脉搏加快等症状，应立即停止并撤离。

发生井喷事故时，大量原油等物质外泄，并伴随各种伴生气泄出，伴生气组分中含有 H_2S 等有毒气体，会对区域内村屯居民造成严重影响。集油管道、场站产生的原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。

5.8.5.2 事故状态下对地表水环境影响

本工程事故状态下对地表水污染途径主要是油水的事故泄漏。泄漏污油污水在雨季期间可能随地表径流流向下游。集输管道事故泄漏可以通过站内仪表监控或巡检及时发现事故，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。

5.8.5.3 事故状态下对地下水环境影响

(1) 地面设施泄漏对地下水的影响

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

(2) 套损对地下水的影响

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

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

(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。

本项目采用水基钻井泥浆中有害成分为盐类、化学添加剂，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。由钻井液各主要成分其理化性质表可知，泥浆中均为无毒的助剂且用量较少，可以减轻事故时泄漏对地下水的污染程度。

本项目表层套管下至 100m，在潜水含水层以下，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。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的影响

钻井井场设柴油储罐 1 座，柴油储存量为 40t。储油罐的泄漏对地下水的污染较为严重，地下水一旦遭到成品油的污染，将使地下水产生严重异味，根本无法饮用。又由于这种渗漏必然穿过较厚的土壤层，使土壤层中吸附了大量的燃料油，土壤层吸附的燃料油不仅会造成植物生物的死亡，而且土壤层吸附的燃料油还会随着地表水的下渗对土壤层的冲刷作用补充到地下水，这样即便污染源得到及时控制，地下水要完全恢复也需几十年甚至上百年的时间。本项目柴油储存采用卧式罐，罐体架设在两个承台基础之上，如果发生泄漏，很容易发现并能够及时回收处理；而且罐区进行了防渗处理，并设置了围堰，即使发生泄漏，油品将由于防渗层的保护作用，积聚在围堰内，不会对地下水环境产生影响。

(5) 油气集输管道破损

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

- 1) 管道焊接不严，检测有误，造成泄漏；
- 2) 管道防腐涂层质量差，造成管道腐蚀；
- 3) 管材或连接缺陷，造成管道断裂，油气泄漏；
- 4) 操作失误引发的憋压等造成的风险事故；
- 5) 设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；
- 6) 动力故障引发的事故，如停电造成的阀门无法关闭、通讯线路中断无法传递控制指令等导致事故发生；
- 7) 在管道近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，造成管道破裂；
- 8) 其它选线不当或设计有误导导致的事故风险。自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。结合本项目工程内容分析，本次改造项目施工期间对油气管线进行暂停处理，施工后进行严格的测压和检测，因此，不会产生大规模的油气泄漏事故。管道断裂、气阀漏气等事故，通常是通过巡回检查及监控对此加以控制。

5.8.5.4 对土壤环境的影响

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

影响局部区域土壤正常的结构和功能。

5.8.5.5 对生态环境的影响

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

5.8.6 环境风险评价结论

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

表 5.8-6 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	敖南油田敖 112-敖 16 等区块葡萄花油层水平井及直井补充井产能建设地面工程项目				
建设地点	黑龙江省	大庆市	肇源县	新站镇境内	() 园区
地理坐标	经度	124°54'40.99"~124°52'30.36"	纬度	45°42'36.31"~45°41'46.16"	
主要危险物质及分布	原油、天然气：井场、集输管道、场站等				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	大气环境：天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。 地表水环境：如果事故状态下一旦发生井喷时，原油外泄，一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体。 地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油井管线、设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。 土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。 生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田的生态环境，减少农作物产量，危				

	害植物生长。
风险防范措施要求	场站、管线泄漏的主要预防和处理措施： （1）对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如采取耐腐蚀管线进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率； （2）加强应急预案和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志； 井下作业事故风险防范措施 （1）为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。 （2）施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；

填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：

本项目危险物质数量与临界量的比值 Q 为原油与天然气的和 $0.332 < 1$ ，环境风险潜势为I，风险评价等级为简单分析。

本工程的主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境、地表水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。

。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期

本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及井场柴油罐挥发的非甲烷总烃。

(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，柴油发电机烟气排放满足《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）及 2020 修改单中第三阶段标准限值；

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，风速四级以上易产生扬尘时，应暂停开挖；

②管道施工完毕后，及时覆土回填，管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时在施工过程中定期洒水抑尘，防止施工扬尘量大对环境造成污染；

③车辆行驶选择对周围环境影响较小的运输路线，严禁运输车辆驶入村屯，定期对运输线路进行清扫，在敏感点处采取洒水、减慢车速，控制运输车辆的扬尘污染；

④施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等，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

⑤施工中路拌机采用密封拌合的方式；

⑥施工材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料的洒落、风刮起的粉尘；

⑦在敏感点处采取洒水、减慢车速，控制运输车辆的扬尘污染；

⑧施工现场不设置沥青搅拌场地及设备，所有沥青均采用外购；

⑨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。

⑩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。

⑪禁止占用保护区用地。

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

（3）施工车辆尾气

施工井场运输车辆尾气含有 NO₂、CO、THC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。本工程共有 2 座井场，运输车辆在野外作业区时有利于尾气扩散，不会对环境产生污染。

（4）柴油罐呼吸废气

本项目柴油罐选用密闭管线、密闭性能好的阀门、法兰和垫片连接。同时加强管理，定期巡检，杜绝跑、冒、滴、漏现象。由于施工所在区域较开阔，柴油罐挥发气体较少，发散较快，对附近环境影响较小。随着钻井工作的结束，柴油罐挥发的废气对环境空气的影响会逐渐消失，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中标准限值。

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值（1.0mg/m³）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 运行期

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

（1）挥发性有机物污染防治措施

①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄露；

②井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；

③加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

④精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程；

⑤罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；

⑥挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200 mm。

⑦液态 VOCs 物料应采取密闭管道运输，采用非管道运输方式转移液态 VOCs 物料时，应采用密闭容器、罐车。

⑧定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，确保井场排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求中无组织排放监控浓度限值；依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《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；

⑨建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与修复，对易泄漏环节制定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。

⑩加强对设备和管道的检查和维护，最大限度降低场站及某些设备的超压放空、除油干燥器排气、储罐和管线的油气挥发以及天然气使用过程中非甲烷总烃的无组织挥发；

⑪加强对集输气设备的日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制掺水和外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度，减少天然气用量，减少烟气排放量。

⑫加强井下作业管理，落地油 100%回收率，减少非甲烷总烃挥发；通过采取上述措施，控制措施满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）；厂界污染物排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》中标准值：4.0mg/m³，不会对大气环境产生较大影响，运行期无组织排放大气污染防治措施可行。

⑬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；

⑭伴生气的处理均在密闭压力容器内进行，集输过程中均为密闭状态，有效的降低了非甲烷总烃的无组织挥发。

由此可见，本项目依托的场站排放的非甲烷总烃厂界浓度也做到达标排放，因此场站无组织废气治理措施是可行的。

(2) 本项目依托的转油站加热装置燃料均采用清洁能源（天然气），产生的烟气经高于 8m 高的烟囱排放（新二烟囱高 20m），能够达到《锅炉大气污染物排放标准》

（GB13271-2014）表 1 在用锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值要求（颗粒物 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 400\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 100\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）。

根据大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 10 月 18 日-19 日对场站加热炉排气筒的监测结果可知，新二转油站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 $10.8\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 平均值约为 $75.5\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 平均值约为 $16.8\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 < 1 ，可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准，因此依托站场加热炉烟气均做到达标排放。由上可以看出，本项目依托场站加热炉烟气有组织排放措施可行。

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。

6.2 废水污染防治措施

6.2.1 施工期

(1) 施工期废水处理措施及其可行性论证

1) 施工人员生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整；

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) 为了避免污染地下水，钻井液采用无毒无害或毒性极小的泥浆体系；

4) 使用地下水保护双层套管，表层套管下至地下水层以下，以确保该区地下水不受污染，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；

5) 施工期钻井废水排入井场泥浆槽中，及时拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理。该站处理能力为 $500\text{m}^3/\text{d}$ ，主要采取均质、脱稳、压滤等工艺，可实现废弃钻井液的均质、破胶脱稳、固液分离和水处理，产出物为泥饼和水，处理后的水转运到新

一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼达标后用于铺垫井场及通井路。

（2）施工期地表水保护措施

①合理规划：施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；施工运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

②施工期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将生活污水直接排放。

③宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工。

通过采取以上措施，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

6.2.2 运营期

（1）运营期废水处理措施及其可行性论证

①运营期废水处理措施

运营期油井采出液分离出的含油污水由管线输送至新一联合含油污水处理站处理，作业污水及清防蜡污水由罐车拉运至新一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

②处理工艺可行性分析

本项目依托新一联合含油污水处理站，该站采用“两级沉降+两级过滤”，设计出水水质指标为“8、3、2”。

③处理工艺达标可行性分析

新一联合含油污水处理站设计出水指标为《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”。本次委托大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 10 月 18 日-19 日对新一联合含油污水处理站出水水质进行监测，处理后水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求，工艺可行。

④处理规模的可行性分析

新一联合油污水处理站设计污水处理量为 $3060\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量为 $1288\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 42.1%，本项目新增污水 $7.8\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目投产后新一联合油污水处理站负荷率为 42.3%。因此，从规模上本项目依托可行。

本项目拉运污水要建设拉运视频监控装置，并接入市局监控平台，废水拉运前向市局申报，明确拉运量、拉运时间，并接受视频监管。采取以上措施后，本项目运营期废水均不外排，对环境的影响较小。

(2) 运营期地表水保护措施

在油田生产建设及运营过程中，必须加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实，运营期还应做到如下要求：

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收；

②集油管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

③在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

④定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为 1 次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，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大面积污染。

在正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，措施技术可行，对周围环境不会产生不良影响。

6.3 地下水污染防治措施

6.3.1 地下水防治措施

(1) 源头控制措施

①本项目施工期与产生的钻井泥浆、钻井岩屑和废射孔液一同由罐车拉运至依托《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 钻井废弃泥浆无害化处理项目》中新建钻井废弃泥浆无害化处理线进行处理。

②保证固井质量，严防油井深部原油渗入含水层。

③油田钻井对地下水造成污染的可能性较小。对使用双层套管技术进行清洁生产审计，使表层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

④采用欠平衡钻井技术，控制好钻井液比重，保证钻井液不会进入地下水含水层。

⑤采用双层套管技术，表层套管固井水泥返至地面，安全封闭地下水含水层；选用高标号的固井水泥，提高固井质量。

⑥定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑦油田生产过程中严格管理，坚决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及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%。

⑧管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。

⑨管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。站内埋地不保温管道外防腐采用沥青防腐胶带特加强级，带宽不小于 150mm，防腐层厚度不小于 3.2mm。

