

江桥地区江 935 井区萨尔图油层产能建设工程项目
环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司第九采油厂

编制单位：河北奇正环境科技有限公司

编制日期：2022 年 7 月

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来	1
1.2 项目特点	3
1.2.1 项目概况	3
1.2.2 工艺特点	错误! 未定义书签。
1.2.3 项目选址	3
1.2.4 排污特点	5
1.3 环境影响评价工作过程	7
1.4 分析判定相关情况	9
1.4.1 产业政策符合性分析	9
1.4.2 相关规划、政策符合性分析	9
1.4.3 “三线一单”符合性分析	28
1.4.4 选址合理性分析	38
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	39
1.6 环境影响评价主要结论	43
2 总则	44
2.1 评价目的	44
2.2 评价原则	44
2.3 编制依据	45
2.3.1 环境保护相关法律	45
2.3.2 环境保护相关法规	45
2.3.3 环境保护相关部门规章及规范性文件	45
2.3.4 技术依据	47
2.3.5 其它相关依据及支持性文件	48
2.4 环境影响识别与评价因子筛选	48
2.4.1 评价时段	48

2.4.2 环境影响因素识别	48
2.4.3 评价因子筛选	49
2.5 评价标准	50
2.5.1 环境质量标准	50
2.5.2 污染物排放标准	54
2.6 评价等级	57
2.6.1 环境空气	57
2.6.2 地表水	64
2.6.3 地下水	65
2.6.4 声环境	69
2.6.5 生态环境	70
2.6.6 土壤环境	70
2.6.7 环境风险	72
2.7 评价范围	74
2.7.1 环境空气	74
2.7.2 地表水	74
2.7.3 地下水	74
2.7.4 声环境	74
2.7.5 生态环境	75
2.7.6 土壤环境	75
2.7.7 环境风险	75
2.7.8 各环境要素评价范围汇总	75
2.8 环境保护目标	76
3 建设项目工程分析	80
3.1 项目概况	80
3.2 工程组成	81
3.3 开发方案	87
3.3.1 基建井及井位分布	87

3.3.2 开发指标预测	91
3.4 主要建设内容	92
3.4.1 钻井工程方案	92
3.4.2 地面工程方案	102
3.4.3 公用工程	121
3.5 场地布置及土地利用	124
3.5.1 场地布置	124
3.5.2 工程占地情况	124
3.5.3 土石方平衡	126
3.6 施工方式	126
3.6.1 管道施工	126
3.6.2 道路施工	128
3.6.3 典型井场施工	128
3.7 施工进度及时序	129
3.8 物料消耗	129
3.9 依托工程分析	130
3.9.1 依托工程能力核实及运行现状分析	130
3.9.2 依托工程审批情况	135
3.10 现有区块开发情况回顾	135
3.10.1 第九采油厂现有区块开发情况	135
3.10.2 现有区块污染物排放情况	137
3.10.3 现有工程存在的环境问题	140
3.10 建设项目工程分析	140
3.10.1 污染影响因素分析	140
3.10.2 生态影响因素分析	146
3.10.3 污染源源强核算	147
3.10.4 污染物“三本帐”汇总	170
3.11 清洁生产分析	170

3.11.1 钻井过程的清洁生产工艺	170
3.11.2 井下作业的清洁生产工艺	170
3.11.3 油气集输的清洁生产	171
3.11.4 先进的环境管理	171
4 环境现状调查与评价	175
4.1 自然环境状况	175
4.1.1 地理位置	175
4.1.3 气象特征	175
4.1.4 水文地质	176
4.1.5 地层岩性	177
4.1.5 土壤类型与植被分布	179
4.1.6 区域环境敏感区调查	179
4.1.7 水土流失重点预防区情况调查	180
4.2.1 环境空气质量现状监测与评价	181
4.2.2 地下水环境质量现状评价	184
4.2.3 地表水环境质量现状	196
4.2.4 声环境质量现状监测与评价	198
4.2.5 土壤质量现状监测与评价	202
4.2.6 生态环境现状评价	211
4.3 环境保护目标调查	错误! 未定义书签。
4.4 区域污染源调查	219
4.4.1 大气污染源	219
4.4.2 地表水污染源	219
4.4.3 地下水污染源	219
4.4.4 噪声污染源	219
4.4.5 土壤污染源	219
5 环境影响预测与评价	221
5.1 大气环境影响预测与评价	221

5.1.1 施工期	221
5.1.2 运行期	223
5.1.3 评价结论	233
5.2 地表水环境影响评价	233
5.2.1 正常工况下地表水环境影响分析	234
5.2.2 非正常工况下地表水环境影响分析	236
5.2.3 地表水环境影响评价结论	237
5.3 地下水环境影响预测与评价	237
5.3.1 水文地质条件分析	237
5.3.2 正常情况下地下水环境影响分析	244
5.3.3 非正常工况下地下水环境影响分析	246
5.3.4 地下水环境影响评价结论	256
5.4 声环境影响预测与评价	256
5.4.1 施工期	256
5.4.2 运行期	257
5.5 固体废物环境影响分析	260
5.5.1 施工期	260
5.5.2 运行期	262
5.5.3 结论	263
5.6 生态环境影响评价	263
5.6.1 占地对生态环境的影响	263
5.6.2 工程建设对生态环境的影响	264
5.6.3 对植被的影响分析	265
5.6.4 防沙治沙影响分析	266
5.6.5 对水土流失重点治理区的影响分析	267
5.6.6 运行期生态环境影响分析	269
5.6.7 生态环境影响评价结论	270
5.7 土壤环境影响预测与评价	270

5.7.1 施工期土壤环境影响分析	270
5.7.2 运营期土壤环境影响预测与分析	271
5.7.3 评价结论	272
5.8 环境风险分析	273
5.8.1 风险潜势	273
5.8.2 评价等级	274
5.8.3 风险调查	274
5.8.4 风险识别	278
5.8.5 环境风险分析	282
5.8.6 环境风险评价结论	286
6 环境保护措施及其可行性论证	288
6.1 污染防治措施	288
6.1.1 大气污染防治措施	288
6.1.2 水污染防治措施及其可行性论证	291
6.1.3 噪声污染控制措施	297
6.1.4 固体废弃物控制措施	299
6.1.5 生态保护措施	300
6.1.6 环境风险防范措施	306
6.1.7 土壤保护措施	323
6.2 油田开发后期及闭井期环保措施	325
6.3“三同时”项目一览表	325
7 环境影响经济损益分析	331
7.1 环境损失费估算	331
7.2 环保投资估算及环境效益分析	331
7.2.1 环保投资估算	331
7.2.2 环境效益简要分析	332
7.3 环境经济损益分析结论	332
8 环境管理与监测计划	334

8.1 HSE 管理体系的建立和运行	334
8.1.1 组织结构	334
8.1.2 规章制度	334
8.1.3 管理措施	335
8.2 环境监控	336
8.2.1 环境监控实施计划	336
8.2.2 环境管理工作的重点	336
8.2.3 环境管理人员的基本职责	337
8.2.4 环境监控基本内容	337
8.2.5 本工程污染源排放清单	337
8.2.6 总量控制	341
8.2.7 排污许可证制度衔接	341
8.2.8 施工期环境管理与监测计划	342
8.2.9 运营期环境管理与监测计划	342
9 环境影响评价结论	345
9.1 建设项目概况	345
9.2 产业政策符合性	345
9.3 选址合理性结论	345
9.4 环境质量现状评价结论	346
9.4.1 大气环境质量现状评价结论	346
9.4.2 地表水环境质量现状评价结论	346
9.4.3 地下水环境质量现状评价结论	347
9.4.4 声环境质量现状评价结论	347
9.4.5 土壤现状评价结论	347
9.4.6 生态环境现状评价结论	347
9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论	347
9.5.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论	347
9.5.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论	348

9.5.3 地下水境影响分析和污染防治措施可行性结论	348
9.5.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论	348
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	348
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	348
9.5.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论	348
9.5.8 环境风险分析可行性结论	349
9.6 公众意见采纳情况	349
9.7 环境经济损益分析结论	349
9.8 环境管理与监测计划结论	350
9.9 综合评价结论	350
附表 1: 建设项目大气环境影响评价自查表	350
附表 2: 建设项目环境风险评价自查表	错误! 未定义书签。
附表 3: 建设项目土壤环境影响评价自查表	错误! 未定义书签。
附表 3: 建设项目声环境影响评价自查表	错误! 未定义书签。
附表 3: 建设项目生态环境影响评价自查表	错误! 未定义书签。
附图 1: 项目地理位置图	错误! 未定义书签。 7
附图 2: 井位分布图	错误! 未定义书签。
附图 3: 评价范围及周边概况图	错误! 未定义书签。
附图 4: 跟踪监测点位图	错误! 未定义书签。 2
附图 5: 土地利用现状图	错误! 未定义书签。
附图 6: 土地类型图	错误! 未定义书签。
附图 7: 生态保护红线图	错误! 未定义书签。
附图 8: 施工期井场平面布置图	错误! 未定义书签。
附图 9: 运营期井场平面布置示意图	错误! 未定义书签。
附图 10: 拉油点平面布置示意图	错误! 未定义书签。
附图 11: 热水站平面布置示意图	错误! 未定义书签。
附图 12: 与扎龙自然保护区三区红线位置关系图 1	错误! 未定义书签。
附图 13: 与扎龙自然保护区三区红线位置距离最近井位关系图	错误! 未定义书签。

附件 1：立项审批文件	错误！未定义书签。
附件 2：本项目监测报告	错误！未定义书签。
附件 3：现有工程监测报告	错误！未定义书签。
附件 4：依托场站环评、验收情况	错误！未定义书签。
龙一联合油污水处理站	错误！未定义书签。
水基泥浆无害化处理装置	错误！未定义书签。
龙一联卸油点	错误！未定义书签。
采油九厂含油污泥处理站	错误！未定义书签。
附件 5：现有区块环评情况	错误！未定义书签。
附件 6：泰来县、昂昂溪区水土流失重点预防区说明	错误！未定义书签。
附件 7：第九采油厂排污许可证	错误！未定义书签。

1 概述

1.1 项目由来

随着大庆油田原油含水升高和自然递减，油田老区产量呈逐年下降的态势，大庆油田面临着后备资源接替不足、开发难度日益增大、基础设施改造滞后等问题。为了更好的当好标杆旗帜，建设百年油田，大庆油田有限责任公司编制了《大庆油田振兴发展纲要（2020）版》（以下简称纲要），纲要中提出要重点做好加强勘探增资源、长垣提高采收率、难采储量有效动用、天然气产业加快发展四个方面工作，针对油气开发，纲要中强调，本土原油开发持续深化精准开发理念与实践，大力实施水驱控递减、三次采油提质提效、新区效益建产“三大工程”，突出页岩油加快发展，力争到 2025 年，本土原油产量实现 3000 万吨规模，保持全国第一大油田地位。根据纲要要求，为完善井区注采关系，改善开发效果，充分挖掘剩余油潜力，大庆油田有限责任公司第九采油厂决定对江桥区块进行井网部署，在齐齐哈尔市昂昂溪区及泰来县境内实施江桥地区江 935 井区萨尔图油层产能建设工程项目，本项目采用蒸汽吞吐方式进行开采，项目区块多为稠油，蒸汽吞吐的开发方式有较大的加热降粘作用，原油流向井底的阻力大大减小，且注入湿蒸汽加热油层后，在高温下，油层对油与水的相对渗透率发生变化，均可起到增产的作用。本次项目为本区块三期工程，一期、二期工程均采用蒸汽吞吐方式进行开采，已有较为成熟开采流程，因此开采方式适用此次项目。项目建设内容为拟钻油井 100 口（其中 3 口钻而不建，待后期油田下发计划后投产），基建油井 100 口（其中有 3 口代用井）。新钻油井 100 口中，有 19 口水平井、81 口直井），其中独立井 18 口、平台 31 座，预计建成产能 $4.84 \times 10^4 \text{t}$ 。

本工程位于齐齐哈尔市昂昂溪区及泰来县境内，开发区块主要位于江桥地区，构造上位于江桥鼻状构造，布井区由江 935 井区、江斜 94 井区、江 67 井区、来 94 一井区、来 94 二井区、来 94 三井区等 6 个区块构成，主要开发层位为萨尔图油层，均为已开发区块。根据综合地质研究成果，围绕江 935 井区、江斜 94 井区等 6 个区块圈定含油面积 9.21km^2 ，动用地质储量 $545.29 \times 10^4 \text{t}$ 。

西部斜坡区是松辽盆地西部的一个一级构造单元，自白垩纪以来一直为东倾的缓坡，形成东倾的单斜构造；构造上由泰康隆起带、西部超覆带和富裕构造带等三个二级构造单元组成。西部斜坡区虽整体上是大型的缓坡，由于不同的构造位置所受的应力作用不同，导致西部斜坡区区域构造形态和断层分布存在差异，表现出“平中有隆”的构造格局，自东向西又可分为阿尔什代 - 白音诺勒构造带、阿拉新 - 二站构造带以及江桥 -

泰来等三个较平缓的构造带，其中，泰康隆起带比西部超覆带构造相对发育，在泰康隆起带内发育有新发、白音诺勒、阿拉新、二站、江桥等鼻状构造，在西部超覆带自东而西发育有木头岗子构造、智家围子构造、大榆树构造。这些构造在嫩二段沉积末期已具雏形，在明水组沉积前已基本定型，为油气运移富集提供了有利条件。

本项目开发区块江 935 井区位于西部斜坡区泰康隆起带的江桥鼻状构造上，构造轴向为北东向，西侧发育江桥走滑反转断裂带，西部斜坡区勘探开发的目的是层为萨尔图油层，其勘探共经历了以下四个阶段：

第一阶段为区域勘探阶段（1961 年～1983 年）。西部斜坡区钻探始于六十年代，先后在一心、他拉红、阿拉新、富拉尔基地区开展区域勘探工作，主要钻探类型为构造油气藏。第一口探井杜 1 井位于泰康隆起带一心构造上，于 1961 年 3 月完钻，该井于萨尔图油层试油获日产油 1.4t、日产水 5.2m³ 的含水工业油流。该阶段共钻井 45 口，大部分探井均见油气显示，表明该区具有较好的勘探潜力。

第二阶段为区带评价阶段（1984 年～1994 年）。八十年代，为落实西部斜坡区的地质结构及含油规模，首先在富拉尔基及周边地区开展大规模勘探，共钻井 85 口，获工业油流 5 口。1985 年～1987 年，在江桥地区江 37 井、江 55 井和平洋地区来 61、来 64 井获工业油流。在此期间，在阿拉新-二站、白音诺勒、富拉尔基地区累计提交天然气探明储量 49.95×10⁸m³、石油探明储量 1761×10⁴t。

第三阶段为岩性和小幅度构造油气藏勘探阶段（1995 年～2009 年）。2005 年～2006 年，在江桥地区部署钻探了 6 口探井，在萨尔图油层取心均见到含油砂岩，试油仅 1 口井获得工业油流。2008 年针对西部斜坡区开展了新一轮的石油地质综合评价研究，进一步明确了有利的沉积相带，结合二维地震资料优选微幅度构造部署了 5 口探井，其中杜 60、杜 75、杜 77 等 3 口井在萨尔图油层获工业油流，探井成功率大大提高。进一步证实了本区萨尔图油层微幅度构造和岩性复合油藏的勘探潜力。

第四阶段为重新认识阶段（2010 年～现今）。2010 年在西部斜坡区开展新一轮的油气分布规律研究，结合油藏规律认识及三维区精细刻画成果，江 75 区块勘探取得良好效果，多口井钻遇厚层含油砂岩，试油 13 口，获工业油、气流井 8 口，其中，江 77 井钻遇厚油层单层 9.6m，蒸汽吞吐获日产油 51.84t 的高产工业油流，西部斜坡区稠油产能获得突破，2011 年在西部斜坡区泰康油田萨尔图油层提交石油预测储量 10632×10⁴t，含油面积 235.5km²。2012 年，升级石油控制地质储量 6328×10⁴t，含油面积 130.9km²。

2017 年，在江桥鼻状构造三维区寻找微幅度与岩性配合的构造-岩性目标，进一步深化成藏认识，部署实施探井 3 口，其中，江 93 井于萨 I 油层组通过抽汲获得日产油

29.2t 的高产工业油流，展示了该区萨尔图油层具有进一步勘探潜力。2018 年~2021 年，共完钻井 10 口，获得工业油流 9 口，获得高产 8 口。其中，江 11、江 99、来 95、江 12、江 27、来 94、江斜 94、江 935 井分别获得日产油 20.04t、10.42t、30.75t、15.73t、20.88t、12.6t、52.8t、15.5t 的高产工业油流。

江桥地区西部斜坡区 2020 年来 94 第一批、2021 年来 94 第二批区块产能投入开发，本次江 935 区块为该区域第三批产能，根据采油机床最新提供的产能资料，来 94 第一批 117 口油井已全部投产，第二批 80 口油井已投产 59 口，因此此次规划第三批江 935 区块产能，包括钻井工程和地面工程，三批产能均采用初期弹性开采转蒸汽吞吐的开发方式。

根据《齐齐哈尔市关于划分水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，本项目所在地属于市级水土流失重点预防区。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本项目属于第五项石油和天然气开采业“陆地石油开采 0711”，且本项目部分拟建井场及管线位于水土流失重点预防区，不涉及名录第三条中的除水土流失重点预防区外的其它依法设立的各级各类保护区域和对建设项目产生的环境影响特别敏感的区域，应编制环境影响报告书。

根据 2017 年 7 月 16 日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（中华人民共和国国务院令 682 号）、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部部令第 16 号）及《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）等法律法规，为保证建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，大庆油田有限责任公司第九采油厂委托河北奇正环境科技有限公司编制环境影响报告书。接受委托后，项目负责人对项目的建设方案进行了详细分析，并对拟基建井区域进行多次实地考察，并结合钻井方案、地质方案及地面工程方案，分析了项目的类型、性质、建设规模及所在区域的环境状况，在详细研究了相关资料并进行类比调查分析的情况下，按照国家环境影响评价技术导则的要求，编制了《江桥地区江 935 井区萨尔图油层产能建设工程项目环境影响报告书》。

1.2 项目特点

1.2.1 项目选址

本项目选址位于齐齐哈尔市泰来县及昂昂溪区周边，区域内以耕地为主，项目周边分布有西地房子、乌诺村、汤池镇等村屯。本工程未在自然保护区、风景名胜区等环境

敏感区域内，也不涉及生态保护红线管控范围，区域周边地表水体为八运河。本工程占地类型为耕地（非基本农田）及草地（非基本草原）。本项目总占地面积 117.9055hm²，其中永久占地 28.5205hm²，临时占地 89.385hm²。工程总投资 42673.1 万元。

根据《齐齐哈尔市关于划分水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，齐齐哈尔市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目部分拟建井场及管线位于齐齐哈尔市泰来县及昂昂溪区，属于市级水土流失重点预防区。

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

1.2.2 工艺特点

本项目施工期包括钻井工程及地面工程，钻井工程为新钻油井 100 口（其中 3 口钻而不建），包括有 19 口水平井、81 口直井，钻井总进尺 91960m。钻井工程内容包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井等，不涉及压裂作业。地面工程为基建油井 100 口（其中有 3 口代用井）。其中独立井 18 口、平台 31 座；采用蒸汽吞吐方式开发，采用集中拉油工艺，新建拉油点 3 座，每个集中拉油点采用多功能储罐，共配备 40m³ 多功能储罐 9 座；扩建拉油点 5 座，共配备 40m³ 多功能储罐 6 座。新建注汽点 3 个，配套新建 3 座水源井；改建注汽点 4 个，配套新建 2 座水源井；新建 3 套移动注汽设施；新建热水站 1 座；新建电加热管道 23.2km，注汽管道 10km，集水管道 1.8km，管道采用沟埋方式敷设，新建油井产液拉运至龙一联卸油点，在龙一联合站进行处理后，外输至南三油库；并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 4.84×10⁴t/；

本项目区块多为稠油，蒸汽吞吐的开发方式有较大的加热降粘作用，原油流向井底的阻力大大减小，且注入湿蒸汽加热油层后，在高温下，油层对油与水的相对渗透率发生变化，均可起到增产的作用。本次项目为本区块三期工程，一期、二期工程均采用蒸汽吞吐方式进行开采，已有较为成熟开采流程，因此开采方式适用此次项目。

项目施工期产生钻井废水、钻井岩屑、废弃钻井液、废射孔液依托大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃液无害化处理项目中新建的水基泥浆无害化处理装置。

项目运营期井场产液主要依托第九采油厂龙一联合站。基建油井采出液由电加热管

道进入新建拉油点多功能储罐，拉运至龙一联卸油点，经油气分离后含水原油进入脱水站（龙一联脱水站）；伴生气经油气分离器装置处理后，进入天然气除油干燥器进行天然气脱水、干燥，处理后的伴生气用于依托场站加热炉的自耗。依托已建的脱水站接纳卸油点来液，进行油水分离处理，产生的含油污水转移至污水处理站（龙一联合站污水处理站）处理达标后输至注水站回注油层，用于注水驱油。

1.2.3 排污特点

1.2.3.1 施工期

（1）本项目施工过程中产生的废水主要为生活污水、钻井废水、试压废水。生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整；钻井废水排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路；试压废水经罐车拉运至龙一联污水处理站处理后回注油层。

（2）本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、柴油机废气、柴油罐废气。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；柴油机采用节能环保型柴油动力设备，钻井发电机和钻井柴油机采用符合《普通柴油国家标准》（GB252-2015）的柴油，加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放。

（3）施工过程中产生的噪声主要为重型车辆沿途产生的噪声及钻机振动产生的噪声污染。合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工；合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械；选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声；运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。

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

等废弃物暂存于井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋及废防渗布由施工单位统一收集后拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理；KOH 包装袋经收集后委托有资质单位处理；生活垃圾统一收集后运至泰来县生活垃圾综合处理厂处理。

1.2.3.2 运营期

（1）运营期产生的废气主要为井场、拉油点、依托场站油气集输处理过程中产生的非甲烷总烃，新建拉油点、注汽站、热水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、拉油点及依托场站排放的非甲烷总烃在厂界可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求；依托场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，天然气经燃烧后均经高于 8m 的烟囱排放，加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求；新建拉油点、注汽站、热水站加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建燃气锅炉标准限值要求。

（2）本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、注汽站锅炉生产排水、热水站锅炉生产排水、油井洗井废水、检修作业污水。油田采出水进入龙一联合站含油污水处理站处理；注汽站锅炉生产排水排入新建污水池中，定期拉运至龙一联合站含油污水处理站处理；热水站锅炉生产排水由罐车拉运至龙一联合站含油污水处理站处理；检修作业污水及洗井废水通过罐车回收后送龙一联合站含油污水处理站处理；处理后的废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

（3）本项目运营期噪声源主要来自抽油机、多功能储罐、井场电机、依托场站内泵、压缩机及风机等发声设备，尽可能选用低噪声设备；对噪声值较高的设备采用相应

的减振、隔声等降噪措施；注意对设备的维护保养，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。采取以上措施后井场厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求。

（4）项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，软化设备产生的废离子交换树脂，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布。含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）要求后用于铺垫井场及通井路，回收率为100%；含油废防渗布经收集后由有资质单位进行处理。废树脂属于一般工业固废，每年更换一次，由厂家回收，不外排。

1.3 环境影响评价工作过程

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

第一阶段：首先，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（部令第16号）规定，确定江桥地区江935井区萨尔图油层产能建设工程项目环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

其次，在仔细研究项目开发方案的基础上，进行了初步工程分析，并对项目所在区域进行实地踏勘和调研，了解项目周围情况。在此基础上，完成环境影响因素识别、评价因子筛选、评价重点和主要环境保护目标确定等工作。通过对项目概况及周围环境敏感性分析确定：确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级；声环境影响评价工作等级确定为二级；地表水环境影响评价工作等级为三级B；地下水环境影响评价工作等级为二级；生态环境影响评价工作等级为三级；土壤环境影响评价工作等级为一级，环境风险环境影响评价工作等级为简单分析。并以此确定评价范围和评价标准，制定了工作方案。

第二阶段：根据工作方案，针对各环境要素的评价工作等级，调查了评价范围内的环境状况，制定了监测方案。并进行了详细的项目工程分析，在环境质量现状监测与评

价的基础上，进行各环境要素的环境影响预测和评价，编制完成各环境要素环境影响分析与评价章节。

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

具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

2022 年 4 月 25 日大庆油田有限责任公司第九采油厂委托河北奇正环境科技有限公司编制《江桥地区江 935 井区萨尔图油层产能建设工程项目环境影响报告书》，在本项目环境影响报告书编制过程及初稿完成后，建设单位依据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》及建设项目环境影响评价的相关规定开展项目的公众参与工作并单独出具环境影响评价公众参与说明。公众参与工作采用网络公示、报纸公示以及张贴公告等相结合的方式进行。项目首次环评公示及项目环境影响报告书征求意见稿公众时间分别为 2022 年 5 月 7 日及 2022 年 6 月 29 日至 2022 年 7 月 12 日；于 2022 年 7 月 9 日和 2022 年 7 月 11 日在齐齐哈尔日报进行公示；并于 2022 年 7 月 15 日在黑龙江环保技术服务网公开发布平台进行江桥地区江 935 井区萨尔图油层产能建设工程项目环境影响报告书全本公示和项目公众参与说明全本公示。在公示期间建设单位及环评单位未收到相关反馈，建设单位承诺将加强企业环境管理，强化诚信意识，恪守环保信用，项目运行中主动公开环保信息，接受公众监督。

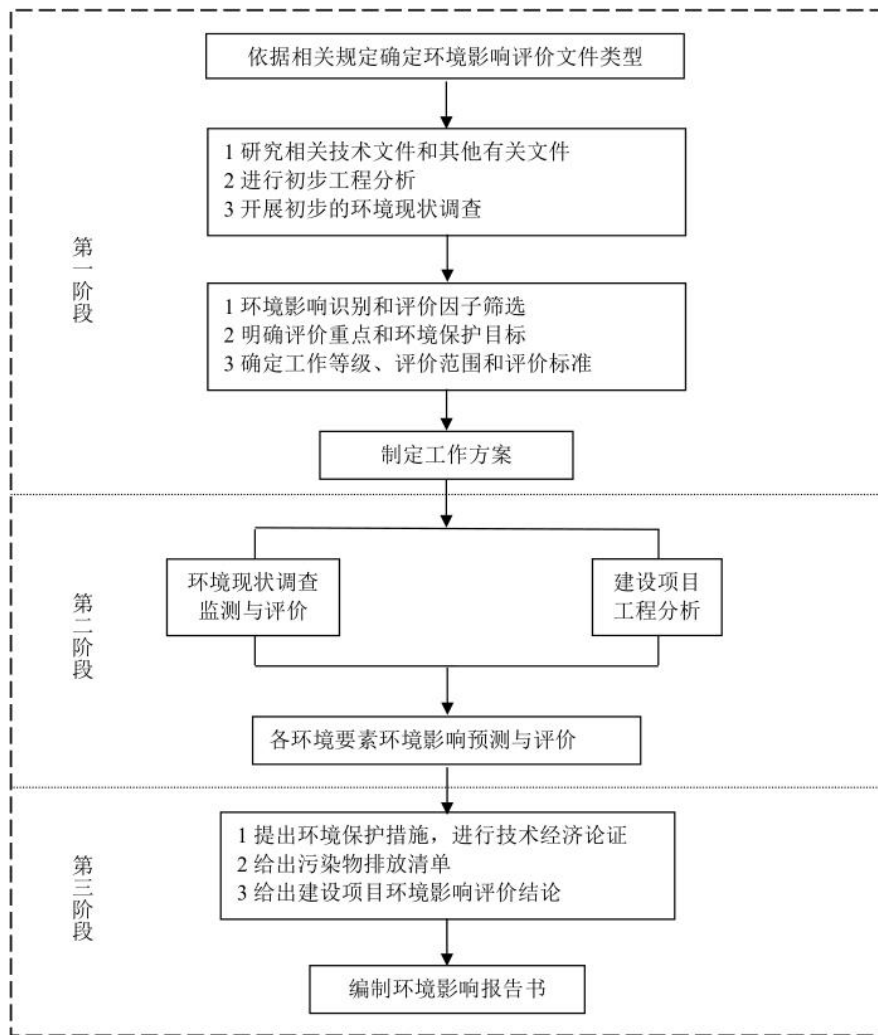


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

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

1.4.2 相关规划、政策符合性分析

1.4.2.1 国民经济和社会发展规划符合性分析

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

到 4500 万吨以上，巩固石油大省地位。加快释放煤炭安全优质产能，提高煤炭自给率。坚持“源网荷储”协调，优化电力结构，打造“北电南送”重要保障基地。扩大对俄能源合作，建设全国重要的对俄能源合作基地和运输通道，完善油气资源储备体系。健全跨国油气输送管道保护机制，推进管道完整性管理，保障油气供给稳定和管道运行安全。提高能源基础设施安全运行水平，提升应急响应和网络安全风险应对能力。本工程为石油开采项目，因此本项目符合《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》要求。

1.4.2.2 与《黑龙江省主体功能区划》符合性分析

本工程位于黑龙江省齐齐哈尔市昂昂溪区及泰来县境内，根据《黑龙江省主体功能区规划》，齐齐哈尔市昂昂溪区及泰来县属于国家级重点开发区域，且项目开发区域不属于限制或禁止开发区，齐齐哈尔市的功能定位为全国重要的能源、石化、医药和重型装备制造基地，区域性的农产品加工和生物产业基地，东北地区陆路对外开放的重要门户。本项目属于油田开发项目，符合“全国重要的能源、石化、医药和重型装备制造基地”，且第八章第二节能源开发利用中明确：“在大庆及周边地区，加大石油勘探开发力度，实施老油田二次开发工程和三次采油工程，稳定石油产量”。第三节主要矿产资源开发利用中明确：“鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩、铁、铜、铅、锌、岩金、铂、钯、水泥用大理岩、含钾岩石、熔炼水晶、玻璃用硅质原料、珍珠岩、陶粒用原料、岩棉用玄武岩、透辉石岩、饰面石岩等矿产资源”，本项目位于黑龙江省齐齐哈尔市昂昂溪区及泰来县境内，为大庆周边石油开采地区地区，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。

1.4.2.3 与《黑龙江省生态功能区规划》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—6 齐齐哈尔市城镇与湿地保护生态功能区。该区位于齐齐哈尔市，面积 4365km²，该功能区的主要生态系统服务功能为城市发展、水环境保护、大气环境保护、沙漠化控制及生物多样性保护。该区域存在的主要生态环境问题为：城区地下漏斗成增大趋势；湿地面积减少，导致湿地在调控洪水等方面的生态功能削弱。

本项目位于黑龙江省齐齐哈尔市昂昂溪区及泰来县，建成后永久占地面积为 28.5205hm²，临时占地面积为 89.385hm²，占地类型为耕地（非基本农田）及草地（非

基本草原），项目施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行补偿，且运行期作业均在井场永久占地内进行，不会造成大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，在项目实施过程中，应加强防沙治沙措施的实施，如尽量减少施工作业范围，施工过程中力求做到挖填平衡，施工结束后对破坏的土地进行平整并覆土压实，及时进行植被恢复等，以加强本规划与《黑龙江省生态功能区规划》的复符合性。

1.4.2.4 与《大庆油气田地面工程“十四五”规划》符合性分析

根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》开发规划安排，“十四五”期间，溶解气产量逐年递减，主要通过加大松辽深层、川渝以及塔东地区的气层气开发力度，来提高气层气的产量。2025年，基本探明页岩油储量30亿吨，累计增加石油探明储量8亿吨，天然气探明储量3500亿立方米；本土原油产量实现3000万吨规模，天然气产量达到70亿立方米以上。力争天然气产量达到 $70 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中溶解气 $16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，气层气产量达到 $54 \times 10^8 \text{m}^3$ 。松辽地区老井递减控制在7%左右，新增产能3.3亿方。松辽地区“十四五”期间新增产能8.014亿方。本项目地处松辽盆地西部斜坡区，西向东倾的缓坡，构造上由泰康隆起带、西部超覆带和富裕构造带三个二级构造单元组成。在《大庆油气田地面工程“十四五”规划》总体部署下，本项目建设符合大庆油田油气开发规划。

1.4.2.5 《齐齐哈尔市土地利用总体规划》（2006-2020年）符合性分析

本项目位于齐齐哈尔市昂昂溪区及泰来县周边，根据《齐齐哈尔市土地利用总体规划（2006~2020）》中的要求，对列入国家和省重点建设计划的交通、水利、能源、环保等基础设施建设项目用地必须要优先安排，重点保障；本项目为油田开发项目，属于能源附属基本设施建设，服务于国家能源设施重点建设，根据油层地质勘查，项目井位确实无法避让耕地，本项目施工完毕后1年内，对永久占用的耕地给予一定的费用补偿，临时占地全部恢复原有植被类型，即临时占用耕地及草地全部恢复。临时占用耕地恢复也可给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复，在此前提下，符合土地利用总体规划要求。本项目与齐齐哈尔土地利用总体规划位置关系图见图1.4-1。根据齐齐哈尔市基本农田保护规划图，本项目占用耕地为一般耕地，占用草地为一般草地。

1.4.2.6 《齐齐哈尔市水土保持规划》（2019-2030年）符合性分析

根据《齐齐哈尔市水土保持规划》（2019~2030年），齐齐哈尔划定了水土流失重点预防区和重点治理区，本项目井位位于齐齐哈尔市昂昂溪区及泰来县，属于市级水土

流失重点预防区，本项目井位所处水土流失重点预防区示意图见附图。

本项目不产生弃土，剥离表层土临时堆场地设置截排水沟等严格的水保措施防止水土流失。同时，利用土工布或塑料膜遮盖的方法来减少水土流失。施工结束后及时清理施工现场，对临时占地采取植被恢复、耕地复垦、水土保持等措施进行生态恢复。在采取水土保持措施后，本项目满足《齐齐哈尔市水土保持规划》（2019~2030年）要求。

表 1.4-1 与《齐齐哈尔市水土保持规划》（2019~2030年）符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	6.1.1 在治理中应水蚀、风蚀兼顾，以防治风蚀为中心，以提高生态效益和持续发展为目标。在风力侵蚀严重地区，可适当在植被稀疏的沙土地设置机械沙障，同时与水力侵蚀区的治理措施相结合	本工程为陆地石油开采类项目，结合本项目工程内容，因地制宜选择施工季节，避免大风及强降水期作业；施工材料合理堆放，降低对植物的扰动；规范运输车辆行驶路线，采用“一”字型作业法，禁止碾压和破坏地表植被；管沟挖、填方作业互补平衡，分层回填土方予以平整、压实；对临时占地原有植被生态恢复和人工绿化，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势；强化管理，树立保护耕地警示牌，减少人员随意践踏造成的水土流失。	符合
2	6.1.2 风力侵蚀区，完善提高现有农田、道路、堤防等林网建设。对防护林种单一、结构不合理林网，进行优化改造。使其成为乔、灌、针叶、阔叶相结合异龄复层良性生态工程体系。选择优良草种对采取生态修复等措施草场进行改良，增加地表植被覆盖度。	本项目施工结束后对临时占地进行植被恢复。	符合
3	7.2.2.5 自然资源的开发、地表的建造等生产建设项目都会与土壤和植被产生直接的交集，依法搞好生产建设项目水土流失防治，满足水土保持功能需求。生产建设项目水土保持工程设计，必须考虑不同类型的区域，在荒地、人类活动稀少的区域，以水土保持临时措施、水土保持植物措施为主，辅以水土保持工程措施；在城市、城市周边地区、大型企业厂区水土保持工程设计应考虑景观规划设计的要求。除以水土保持工程措施和植物措施为主外，还要注重施工组织设计、管理等方面内容，避免不合理的施工方法和对土石资源的浪费，降低加重产生水土流失的可能性。	本项目在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm-30cm左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复植被，临时占地草地平整，耕地等质等量复耕。通过上述措施，可以尽快将临时占地的植被恢复至原有水平。	符合

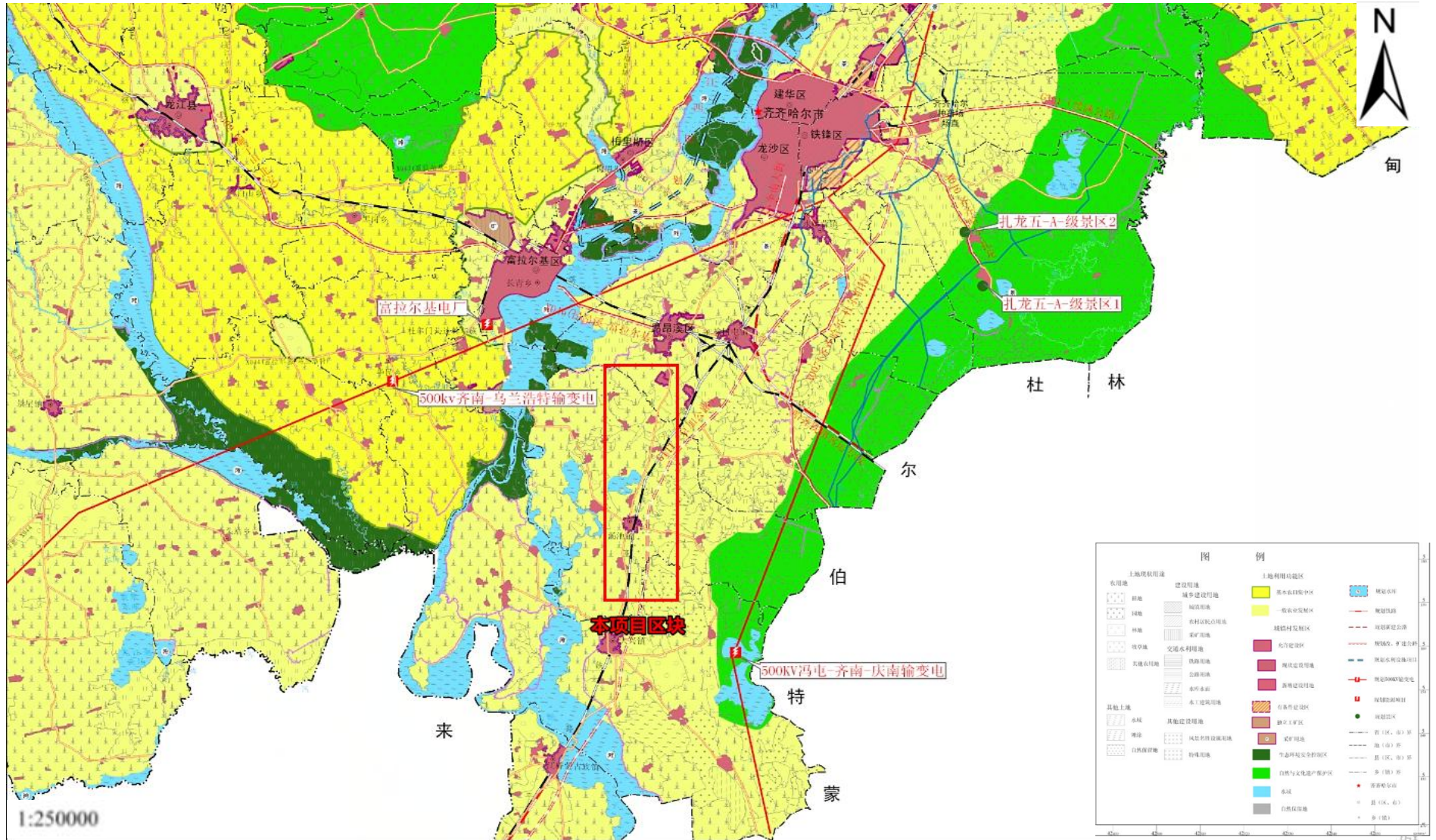


图 1.4-1 本项目与齐齐哈尔市土地利用总体规划位置关系图

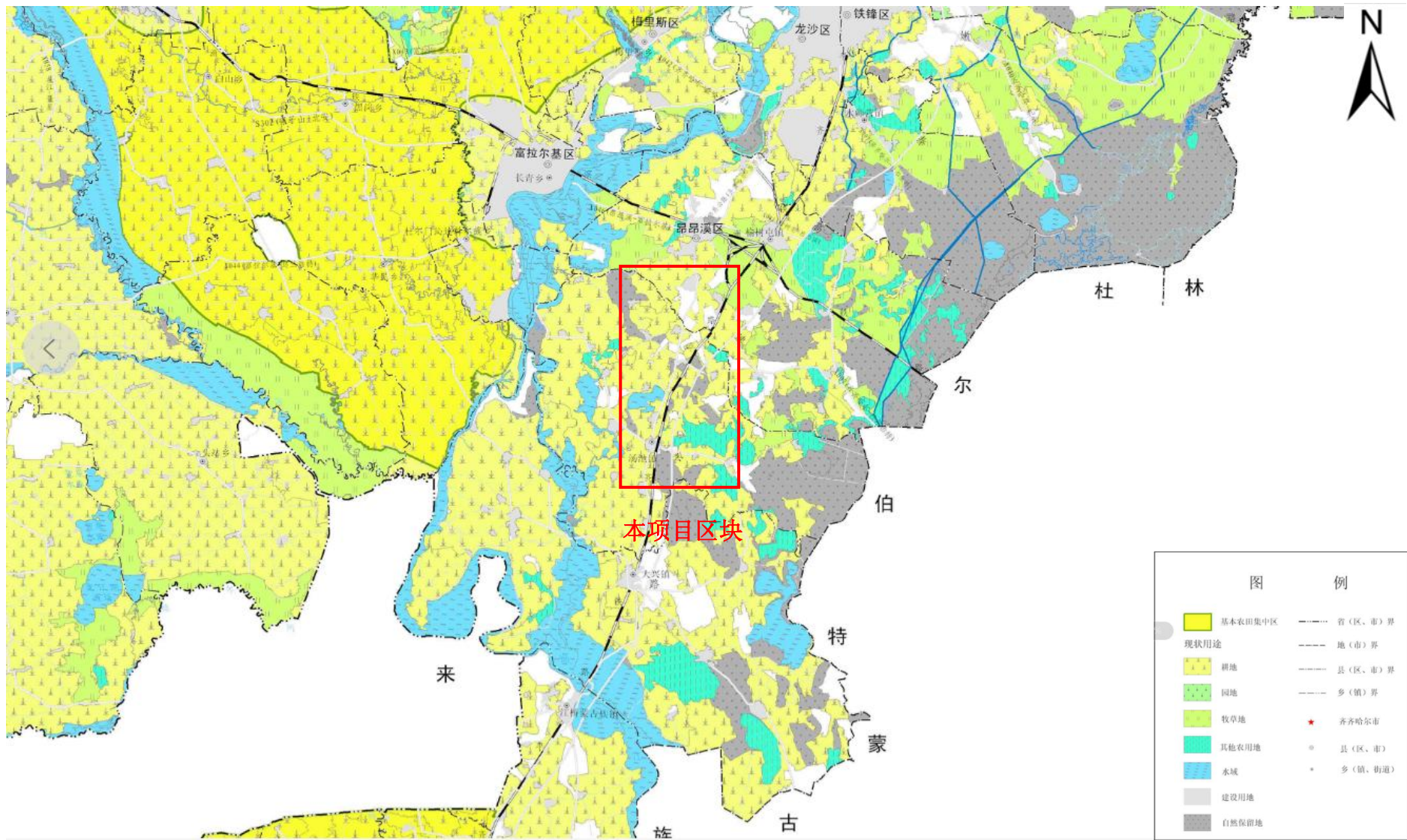


图 1.4-5 本项目与齐齐哈尔市基本农田保护规划图位置关系图

1.4.2.7 与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018年修正）符合性分析

表 1.4-2 与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气勘探开发单位应当在钻井液中使用无毒化学药剂。废弃钻井液、废水、岩屑、污油等应当进行处理，严禁随意排放。废弃钻井液集中处理排放场所选址应当经所在地市级环保部门同意。	本工程全部采用无毒无害的水基钻井泥浆。施工期废弃钻井液、废水、岩屑定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路，运行期的含油污泥由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）要求后用于铺垫井场及通井路，均不外排。 大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司在《采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理项目环境影响报告表》中进行了环境影响评价，环评批复文号为杜环建字【2020】7 号，于 2020 年 7 月完成自主验收。	符合
2	油气勘探开发单位在油气集输过程中应当对油水分离后产生的废水进行回收利用，确实需要排放的，应当达到污染物排放标准；产生的油沙、污泥应当进行无害化处理	本工程油井采出液分离出的含油污水，进入龙一联合油污水处理站处理达标后回注，不外排。运行期产生的油泥（砂）由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）要求后用于铺垫井场及通井路。	符合
3	新建井场投产时应当做到原油、化学药剂及其他有害物质不落地，发生落地现象的应当及时采取措施予以清除。	本工程新建井场投产时，原油开采与集输均为密闭流程，原油不落地。事故状态下造成的原油外漏，按照《第九采油厂突发事件总体应急预案》进行紧急处置，减轻对环境的影响。	符合
4	废弃钻井液、岩屑、污油及其他工业固体废物、生活垃圾必须回收，不得排放或者弃置水体。	本工程施工期废弃钻井液、废射孔液、废水、岩屑定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路，废包装袋、废防渗布	符合

		等一般工业固废送第七采油厂一般工业固废填埋场处理，生活垃圾统一收集后拉运至泰来县生活垃圾综合处理厂处理，不排放或弃置水体。软化设备产生的废离子交换树脂每年更换一次，由厂家回收，不外排。	
5	油气勘探开发单位应当采取保护性措施，防止地下水污染。	本工程为了避免污染地下水，钻井施工全部采用水基泥浆。加强对废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、钻井污水的回收处理工作，消除对地下水的污染隐患。保证固井质量，严防油井深部原油渗入含水层。使用地下水保护双层套管，以确保该区地下水不受污染，表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。	符合
6	新开发区域内埋设油、水、气管线不得改变原有的地形、地貌。油气勘探开发中的各项工程应当减少占地，施工中临时占地的，应当将腐植质层剥离移走，工程结束后及时恢复原有地貌。	本工程敷设管线不改变原有地形、地貌，在施工过程中严格控制占地和作业面积，施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20 cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌。	符合
7	油气勘探开发单位应当对本单位排放污染物和污染防治设施运行情况进行定期监测，掌握污染动态。油气勘探开发单位应当制订环境污染突发事件应急预案。油气勘探开发生产作业场地内禁止无关人员进入。油气勘探开发单位应当采取保护性措施，防止污染。	本项目建设单位第九采油厂根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）相关内容及各环境要素评价导则要求，制定监测计划，根据企业提供资料及现场调查，大庆油田有限责任公司第九采油厂现有突发事件总体应急预案，下设《大庆油田有限责任公司第九采油厂突发环境事故专项应急预案》等预案内容。	符合

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

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（生态环境部办公厅，2019年12月13日）符合性分析见表 1.4-3。

表 1.4-3 建设项目与“通知”符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚	本项目为对现有区块进行开发，该区块内已有工	符合

	<p>动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价,对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性。</p>	<p>程为《2018年油藏评价井来平9501钻井工程》,属于滚动开发区块。本次以区块内新井开展了区块环评,并包括了本项目配套的电加热管线。本次环评在3.9章节中详述了现有工程环境影响进行回顾性评价,区块内油田生产设施主要包括油井场和集油管线。废气主要为井场和集输管线逸散的非甲烷总烃气体、拉油点加热炉废气;废水主要为油井检修作业污水、洗井废水、油田采出水、场站生活污水。油井检修作业污水、油田采出水最终经龙一联合油污水处理站处理后回注油层,场站生活污水排入场站内防渗旱厕,定期清掏外运堆肥处理,不外排;噪声主要来自抽油机及场站各类机泵噪声;固废主要为油水作业产生的含油污泥、场站生活垃圾,含油污泥由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)要求后用于铺垫井场及通井路,生活垃圾集中收集后拉运至泰来县生活垃圾综合处理厂进行处理,废滤料定期由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理。区块内生态恢复良好,未发现生态环境问题和环境风险隐患。</p> <p>明确了现有区块的污染物排放情况,依托设施卸油点、脱水站、污水站、含油污泥处理站的依托可行性及其污染物产生及排放情况,各依托设施均可有效依托。</p>	
2	<p>确定产能建设规模后,原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的,可以纳入区块环评。自2021年1月1日起,原则上不以单井形式开展环评。</p>	<p>本项目为油田产能建设项目,不为勘探项目,本项目包括基建油井100口,不以单井形式开展环评。</p>	符合
3	<p>涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目,应当符合国家和地方污染物排放标准,满足重点污染物排放总量控制要求。</p>	<p>本项目施工期及运营期废水均不外排。</p>	符合
4	<p>涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前,回注的开采废水应当经处</p>	<p>项目检修作业污水及油井清防蜡洗井废水拉运至经龙一联合油污水处理站处理达标后回注油层,属于回注到现役油气藏层位。回注水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求“含油量$\leq 8\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 3\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”。地下水防治措施采取过程防控、跟踪监测来防止污染地下</p>	符合

	理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	水。	
5	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	项目油井井口安装密封垫，降低了非甲烷总烃的无组织挥发；产生的伴生气随产液一起进入三相分离器进行油气水分离，分离出的湿伴生气进入站内现有天然气除油器、干燥器脱水除油后密闭集输至联合站干燥处理，由联合站反输清洁天然气用于站内生产。伴生气的处理均在密闭压力容器内进行，集输过程中均为密闭状态，有效的降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	项目钻井选用水基泥浆，施工期钻井污水、岩屑、废钻井液、废射孔液排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中I类场标准后用于铺垫井场及通井路；废纯碱、膨润土包装袋及施工期废防渗布、属于一般工业固体废物，施工结束后由钻井单位拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理。运营期含油污泥、落地油全部回收，由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）要求后用于铺垫井场及通井路；含油废防渗布属于危险废物，油井作业结束后委托资质单位定期拉运处置。软化设备产生的废离子交换树脂每年更换一次，由厂家回收，不外排。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网	施工期井场、管线均在临时用地内进行施工，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式。环评中已提出耕地及草地的保护措施；采用柴油钻机钻井时使用的低标号轻质柴油。	符合

	电、高标准清洁燃油，减少废气排放。		
8	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	大庆油田有限责任公司第九采油厂现有《突发环境事件专项应急预案》主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容。	符合

由上表可知，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中要求。

1.4.2.9 与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发〔2019〕153号）符合性判定

表 1.4-4 本工程与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》相关要求符合性判定

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

1.4.2.10 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）符合性判定

根据《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，石油和天然气开采业的 VOCs 污染防治可参照相应的污染防治技术政策。

表 1.4-5 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	本工程符合性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁	符合。本项目运行期作业废水回用率

	生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	100%，工业固废（含油污泥、落地油、含油废弃防渗布、废离子交换树脂）均得到妥善处置。
2	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	符合。本项目为现有区块的改扩建项目，油气处置和废物收集处置均依托现有集中处置站场
3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	符合。大庆油田有限责任公司第九采油厂井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后 100%回收
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合。本项目不涉及压裂作业，地面工程建设过程中地面管线采取防刺、防漏、防溢等措施
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	符合。本项目采出水均处理达标后回注
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	符合。本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为 1.4175‰
7	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	符合。本项目采取小孔钻井钻井技术，减少废物产生和占地
8	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	符合。本项目开发过程中产生的伴生气经油气分离，分离出的湿伴生气进入卸油点内现有天然气除油器脱水除油后作为燃料自用，不外排。各场站天然气均通过加热炉完全燃烧
9	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	符合。在本项目区域上游、区域内、区域下游各布设 2 口潜水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。
10	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	符合。检修作业污水及洗井废水由施工现场污水回收装置回收后拉运至龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排
12	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	符合。油气水分离器、储罐产生的油泥（砂）及落地油由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油

	家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）要求后用于铺垫井场及通井路
--	--	--

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

表 1.5-3 具体相关措施符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目油田采出液采用密闭管道集输方式进行输送处理，采出水最终经密闭管道输至龙一联合污水处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注油层。	符合
2	重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比≥10%的天然气的设备与管线组件的密封点≥2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作。	项目所在地区不是重点地区，本项目依托的各场站制定有每日巡查制度，并定期开展设备及管道泄漏检测，有泄漏点及时发现及时修复。	符合
3	在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程。	本项目不涉及采取原油稳定措施，但本项目油气集输全过程采用密闭集输方式。	符合
4	对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接空排的，应报生态环境主管部门备案。	本项目对油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用。	符合
5	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m ³ 。	本项目厂界非甲烷总烃排放浓度满足油气集中处理站边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0mg/m ³ 的限值要求。	符合
6	企业应按照有关法律、《环境监测管理办法》和 HJ 819 等规定，建立监测制度，制订监测方案，对大气污染物排放状况开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果。	本项目制定了运行期非甲烷总烃监测计划，对本项目新建的井场四周 10m 处进行监测，监测频次为 1 次/年。	符合

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

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

表 1.4-6 本项目与“《黑龙江省水污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕3号）”

相关要求符合性一览表

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

符合《黑龙江省水污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕3号）相关要求。

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

表 1.4-7 本项目与“《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕46号）”

相关要求符合性一览表

级别	“土十条”的要求	本项目分析	符合性
黑龙江省	明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油类等有机污染物。重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、市级以上城市建成区等区	本工程为陆地石油天然气开采项目，其建设单位大庆油田有限责任公司第九采油厂作为土壤重点监管重点企业每年对区域内土壤环境质量进行监测，并进行信息公开。	符合
	切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用	本工程作为油田开发工程，施工阶段占用耕地（非基本农田）及草地（非基本草原），采取对耕地配套专门的补偿措施、植被恢复措施	符合

		等，并在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少对占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响	
	防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响评价的内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落实要求	符合

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

表 1.4-8 本项目与《地下水管理条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施；	油田钻井对地下水造成污染的可能性较小。但是井场设施泄漏，如处理不及时则可能造成污染。因此根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）表 7 中的地下水污染防渗分区参照表，钻井工程的井场地下水环境分区防渗提出如下措施：柴油罐区、钻井液罐区、发电机房、钢制泥浆槽、KOH 材料房、钻井泵、钻台处属于重点防渗区，采用下方黏土压实，上方铺设 2mm 厚 HDPE 防渗土工膜进行防渗，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，能够满足导则中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求；钻井液材料房、其他材料房、防渗旱厕做一般防渗处理，采用下放黏土压实，上方铺设防渗布进行防渗，渗透系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，满足导则中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求；井场其他区域属于简单防渗区，采用地面碾压平整进行防渗，满足导则中关于简单防渗区一般	符合

		地面硬化防渗技术要求。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。	
2	化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测；	地下水环境监测委托具有资质的单位进行，监测报告建设单位存档，并存档本项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，各生产设施、套管、钢制泥浆槽及污染防治措施等设施的运行状况、维护记录，同时对监测结果定期进行信息公开。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一、二级评价的建设项目，跟踪监测点位一般不少于3个，应至少在建设项目场地，上、下游各布设1个。项目区域潜水地下水流向为由东北至西南，项目分布较广，因此在上游的潜水设1个背景监测点，在本项目区域内侧向和下游设3个潜水跟踪监测点，进行长期监测。	符合

1.4.2.15 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》（黑政规〔2021〕18号，2021.12.29）符合性分析

表 1.4-9 本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管理。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料堆放以及大型煤炭和矿石码头、干散货码头物料堆场，全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造，鼓励有条件的码头堆场实施全封闭改造	①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。③运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，需要在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶	符合

		<p>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。</p>	
2	<p>开展 VOCs（挥发性有机物）全过程综合整治。持续开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 全过程综合整治。提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，开展原油、成品油、有机化学品等涉 VOCs 物质储罐排查，按规定逐步取消炼油、石化、煤化工、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要 VOCs 废气排放系统旁路。鼓励涂装类工业园区和企业集群统筹规划建设集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心。加强汽修、餐饮等行业 VOCs 综合治理。</p>	<p>本工程运行期的 VOCs（挥发性有机物）主要来自集输过程中井场、拉油点及依托场站处理过程无组织挥发的烃类气体。</p> <p>①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄露；②井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；③加强卸油点运行管理，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罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；⑦挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200 mm。⑧液态 VOCs 物料应采取密闭管道运输，采用非管道运输方式转移液态 VOCs 物料时，应采用密闭容器、罐车。⑨定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，确保井场、拉油点排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求中无组织排放监控浓度限值；依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2</p>	符合

		<p>中无组织排放监控浓度限值及《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》</p> <p>（GB39728-2020）5.9 中规定要求（依托场站 2023 年 1 月 1 日前厂界执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值，2023 年 1 月 1 日起边界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求），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；⑩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。⑪加强对设备和管道的检查和维护，最大限度降低场站及某些设备的超压放空、除油干燥器排气、储罐和管线的油气挥发以及天然气使用过程中非甲烷总烃的无组织挥发；⑫加强对集输气设备的日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制掺水和外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度，减少天然气用量，减少烟气排放量。⑬加强井下作业管理，落地油 100% 回收率，减少非甲烷总烃挥发；通过采取上述措施，控制措施满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》</p> <p>（GB39728-2020）；厂界污染物排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》中标准值：4.0mg/m³，不会对大气环境产生较大影响，运行期无组织排放大气污染防治措施可行。⑭加强油田气放空的管理，定期对设备进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，尽量减少事故性油田气放空，在进行放空时，应经过充分燃烧，并控制放空量，在系统可承受的压力范围内时应停止放空；⑮伴生气的处理均在密闭压力容器内进行，集输过程中均为密闭状态，有效的降低了非甲烷</p>
--	--	---

		总烃的无组织挥发。	
3	<p>在制定国土空间规划及交通运输等相关规划时，合理划定防噪声距离，明确规划设计要求。因特殊需要必须连续作业的，必须有县级以上政府或者其有关主管部门的证明，并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。加强对文化娱乐、商业经营中社会生活噪声热点问题日常监管和集中整治。到 2025 年，地级及以上城市全面实现功能区声环境质量自动监测，声环境功能区夜间达标率达到国家要求</p>	<p>(1) 井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备；(2) 对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、隔声等降噪措施；(3) 注意对设备的维护保养，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。</p> <p>(4) 本项目运营期最近的环境敏感点为来来斜 9503 井南侧 140m 的乌诺屯，在采取减振、隔声等降噪措施后敏感点声环境满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 1 类标准，对乌诺屯屯影响较小。(5) 场站机泵等设备集中布置于室内，并采取减震降噪措施。</p> <p>(6) 场站集中布置机泵的房间加装隔声门窗。通过采取以上措施后，能够确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类标准要求，不会对周围声环境产生较大影响，运行期噪声治理措施可行</p>	符合
4	<p>加强空间布局管控。将土壤和地下水环境管理纳入国土空间规划，根据土壤污染的环境风险，合理确定土地用途。永久基本农田集中区禁止规划建设可能造成土壤污染的建设项目。对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项目，依法进行环境影响评价，按规划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。</p>	<p>本项目未涉及永久基本农田。同时，本次评价要求项目采取分区防渗措施，最大程度保证不污染地下水及土壤等环境。</p>	符合
5	<p>防范工矿企业新增土壤污染。动态更新土壤污染重点监管单位名录，监督全面落实土壤污染防治义务，依法纳入排污许可管理。鼓励土壤污染重点监管单位实施提标改造。各地定期组织开展土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水环境监测，督促企业定期开展土壤和地下水环境自行监测、污染隐患排查治理。防控矿产资源开发污染土壤，加强尾</p>	<p>大庆油田有限责任公司第九采油厂作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田信息港进行信息公开。根据监测结果，永久占地内各监测点位污染物浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 中第二类用地风险筛选值。同时，本次评价设置了地下水及土壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。</p>	符合

	矿库安全管理。		
--	---------	--	--

1.4.2.16 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》相关要求符合性分析详见表 1.4-10。

表 1.4-10 本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，划定耕地保护红线和永久基本农田控制线，严格落实耕地占补平衡、易地补充耕地、土地复垦等政策，确保完成规划期内黑土耕地保有量和永久基本农田保护任务。	本工程属国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让耕地（黑土地），本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地。本工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。	符合
2	严格国土空间用途管制。制定用途管制规则，实行严格的用途管制，严控非农建设用地规模，尽量少占优质黑土地。强化对占用黑土地的管控约束，使得城镇发展等非农建设尽量避让优质黑土地。	本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地	符合
3	严格土地执法。建设项目占用耕地的，应当按规定进行表土剥离和利用。全面加大黑土耕地保护违法违规问题执法力度，及时发现、严肃查处土地违法特别是乱占耕地、破坏耕地、盗挖黑土等行为。	本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的表	符合

		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

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》中要求。

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

本项目与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021—2025年）》相关要求符合性分析详见表 1.4-11。

表 1.4-11 本项目与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021—2025年）》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	坚持政府引导、社会参与。发挥政府投入引领作用，通过市场化运作，带动社会资本投入，引导农村集体经济组织、农户、新型经营主体、企业积极参与。健全黑土地保护责任体系，进一步明确省市县乡四级政府及相关部门黑土地保护职责，建立黑土地质量监测网络体系，形成黑土地保护建设长效机制	本项目在政府引导下，建设单位积极参与，共布设 4 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、石油烃，监测频次为 1 次/3 年	符合

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

1.4.2.18 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》的符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》相关要求符合性分析详见表 1.4-12。

表 1.4-12 本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	黑土地保护利用实行土地用途管制制度。严格限制农用地转为建设用	本工程属国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让耕地（黑土地），	符合

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

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省黑土地保护利用条例》中要求。

1.4.2.19 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》的符合性分析

项目与扎龙自然保护区保护要求符合性分析详见表 1.4-13。

表 1.4-12 本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	对水资源加强监测，有效控制水环境。对水资源的使用与开发进行有效控制，制定节水计划，发展节水型农业技术，使工业用水得以循环利用。	本项目废水不外排，运营期废水回收后拉运至龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。	符合
2	采取节水措施，推广无污染或少污染	项目废水、固废均 100%回收，正常工况下，	符合

	的新工艺，提高水的重复利用率，解决生产过程中的跑、冒、滴、漏现象	不会有跑、冒、滴、漏现象发生	
3	严格控制新污染源的增加，直接或间接向水体排放污染物的新建、扩建、改建项目，必须严格执行我国环境影响评价制度，达不到规定要求的建设项目不准投入生产	本项目运营期废水回收后拉运至龙一联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。	符合
4	建立完善的管理制度与措施。保护区内的各管理部门应积极配合，大力加强对保护区湿地的管理。各管理部门还应对畜牧草原加强管理，严禁过度放牧；对于破坏湿地植被、水资源及动植物的行为应给与相应惩罚；加大宣传力度，使人们认识到湿地自然保护区对生态环境与可持续发展的重要性。	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，宣传国家和地方有关野生动物、植物保护的法律法规，提高本项目相关工作人员的法律意识。在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，文明施工。使工作人员能够自觉的保护野生动植物，禁止破坏保护区内的原生生态环境，同时，还应设立监管人员、监督举报和惩处机制，通过互相监督积极预防捕杀野生动物的行为发生	

1.4.3 “三线一单”符合性分析

1.4.3.1 生态保护红线

生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的，在规划环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。

《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）及《齐齐哈尔市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（齐政规〔2021〕4号）划分了环境管控单元，管控单元包括优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类。

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

护区、国土安全保护区、重点水域保护区。本工程位于齐齐哈尔市昂昂溪区及泰来县周边，不在上述所述区域，与《齐齐哈尔市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（齐政规〔2021〕4号）中环境管控单元进行对照，本项目拟建油井位于优先保护单元及一般管控单元。且本项目不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、生态红线、饮用水水源保护区、重要湿地等区域。因此，项目建设符合生态红线要求。本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系见图 1.4-2。

表 1.4-9 本项目与分区管控要求符合性分析

环境管控单元	分区管控要求	拟建项目情况	符合性
优先保护单元	以生态环境保护为主，依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设。在功能受损的优先保护单元，优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能；在生态保护红线区域，严格按照国家和省生态保护红线管理相关规定进行管控。	本项目井位部分位于优先管控单元。本项目产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，且施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行平整。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制，及施工单位制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施，本项目不位于生态红线区域内，距离最近扎龙自然保护区试验区井位及管线距离大于 1000m。	符合
重点管控单元	重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。	本项目拟建井场均不在重点管控单元	符合
一般管控单元	以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。	本项目井位部分位于一般管控单元。本项目产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，且施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行平整。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制，及施工单位制定可行的突发	符合

1.4.3.2 环境质量底线

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

根据齐齐哈尔生态环境局公布的《2020年齐齐哈尔市生态环境状况公报》，项目区域大气环境质量优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，项目区域属于达标区。根据补充现状监测结果：非甲烷总烃可以达到《大气污染物综合排放标准详解》中限值要求；项目周边村屯声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准，井场区域内声环境质量可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求；本项目不排放废水，不会对周边地表产生影响；本项目在采取措施后不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量除锰外可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中的III类标准限值要求，其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn^{2+} 在 CO_2 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境；本项目永久占地内土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内村屯土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；评价范围内草地、耕地土壤可以满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

1.4.3.3 资源利用上线

资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的

“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。

本项目为油田开发项目，在选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用环境影响最小的布局方案，减少对土地的占用，消耗的水主要用于生活、钻井需要，本工程无新建水源井，不开采地下水，由于施工期较短，且资源消耗均符合相关设计和标准要求，因此本项目建设符合资源利用上线要求。

1.4.3.4 生态环境准入清单

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

根据《齐齐哈尔市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（齐政规〔2021〕4号），齐齐哈尔市以环境管控单元为基础，结合“三线一单”划定情况，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率等方面明确准入、限制和禁止的要求，建立“1+N”生态环境准入清单管控体系。“1”为全市生态环境分区管控意见，包括环境管控单元划定结果、生态环境管控基本要求；“N”为管控单元清单，体现管控单元的差异性、可操作性要求。本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析见表 1.4-10。

表 1.4-10 本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析

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	本项目符合性分析
ZH23022 410002	泰来县一般生态空间区	优先保护单元	空间布局约束 原则上按限制开发区域的要求进行管理。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	本项目占用一般耕地、一般草地，本项目按照“占一补一”的原则对临时占地进行生态恢复，对永久占地进行生态补偿。符合要求。

				<p>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。</p>	
				<p>在不改变利用方式的前提下，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</p>	<p>临时占地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地及草地，恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。符合要求。</p>
				<p>避免开发建设活动损害生态服务功能和生态产品质量</p>	<p>本项目永久占地较少，临时占地在施工结束后进行生态恢复，不会损害生态服务功能和生态产品质量。满足要求。</p>
				<p>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</p>	<p>本项目不涉及侵占生态空间，满足要求。</p>
ZH23020 510002	泰来县一般生态空间区	优先保护单元	空间布局约束	<p>原则上按限制开发区域的要求进行管理。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。</p>	<p>本项目占用一般耕地、一般草地，本项目按照“占一补一”的原则对临时占地进行生态恢复，对永久占地进行生态补偿。符合要求。</p>
				<p>在不改变利用方式的前提下，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</p>	<p>临时占地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地及草地，恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。符合要求。</p>
				<p>避免开发建设活动损害生态服务功能和生态产品质量</p>	<p>本项目永久占地较少，临时占地在施工结束后进行生态恢复，不会损害生态服务功能和生态产品质量。满足要求。</p>
				<p>已经侵占生态空间的，应建立退出机制、制定治理方案及时</p>	<p>本项目不涉及侵占生态空间，满足要求。</p>

间表					
ZH23020 530002	昂昂 溪区 其他 区域	一般管 控单元	空间 布局 约束	<p>贯彻实施国家与黑龙江省大气、水污染相关各项标准，深化重点行业污染治理，推进国家和地方确定的各项产业结构调整措施。</p> <p>1、引导工业项目向园区集聚；严禁钢铁、水泥、电解铝等产能严重过剩行业扩能；</p> <p>2、重点对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业中，环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，依法依规改造升级或有序退出。</p>	<p>本项目不属于高耗水、高污染行业，满足要求。</p> <p>本项目采用先进的钻井及采油工艺，不属于落后产能，满足要求，本项目在油气集输过程中采用密闭形式，施工期及运营期废水均不外排，固体废物均可100%处置。满足要求。</p> <p>本项目不属于高耗水行业，施工期较短，且用水较少，运营期不新增新鲜水用量，且施工期废水均不外排，满足水资源和水环境承载能力要求。</p>
ZH23022 430002	泰来 县其 他区 域	一般管 控单元	空间 布局 约束	<p>贯彻实施国家与黑龙江省大气、水污染相关各项标准，深化重点行业污染治理，推进国家和地方确定的各项产业结构调整措施。</p> <p>1、引导工业项目向园区集聚；严禁钢铁、水泥、电解铝等产能严重过剩行业扩能；</p> <p>2、重点对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业中，环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，依法依规改造升级或有序退出。</p>	<p>本项目不属于高耗水、高污染行业，满足要求。</p> <p>本项目采用先进的钻井及采油工艺，不属于落后产能，满足要求，本项目在油气集输过程中采用密闭形式，施工期及运营期废水均不外排，固体废物均可100%处置。满足要求。</p> <p>本项目不属于高耗水行业，施工期较短，且用水较少，运营期不新增新鲜水用量，且施工期废水均不外排，满足水资源和水环境承载能力要求。</p>

根据上表分析，本项目符合《齐齐哈尔市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（齐政规〔2021〕4号）中生态环境准入清单要求，本项目为环境准入允许类别。

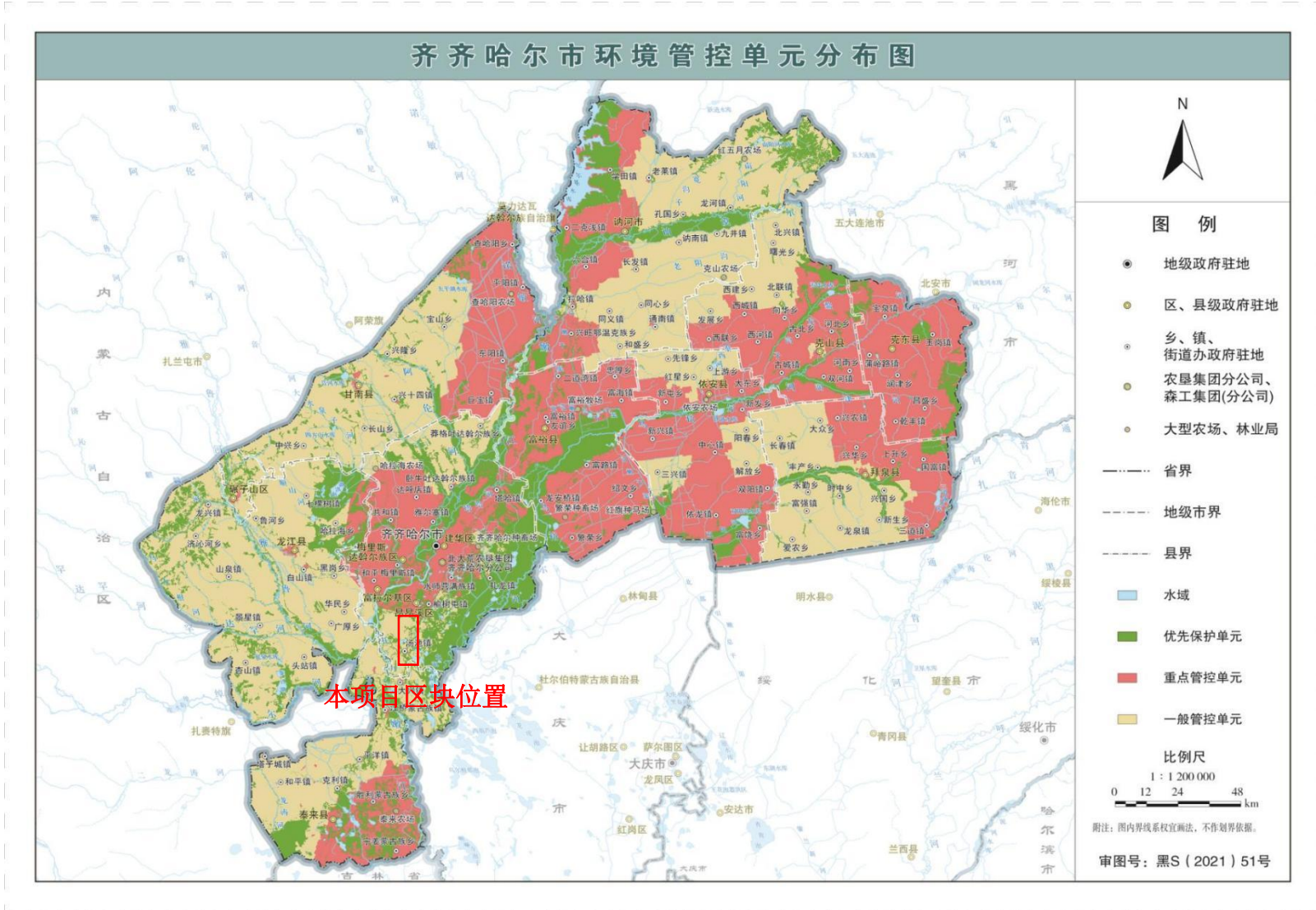


图 1.4-3 本项目与黑龙江省齐齐哈尔市环境管控单元位置关系

1.4.4 选址合理性分析

本项目位于齐齐哈尔市昂昂溪区及泰来县周边，共建设 100 口油井，建设内容包括井场、电加热管线、拉油点、注汽点、热水站、通井路、供配电等，项目周围敏感点主要为村屯、耕地（一般耕地）、草地（一般草地），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、永久基本农田、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，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《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）及《齐齐哈尔市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（齐政规〔2021〕4 号），本项目拟建井场、集油管线、通井路位于一般管控单元及优先管控单元，优先管控单元以生态环境保护为主，依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设。在功能受损的优先保护单元，优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能；在生态保护红线区域，严格按照国家、省、市生态保护红线管理相关规定进行管控。

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

本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感目标，减少对耕地的占用，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。本项目部分管线距离周边村屯较近，在距离村屯较近的管线施工采取人工开挖，昼间施工，施工阶段设置围挡等方式降低施工噪声及扬尘对周边村屯的影响；本项目在运行阶段电加热管线均采取重点防渗。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钻井井喷、火灾及爆炸、中毒、物料泄漏，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。

