

黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台
油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能
建设工程项目
环境影响报告书
(送审稿)

建设单位：大庆头台油田开发有限责任公司

评价单位：黑龙江英谱科技发展有限公司

2026 年 1 月

打印编号: 1766731823000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	oy9y2p		
建设项目名称	黑龙江省大庆市肇源县2026年头台油田茂8区块扶余油层北部外扩产能建设工程		
建设项目类别	05--007陆地石油开采		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称 (盖章)	大庆头台油田开发有限责任公司		
统一社会信用代码	912306001269768181		
法定代表人 (签章)	王洪星		
主要负责人 (签字)	焦树景		
直接负责的主管人员 (签字)	沈东波		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	黑龙江英谱科技发展有限公司		
统一社会信用代码	91230607MACPY8D78		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
杨洁	03520240565000000029	BH075116	杨洁
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
杨洁	第一章概述, 第二章总则, 第三章第三章建设项目工程分析	BH075116	杨洁
卜铭寒	第四章环境现状调查和分析, 第五章环境影响分析及预测评价, 第六章环境保护措施及可行性论证, 第七章环境影响及经济损益分析, 第八章环境管理与环境监测, 第九章环境影响评价结论	BH037942	卜铭寒

目 录

第一章 概述	1
1.1 建设项目由来	1
1.2 建设项目的特点	1
1.3 建设项目特点	3
1.4 分析判定相关情况	10
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	45
1.6 环境影响评价的主要结论	47
第二章 总则	48
2.1 编制依据	48
2.2 评价目的及原则	51
2.3 环境影响识别与评价因子筛选	52
2.4 环境功能区划及环境评价标准	58
2.5 评价工作等级	67
2.6 评价范围及环境保护目标	79
2.7 评价工作内容及重点	91
第三章 建设项目工程分析	92
3.1 现有区块开发情况回顾	92
3.2 建设项目概况	105
3.3 影响因素分析	156
3.4 污染源源强核算	181
3.5 清洁生产分析	205
第四章 环境现状调查与评价	208
4.1 自然环境现状调查与评价	208
4.2 环境保护目标调查	222
4.3 环境质量现状调查与评价	224
4.4 区域环境污染源调查	284

第五章 环境影响预测与评价	286
5.1 大气环境影响预测与评价	286
5.2 地表水环境影响预测与评价	319
5.3 地下水环境影响预测与评价	325
5.4 声环境影响预测与评价	339
5.5 固体废物环境影响评价	348
5.6 土壤环境影响预测与评价	354
5.7 生态环境影响预测与评价	359
5.8 环境风险分析	364
第六章 环境保护措施及其可行性论证	382
6.1 废气污染防治措施及其可行性论证	382
6.2 地下水污染防治措施	385
6.3 地表水污染防治措施	390
6.4 噪声污染控制措施	395
6.5 固体废弃物控制措施	396
6.6 土壤污染防治措施及其可行性论证	399
6.7 生态保护措施	403
6.8 风险控制措施	413
6.9 温室气体监控	427
第七章 环境影响经济损益分析	429
7.1 环境损失费估算	429
7.2 环保投资估算及环境效益分析	429
7.3 环境经济损益分析结论	431
第八章 环境管理与监测计划	432
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	432
8.2 项目污染物排放清单	434
8.3 总量控制	438

8.4 项目环境管理与监测计划	438
8.5 基本农田、临时占地申请审批流程	442
8.6 排污许可证要求	443
8.7 项目“三同时”	443
第九章 环境影响评价结论	449
9.1 项目概况	449
9.2 政策符合性结论	449
9.3 选址合理性结论	449
9.4 环境质量现状结论	450
9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论	451
9.6 公众意见采纳情况	454
9.7 环境经济损益分析结论	455
9.8 环境管理与监测计划结论	455
9.9 综合结论	455

第一章 概述

1.1 建设项目由来

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，根据《大庆油田地面工程“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，大庆头台油田开发有限责任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，大庆头台油田开发有限责任公司积极筹划，精准挖潜、优化调整井位总体布局，决定在大庆市肇源县现有滚动开发区块-茂 8 区块和茂 401 区块实施《黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程》。

本次建设总投资 4633.4 万元，茂 401 区块共建设油井 6 口（包含 2 口代用井），共形成 1 座平台与 1 口独立井，茂 8 区块共建设油井 1 口，形成 1 口独立井，在茂 401 区块平台建设拉油点一座，安装 60m³ 储油罐一座，建成总产能达 0.651×10⁴t/a。本项目永久占地共计 1.7044 公顷，临时占地 1.797 公顷；配套建设供配电、道路和数字化工程。企业投资项目备案承诺书见附件 1。

根据《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》（国务院 682 号令）等相关要求，本项目应当进行环境影响评价。受大庆头台油田开发有限责任公司的委托，黑龙江英谱科技发展有限公司承担了该项目的环境影响评价工作。接受委托后，项目负责人对该项目的建设方案进行了详细分析，并组织项目组人员对拟开发油田区域进行多次实地考察，结合油田开发的生产工艺，分析了项目的类型、性质、建设规模，按照生态环境部关于环境影响评价深度和广度的要求，编制完成了《黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程环境影响报告书》。

1.2 建设项目的特点

头台油田茂 8 区块、茂 401 区块位于黑龙江省大庆市肇源县境内，茂 8 区块属于朝阳沟阶地头台鼻状构造东翼宽缓区，整体构造平缓，南高北低，扶余油层顶面埋深 -1350~-1390m，构造高差 40m，地层倾角 1.6°。茂 401 区块构造上位于肇州—头台鼻

状构造西翼，呈向西北倾没的单斜坡，地层倾角 1.2° ，扶余油层顶面埋藏深度 $-1565 \sim -1480\text{m}$ ，构造高差 85m 。茂 179-斜 131 井区设计直井 6 口，其中正常井 4 口，代用井 2 口，动用含油面积 0.8km^2 ，动用地质储量 $41.69 \times 10^4\text{t}$ 。茂 8 北块部署水平井 1 口，主要动用 F II 1c 层，入靶点附近可动用 F II 1b 层，动用含油面积 0.75km^2 ，地质储量 $13.85 \times 10^4\text{t}$ 。本次基建油井 7 口（包含 2 口代用井），共形成 1 座平台与 2 口独立井，总建成产能达 $0.651 \times 10^4\text{t/a}$ 。



图 1.2-1 建设区域位置示意图

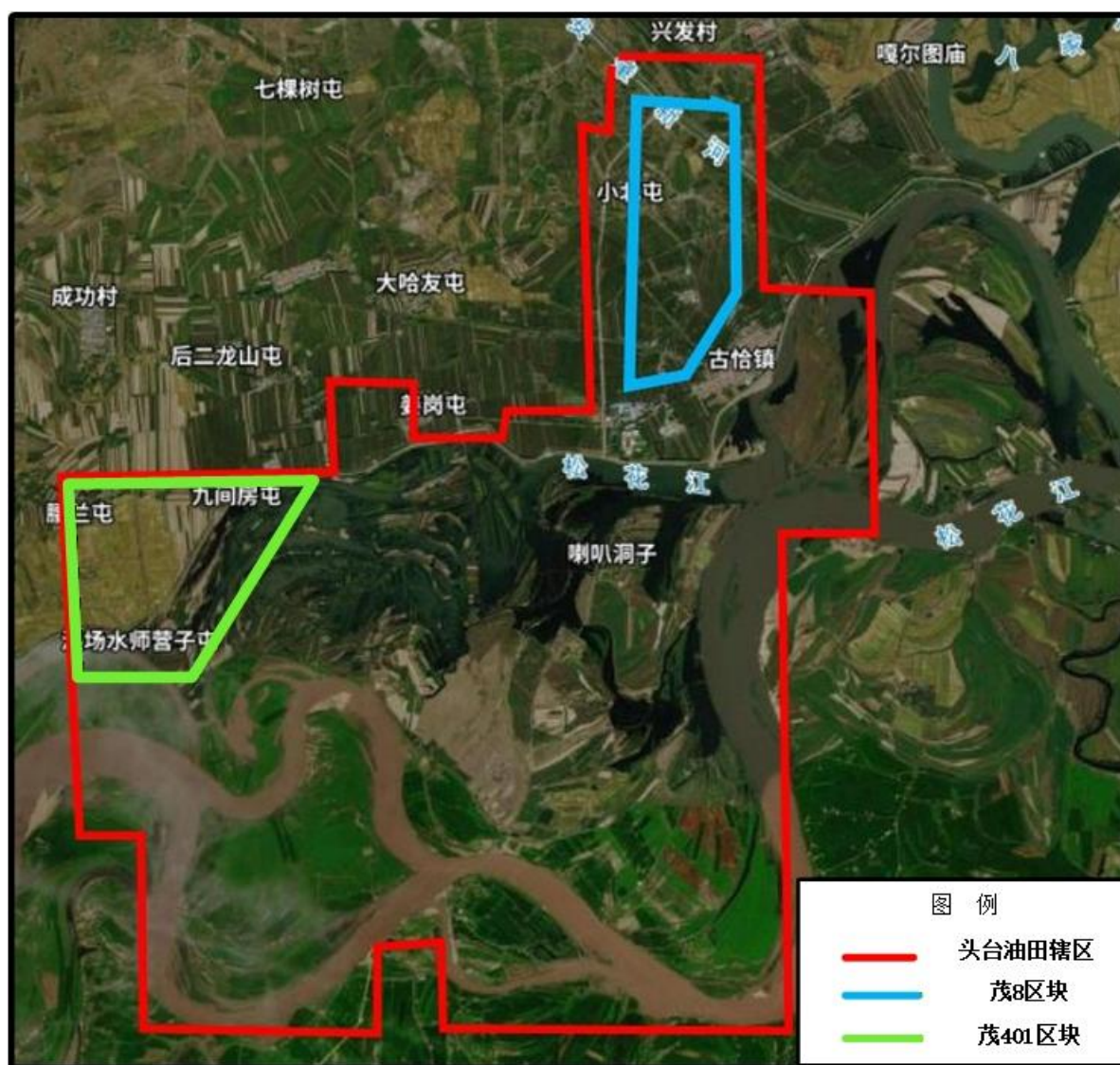


图 1.2-2 产能区域位置示意图

1.3 建设项目特点

1.3.1 工程特点

茂 8 区块共建设油井 1 口，形成 1 口独立井，茂 401 区块共建设油井 6 口（包含 2 口代用井），共形成 1 座平台与 1 口独立井，在平台建设拉油点一座，安装 60m³ 储油罐一座，建成总产能达 0.651×10⁴t/a。本项目永久占地共计 1.7044 公顷，临时占地 1.797 公顷。配套建设供配电、道路和数字化工程。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、油气集输工程、油气处理工程。

（1）钻前工程

钻前工程主要对场地进行土地平整、分区防渗，安装钢制井架基础及井场设备，包

括钻机、钻台以及泥浆循环罐、泥浆接收罐车、钻井泵、水罐等。

（2）钻井工程

新钻油井 7 口，共形成 1 座平台与 2 口独立井，茂 8 区块 1 口油井，井型为水平井，设计井完钻垂深：1647m，完钻井深 2816m，茂 401 区块 6 口油井，井型为直井、定向井，设计井完钻垂深：1900m（平均），钻井总进尺 10416m，钻井工程主要包括钻进、录井、测井、固井。

（3）储层改造工程（射孔、压裂）

根据设计方案，本次油井全部采用套管固井射孔后压裂方式完井，水井采用套管固井射孔方式完井。

（4）集输及配套工程

①井场施工

新建井场建设首先进行井台平整，平整井台后安装抽油机、采油树及电机，水井安装注水井口装置；代用井进行井筒完整性检查，代用井拆除无法利旧的抽油设备，安装新抽油机等设备。

②原油集输工程

头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩基建油井 7 口（包含 5 口代用井），7 口采用抽油机采油方式，新建集油管道 1.18km。管道材质均为内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克钢管，采用沟埋方式敷设。

③供配电工程

茂 8 共新增用电负荷 14.8kW，已建头台一次变电站供电能力满足要求。新建井口柱上变电站 1 座，新建 10kV 电力线路 0.05km。考虑到茂 8 产能基建井数只有 1 口，新增负荷容量较小，又因为“S（26）0513YC001 源 23、台 103 区块零散补充井区”和“茂 8”这两个产能是同期实施，考虑征地、效益等综合因素，新能源建设在“源 23”区块中统一考虑光伏建设内容。

茂 401 共新增用电负荷 124kW，已建头台一次变供电能力满足要求。新建井口柱上变电站 3 座，新建 10kV 电力线路 1.0km。

④道路工程

茂 8 主要为新建的油井配套建设通井路，新建进井通道 50m，茂 401 新建拉油点建筑垃圾路 1.1km。

⑤数字化建设工程

由于本次建设区域内尚未进行数字化建设，目前各拉油点数据均未上传至站场，数据传输通道在《头台公司油气生产物联网建设工程》中建设，由于该项目正处于方案编制阶段，规划将本次井场数字化建设内容一并考虑，纳入《头台公司油气生产物联网建设工程》中实施。

1.3.2 工艺特点

(1) 油井

本项目基建工程包含多组油井建设及配套集输、加热、维修等项目，其中基建油井共计 7 口（包含 2 口代用井）。集输工艺方面，区块采用单管环状掺水集油和树状电加热集油两种方式，配套新建集油管道 1.18km（ $\Phi 60 \times 3.5$ 规格 0.75km、 $\Phi 76 \times 4.5$ 规格 0.43km），新建拉油点 1 座，安装 60m³ 多功能储罐 1 座；新建井口电加热器 2 座。

运行期产生的含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置、落地油由罐车拉运至头台联危险废物贮存池，处理后泥渣满足污泥含油率低于 3‰要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料。

1.3.3 项目周边环境特点

本项目建设地点位于黑龙江省大庆市肇源县境内，周边环境敏感点主要为九间房屯、姜岗新村屯、兰家围子屯、腰兰屯、前二龙山屯、后二龙山屯、黄衣国子屯、五间房屯、兴发村、灰菜屯、八宝窝棚、小北屯等村屯。与本项目最近的村屯为拟建建筑垃圾道路的姜岗新村屯等，拟建道路东南约 170m。

本工程新增占地类型为耕地（永久基本农田、一般）、草地（非基本草原）。根据《大庆市生态环境准入清单》（2023 年版）及生态环境分区管控分析报告（附件 2），本项目占地范围内无国家公园、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、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。

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，市级重点预防区包括林甸县、杜蒙县、肇源县、大同区，具体为：林甸县巨浪牧场；肇源县肇源镇；杜蒙县克尔台乡、烟筒屯镇、大山种羊场、绿色草原牧场；大同区和平牧场；重点治理区包括林甸县、杜蒙县、肇源县、红岗区和大同区，具体为：林甸县东兴乡、红旗镇、宏伟乡、花园镇、四季青镇、林甸镇、鹤鸣湖镇、四合乡；肇源县超等乡、大兴乡、二站镇、福兴乡、和平乡、茂兴镇、头台镇；杜蒙县敖林西伯乡、巴彦查干乡、连环湖镇、胡吉吐莫镇、江湾乡、他哈拉镇、腰新乡、一心乡；红岗区杏树岗镇；大同区八井子乡、大同镇、老山头乡、祝三乡。

本项目位于肇源县境内，分布于古恰镇内，不属于市级水土流失重点预防区和重点治理区。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。

1.3.4 排污特点及措施

（1）施工期

本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、管道焊接过程产生的焊接烟尘、以及施工设备和运输车辆尾气。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；加强对施工机械设备及车辆的维护、保养。施工过程采用环保型焊材。本项目施工过程中产生的废水主要为钻井废水、压裂返排液、管线试压废水以及施工人员生活污水。水基钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽中，拉运至庆兴环保科技有限公司处理。油基钻井废水排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站拉运处置。压裂返排液由罐车拉运至由罐车拉运至头台联综合废液池暂存后，通过管线进入头台联污水站处理达标后回注现役油。管线试压废水经罐车拉运至头台联含油污水处理站处理。施工人员生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理。施工过程中产生的噪声主要为钻井等施工设备和运输车辆运行产生的噪声。项目施工期合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工；合理布置施工现场，尽

量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，敏感点附近设置移动隔声屏障，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。施工期固体废物主要为废钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液、废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及非含油废防渗布、含油废防渗布、施工废料和生活垃圾等。水基钻井岩屑、非含油废射孔液与水基废钻井泥浆均通过密闭罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理。油基废钻井泥浆、钻井岩屑、含油废射孔液排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站拉运处置。废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及非含油废防渗布、施工废料均经集中收集后由钻井单位统一安排拉运至第七采油厂工业固废填埋场进行填埋。含油废防渗布暂存于头台联危险废物贮存池，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。生活垃圾统一收集后运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

②运营期

本项目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、拉油点多功能储罐、依托场站加热炉产生的烟气。本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，井场、场站挥发的无组织非甲烷总烃均达标排放；场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，天然气经燃烧后均经不低于 8m 高烟囱高空排放，加热炉排放的废气达标排放。本项目运营期产生的废水主要为产液分离出的含油污水、作业污水、洗井污水。油井产液分离出的含油污水通过管线输送至头台联含油污水处理站，作业污水及洗井污水通过罐车拉至头台联含油污水处理站，处理达标后回注扶余油层，不外排。本项目运营期噪声源主要来自抽油机噪声。项目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。项目运营期产生的固体废物主要有含油污泥、落地油、含油废防渗布。项目运行期产生的含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置；落地油由罐车拉运至落地油送至头台联危险废物贮存池处理后泥渣满足污泥含油率低于

3‰要求后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料；含油废防渗布暂存于头台联危险废物贮存池，委托资质单位定期拉运处置。

③退役期

本项目退役期废气主要为施工扬尘、施工车辆尾气等，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；加强对施工机械设备及车辆的维护、保养等措施。退役期废水主要为施工人员生活污水，生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理。退役期噪声主要为施工机械及车辆运行产生的噪声，采取加强管理等措施。退役期固体废物主要为生活垃圾、废旧设备及建筑垃圾，生活垃圾拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司填埋处理，废旧设备由头台油田物资库回收，建筑垃圾拉运至周边建筑垃圾消纳场处理。

1.3.5 环境影响评价的工作过程

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：

依据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），本项目为 0711 陆地石油开采行业，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》本项目为五、石油和天然气开采业-07、陆地石油开采 0711 类，建设性质为改扩建，不属于新区块开发。本项目除涉及永久基本农田，不涉及自然保护区、风景名胜区等环境敏感区，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）规定：“石油开采新区块开发；页岩油开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管道建设）环评文件类别为报告书”，确定其环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

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

作等级为一级；地表水评价工作等级为三级 B；地下水环境影响评价工作等级为二级；声环境影响评价工作等级为二级；生态影响评价工作等级为三级；土壤环境影响评价工作等级为一级；环境风险评价工作等级为简单分析。并以此确定评价范围和评价标准，制定了工作方案。

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

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

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。建设单位于 2025 年 12 月 5 日在黑龙江安全环保技术服务网站进行了首次网络公示，公示了本项目主要建设内容等，环境影响报告书征求意见稿采用网络公示、报纸公示以及张贴公告等相结合的方式进行，环境影响报告书征求意见稿公示时间分别为 2025 年 12 月 29 日-2026 年 1 月 12 日，对环境影响报告书征求意见稿进行报纸公示，于 2026 年 1 月 6 日和 2026 年 1 月 8 日通过本项目所在地公众易于接触的报纸（大庆日报）进行了共 2 次报纸公示；并于 2026 年 1 月 14 日在黑龙江环保技术服务网公开发布平台进行黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程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。

具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

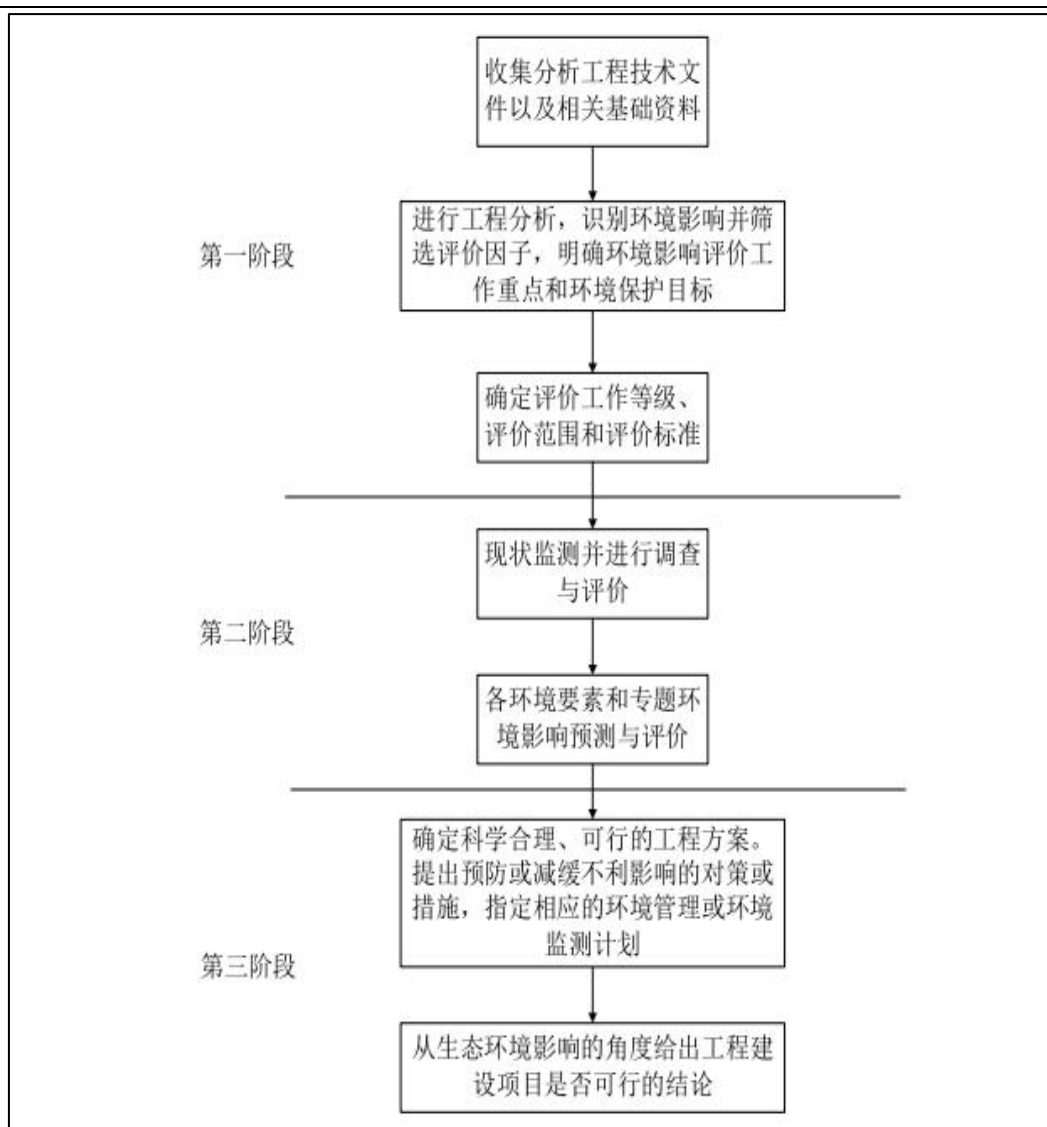


图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

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，本项目建设符合国家的产业政策。

1.4.2 《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》符合性分析

《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》中提出：当好标杆旗帜，建设百年油田，推进大庆油田常规油气资源稳油增气，建立地企共建共享机制，加快大庆页岩油气开发产业化商业化步伐，到 2025 年油气产量当量达

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

本项目为石油开采项目，其建设符合《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》要求。

1.4.3 《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

符合性分析见表 1.4-1。

表 1.4-1 符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，划定耕地保护红线和永久基本农田控制线，严格落实耕地占补平衡、易地补充耕地、土地复垦等政策，确保完成规划期内黑土耕地保有量和永久基本农田保护任务。	本项目属国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让基本农田（黑土地）。产能工程各系统永久占地（耕地、草地）共计 1.7044 公顷，临时占地（耕地、草地）1.797 公顷。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。本工程建设过程中，尽可能减少占地。对占用的基本农田，按照“占多少，垦多少”的原则，由当地主管部门负责开垦与所占用基本农田的数量和质量相当的基本农田；如果没有条件开垦时，按照省的规定由建设单位缴纳开垦费，专款用于开垦新的基本农田。	符合
2	严格国土空间用途管制。制定用途管制规则，实行严格的用途管制，严控非农建设用地规模，尽量少占优质黑土地。强化对占用黑土地的管控约束，使得城镇发展等非农建设尽量避让优质黑土地。	本项目施工过程中，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。占用耕地需按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准。	符合
3	严格土地执法。建设项目占用耕地的，应当按规定进行表土剥离和利用。全面加大黑土耕地保护违法违规问题执	本工程实施前编制建设项目耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕	符合

	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	作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行异地补充耕地，针对临时占地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。	
4	实施耕地深松轮作。推行深松（翻）整地，打破犁底层，增加土壤通透性和耕层厚度，建立“土壤水库”，提高土壤抗旱防涝、蓄水保墒能力，实现春旱秋防。	本工程对临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。	符合

1.4.4 《黑龙江省主体功能区规划》符合性分析

本项目位于黑龙江省大庆市肇源县境内，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规划》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。

本项目属于改扩建项目，运行期产生的废气主要为无组织挥发的非甲烷总烃，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，最大程度减少了非甲烷总烃的无组织排放；项目施工期及运行期产生的废水均进入污水处理站处理后回注油层，不排入外环境；产生的各类固体废物均进行了相应的处理，对外环境无影响；项目运行期工业用水为转油站分离出的采出水，不进行地下水资源的开采。满足限制开发区域的要求。且根据《黑龙江省主体功能区划》第八章第二节能源开发利用中明确：在大庆及周边地区，加大石油勘探开发力度，实施老油田二次开发工程和三次采油工程，稳定石油产量。第四篇能源与资源中第八章能源与资源第三节主要矿产资源开发利用中指出：鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩等矿产资源。本项目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。



图 1.4-1 项目所在地项目与黑龙江省主体功能区规划分布相对位置关系示意图

1.4.5 《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。本区位于肇源县，主要生态环境问题是草地面积减小，草原沙化、碱化、退化现象严重，沙化动态仍呈扩展趋势；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；主要保护措施与发展方向主要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。

本项目位于黑龙江省大庆市肇源县境内，建成后永久占地面积相对较小，且施工活动均在征地范围内进行，不会造成大面积的土地退化及土地盐渍化；在项目实施过程中，加强防沙治沙和水土保持及临时占地植被恢复等措施的实施，项目建设不会对区域生态功能产生明显影响。因此本项目符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

1.4.6 《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

符合性分析见表 1.4-2。

表 1.4-2 符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
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清洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料堆放以及大型煤炭和矿石码头、干散货码头物料堆场，全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造，鼓励有条件的码头堆场实施全封闭改造。	本项目对运输道路、施工场地定时洒水抑尘，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响；运料车辆在运输时，在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输；土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆采取覆盖、洒水等防尘措施；合理规划施工进度，表土剥离及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘。	符合
2	开展 VOCs 全过程综合整治。	本项目采油井井口均安装了密封垫，原油集输采用密闭工艺流程，降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	符合
3	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。	本项目施工期钻井井场和地下管道采取了分区防渗措施，运行期油井作业铺设防渗布，防止落地油落地。同时在区域内布置 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
4	强化土壤环境重点企业监管。每年定期公布全市土壤污染重点监管单位名录，对土壤环境重点监管企业和全市工业园区周边土壤开展监督性监测，根据《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》，指导企业开展土壤污染隐患排查。	大庆头台油田开发有限责任公司作为土壤环境重点监管单位每年对区域内土壤进行监测，并进行信息公开。同时，本次评价设置了 4 处土壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。	符合
5	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。	本项目施工过程中严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积；本项目井场、道路永久占地在占用前先剥离占地内的表土，集中堆放在占地范围内，加盖苫布，待施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤改良；管道临时占地在占用前先剥离占地内的表土集中堆放在占地范围内，加盖苫布，待施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	符合
6	提升危险废物基础保障能力。持续推动大庆油田公司等中直企业提升危险废物利用处置能力建设，增强环境风险防范能力进一步规范危险废物贮存设施，改造原有含油污泥储池，推进重点产废单位新建规范的集中贮存场所。	本项目施工期不产生危险废物，运行期井下作业产生的含油废防渗布暂存于头台联危险废物贮存池，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。危险废物暂存时执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求。	符合

1.4.7 《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

符合性分析见表 1.4-3。

表 1.4-3 符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	结论
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为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。 ②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。 ③运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，需要在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。 ④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。 ⑤合理规划施工进度，表土剥离及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。 ⑥施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复。 ⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。	符合
2	开展 VOCs（挥发性有机物）全过程综合整治。持续开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 全过程综合整治。提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，开展原油、成品油、有机化学品等涉 VOCs 物质储罐排查，按规定逐步取消炼油、石化、煤化工、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要 VOCs 废气排放系统旁路。	本项目为石油开采工程项目，在石油开采集输过程中均采取了埋地的集油管道，原油集输采用管道集输和提捞工艺、仅 7 口提捞井原油集输采用提捞工艺，使用密闭罐车拉运至卸油点，降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	符合
3	加强地下水生态环境保护和污染防治。加强防渗、地下水环境监测、执法检查。加	本项目施工期钻井井场和地下管道采取了分区防渗措施，运行期油井作业铺	符合

	强污染源头预防与风险管控。	设防渗布，防止落地油落地。同时在区域内布置 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。	
4	制定实施噪声污染防治行动计划。因特殊需要必须连续作业的，必须有县级以上政府或者其有关主管部门的证明，并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。	本项目对施工场地进行合理布局，避免噪声叠加造成对周围声环境的影响；合理安排施工进度，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响；合理安排施工机械数量，严格限定施工范围，选用噪音低的设备；注意对设备的维护和保养，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度；敏感点附近施工时设置隔声屏，减轻对保护目标的影响。	符合
5	强化土壤污染源系统防控。 加强空间布局管控。将土壤和地下水环境管理纳入国土空间规划，根据土壤污染的环境风险，合理确定土地用途。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。 防范工矿企业新增土壤污染。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。	本项目在实施前依法进行环境影响评价，提出并落实防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施，在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响；本项目采取分区防渗措施，最大程度保证污染物不会污染土壤环境；本次环评开展了评价范围内地下水、土壤的环境质量现状调查、影响分析及污染防治措施可行性论证，提出地下水、土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收要求，保障地下水、土壤环境监管措施落实到位；大庆头台油田开发有限责任公司作为土壤环境重点监管单位每年对区域内土壤进行监测，并进行信息公开。	符合

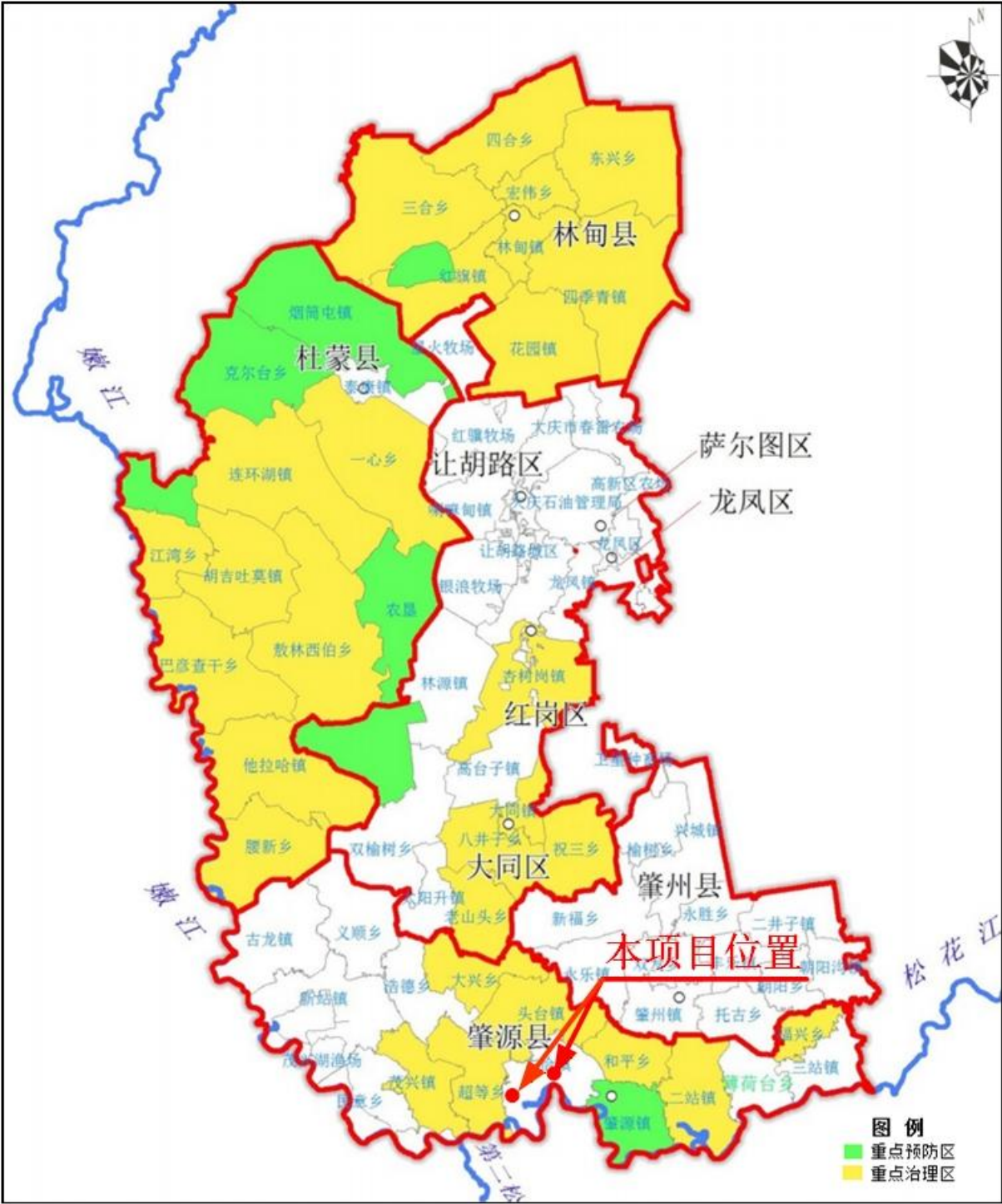


图 1.4-2 项目与大庆市水土保持规划位置关系图

1.4.8 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2024 年 3 月 1 日）符合性分析

符合性分析见表 1.4-4。

表 1.4-4 符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	结论
1	第二十四条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。 第四十四条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。	本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让黑土地。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。本工程建设过程中尽可能减少占地，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由当地主管部门负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地，如果没有条件开垦时，按照省的规定由建设单位缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。	符合
2	第四十五条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低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。建设项目主体应当制定剥离黑土的再利用方案，报自然资源主管部门备案。	本项目实施前应编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，针对永久占地按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地、永久剥离的表土根据政府要求进行合理处置，优先用于劣质土地改良，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

1.4.9 与《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 6 月 25 日实施）的符合性分析

管道建设的选线应当避开地震活动断层和容易发生洪灾、地质灾害的区域，与建筑物、构筑物、铁路、公路、航道、港口、市政设施、军事设施、电缆、光缆等保持本法和有关法律、行政法规以及国家技术规范的强制性要求规定的保护距离。

新建管道通过的区域受地理条件限制，不能满足前款规定的管道保护要求的，管道企业应当提出防护方案，经管道保护方面的专家评审论证，并经管道所在地县级以上地

方人民政府主管管道保护工作的部门批准后，方可建设。管道企业应当建立、健全管道巡护制度，配备专门人员对管道线路进行日常巡护。管道巡护人员发现危害管道安全的情形或者隐患，应当按照规定及时处理和报告。管道企业应当定期对管道进行检测、维修，确保其处于良好状态；对管道安全风险较大的区段和场所应当进行重点监测，采取有效措施防止管道事故的发生。管道企业应当制定本企业管道事故应急预案，并报管道所在地县级人民政府主管管道保护工作的部门备案；配备抢险救援人员和设备，并定期进行管道事故应急救援演练。

本项目为陆地石油开采项目，项目建设包括原油集输工程，本次管道建设工程的选线位于平原地区，设计文件已通过专家审查，输油管线选址已避开地震活动断层和容易发生洪灾、地质灾害的区域，与建筑物、构筑物、铁路、公路、航道、港口、市政设施、军事设施、电缆、光缆等有关法律、行政法规以及国家技术规范的强制性要求规定的保护距离；本项目管道由小队人员每日巡检，发现问题按程序上报处理。集输管道采用防腐无缝钢管，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。头台油田已制定油气集输管道突发环境事件专项应急预案，对油气集输管道可能发生的泄漏、火灾等各类事故制定了应急处置措施，并定期演练。

1.4.10 与《黑龙江省防沙治沙条例》的符合性分析

《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。”

本项目永久占地共计 1.7044 公顷，临时占地 1.797 公顷。根据调查，项目所在地无

裸露的沙地，项目占地区域未出现土壤沙化现象。为保护区域生态环境，建设单位应针对本项目的具体特点，制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。应严格控制施工作业占地范围，尽量减小施工期对区域生态影响。本项目编制有关防沙治沙内容的环境影响报告书并进行论证，符合《黑龙江省防沙治沙条例》相关要求。

1.4.11 “生态环境分区管控”符合性分析

1.4.11.1 生态保护红线

生态保护红线是指生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线。这包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。这些区域按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，实施严格管控。

本项目位于黑龙江省大庆市肇源县境内，根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年版）及《生态环境分区管控分析报告》（见附件 1），本项目评价范围内无生态保护红线分布。因此，本项目建设符合生态保护红线要求。

1.4.11.2 环境质量底线

环境质量底线是指按照水、大气、土壤环境质量不断优化的原则，结合环境质量现状和相关规划、功能区划要求，考虑环境质量改善潜力，确定的分区域分阶段环境质量目标及相应的环境管控、污染物排放控制等要求。

（1）大气环境

本项目位于大庆市肇源境内，所在区域环境空气功能区为二类区，根据大庆市生态环境局 2025 年 6 月 5 日公布的《2024 年大庆市生态环境状况公报》，大庆市环境空气为达标区，基本污染物各项指标均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准要求；根据补充监测数据可知，本项目区域非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》标准要求，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准要求，尚有容量进行项目建设。

根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年版）及《生态环境分区管控分析报告》，项目所在区域涉及肇源县大气环境一般管控区。本项目施工期施工场

地采取设置围挡；施工现场洒水消尘，表土及建材堆放上覆遮盖材料；施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布等措施。运行期采取井口安装密封垫，油气集输采用密闭流程等措施减少烃类气体挥发。在采取以上措施后，本项目建设对区域大气环境影响较小，符合上述管控区管控要求。

（2）地表水环境

根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年版）及《生态环境分区管控分析报告》，项目所在区域位于肇源县水环境一般管控区。本项目施工期水基钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽，拉运至庆兴环保科技有限公司处理，油基钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽，拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站；压裂返排液由罐车拉运至头台联综合废液池暂存后，通过管线进入头台联污水站处理达标后回注现役油；管道试压废水由罐车拉运至头台联含油污水处理站处理后回注现役油层；施工人员生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理。运行期经头台联脱水站初步分离的含油污水管输至头台联含油污水处理站处理，处理后回注油层。作业期油井热洗废水直接进入集油系统；作业期油井作业污水用罐车拉运至头台联含油污水处理站处理后回注现役油层。在采取上述措施后，本项目建设不会对地表水环境产生影响，符合上述管控区管控要求。

（3）土壤环境

根据土壤质量现状的监测数据，农用地监测项目满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准要求，建设用地监测项目满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值，区域内土壤环境质量状况良好。本工程实施后通过采取分区防渗等土壤环境保护措施，对土壤环境产生影响较小。

（4）地下水环境

根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年版）及《生态环境分区管控分析报告》，项目所在区域涉及肇源县地下水环境一般管控区。本项目与上述管控区要求符合性分析见表 1.4-5。

表 1.4-5 与肇源县地下水环境一般管控区符合性分析

环境管控区编码及名称	管控区类型	管控要求		符合性分析
YS2306226310001 肇源县地下水环境一般管控区	一般管控区	空间布局约束	1.土壤污染重点监管单位应当履行下列义务：（一）严格控制有毒有害物质排放，并按年度向生态环境主管部门报告排放情况；（二）建立土壤污染隐患排查制度，保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散；（三）制定、实施自行监测方案，并将监测数据报生态环境主管部门。2.重点单位新、改、扩建项目地下储罐储存有毒有害物质的，应当在项目投入生产或者使用之前，将地下储罐的信息报所在地设区的市级生态环境主管部门备案。3.重点单位应当建立土壤和地下水污染隐患排查治理制度，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查。发现污染隐患的，应当制定整改方案，及时采取技术、管理措施消除隐患。隐患排查、治理情况应当如实记录并建立档案。重点区域包括涉及有毒有害物质的生产区，原材料及固体废物的堆存区、储放区和转运区等；重点设施包括涉及有毒有害物质的地下储罐、地下管线，以及污染治理设施等。4.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并进行监测，防止地下水污染。5.重点单位通过新、改、扩建项目的土壤和地下水环境现状调查，发现项目用地污染物含量超过国家或者地方有关建设用地土壤污染风险管控标准的，土地使用权人或者污染责任人应当参照污染地块土壤环境管理有关规定开展详细调查、风险评估、风险管控、治理与修复等活动。	符合。本项目为陆地石油开采项目，不属于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；不属于地下水污染防治重点排污单位；本项目采取了分区防渗措施，并设置了地下水跟踪监测井，防止地下水污染。符合环境风险防控要求。

1.4.11.3 资源利用上线

资源利用上线是指按照自然资源资产“只能增值、不能贬值”的原则，以保障生态安全和改善环境质量为目的，利用自然资源资产负债表，结合自然资源开发管控，提出的分区域分阶段的资源开发利用总量、强度、效率等上线管控要求。

根据《生态环境分区管控分析报告》，项目所在区域涉及肇源县自然资源一般管控区。本项目以电为能源，不消费煤炭能源，能源消耗符合要求；项目建设不开采地下水，同时对废水进行重复利用，水资源消耗符合要求；本工程在满足工艺要求的前提下，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，减少对土地的占用，土地资源消耗符合要求。因此本项目建设符合上述管控区管控要求。

1.4.11.4 生态环境准入清单

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

本项目位于大庆市肇源县境内，根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年版）及《生态环境分区管控分析报告》，项目涉及肇源县一般生态空间、肇源县永久基本农田和肇源县其他区域环境管控单元。根据《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》，本项目与大庆市总体准入要求符合性分析见表 1.4-6，与生态环境分区管控报告分析见表 1.4-7。

表 1.4-6 与大庆市总体准入要求符合性分析

适用范围	管控维度	管控要求	符合性分析
大庆市	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.坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展，严禁违规“两高”项目建设、运行。严把“两高”项目审批关和监督关，坚决遏制“两高”项目盲目发展。严格落实污染物排放区域消减要求。以钢铁、煤炭、水泥等行业为重点，依据能耗、环保、质量、安全、技术等五个标准依法依规推动落后产能退出。 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.对严格管控类划定为特定农产品禁止生产区域的地块，禁止生产特定农产品。从严管控农药、化学等行业的重度污染地块规划用途，确需开发利用的，鼓励用于拓展生态空间。严格名录内地块的准入管理。未依法完成土壤污染状况调查和风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。 6.禁燃区内禁止新建、改建、扩建燃用高污染燃料的锅炉、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。一是县级及以上城市建成区原则	本项目为陆地石油开采项目，不属于高能耗、高物耗、高水耗项目，不属于落后产能；产生的各类废物均得到有效处置，符合大庆市总体准入要求。

		上不再新建 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉,其他地区原则上不再新建 10 蒸吨/小时以下燃煤锅炉。二是积极推进地级及以上城市建成区 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉淘汰,到 2025 年基本完成淘汰。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。四是采取生物质锅炉替代的,需使用专用 6,配套布袋等高效除尘设施,若氮氧化物排放不能达标的需配备脱硝设施,使用过程中严禁掺烧煤炭、垃圾等其他物料。实施工业炉窑清洁能源替代,大力推进电能替代煤炭。 8.大力发展新能源和清洁能源,逐步实现非化石能源成为能源消费增量主体并实施存量替代。严控煤炭消费增长,推进煤炭清洁高效利用。 9.严控煤电项目审批,不再核准自备燃煤电厂项目。(关于印发《大庆市深入打好污染防治攻坚战任务清单台账》的通知) 10.严格控制生产和使用高挥发性有机物含量溶剂型涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂,提高水性、高固体分、无溶剂、粉末等低挥发性有机物含量产品比重。(关于印发《大庆市深入打好污染防治攻坚战任务清单台账》的通知)	
	污染物排放管控	1.2025 年和 2035 年全市大气污染物氮氧化物和 VOCs 重点工程削减量不低于省政府确定的削减量。 2.2025 年和 2035 年全市水污染物化学需氧量和氨氮削减量不低于省政府确定的削减量。到 2025 年,全市地表水体消除劣 V 类,县级城市建成区基本消除黑臭水体。	
	资源利用效率要求	1.全市 2025 年用水总量不得超过 34.38 亿立方米,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 和 2035 年耕地保有量不低于规划指标。 3.全市 2025 年和 2035 年煤炭消费上限不高于省政府确定的指标。	
	高污染燃料禁燃区资源利用效率要求	1.禁燃区内禁止新建、改建、扩建燃用高污染燃料的锅炉、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。 2.禁燃区内对 20 蒸吨/小时以下锅炉及民用燃煤设备燃煤质量严格控制,稳步推进清洁能源替代改造。 3.禁燃区内已建成使用高污染燃料设施在限期拆除或完成改造前,应采取燃用优质煤炭、改善燃烧工况、提高烟气治理设施效率等措施,使其排放的大气污染物达到国家相关标准要求。	

表 1.4-7 与生态环境分区管控准入清单符合性分析

环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控单元类别	管控要求	符合性分析
ZH2306	肇源	优先	空	1.原则上按限制开发区域的要求进行管理。
				1.本项目占用草地

221000 2	县一般生态空间	保护单元	间布局约束	严格限制与生态功能不一致的开发建设活动。符合区域准入条件的新增建设项目，涉及占用生态空间中的林地、草原等，按有关法律法规规定办理；涉及占用生态空间中其他未作明确规定的用地，应当加强论证和管理。符合条件的农业开发项目，须依法由县级及以上地方人民政府统筹安排。除符合国家生态退耕条件的耕地，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用。2.对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定。3.避免开发建设活动损害其生态服务功能和生态产品质量。4.已经侵占生态空间的，应建立退出机制、制定治理方案及时间表。5.肇源县大庙风景名胜区同时执行：禁止开发建设活动要求：1）禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动；但法律、行政法规等另有规定的除外。禁止任何人进入自然保护区的核心区，因科学研究的需要，必须进入核心区从事科学研究观测、调查活动的，应当事先向自然保护区管理机构提交申请和活动计划，并经自然保护区管理机构批准；其中，进入国家级自然保护区核心区的，应当经省、自治区、直辖市人民政府有关自然保护区行政主管部门批准。2）禁止在自然保护区的缓冲区开展旅游和生产经营活动。严禁开设与自然保护区保护方向不一致的参观、旅游项目。3）禁止在自然保护区的核心区和缓冲区内建设畜禽养殖场、养殖小区。4）禁止在自然保护区及其外围保护地带建立污染、破坏或者危害自然保护区自然环境和自然资源的设施。5）核心区和缓冲区内不得建设任何生产设施；实验区不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施。限制开发建设活动要求：在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。6.肇源县引嫩入肇饮用水水源地同时执行：1）饮用水地表水	和耕地（包括永久基本农田），建设单位按有关法律法规规定办理占地审批手续；本项目在选址和布局上采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量减少占地，施工过程中采取防止土地沙化措施，施工结束后，对临时占地采取生态恢复及补偿措施，控制土壤侵蚀，减轻水土流失，保护生态环境。 2.本项目不属于过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害的项目，不损害生态服务功能和生态产品质量。 3.本项目建设活动不会损害依法保护的生态空间的生态服务功能和生态产品质量。

			源各级保护区及准保护区内均必须遵守下列规定：（1）禁止一切破坏水环境生态平衡的活动以及破坏水源林、护岸林、与水源保护相关植被的活动。（2）禁止向水域倾倒工业废渣、城市垃圾、粪便及其它废弃物。（3）运输有毒有害物质、油类、粪便的船舶和车辆一般不准进入保护区，必须进入者应事先申请并经有关部门批准、登记并设置防渗、防溢、防漏设施。（4）禁止使用剧毒和高残留农药，不得滥用化肥，不得使用炸药、毒品捕杀鱼类。（5）禁止建设畜禽养殖场、养殖小区。（6）禁止设置排污口。 2）饮用水地表水源各级保护区及准保护区内必须分别遵守下列规定：（1）一级保护区内：禁止新建、扩建与供水设施和保护水源无关的建设项目，已建成的与供水设施和保护水源无关的建设项目，由县级以上人民政府责令拆除或者关闭；禁止向水域排放污水，已设置的排污口必须拆除；不得设置与供水需要无关的码头，禁止停靠船舶；禁止堆置和存放工业废渣、城市垃圾、粪便和其他废弃物；禁止设置油库；禁止从事种植、放养畜禽和网箱养殖活动；禁止可能污染水源的旅游活动和其他活动。（2）二级保护区内：禁止新建、改建、扩建排放污染物的建设项目，已建成的排放污染物的建设项目，由县级以上人民政府责令拆除或者关闭；原有排污口依法拆除或者关闭；禁止设立装卸垃圾、粪便、油类和有毒物品的码头。（3）准保护区内：禁止新建、扩建对水体污染严重的建设项目；改建建设项目，不得增加排污量。3）国务院和省、自治区、直辖市人民政府根据水环境保护的需要，可以规定在饮用水水源保护区内，采取禁止或者限制使用含磷洗涤剂、化肥、农药以及限制种植养殖等措施。4）饮用水地下水源各级保护区及准保护区内均必须遵守下列规定：禁止利用渗坑、渗井、裂隙、溶洞等排放污水和其它有害废弃物；禁止利用透水层孔隙、裂隙、溶洞及废弃矿坑储存石油、天然气、放射性物质、有毒有害化工原料、农药等；实行人工回灌地下水时不得污染当地地下水源。（1）一级保护区内：禁止建设与	

				取水设施无关的建筑物；禁止从事农牧业活动；禁止倾倒、堆放工业废渣及城市垃圾、粪便和其它有害废弃物；禁止输送污水的渠道、管道及输油管道通过本区；禁止建设油库；禁止建立墓地。（2）二级保护区内： ①对于潜水含水层地下水水源地：禁止建设化工、电镀、皮革、造纸、制浆、冶炼、放射性、印染、染料、炼焦、炼油及其它有严重污染的企业，已建成的要限期治理，转产或搬迁；禁止设置城市垃圾、粪便和易溶、有毒有害废弃物堆放场和转运站，已有的上述场站要限期搬迁；禁止利用未经净化的污水灌溉农田，已有的污灌农田要限期改用清水灌溉；化工原料、矿物油类及有毒有害矿产品的堆放场所必须有防雨、防渗措施。②对于承压含水层地下水水源地：禁止承压水和潜水的混合开采，作好潜水的止水措施。 （3）准保护区内：禁止建设城市垃圾、粪便和易溶、有毒有害废弃物的堆放场站，因特殊需要设立转运站的，必须经有关部门批准，并采取防渗漏措施；当补给源为地表水体时，该地表水体水质不应低于《地表水环境质量标准》Ⅲ类标准；不得使用不符合《农田灌溉水质标准》的污水进行灌溉，合理使用化肥；保护水源林，禁止毁林开荒，禁止非更新砍伐水源林。7.嫩江松花江三岔河口鲢、翘嘴鲈国家级水产种质资源保护同时执行：1）不得损害水产种质资源及其生存环境。2）禁止在水产种质资源保护区内从事围湖造田工程。3）禁止在水产种质资源保护区内新建排污口。4）在水产种质资源保护区附近新建、改建、扩建排污口，应当保证保护区水体不受污染。5）特别保护期内不得从事捕捞、爆破作业以及其他可能对保护区内生物资源和生态环境造成损害的活动。6）在水产种质资源保护区内从事修建水利工程、疏浚航道、建闸筑坝、勘探和开采矿产资源、港口建设等工程建设的，或者在水产种质资源保护区外从事可能损害保护区功能的工程建设活动的，应当按照国家有关规定编制建设项目对水产种质资源保护区的影响专题论证报告，并将其纳入环境影响评价报告书。	

ZH2306 223000 1	肇源县永久基本农田	一般管控单元	资源开发效率要求	1.严格永久基本农田占用和补划，永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。2.在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。 3.严禁占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼；严禁占用永久基本农田种植苗木、草皮等用于绿化装饰以及其他破坏耕作层的植物；严禁占用永久基本农田挖湖造景、建设绿化带；严禁新增占用永久基本农田建设畜禽养殖设施、水产养殖设施和破坏耕作层的种植业设施。4.禁止任何单位和个人破坏永久基本农田耕作层。5.禁止以设施农用地为名违规占用永久基本农田建设休闲旅游、仓储厂房等设施。6.禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等。7.国家能源、交通、水利、军事设施等重点项目确实难以避让永久基本农田的，涉及农用地转用或者土地征收的，必须经过国务院批准。8.一般建设项目不得占用永久基本农田；重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，要按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求，在储备区内选择数量相等、质量相当的地块进行补划。9.非农业建设依法占用永久基本农田的，建设单位应当将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦的耕地、劣质地或其他耕地的土壤改良。位于优先保护单元和重点管控单元内永久基本农田也同时执行此要求。	本项目属国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让基本农田。 本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程建设过程中，尽可能减少占地。对占用的基本农田，按照“占多少，垦多少”的原则，由当地主管部门负责开垦与所占用基本农田的数量和质量相当的基本农田；如果没有条件开垦时，按照省的规定由建设单位缴纳开垦费，专款用于开垦新的基本农田。 本项目产生的各类废物均得到有效处置，不排入外环境。 本项目在施工过程中针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。
ZH2306 223000 2	肇源县其他区域	一般管控单元	空间布局约束	1.引导工业项目向开发区集中，促进产业集聚、资源集约、绿色发展。对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业中，环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，依法依规升级改造或有序退出。2.建设用地污染风险管控区同时执行以下准入要求：各级自然资源等部门在编制土地利用总体规划、城市总体规划、控制性详细规划等相关规划时，应充分	本项目为陆地石油开采行业，不属于电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业，符合空间布局约束要求。

				考虑污染地块的环境风险，合理确定土地用途。	
			污 染 物 排 放 管 控	建设用地污染风险管控区同时执行以下准入要求：各级自然资源等部门在编制土地利用总体规划、城市总体规划、控制性详细规划等相关规划时，应充分考虑污染地块的环境风险，合理确定土地用途。	本项目产生的各类废水、固废均得到有效处置，不排入外环境，符合污染物排放管控要求。

1.4.12 “三区三线”符合性分析

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肇源县境内，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。

根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年版），本项目不涉及生态保护红线和城镇空间，但涉及永久基本农田。

本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，地质设计要求，项目选址无法避让基本农田。根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则对占用基本农田、黑土地，已计划按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对占用的耕地，按照《中华人民共和国土地管理法》《基本农田保护条例》等相关文件要求，按照“占多少，垦多少”的原则，由当地主管部门负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地，如果没有条件开垦时，按照省的规定由建设单位缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。进行耕地保护。同时按照《黑龙江省黑土地保护利用条例》中要求根据有关标准、规范和管理规定剥离表土，施工前应编制表土剥离方案，永久剥离的表土根据政府要求进行合理处置，优先用于劣质土地改良，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。因此，本项目与“三区三线”符合性



图 1.4-3 本项目与大庆市生态环境保护红线位置关系

1.4.13 《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

符合性分析见表 1.4-8。

表 1.4-8 符合性分析一览表

相关要求	符合性分析	结论
第 17 条耕地和永久基本农田保护线 按照现状耕地应划尽划、应保尽保的原则，将符合条件的耕地全部纳入保护目标，将可长期稳定利用的耕地、黑土耕地和已建成的高标准农田优先划入永久基本农田。划定的永久基本农田主要位于大同区、肇州县、肇源县、林甸县、杜尔伯特县。至 2035 年，规划全市耕地保有量不低于 8964.47 平方公里（1344.67 万亩），占市域面积的比例不低于 42.27%，永久基本农田保护面积不低于 7473.33 平方公里（1121.00 万亩），占市域面积的比例不低于 35.24%。	本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让基本农田。本项目井场建设尽可能采用丛式井场，最大程度的减少了对土地的占用。对占用的基本农田，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用基本农田的数量和质量相当的基本农田；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳开垦费，专款用于开垦新的基本农田。	符合
第 18 条生态保护红线 将具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持等功能的生态功能重要区域，以及生态环境敏感脆弱区域全部纳入生态保护红线，主要分布于市域的西北部、东北部和南部滨江区域。大庆市共划定生态保护红线 2360.32 平方公里，占市域面积的 11.13%。	根据《生态环境分区管控分析报告》，本项目评价范围内无生态保护红线分布。	符合
第 21 条构建“一核、两轴、一带、六区”市域总体空间格局 六区：包括一个油气资源开发利用区；两个重要生态保护区，即扎龙湿地生态系统保护区、杜尔伯特-肇源林草湿荒生态交错区；三个粮食主产区，即北部、南部和嫩江松花江沿岸粮食主产区。	本项目为陆地石油开采项目，位于“六区”中的油气资源开发利用区，符合大庆市构建“一核、两轴、一带、六区”市域总体空间格局要求。	符合
第 22 条严守耕地底线，稳定优质耕地布局 全面实施耕地数量、质量、生态“三位一体”保护。强化永久基本农田特殊保护，对黑土耕地实行战略性保护，严格耕地用途管制，严格控制建设占用耕地，落实耕地占补平衡和进出平衡。为端牢“中国饭碗”，种好“中国粮食”，当好维护粮食安全的“压舱石”提供空间保障。至 2035 年，全市耕地保有量不低于 8964.47 平方公里，建立健全耕地保护目标责任制。	本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让基本农田。本项目井场建设尽可能采用丛式井场，最大程度的减少了对土地的占用。对占用的基本农田，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用基本农田的数量和质量相当的基本农田；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳开垦费，专款用于开垦新的基本农田。	符合
第 31 条草原资源保护利用 2.强化草原保护和使用管理。	本项目不占用基本草原。 本项目井场建设尽可能采用丛式井场，最	符合

推进落实基本草原保护制度，依法划定并严格保护基本草原，除国务院批准同意的建设项目，以及国务院有关部门、省级人民政府及其有关部门批准同意的基础设施、公共事业、民生建设项目和国防、外交建设项目外，不占用基本草原。切实加强草原征占用审核管理。	大程度的减少了对草地的占用。同时对永久占用的草地进行经济补偿，对临时占用的草地按照自然修复为主、人为干预为辅的修复治理方针进行植被恢复。	
3.加强草原生态保护修复。 因地制宜、分类施策、科学开展草原生态保护修复。实行自然修复为主、人为干预为辅的修复治理政策方针，通过促进草原自然修复、科学防治有害生物、统筹推进林草生态治理、建植草原景观植被等方式，科学开展退化草原生态修复，持续改善草原生态状况，增强草原生态系统稳定性。		

1.4.14 《肇源县国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

符合性分析见表 1.4-9。

表 1.4-9 符合性分析一览表

相关要求	符合性分析	结论
第 19 条耕地和永久基本农田红线 落实大庆市下达的耕地和永久基本农田保护任务，现状耕地应划尽划、应保尽保，将可以长期稳定利用耕地优先划入永久基本农田，实行特殊保护。全县耕地保有量不低于 208426.67 公顷（312.64 万亩），占全县国土面积 50.71%。全县永久基本农田 167033.33 公顷（250.55 万亩），占全县国土面积 40.64%。	本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让基本农田。本项目井场建设尽可能采用丛式井场，最大程度的减少了对土地的占用。对占用的基本农田，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用基本农田的数量和质量相当的基本农田；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳开垦费，专款用于开垦新的基本农田。	符合
第 20 条生态保护红线 将整合优化后的自然保护地、重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙等生态功能极重要区域和水土流失、土地沙化等生态极脆弱区域，以及具有潜在重要生态价值，必须强制性严格保护的区域生态空间划入生态保护红线。肇源县划定生态保护红线面积为 42382.63 公顷，占全县总面积的 10.31%。	根据《生态环境分区管控分析报告》，本项目评价范围内无生态保护红线分布。	符合
第 25 条国土空间总体格局 以双评价、双评估分析为基础，统筹“山水林田湖草沙”等保护类要素和城乡、产业、交通等发展类要素布局，打造肇源县“一核三心两区，一带一廊两轴”的国土空间总体格局。“一核”：	本项目位于肇源县境内，不涉及肇源县“一核三心两区，一带一廊两轴”区域。	符合

肇源县中心城区。“三心”：肇源县内三个重点镇，分别为新站镇、茂兴镇、三站镇。“两区”：县域南侧的沿江生态保护区以及北侧的现代农业生产区。“一带”：县域南侧松花江、嫩江流域形成的生态保护带。“一廊”：依托省道 S502、省道 S104 形成贯穿县域东西的城乡发展廊道本项目为陆地石油开采项目，位于红岗区的矿产能源发展区，符合红岗区国土空间规划分区与管控要求。“两轴”：依托大广高速、通让铁路形成两条贯穿南北的城乡发展联系轴。		
第 27 条严格落实耕地保护任务 落实大庆市下达的耕地保护，永久基本农田保护任务，肇源 16 县耕地保有量不低于 208426.67 公顷（312.64 万亩），永久基本农田面积 167033.33 公顷（250.55 万亩）。落实到全县各乡镇、农场，作为规划期内必须守住的保护红线任务。健全县级党委和政府落实耕地保护和粮食安全责任考核机制，实行耕地保护党政同责。	本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让基本农田。本项目井场建设尽可能采用丛式井场，最大程度的减少了对土地的占用。对占用的基本农田，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用基本农田的数量和质量相当的基本农田；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳开垦费，专款用于开垦新的基本农田。	符合
第 34 条林草地资源保护与利用 加强林地草地资源保护。全面保护林地，落实林地分级管理，切实保护现有森林，有效补充林地数量，引导节约使用林地，确保林地资源稳定增长。强化林地草地利用监督管理。实施林地用途管制，严格控制林地转为非林地，实行占用林地总量控制，各类建设项目占用林地不得超过本行政区域的占用林地总量控制指标。各类建设工程确需征收、征用或占用林地的，应当按照建设项目级别以及审批权限，依法办理审批手续。矿藏开采、工程建设和修建工程设施应当不占或少占草原，除国家重点工程项目外，不得占用基本草原。	本项目不占用林地和基本草原。 本项目井场建设尽可能采用丛式井场，最大程度的减少了对草地的占用。同时对永久占用的草地进行经济补偿，对临时占用的草地按照自然修复为主、人为干预为辅的修复治理方针进行植被恢复。	符合

1.4.15 《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

符合性分析见表 1.4-10。

表 1.4-10 符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
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、	本工程位茂 8 区块、茂 401 区块，属于已建区块内滚动开发项目，项目建设内容主要为区块内新建油井和管道，本次评价在环境影响预测与评价、环境保护	符合

	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、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。	措施及可行性论证中详细分析了项目建设对环境的影响以及项目环境保护措施，对项目提出了非正常情况下的环境风险防范措施。	
2	涉及废水回注油层的，应当论证回注油层的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注油层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，回注油层的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）等相关标准要求后回注油层，同步采取切实可行措施防治污染。回注油层目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注油层到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	本项目产生的各类含油生产废水均经头台联合站污水处理站处理，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）要求后回注现役油层，未回注与油气开采无关的废水。	符合
3	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管道组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	本项目油井井口安装密封垫，原油集输采取密闭集输工艺，对挥发性有机物液体储存损失、设备与管道组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行了有效管控，大大降低了烃类气体等的挥发量，减少油气泄漏和溢出。	符合
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本项目施工期钻井施工产生的水基废弃钻井液、岩屑、废射孔液进入钢制泥浆槽由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理；油基废弃钻井液、岩屑、废射孔液拉运至庆兴环保科技有限公司处理定期由罐车拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司处理；钻井施工产生的废防渗布（不含油）、废包装袋及地面建设期间管道施工产生的废料统一收集，送第七采油厂工业固废填埋场进行填埋；生活垃圾送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理；。	符合

		油井作业产生的站场设备清淤产生的含油污泥统一收集，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，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。含油废防渗布暂存于头台联危险废物贮存池，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。 拆除的废旧设备全部回收至头台油田资产库；拆除作业产生的建筑垃圾送肇源县建筑垃圾消纳场处置；施工人员产生的生活垃圾统一收集后送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。	
5	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。	本项目施工期各类施工活动均在许可用地范围内进行，合理安排施工工序，管沟开挖采用人工开挖和机械开挖相结合的方式，缩短了施工时间，尽量减少施工占地；埋设管道时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式进行；钻井和压裂设备使用柴油机发电、高标准清洁燃油，减少废气排放。	符合
6	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	大庆头台油田开发有限责任公司已编制完成《大庆头台油田开发有限责任公司环境突发事件专项应急预案》，并在当地生态环境局进行了企业环境风险应急预案备案（备案号 230622-2023-006-M）。	符合

1.4.16 《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

符合性分析见表 1.4-11。

表 1.4-11 符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
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。	本项目已编制总体规划方案，对井场、管道走向进行了优化，减少了占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	符合
2	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；钻井过程产生的废水应回用。	本项目钻井采用水基钻井液体系，钻井过程产生的废水用于调配泥浆粘度。	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%。	本项目在井下作业过程配备泄油器、刮油器等，对落地原油及时回收，落地原油回收率达到 100%。	符合

4	在开发过程中，适宜注水开采的油田，应将采出水处理满足标准后回注油层。	本项目开发过程中产生的油田采出水经新肇联合污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注现役油层。	符合
5	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、扩建油田油气集输损耗率不高于 0.5%。	本项目油气集输采用密闭流程，油田油气集输损耗率小于 0.5%。	符合
6	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。	本项目布置 1 座丛式井场，减少了废物产生和工程占地。	符合
7	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上。	本项目开发过程中产生的伴生气全部回收利用，伴生气回收利用率达到 100%。	符合
8	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。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，防止回注油层过程对地下水造成污染。	本项目管沟开挖采取分层开挖、分层回填措施减轻生态影响，井场周围设置井界沟，并设立地下水水质监测井，对油田地下水水质进行监控，防止回注油层过程对地下水造成污染。	符合
9	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。	本项目钻井废水和井下作业废水全部进入生产流程循环利用。	符合
10	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》（2025 年版）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。	本项目及时回收落地油，产生的含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置、落地油由罐车拉运至落地油送至头台联危险废物贮存池，处理后泥渣满足污泥含油率低于 3%要求后，达标后的泥渣在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动，或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动。	符合

1.4.17 《大庆市水土保持规划（2015~2030）》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，市级重点预防区包括林甸县、杜蒙县、肇源县、大同区，具体为：

林甸县巨浪牧场；肇源县肇源镇；杜蒙县克尔台乡、烟筒屯镇、大山种羊场、绿色草原牧场；大同区和平牧场；重点治理区包括林甸县、杜蒙县、肇源县、红岗区和大同区，具体为：林甸县东兴乡、红旗镇、宏伟乡、花园镇、四季青镇、林甸镇、鹤鸣湖镇、四合乡；肇源县超等乡、大兴乡、二站镇、福兴乡、和平乡、茂兴镇、头台镇；杜蒙县敖林西伯乡、巴彦查干乡、连环湖镇、胡吉吐莫镇、江湾乡、他哈拉镇、腰新乡、一心乡；红岗区杏树岗镇；大同区八井子乡、大同镇、老山头乡、祝三乡。

本项目位于肇源县境内，分布于古恰镇内，不属于市级水土流失重点预防区和重点治理区。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。本项目的开发建设与该规划的符合性分析见表 1.4-12。

表 1.4-12 符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
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，临时占地进行平整、翻松，植被恢复原有覆盖率，耕地进行复垦，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由头台联合污水处理站，处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求后回注现役油层，不外排；工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。	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”。	本项目为陆地石油开采项目，结合本项目工程内容，根据井场、管道、道路不同的施工特点给出水土保持措施，管道表土留存可以回覆，井场和道路表土回覆至道路边坡或其他贫瘠土地。	符合

1.4.18 《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

根据《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）中四、落实临时用地恢复责任：临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。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。

本项目临时占地主要是管道施工、地下电缆、井场施工临时占地，临时占地类型为耕地和草地。本项目施工期约为 6 个月，施工后，立即拆除施工设备，并对临时占地进行地表恢复，对占用的耕地和草地进行表土回覆、补偿及复垦，复垦的耕地质量和数量均保持不变，符合《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）要求。

1.4.19 《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》符合性分析

《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》指出：“VOCs 污染防治应遵循源头和过程控制与末端治理相结合的综合防治原则。在工业生产中采用清洁生产技术，严格控制含 VOCs 原料与产品在生产和储运销过程中的 VOCs 排放，鼓励对资源和能源的回收利用；鼓励在生产和生活中使用不含 VOCs 的替代产品或低 VOCs 含量的产品。”“鼓励研发的新技术、新材料和新装备，鼓励以下新技术、新材料和新装备的研发和推广：工业生产过程中能够减少 VOCs 形成和挥发的清洁生产技术”。“运行与监测：鼓励企业自行开展 VOCs 监测，并及时主动向当地环保行政主管部门报送监测结果。企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台账等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。”

本项目油气集输采用密闭流程，遵循了源头和过程控制与末端治理相结合的综合防治原则；企业定期开展 VOCs 监测，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。能够最大限度减少生产过程中 VOCs 挥发，符合《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》。

1.4.20 《地下水管理条例》的符合性分析

符合性分析见表 1.4-13。

表 1.4-13 符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	取用地下水的单位和个人应当遵守取水总量控制和定额管理要求，使用先进节约用水技术、工艺和设备，采取循环用水、综合利用及废水处理回用等措施，实施技术改造，降低用水消耗。对下列工艺、设备和产品，应当在规定的期限内停止生产、销售、进口或者使用：（一）列入淘汰	本工程设备不属于条例中所列（一）、（二）的设备设施。	符合

	落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的；（二）列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备名录的。		
2	禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：（一）利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；（二）利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质；（三）利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物；（四）法律、法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为。	本工程施工及运行期间不会出现条例中所列污染地下水的行为。	符合
3	企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施，防止地下水污染：（一）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；（二）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；（三）加油站等的地下油罐应当使用双层罐或者采取建造防渗池等其他有效措施，并进行防渗漏监测；（四）存放可溶性剧毒废渣的场所，应当采取防水、防渗漏、防流失的措施；（五）法律、法规规定应当采取的其他防止地下水污染的措施。	本项目采取分区防渗措施，建设单位在运行期时布设地下水监控井监测水质，避免回注油层过程污染地下水。	符合

1.4.21 《土壤污染源头防控行动计划》（2024.11.6）的符合性分析

符合性分析见表 1.4-14。

表 1.4-14 符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	（四）加强未污染土壤保护。强化优先保护类耕地管理，加强土壤生态环境质量监测和保护。加强盐碱地生态环境保护。新建涉重金属排放企业，要在相关建设项目中加强重金属排放对周边耕地土壤的累积性风险分析，存在风险的，要采取防控措施。	本次评价设置了土壤和生态跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况；本项目为陆地石油开采项目，不排放重金属。	符合
2	（五）强化重点单位环境管理。加强以排污许可为核心的环境管理，督促土壤污染重点监管单位按照排污许可证规定和标准规范落实控制有毒有害物质排放、土壤污染隐患排查、自行监测等要求。已造成土壤和地下水污染的企业在实施改建、扩	大庆头台油田开发有限责任公司作为土壤环境重点监管单位按照排污许可证规定对区域内土壤进行监测，并进行信息公开。本次评价对区域内土壤和地下水现状进行了监测，监测结果表明区域内土壤和地下水质量满足国家相关	符合

	建和技术改造项目时，必须采取有效措施 防控已有污染。	标准要求，未受污染。本次评价设置了 土壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟 踪调查项目土壤的受污染情况。	
3	（八）推进固体废物源头减量和综合利 用。严密防控危险废物环境风险，深化危 险废物规范化环境管理评估，推进全过程 信息化环境管理，严格管控最终填埋处 置。	本项目产生的含油污泥委托大庆市肇 源县晨晰非金属废料加工有限公司处 置。处理后的含油污泥处理后泥渣满足 污泥含油率低于 3‰要求后用于铺路和 垫井场，遵循了固体废物“资源化、减 量化、无害化”处置原则。	符合

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

根据《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）：重大建设项目占用永久基本农田的，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划，并按照法定程序修改相应的。土地利用总体规划。临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收。

本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，地质设计要求，项目选址、选线无法避让基本农田，根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，本项目在井位的选址和布局上采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，该范围均为永久基本农田，已无法避让。本项目通过在施工时严格限制施工作业宽度，尽量利用现有道路，减少新建道路，减少对基本农田的占用，同时为尽量避让周围永久基本农田、村屯等环境敏感目标，油井设置定向井，尽可能的减少了对永久基本农田等的占用，从而减少了周围环境敏感目标的影响，并对永久用地按照“占一补一，质量相等”的要求进行开垦和补偿，开垦和补偿与所占用耕地的数量和质量相当的耕地。

项目施工临时占地结束后，及时采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小，项目施工期项目临时占地主要为钻井井场施工、管道建设、地下电缆建设等，

均不在临时占地内修建永久性建筑，对占用的临时用地在施工结束后进行植被恢复，使其恢复为原有用地类型。

因此，在工程占地手续齐全，采取相应保护基本农田措施的前提下，符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）中的要求。

1.4.23 与《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》的符合性分析

根据《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》（黑防沙发〔2020〕3 号），方案实施范围是沙化土地所在地区的市、县（市、区），即齐齐哈尔市龙沙区、建华区、铁锋区、昂昂溪区、富拉尔基区、梅里斯达斡尔族区，龙江县、甘南县、泰来县、富裕县、讷河市，大庆市让胡路区、红岗区、大同区、肇源县、杜尔伯特蒙古族自治县等所辖区域。坚持严格保护与科学治理相结合，坚持统筹推进与重点项目治理相结合，坚持改善沙区生态环境与发展区域经济相结合，坚持植树造林和发展产业相结合，坚持国家投入为主与动员社会力量参与相结合，坚持问题导向和依法治理相结合，坚持属地化管理与各负自责相结合。其中重点工作：全面加强组织领导和责任制落实；全面加强防沙治沙项目建设管理；全面加强沙区森林草原生态保护修复建设；全面加强沙区耕地资源保护；全面加强沙区水资源管理；全面加强沙区环境影响评价制度的执行；大力发展沙产业。

本项目产能区域位于黑龙江省大庆市肇源县境内，工程占地为耕地、草地，本工程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，施工结束后对临时占地进行复垦，尽量减少工程建设对土地沙化的影响。

1.4.24 选址合理性分析

本项目位于大庆市肇源县境内，共建设油井 7 口（包含 2 口代用井），共形成 1 座平台与 2 口独立井，新钻井采取射孔和压裂完井，均位于肇源县境内南侧。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和耕

地，与本项目最近的居住区为姜岗新村屯（拟建 M176-S134 东南 200m；拟建建筑垃圾道路东南 170m）。本项目新增占地类型为耕地（基本农田和一般耕地）和草地（一般草地），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）》以及本项目生态环境分区管控分析报告，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和重点治理区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。

根据现场调查，项目所在区域均为耕地、草地，不存在裸露的沙地，无严重的水土流失情况，项目施工期临时占用的耕地、草地均在施工结束后进行恢复，同时施工期严格控制作业面积，不占用、碾压临时占地面积外的土地。项目在施工期间定期进行洒水，防止出现土壤沙化起尘。项目永久占地面积较小，永久占地进行铺设防渗布（部分）、洒水抑尘、地面硬化（部分）等措施，可以有效预防水土流失，因此项目的建设不会造成大范围的水土流失。

根据《基本农田保护条例》，国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。本项目确需占用永久基本农田，施工临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。本项目永久占地共计 1.7044 公顷，临时占地 1.797 公顷，针对永久占地按照“占一补一”原则缴纳土地补偿费，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填。项目在施工前由头台油田编制土壤剥离利用方案，报自然资源主管部门备案，征收土地应报请相关主管部门同意，取得用地审批，先剥离占地范围内表层土，井场范围表层土堆置于井场内设置的表土剥离临时堆放区，并对堆放区做好水保措施，待钻井工程结束后，临时占地表土回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力。永久占耕地剥离表土就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦

等。本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

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。

根据《生态环境分区管控分析报告》，本工程位于优先保护单元和一般管控单元内，不在生态保护红线范围内，符合“三线一单”相关要求。

综上所述，项目占地范围内无国家公园、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；项目未涉及文物保护单位。

本项目建设对周围环境的影响主要为生态环境影响、大气环境影响、水环境影响、声环境影响、固体废物影响。本工程影响范围内最近的环境敏感点为拟建建筑垃圾道路两侧的九间房屯、姜岗新村屯，姜岗新村拟建建筑垃圾道路东南 170m，通过采取禁止夜间（22:00~06:00）进行高噪声施工，施工阶段设置隔声屏等方式降低施工噪声及扬尘对周边村屯的影响。通过环境影响预测与分析，本工程建设实施后，通过采取相应的废气、废水、噪声、固体废物等污染控制措施，周围环境质量均可以满足相关标准要求。为降低工程施工对区域生态环境的影响，本项目已设计采取以下措施：工程设计期间对管线走向、施工方案进行优化，对永久占地采取“占一补一质量相等”的补偿方式，同时合理规划施工工序、尽量减少临时占地使用时间；施工前对施工人员和管理人员加强宣传教育，施工期间不设置施工营地和施工料场、不设置拌合站、严格控制施工用地边界、避免对用地界以外土地造成不必要的占用和破坏，产生的固体废物得到 100%妥善

处置，施工废水禁止直接排放。通过采取上述措施，因工程施工对区域内生态环境影响、大气环境影响、水环境影响、声环境影响、固体废物影响较小。

本项目位于大庆市肇源县古恰镇，根据《大庆市水土保持规划（2015-2030 年）》，本项目所在区域不属于水土流失重点治理区和重点预防区，针对可能造成的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《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》，本项目位于一般管控单元和优先保护单元，对照黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台，本项目位于肇源县永久基本农田一般管控单元和其他区域，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 1 座平台井场和 2 口单井井场，采用占地面积小、环境影响小的布局方案，新建集油管线沿农田路和新建通井路敷设，尽量避绕周围环境敏感目标，减少对耕地和草地的占用，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。

本工程主要环境风险是油井套损、多功能储油罐、集输管线泄漏，对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境有潜在危害性。在采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。同时，建设单位应加强突发环境污染事件中的汇报流程、处理过程，避免重大环境污染事故的发生。

综上所述，本项目建设方案具有唯一性，无环境制约因素、在采取相应防治措施下，各项污染物均可满足相应排放标准，环境影响程度可被环境所接受。因此，本工程选址在环境保护方面合理可行。

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，主要进行钻前准备工程、钻井工程、储层改造工程、井场建设、配套集输管道及石油开采作业，工程对环境的影响主要包括生态影响及污染影响两部分。

生态环境影响主要体现在建设期占用土地、压占植被、破坏土壤、加大水土流失强度及生态景观破坏等方面，以及退役期场地清理和修复。

污染影响中施工期主要有施工扬尘、车辆尾气、焊接烟尘，压裂返排液、新建管道试压废水、钻井废水；钻井岩屑、废射孔液、废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及破损的非含油废防渗布、施工废料、生活垃圾等，压裂工程设备、地面工程建设设备噪声和交通噪声，施工人员产生的生活污水和生活垃圾。

运营期主要有拉油点多功能储罐和依托场站新增的燃烧烟气，井场、场站原油集输处理过程中挥发的烃类气体；井场抽油机、场站产生的噪声；油气集输产液脱水处理后产生的含油污水和清罐产生的含油污泥；油井作业废水、热洗废水、落地油、含油废防渗布等。

退役期包括退役期油水井拆除设备、封井建筑垃圾、生活垃圾及建筑垃圾、施工车辆、施工机械噪声、扬尘、生活废水等。

本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的永久基本农田、其他草地、区块周边分布的村屯、松花江、安肇新河、分散式饮用水水源地等。本次评价主要关注的环境问题为评价范围内的土壤环境、生态环境、声环境，工程周边的村屯大气环境、声环境、地下水环境以及固体废物处置、水污染物处理对环境造成的影响。

（1）大气环境影响

本项目施工期对大气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、焊接烟尘以及运输车辆尾气对环境空气产生的短期影响。

运营期主要考虑场站加热装置产生的燃烧烟气，油井采油过程中产生的无组织挥发烃类气体、温室气体对大气环境的影响。

退役期井场清理等过程产生的施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气对环境空气产生

的短期影响。

（2）地表水环境影响

主要关注施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液、新建管道试压废水及施工人员生活污水；运营期正常工况下油气集输产液脱水处理后产生的含油污水。非正常工况下为油井作业产生的作业废水、清防蜡产生的热洗废水、井喷、穿越地表水体管线发生泄漏对地表水环境影响；退役期生活污水对地表水环境的影响。

（3）地下水环境影响主要关注储层改造工程、油气处理工程等过程中套管破损、防渗措施失效（管线泄漏、套管泄漏）对区域地下水（潜水含水层、具有地下水开发利用价值的含水层）的影响。关注分区防渗、跟踪监测设置及落实情况。

（4）声环境

主要关注施工期压裂工程施工机械噪声、地面工程施工机械、车辆运行产生的噪声对周围声环境产生的影响，关注运营期井场噪声、各类站场设备噪声对声环境的影响。

（5）固体废物

主要关注施工期废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、定向钻废弃泥浆、废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及破损的非含油废防渗布、施工废料、生活垃圾处置情况。

主要关注运营期含油污泥、落地油、含油废防渗布等危险废物处置情况。

主要关注退役期生活垃圾及建筑垃圾处置情况。

对于危险废物，应关注运输过程的环境影响。

（6）生态环境的影响

主要关注本工程在施工期储层改造、车辆碾压、人员践踏等对地表植被和黑土地土壤造成的破坏；本项目永久占地约 1.7044hm²，将在原来连续分布的生态环境中形成斑块，对地表温度等物理性质产生异常，将影响生态环境的类型和结构。

本项目评价区域不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等动物。区块开发占用部分土地，可能会对当地野生动物栖息环境产生一定的影响，但由于本项目占地面积较小，且区内主要为小型动物，其领地面积相对较小，因此，项目建设对其栖息地的影响并不十分明显。主要分析本项目对防沙治沙区、耕地、草地的影

响。

主要关注运行期临时占地植被恢复情况

主要关注退役期后，设备拆除将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失，同时对井场等占地进行生态恢复等。

（7）土壤环境

本项目永久占地共计 1.7044 公顷，临时占地 1.797 公顷。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。油田生产过程中对土壤环境的影响主要为井下作业时污油污水回收装置泄漏以及事故状态下产生的落地油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。关注退役期井场场地污染情况。

（8）环境风险

本工程的主要环境风险是原油泄漏（油井、管道、储油罐、套损的泄露）、井喷和火灾爆炸，对区域内的大气环境、土壤和水环境有潜在危害性，分析风险防范措施的合理性。

1.6 环境影响评价的主要结论

根据《产业结构调整指导目录（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。按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）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《黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程环境影响评价公众参与说明》。

本报告书较为详细地论述了建设项目环境概况、主要环境问题、主要环境影响和拟采取的环保措施。主要结论为：《黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程》符合国家产业政策和当地经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施后，各项污染物能够做到达标排放，其生态破坏可以降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目建设是可行的。

第二章 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护相关法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015.01.01）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29）；
- (3) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019.01.01）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26）；
- (5) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018.01.01）；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022.06.05）；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.09.01）；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》（2011.03.01）；
- (9) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018.10.26）；
- (10) 《中华人民共和国草原法》（2021.04.29）；
- (11) 《中华人民共和国土地管理法》（2020.01.01）；
- (12) 《中华人民共和国野生动物保护法》（自 2023 年 5 月 1 日起施行）；
- (13) 《中华人民共和国黑土地保护法》（2022.08.01）。

2.1.2 环境保护相关法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（2017.10.01）；
- (2) 《土地复垦条例》（2011.03.05）；
- (3) 《地下水管理条例》（2021.12.1）；
- (4) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（（2024 年 1 月修订））；
- (5) 《基本农田保护条例》（2011.1.8 修订）
- (6) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (7) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (8) 《黑龙江省水污染防治条例》（2023.12.1）；
- (9) 《黑龙江省防沙治沙条例》（2018.06.28）；
- (10) 《黑龙江省草原条例》（2018.06.28）；
- (11) 《黑龙江省耕地保护条例》（2022.1.1）；

(12) 《黑龙江省固体废物污染环境防治条例》(2024 年 10 月 31 日黑龙江省第十四届人民代表大会常务委员会第十八次会议通过, 自 2025 年 1 月 1 日起施行)。

2.1.3 环境保护相关部门规章及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》;
- (2) 《产业结构调整指导目录(2024 年本)》;
- (3) 《国家危险废物名录(2025 年版)》;
- (4) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(2012.07.03);
- (5) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(2012.08.07);
- (6) 《环境影响评价公众参与办法》(2019.01.01);
- (7) 《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);
- (8) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(2012.03.07);
- (9) 《危险废物污染防治技术政策》(2001.12.17);
- (10) 《危险废物转移管理办法》(2022.1.1);
- (11) 《关于进一步加强生态保护工作的意见》(2007.03.15);
- (12) 《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》(2013.05.24);
- (13) 《土壤污染源头防控行动计划》(2024.11.6);
- (14) 《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省主体功能区规划的通知》(黑政发〔2012〕29 号);
- (15) 《黑龙江省生态功能区规划》;
- (16) 《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》;
- (17) 《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);
- (18) 《大庆市“十四五”生态环境保护规划》;
- (19) 《关于印发大庆市空气质量持续改善行动计划实施方案的通知》(庆政发〔2024〕10 号);
- (20) 《大庆市水土保持规划》(2015~2030);
- (21) 《黑龙江省十四五黑土地保护规划》(2021.12.31);

- (22) 黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2021）；
- (23) 《关于进一步加强分散式饮用水水源地保护工作的通知》（环办〔2010〕132）；
- (24) 《分散式饮用水水源地环境保护指南（试行）》（2010 年 9 月 26 日实施）
- (25) 《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》（2022 年 9 月）。

2.1.4 技术依据

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (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生态影响》（HJ19-2022）；
- (6) 《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）；
- (7) 《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (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) 《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（环境保护部公告 2021 年第 74 号，2021.12.21）；
- (11) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017.10.1）；
- (12) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；
- (13) 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；
- (14) 关于发布《固体废物分类与代码目录》的公告（生态环境部 2024 年第 4 号）；
- (15) 《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）；
- (16) 《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）；
- (17) 《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）；
- (18) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐做法》（SY/T6628-2005）；
- (19) 《污染源源强核算技术指南准则》（HJ884-2018）；
- (20) 《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范总则（试行）》（HJ944-2018）；
- (21) 《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）；

- (22) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）；
- (23) 《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》；
- (24) 《排污许可证申请与核发技术规范水处理通用工序（HJ1120—2020）》。
- (25) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》（国家发展改革委、工业和信息化部公告 2009 年第 3 号）。
- (26) 《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）

2.1.5 其它相关依据及支持性文件

- (1) 《头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设钻井地质设计》；
- (2) 《头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设钻井工程设计》；
- (3) 《头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设采油工程方案》；
- (4) 《头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设油藏工程方案》；
- (5) 《头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设地面工程方案》；
- (6) 《头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程项目环境现状检测报告》。

2.2 评价目的及原则

2.2.1 评价目的

- (1) 对该建设项目的工程内容和工艺路线进行分析，明确污染源和可能产生的污染因素，明确污染物的排放源强；
- (2) 对建设项目所在地的自然环境和环境质量进行现状调查，查清项目拟建厂址所在地区的环境质量现状，得到当地的环境质量现状的结论及存在的主要环境制约因素；
- (3) 分析、预测、评价油田开发对评价区域内大气环境、水环境、声环境、土壤环境、生态和环境风险可能造成的影响程度和范围；
- (4) 对油田开发过程中拟采取的环保措施进行论证，提出污染防治措施及生态保护对策与建议；
- (5) 从环境保护和环境风险角度论证油田开发建设工程的可行性，并从设计、生产、管理和环境污染防治等方面提出环境保护和减缓措施，最大限度降低油田开发对环境的不利影响，确保经济、社会和环境的可持续发展。

2.2.2 评价原则

- (1) 依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 环境影响识别与评价因子筛选

2.3.1 评价时段

施工期、运行期和退役期。

2.3.2 环境影响识别

（1）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、运行期影响和退役期影响三部分。

施工期环境影响主要为钻井工程和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。

运行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。运行期事故状态的环境影响包括集油管道、井场、多功能储油罐发生原油泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和水体的影响。

退役期环境影响主要为生产设施拆除、封井等施工活动，施工将造成一定程度的水土流失、扬尘等环境影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

按照国家和地方相关政策，本工程对运营期开展温室气体排放评价，包括二氧化碳、甲烷等。

根据本工程实际情况，结合所在区域的自然环境特征，采用矩阵法对本工程建设期间和运营期产生的影响进行识别，具体见表 2.3-1~2.3-3。

表 2.3-1 环境影响因素识别

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	钻井废 水、试压 废水、生 活污水	废弃钻井泥浆、钻井岩屑、 废射孔液、等废弃包装袋、 非含油废防渗布、含油防渗 布、管道施工废料、废旧设 备、建筑垃圾、生活垃圾	钻井设备噪 声、压裂设备 噪声、施工车 辆、挖掘机等 施工机械噪声	井喷、套管连接 不及时泥浆泄 漏、泥浆循环罐 区泄漏
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
生态	-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

表 2.3-2 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、 产业脱水、 油田采出水	含油污泥、落地 油、含油防渗布	抽油机、修井 机噪声、场站 噪声	管线泄露、储油罐泄 露、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
生态	-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

表 2.3-3 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	拆除设备清洗废水、 废弃管道清管废水、 生活污水	废旧设备、封井垃圾、 含油废防渗布、落地 油	施工车辆、施 工机械噪声、拆除 过程等施工机械 噪声

环境空气	/	-S	/	/	/
地表水	/	/	-S	/	/
地下水	/	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/	-S
土壤	+S	/	/	-S	/
生态	+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

从上表可知本工程的主要环境影响表现在水环境、土壤环境、生态环境、大气环境、声环境、环境风险等方面。这些影响大部分是短期局部可逆影响，长期影响也是相对短期而言，项目服务期满影响基本可以消除。

2.3.3 评价因子筛选

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）建设项目的�主要环境影响评价因子附录 B（表 2.3-4），结合本项目油田产生的污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，确定本项目现状评价因子详见表 2.3-5、2.3-6、2.3-7。

表 2.3-4 建设项目现状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	昼间等效声级（L _d ）
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH 值、BOD ₅ 、COD、悬浮物、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	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（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH 值、BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子 2 表面	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃	/	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）

			活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等		
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、生态系统完整性等	/
	运营期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH 值、BOD ₅ 、COD、悬浮物、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	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)
油气处理工程	运营期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH 值、BOD ₅ 、COD、悬浮物、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	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) 等	/	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)

表 2.3-5 污染影响评价因子表

序号		评价内容	评价因子名称
现状评价因子	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、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、石油类、总磷、总氮、溶解氧、高锰酸盐指数、水温
	3	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ³⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（六价）、钡、铅、镉。
	4	包气带	pH、石油类、砷、镉、镍、铜、铅、铬（六价）、汞、挥发酚。
	5	噪声	等效连续 A 声级

影响 预测 因子	6	土壤	建设用地区：pH、土壤盐分含量（水溶性盐总量）、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、石油类、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1, 1-二氯乙烷、1, 2-二氯乙烷、1, 1-二氯乙烯、顺-1, 2-二氯乙烯、反-1, 2-二氯乙烯、二氯甲烷、1, 2-二氯丙烷、1, 1, 1, 2-四氯乙烷、1, 1, 2, 2-四氯乙烷、四氯乙烯、1, 1, 1-三氯乙烷、1, 1, 2-三氯乙烷、三氯乙烯、1, 2, 3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1, 2-二氯苯、1, 4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]蒽、苯并[k]蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘 农用地：pH、土壤盐分含量（水溶性盐总量）、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、石油类、砷、镉、铬、锌、铜、铅、汞、镍、砷
	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
	1	环境空气	非甲烷总烃、SO ₂ 、NO _x 、TSP
	2	地下水	石油类
	3	地表水	石油类
	4	噪声	连续等效 A 声级
	5	土壤	pH、石油类、挥发酚、铅、汞、铬、砷、石油烃、铜、镍、镉
	6	固体废物	施工期：废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液、等废弃包装袋、非含油废防渗布、含油防渗布、管道施工废料、废旧设备、建筑垃圾、生活垃圾； 运营期：油泥（砂）、落地油、含油废防渗布、生活垃圾； 退役期：封井垃圾、落地油、含油废防渗布、生活垃圾、废旧设备；
	7	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
	8	生态	土地利用、植被、野生动物

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）并结合现场调查，本项目周边无法定生态保护区、重要生境及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义区域。施工期生态影响评价因子筛选表见表 2.3-6，运行期生态影响评价因子筛选表见表 2.3-7。

表 2.3-6 施工期生态影响评价因子筛选表

序号	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
1	物种	分布范围、生物量、植被覆盖度	井场、道路等永久占地导致植被受到长期破坏，改变植物分布范围、生物量等	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地导致植被受到短期破坏，改变植物分布范围、生物量等	短期可逆	
2	野生动物	分布范围、行为	井场、道路等永久占地工程施工的阻隔影响	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地施工阻隔影响	短期可逆	
3	生境	面积、质量、连通	井场、道路等永久占地导致生境面积、质量、	长期、不	弱

		性	连通性受到长期破坏	可逆	
			管道、地下电缆等临时占地导致生境面积、质量、连通性受到短期破坏	短期可逆	
4	生态系统	分布情况、生产力、生物量、生态系统功能	井场、道路等永久占地导致植被覆盖度、生产力暂时降低，生态系统分布情况改变，功能减弱	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地导致植被覆盖度、生产力暂时降低，生态系统分布情况暂时改变，功能暂时减弱	短期可逆	
5	生物多样性	物种多样性、生态系统多样性	井场、道路等永久占地导致生物多样性降低	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地导致生物多样性暂时降低	短期、可逆	
6	自然景观	完整性	井场、道路等永久占地导致自然景观改变	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地自然景观暂时改变	短期可逆	
7	水土流失	土地侵蚀程度	井场、道路等永久占地施工过程对土壤侵蚀程度的影响	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地施工过程对土壤侵蚀程度的影响	短期可逆	
8	水生生态	物种组成、分布范围、行为	井场、道路等永久占地施工活动直接影响	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地施工过程影响	短期可逆	
9	防沙治沙	土地沙化	井场、道路等永久占地施工活动直接影响	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地施工过程影响	短期可逆	
10	一般湿地	景观资源和自然生态环境	井场、道路等永久占地施工活动间接影响	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地施工过程影响	短期可逆	

表 2.3-7 运行期生态影响评价因子筛选表

序号	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
1	物种	野生植物	分布范围、生物量、植被覆盖度	工程新增永久占地，植被受到永久破坏	长期不可逆	弱
2		野生动物	分布范围、行为	工程运营，噪声干扰	长期不可逆	弱
3	生境		面积、质量、连通性	工程新增永久占地，生境面积、质量、连通性受到影响	长期不可逆	弱
4	生态系统		分布情况、生产力、生物量、生态系统功能	工程新增永久占地，植被覆盖度、分布情况、生产力、生态系统功能略微下降	长期不可逆	弱

5	生物多样性	物种多样性、生态系统多样性	工程运营，生物多样性受微弱影响	长期不可逆	弱
6	自然景观	完整性	工程新增永久占地，自然景观受到影响	长期不可逆	弱
7	水生生态	分布范围	工程运行间接影响	长期不可逆	弱

2.4 环境功能区划及环境评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 生态功能区划

根据《黑龙江省生态功能区划》，评价区属于“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”。

2.4.1.2 水环境

评价区域内地表水体主要为安肇新河、松花江，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），安肇新河主导功能为防洪排涝与纳污，大庆市界内松花江干流（肇源段）为集中式饮用水水源地二级保护区、渔业水域。

根据《地表水环境质量标准》中的V类地表水环境功能区：主要适用于农业用水区及一般景观要求水域。因此判定安肇新河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中V类的标准限值，松花江干流（肇源段）执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