⑩管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm。

⑪运行期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。

⑫巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。

6.3.2 分区防控措施

(1) 钻井期防渗措施

从以上分析表明，正常钻井过程不会对地下水造成污染。但井喷、井漏等突发性泄漏，如处理不及时则可能造成污染。因此提出如下污染防治措施及建议：

1) 将使用双层套管技术纳入清洁生产审核内容，采用双层套管技术，使表层套管和油层套管固井水泥必须返至地面，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水含水层和承压水含水层；

2) 选用高标号的固井水泥，提高固井质量，严防油井深部原油渗入含水层；

3) 从钻开表层粘土层起，直到钻开基岩 30m 以上，采用无毒无害的清水泥浆，避免钻井泥浆对浅层地下水的污染；

4) 采用欠平衡钻井技术，控制好钻井液比重，保证钻井液不会进入地下水含水层；

5) 切实加强对钻井泥浆等回收处理工作，消除对地下水污染隐患；

6) 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；

7) 废弃钻井液和钻井废水在集中处理前，暂存于井场设置的钢制泥浆槽内，与钻井岩屑一并由罐车及时拉运至第九采油厂废弃泥浆处理站无害化处理。

(2) 地下井管防渗措施

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

(3) 井场防渗措施

①井场地面属于简单防渗区，地面应压实。作业期间的防渗措施为搭建防渗围堰及铺设 2mm 防渗布。

②定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

(4) 集油管线防渗措施

本工程集油管线集油管线采用重点防渗，应采用钢管，其防渗措施主要为：

①管道外防腐等级应采用加强级；

②管道连接方式应采用焊接；

③管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于 2mm 后采用管道内防腐；

④定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；

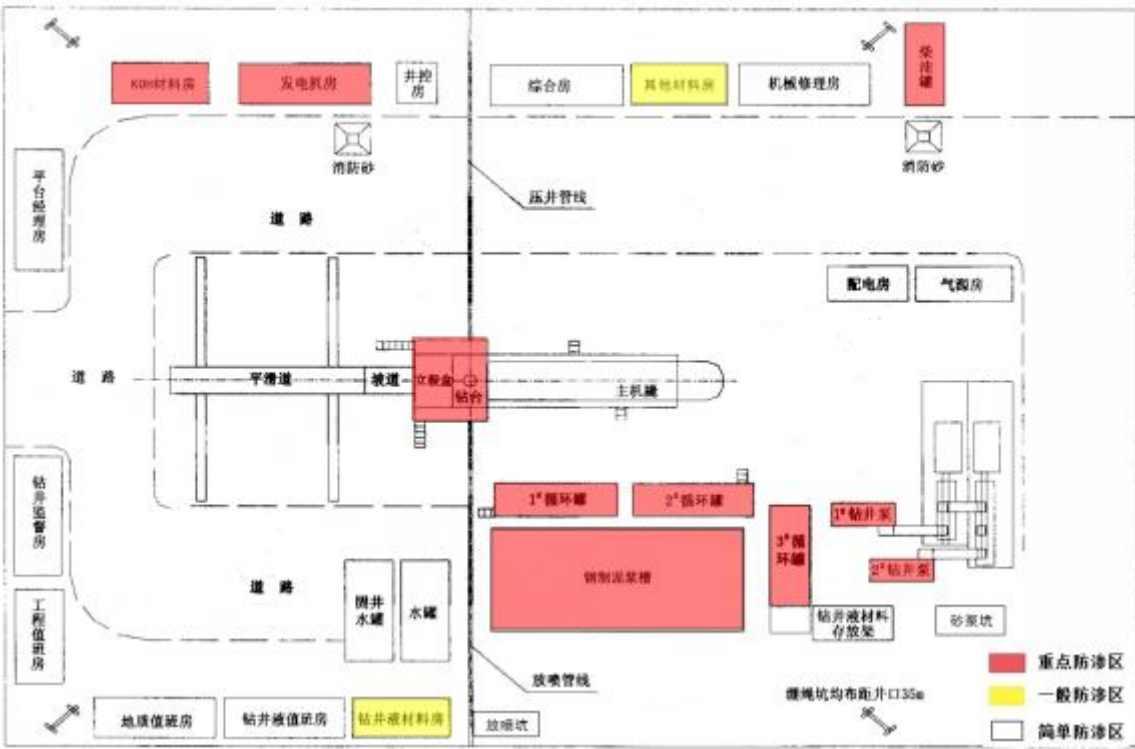
本项目分区防渗情况见表 6.3-1。

表 6.3-1 本项目分区防渗情况

项目分区防渗具体见表 6.1-1，施工期分区防渗图见图 6.1-1。

表 6.1-1 项目污染防渗区分

项目	类别	项目涉及区域	防渗措施	防渗要求
施工期	重点防渗区	柴油罐区、钻井液罐区、发电机房、钢制泥浆槽、KOH 材料房、钻井泵、钻台	采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗，渗透系数为 $1.0\times10^{-10}\text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb\geq6.0\text{m}$ ， $K\leq1\times10^{-7}\text{cm/s}$ 防渗技术要求
	一般防渗区	钻井液材料房、其他材料房、临时旱厕	采用 1.5m 厚黏土防渗层，渗透系数为 $1.0\times10^{-7}\text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb\geq1.5\text{m}$ ， $K\leq1\times10^{-7}\text{cm/s}$ 防渗技术要求
	简单防渗区	施工井场其他区域	采用地面碾压平整	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防渗技术要求
运营期	重点防渗区	集油管线	采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接。	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb\geq6.0\text{m}$ ， $K\leq1\times10^{-7}\text{cm/s}$ 防渗技术要求。
	简单防渗区	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防渗技术要求



6.3.3 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，本项目地下水跟踪监测井已在钻井工程中进行布设，定期对周围地下水井进行观测和检测，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题；如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一、二级评价的建设项目，跟踪监测点位一般不少于 3 个，应至少在建设项目场地，上、下游各布设 1 个。项目区域潜水地下水流向为由东北至西南，因此在上游的潜水设 1 个背景监测点，在本项目区域内侧向和下游设 1 个潜水及 1 个承压水跟踪监测点，进行长期监测

跟踪监测计划见表 6.3-2，地下水跟踪监测布点图见附图 4。

表 6.3-2 地下水环境监测计划表

序号	水井名称	经纬度	方位距离	上、下游	井深	备注	监测因子	监测频次
1	旭日屯水井	124.33519, 45.72709	2#平台东 北侧 2615m	上游	17m	背景值监测点、潜水	pH、石油类	1 次/半年
2	柳罐村水井	124.34875, 45.67368	站间集油 管线东南 侧 501m	两侧	20m	地下水污染调查点、潜水		
3	肇源农场水井	124.28885, 45.67860	站间集油 管线东南 侧 684m	下游	75m	地下水污染调查点、承压水		

6.4 噪声污染防治措施

本项目井场周边 200m 范围内无声环境保护目标，最近保护目标为距离站间集油管线东南侧 501m 柳罐村，为了减轻噪声对周边环境的影响，须采取以下噪声污染控制措施：

6.4.1 施工期

1) 钻机噪声对周围环境有一定影响，但持续时间短，随钻井的结束而结束。可采取对给钻机柴油机和发电柴油机排气管安装消声器和减振基础，并将高噪声设备安装在

活动板房内；优化井场平面布局，将柴油机组等高噪声设备安装在远离村屯一侧，可降低噪声 20~30dB(A)左右。因此，一般情况下，不会受到钻井噪声影响。

2) 泥浆泵应安装减震垫，可降低噪声约 20~30dB(A)。

3) 合理布局，噪声大的动力设备布置在井场主导风向的下风侧，办公板房或员工宿舍布置在主导风向的上风侧，以减轻噪声的影响。

4) 尽量缩短钻井时间，减少钻井噪声对居民的影响；此外，也可结合经济补偿措施。

5) 建设施工的机械噪声强，影响范围大，应合理安排施工进度，减少施工时间，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响，以满足《建筑施工场界噪声排放标准》（GB12523-2011）限制要求。

6) 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。

7) 施工严格禁止夜间进行，若避免不了夜间施工，则应对周围居民进行夜间施工公告并征得当地政府和居民的同意。

8) 工程车辆运输路径尽量避开村屯；如实在无法避让，教育司机在夜间经过村屯时，严禁鸣笛，并减少夜间行车次数等，以降低车辆噪声对居民的影响

9) 运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。

10) 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；

11) 本项目施工期最近敏感目标为 99#平台南侧 299m 的乌诺屯，施工场地设置围挡等措施降低对周边敏感点的影响。

通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求（昼间 $\geq 70\text{dB}(\text{A})$ 、夜间 $\geq 55\text{dB}(\text{A})$ ），不会对声环境产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.4.2 运行期

(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、隔声等降噪措施；

(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。

通过采取以上措施后，能够确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求（昼间 $\geq 60\text{dB}(\text{A})$ 、夜间 $\geq 50\text{dB}(\text{A})$ ），不会对周围声环境产生较大影响，运行期噪声治理措施可行。

6.5 固体废物污染防治措施

6.5.1 施工期

（1）废钻井液、钻井岩屑、废射孔液等废弃物暂存于井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到新一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼用于铺垫井场及通井路；

（2）完井后井场做到工完、料尽、场地清；

（2）膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、废防渗布、施工废料经由施工单位统一收集后拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理；

（3）KOH 包装袋属于危险废物，按危险废物管理，经收集后暂存于 KOH 材料房设置的加盖钢制桶内，施工结束后由施工单位委托有资质单位处理；

（4）生活垃圾统一收集后运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理。

6.5.2 运行期

1、落地油、含油污泥处置措施可行性分析

本项目对上述危险废物的处置采取从收集、运输及处置全过程管理：

（1）收集

落地油主要产生于以下环节：油井作业中跑冒油；在起放或清洗油管、抽油杆时散落在井场的原油；生产过程中管理不善造成原油落地；井喷或集输管线破裂等造成原油落地。

近年来大庆油田通过在油井修井前实施压井技术（即对油井修井前向其注入高压水，冲刷油管和套管）以及安装井下卸油器，修井时落地油产生量大幅减少；在采油作业中为防止原油散落于井场内，均铺设防渗布，采取以上措施后可有效降低落地油对土壤及生态环境影响，上述措施已实施多年，从未造成污染影响；因此从源头控制落地油的措施是可行的。

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，可以有效控制落地油的污染影响。上述措施已实践多年，从未造成污染影响；因此从源头控制落地油的措施是可行的。

（2）运输

该项目按照国家环境保护总局令 1999 年第 5 号《危险废物转移联单管理办法》的规定。在转移危险废物前，报批危险废物转移计划，申请领取联单。在转移前三日内报告当地环保局，并同时将预期到达时间报告接受地环保局。每转移一次同类危险废物，填写一份联单。每次有多类危险废物时，分别填写联单，并加盖公章。交付运输单位核实验收签字后，将联单第一联副联自留存档，将联单第二联交当地环保局。危险废物联单要记录上须注明危险废物的名称、来源、数量、特性和包装容器的类别、入库日期、存放库位、废物出库日期及接收处置单位名称，危险废物的记录和货单在危险废物回取后应继续保留三年。