根据《齐齐哈尔市关于划分水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，本项目部分井场、管线及道路位于齐齐哈尔市昂昂溪区及泰来县，属于市级水土流失重点预防区。本项目施工阶段采取井场予以平整、压实，以免发生水土流失；利用现有公路和已有便道行车，减少新建道路，避免造成新的裸露地表，道路应在推平后加以机械碾压，做好原有植被恢复工作。采取以上措施后，本项目水土流失量较少，产生的影响较小。

同时，项目建设符合黑龙江省土地利用总体规划、齐齐哈尔市土地利用总体规划、黑龙江省生态功能区规划等相关规划要求。工程选址在环境保护方面较合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为原油开采项目，环境影响主要来源于井场和拉油点建设、原油集输、井下作业、管道和道路施工等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的生态环境、区块周边分布的村屯居民点及居民饮用水源。本次评价重点关注施工期各种施工活动和工程占地对土壤、生态环境的影响，施工机械和施工人员产生的废气、废水、固体废物、噪声等对周围环境的影响；运行期井场及站场无组织挥发的非甲烷总烃、井场抽油机的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

(1) 环境空气

本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、柴油机废气及柴油罐废气。施工扬尘采取施工现场洒水抑尘、运输运输车辆及物料加盖防尘布等方式降低扬尘污染；柴油机废气采取施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况等措施。对大气环境影响较小。

运营期产生的废气主要为井场、拉油点、依托场站在采出液集输及处理过程中产生的非甲烷总烃、拉油点多功能储罐产生的烟气、场站油气处理加热炉产生的烟气。本项目油气集输及拉运过程全部采用密闭工艺流程，井场、拉油点、场站排放的非甲烷总烃在厂界可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求）；依托场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，天然气经燃烧后均经高于8m的烟囱排放，加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》

（GB13271-2014）表1中在用燃气锅炉标准限值要求；拉油点多功能储罐排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建燃气锅炉标准限值要求。对大气环境影响较小。

（2）水环境

本项目施工过程中产生的废水主要为生活污水、试压废水、钻井废水。生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整；试压废水由罐车拉运至龙一联污水处理站处理后回注；钻井废水排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中I类场标准后用于铺垫井场及通井路。

本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、注汽站锅炉生产排水、热水站锅炉生产排水、检修作业污水、清防蜡洗井废水。油田采出水进入龙一联合站污水处理站处理；注汽站锅炉生产排水排入新建污水池中，定期拉运至龙一联合站污水处理站处理；热水站锅炉生产排水由罐车拉运至龙一联合站污水处理站处理；检修作业污水及洗井废水通过罐车回收后送龙一联合站污水处理站处理；处理后的废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中

值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。本项目废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

本工程施工期可能对地下水产生影响的主要为废弃泥浆、射孔液等钻井过程中产生的废弃物，运行期可能对地下水产生影响的因素主要为油井检修作业污水、清防蜡洗井废水、落地油、油田采出水、注汽站锅炉生产排水、热水站锅炉生产排水等。在采取源头控制、过程防控、分区防渗、跟踪监测后对区域的地下水环境影响较小。

（3）声环境

施工过程中产生的噪声主要为重型车辆沿途产生的噪声及钻机振动产生的噪声污染。采取物料及设备运输车辆应选择合理时间和路线，避开居民休息时段；严格限定施工范围，选用噪音低的设备；注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。对周边声环境敏感点影响较小。

本项目运营期噪声源主要来自抽油机、多功能储罐、井场电机、依托场站内泵、压缩机及风机等发声设备尽可能选用低噪声设备，注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，采取以上措施后井场厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求。对周边声环境敏感点影响较小。

（4）生态环境

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

本项目部分井场、道路、管线位于齐齐哈尔市昂昂溪区及泰来县，根据《齐齐哈尔市关于划分水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，本项目所在地属于市级水土流失重点预防区，本工程由于井场、管线等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。

（5）固体废物

施工过程中产生的固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废包装袋、KOH 包装袋、废防渗布、生活垃圾等。废钻井液与钻井废水、钻井岩屑、废射孔液等废弃物暂存于井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋及废防渗布由施工单位统一收集后拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理；KOH 包装袋经收集后委托有资质单位处理；生活垃圾统一收集后运至泰来县生活垃圾综合处理厂处理。

项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，软化设备产生的废离子交换树脂，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布。含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）要求后用于铺垫井场及通井路，回收率为 100%；含油废防渗布经收集后由有资质单位进行处理。废树脂属于一般工业固废，每年更换一次，由厂家回收，不外排。

本项目施工期及运营期固体废物均合理处置，不会对周边环境产生影响。

（6）土壤环境

本项目地面建设工程、管道建设对土壤环境的扰动影响，项目运营期的主要影响为油井作业产生的落地油作业产生的落地油及事故状态下管线泄漏产生的泄漏原油对土壤环境造成的污染。

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，以便尽快恢复土地原貌；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；设置跟踪监测计划，本项目对土壤环境造成的影响在环境可接受范围之内。

（7）环境风险

本工程运营期主要环境风险包括发生井喷、井漏、套管破损、柴油泄漏等；可诱发风险事故类型包括火灾、爆炸，伴生/次生环境污染事件。采取加强固井质量，防止井喷、

井漏，井场柴油罐设置围堰，围堰高度约为 0.4m，柴油罐区地面及围堰做重点防渗处理，采用铺设 2mm 厚 HDPE 防渗土工膜进行防渗，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；施工井场周围设置截水沟（长 530m×宽 0.5m×深 0.5m），防止钻井废水溢流污染周边地表水体。采取以上措施后可有效防止施工期环境风险的发生。

本工程的主要环境风险是拉油点储罐泄露、输油管道泄漏和火灾爆炸，对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性，在工程采取一系列风险防范措施、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。

1.6 环境影响评价主要结论

江桥地区江 935 井区萨尔图油层产能建设工程项目选址于齐齐哈尔市昂昂溪区及泰来县周边，根据《产业结构调整指导目录（2019 年）》（2021 年修订），石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。本项目拟建井均位于优先保护单元及一般管控单元，符合《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14 号）、《齐齐哈尔市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（齐政规〔2021〕4 号）中相关要求，项目选址合理；项目符合现行产业政策，符合相关规划；对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，对区域环境影响较小，环境风险可防控、满足总量控制要求；公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

2 总则

2.1 评价目的

根据本工程特性及工程所在地的环境特点，确定建设项目环境影响评价目的：

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

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

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

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

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

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

2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 编制依据

2.3.1 环境保护相关法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015年1月1日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（修订），2018年12月29日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018年10月26日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018年1月1日；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2022年6月5日；
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019年1月1日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020年4月29日修订，2020年9月1日起施行；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席令第39号，2011年3月1日）；
- (9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012年7月1日；
- (10) 《中华人民共和国循环经济促进法》，2018年10月26日修订；
- (11) 《中华人民共和国节约能源法》，2018年10月26日修订；
- (12) 《中华人民共和国土地管理法》，2019年8月26日修订；
- (13) 《中华人民共和国环境保护税法》，2016年12月25日。

2.3.2 环境保护相关法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令第682号，2017.10.01）；
- (2) 《土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令第592号，2011.03.05）；
- (3) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (4) 《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018.04.26）；
- (5) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）。
- (6) 《中华人民共和国自然保护区条例》2017年10月7日修正版

2.3.3 环境保护相关部门规章及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（部令第16号），2021年1月1日起施行；
- (2) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发〔2013〕37号，2013.09.10）；

-
- (3)《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发〔2015〕17号,2015.04.02);
- (4)《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》(国发〔2016〕31号,2016.05.28);
- (5)《中华人民共和国土地管理法》(2019修订),2019年8月26日修订,2020年1月1日起施行;
- (6)《地下水管理条例》(中华人民共和国国务院令 第748号,2021.12.01)
- (7)《产业结构调整指导目录(2019年本)》(发改委29号令);
- (8)《国家危险废物名录(2021年版)》(部令第15号,2021年1月1日起施行);
- (9)《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部令 第4号,2019.01.01);
- (10)《突发环境事件应急管理办法》,环境保护部令 第34号;
- (11)《危险废物转移管理办法》(部令第23号公布自2022年1月1日起施行)
- (12)《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发〔2012〕77号,2012.07.03);
- (13)《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发〔2012〕98号,2012.08.07);
- (14)《全国地下水污染防治规划(2011-2020年)》,环发〔2011〕128号,2011年10月28日;
- (15)《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》,环环评〔2018〕11号,2018年1月25日;
- (16)《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》,环环评〔2016〕150号,2016年10月26日;
- (17)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》,环办环评〔2017〕84号;
- (18)《关于发布计算环境保护税应税污染物排放量的排污系数和物料衡算方法的公告》(公告,2021年第16号);
- (19)《黑龙江省水污染防治工作方案》(黑政发〔2016〕3号,2016.01.10);
- (20)《黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》(黑政规〔2018〕19号,2018.11.17);
- (21)《黑龙江省土壤污染防治实施方案》(黑政发〔2016〕46号,2016.12.30);
- (22)《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，2020.12.16）；

(23) 《黑龙江省人民政府关于公布水土流失重点防治区的通知》，黑政发[1999]4号；

(24) 《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省“十四五”生态环境保护规划的通知》黑政规〔2021〕18号。

(25) 《7 黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》黑政办规〔2021〕48号

(26) 《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021—2025年）》（2021.12.31印发）

(27) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2022年3月1日起施行）

(28) 《齐齐哈尔市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（齐政规〔2021〕4号）；

(29) 《齐齐哈尔市土地利用总体规划》（2006-2020年）；

2.3.4 技术依据

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)；

(4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)；

(5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；

(6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；

(7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

(8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)；

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

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

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

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

(13) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）；

(14) 《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）；

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

(16) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号, 2021.12.21) ;

(17) 《生产建设项目水土流失防治标准》(GBT50434-2018) ;

(18) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-202) 。

2.3.5 其它相关依据及支持性文件

(1) 《江桥地区江 935 井区油藏开发规划布井方案》 ;

(2) 《江桥地区江 935 井区油藏钻井地质设计》 ;

(3) 《江桥地区江 935 井区萨尔图油层产能建设工程项目设计》 ;

(4) 《江桥地区江 935 井区萨尔图油层产能建设地面工程方案》 ;

(5) 《西斜坡地区来 94、江 29 等区块萨一油层组开发产能建设地面工程环境影响报告表》齐齐哈尔市环承审[2020]3 号 ;

(6) 《2020 年西斜坡地区来 94、江 29 等区块萨一油层组开发产能建设工程(第二批)环境影响报告表》齐环行审[2021]31 号。

(7) 《江桥地区江 935 井区萨尔图油层产能建设工程项目企业投资项目备案承诺书》2021 年 11 月 12 日。

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 评价时段

施工期和运行期, 闭井期单独履行环评审批手续。

2.4.2 环境影响因素识别

本工程建设对环境的影响, 根据其特征可分为施工期影响和生产运营期影响两部分。

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

运营期的环境影响主要为井场、拉油点、场站产生的污染物排放对环境造成的不利影响, 这种影响是长期的。运营期事故状态的环境影响包括输油管线、井场发生原油泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响, 同时还涉及社会经济等问题。

根据工程实际情况, 结合工程区域的自然环境特征, 采用矩阵法对工程建设期间和

运营期产生的影响进行识别，具体见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响因素	工程占地	施工期					运营期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险	废气	废水	固体废物	噪声	风险
环境因素		施工扬尘、车辆尾气、柴油机废气、柴油罐废气	钻井废水、生活污水、试压废水	钻井岩屑、废钻井液、废射孔液、废防渗布、废包装袋、生活垃圾、KOH 包装袋	施工车辆、钻机、柴油发电机等施工机械噪声	井喷、井漏、套损、柴油罐泄露	加热炉烟气、拉油点烟气、无组织挥发的烃类	检修作业污水、清防蜡洗井废水、油田采出水、锅炉排污水	含油污泥、落地油、含油废防渗布、废离子交换树脂	抽油机噪声、拉油点噪声	电加热管线、拉油点火灾爆炸
环境空气	/	-S	/	/		-S	-L	/	-S	/	-SA
地表水	/	/	-S	/		-SA	/	-SA	/	/	-SA
地下水	/	/	-S	-S		-SA	/	/	/	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-S	/	/	/	/	-L	/
土壤	-S	/	-S	-S		-S	/	/	-S	/	-SA
植被	-S	/	/	/		-S	/	/	-S	/	-SA

注：表中“-”表示不利影响，数值大小表示影响程度

注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响

空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关

从上表可知本工程的主要环境影响表现在废水对地下水环境的影响，废水固体废物-S

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

2.4.3 评价因子筛选

经过对油田产生污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，确定本工程评价

因子详见表 2.4-2。

表 2.4-2 评价因子表

评价因子	评价内容	评价因子名称	
施 工 期	影响 评价	废气	运输车辆及管线、道路施工扬尘、运输车辆排放的尾气、焊接烟尘
		废水	生活污水（COD、氨氮）
		噪声	机械噪声
		固体废物	施工废料、生活垃圾
		生态	植被类型的构成、分布、面积、生物量及群种、优势种群；土壤类型、特征、组成和分布，土地利用状况、土壤状况等
运 行 期	现状 评价	环境空气	NO ₂ 、SO ₂ 、O ₃ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、非甲烷总烃
		地表水	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类
		地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类
		声环境	昼间等效声级、夜间等效声级
		土壤环境	建设用地区：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并（a）蒽、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、苯并（a）芘、茚并（1,2,3-cd）芘、二苯并（a,h）蒽、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ） 农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
	生态环境	动物、植被、生物量、土地利用现状	
	影响 评价	废气	颗粒物、NO _x 、SO ₂ 、非甲烷总烃
		废水	石油类、悬浮物、TDS、NaCl
		噪声	连续等效 A 声级
		固体废物	含油污泥、落地油、含油废防渗布、废离子树脂
环境风险		危险物质泄漏：石油、伴生天然气、硫化氢、一氧化碳	

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准

2.5.1.1 环境空气质量标准

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

的二级标准；扎龙自然保护区位于拟建井场 327#平台东侧 1.2km 处，环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的一级标准。

表 2.5-1 评价区域内各项污染物的浓度限值

污染物名称		TSP	PM ₁₀	PM _{2.5}	SO ₂	NO ₂	CO	O ₃
单位		μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	mg/m ³	μg/m ³
(GB3095-2012) 中 二级浓度限值	年平均	200	70	35	60	40	-	-
	24 小时平均	300	150	75	150	80	4	-
	8 小时平均	-	-	-	-	-	-	160
	1 小时平均	-	-	-	500	200	10	200
(GB3095-2012) 中 一级浓度限值	年平均	80	40	15	20	40	-	-
	24 小时平均	120	50	35	50	80	4	-
	8 小时平均	-	-	-	-	-	-	100
	1 小时平均	-	-	-	150	200	10	160

环境空气中非甲烷总烃允许浓度参考执行《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃浓度限值。

表 2.5-2 大气污染物综合排放标准详解 单位：mg/m³

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

2.5.1.2 声环境

本项目开发区域执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类区标准，开发区域周边村屯执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 1 类区标准，具体见表 2.5-3。

表 2.5-3 声环境质量标准 单位：dB (A)

项 目	昼 间	夜 间
《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准	55	45
《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准	60	50

2.5.1.3 地表水环境

评价区域内地表水体主要为八运河，湿地类型为永久性河流，保护级别为一般，八运河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 V 类标准限值，具体见表 2.5-4。

表 2.5-4 地表水环境质量标准 单位：mg/L (pH 值除外)

项目	pH	COD	BOD ₅	高锰酸盐指数	NH ₃ -N	石油类	总磷	总氮
V 类标准	6-9	≤40	≤10	≤15	≤2.0	≤1.0	0.2	2.0

2.5.1.4 土壤环境

本项目拟建井永久占地内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值标准，永久占地外村屯内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第一类用地石油烃筛选值标准，具体见表2.5-5。

表 2.5-5 土壤环境执行标准 单位：mg/kg

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

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

本项目开发区域井场周边草地、耕地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1基本项目筛选值标准。具体标准详见表2.5-6。

表 2.5-6 农用地土壤环境执行标准 单位：mg/kg

序号	污染物项目		筛选值
			pH>7.5
1	镉	其它	0.6
2	汞	其它	3.4
3	砷	其它	25
4	铅	其它	170
5	铬	其它	250
6	铜	其它	100
7	镍		190
8	锌		300

2.5.1.5 地下水质量标准

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

表 2.5-7 地下水质量标准

类别 项目	标准	标准来源
pH	6.5~8.5（无纲量）	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III类标准
氨氮（mg/L）	≤0.5	
硝酸盐(以 N 计)（mg/L）	≤20	
亚硝酸盐(以 N 计)（mg/L）	≤1.0	
挥发性酚类（mg/L）	≤0.002	
氰化物（mg/L）	≤0.05	
砷（mg/L）	≤0.01	
汞（mg/L）	≤0.001	
铬（六价）（mg/L）	≤0.05	
总硬度（mg/L）	≤450	
铅（mg/L）	≤0.01	
氟化物（mg/L）	≤1.0	
镉（mg/L）	≤0.005	
钠（mg/L）	≤200	
铁（mg/L）	≤0.3	
锰（mg/L）	≤0.1	
溶解性总固体（mg/L）	≤1000	
耗氧量（mg/L）	≤3.0	
硫酸盐（mg/L）	≤250	
氯化物（mg/L）	≤250	
总大肠菌群（MPN/100mL）	≤3.0	
菌落总数（CFU/mL）	≤100	
石油类	≤0.05	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002） 表 1 中的 III 类标准限值要求

2.5.2 污染物排放标准

2.5.2.1 废气

（1）项目施工期扬尘（颗粒物）执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值，见表 2.5-8；钻井期柴油发电机燃烧废气排放标准执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值，具体见表 2.5-9；

(2) 井场、拉油点运行期排放的 VOCs (以非甲烷总烃计) 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求, 厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019) 附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求, 见表 2.5-10 及 2.5-11;

(3) 本项目依托场站满足本项目开发需求, 不进行改扩建, 场站排放的 VOCs (以非甲烷总烃计) 2023 年 1 月 1 日前厂界执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996) 表 2 中无组织排放监控浓度限值, 2023 年 1 月 1 日起依托场站边界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求, 见表 2.5-10。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 要求, 原油储存控制符合标准中第 5.2.2.1 要求; 储罐运行维护符合标准中第 5.2.3 要求; 挥发性有机液体装载排放控制符合标准中 5.3 要求; 废水集输和处理系统排放控制符合标准中 5.4 要求; 设备与管线组件泄漏排放控制符合标准中 5.5 要求。

(4) 依托场站排放的 VOCs (以非甲烷总烃计) 厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019) 附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求, 见表 2.5-11。

(5) 运营期依托场站内加热装置燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 在用燃气锅炉标准; 新建拉油点储罐加热炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 新建燃气锅炉标准, 具体见表 2.5-12。

表 2.5-8 大气污染物综合排放标准 单位: mg/m³

污染物	无组织排放监控浓度限值		标准来源
	监控点	浓度	
颗粒物	周界外浓度最高点	1.0	《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996) 表 2
非甲烷总烃	周界外浓度最高点	4.0	

表 2.5-9 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 (max) (kW)	CO (g/kWh)	HC+ NOx (g/kWh)	PM (g/kW)	标准来源
第三阶段	Pmax > 560	3.5	6.4	0.2	《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
	130 ≤ Pmax ≤ 560	3.5	4.0	0.2	
	75 ≤ Pmax < 130	5.0	4.0	0.3	
	37 ≤ Pmax < 75	5.0	4.7	0.4	
	Pmax < 37	5.5	7.5	0.6	

表 2.5-10 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

污染物	规定要求	标准来源
-----	------	------

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

表 2.5-11 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位: mg/m³

污染物项目	排放限值	特别排放限值	限值含义	无组织排放监控位置	标准来源
非甲烷总烃	10	6	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置 监控点	《挥发性有机物无组织排放控制标准》 (GB 37822-2019) 附录 A
	30	20	监控点处任意一次浓度值		

表 2.5-12 燃气锅炉大气污染物排放标准 单位: mg/m³

污染物项目	颗粒物	SO ₂	NO _x	烟气黑度 (林格曼级)	标准来源
加热炉 (在用、燃气)	≤30	≤100	≤400	≤1	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)
拉油点 (新建、燃气)	≤20	≤50	≤200	≤1	

2.5.2.2 废水污染物排放标准

本工程产生的油田采出水、检修作业污水、清防蜡洗井废水、锅炉排污水依托龙一联合油污水处理站处理，龙一联合油污水处理站进水指标为含油量≤150mg/L、悬浮固体含量≤150mg/L；处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求：“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”。

2.5.2.3 噪声

项目施工期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)，见表 2.5-13。

表 2.5-13 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位: dB (A)

主要噪声源	噪声限值		标准来源
	昼间	夜间	
建筑施工	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (GB12523-2011)

运营期井场噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准，具体见表 2.5-14。

表 2.5-14 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位: dB (A)

昼间	夜间	标准来源
60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)

2.5.2.4 固体废物

(1) 施工期钻井产生的废包装袋、废防渗布执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中I类场标准。

(2) 危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及2013年修改单(环境保护部公告2013年第36号)的规定。

(3) 项目运行期产生的含油污泥处理后执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后,用作油田垫井场和通井路,具体标准值见表2.5-15。

表 2.5-15 油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值

序号	项目	污染控制指标 mg/kg (垫井场、通井路)	标准来源
1	石油类	≤3000	《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)
2	As	≤30	
3	Hg	≤0.8	
4	Cr6+	≤5	
5	Cu	≤150	
6	Zn	≤600	
7	Ni	≤150	
8	Pb	≤375	
9	Cd	≤3	
10	pH 值	6.5~9	
11	含水率	≤40%	

2.6 评价等级

2.6.1 环境空气

根据对本项目的性质和环境要素分析可知,本工程运行期大气污染源主要为拉油点多功能储罐产生的烟气、新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体以及依托场站加热炉产生的燃烧烟气。由于本工程依托场站未新建加热炉,依托场站加热炉均满足相应的负荷状态下运行,且大气污染物总量在原申请总量范围内,故不对加热炉烟气进行预测。

2.6.1.1 烃类气体

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放,油气集输大部分采用密闭流程,运输罐车平时加强检修,保持油罐上盖和胶皮管法门的密闭性。原油装车后要求司

机盖好上面的盖子，拧紧阀门。每个罐车配一个小筒，以备一旦出现泄漏后可以接油，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主要排放位置有井场、拉油点等位置。本次评价选取油井数最多的 331#平台（5 井）井场进行预测分析；拉油点选择多功能储罐最多的（4 台）305 号拉油点进行预测分析。根据区块开发指标预测表，本项目新钻单井产油量为 1.3t/d，根据工程分析，此平台为无组织挥发量最大的井场，年产能为 0.23725×10^4 t。305 号拉油点按照 4 台储罐存满作为最大源强，类比油田资料，原油密度 0.8507g/cm^3 ，则 305 号拉油点储罐最大储油量为 136t。

根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，则本项目 331#平台（5 井）井场非甲烷总烃排放速率为 $0.23725 \times 10^4 \times 1.4175 \div 8760 = 0.271\text{kg/h}$ ；305 号拉油点（4 台）非甲烷总烃排放速率为 $0.0136 \times 10^4 \times 1.4175 \div 8760 = 0.022\text{kg/h}$ 。

污染物面源参数调查清单见表 2.6-1，井场抽油机高度 3m，拉油点储罐高度 4m。

表 2.6-1 项目新增非甲烷总烃排放面源参数统计表

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度						NMHC
331#平台井场	123.90304	47.06688	144	0	40	39	3	0.271
305 号拉油点	123.76069	47.04592	140	0	30	40	4	0.022

2.6.1.2 加热装置烟气

1) 新建拉油点

项目新建集中拉油点 3 座，其中 302 号拉油点配备多功能储罐 3 座，305 号拉油点配备多功能储罐 4 座，312 号拉油点配备多功能储罐 2 座，共配备 40m^3 多功能储罐 9 座。本次预测选取建设多功能储罐最多的 305 号集中拉油点（4 座 40m^3 储罐），每座储罐设置 1 台 0.8MW 的加热炉及 8m 高排气筒，全年运行。根据工程分析，305 号拉油点单个储罐加热炉污染物排放量分别为颗粒物 0.0078t/a 、 SO_2 0.0251t/a 、 NO_x 0.072t/a ，排放速率分别为颗粒物 0.00089kg/h 、 SO_2 0.0029kg/h 、 NO_x 0.0082kg/h 。

表 2.6-2 点源污染源强参数统计表

点源名称	排气筒底部中心坐标	排气筒高	出口内径	烟气流速	烟气温 度/°C	年排 放小	排放 工况	污染物排放速率 kg/h

	经度	纬度	度 m	m	m/s		时数 h		SO ₂	NO _x	颗粒物
305#拉油点 1#加热炉	123.76 056	47.04 561	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089
305#拉油点 2#加热炉	123.76 056	47.04 561	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089
305#拉油点 3#加热炉	123.76 056	47.04 561	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089
305#拉油点 4#加热炉	123.76 056	47.04 561	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089

2) 扩建拉油点

项目扩建集中拉油点 5 座，扩建拉油点储罐情况见表 2.6-3。

表 2.6-3 扩建拉油点储罐情况一览表

名称	类别	多功能储罐数量		排气筒高度 (m)	新增燃气量 (万 Nm ³ /a)	总燃气量 (万 Nm ³ /a)
		已建	新建			
江 67 号	已建	1	1	8	6.375	12.75
4 号	已建	7	1	8	6.375	51
34 号	已建	5	1	8	6.375	38.25
41 号	已建	5	1	8	6.375	38.25
58 号	已建	3	2	8	12.75	31.875
合计		6		/	95.625	172.125

本次预测选取建设多功能储罐最多的 4 号集中拉油点 (8 座 40m³ 储罐)，每座储罐均配备 1 台 0.8MW 的加热炉及 8m 高排气筒，全年运行。根据工程分析，4 号拉油点单个储罐加热炉污染物排放量分别为颗粒物 0.0078t/a、SO₂0.0251t/a、NO_x0.072t/a，排放速率分别为颗粒物 0.00089kg/h、SO₂0.0029kg/h、NO_x0.0082kg/h。

表 2.6-4 点源污染源强参数统计表

点源名称	排气筒底部 中心坐标		排气 筒高 度 m	出口 内径 m	烟气 流速 m/s	烟气温 度℃	年排 放小 时数 h	排放 工况	污染物排放速率 kg/h		
	经度	纬度							SO ₂	NO _x	颗粒物
4#拉油点 1# 加热炉	123.88 544	47.04 963	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089
4#拉油点 2# 加热炉	123.88 544	47.04 963	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089
4#拉油点 3#	123.88	47.04	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089

加热炉	544	963										
4#拉油点 4# 加热炉	123.88 544	47.04 963	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089	
4#拉油点 5# 加热炉	123.88 544	47.04 963	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089	
4#拉油点 6# 加热炉	123.88 544	47.04 963	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089	
4#拉油点 7# 加热炉	123.88 544	47.04 963	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089	
4#拉油点 8# 加热炉	123.88 544	47.04 963	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089	

3) 注汽站

本项目新建注汽点 3 座即 302#、305#、314#注汽点)，每个注汽点配备 11.5t/h 车载锅炉 1 台，8m 高排气筒 1 个。因单台锅炉用气量相同，本次以 305#注汽点为例进行预测，锅炉排放 SO₂0.98t/a、NO_x4t/a、颗粒物 0.52t/a；排放速率为 SO₂0.112kg/h、NO_x0.457kg/h、颗粒物 0.059kg/h。

表 2.6-5 点源污染源强参数统计表

点源名称	排气筒底部 中心坐标		排气 筒高 度 m	出口 内径 m	烟气 流速 m/s	烟气温 度℃	年排 放小 时数 h	排放 工况	污染物排放速率 kg/h		
	经度	纬度							SO ₂	NO _x	颗粒物
305#注汽点	123.76 056	47.04 561	8m	0.4	14.33	100	8760	正常	0.112	0.457	0.059

3) 热水站

热水站内配备 15t/h 锅炉 1 台，配备 8m 高排气筒 1 个，排放 SO₂0.102t/a、NO_x0.239t/a、颗粒物 0.073t/a；排放速率为 SO₂0.012kg/h、NO_x0.028kg/h、颗粒物 0.008kg/h。

表 2.6-6 点源污染源强参数统计表

点源名称	排气筒底部 中心坐标		排气 筒高 度 m	出口 内径 m	烟气 流速 m/s	烟气温 度℃	年排 放小 时数 h	排放 工况	污染物排放速率 kg/h		
	经度	纬度							SO ₂	NO _x	颗粒物
热水站	123.81 370	46.84 070	8m	0.3	1.56	100	8760	正常	0.012	0.028	0.008

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

（1）根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 B 的 B.6.1 城市/农村选项，“当项目周边 3km 半径范围内一半以上属于城市建成区或者规划区时选择城市，否则选择农村”。本项目井位周边 3km 半径范围内仅汤池镇为城市建设区，所占面积比例不足一半，故选取农村选项。

（2）环境温度取值来源于齐齐哈尔市气象站近二十年气象数据统计。

（3）拟预测项目位于农村地区的草地中，本次评价的土地利用利类型选取草地。

（4）根据中国干湿湿度分布图判断，本地区属于中等湿润气候。根据 EIA2018 大气预测软件的 DEM 地形文件，地形数据分辨率 90m。估算模型具体参数见下表 2.6-7。

表 2.6-7 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		40.8
最低环境温度/℃		-39.5
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率 / m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

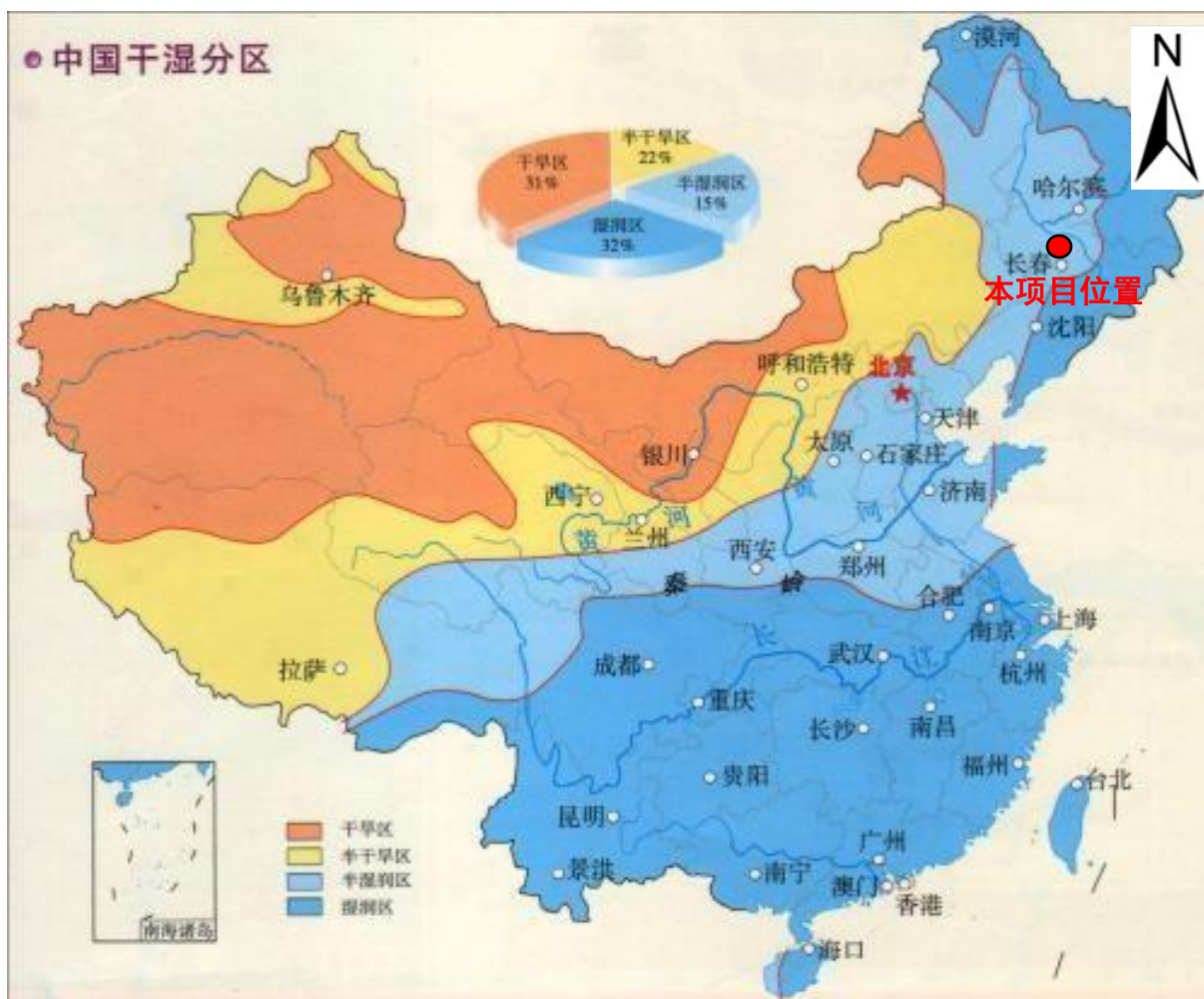


图 2.6-1 中国干湿度分布图

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

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

式中: P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率, %;

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

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

根据AERSCREEN估算模式预测,本项目最大地面浓度占标率计算结果见表2.6-8。

表2.6-8 主要污染物最大地面浓度占标率计算结果

污染源	预测因子	最大地面空气质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)	最大浓度出现距离	$D_{10\%}$	评价等级
331#平台井场	非甲烷总烃	124.2900	6.2145	44	/	二级
305#拉油点	非甲烷总烃	83.7430	4.1871	56	/	二级

305#拉油点 1#加热炉	二氧化硫	0.0955	0.0191	69	/	三级
	氮氧化物	0.2701	0.1081	69	/	三级
	颗粒物	0.0293	0.0065	69	/	三级
305#拉油点 2#加热炉	二氧化硫	0.0955	0.0191	69	/	三级
	氮氧化物	0.2701	0.1081	69	/	三级
	颗粒物	0.0293	0.0065	69	/	三级
305#拉油点 3#加热炉	二氧化硫	0.0955	0.0191	69	/	三级
	氮氧化物	0.2701	0.1081	69	/	三级
	颗粒物	0.0293	0.0065	69	/	三级
305#拉油点 4#加热炉	二氧化硫	0.0955	0.0191	69	/	三级
	氮氧化物	0.2701	0.1081	69	/	三级
	颗粒物	0.0293	0.0065	69	/	三级
4#拉油点 1# 加热炉	二氧化硫	0.0955	0.0191	69	/	三级
	氮氧化物	0.2700	0.1080	69	/	三级
	颗粒物	0.0293	0.0065	69	/	三级
4#拉油点 2# 加热炉	二氧化硫	0.0955	0.0191	69	/	三级
	氮氧化物	0.2700	0.1080	69	/	三级
	颗粒物	0.0293	0.0065	69	/	三级
4#拉油点 3# 加热炉	二氧化硫	0.0955	0.0191	69	/	三级
	氮氧化物	0.2700	0.1080	69	/	三级
	颗粒物	0.0293	0.0065	69	/	三级
4#拉油点 4# 加热炉	二氧化硫	0.0955	0.0191	69	/	三级
	氮氧化物	0.2700	0.1080	69	/	三级
	颗粒物	0.0293	0.0065	69	/	三级
4#拉油点 5# 加热炉	二氧化硫	0.0955	0.0191	69	/	三级
	氮氧化物	0.2700	0.1080	69	/	三级
	颗粒物	0.0293	0.0065	69	/	三级
4#拉油点 6# 加热炉	二氧化硫	0.0955	0.0191	69	/	三级
	氮氧化物	0.2700	0.1080	69	/	三级
	颗粒物	0.0293	0.0065	69	/	三级
4#拉油点 7# 加热炉	二氧化硫	0.0955	0.0191	69	/	三级
	氮氧化物	0.2700	0.1080	69	/	三级
	颗粒物	0.0293	0.0065	69	/	三级
4#拉油点 8# 加热炉	二氧化硫	0.0955	0.0191	69	/	三级
	氮氧化物	0.2700	0.1080	69	/	三级
	颗粒物	0.0293	0.0065	69	/	三级
305#注汽点加	二氧化硫	3.3488	0.6698	73	/	三级

热炉	氮氧化物	13.6643	5.4657	73	/	二级
	颗粒物	1.7641	0.3920	73	/	三级
热水站加热炉	二氧化硫	0.4320	0.0864	119	/	三级
	氮氧化物	1.0081	0.4032	119	/	三级
	颗粒物	0.2880	0.0640	119	/	三级

《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中评价等级的划分原则见表2.6-9。

表2.6-9 评价等级判别表

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

计算结果可以看出，331#平台井场排放的非甲烷总烃最大地面占标率 $P_{\max}=6.2145\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，评价等级为二级。

2.6.2 地表水

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

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

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

地表水环境评价等级判据见表 2.6-10。

表 2.6-10 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 m^3/d ，评价等级为一级；排水量 < 500 万 m^3/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。

本项目钻井废水排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8mg/L$ 、悬浮固体含量 $\leq 3mg/L$ 、粒径中值 $\leq 2\mu m$ ”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路；生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整；油田采出水进入龙一联合站含油污水处理站处理；注汽站锅炉生产排水排入新建污水池中，定期拉运至龙一联合站含油污水处理站处理；热水站锅炉生产排水由罐车拉运至龙一联合站含油污水处理站处理；检修作业污水及洗井废水通过罐车回收后送龙一联合站含油污水处理站处理；处理后的废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8mg/L$ 、悬浮固体含量 $\leq 3mg/L$ 、粒径中值 $\leq 2\mu m$ ”规定后回注油层，产生的废水均不外排，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水环境影响评价工作分级要求，建设项目生产工艺

中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价，因此本项目评价等级为三级 B。

2.6.3 地下水

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

2.6.3.1 地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A，建设项目地下水环境影响评价行业分类见表 2.6-9。

表 2.6-11 地下水环境影响评价行业分类表

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

2.6.3.2 地下水环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.6-12。

表 2.6-12 地下水环境敏感程度分级

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

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

根据现状调查及《汤池区域水文地质评价》2021.11，本项目区块周边村屯饮用水源为村屯自建的承压供水井，供水方式多为单村供水，根据调查汤池镇供水人口大于 1000 人，其余村屯供水人数均小于 1000 人。汤池镇属集中式饮用水源，规模类型为中小型，其余村屯水井根据《分散式饮用水源地环境保护指南》中“分散式饮用水水源地指供水

小于一定规模（供水人口一般在 1000 人以下）的现用、备用和规划饮用水水源地”，每个村供水水源开采含水层为第四系白土山组砂石承压含水层，水源尚未做保护区划分。

本项目区块附近村屯饮用水源属于未划定保护区的集中式地下饮用水水源地及分散式饮用水水源。

根据《饮用水水源保护区划分技术规范》（HJ338-2018）集中式饮用水源划分原则及区域水文地质情况，集中式饮用水源一级保护区半径 R 为 50~100m；分散式饮用水源划分原则及区域水文地质情况，分散式饮用水源一级保护区半径 R 为 50m。根据《优化评价内容 严控新增污染——<环境影响评价技术导则 地下水环境>解读》（梁鹏，环境保护部环境工程评估中心，2016.7），结合《饮用水水源保护区划分技术规范》，地下水敏感性判定依据如下：



图 2.6-1 地下水敏感性判定依据

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

根据地下水水质点运移距离计算公式：

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

式中：L：下游迁移距离，m；

α ：变化系数，一般取 2；

K：渗透系数，m/d，根据《水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点综合确定，本次取平均 K=10；

I：水力坡度，无量纲；根据区域等水位线与距离确定本次取 I=0.0006；

T: 质点迁移天数, 取值不小于 6100d; 本次取 T=6100;

ne: 有效孔隙度, 无量纲; 本次取 ne=0.30

地下水参数来源为《汤池区域水文地质评价》2021.11, 幕山。

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

$$L = 2 \times 10.0 \times 0.0006 \times 6100 / 0.3 = 244m$$

即: 集中式地下饮用水水源井 244m 以外区域属于“不敏感”区域。

$$L_{2000} = \alpha \times K \times I \times T / ne = 2 \times 10.0 \times 0.0006 \times 2000 / 0.3 = 80m$$

$$L = 50 + L_{2000} = 130m$$

即: 分散式饮用水水源井 130m 以外区域属于“不敏感”区域。

本工程开发区域内井场距乌诺屯分散式供水井最近距离为来斜 9503 井南侧 270m, 大于 130m (分散式饮用水水源地地下水水源保护范围为 50m+L_{2000d} 之和), 可见本工程对单井分散式饮用水水源为不敏感; 本工程开发区域内距集中式饮用水源汤池镇集中式供水井准保护区 (L_{6100d}) 最近为江 935-平 5 南侧 4800m, 大于 244m, 可见本工程对未划定准保护区的集中式饮用水水源为不敏感。

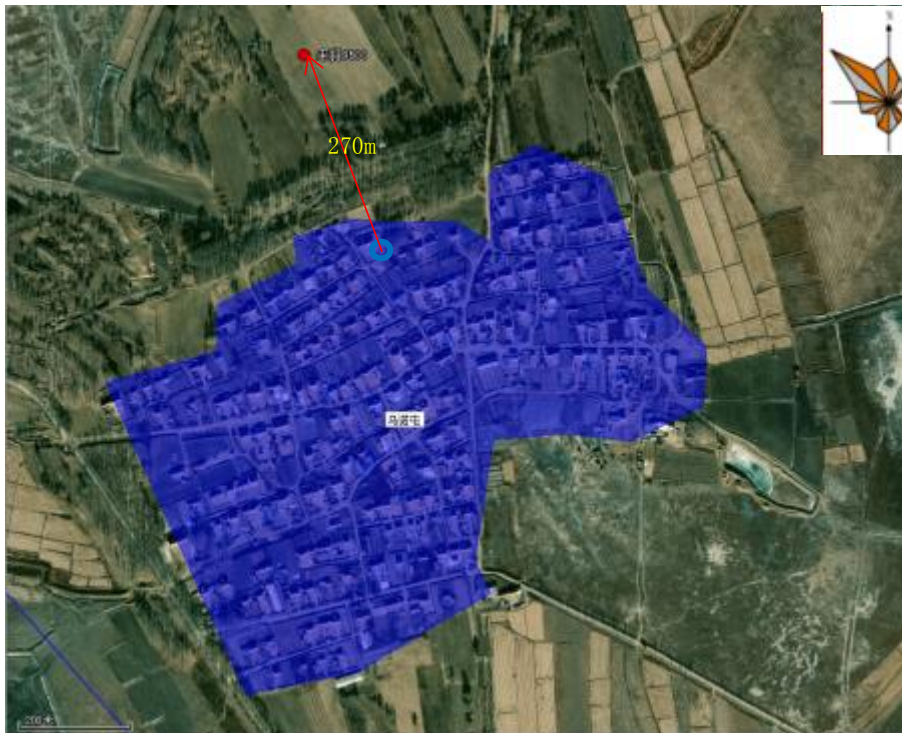


图 2.6-2 开发区域内井场距分散式供水井最近距离

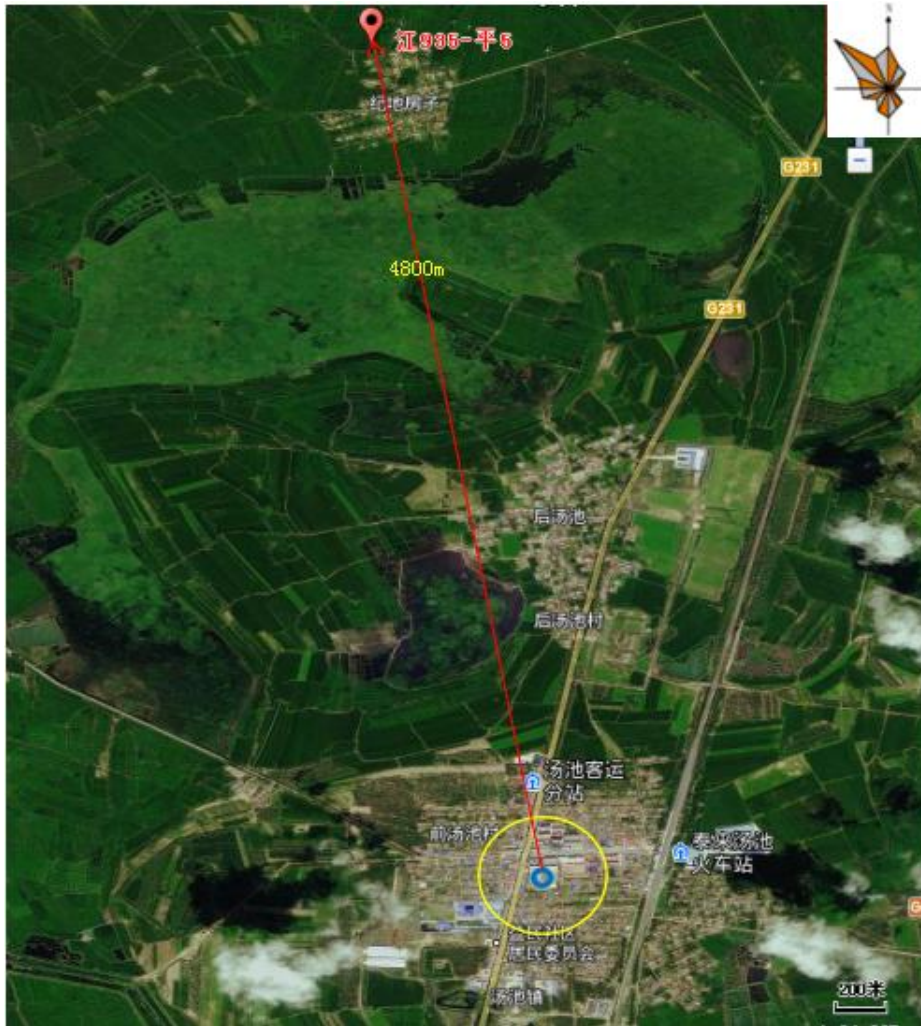


图 2.6-3 开发区域内井场距集中式供水井最近距离

2.6.3.3 评价等级判别

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.6-13。

表 2.6-13 评价工作等级表

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

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

2.6.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中规定的声环境影响评价工

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

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

2.6.5 生态环境

根据《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2022）中关于评价等级的规定。本项目提捞转抽油井 15 口，工程总占地 117.9055hm²，即 1.178055km²，小于 2km²，项目主要占地为草地（非基本草原）和耕地（非基本农田），不占用自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区等，且项目周边 1km 范围之内没有自然保护区等生态敏感目标，属于一般区域，距最近的自然保护区为扎龙自然保护区，位于拟建 327#平台东侧 1.2km 处，本项目不占用自然保护区。

项目建设过程中未对生态噪声临时、永久占地导致生境直接破坏或丧失，工程施工、运行未导致个体直接死亡，物种迁徙（或洄游）、扩散、种群交流受到阻隔，施工活动以及运行期噪声、振动、灯光等对野生动物行为产生干扰，工程建设改变河流、湖泊等水体天然状态等直接生态影响。

项目建设过程未造成水文情势变化导致生境条件、水生生态系统发生变化，地下水水位、土壤理化特性变化，生境面积和质量下降导致个体死亡、种群数量下降或种群生存能力降低，资源减少及分布变化导致种群结构或种群动态发生变化；因阻隔影响造成种群间基因交流减少，导致小种群灭绝风险增加；滞后效应（例如，由于关键种的消失使捕食者和被捕食者的关系发生变化）等间接生态影响。因此项目的生态评价等级确定为三级。

2.6.6 土壤环境

2.6.6.1 土壤环境影响评价项目类别

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

2.6.6.2 环境影响类型和途径

土壤是环境的重要组成要素，与水、大气、生物等环境要素之间相互作用、相互影响。该项目施工期主要为井场、管线建设占用的临时占地，对植被的碾压、挖掘等活动，会引起土壤理化性质的改变、肥力的降低。运营期为油井作业时污油污水回收装置泄漏以及事故状态下产生的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。本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 2.6-14。

表2.6-14 本项目土壤影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期	/	/	/	/
运营期	/	/	√	/
服务期满后	/	/	/	/

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

根据上表可知，本项目属于污染型影响建设项目，污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表2.6-15。

表2.6-15 本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标 ^a	特征因子	备注 ^b
井场、 管线	事故状态下 原油泄漏	垂直入渗	pH、镉、汞、砷、铅、铬（六价）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	石油烃	事故

^a 根据工程分析结果填写
^b 应描述污染源特征，如连续、间断、正常、事故等；涉及大气沉降途径的，应识别建设项目周边的土壤环境敏感目标

2.6.6.3 敏感程度分级

根据建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分级判据见表 2.6-16。

表 2.6-16 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

本项目占地类型为耕地（非基本农田）及草地（非基本草原），由此判定，本项目污染影响型土壤环境敏感程度分级为“敏感”。

2.6.6.4 土壤环境影响评价等级

建设项目占地规模分级：根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）：将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ），建设项目占地主要为永久占地。本工程永久占地规模为 28.5205hm^2 ，占地规模属于大型。污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.6-17，生态影响型评价工作等级划分依据见表 2.6-18。

表 2.6-17 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

综上所述，本项目属于土壤环境影响评价分类的 I 类项目，污染影响型土壤环境敏感程度为敏感，评价工作等级确定为一级。

2.6.7 环境风险

2.6.7.1 风险潜势初判

本次评价施工期主要将井场柴油罐划分为危险单元。本项目各井场距离较远，属于不在同一厂界范围内，每个井场施工期设置柴油罐 1 座（单个容积 50m^3 ），施工期单个井场柴油最大总储量为 40t。

运营期主要将电加热管道、拉油点储罐化为危险单元。本工程新建电加热集油管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 23.2\text{km}$ ，拉油点多功能储罐 15 台。

将两端设有阀门的管段作为一个危险单元独立评价，最长电加热集油管道为 1.2km，类比油田资料，本工程气油比 $4.5\text{m}^3/\text{t}$ ，原油密度 $0.8507\text{g}/\text{cm}^3$ ，则集油管线最大储油量为 2.3t、最大储气量为 10.35m^3 。伴生气标态密度 $0.7256\text{kg}/\text{m}^3$ ，则管道中天然气最大储量为 0.008t。

新建 3 个拉油点距离较远，将储罐最多 305 号拉油点（4 台 40m^3 储罐）作为一个危险单元评价，类比油田资料，本工程气油比 $4.5\text{m}^3/\text{t}$ ，原油密度 $0.8507\text{g}/\text{cm}^3$ ，则 305 号

拉油点储罐最大储油量为 136t、最大储气量为 612m³。伴生气标态密度 0.7256kg/m³，则 305 号拉油点储罐中天然气最大储量为 0.44t。

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

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

式中：q₁，q₂，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t；

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果及环境风险潜势判定见表 2.6-19。

表 2.6-19 危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质		CAS 号	最大存在总量 q _n (t)	临界量 Q _n (t)	物质 Q 值
1	施工期	柴油	/	40	2500	0.016
施工期 项目 Q=Σq _n /Q _n						0.016
1	运营期	管道内原油（石油）	/	2.3	2500	0.000092
2		管道内天然气（甲烷）	74-82-8	0.008	10	0.0008
运营期输油管道 项目 Q=Σq _n /Q _n						0.01689
3	运营期	305 号拉油点内原油（石油）	/	136	2500	0.0544
4		305 号拉油点内天然气（甲烷）	74-82-8	0.44	10	0.044
运营期拉油点 项目 Q=Σq _n /Q _n						0.0984

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=0.016<1、运营期输油管道 Q=0.01689<1、运营期拉油点 Q=0.0984<1，环境风险潜势为 I。

2.6.7.2 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中关于环境风险评价工作等级的划分，具体见表 2.6-20，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

表 2.6-20 环境风险评价工作等级

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

^a是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施

等方面给出定性的说明。

2.7 评价范围

2.7.1 环境空气

本项目大气评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，评价范围为拟建井场、拉油点边界外扩 2.5km 范围的区域。

2.7.2 地表水

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中关于地表水评价等级为三级 B 的评价范围要求，涉及地表水环境风险的，应覆盖环境风险影响范围所及的水环境保护目标水域。因此本项目地表水评价范围为区域内地表水体八运河。

2.7.3 地下水

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

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

式中：L——下游迁移距离，m；

a——变化系数， $a\geq 1$ ，一般取 2，取 2；

K——渗透系数，取 10m/d；

I——水力坡度，无量纲，0.001；

T——质点迁移天数，取值不小于 5000d，取 5000d；

n_e ——有效孔隙度，无量纲，取 0.4。

由此计算 $L=250\text{m}$ ，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，地下水调查评价范围应为下游不小于 250m、两侧及上游不小于 125m。本项目区域包括本项目油井 100 口，区域分散，距离较远，结合该区域地下水流向、工程周边村屯取水井分布的实际情况以及现状布点情况，确定地下水评价范围为以井场为中心东西走向 13.5km，南北走向 19km 的矩形区域，本项目评价范围共计达 256.5km²。

2.7.4 声环境

本项目是以固定声源为主的建设项目，声环境评价等级为二级，根据《建设项目环境影响评价技术导则 声环境》中要求，一级评价的要求一般以建设项目边界向外 200m，

二级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区类别及敏感目标等实际情况适当缩小，且经后续预测分析，项目声源计算得到的贡献值到 200 m 处可以满足《声环境质量标准》中的二级标准，因此，本项目声环境影响评价范围为拟建井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内的声环境。

2.7.5 生态环境

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)，评价工作等级要求，矿山开采项目评价范围应涵盖开采区及其影响范围、各类场地及运输系统占地以及施工临时占地范围等。考虑本项目所在区域的地形、地理特征，本次井场及场站生态评价范围参考土壤评价范围，即拟建区域边界外扩 1km 范围，且此范围包含临时占地。

因此，生态环境评价范围为拟建区域边界外扩 1km 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境。

2.7.6 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“表 5 现状调查范围”，确定本项目土壤环境评价范围为拟建区域边界外扩 1km 及管道中心线两侧各 200m 的土壤环境。

2.7.7 环境风险

本项目环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析，评价范围设置为井场、拉油点周边 500m，输油管线两侧 200m。

2.7.8 各环境要素评价范围汇总

各环境要素评价范围详见表 2.7-1，各环境要素评价范围图见附图。

表 2.7-1 评价范围表

项目	评价等级	评价范围
环境空气	二级	拟建井场边界外扩 2.5km 范围的区域
声环境	二级	拟建井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内
地表水环境	三级 B	八运河
地下水环境	二级	以井场为中心东西走向 13.5km，南北走向 19km 的矩形区域，本项目评价范围共计达 256.5km ²
土壤环境	一级	拟建区域边界外扩 1km 及管道中心线两侧各 200m 的土壤环境
生态环境	三级	拟建区域边界外扩 1km 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区

		域的生态环境
环境风险	简单分析	拟建井场、拉油点周边 500m，输油管线两侧 200m

2.8 环境保护目标

根据调查，本项目施工区域内无自然保护区、风景名胜区、文物古迹和饮用水水源保护区分布，不在生态红线范围内，最近井位327#平台距离扎龙自然保护区试验区1.2km。项目拟建井场、拉油点及管线周边200m内无声环境保护目标，项目主要大气环境保护目标见表2.8-1，地下水环境保护目标见表2.8-2，环境风险保护目标见表2.8-3，其他环境要素保护目标见表2.8-4，主要环境保护目标分布图见附图。

表 2.8-1 大气主要环境保护目标表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对方位及距离
	经度	纬度				
后五家子满族村	123.95136	47.09017	居民	居民约 440 人	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二类	313#平台东北侧 2669m
特力莫屯	123.74365	47.09888	居民	居民约 350 人		301#平台西北侧 3229m
小克利屯	123.77897	47.07418	居民	居民约 370 人		302#平台东侧 368m
三家子村	123.75854	47.06805	居民	居民约 410 人		303#平台西北侧 808m
鹰老坟屯	123.73168	47.05925	居民	居民约 100 人		江 935-平 3 井西北侧 1698m
汤池村	123.78304	47.05103	居民	居民约 220 人		江 935-斜 49 井东侧 1326m
小新屯	123.83102	47.04311	居民	居民约 200 人		江 67-斜 23 井西侧 997m
纪地房子	123.75489	47.03158	居民	居民约 280 人		307#平台南侧 240m
大兴屯村	123.88583	47.04337	居民	居民约 600 人		江 67-斜 23 井东侧 1975m
霍托气村	123.95393	47.04749	居民	居民约 550 人		江 9104 井东南侧 3265m
乌诺屯	123.85343	46.97589	居民	居民约 600 人		来斜 9503 井南侧 140m
新立堡屯	123.91853	46.98886	居民	居民约 550 人		来 9504 东南侧 2225m
撮力木屯	123.85454	46.95325	居民	居民约 200 人		来 94-平 90 井北侧 1224m
孤房子屯	123.83643	46.93564	居民	居民约 200 人		来 94-平 94 井南侧 227m
四家子屯	123.80420	46.92574	居民	居民约 390 人		328#平台西南侧 1281m
韭菜沟屯	123.79141	46.91296	居民	居民约 660 人	328#平台西南侧 2601m	
后宫地	123.87141	46.91014	居民	居民约 800 人	329#平台东南侧 2917m	
扎龙自然保护区	123.89480	46.98072	扎龙湿地 21 万公顷		《环境空气质量标准》	327#平台东侧 1.2km

				(GB3095-2012) 一类	
--	--	--	--	------------------	--

表 2.8-2 地下水环境保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地下水环境	小克利屯	302#平台东侧 368m	承压水井 1 口, 井深 80m, 供本村饮用, 其余分散式水井约 15 口, 井深 10~20m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类
	三家子村	303#平台西北侧 808m	承压水井 1 口, 井深 120m, 供本村饮用, 其余分散式水井约 10 口, 井深 8~20m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉	
	鹰老坟屯	江 935-平 3 井西北侧 1698m	承压水井 1 口, 井深 77m, 供本村饮用, 其余分散式水井约 3 口, 井深 10~15m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉	
	汤池村	江 935-斜 49 井东侧 1326m	承压水井 3 口, 井深 70~110m, 供本村饮用, 其余分散式水井约 40 口, 井深 18~20m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉	
	小新屯	江 67-斜 23 井西侧 997m	承压水井 1 口, 井深 70~120m, 供本村饮用, 其余分散式水井约 20 口, 井深 10~20m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉	
	纪地房子	307#平台南侧 240m	承压水井 1 口, 井深 90m, 供本村饮用, 其余分散式水井约 15 口, 井深 8~20m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉	
	大兴屯村	江 67-斜 23 井东侧 1975m	承压水井 1 口, 井深 110m, 供本村饮用, 其余分散式水井约 28 口, 井深 8~20m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉	
	霍托气村	江 9104 井东南侧 3265m	承压水井 1 口, 井深 85m, 供本村饮用, 其余分散式水井约 22 口, 井深 8~20m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉	
	佰大街屯	307#平台西南侧 3993	承压水井 5 口, 井深 80~120m, 供本村饮用, 其余分散式水井约 55 口, 井深 8~20m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉	
	后汤池	江 935-平 5 南侧 2895m	承压水井 1 口, 井深 88m, 供本村饮用, 其余分散式水井约 22 口, 井深 8~15m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉	
	汤池镇	江 935-平 5 南侧 4800m	承压水井 10 口, 井深 80~120m, 供本镇饮用, 其余分散式水井约 115 口, 井深 8~20m 左右,	

			用于喂养牲畜及灌溉	
乌诺屯	来斜 9503 井 南侧 270m	承压水井 3 口, 井深 70~110m, 供本村饮用, 其余分散式水井约 40 口, 井深 8~20m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉		
合兴村	324#平台西 侧 5600m	承压水井 4 口, 井深 68~110m, 供本村饮用, 其余分散式水井约 65 口, 井深 8~20m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉		
撮力木屯	来 94-平 90 井北侧 1224m	承压水井 1 口, 井深 80m, 供本村饮用, 其 余分散式水井约 25 口, 井深 8~20m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉		
孤房子屯	来 94-平 94 井南侧 227m	承压水井 1 口, 井深 120m, 供本村饮用, 其 余分散式水井约 8 口, 井深 8~20m 左右, 用 于喂养牲畜及灌溉		
四家子屯	328#平台西 南侧 1281m	承压水井 2 口, 井深 90~110m, 供本村饮用, 其余分散式水井约 10 口, 井深 8~20m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉		

表 2.8-3 环境风险保护目标

类别	环境敏感性						
环境 空气 E3	井场、拉油点周边 500m, 输油管线两侧 200m 内						
	序号	敏感目标名称	相对方位、距离		保护内容		
	1	小克利屯	302#平台东侧 368m		居民约 370 人		
	2	纪地房子	307#平台南侧 240m		居民约 280 人		
	3	孤房子屯	来 94-平 98 井东北侧 313m		居民约 200 人		
	4	乌诺屯	来斜 9503 井南侧 140m		居民约 600 人		
地表 水 F3	内陆水体下游 10km 范围内敏感目标						
	序号	敏感目标名称	相对方位、距离		环境敏感特征		
	1	八运河	来斜 9503 井西南侧 1400m		低敏感 F3		
地下 水 G3	序号	敏感目标名称	相对方位、距离		环境 敏感特征	水质目 标	包气带防 污性能
	1	小克利屯水井	302#平台东侧 368m		G3	III类	D2
	2	纪地房子水井	307#平台南侧 240m				
	3	孤房子屯水井	来 94-平 98 井东北侧 313m				

表 2.8-4 其他环境因素保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
------	------	---------	----	-----------

声环境	乌诺屯	来斜 9503 井南侧 140m	居民约 600 人	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准
地表水环境	八运河	来斜 9503 井西南侧 1400m		《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 V 类标准
土壤环境	本项目永久占地范围内，土壤类型为暗色草甸土			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值
	拟建区域边界外扩 1km 及管道中心线两侧各 200m 的村屯土壤环境			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第一类用地筛选值
	拟建区域边界外扩 1km 及管道中心线两侧各 200m 的土壤环境，主要为耕地、草地，土壤类型为暗色草甸土			《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值
	扎龙自然保护区，327#平台东侧 1.2km，扎龙湿地 21 万公顷			《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值
生态环境	拟建区域边界外扩 1km 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，主要为草地、耕地			临时占用耕地及草地进行恢复，恢复面积 89.385hm ² 。永久占用耕地及草地按照规定进行经济补偿
	拟建区域边界外扩 1km 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，本项目部分井场、道路、管线位于齐齐哈尔市昂昂溪区及泰来县，属于齐齐哈尔市水土流失重点预防区			采取工程、林草、封育治理和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力
	扎龙自然保护区，327#平台东侧 1.2km，扎龙湿地 21 万公顷			

3 建设项目工程分析

3.1 项目概况

项目名称：江桥地区江 935 井区萨尔图油层产能建设工程项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司第九采油厂；

建设地点：齐齐哈尔市昂昂溪区水师营满族镇及泰来县汤池镇境内；

建设性质：改扩建；

投资规模：项目总投资 42673.1 万元人民币，环保投资 498.032 万元人民币，环保投资占比为 1.17%；

占地面积：本项目新增总占地面积为 480.401hm²，其中永久占地面积为 128.846hm²，临时占地面积为 351.555hm²，占地类型为耕地（非基本农田）及草地（非基本草原）；

建设内容：本项目基建油井 100 口（其中有 3 口代用井，根据油藏及地质勘查情况，油田下发计划可投入生产），其中新钻油井 100 口（19 口水平井、81 口直井，其中 3 口钻而不建，待后期油田下发计划后投产），其中独立井 18 口、平台 31 座；采用蒸汽吞吐方式开发，布井区由江 935 井区、江斜 94 井区、江 67 井区、来 94 一井区、来 94 二井区、来 94 三井区等 6 个区块构成，钻井工程包括新钻油井 100 口，开发时序为 2022 年对江 935、江 67 区块进行钻井；2023 年对江斜 94 井区、来 94 一井区、来 94 二井区、来 94 三井区区块进行钻井，钻井总进尺 91960m；采用集中拉油工艺，新建拉油点 3 座，每个集中拉油点采用多功能储罐，共配备 40m³ 多功能储罐 9 座；扩建拉油点 5 座，共配备 40m³ 多功能储罐 6 座；新建注汽点 3 个，共新建 3 座水源井；改建注汽点 5 个，共新建 2 座水源井；新建 3 套移动注汽设施；新建热水站 1 座；新建电加热管道 23.2km，注汽管道 10km，集水管道 1.8km，供气管线 7km。新建油井产液拉运至龙一联卸油点，在龙一联合站进行处理后，外输至南三油库；并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 4.84×10⁴t/a；

工作进度：本项目钻井工程钻井队单井在井人数为 10 人，单井周期约为 10 天，钻井井场有 10 个钻井队同时施工，钻井期共施工 100 天；后续产能建设施工时间约为 30 天，共 130 天，本项目计划开工时间为 2022 年 10 月，预计 2023 年 3 月完工；

劳动定员：钻井期 10 个钻井队同时施工，每个钻井队在井人数 10 人；地面建设施

工人数 50 人，运营期无新增劳动定员，由周边拉油点及联合站人员定时巡检。

3.2 工程组成

本项目工程组成见表 3.2-1。

表 3.2-1 工程组成一览表

工程类别	工程组成		建设内容及规模	备注
主体工程	油井钻井工程	钻井井场	新建油井钻井井场 49 座（独立井井场 18 座、平台井井场 31 座），各井场地面平整夯实，井场占地形成永久占地。井场设备包括钻机、钻台，以及配料罐、泥浆泵、钢制泥浆槽等。	新建
		井架基础	新建 43.3m×11.7m 撬装式钢制基础，1 座/井场，用于架设钻井井架。	新建
		钻井工程	新钻油井 100 口，钻井总进尺 91960m。主要工程内容包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井等。	新建
		射孔工程	口油井均 100 采用射孔完井，采用多级复合射孔工艺。	新建
	水源井钻井工程	钻井工程	项目新建 3 座注汽点，为注汽点提供水源，在每一个注汽点分别新建 1 口水源井，共新建 3 口水源井；改建注汽点 5 个，共新建 2 座水源井；本次共新建水源井 5 口。	新建
	地面工程	采油工程	本项目基建 100 口油井，形成丛式井平台 31 座、单井井场 18 座，采用抽油机采油方式运行，构筑井台并配套安装抽油机 100 台、采油树井口设备及采油动力配电设施。建成后预计产能 $4.84 \times 10^4 \text{t/a}$ 。	新建
		拉油工程	新建拉油点 3 座，扩建拉油点 5 座，共新建 15 台 40m^3 多功能储罐。	新建
		原油集输管线工程	站外集油系统采用拉运方式生产，油井产液采用点升温、线保温电加热集油工艺，井场采出液由电加热集油管线输至拉油点多功能储罐内，定期由密闭拉油罐车拉运至龙一联卸油点处理，配套建设 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$ （设计压力 $P=2.5\text{MPa}$ ）泡沫黄夹克电加热管道 23.2km，管道采用沟埋方式敷设，井口电加热器 49 套。	新建
		供气管线工程	本项目新建 3 个拉油点，多功能储罐采用清洁能源天然气作为燃料，共新增用气量 739.5 万 m^3/a ，本项目天然气气源依托阿拉新至齐齐哈尔市供气管道的汤池收发球间。阿拉新至齐齐哈尔供气管道（ $\Phi 219 \times 6-20 \times 104\text{m}^3/\text{d} -59.5\text{km}$ ），始建于 1990 年，在汤池镇设收发球间 1 座，用于将采油九厂阿拉新集气站气田气向齐齐哈尔方向供气，2016 对汤池收发球间扩建。随着庆齐管道的建成投产，实现深层气向齐齐哈尔方向的供应，2018	新建

			年阿拉新至齐齐哈尔供气管道停止向齐齐哈尔供气,供气终点变更为汤池收发球间,用于为采油九厂供气,各拉油点连接现有供气管线,共新建供气管线 DN80 PN16~7km。	
		道路工程	征用 4.7km 路面宽度为 4.0m,路基宽 6.5m 的地方水泥道路;新建 0.95km 路面宽度为 4.0m,路基宽 6.5m 的水泥井排路;新建 8.5km 路面宽度为 4.0m,路基宽 6.5m 的砂石井排路;新建 6.5km 路面宽度为 3.5m,路基宽 6.5m 的砂石井排路;新建 2.5km 路面宽度为 4.0m 的低洼通井土路及水源井道路;新建 9km 路面宽度为 3.5m 的进井道路;新建桥梁,桥长 3×16=48m,引道长 0.5km,为 3.5m 宽的砂石路,路基宽 4.5m。	新建
		注汽工程	本项目采用移动注汽方式进行开采,新建 3 个注汽点,注汽点与井场合建。每个注汽点建设水源井 1 口、移动排污泵橇 1 座、50m ³ 污水池 3 座、天然气调压装置 1 套。建设 11.5t/h 车载注汽锅炉 3 套、12t/h 车载水处理装置 3 套、注汽锅炉排放扩容器 1 套、50m ³ 撬装卧式清水罐 3 套,用于注汽锅炉生产用水。移动注汽站和水处理站设置车载水处理装置,随注汽锅炉车至各注汽点轮注。建设移动注汽管网 1 套。	新建
		注汽点管道	本次新建注汽管道 φ76×12 10km。新建水源井集水管道 DN80 1.8km。	新建
		热水站	规划在阿拉新集气站西南侧空地,新建热水站 1 座,0.35MW 二合一加热缓冲装置,卸车泵 1 套、装车泵 1 套、化验板房 1 座,50t 计量地秤 1 座,合建占地 1500m ² 。	新建
辅助工程	钻井工程	井控房	每座钻井井场设 1 座井控房,占地面积 50m ² ,房内安放钻井控制系统、监测及报警装置,用于井控人员监测钻井情况。	新建
		钻井液罐区	每座钻井井场设 4 座钻井液罐,40m ³ /座,用于钻井液的配置及暂存。	新建
		钢制泥浆槽	每座钻井井场设置容积 100m ³ 的钢制泥浆槽(10×5×2m),用于暂存钻井岩屑、废弃钻井液、废射孔液、钻井废水,边产生边收集,由罐车及时拉运至至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理,确保本工程产生的废弃钻井泥浆不落地。	新建
		水罐区	每座钻井井场设置钢制水罐 2 个/井场,存储新鲜水,有效容积 100m ³ ,用于钻井施工期的生产用水。	新建
		钻井液材料房	每座钻井井场设置钻井液材料房 1 座,占地面积 50m ² ,用于存放钻井液材料,包括膨润土、纯碱、重晶石粉等。	新建
		柴油罐区	每座钻井井场设置钢制柴油罐 1 个/井场,占地面积 30m ² ,单罐容积 50m ³ ,储量合计约 40t 柴油。柴油罐区做重点防渗处理,并在罐区配备泡沫灭火器。	新建
		其他材料房	每座钻井井场设置材料房 1 座,占地面积 50m ² ,用于存放其他钻井材料。	新建
		机械修理房	1 座/井场,占地面积 50m ² ,用于修理机械。	新建

		气源房	1座/井场，占地面积30m ² ，供应压缩空气，给钻机刹车提供动力。	新建
		发电机房	1座/井场，占地面积50m ² ，为生活及钻井提供电力。	新建
		配电房	1座/井场，占地面积30m ² 。	新建
		KOH材料房	1座/井场，占地面积30m ² ，用于存放氢氧化钾。	新建
	地面工程	清防蜡	采用热洗车高温热洗方式进行清防蜡，平均热洗周期为156天。	/
公用工程	给水工程		施工期钻井设备冲洗用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水；运营期检修作业及油井清防蜡洗井用水来源为深度处理水，由罐车拉运至井口。热水站用水来自敖一转。	依托
	排水工程		钻井施工产生的钻井废水排入井场钢制泥浆槽，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中I类场标准后用于铺垫井场及通井路。施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期进行清掏堆肥，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理，场地进行平整。运营期正常工况油田采出水进入龙一联合含油污水处理站处理；注汽站锅炉生产排水排入新建污水池中，定期拉运至龙一联合含油污水处理站处理；热水站锅炉生产排水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理；检修作业污水及洗井废水通过罐车回收后送龙一联合含油污水处理站处理；处理后的废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，不外排。	依托
	供暖工程		本项目冬季施工采用电取暖，运营期依托场站现有供暖方式，新建场站装置供热方式为新建加热炉。	/
	供电工程		施工期用电由井场柴油发电机提供；运营期电力供应均来自油田已建电网，本次产能建设工程新增负荷3785kW，其中1424kW负荷接入佰大街变电所；1434kW负荷接入达布岱变电所；927kW负荷进入驼山变电所。建设250kVA移动式箱式变电站5座，每座拉油点处及水源井均新建变压器1座；建设10kV线路43.5km，采用LGJ-185导线，新建各类低压电力电缆18.6km，新建井场变电站46座，新建柱上变电站9座。	新建
环保工程	施工期	废气治理措施	施工期柴油发电机使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，柴油机及排放烟气均能满足《非道路移动机械用柴油机排气污	/

		染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单。	
		对易起尘的临时土方等加盖苫布，加强施工管理，降低施工扬尘对周围环境产生的影响。	新建
		柴油罐选用密闭管线、密闭性能好的阀门、法兰和垫片连接。	/
	废水治理措施	钻井施工产生的钻井废水排入井场钢制泥浆槽，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路。	依托
		施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期进行清掏堆肥，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理，场地进行平整。	新建
		管线试压废水由罐车收集拉运至龙一联合含油污水处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层	依托
	噪声治理措施	合理安排施工进度，减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；除钻进外，其它施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场；降低设备噪声运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。	/
	固体废物治理措施	生活垃圾统一收集后运至泰来县生活垃圾综合处理厂处理。	依托
		膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、废弃防渗布经收集后拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理。	依托
		KOH 包装袋委托有资质单位处理。	依托
		每座井场设置容积 100m ³ 的钢制泥浆槽（10×5×2m），用于暂存钻井岩屑、废弃钻井液、废射孔液，钢制泥浆槽做重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，钻井岩屑、废弃钻井液、废射孔液定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路。	依托
	生态治理	对临时占用土地进行表土留存，分层回填，整平翻松，恢复植	恢复、补