2.4.1.3 环境空气

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），本项目所在区域为环境空气二类功能区。

2.4.1.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中规定的声环境影响评价工作等级划分原则：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。

本项目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 2 类地区，项目周边村屯所处的声环境功能区为 1 类地区，因此，声环境评价等级为二级。

2.4.1.5 土壤环境

本工程所在地区未划分土壤环境功能区，本工程所在区域及周边区域主要为草地（非基本农田）、耕地（非基本农田）。本项目依托场站内及井场永久占地内区域土壤环境执行《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 中二类用地的筛选值、表 2 建设用地土壤污染二类用地风险筛选值（其他项目），工程井场永久占地外和依托场站永久占地外农用地执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 农用地土壤污染风险筛选值的其他。

2.4.2 环境质量标准

（1）环境空气质量标准

评价区域环境空气中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃、TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准，具体见表 2.4-1。非甲烷总烃采用《大气污染物综合标准详解》中规定的数值小时均值 2.0mg/m³。

表 2.4-1 环境空气质量标准

污染物名称	取值时间	二级标准（μg/m ³ ）
二氧化氮 NO ₂	年平均	40
	24 小时平均	80
	1 小时平均	200
二氧化硫 SO ₂	年平均	60
	24 小时平均	150
	1 小时平均	500
颗粒物 PM ₁₀	年平均	70
	24 小时平均	150
颗粒物 PM _{2.5}	年平均	35
	24 小时平均	75

一氧化碳 CO	24 小时平均	4000
	1 小时平均	10000
臭氧 O ₃	日最大 8 小时平均	160
	1 小时平均	200
非甲烷总烃	/	2.0mg/m ³
总悬浮颗粒物 TSP	年平均	200
	24 小时平均	300

(2) 声环境质量标准

评价区域内农村居住区执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，井场及站场等工业生产设施区域执行 2 类区要求，见表 2.4-2。

表 2.4-2 声环境质量标准

类别	昼间	夜间
1 类	55dB（A）	45dB（A）
2 类	60dB（A）	50dB（A）

(3) 土壤环境

项目依托场站内及井场永久占地内区域土壤环境执行《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 中二类用地的筛选值、表 2 建设用地土壤污染二类用地风险筛选值（其他项目），工程井场永久占地外和依托场站永久占地外农用地（耕地、草地）执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 农用地土壤污染风险筛选值，稻田地执行水田标准，旱地和草地执行其他标准。见下表。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

单位：mg/kg

序号	污染物项目	筛选值（第二类用地）
1	砷	60
2	镉	65
3	铬（六价）	5.7
4	铜	18000
5	铅	800

黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程

6	汞	38
7	镍	900
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
35	硝基苯	76

36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并[a]蒽	15
39	苯并[a]芘	1.5
40	苯并[b]荧蒽	15
41	苯并[k]荧蒽	151
42	蒽	1293
43	二苯并[a,h]蒽	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
45	萘	70
46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500

表 2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值

单位: mg/kg

序号	污染物项目	风险筛选值 (pH>7.5)	
		水田	其他
1	镉	0.8	0.6
2	汞	1.0	3.4
3	砷	20	25
4	铅	240	170
5	铬	350	250
6	铜	/	100
7	镍	/	190
8	锌	/	300
9	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	/	4500

注: 农用地石油烃 (C₁₀-C₄₀) 参照执行建设用地, 本项目占用耕地不属于水旱轮作。

(4) 地下水质量标准

评价区地下水质量执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类, 见表 2.4-5。

表 2.4-5 地下水质量标准

序号	项目	单位	III标准值	V标准值
1	pH	无量纲		6.5-8.5

2	总硬度（以 CaCO_3 计）	mg/L		≤ 450
3	耗氧量（ CODMn 法，以 O_2 计）	mg/L		≤ 3
4	石油类	mg/L		≤ 0.05
5	氨氮（以 N 计）	mg/L		≤ 0.5
6	氟化物	mg/L		≤ 1.0
7	挥发性酚类（以苯酚计）	mg/L		≤ 0.002
8	硝酸盐（以 N 计）	mg/L		≤ 20
9	亚硝酸盐（以 N 计）	mg/L		≤ 1
10	菌落总数	CFU/mL		≤ 100
11	总大肠菌群	MPN/100mL		≤ 3
12	溶解性总固体	mg/L		≤ 1000
13	氯化物	mg/L		≤ 250
14	硫酸盐	mg/L		≤ 250
15	铁	mg/L		≤ 0.3
16	汞	mg/L		≤ 0.001
17	砷	mg/L		≤ 0.01
18	锰	mg/L		≤ 0.1
19	镉	mg/L		≤ 0.005
20	铬（六价）	mg/L		≤ 0.05
21	氰化物	mg/L		≤ 0.05
22	铅	mg/L		≤ 0.01
23	钠	mg/L		≤ 200
24	硫化物	mg/L		≤ 0.02
25	钡	mg/L		≤ 0.7
26	石油类	mg/L		≤ 0.05

注：石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类标准执行。

2.4.3 污染物排放标准

（1）废气污染物排放标准

施工期场界扬尘（颗粒物）执行《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，见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物综合排放标准

污染物	无组织排放监控浓度	浓度 (mg/m ³)
颗粒物	周界外浓度最高点	1.0

(2) 依托站场和井场永久占地边界非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中 5.9 要求标准。具体见表 2.4-7。

表 2.4-7 厂界外非甲烷总烃排放标准

污染物项目	排放限值	标准名称
NMHC	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020) 中 5.9 企业边界污染物控制要求限值

(3) 井场及依托站场厂区内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 中的相关标准要求。具体见表 2.4-8。

表 2.4-8 厂区内 VOCs 无组织排放限值 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
NMHC	10	监控点处 1h 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	

(3) 本工程施工期使用柴油机最大功率为 882kW，施工期柴油发电机燃烧废气排放执行《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，见表 2.4-9。

表 2.4-9 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 (P _{max}) (kW)	CO (g/kWh)	HC+NO _x (g/kWh)	PM (g/kWh)
第三阶段	P _{max} > 560	3.5	6.4	0.20
	130 ≤ P _{max} ≤ 560	3.5	4.0	0.20
	75 ≤ P _{max} < 130	5.0	4.0	0.30
	37 ≤ P _{max} < 75	5.0	4.7	0.40
	P _{max} < 37	5.5	7.5	0.60

根据《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》(GB36886-2018) 中 4.1.2 要求: 满足 GB20891—2014 第三及以后阶段排放标准的非道路移动柴油机械, 执行表 1

中的Ⅱ类限值。

表 2.4-10 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

类别	额定净功率 (P _{max}) / (kW)	光吸收系数/m-1	林格曼黑度级数
I类	P _{max} <19	3.00	1
	19≤P _{max} <37	2.00	
	37≤P _{max} ≤560	1.61	
Ⅱ类	P _{max} <19	2.00	1
	19≤P _{max} <37	1.00	1
	P _{max} ≥37	0.80	
Ⅲ类	P _{max} ≥37	0.50	1
	P _{max} <37	0.80	

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

表 2.4-11 大气污染物综合排放标准

污染物	无组织排放监控浓度	浓度 (mg/m ³)
SO ₂	周界外浓度最高点	0.4
NO _x		0.12

(4) 运行期新建井场和依托站场厂界非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值，依托站场厂区内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中附录 A 中限值要求。见表 2.4-12。

表 2.4-12 无组织排放监控浓度限值

污染物	无组织排放监控浓度	浓度 (mg/m ³)
非甲烷总烃（厂界）	周界外浓度最高点	4.0
非甲烷总烃（厂区内）	监控点处 1h 平均浓度值	10
非甲烷总烃（厂区内）	监控点处任意一次浓度值	30

本项目不在重点地区，运营期新建拉油点 1 座，依托场站头台联合站加热炉，头台联合站在 2014 年 7 月 1 日后建成，产生的燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》

（GB13271-2014）中表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值，具体指标见表 2.4-13。

表 2.4-13 锅炉大气污染物排放标准

项目	SO ₂ (mg/m ³)	NO _x (mg/m ³)	颗粒物 (mg/m ³)	烟气黑度 (林格曼黑度, 级)
场站加热炉	50	200	20	≤1
多功能储油罐	50	200	20	≤1

（5）噪声排放标准

施工期噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），见表 2.4-14。

表 2.4-14 建筑施工噪声排放标准

单位：dB（A）

昼间	夜间
70	55

运行期新建井场和依托站场噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，见表 2.4-15。

表 2.4-15 工业企业厂界环境噪声排放标准

单位：dB（A）

标准类别	昼间	夜间
2 类	60	50

（6）回注水水质标准

本工程产生的含油生产废水依托头台联合含油污水处理站处理，处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”，同时满足《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。（《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）是大庆油田有限公司根据《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求制定的企业标准，符合大庆油田实际情况且严于行业标准）。

（7）固体废物

①本项目产生的生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第 157 号令）中的相关规定。

②项目施工期钻井产生的废纯碱、膨润土、水泥等包装袋、破损的非废防渗布及施工废料等执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；

③运营期含油污泥、落地油、废含油防渗布为危险废物，执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。运行期产生的含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置；落地油由罐车拉运至落地油送至头台联危险废物贮存池，处理后泥渣满足污泥含油率低于 3‰要求后，达标后的泥渣在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料；含油防渗布含油废防渗布暂存于头台联危险废物贮存池，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。

2.5 评价工作等级

2.5.1 大气环境

①烃类气体

由于本项目油气集输采用密闭集油工艺流程，烃类气体的排放主要是拉油点储罐装车 and 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、拉油点及卸油点、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 $0.651 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 9.23t/a。

本项目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排放位置主要有井场、集输管道、集油间、转油站、联合站等，参照大庆油田产能区域同类型项目，井场占比约 30%，则整个区块井场非甲烷总烃挥发量为 $9.23 \text{t/a} \times 30\% = 2.769 \text{t/a}$ 。

茂 8 区块年产原油 $0.255 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 3.61t/a，茂 36-平 62 井场非甲烷总烃挥发量为 1.083t/a；茂 401 区块共 6 口油井，年产原油 $0.396 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本次产生非甲烷总烃挥发量为 5.62t/a，其中 M176-S134 井产生非甲烷总烃挥发量为 $0.94 \text{t/a} \times 30\% = 0.282 \text{t/a}$ ，2#平台产生非甲烷总烃挥发量为 $4.68 \text{t/a} \times 30\% = 1.404 \text{t/a}$ ；本项目在 2#平台新建 1 座拉油点，拉油点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，本项目建成后，茂 401 区块年产原油 $0.396 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则拉油点非甲烷总烃挥发量为 0.49t/a，则 2#平台非甲烷总烃挥发量为 1.894t/a。

点源情况：依托头台联合站等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。

本项目茂 401 区块采取集中拉油工艺，新建 1 座集中拉油点，拉油点共新建 1 台多功能储罐，配套 1 台 1.5MW 加热装置，拉油点加热装置燃烧原料均为天然气，烟气中预测因子为颗粒物、SO₂、NO_x。根据工程分析，本项目污染源参数见表 2.5-1。

表 2.5-1 污染物点源参数调查清单

污染源名称	排气筒底部中心坐标		海拔高度/m	排气筒高度/m	排气筒内径/m	烟气流量/m ³ /h	烟气温度/°C	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/kg/h		
	横坐标 X/m	纵坐标 Y/m								颗粒物	NO _x	SO ₂
储罐加热炉	21639440	5043471	126	15	0.3	119	98	8760	正常排放	0.0007	0.011	0.0023

表 2.5-2 面源污染源参数调查清单

污染源名称	坐标 (°)		海拔高度 (m)	矩形面源			年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度		长度 (m)	宽度 (m)	有效高度 (m)			NMHC
茂 36-平 62	124.875381	45.553569	126.00	30.00	40.00	3.00	8760	正常	0.124
M176-S134	124.787442	45.507656	126.00	30.00	40.00	3.00	8760	正常	0.032
2#平台	124.783364	45.507701	125.00	40.00	84.00	3.00	8760	正常	0.22

依据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），采用估算模式计算本工程的最大地面质量浓度占标率 P_i 和地面质量浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 D10%。其中 P_i 采用下述公式计算：

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

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 —采用估算模型计算出的第 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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

评价等级的划分原则见表 2.5-3。

表 2.5-3 大气评价工作级别划分

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

采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐模型中估算模型 AERSCREEN 分别计算项目污染源的最大影响，估算模型参数选取如下：

（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”。本项目周边的 3km 半径范围内全部为农村地区。故选取农村选项。

（2）环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

（3）拟建项目位于耕地中，本次评价的土地利用类型选取耕地。

（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。

（5）根据 EIA2018 大气预测软件的 DEM 地形文件，地形数据分辨率 90m。

估算模型参数表见表 2.5-4，计算结果见表 2.5-5。

表 2.5-4 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度		38.8
最低环境温度		-31.9
土地利用类型		农田
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/m	/
	岸线方向/°	/

表 2.5-5 估算模式计算结果

污染源名称	评价因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	C_{max} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_{max} (%)	$D_{10\%}$ (m)
多功能储油罐	颗粒物	450			
	氮氧化物	250			
	二氧化硫	500			
茂 36-平 62	NMHC	2000			
M176-S134	NMHC	2000			
2#平台	NMHC	2000			

由表 2.5-5 可知，本工程排放的大气污染物的最大地面空气质量浓度占标率为 70.87%， C_{max} 为 $1417.4\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定大气评价工作等级为一级。

2.5.2 地表水环境

《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。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。

本工程施工期产生的钻井废水水基排入钢制泥浆槽，拉运至庆兴环保科技有限公司处理；油基排入废弃油基泥浆罐，委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。压裂返排液由罐车拉运至头台联综合废液池暂存后，通过管线进入头台联污水站处理达标后回注现役油，不外排。管线试压废水由罐车拉运至头台联含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。施工期生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理。产液分离出的油田头台联含油污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油层；油井热洗废直接进入集油系统。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，生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理。

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陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目评价类别为水污染影响型建设项目，废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体，因此确定评价工作等级为三级 B。

表 2.5-6 地表水环境影响评价分级判据

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

注 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要求的通过工程分析合理确定，应统计含热量大的冷却水的排放量，可不统计间接冷却水、循环水以及其他含污染物极少的清净下水的排放量。

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

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

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

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

注 7：建设项目利用海水作为调节温度介质，排水量 ≥ 500 万 m³/d，评价等级为一级；排水量 < 500 万 m³/d，评价等级为二级。

注 8：仅涉及清净下水排放的，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

2.5.3 地下水环境

2.5.3.1 划分依据

（1）项目类别

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），石油开采项目按照场站和内部集输管道分别判断行业类别。本项目为常规石油开采项目，其井场工程按 I 类建设项目开展地下水环境影响评价，油类输送管道按照 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

依据表 2.5-7 的地下水环境敏感程度分级原则分级。

表 2.5-7 地下水环境敏感程度分级表

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

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），集中式饮用水水源：进入输水管网送到用户的且具有一定供水规模（供水人口一般不小于 1000 人）的现用、备用和规划的地下水饮用水水源。分散式饮用水水源地：供水小于一定规模（供水人口一般小于 1000 人）的地下水饮用水水源地。根据《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）、《黑龙江省人民政府关于佳木斯市、大庆市、七台河市农村集中式饮用水水源地保护区划分方案的批复》（黑政函〔2017〕89 号）、《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等市 146 个集中式饮用水水源保护区的批复》（黑政函〔2022〕3 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）的相关内容并结合现状调查，

根据现场调查，灰菜屯、姜岗新村屯、九间房屯、五间房屯等，供水服务人数均不超过 1000 人且为管输，为分散式式饮用水水源，主要开采层位为承压含水层井。其他部分村民家有自打水井，主要开采层位为潜水含水层井，主要功能为灌溉和畜牧用水。

根据《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》中地下水补给径流区划

分标准：在水文地质单元内，对于已划定二级保护区的地下水型饮用水水源，以二级保护区边界为基准，按大型水源 30 年流程、中小型水源 15 年流程圈定的范围作为补给区；对于仅划定了一级保护区的地下水型饮用水水源，以水源一级保护区边界为基准，流程时间相应增加 1000 天；对于未划定保护区的地下水型饮用水水源，以水源开采井为基准，流程时间相应增加 1100 天。因此本工程区域内 3 口饮用水水源井地下水流程时间为 6475 天（即 15 年+1000 天）。

表 2.5-8 地下水水质点迁移时间及推荐划分方法

水源类型	地下水水质点迁移时间			推荐方法
	未划定保护区	仅划定一级保护区	划定二级保护区	
中小型水源	≥15 年+1100 天	≥15 年+1000 天	≥15 年	公式法
大型水源	≥30 年+1100 天	≥30 年+1000 天	≥30 年	数值模拟法

注：本表来自《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》

表 2.5-9 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

质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha\geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数；

ne—有效孔隙度，无量纲。

本项目所在区域潜水均为第四系上更新统松散层孔隙潜水，岩性为粉细砂；参照《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表， $K_{\text{潜水}}=5\text{m/d}$ ， $ne_{\text{潜水}}=0.2$ ，根据附图 4-3 区域潜水等水位线与距离确定 $I_{\text{潜水}}=0.0001$ 。

$$L_{\text{潜水}}=2 \times 5 \times 0.0001 \times 6475 / 0.2 = 33\text{m}。$$

本项目所在区域取水承压水主要为第四系白土山组孔隙承压水，岩性为细砂岩、中砂岩，参照《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表， $K_{\text{承压水}}=25\text{m/d}$ ， $ne_{\text{承压水}}=0.3$ ，根据附图 4-2 区域承压水等水位线与距离确定 $I_{\text{承压水}}=0.0002$ ；

$$L_{\text{承压水}}=2 \times 25 \times 0.0002 \times 6475 / 0.3 = 216\text{m}。$$

经计算，以饮用水源井为中心 $35+216=251\text{m}$ 区域内为补给径流区，为较敏感区，以外为不敏感区。根据调查，本项目距离九间房屯分散式饮用水源井 730m （本项目集油管线）。本项目区域均位于不敏感区域。

综上所述，评价区域地下水环境属于“不敏感”区域。

2.5.3.2 评价工作等级

地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.5-10。

表 2.5-10 评价工作级分级表

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

本项目井场为 I 类项目，集输管线为 II 类项目，地下水环境敏感程度为不敏感，因此本项目井场地下水环境影响评价工作等级为二级，新建集输管线地下水环境影响评价工作等级为三级，根据 HJ349-2023，地下水评价等级不低于二级，因此本项目地下水环境影响评价工作统一按照二级进行评价。

2.5.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中规定的声环境影响评价工作等级划分的基本原则：建设项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类、2 类地区，或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增高量达 $3\text{dB(A)}\sim 5\text{dB(A)}$ ，

或受噪声影响人口数量增加较多时，按二级评价。本项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类区，主要噪声源分为生产运营期井场抽油机，依托场站加热装置及油水井作业过程中产生的间断性噪声源两大类，运营期噪声源强度不高，周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在 3dB（A）以下。因此，声环境评价工作等级为二级。

2.5.5 生态环境

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，评价等级划分为一级、二级和三级。将生态影响评价等级确定原则进行整理，详见下表。

表 2.5-11 生态影响评价等级及其划分原则

序号	判定条件	本项目情况
a)	涉及国家公园、自然保护区世界遗产重要生境时，评价等级为一级；	不涉及
b)	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及
c)	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及
d)	根据 HJ2.3 断属于水文要素影响型且地表评价等级不低二的建设项目，生态价等级不低于二级；	不属于
e)	根据 HJ610、HJ964 判断地下水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及
f)	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临占用陆域水），评价等级不低于二；改扩建项目的占地范围以新增（包括陆域和水域）确定；	改扩建，工程占地 3.5014hm ² < 20km ²
g)	除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级；	无 a)、b)、c)、d)、f) 相关情况
h)	当评价等级判定同时符合上述多种情况，应采用其中最高的等级。	无 a)、b)、c)、d)、f) 相关情况

黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程位于黑龙江省大庆市肇源县，占地范围内现状为耕地和草地。本项目周边不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境（重要物种的天然集中分布区、栖息地，重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，迁徙鸟类的重要 25 繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等）、自然公园等。根据 HJ610、HJ964 判断生态影响评价等级为三级；

本项目为改扩建工程，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤评价范围为拟建井场永久占地及占地范围外 50m 区域内及新建管道、道路中心线两侧各 200m 的范围。确定生态环境影响评价等级为三级。

2.5.6 环境风险

2.5.6.1 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 5 口油井，共形成 3 座井场，井场施工期设置柴油罐 2 座（单座有效容积 30m³），柴油密度为 0.8649t/m³，因此施工期井场柴油最大总储量为 51.9t。

本项目运行期主要将集输管道及井场划分为危险单元，涉及的物质主要为原油和伴生气（天然气），茂 8 区块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，茂 401 区块在 2#平台新建拉油点 1 座，安装 60m³ 储罐 1 座，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 中要求，对于长输管道项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。本项目新建最长的集油管道为茂 401 区块Φ60×3.5-0.75km，本项目油比气为 17.3m³/t，原油密度为 0.855t/m³，伴生气密度为 0.7174kg/m³，原油综合含水最小为 20.1%，茂 401 区块伴生气独立井管输至 2#平台拉油点用于多功能储油罐加热使用，多功能储油罐最大储油量为 51.3t，最大储气量为 0.1×0.7174/1000=0.00007t。

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

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

式中：q₁，q₂，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t；

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果及环境风险潜势判定见表 2.5-12、表 2.5-13。

表 2.5-12 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	/	51.9	2500	0.02
项目 $Q=\sum q_n/Q_n$					0.02

表 2.5-13 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）	/	51.3	2500	0.0205
2	天然气（甲烷）	74-82-8	0.00007	10	0.000007
项目 $Q=\sum q_n/Q_n$					0.020507

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 $Q=0.02<1$ ，运营期 $Q=0.020507<1$ ，环境风险潜势为I。

2.5.6.2 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法（见表 2.5-12），本项目环境风险潜势为I，确定本工程风险评价等级为简单分析。

表 2.5-14 环境风险评价工作级别

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

2.5.7 土壤环境

2.5.7.1 环境影响识别

（1）影响类型的划分依据

根据《黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程项目环境现状检测报告》，评价区土壤 pH 值在 7~8.5 之间，土壤含盐量在 600~900mg/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，属于非盐化、酸化或碱化地区，按照土壤污染影响型开展评价工作。

（2）评价等级

①项目类别

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），石油开采项目按照场站和内部集输管道分别判断行业类别。本项目为常规石油开采项目，其井场工程按 I 类建设项目开展土壤环境影响评价，油类输送管道按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价。

②占地规模

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）：将建设项目占

地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ），建设项目占地主要为永久占地。本项目占地规模小于 5hm^2 ，占地规模为小型

③环境敏感程度划分

建设项目所在地土壤环境敏感程度判别依据见表 2.5-15。由于本项目周边存在耕地，所以本项目所在地土壤环境敏感程度为敏感。

表 2.5-15 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

2.5.7.2 评价等级

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中关于评价等级的规定，本项目污染影响型评价等级划分见表 2.5-16。

表 2.5-16 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

本项目井场、站场为 I 类建设项目，占地类型属于“小型”规模，环境敏感程度为“敏感”，则井场、站场污染影响型评价工作等级为一级；油类输送管道按照 II 类建设项目，根据 HJ964 中“6.2.5 线性工程重点针对主要站场位置参照 6.2.2 分段判定评价等级”，本项目油类输送管道主要为井场至阀组间的集油管道占地类型属于“小型”规模，环境敏感程度为“敏感”，则油类输送管道污染影响型评价工作等级为二级。

综上，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）6.2.4 要求，依据表 2.5-16 污染影响型评价工作等级划分表判断，本次油井井场土壤环境影响评价为污染影响型一级，新建集输管线土壤环境影响评价为污染影响型二级，由于本项目井场

与管线评价范围位于同一场地，因此，本项目土壤环境评价工作统一按照一级进行评价。

2.6 评价范围及环境保护目标

本项目位于大庆市肇源县境内，根据调查，本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、生态保护红线管控范围、基本草原、自然公园、重要湿地、水土流失重点预防区、水土流失重点治理区、沙化土地封禁保护区等环境敏感区，但涉及永久基本农田、饮用水水源地及附近村屯等。本项目主要环境保护目标如下：

2.6.1 大气环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）要求，的规定本项目评价工作等级为一级，最远影响距离为 $1.775\text{km} < 2.5\text{km}$ ，因此本次评价设置大气环境评价范围为分别以井场为中心，边长取 5km 的矩形区域。大气环境评价范围、大气环境保护目标具体见表 2.6-1 和图 2.6-1。

表 2.6-1 大气环境保护目标统计

名称	坐标（经度）	坐标（纬度）	保护对象	保护内容	环境功能区	相对本工程方位/距离
兴发村	124.87104471	45.56533293	居民，约 100 人	空气质量	二类	拟建茂 36-平 62 北 1200m
灰菜屯	124.88351788	45.56667029	居民，约 300 人	空气质量	二类	拟建茂 36-平 62 东北 1100m
五间房屯	124.90299061	45.54998306	居民，约 120 人	空气质量	二类	拟建茂 36-平 62 东南 1900m
八宝窝棚	124.84577085	45.55424219	居民，约 80 人	空气质量	二类	拟建茂 36-平 62 西北 2200m
小北屯	124.86099429	45.54243563	居民，约 150 人	空气质量	二类	拟建茂 36-平 62 西南 1500m
崔玉屯	124.76293875	45.52533463	居民，约 700 人	空气质量	二类	拟建平台西北 1750m
哈友村	124.80212891	45.53164289	居民，约 500 人	空气质量	二类	拟建古 M176-S134 东北 2000m
后二龙山屯	124.78933613	45.52184375	居民，约 80 人	空气质量	二类	拟建古 M176-S134 北 980m
前二龙山屯	124.79539968	45.51760427	居民，约 80 人	空气质量	二类	拟建古 M176-S134 北 720m
小后山屯	124.80159130	45.51895629	居民，约 50 人	空气质量	二类	拟建古 M176-S134

黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程

						东北 1150m
黄衣围子屯	124.80401117	45.51511880	居民，约 50 人	空气质量	二类	拟建古 M176-S134 东 1150m
姜岗新村屯	124.79595493	45.50651435	居民，约 350 人	空气质量	二类	拟建古 M176-S134 东南 750m
九间房屯	124.78899022	45.50354532	居民，约 50 人	空气质量	二类	拟建古 M176-S134 南 750m
兰家围子屯	124.77479825	45.50452047	居民，约 120 人	空气质量	二类	拟建平台西南 800m
腰兰屯	124.76523100	45.50303625	居民，约 150 人	空气质量	二类	拟建平台西南 1350m
西北屯	124.75361983	45.50336809	居民，约 30 人	空气质量	二类	拟建平台西 2300m

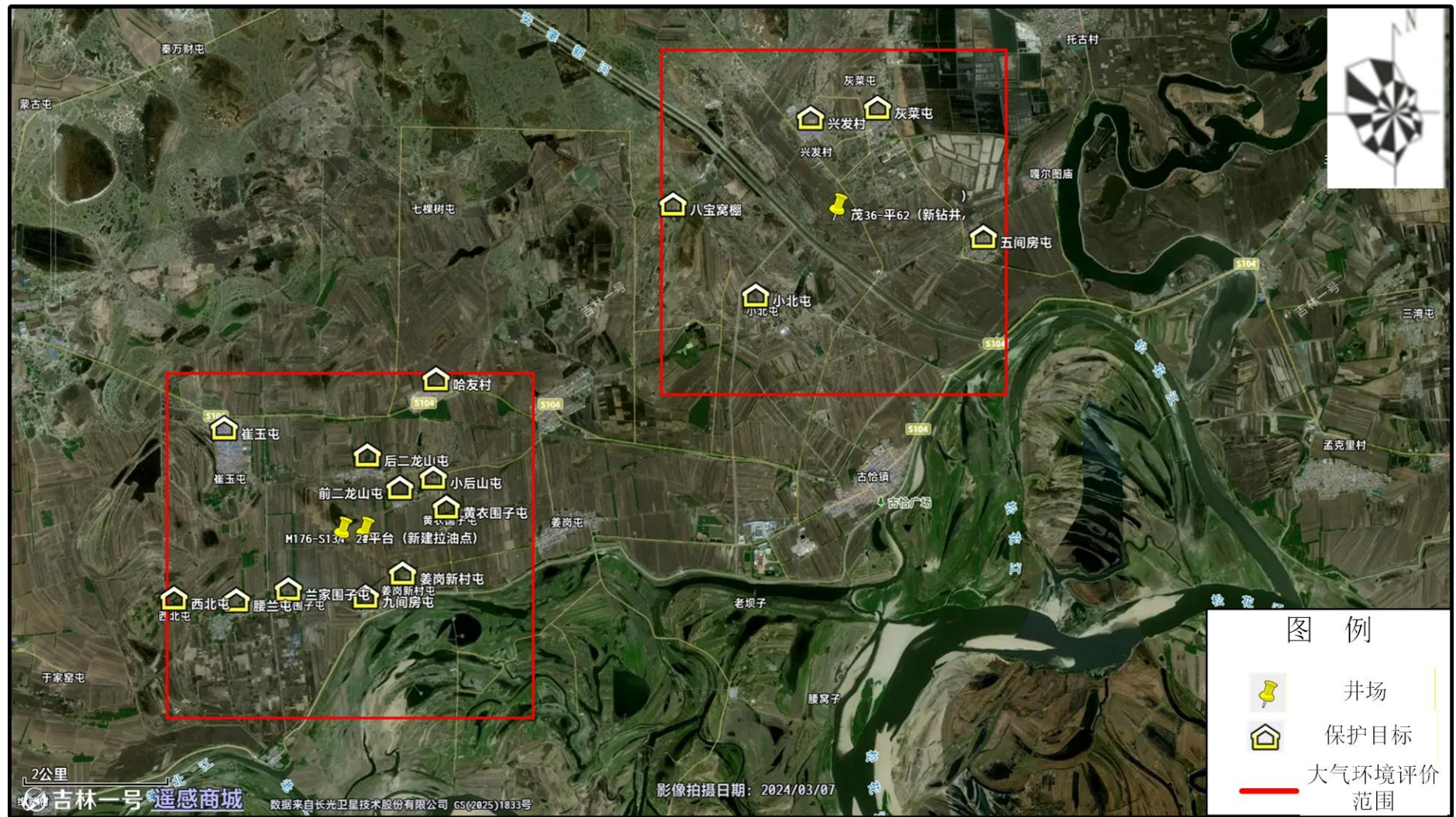


图 2.6-1 大气环境评价范围及保护目标

2.6.2 地表水环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）中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，本项目范围内地表水体涉及安肇新河和松花江。本项目废水不直接排入地表水内，对地表水无影响。

表 2.6-2 地表水环境保护目标

名称	相对本工程方位/距离	环境特征	保护级别
安肇新河	拟建茂 36-平 62 井西南 370m	防洪排涝和纳污	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 V 类的标准限值
松花江	拟建 M176-S134 井南 1050m	集中式饮用水水源地二级保护区、渔业水域	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类的标准限值

2.6.3 地下水环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则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 HJ610 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 200m 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），采用公式计算法确定地下水评价范围：

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

式中：L：下游迁移距离，m； α ：变化系数，一般取 2；K：渗透系数 m/d，本次潜水取 K=5m/d，承压水取 K=25m/d；I：水力坡度，无量纲；T：质点迁移天数，取值不小于 5000d，本次取 T=5000； n_e ：有效孔隙度，无量纲，本次 n_e 潜水=0.2， n_e 承压=0.3；

根据《头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设地面工程方案》及该地区的水文地质资料，本项目所在区域潜水均为第四系上更新统松散层孔隙潜水，岩性为粉细砂；参照《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表， $K_{\text{潜水}}=5\text{m/d}$ ， $n_{e\text{潜水}}=0.2$ ，根据附图 4-3 区域潜水等水位线与距离确定 $I_{\text{潜水}}=0.0001$ 。

$$L_{\text{潜水}}=2 \times 5 \times 0.0001 \times 6475 / 0.2 = 33\text{m}。$$

本项目所在区域取水承压水主要为第四系白土山组孔隙承压水，岩性为细砂岩、中砂岩，参照《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表， $K_{\text{承压水}}=25\text{m/d}$ ， $ne_{\text{承压水}}=0.3$ ，根据附图 4-2 区域承压水等水位线与距离确定 $I_{\text{承压水}}=0.0002$ ；

$$L_{\text{承压水}}=2 \times 25 \times 0.0002 \times 6475 / 0.3 = 216\text{m}。$$

经计算，以饮用水源井为中心 $35+216=251\text{m}$ 区域内为补给径流区，为较敏感区，以外为不敏感区。根据调查，本项目距离九间房屯分散式饮用水源井 730m（本项目集油管线）。本项目区域均位于不敏感区域。

以最大迁移距离考虑评价范围，根据公式法计算结果，评价范围应为井场场地地下水流向下游方向外扩不小于 251m、两侧及上游方向外扩不小于 33m，并包含新建集油管道两侧各向外延伸 200m 范围。同时结合工程分布、环境敏感性、周边村屯地下水水源井、地下水流向、区域水文地质单元分布、分水岭等情况，并考虑项目回注井回注层位所在区域地质构造发育情况，涵盖回注空间及回注水可能影响的范围，确定地下水评价范围为现状布点井以及本次建设工程为中心分别向上游、下游方向外扩 0.2km、两侧外扩 0.1km 所围成的范围。评价范围区域面积约为 36.02km^2 ，根据油藏工程方案中，回注层位所在区域地层构造发育情况，本工程地下水评价范围已涵盖回注空间及回注水可能影响的范围。

根据现场调查，灰菜屯、姜岗新村屯、九间房屯、五间房屯等，供水服务人数均不超过 1000 人且为管输，为分散式式饮用水水源，主要开采层位为承压含水层井。其他部分村民家有自打水井，主要开采层位为潜水含水层井，主要功能为灌溉和畜牧用水。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）可知地下水环境保护目标为：潜水含水层和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，集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地，以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

表 2.6-3 地下水环境保护目标统计

保护目标	井口坐标		相对本工程方位/距离	环境特征	保护级别
	经度	纬度			
兴发村饮用水水源地	124.87104 471	45.565332 93	拟建茂 36-平 62 北 1200m	村民自家有自打水井，水井深度 12-70m，用于喂养牲畜及灌溉，水井约 18 口	《地下 水质量 标准》 (GB/T 14848-2 017) III 类，石 油类参 照《地 表水环 境质量 标准》 (GB3 838-200 2) III类
灰菜屯饮用水水源地	124.88351 788	45.566670 29	拟建茂 36-平 62 东北 1100m	村民自家有自打水井，水井深度 12-70m，用于喂养牲畜及灌溉，水井约 30 口	
五间房饮用水水源地	124.90299 061	45.549983 06	拟建茂 36-平 62 东南 1900m	村民自家有自打水井，水井深度 12-70m，用于喂养牲畜及灌溉，水井约 5 口	
八宝窝棚饮用水水源地	124.84577 085	45.554242 19	拟建茂 36-平 62 西北 2200m	村民自家有自打水井，水井深度 12-70m，用于喂养牲畜及灌溉，水井约 10 口	
小北屯饮用水水源地	124.86099 429	45.542435 63	拟建茂 36-平 62 西南 1500m	村民自家有自打水井，水井深度 12-70m，用于喂养牲畜及灌溉，水井约 50 口	
哈友村联村饮用水水源地	124.82701 226	45.531690 77	拟建茂 36-平 62 西南 4000m	1 口，为单井水源，井深 130，承压井型水源，负责哈友村、小哈友村、前二龙山屯、后二龙山供水，供水人数约 890 人	
后二龙山屯饮用水水源地	124.78933 613	45.521843 75	拟建 M176-S134 北 980m	村民自家有自打水井，水井深度 12-70m，用于喂养牲畜及灌溉，水井约 8 口	
前二龙山屯饮用水水源地	124.79539 968	45.517604 27	拟建 M176-S134 北 720m	村民自家有自打水井，水井深度 12-70m，用于喂养牲畜及灌溉，水井约 10 口	
小后山屯饮用水水源地	124.80159 130	45.518956 29	拟建 M176-S134 东 北 1150m	村民自家有自打水井，水井深度 12-70m，用于喂养牲畜及灌溉，水井约 3 口	
黄衣围子屯饮用水水源地	124.80401 117	45.515118 80	拟建 M176-S134 东 1150m	村民自家有自打水井，水井深度 12-70m，用于喂养牲畜及灌溉，水井约 5 口	
姜岗新村屯饮用水水源地	124.79595 493	45.506514 35	拟建 M176-S134 东 南 750m	村民自家有自打水井，水井深度 12-70m，用于喂养牲畜及灌溉，水井约 5 口	
九间房屯饮用水水源地	124.78899 022	45.503545 32	拟建 M176-S134 南 750m	村民自家有自打水井，水井深度 12-70m，用于喂养牲畜及灌溉，水井约 40 口	

兰家围子屯 饮用水水源地	124.77479 825	45.504520 47	拟建平台西南 800m	村民自家有自打水井，水井深度 12-70m，用于喂养牲畜及灌溉，水井 约 8 口
腰兰屯饮用 水水源地	124.76523 100	45.503036 25	拟建平台西南 1350m	村民自家有自打水井，水井深度 12-70m，用于喂养牲畜及灌溉，水井 约 10 口

地下水评价范围内的潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发价值的含水层。

2.6.4 声环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021），结合建设项目特点，确定本项目声环境评价范围为基建井场、站场边界向外 200m 及管道中心线、道路两侧各 200m 范围内的声环境。根据现场调查，本项目评价范围内声环境敏感目标为九间房屯、姜岗新村屯。

表 2.6-4 声环境保护目标一览表

名称	坐标	距厂界方位 /最近距离	人数	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情 况说明
九间 房屯	124.7888723, 45.5036206	拟建道路南 60m	居民, 约 100 人	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 1 类区	房屋均为单层砖混 结构, 南北朝向, 周 围主要为农田
姜岗 新村 屯	124.7970475 45.5063324	拟建道路东 南 180m	居民, 约 300 人	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 1 类区	房屋均为单层砖混 结构, 南北朝向, 周 围主要为农田

2.6.5 土壤环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目为污染型影响建设项目，土壤环境影响评价工作等级为一级，评价范围为井场边界外扩 1km 及管道、通井路边界两侧外扩 200m 区域。根据现场调查，本项目土壤环境保护目标见表 2.6-5。

表 2.6-5 土壤环境保护目标

名称	相对工程方位/距离	环境特征	保护级别
工程永久占地范 围外土壤	井场边界外扩 1km 及 管道两侧外扩 200m	草地、耕地	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管 控标准（试行）》（GB15618-2018）

2.6.7 环境风险评价范围及保护目标

本项目风险评价等级为简单分析，因此不设置环境风险评价范围及保护目标。

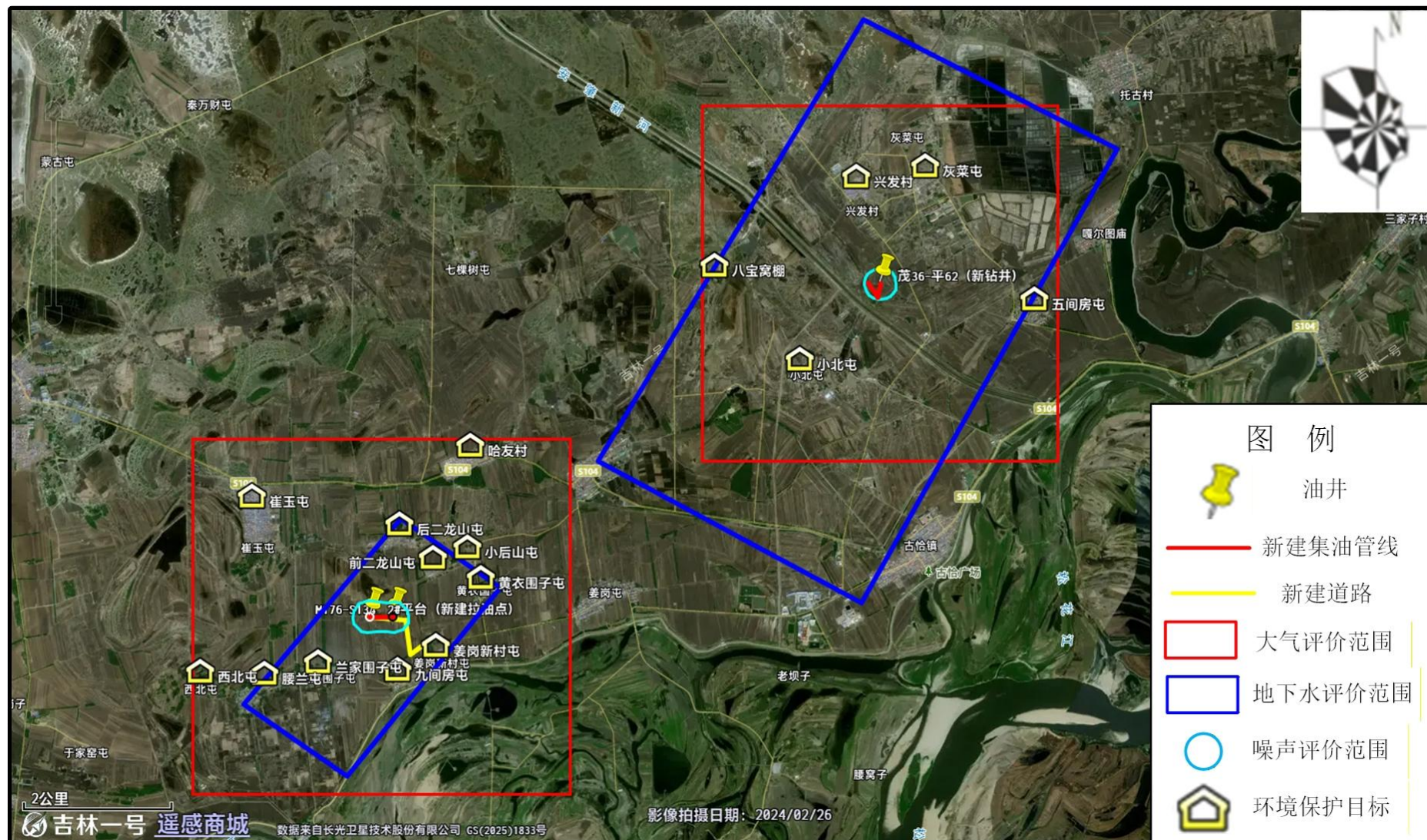


图 2.6-2 本项目评价范围及保护目标

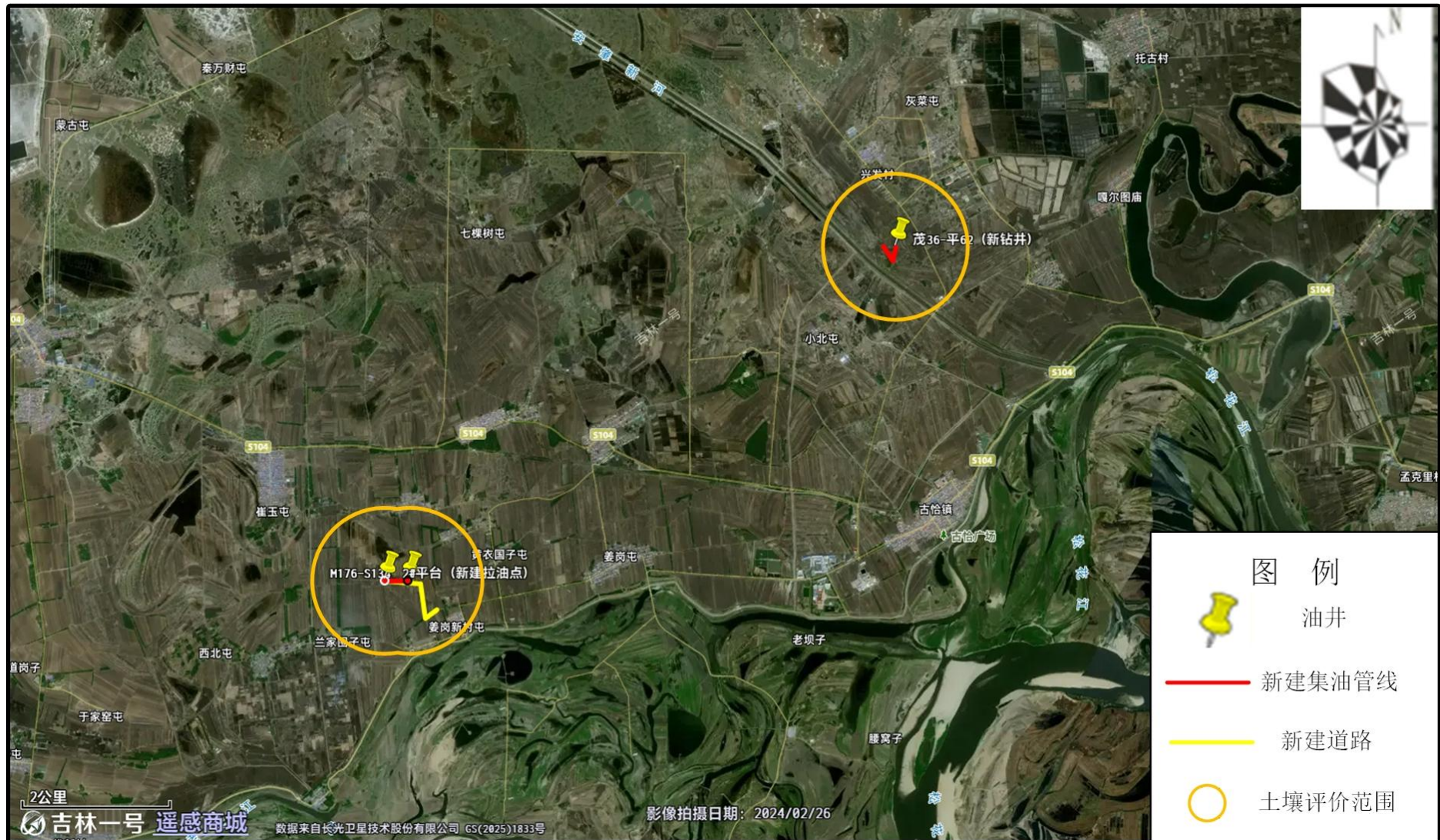


图 2.6-3 土壤环境评价范围及保护目标

2.6.8 生态评价范围及保护目标

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）规定：井场、站场等工程以场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域；占用生态敏感区的工程，应根据生态敏感区的主要生态功能、保护对象等合理确定评价范围。线性工程穿越生态敏感区时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围，并结合生态敏感区主要保护对象的分布、生态学特征、项目的穿越方式、周边地形地貌等适当调整。线性工程以隧道、顶管、定向钻等穿越生态敏感区，且无永久、临时占地时，可从线路中心线向两侧外延 300m 作为评价范围。

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）生态影响评价应能够充分体现生态完整性和生物多样性保护要求，涵盖评价项目全部活动的直接影响区域和间接影响区域。确定管线两侧 300m、场界周围 50m 作为本项目生态评价范围，评价范围面积 290.95hm²。生态保护目标详见表 2.6-6。

表 2.6-6 生态环境保护目标

环境要素	保护目标	规模	保护标准及保护级别
生态环境	耕地（基本农田）	永久占用耕地 1.7044hm ² ， 临时占用耕地 1.797hm ²	永久占地的耕地按照“占一补一”进行开垦， 补缴费用，临时占用耕地平整后复垦
	森林生态系统、农田生态系统、周边土壤、自然植被、农作物、野生动物	拟建井场厂界外扩 50m 及 新建管道、道路中心线两 侧各 300m 范围	/
	沙化土地所在区		采取工程、草地、封育和耕作等措施，进行水、田、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，分层回填，回填后应予以平整、压实，占地范围内做好原有植被恢复工作。管道施工作业带设置相应的置土带，管道施工剥离表土及土方分层堆放在置土带，土堆表面覆盖土工布，防止雨水冲刷，施工结束后进行分层回填压实，并进行植被恢复

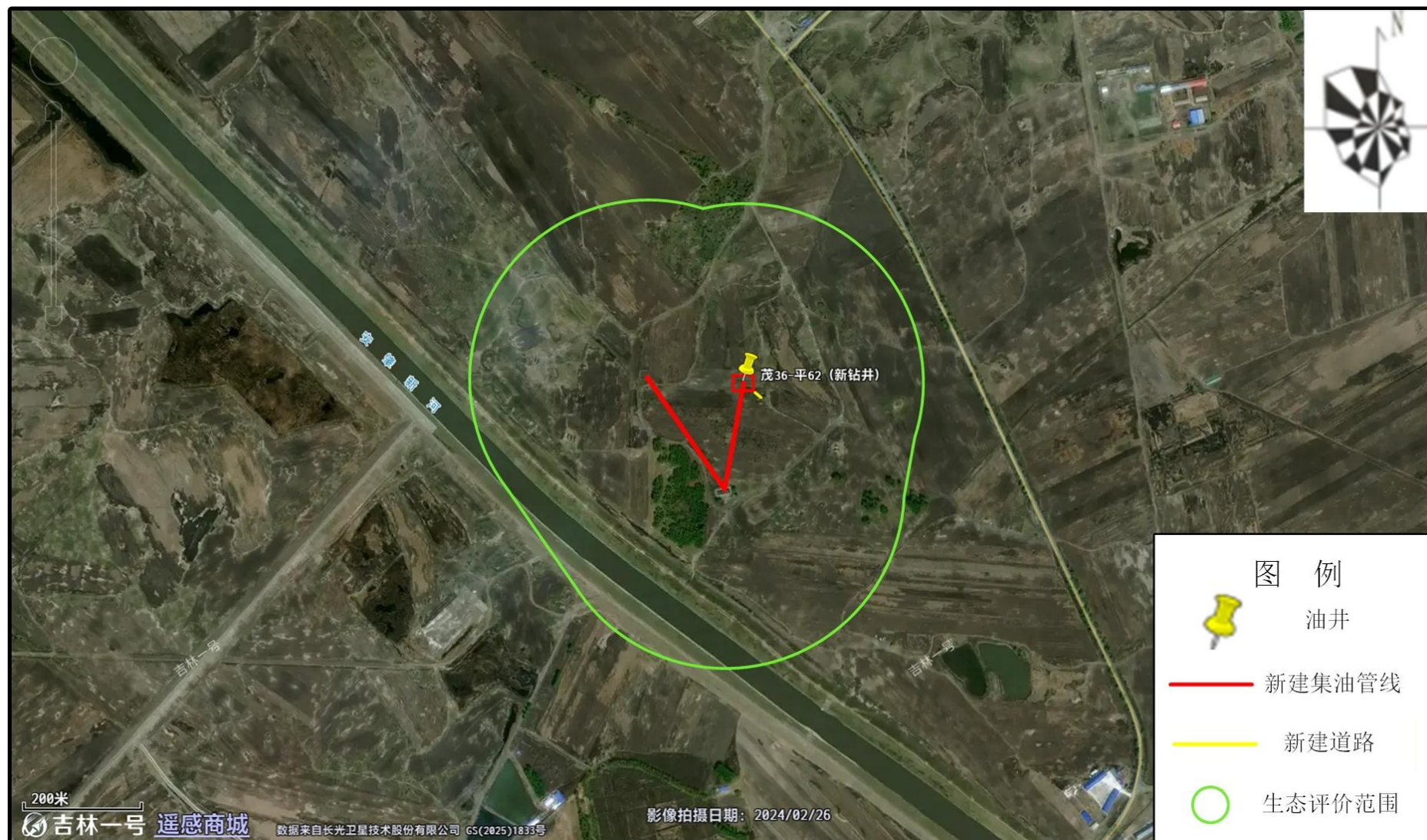


图 2.6-4 生态评价范围及保护目标（茂 8 区块）

90

2.7 评价工作内容及重点

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

第三章 建设项目工程分析

3.1 现有区块开发情况回顾

3.1.1 现有区块基本情况

1、地质概况

头台油田扶余油层矿区面积 99.8km²。位于大庆市肇源县境内，该区处于松嫩平原，地势低平，沿江一带多沼泽、滩头，平均地面海拔约 130m，地面条件较差。水陆交通方便，大庆、肇源等地方公路干线及夏季松花江和嫩江通航水路横贯油田四周。

头台油田构造背景是属于朝阳沟阶地西段向三肇凹陷永乐向斜由南向北倾没的鼻状构造。头台鼻状构造轴向为北北西向，倾没于永乐向斜，该区的构造趋势是西北部低，东南部高。鼻状构造大致从-1575.0m 构造等高线圈闭，构造幅度差约 530m，鼻状构造东翼宽缓（倾角小于 1°）、西翼较陡（倾角 4~5°）。

油层顶面构造图上正断层发育，延伸方向多为南北向，少量为北西、东西向，断距一般为 20~40m，最大为 70m，延伸长度一般为 2~5km，最长为 10km。断层平面展布特点是构造轴部稀疏，两翼和倾没前端密集：纵向上断穿 T2 的断层最多，约占断层总数的 78%。头台公司开采范围内扶一项顶面埋深范围-1560m~-975m，构造幅度差约 585m。1984~1985 年头台地区地震测网加密为 1.2×2.5km，1987-1988 年完成测网为 1×2km 的数字地震详查。1990~1992 年开展了以油藏描述为重点的勘探评价工作，1992 年在沿江一带低洼地区完成 0.5×1km 测网的数字地震精查，进一步开展油藏评价、落实含油面积的同时，1993 年 5 月开辟了茂 505 生产试验区，并优选出茂 8-111 井区、茂 508 井区实行滚动勘探开发。

2、开发概况

头台油田于 1989 年完成 1.0km×2.0km 二维地震。1991 年完成面元为 20m×40m 三维地震。茂 8 区块内探井 1 口（茂 8 井），于 1989 年 9 月对扶余油层进行试油，结果为工业油层井，射孔井段 1610.8~1656.8m，射开有效厚度 12.6m，压后气举日产油 6.92t，采油强度 0.55t/d.m。1992 年对茂 401 井及周边 4 口探井进行试油，均获得工业油流。

茂 8 区块于 1994 年采用 300m×300m 的反九点面积井网进行注水开发，共有油水井 29 口，其中采油井 21 口，注水井 8 口，初期平均单井日产油 2.2t，综合含水 15.8%。2012 年在茂 8 北块进行了加密注采系统调整，调整后采用 400m×70m 的菱形反九点井

网开发, 2016 年因注水不受效, 水井转为油井实施渗析采油。目前平均单井日产油 0.5t, 综合含水 43.4%。茂 401 区块于 2004 年常规压裂注水开发, 初期平均单井日产油 0.8t, 采油强度 0.07t/d·m, 综合含水 36.4%, 采油速度 0.34, 目前油井 12 口 (开井 8 口), 平均单井日产油 0.2t, 采油强度 0.015t/d·m, 综合含水 56.1%, 累计产油 1.5494×10^4 t, 累计产水 1.4606×10^4 t, 水井 5 口均已停注, 累计注水 19.5834×10^4 m³, 累计注采比 6.5, 采油速度 0.06, 采出程度 2.34%, 一直处于低速低效开发阶段, 效果不理想。

3、地质构造

茂 8 北块属于朝阳沟阶地头台鼻状构造东翼宽缓区, 整体构造平缓, 南高北低, 扶余油层顶面埋深-1350~-1390m, 构造高差 40m, 地层倾角 1.6°。由于后期的构造运动, 在构造上形成较多的近南北向断层, 区域两侧发育两条南北两大断层, 断距 10~60m, 延伸长度 3~6km, 所有断层均为正断层。

茂 401 区块构造上位于肇州一头台鼻状构造西翼, 呈向西北倾没的单斜坡, 地层倾角 1.2°, 扶余油层顶面埋藏深度-1565~-1480m, 构造高差 85m, 区域内发育 2 条较大的南北向断层, 断距 5-40m, 延伸长度 3-5km, 4 条南北向及 2 条北东 45° 方向小断层, 断距为 5-15m, 延伸长度为 0.6-2.5km, 所有断层均为正断层。

4、地层简况

头台油田地层自下而上依次为基底地层、侏罗系、白垩系下统嫩江组、姚家组、青山口组、泉头组、登娄库组, 白垩系上统明一段及四方台组, 第四系地层构造背景属于朝阳沟阶地西段向三肇凹陷永乐向斜由南向北倾没的鼻状构造。油气大量生成及运移期为嫩江组沉积末期至明水组沉积末期, 鼻状构造形成与油气运移高峰期同步。沉积一套河流-三角洲相沉积为主的砂岩薄互层, 平面上主要有两条由南至北延伸的河道摆动带, 南部河道砂体较北部发育。发育分流河道, 天然堤、决口扇和泛滥平原微相。

5、储层特征

1) 储层沉积、发育状特征

头台油田扶余油层属于下白垩统泉三、泉四段地层, 是干旱气候条件下浅水湖盆中一套特殊类型的河流-三角洲沉积, 物源以西南部保康-怀德沉积体系为主, 为一套红色为主的砂、泥岩交互沉积, 地层总厚度 260~280m, 有效储层主要由各种类型的河道砂岩组成, 沉积类型主要为水下分流河道和分流河道、辫状河道。泉头组沉积时期松辽盆

地已转化为凹陷盆地，在扶余油层沉积时，三肇凹陷已形成统一的浅水湖区。扶余油层可细分为扶I、扶II、扶III三个油层组。

根据已完钻井点砂体发育情况及沉积规律，结合三维地震预测结果预测砂体分布。茂 8 北部区域扶I组、扶II组储层发育程度较高，多为分流平原河流相沉积，发育分流河道砂体。其中主力层 FII1b、FII1c，主要为中、大型分流河道，砂体宽度多在 600~1500m，单层砂体厚度 2~5m，非主力沉积单元 FI5a、FI4b、FI6a、FII2a、FIII1b 主要发育小型分流河道，砂体宽度 200~600m，单层砂体厚度 1~5m。拟布井区仅 FII1c 分流河道砂体大面积发育，其余 FI4b、FI5a、FI6a、FII2a、FIII1b 等沉积单元发育小型分流河道砂体。

茂 401 区块主力油层 FI6a、FII1c 发育中-大型河道砂体，砂体宽度 600~800m，厚度 6m 左右，呈北东向展布，多为分流平原河流沉积；非主力油层主要发育小型分流河道砂体及河间砂。拟布井区主要发育 FI6a、FII1c。

茂 401 区块位于头台油田的南部，储层沉积受区域沉积的控制和影响，以三角洲分流平原和内前缘相沉积为主，根据沉积微相及油层钻遇状况统计分析结果，按砂体规模可以分为中-大型河道砂体、小分流河道砂体及河间砂三种类型。

2) 储层物性特征

通过邻近茂 8 探井岩心资料及布井区周边 40 口井 235 个油层测井解释成果数据，分析得出茂 8 区块拟布井区有效孔隙度选用 12.0%，空气渗透率选用 1.01mD，含油饱和度选用 57.0%。总体表现为低孔特低渗的致密储层特征。

茂 401 区块有效孔隙度变化范围在 3.72%~13.02%，平均有效孔隙度 9.7%，空气渗透率变化范围在 0.02~4.85mD，平均空气渗透率 0.85mD，含油饱和度为 55.6%，属低孔特低渗透储层。

3) 储层岩性特征

根据周边探井资料，茂 8 区块扶余油层岩性为细粒或粗粉粒混合砂岩，成分以石英、长石、岩屑为主，石英含量 25.5%、长石 32.4%、岩屑 29.4%，分选性中或好，以泥质胶结为主，较致密，粒度 0.05~0.25mm。胶结方式薄膜-再生、充填-再生为主，孔隙类型以原生粒间孔、次生溶蚀孔为主。粘土矿物以伊利石为主，相对百分含量 52.3%，其次是绿泥石。

茂 401 区块油层岩性主要为长石、岩屑及石英组成，石英含量 26%、长石 34%、岩屑 31%，岩石的成熟度低，含钙，多属于钙质粉砂岩，以泥质胶结为主，粒度中值 0.1287m。储集层粘土矿物成分以伊利石为主，其次为绿泥石，其他成分相对较少。

6、流体性质

1) 地层原油性质

茂 8 区块地面条件下原油密度 0.8683g/cm³，粘度 36.9mPa.s，凝固点 33℃，含蜡量 23.3%，含胶量 16.8%（表 3.1-1）。

表 3.1-1 扶余油层地面原油性质统计表

参数值	地面原油密度 (g/cm ³)	粘度 (mPa.s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)	含胶量 (%)
最小	0.8451	16.1	26	20	6
最大	0.8739	50.3	40	29.4	38
平均	0.8683	36.9	33	23.3	16.8

茂 8 区块地层原油密度在 0.800g/cm³~0.813g/cm³ 之间，平均 0.8058g/cm³；地层原油粘度在 2.6mPa·s~5.2mPa·s 之间，平均 4.2mPa·s；原始饱和压力在 4.08MPa~4.80MPa 之间，平均 4.46MPa；体积系数在 1.080~1.092 之间，平均 1.086；原始气油比在 15.9m³/t~18.4m³/t，平均 17.3m³/t（表 3.1-2）。

表 3.1-2 扶余油层高压物性数据表

井号	原始饱和压力 (MPa)	地层原油粘度 (mPa.s)	体积系数	压缩系数 (10 ⁻⁴ /MPa)	原始气油比 (m ³ /t)	溶解系数 (m ³ /m ³ /MPa)	地层原油密度 (g/cm ³)
茂 111	4.8	4.8	1.08	9.7	18.0	3.22	0.813
茂 401	4.08	2.6	1.083	10.7	16.9	3.52	0.800
茂 5	4.19	5.2	1.092	8.0	15.9	3.26	0.801
茂 505	4.75	4.2	1.089	9.3	18.4	3.35	0.809
平均	4.46	4.2	1.086	9.43	17.3	3.34	0.8058

茂 401 区块扶余油层地面原油密度为 0.8541~0.8739g/cm³，平均 0.855g/cm³；原油粘度 16.1~50.3mPa.s，平均 20.7mPa.s；凝固点 26.0~40.0℃，平均 33.0℃；含蜡量 20.0~29.4%，平均 24.2%；含胶量 6.0~38.0%，平均 11%，属低粘度、轻质油，油品好。

茂 401 区块周边扶余油层取得 4 口井高压物性资料，平均地层原油密度 0.8058g/cm³，平均地层原油粘度 4.20mPa.s，平均体积系数 1.086，平均原始气油比 17.3m³/t，平均原

始饱和压力 4.46MPa。

2) 地层水性质

据茂 8 区块周边 2 口探井扶余油层地层水水质分析资料, 氯离子含量在 354.20~1688.65mg/L, 平均为 1128.98mg/L, 总矿化度在 1545.89~5193.59mg/L, 平均 3632.13mg/L, pH 值 6.42~9.59, 平均 7.81, 地层水水型为 NaHCO₃ 型 (表 3.1-3)。

表 3.1-3 周边探井扶余油层地层水性质分析表

井号	Na ⁺ +K ⁺ (mg/L)	Ca ²⁺ (mg/L)	HCO ₃ ³⁻ (mg/L)	Cl ⁻ (mg/L)	总矿化度 (mg/L)	pH 值	总硬度 (°)	水型
茂 8	663.06	2.40	496.70	120.19	1835.00	9.59	0.45	NaHCO ₃
茂 803	354.20	66.93	859.16	90.05	1545.89	6.42	4.90	NaHCO ₃
茂 803	1183.55	12.02	975.10	1118.19	4823.25	8.84	0.90	NaHCO ₃
茂 803	1019.65	70.94	906.76	666.87	2940.15	6.80	6.64	NaHCO ₃
茂 803	1354.51	58.92	851.84	1178.81	4148.52	7.87	3.44	NaHCO ₃
茂 803	1688.65	95.39	834.14	1442.58	5193.59	7.52	5.02	NaHCO ₃
茂 803	1639.25	75.35	867.70	1590.78	4938.50	7.62	4.22	NaHCO ₃
平均	1128.98	54.56	827.34	886.78	3632.13	7.81	3.65	

统计茂 401 区块扶余油层水分析资料, 氯离子含量为 1894.6~2619.34mg/L, 平均 2256.87mg/L; 总矿化度为 5369.09~6868.43mg/L, 平均 6118.76mg/L, 地层水属 Na₂SO₄ 型。

4) 油藏温压特征

由探井地层测试资料, 扶余油层油层温度 84.0℃~91.1℃, 平均 87.1℃。茂 8 区块平均地温梯度 5.23℃/100m, 属较高地温梯度油藏 (表 1-6-1)。油层段温度与测试深度的线性关系为:

$$T=0.0416H+21.32 \quad (R=0.98) \quad (3.1-4)$$

式中: T—地层温度, °C; H—测点深度, m; R—相关系数。

表 3.1-4 地层温度、压力与深度测试数据表

序号	井号	测试深度 (m)	地温测试		压力测试	
			地层温度 (°C)	温度梯度 (°C/100m)	压力 (MPa)	压力系数
1	茂 8	1647.2	84.0	5.10	17.11	1.04

2	茂 803	1780.3	91.1	5.33	18.74	1.05
3	茂 804	1564.0	86.1	5.505	17.99	1.15
平均		1663.8	87.1	5.23	17.9	1.08

茂 401 区块扶余油层有 16 个点测得了地温，测深在 1273.8~1950.0m，地层温度在 75.6~94.4℃，地温梯度变化在 4.776~5.505℃/100m，平均 5.153℃/100m，属高地温梯度。

茂 8 区块地层压力 17.11MPa~18.74MPa，平均 17.9MPa，压力系数为 1.08，属于正常压力系统（表 1-6-1）。

茂 401 区块油层压力为 12.88~20.49MPa，压力系数在 0.914~1.051 之间，平均压力系数 0.985，属于正常压力系统。

7、油气资源类型

区块开采的油气资源类型属于常规油气。



图 3.1-1 建设区域位置示意图

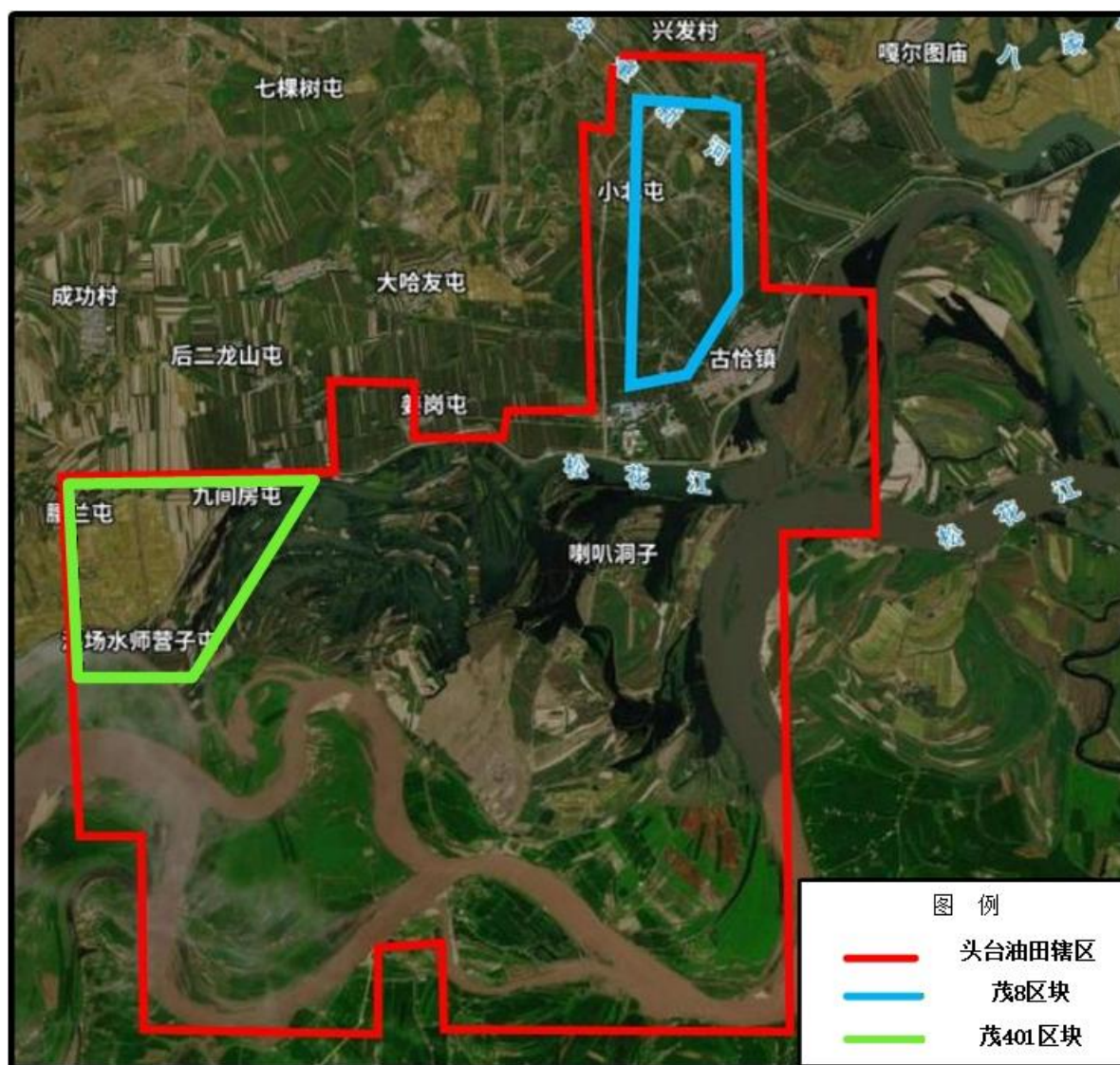


图 3.1-2 产能区域位置示意图

3.1.2 现有区块相关环保手续履行情况

① 区块内现有工程环保手续履行情况

茂 401 区块，开发年份较早，未进行环评手续，本项目涉及的 2 口代用井，环保手续，由于因建设年代久远，部分相关环评手续遗失，原环评审批、验收等资料因油田档案保管流程调整存在部分遗失，暂未查询到明确的环保审批文件。茂 401 区块有《头台油田扶余油层产能建设项目钻井工程项目环境影响报告书》进行环境影响评价（批复文号：庆环审〔2022〕42 号，批复时间：2022 年 2 月 22 日）。截止目前，钻井工程还未实施。

茂 8 区块在《头台油田茂 503、茂 509 水平井产能建设工程环境影响报告表》进行环境影响评价（批复文号：庆环承诺审〔2020〕44 号，批复时间：2020 年 8 月 11 日），

并于 2022 年 11 月完成自主验收；《头台油田茂 8 南块扶余油层扩边布井及局部加密产能建设工程项目环境影响报告书》进行环境影响评价（批复文号：庆环审〔2025〕35 号，批复时间：2025 年 4 月 15 日），项目暂未施工。

根据产能设计方案，本项目涉及 2 口代用井均已完成钻井工程，本次评价只需对其进行地面工程评价。

②现有区块排污许可执行情况

目前，大庆头台油田开发有限责任公司已申请排污许可登记。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 91230600126976811001X，排污许可行业类别为陆地石油开采等，有效期为 2023-02-17 至 2028-02-16。

3.1.3 现有区块开发环保措施落实和效果回顾调查

根据《头台油田茂 503、茂 509 水平井产能建设工程竣工环保验收调查表》、本次监测结果及现场调查可知：

（1）废气污染防治措施调查结论

现有区块生产采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内。根据本次监测结果，现有区块站场无组织排放的非甲烷总烃浓度为 $0.76\sim 1.28\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；站场加热炉使用天然气作燃料，燃烧废气中各项污染物排放浓度折算最大值为：颗粒物 $5.3\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 $19\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x $90\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）要求，大气污染防治措施可行。

（2）废水污染防治措施调查结论

现有区块生产过程中产生的各类废水经头台联污水站处理，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推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）后全部回注现役油层，生产污水不外排。根据本次监测结果，现有区块地下水监测点各监测项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类限值要求，油田回注活动未对地下水产生明显影响，水污染防治措施可行。

（3）噪声污染防治措施调查结论

现有区块在开发建设过程中尽可能地选用了低噪声设备，对噪声较大的设备统一布置在室内，并设置基础减振、加装了隔声门窗，噪声对环境影响较小。根据本次监测结

果，已建站场厂界噪声昼间 53~54dB（A），夜间 46~47dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类限值要求，噪声污染防治措施可行。

（4）固体废物污染防治措施调查结论

现有区块生产过程中产生的油泥统一拉运至头台试验站内含油污泥暂存池暂存，定期委托有资质的单位处置。处理后的含油污泥满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022），用于铺路和垫井场等综合利用，固体废物污染防治措施可行。

（5）生态影响调查结论

现有区块采取了一系列生态保护和恢复措施，没有改变项目区的生态系统结构与功能，项目区的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大；目前项目井场、管线临时占地草地已进行了生态、植被恢复，且恢复情况均较好。同时，根据环评及批复要求，严格控制油水井作业占地，普通井下作业不新增临时占地，大修占地不超过 50×50m；油水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。

根据本区块报告，区块内井场、场站永久占地内监测点位监测因子满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中筛选值二类用地标准，永久占地外监测点位监测因子满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中筛选值标准，油田特征污染物石油类及挥发酚的监测值均低于参照标准值，说明区域土壤环境质量整体良好，该区域油田开发对区域土壤影响较小。工程各种施工占地得到了较好的平整、清理，验收现场管线、道路、供电等施工临时占地已基本恢复。

（6）地下水及土壤防护措施及效果

现有区块内油水井井场地面平整夯实，油水井井下作业占地范围内划分为重点防渗区，井下作业期间占地范围内铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜（渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ），防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中重点防渗区的防渗技术要求。阀组间地面采取了一般防渗措施，地面涂刷 1.5mm 厚防渗材料（ $K \leq 1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ），其防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，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。

通过本次对区块内的监测结果, 现有区块内地下水监测因子均满足《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) 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、井场外农用地土壤监测结果, 井场永久占地内地面土壤满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 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, 现有工程在运行阶段未对区域土壤产生明显影响。

(7) 环境风险防范及应急措施落实情况调查结论

根据现场调查, 现有区块内站场已制定应急操作规程, 规程中明确各项突发事件发生时应采取的相关措施, 并根据其日常管理工作等安全环保行为建立相应档案。各基层小队制定了有关管线泄漏的专项应急预案, 并且配有围油栏、撤油机、收油桶等设施, 发生污染事故时及时回收原油, 减少对环境的影响。现有区块定期对员工进行安全和环境保护意识教育, 并定期进行演练。现有区块运营过程中, 加强油气运输管线和油气储存设备的巡查、检测、维修, 采取有效的防腐、防裂等措施, 防止渗漏、溢流事故发生。并制订环境污染突发性事件应急预案, 落实事故处理措施, 防止污染事故发生。

大庆头台油田开发有限公司于 2023 年 6 月 16 日发布了环境突发事件应急预案, 并在大庆市肇源生态环境局备案, 备案编号: 230622-2023-006-M, 并针对应急预案定期进行应急演练。大庆头台油田开发有限公司具有独立的保卫队伍, 并和大庆油田有限责任公司、当地政府职能部门建立了联动机制, 各场站配备防刺服等安全防范设施, 定期巡检, 确保油田生产设施安全。同时, 运营期加强对管线和油井的监测、检查和管理, 采取积极的防范措施, 防止泄漏等风险事故的发生。具有完善 HSE 管理体系; 依托场站定期开展安全环保教育, 提高职工的安全环保意识, 识别事故发生前的异常状态, 并采取相应的措施。

综上所述, 现有区块污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工和同时投产使用, 环保设施正常稳定运转, 环保设施运行完整; 在工程开发建设和运行期间, 工程设计、

环评及其批复中要求的污染控制措施和生态保护措施都基本得到了落实，没有退役工程，仍在开发进程中，目前所采取的各项环保措施是有效的，未发现环境问题。

根据本次监测结果，现有区块地下水监测点各监测项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类限值要求；工程占地范围内土壤满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）要求，占地范围外土壤满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）要求；根据现场调查，现有区块已采取了一系列生态保护和恢复措施，没有改变项目区的生态系统结构与功能，项目区的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大。由此说明油田开发建设未对区域生态、地下水和土壤产生长期性、累积性影响。

3.1.4 现有工程污染物排放

本次产能区域涉及已建 1 座联合站（头台联转油脱水站）、已建 1 座试验站（试验站仅阀组间正在运行，其余设备设施均停运）。头台联转油脱水站正常运行，污染物排放满足标准规范要求，根据现状监测结果，依托工程产生的废气均能达标排放，废水均能够有效进行处理，固废均能有效进行处置。

3.1.4.1 废气

本工程中的废气主要为依托头台联转油脱水站加热炉产生的燃烧烟气、依托头台联转油脱水站站內油气处理设备及区块內已建油井无组织挥发的烃类气体。

根据 2025 年 11 月 28 日-2025 年 11 月 29 日对头台联转油脱水站、试验站废气监测结果，头台联转油脱水站加热炉排放废气污染物浓度： SO_2 浓度为 $19\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 浓度为 $90\text{mg}/\text{m}^3$ ，颗粒物浓度为 $5.3\text{mg}/\text{m}^3$ ，头台联转油脱水站加热炉排放口高度均不低于 8m，污染物排放浓度能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用燃气锅炉要求的标准；头台联转油脱水站厂界无组织废气非甲烷总烃浓度为 $0.59\sim 1.69\text{mg}/\text{m}^3$ 、试验站厂界无组织废气非甲烷总烃浓度为 $0.58\sim 1.58\text{mg}/\text{m}^3$ ，均能满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

依托工程年处理油量为 $22.67\times 10^4\text{t}$ ，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，石油开采业挥发性有机物排放系数按 0.0014175 计算，非甲烷总烃年排放量为 321.34t。加热炉大气污染物排放情况表 3.1-5。

表 3.1-5 现有工程大气污染物排放情况

场站	污染源名称	烟囱高度 m	出口内径 m	烟气温度℃	燃气量 万 m³/a	烟气排放量 万 m³/a	污染物名称	排放浓度 mg/m³	排放量 t/a
头台联 转油脱 水站	脱水炉	8	0.5	96.8	540.86	7355.70	SO ₂	17	1.25
	外输炉	25	0.4				NO _x	92	6.77
	掺水加热炉	25	0.6				颗粒物	10	0.74
	烃类气体	非甲烷总烃 321.34t/a							

3.1.4.2 固体废弃物

主要为站内检修时容器清淤产生的含油污泥，以及工作人员产生的生活垃圾，各站固体废弃物产生情况详见表 3.1-6。

表 3.1-6 固体废弃物产生情况

站名	主要污染源	主要污染物	产生量	治理措施
头台联转油 脱水站	含油污泥	石油类	10.6t/a	暂存在头台联危险废物暂存池，委托有资质的外部单位处置
	生活垃圾	/	1.64t/a	统一收集运送至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理

3.1.4.3 噪声

主要为站内加热装置和机泵等设备运行产生的噪声。根据 2024 年 8 月 1-2 日对头台联转油脱水站、试验站噪声监测结果，头台联转油脱水站厂界噪声昼间 53-54dB（A）、夜间 46-47dB（A），试验站厂界噪声昼间 53-54dB（A）、夜间 46-47dB（A），均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。声源强度见表 3.1-7。

表 3.1-7 主要声源强度

序号	发声源	声源强度 dB（A）	治理措施
1	外输泵	83~95	选用低噪音设备，机泵置于室内，并采取减震降噪措施
2	掺水泵	85~91	
3	加热装置	80	

3.1.4.4 废水

依托工程产生的水污染物主要为转油站油水分离产生的含油污水以及涉及场站的工作人员产生的生活污水。

本工程运行期采出液中含油污水管输至头台联污水站处理达标后回注地下油层。根据 2025.12.3-2025.12.4 头台联污水站处理后含油污水监测结果：含油量≤1.15mg/L、悬浮

固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ 。出水指标满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）及《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值“含油量 $\leq 10.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15.0\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”标准。

生活污水统一拉运至古恰镇生活污水处理站处理。排放情况见下表 3.1-8。

表 3.1-8 现有工程水污染物排放情况

站名	主要污染源	主要污染物	废水量 m^3/a	治理措施
头台联合站	生活污水	COD、氨氮	327.04	统一拉运至古恰镇生活污水处理站处理

现有工程污染物排放量见表 3.1-9。

表 3.1-9 现有工程污染物排放情况一览表

类别	污染源		产生量 t/a	排放量 t/a	处理措施
废气	头台联转油脱水站	非甲烷总烃	332.16	332.16	采用清洁能源天然气，通过高度 8m 以上排气筒排放
		SO_2	0.35	0.35	
		NO_x	1.66	1.66	
		颗粒物	0.23	0.23	
固废	生活垃圾		1.64	0	统一运送至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理
	含油污泥		10.6	0	暂存在头台联危险废物暂存池，委托有资质的外部单位处置
废水	生活污水		327.04	0	统一拉运至古恰镇生活污水处理站处理

3.1.5 现有工程存在的环境问题

根据现场调查，本项目所在区域内生态环境主要为农田生态系统，为传统的油田开发区域；为保护区域农田生态环境，头台油田开发有限责任公司在进行油田开发活动时采取了一系列的生态保护措施，严格控制井场的临时及永久占地，工程施工结束后及时的进行了土地复垦等生态恢复措施；对占用的基本农田根据《基本农田保护条例》等法律法规要求的“占一补一，质量相等”的要求进行开垦和补偿，对占用的临时用地在施工结束后进行植被恢复，使其恢复为原有用地类型，同时项目在施工建设过程中严格控制污染物排放，采取了一系列污染防治措施，确保不污染土壤，不占用基本农田耕作层。通过采取了这一系列的生态保护措施后，井场周边环境恢复较好，施工过程临时占地损坏的植被现已恢复，油田的开发对区域生态系统没有造成明显影响，不存在环境问题。

环境风险相关措施：头台油田已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《头台油田突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》《井喷突发事件专项应急预案》《油气泄漏事件专项应急预案》《输油系统突发事件专项预案》等专项应急预案并定期开展应急演练，《环境突发事件专项应急预案》在大庆市红岗区生态环境局进行了备案，备案编号为 230622-2023-006-M。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。

3.2 建设项目概况

3.2.1 建设项目基本情况

1、项目名称：黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程

2、建设单位：大庆头台油田开发有限责任公司

3、建设性质：改扩建

4、建设地点：黑龙江省大庆市肇源县境内

5、建设内容及产能规模：茂 8 区块建设油井 1 口，形成 1 口独立井，茂 401 区块共建设油井 6 口（包含 2 口代用井），共形成 1 座平台与 1 口独立井，在平台建设拉油点一座，安装 60m³ 储油罐一座，建成总产能达 0.651×10⁴t/a。

6、产品及产能规模：预计建成原油产能总建成产能达 0.651×10⁴t/a

7、占地面积：项目总占地 3.5014 公顷，其中永久占地共计 1.7044 公顷，临时占地 1.797 公顷。

8、工程投资：投资 4633.4 万元，环保投资为 242.9 万元。

9、建设周期：本工程预计 2026 年 3 月开工，2026 年 9 月投产，建设周期共计 6 个月。

10、运行方式：全年运行

11、定员：钻井队一般单井在井人数为 10 人；地面建设施工人数为 30 人，运营期无新增劳动定员，由油田公司内部调剂。

12、建设内容及规模

本项目新增油井 7 口（包含 2 口代用井，新钻油井 5 口），共形成 1 座平台与 2 口独立井，茂 8 区块 1 口油井，井型为水平井，设计井完钻垂深：1647m，完钻井深 2816m，

茂 401 区块 6 口油井，井型为直井、定向井，设计井完钻垂深：1900m（平均），钻井总进尺 10416m，。钻井工程主要包括钻进、录井、测井、固井、完井。预计建成原油产能总建成产能达 0.651×10⁴t/a。

新建集油管道 1.18km，在 2#平台新建拉油点 1 座，安装 60m³ 储油罐 1 座。新建井口电加热器 1 台，新建建筑垃圾道路 1.1km，新建通井土路 0.05km。新建 10 千伏电力线路 1.05km，新建低压电力电缆 1.6km，新建井口柱上变电站 4 座，配套建设供配电和数字化工程。管道材质均为内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克钢管，采用沟埋方式敷设。

本项目新增油井 7 口（包含 2 口代用井，新钻油井 5 口），共形成 1 座平台与 2 口独立井项目产能基建安排见表 3.2-1，项目组成及建设内容见表 3.2-2，项目主要技术经济指标见表 3.2-3。

表 3.2-1 本工程基建井基本情况

区块	序号	平台编号	平台位置坐标（经度）	平台位置坐标（纬度）	井号	基建井别	地类
茂 401 区块	1	独立井	124.787442	45.507656	M176-S134	油井，代用井	耕地
	2	2	124.793364	45.507701	M179-S131	油井，代用井	耕地
	3				M178-132	油井，新井	耕地
	4				M179-132	油井，新井	耕地
	5				M179-130	油井，新井	耕地
	6				M180-131	油井，新井	耕地
茂 8 区块	7	独立井	124.875381	45.553569	茂 36-平 62	油井	耕地

表 3.2-2 本工程项目组成表

工程类别	单项工程		主要工程内容	备注
主体工程	钻前工程		钻前工程主要按照表土保护，分区防渗工作要求，对场地进行土地平整，安装钢制井架基础及井场设备，包括钻机、钻台，以及泥浆循环罐、泥浆接收罐车、钻井泵、水罐等，同时井场设置材料房、井控房、值班房等辅助用房，井场四周设置围堰，建设高度 30cm，宽度 40cm，材料为粘土夯筑。	新建
	钻井工程		新增油井 7 口（包含 2 口代用井，新钻油井 5 口），共形成 1 座平台与 2 口独立井，井型定向井、水平井，扶余油层，茂 401 区块单井完钻井深 1900m，茂 8 区块完钻井深 2816m，钻井总进尺 10416m。钻井工程主要包括钻进、录井、测井、固井、完井。各井场设备包括钻机、钻台、柴油机以及泥浆罐、水罐等；每座井场设置 1 个撬装式钢制基础，43.3m×11.7m，用于架设钻井井架。	新建
			本项目采油水基钻井和油基钻井方式。一开采用膨润土浆，主要成分为膨润土、纯碱。密度 1.05~1.25g/cm ³ ，二开采用复合阳离子钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱、复合抑制剂（WDYZ-1）、铵盐（NH ₄ -HPAN-2）、防塌剂（SPNH-1）等密度 1.05~1.55g/cm ³ 。6 口油基钻井液主要成分为柴油。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。	
			定向井单井预计钻井进度 10d，水平井单井预计钻井进度 23d。	
	储层改造工程	射孔	茂 8 区块设计采用 YD-89 枪+EH39RDX30-1 等孔径弹射孔，油管输送+电缆连接桥塞及射孔枪泵送方式。大庆油田致密油常用枪弹组合有：YD-89 枪装 DP41RDX25-1 弹和 EH39RDX30-1 弹。茂 401 区块应用射孔优化软件预测了两种射孔枪弹组合地层中的穿深、孔径。两种射孔枪弹组合均可以射穿水泥环和污染带。考虑到压裂施工过程中孔径差异对压裂施工效果的影响，设计茂 401 区块 2 口代用井采用 YD-89 枪+EH39RDX30-1 弹射孔。	新建
		压裂	对新钻的 7 口油井采用小缝网压裂工艺进行压裂。压裂液选用与地层温度相适应的低配比浓度胍胶压裂液，支撑剂选用优质石英砂。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，压裂液不在现场配制，由罐车直接运输至井场。	新建
油气集输工程	原油集输	采油工程	新增油井 7 口（包含 2 口代用井，新钻油井 5 口），共形成 1 座平台与 2 口独立井，茂 8 区块井型为水平井，茂 401 区块井型为定向井。	新建
		管道	新建集油管道 1.18km，管道材质均为内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克钢管，采用沟埋方式敷设。	

黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程

		工程	伴生气	工程采出伴生气经拉油点和头台联合站油气分离系统分离后自耗。	新建
辅助工程	生活、办公区	井场设施		①井控房：每座井场设置 1 座井控房，占地面积 50m ² ，安放钻井控制系统、监测及报警装置，用于井控人员监测钻井情况。 ②办公区：每座井场设置 1 处办公区，占地面积约 200m ² ，包括平台经理房、钻井监督房、工程值班房、地质值班房、钻井液值班房等。 ③气源房、配电房：占地面积约 100m ² ，供电、供应压缩空气，给钻机刹车提供动力等。 ④辅助用房区:每座井场设置 1 处辅助用房区，占地面积约 150m ² ，包括综合房、发电机房等。 ⑤本工程施工期场地不设置维修厂，机修维修均依托附近城镇机械修理厂。	新建
	防腐工程	集油掺水金属管道采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克作为防腐措施。			新建
	消防蜡	采用化学清防蜡为主,热洗为辅的方式进行清防蜡,热洗车由采油厂内部调配,平均热洗周期 30 天,热洗压力 2.5Mpa,温度 75℃,洗井时间 4~6 小时，每小时热洗用水量为 20m ³ ；水井采用热洗清洗方式，洗井周期平均 4 次/年，单次洗井用水量为 65m ³ /井·次。			/
	道路工程	新建建筑垃圾道路 1.1km，新建通井土路 0.05km。			新建 /依托
	数字化工程	由于本次建设区域内尚未进行数字化建设，目前各拉油点数据均未上传至站场，数据传输通道在《头台公司油气生产物联网建设工程》中建设，由于该项目正处于方案编制阶段，规划将本次井场数字化建设内容一并考虑，纳入《头台公司油气生产物联网建设工程》中实施。			新建
公用工程	供电工程	施工期	施工期用电由柴油发电机供给		依托
		运行期	茂 8 共新增用电负荷 14.8kW,已建头台一次变电站供电能力满足要求。新建井口柱上变电站 1 座,新建 10kV 电力线路 0.05km。考虑到茂 8 产能基建井数只有 1 口，新增负荷容量较小，又因为“S（26）0513YC001 源 23、台 103 区块零散补充井区”和“茂 8”这两个产能是同期实施，考虑征地、效益等综合因素，新能源建设在“源 23”区块中统一考虑光伏建设内容。 茂 401 共新增用电负荷 124kW，已建头台一次变供电能力满足要求。新建井口柱上变电站 3 座，新建 10kV 电力线路 1.0km。		依托
	供热工	本项目施工期不需供暖，运营期油井伴热依托站场现有供热系统，新建集肤伴热维温装置 28.3km。			/

	程			
	给水工程	施工期	施工期用水主要为钻井用水、施工人员生活用水、管线试压用水，钻井用水、管线试压用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水，水源均来自场站。	依托
		运行期	运营期依托头台联第一作业区卸油站、头台联转油脱水站，均无新增劳动定员，无新增生活用水；运营期用水主要为油井作业用水、油井清防蜡用水等，由水罐车运送。	依托
		退役期	退役期用水主要为施工人员生活用水，生活用水采用桶装水，水源均来自场站	依托
	排水工程	施工期	施工人员生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理； 水基泥浆钻井废水：排入钢制水基泥浆罐，拉运至庆兴环保科技有限公司处理； 油基泥浆钻井废水：排入钢制油基泥浆罐，委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置； 管线试压废水由罐车拉运至头台联含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排； 压裂返排液由罐车拉运至头台联综合废液池暂存后，通过管线进入头台联污水站处理达标后回注现役油，不外排。	依托
		运行期	无新增劳动定员，无新增生活污水，含油污水由管线输送至头台联含油污水处理站处理，清防蜡用水直接进入集油系统，不外排。茂 8 区块洗井污水通过管道输送至头台联含油污水处理站，茂 401 区块拉运至头台联含油污水处理站处理达标后回注，不外排。	依托
		退役期	退役期施工人员生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理。	依托
	储运工程 (施工期)	泥浆循环罐	钢制钻井液循环罐 3 个/井场，配备两个泥浆泵，1 个钻井液材料存放架，泥浆循环罐容积 50m ³ /个，储量合计 150m ³ ，占地面积 100m ² 。	新建
		泥浆接收罐区	为保证井场泥浆不落地，每座井场设置 1 个钢制泥浆罐，位于泥浆循环罐旁边，单座钢制泥浆罐有效容积 100m ³ 。其中水基钻井废水、钻井岩屑、废钻井泥浆由罐车运至庆兴环保科技有限公司处理处置；油基钻井废水、钻井岩屑、废钻井泥浆排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站拉运处置	新建
		钻井液材料房	每座井场设置钻井液材料房 1 座，占地面积共 50m ² ，用于存放膨润土、纯碱、WDYZ-1、HX-D、SPNH-1、FST-2、DJ-C、FPS、NH4-HPAN-2 等钻井材料。	新建

	其他材料房		每座井场施工场地设置 2 个其他材料房，占地面积约 40m ² ，用于存放射孔液、水泥等其他材料。	新建
	危废贮存点		每座井场设置危废贮存点 1 处，用于暂存施工期产生的危险废物，主要为含油废防渗布。	新建
	柴油罐		钢制柴油罐 2 座/钻井井场，采用双层卧式罐，总容积 60m ³ ，储量约 51.9t，占地面积 20m ² 。本项目对柴油罐区进行重点防渗处理，地面结构层下铺设厚 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层， $K \leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，其防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 并在周边设置高度不低于 0.5m、容积不低于 20m ³ 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，满足事故状态下的储存要求。满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中要求：等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。	新建
	水罐		钢制水罐 2 个/井场，罐容积 30m ³ ，占地 56m ² ，存储新鲜水。	新建
	表层土堆放区		在每座井场设置表土堆放区，占地面积约为 1200m ² ；管道施工沿线平行设置表土堆放区。	新建
环保工程	废气治理措施	施工期	施工期柴油发电机使用高品质柴油，调节好柴油机运行工况，降低燃烧废气对周围环境的影响；施工场地及运输道路洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，加强施工管理。	新建
		运行期	井口安装密封垫，油气集输采用密闭流程，减少烃类气体挥发。	
		退役期	施工场地设置围挡；施工现场洒水消尘；运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。	
	废水治理措施	施工期	钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水，本项目钻井生产用水由水罐车运送，其中水基钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽，与钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑进入钢制泥浆槽由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理；油基钻井废水排入井场设置的废弃油基泥浆罐中由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。 压裂液由罐车拉运至头台联综合废液池暂存后，通过管线进入头台联污水站处理达标后回注现役油，不外排。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）限值要求“含油量$\leq 8\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 3\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”标准，同时满足《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，后回注油层，不外排。 项目管线敷设完成后进行试压，由罐车拉运至头台联含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。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

			施工期生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理。	
		运行期	含油污水由头台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）限值要求“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L、粒径中值≤2.0μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层，不外排；清防蜡用水直接进入集油系统，不外排；本项目油井作业废水通过管道输送至头台联含油污水处理站处理达标后回注，不外排。	依托
		退役期	退役期管线内介质由压缩空气吹扫至后续集输管道进入集输系统，无废水排放；退役期施工人员生活污水进入附近场站生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理。	依托
	噪声治理措施	施工期	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；严格禁止高噪声设备夜间施工；合理布置施工现场，降低设备噪声，距离声环境保护目标较近管线施工时需设置隔声屏障；运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。	新建
		运行期	新建井场抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。	
		退役期	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；合理布置施工现场，降低设备噪声；运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。	
	固废处置措施	施工期	钻井施工产生的油基废弃钻井液、岩屑、废射孔液定期由罐车拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司处理；钻井施工产生的废防渗布（不含油）、废包装袋及地面建设期间管道施工产生的废料统一收集，送第七采油厂工业固废填埋场进行填埋；钻井施工产生的水基废弃钻井液、岩屑、不含油废射孔液由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理。生活垃圾送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	依托
		运行期	站场设备清淤产生的含油污泥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，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置；含油废防渗布暂存于头台联危险废物贮存池，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。落地油全部回收暂存在头台联危险废物贮存池，定期委托有资质单位处置。	依托
		退役期	拆除的废旧设备全部回收至头台油田资产库；拆除作业产生的建筑垃圾送肇源县建筑垃圾消纳场处置；	依托

