

敖包塔油田敖平 6 区块敖 112 井区扶余油层产
能建设工程项目
环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司第九采油厂

编制单位：四川久远环保安全咨询有限公司

编制日期：2025 年 5 月

目 录

1 概述.....	1
1.1 项目由来.....	1
1.2 项目特点.....	2
1.3 环境影响评价工作过程	6
1.4 分析判定相关情况	8
1.6 环境影响评价主要结论	44
2 总则.....	45
2.1 评价目的.....	45
2.2 评价原则.....	45
2.3 编制依据.....	45
2.4 环境影响识别与评价因子筛选.....	49
2.5 评价标准.....	53
2.6 评价等级及评价范围	61
2.7 环境保护目标	86
3 建设项目工程分析	91
3.1 现有工程分析	91
3.2 建设项目概况	100
3.3 开发区块概况	101
3.4 工程组成.....	104
3.5 开发方案.....	115
3.6 主要建设内容	116
3.7 场地布置及土地利用	140
3.8 施工方式.....	144
3.9 施工进度及时序	148
3.10 设备及物料消耗	148
3.11 依托工程分析.....	150
3.12 建设项目工程分析	159
3.13 清洁生产分析	192
4 环境现状调查与评价	196
4.1 自然环境状况	196
4.2 环境保护目标调查	201
4.3 环境质量现状调查与评价.....	203
4.4 区域污染源调查	253
5 环境影响预测与评价	255
5.1 大气环境影响预测与评价	255
5.2 地表水环境影响评价	274

5.3 地下水环境影响预测与评价	277
5.4 声环境影响预测与评价	290
5.5 固体废物环境影响分析	297
5.6 生态环境影响评价	302
5.7 环境风险分析	307
5.8 土壤环境影响预测与评价	317
6 环境保护措施及其可行性论证	323
6.1 污染防治措施	323
6.2“三同时”项目一览表	351
7 环境影响经济损益分析	357
7.1 环境损失费估算	357
7.2 环保投资估算及环境效益分析	357
7.3 环境经济损益分析结论	359
8 环境管理与监测计划	360
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	360
8.2 环境监控	362
8.3 占地审批流程	372
9 环境影响评价结论	374
9.1 建设项目概况	374
9.2 环境质量现状评价结论	374
9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论	375
9.6 公众意见采纳情况	378
9.7 环境经济损益分析结论	379
9.8 环境管理与监测计划结论	379
9.9 综合评价结论	379
附表	380
附表 1: 建设项目大气环境影响评价自查表	380
附表 2: 建设项目环境风险评价自查表	381
附表 3: 建设项目土壤环境影响评价自查表	382
附表 4: 地表水自查表	383
附表 5: 生态影响评价自查表	385
附表 6: 声环境影响评价自查表	386

1 概述

1.1 项目由来

原油属于国家战略安全物资，随着国际油价的波动，国内需求持续增长，国家对国内石油资源的需求越来越大。随着原油含水率升高和产油量自然递减，大庆油田老区产量呈逐年下降的态势，且根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》要求，本土原油产量实现 3000 万吨规模，按照国家及地方的总体要求，大庆油田公司加大了油田老区的开发力度，为大庆油田的可持续发展提供保障。

在这一总体部署下，大庆油田有限责任公司第九采油厂决定在大庆市肇源县茂兴镇邱家窝棚屯西北侧及超等乡博尔诺村东北侧实施敖包塔油田敖平 6 区块敖 112 井区扶余油层产能建设工程项目。

本项目为老区增产项目，项目占地范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区，且项目不在生态保护红线内。根据《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年），本项目位于水土流失重点治理区，且部分建设内容占用基本农田，根据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），本项目国民经济分类为 B0711 陆地石油开采，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），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（2021 年版）》（生态环境部部令第 16 号）及《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）等法律法规，为保证建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，大庆油田有限责任公司第九采油厂委托四川久远环保安全咨询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，并对拟建井区域进行多次实地考察，并结合地面工程方案，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《敖包塔油田敖平 6 区块敖 112 井区扶余油层产能建设工程项目环境

影响报告书》。

1.2 项目特点

1.2.1 项目建设内容介绍

本项目为陆地石油开采项目，建设内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程（射孔及压裂）、采油工程、油气集输工程、含油污水处理工程、道路工程。本项目新钻油井 7 口，均为水平井，单井完钻垂深为 1804m~1948m，单井钻井进尺为 3026m~3474m，总进尺 23213m，7 口新钻井均安排基建。压裂并基建油井 7 口，共形成丛式井平台 1 座，独立井场 4 座，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 2.82km。依托敖南作业区敖南联合站建设废水回收点 1 座，用于存储敖南作业区产生的注入井洗井污水、注水管网清洗废水、油水井作业污水，站外新建外输管道 0.16km、伴热管道 0.4km。项目配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 $2.21 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

1.2.3 项目选址

本项目选址位于大庆市肇源县茂兴镇邱家窝棚屯西北侧及超等乡博尔诺村东北侧，项目新增占地面积 8.67hm^2 ，其中永久占地面积为 1.116hm^2 ，临时占地面积为 7.554hm^2 ，占地类型为低洼草地。

根据《黑龙江省国土空间规划（2021-2035 年）》、《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）（草案）》，以及黑龙江“三线一单”信息服务 APP 和大庆市生态保护红线分布图，本项目所在区域范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场分布，不在水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域，且不在生态红线范围内，区域内以耕地及草地为主，项目周边最近的居住区为 89 号平台西北侧 2386m 的东巴彦他拉村，区域周边最近的地表水体为塔 283-1-3 号平台东侧 120m 的瓦金诺尔泡。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目位于大庆市肇源县茂兴镇及超等乡，属于市级水土流失重点治理区。

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，肇源县属于沙化土地所在县（区），根据现场调查，项目占地区域未出现沙漠化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，应

制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

综合分析，项目周边不涉及制约本项目建设的环境影响因素。

1.2.4 工艺特点

本项目施工期包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程、油气处理工程（依托）。钻前工程及钻井工程包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井，储层改造工程包括射孔、压裂等。油气集输工程包括拆除部分老井现有井口设备、安装井口设备、新建集油管线及配套建设供配电、道路等辅助工程。

本项目运营期油井采出液由集输管道进入已建集油阀组间内，已建依托的敖南 2 转油站接纳集油阀组间来液，经油气分离、计量后管输至敖包塔脱水站，油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用。已建依托的敖包塔脱水站接纳敖南 2 转油站来液，进行油水分离处理，分离出的污水管输进入敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后用于回注油层注水驱油。

本项目退役期为油水井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段，油田退役期并非所有油水井同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油水井陆续关闭，直到将所有井关闭。闭井作业内容包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，管线退役段封堵、道路平整恢复等施工过程。

1.2.5 项目建设存在的优势

本项目位于大庆市肇源县茂兴镇邱家窝棚屯西北侧及超等乡博尔诺村东北侧，位于敖平 6 区块内，区块内建有较为完善的油、气、水、电、路、信等工程，项目建设均可就近搭接，大大减少项目工程量，从环保角度可控；同时项目周边分布有敖南 2 转油站、敖包塔脱水站、敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站等油田场站，项目建设可充分利用区块内已有场站的剩余生产能力，为大庆油田的可持续发展提供保障。

1.2.6 产污特点及措施

1.2.6.1 施工期

（1）本项目施工过程中产生的废水主要为水基钻井废水、油基钻井废水、压裂返排液、试压废水、生活污水。水基钻井废水排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；油基

钻井废水排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；压裂返排液由罐车拉运至新一联合压裂返排液处理站处理，分离出污水经新一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排；管线试压废水由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层；钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

（2）本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、施工车辆排放的尾气、柴油机废气、焊接烟尘。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；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；柴油机采用节能环保型柴油动力设备，钻井发电机和钻井柴油机采用符合《普通柴油》（GB252-2015）的柴油，加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；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）施工过程中产生的噪声主要为重型车辆沿途产生的噪声及钻机振动产生的噪声污染。合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工；合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械；选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声；运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。

（4）施工过程中产生的固体废物主要为水基废钻井液、水基钻井岩屑、废射孔液、油基废钻井液、油基钻井岩屑、膨润土等废包装袋、施工废料、含油废防渗布、废旧设备、生活垃圾等。水基废钻井液、水基钻井岩屑排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路；油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液排入井场设

置的钢制油基泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后用作油田垫井场和通井路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料经收集后拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理；含油废防渗布集中收集暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理；拆除的废旧设备全部回收至第九采油厂物资库；生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理。

1.2.6.2 运营期

（1）运营期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃、场站油气处理加热炉产生的烟气、温室气体。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、温室气体的无组织挥发，井场及依托场站排放的非甲烷总烃在厂界可以满足《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；场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，并采用低氮燃烧器，天然气经燃烧后均经 8m 高烟囱高空排放，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 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。

（2）本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、作业污水，最终均进入敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

（3）本项目运营期噪声源主要来自抽油机及修井机，抽油机电机、修井机等发声设备尽可能选用低噪声设备；对噪声值较高的设备采用相应的减振、隔声等降噪措施；注意对设备的维护保养，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。采取以上措施后井场厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准的要求。

（4）项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布。含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于采油九

厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理。

1.2.6.3 退役期

(1) 本项目退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理。退役期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

(2) 本项目退役期施工过程中产生的废气主要为施工扬尘。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。

(3) 本项目退役管线两段封堵后直埋处理，退役期拆除的废旧设备全部回收至第九采油厂物资库。封井建筑垃圾统一收集后拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾调配场处理。生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理。

1.3 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》（HJ349-2023）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，收集分析工程技术文件以及相关基础资料，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号）规定，确定敖包塔油田敖平 6 区块敖 112 井区扶余油层产能建设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，在仔细研究工程技术文件的基础上，进行了工程分析，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，识别环境影响并筛选评价因子，明确环境影响、评价工作重点和环境保护目标确定等工作。通过对项目概况、周围环境敏感性 & 导则要求分析确定：本项目大气环境影响评价工作等级为一级；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井场为二级，集输管线为三级；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井场为一级，集输管线为二级，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，制定了评价工作方案。

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，进行生态环境现状监测并进行调查与评价，在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、环境影响预测与评价的结果，确定科学合理、可行的工程方案，提出预防或减缓不利影响的环境保护措施，制定相应的环境管理或环境监测计划，从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论，完成报告的编制。

具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

2025 年 4 月 17 日，大庆油田有限责任公司第九采油厂委托四川久远环保安全咨询有限公司编制《敖包塔油田敖平 6 区块敖 112 井区扶余油层产能建设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等相结合的方式进行。项目首次环评公示及项目环境影响报告书征求意见稿公众时间分别为 2025 年 4 月 21 日及 2025 年 7 月 8 日~7 月 21 日；并于 2025 年 7 月 22 日在黑龙江环保技术服务网公开发布平台进行敖包塔油田敖平 6 区块敖 112 井区扶余油层产能建设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。

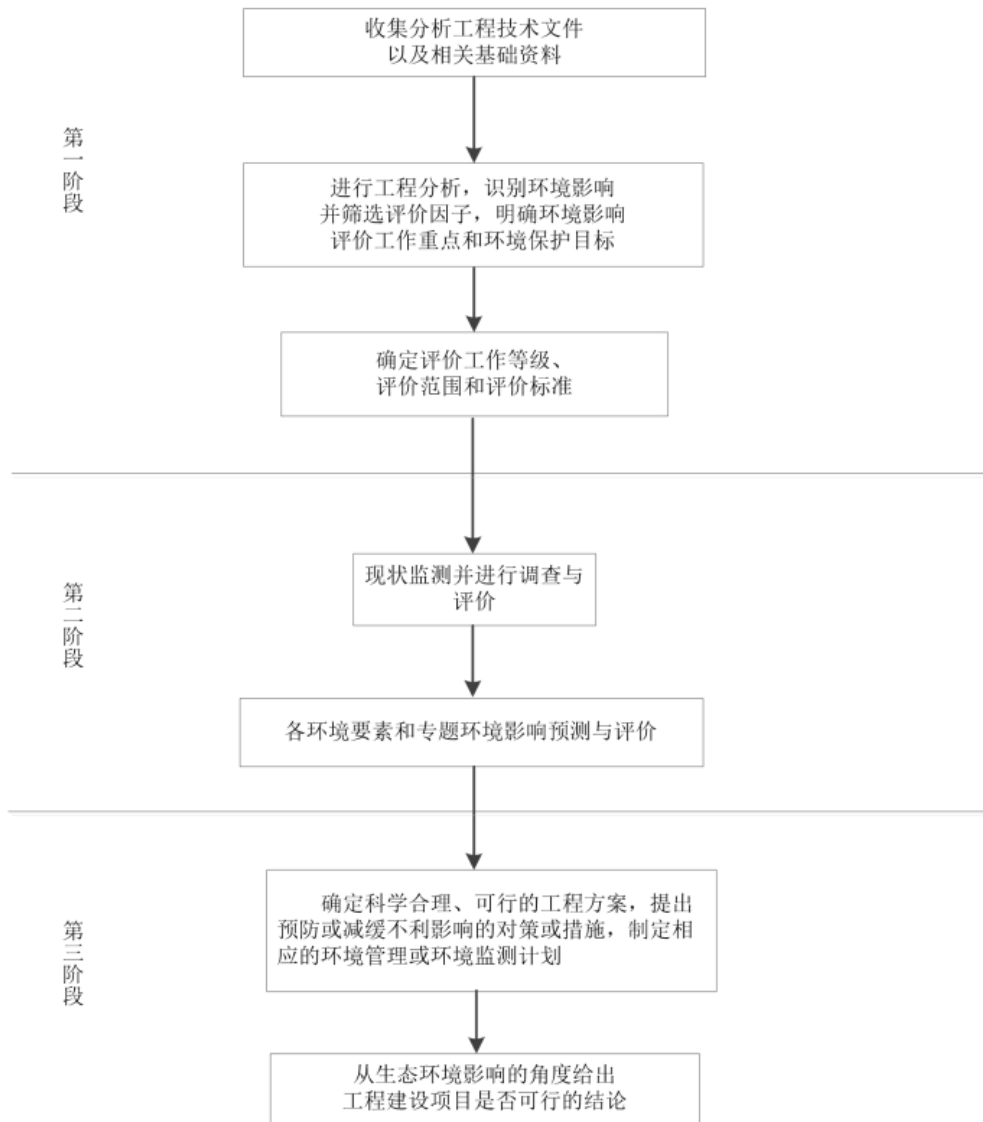


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目为石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于鼓励类“七、石油天然气”中“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，因此，该项目建设符合国家的产业政策。

1.4.2 相关规划符合性分析

1.4.2.1 与《黑龙江省主体功能区划》符合性分析

本工程位于黑龙江省大庆市肇源县，根据《黑龙江省主体功能区规划》，大庆市肇源县的功能定位为国家农产品主产区，属于限制开发区域。

根据《黑龙江省主体功能区划》第五章保障措施中第八节环境政策，限制开发区要通过治理、限制或关闭污染物排放企业等手段，实现污染物排放总量持续下降；加大水资源保护力度，适度开发利用水资源，实行全面节水，满足基本的生态用水需求。

本工程属于改扩建项目，运行期产生的废气主要为无组织挥发的非甲烷总烃和加热装置产生的烟气，项目加热装置使用的燃料为清洁能源天然气，且产生的污染物量较小，项目油井产液采用密闭集输工艺，且在采油井口安装了密封垫，处理装置均为密闭流程，最大程度减少了非甲烷总烃的无组织排放；项目施工期水基钻井废水排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；油基钻井废水排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；压裂返排液由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理，分离出污水经新一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。施工期试压废水、运行期作业污水最终均由敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；产生的各类固体废物均进行了相应的处理，对外环境无影响。项目运行期工业用水为井下作业用水，用水量较小，不进行地下水资源的开采。本项目满足限制开发区域的要求。

且根据《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”，第三节主要矿产资源开发利用中明确：“鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩、铁、铜、铅、锌、岩金、铂、钯、水泥用大理岩、含钾岩石、熔炼水晶、玻璃用硅质原料、珍珠岩、陶粒用原料、岩棉用玄武岩、透辉石岩、饰面石岩等矿产资源”，本项目属于大庆油田石油开采项目，符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。本项目与黑龙江省主体功能区位置关系见图 1.4-1。

1.4.2.2 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-6-1-1 嫩江下游湿地保护与

沙化和盐渍化控制生态功能区，该区由黑龙江省西南部的肇源县、杜尔伯特蒙古自治县和泰来县组成，总面积 14200 平方公里。该区主要生态环境问题为草地面积减小，草原沙化、碱化、退化现象严重，沙化动态仍呈扩展趋势；生态环境敏感性为西面大面积土地沙漠化敏感性为高度敏感，中度及轻度敏感地区也有分布；主要生态系统服务功能为沙漠化控制、防洪蓄洪、牧业生产、旅游；保活措施与发展方向为建立生态治沙体系，控制土地沙漠化趋势，充分发挥该地区的防洪蓄洪能力，科学发展农牧业。

本项目属于油田开发项目，位于大庆市肇源县茂兴镇邱家窝棚屯西北侧及超等乡博尔诺村东北侧，建成后永久占地面积为 1.116hm²，临时占地面积为 7.554hm²，占地类型为低洼草地（非基本草原），占地面积较小，且运营期作业、洗井等施工作业均在井场永久占地内进行，不会造成土地退化。同时，在本项目实施过程中加强防沙治沙措施的实施，车辆运输尽量采用已有道路，管道施工严格控制作业带宽度，施工后立即进行土地原貌的恢复等。

油田在生产过程中加强管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；井下作业产生的原油等污染物必须及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地，必须及时回收；运行期产生的油水井作业污水均拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排，采取以上措施可有效避免土地盐渍化。

本项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，满足该区域作为沙漠化控制、防洪蓄洪、牧业生产、旅游的生态系统服务功能需求。因此，本项目符合《黑龙江省生态功能区规划》的要求。本项目与《黑龙江省生态功能区划》位置关系见图 1.4-2。

1.4.2.3 城镇规划符合性分析

（1）与《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

根据《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》（草案），本项目位于农业空间的嫩江松花江沿岸粮食主产区，不在生态保护红线、永久基本农田、城镇开发边界内，根据规划要求“北部、南部粮食主产区，保障耕地规模，提高耕地质量，种植玉米大豆为主的农产品”，本项目为陆地石油开采项目，建设占用低洼草地，不新增占用耕地，且占地较少，针对永久占地按当地相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地补偿，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的草地。再采取以上措施的前提下，本项目满足《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》（草案）中的要求。

（2）与《大庆市城市总体规划（2011-2020 年）》符合性分析

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

（3）与《大庆油田油振兴发展纲要》符合性分析

根据《大庆油田油振兴发展纲要》（2020 年 6 月），力争到 2025 年，基本探明页岩油储量 30 亿吨，累计增加石油探明储量 8 亿吨，天然气探明储量 3500 亿立方米；本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。本项目拟建的 44 口油井助力大庆油田的增产，其建设符合大庆油田油振兴发展纲要。

（4）与《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020 年）符合性分析

本项目位于大庆市肇源县茂兴镇邱家窝棚屯西北侧及超等乡博尔诺村东北侧，根据《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020 年），本项目所在地为一般农业发展区，一般农业发展区的土地综合利用方向为：加强区内耕地保护，改造中低产田，提高土地生产能力，调整农业结构，发展高效农业。依靠区域自然资源，鼓励发展具有地方特色的农产品种植，积极发展农产品的深加工企业，发展规模型、合作型特色农业。

本项目新增总占地面积为 8.67hm²，其中永久占地面积为 1.116hm²，临时占地面积为 7.554hm²，占地类型为低洼草地。本项目不新增占用耕地，针对永久占地按照当地相关规定缴纳土地补偿费，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的草地，符合土地利用总体规划要求。本项目与大庆市土地利用总体规划位置关系图见附图 3。

1.4.2.4 国民经济和社会发展规划符合性分析

《黑龙江省国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中提出：保障国家能源安全。当好标杆旗帜，建设百年油田，推进大庆油田常规油气资源稳油增气，建立地企共建共享机制，加快大庆页岩油气开发产业化商业化步伐，到 2025 年油气产量当量达到 4500 万吨以上，巩固石油大省地位。

《大庆市国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》第三章中提出加快体制机制创新，全力推动百年油田建设。力争到 2025 年，大庆油田国内外油气产量当量达到 4500 万吨以上，天然气产量 70 亿立方米，有效保障国家油气安全稳定供应，肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”的政治责任。支持油田打好提质增效攻坚战，服务保障油田产能建设，加强油田产能规划与大庆城市总体规划、国土空间规划等统

筹衔接，支持拓宽油田勘探开发空间，保障生产建设用地。为油田开辟政务服务“绿色通道”，优化简化油田产能项目在环保、安全等方面审批流程，压缩审批时限。全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。

本工程为石油开采项目，因此本项目符合《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》及《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中要求。

1.4.2.5 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1.4-1。

表 1.4-1 本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。	①运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘。②运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施。③土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。④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。⑤施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。	符合
2	开展 VOCs（挥发性有机物）全过程综合整治。持续开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 全过程综合整治。提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，开展原油、成品油、有机化学品等涉 VOCs 物质储罐排查，按规定逐步取消炼油、石化、煤化工、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要 VOCs 废气排放系统旁路。	本项目油气集输过程中采用全密闭集输，减少 VOCs 的挥发。	符合
3	鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。	施工期选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。施工场界能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中要求（昼间 70d（A）、夜间 55dB（A））。运营期抽油机电机等发声设备尽可能选用低噪声设备，注意对设备的维护保养，尤其加强村屯周围井场维护	符合

		和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，能够确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求。	
4	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。	本项目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
5	防范工矿企业新增土壤污染。动态更新土壤污染重点监管单位名录，监督全面落实土壤污染防治义务，依法纳入排污许可管理。鼓励土壤污染重点监管单位实施提标改造。各地定期组织开展土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水环境监测，督促企业定期开展土壤和地下水环境自行监测、污染隐患排查治理。防控矿产资源开发污染土壤，加强尾矿库安全管理。	大庆油田有限责任公司第九采油厂作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田信息港进行信息公开。根据监测结果，各监测点位污染物浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中风险筛选值。	符合

由上表可知，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。

1.4.2.6 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》符合性分析见表 1.4-2。

表 1.4-2 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

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，划定耕地保护红线和永久基本农田控制线，严格落实耕地占补平衡、易地补充耕地、土地复垦等政策，确保完成规划期内黑土耕地保有量和永久基本农田保护任务。	本项目为油田开发工程，属于国家能源建设项目，项目位于肇源县，项目新增占地类型为低洼草地，不占用黑土耕地。且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，对永久占用占用的草地进行占地补偿，对临时占用的草地在施工结束后恢复地表植被，不会对周边黑土耕地产生影响。	符合
2	严格国土空间用途管制。划定一般农业区，把优质黑土耕地优先划入一般农业区。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	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及黑土	符合

	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。	耕地,不准乱挖、乱采野生植物,确保不影响周边黑土耕地。	
3	严格土地执法。建设项目占用耕地的,应当按规定进行表土剥离和利用。全面加大黑土耕地保护违法违规问题执法力度,及时发现、严肃查处土地违法特别是乱占耕地、破坏耕地、盗挖黑土等行为。	本项目占用低洼草地,不新增占用耕地,施工前应剥离临时占地内 0.3m 的表土,剥离的表土暂存于施工井场或管线两侧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,施工结束后,剥离的表土全部回填,并恢复地表植被。	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。	对于临时占地采取分层开挖、分层堆放方式,剥离占地内 0.3m 的表土,并对剥离表土采取苫布遮盖、定期洒水抑尘措施,施工结束后及时用于回填,分层回填压实,恢复地表植被。	符合

由上表可知,本项目符合《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》中相关规定。

1.4.2.7 与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1.4-3。

表 1.4-3 本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管理。全面推行绿色施工,严格落实施工工地扬尘管控责任,加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业,加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度,渣土车实施全密闭运输,强化绿化用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料以及干散货物料堆场,全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造,鼓励有条件的堆场实施全封闭改造。	①运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘。②运料车辆在运输时,车辆应当采取苫布遮盖措施。③土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。④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。⑤施工结束后,应及时进行施工场地的清理,清除积土、堆物。	符合
2	在制定国土空间规划及交通运输等相关规划时,合理划定防噪声距离,明确规划设计要求。因特殊需要必须连续作业的,必须按照法律规定取得证明,并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业	施工期选用低噪声设备,平时注意设备维护和保养,避免设备不正常运行产生的高噪声。施工场界能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)中要求(昼间 70d(A)、夜间 55dB(A))。运营期抽油机电机等发	符合

	噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。加强对文化娱乐、商业经营中社会生活噪声热点问题日常监管和集中整治。到2025年，全面实现功能区声环境质量自动监测，声环境功能区夜间达标率达到国家要求。	声设备尽可能选用低噪声设备，注意对设备的维护保养，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，能够确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求。	
3	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，对黑土耕地全面进行管控。落实“三线一单”生态环境分区中与耕地相关管控要求。推广保护性耕作模式。 强化黑土耕地保护的监督管理。落实属地监督管理责任，实行黑土耕地动态监管、日常巡查。 加快耕地水土流失综合治理。坚持山水林田湖草沙冰系统治理、综合治理，减轻风蚀水蚀，防治水土流失。	本项目新增总占地面积为8.67hm²，其中永久占地面积为1.116hm²，临时占地面积为7.554hm²，占地类型为低洼草地，本项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于临时占地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，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	推进地下水污染综合防治。建立地下水污染防治管理和环境监测体系，建设地下水信息平台。加强地下水污染与地表水、土壤等共生环境协同防治。全面开展地下水污染分区防治，提出地下水污染分区防治措施，实施地下水污染源分类监管。推进地下水重点污染源风险防控，开展试点示范。 配合生态环境部和省生态环境厅建立地下水环境监测网。2025年年底前，按照国家和行业相关监测、评价技术规范，开展地下水环境监测。	本项目针对施工井场、拟建管线及井场采取了分区防渗措施，并在区域内布置3口潜水跟踪监测井及1口承压水跟踪监测井，定期进行跟踪监测。	符合
5	推进重点产废单位“减量化、资源化、无害化”工作。抓好油田采油环节各类固废的源头减量、分类处置工作。加快构建与产生量相匹配处理规模的水基钻井泥浆综合利用项目。进一步推进历史遗留固体废物的排查整治，通过拓展工业固体废物的综合利用	本项目施工期水基废钻井液、水基钻井岩屑排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注	符合

	用渠道和效率，最终实现产业绿色转型。	水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路；油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1中的限值要求后用作油田垫井场和通井路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料经收集后拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理；含油废防渗布集中收集暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理；拆除的废旧设备全部回收至第九采油厂物资库；生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理。运营期产生的含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理。	

1.4.2.8 与《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）符合性分析

根据《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目位于大庆市肇源县茂兴镇及超等乡，属于水土流失重点治理区。本项目开发区域与水土保持重点治理区和重点预防区位置关系见附图 4。本项目的开发建设与该规划的符合性分析见表 1.4-4。

表 1.4-4 与《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	3.3.1.4 工矿区治理中要求“治理措施以植被恢复为主，采用种草、种树绿化方法，治理油田开采和砖厂取土生产等造成的地表植被破坏”。	本项目在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便植被恢复，临时占用的草地进行植被恢复。通过上述措施，可以尽快将临时占地的植被恢复至原有水平。	符合

2	3.3.3.3 次生盐渍化防治中要求“建立完善水利排水工程，避免工业污水浸泡农田；生产建设用地破坏植被应及时采取恢复植被措施，避免造成次生盐渍化”。	本项目产生的生产废水均进入敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理，处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，对永久占地平整压实，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。	符合
3	5.2.2 综合治理措施配置中要求“城市水土保持治理措施，结合生产建设项目类型具体设置措施”。	工程为陆地石油开采类项目，结合本项目工程内容，根据井场、管道、道路、站场不同的施工特点给出水土保持措施，管道表土留存可以回覆，对井场等永久占地进行补偿。	符合

本项目施工期开挖面积小，施工期短，土石方就近占地进行临时堆放，无转运丢弃，实际新增水土流失量小。根据项目土石方平衡，项目不产生弃土。剥离表层土的临时堆场设置严格的水土保措施。施工结束后及时清理施工现场，对临时占地采取植被恢复、水土保持等措施进行生态恢复。在采取水土保持措施后，本项目满足《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年）要求。

1.4.2.9 与《大庆油气田地面工程“十四五”规划》符合性分析

根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》开发规划安排，“十四五”期间，溶解气产量逐年递减，主要通过加大松辽深层、川渝以及塔东地区的气层气开发力度，来提高气层气的产量。2025 年，基本探明页岩油储量 30 亿吨，累计增加石油探明储量 8 亿吨，天然气探时储量 3500 亿立方米；本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。力争天然气产量达到 $70 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中溶解气 $16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，气层气产量达到 $54 \times 10^8 \text{m}^3$ 。松辽地区老井递减控制在 7% 左右，新增产能 3.3 亿方。松辽地区“十四五”期间新增产能 8.014 亿方。本项目地处松嫩平原中部，属嫩江冲积平原，在地质构造上属于松辽盆地中央坳陷区。在《大庆油气田地面工程“十四五”规划》总体部署下，本项目可促进大庆油田原油及天然气的增产，项目建设符合大庆油田油气开发规划。

1.4.3 相关政策符合性分析

1.4.3.1 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》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析见表 1.4-5。

表 1.4-5 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。	本项目为现有敖平 6 区块进行开发，属于滚动开发区块建设项目，敖平 6 区块位于东巴彦他拉村南侧 500m，区块东西宽约 2.9km，南北长约 4km，区块面积约为 10.25km²。敖平 6 区块现有运行油水井 119 口，其中油井 91 口，注水井 28 口，目前区块内年产油 2.329×10⁴t。区块内现有场站为敖南 2 转油站。本项目新钻油井 4 口，压裂并基建油井 44 口，并配套建设集油管线、供配电、道路等配套工程，本项目采出液处理、含油污水处理充分利用区块内或区块周边已有场站剩余能力。本次环评在 3.1 章节中详述了敖平 6 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、油田采出水最终经敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理后回注油层，场站生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理；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，含油污泥由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点处理。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。 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、注水站、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。	符合
2	确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。	本项目为油田产能建设项目，不为勘探项目，本项目拟建油井 44 口，不以单井形式开展环评。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，	本项目施工期及运营期废水均不外排。	符合

	满足重点污染物排放总量控制要求。		
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	项目施工期及运营期产生的废水最终均经敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层，属于回注到现役油气藏层位，储层有效渗透率 $25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，回注水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求。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。	符合
5	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	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。	项目施工期水基废钻井液、水基钻井岩屑排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路。油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后用作油田垫井场和通井路，运营期含油污泥、落地油全部回收，由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井	符合

		路；含油废防渗布属于危险废物，作业结束后委托资质单位定期拉运处置。	
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。环评中已提出草地的保护措施，本项目钻井及压裂用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备。	符合
8	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	大庆油田有限责任公司第九采油厂现有《第九采油厂环境突发事件专项应急预案》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。并于2023年6月19日在大庆市红岗生态环境局进行了备案，备案编号为230605-2023-012-MT。	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。

1.4.3.2 与《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》符合性分析

本项目与《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》（生态环境部，环大气〔2020〕33号）符合性分析见表 1.4-6。

表 1.4-6 与《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》符合性分析

文件要求		符合性分析	符合性
全面落实标准要求，强化无组织排放控制	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	本项目不在重点地区，井场及依托场站厂界执行《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，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	符合
	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。	本项目在石油开采集输过程中均采取埋地的集油管线，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	符合

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），本项目不在重点地区，不需开展泄漏检测与修复工作，由上表可知，且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》（生态环境部，环大气〔2020〕33 号）相关要求。

1.4.3.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性判定

本项目与《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）符合性分析见表 1.4-7。

表 1.4-7 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。本项目施工期及运行期生产废水均经油田含油污水处理站处理达标后回注油层，回用率 90%以上，工业固废（施工期水基废钻井液、水基钻井岩屑、废射孔液、油基废钻井液、油基钻井岩屑、膨润土等废包装袋、含油废防渗布、施工废料、废旧设备及运营期含油污泥、落地油、含油废防渗布）均得到妥善处置，处置率达到 100%。
2	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	符合。本项目为现有区块的改扩建项目，油气处置和废物收集处置均依托现有集中处置站场。
3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	符合。大庆油田有限责任公司第九采油厂井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后 100%回收。
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合。压裂返排液由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理，分离出污水经新一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。
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敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注

		水水质指标技术要求及分析方法》 (SY/T5329-2022)限值要求后回注油层。
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‰,不高于 0.5%。
7	油气田建设宜布置丛式井组,采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术,以减少废物产生和占地。	符合。本项目采用水平井钻井技术,且所钻 4 口油井均位于同一平台井场,减少占地。
8	在开发过程中,伴生气应回收利用,减少温室气体排放,不具备回收利用条件的,应充分燃烧,伴生气回收利用率应达到 80%以上;站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	符合。本项目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,场站天然气均通过加热炉完全燃烧后由高 8m 的烟囱排放。
9	应设立地下水水质监测井,加强对油气田地下水水质的监控,防止回注过程对地下水造成污染。	符合。在本项目区域上游、区域内、区域下游各布设 3 口潜水跟踪监测水井,在区域内布设 1 口承压水跟踪监测井,定期对地下水进行跟踪监测。
10	在钻井和井下作业过程中,鼓励污油、污水进入生产流程循环利用,未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	符合。作业污水由施工现场污水回收装置回收后拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层,不外排。
11	应回收落地原油,以及原油处理、废水处理产生的油泥(砂)等中的油类物质,含油污泥资源化利用率应达到 90%以上,残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别,根据识别结果资源化利用或无害化处置。	符合。油气水分离器、储罐产生的油泥(砂)及落地油由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)表 1 中的限值要求后,用作油田垫井场和通井路,含油污泥资源化利用率 100%。

1.4.3.4 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 1.4-8。

表 1.4-8 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	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

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

1.4.3.5 与《中华人民共和国黑土地保护法》的符合性分析

本项目位于大庆市肇源县茂兴镇邱家窝棚屯西北侧及超等乡博尔诺村东北侧，与《中华人民共和国黑土地保护法》相关要求符合性分析详见表 1.4-9。

表 1.4-9 与《中华人民共和国黑土地保护法》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	建设项目不得占用黑土地；确需占用的，应当依法严格审批，并补充数量和质量相当的耕地。	本项目永久占地及临时占地类型为低洼草地（非基本草原），不占用黑土耕地，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。本工程尽可能减少占地，在建设过程中，对临时占地进行表土剥离，施工结束后回填，并恢复地表植被，对永久占地进行补偿。	符合
2	建设项目占用黑土地的，应当按照规定的标准对耕作层的土壤进行剥离。剥离的黑土应当就近用于新开垦耕地和劣质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。	本项目在施工过程中针临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场或管线两侧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，剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	符合

在采取以上措施后，本项目符合《中华人民共和国黑土地保护法》中要求。

1.4.3.6 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析见表 1.4-10。

表 1.4-10 本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》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	黑土地保护利用实行土地用途管制制度。严格限制农用地转为建设用地，严格控制耕地转为非耕地，禁止违法占用耕地。	本项目永久占地及临时占地类型为低洼草地（非基本草原），不占用黑土耕地，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。本工程尽可能减少占地，在建设过程中，对临时占地进行表土剥离，施工结束后回填，并恢复地表植被，对永久占地进行补偿。	符合
2	禁止向黑土地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等；禁止将有毒有害废物用作肥料或者用于造田和土地复垦。	本项目永久占地及临时占地类型为低洼草地（非基本草原），不占用黑土耕地。本项目施工期水基钻井废水排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；油基钻井废水排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；压裂返排液由罐车拉运至新一联合压裂返排液处理站处理，分离出污水经新一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排；管线试压废水由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层；钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。水基废钻井液、水基钻井岩屑排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要	符合

		求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路。油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后用作油田垫井场和通井路。 运营期产生的油田采出水、作业污水最终均进入敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。含油污泥、落地油及油砂由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理，固体废物处置率 100%。	
3	因突发事件造成黑土地污染或者破坏的，当事人应当立即采取补救措施，并向当地县级人民政府生态环境或者自然资源、农业农村、林业和草原主管部门报告。	本项目永久占地及临时占地类型为低洼草地（非基本草原），不占用黑土耕地，为避免事故状态下对周边黑土耕地的影响，大庆油田有限责任公司第九采油厂已针对项目运行过程中可能产生的突发环境污染事件制定了《第九采油厂环境突发事件专项应急预案》，预案内容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，应急预案于 2023 年 6 月 19 日在大庆市红岗生态环境局进行了备案，备案编号为 230605-2023-012-MT，具体见附件 4。	符合
4	建立和完善建设用地增减挂钩机制。 建设项目应当节约、集约使用黑土地，不占或者少占黑土地。	本项目永久占地及临时占地类型为低洼草地（非基本草原），不占用黑土耕地。本项目永久占地较少，临时占地采取剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于井场或管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按当地相关规定缴纳土地补偿费，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的草地。	符合
5	生产建设活动占用黑土地的，应当按照有关标准、规范和管理规定剥离表土。	本项目永久占地及临时占地类型为低洼草地（非基本草原），不占用黑土耕地。本项目临时占地采取剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于井场或管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。	符合

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2021 年 12 月 23 日发布，自 2022 年 3 月 1 日起施行）中要求。

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

根据《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025 年）》实施内容：坚持政府引导、社会参与。发挥政府投入引领作用，通过市场化运作，带动社会资本投入，引导农村集体经济组织、农户、新型经营主体、企业积极参与。健全黑土地保护责任体系，进一步明确省市县乡四级政府及相关部门黑土地保护职责，建立黑土地质量监测网络体系，形成黑土地保护建设长效机制。

本项目永久占地及临时占地类型为低洼草地（非基本草原），不占用黑土耕地。本项目施工前临时占地采取剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于井场或管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按当地相关规定缴纳土地补偿费，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的草地。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及黑土耕地，不准乱挖、乱采野生植物，确保不影响周边黑土耕地。

在政府引导下，建设单位积极参与，并共布设 2 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测。

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

1.4.3.8 与自然资规〔2021〕2 号符合性分析

本项目与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）符合性分析见表 1.4-11。

表 1.4-11 本项目与自然资规〔2021〕2 号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	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。	本项目占用低洼草地。本项目临时占地采取剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于井场或管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按当地相关规定缴纳土地补偿费，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的草地。	符合
2	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、	本项目为石油天然气开采，为能源基础设施建设项目，本项目计划施工期不超过 1 年。	符合

	交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。		
3	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本项目施工结束后拆除临时用地内临时建（构）筑物，并等质等量恢复临时占地内的草地。	符合

根据以上分析，本项目符合《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）中要求。

1.4.3.9 与《中华人民共和国草原法》符合性分析

本项目与《中华人民共和国草原法》（中华人民共和国主席令第82号，2021年4月29日修正施行）符合性分析见表1.4-12。

表 1.4-12 本项目与《中华人民共和国草原法》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	进行矿藏开采和工程建设，应当不占或者少占草原；确需征收、征用或者使用草原的，必须经省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意后，依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续。	本项目建设占用低洼草地（非基本草原）。临时占地采取剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按当地相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的草地。	符合
2	因建设征收、征用集体所有的草原的，应当依照《中华人民共和国土地管理法》的规定给予补偿；因建设使用国家所有的草原的，应当依照国务院有关规定对草原承包经营者给予补偿。		
3	临时占用草原的期限不得超过二年，并不得在临时占用的草原上修建永久性建筑物、构筑物；占用期满，用地单位必须恢复草原植被并及时退还。	本项目计划施工期不超过1年。本项目施工结束后拆除临时用地内临时建（构）筑物，并等质等量恢复临时占地内的草地。	符合

根据以上分析，本项目符合《中华人民共和国草原法》（中华人民共和国主席令第 82 号，2021 年 4 月 29 日修正施行）中要求。

1.4.3.10 与《黑龙江省草原条例》符合性分析

本项目与《黑龙江省草原条例》（2018 年 6 月 28 日修订施行）符合性分析见表 1.4-13。

表 1.4-13 本项目与《黑龙江省草原条例》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	在草原上从事采土、采砂、采石等作业活动，应当报县级草原行政主管部门批准；开采矿产资源的，并应当依法办理有关手续。 经批准在草原上从事本条第一款所列活动的，应当在规定的时间内、区域内，按照准许的采挖方式作业，并采取保护草原植被的措施。 在他人使用的草原上从事本条第一款所列活动的，还应当事先征得草原使用者的同意。	本项目施工前报县级草原行政主管部门征求批准，办理用地审批手续。本项目建设占用草地（非基本草原）。临时占地采取剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于井场或管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。	符合
2	矿藏开采和工程建设，确需征用或者使用草原的，应当经省草原行政主管部门审核同意后，按照国家土地管理法律、法规的规定办理用地审批手续，在工程实施前由用地单位依法支付补偿费、植被恢复费、附着物补偿费和当年草原应有收益以及承包者进行草原建设和改良的实际投入。	针对永久占地按当地相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的草地。	
3	临时使用草原单位应当按照批准的地点、面积、使用方式使用，并给予草原使用权单位补偿。在使用期满后，应当恢复草原植被。县以上草原行政主管部门对恢复植被的，应当及时退还恢复植被保证金；对未恢复植被的，用保证金代为恢复。恢复植被保证金的标准由草原行政主管部门根据恢复草原植被所需费用确定。	本项目在施工阶段加强管理，不占用施工场地外的土地，施工结束后对临时占地内剥离的表土进行分层回填，确保恢复等质等量面积的草地。	符合

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省草原条例》（2018 年 6 月 28 日修订施行）中要求。

1.4.3.11 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 1.4-14。

表 1.4-14 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，主要包括采取分区防渗措施，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；根据区域潜水流向，本项目共分 2 个区域布置跟踪监测井，每个区域分别在上游设 1 个潜水背景监测点，在项目区域内及区域下游设 2 个潜水跟踪监测点，在区域内布设 1 个承压水跟踪监测点，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；		

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。

1.4.3.12 与黑政办规〔2021〕18号符合性分析

本项目与《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）符合性分析见表1.4-15。

表1.4-15 本项目与黑政办规〔2021〕18号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	成片开发和城镇批次用地占用耕地的，应在供地前实施耕作层土壤剥离；单独选址项目及其他需要剥离的项目，应在开工建设前按照剥离利用方案要求实施耕作层土壤剥离，并将剥离土壤存储在指定地点或直接输送到再利用场所。耕作层土壤剥离及运输过程中，应采取水土保持和扬尘防治措施，防止土壤和环境污染。土壤存储点的选取应遵循就近存储、易于存放、专人管理的原则，尽量利用废弃土地、闲置建设用地和未利用地，避让永久基本农田和生态保护红线、水源地等敏感区域。土壤存储要采取必要的工程防护和保育措施，防止出	本项目建设占用草地。项目在施工过程中针对临时占地，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或管线两侧临时占地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，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

	现水土流失、土壤质量退化和安全隐患。		

根据以上分析，本项目符合《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）中要求。

1.4.3.13与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）符合性分析

表 1.4-16 项目与《钻前工程及井场布置技术要求》符合性分析

《SY/T5466-2013 钻前工程及井场布置技术要求》	拟建项目情况	符合性
根据自然环境、钻机类型及钻井工艺要求确定钻井设备安放位置。	本项目位于大庆市，钻机型号为 ZJ-40D/2250 型钻机，占地类型主要为草地，钻井设备施工期摆放至远离村屯的位置。	符合
井场应避开滑坡、泥石流等不良地质地段，在河滩、河滩地区应避开汛、潮期进行钻前施工。	本项目位于松嫩平原中部，非滑坡、泥石流等不良地质地段。	符合
充分利用地形、节约用地，方便施工。	本工程在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小的方案。	符合
满足防洪、放喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求。	项目钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生，钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品，机泵房下无积油，井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志。	符合
有利废弃物回收处理、声光屏蔽等，防治环境污染。	本项目水基废钻井液、水基钻井岩屑排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路。油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后用作油田垫井场和通井路。施工废料最大限度回收利用后，剩余废料拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理，膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋由施工单位统一收集后拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理。含油废防渗布集中收集暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理。拆除的废旧设备全部回收至第九采油厂物资库。生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点处理。施工过程中产生的噪声主要为重型车辆沿途产生的噪声及钻机振动产生的噪声污染。合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工；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。	符合

1.4.3.14 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性判定

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析见表 1.4-17。

表 1.4-17 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	本项目施工期及运营期废液、废气、固体废物均无害化处置，处置率 100%，水基钻井废水、水基废钻井液、水基钻井岩屑排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理。油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后用作油田垫井场和通井路。压裂返排液由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理。膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料经收集后拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理；含油废防渗布集中收集暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理；拆除的废旧设备全部回收至第九采油厂物资库；生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点处理。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、温室气体的无组织挥发。场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，并采用低氮燃烧器，天然气经燃烧后均经 8m 高烟囱高空排放。	符合
2	油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式。	本项目油田采出水管输至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》	符合

		(SY/T5329-2022) 限值要求后回注油层, 不外排。	
3	油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收。	本项目含油污泥及落地油全部回收, 由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022) 表 1 中的限值要求后, 用作油田垫井场和通井路。	符合
4	油气开采过程中产生的含油污泥, 采取技术措施进行原油回收处理和利用, 处理后固体物含油率低于 2%。		

根据以上分析, 本项目符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018) 中要求。

1.4.3.15 与《空气质量持续改善行动计划》(国发〔2023〕24 号) 符合性判定

本项目与《空气质量持续改善行动计划》(国发〔2023〕24 号) 符合性分析见表 1.4-18。

表 1.4-18 与《空气质量持续改善行动计划》相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导, 全面贯彻党的二十大精神, 深入贯彻习近平生态文明思想, 落实全国生态环境保护大会部署, 坚持稳中求进工作总基调, 协同推进降碳、减污、扩绿、增长, 以改善空气质量为核心, 以减少重污染天气和解决人民群众身边的突出大气环境问题为重点, 以降低细颗粒物 (PM _{2.5}) 浓度为主线, 大力推动氮氧化物和挥发性有机物 (VOCs) 减排; 开展区域协同治理, 突出精准、科学、依法治污, 完善大气环境管理体系, 提升污染防治能力; 远近结合研究谋划大气污染防治路径, 扎实推进产业、能源、交通绿色低碳转型, 强化面源污染治理, 加强源头防控, 加快形成绿色低碳生产生活方式, 实现环境效益、经济效益和社会效益多赢	本项目施工过程中产生的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; 施工车辆采用清洁燃料, 降低污染物排放; 柴油机采用节能环保型柴油动力设备, 钻井发电机和钻井柴油机采用符合《普通柴油》(GB252-2015) 的柴油, 加强对机械设备的维护、保养, 减少不必要的运转时间, 以控制尾气的排放。本项目运营期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、温室气体的无组织挥发。场站加热炉燃料均采用天然气, 为清洁能源, 并采用低氮燃烧器, 天然气经燃烧后均经 8m 高烟囱高空排放。	符合

根据以上分析, 本项目符合《空气质量持续改善行动计划》(国发〔2023〕24 号) 中要求。

1.4.3.19 与《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67号）符合性判定

本项目与《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67号）符合性分析见表 1.4-19。

表 1.4-19 与《甲烷排放控制行动方案》相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。	本项目油气集输过程中分离出的天然气全部回收利用，均经过天然气除油干燥组合装置处理后自耗。	符合
2	强化污染物与甲烷协同控制措施。充分利用现有生态环境法规标准政策，构建污染物减排与甲烷排放控制一体推进的治理体系。加强挥发性有机物与甲烷协同控制，妥善处置工业生产产生的含甲烷可燃性气体。	本项目产生的烃类气体与甲烷协同控制，运营期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、温室气体的无组织挥发	符合

根据以上分析，本项目符合《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67号）中要求。

1.4.4 “三线一单”符合性分析

1.4.4.1 生态保护红线

根据《自然资源部办公厅关于辽宁等省启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》，本项目位于黑龙江省大庆市，属于“三区三线”划定启用的区域，其中的“三区”分别为城镇空间、农业空间、生态空间三种类型的国土空间；“三线”分别为城镇开发边界、永久基本农田、生态保护红线三条控制线。按照《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）（草案）》，以及黑龙江“三线一单”信息服务 APP 和大庆市生态保护红线分布图，本项目不在生态保护红线、永久基本农田、城镇开发边界内，且本项目不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、饮用水水源保护区、重要湿地等区域。根据黑龙江省“三线一单”图集中大庆市生态保护红线分布图，本项目不在红线范围内，本项目与大庆市生态保护红线的位置关系见附图 23。根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》及《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中划分的环境管控单元内容，本项目位于重点管控单元，本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系见附图 6，本项目与黑龙江省大庆市环境管控单元位置关系见附图 7。

本项目与分区管控要求符合性分析见表 1.4-20。

表 1.4-20 本项目与分区管控要求符合性分析

环境 管控 单元	分区管控要求	拟建项目情况	符合性
重点管 控单 元	重点管 控单 元 突出污 染物排 放控制 和环境 风险防 控，按 照差别 化的生 态环境 准入要 求，大 庆钻探 六号废 弃钻井 液处理 站（采 油九厂 ）处理 ，处理 后的压 滤水由 罐车拉 运至龙 一联合 含油污 水处理 站处理 满足《 大庆油 田地面 工程建 设设计 规定》 （Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理，分离出污水经新一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。水基钻井废水排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。油基钻井废水排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。施工场地噪声采取合理安排施工时间，避免大量高风险高的问题。噪声设备同时施工，选用低噪声设备，注意设备维护和保养等措施降低噪声对周边环境的影响；施工期水基废钻井液、水基钻井岩屑排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路。油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后用作	符合	

		油田垫井场和通井路。施工废料最大限度回收利用后，剩余废料拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理，膨润土、纯碱、重晶石粉包装袋由施工单位统一收集后拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理。含油废防渗布集中收集暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理。拆除的废旧设备全部回收至第九采油厂物资库。生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点处理。本项目在施工结束后对临时占地进行补偿并恢复，对永久占地进行补偿并平整。运行期管线和场站均采取密闭性良好的阀门等，确保密闭集输，加强对设备和管道的检查和维护控制非甲烷总烃无组织排放；运营期作业污水、油田采出水最终进入敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层；井场采取低噪声设备、基础减振等措施，从源头降低噪声排放；运营期含油防渗布经收集后暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理。含油污泥、落地油集中收集，由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，运营期固体废物全部处置。 在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制、制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。采取以上措施可有效解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。	

1.4.4.2 环境质量底线

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，依据评价所需环境空气质量现状、气象资料等数据的可获得性、数据质量、代表性等因素，选择近 3 年中数据相对完整的 1 个日历年作为评价基准年，根据大庆市生态环境局 2022 年 6 月 5 日公布的《2021 年大庆市生态环境状况公报》，项目区域大气环境质量优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，项目区域属于达标区。根据补充现状监测结果：非甲烷总烃可以达到《大气污染物综合排放标准详解》中限值要求；本项目不排放废水，不会对周边地表水瓦金诺尔泡产生影响；本项目在采取措施后不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量除潜水中锰外可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，特征因子石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求；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；评价范围内农用地土壤可以满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。因此本项目建设符合环境质量底

线要求。

1.4.4.3 资源利用上线

本项目为陆地石油开采项目，涉及建设 44 口油井，项目永久占地 1.116hm²，临时占地面积 7.554hm²，占地类型为低洼草地，占地面积较少，针对永久占地按当地相关规定进行补偿，临时占地均为施工结束后进行生态恢复，土地资源消耗符合大庆市土地资源利用上线要求；本项目施工期新鲜水消耗量为 1028.6m³，消耗的水主要用于生活及生产需要，用量较少，运营期作业用水、洗井用水均为处理达标后的含油污水，不增加区域的水资源消耗；井场、依托场站设备能源主要依托油田的电网供电，生产用气主要为油田采出气，新增耗气量 20.4 万 m³/a，不消费煤炭，能源消耗符合大庆市能源利用上线及分区管控要求。因此本项目符合资源利用上限要求。

1.4.4.4 生态环境准入清单

本项目与《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中环境管控单元进行对照，本项目位于重点管控单元，对照龙江“三线一单”app，本项目位于杜尔伯特蒙古族自治县水环境农业污染重点管控区。“三线一单”app 截图见图 1.4-3，本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析见表 1.4-21。

表 1.4-21 本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析

大庆市总体准入要求			
适用范围	管控维度	管控要求	本项目符合性分析
总体要求	空间布局约束	1.禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建有色金属冶炼、焦化等行业企业。 2.严禁钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业新增产能，对确有必要新建的必须实施等量或减量置换。 3.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业，现有相关行业企业要采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐，对超标、超总量排放情形严重的，依法责令其停业、关闭。 4.从严控制高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，以及涉危、涉重和其他重大环境风险项目。 5.严格管控重度污染耕地，严禁在重度污染耕地种植食用农产品。 6.禁燃区内禁止新建、改建、扩建燃用	1.本项目属于石油开采行业，不属于有色金属冶炼、焦化等行业企业。 2.本项目不属于钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业。 3.本项目不属于有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业。 4.本项目不属于高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，不属于涉危、涉重和其他重大环境风险项目。 5.本项目不涉及种植食用农产品。 6.根据《大庆市人民政府关于调整高污染燃料禁燃区的通告》（庆政规〔2019〕3 号），本项目所在区域不属于禁燃区；同时本项目不使用锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施，不燃用高污染燃料。 7.本项目依托场站加热炉以天然气为燃料，不涉及燃煤锅炉使用。 因此，本项目符合空间布局约束要求。

		高污染燃料的锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施（城市集中供热应急调峰锅炉除外）；禁止销售和燃用高污染燃料。 7.加大淘汰改造燃煤锅炉力度。一是按照政府主导、居民可承受的原则，大力推进地级城市建成区每小时 10-35 蒸吨燃煤锅炉淘汰。二是加快实施 35-65 蒸吨燃煤锅炉升级改造，采用先进高效的除尘、脱硫、脱硝技术和装置。三是推进建成区 65 蒸吨及以上供热燃煤锅炉，以及年燃煤量在 5 万吨以上的燃煤大户实施超低排放改造。	
	污染物排放管控	1.相比于 2017 年，2025 年和 2035 年全市大气污染物二氧化硫、氮氧化物、一次细颗粒物和 VOCs 削减比例不低于省政府确定的削减比例。 2.相比于 2017 年，2025 年和 2035 年全市水污染物化学需氧量和氨氮削减比例不低于省政府确定的削减比例。	符合。本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、施工车辆排放的尾气、柴油机废气、焊接烟尘。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；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；柴油机采用节能环保型柴油动力设备，钻井发电机和钻井柴油机采用符合《普通柴油》（GB252-2015）的柴油，加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；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、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，场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源。本项目施工期及运营期废水均不外排。
	资源利用效率要求	1.全市 2030 年用水总量控制指标不高于省政府确定的指标。 2.全市 2025 年及 2035 年建设用地上线不高于省政府确定的指标，耕地资源保护下线不低于省政府确定的指标。 3.全市 2025 年和 2035 年煤炭消费上线不高于省政府确定的指标。	项目永久占地较少，临时占地均为施工结束后进行生态恢复；本项目施工期消耗的水主要用于生活需要，用量较少，运营期作业用水均为处理达标后的含油污水，不新增新鲜水消耗；井场、依托场站设备能源主要依托油田的电网供电，不消费煤炭，能源消耗符合大庆市能源利用上线及分区管控要求。
大庆市杜尔伯特蒙古族自治县生态环境准入清单			
环境管	环境管	管控单	管控要求 本项目符合性分析

控单元 编码	控单元 名称	元类别			
ZH2306 242000 4	杜尔伯特蒙古族自治县水环境农业污染重点管控区	重点管 控单元	空间 布局 约束	1.科学划定畜禽养殖禁养区。 2.加快农业结构调整。松嫩平原和三江平原等地下水易受污染地区优先种植需肥需药量低、环境效益突出的农作物；在西部干旱区发展谷子、高粱等耐旱杂粮种植；在北部四、五积温区开展米豆麦轮作，促进化肥需求低的农作物面积恢复性增长。	符合要求。本项目为陆地石油开采项目，本项目涉及占用草地，需按照规定办理占地手续。本项目占地较少，针对永久占地按当地相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的草地。同时项目在施工建设过程中严格控制污染物排放，不在占地范围外进行施工，通过采取一系列施工期污染防治措施，可以确保开发建设活动损害生态服务功能和生态产品质量。
			污染 物排 放管 控	1.支持规模化畜禽养殖场（小区）开展标准化改造和建设，提高畜禽粪污收集和处置机械化水平，实施雨污分流、粪污资源化利用，控制畜禽养殖污染排放。 2.畜禽散养密集区所在地县级人民政府应当组织对畜禽粪便、污水进行集中处理利用，督促乡镇人民政府建设或者配备污染防治配套设施。 3.全面加强农业面源污染防控，科学合理使用农业投入品，提高使用效率，减少农业内源性污染。	符合要求。本项目为陆地石油开采项目，钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。管线试压废水由罐车拉运至敖包塔1号含油污水处理站、敖包塔2号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理，分离出污水经新一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。水基钻井废水排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。油基钻井废水排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理

					后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

根据上表分析，本项目符合《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中生态环境准入清单要求，本项目为环境准入允许类别。

1.4.5 选址合理性分析

本项目位于大庆市肇源县茂兴镇邱家窝棚屯西北侧及超等乡博尔诺村东北侧，共新钻油井 4 口，压裂并基建油井 44 口。建设内容包括钻井、井场建设、集油管线、通井路、供配电等，项目周围敏感点主要为居住区、耕地、草地，与本项目最近的居住区为东巴彦他拉村（拟建 89 号平台西北侧 2386m）。

本项目新增占地类型为低洼草地（非基本草原），结合《黑龙江省国土空间规划（2021-2035 年）》、《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）（草案）》、以及黑龙江“三线一单”信息服务 APP 和大庆市生态保护红线分布图，本项目评价范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。同时对照《黑龙江省湿地名录》，本项目评价范围内不涉及湿地。

根据《大庆市土地利用总体规划（2006-2020）》，本项目所在地为一般农业发展区，本项目新建井场、管道主要占用低洼草地（非基本草原），针对永久占地按照当地相关规定缴纳土地补偿费，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的草地，符合土地利用总体规划要求。

本项目位于大庆市肇源县茂兴镇及超等乡，根据《大庆市水土保持规划（2015-2030 年）》，本项目所在区域属于水土流失重点治理区，针对可能造成水土流失本项目采取井场平整、压实，对于建设开挖、回填土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整措施，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，在采取以上措施后，项目建设满足《大庆市水土保持规划（2015-2030 年）》要求。

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护

修复制度方案》的实施意见>的通知》，肇源县属于沙化土地所在县（区）。本项目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。施工尽量缩小占地面积，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。通过以上措施，可有效防止土地沙化。

根据《大庆市生态环境准入清单（2023年版）》，本项目位于重点管控单元，对照龙江“三线一单”app，本项目位于杜尔伯特蒙古族自治县水环境农业污染重点管控区，根据项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析，本项目建设符合分区管控要求。

本项目井场布置采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感目标，减少对耕地及草地的占用，并对占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、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环境影响分析，工程建设实施后，通过采取相应的废气、废水、噪声、固体废物等污染控制措施，周围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。

同时项目选址满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中选址要求。综合分析，项目周边不涉及制约本项目建设的的环境影响因素，工程选址在环境保护方面较合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为陆地石油开采项目，环境影响主要来源于钻井施工、井场建设、原油集输、井下作业、管道和道路施工等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的生态环境、区块周边分布的居民区。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，施工过程中产生的废气、废水、固体废物、噪声等对周围环境的影响；运行期井场及站场无组织挥发的非甲烷总烃、井场抽油机的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

（1）环境空气

本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、施工车辆排放的尾气、柴油机废气、焊接烟尘。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；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；柴油机采用节能环保型柴油动力设备，钻井发电机和钻井柴油机采用符合《普通柴油》

(GB252-2015)的柴油,加强对机械设备的维护、保养,减少不必要的运转时间,以控制尾气的排放;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、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,根据预测分析非甲烷总烃小时值对环境敏感点最大浓度贡献值占标率为 0.5171%,小于 100%,叠加现状浓度后,环境敏感点处非甲烷总烃的短期浓度最大为 $750.855\mu\text{g}/\text{m}^3$,满足《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。井场及依托场站排放的非甲烷总烃在厂界可以满足《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;场站加热炉燃料均采用天然气,为清洁能源,并采用低氮燃烧器,天然气经燃烧后均经 8m 高烟囱高空排放,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 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。对大气环境影响较小。

(2) 水环境

本项目施工过程中产生的废水主要为水基钻井废水、油基钻井废水、压裂返排液、试压废水、生活污水。水基钻井废水排入井场钢制水基泥浆槽中,及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站(采油九厂)处理,处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层;油基钻井废水排入井场设置的钢制油基泥浆槽中,委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理,处理后的污水进入污水罐储存,定期拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层;压裂返排液由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理,分离出污水经新一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层;管线试压废水由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层;钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内,定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理,施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理,场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置,定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、作业污水。油田采出水管输进入敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。作业污水通过罐车回收后拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。本项目废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

本工程可能对地下水产生影响的因素主要为施工期废水、钻井泥浆及运行期作业污水、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钻井、压裂和地面建设施工机械、车辆运营噪声。采取合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工；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、修井机，抽油机电机、修井机等发声设备尽可能选用低噪声设备，注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，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）固体废物

施工过程中产生的固体废物主要为水基废钻井液、水基钻井岩屑、废射孔液、油基废钻井液、油基钻井岩屑、膨润土等废包装袋、含油废防渗布、施工废料、废旧设备、生活垃圾等。水基废钻井液、水基钻井岩屑排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路；油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后用作油田垫井场和通井路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料经收集后拉运至天然气分公

司工业固废填埋场处理；含油废防渗布集中收集暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理；拆除的废旧设备全部回收至第九采油厂物资库；生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点处理。

项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布。含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理。

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。

（5）生态环境

本工程井场钻井施工、道路修建和管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，对临时占用草地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的草地，对于永久占地应按当地相关规定对永久占地进行补偿，项目建设对生态环境影响较小。

（6）土壤

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油、含油污水。

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后对区域的土壤环境影响较小。

（7）环境风险

本工程的主要环境风险是原油泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气、地表水、地下水环境和生态环境有潜在危害性。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。本工程事故状态下对地表水污染途径主要是油水的事故泄漏。泄漏污油污水在雨季期间可能随地表径流流向下游。集输管道事故泄漏可以通过站内仪表监控或巡检及时发现事故，及时关闭管道阀门或筑堤限制事故影响范围，然后彻底清理周边粘滞原油和被油水污染的泥沙、树枝、杂草等含油废弃物，同时展开对事故管段或设备的

抢修。只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，泄漏事故不会对地表水体造成污染影响。油水事故泄漏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。

1.6 环境影响评价主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。本项目符合《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》及《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中要求。按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《敖包塔油田敖平 6 区块敖 112 井区扶余油层产能建设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环境概况、主要环境问题、主要环境影响和拟采取的环保措施。主要结论为：敖包塔油田敖平 6 区块敖 112 井区扶余油层产能建设工程项目选址于大庆市肇源县茂兴镇邱家窝棚屯西北侧及超等乡博尔诺村东北侧，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，满足总量控制要求，环境风险可防控，对区域环境影响较小；公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

2 总则

2.1 评价目的

根据本工程特性及工程所在地环境特点，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、法规

（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) 《中华人民共和国黑土地保护法》（2022 年 8 月 1 日起施行）；
- (9) 《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）。
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（中华人民共和国主席令第 54 号，2012 年 7 月 1 日起施行）；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》（中华人民共和国主席令第 47 号，2018 年 10 月 26 日修正施行）；
- (12) 《中华人民共和国草原法》（中华人民共和国主席令〔2021〕81 号，2021 年 4 月 29 日修正施行）；
- (13) 《中华人民共和国防沙治沙法》（主席令 2018 年第 16 号（3），2018 年 10 月 26 日修正施行）；
- (14) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日起施行）。
- (15) 《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）；
- (16) 《排污许可管理条例》（国令第 736 号，2021 年 3 月 1 日起施行）；
- (17) 《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；
- (19) 《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）；
- (20) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.04.26 修正）；
- (21) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (22) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2021 年 12 月 23 日发布，自 2022 年 3 月 1 日起施行）；
- (23) 《黑龙江省草原条例》（2018 年 6 月 28 日修订施行）。

2.3.2 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) 《产业结构调整指导目录(2024年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第7号);

(3) 《国家危险废物名录(2025年版)》(2024年11月26日生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第36号公布, 自2025年1月1日起施行);

(4) 《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);

(5) 《危险废物转移管理办法》(2022年1月1日起施行);

(6) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发[2012]77号, 2012.07.03);

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

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

(9) 《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);

(10) 《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);

(11) 《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》(环大气〔2020〕33号, 2020.06.24);

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

(13) 《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);

(14) 《黑龙江省主体功能区规划》;

(15) 《黑龙江省生态功能区规划》;

(16) 《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》;

(17) 《黑龙江省黑土地保护工程实施方案(2021-2025年)》;

(18) 《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);

(19) 《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果(2023年版)》;

(20) 《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》(庆政发〔2019〕11号);

- (21) 《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》；
- (22) 《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020 年）；
- (23) 《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年）；
- (24) 《大庆油气田地面工程“十四五”规划》；
- (25) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）。

2.3.3 技术依据

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 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》（HJ169-2018）；
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；
- (10) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）；
- (11) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；
- (12) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）；
- (13) 《工业企业土壤和地下水自行监测监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）；
- (14) 《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）；
- (15) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号，2021.12.21）；
- (16) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）。
- (17) 《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》；
- (18) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；
- (19) 《油田注水工程施工技术规范》（SY/T4122-2020）；
- (20) 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）；
- (21) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐做法》（SY/T6628-2016）；
- (22) 《矿山生态修复技术规范 第 7 部分：油气矿山》（TD/T1070.7-2022）；
- (23) 《危险废物鉴别技术规范》（HJ298-2019）；

(24) 《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号）。

2.3.4 其它相关依据及支持性文件

(1) 《敖包塔油田敖平 6 区块敖 112 井区扶余油层开发方案》；

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、运行期和退役期。

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。

退役期的环境影响主要是拆除工程的废气、噪声、废弃管道清管废水、废旧设备、封井建筑垃圾，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

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 环境因素	工程 占地	施工期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险
		施工扬尘、 车辆尾气、 柴 油 机 废 气、焊接烟 尘	水 基 钻 井 废水、油基 钻井废水、 压 裂 返 排 液、试压废 水、生活污 水	水基钻井岩屑、水 基废钻井液、废射 孔液、油基钻井岩 屑、油基废钻井液、 含油废防渗布、一 般废包装袋、施工 废料、废旧设备、生 活垃圾	施工车辆、 钻机、柴油 发电机、压 裂 设 备 等 施 工 机 械 噪声	井喷、井漏、 套管连接不 及时泥浆泄 漏、泥浆循 环罐区泄漏 、柴油罐泄 漏

环境空气	/	-S	/	/	/	-S
地表水	/	/	-S	/	/	-SA
地下水	/	/	-S	/	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-S	/
土壤	-S	/	/	-S	/	-S
植被	-S	/	/	-S	/	-S
注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响 /：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关						

续表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响因素 环境因素	工程占地	运营期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险
		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、修井机噪声	输油管线、场站火灾爆炸、井漏、套损和井喷、火灾、爆炸
环境空气	/	-L	/	-S	/	-SA
地表水	/	/	-SA	/	/	-SA
地下水	/	/	/	-S	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-L	/
土壤	-S	/	/	-S	/	-SA
植被	-S	/	/	-S	/	-SA
注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响 /：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关						

续表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响因素 环境因素	占地恢复	退役期			
		废气	废水	固体废物	噪声
		施工扬尘、车辆尾气	生活污水	废旧设备、封井建筑垃圾、生活垃圾	施工车辆、施工机械噪声
环境空气	/	-S	/	/	/
地表水	/	/	-S	/	/
地下水	/	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/	-S
土壤	+S	/	/	-S	/
植被	+S	/	/	-S	/

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

从上表可知，本项目的主要环境影响表现在工程占地对土壤、植被的影响，环境风险对地表水、地下水、土壤、植被的影响等方面。

2.4.3 评价因子筛选

经过对油田产生污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，确定本工程评价因子详见表 2.4-2~表 2.4-4。

表 2.4-2 污染影响评价因子表

序号	评价内容	评价因子名称
现状调查因子	1 空气	NO ₂ 、SO ₂ 、O ₃ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、TSP、非甲烷总烃
	2 地表水	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温
	3 地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、钡
	4 包气带	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、挥发酚
	5 噪声	等效连续 A 声级
	6 土壤	建设用地区：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并（a）蒽、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、苯并（a）芘、茚并（1,2,3-cd）芘、二苯并（a,h）蒽、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量
		农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量
	7 生态	物种分布范围、生物群落结构和组成、生态系统中植被覆盖率等、水土流失、防沙治沙等
影响预测因子	1 大气	非甲烷总烃
	2 地下水	石油类
	3 噪声	连续等效 A 声级
	4 土壤	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
	5 环境风险	危险物质泄漏：柴油、石油、天然气 火灾、爆炸：一氧化碳

	6	生态	土地利用、植被、野生动物

表 2.4-3 建设项目环境影响评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）
油气集输工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性	/
	运营期	非甲烷总烃	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性	昼间等效声级（Ld）、夜间等效声级（Ln）

油气处理工程	运营期	非甲烷总烃	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	/

表 2.4-4 生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构	井场、管线施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性	井场、管线施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构	井场、管线施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能	井场、管线施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度	井场、管线施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准及环境功能区划

2.5.1.1 环境空气质量标准

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11 号），评价区域未划分环境空气质量功能区，本项目所在区域内无自然保护区、风景名胜区和其它需要特殊保护的地区，项目所在区域主要为居住区、商业交通居民混合区、文化区、一般工业区和农村地区，因此本项目所在地环境空气属于二类功能区，其环境空气质量执行《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

2.5.1.2 地表水环境质量标准

项目区域附近地表水体为博尔诺泡、无名泡，根据《大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分》（庆政发〔2019〕11 号），博尔诺泡、无名泡均未划分水环境功能区，由于博尔诺泡、无名泡主要功能汇集雨水、灌溉农田，参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 V 类，具体见表 2.5-3。

表 2.5-3 地表水环境质量标准 单位：mg/L（pH 值除外）

标准名称及级别	项目	单位	标准限值
《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) 表 1 中的 V 类标准	pH 值	无量纲	6~9
	COD	mg/L	≤40
	BOD ₅	mg/L	≤10
	悬浮物	mg/L	--
	NH ₃ -N	mg/L	≤2.0
	石油类	mg/L	≤1.0
	总磷	mg/L	≤0.2
	挥发酚	mg/L	≤0.1
	硫化物	mg/L	≤1.0
	阴离子表面活性剂	mg/L	≤0.3
	汞	mg/L	≤0.001
	总铬	mg/L	--
	六价铬	mg/L	≤0.1
	镉	mg/L	≤0.01
	砷	mg/L	≤0.1

	镍	mg/L	--
	铅	mg/L	≤0.1
	溶解氧	mg/L	≥2

2.5.1.3 地下水质量标准

根据调查，评价区域地下水使用功能为农业灌溉用水、牲畜用水及村民饮用水，地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求。

表 2.5-3 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	
硫化物（mg/L）	≤0.02	
钡（mg/L）	≤0.70	
石油类	≤0.05	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求

2.5.1.4 声环境

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11号），本项目所在区域未划分声功能区，本项目位于居住、工业混杂区域，且项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），项目区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，具体见表 2.5-4。

表 2.5-4 声环境质量标准 单位：dB（A）

项 目	昼 间	夜 间
《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准	60	50

2.5.1.5 土壤环境

本项目拟建井永久占地内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值标准，永久占地外居民区内土壤执行《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		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	《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
17	1,2-二氯丙烷	1	5	
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	
20	四氯乙烯	11	53	
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	
23	三氯乙烯	0.7	2.8	
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	
25	氯乙烯	0.12	0.43	
26	苯	1	4	
27	氯苯	68	270	
28	1,2-二氯苯	560	560	
29	1,4-二氯苯	5.6	20	
30	乙苯	7.2	28	
31	苯乙烯	1290	1290	
32	甲苯	1200	1200	
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	
34	邻二甲苯	222	640	
35	硝基苯	34	76	
36	苯胺	92	260	
37	2-氯酚	250	2256	
38	苯并[a]蒽	5.5	15	
39	苯并[a]芘	0.55	1.5	
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15	
41	苯并[k]荧蒽	55	151	
42	蒽	490	1293	
43	二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5	
44	茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	
45	萘	25	70	
46	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	826	4500	

本项目区域井场周边农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 基本项目筛选值标准。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>7.5
1	镉	其它	0.6

2	汞	其它	3.4
3	砷	其它	25
4	铅	其它	170
5	铬	其它	250
6	铜	其它	100
7	镍		190
8	锌		300

2.5.2 污染物排放标准

2.5.2.1 废气

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

(2) 运行期井场及依托场站排放的 VOCs (以非甲烷总烃计) 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求, 见表 2.5-8;

(3) 依托场站排放的 VOCs (以非甲烷总烃计) 厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019) 附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求, 见表 2.5-9。

(4) 本项目不在重点地区, 运营期依托场站敖南 2 转油站内加热装置燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2 中新建燃气锅炉标准限值, 具体见表 2.5-10。

表 2.5-7 大气污染物综合排放标准 单位: mg/m³

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

表 2.5-8 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

标准	规定要求
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m ³ 。

表 2.5-9 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位: mg/m³

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

表 2.5-10 锅炉大气污染物排放标准 单位: mg/m³

区域	污染物项目	颗粒物	SO ₂	NO _x	烟气黑度(林格曼级)
非重点地区	加热炉(新建、燃气)	≤20	≤50	≤200	≤1

施工期柴油发电机燃烧废气排放标准执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中 II 类限值要求，柴油机烟气中 SO₂、NO_x 的排放参考执行《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，具体见表 2.5-11、表 2.5-12、表 2.5-13。

表 2.5-11 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

阶段	额定净功率 (max) (kW)	CO (g/kWh)	HC+ NOx (g/kWh)	PM (g/kW)
第三 阶段	P _{max} >560	3.5	6.4	0.2
	130≤P _{max} ≤560	3.5	4.0	0.2
	75≤P _{max} <130	5.0	4.0	0.3
	37≤P _{max} <75	5.0	4.7	0.4
	P _{max} <37	5.5	7.5	0.6

表 2.5-12 排气烟度限值

阶段	额定净功率 (P _{max}) / (kW)	光吸收系数/m ⁻¹	林格曼黑度级数
II类	P _{max} <19	2.00	1
	19≤P _{max} <37	1.00	1
	P _{max} ≥37	0.80	

表 2.5-13 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
二氧化硫	周界外浓度最高点	0.4
氮氧化物		0.12

2.5.2.2 废水

本项目水基钻井废水、水基废钻井液、水基钻井岩屑依托大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层。试压废水、油田采出水、作业污水依托敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层。

龙一联含油污水处理站、敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站出水指标为含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤2μm。处理后的污水同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准限值见表 2.5-14，《碎屑岩油藏注

水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准限值见表 2.5-15。

施工期生活污水定期拉运至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理，生活污水排放执行南区污水处理厂进水指标要求，具体见表 2.5-16。

表 2.5-14 大庆油田水驱注水水质主要控制指标

项目	空气渗透率 μm^2				
	<0.02	0.02-0.1	0.1-0.3	0.3-0.6	>0.6
含油量, mg/L	≤ 5.0	≤ 8.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 20.0
悬浮固体含量, mg/L	≤ 1.0	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 10.0
悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 1.0	≤ 2.0	≤ 2.0	≤ 3.0	≤ 3.0

表 2.5-15 水质主要控制指标

储层空气渗透率, μm^2	<0.01	[0.01-0.05)	[0.05-0.5)	[0.5-2.0)	≥ 2.0
悬浮固体含量, mg/L	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
含油量, mg/L	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0

表 2.5-16 南区污水处理厂进水指标

序号	项目	进水水质要求 (mg/L)
1	COD _{Cr}	≤ 490
2	BOD ₅	≤ 250
3	SS	≤ 290
4	NH ₃ -N	≤ 66
5	TN	≤ 80
6	TP	≤ 9.5

2.5.2.3 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 2.5-17。

表 2.5-17 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 2.5-18。

表 2.5-18 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼 间	夜 间
60	50

2.5.2.4 固体废物

(1) 施工期管道敷设产生的施工废料、膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋参照执行《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) 钻井期油基钻井岩屑、油基废钻井液、废射孔液、含油废防渗布和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》(GB18597-2023)中的相关规定。

(3) 项目运行期产生的含油污泥由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，具体标准值见表 2.5-19。

表 2.5-19 油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值

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

2.6 评价等级及评价范围

2.6.1 环境空气

2.6.1.1 评价等级

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。

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为 31.327t/a，主要排放位置有油井井场、集输管道阀门、转油站、联合站等位置，其中油井