危废外运时，公司应当向当地环保局提交下列材料：

- 1) 拟转移危险废物的名称、种类、特性、形态、包装方式、数量、转移时间、主要危险废物成分等基本情况；
- 2) 运输单位具有运输危险货物资格的证明材料；
- 3) 接受单位具有利用和处置危险废物资格及同意接受的证明材料。该项目采取的上述危险固废的外运管理措施是可行的危险废物运输时由建设单位填写危险废物转移联单，报当地环保局备案，运输时采用符合国家标准专用容器和运输车辆。

(3) 处置

第九采油厂含油污泥处理站是专业化从事 HW08 废矿物油与含矿物油废物的危险废物处置单位，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，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg）。

2、含油防渗布处置措施可行性分析

根据工程分析，本项目产生含油防渗布约 3t/a，为油井检修作业时铺设产生，集中收集暂存第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有资质的单位进行处置，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。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，沾染矿物油的含油防渗布属于危险废物，危废代码 900-249-08。

(1) 运输

建设单位应该加强对含油防渗布转移和处置的管理，严格按照《危险废物转移联单管理办法》执行；并要求在含油防渗布的运输过程中严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。本工程危险废物运输应按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理；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》（环发〔2006〕50 号）要求进行报告；
- 2) 应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；
- 3) 对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和作复；
- 4) 清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；
- 5) 进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，并佩戴相应的防护工具。

通过采取上述收集、储存、运输、处置等措施，本过程施工期产生的危险废物可得到妥善处置，不会对周围环境及敏感点产生影响。

（2）委托单位

目前建设单位还未明确委托的危险废物处理单位，建设单位应加强对危险废物的管理。

本次环评建议将其送至黑龙江云水环境技术服务有限公司进行无害化处理。黑龙江云水环境技术服务有限公司（2017 年 1 月 22 日黑龙江辰能环境技术服务有限公司更名为黑龙江云水环境技术服务有限公司）。该公司成立于 2009 年 10 月 12 日，由哈尔滨云水工大环科技股份有限公司及黑龙江省环境工程评估中心为股东单位共同发起设立的国有有限责任公司，公司注册资本 3000 万元人民币。经营范围为除 HW01、HW10、HW15、HW29、HW43、HW44 外其他类别危险废物的收集、贮存、处置。危险废物治理技术开发、技术转让、技术咨询等业务。

公司建设经营的黑龙江省危险废物集中处置场项目采用欧洲国家的设计及工艺控制标准，是一个危险废物处置设施齐全，技术先进可靠的一站式危险废物处置基地。该项目危险废物处置能力 3.8 万吨/年（其中焚烧 9800 吨/年、填埋 24380 吨/年）。危险废物处置的工艺过程包括：稳定化固化处置、物理化学处置、焚烧及尾气净化处置、安全填埋处置等几大处置系统。2012 年 11 月该项目工程建设全部完成，进入试生产阶段。2016 年 1 月正式获得黑龙江省环境保护厅颁发的危险废物经营许可证。

因此，本项目产生的含油防渗布送黑龙江云水环境技术服务有限公司是可行的。

综上所述，施工期产生的固体废物均得到有效处置，在采取上述防治措施前提下，施工期固体废物对环境影响可降至最低，不会对周围环境产生不良影响。

6.6 生态保护措施

6.6.1 施工期

（1）一般性生态保护措施

1) 钻井施工应编制施工预案，科学安排作业，最大限度减少钻机搬迁等对植被的碾压和破坏；

2) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时进井通道；

3) 搬运钻井设备利用现有公路、小路，执行“无捷径”原则，应尽量减少占地面积，认真确定车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采植物；

4) 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，以减少地表植被破坏；

5) 为避免施工期对植被的影响，对易产生扬尘的场所必要时加以遮挡，以减轻对植物的影响；

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

7) 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；

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

9) 施工结束后施工营地进行搬迁，料场做到工完、料净、场地清。井场临时防渗旱厕进行清理卫生填埋，按照先填心、底土，后平覆表土，柴油罐区的防渗材料及围堰与柴油罐一同拆除，临时占地草地平整，耕地等质等量复耕；施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物，严禁随意倾倒；

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

11) 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；

12) 本工程占用的耕地，占用单位按照相关规定缴纳复垦费和补偿费，专款用于复垦；将所占土地进行表土剥离，剥离的表土用于被损毁土地的复垦；

13) 管道施工尽量缩小占地面积，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；

14) 管沟挖、填方作业应尽量作到互补平衡, 以免造成弃土方堆积和过多借土;

15) 管沟回填应按层回填, 以利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;

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

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

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

19) 易起尘的土石方工程施工作业应避免在四级及以上大风天施工;

20) 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;

21) 施工结束后, 及时恢复被破坏的地表形态。对永久占用 4.716hm² 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 24.904hm² 临时占地进行表土留存, 分层回填, 整平翻松, 确保恢复等质等量面积的耕地。恢复过程由环境监理全程监督, 以确保生态恢复效果。

本工程应在施工完毕后进行生态影响减缓及恢复措施, 具体见表 6.1-3。

表 6.1-3 生态影响减缓及恢复措施

序号	项目	占地类型	恢复措施	实施时间	实施单位
1	永久占地	耕地	将表层土剥离进行其他土地改良, 占地后按照占一补一原则缴纳补偿费用, 补偿永久占地 4.716hm ² 。	施工完毕后 1 年内	大庆油田有限责任公司第九采油厂
2	临时占地	耕地	恢复临时占地 26.904hm ² , 分层开挖, 分层回填, 并通过生态植被恢复措施可逐年恢复原有植被水平		

(2) 针对性保护措施

1) 永久基本农田保护措施

根据《基本农田保护条例》(2017 年修正) 中规定: 国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区, 需要占用永久基本农田,

涉及农用地转用或者征用土地必须经国务院批准。经国务院批准占用永久基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占用的永久基本农田数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合的要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用永久基本农田的单位应按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用的永久基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

本工程属国家能源设施建设项目，根据设计要求，工程无法避让永久基本农田，因此应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，应纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，永久基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。

及时落实生态补偿和恢复措施，对临时占用的耕地进行整平翻松，对永久占用的基本农田按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于耕地的恢复及补偿。

2) 防沙治沙措施

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

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

②根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主。

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

3) 水土流失防治措施

①井场

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

②道路

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

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

③管线

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

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

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

④生物防治措施

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

综上所述，通过上述生态污染防治措施，本项目对生态环境造成的影响在环境可接受范围之内，措施技术可行

6.6.2 运行期

本工程由于井场、管线、道路等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，

遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施：

（1）严格控制油井作业占地，普通井下作业不新征临时占地；施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

（2）油井作业过程中缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响；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）油井作业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。油井作业结束后，应针对作业过程中的不同破坏类型，恢复被破坏的地表形态，降低工程对周围生态环境的影响。

（4）油井作业避免在大风天施工。作业时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）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。

（6）回收落地油时，减少土壤的剥离量。加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后做无害化处理，处理后油水回收。

（7）运行期各种车辆应在已修建的道路上行驶，不得随意行驶。

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。

6.7 土壤污染防治措施

6.7.1 施工期

（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。

6.7.2 运行期

(1) 源头控制措施

井场控制措施：油田开发过程中，井下作业应配备泄油器、刮油器等，检修作业污水、清防蜡清防蜡废水要求全部进罐，由罐车拉运至新一联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排；按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1限值要求后用于铺垫井场及通井路，落地原油回收率应达到100%。

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

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

(2) 过程控制措施

对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼草地带，采用玻璃钢外防腐钢制管道，以延长埋地管道使用寿命；井场采取简单防渗，进行地面压实处理。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。

(3) 末端控制措施

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

(4) 应急响应措施

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

6.7.3 土壤环境跟踪监测

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

根据土壤环境影响分析结果，定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开。根据项目分布情况、现状监测布点情况和土壤类型分布情况，布置土壤监测点位 3 个，跟踪监测计划见表 6.7-1 和附图 10。

表 6.7-1 土壤环境跟踪监测计划表

点位	坐标	位置	监测因子	监测频次
1	124.30418 45.70799	1#平台永久占地内	pH、镉、汞、砷、铅、 铬、铜、镍、锌、石 油烃（C10-C40）	1 次/年
2	124.31371 45.69839	新建阀组间占地内		
3	124.30866 45.66411	新二转油站西侧 100m		

6.8 环境风险防范措施

6.8.1 施工期环境风险防范措施

（1）井漏事故风险防范措施

根据本项目钻井工程方案，钻井施工中应加强管理和生产组织协调，维护好设备，认真做好井漏等的预防工作。钻井施工中发现井漏及油气显示等异常情况，立即报告。钻进中发生井漏，液面不在井口时，将钻具提至关井位置，采取定时、定量反灌钻井液措施，及时处理井漏，防止发生溢流。为防止井漏、井塌发生，可适当提高钻井液粘度，并控制钻速与排量，防止冲垮和憋漏地层。接单根时，应晚停泵、早开泵。进入目的层后，若发生井漏，在保证井控安全和井眼稳定的情况下，应首先考虑降低钻井液密度，然后选择不伤害主要储层的堵漏措施，主要目的层应选用可酸化或可解堵的材料，严禁使用惰性材料堵漏。施工区块集中储备随钻堵漏剂 40t~60t，以备井漏发生时应急使用

（2）突发井喷事故风险防范措施

1) 钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生。

2) 钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测，绘制四条曲线，包括预测地层孔隙压力曲线、监测地层孔隙压力曲线、设计钻井液密度曲线、实际钻井液密度曲线，并贴于井场值班房墙上。

3) 施工方在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时, 应及时对钻井作业进行风险识别和评价, 制定出安全技术保障措施, 并提出修改设计的请求, 按程序审批后方可实施。

4) 井控设备的维护和使用严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》中的 4.2 和 5.2 的要求执行。

5) 从一次开钻开始, 干部必须 24h 值班, 负责包括井控工作在内的所有钻井施工管理。值班干部要佩戴明显标志, 填写值班记录(包含在交接班记录内)。

6) 严格执行钻开油气层前的准备和检查验收制度, 在进入油气层前 50m~100m, 按照下部钻井的设计最高钻井液密度值, 对裸眼地层进行承压能力检验。

7) 最大允许关井套压值为防喷器额定工作压力、地层破裂压力决定的允许关井套压值、套管抗内压强度的 80%, 三者中的最小值。

8) 钻井液性能符合钻井设计要求, 特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液, 使其性能稳定, 进出口密度差不超过 0.02g/cm^3 。

9) 钻进时司钻注意观察泵压、钻速等变化, 发现异常立即停止钻进, 循环钻井液观察后效。

10) 起钻过程中, 要严格控制起钻速度, 钻头在油气层中和油气层顶部以上 300m 井段内起钻用 I 挡或起钻速度不超过 0.5m/s , 预防抽吸引起井喷。起钻中严格按照规定及时向井内灌满钻井液, 并作好记录、校核, 及时发现异常情况; 起钻完应及时下钻, 检修设备时必须保持井内有一定数量的钻具, 并观察出口管钻井液返出情况。严禁在空井情况下进行设备检修。