		施工人员产生的生活垃圾统一收集后送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。	
生态保护措施		项目施工均在临时与永久占地内进行，对施工期间开挖产生的临时占用耕地进行表土剥离留存，分层堆放，分层回填和平整；施工结束后对临时占用耕地进行地表植被恢复与复垦，对永久占用耕地按照“占一补一”的要求进行经济补偿或开垦与所占用耕地质量及数量相当的耕地。对临时占用草地进行植被恢复，对永久占用草地进行经济补偿。 在施工场地两侧设置临时围挡，临时占地范围内设置单独表层土堆土区，临时堆土堆成梯形，土堆表面覆盖苫布，并在施工场地周边设临时施工围堰和临时排水沟，防止水土流失。井场作业时严格控制油水井作业施工的占地，在永久占地范围内进行，在井场周围设置施工围堰、规范作业车辆行驶路线等措施。	/
地下水环境保护措施		压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液；钻井使用双层套管，表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；油井运行期间参照 GB/T17745 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。 ①施工期柴油罐区、钻井液材料房、钻井作业区域、泥浆罐区、压裂作业区域、运行期油水井作业区域以及运输管线为重点防渗区。在柴油罐区铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，柴油罐均架高，并在周边外扩不少于 3m 设置不低于 0.5m 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，围堰内容积不小于柴油罐储量和事故时产生的消防废水总量；钻井液材料房、钻井作业区域、压裂作业区域、泥浆罐区下铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层；油井作业区域在作业期间铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层；管道采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管；高密度聚乙烯（HDPE）膜防渗层渗透系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$，各重点防渗区防渗层的防渗性能可以达到《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 技术要求。 ②其他材料房为一般防渗区和定向钻泥浆防渗池（1 座），铺设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，高密度聚乙烯（HDPE）膜的渗透系数可达到 $K \leq 1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区防渗技术要求，其防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$。 ③井场其他作业区地面采取地面平整夯实等措施，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗要求。	新建
		运行期：集油掺水管道采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克无缝钢管，管道连接方式采用焊接并留有足够腐蚀余量，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》HJ610-2016）重点防渗区要求；油井井场采取地面平整压实处理，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）简单防渗区要	/

		求；油井检修作业时铺设 2mm 厚防渗布，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）重点防渗区要求。	/
		井区地下水流向上游 1#背景监测井（灰菜屯），井区地下水流向上游监测点 2#跟踪监测井（小北屯），茂 401 区块地下水流向上游内布设 3#背景监测井（前二龙山屯），同时为兼顾石油开采工程对承压水含水层影响，地下水流向下游布设 4#跟踪监测井（九间房屯）	
	土壤环境保护措施	施工期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，以便其尽快恢复植被生长；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。	/
		运行期井下作业应配备泄油器、刮油器等，作业污水要求全部进罐，由罐车拉运至新肇联合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，暂存在头台联危险废物贮存池，定期委托有资质单位处置，落地原油回收率应达到 100%；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。	/
		在拟建 2#平台井永久占地内和永久占地外 50m；拟建茂 36-平 62 井场永久占地内和永久占地外 50m，共设置 4 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ），监测频次为 1 次/年。。开展地下水和土壤污染现状调查，进行跟踪监测，可能涉及污染的，应开展地下水和土壤污染治理和修复。	/
	环境风险防范措施	在工程设计上提高设计强度、加强防腐；定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；制定操作规程、巡检、检测、应急等安全管理措施；定期巡线。	
依托工程	第一作业区卸油站	一作业区卸油点处理能力为 720m ³ /d，卸油站 60m ³ 卸油卧式罐 2 座，输油泵 3 台，现处理量 499.2m ³ /d，本项目新增后，负荷率达 853.9%，本项目依托可行。	依托
	头台联转油脱水站	采用“三相分离器+电脱水器”工艺流程，设计能力 12000t/d，本次产能进新井 7 口，进新井后负荷率为 66.8%，处理能力满足要求。	依托
	头台联合油污水处理站	采用“污水→气浮除油→两级过滤”工艺流程，设计规模 2160m ³ /d，实际处理量为 1301m ³ /d，进新井后负荷率为 81.3%，处理能力满足要求。处理后污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值“含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤15.0mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤5μm”标准回注现役油层。	
	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（原名称大庆市云泰石化产品有限公司）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 15 天, 油基钻井废水、钻井泥浆和岩屑和含油废射孔液等产生量约 26t/d, 可以满足本项目油基泥浆处理需求。	
	头台联综合废液池	头台联综合废液池位于头台联合站北侧 15m。长 70m, 宽 70m, 深 4m, 容积 20000m ³ , 存放油田开发生产中产生各种的废水, 主要有作业废水、注水井洗井废水、干线冲洗废水、压裂返排液。废水经污水池暂存后, 通过管道进入头台联污水站处理。目前污水池存储量为 5000m ³ , 剩余容量能够满足本项目废水进池需要。	
	头台联危险废物贮存池	危险废物暂存池位于黑龙江省大庆市肇源县头台联合站的西北侧, 有效容积 820m ³ 危险废物暂存池 (30m×15m×2m) 1 座 (池体分为两部分, 包括有效容积 680m ³ 含油污泥暂存池、有效容积 140m ³ 含油废防渗布暂存池), 危险废物暂存池呈长方形布局, 含油废防渗布和含油污泥采取同一储存池内分区储存。危险废物暂存池于 2023 年 12 月竣工投入使用, 目前含油污泥储存量 40m ³ 、含油废防渗布存量 10m ³ , 剩余储存空间满足本次产能需要。含油污泥、落地油、防渗布暂存定期委托有资质单位进行处置。	依托
	第七采油厂工业固废填埋场	第七采油厂工业固体废物填埋场于 2007 年 10 月建设, 选址位于大第七采油厂东北 9km 的一处盐碱地内, 位于两条油田沥青公路交汇处, 北侧距离八井子乡约为 3km, 东北距离大同区政府所在地约 6.7km。填埋场运行稳定, 设计总容量为 14000m ³ , 目前填埋总量约为 9150m ³ , 剩余填埋量约为 4850m ³ , 负荷率为 65.357%, 本项目进入工业固废填埋场的填埋量约为 0.01811t (约为 0.17m ³), 负荷率增至 63.358%, 填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物, 本项目依托可行。	依托
	肇源县晨晰非金属废料加工有限公司	大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司于 2021 年 4 月 29 日取得了大庆市生态环境局的批复 (庆环审 [2021]40 号), 其验收监测报告于 2022 年 8 月 22 日通过自主验收, 该站含油污泥设计处理量为 36000t/a, 现处理量为 30000t/a, 处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022) 标准限值后, 用于铺设油田井场和通井路。项目产生含油污泥量共计约 0.1953t/a, 进入该站后, 几乎不改变负荷率, 依托可行。	依托

表 3.2-3 主要技术经济指标

序号	指标	数量	备注
1	设计动用资源储量	总建成产能达 $0.651 \times 10^4 \text{t/a}$	/
2	设计井数	7 井	/
3	涉及站场数	所共 2 座	依托
4	管道长度	新建集油管道 1.18km	/
5	能源消耗情况	耗电 13.4 万 $\text{kW} \cdot \text{h/a}$	/
6	占地面积	工程永久占地共计 1.7044 公顷，临时占地 1.797 公顷。	占地类型为耕地、草地
7	工作制度	站场四班三倒	/
8	在册职工人数	10 人/站场	/
9	总投资	4633.4 万元	/
10	环保投资	242.9 万元	/

3.2.2 钻井工程

钻井工程包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井，油井进行射孔、压裂后进入地面工程建设。

开钻前采油厂协同钻井公司要对设计井进行矿权边界确认，确保设计井井口、目的层以及井眼轨道在所属的矿权边界范围内方可开钻，严禁在矿权边界范围外施工。开钻前对方钻杆、钻铤、稳定器、接头、钻杆进行全面检查，不符合《石油钻具的管理与使用方钻杆、钻杆、钻铤》（SY/T5369-2012）标准中有关规定的必须更换，否则不许下井。钻铤、稳定器及各种接头必须探伤检查合格。认真丈量钻具（包括长度、内径、外径），并做好记录，所有钻具按下井顺序编号。开钻前必须校正天车、转盘和井口，以保证三者中心偏差不大于 10mm。安装各种仪表，并保证钻井施工中运行准确、灵敏。设备安装完后，进行整机试运转，连续运转 90min，各部件工作正常，性能可靠。然后进行高压循环系统试压，ZJ-30D/1800 钻机试压 25.0MPa，ZJ-40D/2250 钻机试压 30.0MPa，运转 30min 以上，所有管线不刺不漏，油气水路畅通。开钻前应对地面海拔和补心高重新进行现场测量，根据现场测量数据校对井深。

钻井施工阶段：本阶段依托 1 个钻井队并行作业，针对区块内 5 口新钻井开展施工，定向井钻井工期为 10 天，水平井钻井工期为 23 天，各钻井队按既定井位及施工规范同

步推进，直至 7 口井全部完成钻井作业，施工期间全程记录钻具使用、钻井参数等关键信息，确保钻井质量符合行业标准。

压裂施工阶段：待钻井施工全部完成后启动压裂作业，共针对区块内 7 口井开展压裂施工，配置 1 个压裂队同步作业，定向井单口井压裂工期为 5 天，水平井压裂工期为 10 天，各压裂队根据油井储层特征制定压裂方案，按规范完成压裂施工，施工过程中监测压裂压力、排量等参数，保障压裂效果达标。

地面工程建设阶段：在压裂施工接近尾声时启动地面工程建设，避免工期衔接断层，本阶段施工周期为 90 天，投入约 30 名施工人员，主要完成集输管网、拉油点、集油配水间等地面配套设施的建设与安装，确保地面设施与已完成钻井、压裂的油井匹配，满足后续投产运行需求，施工期间严格把控工程质量，完成后组织验收。

投产运行前准备阶段：地面工程建设验收合格后，开展投产前准备工作，包括地面集输系统、计量装置、环保设施等的调试，油井井筒清理与井口装置检查校准，同时完成人员培训与操作规程交底，确保各系统达到投产运行条件。

3.2.2.1 钻前准备工作

①井位部署

根据《头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程开发方案》，方案设计部署 7 口井，均为油井（新钻直斜井 5 口，代用井 2 口）。茂 401 区块 6 口油井，其中 2 口为代用井，井型为直井、定向井，平均进尺 1900m；茂 8 区块 1 口油井，茂 36-平 62 为水平井，总进尺 2816m。

表 3.2-4 井位部署结果表

序号	区块	新钻井（口）		代用井（口）		总井数（口）
		油井	水井	油井	水井	
1	茂 401 区块	6	0	2	0	6
2	茂 8 区块	1	0	0	0	1

表 3.2-5 2 口代用井情况统计表

序号	井号	是否已经有机采设备	类别
1	M176-S134	无	评价井
2	M179-S131	无	评价井

表 3.2-6 项目井位部署表

序号	名称	X	Y	类别	井别	扶顶构造深度 (m)	储量 类型	备注
1	茂 178-132	5042796	21638679	正常井	采油井	-1613m~-1682m	探明	
2	茂 179-130	5042828	21638259	正常井	采油井	-1613m~-1682m	探明	
3	茂 179-132	5042402	21638642	正常井	采油井	-1613m~-1682m	探明	
4	茂 180-131	5042437	21638191	正常井	采油井	-1613m~-1682m	探明	
5	茂 176-斜 134	5042826	21639058	代用井	采油井	-1613m~-1682m	探明	
6	茂 179-斜 131	5042619	21638447	代用井	采油井	-1613m~-1682m	探明	
7	茂 36-平 62	5047975	21645880	正常井	采油井	-1495	探明	

②井身结构

本工程新钻井井深结构设计数据见表 3.2-7，井身结构示意图见图 3.2-1。

表 3.2-7 茂 8 区块井深结构设计数据表

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	378	311.2	表层套管	244.5	377	地面
二开	2813	215.9	生产套管	139.7	2810	地面

注：表层套管下深应满足井控安全、封固浅水层、疏松地层、砾石层的要求，套管鞋进入泥岩段或稳固岩层 10m 以上，现场可根据上述要求进行适当调整。

表 3.2-8 茂 401 区块井深结构设计数据表

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	114~119	342.9	表层套管	273.1	113~118	地面
二开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

注 1：单井表层套管下深见《头台油田茂 401 区块茂 179-斜 131 井区扶余油层开发试验区块钻井地质设计》附表 2；

注 2：表层套管下深应满足井控安全、封固浅水层、疏松地层、砾石层的要求，套管鞋进入泥岩段或稳固岩层 10m 以上，现场可根据上述要求进行适当调整。

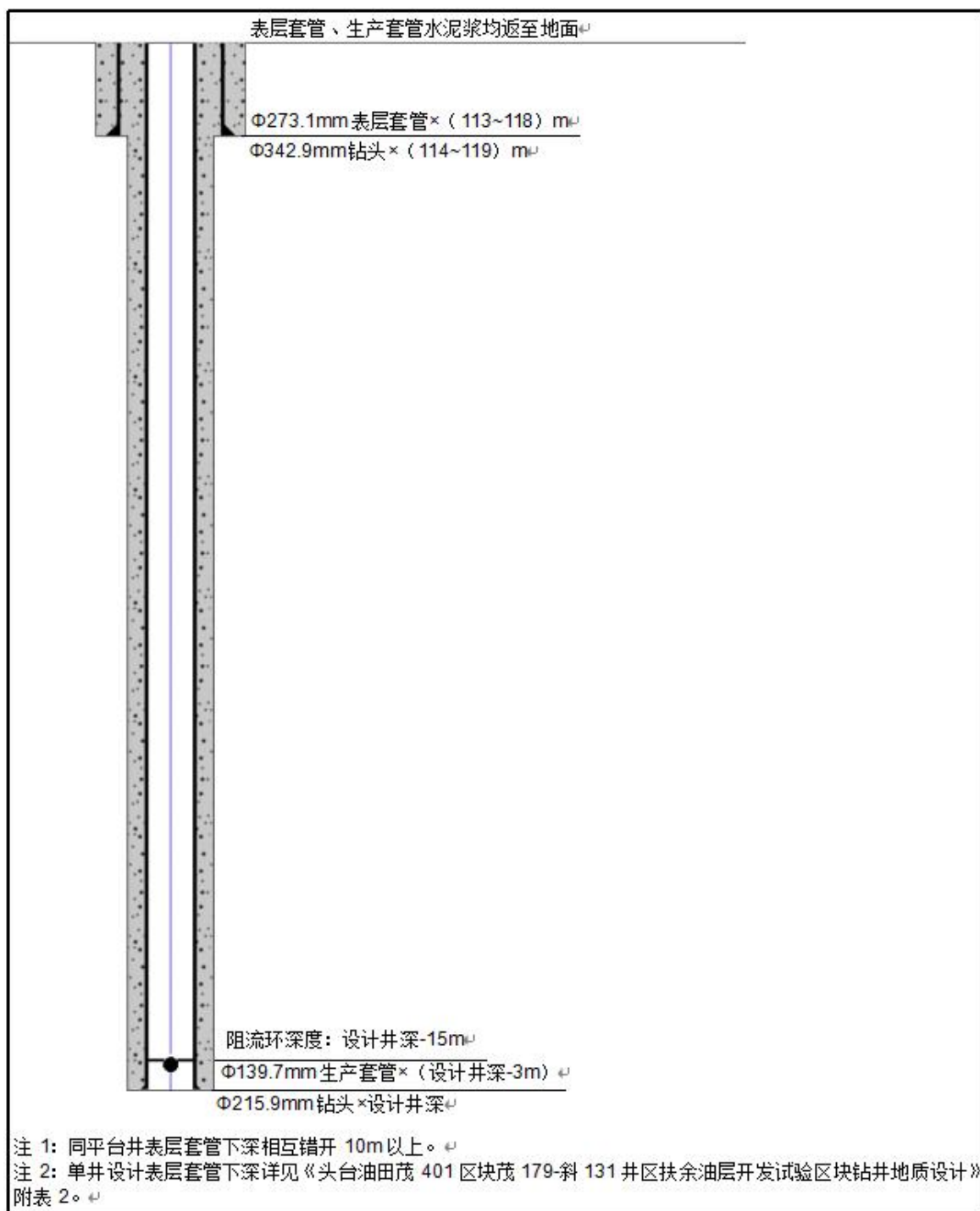


图 3.2-1 直井井身结构示意图

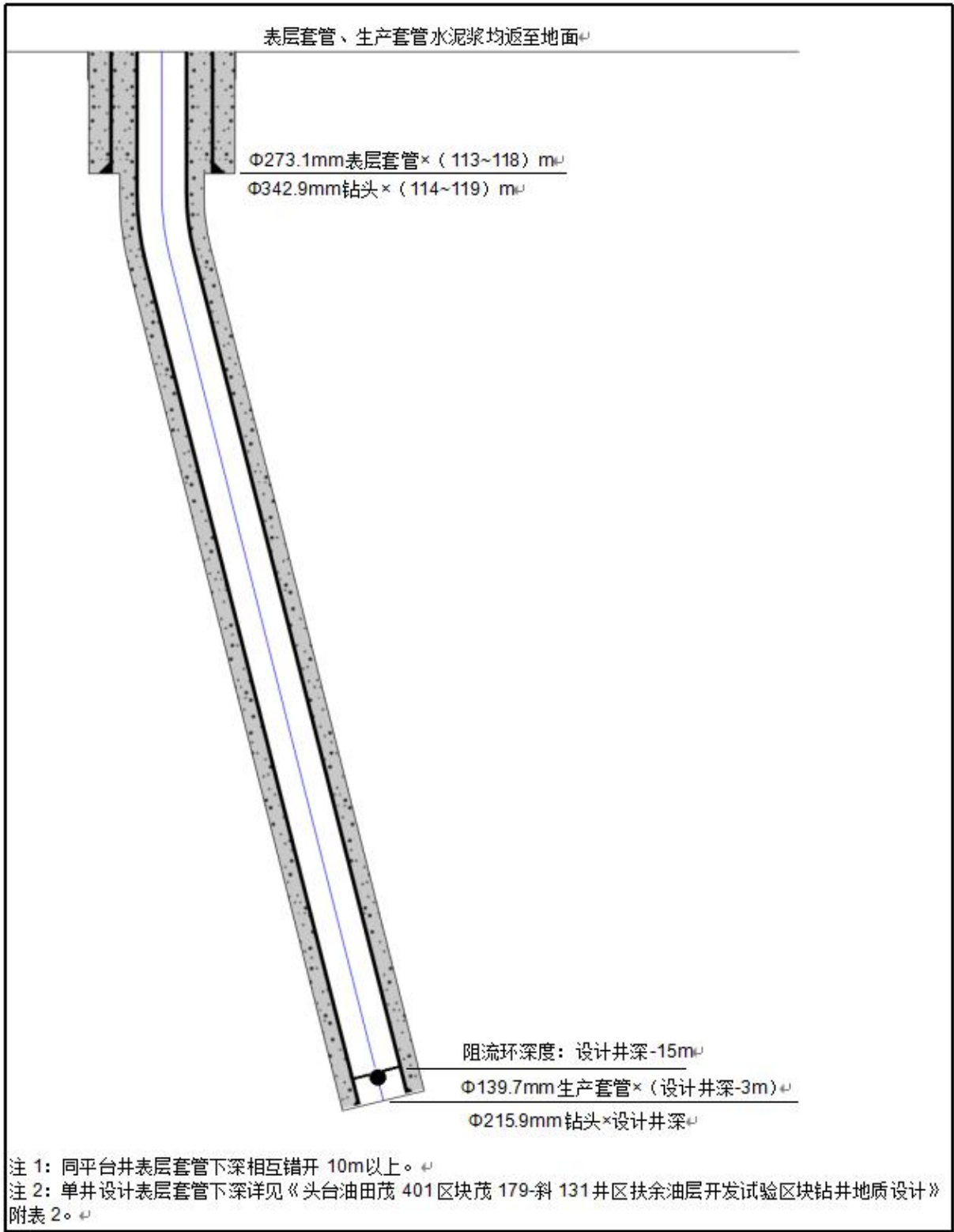


图 3.2-2 定向井井深结构图

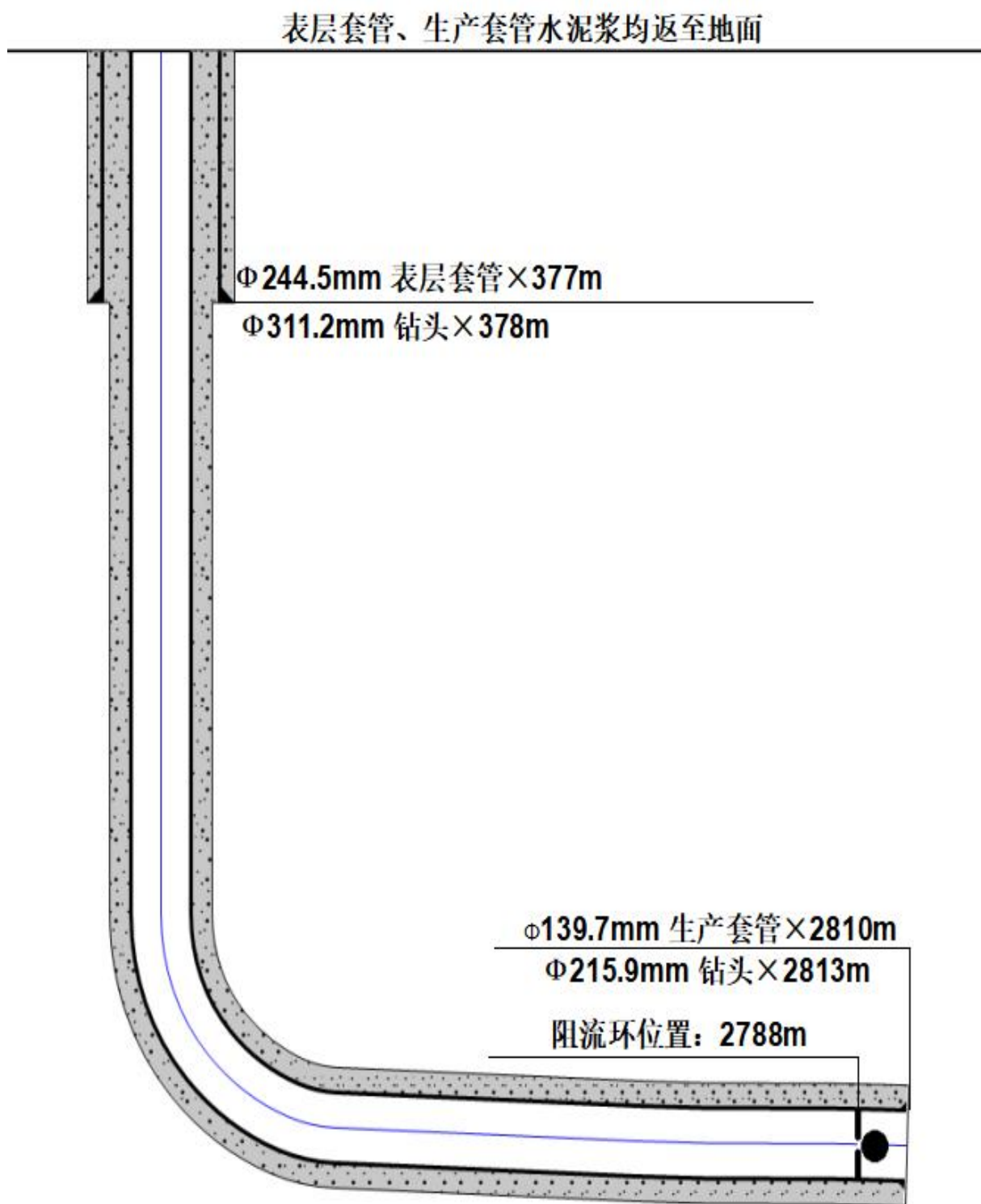


图 3.2-3 水平井井深结构图

③主要设备

根据设计井深，钻具重量和套管重量选择钻机及主要设备，所选钻机在钻井作业期间所受最大负荷不得超过钻机额定负荷能力 80%的原则。茂 8 设计选用 ZJ-40D/2250 钻

机,如没有相同型号的钻机和设备,可选用能满足钻井施工要求的其它型号的钻机和设备,主要设备的型号和规格见表 3.2-9,茂 401 设计选用 ZJ-30D/1700 钻机,要求平台井钻机配备轨道平移装置。主要设备的型号和规格见表 3.2-10,如没有相同型号的钻机和设备,可选用能满足钻井施工要求的其它型号的钻机和设备。

表 3.2-9 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	27.46 kN•m
6	循环系统	钻井泵	3NB-1300	956 kW	3 台 (备用 1 台)
		钻井液循环罐	50m ³		4 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	

表 3.2-10 ZJ-30D/1800 钻机及钻井主要设备性能

序号	名称		型号	主要技术参数	数量
1	钻机		ZJ-30D/1800		
2	井架		JJ180/40-A	180t	
3	提升系统	绞车	JC-30DZ	440kW	
		天车	TC-180	180t	
		游钩	YG-180	180t	
		水龙头	SL-180	180t	
4	转盘		ZP-205	22.56kN·m	
5	循环系统	钻井泵 1#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井泵 2#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井液罐		40m ³	3 个
		搅拌器			
6	动力系统	柴油机	12V190	800kW	3 台
		发电机	500GF54	500kW	
		辅助发电机	麦海姆	250kW	
		压风机 1#	2V-6/8	37kW	
		压风机 2#	2V-5/10	52kW	
7	固控系统	振动筛	BL-50		2 台
		除砂器	NOGJ-250*2/2*0.6		1 台
		离心机	LW450—842N		1 台
8	仪器仪表	钻井参数仪表	SK-2Z01		
		单点测斜仪			1 套
		多点测斜仪			1 套
9	液压大钳		YQ-100	100kN•m	

④钻井液

根据压力预测结果，在保证压稳高压层的情况下，尽量减少钻井液对油层的污染，

结合快速安全钻进的要求，茂 8 区块钻井液密度设计要求如下：

一次开钻：设计钻井液密度 $1.05\text{g/cm}^3\sim 1.25\text{g/cm}^3$ ；

二次开钻：上部地层设计钻井液密度 $1.10\text{g/cm}^3\sim 1.30\text{g/cm}^3$ ；

青山口组顶以上 100m 至完钻设计钻井液密度 $1.45\text{g/cm}^3\sim 1.50\text{g/cm}^3$ 。

茂 401 区块钻井液密度设计要求如下：

一次开钻：设计钻井液密度 $1.05\text{g/cm}^3\sim 1.25\text{g/cm}^3$ ；

二次开钻：上部地层设计钻井液密度 $1.12\text{g/cm}^3\sim 1.25\text{g/cm}^3$ ；

油层钻井液密度：葡萄花油层顶以上 50m 至完钻，设计钻井液密度 $1.30\text{g/cm}^3\sim 1.35\text{g/cm}^3$ 。

施工中单井设计可根据现场实钻油气水显示情况适当调整钻井液密度。

a. 一开钻井液体系及配方

一开设计膨润土浆，该体系成本低无污染，并且可有效保护浅水层。

膨润土浆配方为：膨润土（4.0%~5.0%）+纯碱（0.2%~0.4%）。

b. 二开钻井液体系及配方

茂 8 区块二开设计油基钻井液体系，该钻井液抑制性强、携岩性和润滑性好，解决泥岩易水化、井壁失稳、长水平段携砂困难等问题。

油基钻井液体系配方：（80-90%）柴油+（3-4%）主乳化剂+（1-2%）辅乳化剂+（2-3%）有机土+（3-4%）油包水降滤失剂+（1-1.5%）封堵剂 I 型（HFLK）+（0.7-1%）封堵剂 II 型（纳米封堵剂）+（10-20%）（20%CaCl₂）水+（2-4%）CaO+（0.2-0.5%）润湿剂+（2-3%）超细碳酸钙。

茂 401 区块二开设计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）+抑制剂（0.3%~0.4%）+包被剂（0.3%~0.4%）+降滤失剂（0.8%~1.2%）+NH₄-HPAN-2（0.7%~1.3%）+封堵剂（1.0%~1.5%）+KOH（0.04%~0.10%），定向井加入钻井液总量的 3%润滑剂。

钻井液材料用量设计见表 3.2-11。钻井液主要成分理化性质见表 3.2-12。

表 3.2-11 茂 401 区块钻井液材料用量设计数据表

开钻次序	一开		二开	
钻头尺寸 mm	342.9		215.9	
井段 m~m	0~（114~119）		（114~119）~1900	
井筒容积 m ³	19		93	
地面循环量 m ³	40		80	
钻井液损耗量 m ³	5		72	
钻井液总量 m ³	64		245	
钻井液体系	膨润土浆		钾盐共聚物	
钻井液材料 名称和用量	材料名称	材料用量 t	材料名称	材料用量 t
	膨润土	4.0	膨润土	/
	纯碱	0.4	纯碱	0.7
	/	/	WDYZ-1	1.0
	/	/	HX-D	1.0
	/	/	JS-1	2.9
	/	/	JS-2	3.7
	/	/	NH4-HPAN-2	3.2
	/	/	SPNH	2.9
	/	/	HX-A	3.7
	/	/	KOH	0.2
	/	/	超细碳酸钙	5.0
	/	/	重晶石粉	55.0

注 1：表中基本数据和材料用量，一开按最大井深 119m，二开按最大垂深 1900m，最大钻井液密度 1.35g/cm³ 设计，具体用量见单井施工设计；

注 2：施工区块集中储备重晶石粉 50t，如不具备集中储备条件，单井储备重晶石粉至少 15t；

注 3：施工区块集中储备随钻堵漏剂 10t~20t，以备发生井漏时应急使用；

注 4：定向井润滑剂用量按单井钻井液总量的 3%计算配备。

表 3.2-12 茂 8 区块钻井液材料用量设计

开钻次序	一开	二开
钻头尺寸 mm	311.2	215.9
井段 m~m	0~378	378~2816
井筒容积 m ³	42	126
地面循环量 m ³	40	120
钻井液损耗量 m ³	16	147
钻井液总量 m ³	97	392

钻井液体系	膨润土浆		油包水	
钻井液材料名称和用量	材料名称	材料用量 t	材料名称	材料用量 t
	膨润土	4.8	柴油	352.8（m³）
	纯碱	0.4	主乳化剂	15.7
			辅乳化剂	7.8
	/	/	有机土	11.8
	/	/	油包水降滤失剂	15.7
	/	/	封堵剂I型（HFLK）	5.9
	/	/	封堵剂II型（纳米封堵剂）	3.9
	/	/	CaCl ₂	15.7
	/	/	CaO	15.7
	/	/	润湿剂	2.0
	/	/	超细碳酸钙	11.8
	/	/	重晶石粉	317.0

注 1：在施工区块集中储备加重材料至少 50t，不具备集中储备条件的，现场储备加重材料至少 15t；

注 2：储备堵漏剂 3~5t；

注 3：二开油包水钻井液老浆利用率大于 40%。

3.2.2.2 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。

3.2.2.3 井控

根据《大庆油田钻井井控实施细则》（庆油发【2022】22 号）及《〈大庆油田钻井井控实施细则〉补充规定（试行）》（井控办【2023】7 号）中井控风险级别划分标准，设计井均属于四级井控风险井，井口安装 21MPa 单闸板防喷器，保证钻井安全。

（1）一开钻井技术要求

茂 8 区块一开用Φ311.2mm 钻头钻进，茂 401 区块一开用Φ342.9mm 钻头钻进每钻进一个单根，快速划眼 2~3 遍。当开始钻进钻压不够时，钻压加到钻铤总重量的 60%。钻进中保证井眼规则打直，小排量、低钻压转盘开钻，严禁用水力冲眼，注意保护好井壁和基础。为防止井漏、井塌发生，可适当提高钻井液粘度，并控制钻速与排量，防止

冲垮和憋漏地层。接单根时，应晚停泵、早开泵。一开钻井施工中应加强井斜监测，测斜点间距不大于 50m，防止井斜超标或与邻井相碰，平台井加密测斜。完钻后保证井筒清洁，井眼内替满高粘度的钻井液。当钻头起出后，再用同尺寸钻头划眼通井一次，然后下套管。表层固完后候凝 8h~12h，可洗井进行二开。

（2）直井二开钻井技术要求

安装好井控装置，并按要求试压。下井钻具严格执行钻具组合设计，钻进中严格执行设计规定的钻进参数，送钻要均匀，不许加压启动转盘，钻压与转速呈反比例变化。如有蹩跳，应减压钻进。正确判断井下钻头使用状况，把握好起钻换钻头时间，以杜绝钻头事故的发生。如果井底有落物时，应打捞干净后，才能下入新钻头。溜钻、顿钻、无进尺、转盘负荷增大、泵压高或低时，应认真检查原因并采取相应的措施进行处理，以防恶性事故的发生。钻头上卸扣时，应使用相应尺寸的钻头盒子，防止损坏钻头和碰坏复合片。下钻中途有遇阻显示时，要循环钻井液。当钻头接触井底前 10m 要开泵循环，慢慢下放钻具清洗井底。下钻时，一律使用带扭矩表的液压大钳，按规定扭矩上紧螺纹。起下钻要严格遵守操作规程。全井段起钻遇卡不得超过原悬重 100kN，下钻遇阻不得低于原悬重 50kN~100kN，否则应及时采取措施。

（3）定向井二开钻井技术要求

安装好井控装置，并按要求试压。该井段用 $1.0^{\circ}\sim 1.5^{\circ}$ 螺杆造斜，MWD 随钻监测。采用 MWD 随钻随测监控井眼轨迹，根据实际情况采用滑动钻进和复合钻进两种方式施工，随时调整井斜和方位。下井前检测弯螺杆度数，地面试动力钻具，检查 MWD 仪器的组装。检查仪器外筒下端的斜口引斜，确保与直键接头相匹配。下钻前准确丈量造斜工具角差，确保无误，并做好记录，方可下钻。监测仪器浅层测试正常后方能下钻，下钻速度要平稳，不得猛提、猛放，防止仪器脱键；遇阻时阻力不能超过 50kN，禁止用动力钻具划眼。下钻时用液压大钳按要求紧扣。螺杆钻具下井前试运转；螺杆钻具下井后，定工具面，锁定转盘后方可开泵循环。钻进时，按工程设计参数均匀送钻，保持钻压稳定。并使用钻杆滤子，防止碎物堵塞测试仪器。每钻完一个单根要测斜一次，钻具静止 3min 取数据，并预测井底数据，计算实际造斜率和井眼轨迹。无磁钻铤应定期检查其磁化程度。钻井过程中，数据采集间隔直井段不大于 300m，造斜段不大于 30m，稳斜段不大于 100m。

（4）水平井二开钻井技术要求

①直井段、造斜段钻进要求

该井段用 $1.25^{\circ}\sim 1.50^{\circ}$ 螺杆造斜, LWD 随钻监测。采用 LWD 随钻随测监控井眼轨迹, 根据实际情况采用滑动钻进和复合钻进两种方式施工, 随时调整井斜和方位。下井前检测弯螺杆度数, 地面试动力钻具, 检查 LWD 仪器的组装。检查仪器外筒下端的斜口引斜, 确保与直键接头相匹配。下钻前准确丈量造斜工具角差, 确保无误, 并做好记录, 方可下钻。监测仪器浅层测试正常后方可下钻, 下钻速度要平稳, 不得猛提、猛放, 防止仪器脱键; 遇阻时阻力不能超过 50kN, 禁止用动力钻具划眼。下钻时用液压大钳按要求紧扣。螺杆钻具下井前试运转; 螺杆钻具下井后, 定工具面, 锁定转盘后方可开泵循环。钻进时, 按工程设计参数均匀送钻, 保持钻压稳定。并使用钻杆滤子, 防止碎物堵塞测试仪器。每钻完一个单根要测斜一次, 钻具静止 3min 取数据, 并预测井底数据, 计算实际造斜率和井眼轨迹。造斜率不符合设计要求时, 及时采取措施, 调整钻具组合和钻进参数。时刻观察伽玛值、电阻率值等显示情况, 并随时捞取砂样, 以判断是否进入目的层。发现进入目的层后, 确定其垂深, 计算着陆剩余垂深所需工具造斜率。动力钻具钻进完, 根据现场实际情况确定是否短起下钻。

②水平段钻进要求

该井段采用近钻头地质导向工具造斜和随钻监测。井队工程师向现场服务人员提供已施工井段的相关情况、设备情况及井眼轨道数据。现场服务人员以书面方式将技术要求、钻进参数、注意事项等传达到井队及相关人员。现场服务人员将需要井队准备的接头、提升短接等钻井工具以书面方式通知井队工程师, 井队提前准备好。在现场服务人员指导下对近钻头导向工具进行地面测试, 正常后方可入井。现场服务人员装卸放射性源时无关人员必须保持在安全距离以外。钻井过程中如果发现泵压异常、卡钻、憋跳、井涌或井漏等异常情况时应立即通知现场服务人员。时刻观察伽玛值、电阻率值等显示情况, 并随时捞取砂样, 保证井眼轨迹沿着目的层钻进, 具体的施工参数按现场服务人员的要求执行。水平段钻进时, 要尽量降低井眼曲率, 减小摩阻, 确保井眼光滑, 以利于生产套管顺利下入。见图 3.2-4。

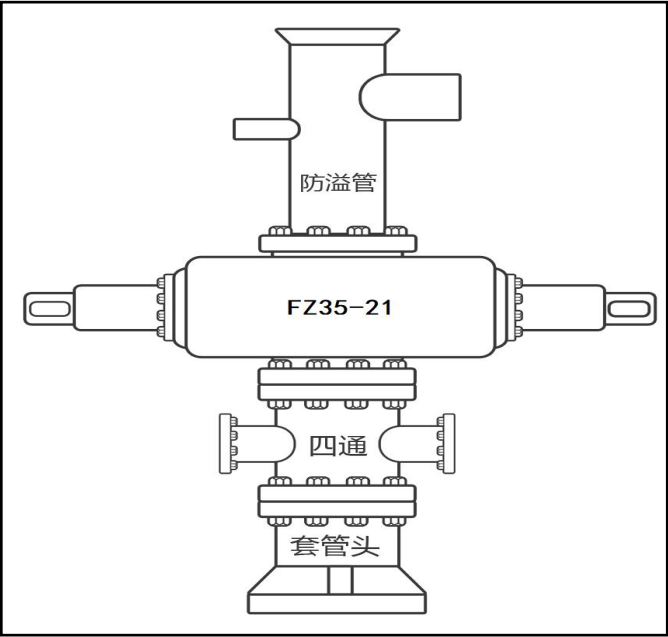


图 3.2-4 茂 8 区块二开井口装置示意图

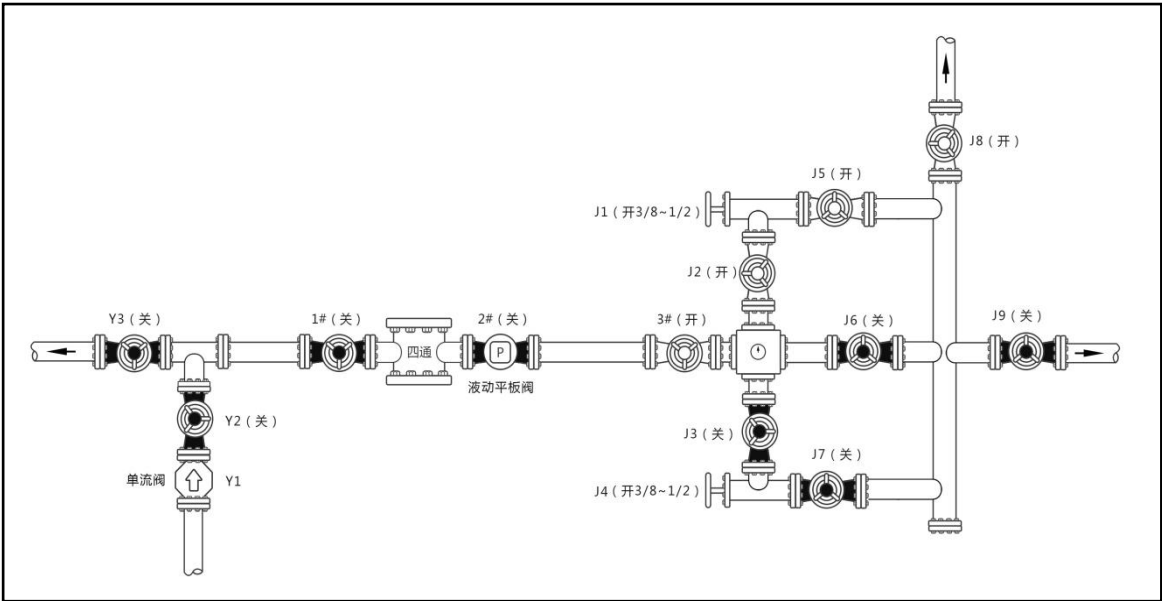


图 3.2-5 茂 8 区块二开井口管汇示意图

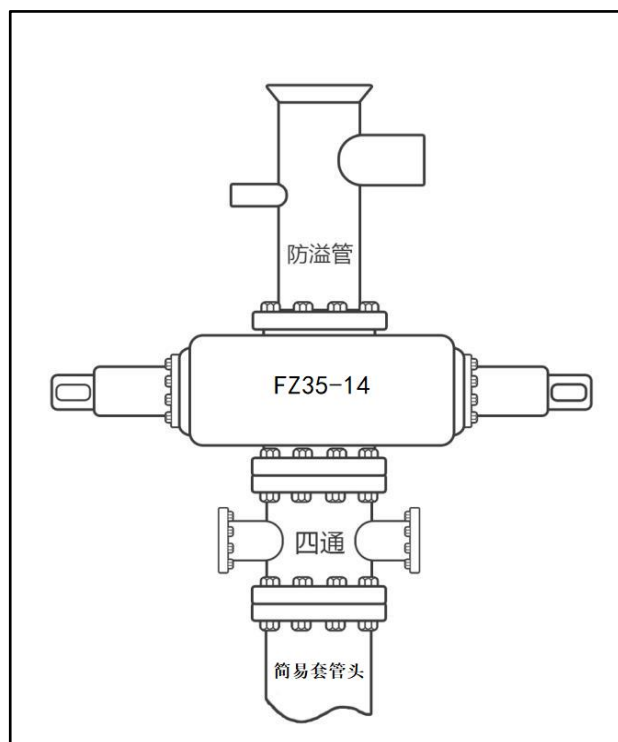


图 3.2-6 茂 401 区块二开井口装置示意图

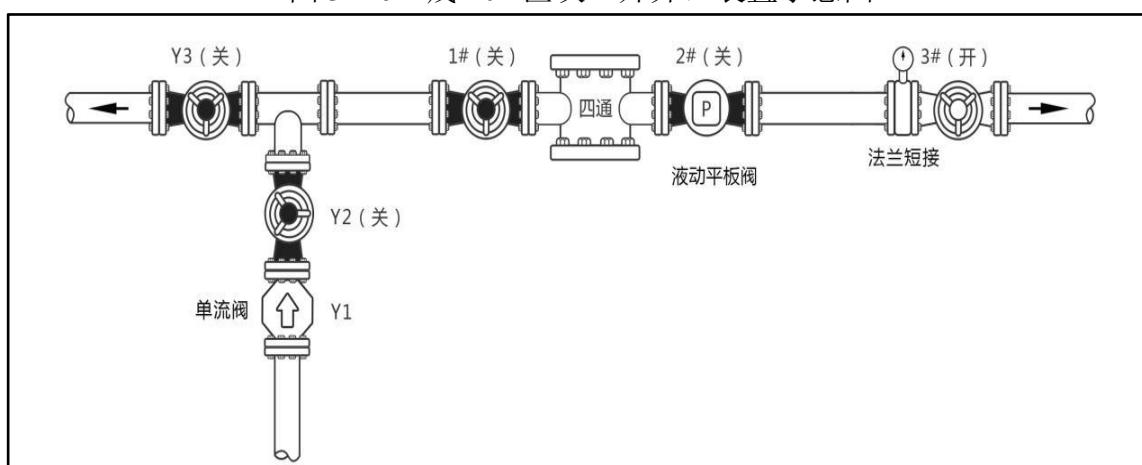


图 3.2-7 茂 401 区块二开节流管汇及压井管汇示意图

3.2.2.4 录井

a) 钻井参数录取要求

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) 钻井液录取资料要求

按照中国石油天然气集团有限公司《钻井液技术规范》（工程〔2019〕21 号）执行。

正常钻进时，1h~2h 检测一次钻井液密度和漏斗粘度，4h~6h 测定常规流变性能，每 12h 检测一次钻井液全套常规性能。含浅气层的井段要加密测量，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，并及时进行相应处理。钻开油、气、水层，应严格按照井控相关规定，加密测量钻井液密度，监测油、气、水后效。井温高于 80℃时，每 24h 检测一次钻井液高温高压滤失性能；特殊情况下，加密测量

c) 钻井液参数

录井项目要求：流量、体积、温度、密度、电导率。

3.2.2.5 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。

测井项目执行《大庆油田开发井测井系列》（庆油开发〔2020〕6 号）及《大庆油田 2024 年度油田测井、试井、射孔技术专题研讨会议纪要》（大庆油田有限责任公司专业办公会议纪要 2025 年 1 月 20 日第 369 次），具体测井项目以采油厂提供给测井公司的预告表为准。为进一步落实研究区裂缝发育、地应力情况，优选 2 口井加测交叉式偶极子声波和微电阻率扫描成像测井；同时为了落实扶余油层孔隙结构，优选 2 口井加测核磁测井。

3.2.2.6 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 3.2-13。

表 3.2-13 茂 8 区块各层次水泥浆配方数据表

套管程序	水泥浆返深	水泥浆配方	密度 g/cm ³
表层套管	地面	A 级水泥	1.90
生产套管	地面	高强低密度水泥+1.2%降失水剂	1.60
	1295m	G 级水泥+1.2%降失水剂	1.90

注：加强固井施工中入井材料有机氯检测，确保固井用油化剂中不含有有机氯成分。

茂 401 区块水泥浆配方要求见表 3.2-14。

表 3.2-14 茂 401 区块各层次水泥浆配方数据表

套管程序	水泥浆配方	密度 g/cm ³
表层套管	A 级+（3%~5%）早强剂	1.90
生产套管	高强低密度水泥（地面至葡萄花油层顶面以上 100m）	1.60
	G 级水泥加降失水剂（葡萄花油层顶面以上 100m 至井底）	1.90

表 3.2-15 茂 401 区块井深结构设计数据表

开钻 次数	钻头 尺寸 mm	井段 m~m	套管尺 寸 mm	套管下 深 m	水泥浆封固 井段 m~m	阻流环深 度 m	测井项 目	固井质量 要求
一开	342.9	0~ (114~119)	273.1	114~119	地面~ (114~119)	113~118	/	/
二开	215.9	(114~119) ~1900	139.7	设计井 深-3	地面 ~设计井深	设计井深 -15	CBL&V DL	合格

注 1：单井设计表层下深见附表；

注 2：按照中国石油天然气集团有限公司《关于下达 2023 年度质量环保节能节水业绩考核目标值的通知》（集团安全环保〔2023〕2 号）中《集团公司井身质量、固井质量不合格判定“七条红线”》固井质量不合格判定红线：“生产套管固井质量在油气水层段、上层套管鞋处及其以上 25m 环空范围内，固井水泥一、二界面胶结质量未达到连续胶结中等及以上”、“全井固井水泥环一、二界面胶结质量中等以上井段长度低于封固井段长度 70%”等要求执行；

注 3：设计井深>2500m 的井阻流环深度为设计井深-25m。

表 3.2-16 茂 8 区块井深结构设计数据表

开钻 次序	钻头 尺寸 mm	井段 m~m	套管 尺寸 mm	套管 下深 m	阻流环 深 度 m	水泥浆封固 井 段 m~m	固井质量 要 求
一开	311.2	0~378	244.5	377	377	地面~378	/
二开	215.9	378~2816	139.7	2813	2791	地面~2816	合格

注：按照中国石油天然气集团有限公司《关于下达 2023 年度质量环保节能节水业绩考核目标值的通知》（集团安全环保【2023】2 号）中《集团公司井身质量、固井质量不合格判定“七条红线”》固井质量不合格判定红线：“生产套管固井质量在油气水层段、上层套管鞋处及其以上 25m 环空范围内，固井水泥一、二界面胶结质量未达到连续胶结中等及以上”、“全井固井水泥环一、二界面胶结质量中等以上井段长度低于封固井段长度 70%”等要求执行。

表 3.2-17 茂 401 区块固井水泥用量消耗（单井）

套管程序		套管尺寸 mm	钻头尺寸 mm	井径扩大率%	环空容积 m³	水泥浆返深 m	水泥塞面深度 m	水泥级别	附加%	水泥用量 t
表层套管		273.1	342.9	20	17.33	地面	距完钻井深 1m 以内	A	30	30
生产套管	正常注采区	139.7	215.9	10	32.57	地面	距完钻井深 15m 以内	高强低密度水泥	15	50
					10.83	扶余油层顶面以上 100m		G	15	17

表 3.2-18 茂 8 区块固井水泥用量消耗（单井）

套管程序		套管尺寸 mm	钻头尺寸 mm	井径扩大率%	环空容积 m³	水泥浆返深 m	水泥塞面深度 m	水泥级别	附加%	水泥用量 t
表层套管		244.5	311.2	20	23.98	地面	距完钻井深 1m 以内	A	30	44
生产套管	正常注采区	139.7	215.9	20	37.47	地面	距完钻井深 15m 以内	高强低密度水泥	15	45
					30.68	扶余油层顶面以上 100m		G	15	47

3.2.2.7 完井

本项目茂 8 区块多段分簇压裂方式完井，茂 401 区块采用套管完井。

3.2.3 储层改造工程

3.2.3.1 射孔工程

经初步优选，设计茂 401 区块新钻井采用连续管水力喷射环空加砂压裂工艺，射孔工艺参数按照单井设计执行。2 口代用井射孔工艺参照本方案执行。

茂 8 区块应用射孔优化设计软件，模拟预测 YD-89 枪+DP41RDX25-1 和 YD-89 枪+EH39RDX30-1 射孔弹在当前储层的穿深为 325mm 和 389mm，均可以射穿钻井污染带。

为了降低射孔枪在水平段偏靠造成的射孔孔径差异，同时尽可能提高射孔弹穿深，茂 8 区块设计采用 YD-89 枪+EH39RDX30-1 等孔径弹射孔，油管输送+电缆连接桥塞及射孔枪泵送方式。大庆油田致密油常用枪弹组合有：YD-89 枪装 DP41RDX25-1 弹和 EH39RDX30-1 弹。茂 401 区块应用射孔优化软件预测了两种射孔枪弹组合地层中的穿深、孔径。两种射孔枪弹组合均可以射穿水泥环和污染带。考虑到压裂施工过程中孔径差异对压裂施工效果的影响，设计茂 401 区块 2 口代用井采用 YD-89 枪+EH39RDX30-1 弹射孔。具体射孔工艺设计结合压裂工艺选取。

布井区详细射孔工艺设计结果见表 3.2-19。

表 3.2-19 射孔工艺设计结果表

井别	水平井（茂 8 区块）	定向井（茂 401 区块）	
		代用井	定向井（新钻井）
完井方式	压裂完井	套管完井	套管完井
射孔枪	YD-89 枪	YD-89 枪	/
射孔弹	EH39RDX30-1 弹	EH39RDX30-1 弹	/
孔密（孔/m）	20	16	/
相位角（°）	60	135	/
布孔方式	螺旋布孔	螺旋布孔	/
输送方式	桥塞分段压裂：第一段采用管输，其余段电缆连接桥塞及射孔枪泵送	电缆输送	/
射孔工艺	水力喷射	普通射孔	水力喷射
射孔液	压裂液基液	清水	压裂液基液
井数（口）	1	2	4

3.2.3.2 压裂工程

根据油藏工程方案，设计 7 口油井压裂投产，布井区共有 2 口代用井，油田在用的压裂液体系主要有缔合压裂液、改性胍胶压裂液、变粘滑溜水压裂液。据《大庆油田采油工程方案设计标准模板》（2015），并结合目前支撑剂应用趋势，设计支撑剂选用

0.425-0.850mm（20-40 目）的石英砂。压裂管柱采用坐压多层压裂管柱，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，压裂液不在现场配制，由罐车直接运输至井场。

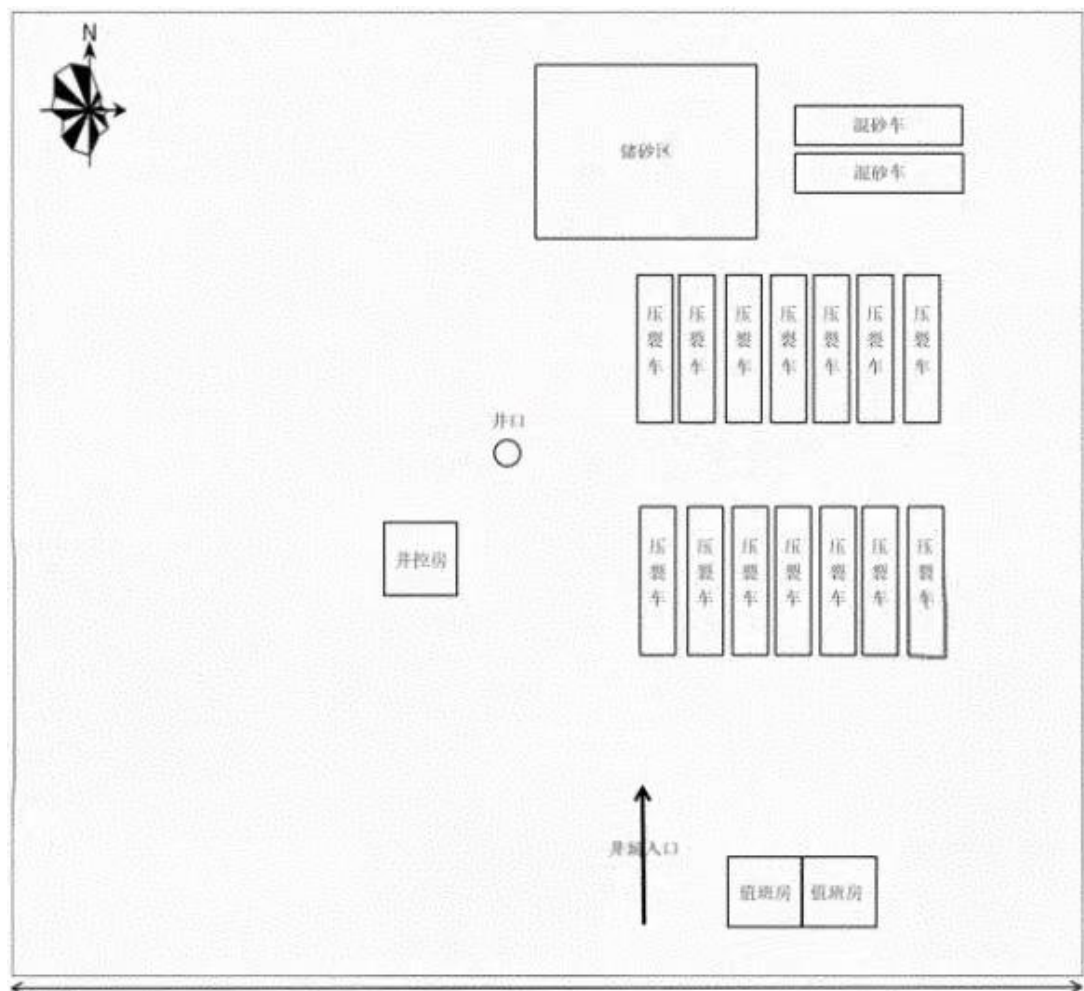


图 3.2-8 压裂施工平面布置示意图

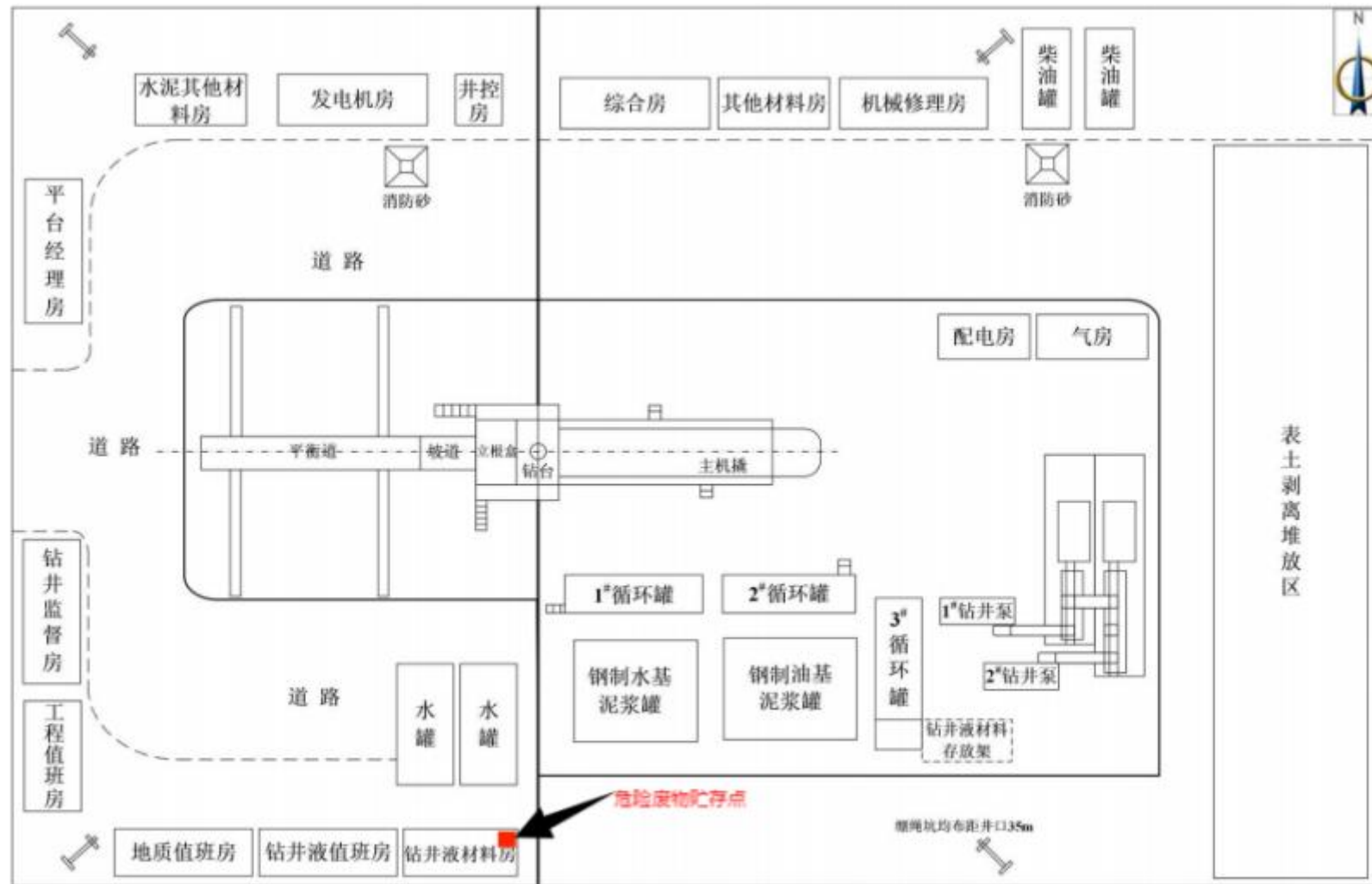


图 3.2-9 典型井场平面布置示意图

3.2.4 地面工程方案

地面工程主要建设内容包括采油工程、原油集输工程、道路工程等。建设油井 7 口（包含 2 口代用井），共形成 1 座平台与 2 口独立井，总建成产能达 $0.651 \times 10^4 \text{t/a}$ 。茂 8 开发指标预测详见表 3.2-20。

表 3.2-20 开发指标预测表

时间（年）	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
采油井（口）	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
平均单井产油量（t/d）	8.5	8.5	5.7	4.2	3.4	2.8	2.4	2.2	2.1	1.9	1.8	1.8	1.7	1.6	1.5
平均单井产液量（t/d）	28.3	24.6	14.9	9.5	7.3	5.9	4.9	4.3	4.0	3.6	3.3	3.1	2.9	2.7	2.5
年产油量（ 10^4t/a ）	0.085	0.255	0.171	0.126	0.101	0.083	0.073	0.066	0.062	0.058	0.055	0.053	0.050	0.048	0.045
年产液量（ 10^4t/a ）	0.283	0.739	0.446	0.285	0.220	0.176	0.148	0.130	0.119	0.108	0.100	0.092	0.087	0.082	0.076
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

茂 8 区块油层原油物性及产出水见表 3.2-21~3.2-22。

表 3.2-21 油层地质参数表

目的层	密度 (g/cm^3)	地层粘度 ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)		凝固点 ($^{\circ}\text{C}$)	含硫 (%)	含蜡 (%)	胶质 (%)	气油比 m^3/t
		50 $^{\circ}\text{C}$	20 $^{\circ}\text{C}$					
扶余油层	0.8683	22.75	36.9	33	/	23.3	16.8	17.3

表 3.2-22 产出水性质表

油（气）田名称	目的层	总矿化度 (mg/l)	PH 值	氯离子 Cl^-	水型	Ca离子	Mg离子	K^+/Na^+	SO_4^{2-}
头台油田	扶余油层	3632.13	7.81	886.78	NaHCO_3	54.56	10.81	16.8	476.18

茂 401 共基建安排油井 6 口，无注水井。初期平均单井日产液 4.8t，日产油 2.2t，含水 55.3%，建成产能 $0.396 \times 10^4 \text{t/a}$ ，15 年累计产油 $2.3010 \times 10^4 \text{t}$ ，采出程度 5.52%。

表 3.2-23 茂 401 区块茂 179-斜 131 井区直井开发指标预测表

时间（年）	油井（口）	单井日产油（t/d）	年产油（ 10^4t ）	年产液（ 10^4t ）	累产油（ 10^4t ）	含水（%）	采油速度（%）	采出程度（%）
1	6	2.2	0.1320	0.2953	0.1320	55.3	0.32	0.32
2	6	2.2	0.3960	0.8372	0.5280	52.7	0.95	1.27
3	6	1.4	0.2574	0.4016	0.7854	35.9	0.62	1.88

时间 (年)	油井 (口)	单井日 产油 (t/d)	年产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	累产油 (10 ⁴ t)	含水 (%)	采油速度 (%)	采出程度 (%)
4	6	1.1	0.2059	0.3064	0.9913	32.8	0.49	2.38
5	6	1.0	0.1750	0.2526	1.1664	30.7	0.42	2.80
6	6	0.9	0.1575	0.2197	1.3239	28.3	0.38	3.18
7	6	0.8	0.1418	0.1911	1.4657	25.8	0.34	3.52
8	6	0.7	0.1304	0.1696	1.5961	23.1	0.31	3.83
9	6	0.7	0.1200	0.1554	1.7161	22.8	0.29	4.12
10	6	0.6	0.1104	0.1421	1.8265	22.3	0.26	4.38
11	6	0.6	0.1049	0.1343	1.9314	21.9	0.25	4.63
12	6	0.6	0.0996	0.1266	2.0310	21.3	0.24	4.87
13	6	0.5	0.0947	0.1195	2.1257	20.8	0.23	5.10
14	6	0.5	0.0899	0.1128	2.2156	20.3	0.22	5.31
15	6	0.5	0.0854	0.1069	2.3010	20.1	0.20	5.52

表 3.2-24 茂 401 区块茂 179-斜 131 井区直井原油物理性质表

密度	粘度 (50℃)	凝固点	含硫	含蜡	胶质	含沥青质	闪点	初馏点	油气比
g/cm ³	mPa·s	℃	%	%	%	%	℃	℃	m ³ /t
0.855	20.7	33	/	24.2	11	/	/	/	17.3

表 3.2-25 茂 401 区块茂 179-斜 131 井区直井地层水分析结果表

目的层	氯离子 (mg/L)	总矿化度 (mg/L)	PH 值	水 型
扶余	2256.87	6118.78	/	Na ₂ SO ₄

3.2.4.1 采油工程

(1) 采油方式

本项目基建油井 7 口（包含 2 口代用井），采用抽油机采油方式，抽油机及配电情况详见表 3.2-26。

表 3.2-26 抽油机举升及配电情况统计表

序号	机型	配套驱动装置（型号、功率）	数量（台）
1	CYJY10-4.2-53HB	37kW 380V	1
2	利旧普通八型抽油机	22kW 单速单功率电动机	6

(2) 清防蜡方式

本区块采用热洗与加清防蜡剂相结合的清防蜡方式。

清防蜡剂主要为复合水基清蜡剂，当有油井结蜡，产油量下降时，在井口注入清防蜡剂，其中复合水基清蜡剂以水作分散介质，表面活性剂、互溶剂、碱性物质等作为分

散相溶解在水中，构成水基清蜡剂，表面活性剂的作用是使蜡表面发生润湿反转，从亲油面转化为亲水面，从而有利于蜡从表面脱落，不利于蜡在表面再沉积，使油井可正常产油。

由于本工程日常对油井进行热洗，结蜡可能性较低，当有油井结蜡严重时，外购成品复合水基清防蜡剂，平均每口井每次加 15kg 清防蜡剂

3.2.4.2 原油集输工程

(1) 茂 401 区块

在居中位置的2#平台设置拉油点1座。2#平台的5口平台油井产液直接进入储油罐，不设井口电加热器。1#平台独立油井采用“点升温、线保温”的方式电热集输至新建拉油点（2号平台），将产液升温至凝固点（33℃）以上5℃，可保证凝固点进入拉油点，所需加热功率为（1.76~9.37kW），井口设电加热器5kW-1台，共建集输管道0.75km。拉油点位置见图3.2-10。



图 3.2-10 电热集油工艺流程示意图

表 3.2-27 原油集输系统主要工程量统计表

序号	项目名称	单位	数量
1	基建油井	口	6
2	无缝钢管内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管	km	0.75
3	井口电加热器	台	1
4	新建 60m ³ 多功能储油罐	台	1

(2) 茂8区块

新建 1 口油井采用单管环状掺水集油流程,就近挂接到新 1-2#环,共新建单井集油

掺水管道 210m。应用 PIPEPHASE 软件，对新 1-2#集油环进行 PIPEPHASE 水力、热力模拟计算结果如表 3.2-28 所示，原油集输系统主要工程量如表 3.2-29 所示，站外集输关系如图 3.2-11 所示。

表 3.2-28 水力热力计算结果统计表

间名	环号	管辖油井 (口)	新建管道长度 (km)	集油环长度 合计 (km)	单井掺水量 (m³/h)	进间温度 (℃)	井口最高 回压 (MPa)	备注
104 集油阀组间	新 1-2# 环	3	0.21 (DN65)	1.06 (DN65、 DN50)	0.5	39.65	0.83	钢管

表 3.2-29 单管环状掺水集油方案原油集输工程主要工程量统计表

序号	项目名称	数量	单位	备注
1	新建站外集油掺水管道Φ76×4.5	0.43	km	钢管

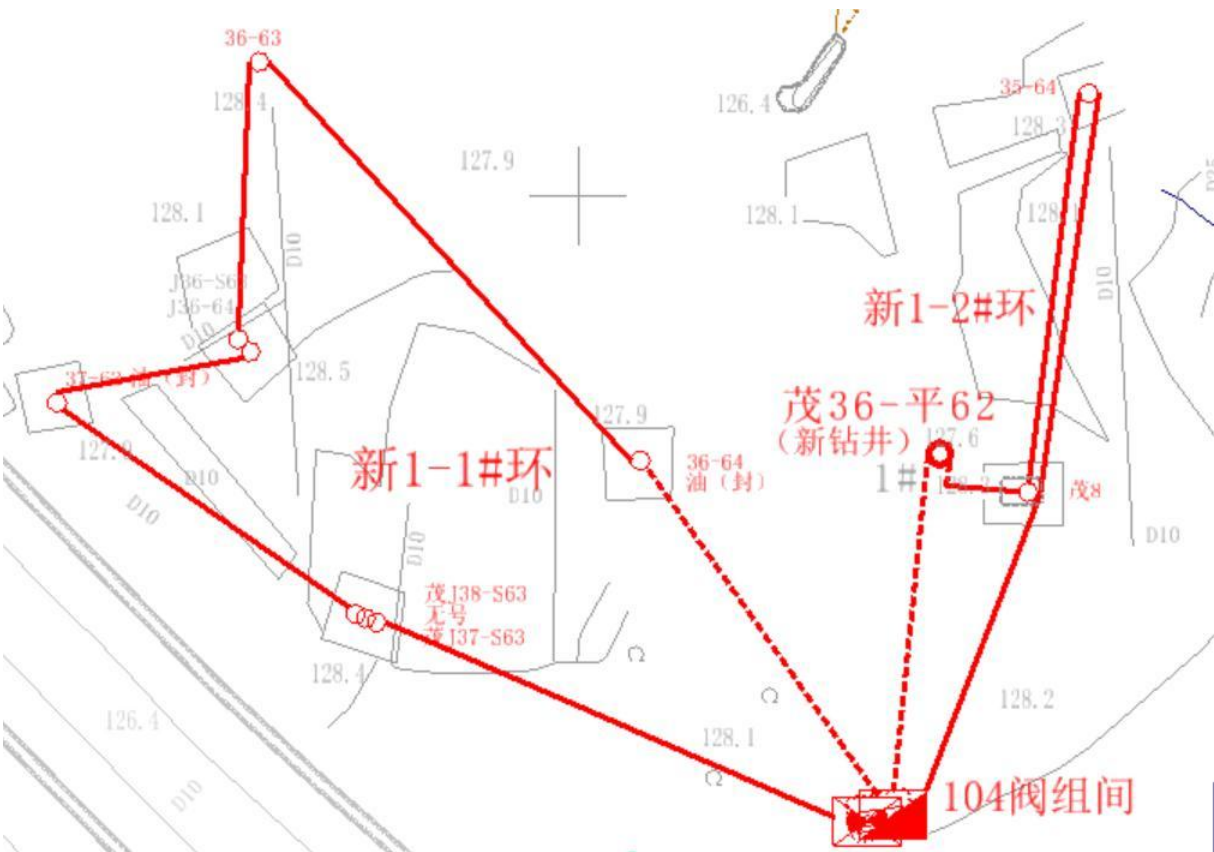


图 3.2-11 环状掺水集油环管网布局图

3.2.4.3 道路工程

1、道路交通现状

本次产能拟建井位于古恰镇北侧和西侧，所有新建油、水井通过已建通井路、井排路、征用地方水泥路实现对外交通。

2、主要工程量

主要工程量汇总见下表。

表 3.2-30 道路工程量汇总表

序号	道路名称	总长度 (km)	道路宽度 (m)		建设标准
			路基	路面	
1	新建进井通道	0.05	3.5	/	土路
2	新建拉油点路	1.1	6.5	4.0	建筑垃圾

3.2.4.4 伴生气集输及回收利用

茂 8 区块伴生气随采出液一同进入头台联合站进行处理利用，茂 401 区块伴生气用于拉油点多功能储油罐加热使用，第四年开始，伴生气无法满足多功能储油罐的使用，多功能储油罐采用“气+电”结合进行加热。

表 3.2-31 拉油点储油罐数量计算及耗气可提供功率计算表

时间 (年)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
新建拉油点-6 口井										
产油量 (t/d)	13.20	13.20	8.40	6.60	6.00	5.40	4.80	4.20	4.20	3.60
产液量 (t/d)	29.53	27.91	13.10	9.82	8.66	7.53	6.47	5.46	5.44	4.63
产气量 (m ³ /d)	228.4	228.4	145.3	114.2	103.8	93.4	83.0	72.7	72.7	62.3
储存天数 (d) 60m ³ -1 座	1.61	1.70	3.52	4.68	5.29	6.06	7.03	8.30	8.33	9.77
井口出油温度 (°C)	18.85	17.75	11.75	10.83	10.48	10.15	9.85	9.59	9.58	9.41
升温至 38°C 耗气量 (m ³ /d)	47.8	46.9	25.4	19.3	16.9	14.6	12.5	10.4	10.3	8.8
罐维温 耗气量 (m ³ /d)	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5	114.5
剩余可供升温 气量 (m ³ /d)	66.1	66.9	5.4	-19.6	-27.7	-35.7	-43.9	-52.3	-52.2	-61.1
可升温度 (°C)	64.5	66.8	43.6	-	-	-	-	-	-	-

由表 3.2-31 可知，目前日产气量可保证投产前 3 年罐内液体升温至 43.6-64.5℃，鉴于油井伴生气仅能维持 3 年的加热用量，同时，考虑低产油田油井产量波动性较大，故本次考虑配套建设电加热棒，电加热棒选取计算见表 3.2-32。

表 3.2-32 补充功率计算表

时间（年）		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
新建号拉油点-6 口井											
产油量（t/d）		13.20	13.20	8.40	6.60	6.00	5.40	4.80	4.20	4.20	3.60
产液量（t/d）		29.53	27.91	13.10	9.82	8.66	7.53	6.47	5.46	5.44	4.63
产气量（m³/d）		228.4	228.4	145.3	114.2	103.8	93.4	83.0	72.7	72.7	62.3
所需功率(kW)	罐维温功率（kW）	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8
	液体加热至 38℃所需功率（kW）	6.2	6.1	3.3	2.3	1.9	1.7	1.5	1.3	1.2	1.1
	共计单罐功率（kW）	21.0	20.9	18.1	17.1	16.7	16.5	16.3	16.1	16	15.9
耗气可提供功率(kW)		29.5	29.5	18.8	2.3	1.4	1.2	1.1	1	0.9	0.8
需补充功率（kW）		-	-	-	14.8	15.3	15.3	15.2	15.1	15.1	15.1

经计算，自产气完全燃烧后仍不足，需采用电加热作为补充，每个罐内设置 2 个 15kW 的加热棒。

3.2.4.5 电力工程

茂 8 共新增用电负荷 14.8kW，已建头台一次变电站供电能力满足要求。新建井口柱上变电站 1 座，新建 10kV 电力线路 0.05km。考虑到茂 8 产能基建井数只有 1 口，新增负荷容量较小，又因为“S（26）0513YC001 源 23、台 103 区块零散补充井区”和“茂 8”这两个产能是同期实施，考虑征地、效益等综合因素，新能源建设在“源 23”区块中统一考虑光伏建设内容。

茂 401 共新增用电负荷 124kW，已建头台一次变供电能力满足要求。新建井口柱上变电站 3 座，新建 10kV 电力线路 1.0km。

表 3.2-33 电力工程部分主要工程量汇总表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	井口柱上变电站	座	4	
2	新建 10kV 线路	km	1.05	

3	低压电力电缆	km	1.5	

3.2.4.6 供水及水处理工程

本区块污水在头台联合站进行处理，已建设备均满足需求，无新增工程量。

3.2.4.7 临时工程

本项目井场、管道和道路施工时管材和筑路材料拉运到施工现场进行施工，不设置施工营地和料场。本项目不另设剥离表土的堆场，剥离的表土堆存于项目占地范围内，管道施工过程剥离的表土堆存于管道施工作业带内，井场施工过程剥离的表土堆存于井场临时占地范围内，道路施工过程剥离的表土堆存于道路施工作业带内。

3.2.5 公用工程

3.2.5.1 给、排水工程

施工期用水主要为施工人员生活用水、钻井用水及管线试压用水，钻井用水（包括设备冲洗用水）、管线试压用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水。施工期废水主要为施工人员生活污水、钻井废水、管线试压废水、压裂返排液。

运营期用水主要为清防蜡用水、作业用水，由水罐车运送。运营期废水主要为油井作业废水、井场采出分离出的含油污水。

1) 施工期

①施工期生活污水

根据黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2021）项目施工期生活用水量按 80L/人·d 计，生活污水按生活用水量的 80%计，直井预计钻井施工期 10 天，水平井预计钻井施工期 23 天，共新钻直井 4 口，水平井 1 口，钻井队一般单井在井人数为 10 人，钻井施工期共计 63 天，施工人数 10 人。施工期生活用水量共计 50.4m³，则施工人员生活污水产生量为 40.3m³。压裂施工时间为 40d（压裂井共 7 口，单口直井压裂时间为 5d，水平井压裂时间为 10d，钻井时期 1 个压裂队施工，每个压裂队施工人数为 10 人），压裂施工生活用水量为 32t，生活污水产生量为 25.6m³。地面工程施工时间为 90d（施工人数约 30 人），地面工程生活用水量为 216t，生活污水产生量为 172.8m³。整个施工期生活用水量为 298.4t，生活污水产生量为 238.7m³。

施工期生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司

定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理。

②钻井废水

本工程钻井总进尺 10416m，根据大庆油田多年统计数据，钻井施工每进尺 1000m 冲洗用水约 70m³，产生钻井废水量约 20m³。本工程钻井用水消耗量为 728.7m³，钻井废水产生量为 208.2m³。

本项目钻井生产用水由水罐车运送，其中油基泥浆钻井 2438m，则钻井过程油基钻井用水量为 170.66m³，废水产生量为 48.76m³；其余部分为水基钻井用水量 558.46m³，废水产生量为 159.56m³。

水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆罐中，与钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑进入钢制泥浆槽由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理，不单独外排废水，处理后的滤液水经头台联含油污水处理站处理达标后回注油层；油基钻井废水混合为废弃泥浆排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，不单独外排废水，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。

③试压废水

项目管线敷设完成后进行试压，项目管线采取分段试压，分段试压长度一般不超过 1~3km（本次按 3km 计），配套新建集油管道 1.18km（Φ60×3.5 规格 0.75km、Φ76×4.5 规格 0.43km），则试压用水产生量为 3.17m³，管线试压废水按试压用水量的 95%计，则产生试压废水产生量约 3.01m³。由罐车拉运至头台联含油污水处理站理后回注现役油层，不外排。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压裂返排液

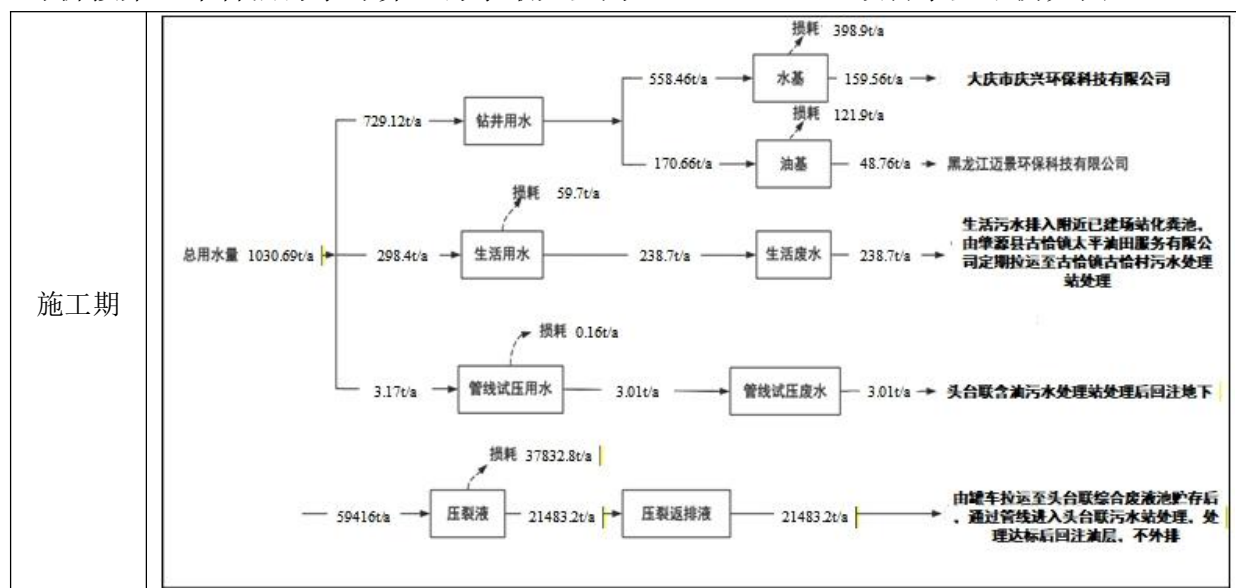
本项目 7 口油井进行压裂，压裂液不在现场配制，由罐车直接运输至井场。压裂作业过程中将产生压裂返排液，根据压裂作业设计方案，茂 8 区块压裂液返排率为 20%，茂 401 区块压裂液返排率为 60%，本工程共计产生压裂返排液 21483.2m³，由罐车拉运至头台联综合废液池暂存后，通过管线进入头台联污水站处理达标后回注现役油，不外排。

2) 运营期

①本工程 7 口油井（包含代用井）采用化学清防蜡为主，热洗为辅的综合清防蜡措施，本工程热洗周期为 90 天/井次，洗井时间 2~3 小时（本次评价按 3 小时计算），每小时热洗用水量为 20m^3 ，经计算，热洗清防蜡用水 $1680\text{m}^3/\text{a}$ ，清防蜡用水直接进入集油系统，不外排。主要污染物为石油类、悬浮物，作业时需铺设防渗布。此部分污水通过罐车回收后送头台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。

②本项目油井作业周期为 1 次/3 年，作业用水量为 $5\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，7 口油井作业用水量为 $35\text{m}^3/3\text{a}$ （平均 $11.67\text{m}^3/\text{a}$ ），作业过程损耗量按 20% 计算，则作业废水量为 $28\text{m}^3/3\text{a}$ ，折合成 $9.33\text{m}^3/\text{a}$ 。

③根据项目产能开发预测指标，项目开采第 2 年含油污水产生量最大，因此，本次评价按第 2 年含油污水计算，污水最大量为 $0.9253\times 10^4\text{t}/\text{a}$ 。项目水量平衡见图 3.2-22。



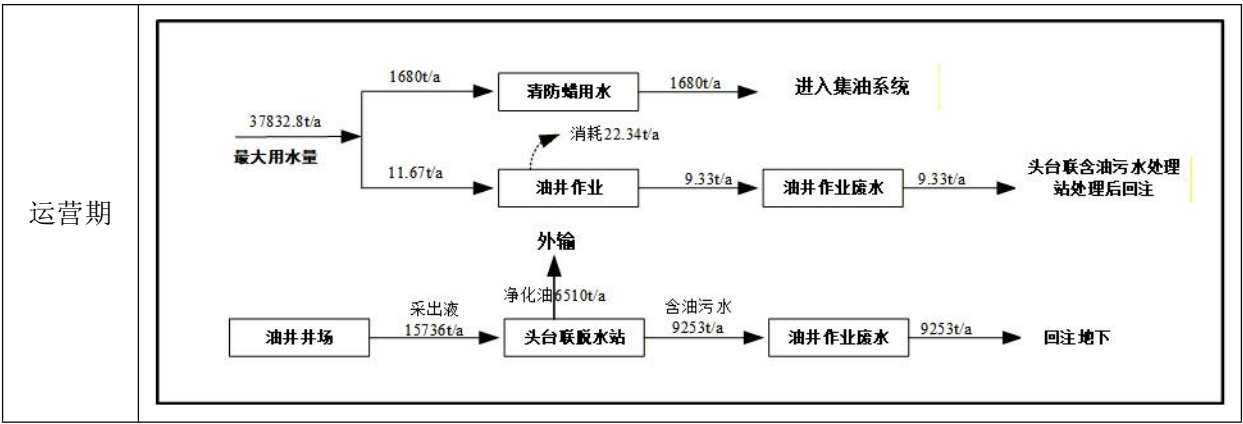


图 3.2-12 项目水平衡分析图

表 3.2-34 项目水平衡

时期	用水		废水	
	工序	用水量	工序	废水量
施工期	油基钻井用水	170.66m³	油基钻井用水	48.76m³
	水基钻井用水	558.46m³	水基钻井用水	159.56m³
	管线试压用水	3.17m³	管线试压废水	3.01m³
	压裂液	59416m³	压裂返排液	21483.2m³
	施工人员生活用水	298.4m³	施工人员生活污水	238.7m³
时期	用水		废水	
	工序	用水量	工序	废水量
运营期	油井作业用水	35m³/3a	油井作业污水	28m³/3a
	油井清防蜡用水	1680m³/a	油井清防蜡废水	1680m³/a
	/	/	油田采出水 (油井产液分离出的含油污水)	0.9253×10⁴t/a

3.2.5.2 供配电工程

茂 8 共新增用电负荷 14.8kW，已建头台一次变电站供电能力满足要求。新建井口柱上变电站 1 座，新建 10kV 电力线路 0.05km。考虑到茂 8 产能基建井数只有 1 口，新增负荷容量较小，又因为“S（26）0513YC001 源 23、台 103 区块零散补充井区”和“茂 8”这两个产能是同期实施，考虑征地、效益等综合因素，新能源建设在“源 23”区块中统一考虑光伏建设内容。

茂 401 共新增用电负荷 124kW，已建头台一次变供电能力满足要求。新建井口柱上变电站 3 座，新建 10kV 电力线路 1.0km。

3.2.6 工程占地及土石方平衡

3.2.6.1 工程占地

本项目占地主要为钻井期间井场的临时占地、完井后形成永久井场的永久占地、道路建设产生的永久占地，施工期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。本项目共建设油井 7 口（包含 2 口代用井），共形成 1 座平台与 2 口独立井，总建成产能达 $0.651 \times 10^4 \text{t/a}$ 。完井后形成的永久井场占地面积为 $30\text{m} \times 40\text{m} = 1200\text{m}^2$ （油井），丛式井每增加 1 口井用地面积按照“ $(30 + (\text{井数} - 1) \times \text{井间距}) \times 40$ ”计算，本项目间距约为 4.5m；集油掺水管线施工作业面宽度为 4m；电缆沟施工作业面宽度为 6.5m，道路永久占地按 $((1 + \text{填高} \times 1.5) \times 2 + \text{路基宽}) \times \text{道路长度}$ 计算，填高 0.3m。工程各系统永久占地共计 1.7044 公顷，临时占地 1.797 公顷，耕地、草地（永久占地 1.7044 公顷，临时用地 1.797 公顷）。

表 3.2-35 工程占地情况一览

建设项目	永久占地 (hm^2)	临时占地 (hm^2)
	耕地	耕地
井场	0.576	0.043
管道	/	1.199
电力系统	0.0004	0.027
道路	1.128	/
总计	3.5014	

3.2.6.2 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括管线、道路、井场施工。挖方施工应分层开挖，分层堆放，施工结束后分层回填，填方不足的部分由建设单位外购，履行相关手续。

本项目管道采用沟埋方式敷设，集油管道管沟挖深约 1.5m，挖方量为临时占地面积 $\times (\text{剥离表土 } 0.3\text{m} + \text{挖深 } 1.2\text{m})$ ，挖方全部原位回填；本项目电缆沟采用电缆沟敷设，管沟挖深 2m，挖方量为临时占地面积 $\times (\text{剥离表土 } 0.3\text{m} + \text{挖深 } 1.7\text{m})$ ，井场施工占地（包括永久和临时占地）内剥离表土 0.3m，挖方量为占地面积 $\times$ 剥离厚度、站场需垫高 0.3m，借方量为永久占地面积 $\times$ 垫高 0.3m 以及剥离表土后需要回填的外购土方量；道路施工永久占地内剥离表土 0.3m，挖方量为路基宽度 $\times$ 剥离厚度，路基垫高 0.4m，则借方量为永

久占地面积×路基垫高 0.4m 以及剥离表土后需要回填的外购土方量。

本项目施工剥离的表土就近集中堆放在各井场永久占地范围内，待施工结束后，用于其它劣质地改良；管道、地下电缆临时占地内剥离的表土施工结束后运回原位分层回填，恢复地表植被。本工程施工无弃方，土石方平衡情况详见表 3.2-36（已包含剥离表土）。

表 3.2-36 土石方平衡表 单位：（m3）

序号	类别	挖方量	利用方	借方量	填方量	弃方量	备注
1	管道	16920	16920	0	16920	0	全部用于管沟回填，挖填平衡
2	道路	3384	3384	4512	7896	0	用于道路的垫高，垫高 0.4m。
3	电缆	540	540	0	540	0	全部用于电缆沟回填，挖填平衡
4	井场	1728	1728	1728	3456	0	用于井场的垫高，垫高 0.3m。
5	合计	22572	22572	6240	28812	0	/

3.2.7 依托工程

3.2.7.1 依托工程环评及验收手续

依托工程环境影响评价及竣工验收情况见表 3.2-37，环保手续见附件 6。

表 3.2-37 依托工程环境影响评价及竣工验收情况一览表

序号	依托工程名称	项目名称	环评批复	验收情况
1	头台联转油脱水站	头台联合站内管线更换工程	庆环审〔2015〕349 号	2020 年 1 月完成自主验收
2	头台联污水站	头台油田茂 503、茂 509 水平井产能建设工程	庆环承诺审〔2020〕44 号	2022 年 11 月完成自主验收
3	头台联综合废液池	头台油田环保隐患治理工程（污水池改造）	庆环审〔2017〕13 号	2020 年 4 月完成自主验收
4	头台联危险废物暂存池	头台公司 2022 年危险废物暂存池建设工程	源环审〔2023〕10 号	2024 年 5 月完成自主验收
5	黑龙江迈景环保科技有限公司（委托处置）	废弃泥浆无害化处理油基泥浆站项目	庆环审〔2021〕21 号	2022 年 10 月通过自主验收
6	第七采油厂工业固废填埋场	第七采油厂工业固废填埋场工程	庆环建字〔2012〕192 号	2020 年 1 月通过自主验收
7	第一作业区卸油站	头台油田开发建设工程	黑环建字〔1994〕13 号	2004 年 11 月 13 日完成验收

8	大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司	黑龙江省大庆市肇源县晨晰含油污泥无害化处理项目	庆环审[2021]40号	已完成自主验收

3.2.7.2 依托工程工艺流程及能力核实

1、第一作业区卸油站

已建第一作业区卸油点处理能力为 720m³/d，卸油站 60m³卸油卧式罐 2 座，输油泵 3 台（Q=30m³/h H=100m 1 台；Q=46m³/h H=90m 1 台；Q=45m³/h H=90m 1 台），负荷率为 32%。

本次产能 6 口新井全部进入卸油点，新井产液进入后，第一作业区卸油站产量预测及负荷情况见表 3.2-38。

表 3.2-38 第一作业区卸油点能力核实表

项目	时间（年）	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
老站	产油量（t/d）	51.0	52.0	53.1	54.1	55.2	56.3	57.4	58.6	59.8	59.8
	产液量（t/d）	499.2	508.8	518.4	530.4	540.0	552.0	561.6	573.6	585.6	585.6
新井	产油量（t/d）	13.20	13.20	8.40	6.60	6.00	5.40	4.80	4.20	4.20	3.60
	产液量（t/d）	29.53	27.91	13.10	9.82	8.66	7.53	6.47	5.46	5.44	4.63
合计	产油量（t/d）	64.2	65.2	61.5	60.7	61.2	61.7	62.2	62.8	64	63.4
	产液量（t/d）	528.7	536.7	531.5	540.2	548.7	559.5	568.1	579.1	591.0	590.2
能力核实	处理量（m ³ /d）	618.4	627.7	621.6	631.8	641.7	654.4	664.4	677.3	691.3	690.3
	负荷率（%）	85.9	87.2	86.3	87.8	89.1	90.9	92.3	94.1	96.0	95.9

注：外输泵按照日运行 8h 计算。

经核实，新井投产后，第一作业区卸油站内设备能够满足新增产能需要，无需扩建。

根据现场勘查，目前第一作业区卸油站运行正常，根据山东英谱检测技术有限公司于 2025 年 12 月 1 日~2025 年 12 月 2 日对依托头台联厂界无组织废气排放监测结果见下表：

表 3.2-38 依托场站厂界无组织废气监测结果 单位：mg/m³

监测点位	采样日期	采样时间	非甲烷总烃			
			厂界上风向 1#	厂界下风向 2#	厂界下风向 3#	厂界下风向 4#
第一作业区卸油站	2025.12.1	02:00-02:51	0.74	1.15	1.43	1.25
		08:00-08:41	0.65	1.09	1.47	1.29
		14:00-14:51	0.58	1.03	1.47	1.28
		20:00-20:51	0.72	1.05	1.58	1.26

	2025.12.2	02:00-02:51	0.77	1.13	1.39	1.27
		08:00-08:41	0.67	1.20	1.55	1.26
		14:00-14:51	0.67	1.13	1.61	1.28
		20:00-20:51	0.82	1.13	1.17	1.32

2、头台联转油脱水站

头台联转油脱水站始建于 1994 年，脱水站采用“一段游离水/三相分离器、二段电脱水”的脱水工艺，采用“三相分离器”处理本站 13 座集油阀组间和 3 号转油站来液，游离水脱除器主要处理源二联合站来液，电脱水处理后净化油外输至葡北油库。放出污水输至本站污水站。

头台联转油站目前管辖油井 447 口。本次产能为 6 口油井，周边无可依托的集油间及转油站，新增产能后，井站关系无变化。

新、老井产量预测、站内主要设备及能力核实情况见表 3.2-39~41。

表 3.2-39 头台联脱水站新老井产量预测表

分类	年份	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
老井	油量（t/d）	699.8	730.7	672.3	631.4	600.6	575.4	553.1	532.9	514.1	496.0
	液量（t/d）	2102.5	2215.3	2157.5	2159.9	2180.8	2212.3	2252.1	2295.9	2344.6	2375.2
新井	油量（t/d）	13.20	13.20	8.40	6.60	6.00	5.40	4.80	4.20	4.20	3.60
	液量（t/d）	29.53	27.91	13.10	9.82	8.66	7.53	6.47	5.46	5.44	4.63
合计	油量（t/d）	713.0	743.9	680.7	638.0	606.6	580.8	557.9	537.1	518.3	499.6
	液量（t/d）	2132.0	2243.2	2170.6	2169.7	2189.5	2219.8	2258.5	2301.4	2350.1	2379.9
	含水（%）	66.6	66.8	68.6	70.6	72.3	73.8	75.3	76.7	77.9	79.0

表 3.2-40 头台联脱水站已建设备建设情况统计表

设备名称	规格型号	数量	设计能力		备注
			单台	合计	
游离水脱除器	Φ4×16m	1	12000t/d	12000t/d	三相分离器作为检修备用
三相分离器	Φ4×18m	2	9000t/d	9000t/d	单台检修
电脱水器	Φ3.6×18m	2	1800t/d	1800t/d	单台检修
外输炉	水套炉	2	0.58MW	0.58MW	单台检修
掺水炉	2.0MW 卧式圆筒炉	2	2.0MW	6.0MW	单台检修
	2.0MW 高效炉	2	2.0MW		
脱水加热炉	真空相变炉	1	1.0MW	1.0MW	单台检修
	火筒式间接加热炉	1	1.0MW		
外输泵	DY46-50×10	2	46m³/h	92m³/h	运 2 备 1

设备名称	规格型号	数量	设计能力		备注
			单台	合计	
	CYB46-500	1	46m³/h		
掺水泵	WDSZ155-30X8A	3	135m³/h	270m³/h	运 2 备 1
污水沉降罐	/	1	2000m³	2000m³	
	/	1	1000m³	1000m³	
污水泵	CZA80-200C	2	50m³/h	100m³/h	运 2 备 1
	ZXA80-50-200	1	50m³/h		

表 3.2-41 头台联转油脱水站负荷预测表

时间（年）	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
三相分离器处理液量（t/d）	5553.9	5994.1	6081.0	6202.3	6329.6	6451.8	6570.5	6682.1	6783.3	6861.0
三相分离器负荷率（%）	30.9	33.3	33.8	34.5	35.2	35.8	36.5	37.1	37.7	38.1
脱水加热炉加热负荷（MW）	0.48	0.50	0.45	0.43	0.41	0.39	0.37	0.36	0.35	0.33
加热负荷率（%）-1 台检修	47.7	49.7	45.5	42.6	40.5	38.8	37.3	35.9	34.6	33.4
电脱水器处理量（t/d）	713	744	681	638	607	581	558	537	518	500
电脱负荷率（%）-1 台检修	41.9	43.8	40.0	37.5	35.7	34.2	32.8	31.6	30.5	29.4
外输油量（m³/h）	34	36	33	31	29	28	27	26	25	24
外输泵负荷率（%）	37.2	38.8	35.5	33.3	31.6	30.3	29.1	28.0	27.0	26.1
外输炉负荷（MW）	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3
外输炉负荷率（%）	76.35	79.66	72.90	68.32	64.96	62.19	59.75	57.52	55.50	53.50
污水外输量（m³/h）	1675	1757	1756	1799	1851	1907	1969	2033	2101	2151
污水泵负荷率（%）	69.8	73.2	73.2	75.0	77.1	79.5	82.0	84.7	87.5	89.6
2000m³ 污水沉降罐沉降时间（h）	24.36	23.22	23.23	22.68	22.04	21.39	20.72	20.07	19.42	18.97

经能力核实，头台联合站已建设备均可以满足新增产能需求，无需扩建。

根据现场勘查，目前头台联转油脱水站运行正常，头台联脱水站位于头台联合站内，根据山东英谱检测技术有限公司于 2025 年 11 月 29 日~2025 年 11 月 30 日对依托头台联厂界无组织及加热炉废气排放监测结果见下表：

表 3.2-42 依托场站厂界无组织废气监测结果 单位：mg/m3

监测点位	采样日期	采样时间	非甲烷总烃			
			厂界上风向 1#	厂界下风向 2#	厂界下风向 3#	厂界下风向 4#
头台联合站	2025.11.29	02:00-02:51	0.59	1.14	1.43	1.29
		08:00-08:41	0.71	1.19	1.65	1.25
		14:00-14:51	0.61	1.07	1.61	1.30
		20:00-20:51	0.67	1.14	1.63	1.26

