
2022 年卫星油田卫 19 等区块产能建设

地面工程项目

环境影响报告书

建设单位： 安达市庆新油田开发有限责任公司

编制单位： 河北奇正环境科技有限公司

编制日期： 2022 年 3 月

--

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来.....	1
1.2 项目概况.....	2
1.3 项目特点.....	2
1.4 环境影响评价工作过程.....	5
1.5 分析判定相关情况.....	6
1.6 关注的主要环境问题及环境影响.....	27
1.7 环境影响评价主要结论.....	29
2 总则	31
2.1 评价目的.....	31
2.2 评价原则.....	31
2.3 编制依据.....	31
2.4 环境影响识别与评价因子筛选.....	35
2.5 环境功能区划及评价标准.....	37
2.6 评价等级.....	44
2.7 评价范围.....	54
2.8 环境保护目标.....	56
3 建设项目工程分析	61
3.1 现有工程分析.....	61
3.2 项目概况.....	67
3.3 工程组成.....	68
3.4 工程方案.....	71
3.5 地面工程方案.....	75
3.6 公用工程.....	82
3.7 场地布置及土地利用.....	84
3.8 施工方式.....	86
3.9 施工进度及时序.....	87
3.10 环境影响因素分析.....	87

3.11 依托工程分析.....	91
3.12 污染源源强核算.....	100
3.13 清洁生产分析.....	107
4 环境现状调查与评价.....	110
4.1 自然环境状况.....	110
4.2 环境质量现状调查与评价.....	115
4.3 区域污染源调查.....	151
5 环境影响预测与评价.....	153
5.1 大气环境影响预测与评价.....	153
5.2 地表水环境影响评价.....	158
5.3 地下水环境影响预测与评价.....	161
5.4 声环境影响预测与评价.....	169
5.5 固体废物环境影响分析.....	172
5.6 生态环境影响预测分析.....	174
5.7 土壤环境影响预测分析.....	177
5.8 环境风险分析.....	180
6 环境保护措施及其可行性论证.....	191
6.1 大气污染防治措施.....	191
6.2 废水污染防治措施.....	192
6.3 地下水污染防治措施.....	194
6.4 噪声污染防治措施.....	196
6.5 固体废物污染防治措施.....	197
6.6 生态保护措施.....	198
6.7 土壤污染防治措施.....	202
6.8 环境风险防范措施.....	203
6.9 油田开发后期及闭井期环保措施.....	208
6.10“三同时”环保验收一览表.....	208
7 环境影响经济损益分析.....	212
7.1 环境损失费估算.....	212

7.2 环保投资估算及环境效益分析.....	212
7.3 环境经济损益分析结论.....	213
8 环境管理与监测计划.....	215
8.1 HSE 管理体系的建立和运行.....	215
8.2 环境监控.....	216
8.3 本工程污染源排放清单.....	217
8.4 总量控制.....	219
8.5 施工期环境管理与监测计划.....	220
8.6 运营期环境管理与监测计划.....	220
9 环境影响评价结论.....	223
9.1 建设项目概况.....	223
9.2 产业政策符合性.....	223
9.3 选址合理性结论.....	223
9.4 环境质量现状评价结论.....	223
9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论.....	225
9.6 公众意见采纳情况.....	226
9.7 环境经济损益分析结论.....	228
9.8 环境管理与监测结论.....	228
9.9 综合评价结论.....	228

附表 1: 建设项目大气环境影响评价自查表

附表 2: 建设项目环境风险评价自查表

附表 3: 土壤环境影响评价自查表

附图 1: 地理位置图

附图 2: 本项目井位分布图

附图 3: 本项目井场、管线及场站分布图

附图 4: 地下水评价范围及跟踪监测井位置图

附图 5: 大气环境评价范围图

附图 6: 生态环境、土壤环境评价范围及土壤跟踪监测点位图

附图 7: 声环境评价范围图

附图 8: 本项目环境保护目标图

附图 9: 本项目环境质量现状监测布点图

附图 10: 项目区域综合水文地质图

附图 11: 区域水文地质剖面图

附图 12: 项目区域承压水等水位线图

附图 13: 项目区域潜水等水位线图

附图 14: 安达市土地利用规划图

附图 15: 土地利用现状图

附图 16: 区域土壤类型分布图

附图 17: 绥化市水土流失分布图

附图 18: 绥化市生态保护红线分布图

附图 19: 绥化市生态空间分布图

附图 20: 绥化市大气环境分区管控图

附图 21: 绥化市水环境分区管控图

附图 22: 绥化市环境管控单元分布图

附件 1: 备案文件

附件 2: 检测数据

附件 3: 引用的检测数据

附件 4: 现有工程环评批、验收情况

附件 5: 排污许可证

附件 6: 应急预案备案表

1 概述

1.1 项目由来

安达市庆新油田开发有限责任公司卫星油田位于安达市昌德镇境内，于 1999 年投入开发，地处大庆长垣太平屯油田以东，升平油田以西，北邻安达凹陷，南与宋芳屯油田相接，东西宽 8km，南北长 10km，卫星油田集油系统采用单管环状掺水集油工艺，注水系统采用分散注水工艺，地面场站建设有卫一联合站（包括脱水转油、含油污水深度处理、地下水深度处理、卸油等功能）、卫 1 转油站、卫 2 转油站。

为了缓解庆新油田产量逐年递减的情况、改善开发效果，实现区域持续稳定，安达市庆新油田开发有限责任公司决定在绥化市安达市昌德镇境内实施 2022 年卫星油田卫 19 等区块产能建设地面工程项目。本项目为老区增产项目，卫星油田探明含油面积 69.35km²，探明石油地质储量 3486.02×10⁴t。本项目为产能建设地面工程，钻井工程已单独进行环评并取得批复，本项目基建油水井 35 口，包括油井 26 口，水井 9 口，含 6 口独立井，10 座平台，油井中捞油井 3 口（1 口独立井，2 口为平台井）、抽油机油井 23 口（含独立井 2 口，21 口为平台井），注水井 9 口（其中 3 口独立井，6 口为平台井）。站外集油系统采用单管环状掺水集油工艺，新建单井集油掺水管道 17.26km，注水采用单干管多井配水方式，就近接入已建配水间，扩改建注配间 7 座，新建单井注水管道 11.82km，并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 1.57×10⁴t/a。本项目占地性质为耕地（基本农田）、草地（非基本草原）及一般湿地。本项目不涉及闭井期，闭井期另外单独履行环评手续。

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），本项目所在区域范围内无自然保护区、风景名胜区、文物古迹和饮用水水源保护区分布，且不在生态红线范围内，但部分工程占用永久基本农田，所以判定本项目为“五、石油和天然气开采业-07、陆地石油开采 0711”中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响评价报告书。

根据 2017 年 7 月 16 日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（中华人民共和国国务院令 第 682 号）、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部部令第 16 号）及《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）等法律法规，为

保证建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，安达市庆新油田开发有限责任公司委托河北奇正环境科技有限公司编制环境影响报告书。接受委托后，项目负责人对项目的建设方案进行了详细分析，并对拟基建井区域进行多次实地考察，并结合钻井方案、地质方案，分析了项目的类型、性质、建设规模及所在区域的环境状况，在详细研究了相关资料并进行类比调查分析的情况下，按照国家环境影响评价技术导则的要求，编制了《2022年卫星油田卫19等区块产能建设地面工程项目环境影响报告书》。

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：2022年卫星油田卫19等区块产能建设地面工程项目；

建设单位：安达市庆新油田开发有限责任公司；

建设地点：黑龙江省安达市昌德镇境内；

建设性质：改扩建；

建设内容：本项目为产能建设地面工程，基建油水井35口，包括油井26口，水井9口，含6口独立井，10座平台，油井中捞油井3口（1口独立井，2口为平台井）、抽油机油井23口（含独立井2口，21口为平台井），注水井9口（其中3口独立井，6口为平台井）。站外集油系统采用单管环状掺水集油工艺，新建单井集油掺水管道17.26km，注水采用单干管多井配水方式，就近接入已建配水间，扩改建注配间7座，新建单井注水管道11.82km，并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 $1.57 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

投资规模：2374万元人民币；

工作进度：本项目计划施工期为2022年7月至2022年9月，压裂及地面工程进行建设，施工约60d施工。施工不设置营地。

1.3 项目特点

1.3.1 钻井工艺特点

本项目为油田产能建设地面工程，本项目基建油水井35口，包括油井26口，水井9口，含6口独立井，10座平台，油井中捞油井3口（1口独立井，2口为平台井）、抽油机油井23口（含独立井2口，21口为平台井），注水井9口（其中3口独立井，6

口为平台井)。站外集油系统采用单管环状掺水集油工艺,新建单井集油掺水管道17.26km,注水采用单干管多井配水方式,就近接入已建配水间,扩改建注配间7座,新建单井注水管道11.82km,并配套建设供配电、道路等辅助工程。

本项目运营期基建油井26口采出液由集输管道进入已建集油间内,已建依托的转油站(卫1转油站、卫2转油站)接纳集油阀组间来液,经油气分离、计量后进入脱水站(卫一联转油脱水站);3口油井为提捞井由提捞队提捞产液拉运至卫一联卸油点,经油气分离、计量后进入脱水站(卫一联转油脱水站)。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。已建依托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(卫一联合油污水深度处理站)处理达标后输至配水间由注水井回注油层,不外排。

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、试压废水、废压裂液。施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕,定期进行清掏堆肥;试压废水由罐车拉运至卫一联合油污水深度处理站处理后回注油层,不外排。压裂作业产生的废压裂液,统一收集后由罐车送至卫一联合油污水深度处理站回收池进行回收处理,处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、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。

(2) 本项目施工过程中产生的废气主要为运输车辆扬尘、管线、道路施工扬尘、施工机械、运输车辆排放的尾气、焊接烟尘等。运输车辆扬尘、管线、道路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;施工机械、运输车辆排放的尾气在车辆及机械设备排气口加装废气过滤器,同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁,各种污染物的排放量不大,对周围环境的影响较小;焊接烟尘项目管道焊接主要方式为电焊,由于项目焊接点较少,产生的焊接烟尘量较小,且项目位于室外,空气扩散条件较好,对大气环境影响较小。

(3) 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。

(4) 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焊接产生的噪声污染。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。

(5) 施工过程中产生的固体废物主要为施工废料、生活垃圾等。施工废料经统一回收后送至采油八厂工业固体废物填埋场；生活垃圾统一收集后由环卫部门拉运至生活垃圾综合处理厂进行处理。

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、依托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，井场及依托场站排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，依托场站厂区内执行《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；依托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水井作业废水、洗井废水及油井采出液分离出的含油污水及压裂作业产生的废压裂液。油水井作业废水、洗井废水通过罐车拉运到卫一联合油污水深度处理站进行处理，不外排；油田采出水最终管输进入卫一联合油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、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以及拉油车辆运输过程中产生的噪声，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。拉油车辆运输过程中选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。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、含油废防渗布。含油污泥及落地油委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建

设、筑路和铺路；含油废防渗布经收集后有资质单位进行处理。

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的要求，依次完成以下环境影响评价工作：

第一阶段：首先，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（部令第16号）规定，确定2022年卫星油田卫19等区块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，环境风险环境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图1.4-1。

安达市庆新油田开发有限责任公司委托河北奇正环境科技有限公司编制《2022年卫星油田卫19等区块产能建设地面工程项目环境影响报告书》，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环境影响评价公众参与说明。公众参与工作采用网络公示、报纸公示以及张贴公告相结合的方式。项目首次环评公示及项目环境影响报告书征求意见稿公众

时间分别为 2022 年 2 月 14 日及 2022 年 3 月 10 日至 2022 年 3 月 23 日；并于 2022 年 3 月 29 日在黑龙江环保技术服务网公开发布平台进行 2022 年卫星油田卫 19 等区块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，强化诚信意识，恪守环保信用，项目运行中主动公开环保信息，接受公众监督。

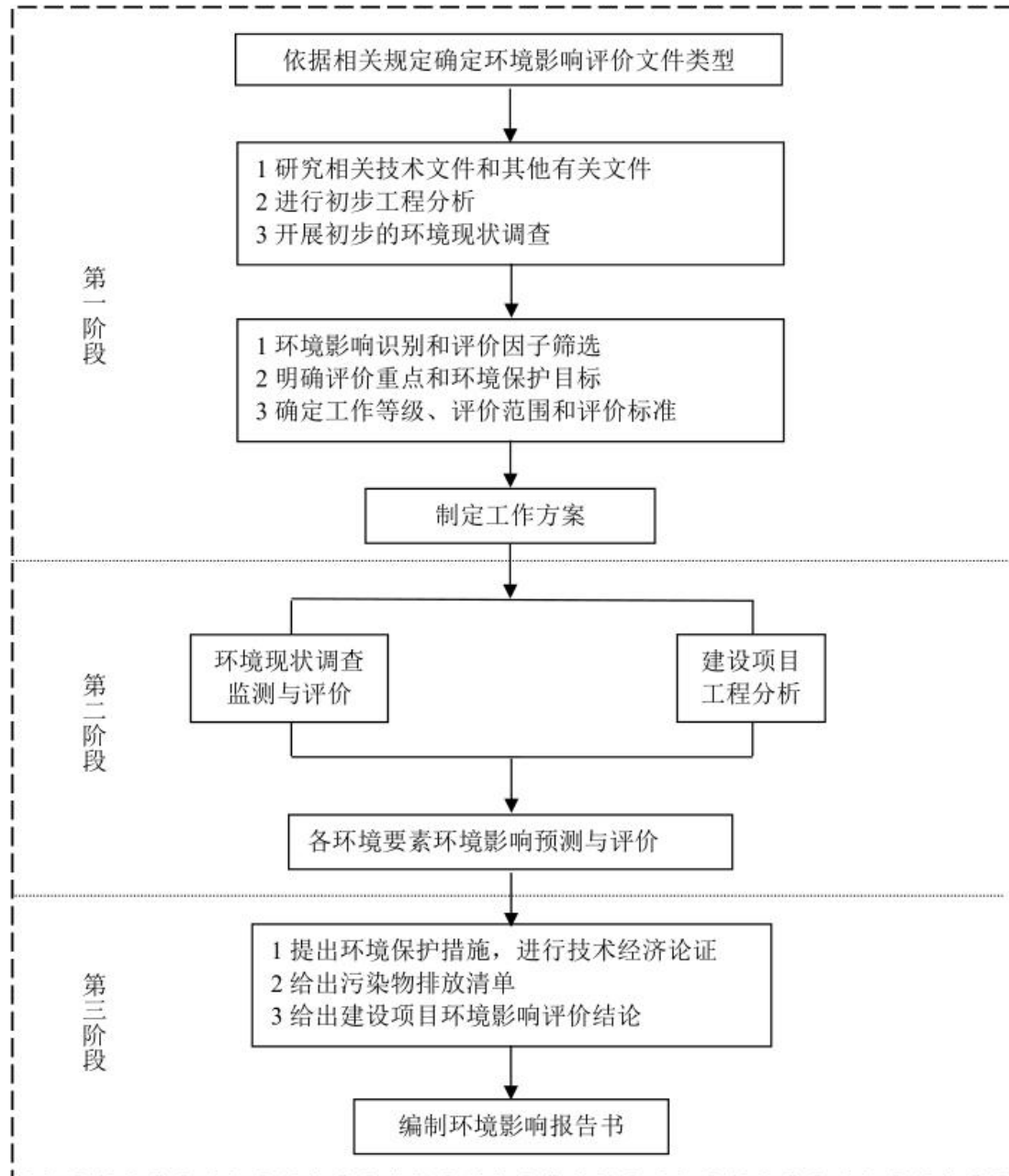


图 1.4-1 建设项目环境影响评价工作程序图

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。

1.5.2 相关规划、政策符合性分析

1.5.2.1 与《黑龙江省主体功能区划》符合性分析

本根据《黑龙江省主体功能区规划》第八章第二节能源开发利用中明确：“在大庆及周边地区，加大石油勘探开发力度，实施老油田二次开发工程和三次采油工程，稳定石油产量”。第四篇能源与资源中第八章能源与资源第三节主要矿产资源开发利用中指出，鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩等矿产资源。本项目位于黑龙江省安达市昌德镇境内，属于大庆周边地区，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》，本项目所在区域位于 I—6—1—3 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。该区位于绥化市，面积 10000km²，该功能区的主要生态系统服务功能为盐渍化控制、生态系统产品提供。

本项目位于黑龙江省绥化市安达市，建成后永久占地面积为 1.849hm²，临时占地面积为 29.284hm²，占地类型为耕地（基本农田）、草地（非基本草原）及一般湿地，项目占地面积属于小型，且项目施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行补偿，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，针对该区域存在的石油开采造成草地破坏采取散播草籽的方式进行逐步恢复，在施工时剥离湿地表土，将适合湿地植物生长的原有表土单独堆放，施工结束后运回原位，保证湿地面积不减少。在项目实施过程中，工业废水处理去向明确，避免工业废水浸泡农田及草地造成土地盐渍化。本项目在石油开采过程中加大对漏斗区的回注，防止漏斗区继续形成，缓解地面踩空塌陷问题。另外应加强防沙治沙措施的实施，如尽量减少施工作业范围，施工过程中力求做到挖填平衡，施工结束后对破坏的土地进行平整并覆土压实，及时进行植被恢复等，以加强本项目与《黑龙江省生态功能区划》的符合性。

1.5.2.3 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 1.5-1。

表 1.5-1 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	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 31.133hm ² ，其中永久占地为 29.284hm ² ，临时占地为 1.849hm ² ，占地类	符合

	政策，确保完成规划期内黑土耕地保有量和永久基本农田保护任务。	型为耕地（基本农田）、草地（非基本草原）及一般湿地，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。	
2	严格国土空间用途管制。制定用途管制规则，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让优质黑土地。	本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）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	符合
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。

1.5.2.4 土地利用规划符合性分析

本项目位于黑龙江省绥化市安达市昌德镇，占地类型为耕地（基本农田）、草地（非基本草原）及一般湿地。根据《安达市土地利用总体规划（2006-2020）》（2015年调整），为保障安达市经济社会发展用地需求，统筹安排各项新增建设用地，保证中心城镇和重点建设项目用地。对确需占用耕地的建设项目，要建立和完善占用耕地的评价机制，严格执行占用耕地的补偿标准。根据《基本农田保护条例》（2011年修订），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，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的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，本项目确实无法避让基本农田，已按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准。本工程总体布局采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占地和损耗，并满足《基本农田保护条例》等法律法规要求的“占一补一，质量相等”，符合土地利用总体规划要求。项目区域土地利用现状图见附图 15。

根据《绥化市土地利用总体规划（2006-2020）》中的要求，重点项目是指列入国家和省重点建设计划的交通、水利、能源、环保等基础设施建设项目，重点项目具有规模大、用地多的特点。做好重点项目的用地安排，对促进全市社会经济发展将起到至关重要的作用，因此，对重点工程用地必须要优先安排，重点保障，在绥化市土地利用总体规划中的重点项目用地包含油田用地在内。

根据《黑龙江省土地利用总体规划（2006~2020）》，油田开发建设属黑龙江省规划期重点基础设施建设项目，因此本工程的建设符合土地利用总体规划要求。

1.5.2.5 黑龙江省“十四五”生态环境保护规划符合性分析

《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》中提出：①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。②强化土壤污染源系统防控。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，按规划定提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。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。③加

强地下水生态环境保护和污染防治。建立地下水生态环境管理体系。针对国家地下水环境质量考核点位，因地制宜制定地下水环境质量达标方案。推动地下水环境分区管理，推进地级及以上城市开展地下水污染防治重点区划定，建立地下水污染重点监管单位名录，依法纳入排污许可管理，加强防渗、地下水环境监测、执法检查。探索建设地下水污染防治试验区。

本项目油气集输过程中采用全密闭集输，依托场站内油罐采用固定顶罐，并采取油罐烃蒸气回收措施，减少 VOCs 的挥发。本项目在施工期及运营期针对可能造成地下水及土壤污染的区域采取分区防渗措施，并定期对地下水及土壤跟踪监测，防治污染土壤及地下水。因此，本项目符合《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》中相关规定。

1.5.3 相关政策符合性分析

1.5.3.1 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析见表 1.5-2。

表 1.5-2 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目为现有卫星油田卫 19 区块、卫 1-18-13 区块、卫 251 区块及零散区块进行开发，该区块内已有工程为《卫星油田卫 19 等区块葡萄花油层外扩区钻井工程》、《卫星油田卫 102-1、卫 19-1、卫 212-1 区块葡萄花油层钻井工程》、《卫星油田太 11、太 12、卫 2-35-27 区块葡萄花油层井网加密钻井及注采系统调整工程》、《卫星油田油藏规划钻井工程》、《庆新油田 2021 年产能建设地面工程》，属于滚动开发区块。本次以区块内新井开展了区块环评，并包括了本项目配套的集油管线、注水管道。本次环评在 3.8 章节中详述了卫 19 区块、卫 1-18-13 区块、卫 251 区块及零散区块现有工程环境影响进行回顾性评价，区块内油田生产设施主要包括油水井井场和集油管线。废气主要为井场和集输管线逸散的非甲烷总烃气体、场站加热炉废气；废水主要为油水井作业污水、油田采出水、场站生活污水，油水井作业污水、油田采出水最终经卫一联含油污水深度处理站处理后回注油层，场站生活污水	符合

		<p>排入场站内旱厕；噪声主要来自抽油机及场站各类机泵噪声；固废主要为油水作业产生的含油污泥、场站生活垃圾，含油污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路。生活垃圾统一收集后委托环卫部门运至当地垃圾填埋场卫生填埋。区块内生态恢复良好，未发现生态环境问题和环境风险隐患。</p> <p>明确了现有区块的污染物排放情况，依托设施转油站、脱水站、污水站、含油污泥处理站的依托可行性及其污染物产生及排放情况，各依托设施均可有效依托。</p>	
2	<p>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。</p>	<p>本项目为油田产能建设地面工程项目，不为勘探项目，本项目基建油水井 35 口，包括油井 26 口，水井 9 口，含 6 口独立井，10 座平台，不以单井形式开展环评。</p>	符合
3	<p>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。</p>	<p>本项目施工期及运营期废水均不外排。</p>	符合
4	<p>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</p>	<p>项目作业污水、洗井污水经卫一联含油污水深度处理站处理达标后回注油层，回注水质执行《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$\leq 2\mu\text{m}$”。地下水防治措施采取过程防控、跟踪监测来防止污染地下水。</p>	符合

	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。		
5	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	项目油井井口安装密封垫，降低了非甲烷总烃的无组织挥发；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，分离出的湿伴生气进入站内现有天然气除油器、干燥器脱水除油后密闭集输至联合站干燥处理，由联合站反输清洁天然气用于站内生产。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。	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。	本项目运营期含油污泥、落地油全部回收，委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路；含油废防渗布属于危险废物，油井作业结束后委托资质单位定期拉运处置。	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。环评中已提出耕地及草地的保护措施。	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。	安达市庆新油田开发有限责任公司现有《突发环境事件专项应急预案》主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，该应急预案已完成备案。	符合

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。

1.5.3.2 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，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。

1.5.3.3 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 1.5-3 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	本工程符合性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90% 以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	符合。本项目运行期作业废水回用率 100%，工业固废（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。安达市庆新油田开发有限责任公司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。本项目废压裂液由罐车拉运至卫一联含油污水深度处理站，处理后达标回注油层，本项目不涉及试油（气）过程。
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。本项目油田采出水最终管输进入卫一联含油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 \leq 8mg/L、悬浮固体含量 \leq 3mg/L、粒径中值 \leq 2 μ m”规定后回注油层。
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	符合。本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为 1.4175%。
7	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后由高于 8m 的烟囱排放。
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、区域下游各布设 1 口潜水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。
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。作业污水由施工现场污水回收装置回收后拉运至卫一联含油污水深度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《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）及落地油委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路。
----	--	---

1.5.3.4 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

本项目与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018 年修正）符合性分析见表 1.5-4。

表 1.5-4 与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气勘探开发单位在油气集输过程中应当对油水分离后产生的废水进行回收利用，确实需要排放的，应当达到污染物排放标准；产生的油沙、污泥应当进行无害化处理	本工程油井采出液分离出的含油污水，进入卫一联合含油污水深度处理站处理达标后回注，不外排。运行期产生的油泥（砂）委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路。	符合
2	新建井场投产时应当做到原油、化学药剂及其他有害物质不落地，发生落地现象的应当及时采取措施予以清除。	本工程新建井场投产时，原油开采与集输均为密闭流程，原油不落地。事故状态下造成的原油外漏，按照《突发环境事件专项应急预案》进行紧急处置，减轻对环境的影响。	符合
3	废弃钻井液、岩屑、污油及其他工业固体废物、生活垃圾必须回收，不得排放或者弃置水体。	本工程施工期施工废料经统一回收后送至采油八厂工业固体废物填埋场；生活垃圾由环卫部门拉运至生活垃圾综合处理厂进行处理，不排放或弃置水体。	符合
4	新开发区域内埋设油、水、气管线不得改变原有的地形、地貌。油气勘探开发中的各项工程应当减少占地，施工中临时占地的，应当将腐植质层剥离移走，工程结束后及时恢复原有地貌。	本工程敷设管线不改变原有地形、地貌，在施工过程中严格控制占地和作业面积，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。	符合

5	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。	本项目建设单位庆新油田根据《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，安达市庆新油田开发有限责任公司制定了《突发环境事件专项应急预案》等预案内容。	符合
---	---	---	----

由上表分析，本项目符合《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018年修正）相关要求。

1.5.3.5 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

本项目与《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）符合性分析见表 1.5-5。

表 1.5-5 与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》符合性分析

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

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

本项目与《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 748 号）符合性分析见表 1.5-6。

表 1.5-6 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；	本项目已针对项目特点提出针对性地下水污染防治措施，主要为管线采用热熔式焊接和挤压式焊接等源头控制措施；在施工期及运营期采取分区防渗措施，根据可能对地下水造成污染的污染源分布制定重点防渗区、一般防渗区及简单防渗区；根据区域潜水流向，在上游的设 1 个潜水背景监测点，在建设项目区域及区域下游设 2 个潜水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测。	符合
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；	本项目在施工期及运营期采取分区防渗措施，根据可能对地下水造成污染的污染源分布制定重点防渗区、一般防渗区及简单防渗区；根据区域潜水流向，在上游的设 1 个潜水背景监测点，在建设项目区域及区域下游设 2 个潜水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测。	符合

根据以上分析，本项目符合《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 748 号）中要求。

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

本项目与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关要求符合性详见表 1.5-7。

表 1.5-7 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卫一联含油污水深度处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、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	项目所在地区不是重点地区，本项目依托	符合

	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。	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。	
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 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。	本项目依托场站均不进行改扩建，2023年1月1日起依托场站边界 VOCs（以非甲烷总烃计）浓度需满足浓度不应超过 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的限值要求。根据监测分析，依托场站满足该要求。	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。	本项目在运营期期针对基建油井井场厂界制定了非甲烷总烃监测计划，监测频次为 1 次/年。	符合

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

1.5.3.8 与《基本农田保护条例》符合性判定

根据《基本农田保护条例》，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，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的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。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，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面积共 15.84hm^2 ，补偿可按基本农田标准给予农民。对于占用的基本农田应按照《中华人民共和国土地管理法》中“占多少、垦多少”的原则，补充数量和质量相当的基本农田。

本项目对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，应先剥离占地范围内表层土，井场范围表层土堆置于井场内设置的表土剥离临时堆放区，并对堆放区做好水保措施，待钻井工程结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。因此本项目符合《基本农田保护条例》。

1.5.3.9 与《黑龙江省耕地保护条例》符合性判定

本项目与《黑龙江省耕地保护条例》（2021年10月29日修订，2022年1月1日起施行）符合性分析见表1.5-8。

表 1.5-8 与黑龙江省耕地保护条例相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	第二十一条:非农业建设可以利用非耕地的，不得占用耕地。经依法批准占用耕地的，用地单位应当负责开垦与所占用耕地数量、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，应当向县以上自然资源行政主管部门缴纳耕地开垦费,专款用于开垦新的耕地；耕地后备资源不足的，依法实行易地占补。	根据地面工程方案情况，本项目施工无法避免占用耕地，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。对于永久占地应剥离表层 0.3m 的耕作土，且按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，按规定缴纳耕地开垦费，开垦新的耕地。	符合
2	第三十六条：因事故或者其他突发事件，造成耕地环境污染的，当事人应当立即采取补救措施，并向当地县级农业农村或者生态环境行政主管部门报告。相关行政主管部门接到报告后，应当及时启动应急预案，并按照规定处理。	本项目发现原油及含油污水泄漏渗入土壤时，针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。	符合
3	第四十五条:耕地的耕作层土壤剥离按照国家和省有关规定执行。	本项目根据《黑龙江省人民政府办公厅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）要求实施表土剥离制度，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，集中暂存于施	符合

		<p>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，耕作层土壤剥离完成后，由当地自然资源主管部门会同农业农村主管部门组织验收，验收合格的方能实施项目建设。针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行补偿并易地补充耕地，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。</p>	
4	<p>第四十六条：经批准占用耕地的非农业建设项目施工时，施工单位应当减少地表扰动范围，避免损坏周边耕地的耕作层。无法避免的，由建设单位及时进行整理、修复或者依法补偿。</p>	<p>本项目在施工过程中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。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，集中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，耕作层土壤剥离完成后，由当地自然资源主管部门会同农业农村主管部门组织验收，验收合格的方能实施项目建设。针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行补偿并易地补充耕地，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。</p>	符合

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省耕地保护条例》中要求。

1.5.3.10 与《关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知》符合性判定

本项目与《关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知》（国土资发〔2014〕18号）符合性分析见表 1.5-9。

表 1.5-9 与关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	进一步严格建设占用耕地审批。强化建设项目预审，严格项目选址把关。凡不符合土地利用总体	根据分析，本项目符合《安达市土地利用总体规划（2006-2020）》（2015年调整）、《产业结构调整指导目录（2019年）》等要求，本项	符合

	<p>规划、耕地占补平衡要求、征地补偿安置政策、用地标准、产业和供地政策的项目，不得通过用地预审。对线性工程占用耕地 100 公顷以上、块状工程 70 公顷以上的，省级国土资源部门必须组织实地踏勘论证，部组织抽查核实；确需占用的，按照确保粮食生产能力不下降的要求，提出补充耕地安排，补充数量质量相当的耕地，并作为通过预审的必备条件。</p>	<p>目针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行补偿并易地补充耕地，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。</p>	
2	<p>强化耕地数量和质量占补平衡。各地要严格执行以补定占、先补后占规定，引导建设不占或少占耕地。</p>	<p>本项目根据《黑龙江省人民政府办公厅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）要求实施表土剥离制度，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，集中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，耕作层土壤剥离完成后，由当地自然资源主管部门会同农业农村主管部门组织验收，验收合格的方能实施项目建设。针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行补偿并易地补充耕地，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。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。</p>	
3	<p>严格划定和永久保护基本农田。基本农田一经划定，实行严格管理、永久保护，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途；建立和完善基本农田保护负面清单，符合法定条件和供地政策，确需占用和改变基本农田的，必须报国务院批准，并优先将同等面积的优质耕地补划为基本农田。</p>		符合

根据以上分析，本项目符合《关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知》中要求。

1.5.4“三线一单”符合性分析

1.5.4.1 生态保护红线

生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。黑龙江省内重点生态功能区保护红线范围包括重点水源涵养功能区生态保护红线、水土保持功能区生态保护红线、防风固沙功能区生态保护红线、生物多样性维护区生态保护红线，生态敏感区、脆弱区红线主要包括水土流失敏感区生态保护红线、土地沙化敏感区生态保护红线、江河湖库生态敏感区生态保护红线等，禁止开发区生态保护红线以国家级、省级和市（县）级自然保护区、风景名胜区、森林公园等重点进行禁止开发区红线划定，其他生态保护红线范围包括具有重要生态功能区，以及生态极敏感/极脆弱的地区，包括生态公益林、重要湿地和草原、极小种群生态环境。

根据现场调查，本项目区块位于黑龙江省绥化市安达市昌德镇境内，区域范围内存在基本农田，无自然保护区、文物保护单位、风景名胜区等，除此之外，油田开发区基本不涉及其他国家级自然保护区、世界文化自然遗产、国家级风景名胜区、国家森林公园和国家地质公园等国家禁止开发区域。

综上所述，规划符合《黑龙江省生态保护红线划定方案》（2016.07）中生态环境保护红线的相关要求。

1.5.4.2 环境质量底线

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

本项目开发区域环境空气功能为二类区，根据《2020年绥化市环境质量状况》，项目所在区域PM_{2.5}不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）要求，即为不达标区。通过补充监测数据可知，特征污染物非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求。针对区域环境空气质量不达标情况，绥化市人民政府已印发了根据《绥化市生态环境保护“十三五”规划》等一系列政策制度并组织实施；采取强化燃煤污染治理、加强工业污染源防治、加强机动车环保管理、严防城乡面源污染等各项大气污染防治措施，以提高区域大气环境质量。

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，本项目区域内特征污染物非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求，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；本项目不排放废水，不会对周边地表水计家店

泡产生影响；本项目在采取措施不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中环境质量标准基本项目标准限值；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，以及表2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内其他土壤可以满足《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。

1.5.4.3 资源利用上线

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

本项目为油田产能建设地面工程项目，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。

1.5.4.4 环境准入清单

生态环境准入清单是指基于环境管控单元，统筹考虑生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线的管控要求，提出的空间布局、污染物排放、环境风险、资源开发利用等方面禁止和限制的环境准入要求。

根据《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（绥政发〔2021〕10号）中绥化市环境管控单元图（见附图22），本项目拟建工程位于重点管控单元，根据绥化市大气环境分区管控图（见附图20），本项目位于一般管控区，根据绥化市水环境分区管控图（见附图21）。本工程与该环境管控单元相关管控要求符合性分析见表1.5-10。

表 1.5-10 与黑龙江省生态环境准入清单（绥化市）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	拟建项目情况	符合性

ZH23 12811 0001	安达市生态保护红线区	优先保护单元	<p>1.区域执行本清单全省准入要求中“2.1 总体要求”。</p> <p>2.水源涵养功能极重要区同时执行本清单全省准入要求中“2.2 水源涵养 生态保护红线区”准入要求。</p> <p>3.土地沙化极敏感区同时执行本清单全省准入要求中“2.6 土地沙化生态 保护红线区”准入要求。</p> <p>4.黑龙江东湖湿地省级自然保护区同时执行本清单全省准入要求中“4.1 自然保护区”准入要求。</p> <p>5.安达古大湖国家湿地公园同时执行本清单全省准入要求中“4.6 湿地公园”准入要求。</p>	本次油田区块位于黑龙江省绥化市安达市境内，占用的湿地主要为一般湿地，车家窝堡北1湿地，不涉及管控要求所列的水源涵养功能极重要区、土地沙化极敏感区、黑龙江东湖湿地省级自然保护区、安达古大湖国家湿地公园等生态保护红线区。	符合 详见附图 18 绥化市生态保护红线分布图
ZH23 12811 0002	安达市一般生态空间区	优先保护单元	<p>1.区域执行本清单全省准入要求中“3.1 总体要求”。</p> <p>2.水源涵养功能重要区和生物多样性维护功能重要区同时执行本清单全省准入要求中“3.2 生态重要功能评价区”准入要求。</p> <p>3.土地沙化敏感区同时执行本清单全省准入要求中“3.3 生态敏感评价区”准入要求。</p>	油田区块位于黑龙江省绥化市安达市境内，不涉及管控要求所列的水源涵养功能重要区和生物多样性维护功能重要区、土地沙化敏感区等生态敏感评价区。	符合 详见附图 19 绥化市生态空间分布图
ZH23 12812 0002	安达市城镇空间	重点管控单元	<p>1.执行本清单全省准入要求中“5.2 城镇生活空间重点管控单元”准入要求。</p> <p>2.水环境农业污染重点管控区同时执行本清单全省准入要求中“5.5 水环境农业污染重点管控区”准入要求。</p>	本次油田区块位于黑龙江省绥化市安达市昌德镇境内，不属于安达市城镇空间范畴。	符合
ZH23 12812 0005	安达市大气环境布局敏感区	重点管控单元	区域内原则上禁止布局高污染项目。严控“两高”行业产能。严格执行钢铁、水泥、平板玻璃等行业产能置换实施办法。利用水泥窑协同处置城市生活垃圾、危险废弃物、电石渣等固废伴生水	本次油田区块位于黑龙江省绥化市安达市昌德镇境内，本项目不属于高污染项目，且不属于安达市大气环境布局敏感区重点管控单元范畴。	符合 详见附图 20 绥化市大气环境分区管

			泥项目，必须依托现有新型干法水泥熟料生产线进行不扩产能改造		控图
ZH23 12813 0001	安达市永久基本农田	一般管控单元	<p>执行本清单全省准入要求中“6.3 永久基本农田”准入要求（1.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基本农田。</p> <p>2.在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项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。</p> <p>3.禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、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基本农田的活动）。位于优先保护单元和重点管控单元内永久基本农田也同时执行此要求。</p>	<p>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。油田开发区块永久占地占用基本农田面积0.455hm²，临时占用基本农田面积为10.555hm²；对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，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；本项目产生的废水及固体废物均得到妥善处理，零排放，对环境的影响较小。因此项目建设符合执行本清单全省准入要求中“6.3 永久基本农田”准入要求。</p>	符合
ZH23 12813 0002	其他区域	一般管控单元	<p>执行本清单全省准入要求中“6.1 一般管控单元总体要求”准入要求。</p>	<p>本次油田区块位于黑龙江省绥化市安达市境内，不属于安达市大气环境布局敏感区，属于全省准入要求中划定的一般管控单元，且本次油田开发区块建设项目不属于钢铁、水泥、电解铝等产能严重过剩行业扩能；不存在环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能项目。对照“6.1 一般管控单元总体要求”，油田区块开发符合全省“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</p>	符合

				治理”的分区管控要求。	
--	--	--	--	-------------	--

1.5.5 选址合理性分析

本项目位于黑龙江省绥化市安达市昌德镇。本项目基建油水井 35 口，包括油井 26 口，水井 9 口，含 6 口独立井，10 座平台，油井中捞油井 3 口（1 口独立井，2 口为平台井）、抽油机油井 23 口（含独立井 2 口，21 口为平台井），注水井 9 口（其中 3 口独立井，6 口为平台井）。站外集油系统采用单管环状掺水集油工艺，新建单井集油掺水管道 17.26km，注水采用单干管多井配水方式，就近接入已建配水间，扩改建注配间 7 座，新建单井注水管道 11.82km，并配套建设供配电、道路等辅助工程。本项目选址不在自然保护区、生态功能保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区内，无自然保护区和重要湿地分布，不在生态保护红线管控范围内，施工区域周围敏感点主要为村屯，根据《安达市土地利用总体规划（2006-2020）》（2015 年调整），本项目占地类型为耕地（基本农田）、草地（非基本草原）及一般湿地。

本项目在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便植被恢复，临时占用的耕地及草地等质等量恢复。在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响，施工结束后对临时占用的工地及时恢复地表，进行经济补偿，由农户自行复耕。本项目施工及运营过程中产生的污染物均得到有效治理，且钻井施工阶段井场及运营期井场及管道均采取分区防渗措施，不会对周边耕地及草地产生影响，工程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。

根据《基本农田保护条例》（2011 年修订），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，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的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，本项目确实无法避让基本农田，已按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准。

本项目在井位的选址和布局上根据采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点。本项目占地类型为耕地（基本农田）、草地（非基本草原）及一般湿地，对占用的耕地按照占一补一原则缴纳补偿费用，并对临时占用的耕地、草地及一般湿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。

本项目主要环境风险是油水泄漏，对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境有潜在危害性。在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。同时，建设单位应加强突发环境污染事件中的汇报流程、处理过程，避免重大环境污染事故的发生。