11) 空井作业时间(如电测、井壁取心等)原则上不能超过 24h, 或根据坐岗观察和钻井工程设计要求的空井时间, 否则必须下钻通井。

12) 钻开油气层后, 每次起钻前钻井液密度达到设计上限, 都要进行一次 250m~350m 的短起下钻, 计算气体上窜速度, 循环钻井液观察后效, 正常后才可起钻。

13) 钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘, 以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施, 保持井内液柱压力与地层压力平衡, 防止发生溢流, 其后采取相应措施处理井漏。

14) 需调整钻井液密度时, 应确保井筒液柱压力不小于裸眼段中的最高地层孔隙压力。

15) 完井下套管建立循环前, 必须在套管内灌满钻井液。

16) 固井作业时不得拆除防喷器, 应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板

或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡，尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏，甚至井喷。

17) 中途测试和先期完成井，在进行作业以前观察一个作业期时间；起、下钻杆或油管应在井口装置符合安装、试压要求的前提下进行。

18) 发现溢流后，严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》溢流的控制及压井作业中的要求执行。

19) 认真做好井控记录，严格执行井控九项管理制度，本设计未提及部分按《大庆油田井控技术管理实施细则》执行。

(3) 套损风险防范措施

1) 检查套管质量

①套管下井的质量检查。

一是检查套管钢级、壁厚等是否符合下井的设计规范与要求（设计中应对各种应力、强度校核作严格计算）。二是加强对下井前套管的探伤检查，要用多种检测方法检查套管壁厚薄程度、弯曲程度、圆度、丝扣密封情况和破裂等质量问题，严禁不合格套管下井。

②确定厚壁套管下入井段，根据地应力集中点、膨胀泥岩深度。断层深度和油层部位等确定厚壁套管下入井段。

2) 地质影响因素预测

根据钻井、钻井地质（岩心，岩屑、层位变化等）、测井资料和地层对比等预测影响损坏套管的地质因素。

①预测断层性质（正、逆断层）、分布、深度、产状（走向、倾向和倾角），为气田开发方案布井提供资料和依据。

②预测膨胀泥岩厚度、分布层位、深度和范围。

③预测浅层水深度、层位。分布范围和水化学特征等，为套管内外壁防腐提供资料。

④预测气层疏松程度、出砂程度等。

⑤预测透镜砂体厚度、分布范围和层位，为注气和采气提供资料。

3) 工程技术预防措施

①对开发方式与工艺的要求。

A.为防止地应力集中，尤其在断层附近，应采取恰当的布井方式，以适应地下应力分布情况。

B.在套管易损坏地区的井，应考虑下技术套管，技术套管下至断裂层下部固井后再

下气层套管，从而更有效地防止气层套管的损坏。

C.在可能的情况下，应分层开采，以利于克服层间应力异常和减少井下作业次数，防止套管损坏。

②下套管和固井质量的要求。

A.为防止浅层水腐蚀套管及浅层高塑性泥岩层蠕变，在浅层套管内外壁进行防腐，同时可下表层套管或技术套管封隔浅层。为减少管内承压，在高塑性泥岩层需下厚壁套管，并在环形空间内注入水泥封固。

B.为保证套管接箍丝扣和密封脂质量及上扣的扭矩值，对井下的套管要定期紧扣。

C.为减少套管损坏，固井时水泥浆应返至地面，进行全程固井。

(4) 防火、防爆、防泄漏措施

1) 井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求。值班房、发电房、配电柜距井口不小于 30m。

2) 距井口 30m 以内及钻井液循环系统的电气设备、照明设备、开关、输电线路及接线方法应符合防火防爆安全规定。

3) 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。

4) 井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志。若需动火，应执行相关的安全规定。

5) 在井架上、井场盛行风入口处、钻台等地应至少设置 2 个风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向设定的 2 个紧急集合点疏散。

6) 在钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有毒有害、可燃气体。

7) 油罐区地面铺设防渗布，设置围堰。

8) 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。

9) 一旦发生井喷事故，要及时上报上级主管部门，并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班。

10) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如推广抗腐蚀的非金属管线的应用，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

11) 原油、天然气为易燃易爆物质。为了防止设备、管道爆破泄漏，严格遵循有关设计规范进行规划设计，严格要求设备、材料的质量和工程的施工质量，保证工艺过程的密闭性，避免事故的发生；

12) 爆炸危险区域内所用的电气设备、自控仪表设备均采用防爆型, 并符合相应的防爆等级;

(14) 严格执行各项安全生产制度, 在油气泄露场所严禁静电和携带火种。

(5) 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、杆桥下设污油收集设施; 拆卸井口采油树后, 要安装简易控制器, 并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接, 完好后, 通电调试;

3) 作业前要打开生产阀门、套管放空阀门, 观察溢流量大小。如果溢流量较大, 采取清水或泥浆进行压井; 起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化, 井口溢流较小时, 将污水排入污水回收装置, 溢流较大时, 立即停止操作, 迅速关闭封井器; 采取清水或泥浆压井;

4) 打开套管闸门, 启动作业废水进站装置和油水收集器, 使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站;

5) 在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时, 必须下单流阀, 套管出口接到作业废水进站装置;

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

(6) 钻井工程中水环境事故防范措施

一旦发生泄漏事故, 立即切断阀门, 泄漏点附近设置临时围堰, 对泄漏出来的油水进行回收。事故处理后, 对受污染的地面进行清理, 防止随地表径流污染地表水体, 或渗入地下污染地下水。针对可能发生的风险事故对区域地表水的影响, 本报告提出如下要求以最大程度的避免风险事故的发生, 以及如果发生事故对区域地表水的影响降至最低。本项目在钻井前合理设计井场布局, 将井场垫高到最高水位线以上, 并设置堰围, 建设高度 30cm, 宽度 40cm, 材料为粘土夯筑, 防止冒漏时污水流入水体; 根据当地的气候条件设置泥浆槽围堰, 当雨季集中的时候或者工程突发产生废水较多的时候, 控制泥浆泵排量, 及时用罐车送至第九采油厂废弃泥浆处理站进行无害化处理; 同时, 针对部分距离水体较近井位, 在施工时泥浆罐设置位置应尽可能对地表水体进行避让, 选取

远离地表水体的位置进行设置。在采取了上述措施后，风险事故下对区域地表水体的影响还是相对可以接受的。

6.8.2 运营期环境风险防范措施

(1) 一般性环境风险防范措施

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

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

2) 对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送含油污泥处理站进行处理。

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

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

5) 定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修。

6) 制定定期巡查制度，加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

7) 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。

8) 平稳操作，避免系统压力超高放空。

9) 定期维护保养容器、设备和站内管线。

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

11) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。

12) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试。

13) 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。

14) 打开套管闸门, 启动作业废水进站装置和油水收集器, 使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站。

15) 在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时, 必须下单流阀, 套管出口接到作业废水进站装置,

16) 压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣前, 必须认真检查水龙带有无破皮、断油壬丝扣完好状态, 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, 防止沙堵整泵。遇阻憋压时, 要立即将管柱上提, 防止管线爆裂。

17) 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。

18) 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。

19) 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并符合相关要求; 运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查, 防患于未然, 保持槽车和良好的工作状态, 保证接地正常。

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

21) 运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定, 企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》(GB50160-2018) 要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

由于本次产能建设采用常规工艺, 油气集输和污染治理工艺成熟、可靠, 由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的, 同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施, 有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响

响。

(2) 集输系统事故风险防范措施

1) 严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装。

2) 对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备。

3) 定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题。

4) 生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏。

5) 当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志。

6) 确保大庆油田有限责任公司第九采油厂财务资产库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等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、地下水、土壤等环境产生污染。

7) 将被泄漏原油污染的土壤清理后由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 限值，用作采油九厂垫井场和通井路。

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

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

10) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率。

11) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告。

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

(3) 依托场站事故风险防范措施

1) 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；

2) 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；

- 3) 平稳操作，避免系统压力超高放空；
- 4) 定期维护保养容器、设备和站内管线。

(4) 火灾、爆炸风险防范措施

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。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；

2) 场站的油罐均设计防雷、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；

3) 场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

(5) 井下作业环境风险防范措施

建议对油井及管线加强巡检、巡视频率，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

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；拆卸井口采油束后，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。

(6) 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

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

1) 从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应

的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程，确保改过程安全可靠。

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

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

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

5) 运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

(7) 管理措施

- 1) 定期检测集油管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新；
- 2) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；
- 3) 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；
- 4) 工程投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因操作失误导致事故发生；
- 5) 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；
- 6) 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；
- 7) 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；
- 8) 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；
- 9) 定期进行突发环境事件的培训和演练，并对及时对应急预案进行修订，使其更加合理有效；
- 10) 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；

11) 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;

12) 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, 防止油污、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;

13) 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。

14) 对油田设施采用新技术, 提高油田设施的抗蚀防腐能力, 从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率;

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

16) 对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送第九采油厂含油污泥处理站进行处理。

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

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

19) 制定定期巡查制度, 发现异常及时处理和报告;

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

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提出相应风险防范措施, 企业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, 如发生风险事故, 可按已建立的事故风险应急预案执行。

6.8.3 事故应急救援预案

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

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

建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足建设项目的要求。本工程为改扩建工程，目前大庆油田有限责任公司第九采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《大庆油田有限责任公司第九采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》、《蓄滞洪区人员、设备撤离预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案。其中总体预案适用于自然灾害、事故灾难、公共卫生、社会安全四类突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、风险分析与应急能力评估、预防与预警、应急响应与保障等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控的作用；《环境突发事件专项预案》中不仅包含了风险分析与事件分级、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等内容；《输油系统突发事件专项预案》中根据自然灾害、人为破坏、人为操作失误和设备缺陷等原因，在生产、使用、贮存、运输和油气处置工艺过程中易出现原油、天然气等危化品泄漏现象确定突发事件类型，主要涵盖 4 类风险：①油气等生产过程中输送物料管线发生泄漏。②产品储存区等出现泄漏事故。③作业环境由于设备、管道、阀门、法兰等容器使用、腐蚀、损伤或密封圈损坏等原因，出现泄漏。④装卸过程中，由于泵、法兰、管道、密闭等处发生泄漏或者由于装料过满、受热膨胀等发生泄漏。针对这四种风险，该《应急预案进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与保障内容确定以及油气集输突发事件的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。总体上看，大庆油田有限责任公司第九采油厂应急预案涵盖了环境突发事件、井喷、油气泄漏、输油系统突发事件等事故情况，依托合理，现有应急预案依托可行。但建议建设单位加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。上述制定的事故应急预案，已报当地政府备案，并定期进行演练。