	2025.11.30	03:30-04:21	0.70	1.08	1.57	1.31
		09:30-10:21	0.77	1.09	1.56	1.28
		15:30-16:21	0.76	1.09	1.54	1.29
		21:30-22:21	0.69	1.00	1.68	1.26

表 3.2-43 依托站场加热装置废气监测结果

场站名称	监测时间	颗粒物 (mg/m ³)		NO _x (mg/m ³)		SO ₂ (mg/m ³)		废气流量 (Nm ³ /h)	氧含量 (%)	烟气黑度 (级)
		实测值	折算值	实测值	折算值	实测值	折算值			
头台联合站加热装置	2025.11.28	5.0	5.5	78	85	12	13	2633	5.0	<1
		5.1	5.2	78	86	13	14	2490	5.1	<1
		5.1	5.4	82	90	15	17	2787	5.1	<1
		5.0	4.8	83	91	15	16	2758	5.0	<1
	2025.11.29	4.8	5.2	90	98	18	20	2689	4.9	<1
		4.4	4.8	77	84	19	21	2658	5.0	<1
		5.3	5.8	82	89	18	20	2572	4.9	<1
		5.1	5.5	82	89	17	18	2612	4.9	<1

根据上表可知头台联厂界无组织非甲烷总烃浓度在 0.59~1.65mg/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）中 5.9 要求无组织排放监控浓度限值；站内加热炉颗粒物浓度为 4.4~5.3mg/m³，NO_x 浓度为 77~90mg/m³，SO₂ 浓度为 12~19mg/m³，排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉标准限值的要求，废气均达标排放，根据监测中对头台联厂界噪声监测数据，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，厂界噪声达标排放。

3、头台联合油污水处理站

根据开发预测资料，本次产能区块采出水进入头台联合油污水处理站统一处理，头台联新老井污水预测量见表 3.2-44。

表 3.2-44 头台联合油污水站所辖新老井污水量预测表

时间 (年)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
老井产污水量 (m ³ /d)	1352	1406	1462	1521	1582	1645	1711	1779	1829
其他 (污水池、水井泄压等)	270	270	270	270	270	270	270	270	270
本次新井产污水量 (m ³ /d)	2.5	0.8	0.5	0.4	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2
2023 茂 8 南污水量 (未投产)	36.3	30.4	23.5	20.8	18.9	18.7	18.3	18.2	18.9
2023 茂 509 污水量 (未投产)	69.4	21.9	15.3	11.8	9.4	7.5	6.0	5.4	4.8

时间（年）	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
2023 茂 10 北污水量（未投产）	16.4	15.1	13.9	13.1	12.0	12.0	11.8	11.5	11.2
2023 永乐源 13 污水量（未投产）	10.6	11.9	13.1	14.1	14.9	15.6	16.1	16.6	16.9
新老井污水量合计（m ³ /d）	1757	1756	1799	1851	1907	1969	2033	2101	2151
头台联含油污水处理站负荷率（%）	81.3	81.3	83.3	85.7	88.3	91.2	94.1	97.3	99.6

从表 3.2-44 可以看出，头台联新老井产水在 2023 年可全部回注，污水不足部分可由地下水深度水处理站补充。头台联地下水深度处理站可以满足要求。

经与现场结合，头台油田整体转捞油的茂 508 区块，保留 10-12 口注水井，可用于平衡污水回注量，日注水量约 400~480m³/d，目前处于关井状态，当污水量大于注水量时，剩余污水可通过保留注水井实现全部回注。

4、黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站

本项目产生的油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑、含油废射孔液依托黑龙江迈景环保科技有限公司处置。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 25 万 t/a，约 684t/d，目前实际处理量为 340t/d，钻井废水油基最大产生量为 245t，排入废弃油基泥浆罐，废钻井液、钻井岩屑、废射孔液由处理合计 339.512t，最大产生量为 36t/d，黑龙江迈景环保科技有限公司剩余处理规模 213t/d，处理能力满足本项目需求。

根据处理工艺可知：采用“减量化+热脱附”工艺分别处理油气田钻井油基泥浆与含油污泥，两物料在减量化、热脱附阶段均分开进料，预处理装置区新增两套减量化装置，热脱附过程在热脱附厂房（II）内开展。

减量化处理中，物料由罐车输送至厂内泥浆池或含油污泥池，需批次检测 pH（检测值为 7.8-8）。物料先进入配备振动筛与搅拌器的接浆罐，振动筛分离大粒径杂质，

搅拌器防止固相颗粒沉积以保证物料均匀，随后通过提升设备打入均质罐。均质罐内调节物料含固率至 15%-20%，借助蒸汽盘管（配两台蒸汽发生器）将物料加热至 65-75℃，同时添加 PAC 絮凝剂与 PAM 助凝剂，使小粒径物料聚成大絮团，方便后续处理。接着均质后物料进入程控高压隔膜式压滤机，压滤产生的滤渣暂存于物料堆场，后续通过进料系统定量送入热脱附系统；压滤滤液则进入油水分离器，先经斜板分离器去除浮油（浮油自流至污油箱再送油罐暂存），再经重力分离器让细小油粒聚并上浮（除油率超 80%），最后由高效聚结分离器去除残余乳化油（处理后水中油含量 $<5\text{mg/L}$ ），分离出的油由大庆钻探工程公司回收拉运，水则送入污水池处理。

污水处理采用气浮除油工艺，含油污水先进入管式反应器，该反应器由两组特殊混合管道构成，加入 PAC 与 PAM 药剂，通过控制混合能量和时间实现优化混凝。之后污水进入气浮装置，与溶气水混合，溶气水经释放器释放 10-30 μm 微气泡，絮体附着气泡上浮形成浮油，由自动刮油刮渣机清除，装置底部沉淀物通过穿孔排泥管与排污阀排出。出水部分（设计回流比 15%-20%）经多相流溶气泵、溶气罐（溶气压力 0.60MPa）处理后循环生成溶气水，过剩空气通过释放阀排出，确保溶气水无大气泡，最终实现固液与液液分离。

热脱附处理针对预处理后含水率 40%、含油 5%的物料，装置间歇运行，为杜绝二噁英生成，严禁混入塑料等杂物，且开机前充氮气排空气，保障物料在密闭绝氧环境中处理，物料总停留时间 8-11h。处理分三阶段：第一阶段加热至 100℃并停留 2h，脱水 90%（含 1%轻质油），产生的油气经冷凝后进入油水气分离系统，油回收至储罐、水入污水池，不凝气经水封后喷入装置燃烧；第二阶段加热至 250℃并停留 3-5h，去除残余油水，油气处理同第一阶段，不凝气经碱洗水封后燃烧；第三阶段加热至 300℃并停留 1-2h，使物料中有机物碳化，此阶段产生的含粉尘不凝气直接燃烧，待温度降至 80℃以下，喷水降温降尘后自然冷却 2-3h，排出黑色粉末状泥渣（含油 $<0.3\%$ ）暂存干渣堆场。热脱附燃料为天然气与处理过程中产生的不凝气，燃料不与物料接触，通过外胆加热内胆物料，燃烧烟气经布袋除尘器+脱硫装置处理后，由 15m 高排气筒排放。

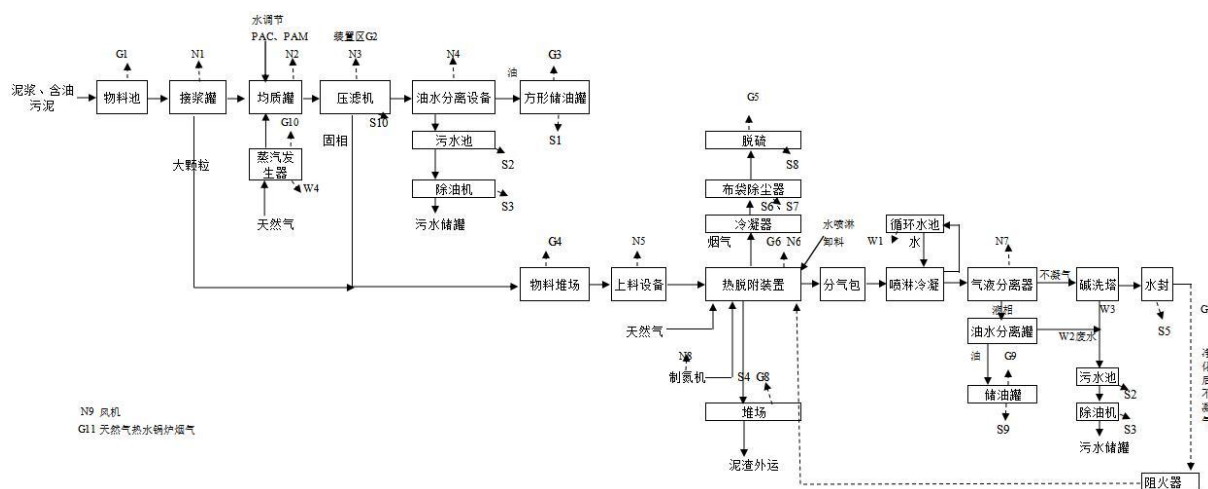


图 3.2-13 废弃泥浆无害化处理工艺流程图

根据竣工环保验收报告，黑龙江迈景环保科技有限公司油基泥浆站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中标准要求，厂界无组织废气满足《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，站内加热炉燃烧烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）相应标准限值，生产废水满足龙一联合油污水站进水指标，生活污水满足污水排放标准，脱水油泥满足各项污染控制指标标准限值，各污染物均达标排放。

5、头台联综合废液池

本项目产生的压裂返排液由罐车拉运进入头台联综合废液池，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头台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）中的限值：“含油量 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2.0\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注现役油层。

头台联综合废液池位于头台联合站北侧 15m。长 70m，宽 70m，深 4m，容积 20000 m^3 ，存放油田开发生产中的各种废水，主要有作业废水、压裂返排液。废水经污水池贮存后，通过管道进入头台联污水站处理。目前污水池存储量为 6000 m^3 ，本项目产生压裂返排液 21483.2 m^3 （最大处理量 400 m^3/d ），作业废水 28 $\text{m}^3/3\text{a}$ ，剩余容量能够满足本项目废水进池需要。

6、第七采油厂工业固废填埋场

第七采油厂工业固体废物填埋场于 2007 年 10 月建设，选址位于大第七采油厂东北 9km 的一处盐碱地内，位于两条油田沥青公路交汇处，北侧距离八井子乡约 3km，东北距离大同区政府所在地约 6.7km。填埋场运行稳定，设计总容量为 14000m³，目前填埋总量约 9150m³，剩余填埋量约为 4800m³，负荷率为 52.5%，本项目管道施工废料、废包装袋、废弃非含油防渗布进入工业固废填埋场的填埋量约 0.1811t（约 0.2m³），填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，本项目依托可行。

7、头台联危险废物贮存池

头台联危险废物贮存池位于黑龙江省大庆市肇源县头台联合站的西北侧，有效容积 820m³ 危险废物贮存池（30m×15m×2m）1 座（池体分为两部分，包括有效容积 680m³ 含油污泥贮存池、有效容积 140m³ 含油废防渗布贮存池），危险废物贮存池呈长方形布局，含油废防渗布和含油污泥采取同一储存池内分区储存。危险废物贮存池于 2023 年 12 月竣工投入使用，目前，防渗布池剩余储存量 80m³，含油污泥池剩余储存量 560m³，本工程产生含油废防渗布 2.33t/a，含油污泥 0.0.1953t/a，能够满足需要含油污泥、落地油、防渗布贮存定期委托有资质单位进行处置。

8、大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司

大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司于 2021 年 4 月 29 日取得了大庆市生态环境局的批复（庆环审[2021]40 号），其《黑龙江省大庆市肇源县晨晰含油污泥无害化处理项目竣工环境保护验收监测报告》于 2022 年 8 月 20 日通过自主验收，该站含油污泥设计处理量为 36000t/a，现处理量为 30000t/a，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准限值后，用于铺设油田井场和通井路。项目产生含油污泥量共计约 0.1953t/a，几乎不改变负荷率，依托可行。

3.3 影响因素分析

3.3.1 原辅材料分析

(1) 物料消耗

①钻井用水：钻井过程需要用清水冲洗钻台、钻具等。钻井施工每进尺 1000m，冲洗用水约 70m³，本工程钻井总进尺 10416m，本工程钻井用水消耗量为 729.12m³。

②项目管线敷设完成后进行试压，配套新建集油管道 1.18km，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 3.17m³。

③施工期生活用水量共计 298.4m³。

④钻井液：根据本项目钻井工程设计中钻井液用量设计，茂 401 区块单井水基钻井液用量为 309m³（4 口油井），茂 8 区块单井水基钻井液用量为 97m³（1 口油井），单井油基钻井液用量 392m³，本项目共新钻井 5 口（4 口采用水基钻井液，1 口采用油基钻井液），经计算本工程油基钻井液用量为 392m³，水基钻井液 1333m³。

⑥射孔液：类比头台油田区块周边同类建设项目，射孔液用量为 40m³/井，本项目新钻 7 口井射孔液用量为 280m³。

⑦压裂液：根据钻井工程设计，茂 8 区块水平井，加液强度 40m³/m，预计单井液量 35416m³，茂 401 区块加液强度 400m³/m，预计单井液量 4000m³，本工程使用压裂液 59416m³。

⑧柴油：本项目钻井期间使用柴油机驱动，所用柴油机消耗系数为每进尺 1000m，柴油消耗量为 20t（使用柴油机发电），本工程钻井总进尺为 10416m，则柴油用量为 208.32t。

⑨水泥：根据钻井工程设计，茂 8 区块单井固井水泥用量为 136t，茂 401 区块单井固井水泥用量为 97t，经计算，本工程固井水泥用量为 718t。

②作业污水

本项目油井作业周期为 1 次/3 年，作业用水量为 5m³/井·次，7 口油井作业用水量为 35m³/3a（平均 11.67m³/a），作业过程损耗量按 20%计算，则作业废水量为 28m³/3a，折合成 9.33m³/a。

⑩清防蜡：本工程热洗周期为 90 天/井次，洗井时间 2~3 小时（本次评价按 3 小时计算），每小时热洗用水量为 20m³，经计算，热洗清防蜡用水 1680m³/a。

⑪热洗采用复合水基清防蜡剂，平均每口井每次加 15kg 清防蜡剂，热洗周期为 90 天/井次，本工程 7 口油井热洗清防蜡剂用量为 0.42t/a。

⑫本工程投产后，本工程新增年耗电 $13.4 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 、耗气 $8.3366 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

⑬本工程总建成产能达 $0.651 \times 10^4 \text{ t/a}$

本工程主要物料消耗表见表 3.3-1。

表 3.3-1 主要原辅材料消耗一览表

序号	时期	项目	原辅材料	消耗量
1	施工期	施工用水	钻井用水 (m^3)	729.12
2			管线试压用水 (m^3)	3.17
3			生活用水 (m^3)	298.4
4		钻井	钻井液 (m^3)	1725
6		射孔	射孔液 (m^3)	280
7		压裂	压裂液 (m^3)	59416
8		钻井期发电	柴油 (t)	208.32
9		固井	水泥 (t)	718
10	运营期	油井清防蜡	清防蜡用水 (m^3/a)	1680
11			清防蜡剂 (t/a)	0.42
12		油井作业	油井作业用水量 ($\text{m}^3/3\text{a}$)	35
14		生产运营	耗电 (万 $\text{kW} \cdot \text{h/a}$)	13.4
15		多功能储油罐	耗气量 (万 m^3/a)	8.3366

(2) 主要原辅材料成分理化性质

①钻井液

钻井时需要使用钻井液，构成循环流体，从而将钻井岩屑从井底携带至地面。本工程钻井均采用无毒无害的水基钻井液，一开时钻井液类型为膨润土浆，主要成分是膨润土、纯碱；二开时采用复合阳离子钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱、WDYZ-1、HX-D、JS-1、JS-2、SPNH、KOH、HX-A、 $\text{NH}_4\text{-HPAN-2}$ ，重晶石粉、超细碳酸钙，存放在材料房内。

表 3.3-2 水基钻井液成分理化性质表

序号	原料名称	重要组分	理化性质及作用	危险特性
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。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
2	纯碱	碳酸钠 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，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、有腐蚀性
3	WDYZ-1	主要由碳酸钾、氧化钙和至少一种反絮凝剂经过化学反应而成	是一类复合抑制剂。是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。抗温为 160°C ，可调节钻井液的流变性，提高体系动逆比、切力，具有很强的携屑能力，可防止井下发生复杂情况。其中木质素、腐殖酸可生物降解。	无毒
4	HX-D	由高分子聚合物经过阳离子化和官能团的改造而成	阳离子聚合物抑制剂 HX-D，乳白色或浅黄色液体，pH 值 7~9，是由高分子聚合物经过阳离子化和官能团的改造，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和钻屑污染能力，同时还具有防塌、防膨等作用。	无毒
5	SPNH	褐煤树脂	外观为黑褐色固体粉末或颗粒，钻井液用褐煤树脂 SPNH 是在苯环单元引入磺酸基，苯环间又以碳原子相连，能够抗高温。水化作用强、缔合水的键能高，因而又解决了它的水溶性，决定了它抗盐、抗钙、降低高温高压降失水量的作用。	无毒
6	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 $1.2\text{MPa}/200\%$ ，是低强度高延伸。	无毒

7	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%，是低强度高延伸。	无毒性
8	KOH	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，半数致死量（大鼠，经口）：1230mg/kg。	中毒
9	NH ₄ -HPAN-2	双聚铵盐	双聚铵盐（NH ₄ -HPAN-2），外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量（%）≤6.0，是水解聚丙烯腈-铵盐（NH ₄ -HPAN）的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，因带有-NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力，并且使用不受温度的限制，具有良好的降滤失功能。	无毒
10	HX-A	由高分子聚合物经过阳离子化和官能团的改造而成	阳离子聚合物抑制剂 HX-A，乳白色或浅黄色液体，pH 值 7~9，是由高分子聚合物经过阳离子化和官能团的改造，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和钻屑污染能力，同时还具有防塌、防膨等作用。	无毒
11	重晶石粉	BaSO ₄	纯品为白色粉末，如含有杂质多为灰绿色。相对密度 4.3~4.6，不溶于水。钻井加重剂，增加钻井泥浆的密度。	无毒
12	超细碳酸钙	CaCO ₃	超细碳酸钙钙粒度是 400-2500 目之间的高白度精细粉末，是选用优质方解石矿石，它具有含量纯度高，白度高、粒径均匀，同时还具有无臭、无味、无腐蚀、无放射、符合环保条件等特点。由于重钙本身具有良好的分散性，其是橡胶塑料、造纸、食品、医药，高分子复合材料，日用化工等行业最佳的原料和填充材料。	无毒

B. 膨润土浆+油基钻井液体系

茂 36-平 62 油井，钻井一开和二开分别采用膨润土浆、油基钻井液体系。钻井液主要成分见表 3.3-3

表 3.3-3 油基钻井液各成分理化性质一览表

序号	原料名称	重要组分	理化性质及作用	毒性性质
1	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 $3.3 \times 10^7 \text{J/L}$ 。易燃易挥发，不溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂。	微 毒 性
2	主乳化剂	R-Y0	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。	无 毒 性
3	辅乳化剂	MOWETL	外观粘稠透明液体，密度为 $0.95 \sim 1.05 \text{g/cm}^3$ ，表面张力 $\leq 40 \text{mN/m}$ ，主要用于防止水侵入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
4	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。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
5	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	无毒性
6	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
7	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	无毒性

			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。	
8	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	无毒性
9	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	微 毒 性
10	润湿剂	有机胺、脂肪酸和乙二酸	琥珀色/棕色/红棕色粘稠液体，密度0.80-1.00g/cm ³ ，表面张力≤30-40mN/m，闪点≥93-100℃，pH6.0-9.0，减少卡钻风险，油基顶替水基时降低界面污染，保障替浆质量，降低井壁坍塌风险，减少储层损害，提升油气产能	微 毒 性
11	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。	无毒
12	超细碳酸钙	CaCO ₃	超细碳酸钙钙粒度是 400-2500 目之间的高白度精细粉末，是选用优质方解石矿石，它具有含量纯度高，白度高、粒径均匀，同时还具有无臭、无味、无腐蚀、无放射、符合环保条件等特点。由于重钙本身具有良好的分散性，其是橡胶塑料、造纸、食品、医药，高分子复合材料，日用化工等行业最佳的原料和填充材料。	无毒

②射孔液

为了保持射孔、压裂全过程液性一致，茂 8 区块射孔液设计采用压裂液基液。

茂 401 区块扶余油层水敏程度属于中弱水敏，方案中油井均采用压裂方式完井，考虑减少液性转换，设计新钻直井、定向井射孔液均选用压裂液基液。考虑降低投资及施工安全，设计 2 口代用井射孔液使用清水。

③压裂液

茂 8 区块设计胍胶压裂液体系为主，滑溜水压裂液为辅，具体根据实际情况并结合工艺单井设计时再进一步优选压裂液。

表 3.3-4 压裂液综合性能参数表

适应温度	分类	表观粘度 (mPa.s)	60min 剪切粘度 (mPa.s)	破胶液 粘度 (mPa.s)	残渣 (mg/L)	表面张力 (mN/m)	界面张力 (mN/m)
90℃	胍胶压裂液	≤60	≥50	≤5	≤550	≤32	≤3
	滑溜水压裂液	15~75	/	≤5	/	≤32	≤3

茂 401 区块压裂工艺设计结果见下表。

表 3.3-5 茂 401 区块压裂工艺设计结果统计表

类 型	缝半长 (m)	砂量 (m³)	液量 (m³)	压裂液及添加剂 类型	支撑剂类型	压裂管柱
新钻井	150~300	250	4000	清水+滑溜水+一体化缔合压裂液	70~140 目+40~70 目+20~40 目石英砂	连续油管水力喷射环空加砂压裂
代用井	150~300	250	4000	清水+滑溜水+一体化缔合压裂液	70~140 目+40~70 目+20~40 目石英砂	坐压多层压裂

压裂液体系各成分理化性质见表 3.3-6。

表 3.3-6 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	危险特性
1	改性胍胶	采用昆山羟丙基胍胶，羟丙基胍胶具有增稠能力强，热稳定性好的特点，对水有很强的亲合力。当胍胶粉末加入水中，胍胶的微粒便“溶胀、水合”，也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体，然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中，聚合物线团的相互作用，产生了粘稠溶液。适合储层温度 80℃~200℃，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。	无毒
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
3	高温交联剂	通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显地增加，调整压裂液的粘度。	无毒
4	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
5	高温破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。	无毒
6	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、腐蚀性
7	碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50℃以上开始逐渐	无毒、腐蚀性

	分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270℃时完全分解。	

④柴油

柴油为低硫轻油炭混合物，外观为无色液体，石油系列碳化氢大于 99.95%，硫含量低于 5%。引火点在 40℃以上，自燃点在 500℃以上。沸点范围为 163~357℃；熔点为-34℃；蒸汽压力 2mmhg（20℃）；比重 0.8；蒸汽密度>1；黏度 1.9~5.5cst（40℃）。

⑤清防蜡剂

清防蜡剂主要为复合水基清蜡剂，水基清蜡剂，液体，无毒性。

物理性质：

外观与状态：通常为透明或淡黄色/浅棕色液体，无明显悬浮物、沉淀或分层现象，外观均匀一致。

密度：20℃条件下，密度一般为 1.0-1.1g/cm³，略高于水，因体系中溶解的表面活性剂、互溶剂等成分增加了整体密度。

黏度：常温（25℃）下，运动黏度通常为 20-50mPa·s，流动性较好；温度升高时黏度会略有降低，便于在管道内输送和接触蜡质。

闪点：因以水为主要分散介质，且不含低沸点易燃成分，闪点通常高于 100℃（或无闪点），不属于易燃液体，储存和运输时燃爆风险低。

化学性质补充：

pH 值：pH 值通常呈弱碱性至碱性，碱性环境可辅助破坏蜡质结构，提升清蜡效率。

溶解性：易溶于水，可根据实际需求用清水稀释至不同浓度（如 5%-20%），稀释后仍保持稳定，无分层现象。

不溶于原油、石蜡及常见有机溶剂（如煤油、柴油），可与蜡质发生作用但不与油相混溶，便于后续分离。

稳定性：储存稳定性：在密封、阴凉（5-40℃）条件下储存，有效期可达 1-2 年，期间不会发生变质、分层或有效成分降解。

热稳定性：在油田常见工况温度（50-80℃）下，化学结构稳定，表面活性、清蜡能力无明显下降，可适应井口或管道内的温度环境。

3.3.2 污染影响因素分析

3.3.2.1 施工期

本工程施工主要内容为钻井工程以及井场、新建集输管线、电缆、通井路等地面工程。

(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、钻机等设备运行产生的噪声、生活污水和生活垃圾。

①钻前准备

A.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。

B.钻前对井场表土进行剥离，剥离表土厚度为 0.3m，建设单位将严格按照《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）》及相关规定编制土壤剥离利用实施方案。本项目每座井场均设置 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，土堆高度不超过 3m，边坡角不大于 50 度，表土剥离临时存放区表土上覆盖遮盖材料，并设置截水沟、排水沟、挡土编织袋等工程防止水土流失，并对其进行养护和管理以保持土壤肥力，待施工结束后，再将剥离表土分层回填，用于临时占用的耕地进行植被恢复及用于其它劣质地改良。管道、地下电缆临时占地内剥离的表土施工结束后运回原位分层回填，恢复地表植被。本工程施工无弃方。钻井井场表土剥离临时存放区示意图见图 3.3-1。



图 3.3-1 钻井井场表土剥离临时存放区示意图

C. 本项目共建设通井道路 0.2km，路面宽 4m。通井道路填筑前应清除原地表草皮、芦苇，通井通道可直接外购土方进行填筑。填土应分层压实，每层厚度不超过 30cm，基底压实度不应小于 85%，路基压实度不应小于 92%。

D. 钻井液采用密闭循环罐循环，配备容量不少于 80m³ 带搅拌器的钻井液循环罐。配备 1 个 2m³~4m³ 带搅拌器的加药池。钻井液性能设计、配方及处理方法见下表。

表 3.3-7 茂 401 区块一开钻井液设计

开钻 次序	井 段 m ~ m	常 规 性 能									流 变 参 数				固 相 含 量 %	膨润土 含量 g/L
		密度 g/cm³	漏斗粘 度 s	API 失 水 mL	泥饼 mm	pH 值	含 砂 %	摩 阻 系 数	静切力		塑性 粘度 mPa•s	动切 力 Pa	n 值	K 值		
									初切 Pa	终切 Pa						
一开	0 ~ （114 ~ 119）	1.05 ~ 1.28	45 ~ 70	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
类 型		配 方			处 理 方 法 及 维 护											
膨润土浆		膨润土	4.0% ~ 5.0%		1、一开前仔细检查钻井液循环系统、固控设备，使之能够满足各钻井阶段的实际要求。 2、配膨润土浆 60m³，预水化 24h 后，并将钻井液性能调整到设计要求方可开钻。 3、完钻后充分循环洗井，以保证下套管和固井作业顺利进行。											
		纯碱	0.2% ~ 0.4%													

表 3.3-8 茂 401 二开钻井液设计

开 钻 次 序	井 段 m~m	常 规 性 能									流 变 参 数				固相 含量 %	膨润土 含量 g/L
		密度 g/cm³	漏斗 粘度 s	API 失水 mL	泥饼 mm	pH 值	含砂 %	摩阻 系数	静切力		塑性 粘度 mPa•s	动 切力 Pa	n 值	K 值		
									初切 Pa	终切 Pa						
二 开	（114 ~ 119）~ 葡顶以 上 50m	1.12 ~ 1.28	50 ~ 70	≤5	≤1.0	8 ~ 9	≤1.0	≤0.10	1.0 ~ 3.0	3.0 ~ 10.0	15 ~ 40	5 ~ 15	0.45 ~ 0.75	0.20 ~ 0.60	≤13	40 ~ 80
	葡顶以上 50m ~ 完钻	1.30 ~ 1.35	50 ~ 70	≤4	≤0.5	8 ~ 9	≤1.0	≤0.10	1.0 ~ 3.0	3.0 ~ 10.0	15 ~ 40	5 ~ 15	0.45 ~ 0.75	0.20 ~ 0.60	≤16	40 ~ 80

黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程

	固井前	1.30 ~ 1.35	45~55	≤4	≤0.5	8 ~ 9	≤1.0	≤0.10	1.0 ~ 2.0	3.0 ~ 8.0	5 ~ 20	≤8	/	/	/	/
类 型		配 方			处 理 方 法 及 维 护											
钾盐共聚物 钻井液体系		膨润土	4.5%~5.5%		1. 二开前，充分循环洗井，加入纯碱 240kg，防止水泥侵，性能调整至设计要求方可开钻。 2. 二开钻进过程时，复合抑制剂 WDYZ-1、阳离子聚合物 HX-D 的加量按设计上限使用，以控制造浆提高钻井液的抑制性。钻至葡萄花油层顶以上 50m，将钻井液密度调整至设计要求。目的层钻进时主要用 WDYZ-1 和 NH ₄ -HPAN-2 的低浓度水溶液交替维护，每钻进 100m 补加 25kg HX-D，同时注意返出岩屑情况。 3. 补充新浆时，提高 JS-1、JS-2、高效封堵降滤失剂 HX-A、NH ₄ -HPAN-2 的加量，加强钻井液的封堵能力，降低泥饼的渗透率。 4. 进入油层前在循环罐中一次补加 3%的超细碳酸钙，对地层孔隙进行屏蔽暂堵，减少地层的水化膨胀。 5. 下套管后，调整钻井液性能达到设计要求后，方可固井。 6. 为满足施工要求，现场应根据实际情况合理调整钻井液性能，既保证不污染地层又安全钻进。											
		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%													
		NH ₄ -HPAN-2	0.7%~1.3%													
		SPNH	1.0%~1.2%													
		HX-A	1.0%~1.5%													
		KOH	0.04%~0.10%													

注 1：该区邻近区块扶余油层已注水开发，但由于断层遮挡地层压力未发生改变，仍为原始压力状态。预测设计井黑帝庙油层压力系数在 1.07 左右；葡萄花油层压力系数在 1.25 左右；预测扶余油层压力系数 1.17 左右。实际钻井施工过程中可适当调整钻井液密度，并以单井设计为准；

注 2：定向井施工时，钻进至造斜点前加入润滑剂将摩阻系数降低至 0.10 以下；

注 3：嫩二段、青山口组大段泥岩地层易塌，要保持钻井液具有良好性能；

注 4：位于断层附近的设计井，注意防漏；

注 5：钻开油层后，钻井液电阻率应达到 3.5Ω·m~4.5Ω·m（18℃）。

表 3.3-9 茂 8 区块一开钻井液设计

开 钻 次 序	井 段 m~m	常 规 性 能								流 变 参 数				固 相 含 量 %	膨 润 土 含 量 g/L	
		密度 g/cm³	漏 斗 粘 度 s	API 失 水 mL	泥 饼 mm	pH 值	含砂 %	摩阻 系数	静切力		塑 性 粘 度 mPa·s	动 切 力 Pa	n 值			K 值
									初切 Pa	终切 Pa						

一开	0~378	1.05~1.25	45~70	/	/	8~9	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
类 型		配 方			处 理 方 法 及 维 护											
膨润土浆		膨润土	4.0%~5.0%	1、一开前仔细检查钻井液循环系统、固控设备，使之能够满足各钻井阶段的实际要求。 2、配膨润土浆 60m³，预水化 24h 后，按配方加入携砂剂，将钻井液性能调整到设计要求，方可开钻，钻进中用清水和少量携砂剂调节粘度。 3、完钻后充分循环洗井，以保证下套管和固井作业顺利进行。												
		纯碱	0.2%~0.4%													
		携砂剂	0.2%~0.4%													

表 3.3-10 茂 8 区块二开钻井液设计

开钻 次序	井段 m~m	常规性能										流变参数			破乳 电压 V	固相含量 %
		密度 g/cm ³	漏斗 粘度 s	油水比	泥饼 mm	碱度 ml	含砂 %	摩阻 系数	HTHP mL	静切力		塑性粘度 mPa•s	动切力 Pa	6 转 读数		
										初切 Pa	终切 Pa					
二开	378~1047	1.10~1.30	50~70	80:20	≤0.5	1.0~3.0	≤0.5	≤0.08	≤5.0	1.0~7.0	2.0~25.0	15~48	7~35	8~14	≥400	≤23
	1047~1741	1.45~1.50	50~70	80:20	≤0.5	1.0~3.0	≤0.5	≤0.08	≤5.0	1.0~7.0	2.0~25.0	15~48	7~35	8~14	≥400	≤29
	1741~2816	1.45~1.50	50~70	80:20	≤0.5	1.0~3.0	≤0.3	≤0.08	≤5.0	1.0~7.0	2.0~25.0	15~48	7~35	8~14	≥600	≤29
	固井前	1.45~1.50	50~60	80:20	≤0.5	1.0~3.0	≤0.3	≤0.08	≤5.0	1.0~5.0	2.0~20.0	5~40	≤8	6~10	≥600	≤29
类 型		配 方				处 理 方 法 与 维 护										
油包水 钻井液体系		柴油		80%~90%		1.配制油包水钻井液前清洗泥浆罐，用清水检验泥浆罐的密封性，防止渗漏。试验配浆漏斗、循环管线、闸门等连接部位相互连通、灵活好用后，方可开始配制油包水钻井液。 2.钻井液配制：油水比≥80%，按油与水的体积比计算各种添加剂加量，除了液体添加剂以外，其他固体添加剂均由加重漏斗加入。按照配方中处理剂的顺序依次加入，在加入中需充分搅拌，使油水充分乳化，用加重漏斗循环剪切不低于 4h，破乳电压达到 400V 以上方可开钻，着陆前提高到 600V 以上。 3.严格控制固相，连续使用固控设备，清除多余的无用固相，控制钻井液密度不超标。并保证优质钻井液钻进。										
		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 (HFLK)	1.0%~1.5%	4.不得直接向油包水钻井液中加入清水,钻井液不足时,提前补充油包水钻井液。按照少量多次控制速度的原则补充新钻井液,避免大幅度调整钻井液性能,及时监测钻井液性能变化,保持钻井液性能的持续稳定性。 5.增加粘度时,适当混加高粘度的油包水钻井液或者加入 CaCl ₂ 水溶液;降低粘度时,加入柴油。 6.钻进中要保证各钻井液罐中的搅拌器连续正常运转。 7.现场根据实钻情况可以适当调整钻井液密度,防止发生井壁失稳、井漏等复杂发生,实现安全高效钻井。
	封堵剂 II 型 (纳米封堵剂)	0.7%~1.0%	
	(20%CaCl ₂) 水	10%~20%	
	CaO	2.0%~4.0%	
	润湿剂	0.2%~0.5%	
	超细碳酸钙	2.0%~3.0%	

注 1: 嫩二段、青山口组地层发育大段泥岩,要保持钻井液具有良好性能;

注 2: 设计井邻近断层,钻井过程中注意预防井漏及漏后诱发井喷;

注 3: 实钻过程中,可根据油水显示及井壁稳定情况及时调整钻井液密度,既保证不污染油气层,又要保证安全钻进;施工方及时请示汇报,经建设方批准后及时调整。

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，施工过程中需要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、粘度，每间隔 4h 测量一次钻井液全套性能和钻井液电阻率；定向井造斜后每间隔 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，尽快取出井内电缆。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 $\geq 10\text{m}$ ，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：油层套管固井水泥返高返至地面。

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，本次油井全部采用套管固井射孔后压裂方式完井，水井采用套管固井射孔方式完井。

项目钻井施工过程的污染源主要为井场平整、重晶石粉、水泥等搬运过程中产生扬尘、柴油机排出的烟气、施工机械及运输车辆排放的尾气，钻井废水、钻机等施工机械设备运行产生的噪声、车辆沿途产生的噪声，废射孔液、废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及非含油废防渗布、含油废防渗布，以及施工人员产生的生活污水和生活垃圾

（2）储层改造工程

本次新钻油井全部采用套管固井射孔后压裂方式完井，新钻水井采用套管固井射孔方式完井。

①射孔

本项目 7 口油井均采用射孔方式。射孔是将射孔器用专用的起下设备下入固井后的套管井内，通过专用仪器测量定位，使射孔器对准待射层位进行射孔，利用射孔弹产生的高温高压金属射流穿透套管及水泥环，并进入油（气）层一定深度，从而形成油（气）层与井筒有效连通的一项完井工艺技术。射孔液主要为压裂液基液和清水。

A.完井井口要求：井口套管头采用 $\Phi 244.5\text{mm} \times \Phi 139.7\text{mm}$ 简易套管头，材质级别为 FF 级。按照安装采油树要求，套管头顶端预留连接法兰。

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。完井后套管端面高出地面 0.20m-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。

②压裂

根据工程设计要求，本工程钻井完井后，钻井期间设备全部搬迁，安装压裂设备后开展压裂作业，主要作业流程为：施工准备→连接压裂管管线→电缆桥塞射孔压裂改造→返排→投放压力计→求产→带压下压裂完井一体化管柱→装采气树完井。本项目对新钻 7 口采油井均进行压裂。

压裂管管线安装完成后，首先进行射孔作业，射孔是采用特殊聚能器材进入井眼预定层位进行爆炸开孔让井下地层内流体进入孔眼的作业活动，一般采用磁定位校深传输射孔，射孔后提高目的地层宽度，连通生产层。

压裂作业是利用水力作用，使油气层进一步形成裂缝的一种方法，又称水力压裂，压裂是人为地使地层产生裂缝，改善流体在地层的流动环境，使流体产能提高的工作。本工程采用配制好的成品压裂液，压裂液不在现场配制，成品压裂液直接拉运至井场进行压裂，压裂作业结束后，产生的压裂返排液由罐车拉运至头台联综合废液池暂存后，通过管线进入头台联污水站处理达标后回注现役油。

本工程储层改造过程的污染源主要为压裂返排液，施工机械及车辆噪声，以及施工人员产生的生活污水和生活垃圾等。

（3）井场施工

首先进行井台平整，平整井台后安装抽油机、电机等，主要施工工序有紧固、平衡等。

（4）管线施工

管道施工一般程序为：测量定线，施工作业带清理，清除障碍物，平整工作带，成品防腐钢管运输，布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，管沟开挖、下沟，整体试压，站间连接，通球扫线，阴极保护，工程验收。

①施工作业带清理

管道施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，在场地清理过程中施工带范围内的土壤、植被都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工作业带宽度的范围内。

②管沟开挖

平原地区一般地段采取管沟沟上机械开挖，部分特殊地段采用人工开挖。管沟开挖前，对表层土壤进行剥离，单独堆存，并加强表土堆存防护及管理，施工结束后确保有效回用。开挖过程，分层开挖，分层堆放，并加强土壤堆存防护及管理。

管道施工作业断面见下图 3.3-2。



图 3.3-2 管道施工平面布置图

③管沟敷设

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

④清管、试压、干燥

清管主要目的是清除管道内的残留物，使管道内清洁，清洁应进行两次以上，直至管内无异物。清管后用清水进行试压，试压废水属于清净废水，严密性实验合格后，将试压废水通过罐车拉运至头台联含油污水处理站处理后回注现役油层。试压完成后，采用压缩空气进行吸湿干燥。

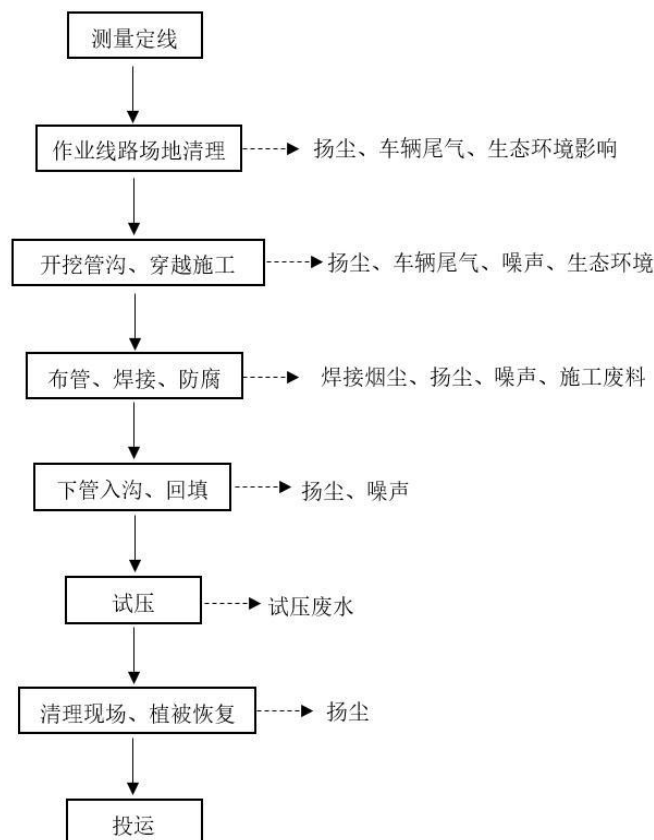


图 3.3-3 管道施工工艺及产污环节示意图

(6) 供配电工程

茂 8 共新增用电负荷 14.8kW，已建头台一次变电站供电能力满足要求。新建井口柱上变电站 1 座，新建 10kV 电力线路 0.05km。考虑到茂 8 产能基建井数只有 1 口，新增负荷容量较小，又因为“S(26)0513YC001 源 23、台 103 区块零散补充井区”和“茂 8”这两个产能是同期实施，考虑征地、效益等综合因素，新能源建设在“源 23”区块中统一考虑光伏建设内容。

茂 401 共新增用电负荷 124kW，已建头台一次变供电能力满足要求。新建井口柱上变电站 3 座，新建 10kV 电力线路 1.0km。

(7) 道路施工工艺

新建井建设通井路挂接于井排路或附近老井，即可满足通车要求。新建建筑垃圾道路 1.1km，新建通井土路 0.05km。本通井路为土路主要施工工艺为施工范围内的地表耕地、杂草等用人工或推土机予以清除并且将道路进行平整。本项目砂石路主要施工工艺为施工范围内的地表杂草等用人工或推土机予以清除，对道路进行平整、压实，然后砂

石路主要在路面铺设砂土磨耗层、泥结碎石、水泥石等。

（8）站场施工

新建拉油点 1 座，位于茂 401 区块 2#平台，安装 60m³多功能储油罐 1 座。

项目地面工程施工期主要污染源为施工时管沟开挖、道路敷设、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的扬尘，管道焊接过程中产生的焊接烟尘、管道防腐废气，以及施工机械设备和运输车辆尾气；管线试压废水以及施工人员生活污水；施工机械设备和运输车辆运行产生的噪声；施工废料（焊渣等）和生活垃圾等。

本工程施工期工艺流程及产污环节见图 3.3-4。

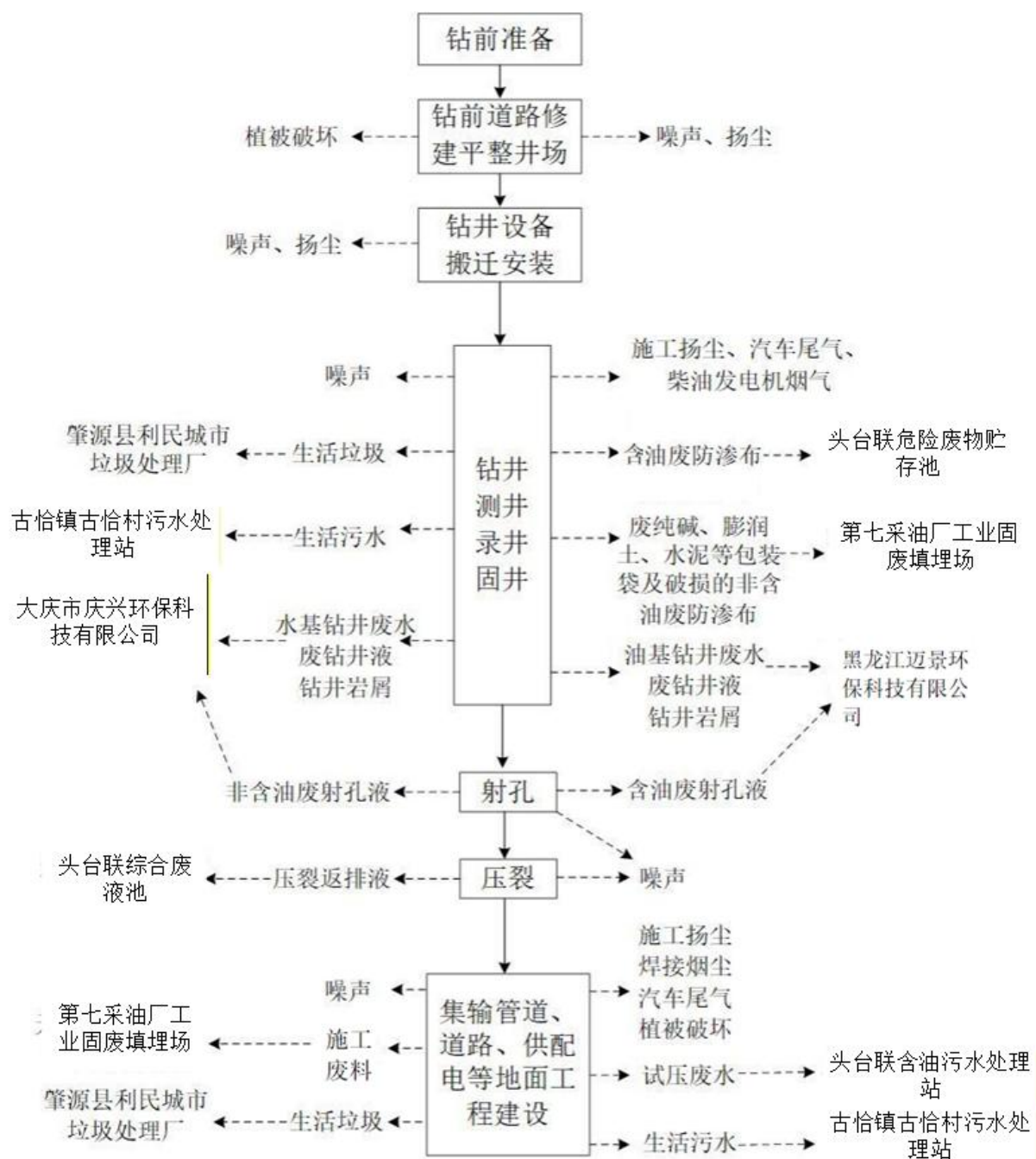


图 3.3-4 施工期工艺流程及产污环节图

3.3.2.2 运营期

本工程运营期正常状况下主要污染源为多功能储罐和依托头台油田第一作业区卸油站、头台联运行产生的燃烧烟气、定期清淤产生的含油污泥，原油集输过程中产生的无组织烃类气体，油田采出液分离出的含油污水，井场抽油机及依托场站产生的噪声等；非正常状况下主要污染源为油井作业废水、热洗废水、落地油和废含油防渗布。

运营期工艺流程及产污环节见图 3.3-5 和 3.3-6

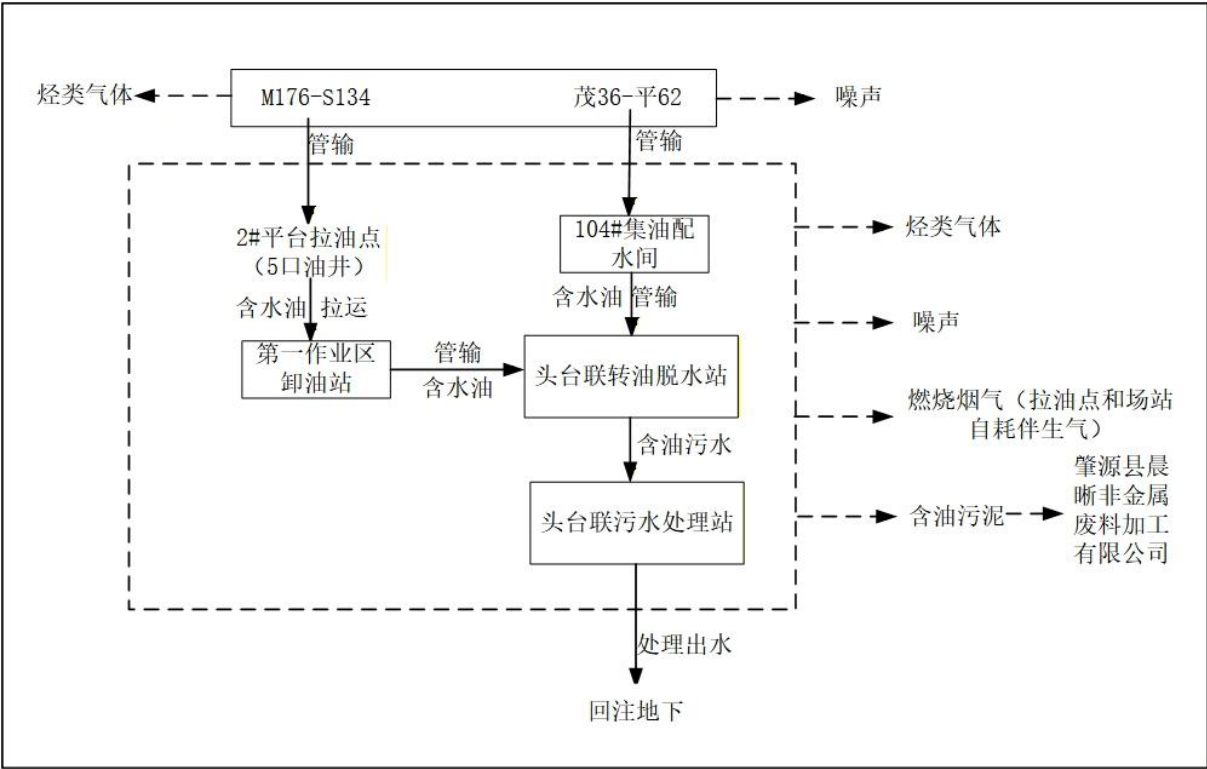


图 3.3-5 运营期正常工况工艺流程及产污环节图

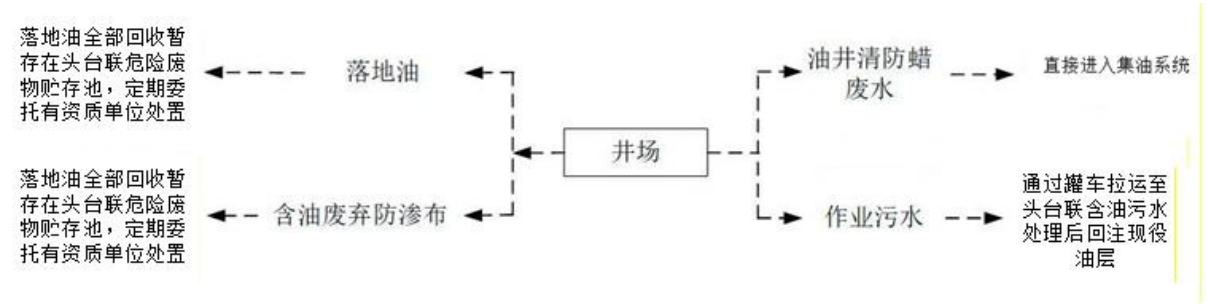


图 3.3-6 运营期非正常工况工艺流程及产污环节示意图

3.3.2.3 退役期

本工程退役期是建设项目油井产能逐年递减，至最后油井关停。该时段主要是油井的陆续停运、关闭和恢复土地使用功能时段。

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由大庆头台油田开发有限责任公司物资库回收再利用。

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 50~100m 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，退役阶段对通井路进行整平翻松后，重新进行复耕。

(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。

本项目退役期主要污染源为施工扬尘，噪声，建筑垃圾，以及施工人员生活污水和生活垃圾等。

退役期工艺流程及产污环节见图 3.3-7。

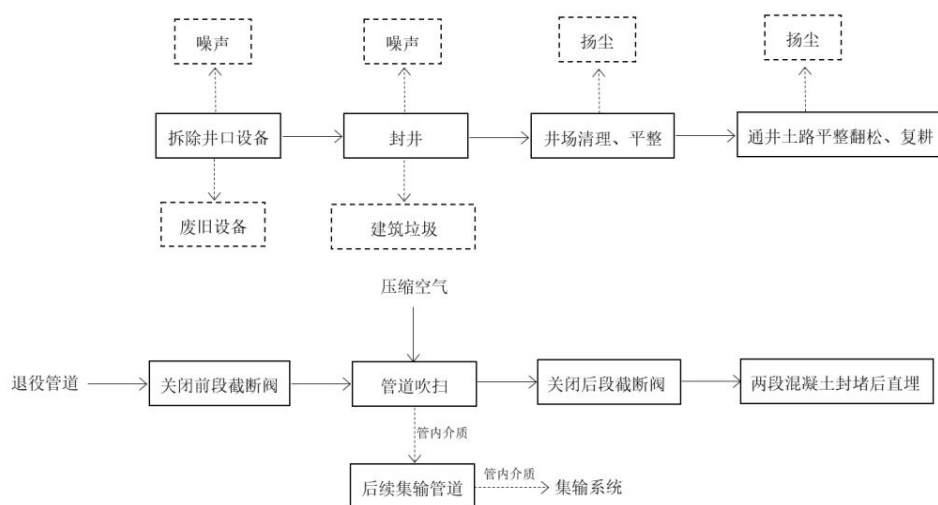


图 3.3-7 退役期工艺流程及产污节点图

综上，本工程不同时期污染物产生环节分别见表 3.3-11~表 3.3-13。

表 3.3-11 施工期产污环节表

分类	污染源名称	主要污染物	主要污染因子
废气	施工过程	施工扬尘	颗粒物
	管道焊接	焊接烟尘	颗粒物
	施工机械及运输车辆	机械及车辆尾气	CO、NO _x 、THC、SO ₂
	管道施工	防腐废气	非甲烷总烃
	柴油发电机	柴油发电机烟气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、CO、HC
废水	钻井	钻井废水	COD、SS
	压裂	压裂返排液	COD、SS、石油类
	试压	试压废水	COD、SS
	施工人员生活	生活污水	COD、SS、NH ₃ -N
噪声	施工机械	施工机械噪声	连续等效 A 声级
	运输车辆	车辆噪声	连续等效 A 声级
固体废物	钻井、管线	废钻井泥浆、钻井岩屑	水基泥浆、岩屑；油基泥浆、岩屑
		管线施工	定向钻废弃泥浆
		废射孔液	射孔液
		废包装袋	废纯碱、膨润土、水泥等废包装袋
		破损的非含油废防渗布	废防渗材料
	管道施工	施工废料	施工废料
	施工人员生活	生活垃圾	生活垃圾

表 3.3-12 运营期产污环节表

分类	污染源名称	主要污染物	主要污染因子
废气	采油、集输处理过程	无组织挥发烃类气体	非甲烷总烃
	头台油田第一作业区卸油站、头台联合站	无组织挥发烃类气体	非甲烷总烃
废水	头台联转油脱水站	油田采出水（产液分离废水）	COD、石油类
	油井	作业废水	COD、石油类
噪声	井场、站场	机泵等设备噪声	连续等效 A 声级
固体废物	井场、场站	含油污泥、落地油	石油烃

	井场	含油防渗布	石油烃

表 3.3-13 退役期产污环节表

分类	污染源名称	主要污染物	主要污染因子
废气	施工过程	施工扬尘	颗粒物
	施工机械及运输车辆	机械及车辆尾气	CO、NO _x 、THC、SO ₂
废水	生活区	生活污水	COD、SS、NH ₃ -N
噪声	施工机械	施工机械噪声	连续等效 A 声级
固体废物	生活垃圾		拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司填埋处理
	建筑垃圾		拉运至周边建筑垃圾消纳场处理
	拆除设备		由大庆头台油田开发有限责任公司物资库回收再利用。
	管内介质		进入后续集输系统

3.3.3 生态影响因素分析

本项目共建设油井 7 口（包含 2 口代用井），共形成 1 座平台与 2 口独立井，配套建设集油管线、通井路、供配电等工程。本工程主要占地类型为耕地（基本农田、一般耕地）、草地，项目产能工程各系统永久占地共计 1.7044 公顷，临时占地 1.797 公顷。

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

运营期对生态环境的影响主要来自有两方面，一方面是油井作业过程中可能会对周围生态环境产生影响，另一方面是事故状态下对周围生态环境产生的影响。本工程正常生产情况下，油井产液均为密闭集输，基本无污染物排放到周围环境中，对周围的生态环境基本无影响。对生态环境可能产生影响的过程主要集中在油井作业过程中，本工程油井作业时，作业范围控制在井场的永久占地范围内，作业车辆均沿已建道路行驶，不新开辟道路，同时井下作业时采用带罐作业，井场周围修筑临时围堰，作业产生的污油污水均经罐车拉运至头台联合油污水处理站处理后达标后回注油层，因此不会对井场周围的生态环境产生影响。本工程在发生集油管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进入周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使

植物生产受阻，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区域进行植被恢复。

3.4 污染源源强核算

3.4.1 施工期污染源源强核算

3.4.1.1 废气

(1) 废气

施工期废气主要为钻井施工柴油机燃烧排放的烟气，土方开挖、车辆运输等过程中产生的扬尘，施工车辆等设备设施排放尾气、防腐废气及焊接烟尘。

1) 柴油机烟气

本工程钻井施工柴油机燃烧烟气直接排放。本项目钻井期间使用柴油机驱动，所用柴油机消耗系数为每进尺 1000m，柴油消耗量为 20t，本次钻井总进尺 10416m，经计算本项目钻井过程中柴油总消耗量为 208.32t。柴油机安装有尾气净化装置，运转时产生的燃烧烟气量按 12m³/kg 计算，则烟气量为 250 万立方米，主要污染物为 SO₂、NO_x 和颗粒物。根据《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材：社会区域类环境影响评价》中计算参数可知，柴油发电机运行污染物排放系数为：SO₂:2.24kg/t；NO_x:2.92kg/t；颗粒物（烟尘）:0.31kg/t；CO:0.78kg/t、HC:2.13kg/t，。核算柴油机污染物排放情况见表 3.6.4-1，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）中第三阶段标准限值要求及修改单规定。柴油机污染物排放情况如下。

表 3.4-1 柴油发电机废气污染物排放情况表

柴油消耗量 (t)	烟气量(万 m ³)	排放总量 (t)					
		颗粒物（烟尘）	SO ₂	NO _x	CO	HC	HC+NO _x
208.32	250	0.06	0.47	0.61	0.16	0.44	1.05

2) 施工扬尘

本工程施工扬尘主要来自管线敷设、各种施工材料的运输给道路沿线带来扬尘污染，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。

①井场、管线及道路施工产生的施工扬尘

本工程施工总占地面积为 2.853 公顷。参考土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 $0.01\sim 0.05\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{s}$ ，考虑最不利情况，TSP 产生系数取 $0.05\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{s}$ ，取施工现场的扰动面积比为 70%，按每天施工时间 8h 计算，井场、管线及道路施工产生的扬尘为 $0.03\text{t}/\text{d}$ 。施工期共计 193 天，合计粉尘量为 5.97t。

②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 $1.15\text{mg}/\text{m}^3$ 。

本工程所在区域平坦空旷，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。施工期产生的扬尘都是暂时性的，施工一结束就随之消失，对周围空气环境产生的影响较小。

3) 焊接烟尘

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

4) 防腐废气

本工程敷设的管道均为已具有防腐保护层的成品管道，仅对管道焊缝等局部进行防腐，会产生防腐废气，防腐过程中防腐废气产生量较少，主要污染物为非甲烷总烃，为无组织排放，且管线周围地域开阔，防腐废气经大气扩散后，对周围环境影响较小。待施工结束后废气将随之消失。

5) 施工机械、运输车辆排放的废气

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_x、CO、THC 等污染物，一般情况下，采用清洁燃料，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。

通过落实好有关环保措施后，本工程对周边大气环境影响会进一步减小，另外，施工期的影响是暂时的，施工结束后影响即消除，不会对环境保护目标造成持续性影响。

3.4.1.2 废水

施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液、管线试压废水以及施工人员生活污水。

（1）钻井废水

钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水，钻井废水主要含有钻井液和钻井岩屑等。本工程钻井总进尺 10416m，根据大庆油田多年统计数据，钻井施工每进尺 1000m 冲洗用水约 70m³，本项目钻井生产用水由水罐车运送，其中油基泥浆钻井 2438m，则钻井过程油基钻井用水量为 170.66m³，废水产生量为 48.76m³；其余部分为水基钻井用水量 558.46m³，废水产生量为 159.56m³。主要污染因子为 SS，根据类比大庆油田同类项目监测数据，浓度≤300mg/L。本项目钻井生产用水由水罐车运大庆市庆兴环保科技有限公司送，水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆罐中，水基钻井废水与钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑进入钢制泥浆槽由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理；油基钻井废水排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。

（2）压裂返排液

本项目 7 口油井进行压裂，压裂液不在现场配制，由罐车直接运输至井场。压裂作业过程中将产生压裂返排液，根据压裂作业设计方案，茂 8 区块压裂液返排率为 20%，茂 401 区块压裂液返排率为 60%，本工程共计产生压裂返排液 21483.2m³，由罐车拉运至头台联综合废液池贮存后，通过管线进入头台联污水站处理，处理达标后回注油层，不外排。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）限值要求“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”标准，同时满足《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，后回注油层，不外排。

（3）管线试压废水

项目管线敷设完成后进行试压，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 3.17m³。管线试压废水按试压用水量的 95%计，则试压废水产生量为 3.01m³，主要污染因子为 SS，根据类比大庆油田同类项目监测数据，浓度≤70mg/L。由罐车拉运至头台联含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。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）生活污水

整个施工期生活用水量为 298.4t，生活污水产生量为 238.7m³。生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理。

本工程废水产生及排放情况见表 3.4-2。

表 3.4-2 施工期废水产生及排放情况

序号	污染源	产生量	排放量	主要污染物	处理措施及最终去向
1	钻井废水	油基钻井废水产生量为 245m ³ ；水基钻井废水产生量为 1009m ³	0	SS	水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆罐中，与钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑进入钢制泥浆槽由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理；油基钻井废水排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。
2	压裂返排液	21483.2m ³	0	石油类、SS	由罐车拉运至头台联综合废液池暂存后，通过管线进入头台联污水处理站处理达标后回注现役油，不外排。
3	管线试压废水	3.01m ³	0	SS	由罐车拉运至头台联含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。
4	生活污水	238.7m ³	0	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	施工期生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理

3.4.1.3 噪声

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》（HJ2034-2013）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 3.4-3。

表 3.4-3 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	空压机	连续稳态声源	88~92	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	压裂设备	连续稳态声源	80~90	1m

3.4.1.4 固体废物

施工期固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、定向钻废弃泥浆、废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及破损的非含油废防渗布、施工废料、生活垃圾等。

1) 废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后废弃的泥浆和废水，其性质由使用的钻井液决定，其排放量随井深而变。

①水基废钻井液

根据钻井工程设计，本项目总计产生水基废钻井液 1009m³。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)，属于一般废物，废物代码为 071-002-S12。经井口设置的钢制泥浆罐收集后，由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司进行处理，最终用于综合利用。

②油基钻井液

根据工程设计，本项目产生废油基钻井液量为 245m³，油基钻井液中主要成分为柴油，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，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，排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后泥渣满足污泥含油率低于 3‰，达标后的泥渣在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动，或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动。

2) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，

剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，完井后与废钻井液一起处理。根据大庆油田多年统计数据，单井每 1000m 进尺岩屑产生量约为 24m^3 ，本工程钻井总进尺 10416m，则本工程钻井岩屑的产生总量约 249.984m^3 ，其中油基泥浆钻井总进尺 2438m，产生油基钻井岩屑量为 58.512m^3 ，则产生水基钻井岩屑 191.472m^3 。

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），水基钻井岩屑为一般废物，其废物种类为 SW12 钻井岩屑，废物代码为 071-001-S12，由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司进行处理，最终用于综合利用。

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，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 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，排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后泥渣满足污泥含油率低于 3‰要求后，达标后的泥渣在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动，或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动。

3) 废射孔液

根据油藏方案要求，本工程有 7 口油井需进行射孔作业，作业过程中将产生废射孔液，根据大庆油田多年统计数据，废射孔液产生量约 $36\text{m}^3/\text{井}$ ，本工程共计产生废射孔液 252m^3 。

茂 401 区块 4 口井采用水基钻井泥浆，非含油废射孔液产生量为 216m^3 ，排入井场设置的钢制水基泥浆槽中，与水基废钻井液一起拉运至庆兴环保科技有限公司进行处理，最终用于综合利用。

茂 8 区块新钻 1 口油井采用油基钻井泥浆，含油废射孔液产生量为 36m^3 ，一开采用水基钻井液，二开采用油基钻井液，钻井后进行射孔完井，废射孔液中可能含有井筒中残存的部分油基钻井泥浆，因此本项目该废射孔液按照危险废物进行管理，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，排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，随油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑一同由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。

5) 废包装袋

本项目产生的废弃包装袋主要来自钻井过程中膨润土、纯碱、重晶石粉、水泥使用后的废包装袋，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），属于一般废物，分类代码为（SW17，900-099-S17），产生量约 0.0015t/井，本项目共新钻 5 井，共产生约 0.0075t，统一收集送第七采油厂工业固废填埋场进行填埋。

6) 废防渗布（不含油）

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、地下水的影晌，需要在钻井平台附近铺设防渗布。根据大庆油田多年统计数据，本工程单井钻井使用面积为井架下方，占地面积约 50m²，重量以 500g/m² 计，废防渗布平均单井产量 0.025t，本项目共计产生废防渗布 0.15t，废防渗布（不含油）属于一般废物（SW17，900-099-S17），统一收集送第七采油厂工业固废填埋场进行填埋。

7) 含油防渗布

本项目 1 口油井采用油基泥浆，钻井过程中可能产生含油废防渗布，类比区块周边同类建设项目，单井破损的含油废防渗布产生量约为 0.01t，故破损的含油废防渗布产生量约为 0.01t。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油废防渗布属于危险废物，废物类别均为 HW08 非特定行业，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。

本项目拟在钻井液材料房内设置危废贮存点 1 处，含油废防渗布暂存危废贮存点内的加盖钢制桶中，定期拉运至头台联危险废物暂存池，委托有资质的单位及时拉运处置。其中，危废贮存点按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求设置，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐等措施。

8) 施工废料

管道施工废料产生量以 20kg/km 管道计，本项目新建管道 1.18km，施工废料产生量为 0.0236t，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等，废物代码为（SW72，900-001-S72），统一收集送第七采油厂工业固废填埋场进行填埋。

9) 生活垃圾

本项目生活垃圾按每人每天产生 0.5kg 估算，其中钻井施工期共计 63 天、施工人数 10 人，经计算钻井施工期生活垃圾产生量为 0.315t；压裂施工时间为 10d，压裂队施工

人数为 10 人，则压裂施工期生活垃圾产生量为 0.2t；地面工程施工时间为 90d、施工人数约 30 人，地面工程施工期生活垃圾产生量为 1.35t。综上，整个施工期生活垃圾产生总量为 1.865t，生活垃圾统一收集送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

固体废弃物产生及排放情况详见表 3.4-4。

表 3.4-4 施工期固体废弃物产生及排放情况

序号	污染物名称	产生量	废物类型	去向及措施
1	水基废钻井液	1009m ³	一般废物	运至庆兴环保科技有限公司处理。
2	水基钻井岩屑	191.472m ³	一般废物	
3	不含油废射孔液	216m ³	一般废物	
5	油基废钻井液	245m ³	危险废物	排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置
6	油基钻井岩屑	58.512m ³	危险废物	
7	含油废射孔液	36m ³	危险废物	
8	废包装袋	0.0075t	一般废物	统一收集送至第七采油厂工业固废填埋场进行填埋。
9	非含油废防渗布	0.15t	一般废物	
10	施工废料	0.0236t	一般废物	
11	含油防渗布	0.01t	危险废物	含油废防渗布暂存危废贮存点内的加盖钢质桶中，定期拉运至头台联危险废物贮存池，委托有资质的单位及时拉运处置。
12	生活垃圾	1.865t	/	送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理

3.4.2 运营期污染源强核算

运营期污染源主要为拉油点多功能储油罐和依托场站加热装置产生的燃烧烟气，油井采油过程中无组织挥发烃类气体；产出液经头台联合站处理后产生的含油污水；油井作业过程中产生的作业废水、落地油、废含油防渗布；依托场站和井场噪声等。

3.4.2.1 正常工况

(1) 废气

① 烃类气体

由于本项目油气集输采用密闭集油工艺流程，烃类气体的排放主要是拉油点储罐装车 and 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、拉油点及卸油点、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 $0.651 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 9.23t/a。

本项目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排放位置主要有井场、集输管道、集油间、转油站、联合站等，参照大庆油田产能区域同类型项目，井场占比约 30%，则整个区块井场非甲烷总烃挥发量为 $9.23 \text{t/a} \times 30\% = 2.769 \text{t/a}$ 。

茂 8 区块年产原油 $0.255 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 3.61t/a，茂 36-平 62 井场非甲烷总烃挥发量为 1.083t/a；茂 401 区块共 6 口油井，年产原油 $0.396 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本次产生非甲烷总烃挥发量为 5.62t/a，其中 M176-S134 井产生非甲烷总烃挥发量为 $0.94 \text{t/a} \times 30\% = 0.282 \text{t/a}$ ，2#平台产生非甲烷总烃挥发量为 $4.68 \text{t/a} \times 30\% = 1.404 \text{t/a}$ ；本项目在 2#平台新建 1 座拉油点，拉油点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，本项目建成后，茂 401 区块年产原油 $0.396 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则拉油点非甲烷总烃挥发量为 0.49t/a，则 2#平台非甲烷总烃挥发量为 1.894t/a。

由于本工程原油集输采用密闭工艺流程，烃类气体的排放主要是某些设备的超压放空、储罐和管道的油气挥发以及天然气使用过程中的泄漏所致，主要排放地点有井场、集输管道阀门、阀组间、转油站、脱水站以及含油污水处理站等，均以面源形式排放。

②加热装置烟气

本工程运行期产生的废气主要来自拉油点储罐加热炉烟气和依托场站加热炉烟气，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，因此本项目仅计算新建拉油点储罐加热炉烟气。

本项目拉油点储罐加热炉烟气浓度类比本次工程依托的头台联转油站加热炉烟气实测数据，项目周边区块产液均输送至头台联转油站处理，燃料天然气气源一致，类比加热炉，密闭、加热维温等使用功能与拉油点储罐加热炉相同，根据本次工程监测报告，头台联转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值为 5.3mg/m^3 ， NO_x 最大值为 90mg/m^3 ， SO_2 最大值为 19mg/m^3 ，烟气黑度 <1 ，排放浓度满足《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。本项目建成后，根据项目设计方

案，拉油点储罐最大耗气量为 $8.3366 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，新建拉油点储罐加热炉污染物排放情况见表 3.4-5。

本项目天然气实际烟气体量按以下公式计算：

$$V = 1.14Q_L / 4187 - 0.25 + (\alpha - 1) V_0$$

$$V_0 = 0.26Q_L / 1000$$

式中：

V ——实际烟气体量， m^3/m^3 ；

Q_L ——燃料热值， KJ/m^3 ，取 $36440 \text{KJ}/\text{m}^3$ ；

V_0 ——理论空气量， m^3/m^3 ；

α ——空气过剩系数，取 1.3。

经计算，天然气实际烟气体量为 $12.5 \text{m}^3/\text{m}^3$ 。

表 3.4-5 拉油点储罐加热炉烟气污染物统计表

场站名称		排气筒高度 (m)	燃气量(万 Nm^3/a)	烟气体量(万 Nm^3/a)	污染物排放情况					
					颗粒物		NO_x		SO_2	
					排放浓度 mg/m^3	排放量 t/a	排放浓度 mg/m^3	排放量 t/a	排放浓度 mg/m^3	排放量 t/a
拉油点	储罐	15	8.3366	104.21	5.3	0.006	90	0.094	19	0.0198

③温室气体

本项目温室气体排放涉及到运行期新建井场、拉油点、依托场站等运输处理环节，逸散排放主要为井口装置、罐车装卸等环节，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，拉油点储罐伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，不放空，拉油罐车密闭运输，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

本项目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

根据项目产能开发预测指标，项目开采第 2 年含油污水产生量最大，因此，本次评价按第 2 年含油污水计算，污水最大量为 $0.9253 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 。含油污水由管线输送至头台联

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）限值要求“含油量 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2.0\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层，不外排。

（3）噪声

本项目运营期依托工程不新增设备，项目运行期噪声源主要来自抽油机及拉油点储罐加热炉燃烧器噪声，类比同类项目，抽油机噪声源强为 65~80dB（A），加热炉燃烧器源强为 70~75dB（A），均为连续稳态声源。

（4）固体废物

本项目运营期产生的固体废物主要为拉油点储罐和依托场站各罐体产生的含油污泥。根据大庆油田多年统计数据，生产万吨原油的油泥（固相）产生量一般按 0.3t 计算，本项目建成原油产能总建成产能达 $0.651 \times 10^4\text{t/a}$ ，则本工程年产油泥（砂）0.1953t，属于危险废物（HW08，071-001-08），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，含油污泥贮存在头台联危险废物贮存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。处理后的泥渣满足污泥含油率低于 3‰要求后，达标后的泥渣用于在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动，或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动。

3.4.2.2 非正常工况

项目运营期非正常工况主要包括油井作业等，非正常工况下产生的污染物主要为油井作业废水、落地油和废含油防渗布等。

（1）废气

本工程非正常工况条件下的废气排放主要为井场作业、站场设备检修时非甲烷总烃的逸散，一般情况下检修时间较短（2d 左右），且项目均处于野外，扩散条件较好，距离大气敏感目标较远，对大气环境影响较小。

（2）废水

井下作业是运营期的污染环节之一，主要对运营了一段时间的油井进行维修或零部

件的更换，井下作业过程产生作业废水。

①热洗废水

本工程 7 口油井（包含代用井）采用化学清防蜡为主，热洗为辅的综合清防蜡措施，本工程热洗周期为 90 天/井次，洗井时间 2~3 小时（本次评价按 3 小时计算），每小时热洗用水量为 20m^3 ，经计算，热洗清防蜡用水 $1680\text{m}^3/\text{a}$ ，清防蜡用水直接进入集油系统，不外排。主要污染物为石油类、悬浮物，作业时需铺设防渗布。此部分污水通过罐车回收后送头台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。

②作业污水

本项目油井作业周期为 1 次/3 年，作业用水量为 $5\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，7 口油井作业用水量为 $35\text{m}^3/3\text{a}$ （平均 $11.67\text{m}^3/\text{a}$ ），作业过程损耗量按 20% 计算，则作业废水量为 $28\text{m}^3/3\text{a}$ ，折合成 $9.33\text{m}^3/\text{a}$ 。

主要污染物为石油类和悬浮物，通过管道输送或拉运至头台联合含油污水处理站处理达标后回注扶余油层，不外排。

（3）固体废物

①落地油

在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。修井时往往会有一部分原油散落于井场内，成为落地油。根据对本项目各区块调查，修井平均一般 1.5 年一次。

近年来大庆油田通过在油井修井前实施压井技术（即对油井修井前向其注入高压水，冲刷油管和套管）以及安装井下卸油器，修井时落地油产生量大幅减少，每口井产生落地油按最不利状态考虑，约 $0.05\text{t}/\text{次}$ 。

项目共 7 口油井，运营期修井时产生的落地油约为 $0.23\text{t}/\text{a}$ 。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，含油油泥为危险废物，类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，为防止原油散落于井场内，井场均铺设防渗布。落地油全部回收暂存在头台联危险废物贮存池，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司

处置。处理后泥渣满足污泥含油率低于 3‰要求后，达标后的泥渣用于铺设油田井场和通井路。

②含油废防渗布

运营期油井作业时在作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上。单块防渗布重量按 250kg（12m×12m）计，平均每口井作业用 2 块，油井作业频次为 1 次/1.5a，本项目 7 口油井，含油废弃防渗布最大产生量约 2.33t/a。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，含油废弃防渗布为危险废物，类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 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”。含油废防渗布暂存于头台联危险废物贮存池，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。

3.4.3 退役期污染源强核算

（1）废气

退役期施工废气主要为土方开挖、车辆运输等过程中产生的扬尘，施工车辆等设施排放尾气。

1）施工扬尘

退役期施工扬尘是本项目施工时产生的主要污染物，扬尘污染排放方式主要为无组织间歇性排放。其产生量受风向、风速和空气湿度等气象条件的影响。根据该区域多年实际调查数据，在距施工现场 50m 处，产生的扬尘可降至 1.0mg/m³。另外，进出施工场地的运输车辆也会造成施工作业场所近地面粉尘浓度的升高，施工及运输车辆引起的扬尘仅对路边 30m 范围以内影响较大，而且成线型污染，路边的 TSP 浓度可达 10mg/m³ 以上，一般浓度在 1.5~30mg/m³。扬尘主要来源于：

①施工场地的土方挖掘、装卸过程产生的扬尘、填方扬尘、道路铺设路面开挖产生的扬尘。

②施工物料的堆放、装卸过程产生的扬尘。

③建筑物料的运输产生的道路扬尘。

退役期施工产生的废气都是暂时性的，施工一结束就随之消失，对周围空气环境产生的影响较小。

2）运输车辆排放的废气

在工程施工期间，运输车辆的发动机排放的尾气含有 NO_2 、 CO 、 THC 等污染物，一般情况下，采用清洁燃料，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。

（2）废水

茂 8 区块退役期管线内介质由压缩空气吹扫至后续集输管道进入集输系统，无废水排放。茂 401 区块退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至拉油点储罐，由罐车拉运进入头台联集输系统处理。

退役期施工人员生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理。

（3）噪声

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 3.4-6。

表 3.4-6 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）固体废弃物

1）生活垃圾

本项目退役期施工人员 20 人，施工约 15d，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 0.15t。退役期施工人员产生的生活垃圾统一收集送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

2）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。产生的建筑垃圾统一收集后拉运至肇源县建筑垃圾消纳场处置。

3）废旧设备

退役期退役管线两端封堵后直埋处理，对退役油井的井口设备进行拆除，拉油点设

备拆除，包括抽油机、配电箱、柱上变电站和拉油点储罐等设备，其中抽油机 7 台、柱上变电站 3 座，拉油点储罐 1 台，共计 4 台套。拆除的废旧设备全部回收至头台油田物资库。

3.4.4 项目污染物排放源强汇总

本工程施工期各污染物排放源强核算结果汇总见表 3.4-7，运行期各污染物排放源强核算结果汇总见表 3.4-8。

表 3.4-7 施工期各污染物排放源强核算结果汇总表

施工期废气污染物排放源强核算结果汇总														
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 (万 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 (m ³)	排放浓度 (mg/m ³)	排放量 (t)	
井场站 场管线 施工	场地	施工 扬尘	颗粒物	/	/	/	少量	洒水降尘、设置挡板、遮盖苫布 等	/	/	/	/	少量	施工 期
	管线	焊接 烟尘	颗粒物	/	/	/	少量	直排	/	/	/	/	少量	施工 期
	钻井柴 油机	柴油 机烟 气	颗粒物	排污系数 法	250	/	0.06	柴油发电机安装有尾气净化装 置，直排	/	排污系 数法	250	/	0.06	钻井 期
			SO ₂			/	0.47					/	0.47	
			NO _x			/	0.61					/	0.61	
			CO			/	0.16					/	0.16	
			HC			/	0.44					/	0.44	
			HC+N O _x			/	1.05					/	1.05	
	管线	防腐 废气	非甲烷 总烃	/	/	/	少量	直排	/	/	/	/	少量	施工 期
	施工机 械及运 输车辆	施工机 械及运 输汽车 尾气	NO _x 、 CO、 THC 等	/	/	/	少量	直排	/	/	/	/	少量	施工 期

施工期废水污染物排放源强核算结果汇总

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/m³)	排放量 (t)	
钻井	水基钻井	水基钻井废水	SS、COD	类比法	159.56	混合为废弃泥浆，不单独排放废水		水基：排入钢制泥浆槽，与钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑进入钢制泥浆槽由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理；油基：排入废弃油基泥浆罐，委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后废水拉至龙一联合油污水处理站达标后回注油层	/	类比法	0	0	0	钻井期 63d
	油基钻井	油基钻井废水	石油类		48.76	混合为废弃泥浆，不单独排放废水			/	类比法	0	0	0	
管线试压	试压	试压废水	SS	排污系数法	3.01	10	/	由罐车拉运至头台联合油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。	/	排污系数	0	0	0	施工期
压裂	压裂	压裂返排液	COD	类比法	21483.2	3000	6.44	由罐车拉运至头台联综合废液池暂存后，通过管线进入头台联污水处理站处理达标后回注现役油，不外排。	/	类比法	0	0	0	施工期
			SS			500	1.07				0	0	0	
施工	职工生活	生活污水	COD	类比法	238.7	300	0.007	施工期生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理	/	类比法	0	0	0	施工期
			BOD ₅			170	0.004							
			氨氮			30	0.001							

			SS			250	0.006					250	0.25	
施工期固体废物污染物排放源强核算结果汇总														
工序	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）	工艺	处置量/（t）							
钻井	钻井	油基废钻井液	危险废物	类比法	245	/	245	排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后的泥饼和岩屑暂存在泥饼库内，外售用于铺路或制砖。						
		油基钻井岩屑	危险废物		58.512	/	58.512							
		水基废钻井液	一般废物		1009	/	1009							
		水基钻井岩屑	一般废物		191.472	/	191.472							
射孔作业	射孔	含油废射孔液	危险废物		216	/	216	随油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑一同由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。						
		非含油废射孔液	一般废物		36	/	36	与水基废钻井液一起拉运至拉运至庆兴环保科技有限公司处理。						
钻井	钻井	废膨润土、纯碱、重晶石粉、水泥包装袋	一般废物		0.0075	填埋处理	0.0075	统一收集，送第七采油厂工业固废填埋场进行填埋						
		非含油废防渗布	一般废物		0.15	/	0.15							
			含油防渗布		危险废物		0.01	/	0.01	定期拉运至头台联危险废物贮存池，委托有资质的单位及时拉运处置。				

管线 焊接	管线	施工废料	一般废物	类比法	0.0236	填埋处理	0.0236	第七采油厂工业固废填埋场进行 填埋。
生活	职工 生活	生活垃圾	生活垃圾	类比法	1.865	/	1.865	送肇源县利民城市垃圾处理有限 公司处理

施工期噪声污染物排放源强核算结果汇总

工序	装置	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施		噪声排放值		持续时间/h
				核算方法	噪声（dB（A））	工艺	dB（A）	核算方法	噪声值（dB（A））	
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	
		空压机	连续稳态声源		88~92	基础减震	-5	类比法	83~87	
		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	
		压裂设备	连续稳态声源	类比法	80~90	选取低噪声设备	/	类比法	80~90	
		柴油发电机	连续稳态声源		120~130	基础减震、隔声	-30	类比法	90~100	

表 3.4-8 运行期各污染物排放源强核算结果汇总表

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 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	产生浓度 (mg/m^3)	产生量 (t/a)	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	排放浓度 (mg/m^3)	排放量 (t/a)	
多功能储油罐	加热装置	加热烟气	SO ₂	排污系数法、类比法	104.21	19	0.0198	燃烧清洁能源	/	排污系数法、类比法	104.21	19	0.0198	365
			NO _x			90	0.094					90	0.094	
			颗粒物			5.3	0.006					5.3	0.006	
油气开发	井场、联合站、转油站、集输系统等	非甲烷总烃	产污系数法		/	/	9.23	密闭措施	/	/	/	/	9.23	365

表 3.4-9 运行期废水污染物排放源强核算结果汇总

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 (m^3/a)	产生浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)	工艺	效率/%	核算方法	废水排放量 (m^3/a)	排放浓度 (mg/m^3)	排放量 (t/a)	
产液脱水	头台联合站	含油污水	石油类	类比法	0.9253×10^4	1000	0.9253	送头台联合站污水处理站处理后回注油层	/	/	/	/	/	365
			SS			200	0.185		/	/	/	/	/	365
作业污水	油井	作业废水	石油类、悬浮物	类比法	$28 \text{m}^3/3\text{a}$	石油类: 1000 SS: 50	石油类: 0.28 $\text{m}^3/3\text{a}$	罐车拉运至头台联合站污水处理	/	/	/	/	/	/

							SS: 0.002m³/3a	站处理后回注						
洗井 废水	油井	洗井	石 油 类、悬 浮 物	类比 法	1680	/	/	直接进入集油系 统，不外排	/	/	/	/	/	/

表 3.4-10 运行期固体废物污染物排放源强核算结果汇总

工序	装置	固体废物 名称	固废属性	产生情况		处置措施		去向
				核算方法	产生量 t/a	工艺	处置量/（t/a）	
清罐	设备、储 罐	含油污泥	危险废物	类比法	0.1953	委托处置	0.1953	含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非 金属废料加工有限公司处置，处理后用 于油田作业区域通井路、井场建设等
修井 作业	井场	落地油	危险废物	类比法	0.23		0.23	落地油全部回收暂存在头台联危险废物 贮存池，定期交由大庆市肇源县晨晰非 金属废料加工有限公司。
	井场	废含油 防渗布	危险废物	类比法	2.33	委托处置	2.33	含油废防渗布暂存于头台联危险废物贮 存池，委托有危险废物处置资质的单位 及时拉运处置。

表 3.4-11 运行期噪声废物污染物排放源强核算结果汇总

工序	装置	噪声源	声源类型	噪声源强		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	dB（A）	核算方法	噪声值 （dB（A））	
油气 开采	抽油 机械	抽油机	连续稳态声源	类比法	80	选用低噪音设备、 定期维护	/	类比法	80	8760

拉油点	储存设备	多功能罐	连续稳态声源	类比法		选用低噪音设备、定期维护	/	类比法		8760
头台联合站场站运行	热泵站	撬装热泵机组	连续稳态声源	类比法	90	选用低噪音设备，设置减震基础，机	30	类比法	60	8760
	加热炉区	掺水换热器	连续稳态声源	类比法	90	泵设置于厂房	30	类比法	60	8760

表 3.4-12 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 3.4-13 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 m ³	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率/%	核算方法	废水排放量 m ³	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	生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理	/	类比法	0	0	0	30
			氨氮			30	0.00115		/			0	0	

表 3.4-14 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	
		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 3.4-15 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	
	生活垃圾	类比法	0.15t	/	0.15t	送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理
	封井建筑垃圾	类比法	1.4t	填埋处理	1.4t	第七采油厂工业固废填埋场进行填埋
	废旧设备	类比法	11 台套	回收再利用	11 台套	全部回收至头台油田物资库

本工程产生的危险废物主要为废防渗布、落地油和含油污泥，暂存在头台联危险废物贮存池。本工程产生的危险废物具体情况见表 3.4-16。

表 3.4-16 危险废物情况表

时期	危险废物名称	危险废物代码	产生量 t/a	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
运行期	落地油	HW08, 071-001-08	0.23	油井作业及设备清淤	液态	油泥	石油类	油井作业 3 年/次, 设备清淤 1 年/次	T、I	定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置, 处理后用于油田作业区域通井路、井场建设等
	含油污泥	HW08, 071-001-08	0.1953	油井作业及设备清淤	液态	油泥	石油类	油井作业 3 年/次, 设备清淤 1 年/次	T、I	落地油全部回收暂存在头台联危险废物贮存池, 定期委托有资质单位处置。

黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程

	含油废 防渗布	HW08, 900-249-08	2.33	油井作业	固态	油、塑 料	石油 类	油井作业 3 年/次	T、I	含油废防渗布暂存于头台联危险废物贮存池，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。

3.4.5 污染物“三本帐”汇总

由于本工程施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，本工程运营期废水、固体废物不排入外环境，因此，本次评价只对本工程运营期大气污染物排放情况进行核定，具体见表 3.4-17。

表 3.4-17 污染物“三本帐”汇总一览表

名称	污染物名称	单位	现有工程 排放量	本工程 产生量	削减量	总排放量	排放增 减量
现有 工程	燃烧烟气	万 Nm ³ /a	7355.70	104.21	0	7459.91	+104.21
	SO ₂	t/a	0.35	0.0198	0	0.36198	+0.0198
	NO _x	t/a	1.66	0.094	0	1.754	+0.094
	颗粒物	t/a	0.23	0.006	0	0.236	+0.006
非甲烷总烃		t/a	332.16	9.72	0	341.88	+9.72

3.5 清洁生产分析

3.5.1 钻井过程的清洁生产工艺

(1) 区块布井尽量减少井场占地，不但最大限度减少废物排放，而且减轻了对土壤、生态及植被的影响。

(2) 钻井采用水基钻井泥浆，该钻井泥浆基本为无毒性泥浆，广泛应用于大庆油田开发。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 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。

3.5.2 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，产生的作业废水经新肇联合油污水处理站处理达标后回注油层，对作业过程中散落的落地油，采用“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，可使落地油的回收率达到 100%。

3.5.3 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。

针对本工程油田开发的特点，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

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

(3) 油田采出水处理

为了保护和节约用水，本次规划油井就近进入头台联合脱水站，分离出的污水经掺水炉加热、掺水泵增压后输至头台联合油污水处理站处理。出水满足《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)限值要求后用于回注油层。

(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。

3.5.4 先进的环境管理

本工程在实施过程中，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。

根据上述分析，本工程将清洁生产贯穿于设计、建设与生产的全过程，符合清洁生产要求，清洁生产水平达到国内先进水平。

第四章 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

本项目位于黑龙江省大庆市肇源县境内，项目地理位置图见附图 1。区内油田公路四通八达，交通便利，移动、联通网络均覆盖该地区，通讯发达。区块周围分布有村屯、耕地、草地等。

4.1.2 地形地貌

工程所在地属于松花江及嫩江冲积平原中部，地形呈北高南低的广阔波状平原，地面海拔高程在 127-139m 之间，地表径流条件较差。地貌成因类型及形态特征为冲湖积微波状起伏低平原，其沼泽湿地及盐碱低地较为发育。

4.1.3 气候气象

该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。

多年平均相对湿度：64.76%

多年平均气温：5.28℃

多年平均风速：3m/s

多年平均静风出现频率：4.93%

多年平均年降水量：444.74mm

多年平均最大日降水量：46.36mm

多年平均最低气温：-30.49℃

多年平均最高气温：34.96℃。

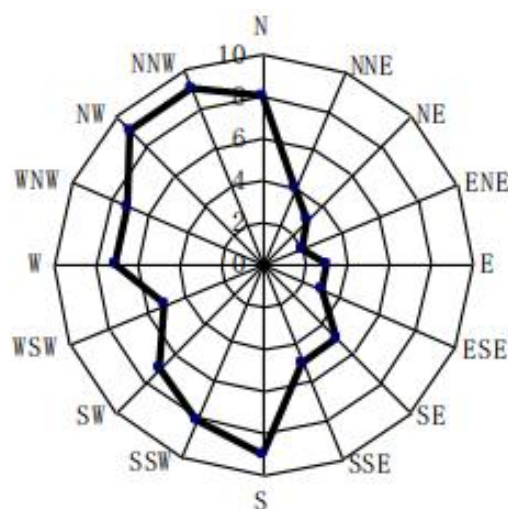


图 4.1-1 全年风向玫瑰图

4.1.4 地表水

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。区域内北部属积水闭流区，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。本工程周边主要为水稻田及水田沟渠，无其他有水体功能的地表水体分布

4.1.5 水文地质

4.1.5.1 地形地貌

项目区位于肇源县西北部，地势平坦，地面绝对标高在 127.0～132.0m 之间，属于松花江及嫩江冲积平原，地形呈西北高东南低的广阔波状平原，地表径流条件较差。地貌成因类型及形态特征为冲积微波状起伏低平原，其上湖泊、沼泽湿地及盐碱低地较为发育。

4.1.5.2 地质特征

（1）地质构造

评价区位于松辽盆地北部的中央拗陷区。松辽盆地是中、新生代形成的一北北东向菱形断拗盆地。沉积岩厚度最大可达 6000m 以上，由侏罗系、白垩系、第三系、第四系陆相沉积构成。主要构造格局呈“中隆侧凹”形态，即齐家～古龙凹陷构造单元的西部。

区内上部由第四系松散堆积物所覆盖，未发现断裂构造分布。

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306—2015), 本区地震动峰值加速度为 0.05g, 相应的地震基本烈度为 VI 度。

(2) 地层概况

区域地质构造属于徐家围子向斜构造的一部分, 位于向斜构造的南部, 由于白垩系晚期以来, 白垩系明水组没有接受沉积遭受剥蚀, 受地质运动影响, 第三系地层剥蚀严重, 第四系以来长期处于上升阶段, 第四系地层沉积较薄。

根据地质钻探资料分析, 区域浅部地层从上到下依次为第四系、第四系, 白垩系地层。

(1) 白垩系四方台组 (K_{1s})

分布在区域下部, 由砂岩、泥质砂岩夹灰黑色、灰色泥岩组成的沉积物组成。明水组一段在区内的厚度变化较大, 局部地区相差较大, 一般为 0.0~131m, 局部地区厚度大于 200.0m。

(2) 第三系大安组

主要分布在大庆市南部肇州县至吉林省大安县一带, 在区域东部沉积地层, 地层厚度为 40~110m。上部为黄、黄褐色砂质泥岩、泥岩, 夹有黑色泥岩薄层。下部为灰褐色泥质粉砂岩, 砂质泥岩、泥岩、泥质粉砂岩, 质软, 胶结疏松, 成岩性较差。与下伏地层成不整合接触。

(3) 第三系泰康组

主要分布于区域西部地区, 呈条带状分布。地层厚度 0~50m。向西、北方向地层厚度逐渐增大, 并趋于稳定。岩性下部为层状的河流相中粗砂, 上部为灰绿、黄绿色粘土、灰白色粉细砂, 并构成厚度不等的交互层, 局部厚度变薄, 且多呈透镜体状。与下伏地层为不整合接触。

(4) 第四系 (Q)

1) 全新统冲积层 (Q_4)

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

2) 上更新统齐齐哈尔组 (Q_3)

广泛分布于区域，岩性为粉质粘土和粉细砂。粉质粘土：黄褐色-褐黄色，软塑~可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度为 2-8.0m。局部夹粉土、粉细砂层，微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙。分布于评价区表层。

3) 中更新统荒山组 (Q_2)

广泛分布区域，岩性为河湖相沉积的灰黑色粘土，地层厚度较为均匀，微显层理，局部夹有粉细砂层，致密坚硬，局部由铁质浸染，地层厚度为 10.0~22m。土质致密，渗透性较差，渗透系数一般在 $1.0 \times 10^{-6} \sim 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，为区域弱透水层，由铁质浸染的斑点条带，含铁钙质结核及白色钙质斑点；

第四系与下伏第三系泰康组地层为不整合接触。

4.1.5.3 地下水含水层

评价区位于松辽盆地的北部，区域地质构造位置属于徐家围子向斜构造一部分，位于向斜构造的南端。中生界白垩系沉积了巨厚的碎屑岩，第四系则覆盖全区，不整合于白垩系地层之上。在各组岩层中沉积有厚薄不均的砂、砂砾石层及砂岩、砂砾岩层，为地下水的赋存提供了良好的条件。

根据地下水的埋藏条件及含水层介质、水力性质等，区内地下水类型可划分为第四系上更新统松散层孔隙潜水、白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水。

4.1.5.4 地下水类型及含水岩组特征

(1) 第四系上更新统松散层孔隙潜水

分布于全区，含水层岩性为上更新统哈尔滨组粉细砂组成，厚度 0~3.5m。地下水位埋深 2.5~4.5m，弱富水性，单井涌水量在 300~100m³/d，地下水化学类型以 $\text{HCO}_3\text{-Na}$ 、 $\text{HCO}_3\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型水为主。该层水为大气降水的垂直入渗补给，无开采供水条件。

(2) 第四系白土山组孔隙承压水

第四系白土山组孔隙承压含水层主要由河流相沉积的灰白色、杂色砂砾石组成。偶夹白色高岭土透镜体。主要分布于区域的南部，含水层厚度 15-25m。含水层顶板埋深为 10.0~40m，呈中部后两侧略薄态势。

白土山组孔隙承压含水层颗粒粗大，分选较好，孔隙连通，有效孔隙度大，透水性强，富水性好。单井涌水量（237mm 井管）一般都能达到 1000~1500m³/d，水质为重碳酸钠型水。

