

吉林东部油气新能源公司莫里青油田伊59 区块10 口
井 2026 年产能建设工程

环境影响报告书

建设单位：吉林东部油气新能源公司

评价单位：吉林省正源环保科技有限公司

2026 年 1 月

打印编号: 1763624994000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	560uc4
建设项目名称	吉林东部油气新能源公司莫里青油田伊59区块10口井2026年产能建设工程
建设项目类别	05-007陆地石油开采
环境影响评价文件类型	报告书

一、建设单位情况

单位名称(盖章)	中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司吉林东部油气新能源公司
统一社会信用代码	9122070071717338XU
法定代表人(签章)	聂占福
主要负责人(签字)	耿敬祝
直接负责的主管人员(签字)	刘恒 刘恒

二、编制单位情况

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

三、编制人员情况

1. 编制主持人

姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
陶慧舒	0352025062200000005	BH067070	陶慧舒

2. 主要编制人员

姓名	主要编写内容	信用编号	签字
陶慧舒	概述、总则、拟建项目工程分析、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证。	BH067070	陶慧舒
张亮	环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论。	BH027435	张亮
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

修改清单

序号	意见	页码
1	细化本次依托的老井平台开发过程及运行现状，复核批复及竣工环保验收情况，充实依托井场排污情况及达标分析，复核现存环境问题。	P44-46; p65-66
2	细化依托工程内容及依托可行性分析内容，包括计量间、现有集输管线、注水管线等可依托性。明确新建集输管线连接井场情况，细化集输系统工程内容。明确探转产伊 70、伊 71 两口探井工程实施进度及环境管理要求。	P46-47; p76-77; p45
3	复核钻井施工临时占地及永久占地面积，永久基本农田及黑土占用情况。	P79-80
4	复核修井、洗井废水量。复核项目建成后各井场废气源强，核准烃类气体挥发量。	P92-93; p91-92; p29-30
5	复核地表水评价标准及评价结果。复核地表水环境敏感性及地表水环境保护目标。	P24; p105-106; p40
6	明确地下水径流补给区及质点迁移距离计算参数选取依据并复核计算结果，核准地下水环境保护目标及距离，复核地下水评价范围。	P30-33; p40
7	细化地下水超标原因。完善水文地质调查内容，新建回注井的项目，应重点掌握回注层和隔离层特征、地质构造特征等。	P113-117; p106-111
8	复核多井平台噪声源强及预测结果，强化噪声污染防治措施。	P144-145
9	细化对基本农田影响分析内容，细化表土剥离面积、深度、剥离量及堆存利用措施，细化施工临时证占地生态恢复措施。	P149; p81-82; p177-180
10	完善地下水影响分析及污染防治措施内容。完善对二龙山水源保护区影响分析及保护措施内容，强化运输穿越水源保护区路段风险防范措施、施工及运行期生产废水处理回注不排放措施。	P169-173 ; p135 ; p168 ; p172-173
11	完善环境管理及环境监测计划，充实回注水相关监测内容。核实“三本帐”。规范附图、附件。	P192; p96
12	完善位于优先保护单元内工程生态环境分区管控要求相符性分析内容。充实与《吉林省城镇生活饮用水水源保护条例》、《四平市市区饮用水水源地保护条例》要求相符性分析。完善与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910 号)符合性分析内容。	p6-8; p13; p8-10
13	专家提出的其他合理意见应一并参照修改。	P12; P16; p19; p7-8; p40; p121-123; p126-127;

目录

概述	1
第一章 总则	15
1.1. 编制依据	15
1.1.1. 法律法规	15
1.1.2. 技术标准及规范	16
1.1.3. 其他相关文件	17
1.2. 评价目的、评价原则与评价重点	18
1.2.1. 评价目的	18
1.2.2. 评价原则	18
1.2.3. 评价重点	19
1.3. 环境影响因素识别与评价因子筛选	19
1.3.1. 环境影响因素识别	19
1.3.2. 评价因子筛选	20
1.4. 相关规划及环境功能区划	21
1.4.1. 相关规划	21
1.4.2. 环境功能区划	22
1.5. 评价标准	23
1.5.1. 环境质量标准	23
1.5.2. 污染物排放标准	27
1.6. 评价工作等级及评价范围	28
1.6.1. 环境空气	28
1.6.2. 地表水	30
1.6.3. 地下水	31
1.6.4. 声环境	33
1.6.5. 生态环境	34
1.6.6. 土壤环境	35
1.6.7. 环境风险	36
1.7. 污染控制目标与环境保护目标	37
1.7.1. 区域环境敏感性分析	37