	措施	被，控制作业范围减土地表扰动面积，恢复临时占地89.385hm ² ；对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积28.5205hm ² 。永久占用草地、耕地按照规定进行经济补偿	偿
运营期	废气治理措施	依托的龙一联脱水站、龙一联卸油点、新建拉油点、注汽站、热水站加热炉均采用清洁能源天然气作为燃料，加热炉燃烧产生的废气均经高于8m的烟囱高空排放。 产生的伴生气随产液一起进入龙一联合站三相分离器进行油气水分离，分离出的湿伴生气进入站内现有天然气除油器、干燥器、脱硫罐脱水除油脱硫后密闭集输至联合站干燥处理，由联合站反输清洁天然气用于站内生产。伴生气的处理均在密闭压力容器内进行，集输过程中均为密闭状态，有效的降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	依托
		新建3个拉油点多功能出储罐采用清洁能源天然气作为燃料，燃烧产生的废气均经高于8m的烟囱高空排放。	新建
		油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建电加热集油管道、依托场站阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发。	集输管线新建
	废水治理措施	油井检修作业污水及油井清防蜡洗井废水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。运营期油田采出水经龙一联脱水站脱出后经龙一联合内集输系统管输至龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，注汽站锅炉生产排水排入新建污水池中，定期拉运至龙一联合含油污水处理站处理；热水站锅炉生产排水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理，不外排，回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”限值要求。	依托
	噪声治理措施	井场电机、抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。	新建
	固体废物治理措施	项目不设置危废暂存间，运营期含油污泥、落地油及油砂直接暂存龙一联现有含油污泥暂存池中，定期由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）要求后用于铺垫井场及通井路。	依托
		油井作业产生的含油废防渗布不暂存，作业结束直接拉运委托有资质单位处置。	依托
		废离子交换树脂由厂家统一回收，不外排	依托
风险防范措施	本工程的主要环境风险是泄露、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控	新建	

			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。	
	地下水防护		项目区域潜水流向为从东北向西南,项目井位较多且分布较广,根据项目工程的分布情况,共设置4个地下水跟踪监测井,在上游的设1个潜水背景监测点1,在建设项目区域及区域下游设3个潜水跟踪监测点1,定期对地下水进行跟踪监测。	新建及依托周边村屯内水井
			施工期分区防渗:柴油罐区、钻井液罐区、发电机房、钢制泥浆槽、钻井泵、钻台为重点防渗,采用地面碾压平整并铺设2mm厚防渗土工布进行防渗,渗透系数为 $1.0\times 10^{-10}\text{cm/s}$;钻井液材料房、其他材料房、临时旱厕为一般防渗,采用1.5m厚黏土防渗层,渗透系数为 $1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$;施工井场其他区域为简单防渗,采用地面碾压平整。	新建
			运营期分区防渗:电加热管线采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接;拉油点区域进行水泥混凝土硬化,油罐区为重点防渗,铺设2mm厚防渗土工布进行防渗,渗透系数约为 $1.0\times 10^{-10}\text{cm/s}$,满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)表7中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $M_b\geq 6.0\text{m}$, $K\leq 1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 技术要求;注汽站、热水站为一般防渗,采用1.5m厚黏土防渗层,渗透系数为 $1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$;井场为简单防渗,采用地面夯实碾压平整进行防渗。	新建
依托工程	龙一联合站	龙一联卸油点	100口油井产液进入龙一联卸油点,龙一联建有新老卸油点各一座,老卸油点已建卸油罐 $\Phi 3.6\times 10(100\text{m}^3)$ 2座,卸油池1座(有效容积约 210m^3),收油泵 $Q=60\text{m}^3/\text{h}\sim 1$ 台, $Q=52\text{m}^3/\text{h}\sim 1$ 台。新卸油点建有埋地卧式双层卸油罐 $\Phi 2.2\times 9.024(\text{m})$ 4座,收油泵 $Q=60\text{m}^3/\text{h}\sim 2$ 台,合计收油能力为 $2860\text{m}^3/\text{d}$,目前收液量为 $976\text{m}^3/\text{d}$,负荷率为29.3%。本次产能新增卸液量 $132.6\text{m}^3/\text{d}$,龙一联卸油点最高日收液量约为 $1108.6\text{m}^3/\text{d}$,卸油点负荷率为38.76%。龙一联卸油点已建能力可满足本次产能新增能力需求。	依托,无需扩建
		龙一联脱水站	龙一联脱水站采用“三相分离器+五合一”处理工艺,有“五合一”加热装置5台,目前游离水脱除能力 $9500\text{t}/\text{d}$,负荷率为68.13%;电脱能力 $2800\text{t}/\text{d}$,负荷率为33.65%。本项目新增产能后,新增采出水 $23.29\text{m}^3/\text{d}$,新增产能后游离水脱除负荷为68.38%,电脱负荷率为34.48%,可满足本项目依托	依托,无需扩建
		龙一联污水处理站	龙一联合油污水深度处理站主要采用“自然沉降-混凝沉降-核桃壳过滤-双层滤料过滤”的处理工艺,设计规模为 $7500\text{m}^3/\text{d}$,	依托,无需扩建

			目前实际处理量为 4941m ³ /d, 负荷率为 65.9%, 出水水质为“8、3、2”。本项目新增产能后, 处理负荷率为 73.6%, 故龙一联合含油污水处理站处理能力可以满足本项目要求。	
	含油污泥处理站	第九采油厂含油污泥处理站	污泥站在《第九采油厂含油污泥处理站建设工程》项目中进行了环境影响评价, 批复文号为庆环审(2020)170号, 现已投产。站内主要工艺采用“预处理+热解工艺”进行含油污泥处理, 处理规模约 3.3 万 t/a, 处理后脱油泥中的含油量小于 0.3%, 符合《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)中控制指标要求。项目运营期落地油及含油污泥产生量为 4.782m ³ /a, 第九采油厂含油污泥处理站含油污泥收集池容积为 5000m ³ , 目前负荷 4000m ³ , 可满足本项目需要。	依托、无需扩建
	废弃泥浆处理站	水基泥浆无害化处理装置	依托大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃液无害化处理项目中新建的水基泥浆无害化处理装置。该项目建设水基泥浆处理生产线一条, 设计处理规模为 500m ³ /d, 现实际处理能力为 150m ³ /d, 本项目施工期共产生废弃钻井液、岩屑、钻井污水、废射孔液等共 31556.8m ³ , 本项目钻井工程施工期为 100d, 平均每天产生污染物为 316.6m ³ , 该处理装置剩余处理能力能够满足本项目需求。	依托、无需扩建
	一般工业固废填埋场	采油七厂工业固废填埋场	本项目施工期产生的废弃防渗布、膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋等集中收集处理, 拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场进行填埋处理, 第七采油厂一般工业固废填埋场于 2013 年通过环保验收(验收文号为庆环验[2013]12号), 总容量为 14000m ³ , 设计年处理能力为 581.2m ³ , 目前填埋总量约为 9100m ³ , 剩余填埋量约为 4900m ³ , 本项目进入一般工业固废填埋场的填埋量约为 5.1529.87t(折合约 18.95m ³), 本项目依托可行。	依托、无需扩建
临时工程	施工营地		施工期各井场沿周边设置临时场地和临时便道, 用于摆放生活区活动房, 停放施工设备, 设置车辆回车场地、取土场。临时场地为临时占地, 施工结束后进行生态恢复。	新建

3.3 开发方案

3.3.1 基建井及井位分布

本项目新钻井100口(3口钻而不建), 基建油井100口(3口代用井), 100口油井形成丛式井平台31座、单井井场18座, 建成产能4.84×10⁴t/a。本项目油井均采用蒸汽吞吐方式开发, 蒸汽吞吐方式适用于稠油开发, 本项目区块多为稠油, 蒸汽吞吐的开发方式有较大的加热降粘作用, 原油流向井底的阻力大大减小, 且注入湿蒸汽加热油层后, 在高温下, 油层对油与水的相对渗透率发生变化, 均可起到增产的作用。本次项目为本

区块三期工程，一期、二期工程均采用蒸汽吞吐方式进行开采，已有较为成熟开采流程，因此开采方式适用此次项目。进过蒸汽吞吐开采后，原油经抽油机至输油管线，输送至拉油点。项目产能基建安排见表3.3-1。

表3.3-1 项目产能基建安排

区块	基建油井（口）	建成产能（10 ⁴ t/a）
江 935 井区	35	4.84
江 67 井区	7	
江斜 94 井区	14	
来 94 一井区	10	
来 94 二井区	12	
来 94 三井区	22	
合计	100	

本项目油田产能井位布设情况见表3.3-2。本项目拟建井位置见附图。

表3.3-2 本项目油田产能井位布设情况

序号	井号	平台	井位坐标		井别	占地类型
			井口横坐标	井口纵坐标		
1	江 935-斜 1	301#	21558660.9	5216003.9	新钻油井	耕地
2	江 935-斜 3				新钻油井	
3	江 935-斜 5	302#	21558497.9	5215612.5	新钻油井	耕地
4	江 935-斜 7				新钻油井	
5	江 935-斜 9				新钻油井	
6	江 935-斜 11				新钻油井	
7	江 935-斜 29	303#	21558246.3	5214652.3	新钻油井	耕地
8	江 935-斜 31				新钻油井	
9	江 935-斜 33				新钻油井	
10	江 935-斜 35				新钻油井	
11	江 17	独立井	21557910	5213928	代用井	耕地
12	江 935-斜 41	304#	21558072.1	5213919.2	新钻油井	耕地
13	江 935-斜 43				新钻油井	
14	江 935-斜 49	独立井	21558089.3	5213108.4	新钻油井	耕地
15	江 935-斜 53	305#	21557805.0	5212635.7	新钻油井	耕地
16	江 935-55				新钻油井	
17	江 935-斜 57				新钻油井	
18	江 935-斜 59				新钻油井	
19	江 935-斜 63	独立井	21557966.7	5212162.2	新钻油井	耕地

20	江 935-斜 67	306#	21557630.6	5211946.1	新钻油井	耕地
21	江 935-斜 71				新钻油井	
22	江 935-平 4	307#	21557431.7	5211374.1	新钻油井	耕地
23	江 935-斜 65				新钻油井	
24	江 935-斜 69				新钻油井	
25	江 935				代用井	
26	江 935-斜 15	308#	21558916.5	5215186.1	新钻油井	耕地
27	江 935-斜 17				新钻油井	
28	江 935-斜 19	309#	21559321.9	5214910.0	新钻油井	耕地
29	江 935-斜 21				新钻油井	
30	江 935-斜 23				新钻油井	
31	江 935-斜 25				新钻油井	
32	江 935-平 1	独立井	21557848.8	5213647.1	新钻油井	耕地
33	江 935-平 2	独立井	21557861.1	5213349.6	新钻油井	耕地
34	江 935-平 3	独立井	21557143.2	5213347.2	新钻油井	耕地
35	江 935-平 5	独立井	21557077.0	5211080.2	新钻油井	耕地
36	江斜 94-斜 15	310#	21568752.3	5215258.7	新钻油井	草地
37	江斜 94-斜 16				新钻油井	
38	江斜 94-斜 17	311#	21568595.8	5215080.8	新钻油井	草地
39	江斜 94-斜 18				新钻油井	
40	江斜 94-斜 19				新钻油井	
41	江斜 94-斜 20				新钻油井	
42	江 9102				新钻油井	
43	江斜 94-平 20	312#	21569697.7	5216647.9	新钻油井	草地
44	江斜 94-平 21				新钻油井	
45	江 91-斜 1				新钻油井	
46	江斜 94-平 22	313#	21569809.4	5216457.0	新钻油井	耕地
47	江斜 94-平 23				新钻油井	
48	江斜 94-平 26	314#	21569735.4	5216226.2	新钻油井	耕地
49	江斜 94-平 27				新钻油井	
50	江 67-斜 5	315#	21564620.1	5214202.4	新钻油井	耕地
51	江 67-斜 7				新钻油井	
52	江 67-斜 11	316#	21564974.0	5213724.4	新钻油井	耕地
53	江 67-斜 13				新钻油井	
54	江 67-斜 15	317#	21564650.5	5213338.2	新钻油井	草地
55	江 67-斜 17				新钻油井	
56	江 67-斜 23	独立井	21564258.8	5212548.2	新钻油井	耕地

57	来 94-斜 156	318#	21565274.4	5206501.5	新钻油井	耕地
58	来 94-斜 157				新钻油井	
59	来 94-斜 155	319#	21565535.5	5206553.6	新钻油井	耕地
60	来 94-斜 158				新钻油井	
61	来 94-斜 159				新钻油井	
62	来 94-斜 153	320#	21565242.4	5206908.4	新钻油井	耕地
63	来 94-斜 154				新钻油井	
64	来 94-斜 160	321#	21564669.1	5205986.2	新钻油井	草地
65	来 94-斜 161				新钻油井	
66	来 94-162	322#	21564969.5	5205410.7	新钻油井	草地
67	来 94-斜 163				新钻油井	
68	来斜 9503	独立井	21564956.7	5204910.8	代用井	草地
69	来 94-斜 75	323#	21563644.2	5201753.8	新钻油井	草地
70	来 94-斜 77				新钻油井	
71	来 94-斜 78				新钻油井	
72	来 94-斜 76				新钻油井	
73	来 94-斜 79	324#	21563575.9	5201322.1	新钻油井	草地
74	来 94-斜 80				新钻油井	
75	来 94-斜 81	325#	21564856.6	5201469.0	新钻油井	耕地
76	来 94-斜 82				新钻油井	
77	来 94-斜 83				新钻油井	
78	来 94-平 95	326#	21563366.6	5200376.3	新钻油井	耕地
79	来 94-斜 88				新钻油井	
80	来 94-斜 92	327#	21564317.4	5199854.4	新钻油井	耕地
81	来 94-斜 93				新钻油井	
82	来 94-斜 94	328#	21563370.6	5199537.8	新钻油井	草地
83	来 94-斜 95				新钻油井	
84	来 94-平 90	独立井	21564909.9	5201598.0	新钻油井	耕地
85	来 94-平 92	独立井	21564350.6	5201482.6	新钻油井	耕地
86	来 94-平 93	独立井	21564059.0	5201029.8	新钻油井	耕地
87	来 94-平 94	独立井	21563952.4	5200748.9	新钻油井	耕地
88	来 94-平 97	独立井	21563804.4	5199904.2	新钻油井	耕地
89	来 94-平 96	329#	21563856.6	5200193.7	新钻油井	草地
90	来 94-平 98				新钻油井	
91	来 94-斜 195	330#	21568039	5209126	新钻油井	耕地
92	来 94-斜 197				新钻油井	
93	来 94-斜 199				新钻油井	

94	来 94-斜 201				新钻油井	
95	来 94-斜 207	331#	21567833.4	5208629.1	新钻油井	草地
96	来 94-斜 203				新钻油井	
97	来 94-斜 205				新钻油井	
98	来 94-斜 209				新钻油井	
99	来 94-斜 211				新钻油井	
100	来 94-斜 215	独立井	21568018.2	5208148.0	新钻油井	草地
101	江 9105	独立井	21567718.36	5214748.65	新钻油井, 钻而不建	草地
102	来 9504	独立井	21558740.2	5208823.5	新钻油井, 钻而不建	耕地
103	江 9104	独立井	21570255.00	5215475.35	新钻油井, 钻而不建	草地

3.3.2 开发指标预测

本项目共部署开发油井100口，建成产能 $4.84 \times 10^4 \text{t/a}$ ，主要开发层位为萨尔图油层。根据综合地质研究成果，围绕江935井区、江斜94井区等6个区块圈定含油面积 9.21km^2 ，动用地质储量 $545.29 \times 10^4 \text{t}$ ，油藏中部深度600m。萨尔图油层平均空气渗透率为 $671 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，油井投产初期，直井平均单井产油量 1.44t/d ，产液量 2.36t/d ，水平井平均单井产油量 1.7t/d ，产液量 2.9t/d ，综合含水17.6%。总体开发动态指标预测见表3.3-3，原油物性表及产出水性质见表3.3-4。

表 3.3-3 江桥地区江 935 井区等区块开发指标预测表

项目 \ 时间(年)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	直井 (口)	81	81	81	81	81	81	81	81
水平井 (口)	19	19	19	19	19	19	19	19	19
直井单井产油 (t/d)	1.44	1.84	1.56	1.41	1.27	1.14	1.03	0.92	0.83
直井单井产液 (t/d)	1.7	3.0	2.9	2.8	2.8	2.6	2.8	2.7	2.9
水平井单井产油 (t/d)	2.36	3.10	2.64	2.37	2.13	1.92	1.73	1.56	1.40
水平井单井产液 (t/d)	2.9	5.0	4.9	4.6	4.7	4.4	4.7	4.6	4.9
油井产油 (t/d)	4.84	6.24	5.30	4.78	4.30	3.86	3.49	3.12	2.81
油井产液 (t/d)	5.88	10.06	9.90	9.35	9.49	8.80	9.46	9.30	9.81
综合含水 (%)	17.6	38	46.5	48.9	54.7	56.1	63.1	66.4	71.3

表 3.3-4 江桥地区江 935 井区等区块原油物性表

油田	目的层	凝固点 (°C)	气油比 (m^3/t)	密度 (g/cm^3)	粘度 (mPa.s)	含蜡 (%)	胶质 (%)
江桥地区江935井区等区块	萨尔图	10	4.5	0.903	104	23.3	22.7

表 3.3-5 油层天然气物性表

油层	密度	C1	C2	硫化氢
葡萄花油层	0.7256kg/m ³	89.5%	1.23%	183mg/m ³

3.4 主要建设内容

3.4.1 钻井工程方案

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

3.4.1.1 钻前准备工作

(1) 井位选择

钻前准备工作主要为平整井场，保证全套钻井设备达到相关安装标准，安装完成后并进行相关调试。本项目新钻油井 100 口；其中直井 224 口，水平井 356 口，根据钻井设计，直井单井完钻井深平均为 758m，单井平均进尺约 760m；水平井单井完钻井深平均为 1400m，水平井单井平均进尺约 1600m，本项目总进尺 91960m。

(2) 井身结构

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

表 3.4-1 井身结构设计数据表

开钻次序	井深 m	钻头尺寸 mm	套管柱类型	套管尺寸 mm	套管下入深度m	环空水泥浆返深m
一开	浅水层底界 +11m	342.9	表层套管	273.1	浅水层底界 +10m	地面
二开	设计井深	241.3/215.9	生产套管	177.8/139.7	设计井深-3	地面

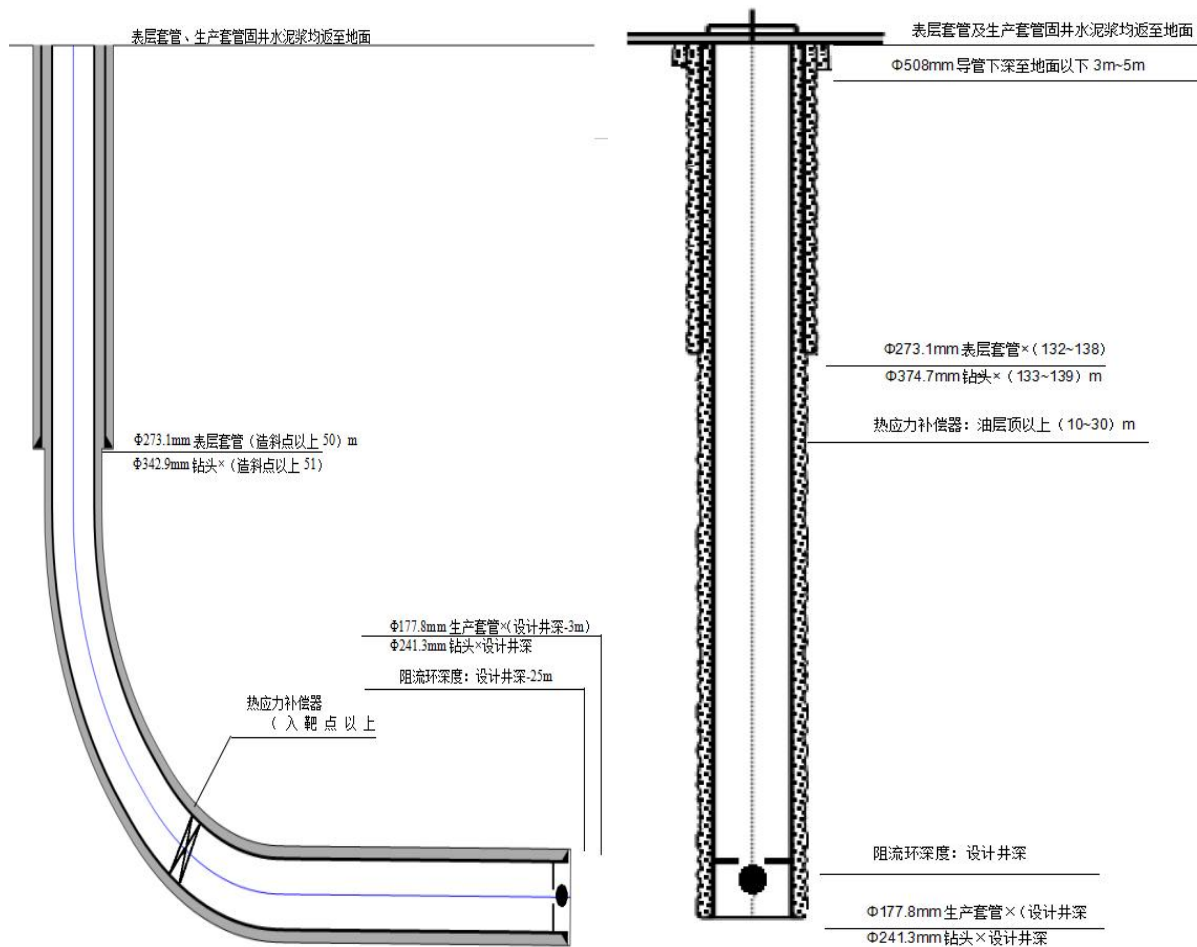


图 3.4-1 水平井及直井井身结构示意图

(3) 钻机选型及钻井主要设备

本项目直井、定向井选用 ZJ-15/900 型钻机。完钻井深 $<1500\text{m}$ 的水平井，选用 ZJ-15/900 钻机，完钻井深 $\geq 1500\text{m}$ 的水平井选用 ZJ-30D/1700 钻机。钻机及钻井主要设备性能参数见表 3.4-2 及表 3.4-3。

表 3.4-2 ZJ-15/900 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-15/900		/	
2	井架	JJ90/39	900 kN	/	
3	提升系统	天车	TC-125	1225 kN	/
		游动滑车	YC-125	1225 kN	/
		大钩	DG-125	1225 kN	/
		水龙头	SL-140	1372 kN	/
		绞车	JC-10	98 kW	/
4	转盘	ZP-175	1350 kN	13.73kN·m	
5	循环系统	搅拌机	/	7.5 kW	/

		钻井泵	SL3NB-1300A	956 kW	/
6	动力系统	钻台电机	JS148L-813	380 kW	/
		泵柴油机	PZ12V 190B	882 kW	/
7	钻机控制系统	压风机 1#	2V-6/8	40 kW	/
		压风机 2#	2V-6/8	40 kW	/
8	固控设备	振动筛	YND-D		2 台
		除砂器	MCS-300×1		1 台
9	液压大钳		YQ-100	100kN·m	/

表 3.4-3 ZJ-15/900 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-30D/1700		/
2	井架		JJ170/40-A	170t	/
3	提升系统	绞车	JC-30DZ	440 kW	/
		天车	TC-170	170t	/
		游钩	YG-170	170t	/
		水龙头	SL-170	170t	/
4	顶部驱动装置		DQ30Y	190t	22kN·m
5	转盘		ZP-205	22.56kN·m	
6	循环系统	钻井泵 1#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井泵 2#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井液罐	/	40m ³	4 个
		搅拌器	/	/	
7	动力系统	柴油机	12V190	800 kW	3 台
		发电机	500GF54	500 kW	/
		辅助发电机	麦海姆	250 kW	/
		压风机 1#	2V-6/8	37 kW	/
		压风机 2#	2V-5/10	52kW	/
8	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
9	仪器仪表	钻井参数仪表	SK-2Z01	/	/
		测斜仪	/	/	/
		测斜绞车	/	/	/
9	液压大钳		YQ-100	100kN·m	/

(4) 钻井液

钻井需要使用钻井液，构成循环流体，从而将钻井岩屑从井底携带至地面。本工程钻井均采用了无毒无害或毒性极小的水基钻井泥浆，钻井一开采用膨润土混浆，二开采用钾盐共聚物钻井液体系。膨润土混浆主要成分是水、膨润土、纯碱等；钾盐共聚物钻井液体系，钻井液主要成分膨润土、纯碱、超细碳酸钙、润滑剂、HX-D 等，存放在材料房内。具体钻井液材料用量设计见表 3.4-4。

表 3.4-4 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		241.3	
井段 m~m	0~198		198~776	
井筒容积 m ³	31		47	
地面循环量 m ³	40		60	
钻井液损耗量 m ³	6		18	
钻井液总量 m ³	77		125	
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	一开材料用量 t	材料名称	材料用量 t
	膨润土	4.0	膨润土	/
	纯碱	0.3	纯碱	0.3
	/	/	WDYZ-1	0.5
	/	/	HX-D	0.5
	/	/	JS-1	1.5
	/	/	JS-2	1.9
	/	/	NH4-HPAN-2	1.6
	/	/	SPNH	1.5
	/	/	DYFT-1	1.9
	/	/	KOH	0.1
	/	/	超细碳酸钙	3.0

注 1：表中基本数据和材料用量，一开按最大井深 198m，二开按垂深 758m 设计，具体用量见单井施工设计。

注 2：该区块二级井控风险级别的井：单井储备重晶石粉不少于 20t；该区块三级井控风险级别的井：施工区块集中储备重晶石粉至少 50t，不具备储备条件的，单井储备重晶石粉不少于 20t。

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。

钻井液主要组分理化性质见表 3.4-5。

表 3.4-5

钻井液主要组分理化性质一览表

序号	原料名称	重要组分	理化性质及作用	毒性性质
1	膨润土	天然矿物，主要成分是层状铝硅酸盐 蒙脱石	晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层，在硅氧四面体中，有部分的 Si^{4+} 可被 Al^{3+} 取代，铝氧八面体层中有部分的 Al^{3+} 可被 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Zn^{2+} 等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能开成氢键，晶层间有微弱的分子力连接，连接力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水肿胀。因此，它具有很强的吸水性、可塑性、粘结性和离子交换性，水化分散性较好	无毒性
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。	无毒性
3	NH ₄ -HPAN-2	双聚铵盐 (NH ₄ -HPAN-2)	双聚铵盐(NH ₄ -HPAN-2)，外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量 (%) ≤6.0，是水解聚丙烯腈-铵盐 (NH ₄ -HPAN) 的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，因带有 -NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力，并且使用不受温度的限制，具有良好的降滤失功能。	无毒性
4	重晶石粉	BaSO_4	纯品为白色粉末，如含有杂质多为灰绿色。相对密度 4.3~4.6，不溶于水。钻井加重剂，增加钻井泥浆的密度。	轻微毒性
5	KOH	氢氧化钾	氢氧化钾是一种白色透明的晶体，易溶于水，溶解时强烈放热，水溶液呈碱性，pH 值为 14，有较强的腐蚀性，既能用来调节泥浆的 pH 值，又能提供 K^+ 离子，其在泥浆中全部电离，提供的 K^+ 离子有较好的防塌作用，因此钾盐泥浆被广泛使用。此外，KOH 可用来与某些有机处理剂进行水解作用，生成钾盐。	无毒性

6	WDYZ-1	碳酸钾、氧化钙和至少一种反絮凝剂经过化学反应而成	WDYZ-1 是一类复合抑制剂,以钾离子为抑制离子,以钙离子为辅助抑制离子,不使用阴离子或阴离子团,并在此基础上混入木质素或腐殖酸,形成最终复合抑制剂。 抗温 160°C,可调节钻井液的流变性,提高体系动逆比、切力,具有很强的携屑能力,可防止井下发生复杂情况。其中木质素、腐殖酸可生物降解。	无毒性
7	HX-D	由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造而成	阳离子聚合物抑制剂 HX-D,乳白色或浅黄色液体, pH7~9,是由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造,形成的具有强抑制、吸附和包被作用的一种钻井泥浆助剂,可与地层多价离子反应,有良好的抗高温流变性,同时还具有防塌、防膨等作用。	无毒性
8	HA	由腐殖酸、焦亚硫酸钠、改性树脂、焦磷酸钠、苯酚等多组分组成	钻井液用 HA 树脂,外观为自由流动黑色粉末,主要作为防塌剂和降滤失剂使用,尤其对降低高温高压失水效果显著,同时兼有良好的降粘及稀释特性。	无毒性
9	SAKH	有机硅腐殖酸钾	外观为黑褐色固体粉末或颗粒,易溶于水,抗温能力很强,是一种腐植酸的有机硅衍生物,有机硅腐钾在水中能电离带负电荷的水化能力很强的水化基团。 具有抑制粘土水化膨胀和防止岩心出现裂纹、裂缝等优点,具有降低钻井液粘度和降滤失作用。	无毒性
10	DYFT-1	聚合物沥青树脂链接产物	DYFT-1 为高效封堵降滤失剂,属于聚合物和沥青树脂链接产物。 在原磺化沥青的基础上,又接枝了三交链树脂成分,在原来磺化沥青只有封堵作用的基础上,增强了材料的刚性和对地层的吸附性,特有的刚性增强了防塌和井壁稳定的作用,抗温可达到 180 度,有较强的封堵裂缝能力、稳定泥浆流变性、改善泥饼质量、降低滤失量。	无毒性

3.4.1.2 钻进

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

3.4.1.3 井控

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

(1) 一开井口装置

井口导管深度 3m~5m，导管中心与转盘中心偏差不大于 20mm，倾斜度小于 0.5°。

一开井口装置设计见图 3.4-2。

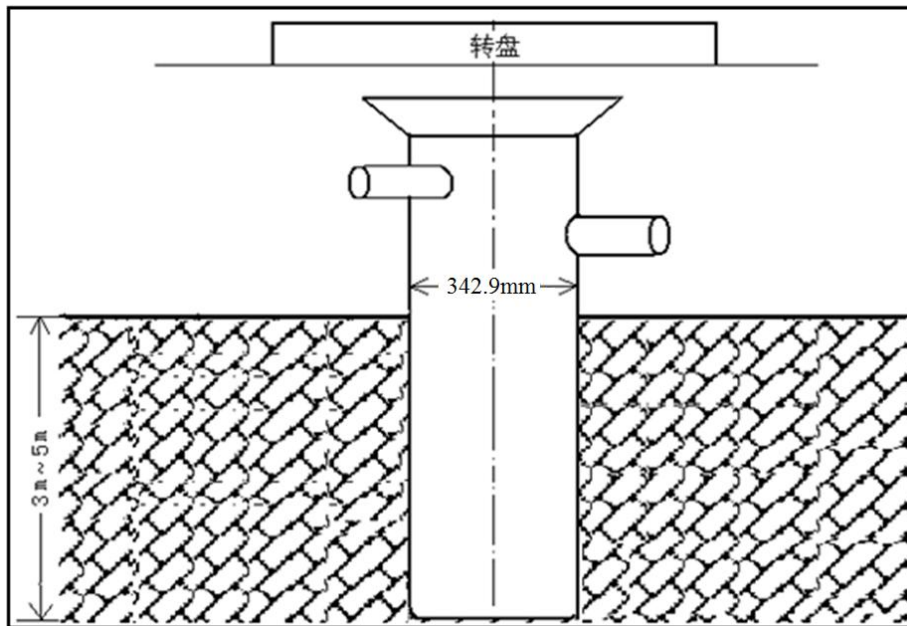


图 3.4-2 一开井口装置设计示意图

(2) 二开井口装置

二开井口装置设计见图 3.4-3、图 3.4-4。

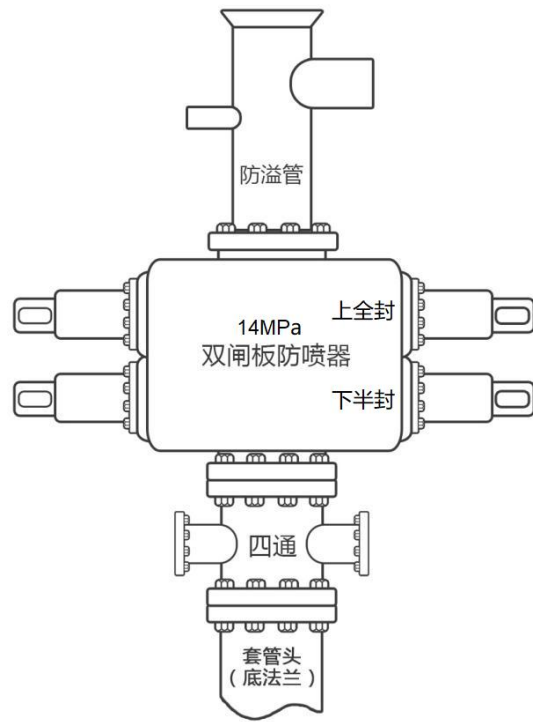


图 3.4-3 二级井控风险井二开井口装置示意图

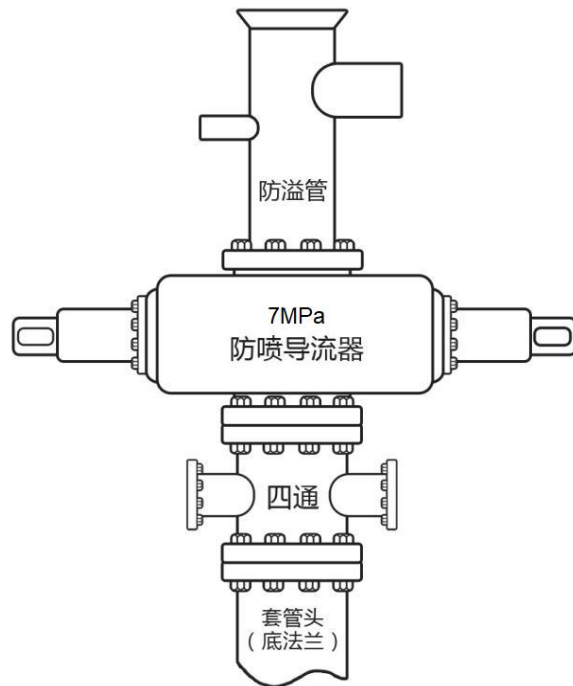


图 3.4-4 三级井控风险井二开井口装置示意图

(3) 二开节流及压井管汇

二开节流管汇及压井管汇设计见图 3.4-5、图 3.4-6。

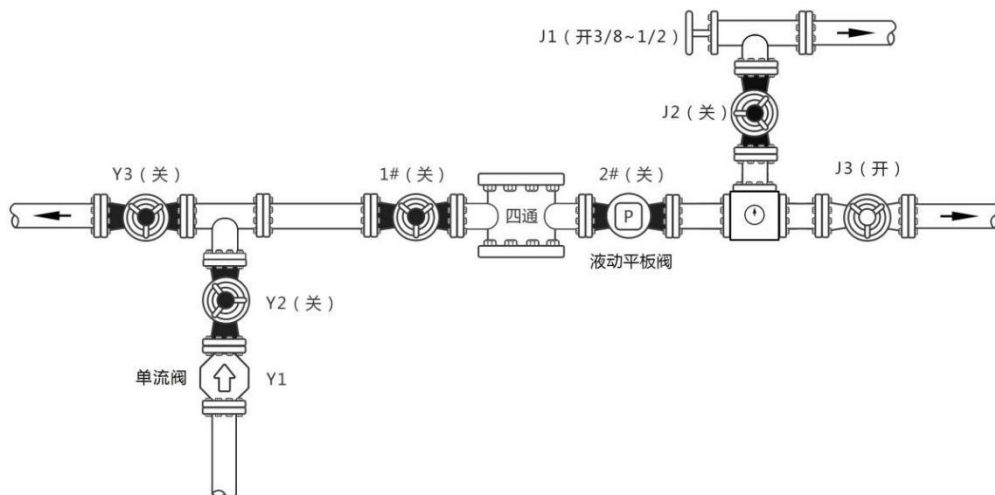


图 3.4-5 二级井控风险井二开井口管汇示意图

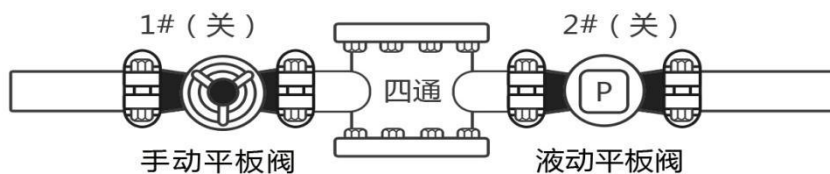


图 3.4-6 三级井控风险井二开井口管汇示意图

3.4.1.4 录井

(1) 钻井参数录取

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

(2) 钻井液参数录取

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量 1 次钻井液密度、粘度。

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

(3) 钻井液参数

录井项目要求：流量、体积、温度、密度、电导率。

3.4.1.5 测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控要求主要为：

- (1) 若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环；
- (2) 测井队到井后向钻井队了解井况，确认安全作业时间，电测时发生溢流立即停止电测，尽快起出井内电缆。当不具备起出电缆条件，钻井液涌出转盘面时，可在井口剪断电缆；
- (3) 由钻井队值班干部决定何时切断电缆并进行关井作业，测井队专用剪切工具放置在钻台上，测井中随时处于待命状态，测井队队长实施剪断电缆工作。

3.4.1.6 固井

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。固井质量要求见表 3.4-6。具体固井注水泥用量见表 3.4-7。

表 3.4-6 固井质量要求

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
一开	342.9	0~198	273.1	浅水层底界+10m	地面~198	190
二开	241.3/215.9	198~设计 井深	177.8/139.7	设计井深-3	地面 ~设计井深	设计井深 -15

表 3.4-7 固井水泥用量数据表

套管程序	套管尺寸 mm	钻头尺寸 mm	井径扩大率%	环空容积 m ³	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	30	19.28	地面	距完钻井深 1m	A	40	36
生产套管	177.8	241.3	10	22.50	地面	距完钻井深 15m 以内	G	20	31

3.4.1.7 完井

本项目完井采用射孔完井，射孔完井法即钻穿油、气层，下入油层套管，固井后对生产层射孔。射孔是在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油气层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。采用射孔液主要成分为氯化钠或氯化钾类无机盐类水溶液，加适量黏土稳定剂。本项目共 580 口油井采用射孔完井，射孔液主要成分理化性质见表 3.4-8。

表 3.4-8 射孔液成分理化性质表

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

3.4.2 地面工程方案

本项目基建油井 100 口，其中新钻井 100 口，建成后产能 4.84×10⁴t/a。

地面工程主要建设内容包括采油工程、原油集输工程、注汽系统工程、供气工程、道路工程、供配电工程等。

3.4.2.1 采油工程

(1) 采油方式

本工程产能基建油井 100 口(3 口代用井)，全部采用抽油机举升方式，根据采油工程方案，拟建油井机型及配电装置统计表见表 3.4-9。

表 3.4-9 拟建油井机型及配电装置统计表

项目	抽油机机型	电动机(型号、功率)	配电箱	数量(台)
塔架式抽油机	WCYJD6-6-21Z	15kW 380V	15kW 380V	44
偏置型抽油机	CYJY6-2.5-26HB	15kW 380V 单速电动机	15kW 380V 常规多功能调速类	56

(2) 油井清防蜡方式

采用热洗车高温热洗方式进行清防蜡，平均热洗周期为 156 天。

3.4.2.2 原油集输工程

本项目基建 100 口油井，采用拉运方式生产，油井产液采用点升温、线保温电加热集油工艺集输至集中拉油点，即井口产液经电加热器升温至凝固点，管道维温至储油罐，储油罐升温至拉运温度，电加热管线常规加热温度大约为 30-40 摄氏度。

(1) 集输工艺

1) 拉油工艺

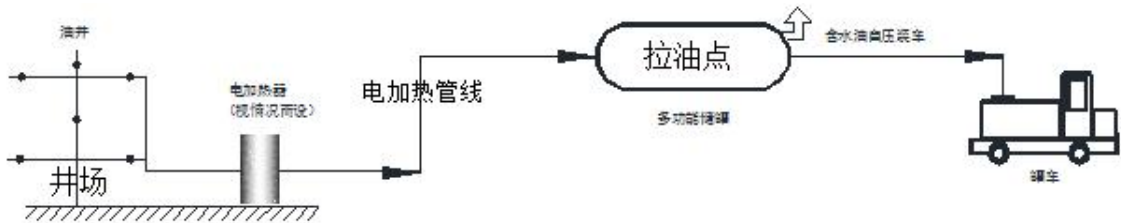


图 3.4-7 拉油工艺示意图

2) 点升温、线保温电加热集油工艺

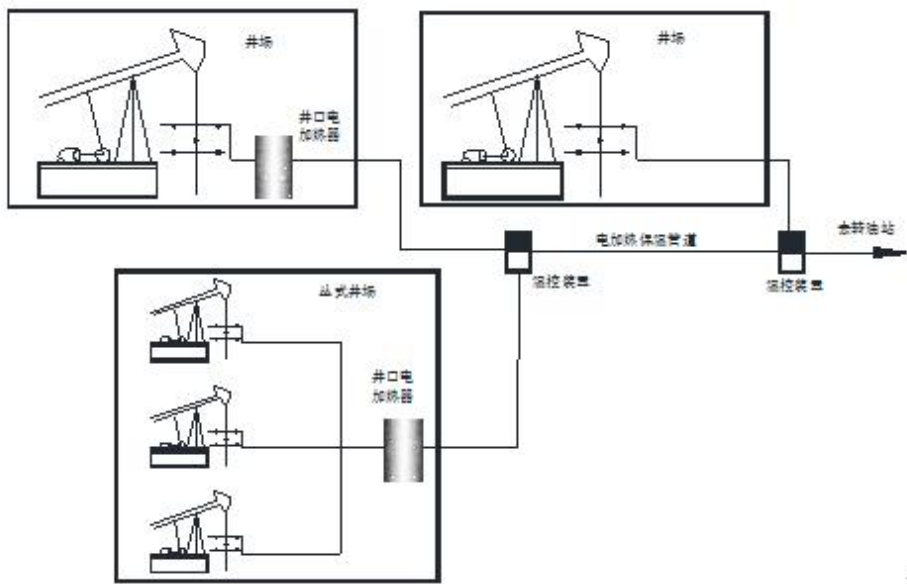


图 3.4-8 偏置型抽油机点升温、线保温电加热集油工艺示意图

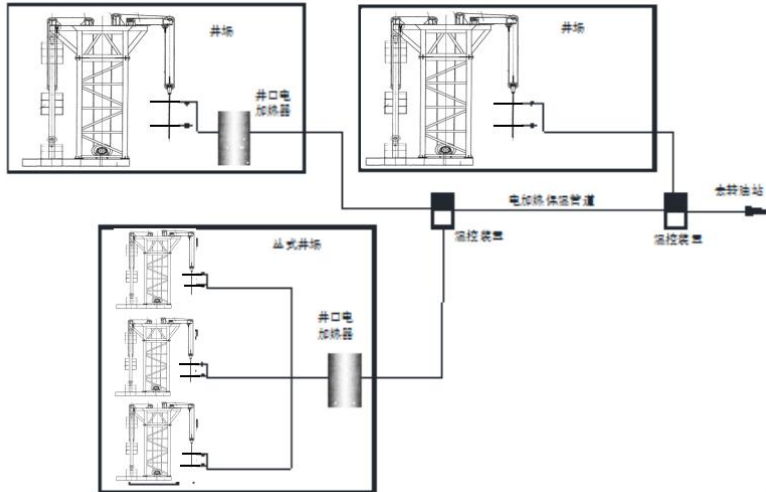


图 3.4-9 塔架式抽油机点升温、线保温电加热集油工艺示意图

(2) 集中拉油点工程

由于周边无可依托的已建集油系统，本次新建油井采用相对集中拉油方式集输，油井产液采用集肤电加热维温的方式集输至拉油点储油罐，由油罐车统一拉运至卸油点，结合油井井位分布，本次新建拉油点 3 座（302#、305#、312#），扩建拉油点 5 座（江 67#、312#、4#、34#、41#、58#）。

拉油点装车工艺流程：

1) 连接接地线。接地线由拉油车提供并由驾驶员现场连接接地电阻不得大于 100 欧姆接地极由单井值班职工负责去漆除锈至金属本色，车体接地点由驾驶员负责去漆除锈至金属本色。

2) 检查现场消防器材配齐。车辆须配有灭火器、防火帽车辆导静电链并符合要求。拉油车周围 50 米范围内无明火。

3) 装车。接地连接好 5 分钟后方可装车，储罐要采取密封浸没式进料卸车方式，液下装车方式打开出油阀，用储罐的气压力将原油压至罐车。

①装油速度小于 4 米/秒。（各拉油点应根据此速度算出最少安全装车时间，实际装车时间应小于安全装车时间）。

②拉油车装车过程中，人员不得离开储油罐装油闸门，以便在紧急情况下及时关闭阀门。

③驾驶员、押运员要加强沟通协调一致，防止拉油车油罐冒罐。

4) 停止进油。装完车后，关闭出油阀，用天然气吹放油立管，排空鹤管内余油，

油罐车配备机械呼吸阀。该阀由生铁或铸铝制成的阀体及控制压力的压力阀和真空阀组成。当油罐车罐体内混合气的压力大于压力阀控制值时，压力阀打开，真空阀处于关闭状态，混合气经压力阀外逸；当油罐车罐体内混合气压力小于真空阀允许真空度时，真空阀打开，压力阀处于关闭状态，新鲜空气通过真空阀进入油罐。凡允许压力值和真空度靠调节阀盘重量控制。

5) 拆除接地。装油完毕 5 分钟后，由驾驶员拆除接地线

表 3.4-10 油井集输关系统计

序号	拉油点	平台号	井类	单井井号	新建管道 km	新建多功能储罐
1	新建 302 号拉油点	301#	新钻油井	江 935-斜 1	2.4km	3 台
2			新钻油井	江 935-斜 3		
3		302#	新钻油井	江 935-斜 5		
4			新钻油井	江 935-斜 7		
5			新钻油井	江 935-斜 9		
6			新钻油井	江 935-斜 11		
7		303#	新钻油井	江 935-斜 29		
8			新钻油井	江 935-斜 31		
9			新钻油井	江 935-斜 33		
10			新钻油井	江 935-斜 35		
11		308#	新钻油井	江 935-斜 15		
12			新钻油井	江 935-斜 17		
13		309#	新钻油井	江 935-斜 19		
14			新钻油井	江 935-斜 21		
15			新钻油井	江 935-斜 23		
16			新钻油井	江 935-斜 25		
17	新建 305 号拉油点	独立井	代用井	江 17	5.2km	4 台
18		304#	新钻油井	江 935-斜 41		
19			新钻油井	江 935-斜 43		
20		独立井	新钻油井	江 935-斜 49		
21		305#	新钻油井	江 935-斜 53		
22			新钻油井	江 935-55		
23			新钻油井	江 935-斜 57		
24			新钻油井	江 935-斜 59		
25		独立井	新钻油井	江 935-斜 63		
26		306#	新钻油井	江 935-斜 67		
27			新钻油井	江 935-斜 71		

28		307#	新钻油井	江 935-平 4		
29			新钻油井	江 935-斜 65		
30			新钻油井	江 935-斜 69		
31			代用井	江 935		
32		独立井	新钻油井	江 935-平 1		
33		独立井	新钻油井	江 935-平 2		
34		独立井	新钻油井	江 935-平 3		
35		独立井	新钻油井	江 935-平 5		
36	已建 4 号 平台拉 油点	315#	新钻油井	江 67-斜 5	4.9	1 台
37			新钻油井	江 67-斜 7		
38		316#	新钻油井	江 67-斜 11		
39			新钻油井	江 67-斜 13		
40		317#	新钻油井	江 67-斜 15		
41			新钻油井	江 67-斜 17		
42		310#	新钻油井	江斜 94-斜 15		
43			新钻油井	江斜 94-斜 16		
44		311#	新钻油井	江斜 94-斜 17		
45			新钻油井	江斜 94-斜 18		
46			新钻油井	江斜 94-斜 19		
47			新钻油井	江斜 94-斜 20		
48	新钻油井		江 9102			
49	已建江 67 拉油 点		新钻油井	江 67-斜 23	0.3km	1 台
50	新建 312 号平台 拉油点	312#	新钻油井	江斜 94-平 20	1.4km	2 台
51			新钻油井	江斜 94-平 21		
52			新钻油井	江 91-斜 1		
53		313#	新钻油井	江斜 94-平 22		
54			新钻油井	江斜 94-平 23		
55		314#	新钻油井	江斜 94-平 26		
56	新钻油井		江斜 94-平 27			
57	已建 33 号平台 拉油点	330#	新钻油井	来 94-斜 195	1.4km	1 台
58			新钻油井	来 94-斜 197		
59			新钻油井	来 94-斜 199		
60			新钻油井	来 94-斜 201		
61		331#	新钻油井	来 94-斜 207		
62			新钻油井	来 94-斜 203		
63			新钻油井	来 94-斜 205		

64			新钻油井	来 94-斜 209					
65			新钻油井	来 94-斜 211					
66		独立井	新钻油井	来 94-斜 215					
67	已建 41 号平台 拉油点	独立井	代用井	来斜 9503	1.4km	1 台			
68		318#	新钻油井	来 94-斜 156					
69			新钻油井	来 94-斜 157					
70		319#	新钻油井	来 94-斜 155					
71			新钻油井	来 94-斜 158					
72			新钻油井	来 94-斜 159					
73		320#	新钻油井	来 94-斜 153					
74			新钻油井	来 94-斜 154					
75		321#	新钻油井	来 94-斜 160					
76			新钻油井	来 94-斜 161					
77		322#	新钻油井	来 94-162					
78			新钻油井	来 94-斜 163					
79		已建 58 号平台 拉油点	323#	新钻油井			来 94-斜 75	6.2km	2 台
80				新钻油井			来 94-斜 77		
81	新钻油井			来 94-斜 78					
82	新钻油井			来 94-斜 76					
83	324#		新钻油井	来 94-斜 79					
84			新钻油井	来 94-斜 80					
85	325#		新钻油井	来 94-斜 81					
86			新钻油井	来 94-斜 82					
87			新钻油井	来 94-斜 83					
88	326#		新钻油井	来 94-平 95					
89			新钻油井	来 94-斜 88					
90	327#		新钻油井	来 94-斜 92					
91			新钻油井	来 94-斜 93					
92	328#		新钻油井	来 94-斜 94					
93			新钻油井	来 94-斜 95					
94	329#		新钻油井	来 94-平 96					
95			新钻油井	来 94-平 98					
96	独立井		新钻油井	来 94-平 90					
97	独立井		新钻油井	来 94-平 92					
98	独立井		新钻油井	来 94-平 93					
99	独立井	新钻油井	来 94-平 94						
100	独立井	新钻油井	来 94-平 97						

合计	23.2km	15 台
----	--------	------



新建 302 号拉油点及管线路由图



新建 305 号拉油点及管线路由图



已建 4 号拉油点及管线路由图



已建江 67 号拉油点及管线路由图



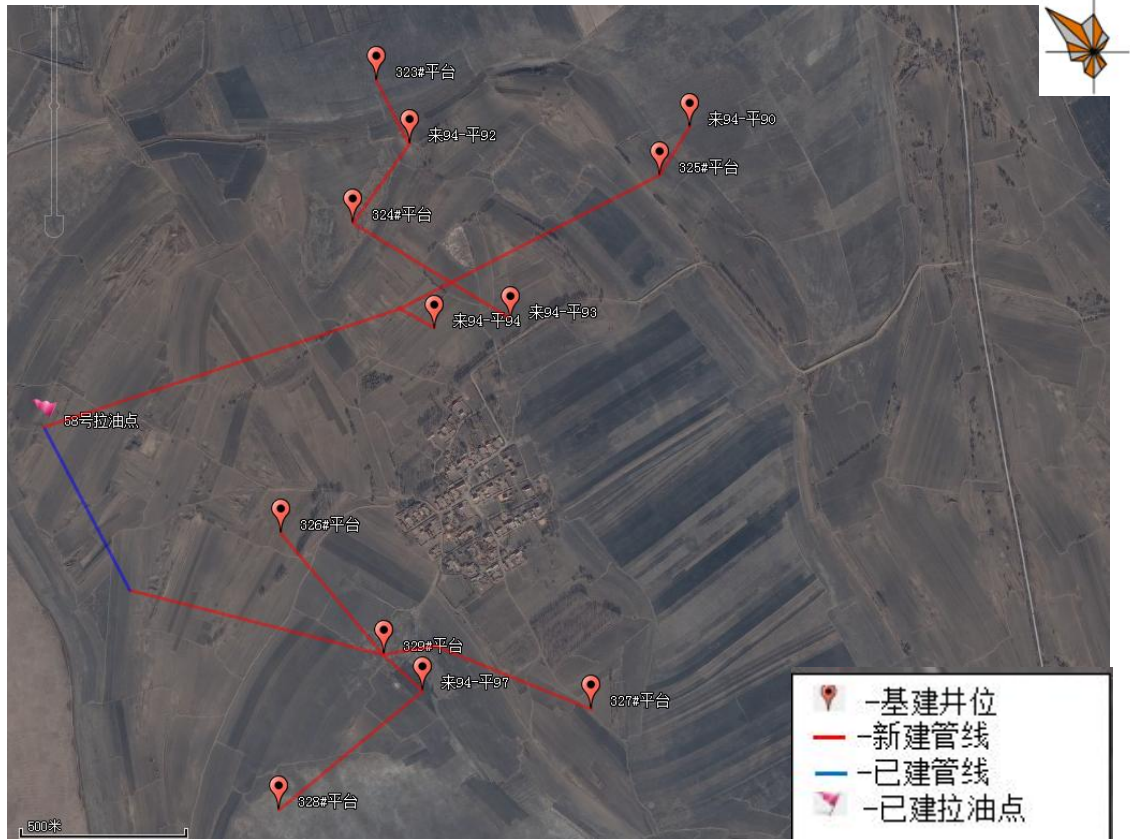
新建 312 号拉油点及管线路由图



已建 33 号拉油点及管线路由图



已建 41 号拉油点及管线路由图



已建 58 号拉油点及管线路由图

原油集输工程主要工程量见表 3.4-11。

表 3.4-11 原油集输工程主要工程量表

序号	单项工程项目名称	单位	数量
1	基建油井	口	100
2	Φ60×3.5mm (设计压力 P=2.5MPa)泡沫黄夹克电加热管道	km	23.2
3	井口电加热器	套	49
4	40m ³ 多功能储罐 (规模相同、单独设置 8m 高排气筒)	座	15

多功能储罐工作原理

多功能储罐主要由罐体、液体计量机构、压力直读表、安全阀、加热装置、防盗装置等一体的撬装式结构组成。油井产液经密闭管线进入罐体；计量机构反映出罐体内的流体体积和产液量的变化，综合计量油井瞬时产量和累计产量；温度计显示内流体的温度变化，双保险防盗装置有效地防止收集器口内原油被盗。需要拉油时，用罐内自存天然气压能装车。

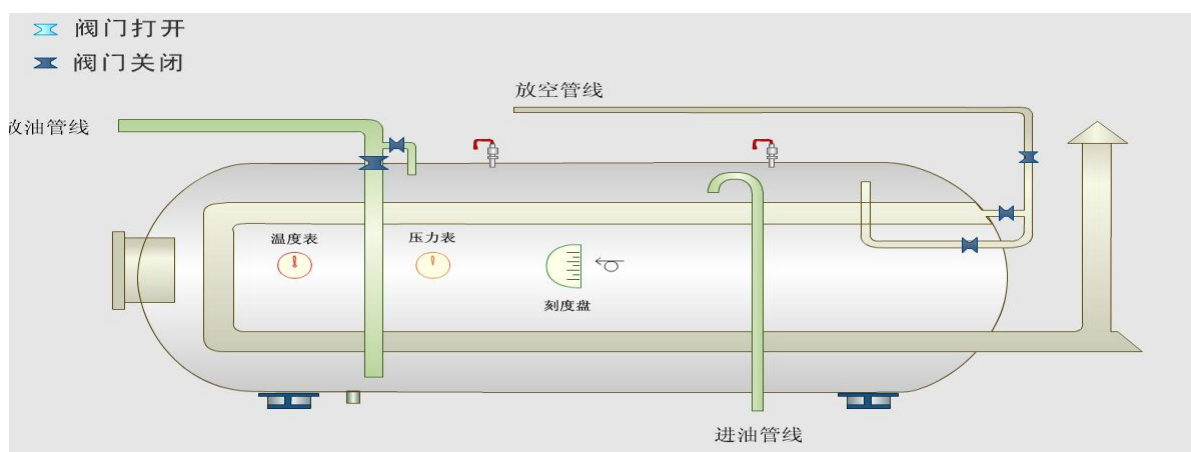


图 3.4-9 工作结构简图

多功能储罐功能

其功能分别为：一是密闭储油气功能；二是原油自加温功能；三是计量直读功能；四是防盗油功能；五是拉油自装车功能。该装置主要应用于偏远零散井井场储油，其特点是体积小，占地面积少。

3.4.2.3 注汽工程

1、注汽负荷、参数及轮次蒸汽注入量

本项目采用蒸汽吞吐开采方式，直井和水平井的注汽参数见表表 3.4-12。油井蒸汽吞吐阶段轮次蒸汽注入量见表表 3.4-13。

表 3.4-12 蒸汽吞吐注汽参数

类别	注汽强度 (m ³ /m)	注汽速度 (t/d)	注汽压力 (MPa)	注汽温度 (°C)	井底干度 (%)	焖井时间 (d)
水平井	8	≥180 (7.5t/h)	≤17.35	353	≥50	5~8
直井	100	≥80 (3.3 t/h)	≤17.35	353	≥50	3~5

表 3.4-13 轮次蒸汽注入量统计表

吞吐周期	直井单井注入蒸汽量 (t)	直井数 (口)	水平井单井注入蒸汽量 (t)	水平井数 (口)	年注蒸汽量 (10 ⁴ t)
2024 年	440*2	81	2400	19	10.52
2025 年	470*2	81	2760	19	11.57
2026 年	540	81	3170	19	8.32
2027 年	560	81	3170	19	8.45
2028 年	500	81	2700	19	7.34
2029 年	420	81	2290	19	6.20
2030 年	360	81	1950	19	5.30
2031 年	310	81	1660	19	4.53

2、注汽系统方案

本次工程需新建注汽点 3 个（即 302#、305#、314#注汽点），新建 3 套移动注汽设施，每套移动设施包括 1 台 11.5t/h 车载注汽锅炉、1 台排放扩容器、1 台 12t/h 车载水处理装置、2 个 50m³ 清水罐、1 座箱式变压器、1 套橇装污水装车泵，1 座污水池（50m³），用以收集储存注汽作业废水；新建移动式排污泵 2 台（Q=20m³/h、运 1 备 1），用以定期装车清空各注气点的污水池。

同时，取消 42 号注汽点调整至 43 号注汽点，取消 58 号注汽点调整至 94-平 93 号注汽点，每座注汽点原规划水源井 1 口，本次调整后需新增水源井 1 座及集水管道。取消 1 号注汽点调整至 302 号注汽点，取消 34 号注汽点调整至 33 号注汽点，水源井数量不变。4 号注汽点减少水源井 1 座及集水管道，72 号注汽点需新增水源井 1 座及集水管道。即已建注汽点共新建水源井 2 座。

注汽方式选择：采用移动注汽方式进行开采。

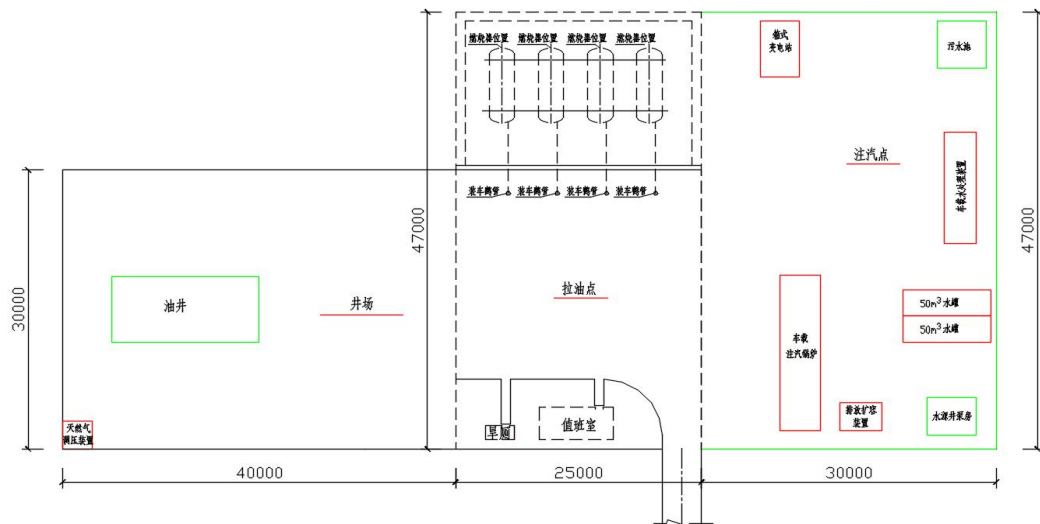


图 3.4-10 移动设施新建注汽点平面布置图

表 3.4-14 注汽系统主要工程量

序号	名称	单位	数量	备注
一	移动注汽站			
1	车载式注汽锅炉 21MPa 11.5t/h	套	3	380V P=155kW
	温度 370℃、饱和蒸汽干度 80%	/	/	/
	附全自动燃气燃烧器、鼓风机、高压柱塞泵、控制柜等	/	/	/
2	注汽锅炉排放扩容器（橇装）与 11.5t/h 注汽锅炉配套	套	3	/
	附：扩容罐 1 个、水槽 1 个、水泵 2 台、泵棚	/	/	/
	橇座、连接管道及管道附件等。	/	/	/
3	车载水处理装置 出力：12t/h	套	3	380V P=45kW
	进口压力：0.1MPa；出口压力：0.4MPa；	/	/	/
	附：除氧器、双级钠离子交换器、盐箱、磷酸盐加药器、水泵、一次仪表及控制系统、电控柜等。	/	/	/
4	橇装卧式清水罐 50m ³ Φ2800x8700	套	6	/
5	箱式变电站	座	3	电力专业
6	橇装污水装车泵	套	3	给排水专业
二	注汽点（新建 3 个、调整 4 个）			
1	新建水源井（15m ³ /h）	口	5	给排水专业
2	水源井集水管道 DN80 PN1.6MPa	km	1.8	钢骨架塑料复合管
3	排污水池（50m ³ ）	座	3	给排水专业
三	活动注汽管网			
1	活动保温注汽管线 φ76×12 21MPa 15CrMoG	件	1250	L=8m/根
2	活动注汽管线万向补偿器 HQGJ-76-12 21MPa HQG-219-65-25	件	250	/
3	橇装式注汽井口计量装置	套	3	/

3、供气来源

本次为江 935 等区块移动式注汽橇供气，最近气源为阿拉新至齐齐哈尔市供气管道的汤池收发球间。阿拉新至齐齐哈尔供气管道（ $\Phi 219 \times 6-20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}-59.5\text{km}$ ），始建于 1990 年，在汤池镇设收发球间 1 座，用于将采油九厂阿拉新集气站气田气向齐齐哈尔方向供气，2016 年对汤池收发球间扩建。随着庆齐管道的建成投产，实现深层气向齐齐哈尔方向的供应，2018 年阿拉新至齐齐哈尔供气管道停止向齐齐哈尔供气，供气终点变更为汤池收发球间。

为满足各用气点用气需求，本次新建收发球间至各用气点管道。

表 3.4-15 主要工程量

序号	主要工程量	单位	数量
1	供气管道 DN80 PN16	km	7
2	阴极保护系统	套	1
3	自力式压力调节阀 DN80 PN16	套	3
4	闸阀 DN80	个	12
5	弹簧管压力表 Y-100 0~1.0MPa	块	6
6	旋进旋涡流量计 DN80 计量范围 0-3×10 ⁴ m ³ /d	套	3
7	管道穿越	/	/
1)	钢顶 (L=30m)	处	10
2)	钢开 (L=15m)	处	12

表 3.4-16 油层天然气物性表

油层	密度	C1	C2	硫化氢
葡萄花油层	0.7256kg/m ³	89.5%	1.23%	183mg/m ³

3.4.2.4 热水站

来 94 及江 935 井区油井井筒清蜡洗井采用的是移动热洗车的方式，热水拉自敖一转。由于敖一转距离井区中心较远（80km），温降较大（温降 30℃），需要在来 94 及江 935 区块新建热水站一座，以满足生产运行需求。此外，来 94 及江 935 区块隶属采油九厂泰来作业区，产液拉运至龙一联卸油点，该卸油点隶属采油九厂龙虎泡作业区，为方便矿间交接计量需建设地秤一座。

根据本区块油井井位及道路分布，阿拉新集气站为井区至龙一联卸油点必经之路，因此结合采油厂热水站和计量地秤的需求，规划在阿拉新集气站西南侧空地，新建热水站 1 座、计量地秤 1 座，合建占地 1500 m²。热水站规模按照 1~2 口井/天、水量为 50m³/口，规划设计水量为 100m³/d。

(1) 热水站设计参数及工艺流程

表 3.4-17 热水站设计参数表

序号	设计水量 (m ³ /d)	来水温度 (°C)	出水温度 (°C)	水源	来水压力 (MPa)	装车压力 (MPa)
1	100	20	80	罐车拉运	0.1	0.15

(2) 热水站工艺流程

来水→计量泵→加热缓冲二合一装置（0.35MW，2台）→装车泵→热洗车

(3) 平面布置

热水站区域位置示意图 3.4-11，热水站平面布置示意图 3.4-12。



图 3.4-11 热水站区域位置示意图

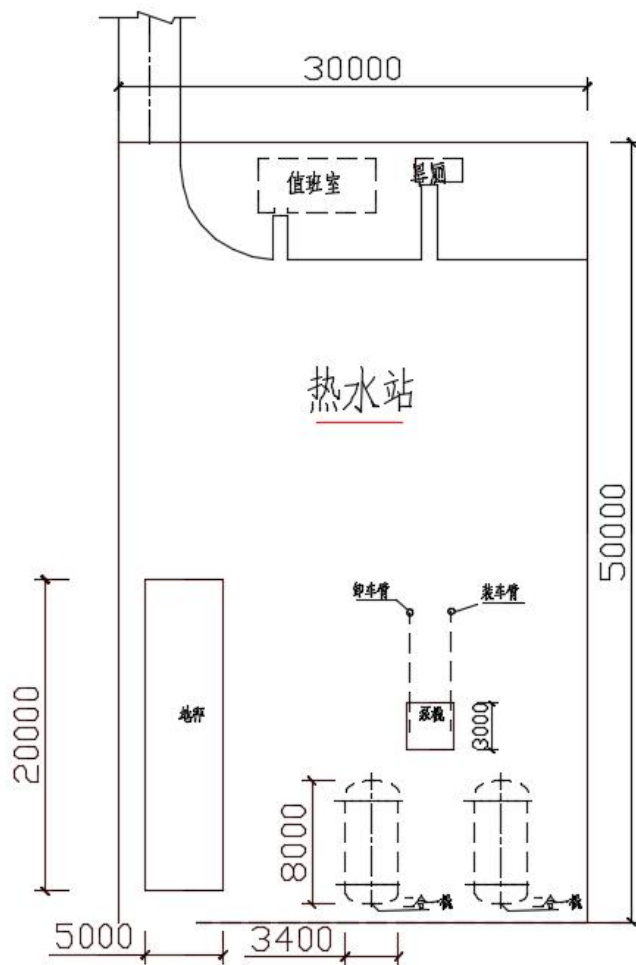


图 3.4-12 热水站平面布置示意图

4、主要工程量

集油系统主要工程量见表 3.4-18。

表 3.4-18 主要工程量

序号	名称	单位	数量
1	0.35MW 二合一加热缓冲装置 $\phi 3400 \times 8000$	套	2
2	卸车泵 Q=100m ³ /h H=15m 防爆电机 P=5.5kW	套	1
3	装车泵 Q=100m ³ /h H=15m 防爆电机 P=5.5kW	套	1
4	装车鹤管	套	1
5	卸车臂	套	1
6	地秤 50t	套	1
7	化验板房	座	1
9	油水井多相连续分测装置	套	1

3.4.2.5 道路工程

本次产能建设共规划基建油井 100 口，共形成丛式平台 31 座和独立井 18 口。

本次产能区块位于黑龙江省西南部，齐齐哈尔市泰来县与昂昂溪区所属的村屯。新建井共相对集中于 6 个区块，分别为北西、北中、北东、中 1、中 2、最南 6 个区块。地类包括耕地、低洼草地、稻田地等，现有道路包括省道、乡村水泥路、已建井排路和通井路，其中乡村水泥路必须征用，其它道路可以直接挂接利用。本次道路工程建设主要包括：

（1）北西块道路规划

本区块共合建两座拉油注汽点，道路布局如下图所示。首先分别为两座合建站新建 1 条和征用水泥路 2 条，长度分别为 0.95 km 和 $1+0.2=1.2$ km；然后两合建站到水泥路间建设路面宽 4m 的砂石井排路，长度分别为 0.2km 和 2.8km；新建路面宽 3.5m 的砂石路挂接于井排路上，路基宽 6m（包括管廊带宽度），全长 2.7km；其它井则是通过土路挂接于井排路上。

为使拉油注汽车能够上站生产，需在昂霍公路到拟建站之间建设路面宽 4m 的砂石井排路 5.5km；其它三座平台则是通过砂石路挂接于井排路上。

（2）北中块道路规划

本区块只建 3 座小平台和 1 口独立井，故只需建设通井土路，将新井挂接于井排路或昂霍公路上，即可满足生产要求。

（3）中 1 块道路规划

本区块 2 座平台位于稻田内的土路旁，1 口独立井位于耕地中。首先将土路改成路面宽 3.5m 的砂石路，并与第二期产能的砂石路相连；然后将两平台通过砂石路挂于上述砂石路上，砂石路全长 1km；单井路则通过土路挂接于平台上。砂石路路基宽度为 6m，包括管廊带宽度。

（4）中 2 块道路规划

本区块的井位均位于以前产能所井排路附近，故只需在井位到井排路间建设通井路即可，因所建井均为小平台和独立井，故其通井路均为土路，土路全长 2.5km。

（5）最南块道路规划

本区块有 5 座井位于已建井排路旁，有 6 座井位于乡村水泥路旁。故需征用当地乡村水泥路 3.5km，然后各井通过土路挂接于井排路和乡村路上。

为减少工程量和，避免绕行，新建一座桥梁，桥长 $3\times 16=48$ m，引道长 0.5km，为 3.5m 宽的砂石路，路基宽 4.5m。

本项目道路工程主要工程量见表 3.4-19。

表 3.4-19 本项目道路工程主要工程量

序号	道路名称	总长度 (km)	道路宽度 (m)		建设标准
			路基	路面	
1	村村通水泥路征用	4.7	6.5	4.0	水泥砼征用
2	水泥砼路新建	0.95	6.5	4.0	水泥砼
3	砂石井排路新建	8.5	6.5	4.0	砂石, 1.8km 护坡
4	砂石通井路	6.5	6.0	3.5	砂石护坡, 宽度含管廊带
5	低洼通井土路及水源井道路	2.5	4.0	==	土路
6	进井通道	9.0	3.5	--	土路
7	新建 3×16m 预应力桥梁				
8	桥梁引道	0.5	4.5	3.5	砂石
合计		177.6			

3.4.2.4 供配电工程

1、用电负荷预测

本次产能建设工程新增各类负荷合计 3785kW。用电负荷预测详见表 3.4-20。

表 3.4-20 用电负荷预测表

名称	变电所	井场电机	井口电加热	管线电加热	防蜡器	移动注汽站	拉油点	水源井	小计(kx=0.85)
运行负荷 (kW)	佰大街变	330	133.2	241.2	510	316.5	144		1424
	达布岱变	262.5	103.5	220.5	525	211	336	24	1434
	驼山变	157.5	67.5	132.3	210	211	192	72	927

2、电源适应性分析

1) 35/10kV 变电所

本次产能建设工程新增负荷 3785kW，分别接入已建佰大街变电所、达布岱变电所及驼山变电所。变电站能力预测详见表 3.4-21。

表 3.4-21 地方变电所能力预测表

变电所名称	主变容量 (kVA)	负荷 (kW)	负荷区块	新增负荷 (kW)
佰大街变	2×20000	34000	来 94 一、二、三井区 (44)	1424
达布岱变	2×6300	7000	江 935 井区 (35)	1434
驼山变	2×31500	42000	江 67 井区、江斜 94 井区 (21)	927

由表 3.4-20 可以看出，驼山变电所、达布岱变电所、佰大街变电所供电能力均能满足本区块新增负荷用电需求。

2) 35kV 线路

根据负荷预测，拟规划建设 35kV 线路 25km 至变电所，采用 LGJ-185 导线。

3、建设方案

1) 新建移动式注汽站配电

本区块新建移动式注汽设施 3 套，三级负荷，每套注汽设施含车载注汽锅炉 155kW 1 台、注汽锅炉排放扩容器：3kW 1 台、车载水处理：45 kW 1 台、橇装污水装车泵 4kW 2 台，总运行负荷为 205kW。3 套注汽设备分别新建 250kVA 移动式箱式变电站 1 座，规划投产后站用变负载率 82.0%。移动式箱式变电站需车载与移动注汽站一起使用，电源引自附近新建（已建）10kV 线路。

