

吉林油田塔虎城地区黑帝庙油层先导试验开发工程

# 环境影响报告书

建设单位：中国石油天然气股份有限公司

吉林油田分公司红岗采油厂

评价单位：吉林省正源环保科技有限公司

2026年3月

打印编号: 1767942397000

## 编制单位和编制人员情况表

项目编号	61and8		
建设项目名称	吉林油田塔虎城地区黑帝庙油层先导试验开发工程		
建设项目类别	05—007陆地石油开采		
环境影响评价文件类型	报告书		
<b>一、建设单位情况</b>			
单位名称 (盖章)	中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司红岗采油厂		
统一社会信用代码	9122070071717338XU		
法定代表人 (签章)	刘殿峰		
主要负责人 (签字)	曹立东		
直接负责的主管人员 (签字)	孙志刚		
<b>二、编制单位情况</b>			
单位名称 (盖章)	吉林省正源环保科技有限公司		
统一社会信用代码	91220105MA0Y44FP00		
<b>三、编制人员情况</b>			
<b>1. 编制主持人</b>			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
刘晓曦	2014035220350000003510220236	BH008790	刘晓曦
<b>2. 主要编制人员</b>			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
任素影	现有工程调查、环境现状调查与评价、制图和附件。	BH026282	任素影
刘晓曦	概述、总则、拟建项目工程分析、环境影响预测与评价。	BH008790	刘晓曦
张亮	环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境保护措施及其可行性论证、环境影响评价结论。	BH027435	张亮

### 修改清单

序号	意见	页码
1	完善现有工程现状调查内容；完善现有污染源调查内容，复核现有工程废气污染物排放情况及环保措施情况。	P40-43
2	完善项目工程组成：明确新建、依托工程内容，补充储运工程；补充新建水源井的具体内容；明确井场内各井位及设备的布置情况，补充井场平面布置图。细化工艺流程分析，完善依托工程的可依托性。	P44-46; p48; p57-66
3	完善本工程施工组织设计方案，核准项目占地面积数量及占地类型，复核占用黑土地及基本农田数量，复核土石方平衡。	P55-56
4	复核区域地下水环境敏感性调查。	P29-30
5	完善生态保护目标、地下水保护目标及土壤保护目标调查；完善生态现状调查；复核评价区域土地利用现状。	P37-38; p106
6	论述地下水、土壤监测点位布设的合理性、代表性。	P94; p101
7	完善施工期的产排污及相应环境影响分析内容。	P70
8	完善废气污染源源强核算过程，复核核算结果；明确单井罐密封方式、拉运频次，并复核井场非甲烷总烃的排放量；完善运行期废气污染防治措施及可行性分析。	P76; p45; p147
9	完善黑土地保护措施，明确表土剥离后的堆放位置、苫盖措施等内容；完善工程对嫩江湾国家湿地公园的影响分析；完善生态恢复方案。	P157 ; p56-57; p128
10	完善施工期和运行期噪声影响预测；进一步完善地下水预测结论，明确对周围地下水环境敏感点的影响；复核土壤污染预测源强及预测结果。	P145-146 ; p120-121 ; P133-137
11	细化废液、固体废物转运及运输方案，细化运输过程的环境影响分析；完善危险废物贮存、运输、处置措施。	P145-146 ; p154
12	完善环境风险分析内容，复核 Q 值计算，补充风险物质的风险性质、理化性质等；应补充单井罐原油泄漏的环境风险分析内容；细化项目风险防范措施、应急体系。	P137 ; p138-141 ; p142 ; p146-147
13	完善环境影响因素识别；完善声环境功能区划；复核大气环境影响估算参数及结果，复核大气环境评价范围；补充地下水下游迁移距离计算参数数据具体来源，复核地下水环境评价范围；复核生态环境评价范围。	P20; p28; p30; p31; p28; p32
14	补充清洁生产分析内容；复核环保投资；完善相关附图、附件。	p82-83; P165
15	专家提出的其他合理化建议。	P1 ; p29 ; p40; p58-67

## 目录

第一章 概述 .....	1
1.1. 项目背景 .....	1
1.2. 项目特点 .....	1
1.3. 环境影响评价工作过程 .....	2
1.4. 分析判定相关情况 .....	5
1.5. 主要环境问题及环境影响 .....	15
1.6. 环境影响报告书主要结论 .....	15
第二章 总则 .....	16
2.1. 编制依据 .....	16
2.1.1. 法律法规 .....	16
2.1.2. 技术标准及规范 .....	17
2.1.3. 其他相关文件 .....	18
2.2. 评价目的、评价原则与评价重点 .....	18
2.2.1. 评价目的 .....	18
2.2.2. 评价原则 .....	19
2.2.3. 评价重点 .....	19
2.3. 环境影响因素识别与评价因子筛选 .....	19
2.3.1. 评价时段 .....	19
2.3.2. 环境影响因素识别 .....	20
2.3.3. 评价因子筛选 .....	21
2.4. 环境功能区划 .....	21
2.5. 评价标准 .....	22
2.5.1. 环境质量标准 .....	22
2.5.2. 污染物排放标准 .....	25
2.6. 评价工作等级及评价范围 .....	27
2.6.1. 环境空气 .....	27
2.6.2. 地表水 .....	28
2.6.3. 地下水 .....	28
2.6.4. 声环境 .....	31

2.6.5. 生态环境.....	31
2.6.6. 土壤环境.....	32
2.6.7. 环境风险.....	34
2.7. 污染控制目标与环境保护目标.....	35
2.7.1. 区域环境敏感性分析.....	35
2.7.2. 污染控制目标.....	36
2.7.3. 环境保护目标.....	37
第三章 现有工程调查.....	40
3.1. 开发现状调查.....	40
3.1.1. 油田概况.....	40
3.1.2. 现有区块开发情况.....	40
3.1.3. 探井现状.....	41
3.1.4. 厂界噪声评价.....	41
3.2. 环评批复及验收情况.....	43
3.2.1. 环境影响评价及竣工环保验收情况.....	43
3.2.2. 现存环境问题及整改措施.....	43
第四章 拟建项目工程分析.....	44
4.1. 建设项目概况.....	44
4.1.1. 项目名称、性质及规模.....	44
4.1.2. 建设内容及项目组成.....	44
4.1.3. 建设期、生产期及建设时序.....	46
4.1.4. 劳动定员及工作制度.....	46
4.2. 油田开发方案.....	46
4.2.1. 油藏地质特征.....	46
4.2.2. 井位部署.....	47
4.2.3. 指标预测.....	48
4.2.4. 钻井工程方案.....	49
4.2.5. 地面工程方案.....	54
4.2.6. 工程占地分析.....	56
4.2.7. 土石方平衡.....	57

4.2.8. 表土剥离方案.....	57
4.2.9. 公用工程.....	58
4.2.10. 依托工程.....	59
4.3. 生产工艺及影响因素分析.....	68
4.3.1. 工艺流程.....	68
4.3.2. 环境影响因素分析.....	72
4.4. 污染源强核算.....	73
4.4.1. 施工期.....	73
4.4.2. 运营期.....	77
4.4.3. 退役期.....	81
4.4.4. 污染物排放总量汇总.....	81
3.5 污染物排放“三本账”核算.....	82
3.6 污染物总量控制指标.....	82
3.7 清洁生产分析.....	83
第五章 环境现状调查与评价.....	85
5.1. 自然环境概况.....	85
5.1.1. 地理位置.....	85
5.1.2. 地形地貌.....	85
5.1.3. 区域水文地质情况.....	85
5.1.4. 区域土壤与植被.....	86
5.1.5. 区域气候与气象.....	87
5.1.6. 环境保护目标调查.....	88
5.2. 环境空气质量现状调查与评价.....	88
5.2.1. 达标区判定.....	88
5.2.2. 补充监测.....	88
5.3. 地表水环境质量现状调查与评价.....	89
5.4. 地下水环境质量现状与评价.....	91
5.4.1. 水文地质条件.....	91
5.4.2. 地下水环境质量现状调查与评价.....	96
5.4.3. 包气带防污性能.....	101

5.5. 声环境质量现状评价 .....	102
5.6. 土壤环境质量现状与评价 .....	103
5.7. 生态环境质量现状与评价 .....	110
5.7.1. 区域生态环境特征 .....	110
5.7.2. 评价区土地利用现状 .....	110
5.7.3. 调查范围植被现状与评价 .....	110
5.7.4. 水土流失现状调查与评价 .....	110
5.7.5. 农田生态系统现状调查与评价 .....	111
5.7.6. 4.区域野生动物现状调查 .....	113
5.7.7. 评价范围内存在的主要生态问题和变化趋势 .....	113
5.7.8. 区域污染源调查 .....	113
第六章 环境影响预测与评价 .....	115
6.1. 环境空气影响预测与评价 .....	115
6.1.1. 施工期环境空气影响分析 .....	115
6.1.2. 运营期环境空气影响分析 .....	116
6.1.3. 退役期环境空气影响分析 .....	118
6.2. 地表水环境影响预测与评价 .....	118
6.2.1. 施工期地表水环境影响分析 .....	118
6.2.2. 运营期地表水环境影响分析 .....	119
6.3. 地下水环境影响分析与评价 .....	120
6.3.1. 施工期地下水环境影响分析 .....	120
6.3.2. 运营期地下水环境影响分析 .....	120
6.3.3. 退役期地下水环境影响分析 .....	124
6.4. 噪声环境影响预测 .....	124
6.4.1. 预测模式 .....	124
6.4.2. 施工期噪声影响分析 .....	125
6.4.3. 运营期噪声影响分析 .....	126
6.4.4. 退役期噪声对环境的影响分析 .....	127
6.5. 固体废物处理、处置与影响评价 .....	127
6.5.1. 施工期固体废物排放影响分析 .....	127

6.5.2. 运营期固体废物排放影响分析 .....	127
6.5.3. 退役期固体废物环境影响分析 .....	128
6.6. 生态环境影响预测与评价 .....	128
6.6.1. 对区域植被的影响评价 .....	128
6.6.2. 对区域野生动物影响分析 .....	130
6.6.3. 水土流失影响分析 .....	130
6.6.4. 对基本农田影响分析 .....	131
6.6.5. 对黑土地保护影响分析 .....	131
6.6.6. 对嫩江湾国家湿地公园的影响分析 .....	131
6.6.7. 退役期生态环境影响分析 .....	132
6.7. 土壤影响预测与评价 .....	132
6.7.1. 工程开发的土壤侵蚀分析 .....	132
6.7.2. 施工期对土壤的影响分析 .....	133
6.7.3. 运营期对土壤的影响分析 .....	134
第七章 环境风险事故分析 .....	141
7.1. 风险调查 .....	141
7.2. 风险潜势初判 .....	141
7.3. 敏感目标 .....	141
7.4. 环境风险识别 .....	142
2.生产设施风险识别 .....	145
7.5. 可能影响环境的途径 .....	145
7.6. 环境风险分析 .....	146
7.7. 环境风险防范措施 .....	148
6.5.1 井喷事故风险防范措施 .....	148
6.5.2 井下作业事故风险防范措施 .....	149
6.5.3 柴油储罐风险防范措施 .....	149
6.5.4 罐车运输过程风险防范措施 .....	149
6.5.5 单井罐风险防范措施 .....	150
7.8. 风险事故应急预案 .....	151
第八章 环境保护措施及其可行性论证 .....	153

8.1. 废气污染防治措施 .....	153
8.1.1. 施工期 .....	153
8.1.2. 运营期 .....	153
8.2. 废水污染防治措施 .....	154
8.2.1. 施工期 .....	154
8.2.2. 运营期 .....	154
8.3. 地下水污染防治措施 .....	155
8.3.1. 施工期 .....	155
8.3.2. 运营期 .....	155
(10) 地下水环境监测与管理 .....	157
8.4. 固体废物的治理措施 .....	157
8.4.1. 施工期 .....	157
8.4.2. 运营期 .....	158
8.5. 噪声防治措施 .....	160
8.5.1. 施工期 .....	160
8.5.2. 运营期 .....	161
8.6. 土壤污染防治措施 .....	161
8.7. 生态保护与减缓措施 .....	162
8.7.1. 严格控制施工临时用地 .....	162
8.7.2. 做好施工组织安排工作 .....	163
8.7.3. 严格控制行车路线 .....	163
8.7.4. 黑土地保护措施 .....	163
8.7.5. 基本农田保护及耕地复垦措施 .....	163
8.7.6. 水土保持及生态恢复措施 .....	164
8.7.7. 其他措施 .....	165
8.8. 退役期污染防治措施 .....	165
第九章 环境影响经济损益分析 .....	167
9.1. 工程的社会效益分析 .....	167
9.2. 工程的经济效益分析 .....	167
9.3. 工程环境经济损益分析 .....	167

9.3.1. 项目内部环境保护措施效益分析 .....	167
9.3.2. 油田开发外部环境损失 .....	167
9.4. 综合效益分析 .....	168
9.5. 环保投资估算 .....	168
第十章 环境管理与监测计划 .....	169
10.1. 环境管理 .....	169
10.1.1. 环境管理机构 .....	169
10.1.2. 环境管理主要任务 .....	171
10.2. 污染物排放及管理要求 .....	172
10.3. 环境监测 .....	175
10.3.1. 环境监测计划 .....	175
10.3.2. 监测计划内容 .....	175
10.4. 环境保护验收 .....	176
第十一章 环境影响评价结论 .....	178
11.1. 工程概况 .....	178
11.2. 与“三线一单”分区分区管控要求符合性分析 .....	178
11.3. 与产业政策符合性分析 .....	178
11.4. 环境质量现状结论 .....	178
11.4.1. 环境空气 .....	178
11.4.2. 地表水 .....	178
11.4.3. 地下水 .....	178
11.4.4. 土壤 .....	179
11.4.5. 生态环境 .....	179
11.5. 污染物排放情况 .....	180
11.6. 主要环境影响及防治措施 .....	180
11.6.1. 废气 .....	180
11.6.2. 废水 .....	180
11.6.3. 噪声 .....	181
11.6.4. 固体废物 .....	181
11.6.5. 土壤环境 .....	181

11.6.6. 生态环境.....	181
11.7. 总量控制.....	182
11.8. 环境风险分析.....	182
11.9. 环境管理与监测计划.....	182
11.10. 公众意见采纳情况结论.....	182
11.11. 环境影响经济损益分析.....	182
11.12. 综合评价结论.....	183

## 第一章 概述

### 1.1.项目背景

红岗采油厂位于吉林省西部大安市境内，地处松嫩平原腹地，东与黑龙江省肇源县隔江相望，西与洮南市、通榆县接壤，南与松原市相邻，北与镇赉县以洮儿河为界。区域构造位于松辽盆地南部中央拗陷区大安—红岗阶地的大安构造上。该区域地势平坦，多为耕地，少部分为沼泽地和盐碱滩。

塔虎城区块周边无已建系统，距最近站场红岗油气处理二站直线距离约 8km。本次工程共新建 7 口油井，均采用单井罐集油—汽车拉运方式生产，拉运至红岗油气处理二站，后期结合新建产能情况逐步带入系统，共利旧 20m<sup>3</sup> 单井罐 6 座，利旧值班板房 1 座。本次工程新建 1 口注水井，采用橇装注水，新建 1 座橇装注水泵房，泵房安装注水泵 1 台（Q=4m<sup>3</sup>/d，P=20MPa，N=30kW）。以过滤后地下清水为注水水源，新建简易水源井（建设单位新建水源井需经水资源论证，经审查获得取水许可后方可实施，并应严格按有关法律法规、管理规定执行）1 口，安装潜水泵（Q=5m<sup>3</sup>/h，H=80m，N=4.5kW）1 台，设恒压变频，设计供水规模 120m<sup>3</sup>/d，能够满足注水需求。将 2 口探井塔页 1、塔页平 1 转为生产井，采用单井罐集油—汽车拉运方式生产。

《红岗采油厂 2024—2025 年区块环境影响评价报告书》中规划井位主要以未动用储量占比大（5127 万吨、占 67.5%）、开发效益好的葡萄花层和扶余层。而黑帝庙油层开采储层薄、平面变化快、开发效益差。黑帝庙油层油藏研究及产能规划是“十五五”末期的重点攻关方向，所以未将其纳入区块环评中。此次，为了拓宽建产方向，试验攻关黑帝庙这个薄差层短水平段提产，计划在黑帝庙油层实施本项目。

### 1.2.项目特点

本次在塔页 1 井区部署 10 口直井，其中新建 8 口井（7 油 1 水），2 口探井转生产井，本次工程新建直井 8 口，7 油 1 水，位于同一采油平台。井号为：塔页 1-4-4、塔页 1-4-2、塔页 1-4-1、塔页 1-2-1、塔页 1-2-4、塔页 1-1-4、塔页 1-1-1、塔页 1-2-2（注水井），平均单井日产油 1.4t，含水 75.2%，年产油 0.32×10<sup>4</sup>t，新建井均采用单井罐集油—汽车拉运方式生产，拉运至油气处理二站，共利旧 20m<sup>3</sup> 单井罐 6 座，利旧值班板房 1 座。本次工程新建 1 口注水井，采用橇装注水，新建 1 座橇装注水泵房，泵房安装注水泵 1 台。以过滤后地下清水为注水水源，新建简易水源井 1 口，安装潜水泵 1 台，设恒压变频，设计供水规模 120m<sup>3</sup>/d。将 2 口探井塔页 1、塔页平 1 转为生产井，采用

单井罐集油—汽车拉运方式生产。

建设地点位于白城市大安市四棵树乡境内，区域内以耕地（基本农田）为主，项目周边分布有翻身屯等村屯，与本项目平台距离最近的村屯为翻身屯，位于井场东侧 400m。

本项目新增占地约 0.71hm<sup>2</sup>，其中新增永久占地 0.2055hm<sup>2</sup>，新增临时占地 0.5045hm<sup>2</sup>，全部为基本农田。本项目选址不在自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区内，不涉及水土流失重点治理区和重点预防区、沙化土地、重要湿地，不在生态保护红线管控范围内，环境敏感目标主要为村屯及周边的基本农田。

本项目为典型油田产能建设项目，兼具生态影响和污染影响的特点。生态环境影响主要体现在建设期占用土地、压占植被、破坏土壤、加大水土流失强度及生态景观破坏等方面。污染影响中施工期主要有施工扬尘、钻井柴油机烟气、机动车（机械设备）尾气、焊接烟气，钻井废水、完井废水、废压裂液及施工人员生活污水，施工机械、车辆运行产生的噪声，施工过程中产生的钻井废泥浆、钻井岩屑、废焊条及生活垃圾等；运营期主要有开采及集输过程无组织排放挥发性烃类废气、油田采出水、油水井作业污水、洗井污水、含油污泥、落地油等。

### 1.3.环境影响评价工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》等有关法律法规要求，吉林油田分公司红岗采油厂委托吉林省正源环保科技有限公司（以下简称评价单位）承担了本项目的环境影响评价工作。

第一阶段：首先，本项目为陆地石油开采项目，本项目占地范围内涉及永久基本农田。涉及的敏感区属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）中第三条中的（二）永久基本农田。本项目属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）中“五、石油和天然气开采业 07，陆地石油开采 0711，涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，因此，确定应编制环境影响报告书。

其次，在仔细研究项目开发方案、采油工程方案及地面工程建设方案的基础上，进行了初步工程分析，并对项目所在区域进行实地踏勘和调研，了解项目周围情况。在此基础上，完成环境影响因素识别、评价因子筛选、评价重点和主要环境保护目标确定等工作。通过对项目概况及周围环境敏感性分析确定：确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级；地下水环境影响评价工作等级为二级；地表水评价等级确定为三级 B；声环境影响评价工作等级确定为二级；生态影响评价工作等级为三级；土壤环境影响评价工作等级为一级；环境风险评价等级为简单分析。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，编制完成各专题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。

本项目的环评工作程序图见下图。

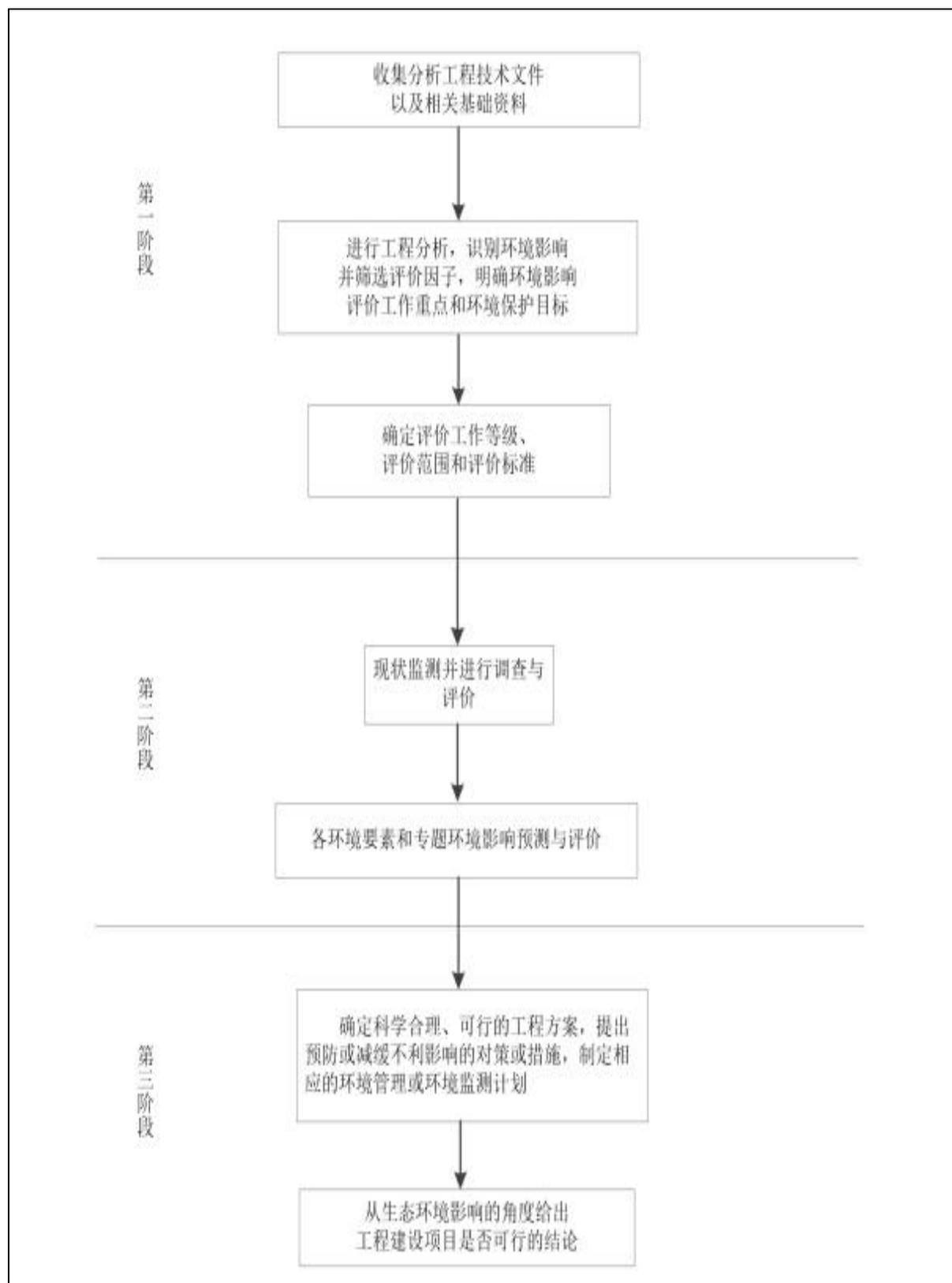


图 1.3-1 环境影响评价流程图

## 1.4.分析判定相关情况

### (1) 环境影响评价文件类型判定

本项目占地范围内涉及永久基本农田。涉及的敏感区属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）中第三条中的（二）永久基本农田。本项目属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）中“五、石油和天然气开采业 07，陆地石油开采 0711，涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

### (2) 与产业政策符合性

本项目为常规石油开采，根据《产业结构调整指导目录（2024年本）》，本项目属于“七、石油、天然气”类别中的第1条“常规石油、天然气勘探与开采”，属于鼓励类项目。因此，本项目属于鼓励类项目，符合国家产业政策。

### (3) 与生态环境分区管控要求相符性分析

根据吉林省人民政府《关于加强生态环境分区管控的若干措施》（吉办发〔2024〕12号）、吉林省生态环境厅关于印发《吉林省生态环境准入清单》的函（吉环函〔2024〕158号）及白城市人民政府办公室关于印发《白城市生态环境分区管控实施方案》的通知（白政办规〔2024〕1号），分析项目建设与吉林省、白城市生态环境分区管控成果的相符性。

本项目位于吉林省白城市大安市境内，本项目涉及的分区管控单元为大安市一般管控区，不涉及占用生态保护红线，详见附图 1.3-1。项目与区域生态环境准入清单和管控要求分析见下表。

表 1.4-1 与“吉林省生态环境准入清单（总体准入要求）”符合性分析

管控要求	环境准入及管控要求	本项目	相符性
空间布局约束	禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录》（现行）明确的淘汰类项目和引入《市场准入负面清单》（现行）禁止准入类事项，引入项目应符合园区规划、规划环境影响评价和区域产业准入负面清单要求。列入《产业结构调整指导目录》淘汰类的现状企业，应制定调整计划。生态环境治理措施不符合现行生态环境保护要求、资源能源消耗高、涉及大量排放区域超标污染物的现有企业，应制定整治计划。在调整、整治过渡期内，应严格控制相关企业生产规模，禁止新增产生环境污染的产能和产品。	本项目为《产业结构调整指导目录（2024 年本）》明确的鼓励类项目，不属于引入《市场准入负面清单》（2022 年版）禁止准入类。	符合
	强化产业政策在产业转移过程中的引导和约束作用，严格控制在生态脆弱或环境敏感地区建设“两高”行业项目。严格高能耗、高物耗、高水耗和产能过剩、低水平重复建设项目，以及涉及危险化学品、重金属和其他具有重大环境风险建设项目的审批和备案。老工业城市和资源型城市在防止污染转移的基础上，应积极承接有利于延伸产业链、提高技术水平、促进资源综合利用、充分吸纳就业的产业，因地制宜发展优势特色产业。严格控制钢铁、焦化、电解铝、水泥和平板玻璃等行业新增产能，列入去产能的钢铁企业退出时须一并退出配套的烧结、球团、焦炉、高炉等设备。严格控制尿素、磷铵、电石、烧碱、聚氯乙烯、纯碱、黄磷等过剩行业新增产能，符合政策要求的先进工艺改造提升项目应实行等量或减量置换。严控新建燃煤锅炉，县级以上城市建成区原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下燃煤锅炉。	本项目属于常规石油开采项目，不属于“两高”行业项目。	符合
	重大项目原则上应布局在优化开发区和重点开发区，并符合国土空间总体规划。化工石化、有色冶炼、制浆造纸等可能引发环境风险的项目，以及涉及石化、化工、工业涂装等重点行业高 VOCs 排放的建设项目，在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标前提下，应当在依法设立、基础设施齐全并具备有效规划、规划环境影响评价的产业园区内布设。严格落实规划环评及其批复文件环境准入条件，空气质量未达标地区制定更严格的产业准入门槛。	本项目建设符合国土空间总体规划，属于常规石油开采项目，不属于“两高”行业项目。项目通过密闭集输等方式，最大限度地减少 VOCs 排放。	符合
	进一步优化全省化工产业布局，提高化工行业本质安全和绿色发展水平，引领化工园区从规范化发展到高质量发展、促进化工产业转型升级。	不涉及	符合
污染物排放管控	落实主要污染物总量控制和排污许可制度。新建、改建、扩建重点行业建设项目实行主要污染物排放等量或减量替代。严格涉 VOCs 建设项目环境影响评价，逐步推	吉林油田严格执行污染物总量控制和排污许可制度，项目	符合

	进区域内 VOCs 排放等量或倍量削减替代。	通过密闭集输等方式，最大限度减少 VOCs 排放。	
	空气质量未达标地区新建项目涉及的二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、挥发性有机物（VOCs）排放全面执行大气污染物特别排放限值。	本项目位于环境空气质量达标区。	符合
	推行秸秆全量化处置，持续推进秸秆肥料化、饲料化、能源化、基料化和原料化，逐步形成秸秆综合利用的长效机制。	不涉及	符合
	推动城镇污水处理厂扩容工程和提标改造。超负荷、满负荷运行的污水处理厂要及时实施扩容，出水排入超标水域的污水处理厂要因地制宜提高出水标准。	不涉及	符合
	规模化畜禽养殖场（小区）应当保证畜禽粪污无害化处理和资源化利用设施的正常运转。	不涉及	符合
环境风险防控	到 2025 年，城镇人口密集区现有不符合防护距离要求的危险化学品生产企业应就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出，企业安全和环境风险大幅降低。	不涉及	符合
	巩固城市饮用水水源保护与治理成果，加强饮用水水源地规范化建设，完善风险防控与应急能力建设和相关管理措施，保证饮用水水质达标和水源安全。	不涉及	符合
资源利用要求	推动园区串联用水，分质用水、一水多用和循环利用，提高水资源利用率，建设节水型园区。火电、钢铁、造纸、化工、粮食深加工等重点行业应推广实施节水改造和污水深度处理。鼓励钢铁、火电、纺织印染、造纸、石油石化、化工、制革等高耗水企业废水深度处理回用。	不涉及	符合
	按照《中华人民共和国黑土地保护法》《吉林省黑土地保护条例》实施黑土地保护，加大黑土区水土流失治理力度，发展保护性耕作，促进黑土地可持续发展。	项目施工前进行表土剥离措施，施工结束后立即对临时占用耕地进行恢复，按照相关条例，采取黑土地保护措施。	符合
	严格控制煤炭消费。制定煤炭消费总量控制目标，规范实行煤炭消费控制目标管理和减量（等量）替代管理。	不涉及	符合
	高污染燃料禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。	不涉及	符合

表 1.4-2 本项目与白城市生态环境准入清单符合性分析

管控要求	环境准入及管控要求		本项目	相符性
空间布局约束	加快推进城镇人口密集区和环境敏感区域的危险化学品生产企业搬迁入园或转产关闭工作。		不涉及	符合
污染物排放管控	环境质量目标	大气环境质量持续改善。2025 年全市 PM2.5 年均浓度达到 25 微克/立方米，优良天数比例达到 95%；2035 年允许波动，不能恶化（沙尘影响不计入）。	不涉及	符合
		水环境质量持续改善。2025 年，白城市地区水生态环境质量全面改善，劣V类水体全面消除，地表水水质达到或优于III类水体比例达到 66.7%，河流生态水量得到基本保障，生态环境质量实现根本好转，水生态系统功能初步恢复。2035 年，白城地区水生态环境质量在满足水生态功能区要求外，河流生态水量得到根本保障，水生态系统功能全面改善。	本项目废水不外排，不会对地表水环境产生不利影响	符合
资源利用要求	水资源	2025 年用水量控制在 27.00 亿立方米，2035 年用水量控制在 33.4 亿立方米。	本项目新建 1 口简易水源井，设计供水规模 120m <sup>3</sup> /d，水资源消耗量较小。	符合
	土地资源	2025 年耕地保有量不低于 13653.36 平方千米；永久基本农田保护面积不低于 9714.40 平方千米；城镇开发边界控制在 225.25 平方千米以内。	本项目井场建设占用耕地，占用面积较少，对于井场永久占地实施“占一补一”，实施基本农田占补平衡，待项目进入闭井期后对永久占地进行恢复。	符合
	能源	2025 年，煤炭消费总量控制在 790.56 万吨以内，非化石能源占能源消费总量比重达到 17.7%。	不涉及	符合

表 1.4-3 本项目涉及的各管控单元管控要求相符性分析

环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控单元分类	管控类型	管控要求	相符性分析	相符性
ZH22088230001	大安市一般管控区	3—一般管控单元	污染物排放管控	贯彻实施国家与吉林省大气、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。新、改、扩建项目，满足产业准入、总量控制、排放标准等管理制度要求的前提下，推进工业项目进园、集约高效发展。	本项目为油田开采项目，本项目符合产业政策，项目建设在采取各项污染防治措施的前提下，满足国家与吉林省大气、水污染相关要求。	符合

## (4) 其他相关文件相符性判定

## ①与环办环评函〔2019〕910号文件相符性分析

根据项目环境影响分析及环境保护措施,本项目施工期和运营期所采取的污染防治和生态保护措施均能满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910号)中强化生态环境保护措施的相关要求,详见下表。

表 1.4-4 本项目与该文件规定的相符性分析

序号	相关规定	本项目具体做法	相符性
1	涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层,一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究,重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等,提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息,涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外	本项目产生的含油废水等进入油气处理二站污水处理系统处理后,满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)推荐水质指标要求回注地下油层,回注目的层为黑 II2 现役油气藏层位,回注目的层为地质构造封闭地层,储层埋深 840—980 米,回注水层对区域地下水开发利用基本不会造成影响,并且回注井都已下表层套管,表层套管深度都已达到地下水层以下,用以解决事故情况下污水进入地下水开发利用层,表层套管全部选用高强度套管,保证地下水层的封闭性;管材能够承受设计回注压力和防腐条件;回注层为油田作业层,同时回注层密闭性良好。经过多年的运行经验积累,吉林油田公司回注水风险控制措施较完善,对地下水的影响小。	相符
2	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。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究,重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响,分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求,促进固体废物合理利用和妥善处置	本项目采用水基钻井泥浆,废弃钻井泥浆及岩屑统一由罐车运送至吉林省油田多源实业集团有限责任公司大安泥浆处理站进行处理,实现泥浆不落地。其他含油废水及废压裂液经油气处理二站处理达标后回注地下;产生的含油危险废物委托有资质单位处置。	相符
3	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与	本项目无新建站场,依托的现有站场目前已具备较完善的挥	相符

序号	相关规定	本项目具体做法	相符性
	管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	挥发性有机物控制措施，本项目新建井采取单井罐拉运，采用密闭生产工艺，最大限度地减少油气泄漏和溢出；依托场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，烟气中各污染物的排放浓度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》GB13271-2014在用燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求。	相符性
4	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	本项目新建 8 口井、探转产 2 口井，均位于同一平台上，减少了工程占地，项目尽量缩短施工时间，施工期安排在非农作物生长期；本项目钻井施工过程中采用清洁柴油，严格控制钻机烟气的产生量及产生浓度；选取低噪声设备，安装消声器；施工结束后应及时进行植被恢复。	相符
5	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。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案	本项目建成后，按规定编制突发环境事件应急预案，并报所在地生态环境主管部门备案。同时会定期开展应急演练，并记录。	相符
6	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目正式开工后，油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况，涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管	本开发项目根据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T276-1997）的要求，在项目的开发建设期、运营期建立和实施QHSE管理体系。其中环境管理的内容应符合ISO14000系列标准规定环境管理体系原则以及石油开采、集输等有关标准的要求。	相符

### ②与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

根据《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关要求，本项目符合该条例要求，具体分析本项目与其相符性，详见下表。

表 1.4-5 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体	吉林油田已编制建设总体规划，本项	符合

	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。	目整体开发，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。	
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。	本项目不使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	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%。	本项目在井下作业过程中配备泄油器，防止原油落地。对落地原油及时回收，落地原油回收率达到 100%。	符合
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%。	废压裂液运至红岗油气处理三站进行处理，处理率达到 100%。	符合
5	在开发过程中，适宜注水开采的油田，应将采出水处理满足标准后回注油层。	本项目运营期采出液分离出的含油污水经红岗油气处理二站含油污水站处理达标后回注现役油层。	符合
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、改建油田油气集输损耗率不高于 0.5%。	本项目油气集输采用密闭流程，油田油气集输挥发性有机物损耗率 0.945%，小于 0.5%。	符合
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。	本项目新建 8 口井，探转产 2 口井，均位于同一平台上，且利用现有井场，采用水平井钻井技术，减少了工程废物产生和工程占地。	符合
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。	本项目开发过程中产生的伴生气全部回收利用，伴生气回收利用率达到 100%。	符合
9	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注油层过程对地下水造成污染。	本项目开发过程中采取表土剥离等措施减轻生态影响，井场周围设置了井界沟，并设立地下水水质监测井。	符合
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。	本项目井下作业过程中产生的作业污水、洗井污水全部进入生产流程循环利用。	符合
11	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目产生的含油废物全部回收后委托有资质单位处理。	符合

本项目产生的含油废水处理回注地下油层，不外排；本项目采取密闭流程，减少烃类气体排放，烃类气体集输损耗率较低；伴生气回收利用率 100%；含油废物委托有资质单位处理；在油田开发过程中，施工结束后临时占地均进行了植被恢复。本项目采

取的各类污染防治措施及风险防范措施满足文件要求。

③与《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）符合性分析

本项目符合《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T 7466-2020）要求，具体见下表 5。

表 1.4-6 本项目与 SY/T 7466-2020 规定的相符性分析

序号	相关规定	本项目具体做法	相符性
1	根据井位分布、井区地貌等条件确定随钻处理模式、集中建站处理模式或随钻集中相结合模式，对水基钻井废弃物进行不落地收集、处理、处置。	本项目对钻井废弃物进行不落地收集、处理、处置。本项目产生的钻井废物混合在一起进入泥浆罐中，通过罐车运至废弃泥浆处理站处理，不外排。符合国家和地方相关排放标准的要求。钻井废物经无害化处置后，符合相关质量标准 and 污染控制标准要求。	相符
2	对收集的水基钻井废弃物采用固液分离以实现钻井废弃物减量化。水基钻井废弃物进行固液分离或无害化处理后，进一步资源化处理或安全处置。资源化处理符合 6.1 的要求。		相符
3	水基钻井废弃物处理、处置过程中应保护处置场地及周边环境，避免造成环境污染和生态破坏		相符
4	水基钻井废弃物处理，处置过程排放的废水和废气污染物、环境噪声，应符合国家和地方相关排放和控制标准的要求，废弃钻井液和钻屑的处理、处置除符合本标准之外，还应符合国家、地方及 SY/T7298 等固体废物污染控制标准。		相符
5	无害化处理后固体废物浸出液满足 GB 8978 及国家、地方相关标准要求		相符

④与《吉林省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符性

《吉林省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中提出：“实施清洁能源替代行动，推进燃煤替代，提高天然气、煤炭、石油等化石能源清洁高效利用水平。降低碳排放强度，制定实施碳排放达峰行动方案。到 2025 年，全省非化石能源消费比重提高到 125%、煤炭消费比重下降到 62%。”本项目充分考虑到低碳减排，项目的建设增加了吉林省石油产量，有效地推进燃煤替代，符合吉林省“十四五”经济规划要求。

⑤与《白城市国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》相符性

《白城市国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》中提出：“大安市加大油气资源开发，依托两家子清洁能源化工园区大力发展能源化工产业。”本项目为大安油田大 208 区块产能建设项目，符合白城市“十四五”经济规划要求。

⑥与《吉林油田“十四五”规划方案》相符性

根据《吉林油田“十四五”规划方案》“以效益增储为前提，重点做好老资源利用率的提升及稳产基础的不断夯实；以长远稳产为目标，做好未动用资源的技术攻关及增储上产技术的探索储备”。本项目为油田区块新开发，有利于提高红岗采油厂产能，符合吉林油田“十四五”规划方案。

⑦与白城市人民政府办公室《关于印发白城市空气、水环境、土壤环境质量巩固提升三个行动方案的通知》符合性分析

根据白城市人民政府办公室《关于印发白城市空气、水环境、土壤环境质量巩固提升三个行动方案的通知》（白政办发〔2021〕8号）（以下简称《通知》），符合性分析情况详见下表。

表 1.4-7 与白城市“三个提升行动方案”符合性分析表

分类	方案要求	本项目符合性
空气质量巩固提升	严控新建燃煤锅炉，县级以上城市建成区原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时 10 蒸吨以下燃煤锅炉。按照国家政策的调整和要求，逐步开展燃煤锅炉淘汰工作。	本项目不涉及
	持续推进工业污染源全面达标排放。加大工业污染源烟气高效脱硫脱硝、除尘改造力度，确保各项污染物稳定达标排放。重点排污单位全部安装自动监控设备并与生态环境部门联网。对排放不达标企业按照“一企一策”的原则，限期整改到位。全面加强工业无组织排放管控。	本项目不新建锅炉。
	深化重点行业挥发性有机物（VOCs）治理。全面推进挥发性有机物总量减排，深入推进石化、化工、工业涂装、包装印刷和油品储运销等行业挥发性有机物深度治理，加强高效收集治理设施建设，实现排气筒与厂界双达标。加快推进挥发性有机物排放重点企业、产业集中园区治理和在线监控设施建设，推动挥发性有机物产品源头替代。推进年排放量 10 吨以上和泄漏点位超过 2000 个的重点企业建设监测、防控和处理相结合的 VOCs 治理体系。开展化工园区 VOCs 监测监管体系试点示范建设。	本项目为产能建设项目，采用密闭集输工艺，挥发性有机物排放量较少。
水环境质量巩固提升	加强重点行业管控和清洁化改造。严格落实“三线一单”环境管控要求，按照环境管控单元和环境准入清单实施分类管理，对不符合生态环境准入清单要求的企业一律禁止准入。全面推动农副食品加工、化工、造纸、钢铁、氮肥、印染、制药、农药、电镀、染料颜料等行业实施绿色化改造，推进清洁生产，减少工业企业污染物排放量。	本项目符合“三线一单”环境管控要求。本项目无生产废水及生活污水外排。
	推进节水行动。坚持“以水定城、以水定地、以水定人、以水定产”，充分发挥水资源的刚性约束作用。推进工业节水，造纸、石油化工、食品发酵等高耗水行业推广节水新技术、新工艺和新设备，优先使用再生水，鼓励高耗水企业开展节水技术改造和再生水回用改造，不断提高企业用水水平。推进农业节水，加强大型灌区、重点中型灌区节水改造，发展旱田高效节水灌溉。推进城镇节水，工业生产、城市绿化、道路清洁、车辆冲洗、建筑施工及生态景观用水等优先使用再生水。	本项目不属于高耗水企业。
土壤环境质	加强土壤重点监管企业管控。落实石油加工、化工、电镀、制	本项目为产能建设

量巩固提升	革等土壤污染重点监管企业污染隐患排查、自行监测、拆除生产设备污染防治方案备案等制度，制定环境污染事件应急预案。完成重点企业地下储罐核实登记。开展重点企业周边土壤环境质量监测，2021 年底前更新土壤污染重点监管企业名单。	工程，运营阶段根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》落实土壤环境质量监测计划。
	加强黑土地生态环境保护。开展耕地周边的涉重金属排放企业提标改造、企业排污口整治，以历史遗留废水废渣等治理为主的历史遗留污染源整治，继续实施涉重金属行业排查整治，切断污染物进入农田链条。	本项目不涉及重金属排放，建设占用黑土地，工程新增永久占地规模小，施工期采用环境影响最小的施工布局方案，尽可能减少对土地的占用。

综上所述，本项目符合《白城市空气、水环境、土壤环境质量巩固提升三个行动方案》中的相关要求。

#### ⑧与《基本农田保护条例》的符合性分析

对于本项目建设要求，不可避免地将占用基本农田。项目开工前须报有关主管部门审批后方可征用，并按《基本农田保护条例》的有关规定实施。

本项目在施工过程中严格采取一系列生态减缓和恢复措施，控制占地范围，施工结束后及时植被恢复或土地复垦。本项目实施过程中涉及占用基本农田的由项目所在地设区的市或县（市）人民政府负责督促建设单位按照耕作层土壤剥离利用年度计划自行利用。建设单位不能自行利用的，应将剥离的耕作层土壤交设区的市或县（市）人民政府，由设区的市或县（市）人民政府负责安排利用。对永久占用基本农田，由建设单位出资，实行占一补一政策，由当地政府补充基本农田，确保基本农田总量不减少。

#### ⑨与《吉林省黑土地保护条例》的符合性判定

《吉林省黑土地保护条例》第三十一条规定：“建设项目占用黑土地的，应当按照标准和技术规范进行表土剥离。剥离的表土用于新开垦耕地和劣质耕地改良、高标准农田建设、被污染耕地的治理、土地复垦等。”第三十四条规定：“禁止在黑土地上擅自倾倒废水及堆放、丢弃、遗撒固体废物。”

本项目新建 8 口井，探转产 2 口井，均位于同一平台上，位于耕地内，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地（黑土地）。建设单位在施工前均进行表土剥离，剥离厚度 30cm，将表土单独堆放，并加盖防尘网等防止水土流失措施，施工期结束后，用于临时占用的生态恢复。本项目在施工期，产生的废水和固体废物均进行有效的处理处置，不涉及倾倒废水和在黑土地上堆放、丢弃固体废物，项目建设满足《吉林省黑土地

保护条例》中的黑土地保护措施。

### 1.5.主要环境问题及环境影响

油田开发工程的污染源是以油井为中心的钻井、井下作业、采油、储运等各工艺过程，以及计量站、放水站、油气管网等设施所组成的区域性污染源。根据现场勘察和类比调查、分析，确定本区块开发过程中的主要环境问题是钻机及各种车辆排放的废气；原油集输过程排放的大气污染物；井下作业废水和采油废水；钻井泥浆、岩屑等固体废物；油田施工期的钻机噪声、压裂噪声和运营期的抽油机噪声等。

油田开发施工期的环境影响较大，主要表现为对植被的破坏、对土壤的污染、产生的水土流失、对地表水和地下水的污染、对环境空气的污染、产生废弃泥浆和废岩屑的影响、钻井和压裂噪声的影响，污染因素较复杂。综合本项目所在区域环境特征，确定本项目的重点评价主要是：施工期和运营期的工程污染分析；项目开发对环境空气、地下水环境、土壤环境、声环境和生态环境的影响。

### 1.6.环境影响报告书主要结论

本项目符合国家法律法规、产业政策，符合地方发展规划、环境功能区划，本项目的建设在采取相应环境保护措施后与吉林省、白城市《白城市生态环境分区管控实施方案》的通知（白政办规〔2024〕1号）的要求相协调；施工期、运营期采取本报告提出的各项污染防治措施和生态减缓措施后，各项污染物能够稳定达标排放，对环境空气、水环境、声环境、土壤环境、生态环境影响可接受。在落实本报告提出的环境风险防范措施和应急措施后，可确保环境风险受控。从环境保护角度分析，本项目建设可行。

## 第二章 总则

### 2.1.编制依据

#### 2.1.1.法律法规

1. 《中华人民共和国环境保护法》（2015.1.1）；
2. 《中华人民共和国水污染防治法》（2018.1.1）；
3. 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26）；
4. 《中华人民共和国噪声污染防治法》，（2022.6.5）；
5. 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.9.1）；
6. 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019.1.1）；
7. 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29）；
8. 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012.7.1）；
9. 《中华人民共和国土地管理法》（2020.1.1）；
10. 《中华人民共和国湿地保护法》（2022.6.1）；
11. 《中华人民共和国防洪法》（2016.7.2）；
12. 《中华人民共和国黑土地保护法》（2022.8.1）
13. 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021.9.1）；
14. 《建设项目环境保护管理条例》（2017.10.1）；
15. 《基本农田保护条例》（2011.1.8）；
16. 《地下水管理条例》（2021.12.1）；
17. 《中华人民共和国自然保护区条例》（2017.10.7）；
18. 《吉林省水土保持条例》（2014.3.1）；
19. 《吉林省危险废物污染环境防治条例》（2021.7.30）；
20. 《吉林省大气污染防治条例》（2022.10.1）；
21. 《吉林省清洁土壤行动计划》（2016.12.31）；
22. 《吉林省生态环境保护条例》（2021.1.1）；
23. 《吉林省土地管理条例》（2017.12.1）；
24. 《吉林省黑土地保护条例》（2022.11.30）；
25. 《吉林省基本农田保护条例》（1997.9.26）；
26. 《永久基本农田保护红线管理办法》（2025年10月1日）；

27. 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部 2012 年第 18 号令）；
28. 《突发环境事件应急管理办法》（环保部 34 号令）；
29. 《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）；
30. 《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〔2021〕77 号）；
31. 《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）；
32. 《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》（环办〔2013〕103 号）；
33. 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理通知》（环办环评函〔2019〕910 号）；
34. 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）；
35. 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》；
36. 《吉林省建设占用耕地表土剥离工作管理办法（试行）》；
37. 《建设占用耕地表土剥离技术规范》（DB22-T2278-2015）；
38. 《关于印发吉林省空气、水环境、土壤环境质量巩固提升三个行动方案的通知》（吉政办发〔2021〕10 号）；
39. 《中共吉林省委办公厅吉林省人民政府办公厅印发〈关于加强生态环境分区管控的若干措施〉的通知》（吉办发〔2024〕12 号）；
40. 《吉政办发〔2022〕17 号关于印发吉林省建设占用耕地耕作层土壤剥离利用管理办法的通知》（2022.7.5）；
41. 吉林省生态环境厅关于印发《吉林省生态环境准入清单》的函（吉环函〔2024〕158 号）；
42. 白城市人民政府办公室关于印发《白城市生态环境分区管控实施方案》的通知（白政办规〔2024〕1 号）。

### **2.1.2. 技术标准及规范**

- 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地表水环境》（HJ2.3—2018）；
- 3、《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2—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、《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）；
- 8、《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- 9、《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；
- 10、《吉林省地表水功能区》（DB22/388-2004）；
- 11、《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；
- 12、《油气集输设计规范》（GB50350-2015）；
- 13、《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020）；
- 14、《固体废物分类与代码目录》生态环境部办公厅 2024 年 1 月 22 日印发；
- 15、《国家危险废物名录（2025 年版）》（部令第 36 号，2025 年 1 月 1 日）；
- 16、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）；
- 17、《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）；
- 18、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

### 2.1.3.其他相关文件

(1)吉林省正源环保科技有限公司与中国石油天然气股份有限公司吉林油田红岗采油厂签订的关于本项目环境影响评价技术咨询合同书；

(2)《吉林油田塔虎城地区黑帝庙油层先导试验开发工程方案》，2025.11；

(3)建设单位提供的其他资料。

## 2.2.评价目的、评价原则与评价重点

### 2.2.1.评价目的

油田开发建设不同于一般的工程建设项目，油井是油田开发建设的主要污染源，对周围环境有可能产生一定的影响。针对油田开发建设的特点，本次评价的目的是：

1.通过现场勘察、调研以及项目相关资料和当地环境资料的收集、分析、整理，弄清本工程所在区域的大气环境、地表水环境、地下水环境、生态环境、噪声环境和社会环境的质量现状以及存在的主要环境问题。

2.通过工程分析，搞清本工程开发过程中的“三废”排放特征及源强，采用合理的预测模式，预测工程开发对周围环境的影响程度和范围。

3.根据油田开发对区域生态环境破坏的特点，调查、分析区域生态环境质量的现状，预测油田开发活动对区内生态环境的影响程度和范围，为生态恢复措施提供科学依据。

4.对工程开发和生产运行过程中可能发生的风险事故进行分析、预测，提出切实可行的预防措施，使其发生风险事故的概率降到最低。

5.分析项目拟采取的污染防治措施的可行性，提出环境保护建议，核算项目的污染物排放总量，进行环境经济损益分析，论证油田开发的经济、社会与环境效益的统一性。

6.针对本项目可能对区域环境的影响程度，提出切实可行的污染防治措施、清洁生产工艺和生态减缓措施，使其对环境和生态的影响降至可接受程度。

### 2.2.2.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，充分收集和利用评价范围内有效的环境监测资料或背景值资料。

#### 3.突出重点

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

### 2.2.3.评价重点

油田开发施工期的环境影响较大，主要表现为对植被的破坏、对土壤的污染、产生的水土流失、对地表水和地下水的污染、对环境空气的污染、产生的含油废物及废弃泥浆和废岩屑的影响、噪声的影响等污染环节较多，污染因素较复杂。综合本项目所在区域环境特征，确定本项目的重点评价主要是：施工期和运营期的工程污染分析；项目开发对水环境的影响，声环境和生态环境影响；油田开发的污染防治措施，地面工程合理性分析。