1.6 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为原油开采项目，环境影响主要来源于原油集输、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生态环境、区块周边分布的村屯居民点及居民饮用水源。本次评价重点关注施工期各种施工活动和工程占地对土壤、生态环境的影响，施工机械和施工人员产生的废气、废水、固体废物、噪声等对周围环境的影响；运行期井场及依托站场无组织挥发的非甲烷总烃、加热炉烟气、井场抽油机的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

(1) 环境空气

本项目施工过程中产生的废气为运输车辆扬尘、管线、道路施工扬尘、施工机械、运输车辆排放的尾气、焊接烟尘等。运输车辆扬尘、管线、道路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；施工机械、运输车辆排放的尾气在车辆及机械设备排气口加装废气过滤器，同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小；焊接烟尘项目管道焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

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、依托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，井场排放的非甲烷总烃在厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，依托场站排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规

定要求；依托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）水环境

本项目施工过程中产生的废水主要为生活污水、试压废水、废压裂液。施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥；试压废水罐车拉运至卫一联含油污水深度处理站处理后回注油层，不外排。压裂作业产生的废压裂液，统一收集后由罐车送至卫一联含油污水深度处理站回收池进行回收处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、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。

本项目运营期产生的废水主要为油水井作业废水、洗井废水及油井采出液分离出的含油污水。油水井作业废水、洗井废水通过罐车拉运到卫一联含油污水深度处理站进行处理，不外排；油田采出水最终管输进入卫一联含油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、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。本项目废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

本项目运行期可能对地下水产生影响的因素主要为油水井作业污水、水井洗井污水、落地油及油田采出水等。在采取源头控制、过程防控、分区防渗、跟踪监测后对区域的地下水环境影响较小。

（3）声环境

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焊接产生的噪声污染。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。对周边声环境敏感点影响较小。

本项目运营期噪声源主要来自抽油机以及拉油车辆运输过程中产生的噪声，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。拉油车辆运输过程中选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。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。对周边声环境敏感点影响较小。

(4) 生态环境

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

本项目由于井场、管线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；施工过程中采取分层开挖，分层回填，加强管理，施工期间尽量减少占地，施工结束后对全部的临时占地进行平整翻松，以利于植被自然恢复，井场地表恢复原有地貌，对占用的耕地按照占一补一原则缴纳补偿费用。采取以上措施后对周边的生态环境影响较小。

(5) 固体废物

施工过程中产生的固体废物主要为施工废料、生活垃圾等。施工废料经统一回收后送至采油八厂工业固体废物填埋场；生活垃圾统一收集后由环卫部门拉运至生活垃圾综合处理厂进行处理。

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。含油污泥及落地油委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路；含油废防渗布经收集后由有资质单位进行处理。

本项目施工期及运营期固体废物均合理处置，不会对周边环境产生影响。

6) 环境风险

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

1.7 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。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《2022 年卫星油田卫 19 等区块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：2022 年卫星油田卫 19 等区块产能建设地面工程

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，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；

-
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（修订），2018年12月29日；
 - (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018年10月26日；
 - (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018年1月1日；
 - (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2022年6月5日；
 - (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019年1月1日；
 - (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020年4月29日修订，2020年9月1日起施行；
 - (8) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席令第39号，2011年3月1日）。

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) 《中华人民共和国土地管理法》（2019修订），2019年8月26日修订，2020年1月1日起施行；
- (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) 《地下水管理条例》《2021年10月29日公布，自2021年12月1日起施行》；
- (5) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (6) 《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018.04.26）；
- (7) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (8) 《黑龙江省耕地保护条例》（2021年10月29日修订，2022年1月1日起施行）；
- (9) 《黑龙江省湿地保护条例》（2018.6.28）。
- (10) 《基本农田保护条例》（2011.01.08）。

2.3.3 环境保护相关部门规章及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（部令第16号），2021年1月1日起施行；
- (2) 《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发〔2018〕22号）；
- (3) 《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）；
- (4) 《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）；
- (5) 《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)；

(6) 《产业结构调整指导目录(2019年本)》(发改委29号令)；

(7) 《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)；

(8) 《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)；

(9) 《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)；

(10) 《关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知》(国土资发〔2014〕18号)；

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

(12) 《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)；

(13) 《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)；

(14) 《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》(环大气〔2020〕33号,2020.06.24)；

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

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

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

(18) 《“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案》(环大气[2017]121号,2017.4.2)；

(19) 《黑龙江省区域空间生态环境评价报告》(2021年3月)；

(20) 《黑龙江省生态环境准入清单(绥化市)》。

(21) 《绥化市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》(绥政发〔2021〕10号,2021.6.17)；

(22) 《黑龙江省主体功能区规划》；

(23) 《黑龙江省生态功能区规划》；

(24) 《黑龙江省人民政府办公厅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)；

(25) 《黑龙江省人民政府办公厅关于印发黑龙江省“十四五”黑土地保护规划的通知》(黑政办规〔2021〕48号,2021.12.31)；

(26) 《绥化市土地利用总体规划》(2006-2020年)；

-
- (27) 《绥化市水土保持规划》（2019~2030年）；
 - (28) 《大庆油气田地面工程“十四五”规划》；
 - (29) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）；
 - (30) 《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。
 - (31) 《突发环境事件应急管理办法》，环境保护部令第34号；
 - (32)《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；
 - (33) 《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；
 - (34) 《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；
 - (35) 《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）；
 - (36) 《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）。

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) 《危险废物转移管理办法》（2022年1月1日实施）；
- (14) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）；
- (15) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）。

2.3.5 其它相关依据及支持性文件

(1) 《大庆油田 2022 年产能建设工程庆新公司 2022 年卫星油田卫 19 等区块葡萄
花油层外扩区开发布井产能建设工程方案》（大庆油田设计院有限公司，2022.03）；

(2) 《2022 年卫星油田卫 19 等区块产能建设地面工程项目监测报告》（大庆中环
评价检测有限公司，2022.03.08）。

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 评价时段

施工期和运行期，闭井期单独履行环评审批手续。

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

运营期的环境影响主要为井场产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响
是长期的。运营期事故状态的环境影响包括输油管线、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
工程 占地	施工扬 尘、车 辆尾 气、焊 接烟尘	试压废 水、废压 裂液、生 活污水	施工 废料、 生活 垃圾	施工 车辆、 焊接 等施 工机 械噪 声	井漏、 套损、 柴油 罐泄 露	加热 炉烟 气、无 组织 挥发 的烃 类	作业 污水、 洗井 污水、 油田 采出 水	含油污 泥、落 地油、 含油废 防渗布	抽 油 机 噪 声	输油 管 线、 场站 火灾 爆炸	
环境 空气	/	-S	/	/	/	-S	-L	/	-S	/	-SA

地表水	/	/	/	/	/	-SA	/	-SA	/	/	-SA
地下水	/	/	-S	/	/	-SA	/	/	/	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-S	/	/	/	/	-L	-SA
土壤	-L	/	-S	-S	/	-S	/	/	-S	/	-SA
生态环境	-L	-S	/	-S	/	-S	/	/	-S	/	-SA
注：表中“-”表示不利影响，数值大小表示影响程度											

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

从上表可知本工程的主要环境影响表现在废水对地下水环境的影响，废水、固体废物对土壤环境的影响，施工占地对生态环境的影响，施工扬尘、运营期加热炉废气及无组织挥发的烃类对环境空气的影响，施工车辆及机械、抽油机对声环境的影响等方面。

2.4.3 评价因子筛选

经过对本工程产生污染物排放特点及施工区域周围环境情况进行分析后，确定本工程评价因子详见表 2.4-2。

表 2.4-2 评价因子表

环境要素	评价类别	评价因子
环境空气	环境现状评价	NO ₂ 、SO ₂ 、O ₃ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、非甲烷总烃
	环境影响评价	SO ₂ 、NO _x 、PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、CO、非甲烷总烃
声环境	环境现状评价	等效连续 A 声级 Leq (A)
	环境影响评价	等效连续 A 声级 Leq (A)
地表水	环境现状评价	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、水温
	环境影响评价	石油类
土壤环境	现状评价	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)蒈、苯并(b)蒈、苯并(k)蒈、苯并(a)芘、茚并(1,2,3-cd)芘、二苯并(a,h)蒈、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)

		pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	环境影响评价	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
固体废物	环境影响评价	建筑垃圾、生活垃圾
环境风险	环境影响评价	原油、伴生天然气
生态环境	现状评价	植被类型的构成、分布、面积、生物量及群种、优势种群；土壤类型、特征、组成和分布，土地利用状况、土壤退化状况等
	影响分析	占地影响

2.5 环境功能区划及评价标准

2.5.1 环境功能区划

2.5.1.1 大气环境

本项目位于黑龙江省安达市昌德镇境内，根据《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及2018年修改单的规定，评价区环境空气质量划分为二类区。

2.5.1.2 地下水环境

评价区域地下水使用功能为工农业用水及生活饮用水，评价区域地下水环境质量执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的III类标准。

2.5.1.3 声环境

本工程所在地区未划分声环境功能区，按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)中乡村声环境功能确定的要求，村庄执行1类标准，其它区域执行2类标准。

2.5.2 环境质量标准

2.5.2.1 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

2.5.2.2 声环境

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

2.5.1.3 地表水环境

评价区域内地表水体主要为计家店泡，计家店泡位于安达市境内，该地表水体未进行功能区划，参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 V 类标准限值，具体见表 2.5-4。

表 2.5-4 地表水环境质量标准 单位: mg/L (pH 值除外)

项目	pH	COD	BOD ₅	高锰酸盐指数	NH ₃ -N	石油类	总磷	总氮
(GB3838-2002)V 类标准限值	6-9	≤40	≤10	≤15	≤2.0	≤1.0	0.4	2.0

2.5.2.3 土壤环境

本项目拟建道路永久占地内土壤评价执行《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 2.5-5。

表 2.5-5 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	《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
45	萘	25	70	
46	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	826	4500	

本项目开发区域井场周边草地、耕地（永久基本农田）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2.5-6。

表 2.5-6 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

2.5.2.4 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）III类标准限值。

表 2.5-7 地下水质量标准

类别 项目	标准	标准来源
pH	6.5~8.5（无纲量）	《地下水质量标准》 （GB/T14848-2017）中III类标准
氨氮（mg/L）	≤0.5	
硝酸盐(以N计)（mg/L）	≤20	
亚硝酸盐(以N计)（mg/L）	≤1.0	
挥发性酚类（mg/L）	≤0.002	
氰化物（mg/L）	≤0.05	
砷（mg/L）	≤0.01	
汞（mg/L）	≤0.001	
铬（六价）（mg/L）	≤0.05	
总硬度（mg/L）	≤450	
铅（mg/L）	≤0.01	

氟化物 (mg/L)	≤1.0	
镉 (mg/L)	≤0.005	
钠 (mg/L)	≤200	
铁 (mg/L)	≤0.3	
锰 (mg/L)	≤0.1	
溶解性总固体 (mg/L)	≤1000	
耗氧量 (mg/L)	≤3.0	
硫酸盐 (mg/L)	≤250	
氯化物 (mg/L)	≤250	
总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3.0	
菌落总数 (CFU/mL)	≤100	
石油类	≤0.05	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) 表 1 中的 III 类标准 限值要求

2.5.3 污染物排放标准

2.5.3.1 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 2.5-8;

(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, 依托场站厂区内执行《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 及 2.5-10;

(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 2.5-9。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 2.5-10。

(5) 运营期依托场站加热炉燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表1在用燃气锅炉标准,具体见表2.5-11。

表 2.5-8 大气污染物综合排放标准 单位: mg/m³

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

表 2.5-9 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》(GB39728-2020)	5.2.2.1 要求	<p>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。</p> <p>现有设计容积>500m³,物料真实蒸气压≥27.6但≤66.7kPa的原油储罐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。</p>
	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200mm。②油气集中处理站、天然气处理厂、储油库装载真实蒸气压≥27.6kPa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/m³。

表 2.5-10 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位：mg/m³

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

表 2.5-11 在用燃气锅炉大气污染物排放标准 单位：mg/m³

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

2.5.3.2 废水

本工程产生的油田采出水、作业污水、洗井污水依托卫一联合油污水深度处理站处理达标后回注油层，处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”。

2.5.3.3 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 2.5-12。

表 2.5-12 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 2.5-13。

表 2.5-13 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼 间	夜 间
60	50

2.5.3.4 固体废物

（1）施工期管道敷设产生的施工废料、废包装袋、废防渗布执行《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）运营期产生的含油污泥、落地油、作业废防渗布等危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及 2013 年修改单（环境保护部公告 2013 年第

36号)的规定。

(3) 项目运行期产生的含油污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理,处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)表1标准要求后,在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路,具体标准值见表2.5-14。

表 2.5-14 油田含油污泥处置与利用污染控制要求

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

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。

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:

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

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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输大部分采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为 22.25t/a，主要排放位置有井场、集输管道阀门、计量间、转油站、联合站等位置，均以面源排放。本项目无组织挥发量最大的井场为 1#平台及其至阀组间的管线，1#平台最大产油量为 13t/d，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油（井场及集输管线按 30%计算），考虑本项目井场分布位置以及井场至阀组间最长的管线为 3840m，确定本次预测范围，长为 400m，宽为 300m，污染物排放速率为 $13\text{t}/\text{d} \times 365\text{d} \times 1.4175\text{g}/\text{kg} \times 30\% \div 8760\text{h} = 0.23\text{kg}/\text{h}$ ，工程污染源调查情况见表 2.6-1。污染物面源参数调查清单见表 2.6-1。

表 2.6-1 污染物面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/ $^{\circ}$	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度						NMHC
1#平台井场	125.02509	46.12696	141	0	400	300	3	0.23

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绥化市二十年气象数据统计。

（3）拟建项目位于农村地区，周边土地利用类型主要为农田，本次评价的土地利用类型选取草地。

（4）根据中国干湿分布图判断，本地区属于中等湿润气候。根据 EIA2018 大气

预测软件的 DEM 地形文件，地形数据分辨率 90m。估算模型具体参数见下表 2.6-2。

表 2.6-2 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		38.9
最低环境温度/℃		-36.2
土地利用类型		农田
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		否

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 2.6-3。

表 2.6-3 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	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)
井场	非甲烷总烃	131.6800	6.5840

《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2.6-4。

表 2.6-4 评价等级判别表

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

计算结果可以看出，本项目非甲烷总烃最大地面占标率 $P_{\max}=6.584\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，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。

地表水环境评价等级判据见表 2.6-5。

本项目施工期产生的管线试压废水、废压裂液由罐车拉运至卫一联合油污水深度处理站处理后回注；施工人员产生的生活污水依托本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕；运行期产生的油水井作业污水、水井洗井废水由罐车拉运至卫一联合油污水深度处理站处理后回注。以上废水均不外排，因此本项目地表水评价等级为三级 B。

表 2.6-5 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 1：水污染物当量数等于该污染物的年排放量除以该污染物的污染当量值（见附录 A），计算排放污染物的污染当量数，应区分第一类水污染物和其他类水污染物，统计第一类污染物当量数总和，然后与其他类污染物按照污染当量数从大到小排序，取最大当量数作为建设项目评价等级确定的依据。

注 2：废水排放量按行业排放标准中规定的废水种类统计，没有相关行业排放标准要求的通过工程分析合理确定，应统计含热量大的冷却水的排放量，可不统计间接冷却水、循环水以及其他含污染物极少的清净下水的排放量。

注 3：厂区存在堆积物（露天堆放的原料、燃料、废渣等以及垃圾堆放场）、降尘污染的，应将初期雨污水纳入废水排放量，相应的主要污染物纳入水污染当量计算。

注 4：建设项目直接排放第一类污染物的，其评价等级为一级；建设项目直接排放的污染物为受纳水体超标因子的，评价等级不低于二级。

注 5：直接排放受纳水体影响范围涉及饮用水水源保护区、饮用水取水口、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场等保护目标时，评价等级不低于二级。

注 6：建设项目向河流、湖库排放温排水引起受纳水体水温变化超过水环境质量标准要求，且评价范围有水温敏感目标时，评价等级为一级。

注 7：建设项目利用海水作为调节温度介质，排水量 ≥ 500 万 m³/d，评价等级为一级；排水量 < 500

万 m³/d，评价等级为二级。

注 8：仅涉及清浄下水排放的，如其排放水质满足受纳水体水环境质量标准要求的，评价等级为三级 A。

注 9：依托现有排放口，且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目，评价等级参照间接排放，定为三级 B。

注 10：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。

2.6.3.1 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 2.6-6。

表 2.6-6 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

2.6.3.2 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 2.6-7。

表 2.6-7 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。

经现场详查，本项目评价区内及周边村屯饮用水源以地下水作为供水水源，本工程在评价范围内的村屯主要为昌德镇、史家屯、卢家屯、石宝珍屯、刘大草房、兴隆岭屯、袁家烧锅、梁大草房和车家窝堡等。昌德镇为集中式饮用水井，石宝珍屯、袁家烧锅、梁大草房和车家窝堡为分散式供水井，开采层位为承压含水层。

根据《分散式饮用水水源地环境保护指南（试行）》中分散式水源地划分原则及区域水文地质情况，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见图 2.6-1。



图 2.6-1 地下水敏感性判定依据

根据现场调查及资料收集，开发区域内昌德镇集中式水源地按未划定准保护区的中小型水源地、其余分散式水源地按联村水源地计。因此根据图 2.6-1 所示，昌德镇集中水源地以水源井为中心，地下水水质迁移距离 6100d 的外扩区域为敏感和较敏感区；6100d 以外的外扩区域为不敏感区；联村供水井以地下水水质迁移距离 3000d 的外扩区域为较敏感区，3000d 以外的外扩区域为不敏感区。

则质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d

I—水力坡度，无量纲，根据区域地下水现状调查点水位监测值及距离确定承压水水力坡度为 0.0008；

T—质点迁移天数，集中水源地取值 6100d，联村分散式水源地取值 3000d；

ne—有效孔隙度，无量纲，本次取 30%。

根据《松嫩平原（黑龙江）地下水资源及其环境问题调查评价报告》中的水文地质勘探孔抽水试验，潜水层中主要为细砂、含砾中砂，渗透系数最大为 10m/d，承压水层中主要为粗砂，承压水层渗透系数为 25m/d，经计算得出。

集中式饮用水水井：潜水层下游迁移距离为 325m，承压水层下游迁移距离为 813m，即集中式地下饮用水水井 813m 以外区域属于“不敏感”区域。

分散式饮用水水井（联村）：潜水层下游迁移距离为 160m，承压水层下游迁移距离为 400m，即分散式地下饮用水水井 400m 以外区域属于“不敏感”区域。

根据现场调查，与本项目最近的集中供水井位于本项目卫 1-16-斜 1 井场东南侧 1.19km 的昌德镇集中供水井，超出 813m 的范围，且最近拟钻井的位置位于集中供水井的侧方向，故不属于敏感区。

综上本项目不占用供水水源地，不占用特殊地下水资源保护区，该区域主要通过大气降水的垂直入渗补给，本项目不在水源地地下水补给径流区，由此判定，评价区域地下水环境敏感程度为不敏感。

2.6.3.3 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 2.6-8。

表 2.6-8 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	—	—	二
较敏感	—	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》（HJ2.4-2009）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、焊接管线产生的噪声，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，声环境评价等级为二级。

2.6.5 生态环境

根据《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2011）中关于评价等级的规定，具体见表 2.6-9。本项目基建油水井 35 口，工程总占地 31.133hm²（0.31133km²），小于 2km²；管线长度为 29.08km，小于 50km，本项目占地为耕地（基本农田）、草地（非基本草原）及一般湿地，占地范围内没有自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜區、森林公园、地质公园、重要湿地、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区等，因此根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）规定，该区域不属于特殊生态敏感区和重要生态敏感区，属于一般区域。且其占地面积 0.31133km²≤2km²，管线长度为 29.08km，小于 50km，因此生态评价等级定为三级。

表 2.6-9 生态影响评价工作等级划分表

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

2.6.6 土壤环境

2.6.6.1 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。

2.6.6.2 环境影响类型和途径

土壤是环境的重要组成要素，与水、大气、生物等环境要素之间相互作用、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事故状态下钢制泥浆槽泄漏、柴油储罐泄漏、套管破损对土壤环境产生的污染，可对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 2.6-10。

表 2.6-10 本项目土壤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	/	/	/	/

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 2.6-11。

表 2.6-11 污染影响型本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
井场	/	垂直入渗	石油烃	石油烃	钻井风险事故泄漏

2.6.6.3 污染影响型敏感程度分级

根据建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分级判据见表 2.6-12。

表 2.6-12 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

本项目施工期占用含耕地（基本农田），由此判定，本项目土壤环境敏感程度分级为“敏感”。

2.6.6.4 土壤环境影响评价等级

本项目永久占地面积约为 2.017hm²，小于 5hm²；占地面积属于“小型”规模。污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.6-13。

表 2.6-13 污染影响型评价工作等级划分表

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

敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

综上所述，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

项目运营期涉及的主要危险物质为原油和石油气，正常情况下无污染物排放，涉及的风险为集输过程中管线破损造成的原油泄露和石油气的泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的突发环境事件风险物质及临界量表见表 2.6-14。

表 2.6-14 突发环境事件风险物质及临界量

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	石油气	68476-85-7	10
2	油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）	/	2500

结合本项目工程内容，运营期主要将集输管道化为危险单元。本工程新建单井集油掺水管道 17.26km，其中两个切断阀之间管径最大、长度最长的集输管线规格为 $\phi 219 \times 6$ ，长度为 3.84km，则集输管线最大储油量为 $\pi(207/2/1000)^2 \times 3.84 \times 1000 = 129.16t$ ，该区块气油比约 $20.8m^3/t$ ，天然气密度按 $0.72kg/m^3$ 计算，则天然气的最大存在量为 1.934t。

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

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

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量，t；

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

表 2.6-15 危险物质数量与临界量的比值（Q）确定情况

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量（t）	临界量（t）	物质 Q 值 q_n/Q_n
1	原油（石油）	/	129.16	2500	0.0517

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量 (t)	临界量 (t)	物质 Q 值 q_n/Q_n
2	天然气 (甲烷)	74-82-8	1.934	10	0.1934
项目 $Q = \sum q_n/Q_n$					0.2451

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中评价等级的判定方法(见表 2.6-16), 本项目 $Q=0.2451 < 1$, 环境风险潜势为 I, 确定本工程风险评价等级为简单分析。

表 2.6-16 风险评价工作级别表

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

2.7 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), 评价范围为基建井场边界外扩 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)中关于地表水评价等级为三级 B 的评价范围要求, 涉及地表水环境风险的, 应覆盖环境风险影响范围所及的水环境保护目标水域。因此本项目地表水评价范围为区域内地表水体计家店泡。

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:

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

式中:

L——下游迁移距离, m;

α —变化系数, $\alpha \geq 1$, 一般取 2;

K—渗透系数, m/d, 潜水取 10m/d, 承压水取 25m/d;

I—水力坡度(为漏斗范围内的水力坡度), 无量纲, 承压水、潜水均为 0.0008;

T—质点迁移天数, 取值不小于 5000d, 取 5000d; ;

ne—有效孔隙度，无量纲，取 0.30。

由此计算本项目区域潜水层下游迁移距离为 $L=267\text{m}$ ，承压水层下游迁移距离为 $L=667\text{m}$ ，区域地下水总体流向为从西向东，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下游不小于 667m、两侧及上游不小于 333.5m。本项目区域包括基建井及新建管线道路等，区域分散，距离较远，结合该区域地下水流向、工程周边村屯取水井分布的实际情况，确定地下水评价范围为拟建项目区域边界上游及两侧均大于 333.5m、下游大于 667m 的不规则区域，本项目评价范围共计达 113.49km^2 。

2.7.4 声环境

根据评价工作等级要求，声环境影响评价范围为井场和依托场站边界向外 200m 范围内声环境，管道、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，评价范围为井场及周围外延 1km 范围内的生态环境，新建油水管道和道路中心线两侧各 200m 的生态环境。

2.7.6 土壤环境

本项目为油田产能建设工程，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”，确定本项目土壤现状调查范围为井场外延 1km 范围内，新建油水管道以工程边界两侧向外延伸 200m 范围内。

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，无需设置评价范围。

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，地下水评价范围见附图 4、大气环境评价范围见附图 5、生态环境、土壤环境评价范围见附图 6、声环境评价范围见附图 7。

表 2.7-1 评价范围表

项目	评价等级	评价范围
环境空气	二级	以场站、井场为中心，自厂界外延边长为 2.5km 的矩形区域
声环境	二级	井场和场站边界向外 200m 范围内，管道、道路中心线两侧各 200m 范围内
地表水环境	三级 B	计家店泡

地下水环境	二级	拟建项目区域边界上游及两侧均大于 333.5m、下游大于 667m 的不规则区域，本项目评价范围共计达 113.5km ²
土壤环境	一级	井场外延 1km 范围内、管道边界两侧向外延伸 200m 范围内
生态环境	三级	井场区域及周围外延 1km 范围内、管道和道路中心线两侧各 200m 范围
环境风险	简单分析	/

2.8 环境保护目标

根据调查，本项目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 8。

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
	经度	纬度				
建设村	125.06404	46.23423	居民	约 101 户，303 人	二类	卫 1-44-5 井场东北侧 4.29km
袁家烧锅	124.99852	46.23349	居民	约 70 户，210 人	二类	卫 2-50-29 井场东北侧 2.07km
西山屯	124.97460	46.22985	居民	约 70 户，220 人	二类	卫 2-58-25 南侧 725m
兴隆岭村	124.94699	46.22094	居民	约 50 户，150 人	二类	9#平台井场西北侧 1.59km
三广村	124.99420	46.21021	居民	约 40 户，120 人	二类	9#平台井场东南侧 1.52km
四村	125.04043	46.19294	居民	约 35 户，105 人	二类	卫 1-44-5 井场东南侧 1.79km
计家店	125.05388	46.18567	居民	约 56 户，168 人	二类	卫 1-44-5 井场东南侧 3.22km
刘大草房	124.99002	46.18635	居民	约 69 户，207 人	二类	卫 2-331-斜 27 井场东侧 1.07km
梁大草房	124.97888	46.18389	居民	约 72 户，216 人	二类	卫 2-331-斜 27 井场东南侧 270m
新立屯	124.96964	46.15394	居民	约 77 户，231 人	二类	11#平台井场东南侧 1.52km
五家村	125.02739	46.16341	居民	约 65 户，195 人	二类	5#平台井场西北侧 1.22km
前五家子	125.03454	46.15905	居民	约 26 户，78 人	二类	5#平台井场西北侧

						689m
车家窝堡	124.95309	46.13905	居民	约 115 户, 345 人	二类	11#平台井场南侧 2.41km
昌德镇	125.01308	46.14094	居民	约 87 户, 261 人	二类	卫 1-16-斜 1 东南侧 650m
卢家屯	125.02561	46.13614	居民	约 40 户, 120 人	二类	2#平台井场东北侧 850m
史家屯	125.03617	46.14463	居民	约 45 户, 135 人	二类	4#平台井场西侧 100m
曲家屯	125.05565	46.13262	居民	约 45 户, 135 人	二类	3#平台井场东南侧 820m
华君屯	125.06997	46.14561	居民	约 88 户, 264 人	二类	3#平台井场东北侧 1.95kkm
姜家屯	125.05497	46.14647	居民	约 28 户, 84 人	二类	4#平台井场东侧 1.19km
楼上屯	125.02801	46.11691	居民	约 60 户, 180 人	二类	1#平台井场南侧 1.05km
永福村	125.01090	46.11469	居民	约 140 户, 420 人	二类	2#平台井场南侧 1.39km
半步道屯	125.00430	46.14002	居民	约 50 户, 150 人	二类	卫 1-16-斜 1 井场南侧 300m
孙家屯	125.02442	46.14397	居民	约 80 户, 240 人	二类	4#平台井场西侧 897m
张家屯	124.98769	46.13745	居民	约 110 户, 330 人	二类	卫 1-16-斜 1 井场西南 侧 1.28km

表 2.8-2 地下水环境保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地下水环境	兴隆岭村水井	9#平台井场西北侧 1.63km	由袁家烧锅统一供水, 村民自家均有自打潜水井, 井深 15m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉, 水井约 50 口, 承压水井 1 口, 用于灌溉。	《地下水质量标准》 (GB/T 14848-2017)
	三广村水井	9#平台井场东南侧 1.58m	统一供水, 由袁家烧锅村联村供水井供给。村民自家均有自打井, 井深 12m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉, 分散潜水井 40 口。	
	西山屯水	卫 2-58-25 南	由袁家烧锅村联村供水井供给。村民自家均有自打井, 井	III 类

井	侧 760m	深 16m 左右,用于喂养牲畜及灌溉,分散潜水井约 66 口。
袁家烧锅水井	卫 2-50-29 井场东北侧 2.29km	统一供水。井深 120m,承压水,供应袁家烧锅和周边村屯生活饮用水,供水人数 960 人;村民自家均有自打井,井深 15m 左右,用于喂养牲畜及灌溉,分散潜水井约 63 口。
卢家屯水井	2#平台井场东北侧 900m	由昌德镇集中水源井统一供水。村民自家均有自打井,井深 15m 左右,用于喂养牲畜及灌溉,分散潜水井约 32 口。
孙家屯水井	4#平台井场西侧 925m	由昌德镇集中水源井统一供水。村民自家均有自打井,井深 15m 左右,用于喂养牲畜及灌溉,分散潜水井约 80 口。
昌德镇水井	卫 1-16-斜 1 井场东侧 1.19km	统一供水,设有 3 口集中式地下饮用水井,井深 120m,承压水,供应镇中心昌德村和周边村屯生活饮用水,供水人数 4400 人;昌德村村民自家均有自打井,井深 15m 左右,用于喂养牲畜及灌溉,分散潜水井约 87 口。
史家屯水井	4#平台井场西南侧 365m	由昌德镇集中水源井统一供水。村民自家均有自打井,井深 15m 左右,用于喂养牲畜及灌溉,分散潜水井约 45 口。
半步道屯屯	卫 1-16-斜 1 井场南侧 365m	由昌德镇集中水源井统一供水。村民自家均有自打井,井深 15m 左右,用于喂养牲畜及灌溉,分散潜水井约 46 口。
姜家屯水井	4#平台井场东侧 1.25km	由昌德镇集中水源井统一供水。村民自家均有自打井,井深 15m 左右,用于喂养牲畜及灌溉,分散潜水井约 20 口。
曲家屯水井	3#平台井场东南侧 870m	由昌德镇集中水源井统一供水。村民自家均有自打井,井深 15m 左右,用于喂养牲畜及灌溉,分散潜水井约 45 口。
楼上屯水井	1#平台井场南侧 1.45km	统一供水,村内设有 1 口联村饮用水井,井深 120m,承压水,供水人数 340 人;村民自家均有自打井,井深 13m 左右,用于喂养牲畜及灌溉,分散潜水井约 55 口。
张家屯	卫 1-16-斜 1 井场西南侧 1.46km	由昌德镇集中水源井统一供水。村民自家均有自打井,井深 15m 左右,用于喂养牲畜及灌溉,分散潜水井约 110 口。
永福村	2#平台井场南侧 1.38km	统一供水,由楼上屯联村供水井供给。村民自家均有自打井,井深 12m 左右,用于喂养牲畜及灌溉,分散潜水井 140 口。

表 2.8-3 环境风险保护目标

环境要素	保护属性	保护目标	保护对象	相对方位及距离
环境风险	大气	建设村	约 101 户, 303 人	卫 1-44-5 井场东北侧 4.29km
		袁家烧锅	约 70 户, 210 人	卫 2-50-29 井场东北侧 2.07km
		西山屯	约 70 户, 220 人	卫 2-58-25 南侧 725m

		兴隆岭村	约 50 户, 150 人	9#平台井场西北侧 1.59km
		三广村	约 40 户, 120 人	9#平台井场东南侧 1.52km
		四村	约 35 户, 105 人	卫 1-44-5 井场东南侧 1.79km
		计家店	约 56 户, 168 人	卫 1-44-5 井场东南侧 3.22km
		刘大草房	约 69 户, 207 人	卫 2-331-斜 27 井场东侧 1.07km
		梁大草房	约 72 户, 216 人	卫 2-331-斜 27 井场东南侧 270m
		新立屯	约 77 户, 231 人	11#平台井场东南侧 1.52km
		五家村	约 65 户, 195 人	5#平台井场西北侧 1.22km
		前五家子	约 26 户, 78 人	5#平台井场西北侧 689m
		车家窝堡	约 115 户, 345 人	11#平台井场南侧 2.41km
		昌德镇	约 87 户, 261 人	卫 1-16-斜 1 东南侧 650m
		卢家屯	约 40 户, 120 人	2#平台井场东北侧 850m
		史家屯	约 45 户, 135 人	4#平台井场西侧 100m
		曲家屯	约 45 户, 135 人	3#平台井场东南侧 820m
		华君屯	约 88 户, 264 人	3#平台井场东北侧 1.95km
		姜家屯	约 28 户, 84 人	4#平台井场东侧 1.19km
		楼上屯	约 60 户, 180 人	1#平台井场南侧 1.05km
		永福村	约 140 户, 420 人	2#平台井场南侧 1.39km
		半步道屯	约 50 户, 150 人	卫 1-16-斜 1 井场南侧 300m
		孙家屯	约 80 户, 240 人	4#平台井场西侧 897m
	张家屯	约 110 户, 330 人	卫 1-16-斜 1 井场西南侧 1.28km	
地表水	计家店泡	水域面积约 3.6km ²	5#平台井场西侧 1.49km	
地下水	评价范围内第四系潜水含水层、承压水含水层		《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准	

表 2.8-4 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	保护内容	保护标准及保护级别
地表水环境	计家店泡	5#平台井场西侧 1.49km	自然泡沼, 主要功能为纳污泡	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) 中的 V 类标准限值
声环境	200m 范围内声环境			《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准
土壤环境	井场、计量间等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
	井场边界外延 1km 范围内的村屯土壤环境			
	井场边界外延 1km 范围内的土壤环境, 集输管线两侧 200m 范围内土壤环境, 主要为耕地、草地			《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

生态环境	三广村湿地	卫 1-44-5 井场南侧 1.30km	沼泽化草甸, 占地 1307.83hm ²	一般湿地
	车家窝堡北 1 湿地	12#平台井场、13#平台井场占用	沼泽化草甸, 占地 959.37hm ²	一般湿地, 保护湿地不受到破坏
	井场边界外扩 1km 区域范围内、集输管线和道路两侧 200m 范围内黑土地			生态环境不受到破坏

3 建设项目工程分析

3.1 现有工程分析

3.1.1 现有区块开发情况

本项目产能建设地面工程涉及卫 251 区块、卫 1-18-13 区块、卫 19 区块以及零散区块四个开发区块。

卫 251 区块完钻井 55 口,投产运行 20 口,其中油井 15 口,水井 5 口,产能 $1.4 \times 10^4 \text{t/a}$ 。投产井均在《安达市庆新油田开发有限责任公司卫星油田产能建设工程》进行评价,配套建设集油、注水、道路、配电工程,及废气处理、生活污水处理工程,该项目环评文件于 2010 年 2 月 2 日取得黑龙江省环境保护厅批复(黑环函〔2010〕43 号),竣工验收于 2014 年 6 月 13 日取得黑龙江省环境保护厅批复(黑环验〔2014〕150 号)。本项目在卫 251 区块基建 10 口井的产能建设地面工程,基建 10 口井的钻井该工程在《安达市庆新油田开发有限责任公司卫 19 等区块葡萄花油层外扩区钻井工程项目环境影响报告书》中进行评价,该项目环评文件于 2021 年 9 月 6 日取得绥化市环保局批复(绥环函〔2021〕41 号)。

卫 1-18-13 区块完钻井 21 口,投产运行 12 口,其中油井 8 口,水井 4 口,产能 $0.8 \times 10^4 \text{t/a}$,于 2010 年 1 月进行了《安达市庆新油田开发有限责任公司卫星油田产能建设工程》进行评价,并于 2010 年 2 月 2 日在原黑龙江省环境保护厅获得批复,批复文号黑环审〔2010〕43 号,项目于 2014 年 6 月完成验收,文号为黑环函〔2014〕150 号。本项目在卫 1-18-13 区块基建 7 口井的产能建设地面工程,基建 7 口井的钻井工程在《安达市庆新油田开发有限责任公司卫 19 等区块葡萄花油层外扩区钻井工程项目环境影响报告书》中进行评价,该项目环评文件于 2021 年 9 月 6 日取得绥化市环保局批复(绥环函〔2021〕41 号)。

卫 19 区块完钻 42 口油水井、投产运行 23 口井,其中油井 17 口,水井 6 口,产能 $1.6 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本区块内 19 口油水井在《安达市庆新油田开发有限责任公司卫星油田产能建设工程》进行评价,配套建设集油、注水、道路、配电工程,该项目环评文件于 2010 年 2 月 2 日取得黑龙江省环境保护厅批复(黑环函〔2010〕43 号),竣工验收于 2014 年 6 月 13 日取得黑龙江省环境保护厅批复(黑环验〔2014〕150 号);第二批 4 口油水

并在《卫星油田卫 19 加密、卫 19-1 新区产能建设地面工程》中进行了评价，配套建设集油、注水、道路、配电工程，该项目环评文件于 2019 年 4 月 19 日取得绥化市环境保护局批复（绥环函〔2019〕85 号），目前正在组织自主验收。本项目在卫 19 区块基建 3 口井的产能建设地面工程，基建 3 口井的钻井工程在《安达市庆新油田开发有限责任公司卫 19 等区块葡萄花油层外扩区钻井工程项目环境影响报告书》中进行评价，该项目环评文件于 2021 年 9 月 6 日取得绥化市环保局批复（绥环函〔2021〕41 号）。

零散区块现有油水井 65 口（抽油井 37 口、捞油井 1 口、注水井 15 口、油井转注 12 口），当前产能 $3.07 \times 10^4 \text{t/a}$ 。该区块于 2017 年 3 月编制了《卫星油田 2017 年产能建设工程环境影响报告书》，并于 2017 年 4 月 10 日在绥化市环境保护局获得批复，批复文号绥环函[2017]78 号，项目于 2017 年 12 月竣工，并于 2019 年 3 月完成了自主验收。本项目在零散区块基建 15 口井的产能建设地面工程，其中基建井卫 1-44-5、卫 2-35-12、卫 2-251-20、卫 2-241-20、卫 2-241-22、卫 2-201-11、卫 2-21-10 的钻井工程在《安达市庆新油田开发有限责任公司卫星油田油藏规划钻井工程项目环境影响报告书》中进行评价，该项目环评文件于 2022 年 2 月 15 日取得绥化市环保局批复（绥环审〔2022〕10 号）；基建井卫 251-斜 1、卫 1-16-斜 1 的钻井工程在《安达市庆新油田开发有限责任公司卫 102-1、卫 19-1、卫 212-1 区块葡萄花油层开发环境影响报告书》中进行评价，该项目环评文件于 2018 年 5 月 21 日取得绥化市环保局批复（绥环函〔2018〕160 号）；卫 2-21-斜 13 的钻井工程在《安达市庆新油田开发有限责任公司卫 262-1、卫 2-18-斜 8 等区块葡萄花油层开发环境影响报告书》中进行评价，该项目环评文件于 2015 年 7 月 28 日取得绥化市环保局批复（绥环函〔2015〕289 号）；卫 2-331-斜 27 的钻井工程在《安达市庆新油田开发有限责任公司太 11、太 12、卫 2-35-27 区块葡萄花油层井网钻井及注采系统调整工程环境影响报告表》中进行评价，该项目环评文件于 2018 年 5 月 21 日取得绥化市环保局批复（绥环函〔2018〕157 号），竣工验收于 2022 年 1 月 26 日完成企业自主验收。