2) 拉油点、水源井配电

本区块新建拉油点 3 座，扩建拉油点 5 座，新建水源井 6 口，三级负荷，核实扩建拉油点已建变压器后，变压器无法接带新增负荷，需新建变压器，每座拉油点处及水源井均新建变压器 1 座，电源均引自附近新建（已建）10kV 线路。

3) 10kV 线路

铁路西侧的 35 口井，规划新建油田专线为附近油井供电，新建干线 T 接在变电所达特线出口处，新建干线 8.3km，采用 LGJ-185 型导线，新建支线 8.5km，线路采用 LGJ-120 型导线。新建高压计量装置 1 套。

铁路东侧 64 口井电源引自附近来 94 一期、二期已建的 10kV 线路，其余 1 口井（来 94-平 90）电源引自佰砖线孤房子支线 35#杆（农网）。该部分新建干线 18.3km，支线 8.4km。新建高压计量装置 1 套。

综上，本次工程新建干线 26.6km，其中 18.0km 采用 LGJ-185 导线，8.6km 采用 JKLYJ-185 绝缘导线。支线 16.9km，其中 8.4km 线路采用 LGJ-120 导线，8.5km 线路采用 JKLYJ-120 绝缘导线。根据地方电业局要求，穿越林带及部分耕地区域，电力线路需采用绝缘导线方式。

4、主要工程量

本区块产能建设供电工程量详见表 3.4-22。

表 3.4-22 供电工程主要工程量汇总表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	10kV 线路	km	43.5	
2	柱上变电站	套	60	油井，水源井及拉油点
3	各类低压电力电缆	km	18.6	
4	移动箱式变电站 250kVA	套	5	
5	高压计量装置	套	2	

3.4.3 公用工程

3.4.3.1 新建水源井

本项目共新建 5 口水源井,根据建设单位提供资料,单台水源井年供水量为 8350t/a, 5 口水源井年供水量为 41750t。

3.4.3.2 给、排水工程

(1) 施工期

本项目施工期用水主要为施工生活用水、钻井生产用水、管线试压用水,产生的废水主要为生活污水、钻井设备冲洗废水、试压废水。

①生活用水及生活污水

生活用水采用桶装水,项目单井钻井施工 10d,每个钻井队在井人数 10 人,10 个钻井队同时施工;地面工程接续钻井后进行建设,施工约 30d,地面建设施工人数 100 人,共新钻油井作业 100 口,根据《黑龙江省地方标准-用水定额》(DB23/T727-2021),施工期生活用水量每人 80L/d,生活用水量共计 1040m³。生活污水产生量按生活用水的 80%计算,则生活污水产生量为 832m³。施工人员的生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕,定期清掏外运堆肥处理,施工结束后进行卫生处理,场地进行平整。

②钻井生产用水及钻井设备冲洗废水

本项目钻井生产用水主要包括施工阶段洒水抑尘用水、钻井设备冲洗用水(冲洗振动筛及钻台钻具等设备)、水泥用水。本项目钻井生产用水由水罐车运送,类比第九采油厂多年的钻井工程资料,每进尺 1000m,清水用量约 70m³,钻井施工总进尺约 91960m,则钻井生产用水量为 6437.2m³。其中,钻井设备冲洗用水随井深和钻井周期变化,类比第九采油厂多年的钻井工程资料,每钻进 1m 设备冲洗用水平均为 0.035m³,冲洗废水平均为 0.02m³,则钻井设备冲洗用水量约 3218.6m³,冲洗废水产生量约 1839.2m³;本项目固井水泥的水灰比为 0.4,单井水泥用量为 67t,本项目新钻 100 口井,则水泥用水量为 2680m³,水泥用水全部进入水泥中。本项目钻井设备冲洗废水共计 1839.2m³,进入井场钢制泥浆槽中,定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理,处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层,产生的泥

饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路。

③管道试压用水及试压废水

本项目新建电加热集油管道 23.2km、注汽管道 10km、集水管道 1.8km，试压用水量为 $\pi (0.053 \div 2)^2 \times 23.2\text{km} + \pi (0.052 \div 2)^2 \times 10\text{km} + \pi (0.06 \div 2)^2 \times 1.8\text{km} = 59.54\text{m}^3$ ，试压废水产生量为试压用水量 95%，试压废水量为 56.56m³，试压完毕后的废水暂存施工临时沉淀池中，采用罐车分批运到龙一联合站污水处理站进行处理后回注。

(2) 运营期

本项目运营期油井检修作业用水及油井清防蜡洗井用水来源为龙一联合站深度处理水，由罐车拉运至井口；热水站用水来自敖一转深度处理水。注汽点用水来源为水源井，管输至注汽点。运营期废水主要为油田采出水、洗井废水及检修作业污水、注汽站锅炉排污水和热水站锅炉排污水。

①油田采出水

根据本项目产能预测，本次产能新增产液量为 4.84×10⁴t/a，综合含水 17.6%，运行期采出液分离出的含油污水平均为 0.85×10⁴m³/a，油田采出水进入龙一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）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层。

②注汽点锅炉

本次新建 3 座注汽点，每个注汽点分别配套 1 台锅炉，共新建 3 台锅炉，每台锅炉配套建设一套软化水设备，软化水设备由树脂罐、水力控制阀和盐箱三个主要部分组成。共新建 3 套软化水设备。

据项目设计方案，车载注汽锅炉水每台每天排污量 12~13m³，即每台锅炉排污水量为 4745t，3 台锅炉排污水总量为 14235t。

运营期进水按 350t/d 记，根据建设单位提供资料，每生产 1000t 软水进行一次反冲洗，反冲洗含盐废水约 15t/次。据此计算，每台锅炉反冲洗废水量为 1916.25t/a，3 台锅炉反冲洗废水总量为 5748.78t/a。

③热水站锅炉

根据项目设计方案，热水站锅炉水每天排污量 15~16m³，由此计算锅炉排污水量

为 5840t。

运营期进水按 365t/d 记，根据建设单位提供资料，每生产 1000t 软水进行一次反冲洗，反冲洗含盐废水约 15t/次。据此计算，反冲洗废水量为 547.5t/a。

④检修作业污水

结合大庆油田有限责任公司第九采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，检修作业污水产生量 $4\text{m}^3/\text{井次}$ ，油井检修作业污水量约 $266.7\text{m}^3/\text{a}$ 。此部分污水通过罐车回收后送龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

⑤清防蜡洗井废水

项目油井清防蜡方式为热洗，热洗周期为 156d，热洗强度为 $20\text{m}^3/\text{h}$ ，单口井洗井时间为 2.5-3h，则单口井热洗 1 次产生最大废水量为 60m^3 ，项目油井共 100 口，共产生热洗废水量约为 $6000\text{m}^3/\text{次}$ ，一年大约洗井两次，共产生洗井废水 $12000\text{m}^3/\text{a}$ ，热洗废水通过罐车回收后送龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

3.4.3.3 供电工程

本项目施工期用电由井场柴油发电机提供；运营期本次产能建设工程新增负荷 3785kW，其中 1424kW 负荷接入佰大街变电所；1434kW 负荷接入达布岱变电所；927kW 负荷进入驼山变电所。

3.4.3.4 采暖工程

本项目冬季施工采用电取暖，运营期依托场站现有供暖方式，井口加热及集油管线采用电加热。

3.4.3.5 供气工程

（1）卸油点

本项目新建 3 个拉油点，多功能储罐采用清洁能源天然气作为燃料，单个多功能储罐用气量为 $6.375\text{万 m}^3/\text{a}$ ，拉油点新增燃气量见表 3.4-17，共新增用气量 $95.625\text{万 m}^3/\text{a}$ ，本项目天然气气源依托阿拉新至齐齐哈尔市供气管道的汤池收发球间。阿拉新至齐齐哈

尔供气管道（ $\Phi 219 \times 6-20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}-59.5\text{km}$ ），始建于1990年，在汤池镇设收发球间1座，用于将采油九厂阿拉新集气站气田气向齐齐哈尔方向供气，2016对汤池收发球间扩建。随着庆齐管道的建成投产，实现深层气向齐齐哈尔方向的供应，2018年阿拉新至齐齐哈尔供气管道停止向齐齐哈尔供气，供气终点变更为汤池收发球间，用于为采油九厂供气。各拉油点连接现有供气管线，本次共新建供气管线10km。

表 3.4-23 拉油点用气量一览表

名称	类别	多功能储罐数量		排气筒高度 (m)	燃气量（万 Nm ³ /a）
		已建	新建		
302号	新建	0	3	8	19.125
305号	新建	0	4	8	25.5
4号	已建	7	0	8	/
江67号	已建	1	1	8	6.375
312号	新建	0	2	8	12.75
4号	已建	7	1	8	6.375
34号	已建	5	1	8	6.375
41号	已建	5	1	8	6.375
58号	已建	3	2	8	12.75
合计			15	/	95.625

（2）注汽站

注汽锅炉的燃料为干天然气，1台车载注汽锅炉天然气最大用量为480Nm³/h。3台车载注汽锅炉共消耗天然气1261.44万m³/a。

（3）热水站

热水站燃料为天然气，根据工程设计方案，消耗天然气量约为25.5万m³/a。

3.5 场地布置及土地利用

3.5.1 场地布置

本工程共新钻井100口，井场布设采用生产区与生活区分开布设的原则，同时生产区与生活区设必要的安全与卫生防护距离。钻井井场平面布置见附图。

3.5.2 工程占地情况

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

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的相关要求以及根据大庆油田施工和建设实际情况，施工期井场占地面积按单井 $80\text{m}\times 80\text{m}=6400\text{m}^2$ 计算（含永久占地及临时占地），丛式井平台每增加1口井增加 240m^2 ；永久占地按单井 $30\text{m}\times 40\text{m}=1200\text{m}^2$ 计算，丛式井平台每增加1口井增加 90m^2 。本项目新钻100口油井，分布在31座平台井场及18座单井井场；其中2井平台19座、3井平台3座、4井平台7座、5井平台2座。施工井场临时占地约 54.385hm^2 ，井场永久占地 12.855hm^2 。

管道临时占地作业面宽度为 10m ，本项目新建电加热管道 $\Phi 60\times 3.5\sim 23.2\text{km}$ ，新建注汽管道 $\Phi 76\times 12\ 10\text{km}$ ，新建水源井集水管道 $\text{DN}80\ 1.8\text{km}$ 。新建道路按道路长度 \times 路基宽度计算，本项目新建 6.5m 水泥井排路 0.95km 、 6.5m 宽砂石井排路 15km 、 4m 宽低洼通井土路及水源井道路 2.5km 、 3.5m 宽进井道路 9km ， 4.5m 宽桥梁引道 0.5km ；本项目新建拉油点3座，每个拉油点占地面积 1200m^2 。新建热水站一座，占地面积 1500m^2 ，新建注汽点每个占地面积为 1410m^2 （ $30\text{m}\times 47\text{m}$ ）。本项目占地情况见表3.5-1。

表 3.5-1 本项目新增占地类型及面积表 单位：hm²

序号	建设项目	永久占地		临时占地	
		耕地 (非基本农田)	草地 (非基本草原)	耕地 (非基本农田)	草地 (非基本草原)
1	井场	10.986	1.869	46.79	7.595
2	电加热输油 管线	/	/	18.94	4.26
3	天然气管线	/	/	6.3	3.7
4	注水管线	/	/	1.8	/
4	道路	12.6825	2.05	/	/
5	拉油点	0.24	0.12	/	/
6	注汽站	0.423	/	/	/
7	热水站	0.15	/	/	/
小计		24.4815	4.039	73.83	15.555
合计		28.5205		89.385	
总计		117.9055			

由上表可知，本项目总占地面积为 117.9055hm^2 ，其中临时占地 89.385hm^2 ，永久占地 28.5205hm^2 ，占地类型为草地及耕地（非基本农田）。

3.5.3 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括拉油点、井场垫高、井场截水沟的开挖及回填、管线施工、道路施工。挖方施工应分层开挖，分层堆放至施工管线两侧，施工结束后分层回填，开挖土方均原地回填，垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续。

本项目施工便道表土单独保存，施工机械经过施工便道时进行压实，无土石方产生，该单位在取土时应依照法律法规办理相关手续。在取土时和取土后应注意对取土场进行消坡处理和生态保护，保留表土，用于后期土地平整和植被恢复，本项目不设取弃土场，用土全部外购。本项目土石方情况见表 3.5-3。

表 3.5-3 本项目土石方情况 单位：m³

序号	类别	挖方量	填方量	利用方量	借方量	弃方量	备注
1	井场	0	38565	0	38565	0	外购土方，垫高 0.3m
2	井场截水沟	1470	1470	1470	0	0	单个井场长 120m×宽 0.5m×深 0.5m
3	道路	0	58350	0	58350	0	水泥井排路填高 0.6m、砂石井排路填高 0.6m、低洼通井土路及水源井道路填高 0.6m、进井道路填高 0.3m
4	电加热输油管线、天然气管线	5600	5600	5600	0	0	管沟宽度均约为 0.8m，管沟深度为 2m
5	拉油点	0	1080	0	1080	0	外购土方，垫高 0.3m
合计		7070	105065	7070	97995	0	/

3.6 施工方式

3.6.1 管道施工

3.6.1.1 一般管道施工

管道施工过程为先清理作业线路场地，然后开挖管沟，再组焊管道、下沟管道，特殊地段根据实际情况合理穿插各工序。管沟开挖以机械开挖为主，施工作业面宽 10m。施工完毕清理现场、恢复地貌。管道施工建设过程见图 3.6-1。

一般地段作业带宽度为 10m，其中管沟深度按 2m 计，边坡坡度按 1:1 计。施工作业带清理采用挖沟机、推土机扫线，人工配合清理。防腐管由工厂预制，采用专用管拖车

拉运现场连接。管沟开挖采用挖掘机等机械及人工辅助清理完成。回填完的管沟进行压实、整形。管道安装完成后，经检验合格，应进行压力和严密性试验，本工程试压采用空气进行试压。

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

管道施工作业断面见图3.6-2，管道开挖施工平面布置示意图见图3.6-3。

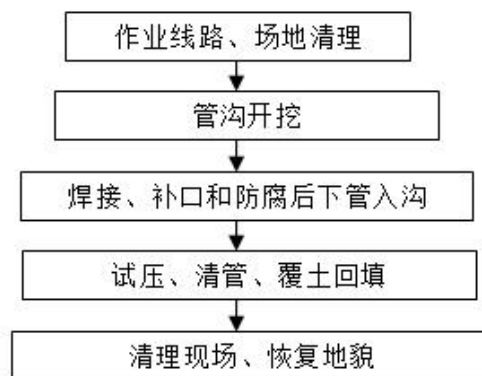


图 3.6-1 管道施工建设过程

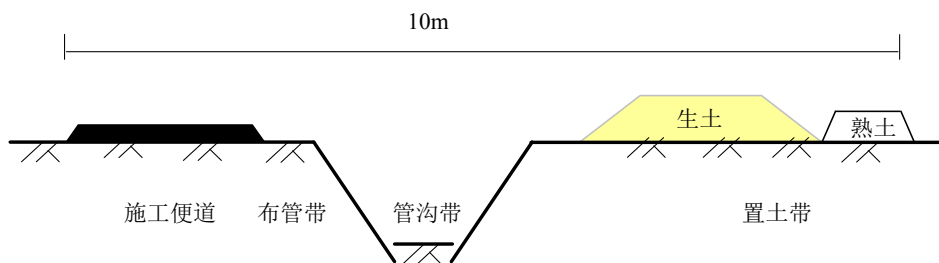


图 3.6-2 管道施工作业断面图



图 3.6-3 管道开挖施工平面布置示意图

3.6.1.2 管道钢顶穿越施工

本工程36处管道穿越井排路/通井路，穿越采用顶管施工方案。顶管施工是不开挖或少开挖的一种管道施工方式，其主要利用顶管设备产生前进的力度，平衡管道与土体之间的摩擦力，管道前进同时将管道内占用的土体置换出来，最终在土体中形成管道。施工中置换出的土体，最终用于该处的土地平整。

顶管施工方式：确定顶管穿越进出口位置，在一端挖操作坑，另一端挖接收坑。在操作坑放置穿越套管和顶管设备，由人工先在套管前端掏土，再顶进套管，循环作业直至穿过道路为止。施工示意图见图3.6-4。

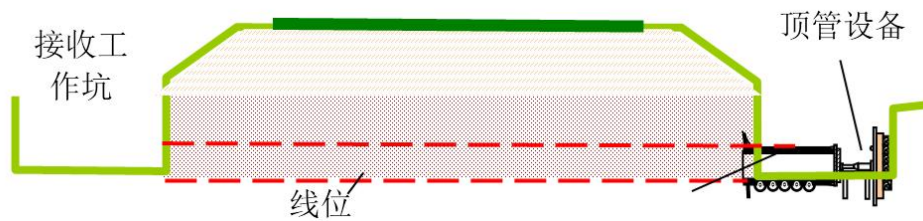


图 3.6-4 顶管施工示意图

3.6.2 道路施工

本项目为井排路及通井路的施工，井排路为沥青及砂石路、通井路为土路，首先对线路进行清理平整，然后直接将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。建设过程示意图见下图。



图3.6-5 道路施工建设过程

3.6.3 场站施工

本项目新建热水站及注汽站工艺流程及产污节点见下图。

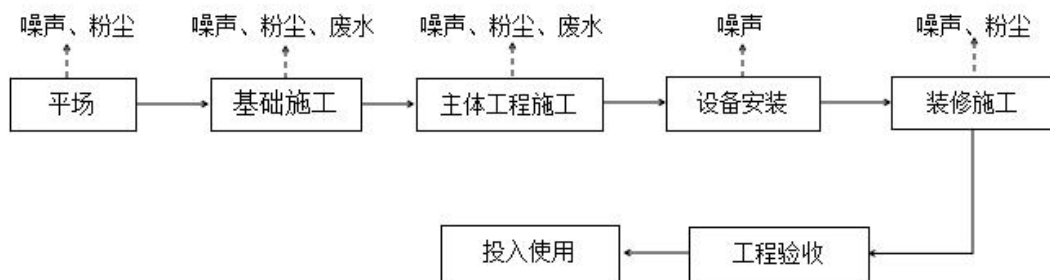


图3.6-6 场站施工建设过程

3.6.4 典型井场施工

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

3.7 施工进度及时序

本项目施工期主要为钻井施工、管线敷设以及拉油点等的建设。本项目钻井工程钻井队单井在井人数为 10 人，单井周期约为 10 天，钻井井场有 10 个钻井队同时施工；产能建设施工时间为 30 天，本项目计划开工时间为 2022 年 10 月，预计 2023 年 3 月完工，钻井进度计划见表 3.7-1。

表 3.7-1 钻井进度计划表

开钻次数	钻头尺寸 mm	井段 m~m	施 工 项 目		累计时间 d-h
			内 容	时间 d-h	
一开	342.9	0~198	钻进、接单根、起下钻、辅助等	0-10	0-10
		198	下表层套管、固井、候凝、安装井控装置等	2-0	2-10
二开	241.3	198~776	钻进、接单根、起下钻、辅助等	2-10	5-0
		776	电测、通井、下生产套管、固井等	2-0	7-0

3.8 物料消耗

钻井生产用水消耗：由公用工程可知，本项目施工期钻井生产用水消耗总量为 6437.2m³，管线试压用水为 59.54m³，运营期不新增新鲜水用量；

生活用水消耗：由公用工程可知，本项目施工期生活用水消耗总量为 1040m³；

钻井液消耗：根据钻井液用量表可知，本项目单口井钻井液用量 202m³，本工程新钻油井 100 口，则钻井液用量为 20200m³；

水泥消耗：根据固井水泥用量表，本工程单井固井水泥用量为 67t，项目固井水泥合计用量为 6700t；

柴油消耗：本工程钻机用电使用柴油发电机，钻井每进尺 1000m，柴油用量 20t，钻井施工总进尺约 91960m，则柴油总用量约为 1839.2t；

射孔液消耗：根据施工单位以往经验，单口井射孔一般需要射孔液 40m³，本工程 100 口新钻油井需射孔，则射孔液用量为 400m³；

本项目投产后，新增耗电 3785kW；

本项目拉油点新增耗气量 96.625 万 m³/a，注汽站新增耗气量 1261.44 万 m³/a，热水站新增耗气量 25.5 万 m³/a。

油井作业防渗布用量 20t/a。

本工程主要消耗物料具体见下表：

表 3.8-1 本工程主要物料消耗

序号	时期	项目	原辅材料	用量
1	施工期	钻井施工	钻井生产用水 (m ³)	6437.2
2		管线施工	管线试压用水 (m ³)	59.54
3		办公生活	生活用水 (m ³)	1040
4		钻井	钻井液 (m ³)	20200
5		固井	水泥 (t)	6700
6		钻井期发电	柴油 (t)	1839.2
7		射孔	射孔液 (m ³)	400
8	运营期	锅炉消耗水	滤后水 (m ³)	49658.28
9		生产运营	耗电 (kW)	3785
10		油气水分离	耗气量 (万 m ³ /a)	4151.725
11		油井作业	防渗布 (t/a)	20

3.9 依托工程分析

3.9.1 依托工程能力核实及运行现状分析

本项目油井产液在拉油点汇合后进入龙一联卸油点。经卸油点处理后的含水油输至龙一联脱水站经“游离水+电脱水”两段脱水工艺进行脱水站处理，分离出的污水进入龙一联合油污水处理站处理里达到《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求：“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后进行回注。

3.9.1.1 原油集输系统

龙一联合站位于杜尔伯特蒙古族自治县境内，投产于 1982 年，站内采用“五合一”处理工艺，龙一联合站主要接收龙虎泡油田、敖古拉油田、布木格油田、葡西油田、龙西油田等油田的产液，站内设有卸油点、脱水站、废压裂液处理站、含油污水深度处理站、燃气发电站等。

①龙一联卸油点

本次产能规划 100 口油井产液进入龙一联卸油点。龙一联建有新老卸油点各一座。

老卸油点已建卸油罐 $\Phi 3.6 \times 10$ (100m^3) 2座, 卸油池 1座 (有效容积约 210m^3), 收油泵 $Q=60\text{m}^3/\text{h} \sim 1$ 台, $Q=52\text{m}^3/\text{h} \sim 1$ 台。新卸油点建有埋地卧式卸油罐 $\Phi 2.2 \times 9.024$ (m) 4座, 收油泵 $Q=60\text{m}^3/\text{h} \sim 2$ 台, 合计收油能力为 $2860\text{m}^3/\text{d}$, 目前收液量为 $976\text{m}^3/\text{d}$, 卸油点负荷率为 29.3%。

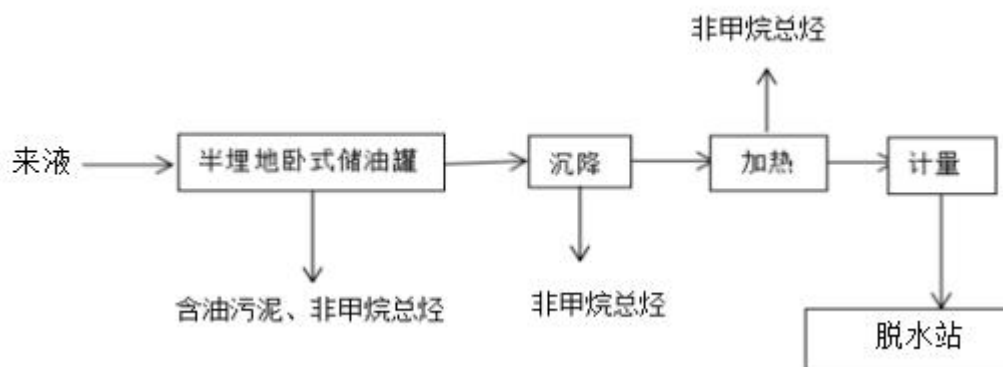


图 3.9-1 龙一联卸油点工艺流程图

本次产能新增产液量为 $132.6\text{m}^3/\text{d}$, 龙一联卸油点现最高日收液量约为 $1108.6\text{m}^3/\text{d}$, 卸油点负荷率为 38.76%。龙一联卸油点已建能力可满足本次产能新增能力需求。

②龙一联脱水站

龙一联合站投产于 1982 年, 站内采用“五合一” (加热、分离、沉降、缓冲、游离水脱除) 处理工艺。阀组来液进入“五合一”组合装置中进行油气水分离, 分离出的游离水经掺水泵升压后掺入站外系统; 净化油 (含水率 $<3\text{‰}$) 外输。分离出的天然气经过天然气除油器和干燥器处理后自耗。

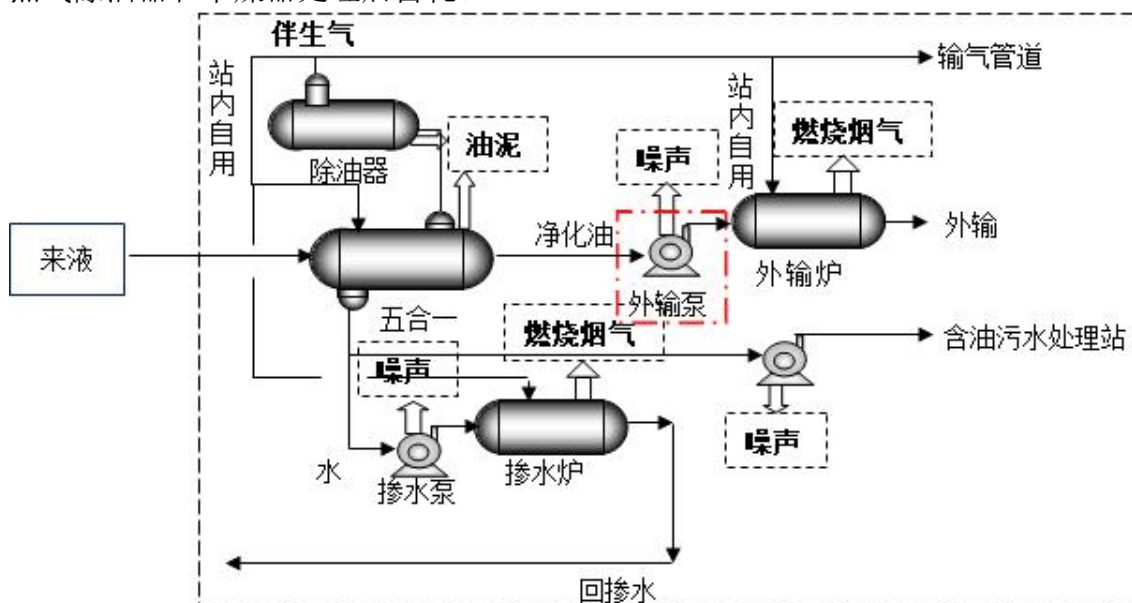


图 3.9-2 龙一联脱水站工艺流程图

新增产能后，龙一联脱水站主要设备及能力核实见表 3.9-1。

表 3.9-1 龙一联脱水站产量预测表

时间(年)	2021	2022	2023	2024	2025
老站产油(t/d)	1204.5	1046.3	918.3	807.6	758.4
老站产液(t/d)	6875.5	6654.1	6472.4	6324.9	6210.2
新建油井产油(t/d)	0	0	0	1583.8	1330.4
新建油井产液(t/d)	0	0	0	1811.3	1623.5
合计油量(t/d)	1234.5	1096.3	968.3	2391.4	2088.8
合计液量(t/d)	6875.5	6654.1	6472.4	8136.2	7833.7

龙一联脱水站采用“三相分离器+五合一”处理工艺，有“五合一”加热装置 5 台，目前游离水脱除能力 9500t/d，负荷率为 68.13%；电脱能力 2800t/d，负荷率为 33.65%。本项目新增产能后，新增采出水 23.29m³/d，新增产能后游离水脱除负荷为 68.38%，电脱负荷率为 34.48%，可满足本项目依托。

3.9.1.2 龙一联含油污水处理站

本项目生产废水依托龙一联含油污水处理站，该站 2000 年投产运行。沉降罐阀室内埋地管线和二次沉降罐至缓冲水罐埋地管线因腐蚀因素多处穿孔，2010 年龙一联罐间阀室改造工程进行更换。2013 年龙一联污水处理系统进行了改造。龙一联含油污水深度处理站目前污水处理量包括龙一地区、敖古拉、新店、龙南古 41、布木格、高西等油田（区块）。设计规模为 7500m³/d，目前实际处理量为 5106m³/d，负荷率为 68.08%，出水水质为“8、3、2”（含油 8mg/L、SS 3 mg/L、粒径中值 2μm），污水经过处理后回注地下。本项目新增污水 281.94m³/d，本项目投产后龙一联含油污水处理站负荷率为 73.6%，可以满足新增产能污水处理要求。

龙一联含油污水深度处理站主要采用自然沉降、混凝沉降、两级压力过滤处理工艺，一级过滤罐为核桃壳过滤罐，二级过滤罐为石英砂、磁铁矿双层滤料过滤罐。龙一联含油污水深度处理站处理过程中产生的含油污泥由龙一联含油污泥处理站处理。工艺流程图如下：

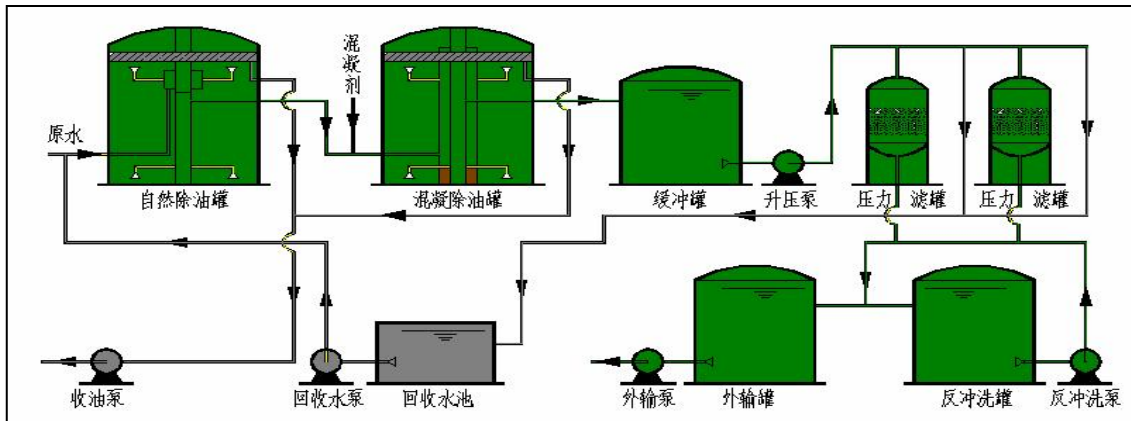


图 3.9-3 龙一联合含油污水深度处理站工艺流程

3.9.1.3 含油污泥处理站

项目运营期产生的含油污泥依托第九采油厂含油污泥处理站进行处理。污泥站环保手续已在《第九采油厂含油污泥处理站建设工程》项目中进行了环境影响评价，批复文号为庆环审【2020】170号，第九采油厂含油污泥处理站，站内主要工艺采用“预处理-热解工艺”的处理工艺，设计处理量为3.3万t/a，经过处理后的污泥含油<3%。含油污泥收集池设计最大暂存能力4800m³，目前负荷4000m³，本项目落地油及含油污泥产生量为4.782m³/a，可满足本项目需要。

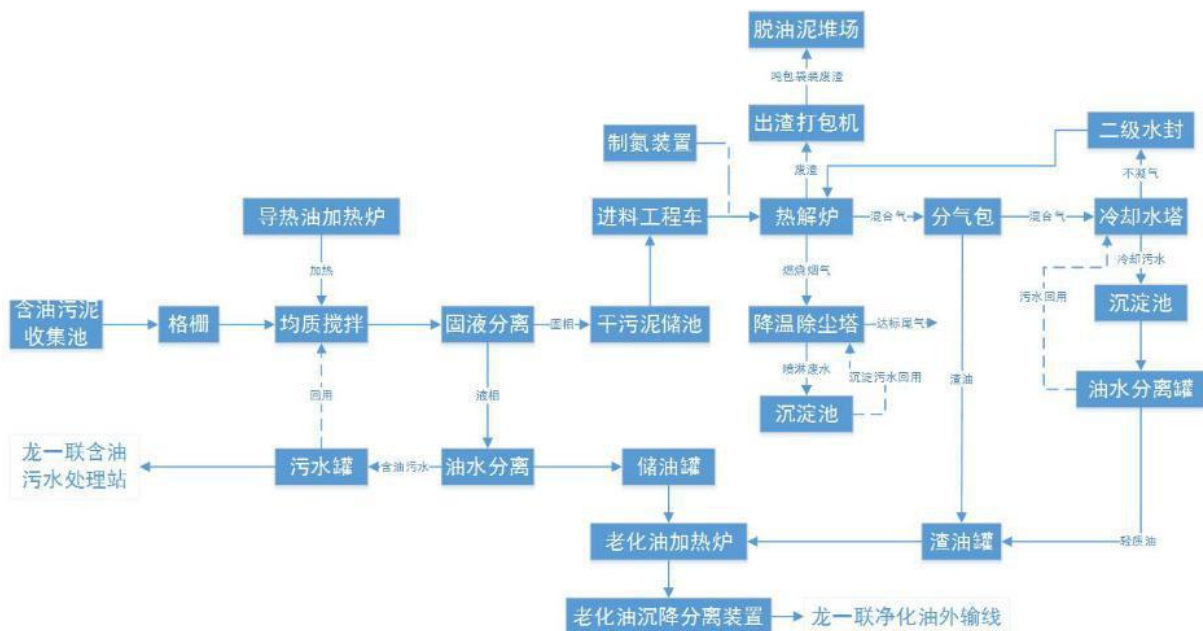


图 3.9-4 含油污泥处理工艺流程图

3.9.1.4 依托废弃钻井泥浆处理装置工艺

本项目产生的废弃泥浆和射孔废液依托《大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采

油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理项目》，该项目于 2020 年 1 月 21 日取得杜尔伯特蒙古族自治县环境保护局环评审批，审批文号为杜环建字【2020】7 号，2020 年 7 月通过自主验收。

该项目建设水基泥浆处理生产线一条，设计处理规模为 500m³/d，占地面积 13000m²，建筑面积 2250 m²，包括泥浆处理间 1375 m²、库房 100 m²、存药间 100 m²、锅炉间 75 m²、生活及办公用房 600 m²；泥浆池 2 座 4462.5m³、堆泥场 4680 m²，生活区地面硬化 600 m²，进场道路 800 m²，厂区道路 3000 m²。主要设备为储水罐、均质储浆罐、均质反应罐、分离撬、压滤底撬等，包括 3 座泥浆池（规格 30×80×1.5m 二座，50×100×1.5m 一座，最大储存量 14500m³）、1 座堆泥场（规格 78×60×1.5m，9m 高棚盖，钢构厂房，半封闭，最大储存量 7000t）、库房、存药间位于泥浆处理间南侧，建筑面积各 100m²（每座规格 20×5×4m，最大储存量各 80t）。泥浆脱水后暂存在清水罐内，定期由企业用罐车运至龙一联合站处理达标后回注；泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。该项目位于杜尔伯特县龙胡路南侧，地理坐标为 124°22'38"E 46°21'02"N。

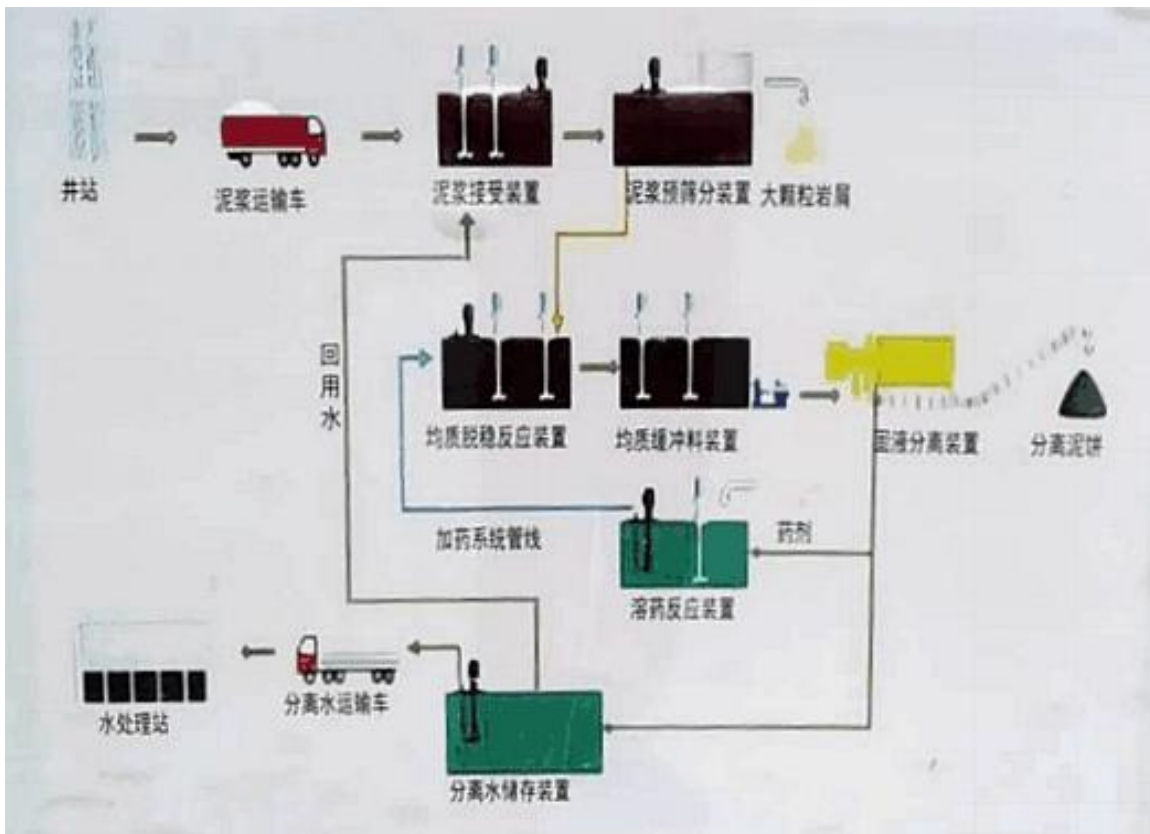


图 3.9-5 依托废弃钻井泥浆处理装置工艺流程图

根据大庆油田有限责任公司环境监测评价中心于 2020 年 7 月 9 日对第九采油厂废弃钻井液处理后的泥饼的监测数据，泥饼的浸出液浓度均满足《污水综合排放标准》

(GB8978-1996) 最高允许排放浓度 (第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行)。

该站目前泥浆负荷 150m³/d, 本项目施工期共产生废弃钻井液、岩屑、废射孔液、钻井废水等共 31556.8m³, 新增废弃钻井液后废弃钻井液储存池容积满足建设项目需求。

3.9.1.5 采油七厂一般工业固废填埋场

第七采油厂一般工业固废填埋场位于大同区采油七厂东北 9km 一处盐碱地内, 于 2013 年通过环保验收 (验收文号为庆环验[2013]12 号), 总容量为 14000m³, 设计年处理能力为 581.2m³, 目前填埋总量约为 9100m³, 剩余填埋量约为 4900m³, 本项目进入一般工业固废填埋场的填埋量约为 5.1529.87t (折合约 18.95m³), 本项目依托可行。

3.9.2 依托工程审批情况

本项目依托场站环保手续详见表 3.9-2。

表 3.9-2 本项目现有工程即依托场站环保验收手续

序号	名称	环评文件	环评批复文号	工程运行及验收情况
1	龙一联脱水站	2019年龙西地区扶余油层塔 21-4区块第二批产能建设地面工程	庆环审【2019】182号	目前建设单位正在组织验收
2	龙一联含油污水处理站	龙一联污水处理系统改造工程	庆环建字【2013】295号	2020.4通过环评验收
3	龙一联卸油点	采油九厂龙虎泡油田萨葡油层外扩产能建设工程	庆环审【2016】215号	2020.4通过环评验收
4	第九采油厂含油污泥处理站	第九采油厂含油污泥处理站建设工程	庆环审【2020】170号	正在建设
5	水基泥浆无害化处理装置	大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理项目	杜环建字【2020】7号	2020.7通过环评验收
6	采油七厂工业固废填埋场	工业固废处置工程	庆环建字【2009】23号	庆环验[2013]12号

3.10 现有区块开发情况回顾

3.10.1 第九采油厂现有区块开发情况

江桥地区江 935 井区油藏主要位于江桥地区, 构造上位于江桥鼻状构造 (见附图), 布井区由江 935 井区、江斜 94 井区、江 67 井区、来 94 一井区、来 94 二井区、来 94

三井区等 6 个区块构成，主要开发层位为萨尔图油层。根据综合地质研究成果，围绕江斜 94、江 935 等 6 个区块圈定含油面积 9.21km²，动用地质储量 545.29×10⁴t。

西部斜坡区泰康油田勘探开发目的层为萨尔图油层，共经历了以下四个阶段：

第一阶段为区域勘探阶段（1961 年～1983 年）。西部斜坡区钻探始于六十年代，先后在一心、他拉红、阿拉新、富拉尔基地区开展区域勘探工作，主要钻探类型为构造油气藏。第一口探井杜 1 井位于泰康隆起带一心构造上，于 1961 年 3 月完钻，该井于萨尔图油层试油获日产油 1.4t、日产水 5.2m³的含水工业油流。该阶段共钻井 45 口，大部分探井均见油气显示，表明该区具有较好的勘探潜力。

第二阶段为区带评价阶段（1984 年～1994 年）。八十年代，为落实西部斜坡区的地质结构及含油规模，首先在富拉尔基及周边地区开展大规模勘探，共钻井 85 口，获工业油流 5 口。1985 年～1987 年，在江桥地区江 37 井、江 55 井和平洋地区来 61、来 64 井获工业油流。在此期间，在阿拉新-二站、白音诺勒、富拉尔基地区累计提交天然气探明储量 49.95×10⁸m³、石油探明储量 1761×10⁴t。

第三阶段为岩性和小幅度构造油气藏勘探阶段（1995 年～2009 年）。2005 年～2006 年，在江桥地区部署钻探了 6 口探井，在萨尔图油层取心均见到含油砂岩，试油仅 1 口井获得工业油流。2008 年针对西部斜坡区开展了新一轮的石油地质综合评价研究，进一步明确了有利的沉积相带，结合二维地震资料优选微幅度构造部署了 5 口探井，其中杜 60、杜 75、杜 77 等 3 口井在萨尔图油层获工业油流，探井成功率大大提高。进一步证实了本区萨尔图油层微幅度构造和岩性复合油藏的勘探潜力。

第四阶段为重新认识阶段（2010 年～现今）。2010 年在西部斜坡区开展新一轮的油气分布规律研究，结合油藏规律认识及三维区精细刻画成果，江 75 区块勘探取得良好效果，多口井钻遇厚层含油砂岩，试油 13 口，获工业油、气流井 8 口，其中，江 77 井钻遇厚油层单层 9.6m，蒸汽吞吐获日产油 51.84t 的高产工业油流，西部斜坡区稠油产能获得突破，2011 年在西部斜坡区泰康油田萨尔图油层提交石油预测储量 10632×10⁴t，含油面积 235.5km²。2012 年，升级石油控制地质储量 6328×10⁴t，含油面积 130.9km²。

2017 年，在江桥鼻状构造三维区寻找微幅度与岩性配合的构造-岩性目标，进一步深化成藏认识，部署实施探井 3 口，其中，江 93 井于萨 I 油层组通过抽汲获得日产油 29.2t 的高产工业油流，展示了该区萨尔图油层具有进一步勘探潜力。2018 年～2021 年，共完钻井 10 口，获得工业油流 9 口，获得高产 8 口。其中，江 11、江 99、来 95、江 12、江 27、来 94、江斜 94、江 935 井分别获得日产油 20.04t、10.42t、30.75t、15.73t、20.88t、12.6t、52.8t、15.5t 的高产工业油流。

2020年4月第九采油厂开展《西部斜坡来95等高产井区产能建设地面工程》，在江67井区新建油井9口。

2021年5月第九采油厂开展《2020年西斜坡地区来94、江29等区块萨一油层组开发产能建设工程（第二批）》，基建油井81口，采用集中拉油工艺，新建拉油点3座，平均单井产油2.2t/d，建成产能 66.9×10^4 t/a。

现有工程环评及验收情况见表3.10-2。

表 3.10-2 现有工程环评及验收情况调查表

序号	项目名称	建设单位	环评批复	验收情况
1	西斜坡地区来94、江29等区块萨一油层组开发产能建设地面工程	大庆油田有限责任公司第九采油厂	齐齐哈尔市环承审[2020]3号	正在组织验收
2	西部斜坡来95等高产井区萨尔图油层开发区块钻井工程	大庆油田有限责任公司第九采油厂	齐环行审[2019]102号	正在组织验收
3	西部斜坡来95等高产井区产能建设地面工程	大庆油田有限责任公司第九采油厂	齐环行审[2020]57号	正在组织验收
4	2020年西斜坡地区来94、江29等区块萨一油层组开发产能建设工程（第二批）	大庆油田有限责任公司第九采油厂	齐环行审[2021]31号	正在组织验收

本项目属于江桥地区江935井区滚动开发的一部分。

3.10.2 现有区块污染物排放情况

(1) 废气

①非甲烷总烃

本项目位于江桥区块内，现有工程排放的废气主要为区块内井场运行过程中无组织挥发的非甲烷总烃，根据建设单位提供资料，本区块目前产油约 0.88×10^4 t/a。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数1.4175g/kg原油，则本工程现有区块非甲烷总烃挥发量为12.47t/a。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.7.2：在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程。本工程油井井口均安装了密封垫、

管线均埋地敷设、依托场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，运输车辆平时加强检修，保持油罐上盖和胶皮管法门的密闭性。原油装车后要求司机盖好上面的盖子，拧紧阀门。每个罐车配一个小筒，以备一旦出现泄漏后可以接油。采取了以上措施，有效的控制了无组织气体的挥发。根据《采油九厂龙虎泡油田萨葡油层外扩产能建设工程竣工环境影响调查报告》（中检（环）字 2019 第 0946 号）2019 年 11 月 5 日-6 日对龙一联合站厂界外 10m 处非甲烷总烃排放浓度的检测结果，龙一联厂界外 10m 处非甲烷总烃无组织排放浓度上风向为 0.72~0.79mg/m³、下风向为 0.81~0.92mg/m³，产生的无组织气体能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m³），2023 年 1 月 1 日起执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关标准要求。监测结果见附件 3。

②锅炉烟气

本区块现有工程运行期产生的加热炉烟气废气主要来自依托的龙一联合站加热炉排放的烟气。龙一联合站投产于 1982 年，站内设有脱水站、卸油点及含油污水深度处理站等设施，脱水站加热炉采用天然气作为燃料，引用《采油九厂龙虎泡油田萨葡油层外扩产能建设工程竣工环境影响调查报告》对龙一联加热装置的检测结果（委托大庆中环评价检测有限公司，监测时间为 2019 年 11 月 7 日~8 日），龙一联脱水站五合一加热装置（排气筒高度 16m、排气筒内径 0.6m、功率 4.2MW）排放的废气中 SO₂ 折算浓度约为 20~27mg/m³，NO_x 折算浓度约为 80~86mg/m³，颗粒物折算浓度约为 9.7~10.3mg/m³，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用燃气锅炉标准限值的要求。监测结果见附件 3。

根据现场调查现有工程加热装置年耗燃气量及加热炉排气筒监测数据核算依托场站烟气量及大气污染物排放情况，具体见表 3.10-1。

表 3.10-1 现有工程加热炉大气污染物排放情况

名称	污染源名称	燃气量万 Nm ³ /a	烟气量万 Nm ³ /a	污染物排放情况 (t/a)		
				颗粒物	SO ₂	NO _x
龙一联	5 台加热装置（4 台 0.58MW，1 台 4.2MW）	252	3389	0.349	0.915	2.915

(2) 废水

项目现有区块内的生产废水主要是站场油水分离产生的含油污水、油井检修作业污水、油井清防蜡洗井废水及生活污水。

现有区块油水井作业（修井）产生的检修作业污水共计约 152m³/a，此部分污水通过罐车拉运到龙一联合含油污水处理站后经处理满足“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注油层。

现有区块油水井洗井产生的清防蜡洗井废水共计约 1530m³/a，此部分污水通过罐车拉运到龙一联合含油污水处理站后经处理满足“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”标准后回注油层。

根据《采油九厂龙虎泡油田萨葡油层外扩产能建设工程竣工环境影响调查报告》（中检（环）字 2019 第 0946 号）2019 年 11 月 5 日-6 日对龙一联合含油污水处理站的出水水质的检测结果，含油量 2.03~2.20mg/L，悬浮固体 2~3 mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求（含油量≤8.0 mg/L、悬浮固体≤3.0 mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤2.0 mg/L）限值要求，同时满足碎岩屑油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中相应标准限值。监测结果见附件 3。

各依托场站机拉油点值班人员产生的生活污水，排入旱厕，定期清掏。

（3）噪声

现有区块内噪声源主要来自抽油机、拉油点及依托场站噪声。根据现场调查，井场电机等发声设备选用了低噪声设备，定期对进场设备进行维护和保养；场站机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强。

根据《采油九厂龙虎泡油田萨葡油层外扩产能建设工程竣工环境影响调查报告》（中检（环）字 2019 第 0946 号）2019 年 11 月 5 日-6 日对龙一联合站厂界噪声检测结果，龙一联厂界昼间噪声值为 50.6~52.6dB（A）、夜间噪声值为 46.6~48.8dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。监测结果见附件 3。

（4）固体废物

现有工程区块内拉油点多功能储罐检修过程中，对储罐进行清淤产生含油污泥约 0.2t/a，油水井作业产生的落地油 0.23t/a，全部回收交由大庆油田水务工程技术有限公司处理。

集中拉油点产生的生活垃圾约 2.0t/a，由油田物业统一收集送泰来县生活垃圾综合处理厂。

非正常工况下产生含油防渗布，大约 25t/a，统一收集定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处置。

依托场站固体废物主要为废弃钻井液无害化处理装置产生的泥饼、场站油气处理系统在清淤过程中产生的含油污泥。根据现场调查，废弃钻井液无害化处理装置目前实际处理量 357.5m³/d，泥饼产生量约 214.5t/d，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022），用于铺设油田道路等综合利用；龙一联合站产生的含油污泥量为 1602m³/a，均暂存在站内含油污泥暂存池（5000m³）。

3.10.3 现有工程存在的环境问题

项目现有工程不存在环境问题。

3.10 建设项目工程分析

3.10.1 污染影响因素分析

3.10.1.1 施工期

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

（1）钻井工程

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

①钻前准备：

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

②钻进：

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

③录井：

A.钻井参数录取资料要求

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

B.钻井液参数录取资料要求

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度。

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

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

④测井：

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控主要要求为：

A.若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环。

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

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

⑤固井：

现场应备有钻杆与套管转换接头，发生溢流时，抢接防喷钻杆后关井。

简易套管头排液管线出口距井口不少于 10m，并固定。主要使用水泥作为固井材料，是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全钻进下一段井眼。固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管是指在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不

同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。

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

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

⑥完井：

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。一般情况下，完井即钻开油层，完井方式包括套管完井法、射孔完井法、裸眼完井法等，本项目 23 口新钻井均采用射孔完井法完井。

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

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

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

（2）井下作业

井下作业是在完井后进行的，一般在采油井投产前进行。本项目施工期的井下作业主要为射孔作业，根据该区块地质及油藏情况，无需压裂亦可达到预计产量，本项目不涉及压裂作业。

射孔即在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。本项目对 580 口新钻井进行射孔，该过程产生的污染物主要为废射孔液等。

钻井及井下作业工艺流程及产污环节图见图 3.10-1。

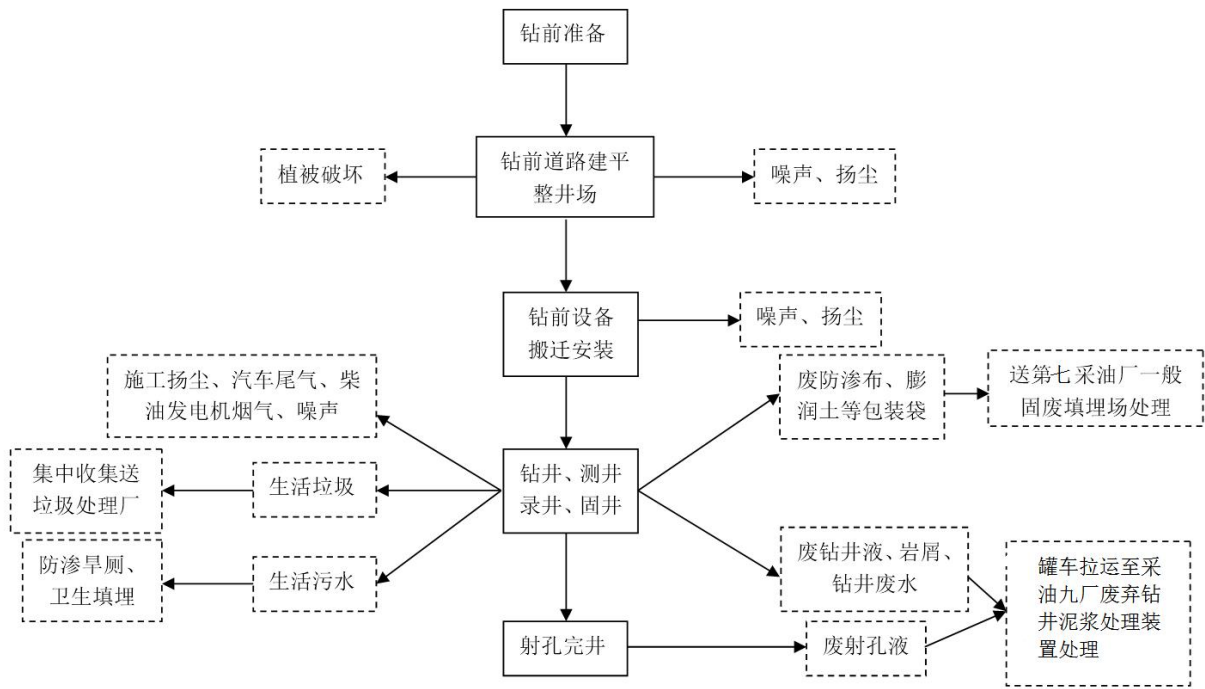


图 3.10-1 钻井及井下作业工艺流程及产污环节图

(2) 地面工程

① 管线施工

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

A. 施工作业带清理

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

B. 管沟敷设

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

C. 防腐及阴极保护

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

D.管沟回填

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

E.试压

管道在下沟回填后应试压，采用清水试压，严密性试验合格后使用。

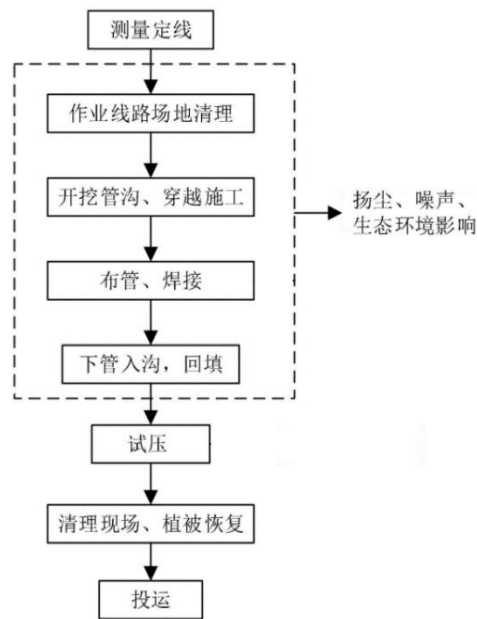


图 3.10-2 管线施工过程示意图

②道路施工工艺

项目建设通井路为土路，施工方式较简单，主要施工工艺为施工范围内的地表耕地、杂草等用人工或推土机予以清除并且将道路进行平整，本次新建通井路均挂接至已建井排路。

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

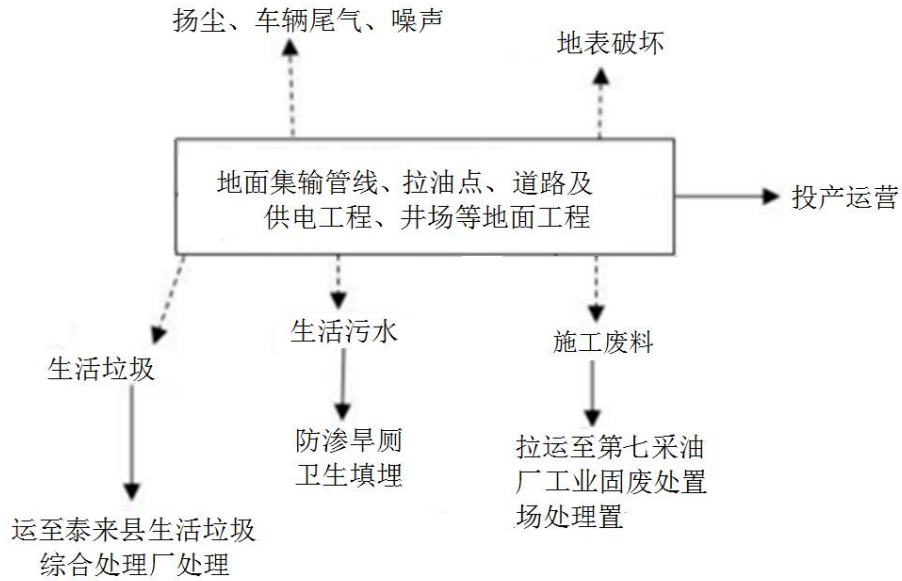


图 3.10-3 本项目地面工程施工期产污环节图

3.10.1.2 运行期

本项目基建油井采出液由电加热集输管道进入新建拉油点多功能储罐中，依托已建的龙一联卸油点接纳集油阀组间来液，经油气处理后进入脱水站（龙一联脱水站）。油气分离产生的油田伴生气作为卸油点加热炉燃料加以利用。已建依托脱水站接纳卸油点来液，进行油水分离处理，产生的含油污水转移至污水处理站（龙一联合油污水处理站）处理达标后输至注水站回注油层，用于注水驱油。

本工程运营期的主要环境影响因素为依托场站加热装置及井场、拉油点、依托场站油气集输处理过程中产生的非甲烷总烃、拉油点罐车装车时产生的呼吸废气、拉油点罐车产生的车辆尾气及扬尘、拉油点新建多功能储罐产生的燃烧废气、油井作业产生的检修作业污水、清防蜡洗井废水和落地油，井场抽油机产生的噪声等。运行期工艺流程及主要产污节点见图 3.10-4。

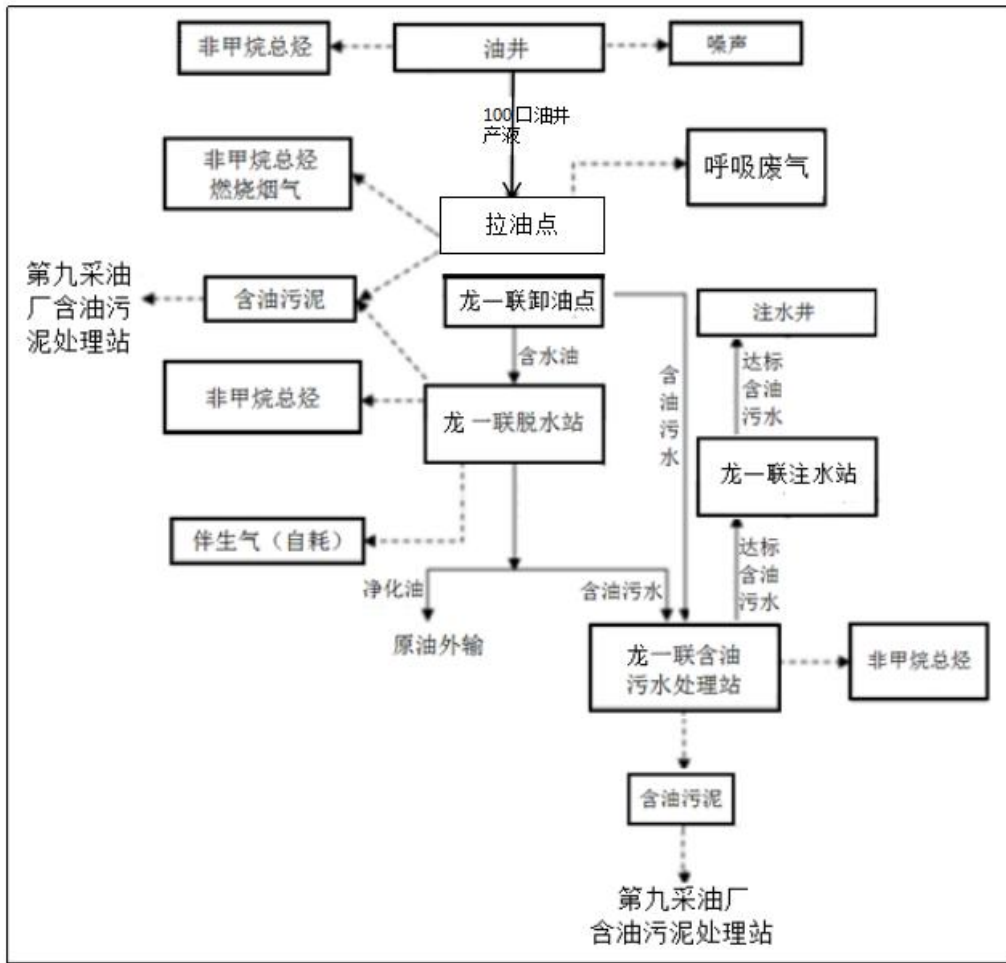


图 3.10-4 运营期正常工况工艺流程及产污示意图

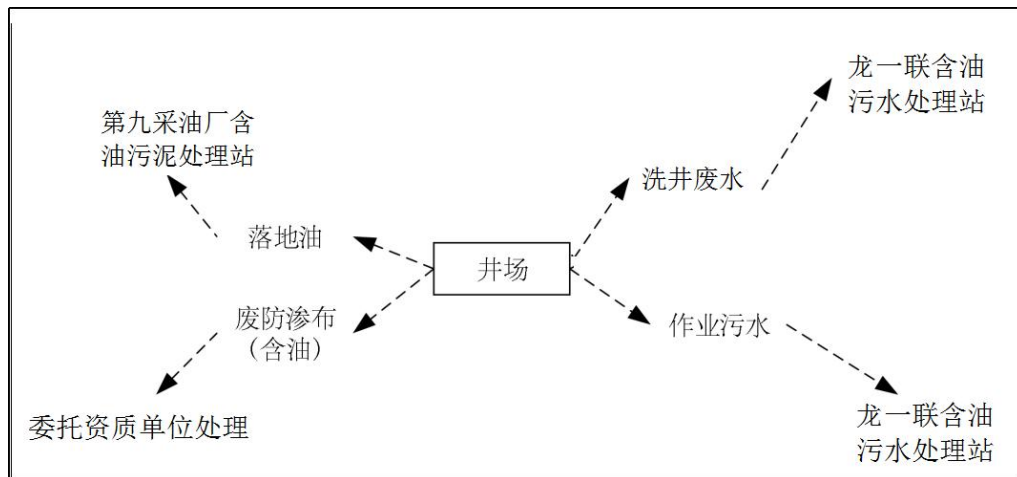


图 3.10-5 运营期非正常工况工艺流程及产污示意图

3.10.2 生态影响因素分析

本工程部署基建 100 口油井，配套建设电加热管道、拉油点、注汽站、热水站、道路、供配电等，主要占地类型为耕地（一般耕地）、草地（一般草地），临时占地面积

89.385hm²，永久占地面积 28.5205hm²。

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，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构，但由于施工时间较短，对生态环境影响较小。

油田运营期对生态系统的影响主要是井下作业、管线穿孔对生态的影响。油井作业均在井场的永久占地范围内进行，同时在作业时铺设防渗布，产生的检修作业污水、清防蜡洗井废水经罐车拉运龙一联合油污水处理站处理达标后回注油层，防止了污油污水排入外环境，不会对井场周围的植被产生影响。但如果作业时管理不善，导致大量污油水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，导致其生产力下降。

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

3.10.3 污染源源强核算

3.10.3.1 施工期污染源源强核算

(1) 废气

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

① 施工扬尘

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

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

A. 管线及道路施工产生的施工扬尘

本项目管线、道路、场站施工占地面积 35.933hm²，参考对土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 0.01~0.05mg/m²·s，考虑最不利情况，TSP 产生系数取 0.05mg/m²·s，取施工现场的扰动面积比为 70%，按每天施工时间 8h 计算，管线及道路施工产生的扬尘为 0.36t/d。

B. 运输车辆产生的扬尘

当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 8~10mg/m³。类比大庆地区类似地面工程的起尘数据，施工场地起尘浓度约 1.15mg/m³。

② 施工车辆排放的尾气

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

③ 柴油机燃烧烟气

钻井时钻机和其他设备动力源均由发电机提供，而为发电机提供动能的是柴油机。本工程柴油总用量约为 1839.2t，烟气量按每公斤 12m³ 计，则本工程烟气排放量为柴油发电机运行期间产生烟气 2207×10⁴m³，主要污染物为 SO₂、NO_x、CO、HC 和烟尘。根据《环境影响评价工程师职业资格培训教材：社会区域类环境影响评价》给出计算参数可知，发电机运行污染物排放系数为：SO₂ 4g/L，NO_x 2.56g/L，烟尘 0.7146g/L，CO 1.52g/L，HC 1.489g/L。1t 柴油约为 1162L，因此计算污染物排放情况如下：

表 3.10-2 柴油发电机燃烧废气污染物产生一览表

污染物指标	产污系数		产生量
	单位	产污系数	
废气量	m ³ /kg 柴油	12	2207 万 m ³
SO ₂	g/L 柴油	4	8.55t
NO _x	g/L 柴油	2.56	5.48t
烟尘	g/L 柴油	0.7146	1.53t
CO	g/L 柴油	1.52	3.25t
HC	g/L 柴油	1.489	3.18t

④ 柴油储罐产生的非甲烷总烃

本项目施工期每个井场设置 1 座柴油储罐，储罐为密闭，但还会有少量非甲烷总烃进行挥发。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油

品储存 0.156g/kg 柴油，本工程单个井场最大柴油储量为 40t，则挥发的非甲烷总烃挥发量为 6.24kg/施工期（0.00045kg/h）。

(2) 废水

① 钻井废水

根据公用工程计算可知，本项目钻井废水产生量为 1839.2m³。钻井废水排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路。本项目单井钻井施工 10d，10 个钻井队同时施工，钻井废水每天产生量约 18.4m³。

② 生活污水

根据《黑龙江省地方标准-用水定额》（DB23/T727-2021），施工期生活用水量每人 80L/d，本项目钻井工程钻井队单井在井人数为 10 人，单井周期约为 10 天，钻井井场有 10 个钻井队同时施工；产能建设施工时间为 30 天。则施工期间生活用水量为 1040m³，生活污水按用水量的 80% 计算，则生活污水量为 832m³。生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整。

③ 管道试压用水及试压废水

本项目新建电加热集油管道 23.2km、注汽管道 10km、集水管道 1.8km，采取分段试压的方式，试压用水量为 59.54m³，试压废水产生量为试压用水量 95%，试压废水量为 56.56m³，试压完毕后的废水采用罐车分批运到龙一联合站污水处理站进行处理后回注。

项目施工期废水产生及排放情况详见表 3.10-3。

表 3.10-3 施工期废水污染物排放量表

序号	污染物名称	产生量	主要污染物	去向及措施
1	钻井废水	1839.2m ³	SS	排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

				(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层,产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》(DB23/T693-2000)及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中I类场标准后用于铺垫井场及通井路
2	生活污水	832m ³	COD、NH ₃ -N、SS	排入施工井场内临时设置的防渗旱厕,定期清掏外运堆肥处理,施工结束后进行卫生处理,场地进行平整。
3	试压废水	56.56m ³	SS	罐车拉运至龙一联合站污水处理站进行处理

(3) 噪声污染源项分析

施工期产生的噪声主要施工机械和车辆运营噪声,具体排放情况见表 3.10-4。

表 3.10-4 本项目施工期噪声源统计表

设备名称	声源性质	噪声值 dB(A)
柴油发电机	连续稳态声源	85~105
挖掘机	非连续稳态声源	80~85
推土机	非连续稳态声源	80~85
钻机	连续稳态声源	80~90
泥浆泵	连续稳态声源	80~85
振动筛	连续稳态声源	70~75
搅拌机	连续稳态声源	60~70
压路机	非连续稳态声源	80-90
电焊机	连续稳态声源	60-70
运输车辆	非连续稳态声源	75-80

(4) 固体废物

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

1) 一般固废

①废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于钻井液池内的泥浆。根据钻井物料消耗统计,本项目钻井液用量为 20200m³,本项目单井钻井施工 10d,10 个钻井队同时施工,废弃钻井液每天产生量约 202m³。废钻井液排入井场泥浆槽中,定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理,处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层,产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规

范》(DB23/T693-2000)及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路。

② 钻井岩屑

钻井过程中, 岩石经钻头和泥浆研磨破碎成岩屑, 其中部分岩屑混进泥浆中, 剩余岩屑经泥浆循环携带至井口, 完井后进行无害化处理。根据九厂多年钻井施工统计数据, 每钻井 1000m 进尺产生岩屑 60m³。本项目钻井进尺 91960m, 则钻井岩屑总产生量为 5517.6m³。本项目单井钻井施工 10d, 10 个钻井队同时施工, 钻井岩屑每天产生量约 55.18m³。排入井场泥浆槽中, 与废钻井液一起拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理, 处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层, 产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》(DB23/T693-2000)及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路。

③ 废射孔液

本项目新钻井钻完后需进行射孔作业, 作业过程中将产生废射孔液, 每口井产生废射孔液约 40m³, 本工程 100 口新钻井需要射孔, 共计产生废射孔液 4000m³。本项目单井射孔平均时间按 1d 计, 10 个钻井队同时施工, 废射孔液平均每天产生量约 400m³。排入井场泥浆槽中, 与废钻井液一起拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理, 处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层, 产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》(DB23/T693-2000)及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路。

④ 废包装袋

现场废弃包装袋主要为钻井材料中膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装, 属于一般固体废物。单井废包装袋产生量约为 0.0015t, 本项目新钻 100 口油井, 故膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装产生量约为 0.15t。废包装袋采用袋装临时暂存在井场, 在施工结束后统一送第七采油厂一般工业固废填埋场处理。

⑤废防渗布

为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井污水等污染地面从而造成对土壤、地下水的影
响，需要在钻井过程总在钻井平台附近铺设防渗布，根据长期施工经验数据，废防渗布
单井产生量约为 0.05t，本工程共新钻 100 口井，故本工程施工期共产生废弃防渗布 5t。
在施工结束后统一送第七采油厂一般工业固废填埋场处理。

⑥生活垃圾

本工程钻井施工期单井钻井施工 10d，每个钻井队在井人数 10 人；地面建设期施工
人员 100 人，施工约 30d。施工期每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量
为 6.5t。施工井场设垃圾桶，生活垃圾统一收集后拉运至泰来县生活垃圾综合处理厂处
理。

2) 危险废物

由于本项目的钻井液中需要使用 KOH，所以会产生包装 KOH 的废包装袋。单井
KOH 包装袋产生量约为 0.005t，本项目新钻井 100 口，故 KOH 包装袋产生量约为 0.5t。
根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 号），KOH 废包装袋为危险废物，
危险废物类别为 HW49 其他废物，代码为 900-041-49“含有或沾染毒性、感染性危险废
物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质”，危险特性为 T（毒性），井场内废 KOH 包装
袋按危险废物管理，经收集后暂存于 KOH 材料房设置的加盖钢制桶内，施工结束后由
施工单位委托有资质单位处理。

本项目危险废物具体情况见表 3.10-5。

表 3.10-5 危险废物情况一览表

危险废 物名称	危险废物 类别	危险废物 代码	产生 量	形态	有害 成分	危险 特性	污染防治措施
KOH 废 包装袋	HW49 其他废物	900-041-49	0.5t	固态	KOH	T/In	由施工单位委托资 质单位处理

表 3.10-6 本工程施工期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	代码	产生量	废物类型	处置去向
1	废钻井液	070-999-99	20200m ³	一般废物	排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采 油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理 后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆 油田地面工程建设设计规定》 (Q/SYDQ0639-2015)中“含油量≤8mg/L、 悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规
2	钻井岩屑	070-999-99	5517.6m ³	一般废物	
3	废射孔液	070-999-99	4000m ³	一般废物	

					定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路
4	废包装袋	070-999-99	0.15t	一般废物	拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理
5	废防渗布	070-999-99	5t	一般废物	
6	生活垃圾	/	6.5t	/	统一收集后拉运至泰来县生活垃圾综合处理厂处理
7	KOH 包装	900-041-49	0.5	危险废物	委托有资质单位进行处理

3.10.3.2 运行期污染源强核算

(1) 废气

1) 烃类气体

由于本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，烃类气体的排放主要是某些设备的超压放空，储罐和管线的油气挥发以及天然气使用过程中的泄漏所致，主要排放地点为采油井场、拉油点及集输场站。非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油田开采为 1.4175g/kg 原油，本工程建成后年产原油 4.84×10^4 t/a，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 68.61t/a。

2) 加热炉烟气

①拉油点

本工程运营期新建拉油点加热装置燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，排气筒高度 8m。

项目多功能储罐监测数据类比《采油九厂龙虎泡油田萨葡油层外扩产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》（2019.11.11-11.12）中 17 号拉油点新建多功能储罐监测数据，燃烧烟气中各项污染物的平均排放浓度为颗粒物 $9\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 为 $29\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 为 $83\text{mg}/\text{m}^3$ 能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在新建锅炉（燃气锅炉）的标准要求。该站与本项目依托站场气源一致，数据类比可行。