通过分析，工程在发生事故状态下可依托已经制定了相关应急预案及相关应急资

源。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。

1、确定危害和风险

本项目潜在的环境风险事故是泄露、火灾和爆炸。

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

2、应急预案基本内容

针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应急预案，以处理突发事故，降低风险，并与当地政府应急预案衔接，报当地政府备案。本工程位于已建区块内，可以纳入大庆油田有限责任公司第九采油厂油田原有应急体系内，不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，发生事故必要时可直接向向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

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

（2）环境监测内容

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

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

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

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

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

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

3、应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司第九采油厂编制了《环境突发事件专项应急预案》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。

应急预案制定完毕后，大庆油田有限责任公司第九采油厂各油矿平均每月开展一次应急预案的宣传教育及应急演练，保证每一个工作人员都熟悉预案的内容，熟练应急措施，检查预案的有效性和符合性，对存在的不足及时修正。

4、应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司第九采油厂已在大庆油田有限责任公司备案登记，由大庆油田有限责任公司向市政府有关部门及集团公司申请备案。大庆油田有限责任公司第九采油厂已备案登记《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》、《蓄滞洪区人员、设备撤离预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，发生事故时，多个应急预案联动响应。同时，企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、环保部门及公安部门启动相应紧急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见下表。

表 6.8-1 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
大庆市肇源县环境保护局	13604640138
大庆市应急管理局	0459-6377119
大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
大庆油田总医院	0459-5886408
大庆市气象站	0459-8151030
大庆油田有限责任公司第九采油厂环保部	0459-4596962

5、应急措施

(1) 油井套损应急措施

a.发现油井套损后，应立即关井，并组织检查修复，如无法修复则应封井；

b.套损后还应对周围地下水进行监测，如果发生污染，则应采取措施，防止污染范围的进一步扩大，并通知可能受影响的饮用地下水单位和个人。

（2）井喷应急措施

a.发生事故后，采取防止事故蔓延或扩大的应急措施，机制止动力机工作，停止向井场供电。

b.防止第二次灾害事故发生，采取措施防止残留危险物品的燃烧和爆炸；可燃气体、液体的继续泄漏等。

c.对井喷喷出的液体进行收集后，送含油污泥处理厂处理。

d.当班人员接好消防水管线并正对井口，接好通向四通的注水管线。落实充足的供水源。

e.事故控制住之后，对污染的表层土壤进行更换，对植被进行恢复。

（3）井喷发生后减少环境影响的应急措施

1）发生事故后，采取防止事故蔓延或扩大的应急措施，机制止动力机工作，停止向井场供电。

2）防止第二次灾害事故发生，采取措施防止残留危险物品的燃烧和爆炸；可燃气体、液体的继续泄漏等。

3）当班人员接好消防水管线并正对井口，接好通向四通的注水管线。落实充足的供水源。

4）一旦发生事故时，防止井喷原油对水体造成污染；当泄漏发生在地表水体中应急时，应在水面设置隔油带防止油污扩散，及时采用应急设备清理现场油污，采油九厂配备的应急设备包括围油栏 2km、撇油器 4 个、冲锋舟 5 艘，以及编织袋和抽水泵等，事故发生 10min 内应急设备即可输送至现场。并加强水体监测。

5）等事故控制住之后，对污染的表层土壤进行更换，对植被进行恢复。

（4）井控主要措施

1）钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生。

2）钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测，绘制四条曲线，包括预测地层孔隙压力曲线、监测地层孔隙压力曲线、设计钻井液密度曲线、实际钻井液密度曲线，并贴于井场值班房墙上。

3）施工方在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时，应及时对钻井作业进行风险识别和评价，制定出安全技术保障措施，并提出修改设计的请求，按程序审批后方可实施。

4) 井控设备的维护和使用严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》中的 4.2 和 5.2 的要求执行。

5) 从一次开钻开始, 必须 24h 值班, 负责包括井控工作在内的所有钻井施工管理。佩戴明显标志, 填写值班记录 (包含在交接班记录内)。

6) 严格执行钻开油气层前的准备和检查验收制度, 在进入油气层前 50m-100m, 按照下部钻井的设计最高钻井液密度值, 对裸眼地层进行承压能力检验。

7) 最大允许关井套压值为防喷器额定工作压力、地层破裂压力决定的允许关井套压值、套管抗内压强度的 80%, 三者中的最小值。

8) 钻井液性能符合钻井设计要求, 特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液, 使其性能稳定, 进出口密度差不超过 0.02g/cm^3 。

9) 钻进时司钻注意观察泵压、钻速等变化, 发现异常立即停止钻进, 循环钻井液观察后效。

10) 起钻过程中, 要严格控制起钻速度, 钻头在油气层中和油气层顶部以上 300m 井段内起钻用 I 挡或起钻速度不超过 0.5m/s , 预防抽吸引起井喷。起钻中严格按照规定及时向井内灌满钻井液, 并作好记录、校核, 及时发现异常情况; 起钻完应及时下钻, 检修设备时必须保持井内有一定数量的钻具, 并观察出口管钻井液返出情况。严禁在空井情况下进行设备检修。

11) 空井作业时间 (如电测、井壁取心等) 原则上不能超过 24h, 或根据坐岗观察和钻井工程设计要求的空井时间, 否则必须下钻通井。

12) 钻开油气层后, 每次起钻前钻井液密度达到设计上限, 都要进行一次 250m-350m 的短起下钻, 计算气体上窜速度, 循环钻井液观察后效, 正常后才可起钻。

13) 钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘, 以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施, 保持井内液柱压力与地层压力平衡, 防止发生溢流, 其后采取相应措施处理井漏。

14) 需调整钻井液密度时, 应确保井筒液柱压力不小于裸眼段中的最高地层孔隙压力。

15) 完井下套管建立循环前, 必须在套管内灌满钻井液。

16) 固井作业时不得拆除防喷器, 应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡, 尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏, 甚至井喷。

17) 中途测试和先期完成井, 在进行作业以前观察一个作业期时间; 起、下钻杆或

油管应在井口装置符合安装、试压要求的前提下进行。

18) 发现溢流后, 严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》溢流的控制及压井作业中的要求执行。

19) 认真做好井控记录, 严格执行井控九项管理制度, 本设计未提及部分按《大庆油田井控技术管理实施细则》执行。

20) 柴油罐区做好防渗措施, 避免柴油泄漏对土壤及地下水的影响。

21) 若发生井喷, 喷出气体若含有 H_2S 气体, 应立即启动应急预案, 及时疏散周围居民。

(5) 现场防火、防爆、防油水泄漏措施

1) 井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求。距放喷管线不小于 3m, 距发电房不小于 20m。

2) 距井口 30m 以内及钻井液循环系统的电气设备、照明设备、开关、输电线路及接线方法应符合防火防爆安全规定。

3) 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。如有机油、柴油等污染的土壤要及时清理并送油田含油污泥处理场处理。

4) 井场内严禁吸烟和动用明火, 应有明显的防火标志。若需动火, 应执行相关的安全规定。

5) 井场内平面布置应将可发火花(明火、电火)的设备布置于井场上风向。

6) 在井架上、井场、钻台等地应至少设置 2 个风向标, 一旦发生紧急情况, 作业人员可向上风方向设定的 2 个紧急集合点疏散。

7) 在钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所, 应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有毒有害、可燃气体。

8) 其它设备等发生油水泄漏时应及时修筑围堤, 控制油水扩散范围, 保护周围生态、地表水环境。

9) 其它设备等发生油水泄漏时应及时修筑围堤, 控制油水扩散范围, 保护周围生态、地表水环境。如果发生井喷事故, 及时设置围堰, 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。

10) 一旦发生井喷事故, 要及时上报上级主管部门, 并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班。

11) 本项目钻井施工过程使用柴油机, 施工井场内设柴油储罐, 对柴油储罐贮存区域采取地面防渗措施, 且采用砂土等设置围堰, 因此正常状况下不会对附近土壤及地表

水造成影响。

(6) 管理措施

1) 在钻井施工时, 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, 避免因严重操作失误而造成的事故。

2) 日常监督、隐患整改、事故发生、操作失误等各项安全行为都有记录和建立档案规定。

3) 对相应的各项事故应急预案进行补充完善, 包括在制订的应急操作规程中应说明发生井喷、火灾爆炸等事故时应采取的具体操作步骤, 规定抢修进度, 限制事故的影响, 人员责任等问题。

4) 制定应急操作规程, 在规程中应说明发生井喷、火灾爆炸时应采取的操作步骤, 规定抢修进度, 限制事故的影响, 另外还应说明与操作人员有关的安全问题。

5) 操作人员每周应进行安全活动, 提高职工的安全意识, 识别事故发生前的异常状态, 并采取相应的措施。

6) 对重要的仪器设备有完善的检查项目、维护方法; 按计划进行定期维护; 有专门档案(包括维护记录档案), 文件齐全。

7) 对周围居民进行发生事故时如何应急的宣传教育, 使发生事故时能够将影响减到最小。

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

6、现有应急预案需补充完善内容

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

(2) 环境监测内容

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

a 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。

b 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。

c 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。

d 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。

由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.9 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。

6.10“三同时”环保验收一览表

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，本项目“三同时”环境污染防治措施及环保验收具体内容见表 6.10-1。

表 6.10-1 “三同时”环境污染防治措施及环保验收一览表

防治内容			环保措施	验收标准
废气	施工期	施工期扬尘	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	施工场界执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值
		柴油机燃烧烟气	使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况	柴油燃烧烟气执行《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 修改单中第三阶段标准限值要求
		柴油罐	选用密闭管线、密闭性能好的阀门、法兰和垫片连接	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， $\leq 4.0\text{mg/m}^3$
	运营期	采油井场 场站非甲烷总烃	管线和场站均采取密闭性良好的阀门等，确保密闭集输，加强对设备和管道的检查和维护	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）中相关标准要求；厂区内非甲烷总烃满足《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

		加热炉 燃烧烟 气	依托场站加热装置采用清洁能源天然气为燃料	燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）在用燃气锅炉标准
废 水	施 工 期	施工人 员生活 污水	排入临时防渗旱厕，施工结束清掏后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）	不外排
		钻井废 水	排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理	处理后的水转运到新一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层
	运 营 期	作业污 水	由罐车拉运至新一联合站污水处理站处理达标后回注油层，不外排	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”限制要求
		清防蜡 污水	由罐车拉运至新一联合站污水处理站处理达标后回注油层，不外排	
		油田采 出水	进入新一联合站污水处理站处理达标后回注油层	
噪 声	施 工 期	施工场 地噪声	合理安排施工时间，避免大量高噪声设备同时施工，选用低噪声设备，注意设备维护和保养	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求
	运 营 期	井场噪 声	低噪声设备、基础减振	《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）
固 体 废 物		生活垃 圾	统一收集后运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理	不外排
	施 工 期	废钻井 液、岩 屑、废射 孔液	暂存于井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处	处理后的水转运到新一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层
		KOH 包	由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	执行《危险废物贮存污染控制