(3) 第三系大安组孔隙裂隙承压水

上部，灰白色灰绿色粉砂岩和灰绿色青灰色层泥岩。

中部深灰色粘土页岩和泥岩。下部灰白色含砾砂岩和砂砾岩。主要分布在区域的东南部，含水层为砂岩粉砂岩。

含水层厚度一般为 0-48.5m，顶板埋深东西条带为 15-30m，井涌水量 860-1250t/d。

(4) 第三系泰康组孔隙裂隙承压水

上部，灰绿色、青绿色泥质粉砂岩，灰白色砂岩局部地区含朽木碎片，分布不稳定局部地区缺失；下部，灰白色厚层砂砾岩夹薄层中细砂岩，含砾中粗砂，一般上部颗粒粗，下部颗粒细。西部广泛分布，含水层为砂砾岩层。区域含水层厚度一般 0-46m，含水层板埋深 3-70m 左右。单井涌水量 3000-5000t/d。

(5) 白垩系下统四方台组孔隙裂隙承压水含水层

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，一般由 2 个层组成，单层厚度 5.0~12.0m，含水层顶板埋深 120~135m，二段含水层组单井涌水量一般可达 800~1200m³/d (273mm)。含水层的矿化度为 480—860g/L，总硬度为 66-95mg/L（以 CaCO₃ 计），水质类型为重碳酸钠型水。

本项目区域综合水文地质图见附图 4.1-2。

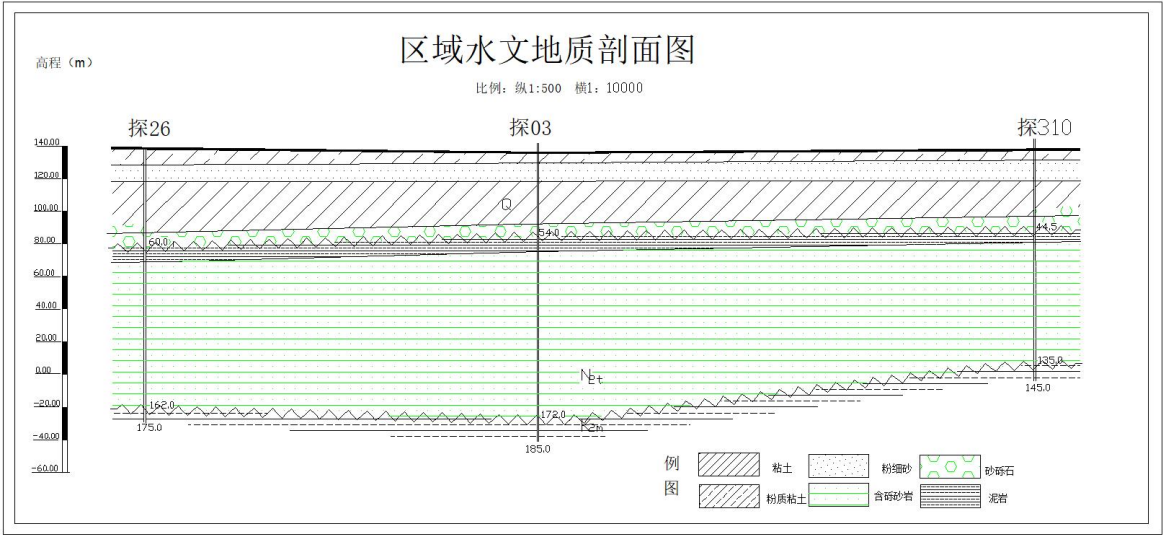
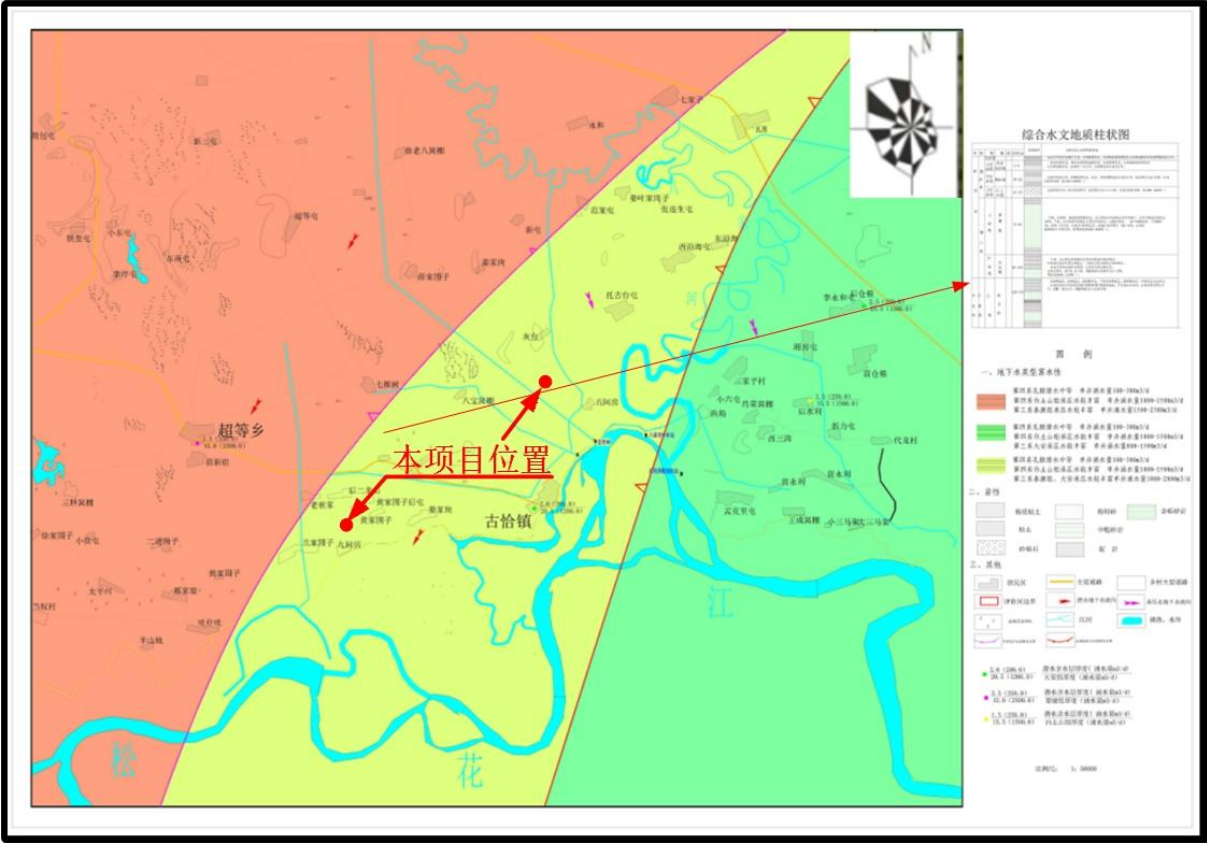


图 4.1-2 区域水文地质图

4.1.5.5 地下水循环条件

(1) 地下水补给

①大气降雨补给

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

②地表水体的入渗补给

评价区内分布的松花江水的入渗水量构成了第四系潜水补给的主要来源。

③侧向补给

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

（2）地下水径流规律

项目区内地下水的径流方向在不同层位有所不同。上部潜水含水层主要由粉细砂组成，颗粒较细，分布不连续，透水性较差，且受地形影响，地下水径流滞缓，项目区范围内地下水流向不明显，区域上总体流向随地势由东北向西南流。而承压含水层是该区供水的主要来源，地下水开采量较大而且相对集中，区域水位下降较大，由于人工流场的形成，改变了地下水的天然径流状态，地下水位是西北高东南低，地下水的径流方向则为偏西北向偏东南。

（3）地下水排泄

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

①潜水蒸发排泄

该区属干旱、半干旱季风气候区，区内水面和沼泽湿地较为发育，由于气候干燥，尤其是在多风少雨的春末初夏，降水量小 200mm，蒸发强度大（1100-1600mm），因此蒸发是潜水的主要排泄方式。

②侧向径流排泄

地下水通过同一含水层向区域南部径流流出区域。

③人工开采

区域是地下水人工开采主要地区。根据统计资料，目前区域钻凿工农业、生活水井 20 多眼。区域地下现状年总开采量为 $75.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

4.1.5.6 地下水动态变化

（1）监测点的布设

根据区域地下水文地质资料及文献资料，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），

引用数据共布设地下水水位监测点 16 个，其中第四系松散岩类潜水水位监测点 8 个，第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水水位监测点 8 个。

(2) 监测时间与频率

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》（HJ610-2016）中表 4 中的要求，本次地下水位监测频率为一期，监测时段为枯水期。

地下水位监测时间为 2025 年 9 月

表 4.1-1 地下水环境现状监测频率参照表

评价等级	水位监测频率		
分布区	一级（√）	二级	三级
山前冲（洪）积	枯平丰	枯丰	一期
滨海（含填海区）	二期a	一期	一期
其他平原区（√）	枯丰（√）	一期	一期
黄土地区	枯平丰	一期	一期
沙漠地区	枯丰	一期	一期
丘陵山区	枯丰	一期	一期
岩溶裂隙	枯丰	一期	一期
岩溶管道	二期	一期	一期

(3) 区域地下水变化

(1) 水位变化特征

1) 潜水地下水水位动态变化特征

区域潜水含水层埋深较浅，含水层岩性为粉细砂，水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大，根据水位监测结果表明，区域潜水水位埋深 2.1m~5.5m 之间，区域潜水埋深变化较小，水位变化差 1.0m 左右（见下图 4.1-4）。

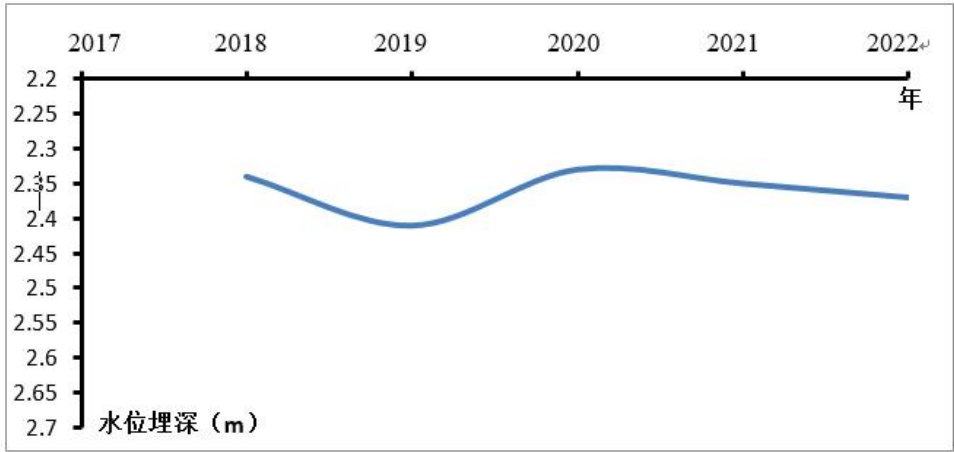


图 4.1-4 区域潜水水位埋深变化曲线

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第三系泰康组孔隙承压含水层，承压水受多年地下水开采，承压水地下水位总的趋势呈下降趋势。根据近年区域地下水动态监测井水位监测分析，地下水水位变化主要受开采量的影响。由于加强地下水资源管理，用水得到有效控制，基本处于稳定状态。目前水位最大埋深 14.3m 左右。

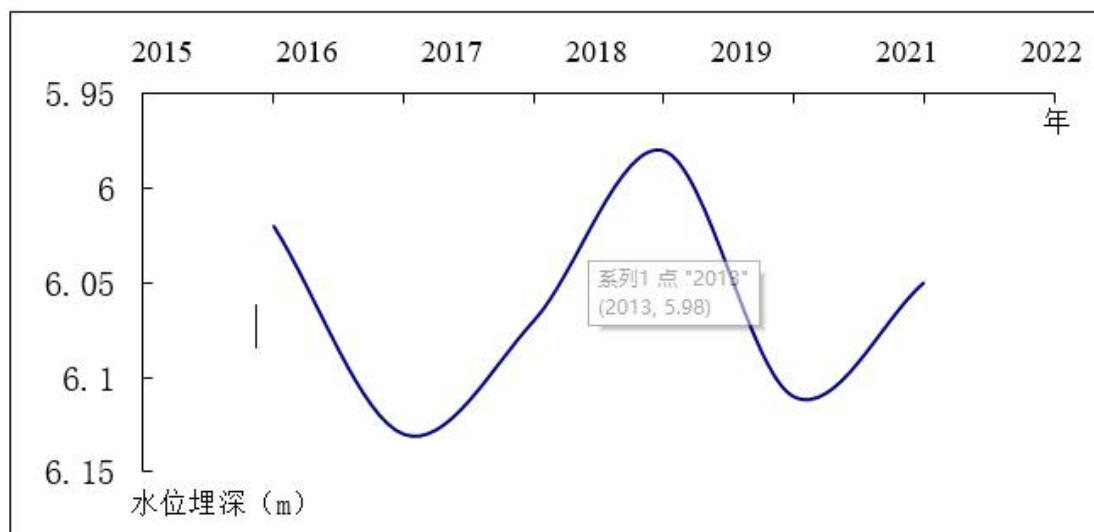


图 4.1-5 区域承压水水位埋深变化曲线

(2) 现状地下流场

1) 承压孔隙裂隙承压水流场

承压水地下水等水压线图见图 4.1-6。评价区内地下水流总体由东北向西南，地下水水力坡度 0.1-0.6‰。

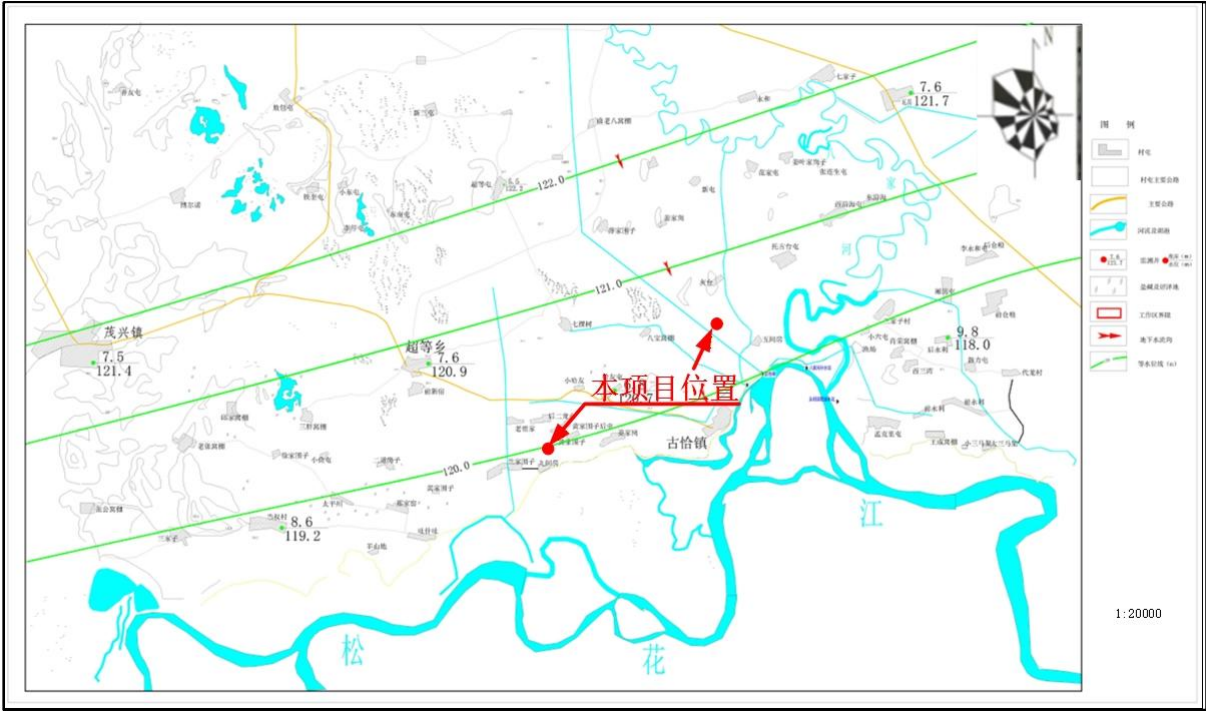


图 4.1-6 区域承压水等水位线图

2) 第四系上更新统松散层孔隙潜水水流场

第四系上更新统松散层孔隙潜水水位监测孔为利用农村现有的水井进行地下水监测，潜水地下水等水压线图见图 4.1-7。评价区内地下水流由东北向西南，地下水水力坡度 0.3-0.6‰。

第四系上更新统松散层孔隙潜水含水层为粉细砂，地下水水平径流滞缓，以垂直交替作用为主，地下水流场随地形起伏而变化。

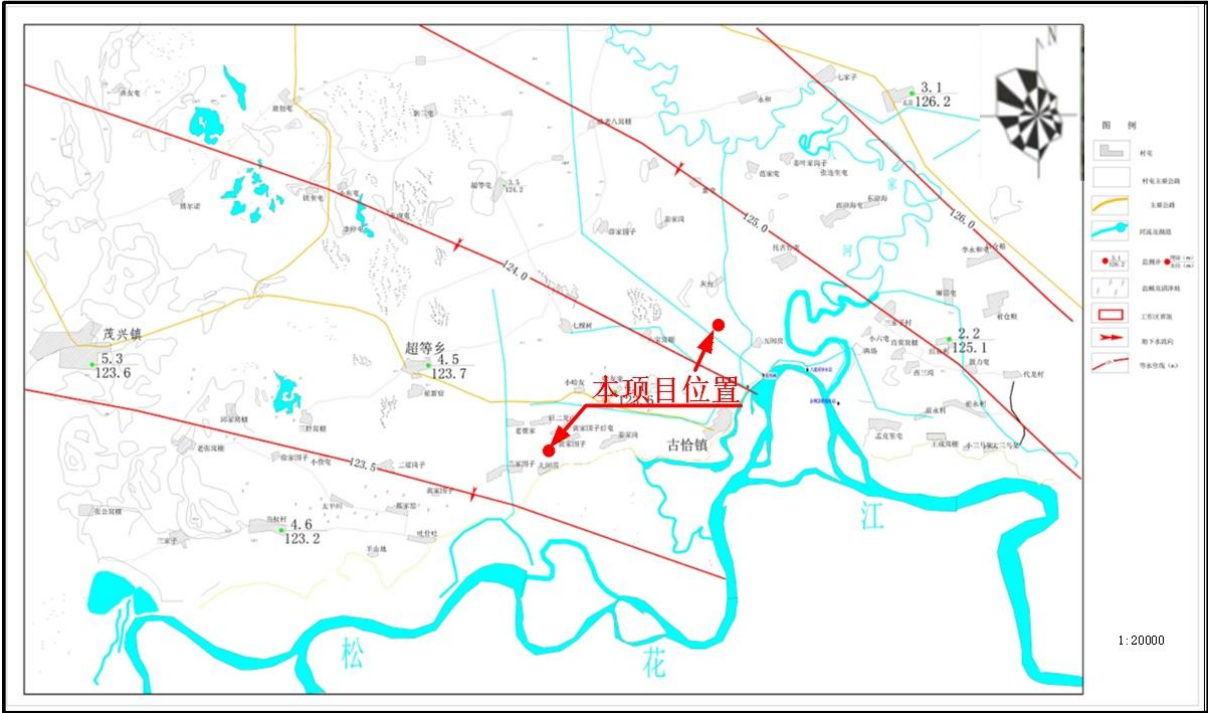


图 4.1-7 区域潜水等水位线图

4.1.5.7 包气带特征分析

(1) 建设场地地质概况

根据区域岩土工程勘察报告，建设场地勘察深度内所揭露的地层为第四系松散地层。主要地层 3 层，场地地层结构及特征描述如下：

- 1) 粉质粘土：黄褐色，可塑，土质不均匀，夹粉土，手捻有砂粒感，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，厚度 3.0~4.5m。
- 2) 粉细砂：灰黄色-浅灰色，稍密-中密，饱和，颗粒均一，级配差，主要矿物质成分由石英、长石组成，含有少量暗色矿物，厚度 3.3~5.5m。
- 3) 粉质粘土：灰色，可塑，土质不均匀，夹粉土，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，本次钻探未穿透此层。

(2) 包气带分布特征

1) 建设场地地质概况

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

粉质粘土：黄褐色-褐黄色，可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，

含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度 3.60-4.50m。

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

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

2) 土体的渗透性

根据建设场地北部东城水库工程地质勘察成果及经验值，综合确定区内各土砂层的渗透系数见表 4.1-8。

表 4.1-8 各土砂层渗透系数统计表

地层岩性	试验值		经验值		建议值	
	m/d	cm/s	m/d	cm/s	m/d	cm/s
粉质粘土	0.006	6.7×10^{-6}	0.001~0.01	$10^{-6} \sim 10^{-5}$	0.01	3.15×10^{-6}
粘土	<0.0001	< 10^{-7}	<0.001	< 10^{-6}	<0.001	< 10^{-6}

表 4.1-9 包气带粉质粘土物理力学指标

取样深度	含水量	比 重	孔隙比	孔隙度	液 限	塑 限	塑性指数	液性指数
	w	G _s	e	n	ω_L	ω_p	I _p	I _L
m-m	%				%	%		
1.6-1.8	16.07	2.67	0.672	33.4	24.95	15.86	9.09	0.32
1.8-2.0	19.4	2.71	0.672	39.2	27.3	16.5	10.80	0.27
2.5-2.8	24.09	2.67	0.744	39.2	29.26	18.41	10.85	0.52

3) 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，详见表 4.1-10。

表 4.1-10 天然包气带防污性能分级参照表

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 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，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 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，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 2.4-3.6m ($>1.0\text{m}$)，根据地质资料，项目包气带岩性主要为粘土、细砂，参照水文地质参数表，黏土、细砂渗透系数 5.79×10^{-5} - $2.89\times 10^{-4}\text{cm/s}$ ($>1\times 10^{-6}\text{cm/s}$, $<1\times 10^{-4}\text{cm/s}$)，由此可知，项目区域包气带防污性能为中。

4.1.5.8 回注层和隔离层特征

茂 8 北块属于朝阳沟阶地头台鼻状构造东翼宽缓区，整体构造平缓，南高北低，扶余油层顶面埋深-1350~-1390m，构造高差 40m，地层倾角 1.6° 。由于后期的构造运动，在构造上形成较多的近南北向断层，区域两侧发育两条南北两大断层，断距 10~60m，延伸长度 3~6km，所有断层均为正断层。

茂 401 区块构造上位于肇州一头台鼻状构造西翼，呈向西北倾没的单斜坡，地层倾角 1.2° ，扶余油层顶面埋藏深度-1565~-1480m，构造高差 85m，区域内发育 2 条较大的南北向断层，断距 5-40m，延伸长度 3-5km，4 条南北向及 2 条北东 45° 方向小断层，断距为 5-15m，延伸长度为 0.6-2.5km，所有断层均为正断层。

4.1.6 土壤与植被情况

(1) 土壤

根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台 (<http://www.soilinfo.cn/map/>) 数据查询，项目评价区地处松嫩平原，茂 401 区块主要土壤类型为风沙土，茂 8 区块主要土壤类型为暗色草甸土。

风沙土是发育于风成沙性母质的土壤。其主要特征是土壤矿质部分几乎全由细砂颗粒（直径在 0.25~0.05 毫米）组成；剖面层次分化不明显，仅有 A 层（淋溶层）和 C 层（母质层）缺乏 B 层（淀积层）；风蚀严重。风沙土有机质含量低，一般在 1~6g/kg 之间，长期固定或耕种的风沙土可达 5g/kg 左右。腐殖质组成除东部草原地区外，以富里酸为主，胡敏酸与富里酸比值小于 1。土壤钾素或丰富，氮磷缺乏，供肥能力差，土壤贫瘠。主要分布在中国北部的半干旱、干旱和极端干旱地区。风沙土的特征是成土作用经常受到风蚀和沙压，很不稳定，致使成土过程十分微弱，土壤性状与风沙堆积物无多大改变。随沙地的自然固定和土壤形成阶段的发展，由流动风沙土到半固定、固定风沙土，土壤有机质含量逐渐增加，说明只要增加肥分与水分，使植被逐步稳定生长，也能成为农林牧用地。

草甸土是温带低洼地区受地下水浸润作用，在腐殖质积累和潜育化过程下形成的具有腐殖质表层和潜育层的半水成土壤。主要分布在东北平原、内蒙古和西北地区的河谷平原或湖盆地区，其自然植被为湿生型与中生型草甸植被。草甸土类是区域内比较肥沃的土壤，包含三个亚类：石灰性草甸土，盐化草甸土，碱化草甸土。

草甸土的植被，除了农田以外，草原植被以羊草和拂子茅为优势种，伴生有萎菱菜、地榆、胡枝子、蒿属、虎尾草、星星草等。

（2）植被

项目所在区域天然植被主要由草甸草原、盐生草甸和沼泽植被构成。草甸草原是松嫩草原的地带性植被，分布在漫岗地、缓坡地和低平地上，主要以中旱生的多年生草本植物为建群种，并以丛生和根茎型禾草占优势。禾本科主要有羊草、野古草、隐子草、贝加尔针茅和洽草等；豆科有兴安胡枝子、细叶胡枝子、五脉山黧豆、苜蓿、草木樨、山野豌豆等；杂类草主要有蒿属、萎陵属的植物等。植被盖度多在 65% 以上，亩产干草约 100~150kg。

盐生草甸多分布于处地势低洼处，与草甸草原植被镶嵌。植被由盐中生和旱中生禾草、杂类草组成，主要植物有星星草、碱茅、羊草、芦苇、盐生凤毛菊、碱蓬、碱蒿等。植被盖度 60~80%，亩产干草 70kg。

沼泽植被在大庆地区广泛分布。该类型植被是在地表终年积水或季节性积水的条件下，由多年生湿生植物为主形成的一种隐域性植被。芦苇是最常见的类型，植被盖度在 80~100%，产量较高。

由于气候的变化和人类活动的影响，地区内森林植物退却，原生林木很少，林木主要以农田防护林、护村林和护路林等为主，品种以速生林杨树为主。农田植被以旱田植被为主，水田植被为辅，粮食作物包括玉米、大豆、高粱、谷子、小麦、水稻等，经济作物有向日葵、蓖麻子、油菜子、花生等。

4.1.7 野生动物分布

区域内野生动物中鸟类主要有喜鹊、麻雀、云雀、家燕等，兽类主要有狐、鼬、兔、鼠、羊等，两栖类和爬行动物主要有无斑雨蛙、蛇等，鱼类主要有鲤鱼、鲢鱼、鲫鱼、草鱼、鲶鱼等。由于受人为因素影响明显，荒野被开垦为农田，工业迅速发展，区域内

大型鸟兽基本绝迹，地域物种主要与农业生产活动有关，小型哺乳类特别是鼠类、麻雀、家燕等种群数量较多，也有大群雁、鸭等主要集中在泡子湿地中。

4.2 环境保护目标调查

4.2.1 环境功能区划

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号）。本工程所在地区环境空气属于二类功能区。

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。

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），安肇新河主导功能为防洪排涝与纳污，大庆市界内松花江干流（肇源段）为集中式饮用水水源地二级保护区、渔业水域。因此安肇新河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅴ类的标准限值，松花江干流（肇源段）执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

4.2.2 主要环境敏感区

根据现场调查及查阅有关资料，本工程评价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、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区，也不在生态保护红线范围内，但项目占用永久基本农田，同时，涉及以居住为主要功能的区域、分散式饮用水水源地。

（1）耕地（永久基本农田）

产能工程各系统永久占地共计 1.7044 公顷，临时占地 1.797 公顷，耕地、草地（永久占地 1.7044 公顷，临时用地 1.797 公顷）。

根据《中华人民共和国土地管理法》（2020.1.1 施行），第三十条国家保护耕地，

严格控制耕地转为非耕地。国家实行占用耕地补偿制度。非农业建设经批准占用耕地的，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。根据《基本农田保护条例》（中华人民共和国国务院令第 257 号，2011 年 1 月 8 日修订）第十六条：经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

本工程需按相关规定取得用地审批，且占补要求满足《中华人民共和国土地管理法》（2020.1.1 实施）、《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放场，用于堆放剥离的表土层（农田的耕作层），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。

（2）水土流失重点治理区

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030 年）》，本工程所在区域大庆市肇源县位于水土流失重点治理区，区域总面积共 551.90km²，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。

（3）以居住为主要功能的区域

本工程评价范围内分布有村屯住宅，以居住为主要功能，评价范围内居民环境保护目标见 2.6-1。

（4）地下水饮用水源

根据现场调查及收集资料，本工程所在区域无《黑龙江省人民政府关于调整撤销新

建哈尔滨等 11 个市地 384 个集中式饮用水水源保护区的批复》（黑政函〔2019〕118 号）、《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等市（地）197 个集中式饮用水水源地保护区的批复》（黑政函〔2020〕97 号）中划分的集中式饮用水水源保护区。本工程涉及的地下水保护目标为各村屯的水源井，村屯中集中供水井供水服务人数均小于 1000 人，开采层位为承压水含水层，属于分散式水源地。其他部分村民家有自打水井，主要开采层位为潜水含水层，主要功能为灌溉和畜牧用水。

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1.1 项目所在区域环境空气质量达标情况

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

本项目位于大庆市肇源县古恰镇，根据大庆市生态环境局 2025 年 6 月 5 日公布的《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 微克/立方米；二氧化氮年均浓度为 18 微克/立方米；可吸入颗粒物（PM₁₀）年均浓度为 48 微克/立方米；细颗粒物（PM_{2.5}）年均浓度为 32 微克/立方米；一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数为 0.8 毫克/立方米；臭氧最大 8 小时平均第 90 百分位数为 114 微克/立方米。

表 4.3-1 2024 年大庆市空气质量现状

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标 情况
SO ₂	年平均	7	60	11.7	达标
NO ₂	年平均	18	40	45.0	达标
PM ₁₀	年平均	48	70	68.57	达标
PM _{2.5}	年平均	32	35	91.4	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	800	4000	20.0	达标
O ₃	臭氧最大 8 小时平均第 90 百分位数	114	160	71.2	达标

根据表 4.3-1 可知，2024 年大庆市基本污染物 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃

均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单要求，大庆市环境空气质量属于达标区。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）：“滚动开发区块建设项目还应收集近 5 年的区域环境质量资料”。本工程位于大庆市肇源县，区域内近 5 年环境空气基本因子监测数据采用大庆市生态环境状况公报中的逐年数据，详见表 4.3-2，区域内环境质量变化趋势见图 4.3-1。

表 4.3-2 区域内近 5 年环境空气基本因子监测数据表

单位：μg/m3

污染物	年评价指标	2020年		2021年		2022年		2023年		2024年		达标情况
		现状浓度	占标率%	现状浓度	占标率%	现状浓度	占标率%	现状浓度	占标率%	现状浓度	占标率%	
SO ₂	年平均质量浓度	9	15	9	15	7	12	6	10	7	11.7	达标
NO ₂	年平均质量浓度	18	45	18	45	16	40	17	42.5	18	45.0	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	45	64	41	59	38	54	41	58.57	48	68.57	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	28	80	27	77	26	74	26	74.29	32	91.4	达标
CO	24小时平均第95百分位数	1100	27.5	900	22.5	900	22.5	800	20	800	20.0	达标
O ₃	最大8小时平均第90百分位数	130	81.2	126	79	110	69	160	72.5	114	71.2	达标

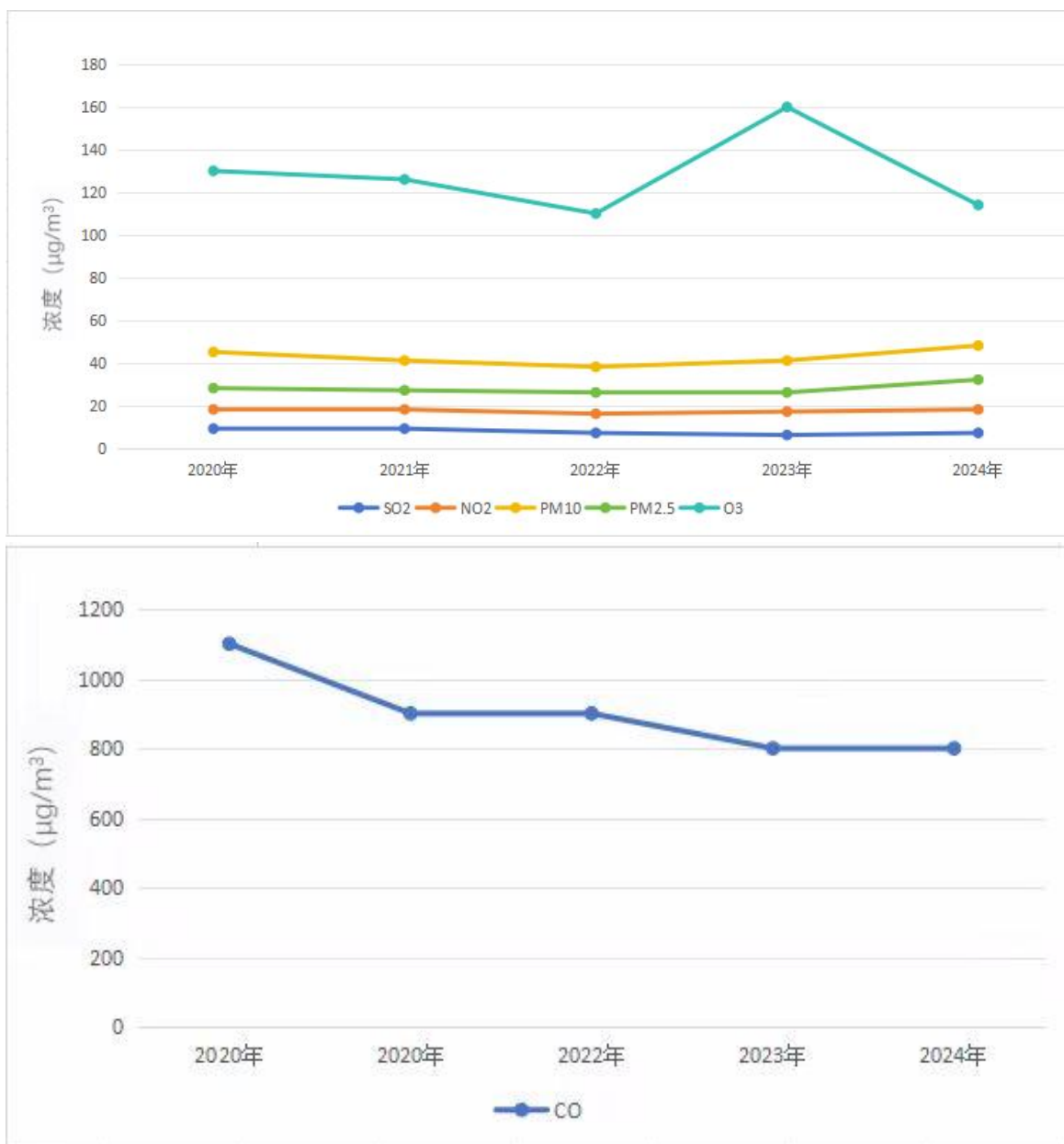


图 4.3-1 区域 5 年内基本因子环境质量变化趋势图

4.3.1.2 环境空气质量现状监测与评价

①监测布点

考虑地形、地貌、地面风场特征、项目地理位置和环境功能区的要求，根据项目情况和周围敏感点分布情况，本次评价在项目区块及主导风向下风向 5km 范围内共布设 4 个环境空气质量现状监测点。山东英谱检测技术有限公司于 2025 年 11 月 25 日~2025 年 12 月 8 日的对本项目进行现状监测，特征污染物补充监测点位基本

信息见表 4.3-3、表 4.3-4 及图 4.3-2。

表 4.3-3 环境空气现状监测点位表（非甲烷总烃）

监测点名称	监测点位置	监测因子	监测点坐标 (°)	相对距离	备注
1#	九间房屯	非甲烷总烃	124.78831540 45.50524540	M176-S134南700m	上风向
2#	前二龙山屯	非甲烷总烃	124.79464973 45.51735717	M176-S134东北750m	下风向
3#	后二龙山屯	非甲烷总烃	124.78817877 45.52155190	M176-S134北1000m	下风向
4#	兴发村	非甲烷总烃	124.87376491 45.55927549	茂36-平62北650m	下风向
5#	灰菜屯	非甲烷总烃	124.88214534 45.56297641	茂36-平62东北1100m	下风向
6#	小北屯	非甲烷总烃	124.86427166 45.54394828	茂36-平62西南1200m	上风向

表 4.3-4 环境空气现状监测点位表（TSP）

监测点名称	监测点位置	监测因子	监测点坐标 (°)	相对距离	备注
1#	九间房屯	TSP	124.78831540 45.50524540	M176-S134南700m	上风向
2#	前二龙山屯	TSP	124.79464973 45.51735717	M176-S134东北750m	下风向
3#	后二龙山屯	TSP	124.78817877 45.52155190	M176-S134北1000m	下风向
4#	兴发村	TSP	124.87376491 45.55927549	茂36-平62北650m	下风向
5#	灰菜屯	TSP	124.88214534 45.56297641	茂36-平62东北1100m	下风向
6#	小北屯	TSP	124.86427166 45.54394828	茂36-平62西南1200m	上风向

②监测因子与监测分析方法

监测因子：非甲烷总烃、TSP

监测方法：采样与分析方法按《环境监测技术规范》和《空气和废气的监测方法》进行，监测项目分析方法具体见表 4.3-5。

表 4.3-5 空气环境监测项目分析方法

序号	项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	方法检出限
1	非甲烷总烃	环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定直接	HJ604-2017	气相色谱仪 SP-3420A	0.07mg/m ³
2	TSP	环境空气总悬浮颗粒物的测定重量法	HJ 1263-2022	电子分析天平 ZXSE1035B19070501 恒湿恒温称重系统 2021121406SH	0.07mg/m ³

③监测时间和频率

2025 年 11 月 25 日~2025 年 12 月 8 日，连续检测 7 天，非甲烷总烃检测 4 次/天，检测小时值，检测时间为每日的 2:00、8:00、14:00、20:00 时，TSP 检测日均值。

④监测结果

非甲烷总烃计的具体监测数据及统计结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 大气环境质量现状监测结果（非甲烷总烃小时均值） 单位：mg/m³

监测日期	监测点位	监测时间	监测项目	监测结果
2025.11.25	前二龙山屯	02:00-02:45	非甲烷总烃（mg/m ³ ）	0.86
		08:00-08:45	非甲烷总烃（mg/m ³ ）	0.89
		14:00-14:45	非甲烷总烃（mg/m ³ ）	0.88
		20:00-20:45	非甲烷总烃（mg/m ³ ）	0.59
	九间房屯	03:20-04:05	非甲烷总烃（mg/m ³ ）	0.75
		09:20-10:05	非甲烷总烃（mg/m ³ ）	0.64
		15:20-16:05	非甲烷总烃（mg/m ³ ）	0.85
		21:20-22:05	非甲烷总烃（mg/m ³ ）	0.91
	后二龙山屯	02:00-02:45	非甲烷总烃（mg/m ³ ）	0.76
		08:00-08:45	非甲烷总烃（mg/m ³ ）	0.67
		14:00-14:45	非甲烷总烃（mg/m ³ ）	0.64
		20:00-20:45	非甲烷总烃（mg/m ³ ）	0.66
	兴发村	03:20-04:05	非甲烷总烃（mg/m ³ ）	0.78
		09:20-10:05	非甲烷总烃（mg/m ³ ）	0.67
		15:20-16:05	非甲烷总烃（mg/m ³ ）	0.83
		21:20-22:05	非甲烷总烃（mg/m ³ ）	0.70
2025.12.02	灰菜屯	02:00-02:45	非甲烷总烃（mg/m ³ ）	0.55

		08:00-08:45	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.56
		14:00-14:45	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.56
		20:00-20:45	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.58
	小北屯	03:30-04:15	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.75
		09:30-10:15	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.78
		15:30-16:15	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.76
		21:30-22:15	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.59
2025.11.26	前二龙山屯	02:06-02:51	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.88
		08:06-08:51	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.55
		14:06-14:51	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.66
		20:06-20:51	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.57
	九间房屯	03:23-04:08	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.69
		09:23-10:08	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.81
		15:23-16:08	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.90
		21:23-22:08	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.73
	后二龙山屯	02:05-02:50	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.92
		08:05-08:50	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.77
		14:05-14:50	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.86
		20:05-20:50	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.89
	兴发村	03:20-04:05	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.97
		09:20-10:05	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.77
		15:20-16:05	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.86
		21:20-22:05	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.61
2025.12.03	灰菜屯	02:06-02:51	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.63
		08:06-08:51	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.64
		14:06-14:51	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.70
		20:06-20:51	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.55
	小北屯	03:33-04:18	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.60
		09:33-10:18	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.66
		15:33-16:18	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.65
		21:33-22:18	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.58
2025.12.27	前二龙山屯	02:07-02:52	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.61
		08:07-08:52	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.77
		14:07-14:52	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.66
		20:07-20:52	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.80
	九间房屯	03:28-04:13	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.64
		09:28-10:13	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.65
		15:28-16:13	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.62
		21:28-22:13	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.66

	后二龙山屯	02:07-02:52	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.71
		08:07-08:52	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.72
		14:07-14:52	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.75
		20:07-20:52	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.72
	兴发村	03:25-04:05	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.59
		09:25-10:05	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.66
		15:25-16:05	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.73
		21:25-22:05	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.69
2025.12.04	灰菜屯	02:08-02:53	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.46
		08:08-08:53	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.70
		14:08-14:53	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.90
		20:08-20:53	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.95
	小北屯	03:35-04:20	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.62
		09:35-10:20	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.52
		15:35-16:20	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.75
		21:35-22:20	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.81
2025.11.28	前二龙山屯	02:09-02:54	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.68
		08:09-08:54	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.76
		14:09-14:54	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.76
		20:09-20:54	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.72
	九间房屯	03:30-04:15	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.67
		09:30-10:15	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.88
		15:30-16:15	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.74
		21:30-22:15	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.71
	后二龙山屯	02:08-02:53	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.71
		08:08-08:53	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.76
		14:08-14:53	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.71
		20:08-20:53	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.66
	兴发村	03:28-04:13	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.78
		09:28-10:13	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.76
		15:28-16:13	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.82
		21:28-22:13	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.66
2025.12.05	灰菜屯	02:10-02:55	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.87
		08:10-08:55	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.93
		14:10-14:55	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.82
		20:10-20:55	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.80
	小北屯	03:37-04:22	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.75
		09:37-10:22	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.78
		15:37-16:22	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.95

		21:37-22:22	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.66
2025.11.29	前二龙山屯	02:10-02:55	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.53
		08:10-08:55	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.67
		14:10-14:55	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.71
		20:10-20:55	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.68
		03:31-04:16	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.65
	九间房屯	09:31-10:16	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.60
		15:31-16:16	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.67
		21:31-22:16	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.62
		02:10-02:55	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.57
	后二龙山屯	08:10-08:55	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.69
		14:10-14:55	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.67
		20:10-20:55	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.62
		03:30-04:15	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.54
	兴发村	09:30-10:15	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.65
		15:30-16:15	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.59
		21:30-22:15	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.69
2025.12.06	灰菜屯	02:12-02:57	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.57
		08:12-08:57	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.65
		14:12-14:57	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.82
		20:12-20:57	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.58
	小北屯	03:38-04:23	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.62
		09:38-10:23	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.77
		15:38-16:23	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.67
		21:38-22:23	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.56
2025.11.30	前二龙山屯	02:13-02:58	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.72
		08:13-08:58	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.71
		14:13-14:58	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.53
		20:13-20:58	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.57
	九间房屯	03:33-04:18	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.58
		09:33-10:18	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.82
		15:33-16:18	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.55
		21:33-22:18	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.63
	后二龙山屯	02:11-02:56	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.72
		08:11-08:56	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.70
		14:11-14:56	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.76
		20:11-20:56	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.57
	兴发村	03:32-04:17	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.70
		09:32-10:17	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.63

		15:32-16:17	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.63
		21:32-22:17	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.60
2025.12.07	灰菜屯	02:18-03:03	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.82
		08:18-09:03	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.57
		14:18-15:03	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.94
		20:18-21:03	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.75
	小北屯	03:43-04:28	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.61
		09:43-10:28	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.57
		15:43-16:28	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.84
		21:43-22:28	非甲烷总烃 (mg/m ³)	1.05
2025.12.01	前二龙山屯	02:17-03:02	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.60
		08:17-09:02	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.57
		14:17-15:02	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.56
		20:17-21:02	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.55
	九间房屯	03:37-04:22	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.60
		09:37-10:12	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.61
		15:37-16:12	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.52
		21:37-22:12	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.67
	后二龙山屯	02:13-02:58	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.54
		08:13-08:58	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.55
		14:13-14:58	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.68
		20:13-20:58	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.57
	兴发村	03:35-04:20	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.59
		09:35-10:20	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.55
		15:35-16:20	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.65
		21:35-22:20	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.65
2025.12.08	灰菜屯	02:23-03:08	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.72
		08:23-09:08	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.68
		14:23-15:08	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.86
		20:23-21:08	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.82
	小北屯	03:48-04:33	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.83
		09:48-10:33	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.69
		15:48-16:33	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.77
		21:48-22:33	非甲烷总烃 (mg/m ³)	0.41

表 4.3-7 大气环境质量现状监测结果 (TSP24h 值) 单位: mg/m³

采样日期	检测点位	TSP (mg/m ³)
2025.11.25	九间房屯	0.252

	前二龙山屯	0.243
	后二龙山屯	0.246
	兴发村	0.241
2025.12.02	灰菜屯	0.08
	小北屯	0.075
2025.11.26	九间房屯	0.251
	前二龙山屯	0.243
	后二龙山屯	0.236
	兴发村	0.249
2025.12.03	灰菜屯	0.064
	小北屯	0.072
2025.11.27	九间房屯	0.118
	前二龙山屯	0.123
	后二龙山屯	0.113
	兴发村	0.120
2025.12.04	灰菜屯	0.08
	小北屯	0.082
2025.11.28	九间房屯	0.149
	前二龙山屯	0.141
	后二龙山屯	0.131
	兴发村	0.136
2025.12.05	灰菜屯	0.133
	小北屯	0.149
2025.11.29	九间房屯	0.151
	前二龙山屯	0.130
	后二龙山屯	0.139
	兴发村	0.144

2025.12.06	灰菜屯	0.108
	小北屯	0.115
2025.11.30	九间房屯	0.079
	前二龙山屯	0.090
	后二龙山屯	0.097
	兴发村	0.087
2025.12.07	灰菜屯	0.192
	小北屯	0.197
2025.12.01	九间房屯	0.069
	前二龙山屯	0.064
	后二龙山屯	0.056
	兴发村	0.067
2025.12.08	灰菜屯	0.062
	小北屯	0.056

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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准。TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准中 $0.3\text{mg}/\text{m}^3$ 。

⑥评价结果

监测点非甲烷总烃现状评价结果见表 4.3-8。

表 4.3-8 现状评价结果表 单位： mg/m^3

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 (mg/m^3)	监测浓度范围 (mg/m^3)	最大浓度占 标率 (%)	超标 率 (%)	达标情 况
1# 九间房屯	非甲烷总烃	1h	2.0	0.52~0.91	45.5	0	达标
	TSP	24h	0.3	0.069~0.252	84.0	0	达标
2# 前二龙山屯	非甲烷总烃	1h	2.0	0.53~0.89	44.5	0	达标
	TSP	24h	0.3	0.064~0.243	81.0	0	达标

3#	后二龙山屯	非甲烷总烃	1h	2.0	0.54~0.92	46.0	0	达标
		TSP	24h	0.3	0.056~0.246	82.0	0	达标
4#	兴发村	非甲烷总烃	1h	2.0	0.54~0.97	48.5	0	达标
		TSP	24h	0.3	0.067~0.249	83.0	0	达标
5#	灰菜屯	非甲烷总烃	1h	2.0	0.46~0.95	47.5	0	达标
		TSP	24h	0.3	0.062~0.192	64.0	0	达标
6#	小北屯	非甲烷总烃	1h	2.0	0.41~1.05	52.5	0	达标
		TSP	24h	0.3	0.056~0.197	65.7	0	达标

4.3.1.3 交通运输移动源调查

本项目建成对区域油田产能稳产起到一定作用，本项目开采地下原油，其中茂 8 区块油井产液采取管网集输方式（无需依赖车辆运输），茂 401 区块采用拉运形式，均拉运至附近卸油点，茂 401 区块内已有的油井此前均采用拉运方式，拉运类井的数量较原有规模反而减少，因此，项目建成后不会因本项目物料和产品运输增加区域交通量。不会对环境空气造成明显的影响。

根据上述的结果可以看出，项目所在区域非甲烷总烃浓度监测结果符合《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求，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。

4.3.2 地下水环境现状调查与评价

4.3.2.1 地下水现状监测

（1）监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），为查清区域地下水水质现状，考虑含水层分布、埋藏特征，结合项目工程特点，选取工程区域上游、侧向、区域下游等位置，对区域内地下水布设 10 个水质监测点（8 个潜水含水层水质监测点、2 个承压水含水层水质监测点），20 个水位监测点。根据地下水资料，本次评价监测点位均属于一个水文地质单元，水文地质条件基本一致。监测点位布

设见表 4.3-9 及图 4.3-2。

4.3.2.2 地下水水位现状监测

表 4.3-9 地下水现状监测点位

序号	点位	坐标	上、下游	功能	井深 (m)	水位 标高	备注
U1	灰菜屯	E: 124.875708 N: 45.561207	潜水	灌溉	18	136.2	水质 水位
U2	八宝窝	E: 124.837740 N: 45.551722	潜水	灌溉	17	141.9	水质 水位
U3	五间房屯	E: 124.894268 N: 45.547280	潜水	灌溉	18	136.5	水质 水位
U4	小北屯	E: 124.857536 N: 45.538360	潜水	灌溉	16	141.4	水质 水位
U5	小北屯	E: 124.858152 N: 45.537922	承压水	饮用	32	142.2	水质 水位
U6	前二龙山屯	E: 124.788300 N: 45.515584	潜水	灌溉	18	144.8	水质 水位
U7	姜岗新村屯	E: 124.791598 N: 45.505537	潜水	灌溉	16	145.5	水质 水位
U8	兰家围子屯	E: 124.772173 N: 45.502250	潜水	灌溉	15	141.8	水质 水位
U9	九间房屯	E: 124.785466 N: 45.501552	潜水	灌溉	17	141.6	水质 水位
U10	九间房屯	E: 124.791959 N: 45.503258	承压水	饮用	36	142.5	水质 水位
U11	水井 11#	E: 124.876317 N: 45.560878	/	饮用	19	136.3	水位
U12	水井 12#	E: 124.872512 N: 45.567737	/	灌溉	26	139.0	水位
U13	水井 13#	E: 124.863957 N: 45.566597	/	饮用	27	136.0	水位
U14	水井 14#	E: 124.864975 N: 45.527222	/	饮用	37	137.0	水位
U15	水井 15#	E: 124.864129 N: 45.524800	/	饮用	29	137.2	水位
U16	水井 16#	E: 124.756723 N: 45.497026	/	饮用	27	138.9	水位

U17	水井 17#	E: 124.760416 N: 45.501915	/	饮用	23	139.5	水位
U18	水井 18#	E: 124.797659 N: 45.513286	/	饮用	26	140.4	水位
U19	水井 19#	E: 124.791204 N: 45.515230	/	饮用	35	140.3	水位
U20	水井 20#	E: 124.792576 N: 45.515816	/	饮用	33	140.3	水位

4.3.2.3 地下水水质现状监测

(1) 监测因子: K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发性酚类、耗氧量（高锰酸钾指数计）、氨氮、硫化物、氟、氟化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（六价）、钡、铅、镉。同时提供监测井水位、井深及使用功能。

(2) 监测时间及频率: 2025 年 12 月 3 日, 监测 1 次。

(3) 监测方法: 监测项目分析方法具体见下表。

表 4.3-10 检测项目、分析及分析仪器和检出限

检测项目	检测方法 & 标准编号	仪器名称/型号	仪器编号	检出限
pH 值	水质 pH 值的测定电极法 HJ1147-2020	精密酸度计、 pHS-3C	9000177	—
氨氮	水质氨氮的测定纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009	紫外可见分光光度计、752	521905026	0.025mg/L
硝酸盐 (以 N 计)	水质无机阴离子 (F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-}) 的测定离子色谱法 HJ84-2016	离子色谱仪、 IC-8628	2831907200 18	0.016mg/L
亚硝酸盐 (以 N 计)	水质亚硝酸盐氮的测定分光光度法 GB7493-87	紫外可见分光光度计、752	521905026	0.001mg/L
挥发酚	水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009	紫外可见分光光度计、752	521905026	0.0003mg/L
氰化物	水质氰化物的测定容量法和分光光度法 HJ484-2009	可见分光光度计、721	7058906002	0.001mg/L
砷	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原	原子荧光分光光	8220 (3)	0.3 μ g/L

	子荧光法 HJ694-2014	度计、AFS-8220	-1111317	
汞	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014	原子荧光分光光度计、AFS-8220	8220 (3) -1111317	0.04μg/L
铬（六价）	水质六价铬的测定二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-87	可见分光光度计、721	7058906002	0.004mg/L
总硬度	水质钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB7477-87	滴定管、25.00mL	—	0.05mmol/L
氟化物	水质无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定离子色谱法 HJ84-2016	离子色谱仪、IC-8628	2831907200 18	0.006mg/L
溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法第 4 部分：感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2023（11.1）	电子天平、FA2204	86296	—
		电热鼓风干燥箱、101-3A	T20190730 86	
石油类	水质石油类的测定紫外分光光度法（试行）HJ970-2018	紫外可见分光光度计、752	521905026	0.01mg/L
耗氧量（高锰酸盐指数）	水质高锰酸盐指数的测定 GB11892-89	滴定管、25.00mL	DDG2#	0.5mg/L
细菌总数	水质细菌总数的测定平皿计数法 HJ1000-2018	电热恒温培养箱、303-0S	6153	—
总大肠菌群	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）多管发酵法	生化培养箱、SPX-80B	190427023	—
铅	生活饮用水标准检验方法第 6 部分：金属和类金属指标 GB/T5750.6-2023（14.1）	石墨炉原子吸收分光光度计、GA3202	0307180905 18090007	2.5μg/L
镉	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）石墨炉原子吸收法	石墨炉原子吸收分光光度计、GA3202	0307180905 18090007	0.0001mg/L
铁	水质铁、锰的测定火焰原子吸收分光光度法 GB11911-89	原子吸收分光光度计、AA320N	1309190401 19060004	0.03mg/L
锰	水质铁、锰的测定火焰原子吸收分光光度法 GB11911-89	原子吸收分光光度计、AA320N	1309190401 19060004	0.01mg/L
钾	水质钾和钠的测定火焰原子吸收分光光度法 GB11904-89	原子吸收分光光度计、AA320N	1309190401 19060004	0.05mg/L
钠	水质钾和钠的测定火焰原子吸收	原子吸收分光光	1309190401	0.01mg/L

	分光光度法 GB11904-89	度计、AA320N	19060004	
钙	水质钙和镁的测定原子吸收分光光度法 GB11905-89	原子吸收分光光度计、AA320N	1309190401 19060004	0.02mg/L
镁	水质钙和镁的测定原子吸收分光光度法 GB11905-89	原子吸收分光光度计、AA320N	1309190401 19060004	0.002mg/L
CO32-	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）酸碱指示剂滴定法	滴定管、25.00mL	DDG4#	—
HCO3-	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）酸碱指示剂滴定法	滴定管、25.00mL	DDG4#	—
氯化物	水质无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定离子色谱法 HJ84-2016	离子色谱仪、IC-8628	2831907200 18	0.007mg/L
硫酸盐	水质无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定离子色谱法 HJ84-2016	离子色谱仪、IC-8628	2831907200 18	0.018mg/L
硫化物	水质硫化物的测定亚甲基蓝分光光度法 HJ1226-2021	紫外可见分光光度计、752	521905026	0.003mg/L

（4）监测结果

本次评价地下水水质监测结果见表 4.3-11，地下水水质监测统计结果见表 4.3-12。

表 4.3-11 潜水地下水检测结果 单位: mg/L (pH 值: 无量纲、菌落群数: CFU/mL、总大肠菌群: MPN/100mL)

检测日期	检测项目	检测结果									
		U1	U2	U3	U4	U5 (承压水)	U6	U7	U8	U9	U10 (承压水)
2025 年 12 月 3 日	K ⁺ (mg/L)	7.98	8.34	9.69	8.68	9.00	8.18	18.4	19.8	14.6	26.2
	Na ⁺ (mg/L)	81.7	81.1	95.6	90.6	89.7	80.4	14.7	33.4	13.4	53.8
	Ca ²⁺ (mg/L)	8.28	7.77	8.01	6.88	8.52	7.42	8.19	7.39	9.79	9.32
	Mg ²⁺ (mg/L)	28.0	27.8	28.3	24.2	30.1	27.4	24.4	19.6	28.6	27.0
	CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	5L	5L	<5	5L	5L	5L	5L	<5
	HCO ₃ ⁻ (mg/L)	324	309	394	361	399	337	110	160	131	276
	Cl ⁻ (mg/L)	38.2	38.8	38.4	37.4	37.0	38.3	27.6	30.0	31.2	32.2
	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	0.670	0.785	0.783	0.803	0.750	0.769	40.0	30.1	28.7	30.5
	pH (无量纲)	7.1 (4.3℃)	7.3 (4.3℃)	7.5 (4.3℃)	7.2 (4.5℃)	7.3(4.5℃)	7.3 (4.5℃)	7.2 (4.8℃)	7.3 (4.8℃)	7.4 (5.0℃)	7.4 (5.1℃)
	氨氮 (以 N 计) (mg/L)	0.440	0.386	0.362	0.403	0.427	0.334	0.189	0.140	0.162	0.219
	硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	3.74	0.004L	0.004L	0.004L
	亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L

挥发性酚类（以苯酚计）（mg/L）	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
氰化物（mg/L）	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
砷（mg/L）	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	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	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
六价铬（mg/L）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
总硬度（以CaCO ₃ 计）（mg/L）	143	147	125	119	136	128	127	106	154	130	
铅（mg/L）	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.01L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.01L
氟化物（mg/L）	0.600	0.605	0.618	0.620	0.606	0.613	0.317	0.584	0.417	0.594	
镉（mg/L）	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
铁（mg/L）	0.14	0.14	0.18	0.16	0.18	0.16	0.03L	0.05	0.04	0.05	
锰（mg/L）	0.06	0.06	0.06	0.07	0.06	0.06	0.03	0.04	0.03	0.04	
溶解性总固体（mg/L）	554	584	572	190	510	474	390	282	276	322	
耗氧量（CODMn法，以O ₂ 计）（mg/L）	2.3	2.1	1.9	2.4	2.5	2.1	1.5	1.6	1.3	1.7	
硫化物（mg/L）	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L

总大肠菌群 (MPN/100mL)	<2	<2	<2	<2	2L	<2	<2	<2	<2	2L
菌落总数 (细菌 总数)(CFU/mL)	9	11	10	8	12	11	10	9	11	13
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
钡 (mg/L)	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L

(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 $\leq 0.05\text{mg/L}$ 。

(2) 评价方法

采用单因子标准指数法:

$$S_{ij} = C_{ij} / C_{si}$$

式中: S_{ij} —标准指数,无量纲;

C_{ij} —污染因子的监测浓度, mg/L;

C_{si} —污染因子的环境标准, mg/L。

pH 标准指数计算公式:

$$S_{pHj} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} (pH \leq 7 \text{时})$$

$$S_{pHj} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} (pH > 7 \text{ 时})$$

式中：SpHj——pH 在 j 点的标准指数；
pHj——pH 在 j 点的监测值；
pHsd——水质环境中规定的 pH 值下限；
pHsu——水质环境中规定的 pH 值上限。

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。

表 4.3-12 潜水地下水环境现状评价结果表

检测项目	评价结果										评价标准
	U1	U2	U3	U4-	U5	U6	U7	U8	U9	U10	
K ⁺ （mg/L）	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Na ⁺ （mg/L）	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Ca ²⁺ （mg/L）	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Mg ²⁺ （mg/L）	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
CO ₃ ²⁻ （mg/L）	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
HCO ₃ ⁻ （mg/L）	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

Cl ⁻ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
pH (无量纲)	0.13	0.25	0.41	0.18	0.22	0.15	0.29	0.32	0.38	0.38	/
氨氮 (以 N 计) (mg/L)	0.88	0.772	0.724	0.806	0.854	0.668	0.378	0.28	0.324	0.438	0.5
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	20
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	1
挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	0.00 2
氰化物 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	0.05
砷 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	0.01
汞 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	0.00 1
六价铬 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	0.05
总硬度 (以 CaCO ₃ 计) (mg/L)	0.32	0.33	0.28	0.26	0.30	0.28	0.28	0.24	0.34	0.29	450
铅 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	0.01
氟化物 (mg/L)	0.6	0.605	0.618	0.62	0.606	0.613	0.317	0.584	0.417	0.594	1
镉 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	0.00 5
铁 (mg/L)	0.47	0.47	0.60	0.53	0.60	0.53	/	0.17	0.13	0.17	0.3

锰 (mg/L)	0.6	0.6	0.6	0.7	0.6	0.6	0.3	0.4	0.3	0.4	0.1
溶解性总固体 (mg/L)	0.554	0.584	0.572	0.19	0.51	0.474	0.39	0.282	0.276	0.322	1000
耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计) (mg/L)	0.77	0.70	0.63	0.80	0.83	0.70	0.50	0.53	0.43	0.57	3
硫化物 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	0.02
总大肠菌群 (MPN/100mL)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	3
菌落总数 (细菌总数) (CFU/mL)	0.09	0.11	0.1	0.08	0.12	0.11	0.1	0.09	0.11	0.13	100
石油类 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	0.05
钡 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	0.7
水温 (°C)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

注：未检出因子未进行计算

根据现状评价结果可以看出，区域潜层水和承压水地下水监测点位监测项目均能满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中Ⅲ类标准；石油类可以满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中Ⅱ类水体石油类限值($\leq 0.05\text{mg/L}$)。

(5) 区域地下水化学类型分析与八大离子平衡分析

根据舒卡列夫分类法，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 4.3-13。

表 4.3-13 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
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，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 4.3-14，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-15。

表 4.3-14 八大离子的检测结果统计表

	阳离子					阴离子						
离子	K ⁺ (mg/L)	Na ⁺ (mg/L)	Ca ²⁺ (mg/L)	Mg ²⁺ (mg/L)	合计 (mmol/L)	CO ₃ ²⁻ (mg/L)	HCO ₃ ⁻ (mg/L)	Cl ⁻ (mg/L)	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	合计 (mmol/L)	相对 误差 E (%)	pH
数据 1	7.98	81.7	8.28	28	6.50	0	324	38.2	0.67	6.40	-0.80	7.1
数据 2	8.34	81.1	7.77	27.8	6.45	0	309	38.8	0.785	6.17	-2.14	7.3
数据 3	9.69	95.6	8.01	28.3	7.16	0	394	38.4	0.783	7.56	2.67	7.5
数据 4	8.68	90.6	6.88	24.2	6.52	0	361	37.4	0.803	6.99	3.45	7.2
数据 5	9.00	89.7	8.52	30.1	7.07	0	399	37	0.75	7.60	3.64	7.3
数据 6	8.18	80.4	7.42	27.4	6.36	0	337	38.3	0.769	6.62	2.00	7.3
数据 7	18.4	14.7	8.19	24.4	3.55	0	110	27.6	40	3.40	-2.25	7.2

数据 8	19.8	33.4	7.39	19.6	3.96	0	160	30	30.1	4.08	1.49	7.3
数据 9	14.6	13.4	9.79	28.6	3.83	0	131	31.2	28.7	3.61	-2.92	7.4
数据 10	26.2	53.8	9.32	27	5.73	0	276	32.2	30.5	6.05	2.78	8

结论：本工程所在地各监测点地下水潜水阴阳离子相对偏差在±5%偏差范围内，说明监测数据可靠。

潜水地下水类型为 $\text{HCO}_3+\text{SO}_4\text{—Na+Ca+Mg}$ 和 $\text{HCO}_3+\text{SO}_4\text{—Na+Ca}$ 型水，承压水地下水类型为 $\text{HCO}_3+\text{Cl—Na+Ca+Mg}$ 型和 $\text{HCO}_3+\text{Cl—Na+Ca}$ 型水。

4.3.2.4 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。

(1) 监测布点

根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为依托的站场及区块内已建井场，因此本次调查选取已建井场永久占地及井场外 100m 处、场站永久占地及站场外 100m 处分别布设监测点位进行包气带调查。本次包气带污染现状调查点位见表 4.3-15。

表 4.3-15 包气带调查点位

序号	监测点	坐标 (°)	采样深度	备注
B1	104#集油配水间	E:124.868957,N:45.549840	0-20cm、20-40cm	污染控制点
B2	104#集油配水间东 100m	E:124.869911,N:45.55187	0-20cm、20-40cm	清洁对照点
B3	已建井场	E:124.787601,N:45.504415	0-20cm、20-40cm	污染控制点
B4	已建井场东 100 米	E:124.787709,N:45.504589	0-20cm、20-40cm	清洁对照点

(2) 监测因子

pH、石油类、砷、镉、镍、铜、铅、铬（六价）、汞、挥发酚。

(3) 监测方法

表 4.3-16 检测项目、分析方法及分析仪器和检出限

检测项目	检测方法标准编号	仪器名称/型号	仪器编号	检出限
镉	水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法 GB7475-87	原子吸收分光光度计、AA320N	130919040119060004	0.001mg/L
镍	水质镍的测定火焰原子吸收分光光度法 GB11912-89	原子吸收分光光度计、AA320N	130919040119060004	0.05mg/L
铜	水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法 GB7475-87	原子吸收分光光度计、AA320N	130919040119060004	0.001mg/L

铅	水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法 GB7475-87	原子吸收分光光度计、AA320N	130919040119060004	0.010mg/L
铬（六价）	水质六价铬的测定二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-87	可见分光光度计、721	7058906002	0.004mg/L
汞	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014	原子荧光分光光度计、AFS-8220	8220（3）-1911317	0.04μg/L
挥发酚	水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009	紫外可见分光光度计、752	521905026	0.0003mg/L

（4）监测结果

项目所在区域包气带的具体监测结果见表 4.3-17。

表 4.3-17 包气带现状监测结果

单位：mg/L

检测日期	检测项目	104#集油配水间（污染控制点）		104#集油配水间东 100m（清洁对照点）		已建井场（污染控制点）		已建井场东 100 米（清洁对照点）	
		0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm
2025年11月25日	PH	8.40	8.32	7.52	7.44	8.05	7.99	6.94	7.13
	铅	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.280	0.272	0.232	0.228
	汞	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L	4.0×10 ⁻⁵ L
	砷	3.0×10 ⁻⁴ L	3.0×10 ⁻⁴ L	3.0×10 ⁻⁴ L	3.0×10 ⁻⁴ L	3.0×10 ⁻⁴ L	3.0×10 ⁻⁴ L	3.0×10 ⁻⁴ L	3.0×10 ⁻⁴ L
	镉	0.032	0.029	0.029	0.029	0.039	0.037	0.034	0.034
	镍	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.313	0.304	0.271	0.263
	铜	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.15	0.14	0.12	0.12
	石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
	挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
	六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L

从表 4.3-17 调查结果可知，评价区域内包气带中汞、砷、六价铬等均未检出，且污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚均未检出，与清洁对照点相比没有明显变化，评价区域内包气带未被污染。

4.3.3 地表水环境现状调查与评价

项目区域附近地表水体有安肇新河、松花江，安肇新河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅴ类的标准限值，松花江干流（肇源段）执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。

（1）监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018），本次在周围地表水体共布设 2 个地表水监测点位。

（2）监测因子

监测因子：pH（无量纲）、化学需氧量（mg/L）、五日生化需氧量（mg/L）、氨氮（mg/L）、石油类（mg/L）、总磷（mg/L）、总氮（mg/L）、溶解氧（mg/L）、高锰酸盐指数（mg/L）、水温（℃）。

（3）监测时间和频率

监测时间及频次：2025 年 11 月 25 日-2025 年 11 月 27 日，频次 1 次/日；

表 4.3-18 地表水环境现状监测结果 单位：mg/L

采样日期	11 月 25 日		11 月 26 日		11 月 27 日	
检测点位	安肇新河	松花江	安肇新河	松花江	安肇新河	松花江
pH（无量纲）	7.3（1.3℃）	7.5（1.5℃）	7.1（1.2℃）	7.3（1.2℃）	7.3（1.2℃）	7.2（1.2℃）
水温（℃）	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2
COD _{Cr} （mg/L）	26	13	23	15	24	14
BOD ₅ （mg/L）	5.5	3.2	5.1	3.4	5.5	3.5
高锰酸盐指数（mg/L）	8.5	5.4	8.2	5.1	8.8	5.6

氨氮 (mg/L)	0.371	0.107	0.360	0.129	0.404	0.135
总磷 (mg/L)	0.24	0.17	0.22	0.16	0.24	0.18
总氮 (mg/L)	1.30	0.58	1.23	0.68	1.13	0.55
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
溶解氧 (mg/L)	14.1	14.3	14.1	14.3	14.1	14.3

由上表可知，各因子满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中V类的标准限值。

4.3.4 声环境质量现状调查与评价

4.3.4.1 声环境现状监测

（1）监测点布设

本工程 200m 范围内不存在噪声敏感点，在距离项目最近的姜岗新村屯、九间房屯、104#集油配水间、头台油田第一作业区卸油站、头台联合站周边布设了声环境现状监测点位。监测点布设见表 4.3-19 及图 4.3-2。

表 4.3-19 噪声环境现状监测点位

序号	监测点	监测因子 (dB (A))	备注
ZS1	104#集油配水间北侧外 1m	等效连续 A 声级 Leq (A)	场站噪声
ZS2	104#集油配水间西侧外 1m		
ZS3	104#集油配水间东侧外 1m		
ZS4	104#集油配水间南侧外 1m		
ZS5	头台油田第一作业区卸油站北侧外 1m		
ZS6	头台油田第一作业区卸油站西侧外 1m		
ZS7	头台油田第一作业区卸油站东侧外 1m		
ZS8	头台油田第一作业区卸油站南侧外 1m		
ZS9	头台联合站北侧外 1m		

ZS10	头台联合站西侧外 1m		敏感点
ZS11	头台联合站东侧外 1m		
ZS12	头台联合站南侧外 1m		
ZS13	姜岗新村屯		
ZS14	九间房屯		

(2) 监测结果

噪声环境质量现状监测结果见表 4.3-20。

表 4.3-20 声环境质量现状监测结果

检测点位	监测时间	昼间 dB (A)		夜间 dB (A)	
104#集油配水间东侧厂界外 1m 处	2025.11.30	06:21-06:31	56	22:01-22:11	47
104#集油配水间南侧厂界外 1m 处		06:35-06:45	55	22:15-22:25	45
104#集油配水间西侧厂界外 1m 处		06:49-06:59	57	22:29-22:39	45
104#集油配水间北侧厂界外 1m 处		07:04-07:14	55	22:43-22:53	48
104#集油配水间东侧厂界外 1m 处	2025.12.01	06:23-06:33	55	22:03-22:13	48
104#集油配水间南侧厂界外 1m 处		06:37-06:47	56	22:17-22:27	48
104#集油配水间西侧厂界外 1m 处		06:52-07:02	56	22:32-22:42	48
104#集油配水间北侧厂界外 1m 处		07:05-07:15	57	22:47-22:57	48
头台油田第一作业区卸油站东侧厂界外 1m 处	2025.11.30	10:50-11:00	56	23:14-23:24	43
头台油田第一作业区卸油站南侧厂界外 1m 处		11:05-11:15	56	23:28-23:38	44
头台油田第一作业区卸油站西侧厂界外 1m 处		11:20-11:30	57	23:43-23:53	45
头台油田第一作业区卸油站北侧厂界外 1m 处		11:35-11:45	55	23:57-次日 00:07	44
头台油田第一作业区卸油站东侧厂界外 1m 处	2025.12.01	10:53-11:03	56	23:18-23:28	44
头台油田第一作业区卸油站南侧厂界外 1m 处		11:08-11:18	56	23:32-23:42	45
头台油田第一作业区卸油站西侧厂界外 1m 处		11:23-11:33	55	23:47-23:57	46

头台油田第一作业区卸油站北侧厂界外 1m 处		11:38-11:48	57	次日 00:03-00:13	45
头台联合站北侧外 1m	2025.11.30	12:20-12:30	58	次日 00:21-00:31	46
头台联合站西侧外 1m		12:35-12:45	57	次日 01:35-01:45	45
头台联合站东侧外 1m		12:50-13:00	56	次日 01:49-01:59	46
头台联合站南侧外 1m		13:05-13:15	57	次日 02:04-02:14	45
头台联合站北侧外 1m		12:23-12:33	58	次日 00:28-00:38	45
头台联合站西侧外 1m	2025.12.01	12:38-12:48	58	次日 00:42-00:52	45
头台联合站东侧外 1m		12:53-13:03	57	次日 00:57-01:07	46
头台联合站南侧外 1m		13:08-13:18	57	次日 01:13-01:23	44
姜岗新村屯	2025.11.26	11:04-11:14	53	22:04-22:14	43
	2025.11.27	11:10-11:20	52	22:10-22:20	41
九间房屯	2025.11.26	11:35-11:45	52	22:40-22:50	41
	2025.11.27	11:38-11:48	52	22:43-22:53	39

4.3.4.2 现状评价及结果

(1) 评价标准

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），工程区域未进行声环境功能划分。周边村屯区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准、依托场站执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

(2) 评价结果

由上表可知：本次现状监测声敏感目标声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，依托场站厂界噪声排放限值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

4.3.5 土壤环境质量现状调查与评价

4.3.5.1 理化特性调查

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类型为风沙土和暗黑草甸土。主要成土过程为腐殖质积累和钙质骤积以及附加草甸化而成。黑土厚度一般在 17~35cm 之间, 有机质含量一般在 2~3% 左右, 高者可达 4%, 少者 1%, 全氮在 0.1~0.2%, 全磷在 0.01~0.12%。土质砂粘适中, 耕性好, 是构成农田的主要土壤, 适宜种植各种作物。在充分收集资料的基础上, 根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要, 有针对性地选择土壤理化特性调查内容: 主要包括土壤盐分含量、土壤颜色、土体构型、结构、砂砾含量、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度、土壤含水率等, 具体土壤理化特性调查见下表。

表 4.3-21 土壤理化性质

监测点位		1#柱状样 1 茂 36-平 62 井场内 (T1101)		
经度		124.869637	纬度	45.551402
层次		表层 0-0.5m	中层 0.5-1.5m	深层 1.5-3m
现场记录	颜色	黑	黑	黑
	结构	团粒状	团粒状	团粒状
	质地	轻壤土	轻壤土	轻壤土
	砂砾含量	10	10	9
	其他异物	无	无	无
实验室测定	PH 值	9.26	9.05	9.11
	饱和导水率 mm/min	0.83	0.81	0.78
	土壤容重 (g/cm ³)	1.10	1.14	1.16
	孔隙度%	56.34	55.42	54.72

	氧化还原电位 (mV)	296	299	300
	阳离子交换量 cmol ⁺ /L	22.6	21.7	20.9

表 4.3-22 土体构型（土壤剖面）

点号	土壤剖面照片	层次 a
土体构型（土壤剖面）		0-30cm

注：应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。

4.3.5.2 土壤采样及监测

（1）土地利用类型

本次评价范围内以耕地（基本农田、一般耕地）为主，其次为草地（一般草地），耕地主要为旱田、水田，以种植玉米、水稻为主。

（2）监测布点及监测因子

通过现场调查，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）布点要求、土壤类型、土地利用类型等，根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台资料显示，本项目评价范围内土壤种类主要为风沙土和暗黑草甸土，见附图 15，工程共布设 11 个监测点位，其中占地范围内设置 5 个柱状样（T1~T5）、2 个表层样（T6~T7），占地范围外设置 4 个表层样（T8~T11），根据 HJ964-2018 中表 6 现状监测布点类型与数量：“表层样取样深度为 0~0.2m，柱状样通常在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样，3m 以下每 3m 取 1 个样，可根据基础埋深、土地构型适当调整”，根据调查，本工程拟建井场抽油机在地上建设，集输管线埋深约为 1.0m，现有工程转油站装置基础埋深均不超过 0.5m，因此确定本次柱状样取样深度为 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样，监测布点见表 4.3-23 及图 4.3-2。

①监测布点

表 4.3-23 土壤环境监测点位位置

序号	点位	坐标	监测层位	备注
T1	茂 36-平 62 井场内	E:124.869637 N:45.551402	采取柱状样，在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样	占地内，耕地
T2	M176-S134 井场内	E:124.788218 N:45.511862		占地内，耕地
T3	2#平台内	E:124.784222 N:45.511976		占地内，耕地
T4	2#平台内	E:124.783927 N:45.511832		占地内，耕地
T5	2#平台内	E:124.783990 N:45.511956		占地内，耕地
T6	茂 36-平 62 井场内	E:124.869520 N:45.551407	采取表层样，在 0~0.2m 取样	占地内，耕地
T7	2#平台内	E:124.784193 N:45.511847		
T8	2#平台东 130m	E:124.785792 N:45.511894	采取表层样，在 0~0.2m 取样	占地外，建设用 地
T9	M176-S134 井场东南 130m	E:124.790448 N:45.510694	采取表层样，在 0~0.2m 取样	占地外，建设用 地

T10	茂 36-平 62 井西南 80m	E:124.868200 N:45.550527	采取表层样，在 0-0.2m 取样	占地外，草地
T11	茂 36-平 62 井西南 130m	E:124.867976 N:45.550621	采取表层样，在 0-0.2m 取样	占地外，耕地

②监测因子

T1、T3、T6、T7 监测指标：pH、土壤盐分含量（水溶性盐总量）、石油烃（C₁₀-C₄₀）、石油烃（C₆-C₉）、石油类、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺-1，2-二氯乙烯、反-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2-二氯丙烷、1，1，1，2-四氯乙烷、1，1，2，2-四氯乙烷、四氯乙烯、1，1，1-三氯乙烷、1，1，2-三氯乙烷、三氯乙烯、1，2，3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1，2-二氯苯、1，4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a，h]蒽、茚并[1，2，3-cd]芘、蔡。

T8、T10 监测指标：pH、土壤盐分含量（水溶性盐总量）、石油烃（C₁₀-C₄₀）、石油烃（C₆-C₉）、石油类、镉、铬、锌、铜、铅、汞、镍、砷。

T2、T4、T9 监测指标：pH、土壤盐分含量（水溶性盐总量）、石油烃（C₁₀-C₄₀）、石油烃（C₆-C₉）、石油类。

T4、T5、T11 监测指标：pH、土壤盐分含量（水溶性盐总量）、石油烃（C₁₀-C₄₀）、石油烃（C₆-C₉）、石油类、汞、六价铬、砷。

（3）监测时间及频率

监测频率：一次性采样。

（4）监测方法

土壤检测方法及分析仪器见表 4.3-24。

表 4.3-24 土壤监测方法及分析仪器

检测项目	检测方法 及标准编号	仪器名称/型号	仪器编号	检出限
pH 值	土壤 pH 值的测定 电位法 HJ 962-2018	精密酸度计、pHS-3C	9000177	—
砷	土壤和沉积物汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧	原子荧光分光光度计、AFS-8220	8220（3） -1911317	0.01mg/kg

	光法HJ 680-2013			
镉	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T17141-1997	石墨炉原子吸收分光光度计、GA3202	030718090518090007	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、AA320N	130919040119060004	0.5mg/kg
铜	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	原子吸收分光光度计、AA320N	130919040119060004	1mg/kg
铅	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	石墨炉原子吸收分光光度计、GA3202	030718090518090007	0.1mg/kg
汞	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	原子荧光分光光度计、AFS-8220	8220 (3) -1911317	0.002mg/kg
镍	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	原子吸收分光光度计、AA320N	130919040119060004	3mg/kg
铬	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	原子吸收分光光度计、AA320N	130919040119060004	4mg/kg
锌	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	原子吸收分光光度计、AA320N	130919040119060004	1mg/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、GH-6700	CYY2019070301	4mg/kg
水溶性盐总量	土壤检测 第 16 部分：土壤水溶性盐总量的测定 NY/T1121.16-2006	电子天平、FA2204	86296	—
		电热鼓风干燥箱、101-3A	T2019073086	
阳离子交换量	土壤阳离子交换量的测定 三氯化六氨合钴浸提-分光光度法 HJ 889-2017	可见分光光度计、721	7058906002	0.8cmol/kg
氧化还原电位	土壤 氧化还原电位的测定 电位法 HJ 746-2015	精密酸度计、pHS-3C	9000177	—
饱和导水率（渗滤率）	森林土壤渗滤率的测定（环刀法）LY/T 1218-1999	环刀、100cm ³	—	—
土壤容重	土壤检测 第 4 部分：土壤容	电子天平、	86296	—

	重的测定 NY/T 1121.4-2006	FA2204	T2019073086	
		电热鼓风干燥箱、101-3A		
孔隙度	森林土壤水分-物理性质的测定 LY/T 1215-1999	电子天平、FA2204	86296	—
		电热鼓风干燥箱、101-3A	T2019073086	
苯胺	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱质谱联用仪、6890N-5975C	—	0.05mg/kg
硝基苯				0.09mg/kg
2-氯酚				0.06mg/kg
苯并[a]蒽				0.1mg/kg
苯并[a]芘				0.1mg/kg
苯并[b]荧蒽				0.2mg/kg
苯并[k]荧蒽				0.1mg/kg
蒽				0.1mg/kg
二苯并[a, h]蒽				0.1mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘				0.1mg/kg
萘				0.09mg/kg
四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱质谱联用仪、8860-5977B	—	1.3μg/kg
氯仿				1.1μg/kg
氯甲烷				1.0μg/kg
1,1-二氯乙烷				1.2μg/kg
1,2-二氯乙烷				1.3μg/kg
1,1-二氯乙烯				1.0μg/kg
顺-1,2-二氯乙烯				1.3μg/kg
反-1,2-二氯乙烯				1.4μg/kg
二氯甲烷				1.5μg/kg
1,2-二氯丙烷				1.1μg/kg

1,1,1,2-四氯乙烷				1.2μg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷				1.2μg/kg
四氯乙烯				1.4μg/kg
1,1,1-三氯乙烷				1.3μg/kg
1,1,2-三氯乙烷				1.2μg/kg
三氯乙烯				1.2μg/kg
1,2,3-三氯丙烷				1.2μg/kg
氯乙烯				1.0μg/kg
苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱质谱联用仪、8860-5977B	—	1.9μg/kg
氯苯				1.2μg/kg
1,2-二氯苯				1.5μg/kg
1,4-二氯苯				1.5μg/kg
乙苯				1.2μg/kg
苯乙烯				1.1μg/kg
甲苯				1.3μg/kg
间, 对-二甲苯				1.2μg/kg
邻-二甲苯				1.2μg/kg
石油烃 (C10-C40)	土壤和沉积物 石油烃 (C10-C40) 的测定 气相色谱法 HJ 1021-2019	气相色谱仪、8860	—	6mg/kg
石油烃 (C6-C9)	土壤和沉积物 石油烃 (C6-C9) 的测定 吹扫捕集/气相色谱法 HJ 1020-2019	气相色谱仪、7890B	—	0.04mg/kg

(5) 监测结果

监测结果下表。

表 4.3-25 建设用地土壤监测实测结果

单位: mg/kg (pH 值: 无量纲)

检测项目	拟建茂 36-平 62 井场内			拟建 2#平台			茂 36-平 62 井场内	2#平台内
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0-0.5m
pH (无量纲)	8.26	8.05	8.11	7.98	8.06	7.93	8.01	8.43
镉 (mg/kg)	0.10	0.09	0.08	0.09	0.09	0.08	0.09	0.08
汞 (mg/kg)	0.122	0.120	0.112	0.167	0.160	0.148	0.114	0.124
砷 (mg/kg)	2.26	2.06	2.01	3.79	3.60	3.30	2.23	2.52
铅 (mg/kg)	28	27	26	24	24	23	23	23
六价铬 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铜 (mg/kg)	20	18	18	20	20	19	22	22
镍 (mg/kg)	20	18	18	27	26	25	22	25
苯 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲苯 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
间+对二甲苯 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

邻二甲苯 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯仿 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

1,1,2,2-四氯乙烷 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯 (μg/kg)	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20	7.20
1,1,1-三氯乙烷 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
硝基苯 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
蒽 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
萘 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒽 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

茚并[1,2,3-c,d]芘 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二苯并[a,h]蒽 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃 (C ₆ -C ₉) (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油类 (mg/kg)	257	211	169	272	243	178	214	259
水溶性盐总量 (g/kg)	0.7	0.6	0.6	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6

表 4.3-26 农用地土壤监测实测结果 单位：mg/kg (pH 值：无量纲)

检测项目	检测结果	
	2#平台东 130m	茂 36-平 62 井西南 80m
	0-0.2m	0-0.2m
pH (无量纲)	8.09	7.94
镉 (mg/kg)	0.06	0.06
汞 (mg/kg)	0.152	0.105
砷 (mg/kg)	3.13	2.06
铅 (mg/kg)	22	22
铬 (mg/kg)	52	63

锌（mg/kg）	62	58
铜（mg/kg）	20	20
镍（mg/kg）	24	19
石油烃（C ₆ -C ₉ ）（mg/kg）	ND	ND
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）（mg/kg）	ND	ND
石油类（mg/kg）	62	86
水溶性盐总量（g/kg）	0.9	0.7

表 4.3-27 特征因子土壤监测实测结果 单位：mg/kg（pH 值：无量纲）

检测项目	检测结果										
	M176-S134 井场内			2#平台内 4#柱状样			2#平台内 5#柱状样			M176-S134 井场东南 200m	茂 36-平 62 井西南 130m
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.3m	0-0.3m
pH（无量纲）	8.24	8.23	8.15	8.44	8.40	8.23	8.25	8.14	8.19	7.78	8.13
石油烃（C ₆ -C ₉ ）（mg/kg）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）（mg/kg）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

石油类 (mg/kg)	256	217	163	210	210	175	272	244	208	90	82
水溶性盐 总量(g/kg)	0.9	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.9	0.8	0.7	0.9	0.8
砷(mg/kg)	/	/	/	3.91	3.66	3.80	4.18	4.18	4.04	/	2.09
六价铬 (mg/kg)	/	/	/	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
汞(mg/kg)	/	/	/	0.166	0.168	0.167	0.184	0.185	0.172	/	0.085

4.3.5.3 评价标准及方法

(1) 评价标准

工程占地范围内土壤质量污染物标准采用《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管控标准对各个参数进行评价。占地范围外标准采用《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

(2) 评价方法

采用指数法进行土壤环境质量现状评价，即通过指数的大小来反映土壤环境受污染的程度，指数小于 1 即为达标。

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。

(3) 土壤现状评价结果分析

评价结果见表 4.3-29~4.3-31。

表 4.3-28 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (K_i 值)

监测项目	拟建茂 36-平 62 井场内			拟建 2#平台			茂 36-平 62 井场内	2#平台内
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0-0.5m
镉	0.002	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
汞	0.003	0.003	0.003	0.004	0.004	0.004	0.003	0.003
砷	0.038	0.034	0.034	0.063	0.060	0.055	0.037	0.042
铅	0.035	0.034	0.033	0.030	0.030	0.029	0.029	0.029
六价铬	/	/	/	/	/	/	/	/
铜	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
镍	0.022	0.020	0.020	0.030	0.029	0.028	0.024	0.028
苯	/	/	/	/	/	/	/	/
甲苯	/	/	/	/	/	/	/	/
乙苯	/	/	/	/	/	/	/	/
氯苯	/	/	/	/	/	/	/	/

苯乙烯	/	/	/	/	/	/	/	/
间+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	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
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-c,d]芘	/	/	/	/	/	/	/	/
二苯并[a,h] 蒽	/	/	/	/	/	/	/	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	/	/	/	/	/	/	/	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	/	/	/	/	/	/	/	/
石油类	0.06	0.05	0.04	0.06	0.05	0.04	0.05	0.06
水溶性盐总 量 (g/kg)	/	/	/	/	/	/	/	/

注：本次低于检出限、未检出均画/

4.3.5.4 现状评价及结果

表 4.3-29 农用地土壤环境质量现状评价结果 (Ki 值)

监测项目	2#平台东 130m	茂 36-平 62 井西南 80m
	0-0.2m	0-0.2m
pH (无量纲)	-	-
镉 (mg/kg)	0.100	0.100
汞 (mg/kg)	0.045	0.031
砷 (mg/kg)	0.125	0.082
铅 (mg/kg)	0.129	0.129
铬 (mg/kg)	0.208	0.252
锌 (mg/kg)	0.207	0.193
铜 (mg/kg)	0.200	0.200
镍 (mg/kg)	0.126	0.100
石油烃 (C ₆ -C ₉) (mg/kg)	/	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	/	/
石油类 (mg/kg)	0.075	0.104
水溶性盐总量 (g/kg)	/	/

注：本项目农用地石油烃 (C₁₀-C₄₀) *、石油烃 (C₆-C₉) *、石油类、水溶性盐总量无标准限制，只作背景值参考

表 4.3-30 现状土壤环境质量现状评价结果 (Ki 值)

监测项目	M176-S134 井场内			2#平台内 4#柱状样			2#平台内 5#柱状样			M176-S134 井场东南 200m	茂 36-平 62 井西南 130m
	0-0.5 m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5 m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.3 m	0-0.3 m
pH (无量纲)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
汞 (mg/kg)	-	-	-	0.049	0.049	0.049	0.054	0.054	0.051	-	0.025
砷 (mg/kg)	-	-	-	0.156	0.146	0.152	0.167	0.167	0.162	-	0.084
铬 (mg/kg)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

石油烃 (C ₆ -C ₉) (mg/kg)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
石油类 (mg/kg)	0.31	0.26	0.20	0.25	0.25	0.21	0.33	0.30	0.25	0.11	0.10
水溶性盐总量 (g/kg)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

注：本项目农用地石油烃（C₁₀-C₄₀）*、石油烃（C₆-C₉）*、石油类、水溶性盐总量无标准限制，只作背景值参考

根据监测结果可知，评价区域内农用地所监测到的各项污染物含量均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值的其他限值，评价区内建设用地均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中二类用地的筛选值。

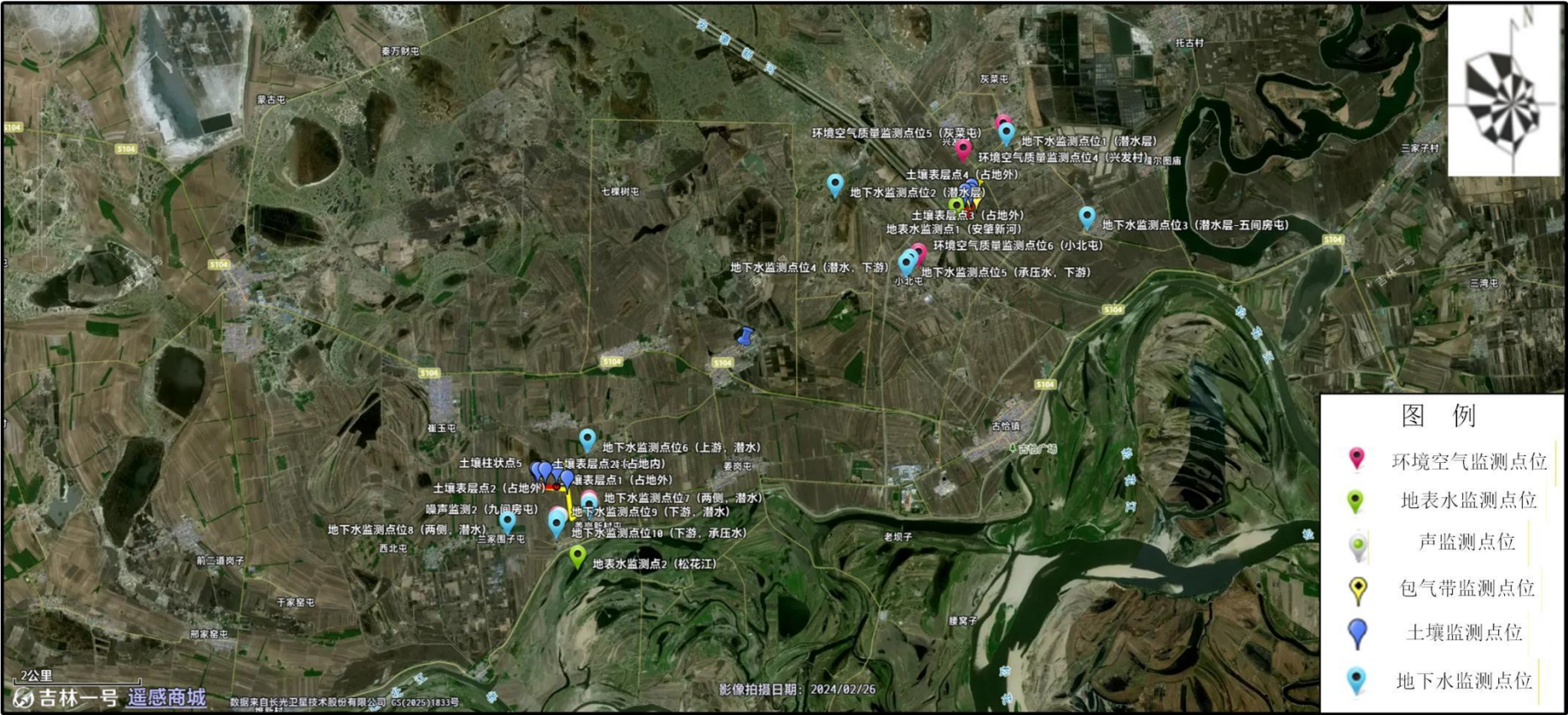


图 4.3-2 现状监测点位图

4.3.6 生态现状调查与评价

根据导则要求，本次生态现状调查以收集有效资料为主，辅以遥感调查和现场调查。主要调查内容包括评价区土地利用现状情况、植被现状和野生动植物现状。生态评价范围为基建井场外扩 50m 及管道两侧 300m 的区域，评价区域面积约为 2.91km²。

4.3.6.1 生态功能区划

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。本项目区生态功能区划见表 4.3-31。

表 4.3-31 本工程区域生态功能区划表

项目区生态功能分区单元			所在区域面积	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	肇源县和杜尔伯特蒙古族自治县和泰来县，面积 14200 平方公里	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

4.3.6.2 土地利用现状

按照《土地利用现状分类》（GB210210-2017）的分类系统，《土地利用现状分类》国家标准采用一级、二级两个层次的分类体系，共分 12 个一级类、73 个二级类。

评价范围土地利用现状分类系统按照全国土地利用分类系统标准，调查采用 2021 年 8 月 31 日的哨兵 2 号遥感卫星影像（分辨率 10m），在 ArcGIS10.2 软件支持下，进行数据解译、编绘成图，在此基础上，分析评价范围土地利用现状。

本项目生态评价范围内主要以耕地（基本农田）、草地（非基本草原）为主。由于工程所在区域为已开发区，人类活动频繁，野生动物较少。本次评价将评价区土地利用类型主要分为耕地、草地、住宅用地、工矿仓储用地、交通运输用地等。耕地主要为旱田地，种植玉米等农作物；林地主要为防护林，位于道路两侧，按照《土地利用现状分类》（GB210210-2017）的分类系统，本项目评价区域没有成片林木均为道路两侧，在

评价时地类划入交通运输用地；工矿仓储用地主要为工业用地和采矿用地；住宅用地主要为农村宅基地；交通运输用地主要为城镇村道路用地。评价区土地利用分类见表 4.3-32，区域生态评价范围内土地体利用现状见附图 18。

表 4.3-32 评价区土地利用分类

一级类		二级类		含义
编码	名称	编码	名称	
01	耕地	0103	旱地	指无灌溉设备，主要靠天然降水种植旱生农作物的耕地，包括没有灌溉设施，紧靠引洪淤灌的耕地。
04	草地	0404	其他草地	指树木郁闭度<0.1，表层为土质，不用于放牧的草地。
06	工矿仓储用地	0601	工业用地	指工业生产、产品加工制造、机械和设备维修及直接为工业生产等服务的附属设施用地。
		0602	采矿用地	指采矿、采石、采砂（沙）场，砖瓦窑等地面生产用地，排土（石）及尾矿堆放地。
07	住宅用地	0702	农村宅基地	指农村用于生活居住的宅基地。
10	交通运输用地	1004	城镇村道路用地	指城镇、村庄范围内公用道路及行道树用地，包括快速路、主干路、次干路、专用人行道和非机动车道，及其交叉口。
12	其他土地	1201	空闲地	城镇、村庄、工矿范围内尚未使用的土地，包括尚未确定用途的土地