井场占比约 30%。本项目共计 44 口油井，形成 10 座平台井和 1 座单井，结合项目油井分布、产能建设情况及实际井场占地情况，本项目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/°	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
89 号平台井场	124.19997	46.26261	131	0	51	40	2	8760	正常排放	0.1826
283-1-1 号平台井场	124.19143	46.25413	134	0	58	40	2			0.0913
283-1-2 号平台井场	124.19786	46.25302	131	0	51	40	2			0.1826
283-1-3 号平台井场	124.20883	46.25084	129	0	58	40	2			0.0913
283-1-6 号平台井场	124.19176	46.24951	138	0	86	40	2			0.3196
283-1-7 号平台井场	124.20002	46.24771	132	0	79	40	2			0.2740
283-1-10 号平台井场	124.18778	46.24381	134	0	79	40	2			0.3196
283-1-11 号平台井场	124.19435	46.24316	134	0	65	40	2			0.2740
28-1-18 号平台井场	124.19833	46.25564	130	0	65	40	2			0.0913
28-1-19 号平台井场	124.20429	46.25375	130	0	58	40	2			0.1370
古龙 256-153 井场	124.19272	46.24623	137	0	40	30	2			0.0457

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 半径范围内一半以上为农村区域，故选取农村选项。

(2) 环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

(3) 拟建井场多数位于草地中，本次评价的土地利用类型选取草地。

(4) 根据中国干湿湿度分布图判断,本地区属于中等湿润气候。根据 EIA2018 大气预测软件的 DEM 地形文件,地形数据分辨率 90m。估算模型具体参数见下表 2.6-2。

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/°C		38.9
最低环境温度/°C		-36.2
土地利用类型		草地
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《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中的有关规定,评价工作等级由项目主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i 及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 进行等级划分。其中, P_i 定义为:

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

式中: P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率, %;

C_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度, $\mu\text{g}/\text{m}^3$;

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

根据 AERSCREEN 估算模式预测,估算模式的计算结果见表 2.6-3。

表 2.6-3 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	28-1-19 号平台井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	752.6300	37.6315
100.0	711.9100	35.5955
200.0	573.0800	28.6540
300.0	444.7800	22.2390
400.0	359.2500	17.9625
500.0	312.3700	15.6185
600.0	274.4100	13.7205
700.0	243.8600	12.1930
800.0	218.6300	10.9315
900.0	197.2400	9.8620
1000.0	179.2900	8.9645
1200.0	154.1600	7.7080

1400.0	131.5600	6.5780
1600.0	114.2300	5.7115
1800.0	100.5600	5.0280
2000.0	89.5520	4.4776
2500.0	69.6650	3.4833
3000.0	56.4720	2.8236
3500.0	47.1520	2.3576
4000.0	40.2580	2.0129
4500.0	34.9760	1.7488
5000.0	30.8130	1.5407
10000.0	13.1780	0.6589
11000.0	11.7060	0.5853
12000.0	10.5030	0.5252
13000.0	9.5047	0.4752
14000.0	8.6634	0.4332
15000.0	7.9462	0.3973
20000.0	5.5352	0.2768
25000.0	4.1765	0.2088
下风向最大浓度	753.2800	37.6640
下风向最大浓度出现距离	52.0	52.0
D10%最远距离	900.0	900.0

续表 2.6-3 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	283-1-11 号平台井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	1473.7000	73.6850
100.0	1420.6000	71.0300
200.0	1146.6000	57.3300
300.0	889.9300	44.4965
400.0	718.5700	35.9285
500.0	624.8700	31.2435
600.0	548.8800	27.4440
700.0	487.7300	24.3865
800.0	437.3200	21.8660
900.0	394.5400	19.7270
1000.0	358.6200	17.9310
1200.0	308.3300	15.4165
1400.0	263.1400	13.1570

1600.0	228.4700	11.4235
1800.0	201.1400	10.0570
2000.0	179.1200	8.9560
2500.0	139.3400	6.9670
3000.0	112.9500	5.6475
3500.0	94.3100	4.7155
4000.0	80.5210	4.0260
4500.0	69.9560	3.4978
5000.0	61.6310	3.0816
10000.0	26.3570	1.3178
11000.0	23.4130	1.1706
12000.0	21.0080	1.0504
13000.0	19.0110	0.9506
14000.0	17.3280	0.8664
15000.0	15.8940	0.7947
20000.0	11.0710	0.5535
25000.0	8.3536	0.4177
下风向最大浓度	1486.1000	74.3050
下风向最大浓度出现距离	56.0	56.0
D10%最远距离	1824.99	1824.99

续表 2.6-3 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	283-1-1 号平台井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	501.6000	25.0800
100.0	474.4600	23.7230
200.0	381.9300	19.0965
300.0	296.4300	14.8215
400.0	239.4300	11.9715
500.0	208.1800	10.4090
600.0	182.8800	9.1440
700.0	162.5200	8.1260
800.0	145.7100	7.2855
900.0	131.4600	6.5730
1000.0	119.4900	5.9745
1200.0	102.7400	5.1370
1400.0	87.6800	4.3840
1600.0	76.1270	3.8064

1800.0	67.0210	3.3510
2000.0	59.6820	2.9841
2500.0	46.4290	2.3215
3000.0	37.6360	1.8818
3500.0	31.4240	1.5712
4000.0	26.8300	1.3415
4500.0	23.3100	1.1655
5000.0	20.5360	1.0268
10000.0	8.7823	0.4391
11000.0	7.8014	0.3901
12000.0	7.0000	0.3500
13000.0	6.3344	0.3167
14000.0	5.7737	0.2887
15000.0	5.2958	0.2648
20000.0	3.6890	0.1845
25000.0	2.7835	0.1392
下风向最大浓度	502.0300	25.1015
下风向最大浓度出现距离	52.0	52.0
D10%最远距离	550.0	550.0

续表 2.6-3 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	89 号平台井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	1039.2000	51.9600
100.0	950.7300	47.5365
200.0	763.6900	38.1845
300.0	592.6700	29.6335
400.0	478.8400	23.9420
500.0	416.3200	20.8160
600.0	365.7600	18.2880
700.0	325.0500	16.2525
800.0	291.3900	14.5695
900.0	262.9000	13.1450
1000.0	238.9600	11.9480
1200.0	205.4800	10.2740
1400.0	175.3600	8.7680
1600.0	152.2500	7.6125
1800.0	134.0400	6.7020

2000.0	119.3600	5.9680
2500.0	92.8570	4.6429
3000.0	75.2710	3.7636
3500.0	62.8490	3.1425
4000.0	53.6600	2.6830
4500.0	46.6190	2.3310
5000.0	41.0710	2.0535
10000.0	17.5650	0.8783
11000.0	15.6030	0.7802
12000.0	14.0000	0.7000
13000.0	12.6690	0.6334
14000.0	11.5470	0.5774
15000.0	10.5920	0.5296
20000.0	7.3779	0.3689
25000.0	5.5669	0.2783
下风向最大浓度	1039.2000	51.9600
下风向最大浓度出现距离	50.0	50.0
D10%最远距离	1250.0	1250.0

续表 2.6-3 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	古龙 256-153 井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	317.8700	15.8935
100.0	278.9300	13.9465
200.0	205.9600	10.2980
300.0	155.7700	7.7885
400.0	125.0600	6.2530
500.0	107.5900	5.3795
600.0	93.8730	4.6936
700.0	83.1320	4.1566
800.0	74.1740	3.7087
900.0	68.0940	3.4047
1000.0	61.5990	3.0799
1200.0	51.4380	2.5719
1400.0	43.8990	2.1949
1600.0	38.1150	1.9058
1800.0	33.5560	1.6778
2000.0	29.8810	1.4941

2500.0	23.2460	1.1623
3000.0	18.8430	0.9421
3500.0	15.7330	0.7867
4000.0	13.4330	0.6717
4500.0	11.6700	0.5835
5000.0	10.2820	0.5141
10000.0	4.3971	0.2199
11000.0	3.9060	0.1953
12000.0	3.5047	0.1752
13000.0	3.1715	0.1586
14000.0	2.8908	0.1445
15000.0	2.6515	0.1326
20000.0	1.8470	0.0924
25000.0	1.3936	0.0697
下风向最大浓度	319.8100	15.9905
下风向最大浓度出现距离	45.0	45.0
D10%最远距离	225.0	225.0

续表 2.6-3 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	283-1-6 号平台井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	1623.8000	81.1900
100.0	1642.6000	82.1300
200.0	1338.8000	66.9400
300.0	1039.4000	51.9700
400.0	838.4500	41.9225
500.0	729.3600	36.4680
600.0	640.4700	32.0235
700.0	569.1800	28.4590
800.0	510.3000	25.5150
900.0	460.3000	23.0150
1000.0	418.4700	20.9235
1200.0	359.7200	17.9860
1400.0	307.0000	15.3500
1600.0	266.5500	13.3275
1800.0	234.6600	11.7330
2000.0	208.9700	10.4485
2500.0	162.5600	8.1280

3000.0	131.7700	6.5885
3500.0	110.0300	5.5015
4000.0	93.9410	4.6970
4500.0	81.6150	4.0808
5000.0	71.9020	3.5951
10000.0	30.7500	1.5375
11000.0	27.3150	1.3658
12000.0	24.5090	1.2254
13000.0	22.1790	1.1089
14000.0	20.2160	1.0108
15000.0	18.5420	0.9271
20000.0	12.9160	0.6458
25000.0	9.7458	0.4873
下风向最大浓度	1675.1000	83.7550
下风向最大浓度出现距离	70.0	70.0
D10%最远距离	2100.0	2100.0

续表 2.6-3 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	283-1-7 号平台井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	1421.7000	71.0850
100.0	1413.2000	70.6600
200.0	1147.6000	57.3800
300.0	890.9200	44.5460
400.0	718.8300	35.9415
500.0	625.2400	31.2620
600.0	549.1000	27.4550
700.0	487.9600	24.3980
800.0	437.5000	21.8750
900.0	394.6700	19.7335
1000.0	358.7700	17.9385
1200.0	308.4200	15.4210
1400.0	263.2200	13.1610
1600.0	228.5400	11.4270
1800.0	201.2000	10.0600
2000.0	179.1700	8.9585
2500.0	139.3800	6.9690
3000.0	112.9800	5.6490

3500.0	94.3380	4.7169
4000.0	80.5460	4.0273
4500.0	69.9770	3.4989
5000.0	61.6490	3.0825
10000.0	26.3650	1.3182
11000.0	23.4200	1.1710
12000.0	21.0140	1.0507
13000.0	19.0160	0.9508
14000.0	17.3330	0.8666
15000.0	15.8980	0.7949
20000.0	11.0750	0.5537
25000.0	8.3561	0.4178
下风向最大浓度	1449.6000	72.4800
下风向最大浓度出现距离	69.0	69.0
D10%最远距离	1825.0	1825.0

续表 2.6-3 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	283-1-2 号平台井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	1039.2000	51.9600
100.0	950.7300	47.5365
200.0	763.6900	38.1845
300.0	592.6600	29.6330
400.0	478.8400	23.9420
500.0	416.3200	20.8160
600.0	365.7600	18.2880
700.0	325.0500	16.2525
800.0	291.3900	14.5695
900.0	262.9000	13.1450
1000.0	238.9600	11.9480
1200.0	205.4700	10.2735
1400.0	175.3600	8.7680
1600.0	152.2500	7.6125
1800.0	134.0400	6.7020
2000.0	119.3600	5.9680
2500.0	92.8570	4.6429
3000.0	75.2710	3.7636
3500.0	62.8490	3.1425

4000.0	53.6600	2.6830
4500.0	46.6190	2.3310
5000.0	41.0710	2.0535
10000.0	17.5650	0.8783
11000.0	15.6030	0.7802
12000.0	14.0000	0.7000
13000.0	12.6690	0.6334
14000.0	11.5470	0.5774
15000.0	10.5920	0.5296
20000.0	7.3779	0.3689
25000.0	5.5669	0.2783
下风向最大浓度	1039.2000	51.9600
下风向最大浓度出现距离	50.0	50.0
D10%最远距离	1250.0	1250.0

续表 2.6-3 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	283-1-3 号平台井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	501.6000	25.0800
100.0	474.4600	23.7230
200.0	381.9400	19.0970
300.0	296.4300	14.8215
400.0	239.4300	11.9715
500.0	208.1900	10.4095
600.0	182.8900	9.1445
700.0	162.5200	8.1260
800.0	145.7100	7.2855
900.0	131.4600	6.5730
1000.0	119.4900	5.9745
1200.0	102.7400	5.1370
1400.0	87.6820	4.3841
1600.0	76.1290	3.8064
1800.0	67.0220	3.3511
2000.0	59.6830	2.9842
2500.0	46.4300	2.3215
3000.0	37.6360	1.8818
3500.0	31.4250	1.5713
4000.0	26.8310	1.3416

4500.0	23.3100	1.1655
5000.0	20.5360	1.0268
10000.0	8.7826	0.4391
11000.0	7.8016	0.3901
12000.0	7.0002	0.3500
13000.0	6.3345	0.3167
14000.0	5.7739	0.2887
15000.0	5.2959	0.2648
20000.0	3.6890	0.1845
25000.0	2.7835	0.1392
下风向最大浓度	502.0300	25.1015
下风向最大浓度出现距离	52.0	52.0
D10%最远距离	550.0	550.0

续表 2.6-3 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	28-1-18 号平台井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	491.1100	24.5555
100.0	473.4100	23.6705
200.0	382.0900	19.1045
300.0	296.5700	14.8285
400.0	239.4600	11.9730
500.0	208.2400	10.4120
600.0	182.9100	9.1455
700.0	162.5300	8.1265
800.0	145.7400	7.2870
900.0	131.4800	6.5740
1000.0	119.5100	5.9755
1200.0	102.7500	5.1375
1400.0	87.6910	4.3845
1600.0	76.1370	3.8068
1800.0	67.0290	3.3514
2000.0	59.6900	2.9845
2500.0	46.4350	2.3218
3000.0	37.6400	1.8820
3500.0	31.4280	1.5714
4000.0	26.8340	1.3417
4500.0	23.3130	1.1657

5000.0	20.5380	1.0269
10000.0	8.7835	0.4392
11000.0	7.8024	0.3901
12000.0	7.0009	0.3500
13000.0	6.3352	0.3168
14000.0	5.7745	0.2887
15000.0	5.2965	0.2648
20000.0	3.6894	0.1845
25000.0	2.7838	0.1392
下风向最大浓度	495.2300	24.7615
下风向最大浓度出现距离	56.0	56.0
D10%最远距离	550.0	550.0

续表 2.6-3 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	283-1-10 号平台井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	1657.7000	82.8850
100.0	1647.9000	82.3950
200.0	1338.2000	66.9100
300.0	1038.8000	51.9400
400.0	838.1900	41.9095
500.0	729.0600	36.4530
600.0	640.2700	32.0135
700.0	568.9800	28.4490
800.0	510.1400	25.5070
900.0	460.2000	23.0100
1000.0	418.3400	20.9170
1200.0	359.6400	17.9820
1400.0	306.9300	15.3465
1600.0	266.4800	13.3240
1800.0	234.6100	11.7305
2000.0	208.9200	10.4460
2500.0	162.5200	8.1260
3000.0	131.7400	6.5870
3500.0	110.0000	5.5000
4000.0	93.9190	4.6959
4500.0	81.5960	4.0798
5000.0	71.8850	3.5943

10000.0	30.7430	1.5372
11000.0	27.3090	1.3655
12000.0	24.5040	1.2252
13000.0	22.1740	1.1087
14000.0	20.2110	1.0106
15000.0	18.5380	0.9269
20000.0	12.9130	0.6457
25000.0	9.7436	0.4872
下风向最大浓度	1690.3000	84.5150
下风向最大浓度出现距离	69.0	69.0
D10%最远距离	2100.0	2100.0

本项目最大地面浓度占标率统计结果见表 2.6-4。

表 2.6-4 主要污染物最大地面浓度占标率统计结果

污染源	预测因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大地面空气质 量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占 标率 (%)	D10%(m)
28-1-19 号平台井场	非甲烷总烃	2000	753.2800	37.6640	900.0
283-1-11 号平台井场	非甲烷总烃	2000	1486.1000	74.3050	1824.99
283-1-1 号平台井场	非甲烷总烃	2000	502.0300	25.1015	550.0
89 号平台井场	非甲烷总烃	2000	1039.2000	51.9600	1250.0
古龙 256-153 井场	非甲烷总烃	2000	319.8100	15.9905	225.0
283-1-6 号平台井场	非甲烷总烃	2000	1675.1000	83.7550	2100.0
283-1-7 号平台井场	非甲烷总烃	2000	1449.6000	72.4800	1825.0
283-1-2 号平台井场	非甲烷总烃	2000	1039.2000	51.9600	1250.0
283-1-3 号平台井场	非甲烷总烃	2000	502.0300	25.1015	550.0
28-1-18 号平台井场	非甲烷总烃	2000	495.2300	24.7615	550.0
283-1-10 号平台井场	非甲烷总烃	2000	1690.3000	84.5150	2100.0

《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中评价等级的划分原则见表 2.6-5。

表 2.6-5 评价等级判别表

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

计算结果可以看出, 283-1-6 号平台井场排放的非甲烷总烃最大地面占标率 $P_{\max}=83.7550\%$, $P_{\max} \geq 10\%$, 评价等级为一级。

2.6.1.2 评价范围

本项目大气评价等级为一级,根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),大气一级评价项目自厂界外延 D10%的矩形区域作为大气环境影响评价范围,当 D10%小于 2.5km 时,评价范围边长取 5km,本项目 283-1-6 号平台井场 D10%为 2100.0m,因此本项目大气评价范围为拟建井场边界外扩 2.5km 范围的矩形区域的包络范围,评价范围总面积约 44.66km²。

2.6.2 地表水

2.6.2.1 评价等级

《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 2.6-6。

本项目施工期水基钻井废水排入井场钢制水基泥浆槽中,及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站(采油九厂)处理,处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层;油基钻井废水排入井场设置的钢制油基泥浆槽中,委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理,处理后的污水进入污水罐储存,定期拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层;压裂返排液由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理,分离出污水经新一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层。管线试压废水由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层。钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内,定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理,施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理,场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置,定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

运营期油田采出水管输进入敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注

水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；作业污水通过罐车回收后拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层；洗井污水随集油管道进入集油系统，最终管输至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层。

退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理达标后回注油层，生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理。

本项目排放的生活污水属于间接排放，其它废水均不外排，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水环境影响评价工作分级要求，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，因此本项目评价等级为三级 B。

表 2.6-6 地表水环境影响评价分级判据

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量Q/（m³/d）;水污染物当量数W/（无量纲）
一级	直接排放	Q≥20000 或W≥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物当量数，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物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：仅涉及清净下水排放的，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。

2.6.2.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中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，其评价范围应覆盖环境风险影响范围所涉及的地表水环境保护目标水域，因此地表水评价范围为拟建井场边界外扩 2.5km 及管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体，该范围内地表水体为瓦金诺尔泡。

2.6.3 地下水

2.6.3.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求，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，同时满足《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中关于评价等级的相关要求。

（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 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），项目类别判定应依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 的规定，按照场站和内部集输管道分别判断行业类别，并分别判断项目类别。本项目涉及新建采油井场、集油管线，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中关于项目类别的要求，常规石油开采井场、站场等工程按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价，油类和废水等输送管道按照 II 类建设项目开展地下水环境影响评价。

（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。

经现场调查，本项目调查范围内分布有巴彦他拉村、东巴彦他拉村、阿木郎头村、明代村、小庙子村、四家子林场等村屯，各村屯均由村屯内为分散式饮用水源井集中供水，开采层位均为承压含水层，地下水开采规模均小于 5 万 m³/d，且分散式饮用水源井均未划定保护区。根据《全省地市级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》、《全省县区级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等 11 个地市 384 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2019〕118 号）和《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨市等市（地）197 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2020〕97 号），调查范围内无集中式饮用水水源地。

根据《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》划定饮用水源井补给径流区，地下水饮用水源井补给径流区判定依据见表 2.6-8。

表 2.6-8 地下水饮用水源井补给径流区判定表

地下水型饮用水水源划定保护区情况			补给区范围
水源 开采 规模	大型≥5 万 m ³ /d	已划定二级保护区的	以二级保护区边界为基准，按大型水源 30 年流程圈定的范围
		仅划定了一级保护区的	以水源一级保护区边界为基准，按大型水源 30 年+1000 天流程圈定的范围
		未划定保护区的	以水源开采井为基准，按大型水源 30 年+1100 天流程圈定的范围
	中小型<5 万 m ³ /d	已划定二级保护区的	以二级保护区边界为基准，按中小型水源 15 年流程圈定的范围
		仅划定了一级保护区的	以水源一级保护区边界为基准，按中小型水源 15 年+1000 天流程圈定的范围
		未划定保护区的	以水源开采井为基准，按中小型水源 15 年+1100 天流程圈定的范围

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；

T—质点迁移天数；

n_e —有效孔隙度，无量纲。

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及该地区的水文地质条件，本区域

潜水含水层岩性主要为细砂土，承压水含水层岩性主要为砂砾岩，结合《环境影响评价技术导则地下水》(HJ610-2016)附录B中的水文地质参数，本次渗透系数潜水 $K_{\text{潜水}}=10\text{m/d}$ 、承压水 $K_{\text{承压水}}=15\text{m/d}$ ，有效孔隙度 $n_{\text{e潜水}}=0.18$ ， $n_{\text{e承压水}}=0.25$ 。根据区域地下水等水位线与距离确定水力坡度，潜水水力坡度 $I_{\text{潜水}}=0.0003$ 、承压水水力坡度 $I_{\text{承压水}}=0.0003$ 。

经上述公式计算得出：

①分散式饮用水源（中小型，承压水，未划定保护区）

补给区L为以水源井为基准外扩 $L=2\times15\times0.0003\times(15\times365+1100)/0.25=236.7\text{m}$ 的区域；

不敏感区为236.7m以外的区域。

②分散式饮用水源（中小型，潜水，未划定保护区）

补给区L为以水源井为基准外扩 $L=2\times10\times0.0003\times(15\times365+1100)/0.18=219.2\text{m}$ 的区域；

不敏感区为219.2m以外的区域。

根据现场调查，距离本项目最近的村屯为89号平台西北侧2386m的东巴彦他拉村。东巴彦他拉村居民饮用水由村内分散式饮用水源井供给，该水源井不在本项目地下水敏感区及较敏感区内。且调查区域内潜水井均不饮用，因此评价区域地下水环境属于“不敏感”区域。

（3）评价等级判别

本项目拟建井场及管线均位于同一区块内，因此按同一场地确定评价等级，建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表2.6-9。

表 2.6-9 评价工作等级表

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

①井场及场站

根据以上分析，本项目拟建井场项目类别为I类，环境敏感程度为不敏感，同时根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，新建回注井（含开采井转回注井）的场地，地下水评价等级不低于二级。本项目不涉及新建回注井，因此本项目采油井场地下水环境影响评价工作等级为“二级”。

②集输管线

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求：集输管道按照主要站场位置（输油站、联合站、集气站、泵站和截断阀室等）分段判定评价等级，并按相应等级开展评价工作。本项目仅新建一段集油管线，集油管线项目类别为II类，环境敏感程度为不敏感，因此集油管线地下水环境影响评价工作等级均为“三级”。

综上所述，本项目采油井场地下水环境影响评价工作等级为“二级”，集油管线地下水环境影响评价工作等级均为“三级”。本项目按照项目类别、评价等级分别开展评价工作。

2.6.3.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求：井场、站场等工程评价范围应包括与建设项目相关的地下水保护目标，结合水文地质条件情况，依据HJ 610的规定，采用公式计算法、查表法或自定义法等确定。回注井调查评价范围应根据回注层位所在区域地层构造发育情况确定，包括回注空间及回注水可能影响的范围。油类和废水等输送管道以工程边界两侧各向外延伸200米作为调查评价范围，管道穿越饮用水水源准保护区时，调查范围应至少包含水源保护区。

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井场区域地下水评价范围。计算公式如下：

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

式中：L——下游迁移距离，m；

a——变化系数， $a \geq 1$ ，一般取2，取2；

K——渗透系数；

I——水力坡度，无量纲；

T——质点迁移天数，取值不小于5000d；

n_e ——有效孔隙度，无量纲。

根据该地区水文地质调查资料，本区域潜水含水层岩性主要为细砂土，承压水含水层岩性主要为砂砾岩，结合《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录B中的水文地质参数，本次渗透系数潜水 $K_{\text{潜水}}=10\text{m/d}$ 、承压水 $K_{\text{承压水}}=15\text{m/d}$ ，有效孔隙度 $n_{e\text{潜水}}=0.18$ ， $n_{e\text{承压水}}=0.25$ 。根据区域地下水等水位线与距离确定水力坡度，潜水水力坡度 $I_{\text{潜水}}=0.0003$ 、承压水水力坡度 $I_{\text{承压水}}=0.0003$ 。

由此计算本项目区域承压水层下游迁移距离为 $L_{\text{承压水}}=2 \times 15 \times 0.0003 \times 5000 / 0.25 = 180\text{m}$ ；区域潜水层下游迁移距离为 $L_{\text{潜水}}=2 \times 10 \times 0.0003 \times 5000 / 0.18 = 166.7\text{m}$ 。

以最大迁移距离考虑评价范围，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-

2016），本项目井场地下水调查评价范围应为下游不小于 180m、两侧及上游不小于 90m 的区域，并包含拟建管线工程边界两侧各向外延伸 200m 的范围。

本项目不涉及回注井，不考虑回注空间及回注水可能影响的范围。结合地下水影响预测分析，井场区域地下水影响最远距离为井场下游 437m。

根据公式计算法的计算结果，同时综合考虑周边的地下水环境保护目标分布情况、现状布点情况，结合该区域地下水流向，最终确定本项目地下水评价范围为拟建井场外扩不小于 437m、管线工程边界两侧各向外延伸不小于 200m，且包含现状监测点位东北→西南走向的合围区域，共计约 104.57km²。

2.6.4 声环境

2.6.4.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中规定的声环境影响评价工作等级划分原则：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声环境保护目标噪声级增高量达 3dB(A)~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。

本工程主要噪声源主要为生产运行期井场抽油机产生的持续性噪声源，噪声源的种类及数量较少，运行期噪声源强度不高，周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在 5dB(A)以下，且项目所处的声环境功能区为 GB3096 2 类地区，项目周边村屯所处的声环境功能区为 GB3096 1 类地区，因此，声环境评价等级为二级。

2.6.4.2 评价范围

本项目是以固定声源为主的建设项目，声环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中要求，一级评价的要求一般以建设项目边界向外 200m 为评价范围，二级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区类别及敏感目标等实际情况适当缩小，且经后续预测分析，项目声源计算得到的贡献值到 200 m 处可以满足《声环境质量标准》中的二级标准，因此，本项目声环境影响评价范围为拟建井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内的声环境。

2.6.5 生态环境

2.6.5.1 评价等级

本项目新增永久占地 1.116hm²，新增临时占地 7.554hm²，新增总占地面积 8.67hm²（0.0867km²），占地面积小于 20km²，本项目占地类型为低洼草地，占地范围内没有自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、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，项目不在生态保护红线内；本项目建设不影响地下水

水位，项目土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标，因此根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）规定，本项目生态环境评价等级为三级。

本工程生态环境影响评价工作等级判定见表 2.6-10。

表 2.6-10 生态影响评价工作等级划分表

评价等级	判定内容	本项目
一级	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时	不涉及
二级	涉及自然公园	不涉及
不低于二级	①涉及生态保护红线时；根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目；②根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目；③当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域）。	本项目不涉及生态保护红线，地表水为水污染影响型，评价等级为三级 B；项目建设不影响地下水水位，土壤范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标，项目占地 0.011km ² ，小于 20km ²
三级	以上之外的	涉及
说明	①改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；②当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级；③建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。④建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。⑤在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。⑥线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。⑦涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。	/
简单分析	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。	不涉及，本项目为生态影响类项目

2.6.5.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，本项目评价范围为拟建井场边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境。

2.6.6 土壤环境

2.6.6.1 评价等级

(1) 土壤环境影响评价项目类别

根据 2023 年 10 月 7 日及 2024 年 2 月 3 日对项目区域土壤监测结果，区域土壤 pH 值在 7.58~8.34 之间，土壤含盐量在 0.6~0.9g/kg 之间，对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 D，本项目区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，本项目按照土壤污染影响型开展土壤评价。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。本项目涉及新建采油井场、集油管线，常规石油开采井场、站场等工程按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价，油类和废水等输送管道按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价。

(2) 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 2.6-11。

表 2.6-11 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

本项目拟建井场及管线占地类型均为低洼草地，但周边存在耕地，由此判定，本项目土壤环境敏感程度分级为“敏感”。

(3) 土壤环境影响评价等级

本项目拟建井场及管线均位于同一区块内，因此按同一场地确定评价等级，污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.6-12。

表 2.6-12 污染影响型评价工作等级划分表

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

①井场及场站

本项目拟建井场新增永久占地 1.116hm²，小于 5hm²，占地面积属于“小型”规模，敏感程度为“敏感”，项目类别为“I 类”，因此井场及场站土壤评价工作等级为“一级”。

②集输管线

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求：集输管道按照主要站场位置（输油站、联合站、集气站、泵站和截断阀室等）分段判定评价等级，并按相应等级开展评价工作。本项目仅新建一段集油管线，集油管线项目类别为“II 类”，环境敏感程度均为“敏感”，新建管线不新增永久占地，集油管线占地规模小于 5hm²，因此集油管线土壤环境影响评价工作等级为“二级”。

综上所述，本项目井场土壤环境影响评价工作等级为“一级”，集油管线土壤环境影响评价工作等级为“二级”。 本项目按照项目类别、评价等级分别开展评价工作。

2.6.6.2 评价范围

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”，确定本项目土壤环境评价范围为拟建井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2 km 的土壤环境。

2.6.7 环境风险

2.6.7.1 评价等级

（1）风险潜势初判

本项目施工期主要将井场柴油罐划分为危险单元。本项目新钻 4 口油井，位于同一座平台井场，井场施工期设置柴油罐 2 座（单座有效容积 30m³），柴油密度为 0.835t/m³，因此施工期井场柴油最大总储量为 50.1t。

运营期主要将集输管道及井场化为危险单元，涉及的物质主要为原油和石油气（天然气），由于运行阶段油井采出液由截断阀直接进入管线，因此井场不存在危险物质，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 中要求，对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。本工程新建集油管道 DN50-0.1km，该管道位于两个切断阀之间，本项目气油比为 34.4m³/t，原油密度为 0.8566g/cm³，采出液密度约 0.8803g/cm³，原油综合含水最小为 18.8%，则集油管线最大储油量为 $\pi(0.025)^2 \times 100 \times 0.8803 \times (1-18.8\%) = 0.1403t$ ，最大储气量为 $0.1403 \times 34.4 = 4.83m^3$ ，伴生气标态密度 0.7256kg/m³，则管道中天然气最大储量为 $4.83 \times 0.7256 / 1000 = 0.0035t$ 。

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 2.6-13、表 2.6-14。

表 2.6-13 施工期危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量 q_n (t)	临界量 Q_n (t)	物质 Q 值
1	柴油	/	50.1	2500	0.02004
项目 $Q=\sum q_n/Q_n$					0.02004

表 2.6-14 运营期危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量 q_n (t)	临界量 Q_n (t)	物质 Q 值
1	原油（石油）	/	0.1403	2500	0.00005612
2	天然气（甲烷）	74-82-8	0.0035	10	0.00035
项目 $Q=\sum q_n/Q_n$					0.00040612

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，本项目施工期 $Q=0.02004 < 1$ ，运营期 $Q=0.00040612 < 1$ ，环境风险潜势为I。

（2）评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中关于环境风险评价工作等级的划分，具体见表 2.6-15，本项目风险潜势为I，应进行简单分析。

表 2.6-15 环境风险评价工作等级

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

2.6.7.2 评价范围

本项目风险评价等级为简单分析，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），无关于简单分析的评价范围说明，结合大气环境、地表水环境、地下水环境的评价范围及保护目标分布情况，拟定环境风险评价范围包括地表水、地下水、大气评价范围，因此本项目环境风险评价范围为拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域。

2.6.8 各环境要素评价等级及评价范围汇总

各环境要素评价等级及评价范围详见表 2.6-16，各环境要素评价范围图见附图 8。

表 2.6-16 评价范围表

项目	评价等级		评价范围
大气环境	一级		拟建井场边界外扩 2.5km 范围的矩形区域的包络范围，评价范围总面积约 44.66km ²
声环境	二级		拟建井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内
地表水环境	三级 B		拟建井场边界外扩 2.5km 及管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体，该范围内地表水体为瓦金诺尔泡
地下水环境	井场及场站	二级	拟建井场外扩不小于 437m、管线工程边界两侧各向外延伸不小于 200m，且包含现状监测点位东北→西南走向的合围区域，共计约 104.57km ²
	集输管线	三级	
土壤环境	井场及场站	一级	拟建井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2km 的土壤环境
	集输管线	二级	
生态环境	三级		拟建井场边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境
环境风险	简单分析		拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域

2.7 环境保护目标

本项目位于大庆市肇源县茂兴镇邱家窝棚屯西北侧及超等乡博尔诺村东北侧，根据调查，本项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区。

项目主要大气环境保护目标见表 2.7-1，地表水、地下水、土壤、生态环境保护目标见表 2.7-2，环境风险保护目标见表 2.7-3，主要环境保护目标分布图见附图 8。

表 2.7-1 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	相对厂址方位	相对厂界距离/m
	经度	纬度					
邱家窝棚屯	124.62316	45.52138	居民	约 65 户，210 人	二类	敖112-扶平3井场东南侧	840
合心村	124.59523	45.51113	居民	约 85 户，310 人	二类	敖112-扶平3井场西南侧	1320
姜家窝棚屯	124.61055	45.56587	居民	约 48 户，140 人	二类	敖112-扶平6井场东北侧	2330

博尔诺村	124.59215	45.60210	居民	约 82 户, 300 人	二类	敖南作业区 废水回收点 西南侧	2210
五家子屯	124.59744	45.63818	居民	约 56 户, 180 人	二类	敖南作业区 废水回收点 西北侧	2840
共和蒙古族村	124.65026	45.63624	居民	约 78 户, 260 人	二类	敖南作业区 废水回收点 东北侧	3000

表 2.7-2 地表水、地下水、土壤、生态环境保护目标表

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
地表水环境	博尔诺泡	敖南作业区废水回收点东南侧 520m	季节性水泡，主要功能汇集雨水、灌溉农田，水域面积约 13.81km ² ，平均水深 1.2m	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 V 类
	无名泡	敖 112-扶平 1 西南侧 90m、2#4 阀组间 5 环集油管道西侧 85m	季节性水泡，主要功能汇集雨水，水域面积约 0.365km ² ，平均水深 0.8m	
地下水环境	区域内第四系上更新统松散层孔隙潜水含水层	厚度 4.0-15.0m。地下水水位埋深 2.3-4.8m，评价范围内有部分潜水水井，用于居民灌溉和喂养牲畜。		《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类，石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求
	区域内第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水含水层	顶板埋深一般在 90m-110m 之间，含水层厚度为 65-76m，评价范围内有部分承压水水井，用于居民灌溉和喂养牲畜。		
	邱家窝棚屯饮用水井	敖 112-扶平 3 井场东南侧 1220m	井位坐标为东经 124°9'4.805"，北纬 46°16'55.614"，井深 130m，取水层为第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水含水层，为巴彦他拉村居民提供生活饮用水，供水人数约 785 人。村屯内还有少量水井用于喂养牲畜、灌溉。	
	合心村饮用水井	敖 112-扶平 3 井场	井位坐标为东经 124°11'12.842"，北纬 46°17'10.650"，井深 120m，取	

		西南侧 1790m	水层为第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水含水层，为东巴彦他拉村居民提供生活饮用水，供水人数约 310 人。村屯内还有少量水井用于喂养牲畜、灌溉。
	姜家窝棚屯 饮用水井	敖 112-扶 平 6 井场 东北侧 2620m	井位坐标为东经 124°15'46.947"，北纬 46°16'40.008"，井深 125m，取水层为第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水含水层，为阿木郎头村居民提供生活饮用水，供水人数约 126 人。村屯内还有少量水井用于喂养牲畜、灌溉。
	赵家窝棚饮 用水井	1 号平台东 北侧 3330m	井位坐标为东经 124°15'52.925"，北纬 46°15'13.922"，井深 120m，取水层为第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水含水层，为明代村居民提供生活饮用水，供水人数约 212 人。村屯内还有少量水井用于喂养牲畜、灌溉。
	王大酒娄屯 饮用水井	1 号平台东 北侧 3460m	井位坐标为东经 124°15'34.477"，北纬 46°12'47.006"，井深 130m，取水层为第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水含水层，为小庙子村居民提供生活饮用水，供水人数约 316 人。村屯内还有少量水井用于喂养牲畜、灌溉。
	博尔诺村饮 用水井	敖南作业 区废水回 收点西南 侧 2620m	
	五家子屯饮 用水井	敖南作业 区废水回 收点西北 侧 2980m	
	共和蒙古族 村饮用水井	敖南作业 区废水回 收点东北 侧 3260m	

	铁奎屯饮用水井	敖南作业区废水回收点东南侧 3520m	井位坐标为东经 124°9'6.731"，北纬 46°14'12.120"，井深 170m，取水层为第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水含水层，为四家子林场居民提供生活饮用水，供水人数约 285 人。村屯内还有少量水井用于喂养牲畜、灌溉。	
土壤环境	本项目永久占地范围内，土壤类型为草甸土			《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
	拟建井场、场站边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2km 的居民区土壤环境			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第一类用地筛选值
	拟建井场、场站边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2km 的农用地土壤，主要为耕地、草地、林地，土壤类型为草甸土			《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	拟建井场、场站边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，主要为耕地、草地、林地			临时占用草地、耕地进行恢复，恢复面积 7.554hm ² 。永久占用草地及耕地按照规定进行经济补偿
	本项目位于大庆市肇源县茂兴镇、超等乡，属于大庆市水土流失重点治理区			采取工程、林草、封育治理和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。井场及管线施工划定施工活动范围，挖、填方作业尽量做到互补平衡。在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地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，剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被
	大庆市肇源县为沙化土地所在县			

表 2.7-3 环境风险保护目标

类别	环境敏感性

环境 空气	拟建井场、场站边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位、距离		保护内容	
	1	邱家窝棚屯	敖 112-扶平 3 井场东南侧 840m		约 65 户，210 人	
	2	合心村	敖 112-扶平 3 井场西南侧 1320m		约 85 户，310 人	
	3	姜家窝棚屯	敖 112-扶平 6 井场东北侧 2330m		约 48 户，140 人	
	4	博尔诺村	敖南作业区废水回收点西南侧 2210m		约 82 户，300 人	
	5	五家子屯	敖南作业区废水回收点西北侧 2840m		约 56 户，180 人	
	6	共和蒙古族村	敖南作业区废水回收点东北侧 3000m		约 78 户，260 人	
地表 水	拟建井场、场站边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位、距离		环境敏感特征	
	1	博尔诺泡	敖南作业区废水回收点东南侧 520m		低敏感 F3	
	2	无名泡	敖 112-扶平 1 西南侧 90m 2#4 阀组间 5 环集油管道西侧 85m		低敏感 F3	
地下 水	序号	敏感目标名称	相对方位、距离	环境 敏感 特征	水质 目标	包气带 防污性 能
	1	邱家窝棚屯饮用水井	敖 112-扶平 3 井场东南侧 1220m	不敏 感 G3	III类	D2
	2	合心村饮用水井	敖 112-扶平 3 井场西南侧 1790m			
	3	姜家窝棚屯饮用水井	敖 112-扶平 6 井场东北侧 2620m			
	4	赵家窝棚饮用水井	1 号平台东北侧 3330m			
	5	王大酒娄屯饮用水井	1 号平台东北侧 3460m			
	6	博尔诺村饮用水井	敖南作业区废水回收点西南侧 2620m			
	7	五家子屯饮用水井	敖南作业区废水回收点西北侧 2980m			
	8	共和蒙古族村饮用水井	敖南作业区废水回收点东北侧 3260m			
	9	铁奎屯饮用水井	敖南作业区废水回收点东南侧 3520m			

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

(1) 现有区块开发历程

本项目位于敖包塔油田敖平 6 区块，属于滚动开发区块建设项目。敖平 6 区块位于东巴彦他拉村南侧 500m，区块东西宽约 2.9km，南北长约 4km，区块面积约为 10.25km²。

2013 年 9 月，大庆油田有限责任公司第九采油厂对敖平 6 区块进行了产能开发建设，编制了《龙西地区塔 283-1 和塔 28-1 井区产能建设地面工程环境影响报告书》，于 2013 年 12 月 30 日由大庆市环境保护局（现大庆市生态环境局）进行了批复，批复文号为庆环建字〔2013〕278 号，并于 2019 年 9 月完成自主验收，该项目共新钻井 154 口、代用井 6 口，其中油井 123 口，注水井 37 口，共形成了 20 座平台井场、3 座单井井场。该项目中 160 口油水井包含了本项目的 40 口老井（31 口油井、9 口注水井）。由于部分油水井注水受效差，产量较低，在该项目试运行期间（2018 年 9 月）32 口油井（31 口新钻井及 1 口代用井）及 6 口注水井未投运。

2020 年 9 月，由于敖平 6 区块部分油水井注水受效差，产量递减快，相继有 3 口注水井停注。现有运行油水井 119 口，其中油井 91 口，注水井 28 口。目前油井平均单井日产油 0.7t，区块内年产油 2.329×10⁴t，综合含水 41.9%。

2023 年 12 月，为治理敖平 6 区块内油井不受效，单井产量低等问题，并提高区块内原油产量，大庆油田有限责任公司第九采油厂拟对 9 口停注的注水井转为采出井并进行压裂，对 31 口停产的油井进行压裂，并新钻 4 口油井提高原油产量，特编制本项目《敖包塔油田敖平 6 区块敖 112 井区扶余油层产能建设工程项目环境影响报告书》。

(2) 现有工程主要内容

敖平 6 区块面积约为 10.25km²，区块内建有较为完善的油、气、水、电、路、信等工程，现有工程的主要内容见表 3.1-1。项目开发区块集输管网布置及本项目与敖平 6 区块位置关系示意图见附图 5。

表 3.1-1 现有工程的主要内容汇总表

工程类别	现有工程组成	建设内容及规模
主体工程	井场	敖平 6 区块现有运行油水井 119 口，其中油井 91 口，注水井 28 口，共形成了 20 座平台井场、3 座单井井场，目前实际产能 2.329×10 ⁴ t/a。
	油气处理工程	敖平 6 区块内现有场站为敖南 2 转油站，目前该站稳定运行。敖南 2 转油站采用“分离+加热+沉降+缓冲”四合一处理工艺，四合一设计处理规模为 4000t/d。

辅助工程	集输管线	敖平 6 区块内站外集油系统采用单管环状掺水和电加热集油工艺，现有站间集油管线 8.6km，单井集油管道 28.78km。
		区块内注水系统主要采用集中注水、多井配水和单干管单井配水工艺，现有高压注水干线 3.3km，单井注水支线 33.24km。
	内部道路	敖平 6 区块内现有井排路 15km，通井路 5.3km。
公用工程	供水系统	现有区块内场站生活用水采用桶装水；运营期油水井作业用水、洗井用水、回注水来源为敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站的深度处理水。
	排水系统	现有场站生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理。油田采出水管输进入敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层；油水井作业污水及水井洗井污水通过罐车回收后拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层。
	供热系统	现有区块内场站供热依托现有天然气采暖炉进行供热。
	供电系统	现有区块内主要由布二变 35kV 变电所进行供电。
环保工程	废气处理工程	敖平 6 区块内现有的敖南 2 转油站加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 高烟囱高空排放。
		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。
	废水处理工程	现有区块油田采出水、油水井作业污水、洗井污水最终均由敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层。
		现有区块场站内的生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理。
	噪声防治工程	现有区块内噪声源主要来自抽油机及场站。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。
	固体废物收集处理处置工程	现有区块内油井在进行作业过程中产生的油污泥、现有场站清罐污泥由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。
		现有区块内油水井作业产生的含油废防渗布委托有资质单位处置。
		现有区块内场站生活垃圾集中收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点处理。
	环境风险防控工程	第九采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第九采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《第九采油厂环境突发事件专项应急预案》、《第九采油厂井喷突发事件专项应急预案》、《第九采油厂生产场所突发泄露、火灾、爆炸事件专项应急预案》、《第九采油厂长输管道突发事件专项应急预案》等专项应急预案，并定期开展了应急演练。
	退役工程	敖平 6 区块于 2013 年进行产能开发建设，于 2015 年 5 月竣工并投入运行，现有运行油水井 119 口，其中油井 91 口，注水井 28 口，目前现有区块内没有退役的油水井、管线、场站等。

(3) 现有区块环评及验收手续

现有工程环评及验收情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 现有工程环评及验收情况调查表

项目名称	主要工程内容	环评批复	验收情况	排污许可证 证书编号
龙西地区塔 283-1 和塔 28-1 井区产能建设地面工程环境影响报告书	建设油水井 160 口，其中油井 123 口，注水井 37 口，共形成了 20 座平台井场、3 座单井井场	庆环建字〔2013〕278 号	于 2019 年 9 月完成自主验收	9123060771 6675409L00 5Y



敖南 2 转油站四合一装置



敖南 2 转油站除油干燥器



敖南 2 转油站掺水泵



敖南 2 转油站外输泵



(3) 现有区块排污许可执行情况

大庆油田有限责任公司第九采油厂已于 2023 年 3 月 16 日取得排污许可证，行业类别为：陆地石油开采，锅炉，工业炉窑，水处理通用工序，管理类别为简化管理。该许可证已经包含现有区块内场站排放的相关污染物，许可证编号为 91230607716675409L005Y，有效期限自 2021 年 05 月 24 日至 2026 年 05 月 23 日止。根据大庆油田有限责任公司第九采油厂排污许可证 2023 年执行报告，敖南 2 转油站加热炉废气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。

3.1.2 现有工程污染防治设施运行和排放情况

(1) 废气

①非甲烷总烃

本项目位于敖平 6 区块，现有工程排放的非甲烷总烃主要为区块内井场、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，敖平 6 区块目前产油约 $2.329 \times 10^4 \text{t/a}$ 。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 33.01t/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，根据现有工程竣工环境保护验收调查报告中对区域内已建井场的监测结果，现有区块内井场排放的非甲烷总烃边界能够满足《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。根据对区块内场站的监测结果可知（见附件 8），区块内场站排放的非甲烷总烃厂界能够满足《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，场站内非甲烷总烃能够满足《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。

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敖南 2 转油站加热炉排放的烟气。加热炉使用清洁燃料天然气，并采用低氮燃烧器。根据大庆中环评价检测有限公司于 2023 年 10 月 7 日-8 日对区块内场站的监测结果可知（见附件 8），敖南 2 转油站加热炉排放的废气中颗粒物浓度折算值最大值为 9.7mg/m³，平均排放浓度约为 10.4mg/m³；NO_x 浓度折算值最大值为 85mg/m³，平均排放浓度约为 91mg/m³；SO₂ 浓度折算值最大值为 10mg/m³，平均排放浓度约为 11.2mg/m³；烟气黑度小于 1 级，单台加热炉废气量最大为 1745m³/h，平均废气量为 1647m³/h，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。敖南 2 转油站加热炉年运行 8760h，共计 2 台 2.5MW 加热炉。现有区块内场站加热炉烟气污染物排放见表 3.1-3。

表 3.1-3 现有区块内场站加热装置污染物排放量

场站名称	排气筒高度（m）	单台加热炉平均烟气量（Nm ³ /h）	加热炉数量（台）	年运行时间（h）	加热炉总烟气量（万 Nm ³ /a）	污染物排放情况（t/a）		
						颗粒物	NO _x	SO ₂
敖南 2 转油站	8	1647	2	8760	2885.54	0.3	2.626	0.323

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 0.3t/a，NO_x 排放量为 2.626t/a，SO₂ 排放量为 0.323t/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 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。

（2）废水

现有区块产能 2.329×10⁴t/a，综合含水 41.9%，则现有区块油田采出水量为 1.68×10⁴t/a；现有区块油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 1085.3m³/a；现有区块水井洗井产生的洗井污水共计约 3360m³/a。现有区块油田采出水、油水井作业污水、洗井污水最终均由敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层，根据本次对敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站的监测结果可知（见附件 8），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）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求。

现有区块场站内的生活污水产生量约 146m³/a，生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准后排入碧绿泡。根据现有工程竣工环境保护验收调查报告中对生活污水的监测结果，COD 排放浓度最大为 116mg/L，氨氮排放

浓度最大为 22.4mg/L，因此 COD 排放量为 0.017t/a，氨氮排放量为 0.00327t/a。

（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，根据《龙西地区塔 283-1 和塔 28-1 井区产能建设地面工程竣工环境保护验收调查报告》中对区域内已建井场的监测结果可知，现有区块内已建井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准；根据本次对区块内已建场站的监测数据可知（见附件 8），区域内敖南 2 转油站厂界噪声满足《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 3.07t/a，依托场站清罐污泥产生量约为 30t/a，含油污泥由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。

工程依托场站共产生生活垃圾 1.83t/a，产生的生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理。

（5）地下水及土壤防护措施及效果

现有工程集油管道采用了内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克管，注水管道采用了防腐无缝钢管，连接方式为焊接，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区防渗要求。配水间、阀组间地面采取了一般防渗措施，撬装钢板房结构，地面涂刷 1.5mm 厚防渗材料，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区的要求。油水井井场地面已进行平整夯实，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》简单防渗区防渗要求。

根据现有区块验收调查报告中对区块内东巴彦他拉村水井、四家子林场水井、小庙子村水井的监测结果，现有区块内地下水除部分点位的锰超标外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的Ⅲ类标准要求。锰超标可能是地质原因引起的，项目上游区存在较多的盐碱土，在水文地质的影响下，土壤中的无机物经过上游来水或区域降水溶解进入地下水引起的。石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准限值。说明在采取地下水防护措施后现有工程对区域地下水无明显影响。

根据本次对现有井场内、敖南 2 转油站排污池附近、井场外农用地土壤监测结果，井

场永久占地内、敖南 2 转油站排污池附近土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地外农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）基本项目筛选值标准，同时根据现有区块验收调查报告中对井场及井场外土壤的监测结果显示，井场内及井场外 10m、20m、30m、50m 处的油田特征污染物石油烃相差不大，现有工程在运行阶段未对区域土壤产生明显影响。

（6）生态环境保护措施及效果

为保护区域生态环境，第九采油厂在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内耕地、草地生态系统。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耕地及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。针对区块内水土流失重点治理区，第九采油厂采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋，施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

根据现场勘查，现有区块内井场永久占地已平整，井场及管线施工时临时占用的耕地及草地均已进行了恢复，且生态恢复良好。





图3.1-1 敖平6区块现有井场及管线周边生态恢复情况

现有工程污染物产排污情况汇总表见表 3.1-4。

表 3.1-4 现有工程污染物产排污情况汇总表

类别	污染物		产生量	削减量/固废处置量	排放量
废气	非甲烷总烃		33.01t/a	0	33.01t/a
	颗粒物		0.3t/a	0	0.3t/a
	NO _x		2.626t/a	0	2.626t/a
	SO ₂		0.323t/a	0	0.323t/a
废水	油田采出水		1.68×10 ⁴ t/a	1.68×10 ⁴ t/a	0
	作业污水		1085.3m ³ /a	1085.3m ³ /a	0
	洗井污水		3360m ³ /a	3360m ³ /a	0
	生活污水 (146m ³ /a)	COD	0.017t/a	0	0.017t/a
		氨氮	0.00327t/a	0	0.00327t/a
固废	作业含油污泥		3.07t/a	3.07t/a	0
	场站清罐污泥		30t/a	30t/a	0
	生活垃圾		1.83t/a	1.83t/a	0

3.1.3 现有工程存在的环境问题

根据调查可知，现有区块内最近 3 年无投诉、督查及检查情况。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。

区块内转油站加热炉能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2中新建燃气锅炉标准限值要求；现有站场原油集输均采用密闭集输管线、装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，可有效控制烃类物质的排放，目前现有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》（GB37822-2019）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敖包塔1号含油污水处理站、敖包塔2号含油污水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）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，均不外排；作业和清罐产生的含油污泥由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。

目前，第九采油厂已取得排污许可证，行业类别为：陆地石油开采，锅炉，工业炉窑，水处理通用工序，管理类别为简化管理。该许可证已经包含本工程依托场站排放的相关污染物。许可证编号为91230607716675409L005Y。

为保护区域生态环境，第九采油厂在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内耕地、草地生态系统。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耕地及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。针对区块内水土流失重点治理区，第九采油厂采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋，施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回

填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

原有工程严格实施 HSE 环境管理体系，第九采油厂逐级落实岗位责任制；各工区小队或联合站设专职环保员一名，相应采油工区队长及联合站站长为 HSE 管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

环境风险相关措施：经调查，第九采油厂敖平 6 区块未发生过环境风险事故。第九采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第九采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《第九采油厂环境突发事件专项应急预案》、《第九采油厂井喷突发事件专项应急预案》、《第九采油厂生产场所突发泄露、火灾、爆炸事件专项应急预案》、《第九采油厂长输管道突发事件专项应急预案》等专项应急预案并定期开展应急演练，《第九采油厂环境突发事件专项应急预案》于 2023 年 6 月 19 日在大庆市红岗生态环境局进行了备案，备案编号为 230605-2023-012-MT。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。

3.2 建设项目概况

项目名称：敖包塔油田敖平 6 区块敖 112 井区扶余油层产能建设工程项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司第九采油厂；

建设性质：改扩建；

建设地点：大庆市肇源县茂兴镇邱家窝棚屯西北侧及超等乡博尔诺村东北侧；

投资规模：项目总投资 15516 万元人民币，环保投资 98.39 万元人民币，环保投资占比为 0.42%；

占地面积：本项目新增总占地面积为 8.67hm²，其中永久占地面积为 1.116hm²，临时占地面积为 7.554hm²，占地类型为耕地（基本农田）及草地（非基本草原）；

建设内容：项目新钻油井 7 口，均为水平井，单井完钻垂深为 1804m~1948m，单井钻井进尺为 3026m~3474m，总进尺 23213m，7 口新钻井均安排基建。压裂并基建油井 7 口，共形成丛式井平台 1 座，独立井场 4 座，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 2.82km。废弃 2#4 阀组间 5 环部分位于水淹内涝区的集油管道，更改路由新建集油管道 1.3km。依托敖南作业区敖南联合站建设废水回收点 1 座，用于存储敖南作业区产生的注入井洗井污水、注水管网清洗废水、油水井作业污水，站外新建外输管道 0.16km、伴热管道 0.4km。项目配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 2.21×10⁴t/a；

产品及产能规模：预计建成原油产能 $2.21 \times 10^4 \text{t/a}$ ；

建设周期：本项目计划施工期为 2025 年 10 月至 2026 年 5 月，单井钻井施工约 27d，钻井施工合计约 189d，压裂及地面工程接续钻井后进行建设，压裂及地面工程施工约 45d；

劳动定员：施工期钻井队在井人数 10 人，压裂及地面建设施工人数 15 人，运营期新增场站人员均由第九采油厂内部调剂，不新增定员。

3.3 开发区块概况

3.3.1 油气田范围

本项目位于敖包塔油田敖平 6 区块，敖平 6 区块地理上位于黑龙江省大庆市肇源县，北起葡萄花油田，东部为头台油田，西接新站油气田；处于松辽盆地中央坳陷区大庆长垣、齐家-古龙凹陷和三肇凹陷交界处，整体形态为两隆一洼的构造格局。区内地势平坦，地面海拔在 127m~137m 之间，交通十分便利。

3.3.2 勘探开发概况

大庆油田发现后，逐步开展了针对扶杨油层的探索。70 至 80 年代，局部构造高点获得发现，认识到扶杨油层具有勘探潜力，细化 3 个阶段：区域勘探阶段（1959 年~1988 年）、大规模岩性油藏勘探阶段（1989 年~2004 年）、一体化加快勘探阶段（2005 年~2022 年）。2013 年在长垣南敖包塔油田提交石油预测储量 $10671 \times 10^4 \text{t}$ ；2015 年敖包塔油田扶余油层升级石油控制储量 $7354 \times 10^4 \text{t}$ ；2018、2021 年升级探明储量 $2337.63 \times 10^4 \text{t}$ 。2023 年按照“重新认识扶余、重新解放扶余”理念，基于“古地貌定砂、油源+断裂定藏”认识，直井控面、水平井提产思路，整体部署 24 口井，2024 年提交新增探明储量 $1800.81 \times 10^4 \text{t}$ 。直井：2022 年茂 2 直井试验区投产油井 6 口，平均单井有效 13.4m，初年日产油 1.1t。目前，单井日产油 0.5t，单井累产 513t，开发效果差。水平井：2015 年葡 34 区块投产水平井 10 口，采用体积压裂方式投产，初期稳定单井日产油 5.5t，目前单井日产油 1.8t、累计产油 $6.7 \times 10^4 \text{t}$ ；2022 年茂 2 先导试验区 11 口水平井以 II 类储层提高簇效率压裂方式投产，放喷 238 天，稳产阶段日产油 10.1 吨，生产 359 天，日产油 9.0 吨，目前单井累产油 5708 吨，3 口井累产突破 7000 吨。

3.3.3 地质构造

本区位于松辽盆地中央坳陷区的大庆长垣南部，构造发育史研究成果表明，区内构造发育与松辽盆地的构造发育及坳陷区的形成有着密切的联系。大致经历了四个阶段：断陷阶段（侏罗系沉积时期）、断坳阶段（登娄库组沉积时期）、坳陷阶段（泉头组-嫩江组沉积时期）、上升隆起阶段（嫩江组沉积以后）。

断陷时期（侏罗系沉积时期）：受燕山运动影响，产生了一些近北北东向、南北向和北北西向的断层，形成了几个独立的断陷，控制了局部地区侏罗系的沉积，较深部位对应的侏罗系较厚，较浅部位对应的侏罗系较薄。侏罗系厚度变化大，该时期地形起伏较大，横向上沉降速度存在较大差异，总的看来工区的东南角及中部偏西地区，沉降速度相对较快，中部及东北角沉降速度相对较慢。

断坳阶段（登娄库组沉积时期）：侏罗系沉积末期由于强烈的构造运动，侏罗系上升遭受剥蚀，随后又持续下降，沉积了登娄库组。该时期早期形成的断层对沉积的控制作用已不明显，反映出该时期工区内地形起伏较前期变小，厚度总变化趋势是西南厚，东北薄，朝阳沟构造仍在发育。

坳陷阶段（泉头组—嫩江组沉积时期）：该时期是松辽盆地大型坳陷形成和发展的全盛期，全区持续稳定下降，广泛接受沉积。泉头组沉积时期与登娄库组沉积时期相比，泉头组厚度变化相对较小，说明该时期全区横向上沉降速度只有较小的差异，西南部稍大于东部。

上升隆起阶段（嫩江组沉积以后）：青山口组—姚家组沉积时期全区横向上沉降速度相对趋于平衡。该时期朝阳沟构造背斜形态十分明显，朝阳沟构造所在部位地层厚度与周围相比较仍很薄，表明该时期朝阳沟构造继续发育。姚家组沉积末期可能有一次较弱的构造运动，形成了一些断穿 T1、T1-1 层多方位走向的小断层。嫩江组沉积末期，全区进入上升隆起阶段。

3.3.4 层系

本项目开发层系为扶余油层。敖包塔油田敖平 6 区块扶余油层储层纵向分布集中，油层沉积条件、油层性质大体相同，宜采用一套层系进行开采。

3.3.5 储层特征

（1）岩性特征

扶余油层储层岩性为细粒岩屑砂岩或长石岩屑砂岩，反映了该区扶余油层砂岩是近源堆积的产物。

扶I组储层中石英含量一般在 18%~29%之间，平均为 22.4%，以单晶石英为主，多晶石英少见，发育暗色粘土矿物包裹边，部分具石英加大边。长石平均含量为 30.3%，主要为正长石，少量斜长石，长石溶蚀明显，多形成粒内溶缝、溶孔，但常被方解石或粘土矿物充填。岩屑成份较单一，绝大部分来自火成岩，变质岩和沉积碎屑极少，含量一般在 23%~41%之间，平均为 34.6%。扶II组储层中岩矿特征与扶I组相似，石英含量平均为 23.6%，长石含量平均为 28.3%，岩屑含量平均为 37.3%。

（2）物性特征

敖平 6 区块扶余油层新增含油面积内共有取心井 7 口井，有效厚度段内共分析化验 226 块，有效储层岩心分析孔隙度在 9.0%~15.7%之间，平均 11.4%，中值 10.4%；渗透率在 0.1mD~9.9mD 之间，平均 1.35mD，中值 0.86mD，总体表现为低孔特低渗的致密储层特征。

3.3.6 油气藏流体性质

（1）地面原油性质

敖包塔油田扶余油层含油面积内共有 31 口井 34 层做了地面原油性质的分析，其中原油密度 0.8310 t/m³~0.8693t/m³，平均为 0.8486t/m³；原油粘度（50℃）5.7 mPa.s~61.9mPa.s，平均为 23.7mPa.s；凝固点 24.0℃~48.0℃，平均为 37℃，含蜡量 16.0%~39.7%，平均为 25.6%；胶质含量 6.3%~27.9%，平均为 15.3%，属于轻质常规原油。

（2）地层原油性质

根据敖包塔油田区域内 3 口井的扶余油层高压物性取样分析，地层原油密度 0.7780t/m³~0.8000t/m³，平均 0.7857t/m³；原油粘度 2.60 mPa.s~3.25mPa.s，平均 2.87mPa.s；饱和压力 4.08 MPa~6.74MPa，平均为 5.66MPa；体积系数 1.0830~1.1117，平均为 1.101；气油比 16.9 m³/t~30.1m³/t，平均为 22.9m³/t（19.5m³/m³）。

（3）地层水性质

根据敖包塔油田区域内扶余油层完钻的 2 口井 2 层地层水分析资料，CL-含量 2040mg/L~2580mg/L，平均为 2310mg/L。总矿化度 5380mg/L~5650mg/L，平均为 5515mg/L；PH 值 7.6~7.9，平均 7.7；水型为 NaHCO₃ 型。

3.3.7 油气资源类型

扶余油层油藏埋深 1632.2m~1867.0m，中部埋深 1714.9m~1946.3m，平均 1829.6m，中部埋深海拔深度-1811.3m~-1579.9m，平均-1694.6m，含油高度 27.8m~227.6m，平均 154.2m。地层温度 76.3~87.5℃，平均 81.8℃，地层压力 16.51MPa~18.66MPa，平均 17.5MPa。油藏受岩性和断层控制，为弹性驱动的断层-岩性油藏。

3.3.8 开发进程

本项目位于敖包塔油田敖平 6 区块，2013 年 9 月，对敖平 6 区块进行了产能开发建设，编制了《龙西地区塔 283-1 和塔 28-1 井区产能建设地面工程环境影响报告书》，于

2013 年 12 月 30 日由大庆市环境保护局（现大庆市生态环境局）进行了批复，批复文号分别为庆环建字〔2013〕278 号，并于 2019 年 9 月完成自主验收，该项目共新钻井 154 口、代用井 6 口，其中油井 123 口，注水井 37 口，共形成了 20 座平台井场、3 座单井井场，由于部分油水井注水受效差，产量较低，该项目验收期间 32 口油井（31 口新钻井及 1 口代用井）及 6 口注水井未投运。2020 年 9 月，由于敖平 6 区块部分油水井注水受效差，产量递减快，相继有 3 口注水井停注。现有运行油水井 119 口，其中油井 91 口，注水井 28 口。2023 年 12 月，为治理敖平 6 区块内油井不受效，单井产量低等问题，并提高区块内原油产量，大庆油田有限责任公司第九采油厂拟对 9 口停注的注水井转为采出井并进行压裂，对 31 口停产的油井进行压裂，并新钻 4 口油井提高原油产量，特编制本项目《敖包塔油田敖平 6 区块敖 112 井区扶余油层产能建设工程项目环境影响报告书》。

3.4 工程组成

本项目工程组成见表 3.4-1。

表 3.4-1 工程组成一览表

工程类别	工程组成		建设内容及规模	备注
主体工程	钻前工程		5 座钻井井场平整（1 座平台井场、4 座单井井场），在临时占地内修筑运输道路，井场设备拉运，基础施工设备安装，安置柴油罐区、各撬装板房，运输柴油，配制钻井液等。	新建
	钻井工程	钻井数量	新钻油井 7 口，井型均为水平井，单井完钻垂深为 1804m~1948m，单井钻井进尺为 3026m~3474m，总进尺 23213m。主要工程内容包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井、压裂等。	新建
		井身结构	井身结构设计一开井深 141m，套管尺寸 339.7mm，工作内容及作用为安装井控装置、封固上部易漏易塌地层、保护浅层水、悬挂生产套管。井身结构设计二开井深 1443m，套管尺寸 244.5mm，工作内容及作用为封固葡萄花油层。井身结构设计三开井深 3026m~3474m，套管尺寸 139.7mm，工作内容及作用为封固目的层、达到完井要求。	新建
		钻井平面布置	每座井场新建 100m×100m 钻井井场 1 座，丛式井平台每增加 1 口井增加 700m²，井场设备包括钻机、钻台、柴油罐、发电机、配料罐、泥浆泵、泥浆罐、钢制泥浆槽等；新建 43.3m×11.7m 撬装式钢制基础，1 座/井场，用于架设钻井井架。	新建

	钻井液体系	一开采用无毒无害的膨润土混浆水基钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱。二开主要采用钾盐共聚物钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱、WDYZ-1、HX-D、JS-1、JS-2、NH ₄ -HPAN-2、SPNH、DYFT-1、KOH。三开钻井液采用油基钻井液体系，主要成分为柴油、主乳化剂、辅乳化剂、有机土、油包水降滤失剂、封堵剂I型（HFLK）、封堵剂II型（纳米封堵剂）、（20%CaCl ₂ ）水、CaO、超细碳酸钙、重晶石粉。钻井全程配备钻井泵、钻井液储备罐、钻井液循环罐、振动筛、除砂器、离心机等筛分、配制等循环利用设施。	新建
	钻井周期	单井钻井施工约 27d，共钻 7 口油井，钻井周期为 189d。	新建
	储层改造工程	本项目对新钻的 7 口油井采用射孔完井，射孔工艺采用连续油管喷砂射孔，设计采用 YD-89 枪，配套 DP39RDX30-1EH 等孔径弹射孔，射孔液主要成分为氯化钠或氯化钾类无机盐类水溶液，加适量黏土稳定剂。	
		根据油藏工程方案要求，对拟建 7 口油井进行压裂，压裂液选用改性胍胶压裂液，支撑剂选用组合粒径石英砂尾追陶粒。本次压裂油井采用采用体积压裂工艺，根据压裂工艺适用条件，坐压多层压裂管柱能满足本区块压裂的需要。	新建
		压裂施工设备包括：外加厚压裂管线、地面管线、井口控制器、压裂管汇、带有旋塞阀的防喷短节、压裂机组，压裂液不在现场配制，由压裂液工程车拉运至井场进行压裂，压裂液用量为 100m ³ /井，压裂返排液产生量约为 70m ³ /井。	
采油工程	本工程新建油井 7 口，全部采用抽油机-有杆泵举升采油方式，新建型号为 CYJY10-4.2-53HB 的游梁式抽油机 7 台、电动机 7 台、控制柜 7 台。	新建	
油气集输工程	原油集输系统	本项目基建 7 口油井站外系统均采用单管环状掺水集油工艺，就近挂接已建集油环，新建掺水集油管道 2.82km，包括 Φ76×4.5~1.704km、Φ60×3.5~1.116km。本项目敷 112-扶平 3 井挂接的 2#4 阀组间 5 环集油管道于 2006 年建设，由于环内老井南 262-246 井至 168 平台管道处在水淹内涝区域内，近年穿孔频繁，因此对该段管道进行废弃并更改路由，新建集油管道 Φ60×3.5~1.3km，环内其余集输管道利旧。新建管道设计压力为 2.5MPa，管道材质均采用内内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道，管道敷设方式采用沟埋方式敷设，管线钢顶穿越公路 2 处。	新建
	天然气集输工程	本项目油田伴生气采出量约 43.1 万 m ³ /a，油田伴生气经场站天然气干燥处理器处理后用做场站内加热炉的燃料。	利旧

	站场工程	敖南作业区废水回收点	敖南作业区废水回收点拟选位置位于敖南联合站围墙外北侧,占地约 600m ² , 站内新建卸液池 1 座, 卸液池规格为长 6m×宽 4m×深 3m, 有效容积为 50m ³ , 池体采用热水伴热, 伴热引自敖南联采暖系统, 站外新建伴热管道 Φ219.1×7.1~0.4km, 设计压力 1.6MPa, 采取双管并联敷设; 新建占地面积为 38m ² 的撬装外输泵房 1 座, 泵房内新建单台排量为 30m ³ /h 的外输泵 2 台(运 1 备 1), 新建 362.5m ² 的回车场 1 座。废水回收点出水通过外输泵直接外输至敖南联合站内阀组间集油系统, 站外新建外输管道 Φ114.3×4.0~0.16km, 设计压力 1.6MPa。废水回收点设计年周转注水井洗井废水 12261m ³ 、注水管网清洗废水 12960m ³ 、油水井作业污水 34390m ³ , 合计含油污水 59611m ³ 。	新建
辅助工程	施工期	井控房	每座钻井井场设 1 座井控房, 占地面积 50m ² , 房内安放钻井控制系统、监测及报警装置, 用于井控人员监测钻井情况。	新建
		机械修理房	1 座/井场, 占地面积 50m ² , 用于修理机械。	新建
		气源房	1 座/井场, 占地面积 30m ² , 供应压缩空气, 给钻机刹车提供动力。	新建
		配电房	1 座/井场, 占地面积 30m ² 。	新建
		发电机房	1 座/井场, 占地面积 50m ² , 为生活及钻井提供电力。	新建
		生活、办公区	每个钻井平台设 50m ² 地质值班房 1 座、50m ² 钻井液值班房 1 座、50m ² 工程值班房 1 座、50m ² 钻井监督房 1 座、50m ² 平台经理房 1 座、50m ² 综合房 1 座。	新建
		钻井施工营地	钻井施工各井场沿周边设置临时场地, 临时场地用于摆放生活区活动房, 停放钻井施工设备, 设置车辆回车场地, 施工结束后对临时占地进行生态恢复。	新建
	运营期	清防蜡	本项目油井采用化学加药为主, 电加热清防蜡装置为辅的清防蜡工艺。	新建
公辅工程	供水系统		施工期生产用水由水罐车运送, 生活用水采用桶装纯净水; 运营期新增场站工作人员由第五采油厂内部调剂, 不新增人员, 不新增生活用水, 站内人员生活用水采用桶装纯净水。运营期油井作业用水、洗井用水来源为敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站的深度处理水, 由水罐车运送。	依托
	排水系统		钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内, 定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理, 施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理, 场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建	依托

		生活污水收集装置,定期拉运至大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理。水基钻井废水排入井场设置的钢制水基泥浆槽中,定期由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站(采油九厂)处理,处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层。油基钻井废水排入井场设置的钢制油基泥浆槽中,委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理,处理后的污水进入污水罐储存,定期拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理,分离出污水经新一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层。管线试压废水由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层。运营期新增场站工作人员由第五采油厂内部调剂,不新增人员,不新增生活污水;油田采出水管输入敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层;油井作业污水通过罐车回收后拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层;油井洗井污水随集油管道进入集油系统,最终管输至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层。	
	道路工程	本项目新井位附近均有老井及其通井路,新建通井路可就近挂接于附近的老井和通井路,新建宽 4m 的通井土路 1km。	改造
	供热系统	本项目施工期采用电取暖,运营期依托场站采用现有供暖方式,新建敖南作业区废水回收点采用电取暖。	新建
	自控工程	对新建的 7 口油井进行数字化建设,对系统相关信号进行采集和上传,实现生产数据自动采集、生产过程监测、远程控制等功能。新建 WIA-PA 智能电参分析控制器、WIA-PA 智能电参分析控制模块、WIA-PA 抽油机无线工况采集单元、WIA-PA 无线压力变送器	新建
	供电系统	本项目施工期用电由柴油发电机供给。运营期电力供应由敖包塔变电站和敖南变电站供给,本次产能基建油井 7 口,每口独立井或每座平台设 1 台柱上变,共建设 5 座。新建柱上变电源由敖包塔变和敖南变已建线路引接,新建 10kV 线路 1.2km,全部为支线,采用 LGJ-50 型导线。为有效降低电能损耗和改善电压质量,新建补偿无功装置共 100kVar。本项目投产后,新增耗电 $77 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h/a}$ 。	新建
	供气工程	本项目运营期采出液经敖南 2 转油站内四合一装置油气分离后,油田伴生气用于转油站加热炉燃烧,依托的敖南 2 转油站新增天然气用量约 20.4 万 m^3/a 。	依托

环保工程	施工期	废气治理措施	施工期柴油发电机使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况。	新建
			对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理。	新建
		废水治理措施	水基钻井废水排入井场设置的钢制水基泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层。油基钻井废水排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。	依托
			压裂返排液由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理，分离出污水经新一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。	依托
			管线试压废水由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。	依托
			钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。	依托
		噪声治理措施	合理安排施工进度，减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；除钻进外，其它施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场，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；运输车辆选择避开居民区的路线，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行。	/
		固体废物治理措施	生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理。	依托
			膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装袋及施工废料属于一般固体废物，集中收集暂存在井场设置的钢制垃圾桶内，由施工单位拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理。	依托
			钻井过程中产生的含油废防渗布属于危险废物（HW08，900-249-08），暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理。	依托

			水基钻井岩屑、水基废钻井液属于一般固体废物，排入井场设置的钢制水基泥浆槽，定期由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的泥饼外售综合利用。	依托
			油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液属于危险废物（HW08，071-002-08），排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后用作油田垫井场和通井路。	依托
	运营期	废气治理措施	依托的敖南 2 转油站加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放。	依托
			油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建集油管道、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。	新建
		废水治理措施	油井作业污水由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。	依托
			油井洗井采用热洗车进行洗井，以清除套管结蜡，含蜡热洗车随集油管道进入集油系统，最终管输至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。	依托
			运营期油田采出水管输至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。	依托
		噪声治理措施	井场抽油机、场站设备尽可能选用低噪声设备；场站内机泵设置减震基础，且均安装至室内，泵房安装隔声门窗；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。	新建
		固体废物治理措施	含油污泥、落地油及油砂由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。	依托
			油井作业产生的含油废防渗布经收集后暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理。	依托
	退役期	废气治理措施	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。	新建
		废水治理措施	本项目退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理。退役期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。	依托
		噪声治理措施	合理安排施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；选用低噪声设备；运输车辆选择避开居民区的路线。	新建

	固体废物治理措施	本项目退役管线两段封堵后直埋处理,退役期拆除的废旧设备全部回收至第九采油厂物资库。封井建筑垃圾统一收集后拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾调配场处理。生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点,定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理。	依托
	地下水及土壤防护	压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。本项目井场、场站、集输管道等选址选线均避开了集中式饮用水源保护区、集中式饮用水源的补给区、径流区。油井运行期间参照 GB/T 17745 要求进行井筒完整性管理,定期开展井筒完整性检查。	新建
		在本项目区域上游东巴彥他拉村孙家水井(坐标 124.18689, 46.28484)布设 1 口潜水背景值监测水井,在区域内塔 283-1-6 号平台东南侧 110m 处农田灌溉井(坐标 124.19284, 46.24867)、区域下游塔 283-1-11 号平台井场西南侧 145m 处农田灌溉井(坐标 124.19333, 46.24190)各布设 1 口潜水跟踪监测水井,在古龙 256-153 井场西北侧 290m 处农田灌溉井(坐标 124.18918, 46.24718)布设 1 口承压水跟踪监测水井,定期对地下水进行跟踪监测。	依托周边已建水井
		在 89 号平台井场、塔 283-1-1 号平台井场东北侧 200m 耕地共布设 2 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、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬,监测频次为 1 次/年。	新建
		施工期分区防渗:柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、发电机房、钢制水基泥浆槽、钢制油基泥浆槽、钻台及压裂作业区为重点防渗,采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,渗透系数为 1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s;其他材料房、机械修理房、临时防渗旱厕为一般防渗,采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s;施工井场其他区域采用地面碾压平整。	新建
		运营期分区防渗:集油管道为重点防渗,管道采用防腐无缝钢管,管道的连接方式采用焊接,管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐,管道的外防腐等级采用特加强级。油井作业期间井场作业区做重点防渗处理,作业区域铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,渗透系数为 1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s;正常工况下井场采取简单防渗,采取地面夯实碾压平整进行处理。敖南作业区废水回收点内泵房、卸液池为重点防渗,采取铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,并采用水泥混凝土进行硬化,渗透系数为 1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s;站内其它区域为简单防渗,采取水泥混凝土进行硬化处理。	新建
	生态治理	施工期间应划定施工活动范围,严格控制施工作业面积。针对临时占地及永久占地应剥离占地内 0.3m 的表土,采用分层开挖,分层堆放,暂存于占地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,临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填,并	恢复、补偿