区块内建有较为完善的油、气、水、电、路、信等工程，涉及各种不同功能站库，详见表 3.1-1。

表 3.1-1 区块已建各类站统计表

序号	类别	数量（座）	站名
----	----	-------	----

序号	类别	数量（座）	站名
1	转油（放水）站	2	卫1转油站、卫2转油站
2	脱水站	1	卫一联转油脱水站站
3	含油污水站	1	卫一联合油污水深度处理站

3.1.2 现有区块污染物排放情况

（1）废气

①非甲烷总烃

现有工程排放的废气主要为卫251区块、卫1-18-13区块、卫19区块以及零散区块内油井以及集输管线在运行过程中无组织挥发的非甲烷总烃，根据建设单位提供资料，卫251区块目前产油约 $1.4 \times 10^4 \text{t/a}$ ，卫1-18-13区块目前产油约 $0.8 \times 10^4 \text{t/a}$ ，卫19区块目前产油约 $1.6 \times 10^4 \text{t/a}$ ，零散区块目前产油约 $3.07 \times 10^4 \text{t/a}$ ，合计约 $6.87 \times 10^4 \text{t/a}$ 。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，则现有区块非甲烷总烃挥发量为 97.38t/a 。

现有工程在油气集输过程采取了全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫、管线均埋地敷设、依托场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，有效的控制了无组织气体的挥发，根据大庆中环评价检测有限公司于2022年2月26日-27日对区域内已建的卫1-1-1-XB井场排放的非甲烷总烃进行监测，监测结果能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定限值要求。根据对区块内场站的监测结果可知（见附件2），区块内卫1转油站、卫2转油站、卫一联合站及2-2阀组间排放的非甲烷总烃厂界进行监测，监测结果能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定限值要求。

②锅炉烟气

现有区块运行期产生的锅炉烟气主要来自区块内的卫1转油站、卫2转油站、卫一联合站加热炉排放的烟气。燃料为天然气，产生的烟气较为清洁。根据大庆中环评价检测有限公司于2022年2月26日-27日对区块内场站的监测结果可知（见附件2），卫1转油站加热炉排放的废气中颗粒物为 $11.2-12.1 \text{mg/m}^3$ ， NO_x 为 $86-93 \text{mg/m}^3$ ， SO_2 为 $19-28 \text{mg/m}^3$ ；卫2转油站加热炉排放的废气中颗粒物为 $9.0-10.0 \text{mg/m}^3$ ， NO_x 为

66-77mg/m³，SO₂为14-17mg/m³；卫一联合站加热炉排放的废气中颗粒物为12.3-13.1mg/m³，NO_x为81-92mg/m³，SO₂为21-25mg/m³。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。根据建设单位提供的场站燃气情况，卫1转油站年燃气量为311.28×10⁴m³/a，卫2转油站年燃气量为333.82×10⁴m³/a，卫一联合站年燃气量为556.84×10⁴m³/a，现有区块内场站加热炉烟气污染物排放见表3.1-2。

表 3.1-2 现有区块内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）		
				颗粒物	NO _x	SO ₂
卫1转油站	10m	311.28	3514.35	0.425	3.268	0.984
卫2转油站	20m	333.82	3768.83	0.377	3.467	0.942
卫一联合站	10m	556.84	6286.72	0.824	5.784	1.572
合计		1201.94	13569.9	1.626	12.519	3.498

由以上分析可知，区块内场站排放的锅炉烟气中颗粒物排放量为1.626t/a，NO_x排放量为12.519t/a，SO₂排放量为3.498t/a，区块内场站锅炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1中在用燃气锅炉标准限值要求。

（2）废水

现有区块产能6.87×10⁴t/a，综合含水81.85%，则现有区块油田采出水量为5.62×10⁴t/a，现有区块油田采出水、油水井作业污水、洗井污水均由卫一联合油污水深度处理站处理达标后回注油层，根据本次对卫一联合油污水深度处理站的监测结果可知（见附件2），处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”限值要求回注油层，不外排。

（3）噪声

现有区块内噪声源主要来自抽油机及场站，抽油机噪声源强为65~80dB(A)，为连续稳态声源，场站噪声主要为各类机泵噪声，源强约在80~85dB(A)之间。抽油机电机等发声设备选用了低噪声设备，定期对进场设备进行维护和保养；场站机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，大庆中环评价检测有限公司于2022年2月26日-27日对区块内已建井场及场站的监测结果可知（见附件2），区域内

已建井场、卫 1 转油站、卫 2 转油站、卫一联合站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

（4）固体废物

现有工程区块内油井在进行作业过程中产生的含油污泥量约 2.061t/a，含油污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路。

工程依托场站共产生生活垃圾约 18t/a，送当地生活垃圾填埋场处理。

（5）地下水防治措施

现有区块内管道采取重点防渗措施，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；区块内井场永久占地内采取简单防渗措施，采用地面夯实碾压平整进行防渗；现有区块内场站均已按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求采取防渗措施。现有区块已定期对地下水进行跟踪监测，根据《卫星油田卫 19 加密、卫 19-1 新区产能建设地面工程竣工环境保护验收调查表》，该项目于 2022 年 1 月完成自主验收，现有区块内地下水特征因子石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 III 类标准限值要求，说明现有区块内地下水防治措施较为完善，对区域地下水影响不大。

（6）土壤防治措施

现有区块运营期可能造成土壤污染的因素主要为油水井作业期间落地油对土壤的污染，区块内油水井在作业期间在井场均铺设 2mm 厚人工材料防渗布，并设置围堰，对落地油进行收集，收集后的落地油委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路。现有区块已定期对土壤进行跟踪监测，根据《卫星油田卫 19 加密、卫 19-1 新区产能建设地面工程竣工环境保护验收调查表》，该项目于 2022 年 1 月完成自主验收，区块内已建井场占地内及占地外土壤特征因子石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值标准，对区域土壤影响不大。

3.1.3 现有工程存在的环境问题

通过现场调查可知，本工程区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，无油污。站场环境清洁，地面未发现油污，站内道路两侧和厂区院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。

本工程依托转油站能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用锅炉排放浓度限值要求；油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，目前依托站场厂界非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定限值要求，依托场站排放的 VOCs（以非甲烷总烃计）厂区内能够满足《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。通过实测，依托场站厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。油田产生的含油污水经卫一联合含油污水深度处理站处理后全部回注，出水水质指标能够达到《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 $\leq 2\ \mu\text{m}$ ”规定要求，均不外排；产生的含油污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路。

目前，安达市庆新油田开发有限责任公司已取得排污许可证，证书编号：912312817028111747003Q。该许可证已经包含本次产能依托场站排放的相关污染物。

为保护区域生态环境，安达市庆新油田开发有限责任公司在施工时采取了生态保护措施保护区域内草地及耕地生态系统。例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场钻井工程施工结束后及时对临时占地进行了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域草地生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运行期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。

现有工程严格实施 HSE 环境管理体系，本工程环境管理工作由安达市庆新油田开发有限责任公司负责。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。由大安安达市庆新油田开发有限责任公司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。

环境风险相关措施：经调查，安达市庆新油田开发有限责任公司卫星油田未发生过环境风险事故。安达市庆新油田开发有限责任公司已建立较完善的应急预案体系，现有《突发环境事件专项应急预案》、《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《油气集输突发事件专项应急预案》、《突发事件总体应急预案》等应急预案并定期开展应急演练。建议增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

根据以上分析及现场勘查，现有区块内未发现环境问题。



已建卫 2-56-27 井场恢复现状



已建卫 1-15-9 井场恢复现状

3.2 项目概况

项目名称：2022 年卫星油田卫 19 等区块产能建设地面工程项目；

建设单位：安达市庆新油田开发有限责任公司；

建设地点：黑龙江省安达市昌德镇境内；

建设性质：改扩建；

建设内容：本项目为产能建设地面工程，基建油水井 35 口，包括油井 26 口，水井 9 口，含 6 口独立井，10 座平台，油井中捞油井 3 口（1 口独立井，2 口为平台井）、抽油机油井 23 口（含独立井 2 口，21 口为平台井），注水井 9 口（其中 3 口独立井，6 口为平台井）。站外集油系统采用单管环状掺水集油工艺，新建单井集油掺水管道 17.26km，注水采用单干管多井配水方式，就近接入已建配水间，扩改建注配间 7 座，新建单井注水管道 11.82km，并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 1.57 × 10⁴t/a；

投资规模：2374 万元人民币；

工作进度：本项目计划施工期为 2022 年 7 月至 2022 年 9 月，压裂及地面工程进行建设，施工约 60d 施工。施工不设置营地，运行期不新增定员。

3.3 工程组成

本次工程为庆新油田产能地面建设工程，不涉及射孔作业（射孔工程已包含在钻井工程中），项目组成及建设内容见表 3.3-1，井场、管线及站间具体分布情况见附图 3。

表 3.3-1 工程组成一览表

工程类别	项目名称	规模及建设内容	备注
主体工程	基建油井	本次共基建油水井 35 口，其中油井 26 口、注水井 9 口，共形成 10 座平台及 6 口单井。	已建
	原油集输工程	24 口油井采用单管环状掺水集油流程进入卫 1 转油站、卫一联转油脱水站，3 口提捞油井采用拉运工艺进入卫一联卸油点，单井集油掺水管道 17.26km，管道采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管；管线且均为预制管线，采用机械开挖埋地方式敷设，埋深 1.5m，作业带宽度为 10m，。产液经计量间进入各自转油站后进入卫一联，分离的含油污水由卫一联含油污水深度处理站处理后转入注水站回注。	新建
	改建集油阀组间	本项目改扩建 2-2#阀组间、2-5#阀组间，在 2-2#阀组间新建 2 个 11#、12#集油环，2-5#阀组间新建 1 个 8#集油环。	改扩建
	配注工程	本项目对已建的 7 座注配间进行扩建，1-3 号注配间更换更换 10.3/25 柱塞泵 1 台，扩建配水阀组 1 套；1-5 号注配间拆除 3.5/25 柱塞泵 1 台，新建 5.31/25 柱塞泵 1 台，扩建配水阀组 1 套；1-6	扩建

			号注配间扩建配水阀组 3 套；2-1 号注配间柱塞泵大修 2 台，扩建配水阀组 1 套；2-2 号注配间柱塞泵大修 1 台，扩建配水阀组 1 套；2-7 号注配间柱塞泵大修 2 台，扩建配水阀组 1 套；3-3 号注配间柱塞泵大修 1 台，扩建配水阀组 1 套。	
		站外系统	新建单井注水支线 DN40/PN25~11.82km，采用机械开挖埋地方式敷设，管线为高压玻璃钢管道预制管线。	新建
辅助工程	油井清防蜡		本次产能区域抽油机井采用固体防蜡器为主，热洗为辅的清防蜡方式。	新建
	数字化工程	油井数字化	实现油压、示功图、冲程、冲次、电机综合电参（电流、电压）等参数采集及数据上传；油井实现故障情况下的远程启停井。	新建
		集油阀组间数字化	集油阀组间内单环掺水管线设置掺水自动控制装置，单环掺水量与回油温度连锁，采集集油、掺水汇管压力、温度及单环回油温度；间内设视频。	新建
		注配间数字化	每口注水井采用流量自控仪，进行流量测量、记录、调控等。对来水压力、每口单井压力、单井流量均进行采集，根据工程需要可远程调控每口单井注入流量。柱塞泵进出口设置压力变送器，来水设压力变送器。泵进口设超低压保护，出口设超高压保护，连锁停泵。事故状态下可远程停注水泵。	新建
道路工程		本项目为捞油井新建路面宽 3.5m 的砂石路，路基宽 4.5m 的 0.8km 通井路，其中卫 1-44-5 捞油井通井路长 0.7km，1 号大平台捞油井通井路长 0.1km；耕地内的油水井建设 3.5m 宽的进井通道 1.1km；低洼地内的油水井建设 4m 宽土路 2.67km。	新建及改造	
公用工程	给水工程		施工期生产用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水。运营期本项目不新增劳动定员，无新增生活用水。	/
	排水工程		本项目集输管线采用清水试压，管线试压废水排放量为 71.89t，由罐车拉运至卫一联合油污水深度处理站处理后回注，不外排。施工人员住宿依托施工单位后线驻地，施工现场不设暂舍，驻地生活污水排入本项目依托场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥。运营期不新增劳动定员，不新增生活污水。	新建
	供电工程		新建 10kV 配电线路 4.4km，采用 LGJ-50 型导线，低洼地采用电杆加固。具体配置见采油工程方案。本项目基建抽油井 23 口，其中独立井 2 口，其余油井和水井共形成 10 座平台。共新建井口柱上变电站 12 座。	新建
依托工程	卫 1 转油站		卫 1 转油站采用“分离、沉降、缓冲”处理工艺，设计处理能力 8400t/d，接入本次产能后最大处理液量 4263t/d，负荷 50.7%，能够满足生产需求，不需要进行扩建。	依托
	卫 2 转油站		卫 2 转油站采用“分离、沉降、缓冲”处理工艺，设计处理能力 6800t/d，接入本次产能后最大处理液量 3689t/d，负荷 57.6%，	依托

		能够满足生产需求，不需要进行扩建。		
	卫一联转油脱水站	站内采用“三合一”及“五合一”进行气液分离及脱水处理，三合一设计处理能力17000t/d，接入本次产能后最大处理液量14925t/d，负荷率为87.79%，可临时满足生产需要。“五合一”游离水脱除能力不足，由于“三合一”处理能力充足，产液量可充分在“三合一”进行油气水分离。对污水泵进行更换后可满足负荷要求。	依托	
	卫1联含油污水深度处理站	卫一联含油污水深度处理站采用“两级沉降+两级过滤”工艺，一期设计能力4500m ³ /d，该站正在实施污水站二期工程，完成后设计规模为6200m ³ /d，本次产能接入后最大处理量为4153m ³ /d，系统负荷率67%，工程建成后能够满足本次产能需求，污水系统无新建工程量。	依托	
	卫1联卸油点	卫一联卸油点设计处理能力280t/d，接入本次产能后最大处理油量46t/d，负荷率为16.43%，可满足生产需要。	依托	
	大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站	大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站设计处理能力280t/d，本次产能产生含油污泥量为1.341t/a，接入本项目后最大处理油量105t/d，负荷率为37.5%，可满足生产需要。	依托	
	第八采油厂工业固废填埋场	第八采油厂工业固废填埋场占地1.91hm ² ，填埋场容量为11624m ³ ，现填埋量352m ³ ，剩余可填埋量11272m ³ ，本工程共产生纯碱等包装袋0.58t，可满足本工程新增固废处理要求。	依托	
环保工程	废气	加热炉烟气	运营期油井产出液进入卫1转油站、卫2转油站、卫一联转油脱水站处理，加热装置采用清洁能源天然气，产生的燃烧废气经8m高于烟囱外排。	依托
		非甲烷总烃	运营期依托场站会有无组织非甲烷总烃排放，油田采出液经密闭管道输送至卫1转油站、卫2转油站、卫一联转油脱水站处理，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。	场站依托
	固废	含油污泥、落地油	本工程运营期油水井作业产生的落地油、依托场站产生的油泥（砂）委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路。	依托
		废防渗布	项目运营期油井作业产生废弃防渗布集中收集至庆新油田危险	委托
	废水	含油污水	运营期油田采出液脱水后废水输送至卫1联含油污水深度处理站处理，洗井污水及作业污水由罐车拉运至卫1联含油污水深度处理站，依托污水处理站出水均满足“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L”标准后回注地下，不外排。	依托

		废暂存点，委托资质单位定期处理。	处理
	噪声	项目定期对油水井进行巡检，发现异常响动及时处理；依托场站新增机泵设备均安装在泵房内，并且设置减振基础、隔声门窗等。	新建
	地下水及土壤防护	在 3#平台井场东南侧 870m（区域上游）布设 1 个潜水背景值监测水井，该井为曲家屯水井（125.05614,46.13108），在 5#平台井场西北侧 689m（区域内）布设 1 口潜水跟踪监测水井，该井为前五家子水井（125.03493，46.15860），在 9#平台井场西北侧 1.63km（区域下游）布设 1 口潜水跟踪监测水井，该井为兴隆岭村水井（124.94801,46.21952）	依托周围村屯地下水跟踪监测点
		在 4#平台井场内、11#平台井场内、9#平台井场内、新建集油掺水管线北侧 10m 共布设 4 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、石油烃，监测频次为 1 次/3 年	新建
		运营期分区防渗：集油掺水管道重点防渗，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 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 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。	新建
	生态保护措施	运营期分区防渗：集油掺水管道为重点防渗，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；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。	新建

3.4 工程方案

3.4.1 基建井及井位分布

本项目油田产能井位布设情况见表3.4-1。本项目基建井场位置见附图2。

表 3.4-1 项目基建井井位坐标统计表

序号	平台	井号	井位坐标		井别	占地类型
			井口横坐标	井口纵坐标		
1	1#	卫 251-斜 1	21656511	5112291	抽油井	耕地
2		卫 1-9-斜 6			捞油井	耕地
3		卫 1-9-斜 7			捞油井	耕地
4		卫 1-9-斜 8			抽油井	耕地
5		卫 1-10-斜 7			抽油井	耕地
6		卫 1-10-斜 8			水井	耕地
7		卫 1-10-斜 9			水井	耕地
8		卫 1-11-斜 10			抽油井	耕地

9	2#	卫 1-10-斜 5	21655909	5112601	抽油井	耕地
10		卫 1-11-5			抽油井	耕地
11	3#	卫 1-12-13	21657929	5113080	抽油井	耕地
12		卫 1-13-斜 13			抽油井	耕地
13		卫 1-13-斜 14			水井	耕地
14	4#	卫 1-17-斜 11	21657479	5114368	抽油井	耕地
15		卫 1-18-斜 11			抽油井	耕地
16	5#	卫 1-21-斜 13	21657652	5115188	水井	耕地
17		卫 1-22-斜 14			抽油井	耕地
18	9#	卫 2-47-斜 26	21651958	5121894	抽油井	低洼草地
19		卫 2-47-27			水井	低洼草地
20	单井	卫 2-50-29	21652255	5122400	抽油井	草地
21	单井	卫 1-44-5	21655993	5120920	捞油井	低洼草地
22	单井	卫 2-58-25	21651883	5124473	抽油井	耕地
23	10#	卫 2-32-斜 12	21648522	5118345	抽油井	低洼草地
24		卫 2-35-斜 12			抽油井	低洼草地
25	单井	卫 2-35-15	21648876	5118743	水井	低洼草地
26	11#	卫 2-251-斜 20	21650721	5116126	抽油井	低洼草地
27		卫 2-241-20			抽油井	低洼草地
28		卫 2-241-斜 22			抽油井	低洼草地
29	12#	卫 2-201-斜 11	21648452	5115177	抽油井	低洼草地
30		卫 2-22-斜 11			水井	低洼草地
31		卫 2-21-斜 10			抽油井	低洼草地
32	13#	太 121-1	21648233	5115591	捞转抽	低洼草地
33		卫 2-21-斜 13			捞转抽	低洼草地
34	单井	卫 2-331-斜 27	21652236	5118554	转注井	草地
35	单井	卫 1-16-斜 1	21654874	5114270	转注井	耕地

3.4.2 开发指标预测

本次产能涉及卫251、卫1-18-13、卫19以及零散区块四个开发区块，共计划基建油水井35口，其中油井26口（含捞油井3口），注水井9口，建成总产能 $1.57 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

(1) 卫星油田卫251区块

本次基建油水井10口，其中油井8口（其中捞油井2口），注水井2口，建成产能共 $0.42 \times 10^4 \text{t/a}$ 。区块含油面积共 0.42km^2 ，开采层位属于葡萄花油层，平均油层中部深度为1448m，储层平均空气渗透率 $213.66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，天然气中硫化氢含量大约为 103mg/m^3 。基建井开发指标预测见表3.4-2。

表 3.4-2 卫星油田卫 251 区块 2022 年基建井开发指标预测表

时间(年)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
采油井(口)	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
注水井(口)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
平均单井产油量(t/d)	2.5	2.0	1.6	1.4	1.2	1.0	0.9	0.7	0.6	0.5
平均单井产液量(t/d)	6.0	5.9	5.9	5.9	5.9	5.8	5.8	5.7	5.7	5.9
年产油量(10 ⁴ t/a)	0.17	0.42	0.34	0.29	0.25	0.21	0.18	0.15	0.13	0.11
年产液量(10 ⁴ t/a)	0.41	1.24	1.23	1.23	1.22	1.21	1.20	1.19	1.20	1.22
平均单井日注水量(m ³ /d)	15	15	15	16	16	16	17	17	17	17
最大注水压力(Mpa)	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
含水(%)	58.3	66.3	72.3	76.3	79.8	82.7	85.1	87.2	89.2	91.0
年注水量(10 ⁴ m ³ /a)	0.4	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2

(2) 卫星油田卫1-18-13区块

本次基建油水井7口，其中油井5口，注水井2口，建成产能共0.36×10⁴t/a。区块含油面积共0.44km²，开采层位属于葡萄花油层，平均油层中部深度为1475m，储层平均空气渗透率233.66×10⁻³μm²，天然气中硫化氢含量大约为103mg/m³。基建井开发指标预测见表3.4-3。

表 3.4-3 卫星油田卫 1-18-13 区块 2022 年基建井开发指标预测表

时间(年)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
采油井(口)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
注水井(口)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
平均单井产油量(t/d)	2.6	2.1	1.7	1.4	1.2	1.0	0.9	0.8	0.6	0.5
平均单井产液量(t/d)	7.2	7.4	7.6	7.8	8.3	8.4	8.6	9.1	9.8	10.6
年产油量(10 ⁴ t/a)	0.15	0.36	0.30	0.25	0.21	0.18	0.15	0.13	0.11	0.09
年产液量(10 ⁴ t/a)	0.41	1.28	1.31	1.36	1.43	1.45	1.49	1.58	1.69	1.84
单井日注水量(m ³ /d)	15	15	15	15	15	16	16	16	17	17
最大注水压力(Mpa)	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
含水(%)	63.9	71.9	77.5	81.5	85.1	87.5	89.6	91.6	93.4	94.8
年注水量(10 ⁴ m ³ /a)	0.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2

(3) 卫星油田卫19区块

本次基建油水井3口，其中油井2口，注水井1口，建成产能共0.11×10⁴t/a。区块含油面积共0.98km²，开采层位属于葡萄花油层，平均油层中部深度为1285m，储层平均空气渗透率510.4×10⁻³μm²，天然气中硫化氢含量大约为103mg/m³。基建井开发指标预测见表3.4-4。

表 3.4-4 卫星油田卫 19 区块 2022 年基建井开发指标预测表

时间(年)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

时间(年)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
采油井(口)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
注水井(口)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
平均单井产油量(t/d)	2.0	1.6	1.3	1.1	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4
平均单井产液量(t/d)	4.5	4.6	4.8	5.0	5.3	5.4	5.6	6.0	6.6	7.3
年产油量(10 ⁴ t/a)	0.05	0.11	0.09	0.08	0.07	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03
年产液量(10 ⁴ t/a)	0.10	0.32	0.33	0.35	0.37	0.37	0.39	0.42	0.45	0.51
平均单井日注水量(m ³ /d)	20	20	20	21	21	21	22	22	22	22
最大注水压力(Mpa)	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
含水(%)	55.6	65.6	72.6	77.6	82.1	85.1	87.8	90.3	92.5	94.3
年注水量(10 ⁴ m ³ /a)	0.2	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8

(4) 卫星油田零散区块

本次基建油水井15口，其中油井11口（含捞油井1口），注水井4口（含转注井2口），建成产能共0.69×10⁴t/a。区块含油面积共1.44km²，开采层位属于葡萄花油层，平均油层中部深度为1338m，储层平均空气渗透率221.75×10⁻³μm²，天然气中硫化氢含量大约为103mg/m³。基建井开发指标预测见表3.4-5。

表 3.4-5 卫星油田零散区块 2022 年基建井开发指标预测表

时间(年)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
采油井(口)	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
注水井(口)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
平均单井产油量(t/d)	2.3	1.8	1.5	1.3	1.1	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5
平均单井产液量(t/d)	7.1	6.5	6.1	6.0	5.8	5.5	5.3	5.0	4.6	4.2
年产油量(10 ⁴ t/a)	0.28	0.69	0.56	0.48	0.41	0.35	0.29	0.25	0.21	0.18
年产液量(10 ⁴ t/a)	0.90	2.48	2.34	2.30	2.20	2.10	2.03	1.91	1.76	1.60
平均单井日注水量(m ³ /d)	33	33	33	33	33	34	34	34	35	35
最大注水压力(Mpa)	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0
含水(%)	68.3	72.3	75.9	79.1	81.5	83.5	85.5	86.9	87.9	88.7
年注水量(10 ⁴ m ³ /a)	1.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.7	4.7	4.7	4.9	4.9

卫星油田原油物性及产出水性质见表 3.4-6、3.4-7。

表 3.4-6 卫星油田原油物性表

区块名称	密度(g/cm ³)	地下粘度(mPa.s)	凝固点(°C)	含蜡(%)	胶质(%)	气油比(m ³ /t)
卫 251 区块	0.8671	10.54	32	20.9	34.21	20.8
卫 1-18-13 区块	0.8707	10.54	35	21.6	22.6	20.8
卫 19 区块	0.8726	10.54	37	24.5	19.23	20.8
零散区块	0.8737	10.54	34	23.2	20.94	20.8

表 3.4-7 卫星油田产出水性质表

层位	总矿化度(mg/L)	PH 值	氯离子 CL ⁻
葡萄花油层	8158.1	8.1	3239

3.5 地面工程方案

本项目基建油水井 35 口，包括油井 26 口，水井 9 口，建成产能 1.57×10^4 t/a。本项目基建油水井的钻井工程已进行环境影响评价工作，本项目仅对其的产能建设地面工程进行评价。

3.5.1 采油工程

本次产能基建油井26口，其中23口采用抽油机举升方式，3口采油提捞方式，机型及配电情况详见表3.5-1。

本次产能基建注水井9口，其中2口油井转注，与庆新油田结合后考虑油井转注时机与抽油机利旧再移位安装的衔接问题，计划将2口井拆下来的抽油机及配套驱动装置、配电箱等设备，在2022年机采系统改造工程中进行利旧。

表 3.5-1 抽油方式及配电情况表

序号	机型	配套驱动装置（型号、功率）	数量（台）
1	CYJX6-2.5-26HF	15kW 单速单功率电动机	6
2	CYJX8-3-37HF	22kW 单速单功率电动机	17
合计			23

3.5.2 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，其中3口捞油井，23口抽油机油井。捞油井采用拉运方式拉运至卫一联卸油点；抽油机油井采用单管环状掺水集油工艺，有6口油井可就近搭接在已建集油环；其余17口油井共新建集油环5个，分别接入已建1-5#、1-6#、2-2#、2-5#、3-3#阀组间，新建单井集油掺水管道 $\Phi 76 \times 4.5 \sim 17.26$ km，管道材质采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管。临时占地类型为耕地（基本农田）、草地（非基本草原）及一般湿地，管线埋深在1.5m，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3.5-1。

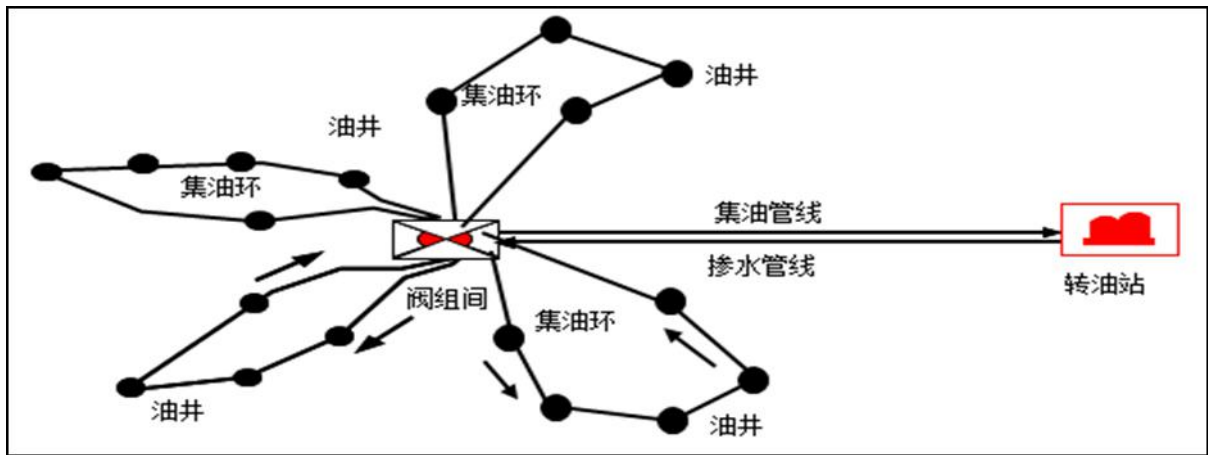


图3.5-1 单管环状掺水集油流程示意图

原油集输工程主要工程量见表3.5-2。

表3.5-2 原油集输工程主要工程量表

序号	单项工程项目名称	单位	数量
1	基建油井	口	23
2	新建单井集油掺水管道（埋地）	km	17.26

(2) 站外集油系统

本项目基建油井利用已建转油站和改造阀组间的剩余能力，接至已建阀组间。油井集输关系统计见表3.5-3。掺水集油管线路由示意图见附图3。

表3.5-3 集油阀组间情况统计表

转油站	阀组间	环式	预留头（个）	目前辖井数（口）	本次进新井（口）	新建集油环（个）	新建管道长度（km）	备注
卫1转	1-5#间	8	2	23	3	0	1.08	搭接已建3#环
	1-6#间	5	0	16	8	1	3.99	合已建2#、4#环
	小计				11	1	5.08	
卫2转	3-3间	11	3	39	3	0	3.26	搭接已建8#、10#
卫1联	2-2#间	10	4	34	6	2	7.68	新建11#、12#环
	2-5#间	7	3	31	3	1	1.24	新建8#环
	小计				9	3	8.92	

(3) 卫1转油站 本次进新井共11口，其中1-5#阀组间新进抽油井3口，1-6#阀组间新进抽油井8口。

1-5#阀组间：3口新井搭接已建3#集油环就近接入1-5#阀组间，新建掺水集油管道1.08km。

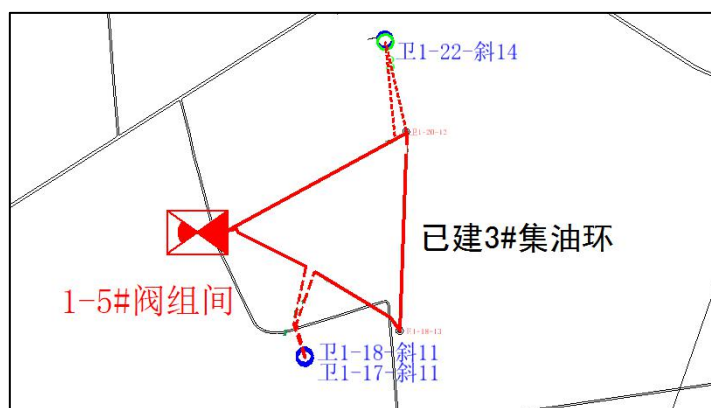


图 3.5-2 1-5#阀组间集油管网布局

(4) 1-6#阀组间：6口新井进入1-6#阀组间，新建掺水集油管道共计3.99km。

①3号平台的2口新井搭建已建2#集油环的集油管线；

②1、2号平台的6口新井成新4#环；

③由于1-6#阀组间目前无预留头，考虑合建老环。已建的1、4#环均辖3口油井。将已建1#环最远端的卫1-11-6与卫25之间的掺水管线废弃，与4#环的卫1-12-斜5/6相连，将1#环中的卫25搭接在4#环的集油管线上，将1#、4#环合并为新1#环。

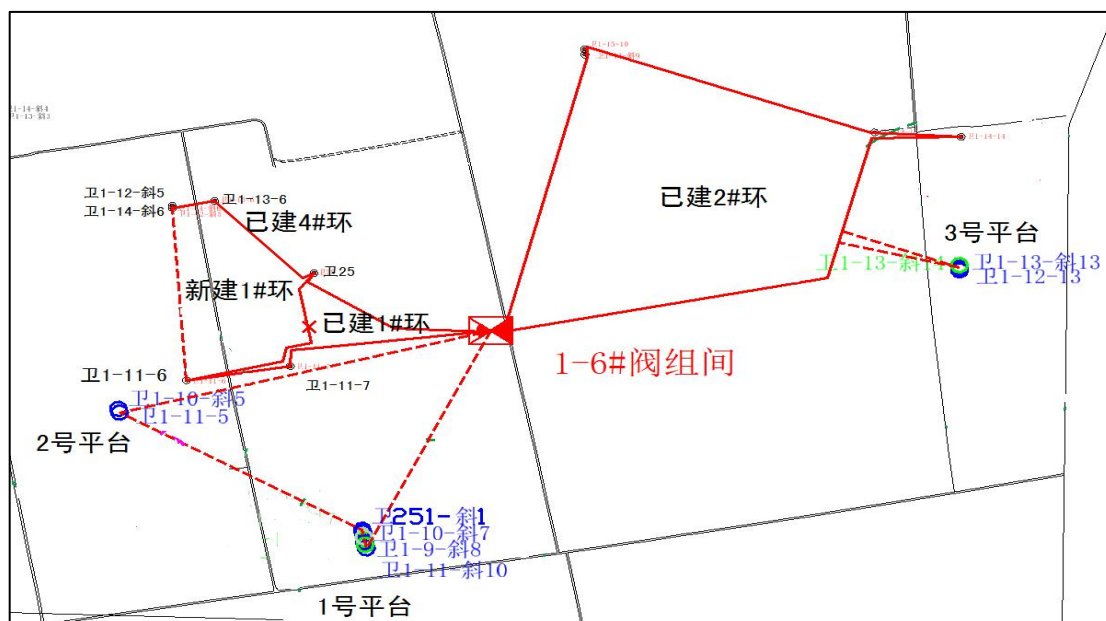


图 3.5-3 1-6#阀组间集油管网布局

(5) 卫2转油站 本次进新井3口，全部进入3-3#阀组间。

3-3#阀组间：8#环目前辖4口井，10#环目前辖3口井。3口新井分别搭建8#、10#集油环，新建掺水集油管道3.26km。



图 3.5-4 3-3#阀组间集油管网布局

(6) 卫一联转油脱水站 本次进新井15口，其中2-2#阀组间新进抽油井6口，2-5#阀组间新进抽油井3口，2-10#阀组间新进抽油井6口。

2-2#阀组间：6口新建抽油井新建2个集油环就近接入2-2#阀组间，新建掺水集油管道7.68km。

2-5#阀组间：3口新井新建1个集油环就近接入2-5#阀组间，新建掺水集油管道1.24km。

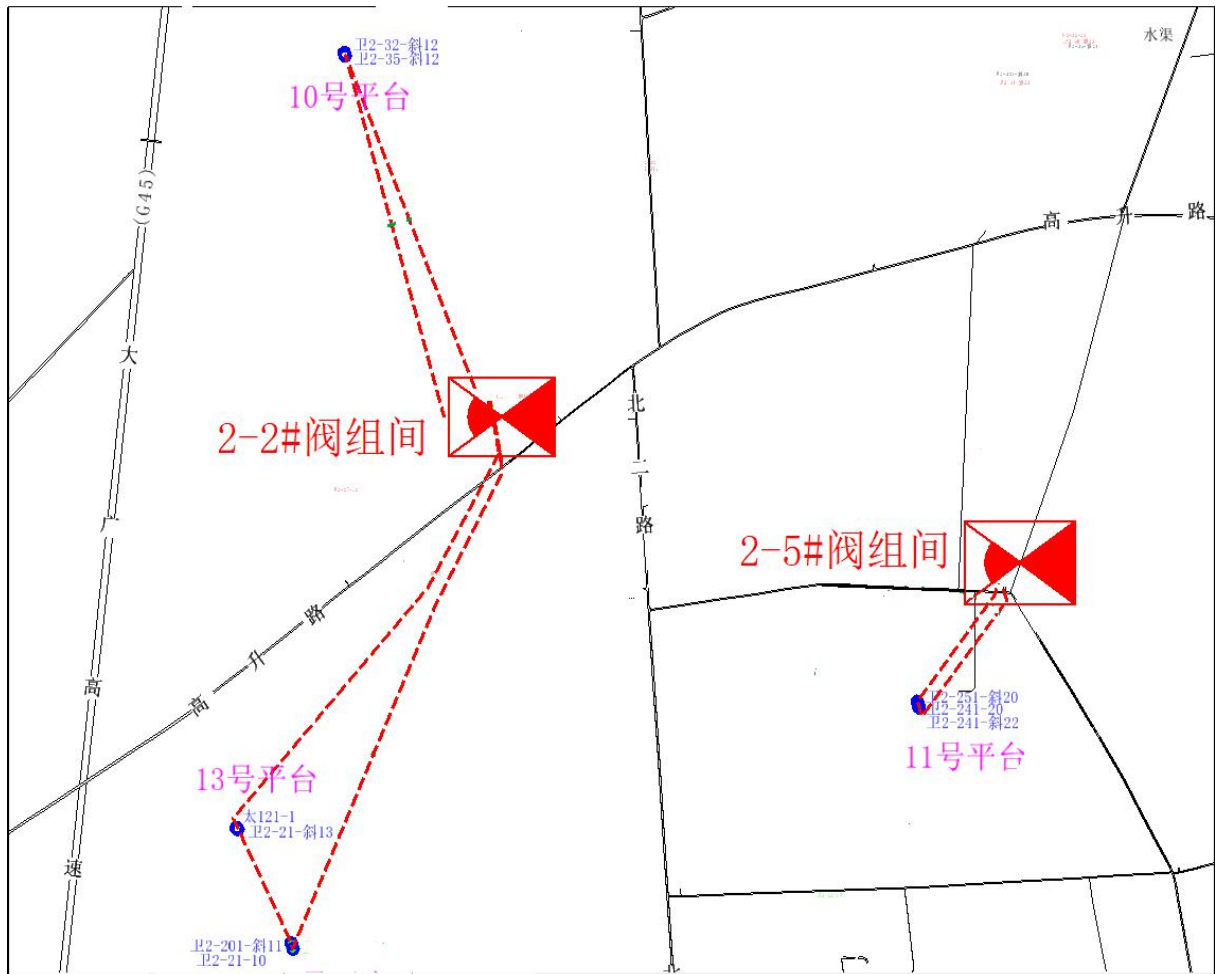


图 3.5-5 2-2#、2-5#集油阀组间集油管网布局

(7) 本次基建3口提捞油井产液拉运至卫1联卸油点，目前卫1联卸油点处于低负荷运行状态，设计能力280t/d，本次新增3口油井后，卫1联卸油点能力满足需求。

3.5.3 注水工程

(1) 注水工艺

本次开发区块注水系统主要采用单干线多井配水方式，就近接入已建配水间，本项目基建注水井9口。新建注水管道DN40/PN25~11.82km，管道材质采用高压玻璃钢管道。平均单井最大日注水量为20~22m³/d，注水压力22MPa。注水水质为深度处理水，水质指标为8.3.2；主要工艺流程为：注水站→配水间→注水井。11口就近接入已建的8座注配间，已建8座注配间辖新老井注水量预测详见下表。

表 3.5-4 1-3 号注配间注水量预测表

年份	2022	2023	2024	2025	2026
老井注水量 (m ³ /d)	588	609	609	630	630
新井注水量 (m ³ /d)	33	33	33	33	33
新井注水量 (m ³ /d) × 1.2 注水系数	36.3	36.3	36.3	36.3	36.3

年份	2022	2023	2024	2025	2026
合计注水量 (m ³ /d)	624.3	645.3	645.3	666.3	666.3
注配间规模 (m ³ /d)	861.6	861.6	861.6	861.6	861.6
注配间负荷率 (%)	72.5	74.9	74.9	77.3	77.3