1.7.2. 污染控制目标	39
1.7.3. 环境保护目标	40
第二章 现有工程调查	44
2.1. 开发现状调查	44
2.1.1. 油田概况	44
2.1.2. 现有区块开发情况	44
2.1.3. 区域生产现状	46
2.1.4. 双伊联合站现状	47
2.1.5. 含油废物处理	52
2.1.6. 废弃泥浆处理现状	53
2.2. 现有及在建污染源调查	54
2.2.1. 废气	54
2.2.2 废水	56
2.2.3 固体废物	57
2.2.4 噪声	58
2.2.5 现有及在建污染物排放汇总	59
2.3. 污染物达标分析	60
2.3.1. 废气	60
2.3.2. 废水	60
2.3.3. 噪声	60
2.3.4. 固废	60
2.4. 排污许可证情况	60
2.5. 应急预案情况	61
2.5. 已采取的环保措施、现存环境问题及整改措施	63
2.5.1. 已采取的环保措施	63
2.5.2. 现有环评及验收情况	64
2.5.3. 现存环境问题及整改措施	66
第三章 拟建项目工程分析	67
3.1. 建设项目概况	67
3.1.1. 项目名称、性质及规模	67

3.1.2. 投资估算与资金筹措	67
3.1.3. 建设内容及项目组成	67
3.2. 工程方案	69
3.2.1. 油藏工程	69
3.2.2. 油田开发方案	69
3.2.3. 开发指标预测	71
3.2.4. 钻井工程方案	72
3.2.5. 地面工程方案	76
3.2.6. 公用工程	77
3.2.7. 劳动定员	77
3.2.8. 施工进度安排	78
3.2.9. 依托可行性分析	78
3.2.10. 占地情况分析	79
3.2.11. 三场设置及土石方平衡	80
3.3. 影响因素分析	82
3.3.1. 污染影响因素分析	82
3.3.2. 环境风险因素分析	86
3.3.3. 生态影响因素分析	86
3.4. 污染源强核算	86
3.4.1. 施工期	86
3.4.2. 运行期	91
3.4.3. 闭井期	94
3.4.4. 污染物排放总量汇总	95
3.5. 污染物排放“三本账”核算	96
3.6. 污染物总量控制指标	96
3.7. 清洁生产分析	97
第四章 环境现状调查与评价	99
4.1. 自然环境概况	99
4.1.1. 地理位置	99
4.1.2. 地形地貌	99

4.1.3. 水文地质情况	99
4.1.4. 土壤与植被	100
4.1.5. 气候与气象	100
4.1.6. 四平市二龙山水库生活饮用水水源保护区	100
4.1.7. 长春市新立城水库生活饮用水水源保护区	101
4.1.8. 吉林伊通火山群国家级自然保护区	102
4.2. 环境质量现状调查与评价	103
4.2.1. 环境空气质量现状调查与评价	103
4.2.2. 地表水环境质量现状调查与评价	105
4.2.3. 地下水环境质量现状与评价	106
4.2.4. 地下水环境质量现状调查与评价	112
4.2.5. 声环境质量现状与评价	119
4.2.6. 土壤环境质量现状与评价	120
4.2.7. 生态环境质量现状与评价	126
4.2.8. 区域污染源调查	129
第五章 环境影响预测与评价	131
5.1. 环境空气影响预测与评价	131
5.1.1. 施工期环境空气影响分析	131
5.1.2. 运行期环境空气影响分析	132
5.1.3. 闭井运行期环境空气影响分析	133
5.2. 地表水环境影响预测与评价	133
5.2.1. 施工期	133
5.2.2. 运行期	133
5.2.3. 事故状态下对地表水环境影响分析	134
5.2.4. 闭井期	135
5.2.5. 对二龙山水库生活饮用水源保护区的影响分析	135
5.3. 地下水环境影响分析与评价	135
5.3.1. 施工期	136
5.3.2. 运行期	136
5.3.3. 闭井期	141