		及时恢复地表植被,临时占地恢复面积 7.554hm ² ;永久占用耕地剥离的表土按照“占一补一,质量相等”的要求用于易地补充耕地的表土,开垦新的耕地,对永久占地按照规定进行经济补偿,补偿面积 1.116hm ² 。	
	风险防范措施	运营期在作业期间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,并定期进行应急演练。	新建
储运工程	泥浆循环罐	钻井井场设泥浆循环罐 3 个,其中水基泥浆循环罐 2 个、油基泥浆循环罐 1 个,单罐容积 40m ³ ,占地约 100m ² 。	新建
	钢制泥浆槽	井场泥浆不落地,钢制泥浆槽位于泥浆循环罐旁边,钻井施工场地设置 1 座钢制水基泥浆槽、1 座钢制油基泥浆槽,单座钢制泥浆槽有效容积 100m ³ 。井场设置的钢制水基泥浆槽用于接收水基钻井废水、水基钻井岩屑、水基废钻井液,由罐车及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站(采油九厂)处理,处理后的压滤水拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层;井场设置的钢制油基泥浆槽用于接收油基钻井污水、油基钻井岩屑、油基废钻井液,委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理,处理后的污水进入污水罐储存,定期拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层,处理后的脱油泥满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)表 1 中的限值要求后用作油田垫井场和通井路。	新建
	水罐区	每座钻井井场设钢制水罐 2 个/井场,存储新鲜水,有效容积 100m ³ ,用于施工期的生产用水。	新建
	钻井液材料房	每座钻井井场设置钻井液材料房 1 座,占地面积 50m ² ,用于存放水基钻井液、油基钻井液等钻井液材料。	新建
	柴油罐区	钻井井场设柴油罐区 1 处,罐区内设钢制柴油罐 2 座,采用双层卧式罐,单座有效容积 30m ³ ,柴油密度为 0.835t/m ³ ,总储量约 50.1t。柴油罐区做重点防渗处理,采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,渗透系数为 1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s,罐区配备泡沫灭火器。柴油罐区周围设置高度不低于 0.5m、容积不低于 30m ³ 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰,并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。	新建
	其他材料房	每座钻井井场设置其他材料房 2 座,单座占地面积 50m ² ,用于存放其他钻井材料。	新建

	表土剥离临时堆放区	每座钻井井场设置 1 处表土剥离临时存放区，用于暂存钻井井场剥离的表土层，采取分层堆放的方式，表土堆放设置挡板、上覆遮盖材料，占地面积约 1200m ² （20m×60m）。临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	新建
依托工程	废弃水基泥浆处理站	大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂） 本项目施工期产生水基钻井废水、水基钻井泥浆、水基钻井岩屑依托大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理。大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）主要工艺流程为：将井场现场排出的钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液由罐车运至该处置场，泵入接浆罐。通过振动筛供浆泵输送至双层高频脱水筛进行分类处理，固体排出至渣土收集场，液相回收至存储罐。离心机仓的液相经螺杆泵输送至均质罐内，通过加药装置进行加药絮凝，将压滤罐内的液相通过保压泵输送至上料罐，进行压滤机进行压干处理，干泥饼排出至渣土收集场，液相经管道输送至储水罐。清水罐内清水通过液下渣浆泵回用至加药装置，可通过砂泵输送至清水罐车。大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）最大处理能力为 45 万 m ³ /a（1500m ³ /d），目前处理量约为 719.5m ³ /d，负荷率为 48.0%。本项目使用水基钻井液单井钻井施工期 11 天，整个钻井施工期产生的水基钻井废水、水基废钻井液、水基钻井岩屑总量为 2716.32m ³ ，最大产生量为 35.29m ³ /d，大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）剩余处理规模为 780.5m ³ /d，处理能力满足本工程需求，依托可行。	依托，无需扩建
	废弃油基泥浆处理	黑龙江迈景环保科技有限公司 黑龙江迈景环保科技有限公司采用“预处理+深度脱附”处理工艺，预处理流程包括泥浆收集-甩干-离心，深度脱附装置的原理主要为利用水、油及土的沸点不同（水沸点 100℃、油沸点 250℃、土碳化温度 300℃），将固体废弃物中的油水蒸发。该站现状处理能力为 10 万 t/a，约 333t/d，目前实际处理量为 120t/d，本项目油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液合计产生量约 59.09t/d，新增本项目后该站处理量为 179.09t/d，负荷率 53.78%，可以满足本项目油基泥浆处理需求。	依托
	压裂返排液处理站	新一联压裂返排液处理站 本工程压裂过程产生的压裂返排液由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理，进入废压裂液回收池内静沉后，大部分油污上浮，污泥则沉入池底，由废压裂液处理装置提升泵从池内提升含油污水进行处理，处理达标后再外输至新一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。新一联压裂返排液处理站设计处理量 240m ³ /d，目前实际最高处理量 156m ³ /d，负荷率为 65%，剩余负荷能力为 84m ³ /d，废压裂液回收池体积为 45m×45m×2.5m，容积约为 5000m ³ ，目前已使用 3000m ³ ，负荷率为 60%，目前剩余容积为 2000m ³ 。本项目 7 口油井压裂产生的压裂返排液量为 490m ³ ，2 个压裂队同时施工，单井压裂周期约 5d，平均每天产生压裂返排液	依托，无需扩建

			28m ³ /d, 接纳本项目压裂返排液后高峰处理量增至 184m ³ /d, 负荷增至 76.6%, 废压裂液回收池使用容积最大增至 3490m ³ , 负荷增至 69.8%, 处理能力满足本项目需求, 依托可行。	
	转油站	敖南 2 转油站	本项目新建 7 口油井采出液均依托敖南 2 转油站处理。敖南 2 转油站投产于 2006 年, 目前管辖九厂油井 233 口, 集油阀组间 5 座, 管辖七厂油井 129 口, 集油阀组间 6 座。九厂产液进入敖南 2 转油站四合一进行处理, 七厂产液进入敖南 2 转油站分离缓冲游离水脱除器进行处理, 分别计量后含水油外输至敖南联转油站, 由敖南联转油站转输至敖包塔脱水站处理。站内管辖九厂部分的主要设备有: 单台设计处理能力 2400t/d 的四合一 2 台、2.5MW 加热炉 1 台、1.9MW 加热炉 1 台; 站内采用“分离+加热+沉降+缓冲”四合一处理工艺, 四合一设计处理规模为 4800t/d, 目前实际处理量为 2164.8t/d, 本项目 7 口油井新增采出液量最大约为 182.4t/d, 新增产能后敖南 2 转油站四合一装置处理量为 2347.2t/d, 负荷率为 48.9%, 满足开发需求。	依托, 无需扩建
	脱水站	敖包塔脱水站	本项目新建 7 口油井产液均依托敖包塔脱水站处理, 该站投产于 1995 年, 2006 年扩改建, 与敖包塔转油站合建。目前该脱水站除处理本站产液外, 主要承担采油七厂 4 座转油站 (敖九、葡 361、敖 256、敖南 4)、采油九厂敖南联转油站含水油处理及外输任务。站内主要设备有: 设计处理能力 6750t/d 的高效三相分离器 1 台、单台设计处理能力 4000t/d 的高效三相分离器 2 台、1.5MW 脱水炉 3 台。站内采用高效三相分离器进行脱水处理, 工艺流程为采用一段游离水分离, 低含水油进入脱水炉升温后进入二段高效三相分离器 (加热) 进行脱水处理。该站设计处理能力为 8000t/d, 目前实际处理量为 3520t/d, 本项目和同期建设的七厂产能合计新增处理液量最大约为 842.5t/d, 新增产能后敖包塔脱水站处理量为 4362.5t/d, 负荷率为 54.5%, 满足开发需求。	依托, 无需扩建
	含油污水处理站	敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站	本项目新建 7 口油井采出水依托敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理, 敖包塔 1 号含油污水处理站采用横向流聚结除油器+两级过滤处理工艺, 敖包塔 2 号含油污水处理站采用两级沉降+两级过滤处理工艺, 两座含油污水处理站设计出水水质指标均为“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤2μm”。敖包塔 1 号含油污水处理站设计污水处理量为 3000m ³ /d, 目前实际污水处理量为 2899m ³ /d, 敖包塔 2 号含油污水处理站设计污水处理量为 2000m ³ /d, 目前实际污水处理量为 961m ³ /d, 本项目和同期建设的七厂产能合计新增采出水量最大约为 590m ³ /d, 新增污水后两座含油污水处理站合计处理量为 4450m ³ /d, 负荷率为 89%, 满足开发需求。	依托、无需扩建
	含油污泥	大庆优嘉环保	大庆优嘉环保科技有限公司含油污泥处理厂位于黑龙江省大庆市龙凤区龙凤镇刘高手村北侧 (东干线西侧), 厂区内建设了 3 套含油污泥热解处理设备, 含油污泥热解装置采用有机物受热蒸发、	依托、

处理站	科技有限公司	热解的原理，对废弃物进行分段间接加热，使物料温度达到 200-380℃，有机物中的水、矿物油等碳氢化合物在密闭空间内从物料中分段蒸发析出，经过冷凝系统后使挥发物凝结，再经油箱内的油水分离装置，提取回收其中的油组分；水中含油指标达到废水综合利用水质要求，热解残渣按危险废物管理，待危险废物鉴定结果确定后，再进行资源化利用，处理后的固体废物含油率小于 3‰，达到环境无害化要求。该公司处理含油污泥规模为 80000t/a，目前负荷率为 72%，本项目含油污泥最大产生量约为 0.896t/a，能够满足含油污泥处理需求，依托可行。	无需扩建
一般工业固废填埋场	天然气分公司工业固废填埋场	天然气分公司工业固废填埋场位于大庆市红岗区兴隆村东南、西干线西侧 1.31km 处，占地 1.8hm ² 。填埋场现阶段运行稳定，总容量为 11624m ³ ，设计年处理能力为 581.2m ³ ，合 700t/a，服务年限 20 年，目前填埋总量约为 5000m ³ ，剩余填埋量约为 6624m ³ ，本项目产生膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料共计约 0.234t，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，依托可行。	依托、无需扩建
危废存储库	采油九厂危险废物规范化贮存库	采油九厂危险废物规范化贮存库建设 2 座库房，主要用于储存废润滑油、废机油、含油滤料、废三滤、废细菌瓶、废原油、废化学试剂、含铬废液、过期药品试剂等危险废物，最大储存量为 4.73t/a，周转周期为 1 次/年，委托资质单位拉运处理。本项目运营期废含油防渗布产生量约 0.12t/a，拉运至该站进行暂存。本项目新增产能后采油九厂危险废物规范化贮存库暂存负荷率增加 2.54%，暂存能力满足本项目需求。产生的危废定期委托资质单位拉运处置，暂存能力可满足本工程需要。	依托、无需扩建

本项目主要技术经济指标见表 3.4-2。

表 3.4-2 本项目主要技术经济指标汇总表

类别	指标
设计动用资源储量	预计建成原油产能 2.21×10 ⁴ t/a。
设计井数	项目新钻油井 6 口，均为水平井，单井完钻垂深为 1804m~1948m，单井钻井进尺为 3026m~3474m，总进尺 23213m，6 口新钻井均安排基建。压裂并基建油井 6 口，共形成丛式井平台 1 座，独立井场 4 座。
不同规模站场数	依托转油站 2 座、脱水站 1 座、含油污水处理站 2 座。
管道长度	新建单井集油掺水管道 2.82km，新建外输管道 0.16km、伴热管道 0.4km。
能源消耗情况	依托场站新增耗气量 20.4 万 m ³ /a。本项目投产后，新增耗电 77 万 kWh/a。
工程临时占地及永久占地面积	本项目总占地面积为 8.67hm ² ，其中永久占地 1.116hm ² ，临时占地 7.554hm ² ，占地类型为耕地（基本农田）及草地（非基本草原）
工作制度	年生产 365d，每天 24 小时。
在册职工人数	施工期钻井队在井人数 10 人，压裂及地面建设施工人数 15 人，运营期新增场站人员均由第九采油厂内部调剂，不新增定员。
总投资及环境保护投资	总投资 15516 万元，环保投资 98.39 万元，环保投资占比 0.42%。

3.5 开发方案

3.5.1 基建井及井位分布

本项目新钻井基建油井 7 口，共形成丛式井平台 1 座，独立井场 4 座，建成产能 2.21×10⁴t/a。项目产能基建安排见表 3.5-1。

表 3.5-1 项目产能基建安排

区块	新钻井基建油井（口）	建成产能（10 ⁴ t/a）
敖平 6 区块	7	2.21

本项目油田产能井位布设情况见表 3.5-2。本项目拟建井位置见附图 2。

表 3.5-2 本项目油田产能井位布设情况

序号	井号	平台	井位坐标		井别	井型	占地类型	开发层位
			经度	纬度				
1	敖 112-扶平 2	1 号平台	124.61527	45.53932	油井	水平井	草地	扶余油层
2	敖 112-扶平 4				油井	水平井		
3	敖 112-扶平 7				油井	水平井		
4	敖 112-扶平 1	单井	124.60898	45.53953	油井	水平井	草地	
5	敖 112-扶平 3	单井	124.60813	45.52449	油井	水平井	耕地	
6	敖 112-扶平 5	单井	124.59638	45.53253	油井	水平井	草地	
7	敖 112-扶平 6	单井	124.59444	45.54515	油井	水平井	草地	

3.5.2 开发指标预测

本项目新钻井基建油井 7 口，平均单井初期产油量 10.5t/d，建成产能 2.21×10⁴t/a，开采层位属于扶余油层。本项目开发指标见表 3.5-3，原油物性及产出水性质见表 3.5-4、表 3.5-5。

表 3.5-3 本项目开发指标预测表

年份（年）	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
水平井数（口）	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
平均单井日产油（t）	10.5	10.5	7.0	5.3	4.1	3.4	2.9	2.7	2.5	2.4	2.2	2.1	2.0	1.9	1.8
年产油（10 ⁴ t）	0.88	2.21	1.48	1.11	0.87	0.71	0.62	0.56	0.53	0.50	0.47	0.45	0.43	0.40	0.38
年产液（10 ⁴ t）	2.93	6.41	3.86	2.51	1.90	1.49	1.26	1.10	1.01	0.93	0.85	0.79	0.75	0.69	0.64
累积产油量（10 ⁴ t）	0.88	3.09	4.57	5.68	6.55	7.26	7.88	8.44	8.97	9.47	9.94	10.39	10.82	11.22	11.60

综合含水 (%)	70	65. 5	61. 7	55. 7	54. 1	52. 5	50. 9	49. 3	47. 7	46. 1	44. 5	42. 9	42. 3	41. 7	40. 2

表 3.5-4 原油主要物性表

密度 kg/m³	粘度 mPa s	凝固点℃	含蜡%	含胶量%	气油比 m³/t
0.8486	2.87	37	25.6	15.3	19.5

表 3.1-6 敖包塔油田敖平 6 区块扶余油层采出水性质

类别	总矿化度 mg/L	PH 值	氯离子 Cl ⁻ （mg/L）
油田产出水	5515	7.7	2310

3.6 主要内容

本项目新钻油井 7 口，均为水平井，单井完钻垂深为 1804m~1948m，单井钻井进尺为 3026m~3474m，总进尺 23213m，7 口新钻井均安排基建。压裂并基建油井 7 口，共形成丛式井平台 1 座，独立井场 4 座，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 2.82km。依托敖南作业区敖南联合站建设废水回收点 1 座，用于存储敖南作业区产生的注入井洗井污水、注水管网清洗废水、油水井作业污水，站外新建外输管道 0.16km、伴热管道 0.4km。项目配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 2.21×10⁴t/a。主要建设内容包括钻井工程、储层改造工程（射孔及压裂）、采油工程、油气集输工程、含油污水处理工程、道路工程、公用工程等。

3.6.1 钻井工程方案

本项目新钻油井 7 口，均为水平井，钻井工程包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井、储层改造（射孔完井及压裂），本项目拟钻 7 口油井压裂后进入地面工程建设。

3.6.1.1 钻前准备工作

本项目钻前工程包括钻井井场平整，在临时占地内修筑运输道路，井场设备拉运，基础施工设备安装，安置柴油罐区、各撬装板房，运输柴油，配制钻井液等。

（1）井位选择

钻前准备工作主要为平整井场，保证全套钻井设备达到相关安装标准，安装完成后并进行相关调试。本项目新钻油井 7 口，井型为水平井，单井完钻垂深为 1804m~1948m，单井钻井进尺为 3026m~3474m，总进尺 23213m。本项目新钻井设计参数见表 3.6-1。

表 3.6-1 本项目新钻井设计参数

序号	井号	平台	井位坐标		井别	井型	设计垂深 (m)	设计进尺 (m)
			经度	纬度				
1	敖 112-扶平 2	1 号 平台	124.61527	45.53932	油井	水平井	1859	3199
2	敖 112-扶平 4				油井	水平井	1930	3348
	敖 112-扶平 7				油井	水平井	1804	3472

3	敖 112-扶平 1	单井	124.60898	45.53953	油井	水平井	1848	3026
4	敖 112-扶平 3	单井	124.60813	45.52449	油井	水平井	1857	3276
5	敖 112-扶平 5	单井	124.59638	45.53253	油井	水平井	1948	3418
6	敖 112-扶平 6	单井	124.59444	45.54515	油井	水平井	1866	3474
合计								23213

（2）井身结构

本工程新钻井井身结构为水平井，项目井身设计数据见表 3.6-2。井身结构示意图见图 3.6-1。

表 3.6-2 井身结构设计数据表

开钻次序	井深 m	钻头尺寸 mm	套管柱类型	套管尺寸 mm	套管下入深度 m	环空水泥浆返深 m
一开	141	444.5	表层套管	339.7	140	地面
二开	1443	311.2	技术套管	244.5	1443	地面
三开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

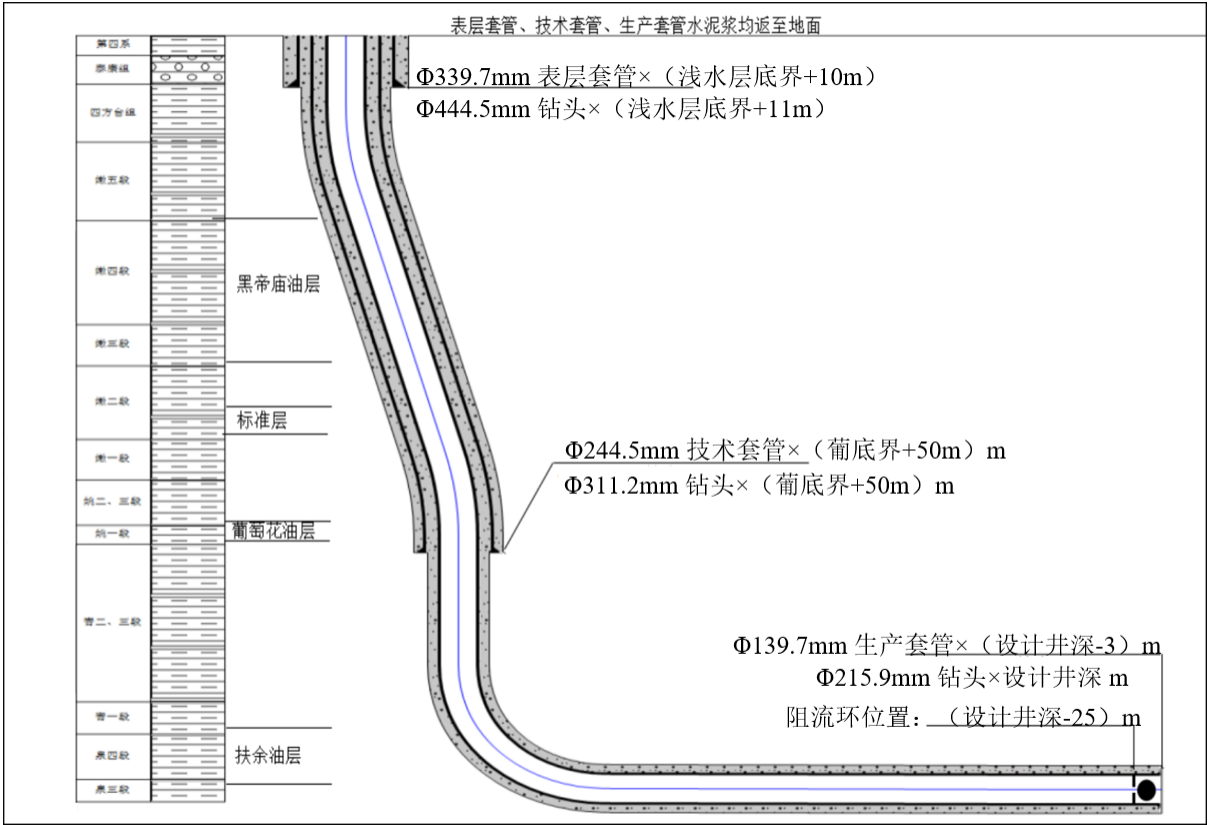


图 3.6-1 井身结构示意图

（3）钻机选型及钻井主要设备

本项目选用 ZJ-40D/2250 型钻机。钻机及钻井主要设备性能参数见表 3.6-3。

表 3.6-3 ZJ-40D/2250 钻机及钻井主要设备性能

序号	名称	型号	主要技术参数	备注

1	钻机		ZJ-40D/2250		
2	井架		JJ225/43-K1	2250 kN	
3	提升系统	大钩	DG-225	2250 kN	
		绞车	JC-40DB1	735 kW	
		水龙头	SL-225	2250 kN	
		天车	TC-225	2250 kN	
		游动滑车	YC-225	2250 kN	
4	顶部驱动装置		DQ40Y	2250 kN	
5	转盘		ZP-275	441 kW	27.46kN·m
6	循环系统	钻井泵	3NB-1300	956 kW	3 台（备用 1 台）
		钻井液储备罐	30m ³		6 个
		钻井液循环罐	50m ³		6 个
7	动力系统	柴油机	CAT3512T1DA	1000 kW	3 台
		发电机	GF800	800 kW	2 台
8	控制系统	自动压风机	5.5/12V	5.5 kW	
		电动压风机	5.5/12V	5.5 kW	
9	固控系统	振动筛 1#	KTL-48D		处理量 120 L/s
		振动筛 2#	KTL-48D		处理量 120 L/s
		除砂器	NCS300		处理量 200m ³ /h
		离心机 1#	DMN×414（高速）		处理量 60m ³ /h
		离心机 2#	ZW450（中速）		处理量 40m ³ /h
10	仪器仪表	钻井参数仪表	ZJCB2		1 台（8 参数）
		单点测斜仪			1 套
		多点测斜仪			1 套
11	液压大钳		YQ-100	100kN·m	

（4）钻井液

本项目钻井一开采用无毒无害的膨润土混浆水基钻井液体系，二开主要采用钾盐共聚物钻井液体系，三开采用油基钻井液体系。

①一开钻井液

本项目钻井一开使用膨润土浆，该体系成本低、无污染，可有效保护浅水层。

配方为：膨润土（4.0%~5.0%）+纯碱（0.2%~0.4%）。

②二开钻井液

二开使用钾盐共聚物钻井液体系，该钻井液技术成熟，具有抑制性强、成本低等优点。

钾盐共聚物钻井液体系配方为：膨润土（4.5%~5.5%）+纯碱（4.5%~5.0%）（土量）+WDYZ-1（0.3%~0.4%）+HX-D（0.3%~0.4%）+JS-1（0.8%~1.2%）+JS-2（1.2%~1.5%）+NH₄-HPAN-2（0.7%~1.3%）+SPNH（1.0%~1.2%）+DYFT-1（1.0%~1.5%）+KOH

(0.04%~0.10%)。

②三开钻井液

本项目钻井三开使用油基钻井液体系，该钻井液技术成熟，具有抑制性强、润滑性好，携岩性好，防塌防卡效果好，能满足长水平段施工要求等优点。油基钻井液中柴油具低毒性和环境危害性、氯化钙和重晶石粉具轻微毒性，其余成分为无毒性物质。

配方为：柴油（80%~90%）+主乳化剂（3.0%~4.0%）+辅乳化剂（1.0%~2.0%）+有机土（2.0%~3.0%）+油包水降滤失剂（3.0%~4.0%）+封堵剂I型（1.0%~1.5%）+封堵剂II型（0.7%~1.0%）+（20%CaCl₂）水（10%~20%）+CaO（2.0%~4.0%）+超细碳酸钙（2.0%~3.0%）。

具体钻井液材料用量设计见表 3.6-4。

表 3.6-4 钻井液材料用量设计数据表

开 钻 次 序	一开		二开		三开	
钻头尺寸 mm	444.5		311.2		215.9	
井段 m~m	0~141		141~1443		1443~3474	
井筒容积 m ³	36		165		115	
地面循环量 m ³	23		102		110	
钻井液损耗量 m ³	11		51		220	
钻井液总量 m ³	70		318		445	
钻井液体系	膨润土浆		钾盐共聚物		油基钻井液	
钻井液材料 名称和用量	材料 名称	材料用 量 t	材料名称	材料用 量 t	材料名称	材料用 量 t
	膨润土	4.0	膨润土	/	柴油	315.4
	纯碱	0.4	纯碱	0.8	主乳化剂	16.5
	/	/	WDYZ-1	1.1	辅乳化剂	8.2
	/	/	HX-D	1.1	有机土	12.4
	/	/	JS-1	3.3	油包水降滤失剂	16.5
	/	/	JS-2	4.1	封堵剂I型 (HFLK)	6.2
	/	/	NH4-HPAN-2	3.6	封堵剂II型 (纳米封堵剂)	4.1
	/	/	SPNH	3.3	(20%CaCl ₂) 水	16.5
	/	/	DYFT-1	4.1	CaO	16.5
	/	/	KOH	0.3	润湿剂	2.1
	/	/	超细碳酸钙	8.2	超细碳酸钙	12.4
	/	/	重晶石粉	147	重晶石粉	302

钻井液主要组分理化性质见表 3.6-5。

表 3.6-5 钻井液主要组分理化性质一览表

序号	原料	主要组分	理化性质及作用	毒性性质
1	膨润土	天然矿物，主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	其晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层，在硅氧四面体中，有部分的 Si^{4+} 可被 Al^{3+} 取代，铝氧八面体层中有部分的 Al^{3+} 可被 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Zn^{2+} 等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能形成氢键，晶层间有微弱的分子力连接，连接力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水肿胀	无毒性
2	纯碱	Na_2CO_3	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na^+ 和 CO_3^{2-} ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用	无毒性
3	铵盐	双聚铵盐 ($\text{NH}_4\text{-HPAN-2}$)	双聚铵盐 ($\text{NH}_4\text{-HPAN-2}$)，外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量 (%) ≤ 6.0 ，是水解聚丙烯腈-铵盐 ($\text{NH}_4\text{-HPAN}$) 的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，带有 $-\text{NH}_4$ 、 $-\text{NH}_2$ 、 $-\text{CN}$ 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力	无毒性
4	氢氧化钾	KOH	氢氧化钾是一种白色透明的晶体，易溶于水，溶解时强烈放热，水溶液呈碱性，pH 值为 14，有较强的腐蚀性，既能用来调节泥浆的 pH 值，又能提供 K^+ 离子，其在泥浆中全部电离，提供的 K^+ 离子有较好的防塌作用，因此钾盐泥浆被广泛使用，KOH 可用来与某些有机处理剂进行水解作用，生成钾盐	
5	重晶石粉	BaSO_4	纯品为白色粉末，如含有杂质多为灰绿。相对密度 4.3-4.6，不溶于水。钻井加重剂，增加钻井泥浆的密度	
6	WDYZ-1	碳酸钾、氧化钙和至少一种反絮凝剂经过化学反应而成	WDYZ-1 是一类复合抑制剂，以钾离子为抑制离子，以钙离子为辅助抑制离子，不使用阴离子或阴离子团，并在此基础上混入木质素或腐殖酸，形成最终复合抑制剂。抗温 160 $^{\circ}\text{C}$ ，可调节钻井液的流变性，提高体系动逆比、切力，具有很强的携屑能力，可防止井下发生复杂情况。其中木质素、腐殖酸可生物降解。	
7	HX-D	由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造而成	阳离子聚合物抑制剂 HX-D，乳白色或浅黄色液体，pH7~9，是由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造，形成的具有强抑制、吸附和包被作用的一种钻井泥浆助剂，可与地层多价离子反应，有良好的抗高温流变性，同时还具有防塌、防膨等作用。	

8	JS-1	聚合物水泥防水涂料	JS 防水涂料是一种以聚丙烯酸酯乳液、乙烯-醋酸乙烯酯共聚乳液等聚合物乳液与各种添加剂组成的有机液料，和水泥、石英砂、轻重质碳酸钙等无机填料及各种添加剂所组成的无机粉料通过合理配比、复合制成的一种双组份、水性建筑防水涂料。“JS”防水涂料 1 型的强度和延伸率分别是 1.2MPa /200%，是低强高延伸	
9	JS-2	聚合物水泥防水涂料	JS 防水涂料是一种以聚丙烯酸酯乳液、乙烯-醋酸乙烯酯共聚乳液等聚合物乳液与各种添加剂组成的有机液料，和水泥、石英砂、轻重质碳酸钙等无机填料及各种添加剂所组成的无机粉料通过合理配比、复合制成的一种双组份、水性建筑防水涂料。“JS”防水涂料 2 型的强度和延伸率分别是 1.8MPa /80%，是高强低延伸	
10	DYFT-1	聚合物沥青树脂链接产物	DYFT-1 为高效封堵降滤失剂，属于聚合物和沥青树脂链接产物。在原磺化沥青的基础上，又接枝了三交链树脂成分，在原来磺化沥青只有封堵作用的基础上，增强了材料的刚性和对地层的吸附性，特有的刚性增强了防塌和井壁稳定的作用，抗温可达到 180 度，有较强的封堵裂缝能力、稳定泥浆流变性、改善泥饼质量、降低滤失量。	
11	SPNH	褐煤树脂	褐煤树脂（SPNH）是一种抗高温、抗盐降滤失剂。外观为黑褐色粉末，热稳定性好，抗温可达 160~180℃；抗盐性能好，抗盐可达饱和盐；降失水效果好，是目前钻井液处理剂中降失水性能较优越的产品；性能稳定，易维护；粘度效应低，不增加体系泥浆粘度。	
12	超细碳酸钙	CaCO ₃	超细碳酸钙钙粒度是 400~2500 目之间的高白度精细粉末，是选用优质方解石矿石，它具有含量纯度高，白度高、粒径均匀，同时还具有无臭、无味、无腐蚀、无放射、符合环保条件等特点。由于重钙本身具有良好的分散性，其是橡胶塑料、造纸、食品、医药，高分子复合材料，日用化工等行业最佳的原料和填充材料。	
13	柴油	柴油	柴油是轻质石油产品，复杂烃类（碳原子数约 10~22）混合物。为柴油机燃料。分为轻柴油（沸点范围约 180~370℃）和重柴油（沸点范围约 350~410℃）两大类。热值为 3.3×10 ⁷ J/L。易燃易挥发，不溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂	低毒性
14	主乳化剂	R-YO	具有优良的抗温乳化性能，低温可达 200℃以上，主要用于混油、油包水、油基钻井液；提高油基钻井液的热稳定性用于稳定乳状液，提高悬浮新性能以及减小确保乳状液	无毒性

			长期保持稳定的重要组成部分，因此，也叫做油基钻井液的稳定剂	
15	辅乳化剂	MOWETL	外观粘稠透明液体，密度为 0.95~1.05g/cm ³ ，表面张力 ≤40Mn/m，主要用于防止水侵污油基钻井液或防止水润湿的固相侵入油基钻井液，润湿剂 MOWETL 的加入使刚进入钻井液的重晶石和钻屑颗粒表面迅速转变为油湿，从而保证他们能较好的悬浮在油相中。而且其具有较高的抗温能力。适用于油基钻井液体系，与其他处理剂伍配性较好。	无毒性
16	有机土	天然矿物，主要成分为层状硅酸盐蒙脱石	晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层，在硅氧四面体中，有部分的 Si ⁴⁺ 可被 Al ³⁺ 取代，铝氧八面体层中有部分的 Al ³⁺ 可被 Fe ²⁺ 、Mg ²⁺ 、Zn ²⁺ 等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能开成氢键，晶层间有微弱的分子力连接，连接力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水肿胀。因此，它具有很强的吸水性、可塑性、粘结性和离子交换性，水化分散性较好	无毒性
17	油包水降滤失剂	XNTROL	抗高温，降滤湿剂结构中不能含有一些不抗高温的基团，具有良好的分散性，为微溶分散	低毒性
18	封堵剂I型	HFLK	改性腐殖酸类，腐殖酸石油生物残骸并微生物分解和复杂化学过程形成的深色、酸性的亲水胶体类有机物，改性腐殖酸有很强的抗温抗盐能力，可以用于深井和超深井钻井，有降滤失、降粘、防塌，封堵等作用	无毒性
19	封堵剂II型	纳米封堵剂	由一种无机刚性材料或几种有机可变形纳米材料复合而成，其中无机刚性纳米材料具有很好的高温稳定性，能够架桥封堵页岩纳米级空隙，而有机可变形纳米材料可在高温和压差作用下发生任意变形，填充刚性架桥纳米颗粒形成的空隙，最终在岩石表面形成一种膜效率达 58.2%左右的半透膜，阻止滤液的侵入，起到保护井壁的作用	无毒性
20	20%CaCl ₂	CaCl ₂	无色立方结晶体，白色或灰白色，有粒状、蜂窝块状、圆球状、不规则颗粒状、粉末状。微毒、无臭、味微苦。吸湿性极强，暴露于空气中极易潮解。易溶于水，同时放出大量的热（氯化钙的溶解焓为-176.2cal/g），其水溶液呈微酸性	轻微毒性
21	CaO	CaO	白色或带灰色块状或颗粒，溶于酸类、甘油和蔗糖溶液，几乎不溶于乙醇。相对密度 3.32~3.35。熔点 2572℃。沸点 2850℃。折光率 1.838。氧化钙为碱性氧化物，对湿敏感。易从空气中吸收二氧化碳及水分。与水反应生成氢氧化钙（Ca（OH） ₂ ）并产生大量热	无毒性

3.6.1.2 钻进

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

3.6.1.3 井控

为防止井喷事故发生，钻井施工单位做好 HSE 应急预案，采取必要的井控措施，预防或避免井喷事故造成环境污染。

(1) 一开井口装置

井口导管深度 3m~5m，导管中心与转盘中心偏差不大于 20mm，倾斜度小于 0.5°。一开井口装置设计见图 3.6-5。

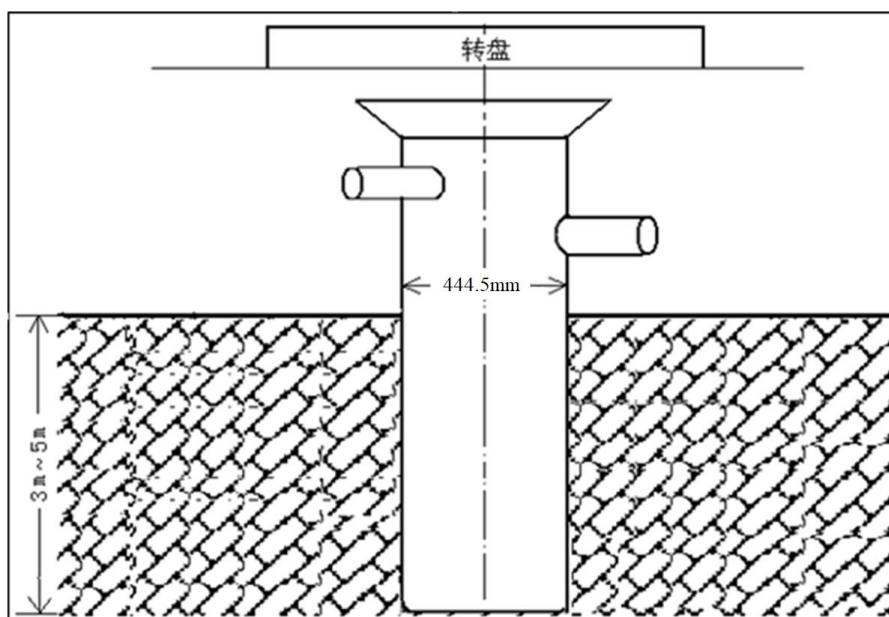


图 3.6-5 一开井口装置设计示意图

(2) 二开井口装置

二开井口装置示意图设计见图 3.6-6。

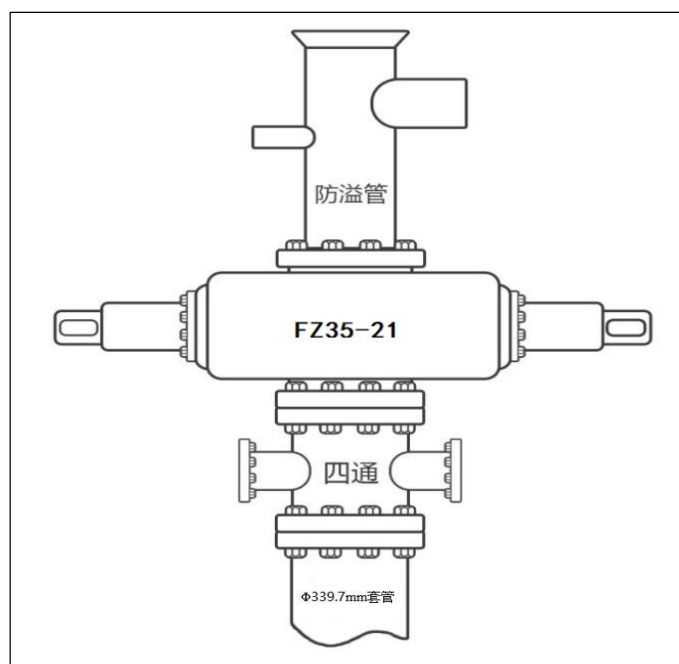


图 3.6-6 二开井口装置示意图

(2) 三开井口装置

三开井口装置示意图设计见图 3.6-6。

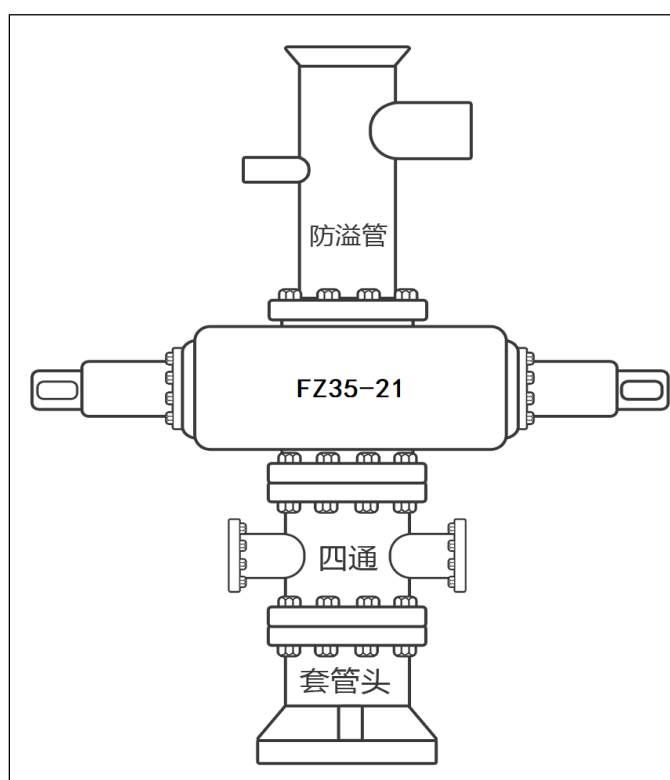


图 3.6-6 三开井口装置示意图

(3) 二开、三开节流及压井管汇

二开、三开节流管汇及压井管汇示意图见图 3.6-7。

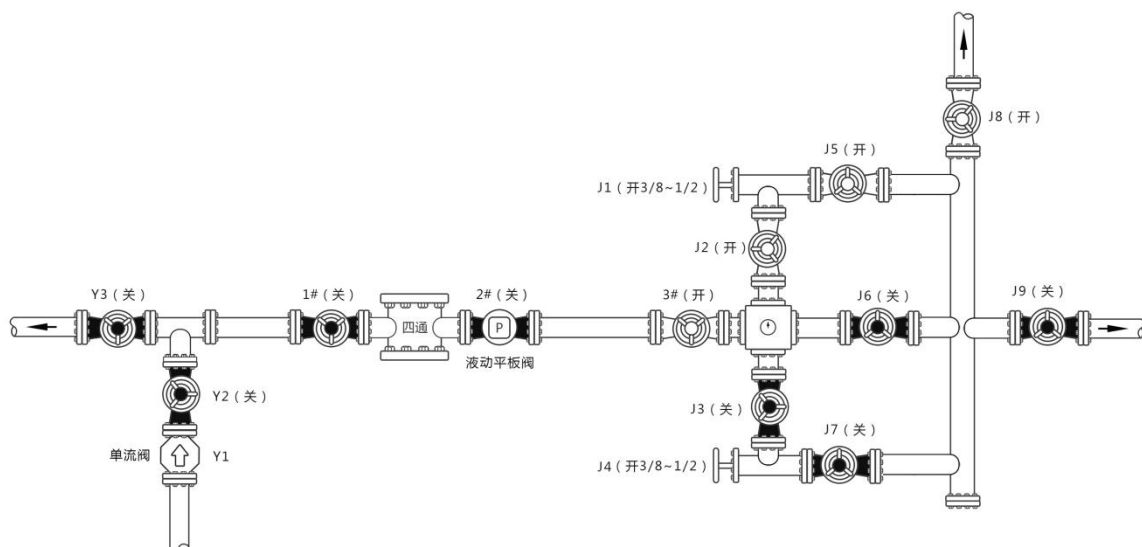


图 3.6-7 二开、三开节流管汇及压井管汇示意图

3.6.1.4 录井

(1) 钻井参数录取

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

(2) 钻井液参数录取

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量 1 次钻井液密度、粘度。

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

(3) 钻井液参数

录井项目要求：流量、体积、温度、密度、电导率。

3.6.1.5 测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控要求主要为：

(1) 若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环；

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

(3) 由钻井队值班干部决定何时切断电缆并进行关井作业，测井队专用剪切工具放

置在钻台上，测井中随时处于待命状态，测井队队长实施剪断电缆工作。

3.6.1.6 固井

固井作业全过程保持井内压力平衡，防止因井漏、注水泥候凝失重造成井内压力失衡而导致井喷。注水泥浆时发生溢流，停止注水泥浆作业，替出井内水泥浆实施压井；固井顶替时发生溢流，先继续完成替量，然后关闭井口水泥头，关井。对于固井质量存在严重问题、威胁到井控安全、影响到后续钻井施工的井，采取有效措施进行处理，确保达到封固目的。拆卸井口、安装井控设备在水泥候凝后进行。具体固井水泥用量见表 3.6-6。

表 3.6-6 固井水泥用量数据表

套管程序	套管尺寸/mm	钻头尺寸/mm	水泥级别	附加/%	水泥用量/t
表层套管	339.7	444.5	A	40	48
技术套管	244.5	311.2	高强、低密度	15	58
			A		41
生产套管	139.7	215.9	高强、低密度	15	42
			G		81

3.6.1.7 完井

本项目完井采用射孔完井，射孔完井法即钻穿油、气层，下入油层套管，固井后对生产层射孔。射孔是在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油气层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。本项目对新钻的 7 口油井采用射孔完井，射孔工艺采用连续油管喷砂射孔，设计采用 YD-89 枪，配套 DP39RDX30-1EH 等孔径弹射孔，射孔液主要成分为氯化钠或氯化钾类无机盐类水溶液，加适量黏土稳定剂。射孔液主要成分理化性质见表 3.6-7。

表 3.6-7 射孔液成分理化性质表

序号	原料名称	理化性质
1	NaCl	白色晶状体，无化学毒性，但摄入量过多会引起细胞脱水，严重者会导致死亡。皮肤接触后用清水清洗即可。不易燃
2	KCl	无色细长菱形或成一立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，外观如同食盐，无臭、味咸。皮肤接触后用清水清洗干净即可。
3	黏土稳定剂	双聚铵盐(NH ₄ -HPAN-2)，外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量(%)≤6.0，是水解聚丙烯腈-铵盐(NH ₄ -HPAN)的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，因带有-NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力，无毒性

3.6.1.8 压裂作业

本项目拟建 7 口油井需压裂作业后进入产能地面建设，设计采用体积压裂工艺，压

裂液使用量为 $100\text{m}^3/\text{口}$ ，压裂施工设备包括，外加厚压裂管线、地面管线、井口控制器、压裂管汇、带有旋塞阀的防喷短节、压裂车组，施工期压裂液不在现场配制，由压裂液配制场地将配制好的压裂液直接拉运至现场进行施工，不产生废包装袋。压裂是利用水力作用，使油气层形成裂缝的一种方法，又称水力压裂。油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂、陶粒等）充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。压裂液主要成分理化性质见表 3.6-8。

表 3.6-8 压裂液各成分理化性质一览表

序号	原料名称	理化性质及作用	毒理性质
1	改性胍胶	采用昆山羟丙基胍胶，羟丙基胍胶具有增稠能力强，热稳定性好的特点，对水有很强的亲合力。当胍胶粉末加入水中，胍胶的微粒便“溶胀、水合”，也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体，然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中，聚合物线团的相互作用，产生了粘稠溶液。适合储层温度 $80^{\circ}\text{C}\sim 200^{\circ}\text{C}$ ，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。	无毒性
2	润湿改进剂	常用的润湿剂主要是非离子型表面活性剂，如 AE1910、OP-10、SP169、796A、TA-1031 等，能将亲油砂岩润湿为亲水砂岩，有利于提高相对渗透率。	无毒性
3	破乳剂	多为胺型表面活性剂，以多乙烯多胺为引发剂，用环氧丙烷多段整体聚合而成的胺型非离子表面活性剂，破乳剂的相对分子质量大有利于破乳。主要作用是将乳化状的油水混合液中油和水分离开来。	无毒性
4	消泡剂	主要成分是烷基硅油，烷基硅油的表面张力很低，在常温下具有消泡速度快、抑泡较好的特性。	无毒性
5	高温交联剂	通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显地增加，调整压裂液的粘度。	无毒性
6	有机硼	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。	无毒性
7	高温破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。	无毒性
8	碳酸钠	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na^+ 和 CO_3^{2-} ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca^{2+} 离子，使泥浆性能变好。	无毒性
9	碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50°C 以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水， 270°C 时完全分解。	无毒性

3.6.2 地面工程方案

本项目基建油井 7 口，均为新钻井，共形成丛式井平台 1 座，独立井场 4 座，预计建成产能 2.21×10⁴t/a。地面工程主要建设内容包括采油工程、油气集输工程、含油污水处理工程、道路工程等。

3.6.2.1 采油工程

本工程基建油井 7 口，全部为新钻井，油井全部采用抽油机-有杆泵举升采油方式。拟建采油井设备统计表见表 3.6-9。

表 3.6-9 拟建采油井设备统计表

名称		型号	数量	备注
抽油机	游梁式抽油机	CYJY10-4.2-53HB	7 台	新建
配电装置	电动机	380V37kW 单速电机	7 台	新建
控制柜	控制柜	380V 37kW 不停机间抽控制柜	7 台	新建

(2) 油井清防蜡方式

本项目油井采用化学加药为主，电加热清防蜡装置为辅的清防蜡工艺。

3.6.2.2 油气集输工程

本项目基建油井 7 口，规划原油集输系统区域内已建水驱系统可作为本次产能依托，集输系统充分依托已建转油站、脱水站剩余能力进行处理。7 口基建油井采出液经新建集油管线接入已建集油阀组间，已建敖南 2 转油站接纳集油阀组间来液，经油水气分离、计量后进入敖包塔脱水站。油气分离产生的油田伴生气（湿气）进入天然气除油干燥装置进行脱水和除油，处理后的伴生气（干气）用于本站加热装置自耗。已建敖包塔脱水站接纳敖南 2 转油站来液，进行油水分离处理，净化油外输，产生的含油污水管输至已建污水处理站（敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站）处理达标后回注油层。

(1) 原油集输系统

①集油管线

本项目基建 7 口油井站外系统均采用单管环状掺水集油工艺，就近挂接已建集油环，新建掺水集油管道 2.82km，包括 Φ76×4.5~1.704km、Φ60×3.5~1.116km，本项目新建井掺水集油管线路由示意图见图 3.6-8~图 3.6-11。本项目敖 112-扶平 3 井挂接的 2#4 阀组间 5 环集油管道于 2006 年建设，由于环内老井南 262-246 井至 168 平台管道处在水淹内涝区域内，近年穿孔频繁，因此对该段管道进行废弃并更改路由，新建集油管道 Φ60×3.5~1.3km，环内其余集输管道利旧，集油环内拟建管道路由及废弃管段路由走向示意图见图 3.6-12。本项目新建管道设计压力为 2.5MPa，管道材质均采用内内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道，管道敷设方式采用沟埋方式敷设，管线埋深在 2.0m，管线上部开挖宽度在 2.0m，底

部 0.8m 左右，作业带宽度一般 10m，管线钢顶穿越公路 2 处。本项目集油工艺示意图见图 3.6-6。新建掺水集油管道路由走向图见附图 3。

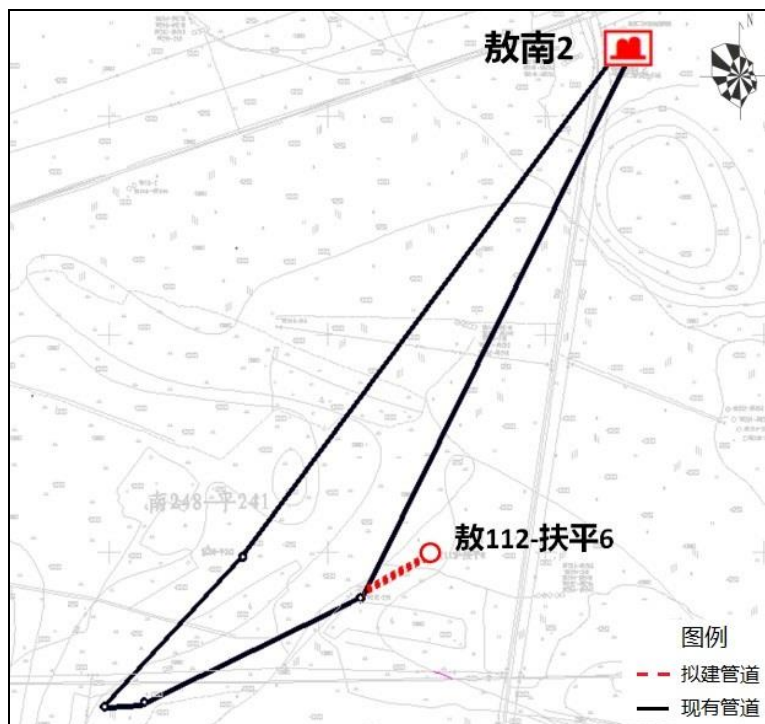


图 3.6-8 敖 112-扶平 6 井管线走向示意图

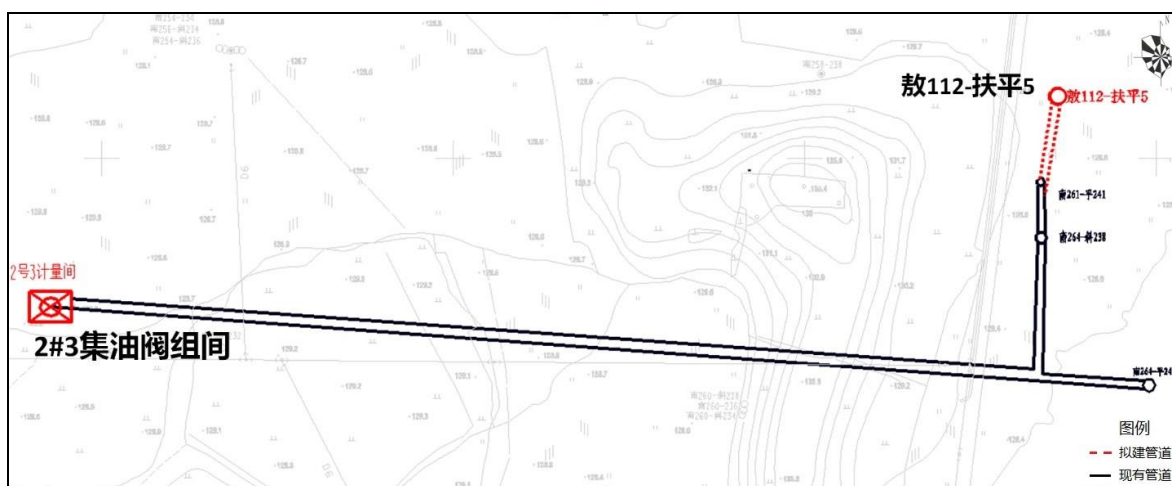


图 3.6-9 敖 112-扶平 5 井管线走向示意图



图 3.6-10 敖 112-扶平 1 井及 1 号平台管线走向示意图



图 3.6-11 敖 112-扶平 3 井管线走向示意图



图 3.6-12 集油环内拟建管道路由及废弃管段路由走向示意图

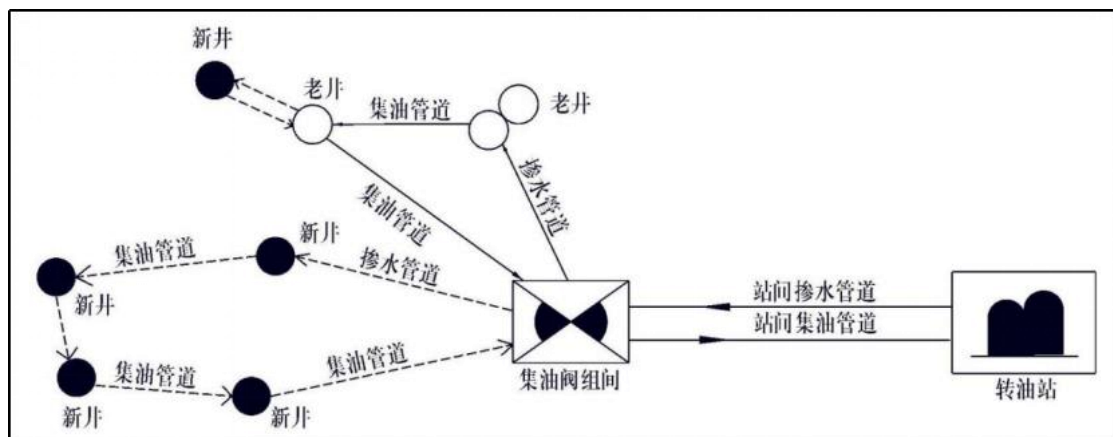


图 3.6-13 单管环状掺水集油工艺示意图

②站外集油系统

本项目基建 7 口油井经新建管线就近挂接已建集油环，由集油环接入已建集油阀组间，已建敖南 2 转油站接纳集油阀组间来液，经油水气分离、计量后进入敖包塔脱水站处理。本项目新建油井集输关系统计见表 3.6-9。

表 3.6-9 油井集输关系统计

序号	井号	平台	阀组间	新建单井 掺水集油 管道	依托转油 站/转油放 水站	依托脱 水站	备注

1	敖 112-扶平 2	1 号平台	2#4 阀组间	$\Phi 76 \times 4.5 \sim 0.144 \text{ km}$	敖南 2 转油站	敖包塔脱水站	/
2	敖 112-扶平 4						/
3	敖 112-扶平 7						/
4	敖 112-扶平 1	单井		$\Phi 76 \times 4.5 \sim 0.72 \text{ km}$			/
5	敖 112-扶平 3	单井		$\Phi 60 \times 3.5 \sim 1.116 \text{ km}$			钢顶穿越 1 处
6	敖 112-扶平 5	单井	2#3 阀组间	$\Phi 76 \times 4.5 \sim 0.36 \text{ km}$			/
7	敖 112-扶平 6	单井	敖南 2 转油站 阀组间	$\Phi 76 \times 4.5 \sim 0.48 \text{ km}$			/

（2）天然气集输工程

本项目油田伴生气采出量约 43.1 万 m^3/a ，油田伴生气经场站天然气干燥处理器处理后用做场站内加热炉的燃料。

原油集输工程主要工程量见表 3.6-10。

表 3.6-10 原油集输工程主要工程量表

序号	项 目 名 称	单位	数量
1	新建抽油机井	口	7
2	新建单井集油管道 $\Phi 60 \times 3.5$	km	2.416
3	新建单井集油管道 $\Phi 76 \times 4.5$	km	1.704

3.6.2.3 含油污水处理工程

随着油田开发的深入，注水井洗井和注水管网清洗产生的大量废水与油水井作业污水等油田废水都在不断的增多，废水中含油类及悬浮固体等污染物，为满足敖南作业区油田废水的全年处理需求，在敖南作业区敖南联合站围墙外北侧建设废水回收点 1 座，对罐车拉运的敖南作业区油田废水进行暂时的缓冲、储存后集输至敖南联合站内阀组间集油系统，经集油系统管输至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层，避免污染环境。

（1）工艺流程

罐车拉运的废水首先进入卸液池，该池主要功能为满足卸车及油水、固分离的要求，卸液池内设挡泥墙 1 处，因含油污水在卸液过程中会分离出污油泥及少量油气，为方便清淤及满足防爆要求，池顶盖板设置为活动盖板，敖南作业区附近无废液处理设施可以依托，为保障回收点全年运行，池体采用热水伴热，卸液池内伴热盘管布置在池壁四周，出水通过外输泵直接外输至敖南联合站内阀组间集油系统，最终管输至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层，污泥采用人工清除方式，统一用车运输至污泥站进行处理。

(2) 建设方案

敖南作业区废水回收点拟选位置位于敖南联合站围墙外北侧，占地约 600m²，站内新建卸液池 1 座，卸液池规格为长 6m×宽 4m×深 3m，有效容积为 50m³，池体采用热水伴热，伴热引自敖南联采暖系统，站外新建伴热管道 Φ219.1×7.1~0.4km，设计压力 1.6MPa，采取双管并联敷设；新建占地面积为 38m²的撬装外输泵房 1 座，泵房内新建单台排量为 30m³/h 的外输泵 2 台（运 1 备 1），新建 362.5m²的回车场 1 座。废水回收点出水通过外输泵直接外输至敖南联合站内阀组间集油系统，站外新建外输管道 Φ114.3×4.0~0.16km，设计压力 1.6MPa。废水回收点设计年周转注水井洗井废水 12261m³、注水管网清洗废水 12960m³、油水井作业污水 34390m³，合计含油污水 59611m³。本项目新建的敖南作业区废水回收点主要工程量见表 3.6-11，新建敖南作业区废水回收点平面布置图见图 3.6-14，敖南作业区废水回收点外输管道及伴热管道路由走向示意图见附图 3。

表 3.6-10 敖南作业区废水回收点主要工程量

序号	单项工程项目名称	单位	数量	备注
(一)	工艺部分			
1	螺杆泵 Q=30 m ³ /h H=50m	台	2	运 1 备 1
2	彩钢板撬体（附：电暖、照明）（6m×5m×3m）	座	1	
3	螺旋缝焊接钢管 Φ406.4×7.1 Q235-B	m	20	
4	螺旋缝焊接钢管 Φ219.1×7.1 Q235-B	m	400	
5	焊接钢管 Φ168.3×4.5 Q235-B	m	100	
6	焊接钢管 Φ114.3×4.0 Q235-B	m	160	
7	焊接钢管 Φ60.3×3.8 20	m	300	
8	球阀 Q41H 1.6MPa ASTM A216GR.WCB DN200	个	1	
9	球阀 Q41H 1.6MPa ASTM A216GR.WCB DN150	个	4	
10	球阀 Q41H 1.6MPa ASTM A216GR.WCB DN100	个	2	
11	止回阀 H44H 1.6MPa ASTM A216GR.WCB DN100	个	2	
12	闸阀 Z41H 1.6MPa ASTM A216GR.WCB DN50	个	2	
13	截止阀 J41H 1.6MPa ASTM A216GR.WCB DN50	个	2	
14	混凝土支墩 400x400x500	个	4	
15	钢制卸水器	个	2	
(二)	土建部分			
1	废液池（6×4×3.0m）（以下 1 座量）	座	1	有效容积 50m ³
1.1	废液池底板			
(1)	400mm 厚 C30P8 钢筋混凝土底板	10m ³	1.65	
(2)	100mm 厚 C15 混凝土垫层	10m ³	0.44	
(3)	350mm 厚 C20 毛石混凝土配重层	10m ³	0.85	
(4)	20mm 厚防水砂浆	100m ²	0.24	

1.2	废液池壁板			
(1)	20 厚 1:2 防水砂浆抹平层	100m ²	0.67	
(2)	400mm 厚 C30P8 钢筋混凝土壁板	10m ³	2.52	
(3)	50 厚聚苯板	m ²	88	
(4)	240 厚浮石混凝土多孔砖墙	100m ²	0.92	
(5)	回填砂	10m ³	1.32	
(6)	200 厚 C30P8 钢筋混凝土隔板	10m ³	0.38	
1.3	废液池顶板			
(1)	防护活动盖板	m ²	20	
1.4	C30P8 级钢筋混凝土梁	10m ³	0.35	
1.5	C30P8 级钢筋混凝土柱	10m ³	0.18	
1.6	钢架 1(共 8 座以下为总量)			
(1)	Q235 B 钢	t	0.53	
1.7	钢架 2(共 8 座以下为总量)			
(1)	Q235 B 钢	t	0.62	
1.8	Q235 B 钢梯	t	0.08	
1.9	C30P8 级钢筋混凝土隔墙	m ³	2.1	
1.10	废液池盖板Ⅱ级防水层 (有保温上人)	100m ²	0.32	
1.11	50 厚挤塑板 (一布四涂防水涂膜)	m ³	1.6	
1.12	C20 细石混凝土面层	m ²	4	
1.13	混凝土散水	100m ²	0.23	
2	撬装泵房基础	座	1	
2.1	C30 素混凝土基础 (8 处)	m ³	1.8	
2.2	C15 混凝土垫层	m ³	0.325	
2.3	砂砾石垫层	m ³	2.05	
2.4	埋件	kg	35	
(三)	电力部分			
1	配电柜 GHL	面	1	
2	照明配电箱 PS30	面	1	
3	电力电缆 YJV22-3*35+1*16	m	80	
4	电力电缆 YJV-4*6	m	20	
5	电力电缆 YJV-4*4	m	50	
6	电力电缆 BV-2*2.5	m	20	
7	空气开关 100A	只	1	
8	接地极 10 欧姆	套	2	
9	钢管	m	80	
10	混凝土实心块 250×250×50	m	60	
(四)	自控部分			
1	雷达液位计	台	1	

2	浮球液位开关（顶装式）	台	2	
3	壁挂式防爆仪表箱 300×400×300（高×宽×深）	面	1	
4	防爆闪光信号报警器	台	2	
5	数字显示控制仪(4~20mA)	台	1	
6	继电器	只	4	
7	信号浪涌保护器	台	1	
8	电源箱 24VDC	台	1	
9	铠装对绞屏蔽控制电缆 DJYVP22 1×2×1.5	m	50	
10	电力电缆 ZA-YJV-0.6/1 3×2.5	m	50	
11	镀锌钢管 DN20	m	70	
12	工程砂	m ³	6	
13	混凝土预制板 250×250×50mm	块	500	
(五)	道路部分			
1	站内部分			
1.1	竖向整平	m ²	225	
1.2	路面工程			
(1)	2cm 砂土磨耗层	m ²	2.25	
(2)	10cm 泥结碎石	m ²	2.25	
(3)	30cm 水泥稳定土（6:94）	m ²	2.25	

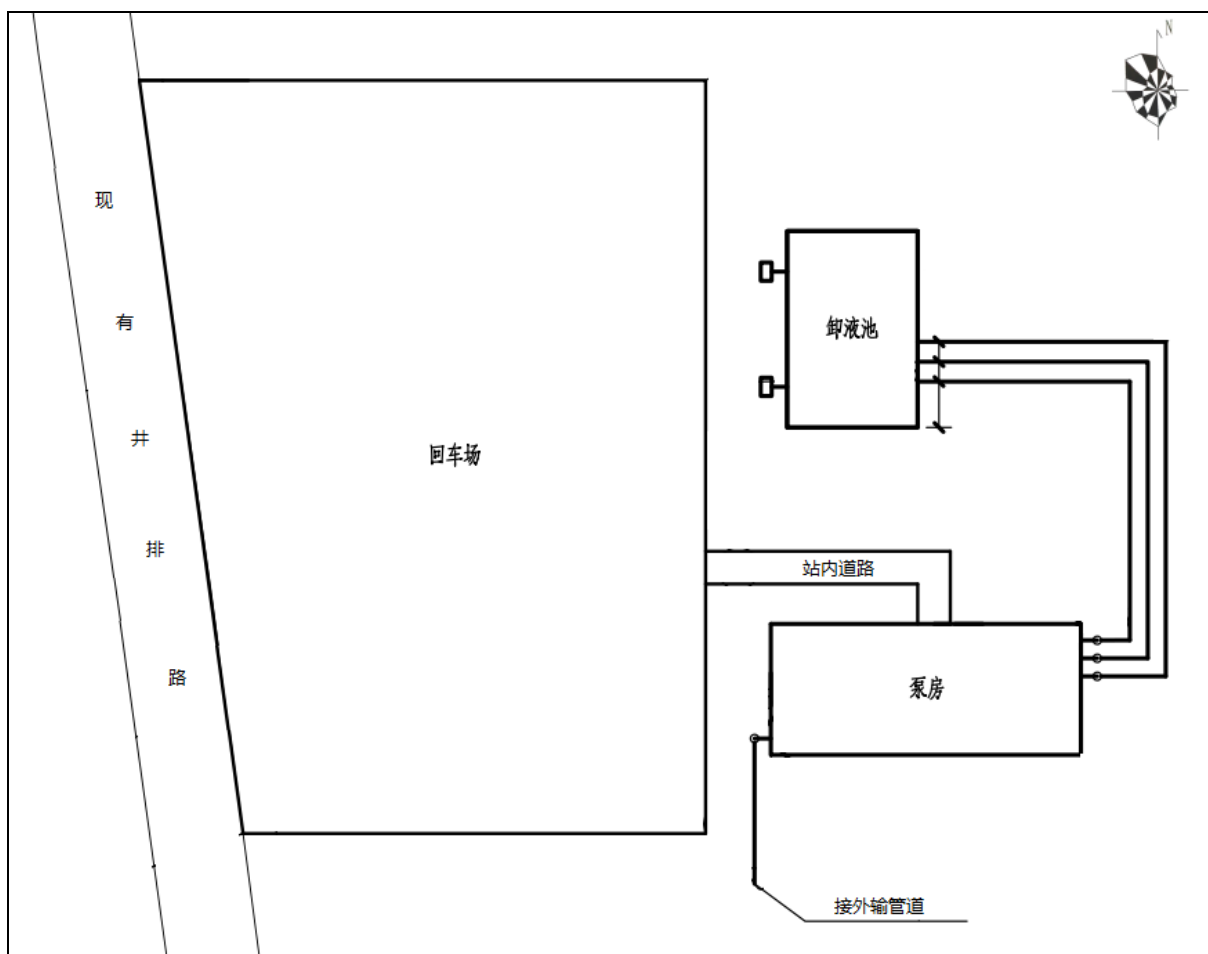


图 3.6-12 新建敖南作业区废水回收点平面布置图

3.6.2.4 道路工程

本项目新井位附近均有老井及其通井路，新建通井路可就近挂接于附近的老井和通井路，新建宽 4m 的通井土路 1km，本项目道路工程主要工程量见表 3.6-11。

表 3.6-11 本项目道路工程主要工程量

序号	井场	总长度 (m)	道路宽度 (m)		路面结构
			路基	路面	
1	1 号平台井场	160	4.0	--	土路
2	敖 112-扶平 1 井场	400	4.0	--	土路
3	敖 112-扶平 3 井场	100	4.0	--	土路
4	敖 112-扶平 5 井场	90	4.0	--	土路
5	敖 112-扶平 6 井场	250	4.0	--	土路
合计		1000	4.0	--	土路

3.6.3 公用工程

3.6.3.1 供水、排水系统

(1) 施工期

本项目施工期用水主要为施工生活用水、钻井生产用水、压裂液用水、管线试压用水，

施工期生产用水由水罐车运送，生活用水采用桶装纯净水，施工期压裂液不在现场配制，由压裂液配制场地将配制好的压裂液直接拉运至现场进行施工，产生的废水主要为生活污水、水基钻井废水及油基钻井废水（钻井设备冲洗废水）、压裂返排液、管线试压废水。

①生活用水及生活污水

生活用水采用桶装水，项目单井钻井施工 27d，钻井队在井人数 10 人。压裂及地面工程施工约 45d，施工人数 15 人。根据黑龙江省地方标准《用水定额》(DB23/T727-2021)，施工期生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 205.2m³。生活污水产生量按生活用水的 80% 计算，则生活污水产生量为 164.2m³。钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

②钻井生产用水及钻井设备冲洗废水

本项目钻井生产用水主要包括施工阶段洒水抑尘用水、钻井设备冲洗用水（冲洗振动筛及钻台钻具等设备）、水泥用水。本项目钻井生产用水由水罐车运送，类比第九采油厂多年的钻井工程资料，每进尺 1000m，清水用量约 70m³，钻井施工总进尺约 23213m（水基钻井总进尺 10101m，油基钻井总进尺 13112m），则钻井生产用水量为 1624.91m³。其中，钻井设备冲洗用水随井深和钻井周期变化，类比第九采油厂多年的钻井工程资料，每钻进 1m 设备冲洗用水平均为 0.02m³，则钻井设备冲洗用水量约 464.26m³；本项目固井水泥的水灰比为 0.4，单井水泥用量为 270t，本项目新钻 7 口油井，则水泥用水量为 539m³，水泥用水全部进入水泥中；根据物料平衡，洒水抑尘用水为 621.65m³，洒水抑尘用水全部蒸发。本项目钻井废水（钻井设备冲洗废水）按用水量的 95% 计算，则水基钻井废水产生量为 191.92m³，油基钻井废水产生量为 249.13m³。水基钻井废水排入井场钢制水基泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。油基钻井废水排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

③压裂液及压裂返排液

本项目基建的 7 口油井投产前需进行压裂作业，压裂液使用量为 $100\text{m}^3/\text{口}$ ，本项目压裂液使用量为 700m^3 ，压裂作业过程中将产生压裂返排液，根据大庆油田多年统计数据，压裂返排液产生量约 $70\text{m}^3/\text{井}$ ，则本项目共计产生压裂返排液 490m^3 ，压裂返排液由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理，分离出污水经新一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

④管线试压用水及管线试压废水

本项目新建管线采取清水试压的方式，本项目新建单井掺水集油管道 2.82km ，包括 $\Phi 76 \times 4.5 \sim 1.704\text{km}$ 、 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 1.116\text{km}$ ，新建 2#4 阀组间 5 环部分集油管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 1.3\text{km}$ ，敖南作业区废水回收点站外新建伴热管道 $\Phi 219.1 \times 7.1 \sim 0.4\text{km}$ 、外输管道 $\Phi 114.3 \times 4.0 \sim 0.16\text{km}$ 。根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 26m^3 ，试压废水按用水量的 95% 计算，试压废水产生量为 24.7m^3 。管线试压废水由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

（2）运营期

本项目运营期新增场站工作人员由第五采油厂内部调剂，不新增人员，不新增生活用水，站内人员生活用水采用桶装纯净水。运营期油井作业用水、洗井用水来源为敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站的深度处理水，由水罐车运送。运营期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，本项目油田采出水最大量为 42000t/a 。油田采出水管输进入敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

②作业用水及作业污水

本项目作业用水来源为敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站的深度处理水，结合大庆油田有限责任公司第九采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，油井作业用水量约 $4.2\text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目共基建 7 口油井，则油井作业用水量约 $19.6\text{m}^3/\text{a}$ 。作业污水产生量按用水的 95% 计算，则作业污水产生量约为 18.6m^3 。此部分污水通过罐车回收拉运至新建的敖南作业区废水回收点缓冲、储存后集输至敖南联合站内

阀组间集油系统，经集油系统管输至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

③洗井用水及洗井污水

本项目洗井用水来源为敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站的深度处理水，新建的 7 口油井采用化学加药配合电加热清防蜡工艺，洗井采用热洗车进行洗井，以清除套管结蜡，含蜡热洗水随集油管道进入集油系统，最终管输至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

本项目水平衡图见图 3.6-10、图 3.6-11。

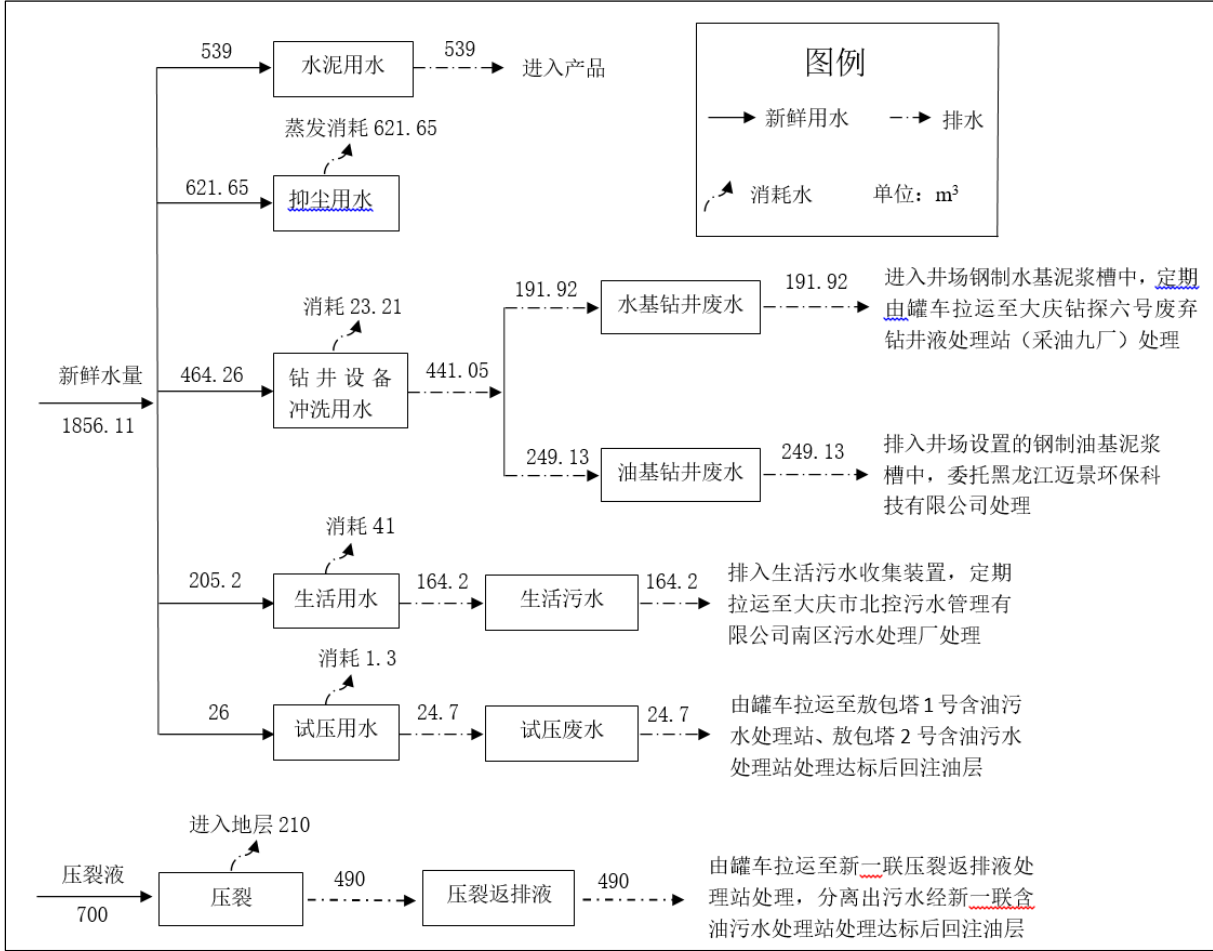


图 3.6-10 施工期水平衡图

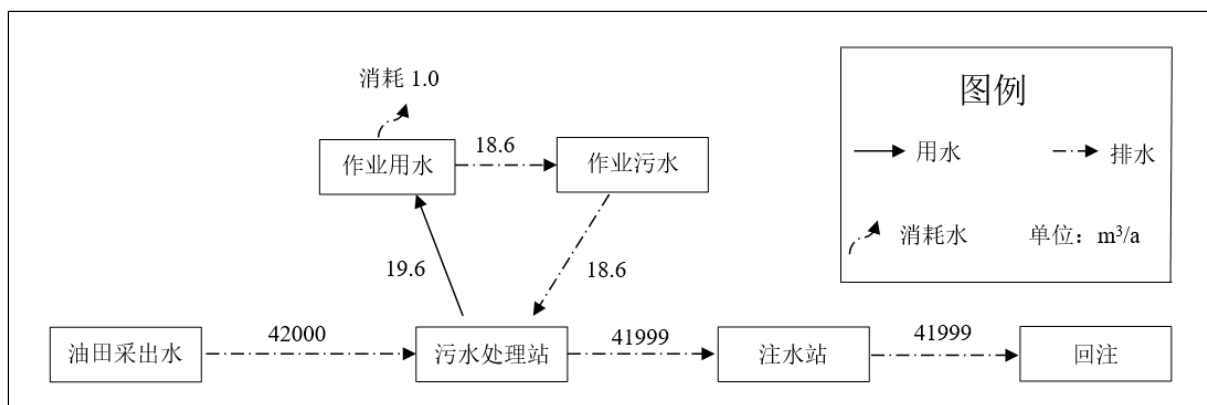


图 3.6-11 运营期水平衡图（单位 m^3/a ）

3.6.3.2 供电系统

（1）施工期

本项目施工期用电由柴油发电机供给。

（2）运营期

本项目运营期电力供应由敖包塔变电站和敖南变电站供给，本次产能基建油井 7 口，每口独立井或每座平台设 1 台柱上变，共建设 5 座。新建柱上变电源由敖包塔变和敖南变已建线路引接，新建 10kV 线路 1.2km，全部为支线，采用 LGJ-50 型导线。为有效降低电能损耗和改善电压质量，新建补偿无功装置共 100kVar。本项目投产后，新增耗电 $77 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h} / \text{a}$ 。供配电系统主要工程内容见表 3.6-12。