表 3.5-5 1-5 号注配间注水量预测表

年份	2022	2023	2024	2025	2026
老井注水量 (m ³ /d)	240	240	256	288	304
新井注水量 (m ³ /d)	15	15	15	15	15
新井注水量 (m ³ /d) × 1.2 注水系数	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5
合计注水量 (m ³ /d)	256.5	256.5	272.5	304.5	320.5
注配间规模 (m ³ /d)	466.32	466.32	466.32	466.32	466.32
注配间负荷率 (%)	55.0	55.0	58.4	65.3	68.7

表 3.5-6 1-6 号注配间注水量预测表

年份	2022	2023	2024	2025	2026
老井注水量 (m ³ /d)	135	135	153	153	162
新井注水量 (m ³ /d)	45	45	45	48	48
新井注水量 (m ³ /d) × 1.2 注水系数	49.5	49.5	49.5	52.8	52.8
合计注水量 (m ³ /d)	184.5	184.5	202.5	205.8	214.8
注配间规模 (m ³ /d)	327.84	327.84	327.84	327.84	327.84
注配间负荷率 (%)	56.3	56.3	61.8	62.8	65.5

表 3.5-7 2-1 号注配间注水量预测表

年份	2022	2023	2024	2025	2026
老井注水量 (m ³ /d)	255	272	289	306	323
新井注水量 (m ³ /d)	33	33	33	33	33
新井注水量 (m ³ /d) × 1.2 注水系数	36.3	36.3	36.3	36.3	36.3
合计注水量 (m ³ /d)	291.3	308.3	325.3	342.3	359.3
注配间规模 (m ³ /d)	596.16	596.16	596.16	596.16	596.16
注配间负荷率 (%)	48.9	51.7	54.6	57.4	60.3

表 3.5-8 2-2 号注配间注水量预测表

年份	2022	2023	2024	2025	2026
老井注水量 (m ³ /d)	240	256	272	288	304
新井注水量 (m ³ /d)	33	33	33	33	33
新井注水量 (m ³ /d) × 1.2 注水系数	36.3	36.3	36.3	36.3	36.3
合计注水量 (m ³ /d)	276.3	292.3	308.3	324.3	340.3
注配间规模 (m ³ /d)	456	456	456	456	456
注配间负荷率 (%)	60.6	64.1	67.6	71.1	74.6

表 3.5-9 2-7 号注配间注水量预测表

年份	2022	2023	2024	2025	2026
老井注水量 (m ³ /d)	676	702	728	728	728
新井注水量 (m ³ /d)	33	33	33	33	33
新井注水量 (m ³ /d) × 1.2 注水系数	36.3	36.3	36.3	36.3	36.3
合计注水量 (m ³ /d)	712.3	738.3	764.3	764.3	764.3
注配间规模 (m ³ /d)	838.32	838.32	838.32	838.32	838.32
注配间负荷率 (%)	85.0	88.1	91.2	91.2	91.2

表 3.5-10 3-3 号注配间注水量预测表

年份	2022	2023	2024	2025	2026
老井注水量 (m ³ /d)	374	374	418	440	462
新井注水量 (m ³ /d)	20	20	20	21	21
新井注水量 (m ³ /d) × 1.2 注水系数	22	22	22	23.1	23.1
合计注水量 (m ³ /d)	396	396	440	463.1	485.1
注配间规模 (m ³ /d)	615.12	615.12	615.12	615.12	615.12
注配间负荷率 (%)	64.4	64.4	71.5	75.3	78.9

根据上表可知，已建注配间注水能力能够满足此次新井投产需求，不需要进行扩建。根据核实，除1-3、1-6注配间需拆除间内过滤器以满足配水阀组建设要求以外，其余注配间能够满足配水阀组建设要求。已建注配间扩建及新建内容详见表3.5-11。

表 3.5-11 已建注配间扩建及新建注配间内容表

注配间	老井数 (口)	新井数 (口)	设计能力 (m ³ /d)	扩建、新建内容
1-3 号注配间	21	1	861.6	更换 10.3/25 柱塞泵 1 台，扩建配水阀组 1 套
1-5 号注配间	16	1	466.3	拆除 3.5/25 柱塞泵 1 台，新建 5.31/25 柱塞泵 1 台， 扩建配水阀组 1 套
1-6 号注配间	9	3	327.8	扩建配水阀组 3 套
2-1 号注配间	17	1	596.1	柱塞泵大修 2 台，扩建配水阀组 1 套
2-2 号注配间	16	1	456	柱塞泵大修 1 台，扩建配水阀组 1 套
2-7 号注配间	26	1	838.3	柱塞泵大修 2 台，扩建配水阀组 1 套
3-3 号注配间	22	1	615.1	柱塞泵大修 1 台，扩建配水阀组 1 套

注水系统主要工程量见表3.5-12。

表 3.5-12 注水系统主要工程量表

序号	主要工程内容	单位	数量	备注
1	注水井	口	9	
2	扩改建注配间	座	7	
3	注水单井管道 DN40/PN25 (埋地)	km	11.82	高压玻璃钢管

(2) 注水系统

本项目新建注水管道DN40/PN25~11.82km，临时占地类型为草地（非基本草原）、耕地（基本农田）及一般湿地，考虑到注水井与油井同平台，为方便征地，减少建设投资，水井与油井管道同路由敷。注水管线埋深2.0m左右，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。注水管线路由走向图见附图3。

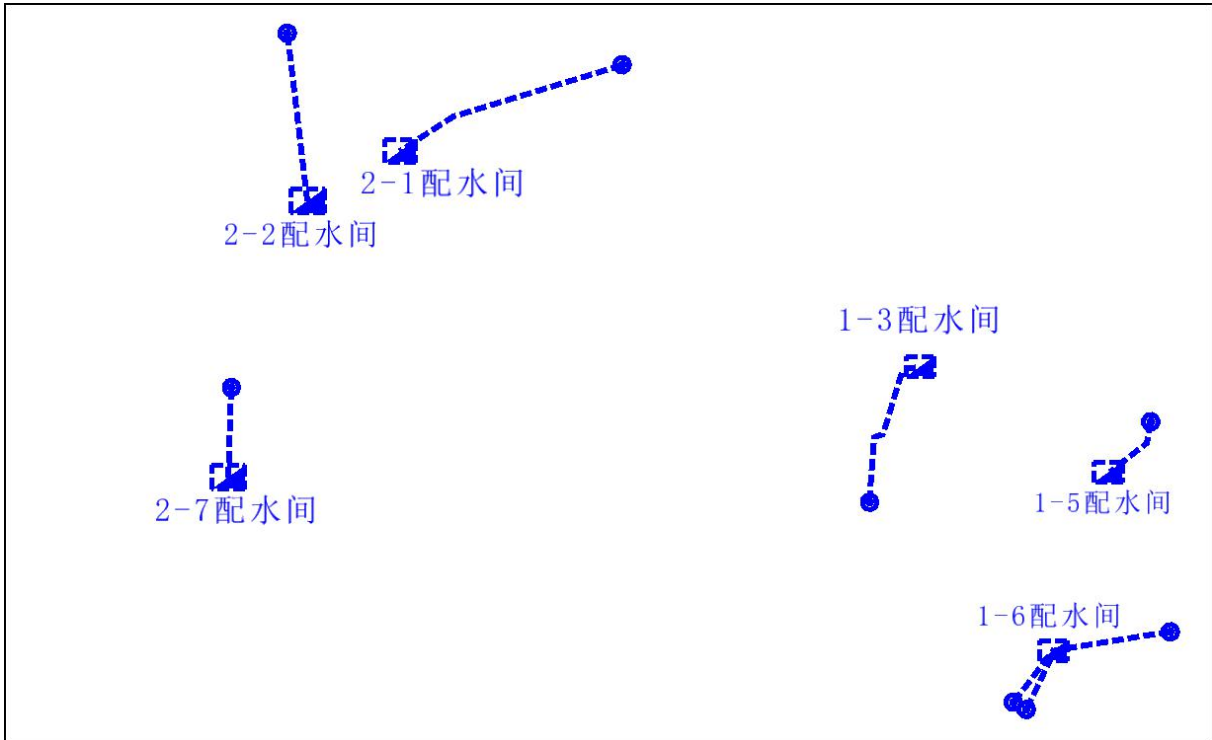


图 3.5-6 站外管道连接示意图

3.5.4 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，基建井直接通过土路挂接到已建井排路上。本项目新建 3.5m 宽捞油井砂石通井路 0.8km，低洼井通井土路 2.67km，进井通道 1.1km。本项目道路工程主要工程量见表 3.5-13。

表 3.5-13 本项目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	捞油井砂石通井路	km	0.8	4.5	3.5	2cm 砂土磨耗层+10cm 泥结碎石 +30cm 水泥稳定
2	低洼井通井土路	km	2.67	4.0	--	土路
3	进井通道	km	1.1	3.5	--	土路

3.6 公用工程

3.6.1 给、排水工程

(1) 施工期

本项目施工期用水主要为施工生活用水、管线试压用水，产生的废水主要为生活污水、试压废水。

建设项目施工期生活用水采用桶装水；管线试压用水由罐车运送。施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥。管线试压废水为管线产生的试压废水进入集输系统后最终输至卫一联合含油污水深度处理站处理后回注，不外排。

(2) 运营期

本项目运行期不新增新鲜水用量，运营期油水井作业用水、洗井用水来源为卫一联合含油污水深度处理站的深度处理水，废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水。

①油田采出水

根据开发指标预测，本项目新钻油井采出水量为 181t/d，年生产 365d，则本项目油田采出水最大量为 66065t/a。油田采出水管输进入卫一联合含油污水深度处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）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作业用水及作业污水

本项目作业用水来源为卫一联合含油污水深度处理站的深度处理水，结合安达市庆新油田开发有限责任公司多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，油井作业用水量约 $4\text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目共基建 26 口油井，则油井作业用水量约 $69.33\text{m}^3/\text{a}$ ；注水井作业周期为 2 年，水井作业用水量约为 $60\text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目基建 9 口水井，则水井作业用水量约 $270\text{m}^3/\text{a}$ 。油水井作业用水共计约 $339.33\text{m}^3/\text{a}$ 。此部分污水通过罐车回收后送卫一联合含油污水深度处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）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洗井用水及洗井污水

本项目洗井用水来源为卫一联合含油污水深度处理站的深度处理水，本项目基建 9 口注水井，注水井洗井周期 1 年，洗井用水量约为 $120\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，本项目基建 9 口水井，则本项目洗井污水产生量为 $1080\text{m}^3/\text{a}$ ，此部分污水通过罐车回收后送卫一联合含油污水深度处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）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。油井洗井采用掺水伴热流程（该流程热水主要来源为回掺水，未新增工程）进行洗井，以清除

套管结蜡，含蜡热洗水随集油管道进入集油系统，不外排。

3.6.2 供电工程

新建 10kV 配电线路 4.4km，采用 LGJ-50 型导线，低洼地采用电杆加固。具体配置见采油工程方案。本项目基建抽油井 23 口，其中独立井 2 口，其余油井和水井共形成 10 座平台。共新建井口柱上变电站 12 座。供配电工程主要工程内容见表 3.6-1。

表 3.6-1 供配电工程主要工程量汇总表

序号	工程内容	单位	数量
1	井口柱上变电站	座	12
2	10kV 配电线路	km	4.4
3	低压配电柜改造	面	2
4	低压电力电缆	km	1.9
5	高压补偿装置 100kVar	套	2

3.6.3 供气工程

本项目运营期采出液经卫 1 转油站、卫 2 转油站内三合一装置油气分离后，油田伴生气用于转油站加热炉燃烧。

3.7 场地布置及土地利用

3.7.1 场地布置

本项目基建油水井 35 口，包括油井 26 口，水井 9 口，含 6 口独立井，10 座平台，油井中捞油井 3 口（1 口独立井，2 口为平台井）、抽油机油井 23 口（含独立井 2 口，21 口为平台井），注水井 9 口（其中 3 口独立井，6 口为平台井）。站外集油系统采用单管环状掺水集油工艺，新建单井集油掺水管道 17.26km，注水采用单干管多井配水方式，就近接入已建配水间，扩改建注配间 7 座，新建单井注水管道 11.82km，并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 $1.57 \times 10^4 \text{t/a}$ 。基建井位置及集油掺水管线、注水管线路由走向图见附图 3。

3.7.2 工程占地情况

建设项目工程占地主要集中在道路及管道建设期间发生的永久占地和临时占地，其中永久占地包括道路占地，临时占地包括管线施工时占用的临时占地。本工程临时占地类型为耕地（非基本农田、基本农田）、草地（牧草地，非基本草原）以及一般湿地。本次产能涉及的 35 口油水井井场占地已在钻井环评中进行了征占，不在本项目重新评

价；集油掺水管线、注水管线临时占地作业面宽度为 10m，本项目新建集油掺水管道 17.26km，新建注水管线 11.82km；道路占地面积按道路长度×路基宽度计算，本项目新建路基 4.5m 捞油井砂石通井路 0.8km、新建路基 4.0m 低洼井通井土路 2.67km、新建路基 3.5m 的进井通道 1.1km。单座柱上变电站占地面积按 200m²（永久占地约 30m²，临时占地 170m²）计算。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。本项目占地情况见表 3.7-1。

表 3.7-1 设项目新增占地类型及面积汇总表 单位：hm²

建设内容	临时占地			永久占地		
	耕地 (基本农田)	草地 (非基本草原)	一般湿地	耕地 (基本农田)	草地 (非基本草原)	一般湿地
集油掺水管道	5.08	7.79	4.39	/	/	/
注水管道	5.39	5.54	0.89	/	/	/
捞油井砂石通井路	/	/	/	0.275	0.085	/
低洼井通井土路	/	/	/	/	1.068	/
进井通道	/	/	/	0.165	0.220	/
柱上变电站	0.085	0.085	0.034	0.015	0.015	0.006
小计	10.555	13.415	5.314	0.455	1.388	0.006
合计	29.284			1.849		
总计	31.133					

3.7.3 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括管线施工、道路施工。挖方施工应分层开挖，分层堆放至施工管线两侧，施工结束后分层回填，开挖土方均原地回填，垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续。本项目不设取弃土场，用土全部外购。本项目土石方情况见表 3.7-2。

表 3.7-2 本项目土石方情况 单位：m³

序号	类别	挖方量	填方量	利用方量	借方量	弃方量	备注
1	道路	0	2740.5	0	2740.5	0	低洼地通井路填高 1m，耕地井通井路填高 0.15m

2	集油掺水 管道及注 水管道	581600	581600	581600	0	0	管沟宽度均约为 10m, 管 沟深度为 2m
3	井场垫土	0	5760	0	5760		井场垫土 (垫高 0.3m)
合计		581600	590100.5	581600	8500.5	0	/

3.8 施工方式

3.8.1 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 3.8-1。

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)、《油气田集输管道施工规范》(GB50819-2013) 以及有关国家及行业标准执行。

管道施工作业断面见图 3.8-2，管道开挖施工平面布置示意图见图 3.8-3。

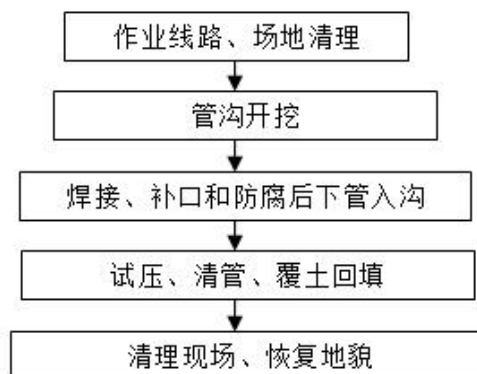


图 3.8-1 管道施工建设过程

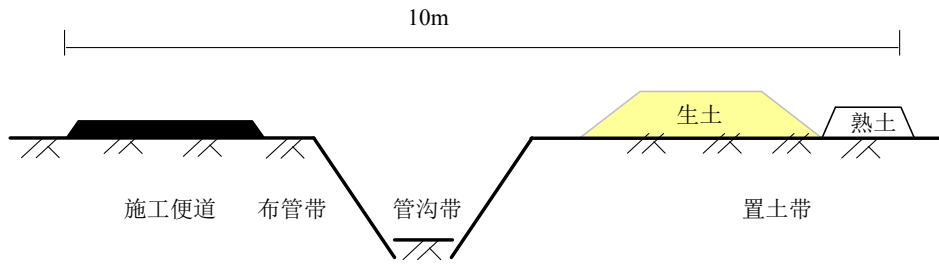


图 3.8-2 管道施工作业断面图



图 3.8-3 管道开挖施工平面布置示意图

3.8.2 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，然后直接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 3.8-4 通井路施工建设过程

3.9 施工进度及时序

本项目计划施工期为 2022 年 7 月至 2022 年 9 月，压裂及地面工程进行建设，施工约 60d 施工。项目施工总进度见表 3.9-1。

表 3.9-1 施工进度计划表

工程名称	2022 年	
	7 月	8 月
压裂及地面工程	---	---

注：“-”代表 10d

3.10 环境影响因素分析

3.10.1 原辅材料消耗

(1) 试压用水

管线敷设完成后进行试压，涉及管线总长度为 23.81km，根据本项目拟建管线的规格和长度，试压用水量= $\pi \times$ 管道内径²×管道长度×管壁厚度；试压废水产生量为用水量的 95%，则本项目管线试压用水、排水量见表 3.10-1。

表 3.10-1 各管道试压用水、排水量 单位：m³

序号	管道类型	管道规格 (mm)	管道长度 (km)	试压用水量(t)	试压废水量(t)
	集油掺水管线	φ 76×4.5	17.26	60.82	57.78
	注水管线	DN40	6.26	14.85	14.11
合计				75.67	71.89

(2) 生活用水

本工程施工期 60 天，地面建设施工人数 40 人。根据《黑龙江省用水定额地方标准》(DB23/T 727—2021)，施工期生活用水量按 30L/人·d 计，则施工期生活用水量 72t。

工程主要物料消耗表见表 3.10-2。

表 3.10-2 本工程主要物料消耗表

序号	物料名称		用量
1	施工期	试压用水	75.67t
2		生活用水	72t
3	运营期	新增耗气量	78.45 万 Nm ³ /a
4		新增耗电量	86.8×10 ⁴ kW·h

3.10.2 污染影响因素分析

(1) 施工期

地面建设施工期建设内容包括原油集输、供配电及道路等系统工程及井场的压裂作业。在井场、站场、道路建设以及集输管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活垃圾、废压裂液等污染物。

建设项目施工期产污节点详见图 3.10-1。

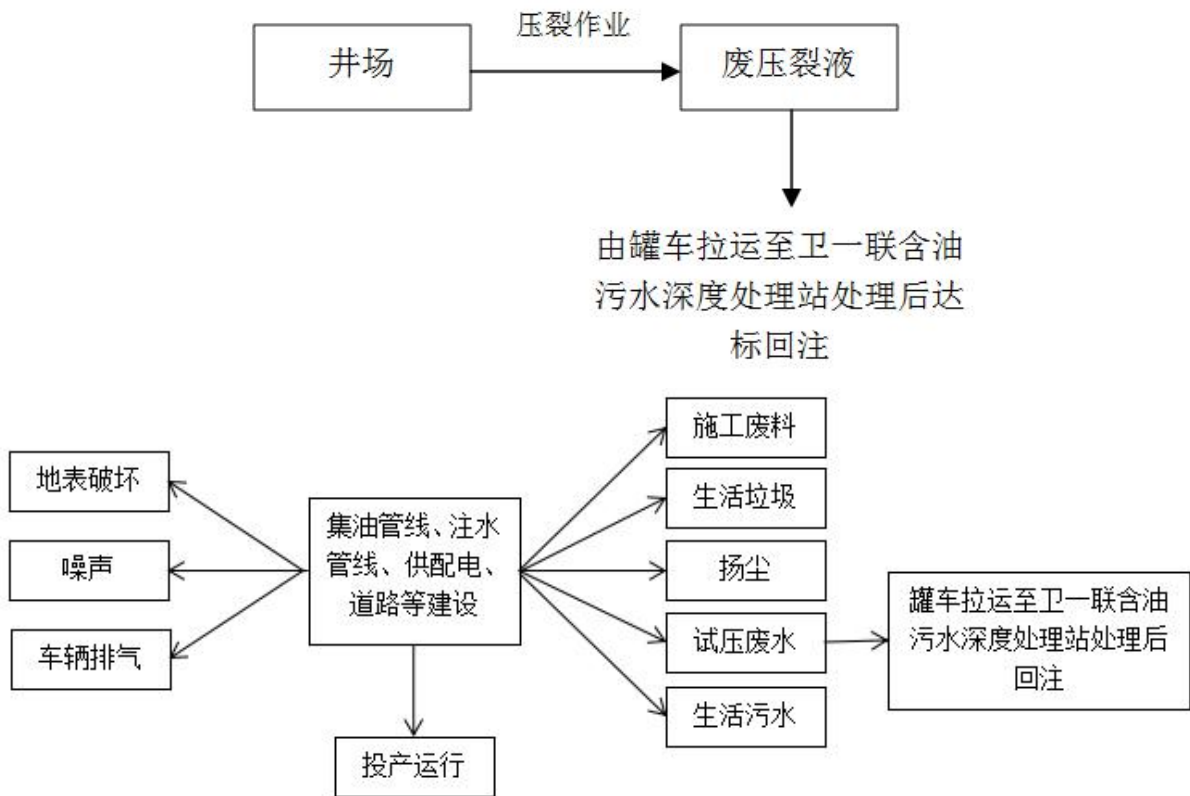


图 3.10-1 施工期产污环节

(2) 运行期

①正常工况

本项目基建油井采出液由集输管道进入已建阀组间内，已建依托的转油站（卫 1 转油站、卫 2 转油站）接纳集油阀组间来液，经油气分离、计量后进入脱水站（卫一联脱水站）。油气分离产生的油田伴生气作为加热炉燃料加以利用。已建依托脱水站接纳转油站及卸油点来液，进行油水分离处理，产生的含油污水转移至污水处理站（卫一联合油污水深度处理站）处理后通过注水井回注油层，不外排。

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

②非正常工况

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

③产物节点分析

本项目运营期工艺流程及产污节点见图 3.10-2。

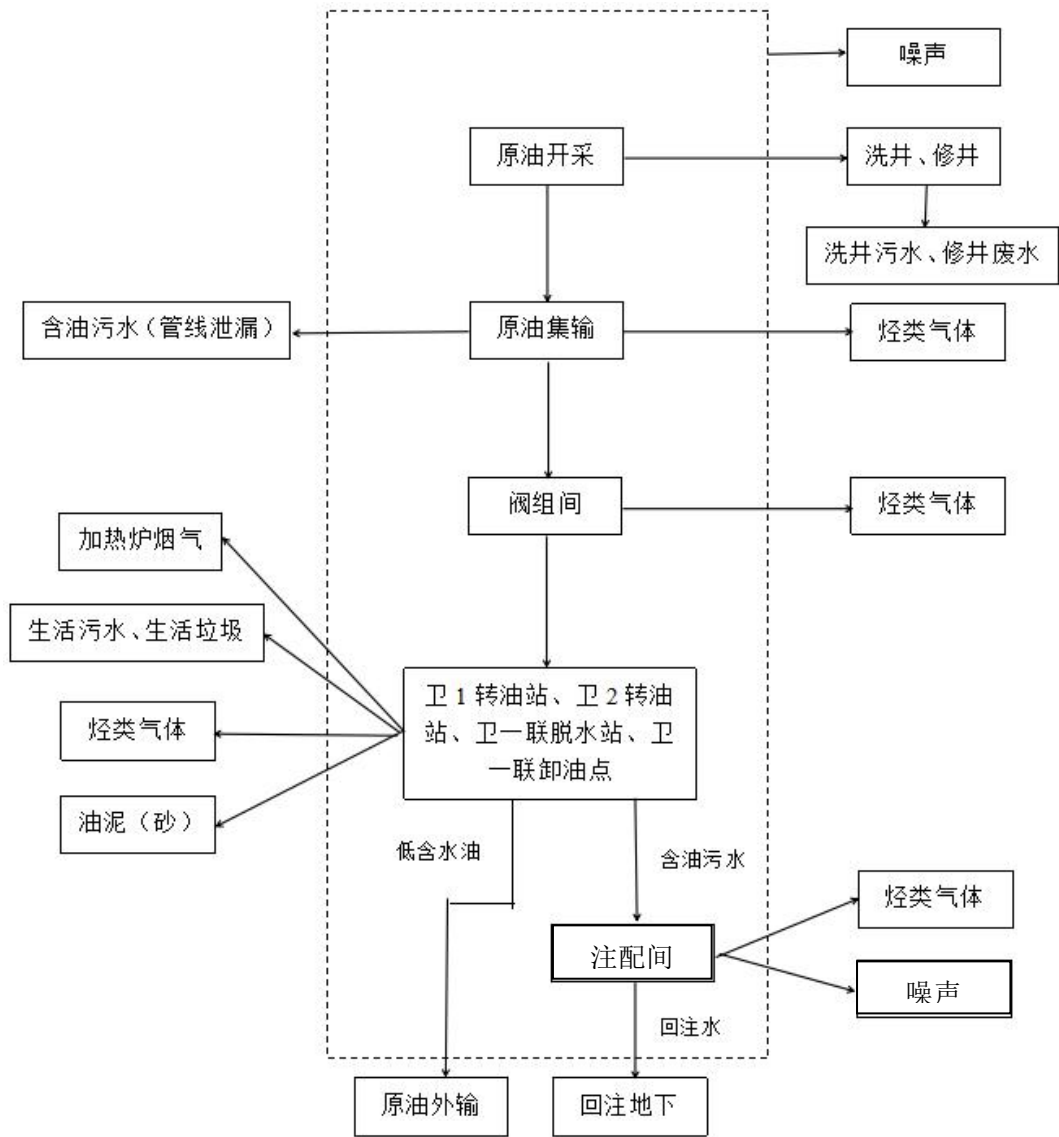


图 3.10-2 运营期总工艺流程及产污节点图

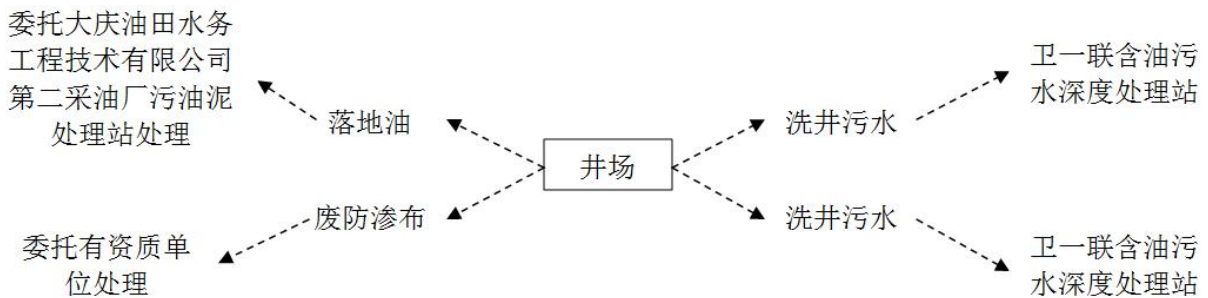


图 3.10-3 运营期非正常工况工艺流程及产污节点图

3.10.3 生态影响因素分析

本工程建设对生态的影响主要在施工期，其不利影响主要表现为：场地平整、管沟

开挖、施工机械、车辆和人员践踏等活动造成土壤扰动和植被的破坏。这种影响是短期可逆的。

(1) 管道敷设、道路建设

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

3.11 依托工程分析

3.11.1 依托工程环评和验收情况

依托工程环境影响评价及竣工验收情况见表 3.11-1。

表 3.11-1 项目依托场站环评情况一览表

序号	名称	环评文件名称	文号	验收情况
1	卫 1 转油站	《卫星油田 2017 年产能建设工程环境影响报告书》	绥环函[2017]78 号	2019 年 3 月 完成自主验收
2	卫 2 转油站	《卫星油田 2017 年产能建设工程环境影响报告书》	绥环函[2017]78 号	
3	卫一联转油脱水站	《卫星油田 2017 年产能建设工程环境影响报告书》	绥环函[2017]78 号	
4	卫 1 联含油污水深度处理站	《卫星油田 2017 年产能建设工程环境影响报告书》	绥环函[2017]78 号	
5	卫 1 联卸油点	《卫星油田 2017 年产能建设工程环境影响报告书》	绥环函[2017]78 号	

		工程环境影响报告书》		
6	大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站	黑龙江省大庆油田第二采油厂废矿物油及含矿物油废物无害化处理项目环境影响报告书	庆环审[2020]156号	正在组织验收
7	第八采油厂工业固废填埋场	《第八采油厂工业固废填埋场工程》	庆环建字[2011]171号	庆环验字[2014]38号

3.11.2 依托工程能力核实及运行现状分析

3.11.2.1 卫1转油站

该站建于2002年，目前管辖阀组间6座，油井168口，站内采用“三合一”处理工艺进行气液分离，产液输至卫1联脱水站处理。

本次产能接入11口油井进入卫1转油站系统，投产后该站最终管辖油井179口，阀组间6座，新、老井产量预测、站内主要设备及能力核实情况见表3.11-2、表3.11-3、表3.11-4。

表 3.11-2 卫1转油站新老井产量预测表

分类	年份	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
老井	油量	110.2	98.7	91.4	87.4	77.4	64.9	63.7	61.9	59.6	62.3
	液量	72.0	72.6	73.4	74.5	76.6	76.9	77.6	79.5	83.3	88.3
本次产能	油量	28.0	22.4	18.4	15.6	13.3	11.3	9.6	8.1	6.9	5.9
	液量	1448	1471	1485	1502	1521	1537	1543	1555	1569	1597
合计	油量	138.2	121.1	109.7	103.0	90.6	76.2	73.3	70.1	66.5	68.2
	液量	1520	1543	1558	1576	1597	1614	1621	1634	1653	1685
	含水(%)	90.9	92.2	93.0	93.5	94.3	95.3	95.5	95.7	96.0	96.0

表 3.11-3 卫1转油站主要设备情况表

项目名称	规格	数量	投产时间	设计能力		备注
				单台	合计	
“三合一”	Φ3.0×9.6m	2	2002/8/29	2800t/d	8400t/d	
	Φ3.0×9.6m	1	2020年在			
沉降罐	500m ³	1	2002/8/29			
外输泵	DY100-50×5	2	2019	100m ³ /h	200m ³ /h	运1备
掺水泵	DGI65-50×4	1	2009/5/14	65m ³ /h	165m ³ /h	运2备

项目名称	规格	数量	投产时间	设计能力		备注
				单台	合计	
	DY100-50×4	2	2016/10/25	100m ³ /h		
掺水外输炉	ZS2000-DY-Q-2	1	2018	掺水 1.844MW	掺水 7.376MW	
		3	2002/05/30	外输 0.156MW	外输 0.624MW	
外输油管道	Φ 168×6 PN2.5~5.95km		2019 年			

表 3.11-4 卫 1 转油站负荷预测表

时间（年）	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
处理量（t/d）	4098	4121	4136	4154	4175	4191	4198	4212	4230	4263
“三合一”负荷率(%)-全运	48.8	49.1	49.2	49.4	49.7	49.9	50.0	50.1	50.4	50.7
“三合一”负荷率(%)-1台检修	73.2	73.6	73.9	74.2	74.6	74.8	75.0	75.2	75.5	76.1
掺水量（m ³ /h）	107.4	107.4	107.4	107.4	107.4	107.4	107.4	107.4	107.4	107.4
掺水泵负荷率(%)	63.3	64.3	64.9	65.7	66.6	67.2	67.5	68.1	68.9	70.2
冬季掺水负荷（MW）	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1
掺水炉负荷率(%)-运 4 台	55.9	55.9	55.9	55.9	55.9	55.9	55.9	55.9	55.9	55.9
夏季掺水负荷（MW）	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
掺水炉负荷率(%)-运 3 台	62.1	62.1	62.1	62.1	62.1	62.1	62.1	62.1	62.1	62.1
外输负荷（MW）	0.35	0.36	0.37	0.37	0.38	0.38	0.39	0.39	0.39	0.40
外输炉负荷率(%)-运 3 台	75.7	77.3	78.3	79.3	80.7	81.9	82.3	83.1	84.1	85.7
外输量（m ³ /h）	63.3	64.3	64.9	65.7	66.6	67.2	67.5	68.1	68.9	70.2
外输泵负荷率(%)	63.3	64.3	64.9	65.7	66.6	67.2	67.5	68.1	68.9	70.2

卫 1 转油站含水油外输至卫一联转油脱水站，已建管道 2019 年建设，全长 6.0km，规格为Φ168×5，管道设计压力 2.5MPa，输油管道采用硬质聚氨酯泡沫夹克保温，管道埋地敷设。按进卫一联终点压力 0.25MPa，进站温度 40℃计算，新增产能后该管道水力热力计算结果见表 3.11-5。

表 3.11-5 卫 1 转油站外输管线能力核实情况表

时间（年）	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
外输油量（m ³ /h）	6.7	5.9	5.3	5.0	4.4	3.7	3.6	3.4	3.2	3.3
含水率（%）	90.9	92.2	93.0	93.5	94.3	95.3	95.5	95.7	96.0	96.0
管道沿程损失（bar）	4.6	3.6	3.1	2.7	2.2	1.7	1.6	1.4	1.3	1.4

外输温度 (°C)	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
外输泵扬程 (m)	117	106	100	96	90	85	84	81	80	81

卫1转油站采用“三合一”进行油气分离，分离出的伴生气用于转油站外输、掺水加热，分离出的含水油经外输泵增压后输至脱水站，放出污水经掺水炉加热、掺水泵增压后输至集油阀组间。卫1转油站工艺流程见图3.11-1。

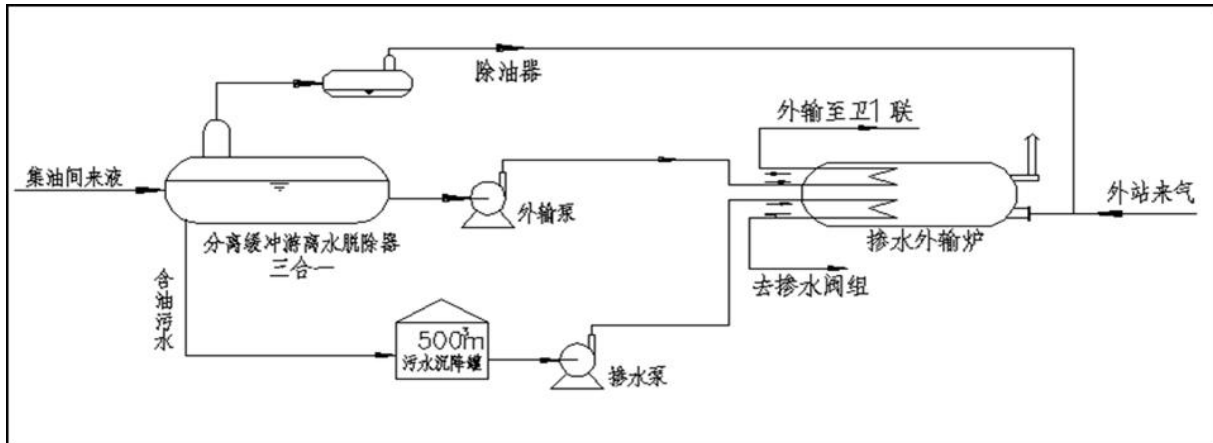


图3.11-1 卫1转油站“三合一”原理流程图

卫1转油站设计处理能力8400t/d，实际处理量4263t/d，负荷率为31.74%。本次接入11口抽油井，新增处理量约1597t/d，接入后最大处理液量为4263t/d，负荷50.7%，能够满足生产需求，卫1转油站含水油外输至卫一联转油脱水站，已建管道2019年建设，全长6.0km，规格为Φ168×5，管道设计压力2.5MPa，输油管道采用硬质聚氨酯泡沫夹克保温，满足外输需求，卫1转油站不需扩建。

3.11.2.2 卫2转油站

卫2转油站建于2010年，目前管辖阀组间6座，油井162口，站内采用“四合一”处理工艺进行气液分离，产液输至卫1联脱水站处理。

本次产能接入3口油井进入卫2转油站系统，投产后该站最终管辖油井165口，阀组间6座，新、老井产量预测、站内主要设备情况见表3.11-6、表3.11-7。

表 3.11-6 卫 2 转油站新老井产量预测表

分类	年份	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
老井	油量 (t/d)	112.7	101.2	94.5	88.7	78.2	65.2	63.6	61.4	58.8	61.0
	液量 (t/d)	1156	1164	1176	1185	1200	1217	1237	1262	1278	1295
本次产能	油量 (t/d)	6.3	5.0	4.1	3.5	3.0	2.5	2.1	1.8	1.5	1.3
	液量 (t/d)	16.1	15.8	15.7	15.9	16.3	16.3	16.5	17.0	17.7	18.8
合计	油量 (t/d)	118.9	106.2	98.6	92.2	81.1	67.7	65.8	63.3	60.3	62.3

	液量 (t/d)	1172	1180	1192	1201	1216	1233	1253	1279	1295	1313
	含水 (%)	89.8	91.0	91.7	92.3	93.3	94.5	94.8	95.1	95.3	95.3

表 3.11-7 卫 2 转油站主要设备情况表

项目名称	规格	数量	投产时间	设计能力		备注
				单台	合计	
“四合一”	Φ4.0×16.3m	3	2010/12/10	1700t/d	6800t/d	
	Φ4.0×16.3m	1	2017/10/1	2MW	8MW	
外输泵	DY46-30×8	2	2013/12/20	46m³/h	46m³/h	运 1 备 1
掺水泵	DGI00-50×5	2	正建	100m³/h	260m³/h	运 2 备 1
	DG60-50×5	1	2012/10/10	60m³/h		
采暖炉	WNS/S-290/1.0	1	2010/12/20	0.29MW	0.29MW	
外输油管道	Φ 168×6 PN2.5~5.95km		2019 年			

表 3.11-8 卫 2 转油站负荷预测表

时间 (年)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
处理液量 (t/d) 冬季	3548	3556	3568	3577	3592	3609	3629	3655	3671	3689
“四合一” 负荷率 (%) 冬季	104.3	104.6	104.9	105.2	105.7	106.1	106.7	107.5	108.0	108.5
“四合一” 热负荷 (MW) 冬季	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
“四合一” 热负荷率 (%) 冬季	57.6	57.6	57.6	57.6	57.6	57.6	57.6	57.6	57.6	57.6
“四合一” 负荷率 (%) 夏季	92.7	92.9	93.3	93.6	94.0	94.5	95.1	95.8	96.3	96.9
“四合一” 热负荷 (MW) 夏季	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
“四合一” 热负荷率 (%) 夏季	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9	95.9
掺水泵负荷率 (%) 冬季	61.9	61.9	61.9	61.9	61.9	61.9	61.9	61.9	61.9	61.9
外输液量 (m³/h)	48.8	49.2	49.7	50.1	50.7	51.4	52.2	53.3	54.0	54.7
外输泵负荷率 (%)	106.1	106.9	108.0	108.8	110.2	111.7	113.5	115.8	117.3	119.0

卫2转油站含水油外输至卫一联转油脱水站，已建管道2015年建设，全长7.8km，规格为Φ168×5，管道设计压力2.5MPa，输油管道采用硬质聚氨酯泡沫夹克保温，管道埋地敷设。按进卫一联终点压力0.25MPa，进站温度40℃计算，新增产能后该管道水力热力计算结果见表3.11-9

表 3.11-9 卫 2 转油站外输管线能力核实情况表

时间 (年)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
--------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