表 4.3-33 评价范围内的土地利用现状

序号	代码	土地类型	面积 m ²	占比
1	0301	乔木林地	77912.7	2.68
2	0103	旱地	2671386.7	91.82
3	0404	其他草地	59739.0	2.05
4	0702	农村宅基地	24193.7	0.83
5	1201	空闲地	8825.6	0.30
6	0602	采矿用地	1173.2	0.04
7	1101	河流水面	5529.1	0.19
8	1108	沼泽地	60743.7	2.09
合计			2909503.7	100.0

从表中可以看出，本评价区内耕地占主要地位，占评价区总体面积的 91.82%；其次为草地、住宅用地、工矿仓储用地、交通运输用地，占评价区总面积的比例较小。

4.3.6.3 生态系统现状调查

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系统构成进行调查。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。生态系统类型及面积见表 4.3-34。

表 4.3-34 评价区生态系统类型及面积统计表

I 级代码	I 级分类	II 级代码	II 级分类	评价区	
				面积 (hm ²)	比例 (%)
3	草地生态系统	31	草甸	59739.0	2.05
6	城镇生态系统	61 63	居住地工矿交通	25366.9	0.87
5	农田生态系统	51	耕地	2671386.7	91.82
8	其他	82	裸地	8825.6	0.30
1	森林生态系统	14	稀疏林	77912.7	2.68
4	湿地生态系统	41 43	沼泽 河流	66272.9	2.28

(1) 草地生态系统

分布在项目所在地西部和东部边缘地带。草甸分布不连续，斑块数量较多。本区域草地主要以贝加尔针茅、羊草和芦苇为优势种，同时和狼尾草、毛水苏、三棱草、星星草等植物混生。在漫岗的缓坡和呈碱性的低地上还生长有碱草植物群落，碱草植物群落以碱草为主，并有野古草、野苜蓿、黄芪、柴胡等植物。群系高 0.2~0.6m，盖度 50~70%。目前草原平均亩产干草在 150 公斤左右。

(2) 农田生态系统

农田是人工生态系统，植被是人工栽培的各种农作物，本区块分有大量农田，主要为附近居民开垦的旱田，主要种植旱田农作物和蔬菜等。农作物中主要以玉米为主。玉米是源于热带喜温喜肥的高产作物，在该地一般年份玉米均可正常成熟，产量约为 500~600kg/亩。蔬菜类主要有茄子、豆角和白菜等。

（3）森林生态系统

本区域在植被区系划分中属于蒙古干燥草原区系，原始植被基本是草本，间有阔叶林。随着人口移居，种植业发展，原始植被多遭破坏，现以人工营造的林木为主。地区内的林木以人工种植幼林、场站绿化种植林地和护路林等为主，林木品种主要为阔叶林，以杨树为主，杨树林平均树高 10~15m，平均胸径 15~25cm，平均冠幅 2.5m×2.5m。森林覆盖率 3%左右。

（4）城镇生态系统

城镇生态系统是人工生态系统，主要为评价区域内分布的建筑物、道路、公共设施和油田场站等。

（5）湿地生态系统

评价区湿地生态系统面积为 6.6hm²，占评价区生态系统总面积的 2.28%，根据现场调查，评价区湿地生态系统在评价区内分布比较集中，主要分布于河流两侧及坑塘周边。本区湿地生态系统植被主要为小叶章（*Calamagrostis angustifolia*）、委陵菜（*Potentilla chinensis*）、芦苇（*Phragmites australis*）等。

总的来看，本区湿地类型比较简单。评价区湿地生态系统中分布的两爬类有花背蟾蜍（*Bufo raddei*）、中华蟾蜍（*Bufo gargarizans*）等，鸟类有大沙锥（*Gallinago megala*）、普通燕鸥（*Sterna hirundo*）、大白鹭（*Ardea alba*）等。

（6）其他生态系统

评价区内其他生态系统面积为 0.9hm²，占评价区生态系统总面积的 0.3%，根据现场调查，评价区内其他生态系统基本都是含盐量较高的盐碱地，地表无植被覆盖，其表面基本无动物分布。

4.3.6.4 植被及植物多样性

本工程调查范围内无古树名木、重点保护及珍稀濒危野生植物，公益林和天然林分布。

（1）植物区系

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。按照

中国种子植物区系地理中的中国植物区系分区系统进行划分，评价区属于蒙古草原植物区系。

（2）植被类型

经过实地考察与参考相关资料，评价区域内植被类型以农田植被、草甸和人工林为主。主要植被类型图见图 4.3-5。

1) 草地生态系统

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

①草甸草原植被

羊草草甸草原（Form.*Leymuschinensis*）。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（*Leymuschinensis-Spodipogonsibiticus*）、羊草-箭头唐松草群丛（*Leymuschinensis-Thalictrretumsimplex*）、羊草-拂子茅群丛（*LeymusChinensis-Calamagrostisepigejos*）、羊草-糙隐子草群丛（*LeymusChinensis-Cleistogenessquarrosa*）、羊草-野大麦群丛（*LeymusChinensis-Hordetum*）、羊草-虎尾草群丛（*LeymusChinensis-Chiorisvigata*）、羊草-碱蒿群丛（*LeymusChinensis-Artemisetum*）等。羊草草甸草原是草原植被中经济价值最高的类型。由于羊草营养价值在整个生长季都很高，适口性强，适于调制干草，是最重要的自然割草场和放牧场。但目前因过度放牧和碱化，草场退化严重。

②盐生草甸植被

星星草草甸（Form.*Puccinelliatenuiflora*）。广泛分布在退化草地的碱斑和盐碱化湖泊周围，但面积较小，生境较低湿，常有短期积水。此类草甸盖度变化很大，40%~80%。由于生境条件严酷，常以星星草为单优势，甚至无伴生种，可混有少量羊草、野大麦（*Hordeumbrevisublatum*）、朝鲜碱茅（*Puccinelliachinampoensis*）、碱地风毛菊（*Saussurearuncinata*）、碱地肤（*Kochiasieversianavar.suaedaefolia*）、碱蒿（*Artemisiaanethifolia*），以及常混有少量一年生的碱蓬（*Suaedaglauca*）和角碱蓬

(*S.corniculata*) 等。

碱蓬草甸 (*Form.Suaedionglancae*)。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。

2) 耕地生态系统

耕地(旱田)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,另有,大豆、谷子、小麦等作物。经济作物主要有甜菜、芝麻、向日葵等。蔬菜类主要有茄子、豆角和白菜等。

3) 经济林

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

(3) 植物群落

评价区草地主要集中分布于西部和东部边缘地带,该区域以前主要是以羊草为代表的羊草-杂类草草甸,目前已退化,覆盖度一般在 50% 左右,在部分碱斑上的植被发育不良或裸露,株高一般不超过 30cm,以碱蓬为主。盐碱化草甸原有的地带性植被为羊草草原,由于地势低洼积水,地下返盐,造成土壤的盐渍化,草甸逐渐演变成盐化草甸,植被群落也演替为盐生植被。盐化草甸组成群落类型的主要成分是一些耐盐碱的多年生和一年生的中生植物。种类成分较单纯,据不完全统计有 65 种,分属 21 科,42 属。除了地势较高处生长羊草外,低洼积水处生长着一些盐生植被,如碱茅、碱蓬、马蔺等。盐碱化草甸生态系统十分脆弱,破坏后不易恢复,也是本区土壤风蚀的主要部位之一。

4.3.6.5 动物现状调查

(1) 陆生哺乳动物

评价区为典型农区,其动物的组成与分布具有明显的村栖型特点。主要分布有小家鼠 (*Mus musculus* L.)、大仓鼠 (*Cricetulus triton*)、普通田鼠 (*Microtus arvalis*) 等啮齿

目动物。由于人类活动的干扰，较大型哺乳类动物基本绝迹，但小型哺乳类特别是鼠类仍为常见种。

（2）鸟类

本区人类生产活动频繁，经调查，本区无国家和地方受保护的珍稀濒危野生动物，因此，鸟类的种类和分布亦较少。常见鸟类主要为喜鹊（*P.picasericea*Gould）、小嘴乌鸦（*C.coroneorientalis*Evers）、麻雀（*P.montanusmontanus*）、家燕（*H.rusticagutturalis*Scopoli）等村栖型鸟类。

4.3.6.6 防沙治沙情况调查

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，大庆市让胡路区、红岗区、大同区、肇源县、杜蒙县属于沙化土地所在县（区）。

本项目位于大庆市肇源县头台镇和和平乡，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》，属于沙化土地所在县（区），应当重点增加、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。

4.3.6.7 生态敏感区现状调查

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）中生态敏感区定义，本项目所在区域不涉及生态敏感区。

4.3.6.8 既有工程实际生态影响及措施调查

根据现场调查，为保护区域生态环境，大庆头台油田开发有限责任公司既有工程采取了生态保护措施保护区域内生态系统。例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场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。针对水土流失，头台油田采取了井场平整、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。

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。

4.3.6.9 水土流失现状调查

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，本工程位于肇源县古恰镇境内，不位于重点治理区。具体见图 1.4-3 大庆市重点预防区和重点治理区划分图。

4.3.6.10 主要生态问题

本项目位于大庆市肇源县。

项目所在区域的生态功能区属于 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。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。

主要生态问题为草地面积减少、草原沙化、碱化、退化现象严重，沙化动态仍呈扩展趋势。

4.3.6.11 生态现状评价小结

根据生态现状调查与评价结果，评价范围总面积为 9842.74hm²，涵盖森林、草甸、沼泽、农田等多种生态系统类型。评价范围内生物多样性总体处于中等水平。植物多样性以草甸和农田植被为主，无重要野生植物，未发现外来入侵植物。动物多样性以古北界成分为主，无重要野生动物。生境连通性中等，整体物种组成和分布受农业活动和自然生境破碎化影响显著。

区域生态系统以农田和草地为主体，森林和沼泽占比较低，人类活动对生态格局影响显著。森林生态系统虽面积较小，但生物量密度高，在碳储存和生物多样性维持方面具有重要作用；草甸和沼泽生态系统则承担着水源涵养、物种栖息等关键功能。主要生态问题包括草地面积减少、草原沙化、碱化和退化趋势明显，沙化扩展尚未得到有效遏制。生态敏感区保护需求突出，需重点关注水土保持、生物多样性维护及沙化控制等功能。整体而言，生态系统具备一定抗干扰能力，但脆弱性较高，需通过生态修复和可持续管理提升稳定性。

4.4 区域环境污染源调查

本工程为石油开采项目，位于黑龙江省大庆市肇源县内，隶属于茂 8 区块和茂 401 区块。经调查，本工程区域内原有井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时占地范围内，地表进行了平整，区域内钻井临时占用的耕地已恢复耕种，已开发区域的生态得到一定程度的恢复。依托站场环境清洁，地面无油污，站内道路两侧和厂区院墙内外均已绿化，生态恢复较好。

通过现场调查，项目评价区域内主要为农田、林地、草地以及油田生产设施等，油田生产设施主要包括油井井场、集油管线、道路，周边无其他工业企业。

4.4.1 大气污染源调查

本项目所在区块在建工程无在建工程及拟建工程，项目现有区块内大气污染源主要包括油井井场、集油管线原油集输过程、场站原油处理过程中产生的烃类气体、场站加热装置燃烧烟气、井场等建设过程产生施工机械及运输车辆尾气。现有区域主要产生的废气污染物主要为非甲烷总烃、颗粒物、二氧化硫、氮氧化物等。

（1）烃类气体

依托工程年处理油量为 $22.67 \times 10^4 \text{t}$ ，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》，石油开采业挥发性有机物排放系数按 0.0014175 计算，非甲烷总烃年排放量为 321.34t。

（2）燃烧烟气

滚动开发区域内锅炉废气主要来自头台联转油脱水站加热炉排放的烟气。根据现有工程污染物排放情况调查，区块内锅炉废气颗粒物排放量为 0.23t/a， NO_x 排放量为 1.66t/a， SO_2 排放量为 0.35t/a。

（3）交通源

本项目开采地下原油，其中茂 8 区块产液采取管网集输方式（无需依赖车辆运输），茂 401 区块拉运至头台油田第一作业区卸油站。茂 401 区块内已有的井此前均采用拉运方式，拉运类井的数量较原有规模反而减少，主要污染物为汽车产生的尾气，特征污染物为 CO、NO_x 和碳氢化合物，属于流动源。因此，项目建成后不会因本项目物料和产品运输增加区域交通量。不会对环境空气造成明显的影响。

4.4.2 水污染源调查

项目所在区块废水主要为产液分离产生的含油污水经过头台联合污水处理站处理后回注油层。运行期油井作业产生的作业废水通过头台联污水处理站处理后回注油层。

项目所在区域地表水污染源，主要为乡镇生活设施排放的生活污水、区域农业生产农药、化肥使用形成的面源，雨季随地表径流携带污染物汇入地表水和地下水环境。

根据现状监测数据可知，区域内地下水监测点位监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中II类水体石油类限值（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）。

4.4.3 噪声污染源调查

项目评价区域内噪声污染源主要为周边油田抽油机、运输车辆噪声等。根据现状监测数据可知，区域声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中相应标准要求，声环境质量现状良好，依托场站厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准

4.4.4 固体废物污染源调查

根据现状调查分析，区域内场站清罐污泥产生量约为 10.6t/a，含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置，处理后用于油田作业区域通井路、井场建设等，要求满足污泥含油率低于 3%要求后，用作油田垫井场和通井路；区域内场落地油全部回收暂存在头台联危险废物贮存池，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司。站共产生生活垃圾 1.64t/a，产生的生活垃圾集中收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理

第五章 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 气候特点及污染气象特征

肇源国家气象观测站（50954）坐标为 E125.0814，N45.5047，海拔高度 127.5m，根据肇源气象站 2003-2024 年气象数据，该区域年平均气温 5.28℃,年平均气压 998.93hPa，年平均相对湿度 64.76%，年均降雨量 444.74mm，年平均风速 3m/s，多年平均静风出现频率 4.93%。多年平均统计见下表。

表 5.1-1 肇源气象站观测资料（2003~2024 年）统计表

项目	统计值	极值出现时间	极值
多年平均大风日数（天）	10.7	/	/
多年平均雷暴日数（天）	25	/	/
多年平均沙尘暴日数（天）	1.8	/	/
多年平均冰雹日数（天）	0.95	/	/
多年平均气压（hPa）	998.93	/	/
多年平均水汽压（hPa）	8.59	/	/
多年平均相对湿度（%）	64.76	/	/
多年平均气温（℃）	5.28	/	/
多年平均风速（m/s）	3	20090620	23.17
多年平均静风出现频率（%）	4.93	/	/
多年平均年降水量（mm）	444.74	/	/
多年平均最大日降水量（mm）	46.36	20210630	83.7
多年平均最低气温（℃）	-30.49	20180125	-35.4
多年平均最高气温（℃）	34.96	20190524	37.1
多年主导风向、风向频率（%）	WSW10.18	/	/

（2）风向及风频统计

根据肇源气象站 2003-2024 年风向风速资料统计，各月及年风向频率见表 5.1-2。肇源气象站 4 月平均风速最大，1 月风最小。肇源气象站主要风向为 SW、WSW、W，其中以 WSW 为主风向，占到全年 10.18%左右，各月风向频率玫瑰见图 5.1-1

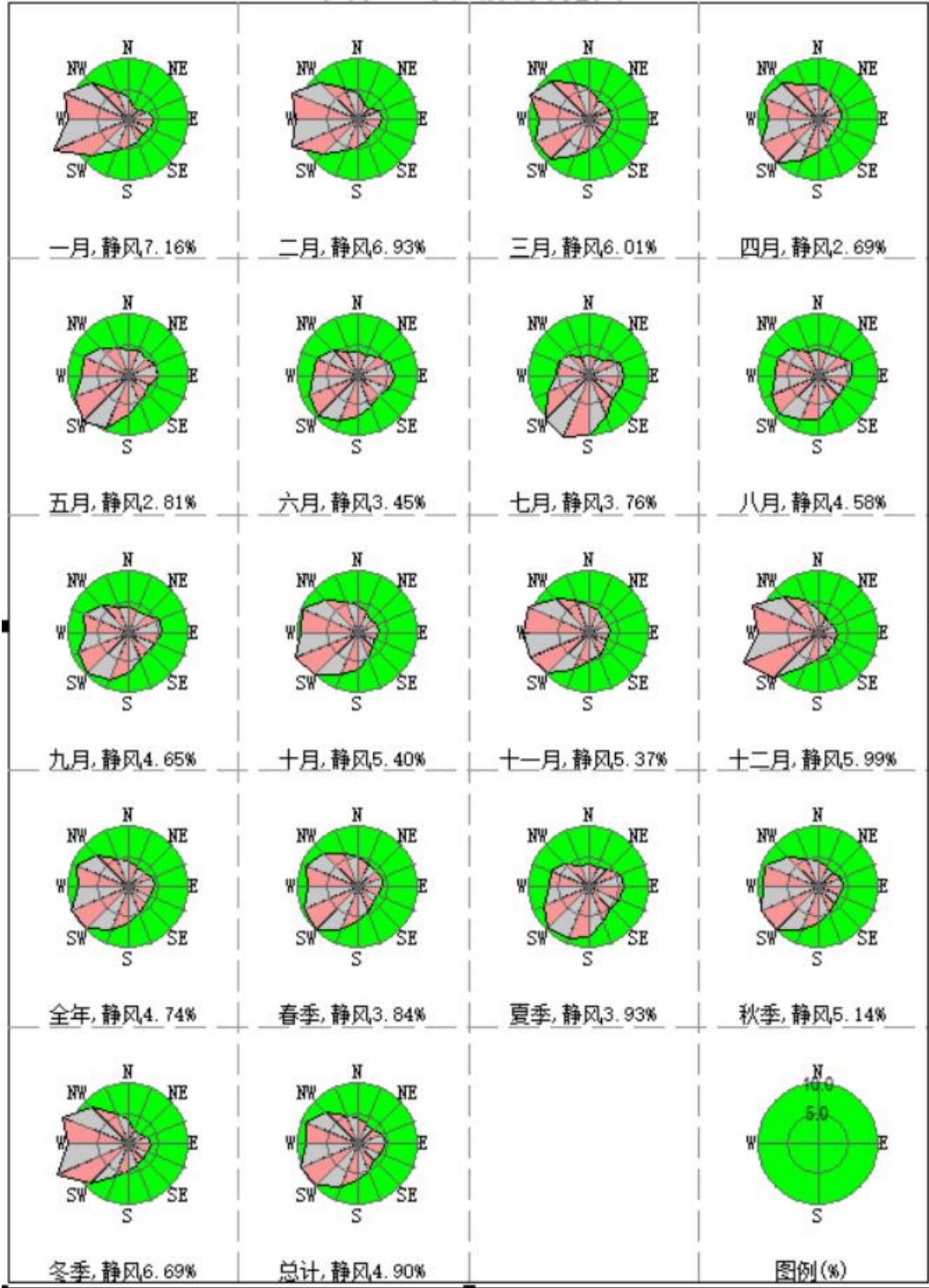


图 5.1-1 肇源气象站（2003-2024 年）各月风向频率玫瑰图

表 5.1-2 肇源气象站（2003-2024 年）各月及年风向风频统计

风频% 月.年	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	N	静风
1	2.39	2.14	3.35	4.14	3.59	3.3	3.98	4.26	5.25	8.41	13.16	10.05	11.43	8.63	5.14	3.88	7.16

2	2.62	2.57	3.74	4.11	3.4	3.2	3.5	4.32	5.32	8.01	11.74	10.1	11.66	8.83	5.63	4.54	6.93
3	3.56	3.59	3.79	3.65	3.37	3.31	3.98	4.96	6.21	8.92	9.41	8.27	10.42	8.91	6.53	5.36	6.01
4	4.77	3.91	4.01	3.69	3.18	3.15	4.03	5.34	7.25	9.77	10.01	8.32	9.64	8.5	6.3	5.73	2.69
5	4.39	4.01	4.71	4.7	3.79	4.01	4.76	6.47	9.46	10.56	9.4	7.76	8.04	6.37	4.74	4.21	2.81
6	3.61	4.3	5.52	6.07	5.64	4.77	5.55	6.72	8.27	9.39	8.69	7.28	7.24	5.78	4.17	3.79	3.45
7	2.92	3.61	5.56	5.72	5.57	5.29	7.2	9.89	11.01	10.17	7.23	5.49	5.61	4.79	3.35	3.16	3.76
8	3.99	4.38	5.73	5.49	4.65	4.48	5.3	7.24	7.77	9.08	8.43	6.97	7.33	6.3	4.25	4.14	4.58
9	3.74	3.96	5.55	5.44	4.75	4.23	4.87	6.7	8.34	9.58	8.85	7.1	7.9	6.11	4.36	4.09	4.65
10	3.58	2.61	3.44	3.28	3.07	3.33	4.48	5.97	7.39	9.93	10.97	9.45	9.96	7.44	5.35	4.48	5.4
11	3.72	3.15	3.44	3.43	3.11	3.48	4.14	4.81	6.48	9.48	10.48	10.76	10.64	7.72	5.66	4.35	5.37
12	2.66	2.4	2.84	3.22	3.16	3.17	3.51	4.48	6.13	10.63	13.08	10.06	11.57	8.21	5.55	3.62	5.99
年	3.59	3.44	4.32	4.4	3.84	3.82	4.55	5.96	7.39	9.59	10.18	8.28	9.27	7.3	5.06	4.31	4.74

(3) 月平均气温

肇源气象站 07 月气温最高（23.84℃）,01 月气温最低（-17.46℃）,近 20 年极端最高气温出现在 2019 年 5 月 24 日（37.1℃）,近 20 年极端最低气温出现在 2018 年 1 月 25 日（-35.4℃）,月平均温度见表 5.1-4。

(4) 月降水量、平均风速、日照时数

肇源气象站 7 月降水量最大（142.12 毫米），1 月降水量最小（1.48 毫米），近 20 年极端最大日降水出现在 2019 年 8 月 8 日（64.49 毫米）。肇源气象站 8 月日照最长（281.04 小时），12 月日照最短（174.9 小时）。肇源气象站 4 月平均风速最大（3.9m/s），1 月平均风速最小（2.42m/s）。累年各月降水量、风速、日照时数统计见表 5.1-3。

表 5.1-3 肇源气象站累年各月降水量、相对湿度、日照时数统计

月份	平均气温℃	降水量 mm	日照时数 h	平均风速 m/s
1	-17.46	2.16	184.73	2.34
2	-12.36	3.67	198.6	2.84
3	-2.09	6.71	236.37	3.4
4	8.05	12.64	233.38	4.08
5	15.94	50.76	242.42	3.83
6	21.58	87.63	223.71	3.05

7	23.84	113.77	209.88	2.6
8	22.07	89.15	219.9	2.48
9	16.14	49.28	223.1	2.76
10	7.09	13.63	205.14	3.05
11	-4.43	10.5	170.66	3.1
12	-14.9	4.87	167.83	2.62

(5) 地面气象数据

收集了肇源气象站 2024 年 1 月 1 日 00 时至 12 月 31 日 23 时共计 8760 个小时的风向、风速、气温、总云量、低云量等五个指标的观测数据。受相同地理气候的影响和控制，其常规气象资料可以反映本项目区域基本气候特征，因而可以使用该气象站提供的 2022 年全年地面气象资料。

温度

肇源气象站 2024 年平均气温 5.64℃,最低月（1 月）平均气温为-16.89℃,最高月（7 月）平均气温为 24.77℃。全年各月平均气温统计见下表。

表 5.1-4 2024 年平均温度月变化

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
温度 (℃)	-16.89	-13.31	-0.76	9.07	15.65	21.10	24.77	21.75	17.01	6.37	-2.79	-14.35

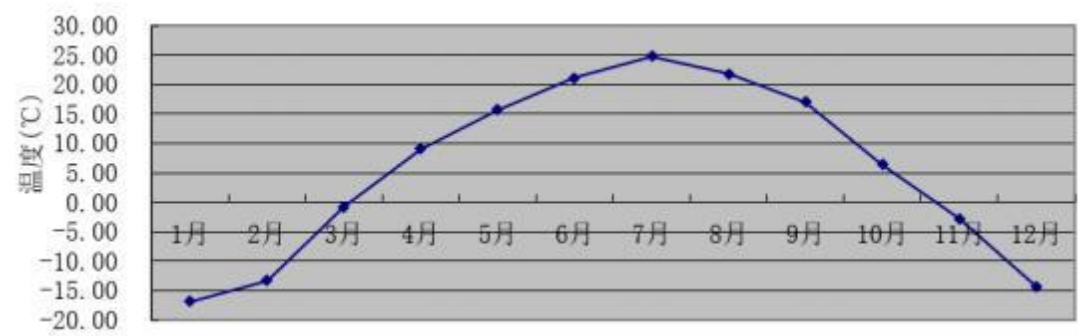


图 5.1-2 年平均温度的月变化图

2) 风速

肇源气象站 2024 年各方向各月份风速变化见下表。可以看出，4 月份平均风速最高（4.37m/s），1 月份平均风速最低（2.20m/s），年平均风速 3.05m/s。

表 5.1-5 2024 年月平均风速的月变化

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
风速 (m/s)	2.20	2.54	3.31	4.37	3.56	3.03	2.42	2.76	2.98	2.86	3.26	3.30

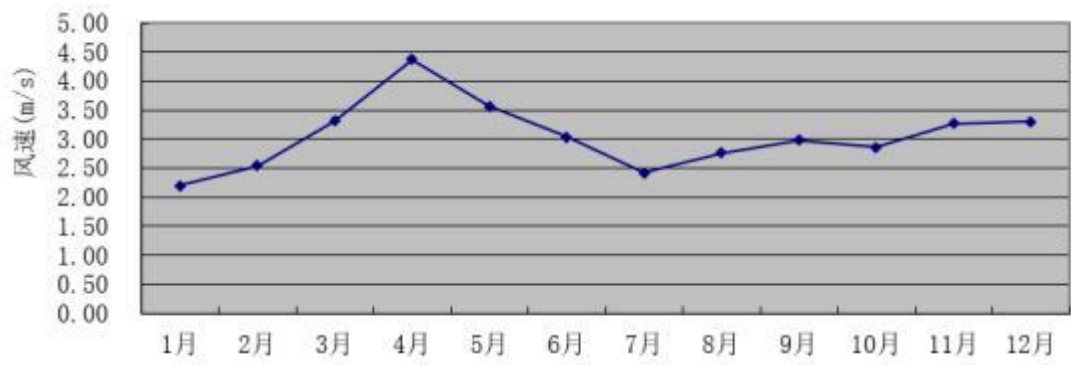


图 5.1-3 年平均风速的月变化

3) 季小时平均风速的日变化

肇源气象站 2024 年季小时平均风速的日变化见下表

表 5.1-6 2024 年季小时平均风速的日变化

风速 (m/s) 小时 (h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
春季	3.17	3.05	2.99	2.99	3.05	3.10	3.59	4.23	4.65	4.94	4.99	5.14
夏季	2.11	2.17	2.08	2.06	2.18	2.34	2.74	3.01	3.29	3.51	3.69	3.88
秋季	2.47	2.56	2.57	2.62	2.54	2.59	2.63	3.17	3.55	3.86	4.17	4.26
冬季	2.24	2.14	2.23	2.23	2.17	2.28	2.24	2.47	2.85	3.40	3.61	3.91
春季	5.14	5.06	4.90	4.42	3.76	3.22	2.77	2.63	2.91	2.98	3.12	2.94
夏季	3.98	3.86	3.64	3.53	3.14	2.67	2.15	1.86	1.90	1.94	1.87	1.97
秋季	4.30	4.31	4.06	3.49	2.77	2.45	2.46	2.41	2.41	2.35	2.39	2.43
冬季	4.12	4.05	3.85	3.11	2.60	2.18	2.04	2.02	2.03	2.18	2.26	2.21

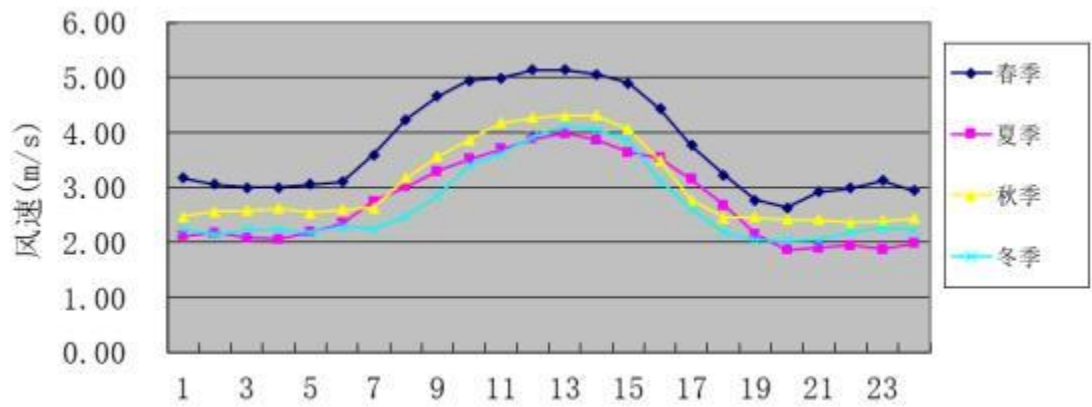


图 5.1-4 季小时平均风速的日变化

(4) 风向、风频

肇源气象站 2024 年平均各向风向、风频变化情况见下表，可以看出，全年主要以 WSW、W 风为主。

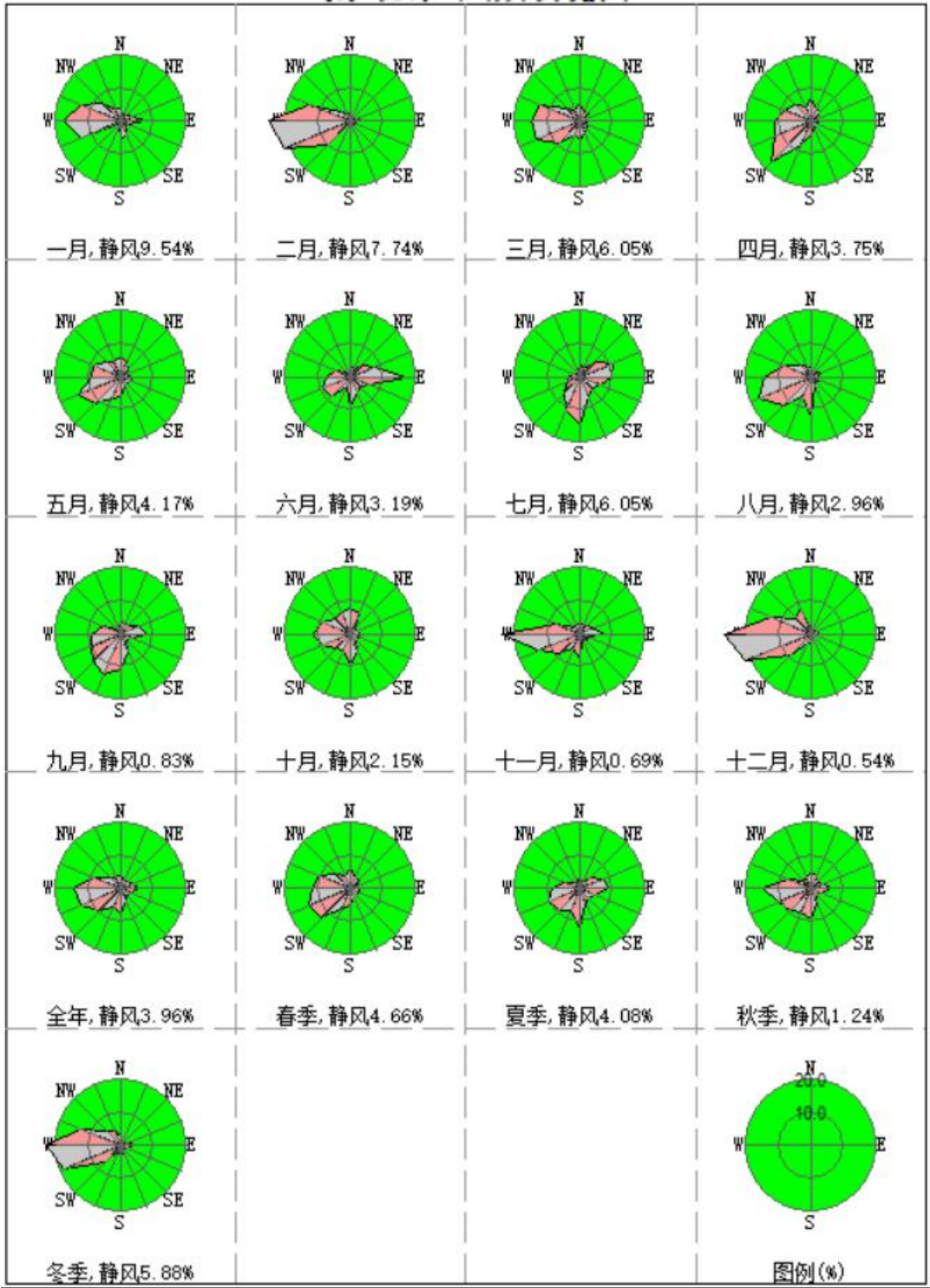


图 5.1-5 肇源气象站 2024 年各月风向频率玫瑰图

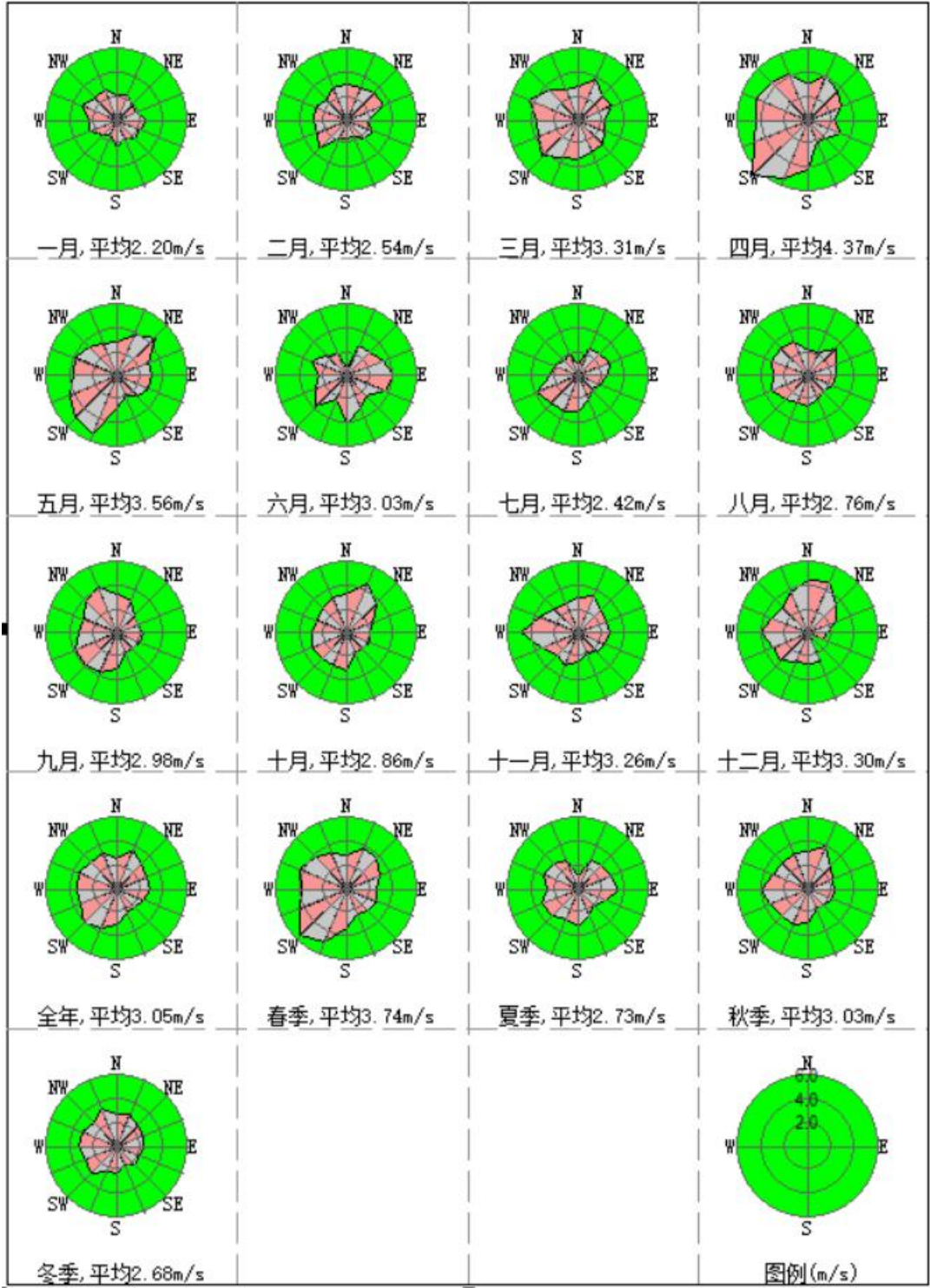


图 5.1-6 肇源气象站 2024 年各月风速玫瑰图

表 5.1-7 年均风频的月变化、季变化及年均风频

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	静风
一月	4.57	1.34	2.42	4.03	7.12	2.42	2.02	4.17	5.38	0.81	1.48	13.31	17.20	12.77	7.80	3.63	9.54
二月	2.83	1.49	1.19	2.23	2.98	1.34	1.34	1.19	1.79	1.04	9.97	21.28	24.40	13.39	4.02	1.79	7.74

黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程

三月	5.24	3.23	3.36	1.21	2.15	2.42	3.09	3.76	5.24	4.17	9.14	13.98	14.52	12.77	5.91	3.76	6.05
四月	6.81	3.89	4.03	1.67	1.94	2.50	1.67	2.08	4.17	7.92	17.08	11.81	10.83	8.33	6.94	4.58	3.75
五月	6.05	4.70	3.23	1.88	3.23	3.36	2.55	3.23	6.05	7.12	11.16	14.11	8.87	9.27	6.18	4.84	4.17
六月	3.06	2.50	5.14	8.06	16.81	6.39	4.17	5.14	9.03	3.06	8.47	9.03	7.50	5.28	1.94	1.25	3.19
七月	4.17	2.55	6.32	10.75	9.27	6.59	5.11	6.45	14.25	10.89	6.32	4.03	3.49	1.61	0.67	1.48	6.05
八月	2.55	0.54	2.15	3.63	1.34	2.82	2.15	2.69	12.10	6.45	12.10	17.20	14.25	8.87	4.57	3.63	2.96
九月	3.75	3.06	3.06	5.69	8.06	3.89	2.50	6.11	10.69	13.06	11.81	9.58	8.75	5.69	2.08	1.39	0.83
十月	7.66	6.45	2.42	2.28	3.36	2.69	2.28	6.05	9.41	5.51	6.59	9.27	11.42	8.87	6.32	7.26	2.15
十一月	3.06	2.64	3.06	4.17	7.36	2.50	2.92	1.81	7.64	5.00	8.75	13.47	23.33	8.19	2.50	2.92	0.69
十二月	0.94	0.40	0.81	1.75	2.42	1.34	0.00	0.40	3.49	2.96	9.01	21.64	26.21	13.17	6.59	8.33	0.54
全年	4.24	2.74	3.11	3.95	5.49	3.20	2.49	3.61	7.48	5.68	9.29	13.18	14.17	9.01	4.65	3.77	3.96
春季	6.02	3.94	3.53	1.59	2.45	2.76	2.45	3.03	5.16	6.39	12.41	13.32	11.41	10.14	6.34	4.39	4.66
夏季	3.26	1.86	4.53	7.47	9.06	5.25	3.80	4.76	11.82	6.84	8.97	10.10	8.42	5.25	2.40	2.13	4.08
秋季	4.85	4.08	2.84	4.03	6.23	3.02	2.56	4.67	9.25	7.83	9.02	10.76	14.47	7.60	3.66	3.89	1.24
冬季	2.78	1.06	1.48	2.69	4.21	1.71	1.11	1.94	3.61	1.62	6.71	18.66	22.55	13.10	6.20	4.68	5.88

5.1.2 环境空气影响预测与评价

5.1.2.1 施工期大气环境影响预测与评价

施工期大气污染源主要为柴油机燃烧排放的烟气，管沟开挖、管道敷设、管沟覆土回填、井场建设产生的扬尘、物料运输装卸过程中产生的扬尘，施工机械及汽车尾气，焊接烟尘，防腐废气。

(1) 柴油发电机燃烧排放的烟气

根据第三章源强核算，本工程柴油机单台功率为 882kW，本工程施工期定向进单井钻井期为 10d，水平井钻井期为 23 天，施工期共排放 CO：0.16t/施工期，HC：0.44t/施工期，HC+NO_x：1.05t/施工期，颗粒物（PM）：0.06t/施工期，则单台 CO 柴油机的排放速率为 0.01g/kWh，HC+NO_x 的排放速率为 0.63g/kWh，颗粒物（PM）的排放速率为 0.04g/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）表 2 及 2020 修改单中第三阶段标准限值（CO：3.5g/kWh、HC+NO_x：6.4g/kWh、PM：0.2g/kWh），同时柴油发电机柴油燃烧排气的不透光发烟度

（光吸收系数）和林格曼黑度级数能够满足《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，实现达标排放。

由于项目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。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。随着施工工作的结束，柴油机燃烧废气对环境空气的影响会逐渐消失。

（2）施工场地扬尘

施工期扬尘主要为管沟开挖、管道敷设、管沟覆土回填、井场建设产生的扬尘、物料运输装卸过程中产生的扬尘。

根据《大气环境影响评价实用技术》（中国环境出版社）中北京市环境保护科学研究院对多个建筑施工场地的施工扬尘情况（包括清理渣土、土方挖掘、现场堆放、车辆往来）进行现场监测的数据，数据见表 5.1-8。

表 5.1-8 施工场地扬尘污染的颗粒物浓度值 单位：mg/m³

工程名称	工地内	工地上风向	工地下风向		
		50m	50m	100m	150m
侨办工地	0.759	0.328	0.502	0.367	0.336
金属材料总公司工地	0.618	0.325	0.472	0.356	0.332
广播电视部工地	0.596	0.311	0.434	0.376	0.309
劲松小区工地	0.509	0.303	0.538	0.465	0.314
平均值	0.6205	0.3167	0.4865	0.390	0.322

项目施工工地的扬尘主要来自运输车辆的行驶、管线管沟的开挖、铺设、回填、开挖土方及铺路使用的材料的露天堆放，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。根据表 5.1-2 可知，施工场地 100m 外的扬尘浓度值约为 0.39mg/m³。本工程施工中产生的污染源强较大，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；运输车辆经过村屯附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生，在采取了洒水抑尘等相应控制措施后，扬尘（颗粒物）浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放标准限值（≤1.0mg/m³）。

项目施工结束后及时恢复施工占地的原有地表形态。施工扬尘对沿线敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工期的结束而消失。

（3）施工机械及汽车尾气

油田开发各类工程机械及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，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，对环境空气的影响不是很大。

（4）焊接烟尘

由工程分析可知，项目管道施工过程中将产生焊接烟尘，本工程较为分散，焊接烟尘非集中排放，经空气稀释、扩散后对周围大气环境影响较小。

（5）防腐废气

由工程分析可知，项目管道焊缝等局部进行防腐会产生防腐废气，防腐过程中防腐废气产生量较少，主要污染物为非甲烷总烃，为无组织排放，且管线周围地域开阔，防腐废气经大气扩散后，对周围环境影响较小。随施工结束后废气将随之消失。

通过采取上述措施，场界扬尘浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求，加上施工期产生的废气都是暂时性的，施工一结束就随之消失，对区域空气环境及环境保护目标的影响较小。

5.1.2.2 运营期大气环境影响预测与评价

根据《环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）》要求，一级评价项目应调查本项目污染源的正常排放和非正常排放、被拟建项目替代的污染源及评价范围之内其他排放同类污染物的在建、拟建项目。根据调查，本项目评价范围内无在建和已批复的拟建排放同类污染物的建设项目。因此，本次预测仅考虑本项目新增污染源。

（1）本项目污染源

（1）点源调查

本项目运营期正常工况下依托头台联合站产生的燃烧烟气，为点源排放，原环评中已按照加热装置满负荷情况进行考虑污染物量，本次依托场站头台联合站加热装置的污染物排放量属于新增分担量，本次评价不再对依托场站内的加热装置进行大气环境影响预测。

本项目新建拉油点 1 座，安装 60m³ 多功能储油罐 1 座，燃烧伴生气，为点源排放。多功能储油罐排气筒高 15m。

（2）面源调查

本项目位于茂 401 区块和茂 8 区块，共基建 7 口油井，分布在 3 座平台井场上，本次判定评价等级污染源选取各井场作为独立面源进行预测。正常工况下油井作业以及油井清防蜡等，废气产生极少，且作业时间较短，本项目对周边大气环境影响较小，因此不对其进行定量预测

（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。

（4）模型参数

1) AERMOD 预测气象

使用已获取的地面气象数据和模拟高空气象数据，通过 AERMET 生成预测气象。其中 AERMET 通用地表类型为农作地，AERMET 通用地表湿度为中等湿度气候。

2) AERMOD 预测点

运行 AERMAP 生成地面高程，本规划预测范围为以项目中心为中心区域，边长为 5km 矩形区域。

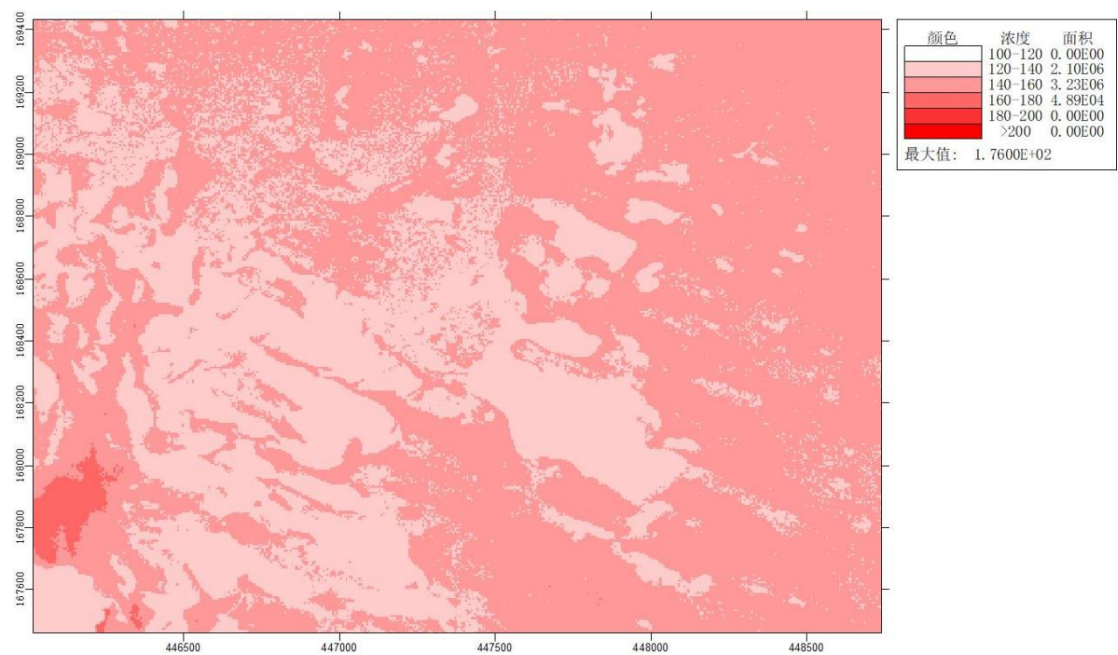


图 5.1-7 地形文件

(5) 预测结果

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。新增污染源短期浓度和长期浓度占标率统计见表 5.1-9，保护目标处新增污染源短期浓度达标情况及叠加后年平均质量浓度占标率结果见表 5.1-10，各项污染物贡献浓度分布见图 5.1-7～图 5.1-14。

表 5.1-9 建设项目贡献浓度预测结果表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值/ $\mu\text{g}/\text{m}^3$	占标率%	达标情况
SO ₂	区域最大值	1h 平均			达标
		24h 平均			达标
		年平均			达标
NO _x	区域最大值	1h 平均			达标
		24h 平均			达标
		年平均			达标
PM ₁₀	区域最大值	24h 平均			达标
		年平均			达标
非甲烷总烃	区域最大值	1h 平均			达标

表 5.1-10 保护目标处新增污染源短期浓度和长期浓度贡献值预测结果表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	贡献值占标率%	贡献值达标情况
NMHC	兴发村	小时值			$\leq 100\%$ 达标
	灰菜屯	小时值			$\leq 100\%$ 达标
	五间房屯	小时值			$\leq 100\%$ 达标
	八宝窝棚	小时值			$\leq 100\%$ 达标
	小北屯	小时值			$\leq 100\%$ 达标
	崔玉屯	小时值			$\leq 100\%$ 达标
	哈友村	小时值			$\leq 100\%$ 达标
	后二龙山屯	小时值			$\leq 100\%$ 达标
	前二龙山屯	小时值			$\leq 100\%$ 达标
	小后山屯	小时值			$\leq 100\%$ 达标
	黄衣围子屯	小时值			$\leq 100\%$ 达标
	姜岗新村屯	小时值			$\leq 100\%$ 达标
	九间房屯	小时值			$\leq 100\%$ 达标
	兰家围子屯	小时值			$\leq 100\%$ 达标
	腰兰屯	小时值			$\leq 100\%$ 达标
	西北屯	小时值			$\leq 100\%$ 达标
SO ₂	兴发村	年均值			$\leq 30\%$ 达标
	灰菜屯	年均值			$\leq 30\%$ 达标
	五间房屯	年均值			$\leq 30\%$ 达标
	八宝窝棚	年均值			$\leq 30\%$ 达标
	小北屯	年均值			$\leq 30\%$ 达标
	崔玉屯	年均值			$\leq 30\%$ 达标
	哈友村	年均值			$\leq 30\%$ 达标
	后二龙山屯	年均值			$\leq 30\%$ 达标
	前二龙山屯	年均值			$\leq 30\%$ 达标
	小后山屯	年均值			$\leq 30\%$ 达标
	黄衣围子屯	年均值			$\leq 30\%$ 达标
	姜岗新村屯	年均值			$\leq 30\%$ 达标
	九间房屯	年均值			$\leq 30\%$ 达标
	兰家围子屯	年均值			$\leq 30\%$ 达标
	腰兰屯	年均值			$\leq 30\%$ 达标
	西北屯	年均值			$\leq 30\%$ 达标
	兴发村	日均值			$\leq 100\%$ 达标
	灰菜屯	日均值			$\leq 100\%$ 达标
	五间房屯	日均值			$\leq 100\%$ 达标
	八宝窝棚	日均值			$\leq 100\%$ 达标
	小北屯	日均值			$\leq 100\%$ 达标

	崔玉屯	日均值			≤100%达标
	哈友村	日均值			≤100%达标
	后二龙山屯	日均值			≤100%达标
	前二龙山屯	日均值			≤100%达标
	小后山屯	日均值			≤100%达标
	黄衣围子屯	日均值			≤100%达标
	姜岗新村屯	日均值			≤100%达标
	九间房屯	日均值			≤100%达标
	兰家围子屯	日均值			≤100%达标
	腰兰屯	日均值			≤100%达标
	西北屯	日均值			≤100%达标
	兴发村	小时值			≤100%达标
	灰菜屯	小时值			≤100%达标
	五间房屯	小时值			≤100%达标
	八宝窝棚	小时值			≤100%达标
	小北屯	小时值			≤100%达标
	崔玉屯	小时值			≤100%达标
	哈友村	小时值			≤100%达标
	后二龙山屯	小时值			≤100%达标
	前二龙山屯	小时值			≤100%达标
	小后山屯	小时值			≤100%达标
	黄衣围子屯	小时值			≤100%达标
	姜岗新村屯	小时值			≤100%达标
	九间房屯	小时值			≤100%达标
	兰家围子屯	小时值			≤100%达标
	腰兰屯	小时值			≤100%达标
	西北屯	小时值			≤100%达标
NOx	兴发村	年均值			≤30%达标
	灰菜屯	年均值			≤30%达标
	五间房屯	年均值			≤30%达标
	八宝窝棚	年均值			≤30%达标
	小北屯	年均值			≤30%达标
	崔玉屯	年均值			≤30%达标
	哈友村	年均值			≤30%达标
	后二龙山屯	年均值			≤30%达标
	前二龙山屯	年均值			≤30%达标
	小后山屯	年均值			≤30%达标
	黄衣围子屯	年均值			≤30%达标
	姜岗新村屯	年均值			≤30%达标
	九间房屯	年均值			≤30%达标

	兰家围子屯	年均值			≤30%达标
	腰兰屯	年均值			≤30%达标
	西北屯	年均值			≤30%达标
	兴发村	日均值			≤100%达标
	灰菜屯	日均值			≤100%达标
	五间房屯	日均值			≤100%达标
	八宝窝棚	日均值			≤100%达标
	小北屯	日均值			≤100%达标
	崔玉屯	日均值			≤100%达标
	哈友村	日均值			≤100%达标
	后二龙山屯	日均值			≤100%达标
	前二龙山屯	日均值			≤100%达标
	小后山屯	日均值			≤100%达标
	黄衣围子屯	日均值			≤100%达标
	姜岗新村屯	日均值			≤100%达标
	九间房屯	日均值			≤100%达标
	兰家围子屯	日均值			≤100%达标
	腰兰屯	日均值			≤100%达标
	西北屯	日均值			≤100%达标
	兴发村	小时值			≤100%达标
	灰菜屯	小时值			≤100%达标
	五间房屯	小时值			≤100%达标
	八宝窝棚	小时值			≤100%达标
	小北屯	小时值			≤100%达标
	崔玉屯	小时值			≤100%达标
	哈友村	小时值			≤100%达标
	后二龙山屯	小时值			≤100%达标
	前二龙山屯	小时值			≤100%达标
	小后山屯	小时值			≤100%达标
	黄衣围子屯	小时值			≤100%达标
	姜岗新村屯	小时值			≤100%达标
	九间房屯	小时值			≤100%达标
	兰家围子屯	小时值			≤100%达标
	腰兰屯	小时值			≤100%达标
	西北屯	小时值			≤100%达标
PM ₁₀	兴发村	年均值			≤30%达标
	灰菜屯	年均值			≤30%达标
	五间房屯	年均值			≤30%达标
	八宝窝棚	年均值			≤30%达标
	小北屯	年均值			≤30%达标

崔玉屯	年均值			≤30%达标
哈友村	年均值			≤30%达标
后二龙山屯	年均值			≤30%达标
前二龙山屯	年均值			≤30%达标
小后山屯	年均值			≤30%达标
黄衣围子屯	年均值			≤30%达标
姜岗新村屯	年均值			≤30%达标
九间房屯	年均值			≤30%达标
兰家围子屯	年均值			≤30%达标
腰兰屯	年均值			≤30%达标
西北屯	年均值			≤30%达标
兴发村	日均值			≤100%达标
灰菜屯	日均值			≤100%达标
五间房屯	日均值			≤100%达标
八宝窝棚	日均值			≤100%达标
小北屯	日均值			≤100%达标
崔玉屯	日均值			≤100%达标
哈友村	日均值			≤100%达标
后二龙山屯	日均值			≤100%达标
前二龙山屯	日均值			≤100%达标
小后山屯	日均值			≤100%达标
黄衣围子屯	日均值			≤100%达标
姜岗新村屯	日均值			≤100%达标
九间房屯	日均值			≤100%达标
兰家围子屯	日均值			≤100%达标
腰兰屯	日均值			≤100%达标
西北屯	日均值			≤100%达标

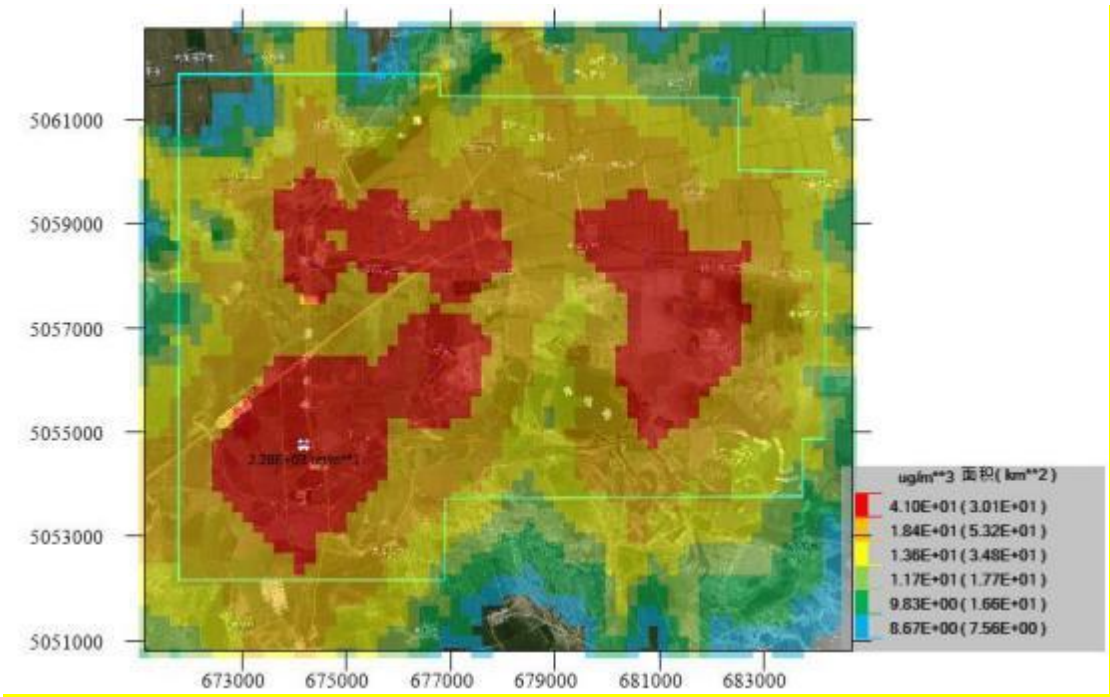


图 5.1-7 非甲烷总烃小时贡献浓度分布图

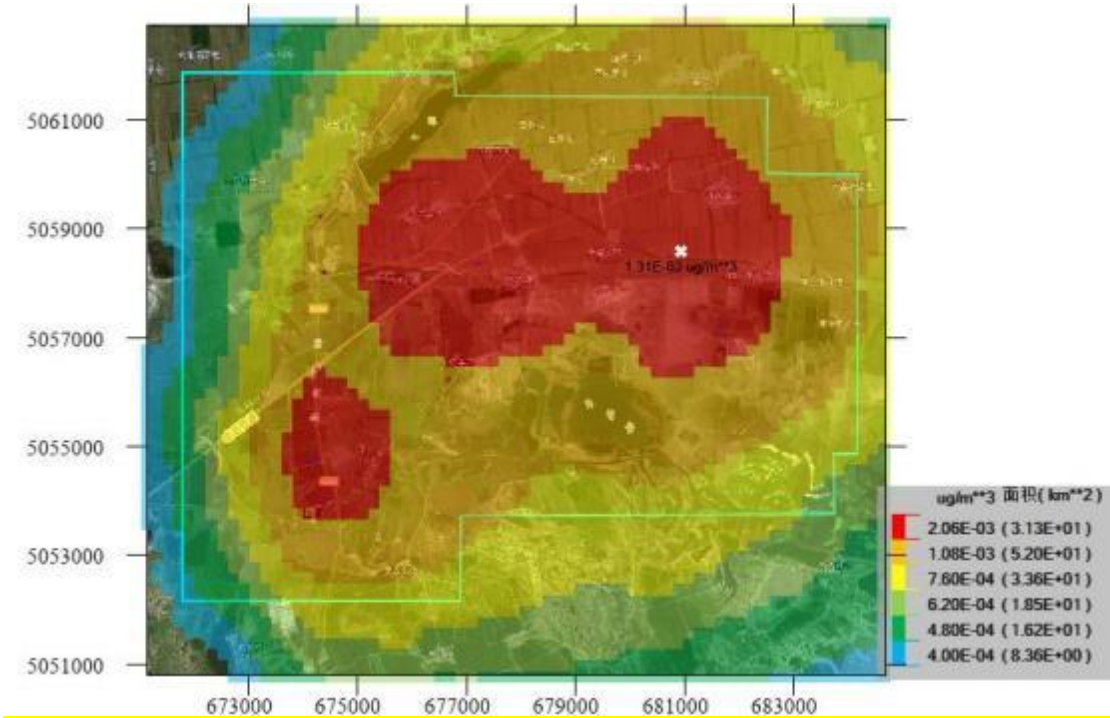


图 5.1-8 SO_2 年均值贡献浓度分布图

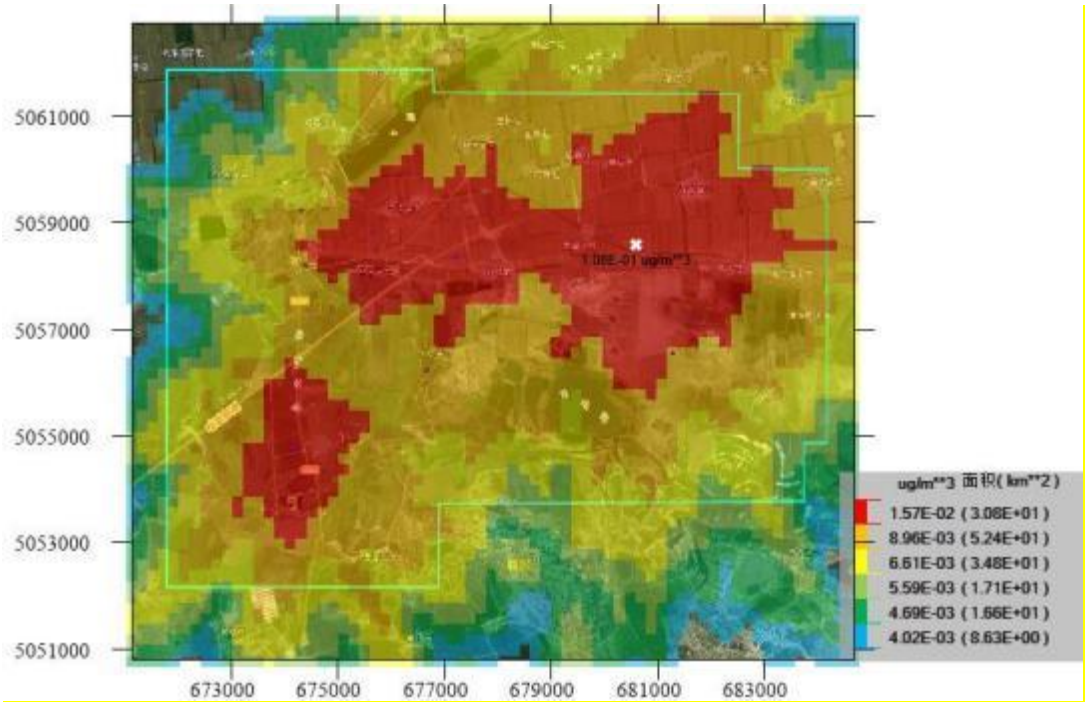


图 5.1-9 SO2 日均值贡献浓度分布图

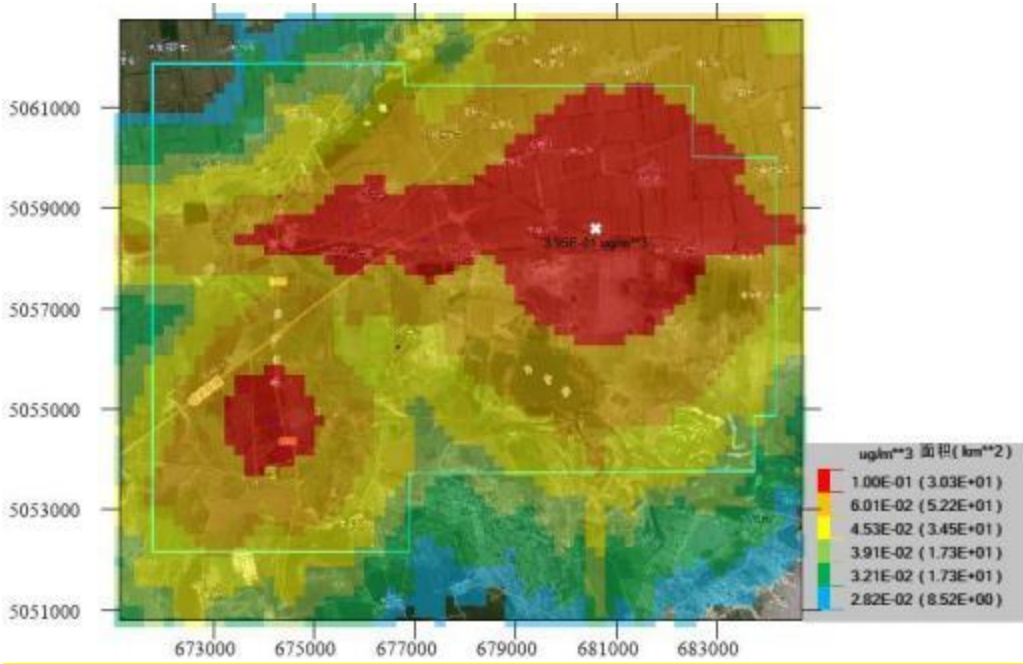


图5.1-14 SO₂ 小时均值贡献浓度分布图

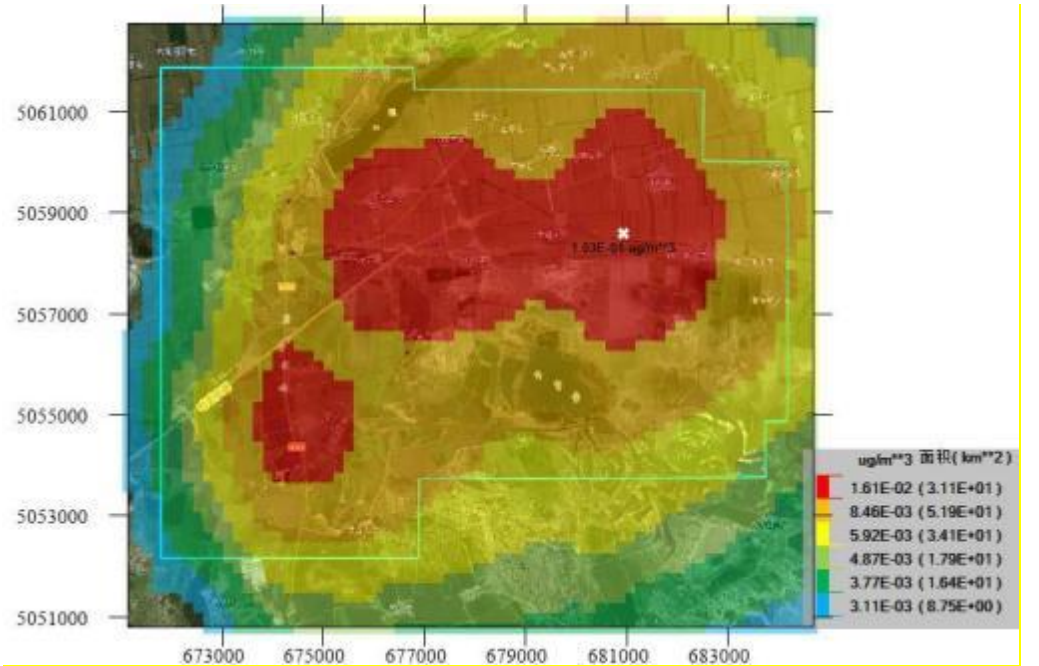


图 5.1-10 NOx 年均值贡献浓度分布图

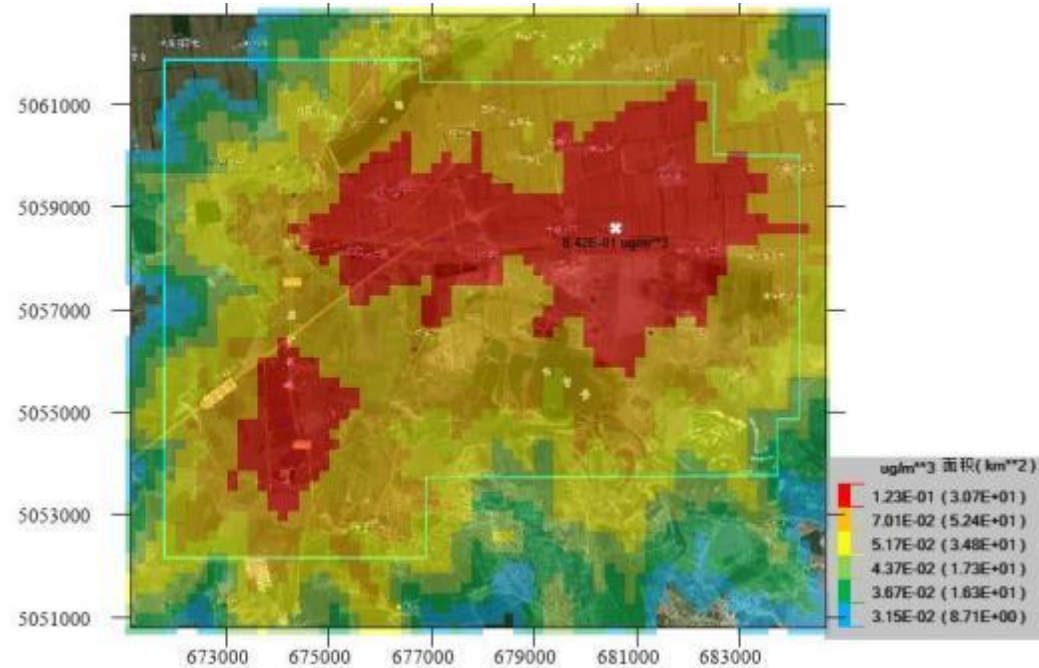


图 5.1-11 NOx 日均值贡献浓度分布图

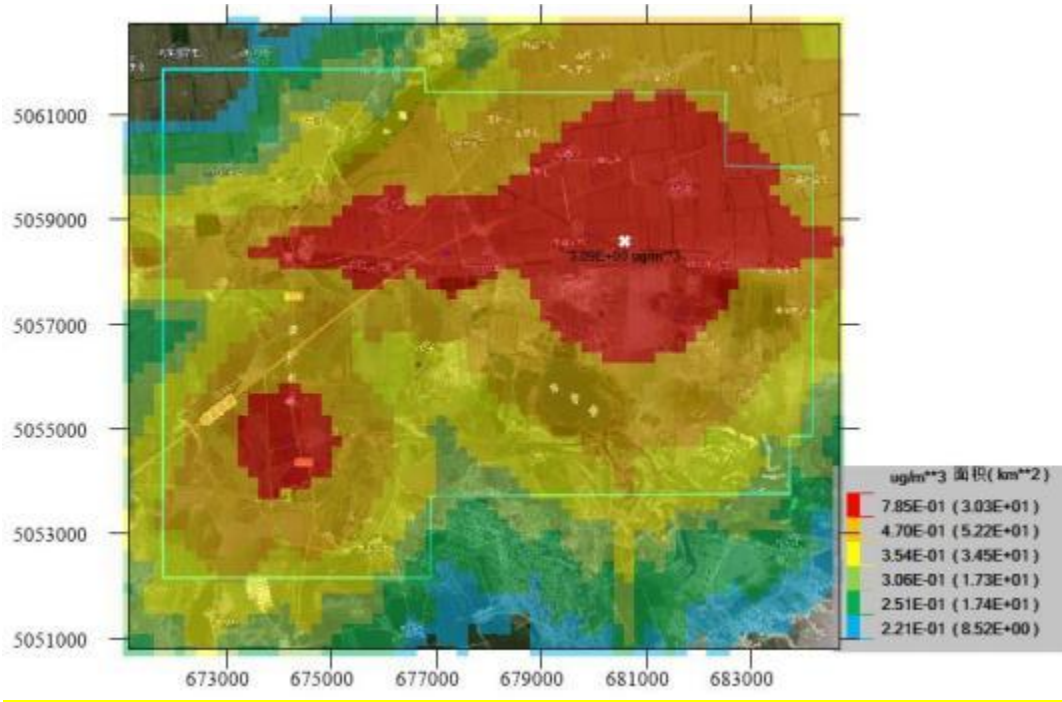


图 5.1-12 NO_x 小时均值贡献浓度分布图

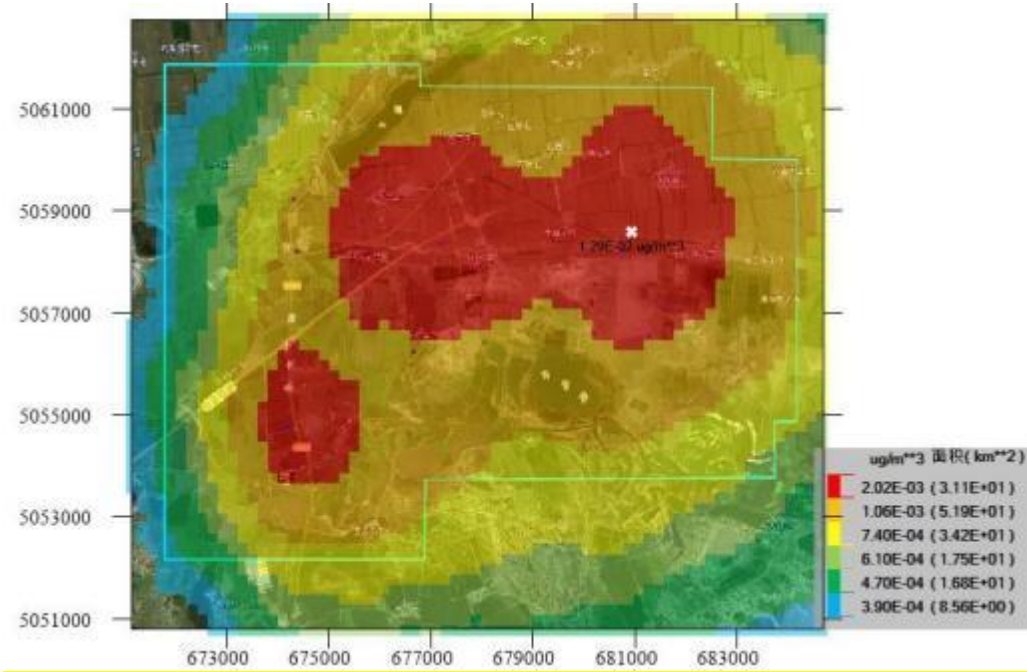


图 5.1-13 PM₁₀ 年均值贡献浓度分布图

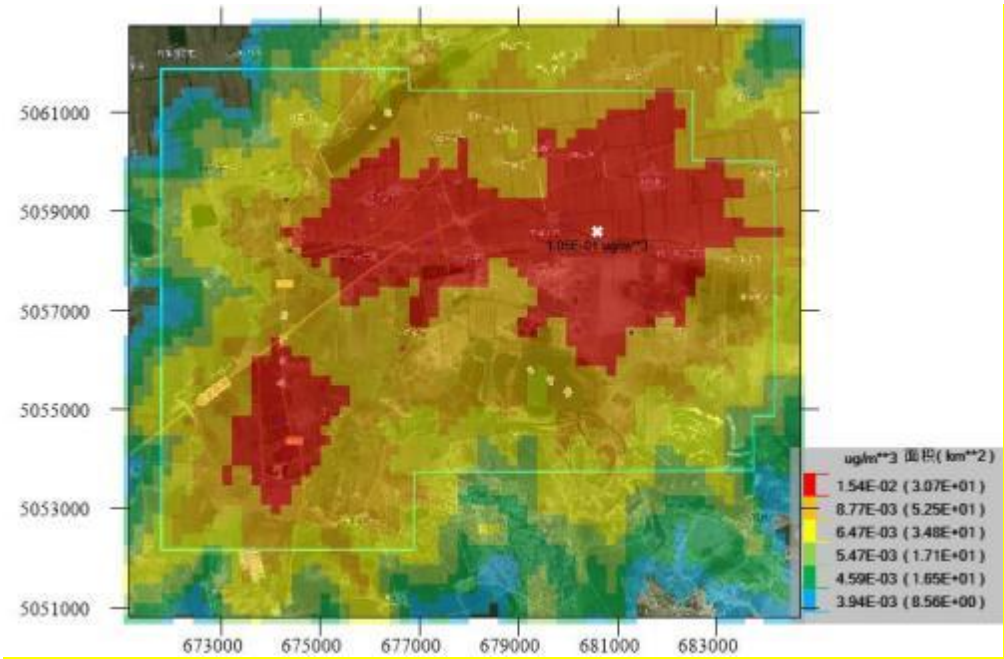


图 5.1-14 PM10 日均值贡献浓度分布图

2) 新增污染源叠加环境质量现状浓度预测

对于区域内污染物浓度采用空气质量自动监测站萨区政府监测点 2024 年全年的监测资料或补充点位监测数据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，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。本项目正常排放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 5.1-11 及图 5.1-15~图 5.1-20。

表 5.1-11 叠加环境质量现状浓度后保证率日均和年均浓度占标率结果表

污染物	预测点	平均时段	贡献值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率/%	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	叠加后浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率/%	达标情况
PM ₁₀	兴发村	95% 保证率 日平均						达标
	灰菜屯							达标
	五间房屯							达标
	八宝窝棚							达标
	小北屯							达标
	崔玉屯							达标
	哈友村							达标
	后二龙山屯							达标
	前二龙山屯							达标
	小后山屯							达标
	黄衣围子屯							达标
	姜岗新村屯							达标

黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程

SO ₂	九间房屯							达标
	兰家围子屯							达标
	腰兰屯							达标
	西北屯							达标
	区域最大落地浓度							达标
	兴发村	年平均						达标
	灰菜屯							达标
	五间房屯							达标
	八宝窝棚							达标
	小北屯							达标
	崔玉屯							达标
	哈友村							达标
	后二龙山屯							达标
	前二龙山屯							达标
	小后山屯							达标
	黄衣围子屯							达标
	姜岗新村屯							
	九间房屯							
	兰家围子屯							
	腰兰屯							
	西北屯							
	区域最大落地浓度							
	兴发村	98%保证率日平均						
	灰菜屯							
	五间房屯							
	八宝窝棚							
	小北屯							
	崔玉屯							
	哈友村							
	后二龙山屯							
	前二龙山屯							
	小后山屯							
	黄衣围子屯							
	姜岗新村屯							
	九间房屯							
	兰家围子屯							
	腰兰屯							
	西北屯							
	区域最大落地浓度							

NO ₂	兴发村	年平均					
	灰菜屯						
	五间房屯						
	八宝窝棚						
	小北屯						
	崔玉屯						
	哈友村						
	后二龙山屯						
	前二龙山屯						
	小后山屯						
	黄衣围子屯						
	姜岗新村屯						
	九间房屯						
	兰家围子屯						
	腰兰屯						
	西北屯						
	区域最大落地浓度						
	兴发村	98%保 证率日 平均					
	灰菜屯						
	五间房屯						
	八宝窝棚						
	小北屯						
	崔玉屯						
	哈友村						
	后二龙山屯						
	前二龙山屯						
	小后山屯						
	黄衣围子屯						
	姜岗新村屯						
	九间房屯						
	兰家围子屯						
	腰兰屯						
	西北屯						
	区域最大落地浓度						
	兴发村	年平均					
	灰菜屯						
	五间房屯						
	八宝窝棚						
	小北屯						

	崔玉屯						
	哈友村						
	后二龙山屯						
	前二龙山屯						
	小后山屯						
	黄衣围子屯						
	姜岗新村屯						
	九间房屯						
	兰家围子屯						
	腰兰屯						
	西北屯						
	区域最大落地浓度						
NMHC	兴发村						
	灰菜屯						
	五间房屯						
	八宝窝棚						
	小北屯						
	崔玉屯						
	哈友村						
	后二龙山屯						
	前二龙山屯						
	小后山屯						
	黄衣围子屯						
	姜岗新村屯						
	九间房屯						
	兰家围子屯						
	腰兰屯						
	西北屯						
	区域最大落地浓度						

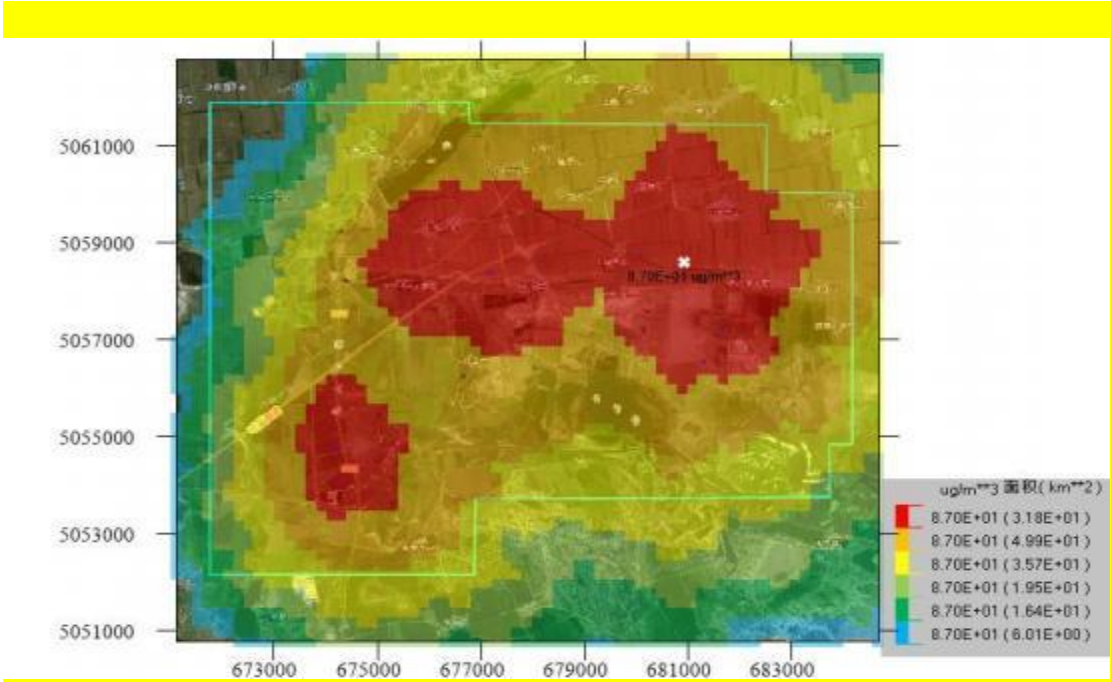


图 5.1-15 正常排放叠加现状浓度后 PM10 保证率日平均网格浓度分布图

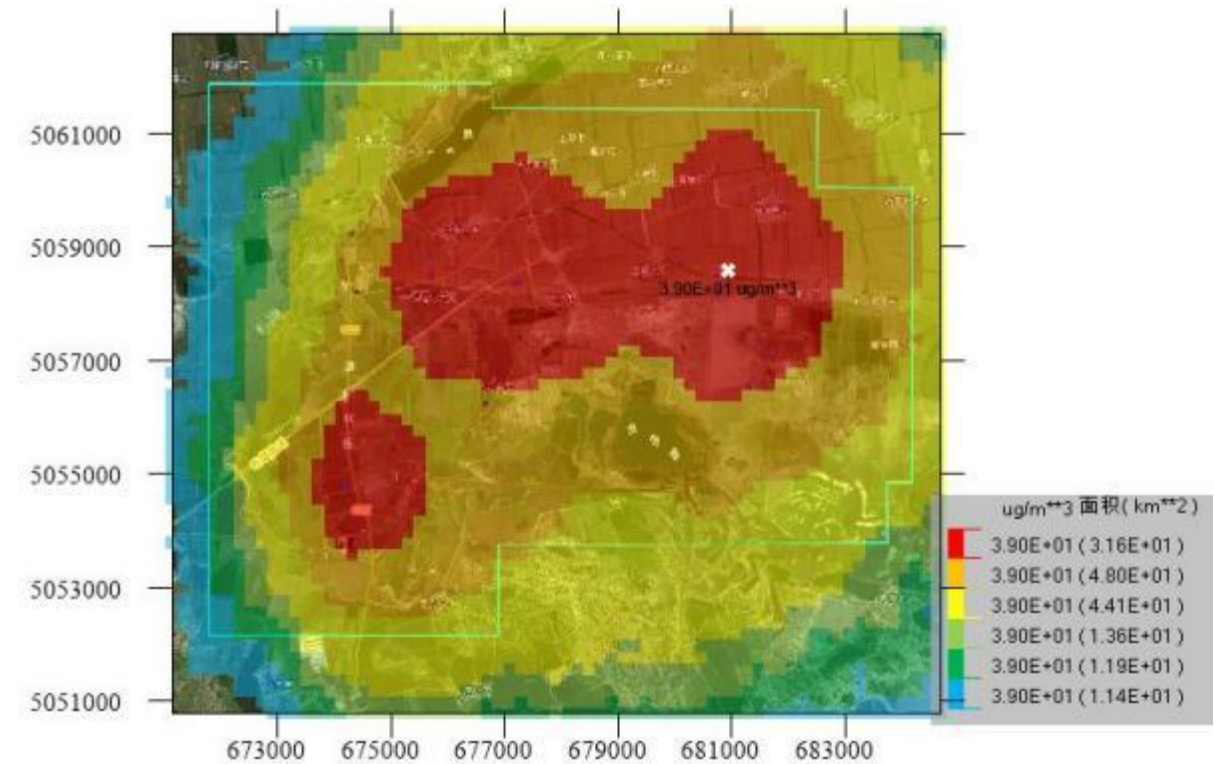


图 5.1-16 正常排放叠加现状浓度后 PM10 年平均网格浓度分布图

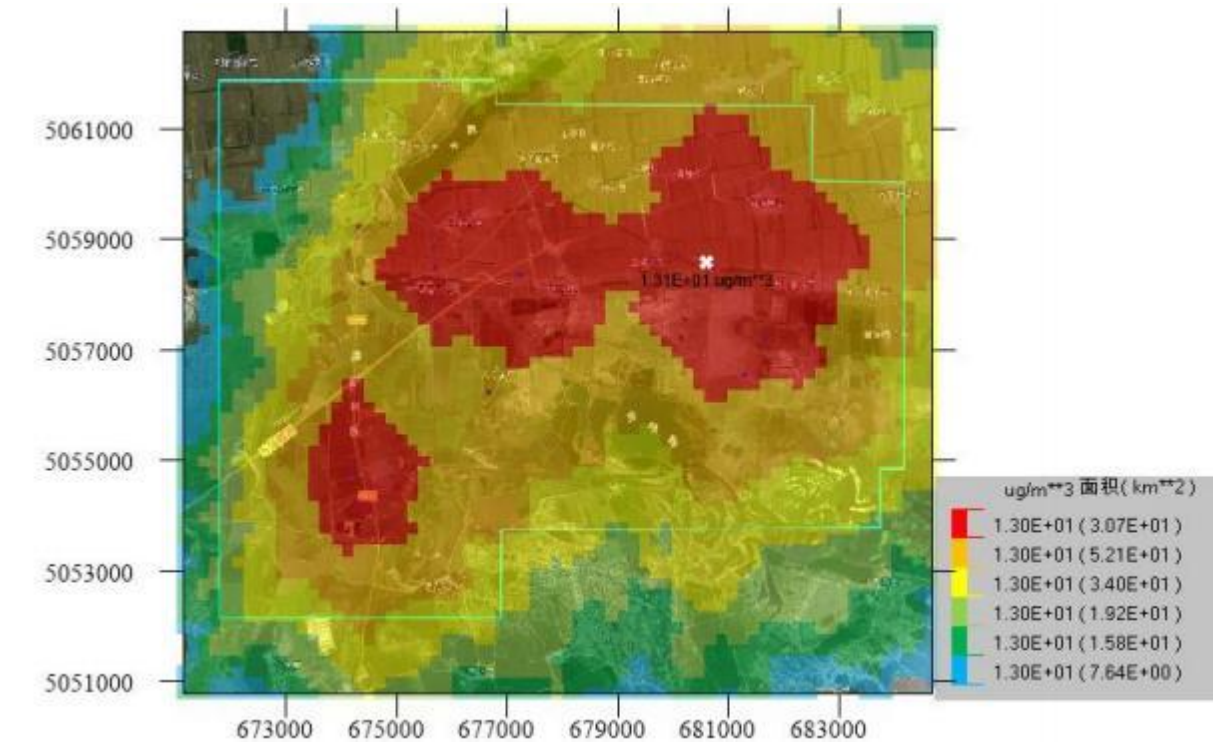


图 5.1-17 正常排放叠加现状浓度后 SO2 保证率日平均网格浓度分布图

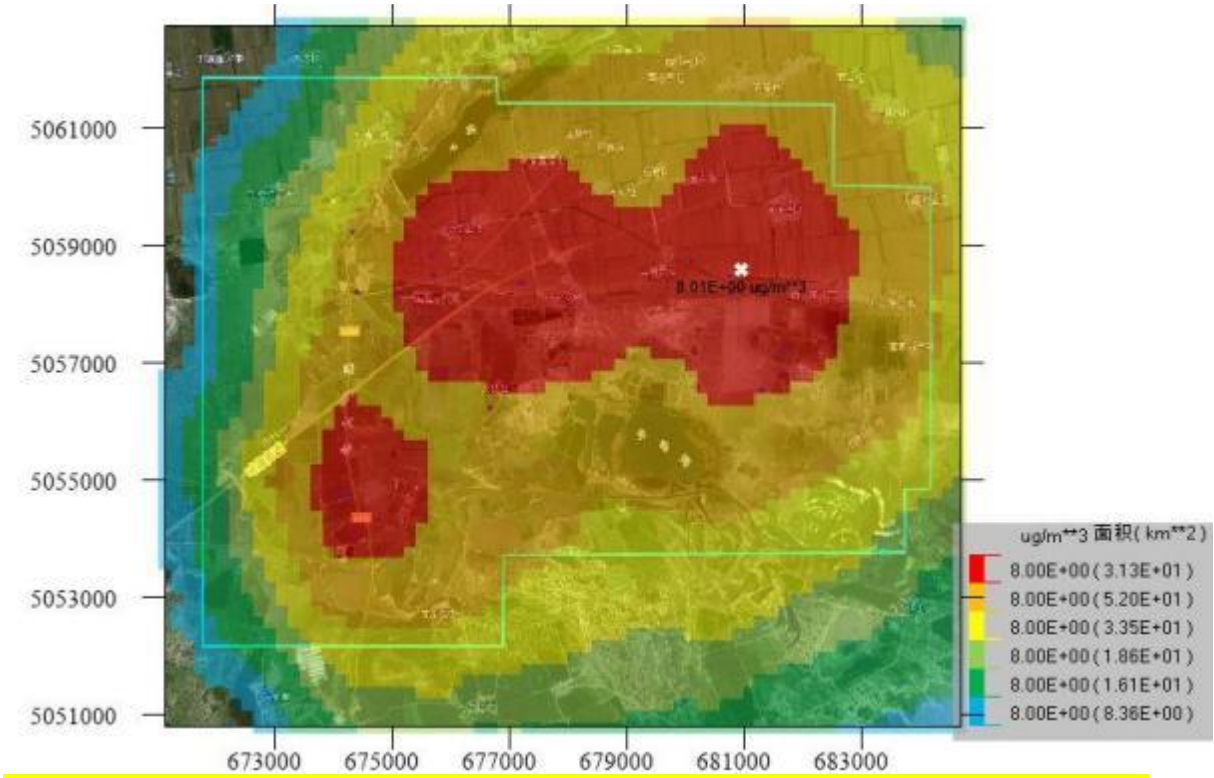


图 5.1-18 正常排放叠加现状浓度后 SO2 年平均网格浓度分布图

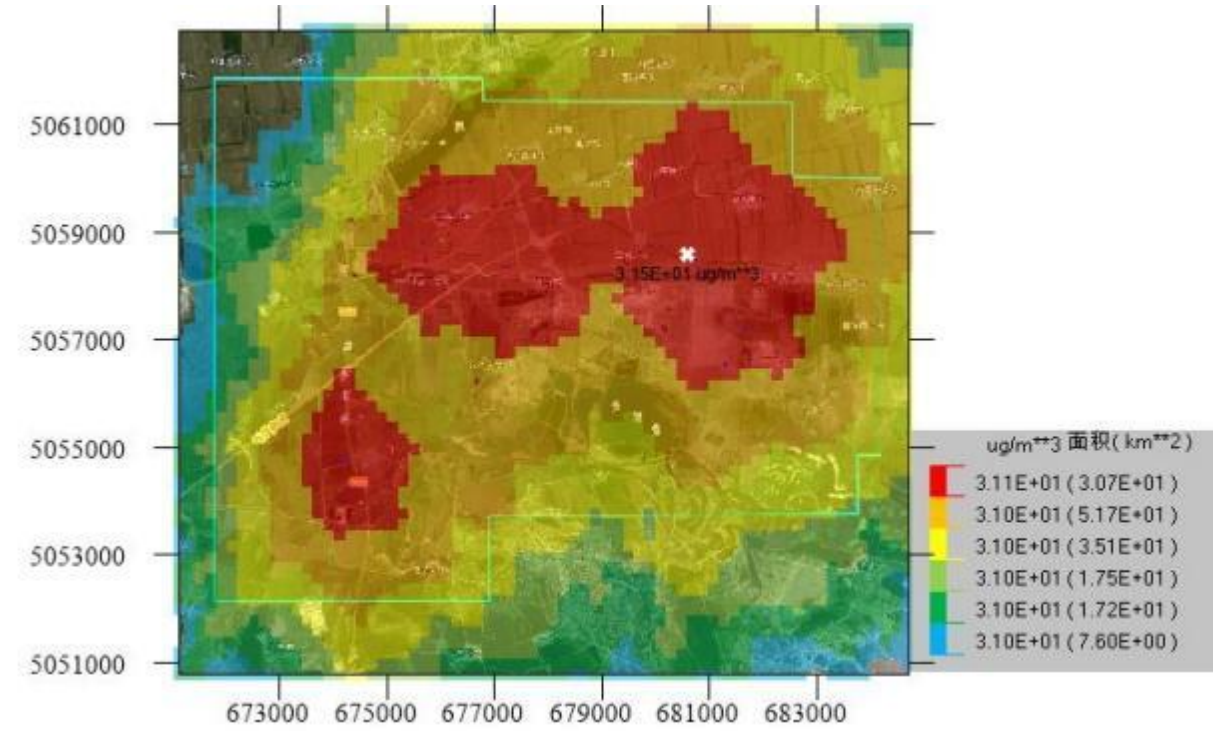


图 5.1-19 正常排放叠加现状浓度后 NOx 保证率日平均网格浓度分布图

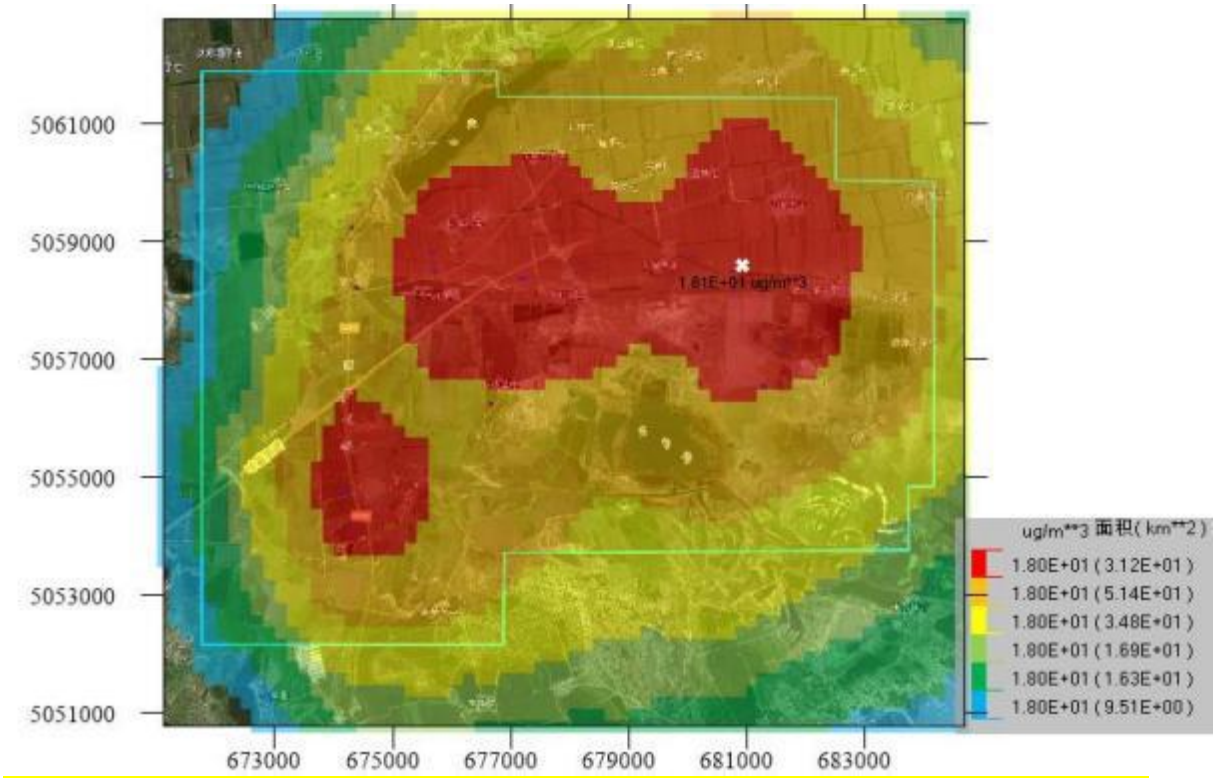


图 5.1-20 正常排放叠加现状浓度后 NOx 年平均网格浓度分布图

(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 2#平台作业为例，本项目非正常工况下污染物外排情况参见表 5.1-12，非正常工况非甲烷总烃小时贡献浓度保护目标处占标率统计见表 5.1-13。非正常工况废气污染物预测结果图见图 5.1-21。