表 3.6-12 供配电工程主要工程量汇总表

序号	工程名称	型号	单位	数量
1	柱上变电站	50kVA(10 $\pm$ 5%/0.4kV)	座	3
2		80kVA(10 $\pm$ 5%/0.4kV)	座	1
3		125kVA(10 $\pm$ 5%/0.4kV)	座	1
4	供电线路	3xLGJ-50	km	1.2
5	线路无功补偿装置	/	kvar	100

3.6.3.3 供热系统

本项目施工期采用电取暖，运营期依托场站采用现有供暖方式，新建敖南作业区废水回收点采用电取暖。

3.6.3.4 自控工程

对新建的 7 口油井进行数字化建设，对系统相关信号进行采集和上传，实现生产数据自动采集、生产过程监测、远程控制等功能。新建 WIA-PA 智能电参分析控制器、WIA-PA 智能电参分析控制模块、WIA-PA 抽油机无线工况采集单元、WIA-PA 无线压力变送器等。

3.7 场地布置及土地利用

3.7.1 场地布置

本项目新钻油井 7 口，均为水平井，井场布设采用生产区与生活区分开布设的原则，同时生产区与生活区设必要的安全与卫生防护距离。钻井井场平面布置见附图 10。

本项目压裂并基建油井 7 口，共形成丛式井平台 1 座，独立井场 4 座，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 2.82km。废弃 2#4 阀组间 5 环部分位于水淹内涝区的集油管道，更改路由新建集油管道 1.3km。依托敖南作业区敖南联合站建设废水回收点 1 座，用于存储敖南作业区产生的注入井洗井污水、注水管网清洗废水、油水井作业污水，站外新建外输管道 0.16km、伴热管道 0.4km。项目配套建设供电、道路等辅助工程。拟建井场及场站分布图见附图 2，新建管线路由走向图见附图 3，道路路由走向图见附图 4。

3.7.2 工程占地情况

本项目占地主要为完井后形成井场、新建废水回收点、通井道路建设产生的永久占地，施工期钻井井场施工、管线施工发生的临时占地，所涉及的永久占地和临时占地需要征用土地。

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的相关要求以及根据大庆油田施工和建设实际情况，本项目选用 ZJ-40D/2250 型号钻机，施工期钻井井场占地面积按单井 $100\text{m} \times 100\text{m} = 10000\text{m}^2$ 计算（含永久占地及临时占地），丛式井平台每增加 1 口井增加 700m^2 。永久占地按“ $(30 + (\text{井数} - 1) \times \text{井间距}) \times 40\text{m}^2$ ”计算，本项目新建平台井场井间距均为 7m，井场占地类型为耕地（基本农田）及草地（非基本草原）。

本项目新建的敖南作业区废水回收点永久占地面积 0.06hm^2 ，占地类型为草地（非基本草原）。

本项目道路永久占地按道路长度 $\times$ 路基宽度计算，本项目新建宽 4m 的通井土路 1km。占地类型为耕地（基本农田）及草地（非基本草原）。

本项目新建单井集油掺水管道共计 2.82km、2#4 阀组间 5 环集油管道 1.3km、废水回收点外输管道 0.16km、废水回收点伴热管道 0.4km。由于集油管道与掺水管道同沟敷设，因此单井集油掺水管道管沟开挖长度为 1.41km。废水回收点伴热管道为双管并联敷设，管沟开挖长度为 0.2km。2#4 阀组间 5 环集油管道、废水回收点外输管道管沟开挖长度与管线长度一致。管线均为埋地敷设，管线施工作业面宽度为 10m，新建管线临时占地按“管沟长度 $\times$ 作业面宽度”计算，管线临时占地类型为耕地（基本农田）及草地（非基本草原）。

本项目新建管线共计钢顶（顶管）穿越公路 2 处，钢顶临时施工占地主要包括穿越入土点施工场地和穿越出土点施工场地，每处施工场地临时占地面积为 200m²(20m×10m)，因此钢顶穿越临时占地面积 0.08hm²，钢顶穿越临时占地已计入管线施工临时占地。

根据《2020 年国家重要湿地名录》、《黑龙江省湿地名录》（2022 年），本项目不占用重要湿地、一般湿地，根据现场勘查及《黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台》中黑龙江省永久基本农田分布图，本项目占地类型为耕地（基本农田）及草地（非基本草原）。

本项目占地情况见表 3.7-1。

表 3.7-1 本项目新增占地类型及面积表 单位：hm²

序号	建设内容	新增永久占地（hm ² ）		新增临时占地（hm ² ）	
		耕地 （基本农田）	草地 （非基本草原）	耕地 （基本农田）	草地 （非基本草原）
1	1 号平台井场	0	0.176	0	0.964
2	敖 112-扶平 1 井场	0	0.12	0	0.88
3	敖 112-扶平 3 井场	0.12	0	0.88	0
4	敖 112-扶平 5 井场	0	0.12	0	0.88
5	敖 112-扶平 6 井场	0	0.12	0	0.88
6	敖南作业区废水回收点	0	0.06	0	0
7	通井道路	0.04	0.36	0	0
8	单井集油掺水管道	0	0	0.8	0.61
9	2#4 阀组间 5 环集油管道	0	0	0.67	0.63
10	废水回收点外输管道	0	0	0	0.16
11	废水回收点伴热管道	0	0	0	0.2
小计		0.16	0.956	2.35	5.204
合计		1.116		7.554	
总计		8.67			

由上表可知，本项目总占地面积为 8.67hm²，其中永久占地 1.116hm²，临时占地 7.554hm²，占地类型为耕地（基本农田）及草地（非基本草原）。

3.7.3 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括井场施工、场站施工、管线施工、道路施工、顶管穿越施工。土方施工主要为井场填筑、场站池子开挖及站内填筑、道路填筑、井场临时旱厕的开挖及回填、管沟开挖及回填、顶管施工作业坑的开挖及回填、临时占地的表土剥离及回填、永久占地的表土剥离及再利用。

本项目对新增永久占地及临时占地 0.3m 厚表土进行剥离,采用分层开挖,分层堆放,暂存于占地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,临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填,临时占用的草地及时恢复地表植被,临时占用的耕地及时进行复耕,永久占地剥离的表土按照“占一补一,质量相等”的要求用于易地补充耕地的表土、劣质地或者其他耕地的土壤改良。管沟、顶管施工作业坑、井场临时旱厕开挖土方均原地回填,井场、场站、道路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。本项目土石方情况见表 3.7-2,土石方平衡图见图 3.7-1。

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	借方量	弃方量	易地再利用土方量	备注
1	表土剥离	26010	22662	0	0	3348	本项目临时占地 7.554hm ² , 永久占地 1.116hm ² , 表土剥离高度 0.3m, 临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填, 临时占用的草地及时恢复地表植被, 临时占用的耕地及时进行复耕, 永久占地剥离的表土按照“占一补一, 质量相等”的要求用于易地补充耕地的表土、劣质地或者其他耕地的土壤改良
2	井场	0	3280	3280	0	0	井场新增永久占地 0.656hm ² , 井场平均填高 0.5m
3	敖南作业区废水回收点	72	300	228	0	0	敖南作业区废水回收点永久占地 0.06hm ² , 平均填高 0.5m, 站内卸液池开挖规格长 6m×宽 4m×深 3m, 卸液池开挖土方用于站内填高
4	道路	0	2000	2000	0	0	新建通井路永久占地 0.4hm ² , 平均填高 0.5m
5	临时旱厕	20	20	0	0	0	单座钻井井场新增设置临时旱厕 1 座, 容积为 4m ³ , 共计 5 座钻井井场, 井场临时旱厕开挖土方施工结束后均原地回填
6	管道	8596	8596	0	0	0	本项目新建单井集油掺水管道共计 2.82km、2#4 阀组间 5 环集油管道 1.3km、废水回收点外输管道 0.16km、废水回收点伴热管道 0.4km。由于集油管道与掺水管道同沟敷设, 因此单井集油掺水管道管沟开挖长度为 1.41km。废

							水回收点伴热管道为双管并联敷设，管沟开挖长度为 0.2km。2#4 阀组间 5 环集油管道、废水回收点外输管道管沟开挖长度与管线长度一致。管线均为埋地敷设，管线埋深在 2.0m，管线上部开挖宽度在 2.0m，底部 0.8m
7	顶管穿越	388.8	388.8	0	0	0	本项目新建管线共计钢顶穿越公路 2 处，顶管施工过程中在穿越两端各开挖一个作业坑（一个作为顶管作业坑、一个作为接收坑），顶管工作坑占地约为 6m×4m，接收坑占地约为 6m×8m，总深度 3m（基础挖方 2.7m，表土剥离 0.3m）
合计		35086.8	37246.8	5508	0	3348	/

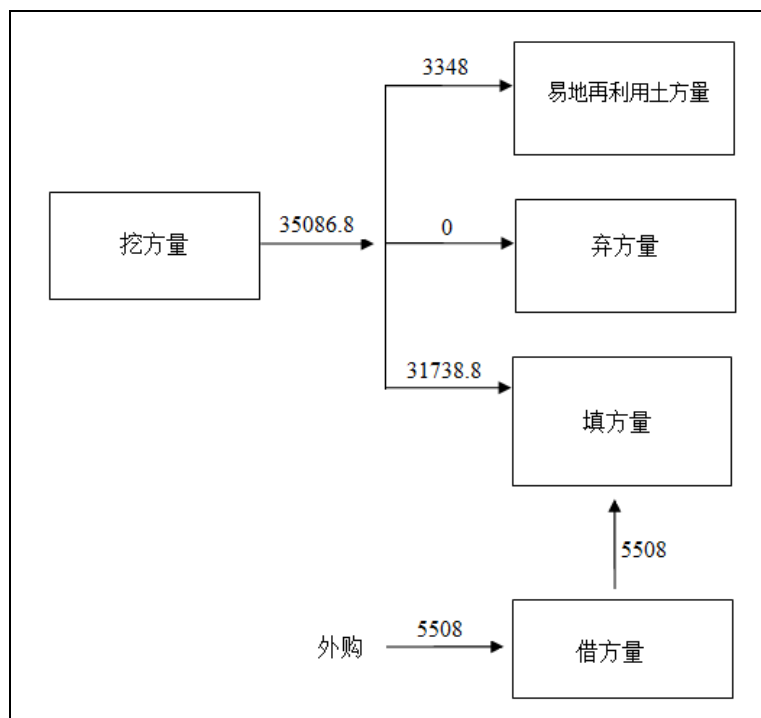


图 3.7-1 土石方平衡图（单位：m³）

3.8 施工方式

3.8.1 管道施工

3.8.1.1 原有管道施工

根据调查，本项目敷 112-扶平 3 井挂接的 2#4 阀组间 5 环集油管道于 2006 年建设，由于环内老井南 262-246 井至 168 平台管道处在水淹内涝区域内，近年穿孔频繁，因此对该段管道进行废弃并更改路由，原有管道处理后停用。首先停止管道作业，关闭

管道前段截断阀，利用压缩空气进行清管作业，将管内残留介质吹扫至后续管道，进入集输系统，清管完成后关闭后段截断阀。为避免对生态的二次破坏，清管后的管道两端采用混凝土封堵直埋于地下，不再挖出。该过程的工艺流程见图 3.8-1。

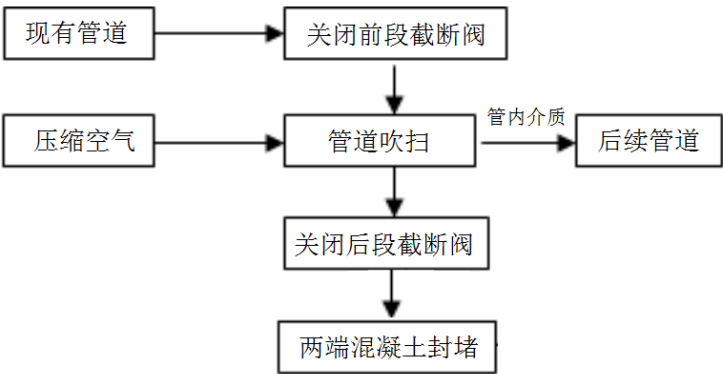


图 3.8-1 原有管道处理流程图

3.8.1.2 一般管道施工

管道施工过程为先清理作业线路场地，然后开挖管沟，再组焊管道、下沟管道，特殊地段根据实际情况合理穿插各工序。管沟开挖以机械开挖为主，施工作业面宽 10m。施工完毕清理现场、恢复地貌。管道施工建设过程见图 3.8-1。

一般地段作业带宽度为 10m，其中管沟深度按 2m 计，边坡坡度为 1:0.3。施工作业带清理采用挖沟机、推土机扫线，人工配合清理。防腐管由工厂预制，采用专用管拖车拉运现场连接。管沟开挖采用挖掘机等机械及人工辅助清理完成。回填完的管沟进行压实、整形。管道安装完成后，经检验合格，应进行压力和严密性试验，本工程试压采用清水进行试压。

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。

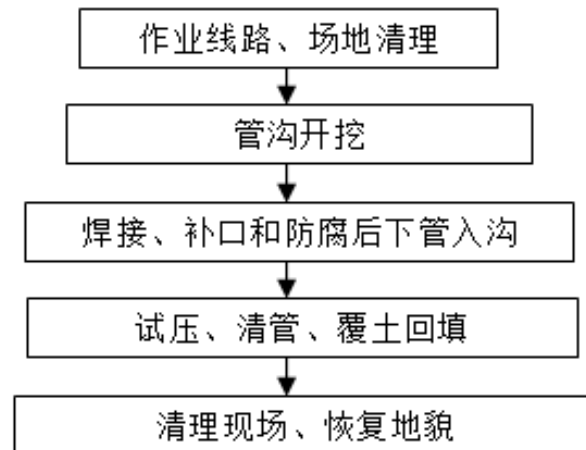


图 3.8-1 管道施工建设过程

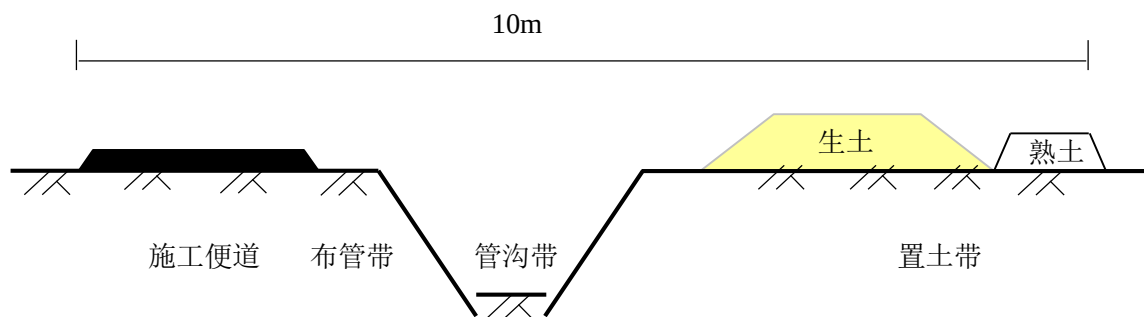


图 3.8-2 管道施工作业断面图

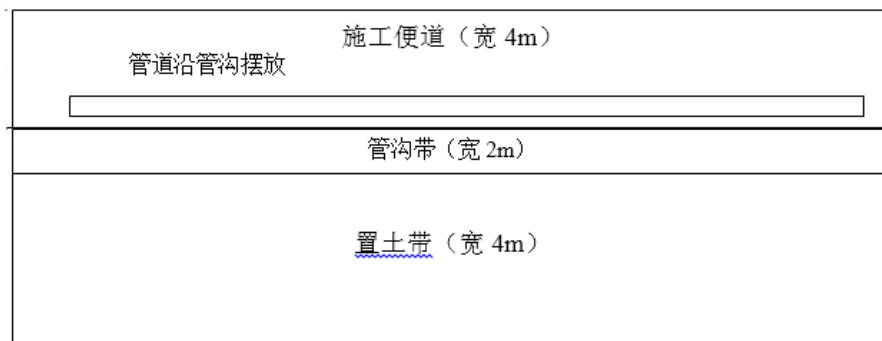


图 3.8-3 管道开挖施工平面布置示意图

3.8.1.3 管道钢顶穿越施工

本工程2处管道穿越井排路，穿越采用顶管施工方案。顶管施工是不开挖或少开挖的一种管道施工方式，其主要利用顶管设备产生前进的力度，平衡管道与土体之间的摩擦力，管道前进同时将管道内占用的土体置换出来，最终在土体中形成管道。施工中置换出的土体，最终用于该处的土地平整。

顶管施工方式：确定顶管穿越进出口位置，在一端挖操作坑，另一端挖接收坑。在操作坑放置穿越套管和顶管设备，由人工先在套管前端掏土，再顶进套管，循环作业直至穿过道路为止。顶管施工示意图见图3.8-5。

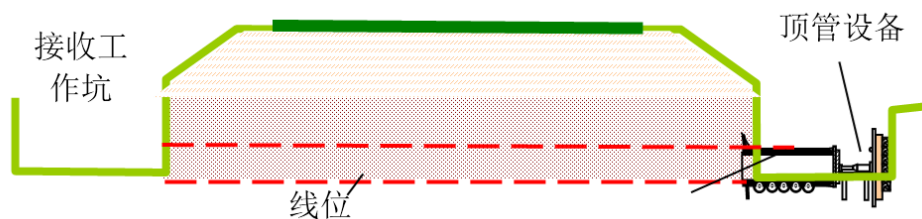


图 3.8-5 顶管施工示意图

3.8.2 道路施工

本项目新建道路类型为土路。首先对线路进行清理平整，清除表土、杂物等，然后对路基进行施工，路基采取分层填筑并压实，最后对面层进行施工，将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。道路施工建设过程及断面示意图见图 3.8-6、图 3.8-7。

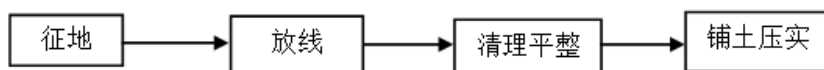


图 3.8-4 通井路施工建设过程

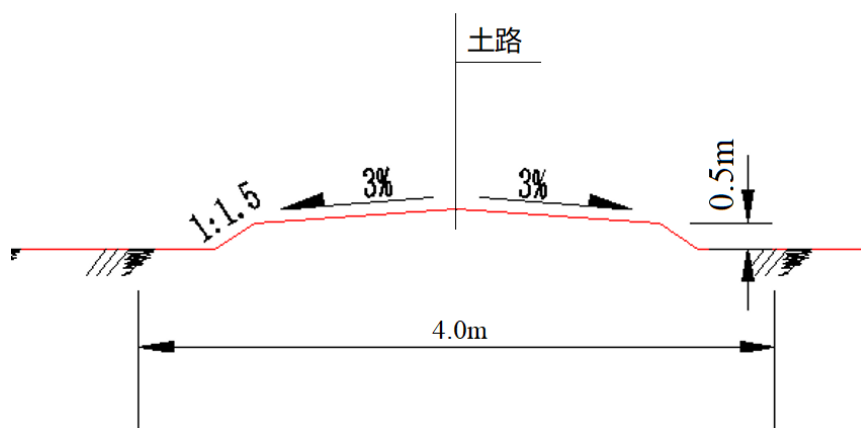


图3.8-5 通井路横断面图

3.8.3 场站施工

本项目新建废水回收点1座，施工工艺包括平整场地、基础施工、主体工程施工、设备安装、装修施工等。工艺流程及产污节点见下图。

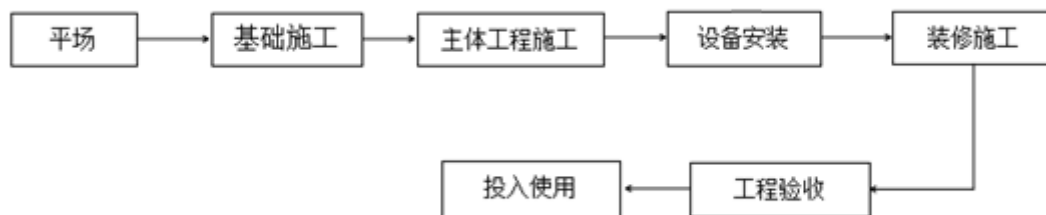


图3.8-8 场站施工建设过程

3.8.4 典型井场施工

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

3.9 施工进度及时序

本项目计划施工期为 2025 年 10 月至 2026 年 5 月，单井钻井施工约 27d，钻井施工合计约 189d，钻井进度计划见表 3.9-1；压裂及地面工程接续钻井后进行建设，压裂及地面工程施工约 45d。项目施工进度计划见表 3.9-2。

表 3.9-1 钻井进度计划表

开钻次数	钻头尺寸 mm	井段 (m~m)	施 工 项 目		
			主要工作内容	时间 d-h	累计时间 d-h
一开	444.5	0~141.00	一开钻进、接单根、起下钻、辅助等	0-12	0-12
		141.00	下表层套管、固井、候凝、装防喷器等	2-0	2-12
二开	311.2	~1443.00	二开钻进、接单根、起下钻、辅助等	4-12	7-0
		1443.00	下技术套管、固井、候凝、装防喷器等	4-0	11-0
三开	215.9	~2149.08	造斜段钻进、接单根、起下钻、辅助等	3-0	14-0
		~3474.00	水平段钻进、接单根、起下钻、辅助等	7-0	21-0
		3474.00	电测、通井、下生产套管、固井、完井等	6-0	27-0

表 3.9-2 项目施工进度计划表

工程名称	2025 年			2026 年				
	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月
钻井工程								
压裂及地面工程								

3.10 设备及物料消耗

3.10.1 设备

本项目施工及运营期主要设备见表 3.10-1。

表 3.10-1 本项目施工及运营期主要设备表

序号	时期	设备	数量
1	施工期	柴油发电机	3 台（1 运 2 备）
2		挖掘机	2 台
3		推土机	2 台
4		钻机	1 台
5		泥浆泵	2 台
6		钻井泵	3 台（2 用 1 备）

7		振动筛	2 台
8		搅拌机	2 台
9		压路机	1 台
10		电焊机	3 台
11		运输车辆	3 台
12		压裂车	4 台
13		混砂车	2 台
14	运营期	游梁式抽油机	7 台
15		电动机	7 台
16		控制柜	7 台

3.10.2 物料消耗

(1) 施工期

钻井生产用水消耗：由公用工程可知，本项目施工期钻井生产用水消耗总量为 1624.91m³；

生活用水消耗：由公用工程可知，本项目施工期生活用水消耗总量为 205.2m³；

管线试压用水消耗：由公用工程可知，本项目管线试压用水消耗总量为 26m³；

钻井液消耗：根据钻井液用量表可知，本项目单口井水基钻井液用量 388m³、油基钻井液用量 445m³，本工程新钻油井 7 口，则水基钻井液用量 2716m³、油基钻井液用量 3115m³；

水泥消耗：根据固井水泥用量表，本工程单井固井水泥用量为 270t，本工程新钻油井 7 口，则固井水泥用量为 1890t；

柴油消耗：本工程钻机用电使用柴油发电机，钻井每进尺 1000m，柴油用量 20t，本项目钻井总进尺 23213m，则柴油总用量约为 464.26t；

射孔液消耗：根据施工单位以往经验，单口井射孔一般需要射孔液 40m³，本项目新钻 7 口油井需射孔，则射孔液用量为 280m³；

压裂液：根据设计方案，本项目共计使用压裂液 700m³；

防渗布：钻井过程中防渗布用量 0.5t。

(2) 运营期

本项目投产后，新增耗电 77 万 kW h/a；

本项目依托的场站新增耗气量 20.4 万 m³/a。

油井作业防渗布用量 0.12t/a。

本工程主要消耗物料具体见下表：

表 3.10-2 本工程主要物料消耗

序号	时期	项目	原辅材料	用量
1	施工期	钻井工施工	钻井生产用水 (m³)	1624.91
2		办公生活	生活用水 (m³)	205.2
3		管线试压	试压用水 (m³)	26
4		钻井	水基钻井液 (m³)	2716
			油基钻井液 (m³)	3115
5		固井	水泥 (t)	1890
6		钻井期发电	柴油 (t)	464.26
7		射孔	射孔液 (m³)	280
8		压裂	压裂液 (m³)	700
9		钻井	防渗布 (t)	0.5
10	运营期	生产运营	耗电 (万 kWh/a)	77
11		油气水分离	耗气量 (万 m³/a)	20.4
12		油井作业	防渗布 (t/a)	0.12

3.11 依托工程分析

3.11.1 依托工程能力核实及运行现状分析

本项目施工期产生的水基钻井废水、水基钻井岩屑、水基废钻井液属于一般固体废物，依托大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理。膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装袋、施工废料属于一般固体废物，依托天然气分公司工业固废填埋场处理。压裂返排液依托新一联压裂返排液处理站处理。油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液属于危险废物，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理。含油废防渗布集中收集暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理。

本项目运营期油井采出液由集输管道进入已建集油阀组间内，已建依托的敖南 2 转油站接纳集油阀组间来液，经油气分离、计量后管输至敖包塔脱水站，油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用。已建依托的敖包塔脱水站接纳敖南 2 转油站来液，进行油水分离处理，分离出的污水管输进入敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后用于回注油层注水驱油。

（1）敖南 2 转油站

本项目新建 7 口油井采出液均依托敖南 2 转油站处理。敖南 2 转油站投产于 2006 年，目前管辖九厂油井 233 口，集油阀组间 5 座，管辖七厂油井 129 口，集油阀组间 6 座。九厂产液进入敖南 2 转油站四合一进行处理，七厂产液进入敖南 2 转油站分离缓冲游离水脱除器进行处理，分别计量后含水油外输至敖南联转油站，由敖南联转油站转输至敖包塔脱水站处理。站内管辖九厂部分的主要设备有：单台设计处理能力 2400t/d 的四合一 2 台、2.5MW 加热炉 1 台、1.9MW 加热炉 1 台；站内采用“分离+加热+沉降+缓冲”四合一处理工艺，四合一设计处理规模为 4800t/d，目前实际处理量为 2164.8t/d，本项目 7 口油井新增采出液量最大约为 182.4t/d，新增产能后敖南 2 转油站四合一装置处理量为 2347.2t/d，负荷率为 48.9%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前敖南 2 转油站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 4 月 27 日-28 日对敖南 2 转油站的监测结果可知（见附件 8），敖南 2 转油站加热炉燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，并采用低氮燃烧器，均由 8m 高烟囱高空排放，敖南 2 转油站加热炉颗粒物浓度为 8.5~9.7mg/m³，NO_x 浓度为 69~85mg/m³，SO₂ 浓度为 6~10mg/m³，烟气黑度<1，敖南 2 转油站加热炉排放的颗粒物、NO_x、SO₂、烟气黑度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求；敖南 2 转油站内部原油集输均采用密闭集输管线及密闭装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，排放的非甲烷总烃厂界浓度 0.46~0.66mg/m³ 之间，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，敖南 2 转油站排放的非甲烷总烃泵房外监控点 1h 平均浓度值在 0.49~0.65mg/m³ 之间，任意一次浓度值在 0.59~0.67mg/m³ 之间，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；敖南 2 转油站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，敖南 2 转油站厂界噪声昼间在 45.7~48.5dB（A）之间，夜间在 41.4~44.6dB（A）之间，可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内产生的生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

依托的敖南 2 转油站工艺流程见图 3.11-1。

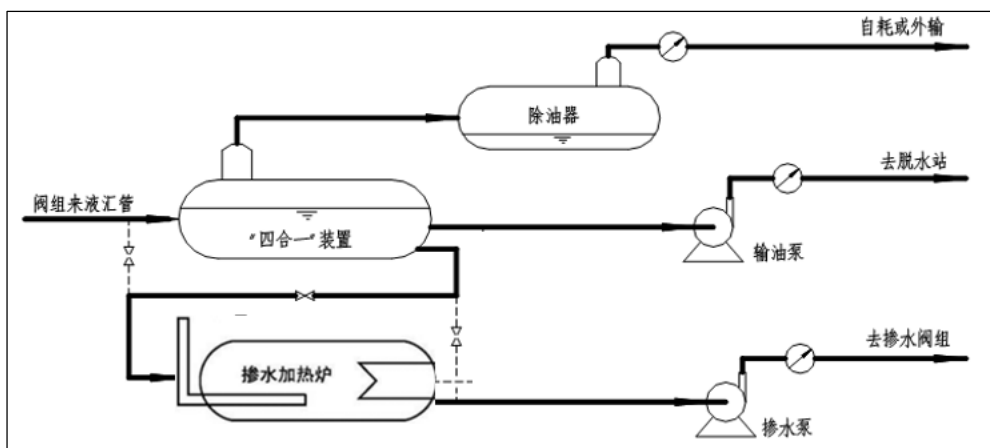


图 3.11-1 敖南 2 转油站工艺流程图

（2）敖包塔脱水站

本项目新建 7 口油井产液均依托敖包塔脱水站处理，该站投产于 1995 年，2006 年扩改建，与敖包塔转油站合建。目前该脱水站除处理本站产液外，主要承担采油七厂 4 座转油站（敖九、葡 361、敖 256、敖南 4）、采油九厂敖南联转油站含水油处理及外输任务。站内主要设备有：设计处理能力 6750t/d 的高效三相分离器 1 台、单台设计处理能力 4000t/d 的高效三相分离器 2 台、1.5MW 脱水炉 3 台。站内采用高效三相分离器进行脱水处理，工艺流程为采用一段游离水分离，低含水油进入脱水炉升温后进入二段高效三相分离器（加热）进行脱水处理。该站设计处理能力为 8000t/d，目前实际处理量为 3520t/d，本项目和同期建设的七厂产能合计新增处理液量最大约为 842.5t/d，新增产能后敖包塔脱水站处理量为 4362.5t/d，负荷率为 54.5%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前敖包塔脱水站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 4 月 29 日-30 日对敖包塔联合站的监测结果可知（见附件 8），敖包塔脱水站加热炉燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，并采用低氮燃烧器，均由 8m 高烟囱高空排放，敖包塔脱水站加热炉颗粒物浓度为 7.9~8.9mg/m³，NO_x 浓度为 65~81mg/m³，SO₂ 浓度为 6~9mg/m³，烟气黑度<1，敖包塔脱水站加热炉排放的颗粒物、NO_x、SO₂、烟气黑度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求；敖包塔联合站内部原油集输均采用密闭集输管线及密闭装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，敖包塔联合站排放的非甲烷总烃厂界浓度 0.47~0.67mg/m³ 之间，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，敖包塔联合站排放的非甲烷总烃泵房外监控点 1h 平均浓度值在 0.49~0.67mg/m³ 之间，任意一次浓度值在 0.59~0.68mg/m³ 之间，满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；敖包塔联合站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，敖包塔联合站厂界噪声昼间在

45.8~48.8dB（A）之间，夜间在 41.5~44.9dB（A）之间，可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内产生的生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

本项目依托的敖包塔脱水站工艺流程见图 3.11-4。

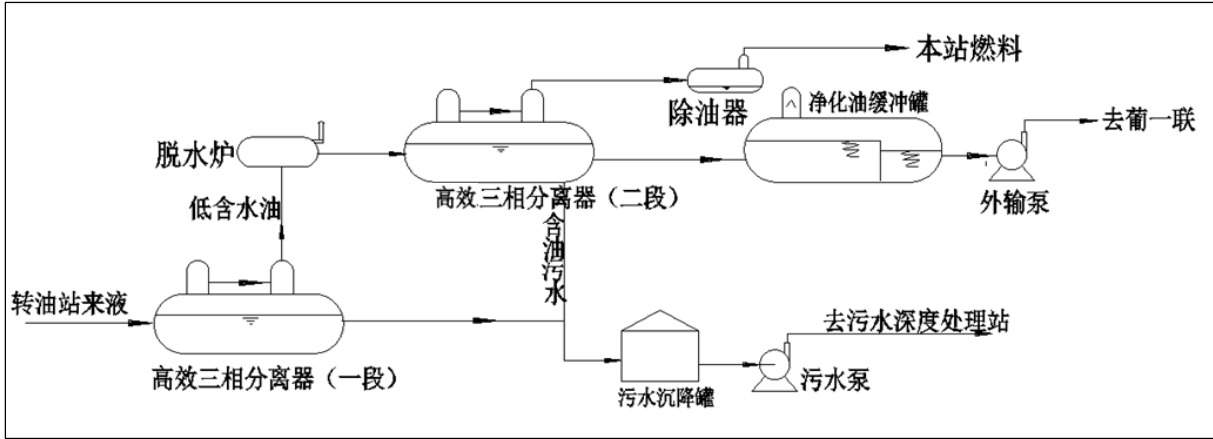


图 3.11-1 敖包塔脱水站工艺流程图

（3）敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站

本项目新建 7 口油井采出水依托敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理，敖包塔 1 号含油污水处理站采用横向流聚结除油器+两级过滤处理工艺，敖包塔 2 号含油污水处理站采用两级沉降+两级过滤处理工艺，两座含油污水处理站设计出水水质指标均为“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤2μm”。敖包塔 1 号含油污水处理站设计污水处理量为 3000m³/d，目前实际污水处理量为 2899m³/d，敖包塔 2 号含油污水处理站设计污水处理量为 2000m³/d，目前实际污水处理量为 961m³/d，本项目和同期建设的七厂产能合计新增采出水量最大约为 590m³/d，新增污水后两座含油污水处理站合计处理量为 4450m³/d，负荷率为 89%，满足开发需求。敖包塔 1 号含油污水处理站工艺流程见图 3.11-3，敖包塔 2 号含油污水处理站工艺流程见图 3.11-4。

根据现场勘查，目前敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站均运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 4 月 25 日-26 日对两座含油污水处理站的监测结果可知（见附件 8），敖包塔 1 号含油污水处理站处理后的污水含油量为 4.46~5.41mg/L，悬浮固体含量为 2~3mg/L，悬浮物颗粒直径中值为 1μm，敖包塔 2 号含油污水处理站处理后的污水含油量为 3.41~4.07mg/L，悬浮固体含量为 2~3mg/L，悬浮物颗粒直径中值为 1μm，两座含油污水处理站处理后的水质均满足《大庆油田地面工程建

设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求。场站内产生的生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点,定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理,装置内含油污泥定期清理,由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)表 1 中的限值要求后,用作油田垫井场和通井路,滤罐产生的废滤料定期交由大庆蓝星环保工程有限公司处理。场站内各污染物均稳定达标排放,固体废物均合理处置,本项目依托可行。

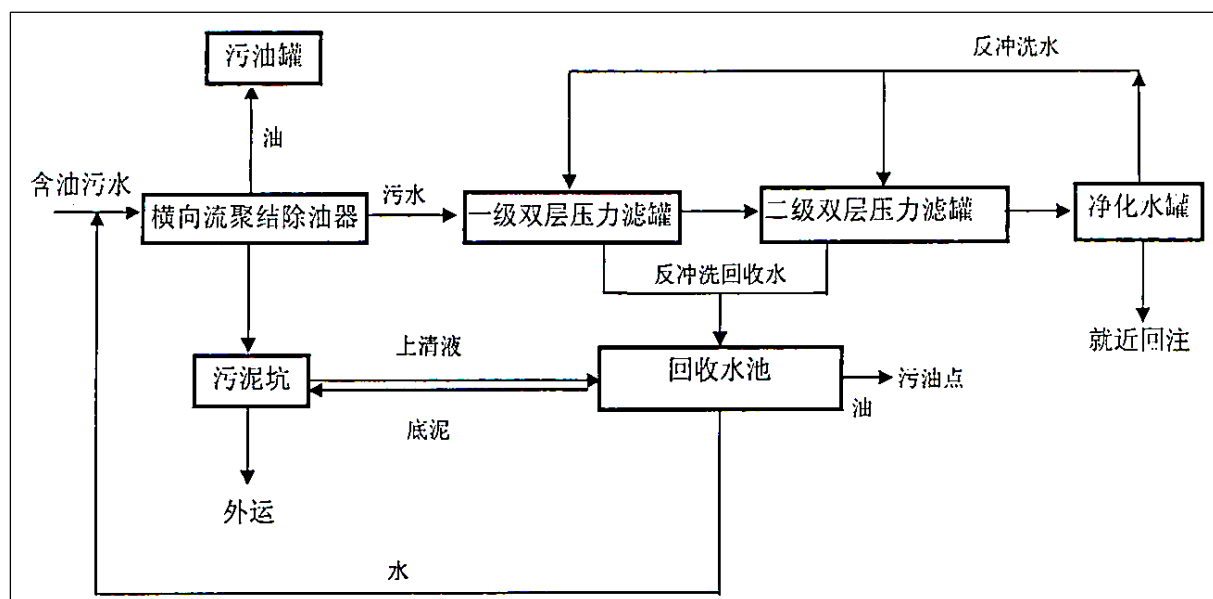


图3.11-3 敖包塔1号含油污水处理站工艺流程

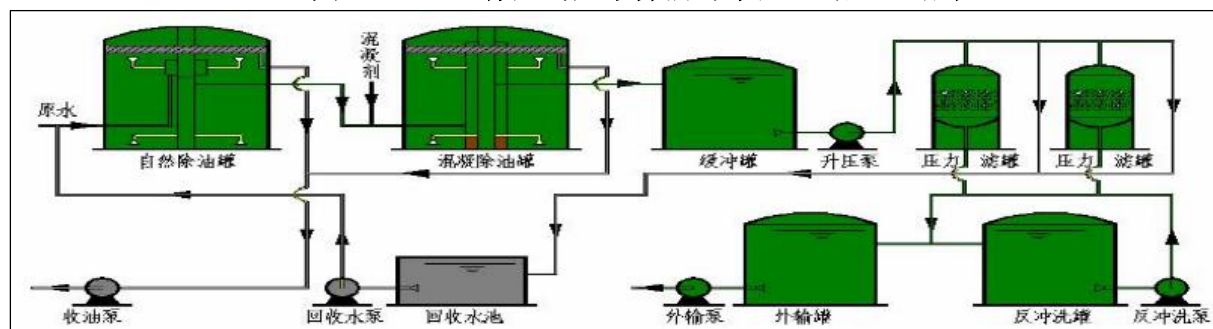


图3.11-4 敖包塔2号含油污水处理站工艺流程

(4) 大庆优嘉环保科技有限公司

大庆优嘉环保科技有限公司含油污泥处理厂区位于黑龙江省大庆市龙凤区龙凤镇刘高手村北侧（东干线西侧），厂区内建设了 3 套含油污泥热解处理设备，含油污泥热解装置采用有机物受热蒸发、热解的原理，对废弃物进行分段间接加热，使物料温度达到 200-380℃，有机物中的水、矿物油等碳氢化合物在密闭空间内从物料中分段蒸发析出，经过冷凝系统后使挥发物凝结，再经油箱内的油水分分离装置，提取回收其中的油组分；水中含油指标达到废水综合利用水质要求，热解残渣按危险废物管理，待危险废物鉴定结果确定

后，再进行资源化利用，处理后的固体废物含油率小于 3‰，达到环境无害化要求。该公司处理含油污泥规模为 80000t/a，目前负荷率为 72%，本项目含油污泥最大产生量约为 0.896t/a，能够满足含油污泥处理需求，依托可行。

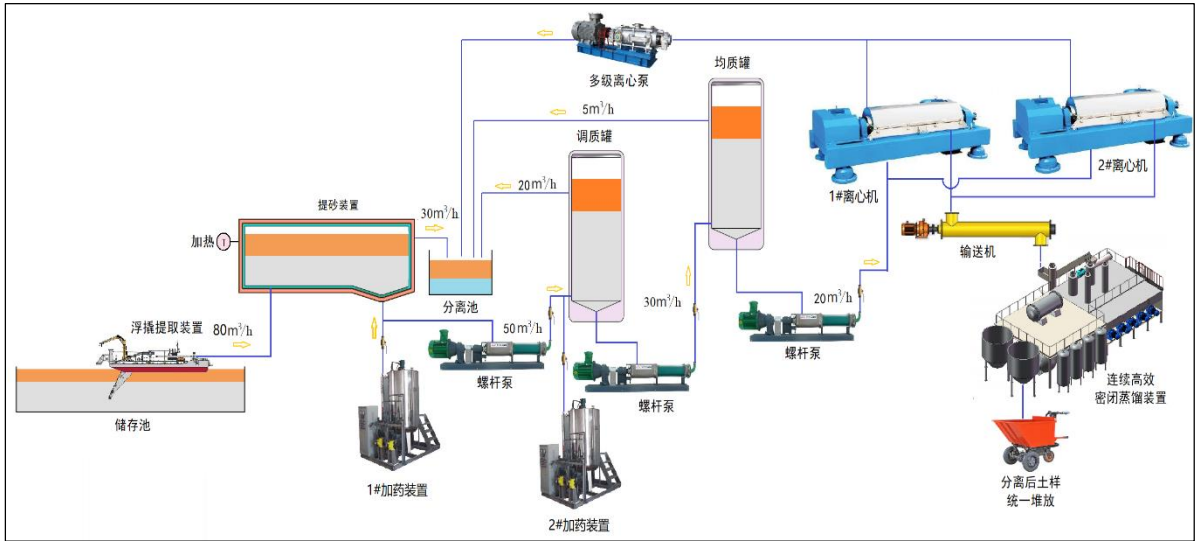


图 3.11-4 大庆优嘉环保科技有限公司工艺流程图

(5) 天然气分公司工业固废填埋场

天然气分公司工业固废填埋场位于大庆市红岗区兴隆村东南、西干线西侧 1.31km 处，占地 1.8hm²。填埋场现阶段运行稳定，总容量为 11624m³，设计年处理能力为 581.2m³，合 700t/a，服务年限 20 年，目前填埋总量约为 5000m³，剩余填埋量约为 6624m³，本项目产生膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料共计约 0.234t，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，依托可行。

(6) 大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）

本项目施工期产生水基钻井废水、水基钻井泥浆、水基钻井岩屑依托大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理。大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）主要工艺流程为：将井场现场排出的钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液由罐车运至该处置场，泵入接浆罐。通过振动筛供浆泵输送至双层高频脱水筛进行分类处理，固体排出至渣土收集场，液相回收至存储罐。离心机仓的液相经螺杆泵输送至均质罐内，通过加药装置进行加药絮凝，将压滤罐内的液相通过保压泵输送至上料罐，进行压滤机进行压干处理，干泥饼排出至渣土收集场，液相经管道输送至储水罐。清水罐内清水通过液下渣浆泵回用至加药装置，可通过砂泵输送至清水罐车。

该站在“大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）建设项目环境影响报告表”中进行了评价，并于 2021 年 12 月 13 日取得环评批复（杜环建字（2021）17 号），于 2022 年 6 月 10 日通过自主验收。该站已取得排污许可证，发证日期为 2021 年 11 月 25 日，

于 2022 年 11 月 12 日变更，许可证编号为 91230604MA1BX1YC6W003Z。

大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）经固液分离后排放的固体（泥饼）执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020），泥饼和岩屑外售综合利用，压滤液定期由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理。

根据《大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）建设项目竣工环境保护验收监测报告表》中泥饼和岩屑的检测结果（大庆大公环境检测有限公司，大庆大公环检（委）字 2022 年第 0690 号），泥饼经大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理后，泥饼满足国家《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的第 I 类一般工业固体废物标准。同时根据《大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）建设项目竣工环境保护验收监测报告表》，验收期间厂界无组织颗粒物浓度最大值为 $0.107\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放标准，站内加热装置排放燃烧烟气中颗粒物、 NO_x 、 SO_2 浓度最大值分别为 $9.0\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $76\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $15\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 <1 ，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求；厂界四周昼间噪声值为 46.4~49.5dB（A），夜间噪声值为 43.5~46.1dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）最大处理能力为 $45\text{万 m}^3/\text{a}$ （ $1500\text{m}^3/\text{d}$ ），目前处理量约为 $719.5\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 48.0%。本项目使用水基钻井液单井钻井施工期 11 天，整个钻井施工期产生的水基钻井废水、水基废钻井液、水基钻井岩屑总量为 2716.32m^3 ，最大产生量为 $35.29\text{m}^3/\text{d}$ ，大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）剩余处理规模为 $780.5\text{m}^3/\text{d}$ ，处理能力满足本工程需求，依托可行。

大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）工艺流程图见图 3.11-5。

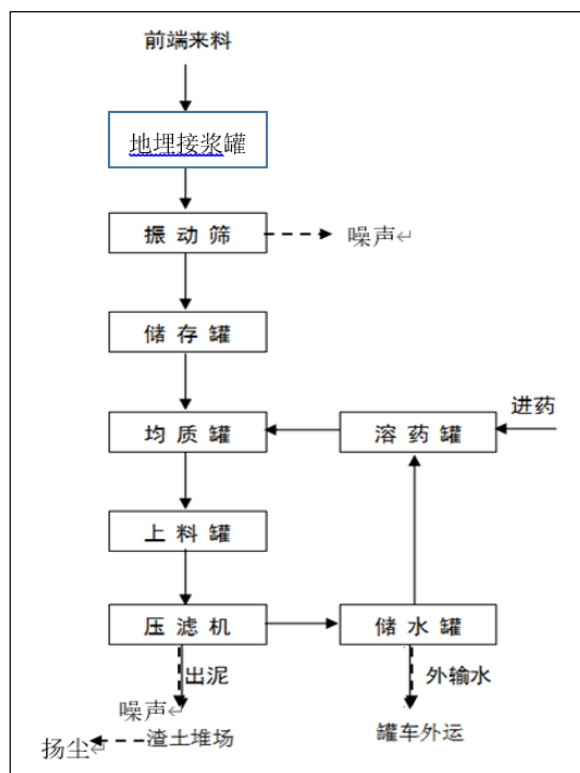


图 3.11-5 大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）工艺流程图

（7）新一联压裂返排液处理站

本工程压裂过程产生的压裂返排液由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理，进入废压裂液回收池内静沉后，大部分污油上浮，污泥则沉入池底，由废压裂液处理装置提升泵从池内提升含油污水进行处理，处理达标后再外输至新一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

新一联压裂返排液处理站设计处理量 $240\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际最高处理量 $156\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 65%，剩余负荷能力为 $84\text{m}^3/\text{d}$ ，废压裂液回收池体积为 $45\text{m}\times 45\text{m}\times 2.5\text{m}$ ，容积约为 5000m^3 ，目前已使用 3000m^3 ，负荷率为 60%，目前剩余容积为 2000m^3 。本项目 7 口油井压裂产生的压裂返排液量为 490m^3 ，2 个压裂队同时施工，单井压裂周期约 5d，平均每天产生压裂返排液 $28\text{m}^3/\text{d}$ ，接纳本项目压裂返排液后高峰处理量增至 $184\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷增至 76.6%，废压裂液回收池使用容积最大增至 3490m^3 ，负荷增至 69.8%，处理能力满足本项目需求，依托可行。

（8）采油九厂危险废物规范化贮存库

采油九厂危险废物规范化贮存库建设 2 座库房，主要用于储存废润滑油、废机油、含油滤料、废三滤、废细菌瓶、废原油、废化学试剂、含铬废液、过期药品试剂等危险废物，最大储存量为 4.73t/a ，周转周期为 1 次/年，委托资质单位拉运处理。

本项目运营期废含油防渗布产生量约 0.12t/a，拉运至该站进行暂存。本项目新增产能后采油九厂危险废物规范化储存库暂存负荷率增加 2.54%，暂存能力满足本项目需求。产生的危废定期委托资质单位拉运处置，暂存能力可满足本工程需要。

根据《采油九厂危险废物规范化存储工程竣工环境保护验收监测报告》，采油九厂危险废物规范化储存库无组织排放非甲烷总烃满足《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，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求，各污染物均达标排放，依托可行。

（9）黑龙江迈景环保科技有限公司

本项目产生的油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑依托黑龙江迈景环保科技有限公司处理。黑龙江迈景环保科技有限公司核准经营类别包括：HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、900-199-08、900-200-08、900-210-08、900-214-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08）；HW49 其他废物（900-041-49）。采用“预处理+深度脱附”处理工艺，预处理流程包括泥浆收集-甩干-离心，深度脱附装置的原理主要为利用水、油及土的沸点不同（水沸点 100℃、油沸点 250℃、土碳化温度 300℃），将固体废弃物中的油水蒸发。该站现状处理能力为 10 万 t/a，约 333t/d，目前实际处理量为 120t/d，本项目油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液合计产生量约 59.09t/d，新增本项目后该站处理量为 179.09t/d，负荷率 53.78%，可以满足本项目油基泥浆处理需求。黑龙江迈景环保科技有限公司工艺流程见图 3.11-7。

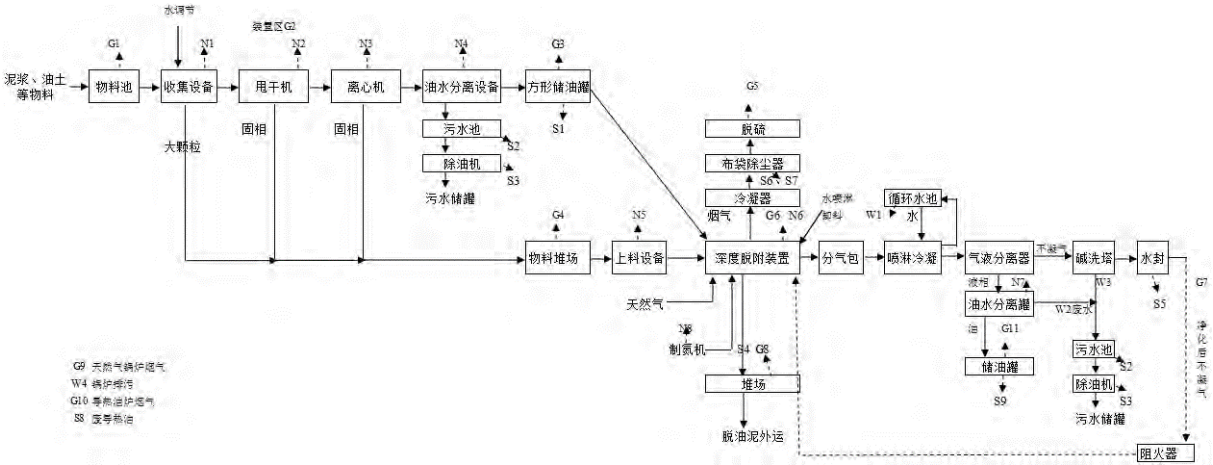


图 3.11-7 黑龙江迈景环保科技有限公司工艺流程图

3.11.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

本项目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 依托工程环评验收情况一览表

序号	依托场站	环评项目名称	环评批复	验收情况	排污许可证编号
1	敖南 2 转油站	敖 112 区块产能建设工程 环境影响报告书	庆环建字 (2006) 38 号	庆环验 (2012) 16 号	91230607716675 409L005Y
2	敖包塔脱水站	敖 112 区块产能建设工程 环境影响报告书	庆环建字 (2006) 38 号	庆环验 (2012) 16 号	91230607716675 409L005Y
3	敖包塔 1 号含油 污水处理站	敖112区块产能建设工程 环境影响报告书	庆环建字 (2006) 38号	庆环验 (2012) 16 号	91230607716675 409L005Y
4	敖包塔 2 号含油 污水处理站	敖112区块产能建设工程 环境影响报告书	庆环建字 (2006) 38号	庆环验 (2012) 16 号	91230607716675 409L005Y
5	大庆钻探六号废 弃钻井液处理站 (采油九厂)	大庆钻探六号废弃钻井液 处理站(采油九厂)建设 项目环境影响报告表	杜环建字 (2021) 17 号	2022 年 6 月完 成自主验收	/
6	大庆优嘉环保科 技有限公司	大庆优嘉环保科技有限公司 含油污泥处理二次改扩 建项目环境影响报告书	庆环审 (2020) 162 号	2021年7月完成 自主验收	91230603688861 6764001V
7	天然气分公司工 业固废填埋场	天然气分公司工业固废填 埋场工程环境影响报告书	庆环建字 (2012) 192 号	2020 年 1 月完 成自主验收	91230607606336 1236001W
8	新一联压裂返排 液处理站	大庆油田 2015 年产能建 设工程茂 15-1 示范区环境 影响报告书	庆环审(2015) 326 号	2020 年 4 月完 成自主验收	91230607716675 409L005Y
9	采油九厂危险废 物规范化贮存库	采油九厂危险废物规范化 存储工程建设项目环境影 响报告表	杜环建字 (2019) 30号	2022 年 1 月完 成自主验收	91230607716675 409L005Y
10	黑龙江迈景环保 科技有限公司 (原大庆市云泰 石化产品有限公 司)	废弃泥浆无害化处理油基 泥浆站项目环境影响报告 书	庆环审(2021) 21号	2022 年 10 月 完成自主验收	91230603583819 180Y002V

3.12 建设项目工程分析

3.12.1 污染影响因素分析

3.12.1.1 施工期

本工程施工期主要内容为钻井工程、射孔、压裂以及新建集油管线、新建场站、新建道路等地面工程。

(1) 钻井工程

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

①钻前准备

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

②钻进

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

③录井

A.钻井参数录取资料要求

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

B.钻井液参数录取资料要求

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度。

二开钻开油层前，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度，每间隔 8h 测量一次钻井液全套性能；钻开油层后，每间隔 0.5h 测量一次钻井液密度和粘度，每间隔 4h 测量一次钻井液全套性能和钻井液电阻率；造斜后每间隔 12h 测量一次泥饼摩阻系数。固井前测量钻井液密度、粘度、切力、失水。并做好记录。

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

④测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控主要要求为：

A.若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环。

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

C.由钻井队值班干部决定何时切断电缆，测井队专用剪切工具放置在钻台上，测井中

随时处于待命状态，测井队队长实施剪断电缆工作。

⑤固井

现场应备有钻杆与套管转换接头，发生溢流时，抢接防喷钻杆后关井。

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

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

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

⑥完井

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。一般情况下，完井即钻开油层，完井方式包括套管完井法、射孔完井法、裸眼完井法等，本项目 7 口新钻油井均采用射孔完井法完井。射孔即在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程，该过程产生的污染物主要为废射孔液。

A.完井井口要求：井口使用 $\Phi 273.1\text{mm} \times \Phi 139.7\text{mm}$ 简易套管头。

B.井口校正要求：井口偏斜度小于 0.2° ， $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管两侧高差小于 0.5mm。完井后套管顶面高出地面 0.05m~0.30m。

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

⑦压裂

油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂等）充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。压裂工艺流程为施工准备，压裂液注入，压裂液增压压开地层，稳压保持裂缝，加砂，泄压，压裂液返排，施工收尾。本项目新进的 7 口油井需进行压裂，施工期压裂液

不在现场配制，由压裂液配制场地将配制好的压裂液直接拉运至现场进行施工，该过程产生的污染物主要为压裂返排液、噪声等。

本项目钻井及井下作业工艺流程及产污环节图见图 3.12-1。

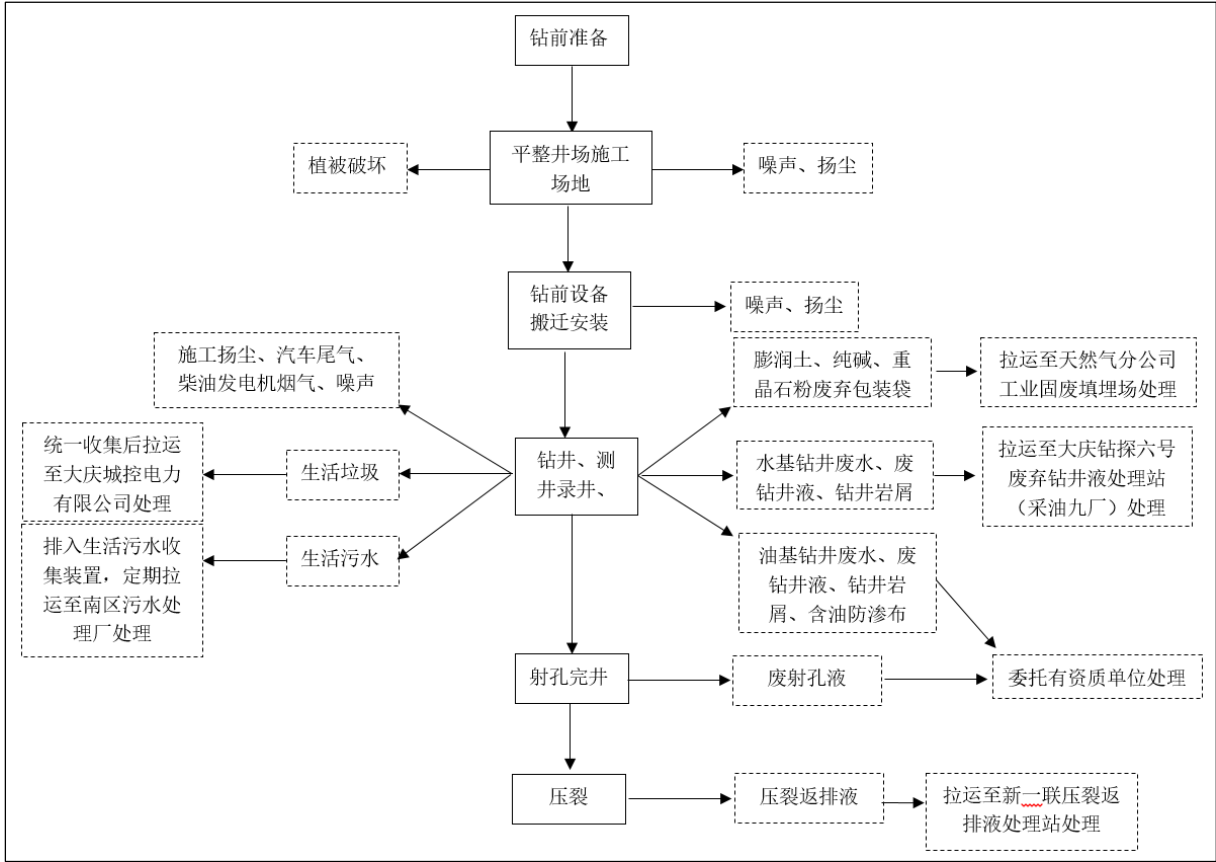


图 3.12-1 本项目钻井及井下作业工艺流程及产污环节图

(2) 地面工程

①井场施工

首先进行井台平整，井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定，井场平均垫高 0.5m；平整井台后安装抽油机、采油树及电机，主要施工工序有紧固、平衡等，产生的污染物主要有扬尘、施工噪声。

②原有管道施工

根据调查，本项目敷 112-扶平 3 井挂接的 2#4 阀组间 5 环集油管道于 2006 年建设，由于环内老井南 262-246 井至 168 平台管道处在水淹内涝区域内，近年穿孔频繁，因此对该段管道进行废弃并更改路由，原有管道处理后停用。首先停止管道作业，关闭管道前段截断阀，利用压缩空气进行清管作业，将管内残留介质吹扫至后续管道，进入集输系统，清管完成后关闭后段截断阀。为避免对生态的二次破坏，清管后的管道两端采用混凝土封堵直埋于地下，不再挖出。该过程的工艺流程见图 3.12-2。

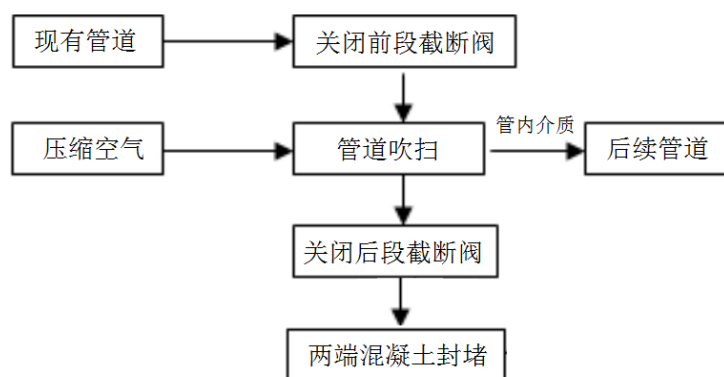


图 3.12-2 原有管道处理流程图

③新建管线施工

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

A.施工作业带清理

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

B.管沟敷设

管道采用沟埋方式敷设。开挖后，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤，然后下到管沟内。

C.防腐及阴极保护

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

D.管沟回填

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

E.试压

用清水进行试压，严密性实验合格后，试压废水由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注。

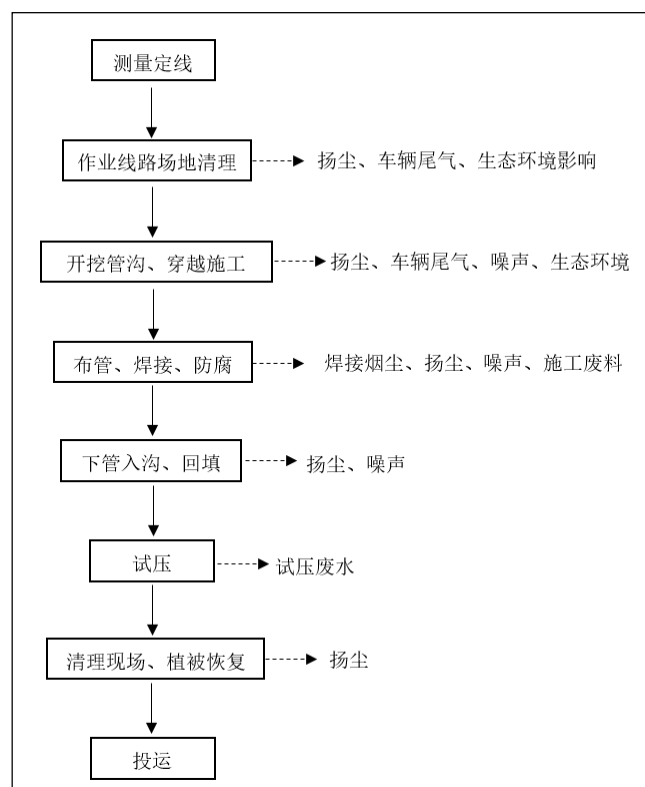


图 3.12-3 管线施工过程示意图

④道路施工工艺

本项目新建道路类型为土路，施工方式较简单，首先对线路进行清理平整，清除表土、杂物等，然后将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。通井路施工工艺流程及产污节点见图 3.12-4。

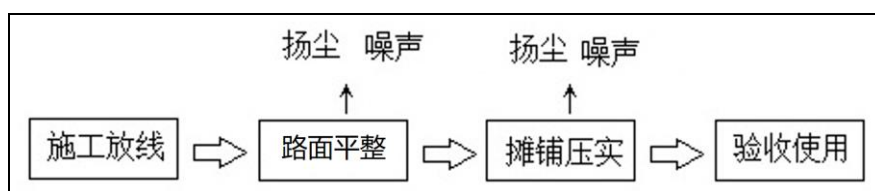


图 3.12-4 通井路施工工艺流程及产污节点图

⑤场站施工

本项目新建废水回收点 1 座，施工工艺包括平整场地、基础施工、主体工程施工、设备安装、装修施工等。场站施工工艺流程及产污节点见图 3.12-5。

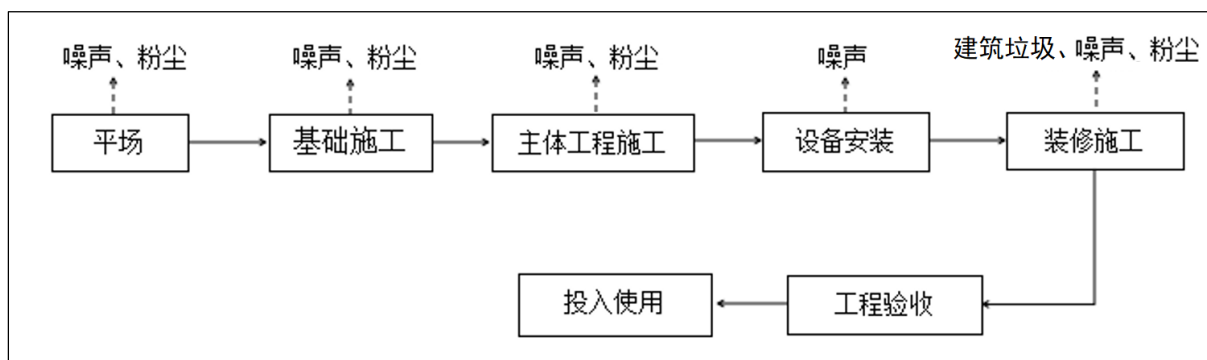


图3.12-5 场站施工工艺流程及产污节点图

本项目在井场、道路、场站建设以及管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活污水、生活垃圾等污染物。本项目施工期产污环节详见图 3.12-3。

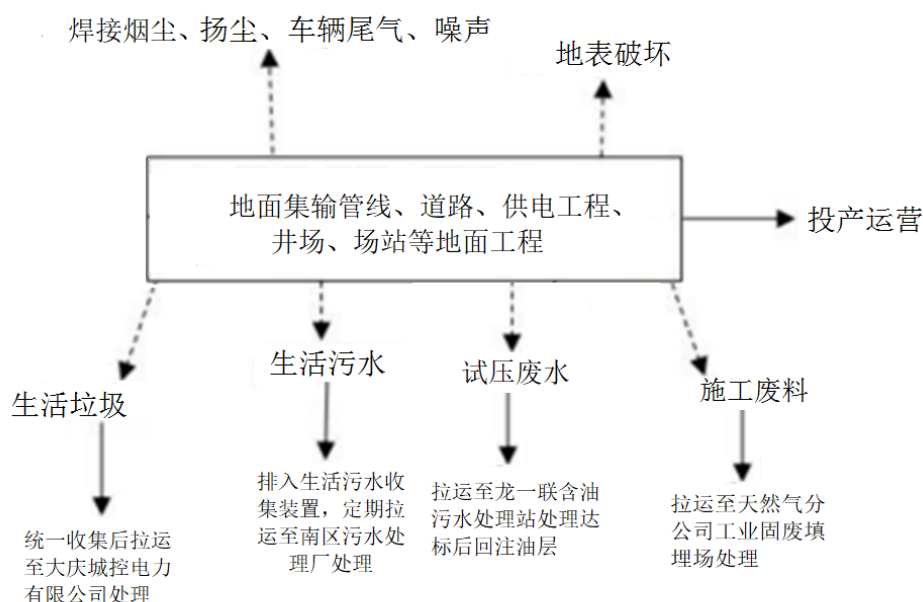


图 3.12-3 本项目地面工程施工期产污环节图

3.12.1.2 运行期

本项目运营期油井采出液由集输管道进入已建集油阀组间内，已建依托的敖南 2 转油站接纳集油阀组间来液，经油气分离、计量后管输至敖包塔脱水站，油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用。已建依托的敖包塔脱水站接纳敖南 2 转油站来液，进行油水分离处理，分离出的污水管输进入敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后用于回

注油层注水驱油。

本工程运营期的主要环境影响因素为依托场站加热装置及原油集输过程中挥发的烃类气体，油井作业产生的作业污水和落地油，井场抽油机产生的噪声及井场作业噪声等。运行期工艺流程及主要产污节点见图 3.12-4、图 3.12-5。

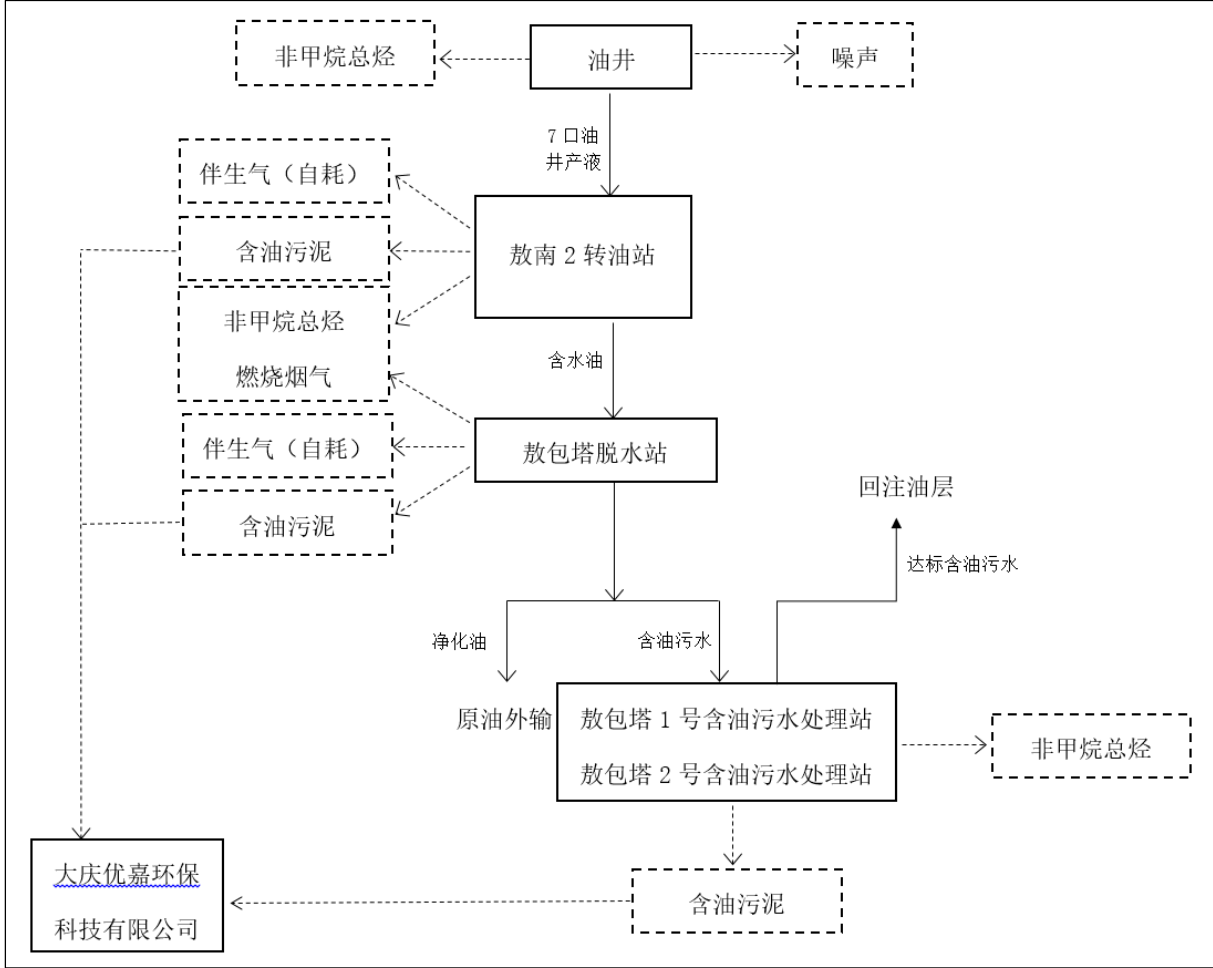


图 3.12-4 运营期正常工况工艺流程及产污示意图

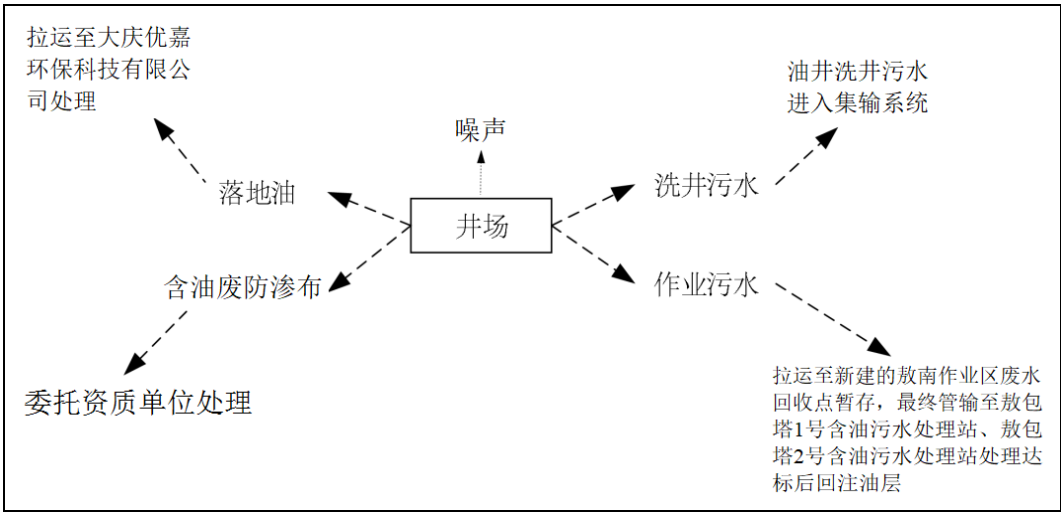


图 3.12-5 运营期非正常工况工艺流程及产污示意图

3.12.1.3 退役期

退役期为油水井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段，油田退役期并非所有油水井同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油水井陆续关闭，直到将所有井关闭。闭井作业内容包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，管线退役段封堵、道路平整恢复等施工过程。

（1）退役油水井处理

①井口设备拆除

首先拆除井口设备，拆除的抽油机等井口设备回收至第九采油厂物资库回收再利用。

②封井

封井主要是在井内适当层段注入水泥塞，以防止井筒内形成流体串通通道，保护含水层免受地层流体或地表水窜入的污染，隔离开注采井段与未开采利用井段，保护地表土壤和地面水不受地层流体污染，隔离污水的层段，将地面土地使用冲突降低到最小程度。

本项目在油层套管的水泥返深以下、射孔井段顶部以上 50~100 间注水泥塞，厚度不小于 50m，并在距井口 50~100m 之间，再注一个水泥塞。水泥塞试压合格后，井口焊井口帽，完成永久封井。封井后对场地进行清理后平整恢复。

（2）退役道路处理

由于油水井退役，通井路已无利用价值，本项目通井路均为土路，退役阶段对通井路进行整平翻松后，重新进行复耕或恢复为草地。

（3）退役管线处理

首先停止管道作业，关闭管道前段截断阀，利用压缩空气进行清管作业，将管内残留回注水吹扫至后续管道，进入集输系统，清管完成后关闭后段截断阀。为避免对生态的二次破坏，清管后的管道两端采用混凝土封堵直埋于地下，不再挖出。

退役期工艺流程及主要产污节点见图 3.12-6。

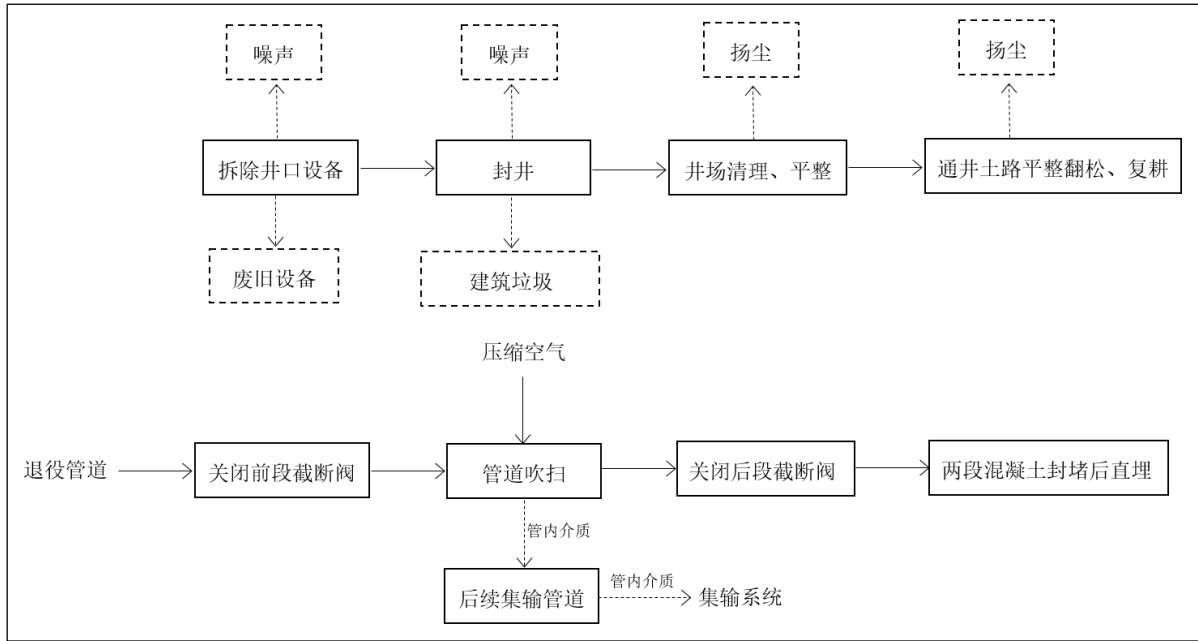


图 3.12-6 退役期工艺流程及主要产污节点图

3.12.2 生态影响因素分析

本工程建设对生态的影响主要在施工期，其不利影响主要表现为：填筑井场及场站、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）新建井场、场站及道路永久占地对生态的影响