同时，在对油田开发各时期各种环境因素的影响进行预测和分析的基础上，对清洁生产、污染防治、总量控制、环境效益分析、环境管理等予以必要的分析和论述。并提出具有可操作性的污染防治措施，提高油田的清洁生产水平。

## 2.3.环境影响因素识别与评价因子筛选

### 2.3.1.评价时段

包含施工期、运营期和退役期。

### 2.3.2.环境影响因素识别

根据本项目工程特点及工程所在区域的环境特征分析，工程在开发施工期、生产运营期和退役期影响环境的因素有环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤、生态环境、固体废物等。由于油田具有滚动开发的特点，其施工期、生产期与退役期交替进行，互相渗透，并没有十分明显的界限，但各种污染因素和污染环节仍然具有共性。本工程开发全过程的环境影响因素识别及筛选见下表。

表 2.3-1 油田开发工程环境影响因素识别及筛选矩阵

污染环节		环境要素	环境空气	地表水	地下水	环境噪声	土壤	生态	固体废物
钻前工程	施工期	道路	—			—	—	—	
		工程车辆	—			—		—	
		占地	—			—	—	—	
钻井工程	施工期	钻井施工	—	—*	—*	—	—*	—	—
		套管破损			—*				
		防渗措施失效			—*		—*		
储层改造工程	施工期	射孔	—			—			—
		压裂	—	—*	—*	—	—*		
油气集输工程	施工期	井场建设	—			—		—	—*
	运营期	生产井	—	—*	—*	—	—	—	—
		套管破损			—*				
		修井作业	—	—*		—	—*		—
		废水回注			—*				
		单井罐	—		—*		—*		—
	退役期	退役井	—			—	—	—	—
单井罐		—		—*		—*		—	

注：表中“—”代表对环境的负影响及影响程度；“+”代表对环境的正影响及影响程度；“\*”代表事故状态下的环境影响

由上表可知，油田开发在施工期和生产运营期对环境的影响多半为负面影响，退役期相对于开发期和运营期对环境的影响虽然仍有不利的方面，但正面影响更大些，对周围环境影响明显下降。

《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）在环境影响因素识别中提出了“按照国家和地方相关政策，开展温室气体排放评价，应包括二氧化碳、甲烷等。”的相关要求。《关于开展重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点的通知》（环办环评函〔2021〕346号）中将吉林省纳入试点省份，吉林省的试点行业为电力和化工，试点项目为“试点地区应合理选择开展碳排放环境影响评价的建设项目，原则上选取《建设项目环境影响评价分类管理名录》规定需要编制环境影响报告书的建设项目，试点项目应具有代表性。”由以上可知，本项目为陆上石油天然气开采项

目，不属于试点行业范围内，所以本次暂不开展温室气体排放评价。

### 2.3.3.评价因子筛选

表 2.3-2 环境影响评价因子一览表

项目	评价因子	
环境空气	现状评价	PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、CO、O <sub>3</sub> 、TSP、非甲烷总烃、硫化氢
	环境影响评价	非甲烷总烃
地表水环境	现状评价	pH、NH <sub>3</sub> -N、COD、BOD <sub>5</sub> 、石油类、挥发酚
	环境影响分析	分析施工期污水去向、污水处理设施环境可行性分析
地下水环境	现状评价	K <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 、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、硫酸盐、石油类、硫化物、钡、总大肠菌群、菌落总数
	环境影响分析	石油类
声环境	现状评价	等效连续 A 声级
	环境影响分析	等效连续 A 声级
土壤环境	现状评价	pH、石油烃（C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> ）、石油烃（C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> ）、《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中表 1 限值的 45 项指标、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中表 1 限值的 8 项指标
	环境影响分析	石油烃（C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> ）、石油烃（C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> ）
环境风险	现状评价	/
	环境影响分析	原油、伴生气泄漏及火灾、爆炸产生的次生环境风险
生态环境	现状评价	区域生态环境现状、土地利用现状、农业生态系统等
生态环境	环境影响分析	土地利用、农业生产、植被、水土流失等

## 2.4.环境功能区划

### （1）环境空气功能区划

本项目位于吉林省白城市大安市境内，属于典型农村地区，环境空气属于二类功能区。

### （2）地表水环境功能区划

本项目区域地表水体为好来宝泡，主要用于农田灌溉。根据《关于征求吉林省西部地区雨洪资源综合利用河湖连通供水工程环境影响评价执行标准的函及复函》，本项目涉及的好来宝泡，为V类水体。

### （3）地下水环境功能区划

本项目评价区域地下水使用功能主要为生活饮用水及农业用水，依据本次评价区域地下水应用功能，为III类地下水环境功能区。

### （4）声环境功能区划

本项目评价区域属于典型的农村地区，村屯声环境为 1 类功能区，井场为 2 类声环境功能区。

### (5) 土壤环境功能区划

本项目所在区域用地类型主要为农用地，项目新建井场及周边区域土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中限值要求。井场执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中限值要求。

### (6) 生态功能区划

根据《吉林省生态功能区划》，本项目所在区域属于吉林西部低平原生态区（I），霍林河平原农牧生态亚区（I2），通榆沙地生态恢复与农牧林生态功能区（I2-2）。区域生态功能区划见附图 2.4-1。

## 2.5.评价标准

### 2.5.1.环境质量标准

#### (1) 环境空气

本项目区域属于典型的农村环境，按环境空气功能区划分属于二类区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中二级标准；根据油田开发特征，增加对非甲烷总烃污染物和硫化氢的评价，由于该标准中未对此项污染物作出规定，故参照《大气污染物综合排放标准详解》中的相关标准取值，硫化氢参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中表 D.1 其他污染物空气质量浓度参考限值，详见下表。

表 2.5-1 环境空气质量标准

序号	污染物	取值时	标准限值	单位	标准来源
1	二氧化硫 SO <sub>2</sub>	年平均	60	μg/m <sup>3</sup>	《环境空气质量标准》 （GB3095-2026）二 级标准（过渡阶段浓 度限制）
		日平均	150	μg/m <sup>3</sup>	
		1 小时平均	500	μg/m <sup>3</sup>	
2	二氧化氮 NO <sub>2</sub>	年平均	40	μg/m <sup>3</sup>	
		日平均	80	μg/m <sup>3</sup>	
		1 小时平均	200	μg/m <sup>3</sup>	
3	一氧化碳 CO	日平均	4	mg/m <sup>3</sup>	
		1 小时平均	10	mg/m <sup>3</sup>	
4	臭氧 O <sub>3</sub>	日最大 8 小时平均	160	μg/m <sup>3</sup>	
		1 小时平均	200	μg/m <sup>3</sup>	
5	PM <sub>10</sub>	年平均	60	μg/m <sup>3</sup>	
		日平均	120	μg/m <sup>3</sup>	
6	PM <sub>2.5</sub>	年平均	30	μg/m <sup>3</sup>	
		日平均	60	μg/m <sup>3</sup>	
7	TSP	年平均	200	μg/m <sup>3</sup>	
		日平均	300	μg/m <sup>3</sup>	
8	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m <sup>3</sup>	《大气污染物综合排 放标准详解》
9	硫化氢	1 小时平均	10	μg/m <sup>3</sup>	《环境影响评价技术

	H <sub>2</sub> S				导则 大气环境》 (HJ2.2-2018)附录 D
--	------------------	--	--	--	---------------------------------

## (2) 地表水

本项目距离最近的地表水体为好来宝泡，距离本项目新建井场 1.3km。根据吉林省环境保护厅《关于确认吉林省西部地区雨洪资源综合利用河湖连通供水工程环境影响评价执行环境保护标准的复函》（吉环函〔2015〕451号），执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准。详见下表。

表 2.5-2 地表水环境质量标准限值

序号	监测项目	III类标准值	单位
1	pH	6~9	无量纲
2	COD	≤40	mg/L
3	BOD <sub>5</sub>	≤10	mg/L
4	氨氮	≤2.0	mg/L
5	挥发酚	≤0.1	mg/L
6	石油类	≤1.0	mg/L

## (3) 地下水

本区地下水应用功能主要为农业用水和饮用水，采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准；未作规定的石油类选取《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022）中石油类限值，详见下表。

表 2.5-3 地下水质量标准限值

序号	项目	单位	III类标准值	标准来源
1	pH	无量纲	6.5-8.5	《地下水质量标准》 (GH/T14848-2017)中III 类
2	氨氮	mg/L	≤0.50	
3	耗氧量(COD <sub>Mn</sub> 法,以O <sub>2</sub> 计)	mg/L	≤3.0	
4	挥发性酚类	mg/L	≤0.002	
5	氰化物	mg/L	≤0.05	
6	砷	mg/L	≤0.01	
7	汞	mg/L	≤0.001	
8	铬(六价)	mg/L	≤0.05	
9	总硬度(以CaCO <sub>3</sub> 计)	mg/L	≤450	
10	铅	mg/L	≤0.01	
11	镉	mg/L	≤0.005	
12	硝酸盐氮	mg/L	≤20	
13	亚硝酸盐氮	mg/L	≤1.00	
14	铁	mg/L	≤0.3	
15	锰	mg/L	≤0.1	
16	溶解性总固体	mg/L	≤1000	
17	硫酸盐	mg/L	≤250	
18	氟化物	mg/L	≤1.0	
19	硫化物	mg/L	≤0.02	
20	总大肠菌群	MPN <sup>b</sup> /100mL 或	≤3.0	

		CFU <sup>c</sup> /100mL		
21	菌落总数	CFU/mL	≤100	
22	钡	mg/L	0.7	
23	石油类	mg/L	≤0.05	《生活饮用水卫生标准》 (GB5749-2022)

## (4) 声环境

本项目在农村地区，根据《声环境功能区划分技术规范》（GB/T15190-2014）及《声环境质量标准》（GB3096-2008），村屯执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类区标准，井场四周声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准，详见下表。

表 2.5-4 声环境质量标准限值

声环境功能区类别	时段	
	昼间 dB (A)	夜间 dB (A)
1类	55	45
2类	60	50

## (5) 土壤

本项目拟建井场永久占地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）中限值要求，拟建井场临时占地及周边区域土壤采用《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值，由于目前农用地土壤石油烃尚无质量标准，因此，石油烃参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中限值要求。具体标准限值详见下表。

表 2.5-5 土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准限值

序号	污染物项目		风险筛选值 (mg/kg)			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	果园	150	150	200	200

	其他	50	50	100	100
7	镍	60	70	100	190
8	锌	200	200	250	300

表 2.5-6 土壤环境质量 建设用地土壤风险管控标准限值 单位: mg/kg

序号	污染物	GB36600-2018 筛选值(第二类 用地)	序号	污染物	GB36600-2018 筛选值(第二类 用地)
1	砷	60	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	铬(六价铬)	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1,2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1,4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间二甲苯+对二甲苯	570
11	1,1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1,2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1,1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	54	38	苯丙[a]蒎	15
16	二氯甲烷	616	39	苯丙[a]芘	1.5
17	1,2-二氯丙烷	5	40	苯丙[b]荧蒎	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	41	苯丙[k]荧蒎	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	42	蒎	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并[a, h]蒎	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	840	44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70
23	三氯乙烯	2.8	46	石油烃	4500

## 2.5.2. 污染物排放标准

## (1) 废气

施工期扬尘排放执行《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。

表 2.5-7 施工期大气污染物排放标准限值

污染物	最高允许排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	无组织排放监控浓度限值 mg/m <sup>3</sup>	标准来源

颗粒物	—	1.0	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中新污染源标准
-----	---	-----	--

《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Ⅲ、Ⅳ阶段）》（GB20891-2014）修改单中明确“自2022年12月1日起，所有生产、进口和销售的560kW以下（含560kW）”非道路移动机械及其装用的柴油机应符合本标准第四阶段要求。

表 2.5-8 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

额定净功率 (P <sub>max</sub> ) (kw)	CO (g/kwh)	HC (g/kwh)	NO <sub>x</sub> (g/kwh)	HC+NO <sub>x</sub> (g/kwh)	PM (g/kwh)	备注
P <sub>max</sub> >560	3.5	-	-	6.4	0.2	第三阶段
130≤P <sub>max</sub> ≤560	3.5	0.19	2.0	-	0.025	第四阶段

本项目依托的站场锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》表1在用燃气锅炉排放标准，厂界非甲烷总烃浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织监控浓度标准要求，运营期井场无组织排放的非甲烷总烃浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）其他排放控制要求，具体见下表。

表 2.5-9 运营期大气污染物排放标准

污染物	排放限值	标准来源
颗粒物	30	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用燃气锅炉标准
SO <sub>2</sub>	100	
NO <sub>x</sub>	400	
非甲烷总烃	边界污染物控制要求：4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）
	其他排放控制要求	

### (2) 废水

本项目回注水属于油田生产的工艺指标，其排放目的层为采出原油的油层，虽然其中规定了石油类、悬浮物、细菌等指标，但其主要是为了减少原油的损失和对井下设备的堵塞和腐蚀。本项目产生的污水最终送入油气处理二站处理后回注地下，油田注水水质指标执行中华人民共和国石油天然气行业标准，即《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准，见下表。

表 2.5-10 回注水质主要控制指标

储层空气渗透率 (μm <sup>2</sup> )	<0.01	[0.01,0.05]	<b>[0.05,0.5]</b>	[0.5, 2.0]	≥2.0
悬浮总固体 (mg/L)	8.0	15.0	<b>20.0</b>	25.0	35.0
含油量 (mg/L)	5.0	10.0	<b>15.0</b>	30	100.0

### (3) 噪声

施工期噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），运营期井场执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，具体见下表。

表 2.5-11 噪声控制标准一览表 单位: dB (A)

时段	昼间	夜间	执行标准
施工期	70	55	《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)
运营期	60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)

## (4) 固体废物

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020), 危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023) 中相关要求。

## 2.6.评价工作等级及评价范围

## 2.6.1.环境空气

## (1) 评价等级

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 中评级等级的确定方法, 结合项目工程分析结果, 选择正常排放下的主要污染物及排放参数, 采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响, 然后按评价工作分级判据进行分级, 详见下表。

表 2.6-1 大气评价工作等级判据

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

本评价估算模式采用 HJ2.2-2018 附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算, 估算模式所用参数见下表。

表 2.6-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市人口数)	/
最高环境温度		39.0
最低环境温度		-37.3
土地利用类型		农田
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率 (m)	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/m	/
	岸线方向/°	/

### 污染源调查：

本项目依托现有站场内加热炉进行处理。本项目不新建加热炉，现有站场环评已将加热炉及无组织废气按最大负荷进行了核算，本次评价不再重复评价，所以本次大气评价等级仅考虑井场面源无组织估算。

本项目大气污染源无组织排放面源，参数见下表。

表 2.6-3 主要废气污染源参数一览表（面源）

编号	名称	面源起点坐标/m		面源海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效高度/m	年排放小时数	排放工况	污染物排放速率
		x	y								非甲烷总烃 (kg/h)
1	新建井场	124.2655286	45.47415222	137	55.5	50	0	3.5	7200	正常	0.0252
合计											0.0252

本项目废气污染源以新建井场及原有油井作为无组织面源，本项目涉及 1 座平台井场，污染源调查结果详见下表。

主要污染源估算数值计算结果见下表。

表 2.6-4 非甲烷总烃挥发无组织源估算结果

污染源	污染因子	最大落地浓度 (ug/m <sup>3</sup> )	最大浓度落地点 (m)	评价标准 (ug/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)	D10% (m)	推荐评价等级
新建平台	NMHC	20.5	68	2000	1.03	0	II

根据估算结果，本项目  $P_{\max}$  最大值出现在井场的非甲烷总烃， $P_{\max}$  值为 1.03%，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。

### （2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的判定依据，本项目大气环境影响评价等级确定为二级，评价范围为边长为 5km 的矩形区域。

## 2.6.2.地表水

### （1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），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，本项目生产期产生的废水经各联合站污水处理系统处理后回注地下，不外排，因此确定本项目地表水评价等级为三级 B。不设地表水评价范围。

## 2.6.3.地下水

### （1）评价等级

## 1) 项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）的要求，本项目新建井场按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价。

## 2) 地下水敏感程度

## ①集中式水源地

根据大安市人民政府 2016 年编制的《大安市农村地下水生活饮用水水源地保护区划分技术报告》，大安市农村地下水生活饮用水水源地保护区仅划分为一级保护区，不设二级保护区及准保护区。一级保护区以各水源井为中心，半径 30m 范围为一级保护区。

经现场调查，本项目地下水评价范围内无集中式地下水水源地。本项目距离最近的集中式地下水水源地为项目北侧的大安地下水保护区，最近距离为 3km，与本工程距离较远，且新建井位于集中式地下水水源井地下水流向侧游，本项目不在集中水式饮用水水源补给径流区内。

## ②分散式水源地

经调查，本项目区域无饮用水水源保护区，根据《关于进一步加强分散式饮用水水源地环境保护工作的通知》环办〔2010〕132 号要求和附件《分散式饮用水水源地环境保护指南（试行）》中规定，分散式饮用水水源地地下水水源保护范围为取水口周围 30—50m 范围。根据现场调查，项目所在地大安市已划分农村分散式地下水生活饮用水水源地，农村分散式饮用水水源地一级保护区是以各水源井为中心，半径 30m 范围进行划定，不设二级保护区及准保护区。经现场调查，本项目位置与农村分散式地下水生活饮用水水井最近距离为 400m（翻身屯），其距离大于 30m。因此，本项目不在分散式饮用水水源地内。

综上所述，本项目地下水环境不敏感。

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）规定，本项目所处地下水环境敏感程度为“不敏感”。分级原则见下表。

表 2.6-5 建设项目地下水环境敏感程度分级表

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

不敏感	上述地区之外的其它地区。
-----	--------------

### 3) 评价工作等级确定

根据建设项目类别、地下水环境敏感程度等指标确定建设项目地下水评价级别，具体判据见下表。

表 2.6-6 建设项目地下水评价级别判据

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

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 1 规定，本项目所处地下水环境为“不敏感”，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）：“新建回注井（含开采井转回注井）的场地，地下水评价等级不低于二级。”因此确定本项目地下水评价工作等级为二级。

#### (2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 8.2 相关技术要求，本次工作地下水评价范围通过公式计算法确定，（本项目地下水参数与《红岗采油厂大 208 区块 6 口井 2026 年产能建设工程》区域位置邻近，区域地层岩性、含水层结构、地下水径流及排泄条件基本一致，同属一个地下水水文地质单元。因此，本次评价地下水相关参数参照上述已批复项目选取，参数来源可靠、符合区域实际，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）相关要求。）计算公式如下：

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

式中：L：下游迁移距离，m；

$\alpha$ ：变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K：渗透系数，m/d。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表及区域含水层特点，确定 K 取 10m/d。

I：水力坡度，无量纲；根据区域等水位线与距离确定本次潜水取 0.0005。

T：质点迁移天数，本次取 5000d；

ne：有效孔隙度，无量纲；根据区域水文地质数据，取 ne=0.30。

$$L = \alpha \times K \times I \times T / ne = 2 \times 10 \times 0.0005 \times 5000 / 0.30 = 167m.$$

根据公式法计算得出L值167m，地下水评价范围以项目所在区块为中心，下游迁移距离（L）为167m，两侧各L/2作为评价范围边界。区域地下水总体流向为从西南至东

北，结合L值、水文地质条件情况、地下水环境保护目标分布，回注井调查评价范围应根据回注层位所在区域地层构造发育情况确定，包括回注空间及回注水可能影响的范围。最终确定地下水评价区范围长4.7km，宽2.4km，地下水评价范围为11.28km<sup>2</sup>。

#### 2.6.4.声环境

##### (1) 评价工作等级

按照 HJ2.4-2021 的规定，噪声环境影响评价等级的划分是根据建设项目所在功能区的环境标准、项目建设前后噪声变化情况及受影响的人口数量确定评价等级。

本项目开发区地处农村环境，本次规划井场与附近村屯的最近距离约为 400m，区域属于 GB3096-2008 规定的 1 类区。虽然钻井时噪声影响较大，但影响时间较短，钻井阶段的短期噪声源随着钻井过程的结束而消失；运营期噪声值增加较小，对周边村屯的影响程度较小，本项目建设前后评价范围内敏感目标噪声增高量小于 3dB(A)，且受噪声影响的人口数量变化不大。因此，本项目声环境影响评价等级确定为二级。

##### (2) 评价范围

本项目声环境影响评价范围：井场场界外扩 200m 范围内。

#### 2.6.5.生态环境

##### (1) 评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则生态环境》（HJ19-2022）以及评价项目影响区域的生态敏感性和影响程度，将生态影响评价等级分为一级、二级和三级，详见下表。

表 2.6-7 生态影响评价工作级别划分判据

判定依据	本项目实际情况	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	/
b) 涉及自然公园时，评价等级为二级	本项目不涉及自然公园	/
c) 涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	本项目不涉及生态保护红线	/
d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	本项目不属于水文要素影响型且地表水评价等级为三级 B	/
e) 根据 HJ 610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	本项目不涉及地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标	/
f) 当工程占地规模大于 20km <sup>2</sup> 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	工程占地规模小于 20km <sup>2</sup> （包括永久和临时占地）。	/
除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	本项目为除 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况	三级

结合上述判定情况，最终确定本项目生态影响评价等级为三级。

本工程拟建井场位于吉林省大安市境内，本项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境；不涉及自然公园及生态保护红线，最近的环境敏感区为嫩江湾国家湿地公园，新建平台距离嫩江湾国家湿地公园最近 4.86km。

项目临时占地 0.5045hm<sup>2</sup>，新增永久占地面积 0.2055hm<sup>2</sup>，小于 20km<sup>2</sup>。因此，本工程生态影响评价等级为三级。

## (2) 评价范围

按照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）及《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19—2022），本次生态评价范围为井场永久占地场界外扩 50 米的区域。总评价范围约 0.0234km<sup>2</sup>，详见附件 2.6-5。

### 2.6.6.土壤环境

#### 1.评价工作等级

按照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中的相关要求，本项目井场所在区域以农田为主，根据该地区土壤监测结果，pH 在 8.07-8.45 之间，土壤含盐量在 0.4—0.9g/kg 之间，因此判定本项目属于非土壤盐化、酸化和碱化地区。本工程按照土壤污染影响型开展评价工作。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 B 中 B.1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径识别表，根据建设项目对土壤环境可能产生的影响，判断本项目土壤环境影响类型，详见下表。

表 2.6-8 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

根据《环境影响评价技术导则 土壤影响》（HJ964-2018）对土壤评价要求，土壤环境影响评价工作等级依据项目类别、占地规模与敏感程度划分。

#### (1) 项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）的要求，本项目新建井场按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价。

#### (2) 占地规模

依据导则,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( $\leq 5\text{hm}^2$ ),建设项目永久占地面积为  $0.2055\text{hm}^2$ , 本项目占地规模为小型。

### (3) 敏感程度

依据导则,建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感,判别依据见下表。

表 2.6-9 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 <b>耕地</b> 、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

本项目周边存在耕地,敏感程度判定为敏感。

### (4) 等级判定

根据土壤环境影响评价项目类别、占地规模与敏感程度划分评价工作等级,本项目评价工作等级划分见下表。

表 2.6-10 污染影响型评价工作等级划分表

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

综上,本项目井场土壤环境影响评价等级为一级。

### (5) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤影响》(HJ964-2018)要求,土壤环境影响评价范围确定详见下表。

表 2.6-11 现状调查范围

评价工作等级	调查范围	调查范围	
		占地范围	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5km
	污染影响型		1km
二级	生态影响型		2km
	污染影响型		0.2km
三级	生态影响型		1km
	污染影响型		0.05km

根据上表，本项目评价范围为项目井场占地范围外扩 1km 范围。

### 2.6.7.环境风险

#### (1) 建设项目风险源调查

依据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），本项目的危险物质为油类物质。本项目风险事故主要来自施工期采油储罐，运营期井场单井罐泄漏等带来的环境风险事故。

#### (2) 风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；当存在多种危险物质时，按以下公式计算物质总量与其临界量比值（Q）。

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

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。

当  $Q < 1$  时，该项目环境风险潜势为 I。

当  $Q \geq 1$  时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$

本项目建设 10 口井（9 油 1 水），油井均为单井罐生产，单井罐体积为  $20\text{m}^3$ ，因此，本次储量计算按照 4 个单井罐最大存在量进行核算，油类物质最大存在量约为  $69.84\text{t}$ （原油密度按  $0.873\text{t}/\text{m}^3$  计）。

本项目施工期共 1 个钻井队，施工场地均设置 1 座  $20\text{m}^3$  柴油罐，柴油密度按  $0.85\text{t}/\text{m}^3$  计，柴油最大存在量约为 17t，风险物质数量及临界值比值（Q）计算如下表所示。

表 2.6-12 风险物质数量级临界比值（Q）计算表

序号	厂区名称	风险物质	存储量 q (t)	临界量 Q (t)	q/Q
1	施工期井场	柴油	17.0	2500	0.0068
2	运营期单井罐	原油	69.84	2500	0.027936

由上表可知，本项目施工期及运营期计算 Q 值均小于 1，即可判定本项目环境风险潜势为 I。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）规定，评价工作等级划分依据详见下表。

表 2.6-13 评价工作等级划分

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

<sup>a</sup>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、环境危险后果、风险防范

措施等方面给出定性的说明。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目  $Q < 1$ ，该项目环境风险潜势为I。经辨识，本项目风险评价工作等级为简单分析。

### （3）评价范围

本项目风险潜势为I，风险评价工作为简单分析，不设置评价范围。

## 2.7.污染控制目标与环境保护目标

### 2.7.1.区域环境敏感性分析

#### （1）环境空气

本项目所在区域主要为农村地区，评价范围内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，因此，评价区域环境空气不敏感。

#### （2）地表水

本次拟建井场与好来宝泡最近距离约为 1.3km，距离较远，污染物通过地表径流直接进入地表水的可能性较小。本项目周围地表水敏感性较小。

#### （3）声环境

本项目新建井场距离村屯较远，井场距离最近敏感点翻身屯为 400m。因此，本项目周围声环境不敏感。

#### （4）地下水

根据现场调查，本项目距离分散式水源最近距离约为 400m，距离大安地下水保护区最近距离约为 3km。因此，本项目地下水环境不敏感。

#### （5）生态

本项目评价区内生态系统主要为农田生态系统，其中农田生态系统面积较大，主要农田植被为玉米，受人为生产活动的影响，本区农业生态系统相对稳定，抗自然和人为干扰能力较强，在采取相应措施后，本项目开发对区域内农田生态系统敏感性较小；评价区内没有国家和吉林省重要保护的野生动植物物种。

本项目新建井场位于嫩江湾国家湿地公园西南侧，距离嫩江湾国家湿地公园最近 4.86km。位于查干湖国家级自然保护区东北侧，距离现行查干湖国家级自然保护区缓冲区边界最近 8km，距离核心区边界最近 11.2km，距离实验区边界最近 9.8km，距离调整后查干湖国家级自然保护区一般控制区边界最近 8km，距离核心保护区边界最近 10.13km。位于嫩江前郭段国家级水产种质资源保护区西北侧，距离嫩江前郭段国家级水产种质资源保护区实验区边界 6.7km，核心区边界 9.1km。位于嫩江大安段乌苏里拟

鲮国家级水产种质资源保护区南侧，距离嫩江大安段乌苏里拟鲮国家级水产种质资源保护区实验区边界 7.1km，核心区边界 23.4km。详见附图。

因此本项目生态敏感性较小。

#### (6) 土壤

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目工程位于耕地范围内，因此土壤环境敏感程度为敏感。

### 2.7.2.污染控制目标

#### (1) 大气环境

控制大气污染物排放，使区内环境空气质量符合《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中的二级标准要求。

#### (2) 地表水

控制工程产生的生产废水全部回注，正常工况下无生产和生活废水排放，不会对地表水环境产生影响。

#### (3) 地下水

控制事故套外返水的风险事故的发生，加强工程地下水防护措施，增加对含油废物和废弃泥浆的处理和处置力度，保护评价区内的地下水水质不受污染。

#### (4) 声环境

采取切实可行的噪声防护措施，降低施工噪声和生产噪声，使保护区域村屯声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区要求，使生产噪声对村屯的影响程度最低。

#### (5) 固体废物

控制各类固体废物贮运过程中不会对周围环境产生污染。

#### (6) 生态环境

施工期主要控制钻井井场施工等临时占地，以及对地表植被的破坏，以减少对评价区内土地功能和生态环境的影响；在生产运营期主要控制含油废物，使评价区内石油对土壤污染程度最低。在施工期和运营期控制水土流失程度。

#### (7) 土壤环境

采取切实可行的土壤污染控制措施，使土壤能够满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）要求，开发区域农用地土壤能够满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）要求。

### 2.7.3.环境保护目标

#### 1.大气环境保护目标

本项目大气环境保护目标情况详见下表及附图 2.6-1。

表 2.7-1 拟开发工程主要环境保护目标一览表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对工程方位	相对距离/m	规模(人)
	经度	纬度						
翻身屯	124.2716789	45.47575092	居民	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准	二类区	井场东侧	400	200
郑大院屯	124.2799187	45.48766638	居民		二类区	井场东北侧	1700	100
后杨家	124.2850256	45.4837851	居民		二类区	井场东北侧	1700	150
前杨家	124.291935	45.48005401	居民		二类区	井场东北侧	2000	200
鲍家窝棚	124.2901754	45.4676855	居民		二类区	井场东南侧	1850	150
王作林屯	124.2767429	45.46413394	居民		二类区	井场东南侧	1360	200
刘喜路	124.2861521	45.45694736	居民		二类区	井场东南侧	2530	120
石桩子	124.2978144	45.47537476	居民		二类区	井场东侧	2410	200
于家烧锅	124.2592979	45.49562365	居民		二类区	井场北侧	1840	120
大安市	124.2830515	45.49335241	居民		二类区	井场东北侧	1880	80000
张子金	124.2411017	45.48709473	居民		二类区	井场西北侧	2130	120
李美	124.2396426	45.48319838	居民		二类区	井场西北侧	2000	100
老西屯	124.2417669	45.47725554	居民		二类区	井场西北侧	1400	250

#### 2.地表水

本项目距离最近的地表水体为好来宝泡，距离本项目新建井场 1.3km，距离较远，不属于本项目地表水保护目标。

#### 3.地下水

本项目地下水评价范围内无集中式饮用水水源，地下水环境保护目标为评价范围内潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层，分散式饮用水水源地。评价范围内地下水饮用水水源地见下表。

表 2.7-2 本项目地下水环境保护目标表

保护目标	环境敏感特征	开采层位	方位	最近距离	保护级别
翻身屯水源井	分散式地下饮用水水源地	承压水	井场东侧	400m	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类
郑大院屯水源井	分散式地下饮用水水源地	承压水	井场东北侧	1700m	
后杨家水源井	分散式地下饮用水水源地	承压水	井场东北侧	1700m	
前杨家水源井	分散式地下饮用水水源地	承压水	井场东北侧	2000m	
鲍家窝棚水源井	分散式地下饮用水水源地	承压水	井场东南侧	1850m	

#### (4) 声环境

本项目区域内声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1类标准，项目 200m

范围内无村屯。

#### (5) 土壤和生态

本项目土壤保护目标为项目井场占地范围外扩 1km 范围内农用地及建设用地；生态保护目标为评价范围内的基本农田、黑土地等。

表 2.7-3 土壤及生态环境敏感目标

环境要素	相对站场/管线方位/距离	保护等级
土壤环境	评价区内耕地、周围村屯	《土壤环境质量 农用地土壤风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值
	评价范围内建设用地土壤环境	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）
生态环境	评价区农业生态系统、基本农田及黑土地、评价区内植被、野生动物等	控制对耕地的破坏，施工结束后临时占地恢复原地貌；永久占地“占一补一”，退役期做好耕地恢复

#### (7) 运输路线与环境保护目标

本项目施工期压裂返排液及运行期采油废水均由罐车运送至大安油气处理二站进行处理，钻井废水、完井废水混入泥浆运至吉林省油田多源实业集团有限责任公司大安泥浆处理站进行处理。运输路线沿线环境保护目标如下表及下图。

表 2.7-4 运输路线沿线主要环境保护目标

序号	环境保护目标	位置关系
1	万宝山	废水拉运经过
2	建设村	废水拉运经过
3	后四平山	废泥浆拉运经过
4	王大院	废泥浆拉运经过
5	解放村	废泥浆拉运经过

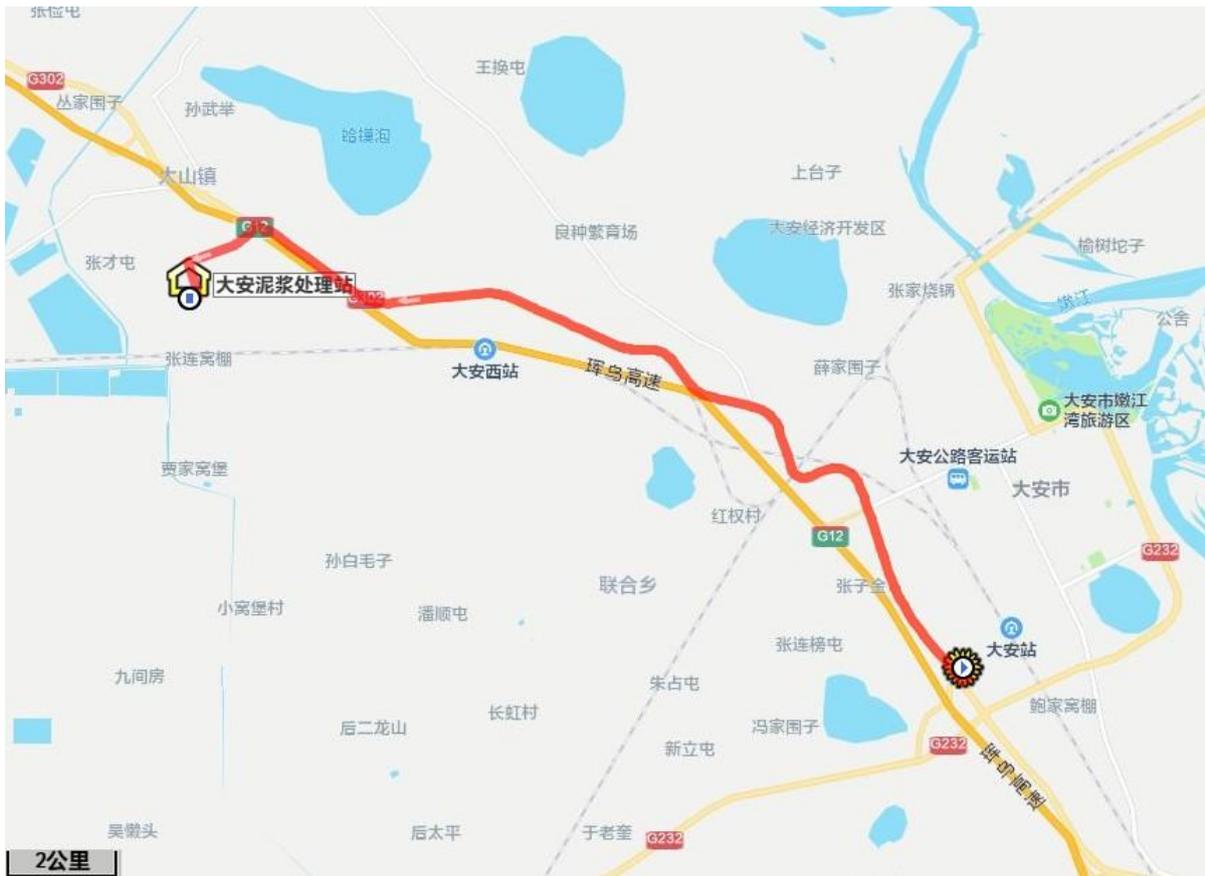


图 2.7-1 本项目井场泥浆拉运至泥浆处理站运输路线图



图 2.7-2 本项目井场废水拉运至油气处理二站运输路线图

## 第三章 现有工程调查

### 3.1.开发现状调查

#### 3.1.1.油田概况

1975年3月8日，红岗油矿成立；1981年11月28日，更名为红岗采油厂；企业改制后的2000年4月15日，存续部分独立运作，组建了红大综合服务公司；2003年11月26日，相邻的新大采油厂并入红岗采油厂；2008年5月21日，与红大综合服务公司完成新一轮整合。红岗采油厂位于吉林省大安市境内，厂部驻地在两家子镇。红岗采油厂目前共有10个采油队，3个油气处理站（联合站）。辖区面积1473km<sup>2</sup>，其中国有区面积1166km<sup>2</sup>，合资合作区面积307km<sup>2</sup>。红岗采油厂目前开发三个油田：红岗油田、大安油田、海坨子油田。动用面积239.3km<sup>2</sup>、动用地质储量10351万吨，采出程度21.22%、采收率25%、采油速度0.4%。目前开采现状：已建油井2358口、开井1881口，已建水井917口、开井749口，日产液22203t、日产油1427t、综合含水约93.6%。

#### 3.1.2.现有区块开发情况

本项目为新区块项目，塔虎城区块周边无已建系统，距最近站场油气处理二站（安一联）直线距离约8km。无法带入系统生产，本次工程采用单井罐集液-汽车拉运的方式生产，采出液拉运至安一联合站，拉运距离约15km。

具体区块部署见下图。

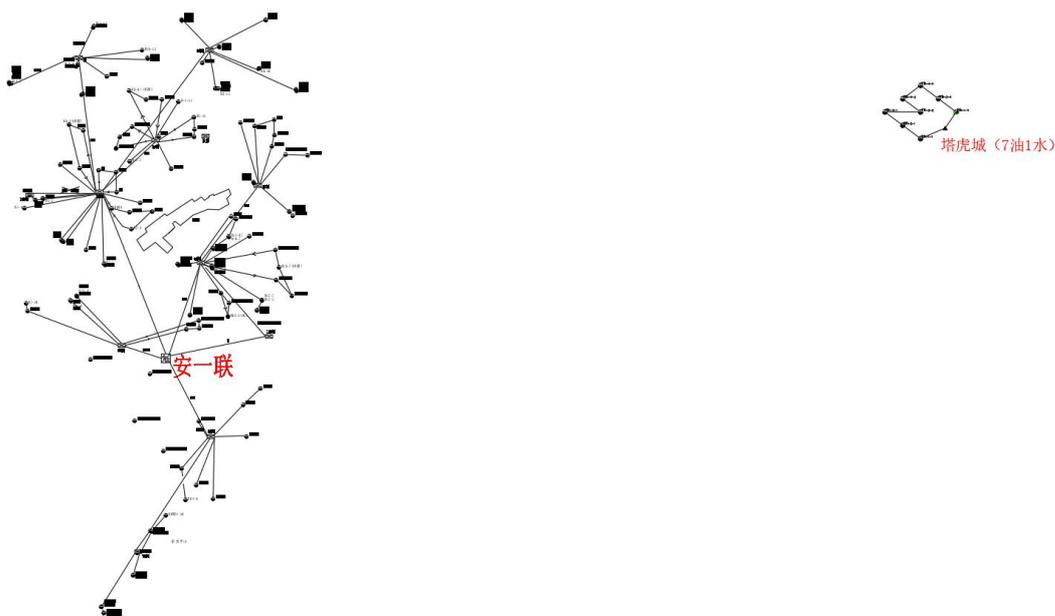


图 3.1-1 区域布置图

### 3.1.3. 探井现状

本项目有两口井为探转产项目，探井临时占地已恢复。现有探井现状详见表 3.1-1。

表 3.1.1 本项目探井的现状一览表

序号	井号	井别	平台现有井数(口)	周边占地类型	治理措施	环评批复及验收	现存环境问题
1	塔页 1	油井	2(同一平台)	旱田	临时占地已恢复	吉环审(表)字(2018)94号已验收	无
2	塔页平 1	油井			临时占地已恢复	吉环审(表)字(2019)36号已验收	无

### 3.1.4. 厂界噪声评价

#### (1) 监测点位布设

本次在项目厂界布设了 4 处噪声监测点，详见下表和附图。

表 3.1-2 噪声监测点布置表

点号	监测点名称	监测因子
塔页 1 井	NW1	东侧厂界外 1m
	NW2	南侧厂界外 1m
	NW3	西侧厂界外 1m
	NW4	北侧厂界外 1m

#### (2) 监测单位、监测时间及频次

监测单位：吉林省正真检测有限公司。

监测时间：2026.3.12

监测频次：昼间、夜间各一次

#### (3) 监测因子

等效连续 A 声级  $L_{Aeq}$ 。

#### (4) 评价标准

执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中标准执行。

#### (5) 评价方法

评价采用噪声实测值与标准值比较的方法，以确定噪声污染的程度。

#### (6) 监测及评价结果

厂界噪声评价结果见下表。

表 3.1-3 厂界噪声监测及结果统计表

序号	监测点位	监测结果		标准		达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
NW1	东侧厂界外 1m	55	44	60	50	达标	达标
NW2	南侧厂界外 1m	56	42	60	50	达标	达标
NW3	西侧厂界外 1m	56	45	60	50	达标	达标
NW4	北侧厂界外 1m	55	44	60	50	达标	达标

根据对标结果，各监测点昼间和夜间噪声值均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中要求。

### 3.2.环评批复及验收情况

#### 3.2.1.环境影响评价及竣工环保验收情况

环评及验收情况见下表。

表 3.2-1 工程环评情况汇总表

序号	项目名称	环评		验收		
		批准文号	批复时间	验收文号	验收时间	
1	塔页 1	吉林油田勘探部 2018 年第四批探井工程（白城地区）	吉环审（表）字（2018）94 号	2018.11.15	自主验收	2025.1
2	塔页平 1	吉林油田勘探部 2018 年第五批探井建设工程（白城地区）	吉环审（表）字（2019）36 号	2019.4.25	自主验收	2024.12
3	红岗采油厂油气处理二站	吉林油田红岗采油厂大 208 区块地面工程	大环建字（2019）4 号	2019.4.15	自主验收	2021.4.29
4	油气处理三站压裂处理站	红岗采油厂 2017 年安二联改造工程地面工程	白环建发（2018）2 号	2018.2.5	自主验收	2020.1.16
5	大安泥浆处理站	大安废弃泥浆处理站改扩建项目	大环建字【2024】3 号	2024.2.9	自主验收	2024.4.11
6	大安油土贮存池	吉林油田公司红岗采油厂 2011 年扩边加密产能建设工程	吉环审字【2011】66 号	2011.3.28	吉环审验字【2016】310 号	2016.12.23

#### 3.2.2.现存环境问题及整改措施

本区块内无已建成井场，无现存环境问题。

## 第四章 拟建项目工程分析

### 4.1.建设项目概况

#### 4.1.1.项目名称、性质及规模

项目名称：吉林油田塔虎城地区黑帝庙油层先导试验开发工程

建设单位：中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司红岗采油厂

建设性质：新建

建设地点：本项目位于白城市大安市境内，位于大安油田现有区块内。本项目井场主要位于农村地区，周边除油田外无其他大型工矿企业。项目周围主要环境敏感点为村屯，距离井场最近村屯为翻身屯，位于大井场东侧 400m。项目地理位置详见附图 1.1-1。

总投资：本项目建设总投资 5000 万元，全部为企业自筹。

#### 4.1.2.建设内容及项目组成

本次在塔页 1 井区部署 10 口直井，其中新建 8 口井（7 油 1 水），2 口探井转生产井，设计平均井深 1438m，总进尺  $1.1503 \times 10^4$ m。预测新井单井日产油为 1.5t，预建产能  $0.32 \times 10^4$ t，共利旧  $20\text{m}^3$  单井罐 6 座，利旧值班板房 1 座。本次工程新建 1 口注水井，采用橇装注水，新建 1 座橇装注水泵房，泵房安装注水泵 1 台。以过滤后地下清水为注水水源，新建简易水源井 1 口，安装潜水泵 1 台，设恒压变频，设计供水规模  $120\text{m}^3/\text{d}$ 。将 2 口探井塔页 1、塔页平 1 转为生产井，采用单井罐集油—汽车拉运方式生产。

本项目建设项目工程组成见下表。

表 4.1-1 本项目工程组成一览表

工程组成		建设内容及规模	/	
主体工程	钻前工程	本项目新钻 8 口井，钻井井场临时占地 $80\text{m} \times 80\text{m}$ ，扣除利用井场面积，新增临时占地共计 $0.5045\text{hm}^2$ ，永久占地共计 $0.2055\text{hm}^2$ ，占地类型全部为耕地。	新建	
	钻井工程	本项目新建 8 口井，平均井深 1438m，总进尺 $1.1503 \times 10^4$ m，新钻井工程包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻进、录井、测井、固井、完井。井场设备包括钻机、钻台、柴油罐、发电机、配料罐、泥浆泵、泥浆罐等；新建撬装式钢制基础 6 座，用于架设钻井井架。	新建	
	探转产	将 2 口探井塔页 1、塔页平 1 转为生产井，采用单井罐集油—汽车拉运方式生产。	新建	
	储层改造工程	射孔	本项目 8 口井在完井后，需要进行射孔作业。	新建
		酸化	本项目油层不需要酸化	新建
	压裂	本项目 7 口油井在射孔后需要压裂作业，采用的是常规水基胍胶压裂液，其主要成分是胍胶、防膨剂、交联剂、加重剂、破胶剂、助排剂和杀菌剂等，无重金属及持久性有机物等高毒性物质	新建	

生产系统	采油井	新建油井 7 口, 单井日产油 1.5t/d, 年产能 0.32×10 <sup>4</sup> t/a; 采用单井罐方式生产。	新建
		共利旧 20m <sup>3</sup> 单井罐 6 座, 利旧值班板房 1 座	利旧
	注水系统	注水井	新建注水井 1 口, 单井日注水 60m <sup>3</sup> /d, 年注水 1.79×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a。
注水		新建 1 口注水井, 采用橇装注水, 新建 1 座橇装注水泵房, 泵房安装注水泵 1 台。	新建
水源井		新建简易水源井 1 口 (井深 90m), 安装潜水泵 1 台, 设恒压变频, 设计供水规模 120m <sup>3</sup> /d。	新建
公用工程	供电	施工期: 柴油发电机供电	新建
		新建油井依托附近已建高低压供电网络, 在井场附近新建 50kVA 柱上变电站 1 座。	新建
	给水	施工期钻井井场生产用水和生活用水均由罐车从现有站场运送 运营期注水主要为新建水源井水	/
	排水	钻井产生的废弃泥浆及施工废水拉运至吉林省油田多源实业集团有限责任公司大安泥浆处理站 (以下简称大安泥浆处理站) 处理, 生活污水排入防渗旱厕, 施工结束后运作农肥; 生产期含油废水等废水进入油气处理二站污水处理系统, 处理后进入回注地下。	依托
	供热	主要为电加热	新建
储运工程	单井罐	油井产生的采出液储存在单井罐中, 单井罐密闭方式为机械压盖密封+呼吸阀+带锁排气孔, 并以 1 周 1 次的频率由罐车拉运至油气处理二站。	/
依托工程	油气处理二站	油气处理二站原油处理能力为 40×10 <sup>4</sup> t/a, 目前原油处理量约为 16.5×10 <sup>4</sup> t/a, 区内在建及拟建工程产油量 0.38×10 <sup>4</sup> t/a, 剩余处理能力约 23.12×10 <sup>4</sup> t/a。本项目新建产能新增原油量 0.32×10 <sup>4</sup> t/a, 剩余能力可以满足本项目需求; 污水处理系统能力为 1000m <sup>3</sup> /d, 目前处理量约为 417m <sup>3</sup> /d, 负荷率 41.7%, 辖区内在建及拟建工程预计废水处理量 34.67m <sup>3</sup> /d, 剩余污水处理能力 548.33m <sup>3</sup> /d。本项目含油废水最大产生量约 68.67m <sup>3</sup> /d, 满足要求	依托
	压裂返排液处理系统	红岗采油厂油气处理三站设计压裂返排液处理能力为 1200m <sup>3</sup> /d, 目前实际处理量为 100m <sup>3</sup> /d, 辖区内在建及拟建工程预计压裂返排液处理量 50m <sup>3</sup> /d, 剩余处理能力为 1050m <sup>3</sup> /d。本项目新增负荷约 50m <sup>3</sup> /d, 能够满足本项目新增压裂返排液处理要求。	依托
	油土贮存池	红岗采油厂修井产生修井含油废物暂存于油土贮存池, 定期委托大安市长江石油技术有限责任公司进行处理。大安油田现有一处油土贮存池, 为半地下油土贮存池, 占地面积约 1000m <sup>2</sup> , 容积为 1600m <sup>3</sup> (35m×29m×1.5m), 有效贮存能力为 1600m <sup>3</sup> 。周围设置围墙并建设有防雨棚。目前已贮存固体废物约 0m <sup>3</sup> , 辖区内在建及拟建工程最大产生量约 2.2m <sup>3</sup> , 剩余容积 1597.8m <sup>3</sup> , 本项目产生修井含油废物约为 4.012t/a (6.86m <sup>3</sup> ), 可满足本项目的依托需求	依托
	泥浆处理站	废弃钻井泥浆等送吉林省油田多源实业集团有限责任公司大安泥浆处理站处理。设计日处理泥浆能力 600m <sup>3</sup> /d, 实际处理泥浆量为 30m <sup>3</sup> /d, 辖区内在建及拟建工程产生量约为 29.5m <sup>3</sup> /d, 剩余处理能力为 540.5m <sup>3</sup> /d。本项目钻井废水、完井废水、废泥浆、岩屑最大合计产生量为 32.11m <sup>3</sup> /d, 满足本项目需	依托

		求	
环 保 工 程	废气治理	施工表土及建材堆放设置挡板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布；加强井口密封，密闭集输，减少烃类气体挥发；采用天然气作为燃料	新建
	噪声治理	选用低噪声设备，柴油机消声器，泥浆泵和振动筛安装减振垫。定期维修保养，合理安排施工时间。	新建
	废水治理	钻井废水和完井废水及废弃泥浆由罐车运送至大安泥浆处理站进行处理；废压裂液运至所属联合站进行处理；施工期生活污水排防渗旱厕，施工结束后清理外运做农用肥 运营期生产废水全部拉运至油气处理二站污水处理系统，处理达标后回注地下	依托
	固体废物	施工期钻井产生的废弃泥浆、岩屑统一由罐车运送至大安泥浆处理站处理；生活垃圾统一收集由环卫部门清运； 含油废物属于危险废物，委托有资质单位进行处理。	依托
	环境风险防范措施	井口安装防喷器及配套井控设备，防止发生井喷事故；原油集输采用密闭流程；施工期及运营期井场周围设置围堰；钻井期柴油罐区采取重点防渗措施，罐区周围设置围堰；采用双层套管，固井水泥返至地面。具体详见环境风险分析章节。	新建
	生态恢复	项目施工期临时占地约0.5045hm <sup>2</sup> ，占地类型为耕地。对临时占用土地进行表土留存，施工结束后复垦。	新建