本项目新建拉油点 3 座，新建多功能储罐 15 座，配备 8m 高排气筒 15 个，根据《关于发布计算环境保护税应税污染物排放量的排污系数和物料衡算方法的公告》（2021 年 第 16 号，2021-04-29），燃气加热炉烟气排污系数为 $13.6\text{Nm}^3/\text{m}^3$ 天然气。单台多功能储罐用气量为 6.375 万 m^3/a ，单台多功能储罐燃烧排放烟气量为 86.7 万 Nm^3/a ，排放 SO_2 0.025t/a、 NO_x 0.072t/a、颗粒物 0.0078t/a；排放速率为 SO_2 0.0029kg/h、 NO_x 0.0082kg/h、颗粒物 0.00089kg/h。

建设项目新建拉油点多功能储罐烟气污染物排放见表 3.10-7，下表中燃气量、烟气体积量、年排放量、排放速率均为单台×台数给出的合计量。

表 3.10-7 拉油点加热装置烟气排放情况一览表

名称	储罐数量	排气筒高度 (m)	燃气量 (万 Nm ³ /a)	烟气体积量 (万 Nm ³ /a)	污染物排放情况 (t/a)			污染物排放速率 (kg/h)		
					SO ₂	NO _x	颗粒物	SO ₂	NO _x	颗粒物
新建 302 号拉油点 1# 加热炉	3 台	8	6.375	86.7	0.025	0.072	0.0078	0.0029	0.0082	0.00089
新建 302 号拉油点 2# 加热炉		8	6.375	86.7	0.025	0.072	0.0078	0.0029	0.0082	0.00089
新建 302 号拉油点 3# 加热炉		8	6.375	86.7	0.025	0.072	0.0078	0.0029	0.0082	0.00089
新建 305 号拉油点 1# 加热炉	4 台	8	6.375	86.7	0.025	0.072	0.0078	0.0029	0.0082	0.00089
新建 305 号拉油点 2# 加热炉		8	6.375	86.7	0.025	0.072	0.0078	0.0029	0.0082	0.00089
新建 305 号拉油点 3# 加热炉		8	6.375	86.7	0.025	0.072	0.0078	0.0029	0.0082	0.00089
新建 305 号拉油点 4# 加热炉		8	6.375	86.7	0.025	0.072	0.0078	0.0029	0.0082	0.00089
已建 4 号平台拉油点	1 台	8	6.375	86.7	0.025	0.072	0.0078	0.0029	0.0082	0.00089
新建 312 号平台拉油点 1# 加热炉	2 台	8	6.375	86.7	0.025	0.072	0.0078	0.0029	0.0082	0.00089
新建 312 号平台拉油点 2# 加热炉		8	6.375	86.7	0.025	0.072	0.0078	0.0029	0.0082	0.00089
已建 33 号平台拉油点	1 台	8	6.375	86.7	0.025	0.072	0.0078	0.0029	0.0082	0.00089

已建 41 号 平台拉油点	1 台	8	6.375	86.7	0.025	0.072	0.007 8	0.0029	0.0082	0.000 89
已建 58 号 平台拉油点	1 台	8	6.375	86.7	0.025	0.072	0.007 8	0.0029	0.0082	0.000 89
合计	/	/	95.625	1300.5	0.375	1.08	0.117	/	/	/

②注汽站

本工程运营期新建注汽站加热装置燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，排气筒高度 8m。

项目多功能储罐监测数据类比《2020 年西斜坡地区来 94、江 29 等区块萨一油层组开发产能建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》（2019.11.11-11.12）中注汽站监测数据，燃烧烟气中各项污染物的平均排放浓度为颗粒物 9mg/m³，SO₂ 为 17.1mg/m³，NO_x 为 69.9mg/m³ 能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在新建锅炉（燃气锅炉）的标准要求。该站与本项目依托站场气源一致，数据类比可行。

本项目新建注汽站车载锅炉 3 台，配备 8m 高排气筒 3 个，根据《关于发布计算环境保护税应税污染物排放量的排污系数和物料衡算方法的公告》（2021 年 第 16 号，2021-04-29），燃气加热炉烟气排污系数为 13.6Nm³/m³ 天然气。单台锅炉用气量为 420.48 万 m³/a，单台多功能储罐燃烧排放烟气量为 5722.88 万 Nm³/a，排放 SO₂0.98t/a、NO_x4t/a、颗粒物 0.52t/a；排放速率为 SO₂0.112kg/h、NO_x0.457kg/h、颗粒物 0.059kg/h。

建设项目新建注气点烟气污染物排放见表 3.10-8。

表 3.10-8 注气点加热装置烟气排放情况一览表

名称	排气筒数量 (台)	排气筒高度 (m)	燃气量 (万 Nm ³ /a)	烟气量 (万 Nm ³ /a)	污染物排放情况 (t/a)			污染物排放速率 (kg/h)		
					SO ₂	NO _x	颗粒物	SO ₂	NO _x	颗粒物
302#注汽点	1	8	420.48	5722.88	0.98	4	0.52	0.112	0.457	0.059
305#注汽点	1	8	420.48	5722.88	0.98	4	0.52	0.112	0.457	0.059
314#注汽点	1	8	420.48	5722.88	0.98	4	0.52	0.112	0.457	0.059
合计	3	/	1261.44	17168.44	2.94	12	1.56	0.336	1.371	0.177

③热水站

热水站燃料为天然气，根据本项目设计方案可知，拟建工程新增燃气量 25.5 万 m³/a，参考《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018），天然气实际烟气量按以下经验公式计算：

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

式中: V_{gy} ——基准烟气量, Nm^3/m^3

Q_{net} ——气体燃料低位发热量, 本项目取 $46.52\text{MJ}/\text{m}^3$

经计算, 天然气基准烟气量为 $13.6\text{Nm}^3/\text{m}^3$ 。

根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》(HJ991—2018)和《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953—2018), 具体参数见表 3.10-9。

表 3.10-9 大气污染物排放参数

原料	污染物指标	单位	排污系数	备注
天然 气	工业废气量	标立方米/万立方米-原料	151288	《污染源源强核算技术指南 锅炉》(HJ 991—2018)
	二氧化硫	千克/万立方米-原料	0.02S	
	氮氧化物	千克/万立方米-原料	9.36	《排污许可证申请与核发技术规范 锅 炉》(HJ953—2018)
	颗粒物	千克/万立方米-原料	2.86	

①烟气量

燃气锅炉烟气排放量核算如下:

$$Q_{\text{烟气量}}=25.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a} \times 136000 \text{Nm}^3/10^4 \cdot \text{m}^3=346.8 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a};$$

②烟尘

锅炉烟尘排放量及排放浓度核算如下:

$$G_{\text{烟尘}}=25.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a} \times 2.86 \text{kg}/10^4 \cdot \text{m}^3=0.073 \text{t}/\text{a};$$

$$C_{\text{烟尘}}=0.073 \text{t}/\text{a} \times 10^9/346.8 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}=21.05 \text{mg}/\text{m}^3;$$

③二氧化硫

二氧化硫排放量及排放浓度核算如下:

$$G_{\text{SO}_2}=25.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a} \times 0.02 \times 200 \text{kg}/10^4 \cdot \text{m}^3=0.102 \text{t}/\text{a};$$

$$C_{\text{SO}_2}=0.102 \text{t}/\text{a} \times 10^9/346.8 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}=29.41 \text{mg}/\text{m}^3;$$

④氮氧化物

氮氧化物排放量及排放浓度计算如下:

$$G_{\text{NO}_x}=25.5 \text{t}/\text{a} \times 9.36 \text{kg}/10^4 \cdot \text{m}^3=0.239 \text{t}/\text{a};$$

$$C_{\text{NO}_x}=0.239 \text{t}/\text{a} \times 10^9/346.8 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}=68.92 \text{mg}/\text{m}^3;$$

加热炉改造后站内污染物排放情况见下表。

表 3.10-10 加热炉燃气污染物排放情况一览表

名称	烟囱数量 (台)	烟囱高度 m	燃气量 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	烟气量 $\times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$	核算方法	污染物排放情况 t/a			污染物排放速率 (kg/h)		
						SO ₂	NO _x	颗粒物	SO ₂	NO _x	颗粒物
热水站	1	8	25.5	346.8	类比法	0.102	0.239	0.073	0.012	0.028	0.008

3) 伴生气

产生的伴生气随产液一起进入三相分离器进行油气水分离，分离出的湿伴生气进入龙一联站内现有天然气除油器、干燥器脱水除油后密闭集输至龙一联干燥处理，由龙一联反输清洁天然气用于龙一联站内生产。伴生气的处理均在密闭压力容器内进行，集输过程中均为密闭状态，有效的降低了非甲烷总烃的无组织挥发。

(2) 废水

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

①油田采出水

根据本项目产能预测，本次产能新增产液量为 $4.84 \times 10^4 \text{t/a}$ ，综合含水 17.6%，运行期采出液分离出的含油污水平均为 $0.85 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，油田采出水进入龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量 $\leq 8 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2 \mu\text{m}$ ”规定后回注油层。

②注汽站锅炉排水

根据项目设计方案，车载注汽锅炉水每台每天排污量 $12 \sim 13 \text{m}^3$ ，即每台锅炉排污水量为 4745t/a ，3 台锅炉排污水总量为 14235t/a 。

运营期进水按 350t/d 计，根据建设单位提供资料，每生产 1000t 软水进行一次反冲洗，反冲洗含盐废水约 15t/次 。据此计算，每台锅炉反冲洗废水量为 1916.25t/a ，3 台锅炉反冲洗废水总量为 5748.78t/a 。

注汽站锅炉生产排水进入龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量 $\leq 8 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2 \mu\text{m}$ ”规定后回注油层。

③热水站锅炉排水

根据项目设计方案，热水站锅炉水每天排污量 $15 \sim 16 \text{m}^3$ ，由此计算，锅炉排污水

量为 5840t。

运营期进水按 365t/d 计，根据建设单位提供资料，每生产 1000t 软水进行一次反冲洗，反冲洗含盐废水约 15t/次。据此计算，反冲洗废水量为 1971t/a。

热水站锅炉生产排水进入龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层。

④检修作业污水

结合大庆油田有限责任公司第九采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，检修作业污水产生量 $4\text{m}^3/\text{井次}$ ，油井检修作业污水量约 $266.7\text{m}^3/\text{a}$ 。此部分污水通过罐车回收后送龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

⑤清防蜡洗井废水

项目油井清防蜡方式为热洗，热洗周期为 156d，热洗强度为 $20\text{m}^3/\text{h}$ ，单口井洗井时间为 2.5-3h，则单口井热洗 1 次产生最大废水量为 60m^3 ，项目油井共 100 口，共产生热洗废水量约为 $6000\text{m}^3/\text{次}$ ，一年大约洗井两次，共产生洗井废水 $12000\text{m}^3/\text{a}$ ，热洗废水通过罐车回收后送龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

④生活污水

本项目运行期不新增生活人员，由周边联合站人员定时巡检，不新增生活污水排放。

(3) 噪声

本项目运行期噪声源主要来自抽油机机械噪声、加热装置运行噪声、拉油车辆运输过程中产生的噪声以及机泵运行噪声，主要噪声污染源强核算结果及相关参数一览表见表 3.10-11。

表 3.10-11 噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表 单位：dB(A)

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源	
				核算方法	噪声值

					dB (A)
井场	抽油	抽油机	连续	类比法	65-80
拉油车运输	拉油车	拉油车	流动不稳态源	类比法	80-85
拉油点	多功能储罐	多功能储罐	连续	类比法	75-85
		机泵	连续	类比法	连续
		压缩机	连续	类比法	连续
		风机	连续	类比法	连续
场站	机泵	机泵	连续	类比法	75-90
	压缩机	压缩机	连续	类比法	80-85
	风机	风机	连续	类比法	70-80

(4) 固体废物

项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥及软化水装置定期更换产生的废离子交换树脂，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布。

①含油污泥

结合油田实际产生情况和多年统计数据，生产万吨原油的排泥量（固相）一般按约0.3t计算，本项目产能 $4.84 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本项目含油污泥产生量1.452t/a，为危险废物，危废代码为HW08/071-001-08，含油污泥产生于依托场站及拉油点各罐体中，由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）要求后用于铺垫井场及通井路。

②废离子交换树脂

根据工程设计方案，本项目运营期锅炉房软化水装置定期更换，产生的废离子交换树脂为0.1t/a，废树脂属于一般工业固废，每年更换一次，由厂家回收，不外排。

③落地油

由于该区块地层压力较低，加上检修作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置，因此产生的落地油量很少。考虑意外情况且按最不利状态，一般每口井作业期间产生的落地油可按50kg/井·次，作业频率一般1.5年，因此作业产生的落地油为3.33t/a，作业期间铺设防渗布，落地油全部回收，由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）要求后用于铺垫井场及通井路，落地油回收率为100%。

④含油废防渗布

根据油田现场的实际生产情况调查，每口油井作业面积约400m²，防渗布重量按

500g/m²计，可计算单井产生量约 0.2t，本项目油井共计 100 口，则含油废防渗布产生量约为 20t/a，为危险废物，危废代码为 HW49/ 900-041-49，最终由有资质单位进行处理。

本项目危险废物具体情况见表 3.10-12。

表 3.10-12 危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-01-08	1.452t/a	设备清淤	液态	油泥砂	石油类	设备清淤每年一次	T、I	送第九采油厂含油污泥处理站处理
2	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-01-08	3.33t/a	油井作业	液态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5 年/次	T、I	
3	作业废防渗布	HW49 其他废物	900-041-49	20t/a	作业	固态	防渗布	石油类	油井作业 1.5 年/一次	T、I	由有资质单位进行处理

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

(5) 地下水

1) 电加热输油管道泄漏

假设本项目输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，根据现场调查和大庆油田多年统计数据，管道设有压力监控，一旦发生泄漏管道压力就会出现异常，工作人员可在 1h 内发现，并采取关闭机泵等措施进行控制，泄漏时间取 1h，本项目单口油井平均产油量约为 1.3t/d，工程最多有 5 口油井位于一个平台，假设拟建油井集油管道完全断裂发生泄漏，泄漏 1h 的原油量为 $1.3 \times 5 / 24 \times 1000 = 217\text{kg}$ 。

2) 油井套管破损泄漏

假设油井套管破损发生泄漏，本项目单口油井产油量为 1.3t/d，最大平台油井数为 5 口，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以平台井产油量的 10%计，由于油井泄漏不能实时控制，因此该泄漏是不易被发现的，只能在井下作业时对油井套管检测等措施进行控制，泄漏的原油量为 650kg/d。

3) 拉油点储罐破损泄漏

假设拉油点储罐发生泄漏，多功能储罐距离地面悬空 0.5m，泄露极易被发现，本项目单个储罐容积为 40m³，假设储罐因腐蚀穿孔，穿孔大小为半径 1cm 的圆形，泄漏时

间为 1h。根据伯努利方程计算得到，拉油点储罐泄漏时间为 1h，泄漏量为 3.924t。

表 3.10-13 施工期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 d
				核算方法	废气产生量 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	
钻井井场、管线施工	场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	少量	洒水抑尘		/	/	/	少量	施工期
	柴油机	井场柴油机烟气	SO ₂	产污系数法	2207 万	/	8.55	/	/	排污系数法	2207 万	/	8.55	施工期
			NO _x			/	5.48					/	5.48	
			烟尘			/	1.53					/	1.53	
			CO			/	3.25					/	3.25	
			HC			/	3.18					/	3.18	
	柴油罐	柴油罐呼吸废气	NMHC	产污系数法	/	/	0.00624	无组织挥发		产污系数法	/	/	0.00624	施工期
车辆	车辆尾气	SO ₂ NO _x TSP	由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确定，固不对其进行定量计算				施工车辆选用高标号汽柴油，尾气达标排放		/	/	/	/	施工期	

表 3.10-14 施工期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施		污染物排放			排放时间 d		
				核算方法	废水产生量 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
钻井	冲洗钻台、钻具等设备	钻井废水	COD	类比法	1839.2	300	0.55	进入井场泥浆槽中，及时拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理	100	类比法	0	0	0	钻井期
			SS			150	0.275							
施工	生活	生活污水	COD	类比法	832	300	0.25	排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整。	100	类比法	0	0	0	施工期
			氨氮			30	0.025							
	管线	试压废水	SS	类比法	56.56	150	0.085	罐车拉运至龙一联合油污水处理站进行处理	100	类比法	0	0	0	施工期

表 3.10-15 施工期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

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

表 3.10-16 施工期固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况		处置措施		最终排放去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
钻井	废钻井液	类比法	20200m ³	无害化处理	20200m ³	由施工单位定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路
	钻井岩屑	类比法	5517.6m ³	无害化处理	5517.6m ³	
	废射孔液	类比法	4000m ³	无害化处理	4000m ³	
	生活垃圾	类比法	5t	卫生填埋	5t	统一收集后运至泰来县生活垃圾综合处理厂处理
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	类比法	0.15t	填埋处理	0.15t	由施工单位统一送第七采油厂一般工业固废填埋场处理
	废防渗布	类比法	5t	填埋处理	5t	
	KOH 包装袋	类比法	0.5t	无害化处理	0.5t	运至有资质单位进行处理

表 3.10-17 运营期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间/h
				核算方法	废气产生量 m ³ /h	产生浓度 mg/m ³	产生速率 kg/h	工艺	效率 %	核算方法	废气排放量 m ³ /h	排放浓度 mg/m ³	排放速率 kg/h	
原油开采	井场、场站、管线等	无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	—	—	7.83	—	0	产污系数法	—	—	7.83	8760
油气集输	单台多功能储罐	加热装置排气筒	颗粒物	实测法、类比法	98.97	9	0.00089	—	0	实测法、类比法	98.97	9	0.00089	8760
			NO _x			83	0.0082		0			83	0.0082	
			SO ₂			29	0.0029		0			29	0.0029	
油气集输	每座注汽站	加热装置排气筒	颗粒物	实测法、类比法	10960.5	9	0.113	—	0	实测法、类比法	10960.5	9	0.113	8760
			NO _x			69.9	0.874		0			69.9	0.874	
			SO ₂			17.1	0.214		0			17.1	0.214	
油气集输	热水站	加热装置排气筒	颗粒物	实测法、类比法	346.8	21.05	0.008	—	0	产污系数法	346.8	21.05	0.008	8760
			NO _x			29.41	0.028		0			29.41	0.028	
			SO ₂			68.92	0.012		0			68.92	0.012	

表 3.10-18 运营期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施	污染物排放				排放时间 (h)
				核算方法	产生废水量 (t/a)	产生浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)		核算方法	排放废水量 (t/a)	排放浓度 (mg/L)	排放量 (t/a)	
油井作业	油井	检修作业污水	石油类	类比法	266.7	100	0.027	通过罐车回收后送龙一联合含油污水处理站处理后	/	/	/	/	/

油井洗井	油井	清防蜡洗井废水	石油类	类比法	12000	100	1.2	回注油层，不外排	/	/	/	/	/
原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	物料衡算法	0.85×10 ⁴	100	0.85	进入龙一联合油污水处理站处理后回注油层，不外排	/	/	/	/	/
注汽站生产排水	锅炉	锅炉排污水	TDS	产污系数法	14235	3500	49.82	进入龙一联合油污水处理站处理后回注油层，不外排	/	/	/	/	/
		反冲洗废水	NaCl		5748.78	500	2.87		/	/	/	/	/
热水站生产排水	锅炉	锅炉排污水	TDS	产污系数法	5840	3500	20.44	进入龙一联合油污水处理站处理后回注油层，不外排	/	/	/	/	/
		反冲洗废水	NaCl		547.5	500	2.74		/	/	/	/	/

表 3.10-19 运营期噪声污染源源强核算结果及相关参数表

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

拉油车运输	拉油车	拉油车	流动	类比法	80-85		/	类比法	80-85	8760
拉油点	多功能储罐	多功能储罐	连续	类比法	75-85		/	类比法	75-85	8760
		机泵	连续	类比法	75-90		/	类比法	75-90	8760
		压缩机	连续	类比法	80-85		/	类比法	80-85	8760
		风机	连续	类比法	70-80		/	类比法	70-80	8760
场站	机泵	机泵	连续	类比法	75-90		/	类比法	75-90	8760
	压缩机	压缩机	连续	类比法	80-85		/	类比法	80-85	8760
	风机	风机	连续	类比法	70-80		/	类比法	70-80	8760

表3.10-20 运营期固体废物污染源核算结果及相关参数一览表

工序/生产线	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量 (t/a)	工艺	处置量 (t/a)	
原油集输	依托场站储罐	含油污泥	危险废物	类比法	1.452	采用流化预处理—调质—离心处理工艺	1.452	送第九采油厂含油污泥处理站处理
	拉油点储罐							
油井作业	油井	落地油	危险废物	类比法	3.33	采用流化预处理—调质—离心处理工艺	3.33	送第九采油厂含油污泥处理站处理
油井作业	油井	含油废防渗布	危险废物	类比法	20	由有资质单位进行处理	20	由有资质单位进行处理
锅炉作业	软化水装置	废离子交换树脂	一般固废	类比法	0.1	由厂家回收	0.1	由厂家回收

表 3.10-21 危险废物汇总表

危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量 t/a	产生工序及 装置	形态	主要成分	有害成分	产生周期	危险特性	防治措施
氢氧化钾包装袋	HW49	900-041-49	0.5	钻井	固态	氢氧化钾	氢氧化钾	施工期	T	委托资质单位处理
含油污泥	HW08	071-001-08	1.452	设备清淤	固态	油泥沙	石油类	设备清淤每年一次	T、I	采油九厂含油污泥处理站处理
落地油	HW08	071-001-08	3.33	油井作业	固态	油泥沙	石油类	油井作业1.5年/次	T、I	采油九厂含油污泥处理站处理
含油防渗布	HW49	900-041-49	20	油井作业	固态	防渗布	石油类	油井作业1.5年/一次	T、I	委托有资质单位处置

3.10.4 污染物“三本帐”汇总

由于本项目施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，本项目运营期废水、固体废物不排入外环境，因此，本次评价只对本项目运营期大气污染物排放情况进行核定，污染物排放量汇总见表 3.10-22。

表 3.10-22 项目污染物排放情况

污染物名称		单位	现有工程排放量(区域内现有井场排放量)	以新老消减量	本工程排放量	总排放量	排放增减量
废气	烟气量	10 ⁴ m ³ /a	3407.53	0	18815.74	22223.27	+18815.74
	颗粒物	t/a	0.349	0	1.75	2.099	+1.75
	NO _x	t/a	2.915	0	13.319	16.234	+13.319
	SO ₂	t/a	0.915	0	3.417	4.332	+3.417
	非甲烷总烃	t/a	12.47	0	68.61	81.08	+68.61

3.11 清洁生产分析

3.11.1 钻井过程的清洁生产工艺

(1) 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。

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

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

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

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

3.11.3 油气集输的清洁生产

(1) 优化布局

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

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

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

(2) 油气集输采用全密闭集输流程

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

(3) 油田采出水处理

为了保护环境和节约用水，本项目运行期油田采出水全部经龙一联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

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

3.11.4 先进的环境管理

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

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

表 3.11-1 清洁生产分析一览表

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》有关清洁生产的要求	本项目处理方式	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目油气集输拉运采用密闭工艺，可有效减少油气损失，各种废弃物均得到合理有效集中处理	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	使用无毒无害油气田化学剂	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	配备泄油器、刮油器。落地原油及时回收，回收率达到 100%	符合
4	在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗措施预防燃料泄漏对环境的污染	钻井过程使用柴油均储存在井场柴油罐中，柴油灌区设置围堰并采取重点防渗措施，避免泄漏	符合
5	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系，配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上，钻井过程产生的废水应回用	本项目使用无毒无害的水基钻井泥浆，循环率达到 95%以上，钻井废水进入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路	符合
6	酸化、压裂作业和试油（气）过程应采用防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本项目、地面管线采取防刺、防漏、防溢等措施	符合
7	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注气开采，鼓励采出水处理后回注于注气锅炉	采出水经龙一联合含油污水处理站处理满足标准后回注油层	符合
8	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统	油气集输拉运采用密闭工艺，油气集输过程中烃类挥发系数为 1.4175%，集输损耗率小于 0.5%	符合
	新、改、扩建油气田油气集输损耗不高于 0.5%，2010 年 12 月 31 日前建设的油气田油气集输损耗不高于 0.8%		

表 3.11-2 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》DZ / T 0317-2018 符合

性分析表

序号	《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》有关清洁生产的要求	本项目处理方式	符合性
1	应遵循矿区油气源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	本项目采用拉运方式生产，油井产液采用点升温、线保温电加热集油工艺集输至集中拉油点，即井口产液经电加热器升温至凝固点，管道维温至储油罐，储油罐升温至拉运温度。	符合
2	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	本项目新增总占地面积为117.9055hm ² ，其中永久占地面积为28.5205hm ² ，临时占地面积为89.385hm ² ，占地类型为耕地（非基本农田）及草地（非基本草原）。根据《齐齐哈尔市土地利用总体规划（2006~2020）》中的要求，对列入国家和省重点建设计划的交通、水利、能源、环保等基础设施建设项目用地必须要优先安排，重点保障；本项目为油田开发项目，属于能源附属基础设施建设，服务于国家能源设施重点建设，根据油层地质勘查，项目井位确实无法避让耕地，本项目施工完毕后1年内，对永久占用的耕地给予一定的费用补偿，临时占地全部恢复原有植被类型，即临时占用耕地及草地全部恢复。临时占用耕地恢复也可给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复，在此前提下，符合土地利用总体规划要求。	符合
3	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆。	本项目使用无毒无害的水基钻井泥浆，循环率达到95%以上，钻井废水进入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中I类场标准后用于铺垫井场及通井路	符合
4	油气开发全过程应采取措施防止地下水污	已建立动态监测评估、处理及报告机	符合

	染，建立动态监测评估、处理及报告机制。	制。	
5	既有项目应依据开发动态情况及时调整开发方案，适时进行工艺技术革新改造。	本项目采用工艺为先进工艺	符合
6	对伴生有 CO ₂ 气体的油气藏，CO ₂ 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 CO ₂ 气体处置方案的油气藏不得开发。	已制定 CO ₂ 气体处置方案	符合
7	对伴生有 H ₂ S 气体的油气藏，H ₂ S 气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效处置方案，未制定 H ₂ S 气体处置方案的油气藏不得开发。	已制定 H ₂ S 气体处置方案	符合

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境状况

4.1.1 地理位置

本项目位于齐齐哈尔市溪区水师营满族镇及泰来县汤池镇境内，泰来县位于黑龙江省西南部，黑、吉、蒙三省(区)交界处，北与齐齐哈尔市毗连，西与内蒙古扎赉特旗接壤，南与吉林镇赉县为邻，东与大庆市杜蒙县隔嫩江相望，素有“鸡鸣三省”之称。全县幅员面积 3996 平方公里，人口 32 万。昂昂溪区位于齐齐哈尔市中心城区南部，东接铁锋区及杜尔伯特蒙古族自治县，西与富拉尔基区及梅里斯达斡尔族区隔江相望，南与泰来县为邻，北与龙沙区接壤。本项目地理位置见附图。

4.1.2 地形地貌

调查区内地表普遍被第四系覆盖。地面主要为草地、耕地、林带、滩涂、时令泡（6 月~9 月），地面海拔在 140m~158m，相对高差 18m。属于松嫩平原漫岗地形。

区域地质构造为松辽盆地西部斜坡区自白垩纪以来一直为由西向东倾的缓坡，构造上由泰康隆起带、西部超覆带和富裕构造带三个二级构造单元组成。西部边缘与泰康隆起带东缘的高差大约在 1000m 左右，地层倾角较小，一般小于 2°。西部斜坡区在宽缓的斜坡上发育有阿拉新等鼻状构造及众多的小幅度构造。

西部斜坡区萨一油层组顶面整体构造形态为由西向东倾没的斜坡，构造线呈南北向大致平行，主要发育汤池、阿拉新、二站三个宽缓鼻状构造，为油气聚集提供有利场所。

4.1.3 气象特征

齐齐哈尔市气象局近 20 年气象观测资料显示，该地区属北温带大陆性季风气候，四季分明，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响较大，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而温湿多雨，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短，冻土深达 2~2.2m。

气候：属北温带亚欧大陆东缘大陆性季风气候，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响，冬长（11 月~2 月）寒冷干燥，夏短（6 月~8 月）温热多雨，春（3 月~5 月）秋（9 月~10 月）季风交替，气温变化急剧，多风沙。

气温：夏季雨热同期，冬季寒冷漫长，历年平均气温 3.7℃，历年最高气温 40.8℃，历年最低气温-39.5℃，一月份平均气温-19.1℃，七月份平均气温 22.9℃。

风速：平均风速 3.7 m/s，年最大风速为 22.7m/s，SW。

降水量：年平均 445mm，年最大降水量 651.2 mm。

年平均水气压：8.2hpa。

降雪量：平均积雪 158d，最大积雪深度 220.0mm。

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

4.1.4 水文地质

项目区水文地质条件可概化为第四系孔隙水类型。根据地貌单元与地层岩性差异，可进一步划分为潜水-微承压水、承压水两种情况。

1) 潜水-微承压水含水层组

分布于临近嫩江河谷高漫滩与一级阶地范围内，地层以全新统砂及卵砾石层为主，上覆不连续粘性土构成局部隔水顶板，构成统一的孔隙潜水含水层组，含水层厚度约 120m 左右，含水层内夹有粘性土但一般无连续的隔水层，透水性良好，层内水力联系极为密切。潜水主要接受大气降水、农业灌溉、河渠渗漏、侧向径流补给。在各类补给量中，降雨入渗补给量最大，自农灌开始，水位急剧下降，至七、八月份雨季来临，农灌停止，水位能够迅速恢复。

2) 承压含水层组

分布于嫩江的二级阶地范围内，地层以更新统砂、砾石为主，上覆厚度不等的粘性土为隔水顶板，地层总厚度 120m 左右，以第三系砂岩为隔水底板。砂、砾石层内含有粘性土薄层或透镜体，但总体上无连续隔水层，透水性及连通性良好。由于上覆粘性土隔水层，分布于砂、砾石含水层中的孔隙水具有承压性。该层孔隙承压水是目前生活饮用水及农业、工业用水的主要开采层。区域内的承压水主要接受周边地区侧向径流补给及上部滞水的越流补给，以侧向径流补给为主。本次调查，研究区范围内的潜水、承压水水位埋深基本相当，埋深 2.5~4.5m，水位标高 146~149m。据搜集资料显示，地下水水位年变幅 1.5~2.0m。低水位出现在 1 月~4 月，高水位出现在 6 月~9 月。

区域大部分由第四系松散岩层组成，仅西北部丘陵区露有花岗岩，火山岩及变质岩，现将区域地层由老至新描述如下：

1、前第四系地层

(1) 前古生界结晶岩组：花岗片麻岩及眼球状花岗片麻岩；灰黑色及肉红色片麻状及眼球状结构清楚。

(2) 下古生界志留-泥盆系变质岩组：板岩为主，夹各种片岩及大理岩角闪岩灰黑、深黑色，质地致密，片理化结构明显接触变质现象清楚，厚度 1000m。

(3) 上白垩系四方台组：为灰绿色与猪肝相间粉砂质泥岩泥质粉砂岩，粉砂岩互层，层理不清、致密、块状、性软、单层厚 3~20m，含白色钙质结核中夹薄层灰岩。

(4) 上第三系中新统依安组：下为细砂岩夹多层钙质砂砾岩，薄层，其上为粉砂岩砂质泥岩及泥岩，夹薄层褐煤、棕红、灰黑、灰黄色、块状致密、性软，含植物化石碎片及锥形螺。呈平行不正合复于上白垩系四方台组之上，厚度 250m。

(5) 上第三系上新统孙吴组：中细砂岩、砾质砂岩，夹灰绿色泥岩透镜体，呈灰白灰黄，浅黄色含铁质砂岩结核，微胶结，砾石呈半棱角状，成分石英长石中酸性为火山岩，厚度 60m，埋于地下 10~40m。

2、第四系地层

(1) 下更新统洪积层：砂砾石，夹粘土透镜体棕红，黄褐色，分选不好，呈半棱角状，颗粒直径 10~40cm，具急流相交错层以，成分砂质岩，火山岩及变质岩类，厚度 40m。上覆亚粘土厚度 0~10m。不正合覆于较老地层之上。

(2) 中更新统冲积-洪积层：黄土状亚粘土，黄褐色及褐色，具有大孔隙，垂直节理发育，湿度中等，局部含 Fe、Mn 结核，厚度 2~30m，广布于二级阶地面上。

(3) 上更新统冲积层：上部黄土状亚粘土，黄褐色，具有大孔隙，呈块状，含少量 Ca 质及 Fe、Mn 结核，厚度 2~7m，下部为灰黄色砂砾与中细砂互层，饱含水，分布于嫩江、讷谟尔河一级阶地上，厚度 33m 左右。

(4) 上更新统-全新统冲积层：顶部黄土状亚粘土，具大也孔隙厚度 2~5m。下部为砂砾石，厚度 40m。

(5) 全新统冲积沼泽化沉积层：上为灰黑，棕黑色薄层于泥质亚粘土，含大量腐植质及植物根，下部为亚粘土夹砂砾石，浅灰黑、其上覆有薄层泥炭。厚度 3~5m。分布于洪积阶地。

(6) 全新统坡积层：亚粘土夹砂，砾石或角砾，厚度不一，1~5m。分布于洪积阶地。

(7) 全新统近代冲积层：上部为细砂，亚粘土，局部地区已沼泽化，覆有薄层泥炭。下为砂砾石，砂卵石，中夹亚粘土透镜体，淡黄，灰黄色，分选不佳，半棱角状，颗粒直径 0.3~10cm。成分石英及中酸性火成岩。厚度 7~10m。

(8) 全新统现代冲积层：上部覆薄层于泥质亚粘土，下为砂砾石，分选不好，颗粒直径 0.2~2cm，半棱角状，成分为石英中酸性火山岩，厚度 4~10m。

4.1.5 地层岩性

项目区位于松辽盆地松嫩低平原，是中、新生代形成的一北北东向菱形断拗盆地。盆地基底为古生代和前古生代变质岩系和火成岩系。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。盆地总的轮廓是北部、东北部、东南部和西南部为隆起区，西部为平缓斜坡区，本项目位于中部的大面积拗陷区。

燕山运动促使了松辽盆地的发生和发展，松辽盆地是燕山运动的产物。喜马拉雅运动标志着新生代的开始。但与燕山运动相比，虽然有所继承但程度上有所减小，第三系、第四系沉积厚度明显减小，以水平大面积沉积为主要特征。

受地质构造影响，不同历史时期沉积的地层，其沉积特征和埋藏分布规律差异较大。本区内白垩系上统主要沉积地层为上新统泰康组；其上为第四系地层，本区分布主要为，中、下更新统荒山组、上更新统顾乡屯组、全新统温泉河组。

地层自上而下简介如下。

①全新统（Q4）粉质黏土：黄褐色，表层为耕植土，夹有细砂层，或多与细砂互层分布，该层分布不连续，分布不均，厚度变化较大，层厚 0.5~5.0m。

②全新统（Q4）细砂：黄褐色，石英、长石质，磨圆较好，颗粒均匀，分选较好，稍湿，松散状态，夹有粉质黏土层，多与粉质黏土互层分布，该层厚度变化较大，层厚 2.0~5.0m。

③全新统（Q4）圆砾：灰褐色、黄褐色，骨架颗粒成分以中酸性火山岩等硬质岩石为主，亚圆形，分选较差，颗粒直径一般为 3~20mm，约占全重的 30~50%，充填物为混粒砂，卵石含量约占总重的 20~40%，局部夹砾砂层及中砂层，含有黏性土及少量卵石，饱和，中密状态，力学性质变异中等，该层分布层厚 5.0~15.0m。

④上更新统（Q3）中砂：灰褐色、黄褐色，石英、长石质，磨圆较好，颗粒均匀，分选较好，局部相变为粉质粘土、粗砂，饱和，稍密~中密状态，该层分布层厚 10.0~20.0m。

⑤下更新统（Q1）砾砂：灰褐色、黄褐色，石英、长石质，磨圆较好，级配较好，分选性一般，粒径大于 2mm 的颗粒约占全重的 35%左右，含有黏性土成分及少量卵石，饱和，中密状态，局部夹圆砾层，力学性质变异中等，该层厚 10.0~40.0m。

⑥上新统（N2）砂岩：灰色、灰褐色，夹有薄层泥岩、泥质砂岩，微胶结，该层厚度约 40.0~100.0m。

表 4.1-1 区域地层简述表

界	系	统	组	符号	地层概述
新	第	全新统		Q ₄ ^{col}	风积层：分布于低平原区，多形成砂丘、砂垄、岩性以黄色细砂、粉细砂为主、砂质不纯，厚度 2-5m.
				Q ₄ ^{al}	冲积层：主要分布于嫩江高低漫滩区，上部为薄层灰、灰黄色亚砂土、亚粘土，下部为黄色、黄褐色砂、砂砾石，厚度 13-25m.

生 界	四 系	中 更 新 统	雅河 鲁组	Q _{2y}	分布于西部扇形平原、碟状平原区，岩性由黄、灰黄色砂砾石、砾卵石组成，厚度 5-26m，从扇顶向前缘颗粒由粗变细，亚粘土与砂等细颗粒夹层增多，厚度由西向东逐渐增厚。
			大屯 兴组	Q _{2d}	分布于低平原区，为一套冲积湖积层，岩性上部为黄色亚粘土、亚砂土、粉细砂；下部为灰色粉细砂、细砂，局部为含砾砂，厚度 5-43m.
		下 更 新 统	白土山 组	Q _{1b}	除微倾斜扇形平原缺失外，其它地区均有分布，为一套冲积湖积层，上部岩性为灰黑色亚粘土、淤泥质亚粘土，下部为黄褐色、灰黄、灰色细砂、中细砂、中粗砂、含砾中粗砂、砂砾石，结构松散，分布稳定，局部夹亚粘土薄层透镜体，厚度 15-84m，由西、西南向东、东北部增厚。
	第三 系	上 新 统	泰 康 组	N _{2t}	除微倾斜扇形平原缺失外，其它地区均有分布，岩性上部为灰绿色亚粘土、亚砂土、粘土厚度 12.7-47m,下部主要分布有灰绿色亚粘土，黄绿色微胶结或半胶结的细砂、含砾细砂、含砾中粗砂、砂砾石，结构疏松，厚度 44-95m.
		下 新 统	大 安 组	N _{1d}	分布于四里五乡与乌德根昭连线以东，呈南北向展布，上部为灰绿色泥岩、泥质砂岩；下部为灰色、灰绿色砂岩、砂砾岩，成岩作用较差，厚度由北向南逐渐增厚，由东、西两侧向中间地带增厚，一般厚度 44-92m.
中 生 界	白 垩 系	上 统	嫩 江 组	k _{2n}	分布于扇形平原以东广大地区，岩性为灰绿、黄褐色泥岩、砂质泥岩，灰、灰绿色砂岩、砂砾岩，多呈互层。
		下 统	九 峰 山 组	K _{1j}	主要见于扇平原塔子城与和平乡之间连线以西，岩性为凝灰质角砾岩，凝灰质砂砾岩，结构致密，较坚硬。

4.1.5 土壤类型与植被分布

工程所在区域内主要土壤类型为盐碱土、草甸土，并有少量的碳酸盐黑钙土分布。工程所在区域内植被呈复区镶嵌分布，植被稀疏，粮食单产较低。植物资源以草本植物为主体，草原天然植被属于“蒙古植物区系”。在植物方面，目前主要为天然牧草，低洼地范围内生长有芦苇、三棱草、蒲草等植被；在地势较高处草原植被较为茂盛繁杂，羊草、萎菱菜和针茅为优势种，伴生种有蒿属等植物，同时还分布有碱草、碱蒿等耐盐碱植物；区域内农作物主要为玉米、土豆、白菜及其它应季蔬菜等。

4.1.6 区域环境敏感区调查

本项目距离扎龙国家级自然保护区最近的井位为来 327#平台，327#平台东侧 1200m 为扎龙国家级自然保护区实验区。不在本项目评价范围内。本项目井位与扎龙国家级自然保护区实验区位置关系图见附图。

1、扎龙国家级自然保护区概况

扎龙国家级自然保护区是中国最大、世界闻名的扎龙湿地，位于黑龙江省齐齐哈尔市东南 30 千米处。总面积 21 万公顷，为亚洲第一、世界第四，也是世界最大的芦苇湿

地，是中国首个国家级自然保护区，被列入中国首批“世界重要湿地名录”。保护区南北长 65 公里，东西宽 37 公里，总面积 21 万公顷，其中核心区 7 万公顷，缓冲区 6.7 万公顷，实验区 7.3 万公顷。主要保护对象为丹顶鹤等珍禽及湿地生态系统，是中国北方同纬度地区中保留最完整、最原始、最开阔的湿地生态系统。保护区内具有高等植物 468 种，隶属于 67 科，草本植物占绝大多数。本区无特有种，除世界种及大陆广泛分布种外，蒙古植物区系成分占 15.2%；达乌里植物区系成分占 14.5%；满洲植物区系成分占 12.7%；华北植物区系占 4.1%。根据扎龙地区植被的建群种、地形地势、水分条件、群落的结构与外貌、土壤种类等生物与非生物因子，可将该区植被分为 4 个类型。保护区有鱼类 46 种，隶属于 9 科。两栖类、爬行类相对贫乏，两栖类有四科六种，分别为极北鲵、大蟾蜍、花背蟾蜍、无斑雨蛙、黑斑蛙、黑龙江林蛙；爬行类有鳖和麻蜥两种。兽类 21 种，隶属 5 目 9 科。昆虫类 277 种，隶属于 11 目 65 科。鸟类约 260 种，隶属 17 目 48 科。其中国家重点保护鸟类有 35 种，最为著名的是鹤类，全世界有 15 种，中国有 9 种，该区就有丹顶鹤、白鹤、白头鹤、白枕鹤和蓑羽鹤 6 种。

4.1.7 水土流失重点预防区情况调查

根据 2019 年 12 月 26 日齐齐哈尔市水务局发布的《齐齐哈尔市关于划分水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，齐齐哈尔市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目井场、拉油点、注汽站、热水站、管线、道路均位于昂昂溪区及泰来县，属于市级水土流失重点预防区。

重点预防区范围：本市范围内主要指目前水土流失较轻，林草覆盖度较大，但存在潜在水土流失危险 的区域。土壤侵蚀强度轻度以下，林草覆盖度较高，土壤侵蚀潜在危险度在轻险型以下。 主要为植被较好的林区及水库蓄水线周边，水域周边、次生林区、已治理小流域以及划 为国家、市、区（县）级重点自然保护区的区域。

按地类区分，较集中于覆盖度较高的林地、草地、湖泊区、农田等地，如：

——农业种植区：以种植蔬菜和为市区提供农副产品、粮食为主的耕地。

——植被覆盖区：现有种植的林木（包括园地）及草原。

——湖泊水域区：水库库区水源保护区、渠道河流水系两岸及各类自然保护区均属于重点预防区的范围。

本项目区域水土流失类型为风水蚀交错类型。成因包括石油天然气开发引起的水土流失、交通建设引起的水土流失、农业开发引起的水土流失。石油天然气开发主要表现

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

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

4.2 环境质量现状调查与评价

委托大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 5 月 18 日至 5 月 24 日对评价范围内环境空气、土壤环境、地表水环境、地下水环境、包气带、声环境质量现状进行了监测。

4.2.1 环境空气质量现状监测与评价

4.2.1.1 环境空气质量达标区判定

本项目区域环境空气质量引用齐齐哈尔市生态环境局 2021 年 6 月 2 日公布的《2020 年齐齐哈尔市生态环境状况公报》,城区环境空气二氧化硫、二氧化氮、PM₁₀、PM_{2.5} 年平均浓度值分别为 16 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、17 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、54 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、30 $\mu\text{g}/\text{m}^3$;一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数、臭氧日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数分别为 1.2 mg/m^3 、110 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。各项指标均符合国家二级标准。优良天数为 337 天,同比减少 4 天;达标率为 92.1%,同比下降 1.3 个百分点。与上年相比,二氧化硫、二氧化氮年均浓度分别下降 1 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、PM₁₀、PM_{2.5} 的年均浓度分别上升 2 $\mu\text{g}/\text{m}^3$;一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数,上升 0.1 mg/m^3 ;臭氧日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数,上升 9 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

本项目区域空气质量现状评价见表 4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价表

城市名称	监测项目		各项指标统计结果		
			2020 年	2019 年	同比变化
齐齐哈尔市	达标天数(优+良)		337	341	↓4 天
	达标率(%)		337/366=92.1%	341/365=93.4%	↓1.3 个百分点
	SO ₂ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	年均值	16	17	↓1

	24 小时平均第 98 百分位数	60	60	持平
NO ₂ (μg/m ³)	年均值	17	18	↓1
	24 小时平均第 98 百分位数	47	44	↑3
PM ₁₀ (μg/m ³)	年均值	54	52	↑2
	24 小时平均第 95 百分位数	132	113	↑19
PM _{2.5} (μg/m ³)	年均值	30	28	↑2
	24 小时平均第 95 百分位数	97	78	↑19
CO(mg/m ³)	24 小时平均第 95 百分位数	1.2	1.1	↑0.1
O ₃ (μg/m ³)	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	110	100	↑9

环境空气二氧化硫、二氧化氮、PM₁₀、PM_{2.5}年平均浓度值分别为 16μg/m³、17μg/m³、54μg/m³、31μg/m³；一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数、臭氧日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数分别为 1.2 mg/m³、110μg/m³。六项指标全部符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准，环境空气质量达标，为达标区。优良天数为 337 天，达标率为 92.1%，同比下降 1.3 个百分点。

根据《2020 年西斜坡地区来 94、江 29 等区块萨一油层组开发产能建设工程（第二批）环境影响评价报告书》（2021{齐环行审}31 号）对扎龙自然保护区环境空气监测报告。二氧化硫、二氧化氮、PM₁₀、PM_{2.5}年平均浓度值分别为 13μg/m³、15μg/m³、35μg/m³、9.8μg/m³；一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数、臭氧日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数分别为 0.7mg/m³、46μg/m³。六项指标全部符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中一级标准，环境空气质量达标，为达标区。

4.2.1.2 环境空气质量现状补充监测

（1）监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2—2018），以近 20 年统计的当地主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向 5 km 范围内设置 1~2 个监测点。本项目井位多，因此根据区域井位分布特点，本项目共布设 6 个环境空气监测点位。

本项目委托大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 5 月 18 日至 5 月 24 日对评价区域特征污染物进行环境质量现状监测，区域特征污染物为非甲烷总烃，引用《泰康油田江桥及阿拉新稠油油藏产能建设工程》中对扎龙自然保护区的监测结果，具体点位见表

4.3-2, 现状监测点位见附图。

表 4.3-2 环境空气现状监测点位

序号	监测点名称	监测点坐标		监测因子
		经纬度		
1	301#平台	47.07614, 123.77238		非甲烷总烃
2	小克利屯	47.07459, 123.78118		
3	江 935-平 5	47.03404, 123.74562		
4	纪地房子	47.03152, 123.75180		
5	来斜 9503	46.97578, 123.85368		
6	乌诺屯	46.97381, 123.85008		
7	扎龙自然保护区	46.98072, 123.89480		

(2) 监测项目

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

(3) 监测频次

监测频次为连续 7 天, 每天采样 4 次。

(4) 评价标准

《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 标准限值及《环境空气质量标准》(GB3096-2012) 中的一级及二级标准限值要求。

(5) 监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 特征污染物现状监测及评价结果 单位: mg/m³

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
301#平台	非甲烷总烃	1h	2	0.45-0.81	40.5	0	达标
小克利屯			2	0.45-0.82	41	0	达标
江 935-平 5			2	0.47-0.77	38.5	0	达标
纪地房子			2	0.46-0.80	40	0	达标
来斜 9503			2	0.45-0.82	41	0	达标
乌诺屯			2	0.48-0.81	40.5	0	达标
扎龙自然保护区			2	0.30-0.50	25	0	达标

评价结果表明, 特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的

2.0mg/m³标准要求；说明评价区域内大气环境质量较好，未受油田开发影响。

4.2.2 地下水环境质量现状评价

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），详见下表。

表 4.3-4 地下水环境现状监测频率参照表

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

a “二期”的间隔有明显水位变化，其变化幅度接近年内变幅。

一般情况下，地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的2倍。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于5个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层2-4个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于1个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于2个。因本项目井位较多且分布面积较大，本项目共布设9个水质监测点和20个水位监测点。

4.2.2.1 地下水位监测

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），本次共监测区域内地下水水位监测点20个，见下表。

表 4.3-5 地下水水位监测点基本情况表

序号	监测点位	监测层位	水位 (m)	坐标
1	后五家子满族村	潜水	129.5	123.94853 47.09467
2	三家子屯	潜水	144.6	123.75275 47.07024
3	小克利屯	潜水	141.3	123.78639 47.07734
4	纪地房子	潜水	136.1	123.75318 47.02989
5	汤池村	潜水	128.8	123.78824 47.04969

6	小兴屯	潜水	127.9	123.82902	47.03987
7	霍托气村	潜水	126.6	123.95754	47.04352
8	佰大街屯	潜水	123.9	123.71944	46.99864
9	后汤池	潜水	140.8	123.76167	47.00654
10	西地房子屯	潜水	142.5	123.80914	46.97563
11	新立堡屯	潜水	137.7	123.92458	46.98570
12	良种场村	潜水	131.5	123.71964	46.95821
13	合兴村	潜水	128.5	123.75257	46.94856
14	撮力木屯	潜水	132.6	123.85626	46.95636
15	孤房子屯	潜水	130.9	123.84072	46.93635
16	依力巴屯	承压水	144.6	123.75498	46.91967
17	四家子	承压水	131.5	123.80733	46.92515
18	韭菜沟屯	承压水	140.7	123.79631	46.91319
19	汤池镇	承压水	139.2	123.76253	46.98166
20	大兴屯村	承压水	140.4	123.87832	47.04205

4.2.2.2 地下水水质监测

(1) 地下水水质监测因子

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

(2) 水质监测布点

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次共布设 26 个水质监测点。地下水水质监测布点见附图。

地下水水质监测布点信息见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水水质监测布点信息表

编号	监测点位	监测层位	坐标	相对位置	井深 (m)	水井功能
S1	后五家子满族村水井	潜水	123.95057,47.09323	313#平台东北侧 2669m	15	灌溉
S2	大兴屯村水井	潜水	123.87607,47.04079	江 67-斜 23 井东侧 1975m	20	灌溉
S3	小新屯水井	潜水	123.82994,47.03757	江 67-斜 23 井西侧 997m	18	养殖
S4	鹰老坟屯水井	潜水	123.72398,47.05658	江 935-平 3 井西北侧 1698m	22	养殖

S5	乌诺村水井	潜水	123.85054,46.97096	江 9105 井南侧 2309m	25	灌溉
S6	撮力木屯水井	潜水	123.85620,46.95706	来 94-平 90 井北侧 882m	17	养殖
S7	四家子屯水井	承压水	123.81028,46.92444	328#平台西南侧 1281m	21	灌溉
S8	韭菜沟水井	承压水	123.80144,46.91509	328#平台西南侧 2601m	20	灌溉
S9	合兴村水井	承压水	123.75630,46.94745	324#平台西侧 5600m	15	养殖

(3) 监测时间及频次

2022 年 5 月 18 日对地下水水质监测井取样 1 次，并进行水质分析。

(4) 分析方法

表 4.3-7 地下水监测分析方法

序号	监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	方法检出限
1	钾	水质钾和钠的测定火焰原子吸收分光光度法	GB/T11904-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0.03mg/L
2	钠				0.010mg/L
3	钙	水质钙和镁的测定原子吸收分光光度法			0.02mg/L
4	镁				0.002mg/L
5	CO ₃ ²⁻	地下水水质检验方法 滴定法测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根	DZ/T0064.49-93	滴定管	5mg/L
6	HCO ₃ ⁻				5mg/L
7	SO ₄ ²⁻	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 PIC-10	0.018mg/L
8	Cl ⁻	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 PIC-10	0.007mg/L
9	pH	水质 pH 的测定玻璃电极法	GB/T 6920-1986	酸度计 PHS-25	0.01
10	总硬度	水质钙和镁的总量的测定 EDTA 滴定法	GB/T7477-1987	滴定管	5.00mg/L
11	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标(8.1 称量法)	GB/T5750.4-2006	精密电子天平 FA2004	4mg/L
12	耗氧量	水质高锰酸盐指数测定	GB 11892-1989	滴定管	0.5mg/L
13	挥发酚	水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	可见分光光度计 721	0.0003mg/L

14	氟化物	水质无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 PIC-10	0.006mg/L
15	硝酸盐氮				0.004mg/L
16	亚硝酸盐 (氮)	水质亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	GB7493-87	可见分光光度 计 721	0.003mg/L
17	氨氮	水质氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	可见分光光度 计 721	0.025mg/L
18	石油类	水质石油类的测定紫外分光 光度法 (试行)	HJ 970-2018	紫外分光光度 计	0.01mg/L
19	六价铬	水质六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	可见分光光度 计 721	0.004mg/L
20	氰化物	水质 氰化物的测定 容量法 和分光光度法 (异烟酸-吡 啶酮分光光度法)	HJ 484-2009	可见分光光度 计 721	0.004mg/L
21	镉	生活饮用水标准检验方法金 属指标(9.1 无火焰原子吸收 分光光度法)	GB/T 5750.6-2006	原子吸收分光 光度计 AA320N	0.5μg/L
22	砷	水质汞、砷、硒、铋和锑的 测定原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度 计 AFS-8220	0.0003mg/L
23	铅	生活饮用水标准检验方法金 属指标(11.1 无火焰原子吸 收分光光度法)	GB/T5750.6-200 6	原子吸收分光 光度计 AA320N	0.0025mg/L
24	铁	水质铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB 11911-1989	原子吸收分光 光度计 AA320N	0.03mg/L
25	锰				0.01mg/L
26	汞	水质汞、砷、硒、铋和锑的 测定原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度 计 AFS-8220	0.00004mg/L
27	菌落 总数	水质细菌总数的测定 平板计数法	《水和废水监测 分析方法》(第 四版增补版) 国 家环境保护总局 (2002 年)	恒温培养箱 GL-278	-
28	总大肠菌 群	多管发酵法	《水和废水监测 分析方法》(第 四版) 国家环境 保护总局 (2002 年)	恒温培养箱 GL-278	2MPN/100 mL

(5) 监测结果

地下水水质现状监测结果见表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水水质现状监测结果

监测时间	2022.05.18									
监测项目	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	标准限值
K ⁺ (mg/L)	2.43	1.95	2.03	3.02	2.33	1.95	1.22	1.35	1.09	-
Na ⁺ (mg/L)	62.4	55.4	51.4	60.7	58.4	52.4	46.3	41.4	43.5	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	51.3	48.7	44.8	50.5	49.5	48.3	38.7	32.5	35.7	-
Mg ²⁺ (mg/L)	10.7	9.12	8.87	11.2	10.3	9.77	7.85	7.46	7.61	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	237	222	201	239	227	201	184	163	172	
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Cl ⁻ (mg/L)	49.5	41.5	44.8	48.3	46.3	49.5	35.4	39.8	35.8	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	36.8	30.8	35.2	39.5	33.5	38.7	28.7	24.5	26.7	≤250
pH (无量纲)	7.8	7.7	7.9	7.8	7.7	7.8	7.5	7.6	7.6	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	173	160	149	173	167	161	129	112	121	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	537	489	463	539	511	482	407	366	383	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.4	2.2	2.0	2.3	2.0	1.9	1.6	1.7	1.7	≤3.0
挥发酚 (mg/L)	0.0003 L	0.000 3L	0.0003 L	0.0003L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.000 3L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004 L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004 L	0.004 L	0.004 L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.524	0.497	0.547	0.602	0.593	0.505	0.464	0.482	0.470	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	2.61	1.98	3.13	2.45	2.87	2.11	1.61	1.53	1.62	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003 L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003 L	0.003 L	0.003 L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.271	0.205	0.241	0.288	0.197	0.252	0.154	0.173	0.165	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004 L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004 L	0.004 L	0.004 L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003	0.000	0.0003	0.0003L	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.000	≤0.01

	L	3L	L		L	L	L	L	3L	
铅 (mg/L)	0.0025 L	0.002 5L	0.0025 L	0.0025L	0.0025 L	0.0025 L	0.0025 L	0.0025 L	0.002 5L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.28	0.27	0.29	0.26	0.28	0.27	0.22	0.23	0.24	≤0.3
汞 (mg/L)	0.0000 4L	0.000 04L	0.0000 4L	0.00004 L	0.0000 4L	0.0000 4L	0.0000 4L	0.0000 4L	0.000 04L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.11	0.13	0.06	0.07	0.12	0.09	0.04	0.03	0.05	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0005 L	0.000 5L	0.0005 L	0.0005L	0.0005 L	0.0005 L	0.0005 L	0.0005 L	0.000 5L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100 mL)	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	12	11	13	12	11	10	6	8	7	≤100

4.2.2.3 地下水水质现状评价

(1) 评价标准

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

(2) 评价方法

采用单因子标准指数法对地下水水质现状监测结果进行评价,评价模式如下:

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

式中: $S_{i,j}$ ——水质单因子 i 在第 j 点的标准指数;

C_{ij} ——水质评价因子 i 在第 j 点的监测值, mg/L;

C_{si} —— i 因子的评价标准, mg/L。

pH 的标准指数公式:

$pH_j \leq 7.0$ 时

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

$pH_j > 7.0$ 时

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

式中： $S_{pH,j}$ ——pH 值的单项指数；
 pH_j ——j 点 pH 值监测值；
 pH_{su} ——水质标准中 pH 值上限；
 pH_{sd} ——水质标准中 pH 值下限。

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

(3) 单因子标准指数

地下水单因子标准指数计算结果见表 4.3-9。

表 4.3-9 地下水单因子标准指数计算结果

监测时间	2022.5.18								
	S1	S12	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9
Na+ (mg/L)	0.312	0.277	0.257	0.304	0.292	0.262	0.232	0.207	0.218
总硬度 (mg/L)	0.384	0.356	0.331	0.384	0.371	0.358	0.287	0.249	0.269
溶解性总固体 (mg/L)	0.537	0.489	0.463	0.539	0.511	0.482	0.407	0.366	0.383
耗氧量 (mg/L)	0.800	0.733	0.667	0.767	0.667	0.633	0.533	0.567	0.567
挥发酚 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氰化物 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氟化物 (mg/L)	0.524	0.497	0.547	0.602	0.593	0.505	0.464	0.482	0.470
硝酸盐 (mg/L)	0.131	0.099	0.157	0.123	0.144	0.106	0.081	0.077	0.081
亚硝酸盐 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氨氮 (mg/L)	0.542	0.410	0.482	0.576	0.394	0.504	0.308	0.364	0.330
六价铬 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
砷 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
铅 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
铁 (mg/L)	0.933	0.900	0.967	0.867	0.933	0.900	0.733	0.767	0.800
汞 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
锰 (mg/L)	1.100	1.300	0.600	0.700	1.200	0.900	0.400	0.300	0.500
镉 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
石油类 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
总大肠菌群 (MPN/100mL)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
菌落总数 (CFU/mL)	0.120	0.110	0.130	0.120	0.110	0.100	0.060	0.080	0.070

从上表可以看出，地下水环境质量除部分监测点位中锰超标外，其他监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中的III类标准限值要求。经分析，其中锰因子水质监测浓度超标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn^{2+} 在 CO_2 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。

（4）区域地下承压水化学类型分析

根据舒卡列夫分类法，按地下水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ 、 K^+ 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 含量，将 Meq（毫克当量）百分数大于 25% 的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共 49 类。舒卡列夫分类表见表 4.3-10。

表 4.3-10 舒卡列夫分类表

含量 > 25%Meq 的离子	HCO_3^-	$HCO_3^-+SO_4^{2-}$	$HCO_3^-+SO_4^{2-}+Cl^-$	$HCO_3^-+Cl^-$	SO_4^{2-}	$SO_4^{2-}+Cl^-$	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 $HCO_3^- > 25\%Meq$ ，阳离子只有 Ca 大于 25%Meq。49-D 型，表示矿化度大于 40g/L 的 Cl-Na 型水，该型水可能是于海水及海相沉积有关的地下水，或是大陆盐化潜水。

根据本项目地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 HCO_3^- 、 CO_3^{2-} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ 、 K^+ 浓度均值，进而计算各离子 Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-11，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-12。

表 4.3-11 潜水水质八大离子水化学类型分析结果

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百 分比 (%)	离子毫克当量 合计 (mg/L)	相对误 差%	矿化度
-------	------	----------------	-----------------	---------------------	-----------	-----

S1	K ⁺	0.062	1.000	6.232	1.35	0.45
	Na ⁺	2.713	43.534			
	Ca ²⁺	2.565	41.158			
	Mg ²⁺	0.892	14.308			
	HCO ₃ ⁻	-3.885	64.047	-6.066		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.414	23.314			
	SO ₄ ²⁻	-0.767	12.638			
S2	K ⁺	0.050	0.884	5.654	1.68	0.41
	Na ⁺	2.409	42.604			
	Ca ²⁺	2.435	43.069			
	Mg ²⁺	0.760	13.443			
	HCO ₃ ⁻	-3.639	66.573	-5.467		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.186	21.690			
	SO ₄ ²⁻	-0.642	11.738			
S3	K ⁺	0.052	0.988	5.266	0.40	0.39
	Na ⁺	2.235	42.438			
	Ca ²⁺	2.240	42.537			
	Mg ²⁺	0.739	14.037			
	HCO ₃ ⁻	-3.295	62.073	-5.308		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.280	24.113			
	SO ₄ ²⁻	-0.733	13.815			
S4	K ⁺	0.077	1.254	6.175	0.44	0.45
	Na ⁺	2.639	42.740			
	Ca ²⁺	2.525	40.891			
	Mg ²⁺	0.933	15.115			
	HCO ₃ ⁻	-3.918	64.010	-6.121		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.380	22.546			
	SO ₄ ²⁻	-0.823	13.444			
S5	K ⁺	0.060	1.007	5.932	1.63	0.43
	Na ⁺	2.539	42.802			
	Ca ²⁺	2.475	41.721			
	Mg ²⁺	0.858	14.469			
	HCO ₃ ⁻	-3.721	64.808	-5.742		

	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.323	23.038			
	SO ₄ ²⁻	-0.698	12.154			
S6	K ⁺	0.050	0.900	5.557	0.38	0.40
	Na ⁺	2.278	40.995			
	Ca ²⁺	2.415	43.455			
	Mg ²⁺	0.814	14.650			
	HCO ₃ ⁻	-3.295	59.741	-5.516		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.414	25.641			
	SO ₄ ²⁻	-0.806	14.618			

表 4.3-12 承压水水质八大离子浓度评价结果

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百 分比 (%)	离子毫克当量 合计 (mg/L)	相对误 差%	矿化度
S7	K ⁺	0.031	0.675	4.633	0.08	0.34
	Na ⁺	2.013	43.445			
	Ca ²⁺	1.935	41.761			
	Mg ²⁺	0.654	14.118			
	HCO ₃ ⁻	-3.016	65.209	-4.626		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.011	21.865			
	SO ₄ ²⁻	-0.598	12.926			
S8	K ⁺	0.035	0.848	4.081	2.84	0.31
	Na ⁺	1.800	44.104			
	Ca ²⁺	1.625	39.816			
	Mg ²⁺	0.622	15.232			
	HCO ₃ ⁻	-2.672	61.859	-4.320		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.137	26.325			
	SO ₄ ²⁻	-0.510	11.816			
S9	K ⁺	0.028	0.644	4.338	0.69	0.32
	Na ⁺	1.891	43.594			
	Ca ²⁺	1.785	41.144			
	Mg ²⁺	0.634	14.617			
	HCO ₃ ⁻	-2.820	64.101	-4.399		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.023	23.253			

	SO ₄ ²⁻	-0.556	12.646			
--	-------------------------------	--------	--------	--	--	--

通过对区域内地下水八大离子监测结果可知，本项目所在区域 S1-S5、S7、S9 号点位地下水化学类型以 HCO₃-Na+Ca，4-A 型淡水型为主，S6、S8 地下水化学类型以 HCO₃+Cl-Na+Ca，25-A 型淡水型为主；地下水矿化度较低，水质情况较好。根据上表可知，项目区域水质总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于 5%，阴阳离子平衡。

4.2.2.4 地下水环境质量现状评价结论

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域第四系孔隙潜水水质除锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的 III 类标准要求。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn²⁺在 CO₂ 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 HCO₃- Na+Ca 淡水。

4.2.2.5 包气带污染现状调查

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

①监测点位

本项目布设 6 个包气带监测点，每个点在 0-20cm 深度取 1 个样，在 20-40cm 深度取 1 个样。包气带现状调查见表 4.3-13。

表 4.3-13 包气带监测点

序号	监测点	采样深度	备注	情况说明
1	已建江 935-斜 9 井场	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (123.77539 47.09825)	本项目拟钻井场
2	江 935-斜 9 井场南侧 50m 处	0~20cm、20~40cm	清洁对照点	区域现有井场
3	来 94-斜 24 井场井场南侧 50m 耕地	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (123.90561 47.09489)	本项目拟钻井场
4	来 94-斜 24 井场井场南侧 50m 耕地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点	区域现有井场

②监测因子

pH、汞、砷、铅、总铬、石油类、挥发酚，共 7 项指标。

③监测时间

2022 年 5 月 18 日。

④分析方法

表 4.3-14 地下水监测分析方法

监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	方法检出限
pH	水质 pH 的测定 玻璃电极法	GB/T 6920-1986	酸度计 PHS-25	—
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	可见分光光度计 721	0.0003mg/L
六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	可见分光光度计 721	0.004mg/L
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	0.0003mg/L
铅	生活饮用水标准检验方法金属指标(11.1 无火焰原子吸收分光光度法)	GB/T5750.6-2006	原子吸收分光光度计 AA320N	0.0025mg/L
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	0.04μg/L
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）	HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 752N	0.01mg/L

⑤监测结果

表 4.3-15 包气带现状调查结果

监测时间	2021.05.18			
监测项目	江 935-斜 9 井场		江 935-斜 9 井场南侧 50m 处	
	BQD210910M01	BQD210910M02	BQD210910M03	BQD210910M04
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.4	8.3	8.0	8.2
铅	5.8	5.5	5.7	5.3
总铬	0.17	0.14	0.16	0.12
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L

石油类	0.19	0.17	0.16	0.12
挥发酚	0.0033	0.0027	0.0022	0.0025
监测项目	来 94-斜 24 井场		来 94-斜 24 井场井场南侧 50m 耕地	
	BQD210910M05	BQD210910M06	BQD210910M07	BQD210910M08
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.3	8.2	7.9	8.1
铅	5.7	5.3	5.4	5.2
总铬	0.18	0.15	0.17	0.13
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类	0.17	0.15	0.13	0.11
挥发酚	0.0030	0.0021	0.0025	0.0023
注：实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”。 计量单位：pH 无量纲，铅、汞和砷 $\mu\text{g/L}$ ，总铬和石油类、挥发酚为 mg/L 。				

从调查结果可知，评价区域内包气带中汞、砷均未检出，且污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大，评价区域内包气带未被污染。

4.2.3 地表水环境质量现状

4.2.3.1 地表水环境质量现状监测

本项目不排放废水，属于水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查，为了解区域内地表水现状，引用《泰康油田江桥及阿拉新稠油油藏产能建设工程》，2021 年 9 月 10 日~2021 年 9 月 12 日对本项目周边的地表水体八运河进行了监测。

(1) 监测点位

本次评价共布设 2 个地表水监测点，监测点布设情况见表 4.3-16。

表 4.3-16 监测点布设情况

序号	监测点	坐标
1	八运河	46.96813, 123.84287

(2) 监测因子

pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD₅、硫化物、石油类。

(3) 监测频率

连续取样 2 天，每天一次。

(4) 监测结果

水质监测数据见表 4.3-17。

表 4.3-17 地表水监测数据表 单位: mg/L

监测时间	2021.09.10	2021.09.11	2021.09.12	
监测点位	八一幸福运河			
	DB210910M03	DB210911M03	DB210912M03	
pH	8.1	8.2	8.0	
CODCr	64	66	65	
氨氮	0.525	0.530	0.519	
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	
高锰酸盐指数	3.8	3.6	3.7	
硫化物	0.005L	0.005L	0.005L	
水温 (°C)	02:00	10.7	10.6	10.1
	08:00	11.4	11.2	10.3
	14:00	12.5	11.7	11.2
	20:00	10.5	10.8	10.3
	日平均水温	11.3	11.1	10.5

4.2.3.2 地表水环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用水质指数法进行水质评价，公式如下：

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

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

C_{ij} ——评价因子 i 在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

$C_{s,i}$ ——评价因子 i 的水质评价标准限值，mg/L。

pH 值指数计算公式如下：

当 $pH_j \leq 7.0$ 时

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

当 $pH_j > 7.0$ 时

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

式中： S_{pH_j} ——pH 值的单项指数；
 pH_j ——j 点 pH 值监测值；
 pH_{su} ——水质标准中 pH 值上限；
 pH_{sd} ——水质标准中 pH 值下限。

(2) 执行标准

本项目所在水体未划分其功能区，因此八运河参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) V 类标准限值要求。

(3) 评价结论

由评价结果可知，监测时段八运河环境质量除 COD 超过《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 V 类标准外，其余监测因子均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 V 类标准限值要求，本项目特征因子石油类未检出，根据现场调查可知 COD 超标的主要原因为周边农业活动造成面源污染并随雨水汇入导致。

4.2.4 声环境质量现状监测与评价

4.2.4.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

根据本项目拟建井场布置情况，在本项目所在区域共布设 11 个监测点，监测点布设见表 4.3-18，具体监测点位见附图。

表 4.3-18 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	备注
N1	301#平台	47.07614, 123.77238	项目拟建井场
N2	小克利屯	47.07459, 123.78118	302#平台东侧 368m
N3	江 935-平 5	47.03404, 123.74562	项目拟建井场
N4	纪地房子	47.03152, 123.75180	307#平台南侧 240m
N5	来斜 9503	46.97578, 123.85368	项目拟建井场
N6	乌诺屯	46.97381, 123.85008	来斜 9503 井南侧 140m
N7	4 号拉油点	47.04702, 123.85811	上风向测 1 个点，下风向测 3 个点
N8	江 67 号拉油点	47.03577, 123.84338	
N9	33 号拉油点	47.01179, 123.88107	
N10	41 号拉油点	46.99081, 123.86463	
N11	58 号拉油点	46.93922, 123.82666	

(2) 监测时间及频次

监测时间：2022年5月18日~2022年5月19日。

监测频次：连续监测2天，昼夜各1次。

(3) 监测结果

声环境现状监测结果见表4.3-19、厂界噪声监测结果见表4.3-20；

表 4.3-19 声环境现状监测结果表 **单位：dB (A)**

监测时间 监测点位	2022.05.18		2022.05.19	
	昼间 (13:00~13:20)	夜间 (03:00~03:20)	昼间 (13:00~13:20)	夜间 (03:00~03:20)
301#平台	44.6	43.1	44.2	43.5
	昼间 (13:30~13:50)	夜间 (03:30~03:50)	昼间 (13:30~13:50)	夜间 (03:30~03:50)
小克利屯	46.4	44.0	46.1	43.9
	昼间 (14:00~14:20)	夜间 (04:00~04:20)	昼间 (14:00~14:20)	夜间 (04:00~04:20)
江 935-平 5	43.5	42.7	43.8	42.5
	昼间 (14:30~14:50)	夜间 (04:30~04:50)	昼间 (14:30~14:50)	夜间 (04:30~04:50)
纪地房子	47.2	44.2	47.3	44.1
	昼间 (15:00~15:20)	夜间 (05:00~05:20)	昼间 (15:00~15:20)	夜间 (05:00~05:20)
来斜 9503	44.2	43.0	44.9	43.2
	昼间 (15:30~15:50)	夜间 (05:30~05:50)	昼间 (15:30~15:50)	夜间 (05:30~05:50)
乌诺屯	46.3	43.8	46.4	43.9

表 4.3-20 厂界噪声监测结果表 **单位：dB (A)**

监测地点	监测点位	监测时间	昼间		夜间	
4号拉油点厂界四周1m	厂界东(1#)	2022.05.18	ZSD220518K01		ZSD220518K02	
			08:00~08:05	49.5	22:00~22:05	46.5
	厂界南(2#)		ZSN220518K01		ZSN220518K02	
			08:10~08:15	51.4	22:10~22:15	48.7
厂界西(3#)	ZSX220518K01		ZSX220518K02			
	08:20~08:25	45.3	22:20~22:25	42.6		

处	厂界北 (4#)		ZSB220518K01		ZSB220518K02		
			08:30~08:35	46.8	22:30~22:35	43.4	
	厂界东 (1#)	2022.05.19	ZSD220519K01		ZSD220519K02		
			08:00~08:05	49.8	22:00~22:05	46.1	
	厂界南 (2#)		ZSN220519K01		ZSN220519K02		
			08:10~08:15	51.9	22:10~22:15	48.2	
	厂界西 (3#)		ZSX220519K01		ZSX220519K02		
08:20~08:25			45.7	22:20~22:25	42.5		
厂界北 (4#)	ZSB220519K01		ZSB220519K02				
	08:30~08:35	46.6	22:30~22:35	43.7			
江 67 号拉 油点 厂界 四周 1m 处	厂界东 (1#)	2022.05.18	ZSD220518K03		ZSD220518K04		
			09:00~09:05	50.2	23:00~23:05	47.5	
	厂界南 (2#)		ZSN220518K03		ZSN220518K04		
			09:10~09:15	48.7	23:10~23:15	45.3	
	厂界西 (3#)		ZSX220518K03		ZSX220518K04		
			09:20~09:25	51.5	23:20~23:25	48.1	
	厂界北 (4#)		ZSB220518K03		ZSB220518K04		
			09:30~09:35	49.4	23:30~23:35	46.5	
	厂界东 (1#)		2022.05.19	ZSD220519K03		ZSD220519K04	
				09:00~09:05	50.5	23:00~23:05	47.4
	厂界南 (2#)			ZSN220519K03		ZSN220519K04	
				09:10~09:15	48.3	23:10~23:15	45.5
厂界西 (3#)	ZSX220519K03			ZSX220519K04			
	09:20~09:25	51.7		23:20~23:25	48.3		
厂界北 (4#)	ZSB220519K03			ZSB220519K04			
	09:30~09:35	49.6		23:30~23:35	46.8		
33号 拉油 点厂 界四 周 1m	厂界东 (1#)	2022.05.18		ZSD220518K05		ZSD220518K06	
				10:00~10:05	46.4	00:00~00:05	43.8
	厂界南 (2#)			ZSN220518K05		ZSN220518K06	
				10:10~10:15	50.3	00:10~00:15	47.5
厂界西 (3#)	ZSX220518K05		ZSX220518K06				