本项目新建井场、场站及道路新增永久占地 1.116hm²，永久占地对周围生态环境影响主要体现在新增占地使原来连续分布的生态环境中形成斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。

（2）井场及管线施工临时占地对生态的影响

临时占地对周围生态环境影响主要体现在钻井、管线等施工过程中，机械、运输车辆对植被的碾压、人员践踏、材料占地、土壤翻出堆放地表等活动将对工程周围的地表环境造成暂时性破坏，对地面植被会造成一定的破坏。本项目井场及管线施工新增临时占地 7.554hm²，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。

（3）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。

（4）对植被的影响

对植被最主要的影响是施工期占地范围内对植被破坏，另外土地开挖、车辆运输带起的扬尘自然沉降在周围植物的叶片上，阻塞气孔，影响植物呼吸作用和光合作用，有碍作

物生长，还有车辆运行和施工机械的尾气含有 NO_x 等气体，可破坏敏感植物的叶组织，造成褪色伤斑。不过以上这些不利影响主要是短期的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

(5) 对野生动物的影响

本次开发工程均在原有区块内进行开发生产，由于农村生活噪声及原有区块采油噪声，对区内动物的干扰早已存在。本项目生产期虽然会使区域噪声有所提高，但其影响贡献程度均较低，对附近鸟类等野生动物的噪声干扰相对较轻。项目运行后，将在原有的区块内增加一些新的油田建筑景观，在一段时间内将可能对附近鸟类等造成一定的干扰。

3.12.3 污染源源强核算

3.12.3.1 施工期污染源源强核算

(1) 废气

施工期废气主要为钻井工程柴油机燃烧排放的烟气及施工时占地表土剥离、管沟开挖、道路敷设、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，以及施工设备和运输车辆尾气、焊接烟尘等。

①施工扬尘

本项目施工扬尘主要来自平整土地、开挖土方、材料运输、装卸等过程，其污染范围和程度与施工工艺、施工管理、土方含水率、气象条件、土方工程量等多种因素有关。

本项目所在区域平坦空旷，大气扩散条件好。井场相对分散，且施工时间较短，施工扬尘影响较小。管线敷设、各种施工材料的运输给道路沿线带来扬尘污染，运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。

A.施工扬尘

根据项目建设内容，本项目产生扬尘的施工区域包括新建井场、场站、管线、道路施工占地区域，经计算施工区域面积 86700m^2 ，参考《扬尘源颗粒物排放清单编制技术指南（试行）》中施工扬尘源排放量的计算方法。

$$W_{\text{Ci}} = E_{\text{Ci}} \times A_{\text{C}} \times T$$

$$E_{\text{Ci}} = 2.69 \times 10^{-4} \times (1 - \eta)$$

TSP 排放量根据施工积尘的粒径分布情况估算获得，参考粒径系数为：TSP 为 1。

式中：

W_{Ci} 为施工扬尘源中 TSP 总排放量，t。

E_{Ci} 为整个施工工地 TSP 的平均排放系数，t/（ $\text{m}^2 \cdot \text{月}$ ）。

A_{C} 为施工区域面积， m^2 ， 86700m^2 。

T 为工地的施工月份数。根据项目施工进度计划表，本项目施工期为 7.8 个月。

η 为污染控制技术对扬尘的去除效率，%，本项目施工阶段采取洒水抑尘措施，参考《扬尘源颗粒物排放清单编制技术指南（试行）》表 9 中的施工扬尘控制措施的控制效率，其中 TSP 去除效率取 96%。

本项目在施工阶段井场、管线、道路均采取分段施工，共约分 6 段进行施工，经计算本项目施工期施工场地扬尘产生量约 1.21t。

B.运输车辆产生的扬尘

当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 $8\sim 10\text{mg}/\text{m}^3$ 。类比大庆地区类似地面工程的起尘数据，施工场地起尘浓度约 $1.15\text{mg}/\text{m}^3$ 。

②施工车辆排放的尾气

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 NO_2 、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，降低污染物排放，废气污染的影响基本上是可以接受的。

③钻井时柴油机排放的大气污染物

钻井时钻机和其他设备动力源均由发电机提供，而为发电机提供动能的是柴油机，本项目施工期共 3 台柴油机（1 运 2 备）。根据建设单位提供的资料，柴油机功率 1000kW，本工程柴油总用量约为 464.26t，烟气量按每公斤 12m^3 计，则本工程烟气排放量为柴油发电机运行期间产生烟气 $557.1\times 10^4\text{m}^3$ ，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、CO、HC 和烟尘。根据《环境影响评价工程师职业资格培训教材：社会区域类环境影响评价》给出计算参数可知，正常工况下发电机运行污染物排放系数为：颗粒物为 $0.31\text{kg}/\text{t}$ 、 SO_2 为 $2.24\text{kg}/\text{t}$ 、 NO_x 为 $2.92\text{kg}/\text{t}$ 、CO 为 $0.78\text{kg}/\text{t}$ 、HC 为 $2.13\text{kg}/\text{t}$ 。核算项目柴油机污染物排放情况见表 3.12-1。

表 3.12-1 柴油发电机燃烧废气污染物产生一览表

污染物指标	产污系数		产生量
	单位	产污系数	
废气量	m^3/kg 柴油	12	557.1 万 m^3
SO_2	kg/t 柴油	2.24	1.04t
NO_x	kg/t 柴油	2.92	1.356t
烟尘	kg/t 柴油	0.31	0.144t
CO	kg/t 柴油	0.78	0.362t
HC	kg/t 柴油	2.13	0.989t

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 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

①水基钻井废水

水基钻井废水主要来自使用水基泥浆钻井过程中冲洗钻台、钻具等设备产生的废水，主要含有水基泥浆和水基岩屑等。类比第九采油厂多年的钻井工程资料，每钻进 1m 设备冲洗用水量平均为 0.02m³，本项目采用水基泥浆钻井总进尺 10101m，则采用水基泥浆钻井阶段钻井设备冲洗用水量约 202.02m³，水基钻井废水（采用水基泥浆钻井阶段钻井设备冲洗废水）按用水量的 95%计算，则水基钻井废水产生量为 191.92m³，本项目单井采用水基泥浆钻井施工约 11d，水基钻井废水每天产生量约 2.5m³。水基钻井废水中污染因子主要为 COD、SS，水基钻井废水排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

②油基钻井废水

油基钻井废水主要来自使用油基泥浆钻井过程中冲洗钻台、钻具等设备产生的废水，主要含有油基泥浆和油基岩屑等。类比第九采油厂多年的钻井工程资料，每钻进 1m 设备冲洗用水量平均为 0.02m³，本项目采用油基泥浆钻井总进尺 13112m，则采用油基泥浆钻井阶段钻井设备冲洗用水量约 262.24m³，油基钻井废水（采用油基泥浆钻井阶段钻井设备冲洗废水）按用水量的 95%计算，则油基钻井废水产生量为 249.13m³，本项目单井油基钻井施工约 16d，则油基钻井废水每天产生量约 2.22m³。油基钻井废水主要污染因子为石油类、SS。油基钻井废水排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

③压裂返排液

本工程 7 口油井投产前需进行压裂作业，压裂液使用量为 100m³/口，本项目压裂液使用量为 700m³，压裂作业过程中将产生压裂返排液，根据大庆油田多年统计数据，压裂返排液产生量约 70m³/井，则本项目共计产生压裂返排液 490m³，压裂返排液中污染因子主要为 COD、SS，压裂返排液由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理，分离出污水

经新一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

④试压废水

本工程新建集油管线采取清水试压的方式，本项目新建单井掺水集油管道 2.82km，包括 Φ76×4.5~1.704km、Φ60×3.5~1.116km，新建 2#4 阀组间 5 环部分集油管道 Φ60×3.5~1.3km，敖南作业区废水回收点站外新建伴热管道 Φ219.1×7.1~0.4km、外输管道 Φ114.3×4.0~0.16km。根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 26m³，试压废水按用水量的 95%计算，试压废水产生量为 24.7m³，试压废水中污染因子主要为 SS。管线试压废水由罐车收集并拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

⑤生活污水

本项目单井钻井施工 27d，钻井队在井人数 10 人。压裂及地面工程施工约 45d，施工人数 15 人。根据黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2021），施工期生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 205.2m³。生活污水产生量按生活用水的 80%计算，则生活污水产生量为 164.2m³，生活污水中 COD 浓度为 300mg/L，氨氮浓度为 30mg/L，则 COD 产生量为 0.049t，氨氮产生量为 0.0049t。钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

项目施工期废水产生及排放情况详见表 3.12-2。

表 3.12-2 施工期废水污染物排放量表

序号	污染物名称	产生量	主要污染物	去向及措施
1	水基钻井废水	191.92m³	COD、SS	排入井场钢制水基泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层

2	油基钻井废水	249.13m ³	石油类、COD、SS	排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层
3	压裂返排液	490m ³	COD、SS	由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理，分离出污水经新一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层
4	试压废水	24.7m ³	SS	由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层
5	生活污水	164.2m ³	COD、NH ₃ -N	钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理

（3）噪声污染源项分析

施工期产生的噪声主要施工机械和车辆运营噪声，参考《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）附录 A 中的噪声源强数据，本项目噪声源具体排放情况见表 3.12-3。

表 3.12-3 本项目施工期噪声源统计表

序号	设备名称	声源性质	噪声值 dB(A)	测点距声源距离
1	柴油发电机	连续稳态声源	120~130	1m
2	挖掘机	非连续稳态声源	82~90	5m
3	推土机	非连续稳态声源	83~88	5m
4	钻机	连续稳态声源	95~105	1m
5	泥浆泵	连续稳态声源	88~95	5m
6	钻井泵	连续稳态声源	88~95	5m
7	振动筛	连续稳态声源	95~105	1m
8	搅拌机	连续稳态声源	100~110	1m
9	压路机	非连续稳态声源	80~90	5m
10	电焊机	连续稳态声源	60~70	1m

11	运输车辆	非连续稳态声源	82~90	5m
12	压裂车	连续稳态声源	70~75	5m
13	混砂车	连续稳态声源	80~90	5m

(4) 固体废物

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

①水基废钻井液

水基废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于钢制水基泥浆槽内的水基泥浆，属于一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），水基废钻井液的分类代码为 071-001-S12。根据钻井物料消耗统计，本项目单口井水基钻井液用量 388m^3 ，单井水基钻井液损耗量 62m^3 ，本工程新钻油井 7 口，则水基废钻井液的量为 2282m^3 。本项目单井水基钻井施工 11d，则水基废钻井液每天产生量约 29.64m^3 。水基废钻井液排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路。

②油基废钻井液

油基废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于钢制油基泥浆槽内的油基泥浆，属于危险废物，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 071-002-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆。根据钻井物料消耗统计，本项目单口井油基钻井液用量 445m^3 ，单井油基钻井液损耗量 220m^3 ，本工程新钻油井 7 口，则油基废钻井液的量为 1575m^3 。本项目单井油基钻井施工 16d，则油基废钻井液每天产生量约 14.06m^3 。油基废钻井液排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后用作油田垫井场和通井路。

③水基钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆研磨破碎成岩屑，其中部分水基钻井岩屑混进水基泥浆中，剩余水基钻井岩屑经泥浆循环携带至井口，完井后进行无害化处理，根据《危险废物排除管理清单（2021 年版）》（生态环境部公告 2021 第 66 号），水基钻井岩屑不属于危险废物，属于一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），水基钻井岩屑的分类代码为 071-001-S12。根据第九采油厂多年钻井施

工统计分析，每钻井 1000m 进尺产生水基钻井岩屑 24m³。本项目水基钻井进尺 10101m，则水基钻井岩屑总产生量为 242.4m³。本项目单井水基钻井施工 11d，则水基钻井岩屑每天产生量约 3.15m³。水基钻井岩屑排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路。

④油基钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆研磨破碎成岩屑，其中部分油基钻井岩屑混进油基泥浆中，剩余油基钻井岩屑经泥浆循环携带至井口，完井后进行无害化处理，油基钻井岩屑属于危险废物，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 071-002-08。根据第九采油厂多年钻井施工统计分析，每钻井 1000m 进尺产生油基钻井岩屑 24m³。本项目油基钻井进尺 13112m，则油基钻井岩屑总产生量为 314.7m³。本项目单井油基钻井施工 16d，则油基钻井岩屑每天产生量约 2.81m³。油基钻井岩屑排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后用作油田垫井场和通井路。

⑤废射孔液

本项目新钻 7 口油井需进行射孔作业，作业过程中将产生废射孔液，由于本项目钻井阶段采用油基钻井泥浆，因此废射孔液中会含有油基成分，因此本项目产生的废射孔液属于危险废物，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 071-002-08。每口井产生废射孔液约 40m³，则共计产生废射孔液 280m³。本项目单井射孔时间约 1d，则废射孔液每天最大产生量约 40m³。废射孔液排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的污泥满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后用作油田垫井场和通井路。

⑥膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋

现场废弃包装袋主要为钻井材料中膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装，属于一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），废包装袋的分类代码为 900-003-S17。类比大庆油田多年钻井井场施工经验，单井膨润土、纯碱、

重晶石粉废包装袋产生量约为 0.02t，本项目新钻 7 口井，因此膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装袋产生量约为 0.14t。膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋统一收集后暂存于钻井液材料房内的加盖钢制桶内，施工结束后由施工单位拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理。

⑦钻井期含油废防渗布

为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井污水等污染地面从而造成对土壤、地下水的影 响，需要在钻井过程中在钻井平台附近铺设防渗布，由于防渗布可能会沾染油基泥浆，因 此含油防渗布属于危险废物，含油防渗布废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物， 危险废物代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油 的废弃包装物。本项目单座钻井井场铺设防渗布面积约 400m²，每平米防渗布重约 0.25kg， 本项目共 5 座钻井井场，故本项目钻井期共产生含油废防渗布 0.5t。钻井期含油废防渗布 集中收集暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理。

⑧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，属于一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年 第 4 号），施工废料的分类代码为 900-099-S59。管道施工废料产生量以 20kg/km 管道计， 本项目共新建管道 4.68km，因此，施工废料产生量约为 0.094t。施工废料采用收集桶回 收，最大限度回收利用后，剩余废料拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理。

⑨生活垃圾

本工程单井钻井施工 27d，钻井队在井人数 10 人。压裂及地面工程施工约 45d，施 工人数 15 人。施工期每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 1.28t。生 活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城 控电力有限公司处理。

表 3.12-4 本工程施工期固体废物产生量统计表

序 号	污染物名称	产生量	处置去向
1	水基废钻井液	2282m ³	排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃 钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉 运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建 设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水 质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求 后回注油层，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路。
2	水基钻井岩屑	242.4m ³	
3	油基废钻井液	1575m ³	排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托黑龙江迈景环保科技 有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至

4	油基钻井岩屑	314.7m ³	龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的污泥满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后用作油田垫井场和通井路。
5	废射孔液	280m ³	
6	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	0.14t	拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理
7	施工废料	0.094t	
8	钻井期含油废防渗布	0.5t	集中收集暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理
9	生活垃圾	1.28t	统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理

3.12.3.2 运行期污染源强核算

（1）废气

①烃类气体

由于本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，烃类气体的排放主要是某些设备的超压放空，储罐和管线的油气挥发以及天然气使用过程中的泄漏所致，主要排放地点为采油井场及集输场站。非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油田开采为 1.4175g/kg 原油，本工程建成后年产原油 2.21×10⁴t/a，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 31.327t/a。根据油田运行多年经验，其中油井井场占比约 30%，经核算本项目井场非甲烷总烃逸散量为 9.398t/a、1.073kg/h。

本项目新建废水回收点 1 座，对罐车拉运的敖南作业区油田废水进行暂时的缓冲、储存，废水回收点设计年周转注水井洗井废水 12261m³、注水管网清洗废水 12960m³、油水井作业污水 34390m³，合计含油污水 59611m³，根据油田运行多年经验，该类废水中含油量约 1000mg/L，则废水中含油量合计 59.611t，废水回收点新增非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油品存储为 0.123g/kg 原油，则敖南作业区废水回收点新增非甲烷总烃挥发量为 0.0073t/a，排放速率为 0.00084kg/h。

本项目新建井场及场站非甲烷总烃排放量汇总见表 3.12-5。

表 3.12-5 本项目井场非甲烷总烃排气量汇总表

序号	井场	非甲烷总烃排放量（t/a）	排放速率（kg/h）
1	1号平台井场	4028	0.46
2	敖 112-扶平 1	1343	0.153
3	敖 112-扶平 3	1343	0.153
4	敖 112-扶平 5	1343	0.153

5	敖 112-扶平 6	1343	0.153
6	敖南作业区废水回收点	0.0073	0.00084

②加热炉烟气

本工程运行期产生的废气主要来自依托转油站锅炉产生烟气，燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，并采用了低氮燃烧器。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，因此本项目仅计算污染物分单量。根据实测数据（见附件 8），敖南 2 转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值为 $9.7\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 最大值为 $85\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 最大值为 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 。能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。本项目建成后，根据项目方案分析，敖南 2 转油站新增耗气量为 $20.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。本项目建成后，依托场站加热炉烟气污染物分单量见表 3.12-6。

表 3.12-6 依托场站加热炉烟气污染物分单量

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
敖南 2 转油站	8m	20.4	263.16	0.0255	0.2237	0.0263

③温室气体

本项目温室气体排放涉及到运行期新建井场到转油站等运输处理环节，逸散排放主要为井口装置、接转站以及原油输送管道，产生的温室气体主要为油田伴生气中含有的甲烷，本项目产生的烃类气体与甲烷协同控制，采取在井口装置安装密封垫，原油集输采用密闭管道集输流程，最大限度减少温室气体的逸散。黑龙江省不属于大气污染重点管控区域，因此，不做定量分析。

（2）废水

本工程运营期产生的废水主要为正常工况下的油田采出水、非正常工况下的油井作业污水、洗井污水。

①油田采出水

根据开发指标预测，本项目油田采出水最大量为 $42000\text{t}/\text{a}$ ，污染因子主要为石油类、悬浮物。油田采出水管输进入敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

②作业污水

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

结合大庆油田有限责任公司第九采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，油井作业用水量约 4.2m³/井次，本项目共基建 7 口油井，则油井作业用水量约 19.6m³/a。作业污水产生量按用水的 95%计算，则作业污水产生量约为 18.6m³。此部分污水通过罐车回收拉运至新建的敖南作业区废水回收点缓冲、储存后集输至敖南联合站内阀组间集油系统，经集油系统管输至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

③洗井污水

本项目洗井用水来源为敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站的深度处理水，新建的 7 口油井采用化学加药配合电加热清防蜡工艺，洗井采用热洗车进行洗井，以清除套管结蜡，含蜡热洗水随集油管道进入集油系统，最终管输至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

(3) 噪声

本项目运营期噪声源主要来自抽油机机械噪声以及场站机泵运行噪声，参考《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）附录 A 中的噪声源强数据，本项目运营期主要噪声污染源强核算结果及相关参数一览表见表 3.12-8。

表 3.12-8 运营期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	数量	声源类型	噪声声源		
					核算方法	距声源距离	噪声值/dB(A)
井场	抽油	抽油机	7 台	连续	类比法	1m	65~80
敖南作业区 废水回收点	废水外输 装置	螺杆泵	2 台（运 1 备 1）	连续	类比法	5m	88~95

(4) 固体废物

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

①含油污泥

结合油田实际产生情况和多年统计数据，生产万吨原油的排泥量（固相）一般按约 0.3t 计算，本项目产能 2.21×10⁴t/a，则本项目含油污泥产生量 0.663t/a，为危险废物，危废类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，含油污泥产生于新建废水回收点内的卸液池中及依托场站各罐体中，由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司

公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。

②落地油

由于该区块地层压力较低，加上作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置，因此产生的落地油量很少。考虑意外情况且按最不利状态，一般每口井作业期间产生的落地油可按 50kg/井·次，作业频率一般 1.5 年，因此作业产生的落地油为 0.233t/a，落地油为危险废物，危废类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，作业期间铺设防渗布，落地油全部回收，由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，落地油回收率为 100%。

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 0.12t/a。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油防渗布废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，含油废防渗布由建设单位收集后暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理。

本项目危险废物具体情况见表 3.12-6。

表 3.12-6 本项目危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	油基废钻井液	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-002-08	1575m ³	钻井环节	半固体	废矿物油	废矿物油	钻井期	T	排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理
2	油基钻井岩屑	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-002-08	314.7m ³	钻井环节	固体	废矿物油	废矿物油	钻井期	T	
3	废射孔液	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-002-08	280m ³	钻井环节	半固体	废矿物油	废矿物油	射孔作业期	T	

4	钻井期含油废防渗布	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	0.5t	场地清理环节	固体	废矿物油	废矿物油	钻井期	T、I	集中收集暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理
5	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.663t/a	集输与处理环节	半固体	废矿物油	废矿物油	设备清淤每年一次	T、I	由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理达标后用作油田垫井场和通井路
6	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.233t/a	井下作业环节	半固体、固体	废矿物油	废矿物油	油井作业1.5年/次	T、I	
7	含油废防渗布	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	0.12t/a	场地清理环节	固体	废矿物油	废矿物油	作业1.5年/一次	T、I	收集后暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理

3.12.3.3 退役期污染源强核算

(1) 废气

退役期废气主要为场地清理平整过程中产生的粉尘、二次扬尘，以及施工设备和运输车辆尾气。

①施工扬尘

本项目退役期施工扬尘主要来自平整土地、材料运输、装卸等过程。本项目所在区域平坦空旷，大气扩散条件好。井场相对分散，且施工时间较短，在采取车辆密闭运输、洒水抑尘等措施后，退役期施工扬尘影响较小。

②车辆尾气

在退役期施工期间，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，施工车辆选用高标号汽柴油，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。

(2) 废水

本项目退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理。退役期施工约 30d，施工人数 20 人，根据黑龙江省地方标准《用水定额》(DB23/T727-2021)，生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 48m³。生活污水产生量按生活用水的 80%计算，

则生活污水产生量为 38.4m³。退役期生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

(3) 噪声污染源项分析

退役期产生的噪声主要施工机械和车辆运营噪声，参考《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）附录 A 中的噪声源强数据，本项目噪声源具体排放情况见表 3.12-7。

表 3.12-7 本项目施工期噪声源统计表

序号	设备名称	声源性质	噪声值 dB(A)	测点距声源距离
1	挖掘机	非连续稳态声源	82~90	5m
2	吊装机	连续稳态声源	73~81	5m
3	推土机	非连续稳态声源	83~88	5m
4	运输车辆	非连续稳态声源	82~90	5m

(4) 固体废物

退役期固体废物主要为废旧设备、封井建筑垃圾、生活垃圾。

①废旧设备

退役期退役管线两段封堵后直埋处理，对退役油井的井口设备进行拆除，包括抽油机、电动机、控制柜、柱上变电站等设备，其中抽油机 7 台、电动机 7 台、控制柜 7 台、柱上变电站 5 座，共计 26 台套。拆除的废旧设备全部回收至第九采油厂物资库。

②封井建筑垃圾

本项目退役期井场地面设施拆除、场地清理过程会产生少量建筑垃圾，根据大庆油田已有生产经验，单井封井建筑垃圾产生量为 0.2t，本工程共布设 7 口油井，故封井建筑垃圾产生量约为 1.4t。封井建筑垃圾统一收集后拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾调配场处理。

③生活垃圾

本项目退役期施工人员 20 人，施工约 30d，退役期每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，退役期生活垃圾产生量为 0.3t。生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理。

表 3.12-8 本项目退役期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	废旧设备	26 台套	一般废物	全部回收至第九采油厂物资库
2	封井建筑垃圾	1.4t	/	统一收集后拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾调配场处理
3	生活垃圾	0.3t	/	统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期

				由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理

本项目施工期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-9~表 3.12-12, 运行期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-13~表 3.12-16, 退役期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-17~表 3.12-20。

表 3.12-9 施工期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时 间
				核算方 法	废气产生 量 m³	产生 浓度 mg/m³	产生量 t	工艺	效率%	核算 方法	废气排 放量 m³	排放浓度 mg/m³	排放量 t	
钻井 井 场、 管线 施工	场地	施工扬 尘	颗粒物	/	/	/	1.21	洒水抑尘，TSP 去除效率 96%		/	/	/	1.21	施工 期
	柴油 机	井场柴 油机烟 气	SO ₂	产污系 数法	557.1 万	/	1.04	/	/	排污 系数 法	557.1 万	/	1.04	钻井期
			NO _x			/	1.356					/	1.356	
			烟尘			/	0.144					/	0.144	
			CO			/	0.362					/	0.362	
			HC			/	0.989					/	0.989	
	车辆	车辆尾 气	NO ₂ 、 CO、 HC	由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确 定，固不对其进行定量计算				施工车辆选用高 标号汽柴油，尾 气达标排放		/	/	/	/	施工 期
	焊机	施工场 地	CO CO ₂ O ₃ NO _x	焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小				/		/	/	/	/	施工 期

表 3.12-10 施工期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间
				核算方法	废水产生量 m³	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率 /%	核算方法	废水排放量 m³	排放浓度 mg/L	排放量 t	
钻井	冲洗钻台、钻具等设备	水基钻井废水	COD、SS	类比法	191.9 2	/	/	排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理	100	类比法	0	0	0	钻井期
		油基钻井废水	COD、SS、石油类	类比法	249.1 3	/	/	排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	100	类比法	0	0	0	钻井期
管线试压	试压	试压废水	SS	类比法	24.7	/	/	由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层	100	类比法	0	0	0	管线试压期间

压裂	压裂车	压裂返排液	COD、SS		490	/	/	由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理，分离出污水经新一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	100		0	0	0	压裂期
施工	生活	生活污水	COD		164.2	300	0.049	钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理	/		164.2	300	0.049	施工期
			氨氮			30	0.0049		/			30	0.0049	

表 3.12-11 施工期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型（频发、偶发等）	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间
				核算方法	噪声值/dB（A）	工艺	降噪效果/dB（A）	核算方法	噪声值/dB（A）	
钻井井场 管线施工	施工机械	柴油发电机	连续稳态声源	类比法	120~130	基础减震、隔声	-30	类比法	90~100	施工期
		挖掘机	非连续稳态声源		82~90	定期维护保养	/	类比法	82~90	
		推土机	非连续稳态声源		83~88	定期维护保养	/	类比法	83~88	
		钻机	连续稳态声源		95~105	减振、低噪电机	-5	类比法	90~100	
		泥浆泵	连续稳态声源		88~95	基础减震	-5	类比法	83~90	

		钻井泵	连续稳态声源		88~95	基础减震	-5	类比法	83~90	
		振动筛	连续稳态声源		95~105	基础减震	-5	类比法	90~100	
		搅拌机	连续稳态声源		100~110	基础减震、隔声	-15	类比法	85~95	
		压路机	非连续稳态声源		80~90	定期维护保养	/	类比法	80~90	
		电焊机	连续稳态声源		60~70	选取低噪声设备	/	类比法	60~70	
		运输车辆	非连续稳态声源		82~90	定期维护保养	/	类比法	82~90	
		压裂车	连续稳态声源		70~75	定期维护保养	/	类比法	70~75	
		混砂车	连续稳态声源		80~90	定期维护保养	/	类比法	80~90	

表 3.12-12 施工期固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况		处置措施		最终排放去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
钻井及地面建设	水基废钻井液	类比法	2282m ³	无害化处理	2282m ³	排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路
	水基钻井岩屑	类比法	242.4m ³	无害化处理	242.4m ³	
	油基废钻井液	类比法	1575m ³	无害化处理	1575m ³	排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的污泥满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后用作油田垫井场和通井路。
	油基钻井岩屑	类比法	314.7m ³	无害化处理	314.7m ³	
	废射孔液	类比法	280m ³	无害化处理	280m ³	
	生活垃圾	类比法	1.28t	焚烧发电	1.28t	统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运

						至大庆城控电力有限公司处理
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	类比法	0.14t	填埋处理	0.14t	由施工单位拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理
	施工废料	类比法	0.094t	填埋处理	0.094t	
	钻井期含油废防渗布	类比法	0.5t	填埋处理	0.5t	集中收集暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理

表 3.12-13 运营期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间/h
				核算方法	废气产生量万 m³/a	产生浓度 mg/m³	产生量 t/a	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量万 m³/a	排放浓度 mg/m³	排放量 t/a	
原油开采	1号平台井场	无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	—	—	4028	—	0	产污系数法	—	—	4028	8760
	敖 112-扶平 1			产污系数法	—	—	1343	—	0	产污系数法	—	—	1343	8760
	敖 112-扶平 3			产污系数法	—	—	1343	—	0	产污系数法	—	—	1343	8760
	敖 112-扶平 5			产污系数法	—	—	1343	—	0	产污系数法	—	—	1343	8760
	敖 112-扶平 6			产污系数法	—	—	1343	—	0	产污系数法	—	—	1343	8760
	敖南作业区废水回收点			产污系数法	—	—	0.0073	—	0	产污系数法	—	—	0.0073	8760
原油开采、原油集输、油气处理	井场及场站	井场及场站无组织排放	温室气体	少量				密闭集输	0	—	—	—	—	8760
油气集		加热	颗粒物	类比法	263.16	9.7	0.0255	—	0	实测法、类	263.16	9.7	0.0255	8760

输	敖南 2 转 油站	炉排 气筒	NO _x			85	0.2237		0	比法		85	0.2237	
			SO ₂			10	0.0263		0			10	0.0263	

表 3.12-14 运营期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施	污染物排放				排放时 间 (h)
				核算 方法	产生 废水量 (t/a)	产生浓度 (mg/L)	产生 量 (t/a)		核算 方法	排放废 水量 (t/a)	排放浓度 (mg/L)	排放量 (t/a)	
油井作 业	油井	作业 污水	石油类	类 比 法	18.6	1000	0.0186	通过罐车回收后 拉运至敖包塔 1 号含油污水处理 站、敖包塔 2 号 含油污水处理站 处理达标后回注 油层	/	/	/	/	油井作 业期
原油 集输	原油处理 装置	油田 采出 水	石油类	物 料 衡 算 法	42000	1000	42	管输进入敖包塔 1 号含油污水处 理站、敖包塔 2 号含油污水处 理站处理达标后回 注油层	/	/	/	/	8760

表 3.12-15 运营期噪声污染源源强核算结果及相关参数表

工序/生 产线	装置	噪声源	声源类 型	噪声声源		降噪措施		噪声排放值		持续时间 (h)
				核算方法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB (A)	
井场	抽油	抽油机	连续	类比法	65-80	低噪声设备、定期保养	/	类比法	65-80	8760

敖南作业区废水回收点	废水外输装置	螺杆泵	连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760

表 3.12-16 运营期固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序/生产线	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量 (t/a)	工艺	处置量 (t/a)	
原油集输	场站	含油污泥	危险废物	类比法	0.663	热解+冷凝	0.663	由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理达标后用作油田垫井场和通井路
油井作业	油井	落地油	危险废物	类比法	0.233	热解+冷凝	0.233	
油井作业	油井	含油废防渗布	危险废物	类比法	0.12	收集后暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理	0.12	由有资质单位进行处理

表 3.12-17 退役期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 d
				核算方法	废气产生量 m ³	产生浓度 mg/m ³	产生量 t	工艺	效率%	核算方法	废气排放量	排放浓度 mg/m ³	排放量 t	
施工	施工场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	少量	车辆密闭运输、施工材料覆盖、洒水抑尘		/	/	/	少量	30
	车辆	车辆尾气	NO ₂ 、CO、HC	/	/	/	少量	施工车辆选用高标号汽柴油，尾气达标排放		/	/	/	/	30

表 3.12-18 退役期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 d
				核算方法	废水产生量 m³	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率 /%	核算方法	废水排放量 m³	排放浓度 mg/L	排放量 t	
施工	生活	生活污水	COD	类比法	38.4	300	0.0115	排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理	/	类比法	38.4	300	0.0115	30
			氨氮			30	0.00115		/			30	0.00115	

表 3.12-19 退役期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型（频发、偶发等）	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间 d
				核算方法	噪声值/dB（A）	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值/dB（A）	
退役井场、管线施工	施工机械	挖掘机	非连续稳态声源	类比法	82~90	定期维护和保养	/	类比法	82~90	30
		吊装机	连续稳态声源		73~81		/	类比法	73~81	
		推土机	非连续稳态声源		83~88		/	类比法	83~88	
		运输车辆	非连续稳态声源		82~90		/	类比法	82~90	

表 3.12-20 退役期固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况		处置措施		最终排放去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
工序	生活垃圾	类比法	0.3t	焚烧	0.3t	统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理
	封井建筑垃圾	类比法	1.4t	填埋处理	1.4t	统一收集后拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾调配场处理
	废旧设备	类比法	26 台套	回收再利用	26 台套	全部回收至第九采油厂物资库

3.12.4 污染物“三本帐”汇总

由于本项目施工期、退役期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，本项目运营期废水、固体废物不排入外环境，因此，本次评价只对本项目运营期大气污染物排放情况进行核定，污染物“三本帐”汇总见表 3.12-21。

表 3.12-21 污染物“三本帐”汇总一览表

污染物名称		单位	现有工程排放量	以新代老消减量	本工程排放量	总排放量	排放增减量
废气	烟气量	10 ⁴ m ³ /a	2885.54	0	263.16	3312.41	+263.16
	颗粒物	t/a	0.3	0	0.0255	0.35	+0.0255
	NO _x	t/a	2.626	0	0.2237	3.0486	+0.2237
	SO ₂	t/a	0.323	0	0.0263	0.3785	+0.0263
	非甲烷总烃	t/a	33.01	0	31.3343	91.69	+31.3343
废水	废水量	万 m ³ /a		0	0		0
	COD	t/a		0	0		0
	氨氮	t/a		0	0		0
固体废物		t/a	0	0	0	0	0

3.13 清洁生产分析

3.13.1 钻井过程的清洁生产工艺

(1) 区块布井尽量采用丛式井，不但最大限度减少废物排放，而且减少了井场占地，从而减轻了对土壤、生态及植被的影响。

(2) 作业井场将采用泥浆循环系统及落地油回收系统等环保设施，最大限度地减少废弃泥浆的产生和污染物的排放。

(3) 固井工艺采用一次上返、全井段封固。若水泥浆没有返至地面，采用“一次上返+井口回填”固井工艺。优先采用“常规密度+低密度”水泥浆体系，一次上返固井工艺，实现全井段封固。避免了各个含水层之间的地下水串层以及套外返水事故对地下水的污染。同时，固井水泥中加入防窜降失水剂，有效控制了泥浆的失水。

(4) 在钻井时，井口安装井控装置，最大限度的避免井喷事故的发生。在修井时，安装封井器，避免原油、污水喷出。

3.13.2 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，产生的作业污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%。

(4) 压裂液使用无毒无害可回收的压裂液，压裂返排液全部罐车收集，进罐率达到 100%，减少对环境的危害。

3.13.3 油气集输的清洁生产

(1) 优化布局

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

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

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

(2) 油气集输采用全密闭集输流程

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

(3) 油田采出水处理

为了保护环境和节约用水，本项目运行期油田采出水全部经敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

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

3.13.4 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	在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗措施预防燃料泄漏对环境的污染	钻井过程使用柴油均储存在井场柴油罐中，柴油灌区设置围堰并采取重点防渗措施，避免泄漏	符合
5	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系，配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上，钻井过程产生的废水应回用	本项目钻井期间配备完善的固控设备，使用的钻井泥浆循环率达到 95%以上，水基钻井废水排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。油基钻井废水排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。	符合
6	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	本项目压裂作业过程地面管线采取防刺、防漏、防溢等措施。	符合
7	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出	本项目油田采出水管输进入敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田	符合

	水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回注于注汽锅炉	地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层	
8	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 3000m³ 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 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%	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

根据上表，本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中对清洁生产各项指标的要求，符合清洁生产要求，清洁生产水平达到国内先进水平。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境状况

4.1.1 地理位置

本项目位于大庆市肇源县茂兴镇邱家窝棚屯西北侧及超等乡博尔诺村东北侧，地理坐标为东经 124°35'32.741"~124°37'13.762"，北纬 45°31'28.152"~45°36'58.285"。具体地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

评价区位于肇源县境内，地处松嫩平原中部。境内地势西南偏低，东北偏高，相对高差较小，整个区域海拔高度在 122~175m 之间。地貌基本特征表现为波状起伏的低平原，其上植被发育较差；平地上多为草原，间有许多面积不大的盐碱小丘；低处多为排水不畅的季节性积水洼地和低位沼泽，以及大大小小的水泡子。

4.1.3 气象特征

该地区属北温带大陆性季风气候，四季分明，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响较大，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而温湿多雨，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短，冻土深达 2-2.2m。

气温：年平均气温 3.3℃，年极端最高气温 38.9℃，年极端最低气温-36.2℃。

风速：平均风速 3.7 m/s，年最大风速为 22.7m/s。

降水量：年平均 442.0mm，年最大降水量 651.2 mm。

降雪量：平均积雪 158d，最大积雪深度 220.0mm。

蒸发量：年平均蒸发量 1531.4mm，年最大蒸发量 1711.0mm，年最小蒸发量 1378.4mm。

湿度：年平均相对湿度为 63%。

年日照时数：2595.8 小时。

4.1.4 地表水体

区域内主要降水类型为大气降水，主要降水分布在 6 月~8 月末，最高水位出现在 8 月上旬~9 月下旬，最低水位出现在 3 月下旬~4 月上旬。区块内地势总体上较平坦，起伏不大，地表径流排泄条件一般。区域内地表水文状况属安达闭流区，无天然河流，但天然水泡子较多，大气降水都汇集到低洼地，无法排出区外。

本项目周边分布较近的地表水体主要为博尔诺泡、无名泡。博尔诺泡位于敖南作业区废水回收点东南侧 520m，为季节性水泡，主要功能汇集雨水、灌溉农田，水域面积约

13.81km²，平均水深 1.2m。无名泡位于敖 112-扶平 1 西南侧 90m、2#4 阀组间 5 环集油管道西侧 85m，为季节性水泡，主要功能汇集雨水，水域面积约 0.365km²，平均水深 0.8m。

4.1.5 水文地质

4.1.5.1 地质特征

（1）地质构造

项目所在调查区域内新近系上统泰康组比较发育，形成了一套河床相厚层砂砾岩，为地下水的富集创造了良好的空间条件。

（2）地层概况

根据区域地质及水文地质钻探资料分析，区域新生代以来区域主要沉积的地层有白垩系明水组和新近系泰康组及第四系地层。

①白垩系上统明水组（K_{2m}）

A、明水组一段（K_{2m1}）

明水组一段由灰绿色砂岩、泥质砂岩夹灰黑色、灰色泥岩组成的两个明显正旋回沉积物组成。明水组一段在区内的厚度变化较大，埋藏较深，由西向东逐渐变薄，一般为 220~160m，地层厚度 70~130m。明水组一段与下伏四方台组地层呈不整合接触。

B、明水组二段（K_{2m2}）

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

②第三系泰康组（N_{2t}）

区域泰康组分布在区域内。地层顶部埋深厚度 65.0~75.0m，变化趋势由南向北厚度逐渐增大，地层厚度 50.0~65.0m。上部为较薄的灰绿色、黄绿色泥岩，局部为砂质泥岩、泥质砂岩或粉砂岩构成厚度不等的交互层，中下部为厚层块状河床相沉积的灰白色砂砾岩。地层结构表现为上细下粗的明显正旋回特征。

泰康组地层与下伏白垩系上统明水组呈角度不整合接触。

③第四系（Q）

A、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。

B、上更新统齐齐哈尔组 (Q₃)

广泛分布于区域，地层厚度为 15.0~20.5m。岩性主要为黄土状亚粘土和灰褐色亚粘土，局部夹粉土、粉细砂层，微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙。

C、中更新统荒山组 (Q₂)

广泛分布区域，地层厚度为 40.0~47.5m。岩性灰色、灰黑色粘土局部夹细砂层，微显层理，结构致密，局部由铁质浸染。

D、白土山组 (Q₁)

区域均有分布，分布不均，岩性为乳白色砂砾石，局部有少量的杂色中粗砂沉积层，埋深 25.0~70.0m，地层厚度 2.0~7.5m。

第四系与下伏新近系泰康组地层为不整合接触。

4.1.5.2 地下水含水层

(1) 第四系松散岩类孔隙潜水含水层

评价区域第四系松散岩类孔隙潜水含水岩组主要为中更新统齐齐哈尔组，富集在亚砂土和粉细砂层，且分布不稳定，形成了厚度不等的孔隙潜水层。水位埋深不稳定，不均一，区域地层厚度为 20~50m，潜水含水层厚度 15~20m，单井涌水量 1500~3000m³/d。

(2) 第四系松散岩类孔隙承压水含水层

该含水层广泛分布在调查区域内，岩性为乳白色砂砾石，局部有少量的杂色中粗砂沉积层，埋深 60~70m，地层厚度 2.5~5.5m。

(3) 新近系泰康组承压含水层

该泰康组承压含水层广泛分布在调查区域内，该含水层由新近系上新统泰康组中粗砂岩、灰白色砂砾岩、灰白色粉砂岩组成。区域含水层埋深 50~100m，含水层厚度 20~40m，单井涌水量 3000~8000m³/d，水量丰富，水质较好，具有开采价值。该含水层为区域地下水的主要开采目的含水层，是本次评价主要考虑影响的承压含水层。

(4) 白垩系明水组砾岩承压含水层

明水组二段：岩性主要是含中粗砂岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布不均，连续性较差，透水性一般、富水性一般，含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数较多，含水层顶板埋深 160~220m，二段含水层组单井涌水量一般可达 1000~2000m³/d。

明水组一段：岩性主要是含砾砂岩和砂砾岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布稳定性较好，透水性一般、富水性一般，一段含砾砂岩含水层单层厚度较薄，含水层厚度 10~45m，含水层顶板埋深 240~260m。单井涌水量一般都能达到 500~2000m³/d。

项目所在区域水文地质图见附图 11，区域水文地质剖面图见附图 12，区域水文地质柱状图见附图 13。

4.1.5.3 地下水循环条件

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

(1) 地下水补给

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

侧向补给：在天然条件下，主要来自区域以外广泛连续分布的同一含水层中的地下水，地下水在水动力驱动下，通过水平方向径流补给区域内地下水。

第四系潜水含水层地下水补给主要为大气降水入渗补给。

新近系泰康组含水层地下水补给主要为地下水径流补给、第四系垂向渗透补给以及各含水层之间的越流补给。

白垩系明水组含水层地下水补给主要为地下水径流补给、第四系及新近系泰康组垂向渗透补给以及各含水层之间的越流补给。

(2) 地下水径流

项目区内地下水的径流方向在不同层位有所不同。上部潜水含水层主要由亚砂土和粉细砂组成，颗粒较细，分布不连续，透水性较差，且受地形影响，地下水径流滞缓，项目区范围内地下水流向不明显，区域潜水总体流向随地势由东北向西南流。而新近系泰康组承压含水层是该区供水的主要来源，地下水开采量较大而且相对集中，区域水位下降较大，但就区域而言，并没有改变该承压含水层地下水径流方向，区域承压水的径流方向则为西北向东南。

(3) 地下水的排泄

根据调查区的地质及水文地质条件和地下水开采情况分析，地下水的排泄方式主要有三种：蒸发排泄、地下水的径流排泄、地下水人工开采排泄。其中侧向径流和人工开采是区域承压含水层主要的排泄途径。

4.1.5.4 地下水动态变化

(1) 潜水地下水水位动态变化特征

区域潜水含水层埋深较浅，含水层岩性为亚砂土和粉细砂，水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大。孔隙潜水在丰水期和枯水期水位随着降水量的大小而变化，枯水期一般出现在 4~5 月份，这是因为前一年的 11 月份到本年 2 月份处于冻结期，补给量明显减小，地下水位处于缓慢下降阶段；4 月份春季降水少，蒸发强烈，潜水水位持续下降并达到最低水位，形成枯水期。此后随着降水量的增加，地下水位缓慢上升，至 7~8 月

份雨季到来，地下水位急剧上升并达到峰值。此后降水量减少，地下水位开始缓慢下降到翌年。

根据区域地下水文地质资料及文献资料，肇源县地形总趋势是东北略高，西南部略低，地下水潜水受地势影响，整体流向为由东北向西南，地下水潜水最终流向西南补给嫩江。同时，结合本项目监测的地下水水位数据绘制的等水位线图判定，本项目所在区域潜水流向为由东北向西南。

(2) 承压水地下水水位动态变化特征

区域承压水主要含水层为新近系泰康组承压含水层，承压水受多年地下水开采，承压水地下水位总的趋势呈下降趋势，但下降幅度不大。根据近年区域地下水动态监测分析，水位下降到 4.2~5.5m，年度水位变化受降雨和人工开采影响较大，目前地下水位基本处于稳定。

根据区域地下水文地质资料及文献资料，肇源县区域主要开采的承压水层为新近系泰康组，结合本项目监测的地下水水位绘制的等水位线图判定，本项目所在区域承压水流向为由西北向东南。

根据该地区水文地质调查资料，本项目所在区域属于同一个水文地质单元，水文地质条件基本一致。本次评价主要从整个区域地下水的流向，并结合项目所在大部分区域地下水的主要流向，考虑项目非正常工况对区域地下水的影响进行分析。

4.1.5.5 包气带现状

(1) 第四系包气带地层特征

评价区内第四系松散堆积层发育，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。区内包气带厚度为 3.68~6.93m，岩性主要为：

- ①粉质粘土：黄褐色，冲积。土质较均匀，表面稍有光泽，无摇振反应，干强度中等，韧性中等可塑。
- ②粉细砂：灰黄-灰色，颗粒不均，稍密-中密，级配较差，稍湿-饱和，主要矿物成分为石英、长石。

(2) 建设场地包气带防污性能

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）天然包气带防污性能分级参照表，本项目建设场地区包气带防污性能分级见表 4.1-1。

表 4.1-1 包气带防污性能分级

分级	包气带岩土渗透性能
强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定。
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定。岩

	(土)层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$, 渗透系数 $1 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4} cm/s$, 且分布连续、稳定。
弱	岩(土)层不满足上述“强”和“中”条件。

本区域包气带厚度 3.68~6.93m (大于 1.0m), 区域包气带岩性为粉质粘土、粉细砂, 对照水文地质参照表, 渗透系数为 $5.79 \times 10^{-5} - 2.89 \times 10^{-4} cm/s$ ($> 1 \times 10^{-6} cm/s$, $< 1 \times 10^{-4} cm/s$), 由此可知, 项目区域包气带防污性能为“中”。

4.1.6 土壤情况

评价区地处松嫩平原, 根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台 (<http://www.soilinfo.cn/map/>) 资料显示, 本项目评价范围内土壤种类主要为草甸土。区域土壤类型分布图见附图 14。

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。

4.1.7 植被情况

本项目开发区域内天然植被主要为水泡以及村屯周边荒草地, 主要生长有盐爪爪、盐蒿、马蔺等植被。区域内农作物主要为玉米、花生、谷子、绿豆、土豆、白菜及其它应季蔬菜等。区域内农田、道路等周边防护林主要为人工种植的杨树林。

4.1.8 动植分布

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

4.2 环境保护目标调查

本项目区域范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区, 不涉及永久基本草原、自然公园(森林公园、地质公园、海洋公园等)、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域, 不涉及以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域, 以及文物保护单位等环境敏感区, 也不在生态保护红线范围内。项目占地类型为耕地(基本农田)及草地(非基本草原), 开发区域不涉及地下水水源井。根据《大庆市水土保持规划(2015~2030)》, 本项目位于

水土流失重点治理区。根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，本项目所在的肇源县为防沙治沙区。

（1）水土流失重点治理区

本项目建设地点位于大庆市肇源县茂兴镇邱家窝棚屯西北侧及超等乡博尔诺村东北侧，根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），本项目位于水土流失重点治理区，该区土壤退化、盐渍化、水体污染等水土流失较严重、对当地和下游易造成较大危害，土壤侵蚀强度为轻度以上，多为轻中度侵蚀。且区域内人为活动较为剧烈，容易发生严重水土流失。该区域工作重点是采取工程、林草、封育治理和耕地等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。推广先进适用的科技成果，加快治理进度。治理后应强化监督管理和管护，巩固治理成果，促进区域生态环境恢复和经济发展。

（2）防沙治沙区

根据《黑龙江省防沙治沙条例》，肇源县为防沙治沙区，重点治理流动、半流动沙地的风沙危害。本工程占地为耕地（非基本农田）、草地（非基本草原），植被覆盖度较高，占地区域不存在裸露的盐碱地。本工程的建设活动会对地表植被造成破坏，在短期内出现局部裸地，土壤层次、结构发生了改变，若不及时恢复，由于水土流失加剧增加了土地沙化的可能性。因此施工期须严格落实各项生态保护措施及生态减缓措施，严格控制施工作业占地范围，施工结束后对施工场地地表植被进行恢复，路基边坡采取种草措施护坡固土，尽量减少工程建设对土地沙化的影响。

（2）居住区

本项目周边 2.5km 范围内主要分布有邱家窝棚屯、合心村、姜家窝棚屯、博尔诺村、五家子屯、共和蒙古族村。根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11 号），区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准，项目所在区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，项目区域周边居住区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准。

（3）占地类型

根据工程占地统计情况，本项目总占地 8.67hm²，其中永久占地 1.116hm²，临时占地 7.554hm²，根据土地利用现状调查，占地类型为耕地（基本农田）及草地（非基本草原）。根据《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日修订），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。本工程须取得用地审批，且占补要求满足《基本农田保护条例》等法律法规要求的“占一补一，质量相等”方可建设。施工前，对施工场地的表土进行剥离，设置表土剥离临时堆存区，用于堆放剥离的表土层（农田的耕作层），并对剥离的表土进行养护和管理，在施工结束后，对临时占用基本农田进行植被恢复，回填表土层，对耕地进行复垦。永久占地剥离的表土按照《中华人民共和国土地管理法》中“占多少、垦多少”的原则用于易地补充耕地的表土、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

（4）地表水体

本项目附近地表水体为博尔诺泡、无名泡，根据《大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分》（庆政发〔2019〕11号），博尔诺泡、无名泡均未划分水环境功能区，由于博尔诺泡、无名泡主要功能汇集雨水、灌溉农田，参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中的V类。

（5）地下饮用水源保护区

根据《全省地市级饮用水水源保护区基础信息名录（2022年）》、《全省县区级饮用水水源保护区基础信息名录（2022年）》《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等11个地市384个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2019〕118号）和《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨市等市（地）197个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2020〕97号）以及现场实际勘察，调查区域内无集中式饮用水水源，调查区域内分布有邱家窝棚屯饮用水井、合心村饮用水井、姜家窝棚屯饮用水井、赵家窝棚饮用水井、王大酒娄屯饮用水井、博尔诺村饮用水井、五家子屯饮用水井、共和蒙古族村饮用水井、铁奎屯饮用水井等，调查区域内村屯内有少量水井用于灌溉和喂养牲畜，为非饮用水源。

4.3 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2025年4月25日-5月1日对评价范围内环境空气、土壤环境、地表水环境、地下水环境、包气带、声环境质量现状进行了监测。

4.3.1 环境空气质量现状监测与评价

4.3.1.1 环境空气质量达标区判定

本项目区域环境空气质量引用《2024年大庆市生态环境状况公报》，2024年，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓度为 $7\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $4\sim 17\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国

家环境空气质量一级标准限值；二氧化氮年均浓度为 18μg/m³，日均值浓度范围为 4～48μg/m³，优于国家环境空气质量一级标准限值；可吸入颗粒物(PM₁₀)年均浓度为 48μg/m³，优于国家环境空气质量二级标准限值；细颗粒物(PM_{2.5})年均浓度为 32μg/m³，优于国家环境空气质量二级标准限值；一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数为 0.8mg/m³，24 小时平均浓度范围为 0.2～1.3mg/m³，优于国家环境空气质量一级标准限值；臭氧日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 114g/m³，日最大 8 小时平均浓度范围为 13～180μg/m³，优于国家环境空气质量二级标准限值。

本项目区域空气质量现状评价见表 4.3-1。

表 4.3-1 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	7μg/m³	60μg/m³	11.7%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	18μg/m³	40μg/m³	45%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	48μg/m³	70μg/m³	68.6%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	32μg/m³	35μg/m³	91.4%	达标
CO	第 95 位日平均质量浓度	0.8mg/m³	4mg/m³	20%	达标
O ₃	第 90 位 8h 平均质量浓度	114μg/m³	160μg/m³	71.3%	达标

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

4.3.1.2 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。由于本项目井位与场站分布较分散，因此根据区域井位及场站分布特点，本项目共布设 4 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 2025 年 4 月 25 日至 2025 年 5 月 1 日对评价区域特征污染物进行环境质量现状补充监测，区域特征污染物为非甲烷总烃、TSP，具体点位见表 4.3-2，现状监测点位见附图 15。

表 4.3-2 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
		经度	纬度				
1	拟建敖南作业区 废水回收点	124.61957	45.61608	非甲烷总 烃、	2025.04.25- 2025.05.01	拟建场站	--
2	拟建敖南作业区	124.62155	45.60923			敖南作业区废水回	800m

	废水回收点东南侧 800m 处			TSP		收点东南侧	
3	拟建敖 112-扶平 3 井场	124.60813	45.52448			拟建井场	--
4	邱家窝棚屯	124.62243	45.52153			敖 112-扶平 3 井场 东南侧	840m

(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、TSP。

(3) 监测频次

非甲烷总烃监测频次为连续 7 天,每天采样 4 次,监测小时值;TSP 监测频次为连续 7 天,监测日均值,每日监测 24 小时。

(4) 评价方法

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

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

式中: I_i —第 i 种污染物的最大浓度占标率, %;

C_i —第 i 种污染物平均浓度, mg/m^3 ;

C_{oi} —第 i 种污染物环境质量标准, mg/m^3 。

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

(5) 评价标准

非甲烷总烃执行《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,TSP 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单中的二级标准。

(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 4.3-3。

表 4.3-3 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 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	监 测 浓 度 范 围 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	最 大 浓 度 占 标 率 %	超 标 率 %	达 标 情 况
	经度	纬度							
拟建敖南作业区 废水回收点	124.61957	45.61608	非 甲 烷	1h	2000	430-660	33	0	达标
拟建敖南作业区	124.62155	45.60923			2000	400-630	31.5	0	达标

废水回收点东南侧 800m 处			总 烃						
拟建敖 112-扶平 3 井场	124.60813	45.52448			2000	420-650	32.5	0	达标
邱家窝棚屯	124.62243	45.52153			2000	430-630	31.5	0	达标
拟建敖南作业区 废水回收点	124.61957	45.61608	TSP	24h	300	50-66	22	0	达标
拟建敖南作业区 废水回收点东南 侧 800m 处	124.62155	45.60923			300	51-65	21.7	0	达标
拟建敖 112-扶平 3 井场	124.60813	45.52448			300	50-64	21.3	0	达标
邱家窝棚屯	124.62243	45.52153			300	52-65	21.7	0	达标

评价结果表明，评价区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³标准要求，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准，说明评价区域内大气环境质量较好。

4.3.1.3 滚动开发区块建设项目近 5 年的区域环境质量

本项目为滚动开发区块建设项目，项目近 5 年的区域基本污染物环境质量引用《2020 年大庆市生态环境状况公报》《2021 年大庆市生态环境状况公报》、《2022 年大庆市生态环境状况公报》、《2023 年大庆市生态环境状况公报》、《2024 年大庆市生态环境状况公报》。本项目区域内近 5 年未进行过非甲烷总烃环境质量的监测，本项目环评期间委托大庆中环评价检测有限公司于对非甲烷总烃进行了环境质量现状补充监测。项目区域近 5 年的区域环境质量统计数据见表 4.3-4。

表 4.3-4 项目区域近 5 年的区域环境质量统计数据表

统计时段	SO ₂ 年均浓度	NO ₂ 年均浓度	PM ₁₀ 年均浓度	PM _{2.5} 年均浓度	CO 第 95 位日平均质量浓度	O ₃ 第 90 位 8h 平均质量浓度	非甲烷总烃 1 小时平均浓度
2020 年	9μg/m³	18μg/m³	45μg/m³	28μg/m³	1.1mg/m³	130μg/m³	/
2021 年	9μg/m³	18μg/m³	41μg/m³	27μg/m³	0.9mg/m³	126μg/m³	/
2022 年	7μg/m³	16μg/m³	38μg/m³	26μg/m³	0.9mg/m³	110μg/m³	/
2023 年	6μg/m³	17μg/m³	41μg/m³	26μg/m³	0.8mg/m³	116μg/m³	/
2024 年	7μg/m³	18μg/m³	48μg/m³	32μg/m³	0.8mg/m³	114μg/m³	/
2025 年	/	/	/	/	/	/	0.4-0.66mg/m³
标准	60μg/m³	40μg/m³	70μg/m³	35μg/m³	4mg/m³	160μg/m³	2mg/m³
达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标

以上统计结果表明，项目区域内环境质量良好，各污染物浓度没有明显增加，且均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，区域内非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 标准要求，说明滚动开发区块未对区域环境空气质量造成明显影响。

4.3.2 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 4.3-4 地下水环境现状监测频率参照表

评价等级	水位监测频率			水质监测频率		
分布区	一级	二级（√）	三级	一级	二级（√）	三级
山前冲（洪）积	枯平丰	枯丰	一期	枯平丰	枯丰	一期
滨海（含填海区）	二期 a	一期	一期	一期	一期	一期
其他平原区（√）	枯丰	一期（√）	一期	枯	一期（√）	一期
黄土地区	枯平丰	一期	一期	二期	一期	一期
沙漠地区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
丘陵山区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
岩溶裂隙	枯丰	一期	一期	枯丰	一期	一期
岩溶管道	二期	一期	一期	二期	一期	一期
a “二期”的间隔有明显水位变化，其变化幅度接近年内变幅。						

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。本项目涉及多个井场和 1 座场站，且较分散，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中要求“涉及两个或两个以上站场时，可根据评价等级优化调整地下水环境现状监测点布设，每个场地下游至少保证一个监测点，整体数量应满足最高评价等级的监测点数要求”。因此为满足监测布点要求，本项目共布设 14 个水质监测点和 29 个水位监测点。

4.3.2.1 地下水位监测

（1）监测点位

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），项目区域内共布设 29 个地下水水位监测点，其中，潜水水位监测点 15 个，承压水水位监测点 14 个，地下水水位监测具体

见下表。

表 4.3-5 地下水水位监测点基本情况表

序号	监测点位	井口标高 (m)	埋深 (m)	水位 (m)	监测层位
1	潜水井				潜水层
2					潜水层
3					潜水层
4					潜水层
5					潜水层
6					潜水层
7					潜水层
8					潜水层
9					潜水层
10					潜水层
11					潜水层
12					潜水层
13					潜水层
14					潜水层
15					潜水层
16	承压水井				承压水层
17					承压水层
18					承压水层
19					承压水层
20					承压水层
21					承压水层
22					承压水层
23					承压水层
24					承压水层
25					承压水层
26					承压水层
27					承压水层
28					承压水层
29					承压水层

（2）监测频率

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

（3）现状地下水流场

①第四系孔隙潜水流场

本次对区域潜水水位进行了监测，具体见表 4.3-5，评价区内地下水流由东北向西南，地下水水力坡度 0.2‰。潜水地下水等水位线图见附图 16。

②承压水流场

本次对区域承压水水位进行了监测，承压水井和潜水井分布位置能够覆盖项目区域，监测井情况见表 4.3-5，评价区内承压水地下水流总体由西北向东南，地下水水力坡度 0.1‰。承压水等水位线图见附图 17。

4.3.2.2 地下水水质监测

(1) 地下水水质监测因子

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

(2) 水质监测布点

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信息见表 4.3-6，地下水水质监测布点见附图 15。

表 4.3-6 地下水水质监测布点信息表

编号	监测点位	监测层位	坐标	与村屯相对位置及距离	井深(m)	与地下水流向关系	水井功能
1	共和蒙古族村潜水井	潜水	124.65011 , 45.63559	敖南作业区废水回收点东北侧 3000m	15.0	上游水井	灌溉
2	五家子屯潜水井	潜水	124.59706 , 45.63841	敖南作业区废水回收点西北侧 2840m	20.0	侧向水井	灌溉
3	铁奎屯潜水井	潜水	124.66281 , 45.60533	敖南作业区废水回收点东南侧 3520m	13.0	侧向水井	灌溉
4	散户 1 潜水井	潜水	124.61882 , 45.60991	敖南作业区废水回收点西南侧 670m	18.0	区域内水井	灌溉
5	博尔诺村潜水井	潜水	124.59294 , 45.60233	敖南作业区废水回收点西南侧 2210m	20.0	下游水井	灌溉
6	共和蒙古族村承压水井	承压水	124.65122 , 45.63358	敖南作业区废水回收点东北侧 3000m	65.0	上游水井	灌溉、喂养牲畜
7	博尔诺村承压水井	承压水	124.59346 , 45.60143	敖南作业区废水回收点西南侧 2210m	65.0	下游水井	灌溉、喂养牲畜
8	姜家窝棚屯潜水井	潜水	124.60959 , 45.56554	敖 112-扶平 6 井场东北侧 2330m	22.0	上游水井	灌溉
9	散户 2 潜水井	潜水	124.57798 , 45.55174	敖 112-扶平 6 井场西北侧 1470m	15.0	侧向水井	灌溉
	王大酒娄屯	潜水	124.65792	1 号平台东北侧	20.0	侧向水井	灌溉

	潜水井		， 45.54237	3460m			
	邱家窝棚屯 潜水井	潜水	124.62157 ， 45.52325	敖 112-扶平 3 井场 东南侧 840m	18.0	区域内水 井	灌溉
	合心村潜水 井	潜水	124.59629 ， 45.51197	敖 112-扶平 3 井场 西南侧 1320m	13.0	下游水井	灌溉
	姜家窝棚屯 承压水井	承压水	124.61277 ， 45.56647	敖 112-扶平 6 井场 东北侧 2330m	65.0	上游水井	灌溉、喂 养牲畜
	合心村承压 水井	承压水	124.5935， 45.51107	敖 112-扶平 3 井场 西南侧 1320m	65.0	下游水井	灌溉、喂 养牲畜

(3) 监测时间及频次

于 2025 年 4 月 26 日对地下水水质监测井取样 1 次，并进行水质分析。

(4) 分析方法

地下水各监测因子分析方法见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水监测分析方法

监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	仪器编号	方法检出限
K ⁺	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.03mg/L
Na ⁺	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.010mg/L
Ca ²⁺	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.02mg/L
Mg ²⁺	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.002mg/L
CO ₃ ²⁻	地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	DZ/T 0064.49-2021	滴定管	T011	5mg/L
HCO ₃ ⁻	地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	DZ/T 0064.49-2021	滴定管	T011	5mg/L
SO ₄ ²⁻	水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 CIC-200	12185	0.018mg/L
Cl ⁻	水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 CIC-200	12185	0.007mg/L

pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	便携式水质检测仪 pH-03/618/K13	—	—
总硬度	水质钙和镁的总量的测定 EDTA 滴定法	GB/T 7477-1987	滴定管	T015	5.00mg/L
溶解性总固体	地下水水质分析方法第 9 部分：溶解性固体总量的测定 重量法	DZ/T 0064.9-2021	精密电子天平 FA2004	12011164	4mg/L
耗氧量 (高锰酸盐指数)	水质 高锰酸盐指数测定	GB/T 11892-1989	滴定管	T005	0.5mg/L
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 (方法 1 萃取分光光度法)	HJ 503-2009	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.0003mg/L
氟化物	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 CIC-200	12185	0.006mg/L
硝酸盐氮	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 CIC-200	12185	0.004mg/L
亚硝酸盐(氮)	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	GB/T 7493-1987	紫外可见分光光度计 752N	7521712023 N	0.003mg/L
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.025mg/L
六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.004mg/L
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	双道原子荧光光度计 AFS-230E	230E/21115 65	0.0003mg/L
铅	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》 (第四版) 国家环境保护总局 (2002 年)	石墨炉原子吸收分光光度计 GA3202	0307160101 16050008	1.0μg/L
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.03mg/L
锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	3091602021 6050002	0.01mg/L
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	双道原子荧光光度计 AFS-230E	230E/21115 65	0.00004mg/L

菌落总数	生活饮用水标准检验方法 微生物指标（4.1 平皿计数法）	GB/T5750.12-2023	电热恒温培养箱 DH-250A	GL-278	-
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）	电热恒温培养箱 DH-250A	GL-278	2MPN/100mL
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）	HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 UV752	AE1104016	0.01mg/L
氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法（方法 2 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法）	HJ 484-2009	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.004mg/L
镉	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》 （第四版）国家环境保护总局（2002 年）	石墨炉原子吸收分光光度计 GA3202	0307160101 16050008	0.10μg/L
硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法	HJ1226-2021	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.01mg/L
钡	水质 32 种元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法	HJ 776-2015	电感耦合等离子体发射光谱仪 ICP2100DV	N0800540	0.01mg/L

（4）监测结果

地下水水质现状监测结果见表 4.3-7、表 4.3-8。

表 4.3-7 地下水潜水水质现状监测结果

监测时间	2025.04.26					标准限值
监测项目	共和蒙古族村王家潜水井	五家子屯孙家潜水井	铁奎屯周家潜水井	散户 1 韩家潜水井	博尔诺村白家潜水井	
K ⁺ （mg/L）	2.60	1.90	2.40	3.10	2.40	-
Na ⁺ （mg/L）	52.3	57.4	62.5	58.8	61.1	≤200
Ca ²⁺ （mg/L）	46.5	41.5	53.5	36.4	48.2	-
Mg ²⁺ （mg/L）	9.40	8.90	10.7	8.10	10.5	-
HCO ₃ ⁻ （mg/L）	204	232	245	197	241	-
CO ₃ ²⁻ （mg/L）	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻ （mg/L）	47.2	41.4	52.1	48.5	51.3	≤250
SO ₄ ²⁻ （mg/L）	37.5	33.5	47.3	38.7	43.7	≤250
pH（无量纲）	7.7	7.8	7.6	7.8	7.7	6.5~8.5
总硬度（mg/L）	155	141	178	125	164	≤450

溶解性总固体 (mg/L)	477	487	563	453	540	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.1	2.2	1.9	2.2	2.0	≤3.0
挥发性酚类 (mg/L)	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	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.502	0.473	0.512	0.523	0.478	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	1.91	2.23	2.44	1.92	1.84	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.242	0.225	0.198	0.246	0.222	≤0.5
六价铬 (mg/L)	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	≤0.01
铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.28	0.27	0.26	0.28	0.27	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.09	0.12	0.11	0.08	0.11	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	10	11	12	9	11	≤100
硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02
钡 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.70

续表 4.3-7 地下水潜水水质现状监测结果

监测时间	2025.04.26					标准限值
监测项目	姜家窝棚 屯刘家潜 水井	散户 2 苏 家潜水井	王大酒娄 屯王家潜 水井	邱家窝棚 屯马家潜 水井	合心村陈 家潜水井	
K ⁺ (mg/L)	2.70	2.40	3.20	2.70	2.50	-
Na ⁺ (mg/L)	54.3	58.8	62.2	55.7	60.4	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	48.1	44.3	53.1	46.5	49.3	-
Mg ²⁺ (mg/L)	9.20	9.40	10.2	9.30	10.1	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	211	225	251	233	244	-
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻ (mg/L)	49.3	45.4	53.1	45.2	50.3	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	39.5	35.7	48.2	35.7	39.8	≤250
pH (无量纲)	7.8	7.8	7.6	7.7	7.6	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	159	150	175	155	165	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	493	496	569	506	539	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.3	2.1	2.3	2.0	2.1	≤3.0

挥发性酚类 (mg/L)	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	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.411	0.424	0.394	0.411	0.435	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	1.92	2.40	2.15	1.96	2.51	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.253	0.232	0.196	0.212	0.242	≤0.5
六价铬 (mg/L)	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	≤0.01
铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.27	0.26	0.28	0.27	0.26	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.09	0.12	0.11	0.09	0.10	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	10	11	12	10	11	≤100
硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02
钡 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.70

表 4.3-8 地下水承压水水质现状监测结果

监测时间	2025.04.26				标准限值
监测项目	共和蒙古族 村程家承压 水井	博尔诺村张 家承压水井	姜家窝棚屯 黄家承压水 井	合心村房家 承压水井	
K ⁺ (mg/L)	1.10	1.20	1.20	1.40	-
Na ⁺ (mg/L)	43.2	45.5	46.5	44.5	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	33.7	31.3	36.2	34.2	-
Mg ²⁺ (mg/L)	6.50	6.20	6.30	6.10	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	163	161	166	169	-
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻ (mg/L)	34.7	31.3	32.5	30.5	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	24.5	22.5	24.5	27.5	≤250
pH (无量纲)	7.5	7.6	7.5	7.6	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	111	104	117	111	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	362	351	372	369	≤1000
耗氧量 (mg/L)	1.6	1.7	1.6	1.8	≤3.0
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.324	0.310	0.321	0.335	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	1.45	1.33	1.45	1.53	≤20

亚硝酸盐（mg/L）	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮（mg/L）	0.141	0.120	0.151	0.133	≤0.5
六价铬（mg/L）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷（mg/L）	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅（mg/L）	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁（mg/L）	0.21	0.20	0.20	0.21	≤0.3
汞（mg/L）	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰（mg/L）	0.02	0.03	0.03	0.02	≤0.1
镉（mg/L）	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类（mg/L）	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 （MPN/100mL）	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数（CFU/mL）	7	8	7	8	≤100
硫化物（mg/L）	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02
钡（mg/L）	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.70

4.3.2.3 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）中的 II 类标准执行≤0.05mg/L。

（2）评价方法

采用单因子标准指数法对地下水水质现状监测结果进行评价，评价模式如下：

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

式中：S_{i,j}——水质单因子 i 在第 j 点的标准指数；

C_{ij}——水质评价因子 i 在第 j 点的监测值，mg/L；

C_{si}——i 因子的评价标准，mg/L。

pH 的标准指数公式：

pH_j≤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) 单因子标准指数

地下水单因子标准指数计算结果见表 4.3-9、表 4.3-10。

表 4.3-9 地下水潜水单因子标准指数计算结果

监测时间	2025.04.26				
监测项目	共和蒙古族村王家潜水井	五家子屯孙家潜水井	铁奎屯周家潜水井	散户 1 韩家潜水井	博尔诺村白家潜水井
Na^+	0.26	0.29	0.31	0.29	0.31
Cl^-	0.19	0.17	0.21	0.19	0.21
SO_4^{2-}	0.15	0.13	0.19	0.15	0.17
pH	0.47	0.53	0.40	0.53	0.47
总硬度	0.34	0.31	0.40	0.28	0.36
溶解性总固体	0.48	0.49	0.56	0.45	0.54
耗氧量	0.70	0.73	0.63	0.73	0.67
挥发性酚类	ND	ND	ND	ND	ND
氰化物	ND	ND	ND	ND	ND
氟化物	0.50	0.47	0.51	0.52	0.48
硝酸盐	0.10	0.11	0.12	0.10	0.09
亚硝酸盐	ND	ND	ND	ND	ND
氨氮	0.48	0.45	0.40	0.49	0.44
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND
砷	ND	ND	ND	ND	ND
铅	ND	ND	ND	ND	ND
铁	0.93	0.90	0.87	0.93	0.90
汞	ND	ND	ND	ND	ND
锰	0.90	1.20	1.10	0.80	1.10
镉	ND	ND	ND	ND	ND
石油类	ND	ND	ND	ND	ND
总大肠菌群	ND	ND	ND	ND	ND
菌落总数	0.10	0.11	0.12	0.09	0.11
硫化物	ND	ND	ND	ND	ND
钡	ND	ND	ND	ND	ND

续表 4.3-9 地下水潜水单因子标准指数计算结果

监测时间	2025.04.26				
监测项目	姜家窝棚屯刘家潜水井	散户 2 苏家潜水井	王大酒娄屯王家潜水井	邱家窝棚屯马家潜水井	合心村陈家潜水井
Na ⁺	0.27	0.29	0.31	0.28	0.30
Cl ⁻	0.20	0.18	0.21	0.18	0.20
SO ₄ ²⁻	0.16	0.14	0.19	0.14	0.16
pH	0.53	0.53	0.40	0.47	0.40
总硬度	0.35	0.33	0.39	0.34	0.37
溶解性总固体	0.49	0.50	0.57	0.51	0.54
耗氧量	0.77	0.70	0.77	0.67	0.70
挥发性酚类	ND	ND	ND	ND	ND
氰化物	ND	ND	ND	ND	ND
氟化物	0.41	0.42	0.39	0.41	0.44
硝酸盐	0.10	0.12	0.11	0.10	0.13
亚硝酸盐	ND	ND	ND	ND	ND
氨氮	0.51	0.46	0.39	0.42	0.48
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND
砷	ND	ND	ND	ND	ND
铅	ND	ND	ND	ND	ND
铁	0.90	0.87	0.93	0.90	0.87
汞	ND	ND	ND	ND	ND
锰	0.90	1.20	1.10	0.90	1.00
镉	ND	ND	ND	ND	ND
石油类	ND	ND	ND	ND	ND
总大肠菌群	ND	ND	ND	ND	ND
菌落总数	0.10	0.11	0.12	0.10	0.11
硫化物	ND	ND	ND	ND	ND
钡	ND	ND	ND	ND	ND

表 4.3-10 地下水承压水单因子标准指数计算结果

监测时间	2025.04.26			
监测项目	共和蒙古族村程家承压水井	博尔诺村张家承压水井	姜家窝棚屯黄家承压水井	合心村房家承压水井
Na ⁺	0.22	0.23	0.23	0.22
Cl ⁻	0.14	0.13	0.13	0.12
SO ₄ ²⁻	0.10	0.09	0.10	0.11
pH	0.33	0.40	0.33	0.40

总硬度	0.25	0.23	0.26	0.25
溶解性总固体	0.36	0.35	0.37	0.37
耗氧量	0.53	0.57	0.53	0.60
挥发性酚类	ND	ND	ND	ND
氰化物	ND	ND	ND	ND
氟化物	0.32	0.31	0.32	0.34
硝酸盐	0.07	0.07	0.07	0.08
亚硝酸盐	ND	ND	ND	ND
氨氮	0.28	0.24	0.30	0.27
六价铬	ND	ND	ND	ND
砷	ND	ND	ND	ND
铅	ND	ND	ND	ND
铁	0.70	0.67	0.67	0.70
汞	ND	ND	ND	ND
锰	0.20	0.30	0.30	0.20
镉	ND	ND	ND	ND
石油类	ND	ND	ND	ND
总大肠菌群	ND	ND	ND	ND
菌落总数	0.07	0.08	0.07	0.08
硫化物	ND	ND	ND	ND
钡	ND	ND	ND	ND

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域地下水水质除潜水中锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类标准。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）区域地下水化学类型分析

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 4.3-11。

表 4.3-11 舒卡列夫分类表

含量>25%Meq 的离子	HCO_3	HCO_3+SO_4	HCO_3+SO_4+Cl	HCO_3+Cl	SO_4	SO_4+Cl	Cl
Ca	1	8	15	22	29	36	43
Ca+Mg	2	9	16	23	30	37	44
Mg	3	10	17	24	31	38	45

含量>25%Meq 的离子	HCO ₃	HCO ₃ +SO ₄	HCO ₃ +SO ₄ +Cl	HCO ₃ +Cl	SO ₄	SO ₄ +Cl	Cl
Na+Ca	4	11	18	25	32	39	46
Na+Ca+Mg	5	12	19	26	33	40	47
Na+Mg	6	13	20	27	34	41	48
Na	7	14	21	28	35	42	49

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

根据本项目地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中 SO₄²⁻、Cl⁻、HCO₃⁻、CO₃²⁻、Ca²⁺、Mg²⁺、Na⁺、K⁺浓度均值，进而计算各离子 Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-12，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-13。

表 4.3-12 潜水水质八大离子水化学类型分析结果

监测井点位	离子名称	毫克当量/升 (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
共和蒙古族村 王家潜水井	K ⁺	0.067	1.223	5.449	0.23	0.40
	Na ⁺	2.274	41.731			
	Ca ²⁺	2.325	42.669			
	Mg ²⁺	0.783	14.376			
	HCO ₃ ⁻	3.344	61.093	5.474		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.349	24.636			
	SO ₄ ²⁻	0.781	14.272			
五家子屯孙家 潜水井	K ⁺	0.049	0.909	5.361	2.92	0.42
	Na ⁺	2.496	46.552			
	Ca ²⁺	2.075	38.705			
	Mg ²⁺	0.742	13.834			
	HCO ₃ ⁻	3.803	66.911	5.684		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.183	20.810			
	SO ₄ ²⁻	0.698	12.279			
铁奎屯周家潜 水井	K ⁺	0.062	0.970	6.346	1.13	0.47
	Na ⁺	2.717	42.823			