#### 4.1.3.建设期、生产期及建设时序

##### 1.建设期、生产期

由于油田建设为滚动开发，本次开发建设期从2026年11月起，在冬季施工，避开耕种时期，不破坏耕地环境。本项目共1个钻井队施工，地面工程同期建设，总施工期约120d。

稳定生产期年限为15a，年平均生产天数为300d。

##### 4.1.4.劳动定员及工作制度

1个施工队施工，每个施工队按30人计。运营期巡检工作人员2人，由吉林油田内部调剂，不新增劳动定员。

## 4.2.油田开发方案

### 4.2.1.油藏地质特征

构造特征：塔虎城地区区域构造位于松辽盆地南部中央坳陷区长岭凹陷北部，嫩三段顶面构造整体面貌表现为宽缓斜坡背景下的向斜构造，西侧为大安反转构造带，东侧为塔虎城地区~新北反转构造带，形成“两隆夹一凹”的构造格局。本次部署区位于塔虎城地区中部，整体形态为被断层切割的东倾单斜构造。

储层岩性：岩心分析表明，塔虎城地区嫩三段黑帝庙油层储层岩性为粉砂岩、细砂岩。嫩三段III砂组有效储层孔隙度分布范围15.0%~31.9%，集中分布范围在19.0%~29.0%之间，中值23.6%；有效储层渗透率分布范围1.02mD~2314mD，集中分布在

2mD~800mD 之间，中值 41.5mD，为中孔、低渗透储层。

储层物性：塔虎城地区嫩三段物源主要来源于北部沉积体系，属于三角洲前缘亚相沉积，沉积微相类型包括水下分流河道、水下分流河道边部、席状砂等微相。本次部署区黑帝庙油层主力层为嫩三段III砂组，发育 2~3 个单砂层，平均单砂层厚度 2—4m，叠合砂岩厚度 8—10m，平均单层有效厚度 2—3m，叠合有效厚度 4—6m。

原油性质：根据原油分析资料，嫩三段黑帝庙油层地面原油密度分布区间 0.8404t/m<sup>3</sup>~0.8736t/m<sup>3</sup>，平均 0.8521t/m<sup>3</sup>；地面原油黏度（50℃）分布区间 9.0mPa·s~84.02mPa·s，平均 27.5mPa·s；含硫量分布区间 0.04%~0.15%，平均 0.08%；含蜡量分布区间 12.7%~39.1%，平均 27.16%；含胶质分布区间 7.0%~25.3%，平均 13.2%；凝固点分布区间 22℃~40℃，平均 31℃；初馏点分布区间 101℃~155℃，平均 137.9℃，为轻质常规原油。

地层水性质：根据地层水分析资料，嫩三段地层水总矿化度分布区间 6069.0mg/l~11815.7mg/l，平均 8459.4mg/l；钾钠离子含量分布区间 2485.2mg/l~3935.9mg/l，平均 3061.2mg/l；氯离子含量分布区间 2208.5mg/l~4732.6mg/l，平均 3704.1mg/l；碳酸氢根离子含量分布区间 683.4mg/l~3905.3g/l，平均 1474.1mg/l；pH 值范围 7.0~9.0，水型以 NaHCO<sub>3</sub> 型为主。

#### 4.2.2.井位部署

规划部署新井 10 口，其中 9 口为油井（其中 2 口井为探井转生产井），1 口为水井，设计平均单井日产油 1.5t/d，建产能 0.32×10<sup>4</sup>t，设计单井平均完钻井深 1438m，进尺 1.1503×10<sup>4</sup>m。本项目平台平面布置见下图。

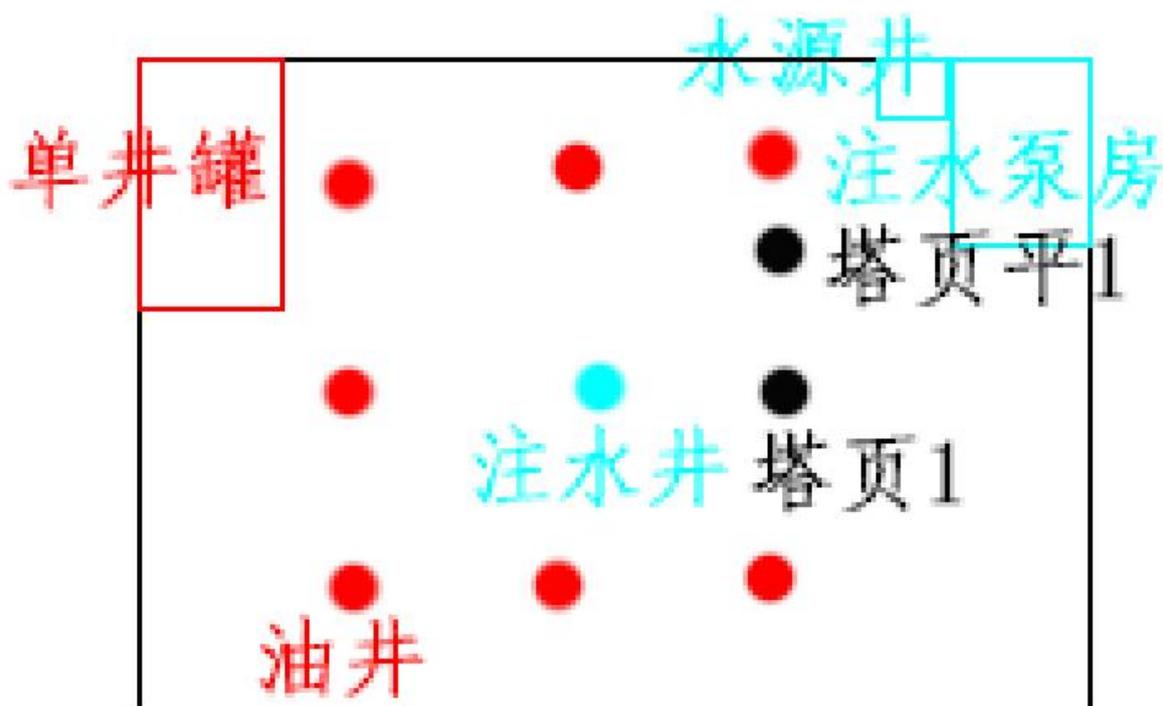


图 4.2-1 井场平面布置图

本项目平台分布情况见附图 4.1-1。新钻井平台布设情况见下表。

表 4.2-2 本项目新钻油井井位部署情况一览表

井号	井别	井形	地面描述	井深 (m)	周边土地利用类型
塔页 1-4-4	油井	定向井	位于塔页 1 平台, 周围 均为耕地 (旱田)	1480	耕地 (基本农田)
塔页 1-4-2	油井	定向井		1482	耕地 (基本农田)
塔页 1-4-1	油井	定向井		1547	耕地 (基本农田)
塔页 1-2-1	油井	定向井		1434	耕地 (基本农田)
塔页 1-2-4	油井	定向井		1403	耕地 (基本农田)
塔页 1-1-4	油井	定向井		1387	耕地 (基本农田)
塔页 1-1-1	油井	定向井		1383	耕地 (基本农田)
塔页 1-2-2	水井	定向井		1387	耕地 (基本农田)
塔页 1	油井	探井转生产井		/	耕地 (基本农田)
塔页平 1	油井	探井转生产井		/	耕地 (基本农田)
合计	/	/	/	11503	/

#### 4.2.3.指标预测

结合部署区域的构造位置和储层发育等因素, 对新井进行了 15 年开发指标预测。按照第二年到位率 90%, 预测平均单井日产油 1.4t, 含水 75.2%, 年产油  $0.32 \times 10^4$ t。

表 4.2-3 大 208 区块黑帝庙油层产能建设开发指标预测表

时间 (年)	井数			投产 油井 (口)	平均 单井 日产 油 (t)	平均单 井日产 液 (t)	日产 油 (t)	日产 液(t)	日产 水 (t)	建 成 产 能 (10 <sup>4</sup> t)	年产 油 (10 <sup>4</sup> t)	年产 液 (10 <sup>4</sup> t)	含水 (%)	平均 单井 日注 量 (m <sup>3</sup> )
	总井数 (口)	油井数 (口)	水井数 (口)											
1	10	9	1	9	2.0	6.7	14.2	47.2	33.0	0.32	0.21	0.71	70.0	39
2	10	9	1	9	1.4	5.4	9.5	38.1	28.6		0.32	1.14	75.2	41
3	10	9	1	9	1.1	5.4	7.9	37.9	30.0		0.24	1.14	79.1	40
4	10	9	1	9	1.0	5.5	6.9	38.5	31.6		0.21	1.15	82.1	41
5	10	9	1	9	0.9	5.6	6.1	39.5	33.3		0.18	1.18	84.4	41
6	10	9	1	9	0.8	5.8	5.5	40.4	34.9		0.17	1.21	86.3	42
7	10	9	1	9	0.7	6.0	5.1	41.8	36.7		0.15	1.25	87.9	43
8	10	9	1	9	0.7	6.2	4.7	43.3	38.6		0.14	1.30	89.2	45
9	10	9	1	9	0.6	6.4	4.4	45.1	40.7		0.13	1.35	90.3	47
10	10	9	1	9	0.6	6.7	4.1	47.0	42.9		0.12	1.41	91.3	48
11	10	9	1	9	0.6	7.0	3.9	49.0	45.2		0.12	1.47	92.1	50
12	10	9	1	9	0.5	7.3	3.7	51.2	47.6		0.11	1.54	92.8	53
13	10	9	1	9	0.5	7.6	3.5	53.5	50.0		0.11	1.61	93.4	55
14	10	9	1	9	0.5	8.0	3.4	56.0	52.6		0.10	1.68	94.0	57
15	10	9	1	9	0.5	8.4	3.2	58.5	55.3		0.10	1.76	94.5	60

#### 4.2.4. 钻井工程方案

##### 4.2.4.1. 钻井方式及钻机选择

###### (1) 钻井方式

根据该地区实际地形情况，采用平台丛式井钻井方式进行开发。

###### (2) 钻机选择

根据平均井深和钻机钻探能力选择ZJ20 钻机，其他辅助设备按配套标准配备。实际施工时若因位移大超过钻机钻深能力，经主管部门同意后可进行钻机型号调整，实际施工以单井设计为准。

井身结构详见下表。

表 4.2-4 井身结构数据表

开钻次 数	钻头尺 寸 mm	井段 (m)	套管尺寸 (mm)	套管下深 (m)	水泥封固井 段 (m)	人工井底 深度 (m)	固井质 量要求
一开	346	0~202	273.05	200	0~202	/	合格
二开	215.9	~设计井 深	139.7	设计井深 -2m	0~设计井深 -2m	设计井深 -12m	合格

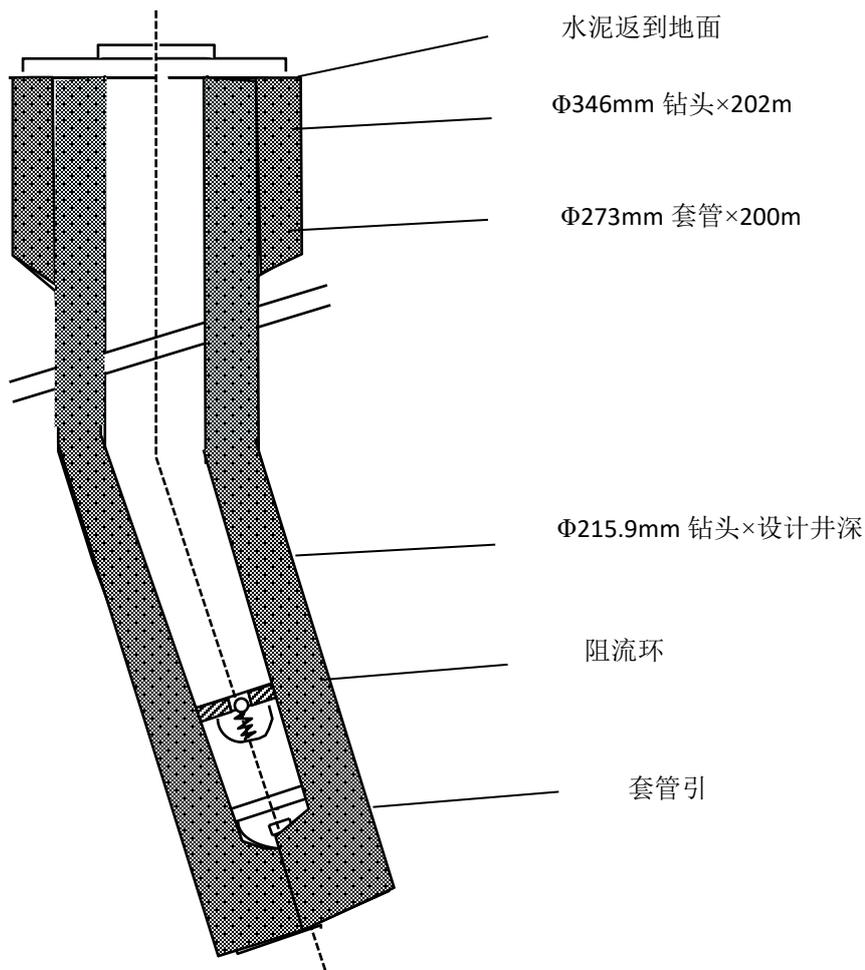


图 4.2-2 井身结构示意图

(3) 钻井主要设备

钻井主要设备配套情况见下表。

表 4.2-5 钻井工程主要设备一览表

序号	名称		型号	载荷 (KN)	功率 (kW)	备注
1	钻机		ZJ20/1350			
2	井架		JJ135/39-A	1350		
3	天车		TC-162	1620		
4	游动滑车		YC-162	1620		
5	大钩		DG-162	1620		
6	水龙头		SL-160	1600		
7	转盘		ZP-520	900		正四挡、倒一档
8	绞车		JC-20			
9	柴油机		G12V190PZL			
			G12V190PZL			
10	发电 机组	1#	G12V190PZL		300	
		2#	G12V190PZL		300	
11	压风机		DLG6/10		55	
			DLG6/10		55	

12	钻井泵	1#	F-1300	750	
		2#	F-1300	750	
13	振动筛	1#	ZS1.15	200目	
		2#	ZS1.15	200目	
	除砂器		NCS-300		
	除泥器		QZ-20		
离心机		LW455-NJ-B			
14	指重表		CE2500M		1套
15	锥形罐				1套
16	循环罐				120m <sup>2</sup>
17	混合加重漏斗				2套
18	配液罐				1个

#### 4.2.4.2. 钻井液体系

钾盐共聚物水基钻井泥浆体系，主要成分为膨润土、纯碱、KOH、重晶石粉。主要理化性质为 pH 较高，约为 8.5-11，含有高浓度的有机盐类，总盐量可达 0.22g/kg 左右。钻井液设计见下表。

表 4.2-6 钻井液体系设计一览表

开钻次序	类型	配 方
一开	膨润土浆	膨润土：5.00%—6.00%+纯碱：0.50%+钻井液用聚丙烯腈铵盐：1.00%
二开	聚合物钻井液	二开：4%—6%膨润土，0.5%纯碱，0.3%钻井液用聚丙烯酰胺钾盐 KPAM，2%钻井液用聚丙烯腈铵盐，2%钻井液用超低渗透剂胺基聚酯物 ETP-1，2%钻井液用降失剂树脂改性树脂 HA，2%钻井液用井壁稳定剂沥青改性物 HQ-1，6%（定向井）钻井液用液体润滑剂，复合堵漏剂 2t。

单口井钻井液材料用量详见下表

表 4.2-7 钻井液材料用量

开钻次序	一开	二开	
钻头尺寸 mm	Φ346	Φ215.9	
井段 m	0~202	202~设计井深	
井筒容积 m <sup>3</sup>	22.74	66.10	
钻井液用量 m <sup>3</sup>	117	222	
储备钻井液	密度 (g/cm <sup>3</sup> )	1.65	
	容积 m <sup>3</sup>	58.76	
材料名称	用量 (t)		合计 (t)
膨润土	7.00	13.31	20.31
纯碱	0.58	1.11	1.69
钻井液用聚丙烯腈铵盐	1.17	3.33	4.49
钻井液用聚丙烯酰胺钾盐 KPAM		0.67	1.83
钻井液用超低渗透剂胺基聚酯物 ETP-1		3.33	3.33
钻井液用降失剂改性树脂 HA		3.33	3.33
钻井液用稳定剂沥青改性物 HQ-1		2.22	2.22
(定向井) 钻井液用液体润滑剂		48	48
重晶石		15	15

储备重晶石	7.00	13.31	20.31
-------	------	-------	-------

#### 4.2.4.3.井控要求

井控装备包括防喷器组、四通、套管头、控制系统、井控管汇、钻具内防喷工具、井控辅助装置等。

#### 4.2.4.4.固井设计

固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全钻进下一段井眼。固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管是指在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥是在地面上将水泥浆通过套管柱注入井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。

钻井采用双层套管，要求表层套管固井采用内插管法常规水泥浆固井技术，水泥返至地面，以封固第三系水层。生产套管采用双密度固井技术，A 点至井底采用晶体微膨胀水泥浆体系，地面至 A 点采用常规密度速凝早强体系封固。固井结束后，均进行井声幅、声波变密度测井，并制作井声幅、声波变密度测井图，确保每口井固井质量。各层次套管串结构见下表。

表 4.2-8 各层次套管串结构数据表

套管程序	井深 m	套管下深 m	套管串结构（套管钢级、壁厚、长度，浮鞋、浮箍、分级箍、悬挂器等位置）
表层套管	0~202	0~200	内管固井附件+Φ273.05mm 套管串+联顶节
生产套管	0~设计井深	0~设计井深 -2m	Φ139.7mm 套管引鞋+Φ139.7mm 套管 ×P110×9.17mm×1 根+Φ139.7mm 套管浮箍 +Φ139.7mm 套管×P110 ×9.17mm +Φ139.7mm 套管×P110 ×9.17mm+联顶节

封固段短的采用常规水泥浆固井技术，如果封固段较长则采用双密度水泥浆固井，下部主力油层段采用常规水泥浆固井以提高水泥石强度，上部采用低密度水泥浆固井以防止固井过程中发生漏失。技术套管采用双密度水泥浆固井体系；油层套管也采用双密度水泥浆固井体系；技术套管固井前采用常规冲洗液和隔离液、油层套管固井前采用抗高温冲洗液和隔离液。

a.优化水泥浆施工参数，充分发挥前置液与水泥浆的替泥浆效率。

b.改善水泥浆高温条件下的失水性能，维持水泥浆体系的稳定。保证水泥浆在施工过程与候凝过程中能有效地压稳地层，最大限度地减少水泥浆滤液对油层的污染。

一开固井水泥浆名称：A 级原浆

二开固井水泥浆名称：晶体微膨胀水泥浆

#### 4.2.4.5.钻井井场平面布置

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，容积约为 20m<sup>3</sup>。钻井井场平面布置图见下图。

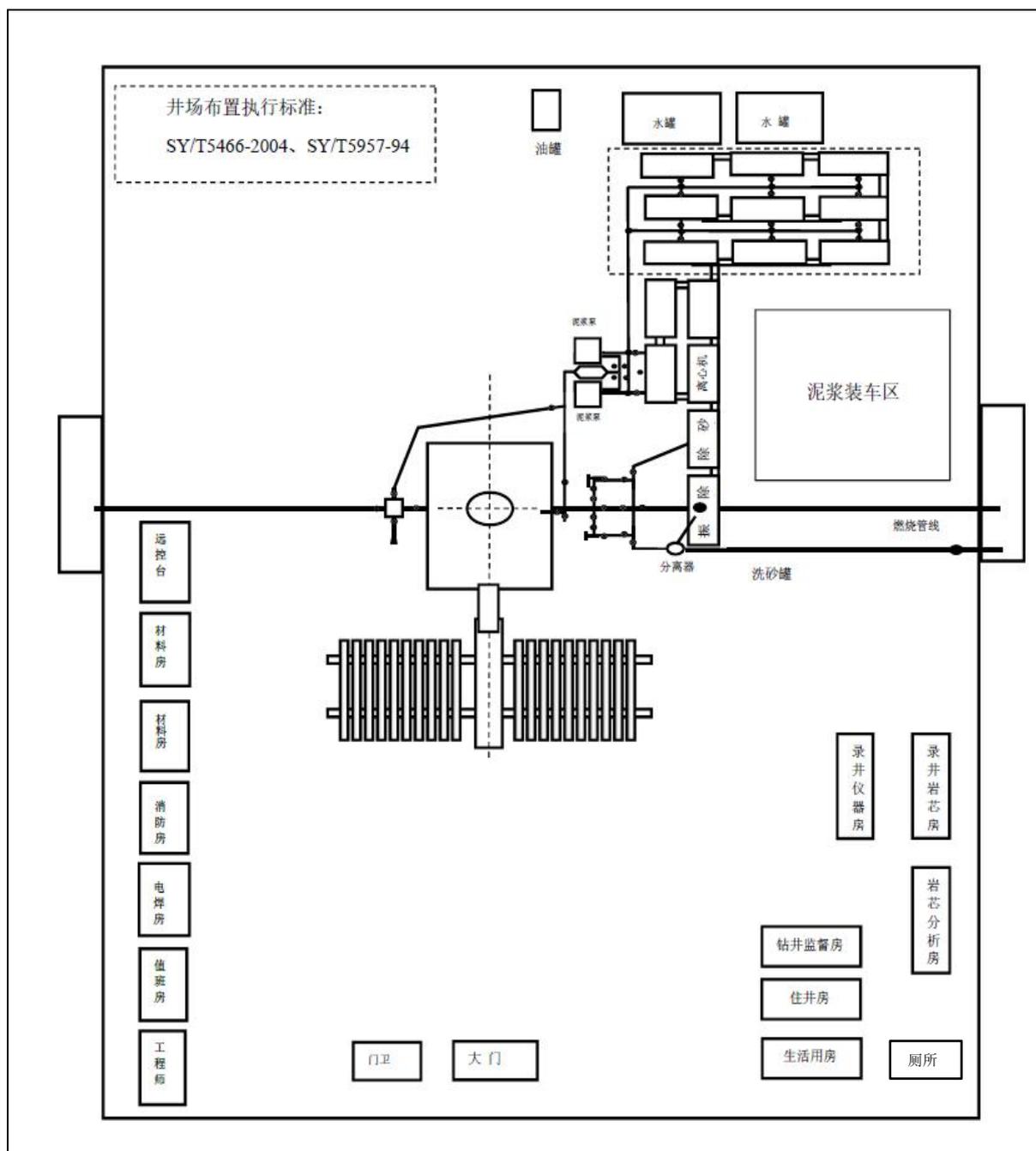


图 4.2-3 钻井井场平面布置图

#### 4.2.5.地面工程方案

##### 4.2.5.1.采油工程

本次工程新建油井全部采用单井抽油机，六型，电机功率 13kW。1 口水井采用混注工艺（单层注水）。

##### 4.2.5.2.油气集输方案

距已建、系统较远的油井，前期采用单井罐集液-汽车拉运方式生产，拉液至附近

站场卸油入系统后集中处理，后期根据开发情况，择机带入系统。

表 4.2-9 新建油井统计表

站场	新井井号	带入情况
油气处理二站	塔页 1 平台 (9 油 1 水)	采用单井罐模式生产，新建 40m <sup>3</sup> 油水分离罐 1 座，利旧 6 座 20m <sup>3</sup> 单井罐，利旧值班板房 1 座

#### 4.2.5.3.注水方案

##### 1.注水井设计

结合总体布局，注水系统采用“橇装注水+井口注水”工艺流程，以地下清水为注水源，在平台井场新建橇装注水泵房，将新建注水井带入系统。本次工程新建注水井 1 口，分布在 1 个平台。

本次工程在塔虎城地区部署注水井 1 口，单井最大注水量为 60m<sup>3</sup>/d，井口最大注入压力 15MPa，回注目的层为主要出油层位黑 II2。

表 4.2-10 塔虎城区块 1 口注水井设计参数统计表

项 目	注水井注水参数		
	注入压力 (MPa)	单井注入量 (m <sup>3</sup> )	注水井段
塔虎城地区	15	60	混注

##### 2.注水井流程

塔虎城地区无注水系统，新建注水系统采用“橇装注水+井口注水”工艺流程，即：新建橇装注水站，将过滤后地下清水通过高压注水泵加压后，经分配阀组计量、控制、调节后进入注水井注入地下。具体流程见下图。

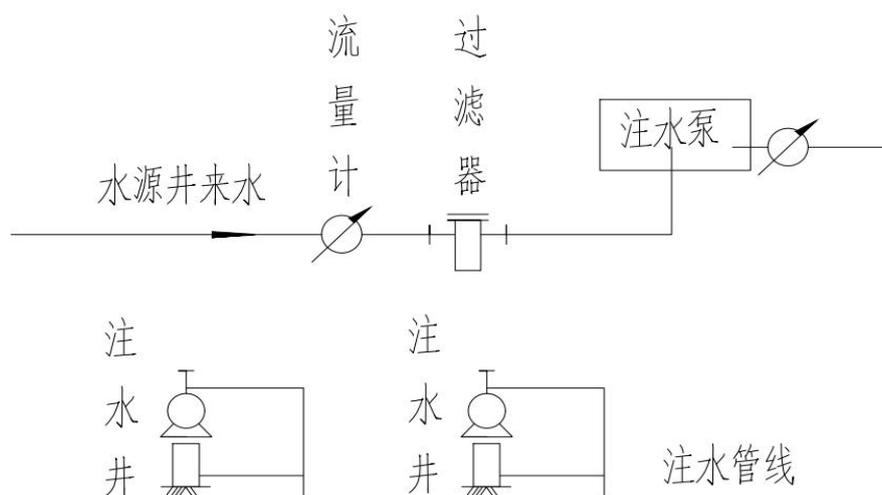


图 4.2-1 “橇装注水+串联注水”工艺流程示意图

##### 1、设计方案

在平台井场新建 1 座橇装注水泵房，泵房安装注水泵 1 台（ $Q=4\text{m}^3/\text{d}$ ， $P=20\text{MPa}$ ， $N=30\text{kW}$ ）。以过滤后地下清水为注水水源，新建简易水源井（建设单位新建水源井需经水资源论证，经审查获得取水许可后方可实施，并应严格按有关法律法规、管理规定执行）1 口，安装潜水泵（ $Q=5\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=80\text{m}$ ， $N=4.5\text{kW}$ ）1 台，设恒压变频，设计供水规模  $120\text{m}^3/\text{d}$ ，能够满足注水需求。

#### 4.2.6.工程占地分析

##### 1.永久占地分析

本项目永久占地主要为井场占地。

##### (1)井场永久占地

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5546-2013），单井井场永久占地按  $600\text{m}^2$ ，每新增 1 口井永久占地面积增加  $150\text{m}^2$ ，本项目设置 1 座平台，本项目新增永久占地为  $1950\text{m}^2$ 。本项目井场新增永久占地面积  $0.195\text{hm}^2$ ，全部为旱田。

注水泵房永久占地  $100\text{m}^2$ ，水源井永久占地  $5\text{m}^2$ 。本项目永久占地情况见下表。

表 4.2-11 本项目永久占地统计一览表

名称	永久占地 ( $\text{hm}^2$ )	占地类型
井场	0.195	耕地（旱田）
注水泵房	0.01	耕地（旱田）
水源井	0.0005	耕地（旱田）
合计	0.2055	耕地（旱田）

##### 2.临时占地分析

##### (1)井场临时占地

参照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）中所选择的钻机型号，钻机型号为 ZJ20，单座井场临时占地面积为  $6400\text{m}^2$ ，新增一口井新增临时占地  $100\text{m}^2$ ，新增临时占地面积  $0.71\text{hm}^2$ 。临时占地类型为耕地（旱田）。施工结束后， $0.2055\text{hm}^2$  转为永久占地。需要恢复的临时占地面积为  $0.5045\text{hm}^2$ 。探转产两口井临时占地已在《吉林油田勘探部 2018 年第四批探井工程（白城地区）》及《吉林油田勘探部 2018 年第五批探井建设工程（白城地区）》中评价。

注水泵房、水源井施工均在井场临时占地范围内。

表 4.2-12 本项目临时占地统计一览表

名称	临时占地 ( $\text{hm}^2$ )	占地类型
井场	0.5045	耕地（旱田）

合计	0.5045	耕地（旱田）
----	--------	--------

### 3.2.6.3 永久基本农田调查

本项目位于大安市境内，该区域基本农田保护率相对较高，根据调查，本项目占地 0.71hm<sup>2</sup>，均为基本农田，其中永久占用的基本农田约 0.2055hm<sup>2</sup>，临时占用基本农田约 0.5045hm<sup>2</sup>，永久占用永久基本农田应严格执行等质量“占一补一”政策，保持基本农田面积不减少。

### 3.2.6.4 黑土地占用情况调查

根据《吉林省黑土地保护总体规划（2021-2025）》，本项目所在区域为黑土地分布区，土壤类型以黑钙土为主，临时及永久占地均属于黑土地，具体见附图 1.3-3。

### 4.2.7.土石方平衡

本项目施工前进行土地平整和表土剥离，应当按照相关标准和技术规范进行表土剥离。本项目总占地面积为 0.71hm<sup>2</sup>，按剥离表土 30cm 计算，表土剥离量为 2130m<sup>3</sup>，表土剥离后应集中堆存，并进行苫盖防止大风天或者地表径流等造成损失。施工结束后用于临时占地生态恢复。

本项目总挖方量 2130m<sup>3</sup>，挖方全部用于临时占地恢复。土石方平衡详见下表。

表 4.2-13 本项目土石方平衡

工程名称	挖方 (m <sup>3</sup> )	填方 (m <sup>3</sup> )	弃方 (m <sup>3</sup> )	去向
井场	2130	2130	0	表土用于井场临时占地恢复
总计	2130	2130	0	

### 4.2.8.表土剥离方案

#### 1.前期准备：明确剥离范围与标准

划定剥离边界：根据井场临时占地红线，用围挡标注剥离范围，避免超剥或漏剥。

控制剥离质量：剥离时采用平地机或挖掘机分层轻剥（仅取表层 30cm），避免混入下层砂质土、碎石等杂质；若局部表土含杂质较多，需单独堆放并筛选后回用。

#### 2.临时储存：避免表土肥力流失

由于“剥离”与“回用”存在时间差，需设置临时表土堆存场，核心要求如下：

选址：优先在钻井井场临时占地内划定闲置区域（如边角地带），不额外新增占地；堆存场需远离汇水区域、避免坡地（防止水土流失）。

规模：堆存场面积按“表土总量÷堆存高度”计算（堆存高度≤3m，防止压实板结）。

防护措施：

周边用彩钢板或土埂围挡（高度 $\geq 1.2\text{m}$ ），防止雨水冲刷流失；

表层覆盖防尘网或无纺布，避免风吹扬尘和日晒雨淋导致有机质流失；

堆存场周边开挖临时排水沟，防止水土流失。

### 3.回用实施：与土石方工程衔接

需严格遵循“土石方回填 $\rightarrow$ 表土覆土 $\rightarrow$ 植被恢复”的顺序，与项目总土石方平衡（挖方全部回填）同步衔接：

第一步：土石方回填：钻井井场、施工便道的挖方（ $1\text{万 m}^3$ ）全部用于自身区域的填方，完成底层土地平整（填方后地面高程需与原地面基本一致，预留  $30\text{cm}$  表土覆土空间）。

第二步：表土覆土：填方平整后，将临时堆存的表土分区域运回：

覆土时采用薄层多次铺覆（每次铺  $10\text{-}15\text{cm}$ ），配合耙地机疏松土壤，避免压实影响植被根系生长。

第三步：植被恢复：覆土后及时平整土地，根据当地气候和植被规划播种或移栽（如乡土草本、灌木），确保表土资源有效利用。

### 4.后期监测：保障平衡效果

厚度监测：覆土后采用钢卷尺随机抽样检测（每  $1000\text{m}^2$  设 1 个检测点），确保覆土厚度 $\geq 30\text{cm}$ ，偏差不超过 $\pm 2\text{cm}$ 。

质量监测：检查表土是否存在板结、杂质过多等问题，若有需及时疏松或补充筛选后的表土。

植被监测：植被恢复后 1-2 个月跟踪长势，若出现生长不良，需排查表土肥力或厚度问题并整改。

## **4.2.9.公用工程**

### **1.供电**

新建油井附近供电网络已形成，新建油井的高压电源引自附近已建线路，能够满足新增负荷的要求。

### **2.给排水**

施工期钻井井场生产用水和生活用水均由罐车从附近站场运送；钻井废水、完井废水与泥浆一起运至大安泥浆处理站进行处理集中处理，压裂返排液进入红岗油气处理三站压裂液处理系统处理达标后回注地下；施工期生活污水排入环保旱厕，施工结束后清理外运做农用肥；

运营期废水由罐车拉运至油气处理二站污水处理系统，处理达标后回注地下；运营期不新增生活污水。

### 3. 供热

采用电取暖。

### 4. 道路系统

本项目为扩建工程，部分进入油区主干道路均利用现有乡路或油田干道，新增通井路约 80m，宽 4m 土路。

## 4.2.10. 依托工程

### 4.2.10.1. 与原油处理系统的依托关系

经校核，油气处理二站已建系统可满足本工程新建产能需求，站内设施无需改造。油气依托站场情况详见下表。

表 4.2-14 站场原油处理能力依托情况一览表

站场	设计处理能力 ( $\times 10^4$ t/a)	目前处理量 ( $\times 10^4$ t/a)	拟建、在建工程 产量 ( $\times 10^4$ t/a)	剩余能力 ( $\times 10^4$ t/a)	本项目产能 ( $\times 10^4$ t/a)	可依托性
油气处理二站	40	16.5	0.38	23.12	0.32	可依托

红岗采油厂油气处理二站于 1996 年 12 月建站投产，位于吉林省大安市联合乡朱奎屯南乡南 2km 处。红岗采油厂油气处理二站采用二级布站方式，站外单井采用小环状掺水流程，主要负责接收油气处理二站（安一联）站外油井产液，油气处理三站（安二联）输送的初步净化原油及大 208 区块、海坨子区块、小油田的卸油、捞油产液。站外自辖井 225 口，其中油井 160 口（开井 115 口），注水井 65 口（开井 45 口），辖带 10 座计量间。日产液量 170.5t/d，日产液油 59.6t/d，综合含水率 65%。

站内建有集油、掺输、脱水、采暖、外输等系统，平面布置见下图，站内主要生产设施见下表。

表 4.2-15 主要生产设施情况统计表

设备名称	规格型号	单位	数量	投产日期	使用情况	主要技术指标			
						排量 ( $m^3/h$ )	扬程 (m)	电机功率 (kW)	是否变频
外输泵	YDJ60-50 $\times$ 3	台	2	12.08	开一备一	60	150	45	是
掺输泵	DGK60-50 $\times$ 5	台	2	06.05	开一备二	60	250	75	是
掺输泵	DGK80-50 $\times$ 5	台	1	11.09		80	250	90	是
采暖泵	WDSZ60-20 $\times$ 3	台	2	12.08	开一备一	60	60	18.5	否
卸油泵	100KY100-200	台	2	96.12	开一备一	50	50	18.5	否
加热炉	DH2800-SY/2.5/0.09-Y-06 吉	台	2	06.06	在用	单台：掺输2800kW			
加热炉	ZS1600-DY-Y	台	2	07.09	在用	单台：脱水1200kW			

加热炉	CWNS1.2-75/50-YQ-06 吉	台	2	07.07	在用	单台：采暖1600kW
污水缓冲罐	Ø 6690×7470	座	1	10.05	在用	
污水缓冲罐	Ø 7600×8030	座	1	96.12	在用	
两相分离器	Ø 3000×10200	台	2	06.05	在用	液量3000m <sup>3</sup> /d, 气量6×10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /d
除油器	Ø2400×9600	台	1	15.07	在用	/
干燥器	4×10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /d	台	1	06.01	在用	4×10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /d
热水罐	Ø3090×9600	台	1	96.12	在用	
缓冲油罐	Ø11500*12648	台	1	96.12	在用	1400m <sup>3</sup>
二次沉降油罐	Ø11500*12648	台	1	96.12	在用	1400m <sup>3</sup>
一次沉降油罐	Ø 18900*11750	台	1	01.11	在用	3000m <sup>3</sup>
净化油罐	Ø 13600*10000	台	1	96.12	在用	2000m <sup>3</sup>

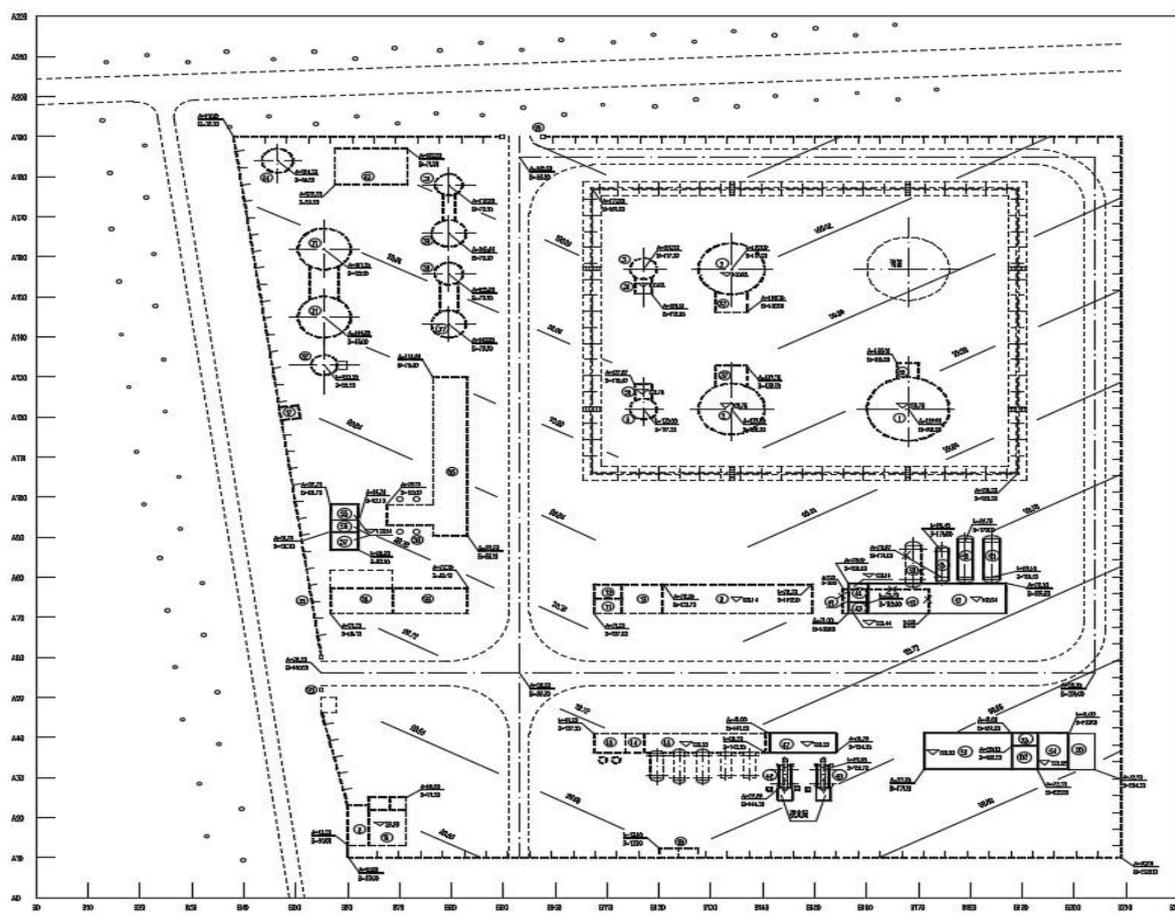


图 4.2-4 油气处理二站平面布置图

### 1.处理工艺

油气处理二站原油处理站脱水系统采用两段大罐沉降热化学脱水工艺，即一段冷化学沉降脱水、二段热化学沉降脱水。

原油处理工艺流程为：

主流程：含水原油来液经分离器并计量后，进入沉降罐，油水沉降分离后的原油进入油缓冲罐，经脱水泵进入加热炉，再经电脱水器、油净化器后由外输泵输至外输管线。

油水沉降分离后的废水和脱水泵的废水共同进入一次缓冲罐，底部的污水经一次加压泵提升，进入混凝斜板除油罐，依靠混凝剂的化学作用和斜板的物理作用除去一部分污油；经混凝斜板除油罐靠液位差进入二次缓冲罐，再由二次加压泵加压至两级核桃壳过滤器过滤；过滤后的净化污水靠余压进入净化污水罐，然后由输水泵将净化污水输往注水站回注。即：污水来水→缓冲水罐→含油污水处理机→净化污水罐→注水站

污水回收流程：污水处理装置反冲洗出水进回收水罐，经沉降后的上清液经回收水泵回收进入污水处理装置缓冲罐，重新进行处理。回收水罐沉降后的底部污泥及站内重力排水均自流进入污泥池，沉降后的上清液经污水提升泵提升后进入污水处理装置缓冲罐，重新进行处理。污泥池底部污泥定期进行人工清理。

工艺流程图详见下图。

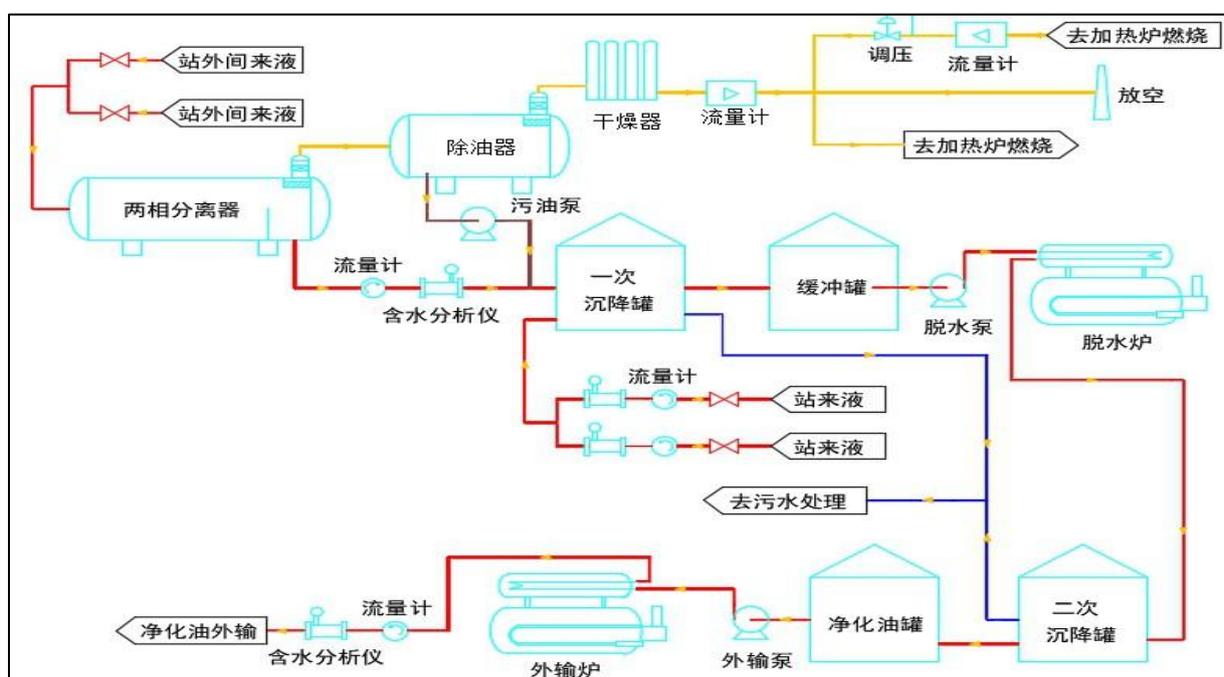


图 4.2-5 油气处理二站工艺流程图

油气处理二站设计原油处理能力  $40 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理原油量为  $16.5 \times 10^4 \text{t/a}$ ，辖区内在建及拟建工程产油量  $0.38 \times 10^4 \text{t/a}$ ，剩余处理能力约  $23.12 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目新建产能新增原油量  $0.32 \times 10^4 \text{t/a}$ ，剩余能力可以满足本项目需求。

#### 4.2.10.2. 与污水处理系统的依托关系

本项目运营期产生的修井废水、洗井废水和含油废水进入油气处理二站污水处理系统进行处理。经校核该污水处理能力可以满足本项目的需要，不需要扩建。

具体依托能力情况详见下表。

表 4.2-16 站场污水处理能力依托情况一览表

站场	设计处理能力 (m <sup>3</sup> /d)	目前处理量 (m <sup>3</sup> /d)	拟建、在建工 程产量(m <sup>3</sup> /d)	剩余能力 (m <sup>3</sup> /d)	本项目产生 量 (m <sup>3</sup> /d)	可依托 性
油气处 理二站	1000	417	34.67	548.33	68.67	可依托

### 1、污水处理系统规模

本次工程新开发的油井采出液依托红岗油气处理二站（安一联）进行处理。

红岗采油厂油气处理二站废水处理能力为 1000m<sup>3</sup>/d，目前处理量约为 417m<sup>3</sup>/d，负荷率 41.7%，辖区内在建及拟建工程预计废水处理量 34.67m<sup>3</sup>/d，剩余污水处理能力 548.33m<sup>3</sup>/d。本项目含油废水最大产生量约 68.67m<sup>3</sup>/d，红岗采油厂油气处理二站废水处理装置能够满足本项目的需要。

### 2、处理工艺

#### a.工艺流程

主流程：油系统污水进入 2 座 300m<sup>3</sup> 缓冲水罐，经过沉降后去除部分浮油和悬浮物，缓冲水罐经加压泵加压后，进入压力除油器进行处理，去除大部分浮油和悬浮物，除油器出水进入一级核桃壳过滤器，一级出水进入二级双滤料过滤器，处理合格的污水进入 240m<sup>3</sup> 净化污水罐。净化污水罐出水经过喂水泵加压后送至注水泵房注水。设计流程为：

污水来水→缓冲罐→加压泵→压力除油器→一级过滤器→二级过滤器→净化污水罐→喂水泵

反冲洗流程：核桃壳过滤器、双滤料过滤器滤罐反冲洗时，由反冲洗水泵从净化污水罐吸水，加压后分别对每台滤罐进行反冲洗，反冲洗排水进入站内 400m<sup>3</sup> 回收水池，站内污水池污水经过底部过滤层过滤后，进入污水提升泵房，经污水提升泵加压后进入油系统沉降罐。设计流程为：

净化污水罐→反洗水泵（过滤罐配套）→过滤罐→回收水池→污水提升泵→油系统沉降罐。

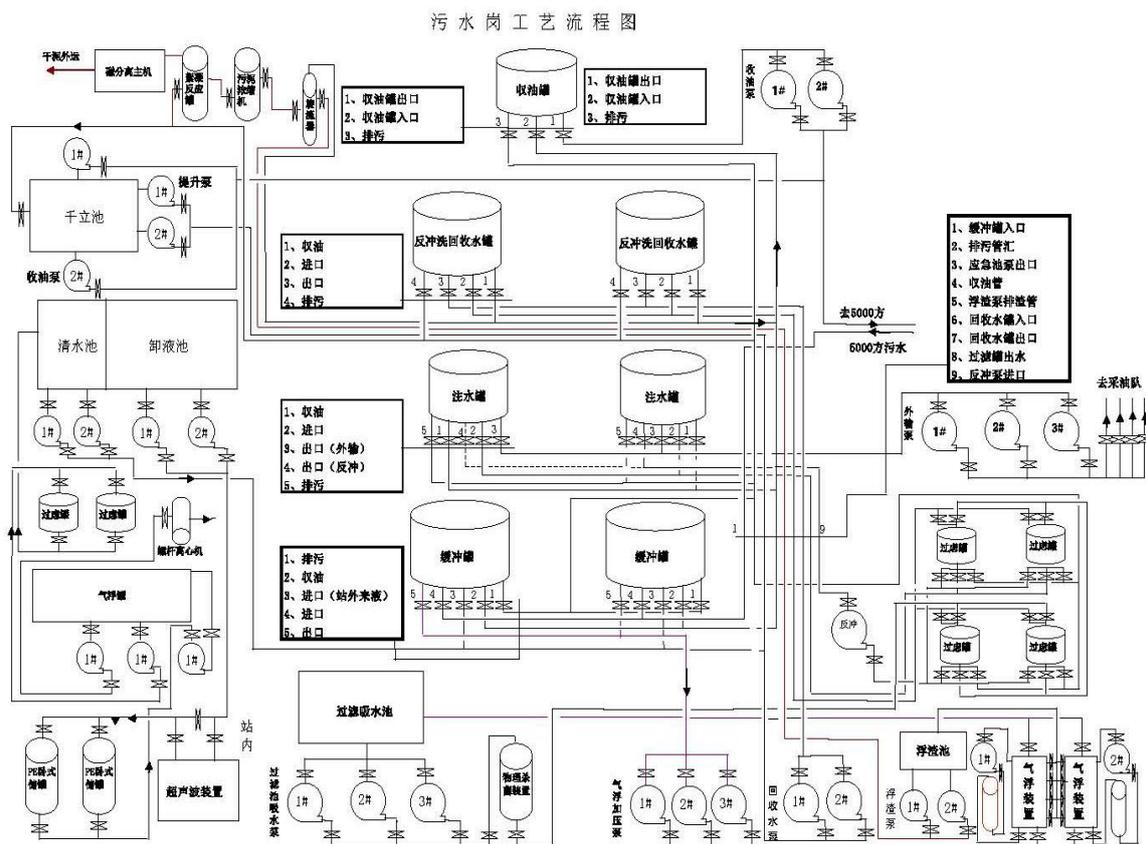


图 4.2-6 红岗采油厂污水处理系统工艺流程图

### 4.2.10.3.与废压裂液处理系统的依托关系

本项目施工期废压裂液依托油气处理三站压裂返排液处理系统进行处理，目前设计压裂返排液处理能力为 1200m<sup>3</sup>/d，目前实际处理量为 100m<sup>3</sup>/d，辖区内在建及拟建工程预计压裂返排液处理量 50m<sup>3</sup>/d，剩余处理能力为 1050m<sup>3</sup>/d，能够满足本项目新增压裂返排液处理要求，具体依托能力见下表。

表 4.2-17 废压裂液处理系统依托情况一览表

设计处理能力 m <sup>3</sup> /d	实际处理量 m <sup>3</sup> /d	拟在建工程产生 量 m <sup>3</sup> /d	剩余能力 m <sup>3</sup> /d	本项目 m <sup>3</sup> /d	可依托性
1200	100	50	1050	50	可依托

红岗采油厂共有一套压裂返排液处理系统，该系统位于红岗采油厂油气处理三站南侧，压裂返排液处理装置处理能力为 50m<sup>3</sup>/h (1200m<sup>3</sup>/d)，目前实际处理量为 100m<sup>3</sup>/d，在建及拟建工程量为 50m<sup>3</sup>/d，剩余处理能力为 1050m<sup>3</sup>/d，本项目产生压裂返排液最大量为 50m<sup>3</sup>/d，红岗采油厂油气处理三站剩余压裂返排液处理能力能够保证本项目开发施工期压裂返排液处理需要。