		装袋		标准》（GB18597-2001）及其修改单要求
		纯碱、膨润土包装袋、破损防渗布	经收集后拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理	《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
	运营期	含油防渗布	暂存第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有资质的单位进行处置	实行危险废物转移联单制度
		含油污泥、落地油	属于危险废物，集中收集，由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理，处理后的脱油泥用作油田垫井场和通井路	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022），处理后含油污泥含油量≤3‰
生态恢复			对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 24.907hm ²	施工时分层开挖、分层堆放、分层回填，场地平整，不改变原有地势，不起垄，耕作层进行翻松。施工时留有影像资料，保留生态恢复前后的影像资料。当年恢复原有地貌，3~5 年恢复原有农田产量。
			永久占用耕地按照规定进行经济补偿，补偿面积 4.716hm ² 。	按相关要求征地补偿
地下水及土壤防护			施工期分区防渗：柴油罐区、钻井液罐区、发电机房、钢制泥浆槽、KOH 材料房、钻井泵、钻台为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗，渗透系数为 1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s；钻井液材料房、其他材料房、临时旱厕为一般防渗，采用 1.5m 厚黏土防渗层，渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s；施工井场其他区域为简单防渗，采用地面碾压平整。运营期分区防渗：集油管道重点防渗，管道采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接，满足等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s 要求；井场永久占地内为简单防渗，采用地面夯实碾压平整进行防渗。	执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于分区防渗技术要求
			在区域上游布设 1 个潜水背景值监测水井，	pH、挥发性酚类执行《地下水

	该井为旭日屯水井（124.33519，45.72709），区域中心布设 1 口潜水跟踪监测水井，该井为柳罐村水井（124.34875，45.67368），在区域下游布设 1 口承压水跟踪监测水井，该井为肇源农场水井（124.28885，45.67860）	质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 III 类标准限值要求
	在 1#平台永久占地内、新建阀组间占地内、新二转油站西侧 100m 设置 3 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C10 -C40），监测频次为 1 次/年。	石油烃执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值
风险防控	运营期工作区域均铺设防渗布，防渗布边缘设置围堰；车辆采用密闭罐车，配备收油工具，场站定期进行应急演练。	
水土流失	合理选择施工季节，井场施工控制作业面积，管线施工回填平整、压实	
防沙治沙	对临时占用的耕地进行恢复；对永久占地平整压实，路基边坡采取种草措施护坡固土	

表6.10-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
污染物达标排放监测	无组织排放烃类气体监测
	厂界噪声达标排放监测
	依托场站排放监测
	事故时对大气，地下水、地表水、土壤等进行事故监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区域内的大气、噪声、地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	平整及恢复 24.907hm ² ；补偿 4.716hm ²
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

7 环境影响经济损益分析

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

7.1 环境损失费估算

本项目开发过程中，由于井场建设，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估算，因此，我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

本项目损失主要为占用耕地的损失，本工程永久占用耕地 4.716hm²；损失水稻按 500kg/亩（7.5t/hm²）计算，按 10 年算，损失水稻量为 353.7t。

施工期结束后对临时占地进行复垦，复垦地由于土壤自然结构的破坏造成的土壤板结、透气性差、肥力下降，可能对农作物的生产产生影响，这种影响预计 2~3 年可逐渐减弱，并且随着时间的推移最终使农作物恢复到原来的产量。农田在 2~3 年可恢复生产力，农作物单位面积产量以水稻计，按 500kg/亩（7.5t/hm²）计算，本项目临时占用农田的面积为 24.907hm²，按 3 年计，计算得出本项目施工期农作为暂时性损失量为 542.2t。

表 7.1-1 本项目临时占地损失的农作物统计

年份	植被/农作物类型	面积 (hm ²)	单位产量 (t/hm ²)	产量降低率 (%)	总损失量(t)
3 年	水稻	24.907	7.5	100%	542.2
合计	/	24.907	/	/	542.2

该项目投产后临时占地与永久占地造成的水稻损失按 2200 元/吨计，则投产十年间耕地损失 197.098 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本项目环保投资共 94 万元，总投资 6773.1 万元，占总投资的 1.4%，本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计表

环保工程名称		措施内容	工程量	环保投资 (万元)
施工期	废气	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	0.1 万元/口井，共 13 口井	1.3
	废水	施工营地设置防渗旱厕	0.2 万元/新钻井场，共新钻 4	0.8

运营期			座井场	
	地下水污染防治	施工井场采取分区防渗措施	1 万元/新钻井场，共新钻 4 座井场	4
	固体废物	废钻井液、岩屑、钻井废水及废射孔液拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理	2 万元/口新钻井，共新钻 12 口油井	24
		废包装袋、破损防渗布拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理	0.1 万元/吨，共计 0.6695t	0.06695
		生活垃圾	0.1 万元/吨，共计 1.475t	0.1475
	生态	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 4.716hm ²	根据 2022 年大庆市征地青苗补偿费标准，占地补偿按照 2 万元/hm ² 计	9.432
		对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 24.907hm ²	根据国家临时占地补偿标准，生态恢复费用按 1 万元/hm ² 计	24.907
	废气	洒水设备、车辆运输遮盖苫布、物料苫盖。柴油罐选用密闭管线、密闭性能好的阀门、法兰和垫片连接。	0.4 万元/井场，共 4 座井场	1.6
	废水	检修作业污水、清防蜡清防蜡废水由罐车拉运至新一联含油污水处理站处理	0.01 万元/m ³ ，共计 1840m ³ /a	18.4
	噪声	采用低噪声设备，场站新增泵类设置隔声间、吸声墙等降噪减震措施	采用低噪声设备，场站新增泵类设置隔声间、吸声墙等降噪减震措施	5
	固体废物	含油污泥、落地油拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理	0.5 万元/吨，共计 0.785t/a	0.3925
		含油防渗布、KOH 包装袋由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	0.5 万元/吨，共计 3.065t/a	1.5325
	风险防范	配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	0.2 万元/井场，共 4 座井场	0.8
	地下水防治	柴油罐区、泥浆泵、泥浆槽、钻机底座、井控远程控制台，砂泵坑、材料房等处铺设防渗布	0.4 万元/井场，共 4 座井场	1.6
	合计			94

7.2.2 环境效益分析

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

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

8 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

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

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

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

（3）退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

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

8.1.1 组织结构

本工程环境管理工作由大庆油田有限责任公司第九采油厂负责。在项目建设期引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由大庆油田有限责任公司第九采油厂施工业务主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置 1 名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

8.1.2 规章制度

在项目运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、井场和场站管理、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道、场站。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备

器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

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

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

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

8.1.3 管理措施

- （1）最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- （2）公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- （3）制定和落实一岗一责制；
- （4）加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- （5）做好现场审核和整改；
- （6）奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

由大庆油田有限责任公司第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，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 HS 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由大庆油田有限责任公司第九采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、场站事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.2.4 环境监控基本内容

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

8.2.5 本工程污染源排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

8.2-1 施工期污染物排放清单

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
废 气	扬尘	颗粒物	/	排入大气	执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求
	柴油机 燃烧烟 气	颗粒物、 SO ₂ 、NO _x 、 HC、CO	766.344 万 m ³	排入大气	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 修改单中第三阶段标准限值
	柴油储 罐	非甲烷总 烃	6.24kg	排入大气	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 4.0mg/m ³ 规定要求）
废 水	生活污 水	COD、 NH ₃ -N	188.8t	排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整	不外排
	钻井废 水	COD、SS	508.3m ³	排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃	处理后的水转运到新一联合站处理满足《大庆油田

				钻井泥浆处理装置处理。	地面工程建设设计规定》 (Q/SYDQ0639-2015) 中 “含油量≤8mg/L、悬浮固体 含量≤3mg/L、粒径中值 ≤2μm”规定后回注油层， 不外排
固 废	废钻井 液	/	3874m ³	排入井场泥浆槽中，定期由 罐车拉运至采油九厂废弃 钻井泥浆处理装置处理。	处理后的水转运到新一联 合站处理满足《大庆油田 地面工程建设设计规定》 (Q/SYDQ0639-2015) 中 “含油量≤8mg/L、悬浮固体 含量≤3mg/L、粒径中值 ≤2μm”规定后回注油层， 不外排
	钻井岩 屑	/	1524.9m ³		
	废射孔 液	/	520m ³		
	膨润土、 纯碱、重 晶石粉 废包装 袋	/	0.0195t	统一送第七采油厂一般工 业固废填埋场处理	100%处置
	废防渗 布	/	0.65t		
	KOH 包 装袋	/	0.065t	委托有资质单位处理	100%处置
	生活垃 圾	/	1.475t	统一收集后拉运至肇源县 生活垃圾综合处理厂处理	100%处置
噪 声	机械噪 声	噪声	60~105dB (A)	排入周围环境	执行《建筑施工场界环境 噪声排放标准》(GB 12523-2011) 要求

本工程运行期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运行期污染物排放清单

种类	污染物 名称	主要污染 因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	烃类气 体	非甲烷总 烃	13.47t/a	排入大气	井场及场站厂界执行《陆上石油天 然气开采工业大气污染物排放标 准》(GB39728-2020) 中相关标准 要求，场站排放的非甲烷总烃厂 区内满足《挥发性有机物无组织排

					控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
	加热炉烟气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	30.2 万 m ³		符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉要求
废水	油田采出水	石油类	1005t/a	进入新一联合油污水处理站处理达标后回注油层	处理后的废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）要求，“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后，回注油层
	作业污水	石油类、悬浮物	40m ³ /a	罐车回收送新一联合油污水处理站处理达标后回注油层	
	清防蜡污水	石油类、悬浮物	1800m ³ /a		
固废	含油污泥	石油类	0.285t/a	由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理，处理后的脱油泥用作油田垫井场和通井路	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022），处理后含油污泥含油量≤3‰
	落地油	石油类	0.5t/a		
	含油防渗布	石油类	3t/a	暂存第八采油厂三矿危废暂存间，定期委托有资质的单位进行处置	100%处置
噪声	采油井	噪声	65~80dB(A)	排入周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准

8.2.6 总量控制

目前，大庆油田有限责任公司第九采油厂已取得排污许可登记，该许可证已经包含本工程依托场站排放的加热炉废气污染物排放量。许可证编号为 91230607716675409L005Y。本工程依托转油站未新增加热炉，产生的污染量在原有申请总量内，整体区域总量不增加。本工程新增非甲烷烃排放量 13.47t/a，建议按实际排放总量进行控制。

表 8.2-3 本工程污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量（t/a）
1	颗粒物（分担量）	0.037
2	NO _x （分担量）	0.26
3	SO ₂ （分担量）	0.057

4	非甲烷总烃	13.47
---	-------	-------

8.2.7 施工期环境管理与监测计划

8.2.7.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

- (1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- (2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- (3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- (4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.2.7.2 注重人员培训

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

8.2.7.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有施工作业废气和噪声。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。施工期监测计划见下表 8.2-4。

表 8.2-4 工程施工期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	噪声	连续等效 A 声级	施工场界四周	1 次/施工期
2	废气	颗粒物、非甲烷总烃	施工场地上、下风向	1 次/施工期