处			10:20~10:25	51.9	00:20~00:25	48.5
	厂界北 (4#)		ZSB220518K05		ZSX220518K06	
			10:30~10:35	47.4	00:30~00:35	44.7
	厂界东 (1#)	2022.05.19	ZSD220519K05		ZSD220519K06	
			10:00~10:05	46.6	00:00~00:05	43.6
	厂界南 (2#)		ZSN220519K05		ZSN220519K06	
			10:10~10:15	50.7	00:10~00:15	47.2
	厂界西 (3#)		ZSX220519K05		ZSX220519K06	
10:20~10:25			51.8	00:20~00:25	48.4	
厂界北 (4#)		ZSB220519K05		ZSB220519K06		
		10:30~10:35	47.7	00:30~00:35	44.6	
41号 拉油 点厂 界四 周 1m 处	厂界东 (1#)	2022.05.18	ZSD220518K07		ZSD220518K08	
			11:00~11:05	45.7	01:00~01:05	42.5
	厂界南 (2#)		ZSN220518K07		ZSN220518K08	
			11:10~11:15	51.4	01:10~01:15	48.7
	厂界西 (3#)		ZSX220518K07		ZSX220518K08	
			11:20~11:25	49.2	01:20~01:25	46.4
	厂界北 (4#)		ZSB220518K07		ZSB220518K08	
			11:30~11:35	48.8	01:30~01:35	45.5
	厂界东 (1#)	2022.05.19	ZSD220519K07		ZSD220519K08	
			11:00~11:05	45.8	01:00~01:05	42.7
	厂界南 (2#)		ZSN220519K07		ZSN220519K08	
			11:10~11:15	51.6	01:10~01:15	48.6
	厂界西 (3#)		ZSX220519K07		ZSX220519K08	
			11:20~11:25	49.3	01:20~01:25	46.7
厂界北 (4#)		ZSB220519K07		ZSB220519K08		
		11:30~11:35	48.4	01:30~01:35	45.3	
58号 拉油 点厂	厂界东 (1#)	2022.05.18	ZSD220518K09		ZSD220518K10	
			12:00~12:05	52.4	02:00~02:05	49.0
	厂界南 (2#)		ZSN220518K09		ZSN220518K10	

界四周 1m 处			12:10~12:15	46.1	02:10~02:15	43.2
	厂界西 (3#)		ZSX220518K09		ZSX220518K10	
			12:20~12:25	49.5	02:20~02:25	46.2
	厂界北 (4#)		ZSB220518K09		ZSB220518K10	
			12:30~12:35	45.3	02:30~02:35	42.7
	厂界东 (1#)	2022.05.19	ZSD220519K09		ZSD220519K10	
			12:00~12:05	52.5	02:00~02:05	49.1
	厂界南 (2#)		ZSD220519K09		ZSD220519K10	
			12:10~12:15	46.6	02:10~02:15	43.3
	厂界西 (3#)		ZSD220519K09		ZSD220519K10	
			12:20~12:25	49.7	02:20~02:25	46.4
	厂界北 (4#)		ZSD220519K09		ZSD220519K10	
			12:30~12:35	45.8	02:30~02:35	42.8

4.2.4.2 声环境质量现状评价

(1) 评价标准

根据本项目区域声环境功能区划，本项目周边村屯声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1类标准，井场外 1m 外声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准。

(2) 评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

(3) 评价结论

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

4.2.5 土壤质量现状监测与评价

4.2.5.1 土壤理化特性调查

在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，项目占地范围内土壤类型均为草甸土，具体土壤理化特性调查见表 4.3-21，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-22。

表 4.3-21 土壤理化特性调查

时间		2022.05.18		
点号		301#平台		
经纬度		123.77238,47.07614		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	褐色	褐色	褐色
	结构	块状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	8.15	8.07	7.96
	阳离子交换量(cmol+/kg)	11.9	13.2	12.4
	氧化还原电位 (mv)	205	184	196
	饱和导水率(mmm/min)	1.003	1.105	0.998
	土壤容重 (g/cm ³)	1.42	1.39	1.45
	孔隙度(%)	46.4	47.5	45.3
点号		328#平台		
经纬度		46.92761, 123.83209		
层次		0-20cm		
现场记录	颜色	褐色		
	结构	块状		
	质地	壤土		
	砂砾含量	25~45%		
	其他异物	植物根系		
实验室测定	pH 值	8.39		
	阳离子交换量(cmol+/kg)	12.7		
	氧化还原电位 (mv)	191		
	饱和导水率(mmm/min)	1.211		
	土壤容重 (g/cm ³)	1.31		
	孔隙度(%)	50.6		

表 4.3-22 区域内土壤构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
301# 平台	 <p>经度: 123.774431 纬度: 47.076699 地址: 黑龙江省齐齐哈尔市泰来县小克利 备注: 301#平台</p>		0-0.5m 块状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土
328# 平台	 <p>经度: 123.828043 纬度: 46.926271 地址: 黑龙江省齐齐哈尔市泰来县 备注: 328#平台</p>	/	0-0.2m 块状结构 壤土
			 <p>经度: 123.828003 纬度: 46.926254 地址: 黑龙江省齐齐哈尔市泰来县 备注: 328#平台</p>
<p>注：应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。 根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。</p>			

4.2.5.2 土壤环境质量现状监测

(1) 采样点布设

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目，评价等级为一级，按照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），本项目应在占地范围内布设 5 个柱状点 2 个表层点，占地范围外布设 4 个表层点，土壤现状监测点位详见表 4.3-20，监测点位置见附图。

表 4.3-23 土壤现状监测点位

序号	点位	采样点类型及深度	采样位置	坐标	备注	
T1	301#平台	柱状样	占地范围内	0-0.5m	47.076142, 123.77238	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》 （GB36600-2018）
				0.5m-1.5m		
				1.5-3m		
T2	江 935-平 5	柱状样	占地范围内	0-0.5m	47.03404, 123.74562	
				0.5m-1.5m		
				1.5-3m		
T3	来斜 9503	柱状样	占地范围内	0-0.5m	46.97578, 123.85368	
				0.5m-1.5m		
				1.5-3m		
T4	305#平台	柱状样	占地范围内	0-0.5m	47.04592, 123.76069	
				0.5m-1.5m		
				1.5-3m		
T5	江 67-斜 23	柱状样	占地范围内	0-0.5m	47.04454, 123.84559	
				0.5m-1.5m		
				1.5-3m		
T6	314#平台	表层样	占地范围内	47.07707, 123.91822	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》 （GB36600-2018）	
T7	328#平台	表层样	占地范围内	46.92761, 123.83209		
T8	纪地房子居住用地	表层样	占地范围内	47.03152, 123.75180		
T9	301#平台北侧 100m	表层样	占地范围外	同上	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB 15618—2018）	
T10	江 935-平 5 北侧 100m	表层样	占地范围外	同上		
T11	328#平台北侧 100m	表层样	占地范围外	同上		

(2) 监测项目

1#~7#点位监测项目：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、

乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并(a)蒽、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、苯并(a)芘、茚并(1,2,3-cd)芘、二苯并(a,h)蒽、石油烃(C₁₀-C₄₀)，共47项。

8#点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、石油烃(C₁₀-C₄₀)，共9项。

9#~10#点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C₁₀-C₄₀)，共10项。

(3) 监测时间

2022年5月18日。

(4) 监测频次

采样1次，分别对各采样土壤进行监测因子全分析。

(5) 监测结果

表 4.2-24 建设用地柱状样土壤监测实测值 单位：mg/kg (pH 除外)

序号	监测项目	监测点位					
		T1#			T2#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	8.15	8.07	7.96	8.22	8.08	8.13
2	镉 (Cd)	0.07	0.11	0.08	0.06	0.09	0.07
3	汞 (Hg)	0.019	0.014	0.017	0.015	0.018	0.014
4	砷 (As)	3.36	3.20	3.27	3.24	3.33	3.29
5	铅 (Pb)	17	15	14	18	16	19
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	20	14	17	18	11	15
8	镍 (Ni)	18	22	20	21	24	19
9	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	监测点位					
		T3#			T4#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	7.96	8.11	8.05	8.15	8.04	8.22
2	镉 (Cd)	0.10	0.08	0.09	0.09	0.12	0.10

3	汞 (Hg)	0.016	0.019	0.020	0.015	0.018	0.019
4	砷 (As)	3.29	3.39	3.22	3.23	3.39	3.31
5	铅 (Pb)	15	21	18	15	18	17
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	16	13	14	13	17	15
8	镍 (Ni)	25	21	22	24	20	23
9	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	监测点位					
		T5#			T6#	T7#	T8#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
1	pH	7.83	8.01	7.90	8.24	8.39	7.84
2	镉 (Cd)	0.07	0.11	0.09	0.09	0.11	0.07
3	汞 (Hg)	0.016	0.015	0.017	0.017	0.022	0.014
4	砷 (As)	3.38	3.20	3.32	3.29	3.37	3.28
5	铅 (Pb)	19	22	18	24	20	15
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	14	18	12	20	21	16
8	镍 (Ni)	21	25	26	26	24	20
9	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

表 4.2-25 建设用地柱状及表层样土壤监测实测值 单位: mg/kg (pH 除外)

序号	监测项目	监测点位	序号	监测项目	监测点位
		T1#~T8#点			T1#~T8#点
1	四氯化碳	未检出	20	氯苯	未检出
2	氯仿	未检出	21	1,2-二氯苯	未检出
3	氯甲烷	未检出	22	1,4-二氯苯	未检出
4	1,1-二氯乙烷	未检出	23	乙苯	未检出
5	1,2-二氯乙烷	未检出	24	苯乙烯	未检出
6	1,1-二氯乙烯	未检出	25	甲苯	未检出
7	顺-1,2-二氯乙烯	未检出	26	间, 对二甲苯	未检出
8	反-1,2-二氯乙烯	未检出	27	邻二甲苯	未检出
9	二氯甲烷	未检出	28	硝基苯	未检出
10	1,2-二氯丙烷	未检出	29	苯胺	未检出
11	1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	30	2-氯酚	未检出
12	1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	31	苯并[a]蒽	未检出
13	四氯乙烯	未检出	32	苯并[a]芘	未检出
14	1,1,1-三氯乙烷	未检出	33	苯并[b]荧蒽	未检出
15	1,1,2-三氯乙烷	未检出	34	苯并[k]荧蒽	未检出
16	三氯乙烯	未检出	35	蒽	未检出

17	1,2,3-三氯丙烷	未检出	36	二苯并[a, h]蒽	未检出
18	氯乙烯	未检出	37	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出
19	苯	未检出	38	萘	未检出

表 4.2-26 农用地土壤监测实测值 单位: mg/kg (pH 除外)

监测时间	2022.5.18		
监测项目	监测点位及监测结果		
	T9# (0m-0.2m)	T10(0m-0.2m)	T11# (0m-0.2m)
pH	7.84	7.73	7.66
镉 (Cd)	0.07	0.09	0.06
汞 (Hg)	0.013	0.017	0.018
砷 (As)	3.30	3.22	3.26
铅 (Pb)	18	15	14
铬 (Cr)	48	52	42
铜 (Cu)	13	16	15
镍 (Ni)	19	22	17
锌(Zn)	48	63	55
石油烃	未检出	未检出	未检出

4.2.5.3 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法

土壤环境背景值评价采用单因子污染指数法。

单因子污染指数为土壤污染因子含量与土壤环境质量筛选值的比值，其表达式为：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中： P_i ——土壤环境污染指数；

C_i ——土壤环境质量实测值，mg/kg；

S_i ——土壤环境质量评价标准中筛选值，mg/kg。

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

(2) 评价标准

1#~7#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；8#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用

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

（3）评价结果

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-27、表 4.3-28。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-29。

表 4.2-27 建设用地土壤环境质量现状评价结果

序号	监测项目	监测点位					
		T1#			T2#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	镉 (Cd)	0.001	0.002	0.001	0.001	0.001	0.001
2	汞 (Hg)	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3	砷 (As)	0.056	0.053	0.055	0.054	0.056	0.055
4	铅 (Pb)	0.021	0.019	0.018	0.023	0.020	0.024
5	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6	铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
7	镍 (Ni)	0.020	0.024	0.022	0.023	0.027	0.021
8	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	监测点位					
		T3#			T4#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	镉 (Cd)	0.002	0.001	0.001	0.001	0.002	0.002
2	汞 (Hg)	0.000	0.001	0.001	0.000	0.000	0.001
3	砷 (As)	0.055	0.057	0.054	0.054	0.057	0.055
4	铅 (Pb)	0.019	0.026	0.023	0.019	0.023	0.021
5	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6	铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
7	镍 (Ni)	0.028	0.023	0.024	0.027	0.022	0.026
8	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	监测点位					
		T5#			T6#	T7#	T8#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
1	镉 (Cd)	0.001	0.002	0.001	0.001	0.002	0.001
2	汞 (Hg)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	0.000
3	砷 (As)	0.056	0.053	0.055	0.055	0.056	0.055

4	铅 (Pb)	0.024	0.028	0.023	0.030	0.025	0.019
5	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6	铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
7	镍 (Ni)	0.023	0.028	0.029	0.029	0.027	0.022
8	石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

表 4.2-28 建设用地土壤环境质量挥发性及半挥发性有机物现状评价结果

序号	监测项目	监测点位	序号	监测项目	监测点位
		T1#~T8#点			T1#~T8#点
1	四氯化碳	未检出	20	氯苯	未检出
2	氯仿	未检出	21	1,2-二氯苯	未检出
3	氯甲烷	未检出	22	1,4-二氯苯	未检出
4	1,1-二氯乙烷	未检出	23	乙苯	未检出
5	1,2-二氯乙烷	未检出	24	苯乙烯	未检出
6	1,1-二氯乙烯	未检出	25	甲苯	未检出
7	顺-1,2-二氯乙烯	未检出	26	间二甲苯+对二甲苯	未检出
8	反-1,2-二氯乙烯	未检出	27	邻二甲苯	未检出
9	二氯甲烷	未检出	28	硝基苯	未检出
10	1,2-二氯丙烷	未检出	29	苯胺	未检出
11	1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	30	2-氯酚	未检出
12	1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	31	苯并[a]蒽	未检出
13	四氯乙烯	未检出	32	苯并[a]芘	未检出
14	1,1,1-三氯乙烷	未检出	33	苯并[b]荧蒽	未检出
15	1,1,2-三氯乙烷	未检出	34	苯并[k]荧蒽	未检出
16	三氯乙烯	未检出	35	蒽	未检出
17	1,2,3-三氯丙烷	未检出	36	二苯并[a, h]蒽	未检出
18	氯乙烯	未检出	37	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出
19	苯	未检出	38	萘	未检出

表 4.2-29 农用地土壤环境质量现状评价结果

监测时间	2022.05.18		
监测项目	监测点位及监测结果		
	T9# (0m-0.2m)	T10(0m-0.2m)	T11# (0m-0.2m)
镉 (Cd)	0.117	0.150	0.100
汞 (Hg)	0.004	0.005	0.005
砷 (As)	0.132	0.129	0.130
铅 (Pb)	0.106	0.088	0.082
铬 (Cr)	0.192	0.208	0.168
铜 (Cu)	0.130	0.160	0.150

镍 (Ni)	0.100	0.116	0.089
锌(Zn)	0.160	0.210	0.183
石油烃	未检出	未检出	未检出

(4) 评价结论

从表中可以看出，评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内村屯土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；评价范围内草地、耕地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

4.2.6 生态环境现状评价

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

4.2.6.1 土地利用类型调查

根据齐齐哈尔市生态环境局 2021 年 6 月 2 日公布的《2020 年齐齐哈尔市生态环境状况公报》，齐齐哈尔市土地总面积 42255.47 平方公里，约占全省土地总面积的 1/10。全市林地面积 863.3 万亩，活立木蓄积量 4685 万立方米，森林覆盖率 10.5%。主要树种有杨树、樟子松和落叶松等 12 种。全市湿地面积 58.46 万公顷，其中，一般湿地面积 26.16 万公顷，保护区湿地面积 32.3 万公顷。省级以上湿地类型自然保护区 11 处，国家湿地公园 5 处。全市现有草原 497.1 万亩。主要分布在富裕、龙江、甘南、泰来及城郊等县区，占全市现有草原总面积的 75.29%。全市共有脊椎动物 6 纲 35 目 77 科 333 种，高等植物 6 个科 468 种。国家重点保护植物有野大豆、浮叶慈菇、莲、黄芪、黄檗、红松、水曲柳、紫椴和乌苏里狐尾藻等 9 种。

4.2.6.2 植被及植物多样性

(1) 调查方法

本次植被及植物多样性调查工作采取资料收集、现场调查与遥感调查相结合的方法开展。

(2) 植被类型

根据调查，评价区域内植被类型以草甸、人工林和农田植被为主。

1) 农业植被

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。粮食作物有玉米、小麦、高粱、谷子等。经济作物有线麻、青麻、芝麻、甜菜、向日葵、大豆等。本项目占用旱地为玉米地。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。

2) 草甸

项目所在地区水泡子周围的土壤为含盐量很高的苏打碱化草甸盐土，主要生长一些盐生植物群落，如碱蓬、星星草、碱蒿等群落。因排水干渠的修建，评价区地面水质得到改善，使许多泡沼边缘生有大片芦苇群落，向外延伸是广阔的平地，随微地形的波浪起伏，多种植物群落组成了复杂的植被复合体。

经过实地考察与参考相关资料，评价区地表植被分类系统情况见表 4.2-30。

表 4.2-30 评价区主要地表植被类型

序号	植被型组	植被型	植被亚型	群系	分布区域	工程占用情况	
						面积 (hm ²)	比例 (%)
1	草甸	草甸	盐生草原草甸	羊草盐生草原草甸群系	评价区北部和东北部，区域内面积约为 48.3hm ²	19.594	32.3

3) 人工林

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

(3) 植物多样性

齐齐哈尔市共有陆生植物 67 科 468 种，约占黑龙江省植物总数的 26.63%，木本植物以人工林为主，主要有：小叶杨、银中杨、小黑杨、柳树、榆树、樟子松、落叶松等。灌木树种有：灌木柳、杞柳、胡枝子、丁香、锦鸡儿、柠条、山竹子等。禾本科植物主要有：羊草、隐子草、拂子茅、星星草、碱草等。豆科植物有：黄薯、野碗豆、草木樨、多叶棘豆等。杂草主要有：蔓萎陵菜、蓬子菜、裂叶蒿、兔毛蒿、狼毒等。根据《中国珍稀濒危保护植物名录》（一）和《国家重点保护野生植物名录（第一批）》齐齐哈尔市有国家级珍稀濒危保护植物 3 种：野大豆、莲和浮叶慈菇

4.2.6.3 野生动物现状

(1) 陆生动物

评价范围内农业生产活动频度和强度都比较高，地域原有的野生动物基本消失，伴之而来的地域物种主要与农业生产活动有关，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。野生动物主要有普通刺猬 (*Erinaceus amurensis Schrenk*)、东北兔 (*Lepus mandschuricus Radde*)、黄鼬 (*Mustela sibirica Pallas*)、褐家鼠 (*Rattus nitidus*)、小家鼠 (*Mus musculus L.*)、大仓鼠 (*Cricetulus triton*)、东方田鼠 (*Microtus fortis Buchner*)、普通田鼠 (*Microtus arvalis*) 等 10 余种啮齿目、兔形目和食肉目动物。

(2) 鸟类

由于农业区内人类活动干扰较大，躲避天敌的条件较差，因此鸟类一般不会在此繁殖。区内鸟类主要为村栖型等伴人鸟类，如喜鹊 (*P. pica sericea Gould*)、小嘴乌鸦 (*C. corone orientalis Evers*)、麻雀 (*P. montanus montanus*)、家燕 (*H. rustica gutturalis Scopoli*) 等，也有一些小型水鸟在芦苇荡内栖息和繁殖。

项目工程占地区无国家重点保护野生动物、无《中国生物多样性红色名录》中珍稀濒危野生动物，无国家列入拯救保护的极小种群、特有种等动物资源的主要的天然集中分布区和繁殖区。

4.2.6.4 生态敏感区调查

本项目位于黑龙江省大庆市肇源县头台镇境内，根据现场勘查，项目区域内无国家、省、市级自然保护区、世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区。无风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、原始天然林、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等重要生态敏感区，所在区域为一般区域。拟建井场项目距最近的自然保护区为扎龙国家级自然保护区，位于拟建 327# 平台东侧 1.2km 处。

4.2.6.5 土壤现状

根据现场踏勘及资料显示，工程所在区域内主要土壤类型为草甸土。

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

4.2.6.6 水土流失现状调查

(1) 水土流失现状

1、齐齐哈尔市根据《黑龙江省水土保持规划（2015—2030 年）》，齐齐哈尔市水土流失面积为 13746.74 km²，占全市土地总面积 42255km²的 32.53%。其中，水力侵蚀面积为 11925.88km²，占流失总面积的 86.75%；风力侵蚀面积为 1820.86km²，占流失总面积的 13.25%。

根据《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007)划分：水力侵蚀中，轻度侵蚀面积为 6603.16 km²，中度侵蚀面积为 2687.68 km²，强烈侵蚀面积为 1916.93 km²，极强烈侵蚀面积为 674.2 km²，剧烈侵蚀面积为 43.91 km²，分别占水力侵蚀面积的 55.37%、22.54%、16.07%、5.65%和 0.37%。

全市规模以上侵蚀沟（长度 100~5000 m）共 16298 条，沟壑密度 0.14km/km²。经遥感辨识与统计，侵蚀沟主要发生于坡耕地上，占侵蚀沟总数的 95%以上；局部低覆盖林地、荒山荒坡及道路两侧亦有少量分布。

(2) 水土流失成因

齐齐哈尔市水土流失成因概括为人为因素和自然因素两方面。人为因素主要是指人类社会不合理的生产建设活动，破坏了生态平衡，产生严重土壤侵蚀。

突出表现在以下几个方面：不合理的耕作、毁坏林木、过度放牧，致使草场日趋退化、沙化；城市开发建设等。自然因素包括地形因素、气候因素、土壤抗蚀性能和植被覆盖率等。水土流失的形成是人为活动和自然因素共同作用的结果。

1) 人为因素的影响

一是人地矛盾日益突出。部分农户为了短期经济效益而忽视了对生态环境的保护，开垦土地，不合理放牧等破坏原有地表植被，加剧了水土流失。多年来，擅自开垦林地、草地现象一直存在，致使自然植被面积大量减少，从而加剧水土流失的发生。

二是耕作制度不合理，粗放经营，用养地失调。由于多年形成的旧的耕作制度，造成土地肥力下降，削弱了土壤蓄渗水能力。且用养地失调，造成土壤理化特性恶化，为水土流失提供内在条件。

三是生产建设等造成人为水土流失。据调查，齐齐哈尔市因筑路、建房、乱砍滥伐、兴修水利工程及开发建设等项目土料取舍不当和自然侵蚀造成一部分新的水土流失。

2) 自然因素的影响

气候因素：影响水土流失的气候因素主要是降雨，尤其是暴雨。每年 6~9 月有 80% 以上的雨量集中在这一期间，强度最大，次数最多，每次暴雨或大雨，引起泥土随水下

泄，进入河、湖、水库等。本市地处中纬度，属温带大陆性季风气候，但由于受地形和季风影响，一年之中风向频率变化很大。冬季受大陆季风控制，冷空气活动频繁，多西风和西北风，气候严寒，水汽含量少，相对湿度仅 50%；春季 3—5 月风大，5 月平均风速 5m/s 左右，年平均风速 3.3m/s，最大风速为 26m/s。7 级以上大风大多发生在春季，加上暴雨前后的大风，大风加速了水分的蒸发，土壤表面组成物质在大风持久的作用下容易发生风蚀，土壤易造成干旱，对农业生产很不利，尤其是春季干旱、大风、扬沙的天气经常发生。

地貌因素：碾子山区地貌以丘陵、山地为主，25 度以上的山地，重力侵蚀活跃，15~25 度丘岗地的土壤极易产生流失，在相同的人为和立地条件下，坡度越陡，冲刷越强，在暴雨的冲击下，不仅带走土粒，还夹带大量的砂粒和石块。

植被因素：植被覆盖度好，涵养水分能力强，加上枝叶对降水的拦截和根系固土作用，减少了地表径流，增强了土壤抗蚀力。在其它因素基本相同的条件下，植被覆盖不同，流失程度有明显的区别。山区虽然山高岭陡，坡度大，只要植被覆盖好，冲刷量就会急剧减少。但总体来说市区内林种单一，纯林多，混交林少，从而植被的水土保持功能相对较弱。

（3）水土流失危害

严重的水土流失不仅破坏生态环境，而且威胁人们的生存安全，影响社会经济的持续发展。水土流失产生大量泥沙，淤积在河、湖、水库内，降低了水利设施调蓄功能和天然河道泄洪能力，加剧了下游的洪涝灾害。水土流失又是面源污染的最大载体，大量化肥、农药及城镇生产生活未经处理的污染源在水土流失的作用下流入河流、水库，给城乡居民饮水安全带来很大威胁。水土流失还不断加剧干旱、洪涝等自然灾害的发生，破坏城区景观，威胁城市安全。

1) 地力衰退、耕层变薄、土质板结、易旱成灾

由于土地利用不合理，造成了水土流失加剧，多数侵蚀严重的耕地有机质含量不足 1%，满足不了农作物生长的需要，影响粮食单产。随着土壤侵蚀的加重，造成土壤板结保水能力低，使抗旱水利用率降低。

2) 土壤剥蚀，肥力减退

由于水土流失，耕作层中有机质得不到有效积累，每生成 1cm 黑土需要 200a-400a 时间，而现在黑土层每年都在不断流失，土壤肥力下降，裸露坡地一经暴雨冲刷，就会使含腐殖质多的表层土壤流失，造成土壤肥力下降，此外，水土流失对土壤的物理、化学性质以及农业生态环境也带来一系列不利影响，它破坏土壤结构，造成耕地表层结皮，

抑制了微生物活动，影响作物生长发育和有效供水，降低了作物产量和质量，从而影响生态环境。

3) 淤积河流水库，加剧洪涝灾害

严重的水土流失，使大量泥沙泄入河流、水库，泥沙淤积不仅缩短水利设施寿命，减少调蓄库容，缩小河道过洪断面，更严重的是极大地威胁防汛安全。

近几年一些河流出现小洪水、高水位、多险情的严重局面，就是中上游水土流失加剧导致下游不断淤高、泄洪不畅的结果。

4) 造成水体污染，危害水质安全

随着现代农业的发展，使用的农药和化肥量日益增多，在喷洒农药和除草剂以及使用化肥的过程中，只有少量附着在农作物上，大部分残留在土壤中，降雨产生洪水在汇流的过程中通过地面径流的冲刷，将土壤中的有机质及残存的农药和肥料等物质随土壤一起带入水体污染水质。大量有机物质及重金属输入河道，导致水体富营养化，水藻超生，造成鱼类减少，严重危害水质安全，尤其是对饮用水水源地的污染威胁，直接危及人身安全。

5) 剥蚀表土，地力锐减

根据原黑龙江省水土保持研究院齐齐哈尔试验站实地观测，大于等于 8m/s 风速开始引起沙化风蚀，大于等于 8m/s 大风一次剥蚀表土 2mm，大于等于 11m/s 大风一次剥蚀表土 5mm。在沙区黑钙土地带，每年刮风剥蚀表土 0.7-1.0cm，风蚀地块每年每公顷表土流失量 70.5—100.5t，相当于损失氮 39.4—56.2kg、磷 26—34kg。

水土流失的加剧破坏了生态平衡，加重了自然灾害，形成了恶性循环。特别是风蚀危害极大，市区春季风多、风大，约占全年大风日数的 80%以上。大风吹走表土，使耕层由厚变薄，土色由黑变黄，地力由肥变瘦。种子、小苗被吹走，造成大面积的毁种。

6) 流沙埋压农田、草原

市区年平均风速为 3.3m/s，最大风速 26 m/s，年大风次数为 15~25 次，因地势平坦又无障碍物，森林覆被率仅有 10.91%左右，不能有效阻止流沙，致使沙埋压农田、草原。

(4) 本项目水土流失情况调查

根据 2019 年 12 月 26 日齐齐哈尔市水务局发布的《齐齐哈尔市关于划分水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，齐齐哈尔市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目井场、拉油点、管线、道路均位于昂昂溪区及泰来县，属于市级水土流失重点预防区。

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

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

4.2.6.7 防沙治沙情况调查

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

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

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

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

4.2.6.8 现有工程生态环境影响调查

根据现场调查,为保护区域生态环境,第九采油厂在施工过程中采取了生态保护措

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，井场钻井工程施工结束后及时对临时占地进行了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域草地生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运行期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。针对水土流失，第九采油厂采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋；施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

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。

4.2.6.9 主要生态环境问题

为保护区域生态环境，采油九厂在施工时采取了一系列的生态保护措施保护区域盐碱草地生态系统，例如尽可能增加丛式井比例，严格控制井场的临时及永久占地，井场施工结束后及时的进行了播撒草种等生态恢复措施，通过采取了一系列的生态保护措施后，油田的开发对区域盐碱草地生态系统没有造成明显影响。下一阶段要求建设单位严格控制该区域油田作业范围，严格运行期管理，尽量减小对区域盐碱地生态系统的扰动，保证不因油田开发活动加重盐碱地生态系统的退化、沙化、盐碱化等。

4.2.6.10 生态环境现状评价结论

本项目区块位于齐齐哈尔市泰来县和昂昂溪区境内，评价范围内以农田生态系统和草地生态系统为主，所在区域内主要土壤类型以黑钙土、草甸土、盐碱土为主，区域土壤未受到现有油田开发的污染影响。根据现场调查，本项目所在区域内生态环境为草地生态系统和农田生态系统，为传统的油田开发区域；为保护区域农田及草地生态环境，采油九厂在钻井工程时采取了一系列的生态保护措施保护区域农田生态系统和草地生态系统，例如尽可能增加丛式井比例，严格控制井场的临时及永久占地，井场钻井施工

结束后及时的进行了播撒草种等生态恢复措施，通过采取了一系列的生态保护措施后，油田的开发对区域农田生态系统和草地生态系统没有造成明显影响。

但近年来，因为气候及人类活动如过度放牧等的影响，区域内草地生态系统盐碱化程度有所加重的现象也确实存在；根据现场调查，个别位于草地井场施工后临时占地植被恢复效果不佳，草地未恢复至工程占地前的生物量及草地密度，下一步要求建设单位除针对本项目要严格落实本报告中提出的各项生态措施以保证将临时用的草地恢复到开发前的状态外，还应尽快将地植被恢复效果不佳的区域进行进一步的恢复，尽快达到开发前的状态，并严格控制该区域油田作业范围，严格运行期管理，尽量减小对区域草地生态系统的扰动，保证不因油田开发活动加重草地生态系统的退化、沙化、盐碱化等。

综上，本项目区域生态环境总体质量较好。

4.3 区域污染源调查

4.3.1 大气污染源

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

本项目区域分布有部分已建拉油点，主要排放油田特征污染物非甲烷总烃，拉油点内加热炉排放的主要污染物为 SO_2 、 NO_x 及颗粒物等。项目区域无其他工业企业等环境污染源。

4.3.2 地表水污染源

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

4.3.3 地下水污染源

建设项目评价区域地下水污染源，主要为区域农业生产农药、化肥使用形成的面源，雨季随地表径流携带污染物入渗地下水体。

4.3.4 噪声污染源

建设项目评价区域空旷，噪声源主要为抽油机运行期间产生的噪声及站场各类机泵噪声，无其余工业噪声污染源存在；区域声环境主要受道路交通噪声、农村生活噪声影响。

4.3.5 土壤污染源

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油。由于油井作业时采用污油污水回收装置污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地

范围内，因此可有效减少石油类进入土壤，根据对现有井场土壤的调查结果，得出在采油井井场附近，石油对土壤的污染程度与距井口距离成反比，即离井位越近，土壤中石油的含量越多，污染程度越重；反之，离井位越远，土壤中石油含量越低，污染程度越轻。从平面上看，石油污染物集中在离井20~30m的范围内，约占总量的90%以上。在此范围之外，土壤中的石油含量迅速降低，在离井100m处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤石油污染主要集中在0~20cm的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油在土壤中的迁移深度较浅。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

5.1.1 施工期

本工程施工期对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、运输车辆排放的尾气、柴油机燃烧排放的烟气。

(1) 施工扬尘

①施工车辆扬尘

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

表5.1-1 运输车辆扬尘监测结果

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

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

为了防止道路施工污染物污染环境，在施工时，应采取以下措施：

- 1) 施工中路拌机采用密封拌合的方式；
- 2) 材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；
- 3) 施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等；
- 4) 在敏感点处采取洒水、减慢车速，控制运输车辆的扬尘污染。

在采取了相应的控制措施后，施工过程对周围敏感点产生的影响较小，且这种影响将随着施工期的结束而消失。

②施工场地扬尘

施工期管线路由开挖、道路铺设、回填、开挖土方露天堆放等过程都会产生扬尘，如遇干旱无雨季节或者大风，施工扬尘将更为严重。据有关调查显示，施工工地的扬尘

主要是由运输车辆的行驶和开挖土方的露天堆放产生，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。如果在施工期间对施工区域采用围护或对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4-5 次，可使扬尘减少 70%左右，施工场地洒水抑尘的试验结果见表 5.1-2。

表 5.1-2 施工场地洒水抑尘试验结果

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

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

根据本项目特点，在施工过程中，应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；加强回填土方堆放场的管理，要采取土方表面压实、覆盖等措施；运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生；施工阶段设置围挡等方式降低施工噪声及扬尘对周边村屯的影响。

采取上述措施后，施工期过程中产生的扬尘可降低约 70%，扬尘浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。项目施工结束后及时恢复施工占地的原有地表形态。施工扬尘对沿线敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工期的结束而消失。

（2）施工车辆尾气

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

（3）柴油机燃烧烟气

根据工程分析可知，本工程柴油机功率为 882kW，HC+NO_x 的排放速率 0.07g/kWh，烟尘的排放速率 0.01g/kWh，CO 的排放速率 0.03g/kWh 均满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及 2020 年修改单中第三段标准限值要求。施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况。由

于本工程开发区块内井场分布较为分散，且拟建工程开发区域所在地较空旷，扩散能力较快，因此对局部区域环境的影响不大。随着钻井工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

(4) 施工期对自然保护区空气环境影响分析

本工程施工期钻井柴油发电机和施工车辆排放的尾气以及地面工程建设过程对周围环境有暂时性的影响。本工程的柴油发电机采用尾气净化器处理，能够满足《大气污染物综合排放标准》对周围浓度限值要求，同时由于项目施工期较短、地点空旷，所以施工期的钻井、地面建设的烟气和粉尘等对自然保护区的空气环境影响较小。

5.1.2 运行期

建设项目运营期的大气污染主要为新建拉油点加热装置产生的燃烧烟气，为点源排放；产液集输过程产生的无组织排放的烃类气体，为面源排放。

(1) 非甲烷总烃面源预测

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃主要排放位置有井场、拉油点、联合站等位置，本次评价每种类型的井场选取油井数最多的 331# 平台（5 井）井场进行预测分析；拉油点选择多功能储罐最多的 305# 集中拉油点（4 座储罐）进行预测分析。

污染物面源参数调查清单见表 5.1-3。

表 5.1-3 项目新增非甲烷总烃排放面源参数统计表

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度						NMHC
331#平台井场	123.90304	47.06688	144	0	50	40	3	0.271
305#拉油点	123.76056	47.04561	140	0	30	40	3	0.022

(2) 点源预测

1) 新建拉油点

项目新建集中拉油点 3 座，本次预测选取建设多功能储罐最多的 305 号集中拉油点（4 座储罐）。新建 305# 集油拉油点建设多功能储罐 4 座，每座储罐设置 1 台加热炉及

8m 高排气筒，全年运行。根据工程分析，305#拉油点单个储罐加热炉污染物排放量分别为颗粒物 0.0078t/a、SO₂0.0251t/a、NO_x0.072t/a，排放速率分别为颗粒物 0.00089kg/h、SO₂0.0029kg/h、NO_x0.0082kg/h。

表 5.1-4 点源污染源强参数统计表

点源名称	排气筒底部 中心坐标		排气 筒高 度 m	出口 内径 m	烟气 流速 m/s	烟气温 度℃	年排 放小 时数 h	排放 工况	污染物排放速率 kg/h		
	经度	纬度							SO ₂	NO _x	颗粒物
305#拉油点 1#加热炉	123.76 056	47.04 561	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089
305#拉油点 2#加热炉	123.76 056	47.04 561	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089
305#拉油点 3#加热炉	123.76 056	47.04 561	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089
305#拉油点 4#加热炉	123.76 056	47.04 561	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089

2) 扩建拉油点

项目扩建集中拉油点 5 座，扩建拉油点储罐情况见表 5.1-5。

表 5.1-5 扩建拉油点储罐情况一览表

名称	类别	多功能储罐数量		排气筒高度 (m)	新增燃气量 (万 Nm ³ /a)	总燃气量 (万 Nm ³ /a)
		已建	新建			
江 67 号	已建	1	1	8	6.375	12.75
4 号	已建	7	1	8	6.375	51
34 号	已建	5	1	8	6.375	38.25
41 号	已建	5	1	8	6.375	38.25
58 号	已建	3	2	8	12.75	31.875
合计		6		/	95.625	172.125

本次预测选取建设多功能储罐最多的 4 号集中拉油点（8 座 40m³ 储罐），每座储罐均配备 1 台 0.8MW 的加热炉及 8m 高排气筒，全年运行。根据工程分析，4 号拉油点单个储罐加热炉污染物排放量分别为颗粒物 0.0078t/a、SO₂0.0251t/a、NO_x0.072t/a，排放速率分别为颗粒物 0.00089kg/h、SO₂0.0029kg/h、NO_x0.0082kg/h。

表 5.1-6 点源污染源强参数统计表

点源名称	排气筒底部	排气	出口	烟气	烟气温	年排	排放	污染物排放速率 kg/h
------	-------	----	----	----	-----	----	----	--------------

	中心坐标		筒高度 m	内径 m	流速 m/s	温度℃	放小时数 h	工况			
	经度	纬度							SO ₂	NO _x	颗粒物
4#拉油点 1# 加热炉	123.88 544	47.04 963	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089
4#拉油点 2# 加热炉	123.88 544	47.04 963	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089
4#拉油点 3# 加热炉	123.88 544	47.04 963	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089
4#拉油点 4# 加热炉	123.88 544	47.04 963	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089
4#拉油点 5# 加热炉	123.88 544	47.04 963	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089
4#拉油点 6# 加热炉	123.88 544	47.04 963	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089
4#拉油点 7# 加热炉	123.88 544	47.04 963	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089
4#拉油点 8# 加热炉	123.88 544	47.04 963	8m	0.2	0.87	100	8760	正常	0.0029	0.0082	0.00089

3) 注汽站

本项目新建注汽站车载锅炉 3 台，配备 8m 高排气筒 3 个，单台锅炉用气量相同，本次以 305#注气点为例进行预测，锅炉排放 SO₂0.98t/a、NO_x4t/a、颗粒物 0.52t/a；排放速率为 SO₂0.112kg/h、NO_x0.457kg/h、颗粒物 0.059kg/h。

表 5.1-7 点源污染源强参数统计表

点源名称	排气筒底部 中心坐标		排气筒高度 m	出口内径 m	烟气流速 m/s	烟气温 度℃	年排放小时数 h	排放 工况	污染物排放速率 kg/h		
	经度	纬度							SO ₂	NO _x	颗粒物
305#注汽点 加热炉	123.76 056	47.04 561	8m	0.4	14.33	100	8760	正常	0.112	0.457	0.059

4) 热水站

热水站内锅炉 1 台，配备 8m 高排气筒 1 个，排放 SO₂0.102t/a、NO_x0.239t/a、颗粒物 0.073t/a；排放速率为 SO₂0.012kg/h、NO_x0.028kg/h、颗粒物 0.008kg/h。

表 5.1-8 点源污染源强参数统计表

点源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒高度 m	出口内径 m	烟气流速 m/s	烟气温 度℃	年排 放小 时数 h	排 放 工 况	污染物排放速率 kg/h		
	经度	纬度							SO ₂	NO _x	颗粒物
热水站加热炉	123.81370	46.84070	8m	0.3	1.56	100	8760	正常	0.012	0.028	0.008

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的规定,采用估算模式计算本工程正常排放情况下的主要污染物的最大影响程度和最远影响范围,然后按评价工作分级判据进行分级。本项目估算模型参数一览表见表 5.1-9。

表 5.1-9 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/℃		40.8
最低环境温度/℃		-39.5
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率 / m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

通过采用 AERSCREEN 软件对拟建工程主要污染物烃类气体对大气环境质量的影 响进行分析,估算模式的计算结果见表 5.1-10-表 5.1-14。

表5.1-10 烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	331#平台井场		305#拉油点	
	NMHC 浓度(μg/m ³)	NMHC 占标率(%)	NMHC 浓度(μg/m ³)	NMHC 占标率(%)
50.0	122.3600	6.1180	83.2210	4.1611
100.0	119.9700	5.9985	73.5880	3.6794
200.0	95.4710	4.7736	59.3470	2.9674
300.0	68.7400	3.4370	46.9870	2.3494
400.0	50.9450	2.5473	38.3260	1.9163
500.0	39.4150	1.9708	32.5530	1.6277
600.0	31.6130	1.5807	28.1990	1.4100
700.0	27.3450	1.3672	24.8600	1.2430
800.0	22.8660	1.1433	22.7220	1.1361

900.0	19.5120	0.9756	21.2050	1.0602
1000.0	16.9220	0.8461	19.5540	0.9777
1200.0	13.2150	0.6607	16.9520	0.8476
1400.0	10.7140	0.5357	14.9270	0.7463
1600.0	8.9306	0.4465	13.3010	0.6651
1800.0	7.6041	0.3802	11.9700	0.5985
2000.0	6.5846	0.3292	10.8640	0.5432
2500.0	4.8530	0.2426	8.7780	0.4389
3000.0	3.7815	0.1891	7.3230	0.3662
3500.0	3.0622	0.1531	6.2555	0.3128
4000.0	2.5507	0.1275	5.4420	0.2721
4500.0	2.1709	0.1085	4.8032	0.2402
5000.0	1.8794	0.0940	4.2895	0.2145
10000.0	0.7280	0.0364	1.9854	0.0993
11000.0	0.6390	0.0319	1.7810	0.0890
12000.0	0.5673	0.0284	1.6121	0.0806
13000.0	0.5085	0.0254	1.4704	0.0735
14000.0	0.4595	0.0230	1.3500	0.0675
15000.0	0.4181	0.0209	1.2465	0.0623
20000.0	0.2822	0.0141	0.8921	0.0446
25000.0	0.2080	0.0104	0.6869	0.0343
下风向最大浓度	124.2900	6.2145	83.7430	4.1871
下风向最大浓度出现距离	44.0	44.0	56.0	56.0
D10%最远距离	/	/	/	/

表 5.1-11 项目新建拉油点单个加热炉废气估算模式计算结果

距源中心下风向距离 (m)	SO ₂ 浓度 (μg/m ³)	SO ₂ 占标 率(%)	NO _x 浓度 (μg/m ³)	NO _x 占标 率(%)	PM ₁₀ 浓度 (μg/m ³)	PM ₁₀ 占标 率(%)
50.0	0.0938	0.0188	0.2651	0.1060	0.0288	0.0064
100.0	0.0916	0.0183	0.2591	0.1036	0.0281	0.0062
200.0	0.0706	0.0141	0.1996	0.0799	0.0217	0.0048
300.0	0.0433	0.0087	0.1224	0.0489	0.0133	0.0030
400.0	0.0280	0.0056	0.0792	0.0317	0.0086	0.0019
500.0	0.0195	0.0039	0.0550	0.0220	0.0060	0.0013
600.0	0.0146	0.0029	0.0412	0.0165	0.0045	0.0010
700.0	0.0115	0.0023	0.0324	0.0130	0.0035	0.0008
800.0	0.0092	0.0018	0.0261	0.0104	0.0028	0.0006
900.0	0.0075	0.0015	0.0212	0.0085	0.0023	0.0005

1000.0	0.0064	0.0013	0.0180	0.0072	0.0020	0.0004
1200.0	0.0047	0.0009	0.0132	0.0053	0.0014	0.0003
1400.0	0.0036	0.0007	0.0102	0.0041	0.0011	0.0002
1600.0	0.0029	0.0006	0.0083	0.0033	0.0009	0.0002
1800.0	0.0023	0.0005	0.0066	0.0026	0.0007	0.0002
2000.0	0.0019	0.0004	0.0054	0.0022	0.0006	0.0001
2500.0	0.0014	0.0003	0.0040	0.0016	0.0004	0.0001
3000.0	0.0011	0.0002	0.0030	0.0012	0.0003	0.0001
3500.0	0.0008	0.0002	0.0023	0.0009	0.0002	0.0001
4000.0	0.0007	0.0001	0.0018	0.0007	0.0002	0.0000
4500.0	0.0005	0.0001	0.0015	0.0006	0.0002	0.0000
5000.0	0.0005	0.0001	0.0013	0.0005	0.0001	0.0000
10000.0	0.0002	0.0000	0.0004	0.0002	0.0000	0.0000
11000.0	0.0001	0.0000	0.0004	0.0002	0.0000	0.0000
12000.0	0.0001	0.0000	0.0003	0.0001	0.0000	0.0000
13000.0	0.0001	0.0000	0.0003	0.0001	0.0000	0.0000
14000.0	0.0001	0.0000	0.0003	0.0001	0.0000	0.0000
15000.0	0.0001	0.0000	0.0003	0.0001	0.0000	0.0000
20000.0	0.0001	0.0000	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000
25000.0	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000
下风向最大浓度	0.0955	0.0191	0.2701	0.1081	0.0293	0.0065
下风向最大浓度出现 距离	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0
D10%最远距离	/	/	/	/	/	/

表 5.1-12 项目扩建拉油点单个加热炉废气估算模式计算结果

距源中心下风向距离 (m)	SO ₂ 浓度 (μg/m ³)	SO ₂ 占标 率(%)	NO _x 浓度 (μg/m ³)	NO _x 占 标率(%)	PM ₁₀ 浓度 (μg/m ³)	PM ₁₀ 占 标率(%)
50.0	0.0938	0.0188	0.2653	0.1061	0.0288	0.0064
100.0	0.0917	0.0183	0.2592	0.1037	0.0281	0.0063
200.0	0.0708	0.0142	0.2002	0.0801	0.0217	0.0048
300.0	0.0439	0.0088	0.1241	0.0497	0.0135	0.0030
400.0	0.0288	0.0058	0.0814	0.0326	0.0088	0.0020
500.0	0.0203	0.0041	0.0573	0.0229	0.0062	0.0014
600.0	0.0151	0.0030	0.0427	0.0171	0.0046	0.0010
700.0	0.0117	0.0023	0.0332	0.0133	0.0036	0.0008
800.0	0.0095	0.0019	0.0267	0.0107	0.0029	0.0006
900.0	0.0077	0.0015	0.0218	0.0087	0.0024	0.0005
1000.0	0.0064	0.0013	0.0182	0.0073	0.0020	0.0004
1200.0	0.0048	0.0010	0.0136	0.0054	0.0015	0.0003

1400.0	0.0037	0.0007	0.0104	0.0041	0.0011	0.0003
1600.0	0.0030	0.0006	0.0084	0.0034	0.0009	0.0002
1800.0	0.0025	0.0005	0.0070	0.0028	0.0008	0.0002
2000.0	0.0021	0.0004	0.0058	0.0023	0.0006	0.0001
2500.0	0.0014	0.0003	0.0040	0.0016	0.0004	0.0001
3000.0	0.0010	0.0002	0.0029	0.0012	0.0003	0.0001
3500.0	0.0008	0.0002	0.0023	0.0009	0.0003	0.0001
4000.0	0.0007	0.0001	0.0020	0.0008	0.0002	0.0000
4500.0	0.0006	0.0001	0.0016	0.0006	0.0002	0.0000
5000.0	0.0005	0.0001	0.0014	0.0005	0.0001	0.0000
10000.0	0.0002	0.0000	0.0005	0.0002	0.0001	0.0000
11000.0	0.0001	0.0000	0.0004	0.0002	0.0000	0.0000
12000.0	0.0001	0.0000	0.0004	0.0001	0.0000	0.0000
13000.0	0.0001	0.0000	0.0003	0.0001	0.0000	0.0000
14000.0	0.0001	0.0000	0.0003	0.0001	0.0000	0.0000
15000.0	0.0001	0.0000	0.0003	0.0001	0.0000	0.0000
20000.0	0.0001	0.0000	0.0002	0.0001	0.0000	0.0000
25000.0	0.0000	0.0000	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000
下风向最大浓度	0.0955	0.0191	0.2700	0.1080	0.0293	0.0065
下风向最大浓度出现距离	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0
D10%最远距离	/	/	/	/	/	/

表 5.1-13 项目新建注汽站单个加热炉废气估算模式计算结果

距源中心下风向距离(m)	SO ₂ 浓度(μg/m ³)	SO ₂ 占标率(%)	NO _x 浓度(μg/m ³)	NO _x 占标率(%)	PM ₁₀ 浓度(μg/m ³)	PM ₁₀ 占标率(%)
50.0	3.2057	0.6411	13.0804	5.2322	1.6887	0.3753
100.0	3.1331	0.6266	12.7842	5.1137	1.6505	0.3668
200.0	2.5092	0.5018	10.2384	4.0954	1.3218	0.2937
300.0	1.5622	0.3124	6.3743	2.5497	0.8229	0.1829
400.0	1.0417	0.2083	4.2505	1.7002	0.5488	0.1219
500.0	0.7345	0.1469	2.9968	1.1987	0.3869	0.0860
600.0	0.5533	0.1107	2.2576	0.9030	0.2915	0.0648
700.0	0.4367	0.0873	1.7819	0.7128	0.2301	0.0511
800.0	0.3524	0.0705	1.4380	0.5752	0.1856	0.0413
900.0	0.2871	0.0574	1.1716	0.4687	0.1513	0.0336
1000.0	0.2435	0.0487	0.9935	0.3974	0.1283	0.0285
1200.0	0.1792	0.0358	0.7312	0.2925	0.0944	0.0210
1400.0	0.1381	0.0276	0.5634	0.2253	0.0727	0.0162
1600.0	0.1123	0.0225	0.4582	0.1833	0.0592	0.0131

1800.0	0.0900	0.0180	0.3673	0.1469	0.0474	0.0105
2000.0	0.0737	0.0147	0.3009	0.1204	0.0388	0.0086
2500.0	0.0538	0.0108	0.2197	0.0879	0.0284	0.0063
3000.0	0.0405	0.0081	0.1654	0.0661	0.0214	0.0047
3500.0	0.0308	0.0062	0.1258	0.0503	0.0162	0.0036
4000.0	0.0250	0.0050	0.1021	0.0408	0.0132	0.0029
4500.0	0.0202	0.0040	0.0825	0.0330	0.0107	0.0024
5000.0	0.0177	0.0035	0.0722	0.0289	0.0093	0.0021
10000.0	0.0060	0.0012	0.0246	0.0099	0.0032	0.0007
11000.0	0.0052	0.0010	0.0214	0.0085	0.0028	0.0006
12000.0	0.0046	0.0009	0.0188	0.0075	0.0024	0.0005
13000.0	0.0041	0.0008	0.0167	0.0067	0.0022	0.0005
14000.0	0.0037	0.0007	0.0150	0.0060	0.0019	0.0004
15000.0	0.0034	0.0007	0.0138	0.0055	0.0018	0.0004
20000.0	0.0024	0.0005	0.0100	0.0040	0.0013	0.0003
25000.0	0.0016	0.0003	0.0066	0.0026	0.0009	0.0002
下风向最大浓度	3.3488	0.6698	13.6643	5.4657	1.7641	0.3920
下风向最大浓度出现距离	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0
D10%最远距离	/	/	/	/	/	/

表 5.1-14 项目新建热水站加热炉废气估算模式计算结果

距源中心下风向距离 (m)	SO ₂ 浓度 (μg/m ³)	SO ₂ 占标率 (%)	NO _x 浓度 (μg/m ³)	NO _x 占标率 (%)	PM ₁₀ 浓度 (μg/m ³)	PM ₁₀ 占标率 (%)
50.0	0.4251	0.0850	0.9919	0.3967	0.2834	0.0630
100.0	0.4088	0.0818	0.9540	0.3816	0.2726	0.0606
200.0	0.3004	0.0601	0.7011	0.2804	0.2003	0.0445
300.0	0.1836	0.0367	0.4285	0.1714	0.1224	0.0272
400.0	0.1199	0.0240	0.2798	0.1119	0.0800	0.0178
500.0	0.0842	0.0168	0.1965	0.0786	0.0561	0.0125
600.0	0.0625	0.0125	0.1457	0.0583	0.0416	0.0093
700.0	0.0482	0.0096	0.1126	0.0450	0.0322	0.0071
800.0	0.0389	0.0078	0.0908	0.0363	0.0259	0.0058
900.0	0.0323	0.0065	0.0753	0.0301	0.0215	0.0048
1000.0	0.0271	0.0054	0.0633	0.0253	0.0181	0.0040
1200.0	0.0201	0.0040	0.0469	0.0188	0.0134	0.0030
1400.0	0.0155	0.0031	0.0362	0.0145	0.0104	0.0023
1600.0	0.0125	0.0025	0.0291	0.0116	0.0083	0.0018

1800.0	0.0104	0.0021	0.0242	0.0097	0.0069	0.0015
2000.0	0.0088	0.0018	0.0205	0.0082	0.0059	0.0013
2500.0	0.0062	0.0012	0.0144	0.0058	0.0041	0.0009
3000.0	0.0046	0.0009	0.0107	0.0043	0.0031	0.0007
3500.0	0.0037	0.0007	0.0086	0.0034	0.0024	0.0005
4000.0	0.0030	0.0006	0.0070	0.0028	0.0020	0.0004
4500.0	0.0025	0.0005	0.0058	0.0023	0.0017	0.0004
5000.0	0.0021	0.0004	0.0050	0.0020	0.0014	0.0003
10000.0	0.0007	0.0001	0.0016	0.0006	0.0004	0.0001
11000.0	0.0006	0.0001	0.0015	0.0006	0.0004	0.0001
12000.0	0.0006	0.0001	0.0013	0.0005	0.0004	0.0001
13000.0	0.0005	0.0001	0.0012	0.0005	0.0003	0.0001
14000.0	0.0005	0.0001	0.0011	0.0004	0.0003	0.0001
15000.0	0.0004	0.0001	0.0009	0.0004	0.0003	0.0001
20000.0	0.0003	0.0001	0.0006	0.0002	0.0002	0.0000
25000.0	0.0002	0.0000	0.0005	0.0002	0.0001	0.0000
下风向最大浓度	0.4320	0.0864	1.0081	0.4032	0.2880	0.0640
下风向最大浓度出现距离	119.0	119.0	119.0	119.0	119.0	119.0
D10%最远距离	/	/	/	/	/	/

本项目 Pmax 最大值出现在注汽站加热炉排放的 NOx，Pmax 值为 7.3380%，Cmax 为 18.3449 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

（3）污染物排放量核算

①正常工况下大气污染物年排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），对于二级评价项目一般性要求是不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算，提出污染源监测计划。本项目大气污染物有组织排放量核算见表 5.1-15、无组织排放量核算见表 5.1-16。

表 5.1-15 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度	核算排放速率	核算年排放量
一般排放口					
1	拉油点加热装置	SO ₂	29mg/m ³	0.0435kg/h	0.375t/a
		NO _x	83mg/m ³	0.123kg/h	1.08t/a

		颗粒物	9mg/m ³	0.01335kg/h	0.117t/a
2	注汽站加热装置	SO ₂	17.1mg/m ³	0.336kg/h	2.94t/a
		NO _x	69.9mg/m ³	1.371kg/h	12t/a
		颗粒物	9mg/m ³	0.177kg/h	1.56t/a
3	热水站加热装置	SO ₂	29.41mg/m ³	0.012kg/h	0.102t/a
		NO _x	68.92mg/m ³	0.028kg/h	0.239t/a
		颗粒物	21.05mg/m ³	0.008kg/h	0.073t/a
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			3.417t/a
		NO _x			13.319t/a
		颗粒物			1.75t/a

表 5.1-13 大气污染物无组织排放量核算

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准 (μg/m ³)		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	井场、管线等	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程，井口安装密封垫	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020) 5.9 中规定要求	4.0	68.61
2	拉油点	油气集输	非甲烷总烃	运输罐车平时加强检修，保持油罐上盖和胶皮管法门的密闭性。原油装车后要求司机盖好上面的盖子，拧紧阀门			
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃		68.61	

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-14。

表 5.1-14 本项目大气污染物年排放量核算

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	68.61
2	SO ₂	3.417
3	NO _x	13.319
4	颗粒物	1.75

②非正常工况下大气污染物年排放量核算

根据工程分析可知，本项目涉及的非正常工况条件下的废气排放主要为井场、场站设备检修时非甲烷总烃的溢散，一般情况下检修时间较短（1-2d），非甲烷总烃溢散量

难以核算，且项目均处于野外，扩散条件较好，不会对周围大气环境造成较大影响。

(3) 大气环境保护距离

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

5.1.3 评价结论

通过在施工期采用洒水抑尘、设置施工围挡、遮盖苫布等措施后对周围大气影响较小，且环境影响施工结束后影响即消除；在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场、拉油点排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中无组织排放监控浓度限值，根据预测分析，本项目井场排放的非甲烷总烃最大落地浓度为 $124.29\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率为 6.2145%，满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准限值，项目运行后对周边环境敏感点影响较小；依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值及《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 2023 年 1 月 1 日前厂界执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值，2023 年 1 月 1 日起边界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求），场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。通过采取过程全控制的措施，满足相关标准的要求。通过预测可知，本项目对大气环境影响较小，无需设置大气环境保护区域。大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.2 地表水环境影响评价

项目区域地表水体有八运河。八运河位于来斜 9503 井西南侧 1400m。

施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是钻井污水及生活污水，污染因子主要为石油类、COD、氨氮。

运营期产生的废水主要为作业废水、油田采出液中分离的含油污水和锅炉生产排水，

主要污染因子为石油类。

5.2.1 正常工况下地表水环境影响分析

正常工况下，项目施工期产生的钻井废水排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》(DB23/T693-2000)及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路；施工人员生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整。

运行期油田采出水进入龙一联合含油污水处理站处理后回注油层；检修作业污水、清防蜡洗井废水通过罐车回收后送龙一联合含油污水处理站处理后回注油层，不外排。锅炉生产排水进入龙一联合含油污水处理站处理后回注油层，不外排。龙一联合含油污水处理站处理后废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”。规定综上所述，本项目废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，因此，正常工况下对区域内地表水体几乎不产生影响。

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

(1) 地表水环境保护措施有效性

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

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体、湿地，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、检修作业污水回收装置、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；距离地表水体八运河较近的井场设置护坡，护坡高度应高出水泡最高水位 50~80cm，将事故

产生的污油污水截留在井场内。

②油井洗井采用化学加药清蜡为主，高压蒸汽热洗为辅。即为防止油井结蜡影响生产，定期向油井加清防蜡剂，在清防蜡剂效果不好时，采用高压蒸汽热洗装置对油井进行热洗，清防蜡剂或热洗水均进入集油流程，不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

③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；

④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检修作业污水进行回收，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；

⑤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，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

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

(2) 依托污水处理站的环境可行性

①污水站处理工艺及处理能力可行性分析

本项目100口油井采出水依托龙一联合油污水处理站处理，站内主要工艺为“两级沉降+两级过滤”，设计出水水质指标为“8、3、2”，设计污水处理量为7500m³/d。目前实际污水处理量为5106m³/d，本项目新增污水281.94m³/d，本项目投产后龙一联合油污水处理站负荷率为73.6%，可以满足新增产能污水处理要求。

②污水站处理达标后回注的环境可行性分析

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

本次引用《泰康油田江桥及阿拉新稠油油藏产能建设工程环境影响报告书》中监测数据，委托大庆中环评价检测有限公司于2021年6月7日~8日对龙一联合油污水处理

站出水水质进行监测，处理后水质为含油量 4.64~5.17mg/L、悬浮固体为 1~3mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L、粒径中值≤2μm”标准，处理后污水回注油层，符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中相关要求。

5.2.2 非正常工况下地表水环境影响分析

非正常工况下对地表水体构成污染的污染源主要为检修作业污水、清防蜡洗井废水地表径流可能携带部分落地油进入水环境。根据前述工程分析可知：

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

（2）作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，距离地表水体较近油井井场四周设置围堰，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。

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

综上，非正常工况下，通过上述的相应措施，项目对地表水体不会产生影响。

5.2.3 施工期对自然保护区水环境影响分析

本工程的施工期会产生的生活污水、钻井污水、废射孔液和废弃泥浆。通过上述“环境影响分析”小节内容得知，工程施工期生活污水进入营地污水池，施工结束后进行卫生填埋处理；钻井污水、废弃泥浆暂存于钢制泥浆槽，由罐车拉运至依托《大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理项目》中新建钻井废弃泥浆无害化处理线进行处理；可见施工期的污染物不会对自然保护区水环境产生影响。

同时，为了有效保护地下水，本工程钻井过程中采取固井措施，一方面加固井壁，同时也有分隔地层的作用，使各个不相连通的地层分隔开来，保持其原有的循环运移道路。保证钻孔固井质量是保护油田地下水的有效措施，钻井过程中使用三层套管。在固

井质量可靠的基础上，一般井管泄漏的可能性极小。

综上所述，本工程对保护区水环境的影响较小。

5.2.4 地表水环境影响评价结论

本项目的开发建设在正常工况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境不会产生不良影响。在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响。因此，建议企业加强管理，事故发生时及时采取防治措施，避免对周围水体产生影响。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 水文地质条件分析

(1) 地层组成

评价区内浅部地层从老到新依次为新近系泰康组（N2t）和第四系（Q）。

1) 新近系泰康组（N2t）

评价区内新近系泰康组地层广泛分布，发育良好。岩性：上部为灰绿、黄绿色泥岩。下部为灰白色块状砂砾岩。本组地层与下伏地层为不整合接触。

2) 第四系(Q)

评价区广泛分布，上部为黄褐色粉质黏土，局部夹薄层粉砂，垂直节理发育，具有较大孔隙；中部由大量黄色和灰色粉细砂组成，局部夹灰色粉质黏土，底部为灰白色砂砾石。

本组地层与下伏地层为不整合接触。评价区域地质剖面图见图 4.5-1。

(2) 地层结构特征

1) 粉质黏土：黄褐-灰褐色，可塑，冲积成因，渗透性差，为微透水层，土质均匀，局部夹厚层粉土。层顶高程 122.20-134.33m，本层厚度分布不均匀，1.4-7.3m 不等，区域内广泛分布。

2) 粉细砂：多数为灰色，局部黄褐-灰褐色，主要矿物成分为石英、长石，含少量云母等暗色矿物，级配差，渗透性较好，为中等透水层，局部夹薄层粉质。

(3) 地下水含水层

分布于全区，由于地形、地貌及地层结构的不同，其含水层厚度、水位埋深、水质、富水性及地下水类型有较大的差异，按地下水类型分述如下：

1) 山前微倾斜扇形平原孔隙潜水

分布于本区的西部，含水层岩性以砂砾石为主，沿水平方向从扇顶到前缘颗粒由粗变细，粘性土与砂等细颗粒夹层增多，含水层厚度一般为 10-20m，由西向东由薄变厚，地下水水位埋深 2-5m，含水层埋藏浅，上覆较薄的亚粘土、亚砂土，有利于大气降水的渗入，河水的渗漏补给，并接受山丘区地下迳流的侧向补给，含水层富水性强，富水性由扇顶向前缘逐渐增强，单井涌水量由 1000—3000m³ / d，增加到 3000-5000m³ / d。地下水水化学类型以重碳酸钙型水为主，矿化度 0.13—0.17g / L，PH 值 7.0—7.5，总硬度 0.71—2.50mm / L。

2) 低平原孔隙潜水

分布于嫩江的两侧，在大兴—汤池镇一带，含水层以砂、砂砾石为主，厚度一般为 10-50m，地下水水位埋深多小于 3m，局部大于 5m，含水层颗粒较粗，埋藏浅，包气带岩性多为亚砂土、粉细砂、细砂等，有利于大气降水的渗入补给，富水性由西向东逐渐减弱，单井涌水量由 1000-3000m³ / d，逐渐递减到 500-1000m³ / d，地下水水化学类型以重碳酸钙钠、重碳酸钠钙型水为主，矿化度 0.37—1.06g / L，PH 值 6.70—6.90。在扇形平原以东，嫩江以西一带，含水层岩性以粉细砂、粗砂为主，厚度 7-35m，含水层颗粒由西向东逐渐变细，地下水水位埋深 1-5.5m，含水层埋藏较浅，上覆亚砂土、亚粘土、粉细砂等，有利于大气降水渗入补给。富水性由西向东逐渐减弱，单井涌水量由 1000-3000m³/d，逐渐递减到 100-500m³/d，地下水水化学类型以重碳酸钙、重碳酸钙镁型水为主，局部为重碳酸钙钠型水，矿化度 0.18-1.0g/L，PH 值 7.22—8.02。

3) 河谷平原孔隙潜水

分布于嫩江河谷高低漫滩中，含水层由全新统砂、砂砾石组成，含水层厚度一般为 5-15m，水位埋深小于 5m，含水层颗粒粗，透水性好，地势低平，上覆亚粘土、亚砂土较薄，有利于大气降水、河水渗入补给。富水性较强，单井涌水量 3000-5000m³ / d，局部地段单井涌水量 1000-3000m³ / d。地下水水化学类型以重碳酸钙、重碳酸钙钠型水为主，矿化度小于 0.5g / L。

4) 松散岩类孔隙承压水

分布于扇形平原的前缘及广大低平原区，含水层由中、下更新统含砾砂、砂砾石、细砂、中粗砂组成，含水层厚度 30-70m，并由西向东逐渐增大，汤池镇一带厚度可达 70-100m，承压水顶板埋深 40-55m，含水层顶板在扇形平原处尖灭，并与上更新统孔隙潜水含水层连通，构成统一的含水层(组)，由于亚粘土隔水顶板分布不稳定，致使该层承压水与上层潜水有较密切的水力联系，地下水水位埋深小于 10m，承压水通过上部隔水层可得到潜水的越流补给及西部、北部临区地下水侧向径流补给。受含水层岩性的影

响，靠近扇形平原边缘地带地下水丰富，单井涌水量 1000-3000m³ / d，向东部富水性逐渐变弱，单井涌水量 500-1000m³ / d，水化学类型以重碳酸钙、重碳酸钙钠型为主，局部为重碳酸钙镁型水，矿化度 0.16-0.18g / L，PH 值 7.2-8.62。

5) 碎屑岩类裂隙孔隙承压水

分布于区域内，含水层由大安组的砂岩、砂砾岩组成，成岩作用差，呈半胶结状态。含水层厚度一般在 10-50m，由中部向两侧变薄，顶板埋深一般为 190-220m，承压水头高一般可自流，根据 szk32 号钻孔资料，单井涌水量可达 344.56m³ / d，地下水水头高出地面 4.73m，水化学类型为重碳酸钠型水，矿化度 0.23g / L，该层地下水分布稳定，水质好，为较好的后备水源。

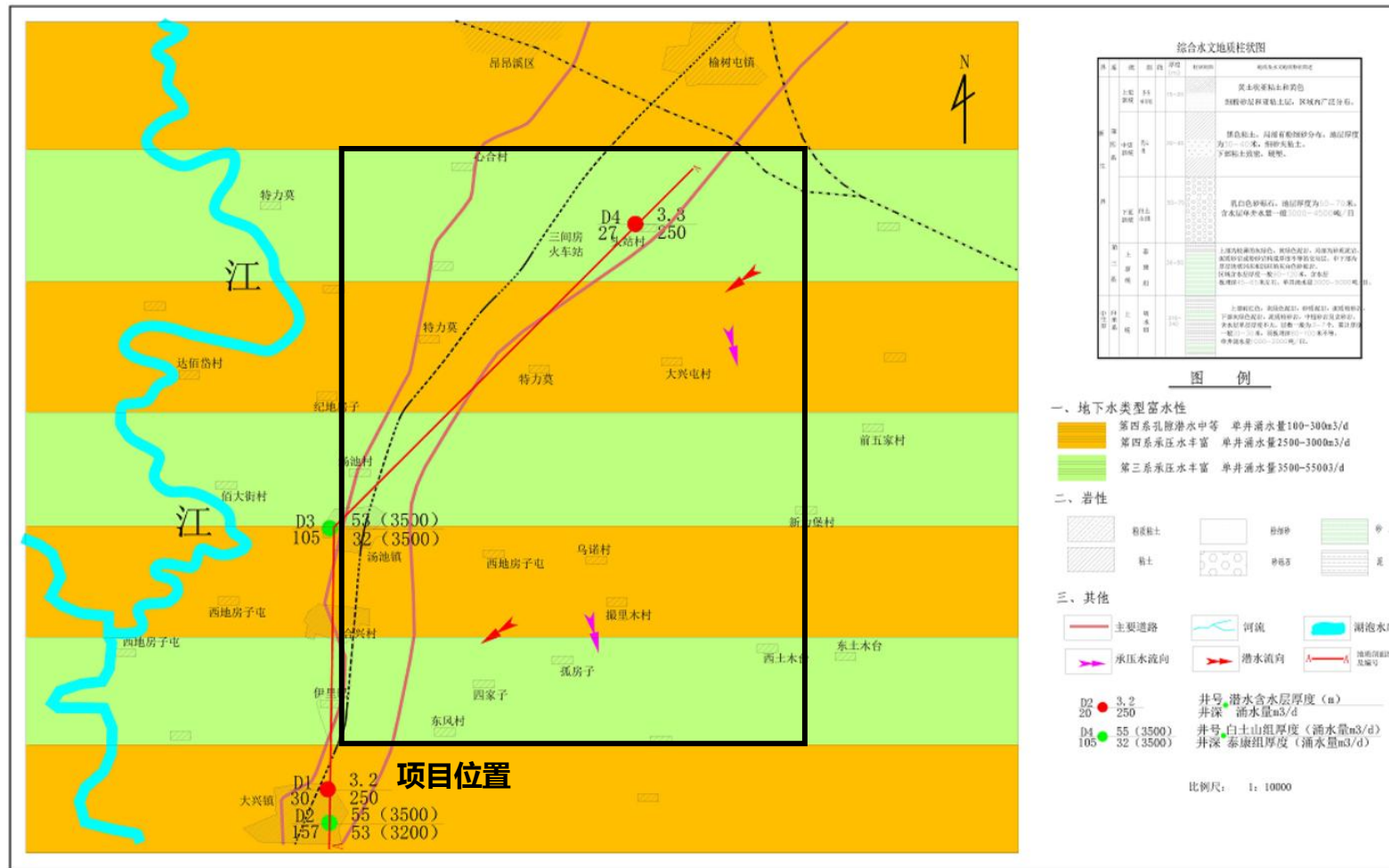


图 5.3-1 区域综合水文地质图

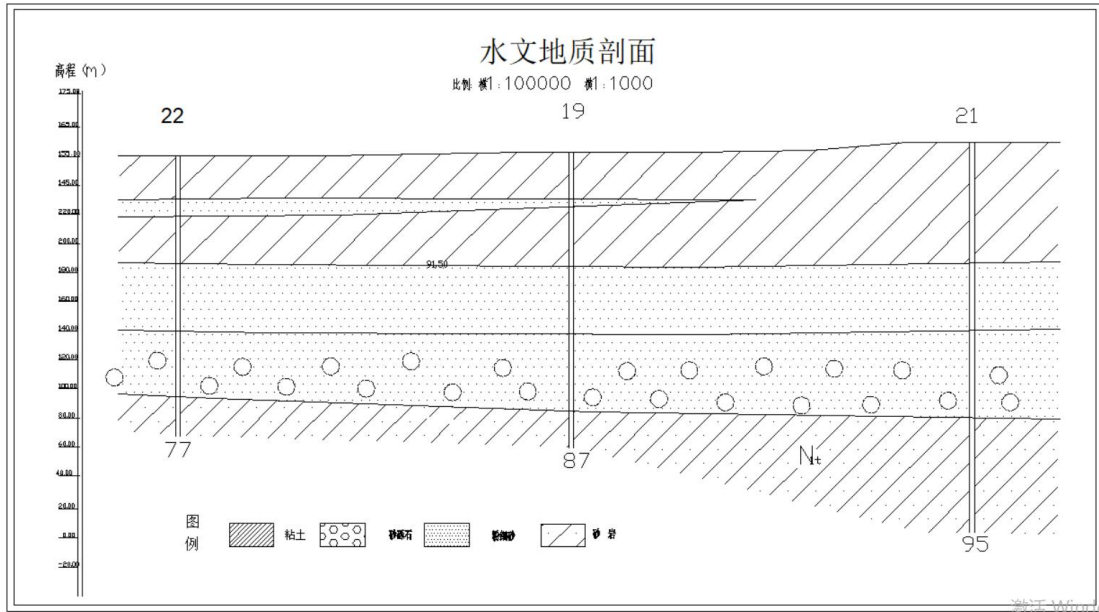


图 5.3-2 区域水文地质剖面图

(4) 地下水的补给、径流和排泄条件

松散岩孔隙潜水含水层由于埋藏较浅，主要接受大气降水补给，同时松散岩孔隙潜水接受河流补给和湖泊补给等。区域潜水含水层颗粒较粗，覆盖层较薄，大气降雨和河流补给条件较好，因此，每年的 7-9 月份随着降雨量的增大，潜水地下水水位较高，2008 年开始，由于降雨增加，补给量增大，水位有所回升。