### 1.工艺流程:

压裂返排液汽运至预处理站，在预处理阶段除去油、悬浮物等组分，除去大部分COD，针对胍胶等进行破胶，处理后可满足红岗采油厂油气处理三站进水水质要求，经管道排入红岗采油厂油气处理三站处理后经各注水站回注地下。

预处理流程为：压裂返排液→储存池→提升水泵→预处理装置→清水池→提升水泵→红岗采油厂油气处理三站

### 2.储存池

已建一座 570m<sup>3</sup> 压裂返排液储存池，尺寸为 14m×13.5m×3m（长×宽×深），压裂返排液用于汽运至厂区的压裂返排液的临时储存。

### 3.预处理装置

压裂返排液预处理装置 1 套，设计规模为 50m<sup>3</sup>/h，包括组合式气浮机、离心脱水机、加药装置、配电控制柜等。预处理装置处理工艺为：混凝破乳除油+气浮方法使破乳后的分散油浮起，去除浮渣后，进行油水分离。

#### ①混凝沉降

混凝沉降法就是向废水中投加混凝剂，在适当的处理条件下形成絮体和水相的非均相混合物，利用重力的作用，实现絮体和水相的分离，从而达到去除污染物的目的。混凝剂是一类可使液体中不易沉降的悬浮颗粒凝聚、沉降的物质。根据其组成的不同，可将混凝剂分为三大类：无机混凝剂、有机高分子混凝剂和微生物混凝剂。

在一定条件下，向压裂废水中投加混凝剂时，溶液中反离子的浓度也就随着升高，从而压缩双电层，降低 $\zeta$ -电位，最终实现混凝沉降的目的。

#### ②气浮

压裂返排液经组合气浮装置处理后直接进行油水分离，经处理后，水的浊度可降低为 10 左右、pH 值达到中性、含油量去除率约 90%，COD 的去除率约 70%。

#### ③油水分离

油水分离采用离心脱水机，由于压裂返排液中含油量很小，分离中油量很小，因此，该部分废油与气浮渣一同送至大安市长江石油科技有限公司处理。

工艺流程见下图 2-5。

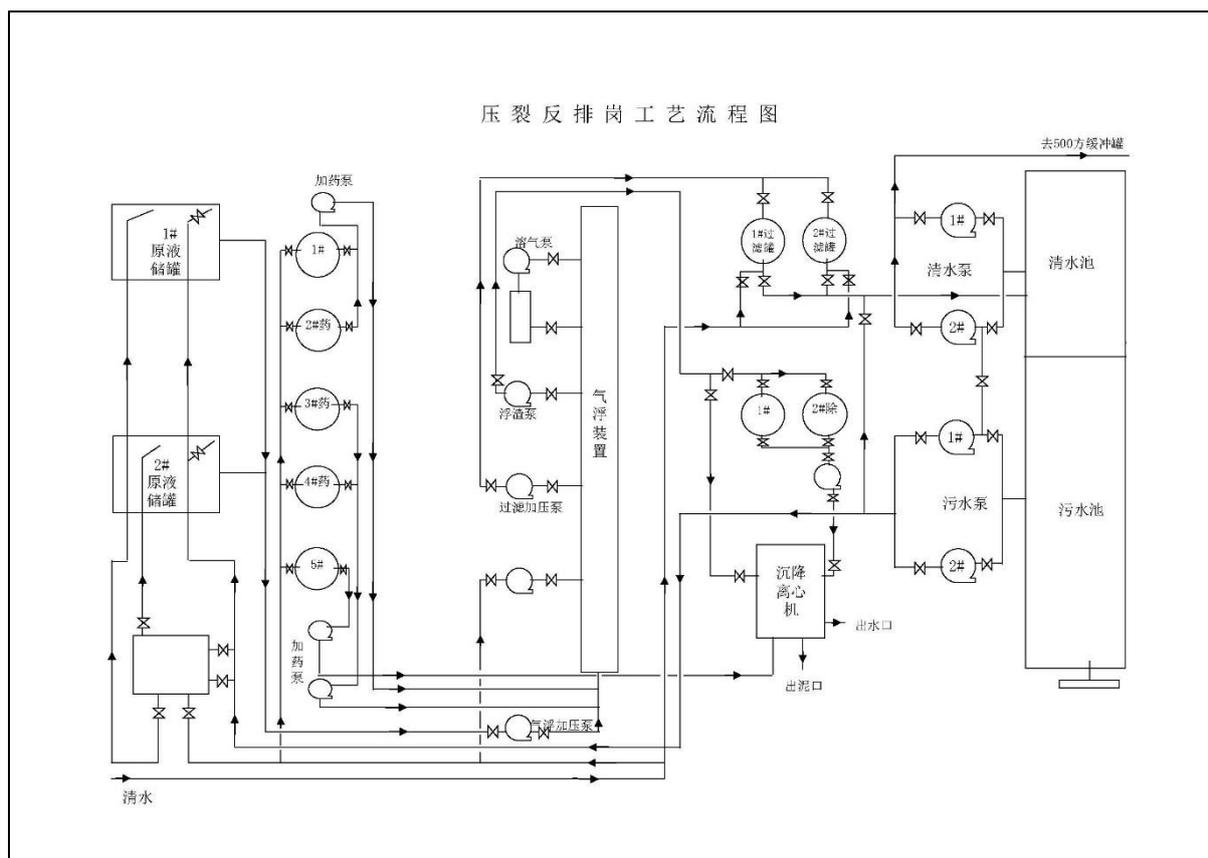


图 4.2-7 红岗采油厂油气处理三站压裂返排液处理系统工艺流程图

#### 4.2.10.4.与固废处理及贮存系统的依托关系

##### 1.与油土储存池的依托关系

本项目依托联合站污水系统产生的油泥及修井含油废物暂存于油土暂存池内，定期送有危险废物处置资质单位进行处理。经校核，满足本项目需求，具体依托能力见下表。

表 4.2-18 油土暂存池依托情况一览表

名称	有效容积(m <sup>3</sup> )	已用容积(m <sup>3</sup> )	在建拟建工程产生量(m <sup>3</sup> )	剩余容积(m <sup>3</sup> )	本项目产生量(m <sup>3</sup> )	位置描述	可依托性
大安油土暂存池	1600	0	2.2	1597.8	6.86	金善村西南约 1km 处	可依托

##### 2.与废弃泥浆处理站的依托关系

本项目废弃钻井泥浆等送大安泥浆处理站处理。该设计日处理泥浆能力 600m<sup>3</sup>/d，实际处理泥浆量为 30m<sup>3</sup>/d，辖区内在建及拟建工程产生量约为 29.5m<sup>3</sup>/d，剩余处理能力为 540.5m<sup>3</sup>/d，可以满足本项目的需求，具体依托能力见下表。

表 4.2-19 废弃泥浆处理系统依托情况

名称	设计泥浆处理能力 m <sup>3</sup> /d	实际处理量 m <sup>3</sup> /d	在建及拟建工程产生量 m <sup>3</sup> /d	剩余能力 m <sup>3</sup> /d	本项目 m <sup>3</sup> /d	可依托性

大安泥浆处理站	600	30	29.5	540.5	32.11	可依托
---------	-----	----	------	-------	-------	-----

### 1、油土暂存池

本项目依托联合站污水系统产生的油泥及修井含油废物暂存于油土暂存池内，定期送有危险废物处置资质单位进行处理。大安油田现有一处油土贮存池，油土贮存池位于红岗采油厂老区原4#站，金善村西南1km处，为半地下油土贮存池，占地面积约1000m<sup>2</sup>，容积为1600m<sup>3</sup>（40m\*26.7m\*1.5m），有效贮存能力为1600m<sup>3</sup>。周围设置围墙并建设有防雨棚。目前已贮存固体废物约0m<sup>3</sup>，剩余容积1600m<sup>3</sup>，辖区内在建拟建工程最大产生量2.2m<sup>3</sup>，剩余容积1597.8m<sup>3</sup>，本项目含油废物产生量4.012t/a（约6.86m<sup>3</sup>），剩余能力满足本项目需求。现有油土池池体上方均建有防雨棚，池体均采用1cm厚钢板焊接而成，防渗效果较好，且剩余使用能力比较充足，可满足区域开发需求。

### 2、泥浆处理站

红岗采油厂施工期产生的钻井泥浆采用槽车拉到吉林省油田多源实业集团有限责任公司大安泥浆处理站进行无害化处理。

《吉林油田红岗采油厂废弃泥浆处理站项目环境影响报告书》于2017年9月15日获得了原大安市环境保护局的批复（大环建字〔2017〕77号）。2018年10月通过竣工环境保护验收。

大安泥浆处理站位于吉林省大安市联合乡解放村附近，按20万m<sup>3</sup>/a建设规模进行设计，有效运行天数330天，日处理能力在600m<sup>3</sup>/d，实际处理量为30m<sup>3</sup>/d，辖区内在建及拟建工程产生量约为29.5m<sup>3</sup>/d，剩余处理能力为540.5m<sup>3</sup>/d。本项目废弃泥浆合计产生量为32.11m<sup>3</sup>/d，满足本项目需求。

工艺流程：运输车辆从各完钻井场将泥浆（储存在井场泥浆罐内）运至项目厂区，通过筛分装置分别进行大颗粒物质、碎石及泥浆的分离，废弃泥浆进入泥浆接收池，进行均质调节，通过提升泵将均质化的泥浆提升至脱稳加药搅拌装置，在该装置内加入破胶剂、混凝沉降剂，使得泥浆充分脱稳后进入固液分离装置进行固液强制分离，一方面脱出的干化泥饼用输送机输送至泥饼暂存场地暂存，和岩屑定期运至红岗采油厂综合利用；另一方面脱出的滤液水由罐车运至油田联合站进行回注处置。具体见下图。

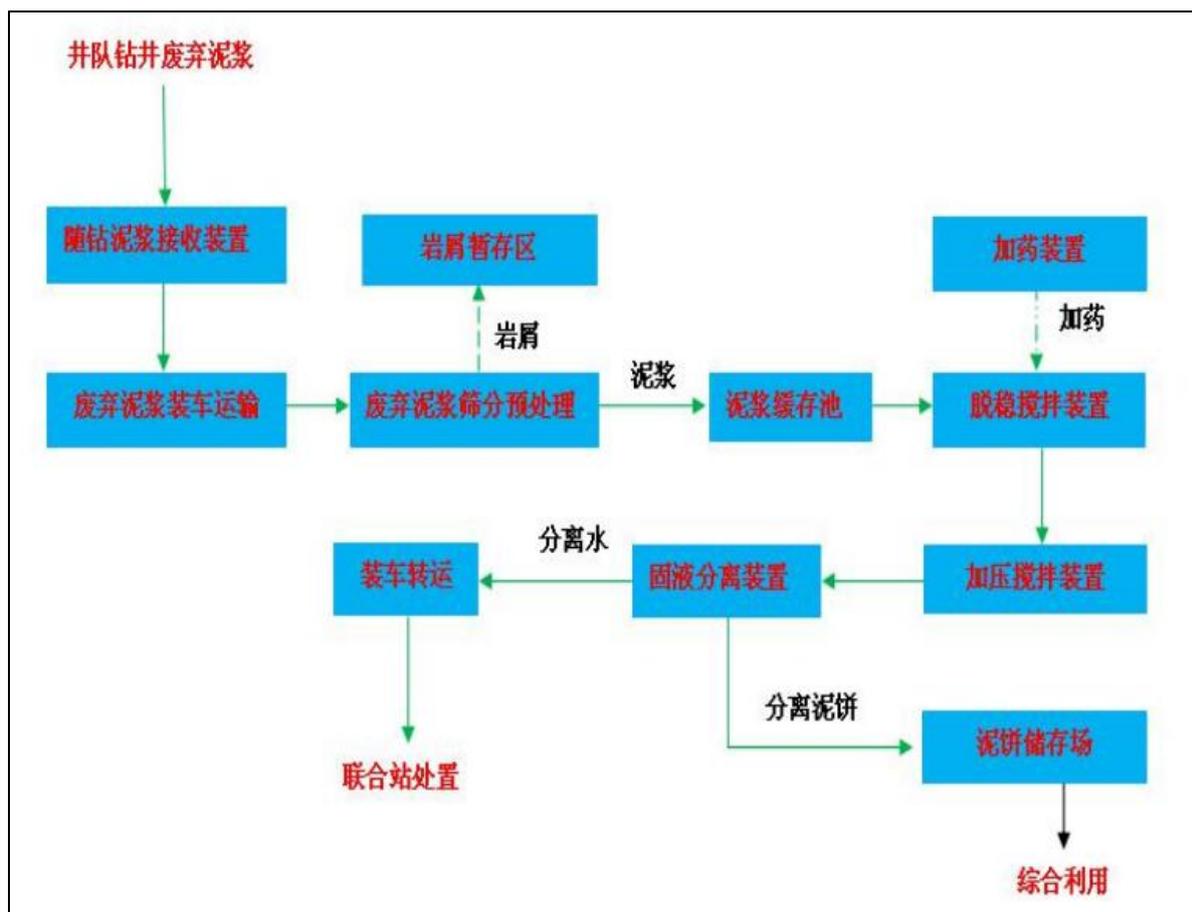


图 4.2-8 废弃泥浆处置生产工艺流程图

#### 4.2.10.5.与注水系统的依托关系

本项目新建注水井 1 口，单井注水量为 60m<sup>3</sup>/d。采用橇装注水，新建 1 座橇装注水泵房，泵房安装注水泵 1 台。以过滤后地下清水为注水水源，新建简易水源井 1 口，安装潜水泵 1 台，设恒压变频，设计供水规模 120m<sup>3</sup>/d。可满足本项目需求。

#### 1、水量平衡

本次在部署油井 9 口，注水井 1 口，开发指标预测见下表。

表 4.2-20 塔虎城地区产能建设开发指标预测表

时间 (年)	井数 (口)			日产油 (t)	日产液 (t)	日注水 (m <sup>3</sup> )	日产水 (m <sup>3</sup> )
	总井数	采油井	注水井				
1	10	9	1	14.2	47.2	39	33.0
2	10	9	1	9.5	38.1	41	28.6
3	10	9	1	7.9	37.9	40	30.0
4	10	9	1	6.9	38.5	41	31.6
5	10	9	1	6.1	39.5	41	33.3
6	10	9	1	5.5	40.4	42	34.9

7	10	9	1	5.1	41.8	43	36.7
8	10	9	1	4.7	43.3	45	38.6
9	10	9	1	4.4	45.1	47	40.7
10	10	9	1	4.1	47.0	48	42.9
11	10	9	1	3.9	49.0	50	45.2
12	10	9	1	3.7	51.2	53	47.6
13	10	9	1	3.5	53.5	55	50.0
14	10	9	1	3.4	56.0	57	52.6
15	10	9	1	3.2	58.5	60	55.3

水量平衡：根据《塔虎城地区产能建设开发指标预测表》，未来十年日产水量最高为 55.3m<sup>3</sup>/d，日注水 60m<sup>3</sup>/d，新增污水全部回注，无剩余污水，新建水源井水量能够满足本次工程需要。

### 4.3.生产工艺及影响因素分析

油田开发是一项包含地下、地面多门学科及各种工艺技术的系统工程，其主要工艺过程包括地质调查、地质勘探、钻井、测井、井下作业、采油、油气集输、储运及辅助配套工程等。

#### 4.3.1.工艺流程

##### 4.3.1.1.开发井施工及营运工艺流程

###### (1) 钻井

钻井是油田开发的主要工艺过程之一，是确认地下含油构造，进行采油生产的唯一手段。钻井一般分为探井和生产井，探井是为了进一步了解地下构造，并不断取岩芯进行分析，以确认是否找到储油层，含油面积大小，储量多少，有无开采价值等，对于有开采价值的含油构造，就需要打生产井进行采油生产。

主要工艺过程包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻进、录井、测井、固井、完井。钻井前场地平整、设备搬运、安装主要为破坏地表和植被产生，生态影响较大；钻井过程中产生的柴油机废气、钻井废水、完井废水、废压裂液、钻井噪声、废钻井泥浆、岩屑等，吉林油田采用泥浆不落地技术，钻井废水、完井废水、废钻井泥浆、岩屑等统一收集后送大安泥浆处理站处理，废压裂液由罐车送红岗油气处理三站处理。

###### (2) 测井

在钻井过程中，以及钻井完成后需要进行测井，确定含油（气）层位，检查固井质量及确定射孔层位等。

### （3）井下作业

在钻井工程完成后，采油井投产之前需进行一系列的井下作业，在油田开发过程中，根据油田调整、改造、完善、挖潜的需要，按照工艺设计要求，利用一套地面和井下设备、工具，对油、水井采取各种井下技术措施，达到提高注采量，改善油层渗流条件及油、水井技术状况，提高采油速度和最终采收率的目的。这一系列井下施工工艺技术统称为井下作业。井下作业是进行采油生产的重要手段之一，一般在采油井投产前及投产之后进行，主要工艺过程包括射孔、酸化、压裂、下泵、试油、修井、清蜡、除砂。井下作业也是油田开发工程主要污染途径之一，试井、修井时产生的落地油（含油附着物）和试油、修井废水是油田开发产生的主要特征污染物，其中落地油对环境的影响显著。

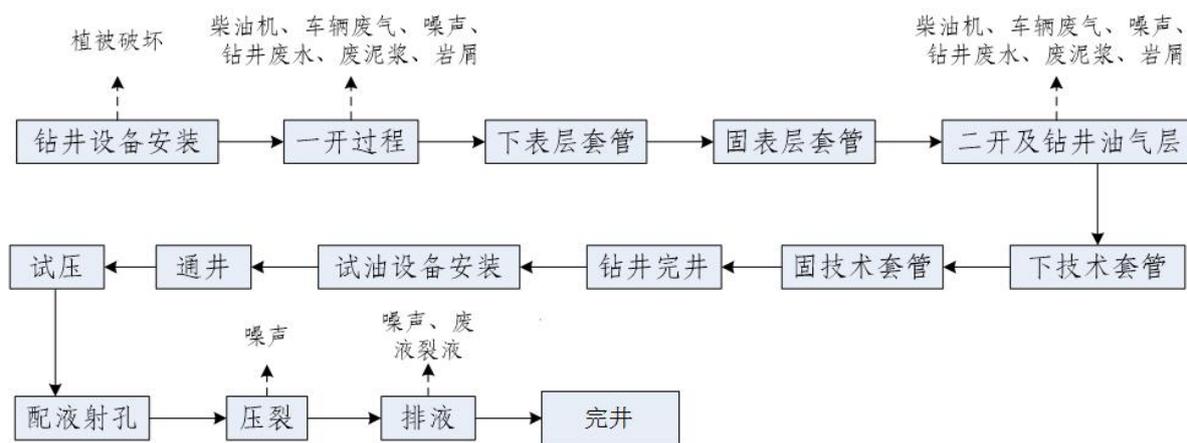


图 3.3.1-1 钻井、井下作业工艺流程及产污环节图

### （4）采油

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。在原油开采中为了保持油层的压力，达到稳产的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。根据注入介质的不同，常见的有水驱采油和蒸汽驱采油，本项目采用水驱采油的方法。

### （5）油气集输

把分散的油井所生产的石油、伴生天然气和其他产品集中起来，经过必要的处理、初加工，合格的油和天然气分别外输到炼油厂和天然气用户的工艺全过程称为油气集输。主要包括油气分离、油气计量、原油脱水、天然气净化、原油稳定、轻烃回收等工艺。

### （6）注水

水作为油田驱采介质，选择处理后的清水进行回注，通过注水泵集中注水，通过注水管网通过注水井回注地下。

#### (7) 退役

随着开采时间的增加，油井的产量逐年下降，油井进入退役期，需对这些油井进行封井处理。首先将油管拔出、取套，安装封井井口，向井内注入水泥，安装封井套后，封井完毕。

本工程主要工艺过程包括以上工艺过程，工艺流程及产污节点见下图。

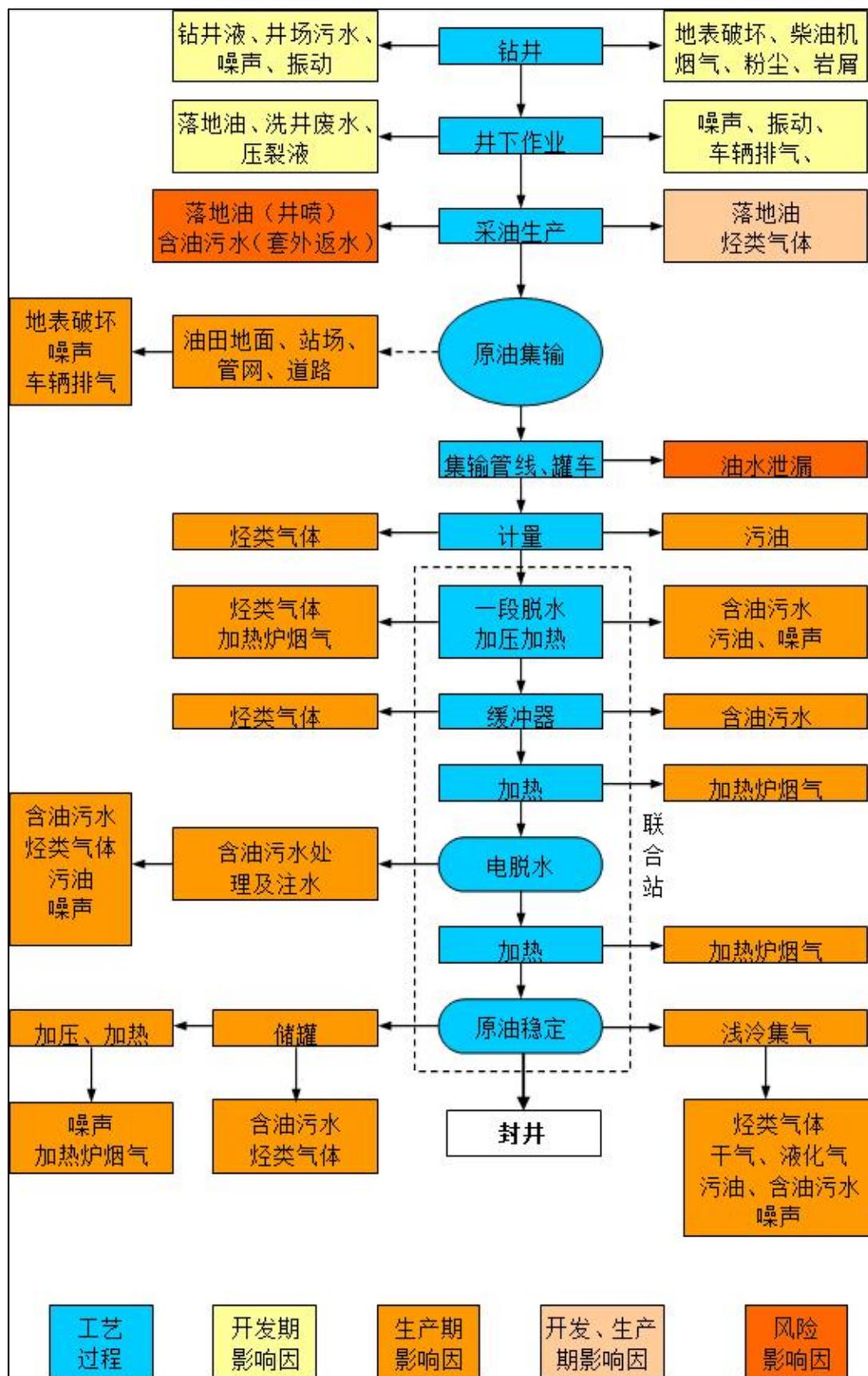


图 4.3-1 油田开发污染物排放流程示意图

### 4.3.2.环境影响因素分析

#### 1、污染影响因素分析

根据项目工程的分析，确定本项目施工期及运营期各污染因子详见下表。

表 4.3-2 本项目污染环节及因素一览表

时段	影响因素	污染来源	污染物	
施工期	废气	施工扬尘	颗粒物	
		钻井柴油机废气	烃类、NO <sub>x</sub> 、SO <sub>2</sub> 、CO	
		焊接烟尘	颗粒物	
		车辆尾气	NO <sub>x</sub> 、CO 等	
	废水	钻井废水	COD、SS 等	
		完井废水	COD、SS 等	
		废压裂液	COD、石油类等	
		施工人员生活污水	COD、BOD <sub>5</sub> 、氨氮、SS 等	
	固废	废弃泥浆	废弃泥浆	
		钻井岩屑	钻井岩屑	
		施工废料	废焊条	
		施工人员生活垃圾	生活垃圾	
	噪声	施工作业设备运行噪声、运输车辆噪声		等效 A 声级
生态	由于施工临时占地引起的破坏地表植被，破坏土壤层次、水土流失等			
运营期	废水	修井废水	COD、SS、石油类等	
		洗井废水	COD、SS、石油类等	
		采油废水	COD、SS、石油类等	
	废气	油气集输过程中挥发烃类气体	非甲烷总烃	
	固体废物	修井含油废物	废矿物油	
		油泥（砂）	废矿物油	
噪声	抽油机、注水泵房运行噪声、车辆噪声		连续等效 A 声级	
退役期	废气	施工扬尘	颗粒物	
	废水	设备清洗废水	石油类、SS、	
	噪声	施工作业设备运行噪声、运输车辆噪声		等效 A 声级
	固废	废抽油机	废矿物油	

#### 2.环境风险因素分析

通过对吉林油田公司各采油厂的事故调查及国内外油田开发的类比分析可知，油田开发工程风险事故发生的可能性与油藏情况、开发工艺、管理水平及自然灾害等因素有关。本项目事故风险来自井场等，危害其安全的潜在危险因素主要有井漏、腐蚀、设备老化等。

#### 3.生态影响因素分析

本项目生态环境影响因素主要体现在施工期临时占地对周围生态环境的影响，包括施工期间机械、运输车辆对植被的碾压、材料占地、土壤扰动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，施工结束后 2-3 年内临时占用耕地基本上可恢复原有的生产能力，对整个区域土地利用的影响有限；永久占地对周围

生态环境影响主要体现为新建站场、计量间和井场使原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，影响生态环境的类型和结构。由于工程永久占地量较小，施工时间较短，对生态环境影响较小。

运营期生态环境影响主要体现在事故状态下单井罐泄漏对生态系统的破坏。

#### 4.4.污染源强核算

##### 4.4.1.施工期

###### 1.废气

本项目施工期产生的大气污染物主要有：施工扬尘、钻井时柴油机排放的烟气、焊接烟气、挥发性烃类气体以及各种车辆排气等，废气中主要污染物为烃类、NO<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub>、TSP 和 CO 等。

###### (1) 施工扬尘

施工期扬尘污染主要来自平整土地、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、气象条件等以及土方工程量等多种因素有关，难以定量分析。

###### (2) 钻井柴油机废气

钻井时钻机使用柴油机带动。经调查，吉林油田平均每米进尺耗柴油 20kg/m。由钻井工程量可知，本项目钻井总进尺 11503m，则耗柴油 230.06t（193.33kl）。每个钻井队一般配备 2 台柴油机（型号为 G12V190PZL/750kW），采用一开一备。钻井时基本是 24 小时连续钻，根据《油气田开发建设与环境影晌》中的排放系数，本项目钻井柴油机排放的废气中污染物的排放量见下表。

表 4.4-1 本项目钻井柴油机排放的废气总量

污染物	CO	HC	NO <sub>x</sub>	烟尘
排污系数（kg/kl 柴油）	0.63	0.12	2.8	0.25
每台柴油机排放速率（g/kwh）	0.11	0.02	0.49	0.04
排放标准（g/kwh）	3.5	0.4	3.5	0.1
达标分析	达标	达标	达标	达标
污染物排放量（t/施工期）	0.122	0.023	0.541	0.048

注：柴油密度以 1.19kl/t 计

###### (3) 车辆尾气

油田开发时各类运输车辆较多，排放的尾气会对沿线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，因此本次评价不对其定量分析。

###### (4) 焊接烟尘

构件现场安装产生少量焊接烟气。焊接烟气中的烟尘是一种十分复杂的物质，已在烟尘中发现的元素多达 20 种以上，其中含量最多的是 Fe、Ca、Na 等，其次是 Si、Al、Mn、Ti、Cu 等。焊接烟尘中的主要有害物质为  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ 、 $\text{SiO}_2$ 、 $\text{MnO}$ 、HF 等，其中含量最多的为  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ，一般占烟尘总量的 35.56%，其次是  $\text{SiO}_2$ ，其含量占 10%~20%， $\text{MnO}$  占 5%~20%左右。焊接烟气中有毒有害气体的成分主要为 CO、 $\text{CO}_2$ 、 $\text{O}_3$ 、 $\text{NO}_x$ 、 $\text{CH}_4$  等，其中以 CO 所占的比例最大。由于施工时间比较短，且焊接量较小，本项目构件焊接过程中使用产生烟气量小的环保型焊条，环境影响较小。

#### (5) 挥发损失的烃类气体

完井后，采用泥浆封堵并压裂、射孔，一般不会有天然气外溢泄漏，但可能会有少量气体无组织泄漏，本开发区域属于油田开发多年的老区，油层压力一般情况下不大，同时射孔压裂时间较短，短时间内既能将井口接入密闭集输系统，所以非甲烷总烃无组织挥发量较小，所以影响相对有限，本次评价不定量分析。

## 2. 废水

钻井施工期排放的废水主要为钻井废水、完井废水、废压裂液和施工人员的生活污水。钻井产生的钻井废水、完井废水混入钻井泥浆，进入钻井废弃物集中处理装置中处理；废压裂液均运至附近联合站处理后回注地下生活污水和粪便均排入井场移动式防渗旱厕内，及时清掏用作农家肥。

### (1) 钻井废水

钻井废水是油田开发初期在油（水）井钻进过程中起降钻具带出的部分地下水、冲洗钻井设备等排放的废水。需要说明的是，拟开发油田属于低渗透油田，岩层致密，钻井时在不压裂的情况下，钻井井筒内不会有石油产生，此外，本工程开发钻井采用水基泥浆，因此钻井废水中不含石油类。

根据调查，吉林油田钻井每钻进 1m 产生钻井废水  $0.1\text{m}^3$ 。本项目总进尺约 11503m，则将会产生钻井废水  $1150.3\text{m}^3$ 。根据吉林油田工艺研究院提供的数据，钻井废水中的污染物浓度约为 COD：2000mg/l，SS：1500mg/l。这些废水与废弃泥浆混合在一起进入泥浆罐中，通过罐车运至大安泥浆处理站处理，不外排；施工时吉林油田钻井队冲洗钻井设备、检修等目前均采用蒸汽冲洗，其蒸汽来源是现场配置的蒸汽发生器。这种设备能够稳定产生高温蒸汽，为清洗作业提供所需的热能。因此不存在钻井废水外排的问题。据调查，项目所在区域油气井钻进速度约为 90—110m/d，本项目 1 个施工队施工，则日最大钻进深度 110m，钻井废水最大产生量为  $11\text{m}^3/\text{d}$ 。

## (2) 完井废水

完钻井在射孔、压裂前，钻井队需要用清水洗去井下残余泥浆，此时排放少量完井废水。据调查，完井废水产生量约 20~30m<sup>3</sup>/口。本工程完井废水最大产生量约 240m<sup>3</sup>。完井废水中污染物与钻井废水基本相似，该部分废水与钻井废水随废弃泥浆统一由罐车运至废弃泥浆处理站处理。本项目 1 个钻井队施工，完井时间按 3 天计，完井废水最大产生量为 10m<sup>3</sup>/d。

## (3) 废压裂液

工程上一般采用扩大含油岩层的孔隙度，提高原油的渗透性来提高原油产量，为此对完钻井需要射孔、压裂，本工程压裂液采用的是常规水基胍胶压裂液，其主要成分是胍胶、防膨剂、交联剂、加重剂、破胶剂、助排剂和杀菌剂等。

据调查，红岗油田废压裂液产生量约 100m<sup>3</sup>/口，本工程 7 口油井，施工期压裂液最大产生量为 700m<sup>3</sup>。吉林油田 1 个施工队压裂 1 口井压裂返排液返排时间为 2 天，则本工程压裂返排液最大产生量为 50m<sup>3</sup>/d。该压裂液经井口密封管线直接收集于罐车内，并送红岗油气处理三站处理后的达回注标准的废水回注地下，不外排。

## (4) 生活污水

开发施工期施工人员最多可达 30 人，因此按每人每天排放废水 0.04m<sup>3</sup>/d 计算，则生活污水最大排放量为 1.2m<sup>3</sup>/d，施工期按 120 天计算，则井场的施工期污水产生量为 144m<sup>3</sup>。根据现场实际情况，将生活污水排入施工现场内的可移动防渗厕所内，施工结束后清掏作农家肥。生活污水主要污染物为 COD、BOD<sub>5</sub>、氨氮、SS 等；各污染物浓度 COD 为 350mg/l，BOD<sub>5</sub> 为 170mg/l、氨氮为 40mg/l、SS 为 150mg/l。

由以上分析可知，本项目施工期废水排放情况见下表。

表 4.4-2 本项目施工期废水产生情况统计

废水源	污染物及浓度 (mg/l)		废水产生量	废水排放量	排放去向
钻井废水	SS	1500	1150.3m <sup>3</sup> /施工期	0	混入废弃泥浆中，运至泥浆处理站处理
	COD	2000			
完井废水	SS	1500	240m <sup>3</sup> /施工期	0	
	COD	2000			
废压裂液	COD	5000	700m <sup>3</sup> /施工期	0	采用罐车运送至油气处理三站处理后回注地下
	石油类	200			
生活污水	COD	350	1.2m <sup>3</sup> /d 144m <sup>3</sup> /施工期	0	采用可移动旱厕，及时清掏由附近农民收集作
	BOD	170			

	SS	150			农家肥
	氨氮	40			

### 3.噪声

本工程施工期噪声源主要是钻井柴油发电机、钻机、井下作业设备噪声、机动车辆噪声等；管道施工作业过程中，挖掘机开挖管沟，运输车辆等产生噪声。

钻井噪声：主要由柴油发电机组、泥浆泵、离心机、钻机等产生，声源强度在 85~103dB（A）。

地面施工作业：主要由挖掘机、推土机、电焊机、吊管机、柴油发电机组等产生，声源强度在 80~90dB（A）。

工程及运输车辆，一般在 75~90dB（A）左右，属流动声源。施工期噪声源详见下表。

表 4.4-3 本项目施工期噪声源统计表 单位：dB(A)

序号	设备名称	型号	距离声源 1m [dB（A）]	声源控制措施	运行时段
1	柴油机发电机组	A3000	103	减振、消音器、隔声	施工期
2	钻机	ZJ-40	92	减振	施工期
3	泥浆泵	BW-150	87	减振	施工期
4	离心机	ISW80-160	85	减振	施工期
5	工程车辆	/	75~90	控制车速	施工期
6	挖掘机	/	84	/	施工期
7	推土机	/	86	/	施工期
8	电焊机	BX1	87	减振	施工期
9	吊管机	QTZ31 5	81	减振	施工期

### 4.固体废物排放分析

施工期产生的固体废物主要有钻井时产生的废岩屑、废弃泥浆、废焊条和生活垃圾等。本项目使用水基泥浆，不涉及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》中的废弃油基钻井泥浆和油基岩屑。

#### （1）钻井泥浆

钻井泥浆是指钻井过程中废弃的泥浆，其产生量随井深及钻井直径而改变。据调查，吉林油田钻井泥浆的产生量约平均每万 m 进尺在 800m<sup>3</sup> 左右，泥浆密度 1.15t/m<sup>3</sup>。由钻井工程量可知，本项目总进尺 11503m，合计废弃泥浆产生量为 920.24m<sup>3</sup>（1058.28t）。废弃泥浆导入泥浆罐暂存，由罐车运送至废弃泥浆处理站处理，钻井井场内不设置泥浆池。据调查，项目所在区域油气井钻进速度约 90~110m/d，本项目 1 个施工队施工，日最大钻进深度 110m，钻井泥浆最大产生量 8.8m<sup>3</sup>/d。

## (2) 钻井岩屑

钻井岩屑是钻头破碎岩层产生的。根据经验，钻井过程中每钻进 1m 产生岩屑约 0.018~0.023m<sup>3</sup>，平均为 0.021m<sup>3</sup>，岩屑密度为 2.8t/m<sup>3</sup>。则岩屑产生量为 241.56m<sup>3</sup>，676.38t。产生的岩屑经筛分后，大块铺垫井场，小块岩屑进入废弃泥浆中一并运送至废弃泥浆处理站处理。据调查，项目所在区域油气井钻进速度约 90~110m/d，本项目 1 个施工队施工，日最大钻进深度 110m，钻井岩屑最大产生量 2.31m<sup>3</sup>/d。

## (3) 废焊条

焊接过程中，会产生废焊条等施工废料，产生量约为 0.1t/施工期，集中收集后外售。

## (4) 生活垃圾

施工过程中，施工人员最多达 30 人（1 个施工队），按每人每天产生垃圾 0.5kg 计，每天产生生活垃圾 0.015t，施工期按 120 天计算，则施工期产生生活垃圾约 1.8t，送至指定地点由环卫部门统一收集处理。

施工期固体废物排放情况见下表。

表 4.4-4 施工期固体废物产生及处置情况一览表

固废名称	产生量 (t/施工期)	分类	固废代码	处置方式	排放量 (t/施工期)
钻井废弃泥浆	1058.28	一般固废	072-001-S12	由罐车运送至吉林省油田多源实业集团有限责任公司大安泥浆处理站处理	0
钻井岩屑	676.38	一般固废	072-001-S12	与废弃泥浆一起运送至吉林省油田多源实业集团有限责任公司大安泥浆处理站处理	0
废焊条	0.1	一般固废	431-001-S05	集中收集后外售	0
生活垃圾	1.8	/	900-002-S64	送至指定地点由环卫部门统一收集处理	1.8

### 4.4.2.运营期

#### 1.大气污染物排放分析

生产期的大气污染物排放源主要为依托站内加热炉烟气以及油气集输过程挥发损失的烃类气体等。

##### (1) 加热炉烟气

本项目依托油气处理二站，站场的加热炉燃料均采用天然气，本工程建成后依托站内现有加热炉能够满足本工程生产需要，不需扩建。本项目的新增产能产生的烟气属于联合站的分担量，油气处理二站加热炉已在建站环评中按满负荷进行了评价，本次不再重复评价。

##### (2) 油气开发过程中挥发烃类气体

根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南》附录 B 中“挥发性有机物各类源排放系数的推荐值”，油田开采全过程产生的挥发性有机物量约为开采原油的 1.4175%。油气集输过程烃类气体挥发主要来自采油井场、计量间、联合站、罐车拉运等。

结合本项目特点，参考已批复的吉林油田的区块环评源强核算方法，项目的非甲烷总烃无组织挥发量按下列公式计算：

$$G=M*\rho*\beta*\alpha$$

$G$ ：有机废气挥发量；

$M$ ：全过程有机废气总体挥发量产生量；

$P$ ：挥发抑制控制因子（以敞开式为 1，密闭式取 0.05~0.1，本项目取值 0.1）；

$\beta$ ：井口挥发占全系统挥发的比例（集输生产取 30%，单井罐生产取 40%）；

$\alpha$ ：特征气体占伴生气体的比例（本项目总石油烃占比取 1）。

表 4.4-5 运营期各井场废气污染源源强核算结果一览表

平台	平台油井数(口)	产能情况(10 <sup>4</sup> t)	污染物	全过程有机废气总体挥发量(t/a)	全过程有机废气总体排放量(t/a)	井场污染物排放情况		排放时间(h)
						排放速率(kg/h)	排放量(t/a)	
新建平台	9	0.32	非甲烷总烃	4.536	4.536	0.0252	0.18144	7200

本项目建成后，新增烃类气体排放量为 4.536t/a。本项目新增烃类气体排放见下表。

表 4.4-6 本项目新建产能烃类气体排放情况

序号	生产设施	产污环节	污染物	全过程有机废气总体挥发量产生量(t/a)	主要污染防治措施	挥发性有机物排放量(t/a)	排放去向
1	新建产能	油井场	NMHC	4.536	加强井口密封性、密闭集输	4.536	大气环境
无组织排放量总计				4.536		4.536	/

## 2. 废水

本项目运营期产生修井废水、洗井废水及采油废水。本项目运行不需新增工作人员，故无新增生活污水产生。

### (1) 修井废水

修井废水是指在油田生产期修井作业后返排时产生的废水。修井为不定期流动进行，拟开发油田平均每口井大约 1 年修一次，每次修井每口井可产生废水 5~10m<sup>3</sup>，平均 7.5m<sup>3</sup>/口。本项目 10 口井，修井废水最大产生量约为 100m<sup>3</sup>/a。修井废水由罐车拉运至

红岗油气处理二站含油污水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相应标准后，回注地下。

### （2）洗井废水

油井长时间运行后，抽油杆易于结蜡，需用热水清洗。洗井热水来自联合站的净化污水，不用新鲜水。洗井废水中主要含有石油类、表面活性剂和酸碱等化学药剂。吉林油田平均洗井周期一般为每年4次，每口井每次洗井废水约为60m<sup>3</sup>/口。则本项目运营期10口井的洗井废水产生量约2400m<sup>3</sup>/a。洗井废水由罐车拉运至红岗油气处理二站含油污水处理系统处理，达标回注。

### （3）采油废水

采油废水主要来自运营期的采油作业。它包括油层本身所含的边水、底水及驱采油时注入的水，废水中含有石油类及少量表面活性剂。采油废水量随油田开发时间的增加而不断增加。由于油田开发是动态平衡过程，因此本项目运营期废水以最大的产生量计，根据产能预测表可知，项目运营期含油废水最大产生量为17600m<sup>3</sup>/a（58.67m<sup>3</sup>/d）。采油废水由罐车拉运至红岗油气处理二站污水处理系统处理后，满足回注水标准要求回注地下油层，不外排。

表 4.4-7 本项目运营期废水产生情况统计

污染源	废水量 (m <sup>3</sup> /a)	产生浓度 (mg/L)		产生量 (t/a)		废水排放量(t/a)
		石油类	SS	石油类	SS	
采油废水	17600	1200	1500	21.12	26.40	0
修井废水	100	700	2000	0.07	0.20	0
洗井废水	2400	700	2000	1.68	4.80	0
合计	20100	—	—	22.87	31.40	0

## 3. 噪声

本项目运营期噪声源主要来自抽油机和运输车辆噪声。按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源。

### （1）抽油机噪声

一般传统直井抽油机噪声在68-69dB(A)之间，传统丛式井抽油机组噪声在76-78dB(A)之间，

### （2）车辆噪声

在油田开发建设期，运输油料、设备的车辆较多，而且由于道路不完善，在整个油区到处都可见到大型的运输车辆，其噪声可达70~82dB(A)，是油区环境噪声的主要来源之一，车辆噪声属于流动噪声。

## (3) 泵类噪声

注水泵房噪声源为注水泵，噪声在 80~85dB (A) 之间。本项目新建泵设置在密闭泵房内，并采取减震措施。

主要噪声设备及噪声源见下表。

表 4.4-8 本项目运营期主要设备噪声源

序号	声源名称	声源源强 dB(A)/m	声源控制措施	运行时段
1	丛井式抽油机	76-78/1	减震、定期保养	24h
2	车辆	70-82/1	禁止鸣笛、降低车速	6:00-22:00
3	注水泵	80-85/1	密闭泵房内，并采取减震措施	24h

## 4. 固体废物

本项目生产运营期固体废物主要为修井含油废物、油泥（砂）。

## (1) 修井含油废物

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修井，修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具。目前油田修井与以往修井不同，不再在井场铺垫防渗布，取而代之的是在井口布置清洁箱式修井平台，底部设置防渗铁质方箱，将修井的含油废水直接存在方箱中，定期抽至罐车运往附近联合站进行处理，方箱定期运回联合站清理箱中含油废物，含油废物产生量约为 0.02t/口井，本项目共有油井 9 口，则修井含油废物约为 0.18t/a，暂存于红岗采油厂油土暂存池内，定期送有危险废物处理资质的单位处理，通过采取这种修井方式，正常情况下修井时不再有原油的散落。

## (2) 油泥（砂）

油泥（砂）是污水处理装置或沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质。根据调查，油泥的产生量为 1.8~2.6t/（万 t 采出液），平均以 2.2t/（万 t 采出液）计，本项目生产运营期最大产液量为  $1.76 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，则增加的油泥产生量为 3.872t/a。暂存于红岗采油厂油土暂存池内，定期送往有相关危险废物处置资质单位进行处理。

生产期固体废物排放情况见下表。

表 4.4-9 本项目危险废物情况表

序号	危险废物名称	危废类别	危险废物代码	产生量 (t/a)	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险性	污染防治措施
1	修井含	HW08	071-001-08	0.18	修井	固	废矿	1年	T、I	暂存在红岗采油

	油废物					态	物油			厂油土暂存池， 定期委托有资质 单位处理
2	油泥 (砂)	HW08	071-001-08	3.872	采出 液处 理	半 固	废矿 物油	1年	T. I	

#### 4.4.3.退役期

油田退役期并非所有油水井都同时关闭，而是一个陆续和渐进的过程。在退役期需将那些产能低或者无续采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭，油田运行结束。

在退役期间由于原油的产量下降，井场、计量间和油气处理站的烃类气体挥发量将明显下降，这些将有利于油区内环境空气质量的恢复。

闭井后，一般地下设施保留不动，但需对油水井进行封井（用水泥把整个油水井进行封堵）。退役期污染物主要为拆除的井架等。

1.本项目拆除的抽油机等地上设备共计 10 套，地上设备拆除前均停止运行，拆除设备由油田资产处统一回收利用。

2.要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）要求进行施工作业，对废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

3.退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施。

4.洗井废水、清洗设备废水用罐车输送油气处理二站，经站内污水处理装置处理，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 中标准后，回注地下油层。

5.噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施。

6.退役后对废弃的井场采取生态恢复措施，使油区内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高。

#### 4.4.4.污染物排放总量汇总

综合以上，施工期和运营期各污染物排放汇总见下表。

表 4.4-10 本项目施工期和运营期各污染物排放汇总

时期	类别	名称	产生量	削减量	排放量	备注
施 工 期	废 气	总烃 (t/施工期)	0.023	/	0.023	无组织排放
		NOx(t/施工期)	0.541	/	0.541	
		CO(t/施工期)	0.122	/	0.122	
		烟尘 (t/施工期)	0.048	/	0.048	
	废 水	钻井废水 (m <sup>3</sup> /施工期)	1150.3	1150.3	0	混入废弃泥浆中，运至泥浆处理

		完井废水 (m <sup>3</sup> /施工期)	240	240	0	站处理	
		废压裂液 (m <sup>3</sup> /施工期)	700	700	0	采用罐车运送至联合站处理后回注地下	
		生活污水 (m <sup>3</sup> /施工期)	144	144	0	采用可移动旱厕,及时清掏由附近农民收集作农家肥	
	固体废物	废弃泥浆 (t/施工期)	1058.28	1058.28	0	钻井岩屑混入废弃泥浆中,均运至泥浆处理站处理	
		钻井岩屑 (t/施工期)	676.38	676.38	0		
		废焊条 (t/施工期)	0.1	0.1	0	集中收集后外售	
		生活垃圾 (t/施工期)	1.8	1.8	0	送至指定地点由环卫部门统一收集处理	
	运营期	废气	总烃 (t/a)	4.536	0	4.536	加强井口密封性
		废水	修井废水 (m <sup>3</sup> /a)	100	100	0	由罐车拉运至油气处理站或联合站处理达标后回注地下
			洗井废水 (m <sup>3</sup> /a)	2400	2400	0	
采油废水 (m <sup>3</sup> /a)			17600	17600	0		
固体废物		修井含油废物 (t/a)	0.18	0	0.18	暂存于油土暂存池内,定期送有资质单位处理	
		油泥(砂) (t/a)	3.872	0	3.872		
噪声		抽油机	76	0	76	采用减震降噪措施	

### 3.5 污染物排放“三本账”核算

本项目实施后,运营期污染物“三本账”核算结果见下表。

表 4.4-11 本项目建成后运营期污染物排放“三本账”核算

类别	名称	现有工程 排放量	以新带老 削减量	本项目			污染物排 放总量	排放增 减量
				产生量	削减量	排放量		
废气	颗粒物 (t/a)	0.07	0	0	0	0	0.07	0
	SO <sub>2</sub> (t/a)	0.02	0	0	0	0	0.02	0
	NO <sub>x</sub> (t/a)	0.82	0	0	0	0	0.82	0
	非甲烷总烃 (t/a)	1.33	0	4.536	0	4.536	5.866	4.536
废水	废水量 (m <sup>3</sup> /a)	0	0	20600	20600	0	0	0
	石油类 (t/a)	0	0	23.22	23.22	0	0	0
	SS(t/a)	0	0	32.4	32.4	0	0	0
固体废物	油泥及含油 废物 (t/a)	1.052	0	4.012	0	4.012	5.064	4.012
	废过滤吸附 介质	30t/3a	0	0	0	0	30t/3a	0

### 3.6 污染物总量控制指标

吉林省生态环境厅确定吉林省废水总量控制因子为 NH<sub>3</sub>-N、COD, 废气总量控制

因子为 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、非甲烷总烃。

本项目生产期不增加废水排放量，因此可不设废水总量控制指标。

本项目不新建加热炉，不增加烟尘、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 总量，鉴于本项目不属于 VOC 重点行业，不将非甲烷总烃列为总量控制指标。

因此，本次评价不设置总量控制指标。

### 3.7 清洁生产分析

本项目为油田开发项目，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下表。

表 4.4-12 清洁生产指标对比一览表

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》 关于清洁生产的要求	本项目相应处理方式	相符性
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	本项目井位已进行合理规划，废弃物集中处理	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。实现原油不落地，即回收率应达 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	—	—
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	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均用于配制泥浆	符合
6	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理，压裂放喷反排入罐率应达到 100%	酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液送联合站进行无害化处置，压裂放喷反排入罐率均达到 100%	符合
	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	酸化、压裂作业和试油（气）过程应采用防喷、防漏、防溢等措施，地面管线防刺、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	枯竭式开发，采出水处理满足标准后进入场站辖区注水系统	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 <sup>3</sup> 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	本项目 9 口油井在油气集输过程中，采用集输密闭流程	符合
	新、改、扩建油气田油气集输损耗不高于 0.5%，2010	本项目油气田油气集输损耗率	符合

	年 12 月 31 日前建设的油气田油气集输损耗不高于 0.8%	约 0.14175%	
9	在天然气净化过程中，应采用两级及以上克劳斯或其他高效的硫回收技术，在回收硫资源的同时，控制二氧化硫排放	=	=

由上表可见，本项目共涉及《石油天然气开采业污染防治技术政策》中 9 条清洁生产要求中的 7 条，全部符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

综上，本项目清洁生产水平基本满足《石油天然气开采业污染防治技术政策》的要求，符合清洁生产水平。另外，本项目废弃泥浆送至废弃泥浆处理站处理，实现泥浆不落地，达到废弃泥浆处置的清洁生产要求。

## 第五章 环境现状调查与评价

### 5.1.自然环境概况

#### 5.1.1.地理位置

大安市位于吉林省西北部，地处松嫩平原腹地，东经 123°08'45"~124°21'56"，北纬 44°57'00"~45°45'51"之间。大安市东与黑龙江省肇源县隔江相望，西与洮南市、通榆县接壤，南与大安市相邻，北与镇赉县以洮儿河为界。全市东西长 95km，南北宽 90km，总面积为 4879km<sup>2</sup>。