表 5.1-12 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 (μg/m³)	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
独立井	油井作业	NMHC	/	7.96	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 5.1-13 非正常工况非甲烷总烃小时贡献浓度占标率统计表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值 (μg/m³)	占标率/%	达标情况
NMHC	兴发村	小时值			达标

灰菜屯	小时值			达标
五间房屯	小时值			达标
八宝窝棚	小时值			达标
小北屯	小时值			达标
崔玉屯	小时值			达标
哈友村	小时值			达标
后二龙山屯	小时值			达标
前二龙山屯	小时值			达标
小后山屯	小时值			达标
黄衣围子屯	小时值			达标
姜岗新村屯	小时值			达标
九间房屯	小时值			达标
兰家围子屯	小时值			达标
腰兰屯	小时值			达标
西北屯	小时值			达标

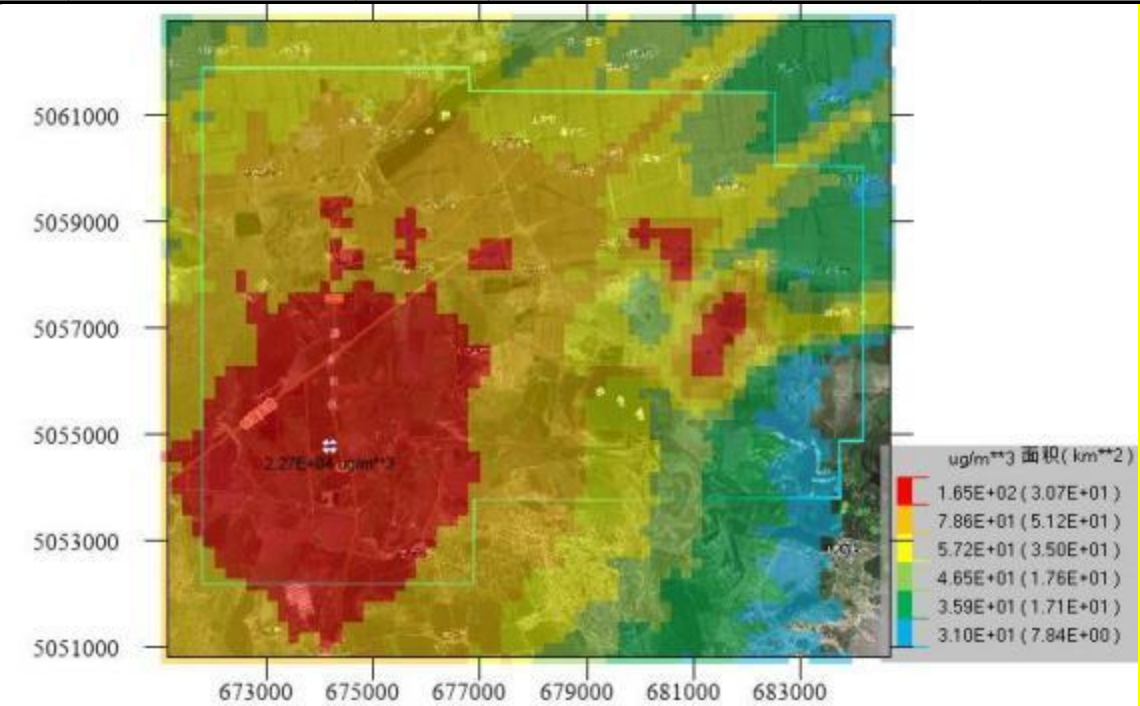


图 5.1-21 非正常工况非甲烷总烃小时浓度占标率预测结果图

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

①正常工况下大气污染物年排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），对污染物排放量进行核算，提出污染源监测计划。由于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，故不对依托加热炉排放的污染物进行核算。本项目大气污染物有组织排放量核算见表 5.1-14，无组织排放量核算见表 5.1-15。

表 5.1-14 本项目大气污染物有组织排放量（分担量）核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m³)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
一般排放口					
1	多功能	SO ₂	19	0.0023	0.0198
		NO _x	90	0.011	0.094
		颗粒物	5.3	0.0007	0.006
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.0198
		NO _x			0.094
		颗粒物			0.006

表 5.1-15 本工程大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口 编号	产污 环节	污染物	主要污染防 治措施	国家或地方污染物排放标准		排放量 (t/a)	
					标准名称			浓度限值 (mg/m³)
1	产能区域	油气集 输	非甲烷 总烃	井口安装密 封垫、密闭 集输等	厂界外	《陆上石油天然气开采 工业大气污染物排放标 准》（GB39728-2020）	4.0	9.72
					厂区内	《挥发性有机物无组织 排放控制标准》 （GB37822-2019	10	
无组织排放总计				非甲烷总烃			9.72	

表 5.1-16 本工程大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量/ (t/a)
1	非甲烷总烃	9.72

②非正常工况下大气污染物年排放量核算

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

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 8.28%，小于 100%，拉油点储罐加热炉排放 SO₂、NO_x 和 PM₁₀ 年均浓度贡献值最大浓度占标率 ≤30%，小时浓度和日均浓度贡献值最大浓度占标率 ≤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% 和年均浓度贡献值最大浓度占标率 ≤30% 要求；叠加现状浓度后，环境敏感点处非甲烷总烃的小时浓度最大出现在火烧羊屯为 691.53 μg/m³，满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0 mg/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、拉油点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，依托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。

5.1.2.3 交通运输移动源调查

本项目建成对头台区域油田产能稳产起到一定作用，本项目开采地下原油，其中茂 8 区块油井产液采取管网集输方式（无需依赖车辆运输），茂 401 区块将 M179-S134 井管输至 2#平台后，集中拉运至东北方向 7.5km 出的头台油田第一作业区卸油站，预计 2 天拉运 1 次。茂区块内已有的评价井此前均采用拉运方式，拉运类井的数量较原有规模反而减少，主要污染物为汽车产生的尾气，特征污染物为 CO、NO_x 和碳氢化合物，属于流动源。因此，项目建成后不会因本项目物料和产品运输增加区域交通量。不会对环境空气造成明显的影响。

5.1.2.4 退役期大气环境影响评价

本工程退役期对大气环境影响主要为施工过程产生的扬尘、运输车辆排放尾气。

（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

本工程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可以被接受。

5.1.3 大气环境影响评价结论

(1) 大气环境影响评价结论

本项目所在区域位于达标区。预测结果显示：

新增污染源正常工况排放下，拟建项目非甲烷总烃在各环境保护目标和网格点的短期浓度贡献值的最大浓度占标率<30%。

新增污染源正常工况排放下，叠加现状浓度后拟建项目非甲烷总烃在各环境保护目标和网格点的短期浓度仍可以满足《大气污染物综合排放标准详解》中环境质量标准要求。

(2) 污染控制措施可行性及方案比选结果

本项目施工期扬尘通过采取洒水抑尘、设置施工围挡、遮盖苫布等措施后对周围大气影响较小，且施工结束后环境影响即消除。

项目油气集输采用密闭流程，最大限度降低烃类气体挥发。项目运营期无组织排放的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值。项目依托场站加热炉燃用清洁能源，燃烧烟气中污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中相应的大气污染物排放浓度限值，对周围敏感点影响较小。项目采取的污染防治措施均是行业内广泛应用的措施，技术成熟，项目采取的废气污染控制措施可保证大气污染物达到最低排放强度和排放浓度，并使环境影响可以接受，项目采取的污染控制措施是可行。

(3) 环境防护距离

项目不需要设置大气环境防护距离。

(4) 污染物排放量核算结果

拟建项目正常工况下，项目油气集输过程中无组织挥发的非甲烷总烃排放量为 9.72t/a。多功能储油罐燃烧烟气中颗粒物的排放量为 0.006t/a，SO₂ 排放量为 0.0198t/a，NO_x 排放量为 0.094t/a。

因此，项目建设对环境空气质量影响很小。项目大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.2 地表水环境影响预测与评价

项目区域地表水体主要为、安肇新河和松花江，安肇新河执行《地表水环境质量标

准》（GB3838-2002）中V类的标准限值，松花江干流（肇源段）执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是钻井废水、管线试压废水、生活污水，污染因子主要为 COD、氨氮、SS 等。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、非正常工况下管线破裂泄露的含油污水，污染因子为石油类。正常工况下本项目废水均得到妥善处置，不排入外环境。

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018），地表水评价等级为水污染影响型三级 B，可不进行水环境影响预测，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，以及依托污水处理设施的环境可行性评价。

5.2.1 施工期地表水环境影响分析

本项目附近地表水体主要为项目周边地表水体。施工期对地表水可能产生的污染途径主要是在钻井过程中产生的废弃钻井液及岩屑、钻井废水排入钢制泥浆罐，若钢制泥浆罐冒漏，会污染周围土壤，由降雨形成的地表径流将受污染的土壤带入水体将会对水体造成污染。

钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水，本项目钻井生产用水由水罐车运送，与钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑进入钢制泥浆槽由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理；油基钻井废水排入井场设置的废弃油基泥浆罐中由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后产生的废水由罐车拉运至头台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）限值要求：“含油量 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2.0\mu\text{m}$ ”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。压裂液由罐车拉运至头台联综合废液池暂存后，通过管线进入头台联污水站处理达标后回注现役油，不外排。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）限值要求“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准，同时满足《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，后回注油层，不外排。项目管线敷设完成后进行试压，由罐车拉运至头台联合含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。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。施工期生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理。

正常工况下本项目废水均得到妥善处置，施工期废水不会对地表水环境产生影响。

本项目不占用地表水体，周边地表水主要为安肇新河、松花江，安肇新河位于茂 36-平 62 井西南 370m，松花江位于 2 平台井南侧 1050m。项目地表水体周围井场在施工期发生井喷和柴油罐泄漏等事故对周围地表水造成的污染影响。事故状态下，井喷事故、柴油储罐等事故造成大量的油品或含油污水外泄，如果泄漏的油品或含油污水不能及时完全回收可能直接或随地表径流进入周围地表水环境，就会对其造成严重污染

本项目所在地层压力较低，要靠抽油机采油，且在井下作业中采取了相应的防喷措施，一般不会发生井喷事故。项目钻井施工期较短，柴油罐区设置的柴油罐为地上式钢制卧式罐，罐区四周设置可拆装的玻璃钢围堰，地面铺设厚 2mm 高密度聚乙烯膜构筑防渗层。采取以上措施，可将本项目施工期井喷和柴油罐泄漏等事故对周围地表水体的影响降到最低。

此外，项目建设单位应制定对水体的生态保护和污染防治方案，保护水体的自然生态环境，项目地表水体周围井场施工场地布置时将可能造成地表水污染的设备设施（如柴油储罐、废弃油基泥浆罐、钢制水基泥浆槽、钻井液材料房、危废贮存点、机械修理房、发电机房等）布置在远离地表水体的一侧，并在保证施工质量的前提下，尽可能缩短靠近地表水体井场、管线及道路的施工时间，避免在雨季进行钻井。施工结束后及时清理施工场地。

为防止地面工程施工过程中对周围地表水体造成污染，本项目采取以下措施：

- 1）确保水体附近井场围堰设置满足环保要求，并铺设防渗布，运营期对井场围堰进行定期维护，发现破损及时修复。
- 2）施工期临时占地应尽量远离水体，禁止废水外排入地表水体。
- 3）井场和通井路建设时尽量依托已建井场或通井路进行建设，减少新建井场和低洼地通井路的数量，同时水体附近建设尽量选择在秋冬季枯水期进行建设，减少工程施

工对地表水的影响。

4) 水体附近集输系统均为金属管道，采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克作为外防腐措施，防止发生泄漏进入地表水体。

综上，本项目施工期废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，且钻井井场及管线均采取有效的污染防治措施，本项目对周边地表水体影响较小。

5.2.2 运营期地表水环境影响分析

含油污水由管线输送至头台联合污水处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2.0\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层，不外排；清防蜡用水直接进入集油系统，不外排；本项目油井作业废水通过管道输和拉运送至头台联合污水处理站处理达标后回注，不外排。因此正常状况下，项目废水不会对地表水环境产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（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

一、正常情况下

本项目在进入运行期后，正常情况下对地表水体构成污染的污染源主要有油田采出水、油井作业污水和热洗废水。根据前述工程分析可知：运行期油井作业产生的作业废水均通过头台联合污水处理站处理后回注油层。产液分离出的油田采出水经头台联合污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油层；油井热洗废直接进入集油系统。

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

(1) 地表水环境保护措施有效性

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

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

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

③在进行油井井下作业时,严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收,防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围,严格控制在井场占地范围内,完工后,将井场平整清理干净,不得遗留油污;

④定期巡检,每天有专职人员对油井及管线进行检查,巡检次数至少为 1 次/d,雨季等特殊天气增加巡检次数,若管线泄漏应及时关闭切断阀,同时确保应急工具和设备齐备完好,准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资,以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理,避免对周围地表水环境产生大面积污染。

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

(2) 依托污水处理站的环境可行性

①污水站处理工艺及处理能力可行性分析

头台联含油污水处理站“来水缓冲→气浮除油→两级过滤”工艺流程,处理能力分别为 2160m³/d,出水水质为“8、3、2”。该站接收本站油井来液、卸油点来液。来液进入“来水缓冲→气浮除油→两级过滤”装置进行处理,处理后的净化油进入净化油缓冲罐,经输油泵升压、外输炉升温后外输至油库。新井投产后,本项目负荷率为 57.75%,头台联转油放水站设备均满足生产需要。出水均水质满足“8、3、2”。本项目依托头台联含油污水处理站、头台联含油污水处理站剩余处理能力能够满足本项目开发需求。

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。

根据监测结果，头台联合污水处理站出口水质：含油量在 0.96~1.33mg/L，悬浮固体含量在 2~3mg/L 间，指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求，即“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L”标准，达标后全部回注地下。满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”，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。

二、非正常工况下地表水环境影响分析

本项目事故状态下对水体产生污染的途径主要包括：井喷和集输管线泄漏。

（1）井喷

发生井喷时，大量的油品外泄，会对地表水体造成严重污染，进一步会影响水体中动植物。石油在水体中扩散的影响：当水面被油层覆盖时，水下光的强度会减弱，仅为表面光强度的 1%。这影响了水中浮游植物的光合作用，使水中溶解氧减少，水体中动植物出现供氧不足，严重者窒息死亡。

石油在水体中溶解的影响：石油具有低毒性，对于耐毒性较差的生物可能会死亡，尤其是初级和幼体生物；耐毒性较强的生物也降低了对传染病和外界刺激的抵抗能力；由于某个生物群落中断繁殖，可能破坏食物链的某个环节，导致生态破坏；石油在生物体内可积累，使其进入食物链，最终将影响人类的健康。

本项目所在地层压力较低，要靠注水驱动和抽油机采油，并且在井下作业中采取了相应的防喷措施，一般不会发生井喷事故。

（2）集输管线泄漏

事故状态下，如果集油管道发生泄漏，将导致大量的油品或含油污水外泄，如果泄漏的油品或含油污水不能及时完全回收可能随地表径流进入地表水体，对其造成污染。

本工程在运行期间应加强管理，定期检测集油管道内外腐蚀及防腐层破损情况，及

时更换或维修；加强地表水附近的井场和管线的巡检巡查，及时发现问题及时处理事故，以便及时采取停泵、关阀、堵漏等措施，使泄漏量降至最低，对泄漏在井场或地面的原油或含油污水用沙袋进行集流围堵，控制扩散范围并及时回收处理。禁止在雨天进行修井、洗井等作业，作业过程在井口安装好防喷器，预防可能发生井喷事故，避免造成地表径流，作业场地严格配备污水回收装置，经井口进入密闭罐车，同时在作业井场设置可拆装的玻璃钢围堰，铺设 2mm 厚聚乙烯膜构筑防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，对可能发生的跑、冒、滴、漏进行阻隔收集，从而降低作业污水对地表水体的影响。

对事故状态下进入水体的原油设置围油栏控制扩散范围，用吸油毡、收油器对地表水体表面原油进行回收。同时组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染；在采取上述措施后，本项目在事故情况下能够及时对泄漏油水进行回收处理，对区域内地表水体产生影响的可能性较小。

5.2.3 退役期地表水环境影响分析

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，生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理；在地表水体及其附近的井场作业时，井场周围设置临时围堰，防止作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水污染环境。

采取以上措施后，本工程正常情况下对区域内地表水体影响很小。

5.2.4 地表水环境影响评价结论

综上所述，本项目在施工期、运营期正常生产、退役期情况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境影响较小。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。项目地表水环境影响评价自查表见附表 2。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 施工期地下水环境影响分析

① 钻井过程对地下水环境影响评价

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地面，确保完全封闭此深度内的潜水层和承压水层，保证地下水水质安全。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。

水基钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽，与钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑进入钢制泥浆槽由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理；油基钻井废水排入井场设置的废弃油基泥浆罐中由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。压裂液由罐车拉运至头台联综合废液池暂存后，通过管线进入头台联污水站处理达标后回注现役油，不外排。水基废钻井液与钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑进入钢制泥浆槽由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理。含油废射孔液由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置

②柴油罐区对地下水影响评价

本工程钻井时期在各井场设置 1 个柴油罐区，设钢制柴油罐 2 个，为地上式钢制卧式罐，柴油储罐区属于重点防渗区。钻井工程柴油发电机组在井场设置柴油罐，存在柴油罐泄漏导致地下水污染的可能性。本工程对柴油罐区进行重点防渗处理，在柴油罐区铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，柴油罐均架高，并在周边外扩不少于 3m 设置不低于 0.5m 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，围堰内容积不小于柴油罐储量和事故时产生的消防废水总量，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求：等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 要求。施工结束后柴油罐区的防渗材

料及围堰与柴油罐一同拆除，建设单位回收利用。

通过上述措施之后，根据以往工程经验可知，罐体渗漏的可能性很小，且由于井场区域地表以下黏土层隔水作用较好，因此不会对地下水产生大的影响。

③施工期柴油罐区、钻井液材料房、钻井作业区域、泥浆罐区、压裂作业区域为重点防渗区，施工期铺设 2.0mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，防渗性可能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区要求：黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的防渗性能。

④其他材料房对地下水环境影响评价

施工期其他材料房、定向钻泥浆防渗池属于一般防渗区，铺设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区要求：黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的防渗性能。

⑤井场对地下水环境影响评价

井场其他区域地面采取平整夯实等措施；油井作业区域在作业期间铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，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。定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

综上所述，项目正常情况下生产废水均不外排，同时采取分区防渗措施，因此，正常情况下施工期不会对地下水产生影响。

5.3.2 运营期地下水环境影响分析

项目运营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、含油废防渗布等。含油污水（采出水、作业污水、洗井污水）由管线输送至头台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）限值要求“含油量 $\leq 8.0 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2.0 \mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层，不外排；清防蜡用水直接进入集油系统，不外排；本项目油井作业废水通过管道输送至头台联含油污水处理站处理达标后回注，不外排。落地油全部回收暂存在头台联危险废物贮

存池，定期委托有资质单位处置。油井作业产生站场设备清淤产生的含油污泥统一收集，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，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。含油废防渗布暂存于头台联危险废物贮存池，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。因此，项目运营期正常工况下对地下水产生影响的可能较小。

5.3.3 退役期地下水环境影响分析

项目进入退役期，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串流，达到保护地下水含水层的目的，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不再受石油开采的影响。

5.3.4 非正常状况下地下水环境影响评价

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

(1) 运营期间，可能因管道和储油罐老化、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。如：跨越地表水体管线发生破裂将对地下水影响，为了避免管道穿孔、管套破裂引发污染事故发生，本工程对跨越地表水体段输油管道穿河段采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，管材为 Q235-B 螺旋焊缝钢管加套管加以保护；套管与工艺管道之间加管道内支架，穿越完成后套管两端用沥青封堵以防止外部水进入套管内部。即使发生管线泄漏事故，由于管道外面还有一层保护套管进行保护，可避免原油直接进入地表水水中污染水体，间接造成地下水体污染。同时，管道发生泄漏后，即可在联合站内监测仪表的压力显示出结果，工作人员能够及时将阀门关闭，减少原油泄漏量，因此发生跨越地表水体段管线发生泄漏可能性很小，污染地下水概率较小。根据地表水非正常工况预测，一旦发生泄漏，对 50m 范围内水体将产生影响，通过及时采取必要的处理措施后，可以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土层，会对土壤、潜水等产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，管道泄漏一般不会对承压水造成影响。

(2) 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。本工程预测情景模式见表 5.3-1。

表 5.3-1 地下水预测情景模式一览表

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

情景一：输油管道泄漏

（1）预测源强

本工程原油集输管道发生破裂时，主要影响区域潜水层位，泄漏源强以本工程最长集油管道 $\Phi 60 \times 3.5-0.75\text{km}$ ，假设输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，根据现场调查，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，发现后采取关闭机泵等措施进行控制。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“9.2.2 油类和废水输送管道泄漏源强，根据截断阀室分布、管线尺寸、截断启动时间等合理确定”和“11.5.2 油气管道泄漏事故应按照管道截面 100%断估算泄漏量，考虑截断阀启动前后的泄漏量”，同时按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中“8.2.2.1 未设置紧急隔离系统的单元，泄漏时间可设定为 30min”，因此本次泄漏预测泄漏时间取 30min，泄漏源强以本工程最长集输管道 $\Phi 60 \times 3.5-0.75\text{km}$ 输油管道全部断裂来进行计算，该管道最大外输油量为 $14\text{m}^3/\text{h}$ ，管道内液体最低含水 20.1%，原油平均密度 $0.8683\text{t}/\text{m}^3$ ，则 30min 泄漏量为 4.86 t，该管道内原油最大存在总量为 $0.0265^2 \times \pi \times 750 \times 0.8683 \times (1-20.1\%) = 0.37\text{t}$ ，计算得该管道全部断裂时原油泄漏量为 5.23t。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、3000 天石油类在潜水中运移情况。

（2）预测因子

输油管道发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发酚等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对 每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。

参照《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），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，本次评价最终选取石油类作为预测特征因子。

（3）预测模型

根据项目特点，本次预测的对象为第四系松散岩类孔隙潜水含水层，根据 4.1.5 水文地质章节分析，含水层之间存在相对稳定的隔水层，根据评价区水文地质情况和地下水评价预测模型的适用条件，将水文地质条件概化为：各含水层之间无水力联系或水力联系较弱，调查评价范围内各含水层厚度均一，含水层水平均匀展布，在非正常状况下发生渗漏后，考虑到地下水水质的跟踪监测，确定渗漏时间较短，将渗漏规律可概化为非连续恒定排放。根据概化的排放规律，本次采用一维稳定流动二维水动力弥散问题中的平面连续点源模型的叠加原理进行预测。根据《环境影响评价技术导则地下水》附录 D 推荐的平面连续点源模型预测模型如下：

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

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 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—单位时间注入的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

（4）预测参数

根据大庆油田水务工程技术有限公司提供的区域含水层特点及水文地质参数，评价区内承压水含水层具体预测参数详见下表：

表 5.3-2 预测参数一览表

地下水类别	参数	单位	数值
潜水含水层	渗透系数	m/d	5
	含水层厚度	m	2.5
	有效孔隙度	/	0.2
	纵向弥散系数	m	0.2
	横向弥散系数	m	0.002
	水力坡度	/	0.0003
	水流速度	m/d	0.0096

(5) 预测结果

输油管道因破裂而导致原油泄漏，100d、1000d、5000d 石油类对地下水的影响预测结果见表 5.3-3 及图 5.3-1~图 5.3-2。

表 5.3-3 非正常状况下污染因子石油类预测结果一览表

预测因子	预测情景	预测时间 (d)	最大超标距 离 (m)	超标面积 (m ²)	最大影响距 离 (m)	最大影响面 积 (m ²)
石油类	情景 1：集 油管道泄 漏	100d	29	826	31	946
		1000d	80.5	6348	88.5	7626
		3000d	130.5	16432	144.5	20276

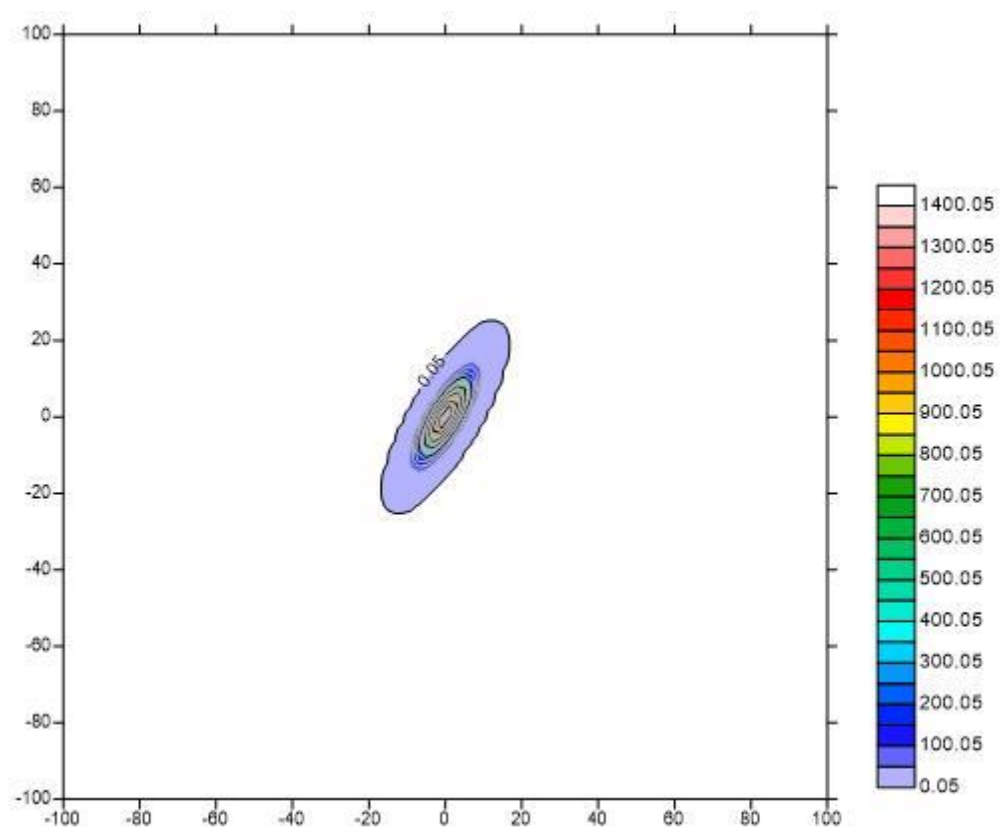


图 5.3-1 输油管道泄漏 100d 石油类污染物浓度分布图

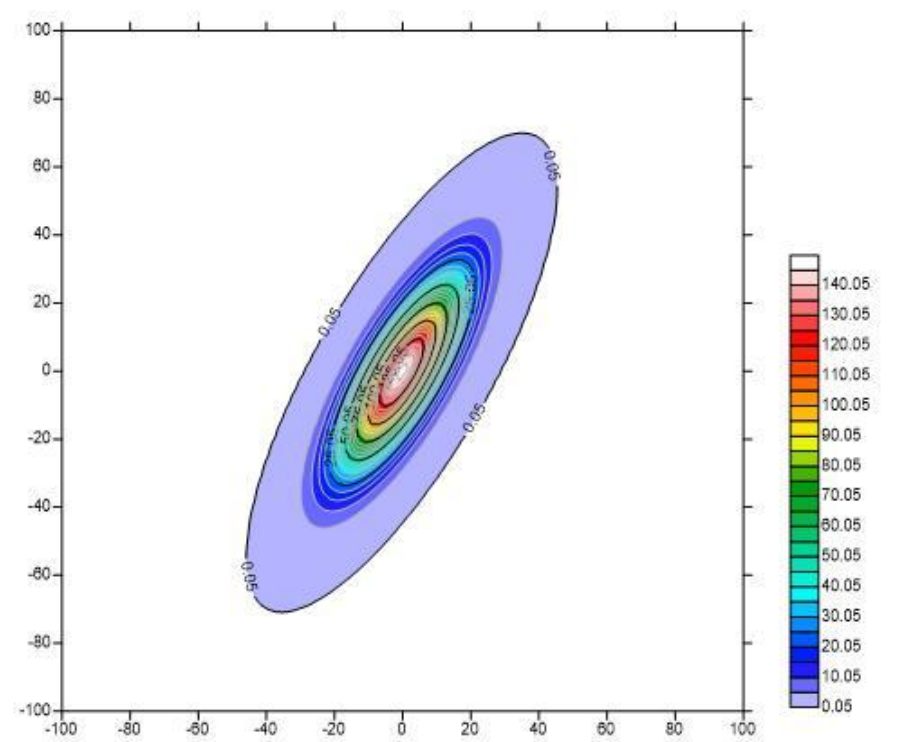


图 5.3-2 输油管道泄漏 1000d 石油类污染物浓度分布图

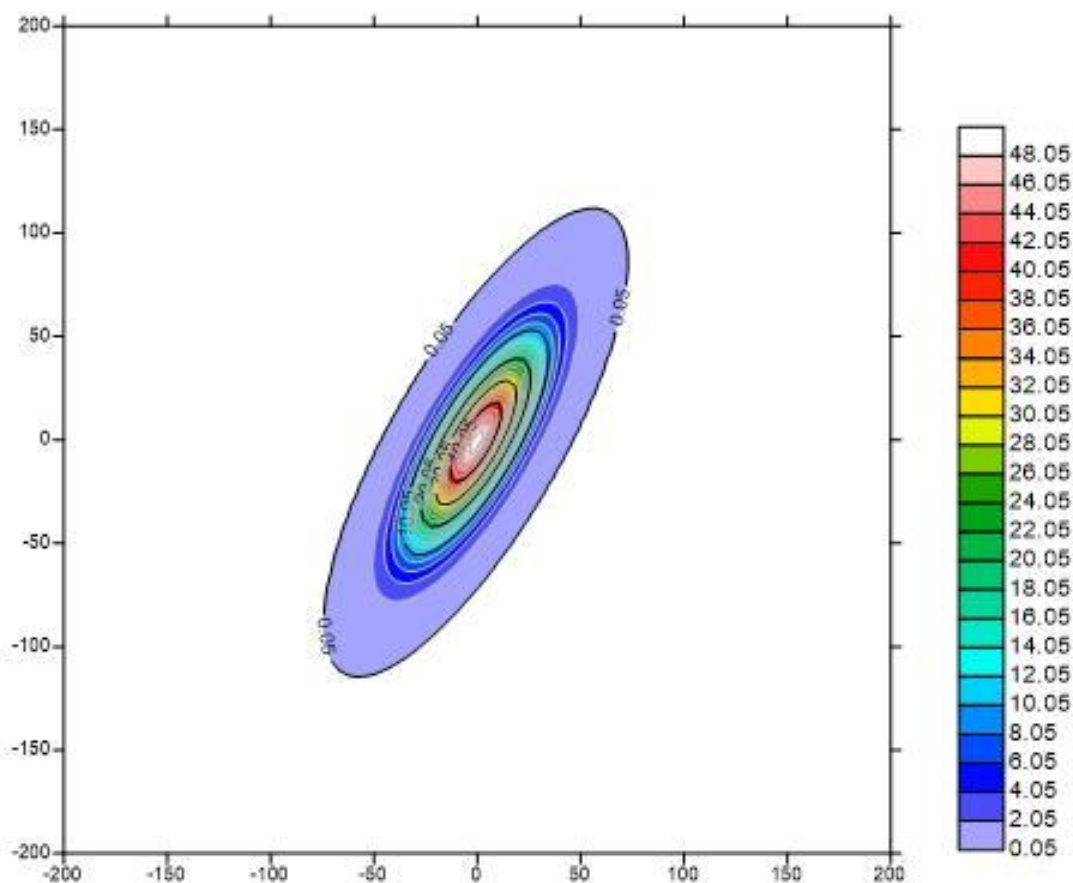


图 5.3-3 输油管道泄漏 3000d 石油类污染物浓度分布图

100 天时，超标距离最远为 29m，超标面积为 826m²，影响距离最远为下游 31m，影响面积为 946m²。1000 天时，超标距离最远为 80.5m，超标面积为 6348m²，影响距离最远为下游 88.5m，影响面积为 7626m²。3000 天时，超标距离最远为 130.5m，超标面积为 16432m²，影响距离最远为下游 144.5m，影响面积为 20276m²。其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准≤0.05mg/L。

距离项目最近的潜水水井为 M176-S134720m 西南姜岗新村屯，本工程地下水流向的下游 245.05m 范围内无饮用水源井，因此，输油管道泄漏 3000d 后，不会对地下水环境保护目标产生污染影响。

情景二：油井套管破损泄漏

(1) 污染途径

①套管破损

如果钻井时固井质量不高, 密封不严, 可使原油由井下深层上升进入含水层而污染

地下水。这些井孔不仅是下部原油上升污染地下水的通道，同时也可成为地表污水进入地下水层的通道，使污染物随地下径流扩散迁移，造成地下水的污染而长期无法补救和恢复。随着油田的开发时间的逐渐后移，运行了一段时间的注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。

②管道破损

因管道及设备腐蚀穿孔引起的原油泄漏事故多发生在油田投产若干年后，事故发生时会有大量原油溢出，对环境造成污染。但发生管道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。人为破坏等因素也可造成管道破裂，使大量原油漏出，造成环境污染。若原油直接进入地层包气带，则因渗透作用会对浅层地下水产生影响。

(2) 油井套管破损对地下水环境影响预测与评价

①预测源强

本工程在油井套管发生破裂时，会导致油气进入地下水含水层，主要影响区域为承压水层位。

液体泄漏速率根据伯努利方程计算。

$$Q = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q——液体泄漏速度，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，取值 0.65；

A——泄漏口面积， m^2 ，泄漏孔径为 10%孔径（表层套管直径 311.2mm），则裂口直径为 31mm（裂口形状圆形）； $A=0.000657m^2$

ρ ——液体的密度，取值 $868.3kg/m^3$ ；

P——容器内介质压力；

P_0 ——环境压力；压力差 $2.5 \times 10^5 Pa$ ；

g——重力加速度，取值 $9.8m/s^2$ ；

h——泄漏口上液位高度，取值 132m。

10 年产液综合含水率为 55.7%，泄漏液体中石油类浓度约为 500mg/L，经伯努利方程计算可知，石油类泄漏源强为 13.3kg/s，由于套管破损不易被发现，所以按持续泄漏预测。套管破损造成原油泄油后，分别沿地下水流向和纵深向扩散，因此，本次预测油

井套管破损石油类在承压水层泄漏的二维预测模式。

(2) 预测因子

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

(3) 预测模型

根据项目特点，本次预测的对象为新近系泰康组承压含水层，根据 4.1.4 水文地质章节分析，含水层之间存在相对稳定的隔水层，根据评价区水文地质情况和地下水评价预测模型的适用条件，将水文地质条件概化为：各含水层之间无水力联系或水力联系较弱，调查评价范围内各含水层厚度均一，含水层水平均匀展布，将污染源概化为：将地下水泄漏排放形式概化为点源，排放规律概化为连续恒定排放。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

$$C(x,y,t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L}} [2k_0(\beta) - W(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta)]$$

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

式中：x，y——计算点处的位置坐标；

t——时间，100d、1000d、5000d；

C（x，y，t）——t时刻x，y处的示踪剂浓度，g/L；

m——含水层的厚度；

m_t——单位时间注入的示踪剂质量；

U——水流速度；

n_e ——有效孔隙度；

D_L ——纵向弥散系数；

D_T ——纵向 y 方向的弥散系数；

π ——圆周率；

$K_0(\beta)$ ——第二类零阶修正贝塞尔函数；

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

(4) 预测参数

表 5.3-4 计算参数选取结果一览表

渗透系数	m/d	25
含水层厚度	m	15
有效孔隙度	/	0.3
纵向弥散系数	m	0.2
横向弥散系数	m	0.02
水力坡度	/	0.0002
水流速度	m/d	0.0375

(5) 预测结果

根据《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T17745-2011）要求，运行期油井进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查，检测周期不超过 3 年，因此只对油井套管持续泄露 21 天、100 天、1000d 进行预测。油井套管破损发生泄漏，第 21d、100d、1000d 对地下水的影响预测结果见表 5.3-5、图 5.3-4~图 5.3-6。

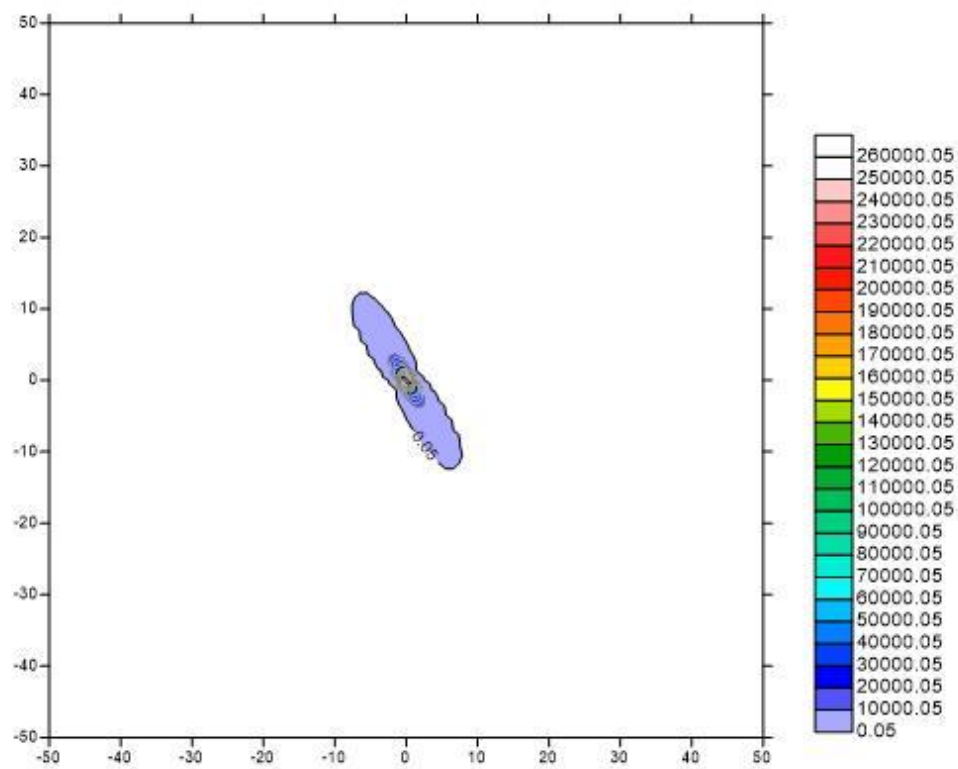


图 5.3-4 油井泄漏 21d 石油类污染物浓度分布图

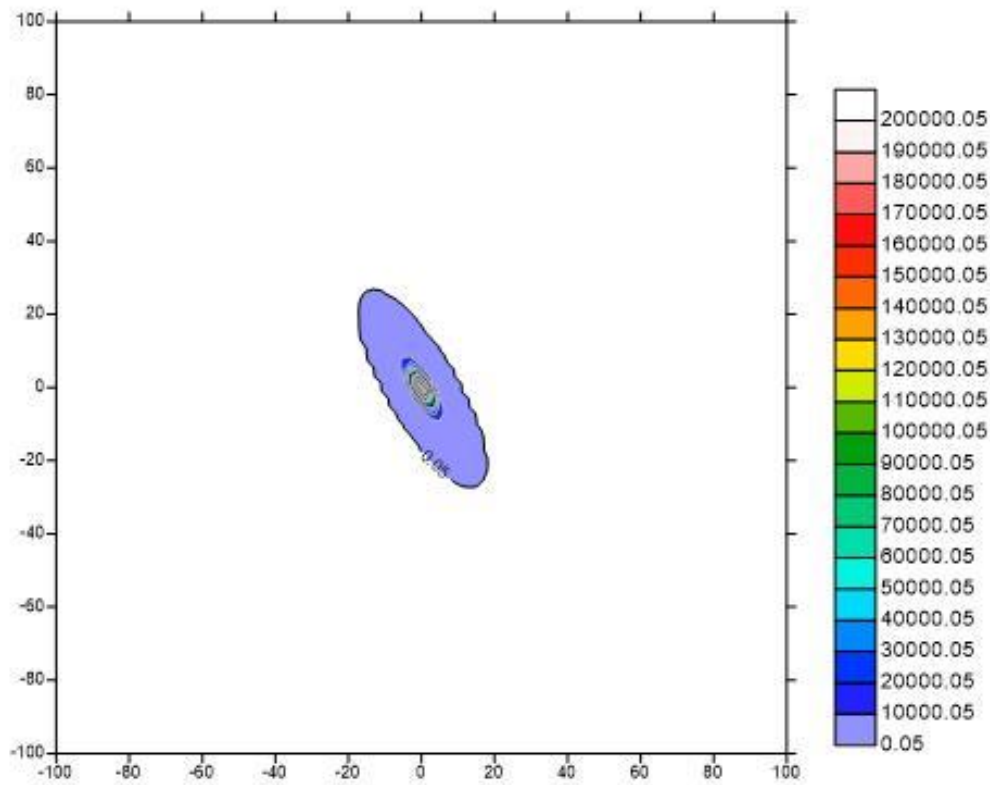


图 5.3-5 油井泄漏 100d 石油类污染物浓度分布图

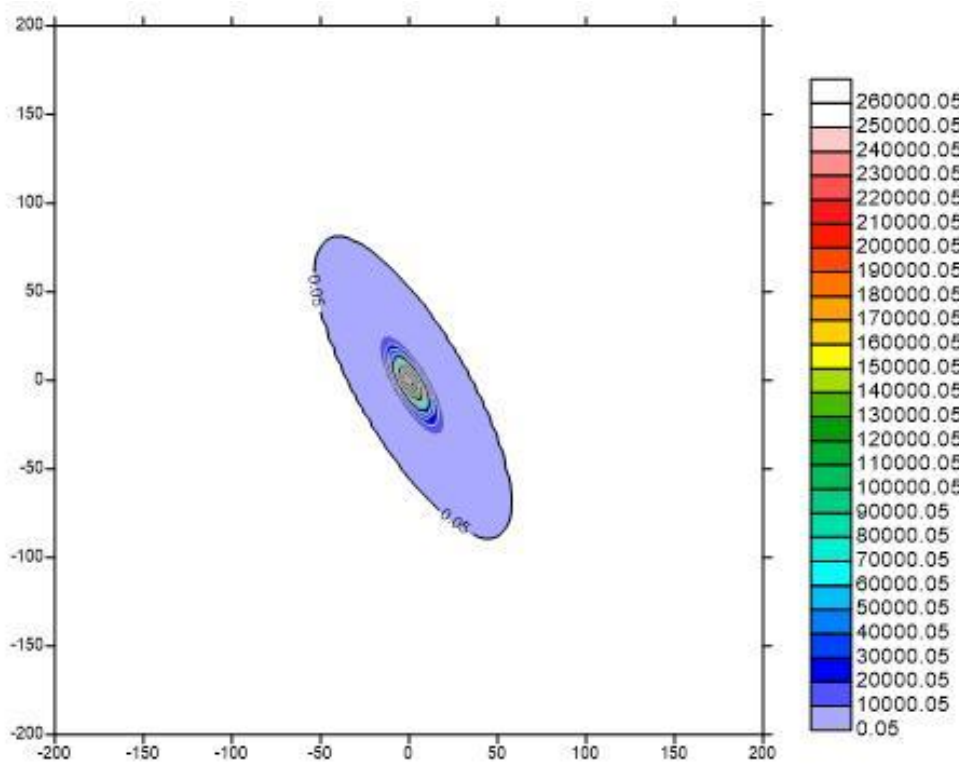


图 5.3-6 油井泄漏 5000d 石油类污染物浓度分布图

表 5.3-5 油井泄漏石油类对地下水的影响预测结果表

预测因子	预测情景	预测时间 (d)	最大超标距 离 (m)	超标面积 (m ²)	最大影响距 离 (m)	最大影响面 积 (m ²)
石油类	情景 2：油 井套管破 损泄漏	21d	15	190	16	223
		100d	31	928	33	1049
		1000d	102	9260	108	10452

由上表可知：

21 天时，超标距离最远为 15m，超标面积为 190m²，影响距离最远为下游 16m，影响面积为 223m²，100 天时，超标距离最远为 31m，超标面积为 928m²，影响距离最远为下游 33m，影响面积为 1049m²。1000 天时，超标距离最远为 102m，超标面积为 9260m²，影响距离最远为下游 108m，影响面积为 10452m²，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ类标准≤0.05mg/L。

距离项目最近的姜岗新村屯水井，本工程地下水流向的下游 720m 范围内无饮用水源井，因此，输油管道泄漏 1000d 后，不会对地下水环境保护目标产生污染影响。

项目运行期间，为了及时发现项目运行中出现的对地下水环境的不利影响，防范地

下水污染事故发生，保证周边水源井的供水安全，减缓对地下水环境的不利影响，需定期对地下水环境进行监测，制定本工程监测计划，当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测，同时在当地对监测结果进行定期信息公开。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期声环境影响评价

本工程施工时产生的噪声源主要是各种施工机械产生的噪声、运输车辆噪声。

(1) 噪声源特点

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

5.4.1.1 施工期声环境影响预测

(1) 预测模型

本工程施工期主要噪声源包括柴油发电机、钻机、挖掘机、搅拌机、推土机、压路机等设备噪声及运输车辆的交通噪声。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：LP（r）——距声源 r 处的施工机械作业噪声预测值，dB；

LP（r0）——距声源 r0 处的施工机械作业噪声参考声级，dB。

(2) 预测结果

施工机械噪声衰减结果见表 5.4-1。

表 5.4-1 施工期施工机械噪声统计表 单位：dB（A）

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值						
	10m	40m	50m	100m	150m	200m	300m
柴油发电机	80.0	68.0	66.0	60.0	56.5	54.0	50.5

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
钻机	80	68.0	66.0	60	56.5	54.0	50.5
泥浆泵	76.0	59.1	57.0	50.4	46.8	44.2	40.6
空压机	73.0	56.1	54.0	47.4	43.8	41.2	37.6
振动筛	80.0	68.0	66.0	60.0	56.5	54.0	50.5
搅拌机	75	63.0	61.0	55	51.5	49.0	45.5
压路机	76.0	59.1	57.0	50.4	46.8	44.2	40.6
压裂设备	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

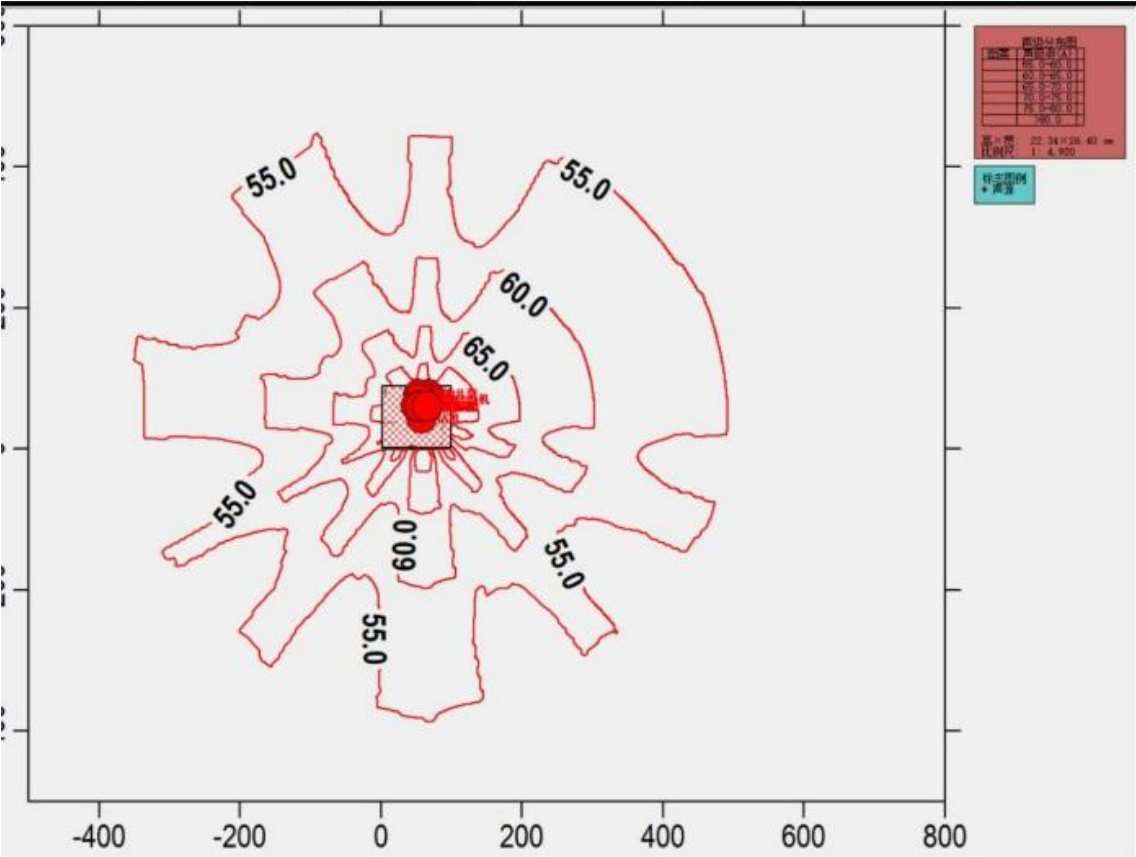


图 5.4-1 施工期钻井工程噪声预测结果图

本项目地面工程道路施工、管线工程等夜间均不施工，由上表结果可知，主要施工机械在 40m 以外均能够满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中昼间限值不超过 70dB（A）的要求，距本项目最近的环境敏感点为新建建筑垃圾道路东南侧 170m

的姜岗新村屯，施工噪声经距离衰减后，项目施工期产生噪声对周边声环境敏感点影响较小，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。

管线施工噪声源主要为挖掘机、推土机、运输车辆，噪声源强在 80-90dB（A）之间，距离本项目最近的村屯为姜岗新村屯、九间房屯。

表 5.4-2 噪声源强调查清单

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	70-80	5m
2	推土机	非连续稳态声源	70-80	5m
3	运输车辆	非连续稳态声源	70-80	5m

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：LP（r）——距声源 r 处的施工机械作业噪声预测值，dB；

LP（r0）——距声源 r0 处的施工机械作业噪声参考声级，dB。

在各施工点噪声预测过程中采用常用机械进行噪声叠加，多声源对预测点的贡献值叠加公式如下：

$$L_{eqg} = 10\lg \left[\sum_i 10^{0.1L_i} \right]$$

式中：Leqg——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

Li——i 声源在预测点产生的 A 声级，dB（A）；

预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级，计算公式为：

$$L_{eq} = 10\lg(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中：Leq——预测点的噪声预测值，dB；

Leqg——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

Leqb——预测点的噪声背景值，dB。

本项目夜间不进行高噪声施工，通过，本项目油井井场评价范围内无声环境保护目

标，仅建筑垃圾道路评价范围涉及声环境保护目标。

根据上述预测结果，在不采取任何措施情况下，多台设备联合作业时工程评价范围内敏感点昼间均不能达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 1 类标准。因此，本次评价提出要求敏感点附近施工时合理安排施工时间，禁止夜间（22:00～06:00）进行高噪声施工，加强设备维护保养，降低噪声源强度施工作业，避免高噪声设备同时启动，管线施工时距离村屯较近时需设置施工隔声屏障，根据相关案例监测数据表明，设置施工隔声屏障后，噪声可以降低 5-10dB。经过采取以上措施后，施工期敏感点噪声可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 1 类标准，且随着施工结束，影响随即消失。

②压裂过程

压裂时期噪声源强调查清单(室外声源)见表 5.4-2,通过噪声预测软件(EIAN2.0.63)中的噪声衰减分布计算模式计算，压裂工程噪声贡献值预测图见图 5.4-3。

表 5.4-3 噪声源强调查清单

序号	声源名称	空间相对位置			声源源强/dB (A)	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z	声压级/距声源距离5m		
1	压裂车 1	60	60	1.5	100	安装减震基础、选用低噪声设备	连续、稳定、昼夜运行
2	压裂车 2	64	60	1.5	95		
3	压裂车 3	69	77	1.5	90		
4	混砂车1	81	75	1.5	92		
5	混砂车2	81	80	1.5	92		

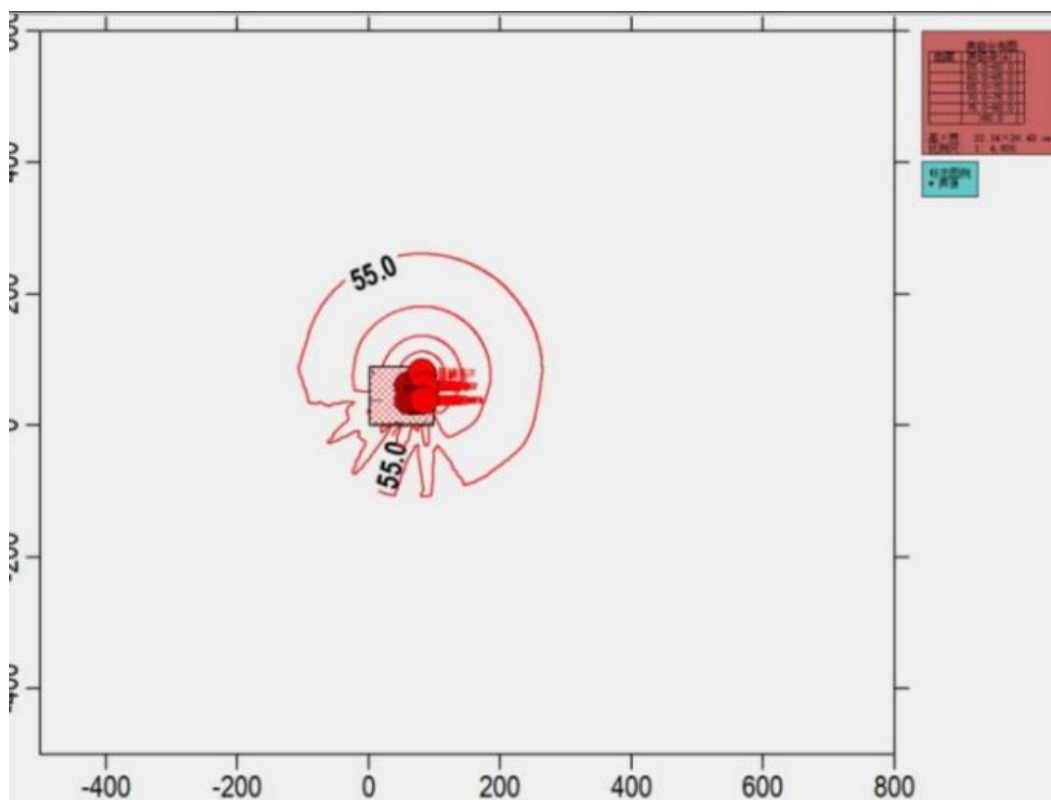


图 5.4-2 压裂施工期井场噪声预测图

根据上述预测结果，压裂工程井场场界昼间噪声可以满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），压裂施工对附近村屯噪声影响较小。为了更好的保护区域声环境，应注意对设备的维护保养，保证设备保持压裂机组等大型车辆运输线路尽量绕避四合村等村屯，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，对村屯的影响较小。

综上，在严格落实上述降噪措施后，输油管线工程、井场场界噪声可以满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），敏感点处声环境质量可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准，并且这种影响在施工期结束时即消失。

大型车辆运输线路主要途经村屯，车辆与临街民房距离最近约 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。

综上，本工程建设施工噪声对周围环境的影响是可以接受的，通过采取相应的管理措施，可以保证工程不会出现噪声污染问题。

5.4.2 运营期声环境影响预测

项目运营期噪声源主要为固定噪声源，油井井场抽油机噪声露天排放，排放的噪声直接辐射到周围的环境中，其传播距离比较远，在传播过程中噪声随距离的增加而衰减，依托站场内噪声均在室内产生，经过墙壁隔音，噪声排放强度有所降低。

(1) 井场噪声

本项目运行期噪声源主要是新建井场抽油机，本次评价采用《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对井场厂界噪声贡献值和进行预测。

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

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；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB。

(2) 基础数据

本项目噪声预测环境参数选取情况详见表 5.4-4。

表 5.4-4 项目噪声预测环境参数选取表

序号	名称	单位	数据
1	年平均风速	m/s	3
2	主导风向	/	WSW
3	年平均气温	°C	5.28
4	年平均相对湿度	%	64.76
5	大气压强	atm	0.999

本项目基建油井 7 口，按井场布置的油井数量分为独立井井场和丛式井井场，本次评价井场厂界噪声选取具有代表性的 1 座独立井井场及 1 座丛式井井场（布设了 5 口油井）进行预测。井场噪声预测值见表 5.4-5。

表 5.4-5 噪声源衰减预测结果表

噪声源名称	噪声源源强	离抽油机距离不同处的噪声值 dB（A）					
		10m	15m	20m	30m	40m	50m
丛式井井场	80	47	43	41	37	35	29
独立井井场	80	44	40	38	34	32	26

采油井场边界取井场永久占地边界，离抽油机最近边界距离为 15m，从预测结果看出，本工程井场噪声在边界处满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）第 2 类限值“昼间≤60dB（A）、夜间≤50dB（A）”要求。

（2）敏感点噪声

本项目建设完成后仅为井场抽油机产生噪声，新建井场周边 200m 范围无声环境保护目标，项目运行对周边声环境影响较小，不会发生噪声扰民问题。

表 5.4-6 平台工业企业噪声源强调查清单（室外声源） 单位：dB（A）

序号	声源名称		型号	空间相对位置 /m			声源源强	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z	声功率级		
1	平台	M179-S131	利旧普通八型抽油机	28	15	1.5	80	低噪声设备，基础减振	24h/d
		M178-132	利旧普通八型抽油机	36	15	1.5	80		24h/d
		M179-132	利旧普通八型抽油机	44	15	1.5	80		24h/d
		M179-130	利旧普通八型抽油机	52	15	1.5	80		24h/d
		M180-131	利旧普通八型抽油机	60	15	1.5	80		24h/d
		多功能储油罐	60m ³	90	15	1.5	100		24h/d

表 5.4-7 茂 36-平 62 工业企业噪声源强调查清单（室外声源） 单位：dB（A）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z	声功率级		
1	茂 36-平 62	CYJX6-2.5-26HF	0	0	1.5	80	低噪声设备，基础减振等措施	24h/d

注：在井场建立空间直角坐标系，坐标原点建立在井场抽油机处。X 轴向东为正，Y 轴向北为正，过原点垂线为 Z 轴（向上为正），预测高度为 1.2m。



图 5.4-3 项目拟建 2#平台井噪声源预测图

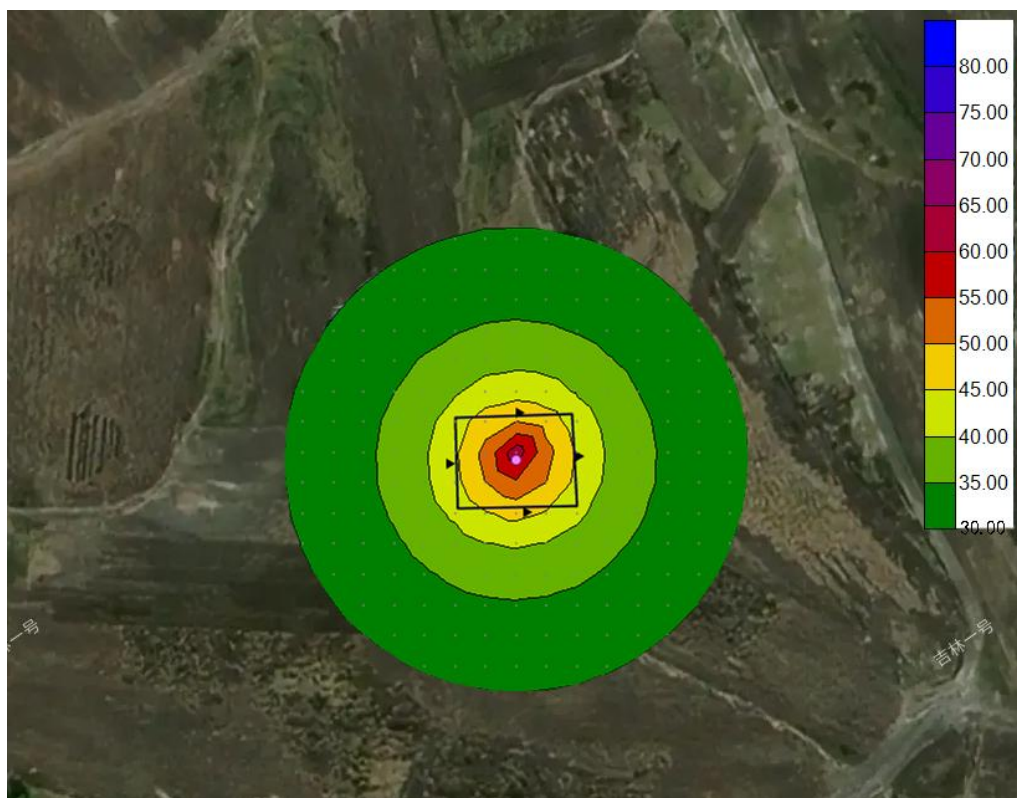


图 5.4-4 项目拟建独立井噪声源预测图

表 5.4-8 厂界噪声贡献值 单位：dB（A）

噪声源	厂界	噪声源贡献值
2#平台井	北侧边界	46.03
	东侧边界	47.02
	南侧边界	47.09
	西侧边界	46.03
茂 36-平 62 单井	北侧边界	44.34
	东侧边界	43.32
	南侧边界	48.12
	西侧边界	46.62

根据图 5.3-1 及图 5.3-2，在采油井场边界处的噪声贡献值能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值（昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A））。运营期井场抽油机对其声环境影响较小。

5.4.3 退役期声环境影响分析

本工程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 5.4-13。

表 5.4-9 施工机械噪声衰减值一览表 单位：dB（A）

机械名称	源强	离施工点距离不同处的噪声值					
		10m	50m	100m	150m	200m	300m
挖掘机	90	83.98	70.00	63.98	60.46	57.96	54.44
推土机	88	81.98	68.00	61.98	58.46	55.96	52.44
吊装机	81	61.00	47.02	41.00	37.48	34.97	31.45
交通噪声	90	83.98	70.00	63.98	60.46	57.96	54.44

由表 5.4-13 可以看出，施工机械在 50m 以外均能够达到建筑施工场界噪声昼间限值不超过 70dB（A）的要求，本工程退役期仅在昼间施工，夜间不施工，本工程井场施工距离最近的敏感目标姜岗新村屯、九间房屯，通过距离衰减，项目退役期产生噪声对其不会产生不良影响，且退役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。

5.4.4 声环境影响评价结论

在采取适当的降噪措施后，本工程施工期和退役期场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求，对区域声环境影响较小。敏感点噪声可以满足《声环

境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。在采取适当的降噪措施后，本工程运行期新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 类限值要求，对区域声环境影响较小。

本项目声环境影响评价自查表见附表 3。

5.5 固体废物环境影响评价

5.5.1 施工期固体废物环境影响分析

1) 废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后废弃的泥浆和废水，其性质由使用的钻井液决定，其排放量随井深而变。

①水基废钻井液

水基废钻井液经井口设置的钢制泥浆罐收集后，由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理处理，泥饼最终用于铺路或垫井场等综合利用。

②油基钻井液

油基钻井液排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后泥渣满足污泥含油率低于 3‰，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动，或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动。

2) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，完井后与废钻井液一起处理。

水基钻井岩屑为一般废物，其废物种类为 SW12 钻井岩屑，废物代码为 071-001-S12，由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理，泥饼最终用于铺路或垫井场等综合利用。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，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 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，排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻

井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后泥渣满足各项污染控制指标标准限值后，在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动，或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动。

3) 废射孔液

根据油藏方案要求，本工程有 7 口油井需进行射孔作业，非含油废射孔液产生量为 216m³，排入井场设置的钢制水基泥浆槽中，与水基废钻井液一起拉运至庆兴环保科技有限公司处理。

本项目含油废射孔液产生量为 36m³，茂 401 区块一开和二开均采用水基，茂 8 区块油井一开采用水基钻井液，二开采用油基钻井液，钻井后进行射孔完井，废射孔液中可能含有井筒中残存的部分油基钻井泥浆，因此本项目该废射孔液按照危险废物进行管理，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，排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，随油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑一同由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。

4) 废包装袋

本项目产生的废弃包装袋主要来自钻井过程中膨润土、纯碱、重晶石粉、水泥使用后的废包装袋，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），属于一般废物，分类代码为（SW17，900-099-S17），共产生约 0.0075t，统一收集送第七采油厂工业固废填埋场进行填埋。

5) 废防渗布（不含油）

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，需要在钻井平台附近铺设防渗布。本项目共计产生废防渗布 0.15t，废防渗布（不含油）属于一般废物（SW17，900-099-S17），统一收集送第七采油厂工业固废填埋场进行填埋。

6) 含油防渗布

本项目 1 口油井采用油基泥浆，钻井过程中可能产生含油废防渗布，类比头台油田

区块周边同类建设项目，破损的含油废防渗布产生量约为 0.01t。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油废防渗布属于危险废物，废物类别均为 HW08 非特定行业，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。

本项目拟在钻井液材料房内设置危废贮存点 1 处，含油废防渗布暂存危废贮存点内的加盖钢制桶中，定期拉运至头台联危险废物贮存池，委托有资质的单位及时拉运处置。其中，危废贮存点按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求设置，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐等措施。

7) 施工废料

施工废料产生量为 0.0236t，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等，废物代码为（SW72，900-001-S72），统一收集送第七采油厂工业固废填埋场进行填埋。

8) 生活垃圾

整个施工期生活垃圾产生总量为 1.865t，生活垃圾统一收集送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

5.5.2 运营期固体废物环境影响分析

运营期固体废物主要为含油污泥、落地油及废含油防渗布。

①含油污泥

本项目运营期产生的固体废物主要为依托场站产生的含油污泥。根据大庆油田多年统计数据，生产万吨原油的油泥（固相）产生量一般按 0.3t 计算，本项目建成原油产能总建成产能达 $0.651 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本工程年产油泥（砂）0.1953t，属于危险废物（HW08，071-001-08），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，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。处理后的泥渣满足污泥含油率低于 3‰，用于在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动，或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动。

②落地油

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修井作业。修井时往往会有一部分原油散落于井场内，成为落地油。近年来大庆油田通过在油井修井前实施压井技术以及安装井下卸油器，修井时落地油产生量大幅减少。本项目落地油最大产生量为 0.23t/a，属于危险废物（HW08，071-001-08）。落地油全部回收暂存在头台联危险废物贮存池，定期外委处置。

③含油废防渗布

运营期油井作业时在作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，含油废弃防渗布最大产生量约 2.33t/a。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油废弃防渗布为危险废物，类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 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”。含油废防渗布暂存于头台联危险废物贮存池，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。

5.5.3 退役期固体废物环境影响分析

（1）生活垃圾

退役期施工人员产生的生活垃圾统一收集送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

（2）建筑垃圾

退役站场拆除及油水井封井过程中产生的建筑垃圾统一收集后拉运至肇源县建筑垃圾消纳场处置。

（3）废旧设备

退役井场拆除过程中产生的废旧设备全部回收至头台油田资产库。

5.5.4 危险废物环境影响分析

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，项目产生的危险废物主要包括落地油、含油污泥、废含油防渗布，本项目不设置暂存设施，含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置，处理后用于油田作业区域通井路、井场建设等。落地油全部回收暂存在头台联危险废物贮存池，定期委托有资质单位处置。含油废防渗布暂存于头台联危险废物贮存池，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。本次评价

仅对贮存、转运、运输过程中提出相关要求。

5.5.4.1 危险废物的收集、贮存、运输要求

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、运输的一般要求如下：

（1）从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。

（2）危险废物转移过程应按《危险废物转移管理办法》执行。

（3）危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

（4）危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。应急预案编制可参照《危险废物经营单位编制应急预案指南》，涉及运输的相关内容还应符合交通行政主管部门的有关规定。针对危险废物收集、贮存、运输过程中的事故易发环节应定期组织应急演练。

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

5.5.4.2 危险废物转运

本项目危险废物转运将严格执行危险废物转移制度。危险废物在运输过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 年环境保护部令第 17 号）要求及时向环境保护主管部门报告；

（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修复；

（4）清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；

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

5.5.4.3 危险废物处置

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。”

本项目产生的油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑、含油废射孔液依托黑龙江迈景环保科技有限公司处置。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 25 万 t/a，约 684t/d，目前实际处理量为 540t/d，钻井废水油基最大产生量为 48.76t，排入废弃油基泥浆罐，废钻井液、钻井岩屑、废射孔液由处理合计 339.512t，最大产生量为 36t/d，黑龙江迈景环保科技有限公司剩余处理规模 213t/d，处理能力满足本项目需

求。

黑龙江迈景环保科技有限公司建设地点位于大庆市肇源县和平乡和平村西北 835m 处。项目年处理含油污泥 36000 吨，采用预处理+密闭旋转蒸馏工艺，预处理工艺为加热、离心搅拌。石油、天然气开采行业产生的含液率高的清罐油泥、废弃钻井泥浆经预处理后，得到混合油，落地油泥及经过预处理的清罐油泥、废弃钻井泥浆进入密闭旋转蒸馏炉，实现混合气体和废渣的分离，气体经冷凝得到混合油。精炼石油产品制造行业含油污泥经预处理后，进入密闭旋转蒸馏炉，实现混合气体和废渣的分离，气体经冷凝得到混合油。预处理及冷凝得到的混合油进入厂区现有废机油处理装置处理。

本项目产生的落地油全部回收暂存在头台联危险废物贮存池，头台联危险废物贮存池位于黑龙江省大庆市肇源县头台联合站的西北侧，有效容积 820m³ 危险废物贮存池（30m×15m×2m）1 座（池体分为两部分，包括有效容积 680m³ 含油污泥贮存池、有效容积 140m³ 含油废防渗布贮存池），危险废物贮存池呈长方形布局，含油废防渗布和含油污泥采取同一储存池内分区储存。危险废物贮存池于 2023 年 12 月竣工投入使用，目前，防渗布池剩余储存量 80m³，含油污泥池剩余储存量 560m³，本工程产生含油废防渗布 2.33t/a，含油污泥 0.0.1953t/a，能够满足需要含油污泥、落地油、防渗布贮存定期委托有资质单位进行处置。

通过采取上述收集、贮存、运输、委托处置等措施，本项目运行期产生的 危险废物均不排入外环境，不会对周围环境及敏感点产生影响。

5.5.5 结论

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

5.6 土壤环境影响预测与评价

5.6.1 施工期土壤环境影响评价

（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（总碱度），对深层土壤影响较小。为减少钻井泥浆对土壤的污染，钻井工程全程泥浆不落地，采用水基钻井泥浆，使用低毒无害的添加剂，废弃泥浆直接进入井场泥浆罐中外运处置，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压裂返排液对土壤影响：项目压裂过程采用清水+滑溜水+一体化缔合压裂液，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头台联综合废液池贮存后，通过管线进入头台联合站含油污水处理站处理达标后回注现役油层。施工时压裂机组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。

⑤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，原油在土壤中下渗至一定深度，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。

（2）管线建设对土壤的影响

新建集油管道 1.18km，建设时施工人员将会对管沟开挖上方的地表植被进行清理，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸

露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对施工地地表植被进行恢复，可有效减轻管线建设过程中对土壤环境的影响。

（3）道路、地下电缆建设对土壤的影响

本工程新建通井路 1.15km，建设过程中施工机械和人员将会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻工程建设过程中对土壤环境的影响。

（4）施工期建设对土壤的影响主要表现为：

①破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，井场、管线等在开挖和填埋时，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）施工占地对永久基本农田影响分析

本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，地质设计要求，项目选址、选线无法避让基本农田，根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，本项目在井位的选址和布局上采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，该范围均为永久基本农田，已无法避让。本项目通过在施工时严格限制施工作业宽度，尽量利用现有道路，减少新建道路，减少对基本农田的占用，同时为尽量避让周围永久基本农田、村屯

等环境敏感目标，油井设置定向井，尽可能的减少了对永久基本农田等的占用，从而减少了周围环境敏感目标的影响，并对永久用地按照“占一补一，质量相等”的要求进行开垦和补偿，开垦和补偿与所占用耕地的数量和质量相当的耕地。

项目施工临时占地结束后，及时采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小，项目施工期项目临时占地主要为钻井井场施工、管道建设、地下电缆建设等，均不在临时占地内修建永久性建筑，对占用的临时用地在施工结束后进行植被恢复，使其恢复为原有用地类型。

因此，在工程占地手续齐全，采取相应保护基本农田措施的前提下，项目占地对永久基本农田的影响较小。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 土壤污染途径

油田生产过程中，石油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。

（1）油水井作业污油污水对土壤的影响

由于油井作业时采用污油污水回收装置等回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，可有效减少石油烃进入土壤，根据本次评价中现有井场土壤监测结果可知，采油井井场永久占地内土壤中检出石油烃，但监测值小，污染程度小。从平面上看，石油烃集中在井场永久占地范围内，永久占地范围外土壤中石油烃含量迅速降低，在距离井场 50m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤中石油烃主要集中在 0~0.5m 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土壤中的迁移深度较浅。

因此，油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在井场永久占地内，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

（2）事故状态下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-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防原油跑、冒事故的

发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.6.2.2 土壤环境影响预测评价

(1) 评价范围

项目井场占地范围内及占地范围外 1km 范围，集输管道边界两侧各 200m 范围。

(2) 评价时段

评价时段为运营期。

(3) 评价因子

pH、石油类、挥发酚、铅、汞、铬、砷、石油烃、铜、镍、镉

(4) 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。

(5) 评价方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本评价采用类比法对土壤环境影响进行评价。选取本工程周边已投产的产能项目验收阶段监测数据达标情况，判定本工程对区域内土壤环境的影响。

《头台油田茂 503、茂 509 水平井产能建设工程环境影响报告表》于 2020 年 8 月取得了大庆市环保局的批复，批复文号为庆环承诺审〔2020〕44 号，并于 2022 年 11 月完成自主验收。

该项目与本工程均归属大庆头台油田开发有限责任公司管辖，上层管理人员相同，建设地点均位于黑龙江省大庆市肇源县境内，与本工程所属区域生态环境一致。该项目建设内容主要包括：基建油井 5 口（其中茂 503 区块 4 口，茂 509 区块 1 口），配套建设 $\Phi 76 \times 4.5$ 集油掺水管道 0.29km， $\Phi 60 \times 3.5$ 单井集油掺水管道共 0.45km，10kV 架空线路 0.35km，柱上变电站 3 座，3.5m 路基宽通井路 0.15km，4.5m 路基宽通井路 0.12km，建成后产能为 $0.9 \times 10^4 \text{t/a}$ ，与本工程工程建设内容类似，区块相近。该项目施工阶段，

由于管线、道路施工占用了大量临时占地，大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高。根据该项目验收调查报告，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。

根据《头台油田茂 503、茂 509 水平井产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》，该项目于 2022 年 10 月对项目建设的井场及附近共布设 14 个土壤监测点，检测深度 0-0.4m，根据检测结果，项目特征污染物石油烃浓度值为 26mg/kg，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求（4500mg/kg），说明建设单位在项目实施之后较好的落实了污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

5.6.3 退役期土壤环境影响评价

退役期设备拆除、场地清理过程恢复井场占地，使永久占地恢复为原来用地类型，切断了油田运行过程中土壤污染源，但退役施工过程中设备拆除可能产生落地油泥，运行过程场地可能已存在土壤污染，因此应按照《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。总之，随着油田设施退役，对土壤环境的影响大大降低。

5.6.4 土壤环境影响评价结论

综上所述，本工程在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，土壤环境影响评价自查表见附表 4。

5.7 生态环境影响预测与评价

5.7.1 施工期生态影响评价

5.7.1.1 对土地利用的影响分析

本项目生态评价范围内主要以耕地为主。本项目新增永久占地 1.7044hm²，本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成斑块，但由于本项目永久占地面积较小，对项目区域土地利用结构影响较小。

5.7.1.2 对植被的影响分析

①永久占地影响

本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成斑块，产生地表温度等物理性质发生异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。永久占用农田改变了土壤

的原有耕作层，直接造成农作物经济损失。

项目永久占用耕地 1.7044hm²，对生态影响程度有限地表。农作物主要为玉米，损失玉米按 7.5t/hm²·a 计算，每年损失玉米量为 12.783t，价格按 1500 元/t 计，则每年玉米损失费用约为 1.92 万元。项目投产后在生产期内永久占用的，生物量将永久损失，其影响是长期且不可逆的。

②临时占地

本项目管线穿越林地距离较短，且穿越位置树木较稀疏，应避开树木施工，不砍伐树木。本工程在施工期发生的临时占地主要是新建管道对沿线耕地、草地产生的影响。施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏等对地表进行的平整将会对占地地表造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复。

本项目临时占用耕地面积为 1.797hm²。耕地农作物为玉米，农作物当年粮食产量全部损失，第二、三年产量将下降 20%-40%，随后恢复正常产量，农作物单位面积产量以玉米计，按 7.5t/hm² 计算，三年间临时占地总共损失粮食产量为 35.24t，价格按照 1500 元/t 计，则临时占用耕地损失 5.29 万元。

根据《中华人民共和国土地管理法》第四十七条规定：征收土地的，按照被征收土地的原用途给予补偿。被征收土地上的附着物和青苗的补偿标准，由省、自治区、直辖市规定。由于本工程临时占地的占用期限很短，在完工后可以及时恢复，所以不会对当地植被产生大的影响。生态影响减缓及恢复见表 5.7-1。

表 5.7-1 生态影响减缓及恢复措施表 单位：hm²

序号	项目	占地类型	面积及措施	补偿恢复类型	占地工程位置
1	永久占地补偿	耕地（基本农田、非基本农田）	耕地补偿 1.481	占一补一；先补后占、占补平衡	井场，供电、道路工程施工
2	临时占地恢复	耕地（基本农田、非基本农田）	平整、恢复耕地 10.997	恢复地表形态，及时复垦	井场、管道、供电工程施工

5.7.1.3 对动物的影响分析

本项目所在区域为典型农区，区内野生动物种类、数量均较少。经调查，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等村栖型动物。区块开发占用部分土地，会对当地野生动物栖息环境产生一定的影响，栖息地的减少使动物的活动空间减少，且井间道路的阻隔，使一些小型动物的活动范围受限。

由于本项目占地面积较小，且区内主要为小型动物，其领地面积相对较小，整体来说，项目建设对其栖息地的影响并不十分明显。

5.7.1.4 对基本农田的影响分析

本项目永久占用基本农田 1.481hm²，临时占用基本农田 13.627hm²。

油田开发工程占地完全避开基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用基本农田时，根据《基本农田保护条例（2017 修正）》，国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

根据《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规[2019]1 号），矿业权申请人依法申请战略性矿产探矿权，开展地质勘查需临时用地的，应依法办理临时用地审批手续。石油、天然气、页岩气、煤层气等油气战略性矿产的地质勘查，经批准可临时占用永久基本农田布设探井。在试采和取得采矿权后转为开采井的，可直接依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田。

施工完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。

本项目永久占用基本农田，占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。项目按照国家 and 地方有关基本农田管理规定开展复垦恢复或缴纳相应开垦费后，能确保基本农田数量不减少，质量不降低，对基本农田影响较小，基本农田生态系统功能变化不大。

5.7.1.5 对黑土地的环境影响分析

本项目为油田开发工程，属于国家能源建设项目，本项目基建油井 10 口（包括 2 座丛式平台，6 口独立井），节约了黑土地的占用。

根据地下储层特性，项目部分井场、集输管道、注水管道等工程选址无法避让黑土

地。总占地面积为 15.108hm²，其中永久占地 1.481hm²，临时占地 13.627hm²。本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。

本项目井场、道路工程、供电工程施工表土剥离厚度 30cm，剥离表土堆放在井场临时表土堆放区，加盖苫布，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途；管道施工表土剥离厚度为 30cm，剥离的表土放在置土带外侧，管沟挖方土放置在置土带内侧（靠近管沟侧），置土带采取先设置编织袋压护，在采用单行十字形压护，加强防护的方式防止水土流失施工结束后，采用分层回填压实，按生、熟土顺序填放，保护耕作层，回填后管沟上方留有自然沉降余量，管沟回填多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管道中心两侧，并使管沟与周围地表形成平滑过度，不得形成汇水环境有效保护黑土地。

5.7.1.6 防沙治沙影响分析

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，大庆市让胡路区、红岗区、大同区、肇源县、杜蒙县属于沙化土地所在县（区）。

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

根据现场调查，本工程所在地区沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地和草地，植被覆盖度较高，没有大面积裸地及沙化土地。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，施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，路基边坡采取种草措施护坡固土，尽量减少工程建设对土地沙化的影响。

5.7.2 运营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联合油污水深度处理站处理，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。

原油及含油污水泄漏可影响农田、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。

本项目在发生管道穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进入周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，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。

5.7.3 退役期生态环境影响分析

本项目在拆除各类设施的过程中会造成地表扰动，水土流失，产生一定的生态影响。因此本项目在拆除作业的过程中应合理安排作业计划和作业时间，尽量避开雨天作业，尽量减少场地的裸露时间，尽可能减少拆除作业造成的生态影响。拆除工作结束后，在开展场地土壤环境调查与评价，对临时占地内土壤环境质量进行检测，与环评时期背景值进行对比，确定本项目对临时占地土壤无污染后，应及时对受扰动场地进行平整，耕地进行旋耕复垦、草地进行植被恢复。采取上述措施后项目退役期拆除作业对原有生态环境影响很小。

5.7.4 生态影响评价结论

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：

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) 项目井场、管道、柱上变电站的建设对土地的侵占、对植被的破坏，将使油田开发区内的植物量有一定程度的下降。在施工建设过程中采取严格控制施工范围等保护措施，可最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

(2) 项目油井井下作业过程中产生落地油、含油污水，对井场周围环境中的植物生长发育及作物品质有一定的影响。但通过采取作业时敷设防渗布等必要的环保措施，其对环境的污染程度是较小的，不会影响开发区域内植被生长。

(3) 管道泄漏含油物质会对生态产生一定的影响，运行期应加强管道巡检，减少事故发生的可能性，运行期对生态环境的影响较小。

(4) 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，该项目对生态环境的影响不会太大，在生态上可行，本项目生态影响评价自查表见附表 5。

5.8 环境风险分析

5.8.1 环境风险识别

本项目施工期涉及的主要危险物质是原油、天然气、柴油，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天然气（伴生气），原油、天然气、柴油具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

5.8.1.1 原油

原油是多种碳氢化合物组成的可燃性液体，属甲 B 类易燃易爆物品。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、高热可引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。原油的危险特性见表 5.8-1。

表 5.8-1 原油安全技术说明书

理化 常数	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。			

5.8.1.2 伴生气（天然气）

天然气属于 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。天然气的危险特性见表 5.8-2。

表 5.8-2 天然气安全技术说明书

CAS 号		74-82-8	
中文名称		天然气	
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。
密度	相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
爆炸极	空气中 5.3~15%（体积）	自燃温度	538℃
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、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。		
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。		

5.8.1.3 柴油

柴油属易燃易爆物品，火灾危险性为乙类，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起

燃烧爆炸的危险；若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。柴油的危险特性见表 5.8-3。

表 5.8-3 柴油安全技术说明书

物质名称：柴油			
物化特性			
沸点（℃）	180～410（约）	比重（水=1）	0.8～0.9
饱和蒸气压（kPa）	0.67kMPa（25℃，纯品）	熔点（℃）	-35～20
蒸气密度（空气=1）	无资料	溶解性	不溶于水，易溶于苯、二硫化碳、醇等。
外观与气味	稍有粘性的浅黄至棕色液体。		
火灾爆炸危险数据			
闪点（℃）	≥65	爆炸极限（V%）	1.5～4.5
引燃温度（℃）	285		
灭火剂	泡沫、二氧化碳、干粉、1211 灭火剂、砂土。		
灭火方法	喷水冷却容器，可能时将容器从火场移至空旷处。		
危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险；若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
反应活性数据			
稳定性	稳定	禁忌物	强氧化剂、卤素
燃烧（分解）产物	一氧化碳、二氧化碳		
健康危害数据			
侵入途径	吸入、皮肤、口		
健康危害（急性和慢性）：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。			
泄漏紧急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压空气呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收。或在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。			
储运注意事项：配备相应品种和数量的消防器材。罐储要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具，充装要控制流速，注意防止静电积聚。			
防护措施			
呼吸系统防护	一般不需特殊防护，但建议特殊情况下，佩带正压空气呼吸机。	身体防护	穿防静电服
手防护	戴防护手套	眼防护	必要时戴安全防护眼镜
其它	工作后，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。		
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底清洗皮肤。就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动的清水彻底冲洗。就医。 食入：尽快彻底洗胃，就医。		

5.8.2 风险识别

5.8.2.1 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。

5.8.2.2 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。

5.8.2.3 危险物质向环境转移的途径识别

（1）施工期风险事故发生途径分析

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井漏

本项目设计平均井深约 1500m, 浅部地层成岩性差, 胶结疏松, 钻井施工中可能发生井漏、井塌; 钻遇断层的井钻进至断层时, 也可能发生井漏。井漏是钻井过程中遇到复杂地层, 钻井泥浆或其他介质(固井水泥浆等)漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙, 漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水, 造成地下水污染。

④伴生气泄漏

正常情况下, 井口存在伴生气的无组织泄漏, 但不会成为环境风险, 即不会造成突发性环境污染。非正常和事故情况下, 如发生井喷致使伴生气泄漏外溢, 会对环境、人员和设备产生危害。伴生气主要危险和危害包括: 遇明火可能发生火灾或爆炸事故, 造成人员伤亡、设备损坏等危害; 烃类气体对人体的毒性危害, 较长时间接触后, 对人体会产生头痛、眩晕、精神迟钝、恶心、呕吐、眼角膜充血等危害。本项目所在油田区域基本不会发生井喷事故, 且油田伴生气储量较少, 伴生气泄漏事故造成人员伤亡及环境污染的可能性较小。

⑤柴油罐泄露

本项目对柴油罐区进行重点防渗处理，地面结构层下铺设厚 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层， $K \leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，其防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 并在周边设置高度不低于 0.5m、容积不低于 20m³ 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，满足事故状态下的储存要求。满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。

⑥突发火灾、爆炸事件

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。

⑦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拉油点储罐和集油管线等设备破损、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, 本项目施工期间对集输管线和拉油点储罐进行严格的检测, 因此, 不会产生大规模的油气泄漏事故。管道断裂、储罐气阀漏气等事故, 通常是通过监控系统及巡回检查对此加以控制。

⑧物料转移风险分析

本工程涉及物料均采用汽车陆路运输, 包括井场用水、钻井原辅材料、柴油等, 在对柴油等危险品运输期间, 若发生泄漏事故, 将产生一定的环境风险, 因此, 危险品的运输工作应由持有相应运输资质的单位组织实施, 运输过程应按照《道路危险货物运输管理规定》执行, 具体运输线路力求最短、对沿路影响小, 避免运输过程中产生较大的风险影响。项目所在区域已有相应井排路、乡道等已有道路, 危险物料运输期间, 均沿已有道路运输, 尽量避让村屯等人口密集区域, 运输人员须经过相应应急培训并持证上岗, 运输过程如发生洒落、泄漏事故, 应立即上报事故泄漏情况, 并派人立即清理, 将散落物料全部收集, 仍送相应地点储存或处置。采取以上措施后, 项目危险物料运输过程基本不会出现泄漏情况, 不会污染周边环境。

(2) 运行期风险事故发生途径分析

①井下作业过程的风险因素分析

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

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

2) 作业时地层压力高, 井口溢流较大, 而未及时采取压井或关闭封井器等措施,

导致油、水、气大量冒溢，甚至井喷、污染环境。

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

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

②油井套损

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

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

工程技术因素主要有套管强度计算及井深结构设计不合理，泥岩吸水蠕变、滑移产生的横向层间位移侧压力、纵向地层位移产生的拉伸力及纵横向位移产生的弯曲应力对套管的破坏作用；固井质量不好时，会使泥岩吸水蠕变、滑移，对套管产生破坏作用。另外，由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆候凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。

套管腐蚀是套管损坏的一种主要诱因，一旦套管腐蚀穿孔则会多点破漏，并会加速套管的疲劳进而过早变形和损坏。它是由原油天然气中含有的硫、 CO_2 及地层水和注入水中含有的各种腐蚀性物质与套管中 Fe 或 Fe^{2+} 发生反应引起的。腐蚀条件包括一定的温度、压力、 Fe^{2+} 浓度及地层水中存在还原菌等，大多与硫酸盐还原菌的作用有关。

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

发生套损后对地下水的污染几率很小。

③集输管道风险因素分析

本项目管道内的介质主要是原油，由于管材本身的质量、施工、运行和管理等各环节都可能出现缺陷和失误，从而导致事故发生。集输管道的常见事故是管线穿孔或破裂导致管道内介质泄漏，会导致原油和含油污水外泄，对环境污染较大。泄漏的油气如遇明火将引起火灾、爆炸。导致管线事故的主要因素分析如下：

- 1) 管道由于腐蚀造成穿孔，焊缝开裂出现裂纹；
- 2) 管道材料缺陷或焊接缺陷；
- 3) 不法分子在管线上打孔或偷气、偷油；
- 4) 由于外物撞击而造成管线破裂；
- 5) 由于地震、洪水自然灾害而引起的管线破裂；
- 6) 由于误开挖造成管道破裂；
- 7) 操作失误。

根据油田的运营经验，一般在油田开发 7~8 年后低洼地区的管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油泄漏到环境中。

(3) 事故伴生/次生风险分析

在原油天然气发生火灾事故情况下，各装置及储运系统主要气态伴生/次生危害物质为物质燃烧、不完全燃烧所产生的 CO 及黑烟、飞灰等。

CO 危险特性：一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高温热能引起燃烧爆炸。**健康危害：**一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。**急性中毒：**轻度中毒者出现头痛、耳鸣、心悸、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。**慢性影响：**能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。**环境危害：**对大气可造成污染。

生产设备设施环境风险识别见表 5.8-4。

表 5.8-4 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	大气
	原油	井喷	空气、地下水、土壤
运营期井场和拉油点	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、次生 CO、油 水泄漏污染	空气、地下水、土壤
集输管道	原油、天然气、含油污水	火灾、爆炸、次生 CO、油 水泄漏污染	空气、地下水、土壤
联合站	原油、天然气、含油污水	火灾、爆炸、次生 CO、油 水泄漏污染	空气、地下水、土壤
退役期井场	原油、天然气	油水泄漏污染	地下水、土壤

5.8.3 环境风险分析

5.8.3.1 大气环境影响分析

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

（1）井喷事故对环境空气的影响

根据资料显示，一般钻井时发生井喷事故较多，而生产时则较少。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。本项目开采的油层（葡萄花油层）原始地层压力较低，不能自喷，要靠抽油机采油，在钻井时期采用了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，并加强采油时期地层压力等参数的监控，因此，项目

发生井喷的概率很小。

工程钻井过程中应为预防钻井过程中发生井喷，井控管理应按《钻井井控技术规范》（Q/SY02552-2018）、《大庆油田钻井井控实施细则》（庆油发〔2020〕34 号）和本设计中“井控设计”的相关内容执行。

（2）集油管道及场站原油、伴生气泄漏对环境空气的影响

项目集油管道及依托场站内由于储罐的阀门、法兰连接处泄漏，操作失误等情况下，发生原油或伴生气泄漏事故时伴生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。若遇明火，引发的火灾、爆炸事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，产生伴生/次生污染物，对大气环境造成短时的严重污染。项目依托场站各处均设有可燃气体报警装置，同时各储罐均设有液面控制装置，管道设有压力监控装置，并通过加强对采油井场、管线及场站进行巡查，及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔等问题，可有效的避免泄漏、火灾爆炸事故的发生。此外，该区块所处地势平坦，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较小。

5.8.3.2 地表水环境影响分析

对地表水体的污染主要是井喷、管线泄漏造成石油类进入地表水体。石油类泄漏流入水体后，会在水面上形成一层油膜，并且向四周散开，并随水流扩散，对地表水水质产生影响。原油溢至水中后存在的状态如图 5.8-1。

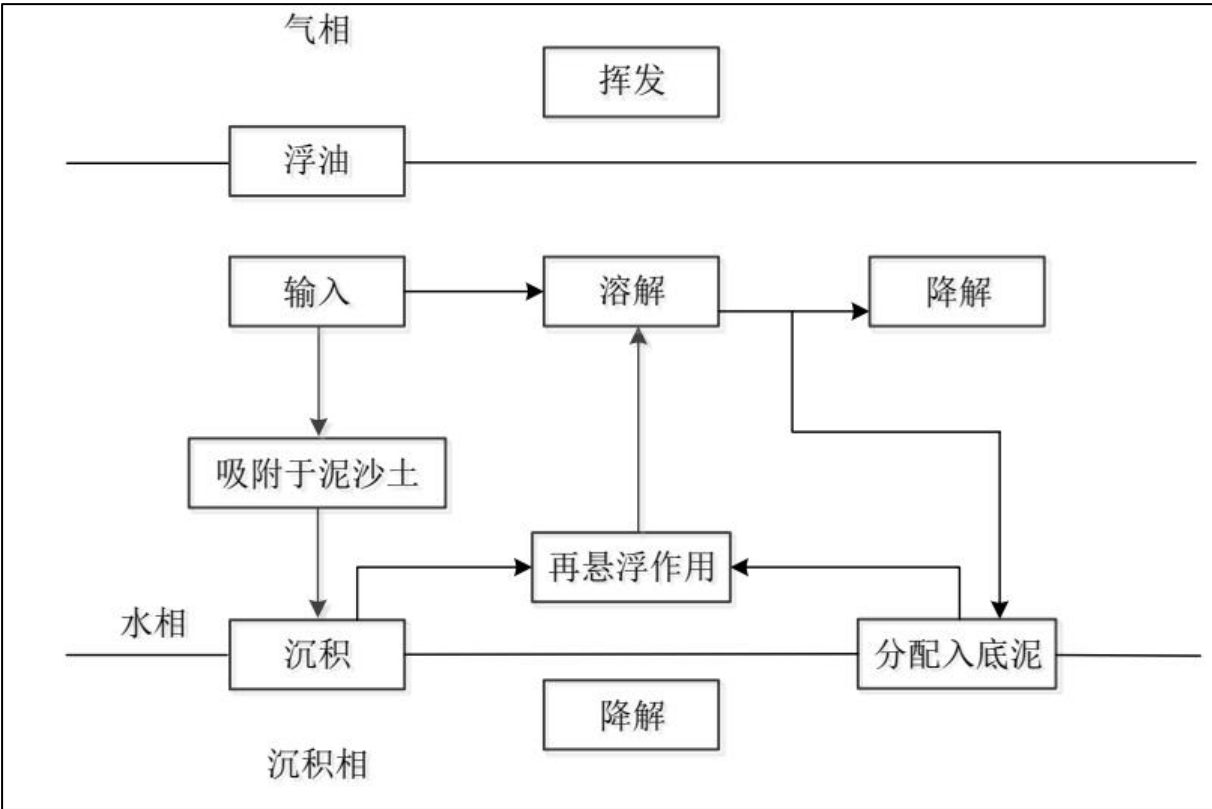


图 5.8-1 石油类物质在水中的多相分布图

（1）井喷对地表水的风险分析

本项目安肇新河位于拟建茂 36-平 62 井西 730m，本项目井喷等事故可能造成钻井泥浆或原油随地表径流进入附近水体，钻井泥浆可能造成水体中 pH、含盐量等变化，原油进入水体可能造成地表水水质及沿岸生态环境造成破坏，溶入水中的石油类组分对水生生物有直接的危害。