根据多年地下水监测资料分析，潜水含水层经过多年开采，区域内潜水水位埋深在 2.3-7.5m 之间，地下水水位在下降，承压水水位埋深在 5.3-12.7m 之间。

区域潜水排泄方式为蒸发和人工开采。

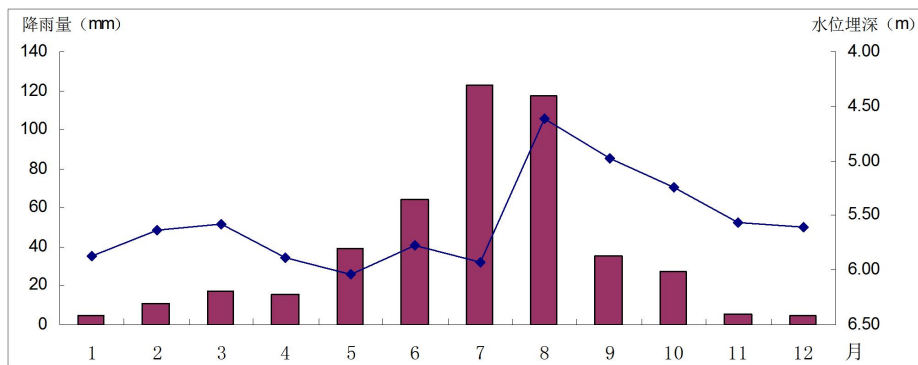


图 5.3-3 承压水水位埋深年际变化关系曲线

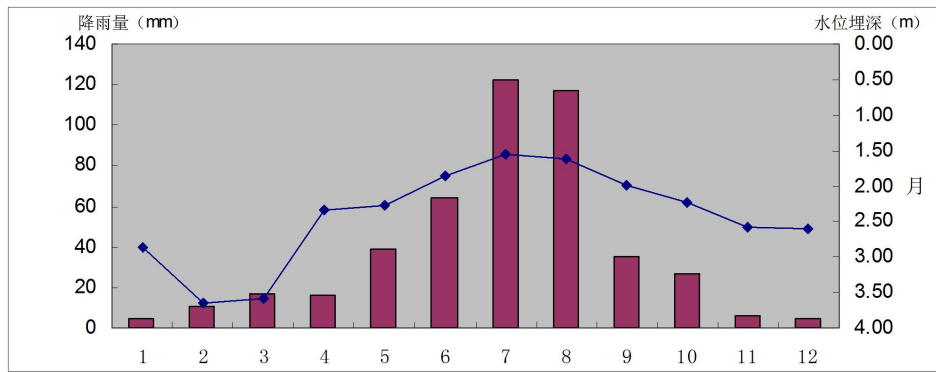


图 5.3-4 潜水水位埋深变化关系曲线

1) 潜水地下水水位动态变化特征

区域潜水含水层埋深较浅，含水层岩性为粉细砂，水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大，根据水位监测结果表明，区域潜水水位埋深 3.2m-4.2m 之间，区域潜水埋深变化较小，水位变化差 1.5m 左右。

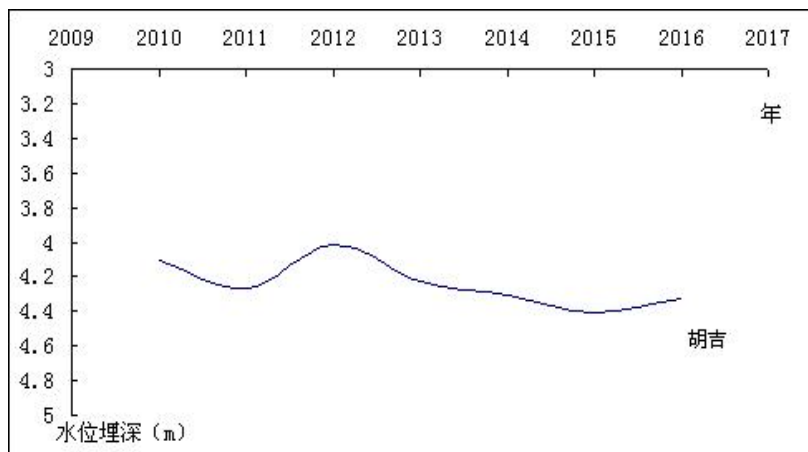


图 5.3-5 区域潜水水位埋深变化曲线

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泰康组砂岩裂隙孔隙承压含水层，承压水受多年地下水开采，承压水地下水位总的趋势呈下降趋势。根据近年区域地下水动态监测井水位监测分析，地下水水位变化主要受开采量的影响，水位埋深由开采初期为 4.0-6.0m，水位下降最大深度 12.2m。目前基本处于稳定状态。

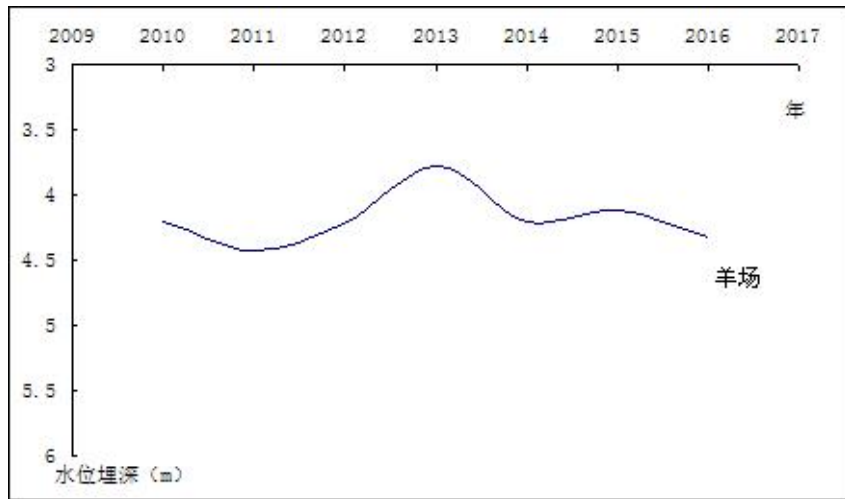


图 5.3-6 区域地下水承压水监测井水位埋深变化曲线

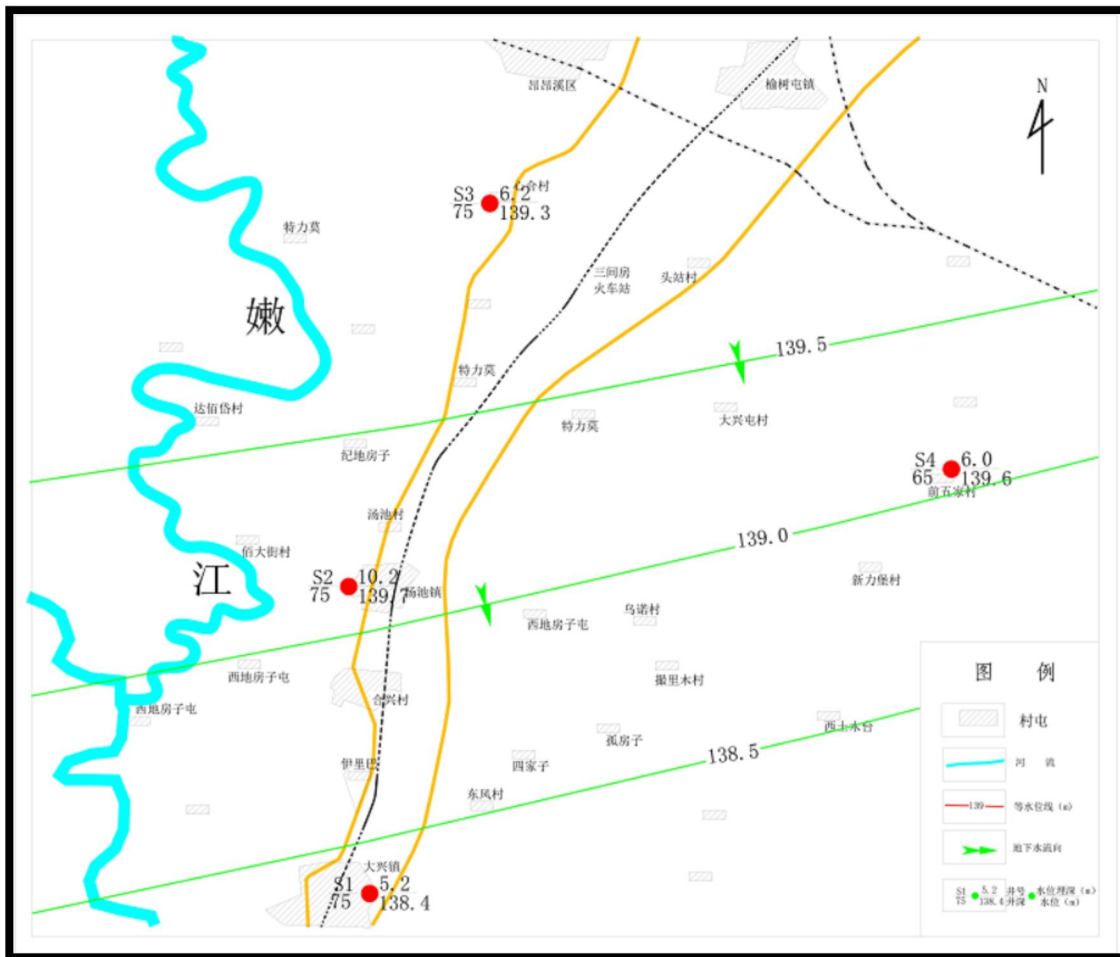


图 5.3-7 区域承压水等水位线图

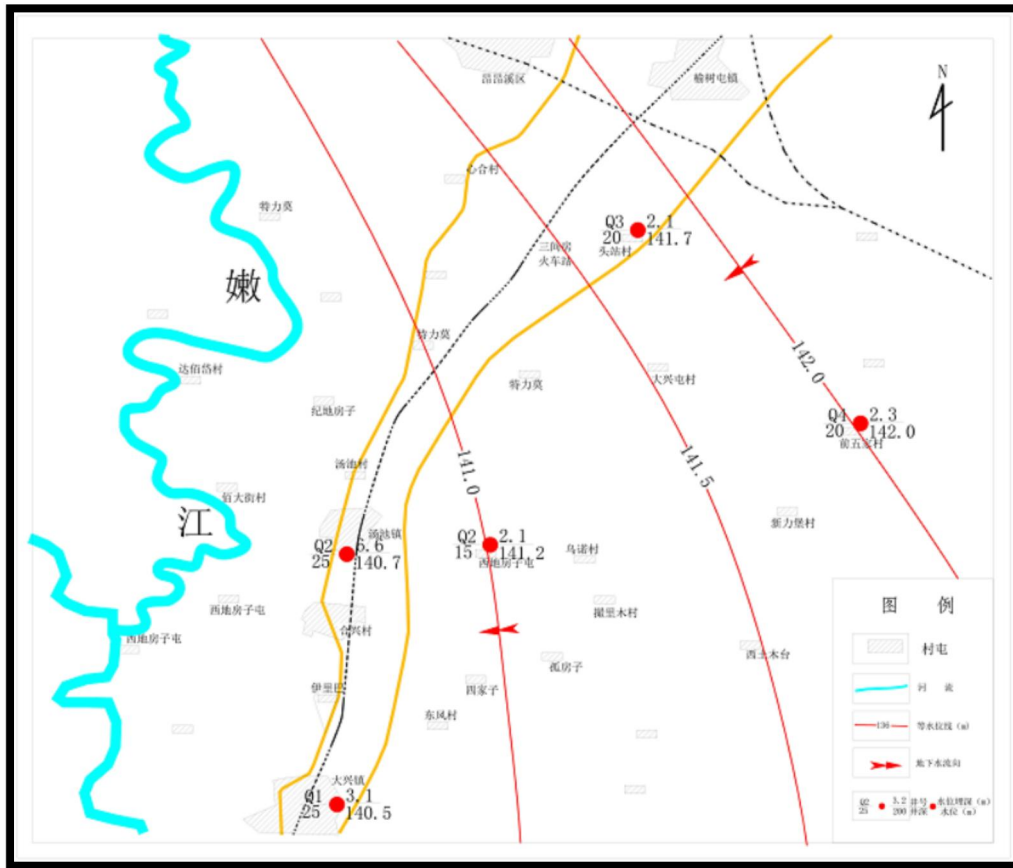


图 5.3-8 区域潜水等水位线图

5.3.2 正常情况下地下水环境影响分析

(1) 施工期

① 钻井过程对地下水环境影响分析

本项目钻井期对地下水可能造成的影响主要是钻井过程中钻遇含水层时钻井液漏失对地下水造成影响。若漏失地层存在较多的裂隙时，漏失的钻井液就有可能沿着岩层裂隙进入地下水造成地下水污染。

钻井期间，本项目采用了无毒无害或毒性极小的水基钻井泥浆；为防止钻井泥浆上返地面后对土壤的污染，井场设泥浆接收罐车，泥浆不落地；钻井过程中使用双层套管，以保护地下水不受污染；表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的地下水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件；尽可能缩短水泥胶的稠化时间减少对地层水的污染；慎重使用水泥外加剂，表套固井不使用带毒性的水泥外加剂；提高钻井速度，减少钻井泥浆对地层水的污染及浸泡时间；固井水泥返高要求返至油层以上 100m，确保完全封闭此深度内的潜水层和

承压水层，保证地下水水质安全。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。

本项目射孔作业产生的废射孔液同废钻井液一起无害化处理。

②井场防渗旱厕对地下水环境影响分析

施工场地的生活污水经临时防渗旱厕收集，生活污水量非常少且是短期行为，生活污水清理后进行卫生填埋处理。

③柴油罐区对地下水影响分析

本项目钻井时期在各井场设置 1 个柴油罐区，占地面积 30m²，设钢制柴油罐 1 个/井场，为地上式刚制卧式罐，在罐区底部铺设 2mm 厚防渗土工布构筑防渗层，防渗系数 K 约为 1.0×10^{-10} cm/s，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层 ≥ 6.0 m， $K \leq 1 \times 10^{-7}$ cm/s”的要求。由于柴油罐为地上罐，即使发生泄漏也能够及时发现并处理，加之罐区场地已进行防渗处理，对地下水产生影响的可能性极小。

综上所述，项目正常情况下施工期钻井废水进入井场泥浆接收罐车中与废钻井液、岩屑、射孔液定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 ≤ 8 mg/L、悬浮固体含量 ≤ 3 mg/L、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路；施工场地的生活污水生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期进行清掏堆肥，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理，场地进行平整。因此，正常情况下施工期不会对地下水产生影响。

（2）运行期

项目营运期可能对地下水产生影响的污染物主要为含油污水、含油污泥、落地油等。

本项目产生的油田采出水井龙一联脱水站脱出后由龙一联站内管线输送至龙一联合站含油污水处理站处理达标后回注油层，检修作业废水由罐车拉运至龙一联合站含油污水处理

站处理达标后回注油层，含油污泥、落地油由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）要求后用于铺垫井场及通井路。因此，项目营运期正常工况下对地下水产生影响的可能较小。

5.3.3 非正常工况下地下水环境影响分析

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

（1）工程钻井期间，本项目采用了无毒无害或毒性极小的水基钻井泥浆，根据井身结构设计数据，钻井次序分为二开，其中一开井深下到浅水层底界 11m 以下，且在潜水层深度为双层套管（表层套管、生产套管），类比同类项目，采取水基钻井泥浆，一般钻井过程对地下水影响较小。

（2）运营期间，可能因管道老化、腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏，多发生在投产若干年后，一旦管道泄漏会有原油、含油污水溢出，对环境造成污染，但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。管道泄漏原油、含油污水首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，管道泄漏一般不会对承压水造成影响。

（3）可能由于固井质量不高发生井套管破裂，原油窜入含水层造成对地下水污染，该种情况可能对承压水含水层造成污染。

（4）可能由于拉油点储罐腐蚀导致穿孔破裂，原油滴落，由于拉油点定期巡查，储罐泄露较易被发现，且储罐为重点防渗，下铺聚乙烯薄膜，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。拉油点储罐泄露原油首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，储罐泄漏一般不会对承压水造成影响。

本项目预测情景模式见表 5.3-1。

表 5.3-1 地下水预测情景模式一览表

序号	泄漏类型	影响层位	场景选择	
			持续泄漏	短时泄漏

1	集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏	潜水	—	√
2	油井泄漏造成的含油物质泄漏	承压水	√	—
3	拉油点储罐破损造成的含油物质渗漏	潜水	—	√

情景一：电加热输油管道泄漏

(1) 预测源强

假设本项目输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，根据现场调查和大庆油田多年统计数据，管道设有压力监控，一旦发生泄漏管道压力就会出现异常，工作人员可在 1h 内发现，并采取关闭机泵等措施进行控制，泄漏时间取 1h，本项目单口油井平均产油量约为 1.3t/d，工程最多有 5 口油井位于一个平台，假设拟建油井集油管道完全断裂发生泄漏，泄漏 1h 的原油量为 $1.3 \times 5 / 24 \times 1000 = 217\text{kg}$ 。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天石油类在潜水中的运移情况。

表 5.3-2 非正常工况下电加热输油管道泄漏污染物预测源强

工程	预测因子	产油量	渗漏损失率 渗漏量	时间	泄露总量	污染物排泄模式
		t/d	%	h	kg	
输油管道泄露	石油类	6.5	10	1.0	217	间断

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

(3) 预测模型

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标;

t—时间, d;

C(x, y, t)—t时刻点 x, y 处的浓度, g/L;

M—含水层的厚度, m;

mM—瞬时注入的质量, kg;

u—水流速度, m/d;

n—有效孔隙度;

DL—纵向弥散系数, m²/d;

DT—横向 y 方向的弥散系数, m²/d。

(4) 参数选取

根据该地区的水文地质资料, 评价时分别取: 有效孔隙度 n 为 0.3; 水流速度 u 为 0.015m/d, 纵向弥散系数 0.2m²/d, 横向弥散系数 0.02m²/d, 潜水含水层厚度以 1.5m 计, 化学反应常数为 0, 地下水参数来源为《汤池区域水文地质评价》2021.11, 幕山。

(5) 预测结果

集油管道泄漏 100d、1000d 对地下水的影响预测结果见表 5.3-3、图 5.3-1~5.3-2。

表 5.3-3 集油管道泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	影响面积	超标最远距离	最远影响距离
石油类	100 天	991m ²	33.5m	35.5m
	1000 天	8068m ²	106m	112m

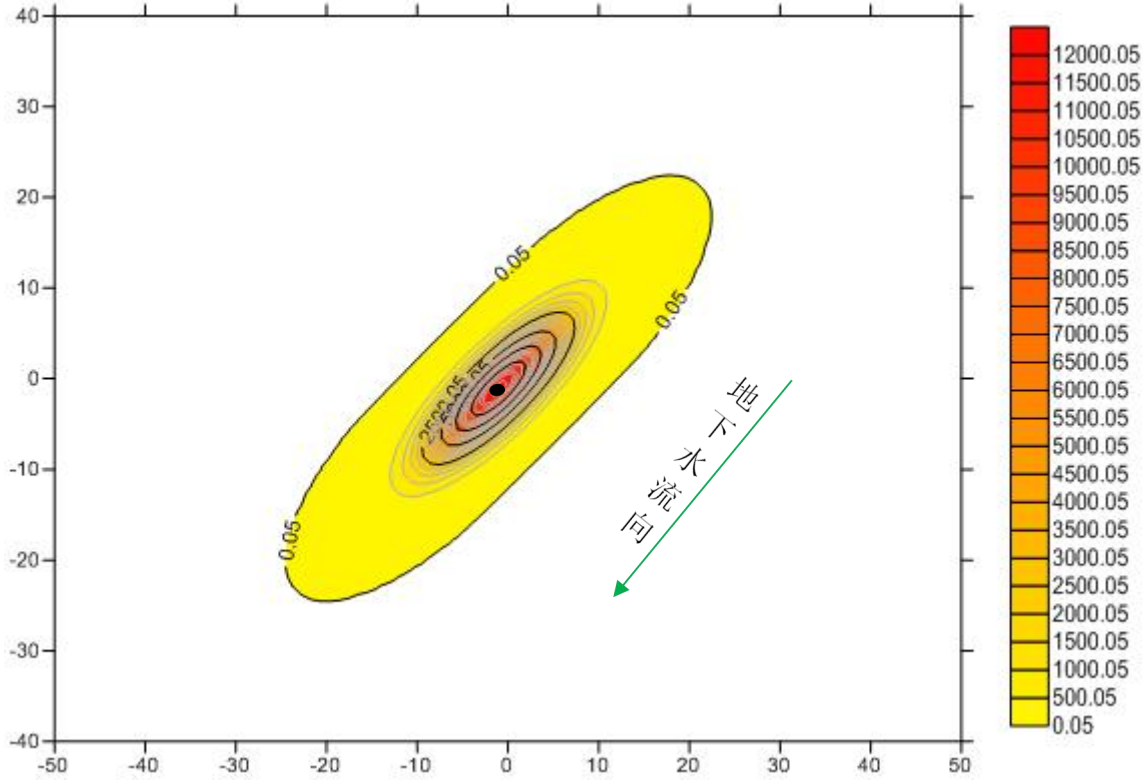


图 5.3-1 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图

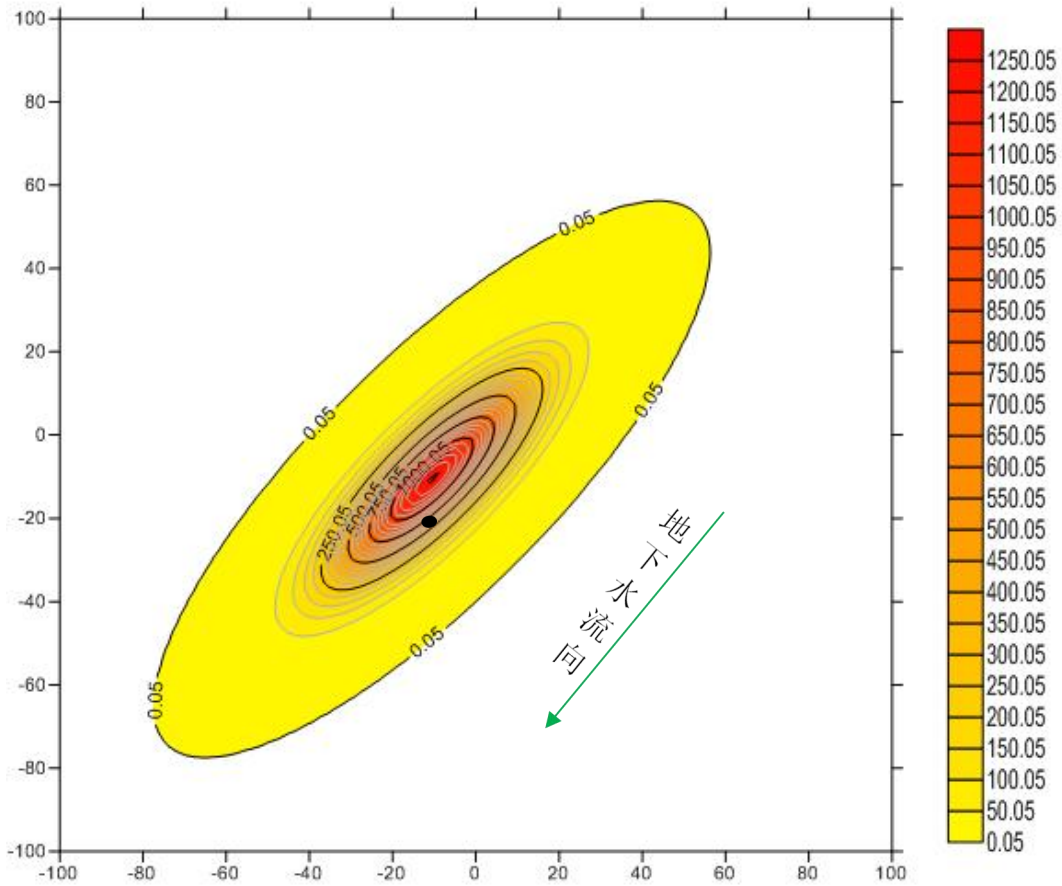


图 5.3-2 集油管道泄漏后 1000 天污染物浓度分布图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏 100d 后，超标距离最远为 33.5m，影响距离最远为下游 35.5m，预测范围内的影响面积为 991m²。集油管道泄漏 1000d 后，超标距离最远为 106m，影响距离最远为下游 112m，预测范围内的影响面积为 8068m²。由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。

情景二：油井套管破损泄漏

(1) 预测源强

假设油井套管破损发生泄漏，本项目单口油井产油量为 1.3t/d，最大平台油井数为 5 口，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以平台井产油量的 10%计，由于油井泄漏不能实时控制，因此该泄漏是不易被发现的，只能在井下作业时对油井套管检测等措施进行控制，泄漏的原油量为 650kg/d。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天石油类在地下水中的运移情况。

(2) 预测因子

油井套管发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类。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，因此，最终选取石油类作为本次评价预测特征因子。

(3) 预测模型

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

连续注入示踪剂——平面连续点源

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间, d；

C (x, y, t) —t时刻点 x, y 处的浓度, g/L；

M—含水层的厚度, m；

mt—单位时间注入的质量, kg/d；

u—水流速度, m/d；

n—有效孔隙度；

DL—纵向弥散系数, m²/d； DT—横向 y 方向的弥散系数, m²/d。

(4) 参数选取

根据该地区的水文地质条件, 评价区内承压水含水层的渗透系数为 25m/d, 有效孔隙度 n 为 0.25; 地下水流速为 0.0625m/d, 纵向弥散系数 0.2m²/d, 横向弥散系数 0.02m²/d, 承压水含水层厚度为 50m, 化学反应常数为 0, 地下水参数来源为《汤池区域水文地质评价》2021.11, 幕山。

(4) 预测结果

表 5.3-4 油井套管泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标距离	最远影响距离	影响面积
石油类	100 天	38m	40m	1129m ²
	1000 天	161m	167m	11179m ²

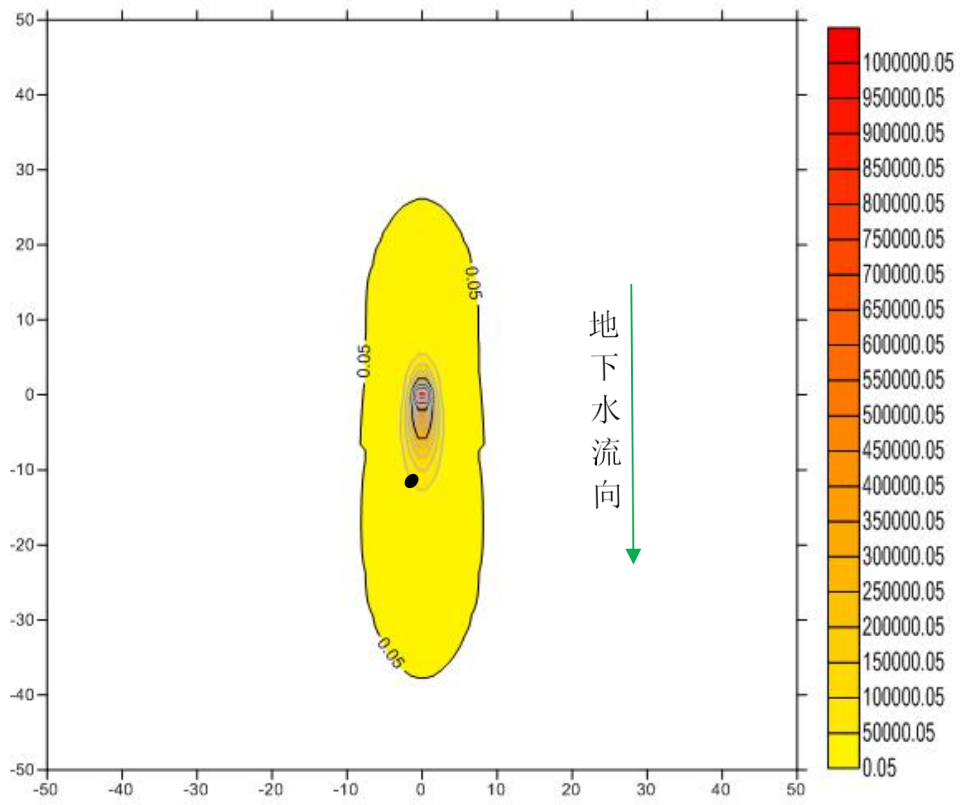


图 5.3-3 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图



图 5.3-4 油井套管泄漏 1000 天，石油类污染扩散平面图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，套损并固井层破损泄漏 100d 后，超标距离为下游 38m；影响距离为下游 40m，预测范围内影响面积为 1129m²。套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 161m；影响距离为下游 167m，预测范围内影响面积为 11179m²。

本区块油井距离饮用水井最近距离超过 200m，污染物在此处的浓度值极小，近似为零，所以本项目对环境敏感点的影响较小，但是应定期监测。

情景三：拉油点储罐破损泄漏

(1) 预测源强

假设拉油点储罐发生泄漏，多功能储罐距离地面悬空 0.5m，泄露极易被发现，本项目单个储罐容积为 40m³，假设储罐因腐蚀穿孔，穿孔大小为半径 1cm 的圆形，泄漏时间为 1h。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天石油类在潜水中的运移情况。

根据风险导则，液体泄露速率 Q_L 用伯努利方程计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

Q_L —液体泄露速率，kg/s；

P —容器内介质压力，Pa；

P_0 —环境压力，Pa；本次取 0.1MPa；

ρ —泄露液体密度，kg/m³；本项目取 850kg/m³

g —重力加速度，9.81m/s²；

h —裂口之上液位高度，m；

C_d —液体泄露系数，本项目取 0.65；

A —裂口面积，m²；

根据上述公式计算得到，拉油点储罐泄露速率 (Q_L) 为 1.09kg/s，泄漏时间为 1h，泄漏量为 3.924t。

(2) 预测因子

拉油点储罐发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在拉油点储罐发生泄漏情景下，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

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点 x, y 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mM—瞬时注入的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

（4）参数选取

根据该地区的水文地质资料，评价时分别取：有效孔隙度 n 为 0.3；水流速度 u 为 0.015m/d，纵向弥散系数 0.2m²/d，横向弥散系数 0.02m²/d，潜水含水层厚度以 1.5m 计，化学反应常数为 0，地下水参数来源为《汤池区域水文地质评价》2021.11，幕山。

（4）预测结果

表 5.3-5 拉油点储罐泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标距离	最远影响距离	影响面积
-----	------	------	--------	------

石油类	100 天	36.5m	38.5m	1287m ²
	1000 天	129m	134m	14223m ²

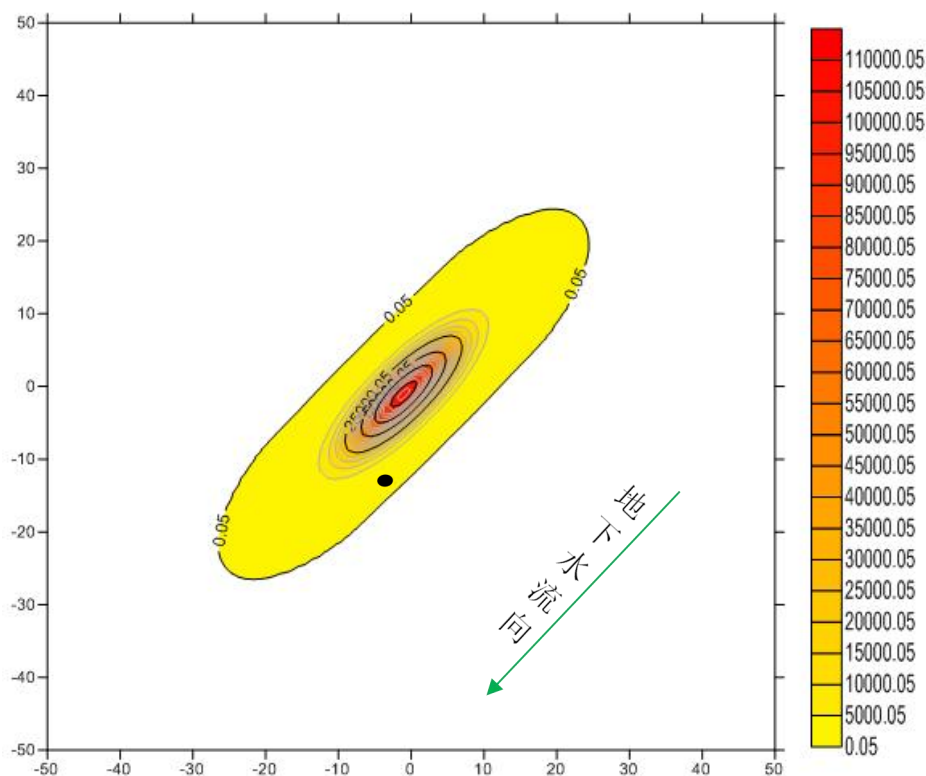


图 5.3-5 拉油点储罐泄漏 100 天石油类污染扩散平面图

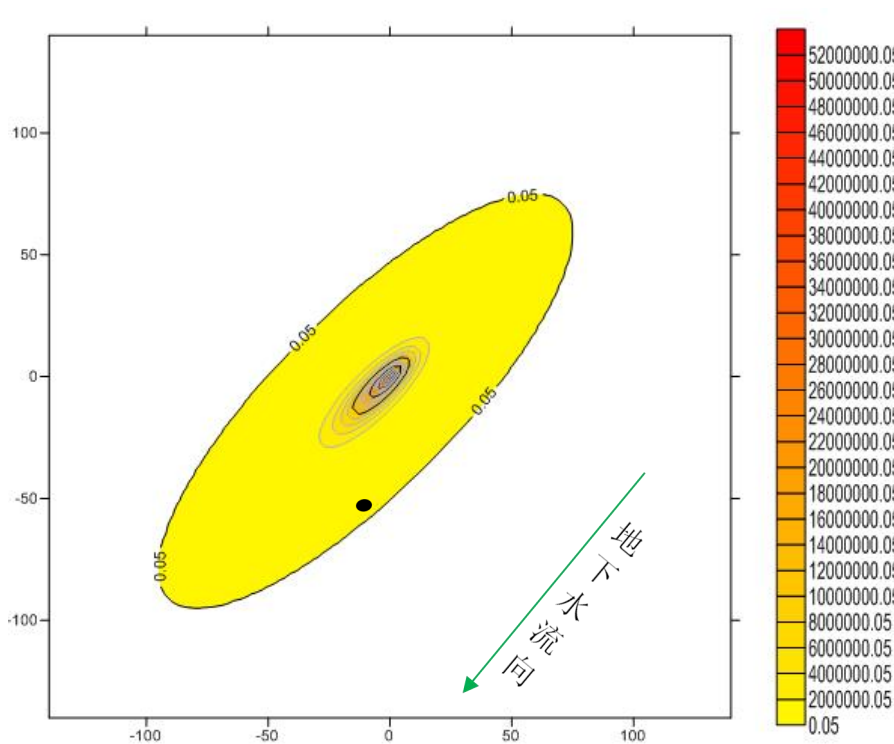


图 5.3-6 拉油点储罐泄漏 1000 天，石油类污染扩散平面图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，拉油点储罐泄漏 100d 后，超标距离为下游 36.5m；影响距离为下游 38.5m，预测范围内影响面积为 1287m²。拉油点储罐泄漏 1000d 后，超标距离为下游 129m；影响距离为下游 134m，预测范围内影响面积为 14223m²。

5.3.4 地下水环境影响评价结论

项目正常工况下不会对地下水环境产生影响。事故状况下，根据上述对油井套管破损、管线泄漏、拉油点储罐泄露三种情况对地下水的预测，主要污染物为石油类，由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。但本区块油井距离饮用水井最近距离为 313m，污染物在敏感点的浓度值未超标，所以本项目对环境敏感点的影响较小。

5.4 声环境影响预测与评价

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

5.4.1 施工期

5.4.1.1 主要噪声源强

本工程施工时产生的噪声源主要是挖掘机、搅拌机、推土机、压路机等设备噪声及运输车辆的交通噪声。

5.4.1.2 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。

5.4.1.3 施工期声环境影响预测

施工机械噪声衰减结果见表 5.4-1。

表 5.4-1 施工期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50 m	100 m	150 m	200 m	300m

柴油发电机	85	71	65	61	58	55
挖掘机	70	57	50	46	44	41
推土机	70	57	50	46	44	41
钻机	72	56	50	46	40	10
泥浆泵	65	51	45	41	38	35
振动筛	65	51	45	41	38	35
搅拌机	50	36	30	26	24	21
压路机	70	57	50	46	44	41
电焊机	50	36	30	26	24	21
运输车辆	65	51	45	41	38	35

由上表可以看出，主要机械在 100m 以外均能够达到建筑施工场界噪声昼间限值不超过 70dB(A)的要求，本项目最近敏感目标为来斜 9503 井南侧 140m 的乌诺屯，项目施工期产生噪声对其影响较小。

5.4.1.4 施工期对自然保护区声环境影响分析

本工程施工期对声环境的影响主要是由钻井施工机械、车辆造成的，主要机械在 50m 以外均能够达到建筑施工场界噪声昼间限值不超过 70 dB(A)的要求，在 200m 左右能够达到建筑施工场界噪声夜间限值不超过 55 dB(A)的要求。本项目距离扎龙国家级自然保护区最近的井位为 327#平台，327#平台东侧 1200m 为扎龙国家级自然保护区实验区。自然保护区不在本工程的声环境评价范围内。所以，本工程不会对扎龙国家级自然保护区的声环境影响较小。

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，可以保证施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，对周围环境及环保目标影响可以接受。

5.4.2 运行期

5.4.2.1 主要噪声源强

本项目运行期噪声源主要为井场抽油机，依托场站的机泵、加热炉等装置产生的持续性噪声源、油井作业过程中产生的间断性噪声源。主要噪声源为机泵、加热装置、抽油机等。

表 5.4-2 本工程运行期主要声源强度统计

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

2	拉油点	多功能储罐	75~85
3	注汽站	机泵	75~80
4	热水站	机泵	75~80

5.4.2.2 主要噪声源特点

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，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。

5.4.2.3 主要噪声源特点

油田运行期所产生的噪声污染贯穿油田生产的全过程，具有点多、分散的特点，其影响程度视油田生产中的设备发声强度和周围环境的功能要求而定。本工程主要噪声源为平台井井场。距离本项目油井最近的敏感点为来斜 9503 井南侧 140m 的乌诺屯。井数最多的井场为 331#井场（5 口井）。新建拉油点噪声主要为储罐排气筒噪声，本次预测选用多功能储罐最多的（4 台）305 号拉油点进行预测分析。新建注汽点及热水站噪声主要来源于机泵噪声。

5.4.2.4 噪声环境影响分析

（1）井场、拉油点噪声环境影响分析

采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的户外声源模式，户外声传播衰减包括几何发散（ A_{div} ）、大气吸收（ A_{atm} ）、地面效应（ A_{gr} ）、障碍物屏蔽（ A_{bar} ）、其他多方面效应（ A_{misc} ）引起的衰减。根据现场实际情况，本次计算只考虑几何发散（ A_{div} ）、大气吸收（ A_{atm} ）、地面效应（ A_{gr} ）三种情况。

$$L_p(r) = L_w + DC - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

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

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

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

式中：

$L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

DC ——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减, dB

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

r 、 r_0 ——声源至预测点和测量点的距离。

井场厂界预测结果见表 5.4-3, 声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表见表 5.4-4。

表 5.4-3 运营期井场厂界噪声预测结果 单位: dB(A)

预测井场	昼间噪声				夜间噪声			
	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
单井井场	42.3	42.05	42.21	42.23	40.45	40.3	40.43	40.45
331#丛式平台井场	48.2	48.03	48.31	48.2	44.88	44.5	45.1	44.88
拉油点	52.3	52.42	52.5	52.3	48.46	48.2	48.1	48.4

表 5.4-4 声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表 单位: dB(A)

声环境保护目标名称	噪声背景值		噪声现状值		噪声标准		噪声贡献值		噪声预测值		较现状增量		超标和达标情况	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
	乌诺屯	47.9	44.2	47.9	44.2	60	50	22.7	22.7	47.91	44.23	0.01	0.03	达标

由预测结果可知, 在运营期井场、拉油点厂界可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准的要求, 井场、拉油点噪声对周边敏感点的影响极小, 环境噪声可以满足《声环境质量标准》1 类标准要求。项目运行对周边声环境影响较小, 不会发生噪声扰民问题。

(2) 新建场站噪声环境影响分析

注汽点及热水站噪声主要来源于机泵噪声。

采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021) 中推荐的工业噪声预测计算模型。

$$L_{p2} = L_{p1} - (TL+6)$$

$$L_{p1i}(T) = 10 \lg \left(\sum_{j=1}^N 10^{0.1L_{p1ij}} \right)$$

式中:

L_{p1} ——靠近开口处（或窗户）室内某倍频带的声压级或 A 声级，dB；
 L_{p2} ——靠近开口处（或窗户）室外某倍频带的声压级或 A 声级，dB；
 TL ——隔墙（或窗户）倍频带或 A 声级的隔声量，dB；
 $L_{pli}(T)$ ——靠近围护结构处室内 N 个声源 i 倍频带的叠加声压级，dB；
 L_{plij} ——室内 j 声源 i 倍频带的声压级，dB；
 N ——室内声源总数；
 厂界预测结果见表 5.4-5。

表 5.4-5 厂界预测结果 单位：dB(A)

预测井场	昼间噪声				夜间噪声			
	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
305#注汽站	35.42	35.45	36.21	36.85	35.42	35.45	36.21	36.85
热水站	36.57	36.58	40.59	41.51	36.57	36.58	40.59	41.51

本项目新建场站机泵均采用低噪声设备，并采取基础减振措施，由预测结果可知，在运营期新建场站厂界可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求，且场站周边 200m 范围内无声环境敏感点，对周围声环境影响不大。

5.4.2.5 噪声环境影响分析

通过采取以上措施，本项目运营期注采井井场及依托场站产生的噪声影响可以控制在最小程度，不会对附近居民区及声环境造成不良影响。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期

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

(1) 废钻井液、钻井岩屑、射孔废液处理

根据《大庆油田开发建设对环境影响研究》课题研究成果，废弃泥浆如果不处理，长期以自然状态积存于井场，对土壤有机物含量影响不大，但会对土壤理化性质如 pH、总碱度、总盐产生一定影响。本项目在钻井过程中在每口井场设置一个 100m³ 钢制泥浆槽，废钻井液与钻井废水、钻井岩屑、废射孔液等废弃物暂存于井场泥浆槽中形成废弃泥浆，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 ≤8mg/L、悬浮固体含量 ≤3mg/L、粒径中值 ≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废

弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路，对环境影响较小。

（2）废防渗布、膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋

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

（3）废弃 KOH 包装袋

施工期间共产生废弃 KOH 包装袋 0.5t，根据《国家危险废物名录》（2016.8.1），废 KOH 包装袋属于 HW49 其他废物，危险废物编号为 900-041-49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质。本项目不对产生的危险废物进行处理，按危险废物管理，经收集后暂存于 KOH 材料房设置的加盖钢制桶内，施工结束后由施工单位委托有资质单位处理。

目前建设单位尚未明确委托的危险废物处理单位，根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单中，有能力处理该危险废物的企业为大庆圣德雷特化工有限公司，详细情况如下：

大庆圣德雷特化工有限公司，经营范围：HW08-废矿物油与含矿物油废物（0.71-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-204-08、900-210-08、900-212-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08）、HW49（900-041-49）等危险废物类别，核准经营规模 HW08 类 50000t/a，HW49 类 25 万只/年。

建设单位与大庆圣德雷特化工有限公司签订了危险废物处置协议，能够满足本项目处理需求。建议建设单位单加强对废 KOH 包装袋转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。

（4）生活垃圾

生活垃圾统一收集后运至泰来县生活垃圾综合处理厂处理。

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

5.5.2 运行期

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

废离子交换树脂为一般废物，由厂家回收，不外排；含油污泥、落地油含有石油类等有害成份，根据《国家危险废物名录（2021年）》，为危险废物，危废代码为 HW08/071-001-08；含油废防渗布属于 HW49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物，危险废物编号为 900-041-49。危险废物不能直接进行填埋处理。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，本工程依托场站污水处理和作业产生的含油污泥、落地油由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）要求后用于铺垫井场及通井路，含油防渗布待施工结束后委托有资质单位处置。

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

行分类、包装并设置相应的标志及标签。

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

含油污泥的主要成份是水、砂和石油类。对油泥的处置措施是主要是将含油污泥进行减量化、资源化处理。本工程产生的含油污泥送第九采油厂含油污泥处理站进行处理，处理后的污泥满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB 23/ T1413-2010）要求。污泥还可以用于回填井场或修建通井路，大大缓解了油田含油污泥集中堆放现状，实现了油田含油污泥的减量化、资源化处理，有一定的经济效益，具有很高的环境效益和社会效益。

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

5.5.3 结论

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

5.6 生态环境影响评价

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

5.6.1 占地对生态环境的影响

5.6.1.1 临时占地生态环境影响

该项目井场建设及管道施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏及道路和场站修建对地表进行的平整将会对地表植被造成很大破坏，本工程临时占用草地影响的影响是短期可逆的，施工结束后，被占用的土地开始恢复。自然植被的演替规律是先是一、二年生的植物，3~5 年后可恢复到冷蒿、杂草类，10 年后可达到原来的顶级群落，自然恢复的过程按恢复期为 5 年计，第一年植被破坏区域将损失正常产量 50%，第二、三年产量将下降 20%~40%。人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成，临时占用农田只能种浅根作物，施工结束后区内农田可恢复种植，但上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降 20%~40%。

5.6.1.2 永久占地生态环境影响

本工程建设永久占用的土地主要是油井井场和井场通井路的占地，永久占地面积为 128.846hm²。占地类型主要有草地（非基本草原），耕地（非基本农田）。本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。本工程永久占地虽然在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地，但由于永久占地面积较小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。该项目投产后在生产期内永久占地的生物量将永久损失，其影响是长期且不可逆的。

5.6.1.3 取弃土的影响

本工程没有弃土不设弃土场，工程需要取土量为 97995m³，用于井场及道路的垫高或筑高。工程取土采用外购方式，不自行开采，卖方负责取土后的取土场的生态恢复。

5.6.2 工程建设对生态环境的影响

该项目工程建设对生态环境的影响来自两个途径，一是钻井施工时，除井场本身永久占地外，还会因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏、材料占地等活动，造成土壤板结、植被剥离，植株矮小，群落盖度降低，在原来连续分布的生态环境中，产生生态斑块，造成地貌及地表温度、水分等物理异常，进而影响生态环境的类型和结构；在管线铺设和道路建设时，会对地表植被造成破坏；二是管线和道路网络对生态系统的分割效应。

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

5.6.3 对植被的影响分析

由于本工程永久占地面积较小，临时占地的占用期限很短，在完工后可以及时恢复，所以不会对当地地表植被产生大的影响。

施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏及道路修建对地表进行的平整将会对地表植被造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复。自然植被演替的规律是先是一、二年生的植物，3-5年后可恢复到冷蒿、杂草类，10年后可达到原来的顶级群落。人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成。施工结束后永久性占地仍无法种植作物。

(1) 占地对草地的影响

本工程占用草地 19.594hm²，其中永久占用草地 4.039hm²，临时占用草地 15.555hm²。草地上干草产量按 2.5t/hm² 计算，共损失干草 217.64t（永久占地按 10 年计算，临时占地按 3 年计算），干草价格按 700 元/t 计算，本工程损失干草经济价值约为 15.2 万元。临时占地自然植被演替的规律是先是一、二年生的植物，3-5 年后可恢复到冷蒿、杂草类，10 年后可达到原来的顶级群落，永久占用草地采取经济补偿措施。

(2) 占地对耕地的影响

本工程永久占用耕地面积为 98.3115hm²，占用的农作物均为玉米，玉米产量按 9t/hm² 计算，永久占地按 10 年损失计算，共损失玉米 363.51t，玉米价格按 1500 元/t 计算，其经济价值约为 54.53 万元。本工程占用的耕地为一般耕地，对永久占用的耕地进

行经济补偿。临时占地上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降 20%-40%。本工程临时占用耕地 73.83hm²，玉米产量按 9t/hm² 计算，临时占地按第 1 年产量完全损失，第 2、3 年损失 30% 计算，三年间总共损失玉米分别为 1063.152t。玉米价格按 1500 元/t 计算，其经济价值为 159.47 万元。工程完工后，临时占地逐年恢复生产力，继续种植农作物，并且将所占耕地恢复为原本质量的耕地。

5.6.4 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》，泰来县属于沙化土地所在县（区），当重点增加、恢复和保护林草植被，治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化。

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

根据现场勘查，本工程开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

- ①施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。
- ②施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，施工尽量缩小占地面积，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。
- ③施工作业避免在大风天施工。
- ④路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

⑤做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

通过以上措施，可有效防止土地沙化。

5.6.5 对水土流失重点治理区的影响分析

本项目部分井场、道路、管线位于齐齐哈尔市昂昂溪区及泰来县，根据《齐齐哈尔市关于划分水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，本项目所在地属于市级水土流失重点预防区，该区域的工作重点是采取工程、林草、封育治理和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。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。

本工程由于井场、管线等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施。

①严格控制油田内各井场和管线的作业面积，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。

②在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。

③管道工程施工时，应划定施工活动范围，严格控制车辆及重型机械的运行范围，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。

④做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，保护当地较脆弱的草原生态系统。

⑤严禁在大风、大雨天气下施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等。在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，已提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

5.6.6 施工对自然保护区生态环境影响分析

1) 土壤及植被

保护区地表物质为第四纪冲积、洪积物形成的粘壤质粘土，主要土壤为苏打碱化草甸土、苏打盐化草甸土和少量的石灰性草甸黑钙土。主要保护对象为丹顶鹤等珍禽及湿地生态系统，是中国北方同纬度地区中保留最完整、最原始、最开阔的湿地生态系统。保护区内具有高等植物 468 种，隶属于 67 科，草本植物占绝大多数。本区无特有种，除世界种及大陆广泛分布种外，蒙古植物区系成分占 15.2%;达乌里植物区系成分占 14.5%;满洲植物区系成分占 12.7%;华北植物区系占 4.1%。根据扎龙地区植被的建群种、地形地势、水分条件、群落的结构与外貌、土壤种类等生物与非生物因子，可将该区植被分为 4 个类型。本工程施工占地不在保护区内，与保护区实验区的最近距离为 1650m，施工期不会对其土壤和植被产生影响。

2) 野生动物

保护区有鱼类 46 种，隶属于 9 科。两栖类、爬行类相对贫乏，两栖类有四科六种，分别为极北鲵、大蟾蜍、花背蟾蜍、无斑雨蛙、黑斑蛙、黑龙江林蛙;爬行类有鳖和麻蜥两种。兽类 21 种，隶属 5 目 9 科。昆虫类 277 种，隶属于 11 目 65 科。鸟类约 260 种，隶属 17 目 48 科。其中国家重点保护鸟类有 35 种，最为著名的是鹤类，全世界有 15 种，中国有 9 种，该区就有丹顶鹤、白鹤、白头鹤、白枕鹤和蓑羽鹤 6 种。根据空气环境影响评价结论，施工期扬尘最大影响范围为 150m;且本工程不在声环境影响评价范围内，施工期较短，工程施工建设对保护区内的动物的影响不大。

3) 结论及建议

鉴于自然保护区的环境敏感性，为了降低工程建设对保护区生态环境的影响、施工机械产生的噪声、夜间的灯光等对保护区内野生动物尤其是鸟类的影响，本工程应采取以下措施：

1) 合理选择施工季节, 避开 4-5 月份和 9-10 月份这两个鸟类的迁徙和繁殖时段, 从而保护周边区域内的野生鸟类。

2) 施工车辆沿已有道路行驶, 并选择对周围环境影响较小的运输路线, 不得随意开辟新道路, 途经保护区附近路段时应限速行驶, 禁止鸣笛, 防止惊扰周边野生动物。同时, 对沿途出现的野生动物进行积极避让, 从而对保护区内的动物和周边植被进行有效的保护。

3) 合理布置施工现场, 尽量将高噪声机械布置远离保护区一侧, 同时, 避免在同一地点安排较多的动力机械。并注意设备的维护保养, 合理操作, 保证施工机械保持在最佳工作状态, 从而降低机械噪声对周围环境的影响。施工严格禁止夜间进行, 尽可能降低夜间施工灯光和噪声对保护区周边动物活动的影响。

4) 运输车辆驶出工地前用清水进行除泥降尘, 施工运输过程中适当洒水抑尘, 建材堆放应定点, 并采取防尘、抑尘措施, 如设置挡风板、上覆遮盖材料等, 从而降低扬尘对保护区大气环境的影响。

5) 本工程严格限制施工作业范围, 所有施工人员、在用施工机具、设备均在指定的作业带范围、临时性工作场所、辅助施工场地和便道内从事活动, 严禁随意进出保护区。规范施工人员的生产生活行为, 降低由于施工人员的不合理行为对保护区自然环境的影响。

6) 宣传国家和地方有关野生动物、植物保护的法律法规, 提高本项目相关工作人员的法律意识。使工作人员能够自觉的保护野生动植物, 禁止破坏保护区内的原生生态环境, 严禁随意挖野生中草药植物, 严禁猎杀野生动物、捕捉鸟类。同时, 还应设立监管人员、监督举报和惩处机制, 通过互相监督积极预防捕杀野生动物的行为发生。

7) 施工期间做好应急事故的准备工作, 作业队要配备应急措施, 一旦发生突发险情, 第一时间启动应急预案, 采取相应措施, 将事故影响范围控制在最小范围内

5.6.7 运行期生态环境影响分析

油田生产运营期对植被的影响主要是在油井井下作业过程的占地和施工时排放的污水、污油两方面。井下作业的临时占地范围均在井场永久占地范围内, 同时在作业时铺设防渗布, 并将产生的污水用罐车拉运到龙一联含油污水处理站, 防止了污油污水排

入外环境，因此，不会对井场周围的植被产生影响。

本项目在发生油水管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进行周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，同时如果附着在植物上会影响植物的光合作用，造成植物枯萎。因此发生事故时应及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，清理结束后对受影响的区域进行植被恢复。

5.6.8 生态环境影响评价结论

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

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

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

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

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

5.7 土壤环境影响预测与评价

5.7.1 施工期土壤环境影响分析

(1) 管线建设对土壤的影响

本工程新建电加热集油管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 23.2 \text{km}$ ，管线建设时施工人员将会对管沟开挖上方的地表植被进行清理，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对施工地地表植被进行恢复，可有效减轻管线建设过程中对土壤环境的影响。

(2) 道路建设对土壤的影响

本工程新建道路共计 27.95km，建设方式为直接对道路占地范围进行覆土压实，道路建设过程中施工机械和人员将会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

(3) 井场建设对土壤的影响

本项目井场建设会对所征用土地上的植被进行清除，植被的清除使地表裸露，可能引起水土流失，新增一定量的土壤侵蚀。施工机械和人员均在征用的土地上进行活动，不会对征地外的地表造成扰动。井场建设施工结束后，通过对施工地地表植被的恢复，水土流失将得到有效控制，水土流失量较小。

5.7.2 运营期土壤环境影响预测与分析

5.7.2.1 土壤污染途径

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

由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，可有效减少石油类进入土壤，根据本次评价中现有井场土壤监测结果可知，采油井井场永久占地内土壤中检出石油烃，但监测值小，污染测程度小。从平面上看，石油烃集中在井场永久占地范围内，永久占地范围外土壤中石油烃含量迅速降低，在距离井场 100m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤中石油烃主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土壤中的迁移深度较浅。

因此，油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在井场永久占地内，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢

复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.7.2.2 土壤污染类比

《采油九厂龙虎泡油田萨葡油层外扩产能建设工程》于 2016 年 8 月 10 日取得了大庆市环保局受理的环评文件批复，批复文号：庆环审【2016】215 号。2016 年 9 月，项目开工建设，2017 年 5 月，竣工完成，并于 2019 年 11 月份进行了竣工验收。

根据《采油九厂龙虎泡油田萨葡油层外扩产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》，施工阶段，由于管线、道路施工占用了大量临时占地，大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，根据现场调查，由于近年雨水充足，施工阶段临时占地形成的裸地基本已得到了恢复。在油区内选择 3 个建成井场内土壤进行检测，检测深度 0-0.2m，根据检测结果，项目涉及特征污染物石油烃均为未检出，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》

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

本次在油田开发区域内进行土壤进行监测，为柱状样，监测深度分别为 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m，根据土壤监测结果，项目涉及特征污染物石油烃的浓度值为 10~15mg/kg，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求，说明建设单位在项目实施之后较好的落实了污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

5.7.3 评价结论

根据张海玲等人进行的油田井场石油类物质自然迁移规律的研究结果：井口周围的石油类物质含量与油井开采时间和井场油井数量呈正相关，开采年限越长，含量越高；油井数越多，污染物含量也越高。原油在横向上主要集中在距井口 40m 范围内，其中距油井 0~10m 含量最高，随着水平距离的增大而减少，在 40m 之外降低到安全水平（300mg/kg）之内。运行期，建设单位要落实标准化井场建设，加强环境管理，将落地油的污染控制在井场范围内。

根据顾廷富等人进行的大庆油田落地油对土壤污染的研究结果：落地原油在土壤中的迁移主要有横向迁移和纵向迁移。原油横向迁移对土壤的污染成敷设状分布，污染强度随污染源的增加而迅速降低；污染源周围污染最重的区域在 0m-40m 范围内，占

含量 90%以上,落地原油横向迁移范围确定在 150m 以内,单口油井污染面积达 0.071km²。落地原油纵向迁移绝大部分集中在距土壤表面 0cm-10cm 范围内。在事故状态下产生落地油时,建设单位及时将落地油及其污染的土壤进行收集,由罐车拉运至龙一联合油污泥处理站进行处理,确保占地范围内土壤满足《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)标准要求,永久占地外土壤满足《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准》(GB15618-2018)表 1 基本项目筛选值标准。

综上所述,本项目事故状态下及时对落地油进行处理,避免其对土壤产生影响,同时可以利用土壤自净作用尽可能短的时间使土壤环境得到恢复,不会对其产生影响。

5.8 环境风险分析

5.8.1 风险潜势

本次评价施工期主要将井场柴油罐划分为危险单元。本项目各井场距离较远,属于不在同一厂界范围内,每个井场施工期设置柴油罐 1 座(单个容积 40m³),施工期单个井场柴油最大总储量为 40t。

运营期主要将电加热管道、拉油点多功能储罐化为危险单元。本工程新建电加热集油管道Φ60×3.5~23.2km,拉油点多功能储罐 15 台。

将两端设有阀门的管段作为一个危险单元独立评价,最长电加热集油管道为 1.2km,类比油田资料,本工程气油比 4.5m³/t,原油密度 0.8507g/cm³,则集油管线最大储油量为 2.3t、最大储气量为 10.35m³。伴生气标态密度 0.7256kg/m³,则管道中天然气最大储量为 0.008t。

新建 3 个拉油点距离较远,将储罐最多 305 号拉油点(4 台 40m³ 储罐)作为一个危险单元独立评价,类比油田资料,本工程气油比 4.5m³/t,原油密度 0.8507g/cm³,则 305 号拉油点储罐最大储油量为 136t、最大储气量为 612m³。伴生气标态密度 0.7256kg/m³,则 305 号拉油点储罐中天然气最大储量为 0.44t。

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

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

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量, t;

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果及环境风险潜势判定见表 5.8-1。

表 5.8-1 危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质		CAS 号	最大存在总量 q_n (t)	临界量 Q_n (t)	物质 Q 值
1	施工期	柴油	/	40	2500	0.016
施工期 项目 $Q=\sum q_n/Q_n$						0.016
1	运营期	管道内原油（石油）	/	27.6	2500	0.000092
2		管道内天然气（甲烷）	74-82-8	0.09	10	0.0008
运营期输油管道 项目 $Q=\sum q_n/Q_n$						0.01689
3	运营期	拉油点内原油（石油）	/	340	2500	0.0544
4		拉油点内天然气（甲烷）	74-82-8	1.11	10	0.044
运营期拉油点 项目 $Q=\sum q_n/Q_n$						0.0984

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 $Q=0.016 < 1$ 、运营期输油管道 $Q=0.01689 < 1$ 、运营期拉油点 $Q=0.0984 < 1$ ，环境风险潜势为 I。

5.8.2 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中关于环境风险评价工作等级的划分，具体见表 5.8-2，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

表 5.8-2 环境风险评价工作等级

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

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

5.8.3 风险调查

本工程施工期涉及的主要危险物质是井场柴油罐，运行期涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场及集输管线内的原油和伴生气、拉油点储罐内原油，具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

（1）柴油

柴油属易燃易爆物品，火灾危险性为乙类，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险；若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。柴油理化性质等见

表 5.8-3。

表 5.8-3 柴油理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

标识	中文名：柴油		英文名：diesel oil
	分子式：-		分子量：-
	危规号：32501	UN 编号：1202	CAS 号：-
理化特性	外观及性状：有色透明挥发、易燃液体		溶解性：不溶于水，溶于醇等溶剂。
	熔点（℃）：-18		沸点（℃）：282~338
	相对密度（水=1）：0.70~0.75		相对密度（空气=1）：1.59~4
理化特性	饱和蒸气压（kPa）：无资料		禁忌物：强氧化剂
	临界压力（MPa）：无资料		临界温度（℃）：无资料
	稳定性：常温常压下稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：易燃液体类别 3		燃烧性：易燃液体，
	引燃温度（℃）：257		闪点（℃）：38
	爆炸上限（v%）：6.5		爆炸下限（v%）：0.6
	燃烧热（kJ/L）：30000~46000		火灾危险类别：乙 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂ 、水		
	危险特性：蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与氧化剂可发生反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。若遇高热，有容器开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。		
毒理性质	LC ₅₀ ：>5000mg/m ³ /4h		LD ₅₀ ：7500mg/kg（大鼠经口）
	环境危害：对环境有危害。对大气可造成污染。		
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收		
	健康危害：吸入该物质可能会引起对健康有害的影响或呼吸道不适。意外食入本品可能对个体健康有害。通过割伤、擦伤或病变处进入血液，可能产生全身损伤的有害作用。眼睛直接接触本品可导致暂时不适。		
急救	皮肤接触：立即脱去污染的衣物。用大量肥皂水和清水冲洗皮肤。如有不适，就医。		
	眼睛接触：用大量水彻底冲洗至少15分钟。如有不适，就医。 吸入：立即将患者移到新鲜空气处，保持呼吸畅通。如果呼吸困难，给予吸氧。如食入或吸入，不得进行口对口人工呼吸。如呼吸停止。立即进行心肺复苏术。就医。 食入：禁止催吐，切勿给失去知觉者从嘴里喂食任何东西。立即呼叫医生或中毒控制中心。		
泄漏处理	人员防护措施：避免吸入蒸气、接触皮肤和眼睛。谨防蒸气积累达到可爆炸的浓度。应急人员戴正压自给式呼吸器，穿防毒、防静电服，戴化学防渗透手套。清除所有点火源。迅速将人员撤离到安全区域，远离泄漏区域并处于上风方向。		
	环境保护措施：在确保安全的情况下，采取措施防止进一步的泄漏或溢出。避免排放到周围环境中。 泄漏物收容、清除方法及处置材料：少量泄漏时，可采用干砂或惰性吸附材料吸收泄漏物，大量泄漏时需筑堤控制。附着物或收集物应存放在合适的密闭容器中，并根据相关法律法规废弃处置。		
储运	装运车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔		

隔板以减少震荡产生静电。

(2) 原油

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

表 5.8-4 原油安全技术说明书

理化常数	序号	1967		
	CAS 号	/		
	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU; Petrolemn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3~19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1）0.84~0.86	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（体积）	自燃温度	280℃~380℃
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康危害	<p>毒性：IV（轻度危害），属低毒类。</p> <p>侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。</p> <p>健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。</p>			
泄漏应急处理	<p>根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸机，穿防火服，使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液。</p>			
防护措施	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸机。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。</p>			
急救	<p>皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流</p>			

措施	动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。
灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。 灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。

(3) 伴生气（天然气）

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

过去，大庆油田普遍被认为是含硫量低的油田，20 世纪九十年代中期以后，发现大庆老油区的伴生气中含有硫化氢，并且含量略显上升趋势，根据《大庆油田伴生气中硫化氢成因的探讨》一文中可知大庆油田伴生气中硫化氢含量大约为 183mg/m³。

表 5.8-5 天然气安全技术说明书

CAS号		74-82-8	
中文名称		天然气	
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。
密度	相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
爆炸极限	空气中5.3~15%（体积）	自燃温度	538℃
主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
危险特性	<p>危险性类别：第2.1类易燃气体</p> <p>燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。</p> <p>燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。</p>		
健康危害	<p>侵入途径：吸入</p> <p>健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。</p>		

泄漏应急处理	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。

5.8.4 风险识别

5.8.4.1 施工期

(1) 施工期环境风险识别

1) 井喷

钻井作业是通过地面柴油机、钻机等设备带动钻杆、钻头，破碎地层岩石，使井不断加深，直至目的层。当钻井作业进入含气层后，存在发生井喷事故的可能性。另外，完井过程中也有发生井喷的可能性。

发生井喷的根本原因是井内液柱的压力低于地层孔隙压力，使井底压力不平衡，因此防止井喷的关键是及时发现溢流和及时控制溢流。大量的实例表明，由于操作者的直接责任而引起的井控措施不当，违反操作规程、井控设施故障是造成井喷失控事故的主要因素。导致井喷失控的主要因素：

①地质设计未能提供准确的底层孔隙压力资料，井身结构设计不合理，设计时未能正确地预测油、气层的位置。结果在钻井过程中对高压层位压力估计不足。

②操作失误，起钻抽吸。钻井时当钻穿油、气层段，起钻速度太快，产生抽吸作用，将油、气抽出来，或起钻时没有及时灌入泥浆，液面降低，泥浆柱压力下降；地面除气设备效率低，未及时采取措施消除泥浆中滞留的气体，重复循环，气蚀严重等原因而发生井喷失控。

③机械故障。钻入油、气层时发生井下事故（断钻具、卡钻）或地面设备发生故障，泥浆静止时间过长，压力降低发生失控。

④井口防喷器不符合要求，节流管汇和放喷管线的安装不符合技术要求，当发生井喷时无法控制。

⑤钻井过程中遇漏失层段，发生井漏未能及时处理或处理事故中措施不当。

⑥在钻井中不能及时发现溢流，或发生溢流后处理措施不当，造成失控。

⑦泥浆密度偏低。当钻遇地下高压油、气、水层时，泥浆柱压力下降不足以平衡地下油、气时而发生井喷失控。

⑧当发生地震等自然因素导致的灾害时，可能发生井喷事故。

一般钻探井时发生井喷事故较多，而钻生产井时则较少。本项目钻井时采取了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，因此，发生井喷的概率很小，约 1×10^{-7} 次/a。

2) 套管破损

发生套管破损时，原油或天然气从破损套管中漏出进入地下饮用水源可能的污染途径包括：通过破损的套管运移、通过井套管与钻孔器之间的圆环缝隙运移等。

本工程在钻井过程中使用双层套管（由表层套管、技术套管组成），造成套损的因素有地质因素和套管质量不合格。当泥岩性质较不稳定，在高温高压下能产生蠕变，在有水侵入时易膨胀，当泥岩含水 10%以上时，泥岩拥有较高的塑性，几乎将全部上覆岩压转移到套管，使其变形损坏，泥岩的水来源是钻井过程中的泥浆失水。套管质量不合格主要表现在管壁厚薄不均或壁厚达不到要求，管体和接箍有裂纹、内痕，管子存在不圆度，造成套管使用寿命不长。另外，由于螺纹加工精度不高，造成丝扣不密封，套管内外气体与液体由于压力不同互相串通，长期作用后，扩大了丝扣孔隙，导致套管损坏。

3) 井漏

本项目浅部地层成岩性差，胶结疏松，钻井施工中可能发生井漏、井塌；钻遇断层的井钻进至断层时，也可能发生井漏。井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

4) 柴油储罐泄漏

本工程钻井 100 口，采用柴油钻机钻井。施工井场设有 1 座柴油储罐，用于储存钻井施工使用的柴油，柴油罐为钢制密闭容器，管道设有密封垫等，非正常工况下柴油储罐的破裂会造成柴油泄漏，引起风险。因此本项目应对柴油罐区的底部铺设防渗布进行防渗，以防止柴油泄漏污染区域地下水。油罐周围设置围堰，围堰有效容积应不小于两座柴油罐容积之和。柴油为乙 B 类可燃物，根据《钻前工程与井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013)中相关规定，柴油灌区设置位置应距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。

(2) 运营期环境风险识别

1) 井下作业过程的风险因素分析

本项目运营期井下作业主要包括油井作业，主要风险是油、气、废水的泄漏和井。通常由以下因素引起：

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

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

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

第九采油厂实施全过程风险因素控制，为井下作业配备了井口溢流回收器、作业废水进站装置、污水罐车，制定了详细的操作规程和应急预案，因此，在管理到位的情况下，出现作业油、气、废水泄漏的几率大大减少。

2) 油井套损

采油过程的主要环境风险是油井套损，原油、含油污水泄漏进入含水层，污染地下水。本项目油井套管采用双层套管（由表层套管、技术套管组成），运营期造成套损的因素主要有地质因素、工程技术因素和套管腐蚀三大类。

地质因素主要包括泥岩遇水膨胀使岩压转移到套管使其变形损坏，断层运移可能对套管产生剪切破坏，由于地壳运动和地震引起的套管损坏以及地面下沉及油层压实导致应力变化，从而使套管在拉张力及剪切力的作用下发生弯曲或错断。

工程技术因素主要有套管强度计算及井深结构设计不合理，泥岩吸水蠕变、滑移产生的横向层间位移侧压力、纵向地层位移产生的拉伸力及纵横向位移产生的弯曲应力对套管的破坏作用；固井质量不好时，会使泥岩吸水蠕变、滑移，对套管产生破坏作用。另外，由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆候凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。当不合理的注水开发时，注释压力超过地层上覆压力，也会导致套管的破损。

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

根据大庆油田对套损井的统计，套损绝大部分是发生在油层附近，主要形式是变形和错断。浅层套损的主要原因是腐蚀，形式是外漏，约占全部套损井的5%。对地下水的污染主要来自浅层套损油水渗入含水层，或深层套损油水窜槽进入含水层。因此，预防套损污染地下水的关键是合理设计井身结构，采取表套、技术套管、油层套管三层套管结构，固井水泥均返至井口进行全程固井，对含水层段的套管采取防腐措施，采取以上措施后，发生套损后对地下水的污染几率很小。

3) 依托场站风险因素分析

本项目依托场站为龙一联合站，处理的介质具有易燃性质，因此，本项目依托场站主要事故类型是火灾、爆炸和油、含油污水、天然气泄漏。

本项目依托场站的事故主要因素分析如下：

- ①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；
- ②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；

③设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；

④控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等；

⑤泄漏的油气遇明火发生火灾爆炸。

4) 拉油点火灾、爆炸

项目设有拉油点 3 处，采出液管输至拉油点后由罐车拉运。拉油过程若遇明火或存在其他引火源是就可能导致火灾甚至爆炸事故，事故会使得石油类和烃类大量散发，引起环境空气污染，以及生态环境破坏，事故严重时可能导致人员伤亡和财产损失。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.8-6。

表 5.8-6 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
井场	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
油气水管道	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
拉油点	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏污染	空气、地下水、地表水、土壤

5.8.5 环境风险分析

5.8.5.1 事故状态下对大气环境影响

天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时的严重污染；原油及天然气中含有少量硫化氢，混合气密度小于空气密度，大量泄漏可能导致泄漏局部地区硫化氢含量超标，由于原料中硫化氢含量浓度并不高，因此在出现大量泄露时硫化氢浓度不能达到爆炸极限，只能出现中毒的危险，因此在维修时必须采取防护措施，如使用空气呼吸器或长管呼吸器、佩戴化学安全防护眼镜、穿防静电工作服、佩戴防化学品手套进行处理。上述情况综合考虑了大量泄漏的极端情况，由于本地区所处地势平坦，扩散条件好，在一定的气象条件下一次性事故形成的局部大气污染中烃类气体聚集成高浓度的可能性较小，对周围大气环境的影响不会太严重。

一般钻井时发生井喷事故较多，而钻生产井时则较少。该项目开采的油层原始地层

压力较低,但在进行注水采油后,注水井注水前缘压力太高也有导致井喷发生的可能性,因此该项目在钻井前都会采取注水井停注等措施来降低地层压力,而且在钻井时采用了防喷措施,如加自封、半封、全封等封井器,因此发生井喷的概率很小。

电加热集油管道及拉油点原油泄漏会对大气环境造成直接影响,事故会造成局部大气污染,但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦,一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化,对周围大气环境的影响很小。

根据类比调查,井喷的影响范围可达到下风向 1km,事故区域范围内的非甲烷总烃的含量可达到 500-2000mg/Nm³,短时间内严重破坏了局部地区空气质量。

发生井喷事故时,大量原油等物质外泄,并伴随各种伴生气泄出,伴生气组分中含有 H₂S 等有毒气体,会对区域内村屯居民造成严重影响。集油管道、场站和拉油点储罐产生的原油泄漏会对大气环境造成直接影响,事故会造成局部大气污染,但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦,一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化,对周围大气环境的影响很小。

项目设有拉油点 3 处,采出液经管道输送至拉油点后由罐车拉运,若运输过程中由于操作不当、运输车辆故障或发生交通事故等情况下,易发生泄漏甚至火灾爆炸事故,泄漏事故产生的主要污染物为石油类、轻烃气体,火灾爆炸事故产生的主要污染物为 CO 和 SO₂,对大气环境可造成短时间的严重污染。