本项目地理位置详见附图 1.1-1。

#### 5.1.2.地形地貌

大安市地处松嫩平原，地势平坦开阔，起伏较小，东、西部较高，中部较低，呈马鞍型；南部平坦，地面比降 1/5000。海拔高度在 120m（龙沼乡）到 163m（新荒乡）之间。境内地貌类型可分为台地（嫩江一级阶地）、平川、沙丘、低洼地 4 种类型，其中平川地占总面积的 26.5%，低洼地占 48.8%，台地占 15%，沙丘占 9.7%。境内北为大赉台地，西北部为沿河平川地，西部为沙丘，西南部为盐碱平川地。台地主要分布于东部的大赉镇和四棵树、联合、太山、静山、西大洼等乡，呈弧形隆起地带，起伏较大，海拔在 135~150m 之间。平川地主要分布在中部的两家子、乐胜、平安、同建、来福、古城、烧锅镇、安广镇等乡，呈波状起伏，其间有少量固定沙丘，多呈漫岗漫川地，海拔约在 132~145m 之间。沙丘地主要分布在西部的舍力、六合、烧锅镇、丰收、来福、古城等乡镇，其间为半固定沙丘，沙丘间有大片低平地，海拔在 140~150m 之间。低洼地主要分布在洮儿河南岸的红岗、新荒、丰收、烧锅镇、六合、叉干和霍林河流域的龙沼、海坨、大榆树、大岗子、古城等乡，海拔在 135~139m 之间，其间也分布有少量沙丘。

#### 5.1.3.区域水文地质情况

##### 1.地表水

大安市地表水体主要有嫩江干流、蛤蟆泡以及众多的天然泡沼。

嫩江发源于黑龙江省西北部伊勒呼里山东南坡，流经鄂伦春自治县、齐齐哈尔市、白城市等 15 个市县，于肇源的三岔河口入松花江。嫩江在我省境内 119km，该段河道比在 1/15000~1/25000 之间，地势平缓，水流稳定，江岔众多，湿地沼泽遍布，泡沼相连。1935—1980 年 45 年间的统计结果，嫩江年平均径流量 204.27×108m<sup>3</sup>，年平均流量

647.36m<sup>3</sup>/s, 丰水期平均流量 1700m<sup>3</sup>/s。嫩江平均水面宽 1~2km, 最大水面宽 10km, 最大流速 3.01m/s, 最大水深 17.5m, 平均水深 8~13m。

霍林河属于嫩江的一级支流, 流经内蒙古自治区科右中旗后进入吉林省境内, 沿干安县北界入查干湖, 再穿过长白铁路两家店铁路桥, 过库里泡注入嫩江。河长 590km, 流域面积 27840km<sup>2</sup>, 其中吉林省境内的河长 308km, 流域面积为 15077km<sup>2</sup>, 占全流域面积的 44%。霍林河属于间歇性河流, 平水年份水量较少, 枯水年份常年断流, 故此只有大水年份才能进入查干湖, 所以称霍林河为无尾河。根据《吉林查干湖国家级自然保护区综合科学考察报告》中的霍林河通让铁路桥断面出现的最大洪水流量为 1998 年出现的百年一遇洪水, 1998 年 8 月出现该次洪水最大流速为 182.7m<sup>3</sup>/s, 区域内霍林河江段最高水深约为 0.7m。

大安市境内天然泡沼较多, 计有大小泡沼 30 余个, 泡沼面积 478.38km<sup>2</sup>, 库容 14.2×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>。其中较大的泡沼(包括水库)有月亮泡、新荒泡、牛新套保泡、小西米泡、平安泡、大岗泡、叉干泡、东升泡、王家泡、蛤蟆泡、利民泡等。

## 2.地下水

工程所在区域地下水在垂向上存在多组合水层相互迭置, 由上而下出现三层以上含水层。按地下水类型可分为: 上部第四系中更新统大青沟组、顾乡屯组和全新统冲积砂岩孔隙潜水; 中部第四系白土山组中粗砂、细砂、砂砾石孔隙承压水; 下部上第三系泰康组和大安组砂岩、中粗砂岩、砂砾岩组成的两层孔隙裂隙承压水。区域各含水层补给资源比较充沛。第三系孔隙裂隙承压含水层在松嫩平原周边的外围区域直接受到孔隙潜水和孔隙承压水的大量补给; 第四系孔隙承压含水层地下水补给条件良好, 除在平原周边及高台地出露直接受大气降水补给外, 在中部平原地区与上部含水层已构成孔隙水的含水统一体; 第四系孔隙潜水补给来源多种, 但以降水入渗补给为主。区域地下水排泄条件比较好, 第四系孔隙潜水水质较差, 除个别地方居民饮用外主要消耗于蒸发; 第四系孔隙承压水主要消耗于人工开采, 剩余部分排泄于地下径流; 第三系孔隙裂隙承压水以地下径流形式向下游排泄及人工开采。

### 5.1.4.区域土壤与植被

#### 1.土壤

大安市境内土壤共有 8 个土类, 15 个亚类, 20 个土属, 59 个土种。8 类土壤类型分别为黑钙土、淡黑钙土、草甸土、风沙土、冲积土、沼泽土、盐土、碱土。土壤的耕层浅, 有机质含量较低, 氮不足, 磷极缺, 钾丰富, 一般来说土壤肥力不高。从土壤肥

力特征分析，全县土壤呈碱性，石灰反应强烈，黑土层薄，沙性大，部分土壤存在盐化、碱化、侵蚀和低洼易涝等问题。黑钙土主要分布于地势较高的台地和起伏漫岗中上部的丰收、四棵树、联合等乡，面积占总土地的 11.7%，占耕地总面积的 16.4%，自然肥力较高，有机质平均含量在 1.7%左右；淡黑钙土主要分布于平地 and 起伏漫岗中下部的舍力、丰收等乡，占总土地面积的 39.2%，占耕地面积的 52.7%，土壤肥力略低于黑钙土，有机质平均含量在 1.5%左右；草甸土多分布于远河低平处或台地前洼地的海坨、两家人、平安等乡，占总土地面积的 22.64%，占耕地面积的 9.1%，潜在肥力较高，属中肥力土壤，有机质含量平均为 1.4%~1.9%；风沙土分布较零散，主要分布在北部沙丘和图乌公路沿线的月亮泡、红岗子、舍力、太山等，占总土地面积的 11.6%，占耕地面积的 15.1%，土壤腐殖质层较薄，有机质含量 0.4%~1%；冲积土集中分布于六合、烧锅镇等乡的沿河低阶地，占总土地面积的 2%左右，肥力较高，低洼易涝；沼泽土集中分布在新荒、古城、大岗子等乡的局部低洼地，占总土地面积的 1.1%，养分含量较高，土壤板结、冷浆，不宜耕种，多生长芦苇、三棱草、菖蒲等喜湿植物；盐土和碱土占总土地面积的 11.8%，碱土主要分布于泡沼周围，盐土分布于微地形稍高，排水较好的地区。

## 2. 植被

工程所在区域内的植被包括人工植被和天然植被。

### (1) 自然植被

区域内天然植被主要为草地，草地类型为羊草草甸，羊草又称碱草。羊草的适应性强，主要集中分布在西部的低平原的盐渍化土壤上，并形成单优势种的群落，成为该地区的景观植被。由于地带性的植被贝加尔针茅草原多被开垦，因此目前能够见到的大面积草地植被主要是羊草群落，或羊草群落破坏后形成的多种多样的次生类型，有一部分已退化演替为各类盐生植物群落。

### (2) 人工植被

人工植被包括森林植被和农田植被（基本为旱地植被）。森林植被主要为农田、防护林，主要分布在农田防护带、沙岗，村屯周围、道路两侧。农田植被主要为玉米、大豆、高粱、薯类、杂粮、蔬菜等农作物。

## 5.1.5. 区域气候与气象

本区域属于中温带季风气候，大陆性明显。春季干旱多风，夏季炎热多雨，秋季凉爽，冬季寒冷，年温差较大。根据当地气象台站多年统计数据，年平均气温为 4.3℃；7

月最热，平均气温 23.5℃，1 月最冷，平均气温-18.2℃。全年日照时数为 3013h。年平均降水 413.7mm，日最大降水量 138.1mm。年平均气压为 998.1hPa。年主导风向为西南风，频率为 14%；年平均风速 4.1m/s；四月风速最大，平均为 5.2m/s；八月风速最小，平均为 3.1m/s。

### 5.1.6.环境保护目标调查

本项目建设地点位于大安市，项目周边主要环境保护目标为村屯居民、耕地（含基本农田）等。

## 5.2.环境空气质量现状调查与评价

### 5.2.1.达标区判定

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），“项目所在区域达标判定，优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论”“评价范围内没有环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据的，可选择符合 HJ664 规定，并且与评价范围地理位置邻近，地形、气候条件相近的环境空气质量城市点或区域点监测数据。”

根据吉林省生态环境厅发布的《2024 年吉林省生态环境状况公报》，白城市为达标区。其中可吸入颗粒物（PM<sub>10</sub>）年平均浓度为 41 微克/立方米；细颗粒物（PM<sub>2.5</sub>）年平均浓度为 22 微克/立方米；二氧化硫（SO<sub>2</sub>）年平均浓度为 5 微克/立方米；二氧化氮（NO<sub>2</sub>）年平均浓度为 15 微克/立方米；一氧化碳（CO）年平均浓度为 0.8 毫克/立方米；臭氧（O<sub>3</sub>）年平均浓度为 114 微克/立方米。

### 5.2.2.补充监测

#### 1.监测点布设

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），监测布点一般以监测期所处季节的主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向 5km 范围内设置 1~2 个监测点，本次在项目场址附近下风向布设 1 个大气环境监测点，详见下表及附图 2.6-1。

表 5.2-1 环境空气质量监测点布设情况表

点号	监测点名称	坐标	与本项目相对位置距离	备注
A1	翻身屯	124.2726338 45.47591643	平台东北侧 400m	项目场址下风向

#### 2.监测项目

监测项目：非甲烷总烃、H<sub>2</sub>S、TSP

#### 3.监测时间和频率

监测时间：2025.12.10-2025.12.17。

监测频次：每天4次，连续监测7天，非甲烷总烃一次浓度值、硫化氢监测小时质量浓度值、TSP监测24小时平均值。

#### 4.评价标准

对《环境空气质量标准》（GB3095-2026）其中未作规定的非甲烷总烃参照《大气污染物排放标准详解》中要求的浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ；硫化氢参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录D中的浓度限值。

#### 5.评价方法

评价方法采用最大占标率法，计算公式如下：

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

式中： $I_i$ —i 污染物的标准指数；

$C_i$ —i 污染物的实测浓度， $\text{mg}/\text{m}^3$ ；

$C_{oi}$ —i 污染物的评价标准， $\text{mg}/\text{m}^3$ 。

#### 6.评价结果

环境空气质量现状监测及评价结果见下表。

表 5.2-2 评价区环境空气质量监测及指数评价结果表

监测点	监测因子	监测值浓度范围 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	最大浓度占 标率%	超标率 (%)	达标情况
A1	非甲烷总烃	0.57-0.87	43.5	0	达标
	硫化氢	ND	0	0	达标
	TSP	0.104-0.114	38	0	达标

从上表可以看出，监测点位的各污染物的占标率小于1，非甲烷总烃及硫化氢环境空气质量满足相关浓度的限值要求，由此可以看出，评价区域的环境空气质量良好。

### 5.3.地表水环境质量现状调查与评价

#### 1.监测点布设

根据区域内地表水体好来宝泡的分布情况，设1个地表水监测点，监测断面位置和功能详见下表及附图。

表 5.3-1 地表水监测点布设情况表

代号	河流名称	监测断面	备注
W1	好来宝泡	平台西南侧 1300m	

#### 2.监测项目

监测项目：pH、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、COD、 $\text{BOD}_5$ 、石油类、挥发酚等5项。

### 3.监测时间和频率

监测时间：2025.12.07-2025.12.08。

监测频次：连续监测 2 天，每天随机取样 1 次。分取平行样。样品的采集、保存及分析方法，均按照国家环保总局颁布的《环境监测技术规范》及《地表水环境质量标准》选配分析方法进行，给出各断面混合样日均值。

### 4.评价标准

根据吉林省环境保护厅《关于确认吉林省西部地区雨洪资源综合利用河湖连通供水工程环境影响评价执行环境保护标准的复函》（吉环函〔2015〕451 号），执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准。

### 5.评价方法

采用单项水质参数标准指数法，其评价模式如下：

$$S_{ij} = C_{ij} / C_{oi}$$

式中： $S_{ij}$ -单项污染物 i 在第 j 断面的标准指数；

$C_{ij}$ -污染物 i 在检测点 j 的监测结果，mg/L；

$C_{oi}$ -第 i 种污染物评价标准，mg/L。

pH 的标准指数计算式：

$$S_{pH_j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

$$S_{pH_j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$

式中： $S_{pH_j}$ -j 断面 pH 的标准指数；

$pH_j$ -pH 在 j 断面的监测值；

$pH_{sd}$ -标准规定 pH 值的下限；

$pH_{su}$ -标准规定 pH 值的上限。

水质参数的标准指数若大于 1，表明该水质参数超过了规定的水质标准，不能满足使用功能要求，标准指数 $\leq 1$ 时满足。

### 6.监测结果

环境空气质量现状监测及评价结果见下表。

表 5.3-2 地表水监测数据表

点位序号	点位名称	采样频次	pH	化学需氧量	生化需氧量	氨氮	挥发酚	石油类
------	------	------	----	-------	-------	----	-----	-----

			无量纲	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L
W1	好来宝泡	第一天	7.5	16	3.4	0.144	ND	0.08
		第二天	7.5	15	3.5	0.156	ND	0.07

## 7.评价结果

地表水水质评价结果详见下表。

表 5.3-3 地表水评价结果表

点位序号	点位名称	采样频次	pH	化学需氧量	生化需氧量	氨氮	挥发酚	石油类
W1	好来宝泡	第一天	0.25	0.4	0.34	0.072	/	0.08
		第二天	0.25	0.375	0.35	0.078	/	0.07

从上表可以看出，好来宝泡的各污染物的单项标准指数均小于 1，由此可以看出，评价区域的地表水满足《地表水环境质量标准》GB3838-2002）V类标准。

## 5.4.地下水环境质量现状与评价

### 5.4.1.水文地质条件

#### 5.4.1.1.地质构造

评价区大地构造单元属新华夏系第二沉降带松辽断陷盆地中北端，月亮泡断陷盆地东南侧，侏罗纪晚期白垩纪初，开始受燕山运动第四纪影响，以下降为主，沉积了巨厚的中生代地层，为本区多层叠置含水层结构奠定基础。

#### 5.4.1.2.地层岩性

中生代以来，本区沉积了巨厚的白垩系地层和新生代上第三系地层，第四系松散堆积物。由老至新分述如下：

##### a.白垩系地层（k）

区内白垩系地层主要岩性为杂色泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩、页岩、油页岩、细砂岩构成了多旋回层。厚 2000 余米，发育有泉头组、青山口组、姚家组和嫩江组、四方台组和明水组。其中，泉头三、四段不仅是大安油田开发目的层，也是该层碎屑岩孔隙裂隙水较富含水段。

##### b.第三系地层（N）

本区发育有中新统大安组，上新统泰康组地层。

##### ①大安组（Nd）

为一套完整的正旋回地层，总厚 70—110m。埋藏深度一般 120—140m。下部为灰白色砂砾岩、含砾砂岩、中细砂岩夹薄层泥岩，泥钙质胶结，结构疏松，上部为灰、灰

绿色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩互层，其中砂岩，砂砾岩厚 20—60m，占总厚的 30%—60%。该组岩层与下覆白垩系地层呈不整合接触。

#### ②泰康组 (Nt)

为一套完整的正旋回层，总厚度 60—100m，埋深一般为 70—110m，下部为灰白色、灰色砂砾岩、含砾粗、中细砂岩、粉细砂岩，泥质胶结，结构疏松，成岩作用差。上部为灰绿色、灰黑色泥岩夹薄层砂岩透镜体，区域西南部泥岩缺失，与下覆大安组地层呈平行不整合接触。

#### c.第四系地层 (Q)

区内较为发育，多种成因形成松散堆积层，总厚 70—100m。由老至新概述如下：

①下更新统白土山组冰水堆积层 ( $Q_{1b}^{fgl}$ )：主要岩性为灰黄、灰白色砂砾石、含砾中粗砂、中细砂夹亚粘土透镜体。砾石成分较复杂，以花岗岩、火山碎屑岩为主，多呈半浑圆或次棱角状，厚 5—25m，一般埋藏 60—80m，与泰康组地层不整合接触。

②中更新统大青沟组湖相沉积层 ( $Q_{2d}^l$ )：为灰黑、灰绿色淤泥质亚粘土，间夹亚砂土、粉细砂和中细砂，底部亚粘土层常有铁质浸染现象和微层理，厚 30—50m，埋深 8—12m，与下覆白土山组呈侵蚀不整合接触。

③上更新统顾乡屯组冲积层 ( $Q_{3g}^{al}$ )：具二元结构特征，下部为浅黄色粉细砂、中细砂，上部以黄土状亚砂土为主，具大孔隙，含钙质结核，厚 7—15m，与下覆大青沟组地层呈平行不整合接触。

④全新统冲湖积、冲积层 ( $Q_4^{al-1}$ 、 $Q_4^{al}$ )：评价区范围湖沼洼地分布有灰黑色淤泥质亚粘土、亚粘土和亚砂土，厚度 5—9m，个别大于 10m。冲积层则分布在区外嫩江河谷，明显二元结构，下部岩性为细砂、砂砾石。表层为亚砂土、亚粘土、淤泥质亚粘土，厚 8—13m。

#### 5.4.1.3.水文地质特征

评价区地下水形成，分布受构造、地貌、岩性控制，盆地内形成多层叠置含水层，垂向上组成多个含水系统。按地下水类型从老至新概述其埋藏分布规律，富水性，水化学类型及相关水文地质参数。

##### a.第三系大安组碎屑岩类裂隙孔隙承压水

含水层岩性为灰白色砂岩、砂砾岩，厚度 33—42m。顶板埋深 210—235m，上覆厚 35—55m 厚的灰白色粉砂质泥岩，良好隔水。砂岩、砂砾岩弱胶结，质地疏松，透水性强，导水功能较好，渗透系数 6.0—12.0m/d，单井涌水量 1000-3000m<sup>3</sup>/d，水位埋深

0.4—3.6m，靠近西部区可自流，压力水头+6.0—8.1m，水量较丰富。水化学类型为碳酸氢钠型，矿化度 262.2—321.6mg/L。

#### b.第三系泰康组碎屑岩类裂隙孔隙承压水

含水层岩性为粗砂岩、含砾粗砂岩、砂砾岩，弱胶结，成岩差，结构疏松，厚度 65—90m。顶板埋深 58—100m，顶部为厚 5—15m 的泥岩隔水层，西南部西太平山——腰圩子以南地段隔水顶板缺失，形成“天窗”与第四系白土山组承压水构成统一含水层组。水位埋深 2—6m，大安一带开采水位埋深 11—12m。透水性好，渗透系数 6.0—14m/d，单井涌水量大于 3000m<sup>3</sup>/d，水量丰富。水化学类型为重碳酸钙钠、钠钙型，矿化度 600—800mg/L。

#### c.第四系松散岩类孔隙承压水

含水层为白土山组砂砾石、粗砂、中、细砂，厚度 4—44m。顶板埋深 45—65m，隔水层为大青沟组淤泥质亚粘土，厚度 11—36m，水位埋深一般小于 5m，有的地段 5—10m，渗透系数 42—55m/d，单井涌水量大于 3000m<sup>3</sup>/d，水化学类型为重碳酸钙型、钙镁型，矿化度 480—580mg/L，为农业及生活供水主要目的层。

总之，泰康组及白土山组承压水含水层不仅遍布全区，累积厚度达 84—110m，水量丰富，单井涌水量大于 3000m<sup>3</sup>/d，而且水质良好，其中二氧化硅及锶有益身体健康的元素已达饮用天然矿泉水国标。因此，大安市第二水源应以此为主要开采目的层。

#### d.第四系孔隙潜水。

##### ①中—上更新统冲~湖积砂层孔隙潜水。

冲湖积平原中上更新统顾乡屯组的粉细砂、淤泥质粉细砂构成浅层孔隙潜水含水层，厚度小于 12m，水位埋深 3—5m，湖沼洼地中小于 3m。渗透系数 1.34—8.10m/d，水量贫乏，单井涌水量小于 100m<sup>3</sup>/d，水化学类型较复杂，为重碳酸镁钠钙型为主，矿化度 400—700mg/L。

##### ②全新统冲积砂层

指分布于嫩江河谷中漫滩区，含水层由浅黄、灰黄色粉细砂、间夹薄层状亚粘土、亚砂土构成，累积厚度 6—12m，导水功能差，富水性弱，单井涌水量 10-100m<sup>3</sup>/d。为重碳酸钙钠型水，矿化度 550—570mg/L。

地下水富水性评价中，单井涌水量是依据潜水降深 5m，承压水降深 10m，实际抽水试验确定的。

#### 5.4.1.4.地下水补给、径流、排泄条件及动态类型

大气降水为本区孔隙潜主要补给源，具有普遍补给意义。根据新一轮中国地下水资源“吉林卷”，该区渗入补给系数为 0.14-0.16。在大青沟组淤泥质亚粘土变薄或者相变为亚砂土、粉细砂之处对下覆砂砾石孔隙承压水有少量越流补给。但因在区域上已超出典型“越流区”，因此越流补给系数非常微小，只有  $3 \times 10^{-7}/d$  左右。评价区外河谷孔隙潜水主要补给源之一也为大气降水，对于浅层孔隙潜水垂直蒸发为其主要排泄途径，年蒸发率可达  $1.7 \times 10^{-2}$ ，潜水极限蒸发深度 4.5—5.0m，动态类型为省内较典型的渗入—蒸发型。

下更新统砂砾石孔隙承压水主要靠来自山前倾斜平原的地下径流补给，有的地段微量“越流”补给。地下径流为其主要排泄方式，流向 SW、SWW—NE、NEE。动态类型为径流、越流—迳流型。泰康组及大安组孔隙裂隙承压水含水层为松嫩盆地深层水，

有完好的隔水层，良好的卫生防护条件，以地下径流为其主要补给，排泄途径。但在泰康组和白土山组之间泥岩变薄或尖灭存在“天窗”之处，会产生“顶托”或“越流”补给。因此动态类型应是典型的迳流型或主要为迳流型。

地下水总的流向是流往嫩江北东方向，天然水力坡度较小、只有万分之几，渗流缓慢，渗透速度较小。有湖沼洼地分布地段，浅层孔隙潜水流向局部可改变，甚至形成局部“颈向流”。

本项目地下水地质图详见附图 5.4-1。

#### 5.4.1.5.地下水类型与富水性

地下水类型划分主要考虑赋存条件、含水岩性、水力特征，其次考虑地下水形成时代及含水层所处地貌单元，据此将本区地下水分为两个基本类型、三个亚类、四个组类，见下表。

表 5.4-1 地下水类型划分表

基本类型	亚类	组类
第四系松散岩类孔隙水	潜水	冲积河谷平原全新统砂、砂砾石孔隙潜水 冲积平原（二级阶地）上更新统中细砂孔隙潜水
	承压水	下更新统白土山组冰水砂砾石孔隙承压水
新近系碎屑岩类裂隙孔隙水	承压水	泰康组砂岩、砂砾岩裂隙孔隙承压水
		大安组砂岩、砂砾岩裂隙孔隙水

区内地下水的形成与赋存严格受构造、地貌和岩性控制。中生代以来，盆地差异性持续下降，沉积了巨厚的中生代碎屑岩及松散堆积物。白垩系泥岩构成区域隔水底板，上覆新近系砂岩、砂砾岩和第四系砂、砂砾石，为本区地下水的形成和赋存奠定了基础。

区内自下而上分布四个主要含水层：分别是新近系大安组砂岩—砂砾岩裂隙孔隙承压含水层、新近系泰康组砂岩—砂砾岩裂隙孔隙承压含水层、第四系下更新统白土山组砂砾石孔隙承压含水层、第四系全新统冲积砂、砂砾石孔隙潜水含水层。其中，第四系承压水埋深较浅，易开采，已成为当地工、农业和居民生活供水目的层，新近系承压水（主要是大安组）埋藏深、水量丰富，自 20 世纪 80 年代，已被油田广为开发利用，成为生活和工业集中供水水源。

#### 5.4.1.6.回注层和隔离层特征

项目区域的回注层岩性特征：通过对区域内取心井的岩心观察和薄片鉴定结果分析表明，砂岩的碎屑成分主要为岩屑、长石和石英，砂岩类型主要为岩屑砂岩、少量岩屑长石砂岩和长石质岩屑砂岩。其中石英含量一般为 15%~35%，长石含量一般为 18%~39%，岩屑含量一般为 34%~45%。岩石类型包括中~细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩、粉砂质泥岩、泥岩及过渡类型。黑帝庙油层物性条件较差，属典型特低渗透储层。黑帝庙油层砂岩孔隙度分布范围为 7.2%~26.8%，平均为 17.8%；砂岩渗透率分布区间为  $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 7.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均为  $4.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。黑II组地层厚度 100 米左右，油层埋深 840—980 米，油层中部埋深约 890 米，含油井段 60 米左右。黑II油层平均砂岩厚度 13.6 米，平均有效厚度 2.0 米。地层水总矿化度一般为 3175—27865mg/l，pH 值在 8-9 之间，水型为  $\text{NaHCO}_3$  型。

这些岩性特征反映了红岗油田的储集层具有复杂的岩石矿物组成和物理性质，包括低孔隙度和低渗透率，这些特征对于评估油田的储集能力和开发策略至关重要。储集层的成岩作用和孔隙结构特征对于理解油气的赋存状态和流动性质具有重要意义。

隔离层岩性特征主要包括细砂岩，其构造位置位于松辽盆地南部中央凹陷区大安~红岗阶地的大安~海坨子构造带上。该地区的地层自下而上包括白垩系下统的泉头组三段（未穿）、泉头组四段、青山口组一段、青山口组二段、青山口组三段、姚家组一段、姚家组二及三段、嫩江组一段、嫩江组二段、嫩江组三段、嫩江组四段、嫩江组五段，白垩系上统的四方台组、明水组以及第三系和第四系，其中研究的目的层位是白垩系下统的嫩江组黑帝庙油层。大 208 区块黑帝庙油藏的构造特征基本继承了泉四顶面的特征，属典型特低渗透储层。沉积砂体主要为薄层粉砂岩、泥岩互层，具有明显的反旋回特征，砂岩由下到上，由细变粗。

#### 5.4.1.7.地下水水位统测

根据本项目区域内井位部署情况，对本项目辖区范围内的潜水层和承压水层的水位

及水质进行调查。编制地下水统测成果表，绘制潜水及承压水等水位线图。本项目区域内潜水、承压水地下水流向详见附图 5.4-2、附图 5.4-3。

### (1) 地下水水位统测

辖区范围内地下水水位统测详见下表。

表 5.4-2 地下水水位统测数据表

地下水分类	编号	村屯	井深	埋深 (m)	水位标高 (m)
潜水层	q1	翻身屯	20	2.3	137.5
	q2	红旗饲养场	23	1.6	138.1
	q3	后杨家	25	3.5	137.4
	q4	鲍家窝棚	34	5.6	137.6
	q5	前杨家	23	4.2	138.5
	q6	郑大院屯	25	5.4	137.6
	q7	张连窝堡	22	4.1	138.0
	q8	王作林屯	24	3.2	135.4
	q9	刘喜路	25	3.5	136.1
	q10	石桩子	26	4.1	136.9
承压水层	c1	翻身屯	85	9.4	128.5
	C2	红旗饲养场	95	8.5	130.5
	C3	后杨家	78	6.1	127.5
	C4	鲍家窝棚	80	4.5	126.9
	C5	前杨家	75	4.2	127.4

### 5.4.2.地下水环境质量现状调查与评价

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》（HJ610-2016），地下水环境现状监测频率参照下表。

表 5.4-3 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	枯平丰	枯丰	一期	枯平丰	枯丰	一期
山前冲（洪）积	二期 a	一期	一期	一期	一期	一期
滨海（含填海区）	枯丰	一期 (√)	一期	枯	一期 (√)	一期
其他平原区 (√)	枯平丰	一期	一期	二期	一期	一期
黄土地区	枯丰	一期	一期	一期	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
岩溶管线	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。

#### 1. 监测点位

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》HJ610-2016，根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点，本次地下水监测点布设在建设项目可能影响到的村屯等敏感点处，

共布设了7个水质监测点，其中潜水含水层监测点5个，承压水含水层监测点2个。根据项目行业类别、地下水敏感程度及评价等级，确定地下水监测等级与监测井数量，兼顾水文地质条件，反映区域背景，监测井优先布设在项目区主导地下水流向上游，作为背景对照点，在项目可能发生渗漏区域下游布设监测点位，监测点覆盖项目占地范围及周边敏感区域，兼顾含水层类型、埋深、径流方向，可控制整个评价区地下水环境特征，避免局部偏差，监测数据能代表评价区地下水整体质量状况。

详见下表及附图2.6-2。

表 5.4-4 地下水环境现状监测点位

点号	监测点名称	地下水层	功能	坐标	
U1	翻身屯	潜水	农业用水	124.2712498	45.47587129
U2	翻身屯	承压水	农业用水	124.2732239	45.47626249
U3	红旗饲养场	潜水	农业用水	124.2586327	45.46852821
U4	后杨家	潜水	农业用水	124.2592979	45.46789618
U5	鲍家窝棚	潜水	工业用水	124.2843819	45.48339395
U6	前杨家	潜水	农业用水	124.2904115	45.46729423
U7	红旗饲养场	承压水	农业用水	124.2921066	45.47969293

## 2.监测因子

K<sup>+</sup>、Na<sup>+</sup>、Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>、CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>、HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>、Cl<sup>-</sup>、SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>、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、硫酸盐、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、钡，共计31项。

## 3.监测时间和频率

监测时间：2025.12.08

监测频率：监测1天，每天1次。

## 4.监测结果

评价区地下水监测结果见下表。

表 5.4-5 评价区地下水水质监测结果 单位 mg/L

点位序号		U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7
点位名称		翻身屯	翻身屯	红旗饲养场	后杨家	鲍家窝棚	前杨家	红旗饲养场
pH	无量纲	7.3	7.5	7.6	7.3	7.2	7.4	7.4
石油类	mg/L	0.01	ND	ND	0.01	ND	ND	0.01
氨氮	mg/L	0.39	0.393	0.918	0.821	0.282	0.767	0.938
挥发酚	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
六价铬	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

钾	mg/L	1.97	2.34	2.76	1.33	0.98	1.4	2.78
钙	mg/L	67.6	64.9	64.6	69.8	68.7	67	72.2
镁	mg/L	20.7	19.6	20.6	18.5	17.3	18	23.3
耗氧量	mg/L	1.73	1.6	1.66	1.7	1.73	1.65	1.66
溶解性总固体	mg/L	355	333	380	301	290	299	404
钠	mg/L	40	37.4	45.1	23	15.4	23.6	57.6
氟化物	mg/L	0.644	0.698	0.546	0.97	1.12	0.942	0.506
氯化物	mg/L	46.5	46.6	47.9	23.3	14.9	26.3	47.9
硝酸盐 (以N计)	mg/L	0.318	0.322	0.413	0.303	0.291	0.332	0.372
硫酸盐	mg/L	15.8	14.9	17.8	9.05	6.47	10	18.8
亚硝酸盐	mg/L	0.006	0.007	0.005	0.006	0.015	0.007	0.006
硫化物	mg/L	ND						
碳酸盐	mg/L	ND						
碳酸氢盐	mg/L	332	298	334	325	301	300	369
总大肠菌群	MPN/100mL	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2
菌落总数	CFU/mL	20	16	18	12	17	15	23
铅	μg/L	1.16	0.83	0.77	0.87	0.62	0.78	0.65
镉	μg/L	ND						
钡	μg/L	238	219	213	148	133	185	268
铁	mg/L	0.4	0.33	0.26	0.48	0.36	0.56	0.22
锰	mg/L	0.39	0.3	0.4	0.21	0.2	0.2	0.41
砷	μg/L	0.4	0.4	0.7	0.6	0.3	0.6	0.8
汞	μg/L	ND						
总硬度	mg/L	264	258	250	282	274	279	268
氰化物	mg/L	ND						

注：“ND”表示检测结果低于检出限。

## 5.评价方法

采用地下水质量功能单项标准指数法进行地下水质量评价。利用地下水监测点第i项地下水指标的监测浓度值 $C_i$ 与该项指标地下水功能的标准浓度值 $C_0$ 相比，设比值 $P_i$ ，用 $P_i$ 来评价其是否满足地下水质量功能标准。采用单项指数法，数学表达式如下：

$$I_i = C_i / C_0$$

式中： $I_i$ —第i种污染物环境质量指数；

$C_i$ —第i种污染物的实测浓度，mg/l；

Co—第i种污染物环境质量标准，mg/l。

pH值标准指数按下式计算：

$$S_{pH_j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

$$S_{pH_j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$

式中：S<sub>pHj</sub>—pH在第j点的标准指数；

pH<sub>j</sub>—j点的pH值；

pH<sub>sd</sub>—地表水水质标准中规定的pH值下限；

pH<sub>su</sub>—地表水水质标准中规定的pH值上限。

## 6.评价标准

评价区地下水主要为生活饮用及工农业用水、评价标准应以人体健康基准为依据，采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准；未作规定的石油类选用《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022）中石油类限值（≤0.05mg/L）。

## 7.评价结果

单项评价标准指数法现状评价结果见下表。

表 5.4-6 地下水环境质量现状评价结果表（单项标准指数）

点位序号	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7
点位名称	翻身屯	翻身屯	红旗饲养场	后杨家	鲍家窝棚	前杨家	红旗饲养场
pH	0.20	0.33	0.40	0.20	0.13	0.27	0.27
石油类	0.20	/	/	0.20	/	/	0.20
氨氮	0.78	0.79	<b>1.84</b>	<b>1.64</b>	0.56	<b>1.53</b>	<b>1.88</b>
挥发酚	/	/	/	/	/	/	/
六价铬	/	/	/	/	/	/	/
钾	/	/	/	/	/	/	/
钙	/	/	/	/	/	/	/
镁	/	/	/	/	/	/	/
耗氧量	0.58	0.53	0.55	0.57	0.58	0.55	0.55
溶解性总固体	0.36	0.33	0.38	0.30	0.29	0.30	0.40
钠	/	/	/	/	/	/	/
氟化物	0.64	0.70	0.55	0.97	<b>1.12</b>	0.94	0.51
氯化物	0.19	0.19	0.19	0.09	0.06	0.11	0.19
硝酸盐 (以N计)	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.02	0.02
硫酸盐	0.06	0.06	0.07	0.04	0.03	0.04	0.08

亚硝酸盐	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01
硫化物	/	/	/	/	/	/	/
碳酸盐	/	/	/	/	/	/	/
碳酸氢盐	/	/	/	/	/	/	/
总大肠菌群	/	/	/	/	/	/	/
菌落总数	0.20	0.16	0.18	0.12	0.17	0.15	0.23
铅	0.12	0.08	0.08	0.09	0.06	0.08	0.07
镉	/	/	/	/	/	/	/
钡	/	/	/	/	/	/	/
铁	<b>1.33</b>	<b>1.10</b>	0.87	<b>1.60</b>	<b>1.20</b>	<b>1.87</b>	0.73
锰	<b>3.90</b>	<b>3.00</b>	<b>4.00</b>	<b>2.10</b>	<b>2.00</b>	<b>2.00</b>	<b>4.10</b>
砷	0.04	0.04	0.07	0.06	0.03	0.06	0.08
汞	/	/	/	/	/	/	/
总硬度	0.59	0.57	0.56	0.63	0.61	0.62	0.60
氟化物	/	/	/	/	/	/	/

由监测结果及单项评价标准指数法现状评价结果可以看出，氨氮在 U3（红旗饲养场）、U4（后杨家）、U6（前杨家）、U7（红旗饲养场）点位超标，其中 U7 点位超标最为严重，超标倍数为 0.88 倍，U3 点位超标倍数为 0.84 倍，U4 点位超标倍数为 0.64 倍，U6 点位超标倍数为 0.53 倍；氟化物在 U5（鲍家窝棚）点位超标，超标倍数为 0.12 倍；铁在 U1（翻身屯）、U4（后杨家）、U5（鲍家窝棚）、U6（前杨家）点位超标，其中 U6 点位超标最为严重，超标倍数为 0.87 倍，U4 点位超标倍数为 0.60 倍，U5 点位超标倍数为 0.20 倍，U1 点位超标倍数为 0.33 倍；锰在所有监测点位（U1-U7）均存在超标，其中 U7（红旗饲养场）点位超标最为严重，超标倍数为 3.10 倍，U3（红旗饲养场）点位超标倍数为 3.00 倍，U1（翻身屯）点位超标倍数为 2.90 倍，U4（后杨家）、U5（鲍家窝棚）、U6（前杨家）点位超标倍数均为 1.00 倍。

超标原因推测如下：氨氮超标可能与周边农业活动及点位周边污染源有关，红旗饲养场、后杨家、前杨家等区域可能存在农业面源污染，如化肥施用、畜禽养殖废弃物渗漏等，加之浅层地下水易受地表污染源渗入影响，导致氨氮浓度超出标准限值；氟化物、铁、锰超标原因可能是当地地质背景因素所致，地下岩石中氟化物、铁、锰元素本底含量较高，在长期的水文地质作用下，经过雨水渗透、地下水径流等过程，这些元素逐渐释放到地下水中，导致水体中氟化物、铁、锰浓度升高，进而超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值。

其他各项监测因子的污染指数均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求，其中石油类指标满足《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022）中石油类限值（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）要求。

表 5.4-7 工程所在地地下水水质八大离子浓度监测及评价结果

点位	K <sup>+</sup>	Na <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	阳离子	阴离子
U1	0.05	1.74	3.38	1.73	1.31	0.00	5.44	0.33	6.89	7.08
U2	0.06	1.63	3.25	1.63	1.31	0.00	4.89	0.31	6.56	6.51
U3	0.07	1.96	3.23	1.72	1.35	0.00	5.48	0.37	6.98	7.20
U4	0.03	1.00	3.49	1.54	0.66	0.00	5.33	0.19	6.07	6.17
U5	0.03	0.67	3.44	1.44	0.42	0.00	4.93	0.13	5.57	5.49
U6	0.04	1.03	3.35	1.50	0.74	0.00	4.92	0.21	5.91	5.87
U7	0.07	2.50	3.61	1.94	1.35	0.00	6.05	0.39	8.13	7.79

根据监测结果，水中阴阳离子毫克当量总数彼此大致相等（阴离子电荷总数与阳离子电荷总数之间平衡误差小于 5%），水中阴阳离子基本平衡；评价区范围内地下水阴离子以重碳酸根离子为主，阳离子则以钙离子为主。按舒卡列夫分类，地下水水化学类型主要为 HCO<sub>3</sub>-Ca 型。

### 5.4.3.包气带防污性能

#### 1.包气带分布特征

评价区内第四系松散堆积层发育，堆积厚度大，分布范围广。按地貌成因形态类型主要为冲积低平原沉积地层。根据评价区潜水地下水埋深特征，包气带厚度 1.18m~2.8m。包气带地层岩性主要为表层杂填土、粉质黏土及粉砂。

根据评价区内地质钻孔资料，按照土的成因、岩性及物理力学指标，评价区浅部地层 0.0~20.0m 哈尔滨组由上至下分为 5 层，分别为：杂填土、粉质黏土、粉砂、粉质黏土、黏土。

各层分布具体如下：

（1）杂填土：杂色，人工填土，以粉质黏土为主，含少量砾石、砖块、生活垃圾，松散，欠固结，局部为素填土，以粉质黏土为主，欠固结。厚度变化较大，厚度为 0.8—3.70m。

（2）粉质黏土：黄褐色，冲积，Q3 年代地层。土质不均匀，局部含粉土及粉砂，无摇振反应，稍有光泽，干强度中等，韧性中等，可塑。厚度为 1.60~5.20m。

（3）粉砂：黄褐色，冲积，Q3 年代地层，颗粒均匀，以石英、长石为主，含少量暗色矿物，中密，饱和。厚度为 1.60~3.70m。

(4) 粉质黏土：灰色，淤积，Q3年代地层，土质不均匀，局部含少量粉土。无摇振反应，稍有光泽，干强度中等，韧性中等，可硬塑。

(5) 黏土：灰色，淤积，Q3年代地层，土质不均匀，局部含少量粉土。无摇振反应，稍有光泽，干强度中等，韧性中等，可硬塑。

## 2.包气带土壤现状监测

### (1) 监测点位

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，对包气带土壤进行分层取样。本项目对油田开发区域井场及油田未开发区域处包气带取样进行对比分析，监测布点见下表。

表 5.4-8 包气带土壤现状监测点位置

点号	监测点名称	取样深度
V1	大黑平 1 利用的井场	0-20cm 一个，20—40cm 一个
V2	大黑平 1 利用的井场外 200m 农田内	0-20cm 一个，20—40cm 一个
V3	大黑 12-13 已建井场	0-20cm 一个，20—40cm 一个
V4	大黑 12-13 已建井场外 200m 农田内	0-20cm 一个，20—40cm 一个

### (2) 监测因子

监测因子：pH、铅、镉、汞、砷、挥发酚、铜、镍、六价铬、石油类共计10项。

### (3) 监测结果

包气带土壤现状监测结果见下表。

表 5.4-9 包气带土壤现状调查结果 单位：mg/L (pH 除外)

样品序号	样品名称	pH	石油类	六价铬	挥发酚	镉	汞	砷	铜	镍	铅
		无量纲	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	μg/L	μg/L	mg/L	mg/L	mg/L
V1	0-20cm	8.2	0.04	ND	0.0004	ND	ND	0.4	ND	ND	ND
	20—40cm	8.3	0.07	ND	0.0004	ND	ND	2.8	ND	ND	ND
V2	0-20cm	8.3	0.03	ND	0.0005	ND	ND	1.8	ND	ND	ND
	20—40cm	8.1	0.05	ND	0.0007	ND	ND	1.9	ND	ND	ND
V3	0-20cm	8.2	0.06	ND	ND	ND	ND	2.4	ND	ND	ND
	20—40cm	8.2	0.02	ND	ND	ND	ND	2.4	ND	ND	ND
V4	0-20cm	8.3	0.04	ND	0.0004	ND	ND	1.8	ND	ND	ND
	20—40cm	8.3	0.03	ND	0.0005	ND	ND	ND	ND	ND	ND

由上表可知，本项目区域井场包气带现状与清洁对照点没有明显差别，所以现有工程未对包气带造成污染影响。

## 5.5.声环境质量现状评价

### (1) 监测点位布设

本次在项目周边敏感点布设了 1 处噪声监测点，详见下表和附图。

表 5.5-1 声环境质量现状监测点布置表

序号	监测点	监测点布设目的
N1	翻身屯	了解项目区域声环境现状

## (2) 监测单位、监测时间及频次

监测单位：吉林省正真检测有限公司。

监测时间：2026.3.12

监测频次：昼间、夜间各一次

## (3) 监测因子

等效连续 A 声级  $L_{Aeq}$ 。

## (4) 评价标准

执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准。

## (5) 评价方法

评价采用噪声实测值与标准值比较的方法，以确定噪声污染的程度。

## (6) 监测及评价结果

声环境质量现状评价结果见下表。

表 5.5-2 环境噪声监测及结果统计表

序号	监测点位	监测结果		标准		达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
N1	翻身屯	50.3	42.2	55	45	达标	达标

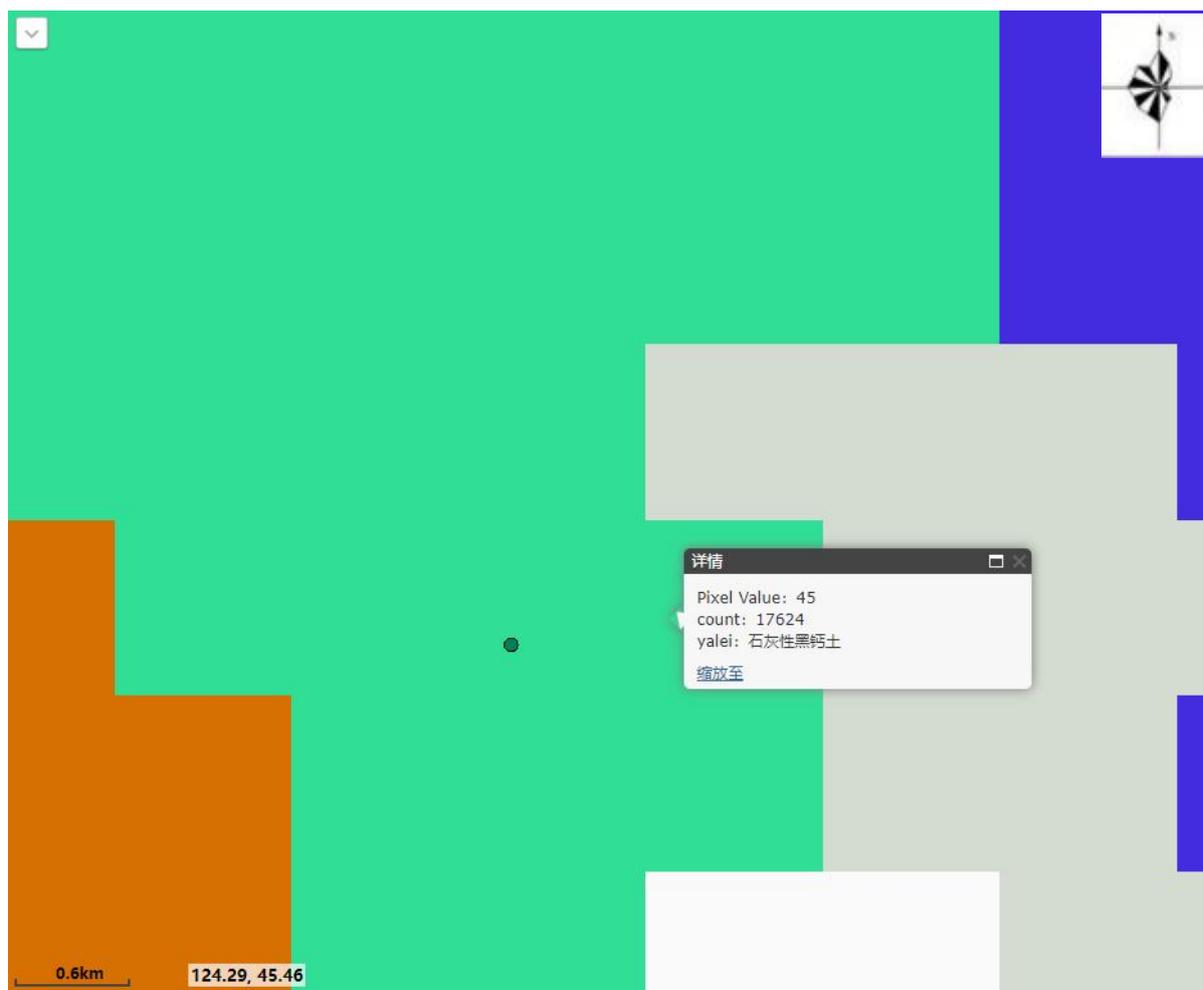
根据对标结果，各监测点昼间和夜间噪声值均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准要求。评价区域声环境质量状况良好。

## 5.6.土壤环境质量现状与评价

### 1.土壤类型及理化性质

#### (1) 土壤类型

根据国家土壤信息服务平台，评价区内土壤类型主要为石灰性黑钙土，土壤类型分布详见下图。



## (2) 土壤理化性质

区域代表性监测点位土壤理化性质详见下表。

表 5.6-1 土壤理化性质调查表

点号	S8	时间	2025.10.15	
经度	124.164547	纬度	45.476772	
层次	A 层	B 层	C 层	
现场记录	颜色	灰棕	暗棕	灰棕
	结构	单粒状	单粒状	无结构
	质地	砂质壤土	砂质壤土	砂质壤土
	砂砾含量	80%	75%	85%
	其他异物	植物根系	无	石块
实验室测定	pH 值	8.43	8.31	8.34
	阳离子交换量	22	22	21
	氧化还原电位	463	471	448
	饱和导水率/ (cm/s)	$0.3 \times 10^{-3}$	$0.4 \times 10^{-3}$	$0.5 \times 10^{-3}$
	土壤容重/ (kg/m <sup>3</sup> )	$1.4 \times 10^3$	$1.6 \times 10^3$	$1.7 \times 10^3$
	孔隙度 (%)	41	42	44

## 2.监测点位布设

本项目为污染影响型，评价等级为一级。依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）表6要求，在占地范围内布设5个柱状样点、2个表层样点，占地范围外布设4个表层样点。土壤在占地范围内外均布设监测点，兼顾表层与下层土壤，在项目占地范围外不受扰动、无污染风险的区域布设土壤对照点，针对临时占地、永久占地等潜在污染或扰动区域布设点位，监测点覆盖项目区及依托工程临时占地、永久占地等主要土地利用类型，兼顾不同土层深度，能够全面反映项目区土壤类型、结构、肥力及环境质量状况，数据具有区域代表性。本次土壤采样点位置见下表及附图2.6-4。

表 5.6-2 土壤监测点位布设及监测项目

类别	点号	监测点位	坐标		土壤类型	土地类型	采样方法	执行标准	
占地范围内	柱状样	S1	单井罐位置	124.2646398	45.47466457	石灰性黑钙土	建设用地	采取柱状样，在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）
		S2	油气处理二站油系统	124.1552174	45.45222103	石灰性黑钙土	建设用地		
		S3	新建平台位置	124.2646408	45.47448701	石灰性黑钙土	建设用地		
		S4	注水泵房位置	124.264378	45.47469014	石灰性黑钙土	建设用地		
		S5	油气处理二站水系统	124.1539782	45.45219093	石灰性黑钙土	建设用地		
	表层样	S6	新建平台位置	124.264783	45.47462243	石灰性黑钙土	建设用地	采取表层样，在0~0.2m取样	
		S7	油气处理二站内	124.1549492	45.45330857	石灰性黑钙土	建设用地		
占地范围外	表层样	S8	新建平台占地范围外	124.2648768	45.47393028	石灰性黑钙土	耕地	采取表层样，在0~0.2m取样	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）
		S9	新建平台占地范围外	124.2638683	45.47554027	石灰性黑钙土	耕地		
		S10	油气处理二站占地范围外	124.1560435	45.45257853	石灰性黑钙土	耕地		
		S11	油气处理二站占地范围	124.153887	45.45152861	石灰性黑	耕地		

			外			钙土			
--	--	--	---	--	--	----	--	--	--

根据土壤导则，监测执行的标准主要根据土地利用类型决定，本项目布设拟建平台周边的表层样主要为了解现状情况，柱状样已在可能受污染的区域布设，布设点位的位置和数量符合土壤导则要求。

### 3.监测项目

S1 监测指标：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1, 1-二氯乙烷、1, 2-二氯乙烷、1, 1-二氯乙烯、顺-1, 2-二氯乙烯、反-1, 2-二氯乙烯、二氯甲烷、1, 2-二氯丙烷、1, 1, 1, 2-四氯乙烷、1, 1, 2, 2-四氯乙烷、四氯乙烯、1, 1, 1-三氯乙烷、1, 1, 2-三氯乙烷、三氯乙烯、1, 2, 3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1, 2-二氯苯、1, 4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘。土壤含盐量、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10~C40）。