外输油量 (m ³ /h)	5.7	5.1	4.7	4.4	3.9	3.2	3.1	3.0	2.9	3.0
含水率 (%)	89.8	91.0	91.7	92.3	93.3	94.5	94.8	95.1	95.3	95.3
管道沿程损失 (bar)	4.5	3.7	3.2	2.9	2.3	1.7	1.5	1.5	1.4	1.5
外输温度 (°C)	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
外输泵扬程 (m)	116	107	101	98	91	85	83	83	81	83

卫2转油站采用“四合一”进行油气分离，分离出的伴生气用于转油站外输、掺水加热，分离出的含水油经外输泵增压后输至脱水站，放出污水经掺水泵增压后输至集油阀组间。卫2转油站工艺流程见图3.11-2。

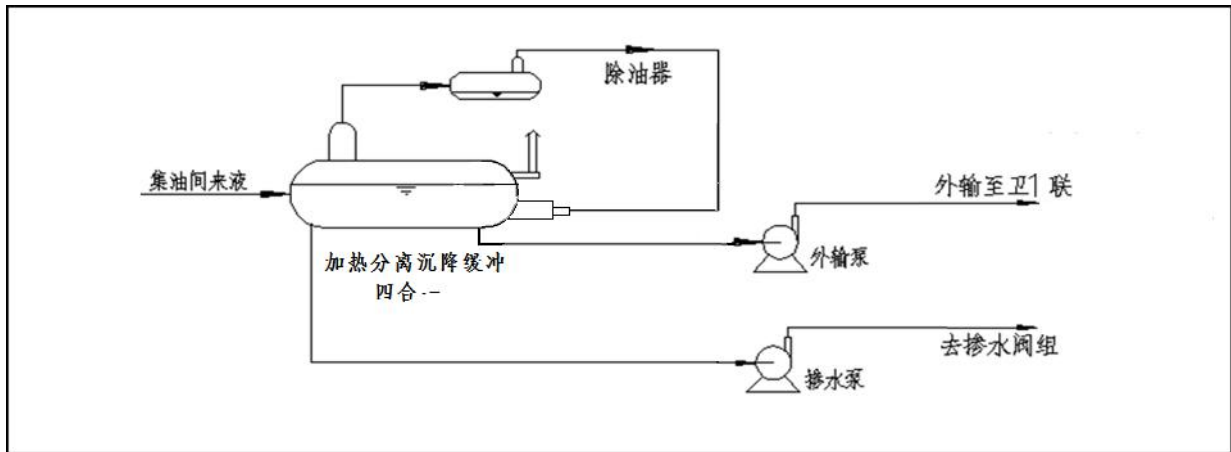


图 3.11-2 卫 2 转油站“四合一”原理流程图

卫 2 转油站设计处理能力 6800t/d，实际处理量 3670.2t/d，负荷率为 53.97%。本次接入 3 口抽油井，新增处理量约 18.8t/d，接入后最大处理液量为 3689t/d，负荷 57.6%，能够满足生产需求，卫 2 转油站不需扩建。

3.11.2.3 卫一联转油脱水站站

卫 1 联转油脱水站始建于 2001 年，站内采用“五合一”处理工艺进行气液分离及脱水处理。本站来液先进入“三合一”进行气液分离，再进入“五合一”进行气液分离及脱水处理；除处理本站自身阀组来液外，还接收卫 1 转油站、卫 2 转油站的来液，两站来液可先进“三合一”进行气液分离，然后再进入“五合一”进行气液分离及脱水处理，也可直接进入“五合一”进行气液分离及脱水处理；净化油外输至杏十三-I 联合站，污水输至本站污水站。

卫 1 联转油脱水站目前管辖油井 279 口，集油阀组间 10 座。本次产能接收新井 9 口，新增产能后，该站共管辖油井 288 口，集油阀组间 10 座。

另外，卫 1 转油站、卫 2 转油站接收本次产能 14 口油井的最终产液进入本站脱水系统处理；本次 3 口提捞油井产液进入本站脱水系统处理。

新、老井产量预测、站内主要设备及能力核实情况见表 3.11-10、表 3.11-11、表 3.11-12。

表 3.11-10 卫 1 联转油脱水站新老井产量预测表

分类	年份	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
卫 1、卫 2 转老井	油量 (t/d)	223	200	186	176	156	130	127	123	118	123
	液量 (t/d)	2604	2635	2661	2687	2721	2754	2780	2816	2847	2891
卫 1 联本站老井	油量 (t/d)	259	235	221	208	185	155	152	148	142	149
	液量 (t/d)	2031	2058	2080	2100	2124	2138	2164	2177	2197	2229
本次进卫一联新井 (9 口)	油量 (t/d)	34	27	22	19	16	14	12	10	8	7
	液量 (t/d)	97	91	88	87	85	82	81	78	75	72
本次进卫一、二转新井 (14 口)	油量 (t/d)	34	27	22	19	16	14	12	10	8	7
	液量 (t/d)	88	88	89	90	93	93	94	96	101	107
捞油井 (老井+新井)	捞油量 (t/d)	16	14	13	11	10	9	8	7	7	6
	捞液量 (t/d)	36	36	36	37	37	37	38	39	42	46
合计	油量 (t/d)	565	503	464	433	383	321	311	298	284	293
	液量 (t/d)	4856	4909	4955	5001	5060	5105	5156	5207	5262	5346
	含水 (%)	88.4	89.8	90.6	91.3	92.4	93.7	94.0	94.3	94.6	94.5

表 3.11-11 卫 1 联转油脱水站已建设备建设情况统计表

名称	型号	数量	投产时间	设计能力		备注
				单台	合计	
“三合一”	Φ4×16m	1	2012-5-1	8500t/d	17000t/d	1 台检修, 其余 120%运行
	Φ4×16m	1	2017-5-1	8500t/d		
“五合一”	φ4×19.5m	3	2001-9-28	一段 1900t/d 二段 480 t/d 加热 0.58MW	一段 5700t/d 二段 1440t/d 加热 1.74MW	1 台检修, 其余 120%运行
外输加热炉	ZS315-Y/4.0-Q	2	2001-9-28	0.315 MW	0.315MW	备用 1 台
掺水炉	ZS2000-SY/2.5-Q	2	2001-9-28	2.0MW	9.0MW	
	TLHJ2500-KW-S/1.6-Q	1	2013-11-1	2.5MW		
	2.5MW 真空加热炉	1	2017-9-1	2.5MW		
外输泵	DYJ15-50×7	1	2009-10-29	Q=15m³/h	30m³/h	运 2 备 1
	DYJ15-50×7	2	2001-10-1			
掺水泵	DGI65-50×5	1	2012-4-23	Q=65m³/h	305m³/h	运 3 备 1

名称	型号	数量	投产时间	设计能力		备注
				单台	合计	
	DY150-50×5A	3	2017-9-21	Q=120m ³ /h		
污水泵	240-30×2	2	在建	Q=240m ³ /h	240m ³ /h	运1备1
污水沉降罐	Φ=9.48m H=7.0m	1	2001-9-28	500m ³	500m ³	
事故罐	1000m ³	2	2001-9-28	1000m ³	2000m ³	

表 3.11-12 卫 1 联转油脱水站负荷预测表

时间 (年)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
“三合一”处理液量 (t/d)	9089	9143	9188	9235	9294	9339	9390	9441	9496	9579
“三合一”负荷率 (%) -全运行	53.5	53.8	54.0	54.3	54.7	54.9	55.2	55.5	55.9	56.3
“三合一”负荷率 (%) -1 台检修	106.9	107.6	108.1	108.6	109.3	109.9	110.5	111.1	111.7	112.7
掺水量 (m ³ /h)	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
掺水泵负荷率 (%)	91.3	91.3	91.3	91.3	91.3	91.3	91.3	91.3	91.3	91.3
冬季加热负荷 (MW)	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
加热负荷率 (%) -全运	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97
夏季加热负荷 (MW)	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
加热负荷率 (%) -1 台检修	93.9	93.9	93.9	93.9	93.9	93.9	93.9	93.9	93.9	93.9
“五合一”处理液量 (t/d)	4856	4909	4955	5001	5060	5105	5156	5207	5262	5346
"五合一"游离水脱除负荷率 (%)	85.2	86.1	86.9	87.7	88.8	89.6	90.5	91.4	92.3	93.8
"五合一"游离水脱除负荷率 (%)	127.8	129.2	130.4	131.6	133.2	134.3	135.7	137.0	138.5	140.7
"五合一"电脱负荷率 (%) -1 台检	58.9	52.4	48.3	45.1	39.8	33.5	32.4	31.1	29.6	30.5
"五合一"加热负荷率 (%) -1 台检	32.9	29.2	27.0	25.2	22.3	18.7	18.1	17.4	16.5	17.0
外输油量 (m ³ /h)	27.0	24.0	22.1	20.7	18.3	15.3	14.8	14.2	13.6	14.0
外输泵负荷率 (%)	89.9	80.0	73.8	68.9	60.9	51.1	49.5	47.5	45.2	46.5
外输炉负荷 (MW)	0.19	0.17	0.16	0.15	0.13	0.11	0.11	0.10	0.10	0.10
外输炉负荷率 (%)	60.8	54.3	50.4	47.1	41.7	35.0	34.0	32.8	31.3	32.4
污水外输量 (m ³ /h)	178.8	183.6	187.1	190.3	194.9	199.3	201.9	204.5	207.4	210.5
污水泵负荷率 (%)	74.5	76.5	78.0	79.3	81.2	83.0	84.1	85.2	86.4	87.7
500m ³ 污水沉降罐沉降时间 (h)	2.4	2.3	2.3	2.2	2.2	2.1	2.1	2.1	2.0	2.0

“五合一”在 1 台检修时负荷率偏高，考虑到“五合一”前的“三合一”处理能力充足，产液量可充分在“三合一”进行油气水分离。“五合一”单台检修时，本站油井来液及转油站来液在“三合一”内先进行分离后，放出含水油污水约 1000t/d 再进入“五

合一”进一步分离，以降低“五合一”的负荷率。按照“五合一”1台检修、其余2台满负荷运行考虑，计算“三合一”2台全运行时最高负荷率为65.4%，沉降时间为22min，具体计算详见表3.11-13。

表 3.11-13 五合一单台检修时三合一负荷率预测

时间（年）	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
脱水站接收液量（t/d）	4856	4909	4955	5001	5060	5105	5156	5207	5262	5346
1台检修时五合一接收量（t/d）	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800
由“三合一”分担液量（t/d）	1056	1109	1155	1201	1260	1305	1356	1407	1462	1546
“三合一”处理量（t/d）	1014	1025	1034	1043	1055	1064	1074	1084	1095	1112
“三合一”1台检修负荷率（%）	119.4	120.6	121.7	122.8	124.2	125.2	126.4	127.6	128.9	130.9
“三合一”运行负荷率（%）	59.7	60.3	60.8	61.4	62.1	62.6	63.2	63.8	64.5	65.4

卫一联转油脱水站采用“五合一”处理工艺进行气液分离及脱水处理。本站来液先进入“三合一”进行气液分离，再进入“五合一”进行气液分离及脱水处理；除处理本站自身阀组来液外，还接收卫1转油站、卫2转油站的来液，两站来液可先进“三合一”进行气液分离，然后再进入“五合一”进行气液分离及脱水处理，也可直接进入“五合一”进行气液分离及脱水处理；净化油外输至杏十三-I 联合站，污水输至本站污水站。原理流程图见图3.11-3。

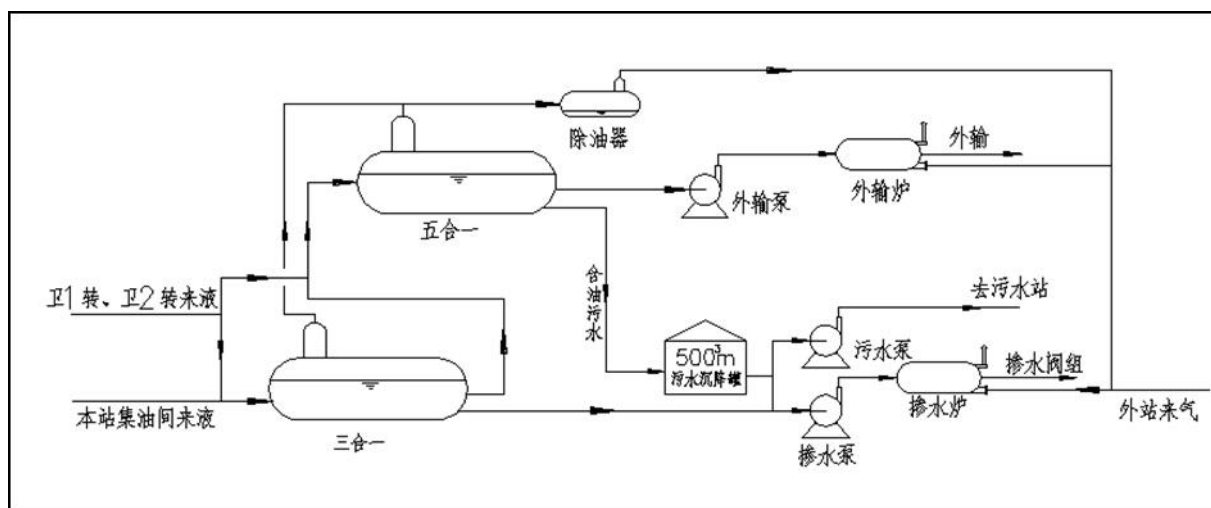


图 3.11-3 脱水站原理流程图

卫一联转油脱水站采用“三合一”及“五合一”进行气液分离及脱水处理，三合一设计处理能力17000t/d，接入本次产能后最大处理液量14925t/d，负荷率为87.79%，可临时满足生产需要。“五合一”游离水脱除能力不足，由于“三合一”处理能力充足，产液量可充分在“三合一”进行油气水分离。对污水泵进行更换后可满足负荷要求。

3.11.2.4 卫一联含油污水深度处理站

卫一联含油污水深度处理站采用“两级沉降+两级过滤”工艺，出水水质为“8、3、2”，设计规模为 6200m³/d，本次产能接入后最大处理量为 5364m³/d，系统负荷率 86.5%，工程建成后能够满足本次产能需求，污水系统无新建工程量。

3.11.2.5 卫一联卸油点

提捞井定期由提捞车提捞运输至卫一联卸油点，后进入卫一联进行处理。卫一联卸油点已建卸油罐（60m³）2 座，卸油泵能力为 15m³/h，H=200m，2 台。现卸油点最大收液量约为 280t/d。

本次新建 3 口提捞油井产液拉运至卫 1 联卸油点，目前卫 1 联卸油点处于低负荷运行状态，本次新增 3 口油井后最大处理油量 5t/d，负荷率为 16.43%，卫 1 联卸油点能力满足需求。

3.11.2.6 大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站

大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站设计处理能力 280t/d，本次产能产生含油污泥量为 1.341t/a，接入本项目后最大处理油量 105t/d，负荷率为 37.5%，可满足生产需要。

3.11.2.7 第八采油厂工业固废填埋场

第八采油厂工业固废填埋场占地 1.91hm²，填埋场容量为 11624 m³，现填埋量 352m³，剩余可填埋量 11272m³，本工程共产生纯碱等包装袋 0.58t，可满足本工程新增固废处理要求。

3.12 污染源源强核算

3.12.1 施工期污染源源强核算

（1）废气

① 运输车辆扬尘

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

② 管线、道路施工扬尘

根据《扬尘污染控制》（田刚等著，中国环境出版社，2013.1），参照风蚀扬尘 USEPA 推荐模式，起尘量计算公式如下：

$$E=k \times \alpha \times I \times K \times C \times L^* \times V^*$$

式中：E——风蚀起尘因子，t/（hm²·a）；

k——粒径系数；

α ——悬浮系数（风蚀土粒中所含可进入大气且形成悬浮颗粒物的质量比例，约为0.025）；

I——土壤风蚀指数，t/（hm²·a）；

K——地面粗糙因子，量纲为1；

C——气象因子，量纲为1；

L*——无屏蔽宽度因子，量纲为1；（按沿主风向无屏蔽最大宽度考虑，取1.0）；

V*——植被覆盖因子，量纲为1。（按裸露土壤考虑，取1.0）

按 USEPA 推荐参数，计算 TSP、PM₁₀ 所对应的粒径系数分别为 1、0.5，风蚀扬尘中 TSP 与 PM₁₀ 的比例为 1: 0.62，在风蚀水土流失量中有 2.5% 进入大气环境形成 TSP；可风蚀土壤颗粒定义为土表上层 25.4mm、直径小于 0.84mm 的粒子；土壤风蚀指数按壤质砂土考虑，为 331t/（hm²·a）；因地面平整，对风蚀没有阻碍，地面粗糙因子 K 取 1.0；气象因子与风速的立方成正比，与表面土壤含水率的平方成反比，即：

$$C=0.504 \times (u^3/Pe^2)$$

$$Pe=100 \times (P/E^*)$$

$$E^*=[0.5949+(0.1189 \times Ta)] \times 365$$

式中：u——年平均风速（10m 高处），m/s；（取 3.8m/s）

Pe——降水-蒸发指数；

P——年降水量，mm；（取 445mm）

E*——年潜在蒸发量，mm；

Ta——年平均气温，℃。（取 3.6℃）

由此计算施工区风蚀扬尘量为：

$$E=k \times \alpha \times I \times K \times C \times L^* \times V^*=0.84 \times 0.025 \times 331 \times 1 \times 0.00204 \times 1 \times 1=0.0142t/(\text{hm}^2 \cdot \text{a})。$$

本项目铺设管线总长度为 29.08km（其中新建单井集油掺水管道 17.26km，注水管线 11.82km；管线施工作业面宽度为 10m，本项目新建管线及柱上变电站临时占地面积 29.284hm²；新建及维修通井路 4.57km，新建道路及变电站永久占地面积为 1.849hm²。

建设项目扰动土地总面积为 31.133hm²，施工作业 60 天，施工期风蚀扬尘无组织排放量为：0.0142t/（hm²·a）×31.133hm²×60/365=0.073t。

③施工机械、运输车辆排放的尾气

在工程施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有

NO₂、CO、HC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。如果采用清洁燃料，在车辆及机械设备排气口加装废气过滤器，同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁，废气污染的影响基本上是可以接受的。

④焊接烟尘

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

(2) 废水

建设项目施工期用水主要为管线试压用水、施工人员的生活用水及废压裂液。

①试压废水

本工程新建管线共 29.08km，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 75.67t，试压废水按用水量的 95% 计算，试压废水产生量为 71.89t，主要污染因子为 SS，管道试压废水罐车拉运至卫一联含油污水深度处理站处理后回注油层，不外排。

②生活污水

地面建设期施工人员 40 人，施工期约 60d，每人每天用水 30L，则施工期间生活用水量为 72t，生活污水按用水量的 80% 计算，则生活污水量为 57.6t。施工人员产生的生活污水排入本项目依托场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥。

③废压裂液

根据工程开发方案，本工程 35 口油井需进行压裂，单井压裂返排液产生量约 40m³/井，则压裂返排液产生量为 1400m³，压裂作业产生的废压裂液，统一收集后由罐车送至卫一联含油污水深度处理站回收池进行回收处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤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。

建设项目废（污）水产生及排放情况详见表 3.12-1。

表 3.12-1 施工期废（污）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	试压废水	71.89t	SS	罐车拉运至卫一联含油污水深度处理站处理后回注油层，不外排
2	生活污水	57.6t	COD、NH ₃ -N	施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥

3	废压裂液	1400m ³	COD、SS	由罐车送至卫一联合油污水深度处理站回收池进行回收处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤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
---	------	--------------------	--------	--

(3) 噪声

施工期产生的噪声主要施工机械和运输车辆噪声，具体排放情况见表 3.12-2。

表 3.12-2 本工程施工期噪声源统计表

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

(4) 固体废物

施工期产生的固体废弃物主要有施工产生的施工废料以及施工人员产生的生活垃圾。

①施工废料

本项目施工废料主要为管道铺设施工过程中产生的施工废料；管道施工废料产生量以 20kg/km 管道计，本项目新建管道 29.08km，因此，施工废料产生量为 0.58t，拉运至第八采油厂工业固废填埋场。

②生活垃圾

地面建设期间施工人员为 40 人，施工期 60 天，类比同类工程，每人每天产生生活垃圾 0.5kg/d 计，地面建设期间生活垃圾产生量为 1.2t。由环卫部门拉运至生活垃圾综合处理厂进行处理。

表 3.12-3 本工程固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	废物类型	处置去向
1	生活垃圾	1.2t	/	由环卫部门拉运至生活垃圾综合处理厂进行处理
2	施工废料	0.58t	一般废物	统一回收后送至第八采油厂工业固废填埋场

3.12.2 运营期污染源源强核算

(1) 废气

① 烃类气体

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

建设项目共基建 35 口油水井，建成后总计产能为 $1.57 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目无组织非甲烷总烃主要是井场、管道的小部分挥发产生，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，建设项目运营期非甲烷总烃无组织排放量为 22.25t/a 。

② 加热炉烟气

本项目运行期产生的废气主要为依托站场加热炉产生的燃烧烟气，站场加热炉均以天然气为燃料，本次项目共依托 2 座转油站、1 座联合站（卫 1 转油站、卫 2 转油、卫一联合站）。根据大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 2 月 26 日-27 日对区块内场站的监测结果可知，卫 1 转油站加热炉排放的废气中颗粒物为 $11.2\text{-}12.1 \text{mg/m}^3$ ， NO_x 为 $86\text{-}93 \text{mg/m}^3$ ， SO_2 为 $19\text{-}28 \text{mg/m}^3$ ；卫 2 转油站加热炉排放的废气中颗粒物为 $9.0\text{-}10.0 \text{mg/m}^3$ ， NO_x 为 $66\text{-}77 \text{mg/m}^3$ ， SO_2 为 $14\text{-}17 \text{mg/m}^3$ ；卫一联合站加热炉排放的废气中颗粒物为 $12.3\text{-}13.1 \text{mg/m}^3$ ， NO_x 为 $81\text{-}92 \text{mg/m}^3$ ， SO_2 为 $21\text{-}25 \text{mg/m}^3$ 。均能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在用锅炉（燃气锅炉）的标准要求（本项目依托场站加热炉均为 2014 年之前建造）。根据项目方案分析，其中卫 1 转油站新增耗气量为 $20.38 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，卫 2 转油站新增耗气量为 $6.18 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，卫一联合站新增耗气量为 $51.89 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。本项目建成后，依托场站加热炉新增烟气污染物分担量排放见表 3.12-4。

加热炉烟气体积参考《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018），天然气实际烟气体积按以下经验公式计算：

$$V_{gy} = 0.285Q_{net} + 0.343 \quad \text{单位：Nm}^3/\text{m}^3$$

式中： V_{gy} ——基准烟气体积， Nm^3/m^3

Q_{net} ——天然气低位发热量，本项目取 38.5MJ/m^3
经计算，天然气基准烟气体积为 $11.29 \text{Nm}^3/\text{m}^3$ 。

表 3.12-4 加热炉烟气排放情况一览表

场站名称	排气筒高度	燃气量（万 Nm^3/a ）	烟气体积（万 Nm^3/a ）	污染物排放情况（ t/a ）		
				颗粒物	NO_x	SO_2
卫 1 转油站	10m	20.38	230.09	0.028	0.214	0.064

卫2转油站	20m	6.18	69.77	0.007	0.054	0.012
卫一联合站	10m	51.89	585.86	0.077	0.539	0.146
合计		78.45	885.72	0.112	0.807	0.222

(2) 废水

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

①油水井作业废水、洗井废水

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

油井作业周期约为1.5年/次，结合建设单位多年运营作业结果可知，油井作业用水量约4m³/井次，本项目共基建26口油井，则油井作业用水量约69.33m³/a；注水井作业周期为2年，水井作业用水量约为60m³/井次，本项目基建9口水井，则水井作业用水量约270m³/a。油水井作业用水共计约339.33m³/a。其主要污染物为石油类、悬浮物。作业时需铺设防渗布，产生的废水通过罐车拉运到含油污水深度处理站进行处理，处理达标后回注油层，不外排。

另外本项目9口水井需进行洗井作业，水井洗井周期为1年，洗井废水产生量120m³/井·次，约1080m³/a，不外排。此部分废水通过罐车拉运至含油污水深度处理站，处理达标后回注油层，不外排。

②油田采出水

由项目开发方案可知，本项目共投产26口油井，则油田采出水为66065t/a。

表 3.12-5 废水污染源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生		治理措施	污染物排放			排放时间(h)	
				核算方法	废水产生量(t/a)		产生浓度(mg/L)	核算方法	排放浓度		排放量
原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	物料核算	66065	/	管输至卫一联转油脱水站进行处理	/	/	/	/
井下作业	油水井	作业废水	石油类	类比法	339.33	/	拉运至卫一联含油污水深度处理站进行处理	/	/	/	/
井下作业	水井	洗井废水	石油类	类比法	1080	/		/	/	/	/

(3) 噪声

建设项目运营期，噪声源主要是抽油机机械噪声以及拉油车辆运输过程中产生的噪声，主要噪声污染源强核算结果及相关参数一览表见表 3.6-21。

表 3.12-6 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		降噪措施		噪声排放值		持续时间(h)
				核算方法	噪声值 dB(A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB(A)	
井场	抽油机	抽油机	连续	类比法	65-75	低噪声设备、基础减振	-15	类比法	<65	24
拉油车运输噪声	拉油车	拉油车	流动不稳态源	类比法	80-85	减速慢行	-10	类比法	<60	/

(4) 固体废物

项目运营期产生的固体废物主要有含油污泥、落地油、含油废防渗布。

①含油污泥

本项目运营期主要含油污泥产生环节包括转油站及脱水站清淤以及其余管道设备油泥的清理，油田区块一般生产万吨原油排泥砂（固相）约 0.2-0.4t（本工程以 0.3t 计）。本工程建成后年产原油 1.57×10^4 t，则本工程年产油泥（砂）0.471t，统一收集委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路。

②落地油

考虑意外情况，一般每口井作业期间产生的落地油可按 50kg/井·次，作业频率一般 1.5 年，落地油共产生 0.87t/a，落地油全部回收处理，回收处理率为 100%。根据《国家危险废物名录》，落地油属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 071-001-08，统一收集委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路。

③含油废防渗布

井场作业过程中铺设防渗布，工程作业期间产生的落地油滴落到防渗布上，会产生含油废防渗布，一般每口井作业期间产生含油废防渗布可按 25kg/井·次，作业频率一般 1.5 年，含油废防渗布共产生 0.43t/a。根据《国家危险废物名录》，含油防渗布属于 HW08

类危险废物，危险废物代码为 900-249-08。由建设单位收集后委托有资质单位处置。

3.12.3 危险废物分析

表 3.12-7 运行期危险废物产生情况汇总表

名称	落地油	含油污泥	废防渗布
类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物	HW08 废矿物油与含矿物油废物
代码	071-001-08	071-001-08	900-249-08
产生量	0.87t/a	0.471t/a	0.43t/a
产生工序	油井作业	井场作业、场站清淤	油井作业
主要成分	油泥砂	油泥砂	油、塑料
有害成分	石油类	石油类	石油类
产废周期	油井作业 1.5 年/次，场站分离器清淤每年一次	万吨原油排泥砂 0.3t	油井作业 1 年/次
危险特性	T.1	T.1	T.1
污染防治措施	统一收集委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路	统一收集委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路	送至有资质单位进行处置

3.12.4 污染物“三本帐”汇总

由于本项目施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，因此本次评价只对该项目运行期污染物排放情况进行核定。污染物排放量汇总见表3.12-8。

表 3.12-8 项目污染物排放情况一览表

污染物名称	单位	依托工程排放量	本工程排放量	总排放量	排放增减量
烟气量	10 ⁴ m ³ /a	13569.9	885.72	14455.62	+885.72
SO ₂	t/a	3.498	0.222	3.720	+0.222
NO _x	t/a	12.519	0.807	13.326	+0.807
烟尘	t/a	1.626	0.112	1.738	+0.112
非甲烷总烃	t/a	97.38	22.25	119.63	+22.25

3.13 清洁生产分析

3.13.1 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%。

3.13.2 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

为了保护和节约用水，本项目运行期油田采出水全部经卫一联合站含油污水深度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。

3.13.3 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 3.13-1。

表 3.13-1 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	采出水经卫一联合油污水深度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

卫星油田位于黑龙江省安达市境内，大庆长垣太平屯油田以东，升平油田以西，南靠宋芳屯油田。区内地势平坦，地面海拔在 139m~145m 之间，交通便利。年降水量 320mm~585mm，一月份平均气温-19.1℃，七月份平均气温 22.9℃。

卫星油田区域构造位于松辽盆地北部中央拗陷区三肇凹陷过渡的斜坡区。主要目的层为下白垩统姚家组一段葡萄花油层。地理坐标为东经 124°58'28.724"~125°2'34.62"，北纬 46°7'37.524"~46°14'15.396"。具体地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

建设项目所在地区位于松嫩平原中部，地处松嫩断陷中央凹陷的东部与东部隆起的西部，境内无江无河，自然泡沼众多。地势平缓，稍有起伏，自西南向东北略微倾斜，最大高差在 3m 左右，区域内平均海拔高度在 118m-220m 之间。区域内分布为剥蚀堆积台地及堆积的平原。其中剥蚀堆积台地多分布在东北部，分岗阜状起伏台地和缓倾斜台地。分岗阜状起伏台地地面起伏较大，地面高程 170m-220m，上部由第四系松散堆积物覆盖。缓倾斜台地台面起伏微弱，与西部的低平原缓坡相连，地面高程 150m-180m，上部由第四系松散堆积物覆盖。堆积的平原分布在西部和南部大部分区域，地势平坦，地面高程 140m-175m，上部由第四系松散堆积物覆盖。

4.1.3 气象特征

本工程所在区域属于半湿润温带大陆性季风气候，冬季受蒙古西北气流控制及东部鄂霍次克寒流影响，因此冬季漫长、寒冷而干燥。夏季多受太平洋西伸北跃西南气流的影响，炎热多雨。春秋两季短促，多风且干燥。极端最低温度-36.2℃，极端最高温度为 38.9℃，年平均气温 5.3℃，最大冻土深度为 1.85m，结冰期 176 天左右。年平均降水量为 514.5mm 左右，年平均蒸发量 1491.6mm，最大积雪深度 18cm，年日照时长 2527.4h，年平均相对湿度约 63%。区域内盛行风向为西南风和西风，西南风频率为 19%，西风频率为 9%，静风频率为 12%，夏季盛行西南和东风，冬季盛行西南风和西风，年平均风速为 2.5m/s，最大风速出现在 4 月，平均风速为 2.6m/s，最小风速出现在 8 月，月平均风速均为 1.7m/s。

4.1.4 地质及水文地质概况

4.1.4.1 项目所在地地质概况

本项目区位于黑龙江省安达市昌德镇，安达市位于松辽沉积盆地的北部，新生代以来地层沉积总厚度达 6000m 左右。漫长的地质历史时期，在地质构造运动作用下，安达地区地下岩层形成位于大庆长垣构造东侧构造带上。

区域主要沉积的地层白垩系明水组和第三系依安组及第四系地层大兴屯、顾乡屯、荒山组地层（见表 1），各组沉积特征和埋藏分布规律差异较大，地层沉积发育与分布的差异反映了不同地质历史时期构造特征。区域水文地质剖面图见附图 11，区域综合水地质图见附图 10。

（1）白垩系上统明水组（K2m）

地层广泛分布于区域西部大部分区域，东部的火石山、吉星缺失。由于受地质沉积作用的影响，东部埋藏较浅，西部埋藏较深，地层顶部埋深为 50-150m，岩性为浅灰、灰绿色泥岩，含砂砾岩与褐红色、砖红色泥岩组成。上为灰黑色泥页岩，下部为灰绿色砂岩、泥质砂岩互层，砂岩。

（2）第三系（N2y）

分布于区域西部，地层顶部埋深为 50-80m，地层厚度 0-110m。由东向西、向北方向地层厚度逐渐增大，并趋于稳定。上部为灰白色灰绿色灰绿色青灰色泥岩；中部深灰色粘土页岩和泥岩；下部灰白色含砾砂岩和砂砾岩，与下伏地层为不整合接触。

（3）第四系（Q）

1) 全新统冲积层（Q4）

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

2) 上更新统顾乡屯组（Q3g）

广泛分布于安达地表，地层厚度为 3-5m。岩性主要为黄土状粉细砂、细砂、粉质粘土互层，微显层理，裂隙较发育，局部由铁质浸染。

3) 上更新统大兴屯组（Q3d）

广泛分布于安达地表，地层厚度为 5-7m。岩性主要为粉质粘土、细砂、粘土，微显层理，裂隙较发育，局部由铁质浸染。

4) 中更新统荒山组（Q3d）

上部为锈黄色含砂粘土，水平节理发育，中下部为含砾中粗砂，灰粉色及白色砂砾石。

表 4.1-1 区域地层简表

地层				岩性描述	沉积相
界	系	统	组		
新生界	第四系 (Q)	全新统	(Q ₄)	粘土夹薄层粉细砂	冲积相、洪积相、河湖相
		上更新统	顾乡屯组 (Q _{3q})	黄土状亚粘土、亚粘土、粉细砂	
		上更新统	大兴屯组	灰黑色亚粘土、亚砂土夹灰色细粉砂层	
		中更新统	荒山组	冲、洪积亚粘土、中粗砂、砂砾石	河湖相、冲积相、洪积相
	第三系 (N)	下新统	依安组 (Q _{1t})	上：灰绿、黄绿色砂质泥岩， 下：深灰色泥岩、页岩，底部有砂岩、砾岩	
中生界	白垩系 (K)	上统	明水组 (K _{2m})	红色碎屑岩与泥岩互层，夹有粉细砂岩	滨湖相、浅滩相、动水浅湖相、淤积
		下统	嫩江组 (K _{1m})	灰黑色碎屑粉岩细与砂泥岩岩	滨湖相淤积

4.1.4.2 项目所在地水文地质条件

(1) 地下水的形成条件

评价区位于松嫩平原的北部，黑龙江省西部，位于松辽中断陷—中央拗陷的东部与东部隆起的西部。在各组岩层中沉积有厚薄不均的砂、砂砾石层及砂岩、砂砾岩层，为地下水的赋存提供了良好的条件。

根据地下水的埋藏条件及含水层介质、水力性质等，区内地下水类型可划分为第四系上更新统松散层孔隙潜水、第四系荒山组孔隙承压水、第四系荒山组孔隙弱承压水，第三系依安组孔隙裂隙承压含水层和白垩系孔隙裂隙承压含水层。

(2) 地下水类型及含水岩组特征

1) 第四系含水层

①第四系上更新统松散层孔隙潜水

分布在区域全部内。含水层岩性为第四系中更新统荒山组冲积细砂、含砾中砂，含水层埋深 6-12m，含水层厚度 2-9m，水位埋深 2-5m，单井涌用水量 100-500m³/d，富水性差。

②第四系荒山组孔隙承压水

分布在东北部任民镇、老虎岗镇、四平山乡缓倾斜台地的大柳罐屯、迟兴屯、姜有屯杨家娃子连线至安达边界。含水层为荒山组冲积中粗砂含砾石孔隙承压水，含水层岩

性颗粒粗大，分选较好，有效孔隙度大，透水性强。含水层埋深 29-40m，含水层厚度 6-15m，单井涌水量 100-500m³/d，富水性较差，区域主要开采含水层之一。

③第四系荒山组孔隙弱承压水

分布在平原，各区域含水层岩性、厚度不一，富水性差异较大。老虎岗、任民镇、安达镇、羊草以西区域分布，含水层为中上更新统冲洪积中粗砂、砂砾石，含水层岩性颗粒粗大，分选较好，有效孔隙度大，透水性强，区域主要开采含水层之一。

区域的北部含水层埋深 21-39m，厚度 7-16m，单井涌水量 1000-3000m³/d，富水性较好。

区域的南部含水层埋深 15-34m，厚度 3.0-10m，单井涌水量 500-1000m³/d，富水性一般。

2) 第三系依安组含水层

青肯泡乡、四平中星村连线以西均有分布，含水层顶板埋深 60 到 140m，北部埋深较浅，西南埋深较大，含水层厚度 5-27m，岩性以细砂岩为主，颗粒较细，下部分布有薄层砂砾岩，单井涌水量小于 1000 m³/d，富水性一般。

3) 白垩系明水组含水层

明水组承压含水层其岩性主要是含砾砂岩和泥质砂岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布不均，连续性较差，透水性一般、富水性一般，含水层一般由 2-7 个单层组成，单层厚度为 2.0-10.0m。明水组含水层由于受构造格局的影响，分布于区域西部，东部吉星、火石山缺失，单井出水量 1000—1500m³/d (273mm)，明水组是区域主要开采含水层之一。

(3) 地下水补给、径流和排泄条件

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

1) 地下水补给

①垂向补给

区域地下水垂向补给，主要来自大气降水、地表水体入渗补给孔隙潜水，潜水通过弱透水层越流补给下部孔隙承压水含水层，区域第四系垂向节理发育，结构松散，构成具有一定透水能力，为第四系潜水通过弱透水层越流补给第四系承压、弱承压含水层、依安组含水层、明水组孔隙承压水含水层提供了有利条件。

②侧向补给

在天然条件下，主要来自区域以外广泛连续分布的统一含水层中的地下水，在地下

水动力作用下，通过水平方向径流补给评价区地下水。区域侧向补给为由北向南，由东向西补给。

2) 地下水径流

在整个松嫩平原区，地下水总体径流方向是由北向南，区域地下水径流与盆地径流特征具有一致性。受地层沉积的影响，区域地下水径流方向为由东向西。

3) 地下水排泄

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

4.1.5 土壤和植被

评价区属嫩江的冲积地带，区内土壤早期为洪积、冲、风积而成。是第四全新统疏松沉积物所覆盖，质地粘重，地形平坦，祇稍现坡状起伏。此地土壤受气候、地形、地质、水文地质、生物等影响，逐步形成现在土壤类型。根据调查本项目评价范围内土壤类型主要为草甸土，本项目区域土壤类型分布图见附图 16。

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

4.1.6 野生动物

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

项目所在地区内无文物古迹、风景名胜区、自然保护区和珍稀濒危野生动植物分布。项目大部分为农田所在地，区域内野生动物种类和数量均较少，伴随人类生存的农田小型鼠类、麻雀、家燕等种群数量较多，使陆生动物区系具有典型的农田动物群色彩。

4.1.7 自然保护区

本工程位于黑龙江省绥化市安达市境内，油田区块开发区内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等环境敏感区域。评价区域位于卫星牧场草原自然保护区一般控制区边界西侧 1.8km。卫星牧场草原自然保护区是大庆市肇州县 2003 年 5 月建设的自然生态系统类县级保护区。2017 年 12 月，肇州县卫星牧场草原自然保护区范围和功能分区进行了调整，后根据《关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函》自然资函〔2020〕71 号，对自然保护区各功能区进行了完善，卫星牧场草原自然保护区

是肇州县具有代表性的自然生态系统，以草原及栖息于其中野生动物为保护对象，是生物多样性保护、资源可持续利用的综合性自然保护区，同时也是开展草甸草原生态系统和野生动植物物种研究和保护的重要基地。

4.2 环境质量现状调查与评价

委托大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 3 月 1 日至 3 月 8 日对评价范围内环境空气、土壤环境、地下水环境、声环境质量现状进行了监测。地表水环境引用《卫星油田油藏规划钻井工程项目环境影响报告书》中 2021 年 10 月对计家店泡的监测数据。

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

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中“6.2.1.1 项目所在区域达标判定，优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。”

本项目建设地点位于绥化市安达市境内，本项目区域环境空气质量引用《2020 年绥化市环境质量状况》中的数据。2020 年，绥化市环境空气中细颗粒物（PM_{2.5}）年均值为 41μg/m³；可吸入颗粒物（PM₁₀）年均值为 57μg/m³；二氧化硫年均值为 10μg/m³；二氧化氮年均值为 19μg/m³；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.2mg/m³；O₃ 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 118μg/m³。