	Ca ²⁺	2.675	42.155		6.490	
	Mg ²⁺	0.892	14.052			
	HCO ₃ ⁻	4.016	61.882			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.489	22.935			
	SO ₄ ²⁻	0.985	15.183			
散户 1 韩家潜 水井	K ⁺	0.079	1.549	5.131	2.75	0.39
	Na ⁺	2.557	49.825			
	Ca ²⁺	1.820	35.471			
	Mg ²⁺	0.675	13.155			
	HCO ₃ ⁻	3.230	59.569	5.421		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.386	25.560			
	SO ₄ ²⁻	0.806	14.871			
博尔诺村白家 潜水井	K ⁺	0.062	1.025	6.003	2.63	0.46
	Na ⁺	2.657	44.253			
	Ca ²⁺	2.410	40.146			
	Mg ²⁺	0.875	14.576			
	HCO ₃ ⁻	3.951	62.444	6.327		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.466	23.166			
	SO ₄ ²⁻	0.910	14.390			
姜家窝棚屯刘 家潜水井	K ⁺	0.069	1.236	5.602	0.79	0.41
	Na ⁺	2.361	42.145			
	Ca ²⁺	2.405	42.933			
	Mg ²⁺	0.767	13.686			
	HCO ₃ ⁻	3.459	60.786	5.691		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.409	24.753			
	SO ₄ ²⁻	0.823	14.461			
散户 2 苏家潜 水井	K ⁺	0.062	1.096	5.616	1.00	0.42
	Na ⁺	2.557	45.519			
	Ca ²⁺	2.215	39.438			
	Mg ²⁺	0.783	13.947			
	HCO ₃ ⁻	3.689	64.379	5.729		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.297	22.640			

	SO ₄ ²⁻	0.744	12.981			
王大酒娄屯王家潜水井	K ⁺	0.082	1.304	6.291	2.67	0.48
	Na ⁺	2.704	42.985			
	Ca ²⁺	2.655	42.200			
	Mg ²⁺	0.850	13.511			
	HCO ₃ ⁻	4.115	62.006	6.636		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.517	22.862			
	SO ₄ ²⁻	1.004	15.132			
邱家窝硼屯马家潜水井	K ⁺	0.069	1.238	5.591	2.31	0.43
	Na ⁺	2.422	43.315			
	Ca ²⁺	2.325	41.585			
	Mg ²⁺	0.775	13.862			
	HCO ₃ ⁻	3.820	65.239	5.855		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.291	22.057			
	SO ₄ ²⁻	0.744	12.703			
合心村陈家潜水井	K ⁺	0.064	1.069	5.997	2.20	0.46
	Na ⁺	2.626	43.791			
	Ca ²⁺	2.465	41.105			
	Mg ²⁺	0.842	14.035			
	HCO ₃ ⁻	4.000	63.833	6.266		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.437	22.934			
	SO ₄ ²⁻	0.829	13.232			

表 4.3-13 承压水水质八大离子浓度评价结果

监测井点位	离子名称	毫克当量/升 (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
共和蒙古族村 程家承压水井	K ⁺	0.028	0.682	4.133	0.49	0.31
	Na ⁺	1.878	45.444			
	Ca ²⁺	1.685	40.768			
	Mg ²⁺	0.542	13.105			
	HCO ₃ ⁻	2.672	64.019	4.174		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.991	23.753			
	SO ₄ ²⁻	0.510	12.229			
博尔诺村张家	K ⁺	0.031	0.752	4.091	1.09	0.30

承压水井	Na ⁺	1.978	48.360			
	Ca ²⁺	1.565	38.258			
	Mg ²⁺	0.517	12.630			
	HCO ₃ ⁻	2.639	65.944	4.002		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.894	22.344			
	SO ₄ ²⁻	0.469	11.712			
姜家窝棚屯黄 家承压水井	K ⁺	0.031	0.701	4.388	2.66	0.31
	Na ⁺	2.022	46.079			
	Ca ²⁺	1.810	41.253			
	Mg ²⁺	0.525	11.966			
	HCO ₃ ⁻	2.721	65.411	4.160		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.929	22.320			
	SO ₄ ²⁻	0.510	12.269			
合心村房家承 压水井	K ⁺	0.036	0.857	4.189	0.31	0.31
	Na ⁺	1.935	46.187			
	Ca ²⁺	1.710	40.821			
	Mg ²⁺	0.508	12.135			
	HCO ₃ ⁻	2.770	65.732	4.215		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.871	20.675			
	SO ₄ ²⁻	0.573	13.593			

通过对区域内地下水八大离子监测结果可知，本项目所在区域地下水化学类型以 HCO₃-Na+Ca，4-A 型淡水型及 HCO₃+Cl -Na+Ca，25-A 型淡水型为主，地下水矿化度较低，水质情况较好。根据上表可知，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。

4.3.2.4 地下水环境质量现状评价结论

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域地下水水质除潜水中锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的Ⅲ类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ类标准。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn²⁺在 CO₂ 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 HCO₃- Na+Ca 淡水及 25-A 型 HCO₃+Cl -Na+Ca 淡水。

4.3.2.5 包气带污染现状调查

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样，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及已建场站。

(1) 监测点位

本项目在现有区块内选取代表性井场、场站布设 4 个包气带监测点，每个点位在 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 4.3-14。

表 4.3-14 包气带监测点

序号	监测点	采样深度	与拟建工程相对位置	备注
1	区域已建南 254-斜 244、南 254-斜 246、南 254-斜 248 井场	0~20cm、 20~40cm	拟建敖 112-扶平 6 井场东南侧 290m	污染控制点 (124.59796, 45.54421)
2	已建南 254-斜 244、南 254-斜 246、南 254-斜 248 井场西南侧 200m 草地	0~20cm、 20~40cm	拟建敖 112-扶平 6 井场东南侧 340m	清洁对照点 (124.59706, 45.54274)
3	敖南 2 转油站排污池附近	0~20cm、 20~40cm	依托场站	污染控制点 (124.60105, 45.55542)
4	敖南 2 转油站排污池东北侧 200m 草地	0~20cm、 20~40cm	敖南 2 转油站东北侧 200m	清洁对照点 (124.60337, 45.55618)

(2) 监测因子

根据区块内已建场站及井场的污染特点，选取可能对地下水造成污染的特征因子进行监测，即监测 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、挥发酚，共 11 项指标。

(3) 监测时间

2025 年 4 月 25 日。

(4) 分析方法

表 4.3-17 包气带监测分析方法

监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	仪器编号	方法检出限
pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	pH 计 PHS-3C-02	4102435	—
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）	HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 UV752	AE1104016	0.01mg/L
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	双道原子荧光光度计 AFS-230E	230E/2111565	0.0003mg/L
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	双道原子荧光光度计 AFS-230E	230E/2111565	0.00004mg/L

铅	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）	原子吸收分光光度计 AA320N	030716010 116050008	1.0µg/L
镉	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）	原子吸收分光光度计 AA320N	030716010 116050008	0.10µg/L
总铬	水质 总铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7466-1987	可见分光光度计 722N	070722020 222020043	0.004mg/L
铜	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）	原子吸收分光光度计 AA320N	030716010 116050008	0.001mg/L
镍	水质 镍的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11912-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	030916020 216050002	0.05mg/L
锌	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 7475-1987	原子吸收分光光度计 AA320N	030916020 216050002	0.02mg/L
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法（方法 1 萃取分光光度法）	HJ 503-2009	紫外可见分光光度计 722N	070722020 222020043	0.0003mg/L

（5）监测结果

表 4.3-15 包气带现状调查结果

监测时间	2025.04.25			
监测项目	区域已建南 254-斜 244、南 254-斜 246、南 254-斜 248 井场		已建南 254-斜 244、南 254-斜 246、南 254-斜 248 井场西南侧 200m 草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.1	7.9	8.0	8.2
铅	5.2	5.4	5.1	5.5
镉	0.13	0.10	0.14	0.12
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.10	0.12	0.11	0.10
石油类	0.07	0.10	0.11	0.09
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0011	0.0012	0.0008	0.0010

铜	0.009	0.011	0.008	0.010
镍	0.06	0.08	0.10	0.07
锌	0.11	0.07	0.09	0.08
监测项目	敖南 2 转油站排污池附近		敖南 2 转油站排污池东北侧 200m 草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.9	8.0	8.1	7.9
铅	5.0	5.1	5.2	5.4
镉	0.10	0.11	0.13	0.12
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.12	0.11	0.10	0.13
石油类	0.11	0.06	0.08	0.07
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0011	0.0013	0.0009	0.0010
铜	0.007	0.008	0.009	0.008
镍	0.09	0.11	0.08	0.10
锌	0.07	0.09	0.10	0.08
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、镉、汞和砷 $\mu\text{g/L}$ ，总铬和石油类、铜、镍、锌、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，评价区域内包气带未被污染。

4.3.3 地表水环境质量现状

4.3.3.1 地表水环境质量现状监测

本项目运营期不排放废水，属于水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查，为了解区域内地表水现状，大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 4 月 25 日~8 日对本项目周边的地表水体博尔诺泡、无名泡进行了监测。

(1) 监测点位

本次评价共布设 2 条地表水水质取样垂线，监测点布设情况见表 4.3-16。

表 4.3-16 监测点布设情况

序号	监测点	监测点位与本项目位置关系	坐标
1	博尔诺泡	敖南作业区废水回收点东南侧 520m	124.6259, 45.60752
2	无名泡	敖 112-扶平 1 西南侧 90m、 2#4 阀组间 5 环集油管道西侧 85m	124.60492, 45.53757

(2) 监测因子

pH 值、悬浮物、COD、BOD₅、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、溶解氧、水温。

(3) 监测时间

2025 年 4 月 25 日-8 日、2024 年 7 月 9 日-10 日。

(4) 监测频率

连续取样 3 天，每天 1 次；溶解氧和水温每间隔 6 h 取样监测一次。

(4) 监测结果

水质监测数据见表 4.3-17。

表 4.3-17 地表水监测数据表 单位: mg/L (pH 无量纲)

监测时间		2025.04.25				2025.04.26				2025.04.27			
监测点位		博尔诺泡		无名泡		博尔诺泡		无名泡		博尔诺泡		无名泡	
pH	无量纲	8.5		8.4		8.3		8.5		8.5		8.3	
COD _{Cr}	mg/L	113		92		134		89		125		99	
BOD ₅	mg/L	20.3		17.4		21.7		15.9		20.3		16.2	
氨氮	mg/L	1.56		1.13		1.44		0.995		1.61		1.07	
总磷	mg/L	0.15		0.11		0.16		0.13		0.19		0.12	
石油类	mg/L	0.01L		0.01L		0.01L		0.01L		0.01L		0.01L	
挥发酚	mg/L	0.0003L		0.0003L		0.0003L		0.0003L		0.0003L		0.0003L	
悬浮物	mg/L	22		16		18		12		25		14	
砷	mg/L	0.0003L		0.0003L		0.0003L		0.0003L		0.0003L		0.0003L	
汞	mg/L	0.00004L		0.00004L		0.00004L		0.00004L		0.00004L		0.00004L	
镉	mg/L	0.0001L		0.0001L		0.0001L		0.0001L		0.0001L		0.0001L	
六价铬	mg/L	0.004L		0.004L		0.004L		0.004L		0.004L		0.004L	
铅	mg/L	0.001L		0.001L		0.001L		0.001L		0.001L		0.001L	
镍	mg/L	0.05L		0.05L		0.05L		0.05L		0.05L		0.05L	
铬	mg/L	0.03L		0.03L		0.03L		0.03L		0.03L		0.03L	
阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L		0.05L		0.05L		0.05L		0.05L		0.05L	
硫化物	mg/L	0.01L		0.01L		0.01L		0.01L		0.01L		0.01L	
溶解氧	mg/L	07:01	5.2	07:35	7.0	07:05	5.7	07:36	5.4	07:01	7.2	07:33	6.5
		13:06	6.4	13:34	5.1	13:04	6.3	13:35	6.2	13:03	5.9	13:36	5.3
		19:02	4.9	19:33	6.6	19:03	7.2	19:34	7.5	19:02	4.8	19:37	5.0
		01:05	7.2	01:36	6.0	01:07	4.9	01:35	7.0	01:05	6.1	01:34	7.1
水温	℃	07:01	5.4	07:35	5.5	07:05	5.6	07:36	5.7	07:01	5.6	07:33	5.5
		13:06	8.1	13:34	8.2	13:04	8.3	13:35	8.4	13:03	8.2	13:36	8.3
		19:02	6.4	19:33	6.3	19:03	6.5	19:34	6.4	19:02	6.1	19:37	6.3
		01:05	4.8	01:36	4.9	01:07	5.0	01:35	5.1	01:05	5.0	01:34	5.2

4.3.3.2 地表水环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用水质指数法进行水质评价，公式如下：

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

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_{si} ——评价因子 i 的水质评价标准限值，mg/L。

溶解氧（DO）的标准指数评价公示如下：

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

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

式中： $S_{DO,j}$ ——溶解氧的标准指数，大于 1 表明该水质因子超标；

DO_j ——溶解氧在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

DO_s ——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

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

S ——实用盐度符号，量纲为 1；

T ——水温，℃。

pH 值指数计算公式如下：

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

根据《大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分》（庆政发〔2019〕11 号），博尔诺泡、无名泡均未划分水环境功能区，

由于博尔诺泡、无名泡主要功能汇集雨水、灌溉农田，参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 V 类。

（3）评价结果

地表水评价结果详见表 4.3-16。

表 4.3-16 地表水环境质量评价结果统计一览表

监测时间	2025.04.25				2025.04.26				2025.04.27			
监测点位	博尔诺泡		无名泡		博尔诺泡		无名泡		博尔诺泡		无名泡	
pH	0.75		0.70		0.65		0.75		0.75		0.65	
COD _{Cr}	2.83		2.30		3.35		2.23		3.13		2.48	
BOD ₅	2.03		1.74		2.17		1.59		2.03		1.62	
氨氮	0.78		0.57		0.72		0.50		0.81		0.54	
总磷	0.75		0.55		0.80		0.65		0.95		0.60	
石油类	未检出		未检出		未检出		未检出		未检出		未检出	
挥发酚	未检出		未检出		未检出		未检出		未检出		未检出	
悬浮物	/		/		/		/		/		/	
砷	未检出		未检出		未检出		未检出		未检出		未检出	
汞	未检出		未检出		未检出		未检出		未检出		未检出	
镉	未检出		未检出		未检出		未检出		未检出		未检出	
六价铬	未检出		未检出		未检出		未检出		未检出		未检出	
铅	未检出		未检出		未检出		未检出		未检出		未检出	
镍	未检出		未检出		未检出		未检出		未检出		未检出	
铬	未检出		未检出		未检出		未检出		未检出		未检出	
阴离子表面活性剂	未检出		未检出		未检出		未检出		未检出		未检出	
硫化物	未检出		未检出		未检出		未检出		未检出		未检出	
溶解氧	07:01	2.60	07:35	3.50	07:05	2.85	07:36	2.70	07:01	3.60	07:33	3.25
	13:06	3.20	13:34	2.55	13:04	3.15	13:35	3.10	13:03	2.95	13:36	2.65
	19:02	2.45	19:33	3.30	19:03	3.60	19:34	3.75	19:02	2.40	19:37	2.50
	01:05	3.60	01:36	3.00	01:07	2.45	01:35	3.50	01:05	3.05	01:34	3.55

由评价结果可知，监测时段库里泡环境质量除 COD、BOD₅ 超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准外，其余监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准限值要求，本项目特征因子石油类、挥发酚未检出，根据现场调查可知 COD、BOD₅ 超标的主要原因为周边农业活动造成面源污染并随雨水汇入，加之自身净化能力较弱导致。

4.3.4 声环境质量现状监测与评价

4.3.4.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)要求，滚动开发区块建设项目应列表给出代表性的场站厂界、各声环境保护目标现状值和达标情况分析。由于本项目声环境评价范围内无环境敏感点，因此本项目根据拟建井场布置情况、代表性场站分布情况进行布点，监测点布设见表 4.3-18，具体监测点位见附图 15。

表 4.3-18 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	备注
1	拟建 1 号平台井场	124.61527, 45.53932	拟建井场	拟建井场测 1 个点
2	拟建敖南作业区废液回收点	124.61957, 45.61608	拟建场站	拟建场站测 1 个点

(2) 监测时间及频次

监测时间：2025 年 4 月 27 日~2025 年 4 月 28 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 4.3-19。

表 4.3-19 声环境现状监测结果表 单位：dB（A）

监测点位	2025.04.25		2025.04.28	
	昼间	夜间	昼间	夜间
拟建 1 号平台井场	43.2	42.5	43.1	42.7
拟建敖南作业区废液回收点	44.5	43.1	44.4	43.5

4.3.4.2 声环境质量现状评价

本项目评价范围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，为连续稳态声源。

(1) 评价标准

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

(2) 评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

(3) 评价结论

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

4.3.5 土壤质量现状监测与评价

4.3.5.1 土壤理化特性调查

本项目评价范围内主要为草甸土，在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，具体土壤理化特性调查见表 4.3-20，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-21。

表 4.3-20 土壤理化特性调查表

时间		2025.04.25		
点号		拟建1号平台井场敖112-扶平2井区域		
经纬度		124.61532, 45.53932		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黄色	黄色	黄色
	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	7.75	8.11	7.84
	阳离子交换量(cmol+/kg)	11.5	12.2	10.8
	氧化还原电位 (mv)	177	196	183
	饱和导水率(mm/min)	1.323	1.429	1.406
	土壤容重 (g/cm ³)	1.48	1.50	1.47
	孔隙度(%)	44.2	43.4	44.5
点号		拟建敖南作业区废水回收点		
经纬度		124.61957, 45.61608		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黄色	黄色	黄色
	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	7.84	8.04	7.93
	阳离子交换量(cmol+/kg)	10.6	11.3	12.2
	氧化还原电位 (mv)	200	179	192
	饱和导水率(mm/min)	1.295	1.327	1.383
	土壤容重 (g/cm ³)	1.44	1.41	1.49
	孔隙度(%)	45.7	46.8	43.8

表 4.3-21 区域内土壤构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
拟建 1 号平台井场敖 112-扶平 2 井区域	 经纬：124.629964 纬度：45.547527 地址：黑龙江省大庆市肇源县敖南14号井排路 备注：拟建1号平台井场敖112-扶平2井区域景观		0-0.5m 面状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土
			 经纬：124.629994 纬度：45.547508 地址：黑龙江省大庆市肇源县敖南14号井排路 备注：敖南1号平台井场敖112-扶平2井区域
拟建敖南作业区废水回收点			0-0.5m 面状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土
			 经纬：124.629503 纬度：45.547326 地址：黑龙江省大庆市肇源县敖南14号井排路 备注：拟建敖南作业区废水回收点

4.3.5.2 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，确定本项目占地范围内共布设 2 个表层样监测点，5 个柱状样监测点，占地范围外共布设 4 个表层样点，区域已建井场布设 1 个表层样点，区域已建场站布设 1 个表层样点，区域内村屯布设 1 个表层样点，土壤现状监测点位详见表 4.3-22，监测点位置见附图 15。

表 4.3-22 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	执行标准	土壤类型	备注
1	拟建 1 号平台井场敖 112-扶平 2 井区域	124.61532 , 45.53932	《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	草甸 土	采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
2	拟建敖 112-扶平 3 井 场	124.60813 , 45.52448		草甸 土	采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
3	拟建敖 112-扶平 5 井 场	124.59638 , 45.53252		草甸 土	采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
4	拟建敖 112-扶平 6 井 场	124.59443 , 45.54515		草甸 土	采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
5	拟建敖南作业区废液 回收点	124.61957 , 45.61608		草甸 土	采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
6	拟建敖 112-扶平 1 井 场	124.60898 , 45.53952		草甸 土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
7	拟建 1 号平台井场敖 112-扶平 4 井区域	124.61523 , 45.53932		草甸 土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
8	区域已建南 254-斜 244、南 254-斜 246、南 254-斜 248 井场	124.598, 45.54424		草甸 土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
9	敖南 2 转油站排污池 附近	124.60104 , 45.55545		草甸 土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
10	邱家窝砬屯	124.62142 , 45.52447	《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	草甸 土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
11	拟建敖 112-扶平 6 井 场东北侧 200m 草地	124.59632 , 45.54635	《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	草甸 土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
12	拟建 1 号平台井场东 南侧 200m 草地	124.61674 , 45.53785		草甸 土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
13	拟建敖 112-扶平 3 井 场西南侧 200m 耕地	124.60586 , 45.52365		草甸 土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
14	拟建敖 112-扶平 5 井 场西北侧 200m 草地	124.59615 , 45.5343		草甸 土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样

(2) 监测项目

1#~10#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、蒈、萘、苯并（a）蒽、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、苯并(a)芘、茚并（1，2，3-cd）芘、二苯并（a,h）蒽、石油烃（C₁₀-C₄₀）、石油类、石油烃（C₆-C₉）、水溶性盐总量，共 50 项。

10#~13#点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C₁₀-C₄₀）、石油类、石油烃（C₆-C₉）、水溶性盐总量，共 13 项。

（3）监测时间

2025 年 4 月 25 日。

（4）监测频次

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

表 4.3-23 建设用地土壤环境质量现状监测结果 单位：mg/kg（pH 无量纲）

监测项目	监测点位及监测结果								
	拟建 1 号平台井场敖 112-扶平 2 井区域			拟建敖 112-扶平 3 井场			拟建敖 112-扶平 5 井场		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	7.75	8.11	7.84	8.02	7.67	7.99	7.77	7.83	8.12
镉（Cd）	0.09	0.12	0.10	0.10	0.07	0.09	0.09	0.08	0.11
汞（Hg）	0.024	0.019	0.023	0.016	0.022	0.018	0.019	0.024	0.020
砷（As）	3.26	3.37	3.31	3.33	3.41	3.28	3.40	3.37	3.26
铅（Pb）	18	22	20	24	20	21	16	19	17
铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜（Cu）	19	12	17	20	18	13	11	15	16
镍（Ni）	24	19	23	25	21	20	18	23	22
水溶性盐总量	700	500	600	800	600	700	600	500	600
石油类	12	11	13	14	10	12	15	11	14
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

间二甲苯+ 对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙 烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯 乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯 乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四 氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四 氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯 乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯 乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯 丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃(C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表 4.3-23 建设用地土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg (pH 无量纲)

监测项目	监测点位及监测结果							
	拟建敖 112-扶平 6 井场			拟建敖南作业区废水回收点			拟建敖 112-扶平 1 井场	拟建 1 号平台井场敖 112-扶平 4 井区域
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-20cm	0-20cm
pH	8.06	8.11	7.75	7.84	8.04	7.93	8.04	7.95
镉 (Cd)	0.07	0.10	0.09	0.08	0.11	0.07	0.10	0.09
汞 (Hg)	0.014	0.012	0.018	0.016	0.021	0.017	0.016	0.021
砷 (As)	3.28	3.31	3.37	3.27	3.36	3.30	3.39	3.42
铅 (Pb)	22	16	19	21	15	17	18	20
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	19	21	18	14	20	16	16	12
镍 (Ni)	24	20	19	19	23	21	19	23
水溶性盐总量	700	600	500	600	800	700	700	600
石油类	10	12	13	12	10	14	12	14
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒈	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a, h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃 (C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表 4.3-23 建设用地土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg (pH 无量纲)

监测项目	监测点位及监测结果		
	区域已建南 254-斜 244、 南 254-斜 246、南 254-斜 248 井场	敖南 2 转油站排污池 附近	邱家窝棚屯
	0-20cm	0-20cm	
pH	7.83	7.79	8.04
镉 (Cd)	0.12	0.12	0.10
汞 (Hg)	0.018	0.020	0.017
砷 (As)	3.38	3.23	3.36
铅 (Pb)	21	16	19
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	18	13	11
镍 (Ni)	21	18	20
水溶性盐总量	800	600	700
石油类	13	12	10
苯	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲 苯	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出

1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出
蒾	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒾	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒾	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒾	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出
二苯并[a, h]蒾	未检出	未检出	未检出
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	未检出	未检出	未检出
石油烃（C ₆ -C ₉ ）	未检出	未检出	未检出

表 4.3-24 农用地土壤环境质量现状监测结果 单位：mg/kg（pH 无量纲）

监测项目	监测点位及监测结果			
	拟建敖 112-扶平 6 井场东北侧 200m 草地	拟建 1 号平台井场东南侧 200m 草地	拟建敖 112-扶平 3 井场西南侧 200m 耕地	拟建敖 112-扶平 5 井场西北侧 200m 草地
	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm
pH	7.88	8.11	7.79	8.03
镉	0.08	0.12	0.10	0.07
汞	0.017	0.022	0.016	0.020
砷	3.31	3.42	3.38	3.22
铅	19	21	15	18
铬	46	63	51	45
铜	12	15	11	17
镍	19	22	25	21
锌	66	48	59	61
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	未检出	未检出	未检出	未检出

石油烃（C ₆ -C ₉ ）	未检出	未检出	未检出	未检出
水溶性盐总量	500	800	700	500
石油类	12	13	15	11

4.3.5.3 土壤环境质量现状评价

（1）评价方法

评价方法采用标准指数法进行土壤环境质量现状评价，即通过指数的大小反应土壤环境受污染的程度，公式为：

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

式中：K_i——第 i 项分指数；

X_i——土壤中 i 污染物的实测含量，mg/kg；

X_{oi}——土壤中 i 污染物的标准值，mg/kg。

（2）评价标准

1#~9#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）中第二类用地筛选值标准，10#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）中第一类用地筛选值标准；11#~14#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）中农用地土壤风险筛选值。

（3）土壤现状评价结果分析

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-25。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-26。

表 4.3-25 建设用地土壤环境质量现状评价结果（K_i值）

监测项目	监测点位及评价结果								
	拟建 1 号平台井场敖 112-扶平 2 井区域			拟建敖 112-扶平 3 井场			拟建敖 112-扶平 5 井场		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
镉（Cd）	0.0014	0.0018	0.0015	0.0015	0.0011	0.0014	0.0014	0.0012	0.0017
汞（Hg）	0.0006	0.0005	0.0006	0.0004	0.0006	0.0005	0.0005	0.0006	0.0005
砷（As）	0.0543	0.0562	0.0552	0.0555	0.0568	0.0547	0.0567	0.0562	0.0543
铅（Pb）	0.0225	0.0275	0.0250	0.0300	0.0250	0.0263	0.0200	0.0238	0.0213
铬（六价）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铜（Cu）	0.0011	0.0007	0.0009	0.0011	0.0010	0.0007	0.0006	0.0008	0.0009
镍（Ni）	0.0267	0.0211	0.0256	0.0278	0.0233	0.0222	0.0200	0.0256	0.0244
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二苯并[a, h]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

续表 4.3-25 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (K_i 值)

监测项目	监测点位及监测结果							
	拟建敖 112-扶平 6 井场			拟建敖南作业区废水回收点			拟建敖 112-扶平 1 井场	拟建 1 号平台井场敖 112-扶平 4 井区域
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-20cm	0-20cm
镉 (Cd)	0.0011	0.0015	0.0014	0.0012	0.0017	0.0011	0.0015	0.0014
汞 (Hg)	0.0004	0.0003	0.0005	0.0004	0.0006	0.0004	0.0004	0.0006
砷 (As)	0.0547	0.0552	0.0562	0.0545	0.0560	0.0550	0.0565	0.0570
铅 (Pb)	0.0275	0.0200	0.0238	0.0263	0.0188	0.0213	0.0225	0.0250
铬 (六价)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铜 (Cu)	0.0011	0.0012	0.0010	0.0008	0.0011	0.0009	0.0009	0.0007
镍 (Ni)	0.0267	0.0222	0.0211	0.0211	0.0256	0.0233	0.0211	0.0256
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二苯并[a, h]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

续表 4.3-25 建设用地区域土壤环境质量现状评价结果 (K_i 值)

监测项目	监测点位及监测结果		
	区域已建南 254-斜 244、 南 254-斜 246、南 254-斜 248 井场	敖南 2 转油站排污池 附近	邱家窝棚屯
	0-20cm	0-20cm	
镉 (Cd)	0.0018	0.0018	0.0050

汞 (Hg)	0.0005	0.0005	0.0021
砷 (As)	0.0563	0.0538	0.1680
铅 (Pb)	0.0263	0.0200	0.0475
铬 (六价)	ND	ND	ND
铜 (Cu)	0.0010	0.0007	0.0055
镍 (Ni)	0.0233	0.0200	0.1333
苯	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND
乙苯	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND
四氯化碳	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND

蒽	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND
苯并[a]蒽	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND
苯并[a]芘	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND
二苯并[a, h]蒽	ND	ND	ND
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND

表 4.3-26 农用地土壤环境质量现状评价结果 (K_i 值)

监测项目	监测点位及监测结果			
	拟建敖 112-扶平 6 井场东北侧 200m 草地	拟建 1 号平台井场东南侧 200m 草地	拟建敖 112-扶平 3 井场西南侧 200m 耕地	拟建敖 112-扶平 5 井场西北侧 200m 草地
	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm
镉	0.1333	0.2000	0.1667	0.1167
汞	0.0050	0.0065	0.0047	0.0059
砷	0.1324	0.1368	0.1352	0.1288
铅	0.1118	0.1235	0.0882	0.1059
铬	0.1840	0.2520	0.2040	0.1800
铜	0.1200	0.1500	0.1100	0.1700
镍	0.1000	0.1158	0.1316	0.1105
锌	0.2200	0.1600	0.1967	0.2033
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND

土壤现状评价统计结果见表 4.3-27、表 4.3-28。

表 4.3-27 建设用地二类用地土壤现状评价统计结果

监测因子	样本数量	最大值 (mg/kg)	最小值 (mg/kg)	均值 (mg/kg)	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)	最大超标倍数
pH	19	8.12	7.67	7.92	0.139	100	0	/
镉 (Cd)	19	0.12	0.07	0.09	0.016	100	0	/
汞 (Hg)	19	0.024	0.012	0.02	0.003	100	0	/
砷 (As)	19	3.42	3.23	3.33	0.057	100	0	/
铅 (Pb)	19	24	15	19	2.416	100	0	/
铬 (六价)	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
铜 (Cu)	19	21	11	16	2.966	100	0	/
镍 (Ni)	19	25	18	21	2.134	100	0	/
水溶性盐总量	19	800	500	647	93.560	100	0	/

石油类	19	15	10	12	1.453	100	0	/
苯	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
甲苯	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
乙苯	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯苯	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯乙烯	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
间二甲苯+对二甲苯	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
邻二甲苯	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯乙烯	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2-二氯苯	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,4-二氯苯	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
四氯化碳	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯仿	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯甲烷	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1-二氯乙烷	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2-二氯乙烷	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1-二氯乙烯	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
顺-1,2-二氯乙烯	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
反-1,2-二氯乙烯	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
二氯甲烷	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2-二氯丙烷	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,1,2-四氯乙烷	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,2,2-四氯乙烷	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
四氯乙烯	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,1-三氯乙烷	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,2-三氯乙烷	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
三氯乙烯	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2,3-三氯丙烷	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
硝基苯	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯胺	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
2-氯酚	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
蒈	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
萘	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[a]蒽	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[b]荧蒽	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[k]荧蒽	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[a]芘	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/

茚并[1,2,3-cd]芘	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
二苯并[a, h]蒽	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	19	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/

表 4.3-28 农用地土壤现状评价统计结果

监测因子	样本数量	最大值 (mg/kg)	最小值 (mg/kg)	均值 (mg/kg)	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)	最大超标倍数
pH	4	8.11	7.79	7.95	0.125	100	0	/
镉	4	0.12	0.07	0.09	0.019	100	0	/
汞	4	0.022	0.016	0.02	0.002	100	0	/
砷	4	3.42	3.22	3.33	0.076	100	0	/
铅	4	21	15	18	2.165	100	0	/
铬	4	63	45	52	7.155	100	0	/
铜	4	17	11	14	2.385	100	0	/
镍	4	25	19	22	2.165	100	0	/
锌	4	66	48	58	6.576	100	0	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	4	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
水溶性盐总量	4	800	500	633	129.904	100	0	/
石油类	4	15	11	13	1.479	100	0	/

(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及现有井场、场站土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值标准,评价范围内居住区土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地筛选值标准,评价范围内农用地土壤满足《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。

4.3.6 生态环境现状评价

4.3.6.1 生态环境现状分析

(1) 生态功能区划

根据《全国生态功能区划》（修编版，2015），本工程位于II-01-04 松嫩平原东部农产品提供功能区。该区主要生态问题包括农田侵占、土壤肥力下降、农业面源污染严重。农产品提供功能区生态保护的主要方向为严格保护基本农田，培养土壤肥力；加强农田基本建设，增强抗自然灾害的能力等。

在全国生态功能区划的基础上，结合黑龙江省详细的生态功能区划，对本工程所在的生态功能区划进行详细说明。根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》(黑政函〔2006〕75 号)，本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区，松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区。本工程区生态功能区划见表 4.3-29。

表 4.3-29 本工程区域生态功能区划表

项目区生态功能分区单元			主要生态系统服务功能	保护措施与发展方向
I-6 松嫩平原西部草甸草原生态区	I-6-1 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区	I-6-1-1 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区	沙漠化控制、防洪蓄洪、牧业生产、旅游	建立生态治沙体系，控制土地沙漠化趋势，充分发挥该地区的防洪蓄洪能力，科学发展农牧业

（2）土地利用现状

本工程生态评价范围为拟建井场边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域，主要为耕地、草地、林地。由于工程所在区域为油田开发区域，人类活动频繁，野生动物较少。评价区土地利用类型包括耕地、草地、林地、交通运输用地、工矿仓储用地、水域及水利设施用地及其他用地等。耕地主要为旱田，草地主要为区域内斑块状荒草地，林地主要是乔木林地；交通运输用地主要为城镇村道路用地；工矿仓储用地主要为现有油田设施及区域其他工厂等。评价区内土地利用现状分析结果见下表，本项目区域土地利用现状图见附图 24。

表 4.3-30 评价区土地利用现状表

序号	土地类型		面积（hm ² ）	占评价区面积比例（%）
	一级类	二级类		
1	林地	其他林地	5.1833	3.16
2	耕地	旱地	52.2662	31.83
3	草地	其他草地	51.8313	31.56
4	工矿仓储用地	工业用地	3.4357	2.09

5	交通运输用地	城镇村道路用地	1.0859	0.66
6	水域及水利设施用地	坑塘水面	164.2215	30.70

（3）水土流失现状调查

根据根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》，大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目位于大庆市肇源县茂兴镇及超等乡，属于市级水土流失重点治理区。

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

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

（4）防沙治沙情况调查

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

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

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

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

4.3.6.2 植被及植物多样性

本次植被及植物多样性调查工作采取资料收集、现场调查与遥感调查相结合的方法开展。

根据调查,项目评价区域无《国家重点保护野生植物名录》中的重点保护野生植物。大庆市位于松嫩平原中部,地势低,地带性植被为草甸草原,是我国温带草原的一部分,也是欧亚大陆草原的最东端,以丛生禾草和根茎禾草为其主要成分。由于湖泊、沼泽和盐碱化洼地的大面积分布,非地带性植被面积也较大,并有较多的盐生植物群落。

(1) 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(*Polygoum 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。

(2) 主要植被类型

评价区域内植被类型以草甸、防护林和农田为主。

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。

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-Thalictrum simplex*）、羊草-拂子茅群丛（*Leymus chinensis-Calamagrostis epigejos*）、羊草-糙隐子草群丛（*Leymus chinensis-Cleistogenes squarrosa*）、羊草-野大麦群丛（*Leymus chinensis-Hordetum*）、羊草-虎尾草群丛（*Leymus chinensis-Chloris virgata*）、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。

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

在评价区内防护林主要为杨树林（*Populus L.*）。

杨树林是评价区人工防护林的主要林种之一，也是评价区内分布最多，最广泛的林木，主要分布在村庄附近、道路两侧及农田周围。杨树林平均树高 10~15m，平均胸径 15~25cm，平均冠幅 2.5m×2.5m。

③农田植被

农田生态系统是人工生态系统，植被是人工栽培的各种农作物，本区域主要种植农作物、经济作物和蔬菜等。本地区农田为一般耕地，耕地农作物主要以玉米为主，玉米产量约 500~600kg/亩。经济作物主要以花生为主。

4.3.6.3 动物现状调查

根据调查，项目评价区域无《国家重点保护野生动物名录》中的重点保护野生动物，无《中国生物多样性红色名录》中珍稀濒危野生动物，无国家列入拯救保护的极小种群、特有种等动物资源的主要的天然集中分布区和繁殖区。

(1) 陆生哺乳动物

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

(2) 鸟类

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

4.3.6.4 生态景观类型调查

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

(1) 耕地景观是评价区域内面积最大景观类型，总面积 52.2662hm²，占评价区域总面积的 31.83%。主要种植以玉米为主的农作物，另有，大豆、谷子、小麦等作物。

(2) 草甸景观大面积的分布于油田开发区内，总面积 51.8313hm²，占评价区域总面积的 31.56%。草甸分布不连续。

(2) 林地景观主要为人工防护林用地，总面积 5.1833hm²，占评价区总面积的 3.16%。

4.3.6.5 既有工程实际生态影响到及措施调查

根据现场调查，第九采油厂在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内草地及农田生态系统。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农田生态系统的影响。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。第九采油厂采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋，施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

在生产运营期，区块内油井作业均在永久占地范围内进行，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理，防止了油污污水污染周围生态环境，运行期间区域土壤环境质量整体良好，该区域油田开发对区域生态环境影响不大。

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，场站内道路两侧和场站院墙内外均已绿化，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。区域内井场周边生态环境现状及区域内井场平整情况见图 3.1-1。

综上所述，现有区块内生态环境保护措施都基本得到了落实，目前所采取的各项环保措施是有效的，未发现生态环境问题。

4.3.6.8 主要生态环境问题

根据现场调查，本工程所在区域内生态环境以农田生态系统、草地生态系统为主，为保护区域生态环境，第九采油厂在施工时采取了一系列的生态保护措施保护区域生态系统，例如尽可能增加丛式井比例，严格控制井场的临时及永久占地，井场施工结束后及时的进行了生态恢复，通过采取了一系列的生态保护措施后，油田的开发对农田生态系统没有造成明显影响。下一阶段要求建设单位严格控制该区域油田作业范围，严格运行期管理，尽量减小对区域生态系统的扰动，保证不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。

4.3.6.8 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型主要为草地及农田生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以草地及耕地为主，工程所在区域内主要土壤类型以草甸土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少，区域生态环境总体质量较好。

4.4 区域污染源调查

本项目为陆地石油开采项目，经现场调查，区域内污染源主要为油田场站及井场，场站主要包括敖南 2 转油站，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。

4.4.1 大气污染源调查

（1）常规污染因子

本项目依托场站敖南 2 转油站加热炉燃烧产生的烟气，包括颗粒物、二氧化硫、氮氧化物。根据监测数据可知，敖南 2 转油站加热炉排放的废气中颗粒物浓度最大值为 $9.7\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 最大值为 $85\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 最大值为 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度小于 1 级，加热炉废气均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。敖南 2 转油站加热炉烟气排放量约为 2885.54 万 m^3/a ，颗粒物排放量为 $0.3\text{t}/\text{a}$ ， NO_x 排放量为 $2.626\text{t}/\text{a}$ ， SO_2 排放量为 $0.323\text{t}/\text{a}$ 。

（2）特征污染因子

本项目所在区块为敖平 6 区块，根据调查，敖平 6 区块现有运行油水井 119 口，其中油井 91 口，注水井 28 口，目前实际产能 $2.329 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 。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 $1.4175\text{g}/\text{kg}$ 原油，则现有区域非甲烷总烃挥发量为 $33.01\text{t}/\text{a}$ 。

（3）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）区域空气质量变化状况

根据收集的滚动开发区块建设项目近 5 年的区域环境质量情况，具体见 4.3.1.3，项目区域内环境质量良好，各污染物浓度没有明显增加，且均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，说明滚动开发区块未对区域环境空气质量造成明显影响。

同时区域内敖南 2 转油站加热炉使用清洁燃料天然气，并采用低氮燃烧器，加热炉排放的污染物能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求；现有站场原油集输均采用密闭集输管线、装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，可有效控制烃类物质的排放，目前现有井场边界、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 中规定要求，区块内场站排放的 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。

由以上分析，建设项目所在区域的不存在大气环境问题。

4.4.2 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产生量约 146m³，生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

（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。

区域内油田采出水量为 1.68×10⁴t/a，区域内油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 1085.3m³/a，区域内水井洗井产生的洗井污水共计约 3360m³/a。区域内油田采出水、油水井作业污水、洗井污水最终均由敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层。

4.4.3 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，主要噪声源为敖南 2 转油站、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。

根据现有区块内验收调查报告中对区域内已建井场的监测结果可知，现有区块内已建井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准；根据本次对区块内已建场站的监测数据及验收监测数据可知，区域内敖南 2 转油站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

4.4.4 固体废物污染源分析

根据现状调查分析，区域内油井在进行作业过程中产生的含油污泥量约 3.07t/a，区域内场站清罐污泥产生量约为 30t/a，含油污泥由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；区域内场站共产生生活垃圾 1.83t/a，产生的生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理。

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

本工程施工期对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、运输车辆排放的尾气、柴油机燃烧排放的烟气。

(1) 施工扬尘

运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 $8-10\text{mg}/\text{m}^3$ 。

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，本项目施工区域 200m 范围内无环境敏感点，建设过程中产生的施工扬尘不会对周边环境产生较大影响。根据本工程特点，在施工过程中应采取以下措施：

- 1) 施工中路拌机采用密封拌合的方式；
- 2) 材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；
- 3) 施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等；
- 4) 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。
- 5) 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；
- 6) 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；
- 7) 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，可有效降低施工期过程中产生的扬尘，颗粒物浓度能够满足《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) 施工车辆尾气

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

(3) 柴油机燃烧排放的烟气

钻井时钻机和其他设备动力源均由发电机提供,而为发电机提供动能的是柴油机。根据工程分析可知,本工程柴油机功率为 1000kW, NMHC+NO_x 的排放速率 0.52g/kWh, 烟尘的排放速率 0.032g/kWh, CO 的排放速率 0.08g/kWh, 能够满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》(中国第三、四阶段)(GB20891-2014)及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》(GB 36886-2018)表 1 中Ⅱ类限值要求。

本项目施工时使用低标号柴油,调节好柴油机运行工况,可确保柴油机烟气中 SO₂、NO_x 的排放满足《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。距本项目钻井井场最近的环境敏感点为 89 号平台西北侧 2386m 的东巴彦他拉村,由于拟建工程开发区域所在地较空旷,扩散能力较快,因此对局部区域环境的影响不大。随着钻井工作的结束,柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

(4) 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

5.1.2.1 评价区域二十年地面气象资料

本项目分布在东经 124°49'33.672"~124°51'24.732", 北纬 45°57'39.168"~46°1'15.852" 区域,项目采用的是大庆气象站(一般气象站,50850)资料,气象站位于黑龙江省大庆市,地理坐标为东经 124.99030°,北纬 46.62080°,海拔高度 152m。气象站始建于 2005 年,于 2005 年正式进行气象观测。

大庆气象站距离本项目 80-90km,拥有长期的气象观测资料,以下资料根据 2005-2021 年气象数据统计分析。

(1) 气象站常规气象统计(2005-2021)

气象站常规气象项目统计表见表 5.1-1。

表 5.1-1 气象站常规气象项目统计表

统计项目	统计值	极值出现时间	极值
多年平均气温(°C)	5.2	/	/
累年极端最高气温(°C)	35.3	2018-06-02	38.9
累年极端最低气温(°C)	-27.9	2013-01-01	-36.2

多年平均气压 (hpa)		996.0	/	/
多年平均相对湿度 (%)		60.7	/	/
多年平均降雨量 (mm)		513.6	/	/
日照时长 (h)		2470.3	/	/
平均风速 (m/s)		5.2	/	/
静风频率 (%)		5.5	/	/
极大风速 (m/s)、相应风向		26.2、NW	2019-07-28	/
灾害天气统计	多年平均雷暴日数	20.8	/	/
	多年平均大风日数	3.8	/	/
	多年平均冰雹日数	0.7	/	

(2) 气象站风观测数据统计

①月平均风速

大庆气象站（距本项目最近的气象站）月平均风速见表 5.1-2，04 月平均风速最大（2.8m/s），8 月风最小（1.8m/s）。

表 5.1-2 气象站月平均风速统计（单位：m/s）

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
平均风速	1.9	2.2	2.6	2.8	2.7	2.1	2.0	1.8	2.1	2.2	2.2	1.9

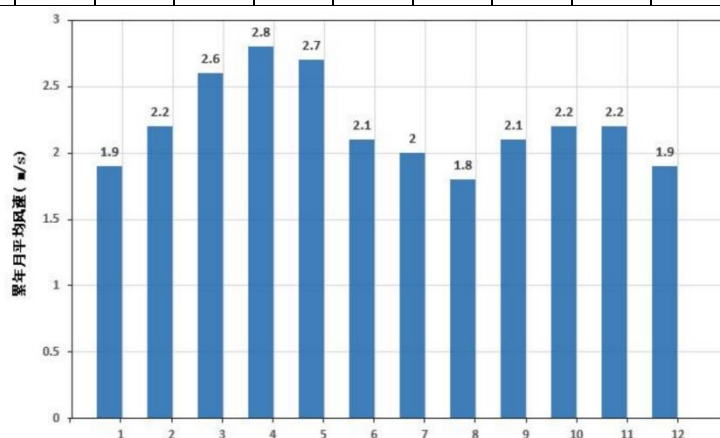


图 5.1-1 大庆月平均风速（单位：m/s）

②风向特征

近 20 年资料分析的风向玫瑰图见图 5.1-2，大庆气象站（距本项目最近的气象站）主要风向为 S、SSW、WSW、WNW，占 32.5%，其中以 S 为主风向，占到全年的 8.6%左右。

表 5.1-3 气象站年风向频率统计（单位：%）

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
频率	6.5	4.9	3.9	4.0	3.6	3.5	3.8	4.7	8.6	8.1	5.6	8.0	7.3	7.7	7.2	6.7	5.5

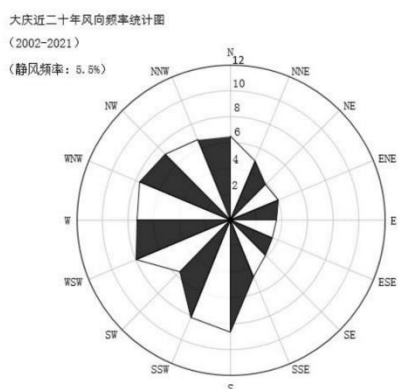


图 5.1-2 风向玫瑰图（静风频率 5.5%）

各月风向频率见表 5.1-4，月风向玫瑰图见图 5.1-3。

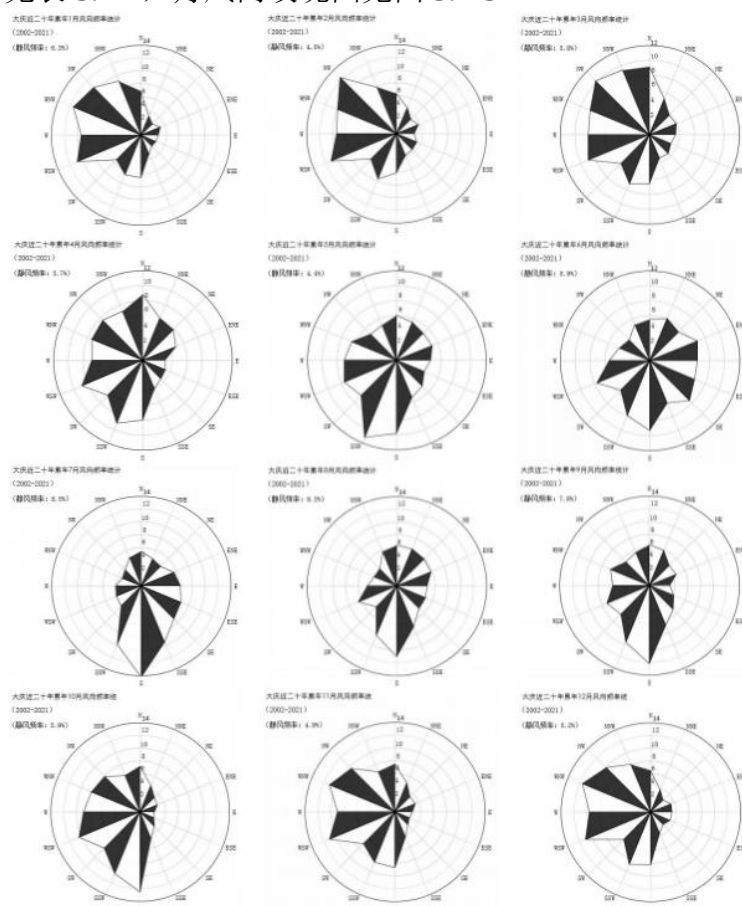


图 5.1-3 月风向玫瑰图（静风频率 5.5%）

表 5.1-4 气象站月风向频率统计（单位%）

风向频率月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
01	6.8	3.2	2.5	3.3	2.7	2.5	2.4	3.2	6.6	6.6	5.4	10.8	9.4	11.5	10.5	9.1	6.2
02	6.3	4.4	3.2	3.7	2.8	3.4	3.5	3.7	6.1	7.6	5.6	11.1	9.4	10	12.5	7.9	4.5
03	9.1	5.2	3.7	3.9	3.5	3.1	3.6	3.4	6.6	7.1	5.4	8.9	8.2	8.6	10.2	9.4	3.8
04	8.8	6.1	5.8	4.8	3	3.3	3.5	4.1	8	9.1	6.6	8.8	6.8	7.4	7.6	7.1	3.7
05	6	5.5	5.1	5.2	4.6	4	4.9	5.4	9.8	11.2	6.7	7.6	7	6.5	4.9	5.1	4.4
06	5.5	6.1	5.4	6.9	6.4	6.5	7.5	6.1	9.3	7.9	5.5	7.7	5.4	4.4	3.9	5.2	5.9

07	5.4	4.6	4.3	5.5	6.1	6.7	7.2	9.5	14.2	9.8	4.4	4.2	4	3.2	3.6	4.8	6.5
08	6.4	6.3	6	5.8	4.7	4.9	4.9	6.9	11	8.3	4.6	6.5	4.6	3.8	3.8	5.8	9.2
09	6.4	5.9	4.4	4.5	3.2	4.1	5.3	6.7	12.2	9.6	6.3	7.2	5.7	6.6	5.2	5.6	7.8
10	7.2	4.5	3.2	2.9	2.2	2.3	3.2	4.5	12.5	10.4	8	10.4	8.9	8.3	7.9	6.2	5.9
11	7.5	4.9	3.3	3.4	2.7	2.4	2.8	4.3	8.7	8.5	7	11.1	9	11.1	9.6	6.8	4.9
12	6.5	3.8	2.7	3.4	3.3	3.3	2.7	3.6	8.2	8.8	6	11.1	9.6	11.6	9.8	8.1	5.2

③风速年际变化特征与周期分析

根据近 20 年资料分析，大庆气象站（距本项目最近的气象站）2019 年年平均风速最大（3.1m/s），2014、2015 年年平均风速最小（1.5m/s）。

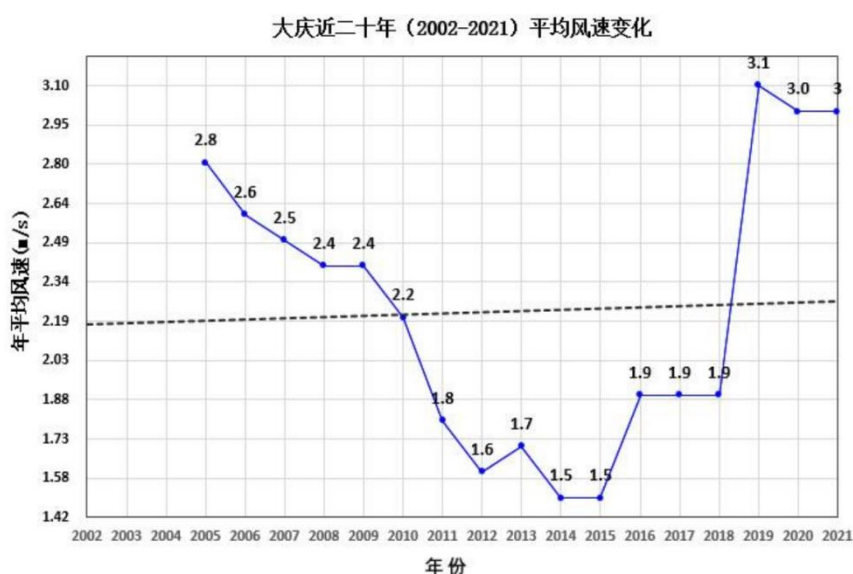


图 5.1-4 （2002-2021）年平均风速（单位：m/s，虚线为趋势线）

（3）气象站温度分析

①月平均气温与极端气温

大庆气象站（距本项目最近的气象站）07 月气温最高（24.1℃），01 月气温最低（-16.5℃），近 20 年极端最高气温出现在 2018-06-02（38.9℃），近 20 年极端最低气温出现在 2013-01-01（-36.2℃）。

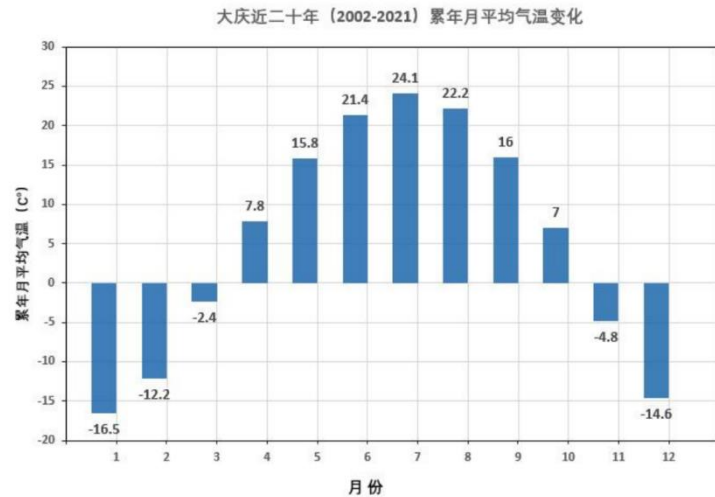


图 5.1-5 月平均气温图（单位：°C）

②温度年际变化趋势与周期分析

大庆气象站（距本项目最近的气象站）近 20 年气温呈逐年上升趋势，2007 年年平均气温最高（6.4°C），2010 年年平均气温最低（4.1°C）。

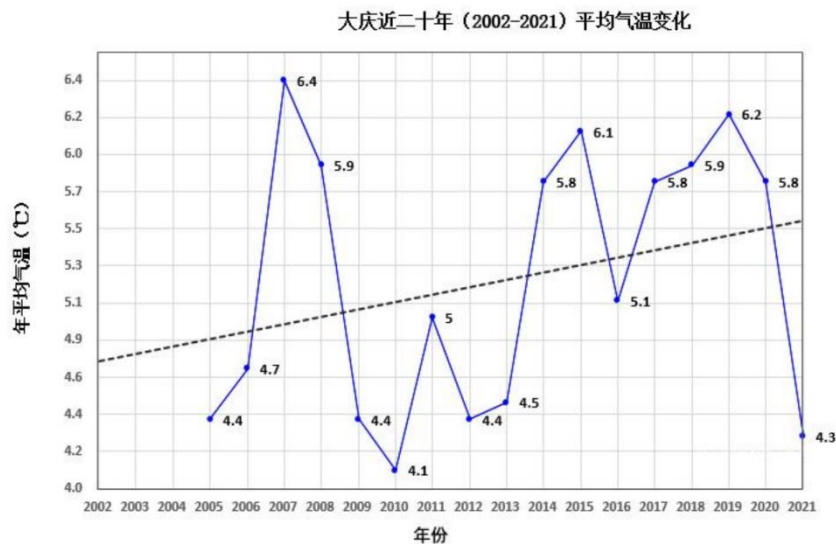


图 5.1-6 （2002-2021）年平均气温（单位：°C，虚线为趋势线）

（4）气象站降水分析

①月平均降水与极端降水

大庆气象站（距本项目最近的气象站）07 月降水量最大（147.7mm），1 月降水量最小（2.6mm），近 20 年极端最大日降水出现在 2018-07-25（96.8mm）。

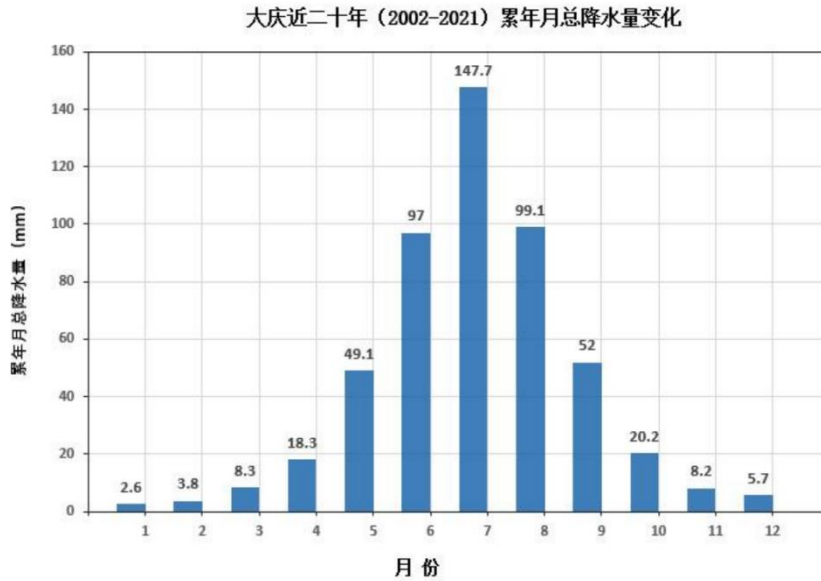


图 5.1-7 月平均降水量（单位：毫米）

②降水年际变化趋势与周期分析

大庆气象站（距本项目最近的气象站）近 20 年年降水总量无明显变化趋势，2018 年年总降水量最大（721.2mm），2007 年年总降水量最小（316.9mm）。

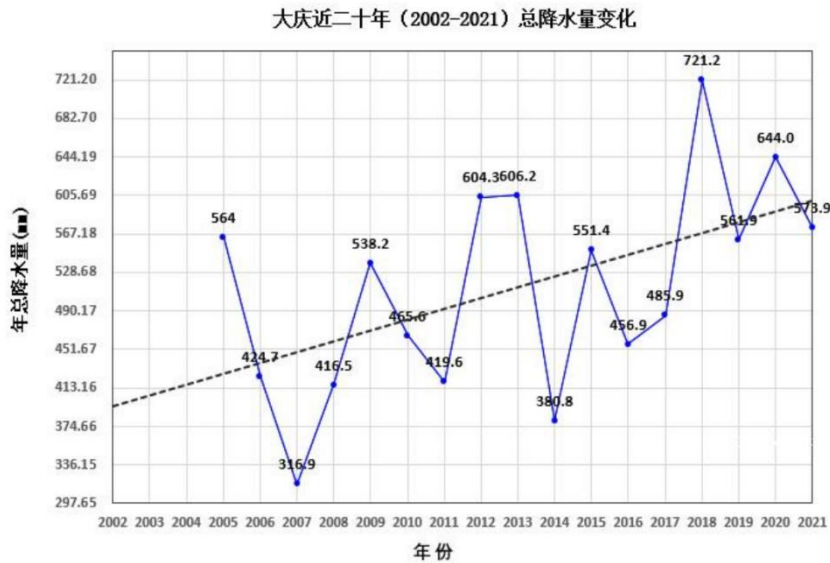


图 5.1-8 （2002-2021）年总降水量（单位：毫米，虚线为趋势线）

（5）气象站日照分析

①月日照时数

大庆气象站（距本项目最近的气象站）05 月日照最长（239.2 小时），12 月日照最短（155 小时）。



图 5.1-9 月日照时数（单位：小时）

②日照时数年际变化趋势与周期分析

大庆气象站（距本项目最近的气象站）近 20 年年日照时数呈现上升趋势，2020 年年日照时数最长（2825.1 小时），2015 年年日照时数最短（2144.4 小时）。

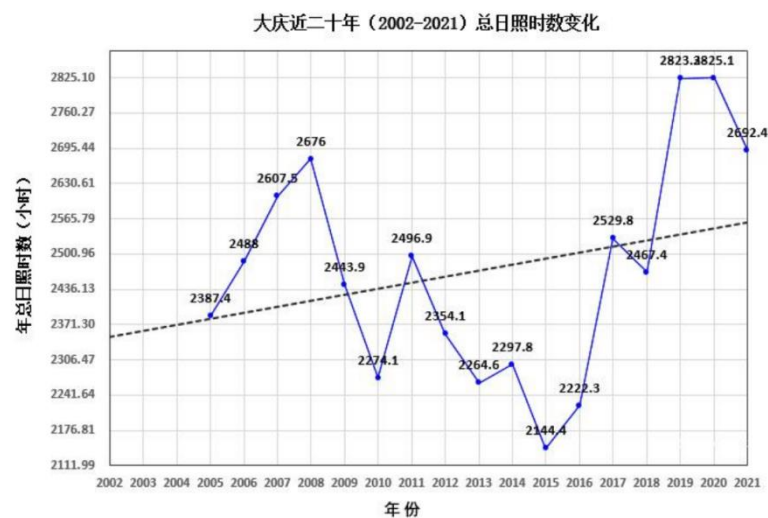


图 5.1-10 （2002-2021）年日照时长（单位：小时，虚线为趋势线）

（6）气象站相对湿度分析

①月相对湿度分析

大庆气象站（距本项目最近的气象站）07 月平均相对湿度最大（73.3%），04 月平均相对湿度最小（44.1%）。

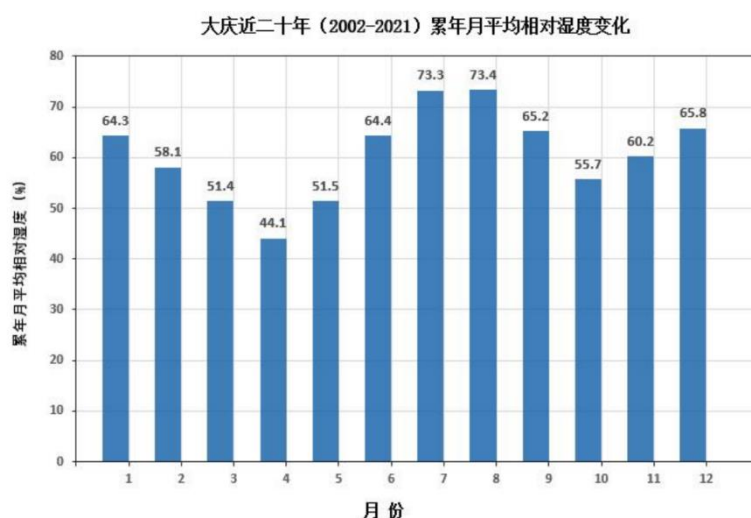


图 5.1-11 月平均相对湿度（纵轴为百分比）

②相对湿度年际变化趋势与周期分析

大庆气象站（距本项目最近的气象站）近 20 年年平均相对湿度无明显变化趋势，2013 年年平均相对湿度最大（67%），2017 年年平均相对湿度最小（56%）。

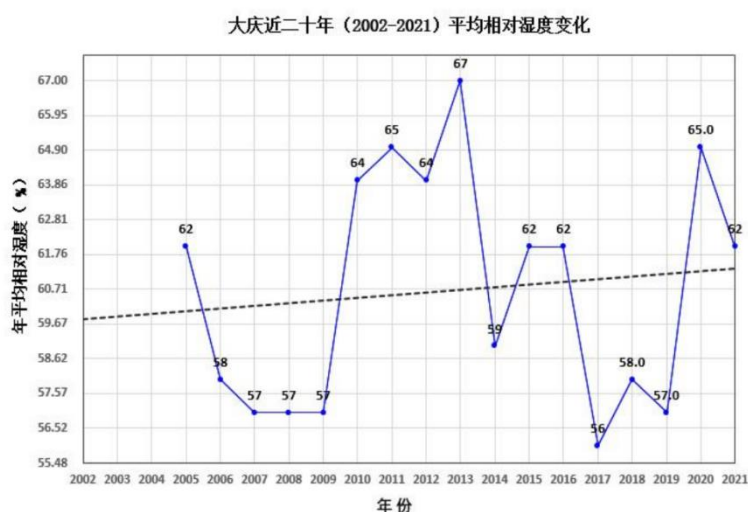


图 5.1-12 （2002-2021）年平均相对湿度（纵轴为百分比，虚线为趋势线）

5.1.2.2 近一年地面气象资料统计

本项目地面观测资料采用气象局提供的 2021 年 1 月至 2021 年 12 月全年风速、风向、干球温度、露点温度、相对湿度、气压观测资料以及观测的总云和低云资料进行统计分析。统计分析结果表明，2021 年评价区域平均温度 5.65℃，平均风速 2.96m/s。

（1）气象台站的基本信息

气象台站区站号（国家统一编号）50850；

测风距离地面高度 10.5 米；

测温离地面高度 1.5 米；

气象站地面高程（海拔高度）152 米；

气象站类别（一般站）。

（2）温度统计分析

年评价区域月平均温度统计表见表 5.1-5，2021 年评价区域月平均温度变化图见图 5.1-13。

表 5.1-5 年评价区域月平均温度统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
气温（℃）	-17.62	-11.82	0.65	8.27	15.84	21.21	25.34	20.68	16.13	7.34	-4.32	-13.94	5.65

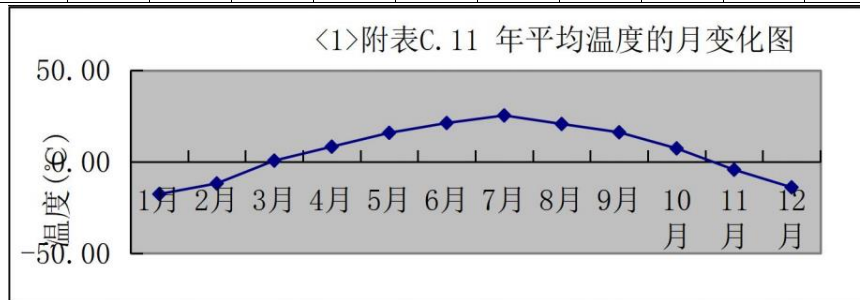


图 5.1-13 2021 年评价区域月平均温度变化图

从表 5.1-7 和图 5.1-13 看出，近 1 年的平均温度为 5.65℃，4-10 月份高于全年平均气温，其它月份小于全年平均值，7 月份平均气温最高为 25.34℃，1 月份温度最低为 -17.62℃。

（3）风速统计分析

2021 年平均风速为 2.96m/s，4 月份平均风速最大为 3.67m/s；1 月份平均风速最小为 2.41m/s。2021 年评价区域月平均风速统计见表 5.1-6，2021 年评价区域月平均风速变化图见图 5.1-14。

表 5.1-6 2021 年评价区域月平均风速统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
风速（m/s）	2.41	3.10	3.38	3.67	3.63	2.91	2.64	2.60	2.55	2.93	2.97	2.69	2.96

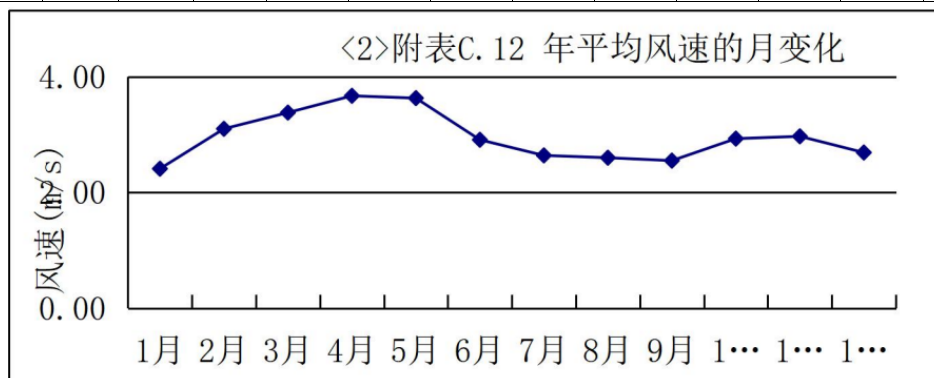


图 5.1-14 2021 年评价区域月平均风速变化图

年评价区域各季小时平均风速的日变化见表 5.1-7。2021 年评价区域各季小时平均风速的日变化见图 5.1-15。

表 5.1-7 2021 年评价区域各季小时平均风速的日变化 (单位: m/s)

	1 时	2 时	3 时	4 时	5 时	6 时	7 时	8 时	9 时	10 时	11 时	12 时
春季	2.80	2.72	2.60	2.69	2.70	2.89	3.46	3.82	4.38	4.60	4.94	4.82
夏季	2.10	2.16	2.15	2.24	2.16	2.37	2.66	2.93	3.09	3.31	3.63	3.69
秋季	2.33	2.32	2.49	2.42	2.36	2.51	2.64	2.99	3.34	3.46	3.69	3.79
冬季	2.43	2.48	2.46	2.40	2.41	2.36	2.43	2.50	3.05	3.26	3.59	3.65
	13 时	14 时	15 时	16 时	17 时	18 时	19 时	20 时	21 时	22 时	23 时	24 时
春季	4.78	4.88	4.77	4.27	3.83	3.36	2.85	2.70	2.94	3.01	2.81	2.77
夏季	3.64	3.54	3.30	3.31	3.17	2.72	2.31	2.11	2.04	2.11	2.18	2.25
冬季	3.84	3.87	3.50	3.16	2.52	2.28	2.28	2.38	2.33	2.40	2.37	2.37
春季	3.73	3.84	3.45	2.83	2.37	2.20	2.15	2.28	2.35	2.32	2.28	2.45

表 5.1-7 给出了风速日变化趋势。由表可知,各季节内,风速较小值一般出现在夜间,风速在下午达到最大,有利于大气污染物的扩散。

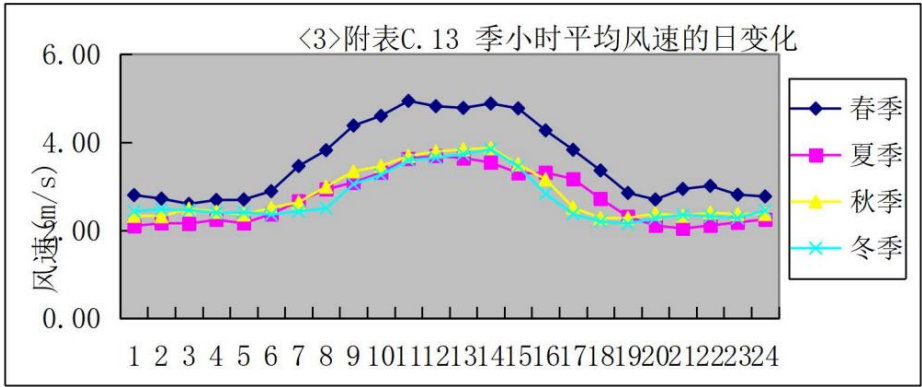


图 5.1-15 年评价区域各季小时平均风速日变化

(4) 风向、风频统计分析

风向、风频统计见图 5.1-16。

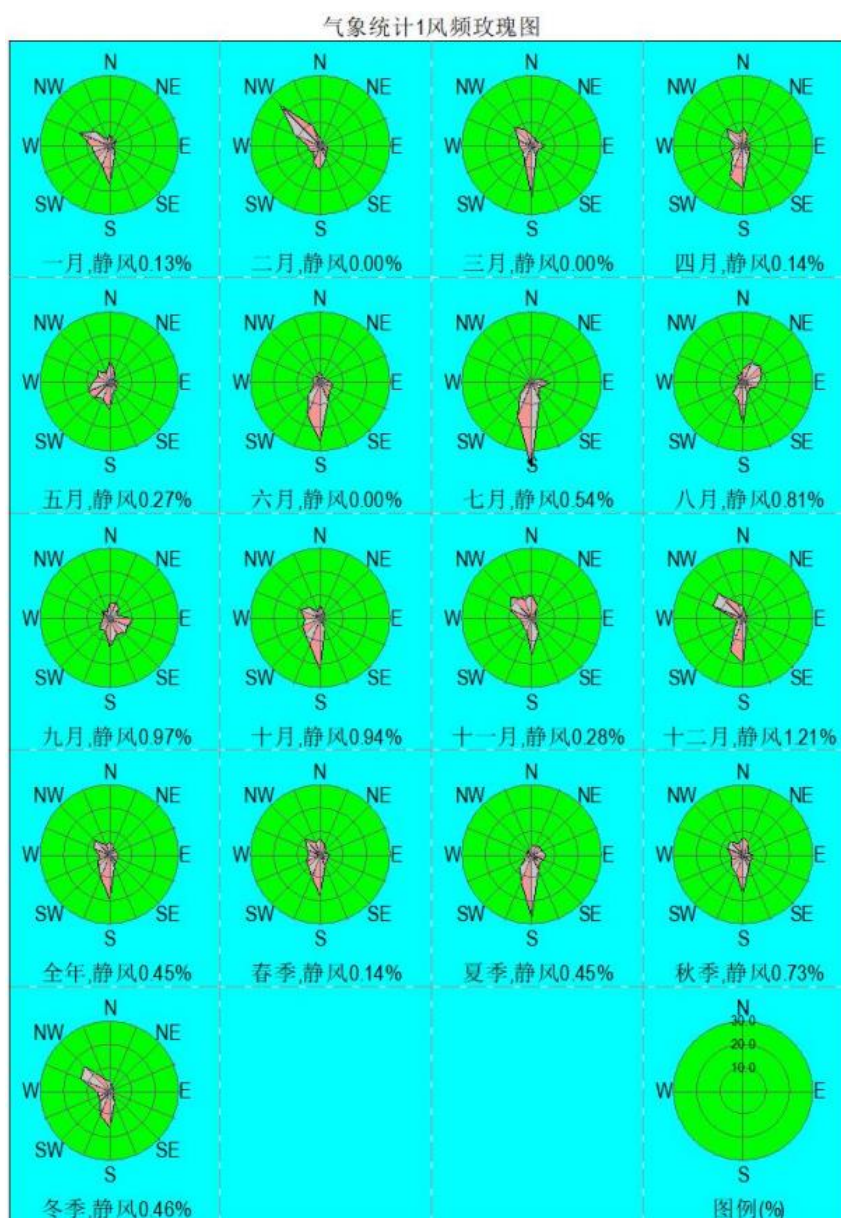


图 5.1-16 2021 年评价区域各月、季及年均风频玫瑰图

5.1.2.3 污染源调查

(1) 本项目污染源

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本工程运营期大气污染源主要为新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体，因依托场站未新建加热炉，故未对加热炉烟气进行预测。

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为 1.4175g/kg 原油，在油田集输过程中石油开采挥发性有机物主要产生在油井井场、依托场站（转油站、联合站），类比同类项目，其中油井井场产生的非甲烷总烃约占总产生量的 30%。根据大气评价等级判定分析，本项目大气评价等级为一级。

本项目井场面源非甲烷总烃排放量见表 5.1-8。

表 5.1-8 本本项目井场面源非甲烷总烃排放量汇总表

序号	平台	井号	井别	占地/m ²	长/m	宽/m	排放量 t/a
1	89 号平台	塔 283-扶 1-平 1	新钻油井	2040	51	40	1.6
2		塔 283-扶 3-平 1					
3		塔 283-扶 1-平 2					
4		塔 283-扶 3-平 2					
5	283-1-1 平台	塔 283-49-49	代用油井	2320	58	40	0.8
6		塔 283-49-斜 51	注转采井				
7	283-1-2 平台	塔 283-46-斜 54	代用油井	2040	51	40	1.6
8		塔 283-47-斜 51	代用油井				
9		塔 283-46-斜 52	代用油井				
10		塔 283-45-斜 53	代用油井				
11	283-1-3 平台	塔 283-44-斜 54	代用油井	2320	58	40	0.8
12		塔 283-42-斜 54	代用油井				
13	283-1-6 平台	塔 283-48-斜 48	代用油井	3440	86	40	2.8
14		塔 283-47-斜 47	代用油井				
15		塔 283-47-斜 49	注转采井				
16		塔 283-46-斜 46	代用油井				
17		塔 283-46-斜 48	代用油井				
18		塔 283-45-斜 47	注转采井				
19		塔 283-45-斜 49	代用油井				
20	283-1-7 平台	塔 283-44-斜 50	代用油井	3160	79	40	2.4
21		塔 283-44-斜 52	代用油井				
22		塔 283-43-斜 49	注转采井				
23		塔 283-43-斜 53	注转采井				
24		塔 283-42-斜 50	代用油井				
25		塔 283-42-斜 52	代用油井				
26	283-1-10 平台	塔 283-45-斜 45	代用油井	3160	79	40	2.8
27		塔 283-44-斜 44	代用油井				
28		塔 283-44-斜 46	代用油井				
29		塔 283-43-斜 43	代用油井				
30		塔 283-43-斜 45	注转采井				
31		塔 283-42-斜 46	代用油井				
32		塔 283-41-斜 45	代用油井				
33	283-1-11 平台	塔 283-42-斜 48	代用油井	2600	65	40	2.4
34		塔 283-41-47	注转采井				
35		塔 283-41-斜 49	代用油井				

36		塔 283-40-斜 46	代用油井				
37		塔 283-40-斜 48	代用油井				
38		塔 283-39-斜 47	代用油井				
39	28-1-18 平台	塔 283-49-斜 55	注转采井	2600	65	40	0.8
40		塔 283-48-斜 52	代用油井				
41	28-1-19 平台	塔 283-45-斜 57	代用油井	2320	58	40	1.2
42		塔 283-46-斜 56	代用油井				
43		塔 283-47-斜 57	注转采井				
44	单井	古龙 256-153	代用油井	1200	40	30	0.4