S8 监测指标：pH、镉、铬、锌、铜、铅、汞、镍、砷、土壤含盐量、石油烃（C10-C40）、石油烃（C6-C9）。

S2-S7、S9-S11 监测指标：pH、土壤含盐量、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）。

### 4.监测单位、监测时间和监测频次

监测单位：吉林省正真检测有限公司

监测时间：2025.10.15

监测频次：监测 1 天，每天监测 1 次

### 5.评价标准

农用地土壤采用《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”标准，井场建设用地上壤采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 及表 2“建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（基本项目）”和“建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（其他项目）”第二类用地筛选值标准。

### 6.现状监测结果

土壤环境现状监测结果详见下表。

表 5.6-3 本项目 S1 土壤监测结果

序号	监测项目	单位	监测结果
			S1

			0-0.5	0.5-1.5	1.5-3
1	pH	无量纲	8.16	8.23	8.29
2	砷	mg/kg	7.52	6.69	9.98
3	镉	mg/kg	0.06	0.12	0.08
4	铬（六价）	mg/kg	ND	ND	ND
5	铜	mg/kg	28	32	27
6	铅	mg/kg	11.1	18.0	11.9
7	汞	mg/kg	0.0404	0.0450	0.0258
8	镍	mg/kg	25	26	24
9	四氯化碳	μg/kg	ND	ND	ND
10	氯仿	μg/kg	ND	ND	ND
11	氯甲烷	μg/kg	ND	ND	ND
12	1,1-二氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND
13	1,2-二氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND
14	1,1-二氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND
15	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND
16	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND
17	二氯甲烷	μg/kg	ND	ND	ND
18	1,2-二氯丙烷	μg/kg	ND	ND	ND
19	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND
20	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND
21	四氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND
22	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND
23	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	ND	ND	ND
24	三氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND
25	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	ND	ND	ND
26	氯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND
27	苯	μg/kg	ND	ND	ND
28	氯苯	μg/kg	ND	ND	ND
29	1,2-二氯苯	μg/kg	ND	ND	ND
30	1,4-二氯苯	μg/kg	ND	ND	ND
31	乙苯	μg/kg	ND	ND	ND
32	苯乙烯	μg/kg	ND	ND	ND
33	甲苯	μg/kg	ND	ND	ND
34	间&对-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND
35	邻-二甲苯	μg/kg	ND	ND	ND
36	硝基苯	mg/kg	ND	ND	ND
37	苯胺	mg/kg	ND	ND	ND
38	2-氯苯酚	mg/kg	ND	ND	ND
39	苯并（a）蒽	mg/kg	ND	ND	ND
40	苯并（a）芘	mg/kg	ND	ND	ND
41	苯并（b）荧蒽	mg/kg	ND	ND	ND
42	苯并（k）荧蒽	mg/kg	ND	ND	ND
43	蒽	mg/kg	ND	ND	ND
44	二苯并（a,h）蒽	mg/kg	ND	ND	ND
45	茚并（1,2,3-cd）芘	mg/kg	ND	ND	ND
46	萘	mg/kg	ND	ND	ND
47	石油烃（C6-C9）	mg/kg	ND	ND	ND
48	石油烃（C10-C40）	mg/kg	54	68	51

49	水溶性盐总量	g/kg	0.5	0.6	0.4
----	--------	------	-----	-----	-----

备注：ND 表示未检出

表 5.6-4 本项目 S1 土壤评价结果

序号	监测项目	监测结果			标准值
		S1			
		0-0.5	0.5-1.5	1.5-3	
1	pH	0.1253	0.1115	0.1663	-
2	砷	0.0010	0.0018	0.0012	60
3	镉	-	-	-	65
4	铬（六价）	0.4667	0.0018	0.0015	5.7
5	铜	0.1850	0.0225	0.0149	18000
6	铅	0.0007	0.0012	0.0007	800
7	汞	0.4167	0.0289	0.0267	38
8	镍	0.1253	0.1115	0.1663	900
9	四氯化碳	-	-	-	2800
10	氯仿	-	-	-	900
11	氯甲烷	-	-	-	37000
12	1,1-二氯乙烷	-	-	-	9000
13	1,2-二氯乙烷	-	-	-	5000
14	1,1-二氯乙烯	-	-	-	66000
15	顺-1,2-二氯乙烯	-	-	-	596000
16	反-1,2-二氯乙烯	-	-	-	54000
17	二氯甲烷	-	-	-	616000
18	1,2-二氯丙烷	-	-	-	5000
19	1,1,1,2-四氯乙烷	-	-	-	10000
20	1,1,2,2-四氯乙烷	-	-	-	6800
21	四氯乙烯	-	-	-	53000
22	1,1,1-三氯乙烷	-	-	-	840000
23	1,1,2-三氯乙烷	-	-	-	2800
24	三氯乙烯	-	-	-	2800
25	1,2,3-三氯丙烷	-	-	-	500
26	氯乙烯	-	-	-	430
27	苯	-	-	-	4000
28	氯苯	-	-	-	270000
29	1,2-二氯苯	-	-	-	560000
30	1,4-二氯苯	-	-	-	20000
31	乙苯	-	-	-	28000
32	苯乙烯	-	-	-	1290000
33	甲苯	-	-	-	1200000
34	间&对-二甲苯	-	-	-	570000
35	邻-二甲苯	-	-	-	640000
36	硝基苯	-	-	-	76
37	苯胺	-	-	-	260
38	2-氯苯酚	-	-	-	2256
39	苯并（a）蒽	-	-	-	15
40	苯并（a）芘	-	-	-	1.5
41	苯并（b）荧蒽	-	-	-	15
42	苯并（k）荧蒽	-	-	-	151

43	蒾	-	-	-	1293
44	二苯并(a,h)蒽	-	-	-	1.5
45	茚并(1,2,3-cd)芘	-	-	-	15
46	萘	-	-	-	70
47	石油烃(C6-C9)	-	-	-	-
48	石油烃(C10-C40)	0.9000	0.0151	0.0113	4500
49	水溶性盐总量	-	-	-	-

表 5.6-5 本项目 S8 土壤监测及评价结果

序号	监测项目	单位	监测结果 (0-0.2m)	标准指数	标准值
			S8	S8	(PH>7)
1	pH	无量纲	8.31	-	-
2	镉	mg/kg	0.09	0.15	0.6
3	汞	mg/kg	0.0359	0.01	3.4
4	砷	mg/kg	5.81	0.23	25
5	铅	mg/kg	13.3	0.08	170
6	铬	mg/kg	44	0.18	250
7	铜	mg/kg	24	0.24	100
8	镍	mg/kg	24	0.13	190
9	锌	mg/kg	66	0.22	300
10	石油烃(C6-C9)	mg/kg	ND	-	-
11	石油烃(C10-C40)	mg/kg	50	-	-
12	水溶性盐总量	g/kg	0.8	-	-

表 5.6-6 本项目其他点位土壤监测及评价结果

点位序号	采样深度(m)	监测结果(0-0.2m)				标准指数	标准值
		pH	水溶性盐总量	石油烃(C6-C9)	石油烃(C10-C40)	石油烃(C10-C40)	石油烃(C10-C40)
		无量纲	g/kg	mg/kg	mg/kg	/	/
S2	0-0.5	8.33	0.6	ND	68	0.0151	4500
	0.5-1.5	8.37	0.7	ND	73	0.0162	4500
	1.5-3	8.45	0.8	ND	42	0.0093	4500
S3	0-0.5	8.30	0.7	ND	56	0.0124	4500
	0.5-1.5	8.19	0.7	ND	16	0.0036	4500
	1.5-3	8.41	0.6	ND	50	0.0111	4500
S4	0-0.5	8.27	0.8	ND	65	0.0144	4500
	0.5-1.5	8.22	0.9	ND	63	0.0140	4500
	1.5-3	8.07	0.5	ND	54	0.0120	4500
S5	0-0.5	8.40	0.7	ND	16	0.0036	4500
	0.5-1.5	8.41	0.8	ND	61	0.0136	4500
	1.5-3	8.37	0.5	ND	62	0.0138	4500
S6	0-0.2	8.20	0.4	ND	45	0.0100	4500
S7		8.21	0.5	ND	50	0.0111	4500
S9		8.15	0.5	ND	36	-	-
S10		8.33	0.7	ND	63	-	-
S11		8.09	0.6	ND	59	-	-

根据现状监测,本项目评价范围内 S1-S7 井场建设用地土壤监测因子能够满足《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 及表

2“建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（基本项目）”和“建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（其他项目）”第二类用地筛选值标准；井场外 S8-S11 农用地土壤能够满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”标准，土壤环境质量良好。

## 5.7.生态环境质量现状与评价

### 5.7.1.区域生态环境特征

本项目开发区块所在区域，生态系统以农田生态系统为主。按生态功能三级区划要求，项目所在区域为通榆沙地生态恢复与农牧林生态功能区（I2-2），本项目所在区域生态功能区划见附图 2.4-1。

### 5.7.2.评价区土地利用现状

本项目评价区总面积为 0.0234km<sup>2</sup>，土地利用结构大体可分为 2 个类型：

（1）耕地—是区内最主要的用地类型，旱田植被主要为玉米；

（2）工矿仓储用地—主要是油田生产及其相应附属设施和物资储备、中转的场所及相应附属设施用地、项目区域内工业园区用地；

具体土地利用类型见下表，区域生态评价范围内土地利用现状详见附图。

表 5.7-1 土地利用类型一览表

类型	面积 (km <sup>2</sup> )	比例 (%)
耕地（旱地）	0.021	89.7
工矿仓储用地	0.0024	10.3
合计	0.0234	100

从表中可以看出，本项目所在区域主要土地类型为耕地，耕地为 0.021km<sup>2</sup>，占评价区总体面积的 89.7%；工矿仓储用地为 0.0024km<sup>2</sup>，占评价区总体面积的 10.3%。

从土地利用现状结构可以看出，区域内生态系统主要为人工的农业生态系统，本区农业开发历史较早，土地利用的程度较高，农业经济相对较发达。

### 5.7.3.调查范围植被现状与评价

评价范围内陆生植被以人工植被为主，主要为农田为主，农田主要以旱田为主区域植被类型图见附图。

### 5.7.4.水土流失现状调查与评价

本工程项目区的白城市大安市属于吉林省水土流失重点防治区。项目区以风力侵蚀为主，土壤侵蚀容许值为 200t/km<sup>2</sup>·a，水土流失强度为轻度侵蚀。根据全国第一次水利普查结果和吉林省水土保持公报（2008-2012），项目所在区域水土流失情况见

下表。

表 5.7-2 项目所在区域水土流失情况 单位: km<sup>2</sup>

项目区	水力侵蚀						风力侵蚀						合计
	轻度	中度	强烈	极强烈	剧烈	小计	轻度	中度	强度	极强烈	剧烈	小计	
大安市	306.47	0.91	0.16	0.09	0.02	307.65	1107.96	621.52	83.41	0.18	0.06	1813.13	2120.78

根据水利部《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007),区域内除水域外,主要为耕地和其他草地,经现场踏查勘测,项目建设水土流失防治责任范围内的土壤侵蚀主要为轻度侵蚀,根据现场调查及专家判读,确定项目区原地貌综合土壤侵蚀模数为1000t/km<sup>2</sup>·a。

### 5.7.5.农田生态系统现状调查与评价

#### 1.区域土壤

##### (1) 土壤类型及分布

根据油田开发的特点,评价中“生态环境”主要包括草地生态系统、土壤生态系统和以种植业为主体的农业生态系统。其中草地生态系统包括了区内的旱生草原的分布、植物种类、生物量等环境要素;土壤生态系统包括了土壤的类型及分布、土壤的有机质含量、土壤的环境质量和污染状况等;农业生态系统包括了农业生产条件、农业种植业水平以及土地利用状况等。本区域土壤类型以淡黑钙土与风沙土为主。

##### (2) 土壤有机质

根据本区土壤养分状况和吉林省土肥站土壤普查规程,将评价区内土壤划分为6个等级,以表示土壤养分的丰缺,土壤养分分级见表4-35。评价区内不同土壤中多种养分含量见下表。

表 5.7-3 土壤养分含量分级表

级别	有机质 (%)	全氮 (%)	全磷 (%)	全钾 (%)	碱解氮 (ppm)	速效磷 (ppm)	速效钾 (ppm)	丰缺等级
1	>4	>0.2	>0.2	>3.0	>150	>40	>200	极丰
2	3-4	0.15-0.2	0.15-0.2	2.0-3.0	120-150	20-40	150-200	丰富
3	2-3	0.1-0.15	0.1-0.15	1.5-2.0	90-120	10-20	100-150	适量
4	1-2	1-2	0.075-0.1	1.0-1.5	60-90	5-10	50-100	缺少
5	0.6-1	0.05-0.075	0.04-0.07	0.5-1.0	30-60	3-5	30-50	甚缺
6	<0.6	<0.05	<0.04	<0.05	<30	<3	<30	极缺

表 5.7-4 评价区土壤养分平均含量

土壤类型	有机质 (%)	全氮 (%)	全磷 (%)	全钾 (%)	碱解氮 (ppm)	速效磷 (ppm)	速效钾 (ppm)	pH	深度 (cm)
草甸碱土	2.115	0.143	0.027	4.605	102	3.5	125	8.1	0~10

盐化草甸土	1.056	0.048	0.029	3.151	33	50	176	8.6	0~20
-------	-------	-------	-------	-------	----	----	-----	-----	------

以上分析可以看出,评价区内各类土壤养分中 K 含量均较高,属丰富级, P 含量很低,属极缺级; N 元素含量各类土壤有较大差异。总的看,本区土壤除 K 元素比较丰富外, N、P 元素均缺乏,土壤肥力属 4~6 级别的中等偏下土壤。1、农业生产条件

据调查,本项目沿线主要分布石灰性黑钙土。沿线土壤中石灰性黑钙土有机质含量较高,全量养分和速效养分含量适量。

## 2.区域农田生态系统

### 1.农业生产条件分析

#### (1) 农业气候

红岗采油厂所在地属中温带半干旱大陆季风气候,年平均气温 5.6°C, 1 月份平均气温~18.1°C, 7 月份平均气温 23.5°C, 全年平均 $\geq 10^{\circ}\text{C}$ 的有效积温 2921°C。年平均日照时数 3012h。平均年降水量 304.8mm, 多集中在 7~8 月份。初霜出现在 9 月下旬, 终霜则在 4 月下旬, 全年无霜期 130 天左右。年平均 8 级风以上风日 23 天左右。本区 $\geq 10^{\circ}\text{C}$ 的有效积温和年均日照时数较高,有利于农作物的生长,但由于年降水分布不均,在作物生长期常常发生旱情,因此给农业生产带来不利影响。

#### (2) 土壤

本区土壤类型主要为石灰性黑钙土。是本区重要的农耕土壤,其地势平坦,开阔,黑土层较厚,养分含量亦较高,但由于区域气候条件较干旱,水分状况不佳,土壤 pH 值偏高,适种性较窄。土壤中缺氮少磷,但钾含量较高。因此在今后农业种植业结构调整中应考虑土壤的养分及水分状况,发展适合于本区气候及土壤的农业经济。

### 2.农田面积与分布

农田生态系统为评价区域主体,分布在整个评价区域内,本区农田主要为旱田面积为 0.021km<sup>2</sup>,占评价区总体面积的 89.7%;农田植被类型比较简单,主要为玉米。

### 3.农田生产力水平

本项目所在区域主要土地类型为耕地(旱田),根据调查,当地玉米单产量平均为 9.5t/hm<sup>2</sup>,依据作物产量与秸秆的比例,玉米的生物量估算为 24.9t/hm<sup>2</sup>,评价区所在区域粮食作物生物量见下表。

表 5.7-5 评价区粮食作物生物量统计

植被类型	面积 (hm <sup>2</sup> )	单位产量 (t/hm <sup>2</sup> )	总产量 (t)	单位生物量 (t/hm <sup>2</sup> )	总生物量 (t/a)
玉米	2.1	9.5	19.95	24.9	52.29

由表可知，评价区农作物玉米的总产量可达 19.95t，相应生物量约为 52.29t/a。

#### 4.农田动物调查

红岗采油厂区域农田分布面积较大，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 余种啮齿目动物。

评价区内分布有大面积的农田，农业、渔业活动频繁，不具备大型水禽类的栖息和繁殖环境，因此一般没有大型水禽栖息和繁殖。由于评价区较为开阔，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。农区鸟类种类较少，多为村栖型鸟类，留鸟居多，基本没有迁徙鸟类。主要常见种为喜鹊（*P. pica sericea Gould*）、大嘴乌鸦（*C. corone orientalis Evers*）、麻雀（*P. montanus montanus*）、家燕（*H. rustica gutturalis Scopoli*）等。

#### 5.7.6.4.区域野生动物现状调查

评价区农田分布面积较大，人为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主要以田鼠类为主约 10 余种啮齿目动物。

区域鸟类种类较少，多为村栖型鸟类，留鸟居多，主要常见种为喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等。

#### 5.7.7.评价范围内存在的主要生态问题和变化趋势

本项目评价范围内以农田为主，经过多年农业开发已形成稳定的农业生态系统，评价范围内基本没有其他自然生态系统，农业生态系统受人为活动影响十分稳定，区域内生态系统无恶化趋势，也无明显的生态问题。

#### 5.7.8.区域污染源调查

##### 1.废气

本项目废气区域污染源主要为油田现有井场油气集输过程烃类气体挥发及现有联合站产生的加热炉烟气，常规污染因子为烟尘、NO<sub>x</sub>，特征污染因子为非甲烷总烃，根据本项目环境空气质量现状监测可知，区域内 PM<sub>10</sub>、NO<sub>x</sub> 及非甲烷总烃均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中二级标准要求。

## 2. 废水

本项目区域内废水主要为井场产生的修井废水、洗井废水和采油废水，上述废水均运至附近联合站处理，处理达标后回注地下，不外排。同时根据本项目地下水环境质量现状监测数据可知，各水体水质基本能够满足相应水质标准要求，油田特征污染物石油类未出现超标现象，各监测点的各监测因子均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-93）中Ⅲ类标准及《生活饮用水卫生标准》要求。

## 3. 噪声

本项目区域产生的噪声主要为采油井井场和运输车辆噪声。按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源。通过采取降噪措施后，能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类区昼夜间标准要求。

## 4. 固体废物

吉林油田采取了清洁生产工艺，井场设置清洁箱式修井平台，基本上不会有原油进入井场土壤中；油泥（砂）定期送有危险废物处置资质的单位进行处理，基本不会对周边环境产生显著影响。

## 第六章 环境影响预测与评价

### 6.1.环境空气影响预测与评价

#### 6.1.1.施工期环境空气影响分析

本项目施工期产生的大气污染物主要有：钻井时柴油机排放的烟气、各种车辆排放的尾气、焊接烟尘以及施工扬尘等，废气中主要污染物为烃类、NO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、TSP等。

##### 6.1.1.1.钻井柴油机烟气

钻井时钻机使用柴油发电机带动，柴油机燃烧柴油时排放的废气中的主要污染物是非甲烷总烃、NO<sub>x</sub>、SO<sub>2</sub>、烟尘和CO等。

经类比调查可知，非甲烷总烃、NO<sub>x</sub>、TSP在各类稳定度下最大落地浓度与现状值叠加后均满足《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III、IV阶段）》GB20891-2014中“非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值”（第IV阶段）要求。从而可以看出，钻机排放的空气污染物对钻井井场周围环境虽有一定的影响，但由于区块开发范围内地势平坦、开阔，空气污染物扩散条件较好，因此空气污染影响范围较小、程度低、时间短暂。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。

##### 6.1.1.2.施工扬尘

本项目施工期扬尘主要来自平整井场占地、修建道路及表土剥离等施工过程中产生的扬尘。

施工扬尘的产生与粉尘含水率、粉尘粒度、风向、风速、空气湿度及垃圾堆存时间等密切相关。据类比实测调查，在风速为4.5m/s时，施工现场下风向不同距离的扬尘浓度见下表。

表 6.1-1 施工现场下风向 TSP 浓度（风速为 4.5m/s）

距施工现场距离	1m	25m	50m	80m	150m
TSP 度 (mg/m <sup>3</sup> )	3.744	1.630	0.785	0.496	0.246

从上表可以看出，在有风条件下施工扬尘影响范围较大，距施工场地近距离处，扬尘严重超标，对施工现场周围近距离区域空气质量造成不利影响。随着距离的增加，扬尘浓度迅速降低，在150m范围外，TSP浓度可降至0.246mg/m<sup>3</sup>，满足《环境空气质量标准》（GB3095—2012）中的二级标准要求。

根据拟规划的工程可以看出，本项目井场与最近村屯距离400m。因此，本工程施工期间产生的扬尘对附近敏感点环境空气质量影响不大，可接受。

### 6.1.1.3.车辆排放的尾气

油田开发过程运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对局部地区环境的影响不大。

### 6.1.1.4.焊接烟尘

施工过程中需要对钢制金属等进行焊接，焊条燃烧时会产生一定量的焊接烟尘。本项目施工使用环保型焊条，因此，焊烟污染物的毒性相对较小。由于焊接工作分布于施工现场的各个方位，各个焊接机基本独立工作，形成较为分散的小污染源，并且工程施工现场较为空旷，有利于烟气的扩散，因此在短暂的施工期内不会对区域内空气环境产生大的影响。

## 6.1.2.运营期环境空气影响分析

### 1、评价因子和评价标准筛选

根据本项目大气污染物排放特点，运营期环境空气质量影响预测因子为非甲烷总烃，详见下表。

表 6.1-2 污染物评价因子及评价标准

污染物名称	功能区	取值	标准值 (ug/m <sup>3</sup> )	标准来源
非甲烷总烃	二类区	一次值	2000	大气污染物综合排放标准详解

### 2、污染源参数

本项目大气污染源无组织排放面源，参数见下表。

表 6.1-3 主要废气污染源参数一览表（面源）

编号	名称	面源起点坐标/m		面源海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效高度/m	年排放小时数	排放工况	污染物排放速率
		x	y								非甲烷总烃 (kg/h)
1	新建井场	124.2655286	45.47415222	137	55.5	50	0	3.5	7200	正常	0.0252
合计											0.0252

### 3、估算模型参数

根据项目所在地环境特点，项目估算模型参数详见下表。

表 6.1-4 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/

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

#### 4、评价等级确定

本项目运营期污染源正常排放的污染物的  $P_{max}$  和  $D_{10\%}$  预测结果详见下表。

表 6.1-5 非甲烷总烃挥发无组织源估算结果

污染源	污染因子	最大落地浓度 (ug/m <sup>3</sup> )	最大浓度落地点 (m)	评价标准 (ug/m <sup>3</sup> )	占标率 (%)	D10% (m)	推荐评价等级
井场	NMHC	20.5	68	2000	1.03	0	II

项目  $P_{max}$  最大值出现的  $NMHC P_{max}$  值为 1.03%， $C_{max}$  为  $20.5\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。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。

#### 5、大气污染物排放量核算

本项目大气环境影响评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018) 的规定，二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。

本项目运行期间新增的大气污染主要来自油田集输过程中产生的烃类气体(主要为非甲烷总烃)无组织挥发及运输车辆排放的尾气。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，因此不做定量分析。

本项目大气污染物无组织排放量核算表见下表。

表 6.1-6 大气污染物无组织排放量核算表

序号	生产设施	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		核算年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )	
1	油井场	油井生产	非甲烷总烃	加强井口密封性、密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》中其他排放控制要求及 5.9 企业边界污染物控制要求	4000	4.536
2	站场	油气集输、转运、处理	非甲烷总烃	密闭集输			
无组织排放总计							
无组织排放总计				NMHC		4.536	

## 6、大气环境影响分析

油田在生产运营期已建成比较完善的集输系统，本项目烃类气体挥发主要来自井场，本项目各油井全部带入密闭集输流程，原油集输过程中的烃类挥发量较小。由于烃类气体挥发点位较少，在整个开发范围内均有发生，井场烃类气体应执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》中其他排放控制要求，因此烃类气体将对区内产生一定的影响，但影响程度和范围较小。

本项目依托红岗采油厂油气处理二站，依托的联合站加热炉采用的燃料为天然气，属清洁能源。根据实测数据，站场加热炉排放的烟气中各污染物浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中限值要求。依托站场内现有加热炉烟气对区域环境空气影响十分有限。

油田运营期间由于井场修井、洗井作业等，仍有少量车辆在油区内运行，汽车排放的尾气会对大气环境造成一定污染。由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对局部地区环境的影响不大。

因此，本项目各区块在开发施工期和运营期对空气环境的影响程度较小，范围不大，对区域空气环境质量不会产生大的影响。

## 7、大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）大气环境保护距离确定的要求，项目污染源对边界外主要污染物的短期贡献浓度均满足相应环境质量标准要求，无超标点，因此，拟建项目不设置大气环境保护距离。

### 6.1.3.退役期环境空气影响分析

随着区块油气开发进入尾声，油田开发进入退役期，油田开发地面设施需要拆除，会使用机械设备和工程车辆。退役期主要大气污染物包含车辆尾气和建筑物拆除产生的少量扬尘，由于地面工程施工时间短，对周围环境的影响很小。

## 6.2.地表水环境影响预测与评价

### 6.2.1.施工期地表水环境影响分析

#### 1.钻井废水

钻井废水是油井钻进过程中冲洗钻井设备等排放的废水，钻井废水与废弃泥浆一起导入泥浆接收装置后装车运输至废弃泥浆处理站处理，不向外界排放。据调查，吉林油田钻井队冲洗钻井设备、检修等目前均采用蒸汽冲洗，不再用水冲洗，也不存在冲洗设备废水外排的问题。

## 2.完井废水

完井废水为完钻井在射孔、压裂前清洗井底残余泥浆排放的废水，该股废水与钻井废水混于废弃泥浆中，统一由罐车运送至附近废弃泥浆处理站处理，不向地表排放。因此，正常情况下完井废水不会对地表水产生影响。

## 3.废压裂液

本项目产生的压裂液返排液直接导入压裂液回收罐中，汽车拉运至油气处理三站压裂液处理系统处理达标后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油层。因此，本项目产生的压裂液返排液不会对周边水环境产生影响。

## 4.施工生活污水

由于施工现场分散，污水中主要污染物浓度又较低，没有有毒有害物质，因此均排放在于施工场地中设置的可移动厕所内，定期清掏用作农家肥，不会对环境产生明显影响。

### 6.2.2.运营期地表水环境影响分析

本项目进入生产期后，不新增加人员，将由现有内部进行人员调配。因此，无新增生活污水。油田开发在生产期产生的废水主要为井下作业的修井废水、洗井废水、含油废水和生活污水。

#### 1.修井废水

修井为不定期流动进行，吉林油田一般一年一次，本项油井运营期产生的修井废水全部进入铁制方箱收集，修井废水由罐车拉运至红岗油气处理二站含油污水处理系统处理达标，回注地下油层，不外排，因此正常生产时不会对地表水产生影响。

#### 2.洗井废水

本项目洗井废水随采出液一并通过罐车拉运至红岗油气处理二站处理达标后回注地下不外排。

#### 3.含油废水

由工程分析可知采油废水排入红岗油气处理二站污水处理系统处理后，满足回注水标准要求回注地下油层，不外排。由前述分析可知，本项目依托的各联合站污水处理系统污水处理能力均有一定余量，可满足本工程各区块加密开发的依托需求。油气处理二站的污水处理装置的出水水质均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准 SS：20mg/l、含油量：15mg/l。回注目的增为现役油气藏，地质构造封闭地。

因此,正常情况下,本项目施工期生产废水及生活污水不会对地表水环境产生影响。

### 6.3.地下水环境影响分析与评价

油田开发过程中,可能对地下水环境污染的污染物主要有废水、固体废弃物,污染源以油井(井场)为中心,呈点状分布。

#### 6.3.1.施工期地下水环境影响分析

##### 1.废弃泥浆

本项目不设置泥浆坑,钻井过程中产生的泥浆统一由罐车运送至大安泥浆处理站进行处理。本项目废弃泥浆对所在区域地下水基本不会产生不利影响。

##### 2.钻井废水

本次涉及区块属于低渗透油田,岩层致密,钻井时在不压裂的情况下,钻井井筒内不会有石油产生,同时,油田开发钻井采用水基泥浆,因此钻井废水中不含石油类。

本次开发钻井采用水基泥浆,钻井废水对地下水产生污染途径是开发井施工到含水层位时、废水和泥浆以“井”为中心、以渗流和溶质弥散规律向四周扩散。根据钻井方案,本项目油井采用高强度表层套管,并且套管下至地下水层以下,固井水泥套管上返高度至地面井口,即全井四周均为水泥套管所包裹,同时,固井水泥中加入防窜降失水剂,有效控制了水泥浆的失水。保证固井质量。经采取上述措施后,钻井废水会对地下水环境影响甚微。

##### 3.生活污水

由于施工现场分散,污水中主要污染物浓度较低且无有毒有害物质,因此均排放于施工场地内可移动厕所,采取防渗措施。施工结束后及时清掏作农肥,不会对环境产生明显影响。

#### 6.3.2.运营期地下水环境影响分析

##### 6.3.2.1.正常状态下对地下水的影响分析

##### 1、井下作业废水对地下水环境影响

运营期产生的洗井废水、修井废水和含油废水全部在红岗采油厂油气处理二站污水处理系统处理后回注地下不外排,正常情况下不会对地下水造成不利影响,若废水、废油就地倾倒可能对地下水产生不良影响,建设单位应该加强环境管理,杜绝“跑、冒、滴、漏”发生,避免对地下水的影响。

##### 2、落地油对地下水环境的影响

目前油田修井与以往修井不同,不再在井场铺垫防渗布,取而代之的是在井口布置

修井平台，底部设置防渗铁质方箱，将修井的含油废水直接存在方箱中，定期由罐车运至联合站污水处理系统进行处理，方箱定期运至联合站清理箱中含油废物，含油废物送至有危险废物处理资质单位处理，通过采取这种修井方式，正常情况下修井时不再有原油的散落，正常情况下不会对地下水产生不良影响。

### 3、回注水对地下水环境的影响

据调查，本项目区域地下水开采方式为分散式开采，取水目的层为第三系碎屑岩类裂隙孔隙承压水，井深在 80—200m 之间，各户村民自留分散式开采地下水井主要用于灌溉等农业用水，开采目的层以第四系潜水、承压水为主，开采深度在 20—60m 间。本项目污水回注涉及的回注井井深深度均大于 1438m，正常情况下，回注水层对区域地下水开发利用层基本不会造成影响；并且回注井都已下表层套管，表层套管深度已达到地下水层以下，用以解决事故情况下污水进入地下水开发利用层，表层套管全部选用高强度套管，保证地下水层的封闭性。因此污水回注对开发利用层的地下水基本不会造成影响。

红岗采油厂注水井采用双层套管结构，表层套管下伸至含水层以下，固井水泥上返至地面，钻井完成后进行声幅曲线检测固井质量，确保固井质量合格，有效防止了套外返水对地下水的影响；井筒材质能够承受设计回注压力和防腐条件；回注层为油田作业层，同时回注层密闭性良好；注水水质符合回注水标准，不会形成二次沉淀堵塞地层；正常情况下回注处理后的水不会对区域具有供水意义的含水层造成影响。

本项目新建 1 口水源井，应严格控制开采规模，优化开采方案，采用间歇式抽水，降低抽水强度，减少对地下水水位的扰动。施工时做好含水层止水隔离，选用防腐性能好的井壁管材，井口设置密封装置，防止地表污染物渗入；成井后进行洗井和水质检测，达标后方可投入使用，避免对区域具有供水意义的含水层造成影响。

#### 6.3.2.2.事故状态下对地下水的影响分析

事故状态下油田开发对地下水环境的影响，主要是采油井套外返水事故时，穿透含水层污染承压水。故本次以采油井套外返水事故污染地下水含水层作为预测情景进行预测。单井罐置于地面，若发生泄漏，易于察觉，不会对地下水造成污染。

一般情况下原油或含油污水的泄漏不会直接影响深层地下水，而是通过土壤渗透影响浅层地下水，但对深层地下水具有潜在性的影响，即注入含油污水的注水井由于固井质量差或井壁腐蚀穿孔，使本该注入地下油层的含油污水窜入地下水层造成对地下水污染，深层地下水一经污染不易恢复，尽管这种事故不易发生，但发生的可能还是存在的。

污染物主要来自套外返水事故中的含油污水。

### 1.套外返水

#### (1) 预测层位

根据多年油井套管破损分析基本在 100m 以下，根据区域水文地质条件，本项目油井套管发生破裂时，主要影响区域为承压水层位。预测层位选取第四系承压水层。

#### (2) 预测时段

根据《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016），地下水环境影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后 100d、1000d，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。结合本项目特点，污染发生后 100d、1000d、5000d，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其它重点时间节点。重点预测对地下水保护目标及油田边界地下水的影响。

#### (3) 预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

#### (4) 预测源强

本项目单井最大日产油量为 1.5t/d，拟建油井发生套外返水，根据现场调查和吉林油田多年统计数据，泄漏源强以单井产油量的 10%计，由于油水井泄漏不能实时监控，因此该泄漏是不易发现，只能采取在修井时对油水井套管检测等措施进行控制，泄漏最大时间取 300d，泄漏量为 150kg/d。事故状态下污染物源强计算表见下表。

表 6.3-1 事故状态下污染物源强计算表

工程项目	预测因子	单井产量	渗漏损失率	时间	泄漏量	污染物排放模式
		t/d	%	d	kg/d	
石油开采	石油类	1.5	10	300	150	连续

#### (5) 水文地质参数确定

根据水文地质资料，各含水层参数的选取结果详见下表。

表 6.3-2 各项计算参数选取结果一览表

含水层	参数名称	符号	取值
承压水	含水层厚度	M	10
	水流速度	m/d	0.05
	孔隙度	n	0.45
	水动力弥散系数	$D_{ij}$	DL=0.2; DT=0.0015

#### (6) 地下水影响预测

污染特征因子在含水层中的运移模型选择连续注入示踪剂—平面连续点源。

预测模型公式：

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

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

式中：x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x，y)—t时刻点x，y处的示踪剂浓度，mg/L；

M—含水层的厚度，m；

$m_M$ —单位时间注入的示踪剂质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

$D_L$ —纵向弥散系数， $m^2/d$ ；

$D_T$ —横向y方向的弥散系数， $m^2/d$ ；

$K_0(\beta)$ —第二类零阶修正贝塞尔函数（可查《地下水动力学》获得）；第一类越流系统井函数（可查《地下水动力学》获得）。

表 6.3-3 油井泄漏对承压水含水层的预测结果表

预测因子	预测时间 (d)	预测结果			
		超标距离 (m)	超标面积 ( $m^2$ )	影响距离 (m)	影响面积 ( $m^2$ )
石油类	100	42.1	428	44.5	483
	1000	158.9	4680	167.4	5330
	5000	480.8	30200	500.8	34400

由上表可知，套外返水事故发生后 100 天时，预测超标距离最远为 44.5m；1000 天时，预测超标距离最远为 167.4m；5000 天时预测超标距离最远为 500.8m。

结合本项目周边地下水环境敏感点分布情况，本项目井场距离最近的敏感点为翻身屯水源井，两者空间直线距离为 400m。对照不同时段污染物超标距离预测结果分析：事故发生 100 天、1000 天时，污染物超标最远距离分别为 44.5m、167.4m，均远小于井场与翻身屯水源井 400m 的距离，此时污染物未到达水源井区域，不会对水源井水质造成影响；事故发生 5000 天时，污染物超标最远距离为 500.8m，略超出井场与翻身屯水源井 400m 的距离，理论上污染物可能扩散至水源井周边区域，但需结合实际工况进一步说明：一是本次预测为偏保守预测，未考虑土壤及含水层对污染物的吸附、降解、截留作用，实际污染物运移过程中，会因地层介质的净化作用逐步衰减，实际超标范围将

小于预测值；二是本项目已建立完善的地下水污染防控体系，套外返水事故发生后，将立即启动应急处置措施，通过堵漏、抽排、治理等手段，快速控制污染物扩散，可有效阻断污染物向水源井方向运移，避免污染物影响水源井水质。

综上，本项目套外返水事故情景下，地下水污染物超标范围随时间逐步延伸，但在正常运营及严格落实应急防控措施的前提下，事故发生后 1000 天内，污染物不会影响到翻身屯水源井；即使在极端保守预测条件下（5000 天），通过及时启动应急处置，亦可有效控制污染物扩散，避免对翻身屯水源井及周边地下水环境敏感点造成实质性污染影响。此外，本项目周边无其他集中式饮用水水源地、地下水保护目标等敏感点，因此，套外返水事故对周边地下水环境敏感点的总体影响可控，不会造成地下水环境功能丧失，不会影响周边居民饮用水安全。建议油田加强管理，制定有针对性的地下水监测计划，一旦发生套外返水事故，立即采取应急措施，立即对注水井止水封井，同时立即对周围监测井进行水质监测，发现水质污染立即采取为居民无条件更换水源等应对措施。

### 6.3.3. 退役期地下水环境影响分析

闭井后，一般地下设施保留不动，但需对油水井进行封井（用水泥把整个油水井进行封堵），若能严格按照相关要求封井，正常情况下则不会对地下水产生影响。

## 6.4. 噪声环境影响预测

### 6.4.1. 预测模式

距离衰减公式：

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

式中： $L_{PA}$  - 预测点距声源 A 处的声压级，dB(A)；

$L_{PB}$  - 声源 B 处的声压级，dB(A)；

$r_a$  - 预测点距声源 A 处的距离，m；

$r_b$  - 测点距声源 B 处的距离，m；

$A_e$  - 环境衰减值，dB(A)。

$A_e$  取值受地面吸收、空气温度、物体阻挡的屏蔽等环境因素影响。本次预测时， $A_e$  取 0。

多声源理论叠加公式：

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

式中： $L_P$  - n 个声源叠加后的总声源级，dB(A)；

$L_i$  — 第  $i$  个声源对某点的声压级, dB(A) ;

$n$  — 声源个数。

## 6.4.2.施工期噪声影响分析

### 6.4.2.1.源强确定

#### 1.钻机噪声

本项目施工期噪声源主要为钻井井场噪声。经类比实测,钻井井场内混响噪声值为 103dB (A),当井场内柴油发电机和柴油机排气管安装消声器并放置到活动板房内,测得钻井井场内混响噪声值为 93dB (A),故以此作为钻井井场噪声源。

#### 2.车辆噪声

在油田开发建设期,运输油料、设备的车辆较多,在整个油区到处都可见到大型的运输车辆,其噪声可达 70~82dB (A),是油区环境噪声的主要来源之一。

#### 3.压裂噪声

本项目油井在运营期前需进行压裂,本次采用常规水基胍胶压裂液进行压裂,采用压裂装置在井场进行现场压裂,通过类比调查,压裂设备泵类等设施的噪声源强一般为 90dB (A) 左右,单井压裂时间一般为 2d,压裂均在白天进行,夜间不进行压裂。

### 6.4.2.2.预测结果及分析

1.钻井噪声预测评价计算结果见下表。

表 6.4-1 钻井井场不同距离的噪声预测值 单位: dB (A)

与声源距离 (m)	1	10	20	30	40	50	80	100	150	200	250
噪声值	93	73	67	63.5	61	59	55	53	49.5	47	45

本项目钻井井场最大为 80m×80m,由预测结果可知,80m 处噪声值为 55dB (A),满足《建设施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2025)中标准限值要求。

#### 2.压裂噪声预测评价

压裂噪声主要为压裂设备的泵类等噪声,声级在 90dB (A) 左右,压裂施工噪声预测结果见下表。

表 6.4-2 压裂工程不同距离的噪声预测值 单位: dB (A)

与声源距离 (m)	1	10	20	30	40	50	80	100	150	200	250
噪声值	90	70	64	60	61	58	52	50	46	44	42

由预测结果可知,昼间 10m、夜间 80m 处噪声值能够满足《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025)中限值。

### 3.车辆噪声影响分析

油田开发施工期，各种项目车辆较多，项目车辆的单车噪声可达70~82dB(A)，平均在75dB(A)左右。所以车辆在夜间经过村屯时，应严禁鸣笛，并减少夜间行车次数，以降低车辆噪声对周边居民点的影响。但随着开发施工期的结束，运输车辆将逐渐减少，其噪声危害程度亦会大大降低。

### 6.4.3.运营期噪声影响分析

#### 1.井场运行噪声影响分析

本项目井场运行噪声有抽油机噪声及注水泵噪声。通过抽油机噪声现场实测结果，单台为68~69dB(A)。本项目抽油机运行期源强噪声类比吉林油田现有各采油井场的现状监测数值，以距离抽油机10m处为58dB(A)为源强进行预测。注水泵噪声为80~85dB(A)，注水泵位于注水泵房内，且采取减振措施，

井场噪声对环境影响预测见下表。

表 6.4-3 井场噪声环境影响预测结果

场界外距离 (m)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
单台抽油机 噪声值 dB(A)	58.0	52.0	48.5	45.9	44.0	42.4	41.1	39.9	38.9	38
本平台噪声 值 dB(A)	66.5	60.5	57.0	54.4	52.5	50.9	49.6	48.4	47.4	46.5
注水泵房噪 声	55.0	49.0	45.5	43.0	41.0	39.4	38.1	36.9	35.9	35.0
与本平台噪 声值 dB(A)叠 加值	66.8	60.7	57.2	54.6	52.7	51.1	49.8	48.6	47.6	46.7

根据预测结果，抽油机噪声昼间30m，夜间70m能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准要求，本项目井场宽度约50m，井场厂界噪声基本满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准要求。

根据本项目投产的井场部署情况看，本项目拟建井场距离居民区的最小距离为400m，由预测可知，敏感点处噪声可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类标准。因此，运营期采油机噪声对附近居民产生影响十分有限。

#### 2.车辆噪声影响分析

车辆噪声属流动性线源。进入生产期后，各种工程车辆大为减少，虽然单车源强没有变化，但影响范围及强度均较开发期大为降低。同时进入生产期后道路系统不断完善，

车辆噪声也相对降低，因此不会对区内居民产生影响。

#### 6.4.4. 退役期噪声对环境的影响分析

伴随着油田的逐年开发，地下原油将逐渐枯竭，随着服务年限的到来，各油井将相继关闭。油井的关闭对环境的噪声影响主要为交通噪声和施工噪声，但影响是暂时的，随着退役期的结束，井场将逐步恢复到未开发前的原有声学环境。

### 6.5. 固体废物处理、处置与影响评价

#### 6.5.1. 施工期固体废物排放影响分析

##### 1. 钻井废弃泥浆

###### (1) 泥浆成分

泥浆是钻井过程中的主要污染物，其主要成分是膨润土、纯碱聚丙烯酸钾、铵盐及树脂，含水量在 85%左右。

(2) 根据泥浆成分可知，废弃泥浆中含有一定量的化学品，若泥浆发生渗漏，泥浆可能对土壤和地下水造成污染。

本项目废弃泥浆统一由罐车运送至附近废弃泥浆处理站处理，实现泥浆不落地，井场内不再设置泥浆池，处理后的废水装罐车运回附近联合站处理，达标后回注地下，不外排。

##### 2. 钻井岩屑

钻井过程中产生的钻井岩屑所含污染物的量很低，一般不会对环境产生不利的影响。钻井岩屑与废弃泥浆一起运送至附近废弃泥浆处理站处理。

##### 3. 废焊条

施工期会产生废焊条，产生后集中收集后外售。

##### 4. 生活垃圾

施工过程中，施工人员产生生活垃圾统一收集，运送至指定地点，由市政环卫部门统一清运，避免二次污染，基本不会对环境产生明显影响。

#### 6.5.2. 运营期固体废物排放影响分析

##### 1. 修井含油废物

因吉林油田采取了清洁生产工艺，如对高产油井在修井时采取压井技术、井下安装卸油器以及井场设置清洁箱式修井平台，修井结束后及时回收含油附着物，与油泥（砂）一并委托有危险废物处理资质的单位进行处理。基本上不会有原油进入井场土壤中。通过采取上述措施后，修井时产生的修井含油废物对井场附近土壤造成影响不大。另外通

过加强管理，提倡文明作业，提高修井效率，减少修井次数，延长修井周期，降低污染风险。

## 2.油泥（砂）

油泥（砂）是污水处理装置和沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质。本项目新增产液产生的油泥（砂）暂存后送至有资质单位进行处理。

## 3.生活垃圾

本项目不新增加生产人员，因此不增加生活垃圾的产生量。联合站现有生活垃圾集中收集后由市政环卫部门统一清运处理，不会对环境造成二次污染。

### 6.5.3.退役期固体废物环境影响分析

本项目退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃建筑残渣，对这些残渣将进行集中清理收集后外运。地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，正常情况下不会对周围环境产生影响。

## 6.6.生态环境影响预测与评价

油田开发对生态环境的影响因素较多，但主要集中在开发施工期，开发活动带来的占地影响是最主要的生态影响因素。虽然井区的井场、道路等实际占地面积较小，但占用土地使原来的土地结构发生变化，因而带来一系列的影响。进入生产运营期后，永久占地限定在较为固定范围内，临时占地等逐渐得以恢复，对区域生态环境的影响相对较小。在退役期主要是对油田开发生态影响的恢复过程，有利于生态环境改善。因此本次评价主要评价施工期对生态环境的影响，对生产运营期和退役期生态影响仅做简单分析。

### 6.6.1.对区域植被的影响评价

油田开发建设过程中临时占地主要集中在油田开发施工期内，主要表现在钻井井场、场站等方面。本项目涉及的临时占地主要包括钻井井场临时占地，当井场建设完成后，临时占地将全部恢复原貌。

本项目区域植被为人工植被为主，区域以旱田为主，油田开发建设过程中临时占地主要集中在油田开发施工期内，主要表现在钻井井场等方面。工程建设完成后，临时占地将全部复垦。

#### 6.6.1.1.对农田植被影响

##### 1.占用农田面积

本项目施工期占用农田面积 0.71hm<sup>2</sup>，生产期永久占用农田面积 0.2055hm<sup>2</sup>，施工结束后对临时占地 0.5045hm<sup>2</sup> 的农田需要复垦，进入退役期后，永久占地 0.2055hm<sup>2</sup> 的农田需要复垦。本项目占用农田面积统计详见下表。

表 6.6-1 工程占用农田面积统计

占地部门	临时占用农田 (hm <sup>2</sup> )	永久占用农田 (hm <sup>2</sup> )	需要恢复的占地 (hm <sup>2</sup> )
	旱地	旱地	旱地
井场	0.5045	0.195	0.6995
注水泵房	/	0.01	0.01
水源井	/	0.0005	0.0005
合计	0.5045	0.2055	0.71

### 2.对基本农田的影响分析

本项目位于大安市联合乡境内，该区域基本农田保护率相对较高，一般可在 80%~85%左右。本工程虽然在设计过程中尽量避免占用基本农田，但拟开发井位周边不可避免地存在农田。本项目永久占用基本农田约 0.2055hm<sup>2</sup>，临时占用基本农田约 0.5045hm<sup>2</sup>，均为基本农田。

由于评价区基本农田保护率较高，且受油藏分布限制，油田开发工程占地完全避开基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用基本农田时，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田，新开或改良非基本农田，保持基本农田面积不减少，耕地质量不降低，确保区域基本农田的动态平衡。

### 3.对植被生物量的影响分析

本项目评价区位于农业区，临时占用的土地类型大多为耕地，根据本区农作物主要为玉米，玉米单产量平均为 9.5t/hm<sup>2</sup>。施工期合计占用农田面积 0.71hm<sup>2</sup>（包含永久占地），生产期永久占用农田面积 0.2055hm<sup>2</sup>，施工期如果安排在作物生长期，则可能造成玉米减产 6.745t/a，可能带来的农业经济损失为 1.28 万元/a；如果施工期安排在冬季进行，则不会对农作物造成产量和经济的直接影响。建议适当安排工期，尽量避开农作物生长期，减少对农田生态系统的不利影响。

生产期因永久占地可能造成玉米减产 1.95t/a，可能带来的农业经济损失为 0.37 万元/a。若按油田运营期 15 年计，则油田整个运营期间，可能影响当地农业收入 5.55 万元。

本项目占地对农作物产量的影响分析见下表。

表 6.6-2 本项目占地对农作物产量影响分析表

时期	植被类型	面积	单位产量	总产量	单价 (元)	金额 (万元)
----	------	----	------	-----	--------	---------

		(hm <sup>2</sup> )	(t/hm <sup>2</sup> )	(t)	(kg)	
施工期	玉米	0.71	9.5	6.745	1.9	1.28
运营期	玉米	0.2055	9.5	1.95	1.9	0.37

由上表可知，本项目的实施，将对当地农业经济造成一定不利影响。但由于玉米的损失占评价区内作物生产总量较小，对区内农业生态系统和农村经济的影响不明显。影响长期的是永久占地对农业生态的影响，这种影响将会通过足额到位的经济补偿降至最低。

据工程分析可知，工程占地将减少评价区内的植被生物量。本项目占用耕地，农作物生物量旱田以玉米计，按 24.9t/hm<sup>2</sup> 计算，施工期合计占用农田面积 0.71hm<sup>2</sup>（包含永久占地），生产期永久占用农田面积 0.2055hm<sup>2</sup>。本项目占地生物量损失统计情况详见下表。

表 6.6-3 工程占地生物量损失统计

时期	植被类型	面积 (hm <sup>2</sup> )	单位生物量 (t/hm <sup>2</sup> )	总生物量 (t/a)
施工期	玉米	0.71	24.9	17.679
运营期	玉米	0.2055	24.9	5.117

综上，施工期临时占地引起的植被生物量损失总计约 17.679t/a，运营期植被生物量损失总计约 5.117t/a，随着施工期结束会显著降低，对环境的影响也随之减少。

### 6.6.2.对区域野生动物影响分析

本次开发工程为在原有区块内进行开发生产，由于农村生活噪声及原有区块采油噪声，对区内动物的干扰早已存在。本项目生产期虽然会使区域噪声有所提高，但其影响贡献程度均较低，对附近鸟类等野生动物的噪声干扰相对较轻。但开发施工期钻井噪声对附近鸟类的干扰比较强烈，特别是嫩江涉及的鸟类生境影响，建议施工期选择在冬季施工，避开鸟类的繁殖期和迁徙季节。本项目施工期是暂时的，且开发区域是油田老区区块，油田设施在区域内已长期存在，所以本项目开发对鸟类等野生动物的影响可接受。

本项目运行后，将在原有的区块内增加一些新的油田建筑景观，在一段时间内将可能对附近鸟类等造成一定的干扰。项目施工区域不涉及国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等村栖型动物，因此油田开发活动不会对区内野生动物构成直接影响。随着油田运营期的延长，区内动物将会逐渐适应变化了的新环境，种群数量可能会得到逐步恢复。因此油田开发对区内野生动物的影响是可以接受的。