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	10μg/m ³	60μg/m ³	16.7%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	19μg/m ³	40μg/m ³	47.5%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	57μg/m ³	70μg/m ³	81.4%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	41μg/m ³	35μg/m ³	117.1%	不达标
CO	第 95 位日平均质量浓度	1.5mg/m ³	4mg/m ³	37.5%	达标
O ₃	第 90 位 8h 平均质量浓度	118μg/m ³	160μg/m ³	73.8%	达标

以上统计结果表明，项目所在区域内空气污染因子 PM₁₀、O₃、二氧化硫、二氧化氮、CO 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准。根据《环境空气质量评价技术规范(试行)》(HJ663-2013)，PM_{2.5} 不满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中二级标准，绥化市属于环境空气质量不达标区。

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

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2—2018），以近 20 年统计的当地主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向 5 km 范围内设置 1~2 个监测点，本项目井位、管线、道路较分散，因此根据区域内井位、管线、道路分布特点、基建时序及周边环境敏感状况，本项目共布设 8 个环境空气监测点位。

本项目委托大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 2 月 26 日-2021 年 3 月 4 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，具体点位见表 4.2-2，现状监测点位见附图 9。

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	1#平台井场	125.02509	46.12696	非甲烷总烃	2022.2.26-2022.3.4	基建平台井场	--
A2	史家屯	125.02451	46.13573		2022.2.26-2022.3.4	4#平台井场西侧	35m
A3	4#平台井场	125.03826	46.14554		2022.2.26-2022.3.4	基建平台井场	2080m
A4	卢家屯	125.02343	46.13524		2022.2.26-2022.3.4	2#平台井场东北侧	850m
A5	卫 2-58-25 井场	124.96914	46.23761		2022.2.26-2022.3.4	基建单井井场	
A6	西山屯	124.97437	46.23164		2022.2.26-2022.3.4	卫 2-58-25 南侧	725m
A7	新立屯	124.97042	46.15481		2022.2.26-2022.3.4	11#平台井场东南侧	1.52km
A8	梁大草房	124.97549	46.18398		2022.2.26-2022.3.4	卫 2-331-斜 27 井场东南侧	270m

(2) 监测项目

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

(3) 监测频次

监测频次为连续 7 天，每天采样 4 次。

(4) 评价方法

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

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

式中： P_i —第 i 种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i —第 i 种污染物平均浓度， mg/m^3 ；

C_{oi} —第 i 种污染物环境质量标准， mg/m^3 。

若 $P_i \geq 100\%$ ，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 $P_i < 100\%$ ，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 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	监测浓度范围 mg/m^3	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
	东经	北纬							
1#平台井场	125.02509	46.12696	非甲烷总烃	1h	2	0.44-0.61	30.5	0	达标
史家屯	125.02451	46.13573			2	0.40-0.52	26.0	0	达标
4#平台井场	125.03826	46.14554		1h	2	0.38-0.64	32.0	0	达标
卢家屯	125.02343	46.13524		1h	2	0.45-0.68	34.0	0	达标
卫 2-58-25 井场	124.96914	46.23761		1h	2	0.38-0.66	33.0	0	达标
西山屯	124.97437	46.23164		1h	2	0.40-0.67	33.5	0	达标
新立屯	124.97042	46.15481		1h	2	0.48-0.68	34.0	0	达标
梁大草房	124.97549	46.18398		1h	2	0.44-0.63	31.5	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，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

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），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		
	一级	二级 (√)	三级	一级	二级 (√)	三级
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。

一般情况下，地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的2倍。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于5个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层2-4个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于1个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于2个。

本工程根据井场的位置及开发区域特点，本项目共布设14个水质监测点和30个水位监测点。

4.2.2.1 地下水水位监测

(1) 监测点位

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），本次共监测区域内地下水水位监测点30个。

表 4.2-5 地下水水位监测点基本情况表

序号	监测点位	监测层位	坐标	水位
D1	建设村	潜水	46.23555, 125.06443	131.4
D2	计家店	潜水	46.18466, 125.05485	134.2
D3	西山屯	潜水	46.23039, 124.97332	129.8
D4	三广村	潜水	46.20987, 124.99212	125.4
D5	兴隆岭村	潜水	46.21952, 124.94801	130.8
D6	刘大草房	潜水	46.18691, 124.98998	131.4
D7	梁大草房	潜水	46.18415, 124.97948	129.7
D8	华君屯	潜水	46.14510, 125.06915	132.5
D9	姜家屯	潜水	46.14702, 125.05563	133.6
D10	曲家屯	承压水	46.13287, 125.05527	126.5
D11	袁家烧锅	潜水	46.23465, 124.99843	132.7
D12	龙家屯	潜水	46.11881, 125.0624	133.2
D13	龙四屯	承压水	46.11881, 125.06248	127.1
D14	西围子屯	潜水	46.11450, 125.04254	129.8
D15	楼上屯	承压水	46.11615, 125.02613	126.9
D16	宋国珍屯	潜水	46.09487, 125.03802	132.5
D17	大伙房	潜水	46.09965, 125.01195	133.0
D18	杨清和	潜水	46.10977, 124.99230	129.9
D19	新立屯	潜水	46.15481, 124.97042	131.7
D20	车家窝堡	潜水	46.13903, 124.95281	132.5
D21	小烧锅	潜水	46.13097, 124.96410	134.2

D22	长岗子村	潜水	46.18556, 124.86706	133.6
D23	石宝珍屯	潜水	46.16261, 125.00468	129.9
D24	前五家子	潜水	46.15949, 125.03741	132.5
D25	华君屯	承压水	46.14302, 125.06633	126.6
D26	永福村	承压水	46.11412, 125.00751	127.2
D27	建设村	承压水	46.23555, 125.06443	126.9
D28	石宝珍屯	承压水	46.16274, 125.00374	127.4
D29	兴隆岭村	承压水	46.21917, 124.94613	127.0
D30	西山屯	承压水	46.22974, 124.97186	126.8

4.2.2.2 地下水水质监测

(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（氮）、亚硝酸盐（氮）、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类共计 30 项。

(2) 监测布点

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次共布设 14 个水质监测点。地下水水质监测布点见附图 9。

地下水水质监测布点信息见表 4.2-6。

表 4.2-6 地下水水质现状监测布点信息表

序号	监测点位	监测层位	坐标	相对位置	井深	水井功能
D1	袁家烧锅(王家、潜水)	潜水	46.23465, 124.99843	卫 2-50-29 井场东北侧 2.29km	20	灌溉
D2	西山屯(孙家、潜水)	潜水	46.23068, 124.97511	卫 2-58-25 南侧 760m	25	灌溉
D3	三广村(马家、潜水)	潜水	46.21013, 124.99408	9#平台井场东南侧 1.58m	15	灌溉
D4	兴隆岭村(韩家、潜水)	潜水	46.21952, 124.94801	9#平台井场西北侧 1.63km	18	灌溉
D5	建设村(苏家、潜水)	潜水	46.23389, 125.06246	卫 1-44-5 井场东北侧 4.29km	30	灌溉
D6	袁家烧锅(张家、承压水)	承压水	46.23086, 125.06348	卫 2-50-29 井场东北侧 2.35km	75	饮用
D7	兴隆岭村(白家、承压水)	承压水	46.21679, 124.94587	9#平台井场西北侧 1.73km	80	灌溉

D8	华君屯(孙家、潜水)	潜水	46.14433, 125.06667	3#平台井场东北侧 1.95kkm	13	灌溉
D9	前五家子(胡家、潜水)	潜水	46.15860, 125.03493	5#平台井场西北侧 689m	15	灌溉
D10	曲家屯(王家、潜水)	潜水	46.13108, 125.05614	3#平台井场东南侧 870m	25	灌溉
D11	卢家屯(韩家、潜水)	潜水	46.13573, 125.02451	2#平台井场东北侧 900m	17	灌溉
D12	张家屯(吴家、潜水)	潜水	46.13745, 124.98769	卫 1-16-斜 1 井场西南侧 1.46km	22	灌溉
D13	华君屯(韩家、承压水)	承压水	46.14302, 125.06633	3#平台井场东北侧 2.03kkm	110	灌溉
D14	永福村(吴家、承压水)	承压水	46.11412, 125.00751	2#平台井场南侧 1.38km	80	灌溉

(3) 监测时间及频次

2022年2月26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 4.2-7。

表 4.2-7 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 AA320N	0.03mg/L
2	钠				0.010mg/L
3	钙				0.02mg/L
4	镁				0.002mg/L
5	CO ₃ ²⁻	地下水水质检验方法	DZ/T0064.49-93	滴定管	5mg/L
6	HCO ₃ ⁻	滴定法测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根			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官性状和物理指标(8.1 称量法)	GB/T5750.4-2006	精密电子天平 FA2004	4mg/L
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 4.2-8。

表 4.2-8 地下水水质现状监测结果

监测时间	2022.02.26							
监测项目	袁家烧锅(王家、潜水)	西山屯(孙家、潜水)	三广村(马家、潜水)	兴隆岭村(韩家、潜水)	建设村(苏家、潜水)	袁家烧锅(张家、承压水)	兴隆岭村(白家、承压水)	标准限值

K ⁺ (mg/L)	2.45	3.05	2.76	1.79	2.85	1.25	1.12	-
Na ⁺ (mg/L)	59.3	65.7	52.7	67.8	60.7	49.8	47.8	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	48.7	56.4	46.3	59.5	55.9	37.8	39.5	-
Mg ²⁺ (mg/L)	9.56	12.5	8.45	13.9	12.5	7.47	7.92	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	212	272	201	281	271	195	188	-
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0	0	0	0	0	0	0	-
Cl ⁻ (mg/L)	51.4	48.5	46.5	52.4	46.3	36.7	37.5	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	46.3	39.7	37.8	46.7	37.8	23.3	24.2	≤250
pH (无量纲)	7.9	7.7	7.9	7.8	7.8	7.5	7.6	6.5~ 8.5
总硬度 (mg/L)	162	193	151	207	192	126	132	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	511	594	471	626	583	414	412	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.3	2.1	2.3	2.0	1.9	1.6	1.7	≤3.0
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.612	0.572	0.525	0.596	0.537	0.464	0.472	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	1.98	2.56	2.75	3.05	2.56	1.47	1.45	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.242	0.301	0.198	0.242	0.231	0.157	0.162	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.27	0.28	0.29	0.27	0.28	0.22	0.23	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.12	0.13	0.07	0.11	0.12	0.03	0.04	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05

总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	13	12	10	11	12	6	7	≤100
监测项目	华君屯 (孙家、 潜水)	前五家 子(胡 家、潜 水)	曲家屯 (王家、 潜水)	卢家屯 (韩家、 潜水)	张家屯 (吴家、 潜水)	华君屯 (韩家、 承压水)	永福村 (吴家、 承压水)	标准 限值
K ⁺ (mg/L)	2.36	2.76	2.96	2.31	3.05	1.18	1.39	-
Na ⁺ (mg/L)	56.3	63.5	59.5	63.5	58.4	44.7	49.5	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	49.5	53.7	49.8	51.7	50.5	36.5	38.7	-
Mg ²⁺ (mg/L)	9.25	10.9	9.56	10.2	9.45	7.27	8.11	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	193	254	214	231	231	185	192	-
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0	0	0	0	0	0	0	-
Cl ⁻ (mg/L)	42.7	46.7	51.3	50.5	43.7	31.5	37.5	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	36.8	39.5	46.5	47.2	38.5	23.3	28.7	≤250
pH (无量纲)	7.8	7.9	7.7	7.7	7.8	7.5	7.6	6.5~ 8.5
总硬度 (mg/L)	162	180	164	172	166	122	131	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	471	561	516	542	517	390	421	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.3	2.2	2.0	2.3	2.1	1.8	1.7	≤3.0
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.583	0.511	0.595	0.601	0.531	0.434	0.457	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	2.39	2.84	2.56	2.12	3.05	1.61	1.49	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.282	0.237	0.269	0.212	0.275	0.157	0.162	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01

铅 (mg/L)	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.28	0.27	0.29	0.26	0.28	0.23	0.25	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.13	0.12	0.11	0.11	0.13	0.04	0.03	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100m L)	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	12	13	11	12	10	7	8	≤100

4.2.2.3 地下水水质现状评价

(1) 评价标准

采用《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III 类标准,石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)表 1 中 III 类标准限值要求,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≤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 4.2-9。

表 4.2-9 地下水单因子标准指数计算结果

监测时间	2022.02.26						
	袁家烧锅 (王家、潜水)	西山屯 (孙家、潜水)	三广村 (马家、潜水)	兴隆岭村 (韩家、潜水)	建设村 (苏家、潜水)	袁家烧锅 (张家、承压水)	兴隆岭村 (白家、承压水)
Na ⁺	0.297	0.329	0.264	0.339	0.304	0.249	0.239
Cl ⁻	0.207	0.194	0.186	0.210	0.185	0.147	0.150
SO ₄ ²⁻	0.185	0.159	0.151	0.187	0.151	0.093	0.097
pH	0.929	0.906	0.929	0.918	0.918	0.882	0.894
总硬度	0.360	0.429	0.336	0.460	0.427	0.280	0.293
溶解性总固体	0.511	0.594	0.471	0.626	0.583	0.414	0.412
耗氧量	0.767	0.700	0.767	0.667	0.633	0.533	0.567
挥发酚	/	/	/	/	/	/	/
氰化物	/	/	/	/	/	/	/
氟化物	0.612	0.572	0.525	0.596	0.537	0.464	0.472
硝酸盐	0.099	0.128	0.138	0.153	0.128	0.074	0.073
亚硝酸盐	/	/	/	/	/	/	/
氨氮	0.484	0.602	0.396	0.484	0.462	0.314	0.324
六价铬	/	/	/	/	/	/	/
砷	/	/	/	/	/	/	/
铅	/	/	/	/	/	/	/
铁	0.900	0.933	0.967	0.900	0.933	0.733	0.767
汞	/	/	/	/	/	/	/
锰	1.2	1.3	0.7	1.1	1.2	0.3	0.4
镉	/	/	/	/	/	/	/
石油类	/	/	/	/	/	/	/

总大肠菌群	/	/	/	/	/	/	/
菌落总数	0.13	0.12	0.10	0.11	0.12	0.06	0.07
监测项目	华君屯(孙家、潜水)	前五家子(胡家、潜水)	曲家屯(王家、潜水)	卢家屯(韩家、潜水)	张家屯(吴家、潜水)	华君屯(韩家、承压水)	永福村(吴家、承压水)
Na ⁺	0.282	0.318	0.298	0.318	0.292	0.224	0.248
Cl ⁻	0.171	0.187	0.205	0.202	0.175	0.126	0.150
SO ₄ ²⁻	0.147	0.158	0.186	0.189	0.154	0.093	0.115
pH	0.918	0.929	0.906	0.906	0.918	0.882	0.894
总硬度	0.360	0.400	0.364	0.382	0.369	0.271	0.291
溶解性总固体	0.471	0.561	0.516	0.542	0.517	0.390	0.421
耗氧量	0.767	0.733	0.667	0.767	0.700	0.600	0.567
挥发酚	/	/	/	/	/	/	/
氰化物	/	/	/	/	/	/	/
氟化物	0.583	0.511	0.595	0.601	0.531	0.434	0.457
硝酸盐	0.120	0.142	0.128	0.106	0.153	0.081	0.075
亚硝酸盐	/	/	/	/	/	/	/
氨氮	0.564	0.474	0.538	0.424	0.550	0.314	0.324
六价铬	/	/	/	/	/	/	/
砷	/	/	/	/	/	/	/
铅	/	/	/	/	/	/	/
铁	0.933	0.900	0.967	0.867	0.933	0.767	0.833
汞	/	/	/	/	/	/	/
锰	1.3	1.2	1.1	1.1	1.3	0.4	0.6
镉	/	/	/	/	/	/	/
石油类	/	/	/	/	/	/	/
总大肠菌群	/	/	/	/	/	/	/
菌落总数	0.12	0.13	0.11	0.12	0.10	0.07	0.08

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。

4.2.2.4 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4.2-10。

表 4.2-10 舒卡列夫分类表

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

按矿化度又分为4组:A组矿化度 $< 1.5\text{g/L}$,B组 $1.5\sim 10\text{g/L}$,C组 $10\sim 40\text{g/L}$,D组 $> 40\text{g/L}$ 。命名时在数字与字母间加连接号,如1-A型:指的是 $\text{M}< 1.5\text{g/L}$,阴离子只有 $\text{HCO}_3^-> 25\%\text{Meq}$,阳离子只有Ca大于 $25\%\text{Meq}$ 。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 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 HCO_3^- 、 CO_3^{2-} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ 、 K^+ 浓度均值,进而计算各离子 Meq (毫克当量)百分数及监测点位矿化度,从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类,工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表4.2-11,工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表4.2-12。

表 4.2-11 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	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百分 比(%)	离子毫克当量 合计(mg/L)	相对误 差%	矿化度
袁家烧锅(王家、潜水)	K^+	0.063	1.070	5.873	0.30	0.43
	Na^+	2.578	43.902			
	Ca^{2+}	2.435	41.463			
	Mg^{2+}	0.797	13.565			
	HCO_3^-	-3.475	58.820	-5.909		
	CO_3^{2-}	0.000	0.000			
	Cl^-	-1.469	24.855			

	SO ₄ ²⁻	-0.965	16.325			
西山屯(孙家、 潜水)	K ⁺	0.078	1.151	6.796	0.92	0.50
	Na ⁺	2.857	42.030			
	Ca ²⁺	2.820	41.493			
	Mg ²⁺	1.042	15.327			
	HCO ₃ ⁻	-4.459	66.834	-6.672		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.386	20.770			
	SO ₄ ²⁻	-0.827	12.397			
三广村(马家、 潜水)	K ⁺	0.071	1.315	5.381	0.28	0.40
	Na ⁺	2.291	42.579			
	Ca ²⁺	2.315	43.020			
	Mg ²⁺	0.704	13.086			
	HCO ₃ ⁻	-3.295	60.894	-5.411		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.329	24.552			
	SO ₄ ²⁻	-0.788	14.553			
兴隆岭村(韩 家、潜水)	K ⁺	0.046	0.644	7.127	0.36	0.52
	Na ⁺	2.948	41.361			
	Ca ²⁺	2.975	41.742			
	Mg ²⁺	1.158	16.253			
	HCO ₃ ⁻	-4.607	65.095	-7.077		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.497	21.156			
	SO ₄ ²⁻	-0.973	13.748			
建设村(苏家、 潜水)	K ⁺	0.073	1.116	6.549	0.03	0.49
	Na ⁺	2.639	40.299			
	Ca ²⁺	2.795	42.679			
	Mg ²⁺	1.042	15.906			
	HCO ₃ ⁻	-4.443	67.795	-6.553		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.323	20.187			
	SO ₄ ²⁻	-0.788	12.017			
华君屯(孙家、 潜水)	K ⁺	0.061	1.052	5.754	5.53	0.39
	Na ⁺	2.448	42.5			
	Ca ²⁺	2.475	43.012			
	Mg ²⁺	0.771	13.396			
	HCO ₃ ⁻	-3.164	61.428	-5.151		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.220	23.687			

	SO ₄ ²⁻	-0.767	14.885			
前五家子(胡家、潜水)	K ⁺	0.071	1.101	6.42	0.81	0.47
	Na ⁺	2.761	42.971			
	Ca ²⁺	2.685	41.790			
	Mg ²⁺	0.908	14.138			
	HCO ₃ ⁻	-4.164	65.873	-6.321		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.334	21.108			
	SO ₄ ²⁻	-0.823	13.018			
曲家屯(王家、潜水)	K ⁺	0.076	1.276	5.950	0.06	0.43
	Na ⁺	2.587	43.482			
	Ca ²⁺	2.490	41.852			
	Mg ²⁺	0.797	13.390			
	HCO ₃ ⁻	-3.508	59.034	-5.943		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.466	24.664			
	SO ₄ ²⁻	-0.969	16.302			
卢家屯(韩家、潜水)	K ⁺	0.059	0.947	6.255	0.34	0.46
	Na ⁺	2.761	44.138			
	Ca ²⁺	2.585	41.326			
	Mg ²⁺	0.850	13.589			
	HCO ₃ ⁻	-3.787	60.950	-6.213		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.443	23.223			
	SO ₄ ²⁻	-0.983	15.827			
张家屯(吴家、潜水)	K ⁺	0.078	1.319	5.930	0.78	0.43
	Na ⁺	2.539	42.820			
	Ca ²⁺	2.525	42.581			
	Mg ²⁺	0.788	13.280			
	HCO ₃ ⁻	-3.787	64.871	-5.838		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.249	21.389			
	SO ₄ ²⁻	-0.802	13.740			

表 4.2-12 承压水水质八大离子浓度评价结果

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百分比 (%)	离子毫克当量合计 (mg/L)	相对误差%	矿化度
袁家烧锅(张家、承压水)	K ⁺	0.032	0.681	4.710	0.22	0.35
	Na ⁺	2.165	45.973			
	Ca ²⁺	1.890	40.129			
	Mg ²⁺	0.623	13.217			

	HCO ₃ ⁻	-3.197	67.574	-4.731		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.049	22.165			
	SO ₄ ²⁻	-0.485	10.261			
兴隆岭村（白家、承压水）	K ⁺	0.029	0.606	4.742	0.90	0.35
	Na ⁺	2.078	43.827			
	Ca ²⁺	1.975	41.649			
	Mg ²⁺	0.660	13.918			
	HCO ₃ ⁻	-3.082	66.171	-4.658		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.071	23.004			
	SO ₄ ²⁻	-0.504	10.825			
华君屯(韩家、承压水)	K ⁺	0.030	0.687	4.405	0.15	0.33
	Na ⁺	1.943	44.124			
	Ca ²⁺	1.825	41.434			
	Mg ²⁺	0.606	13.755			
	HCO ₃ ⁻	-3.033	68.643	-4.418		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-0.900	20.370			
	SO ₄ ²⁻	-0.485	10.987			
永福村（吴家、承压水）	K ⁺	0.036	0.743	4.799	0.19	0.36
	Na ⁺	2.152	44.850			
	Ca ²⁺	1.935	40.324			
	Mg ²⁺	0.676	14.084			
	HCO ₃ ⁻	-3.148	65.344	-4.817		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.071	22.243			
	SO ₄ ²⁻	-0.598	12.413			

通过对区域内地下水八大离子监测结果可知，本项目所在区域潜水地下水化学类型为 HCO₃-Na+Ca，4-A 型淡水型类型，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。

4.2.2.5 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 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。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 $HCO_3^- - Na+Ca$ 淡水。

4.2.2.6 包气带污染现状调查

项目区内包气带均为第四系松散堆积层，堆积厚度大，分布范围广。按地貌成因形态类型主要为冲积低平原沉积地层。根据项目区潜水地下水埋深特征，包气带厚度 2.4~3.6m。

(1) 包气带现状分布特征

第四系包气带地层特征：

粉质粘土：黄褐色-褐黄色，可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度 3.60-4.50m。

粉细砂：黄色，稍密，饱和，颗粒均一，级配差，主要矿物成份由石英、长石组成，含少量暗色矿物。土层分布不连续，地层厚度 2.10-2.40m。

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

(2) 包气带污染现状监测

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，根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场。

①监测点位

本项目布设 8 个包气带监测点，每个点在 0-20cm 深度取 1 个样，在 20-40cm 深度取 1 个样。包气带现状调查见表 4.3-13。

表 4.3-13 包气带监测点

序号	监测点	采样深度	备注
1	已建 W1-11-X8 井场内	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (46.23551, 124.97422)
2	已建 W1-11-X8 井场西侧 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点 (46.23559, 124.97786)

3	卫 1 转油站	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (46.21886, 125.03435)
4	卫 1 转油站南侧 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点 (46.21868, 125.02786)
5	卫 2 转油站	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (46.19247, 125.00444)
6	卫 2 转油站北侧 200m 草地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点 (46.19065, 125.00464)
7	卫一联合站	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (46.17440, 124.93292)
8	卫一联合站南侧 200m 草地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点 (46.17444, 124.93750)

②监测因子

pH、汞、砷、铅、总铬、石油类、挥发酚，共 7 项指标。

③监测时间

2022 年 2 月 26 日。

④监测结果

表 4.3-14 包气带现状调查结果 单位: mg/L (pH 无量纲)

监测时间	2022.02.26			
监测项目	已建 W1-11-X8 井场内		已建 W1-11-X8 井场西侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.3	8.2	7.8	7.7
铅	6.1	5.8	5.9	5.6
总铬	0.19	0.18	0.16	0.15
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.18	0.17	0.16	0.13
挥发酚	0.0032	0.0028	0.0019	0.0017
监测项目	卫 1 转油站		卫 1 转油站南侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.4	8.3	7.8	7.7
铅	5.7	5.2	5.4	5.1
总铬	0.16	0.17	0.13	0.14
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.16	0.13	0.14	0.10
挥发酚	0.0028	0.0027	0.0019	0.0017

监测项目	卫 2 转油站		卫 2 转油站北侧 200m 草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.2	8.1	7.9	7.7
铅	5.8	5.4	5.5	5.2
总铬	0.17	0.14	0.15	0.13
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.17	0.16	0.13	0.12
挥发酚	0.0026	0.0021	0.0016	0.0015
监测项目	卫一联合站		卫一联合站南侧 200m 草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.2	8.1	7.8	7.9
铅	5.4	5.2	5.3	5.1
总铬	0.18	0.15	0.16	0.13
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.17	0.15	0.16	0.11
挥发酚	0.0025	0.0023	0.0019	0.0018

注：实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”。
 计量单位：pH 无量纲，铅、汞和砷 $\mu\text{g/L}$ ，总铬和石油类、挥发酚为 mg/L 。

从调查结果可知，评价区域内包气带中汞、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，可不开展区域污染源调查。距项目开发区域较近的地表水体为计家店泡，水体功能为农用灌溉，本次工程引用《卫星油田油藏规划钻井工程项目环境影响报告书》中大庆中环评价检测有限公司于 2021 年 10 月 11 日、2021 年 10 月 12 日对计家店泡环境质量现状的监测数据，了解该水体水质现状。

4.2.3.1 监测点位

本次评价布设 2 个地表水断面监测点，监测点布设情况见表 4.2-15 和附图 9。

表 4.2-15 监测点布设情况

序号	监测点	与本项目位置关系	坐标
----	-----	----------	----

1	计家店泡泡边	5#平台井场西侧 1.49km	46.17514, 125.04338
2	计家店泡泡中		46.17448, 125.05428

4.2.3.2 监测因子

pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、石油类、BOD₅、总磷、总氮。

4.2.3.3 监测频率

连续取样 2 天，每天一次。

4.2.3.4 监测结果

查干户西泡水环境质量现状监测数据见表 4.2-16。

表 4.2-16 地表水监测数据表 单位: mg/L

采样地点	监测时间	pH	COD	高锰酸盐指数	氨氮	石油类	BOD ₅	总磷	总氮
计家店泡泡边	2021.10.11	7.9	89	3.6	0.571	0.01L	9.6	0.08	1.63
	2021.10.12	8.0	91	3.4	0.571	0.01L	9.7	0.07	1.66
计家店泡泡中	2021.10.11	7.8	80	3.2	0.542	0.01L	8.4	0.05	1.57
	2021.10.12	7.9	83	3.3	0.547	0.01L	8.8	0.06	1.59
标准		6-9	40	15	2.0	1.0	10	0.2	20

4.2.3.5 地表水环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用水质指数法进行水质评价，公式如下：

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

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

C_{i,j}——评价因子 i 在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

C_{s,i}——评价因子 i 的水质评价标准限值，mg/L。

溶解氧（DO）的标准指数评价公示如下：

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

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

式中：S_{DO,j}——溶解氧的标准指数，大于 1 表明该水质因子超标；

DO_j——溶解氧在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

DO_s——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

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

S——实用盐度符号，量纲为 1；

T——水温，℃。

pH 值指数计算公式如下：

当 $pH_j \leq 7.0$ 时

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

当 $pH_j > 7.0$ 时

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

式中： $S_{pH,j}$ ——pH 值的单项指数；

pH_j ——j 点 pH 值监测值；

pH_{su} ——水质标准中 pH 值上限；

pH_{sd} ——水质标准中 pH 值下限。

(2) 执行标准

属于“导则 5.2.2.2 章节中”对间接排放建设项目，评价等级为三级 B，本项目开发区域内地表水体为计家店泡，主要功能为汇集雨水。无关于计家店泡功能区划，参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 V 类标准限值要求。

(3) 评价结果

地表水评价结果详见表 4.3-17。

表 4.3-17 地表水环境质量评价结果统计一览表

采样地点	监测时间	pH	COD	高锰酸盐指数	氨氮	石油类	BOD ₅	总磷	总氮
计家店泡 泡边	2021.10.11	0.878	2.225	0.24	0.286	/	0.96	0.08	0.0815
	2021.10.12	0.889	2.275	0.227	0.286	/	0.97	0.07	0.083
计家店泡 泡中	2021.10.11	0.867	2	0.213	0.271	/	0.84	0.05	0.079
	2021.10.12	0.878	2.075	0.22	0.274	/	0.88	0.06	0.080

由评价结果可知，监测时段除计家店泡地表水体水质 COD 超标外，其余监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 V 类标准限值要求。计家店泡 COD 超标主要是因为附近乡镇生活污水排入，以及周边农业活动造成面源污染并随雨水汇入导致。

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

根据本项目钻井井场周边敏感点分布情况，在项目区域布设 1 个监测点，监测点布设见表 4.2-18，具体监测点位见附图 9。

表 4.2-18 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系
1	1#平台井场	46.12696, 125.02509	本项目基建井场
2	4#平台井场	46.14554, 125.03826	本项目基建井场
3	卫 2-58-25 井场	46.23761, 124.96914	本项目基建井场
4	史家屯	46.13573, 125.02451	4#平台井场西侧 35m
5	卢家屯	46.13524, 125.02343	2#平台井场东北侧 850m
6	西山屯	46.23164, 124.97437	卫 2-58-25 南侧 725m
7	新立屯	46.15481, 124.97042	11#平台井场东南侧 1.52km

(2) 监测时间及频次

监测时间：2022 年 2 月 26 日~2022 年 2 月 27 日。

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 4.2-19；

表 4.2-19 声环境现状监测结果表 单位：dB (A)

监测点位	2022.02.26		2022.02.27	
	昼间 (08:00~08:20)	夜间 (22:00~22:20)	昼间 (08:00~08:20)	夜间 (22:00~22:20)
1#平台井场	44.3	43.5	44.7	43.6
4#平台井场	45.5	44.6	45.7	44.9
卫 2-58-25 井场	42.5	41.5	42.2	41.9
史家屯	44.6	43.9	44.7	43.8
卢家屯	42.7	41.5	42.9	41.7
西山屯	43.5	42.7	43.5	42.7
新立屯	45.2	44.2	45.9	44.7

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，史家屯、卢家屯、西山屯、新立屯声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准。1#平台井场、4#平台井场、卫 2-58-25 井场声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

（2）评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

（3）评价结论

由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，1#平台井场、4#平台井场、卫 2-58-25 井场声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准；史家屯、卢家屯、西山屯、新立屯声环境满足《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

在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，主要包括土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度、植被、地下水位埋深、地下水溶解性总固体等，具体土壤理化特性调查见表 4.2-20，土体构型见表 4.2-21。

表 4.2-20 土壤理化特性调查表

时间		2022.02.26		
点号		1#平台井场永久占地内		
经纬度		46.12710, 125.02505		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	褐色	褐色	褐色
	结构	块状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	8.12	7.95	8.03
	阳离子交换量(cmol+/kg)	12.2	13.3	11.7
	氧化还原电位 (mv)	187	214	196
	饱和导水率(mmm/min)	1.146	1.123	1.114
	土壤容重 (g/cm ³)	1.42	1.39	1.45

	孔隙度(%)	46.4	47.5	45.3
	点号	史家屯土壤	1# 平台井场南侧 200m 处耕地	9#平台井场西侧 230m 处草地地
	经纬度	46.14456, 125.03776	46.12524, 125.02592	46.21761, 124.96817
	层次	0-20cm	0-20cm	0-20cm
现场记录	颜色	褐色	褐色	褐色
	结构	块状	块状	块状
	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	植物根系	植物根系
实验室测定	pH 值	7.75	7.72	7.80
	阳离子交换量(cmol+/kg)	12.2	11.7	13.5
	氧化还原电位 (mv)	204	198	211
	饱和导水率(mmm/min)	0.975	1.077	1.016
	土壤容重 (g/cm ³)	1.31	1.37	1.34
	孔隙度(%)	50.6	48.3	49.4

表 4.2-21 土壤剖面调查表

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
1#平台 井场永久占地 内			0-0.5m 块状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土 
史家屯 土壤		/	0-0.2m 块状结构 壤土 

注：应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。

根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
1#平台 井场南 侧 200m 处耕地		/	0-0.2m 块状结构 壤土
			
9#平台 井场西 侧 230m 处草地		/	0-0.2m 块状结构 壤土
			

注：应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。

根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。

4.2.5.2 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 5 个表层样点，土壤现状监测点位详见表 4.2-22，监测点位置见附图 9。

表 4.2-22 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	执行标准	备注
S1	1#平台井场永久占地内	46.12696, 125.02509	《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	4#平台井场永久占地内	46.14554, 125.03826		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S3	卫 2-50-29 单井井场永久占地内	46.22295, 124.97404		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S4	9#平台井场永久占地内	46.21561, 124.97051		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S5	11#平台井场永久占地内	46.16281, 124.95148		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S6	3#平台井场永久占地内	46.13384, 125.04366		采取表层样，在 0~0.2m 取样
S7	卫 1-44-5 井场永久占地内	46.20474, 125.02122		采取表层样，在 0~0.2m 取样
S8	史家屯土壤	46.14456, 125.03776	《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
S9	1#平台井场南侧 200m 处耕地	46.12517, 125.02516	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618—2018）中的筛选值	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S10	4#平台井场东侧 500m 处耕地	46.14571, 125.04475		采取表层样，在 0~0.2m 取样
S11	9#平台井场西侧 230m 处草地	46.21554, 124.96752		采取表层样，在 0~0.2m 取样
S12	11#平台井场西侧 400m 处草地	46.16285, 124.94629		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#~S12#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

2022 年 2 月 26 日。

(4) 监测频次

2022 年 2 月 26 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 4.2-23 和表 4.2-24，农用地土壤监测结果见表 4.2-25。

表 4.2-23 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	8.12	7.95	8.03	7.85	7.93	8.02
2	镉 (Cd)	0.07	0.11	0.09	0.08	0.10	0.07
3	汞 (Hg)	0.018	0.020	0.015	0.016	0.021	0.014
4	砷 (As)	3.38	3.25	3.31	3.27	3.32	3.25
5	铅 (Pb)	21	19	18	20	17	21
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)	17	15	14	15	18	16
8	镍 (Ni)	23	24	21	20	22	19
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	7.75	7.96	7.85	8.23	7.99	8.14
2	镉 (Cd)	0.06	0.09	0.08	0.07	0.11	0.10
3	汞 (Hg)	0.013	0.020	0.018	0.015	0.018	0.014
4	砷 (As)	3.24	3.36	3.27	3.20	3.35	3.24
5	铅 (Pb)	14	19	17	15	20	18
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)	11	17	14	15	12	16
8	镍 (Ni)	18	24	21	19	22	20
9	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序	监测项目	监测点位					

号		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	7.85	8.02	7.96	8.05	7.84	7.75
2	镉 (Cd)	0.09	0.10	0.08	0.08	0.11	0.06
3	汞 (Hg)	0.016	0.019	0.015	0.015	0.013	0.012
4	砷 (As)	3.34	3.27	3.35	3.29	3.26	3.30
5	铅 (Pb)	16	21	19	19	17	14
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)	15	18	17	12	15	11
8	镍 (Ni)	24	20	23	23	24	18
9	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

表 4.2-24 建设用地柱状及表层土壤监测实测值 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	萘	未检出

表 4.2-25 农用地土壤监测实测值 单位: mg/kg (pH 除外)

监测时间	2022.02.26			
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)	S12# (0m-0.2m)

pH	7.72	7.68	7.80	7.96
镉 (Cd)	0.06	0.08	0.07	0.09
汞 (Hg)	0.016	0.012	0.015	0.016
砷 (As)	3.24	3.26	3.31	3.29
铅 (Pb)	15	18	17	18
铬 (Cr)	46	51	45	50
铜 (Cu)	14	17	16	18
镍 (Ni)	24	21	18	20
锌 (Zn)	54	49	51	48
石油烃	未检出	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≤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）中第二类用地石油烃筛选值标准；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#~12#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 4.2-26 和表 4.2-27。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.2-28。

表 4.2-26 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	pH	/	/	/	/	/	/
2	镉 (Cd)	0.001	0.002	0.001	0.001	0.002	0.001
3	汞 (Hg)	0.0005	0.0005	0.0004	0.0004	0.0006	0.0004
4	砷 (As)	0.056	0.054	0.055	0.055	0.055	0.054
5	铅 (Pb)	0.026	0.024	0.023	0.025	0.021	0.026
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)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
8	镍 (Ni)	0.026	0.027	0.023	0.022	0.024	0.021
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	/	/	/	/	/	/
2	镉 (Cd)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002	0.002
3	汞 (Hg)	0.0003	0.0005	0.0005	0.0004	0.0005	0.0004
4	砷 (As)	0.054	0.056	0.055	0.053	0.056	0.054
5	铅 (Pb)	0.018	0.024	0.021	0.019	0.025	0.023
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)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
8	镍 (Ni)	0.020	0.027	0.023	0.021	0.024	0.022
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	/	/	/	/	/	/
2	镉 (Cd)	0.001	0.002	0.001	0.001	0.002	0.001
3	汞 (Hg)	0.0004	0.0005	0.0004	0.0004	0.0003	0.0003
4	砷 (As)	0.056	0.055	0.056	0.055	0.054	0.055
5	铅 (Pb)	0.020	0.026	0.024	0.024	0.021	0.018
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)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
8	镍 (Ni)	0.027	0.022	0.026	0.026	0.027	0.020
9	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

表 4.2-27 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#~S8#点			S1#~S8#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	间二甲苯+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	1,1,1,2-四氯乙烷	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	萘	未检出

表 4.2-28 农用地土壤环境质量现状评价结果

监测项目	评价结果			
	S9# (0m-0.2m)	S10# (0m-0.2m)	S11# (0m-0.2m)	S12# (0m-0.2m)
镉 (Cd)	0.100	0.133	0.117	0.150
汞 (Hg)	0.005	0.004	0.004	0.005
砷 (As)	0.130	0.130	0.132	0.132
铅 (Pb)	0.088	0.106	0.100	0.106
铬 (Cr)	0.184	0.204	0.180	0.200
铜 (Cu)	0.140	0.170	0.160	0.180
镍 (Ni)	0.126	0.111	0.095	0.105
锌(Zn)	0.180	0.163	0.170	0.160
石油烃	未检出	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）中第二类用地石油烃筛选值标准；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）中第一类用地石油烃筛选值标准；评价范围内草地、林地、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 生态环境现状评价

4.2.6.1 土地利用现状

本次评价的范围内以耕地和草地为主。由于本项目所在区域为已开发区，人类活动频繁，野生动物较少，不存在珍稀濒危野生动物。

土地利用规划图见附图 14。

4.2.6.2 植物区系特征

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

4.2.6.3 主要植被类型

评价区域内植被类型以草甸、农田为主。

(1) 草甸植被

评价区域内草甸主要包括草甸草原植被和盐生草甸植被。

①草甸草原植被

羊草草甸草原(*Form. Leymus chinensis*)。羊草草甸草原是欧亚大陆草原区东部一种特有和优势的草原类型，也是本市主要的草甸草原类型。由于羊草具有强烈的根茎繁殖能力，排挤其它植物侵入，故种类组成比较单纯，在群落中羊草占绝对优势，是稳定