8.2.8 运营期环境管理与监测计划

8.2.8.1 运营期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- (3) 落实环境管理制度；

(4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；

(5) 强化专业人员培训。

8.2.8.2 运营期环境监测计划

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

施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表 8.2-5 工程运行期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	井场噪声	连续等效 A 声级	油井井场永久占地外 1m	1 次/季
2	废气	非甲烷总烃	油井井场厂界	1 次/季
3	地下水	石油类	地下水跟踪监测点位 3 个	1 次/半年
4	土壤	石油烃（C10 -C40）	区域范围内 3 个点位	1 次/年
5	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地表水及地下水为事故地点周围区域。	事故发生 24 小时内

表 8.2-6 工程运行期周边环境质量影响监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	地下水	pH、石油类	在区域上游布设 1 个潜水背景值监测水井，该井为旭日屯水井（124.33519，45.72709），区域中心布设 1 口潜水跟踪监测水井，该井为柳罐村水井（124.34875，45.67368），在区域下游布设 1 口承压水跟踪监测水井，该井为肇源农场水井（124.28885，45.67860）	1 次/半年
2	土壤	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C10 -C40）	在 1#平台永久占地内、新建阀组间占地内、新二转油站西侧 100m	1 次/年

表 8.2-7 生态调查方案

序号	调查内容	调查方法	点位	监测频次
1	植被、耕地恢复情况	样方调查	临时占地内	1 次/年，直至恢复原有覆盖度

8.3 排污许可证制度衔接

依据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 736 号）中相关要求，环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企业单位在生产运营期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，不得无证或不按证排污，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。

根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号）及生态环境部部令第 11 号《固定污染源排污许可证分类管理名录（2019 年版）》的有关规定，本项目属于“三、石油和天然气开采业 07 中的 4 石油开采 071”，相关要求为“涉及通用工序重点管理的实施重点管理，涉及通用工序简化管理的实施简化，其他实施登记管理”。本项目不涉及通用工序，本项目为陆地石油开采，大庆油田有限责任公司第九采油厂已按照相关要求申请排污许可登记，实行排污许可登记管理，证书编号为 91230607716675409L005Y，有效期为 2021 年 5 月 24 日至 2026 年 5 月 23 日。

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

敖南油田敖 112-敖 16 等区块葡萄花油层水平井及直井补充井产能建设地面工程项目位于大庆市肇源县新站镇境内。本项目新钻油水井 13 口（12 口油井、1 口水井），基建油井 15 口（12 口新钻井、3 口代用油井），新钻 1 口水井暂不基建，分布在 4 座平台井场，采用单管环状掺水集油工艺。新建混输阀组间 1 座，环集油掺水管道 9.2km，站间集油掺水管道 15km；新建井场变电站 7 座，新建 10kV 产能线路 0.315km，新建稻田地通井路长度为 4.05km，预计建成产能 $0.95 \times 10^4 \text{t/a}$ ；建设项目总占地面积为 29.623hm^2 ，其中永久占地面积为 4.716hm^2 ，临时占地面积为 24.907hm^2 ，占地类型为耕地（永久基本农田）。

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

本工程所在区域内为耕地，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 环境质量现状评价结论

9.4.1 大气环境质量现状评价结论

根据《2021 年大庆市生态环境状况公报》统计数据可知，项目所在区域属于环境空气质量达标，评价指标均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 标准要求。

9.4.2 地下水环境质量现状评价结论

评价区域部分监测井地下水监测因子除锰外均满足《地下水质量标准》

（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求，其中，锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn^{2+} 在 CO_2 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境，致使地下水中铁含量超标的原因是受原生地质环境影响所致。

评价区域内包气带中铅、汞、砷均未检出，且污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大，评价区域内包气带未被污染。

9.4.3 声环境质量现状评价结论

建设项目区域声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，村屯声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。

9.4.4 土壤现状评价结论

评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《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（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；评价范围外土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.5.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布，严禁散落；控制车速，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，如上覆遮盖材料等；拉运固井水泥车辆采用罐装。

施工场地占地清理表土等措施，可以防止刮风扬尘弥漫，降低对区域空气环境的影响，产生的场界扬尘可降至 $1.0mg/m^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）排放限值要求；柴油罐挥发非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求；施工期柴油发电机燃烧废气满足《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）及 2020 修改单中第三阶段标准限值。对区域内大气环境影响较小。

运营期依托场站内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值，项目井场及依托场站厂界外非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求。

依托场站加热装置燃烧烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用燃气锅炉标准。

9.5.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

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

9.5.3 地下水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

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

9.5.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

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

9.5.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

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

9.5.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

该项目的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。

9.5.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。

9.5.8 环境风险分析可行性结论

本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。同时建设单位已建立了较为完善的应急预案，基本上能满足本工程发生突发性事件时应急的需要，环境风险可控。但建设单位应加强员工的环保

教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

9.6 公众意见采纳情况

建设项目首次环境影响评价信息公开之日为 2022 年 9 月 10 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=508>）。公示截图见图 9.6-1。

征求意见稿公示日期为 2022 年 10 月 27 日~11 月 9 日，共 10 个工作日（大庆油田信息港 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=509>）。公示截图见图 9.6-2。



图 9.6-1 首次信息公开网页截图



图 9.6-2 征求意见稿公示截图

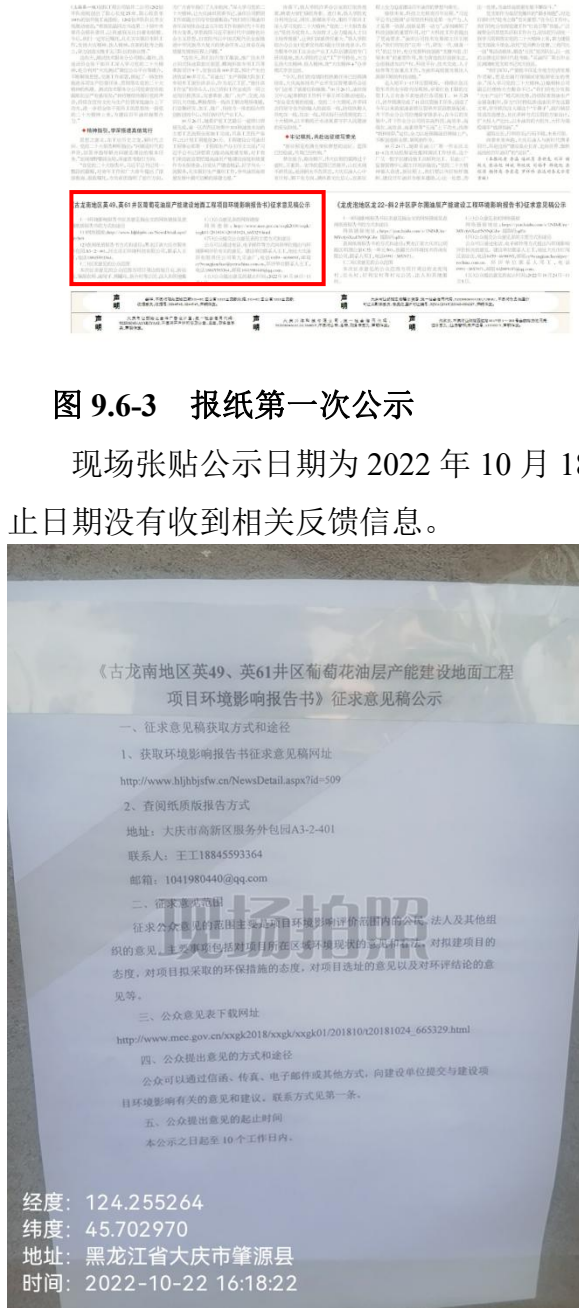
报纸第一次公告日期为 2022 年 10 月 28 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2022 年 10 月 31 日（大庆油田报）。公示截图见图 9.6-3 和图 9.6-4。