### 6.6.3.水土流失影响分析

运营期的水土流失主要为植被恢复期引起的间接水土流失，土壤肥力流失，植物生

存条件丧失，使地表的植被生物量损失，农作物被破坏或减产。项目建设完毕投入运行后，按照有关要求，需要按照水保方案恢复植被和控制水土流失。根据当地气候、土壤条件及植被破坏后恢复情况调查，植被恢复到充分发挥水保功能约需要 3 年，因此在运行后的前 3 年内，水土流失依然存在，但会逐渐降低。植被恢复后，各区域场地已大部分进行了平整和护坡，随着建构筑物的占压和植被的恢复，水土流失将恢复到施工前的水平或有所改善。

#### 6.6.4.对基本农田影响分析

本项目位于大安市境内，该区域基本农田保护率相对较高，一般可在 85%~90%左右。本项目永久占用的农田 0.2055hm<sup>2</sup>，全部为永久基本农田。

由于评价区基本农田保护率较高，且受油藏分布限制，油田开发工程占地完全避开基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用基本农田时，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田，新开或改良非基本农田，保持基本农田面积不减少，耕地质量不降低，确保区域基本农田的动态平衡。

本项目施工期临时占用基本农田面积共 0.71hm<sup>2</sup>，全部为旱田，本项目施工期结束农田复垦后仍可造成 2~3 年内农作物的减产，一般可减产 30%左右，由此可见，本项目建设 2~3 年内均会对占用的临时农田造成一定损失。但这种影响毕竟是暂时的，会逐渐得到恢复的。

#### 6.6.5.对黑土地保护影响分析

本项目位于大安市境内，项目临时占用农田 0.71hm<sup>2</sup>，施工阶段会占用一定的黑土地，在不可避免的条件下，严格按照《吉林省黑土地保护条例》实施黑土地保护，加大黑土区水土流失治理力度，发展保护性耕作，促进黑土地可持续发展。

在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内 30cm 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，针对临时占地将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。本项目占地面积较小，采取一系列黑土地保护措施后，对黑土地影响较小。

#### 6.6.6.对嫩江湾国家湿地公园的影响分析

本项目井场位于吉林省大安市境内，不占用国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境及自然公园等保护地，亦不涉及生态保护红线。项目距离最近环境敏感目标为

嫩江湾国家湿地公园，新建平台与该湿地公园最近距离为 4.86km。施工期仅产生小范围临时占地扰动，施工废水、生活污水、钻井废物等均得到妥善处置，不外排；运营期废水全部回用、原油密闭储存、分区防渗及风险防控措施到位，污染物无扩散途径。经距离衰减及各项环保与风险防范措施控制后，项目建设与运营不会对嫩江湾国家湿地公园的湿地生态系统、水文环境、鸟类栖息环境及生物多样性产生明显不利影响，对该敏感区的环境影响较小，在可接受范围内。

### 6.6.7.退役期生态环境影响分析

油田退役期并非所有油水井都同时关闭，而是将那些产能低或者无续采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭。油田运行结束闭井后，一般地下设施保留不动，将地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等拆除，井间支路废弃等等。对废弃的井场应采取生态恢复措施，使开发区块恢复到原来的自然景观。

由工程分析可知，本项目永久占地面积为 0.2055hm<sup>2</sup>，退役期，道路和井场永久占地将恢复原植被类型。

对于油田开发占用的土地，在恢复时应遵循恢复原土地地貌，恢复其原有土地功能的原则。首先由建设单位进行土地的平整，再交给当地村镇及相关部门进行复垦及恢复原有地貌。对于因复垦而带来的影响 2~3 年内农作物的减产，应考虑对农民进行适当补偿。

退役期进行土地植被恢复后，井场恢复了原来的植被，人工建筑物拆除，使油区内人工景观的密度大大下降，而自然景观和农田景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高和恢复。

## 6.7.土壤影响预测与评价

### 6.7.1.工程开发的土壤侵蚀分析

油田开发建设过程中，对土壤将会产生一定的扰动，土壤侵蚀量可按下式计算：

$$W = \sum_i (F_i M_i K T_i)$$

式中：W—预测的土壤侵蚀量，t；

F<sub>i</sub>—预测的土壤侵蚀面积，km<sup>2</sup>；

M<sub>i</sub>—背景土壤侵蚀模数，t/km<sup>2</sup>·a；

K—土壤侵蚀模数加速系数；

T<sub>i</sub>—预测时段，a。

工程分析可知，本项目施工期临时占地合计扰动土壤面积约为 0.5045hm<sup>2</sup>，运营期永久占地土壤面积约为 0.2055hm<sup>2</sup>，占地类型主要为旱地。施工土壤扰动后，大大增加了土壤侵蚀模数，施工期土壤侵蚀模数加速系数确定为 2.5，生产期由于井场/道路的裸露，依然会发生土壤侵蚀，土壤侵蚀模数加速系数确定为 1.5。本项目土壤侵蚀预测结果及施工前后土壤侵蚀量变化情况见下表。

表 6.7-1 油田开发前后土壤侵蚀量预测

预测时期	预测区	侵蚀面积 (hm <sup>2</sup> )	背景侵蚀模数 (t/km <sup>2</sup> .a)	背景侵蚀量 (t/a)	侵蚀模数 (t/km <sup>2</sup> .a)	侵蚀量 (t/a)	增加量 (t/a)
施工期	旱地	0.5045	500	2.5225	1250	6.31	3.78
运营期	旱地	0.2055	500	1.0275	750	1.54	0.51

可见，在施工期由于土壤扰动比较强烈，发生的土壤侵蚀量约为 6.31t/a，与背景土壤侵蚀情况相比增加了约 3.78t/a 的流失量；运营期后井场地表植被的破坏依然可能发生土壤侵蚀，但侵蚀量将比施工期明显减少，土壤侵蚀量约为 1.54t/a，比背景增加土壤侵蚀量约 0.515t/a。可见施工期对工程影响范围内的土壤侵蚀有一定的影响，应注意加强水土保持工作。

### 6.7.2.施工期对土壤的影响分析

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

#### 1.施工期对土壤的影响工程

施工期井场施工时会发生大量的临时占地，临时占地共计为 0.5045hm<sup>2</sup>，占地类型主要为旱地，施工期间大型、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，加上井场建设时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀。施工期对土壤的影响主要表现为：

##### (1) 破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，临时占地的开挖与回填，必将破坏土壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

##### (2) 混合土壤层次，改变土壤质地

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

##### (3) 土壤养分流失

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

## 2.废压裂液对土壤影响

废压裂液如果长期以自然状态积存于井场，主要会对土壤理化性质如 pH、总碱度、总盐产生一定影响，特别对总碱度影响比较明显，可使土壤板结，增强土壤的盐碱化程度。废液若直接落在地表，废液中的污染物质对土壤环境的影响主要集中在土壤上层，向下影响土壤的深度约为 1m 左右，渗透最深为 1.2m，对深层土壤影响较小。本工程施工期压裂液最大产生量为 50m<sup>3</sup>/d，废压裂液由罐车运至附近联合站处理后，统一回注地下不外排。在采取了以上措施后，废压裂液对土壤产生影响的可能性很小。

### 6.7.3.运营期对土壤的影响分析

#### 6.7.3.1.土壤影响识别

##### 1.土壤环境影响类型及途径识别

本项目不会引起土壤环境的酸化、盐化和碱化，不属于生态影响型。

土壤污染与大气、水体污染有所不同，它是以食物链方式通过粮食、蔬菜、水果、茶叶、草食动物（如家禽家畜）乃至肉食性动物等最后进入人体而影响人群健康，是一个逐步累积的过程，具有隐蔽性和潜伏性。本项目土壤污染途径情况如下：本项目采出液经罐车拉运进入依托站场处理，若站内设备底部发生破损，将导致原液或废水渗漏，垂向入渗对土壤造成污染。

综合上述分析，本项目入渗型土壤环境影响综合考虑单井罐发生渗漏，导致采出液泄漏污染土壤。

##### 2.污染物影响源及影响因子识别

通过本项目工程分析可知，本项目对土壤的潜在污染源主要为井场落地油、单井罐破损泄漏进入土壤，污染途径主要为垂直入渗。本次评价筛选石油烃进行污染影响评价。

#### 6.7.3.2.垂直入渗型土壤环境影响预测

##### 1.情景设定

正常工况下，土壤和地下水防渗措施完好，基本不会对土壤造成不利影响。

非正常工况下，本项目仍存在土壤污染影响型因素，建设项目井场落地油及单井罐等设备泄漏的原油等可能进入土壤环境，引起土壤物理、化学、生物等方面的特性的变化，导致土壤质量恶化。

根据建设项目开发活动特点，可能产生土壤环境污染的途径如下：

- (1) 井场污染物随地表径流入渗包气带；
- (2) 单井罐设备泄漏，污染物入渗包气带。

一旦上述污染途径存在，进入土壤的污染物（石油类等）与土壤溶液、空气、矿物质、有机质和微生物之间发生物理、化学和生物变化，形成污染物在表土层和土体中滞留、土壤溶液驱动下污染物迁移、污染物化学与生物转化将形成局地土壤污染。土壤污染物迁移详见下图。

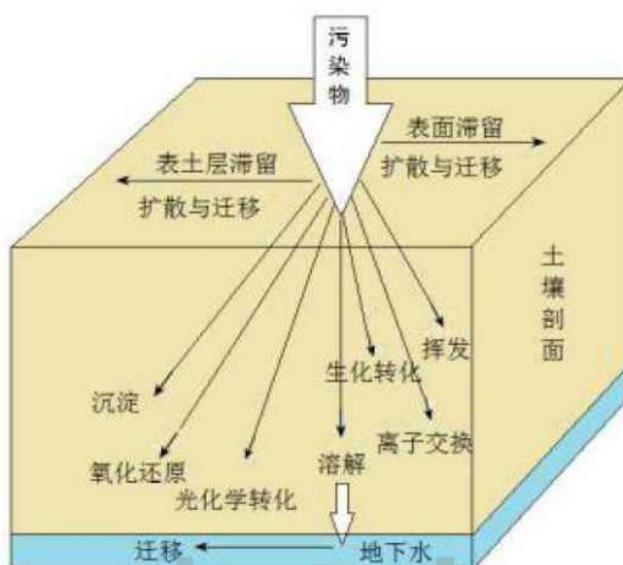


图 6.7-1 土壤影响示意图

## 2.非正常情况下石油类污染影响

项目井场设计了相应的分级防渗措施，但在施工和运行过程中，难免发生因防治措施不到位，或自然、人为等因素造成的原油泄漏事故。在以上非正常情况下，原油等污染物泄漏可能对土壤环境造成污染。遇降雨条件，还可能对地下水造成污染。结合项目特点，主要分析石油类对土壤环境的污染影响，以及对土壤理化性质的影响和累积影响。

### (1) 石油类对土壤产生影响的范围和途径

石油类是大分子疏水黏性物质，石油分子极易黏附于土粒表面，而黏附于土粒表面的石油类污染物会黏附更多的石油类污染物，阻塞土壤孔隙。但是，在降雨条件下，泄漏的原油中石油类变为可溶态后可随水进一步向土壤深层迁移扩散。

### (2) 石油类对土壤理化性质的影响

当土壤中石油类含量增加，即土壤孔隙中石油占主导，其饱和度较大时，土壤孔隙

中水分含量较低，因为石油的强疏水性导致高含油率的疏水性，使土壤含水率降低，土壤蓄水能力下降，并造成土壤盐分的累积，进而引起了土壤细菌及放线菌数量的上升，厌氧降解的过程产生的酸性物质使得土壤含水量及 pH 值下降，因此，石油类污染物会对土壤理化性质产生一定的影响。

### 3.土壤污染预测与评价

#### (1) 渗漏源强设定

本次土壤预测选择石油类进行预测。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中事故源强的确定要求，未设置紧急隔离系统的单元，泄漏时间可设定为 30min。因此，本项目泄漏时间设定为 30min，泄漏浓度根据产能预测表折算浓度计算，第二年油井到位率 90%，为项目运营期产能相对稳定、原油产出浓度具代表性的阶段，故选取第二年开发指标作为浓度折算依据。

根据表 4.2-2 第二年（运营稳定期）核心开发指标：平均单井日产油 1.4t，平均单井日产液 5.4t，含水 75.2%。折算过程如下：

(1) 单井日产水计算：日产液=日产油+日产水，因此单井日产水=5.4t - 1.4t = 4.0t；

(2) 原油密度按项目前期核算值 0.873t/m<sup>3</sup>计，1t 原油对应体积≈1.145m<sup>3</sup>，1.4t 原油对应体积≈1.145m<sup>3</sup>×1.4t≈1.603m<sup>3</sup>；

(3) 日产液总体积核算：日产液 5.4t，其中原油体积 1.603m<sup>3</sup>，水的密度按 1t/m<sup>3</sup>计，4.0t 水对应体积 4.0m<sup>3</sup>，因此日产液总体积≈1.603m<sup>3</sup> + 4.0m<sup>3</sup>≈5.603m<sup>3</sup>；

(4) 石油类泄漏浓度折算：泄漏原油与产出液组分一致，石油类浓度（mg/L）=（原油质量÷日产液总体积）×10<sup>6</sup>，代入数据计算：

石油类浓度=（1400000mg ÷ 5603L）≈249.87mg/L，本次统一取整，确定石油类泄漏浓度为 250mg/L。

计算结果见下表。

表 6.7-2 非正常工况下污染物泄漏预测源强

状况	污染源位置	污染物	污染物浓度（mg/L）
非正常工况	单井罐泄漏	石油类	250

#### (2) 数学模型

无论是可溶盐污染物还是有机污染物等在包气带中的运移和分布都受到多种因素的控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。污染物的弥散、吸

附和降解作用所产生的侧向迁移距离远远小于垂向迁移距离，因此，忽略侧向迁移，重点预测污染物在包气带中垂向向下迁移情况。

### 1) 水流运动基本方程

土壤水流运动方程为一维垂向饱和——非饱和土壤中水分运动方程（Richards 方程），即：

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left[ K \left( \frac{\partial h}{\partial x} + \cos \alpha \right) \right] - S$$

式中：

$\theta$ —土壤含水率，%；

$h$ —压力水头，m。饱和带大于零，非饱和带小于零；

$x$ —垂直方向坐标变量，m；

$t$ —时间变量，d；

$k$ —垂直方向的水力传导度，m/d；

$S$ —作物根系吸水率， $d^{-1}$ 。

### 2) 土壤水分运移模型

土壤水分运移模型可用来描述水分在土壤中的运移过程。HYDRUS 软件水流模型中包括单孔介质模型、双孔隙/双渗透介质模型等多种土壤水分运移模型。本文模拟时采用 VanGenuchten-Malen 提出的土壤水力模型来进行模拟预测，且在模拟中不考虑水流滞后的现象，方程为：

$$\theta(h) = \begin{cases} \theta_r + \frac{\theta_s - \theta_r}{\left[1 + |\alpha h|^n\right]^m} & h < 0 \\ \theta_s & h \geq 0 \end{cases}$$

$$K(h) = K_s S_e^l \left[1 - (1 - S_e^{1/m})^n\right]^2$$

$$S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}$$

$$m = 1 - \frac{1}{n}, n > 1$$

式中：

$\theta_r$ —土壤的残余含水率，%；

$\theta_s$ —土壤的饱和含水率，%；

$\alpha$ —冒泡压力, Pa;

$n$ —土壤孔隙大小分配指数, 无量纲;

$S_e$ —有效饱和度, %;

$K_s$ —饱和水力传导系数, m/d;

$l$ —土壤介质孔隙连通性能参数, 一般取经验值 0.5。

### 3) 土壤溶质运移模型

土壤预测模型使用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 提供的方法。

a. 一维非饱和溶质垂向运移控制方程:

$$\frac{\partial \theta c}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( \theta D \frac{\partial c}{\partial x} \right) - \frac{\partial}{\partial x} (qc)$$

式中:

$c$ —污染物介质中的浓度, mg/L;

$D$ —弥散系数, m<sup>2</sup>/d;

$q$ —渗流速率, m/d;

$x$ —沿 x 轴的距离, m;

$t$ —时间变量, d;

$\theta$ —土壤含水率, %。

b. 初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, L \leq z < 0$$

c. 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件

$$c(z, t) = c_0 \quad t > 0, z = 0 \text{ (适用于连续点源情景)}$$

$$c(z, t) = \begin{cases} c_0 & 0 < t \leq t_0 \\ 0 & t > t_0 \end{cases} \text{ (适用于非连续点源情景)}$$

第二类 Neumann 零梯度边界

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

## 4) 数值模型

① 模拟软件选取

在本次评价中应用 HYDRUS-1D 软件求解非饱和带中的水分与溶质运移方程。

## ②建立模型

包气带污染物运移模型为：单井罐出现泄漏，对典型污染物砷、石油类在包气带中的运移进行模拟。

模型选择自地表向下 2.5m 范围内进行模拟。自地表向下至 2.5m 处分为 2 层，粉质粘土层厚度约 1.2m、粉土层厚度约 1.3m。在预测目标层布置 7 个观测点，从上到下依次为 N1~N7，距模型顶端距离分别为 10cm、20cm、40cm、80cm、120cm、190cm 和 250cm。

## ③参数选取

各层土壤水力参数值见下表。

表 6.7-3 土壤水力参数

土壤厚度 (cm)	残存含水率 $\theta_r$ (%)	饱和含水率 $\theta_s$ (%)	经验参数 $\alpha(\text{cm}^{-1})$	曲线形状参 数 $n$	渗透系数 $k_s$ ( $\text{cm}\cdot\text{d}^{-1}$ )
120	0.07	0.36	0.005	1.09	0.48
130	0.034	0.46	0.016	1.37	6

溶质运移模型方程中相关参数取值见下表。

表 6.7-4 溶质运移土壤特定参数

土壤厚度 (cm)	土壤密度 $\rho$ ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )	纵向弥散系数 DL (cm)
120	1.72	10
130	1.7	10

## ④边界条件

对于边界条件概化方法，综述如下：

a.水流模型：考虑降雨，包气带中水随降雨增加，故上边界定为大气边界可积水。

下边界为潜水含水层自由水面，选为自由排水边界。

b.溶质运移模型：溶质运移模型上边界选择浓度通量边界，下边界选择零浓度梯度边界。

## 5) 模型预测结果

本次模型中没有考虑污染物自身降解、滞留等作用。

由于计算得到的污染物浓度为土壤水中的浓度，因此可根据土壤体积含水量换算为溶质的单位质量含量： $M(\text{mg}/\text{kg}) = \theta C / \rho$ （其中 $\theta$ 为土壤含水率，单位为 $\text{cm}^3/\text{cm}^3$ ， $C$ 为溶质浓度、单位为 $\text{mg}/\text{L}$ ， $\rho$ 为土壤密度、单位为 $\text{g}/\text{cm}^3$ ）。预测结果见图 5-2。

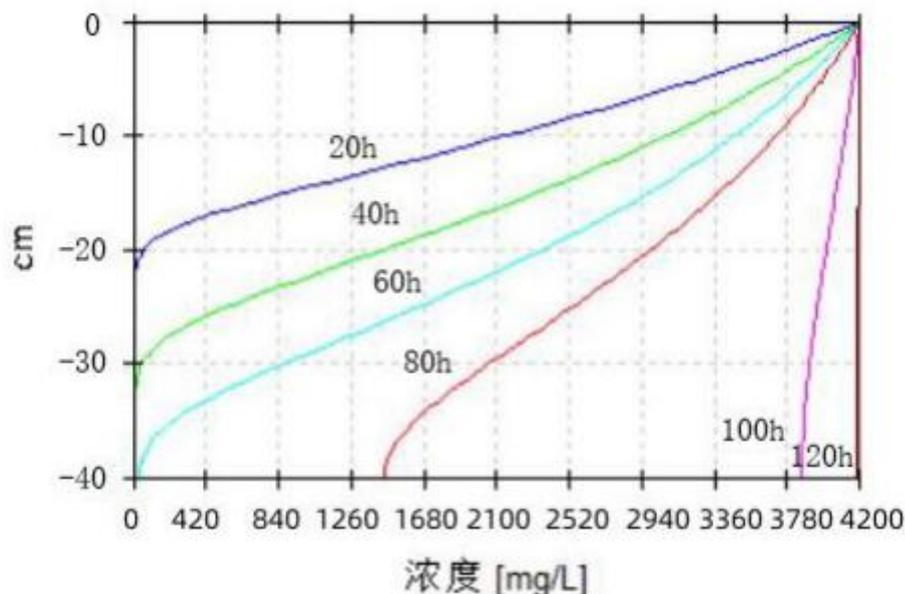


图 6.7-2 土壤剖面入渗示意图

根据预测结果，土壤垂直方向污染主要集中在 0~25cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油在土壤中的迁移深度较浅。所以，油田建设土壤环境污染的分布为：污染主要集中在井场附近，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤上层，迁移深度较浅。事故时排放的落地油量且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤—植物及土壤—食物链系统的环境质量。因此，油田生产中，一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，从而为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

## 第七章 环境风险事故分析

### 7.1. 风险调查

本工程建设内容主要为本项目新建 8 口井，探转产 2 口井，施工期涉及的主要风险物质柴油，运营期涉及的主要风险物质为原油及伴生天然气。

### 7.2. 风险潜势初判

#### 1、环境风险潜势分析

本项目建设 10 口井（9 油 1 水），油井均为单井罐生产，单井罐体积为 20m<sup>3</sup>，因此，本次储量计算按照单井罐最大存在量进行核算，4 个单井罐油类物质最大存在量约为 69.84t（原油密度按 0.873t/m<sup>3</sup> 计）。

本项目施工期共 1 个钻井队，施工场地均设置 1 座 20m<sup>3</sup> 柴油罐，柴油密度按 0.85t/m<sup>3</sup> 计，柴油最大存在量约为 17t，风险物质数量及临界值比值（Q）计算如下表所示。

表 7.2-1 风险物质数量级临界比值（Q）计算表

序号	风险物质	存储量 q (t)	临界量 Q (t)	q/Q	标准来源
1	柴油	17.0	2500	0.0068	《建设项目环境风险评价技术导则》 (HJ169-2018)
2	原油	69.84	2500	0.027936	

由上表可以得出本项目施工期及运营期计算 Q 值均小于 1，即可判定本项目环境风险潜势为 I。

#### 2、风险评价工作等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）规定，评价工作等级划分依据详见下表。

表 7.2-2 环境风险评价工作等级划分

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

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，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

### 7.3. 敏感目标

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价范围应根据环境敏感目标的分布情况，事故后果预测结果对环境产生危害的范围综合确定。项目周边所在区域，评价范围外存在需要特别关注的环境敏感目标，评价范围需延伸至所关心的目标。本项目环境风险评价工作等级为简单分析，本项目区域内无国家、省、市级

自然保护区、文物古迹名胜等重要保护目标，鉴于导则未对简单分析风险评价范围作出要求，结合项目特点，确定本项目环境风险敏感目标为项目各要素环境保护目标。详见表 1.7-1~1.7-3。

## 7.4.环境风险识别

### 1.物质风险识别

#### (1) 柴油

柴油理化性质详见下表。

表 7.4-1 柴油理化性质、危害特性及防护措施表

标识	中文名：柴油	
	英文名：Lube oil、lubricating oil	
	危险性类别：无	
理化性质	外观与性状：油状液体，淡黄色至褐色，无气味或略带异味	
	熔点（℃）：无资料	沸点（℃）：无资料
	临界温度（℃）：无资料	临界压力（MPa）：无资料
	主要用途：用于机械的摩擦部分，起润滑、冷却和密封作用	
燃烧爆炸危险性	燃烧性：本品可燃，具有刺激性	
	引燃温度（℃）：248	闪点（℃）：76
	爆炸下限（%）：无资料	爆炸上限（%）：无资料
	危险特性：遇明火、高热可燃	
	有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳	
	禁配物	强氧化剂
消防措施	消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。	
毒性	急性毒性	LD50：无资料 LC50：无资料
	毒性	无资料
	健康危害	急性吸入，可出现乏力、头晕、头痛、恶心，严重者可引起油脂性肺炎。慢接触者，暴露部位可发生油性痤疮和接触性皮炎。可引起神经衰弱综合征，呼吸道和眼刺激症状及慢性油脂性肺炎。有资料报道，接触石油润滑油类的工人，有致癌的病例报告。
	急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。就医。
		眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 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。 食入：饮足量温水，催吐。就医。

#### (2) 原油

原油主要是由烃类组成的一种复杂液态混合物，同时还含有少量的氧、氮、硫等其他化合物，其属于《危险化学品名录》（2012版）中的危险化学品，属于第 3.2 类中闪

点易燃液体，根据《危险货物品名表》GB12268-2005，编号为 32003，同时列为《重点监管的危险化学品名录》（2011 年）中的重点化学品，CAS 号：7782-44-7。其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高热分解出有毒的烟雾。其燃烧、爆炸危险性与轻汽油相似。

原油火灾、爆炸危险特性及危险类别分类、毒性级别等见下表，物理化学性质等详见下表。

表 7.4-2 主要危险物料特性一览表

序号	介质名称	常温状态	闪点℃	引燃温度℃	爆炸极限 (v%)		爆炸危险类别		火灾危险类别	毒性级别
					下限	上限	级别	组别		
1	原油	液	26~32.2	350	1.1	8.7	IIA	T2	甲 B	IV

表 7.4-3 原油理化性质、危害特性及防护措施表

理化常数	危险货物编号	32003		
	CAS 号	8030-30-6		
	中文名称	原油		
	英文名称	Crude oil; Petroleum		
	别名	石油		
	外观与性状	原油是一种从地下深处开采出来的黄色、褐色乃至黑色的可燃性黏稠液体。胶质、沥青质含量越高，颜色越深。性质因产地而异。		
	沸点℃	常温~500	闪点℃	26~32.2
	凝固点℃	31~35	溶解性	不溶于水，于苯、醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度(水=1)0.75~0.97	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7% (体积)	引燃温度℃	280~380
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体。 易燃，其蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康危害	毒性：IV（轻度危害），属低毒类。 侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。			
泄漏应急处理	根据液体流动和蒸气扩散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。应急人员应戴全面罩防毒面具，穿防静电服。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、排洪等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用集器内。用砂土吸收残液。如果海上或水域			

	发生溢油事故，可布放围油栏引导或遏制溢油，防止溢油扩散，使用撇油器、吸油棉或消油剂清除溢油。
防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。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。其他：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。
急救措施	皮肤接触：脱去污染衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。
灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和邻近罐，直至灭火结束。处在火场中的储罐若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。着火油罐出现沸溢、喷溅前兆时，应立即撤离。 灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。

### (3) 烃类气体

本项目运营期挥发的烃类气体以甲烷为主，其含量达到 74.2%，其他 C2~C6 含量在 25.8% 左右。烃类物质的毒性较低，主要具有麻醉和刺激作用，对呼吸道黏膜和皮肤有一定的刺激作用，但较长时间接触后会有头痛、眩晕、呕吐、眼角膜充血等人身危害。甲烷的主要性质、危险性 & 环境标准见下表。

表 7.4-4 甲烷主要性质及危险特性一览表

标识	中文名：甲烷		英文名：naturalgas
	分子式：主要成分为CH <sub>4</sub>		分子量：16
	危规号：21007	CAS号：74-82-8	UN编号：1971
理化性质	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49
	相对密度：（水=1）0.45（液化）		相对密度：（空气=1）0.55
	饱和蒸气压（kPa）53.32（-168.8℃）		禁忌物：强氧化剂、卤素
	临界压力（MPa）：4.59		临界温度（℃）：-82.3
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第2.1类易燃气体		燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：482~632		闪点（℃）：-188
	爆炸下限（%）：4.145		爆炸上限（%）：14.555
	最小点火能（MJ）：0.28		最大爆炸压力（kPa）：680
	燃烧热（MJ/mol）：889.5		燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳、水
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇火星、高热有燃烧爆炸危险		
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，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：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。			
健康危	侵入途径：吸入。		

害	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤
	急性中毒：当空气中浓度达到20%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，共济失调。若不及时脱离，可能致窒息死亡。
	工作场所最高允许浓度：未制定；前苏联MAC300mg/m <sup>3</sup>

## 2.生产设施风险识别

根据本项目建设特点，本项目风险事故主要来自地面建设项目中的油气集输等工艺过程中存在的各种事故风险。本项目的危险有害场所划分见下表。

表 7.4-5 主要危险作业场所危险有害因素表

系统名称	工艺单元	介质	主要危险特性	火灾风险类
生产系统	抽油机、单井罐	原油	井喷、火灾、爆炸	甲类

## 7.5.可能影响环境的途径

根据本项目的具体特点，施工期可能发生的环境污染事故集中在井场柴油罐发生柴油泄漏污染周围大气、土壤、地表水环境等，钻井过程中发生井喷等事故影响周围大气、土壤、地表水、地下水及生态环境等。运行过程中最可能发生的环境污染事故集中在井喷或单井罐泄漏发生原油泄漏污染周围大气、土壤、地表水、地下水环境等。

发生泄漏事故主要有以下几个方面的原因：

### 1.井喷事故

井喷事故可能由于下述原因：

- (1) 起钻抽汲，造成诱喷。
- (2) 起钻不灌修井液或没有灌满。
- (3) 不能及时准确地发现溢流，而是继续循环观察，致使气侵段钻井液或气柱迅速上移，再想关井，为时已晚。
- (4) 井控设备的安装及试压不合格。
- (5) 井身结构设计不合理。表层套管下的深度不够，技术套管下的深度又靠上，当钻到下地层遇有异常压力而关井时，在表层套管外泄漏，钻井液窜至井场地表，无法实时关井。
- (6) 地质设计未能提供准确的地层压力资料，造成使用的钻井液密度低于地层孔隙压力。
- (7) 空井时间过长又无人观察井口。空井时间过长一般都是由于起完钻后检修设备或等技术措施。由于长时间空井不能循环修井液，造成井底侵入的气体有足够的时间向上滑脱运移。当运移到井口时已来不及下钻，往往造成井喷失控。

(8) 钻遇漏失层段发生井漏未能及时处理或处理措施不当。发生井漏以后，井内修井液柱压力降低，当液柱压力低于地层压力时就会发生井侵，井涌乃至井喷。

(9) 思想麻痹，违章操作。由于思想麻痹，违章操作而导致的井喷失控在这类事故中占有相当大的比例，解决这个问题主要是从严格管理和技术培训两个方面入手，做好基础工作。

(10) 本项目设置 6 座 20m<sup>3</sup> 单井罐，原油最大储存量为 69.84t，在运营期可能因罐体腐蚀、焊缝开裂、阀门损坏及人为操作不当等因素引发原油泄漏环境风险。在未采取有效防渗及拦截措施情况下，泄漏原油可能下渗污染土壤和地下水，或随地表径流迁移，对区域水环境、土壤环境及生态环境造成一定影响。项目单井罐区已按规范采取重点防渗措施，防渗区等效黏土防渗层厚度及渗透系数满足防渗要求，同时设置围堰、导流沟及应急收集设施，可有效拦截和收集泄漏原油。在严格落实防渗、防腐、巡检及环境风险应急预案等风险防范措施前提下，单井罐原油泄漏的环境风险可控，不会对周边土壤、地下水及敏感目标造成显著污染影响，环境风险处于可接受水平。

#### 4.自然灾害

自然灾害如雷击、暴雨、洪水、地震等也是引发事故的原因之一，如青岛黄岛油库火灾就是由于雷击，但这种灾害发生概率很小，一般在  $10^{-6}/a$  以下。暴雨造成的事故多是单井罐泄漏、石油污染农田、土壤和地表水；同时暴雨形成的地表径流可将未完全回收的落地油带入水体，对水质产生影响。

#### 5.人为事故

违反操作规程造成的操作事故或设计施工遗留的缺陷、损伤等任何一种因素都有可能引发严重的事故，造成泄漏事故的发生，造成人员伤亡和财产损失。由于装置操作期间的误操作，使工艺流程切换错误而产生超压，从而出现危险。

## 7.6.环境风险分析

### 1.风险事故对环境空气质量的影响分析

施工期柴油使用过程中柴油发生火灾，通过放出热射热影响周围环境。火灾辐射热造成的损害可由接收辐射热能量的大小衡量。如果辐射热能的能量达到一定程度，可引起其他可燃物质燃烧。本项目区域内植被茂密，容易引发森林火灾，发生火灾将会对周边环境空气造成严重影响。

发生井喷或原油泄漏事故会直接对环境空气造成影响。原油泄漏对大气环境的影响主要指原油中较轻组分（包括各种烃类气体）逐渐挥发进入大气造成烃类污染。如果泄

漏的原油得不到及时处理,则烃类组分的挥发过程将持续较长时间,直到剩下较重的多环芳烃及沥青等物质。经查,多环芳烃在空气中超过一定浓度范围则会致人与动物癌变,通常苯并芘在空气中的浓度为 $0.01\sim 100\mu\text{g}/1000\text{m}^3$ ,超过这个范围时,则对在其环境中工作的人员有致癌作用。因原油泄漏而造成的大气污染的程度,一般取决于原油成分、泄漏量、覆盖面积、气温及持续时间等。原油泄漏量越多、覆盖面积越大、气温越高、持续时间越长,则因此而造成的烃类气体污染也越严重。反之,则污染相对较轻。原油、伴生气泄漏时局部大气中非甲烷总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍。若遇明火,引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气,对大气环境造成短时间的严重污染。

## 2.井喷对生态环境的影响分析

### (1)对土壤环境的影响

发生井喷事故时,大量原油外泄,散落在钻井井场,泄漏原油对土壤环境的影响是比较显著的。泄漏的原油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。但原油对土壤的污染仅限于有原油覆盖或洒落的地区,而且主要对表层 $0\sim 20\text{cm}$ 土层构成污染。一般来说,土壤对石油有自净作用,但其浓度超过临界土壤容量时,则对植被造成危害性影响。

### (2)对植物的影响

原油泄漏后,当土壤石油类浓度超过临界土壤容量时,对植物的影响也较显著。泄漏原油粘附于植物叶片表面将阻断植物的光合作用,使植物枯萎、死亡;土壤污染造成的土壤理化性状变化往往也会影响植物生长,严重时可导致植物死亡。但由于植物生长范围较固定,因此影响仅限于直接有落地原油覆盖地区。

## 3.井下作业物料泄漏对环境的影响分析

井下作业包括酸化、压裂等工艺过程。井下作业时的酸化液泄漏会造成井场附近的局部环境污染。设备腐蚀、操作失误是造成此类事故的主要成因。由于污染范围小、程度轻,井下作业物料泄漏往往不被操作者重视,因此本项目应采取严格管理措施,避免此类事故的发生。

## 4.风险事故对地表水环境的影响分析

经实际调查,运营期井场若有未完全回收的含油废物在降雨地表径流作用下,可能进入区域地表水体,将会对水质产生一定影响。因此,企业必须对井场加强管理,及时清除落地油污,同时在经常在周围修砌全封闭围堰,防、治地表径流冲刷井场造成地表水污染,并及时对井场围堰进行维护。

本次评价要求修井时采用清洁生产工艺，对高产油井在修井时采取压井技术、井下安装卸油器以及井场设置清洁修井平台，可将落地油（土）全部回收。施工结束后对井场地面进行硬化，同时围堰加高至 30cm，最大限度地减少含油废物在雨季或洪水时随地表径流汇入水体，造成对地表水污染。

#### 5.地下水环境风险分析

如果钻井时固井质量不高，密封不严，可使原油由井下深层上升进入含水层而污染地下水。这些井孔不仅是下部原油上升污染地下水的通道，同时也可成为地表污水进入地下水层的通道，使污染物随地下径流扩散迁移，造成地下水的污染而长期无法补救和恢复。由于油田公司有完整的防御系统，将及时发现套外返水事故并将事故进行妥善处理，建议油田加强管理，制定有针对性的地下水监测计划，一旦发生套外返水事故，立即采取应急措施，立即对油井止水封井，同时立即对周围监测井进行水质监测。

#### 6.废水、废压裂液及废弃泥浆运输过程风险事故对环境的影响分析

本项目施工期废水、废压裂液及废弃泥浆需通过罐车运输至附近联合站、废弃泥浆处理站处理。拉运过程中如发生事故，直接的后果可能是废水、废压裂液及废弃泥浆等进入周边土壤中，从而导致部分有毒废物对地表水体的影响。

运输过程中导致发生事故的因素主要和运输车辆车况以及驾驶员有关，通过加强对驾驶员的安全教育以及车辆情况的检查，可以有效避免此类事故的发生。

#### 7.柴油储罐风险分析

本项目钻井施工过程使用柴油机，施工井场内设柴油储罐，容积为 20m<sup>3</sup>，一旦储罐发生泄漏，柴油外溢将污染附近土壤，进而随着地表径流带来地表水体以及地下水的污染。

## 7.7.环境风险防范措施

### 6.5.1 井喷事故风险防范措施

严格遵守平台钻井的安全规定，在钻井过程中为防止井喷事故发生，工程上均采取在井口安装防喷器和控制装置的措施，由此预防井喷。井喷事故发生后，在不失火的情况下可强行加装井口阀控制井喷，但失火后不能采用这种方法，多采用空投炸弹将油井炸毁填埋或向事故井打定位斜井等方法。此外，井喷发生后应在油井周围设土堤以防止原油任意流淌，油井如距地表水较近则应设围油栏以限制油的扩散并配备收油装置。

### 6.5.2 井下作业事故的防范措施

针对井下作业容易破坏地下水水层的封闭性，使油层污染地下水，为了防止地下水窜水层，保证地下水的封闭性，每口井的套管均下深至水层以下，并上返至地面，可以解决应固井质量不稳定可能带来的油层串槽污染水层问题。表层套管全部选用高强度套管，穿透流沙层至泥岩层，保证了油层中的流体与水层和其它地层隔绝，防止污染第四系水层，有效地保证了地下水层的封闭性，确保油气水不上串，不污染地表水层。

套外返水事故可能会影响地下水水质，因此要采取严格的措施，加强施工管理，将表层套管下到水层以下，水泥套管上返至井口，坚决杜绝套外返水事故发生。

### 6.5.3 柴油储罐风险防范措施

本项目钻井施工过程使用柴油机，施工井场内设柴油储罐，对柴油储罐贮存区域采取防渗布等防渗措施，且采用砂土等设置围堰。一旦发生柴油泄漏等风险事故，采用吸油毡、砂土等及时收集泄漏柴油，避免外溢；从而有效防止柴油对附近土壤以及地下水的污染。废防渗布及废吸油毡等最终送至有资质单位进行处理。

柴油储罐出现损坏则会发生燃料油泄漏事故，若遇明火，还可能引起火灾甚至爆炸事故。对此本项目拟采取相应的防范措施，如油罐区域防渗、制定消防条例、灌区周围严禁烟火。

### 6.5.4 罐车运输过程风险防范措施

施工期运送废泥浆、废水和废压裂液返排液及运营期采出液罐车（以下称为罐车）应经常进行检修和维护，防止运油过程中的跑、冒、滴、漏；经常教育司机安全行驶，出现翻车事故后应立即采取措施，在泄漏地点设立土围堰，避免泥浆、废水和压裂液的扩散，并收集和处理泄漏物，用罐车运至就近油气处理站集中处理，避免污染环境。运输路线应避开保护区等敏感目标，防止发生风险事故对敏感区造成不利影响。

1.制定罐车交通运输计划，制定合理罐车运输路线，罐车按照规定的路线行驶，严禁超速。

2.罐车出发前进行安全检查，驾驶员进行安全培训，并获取安全行驶证。

3.罐车配备专用设备（一个急救箱、吸附材料、防爆铲、用于隔离区域的黄色警告带或其他围栏设备等）。

4.罐车出发前要确保所有设备都已正确装载。

5.组织专门的罐车泄漏应急处理队伍，在事故发生后，能够立即出动进行处置。

6.要强化环境管理，合理使用，强制保养，计划检修，保证闭式集输流程正常、稳定运行。加强职工安全教育，严格按操作规程办事，杜绝因责任心不强而造成的事故。

7.油田的各种生产设施特别是储存系统必须严格执行各项安全、防火规定，以杜绝火灾事故。钻井用油储存系统均需设避雷及防静电装置，并避免使用非金属油罐。

8.加强对运输车辆的管理，定期组织安全教育，途经居民村屯及地表水体附近时应减速慢行，避免发生交通事故对其造成不利影响。

9.车辆一般应安排在交通量少时段通行，在气候不好的条件下应禁止其上路，从而加强对运输车辆进行有效管理。特别是冬季运输过程中，如遇暴雪、大风等恶劣天气条件，应暂停运输，待天气条件及路况转好后，再恢复运输，运输车辆需做好防滑措施，如车轮加装防滑链等，严格控制车速，避免因发生交通事故对其造成不利影响。

10.事故发生后应采取应急措施，对泄漏液体作出尽快处理，严格控制废水的扩散，降低对环境及人员的危害。

(1)当出现运输车辆事故导致废泥浆、废水和废压裂液返排液及原油泄漏等情况，采取及时切断泄漏源、转移危险化学品等措施，以防止事故的扩大；

(2)采用吸油毡、砂土等及时收集泄漏原油，避免向外扩散；

(3)对污染的土壤统一收集，送有资质单位处理；

(4)发生严重运输事故导致环境污染事故时应根据事故严重程度启动相应应急预案。

### 6.5.5 单井罐风险防范措施

#### (一) 罐区工程防控措施

##### 1、分区防渗措施

单井罐区按重点防渗区设计，地面采用混凝土硬化并敷设防渗膜/防腐防渗层，等效黏土防渗层厚度 $\geq 1.5\text{m}$ ，渗透系数 $\leq 1 \times 10^{-10}\text{cm/s}$ ，严防泄漏原油下渗污染土壤及地下水。

##### 2、围堰与拦截系统

罐区四周设置闭合式防渗围堰，围堰有效容积满足最大单罐泄漏量收集要求，围堰内地面坡向集液池，确保泄漏原油全部拦截在围堰内，不向外扩散。

##### 3、罐体防腐

单井罐选用耐腐蚀材质，外壁做防腐涂层；关键部位设置防渗托盘/集油槽，杜绝滴漏渗漏。

##### 4、密闭储存与监控

单井罐采用密封式结构+呼吸阀，实现油气密闭收集，减少无组织挥发；设置液位监测、阀门锁定装置，防止溢流、误操作导致泄漏。

## (二) 运营管理防控措施

### 1、日常巡检制度

建立罐区巡回检查制度，重点检查罐体、阀门、法兰、防渗层及围堰完好性，发现腐蚀、破损、渗漏立即处置并记录台账。

### 2、设备维护与检测

定期对储罐进行防腐检测、密封性试验和安全附件校验，及时更换老化密封件、腐蚀管件，从源头降低泄漏概率。

### 3、作业规范化管理

严格执行原油装卸、转输操作规程，严禁违规操作、超量储存；作业现场配备吸油毡、围油栏、铁锹、收集桶等应急物资，做到随时可用。

## 7.8.风险事故应急预案

吉林油田分公司按照 HSE 体系要求，将风险预案分为三级，即公司级、厂级、站级，并分别编制了《环境风险应急预案》，对各级环境风险预案进行模拟演练、修订并制定应急计划，对事故发生时必须采取的行动、措施进行规定。

针对本项目施工特点，本环评提出以下环境风险事故应急计划预案内容：

1.施工前，应根据井位部署情况并结合周围敏感目标制定具体应急计划，对事故发生时必须采取的行动、措施进行规定。做到一旦事故发生有备无患，忙而不乱。

2.要求每个钻井队建立应急组织管理机构，对每个人的职责有明确分工，具体到职责、分工、协作关系，做到人人心中有数。经过处理事故培训的人员要轮流值班，并建立严格交接班制度。

3.配备全面的应急设备，并定期检查，使设备一直保持能够使用的良好状态。具备畅通的通讯设备和通讯网络，配备必需的通讯联络设备。

4.制定应急撤离措施，保护事故现场周围职工、周围的设备等。

综上所述，只要在设计、施工过程中加强事故防范措施和事故应急措施建设和管理，增强全体职工的安全意识，可以使风险事故的发生率及事故的危害程度、范围降至最低。

本项目应急响应程序详见下表。

表 7.8-1 应急响应程序

序	程序	应急程序
---	----	------

号		
1	报告和接警	接到报警后向单位应急领导小组和应急办公室汇报。情况紧急时，事发单位可越级直接向上级应急领导小组报告，同时向当地政府主管部门报告。
2	预警	单位应急领导小组或应急办公室接警后，应立即做好以下工作： (1) 立即向应急领导小组副组长报告。 (2) 通知有关职能部门。 (3) 跟踪事发单位应急处置动态。
3	应急行动	当环境突发事件危险已经消除，经过评估确认不再构成威胁，应急领导小组或应急办公室可适时下达预警解除指令，并将指令信息及时传达至各相关职能部门。
4	响应解除	(1) 立即召开首次会议，宣布进入应急响应状态； (2) 通报事件情况，研究部署应急救援工作，审定应急有关事项； (3) 向事发单位派出现场工作组； (4) 协调应急专家、专（兼）职队伍和物资装备等应急资源，判断是否请求协调外部应急资源； (5) 向上级应急领导小组报告事件有关信息； (6) 贯彻落实应急领导小组的应急工作指令；突发事件得到有效控制，经过评估确认后，由现场应急指挥部提出解除现场应急状态的建议。
5	恢复	按照法律法规要求支付赔偿或补偿，并对遭受污染的生态环境进行恢复

吉林油田公司已完成了事故防范措施和事故应急措施的建设和管理，只要增强全体职工的安全意识，加强周边居民的法律意识，可以使风险事故的发生率降至最低，亦可使一旦发生的事故危害降至最小。保证应急响应系统在事故状态下立即启动环境风险应急预案，加强管理，同时定期检验风险事故应急预案，当出现事故时要采取紧急的工程应急措施，可以控制事故和减少对环境造成的危害。本项目发生环境风险事故后，对周围环境的影响可控，因此，本项目的环境风险水平可以接受。

本项目环境风险简单分析内容见下表。

表 7.8-2 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	吉林油田塔虎城地区黑帝庙油层先导试验开发工程环境影响报告书
建设地点	吉林省大安市境内
地理坐标	124.2657825,45.47451786
主要危险物质及分布	柴油主要分布在施工井场；原油主要分布在站场、井场 天然气主要分布在站场
环境影响途径及危险后果	原油在钻井、井下作业、采油、运输过程中泄漏以及火灾爆炸，污染环境空气、土壤、地表水、地下水及生态环境
环境风险防范措施要求	针对环境风险制定钻井井喷、井下作业事故风险防范措施，集输系统事故风险防范措施，站场风险防范措施，柴油罐事故风险防范措施，运输事故风险防范措施，火灾、爆炸等风险防范措施及相关应急预案，并进行培训和定期演练
填表说明	根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目为简单分析

## 第八章 环境保护措施及其可行性论证

油田开发的影响主要集中在施工期，由于钻大量的生产井以及地面配套设施，产生钻井泥浆、钻井污水、钻井烟气、岩屑以及噪声，对地表植被的破坏等对区域环境的影响比较显著。因此，针对本项目实际情况，报告书提出以下污染防治措施。

### 8.1. 废气污染防治措施

#### 8.1.1. 施工期

##### 1. 钻机烟气

施工时，各种机械设备应选用尾气达标设备，钻机燃油采用标号高、污染物排放量小的清洁柴油（或汽油），严格控制钻机烟气的产生量及产生浓度。

##### 2. 施工期扬尘

施工期间挖土方对土壤的扰动、装卸和运输等施工活动均会产生扬尘污染，因此开挖施工过程中应避免在大风天气施工；土方开挖时对作业面进行洒水降尘；对施工场地及施工道路地面进行全硬化并洒水降尘，距离村屯近的施工场地四周设置不低于 1.8m 的硬质全围挡；原辅材料集中堆放并遮盖等，在采取上述措施后，施工扬尘在 150m 处可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）中二级标准要求。

##### 3. 汽车尾气

施工车辆定期进行汽车尾气监测，应选择尾气达标排放车辆。

##### 4. 焊接烟尘

使用安全环保的焊条，不使用带焊药的焊条。

综上，施工期采取的各项废气防治措施均是可行且有效的。

#### 8.1.2. 运营期

以采油井场为中心的烃类无组织挥发则是油田开发造成区域空气污染的主要因素之一，针对烃类无组织挥发所产生的大气污染，主要的防治措施就是实现油气密闭集输，同时采油井的井口应加强密封性，经常检查和更换井口密封垫。油井产生的采出液储存在单井罐中，单井罐密闭方式为机械压盖密封+呼吸阀+带锁排气孔，并以 1 周 1 次的频率由罐车拉运至油气处理二站。经采油厂提供资料，红岗采油厂依照《排放管控行动提升方案》在生产过程中加强了采油井井口及单井罐的密封性，定期检查和更换井口密封垫；联合站建设了原油稳定系统。采油厂通过采取上述措施，可降低 90% 以上的烃类气体的挥发量。本项目建设的油井均为密闭集输，大大降低了区域烃类气体的挥发量。

## 8.2.废水污染防治措施

### 8.2.1.施工期

#### 1.钻井废水及完井废水

钻井废水混废弃泥浆中送至附近废弃泥浆处理站集中处理，不外排。井场不再设置泥浆坑，避免钻井废水对地下水造成污染。施工时吉林油田钻井队冲洗钻井设备、检修等目前均采用蒸汽冲洗，不再用水冲洗，因此不存在钻井废水外排的问题，完井废水与钻井废水统一用罐车运回联合站处理后回注地下。

钻井施工期间，周围设置土围堰与毗邻的农田隔开，不让井场的污水、油污、钻井液等流体流入田间或进入水渠，防止地表水被污染。

#### 2.废压裂液

本工程产生的废压裂液直接导入压裂液回收罐中，然后运至油气处理三站污水处理系统，能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》要求，回注地下。各依托场站处理能力能够满足本项目废压裂液处理需求，储存池采取严格防渗，运来的废压裂液先放置在储存池内，经预处理后，逐步掺入污水处理系统中，由于压裂返排液的产生量较小，与含油废水混合后不会导致污水处理系统进水水质发生明显变化，不会对污水处理系统产生明显的冲击负荷，污水处理系统可以保证出水水质达到相应的要求，同时各污水处理系统的处理能力目前尚有余量，处理能力也能满足要求。

#### 3.生活污水

开发期生活污水排放量小，且比较分散，污染物简单，排入施工现场内的可移动防渗厕所内，定期清掏做农肥。

### 8.2.2.运营期

#### 1.采油废水

根据油田开发方案，本项目采油废水由油气处理二站处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，全部回注于地下，不外排。

#### 2.修井废水

本项油井运营期产生的修井废水全部进入铁制方箱收集，修井废水由罐车拉运至红岗油气处理二站含油污水处理系统处理达标，回注地下油层，不外排，

#### 3.洗井废水

本项目8口生产井洗井废水随采出液一并通过罐车拉运至红岗油气处理二站处理达标后回注地下不外排。

3、运营期井场的土围堰定期进行培土维护，特别是在修井、洗井等井下作业完成后，围堰易受到破坏，应及时修补。

经采取以上措施后，工程开发对地表水的影响是可以接受的。

### 8.3.地下水污染防治措施

《地下水管理条例》规定：兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施。本次评价针对拟实施工程的地下水污染特点提出具体的地下水污染防治。

#### 8.3.1.施工期

1.保证钻井、洗井及采油期间的施工质量，加强作业职工的技能培训，避免因人为原因导致风险事故的发生。

2.由于钻井作业容易破坏地下水层的封闭性，为防止串槽，保证地下水封闭性，施工中应确保每口井都下表层套管，表层套管深度应达到地下水层以下，用以解决因固井质量不稳定可能带来的油层串槽污染水层问题。表层套管全部选用高强度套管，穿透流沙层至泥岩层，保证油层中流体与水层和其他地层隔绝，防止对水层污染，有效保证地下水层的封闭性；固井时水泥套管应上返至地表井口，并保证固井质量，防止套外返水。