5.8.5.2 事故状态下对地表水环境影响

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

5.8.5.3 事故状态下对地下水环境影响

(1) 地面设施泄漏对地下水的影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油水的事事故泄漏。原油、含油污水就可能渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0~10cm 及 10~30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

(2) 套损对地下水的影响

为保证钻井期间不对地下水造成污染，本工程在钻井过程中使用双层套管（由表层套管、油层套管组成）。在注水过程中，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露的概率约 1/400 万到 1/100 万。

因此，套管损坏虽然对地下水存在潜在污染隐患，但发生几率极小。只要防护得当，一般不会形成套损，即使套损，能发生油水泄漏污染地下水的概率也很小。

(3) 井漏对地下水环境的影响

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

本项目采用水基钻井泥浆中有害成分为盐类、化学添加剂，高分子有机化合物经生物降解后产生的低分子有机化合物和碱性物质，有害成分进入含水层会对地下水造成污染。由钻井液各主要成分其理化性质表可知，泥浆中均为无毒的助剂且用量较少，可以减轻事故时泄漏对地下水的污染程度。

本项目表层套管下至 100m，在潜水含水层以下，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水；每开钻井结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，也可降低污染物进入地层的风险；在钻井过程对泥浆进行实时监测，一旦有漏失发生，立即采取堵漏措施。因此，事故状态下泥浆泄漏对地下水环境影响较小。

(4) 柴油罐泄漏对地下水的影响

钻井井场设柴油储罐 1 座，柴油储存量为 40t。储油罐的泄漏对地下水的污染较为严重，地下水一旦遭到成品油的污染，将使地下水产生严重异味，根本无法饮用。又由于这种渗漏必然穿过较厚的土壤层，使土壤层中吸附了大量的燃料油，土壤层吸附的燃料油不仅会造成植物生物的死亡，而且土壤层吸附的燃料油还会随着地表水的下渗对土壤层的冲刷作用补充到地下水，这样即便污染源得到及时控制，地下水要完全恢复也需几十年甚至上百年的时间。本项目柴油储存采用卧式罐，罐体架设在两个承台基础之上，如果发生泄漏，很容易发现并能够及时回收处理；而且罐区进行了防渗处理，并设置了围堰，即使发生泄漏，油品将由于防渗层的保护作用，积聚在围堰内，不会对地下水环境产生影响。

(5) 拉油点储罐泄漏对地下水的影响

新建 3 个拉油点及 15 个多功能储罐，单个储罐储存量为 40m³。拉油点储罐泄露原油首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，储罐泄漏一般不会对承压水造成影响。本项目柴油储存采用卧式罐，罐体架设在两个承台基础之上，如果发生泄漏，很容易发现并能够及时回收处理；而且罐区进行了防渗处理，并设置了围堰，即使发生泄漏，油品将由于防渗层的保护作用，积聚在围堰内，不会对地下水环境产生影响。

5.8.5.4 对土壤环境的影响

原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0~30 cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。

5.8.5.5 对生态环境的影响

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

害较小。

5.8.6 环境风险评价结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄露、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

表 5.8-7 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	江桥地区江 935 井区萨尔图油层产能建设工程项目				
建设地点	黑龙江省	齐齐哈尔市	昂昂溪区	昂昂溪区 及泰来县	() 园区
地理坐标	经度	123°43'50.74"~ 123°55'53.22	纬度	46°55'46.30"~ 47°4'58.51"	
主要危险物质及分布	原油、天然气；井场、集输管道、阀组间、卸油点等				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	<p>大气环境：天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。</p> <p>地表水环境：如果事故状态下一旦发生井喷时，原油外泄，一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体。</p> <p>地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油井管线、设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能渗透到含水层中，造成地下水环境污染。在注水过程中，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。</p> <p>土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。</p> <p>生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。</p>				
风险防范措施要求	<p>拉油点、管线泄漏的主要预防和处理措施：</p> <p>(1) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如采取耐腐蚀管线进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；</p> <p>(2) 加强应急预警和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、</p>				

	<p>安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；</p> <p>井下作业事故风险防范措施</p> <p>(1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。水井施工要提前 3 天关井降压；</p> <p>(2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；</p>
<p>填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：</p> <p>本项目危险物质数量与临界量的比值 Q 为原油与天然气的和 $0.26704 < 1$，环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析。</p> <p>本工程的主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境、地表水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。</p>	

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 污染防治措施

6.1.1 大气污染防治措施

6.1.1.1 施工期

本项目钻井及地面工程的工程量较大，施工期的环境空气影响主要来源于钻井施工柴油机烟气、施工活动引起的扬尘及井场柴油罐挥发的非甲烷总烃。

(1) 柴油机烟气及机械尾气

①采用节能环保型柴油动力设备，减少污染物排放对环境空气的影响，柴油发电机烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值；

②钻井发电机和钻井柴油机采用符合《普通柴油》（GB252-2011）的柴油；

③加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；

④严禁在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

(2) 施工扬尘污染防治措施

①合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘，风速四级以上易产生扬尘时，应暂停开挖；

②管道施工完毕后，及时覆土回填，管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时在施工过程中定期洒水抑尘，防止施工扬尘量大对环境造成污染；

③车辆行驶选择对周围环境影响较小的运输路线，严禁运输车辆驶入村屯，定期对运输线路进行清扫，在敏感点处采取洒水、减慢车速，控制运输车辆的扬尘污染；

④施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响

⑤施工中路拌机采用密封拌合的方式；

⑥施工材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料的洒落、风刮起的粉尘；

⑦在敏感点处采取洒水、减慢车速，控制运输车辆的扬尘污染；

⑧施工现场不设置沥青搅拌场地及设备，所有沥青均采用外购；

⑨为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，应在施工初期合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。

⑩方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。

⑪禁止占用保护区用地。

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

（3）施工车辆尾气

施工井场运输车辆尾气含有 NO₂、CO、THC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。本工程共有 2 座井场，运输车辆在野外作业区时有利于尾气扩散，不会对环境产生污染。

（4）柴油罐呼吸废气

本项目柴油罐选用密闭管线、密闭性能好的阀门、法兰和垫片连接。同时加强管理，定期巡检，杜绝跑、冒、滴、漏现象。由于施工所在区域较开阔，柴油罐挥发气体较少，发散较快，对附近环境影响较小。随着钻井工作的结束，柴油罐挥发的废气对环境空气的影响会逐渐消失，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中标准限值。

6.1.1.2 运行期

本工程运行期的大气污染主要来自集输过程中井场、拉油点及依托场站处理过程无组织挥发的烃类气体、依托场站加热装置燃烧烟气、拉油点多功能储罐烟气、注汽站及热水站锅炉烟气。

（1）挥发性有机物污染防治措施

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

②井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；

③加强卸油点运行管理，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罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；

⑦挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距罐（槽）底部高度应小于 200 mm。

⑧液态 VOCs 物料应采取密闭管道运输，采用非管道运输方式转移液态 VOCs 物料时，应采用密闭容器、罐车。

⑨定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，确保井场、拉油点排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求中无组织排放监控浓度限值；依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值及《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 2023 年 1 月 1 日前厂界执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值，2023 年 1 月 1 日起边界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求），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；

⑩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。

⑪加强对设备和管道的检查和维护，最大限度降低场站及某些设备的超压放空、除油干燥器排气、储罐和管线的油气挥发以及天然气使用过程中非甲烷总烃的无组织挥发；

⑫加强对集输气设备的日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制掺水和外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度，减少天然气用量，减少烟气排放量。

⑬加强井下作业管理，落地油 100%回收率，减少非甲烷总烃挥发；通过采取上述措施，控制措施满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）；厂界污染物排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》中标准值：4.0mg/m³，不会对大气环境产生较大影响，运行期无组织排放大气污染防治措施可行。

⑭加强油田气放空的管理，定期对设备进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，尽量减少事故性油田气放空，在进行放空时，应经过充分燃烧，并控制放空量，在系统可承受的压力范围内时应停止放空；

⑮伴生气的处理均在密闭压力容器内进行，集输过程中均为密闭状态，有效的降低了非甲烷总烃的无组织挥发。

(2) 新建场站及依托加热装置燃烧烟气

新建场站烟气均经 8m 高的烟囱排放，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建燃气锅炉标准（颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2\leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x\leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ ）；本项目依托的卸油点、脱水站加热装置燃料均采用清洁能源（天然气），产生的烟气经高于 8m 高的烟囱排放（龙一联卸油点烟囱高 10m，龙一联脱水站烟囱高 15m），能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值要求（颗粒物 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x\leq 400\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2\leq 100\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）。

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

6.1.2 水污染防治措施及其可行性论证

6.1.2.1 施工期废水处理措施及其可行性论证

(1) 施工人员生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整；

(2) 施工车辆和设备坚持日常检查制度，控制跑、冒、滴、漏现象的发生，以杜绝环境污染事件。设备修理时，要采取相应措施，如：地面上平铺油毡、塑料布等方法，避免水、油等流体介质落在地表；

(3) 为了避免污染地下水，钻井液采用无毒无害或毒性极小的泥浆体系；

(4) 使用地下水保护双层套管，表层套管下至地下水层以下，以确保该区地下水不受污染，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；

(2) 施工期钻井废水排入井场泥浆槽中，及时拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理

装置处理。该站处理能力为 500m³/d，主要采取均质、脱稳、压滤等工艺，可实现废弃钻井液的均质、破胶脱稳、固液分离和水处理，产出物为泥饼和水，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼达标后用于铺垫井场及通井路。

（3）项目新建管道铺设完成后需要进行试压，产生的试压废水由罐车收集拉运至龙一联合站含油污水处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层；龙一联合站含油污水处理站设计规模为 7500m³/d，目前实际处理量为 5106m³/d，负荷率为 68.08%，出水水质为“8、3、2”。本项目产生试压废水约 56.56m³，龙一联合站处理能力可以满足新增产能污水处理要求。

6.1.2.2 运营期废水处理措施及其可行性论证

（1）运行期废水处理措施

运营期油井采出液分离出的含油污水由管线输送至龙一联合站含油污水处理站处理，检修作业污水、清防蜡洗井废水由罐车拉运至龙一联合站含油污水处理站处理达标后回注油层，注汽站锅炉生产排水排入新建污水池中，定期拉运至龙一联合站含油污水处理站处理，热水站锅炉生产排水由罐车拉运至龙一联合站含油污水处理站处理，均不外排。

（2）处理工艺可行性分析

本项目依托龙一联合站含油污水处理站，龙一联合站含油污水处理站主要接收处理龙一地区、敖古拉、新店、龙南古 41、布木格、高西等油田（区块）的含油污水，该站采用“自然沉降、混凝沉降、两级压力过滤处理”，污水首先进入自然沉降除油罐，沉降处理后浮于上层的污油由收油泵回收，下层的污水进入混凝除油罐进行二次除油处理，加入混凝剂充分混合后，上层污油由收油泵回收，下层污水进入两级压力过滤罐进行深度压滤处理，设计出水水质指标为“8、3、2”。

（3）处理工艺达标可行性分析

龙一联合站含油污水处理站设计出水指标为《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L、粒径中值

≤2μm”，工艺可行。

（4）处理规模的可行性分析

龙一联合含油污水处理站设计污水处理量为 7500m³/d，目前实际处理量为 5106m³/d，负荷率为 68.08%，出水水质为“8、3、2”（含油 8mg/L、SS 3 mg/L、粒径中值 2μm），污水经过处理后回注地下。本项目运营期新增污水 281.94m³/d，本项目全部投产后龙一联合含油污水处理站负荷率为 73.6%，可以满足新增产能污水处理要求。因此，从规模上本项目依托可行。

本项目拉运污水要建设拉运视频监控装置，并接入市局监控平台，废水拉运前向市局申报，明确拉运量、拉运时间，并接受视频监管。采取以上措施后，本项目运营期废水均不外排，对环境影响较小。

6.1.2.3 地表水污染防治措施

（1）施工期地表水保护措施

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

②施工期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将生活污水直接排放。

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

通过采取以上措施，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

（2）运营期地表水保护措施

在油田生产建设及运营过程中，必须加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实，运营期还应做到如下要求：

（1）为避免油田开发过程中污染物随地表径流污染周围环境，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、检修作业污水回收装置、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，必须及时回收；距离

地表水体八运河较近的井场设置护坡，护坡高度应高出水泡最高水位 50~80cm，将事故产生的污油污水截留在井场内；

(2) 电加热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) 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，并且使用罐车对检修作业污水进行回收，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；

(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，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

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

6.1.2.4 地下水污染防治措施

(1) 源头控制措施

①本项目施工期与产生的钻井泥浆、钻井岩屑和废射孔液一同由罐车拉运至依托《大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理项目》中新建钻井废弃泥浆无害化处理线进行处理。

②保证固井质量，严防油井深部原油渗入含水层。

③油田钻井对地下水造成污染的可能性较小。对使用双层套管技术进行清洁生产审计，使表层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

④采用欠平衡钻井技术，控制好钻井液比重，保证钻井液不会进入地下水含水层。

⑤采用双层套管技术，表层套管固井水泥返至地面，安全封闭地下水含水层；选用高标号的固井水泥，提高固井质量。

⑥定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑦油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%。

⑧管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。

⑨管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。站内埋地不保温管道外防腐采用沥青防腐胶带特加强级，带宽不小于 150mm，防腐层厚度不小于 3.2mm。

⑩管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm。

⑪运行期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。

⑫巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。

(2) 分区防渗措施

项目分区防渗具体见表 6.1-1，施工期分区防渗图见图 6.1-1 及 6.1-2。

表 6.1-1 项目污染防渗区划分

项目	类别	项目涉及区域	防渗措施	防渗要求
施工期	重点防渗区	柴油罐区、钻井液罐区、发电机房、钢制泥浆槽、钻井泵、钻台	采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
	一般防渗区	钻井液材料房、其他材料房、临时旱厕	采用 1.5m 厚黏土防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
	简单防渗区	施工井场其他区域	采用地面碾压平整	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求
运营期	重点防渗区	电加热管线、拉油点储罐	采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接。	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求。
	一般防渗区	注汽站、热水站	采用 1.5m 厚黏土防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
	简单防渗区	井场	采用地面夯实碾压平整	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求

图 6.1-2 拉油点分区防渗图

(3) 地下水环境跟踪监测

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，结合《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）制定本项目运行期监测计划，同时在当地对监测结果进行信息公开，每年公开一次。

1) 建立地下水动态监测机制，定期对现场进行检查，定期对水源井水质情况进行监测。加强巡视和监管，一旦发生套外返水等事故时，除立即对油井止水封井外，停止受污染水源井的使用。

2) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管线防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新；定期对村屯水井进行观测和检测，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题。

3) 考虑到泄漏事故具有隐蔽性，要切实加强监控工作，杜绝事故发生。建议定期对周围水井进行观测和检测，随时监测地下水的变化

项目区域潜水流向为从东北向西南，项目井位较多且分布较广，根据项目工程的分布情况，共设置 4 个地下水跟踪监测井，在上游的设 1 个潜水背景监测点，在建设项目区域及区域下游设 3 个潜水跟踪监测点，具体设置情况见表 6.1-2。

表 6.1-2 地下水环境监测计划表

点位	功能	监测因子	坐标	方位距离	监测层位	监测频次
上游后五家子满族村潜水跟踪监测井	背景监测点	pH、挥发酚、石油类	123.95136 47.09017	313#平台东 北侧 2669m	15m 潜水	1 次/半年
区域内孤房子屯潜水跟踪监测井	跟踪监测点		123.83643 46.93564	来 94-平 94 井 南侧 227m	15m 潜水	
区域内纪地房子潜水跟踪监测井	跟踪监测点		123.75489 47.03158	307#平台南 侧 240m	15m 潜水	
下游四家子屯潜水跟踪监测井	跟踪监测点		123.80420 46.92574	328#平台西 南侧 1281m	15m 潜水	

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目产生的各类废水都可以得到有效处置，作业过程中产生的污油污水可以有效进行回收，不会对周围地表水和地下水环境产生不良影响，项目的水污染防治措施技术合理可行。

6.1.3 噪声污染控制措施

6.1.3.1 施工期

1) 钻机噪声对周围环境有一定影响,但持续时间短,随钻井的结束而结束。可采取对给钻机柴油机和发电柴油机排气管安装消声器和减振基础,并将高噪声设备安装在活动板房内;优化井场平面布局,将柴油机组等高噪声设备安装在远离村屯一侧,可降低噪声 20~30dB(A)左右。因此,一般情况下,不会受到钻井噪声影响。

2) 泥浆泵应安装减震垫,可降低噪声约 20~30dB(A)。

3) 合理布局,噪声大的动力设备布置在井场主导风向的下风侧,办公板房或员工宿舍布置在主导风向的上风侧,以减轻噪声的影响。

4) 尽量缩短钻井时间,减少钻井噪声对居民的影响;此外,也可结合经济补偿措施。

5) 建设施工的机械噪声强,影响范围大,应合理安排施工进度,减少施工时间,调整同时作业的施工机械数量,降低对周围环境的影响,以满足《建筑施工场界噪声排放标准》(GB12523-2011)限制要求。

6) 注意对设备的维护和保养,合理操作,保证施工机械保持在最佳状态,降低噪声源强度。

7) 施工严格禁止夜间进行,若避免不了夜间施工,则应对周围居民进行夜间施工公告并征得当地政府和居民的同意。

8) 工程车辆运输路径尽量避开村屯;如实在无法避让,教育司机在夜间经过村屯时,严禁鸣笛,并减少夜间行车次数等,以降低车辆噪声对居民的影响

9) 运输车辆选择避开居民点路线,尽量不鸣笛。

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

11) 本项目施工期最近敏感目标为来斜 9503 井南侧 140m 的乌诺屯,施工场地设置围挡等措施降低对周边敏感点的影响。

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

6.1.3.2 运行期

(1) 井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备；

(2) 对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、隔声等降噪措施；

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

(4) 本项目运营期最近的环境敏感点为来斜 9503 井南侧 140m 的乌诺屯，在采取减振、隔声等降噪措施后敏感点声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准，对乌诺屯影响较小。

(5) 场站机泵等设备集中布置于室内，并采取减震降噪措施。

(6) 场站集中布置机泵的房间加装隔声门窗。

通过采取以上措施后，能够确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求，不会对周围声环境产生较大影响，运行期噪声治理措施可行。

6.1.4 固体废弃物控制措施

6.1.4.1 施工期

(1) 废钻井液、钻井岩屑、废射孔液等废弃物暂存于井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路；

(2) 完井后井场做到工完、料尽、场地清；

(2) 膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、废防渗布、施工废料经由施工单位统一收集后拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理；

(3) KOH 包装袋属于危险废物，按危险废物管理，经收集后暂存于 KOH 材料房设置的加盖钢制桶内，施工结束后由施工单位委托有资质单位处理；

(4) 生活垃圾统一收集后运至泰来县生活垃圾综合处理厂处理。

6.1.4.2 运行期

(1) 本工程产生的落地油及清淤油泥(砂)属于危险废物,危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物,代码为 071-001-08,由罐车拉运至第九采油厂第九采油厂含油污泥处理站处理,处理后的脱油泥满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》(DB 23/T1413-2010)要求后用作垫井场及通井路;含油废防渗布属于危险废物,危险废物类别为 HW49 其他废物,代码为 900-041-49,经收集后委托有资质单位处理。废离子交换树脂属于一般废物,由厂家定期回收。

(2)油井作业结束后及时清理井场,对施工范围内的油污及泥土(HW08/071-001-08)收集清理,由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)要求后用于铺垫井场及通井路。

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

(4) 本工程产生的危险废物落地油及清淤油泥(砂)直接存入龙一联现有含油污泥暂存池,定期拉运至含油污泥处理站处理,严格执行《危险废物转移管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒、泄露。

(5) 本工程产生的危险废物含油防渗布不进行暂存,施工结束后,及时进行收集运输工作,严格执行《危险废物转移管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒、泄露。

6.1.5 生态保护措施

6.1.5.1 施工期

(1) 钻井施工应编制施工预案,科学安排作业,最大限度减少钻机搬迁等对植被的碾压和破坏;

(2) 充分利用现有道路,尽量不再开辟新的临时进井通道;

(3) 搬运钻井设备利用现有公路、小路,执行“无捷径”原则,应尽量减少占地面积,认真确定车辆行驶路线,不在道路、井场以外的地方行驶和作业,规范行车路线及施工人员行为,严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被,不准乱挖、乱采植物;

(4) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被破坏；

(5) 为避免施工期对植被的影响，对易产生扬尘的场所必要时加以遮挡，以减轻对植物的影响；

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

(7) 规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

(8) 恢复土地生产能力，提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm-30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复植被；

(9) 施工结束后施工营地进行搬迁，料场做到工完、料净、场地清。井场临时防渗旱厕进行清理卫生填埋，按照先填心、底土，后平覆表土，柴油罐区的防渗材料及围堰与柴油罐一同拆除，临时占地草地平整，耕地等质等量复耕；施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物，严禁随意倾倒；

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

(11) 恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件；

(12) 本工程占用的耕地，占用单位按照相关规定缴纳复垦费和补偿费，专款用于复垦；将所占土地进行表土剥离，剥离的表土用于被损毁土地的复垦；

(13) 管道施工尽量缩小占地面积，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路；

(14) 管沟挖、填方作业应尽量作到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土；

(15) 管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实；

(16) 管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被；

(17) 对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，防止污染土壤；

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

(19) 易起尘的土石方工程施工作业应避免在四级及以上大风天施工；

(20) 根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主；

(21) 施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对永久占用 128.846hm² 耕地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿；对 351.555hm² 临时占地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地及草地。恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

本工程应在施工完毕后进行生态影响减缓及恢复措施，具体见表 6.1-3。典型生态保护措施平面布置示意图见附图。

表 6.1-3 生态影响减缓及恢复措施

序号	项目	占地类型	恢复措施	实施时间	实施单位
1	永久占地	耕地及草地	将表层土剥离进行其他土地改良，占地后按照占一补一原则缴纳补偿费用，补偿永久占地 28.5205hm ² 。	施工完毕后 1 年内	大庆油田有限责任公司第九采油厂
2	临时占地	耕地及草地	恢复临时占地 89.385hm ² ，分层开挖，分层回填，并通过生态植被恢复措施可逐年恢复原有植被水平		

6.1.5.2 运行期

本工程由于井场、拉油点、管线等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施：

(1) 严格控制油井作业占地，普通井下作业不新征临时占地；施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备

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

(2) 油井作业过程中缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响；在完钻后，要立即对施工现场进行平整，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

(3) 油井作业要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。油井作业结束后，应针对作业过程中的不同破坏类型，恢复被破坏的地表形态，降低工程对周围生态环境的影响。

(4) 油井作业避免在大风天施工。作业时在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境。

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

(6) 回收落地油时，减少土壤的剥离量。加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后做无害化处理，处理后油水回收。

(7) 运行期各种车辆应在已修建的道路上行驶，不得随意行驶。

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

6.1.5.3 水土流失保护措施

(1) 工程防治措施

1) 井场

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

2) 道路

利用现有公路和已有便道行车，不新建道路，避免造成新的裸露地表；执行“无捷

径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。生产期及时作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证各类设施的泄洪能力。

3) 管线

管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。项目区低洼草地段，降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工，以防洪水冲毁工程、机械，造成不必要的损失。

4) 生物防治措施

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

(2) 技术措施

力求将水土保持预防措施贯穿于水土保持治理工作始终，加强水土保持预防工作。在治理工作中，优先采用封禁等生态修复措施，保护自然植被，恢复采伐迹地植被；开展农村能源替代，鼓励使用太阳能，加强清洁小流域建设，减少薪柴需求量，减轻环境负荷；局部水土流失区采取林草防护体系建设、坡改梯、沟道治理等工程；提倡绿色种植、绿色食品，多施农家肥，减少化肥、农药用量，有效控制面源污染。

(2) 管理措施

因地制宜选择施工季节，尽量避开植被生长季节、农作物耕种季节，减少损失，同时避开大风及强降水季节。施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆、重型机械设备作业范围，以及施工人员的活动范围，由专人负责管理，减少施工作业对

周围土壤和植被的破坏范围和程度。

严禁在大风天气下运输及装卸施工散料等。在便道出入口，树立保护耕地的警示牌，以提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

6.1.5.4 防沙治沙保护措施

由于本项目部分建设内容在泰来县防沙治沙区域内，经调查，本工程开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地和草地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

(1) 做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

(2) 管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

(3) 在施工活动结束后，要立即对施工现场进行回填平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

(4) 施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

(5) 施工作业避免在大风天施工。

(6) 路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

6.1.5.5 植被恢复措施

建设单位在施工过程中，应严格执行《中华人民共和国土地管理法》、《石油天然

气工程项目用地控制指标》的相关规定，切实采取有效的保护措施，对生态环境进行正确的保护，并进行补偿和恢复。

（1）植被占用补偿

按照国家“水土保持法”要求，凡是占用和破坏植被的单位或个人均应向水土保持主管部门缴纳一定的水土保持费用。国家为了加大水土保持工作力度，对水土保持费不断进行了调整，建设单位应按标准向水土保持主管部门缴纳水保费用。

（2）耕地复垦补偿

本项目将临时占用耕地面积 73.83hm²，即需要复垦的耕地面积。由于在征地费用中已经体现了后期的复垦费用，施工结束后将由农民自行复垦，故不再计算复垦补偿费用。

根据对当地乡镇政府调查，本区域耕地虽然面积较小，但仍有 5~10%的机动农田可以调剂，按“占一开一，占补平衡”的原则，油田开发占用的耕地可从机动耕地中进行补充，保证区域内耕地总数不降低。

（3）草地修复补偿

项目占用草地主要以低洼草地为主，生长条件较为恶劣，难于自然恢复，因此油田开发临时占用低洼草地恢复时，加强管护，增加草的成活率，使区域草地尽快恢复原有景观。

6.1.6 环境风险防范措施

6.1.6.1 施工期环境风险防范措施

（1）井漏事故风险防范措施

根据本项目钻井工程方案，钻井施工中应加强管理和生产组织协调，维护好设备，认真做好井漏等的预防工作。钻井施工中发现井漏及油气显示等异常情况，立即报告。钻进中发生井漏，液面不在井口时，将钻具提至关井位置，采取定时、定量反灌钻井液措施，及时处理井漏，防止发生溢流。为防止井漏、井塌发生，可适当提高钻井液粘度，并控制钻速与排量，防止冲垮和憋漏地层。接单根时，应晚停泵、早开泵。进入目的层后，若发生井漏，在保证井控安全和井眼稳定的情况下，应首先考虑降低钻井液密度，然后选择不伤害主要储层的堵漏措施，主要目的层应选用可酸化或可解堵的材料，严禁使用惰性材料堵漏。施工区块集中储备随钻堵漏剂 40t~60t，以备井漏发生时应急使用

(2) 突发井喷事故风险防范措施

1) 钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生。

2) 钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测，绘制四条曲线，包括预测地层孔隙压力曲线、监测地层孔隙压力曲线、设计钻井液密度曲线、实际钻井液密度曲线，并贴于井场值班房墙上。

3) 施工方在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时，应及时对钻井作业进行风险识别和评价，制定出安全技术保障措施，并提出修改设计的请求，按程序审批后方可实施。

4) 井控设备的维护和使用严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》中的 4.2 和 5.2 的要求执行。

5) 从一次开钻开始，干部必须 24h 值班，负责包括井控工作在内的所有钻井施工管理。值班干部要佩戴明显标志，填写值班记录（包含在交接班记录内）。

6) 严格执行钻开油气层前的准备和检查验收制度，在进入油气层前 50m~100m，按照下部钻井的设计最高钻井液密度值，对裸眼地层进行承压能力检验。

7) 最大允许关井套压值为防喷器额定工作压力、地层破裂压力决定的允许关井套压值、套管抗内压强度的 80%，三者中的最小值。

8) 钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液，使其性能稳定，进出口密度差不超过 0.02g/cm^3 。

9) 钻进时司钻注意观察泵压、钻速等变化，发现异常立即停止钻进，循环钻井液观察后效。

10) 起钻过程中，要严格控制起钻速度，钻头在油气层中和油气层顶部以上 300m 井段内起钻用 I 挡或起钻速度不超过 0.5m/s ，预防抽吸引起井喷。起钻中严格按照规定及时向井内灌满钻井液，并作好记录、校核，及时发现异常情况；起钻完应及时下钻，检修设备时必须保持井内有一定数量的钻具，并观察出口管钻井液返出情况。严禁在空井情况下进行设备检修。

11) 空井作业时间（如电测、井壁取心等）原则上不能超过 24h，或根据坐岗观察和钻井工程设计要求的空井时间，否则必须下钻通井。

12) 钻开油气层后,每次起钻前钻井液密度达到设计上限,都要进行一次 250m~350m 的短起下钻,计算气体上窜速度,循环钻井液观察后效,正常后才可起钻。

13) 钻进中发生井漏应将钻具提高井底、方钻杆提出转盘,以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施,保持井内液柱压力与地层压力平衡,防止发生溢流,其后采取相应措施处理井漏。

14) 需调整钻井液密度时,应确保井筒液柱压力不小于裸眼段中的最高地层孔隙压力。

15) 完井下套管建立循环前,必须在套管内灌满钻井液。

16) 固井作业时不得拆除防喷器,应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡,尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏,甚至井喷。

17) 中途测试和先期完成井,在进行作业以前观察一个作业期时间;起、下钻杆或油管应在井口装置符合安装、试压要求的前提下进行。

18) 发现溢流后,严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》溢流的控制及压井作业中的要求执行。

19) 认真做好井控记录,严格执行井控九项管理制度,本设计未提及部分按《大庆油田井控技术管理实施细则》执行。

(3) 套损风险防范措施

1) 检查套管质量

① 套管下井的质量检查。

一是检查套管钢级、壁厚等是否符合下井的设计规范与要求(设计中应对各种应力、强度校核作严格计算)。二是加强对下井前套管的探伤检查,要用多种检测方法检查套管壁厚薄程度、弯曲程度、圆度、丝扣密封情况和破裂等质量问题,严禁不合格套管下井。

② 确定厚壁套管下入井段,根据地应力集中点、膨胀泥岩深度。断层深度和油层部位等确定厚壁套管下入井段。

2) 地质影响因素预测

根据钻井、钻井地质（岩心，岩屑、层位变化等）、测井资料和地层对比等预测影响损坏套管的地质因素。

①预测断层性质（正、逆断层）、分布、深度、产状（走向、倾向和倾角），为气田开发方案布井提供资料和依据。

②预测膨胀泥岩厚度、分布层位、深度和范围。

③预测浅层水深度、层位。分布范围和水化学特征等，为套管内外壁防腐提供资料。

④预测气层疏松程度、出砂程度等。

⑤预测透镜砂体厚度、分布范围和层位，为注气和采气提供资料。

3) 工程技术预防措施

①对开发方式与工艺的要求。

A.为防止地应力集中，尤其在断层附近，应采取恰当的布井方式，以适应地下应力分布情况。

B.在套管易损坏地区的井，应考虑下技术套管，技术套管下至断裂层下部固井后再下气层套管，从而更有效地防止气层套管的损坏。

C.在可能的情况下，应分层开采，以利于克服层间应力异常和减少井下作业次数，防止套管损坏。

②下套管和固井质量的要求。

A.为防止浅层水腐蚀套管及浅层高塑性泥岩层蠕变，在浅层套管内外壁进行防腐，同时可下表层套管或技术套管封隔浅层。为减少管内承压，在高塑性泥岩层需下厚壁套管，并在环形空间内注入水泥封固。

B.为保证套管接箍丝扣和密封脂质量及上扣的扭矩值，对井下的套管要定期紧扣。

C.为减少套管损坏，固井时水泥浆应返至地面，进行全程固井。

(4) 防火、防爆、防泄漏措施

1) 井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求。值班房、发电房、配电柜距井口不小于 30m。

2) 距井口 30m 以内及钻井液循环系统的电气设备、照明设备、开关、输电线路及接线方法应符合防火防爆安全规定。

-
- 3) 钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品，机泵房下无积油。
 - 4) 井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志。若需动火，应执行相关的安全规定。
 - 5) 在井架上、井场盛行风入口处、钻台等地应至少设置 2 个风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向设定的 2 个紧急集合点疏散。
 - 6) 在钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有毒有害、可燃气体。
 - 7) 油罐区地面铺设防渗布，设置围堰。
 - 8) 确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理。
 - 9) 一旦发生井喷事故，要及时上报上级主管部门，并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班。
 - 10) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如推广抗腐蚀的非金属管线的应用，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；
 - 11) 原油、天然气为易燃易爆物质。为了防止设备、管道爆破泄漏，严格遵循有关设计规范进行规划设计，严格要求设备、材料的质量和工程的施工质量，保证工艺过程的密闭性，避免事故的发生；
 - 12) 爆炸危险区域内所用的电气设备、自控仪表设备均采用防爆型，并符合相应的防爆等级；
 - (14) 严格执行各项安全生产制度，在油气泄露场所严禁静电和携带火种。
 - (5) 井下作业事故风险防范措施
 - 1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油井作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业；
 - 2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；
 - 3) 作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，

采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器；采取清水或泥浆压井；

4) 打开套管闸门，启动作业废水进站装置和油水收集器，使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站；

5) 在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到作业废水进站装置；

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

(6) 钻井工程中水环境事故防范措施

一旦发生泄漏事故，立即切断阀门，泄漏点附近设置临时围堰，对泄漏出来的油水进行回收。事故处理后，对受污染的地面进行清理，防止随地表径流污染地表水体，或渗入地下污染地下水。针对可能发生的风险事故对区域地表水的影响，本报告提出如下要求以最大程度的避免风险事故的发生，以及如果发生事故对区域地表水的影响降至最低。本项目在钻井前合理设计井场布局，将井场垫高到最高水位线以上，并设置堰围，建设高度 30cm，宽度 40cm，材料为粘土夯筑，防止冒漏时污水流入水体；根据当地的气候条件设置泥浆槽围堰，当雨季集中的时候或者工程突发产生废水较多的时候，控制泥浆泵排量，及时用罐车送至新建撬装废弃泥浆处理站进行无害化处理；同时，针对部分距离水体较近井位，在施工时泥浆罐设置位置应尽可能对地表水体进行避让，选取远离地表水体的位置进行设置。在采取了上述措施后，风险事故下对区域地表水体的影响还是相对可以接受的

6.1.6.2 运营期环境风险防范措施

(1) 集输系统事故风险防范措施

1) 严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检

验，检验合格后方可进行施工安装。

2) 对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备。

3) 定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题。

4) 生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏。

5) 当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志。

6) 确保第九采油厂财务资产库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水、地下水、土壤等环境产生污染。

7) 将被泄漏原油污染的土壤清理后由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）要求后用于铺垫井场及通井路。

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

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

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

11) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告。

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

(2) 依托场站事故风险防范措施

1) 建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生；

2) 站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；

3) 平稳操作，避免系统压力超高放空；

4) 定期维护保养容器、设备和站内管线。

(3) 拉油点储罐事故风险防范措施

拉油点储罐贮存过程中，原油泄漏将在地面上形成液层，液体渗进土壤，威胁到土壤和地下水的安全。如果泄漏的液体进入邻近的地表水，会造成地表水的污染，甚至饮用水源的安全。泄漏的油遇明火容易引发火灾和爆炸，对环境空气造成影响。应在储油罐周围设置与储油罐容积相当的围堰。当出现原油泄漏时，应及时做好泄漏原油的清理工作，严防火灾和爆炸。

在储油罐地面应经过防渗漏处理，可防止泄漏的原油渗漏进入地下。泄漏的混原油或对地下水造成影响。在出现原油泄漏的情况下，应及时清理，把对环境和人体健康的危害降到最低。

为降低风险事故发生概率，企业应完善各项风险管理制度：

①确保所购设备及设施的安全性，根据生产工艺选用合理材质的设备、设施。

②建立健全安全管理制度；加强对职工的安全教育及技术培训，提高职工的安全防护及环保意识，防患于未然。

③对生产装置中的重要参数设置超限报警，以防事故发生。

④采用密闭操作，控制有害物质泄漏，减少对操作人员的影响。

⑤在危险地点和危险设备处，设立安全标志或涂刷相应的安全色。

⑥各生产班组应设有安全生产监督员，专门负责安全方面的检查监督工作，能处理。突发事故，由监督员严格执行制定的各项安全生产规章制度。

⑦企业必须设置强有力的安全生产管理机构，根据安全管理工作的需要，配备必要的人员进行安全管理工作，建立健全安全生产责任制，制定并教育全体职工遵守《安全生产规程》。

(4) 火灾、爆炸风险防范措施

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

2) 场站的油罐均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施；

3) 场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

(5) 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

危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

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

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

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

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

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

（6）管理措施

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

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

3) 对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送龙一联合油污泥处理站进行处理。

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

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

6) 定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；

7) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；

8) 建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应

和处理。

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

6.1.6.3 事故应急救援预案

大庆油田公司突发事件应急管理归口部门为公司生产运行部门，为及时应对突发事件，快速调动应急资源，以消防支队为依托，组建了国家级专业应急救援队伍 1 支，以及作业井喷应急救援队伍、原油泄漏应急救援队伍、天然气泄漏应急救援队伍、电力系统故障应急救援队伍、水上溢油应急救援队伍、医疗卫生救援队伍 7 个油田公司级应急救援队伍，在各二级单位建设综合应急救援队伍，基本形成了覆盖油田生产各专业的应急救援队伍体系。

根据突发环境事件级别确定上报部门及应急队伍响应级别。从发现环境事件后要上报突发环境事件初报，初判发生Ⅲ级突发环境事件时，由三级单位负责应对工作，具体为现场人员、三级单位应急救援队伍或区域消防队进行应对；初判发Ⅱ级突发环境事件时，由二级单位负责应对工作，具体为二级单位综合应急救援队伍和区域消防队进行应对，必要时向油田公司求援，调集油田公司级应急救援队伍；初判发生Ⅰ级突发环境事件时，30 分钟内向突发环境事件应急办公室初报，启动油田公司突发事件应急响应程序，启动油田公司级专业工作组、综合工作组、专业应急救援队伍。

建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足建设项目的要求。本工程为改扩建工程，目前第九采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第九采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》、《蓄滞洪区人员、设备撤离预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案。其中总体预案适用于自然灾害、事故灾难、公共卫生、社会安全四类突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、风险分析与应急能力评估、预防与预警、应急响应与保障等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控的作用；《环境突发事件专项预案》中不仅

包含了风险分析与事件分级、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等内容；《输油系统突发事件专项预案》中根据自然灾害、人为破坏、人为操作失误和设备缺陷等原因，在生产、使用、贮存、运输和油气处置工艺过程中易出现原油、天然气等危化品泄漏现象确定突发事件类型，主要涵盖4类风险：①油气等生产过程中输送物料管线发生泄漏。②产品储存区等出现泄漏事故。③作业环境由于设备、管道、阀门、法兰等容器使用、腐蚀、损伤或密封圈损坏等原因，出现泄漏。④装卸过程中，由于泵、法兰、管道、密闭等处发生泄漏或者由于装料过满、受热膨胀等发生泄漏。针对这四种风险，该《应急预案进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与保障内容确定以及油气集输突发事件的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。总体上看，第九采油厂应急预案涵盖了环境突发事件、井喷、油气泄漏、输油系统突发事件等事故情况，依托合理，现有应急预案依托可行。但建议建设单位加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。上述制定的事故应急预案，已报当地政府备案，并定期进行演练。

通过分析，工程在发生事故状态下可依托已经制定了相关应急预案及相关应急资源。不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，定期进行地企联动应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

1、确定危害和风险

本项目潜在的环境风险事故是泄露、火灾和爆炸。

通过正确地判别和评价本项目潜在的环境风险事故，制定相应的应急措施，可将风险和影响降到合理实际并尽可能低的水平，最大程度地保护人、环境和财产不受或少受影响。

2、应急预案基本内容

针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应急预案，以处理突发事故，降低风险，并与当地政府应急预案衔接，报当地政府备案。本工程位于已建区块内，可以纳入第九采油厂油田原有应急体系内，不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，

发生事故必要时可直接向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

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

(2) 环境监测内容

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

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

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

③水环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）所影响的地表水环境和地下水环境进行监测。

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

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

3、应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司第九采油厂编制了《环境突发事件专项应急预案》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。

应急预案制定完毕后，大庆油田有限责任公司第九采油厂各油矿平均每月开展一次应急预案的宣传教育及应急演练，保证每一个工作人员都熟悉预案的内容，熟练应急措施，检查预案的有效性和符合性，对存在的不足及时修正。

4、应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司第九采油厂已在大庆油田有限责任公司备案登记，由大庆油田有限责任公司向市政府有关部门及集团公司申请备案。大庆油田有限责任公司第九采油厂已备案登记《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》、《蓄滞洪区人员、设备撤离预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，发生事故时，多个应急预案联动响应。同时，企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、环保部门及公安部门启动相应紧急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见下表。

表 6.1-4 地企联动各部门联系方式

名称	联系电话
大庆油田总医院	0459—5884608
油田消防支队	119
齐齐哈尔市医院	120
齐齐哈尔市消防队	119
齐齐哈尔市生态环境局	12369
齐齐哈尔市公安局	110
大庆油田有限责任公司第九采油厂环保部	0459-4596962

5、应急措施

(1) 油井套损应急措施

- a.发现油井套损后，应立即关井，并组织检查修复，如无法修复则应封井；
- b.套损后还应对周围地下水进行监测，如果发生污染，则应采取措施，防止污染范围的进一步扩大，并通知可能受影响的饮用地下水单位和个人。

(2) 井喷应急措施

- a.发生事故后，采取防止事故蔓延或扩大的应急措施，机制止动力机工作，停止向井场供电。
- b.防止第二次灾害事故发生，采取措施防止残留危险物品的燃烧和爆炸；可燃气体、液体的继续泄漏等。
- c.对井喷喷出的液体进行收集后，送含油污泥处理厂处理。
- d.当班人员接好消防水管线并正对井口，接好通向四通的注水管线。落实充足的供

水源。

e.事故控制住之后，对污染的表层土壤进行更换，对植被进行恢复。

(3) 井喷发生后减少环境影响的应急措施

1) 发生事故后，采取防止事故蔓延或扩大的应急措施，机制止动力机工作，停止向井场供电。

2) 防止第二次灾害事故发生，采取措施防止残留危险物品的燃烧和爆炸；可燃气体、液体的继续泄漏等。

3) 当班人员接好消防水管线并正对井口，接好通向四通的注水管线。落实充足的供水源。

4) 一旦发生事故时，防止井喷原油对水体造成污染；当泄漏发生在地表水体中应急时，应在水面设置隔油带防止油污扩散，及时采用应急设备清理现场油污，采油九厂配备的应急设备包括围油栏 2km、撇油器 4 个、冲锋舟 5 艘，以及编织袋和抽水泵等，事故发生 10min 内应急设备即可输送至现场。并加强水体监测。

5) 等事故控制住之后，对污染的表层土壤进行更换，对植被进行恢复。

(4) 井控主要措施

1) 钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生。

2) 钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测，绘制四条曲线，包括预测地层孔隙压力曲线、监测地层孔隙压力曲线、设计钻井液密度曲线、实际钻井液密度曲线，并贴于井场值班房墙上。

3) 施工方在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时，应及时对钻井作业进行风险识别和评价，制定出安全技术保障措施，并提出修改设计的请求，按程序审批后方可实施。

4) 井控设备的维护和使用严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》中的 4.2 和 5.2 的要求执行。

5) 从一次开钻开始，必须 24h 值班，负责包括井控工作在内的所有钻井施工管理。佩戴明显标志，填写值班记录（包含在交接班记录内）。

6) 严格执行钻开油气层前的准备和检查验收制度，在进入油气层前 50m-100m，按

照下部钻井的设计最高钻井液密度值，对裸眼地层进行承压能力检验。

7) 最大允许关井套压值为防喷器额定工作压力、地层破裂压力决定的允许关井套压值、套管抗内压强度的 80%，三者中的最小值。

8) 钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液，使其性能稳定，进出口密度差不超过 0.02g/cm³。

9) 钻进时司钻注意观察泵压、钻速等变化，发现异常立即停止钻进，循环钻井液观察后效。

10) 起钻过程中，要严格控制起钻速度，钻头在油气层中和油气层顶部以上 300m 井段内起钻用 I 挡或起钻速度不超过 0.5m/s，预防抽吸引起井喷。起钻中严格按照规定及时向井内灌满钻井液，并作好记录、校核，及时发现异常情况；起钻完应及时下钻，检修设备时必须保持井内有一定数量的钻具，并观察出口管钻井液返出情况。严禁在空井情况下进行设备检修。

11) 空井作业时间（如电测、井壁取心等）原则上不能超过 24h，或根据坐岗观察和钻井工程设计要求的空井时间，否则必须下钻通井。

12) 钻开油气层后，每次起钻前钻井液密度达到设计上限，都要进行一次 250m-350m 的短起下钻，计算气体上窜速度，循环钻井液观察后效，正常后才可起钻。

13) 钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘，以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施，保持井内液柱压力与地层压力平衡，防止发生溢流，其后采取相应措施处理井漏。

14) 需调整钻井液密度时，应确保井筒液柱压力不小于裸眼段中的最高地层孔隙压力。

15) 完井下套管建立循环前，必须在套管内灌满钻井液。

16) 固井作业时不得拆除防喷器，应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡，尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏，甚至井喷。

17) 中途测试和先期完成井，在进行作业以前观察一个作业期时间；起、下钻杆或油管应在井口装置符合安装、试压要求的前提下进行。

18) 发现溢流后, 严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》溢流的控制及压井作业中的要求执行。

19) 认真做好井控记录, 严格执行井控九项管理制度, 本设计未提及部分按《大庆油田井控技术管理实施细则》执行。

20) 柴油罐区做好防渗措施, 避免柴油泄漏对土壤及地下水的影响。

21) 若发生井喷, 喷出气体若含有 H₂S 气体, 应立即启动应急预案, 及时疏散周围居民。

(5) 现场防火、防爆、防油水泄漏措施

1) 井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求。距放喷管线不小于 3m, 距发电房不小于 20m。

2) 距井口 30m 以内及钻井液循环系统的电气设备、照明设备、开关、输电线路及接线方法应符合防火防爆安全规定。

3) 钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品, 机泵房下无积油。如有机油、柴油等污染的土壤要及时清理并送油田含油污泥处理场处理。

4) 井场内严禁吸烟和动用明火, 应有明显的防火标志。若需动火, 应执行相关的安全规定。

5) 井场内平面布置应将可发火花(明火、电火)的设备布置于井场上风向。

6) 在井架上、井场、钻台等地应至少设置 2 个风向标, 一旦发生紧急情况, 作业人员可向上风方向设定的 2 个紧急集合点疏散。

7) 在钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所, 应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有毒有害、可燃气体。

8) 其它设备等发生油水泄漏时应及时修筑围堤, 控制油水扩散范围, 保护周围生态、地表水环境。

9) 其它设备等发生油水泄漏时应及时修筑围堤, 控制油水扩散范围, 保护周围生态、地表水环境。如果发生井喷事故, 及时设置围堰, 尽量减少油污扩散面积, 以减少油污中烃类物质挥发污染大气。

10) 一旦发生井喷事故, 要及时上报上级主管部门, 并有消防车、救护车、医护人

员和技术安全人员在井场值班。

11) 本项目钻井施工过程中使用柴油机，施工井场内设柴油储罐，对柴油储罐贮存区域采取地面防渗措施，且采用砂土等设置围堰，因此正常状况下不会对附近土壤及地表水造成影响。

(6) 管理措施

1) 在钻井施工时，制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因严重操作失误而造成的事故。

2) 日常监督、隐患整改、事故发生、操作失误等各项安全行为都有记录和建立档案规定。

3) 对相应的各项事故应急预案进行补充完善，包括在制订的应急操作规程中应说明发生井喷、火灾爆炸等事故时应采取的具体操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，人员责任等问题。

4) 制定应急操作规程，在规程中应说明发生井喷、火灾爆炸时应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还应说明与操作人员有关的安全问题。

5) 操作人员每周应进行安全活动，提高职工的安全意识，识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施。

6) 对重要的仪器设备有完善的检查项目、维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案(包括维护记录档案)，文件齐全。

7) 对周围居民进行发生事故时如何应急的宣传教育，使发生事故时能够将影响减到最小。

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

6、现有应急预案需补充完善内容

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

(2) 环境监测内容

本项目发生污染事故时，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、植被）、大气环

境和水环境的影响，应急监测主要是这几方面的内容。

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

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

c 水环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）所影响的地表水环境和地下水环境进行监测。

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

由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.1.7 土壤保护措施

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

（1）源头控制措施

井场控制措施。油田开发过程中，井下作业应配备泄油器、刮油器等，检修作业污水、清防蜡洗井废水要求全部进罐，由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排；按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）要求后用于铺垫井场及通井路，落地原油回收率应达到100%。

管线控制措施。在管线的路由选择中，应尽量沿道路进行铺设，同时还采用管线保温措施；管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统。

设备控制措施。在设备等污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

(2) 过程控制措施

对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼草地带，采用玻璃钢外防腐钢制管道，以延长埋地管道使用寿命；井场采取简单防渗，进行地面压实处理。同时企业在管理方面严加管理，并采取相应的防渗措施可有效防止管线和站场贮存设施发生含油污水及原油泄漏事故造成对区域土壤环境的污染。

(3) 末端控制措施

主要包括油井场污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；末端控制采取分区防渗原则。

(4) 应急响应措施

包括一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤、地下水污染，并使污染得到治理。

(5) 污染监控体系

为了及时了解项目场区及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）的相关要求，本项目拟制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。

根据土壤环境影响分析结果，定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开。根据项目分布情况、现状监测布点情况和土壤类型分布情况，布置土壤监测点位 4 个。跟踪监测计划见表 6.1-5。

表 6.1-5 土壤环境跟踪监测计划表

点位	位置	坐标	监测因子	监测频次
1	331#平台井场	47.00894, 123.89204	石油烃、pH	1 次/年
2	331#平台井场北侧 200m 草地	47.01037, 123.89188		
3	305 号拉油点	47.04561, 123.76056		

4	305 号拉油点西侧 200m 耕地	47.04609, 123.75712		
---	-----------------------	---------------------	--	--

上述监测结果应按照规定及时建立数据档案，并定期向社会公开监测信息。如发现异常或发生事故，需加密监测频次，确定影响源位置，分析影响结果，并及时采取应急措施。

6.2 油田开发后期及闭井期环保措施

本工程闭井期另外单独履行环评手续。

6.3“三同时”项目一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表 6.3-1、6.3-2。

表 6.3-1 “三同时”项目一览表

阶段	污染防治内容		环境保护措施	验收指标
施工期	地下水保护		施工期分区防渗：柴油罐区、钻井液罐区、发电机房、钢制泥浆槽、钻井泵、钻台为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；钻井液材料房、其他材料房、临时旱厕为一般防渗，采用 1.5m 厚黏土防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；施工井场其他区域为简单防渗，采用地面碾压平整。	执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于分区防渗技术要求，保存施工影像。
	废水	生活污水	排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整	不外排

	试压废水	由罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值（含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L、粒径中值≤2μm），回注油层
	钻井废水	排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中I类场标准后用于铺垫井场及通井路	不外排
废气	施工期扬尘	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	施工场界执行《大气污染物排放标准》（GB16297-1996）颗粒物无组织排放限值：≤1.0mg/m ³
	柴油机燃烧烟气	使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况	柴油燃烧烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及2020修改单中第三阶段标准限值要求
	柴油罐	选用密闭管线、密闭性能好的阀门、法兰和垫片连接	边界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求，≤4.0mg/m ³
噪声	机械噪声	低噪声设备	符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求（厂界昼间≤70dB(A)、夜间≤55dB(A)）

	生活垃圾	统一收集后运至泰来县生活垃圾综合处理厂处理	不外排
固体废物	废钻井液、岩屑、废射孔液	暂存于井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理，处理后的水转运到龙一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准后用于铺垫井场及通井路	不外排
	KOH 包装袋	由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求
	纯碱、膨润土包装袋、破损防渗布	经收集后拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理	《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及 2013 年修改单中标准
生态恢复	土地平整及恢复（临时占地）	管道下沟后，按原状土及时回填、压实、洒水，对占地覆土平整压实，不改变原有地势，不起垄。	对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 351.555hm ²
	土地补偿（永久占地）	永久占地按《中华人民共和国土地管理法》和《中华人民共和国土地管理法实施条例》等的相关规定缴纳土地补偿费，专款用于农田的补偿	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 128.846hm ² 。永久占用草地、耕地按照规定进行经济补偿
水土流失	合理选择施工季节，井场施工控制作业面积，管线施工回填平整、压实		
防沙治沙	对临时占用的耕地及草地进行植被恢复，植被恢复至原有覆盖率；对永久占地平整压实，路基边坡采取种草措施护坡固土		
运营期	地下水保护	运营期分区防渗：拉油点储罐区、电加热管线为重点防渗，采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接；注汽站、热水站为一般防渗区，采用 1.5m 厚黏土防渗层，渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s；井场为简单防渗，采用	执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于分区防渗技术要求

		地面夯实碾压平整进行防渗。	
		在上游的设1个潜水背景监测点,在建设项目区域及区域下游设3个潜水跟踪监测点,定期监测地下水水质,监测因子为pH、挥发酚、石油类	挥发酚执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准,石油类执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)表1中的 III类标准限值要求 ≤ 0.05
废水	检修作业污水	由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层,不外排	符合《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)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 $\leq 2\mu\text{m}$),同时满足《碎岩屑油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中相应标准限值,回注油层
	清防蜡洗井废水		
	油田采出水	管输至龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层	
	注汽站锅炉生产排水	排入新建污水池中,定期拉运至龙一联合含油污水处理站处理	
	热水站锅炉生产排水	由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理	
噪声	井场、拉油点、依托场站设备噪声	低噪声设备、机泵等设备安装减震基础	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准限值,厂界昼间 $\leq 60\text{dB(A)}$ 、夜间 $\leq 50\text{dB(A)}$
废气	加热炉燃烧烟气	依托场站加热装置采用清洁能源天然气为燃料	燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)在用燃气锅炉标准(颗粒物 ≤ 30 、 $\text{SO}_2 \leq 100$ 、 $\text{NO}_x \leq 400$ 、烟气黑度 ≤ 1)
	拉油点、注汽站、热水站加热炉烟气	新建多功能储罐采用清洁能源天然气为燃料	燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)新建燃气锅炉标准(颗粒物 ≤ 20 、 $\text{SO}_2 \leq 50$ 、 $\text{NO}_x \leq 200$ 、烟气黑度 ≤ 1)
	采油井场、拉油点及场站非甲烷总烃	井场、管线、拉油点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、拉油点厂界执行《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)无组织排放监控浓度限值, $\leq 4.0\text{mg/m}^3$
固体废物	生活垃圾	统一收集后运至泰来县生活垃圾综合处理厂	不外排
	含油污泥	运至第九采油厂含油污泥处理站处理	执行《油田含油污泥处置与利用污

	和落地油		染控制要求》(DB23/T 3104-2022), 处理后含油污泥含油量≤3‰
	含油防渗布	由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	不贮存, 实行危险废物转移联单制度
	废离子交换树脂	每年更换一次, 由厂家回收	不外排
风险防控	运营期工作区域均铺设防渗布, 防渗布边缘设置围堰; 车辆采用密闭罐车, 配备收油工具, 场站定期进行应急演练。		

表 6.3-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	污水回收装置等环保设施建成及运行情况, 生态恢复、占地补偿等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划, 包括物质配备、防范措施, 应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
污染物达标排放监测	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
	无组织排放烃类气体监测
	厂界噪声声达标排放监测
环境保护敏感点环境质量监测	事故时对大气, 地下水、地表水、土壤等进行事故监测
	油田开发区域内的地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	该地区为水土流失重点治理区, 应落实管道采用沟埋敷设, 施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整, 并压实; 施工时要特别注意保护原始地表与天然植被, 划定施工活动范围, 严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围, 所有车辆采用“一”字型作业法, 避免并行开辟新路, 以减少风蚀沙化活动的范围
	平整及恢复 351.555hm ² ; 补偿 128.846hm ²
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

7 环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设，除对所在区域的经济发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

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

(1) 植被损失费

根据生态环境影响分析，该项目投产后耕地占地造成的粮食损失如果以玉米计，玉米按 1500 元/吨计；草地造成的损失以干草计，干草价格按 700 元/t 计。则投产十年间损失 229.2 万元。

(2) 资源损失费

该项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失。油田投产 10 年间该项目将有 68.61t 烃类排入大气，每吨按 1529.7 元计，相当于损失 10.5 万元。

两项合计为 239.7 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

项目总投资 42673.1 万元人民币，环保投资 498.032 万元人民币，环保投资占比为 1.17%，本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计

环保工程名称		措施内容	工程量	环保投资 (万元)
施 工 期	废气	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	0.1 万元/口井，共 100 口井	10
	废水	施工营地设置防渗旱厕	0.2 万元/新钻井场，共新钻 49 座井场	9.8
	地下水污染防治	施工井场采取分区防渗措施	1 万元/新钻井场，共新钻 49 座井场	49

固体废物	废钻井液、岩屑、钻井废水及废射孔液拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处理装置处理	2万元/口新钻井,共新钻100口油井	200
	废包装袋、破损防渗布拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理	0.1万元/吨,共计5.15t	0.515
	生活垃圾	0.1万元/吨,共计6.5t	0.65
生态	对于项目永久占地进行经济补偿,补偿面积28.5205hm ²	根据2021年齐齐哈尔市征地区青苗补偿费标准,占地补偿按照2万元/hm ² 计	57.041
	对临时占用的土地进行恢复、平整,恢复临时占地89.385hm ²	根据国家临时占地补偿标准,生态恢复费用按1万元/hm ² 计	89.385
废气	洒水设备、车辆运输遮盖苫布、物料苫盖。柴油罐选用密闭管线、密闭性能好的阀门、法兰和垫片连接。	0.4万元/井场,共49座井场	19.6
	拉油点罐车配备机械呼吸阀	按照市场价格	5
噪声	采用低噪声设备,场站新增泵类设置隔声间、吸声墙等降噪减震措施	采用低噪声设备,场站新增泵类设置隔声间、吸声墙等降噪减震措施	15
运营期 固体废物	含油污泥、落地油拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理	0.5万元/吨,共计4.782t/a	2.391
	含油防渗布、KOH包装袋由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	0.5万元/吨,共计20.5t/a	10.25
风险防范	配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资,定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	0.2万元/井场,共49座井场	9.8
地下水防治	柴油罐区、泥浆泵、泥浆槽、钻机底座、井控远程控制台,砂泵坑、材料房、拉油点储罐等处铺设防渗布	0.4万元/井场,共49座井场	19.6
合计			498.032

7.2.2 环境效益简要分析

项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施,大大降低了排入环境中污染物的数量,将取得一定的环境效益。

7.3 环境经济损益分析结论

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

8 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

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

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

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

（3）退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

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

8.1.1 组织结构

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

8.1.2 规章制度

在项目运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、井场和拉油点管理、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事

故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道、拉油点储罐。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

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

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油井作业、集油管道、拉油过程所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

(1) 最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；

-
- (2) 公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
 - (3) 制定和落实一岗一责制；
 - (4) 加强生产技术及 HSE 教育和培训；
 - (5) 做好现场审核和整改；
 - (6) 奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

由第九采油厂安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HS 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

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

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由第九采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、拉油点事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

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

8.2.4 环境监控基本内容

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

8.2.5 本工程污染源排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

8.2-1 施工期污染物排放清单

污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	扬尘	颗粒物	/	排入大气	执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值要求
	柴油机燃烧烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、HC、CO	2207 万 m ³	排入大气	执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四

					阶段) (GB20891-2014)及 2020 修改单中第三阶 段标准限值
	柴油储 罐	非甲烷 总烃	6.24kg	排入大气	场站边界执行《陆上 石油天然气开采工业 大气污染物排放标 准》(GB39728-2020) 5.9 中 4.0mg/m ³ 规定 要求)
废 水	生活污 水	COD、 NH ₃ -N	832m ³	排入施工井场内临时设置的防渗 旱厕, 定期清掏外运堆肥处理, 施工结束后进行卫生处理, 场地 进行平整	不外排
	钻井废 水	COD、SS	1839.2m ³	排入井场泥浆槽中, 定期由罐车 拉运至采油九厂废弃钻井泥浆处 理装置处理, 处理后的水转运到 龙一联合站处理满足《大庆油田 地面工程建设设计规定》 (Q/SYDQ0639-2015)中“含油量 ≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、 粒径中值≤2μm”规定后回注油 层, 产生的泥饼满足《废弃钻井 液处理规范》(DB23/T693-2000) 及《一般工业固体废物贮存和填 埋污染控制标准》 (GB18599-2020)中 I 类场标准 后用于铺垫井场及通井路	不外排
	试压废 水	SS	56.56m ³	罐车回收送龙一联合站污水处理 站处理达标后回注油层	不外排
固 废	废钻井 液	/	20200m ³	定期由罐车拉运至采油九厂废弃 钻井泥浆处理装置处理, 处理后 的水转运到龙一联合站处理满足 《大庆油田地面工程建设设计规 定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含 油量≤8mg/L、悬浮固体含量 ≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后 回注油层, 产生的泥饼满足《废	100%处置
	钻井岩 屑	/	5517.6m ³		
	废射孔 液	/	4000m ³		

				弃钻井液处理规范》 (DB23/T693-2000)及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中I类场标准后用于铺垫井场及通井路	
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	/	0.15t	统一送第七采油厂一般工业固废填埋场处理	100%处置
	废防渗布	/	5t		
	KOH包装袋	/	0.5t	委托有资质单位处理	100%处置
	生活垃圾	/	6.5t	统一收集后拉运至泰来县生活垃圾综合处理厂处理	100%处置
噪声	机械噪声	噪声	60~105dB(A)	排入周围环境	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)要求

本工程运行期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运行期污染物排放清单

种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	烃类气体	非甲烷总烃	68.61/a	排入大气	井场、拉油点厂界《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)5.9中规定要求),场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录A中VOCs无组织排放限值要求
	拉油点储罐加热装置烟气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	1300.5万m ³		符合《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2中新建燃气锅炉要求

	注汽站 加热炉 烟气	SO ₂ 、 NO _x 、颗 粒物	17168.44 万 m ³		
	热水站 加热炉 烟气	SO ₂ 、 NO _x 、颗 粒物	346.8 万 m ³		
废水	油田采 出水	石油类	8500t/a	进入龙一联合含油污 水处理站处理达标 后回注油层	处理后的废水满足《大庆油田地面 工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）要求，“含油量 ≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、 粒径中值≤2μm”后，回注油层
	检修作 业污水	石油类、 悬浮物	266.7m ³ /a	罐车回收送龙一联 含油污水处理站处 理达标后回注油层	
	清防蜡 洗井废 水	石油类、 悬浮物	12000m ³ /a	罐车回收送龙一联 含油污水处理站处 理达标后回注油层	
	注汽站 锅炉排 污水	TDS	14235	排入新建污水池中， 定期拉运至龙一联 含油污水处理站处 理达标后回注油层	
	注汽站 锅炉反 冲洗废 水	NaCl	5748.78	排入新建污水池中， 定期拉运至龙一联 含油污水处理站处 理达标后回注油层	
	热水站 锅炉排 污水	TDS	5840	罐车回收送龙一联 含油污水处理站处 理达标后回注油层	
	热水站 锅炉反 冲洗废 水	NaCl	547.5	罐车回收送龙一联 含油污水处理站处 理达标后回注油层	
固废	含油污 泥	石油类	1.452t/a	由罐车拉运至第九 采油厂含油污泥处 理站处理达标后用 于铺垫井场及通井 路	依托含油污泥处理站符合《油田含 油污泥处置与利用污染控制要求》 （DB23/T 3104-2022）要求
	落地油	石油类	3.33t/a	由罐车拉运至第九 采油厂含油污泥处 理站处理达标后用 于铺垫井场及通井 路	依托含油污泥处理站符合《油田含 油污泥处置与利用污染控制要求》 （DB23/T 3104-2022）要求
	含油废 防渗布	石油类	20t/a	送有资质单位处理	100%处置
	废离子 交换树	/	0.1	由厂家回收	不外排

	脂				
噪声	采油井	噪声	65~80dB(A)	排入周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准

8.2.6 总量控制

本工程运营期产生的废气主要为新建拉油点、注汽站、热水站加热炉废气及油气集输过程中产生的废气，这部分废气新增 SO₂ 排放量 3.417t/a、NO_x 排放量 13.319t/a、颗粒物排放量 1.75t/a，另外，油田特征污染物非甲烷总烃排放量 68.61t/a，建议按实际排放总量进行控制，采油九厂总量指标由大庆油田有限责任公司下达，2021 年总量暂未下达，根据 2021 年采油九厂的总量指标，废气总量 149885.087 万 m³，二氧化硫排放量 69.3647t，氮氧化物排放量 205.8100t，颗粒物排放量 34.4820t，可知，本项目所产生的污染物可通过区域平衡加以削减，本项目从总量控制方面分析是可行的。

表 8.2-3 本工程污染物排放总量一览表

序号	污染物	预测排放量	核定排放量
1	颗粒物 (t/a)	1.75	1.75
2	NO _x (t/a)	13.319	13.319
3	SO ₂ (t/a)	3.417	3.417
4	非甲烷总烃 (t/a)	68.61	68.61

8.2.7 排污许可证制度衔接

依据《国务院办公厅关于印发<控制污染物排放许可制度实施方案>的通知》（国办发[2016]81 号）中相关要求，环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企业单位在生产运营期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，不得无证或不按证排污，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。

根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号）及生态环境部部令第 11 号《固定污染源排污许可证分类管理名录（2019 年版）》的有关规定，本项目属于“三、石油和天然气开采业 07 中的 4 石油开采 071”，相关要求为“涉及通用工序重点管理的实施重点管理，涉及通用工序简化管理的实施简化管理，其他实施登记管理”。本项目为陆地石油开采，第九采油厂已按照相关要求申请排污许可证，实行排污许可登记管理，证书编号为 91230607716675409L005Y，排污

许可行业类别为陆地石油开采、锅炉、工业炉窑、水处理通用工序，有效期为 2021 年 5 月 24 日至 2026 年 5 月 23 日

8.2.8 施工期环境管理与监测计划

8.2.8.1 加强工程承包方管理

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

- (1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- (2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- (3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- (4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.2.8.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行包括环保知识、意识和能力的培训。其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法；国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.2.8.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。

8.2.9 运营期环境管理与监测计划

8.2.9.1 运营期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；

- (3) 落实环境管理制度；
- (4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；
- (5) 强化专业人员培训。

8.2.9.2 运营期环境监测计划

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果，依托的龙一联的废气源监测纳入其日常监测计划，本项目不再列入。

施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248—2022)、《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》(HJ 820-2017)要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表 8.2-4 工程运行期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次	
1	废气	非甲烷总烃	油井井场	1次/年	
		SO ₂ 、颗粒物、NO _x	拉油点	加热炉	1次/年
		非甲烷总烃		厂界	1次/月
		SO ₂ 、颗粒物	注汽站	加热炉	1次/年
		NO _x 、			1次/月
		非甲烷总烃		厂界	1次/季度
		SO ₂ 、颗粒物	热水站	加热炉	1次/年
		NO _x 、			1次/月
		非甲烷总烃		厂界	1次/季度
2	废水	石油类、悬浮物、挥发酚	龙一联含油污水处理站排放口	1次/季度	
3	噪声	连续等效 A 声级	油井井场、拉油点、注汽站、热水站永久占地外 1m	1次/季度	
4	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油	空气及土壤为事故地点；地表	事故发生 24 小时	

		烃；地下水：石油类；地表水： 石油类	水及地下水为事故地点周围 区域。	内
--	--	-----------------------	---------------------	---

表 8.2-5 工程运行期周边环境质量影响监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	环境空气	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、 PM _{2.5} 、非甲烷总烃	乌诺屯（46.97381， 123.85008）、扎龙自然保 护区（46.98072， 123.89480）	1 次/半年
2	声环境	连续等效 A 声级	孤房子屯（123.83643， 46.93564）	1 次/年
1	地下水	pH、挥发酚、石油 类	区块上游后五家子满族村潜水井（123.95136 47.09017）；区块内孤房子屯潜水井（123.83643 46.93564）、纪地房子潜水井（123.75489 47.03158）；下游四家子屯潜水跟踪监测井 （123.80420 46.92574）	1 次/半年
2	土壤	石油烃、pH	331#平台井场、331#平台井场北侧 200m 草地、 305 号拉油点、305 号拉油点西侧 200m 耕地	1 次/年

表 8.2-6 生态调查方案

序号	调查内容	调查方法	点位	监测频次
1	植被、耕地恢复 情况	样方调查	临时占地内	1 次/年，直至恢 复原有覆盖度

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

本项目基建油井 100 口，其中基建油井 100 口（其中有 3 口代用井，根据油藏及地质勘查情况，油田下发计划可投入生产），其中新钻油井 100 口（19 口水平井、81 口直井，其中 3 口钻而不建，待后期油田下发计划后投产），钻井总进尺 91960m，其中独立井 18 口、平台 31 座；采用采用蒸汽吞吐方式开发，集中拉油工艺，新建拉油点 3 座，每个集中拉油点采用多功能储罐，共配备 40m³多功能储罐 9 座；扩建拉油点 5 座，共配备 40m³多功能储罐 6 座；新建注汽点 3 个，共新建 3 座水源井；改建注汽点 5 个，共新建 2 座水源井；新建 3 套移动注汽设施；新建热水站 1 座；新建电加热管道 23.2km，注汽管道 10km，集水管道 1.8km，供气管线 7km。新建油井产液拉运至龙一联卸油点，在龙一联合站进行处理后，外输至南三油库；并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 4.84×10⁴t/a。

9.2 产业政策符合性

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

9.3 选址合理性结论

本项目共建设 100 口油井，建设内容包括井场、集油管线、通井路、供配电、拉油点、注汽站、热水站等，施工区域周围敏感点主要为村屯、耕地（一般耕地）、草地（一般草地），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、永久基本农田、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 2019 年 12 月 26 日齐齐哈尔市水务局发布的《齐齐哈尔市关于划分水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，齐齐哈尔市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目井场、管线、道路均位于昂昂溪区及泰来县，属于市级水土流失重点预防。本项目施工阶段采取井场予以平整、压实，以免发生水土流失；利用现有公路和已有便道行车，减少新建道路，避免造成新的裸

露地表，道路应在推平后加以机械碾压，做好原有植被恢复工作。采取以上措施后，本项目水土流失量较少，产生的影响较小。

本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽可能布设平台井，尽量避绕周围环境敏感目标，减少对耕地的占用，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，工程选址在环境保护方面较合理。

本工程主要环境风险是油井套损、集输管线泄露、拉油点储罐泄漏，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。

因此，本项目选址合理。

9.4 环境质量现状评价结论

9.4.1 大气环境质量现状评价结论

根据《2020年齐齐哈尔市生态环境状况公报》统计数据可知，项目所在区域除PM_{2.5}24小时平均值外均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的2.0mg/m³标准要求；TSP24小时平均值外均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。

9.4.2 地表水环境质量现状评价结论

监测时段八运河环境质量除COD超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准外，其余监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准限值要求，本项目特征因子石油类未检出，根据现场调查可知COD超标的主要原因为周边农业活动造成面源污染并随雨水汇入导致。

9.4.3 地下水环境质量现状评价结论

评价区域第四系孔隙潜水水质除锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的III类标准要求。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn^{2+} 在 CO_2 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。

评价区域内包气带中汞、砷均未检出，且污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大，评价区域内包气带未被污染。

9.4.4 声环境质量现状评价结论

项目区评价范围内各监测点昼间及夜间等效连续 A 声级均无超标现象，达标率 100%，本项目区域声环境质量满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。

9.4.5 土壤现状评价结论

评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内村屯土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；评价范围内草地、耕地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

9.4.6 生态环境现状评价结论

该项目所在地区已开发多年，做为油田开发的老区，自然生态系统现状为草地兼有耕地和林地生态系统，属于人工制造的生态系统，具有季节性。且由于油田施工作业对生态环境采取了较多的环境措施，目前油田作业对生态系统影响较小。

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

施工期界外扬尘满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值；柴油罐挥发非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求）；施工期柴油发电机燃烧废气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限

值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值。

运营期采油井场、拉油点及场站非甲烷总烃厂界执行《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）。

新建拉油点、注汽站、热水站燃烧烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建燃气锅炉标准；依托场站加热装置燃烧烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用燃气锅炉标准。

9.5.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

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

9.5.3 地下水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、消音、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，本工程施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，运行期井场、拉油点、注汽站、热水站、依托场站噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，对周围环境及环保目标影响很小。

9.5.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

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

9.5.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

该项目的井场、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

9.5.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。

9.5.8 环境风险分析可行性结论

本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。同时建设单位已建立了较为完善的应急预案，基本上能满足本工程发生突发性事件时应急的需要，环境风险可控。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

9.6 公众意见采纳情况

本项目首次环境影响评价信息公开之日为 2022 年 5 月 7 日。

征求意见稿公示日期为 2022 年 6 月 29 日至 2022 年 7 月 12 日；

报纸第一次公告日期为 2022 年 7 月 9 日（齐齐哈尔日报），报纸第二次公告日期为 2022 年 7 月 11 日（齐齐哈尔日报）；

现场张贴公示日期为 2022 年 7 月 3 日，公示地点为评价范围内村屯。

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

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

建设单位的公参调查结果表明，江桥地区江 935 井区萨尔图油层产能建设工程项目的建设周围民众是支持的。建设单位认真执行环保“三同时”制度，加强环境管理，使环境的负效应降至最低。并对周围环境的影响减至最小程度，达到公众对项目建设的环要求愿望。

9.7 环境经济损益分析结论

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

9.8 环境管理与监测计划结论

工程投产运行后油田环境管理工作由第九采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、站场事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）和油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

9.9 综合评价结论

综上所述，江桥地区江 935 井区萨尔图油层产能建设工程项目符合国家产业政策和区域发展规划。油田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。