为预防可能发生井喷事故，避免造成地表水污染，事故情况下，应迅速在井喷点周围修筑围堤，防止油污扩散。同时组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染。由于本项目所在区地层压力较低，要靠抽油机采油，并且在钻井作业中采取了相应的井控防喷措施，一般不会发生井喷事故。井场作业施工过程铺设 2mm 厚高密度聚乙烯土工膜，井场周围设置临时施工围堰，将事故状态下产生的油污污水截留在井场内。同时，本项目所在地层压力较低，要靠注水驱动和抽油机采油，在井下作业中采取了相应的防喷措施，一般不会发生井喷事故。

如发生井喷事故，应在油井周围设土堤以防止原油任意流淌，在加强巡视并完善环境风险防范措施的前提下，发生污染地表水的环境风险事故发生的概率是极小的。

（2）泄漏对地表水的影响

1）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周边农田。施工期柴油储罐泄漏可以通过设置的临时围堰进行收集，拉油点储罐为地上设施，泄露可统计监控系统和人员巡查及时发现处理，集输管道事故泄漏可以通过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、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。

2）当井场拉油点储罐发生油水泄漏时应首先关闭相关阀门，倒罐或安排罐车转移罐内产液，在储罐周围修筑 0.8m 高永久围堤，控制油水扩散范围，保护周围耕地；当发生管线泄露油品流入井场周边灌溉水渠后，应采取筑坝方式进行拦截。夏季灌溉水渠有水时，在管道泄漏初始，专用抢险物资到来之前，应以草垛（玉米秸秆）为原料构筑草垛坝进行拦截，草垛坝坝体宽度不宜小于 2.0 米，坝体要紧密结实，以树桩等坚固的构筑物为支撑进行筑坝。冬季水渠干涸时修筑实体坝，在迎水面设置塑料布防止油品渗透，在集油坑和导油沟内应敷设防渗布，采取以上措施后，可及时消除泄漏污染，降低事故对周边稻田地影响。

3）井场修井作业对地表水的环境风险分析

为了降低修井作业对周边水体的影响，修井时在井场铺垫防渗布，正常情况下修井时原油散落在防渗布上，落地油回收率 100%，同时禁止在雨季进行油井作业，避免了修井作业落地油随地表径流进入地表水体的可能性。

5.8.3.3 地下水环境影响分析

（1）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 51.9t。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。

（2）井漏对地下水环境的影响

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

在地下水含水层以下，在套管的保护下能有效地保护地下水；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，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。

（3）套损对地下水的影响

事故状态下对地下水的环境影响主要为套管破裂导致原油窜入含水层污染地下水。井管是由不同长度的节管连接而成，容易在节点处发生破损。根据大庆油田生产实际统计，套管破损的机率一般为万分之一至五万分之一，破损在某一固定结点的机率约为 1%，因此，套损泄漏污染地下水的最大概率约为二百万分之一。由此可见，套管破损的情况虽然存在，但发生概率很小。即使发生套损，经过层层防护，危险逐级递减，破损后最终发生气水串层或是油气直接泄漏到含水层造成污染的概率并不大。

（4）集输管道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集输管道的事故泄漏。一旦发生泄漏，原油及含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0~10cm 及 10~30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互

隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。集输管线站场配备压力阀，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量凝析油、废水泄漏。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

（5）拉油点储罐泄露对地下水的影响

本区块现场未实施数字化建设，采集数据无法实现上传，已建油水井、计量阀组（配注）间、室外阀组数字化建设已安排在“S（24）0513GP001 头台油田油气生产物联网建设工程”中，该物联网建设工程处于方案编制阶段，本次油井数字化建设内容在该项目中统一考虑。小队人员每天按时巡检，拉油点储罐均为地上罐，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，不会对地下水环境产生影响。

5.8.3.4 土壤环境影响分析

原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0~30cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。本项目集油管道均采取防腐钢管，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。

石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。事故性原油的大规模泄漏可能影响耕地的生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。

5.8.3.5 生态影响分析

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道进行巡线，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。

5.8.4 分析结论

本工程的主要环境风险是井喷、管线泄漏、物料泄漏和火灾爆炸，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，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响，环境风险可控。建设单位应加强员工的环保教育和培训，并定期演习，避免重大污染事故的发生。

本项目环境风险简单分析内容表见表 5.8-5，环境风险评价自查表见表 6。

表 5.8-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程				
建设地点	（黑龙江）省	（大庆）市	（/）区	（肇源）县	（/）园区
地理坐标	经度	124.7834°~124.8755°	纬度	45.51155°~45.55385°	
主要危险物质及分布	原油、天然气：井场、拉油点、集输管道、依托场站等；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集油管线、储罐设备事故泄漏、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。 拉油点储罐、管线泄漏的主要预防和处理措施： （1）对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如采取耐腐蚀管线				

	进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率； （2）加强应急预案和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志； 井下作业事故风险防范措施 （1）为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。 （2）施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试。
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：本项目危险物质数量与临界量的比值 $Q < 1$，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井喷、管套破损、物料泄漏和火灾爆炸，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。	

第六章 环境保护措施及其可行性论证

6.1 废气污染防治措施及其可行性论证

6.1.1 施工期废气污染防治措施

施工期的环境空气影响主要来源于钻井施工柴油机烟气和施工活动引起的扬尘。施工过程中采取以下污染防治措施：

（1）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）表 2 及 2020 修改单中第三阶段标准限值，同时柴油发电机柴油燃烧排气的不透光发烟度（光吸收系数）和林格曼黑度级数能够满足《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，柴油机烟气中 SO₂、NO_x 的排放可以满足《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。

②钻井时柴油机采用使用产品质量达标的高品质柴油，满足《车用柴油》（GB 19147-2016）、《普通柴油》（GB252-2011）要求；

③加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；

④严禁在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

（2）施工扬尘污染防治措施

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

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

③运料车辆在运输时，需要在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

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

⑤管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失。

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

⑦施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率。

⑧钻井井场使用的泥浆配置材料，应集中堆放，并在顶部加盖篷布。

⑨施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

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，技术可行，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

（3）焊接烟尘污染防治措施

本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。

（4）防腐废气污染防治措施

项目管道焊缝等局部进行防腐会产生防腐废气，防腐过程中防腐废气产生量较少，主要污染物为非甲烷总烃，为无组织排放，且管线周围地域开阔，防腐废气经大气扩散后，对周围环境影响较小。随施工结束后废气将随之消失。

6.1.2 运行期废气污染防治措施

本项目运营期的大气污染主要来自油井产液开采及集输过程无组织挥发的烃类气体，以及拉油点、依托的头台联合站、头台油田第一作业区卸油站加热装置产生的燃烧废气。

①挥发性有机物污染防治措施

（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；

⑦建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与修复，对易泄漏环节制定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。定期对拉油点储罐设备和集输管道进行维修保养，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、拉油点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，依托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）加热装置烟气

本工程拉油点多功能储罐、依托头台联合站、头台油田第一作业区卸油站加热装置燃料均采用清洁能源天然气（油田伴生气），产生的烟气经烟囱排放，排气筒高度均不低于 8m。

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：依托头台联合站、头台油田第一作业区卸油站加热装置及井场厂界外 VOCs（以非甲烷总烃计）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）中的相关标准要求（非甲烷总烃 $\leq 4\text{mg}/\text{m}^3$ ）；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》（GB37822-2019）中的相关标准要求（监控点处 1h 平均浓度值 $\leq 10\text{mg}/\text{m}^3$ ，监控点处任意一次浓度值 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^3$ ）；锅炉烟气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建燃气锅炉排放浓度限值要求。

以上措施均为油田产能项目常见的污染防治可行技术，通过采取以上措施可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。采取的以上措施可从源头降低废气产生，技术可行

②温室气体管控

(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，定期排查依托站内储罐，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) 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；

(4) 增加评价区绿化面积，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；

(5) 建立健全的能源利用和消费统计制度和管理制度。

通过采取上述措施，本工程新建井场厂界非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求，不会对大气环境产生较大影响，运行期大气污染防治措施可行。

6.1.3 退役期废气污染防治措施

采油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和机械尾气废气，退役施工过程较短暂，随着施工结束，影响将会消失，对大气环境影响较小。

6.2 地下水污染防治措施

6.2.1 源头控制措施

本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、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、应急响应进行控制。

(1) 做好井场的日常巡查工作，定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

(2) 对管道采取防腐措施和定期防腐检测，根据管道所通过地区土壤的理化性质和地质条件，采取不同的防腐措施；运行过程中，定期检测，对管道壁厚及焊缝的情况进行监测，尽早发现管线存在问题。

(3) 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%。

(4) 做好预防突发性自然灾害的工作，加强与水文气象、地震部门的信息沟通，制定有关应对措施。

(5) 压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。油水井作业限制在永久占地内，防治作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水污染地下水环境。

(6) 提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，防止污染地下水。

(7) 油井退役后，应按照 SY/T6628、SY/T6646 和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行。

(8) 管道地下水污染防治措施

① 管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。

② 管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。站内埋地不保温管道外防腐采用沥青防腐胶带特加强级，带宽不小于 150mm，防腐层厚度不小于 3.2mm。

③ 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，防渗透性能应相当于 6m 厚的黏土、渗透系数小于 10^{-7}cm/s 。

④ 运营期定期检查、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。

⑤ 巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。

6.2.2 地下水环境分区防控措施

本工程根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）划分地下水污染防治分区，具体见表 6.2-1。

表 6.2-1 地下水污染防渗分区判定表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	易—难	重金属、持久性有机物 污染物	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行
	中—强	难		
一般防渗区	中—强	易	重金属、持久性有机物 污染物	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行
	弱	易—难	其他类型	
	中—强	难		
简单防渗区	中—强	易	其他类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），结合《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），本工程地下水防渗分区判定结果见表 6.2-2。

表 6.2-2 地下水防渗分区划分结果表

设备区域	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	分区防渗
柴油罐区	中	难	持久性污染物	重点防渗区
钻井液材料房钻井作业区、 危废贮存点、泥浆罐区（包 括泥浆泵）、钢制水基泥浆 槽、废弃油基泥浆罐区	中	难	持久性污染物	重点防渗区
压裂作业区	中	难	持久性污染物	重点防渗区
油井作业区	中	难	持久性污染物	重点防渗区
集输管道	中	难	持久性污染物	重点防渗区
其他材料房、定向钻泥浆防 渗池	中	难	其他类型	一般防渗区
井场其他作业区	中	易	其他类型	简单防渗区

项目分区防渗具体见表 6.2-3。

表 6.2-3 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域		防渗措施	防渗要求
重点 防渗 区	施工 期	柴油罐区	在柴油罐区铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数≤1.0×10 ⁻¹³ cm/s，柴油罐均架高，并在周边外扩不少于 3m 设置不低于 0.5m 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，防渗面积约 20m ² ，围堰	《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中要求：等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s。施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。

			内容积不小于柴油罐储量和事故时产生的消防废水总量，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。	
		钻井液材料房钻井作业区、危废贮存点、泥浆罐区（包括泥浆泵）、钢制水基泥浆槽、废弃油基泥浆罐区	铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 。	
运行期		油井作业区域（检修时）	在作业期间铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 。	《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。
		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、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式应采用焊接	《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。管线内、外防腐需满足《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）要求。施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。
一般防渗区	施工期	其他材料房、定向钻泥浆防渗池	铺设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。	《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。
简单防渗	/	井场其他作业区	井场地面夯实碾压平整。	防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗要求

本工程地下水分区防渗图见图 6.2-1。

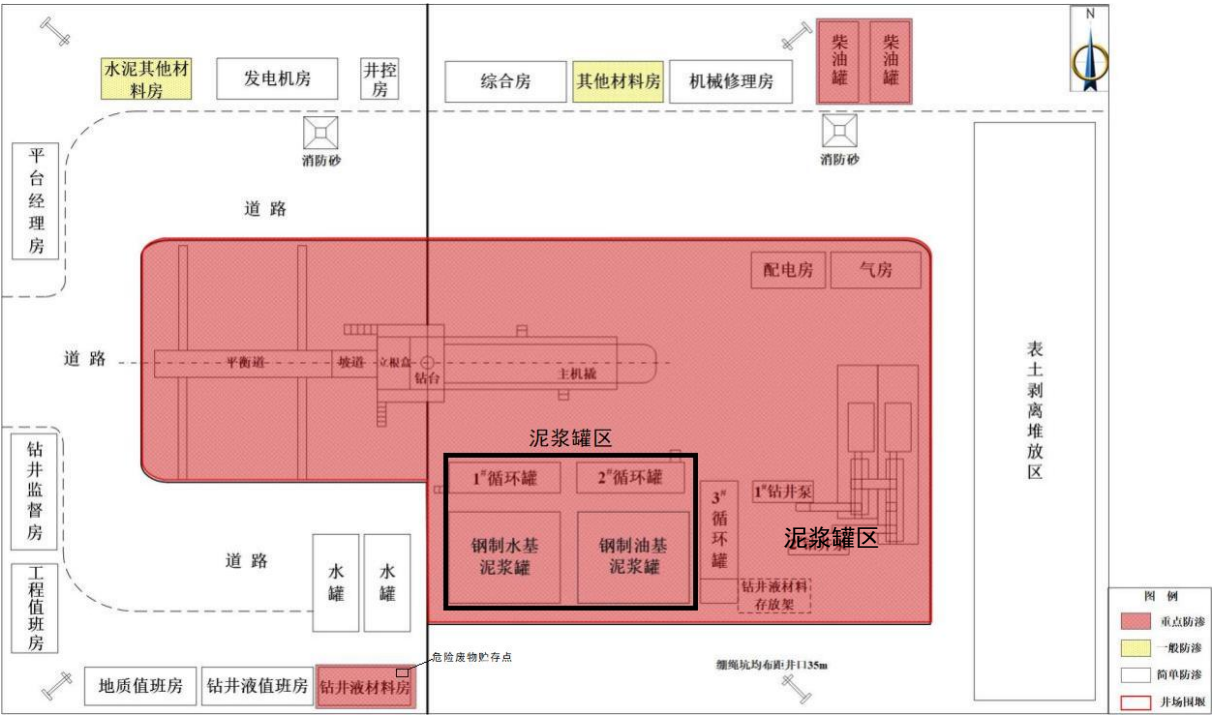


图 6.2-1 井场分区防渗图

6.2.3 地下水环境监测与管理

根据地下水溶质运移模拟结果表明，在非正常状况下，建设项目会危及到居民的供水安全，但由于水文地质条件的复杂性，很多因素是不确定的，数学模型预测不能将各种情况完全考虑，加之很多参数和地质体存在很大的不确定性，预测结果只能作为参考。为了及时发现项目运行中出现的对地下水环境的不利影响，防范地下水污染事故发生，保证周边水源井的供水安全，减缓对地下水环境的不利影响，并为地下水污染后的治理措施制定和治理方案实施提供基础资料，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》（HJ1248-2022）制定本工程运营期监测计划，同时在当地对监测结果进行定期信息公开。

本工程地下水跟踪监测点的确定原则主要从以下方面考虑，一是监测点尽量布置在采油井相对集中的下游；二是监测点尽可能布设在重点污染风险源处附近；三是监测点应结合地下水环境影响预测结果中污染物扩散范围进行确定。

跟踪监测计划见表 6.2-4。

表 6.2-4 地下水环境影响跟踪监测计划表

监测井/相对位置关系	坐标	井深 (m)	功能	监测因子	监测频次
茂 8 区块地下水流向上游 1#背景监测井 (灰菜屯)	g124.88271316, 45.56151870	18	背景值监测点 (潜水)	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬 (六价)、钡、铅、镉	1 次/半年
井区地下水流向上游监测点 2#跟踪监测井 (小北屯)	g124.86307206, 45.54337909	16	跟踪监测监测点 (潜水)		
茂 401 区块地下水流向上游内布设 3#背景监测井 (前二龙山屯)	g124.79546388, 45.51713059	18	背景监测点 (潜水)		
井区地下水流向下游布设 4#跟踪监测井 (九间房屯)	g124.48973179, 45.68231854	36	跟踪监测点 (承压)		

通过采取上述措施,本工程各类废水均能得到合理妥善处置不外排,地下水污染防治措施可行。

6.3 地表水污染防治措施

6.3.1 施工期

1、施工废水

(1) 钻井废水

本项目钻井生产用水由水罐车运送,水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆罐中,水基钻井废水定期拉运至庆兴环保科技有限公司处理,处理后的滤液水经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废弃油基泥浆罐中,由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。

(2) 压裂返排液

本项目 7 口油井进行压裂,压裂液不在现场配制,由罐车直接运输至井场。由罐车拉运至头台联综合废液池暂存后,通过管线进入头台联污水站处理达标后回注现役油,不外排。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)限值要求“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”标准,同时满足《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,后回注油层,不外排。

（3）管线试压废水

项目管线敷设完成后进行试压，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 3.17m^3 。管线试压废水按试压用水量的 95% 计，则试压废水产生量为 3.01m^3 ，主要污染因子为 SS，根据类比大庆油田同类项目监测数据，浓度 $\leq 70\text{mg/L}$ 。由罐车拉运至头台联合油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。

（4）生活污水

施工期生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理。

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，尽量利用既有道路，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。

（2）施工期间产生的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）项目在钻井前合理设计井场布局，针对距离地表水体较近的井场，施工时钻井液材料房及泥浆槽设置在远离地表水体一侧，避免对地表水产生影响的可能性。

（4）确保头台油田财务资产库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染。

（5）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。

（6）柴油罐区、废弃油基泥浆罐、泥浆循环罐区均采用重点防渗措施，面碾压夯实平整后，铺设 2mm 高密度聚乙烯膜（HDPE）构筑防渗层，并在储罐区周边外扩 3m 设置围堰，重点防渗区防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。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。

（7）距离水稻田及相关水体的施工点，除常规应急工具外，需额外配备 50m^2 吸油

毡（耐浸泡型）及 10m³ 应急沉淀池，确保泄漏事故发生时可快速拦截污染物，避免其扩散至农田或水体。

本工程占用水稻田的井场建设尽量选择枯水期施工，可将可能发生的风险事故对地表水的影响降至最低。位于水稻田内的井场及道路均垫高 1.2m，井场设置围堰，围堰建设高度 30cm，宽度 40cm，材料为粘土夯筑。在保证施工质量的前提下，尽可能缩短水稻田井场的作业时间。避免事故泄漏影响周边水环境。

距离水稻田、灌溉渠≤50m 的井场，增加巡检频次，重点检查井口密封、防渗层完整性及田埂是否存在裂缝（防止井场污水渗入农田）；集油管线靠近水稻田段，每定期开展防腐检测，发现腐蚀点立即维修，避免原油泄漏后随灌溉水扩散。

综上所述，以上措施均为油田产能项目中的污染防治可行技术，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，项目施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.3.2 运行期

1、运营期废水

（1）运营期废水处理措施

本项目运营期产生的废水主要为正常工况下的油田采出水、非正常工况下的油水井作业污水、洗井污水。

①油田采出水

含油污水由管线输送至头台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）限值要求“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L、粒径中值≤2.0μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层，不外排。

②作业污水

清防蜡用水直接进入集油系统，不外排。主要污染物为石油类、悬浮物，作业时需铺设防渗布。此部分污水通过罐车回收后送新肇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。

③洗井污水

本项目油井作业周期为 1 次/3 年，主要污染物为石油类和悬浮物，通过管道输送至新肇联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

(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

头台联合油污水处理站“来水缓冲→气浮除油→两级过滤”工艺流程，处理能力分别为 2160m³/d，出水水质为“8、3、2”。该站接收本站油井来液、卸油点来液。来液进入“来水缓冲→气浮除油→两级过滤”装置进行处理，处理后的净化油进入净化油缓冲罐，经输油泵升压、外输炉升温后外输至油库。新井投产后，本项目负荷率为 57.75%，头台联合转油放水站设备均满足生产需要。出水均水质满足“8、3、2”。本项目依托头台联合油污水处理站、头台联合油污水处理站剩余处理能力能够满足本项目开发需求。

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。

根据监测结果，头台联合油污水处理站出口水质：含油量在 0.96~1.33mg/L，悬浮固体含量在 2~3mg/L 间，指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求，即“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L”标准，达标后全部回注地下。满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”，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。

2、源头控制措施

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，具体措施如下要求：

(1) 为避免油田开发过程中污染物随地表径流污染周围环境，油田在生产过程中必须严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中的井下作业通过安装防喷

器、卸油器、作业废水回收装置、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，必须及时回收；

（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；

（3）定期巡检，设有专职人员对油井、管道及阀门进行检查，确保各部分的使用性能，防止原油泄漏对周围造成污染，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。；

（4）油井在进行井下作业时严格按照要求使用污油污水回收装置等，并且使用罐车对作业废水进行回收，防止作业时产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

（5）地表水体附近的井场进行作业时，应设置临时围堰，防止作业时产生地表径流流入地表水体；

（6）确保应急工具、设备和物资齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染；

（7）泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管道防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新；

（8）距离水稻田、灌溉渠 $\leq 50\text{m}$ 的井场，增加巡检频次，重点检查井口密封、防渗层完整性及田埂是否存在裂缝（防止井场污水渗入农田）；集油管线靠近水稻田段，每定期开展防腐检测，发现腐蚀点立即维修，避免原油泄漏后随灌溉水扩散。

（9）针对东北地区气候特点，在发生污油污水泄漏事故时，在非冰冻期可采用围油栏和收油机等应急设备，在冬季可使用围油索对泄漏的污油污水进行及时回收。围油索（俗称吸油索、吸油绳）由一节节圆筒型吸油毡连接绳串连而成，可放置于冰面下或半浮于水面（其每节由中心塑料管、泡沫浮子、吸油毡及网袋组成）。事后，将围油索一节节收回，晾干后备用。

6.3.3 退役期

施工人员生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理。

6.3.4 废水拉运防控措施

施工及运营单位在罐车拉运各类废水时应填写各项废水的转出台账，包括种类、数量、转出时间，运输车辆牌号、转入单位信息等，应建立台账和运行管理档案，进行备案，并向当地生态环境主管部门报备。在各类废水转出地和转入地应设置视频监控系统，车辆应安装定位系统，便于加强过程管理，防治各项废水随意倾倒入外环境。

通过采取上述措施，本工程产生的各类废水都可以得到有效处置，地表水污染防治措施可行。

6.4 噪声污染控制措施

6.4.1 施工期

通过采取相应的管理措施，可进一步降低工程施工噪声对周围环境敏感点的影响。具体措施如下：

（1）对钻井井场进行合理布局，井场高噪音设备分散放置，并远离有敏感目标的方向，避免噪声叠加造成对周围声环境的影响；

（2）合理安排施工进度，减少施工时间，严格禁止夜间 10 时至次日 6 时进行高噪声施工，降低对周围环境的影响；

（3）不可避免需要夜间施工时，应向周边居住点进行公告，取得民众谅解，并合理安排施工机械数量，严格限定施工范围，选用噪音低的设备，同时控制夜间灯光数量和照射范围；

（4）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；

（5）合理布置施工现场，本项目油井井场评价范围内浩德村为声环境保护目标，输油管线评价范围涉及声环境保护目标，声环境敏感目标为石庄子屯、浩德村和徐家围子屯，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时设置敏感点附近管线施工时需隔声屏障；

(6) 施工中加强管理，避免不合理噪声，文明施工，合理安排施工进度，降低对周围环境的影响。

(7) 运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。

通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求、敏感点可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，不会对周围声环境产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.4.2 运行期

(1) 井场抽油机尽可能选用低噪声设备；

(2) 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。

通过采取以上措施，能够确保本工程新建井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类限值要求，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。

6.4.3 退役期

(1) 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；

(2) 选用低噪声设备；

(3) 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《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求，不会对周围声环境产生较大影响，退役期噪声治理措施可行。

6.5 固体废弃物控制措施

6.5.1 施工期

(1) 钻井施工产生的油基废弃钻井液、岩屑、含油废射孔液定期由罐车拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理中心处理；钻井施工产生的水基废弃钻井液、岩屑、非含油废射孔液定期由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理，处理后的泥饼和岩屑暂存在泥饼库内，外售用于铺路或制砖；

(2) 钻井施工产生的废防渗布（不含油）、废包装袋及地面建设期间管道施工产生的废料统一收集，送第七采油厂工业固废填埋场进行填埋；钻井液材料房内设置危废

贮存点 1 处，含油废防渗布暂存危废贮存点内的加盖钢制桶中，定期拉运至头台联危险废物贮存池，委托有资质的单位及时拉运处置；

(3) 施工人员产生的生活垃圾送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理；

(4) 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。

(5) 本项目定向钻穿越施工需在南引水库泄水干渠两侧设置 1 座定向钻泥浆防渗池，设计容积 30m^3 ，池体内铺设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10}\text{cm/s}$ ，可满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中一般防渗要求：等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ ，产生的定向钻井废弃泥浆在施工结束后统一通过密闭罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理，经处理后泥饼用于修井间道路、4 铺垫井场等，处理后的泥饼和岩屑暂存在泥饼库内，外售用于铺路或制砖。

6.5.2 运行期

(1) 油井作业产生的落地油全部回收暂存在头台联危险废物贮存池，定期外委处置；运行期产生的含油污泥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，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置

(2) 运营期油井作业产生的含油防渗布属于危险废物（HW08，900-249-08），暂存于头台联危险废物贮存池，委托有危险废物处置资质的单位处置。

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

(4) 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。

综上所述，本项目固体废物均可得到妥善处理，治理措施可行，对环境造成的影响在环境可接受范围之内。

6.5.3 退役期

(1) 拆除的废旧设备全部回收至大庆市头台油田资产库；

(2) 拆除作业产生的建筑垃圾统一收集后拉运至肇源县建筑垃圾消纳场处置；

(3) 施工人员产生的生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

6.5.4 危险废物收集、贮存、运输管理措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本项目涉及的危险废物必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）的要求处置：

(1) 从事危险废物收集、贮存、运输的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。

(2) 危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行。

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

(4) 危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。

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

1) 设立事故警戒线，启动应急预案，并按《突发环境事件信息报告办法》（2011 年环境保护部令第 17 号）要求进行报告；

2) 若造成事故的危险废物具有剧毒性、易燃性、爆炸性或高传染性，应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

3) 对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和修复；

4) 清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；

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

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

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

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

通过采取上述措施，本项目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，对周围环境和人体健康不会造成危险，固体废弃物控制措施可行。

6.6 土壤污染防治措施及其可行性论证

6.6.1 污染防治基本要求

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、应急响应等全阶段进行控制。

(1) 源头控制措施

主要包括在井口和依托场站的工艺、设备、油水储罐等构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

(2) 末端控制措施

主要包括场地内地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在场地内地面进行防渗处理，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。本项目集油管道及注水管道属于重点防渗区，主要采用无缝钢管、管道设计壁厚的腐蚀余量不小于 2mm，采用管道内外防腐，管道的连接方式应采用焊接，同时定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生，可以满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区要求；井场属于简单防渗区，井场采用地面夯实、碾压平整进行防渗，同时，在井场作业时按照重点防渗区要求进行重点防渗，铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜，使其防渗性能达到等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。

(3) 污染监控体系

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

（4）应急响应措施

一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤污染，并使污染得到有效治理。

6.6.2 建设项目环境保护措施

（1）恢复土地生产能力，提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复植被。

（2）充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

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

（4）污水处理站等场站周边采取绿化措施，以种植具有较强吸附能力的植物为主。

（5）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，对于可能涉及污染的地块，应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。

6.6.3 跟踪监测

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。根据土壤环境影响分析结果，本工程对土壤环境敏感点产生影响的可能性小，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 4 个（见图 6.6-1）。跟踪监测计划见表 6.6-1。

表 6.6-1 土壤环境跟踪监测计划表

监测点位	地理坐标	监测因子	监测频次
2#平台永久占地内	g124.78444234,45.51194944	石油类、石油烃	1 次/年

2#平台永久占地外 50m	g124.78530777,45.51189031	(C ₆ ~C ₉)、石 油烃 (C ₁₀ ~ C ₄₀)、汞、砷、 六价铬
拟建茂 36-平 62 井场永久占地内	g124.87525059,45.55363882	
永久占地外 50m	g124.87523174,45.55299373	

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向建设单位安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开，特别是对项目所在区域的公众进行公开，满足法律中关于知情权的要求。

通过采取上述措施，能够确保本项目对区域土壤的影响得到有效控制，土壤污染防治措施可行。



图 6.6-1 土壤、地下水跟踪监测点位图

6.7 生态保护措施

6.7.1 施工期生态保护措施

1、生态保护措施

(1) 钻井施工应编制施工预案，科学安排作业，最大限度减少钻机搬迁等对植被的碾压和破坏。

(2) 严格按照设计文件确定范围征占土地，进行地表植被清理工作；严格控制施工作业面，避免超挖破坏周围植被及耕地等区域，尽量避开植被分布区，尽量不破坏地表植被；禁止施工人员、车辆进入非施工占地区域；

(3) 对施工占地上的植被，应在施工挖掘过程中注意保护，尽可能在施工区域进行植被恢复，减少该区植被损失量；

(4) 施工过程中，应按设计要求的范围进行，不能随意扩大施工范围，尽量减少占地面积，临时剥离表土采取临时遮挡措施，减少水土流失；

(5) 管线铺设不随意改线，运送设备、物料的车辆严格在设计道路上行驶，不随意增开便道，在保证顺利施工的前提下，严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，以减少对地表的碾压破坏；

(6) 加强对施工人员的教育，在施工作业带以外，不随意砍伐、破坏树木和植被，不烧灌木，不乱挖、乱采野生植被，不随便破坏动物巢穴；

(7) 注意施工过程中地貌的恢复，挖掘时将表层土与底层土分开堆放，回填时，再分层回填，表层土回填在表面，以恢复原来的土层，回填后多余的土方不随便丢弃；

(8) 保障管线安全的原则，严格执行管线保护有关条例，管线中心线左右 5m 范围内不得种植深根植物；

(9) 管道施工穿越段生态保护措施①穿越作业前明确边界，避开植物生长旺季（如春夏季）及野生动物繁殖期；优先采用小型低扰动机械，严格控制开挖范围，禁止超挖或扩大作业带。②穿越段开挖时按“表土、底土分层剥离、单独堆存”要求，表土覆盖苫布防护；开挖边坡用编织土袋挡护，同步设置临时排水沟，防止水土流失。③施工结束后 48 小时内完成分层回填，表土回覆表层并压实，及时补种本地适生草本植物，恢复地表植被。

(10) 管线堆存区等临时占地生态保护措施①堆存区选址避开植被密集区、湿地边缘及耕地；划定固定范围并设置警示标识，禁止机械碾压非作业区域。②堆存前剥离表层熟土（厚度依现场调查确定），单独堆存并设沉沙池，堆体表面种植速生草本固土；禁止堆放施工废料或污染物。③临时占地使用后，清理废弃物并平整场地，回覆表土至原标高，按“宜草则草、宜农则农”原则恢复（耕地种本地作物，非耕地补种草本）。

(11) 湿地专项保护与恢复措施①管道及临时占地严禁占用湿地核心区；穿越湿地缓冲区需采用定向钻等非开挖技术，避免扰动水体、底泥。②施工区与湿地间设防渗土工膜围挡，施工污水经沉淀回用，禁止油料、废料进入湿地；机械维修远离湿地水体。③湿地周边施工后，清除临时设施并回覆原生表土，补种芦苇、菖蒲等本地湿生植物，恢复水文连通性；施工期定期监测湿地水质（pH、悬浮物），保障生物多样性。

(12) 在施工期间，严格执行《中华人民共和国野生动物保护法》第六条规定，禁止违法猎捕野生动物、破坏野生动物栖息地。加强职工的行为管理，建立严格的生态保护制度，在道路边，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，防止捕猎野生动物、滥采天然植被情况的发生。

2、针对性保护措施

①工产能工程各系统永久占地共计 1.7044 公顷，临时占地 1.797 公顷，耕地、草地（永久占地 1.7044 公顷，临时用地 1.797 公顷）。

对于基本农田，按照“占一补一”原则进行占补平衡，或按相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿。剥离永久占地内表土，剥离厚度 30cm，剥离表土堆放在每座井场的表土剥离临时堆放区，加盖苫布，表土存放区设置排水沟。施工结束后，永久占地剥离的表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于草地，按照相关规定缴纳土地补偿费。

②井场施工临时占地应严格控制井场临时占地范围；施工结束后，对临时占地进行平整，耕地进行旋耕恢复耕种条件。

③管道工程埋设管道时，应严格控制施工作业带宽度（10m 宽），根据管径的大小做到尽量窄控，施工采取机械、人工分层开挖方式，管线施工作业带除去管线一侧设置的置土带外，管沟及设备区在施工前剥离表土，剥离的表土放在置土带外侧，管沟挖方

土放置在置土带内侧，置土带采取先设置编织袋压护，在采用单行十字形压护，底土层另外堆放，管道施工结束后，采用分层回填压实，按生、熟土顺序填放，后平覆表土，回填后管沟上方留有自然沉降余量，管沟回填多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管道中心两侧，并使管沟与周围地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，以便尽快恢复植被。

④建设单位（大庆头台油田开发有限责任公司）应在施工前按照相关规定组织编制施工占地范围内的表土剥离方案。统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。

⑤恢复过程应由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

表 6.7-1 植被恢复计划

序号	项目	占地类型	恢复措施	实施时间	实施单位
1	永久占地	耕地	将表层土剥离进行其他土地改良，占地后按照占一补一原则缴纳耕地补偿费。	施工完毕后 1 年内	大庆头台油田开发有限责任公司
2	临时占地	耕地	分层开挖，分层回填，并通过生态植被恢复措施可逐年恢复原有农田质量和产量。		

采取上述施工期生态保护措施后，项目施工期对生态环境的影响将降至最低，因此施工期生态保护措施是可行的。

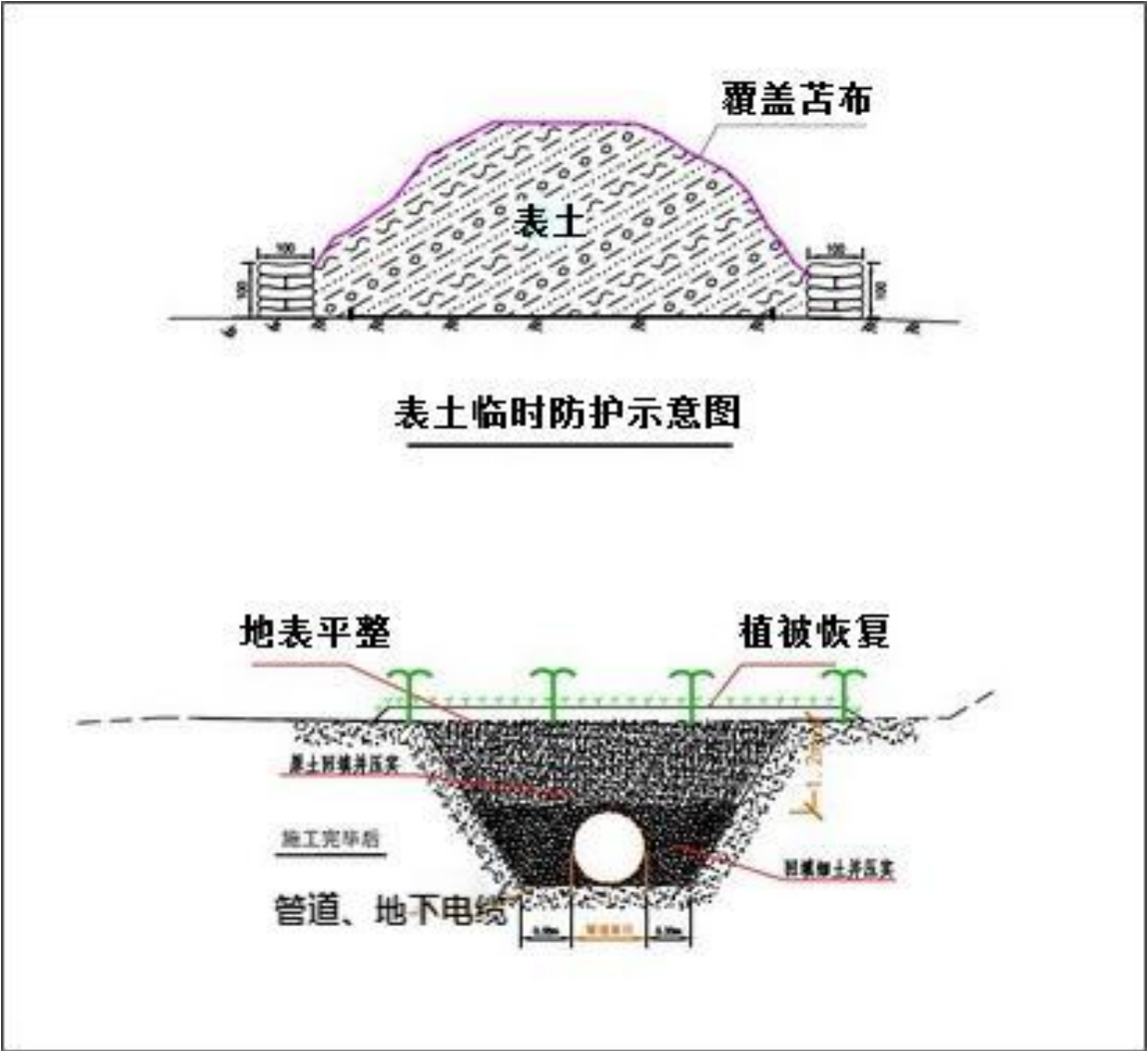
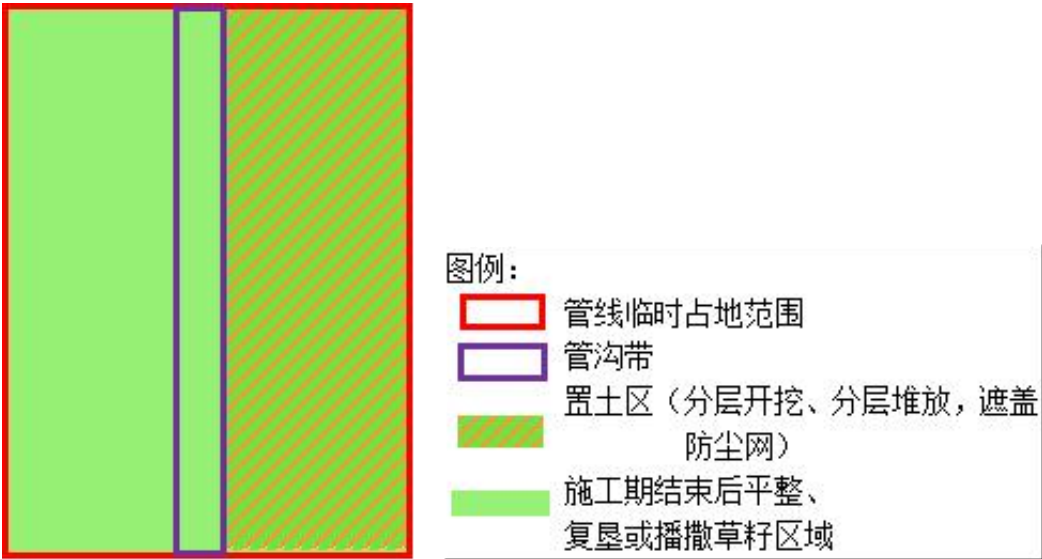


图 6.7-1 典型生态保护措施平面布置示意图



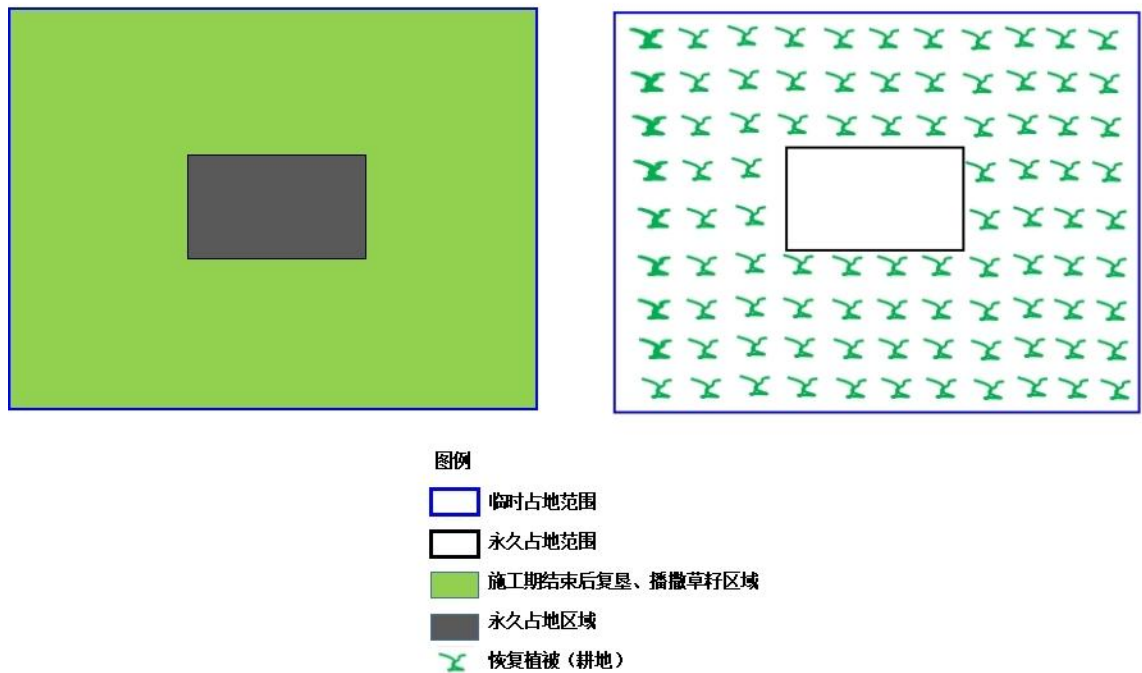


图 6.7-2 典型生态保护措施平面布置示意图

6.7.2 运营期生态保护措施

- (1) 油水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；
- (2) 提高职工的环保意识，在运营期杜绝人为破坏植被的现象；
- (3) 建设单位加强对工作人员的生态环境保护教育，减少对野生动物的干扰，严禁捕杀野生动物；
- (4) 严格执行《中华人民共和国野生动物保护法》，严禁捕杀或破坏野生动物，加强职工的行为管理，建立严格的生态保护制度，在道路边，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，防止捕猎野生动物、滥采天然植被情况的发生；
- (5) 加强管理，及时恢复临时占地，降低生态风险；

采取本项目运营期提出的措施，可有效降低人为活动对周围植物的影响，减少对野生动物的干扰，本项目采取的生态保护措施可行。

6.7.3 退役期生态保护措施

油田退役期间，根据立地条件和宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建。

(1) 井场生态恢复和重建措施

①退役期油井退役或报废后，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。

6.7.4 表土保护措施

(1) 在施工前，对占地区域内具备剥离条件的熟化表土进行系统性剥离，剥离厚度应根据现场土壤剖面调查确定。剥离的表土分层堆放，严禁与底土或建筑垃圾混合。堆存体应控制坡比与高度，并采取压实措施，以减少水土流失风险。

(2) 表土堆存期间须实施有效的临时防护。堆存体表面及坡面应采用苫布覆盖或种植草本植物进行固土，周边应设置临时排水沟和沉沙设施，以有效拦截径流、减少泥沙流失。堆存时间应尽可能缩短，以减少土壤肥力退化与种子库活力下降。

(3) 施工结束后，应及时对临时占地进行土地整治与生态修复。将预先堆存的表土按原层次回覆至规划区域，回覆厚度须满足后续植被恢复的立地条件要求。回覆过程中应避免过度压实，以保持土壤良好的孔隙结构和渗透性，为植被重建奠定基础。

6.7.5 黑土地保护措施

(1) 根据《黑龙江省黑土地保护利用条例》，“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”。

(2) 本项目剥离的耕作层土壤不得作为弃土弃渣抛弃，临时表土堆场采取堆土表面进行种草，设置编织土袋挡墙作临时拦挡及密目网苫盖措施。用地完成后对场地进行疏松平整，回填剥离表土，达到原有地貌要求。

6.7.6 生态恢复措施

(1) 油田退役期，严格执行《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日），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。油水井和站场退役后，应当及时封闭井口，拆除井场和站场设备、设施，挖松固化地面，并对井场和站场土地进行平整、翻松，同步实施井场复垦还田还草措施；

(2) 为避免退役管道开挖对生态环境的影响，管道退役阶段不进行开挖，采取管道两段灌注水泥封堵后留在地下；

(3) 限制井场等临时性占地面积，并在施工结束后及时清理现场，清运各种污物，使之尽量恢复原状；

(4) 项目区由于机械和人工作业的缘故，土壤一般比较紧实，可采用耙、深松翻等措施，提高土壤空隙度，改良土壤结构；

6.7.7 减缓措施

(1) 采用先进的施工技术和设备，减少施工过程中的生态破坏；

(2) 施工单位在不损害生态功能的前提下，合理规划，明确合理的施工时间，确定合理的运输线路和施工场地，在指定的时间、地点以指定的生产方式进行工程建设，严格控制施工人员、施工机械、运输车辆的出入，防止增加施工活动对景观及动植物的破坏；

(3) 严格控制施工占地，禁止在生态敏感区内设置取、弃土场；

(4) 在工程涉及的生态敏感区边界处设置铁丝围栏、宣传警示牌，加强对施工活动和人员的管理，生态敏感区内及附近禁止使用高噪声设备，运行的设备要添加隔声垫、设置隔声板等措施降低对周围野生动物栖息的影响；

(5) 禁止施工人员和施工机械、车辆超越施工边界施工，最大限度的减少对生态敏

感区土地占用、植被破坏等一系列影响。

6.7.8 水土保持措施

(1) 水土流失空间分布与地形地貌密切关联，整个工程区域内的水土流失分布是不均衡的，甚至变化极大，挖、填土石方量大的地段、暴雨集中的地方、地形地貌复杂的地方，水土流失强度往往较大，因此，在主体工程施工过程中应加强临时防护措施，并与主体工程同步施工；

(2) 管道施工时，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，避免强行开辟新路；

(3) 选用适合当地土壤、气候等自然环境、水土保持效果好的树种进行绿化，使其产生良好的水土保持能力。

6.7.9 水土流失防治措施

(1) 井场、站场

严格控制油田内各井场的地面作业面积，控制新建站场占地面积，站场改造严格控制在站内进行，按设计标准规定，以减少地表植被破坏，减少裸地和土方的暴露面积。禁车辆离路行驶。井场建设完成后，对井场周围由于施工产生的植被损坏进行恢复。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道上部，堆放后人工进行修整、拍实。

(2) 道路

严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。油区道路施工作业面宽度控制在永久占地范围内。油井作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，杜绝车辆乱碾、乱轧的情况发生，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。

(3) 管道

对管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响。

管道敷设地表开挖施工时，对管沟区土壤，做到分层开挖，生熟土分开堆放，分层循序回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，使土壤尽快恢复生产力，

同时减少水土流失。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，避免强行开辟新路。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。对高出地面部分作出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管道上部，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，保护当地较脆弱的草原生态系统，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。施工结束后应将临时占地恢复为耕地、草地。

（5）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、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。

综上所述，通过上述生态污染防治措施，本项目对生态环境造成的影响在环境可接受范围之内，措施可行。

6.6.10 耕地补偿及土地复垦

1、耕地补偿

按照《中华人民共和国土地管理法》第三十一条：国家实行占用耕地补偿制度。非农业建设经批准占用耕地的，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。省、自治区、直辖市人民政府应当制定开垦耕地计划，监督占用耕地的单位按照计划开垦耕地或者按照计划组织开垦耕地，并进行验收。第三十二条规定：县级以上地方人民政府可以要求占用耕地的单位将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。产能工程各系统永久占地（耕地、草地）共计 30.62 公顷，临时占地（耕地、草地）93.97 公顷永久占地补偿临时占地恢复，应对上述占用耕地进行补偿及复垦。

2、土地复垦

按照《土地复垦条例》第三条规定及《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB T 43936-2024）：生产建设活动损毁的土地，按照“谁损毁，谁复垦”的原则，由生产建设单位或者个人（以下称土地复垦义务人）负责复垦。第十六条规定：土地复垦义务人应当建立土地复垦质量控制制度，遵守土地复垦标准和环境保护标准，保护土壤质量与生态环境，避免污染土壤和地下水。

土地复垦义务人应当首先对拟损毁的耕地、草地进行表土剥离，剥离的表土用于被损毁土地的复垦。

①施工结束后，临时占地应及时恢复地貌原状，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

②对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管道中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管道所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防积水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有积水环境存在。

6.7.11 防沙治沙措施

项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本项目的具体特点，

施工期内采取以下防沙治沙措施：

（1）施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，以减少风蚀沙化活动的范围。

（2）管线敷设时，根据实际管径尽量减少施工作业面宽度，控制在 4m 以内，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；管道施工结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被。

（3）施工作业避免在大风天施工，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。

（4）严格控制油水井作业施工的占地，井下作业不新增临时占地，均在永久占地范围内进行。

（5）油水井作业时严格执行环保措施，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，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）回收落地油后，对井场夯实，减少土壤的剥离量。

6.7.12 生态环境监测和环境管理

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），本项目要求施工期时重点监测施工活动干扰下的植物群落变化、生境质量变化等，在项目施工结束后重点监测临时占地及评价范围内植被恢复情况。监测点位见下图 6.7-2

综上所述，通过上述生态污染防治措施，本项目对生态环境造成的影响在环境可接受范围之内，措施技术可行。

6.8 风险控制措施

6.8.1 井喷风险防范措施

（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) 钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液，使其性能稳定，进出口密度差不超过 0.02g/cm^3 。

(6) 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。

(7) 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。

(8) 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。

6.8.2 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) 工程技术预防措施

1) 对开发方式与工艺的要求。

①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。

②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。

③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。

①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。

②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。

③为减少套管损坏，固井时水泥浆应返至地面，进行全程固井。

6.8.3 井漏风险防范措施

(1) 发现井漏及油气显示等异常情况，立即报告。

(2) 钻井中发生井漏，液面不在井口时，将钻具提至关井位置，采取定时、定量反灌钻井液措施，及时处理井漏，防止发生溢流。

(3) 为防止井漏、井塌发生，可适当提高钻井液粘度，并控制钻速与排量，防止冲垮和憋漏地层。接单根时，应晚停泵、早开泵。

(4) 进入目的层后，若发生井漏，在保证井控安全和井眼稳定的情况下，应首先考虑降低钻井液密度，然后选择不伤害主要储层的堵漏措施，主要目的层应选用可酸化或可解堵的材料，严禁使用惰性材料堵漏。

(5) 施工区块集中储备随钻堵漏剂 10t~30t，以备井漏发生时应急使用。

6.8.4 柴油罐泄漏事故风险防范措施

钻井施工期井场柴油罐区为重点防渗区，在柴油罐区铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，使其防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，且柴油罐区设置防渗玻璃钢围堰，围堰有效容积不小于储罐柴油的储量之和。

6.8.5 钻井井场防火、防爆、防物料泄漏措施

(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。发生油水泄漏时控制柴油不向罐区外扩散，保护周围生态。

(8) 井场设置的钢制泥浆罐兼作事故池，用于发生污水泄漏时废水的收集，控制污水不向井场外扩散，保护周围生态。

(9) 确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理。

(10) 一旦发生井喷事故，要及时上报上级主管部门，并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班。

6.8.6 集输管道和储油罐泄漏风险防范措施

(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) 定时对管道进行巡查，及时发现管道、阀门、设备渗漏、穿孔问题；

(3) 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。定期对管道进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管道上的安全保护设施，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，找到管道泄漏点，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) 确保头台油田资产库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水、地下水、土壤等环境产生污染。

(7) 将被泄漏原油污染的土壤清理后暂存在头台油田危险废物暂存池，定期委托有资质单位处置；

(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。

6.8.7 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，水泥车井口管道试打压 4.0Mpa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管道爆裂。

6.8.8 地表水体附近油井风险防范措施

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

（2）定期检查、维修集输管道防腐及腐蚀情况，及时维修或更新，确保各部分的使用性能；尤其在汛期更要认真检查，清除隐患；

（3）在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；

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

（5）严格生产管理，所有油井在进行井下作业时严格按照要求在井场四周铺设防渗布，规范作业范围，防止作业时产生的油污进入地表水体中；

（6）确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的油污污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生污染；

（7）在距离水体较近处施工的井场建设临时围堰，以便发生事故时泄漏出的油污污水限定在围堰范围内，然后通过带有自吸泵的油污污水回收罐车将泄漏出的油污污水回收，拉运至头台联合油污水处理站处理后回注油田，从而最大限度的减少对区域内地表水体的影响。

6.8.9 火灾、爆炸风险防范措施

- (1) 井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求。
- (2) 距井口 30m 以内及钻井泥浆循环系统的电气设备、照明设备输电线路 及接线方法应符合防火爆安全规定。
- (3) 钻台下面和井口周围严禁堆放杂物易燃品，机泵房无积油；
- (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、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) 其它设备等发生油水泄漏时应及时修筑围堤，控制油水扩散范围，保 护周围生态环境。
- (8) 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
- (9) 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。
- (10) 场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校验，保证安全设施可靠 有效。
- (11) 集油掺水管道、注水管道与周边建构筑物防火间距符合规范要求。
- (12) 设备、管道做防腐保温。
- (13) 严格执行各项安全生产制度，在油气泄露场所严禁静电和携带火种。
- (14) 油气生产系统采用密闭集输工艺，防止油蒸气、伴生气蒸气泄漏， 防 止有毒气体聚集。

6.8.10 运输过程风险防范措施

- (1) 项目物料的运输委托有资质、记录良好的运输单位作为物料运输的承 运单位。对承运单位的车辆、人员、防护措施等进行全方位的考察， 以确保承运 单位具备安全运输物料的能力。

(2) 确定合理的运输路线，运输过程中应远离村庄、学校、医院等敏感保护目标，运输时应尽量避开运输高峰期。

(3) 加强对驾驶员的安全意识和职业道德教育，提高有毒有害物质运输车辆司机的责任感，防止突发事件的发生。

6.8.11 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）的要求收集、贮存和运输。

(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》（生态环境部 公安部 交通运输部 部令第 23 号）执行，应编制应急预案。

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

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

6.8.12 应急要求

根据企业提供资料，大庆油田有限责任公司设有突发环境事件专项应急预案，备案号为 230622-2023-006-M。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；《大庆头台油田开发有限责任公司突发环境事件专项应急预案》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污油、污水排放污染等事故的分类、应急响应等内容，而且明确了环境

突发事件应急储备物资清单、应急联络单等重要内容；该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头台油田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。

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）》（环发〔2015〕4 号），建设单位应结合本项目工艺特征及相关物料性质，及时对环境 应急预案进行修订，并及时将本项目纳入应急预案系统内。

建设单位应根据《国家突发环境事件应急预案》要求，按照“分类管理，分级响应，区域联动”的原则，编制本项目的突发环境事件应急预案。具体内容见表 6.8-1。

表 6.8-1 突发环境事件应急预案包括的主要内容一览表

序号	项目	内容及要求
1	总则	编制依据、适用范围、工作原则等
2	事故风险分析	风险分析、事件分级等
3	应急组织及职责	应急组织机构、职责等
4	处置程序	预警、接警与报告、响应行动、指挥和协调、应急状态解除等
5	处置措施	人员防护、现场检测与评估、现场应急处置措施、次生灾害防范、善后处置等
6	应急保障	通讯与信息、物资与装备、应急队伍、医疗救护、应急技术等
7	附则	名词与定义、预案签署和解释、预案实施等

应急组织机构对头台油田发生的环境突发事件进行应急救援工作，有针对性的对突发环境事件进行应急启动、响应行动、现场处置、应急终止和事件现场的恢复与重建，同时头台油田也与地方采取联动机制，主要有大庆市生态环境局、大庆市环境监测中心站、应急管理局、大庆市肇源生态环境局等，具体详见应急预案。

根据应急组织机构，设置环境突发事件应急领导小组、环境突发事件应急办公室及环境突发事件应急工作组，具体分工表见表 6.8-2。

表 6.8-2 应急组织、职责分工表

组成	职责
应急领导小组	负责本单位应急预案的制定、修订；组建应急救援专业队伍，并组织实施和演练；检查督促做好重大事故的预防措施和应急救援的各项准备工作；发生事故时，由指挥部发布和解除应急救援命令、信号；组织指挥救援队伍实施救援行动；向上级汇报和向友邻单位通报事故情况，必要时向有关单位发出救援请求；组织事故调查，总结应急救援工作经验教训。
应急抢修组	负责环境污染事故时抢修和事故紧急处理。

消防组	担负或配合专业消防队伍完成灭火、洗消和抢救伤员任务。
通讯组	负责各专业小组的联络工作。
物资供应组	负责抢险物资的组织、运输、分配。
医疗队	负责伤员的救护。
治安队	担负或配合相关的政府部门进行现场治安，警戒，群众疏散。
应急监测组	负责突发环境事件中及事件发生后的环境影响监测。

通过分析该预案内容可知，预案中针对突发事故的应急流程、应急教育与应急演练、应急物资保障等内容方面已经比较完善，能够给对突发环境事件进行妥善处理。

总体上看，建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，目前头台油田未发生过环境突发事件，已有应急预案能够满足目前头台油田需要，但本项目投产后，应在应急预案中补充事故发生后的环境应急监测计划，并在事故发生后组织专门事故评估小组对事故性质、参数与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据。

（2）应急分级响应系统

应急分级响应系统建设是应急救援预案的重要内容。针对头台油田已制定的分级响应情况，本项目应急分级响应系统分为三级，具体见表 6.8-3。

表 6.8-3 应急分级响应系统表

响应级别	应急状态
三级响应	①小型火警。 ②可能发生小范围或有少量化学危险品泄漏事件。
二级响应	①罐区以外场所小面积初期火灾事故。 ②500~1000 公斤以上液体石油化工品泄漏事故。 ③接台风预警或遇突发性恶劣气候。 ④获悉二级恐怖袭击信息时。 ⑤遇需局部人员撤离的事件。
一级响应	①特大火灾、爆炸事故与储罐区一般火灾事故。 ②多人伤亡、中毒和触电事故。 ③发生 1000 公斤以上液体石油化工品泄漏事故 ④石油化学品污染水域或严重污染土壤事故。 ⑤遇战争、地震或严重汛涝、决堤自然灾害时。 ⑥发生恐怖袭击或报案事件及获悉三级恐怖袭击信息时。

三级应急响应：发生事故时，采油队、作业队人员立即启动应急预案，待处理完毕，向大队调度室汇报，申请恢复生产，由大队向厂职能部门进行汇报。

二级应急响应：发生的事故采油队、作业队不能处理时，要及时向大队调度汇报，

由大队调度向厂调度汇报，紧急情况可直接向厂调度汇报，紧急启动厂级 应急程序。

一级应急响应：发生对厂界外有重大影响事故，除厂内启动紧急程序外， 应立即向厂调度汇报，由厂调度向油田公司调度报告，并向邻近企业、单位和政 府部门、消防队、生态环境局、公安局和市政府报告，必要时可直接向邻近企业、 单位和政 府部门、消防队、生态环境局、公安局和市政府报告，申请求援并要求周围企业启动应急 计划。

(3) 应急措施

①原油事故应急处置措施

原油事故应急处置措施具体见表 6.8-4。

表 6.8-4 原油、伴生气应急处置措施

一、原油应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。误服：误服者应充分漱口、饮水。 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。
泄漏	疏散泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断污染区的火源。应急处理人员戴自给式呼吸器，穿消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾会减少蒸发，但不能降低泄 漏物在受限空间内的易燃性。用砂土或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方收集、转 移、回收或无害处理。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理。
储运	储存于阴凉、通风的仓间内。远离火种、热源。仓间温度不宜超过 30℃。保持容器密闭。应与 氧化剂、酸类物质分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。配备相应品种和数 量的消防器材。罐储时，要有防火防爆技术措施。禁止使用产生火花的机械设备和工具。灌装 时，注意流速不超过 3m/s，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时，要轻装轻卸，防止包装及 容器损坏。
二、伴生气应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时输氧。呼吸停止时，立即进行人工 呼吸，就医。 皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。
泄漏	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，穿防寒服。有要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层 或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状 水稀释。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储运	储存于阴凉、通风仓库内，室内温度小于 30℃；远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放 切忌混储。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。禁止使用易产生火花的机械设备和工 具，储区应配置污油回收管（带）、抽油泵等设备对泄漏进入防火堤内的污油进行回收进罐。

②依托场站环境风险事故应急措施

依托场站主要环境风险事故有储罐含油物质泄漏及火灾爆炸引发次生环境污染事故，应采取以下应急措施：

10.储罐泄漏事故

罐区含油物质泄漏，首先确定泄漏点和泄漏量。将泄漏罐含油物质导入罐区空罐或进入防火堤内收集、回收。注意采取措施时采用防爆工具，防止产生火花。进入泄漏点切换流程时需穿戴防毒护具。

11.火灾爆炸事故

首先在环境条件许可的前提下关闭储罐进口阀门，断开起火区域仪表照明及相关电源，组织力量把着火罐邻近受热辐射的其他油罐的喷淋阀打开加以保护；开启着火罐喷淋，冷却罐壁，同时组织水枪射向罐顶冷却，保护罐体不致过热变形裂口，同时也可减少物料蒸发，减小火势；开启消防泡沫阀，向罐内注入泡沫灭火。当火势威胁到整个输油系统时，通知变电所切断站外井排电线，油井停产。

③集输管线泄漏事故

管线破裂原油泄漏进入土壤时应采取以下应急措施：

a.正确分析判断突然事故发生管段的位置，用最快的办法切断管段上、下游的截断阀，同时组织人力对原油泄漏危险区进行警戒。

b.立即将事故简要报告上级主管领导、生产指挥系统，通知当地主管部门加强防范措施。

c.组织抢修队伍迅速奔赴现场。在现场领导小组的统一组织指挥下，按照制定的抢修方案和安全措施，周密组织，分工负责，在确保安全的前提下进行抢修。

d.组织抢修队伍人工开挖集油池，并用砂土、水泥等及时围堵或导流，防止泄漏物向周边流散。

e.险情排除后迅速清理应急现场，回收原油，对少量无法回收的原油及含油土壤，应在政府环境主管部门的批准下妥善处置，最大限度的消除危害。

④窜层污染事故

若发生窜层污染事故，应立即采取关井措施，并确定事故发生位置进行修复堵漏，

及时更换套管，一旦发生污染事故及时向肇源县生态环境局报告，并立即启动应急监测，根据事故状态下污染物特征，进行地下水环境质量跟踪监测，如监测到地下水水质有异常超标现象，应及时进行开展地下水风险评估，包括地下水修复和加强检测要求，以消除任何对公众健康影响的风险。

⑤井喷事故

发生井喷立即控制井口，导流放喷。然后疏散泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断污染区的火源。应急处理人员戴自给式呼吸器，穿消防防护服。在确保安全情况下再根据现场情况，选择司钻法、工程师法或置换法等方法压井。对喷出物用砂土或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方收集并委托有资质单位处置。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、委托有资质单位处理，防止造成环境污染。

⑥危险废物泄漏事故

现场人员若发现危险废物落地油或废含油防渗布等后，立即上报应急领导小组；应急处置人员正确佩戴相应的防护用品先消除泄漏污染区域的点火源，然后进行先期处置；若发生泄漏时可采用吸附物质砂土进行覆盖、收容；若发生大量泄漏立即构筑临时围堰，泄漏物进行集中收纳转移到密封性良好的容器中；将泄漏的落地油、废含油防渗布、受污染土壤等委托有资质单位处理。

（4）应急状态地企联动

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、生态环境主管部门及公安部门启动相应紧急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见表 6.8-5。

表 6.8-5 地企联动各部门联系方式

名称	联系电话
火警	119
医疗急救	120
公安局	110
大庆市人民政府	0459-4609222/6373055
大庆市生态环境局	0459-4623818
大庆市应急管理局	0459-6367656
大庆市城市管理局	0459-4688501
大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048

大庆油田总医院	0459-5886408
大庆市第二医院	0459-5202621
大庆市气象台值班室	0459-8151615/8151030
肇源县人民政府	0459-8222580
肇源县中医院	0459-8236125
肇源县应急管理局	0459-8222160
大庆市肇源生态环境局	0459-8222470
大庆头台油田开发有限责任公司环保部	0459-4690999

6.8.13 管理措施

1、施工期管理措施

- (1) 定期检测集油管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新；
- (2) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；
- (3) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，强化检验手段； 制定严格的规章制度，发现缺陷，及时正确修补并做好记录；
- (4) 进行水压试验，排除焊缝和母材的缺陷，增加管道的安全性。

2、运营期管理措施

- (1) 工程投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训， 持证上岗，避免因操作失误导致事故发生；
- (2) 制定应急操作规程，在规程中应说明发生井喷、管道泄漏、火灾爆炸 和生产装置区泄漏事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，减少事故的影响；
- (3) 日常监督、隐患整改、事故发生、操作失误等各项安全行为应建立档案；
- (4) 生产部门和环保部门建立安全环保管理工作考核细则，实行量化考核；
- (5) 严格岗位责任制，定期对工人进行安全 and 环境保护意识教育；
- (6) 定期进行突发环境事件的培训和演练，并对及时对应急预案进行修订， 使其更加合理有效；
- (7) 加强对工程附近居民的宣传教育，减少、避免第三方破坏事故；
- (8) 加强油田保卫工作，保证油田各种生产设施安全运行，杜绝安全、环保事故的发生；
- (9) 配备防渗布、铁锹、镐等应急工具和设备，巡检发现油水泄漏时，找出泄漏

点，在周围铺上防渗布，四周用土围好，防止油污、污水扩散。然后，组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染；

(10) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期用超声波检测仪，测量管线的内外防腐情况，若管壁厚度减薄，及时更换管段。

6.8.14 应急监测

1、施工期应急监测

施工期的环境应急监测主要为事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、伴生废气、废水等。

2、运营期应急监测

针对施工期及运营期发生的事故类型，主要监测对环境空气、土壤、地下水和地表水的影响。监测方案见表 6.8-6。

表 6.8-6 项目应急监测计划表

监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
事故监测	空气：非甲烷总烃 土壤：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ） 地表水、地下水：石油类	空气及土壤：事故地点； 地表水、地下水：事故地点周围	监测频次依据不同的环境区域功能和现场具体污染状况确定。事件刚发生时，监测频次可适当增加，待摸清污染变化规律后，可适当减少监测频次。当应急组织指挥机构终止应急响应或批准应急监测终止建议时，方可终止应急监测。

由于本次产能建设采用常规工艺，油气集输和污染治理工艺成熟、可靠，由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，环保措施和环保投资的结合有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.9 温室气体监控

(1) 井口装置安装密封垫，新建井场多功能储油罐为密闭储罐，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，定期排出站内储罐，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) 依托场站加热装置燃料采用清洁能源天然气（油田伴生气），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。

第七章 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，由于井场建设、管道铺设等，需要占用一定面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

(1) 植被损失费

工程永久占地共计 1.7044 公顷，临时占地 1.797 公顷。农作物主要为玉米，损失玉米按 $0.75\text{t}/\text{hm}^2\cdot\text{a}$ 计算，临时用地农作物当年粮食产量全部损失，第二、三年产量将下降 20%-40%，随后恢复正常产量，则永久占地损失粮食量为 12.783t，三年间临时占地总共损失粮食产量为 35.24t，价格按 1500 元/t 计，耕地植被损失费约 5.29 万元。

(2) 资源损失费

本项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失。油田投产 10 年间该项目将有 9.72t 烃类排入大气，每吨按 1529.7 元计，相当于损失 1.49 万元。

两项合计为 2.04 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计

项目	项目	环保工程名称	环保投资 (万元)	备注
施工期	废气防治	施工场地洒水抑尘，表土及建材堆放设置围挡、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布	3	1 万元/场地，本项目共计 3 处
	废水防治	管道试压废水经罐车收集后新肇联合污水处理站处理后回注现役油层，不外排；生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理。	0.6	0.12 万元/单井，共新钻 5 口油井
		压裂返排液由罐车拉运至头台联合废液池暂存后，通过管线进入头台联污水站处理达标后回注现役油	0.7	0.1 万元/单井，共 7 口油井进

				行压裂。
噪声防治	选用低噪声设备；设置减震基础、隔声屏	3	/	
地下水分区防渗	施工期柴油罐区、钻井液材料房、危废贮存点、钻井作业区、泥浆罐区、钢制水基泥浆槽、废弃油基泥浆罐区、压裂作业区域采取重点防渗处理等	6	2 万元/场地	
固废处置	生活垃圾送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	2	/	
	油基钻井岩屑、废钻井泥浆、含油废射孔液排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司及时拉运处置	0.6	0.12 万元/单井，共新钻 5 口油井	
	含油废防渗布暂存于危废贮存点内的加盖钢制桶内委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置			
	水基废钻井液、水基钻井岩屑、非含油废射孔液由罐车拉运至头台联综合废液池暂存后，通过管线进入头台联污水站处理达标后回注现役油			
	废纯碱、膨润土包装袋、非含油废防渗布及施工废料处置			
生态保护	产能工程各系统永久占地（耕地、草地）共计 1.7044 公顷，临时占地（耕地、草地）1.797 公顷永久占地补偿临时占地恢复，根据《大庆市人民政府关于调整大庆市征地区片综合地价执行标准的通告》（黑政函〔2023〕65 号）进行补偿	166.04	征地费	
		27.11	复垦费	
	在施工场地设置临时围挡，临时占地范围内设单独表层土堆土区，临时堆土堆成梯形，土堆表面覆盖土工布，且在四周设置挡土板和排水沟，在施工场地设临时施工围堰和临时排水沟	5	/	
运营期	废水	作业污水、洗井废水罐车拉运至新肇联合污水处理站处理后回注	7	/
	地下水分区防渗	根据油田地面运行期多年统计，作业时需采用临时围堰。运行期集油管线均埋于地面下，重点防渗；油井作业区域重点防渗	1.5	每井场按 0.5 万元，本项目共计 3 处
	噪声	选用低噪声设备，定期维护保养	5	/
	固体废物	含油废防渗布回收暂存在头台联危险废物贮存池，定期外委处置。	0.35	0.5 万元/口井，共 7 口井
		含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置		
		含油废防渗布暂存于头台联危险废物贮存池，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。		

跟踪 监测	地下水跟踪监测	4	/
	土壤跟踪监测	4	
	生态监测	4	
风险防范	配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资	3	/
合计		242.9	/
本工程总投资 4633.4 万元，环保投资占总投资的 5.24%			

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

总体而言，本项目的建设，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。

第八章 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设计、安全、健康与环境保护设施的同步设计、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、水环境及生态的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织结构

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

8.1.2 管理内容

在项目建设期引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由大庆头台油田开发有限责任公司安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，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，还应根据钻井施工现场实际情况，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，对施工期环境进行严格管理。

运营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情况及油井作业过程管理、井场、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。

8.1.3 规章制度

头台油田环保工作必须严格执行国家、省（自治区）、市的环保法律法规，根据企业提供资料，头台油田目前已制定了《头台油田突发环境事件专项应急预案》等预案，并在当地生态环境局进行了企业环境风险应急预案备案（备案号 230622-2023-006-M）。每年均要求各矿针对环境污染突发事件进行应急演练，确保突发环境污染事件时一线员工能够及时、准确的进行应急操作。同时定期将更新的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水井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事故可能对周围生态产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油水井作业、集输管道所可能存在的突发事故的预防管理措施。

8.1.4 管理措施

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

8.2 项目污染物排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

表 8.2-1 施工期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	扬尘	颗粒物	/	洒水抑尘、设置挡风板、设置料棚、遮盖苫布等	符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求（1.0mg/m ³ ）
		焊接烟尘	颗粒物	少量	/	/
		柴油机燃烧废气	烟气量	250×10 ⁴ （m ³ ）	使用产品质量达标的高品质柴油，调节好柴油机运行工况	符合《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）表 2 及 2020 修改单中第三阶段标准限值，同时柴油发电机柴油燃烧排气的不透光发烟度（光吸收系数）和林格曼黑度级数符合《非道
			颗粒物	0.06t		
			SO ₂	0.47t		
			NO _x	0.61t		

			CO	0.16t		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，柴油机烟气中 SO ₂ 、NO _x 的排放可以满足《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。
			HC	0.44t		
			HC+NO _x	1.05t		
		防腐废气	非甲烷总烃	少量	/	/
		施工机械及运输汽车尾气	NO _x 、CO、THC等	少量	/	/
2	废水	水基钻井废水	SS、COD	159.56t	与钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑进入钢制泥浆槽由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理	不外排
		油基钻井废水	石油类	48.76t	排入废弃油基泥浆罐，委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后废水拉至龙一联合含油污水处理站达标后回注油层	不外排
		试压废水	SS	3.01t	由罐车拉运至头台联合含油污水处理站处理后回注现役油层满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L、粒径中值≤2.0μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层	不外排
		压裂返排液	COD、SS	21483.2t	由罐车拉运至头台联合综合废液池暂存后，通过管线进入头台联污水站处理达标后回注现役油，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量	不外排

					≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”标准，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层	
		生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	238.7t	施工期生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理。	不外排
3	固废	油基废钻井液		245t	排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后的泥饼和岩屑暂存在泥饼库内，外售用于铺路或制砖。	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
		油基钻井岩屑		58.512t		
		水基废钻井液		1009t	由罐车拉运至进入钢制泥浆槽由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理	妥善处理，不外排
		水基钻井岩屑		191.472t		妥善处理，不外排
		含油废射孔液		36t	随油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑一同由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
		非含油废射孔液		216t	与水基废钻井液一起进入钢制泥浆槽由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理。	
		废膨润土、纯碱、重晶石粉、水泥包装袋		0.0075t	统一收集，送第七采油厂工业固废填埋场进行填埋	妥善处理，不外排
		非含油废防渗布		0.15t		
		含油防渗布		0.01t	定期拉运至头台联危险废物贮存池，委托有资质的单位及时拉运处置。	妥善处理，不外排
		施工废料		0.0236t	第七采油厂工业固废填埋场进行填埋。	妥善处理，不外排
		生活垃圾		1.865t	送肇源县利民城市垃圾处有限公司处理	符合《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）

4	噪声	机械噪声	噪声	60~130dB (A)	选用低噪音设备, 并采取 减振降噪措施	符合《建筑施工噪声排放 标准》(GB12523-2025) 表 1 中要求

表 8.2-2 运营期污染物排放清单

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	9.72t	管线和场站均采用密闭集输工艺	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》(GB37822-2019)附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
	多功能储油罐	废气量 (10 ⁴ m ³ /a)	104.21	加热装置采用清洁能源天然气为燃料, 燃烧烟气通过 15m 高烟囱排放	执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2 新建锅炉要求
		SO ₂	0.0198		
		NO _x	0.094		
		颗粒物	0.006		
废水	含油污水	石油类、悬浮物	9253t/a	送头台联合含油污水处理站处理后回注油层, 站内采用“五合一”处理工艺	回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)要求, “含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”, 同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中限值要求
	油井作业污水	石油类、悬浮物	28t/3a	罐车拉运至新肇联合油污水处理站处理后回注	
	油井清防蜡废水	石油类、悬浮物	1680t/a	直接进入集油系统, 不外排	/
固废	含油污泥	石油类	0.1953t/a	含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置, 处理后用于油田作业区域通井路、井场建设等	100%处置
	落地油	石油类	0.23t/a	落地油全部回收暂存在头台联危险废物贮存池, 定期委托有资质单位处置。	
	废含油防渗布	石油类	2.33t/a	含油废防渗布暂存于头台联危险废物贮存池, 委托有危险废物	

				处置资质的单位及时 拉运处置。	
噪 声	采油井	噪声	60dB(A)	排入周围环境	执行《工业企业厂界环境噪声排 放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准

8.3 总量控制

本工程外排污染物涉及的总量控制因子为 SO₂、NO_x、颗粒物及挥发性有机物。

项目新建拉油点 1 座，安装多功能储油罐 1 座，SO₂、NO_x、颗粒物为新增总量。
本工程新增挥发性有机物（非甲烷总烃）排放量 9.72t/a，建议按实际排放总量进行控制。

表 8.3-1 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	0.006
2	NO _x	0.094
3	SO ₂	0.0198
4	非甲烷总烃	9.72

8.4 项目环境管理与监测计划

8.4.1 施工期环境管理与监测计划

8.4.1.1 加强工程承包方管理

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

- （1）在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- （2）在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- （3）各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- （4）各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.4.1.2 注重人员培训

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

8.4.1.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有施工作业废气和噪声。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。施工期监测计划见下表 8.4-1。

表 8.4-1 工程施工期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	主要技术要求	监测点位	监测频次
1	噪声	1.监测内容：Leq（A） 2.监测时间及频次：施工中视情况而定，一般施工期间进行至少 1 次。 3.监测地点：施工场界四周 4.监测方法：《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	施工场界四周	1 次/施工期
2	废气	1.监测内容：施工扬尘 2.监测时间及频次：1 次/施工期。 3.监测地点：施工场界上、风向 4.监测方法：《环境空气总悬浮颗粒物的测定 重量法》（HJ1263-2022）	施工场地上、下风向	1 次/施工期
3	施工现场清理及生态恢复情况	1.监测内容：施工结束后，施工现场的弃土、石、渣等和生态环境恢复情况。 2.监测时间及频次：施工结束后进行 1 次。 3.监测地点：各施工区段	现场监测	1 次/施工期

8.4.2 运营期环境管理与监测计划

8.4.2.1 运营期环境管理

- （1）进行环境监测，掌握污染现状；
- （2）定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- （3）落实环境管理制度；

(4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；

(5) 强化专业人员培训。

8.4.2.2 运营期环境监测计划

本项目生产运营期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的第三方环境监测机构进行。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。

运营期根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（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》（HJ1248-2022）等相关文件要求，结合油田运营期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故，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，具体见表 8.4-2 和表 8.4-3。

表 8.4-2 运营期环境质量监测计划表

序号	监测内容	监测项目	监测点位			监测时间及频率
1	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（六价）、钡、铅、镉	茂 8 区块地下水流向上游 1#背景监测井（灰菜屯）	g124.88271316,45.56151870	背景监测点（上游）	1 次/半年
			井区地下水流向上游监测点 2#跟踪监测井（小北屯）	g124.86307206,45.54337909	跟踪监测点（下游）	
			茂 401 区块地下水流向上游内布设 3#背景监测井（前二龙山屯）	g124.79546388,45.51713059	背景监测点（上游）	
			井区地下水流向下游布设 4#跟踪监测井（九间房屯）	g124.48973179,45.68231854	跟踪监测点（下游）	
2	土壤	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	在拟建 2#平台井永久占地内和永久占地外 50m；拟建茂 36-平 62 井场永久占地内和永久占地外 50m，共设置 4 个土壤跟踪监测点			1 次/年

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开

展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

表 8.4-3 运营期污染源监测计划表

类型	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
污染源	废气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	头台联合站、头台油田第一作业区卸油站加热装置依托场站占地范围内及厂界	依托现有监测计划
		SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	拉油点多功能储罐	
		非甲烷总烃	油井井场占地范围内及厂界	1 次/季度
	噪声	连续等效 A 声级	油井井场永久占地外 1m	1 次/季度
	事故监测	空气：非甲烷总烃 土壤：石油烃（C10-C40） 地下水：石油类 地表水：石油类	空气及土壤：事故地点； 地下水及地表水：事故地点周围	监测频次依据不同的环境区域功能和现场具体污染状况确定。事件刚发生时，监测频次可适当增加，待摸清污染变化规律后，可适当减少监测频次。当应急组织指挥机构终止应急响应或批准应急监测终止建议时，方可终止应急监测。

8.4.3 退役期环境管理与监测计划

8.4.3.1 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。

8.4.3.2 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》（HJ1248-2022）、《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开展跟踪监测，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 8.4-4 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	监测频次
1	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（六价）、钡、铅、镉	在茂 8 区块地下水流向上游设置 1#背景监测井（灰菜屯）、在地下水流向下游布设 2#跟踪监测井（小北屯）、在茂 401 区地下水流向上游设置 3#背景监测井（前二龙山屯屯）、在地下水流向下游布设 4#跟踪监测井（九间房屯）	1 次/半年
2	土壤	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	在拟建 2#平台井永久占地内和永久占地外 50m；拟建茂 36-平 62 井场永久占地内和永久占地外 50m，共设置 4 个土壤跟踪监测点	1 次/年

8.5 基本农田、临时占地申请审批流程

本工程位于黑龙江省大庆市肇源县境内，涉及永久、临时占用基本农田、基本草原，征地工作相关流程如下：

依据《关于规范大庆市占用耕地和永久基本农田临时用地审批工作的通知（征求意见稿）》（大庆市自然资源局，2022.3.5）中相关要求，建设单位在环境影响评价批复文件下发后应按文件要求申请临时用地批复。基本农田征地工作相关流程如下：

- ①大庆头台油田开发有限责任公司监督管理中心土地组依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，准备临时用地申请、平面布置图、占地现状图、临时使用土地合同、土地复垦方案等相关材料，提交给肇源县自然资源部门。
- ②肇源县自然资源部门对资料进行初审。肇源县自然资源部门组织对大庆头台油田开发有限责任公司监督管理中心土地组提交的用地申请资料进行初审，开展实地探勘核实验，审查同意的出具审查意见。
- ③大庆市自然资源局审批。大庆市自然资源局组织审查县、区自然资源部门提交的

大庆头台油田开发有限责任公司监督管理中心土地组用地申请是否已完成初审、是否符合相关要求，对满足要求的用地申请组织审批，下发用地批复文件。

④大庆头台油田开发有限责任公司监督管理中心土地组根据批复文件，办理征地手续，组织进场施工。

大庆头台油田开发有限责任公司监督管理中心土地组按照“先临时、后永久”的政策，井场、管线临时用地结束后，办理永久用地审批。大庆头台油田开发有限责任公司监督管理中心土地组每年上报油田公司生态资源管理部，全油田全年组卷一次，经县自然资源局、县政府，市自然资源局、市政府，省自然资源厅、省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。

8.6 排污许可证要求

依据《国务院办公厅关于印发<控制污染物排放许可制度实施方案>的通知》（国办发〔2016〕81号）中相关要求，环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企业单位在生产运营期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，不得无证或不按证排污，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。

根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版），目前，大庆头台油田开发有限责任公司已申请排污许可登记。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 912306001269768181001X，排污许可行业类别为陆地石油开采等，有效期为 2023-02-17 至 2028-02-16。本项目及其依托场站不新建加热装置，污染物排放口位置、排放方式、排放去向、种类、排放量及排放，浓度均未发生变化，根据《排污许可管理条例》（2021年3月1日施行）第十五条要求，待项目建成后可进行排污许可衔接。

8.7 项目“三同时”

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 8.7-1。

表 8.7-1 “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、退役期扬尘	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	施工场界执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值	
		柴油机燃烧烟气	使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况	柴油燃烧烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《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，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	
	运营期	采油井场非甲烷总烃	管线和场站均采取密闭性良好的阀门等，确保密闭集输，加强对设备和管道的检查和维护	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》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求	
		场站非甲烷总烃			
		多功能储油罐	采用清洁能源天然气为燃料	执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉排放标准	
		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	头台联合站锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉排放标准	
	废水	施工期	水基钻井废水	排入钢制泥浆槽，拉运至庆兴环保科技有限公司处理	不外排
			油基钻井废水	排入废弃油基泥浆罐，委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后废水拉至龙一联含油污水处理站达标后回注油层	不外排
试压废水			由罐车拉运至头台联含油污水处理站处理后回注现役油层	不外排	
压裂返排液			由罐车拉运至头台联综合废液池暂存后，通过管线进入头台联污水处理站处理达标后回注现役油	不外排	
生活污水			施工期生活污水排入附近已建场	不外排	

			站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理	
	运营期	含油污水	送头台联合油污水处理站处理后回注油层，站内采用“五合一”处理工艺	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”限制要求，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中限值要求。
		油井作业污水	罐车拉运至头台联合油污水处理站处理后回注	
		水井作业污水		
		水井洗井废水		
	油井清防蜡废水	直接进入集油系统，不外排	不外排	
	退役期	生活污水	生活污水排入附近已建场站化粪池，由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理	项目拉运污水的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。
噪声	施工期、退役期	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《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中限值要求
	运营期	井场噪声、	低噪声设备、基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）
固废	施工期	油基废钻井液	排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后的泥饼和岩屑暂存在泥饼库内，外售用于铺路或制砖。	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
		油基钻井岩屑		
		水基废钻井液	由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理。	妥善处理，不外排
		水基钻井岩屑		妥善处理，不外排
		含油废射孔液	随油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑一同由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
		非含油废射孔液	与水基废钻井液一起拉运至庆兴环保科技有限公司处理	妥善处理，不外排

	废膨润土、纯碱、重晶石粉、水泥包装袋	统一收集，送第七采油厂工业固废填埋场进行填埋	妥善处理，不外排
	非含油废防渗布		
	含油防渗布	定期拉运至头台联危险废物贮存池，委托有资质的单位及时拉运处置。	妥善处理，不外排
	施工废料	第七采油厂工业固废填埋场进行填埋。	妥善处理，不外排
	生活垃圾	送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	符合《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）
运营期	含油污泥	含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置，处理后用于油田作业区域通井路、井场建设等	100%处置
	落地油	落地油全部回收暂存在头台联危险废物贮存池，定期委托有资质单位处置。	
	废含油防渗布	含油废防渗布暂存于头台联危险废物贮存池，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。	
退役期	废旧设备	全部回收至物资库	全部回收
	生活垃圾	统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	100%处置
地下水防护		施工期分区防渗：施工期柴油罐区、钻井液材料房、泥浆罐区、钻井作业区为重点防渗区。在柴油罐区铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，柴油罐均架高，并在周边外扩不少于 3m 设置不低于 0.5m 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，防渗面积约 20m ² ，围堰内容积不小于柴油罐储量和事故时产生的消防废水总量，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。油井作业区域在作业期间铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ；其他材料房、	重点防渗区：防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ； 一般防渗区：防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。 施工期留存影像资料。

	定向钻泥浆防渗池为一般防渗区，铺设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，井场其他区域地面采取地面平整夯实等措施，为简单防渗区。	
	运营期分区防渗：集油掺水管道为重点防渗，管道采用防腐无缝钢管，管道的连接方式采用焊接；油水井作业期间井场作业区做重点防渗处理，井场永久占地内铺设 2mm 厚防渗布，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。	①重点防渗区防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，管线均采用钢制防腐管线，管线内、外防腐需满足《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）要求。②提高自动化水平，对管道及井口压力进行实时监控。施工期留存影像资料。
	茂 8 区块地下水流向上游 1#背景监测井（灰菜屯），井区地下水流向上游监测点 2#跟踪监测井（小北屯），茂 401 区块地下水流向上游内布设 3#背景监测井（前二龙山屯），井区地下水流向下游布设 4#跟踪监测井（九间房屯）定期监测地下水水质，监测因子为 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（六价）、钡、铅、镉	布设 4 口地下水跟踪监测井，定期监测，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表 1 中 III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中 II 类标准
土壤防护	在拟建 2#平台井永久占地内和永久占地外 50m；拟建茂 36-平 62 井场永久占地内和永久占地外 50m，共设置 4 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、石油类、石油烃（ $\text{C}_6 \sim \text{C}_9$ ）、石油烃（ $\text{C}_{10} \sim \text{C}_{40}$ ），监测频次为 1 次/年。	占地内执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、2（其他项目）中第二类用地、占地外执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 农用地土壤污染风险筛选值的其他
生态环境恢复措施	临时用地：项目施工均在临时占地内进行，对施工期间管道开挖产生的临时占用耕地进行表土剥离留存，分层回填和平整，并进行植被恢复	施工时分层开挖、分层堆放、分层回填，场地平整，不改变原有地势，不起垄，耕作层进行翻松。施工时留有影像资料，保留生态恢复前后的影像资料。当年恢复原有地貌，3~5 年恢复原有农田产量。
	永久占地：永久占耕地按照“占	按相关要求要求进行征地补偿

	一补一”进行补偿，应取得土地管理部门的占地许可手续，永久占用的基本草原按照相关规定进行经济补偿。永久占地范围内剥离表层土外运，优先就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等，建设项目主体应当制定剥离黑土的再利用方案，报自然资源主管部门备案	
	水土流失：严格控制油田内各单井的地面作业面积，严禁车辆离路行驶；做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，对表土进行剥离，设置表土剥离临时堆放场，同时进行养护和管理；因地制宜选择施工季节；严禁在大风、大雨天气下施工，在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场	施工过程中采取相应的水土流失防治措施，并留存影像资料
	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；对永久占地平整压实	施工过程中采取相应的防沙治沙措施，并留存影像资料
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。	

第九章 环境影响评价结论

9.1 项目概况

本项目位于大庆肇源县内，区域坐标：东经 124°78'~125°87'，北纬 45°51'~45°55' 之间。本项目共建设油井 7 口（包含 2 口代用井），共形成 1 座平台与 2 口独立井，总建成产能达 $0.651 \times 10^4 \text{t/a}$ 。新建集油管道 1.18km，在 2#平台新建拉油点 1 座，安装 60m^3 储油罐 1 座。新建井口电加热器 1 台，新建建筑垃圾道路 1.1km，新建通井土路 0.05km。新建 10 千伏电力线路 1.05km，新建低压电力电缆 1.6km，新建井口柱上变电站 4 座，配套建设供配电和数字化工程。

9.2 政策符合性结论

本项目符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》要求，属于鼓励类建设项目。

在规划政策方面，本项目符合《黑龙江省主体功能区规划》、《黑龙江省生态功能区划》、《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》、《大庆市国土空间总体规划（2021~2035）》、《肇源县国土空间总体规划（2021~2035）》、《大庆市水土保持规划》（2015~2030）等主体功能区划要求，符合当地城市总体规划、土地利用规划等。

同时，本项目满足《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14 号）要求，在石油开采行业管理方面，满足《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）、《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）等管控要求。

9.3 选址合理性结论

本工程位于黑龙江省大庆市肇源县境内，在选址时充分考虑了“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，除涉及水土流失重点治理区、饮用水水源保护区及永久基本农田外，不涉及自然保护区、风景名胜区、生态保护红线管控范围、基本草原、自然公园、重要湿地、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区等环境敏感区。

本项目位于肇源县水土流失重点治理区内，临时占用的土地均在施工结束后进行恢复。同时施工期严格控制作业面积，不占用、碾压临时占地面积外的土地。项目在施工期间定期进行洒水，防止出现土壤沙化起尘；施工结束后及时清理施工现场，进行生态

恢复，因此项目的建设不会造成大范围的水土流失。本工程所在区域主要为草地和耕地，通过严格控制施工作业范围、设置井场围堰，加强管理等措施，严禁对周边草地、耕地造成破坏。

本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，地质设计要求，项目选址无法避让基本农田。根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，本项目在井位的选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占地和损耗。本项目用地严格执行《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14 号）要求，井场建设尽可能采用丛式井场，最大程度的减少了对土地的占用。

本项目建设对周围环境的影响主要为生态环境影响、大气环境影响、水环境影响、土壤环境影响、声环境影响、固体废物影响和环境风险影响。通过环境影响预测与分析，本工程建设实施后，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；通过严格控制施工作业范围，施工结束后及时清理施工现场，对永久占地采取“占一补一，质量相等”的补偿措施，对临时占地采取平整翻松、水土保持等措施，把对生态环境的影响降至最小；通过巡检、加强管理、采取区域联动等事故风险防范措施后，项目的环境风险在可接受范围内。

综上，本项目无环境制约因素、在采取相应防治措施下，各项污染物均可满足相应排放标准，环境影响程度可被环境所接受。因此，本工程选址在环境保护方面合理可行。

9.4 环境质量现状结论

9.4.1 环境空气

2024 年大庆市基本污染物 SO_2 、 NO_2 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 CO 、 O_3 均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单要求，评价区域环境空气监测点位非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中规定的小时均值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 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，项目所在地区环境空气质量总体状况良好。

9.4.2 地表水环境

项目区域附近地表水体有安肇新河，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅴ类的标准限值；松花江不满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类的

标准限值，由于现阶段处于枯水期且项目位置与湿地较近。

9.4.3 地下水环境

评价区域地下水水质均满足《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（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）。

根据调查结果可知，评价区域内包气带未被污染。

9.4.4 声环境

根据声环境现状监测结果表明，项目敏感点村屯声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准；现有区块已建场站厂界四周噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，项目所在区域声环境质量现状良好。

9.4.5 土壤环境

通过对项目永久占地内的土壤环境质量现状监测结果可知，各监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。通过对拟建项目占地外的土壤环境质量现状监测结果可知，区域内耕地、草地土壤中各因子均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值要求。

9.4.6 生态环境

该区生态系统是以农田生态系统、草地生态系统为主。由于本区域属于油田开发老区域，人类活动频繁，使该系统内植被覆盖度降低野生动物较少。本工程区域生态环境总体质量较好。

9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.5.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期的环境空气影响主要来源于钻井施工柴油机烟气和施工活动引起的扬尘，在采取洒水抑尘等措施后，施工期场界外的扬尘满足《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；施工期柴油发电机燃烧废气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）表 2 及 2020 修改单中第三阶段标准限值，同时柴油发电机柴油燃烧排气的不透光发烟度（光吸收系数）和林格曼黑度级数能够满足《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,柴油机烟气中 SO₂、NO_x 的排放可以满足《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。

运营期大气污染主要为依托新肇联转油脱水站、新一联合站加热装置产生的燃烧烟气、油井产液集输过程无组织挥发的烃类气体。无组织挥发性有机物满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)排放限值,项目井场及依托场站厂界外非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.9 要求标准(4.0mg/m³);锅炉满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表 2 新建燃气锅炉排放浓度限值要求。

9.5.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本项目施工过程中产生的废水主要为钻井废水、压裂返排液、管线试压废水以及施工人员生活污水。水基钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽中,拉运至庆兴环保科技有限公司处理。油基钻井废水排入井场设置的废弃油基泥浆罐中,由钻井单位委托拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站拉运处置。压裂返排液由罐车拉运至头台联综合废液池暂存后,通过管线进入头台联污水站处理达标后回注现役油。管线试压废水经罐车拉运至头台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)限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”,同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准限值后回注现役油层,施工人员生活污水排入附近已建场站化粪池,由肇源县古恰镇太平油田服务有限公司定期拉运至古恰镇古恰村污水处理站处理。

本工程产生的不同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、隔声屏障等降噪措施，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《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）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，敏感点处噪声可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，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

施工期：钻井施工产生的油基废弃钻井液、岩屑、含油废射孔液定期由罐车拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理中心处理；钻井施工产生的水基废弃钻井液、岩屑、非含油废射孔液定期由罐车拉运至庆兴环保科技有限公司处理；钻井施工产生的废防渗布（不含油）、废包装袋及地面建设期间管道施工产生的废料统一收集，送第七采油厂工业固废填埋场进行填埋；钻井液材料房内设置危废贮存点 1 处，含油废防渗布暂存危废贮存点内的加盖钢制桶中，定期拉运至头台联危险废物贮存池，委托有资质的单位及时拉运处置；施工人员产生的生活垃圾送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理；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。

运行期：油井作业产生的落地油全部回收暂存在头台联危险废物贮存池，定期外委处置；运行期产生的含油污泥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，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。运营期油井作业产生的含油防渗布属于危险废物（HW08，900-249-08），暂存于头台联危险废物贮存池，委托有危险废物处置资质的单位处置。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%。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。

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

9.5.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

该项目的井场、管道、电缆和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

9.5.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。

9.5.8 环境风险分析可行性结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄露、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

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 12 月 5 日（黑龙江环保技术服务网 http://www.buildhse.cn/nzcms_show_news.asp?id=7056）。

征求意见稿公示日期为 2025 年 12 月 29 日~2026 年 1 月 12 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?id=875>）；同期报纸第一次公告日期为 2026 年 1 月 6 日（大庆日报），报纸第二次公告日期为 2026 年 1 月 8 日（大庆日报）；现场张贴公示日期为 2025 年 12 月 29 日~2026 年 1 月 12 日，公示地点为评价范围内村屯。项目报批前对报告书全文和公众参与说明在黑龙江安全环保技术服务网进行了公开（网址为 http://www.buildhse.cn/nzcms_show_news.asp?id=7066），公开日期为 2026 年 1 月 13 日。

本工程公众参与期间未收到公众反馈意见。

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大庆头台油田开发有限责任公司负责，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、处理和管理情况及油井作业过程管理、集油管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测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》（HJ1248-2022）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 综合结论

综上所述，《黑龙江省大庆市肇源县 2026 年头台油田茂 8 区块扶余油层北部外扩产能建设工程》符合国家产业政策和区域发展规划。油田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。从环境保护角度分析，本工程是可行的。