3.钻井液配方在保证井壁稳定、井眼安全前提下，应选用无毒水基钻井液、无毒水基胍胶压裂液、井口防喷器、井口自封器，防止油套环形空间液体外溢。

4.对柴油储罐罐体进行防腐防渗处理，并定期检查。

5.固井过程中，采用声幅曲线监测技术，全程监控固井质量，保证固井过程中发生事故时，能够及时发现，并采取一定的措施进行控制。

6.选用无毒的水基胍胶压裂液，最大限度降低压裂过程对地下水环境产生影响的概率。

7.对钻井工程基础区域、废弃泥浆罐等区域按照重点防渗区进行防渗。配制低污染型水基钻井液，选用无毒水基胍胶压裂液，膨润土和纯碱等原材料集中堆放并加盖苫布；确保泥浆回收装置的密封性，井口安装防喷器和自封器。对柴油储罐区、废弃泥浆罐等贮存区域地（侧）面进行防渗并在四周设置围堰；加强井场的环境管理工作，杜绝各种废水、废液随意倾倒。

#### 8.3.2.运营期

本项目选择先进、成熟、可靠的工艺技术和较清洁的原辅材料，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对

工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采用相应的措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降低到最低程度。

1.修井作业安装井下泄油器，防止井筒内油水外溢，实现前端控制。针对腐蚀结垢严重、常规泄油器难以适应的问题，改进井下泄油器重新设计泵上复合式泄油器。

2.加强井场的环境管理工作，杜绝各种废水、废油就地倾倒。

3.对原油输送管材的基础进行夯实；选用优质管材，并进行防腐、防锈处理，定期进行检查。

4.一旦发生套外返水等事故，应立即对油井止水封井。

5.运营期提高自动化水平，对井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，进一步防止污染地下水。

6.地下水污染情况勘察和治理是一项专业性很强的工作，一旦发生污染事故，应委托具有水文地质勘察资质的单位查明地下水污染情况，并委托具有专业资质的单位进行治理。

7.回注水采取的风险跟踪管控措施

回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环孔压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，油田注水水质满足 SY/T5329 要求；定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试；平均注入量大于等于 300m<sup>3</sup>/d 的回注井应每年至少进行 1 次井筒完整性检测，注入量小于 300m<sup>3</sup>/d 的回注井应至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

(1) 修井作业安装井下泄油器，防止井筒内油水外溢，实现前端控制。针对腐蚀结垢严重、常规泄油器难以适应的问题，改进井下泄油器重新设计泵上复合式泄油器。

(2) 加强井场的环境管理工作，杜绝各种废水、废油就地倾倒。

(3) 地下水污染具有不易发现和一旦污染很难治理的特点，因此，防止地下水污染应遵循源头控制、被动防控、污染监测及事故应急处理的主动及被动防渗相结合的原则。

(4) 一旦发生套外返水等事故，应立即对油井或注水井止水封井。

(5) 地下水污染情况勘察和治理是一项专业性很强的工作，一旦发生污染事故，应委托具有水文地质勘察资质的单位查明地下水污染情况，并委托具有专业资质的单

位进行治理。

#### 8.回注井地下水污染防治措施

根据《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），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。

（1）选择安全回注地层。回注层的选择应满足上下隔离层不窜漏，注入层横向连通性好，满足总注入量波及范围内无断层、无地表露头或出露点；有足够的吸渗能力，回注水与回注层岩性及地层水配伍性好，不再形成二次沉淀堵塞地层的特点；

- （2）污水加药减少对回注井油套管的腐蚀；
- （3）加强日常巡护和维护；
- （4）定期开展水质监测；
- （5）开展回注井腐蚀研究。

9.分区防控措施：根据区域包气带防污性能、污染控制难易程度，以及污染物类型，对站场进行地下水分区防渗划定，由于区域包气带防污性能为弱，因此，本项目单井罐为重点防渗区，钻井井场厕所为一般防渗区，其他作为简单防渗区。具体情况见下表。

表 8.3-1 地下水污染防治措施分区一览表

防渗分区	防渗区域部位	防渗要求
重点防渗区	单井罐	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ , $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$
一般防渗区	厕所	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ , $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$
简单防渗区	其他设备区域	一般地面硬化

#### （10）地下水环境监测与管理

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，建设单位存档监测报告以及建设项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，同时对监测结果定期进行信息公开。红岗采油厂地下水监控井已按要求设置，目前正在建设中，针对本工程，布设3口地下跟踪监测井，详见表 10.3-1。

### 8.4.固体废物的治理措施

#### 8.4.1.施工期

##### 8.4.1.1.钻井泥浆

1.用先进的钻井泥浆体系，增加钻井液的无害化和环境可接收性。据调查，吉林油田现采用“双保”聚合物不分散、高密度钻井泥浆体系，添加剂无毒无害，生物降解性良

好等特点，是一种具有环境可接受性的新型钻井泥浆，使用该种泥浆，可大大降低泥浆对环境的有害影响。

2.废弃泥浆采用集中拉运处理，钻井井场内不再设置泥浆池，钻井期间产生的废弃泥浆统一由罐车运送至附近废弃泥浆处理站处理。各泥浆处理站均可满足本项目需求。

根据吉林省环境保护厅关于《吉林省环境保护厅关于中国石油吉林油田分公司废弃水基泥浆处理产生的泥饼危险特性鉴定的意见》吉环函〔2016〕62号中说明泥饼不具备危险废物的特性，分离出来的泥饼属于I类一般固体废物，在站内晾干并贮存。站内设有废物暂存区，贮存时固体下方使用防渗布铺垫，上面用塑料布封盖，存放场地周围设置围堰。

#### 8.4.1.2.钻井岩屑

钻井过程中产生的钻井岩屑所含污染物的量很低，一般不会对环境产生不利的影响，但也不能任意堆放。钻井岩屑混入废弃泥浆中一并处理，不会对环境造成危害。

#### 8.4.1.3.废焊条

施工期会产生废焊条，产生后集中收集后外售。

#### 8.4.1.4.生活垃圾

施工期产生的生活垃圾具有较大的分散性，且持续时间短。施工人员吃住一般依托当地的民居，每个施工场地设置生活垃圾收集装置，本项目施工期生活垃圾统一收集，统一送当地环卫部门处理，不会对周围环境造成二次污染。

### 8.4.2.运营期

#### 1.固体废物污染防治措施

(1) 本项目对完钻井安装了井下卸油器，在油井修井前实施压井技术（即对油井修井前向其注入高压水，冲刷油管和套管），同时修井时在井口布置箱式清洁修井平台，平台底部设置防渗铁质方箱，将修井的含油废水直接存在方箱中，定期抽至罐车运往所属联合站进行处理，修井结束后及时回收修井含油废物，与油泥（砂）一并委托有危险废物处理资质的单位进行处理。

(2) 提倡文明作业、提高修井效率、减少修井次数、延长修井周期等管理措施，可进一步减少修井含油废物的产生量。

(3) 对于非正常生产情况下的事故泄漏，要在设计施工和生产过程中加强 HSE 管理体系的建设，提高事故防范措施和事故应急措施的能力，增强全体职工的安全意识，使风险事故的发生率降至最低，对事故情况下产生的落地油及时回收处理。

项目运营期产生的固体废物可得到妥善处置，不会产生二次污染，对项目周围环境不会产生不良影响。

## 2.固体废物暂存措施

修井含油废物和油泥（砂）属于危险废物，对于危险固废，在厂内暂存期间，企业应该严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）建造专用的危险废物暂存场所，将危险废物分类贮存，并粘贴危险废物标签，并做好相应的记录。对相应的暂存场应建设基础防渗设施、防风、防雨、防晒并配备照明设施等，并与厂区内其他生产单元、办公生活区严格区分、单独隔离。固体废弃物在储存的过程中应妥善保管，并有专人管理。要设置足够容积的临时堆场。堆放场所应做水泥地面。对危险废物的转移处理须严格按照国家环保总局第5号令《危险废物转移联单管理办法》执行。

## 3.运输过程的污染防治措施

本项目产生的油泥砂委托有资质的单位进行处置，按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012），本报告对危险废物的收集和转运过程中提出以下要求：

（1）危险废物的收集应执行操作规程，内容包括使用范围、操作程序和方法、专用设备、工具和转移和交接、安全保障和应急防护等。

（2）危险废物收集作业人员应根据工作需要配置必须的个人防护装备。

（3）在危险废物的收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防中毒、防泄漏等其他防止污染环境的措施。

（4）危险废物的收集应根据危险废物的种类、数量、危险特性、物理形态、运输要求等因素确认包装形式，具体包装应符合如下要求：①包装材质要与危险废物相容；②性质不相容的危险废物不应混合包装；③危险废物包装应能有效隔断危险废物迁移扩散途径，并达到防渗防漏要求；④包装好的危险废物应设置相应的标签，标签信息应填写完整。

（5）危险废物运输应由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。

通过采取以上措施，项目产生固体废物基本上能够遵循妥善储存、合理处置的原则，得到妥善处置，符合固体废物处理处置“无害化、减量化、资源化”的原则，不会产生二次污染，对项目周围环境不会产生明显不良影响。

## 8.5.噪声防治措施

### 8.5.1.施工期

1.钻机的噪声是油田开发过程中最主要的噪声污染。钻机柴油机和发电柴油机机组排气管应安装消声器，并将柴油机组安装在活动板房内。这两项措施可降低噪声 20~30dB（A）左右。

2.使用自带减振装置的振动筛和离心机；泥浆泵安装减振垫。

3.噪声大的动力设备应布置在井场主导风向的下风侧，办公板房或员工宿舍应布置在主导风向的上风侧，以减轻噪声的影响。

4.根据施工期噪声预测结果本项目钻井平台钻井噪声，对距离最近的长虹村夜间产生影响，通过预测值可知夜间不满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准。所以本项目应采取以下措施降低噪声对敏感目标的影响：

（1）除钻井施工外，非钻机等动力机械、机动车辆禁止夜间（22:00~次日凌晨 6:00）施工；

（2）在居民区附近夜间钻井时尽量缩短钻井时间，减少钻井噪声对居民的影响；

（3）在井场靠近村屯一侧设置临时声屏障，降低钻井噪声 10~20dB（A），源强降低后可以使村屯夜间声环境质量达标。

（4）施工前对附近村屯住户进行通知公告，与村民沟通知情后才能施工，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。通过采取以上防治措施，可以降低施工期钻井设备噪声对周围敏感目标的影响，并且这种影响在施工期结束时即消失。

（5）尽可能选用声功率小的钻机等发声设备，挖掘机、推土机等设备不在夜间使用。

（6）施工中加强管理，避免不合理噪声，文明施工，合理安排施工进度，作息时间，降低对周围环境的影响。

5.工程车辆运输路径应尽量避开村屯；如实在无法避让，应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。

经采取以上措施后，可最大限度地降低对周围环境的噪声干扰。对于位于开发井位附近的村屯居民，在钻井过程中可能造成噪声干扰的，除需要采取必要防护措施外，如确有超标扰民，也可进行适当补偿。

### 8.5.2.运营期

为防止井场对周边环境造成影响，提出以下防范措施。

1.在选择采油装备时，选购性能优、质量好、噪声低的设备，本项目选址螺杆泵抽油机，减少运行噪声。

2.在现场工作中，设备的安装、调试非常关键。在设备的安装过程中一定要严格按照石化行业标准进行安装、调试，将各项安装技术指标严格控制在规定的范围内。

3.强化整机就是将存在的隐患进行整改，防止设备带病运转，避免设备发生大问题，做到提前预防。

4.经常对井场设施进行检查，防止设备老化、螺丝松动引起设备噪声增大。

5.工程车辆运输路径应尽量避免村屯；如实在无法避让，应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。

## 8.6.土壤污染防治措施

### 1.源头控制措施

(1) 搬运钻井设备利用现有公路、小路，执行“无捷径”原则，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，禁止碾压和破坏地表植被；

(2) 井场布置严格控制施工作业面积，以减少地表植被破坏；

(3) 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.过程防治措施

(1) 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；

(2) 施工结束后，及时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。对于本项目占地应严格控制相应占地面积，并且在施工结束后及时进行植被恢复，包括施工前表土剥离后的土地恢复及播撒草籽等恢复措施；

(3) 道路施工时，要及时采取措施，降低土壤风蚀，减少水土流失，并有利于植被恢复。包括土壤分层开挖、分别堆放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平理方式（不起土坝）进行，以便其尽快恢复植被；

(4) 加强管理，规范施工人员行为，严禁随意踩踏、碾压施工区范围之外的植被；

(5) 严格控制施工期的污染物排放，加强科学管理。

(6) 钻井施工过程中, 应尽量减少占地面积, 并规范行车路线及施工人员行为, 严禁随意踩踏、碾压施工区范围外的植被, 不准乱挖、乱采野生植物;

(7) 钻井完成后, 废钻井废水、废弃泥浆与岩屑等及时由罐车拉运至废弃泥浆处理站处理, 防止遇暴雨等极端恶劣天气时, 废弃泥浆液面超过围堰高度, 流至地表, 破坏周围环境, 甚至发生群众投诉等情况。

(8) 运营期间对单井罐定期进行检测, 防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境; 井场采取简单防渗, 进行地面压实处理, 并在井场周围设置土围堰。同时企业在管理方面严加管理, 防止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.跟踪监测

土壤环境跟踪监测措施包括制定跟踪监测计划、建立跟踪监测制度, 以便及时发现环境问题, 采取措施。在新建井场及附近农田每3年进行1次土壤质量监测, 监测项目以石油烃为主。

### 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。

## 8.7.生态保护与减缓措施

评价区是主要农业区, 农田生态系统居于主导地位, 具有重要的农业生态功能, 因此减少占用农田, 特别是基本农田显得十分重要。

### 8.7.1.严格控制施工临时用地

吉林油田单井井场永久占地面积一般控制在 $600\text{m}^2$ 以内, 本项目的井场占地面积严格按照吉林油田的要求, 单井井场控制在 $600\text{m}^2$ 以内。井场占地对植被的破坏并不主要表现在永久占地, 而是临时占地, 单井钻井井场临时占地面积较大, 约为 $6400\text{m}^2$ , 因此合理规划和控制钻井井场临时占地面积是减少植被破坏的重要环节。在钻井设备能够摆布的条件下, 应尽量缩小钻井井场面积, 并在井场四周设置警戒围挡, 警戒围挡内不得随意进入; 施工车辆的进出和停放应避免随意性, 尤其是重型车辆的进出应有专人指引, 减少车辆对井场外植被的碾压。

对于基本农田保护的基本措施就是尽可能地减少占用, 因此, 建议建设单位在下一步规划时, 应在满足采油生产工艺要求的前提下, 进一步提高平台井比例。如此不仅可以减少井场占地面积, 降低对生态环境的破坏; 还可以提高泥浆的循环利用率, 进而减少废弃泥浆的排放量, 也减轻对环境的污染。同时有利于保护区域的基本农田。

### 8.7.2.做好施工组织安排工作

本项目占地类型主要为耕地。为了减少对农作物的影响，合理安排施工工期。施工安排应避开农作物的生长期，进而减少对农田生态系统的影响。

(1) 应根据当地农业活动特点，尽量避免在青苗—收获时节进行施工，以减少农业生产损失。

(2) 提高工程施工效率，缩短施工时间，分层覆土，减少裸地的暴露时间。

(3) 提高施工效率，缩短施工时间，以保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失，因地制宜地选择施工季节，尽量避免农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

### 8.7.3.严格控制行车路线

在施工期间由于大型车辆和机械设备很多，是造成对区内土地过度碾压、土壤向沙化转化的主要原因，因此控制车辆以及设备的行驶和占地范围是重要的防护措施，必须教育司机不能任意改变行车路线造成农田的不必要破坏。

### 8.7.4.黑土地保护措施

根据《吉林省黑土地保护条例》要求，建设项目占用黑土地的，应当按照标准和技术规范进行表土剥离。剥离的表土用于复垦，多余的表土用于新开垦耕地和劣质耕地改良、高标准农田建设、被污染耕地的治理等。

①建设项目占用黑土地的，应当按照《建设占用耕地表土剥离技术规范》（DB22/T 2278-2015）中相关规定进行表土剥离。剥离的表土用于复垦，多余的表土用于新开垦耕地和劣质耕地改良、高标准农田建设、被污染耕地的治理等。

②严禁在侵蚀沟的沟坡和沟岸、河流的两岸以及湖泊和水库的周边的植物保护带内进行开发活动。

③禁止在黑土地上擅自倾倒废水及堆放、丢弃、遗撒固体废物。

### 8.7.5.基本农田保护及耕地复垦措施

(1) 施工期在井场施工时土层应表土剥离，单独堆放，待施工结束后用于井场临时占地的恢复，表层土重新覆盖土壤表层，尽量保持土壤原有肥力。

(2) 在完工后根据不同的地区特点采取植被恢复措施，在农地可种植绿肥作物，加速农业土壤肥力的恢复；

(3) 施工完成后做好现场清理及恢复工作，包括田埂、弃渣妥善处置等，尽可能降低施工对农田生态系统带来的不利影响；

(4) 基本农田“占一补一”

对于本项目开发必须占用的基本农田，确实难以避让永久基本农田保护红线的，应当坚持节约集约原则，依法办理农用地转用审批手续，需报有关主管部门审批后方可征用；并按照《基本农田保护条例》的有关规定，“占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地”。

建设单位则应按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。当地人民政府辖区内永久基本农田储备区耕地超过上级下达的永久基本农田保护任务 1%比例的，可以申请将储备区中的优质耕地或者农业空间治理活动中产生的优质耕地调入永久基本农田。应当按照“数量不减、质量不降、布局优化、生态改善”的原则优化调整并落实补划。

实行熟化土保护及表土剥离的操作制度。井场施工时表层土堆放加盖苫布，用于对施工场地进行复垦，使其得到充分、有效地利用。

项目临时占用农田除了永久占用农田外需要进行恢复。农田植被的恢复主要为复垦，对于基本农田的复垦，乡、村主管部门除了要保证面积不减外，还必须要求农民保证复垦农田的质量，并派人员监督检查。

#### 8.7.6.水土保持及生态恢复措施

##### (1) 水土保持方案

施工前，主体工程对井场区挖填扰动较大的区域进行表土剥离，堆放于场地内的临时堆土场，施工结束后，将表土回覆至井场等临时占地区域，并进行土地整治，对旱地交付复耕。

##### (2) 植被恢复方案

农田植被的恢复主要为复垦。对于农田的复垦，乡、村主管部门除了要保证面积不减外，还必须要求农民保证复垦农田的质量，并派人员监督检查。施工期在集输施工时土层应分层剥离，分层堆放，待施工结束后将反序回填，表层土重新覆盖土壤表层，尽量保持土壤原有肥力。本次施工占用旱田 0.5045hm<sup>2</sup>，因此需对占用的所有耕地进行复垦。施工结束后农田复垦面积 0.5045hm<sup>2</sup>，进入闭井期后，永久占地 0.2055hm<sup>2</sup> 恢复为原有占地类型。

本工程应在施工完毕后进行植被恢复，详见下表。

表 8.7-1 植被恢复计划

占地部门	临时占用农田 (hm <sup>2</sup> )	永久占用农田 (hm <sup>2</sup> )	需要恢复的占地 (hm <sup>2</sup> )
------	---------------------------	---------------------------	----------------------------

	旱地	旱地	旱地
井场	0.5045	0.195	0.6995
注水泵房	/	0.01	0.01
水源井	/	0.0005	0.0005
合计	0.5045	0.2055	0.71

### 8.7.7.其他措施

1.为了减少油田景观对鸟类的干扰，尽量使抽油机颜色与周围自然景观协调。尽量减少车辆及人员对这些井区的进入等，可最大地降低油田开发活动对本区鸟类的影响。

2.油田服务期满后，闭井时的主要防治措施就是生态恢复。根据油田占用的土地类型和土地面积，对井场道路及各井场的永久占地要进行生态恢复。本工程永久占地0.2055hm<sup>2</sup>，主要为旱田，在恢复过程中，应考虑其原有土地功能，对农田进行复垦。

## 8.8.退役期污染防治措施

### 1.退役期环境空气污染措施

退役时期随着油气产量的急剧下降，排入环境空气中的废气将逐渐减少，并随着油井的全部关闭影响将逐渐消失；各类工程车辆和运输车辆为流动的线源，污染物扩散较快，将随着各井的拆除而移动，对环境的影响是暂时的。在各油井完全关闭后，该地区的空气环境将可恢复到未开发前的状态。

### 2.退役期废水污染防治措施

退役期间严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）要求进行施工作业，并对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水串层。

### 3.退役期土壤污染防治措施

当本项目进入退役期，对永久停用、拆除或弃置的废弃井（站）场、道路等设施，经土壤污染状况调查，确保无土壤环境污染遗留问题后，开展复垦复绿、改良等工作，并依法进行分类管理。

### 4.退役期生态保护措施

油田服务期满后，闭井时的污染防治措施主要是生态恢复工作，主要防治措施如下：

（1）各种机动车辆应固定路线，禁止随意开路，踩踏和破坏植被，应把破坏和影响严格控制在征地范围之内。

（2）闭井后要拆除井架、井台、拔出井管，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物如落地油等。

(3) 根据油田占用的土地类型和土地面积，对井场道路及各井场、场站永久占地要进行生态恢复，耕地要及时复垦，使整个油田开发区与区域生态景观和谐一致。

## 第九章 环境影响经济损益分析

### 9.1.工程的社会效益分析

本项目地处吉林省大安市境内,项目的实施除了使吉林油田的生产规模进一步扩大,产量增加,经济实力增强外,也将会带动本地区经济的发展和社会的进步,如增加地方的税收、带动相关产业的发展、带来交通的便利、增加当地居民收入等。

### 9.2.工程的经济效益分析

本项目建设总投资 5000 万元,预计整个运营期累计新增产能  $0.32 \times 10^4 \text{t/a}$ ,按中石油目前原油收购价格 3000 元/吨计算,整个计算期销售收入为 1.44 亿元(不含税),评价期内的年平均销售收入为 0.096 亿元。

由此可见,本项目的建设不但可为企业带来较好的经济效益,而且可以将本地的资源优势转化为经济优势,充分发挥油田开发建设经济带动作用,促进地方经济的发展。

### 9.3.工程环境经济损益分析

#### 9.3.1.项目内部环境保护措施效益分析

##### 1.环保设施费用估算

本工程环保投资主要用于固废、噪声、生态保护措施等方面的治理,经估算本项目其中环保投资 117.4344 万元,占总投资的 2.35%。

##### 2.环保设施经济收益估算

采取相应环保措施后,不仅可以减轻对环境的污染,具有一定的环境效益,而且还可以产生一定的经济效益。

本项目预计运营期间共处理含油废水约  $1.76 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ,全部回注到地下油层,相当于节省了同样数量的清水,按每吨水 0.50 元计算,产生的经济效益约为 0.88 万元。

#### 9.3.2.油田开发外部环境损失

油田开发过程中,由于井场占地、地面建设占地,修建道路等需要占用土地,占地带来的环境损失可用征地费用和农作物的经济损失来计算。而环境污染造成的环境损失及生态破坏,则很难用价值计算。

##### 1.土地资源损失

本项目临时占地面积为  $0.5045 \text{hm}^2$ ,征地费平均按 1.0 元/ $\text{m}^2$  计算,其费用为 0.5045 万元;永久占地面积为  $0.2055 \text{hm}^2$ ,征地费平均按 16.5 元/ $\text{m}^2$  计算,其费用为 3.39075 万元;则土地资源费共计为 3.89525 万元。

##### 2.农业生态损失费

由油田开发占地影响分析可知，施工期如果安排在作物生长期，将可能造成玉米减产 5.34t/a，可能带来的农业经济损失为 1.02 万元/a；如果施工期安排在冬季进行，则不会对农作物造成产量和经济的直接影响；生产期因永久占地可能造成玉米减产 1.24t/a，可能带来的农业经济损失约为 0.24 万元/a。若按油田运营期 15 年计，则油田整个运营期间，可能影响当地农业收入 3.6 万元。

## 9.4.综合效益分析

综上，本项目不仅可以加速吉林油田的发展，同时也为大安市乃至吉林省的经济发展创造了新的增长点，同时本项目还可为当地的经济、交通运输、居民就业及收入的增加等产生促进作用，具有明显的社会效益。

本项目的开发可以实现良好的经济效益。项目开发建设的同时，采取污水处理后回注，废弃泥浆无害化处理，油土分离等环保措施，可大大降低油田开发对区域环境的影响，项目环保措施可行，投资合理，可产生较好的环境效益。因此，从各方面讲，本项目的开发建设将带来较大的社会、经济、环境效益。

## 9.5.环保投资估算

本工程总投资 5000 万元，其中环保投资 117.4344 万元，占总投资的 2.35%，本工程污染防治措施内容及投资见下表。

表 9.5-1 本项目污染防治措施内容及投资汇总表 单位：万元

时期	项目	措施内容	投资	备注
施工期	废水治理	钻井井场内设置旱厕	0.3	每个投资 0.3 万元
	地下水防治	固井水泥套管	4.0	每个井口投资 0.5 万元
	固废治理	废弃泥浆处理（包括钻井废水、完井废水）	80	/
	噪声治理	柴油机安装消声器等	8	
	其他	采用蒸汽清洗钻具	1	增加清洗设备，每个井队增加 1.0 万元
运营期	废气治理	井口密封材料	0.48	每个采油井口投资 600 元
	固体废物	油泥处理	0.1744	每吨处理费用 200 元
		井下泄油器	0.48	每个泄油器 600 元
		箱式清洁修井平台	5	多个井场共用一个
其他	生态减缓及水土保持投资	植被恢复及水土保持费用	5	/
	环境监测	环境质量及污染源监测	5	/
	风险	风险应急措施	2	/
	管理措施	员工培训及环保教育	1	/
合计			117.4344	/

## 第十章 环境管理与监测计划

### 10.1.环境管理

#### 10.1.1.环境管理机构

##### 1.油田开发 HSE 管理体系

本开发项目应根据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T276-1997)的要求,在项目的开发建设期、运营期建立和实施 HSE 管理体系。其中环境管理的内容应符合 ISO14000 系列标准规定环境管理体系原则以及石油开采、集输等有关标准的要求。建设期和运营期的 HSE 管理分别包括以下内容:

(1) 建设期的 HSE 管理主要包括良好的工程设计、节能、节水、节省原辅材料的设计,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,安全施工等。

(2) 运营期的 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、事故预防和应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等。

在项目的初步设计中应对工程建设期和运营期可能产生的健康、安全与环境影响进行论述,对危害的预防进行设计并对安全和环保措施进行专项投资概算,以有效降低工程建设和运行中的健康、安全与环境危害。

##### 2.组织机构

吉林油田公司红岗采油厂的 HSE 管理机构应实行逐级负责制,受集团公司 HSE 管理委员会的直接领导,下设安全环保科,设专职 HSE 管理员一名,负责全厂的 HSE 日常管理工作。

##### 3.HSE 管理员的职责

- (1) 负责生产运营期间环境管理措施的编制、实施和检查;
- (2) 对生产运营期间出现的环境问题加以分析;
- (3) 监督生产现场对环境管理措施的落实情况;
- (4) 协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律法规;
- (5) 配合上级主管部门组织全体人员进行环境教育和培训;
- (6) 及时向上级主管部门汇报环境管理现状,提出合理化建议;
- (7) HSE 兼职管理员和每位工作人员应清楚地意识到环境保护的重要性,了解对环境的影响和可能发生的事故;按规章制度操作,发现问题及时向上面汇报,并提出改

进意见。

#### 4.培训

为增强全体员工的环境意识和能力,对本建设项目全体管理及工作人员进行上岗培训,考核合格后方可投入工作,培训内容如下:

##### (1) 提高各级管理人员和全体员工的环境保护意识

学习国家和地方政府有关环境方面的法律法规,地方政府有关自然保护区的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的有关规定;了解本公司环境保护的目标和指标;认识到遵守环境方针与工作程序的重要性及违反规定的工作程序可能带来的后果。

##### (2) 从事环境保护工作的能力

管理及处理可能污染环境的源的位置、产生量、处理方式等;保护周围的生态环境的管理;处理项目建设可能引起的其他污染情况等;熟悉有关 HSE 的各种规章制度和操作规程;掌握各种 HSE 有关设施的使用、维护方法,按要求处理和处置废水、废气及固体废物的方法;掌握泄漏事故的预防和紧急处理方法。

本开发项目应根据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T276-1997)的要求,在项目的开发建设期、运营期建立和实施 HSE 管理体系。其中环境管理的内容应符合 ISO14000 系列标准规定环境管理体系原则以及石油开采、集输等有关标准的要求。建设期和运营期的 HSE 管理分别包括以下内容:

1.建设期的 HSE 管理主要包括良好的工程设计、节能、节水、节省原辅材料的设计,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,安全施工等。

2.运营期的 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、事故预防和应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等。

在项目的初步设计中应对工程建设期和运营期可能产生的健康、安全与环境影响进行论述,对危害的预防进行设计并对安全和环保措施进行专项投资概算,以有效降低工程建设和运行中的健康、安全与环境危害。

#### 5.检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行,预防污染和保护环境的措施得到有效推行,并使体系得到持续改进,在项目开发建设期间要进行不定期的检查和环境审核,在工程结束时,不但进行工程质量检查验收,还要进行 HSE 工作审核验收。

#### 6.风险处理方案

针对本项目可能发生的风险事故，结合自然条件、环境状况、地理位置等特点，借鉴其他类似工程的经验，制定出本项目开发施工期和生产运营期的风险处理方案及应急预案。

#### (1) 确定危害和风险

首先确定本项目的风险事故，通过正确区别和评价风险事故的危害，制定相应的应急措施，将风险影响降到最低限度，最大限度地保护当地居民及其财产、周围环境少受或不受影响。

#### (2) 风险应急措施

在危害和风险评价的基础上确定地点和状况及应急反应计划，即通过对可预见的突发事故系统地进行评审、分析和记录。针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应急计划，以处理突发事故，降低风险，这种行动计划的内容应包括：

应急组织及职责；应急教育与应急演习；应急设施、设备与器材；应急通讯联络；应急监测；应急安全、保卫；应急医学救援；应急措施；事故后果评价和应急报告；应急状态终止等。

### 7.环境管理机构

为确保环境管理工作的正常执行，该项目的环境管理由红岗采油厂安全环保科负责，科内设置专门人员在建设与运营期进行环境管理。开展工作时，要在建设期和运营期坚决贯彻执行国家有关环境保护法规，检查各项环保措施的实施情况，了解环保设施的运行情况，了解该项目及其周围地区的环境质量变化，以切实做好保护项目所在地及周边地区环境的工作。

该项目环境管理机构的主要职责如下：

- (1) 贯彻执行环境保护的有关方针、政策、法令、标准等；
- (2) 结合本项目工程特点，排污特点，制定各种环境管理制度，并经常检查督促；
- (3) 审定、落实并监督实施本企业的污染防治方案，并负责环保监测；
- (4) 搞好环境教育和技术培训，提高工作人员素质；
- (5) 负责本项目环境管理日常工作和周围地区环境保护部门及其它社会各界的协调工作；
- (6) 参与突发性事故的应变处理工作以及污染事故的调查与处理工作。

#### 10.1.2.环境管理主要任务

制订环境管理方案，建立污染源档案；委托具有环境监测资质的单位开展对本项目

的定期环境监测；编制环境保护规划和计划，并作为企业生产目标的一个内容纳入企业的生产发展和计划中，在开发的同时严格控制污染物排放总量。

## **10.2.污染物排放及管理要求**

本项目污染物排放情况详见下表。

表 10.2-1 本项目污染物排放清单及环境管理要求一览表

时期	污染源	污染物	产生浓度	产生量 (t)	环境保护措施	排放浓度	排放量 (t)	执行的环境标准	
施工期	钻井柴油机废气	烃类	/	0.023	尾气达标设备, 钻机燃油采用标号高、污染物排放量小的清洁柴油 (或汽油)	/	0.023	GB20891-2014《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Ⅲ、Ⅳ阶段)》中“非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值” (第Ⅲ阶段)	
		NOx	/	0.541		/	0.541		
		CO	/	0.122		/	0.122		
		烟尘	/	0.048		/	0.048		
	钻井废水	COD	2000mg/L	1150.3m <sup>3</sup> /施工期	导入泥浆接收装置后装车运输至附近大安泥浆处理站	/	0	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》SY/T5329-2022 中空气渗透率 $\geq 0.05 \sim < 0.5\mu\text{m}^2$ 相关标准	
		SS	1500mg/L			/	0		
	废压裂液返排液	COD	5000mg/L	700m <sup>3</sup> /施工期	运至油气处理三站联合站废压裂液处理系统, 经处理达标后回注地下	/	0		
		石油类	200mg/L			/	0		
	完井废水	COD	2000mg/L	240m <sup>3</sup> /施工期	该部分废水与钻井废水随废弃泥浆统一由罐车运至附近大安泥浆处理站	/	0		
		SS	1500mg/L			/	0		
	生活污水	COD	350mg/L	144m <sup>3</sup> /施工期	钻井井场防渗厕所中, 定期清掏作农家肥	/	0		/
		BOD <sub>5</sub>	170mg/L			/	0		
		SS	150mg/L			/	0		
		氨氮	40mg/L			/	0		
	废弃泥浆	废弃泥浆	/	1058.28	钻井岩屑混入废弃泥浆中, 均运至泥浆处理站处理	/	0	/	
	钻井岩屑	钻井岩屑	/	676.38		/	0		
废焊条	废焊条	/	0.1	集中收集后外售		/	0		
生活垃圾	生活垃圾	/	1.8	送至指定地点由环卫部门统一收集处理	/	1.8			
运营期	生产	非甲烷总烃	/	4.536t/a	实现油气密闭集输, 同时采油井的井口加强密封性, 经常检查和更换井口密封垫	/	4.536t/a	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 其他排放控制要求	
		温室气体	/	/		/	/		/
	采油废水	石油类	1200mg/L	21.12t/a	进入油气处理二站污水处理系统处理后回注地下	/	/	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》SY/T5329-2022 中空	
		SS	1500mg/L	26.4t/a		/	/		

时期	污染源	污染物	产生浓度	产生量 (t)	环境保护措施	排放浓度	排放量 (t)	执行的环境标准
	洗井废水	石油类	700mg/L	2.016t/a	低噪声设备	/	/	气渗透率 $\geq 0.05 \sim < 0.5 \mu\text{m}^2$ 相关标准 (石油类 $\leq 20.0 \text{mg/L}$ , SS $\leq 15.0 \text{mg/L}$ )
		SS	2000mg/L	5.76t/a		/	/	
	修井废水	石油类	700mg/L	2.016t/a		/	/	
		SS	2000mg/L	5.76t/a		/	/	
	抽油机	抽油机	/	65dB(A)		/	65dB(A)	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 中 2 类区标准
	修井	修井含油废物	/	0.14t/a		暂存与油土暂存池, 定期委托有资质单位进行处理	/	0.14t/a
采出液处理	油泥 (砂)	/	3.872t/a	/	3.872t/a			
退役期	废气	扬尘	/	/	在对原有设备拆卸、转移过程中产生一定扬尘, 故需采取洒水降尘措施, 同时闭井工作避开大风等恶劣天气, 避免对周围空气环境造成污染	/	/	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)
	废水	清洗设备废水	/	/	设备排出的废水采用罐车拉走, 进入污水处理系统回注不外排	/	/	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》SY/T5329-2022 中空气渗透率 $\geq 0.05 \sim < 0.5 \mu\text{m}^2$ 相关标准
	噪声	施工噪声	/	/	采用低噪声设备, 操作周期为短期, 对周围环境产生间歇式影响, 伴随退役期工作结束而终止	/	/	《建筑施工噪声排放标准》 (GB12523-2025)
	生态恢复		/	/	做好退役期的地表恢复工作, 人工种植地表原有植物, 拆卸、迁移场站设备, 对受影响已清除污染物区域进行换土 (拉运并填埋具有原来特性的土质), 恢复原有生态机能	/	/	/

## 10.3.环境监测

### 10.3.1.环境监测计划

1.施工期的环境监测包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废渣、废水、噪声等。监测工作由 HSE 人员负责组织完成，具体监测可委托项目所在地环境监测站完成。

2.运营期间的环境监测可不必自设环境监测机构，需要进行的环境监测可委托当地环境监测站进行。环境监测应按国家和地方环境要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环保主管部门上报监测结果。

3.建议吉林油田公司建立地下水环境监测管理体系，制定地下水环境影响跟踪监测计划，建立地下水环境影响跟踪监测制度、配备先进的监测仪器和设备，以便及时发现环境问题，采取措施。

4.制定环境跟踪监测与信息公开计划。

### 10.3.2.监测计划内容

环境监测由建设单位委托环境监测部门完成。本项目为油田产能扩建项目，依据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），结合现有工程监测计划，确定本工程运营阶段监测计划详见下表。

表 10.3-1 环境监测计划

时期	类别	监测内容	监测项目	监测点位	监测时间及频率
运营期	环境质量监测	地下水环境	pH、石油类、砷、六价铬	翻身屯、红旗饲养场、后杨家	1次/半年
		土壤	石油烃	采油井场布设表层样，采用深度 0~0.5m	1次/3年
	污染源监测	废气	非甲烷总烃	采油井场上风向 10m 布设 1 个监测点、下风向 10m 处布设 3 个监测点	1次/半年
		噪声	井场噪声	采油井场边界	1次/季度
		回注水	石油类、SS	各联合站污水处理设施出口	1次/月
	回注井	井口压力、套管压力、环孔压力、回注流体的流量、水质等。	注水井	持续	井口压力、套管压力、环孔压力、回注流体的流量、水质等。
退役期	环境质量	地下水	石油类、石油烃	翻身屯、红旗饲养场、后杨家	1次/退役

	监测		(C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )、石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、砷、六 价铬	家	期
		土壤	石油类、石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )、石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )、砷、六 价铬	退役油井平台	1次/退役 期

## 10.4.环境保护验收

本项目“三同时”验收计划见下表。

表 10.4-1 本项目“三同时”验收计划表

投资项目		治理对象	治理措施	处理效果
废气治理	加强井口的密封性	无组织烃类气体挥发	采用密闭工艺流程	最大限度地降低烃类气体的挥发，使其满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)无组织控制要求
废水治理	施工期水污染防治	生活污水	施工期间生活污水排入移动防渗旱厕，定期清掏外运做农家肥	妥善处理，严禁乱排
		完井废水、钻井废水	倒入泥浆接收装置后装车运输至废弃泥浆处理站处理	不外排
		废压裂液	拉运至联合站处理达标后回注地下	
	运营期水污染防治	修井废水、洗井废水、含油废水	罐车拉运至联合站污水处理系统处理达标后回注地下	
地下水污染防治	固井水泥套管	套外返水	每口井下表层套管，内设水泥封堵，水泥套管上返至井口	避免套外返水事故
固废治理	钻井废物	废弃泥浆、钻井岩屑	倒入泥浆接收装置后装车运输至附近废弃泥浆处理站处理	合理处置，不产生二次污染
		生活垃圾	施工人员产生的生活垃圾送至垃圾填埋场处理	
	井下作业废物	修井含油废物	油井安装泄油器，井场设置箱式清洁修井平台	使修井含油废物土回收处理率达到100%，送有相关危险废物处置资质单位进行处理
	油气处理	油泥(砂)	送有相关危险废物处置资质单位进行处理	合理处置，不产生二次污染
噪声治理	施工期井场	柴油机、钻机等施工机械	选用低噪声的施工机械和工艺，合理安排施工时间	施工场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》GB12523-2025
		运输车辆	定期维护设备，加强运输管理	/
	运营期井场	螺杆泵、运输车辆	选用低噪声设备，定期保养	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类区标准

风险防范	风险应急措施及培训	污染风险	应急措施	能有效降低污染风险
管理措施	员工培训及环保教育	环境管理	提高员工素质、对员工进行培训和环保教育	加强环境管理
生态补偿及恢复	临时占地植被恢复	植被破坏	临时占地恢复面积 0.5045hm <sup>2</sup>	降低对生态环境的影响
	退役期生态恢复	生态环境	永久占地恢复面积 0.2055hm <sup>2</sup>	降低油田开发的生态环境影响

## 第十一章 环境影响评价结论

### 11.1. 工程概况

本次在塔页 1 井区部署 10 口直井，其中新建 8 口井（7 油 1 水），2 口探井转生产井，设计平均井深 1438m，总进尺  $1.1503 \times 10^4$ m。预测新井单井日产油为 1.5t，预建产能  $0.32 \times 10^4$ t，共利旧  $20\text{m}^3$  单井罐 6 座，利旧值班板房 1 座。本次工程新建 1 口注水井，采用橇装注水，新建 1 座橇装注水泵房，泵房安装注水泵 1 台。以过滤后地下清水为注水水源，新建简易水源井 1 口，安装潜水泵 1 台，设恒压变频，设计供水规模  $120\text{m}^3/\text{d}$ 。将 2 口探井塔页 1、塔页平 1 转为生产井，采用单井罐集油—汽车拉运方式生产。

### 11.2. 与“三线一单”分区管控要求符合性分析

本项目所在区域不涉及生态保护红线，涉及的管控单元为大安市一般管控区，项目建设符合分区管控要求。

### 11.3. 与产业政策符合性分析

石油、天然气开采业属于国家重点鼓励发展的产业，并被列入《产业结构调整指导目录（2024 年本）》“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探及开采”。因此，项目的建设符合国家产业政策。

### 11.4. 环境质量现状结论

#### 11.4.1. 环境空气

大安市 2024 年为环境空气达标区。由环境空气质量补充监测及评价结果可知，各监测点位的各污染物的单项标准指数均小于 1，环境空气质量满足 GB3095-2026《环境空气质量标准》中二级标准值和《大气污染物排放标准详解》中非甲烷总烃  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  的浓度限值要求，硫化氢能够满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 中的浓度限值，评价区域的环境空气质量良好。

#### 11.4.2. 地表水

从上表可以看出，好来宝泡的各污染物的单项标准指数均小于 1，由此可以看出，评价区域的地表水满足《地表水环境质量标准》GB3838-2002）V 类标准。

#### 11.4.3. 地下水

由监测结果及单项评价标准指数法现状评价结果可以看出，氨氮在 U3（红旗饲养场）、U4（后杨家）、U6（前杨家）、U7（红旗饲养场）点位超标，其中 U7 点位超

标最为严重，超标倍数为 0.88 倍，U3 点位超标倍数为 0.84 倍，U4 点位超标倍数为 0.64 倍，U6 点位超标倍数为 0.53 倍；氟化物在 U5（鲍家窝棚）点位超标，超标倍数为 0.12 倍；铁在 U1（翻身屯）、U4（后杨家）、U5（鲍家窝棚）、U6（前杨家）点位超标，其中 U6 点位超标最为严重，超标倍数为 0.87 倍，U4 点位超标倍数为 0.60 倍，U5 点位超标倍数为 0.20 倍，U1 点位超标倍数为 0.33 倍；锰在所有监测点位（U1-U7）均存在超标，其中 U7（红旗饲养场）点位超标最为严重，超标倍数为 3.10 倍，U3（红旗饲养场）点位超标倍数为 3.00 倍，U1（翻身屯）点位超标倍数为 2.90 倍，U4（后杨家）、U5（鲍家窝棚）、U6（前杨家）点位超标倍数均为 1.00 倍。

超标原因推测如下：氨氮超标可能与周边农业活动及点位周边污染源有关，红旗饲养场、后杨家、前杨家等区域可能存在农业面源污染，如化肥施用、畜禽养殖废弃物渗漏等，加之浅层地下水易受地表污染源渗入影响，导致氨氮浓度超出标准限值；氟化物、铁、锰超标原因可能是当地地质背景因素所致，地下岩石中氟化物、铁、锰元素本底含量较高，在长期的水文地质作用下，经过雨水渗透、地下水径流等过程，这些元素逐渐释放到地下水中，导致水体中氟化物、铁、锰浓度升高，进而超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值。

其他各项监测因子的污染指数均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求，其中石油类指标满足《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2022）中石油类限值（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）要求。

#### 11.4.4.土壤

由土壤环境质量现状监测及评价结果，本项目调查范围内建设用地土壤监测因子能够满足《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 及表 2“建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（基本项目）”和“建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（其他项目）”第二类用地筛选值标准；农用地土壤能够满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”标准，土壤环境质量良好。

#### 11.4.5.生态环境

评价区内的生态环境主要是以农田、村落、人工林为代表的人工生态系统。本区农田主要为旱田，主要种植玉米。本区农业生产条件中的光、热、水等因素均可满足农作物生长需要。加上农业生产的投入较高，因此本区农业生产水平属中上等水平，主要农作物产量较高。

## 11.5. 污染物排放情况

1. 废气：施工期产生的大气污染物主要有钻井排放的烟气，各种工程车辆排气等；运营期废气主要为井场挥发损失的烃类气体、依托站场加热炉排放的烟气以及各种车辆排放的尾气；退役期废气主要为拆卸设备扬尘。

2. 废水：施工期废水污染源主要是钻井废水和生活污水；运营期废水污染源主要为采油废水、修井废水、洗井废水等；退役期废水主要为清洗设备废水。

3. 噪声：施工期噪声主要有钻井机械噪声、压裂噪声以及运输车辆噪声等。运营期噪声主要为井场抽油机噪声及车辆噪声等；退役期噪声主要为拆卸设备施工噪声。

4. 固体废物：施工期主要有钻井废弃泥浆、钻井岩屑、废焊条、生活垃圾及拆除设备等；运营期固体废物主要为修井含油废物、油泥（砂）等；退役期固体废物主要为废旧设备。

## 11.6. 主要环境影响及防治措施

### 11.6.1. 废气

施工期大气环境影响主要为柴油机排放的废气，机械运输产生的施工扬尘以及焊接烟尘。柴油机排放的废气，其污染物排放满足 GB20891-2014《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Ⅲ、Ⅳ阶段）》中“非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值”（第Ⅳ阶段）要求；施工场地和沿线定时洒水，粉状物料、开挖的土方堆放必须有苫布覆盖及洒水降尘，周围设封闭性围挡措施；运输车辆采取覆盖措施，减少沿途抛撒和扬尘；焊接烟尘产生的有机废气产生量不大，在室外使用，场地易于污染物扩散。施工结束后废气影响将消失。

生产运营期间，本项目采用密闭集输系统，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中其他排放控制要求；依托联合站加热炉燃料为油田伴生气，其本身就属于清洁能源，其污染物排放浓度及排放速率均满足《锅炉大气污染物排放标准》GB13271-2014 中在用的燃气锅炉要求，厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中无组织控制标准，对区域大气环境影响小。

### 11.6.2. 废水

施工期钻井废水和完井废水随废弃泥浆统一由罐车运送至大安泥浆处理站进行处理；废压裂液进入油气处理三站压裂液处理系统处理达标后回注地下；生活污水排入防

渗旱厕，定期清掏外运做农肥。

运营期生产废水及井下作业废水全部进入油气处理二站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注地下。

项目产生的废水在落实本项目提出的风险防范措施后，对区域地表水及地下水环境影响小。

### 11.6.3.噪声

本项目施工期产生的噪声主要为钻井柴油发电机噪声及钻井噪声；本项目运营期产生的噪声主要为采油井井场和运输车辆噪声。通过采取降噪措施后，井场厂界噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区要求。敏感点处噪声可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类标准。本项目建设噪声影响可接受。

### 11.6.4.固体废物

钻井期间产生的废弃泥浆导入泥浆罐暂存，由罐车运送至大安废弃泥浆处理站处理；岩屑与废弃泥浆一起运送至附近废弃泥浆处理站处理；拆除的废旧设备由油田资产处回收；施工期产生生活垃圾收集后由环卫部门清运统一处理，废焊条集中收集后外售；运营期修井含油废物和油泥等含油废物暂时贮存在油土储油池中，定期送往有相关危险废物处置资质单位进行处理，基本不会对周边环境产生显著影响。

### 11.6.5.土壤环境

污染主要集中在井场附近，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤上层，迁移深度较浅。事故时排放的采出液中石油类量大且集中，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，一定要严防油气跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对采出液进行回收，最大限度地恢复地表原貌，从而为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

### 11.6.6.生态环境

项目施工期对生态环境影响较大，主要表现在工程占地、影响土地利用、破坏施工范围内的植被、增加新的水土流失、影响土壤肥力和结构等。地表开挖造成直接和间接水土流失、植被破坏等。生态保护措施主要表现在施工期间，主要体现在管理、工程及

补偿措施，保证沿线植被、土壤不受明显影响，保证施工后临时占地及时进行土地平整及植被恢复，使项目对生活环境的影响降至可接受范围内。

### 11.7. 总量控制

本项目生产期不增加废水排放量，因此可不设废水总量控制指标。

本项目不新建加热炉，不增加烟尘、SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 总量，鉴于本项目不属于 VOC 重点行业，不将非甲烷总烃列为总量控制指标。因此，本次评价不设置总量控制指标。

### 11.8. 环境风险分析

通过对本项目的环境风险分析可知，本项目主要环境风险是油井套外返水带来的地下水环境污染，石油泄漏、火灾及爆炸等，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和土壤有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况对周围环境的影响。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，并定期演习，避免重大污染事故的发生。

### 11.9. 环境管理与监测计划

结合吉林油田环境管理与监测现状，为本项目制定了详细环境管理机构方案，并具体指明了机构的主要任务，提出了管理的依据和标准，制定了区块开发环境监测计划，同时提出项目开发 HSE 管理体系及风险应急措施。

### 11.10. 公众意见采纳情况结论

建设单位按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）和生态环境部令第 4 号《环境影响评价公众参与办法》开展了本项目的公众参与工作，编制了公众参与说明文件。

建设单位在确定报告书编制单位后 7 个日内开展了第一次公示，主要通过建设项目所在地相关政府网站的形式，其间无反馈意见和建议。在环境影响评价报告书征求意见稿形成后，建设单位通过现场张贴、网站公示及报纸公示的形式进行二次公示。公示有效期为 10 个工作日。同时在报纸上进行两次公示，并在现场张贴公告，公示期间未收到公众反馈的意见。

### 11.11. 环境影响经济损益分析

本项目的开发可以实现良好的经济效益。项目开发建设的同时，采取污水处理后回注，钻井产生的废弃泥浆拉运至废弃泥浆处理站处理，清洁生产工艺回收落地油等环保措施，可大大降低油田开发对区域环境的影响，项目环保措施可行，投资合理，可产生

较好的环境效益。因此，从各方面讲，本项目的开发建设将带来较大的社会、经济、环境效益。

### **11.12.综合评价结论**

本项目符合国家产业政策、符合吉林省经济发展规划、吉林油田公司“十四五”发展规划，符合环境功能区划及分区管控要求；环境影响主要为施工期及运营期，采取本报告提出的各项污染防治措施和生态减缓措施后，各项污染物能够稳定达标排放，对环境空气、水环境、声环境、生态环境影响可接受。采取一系列生态减缓措施后，对区域自然生态和农业生态环境影响可降至最低。在落实本报告提出的环境风险防范措施和应急措施后，可确保环境风险受控。因此从环境保护角度分析，本项目建设可行。