（2）本项目拟替代的污染源

根据建设单位提供资料和现场调查，项目区域不存在拟替代的污染源。

（3）其他在建项目、已批复环境影响评价文件的拟建项目污染源

根据建设单位提供的项目区建设情况及现场调查本次拟开发的区块大气评价区域目前不存在与评价项目排放污染物有关的其他在建项目、已批复环境影响评价文件的拟建项目。

5.1.2.4 大气环境影响预测方案

（1）预测模式

采用 HJ2.2-2018 推荐模式清单中的 AERMOD 模型进行预测，AERMOD 模型版本号为 2.2.0.23875。地形按简单地形考虑。

（2）气象资料

根据本工程的厂址位置，通过生态环境部环境工程评估中心环境空气质量模型技术支持服务系统查询确定气象资料站点，选择大庆气象站（124.99030 E，46.62080N）作为本次预测气象统计资料、地面气象数据、高空模拟气象数据来源。本工程大气预测所需的地面气象数据由国家气象信息中心提供；高空气象资料采用“中国全球大气再分析中间产品（CRA-Interim）”，购置于国家气象信息中心。

观测气象数据及探空气象数据基本信息见表 5.1-9。

表 5.1-9 观测气象数据信息

气象站名称	气象站等级	气象站坐标		相对距离 /km	海拔高度 /m	数据年份/年	气象要素
50850	一般站	124.99030E	46.62080N	60-70	152	2021	温度、风向、风速、总云量

（3）地形及土地利用参数

①地形参数

地形采用 SRTM 的数据，土地利用类型采用中欧亚大陆的亚洲部分，并根据实际规划情况进行了调整。地形数据由软件配套数据库提供。

①地表参数

评价区内地表特征为农作地（0°~360°），采用 1 个扇区。项目所处大庆市属于温带季风气候，四季气候区分明显，对地表参数按月份进行划分，其地表参数列于下表。

表 5.1-10 预测模式中应用的地表参数

序号	扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
1	0-360	一月	0.6	1.5	0.01
2	0-360	二月	0.6	1.5	0.01
3	0-360	三月	0.14	0.3	0.03
4	0-360	四月	0.14	0.3	0.03
5	0-360	五月	0.14	0.3	0.03
6	0-360	六月	0.2	0.5	0.2
7	0-360	七月	0.2	0.5	0.2
8	0-360	八月	0.2	0.5	0.2
9	0-360	九月	0.18	0.7	0.05
10	0-360	十月	0.18	0.7	0.05
11	0-360	十一月	0.18	0.7	0.05
12	0-360	十二月	0.6	1.5	0.01

（4）环境空气保护目标及网格点环境质量现状浓度

对于区块 NMHC 采用 1 个点位补充监测数据（明代村）作为环境空气保护目标及网格点环境质量现状浓度，首先计算相同时刻各监测点位平均值，再取各监测时段平均值中的最大值作为环境空气保护目标及网格点环境质量现状浓度。

表 5.1-11 预测背景值

预测因子	类型	背景值 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	来源
NMHC	小时值	750	补充监测数据最大值

（5）预测范围

根据导则要求，预测范围应覆盖评价范围，且覆盖各污染物短期浓度贡献值占标率大于 10%的区域，根据 AERMOD 模型预测结果，本项目废气污染物占标率 10%最远影响距离不超过 2.5km，因此确定本工程预测范围为以井场为中心外扩 2.5km，尺寸 8300m×8135m 的矩形区域。

（2）预测参数及情景组合

①预测因子：非甲烷总烃；

②预测范围：覆盖评价范围，以井场为中心外扩 2.5km，预测范围总面积约 44.66km²。

③网格划分：预测网格间距 100m。

④预测周期：根据导则要求，依据评价所需环境空气质量现状、气象资料等数据的可获得性、数据质量、代表性等因素，选择近 3 年中数据相对完整的 1 个日历年作为评价

基准年。因此可选择 2021 年为评价基准年，预测周期为连续 1 年。

⑤敏感点：东巴彦他拉村。

⑥预测与评价内容

本评价大气环境影响预测与评价内容见表 5.1-12。

表 5.1-12 大气环境影响预测与评价内容

评价对象	污染源	污染源排放形式	预测内容	评价内容
达标区评价项目	新增污染源	正常排放	短期浓度	最大浓度占标
	新增污染源	正常排放	短期浓度	短期浓度的达标情况
	新增污染源	非正常排放	1h 平均质量浓度	最大浓度占标率

⑤本项目污染源

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 31.327t/a，主要排放位置有油井井场、集输管道阀门、转油站、联合站等位置，其中油井井场占比约 30%。本项目共计 44 口油井，形成 10 座平台井和 1 座单井，结合项目油井分布、产能建设情况及实际井场占地情况，本次预测本项目大气污染源技术数据详见表 5.1-13。

表 5.1-13 本项目污染物面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度 /m	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
89 号平台井场	124.19997	46.26261	131	0	51	40	2	8760	正常排放	0.1826
283-1-1 号平台井场	124.19143	46.25413	134	0	58	40	2			0.0913
283-1-2 号平台井场	124.19786	46.25302	131	0	51	40	2			0.1826
283-1-3 号平台井场	124.20883	46.25084	129	0	58	40	2			0.0913
283-1-6 号平台井场	124.19176	46.24951	138	0	86	40	2			0.3196
283-1-7 号平台井场	124.20002	46.24771	132	0	79	40	2			0.2740
283-1-10 号平台井场	124.18778	46.24381	134	0	79	40	2			0.3196
283-1-11 号平台井场	124.19435	46.24316	134	0	65	40	2			0.2740
28-1-18 号平台井场	124.19833	46.25564	130	0	65	40	2			0.0913
28-1-19 号平台井场	124.20429	46.25375	130	0	58	40	2			0.1370
古龙 256-153 井场	124.19272	46.24623	137	0	40	30	2			0.0457

5.1.2.5 大气环境影响预测结果与分析

(1) 新增污染源贡献浓度结果

本项目主要选取大气环境影响评价范围内的大气环境保护目标进行预测，本评价采用 AERMOD 推荐模式计算评价范围内区域最大浓度影响值。拟建井场厂界非甲烷总烃贡献浓度统计见表 5.1-14，非甲烷总烃新增污染源贡献浓度及叠加后环境质量浓度预测结果见表 5.1-15，非甲烷总烃短期贡献浓度分布见图 5.1-17，叠加后非甲烷总烃浓度分布见图 5.1-18。

表 5.1-14 拟建井场厂界非甲烷总烃贡献浓度统计表 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

井场 \ 厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
89 号平台井场	729.30628	581.86292	677.78464	619.4322
283-1-1 号平台井场	343.91014	274.88488	362.1291	336.90768
283-1-2 号平台井场	558.57599	561.47374	717.16135	523.11828
283-1-3 号平台井场	353.84757	276.82169	335.72846	272.23504
283-1-6 号平台井场	874.84954	687.1496	970.68867	589.32507
283-1-7 号平台井场	904.82631	802.38122	839.42776	656.93754
283-1-10 号平台井场	1120.74345	784.81954	996.08841	751.30203
283-1-11 号平台井场	920.68198	662.85377	976.69411	728.19904
28-1-18 号平台井场	324.12928	239.35311	323.13449	291.87233
28-1-19 号平台井场	585.95625	378.24505	509.52673	518.65647
古龙 256-153 井场	194.40244	223.6746	245.74658	219.09932

表 5.1-15 非甲烷总烃新增污染源贡献浓度及叠加后环境质量浓度预测结果表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率/%	背景值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	叠加值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	达标情况
NMHC	东巴彦他拉村	小时值	10.34223	0.5171	750	750.855	达标

(2) 非正常工况预测

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修井，修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具，会增加非甲烷总烃挥发量，取油井作业时非甲烷总烃挥发量为正常挥发量的 10 倍，同一平台油井不同时作业，以 89 号平台井场作业为例，本项目非正常工况下污染物外排情况参见表 5.1-16。

表 5.1-16 非正常工况源强表

污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间 (h)	年发生频次 (次)	应对措施
89 号平台井场	油井作业	NMHC	/	0.59345	1	1	作业前实施压井技术（即对油井修井前向其注入高压水，冲刷油管

							和套管) 以及安装井下卸油器

表 5.1-17 非正常大气污染物贡献浓度影响表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率/%	达标情况
NMHC	东巴彦他拉村	小时值	14.86985	0.7435	达标

(3) 大气环境保护距离的设置

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及厂界外短期贡献浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值,故无需设置大气环境保护距离。

(4) 污染物排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),对污染物排放量进行核算,提出污染源监测计划。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,故不对加热炉排放的污染物进行核算。本项目大气污染物无组织排放量核算见表 5.1-18。

表 5.1-18 大气污染物无组织排放量核算

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	
1	井场、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	31.327
2	敖南 2 转油站、龙一联合站	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程			
3	敖南作业区废水回收点	含油污水暂存、集输	非甲烷总烃	卸液池采用活动盖板，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			58.68

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-19。

表 5.1-19 本项目大气污染物年排放量核算

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	58.68

(5) 评价结论

①本项目所在地区为大庆市，为达标区域。新增污染物正常排放下，拟建井场厂界非甲烷总烃贡献浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求，非甲烷总烃小时值对环境敏感点最大浓度贡献值占标率为 0.5171%，均小于 100%，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中新增污染源正常排放下污染物短期浓度贡献值最大浓度占标率≤100%，叠加现状浓度后，环境敏感点处非甲烷总烃的短期浓度最大为 750.855μg/m³，满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³ 要求。

②非正常工况下，预测 NMHC 的 1h 平均质量浓度贡献值最大浓度占标率均小于 100%。

③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。

④正常工况下，本项目在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场及依托的油气处理站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 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》(GB37822-2019) 附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求，油田开发区域产生的非甲烷总烃对大气环境影响较小。非正常工况为油井井下作业，作业过程中使用作业污水回收装置，整个过程非甲烷总烃排放量很小，且作业时间很短，对大气环境影响较小。

通过采取上述措施，区域环境质量能够满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及修改单二级标准要求。本项目大气环境评价等级为一级，环境影响是可接受的，大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.1.3 退役期

本项目退役期对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、运输车辆排放的尾气。

(1) 施工扬尘

运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。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，在退役期施工过程中应采取以下措施：

1) 材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；

2) 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。

3) 在施工过程中,施工场地应定时适量洒水,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;

采取上述措施后,可有效降低退役期施工过程中产生的扬尘,颗粒物浓度能够满足《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。施工扬尘对周边敏感目标影响具有一定的时段性,这种影响随着施工的结束而消失。

(2) 车辆尾气

本项目退役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,其污染不集中且扩散能力相对较快,因此对环境的空气的影响不是很大。

5.2 地表水环境影响评价

项目区域地表水体主要为瓦金诺尔泡,位于塔283-1-3号平台东侧120m,瓦金诺尔泡为季节性水泡,无堤坝,水域面积约8.62km²,平均水深0.8m,本项目89号平台井场位于低洼草地内,在雨季受降雨影响,低洼地带的井场可能积水与周边无堤坝的瓦金诺尔泡连通。

施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是水基钻井废水、油基钻井废水、管线试压废水、生活污水、压裂返排液,污染因子主要为COD、氨氮、SS、石油类。

运营期产生的废水主要为作业污水、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

项目施工期产生的水基钻井废水排入井场钢制水基泥浆槽中,及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站(采油九厂)处理,处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层;油基钻井废水排入井场设置的钢制油基泥浆槽中,委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理,处理后的污水进入污水罐储存,定期拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层;管线试压废水由罐车拉运至敖包塔1号含油污水处理站、敖包塔2号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层,不外排;钻井施工期

施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。压裂返排液由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理，分离出污水经新一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，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，运行期油田采出水管输进入敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；作业污水通过罐车回收后拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排；洗井污水随集油管道进入集油系统，最终管输至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。综上所述，本项目运营期废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，因此，正常工况下对区域内地表水体几乎不产生影响。

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

（1）地表水环境保护措施有效性

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

①为避免低洼地井场对周边瓦金诺尔泡的影响，对低洼地带的井场进行填筑，其中 89 号平台井场平均填高 1.8m，283-1-3 号平台井场平均填高 1m，低洼地井场采用水泥混

凝土预制块、干砌块石护砌。

②施工期在低洼地井场占地边界修建 0.3m 高临时围堰，确保施工期井场污染物不会进入地表水体。

③为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，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。

④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；

⑤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；

⑥定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为 1 次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

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

（2）依托污水处理站的环境可行性

①污水站处理工艺及处理能力可行性分析

本项目 44 口油井采出水依托敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理，站内采用自然沉降、混凝沉降、两级压力过滤处理工艺，设计出水水质指标为含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ ，设计污水处理量为 $7500\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际污水处理量为 $6040\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新钻井单井最大采出水量为 8.3t/d ，代用井及注转采井单井最大采出水量为 2.5t/d ，本项目共计 4 口新钻井、31 口代用井、9 口注转采井，则本项目 44 口油井新增采出水量为 133.2t/d ，新增污水后处理量为 $6173.2\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 82.31%，满足开发需求。

②污水站处理达标后回注的环境可行性分析

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

本次委托大庆中环评价检测有限公司于 2023 年 10 月 7 日-8 日对敖包塔 1 号含油污

水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站出水水质进行监测，处理后的污水含油量为 1.49~2.21mg/L，悬浮固体含量为 2~3mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，处理后污水回注油层，符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中相关要求。

5.2.2.1 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 退役期

退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理，不会对周边地表水产生影响。退役期生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。本项目退役期废水均得到合理有效的处理，不会对区域内地表水体产生不良影响。

5.2.4 地表水环境影响评价结论

本项目在施工期、运营期正常生产及非正常工况、退役期情况下，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，运营期应加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

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

①钻井过程对地下水环境影响分析

本项目钻井期对地下水可能造成的影响主要是钻井过程中钻遇含水层时钻井液漏失对地下水造成影响。若漏失地层存在较多的裂隙时，漏失的钻井液就有可能沿着岩层裂隙进入地下水造成地下水污染。

钻井期间，为防止钻井泥浆上返地面后对土壤的污染，井场设钢制泥浆槽，泥浆不落地；钻井过程中使用双层套管，以保护地下水不受污染；表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的地下水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件；尽可能缩短水泥胶的稠化时间减少对地层水的污染；慎重使用水泥外加剂，表套固井不使用带毒性的水泥外加剂；提高钻井速度，减少钻井泥浆对地层水的污染及浸泡时间；固井水泥返高要求返至油层以上 100m，确保完全封闭此深度内的潜水层和承压水层，保证地下水质安全。结合油田多年钻井的实际经验可知，在固井质量可靠的基础上，一般井管泄漏的可能性极小。即使发生泄漏，固井时已采用加套管等防护措施，正常情况下不会对地下水产生影响。

②压裂对地下水环境影响分析

油气层压裂工艺采用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体通过井筒挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。在固井质量可靠，并采用加套管等防护措施的基础上，一般井管压裂液泄漏的可能性极小。本项目采用无毒、低毒的环境友好型压裂液，压裂实施过程中加强现场监督，产生的压裂返排液直接进入罐车，不落地，因此正常情况下不会对地下水产生影响。

③井场防渗旱厕对地下水环境影响分析

施工场地的生活污水经临时防渗旱厕收集，生活污水量非常少且是短期行为，生活污水定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

④油基泥浆循环罐、柴油罐区对地下水影响分析

本项目钻井时期在井场设置 1 个油基泥浆循环罐区、1 个柴油罐区，罐区属于重点防渗区，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求。由于油基泥浆循环罐、柴油罐为地上罐，即使发生泄漏也能够及时发现并处理，加之罐区场地已进行防渗处理，对地下水产生影响的可能性极小。

综上所述，项目正常情况下施工期水基钻井废水排入井场钢制水基泥浆槽中，与水基废钻井液、水基钻井岩屑一同拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，

处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理达标后回注油层；油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的脱油泥满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后用作油田垫井场和通井路；管线试压废水由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排；钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。压裂返排液由罐车拉运至新一联合压裂返排液处理站处理，分离出污水经新一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。因此，本项目施工期正常情况下不会对地下水产生影响。

（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敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层，含油污泥、落地油由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。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。

（3）退役期

建设项目进入闭井期，油井退役后采用全段封井工艺进行封井处理，阻止各层段之间的井内窜流，达到保护含水层的目的，可有效阻隔油层中含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系，井区内的潜水含水层和承压含水层均不再受石油开采的影响。

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）根据井身结构设计数据，钻井次序分为二开，一开采用水基钻井液，二开采用油基钻井液。钻井时，钻井套管连接错位、套管连接不及时等操作失误导致钻井液泄漏，油基钻井液窜入含水层造成对地下水污染，可能对承压水含水层造成污染。

（2）运营期间，可能因管道老化、腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏，多发生在投产若干年后，一旦管道泄漏会有原油、含油污水溢出，对环境造成污染，但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。管道泄漏原油、含油污水首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，管道泄漏一般不会对承压水造成影响。

（3）如果钻井时固井质量不高，密封不严，可使原油水由井下深层上升进入含水层而污染地下水。这些井孔不仅是下部原油上升污染地下水的通道，同时也可成为地表污水进入地下水层的通道，使污染物随地下径流扩散迁移，造成地下水的污染而长期无法补救和恢复。随着油田的开发时间的逐渐后移，运行了一段时间的油水井可能会发生套管破裂造成含油物质渗漏进而对地下水造成影响。

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	套管连接错位、套管连接不及时等操作失误造成油基钻井液泄漏	承压水	—	√
2	集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏	潜水	—	√
3	油井泄漏造成的含油物质泄漏	承压水	√	—

根据以上情景模式，预测事故状态下对区域潜水层（第四系上更新统松散层孔隙潜水）或有饮用价值的承压水层（第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水含水层）的影响。由于本项目各井场距离较近，且均位于同一水文地质单元，因此选取可能对地下水造成最大影响的井场进行预测分析。

情景一：钻井套管连接不及时等操作失误造成油基钻井液泄漏

（1）预测源强

根据企业提供的钻井工程方案，本项目单口油井钻井时最大井筒容积为 157m³，即井筒内油基钻井液最大量为 157m³。假定钻井套管连接错位、套管连接不及时等操作失误造成油基钻井液泄漏，每天泄漏源强为井筒油基钻井液量的 10%，即油基钻井液最大泄漏源强为 15.7m³/d。

根据企业提供的油基钻井液体系配方，油基钻井液主要污染物为柴油，柴油含量 80%~90%，则柴油最大泄漏源强为 $15.7\text{m}^3/\text{d} \times 90\% = 14.13\text{m}^3/\text{d}$ 。柴油密度按 $0.835\text{t}/\text{m}^3$ ，即柴油最大泄漏源强为 $14.13\text{m}^3/\text{d} \times 0.835\text{t}/\text{m}^3 \times 1000\text{kg}/\text{t} = 11798.55\text{kg}/\text{d}$ 。由于油基钻井液泄漏不能实时控制，不易被发现，最不利情况为钻井套管连接错位导致井筒油基钻井液在整个油基钻井期一直泄漏，即泄漏时间选取单井油基钻井时间 22d，柴油泄漏总量为 259568.1kg。

(2) 预测因子

钻井套管连接错位、套管连接不及时等操作失误造成的井筒油基钻井液泄漏，污染物主要为柴油，以石油类计，因此，选取石油类作为本次评价预测特征因子。预测第 100 天、1000 天、5000d 石油类在承压水中的运移情况。

(3) 预测模型

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

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M —含水层的厚度，m；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

u —水流速度，m/d；

n —有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d 。

π —圆周率。

(4) 参数选取

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，承压水含水层渗透系数 $K = 15\text{m}/\text{d}$ ，水力坡度 $I = 0.0003$ ，有效孔隙度 n 为 0.25，有效评价区内承压水含水层地下水流速为 $0.018\text{m}/\text{d}$ 。承压含水层厚度 65m。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 $0.5\text{m}^2/\text{d}$ ，

横向弥散系数 0.05m²/d。

选取地下水石油类≤0.05mg/L（参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准执行），化学反应常数为 0。

（5）预测结果

钻井套管连接不及时等操作失误造成的油基钻井液泄漏第 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 油基钻井液泄漏对地下水影响预测结果表

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离 (最大迁移距离)	影响面积
石油类	100 天	55.8m	2835m ²	58.8m	3161.5m ²
	1000 天	173m	23835m ²	183m	27007m ²
	5000 天	413m	103104m ²	437m	119148m ²

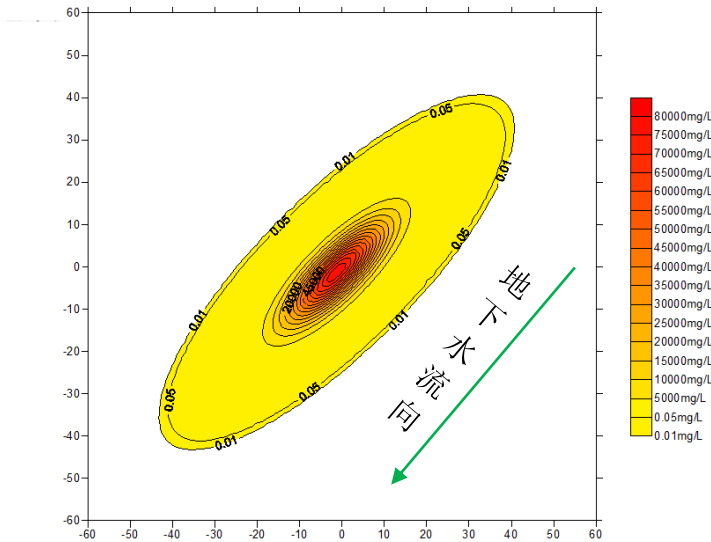


图 5.3-1 油基钻井液泄漏后 100 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

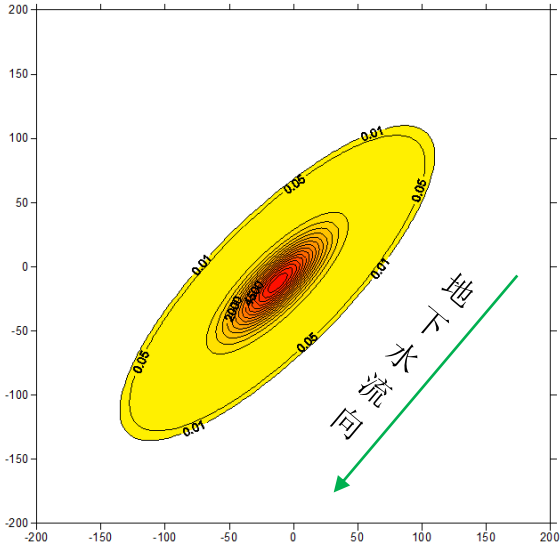


图 5.3-2 油基钻井液泄漏后 1000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

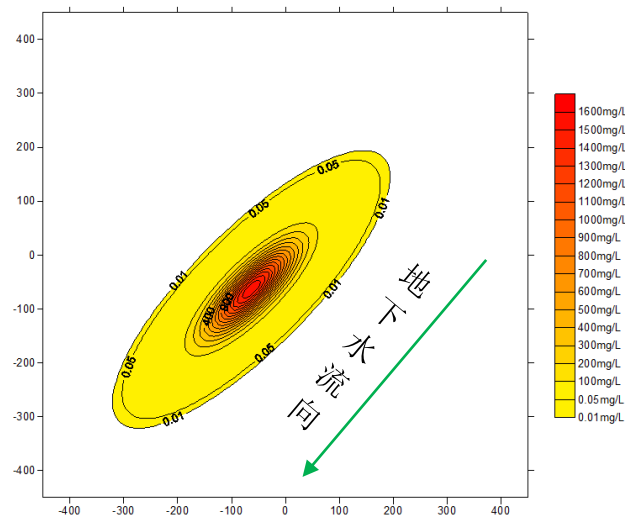


图 5.3-3 油基钻井液泄漏后 5000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，油基钻井液泄漏 100d 后，超标距离最远为 55.8m，影响距离最远为下游 58.8m；油基钻井液泄漏 1000d 后，超标距离最远为 173m，影响距离最远为下游 183m；油基钻井液泄漏 5000d 后，超标距离最远为 413m，影响距离最远为下游 437m。

经调查，距离钻井井场最近的地下水环境敏感点为 89 号平台西北侧 2386m 的东巴彦他拉村分散式饮用水井，不在本项目油基钻井液泄漏 5000d 的影响范围内，因此，钻井套管连接不及时等操作失误造成的油基钻井液泄漏不会对其产生污染影响。

情景二：输油管道泄漏

（1）预测源强

本项目集油管线共 0.1km，规格为 DN50，假设输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，管道设有压力监控，一旦发生泄漏管道压力就会出现异常，工作人员可及时发现，一般情况 24h 内可发现。假设工作人员 24h 内发现，并采取关闭阀门、机泵等措施进行控制，泄漏时间取 24h，泄漏源强以《给水排水管道工程施工及验收规范》（GB50268）中压力管道严密性泄漏试验允许渗水量中的 10 倍来计算，参照 DN100 钢管允许渗水量为 0.28L/（min km），液体泄漏量为 0.4032m³，采出液中综合含水率最小为 18.8%（即含油量为 81.2%），原油密度按 0.8566g/cm³ 算，计算得原油泄漏量 0.28t。

（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。预测第 100 天、1000 天、5000d 石油类在潜水中的运移情况。

(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：

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

π—圆周率。

(4) 参数选取

根据达西定律 u=渗透系数×地下水水力坡度/有效孔隙度，潜水含水层渗透系数 K=10m/d，水力坡度 I=0.0003，有效孔隙度 n 为 0.18，有效评价区内潜水含水层地下水流速为 0.017m/d。潜水含水层厚度 4.0m。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 0.5m²/d，横向弥散系数 0.05m²/d。

选取地下水石油类≤0.05mg/L（参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准执行），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 5.3-3、图 5.3-4~图 5.3-6。

表 5.3-3 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	超标最远距离	超标面积	最远影响距离 (最大迁移距离)	影响面积

石油类	100 天	47.7m	2102m ²	51.7m	2421m ²
	1000 天	146m	16447m ²	158m	19621m ²
	5000 天	344m	66188m ²	373m	82204m ²

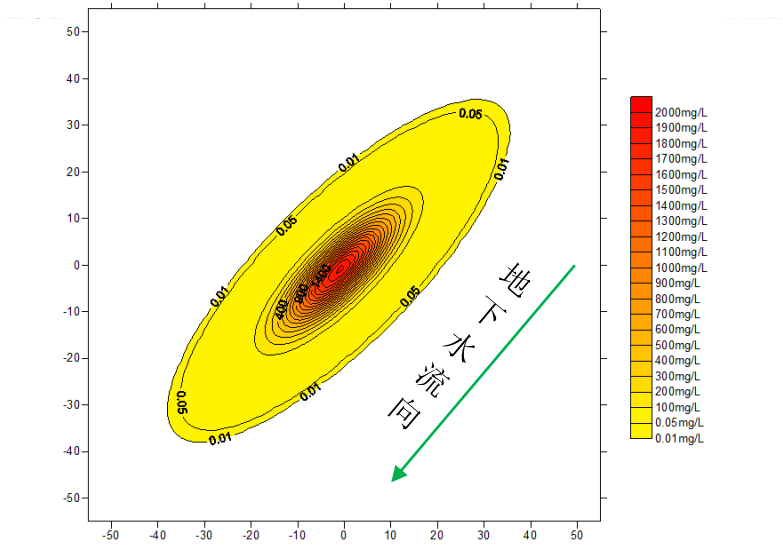


图 5.3-4 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

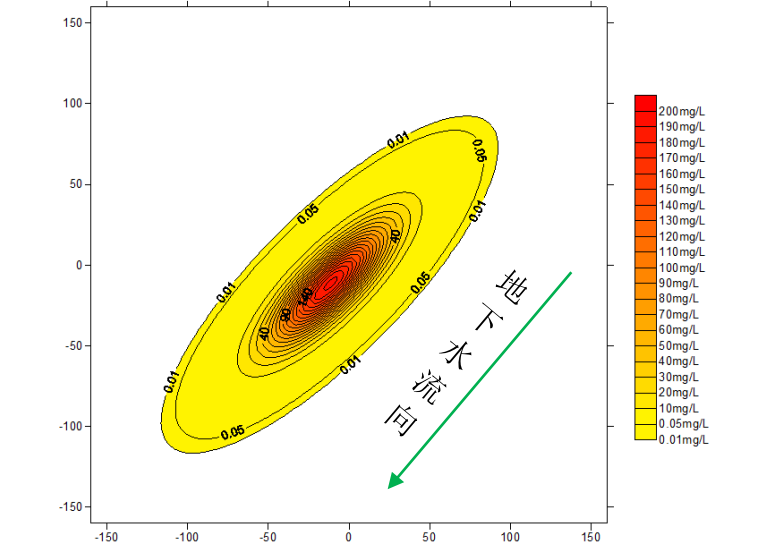


图 5.3-5 集油管道泄漏后 1000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

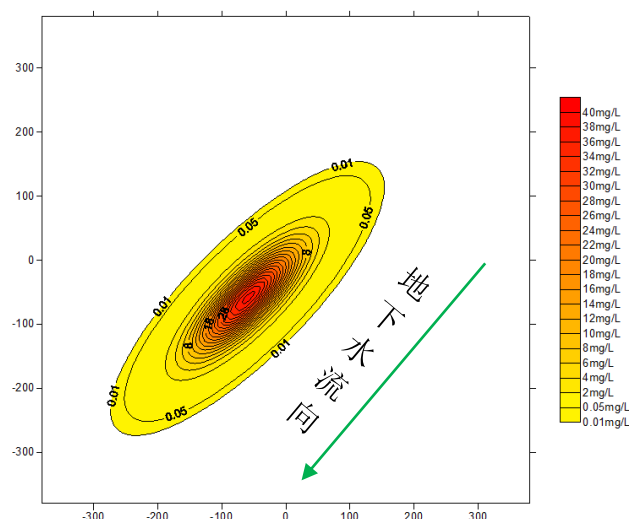


图 5.3-6 集油管道泄漏后 5000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

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，超标距离最远为 47.7m，影响距离最远为下游 51.7m；集油管道泄漏 1000d 后，超标距离最远为 146m，影响距离最远为下游 158m；集油管道泄漏 5000d 后，超标距离最远为 344m，影响距离最远为下游 373m。本项目管线泄露，可能会对区域内潜水产生影响，为避免管线泄漏对潜水的影响，应采取措施避免管线泄漏，如采用防腐无缝钢管，运行期定期巡线检查等措施，巡线过程中若发现管线泄漏，应及时关闭截断阀，并在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，并对泄漏的管线进行更换，更换完成后及时清理被污染的土壤。采取以上措施后可有效预防管线泄露，事故状态下可有效阻止原油泄漏进入地下水，对潜水的影影响较小。

情景三：油井套管破损泄漏

（1）预测源强

假设油井套管破损发生泄漏，本项目单口油井最大产油量为 8.5t/d，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井产油量的 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 850kg/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

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

式中:

x, y—计算点处的位置坐标;

t—时间, d;

C(x, y, t)—t时刻点 x, y 处的示踪剂浓度, 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(u²t/4DL, β)—第一类越流系统井函数。

(4) 参数选取

根据达西定律 u=渗透系数×地下水水力坡度/有效孔隙度, 承压水含水层渗透系数 K=15m/d, 水力坡度 I=0.0003, 有效孔隙度 n 为 0.25, 有效评价区内承压水含水层地下水流速为 0.018m/d。承压含水层厚度 65m。区域地下水纵向弥散系数 0.5m²/d, 横向弥散系数 0.05m²/d。

选取地下水石油类≤0.05mg/L(参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) II 类标准执行), 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 5.3-4、图 5.3-7~图 5.3-9。

表 5.3-4 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	超标最远距离	超标面积	最远影响距离（最大迁移距离）	影响面积
石油类	100 天	48m	2132.25m ²	52m	2426m ²
	1000 天	164m	21321m ²	174m	24265m ²
	5000 天	412m	107052m ²	435m	107052m ²

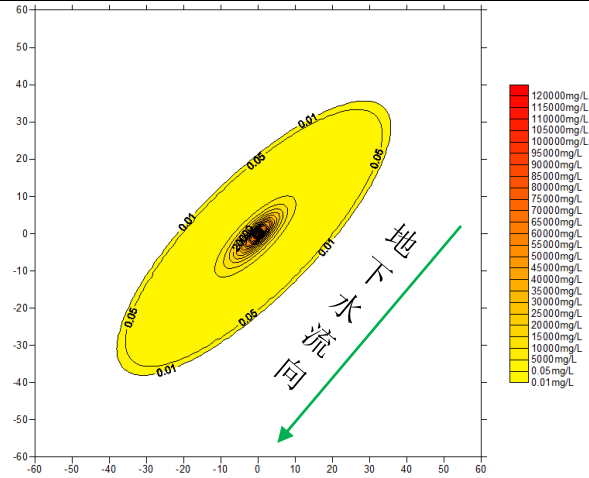


图 5.3-7 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

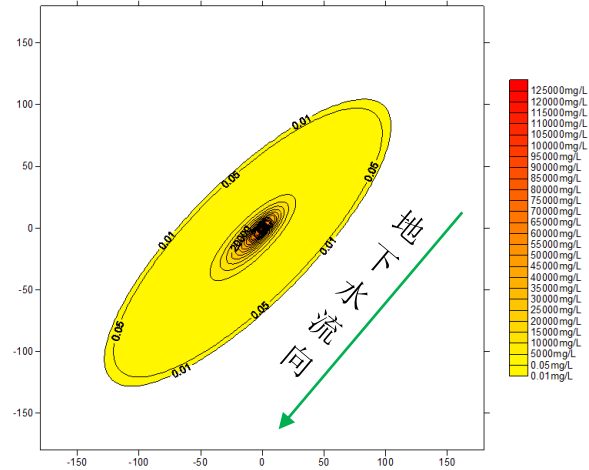


图 5.3-8 油井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

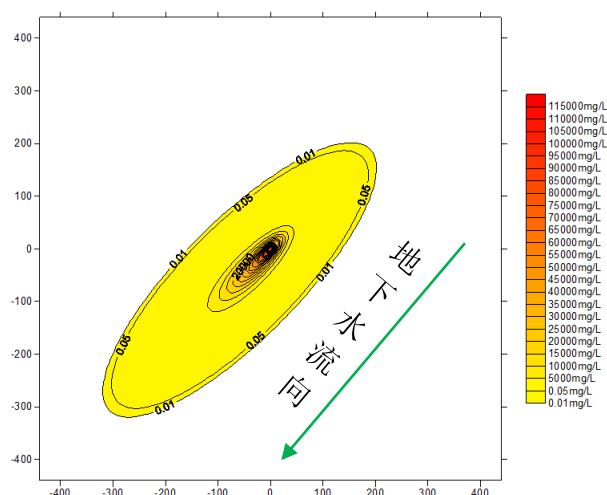


图 5.3-9 油井套管泄漏 5000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

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 48m，影响距离为下游 52m；套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 164m，影响距离为下游 174m；套损泄漏 5000d 后，超标距离为下游 412m，影响距离为下游 435m。

经调查，距离本项目井场最近的地下水环境敏感点为 89 号平台西北侧 2386m 的东巴彦他拉村分散式饮用水井，该水井不在事故状态下影响范围内，套管破损事故状态下对周边承压水井影响可接受。本项目井场下游厂界处预测因子在地下水中的浓度变化曲线见图 5.3-10，由图可知，若发生套管泄露事故，井场厂界石油类浓度自 101 天开始超标，为避免油井套管泄漏对地下水的影响，拟基建油井在钻井阶段采油地下井管已使用双层套管，且项目应定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况，应及时关闭截断阀，并对注采井进行修井作业，修补破损的套管，防止污染地下水，降低风险事故对地下水的影响。

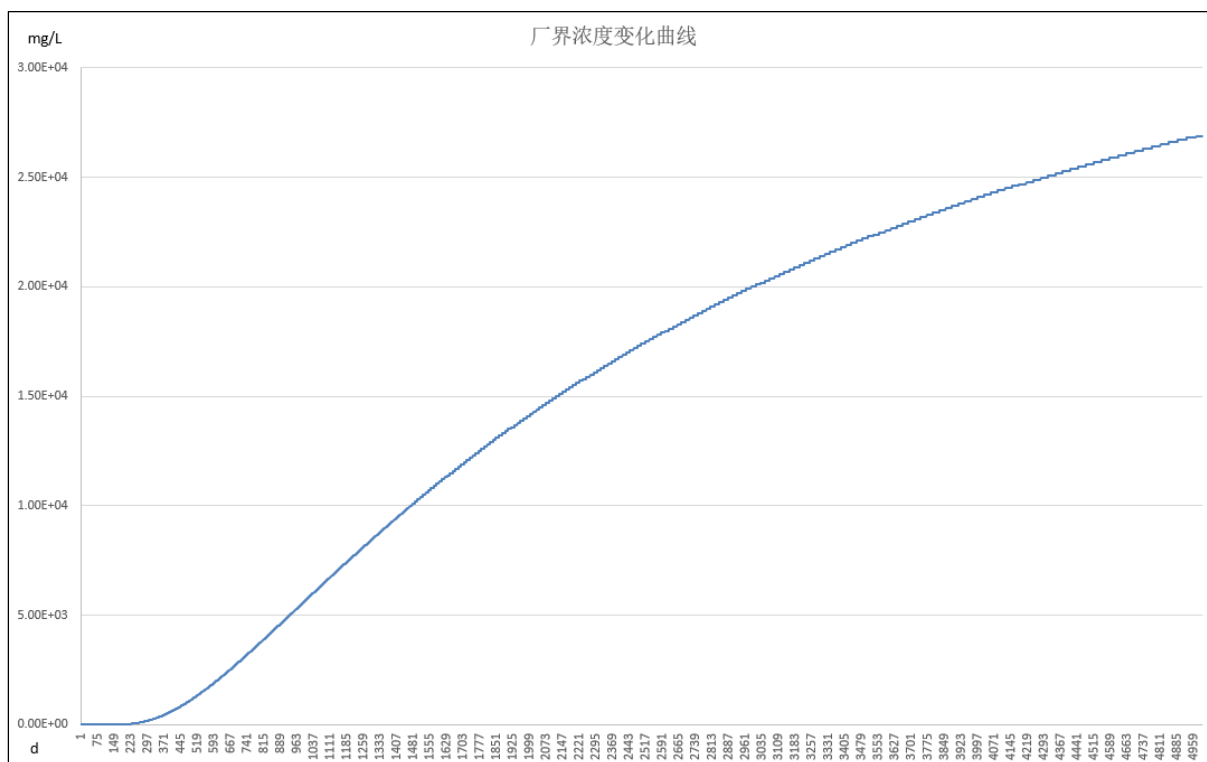


图 5.5-8 本项目井场下游厂界处预测因子在地下水中的浓度变化曲线图

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，当钻井套管连接不及时等操作失误造成油基钻井液泄漏 100d、1000d、5000d 时，随着时间增加，污染物超标范围有所增加，下游 55.8m、173m、413m 范围内石油类超出了《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准限值。当集输管线泄漏 100d、1000d、5000d 时，随着时间增加，污染物超标范围有所增加，下游 47.7m、146m、344m 范围内石油类超出了《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准限值。当油井套损 100d、1000d、5000d 时，下游 48m、164m、412m 范围内石油类超出了《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准限值。

距离本项目井场最近的地下水环境敏感点为 89 号平台西北侧 2386m 的东巴彦他拉村分散式饮用水井，事故泄漏 5000d 后，石油类不会对其产生影响。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期

项目施工期噪声主要来源于钻井工程、压裂工程及地面工程时期施工机械噪声和运输车辆噪声。

（1）钻井工程

钻井井场占地 10000m²，长 100m，宽 100m，结合《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）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}）、障碍物屏蔽（A_{bar}）、其他多方面效应（A_{misc}）引起的衰减。

在环境影响评价中，应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级，户外噪声计算公式为：

$$L_p(r)=L_w+D_C-(A_{div}+A_{atm}+A_{gr}+A_{bar}+A_{misc})$$

式中：

L_p(r)—预测点处声压级，dB；

L_w—由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_C—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

钻井时期噪声源强调查清单（室外声源）见表 5.4-1，钻井工程噪声贡献值预测图见图 5.4-1。

表 5.4-1 钻井时期噪声源强调查清单

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强/ dB(A)	声源控制措施	运行时 段
		X	Y	Z			
1	柴油发电机	33.02	66.57	1.5	130	基础减震、隔声、 选用低噪声设备	连续、 稳定、 昼夜运 行
2	柴油发电机	34.23	66.55	1.5	130		
3	钻机	51.34	49.25	1.5	105	泵类安装减震基 础、选用低噪声设 备	
4	泥浆泵	73.34	29.08	1.5	95		
5	泥浆泵	75.48	25.1	1.5	95		
6	钻井泵	44.61	49.55	1.5	95		
7	钻井泵	61.42	49.25	1.5	95		
8	振动筛	56.53	38.86	1.5	105		
9	振动筛	54.7	32.44	1.5	105		
10	搅拌机	46.45	36.11	1.5	110		
11	搅拌机	46.14	30.91	1.5	110		

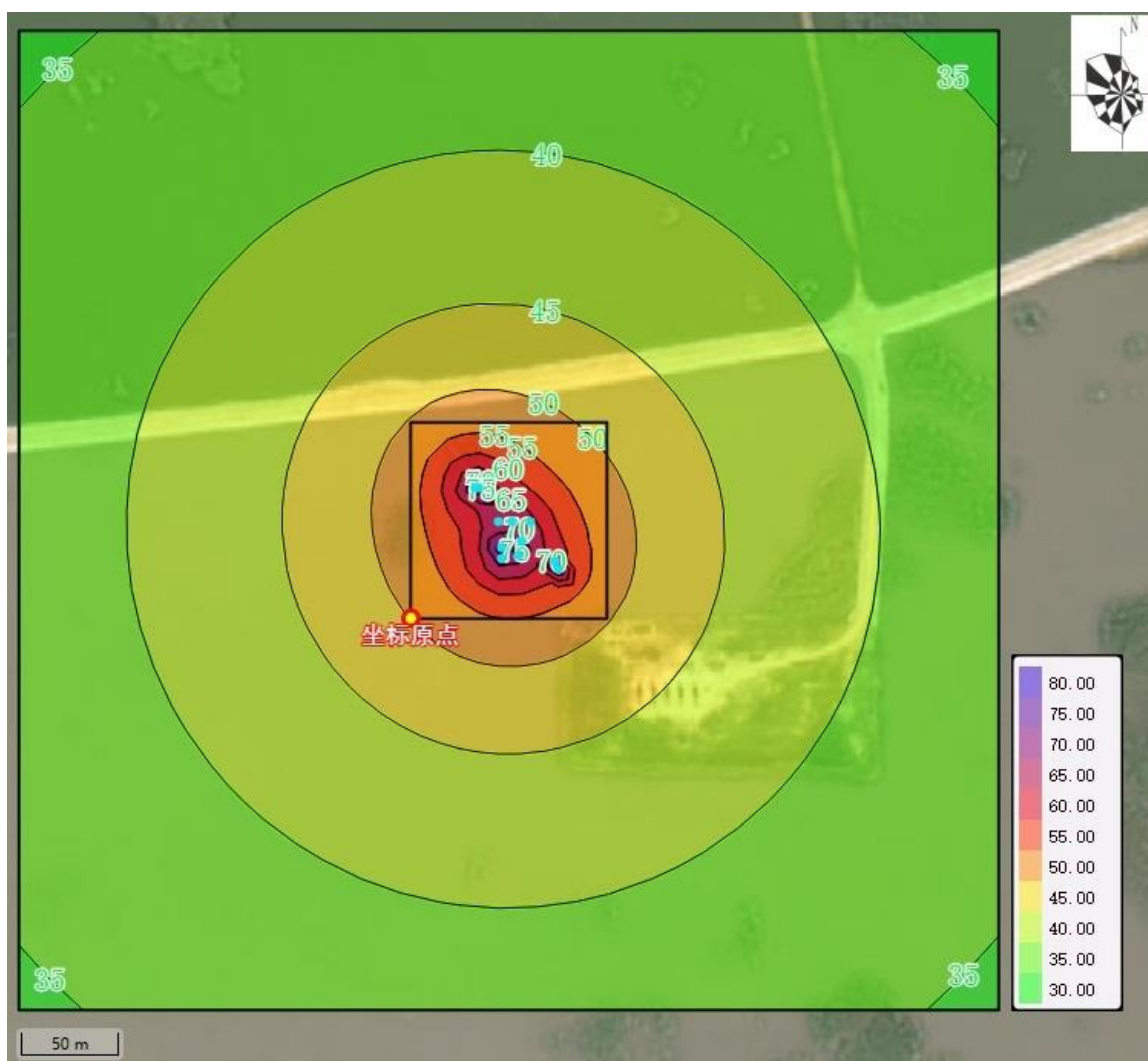


图 5.4-1 钻井工程噪声贡献值预测图

本项目钻井井场距离最近村屯为 89 号平台西北侧 2386m 的东巴彦他拉村，距离较远，钻井施工对周围环境影响较小。为了更好的保护区域声环境，本项目采取以下措施：

- ①钻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，保证设备保持在最佳运营状态，降低噪声源强度。

在采取了上述降噪措施后，钻井工程井场场界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），本项目对附近村屯噪声影响较小，钻井工程噪声对区域环境影响可接受，并且这种影响在施工期结束时即消失。

（2）压裂工程

压裂过程噪声源主要为压裂车、混砂车，噪声源强在 70-90 dB(A)之间。压裂噪声源强调查清单见表 5.4-2。

表 5.4-2 压裂噪声源强调查清单

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强/ dB(A)	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z			
1	压裂车 1	34.2	66.31	1.5	75	泵类安装减震基础、选用低噪声设备	连续、稳定、昼间运行
2	压裂车 2	34.2	59.57	1.5	75		
3	压裂车 3	34.2	51.8	1.5	75		
4	压裂车 4	33.34	43.33	1.5	75		
5	混砂车 1	53.9	61.3	1.5	90		
6	混砂车 2	53.56	49.9	1.5	90		

压裂施工期井场噪声预测图见图 5.4-2。

本项目压裂施工井场周边 200m 范围内无声环境敏感点，压裂施工对周边环境影响较小。为了更好的保护区域声环境，应注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运营状态，降低噪声源强度。

在采取了上述降噪措施后，压裂工程井场场界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），压裂工程噪声对区域环境影响可接受，并且这种影响在施工期结束时即消失。

压裂机组等大型车辆运输线路途经村屯时，车辆与临街民房距离约 10-20m，车辆途经居民区过程中应减速慢行，非特殊情况不鸣笛，车辆运输噪声为途经村屯时产生的临时性影响，待车辆驶离后即恢复正常，对居民区的影响较小。

（3）地面工程

本工程地面施工期主要噪声源包括挖掘机、推土机、压路机、电焊机、推土机、运输车辆等设备噪声及运输车辆的交通噪声。将各种施工机械等近似为点声源，采用最大噪声值，仅考虑距离衰减进行计算，可得到施工期各种机械等在不同距离处的噪声贡献值，采用无指向性点声源几何发散衰减的基本公式。

无指向性点声源几何发散衰减的基本公式：

$$L_P(r) = L_P(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_P(r)$ ——预测点处声压级，dB；

$L_P(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB；

r ——预测点距声源的距离；

r_0 ——参考位置距声源的距离。

施工机械噪声衰减结果见表 5.4-3。

表 5.4-3 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	40m	50 m	100 m	150 m	200 m	300m

挖掘机	76.0	59.1	57.0	50.4	46.8	44.2	40.6
推土机	74.0	57.1	55.0	48.4	44.8	42.2	38.6
压路机	76.0	59.1	57.0	50.4	46.8	44.2	40.6
电焊机	50	38.0	36.0	30.0	26.5	24.0	20.5
运输车辆	70.0	58.0	56.0	50.0	46.5	44.0	40.5

本项目地面工程道路施工、管线工程等仅在昼间进行施工，且施工区域周边 200m 范围内无声环境敏感点，地面工程施工期拟采取以下措施：

①降低设备噪声。选用低噪声设备，注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。

②合理安排施工进度，减少施工时间，不在夜间施工，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响。

③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。

④施工期运输车辆的运行路线应远离周围的居民区，合理选择路线进行绕行、避让措施，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行，减少车辆噪声对居民区的不利影响。

在采取了上述措施后，地面工程井场场界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准要求。施工噪声对周围环境的影响较小，且施工期噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

5.4.2 运行期

(1) 声源源强

本工程运行期正常工况下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 5.4-4。

表 5.4-4 本工程运行期主要声源强度统计

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

(2) 环境数据

通过资料收集，影响声波传播的各类参数见表 5.4-5。

表 5.4-5 影响声波传播的各类参数统计

序号	参数	取值
1	年平均风速和主导风向	3.7m/s ， 西北风
2	项目区域年平均气温	3.3℃
3	年平均相对湿度	63%
4	大气压强	101325Pa

5	声源和预测点间的地形、高差	平原，1.2m
6	声源和预测点间障碍物（如建筑物、围墙等）的几何参数	无
7	声源和预测点间树林、灌木等的分布情况以及地面覆盖情况	草地

（3）预测方法

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油井井场，项目井场周边 200m 范围内无声环境敏感点，项目油井最多的井场为 283-1-10 平台井场，本次选择 283-1-10 平台井场进行预测分析井场厂界达标情况。

采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的户外声源模式，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} ）、障碍物屏蔽（ 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。

$$L_p(r) = L_w + DC - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

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

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

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

式中：

$L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

DC ——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB

α ——空气吸收系数，dB/100m；取相对湿度 63%，温度 3.3℃时的值；

r 、 r_0 ——声源至预测点和测量点的距离。

（4）预测结果

283-1-10 平台井场厂界噪声贡献值预测结果见表 5.4-6，283-1-10 平台井场噪声预测图见图 5.4-3。

表 5.4-6 运营期 283-1-10 平台井场厂界噪声贡献值预测结果 单位: dB(A)

预测井场	昼间噪声				夜间噪声			
	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
283-1-10 平台井场	48.54	49.84	47.96	50.18	48.54	49.84	47.96	50.18

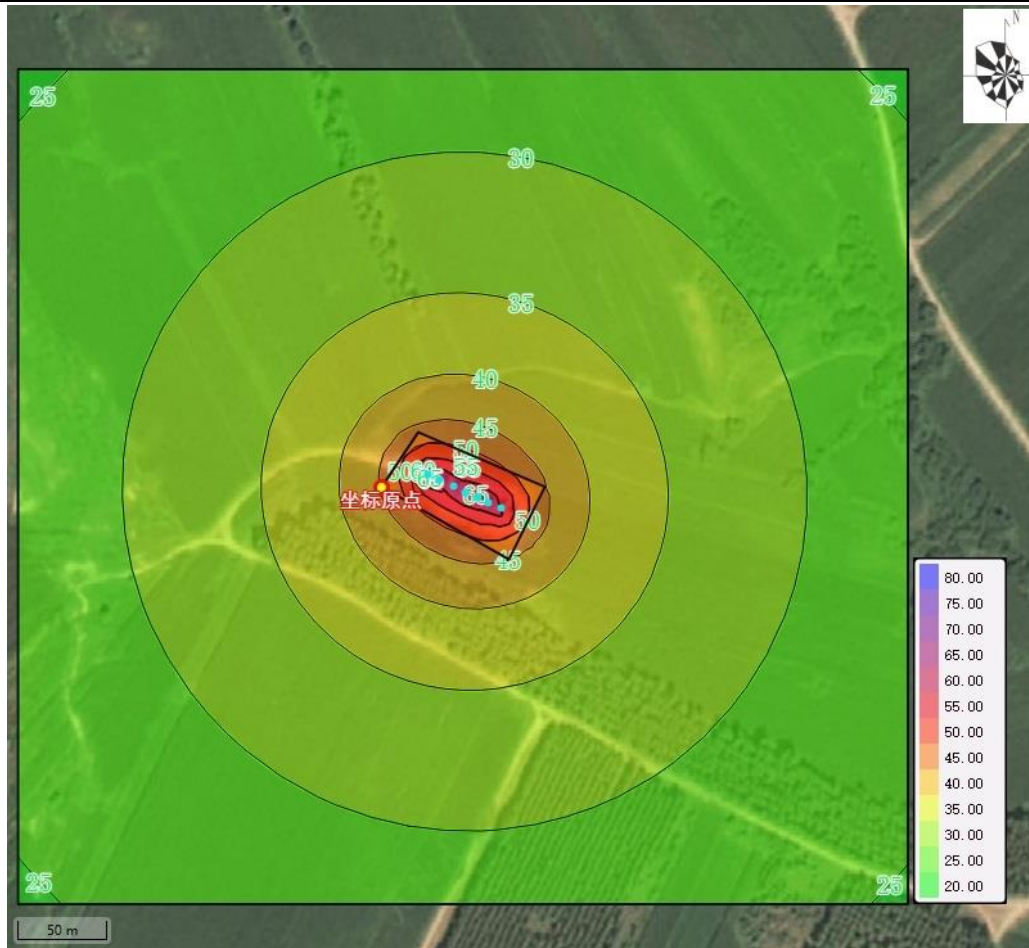


图 5.4-3 283-1-10 平台井场噪声预测图

根据项目特点,采油平台井场边界无围墙,由预测结果可知,283-1-10 平台井场厂界处的噪声贡献值不能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准的要求,采油平台井场边界处噪声超标的原因是由于项目特点抽油机产生噪声只能露天排放,且采油平台面积较小,因此边界处无法达标排放。根据预测结果,随着距离增加噪声贡献值逐渐衰减,在距离 283-1-10 平台井场厂界 10m 处能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准的要求。

根据《中华人民共和国噪声污染防治法》(2022 年 6 月 5 日施行),噪声污染是指超过噪声排放标准或者未依法采取防控措施产生噪声,并干扰他人正常生活、工作和学习的现象。本项目拟建井场周边 200m 范围内无声环境敏感点,距离本项目最近的声环境敏感点为 89 号平台西北侧 2386m 的东巴彦他拉村,不在本项目声环境评价范围内,本项

目井场噪声对周边声环境敏感点影响极小，不会发生噪声扰民问题。

5.4.3 退役期

本项目退役期在拆除地面设备、封井时施工机械及运输车辆会产生噪声。退役期施工机械噪声衰减结果见表 5.4-7。

表 5.4-7 退役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	20m	50 m	100 m	200 m	300 m
挖掘机	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6
推土机	74	64.5	55	48.4	42.2	38.6
吊装机	67	57.5	48	41.4	35.2	31.6
运输车辆	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6

本项目退役期仅在昼间施工，由上表可以看出，主要施工机械在 20m 以外均能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间限值不超过 70dB（A）的要求。根据现场调查，本项目拟建井场周边 200m 范围内无声环境敏感点，距离本项目最近的声环境敏感点为 89 号平台西北侧 2386m 的东巴彦他拉村，项目退役期产生噪声对其影响较小，且噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

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为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废包装袋、含油废防渗布、施工废料、废旧设备、生活垃圾等。

（1）一般工业固体废物

①水基废钻井液、水基钻井岩屑

根据《大庆油田开发建设对环境影响研究》课题研究成果，废弃泥浆如果不处理，长期以自然状态积存于井场，对土壤中有机物含量影响不大，但会对土壤理化性质如 pH、总碱度、总盐产生一定影响。本项目在钻井过程中在每口井场设置一座 100m³ 钢制水基泥浆槽，水基废钻井液与水基钻井废水、水基钻井岩屑等废弃物暂存于井场钢制水基泥浆槽中形成水基废弃泥浆，钻井期废水基泥浆最大产生量为 25.6m³/d，井场设置的钢制水基泥浆槽有效容积 100m³，能够满足 3 天暂存要求，拉运频 1 次/3d，由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联合含污水处理站处理达标后回注油层，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路，对环境的影响较小。

②施工废料及膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋

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，剩余废料拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理，膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋由施工单位统一收集后拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理，对周围环境影响较小。

③废旧设备

拆除的废旧设备共计 20 台套，全部回收至第九采油厂物资库。

（2）危险废物

施工期产生的危险废物包括油基废钻井液、油基钻井岩屑、含油废防渗布。

①油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 071-002-08。油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后用作油田垫井场和通井路，对环境的影响较小。

②含油废防渗布

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油防渗布废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。含油废防渗布集中收集暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理，不排入外环境，对环境的影响较小。

（3）生活垃圾

生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理。

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

5.5.2 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、含油废防渗布。

（1）含油污泥、落地油

含油污泥、落地油含有石油类等有害成份，含油污泥、落地油的主要成份是水、砂和石油类。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，均属于危险废物，废物类别均为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，含油

污泥、落地油危废代码为 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。含油污泥、落地油由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。落地油及含油污泥均由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，拉运过程中按照指定的拉运路线、尽量避开村屯等敏感点进行运输，同时罐车上配备铁锹等应急工具。

项目运行期含油污泥和落地油只要采取合理的废物回收、处置方案，对环境的影响较小。

（2）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，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油防渗布废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，含油废防渗布由建设单位收集后暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理。

5.5.3 危险废物环境影响评价

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，危险废物收集、贮存、运输的一般要求：

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。

危险废物转移过程应按《危险废物转移管理办法》执行。

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。

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。

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、包装并设置形影的标志及标签。

5.5.3.1 危险废物收集及储存分析

本项目施工期产生的油基废钻井液、油基钻井岩屑废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 071-002-08；施工期含油废防渗布废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08。运行期产生含油污泥、落地油，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码均为 071-001-08；运营期含油废防渗布废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 900-249-08。

本工程运行期产生的含油污泥和落地油即产集运，不在井场暂存，含油废防渗布由有资质的单位按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理。

5.5.3.2 危险废物转运

危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行。

本工程危险废物转运将严格执行危险废物转移制度。危险废物在运输工程中严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。危险废物的运输由资质单位按照《危险废物收集贮存 运输技术规范》要求进行运输管理，危险废物的转移过程应按照《危险废物转移管理办法》执行。在运输过程中，尽量选择硬质路面的路线进行运输，同时要在厂区内的运输路线上经常洒水降尘，减少扬尘污染；运输过程中要避开居住区等敏感区，合理安排运输时间，避免夜间运输，减少噪声污染；同时尽量挑选较好的天气进行运输，避免在雨雪大风等天气条件下运输。

一旦运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

- (1) 设立事故警戒线，启动应急预案，并按《突发环境事件信息报告办法》（2011 年 5 月 1 日起施行）要求进行报告；
- (2) 应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；
- (3) 对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和作复；
- (4) 清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；
- (5) 进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，并佩戴相应的防护工具。

采取本环评提出的预防及治理措施后，危险废物转运对周围环境影响较小。

5.5.3.3 危险废物处置

本工程运行期产生的含油污泥和落地油由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布收集后暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理。

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，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”

本工程建设单位尚未签订含油废防渗布的委托处置协议。根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单，有能力处理该危险废物的企业有大庆圣德雷特化工有限公司和大庆市云泰石化产品有限公司，详细情况如下：

大庆圣德雷特化工有限公司经营范围包括 HW08-废矿物油与含矿物油废物(071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-204-08、900-210-08、900-212-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08)，HW08 类核准经营规模 50000t/a，HW49 类 25 万只/年。

大庆市云泰石化产品有限公司经营范围包括 HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、900-199-08、900-200-08、900-210-08、900-214-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08）；HW49 其他废物，HW08(80000t/a)，HW49(20000t/a)。

大庆圣德雷特化工有限公司、大庆市云泰石化产品有限公司有资质处理本工程产生的含油废防渗布，且处理能力均能够满足本工程处理需求。

采取以上措施后，本工程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。

5.5.4 退役期

退役期产生的固体废物主要为废旧设备、封井建筑垃圾、生活垃圾。

本项目退役管线两段封堵后直埋处理，退役期拆除的废旧设备全部回收至第九采油厂物资库。封井建筑垃圾统一收集后拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾调配场处理。生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理。

通过采取以上措施，退役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。

5.5.5 固体废物环境影响评价结论

由上述分析可知，本工程对施工期、运行期、退役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 生态环境影响评价

本项目生态影响评价等级为三级评价，按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本次评价采用类比分析法预测分析工程对土地利用、植被、野生动植物等的影响。

本项目开发区域无重要物种分布，因此工程开发不会造成重要物种的活动、分布及重要生境变化，同时，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类。工程井场建设、管沟开挖、管道敷设、覆土回填等建设会对周围生态环境造成影响较小。

本项目通过类比分析项目区块周边已建产能开发项目环评阶段与验收阶段生态影响，判定本项目开发对生态环境的影响，类比项目建设内容为基建油水井和配套建设集油管线等内容，且与本项目位于同一生态区域内，因此类比可行。《龙西地区塔 283-1 和塔 28-1 井区产能建设地面工程环境影响报告书》于 2013 年取得了环评批复，批复文号为庆环建字〔2013〕278 号，项目于 2019 年 9 月完成了自主验收，通过类比分析项目建设对生态环境的影响。

5.6.1 占地对生态环境的影响

5.6.1.1 临时占地生态环境影响

本项目井场建设、管道及道路施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏将会对地表植被造成很大破坏，本项目临时占用低洼草地 7.554hm²，临时占用草地的影响是短期可逆的。

项目开工前，针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于井场或管线两侧临时占地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，待施工结束后，回填占地范围，恢复临时占用的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

类比现有区块内的井场周围及管线沿线植被恢复情况，井场周围及管线沿线的植被情况与未进行井场及管线建设的区域无明显区别。说明在采取有效的占地恢复措施后，项目临时占地对当地生态环境影响较小。

5.6.1.2 永久占地生态环境影响

本工程建设永久占用的土地主要是井场占地，永久占地面积为 1.116hm²，占地类型主要为低洼草地。本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表

温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。本工程永久占地虽然在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地，但由于永久占地面积较小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。

5.6.1.3 取弃土的影响

本工程没有弃土不设弃土场，工程需要取土量为 5992m^3 ，用于井场的筑高。工程取土采用外购方式，不自行开采，卖方负责取土后的取土场的生态恢复。

5.6.2 工程建设对生态环境的影响

该项目工程建设对生态环境的影响来自两个途径，一是钻井施工时，除井场本身永久占地外，还会因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏、材料占地等活动，造成土壤板结、植被剥离，植株矮小，群落盖度降低，在原来连续分布的生态环境中，产生生态斑块，造成地貌及地表温度、水分等物理异常，进而影响生态环境的类型和结构；在管线铺设和道路建设时，会对地表植被造成破坏；二是管线和道路网络对生态系统的分割效应。

高于地表的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。就本项目而言，新建集油管线采取平埋方式铺设，避免了管道铺设对地表径流的截流；管线走向力求线路顺直，缩短线路长度，并利用道路路肩敷设，以减少管道建设对生态环境的影响。油田开发区内道路尽量利用现有道路，不存在道路网络对地表径流的截流，道路网络产生的分割效应不大，对油田开发区的生态系统影响有限。

5.6.3 对植被的影响分析

本项目区域内未发现珍稀保护植物。由于本工程永久占地面积较小，临时占地的占用期限很短，在完工后可以及时恢复，所以不会对当地地表植被产生大的影响。

施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏及道路修建对地表进行的平整将会对地表植被造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复

本工程临时占用低洼草地 7.554hm^2 ，占用的草地均为非基本草原。根据《大庆市人民政府关于印发大庆市征地青苗补偿费标准的通知》（庆政规〔2021〕1号），天然草的补偿标准为 $0.37\text{元}/\text{m}^2$ ，临时占地按3年计算，本工程损失干草经济价值约为1.0万元。

临时占地自然植被演替的规律是先是一、二年生的植物，3-5 年后可恢复到冷蒿、杂草类，10 年后可达到原来的顶级群落。

类比现有区块内的井场周围及管线沿线植被恢复情况，井场周围及管线沿线的植被情况与未进行井场及管线建设的区域无明显区别。因此项目对区域的植被影响很小。

5.6.4 对动物的影响分析

本工程所在区域属于传统油田开发区域，长期受人为干扰和开发影响，区内野生动物种类、数量较少，本次产能建设对动物影响程度不明显。

（1）对哺乳类动物的影响

项目建设过程中，在局部地区由于人类活动的加剧，垃圾、食物等会随之增加，从而吸引一些鼠类，可能会造成这些区域鼠类的种群数量上升，导致这些区域的小型兽类种群结构发生改变。同时，施工期的管线施工等对土地的占用都会直接破坏地表原有植被，使区域内分布的部分野生动物特别是草食性动物的食物减少，从而影响野生动物觅食。与此同时，工程建设造成动物栖息地减少，割断动物的活动区域、迁移途径、栖息区域等，对它们的生存产生一定影响。

（2）对鸟类的影响

麻雀、喜鹊、灰喜鹊等均为本区常见种，由于鸟类活动受空间限制较小，工程建设对鸟类的觅食影响不大。但由于鸟类容易受到强频振动和噪声的影响，且噪声级大小是影响鸟类繁殖的重要因素，因此，施工期的噪声可能对项目沿线附近的鸟类繁殖产生一定的影响。此外，作业车辆与施工人员的增加与流动也会对鸟类产生影响。沿线未发现珍稀鸟类，项目建设与运行对鸟类繁殖影响不是很大。

本项目完工后，随着施工范围内施工影响的消失和植被的逐渐恢复，动物的生存环境逐步得以复原，部分暂时离开的动物可以回到原来的栖息地，部分动物可能在新的地点建立新的适生环境。施工造成的对动物活动的影响消失。

由现场调查可知，项目附近区域内的野生动物的种类和数量较少，区域内野生动物已基本适应存在多年油田开发的现有生态环境，种类和数量无明显变化，油田开发不会使整个评价区动物种类组成发生明显变化，也不会造成某一动物物种的消失。说明运行多年的油田作业对油田开发区域的野生动物的影响在可接受范围内，通过类比，本项目的建设对周围野生动物的影响较小。

5.6.5 防沙治沙影响分析

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，肇源县属于沙化土地所在县（区）。

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

根据现场勘查，本工程开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地及草地，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施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。

②施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，施工尽量缩小占地面积，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

③施工作业避免在大风天施工。

④路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

⑤做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

通过以上措施，可有效防止土地沙化。

5.6.6 对区域水土流失环境影响分析

本工程由于井场、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，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严格控制油田内各井场和管线的作业面积，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。

②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。

③管道工程施工时，应划定施工活动范围，严格控制车辆及重型机械的运行范围，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业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。

④做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量。

⑤严禁在大风、大雨天气下施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等。在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，已提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

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敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站，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 退役期生态环境影响分析

本项目新建井场、代用井场、管线占地类型均为草地及耕地，退役期井场设备均拆除，废弃油水井均进行封堵，管线两段采用混凝土封堵后直埋，不会对现有生态环境造成破坏。井场通井土路占地通过地面平整、土地翻松、土壤施肥等人工辅助措施进行场地的土地整治后，占地内的土壤逐步得到改善，区域生态得到恢复。

5.6.9 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) 该项目的井场、场站、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。在采取必要的保护措施后，可以最

大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境的恢复。

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

(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 环境风险分析

5.7.1 风险调查

本工程施工期涉及的主要危险物质是井场柴油罐，运行期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) 柴油

柴油属易燃易爆物品，火灾危险性为乙类，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险；若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。柴油理化性质等见表 5.7-1。

表 5.7-1 柴油理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

标识	中文名：柴油		英文名：diesel oil
	分子式：-		分子量：-
	危规号：32501	UN 编号：1202	CAS 号：-
理化特性	外观及性状：有色透明挥发、易燃液体		溶解性：不溶于水，溶于醇等溶剂。
	熔点（℃）：-18		沸点（℃）：282～338
	相对密度（水=1）：0.70～0.75		相对密度（空气=1）：1.59～4
理化特性	饱和蒸气压（kPa）：无资料		禁忌物：强氧化剂
	临界压力（MPa）：无资料		临界温度（℃）：无资料
	稳定性：常温常压下稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：易燃液体类别 3		燃烧性：易燃液体，
	引燃温度（℃）：257		闪点（℃）：38
	爆炸上限（v%）：6.5		爆炸下限（v%）：0.6
	燃烧热（kJ/L）：30000～46000		火灾危险类别：乙 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂ 、水		
	危险特性：蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂可发生反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。若遇高热，有容器开裂和爆炸的危险。		

	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。 灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。		
毒理性质	LC ₅₀ : >5000mg/m ³ /4h		LD ₅₀ : 7500mg/kg (大鼠经口)
	环境危害：对环境有危害。对大气可造成污染。		
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收		
	健康危害：吸入该物质可能会引起对健康有害的影响或呼吸道不适。意外食入本品可能对个体健康有害。通过割伤、擦伤或病变处进入血液，可能产生全身损伤的有害作用。眼睛直接接触本品可导致暂时不适。		
急救	皮肤接触：立即脱去污染的衣物。用大量肥皂水和清水冲洗皮肤。如有不适，就医。 眼睛接触：用大量水彻底冲洗至少15分钟。如有不适，就医。 吸入：立即将患者移到新鲜空气处，保持呼吸畅通。如果呼吸困难，给予吸氧。如食入或吸入，不得进行口对口人工呼吸。如呼吸停止。立即进行心肺复苏术。就医。 食入：禁止催吐，切勿给失去知觉者从嘴里喂食任何东西。立即呼叫医生或中毒控制中心。		
泄漏处理	人员防护措施：避免吸入蒸气、接触皮肤和眼睛。谨防蒸气积累达到可爆炸的浓度。应急人员戴正压自给式呼吸器，穿防毒、防静电服，戴化学防渗透手套。清除所有点火源。迅速将人员撤离到安全区域，远离泄漏区域并处于上风方向。 环境保护措施：在确保安全的情况下，采取措施防止进一步的泄漏或溢出。避免排放到周围环境中。 泄漏物收容、清除方法及处置材料：少量泄漏时，可采用干砂或惰性吸附材料吸收泄漏物，大量泄漏时需筑堤控制。附着物或收集物应存放在合适的密闭容器中，并根据相关法律法规法规废弃处置。		
储运	装运车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。		

(2) 原油

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

表 5.7-2 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; Petroleumn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3~19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1）0.84~0.86	稳定性	稳定

	爆炸极限	1.1%~8.7%（体积）	自燃温度	280℃~380℃
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险特性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康危害	毒性：IV（轻度危害），属低毒类。 侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。			
泄漏应急处理	根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸机，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	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。			
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。			
灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。 灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。			

（3）伴生气（天然气）

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

表 5.7-3 天然气安全技术说明书

CAS号	74-82-8		
中文名称	天然气		
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃

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

5.7.2 风险识别

5.7.2.1 物质危险性识别

本工程施工期涉及的危险物质主要是井场柴油罐，运行期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，火灾及爆炸还会产生爆炸伴生物一氧化碳等。

5.7.2.2 生产系统危险性识别

根据本项目的油藏情况及后期运行工艺、管理水平及自然灾害等因素，本项目的环境风险主要来自施工期钻井过程中井喷、套管破损、井漏以及柴油储罐泄漏；运营期的井下作业过程、采油过程和集输过程等工艺环节。

大庆油田自开发初期至今已有百年的历史，已完钻的探井和生产井近万口，根据调查

了解，井喷事故多在油田开发初期探井钻探过程中发生，主要原因是对地下情况了解掌握较少，井内蓄积压力过大而操作人员疏于观测所致，若在钻井过程中，随时注意参数变化，采取相应处理措施，是可以避免部分井喷事故发生的，因此井喷的概率极低。原油泄漏一般在油田运行中后期发生，一些输油管线在内外腐蚀作用下，易穿孔，在不同地貌环境下，所产生不同程度的环境影响。

5.7.2.3 危险物质向环境转移的途径识别

(1) 井喷

钻井作业是通过地面钻机等设备带动钻杆、钻头，破碎地层岩石，使井不断加深，直至目的层。当钻井作业进入含气层后，存在发生井喷事故的可能性。另外，完井和井下作业过程中也有发生井喷的可能性。井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，原油数百以至上千吨，并且井喷发生时，当天然气在空气中的浓度达到 5%~16%时，遇火可形成爆炸，而在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，无论是火灾还是爆炸均会造成灾难性的后果。在钻井过程中由于操作者直接责任而引起的井控措施不当、违反操作规程、井控措施故障是造成井喷失控事故的主要因素。通常井喷可能由以下因素引起：

- 1) 进入地层，钻井泥浆的密度偏低，使泥浆液柱压力达不到抑制地层压力的要求，或泥浆密度不够。
- 2) 起下钻后未及时灌满井筒内的泥浆，或起钻速度过快抽喷。
- 3) 对地质情况掌握不够，地质差异认识不足，地层实际压力比预计值大。
- 4) 井口未安装防喷器或防喷器的安装不符合要求。
- 5) 施工组织不严密，违章逾越程序。
- 6) 作业人员素质差，缺乏应急能力。

(2) 套管破损

在集油过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。大庆油田套损统计表明，98%以上的套管断裂发生在700m以下，表层套管基本没有断裂发生，且套管破损机率一般为1/1万至1/5万，而因套损污染地下水的最大概率约为1/200万。资料显示，美国同类井套损后因外保护层失效而导致油水泄漏的概率约1/400万到1/100万。

(3) 火灾、爆炸

油田开发运行过程中发生火灾爆炸的原因很多，主要包括：1) 组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；2) 设备缺陷主要包括因选材错误而

引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；3）设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；4）控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等。上述各类生产事故在发生火灾及爆炸安全生产危害的同时，对区域内环境也将产生严重的污染。

（4）中毒

本工程涉及的天然气毒性较低，其中天然气主要成分烃类物质毒性较低，但如果浓度过高将使人昏迷、窒息，一般在封闭或通风不良的作业场所积聚后可能产生此类事故。阀组渗漏，管道腐蚀穿孔、超压泄漏，天然气系统安全控制装置失灵将在局部空间弥漫高浓度天然气，人员接触后将会有头晕、恶心、呼吸困难等症状，严重时将发生中毒窒息。

（5）物料泄漏

正常情况下，柴油在储罐中密闭贮存，不具备发生火灾爆炸的条件。但是由于储罐的阀门、法兰连接处泄漏，操作失误等情况下，导致大量柴油释放，在空气中形成爆炸性气体，一旦遇有点火源即可引发火灾、爆炸事故。本工程在生产运行过程中由于处理、输送工艺物料的管道、设备破损、腐蚀穿孔、接头密闭不严、操作失误，发生泄漏，对环境造成污染。

发生泄漏事故的人为因素：

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

自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。根据油田的运行经验，一般在油田开发 7-8 年后低洼地区的油井管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油泄漏到环境中。

结合本项目工程内容分析，本项目施工期间对油气管线进行暂停处理，施工后进行严格的测压和检测，因此，不会产生大规模的油气泄漏事故。管道断裂、气阀漏气等事故，

通常是通过巡回检查及监控对此加以控制。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.7-4。

表 5.7-4 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
施工期井场	柴油	火灾、爆炸、泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
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
油气管道	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
转油站、计量间等场站	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、地表水、土壤

5.7.3 环境风险分析

5.7.3.1 事故状态下对大气环境影响

柴油、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，烟气中有毒物质 CO 对大气环境造成短时的严重污染。由于本地区所处地势平坦，扩散条件好，在一定的气象条件下一一次性事故形成的局部大气污染中烃类气体聚集成高浓度的可能性较小，对周围大气环境的影响不会太严重。

一般钻井时发生井喷事故较多，而钻生产井时则较少。该项目开采的油层原始地层压力较低，但在进行注水采油后，注水井注水前缘压力太高也有导致井喷发生的可能性，因此该项目在钻井前都会采取注水井停注等措施来降低地层压力，而且在钻井时采用了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，因此发生井喷的概率很小。

集油管道及场站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。

5.7.3.2 事故状态下对地表水环境影响

本工程事故状态下对地表水污染途径主要是油水的事故泄漏。泄漏油污污水在雨季期间可能随地表径流流向下游。柴油储罐泄漏可以通过设置的围堰进行收集，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。

5.7.3.3 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。资料研究表明：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

为保证钻井期间不对地下水造成污染，本工程在钻井过程中使用双层套管（由表层套管、油层套管组成）。在采油过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。大庆油田套损统计表明，98%以上的套管断裂发生在 700m 以下，表层套管基本没有断裂发生，且套管破损机率一般为 1/1 万至 1/5 万，而因套损污染地下水的最大概率约为 1/200 万。资料显示，美国同类井套损后因外保护层失效而导致油水泄漏的概率约 1/400 万到 1/100 万。

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

(3) 井漏对地下水环境的影响

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆（水基钻井泥浆及油基钻井泥浆）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

本项目钻井一开采用水基钻井泥浆，井段为 0-511m，钻井二开采用油基钻井泥浆，井段为 511~3299m。水基钻井泥浆中有害成分为盐类、化学添加剂，高分子有机化合物经生物降解后产生的低分子有机化合物和碱性物质，油基钻井泥浆中有害成分为油类物质，有害成分进入含水层会对地下水造成污染。

本项目表层套管下至潜水含水层以下，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水；每

开钻井结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，也可降低污染物进入地层的风险；在钻井过程对泥浆进行实时监测，一旦有漏失发生，立即采取堵漏措施。施工区块集中储备随钻堵漏剂 10~20t，以备井漏发生时应急使用，堵漏剂由多种天然植物、腐植酸盐、羧甲基纤维素等多种高分子化合物复配而成，属于清洁、无毒、对人体无害、无环境污染的种类。因此，事故状态下泥浆泄漏对地下水环境影响较小。