的建群成分。但由于小生境，尤其是土壤类型和土壤盐碱含量的变化，群落组成结构有明显差异，可以区分若干群丛。如羊草-野古草群丛 (*Leymus chinensis-Spodopogon sibiricus*)、羊草-箭头唐松草群丛 (*Leymus chinensis-Thalictretum 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-Chloris 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泊周围，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 sieversianavar. suaedaefolia*)、碱蒿 (*Artemisia anethifolia*)，以及常混有少量一年生的碱蓬 (*Suaeda glauca*) 和角碱蓬 (*S. corniculata*) 等。

马蔺草甸 (*Form. Iris ensata*)。主要分布在严重退化草地的碱斑周围。组成以马蔺为优势，伴生种随着小生境土壤的盐分、湿润度的不同而有变化，主要有无脉苔草 (*Carex enervis*)、走茎苔草 (*C. reptabunda*)、寸草、羊草、赖草及芨芨草 (*Achnatherum splendens*)，其次间或混有少量的各类杂类草。

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

角碱蓬草甸 (*Form. Suaedetum corniculatae*)。角碱蓬的生境与碱蓬相似，常与其

形成复合分布，也包括原生和次生群落，种类组成较单纯，角碱蓬占绝对优势。

(2) 农田植被

评价区属于松嫩平原区，粮食耕作历史悠久，栽培植被是最重要的植被类型，但是目前由于旱涝、盐碱、风沙等因素，区域内的农田多属于中、低产农田。粮食作物主要为玉米，经济作物以花生为主。

本次生态评价范围内为耕地（基本农田和非基本农田）、牧草地，由于工程所在区域为已开发区域，人类活动频繁，野生动物较少。评价区土地利用类型主要为耕地（基本农田和非基本农田）、牧草地等。

4.2.6.4 野生动物现状调查与分析

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

4.2.6.5 植物群落

项目所在地区草地土壤为含盐量很高的苏打碱化草甸盐土，主要生长一些盐生植物群落，如碱蓬、星星草、碱蒿等群落。由于气候干旱及油田开发影响，油田道路和管线的建设改变了原来的地貌，地表高低不平，原生植被受到一定的影响，道路两侧季节性低洼积水处长有盖度较高的芦苇群落。

4.2.6.6 生态环境质量现状分析

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、农田生态系统

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

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

2、草原生态系统

区内羊草—杂类草草原由于气候和人为等原因，破坏比较严重，盐碱化程度较高，虽然近年进行了生态恢复治理，使已退化的草地植被逐渐有所恢复，但与六、七十年代相比其草原质量也仅是原来的 50-60%。整个草地盖度在 40-60%左右，平均株高 44-55cm。杂类草较多，优质牧草比例较低，除羊草外还大量生长着虎耳草、拂子茅、针茅、糙隐子草、飞燕草、角蒿、碱篷、碱蒿等。据样方调查，草地生物量为 0.65-0.85 t/hm²（地面以上部分的风干重），平均在 0.75t/hm²左右。

3、低洼草地

本工程基建油水井部分位于低洼草地内，本项目评价区域位于油田已开发区域，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。占用低草地改变原有状态，但本工程永久占地量较小，对生态环境影响较小。

4、农田防护林体系

人工防护林是本区耕地生态系统的重要组成部分。本区的耕地防护林属于“三北”防护林体系，经过多年建设，在评价区内已经形成林网体系。耕地防护林树种均为杨树，已有 30 几年的树龄，胸径 20~30cm，树高 10~15m，多为成树林和近熟林。区内无天然林分布。耕地防护林对于防风、改善耕地小气候等发挥着重要的生态功能。

5、一般湿地。

本项目主要涉及一般湿地为三广村湿地、车家窝堡北 1 湿地。

表 4.2-29 本项目占用湿地情况统计表

湿地斑块名称	湿地类型	保护级别	面积 (hm ²)	与项目位置关系
三广村湿地	沼泽化草甸	一般	1307.83	卫 1-44-5 井场南侧 1.30km
车家窝堡北 1 湿地	沼泽化草甸	一般	959.37	12#平台井场、13#平台井场 占用

4.2.6.7 生态环境现状评价结论

本项目区块位于绥化市安达市，评价范围内生态系统类型包括草地生态系统和农田生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以荒草地和耕地为主，工程所在区域内主要

土壤类型以黑钙土、草甸土、盐碱土为主，评价区域内土壤中油田开发特征污染物石油烃及其它污染因子的监测值均满足相关标准限值要求，区域土壤未受到现有油田开发的污染影响。工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少。项目区域生态环境总体质量较好。

4.3 区域污染源调查

本工程为石油开采项目，经现场调查，区域内污染源主要为油田场站及井场，场站主要包括卫1转油站、卫2转油站、卫一联合站等，污染物主要为油田场站及区块内已建油井产生的废气、废水、噪声、固废等污染物。

4.3.1 大气污染源调查

(1) 工业废气

主要包括各场站的加热炉烟气、场站及井场原油集输产生的工艺废气。产生的废气污染物主要包括SO₂、NO_x、颗粒物、非甲烷总烃等。

本项目位于卫251区块、卫1-18-13区块、卫19区块以及零散区块四个开发区块，区域内排放的非甲烷总烃主要为区域内井场、集输管线及场站在运行过程中无组织挥发的非甲烷总烃，根据建设单位提供资料，卫251区块目前产油约 1.4×10^4 t/a，卫1-18-13区块目前产油约 0.8×10^4 t/a，卫19区块目前产油约 1.6×10^4 t/a，零散区块目前产油约 3.07×10^4 t/a，合计约 6.87×10^4 t/a。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，则现有区域非甲烷总烃挥发量为 97.38t/a 。

区域内锅炉废气主要来自区域内卫1转油站、卫2转油站、卫一联合站加热炉排放的烟气。根据现有工程污染物排放情况调查，区块内锅炉废气颗粒物排放量为 1.626t/a ，NO_x排放量为 12.519t/a ，SO₂排放量为 3.498t/a 。

(2) 汽车尾气

由于项目的开发建设导致区内车辆、交通量增加，导致排放尾气增多，主要特征污染物为CO、NO_x和碳氢化合物，属于流动源。

4.3.2 废水污染源调查

(1) 生活污水污染源

区域生活污水污染源主要来源于场站办公设施，其污染物主要为COD、BOD₅、SS、

NH₃-N等，区域场站内的生活污水排入已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥。

(2) 工业污水污染源

工业废水污染源主要为油田采出水、油水井作业污水、洗井污水，废水污染物为pH、SS、石油类等。

现有区块产能 $6.87 \times 10^4 \text{t/a}$ ，综合含水81.85%，则现有区块油田采出水量为 $5.62 \times 10^4 \text{t/a}$ ，现有区块油田采出水、油水井作业污水、洗井污水均由卫一联合站含油污水深度处理站处理达标后回注油层。

4.3.3 噪声污染源调查

工业区工业噪声源主要分为2类，分别如下：

第一类是工业企业噪声：主要为泵类、风机类、抽油机井等设备噪声，声级值65~95dB(A)，主要噪声源为卫1转油站、卫2转油站、卫一联合站、卫一联注水站、抽油机井等；

第二类是交通噪声：主要是井排路、通井路的运输车辆产生的噪声，声级值75-80dB(A)。

4.3.4 固体废物污染源调查

根据现状调查分析，现有工程区块内油井在进行作业过程中产生的含油污泥量约2.061t/a，含油污泥委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路。

工程依托场站共产生生活垃圾约18t/a，送当地生活垃圾填埋场处理。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

5.1.1 施工期

施工期废气主要来源于井场地面设施、管线开挖、道路建设等过程的施工扬尘及各种车辆排放的尾气等，废气中主要污染物为非甲烷总烃、NO_x、SO₂、TSP 和 CO 等。

(1) 施工扬尘对环境空气的影响

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 5.1-1。

表 5.1-1 施工现场下风向 TSP 浓度（风速为 4.5m/s）

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；在距离村屯较近管线施工过程中采取人工开挖，施工阶段设置围挡等方式降低施工噪声及扬尘对周边村屯的影响。

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。

(2) 车辆排放的尾气对环境空气的影响

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

(3) 焊接烟尘

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

5.1.2 运行期

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

根据工程分析可知，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，故未对锅炉烟气进行预测。

(1) 非甲烷总烃面源预测

考虑到本项目各井场分布相对集中，但项目所在区域相对比较空旷，非甲烷总烃扩散条件较好，本项目无组织挥发量最大的井场为 1#平台及其至阀组间的管线，1#平台最大产油量为 13t/d，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油（井场及集输管线按 30%计算），考虑本项目井场分布位置以及井场至阀组间最长的管线为 3600m，确定本次预测范围，长为 400m，宽为 300m，则 1#平台井场非甲烷总烃逸散量为 $13 \times 1.4175 / 1000 \times 30\% = 0.00553t/d$ 。污染物面源参数调查清单见表 5.1-2。

表 5.1-2 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	与正北方夹角/°	面源长度/m	面源宽度/m	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率(kg/h)
	经度	纬度								NMHC
1#平台井场	125.02509	46.12696	139	0	400	300	3	8760	正常排放	0.23

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 5.1-3。

表 5.1-3 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	1 平台	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	73.2780	3.6639
100.0	86.6450	4.3323
200.0	113.8300	5.6915
300.0	131.1300	6.5565
400.0	129.4500	6.4725
500.0	122.7100	6.1355
600.0	115.7900	5.7895
700.0	109.2200	5.4610
800.0	102.8600	5.1430
900.0	96.8800	4.8440
1000.0	91.3200	4.5660
1200.0	85.0510	4.2526
1400.0	79.6380	3.9819
1600.0	74.9790	3.7490
1800.0	71.0220	3.5511
2000.0	67.4970	3.3748
2500.0	60.2460	3.0123
3000.0	53.8530	2.6926
3500.0	48.2270	2.4114
4000.0	43.3940	2.1697
4500.0	39.2630	1.9631
5000.0	35.7030	1.7852
10000.0	18.5320	0.9266
11000.0	16.5440	0.8272
12000.0	14.9080	0.7454
13000.0	13.5380	0.6769

14000.0	12.3790	0.6190
15000.0	11.3850	0.5692
20000.0	8.0079	0.4004
25000.0	6.0792	0.3040
下风向最大浓度	131.6800	6.5840
下风向最大浓度出现距离	329.0	329.0
D10%最远距离	/	/

本项目面源区域排放的主要污染物 VOCs（以非甲烷总烃计）最大落地距离 329m，最大地面浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，对周围大气环境的贡献值较小。

根据预测计算，本工程排放主要污染物 VOCs（以非甲烷总烃计），Pmax 值为 6.584%，Cmax 为 131.68 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），当 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ 时，环境空气评价等级为二级，因此确定本项目大气评价等级为二级。本项目基建井场为长 40m 宽 240m 矩形区域，根据预测结果基建井场边界非甲烷总烃最大浓度为 0.13168 mg/m^3 ，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。

（2）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 5.1-4。

表 5.1-4 大气污染物有组织排放量核算

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 /(mg/m^3)	核算排放速率 /(kg/h)	核算年排放量 /(t/a)
主要排放口					
/	/	/	/	/	/
主要排放口合计		/	/	/	/
一般排放口					
1	卫 1 转油站加热炉	颗粒物	12.1	0.0032	0.028
		NO _x	93	0.0244	0.214
		SO ₂	28	0.0073	0.064

2	卫2转油站加热炉	颗粒物	10.0	0.0008	0.007
		NO _x	77	0.0062	0.054
		SO ₂	17	0.0014	0.012
6	卫一联合站加热炉	颗粒物	13.1	0.0128	0.112
		NO _x	92	0.0921	0.807
		SO ₂	25	0.0253	0.222
一般排放口合计		SO ₂			0.222
		NO _x			0.807
		颗粒物			0.112
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.222
		NO _x			0.807
		颗粒物			0.112

本项目大气污染物无组织排放量核算见表 5.1-5。

表 5.1-5 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/m ³)		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
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)5.9 中规定要求	4.0	22.25
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			22.25

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-6。

表 5.1-6 本项目大气污染物年排放量核算

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	SO ₂	0.222

2	NO _x	0.807
3	颗粒物	0.112
4	非甲烷总烃	22.25

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 中规定限值要求，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 131.68 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率为 6.584%，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 中规定限值要求，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）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。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，无需设置大气环境保护区域。大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.2 地表水环境影响评价

本项目评价区域地表水体主要为计家店泡，位于 5#平台井场西侧 1.49km。

施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是试压废水、生活污水及废压裂液，污染因子主要为 COD、氨氮、悬浮物。

运营期产生的废水主要为作业废水、洗井污水、油田采出液中分离的含油污水，污染因子为石油类。

5.2.1 施工期

项目施工期产生的试压废水由罐车拉运至卫一联合含油污水深度处理站处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、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；生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥；废压裂液统一收集后由罐车送至卫一联合含油污水深度处理站回收池进行回收处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、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，本项目施工期废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，不会对区域内地表水体产生影响。

5.2.2 运营期

5.2.2.1 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卫一联合含油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、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；作业污水及洗井污水通过罐车回收后送卫一联合含油污水深度处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、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，及依托含油污水深度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；

②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；

③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) 依托含油污水深度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26口油井采出水依托卫一联合含油污水深度处理站处理，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”，设计规模为6200m³/d，本次产能接入后最大处理量为5364m³/d，系统负荷率86.5%，工程建成后能够满足本次产能需求。

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2月26日-27日对卫一联合含油污水深度处理站出水水质进行监测，处理后的污水含油量为3.79~5.21mg/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，回注油层，不外排。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。

5.2.2.1 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洗井污水地表径流

可能携带部分落地油进入水环境。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，距离地表水体较近油井井场四周设置围堰，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。

5.2.3 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。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 正常情况下地下水环境影响分析

(1) 施工期

项目施工期产生的试压废水由罐车拉运至卫一联含油污水深度处理站处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、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；生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥；废压裂液统一收集后由罐车送至卫一联含油污水深度处理站回收池进行回收处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、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，本项目施工期废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，不会对区域内地下水体产生影响。

(2) 运行期

项目营运期可能对地下水产生影响的污染物主要为含油污水、含油污泥、落地油等。

本项目产生的含油污水由管线输送至卫一联合含油污水深度处理站处理达标后回注油层，含油污泥、落地油委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路。因此，项目营运期正常工况下对地下水产生影响的可能较小。

5.3.2 事故状况下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) 本项目可能因管道老化、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 5.3-1。

表 5.3-1 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

本项目集油管道管径最大、长度最长的集输管线规格为 $\phi 219 \times 6$ ，长度为 3.84km，假设输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，根据现场调查和庆新油田多年统计数据，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，根据方案本项目 1#平台井场产油量约为 13t/d，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 $13/24 \times 1 \times$

1000=542kg。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；

mM—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；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

π—圆周率。

(4) 参数选取

根据本项目区域的水文地质条件，区域内潜水层水流速度约为 0.02m/d，潜水含水层厚度为 2-9m，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，本项目区域有效孔隙度取值为 0.3 区间；纵向弥散系数约 0.2m²/d，横向弥散系数约为 0.02m²/d，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 5.3-2、图 5.3-1~图 5.3-3。

表 5.3-2 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	11366.01mg/L	34m	36m
	1000天	1136.60mg/L	110m	117m
	5000天	227.32mg/L	284m	301m

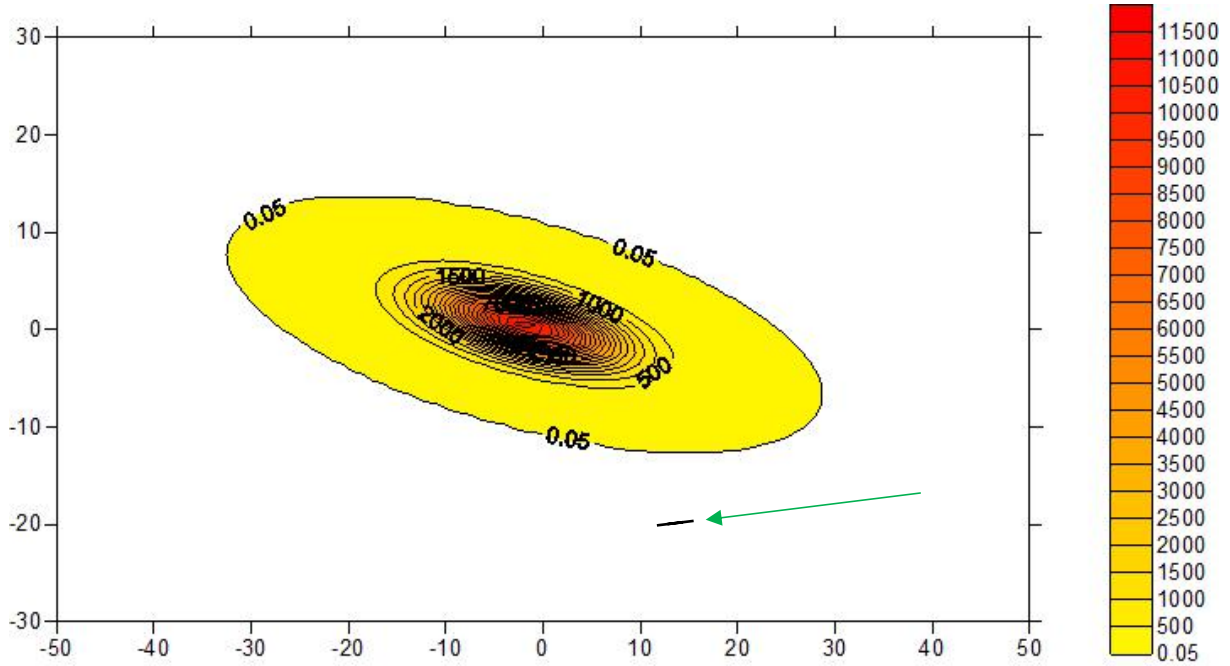
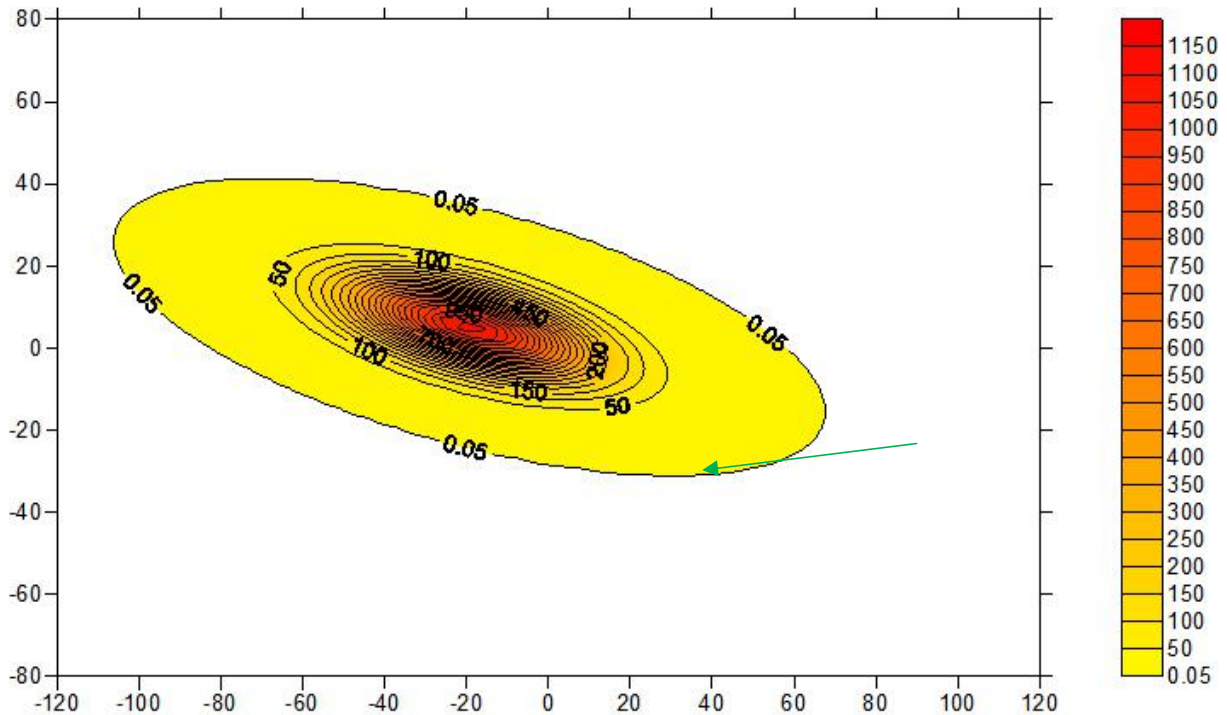


图 5.3-1 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图



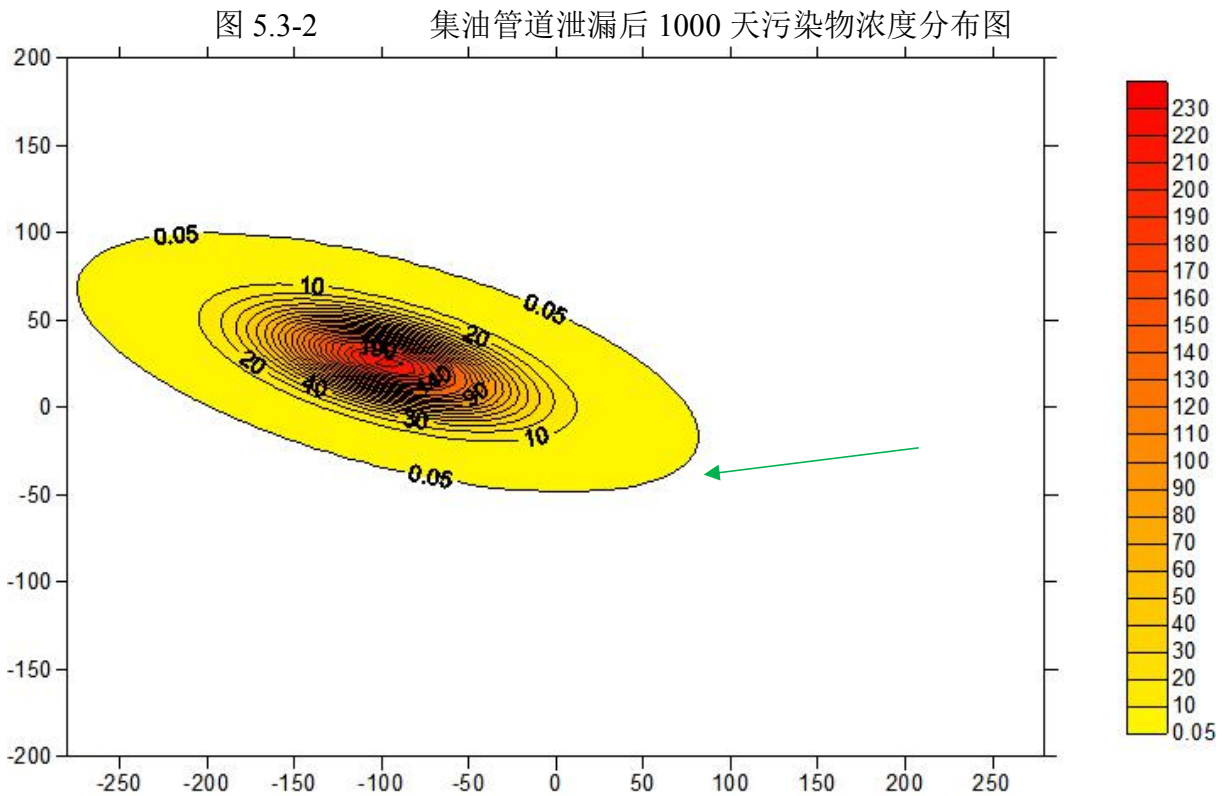


图 5.3-3 集油管道泄漏后 5000 天污染物浓度分布图

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：11366.01mg/L，超标距离最远为 34m，影响距离最远为下游 36m；集油管道泄漏 1000d 后，下游最大浓度为：1136.60mg/L，超标距离最远为 110m，影响距离最远为下游 117m；集油管道泄漏 5000d 后，下游最大浓度为：227.32mg/L，超标距离最远为 284m，影响距离最远为下游 301m。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，本项目最大平台油井数为 5 口，产油量为 13t/d，根据庆新油田多年统计数据，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 1300kg/d。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、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

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点 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，m²/d。

π—圆周率。

K₀(β)—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

根据该地区的水文地质条件，评价区内承压水层水流速度约为 0.05m/d，承压水含水层厚度 6-15m，承压水含水层的渗透系数为 10m/d，有效孔隙度 n 为 0.3；纵向弥散系数 0.2m²/d，横向弥散系数 0.02m²/d，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 5.3-3、图 5.3-4~图 5.3-6。

表 5.3-3 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	39m	40m	1115.5m ²
	1000 天	155m	160m	11343m ²
	5000 天	479m	492m	62174m ²

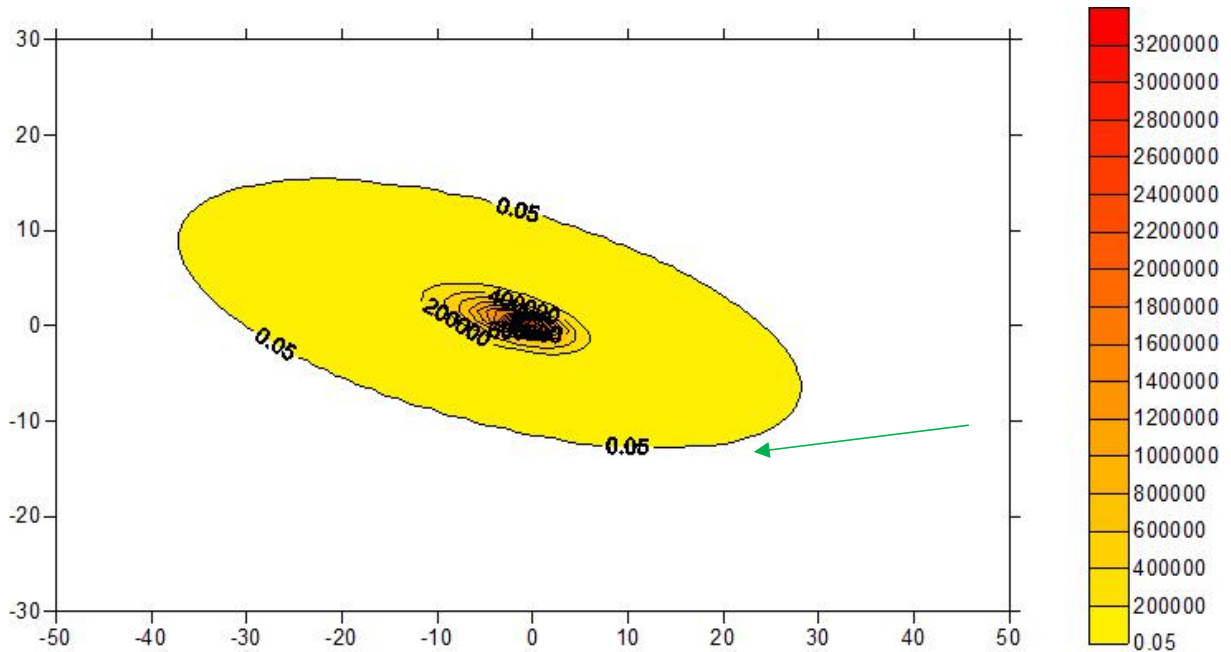


图 5.3-4 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图

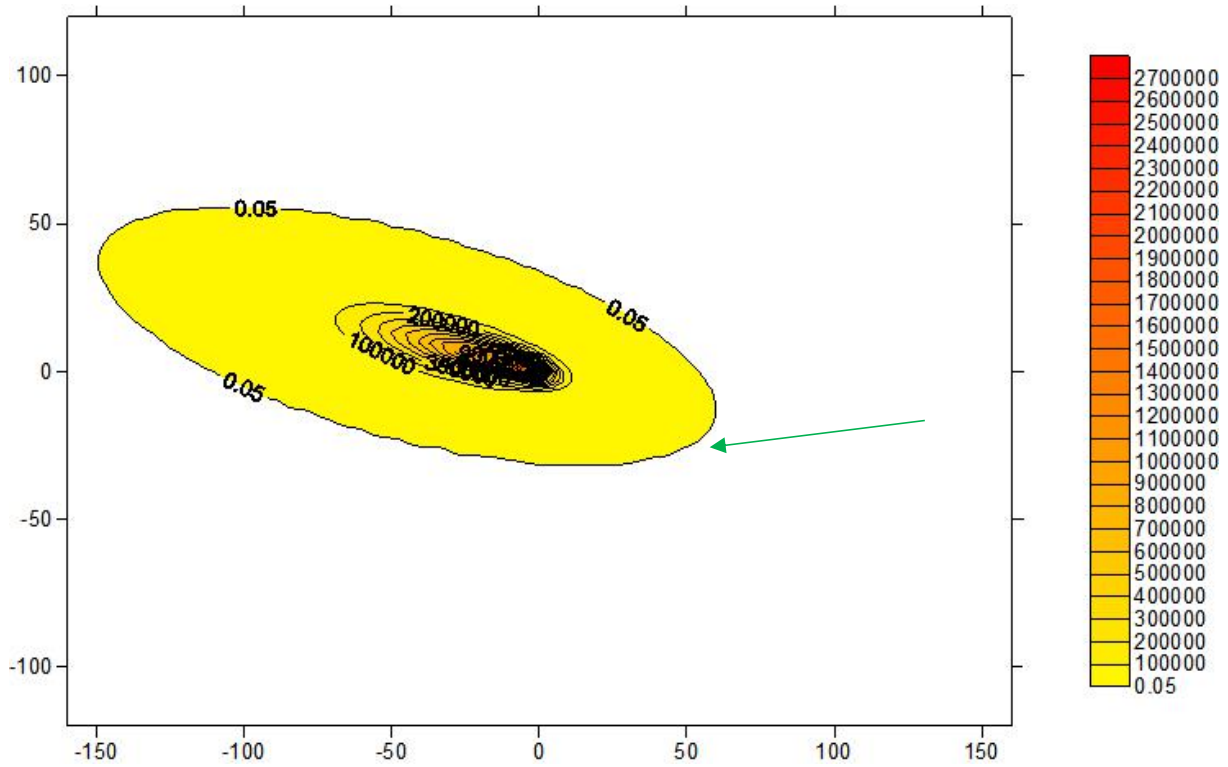


图 5.3-5 油井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图

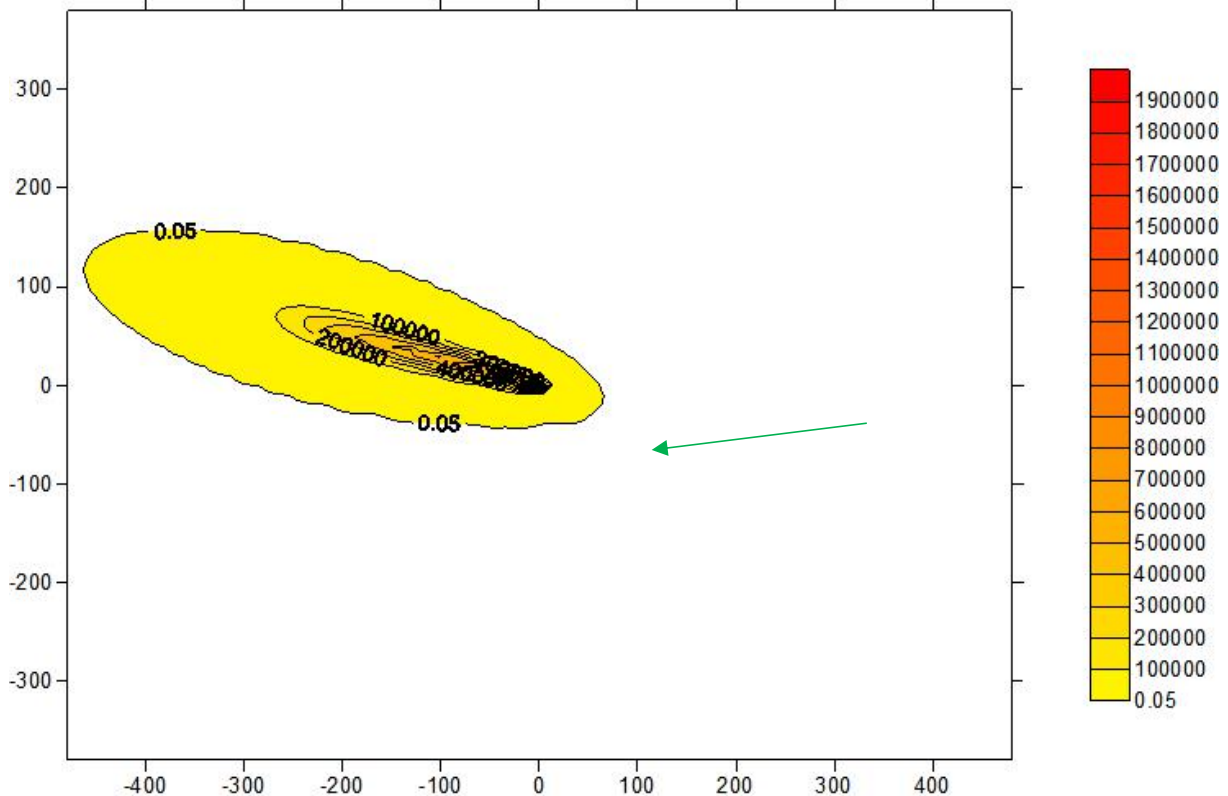


图 5.3-6 油井套管泄漏 5000 天石油类污染扩散平面图

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 39m，影响距离为下游 40m，预测范围内超标面积为 1115.5m²；套

损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 155m，影响距离为下游 160m，预测范围内超标面积为 11343m²；套损泄漏 5000d 后，超标距离为下游 479m，影响距离为下游 492m，预测范围内超标面积为 62174m²。

本区块油井距离最近的水井为昌德镇饮用水水源，昌德镇地下水饮用水水源位于卫 1-16-斜 1 井场东侧 1.19km 处，且位于本项目上游区域，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。

5.4 声环境影响预测与评价

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

5.4.1 施工期

本工程产生的主要噪声源包括挖掘机、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 5.4-1。

表 5.4-1 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
挖掘机	70	57	50	46	44	41
推土机	70	57	50	46	44	41
压路机	70	57	50	46	44	41
电焊机	50	36	30	26	24	21
搅拌机	50	37	30	26	24	21
运输车辆交通噪声	72	58	52	48	46	42

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，本项目最近敏感目标为 4#平台西北侧 100m 的史家屯，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。

5.4.2 运行期

(1) 声源源强

本工程运行期主要噪声源为采油井场。噪声源强主要为井场抽油机，为机械噪声。主要声源强度见表 5.4-2。

表 5.4-2 本工程运行期主要声源强度统计

序号	噪声源	发声源	噪声源强度dB (A)
1	采油井	抽油机	65~80

(2) 影响分析

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

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

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

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

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

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

式中：

$L_{A(r)}$ —距声源 r 处的 A 声级值(dB)；

L_{WA} —已知点声源 A 声级值(dB)；

A_{div} —声级几何发散引起的 A 声级衰减量(dB)；

A_{atm} —空气吸收引起的 A 声级衰减量 (dB)；

A_{exc} —地面效应引起的附加衰减量 (dB)；

α —空气吸收系数，dB/100m；取相对湿度 80%，温度 15℃时的值；

r、 r_0 —声源至预测点和测量点的距离。

按照以上公式对井场进行预测，可得出不同距离的噪声衰减结果，见下表。

表 5.4-3 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
单井井场预测值	72.5	52.5	46.5	43.0	40.5	38.5	37.0	32.5	29.0	26.5

距离本项目油井最近的敏感点为 4#平台西侧 100m 的史家屯，因此本次对 4#平台进行预测，预测结果见图 5.4-1、图 5.4-2。

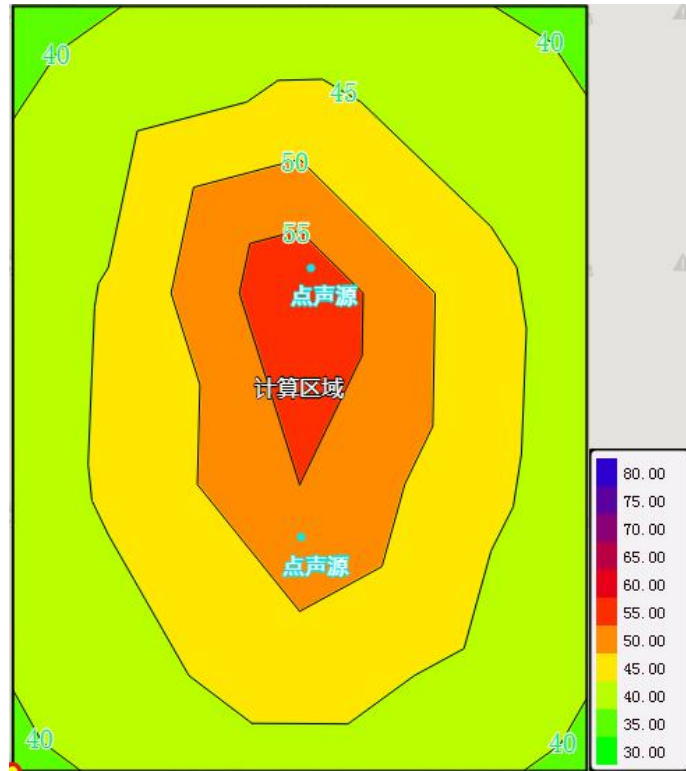


图 5.4-1 4#平台井场噪声预测结果



图 5.4-2 4#平台井场噪声及对周边敏感点影响预测结果

由预测结果可知，在运营期井场厂界可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求，井场噪声对周边敏感点的影响极小，环境噪声可以满足《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

本工程运行期，采油井在经过一定距离衰减后井场厂界能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准的要求，对区域声环境影响不大。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期

施工过程中产生的固体废物主要施工废料、生活垃圾等。

（1）施工废料

本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料。最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理，对周围环境影响较小。

（2）生活垃圾

生活垃圾统一收集后由环卫部门拉运至生活垃圾综合处理厂进行处理。

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

5.5.2 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。含油废防渗布属于 HW49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物，危险废物编号为 900-041-49。危险废物不能直接进行填埋处理。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，本工程依托场站污水处理和作业产生的含油污泥、落地油委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路；废防渗布待施工结束后委托有资质单位处置。

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委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路，大大缓解了油田含油污泥集中堆放的现状，实现了油田含油污泥的减量化、资源化处理，有一定的经济效益，具有很高的环境效益和社会效益。

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。

5.5.3 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。

5.6 生态环境影响预测分析

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

5.6.1 对占地影响分析

本项目总占地 31.133hm²，其中永久占地为 1.849hm²，临时占地为 29.284hm²，主要为新建通井路的永久占地及施工作业人员管道施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏及道路修建临时占地，占地类型为耕地，临时占地时间约 60d。本项目的临时占地在占用完毕后都可在较短时间内恢复，根据现场调查，项目新增临时占地在当地现有土地利用类型中所占比例很小，不会导致区域土地利用格局的变化，对区域土地利用格局产生的影响甚微。本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生

地表温度等物理性质发生异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。本工程井场占地类型为耕地，工程投产后其影响是长期不可逆的。

5.6.2 对永久基本农田的影响分析

油田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，根据《基本农田保护条例》（2011 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。油田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，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。永久占用永久基本农田面积共 0.455hm²，补偿可按永久基本农田标准给予农民。对于占用的永久基本农田应按照《中华人民共和国土地管理法》中“占多少、垦多少”的原则，补充数量和质量相当的永久基本农田。

本项目对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，应先剥离占地范围内表层土，管线范围表层土堆置于管线两侧临时占地内，并对堆放场做好水保措施，待施工结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