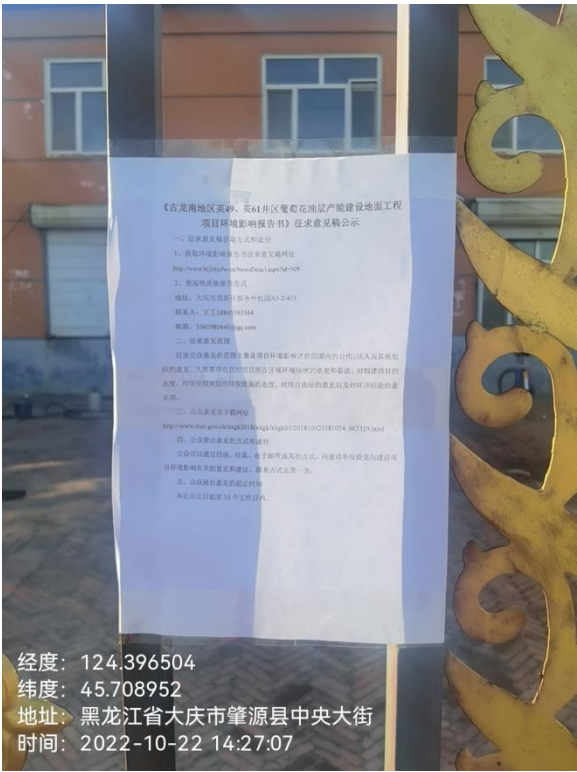
图 9.6-3 报纸第一次公示



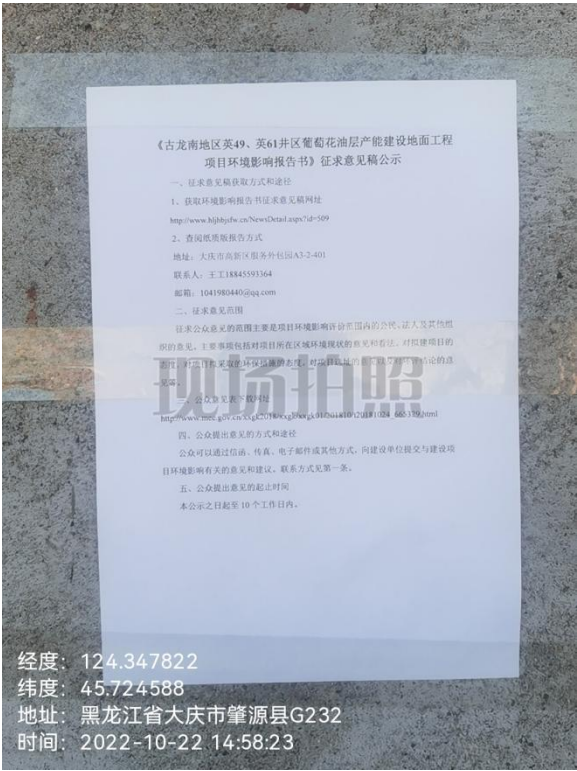
图 9.6-4 报纸第二次公示



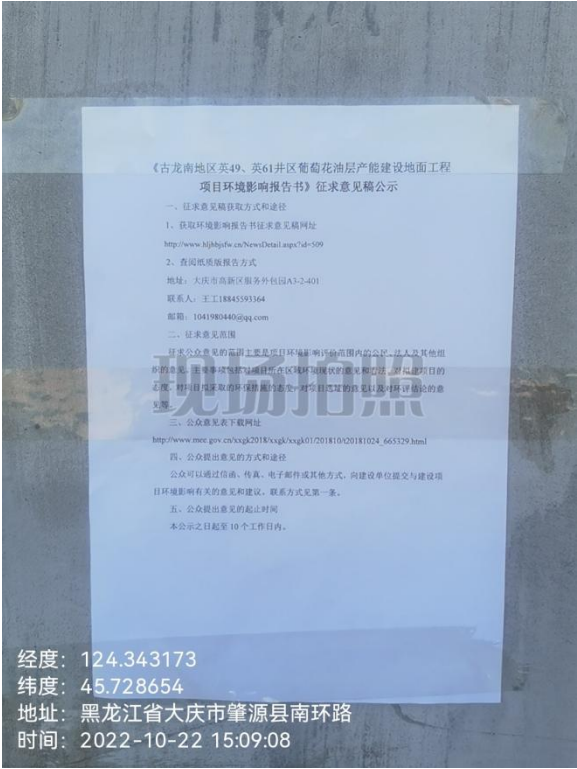
南岗子张贴公告照片



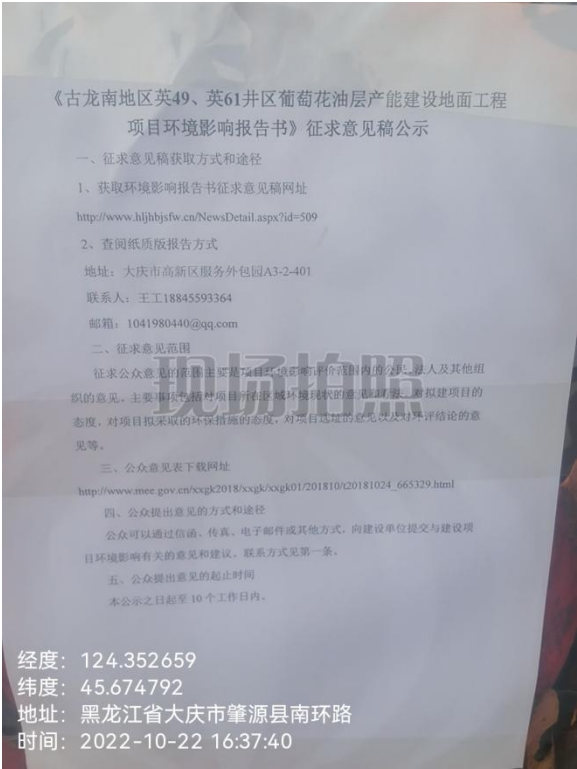
新合村张贴公告照片



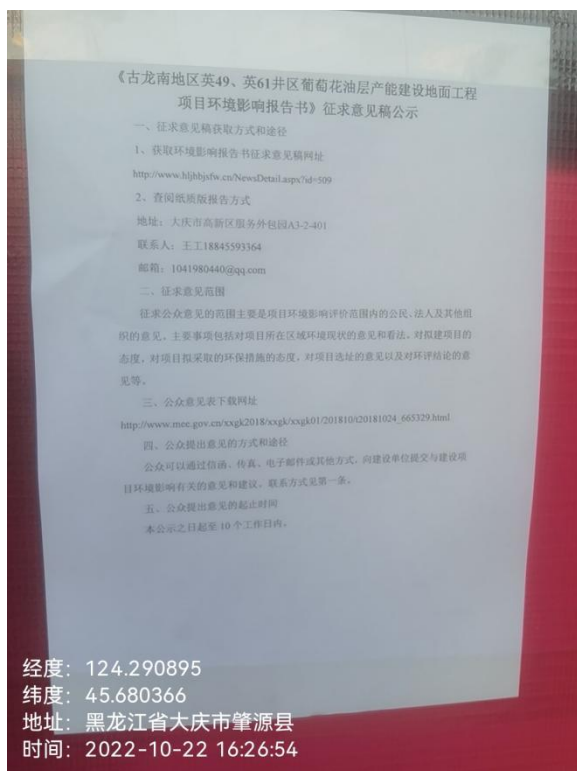
新站村张贴公告照片



旭日村张贴公告照片



柳罐村张贴公告照片



肇源农场张贴公告照片

建设单位于 2022 年 12 月 31 日进行了报批前公示，公开了环境影响报告书全文以及公众参与说明，公开载体为黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=528>。公示截图见图 9.6-5。

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，敖南油田敖 112-敖 16 等区块葡萄花油层水平井及直井补充井产能建设地面工程项目的建设周围民众是支持的。建设单位认真执行环保“三同时”制度，加强环境管理，使环境的负效应降至最低。并对周围环境的影响减至最小程度，达到公众对项目建设的环要求愿望。



图 9.6-5 报批前公示截图

9.7 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。因此本项目的建设从环境经济损益的角度分析是可行的。

9.8 环境管理与监测结论

项目通过加强建设期间的环境管理与监控，建立健全安全生产管理制度，制订科学

严谨的操作规程，通过职工操作技能培训，提高危险识辨、防护和保护能力，落实责任到人。增强岗位职责和环保、安全意识，保证生产设施和环保治理设施运行的可靠性、稳定性。

9.9 综合评价结论

敖南油田敖 112-敖 16 等区块葡萄花油层水平井及直井补充井产能建设地面工程项目选址于大庆市肇源县新站镇境内，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。

附表 1：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 ☐		二级 ☒		三级 ☐			
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5~50km ☐		边长=5km ☒			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a ☐		500~2000t/a ☐		<500t/a ☒			
	评价因子	基本污染物（SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ ） 其他污染物（NMHC）				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐			
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐	附录 D ☐	其他标准 ☐			
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐			
	评价基准年	（2021）年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒		现状补充监测 ☒			
	现状评价	达标区 ☒				不达标区 ☐			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐	区域污染源 ☐			
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUF ☐	网络模型 ☐	其他 ☐	
	预测范围	边长 ≥ 50km ☐		边长 5~50km ☐		边长=5km ☐			
	预测因子	预测因子				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 100% ☐				C _{本项目} 最大占标率 > 100% ☐			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 10% ☐			C _{本项目} 最大占标率 > 10% ☐			
		二类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤ 30% ☐			C _{本项目} 最大占标率 > 30% ☐			
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（）h		C 非正常占标率 ≤ 100% ☐		C 非正常占标率 > 100% ☐			
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C 叠加达标 ☐				C 叠加不达标 ☐			
	区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% ☐				K > -20% ☐			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（）			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☐		无监测 ☒		
	环境质量监测	监测因子：（）			监测点位数（）		无监测 ☒		
环评结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐							
	大气环境防护距离	距（）厂界最远（）m							
	污染源年排放量	NO _x ：（0.26）t/a		SO ₂ ：（0.057）t/a	颗粒物：（0.037）t/a		VOCs：（13.47）t/a		

注：“☐”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项

附表 2：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	甲烷	原油			
		存在总量 t	2.47	207.5			
	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□	F2□	F3□	
			环境敏感目标分级	S1□	S2□	S3□	
		地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3□	
			包气带防污性能	D1□	D2□	D3□	
物质及工艺系数危险性		Q 值	Q<1√	1≤Q<10□	10≤Q<100□	Q>100□	
		M 值	M1□	M2□	M3□	M4□	
		P 值	P1□	P2□	P3□	P4□	
环境风险潜势		IV+□	IV□	III□	II□	I√	
评价等级		一级□		二级□	三级□	简单分析√	
风险识别	物质危险性	有毒有害☑			易燃易爆√		
	环境风险类型	泄漏√			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放√		
	影响途径	大气√		地表水√		地下水√	
事故情形分析		源强设定方法	计算法□	经验估算法□	其他估算法□		
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB□	AFTOX□	其他□		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 m				
	地表水	最近敏感目标，到达时间 h					
	地下水	下游厂区边界到达时间 d					
		最近环境敏感目标，到达时间 d					
重点风险防范措施		管道密闭输送、防腐、试压等，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施					
评价结论与建议		本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和土壤植被危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。					
注：“□”为勾选项，“√”为内容填写项							

附表 3：土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影像识别	影响类型	污染影响型 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☐ ；未利用地 ☐				土地利用类型图
	占地规模	(29.623) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他 ☐				
	全部污染物	/				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类 ☒ ；II 类 ☐ ；III 类 ☐ ；IV 类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐				
评价工作等级		一级 ☒ ；二级 ☐ ；三级 ☐				
现状调查内容	资料收集					
	理化特性					
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2 个	4 个	0-0.2m	
		柱状样点数	5 个	/	0-0.5m 0.5-1.5m 1.5-3m	
现状监测因子	GB15618、GB36600 中规定的基本因子以及石油烃					
现状评价	评价因子	GB15618、GB36600 中规定的基本因子以及石油烃				
	评价标准	GB15618 ☒ ；GB36600 ☒ ；表 D.1 ☐ ；表 D.2 ☐ ；其他 ()				
	现状评价结论	农用地中各项污染物含量均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中标准限值，建设用地中各项污染物含量均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中第二类用地风险筛选值				
影响预测	预测因子					
	预测方法	附录 E ☐ ；附录 F ☐ ；其他 ()				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论：a) ☒ ；b) ☐ ；c) ☐ 不达标结论：a) ☐ ；b) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ；源头控制 ☒ ；过程防控 ☒ ；其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		3	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C10 -C40）		1 次/年	
	信息公开指标					
	评价结论					
注 1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容						

附表 4：生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种☑（分布范围、种群数量、种群结构） 生境□（ ） 生物群落☑（物种组成、群落结构） 生态系统☑（植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性□（ ） 生态敏感区□（ ） 自然景观□（ ） 自然遗迹□（ ） 其他□（ ）
评价等级		一级□ 二级□ 三级☐ 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（1.57）km ² ；水域面积：（ ）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查□；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他□
	调查时间	春季☑；夏季□；秋季□；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失□；沙漠化□；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他□
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；其他□
生态影响预测与评价	评价方法	定性☑；定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他□
生态保护对策措施	对策措施	避让□；减缓☑；生态修复☑；生态补偿☑；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期☑；长期跟踪□；常规□；无□
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价□；其他□
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

附表 5：声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 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐					
	评价范围	200 m ☒ 大于 200 m ☐ 小于 200 m ☐					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准 ☐ 国外标准 ☐					
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☐		近期 ☒		中期 ☐ 远期 ☐	
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法 ☐ 收集资料 ☐					
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐ 已有资料 ☒ 研究成果 ☐					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他 ☐ _____					
	预测范围	200 m ☒ 大于 200 m ☐ 小于 200 m ☐					
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标 ☐					
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☒ 不达标 ☐					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测 ☒	
	评价结论	环境影响 可行 ☒ 不可行 ☐					

注：“☐”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。