（4）柴油罐泄漏对地下水的影响

钻井井场设柴油储罐 2 座，柴油储存量为 50.1t。储油罐的泄漏对地下水的污染较为严重，地下水一旦遭到成品油的污染，将使地下水产生严重异味，根本无法饮用。又由于这种渗漏必然穿过较厚的土壤层，使土壤层中吸附了大量的燃料油，土壤层吸附的燃料油不仅会造成植物生物的死亡，而且土壤层吸附的燃料油还会随着地表水的下渗对土壤层的冲刷作用补充到地下水，这样即便污染源得到及时控制，地下水要完全恢复也需几十年甚至上百年的时间。本项目柴油储存采用卧式罐，罐体架设在两个承台基础之上，如果发生泄漏，很容易发现并能够及时回收处理；而且罐区进行了防渗处理，并设置了围堰，即使发生泄漏，油品将由于防渗层的保护作用，积聚在围堰内，不会对地下水环境产生影响。

5.7.3.4 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。本项目集油管线均采取防腐钢管，从源头控制原油及含油污水的泄漏，且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，并将污染土壤清理并拉运至含油污泥站处理，泄漏事故不会对周边土壤造成明显污染影响。

5.7.3.5 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。本项目定期对集油管线进行巡线，发现泄漏及时处理，清理溢出的原油或含油污水，并将污染土壤清理并拉运至含油污泥站处理，清理结束后及时平整并恢复地表植被，泄漏事故对周边生态环境影响较小。

5.7.4 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漏、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 5.7-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	敖包塔油田敖平 6 区块敖 112 井区扶余油层产能建设工程项目				
建设地点	黑龙江省	大庆市	肇源县	(茂兴镇及超等乡)	() 园区
地理坐标	经度	124°35'32.741"~124°37'13.762"	纬度	45°31'28.152"~45°36'58.285"	
主要危险物质及分布	原油、天然气：井场、集输管道、阀组间、转油站等；柴油：施工井场				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	大气环境：柴油、天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。 地表水环境：如果事故状态下一旦发生井喷时，原油外泄，一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体，柴油储罐泄漏收集不及时也会污染地表水体。 地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是注采井管线、设备的事故泄漏、施工井场柴油储罐的泄漏。柴油、原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。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。 土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。 生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。				
风险防范措施要求	施工井场柴油储罐泄漏的防治措施： 本项目柴油储存采用卧式罐，罐体架设在两个承台基础之上，如果发生泄漏，很容易发现并能够及时回收处理；而且罐区进行了防渗处理，并设置了围堰，即使发生泄漏，油品将由于防渗层的保护作用，积聚在围堰内，对环境的影响较小。 场站、管线泄漏的主要预防和处理措施： （1）对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如采取耐腐蚀管线进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率； （2）加强应急预警和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除				

	爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志； 井下作业事故风险防范措施 （1）为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。水井施工要提前 3 天关井降压； （2）施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；
填表说明（列出项目相关信息及评价说明） 项目相关信息：施工期井场柴油最大存储量为 50.1t，运营期管道内最大储油量 0.1403t，天然气 0.0035t。 本项目危险物质数量与临界量的比值施工期 $Q=0.02004<1$，运营期 $Q=0.00040612<1$，环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析。 本工程的主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境、地表水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。	

5.8 土壤环境影响预测与评价

5.8.1 施工期土壤环境影响分析

（1）井场建设对土壤的影响

①施工占地对土壤环境的影响：钻井施工期间，大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀。因此，钻井施工取土时要先将表土单独堆放留存，取土后再覆盖于取土处表面，并在完井后及时进行植被恢复，尽量减小对土壤结构的影响和破坏。

②钻井泥浆对土壤的影响：有关研究表明钻井泥浆如果长期以自然状态积存于井场，主要会对土壤理化性质如 pH、总碱度、总盐产生一定影响，特别对总碱度影响比较明显，可使土壤板结，增强土壤的盐碱化程度。废钻井泥浆若直接与土壤接触，泥浆中的污染物质对土壤环境的影响主要集中在土壤上层，向下影响土壤的深度约为 1m 左右，渗透最深为 1.2m，对深层土壤影响较小。为减少钻井泥浆对土壤的污染，钻井工程全程泥浆不落地，废弃泥浆直接进入井场钢制水基泥浆槽，废弃油基泥浆进入井场钢制油基泥浆槽，废弃泥浆均由罐车外运处置，从而阻隔泥浆与建设用地土壤直接接触。在采取了上述措施

后，井场废钻井泥浆不会对土壤环境产生影响。

③柴油储罐泄漏对土壤环境的影响：正常工况条件下，柴油储罐不会污染土壤，但是一旦发生泄漏风险事故时会对井场的土壤产生一定的污染，项目柴油罐为地上罐，且罐区采取铺设防渗布及围堰等措施，在发生柴油罐发生泄漏时可及时得到处置，因此也不会对周围土壤环境产生影响。

④井喷事故下对土壤的影响：井喷时喷出的原油会进入周围土壤，根据类比调查，井喷时会对周围 1km 内的环境造成污染，事故发生后，疏松土质上影响扩展范围较小，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤下下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大，通过在大庆油田等实地调查情况，落地原油一般在土壤内部 50cm 以上深度内积聚，在土壤中的迁移深度较浅。

⑤压裂返排液对土壤影响：项目压裂过程使用压裂液，其主要成分是改性胍胶、润湿改进剂、高温交联剂和高温破胶剂等，导致环境污染的有害成分为过硫酸钾等，压裂返排液泄漏可能会污染土壤。压裂过程产生的压裂返排液，由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理。项目在压裂车及拉运罐车底部及周围铺设防渗布，确保压裂返排液不落地。在采取了以上措施后，压裂返排液对土壤理化性质的影响很小。

（2）道路建设对土壤的影响

本项目对 7 条共计 6.8km 通井道路中的 3.16km 破损通井路按照 4.5m 宽路基，3.5m 宽砂石路面标准进行改造，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。施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

（3）施工期建设对土壤的影响主要表现

①破坏土壤结构

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

②混合土壤层次，改变土壤质地

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

③土壤养分流失

不同土层的特征及理化性质差异较大，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）

远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

井场、管线、道路等建设施工结束后，通过对施工地地表植被的恢复，水土流失将得到有效控制，水土流失量较小。

5.8.2 运营期土壤环境影响预测与分析

5.8.2.1 土壤污染途径

油田生产过程中对土壤环境的影响主要为油井作业时污油污水回收装置泄漏以及事故状态下产生的井场落地油泄漏，油井套管破损泄露、管道破损造成的原油泄漏，可能对土壤环境造成破坏，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 5.8-1。

表 5.8-1 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	/	/	√	/
注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。				

污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表 5.8-2。

表 5.8-2 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	修井落地油	垂直入渗	石油烃	石油烃	非正常
井场	作业污水泄露	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
油井	套管破损泄露	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
管线	管道泄漏	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

5.8.2.2 对土壤环境的影响

(1) 作业污水对土壤的影响

由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，可有效减少石油类进入土壤，根据本次评价中现有井场土壤监测结果可知，采油井井场永久占地内土壤中石油烃监测浓度较小，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，污染测程度小。从平面上看，石油烃集中在井场永久占地范围内，永久占地范围外土壤中石油烃含量迅速降低。在垂直方向上，土壤中石油烃主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土壤中的迁移深度较浅。

（2）事故状态下井场落地油对土壤的影响

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-植物土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

（3）油井套管破损对土壤的影响

本工程油井套管采用双层套管，其中表层套管下入深度为 500~510m，环空水泥返深至地面；生产套管下入深度为设计井深-3m，环空水泥返深至地面，阻流环深度设置在完钻井深 15m 以内，正常状况下，油水井套管不会破损污染土壤。

（4）管线破损对土壤的影响

本项目管道选用无缝钢管，设计壁厚的腐蚀余量大于 3mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用加强级，管道的连接方式采用焊接，正常状况下，管线不会泄露，不会对土壤造成影响。一旦发生事故，管线破损，油污污水泄漏，会污染土壤降低土壤透气、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。

5.8.2.3 土壤环境影响预测与评价

（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，评价时段运营期。按项目正常状态情形为预测情景。

（2）预测评价因子

pH、石油类、挥发酚、Pb、Hg、Cr、As、石油烃（C₁₀-C₄₀）。

（3）预测评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 风险筛选值中第二类用地限值要求，占地范围外执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准。

（4）预测评价方法及结果分析

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目采用类比法对土壤环境影响进行评价。选取区块内已实施的产能项目验收阶段监测数据达标情况，判定本项目拟建油井对区域内土壤环境的影响。

大庆油田有限责任公司第九采油厂《龙西地区塔 283-1 和塔 28-1 井区产能建设地面

工程环境影响报告书》于 2013 年 12 月 30 日取得了环评批复，批复文号为〔2013〕278 号，并于 2019 年 9 月完成自主验收。该项目共建设油水井 160 口，其中油井 123 口，注水井 37 口，该项目在生产运营过程中可能对土壤产生影响的主要为油田采出水、作业污水、洗井废水、落地油等，污染物产生规模与本项目相差不大，且建设和运营过程中，采取的土壤环保措施与本项目一致，与本项目所属区域生态环境基本一致，与本项目位于同一区块，该项目施工阶段临时占用了部分耕地及草地，在施工过程中机械设备的碾压，施工人员的践踏等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上项目施工时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失。根据验收调查报告，项目投产运营至今，区域地表在施工阶段产生的临时占地形成的裸地基本已得到了恢复。

（5）预测结果分析

本次类比分析引用大庆油田有限责任公司第九采油厂《龙西地区塔 283-1 和塔 28-1 井区产能建设地面工程》中塔 283-1-12 号平台井场内、塔 283-1-12 号平台井场东厂界外 10m、塔 283-1-12 号平台井场东厂界外 20m、塔 283-1-12 号平台井场东厂界外 30m、塔 283-1-12 号平台井场东厂界外 50m 处共 5 个土壤监测点位，监测深度 0~20cm，该项目验收阶段监测数据分析见表 5.8-3。

表 5.8-3 类比项目土壤验收阶段与环评阶段监测数据对比 单位：mg/kg

监测项目	类比项目土壤质量监测结果				
	塔 283-1-12 号平台井场内	塔 283-1-12 号平台井场东厂界外 10m	塔 283-1-12 号平台井场东厂界外 20m	塔 283-1-12 号平台井场东厂界外 30m	塔 283-1-12 号平台井场东厂界外 50m
pH	8.04	8.17	8.10	8.09	8.07
石油类	66.3	16.5	15.3	15.1	15.2
挥发酚	0.04	0.03	0.04	0.04	0.03
Pb	6.0	7.8	7.7	7.3	7.0
Hg	未检出	0.203	0.200	0.183	0.198
Cr	29.6	9.4	9.1	8.2	9.6
As	3.09	2.77	2.71	2.29	2.04
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	21.5	/	/	/	/

根据监测结果，类比项目井场永久占地内土壤中 Pb、Hg、Cr、As、石油烃（C₁₀-C₄₀）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）筛选值中第二类用地标准要求，永久占地外土壤环境质量均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 基本项目筛选值标准，土壤类比

项目的验收意见见附件 2。说明大庆油田有限责任公司第九采油厂在项目实施之后较好的落实了污染防治措施，油田滚动开发对土壤环境影响较小。类比得出，只要大庆油田有限责任公司第九采油厂严格落实污染防治措施，本工程对土壤环境影响较小。

5.8.3 评价结论

综上所述，本项目在施工期及运营期采取上述相关防治措施后，项目的开发建设对区域土壤环境影响较小。本项目土壤环境影响评价自查表见附表 3。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 污染防治措施

6.1.1 大气污染防治措施

6.1.1.1 施工期

本项目钻井及地面工程的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来源于钻井施工柴油机烟气、机械尾气和施工活动引起的扬尘。

（1）柴油机烟气及机械尾气

①采用节能环保型柴油动力设备，减少污染物排放对环境空气的影响，柴油发电机烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中Ⅱ类限值要求；

②钻井发电机和钻井柴油机采用符合《普通柴油》（GB252-2015）的柴油；

③加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；

④严禁在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

（2）施工扬尘污染防治措施

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

②运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘，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。

(3) 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。

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。

6.1.1.2 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，保证正常生产无泄漏；

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。

(2) 加热装置燃烧烟气

本项目依托的转油站加热装置燃料均采用清洁能源天然气，并采用低氮燃烧器，产生的烟气经 8m 高烟囱高空排放，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求（颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）。

以上措施可从源头降低废气产生，技术可行，通过采取以上措施，可以将项目建设对大气环境的影响减小到最小程度，使其对周围大气环境的影响大大降低，保持在环境可接

受的范围之内。

（3）温室气体管控措施

①井口装置安装密封垫，原油集输采用密闭管道集输流程，最大限度减少温室气体的逸散；

（2）加强对设备和管道的检查和维护，定期检查站内储罐，保证均无孔洞和裂隙，采样口等均处于密闭状态，控制场站各部位温室气体的逸散；

（3）依托场站加热装置采用清洁燃料天然气，并采用低氮燃烧器，减少化石燃料燃烧 CO₂ 排放；

（4）油田开发实行连续生产，杜绝大功率设备频繁启动，减少设备启停对用电的影响；

（5）增加厂区绿化面积，扩大生态修复范围，通过植树造林和森林碳汇建设，采取多方面碳中和举措；

（6）建立健全的能源利用和消费统计制度和管理制度。

6.1.1.3 退役期

（1）机械尾气

加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，采取高标号燃油以控制尾气的排放；

（2）施工扬尘污染防治措施

①材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；

②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；

③在施工过程中，施工场地应定时适量洒水，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。

④施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

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 水污染防治措施及其可行性论证

6.1.2.1 施工期废水处理措施及地表水保护措施

（1）施工期废水处理措施及其可行性论证

①钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理，施工结束后临时防渗旱厕进

行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

②管线试压废水由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

③压裂返排液由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理，分离出污水经新一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

④水基钻井废水排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

⑤油基钻井废水排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

（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，施工期间严禁将污水及固体废物直接排放至周围地表水体中。

③为避免低洼地井场对周边瓦金诺尔泡的影响，对低洼地带的井场进行填筑，其中 89 号平台井场平均填高 1.8m，283-1-3 号平台井场平均填高 1m，低洼地井场采用水泥混凝土预制块、干砌块石护砌。

④施工期在低洼地井场占地边界修建 0.3m 高临时围堰，确保施工期井场污染物不会进入地表水体。

⑤距离地表水体较近的井场压裂施工、管线施工尽量不要选择在雨季施工，工尽量选择在在地表水体枯水期或冰封期，避免压裂返排液及试压废水径流进入地表水体可能造成的污染影响。

⑥确保第九采油厂应急物资库的围油栏、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油污污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染。

⑦宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的实施组织设计，做到文明施工。

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。

6.1.2.2 运营期废水处理措施及地表水保护措施

(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敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理，作业污水由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

②处理工艺可行性分析

本项目依托敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站，站内采用自然沉降、混凝沉降、两级压力过滤处理工艺，设计出水水质指标为含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 。

③处理工艺达标可行性分析

敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站设计出水指标为含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 。本次委托大庆中环评价检测有限公司于 2023 年 10 月 7 日-8 日对敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站出水水质进行监测，处理后水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，工艺可行。

④处理规模的可行性分析

敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站设计污水处理量为 $7500\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际污水处理量为 $6040\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新钻井单井最大采出水量为 8.3t/d ，代用井及注转采井单井最大采出水量为 2.5t/d ，本项目共计 4 口新钻井、31 口代用井、9 口注转采井，则本项目 44 口油井新增采出水量为 133.2t/d ，新增污水后处理量为 $6173.2\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 82.31%，因此，从规模上本项目依托可行。

本项目施工期及运营期拉运污水集中接收场站要建设监控装置，并接入市生态环境局监控平台，污水拉运过程要建立台账，并接受视频监管，视频要求本地保留 3 个月以

上。采取以上措施后，本项目运营期废水均不外排，对环境的影响较小。

（2）运营期地表水保护措施

在油田生产建设及运营过程中，必须加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实，运营期还应做到如下要求：

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

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

③在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

④定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为1次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备配备完好，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。

6.1.2.3 退役期废水处理措施及地表水保护措施

（1）退役期废水处理措施及其可行性论证

①施工人员生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理；

②退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理，不外排。

（2）退役期地表水保护措施

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 and 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；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退役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，退役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。

6.1.2.4 地下水污染防治措施

(1) 源头控制措施

①施工期加强对钻井泥浆的回收处理工作，消除对地下水的污染隐患；

②压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。

③本项目井场、集输管道等选址选线均避开了集中式饮用水源保护区、集中式饮用水源的补给区、径流区。

④将使用双层套管技术纳入清洁生产，使表层套管和油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；

⑤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；

⑥油井的设计、建造、改造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。油气井运行期间应参照 GB/T 17745 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

⑦油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%；

⑧管线的连接方式采用焊接，在施焊前进行检查；

⑨管道采用防腐无缝钢管，管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐。埋地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。泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期对集输管线防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新，防止泄漏事故的发生。

⑩管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm。

⑪运行期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。

⑫油水井作业范围限制在油水井永久占地范围内，防止作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水污染环境。

⑬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。

⑭定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。

⑮钻井通过具有饮用功能的潜水含水层的，应选用清水钻进或气体钻等清洁钻进方式。

⑯废弃物等拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。

（2）分区防渗措施

项目分区防渗具体见表 6.1-1，施工期分区防渗图见附图 20，运营期分区防渗图见附图 19。

表 6.1-1 项目污染防渗区划分

项目	类别	项目涉及区域	防渗措施	防渗要求
施工期	重点防渗区	柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、发电机房、钢制水基泥浆槽、钢制油基泥浆槽、钻台	采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		压裂作业区		
	一般防渗区	其他材料房、机械修理房、临时防渗旱厕	采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
	简单防渗区	施工井场其他区域	采用地面碾压平整	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求
运营期	重点防渗区	集油管道	管道采用防腐无缝钢管、管道的连接方式采用焊接，管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		井场作业区	作业区域铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$	
	简单防渗区	井场永久占地内	采用地面夯实碾压平整进行防渗	满足一般地面硬化防渗技术要求

（3）地下水环境跟踪监测

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，结合《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《工业企业土壤和地下水自行

监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）制定本项目运行期监测计划，同时在当地对监测结果进行信息公开，每年公开一次，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。

项目区域潜水流向为从东北向西南，根据项目油水井分布、周边地下水井分布情况、第九采油厂区域跟踪监测井的设置情况，在区块上游设 1 个潜水背景监测点，在项目区域内及区域下游设 2 个潜水跟踪监测点，在区域内布设 1 个承压水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测，具体设置情况见表 6.1-2。地下水跟踪监测布点图附图 21。

表 6.1-2 地下水环境监测计划表

点位	功能	监测因子	坐标	位置	井深	监测层位	监测频次
项目上游东巴彦他拉村孙家水井	背景监测点	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	124.18689，46.28484	89 号平台西北侧 2386m	18m	潜水	1 次/半年
项目区域内塔 283-1-6 号平台东南侧 110m 处农田灌溉井	跟踪监测点		124.19284，46.24867	塔 283-1-6 号平台东南侧 110m	20m	潜水	
项目下游塔 283-1-11 号平台井场西南侧 145m 处农田灌溉井	跟踪监测点		124.19333，46.24190	塔 283-1-11 号平台井场西南侧 145m	20m	潜水	
项目区域内古龙 256-153 井场西北侧 290m 处农田灌溉井	跟踪监测点		124.18918，46.24718	古龙 256-153 井场西北侧 290m	60m	承压水	

（4）退役期地下水污染防治措施

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，主要污染防治措施如下：

（1）对关闭的油井实施安全封堵。

（2）油井退役阶段，应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646）和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求进行封井，在井内适当层段注入水泥塞，以防止井筒内形成流体串通通道，保护含水层免受地层流体或地表水窜入的污染。

（3）对退役的油井进行地下水跟踪监测，跟踪监测井依托第九采油厂现有区域跟踪监测井。

6.1.3 噪声污染控制措施

6.1.3.1 施工期

- (1) 合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工。
- (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) 机泵等设备布置在室内，且采取基础减震等设施。

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，且不会对施工场地周边敏感点产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.1.3.2 运行期

- (1) 抽油机电机、修井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。

本项目声环境评价范围内无声环境敏感点，根据预测分析，在采取减振、隔声等降噪措施后通，井场周边声环境质量能够达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求，不会对周围声环境产生较大影响，运行期噪声治理措施可行。

6.1.3.3 退役期

退役期噪声源主要是拆除井场抽油机等设备产生的噪声。

退役期施工时应加强施工管理工作，合理安排施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；选用低噪声设备；运输车辆选择避开居民区的路线。

通过采取上述措施，能够确保退役期施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，且不会对施工场地周边敏感点产生较大影响，退役期噪声治理措施可行。

6.1.4 固体废弃物控制措施

6.1.4.1 施工期

(1) 水基废钻井液、水基钻井岩屑排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路。

(2) 油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后用作油田垫井场和通井路。

(3) 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防腐材料。最大限度回收利用后，剩余废料拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理，膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋由施工单位统一收集后拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理。

(4) 含油废防渗布集中收集暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理。

(5) 拆除的废旧设备全部回收至第九采油厂物资库。

(6) 生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理。

施工产生的生活垃圾等固体废物在固定地点集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，并及时清运，做到工完、料净、场地清。通过采取上述措施，本项目施工期产生的固体废物均能按照“资源化、减量化、无害化”原则，合理安全处置。

6.1.4.2 运行期

(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，由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。落地油及含油污泥均由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，拉运过程中按照指定的拉运路线、尽量避开村屯等敏感点进行运输，同时罐车上配备铁锹等应急工具。

(2) 运营期油井作业产生的含油废防渗布属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08，经收集后暂存于采油九厂危险废物规范

化贮存库，定期委托有资质单位处理。该储存库最大储存量为 4.73t/a，周转周期为 1 次/年，本工程运营期废含油防渗布产生量为 0.12t/a，拉运至该站进行暂存，本工程新增产能后采油九厂危险废物规范化储存库暂存负荷率增加 15.4%，存储能力均满足需求，依托可行。

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

(4) 本工程产生的危险废物及时进行收集运输工作，严格执行《危险废物转移管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒、泄漏。

6.1.4.3 退役期

(1) 退役期拆除的废旧设备全部回收至第九采油厂物资库；

(2) 生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理，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）；

(3) 封井建筑垃圾统一收集后拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾调配场处理。

6.1.5 生态保护措施

6.1.5.1 施工期

(1) 钻井施工应编制施工预案，科学安排作业，最大限度减少钻机搬迁等对植被的碾压和破坏；

(2) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时进井通道；

(3) 搬运钻井设备利用现有公路、小路，执行“无捷径”原则，应尽量减少占地面积，认真确定车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采植物；

(4) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被破坏；

(5) 为避免施工期对植被的影响，对易产生扬尘的场所必要时加以遮挡，以减轻对植物的影响；

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

(7) 规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

(8) 恢复土地生产能力，提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土

层。本项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地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，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补植、补播等措施，保证土壤肥力和植被覆盖度；

（9）施工结束后施工营地进行搬迁，料场做到工完、料净、场地清。井场临时防渗旱厕进行清理卫生填埋，按照先填心、底土，后平覆表土，柴油罐区的防渗材料及围堰与柴油罐一同拆除，临时占地平整并恢复；施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物，严禁随意倾倒；

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

（11）恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件；

（12）本工程永久占用的草地，占用单位按照当地相关规定缴纳补偿费；

（13）管道施工尽量缩小占地面积，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路；

（14）管沟挖、填方作业应尽量作到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土；

（15）管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实；

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

（17）对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，防止污染土壤；

本工程应在施工完毕后进行生态影响减缓及恢复措施，具体见表 6.1-3。典型生态保护措施平面布置示意图见附图 22。

表 6.1-3 生态影响减缓及恢复措施

序号	项目	占地类型	恢复措施	实施时间	实施单位
1	永久占地	低洼草地	按照当地相关规定缴纳补偿费用，补偿永久占地 1.116hm ² 。	施工完毕后 1 年内	大庆油田有限责任公司第九采油厂
2	临时占地	低洼草地	恢复临时占地 7.554hm ² ，分层开挖，分层回填，及时恢复地表植被，并采取补植、补播等措施，保证土壤肥力和植被覆盖度		

6.1.5.2 运行期

本工程由于井场、道路、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，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施：

(1) 严格控制油井作业占地，普通井下作业不新征临时占地；施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

(2) 油井作业过程中缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响；在完钻后，要立即对施工现场进行平整，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

(3) 油井作业要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。油井作业结束后，应针对作业过程中的不同破坏类型，恢复被破坏的地表形态，降低工程对周围生态环境的影响。

(4) 油井作业避免在大风天施工。作业时在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境。

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

(6) 回收落地油时，减少土壤的剥离量。加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后做无害化处理，处理后油水回收。

(7) 运行期各种车辆应在已修建的道路上行驶，不得随意行驶。

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

6.1.5.3 退役期生态恢复与重建措施

油田退役期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

(1) 井场生态恢复与重建措施

①退役期油水井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭；井场

应拆除采油设备、封好井口，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、翻松，同步实施井场复垦还田措施。

②保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变生态环境质量不低于目前现状。

（2）道路及管线生态恢复与重建措施

①为避免退役管线开挖对生态环境的影响，管线退役阶段不进行开挖，采取管线两段灌注水泥封堵直埋处理。

②对井场道路的永久占地要进行生态恢复，采取土地平整、翻松，及时恢复，使油田开发区与区域生态景观和谐一致。

③部分道路可以作为当地交通和农业生产用地，不必恢复；其余道路应恢复为耕地或草地；

综上所述，项目退役期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.1.5.4 黑土地保护措施

本项目新增占地类型为低洼草地，不占用黑土耕地。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）本项目新建井场严格遵守《石油天然气工程项目用地控制指标》（2017.1.1）要求，尽可能减少占地。

（2）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及黑土耕地，不准乱挖、乱采野生植物，确保不影响周边黑土耕地。

（3）本项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地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，在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。

6.1.5.5 水土流失保护措施

（1）工程防治措施

1）井场

井场予以平整、压实，以免发生水土流失。对于建设开挖、回填土石方要合理填埋、

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

施工期尽量利用现有公路和已有便道行车，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

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和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，保护当地出现退化现象的草原生态系统，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势，尽量改善当地的生态环境。

(2) 管理措施

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

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

6.1.5.6 防沙治沙保护措施

经调查，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，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

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

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

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

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

（5）施工作业避免在大风天施工。

（6）路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

6.1.5.7 植被恢复措施及补偿措施

建设单位在施工过程中，应严格执行《中华人民共和国土地管理法》、《石油天然气工程项目用地控制指标》的相关规定，切实采取有效的保护措施，对生态环境进行正确的保护，并进行补偿和恢复。

（1）植被占用补偿

按照国家“水土保持法”要求，凡是占用和破坏植被的单位或个人均应向水土保持主管部门缴纳一定的水土保持费用。国家为了加大水土保持工作力度，对水土保持费不断进行了调整，建设单位应按标准向水土保持主管部门缴纳水保费用。

（2）植被恢复措施

施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对 7.554hm² 临时占地进行表土留存，施工结束后进行回填，临时占用的草地由施工单位恢复，确保恢复等质等量面积的草地。

通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态的破坏得到有效控制，不会

对区域生态产生较大影响，生态保护措施可行。

6.1.6 环境风险防范措施及应急要求

6.1.6.1 施工期环境风险防范措施

(1) 突发井喷事故风险防范措施

1) 钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生。

2) 钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测，绘制四条曲线，包括预测地层孔隙压力曲线、监测地层孔隙压力曲线、设计钻井液密度曲线、实际钻井液密度曲线，并贴于井场值班房墙上。

3) 施工方在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时，应及时对钻井作业进行风险识别和评价，制定出安全技术保障措施，并提出修改设计的请求，按程序审批后方可实施。

4) 井控设备的维护和使用严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》中的 4.2 和 5.2 的要求执行。

5) 从一次开钻开始，干部必须 24h 值班，负责包括井控工作在内的所有钻井施工管理。值班干部要佩戴明显标志，填写值班记录（包含在交接班记录内）。

6) 严格执行钻开油气层前的准备和检查验收制度，在进入油气层前 50m~100m，按照下部钻井的设计最高钻井液密度值，对裸眼地层进行承压能力检验。

7) 最大允许关井套压值为防喷器额定工作压力、地层破裂压力决定的允许关井套压值、套管抗内压强度的 80%，三者中的最小值。

8) 钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液，使其性能稳定，进出口密度差不超过 0.02g/cm³。

9) 钻进时司钻注意观察泵压、钻速等变化，发现异常立即停止钻进，循环钻井液观察后效。

10) 起钻过程中，要严格控制起钻速度，钻头在油气层中和油气层顶部以上 300m 井段内起钻用 I 挡或起钻速度不超过 0.5m/s，预防抽吸引起井喷。起钻中严格按照规定及时向井内灌满钻井液，并作好记录、校核，及时发现异常情况；起钻完应及时下钻，检修设备时必须保持井内有一定数量的钻具，并观察出口管钻井液返出情况。严禁在空井情况下进行设备检修。

11) 空井作业时间（如电测、井壁取心等）原则上不能超过 24h，或根据坐岗观察和钻井工程设计要求的空井时间，否则必须下钻通井。

12) 钻开油气层后，每次起钻前钻井液密度达到设计上限，都要进行一次 250m~350m

的短起下钻，计算气体上窜速度，循环钻井液观察后效，正常后才可起钻。

13) 钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘，以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施，保持井内液柱压力与地层压力平衡，防止发生溢流，其后采取相应措施处理井漏。

14) 需调整钻井液密度时，应确保井筒液柱压力不小于裸眼段中的最高地层孔隙压力。

15) 完井下套管建立循环前，必须在套管内灌满钻井液。

16) 固井作业时不得拆除防喷器，应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡，尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏，甚至井喷。

17) 中途测试和先期完成井，在进行作业以前观察一个作业期时间；起、下钻杆或油管应在井口装置符合安装、试压要求的前提下进行。

18) 发现溢流后，严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》溢流的控制及压井作业中的要求执行。

19) 认真做好井控记录，严格执行井控九项管理制度，本设计未提及部分按《大庆油田井控技术管理实施细则》执行。

(2) 套损风险防范措施

1) 检查套管质量

① 套管下井的质量检查。

一是检查套管钢级、壁厚等是否符合下井的设计规范与要求（设计中应对各种应力、强度校核作严格计算）。二是加强对下井前套管的探伤检查，要用多种检测方法检查套管壁厚薄程度、弯曲程度、圆度、丝扣密封情况和破裂等质量问题，严禁不合格套管下井。

② 确定厚壁套管下入井段，根据地应力集中点、膨胀泥岩深度。断层深度和油层部位等确定厚壁套管下入井段。

2) 地质影响因素预测

根据钻井、钻井地质（岩心，岩屑、层位变化等）、测井资料和地层对比等预测影响损坏套管的地质因素。

① 预测断层性质（正、逆断层）、分布、深度、产状（走向、倾向和倾角），为气田开发方案布井提供资料和依据。

② 预测膨胀泥岩厚度、分布层位、深度和范围。

③ 预测浅层水深度、层位。分布范围和水化学特征等，为套管内外壁防腐提供资料。

④预测气层疏松程度、出砂程度等。

⑤预测透镜砂体厚度、分布范围和层位，为注气和采气提供资料。

3) 工程技术预防措施

①对开发方式与工艺的要求。

A.为防止地应力集中，尤其在断层附近，应采取恰当的布井方式，以适应地下应力分布情况。

B.在套管易损坏地区的井，应考虑下技术套管，技术套管下至断裂层下部固井后再下气层套管，从而更有效地防止气层套管的损坏。

C.在可能的情况下，应分层开采，以利于克服层间应力异常和减少井下作业次数，防止套管损坏。

②下套管和固井质量的要求。

A.为防止浅层水腐蚀套管及浅层高塑性泥岩层蠕变，在浅层套管内外壁进行防腐，同时可下表层套管或技术套管封隔浅层。为减少管内承压，在高塑性泥岩层需下厚壁套管，并在环形空间内注入水泥封固。

B.为保证套管接箍丝扣和密封脂质量及上扣的扭矩值，对井下的套管要定期紧扣。

C.为减少套管损坏，固井时水泥浆应返至地面，进行全程固井。

(3) 防火、防爆、防泄漏措施

1) 井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求。值班房、发电房、配电柜距井口不小于 30m。

2) 距井口 30m 以内及钻井液循环系统的电气设备、照明设备、开关、输电线路及接线方法应符合防火防爆安全规定。

3) 钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品，机泵房下无积油。

4) 井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志。若需动火，应执行相关的安全规定。

5) 在井架上、井场盛行风入口处、钻台等地应至少设置 2 个风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向设定的 2 个紧急集合点疏散。

6) 在钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有毒有害、可燃气体。

7) 油罐区地面铺设防渗布，设置围堰。

8) 确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的油污污水进行及时回收和处理。

9) 一旦发生井喷事故,要及时上报上级主管部门,并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班。

10) 对油田设施采用新技术,提高油田设施的抗蚀防腐能力,如推广抗腐蚀的非金属管线的应用,从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率;

11) 原油、天然气为易燃易爆物质。为了防止设备、管道爆破泄漏,严格遵循有关设计规范进行规划设计,严格要求设备、材料的质量和工程的施工质量,保证工艺过程的密闭性,避免事故的发生;

12) 爆炸危险区域内所用的电气设备、自控仪表设备均采用防爆型,并符合相应的防爆等级;

13) 严格执行各项安全生产制度,在油气泄漏场所严禁静电和携带火种。

(4) 井下作业事故风险防范措施

1) 为预防作业时井喷,对于地层压力较高的油井作业,在作业前应先调节注采比,降低井底压力后再进行作业;

2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施;拆卸井口采油树后,要安装简易控制器,并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接,完好后,通电调试;

3) 作业前要打开生产阀门、套管放空阀门,观察溢流量大小。如果溢流量较大,采取清水或泥浆进行压井;起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化,井口溢流较小时,将污水排入污水回收装置,溢流较大时,立即停止操作,迅速关闭封井器;采取清水或泥浆压井;

4) 打开套管闸门,启动作业废水进站装置和油水收集器,使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站;

5) 在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时,必须下单流阀,套管出口接到作业废水进站装置;

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

6.1.6.2 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) 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。

4) 生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏。

5) 当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志。

6) 确保第九采油厂财务资产库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的油污污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水、地下水、土壤等环境产生污染。

7) 将被泄漏原油污染的土壤清理后由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。

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

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

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

11) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告。

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

(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。

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

6) 各场站均设置了事故排污池，可在事故状态下暂存装置内残余的原油或含油污水。

(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《危险废物转移管理办法》执行，单位应编制应急预案。

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

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

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

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。

6.1.6.3 事故应急救援预案

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

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

建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足建设项目的要求。本工程为改扩建工程，目前第九采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第九采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《第九采油厂环境突发事件专项应急预案》、《第九采油厂井喷突发事件专项应急预案》、《第九采油厂生产场所突发泄露、火灾、爆炸事件专项应急预案》、《第九采油厂长输管道突发事件专项应急预案》、《第九采油厂自然灾害专项应急预案》等专项应急预案，《第九采油厂环境突发事件专项应急预案》于 2023 年 6 月 19 日在大庆市红岗生态环境局进行了备案，备案编号为 230605-2023-012-MT。其中总体预案适用于本公司范围内发生的、造成或可能造成人员伤亡、环境污染、停产和较大社会影响等突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控、督查的作用；《第九采油厂环境突发事件专项应急预案》中不仅包含了原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、天然气泄漏污染和施工时发生井

喷造成油污、污水排放污染等事故的分类、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等重要内容。该《第九采油厂环境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、应急响应与应急处置、应急保障内容确定以及大庆油田有限责任公司第九采油厂突发事故的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。

总体上看，第九采油厂应急预案涵盖了环境突发事件、井喷、油气泄漏、输油系统突发事件等事故情况，依托合理，现有应急预案依托可行。根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（2015）4号），环境应急预案每3年至少修订一次，因此建设单位应及时对环境应急预案进行修订，且建议建设单位加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。

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漏、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，可以纳入第九采油厂油田原有应急体系内，不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，发生事故必要时可直接向向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

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

（2）环境监测内容

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

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

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

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

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

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

3、应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司第九采油厂编制了《第九采油厂环境突发事件专项应急预案》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。

应急预案制定完毕后，大庆油田有限责任公司第九采油厂各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。

4、应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司第九采油厂已在大庆油田有限责任公司备案登记，由大庆油田有限责任公司向市政府有关部门及集团公司申请备案。大庆油田有限责任公司第九采油厂已备案登记《第九采油厂环境突发事件专项应急预案》、《第九采油厂井喷突发事件专项应急预案》、《第九采油厂生产场所突发泄露、火灾、爆炸事件专项应急预案》、《第九采油厂长输管道突发事件专项应急预案》、《第九采油厂自然灾害专项应急预案》等专项应急预案，发生事故时，多个应急预案联动响应。同时，企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、生态环境部门及公安部门启动相应应急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见下表。

表 6.1-4 地企联动各部门联系方式

序号	单位	电话
1	火警	119
2	医疗急救	120

3	大庆市人民政府	0459-4609222/6373055
4	大庆市生态环境局	0459-4623818
5	大庆市公安局	110
6	大庆市安监局	0459-6367656
7	大庆市城市管理局	0459-4688501
8	大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
9	大庆油田总医院	0459-5886408
10	大庆市第二医院	0459-5202621
11	大庆市气象台值班室	0459-8151615/8151030
12	大庆油田有限责任公司第九采油厂环保部	0459-4690999
13	肇源县应急管理局	0459-3436606
14	肇源县生态环境局	0459-3422830

由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.1.7 土壤保护措施

6.1.7.1 施工期土壤污染防治措施

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

（2）井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被和土壤的破坏。

（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。

（5）加强管理，杜绝钻井泥浆跑冒滴漏，施工井场采取分区防渗措施，杜绝污染物泄漏对土壤造成影响；

（6）加强管理，提高职工的环境保护意识，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被。

6.1.7.2 运营期土壤污染防治措施

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

（1）源头控制措施

井场控制措施。油田开发过程中，井下作业应配备泄油器、刮油器等，作业污水要求全部进罐，由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排；按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，落地原油回收率应达到 100%。

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

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

（2）过程控制措施

对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用玻璃钢外防腐钢制管道，以延长埋地管道使用寿命；井场永久占地采用地面夯实碾压平整处理。同时企业在管理方面严加管理，并采取相应的防渗措施可有效防止管线和站场贮存设施发生含油污水及原油泄漏事故造成对区域土壤环境的污染。

（3）末端控制措施

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

（4）应急响应措施

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

（5）污染监控体系

为了及时了解项目场区及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）的相关要求，本项目拟制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。

根据土壤环境影响分析结果，定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开。

根据项目分布情况、现状监测布点情况和土壤类型分布情况，布置土壤监测点位 2 个。跟踪监测计划见表 6.1-5，土壤跟踪监测布点图见附图 21。

表 6.1-5 土壤环境跟踪监测计划表

点位	位置	坐标	监测因子	监测频次	执行标准
1	89 号平台井场	124.19997 ， 46.26261	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬	1 次/年	《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
2	塔 283-1-1 号平台井场东北侧 200m 耕地	124.19286 ， 46.25558			

上述监测结果应按照相关规定及时建立数据档案，并定期向社会公开监测信息。如发现异常或发生事故，需加密监测频次，确定影响源位置，分析影响结果，并及时采取应急措施。

6.1.7.3 退役期土壤环境保护措施

井场退役期应按照《污染地块土壤环境管理办法（试行）》的有关规定，开展土壤环境调查及风险评估，并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。通过采取以上污染控制措施，可保证闭井后项目用地土壤满足相关标准要求，处置措施可行。

6.2“三同时”项目一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表 6.2-1、表 6.2-2。

表 6.2-1 “三同时”项目一览表

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
		焊接烟尘	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	
		柴油机燃烧烟气	使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况	柴油燃烧烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排

	运 营 期			气烟度限值及测量方法》 (GB 36886-2018) 表 1 中II 类限值要求, 柴油机烟气中 SO ₂ 、NO _x 的排放执行《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
		采油井场 非甲烷总 烃	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	井场及依托场站厂界执行 《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, 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, 并采用了低氮燃烧器	燃烧烟气执行《锅炉大气污 染物排放标准》(GB13271- 2014) 表 2 中新建燃气锅炉 标准限值
	施 工 期	水基钻井 废水	排入井场钢制水基泥浆槽中, 及时拉运至大 庆钻探六号废弃钻井液处理站(采油九厂) 处理, 处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联 含油污水处理站处理达标后回注油层	不外排
		油基钻井 废水	排入井场设置的钢制油基泥浆槽中, 委托黑 龙江迈景环保科技有限公司处理, 处理后的 污水进入污水罐储存, 定期拉运至龙一联合 油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程 建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 及 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析 方法》(SY/T5329-2022) 限值要求后回注 油层	不外排
		施工人员 生活污水	钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施 工营地设置的临时防渗旱厕内, 定期拉运至 大庆市北控污水管理有限公司南区污水处 理厂处理, 施工结束后临时防渗旱厕进行卫 生处理, 场地进行平整。地面施工期施工人 员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建	不外排

			生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理	
		管线试压废水	由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	不外排
		压裂返排液	由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理，分离出污水经新一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	不外排
	运营期	作业污水	由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求
		洗井污水	随集油管道进入集油系统，最终管输至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层	
		油田采出水	管输至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层	
噪声	施工期	施工场地噪声	合理安排施工时间，避免大量高噪声设备同时施工，选用低噪声设备，注意设备维护和保养，机泵等设备布置在室内，且采取基础减震等设施	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	水基废钻井液、水基钻井岩屑	排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析	合理处置

			方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路	
		油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液	排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后用作油田垫井场和通井路	100%处置
		施工废料、膨润土等废包装袋	经收集后拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理	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
		含油废防渗布	集中收集暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关规定，实行危险废物转移制度
		废旧设备	全部回收至第九采油厂物资库	100%处置
		生活垃圾	统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理	100%处置
	运营期	含油防渗布	由建设单位统一收集后暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关规定，实行危险废物转移制度
		含油污泥、落地油	属于危险废物，集中收集，由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理达标后用作油田垫井场和通井路	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求
	生态恢复		临时占地类型为低洼草地，临时占地面积 7.554hm ² ，施工结束后及时清理施工现场，对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复地表植被	施工结束后地表平整，及时恢复地表形态、生态修复
			永久占地类型为低洼草地，永久占地面积 1.116hm ² ，永久占地按照规定进行经济补偿	按相关要求进行了征地补偿
地下水及土壤防护		施工期分区防渗：柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、发电机房、钢制水基泥浆槽、钢制油基泥浆槽、钻台及压裂作业区为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm	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	

	厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$；其他材料房、机械修理房、临时防渗旱厕为一般防渗，采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$；施工井场其他区域采用地面碾压平整。	
	运营期分区防渗：集油管道为重点防渗，管道采用防腐无缝钢管，管道的连接方式采用焊接，管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级；油井作业期间井场作业区做重点防渗处理，作业区域铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$；井场永久占地内采用地面夯实碾压平整进行处理。	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
	在本项目区域上游东巴彦他拉村孙家水井（坐标 124.18689，46.28484）布设 1 口潜水背景值监测水井，在区域内塔 283-1-6 号平台东南侧 110m 处农田灌溉井（坐标 124.19284，46.24867）、区域下游塔 283-1-11 号平台井场西南侧 145m 处农田灌溉井（坐标 124.19333，46.24190）各布设 1 口潜水跟踪监测水井，在古龙 256-153 井场西北侧 290m 处农田灌溉井（坐标 124.18918，46.24718）布设 1 口承压水跟踪监测水井，定期监测地下水水质，监测因子为 pH、石油类、石油烃（$\text{C}_6 \sim \text{C}_9$）、石油烃（$\text{C}_{10} \sim \text{C}_{40}$）、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	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 II 类标准限值要求
	在 89 号平台井场、塔 283-1-1 号平台井场东北侧 200m 耕地共布设 2 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、石油类、石油烃（$\text{C}_6 \sim \text{C}_9$）、石油烃（$\text{C}_{10} \sim \text{C}_{40}$）、砷、六价铬，监测频次为 1 次/年。	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	运营期作业期间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	对占地区域土地进行平整，并压实；路基边坡采取种草措施护坡固土；做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施；对临时占用的草地进行植被恢复，植被恢复至原有覆盖率；对永久占地平整压实，路基边坡采取种草措施护坡固土

表 6.2-2 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监测	油田开发区域内的地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	落实管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实；施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围
	平整及恢复 7.554hm ² ；补偿 1.116hm ²
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

7 环境影响经济损益分析

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

7.1 环境损失费估算

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

本项目损失主要为草地的损失，本工程永久占用草地 1.116hm²；临时占用草地 7.554hm²，草地主要为天然草。

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市征地青苗补偿费标准的通知》（庆政规〔2021〕1 号），天然草的补偿标准为 0.37 元/m²。永久占地损失按照 10 年计算，临时占地自然植被演替的规律是先是一、二年生的植物，3-5 年后可恢复到冷蒿、杂草类，本项目临时占地损失按照按 3 年计算，本项目永久及临时占地补偿情况见表 7.1-1。

表 7.1-1 本项目临时占地损失的农作物统计

占地	占地类型	占地面积 (hm ²)	补偿标准（元 /m ² ）	补偿年限 （年）	补偿费用 （万元）
永久占地	草地	1.116	0.37	10	0.75
临时占地	草地	7.554	0.37	3	1.0

由以上可知，本项目永久占地环境损失费为 0.75 万元，临时占地环境损失费为 1.0 万元，投产十年间供给环境损失 1.75 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本项目总投资 15516 万元，其中环保投资 98.39 万元，环保投资占总投资的 0.42%，本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计

环保工程名称		措施内容	工程量	环保投资 (万元)
施工期	废气	施工场地洒水抑尘，临时土方等加盖苫布等遮盖物，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布	0.1 万元/口井，共 44 口油井	4.4
	废水	压裂返排液由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理	0.005 万元/m ³ ，共计 490m ³	15.4
		试压废水由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理	0.005 万元/m ³ ，共计 24.7m ³	0.001
		钻井施工期生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内	0.2 万元/新钻井场，共新钻 1 座井场	0.2
	噪声	机泵等设备布置在室内，且采取基础减震等设施	0.2 万元/新钻井场，共新钻 1 座井场	0.2
	固体废物	水基钻井废水、水基废钻井液、水基钻井岩屑拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理	0.005 万元/m ³ ，共计 511.36m ³	2.56
		油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理	0.02 万/m ³ ，共计 1854m ³	37.08
		含油废防渗布集中收集暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理	0.5 万元/吨，共计 0.5/a	0.255
		膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理	0.1 万元/吨，共计 0.234t	0.008
		生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理	0.1 万元/吨，共计 1.28t	0.12
		对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 1.116hm ²	天然草的补偿标准为 0.37 元/m ² ，补偿 10 年	0.75
	生态	对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 7.554hm ²	天然草的补偿标准为 0.37 元/m ² ，补偿 3 年	1.0
		水土流失防护	0.1 万元/口井，包括 44 口油井	4.4
		防沙治沙	0.1 万元/口井，包括 44 口油井	4.4

运营期	废水	作业污水由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理	0.005 万元/m³，共计 18.6m³/a	0.585
	噪声	低噪声设备、基础减振	0.1 万元/口井，包括 44 口油井	4.4
	固体废物	含油污泥、落地油由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理	0.5 万元/吨，共计 0.896t/a	1.356
		含油防渗布由建设单位统一收集后暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理	0.5 万元/吨，共计 0.12t/a	0.365
退役期	废气	施工扬尘采取车辆密闭运输、洒水抑尘	0.1 万元/口井，共 44 口油井	4.4
	固体废物	封井建筑垃圾统一收集后拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾调配场处理	0.1 万元/吨，共计 1.4t	0.88
		生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理	0.1 万元/吨，共计 0.3t	0.03
风险防范		配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	配备 1 套	6
地下水及土壤防范措施		井场作业采取防渗措施	0.2 万元/口井，共 44 口油井	8.8
		依托周边已建水井设 4 口跟踪监测井，定期跟踪监测地下水	0.1 万元/点位，共 4 个监测点位	0.4
		设 2 个土壤跟踪监测点，定期跟踪监测土壤	0.2 万元/点位，共 2 个监测点位	0.4
合计				98.39

7.2.2 环境效益简要分析

项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施，大大降低了排入环境中污染物的数量，将取得一定的环境效益。

7.3 环境经济损益分析结论

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

8 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）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，减少温室气体的排放，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织结构

本工程环境管理工作由第九采油厂负责。由第九采油厂施工业务主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置 1 名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

8.1.2 规章制度

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

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

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

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

8.1.3 管理措施

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

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

本项目由第九采油厂安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HS 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

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

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由第九采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、场站事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

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

8.2.4 环境监控基本内容

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

8.2.5 本工程污染源排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

8.2-1 施工期污染物排放清单

污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	扬尘	颗粒物	1.21t	对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理。	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
	焊接烟尘	颗粒物	少量	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	
	柴油机燃烧烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、HC、CO	557.1 万 m ³	使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况	柴油燃烧烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中 II 类限值要求，柴油机烟气中 SO ₂ 、NO _x 的排放执行《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

废水	水基钻井废水	COD、SS	191.92m ³	排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层	不外排
	油基钻井废水	COD、SS、石油类	249.13m ³	排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	不外排
	生活污水	COD、NH ₃ -N	164.2m ³	钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理	不外排
	管线试压废水	SS	24.7m ³	由罐车拉运至敖包塔1号含油污水处理站、敖包塔2号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	不外排
	压裂返排液	COD、SS	490m ³	由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理，分离出污水经新一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	不外排

				质指标技术要求及分析方法》 (SY/T5329-2022) 限值要求 后回注油层	
固废	水基废钻井液	/	2282m ³	排入井场钢制水基泥浆槽中， 及时拉运至大庆钻探六号废弃 钻井液处理站（采油九厂）处 理，处理后的压滤水由罐车拉 运至龙一联合含油污水处理站处 理满足《大庆油田地面工程建 设设计规定》（Q/SYDQ0639- 2015）及《碎屑岩油藏注水水 质指标技术要求及分析方法》 (SY/T5329-2022) 限值要求 后回注油层，处理后的泥饼综 合利用垫井场或铺路	100%处置
	水基钻井岩屑	/	242.4m ³		
	油基废钻井液	/	1575m ³	排入井场设置的钢制油基泥浆 槽中，委托有危废处理资质的 黑龙江迈景环保科技有限公司 处理满足《油田含油污泥处置 与利用污染控制要求》 (DB23/T 3104-2022) 表 1 中 的限值要求后用作油田垫井场 和通井路	100%处置
	油基钻井岩屑	/	314.7m ³		
	废射孔液	/	280m ³		
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	/	0.14t	统一送天然气分公司工业固废 填埋场处理	100%处置
	施工废料	/	0.094t		
	含油废防渗布	/	0.5t	集中收集暂存于采油九厂危险 废物规范化贮存库，定期委托 有资质单位处理	100%处置
	废旧设备	/	20 台套	全部回收至第九采油厂物资库	回收利用
	生活垃圾	/	1.28t	统一收集后拉运至就近村屯生 活垃圾回收点，定期由当地环 卫部门拉运至大庆城控电力有 限公司处理	100%处置
噪声	机械噪声	噪声	60~ 130dB (A)	选用低噪声设备，并采取基础 减震等措施	执行《建筑施工场界 环境噪声排放标准》 (GB 12523-2011) 要求

本工程运行期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运行期污染物排放清单

种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	烃类气体	非甲烷总烃	58.68t/a	排入大气	井场及依托场站厂界执行《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	263.16 万 m ³		执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求
废水	油田采出水	石油类	42000t/a	管输至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层	处理后的废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层
	作业污水	石油类、悬浮物	18.6m ³ /a	由罐车回收拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层	
固废	含油污泥	石油类	0.663t/a	由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理达标后用作油田垫井场和通井路	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求
	落地油	石油类	0.233t/a		
	含油废防渗布	石油类	0.12t/a	收集后暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理	100%处置
噪声	采油井	噪声	65~80dB(A)	定期维护保养	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准

8.2.6 总量控制

目前，第九采油厂已取得排污许可证，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 91230607716675409L005Y。本工程依托 1 座转油站未新增加热炉，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 58.68t/a，建议按实际排放总量进行控制。

表 8.2-3 本工程污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量（t/a）
1	颗粒物（分担量）	0.0255
2	NO _x （分担量）	0.2237
3	SO ₂ （分担量）	0.0263
4	VOCs	58.68

8.2.7 施工期环境管理与监测计划

8.2.7.1 加强工程承包方管理

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

- （1）在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- （2）在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- （3）各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- （4）各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的生态环境部门，批准后方可开工。

8.2.7.2 注重人员培训

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

8.2.7.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。施工单位可委托取得相关资质的地方环境监测站对施工场界的噪声、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。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地生态环境部门要求等情况而定。施工期监测计划见下表 8.2-4。

表 8.2-4 工程施工期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	噪声	连续等效 A 声级	施工场界四周共 4 个点	1 次/施工期
2	废气	颗粒物	施工场地上、下风向	1 次/施工期

8.2.8 运营期环境管理与监测计划

8.2.8.1 运营期环境管理

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

8.2.8.2 运营期环境监测计划

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

运行期根据《工业企业土壤和地下水自行监测监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）及生态环境部门要求，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，同时考虑已批复现有工程等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表 8.2-5 工程运行期污染源监测计划表

序号	监测内容	监测因子	监测点位	监测频次
1	井场噪声	连续等效 A 声级	89 号平台井场永久占地外 1m	1 次/季
2	废气	非甲烷总烃	油井井场厂界、依托油气处理站边界、依托场站站内	1 次/季
3	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地表水及地下水为事故地点周围区域。	事故发生 24 小时内

表 8.2-6 工程运行期环境质量监测计划表

序号	监测内容	监测因子	监测点位	坐标	与本项目的位置关系	监测频次

1	环境空气	非甲烷总烃	东巴彦他拉村	124.18762, 46.28523	89 号平台西北侧 2386m	1 次/半年
2	地下水	pH、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	项目上游东巴彦他拉村孙家水井 (潜水)	124.18689, 46.28484	89 号平台西北侧 2386m	1 次/半年
			项目区域内塔 283-1-6 号平台东南侧 110m 处农田灌溉井 (潜水)	124.19284, 46.24867	塔 283-1-6 号平台东南侧 110m	
			项目下游塔 283-1-11 号平台井场西南侧 145m 处农田灌溉井 (潜水)	124.19333, 46.24190	塔 283-1-11 号平台井场西南侧 145m	
3	土壤	pH、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬	项目区域内古龙 256-153 井场西北侧 290m 处农田灌溉井 (具有饮用价值的承压水含水层)	124.18918, 46.24718	古龙 256-153 井场西北侧 290m	1 次/年
			89 号平台井场	124.19997, 46.26261	拟建井场	
			塔 283-1-1 号平台井场东北侧 200m 耕地	124.19286, 46.25558	塔 283-1-1 号平台井场东北侧 200m	

表 8.2-7 生态调查方案

序号	调查内容	调查方法	点位	监测频次
1	植被恢复情况	样方调查	临时占地内	1 次/年, 直至恢复至与周边地表植被相协调

表 8.2-8 监测项目、分析及分析仪器信息

类别	监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器	方法检出限
噪声	厂界噪声	工业企业厂界环境噪声排放标准	GB 12348-2008	多功能声级计	-
环境空气	非甲烷总烃	环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017	气相色谱仪	0.07mg/m ³
地下水	pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	pH 计	—
	耗氧量	水质 高锰酸盐指数测定	GB/T 11892-1989	滴定管	0.5mg/L

	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法（方法 1 萃取分光光度法）	HJ 503-2009	可见分光光度计	0.0003mg/L
	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	可见分光光度计	0.025mg/L
	六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	可见分光光度计	0.004mg/L
	砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	非色散原子荧光光度计	0.0003mg/L
	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）	HJ 970-2018	紫外可见分光光度计	0.01mg/L
土壤	砷	土壤和沉积物汞、砷、硒、铋、锑的测定微波消解/原子荧光法	HJ 680-2013	原子荧光光度计	0.01mg/kg
	六价铬	土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法	HJ 1082-2019	原子吸收分光光度计	0.5mg/kg
	pH 值	土壤 pH 值的测定 电位法	HJ 962-2018	pH 计	-
	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	土壤和沉积物 石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）的测定气相色谱法	HJ 1021-2019	气相色谱仪	6mg/kg
	石油烃（C ₆ -C ₉ ）	土壤和沉积物 石油烃（C ₆ -C ₉ ）的测定吹扫捕集/气相色谱法	HJ 1020-2019	气相色谱仪	0.04mg/kg
	石油类	土壤 石油类的测定 红外分光光度法	HJ 1051-2019	红外分光测油仪	4mg/kg
地表水	pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	pH 计	—
	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）	HJ 970-2018	紫外可见分光光度计	0.01mg/L

8.2.9 退役期环境管理与监测计划

8.2.9.1 退役期环境管理

- （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）检查环保措施可行性。

8.2.9.2 退役期环境监测计划

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

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中要求：重点对退役期的油气井井口周边地下水环境、油井井口周边土壤环境开展跟踪监测，具体见表 8.2-8。考虑油田为滚动开发，建议企业结合区块内后期计划项目的运营期及退役期跟踪监测计划统筹考虑。

表 8.2-8 项目退役期监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	坐标	与本项目的位置关系	监测频次
1	地下水	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	项目上游东巴彦他拉村孙家水井（潜水）	124.18689, 46.28484	89 号平台西北侧 2386m	1 次/半年
			项目区域内塔 283-1-6 号平台东南侧 110m 处农田灌溉井（潜水）	124.19284, 46.24867	塔 283-1-6 号平台东南侧 110m	
			项目下游塔 283-1-11 号平台井场西南侧 145m 处农田灌溉井（潜水）	124.19333, 46.24190	塔 283-1-11 号平台井场西南侧 145m	
			项目区域内古龙 256-153 井场西北侧 290m 处农田灌溉井（具有饮用价值的承压水含水层）	124.18918, 46.24718	古龙 256-153 井场西北侧 290m	
2	土壤	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬	89 号平台井场	124.19997, 46.26261	拟建井场	1 次/年
			塔 283-1-1 号平台井场东北侧 200m 耕地	124.19286, 46.25558	塔 283-1-1 号平台井场东北侧 200m	

8.2.10 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。

大庆油田有限责任公司第九采油厂已于 2023 年 3 月 16 日取得排污许可证，行业类别为：陆地石油开采，锅炉，工业炉窑，水处理通用工序，管理类别为简化管理。该许可证已经包含现有区块内场站排放的相关污染物，许可证编号为 91230607716675409L005Y。有限期限为自 2023 年 3 月 16 日至 2028 年 3 月 15 日止。

根据生态环境部部令第 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，本项目均属于“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”。本项目不涉及新增通用工序，因此本项目可沿用现有的简化管理排污许可证。

8.3 占地审批流程

本项目新增总占地面积为 8.67hm²，其中永久占地面积为 1.116hm²，临时占地面积为 7.554hm²，占地类型为低洼草地。

（1）临时征用草原

大庆油田有限责任公司第九采油厂监督管理中心土地管理室准备临时征用草原材料。建设单位依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，提交草原临时征用草原申请表、草原植被恢复方案、勘测定界确权图、建设项目环境影响评价报告批复等文件材料。

肇源县林业和草原主管部门审批。肇源县林业和草原主管部门组织对大庆油田有限责任公司第九采油厂监督管理中心土地管理室提交的临时征用草原资料进行审查，开展实地探勘核验，审查同意的出具意见。肇源县自然资源局审批。不涉及耕地的，肇源县自然资源局对包含草原批复在内的资料进行审查，审查通过的出具意见；涉及耕地的出具初审意见，报大庆市自然资源局审批。

（2）永久征用草原

大庆油田有限责任公司第九采油厂监督管理中心土地管理室准备永久征用草原申请材料。大庆油田有限责任公司第九采油厂监督管理中心土地管理室依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，提交永久征用草原申请表、草原植被恢复方案、勘测定界确权图、建设项目环境影响评价报告批复等文件材料。肇源县林业和草原主管部门初审。肇源县自然资源局组织对大庆油田有限责任公司第九采油厂监督管理中心土地管理室提交的永久征用草原资料进行初审，开展实地探勘核验，审查同意的出具意见。大庆市林业和草原主管部门逐级审批。大庆市林业和草原主管部门对肇源县林业和草原主管部门初审后的永久征用草原等资料进行审核，出具审核意见，符合要求的上

报黑龙江省林业和草原局。黑龙江省林业和草原局对经市级主管部门审核上报的占用草原征用资料进行核查，组织审批，下发审批文件。

本项目按照“先临时、后永久”的政策，临时用地结束后，办理永久用地审批。大庆油田有限责任公司第九采油厂监督管理中心土地管理室由专业测绘队伍，组卷勘测定界成果，每年上报油田公司生态资源管理部，全油田全年组卷一次，经肇源县自然资源局、肇源县政府，大庆市自然资源局、大庆市政府，黑龙江省自然资源厅、黑龙江省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。组卷资料中需提供数十项资料，其中包括永久占用草地（非基本草原）的批复意见。永久占用草地（非基本草原）手续，需经肇源县林草主管部门、大庆市级林草主管部门、黑龙江省级林草主管部门逐级审批。

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

大庆油田有限责任公司第九采油厂拟建的敖包塔油田敖平 6 区块敖 112 井区扶余油层产能建设工程项目，为改扩建工程，位于大庆市肇源县茂兴镇邱家窝棚屯西北侧及超等乡博尔诺村东北侧，地理坐标为东经 $124^{\circ}35'32.741''\sim 124^{\circ}37'13.762''$ ，北纬 $45^{\circ}31'28.152''\sim 45^{\circ}36'58.285''$ 。

本项目新钻油井 4 口，位于同一平台井场；压裂并基建油井 44 口，包括新钻井 4 口、代用井 31 口、注转采井 9 口，共形成丛式平台 10 座，独立井 1 口，集油系统采用单管环状掺水和电加热集油工艺，新建电加热集油管线 0.1km；并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 $2.21\times 10^4\text{t/a}$ 。本项目新增总占地面积为 8.67hm^2 ，其中永久占地面积为 1.116hm^2 ，临时占地面积为 7.554hm^2 ，占地类型为低洼草地。本项目总投资 15516 万元，其中环保投资 98.39 万元。

9.2 环境质量现状评价结论

9.2.1 大气环境质量现状评价结论

根据《2021 年大庆市生态环境状况公报》统计数据可知，项目所在区域属于达标区。均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准要求，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准，评价区域内大气环境质量较好。

9.2.2 地表水环境质量现状评价结论

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号），瓦金诺尔泡未划分水体功能，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的标准限值要求，本项目仅对瓦金诺尔泡现状进行监测，监测结果显示本项目特征因子石油类未检出。

9.2.3 地下水环境质量现状评价结论

评价区域地下水水质除潜水中锰外均满足《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）Ⅱ类标准。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 $\text{HCO}_3^- - \text{Na} + \text{Ca}$ 淡水及 25-A 型 $\text{HCO}_3 + \text{Cl}^- - \text{Na} + \text{Ca}$ 淡水。

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。

9.2.4 声环境质量现状评价结论

监测结果显示，项目区域声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

9.2.5 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及现有井场及场站内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1中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；评价范围内农用地土壤满足《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。

9.2.6 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型主要为草地及农田生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以草地及耕地为主，工程所在区域内主要土壤类型以草甸土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少，区域生态环境总体质量较好。

9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.3.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理，施工期界外扬尘满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值。施工期柴油发电机使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，柴油发电机烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及2020修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）表1中II类限值要求。

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2中新建燃气锅炉标准限值。

9.3.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理。

管线试压废水由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

压裂返排液由罐车拉运至新一联压裂返排液处理站处理，分离出污水经新一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

水基钻井废水排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

油基钻井废水排入井场设置的钢制油基泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

运营期油井采出液分离出的含油污水由管线输送至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理。作业污水由罐车拉运至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层，洗井污水随集油管道进入集油系统，最终管输至敖包塔 1 号含油污水处理站、敖包塔 2 号含油污水处理站处理达标后回注油层。

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

9.5.3 地下水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

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

9.5.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

在采取选用低噪声设备，采用减振、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的

降噪措施后，本工程施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，运行期井场噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求，对周围环境及环保目标影响很小。

9.5.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本项目施工期水基废钻井液、水基钻井岩屑排入井场钢制水基泥浆槽中，及时拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的压滤水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路。

油基废钻井液、油基钻井岩屑、废射孔液排入井场设置的钢制油基泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1中的限值要求后用作油田垫井场和通井路。

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，剩余废料拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理，膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋由施工单位统一收集后拉运至天然气分公司工业固废填埋场处理。

含油废防渗布集中收集暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理。

拆除的废旧设备全部回收至第九采油厂物资库。

生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司处理。

运营期产生的落地油及清淤油泥（砂）属于危险废物，由罐车拉运至大庆优嘉环保科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。运营期油井作业产生的含油废防渗布属于危险废物，经收集后暂存于采油九厂危险废物规范化贮存库，定期委托有资质单位处理。

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。

9.5.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

该项目的井场、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽

可能短的时间内得到恢复。

9.5.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本工程所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，正常工况下本工程对土壤环境的影响较小，非正常工况如产生落地油等，可能会对土壤造成影响，但项目施工过程中均铺设防渗布，落地油不会沾染土壤，因此项目对土壤环境影响较小。

9.5.8 环境风险分析可行性结论

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漏、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。

9.6 公众意见采纳情况

本项目首次环境影响评价信息公开之日为 2025 年 4 月 21 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=639>）。

征求意见稿公示日期为 2024 年 1 月 30 日~2 月 9 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=640>）；

报纸第一次公告日期为 2024 年 2 月 8 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2024 年 2 月 9 日（大庆油田报）；

现场张贴公示日期为 2024 年 1 月 30 日~2 月 9 日，公示地点为评价范围内村屯。

报批前公示日期为 2024 年 3 月 28 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/News.aspx?ClassID=32>）。

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

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

建设单位的公参调查结果表明，敖包塔油田敖平 6 区块敖 112 井区扶余油层产能建设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

的环境要求愿望。

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 环境管理与监测计划结论

工程投产运行后油田环境管理工作由第九采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、站场事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）和油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

9.9 综合评价结论

综上所述，敖包塔油田敖平 6 区块敖 112 井区扶余油层产能建设工程项目符合国家产业政策和区域发展规划。油田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。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

附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 ☒		二级 ☐		三级 ☐	
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5~50km ☒		边长<5km ☐	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☐		<500t/a ☒	
	评价因子	基本污染物 (PM ₁₀ 、NO _x 、SO ₂ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (TSP、非甲烷总烃)				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒	
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐	附录 D ☐	其他标准 ☒	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐	
	评价基准年	(2021) 年					
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒		现状补充监测 ☒	
	现状评价	达标区 ☒				不达标区 ☐	
污染源调查	调查内容	建设项目正常排放源 ☒ 建设项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐	区域污染源 ☒	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☒	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS ☐	CALPUFF ☐	其他 ☐
	预测范围	边长 ≥ 50km ☐		边长 5~50km ☒		边长 < 5km ☐	
	预测因子	预测因子 (NMHC)			包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 100% ☒			C _{建设项目} 最大占标率 > 100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 10% ☐			C _{建设项目} 最大占标率 > 10% ☐	
		二类区	C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 30% ☒			C _{建设项目} 最大占标率 > 30% ☐	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 (1) h		C 非正常占标率 ≤ 100% ☒		C 非正常占标率 > 100% ☒	
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C 叠加达标 ☒			C 叠加不达标 ☐		
区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% ☒			K > -20% ☐			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(非甲烷总烃)			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子：()			监测点位数 ()		无监测 ☒
环评结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐					
	大气防护距离	距 () 厂界最远 () m					
	污染源年排放量	NO _x ： (0.2237) t/a		SO ₂ ： (0.0263) t/a		颗粒物： (0.0255) 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	原油	天然气	柴油	
		存在总量	0.1403t	0.0035t	50.1t	
	环境 敏 感 性	大气	500m 范围内人口数____人		5km 范围内人口数____人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）____人			
		地表水	地表水功能敏感性	F1□	F2□	F3□
			环境敏感目标分级	S1□	S2□	S3□
		地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3□
			包气带防污性能	D1□	D2□	D3□
	物质及工艺系数 危险性		Q 值	Q<1☑	1≤Q<10□	10≤Q<100□
M 值			M1□	M2□	M3□	M4□
P 值			P1□	P2□	P3□	P4□
环境风险潜势		IV+□	IV□	III□	II□	I☑
评价等级		一级□		二级□	三级□	简单分析 ☑
风险 识 别	物质 危险性	有毒有害 ☑			易燃易爆 ☑	
	环境 风险类型	泄漏 ☑			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☑	
	影响途径	大气 ☑	地表水 ☑		地下水 ☑	
事故情形分析		源强设定方法	计算法□	经验估算法□	其他估算法 ☑	
风险 预 测 与 评 价	大气	预测模型	SLAB□	AFTOX□	其他□	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围____m			
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围____m			
	地表水	最近敏感目标____，到达时间____h				
	地下水	下游厂区边界到达时间____d				
		最近环境敏感目标____，到达时间____d				
重点风险 防范措施		管道密闭输送、防腐、试压等，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施				
评价结论与建议		本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和土壤植被危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。				
注：“□”为勾选项，“____”为内容填写项						

附表 3：建设项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☐				土地利用类型图
	占地规模	(1.116) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他 ☐				
	特征因子	石油烃				
	土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ；II类 ☐ ；III类 ☐ ；IV类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐				
评价工作等级		一级 ☒ ；二级 ☐ ；三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ；b) ☒ ；c) ☒ ；d) ☒				
	理化特性	-				见表 4.3-26
	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	4	4	0-20cm	
		柱状样点数	5	0	0-50cm 50-150cm 150-300cm	
现状监测因子	50 项(包括建设用地土壤基本项目 45 项,其他项目石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)及 pH 值、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、水溶性盐总量)及农用地土壤监测项目(pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、水溶性盐总量)					
现状评价	评价因子	50 项(包括建设用地土壤基本项目 45 项,其他项目石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)及 pH 值、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、水溶性盐总量)及农用地土壤监测项目(pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、水溶性盐总量)				
	评价标准	GB 15618 ☒ ；GB 36600 ☒ ；表 D.1 ☐ ；表 D.2 ☐ ；其他 ()				
	现状评价结论	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)中的标准要求,评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中的标准要求。				
影响预测	预测方法	附录 E ☐ ；附录 F ☐ ；其他 ☒				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论: a) ☒ ；b) ☐ ；c) ☐ 不达标结论: a) ☐ ；b) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ；源头控制 ☒ ；过程防控 ☒ ；其他(跟踪监测)				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		2	pH、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、砷、六价铬		1 次/年	
	信息公开指标	监测点位和监测值				
评价结论		采取环评提出的措施,影响可接受				
注 1: “ ☐ ”为勾选项,可√;“()”为内容填写项;“备注”为其他补充内容。						
注 2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的,分别填写自查表。						

附表 4：地表水自查表

工作内容		自查项目			
影响识别	影响类型	水污染影响型√；水文要素影响型 □			
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 □；饮用水取水口 □；涉水的自然保护区 □；重要湿地 □；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及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 □；涉水的风景名胜区 □；其他 √			
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型	
		直接排放 □；间接排放 □；其他√		水温 □；径流 □；水域面积 □	
影响因子	持久性污染物 □；有毒有害污染物 □；非持久性污染物 □；pH 值 □；热污染 □；富营养化 □；其他 √		水温 □；水位（水深） □；流速□；流量 □；其他 □		
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型	
		一级 □；二级 □；三级 A □；三级 B √		一级 □；二级 □；三级 □	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源	
		已建 □；在建 □； 拟建 □；其他 □	拟替代的污染源 □	排污许可证 □；环评 □；环保验收 □；既有实测 □；现场监测 □；入河排放口数据 □；其他 □	
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源	
		丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 √；冬季□		生态环境保护主管部门 □；补充监测 √；其他 □	
	区域水资源开发利用状况	未开发 □；开发量 40%以下 □；开发量 40%以上 □			
	水文情势调查	调查时期		数据来源	
		丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季□		水行政主管部门 □；补充监测 □；其他 □	
	补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 √；秋季 □；冬季□		（pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温）	监测断面或点位个数（2）个		
现状评价	评价范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²			
	评价因子	（pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温）			
	评价标准	河流、湖库、河口：Ⅰ类 □；Ⅱ类 □；Ⅲ类 □；Ⅳ类 □；Ⅴ类 □ 近岸海域：第一类 □；第二类 □；第三类 □；第四类 □ 规划年评价标准（ ）			
	评价时期	丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 √；冬季 □			
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□：达标 □；不达标 □ 水环境控制单元或断面水质达标状况 □：达标 □；不达标 □ 水环境保护目标质量状况 □：达标 □；不达标 □ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 □：达标 □；不达标□ 底泥污染评价 □ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 □ 水环境质量回顾评价 □ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 □			达标区□ 不达标区□
影响预测	预测范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²			

响 预 测	围													
	预测因子	()												
	预测时期	丰水期 ☐ ; 平水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 冰封期 ☐ 春季 ☐ ; 夏季 ☐ ; 秋季 ☐ ; 冬季 ☐ 设计水文条件 ☐												
	预测情景	建设期 ☐ ; 生产运行期 ☐ ; 服务期满后 ☐ 正常工况 ☐ ; 非正常工况 ☐ 污染控制和减缓措施方案 ☐ 区(流)域环境质量改善目标要求情景 ☐												
	预测方法	数值解 ☐ ; 解析解 ☐ ; 其他 ☐ 导则推荐模式 ☐ ; 其他 ☐												
影 响 评 价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区(流)域水环境质量改善目标 ☐ ; 替代削减源 ☐												
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☐ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求, 重点行业建设项目, 主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区(流)域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河(湖库、近岸海域)排放口的建设项目, 应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐												
	污染源排放量核算	<table border="1"> <tr> <th>污染物名称</th> <th>排放量/(t/a)</th> <th>排放浓度/(mg/L)</th> </tr> <tr> <td>()</td> <td>()</td> <td>()</td> </tr> </table>		污染物名称	排放量/(t/a)	排放浓度/(mg/L)	()	()	()					
	污染物名称	排放量/(t/a)	排放浓度/(mg/L)											
	()	()	()											
	替代源排放情况	<table border="1"> <tr> <th>污染源名称</th> <th>排污许可证编号</th> <th>污染物名称</th> <th>排放量/(t/a)</th> <th>排放浓度/(mg/L)</th> </tr> <tr> <td>()</td> <td>()</td> <td>()</td> <td>()</td> <td>()</td> </tr> </table>	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/(t/a)	排放浓度/(mg/L)	()	()	()	()	()		
污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/(t/a)	排放浓度/(mg/L)										
()	()	()	()	()										
生态流量确定	生态流量: 一般水期 () m ³ /s; 鱼类繁殖期 () m ³ /s; 其他 () m ³ /s 生态水位: 一般水期 () m; 鱼类繁殖期 () m; 其他 () m													
防 治 措 施	环保措施	污水处理设施 ☐ ; 水文减缓设施 ☐ ; 生态流量保障设施 ☐ ; 区域削减 ☐ ; 依托其他工程措施 ☒ ; 其他 ☐												
	监测计划			环境质量		污染源								
		监测方式		手动 ☐ ; 自动 ☐ ; 无监测 ☒		手动 ☐ ; 自动 ☐ ; 无监测 ☒								
		监测点位		()		()								
		监测因子		()		()								
污染物排放清单	√													
评价结论		可以接受 ☒ ; 不可以接受 ☐												
注: “ ☐ ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。														

附表 5：生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响 识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☒ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种 ☒ （分布范围、种群数量、种群结构） 生境□（ ） 生物群落 ☒ （物种组成、群落结构） 生态系统 ☒ （植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性□（ ） 生态敏感区□（ ） 自然景观□（ ） 自然遗迹□（ ） 其他□（ ）
评价等级		一级□ 二级□ 三级 ☒ 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（ ）km ² ；水域面积：（ ）km ²
生态现状 调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ；遥感调查 ☒ ；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他□
	调查时间	春季□；夏季□；秋季 ☒ ；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失□；沙漠化□；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他□
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种□；生态敏感区□；其他□
生态影响 预测与评价	评价方法	定性 ☒ ；定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他□
生态保护 对策措施	对策措施	避让□；减缓 ☒ ；生态修复 ☒ ；生态补偿 ☒ ；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期 ☒ ；长期跟踪□；常规□；无□
	环境管理	环境监理□；环境影响后评价□；其他 ☒
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

附表 6：声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级□ 二级 ☒ 三级□					
	评价范围	200 m ☒ 大于 200 m□ 小于 200 m□					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准□ 国外标准□					
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区 ☒	2 类区 ☒	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期□		近期 ☒	中期□		远期□
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法□ 收集资料□					
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☒ 已有资料 ☒ 研究成果□					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他□_____					
	预测范围	200 m ☒ 大于 200 m□ 小于 200 m□					
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标□					
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☒ 不达标□					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测□ 自动监测□ 手动监测□ 无监测□					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测 ☒	
	评价结论	环境影响 可行 ☒ 不可行□					

注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。