5.6.3 对土壤环境影响分析

工程对土壤的影响主要体现在工程建设期的开挖、填埋行为对土壤结构的破坏。对井场施工剥离的表层土集中临时堆放，施工结束后用于场地覆土。对耕植土堆放场进行苫盖防止水土流失。本工程没有弃土不设弃土场，工程需要取土量为 8500.5m³，用于道路的垫高或筑高。工程取土采用外购方式，不自行开采，卖方负责取土后的取土场的生态恢复。随着工程施工的结束，生态保护和临时占地的植被恢复措施的进行，有效的保护和恢复措施能保证工程对井场周边的土壤和植物的影响得到尽快的恢复。通过上述措施，本项目建设对项目所在地土壤环境影响在当地环境可接受范围内。

5.6.4 对湿地环境影响分析

本工程区块占用湿地类型为沼泽化草甸，湿地内无珍稀野生动植物分布，根据黑龙江省湿地名录，湿地保护级别为一般。为减少本工程占用湿地造成的生态影响，拟采取

如下措施，在施工时剥离湿地表土，将适合湿地植物生长的原有表土单独堆放，施工结束后运回原位，保证湿地面积不减少，同时本工程占用的湿地面积较少，通过采取以上恢复措施后，工程建设对一般湿地的影响可接受。

5.6.5 对植被环境影响分析

本项目区域内未发现珍稀保护植物。本工程在施工期发生的临时占地是施工期产生影响的一个主要环节。施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏等对地表进行的平整将会对地表造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复。自然植被演替的规律是先是一、二年生的植物，3-5年后可恢复到冷篙、杂草类，10年后可达到原来的顶级群落。

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

本工程临时占用耕地面积 10.555hm²。施工期应严格控制临时占地范围，尽量减小对植被破坏，施工结束后，全部恢复地表形态。由于本工程临时占地的占用期限很短，在完工后可以及时恢复，所以不会对当地植被产生大的影响。

采取上述措施后，本项目建设对当地植被环境影响在可接受范围内。

5.6.6 对陆生动物环境影响分析

本次评价区内野生动物种类较少，未见大型野生哺乳动物出没迹象，现有的野生动物多为一些常见的啮齿类、鸟类及昆虫等，无珍稀保护动物。

本项目新增占地面积较小，对当地地表植被的影响也是局部的，不会引起该区域野生动物生存环境大面积的明显改变，因此，本项目的建设对野生动物影响不大。施工期对野生动物的影响主要来自施工过程中人类活动、生产机具噪声等影响，但这种影响是局部和暂时的，随施工期的结束而消失，不会引起该区域野生动物大面积迁移或消亡。

5.6.7 运行期生态环境影响分析

油田生产运营期对植被的影响主要是在油井井下作业过程的占地和施工时排放的污水、污油两方面。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，并将产生的污水用罐车拉运到卫一联合油污水深度处理站，防止了污油污水排入外环境，因此，不会对井场周围的植被产生影响。

本项目在发生油水管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进行周围环境，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，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。

5.6.8 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

5.7 土壤环境影响预测分析

5.7.1 施工期土壤环境影响评价

本项目对土壤的影响主要来自道路建设及外输管道对土地的占用，对植被的碾压、挖掘等活动，会引起土壤理化性质的改变、肥力的降低。

(1) 管道开挖对土壤的影响

①土壤结构的形成需要漫长的时间，管道在开挖和填埋时，必将破坏土壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要

经过较长的时间才能恢复。

②土壤表层质地与底层的质地截然不同，管道的开挖与回填，会混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育、植被的恢复。

③不同土层的特征及理化性质差异较大，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

（2）道路建设对土壤的影响

本工程新建耕地井通井路及低洼草地通井路等。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可能会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对周边地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

5.7.2 运营期土壤环境影响评价

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油。由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，因此可有效减少石油类进入土壤，根据对现有油田土壤的类比调查结果，得出在采油井井场附近，石油对土壤的污染程度与距井口距离成反比，即离井位越近，土壤中石油的含量越多，污染程度越重；反之，离井位越远，土壤中石油含量越低，污染程度越轻。从平面上看，石油污染物集中在离井 20~30m 的范围内，约占总量的 90% 以上。在此范围之外，土壤中的石油含量迅速降低，在离井 100m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤石油污染主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油在土壤中的迁移深度较浅。

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

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

（1）土壤预测评价范围、预测时段和预测情景设置

土壤预测评价范围与调查评价范围一致。评价时段为施工建设期。按项目正常和事故状态两种情形为预测情景。

(2) 预测评价因子

评价因子为石油烃。

(3) 预测评价方法及结果分析

本次土壤评价通过类比本项目相邻区块已建油井环评阶段与验收阶段监测数据对比情况，来预测本项目拟钻油水井对区域内土壤的影响。

安达市庆新油田开发有限责任公司《卫星油田卫 19 加密、卫 19-1 新区产能建设地面工程环境影响报告表》于 2019 年 4 月 19 日取得了环评批复，批复文号为绥环函[2019]85 号，并于 2022 年 1 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，为本项目卫 19 区块，该项目施工阶段临时占用了部分耕地，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。根据验收调查报告表，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。

本次类比分析引用安达市庆新油田开发有限责任公司《卫星油田卫 19 加密、卫 19-1 新区产能建设地面工程竣工环境保护验收调查表》中的土壤监测数据（见附件 3），3 座建成井场各布设 1 个土壤监测点，监测深度 0~20cm，根据验收监测结果，井场石油类浓度为未检出，挥发酚为 0.013~0.015mg/kg，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）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

本项目选址位于绥化市安达市境内，属安达市庆新油田开发有限责任公司开发区域，区域内井场分布密集、各类地面工程设施配套完善，区域内现状土地利用类型以耕地和草地为主。

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

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

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

5.8 环境风险分析

5.8.1 风险潜势初判

结合本项目工程内容，运营期主要将集输管道化为危险单元。本工程新建单井集油掺水管道 17.26km，其中两个切断阀之间管径最大、长度最长的集输管线规格为 $\phi 219 \times 6$ ，长度为 3.84km，则集油管线最大储油量为 $\pi(207/2/1000)^2 \times 3.84 \times 1000 = 129.16\text{t}$ ，该区块气油比约 $20.8\text{m}^3/\text{t}$ ，天然气密度按 $0.72\text{kg}/\text{m}^3$ 计算，则天然气的最大存在量为 1.934t。本项目的 Q 值确定情况（场站）见下表。

表 5.8-1 危险物质数量与临界量的比值（Q）确定情况

序号	危险物质	CAS号	最大存在总量（t）	临界量（t）	物质Q值 q_n/Q_n
1	原油（石油）	/	129.16	2500	0.0517
2	天然气（甲烷）	74-82-8	1.934	10	0.1934
项目 $Q=\sum q_n/Q_n$					0.2451

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为 $0.2451 < 1$ ，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）中评价等级的判定方法见下表 5.8-2，本项目风险潜势为 I，确定本工程风险评价等级为简单分析。

表 5.8-2 环境风险评价工作级别

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

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°C ，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。

原油的危险特性见表5.8-3。

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	<p>毒性：IV（轻度危害），属低毒类。</p> <p>侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。</p> <p>健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。</p>			
泄漏应急处理	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机，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	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸机。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。</p>			
急救措施	<p>皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。</p>			
灭火方法	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。具体危险特性见表 5.8-4。

本项目对比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2021年7月石油工业原油及石油产品质量监督检验中心对卫一联合站的加热炉烟气中的硫化氢的监测结果可知，伴生气中硫化氢含量为103mg/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。		
危险特性	<p>危险性类别：第2.1类易燃气体</p> <p>燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。</p> <p>燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。</p>		
健康危害	<p>侵入途径：吸入</p> <p>健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。</p>		
泄漏应急处理	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气</p>		

	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。

5.8.4 风险识别

1) 井下作业过程的风险因素分析

本项目运营期井下作业主要包括油井作业，主要风险是油、气、废水的泄漏和井。

通常由以下因素引起：

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

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

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

安达市庆新油田开发有限公司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。

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

根据庆新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

本项目依托场站为卫 1 转油站、卫 2 转油站及卫一联合站，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的影响

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。

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	mg/m 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，长时间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，长时间接触会使眼睛、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。

油田伴生气中硫化氢含量大约为 103mg/m³，参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只允许接触十分钟。②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。

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。

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。庆新油田套损统计表明，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) 油气集输管道破损

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

- 1) 管道焊接不严，检测有误，造成泄漏；
- 2) 管道防腐涂层质量差，造成管道腐蚀；
- 3) 管材或连接缺陷，造成管道断裂，油气泄漏；
- 4) 操作失误引发的憋压等造成的风险事故；
- 5) 设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；
- 6) 动力故障引发的事故，如停电造成的阀门无法关闭、通讯线路中断无法传递控制指令等导致事故发生；
- 7) 在管道近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，造成管道破裂；
- 8) 其它选线不当或设计有误导致的事故风险。自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。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 0~30 cm 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 5.8-7 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2022 年卫星油田卫 19 等区块产能建设地面工程项目				
建设地点	(黑龙江)省	(安达)市	()区	()县	()园区
地理坐标	经度	124°58'28.724"~125°2'34.62"	纬度	46°7'37.524"~46°14'15.396"	
主要危险物质分布	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）	<p>大气环境：天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。</p> <p>地表水环境：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。</p> <p>地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油井管线、设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能渗透含水层中，造成地下水环境污染。</p> <p>土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。</p> <p>生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。</p>				
风险防范措施要求	<p>场站、管线泄漏的主要预防和处理措施：</p> <p>(1) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如采取耐腐蚀管线进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；</p> <p>(2) 加强应急预案和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；</p> <p>井下作业事故风险防范措施：</p> <p>(1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。</p> <p>(2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通</p>				

	电调试；
<p>填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：</p> <p>本项目危险物质数量与临界量的比值 Q 为原油与天然气的和 $0.2693 < 1$，环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析。</p> <p>本工程的主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境、地表水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。</p>	

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 施工期

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

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

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

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

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

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

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

⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

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

6.1.2 运行期

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

（1）挥发性有机物污染防治措施

①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄露；

②井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；

③加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

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

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

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

（2）本项目依托的转油站及联合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（卫 1 转油站烟囱高 10m、卫 2 转油站烟囱高 20m、卫一联烟囱高 10m），能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值要求（颗粒物 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 400\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 100\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）。

通过采取以上措施，可以将项目建设对大气环境的影响减小到最小程度。

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

项目施工期产生的试压废水由罐车拉运至卫一联合油污水深度处理站处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排；生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥；废压裂液统一收集后由罐车送至卫一联合油污水深度处理站回收池进行回收处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

（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卫一联合含油污水深度处理站处理，作业污水及洗井污水由罐车拉运至卫一联合含油污水深度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

本项目依托卫一联合含油污水深度处理站，卫一联合含油污水深度处理站主要接收处理庆新油田区块的含油污水，该站采用“两级沉降+两级过滤”工艺，设计出水水质指标为“8、3、2”。

③处理工艺达标可行性分析

卫一联合含油污水深度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2月26日-27日对卫一联合含油污水深度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

卫一联合含油污水深度处理站设计规模为 $6200\text{m}^3/\text{d}$ ，本次产能接入后最大处理量为 $5364\text{m}^3/\text{d}$ ，系统负荷率86.5%，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，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。

6.3.2 分区防控措施

(1) 地下井管防渗措施

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

(2) 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。

(3) 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

防渗分区	防渗地点	防渗措施	导则中防渗技术要求
重点防渗	集油管线	管道采用无缝钢管，管道连接方式应采用焊接，管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于	满足等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$

		2mm 后采用管道内防腐	要求
简单防渗	井场	采取地面压实	满足一般地面硬化要求

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。

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	曲家屯水井	125.05614, 46.13108	3#平台井场东南侧 870m	上游	25m	背景值监测点、潜水	pH、石油类、挥发酚	1 次/年
2	前五家子水井	125.03493, 46.15860	5#平台井场西北侧 689m	区域内	15m	地下水污染调查点、潜水		
3	兴隆岭村水井	124.94801, 46.21952	9#平台井场西北侧 1.63km	下游	18m			

6.4 噪声污染防治措施

本项目井场周边 100m 范围内无声环境保护目标，最近保护目标距离 4#井场西侧 100m 处史家屯，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) 合理安排施工时间。尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工。
- (2) 合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。
- (3) 降低设备噪声。选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。
- (4) 运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。
- (5) 加强对施工人员的培训及责任教育，做好施工机械和运输车辆的调度和交通疏导工作，运输车辆选择避开居民区的路线，限制车速，禁止鸣笛，降低交通噪声；
- (6) 禁止夜间（22:00~次日 6:00）施工，避免对周围敏感点产生影响。

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

6.4.2 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，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) 施工产生的生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第157号令），应集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，统一收集后由环卫部门拉运至生活垃圾综合处理厂进行处理，做到工完、料净、场地清；

(2) 施工活动产生的施工废料最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理；

6.5.2 运行期

1、收集、贮存及处置措施

(1) 本工程产生的落地油及清淤油泥（砂）属于危险废物，危险废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物，代码为071-001-08，委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路；含油废防渗布属于危险废物，危险废物类别为HW49其他废物，代码为900-041-49，经收集后委托有资质单位处理。

(2) 油井作业结束后及时清理井场，对施工范围内的油污及泥土（HW08/071-001-08）收集清理，委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路。

(3) 在井场作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严

格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到 100%。

2、运输措施

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

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

(3) 运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点。

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

6.6 生态保护措施

6.6.1 施工期

6.6.1.1 一般性生态保护措施

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

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

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

④加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

⑤施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对永久占用耕地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿；对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地。恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

6.1.1.2 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》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

本项目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和盐碱化草地，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管道采用沟埋敷设，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，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，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、片结合的植被防护体系。

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

3) 水土流失防治措施

①井场

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

②道路

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

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

③管线

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

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

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

④生物防治措施

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

4) 黑土地保护措施

根据《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》及《黑龙江省人民政府办公厅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）》中要求，本项目采取以下措

施。

(1) 对于永久占地应剥离表层 0.3m 的耕作土，且按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，按规定缴纳耕地开垦费，开垦新的耕地。

(2) 本项目钻井施工过程中，需遵守《大庆油（气）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) 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。

5) 湿地保护措施

事故状态下，井喷、套管破损，可能通过地表径流、地下水渗透影响湿地环境。采取以下措施，预防污染物的外漏，以减少对三广村湿地、车家窝堡北 1 湿地的影响。

(1) 施工中，随时补足压井液，避免因漏失而发生井喷；

(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；

(3) 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，采取以上措施后，对三广村湿地、车家窝堡北 1 湿地影响不大。

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；在施工结束后，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，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)表1标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路。

(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) 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) 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”，作业后无分离污水遗留井场；

(2) 油井作业时，井场应铺设防渗布，防止落地油溅落，污染土壤；

(3) 加强管理，杜绝分离污水运输过程跑冒滴漏，管道采用钢管进行重点防渗处理，分离污水全部通过污水外输管道输送至朝一联合油污水深度处理站进行处理；

(4) 提高职工的环境保护意识，在生产管理中杜绝人为破坏植被的现象

6.7.3 土壤环境跟踪监测

本项目土壤跟踪监测点已在钻井工程中进行布设，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，跟踪监测计划见表 6.7-1 和附图 6。

表 6.7-1 土壤环境跟踪监测计划表

序号	点位	坐标	取样要求	监测项目	监测频次
1	4#平台井场内	46.14554, 125.03826	表层样 0~20cm	pH、石油烃	1 次/3 年，尽量在农作物收割后开展
2	11#平台井场内	46.16282, 124.95138	表层样 0~20cm	pH、石油烃	
3	9#平台井场内	46.21562, 124.97049	表层样 0~20cm	pH、石油烃	
4	新建集油掺水管线北侧 10m	46.12966, 125.02716	表层样 0~20cm	pH、石油烃	

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) 管道接头采用一次成型涂料新技术，使用寿命可达 30 年以上，并采用技术上成熟可靠的强制电流阴极保护法；

(2) 提高管道的防腐等级，集油掺水管道采用硬质聚氨酯泡沫夹克管；

(3) 定期检测集输管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新；

(4) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；

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

6.8.2 运营期环境风险防范措施

(1) 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，泄漏危及周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志。

6) 确保庆新油田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统一收集委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)表1标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路。

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。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

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

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

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

3) 运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、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，防止事态进一步扩大和恶化。

5) 运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

(5) 管理措施

1) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

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

3) 对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送朝一联合油污泥处理站进行处理。

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

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

6) 定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况, 及时更换或维修;

7) 制定定期巡查制度, 发现异常及时处理和报告;

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

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

安达市庆新油田开发有限责任公司现有《生产场所突发火灾、爆炸事件专项应急预案》、《突发环境事件专项应急预案》、《油气集输突发事件专项应急预案》、《突发事件总体应急预案》等预案内容。其中总体预案适用于自然灾害、事故灾难、公共卫生、社会安全四类突发事件的应对工作, 主要包括应急组织机构及职责明确、风险分析与应急能力评估、预防与预警、应急响应与保障等内容, 重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容, 起到总体掌控的作用; 《环境突发事件专项预案》中不仅包含了风险分析与事件分级、应急响应等内容, 而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等内容; 《油气集输突发事件专项应急预案》中根据自然灾害、人为破坏、人为操作失误和设备缺陷等原因, 在生产、使用、贮存、运输和油气处置工艺过程中易出现原油、天然气等危化品泄漏现象确定突发事件类型, 主要涵盖 4 类风险: ①油气等生产过程中输送物料管线发生泄漏。②产品储存区等出现泄漏事故。③作业环境由于储罐、管道、阀门、法兰等容器使用、腐蚀、损伤或密封圈损坏等原因, 出现泄漏。④装卸过程中, 由于泵、法兰、管道、密闭等处发生泄漏或者由于装料过满、受热膨胀等发生泄漏。针对这四种风险, 该《油气集输突发事件专项应急预案》进行了组织

机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与保障内容确定以及油气集输突发事件的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。总体上看，建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足建设项目的要求，但应加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。

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，可以纳入安达市庆新油田开发有限责任公司原有应急体系内，不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，发生事故必要时可直接向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

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

(2) 环境监测内容

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

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

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

③水环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）所影响的地表水环境和地

下水环境进行监测。

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

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

3、应急预案有效性分析

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

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

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

	运营期	采油井场	管线和场站均采用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）5.9 中规定要求），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
		场站非甲烷总烃		
		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	排入依托场站及阀组间的防渗旱厕，定期清掏用做农家肥	不外排
	运营期	作业污水	由罐车拉运至卫一联含油污水深度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
		洗井污水	由罐车拉运至卫一联含油污水深度处理站处理达标后回注油层，不外排	
		油田采出水	进入卫一联含油污水深度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）
固废	施工期	施工废料	经收集后拉运至第八采油厂工业固废处置场处理	执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求
		生活垃圾	统一收集后由环卫部门拉运至生活垃圾综合处理厂进行处理	不外排
	运营期	含油防渗布	由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	不贮存，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，统一收集委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T

		理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路	3104-2022），处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路
生态恢复		对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 29.284hm 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 1.849hm ² 。	按相关要求征地补偿
地下水及土壤防护		运营期分区防渗：集油掺水管道重点防渗，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 3#平台井场东南侧 870m（区域上游）布设 1 个潜水背景值监测水井，该井为曲家屯水井（125.05614,46.13108），在 5#平台井场西北侧 689m（区域内）布设 1 口潜水跟踪监测水井，该井为前五家子水井（125.03493, 46.15860），在 9#平台井场西北侧 1.63km（区域下游）布设 1 口潜水跟踪监测水井，该井为兴隆岭村水井（124.94801,46.21952）	pH、挥发性酚类执行《地下水质量标准》（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 4#平台井场内、11#平台井场内、9#平台井场内、新建集油掺水管线北侧 10m 共布设 4 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、石油烃，监测频次为 1 次/3 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
	污水回收装置等环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿等措施的落实情况
	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
	厂界噪声声达标排放监测
	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 29.284hm ² ；补偿 1.849hm 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的发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本项目油田开发过程中，由于管道铺设、道路建设等，需要占用一定面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，本项目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和草地的损失，本工程永久占用耕地 0.455hm²、永久占用草地 1.388hm²；损失玉米按 500kg/亩(7.5t/hm²)计算，按 10 年算，损失玉米量为 34.125t。项目区域杂类草较多，优质牧草比例较低，除羊草外还大量生长着虎耳草、拂子茅、针茅、糙隐子草、飞燕草、角蒿、碱蓬、碱蒿等。一般该区域平均亩产干草在 100kg 左右，按 10 年计算，据此可以推算出工程占地内草类损失生物量约为 1.388t。

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玉米计，按 500kg/亩 (7.5t/hm²) 计算，本项目临时占用农田的面积为 10.555hm²，按 3 年计，计算得出本项目施工期农作为暂时性损失量为 237.49t；本项目临时占用草地面积为 13.415hm²，均为盐碱草地，一般在第 2 年即可恢复至原有植被密度，区域平均亩产干草在 100kg 左右，计算得出本工程临时占草地损失生物量为 2.683t。

该项目投产后临时占地与永久占地造成的玉米损失按 2200 元/吨计，则投产十年间耕地损失 59.76 万元。羊草按 500 元/吨计，则投产十年间草地损失 0.20 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 89.613 万元，总投资 2374 万元，占总投资的 3.77%，本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计表

序号	项目	建设内容	金额 (万元)	备注
----	----	------	------------	----

1	废气治理	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	1.6	0.1 万元/井场，共 16 座井场
2	废水治理	作业污水及洗井污水由罐车拉运至卫一联合油污水深度处理站处理	14.19	0.01 万元/m ³ ，共计 1419.33m ³ /a
3	固体废物治理	含油污泥、落地油统一收集委托大庆油田水务工程技术有限公司第二采油厂污油泥处理站处理，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 标准要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路	0.67	0.5 万元/吨，共计 1.341t/a
		含油防渗布由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	0.215	0.5 万元/吨，共计 0.43t/a
		施工废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场	0.058	0.1 万元/吨，共计 0.58t
		生活垃圾由环卫部门拉运至生活垃圾综合处理厂进行处理	0.12	0.1 万元/吨，共计 1.2t
5	地下水防治	油井井场采取简单防渗，集油管线采取重点防渗	6.4	0.4 万元/井场，共 16 座井场
6	环境风险防控	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。	6.4	0.4 万元/井场，共 16 座井场
7	生态恢复	临时占用耕地恢复与补偿 10.555hm ² ，永久占耕地 0.455hm ² 补偿	59.76	损失玉米量，按 2200 元/吨计
		临时占用草地恢复与补偿 13.415hm ² ，永久占草地 1.388hm ² 补偿	0.20	损失草量，羊草按 500 元/吨计
总计			89.613	

7.2.2 环境效益分析

建设项目的环境效益从环境代价大小、环境成本、环境系数的高低指标来分析是比较确切的，但对于环境代价的计算难度较大。建设单位为了保护环境，达到环境目标的要求，采取了相应的环保措施，付出了一定的经济代价。但其度合适，企业能够接受，而且所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。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

本项目依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，在项目的建设期、运营期和退役期等3个阶段建立和实施HSE管理体系。建设期、运营期和退役期的HSE管理分别包括以下内容：

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

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

（3）退役期HSE管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

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

8.1.1 组织机构

本工程环境管理工作由安达市庆新油田开发有限责任公司负责。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。由大安达市庆新油田开发有限责任公司施工业务主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置1名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级HSE管理网络，在油田已有HSE指挥部的基础上，分别配备数名HSE现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

8.1.2 规章制度

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

表8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
----	------	------

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

8.1.3 管理措施

- (1) 最高领导层将HSE管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上;
- (2) 公司员工时刻将HSE责任放在心中;
- (3) 制定和落实一岗一责制;
- (4) 加强生产技术及HSE教育和培训;
- (5) 做好现场审核和整改;
- (6) 奖优罚劣,持续改进HSE表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

由安达市庆新油田开发有限责任公司安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控,对环境保护措施强制推行,以加强设计和施工阶段的环境管理,控制施工阶段的环境污染和生态破坏;同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期,除设置油田专职环保员一名外,还应根据现场实际情况,建立健全相应的二级HSE管理网络,在油田已有HSE指挥部的

基础上，分别配备数名HSE现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由安达市庆新油田开发有限责任公司安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、场站事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.2.4 环境监控基本内容

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

8.3 本工程污染源排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.3-1。

表8.3-1 施工期污染物排放清单

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
废水	试压废水	SS	71.89t	由罐车送至卫一联合含油污水深度处理站回收池进行回收处理,处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量≤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	不外排
	废压裂液	COD、SS	1400m ³		
	生活污水	COD、NH ₃ -N	57.6t		
固废	施工废料	/	0.58t	拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理	不外排
	生活垃圾	/	1.2t	统一收集由环卫部门拉运至生活垃圾综合处理厂进行处理	100%处置
噪声	机械噪声	噪声	60~90dB(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 8.3-2。

表8.3-2 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	22.25t/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)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
	加热炉 烟气	SO ₂ 、 NO _x 、颗 粒物	78.45 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	66065t/a	进入卫一联合油污水 深度处理站处理达标 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	339.33m ³ /a	罐车回收送卫一联合 油污水深度处理站处 理达标后回注油层	
	洗井污 水	石油类、 悬浮物	1080m ³ /a		
固废	含油污 泥	石油类	0.471t/a	统一收集委托大庆油 田水务工程技术有限 公司第二采油厂污油 泥处理站处理,处理后 泥渣满足《油田含油污 泥处置与利用污染控 制要求》(DB23/T 3104-2022)表 1 标准要 求后,在油田作业区域 内用于通井路和井场 建设、筑路和铺路	执行《油田含油污泥处置与利 用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022), 处理后泥渣满足 《油田含油污泥处置与利用污 染控制要求》(DB23/T 3104-2022)表 1 标准要求后, 在油田作业区域内用于通井路 和井场建设、筑路和铺路
	落地油	石油类	0.87t/a		
	含油废 防渗布	石油类	0.43t/a	送有资质单位处理	100%处置
噪声	采油井	噪声	65~ 85dB(A)	排入周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声 排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类标准

8.4 总量控制

目前,安达市庆新油田开发有限责任公司已取得排污许可证,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912312817028111747003Q。本工程依托转油站及联合站未新增加热炉,产生的污染物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22.25t/a,建议按实际排放总量进行控制。

表8.4-1 本工程污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量
----	-----	-------

1	颗粒物 (t/a)	0.112
2	NO _x (t/a)	0.807
3	SO ₂ (t/a)	0.222
4	非甲烷总烃 (t/a)	22.25

8.5 施工期环境管理与监测计划

8.5.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行HSE管理体系，对项目实施HSE立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

(1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；

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

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

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

8.5.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行环保知识、意识和能力的培训，其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法等，此外，人员培训的内容还包括有国家的法规和规章制度，主要为国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.5.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有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 8.5-1。

表8.5-1 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	施工场地上、下风向	1 次/施工期

8.6 运营期环境管理与监测计划

8.6.1 运营期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- (3) 落实环境管理制度；
- (4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；
- (5) 强化专业人员培训。

8.6.2 运营期环境监测计划

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

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

表8.6-1 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/年
2	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8.6-2 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、挥发性酚类、石油类	在 3#平台井场东南侧 870m（区域上游）布设 1 个潜水背景值监测水井，该井为曲家屯水井（125.05614,46.13108），在 5#平台井场西北侧 689m（区域内）布设 1 口潜水跟踪监测水井，该井为前五家子水井（125.03493，46.15860），在 9#平台井场西北侧 1.63km（区域下游）布设 1 口潜水跟踪监测水井，该井为兴隆岭村水井（124.94801,46.21952）	1 次/年

2	土壤	石油烃、pH	在 4#平台井场内、11#平台井场内、9#平台井场内、新建集油掺水管线北侧 10m 共布设 4 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、石油烃，监测频次为 1 次/3 年	1 次/3 年
---	----	--------	---	---------

表8.6-3 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

8.6.3 排污许可管理

依据《国务院办公厅关于印发<控制污染物排放许可制度实施方案>的通知》（国办发[2016]81 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管理，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，安达市庆新油田开发有限责任公司已按照相关要求申请排污许可证，实行排污许可登记管理，证书编号为 912312817028111747003Q，行业类别为陆地石油开采、锅炉、工业炉窑、水处理通用工序，有效期为 2020 年 8 月 14 日至 2023 年 8 月 13 日。

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

2022 年卫星油田卫 19 等区块产能建设地面工程项目位于黑龙江省安达市昌德镇。本项目基建油水井 35 口，包括油井 26 口，水井 9 口，含 6 口独立井，10 座平台，油井中捞油井 3 口（1 口独立井，2 口为平台井）、抽油机油井 23 口（含独立井 2 口，21 口为平台井），注水井 9 口（其中 3 口独立井，6 口为平台井）。站外集油系统采用单管环状掺水集油工艺，新建单井集油掺水管道 17.26km，注水采用单干管多井配水方式，就近接入已建配水间，扩改建注配间 7 座，新建单井注水管道 11.82km，并配套建设供电、道路等辅助工程，预计建成产能 $1.57 \times 10^4 \text{t/a}$ 。建设项目总占地面积为 31.133hm²，其中永久占地面积为 1.849hm²，临时占地面积为 29.284hm²。总投资 2374 万元，其中环保投资 89.613 万元。

9.2 产业政策符合性

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

9.3 选址合理性结论

本工程所在区域内为耕地（基本农田）、草地（非基本草原）及一般湿地，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，尽量减少对耕地及草地的占用，并对占地进行了补偿，在施工时剥离湿地表土，将适合湿地植物生长的原有表土单独堆放，施工结束后运回原位，保证湿地面积不减少。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、声环境影响和固体废物对周围的环境影响。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《2020年绥化市环境质量状况》统计数据可知，项目所在区域空气污染因子PM₁₀、O₃、二氧化硫、二氧化氮、CO满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准。根据《环境空气质量评价技术规范（试行）》（HJ663-2013），PM_{2.5}不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，绥化市属于环境空气质量不达标区。特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m³标准要求。

9.4.2 地表水环境质量现状评价结论

监测时段除计家店泡地表水体水质COD超标外，其余监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准限值要求。计家店泡COD超标主要是因为附近乡镇生活污水排入，以及周边农业活动造成面源污染并随雨水汇入导致。

9.4.3 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，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，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。

9.4.4 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；史家屯、卢家屯、西山屯、新立屯声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准。

9.4.5 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）中第一类用地石油烃筛选值标准；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。

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 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 排放限值要求。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）5.9 中规定要求）。

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 地下水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期废水为施工人员的生活污水、废压裂液和管线试压废水。施工期生活污水依托附近场站及阀组间，施工结束后及时清掏；废压裂液和管线试压废水由罐车拉运至卫一联含油污水深度处理站处理后达标回注油层，不外排。运营期产生的废水主要为作业污水、洗井污水及油田采出液中分离的采油废水，上述废水均依托卫一联含油污水深度处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求，“含油量 $\leq 8\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮物颗粒粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准后回注油层，不外排至外环境，且在作业过程采取铺设防渗布等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；事故状态下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。

9.5.3 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 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

工程产生施工期噪声主要为施工机械噪声，通过采用低噪声设备、合理安排车辆行驶路线措施，降低对声敏感点的影响，施工噪声能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的要求；运营期噪声主要为抽油机、依托场站各类机泵产生的噪声，运行期噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求，同时对声环境的影响较小，本项目对周围环境产生的影响可以被接受。

9.5.4 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，对环境影响较小。

9.5.5 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

工程对生态环境的影响主要表现在工程占地和施工活动影响土壤环境质量以及植物的产量，但由于工程大多属于临时占地，只要工程在施工中做到尽量缩小影响范围，受影响的土壤、植被在工程结束后就能够在较短的时间内恢复到原有植被覆盖率，项目占地主要为基本农田，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，永久占地占用基本农田按照“占多少、垦多少”的原则，补充数量和质量相当的基本农田，采取相关防治措施后，工程对生态环境的影响较小。

9.5.6 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。

9.5.7 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2月14日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?id=475>）。公示截图见图9-1。

征求意见稿公示日期为2022年3月10日~2021年3月23日，共10个工作日（黑

龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?id=476>)。公示截图见图9-2。

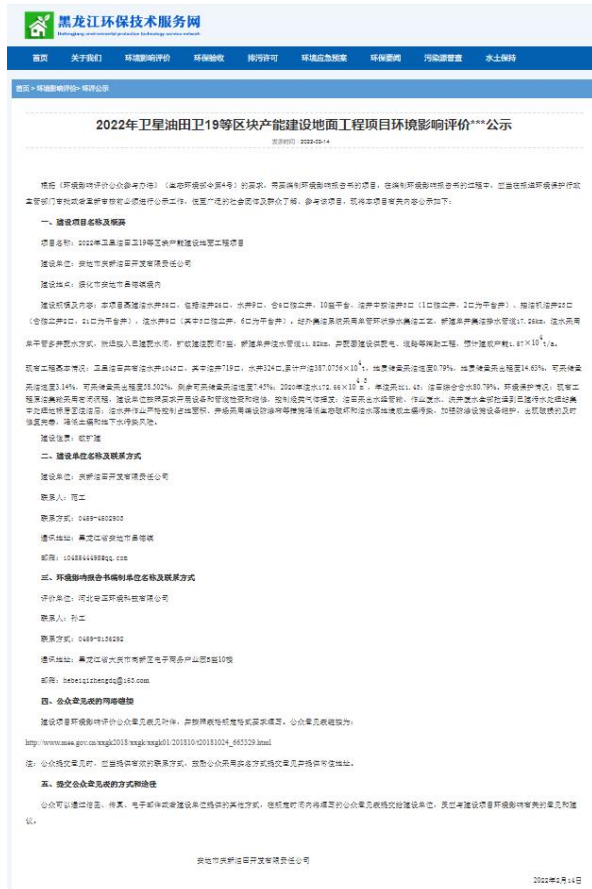


图9-1 首次信息公开网页截图

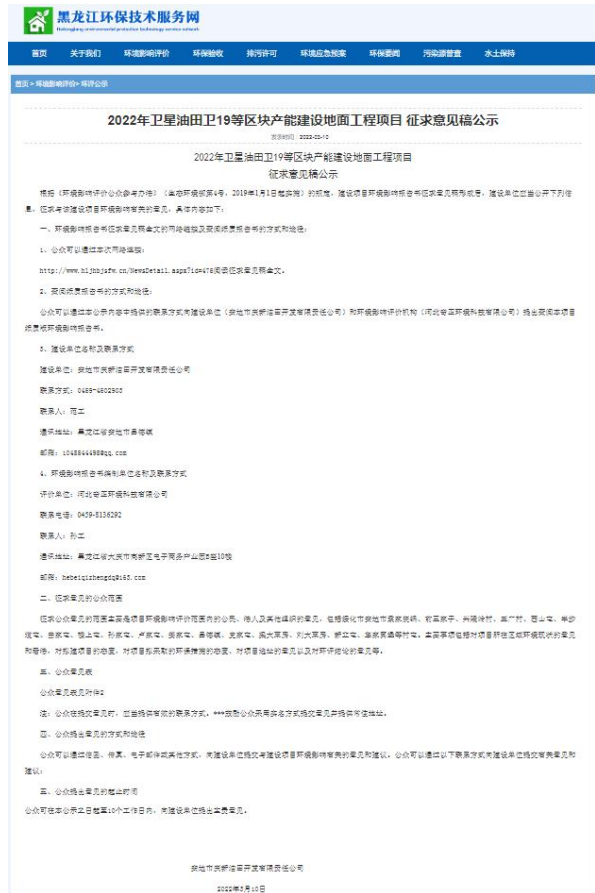


图9-2 征求意见稿公示截图

报纸第一次公告日期为2022年3月10日(绥化日报),报纸第二次公告日期为2022年3月14日(绥化日报)。

现场张贴公示日期为2022年3月14日,公示地点为附近村屯袁家烧锅、前五家子、兴隆岭村、三广村、西山屯、半步道屯、曲家屯、楼上屯、孙家屯、卢家屯、姜家屯、昌德镇、史家屯、梁大草房、刘大草房、新立屯、车家窝堡。至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

建设单位于2022年3月29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,网址为<http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=448>。公示截图见图9-3。

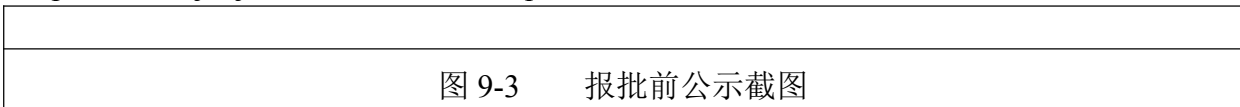


图 9-3 报批前公示截图

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《绥化日

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，2022年卫星油田卫19等区块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。

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

2022年卫星油田卫19等区块产能建设地面工程项目选址于黑龙江省安达市昌德镇境内，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 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>			三级 <input type="checkbox"/>			
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>			<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀) 其他污染物 (NMHC)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>				
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input type="checkbox"/>		其他标准 <input type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>			一类区和二类区 <input type="checkbox"/>			
	评价基准年	(2020) 年								
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>			现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>			
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>				不达标区 <input type="checkbox"/>				
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>		其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>		区域污染源 <input type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMO D <input type="checkbox"/>	ADM S <input type="checkbox"/>	AUSTAL200 0 <input type="checkbox"/>	EDMS/AED T <input type="checkbox"/>	CALPUF F <input type="checkbox"/>	网络模型 型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>		
	预测范围	边长 ≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>			边长=5km <input type="checkbox"/>			
	预测因子	预测因子				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>				
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 ≤100% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率 >100% <input type="checkbox"/>					
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C _{本项目} 最大占标率 ≤10% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率 >10% <input type="checkbox"/>			
		二类区		C _{本项目} 最大占标率 ≤30% <input type="checkbox"/>			C _{本项目} 最大占标率 >30% <input type="checkbox"/>			
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h			C 非正常占标率 ≤100% <input type="checkbox"/>			C 非正常占标率 >100% <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>				C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>				
区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>				K > -20% <input type="checkbox"/>					
环境监测计划	污染源监测	监测因子: ()			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input type="checkbox"/>			无监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()			无监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
环评结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>								
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 () m								
	污染源年排放量	NO _x : (0.807) t/a		SO ₂ : (0.222) t/a		颗粒物: (0.112) t/a		VOCs: (22.25) 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	1.934	129.16				
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数_____人			5km 范围内人口数_____人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）				人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input type="checkbox"/>		
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input type="checkbox"/>		
		地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input type="checkbox"/>		
包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>		D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>				
物质及工艺系数危险性		Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>	1≤Q<10 <input type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input type="checkbox"/>	Q>100 <input type="checkbox"/>		
		M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>		
		P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>		
环境风险潜势		IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input checked="" type="checkbox"/>		
评价等级		一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>		
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>			易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>			
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>			
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>		地表水 <input checked="" type="checkbox"/>		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		
事故情形分析		源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input type="checkbox"/>			
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>			
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 m					
	大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 m							
	地表水	最近敏感目标，到达时间 h						
地下水	下游厂区边界到达时间 d							
	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：“ <input type="checkbox"/> ”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 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态影响型 <input type="checkbox"/> ; 两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 农用地 <input type="checkbox"/> ; 未利用地 <input type="checkbox"/>				土地利用类型图
	占地规模	(1.849) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>				
	全部污染物	/				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ; II类 <input type="checkbox"/> ; III类 <input type="checkbox"/> ; IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ; 较敏感 <input type="checkbox"/> ; 不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 二级 <input type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>					
现状调查内容	资料收集					
	理化特性					见表 4.2-21
	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	5 个	0-0.2m 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 <input checked="" type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.1 <input type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	现状评价结论	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 <input type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论: a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		4	pH、石油烃		1 次/3 年	
信息公开指标						
评价结论						
注 1: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容						