5.4. 噪声环境影响预测	142
5.4.1. 预测范围	142
5.4.2. 预测点和评价点确定	142
5.4.3. 预测模式	142
5.4.4. 施工期噪声影响分析	142
5.4.5. 运行期噪声影响分析	143
5.4.6. 闭井期噪声对环境的影响分析	145
5.5. 固体废物处理、处置与影响评价	145
5.5.1. 施工期固体废物排放影响分析	145
5.5.2. 运行期固体废物排放影响分析	145
5.5.3. 闭井期固体废物环境影响分析	146
5.6. 生态环境影响预测与评价	146
5.6.1. 对区域植被的影响评价	146
5.6.2. 对区域野生动物影响分析	148
5.6.3. 闭井期生态环境影响分析	148
5.6.4. 水土流失影响分析	148
5.6.5. 对基本农田影响分析	149
5.6.6. 对黑土地保护影响分析	149
5.7. 土壤影响预测与评价	149
5.7.1. 工程开发的土壤侵蚀分析	149
5.7.2. 施工期对土壤的影响分析	150
5.7.3. 运行期对土壤的影响分析	151
5.8. 环境风险事故分析	158
5.8.1. 评价依据	158
5.8.2. 敏感目标	158
5.8.3. 环境风险识别	159
5.8.4. 环境风险分析	163
第六章 环境保护措施及其可行性论证	166
6.1. 规划、设计期间应采取的环境保护措施	166
6.2. 废气污染防治措施	166

6.2.1. 施工期	166
6.2.2. 运行期	166
6.2.3. 闭井期	167
6.3. 废水污染防治措施	167
6.3.1. 施工期	167
6.3.2. 运行期	168
6.3.3. 对二龙山水库生活饮用水水源保护区的保护措施	168
6.4. 地下水污染防治措施	169
6.4.1. 施工期	169
6.4.2. 运行期	170
6.5. 固体废物的治理措施	173
6.5.1. 施工期	173
6.5.2. 运行期	173
6.5.3 闭井期	174
6.6. 噪声防治措施	175
6.6.1. 施工期	175
6.6.2. 运行期	175
6.7. 土壤污染防治措施	175
6.8. 生态保护与减缓措施	176
6.8.1. 严格控制施工临时用地	177
6.8.2. 做好施工组织安排工作	177
6.8.3. 严格控制行车路线	177
6.8.4. 黑土地保护措施	177
6.8.5. 基本农田保护及耕地复垦措施	178
6.8.6. 水土保持及生态恢复措施	179
6.8.7. 其他措施	179
6.9. 风险事故预防和处理措施	180
6.9.1. 钻井事故风险预防措施	180
6.9.2. 井下作业事故的防范措施	180
6.9.3. 柴油储罐风险防范措施	181

6.9.4. 管线风险防范措施	181
6.9.5. 井场污染防治措施	181
6.9.6. 罐车运输过程风险防范措施	182
6.9.7. 风险事故应急预案	183
6.10. 闭井期污染防治措施	184
第七章 环境影响经济损益分析	186
7.1. 工程的社会效益分析	186
7.2. 工程的经济效益分析	186
7.3. 工程环境经济损益分析	186
7.3.1. 项目内部环境保护措施效益分析	186
7.3.2. 油田开发外部环境损失	186
7.4. 综合效益分析	187
7.5. 环保投资估算	187
7.6. 综合效益分析	188
第八章 环境管理与监测计划	189
8.1. 油田开发 HSE 管理体系	189
8.1.1. HSE 管理内容	189
8.1.2. 组织机构	189
8.1.3. HSE 管理员的职责	189
8.1.4. 培训	190
8.2. 环境管理	190
8.2.1. 环境管理计划	190
8.2.2. 环境监理	191
8.3. 环境监测	191
8.3.1. 环境监测计划	191
8.3.2. 监测计划内容	192
8.4. 污染物排放及管理要求	192
8.5. 环境保护验收	193
第九章 环境影响评价结论	195
9.1. 工程概况	195

9.2. 与“三线一单”分区管控要求符合性分析	195
9.3. 与产业政策符合性分析	195
9.4. 环境质量现状结论	195
9.4.1. 环境空气	195
9.4.2. 地表水	195
9.4.3. 地下水	195
9.4.4. 土壤	196
9.5. 主要环境影响及防治措施	196
9.5.1. 废气	196
9.5.2. 废水	197
9.5.3. 噪声	197
9.5.4. 固体废物	197
9.5.5. 土壤环境	197
9.5.6. 生态环境	198
9.6. 总量控制	198
9.7. 环境风险分析	198
9.8. 环境管理与监测计划	198
9.9. 公众意见采纳情况结论	198
9.10. 环境影响经济损益分析	199
9.11. 综合评价结论	199

概述

1.项目背景

莫里青油田伊59区块位于吉林省伊通满族自治县境内，北距长春市50km，西北距怀德县25km，西南与莫里青油田伊52区块相连，东北距长春油田约45km。区内地势较平坦，地面条件较好，地面海拔220~270m。莫里青油田伊59区块地面原油性质较好，地面原油密度一般为 $0.822\text{g/cm}^3\sim0.855\text{g/cm}^3$ ，平均为 0.84g/cm^3 ；地面原油黏度（50°C）一般为 $4\text{mPa}\cdot\text{s}\sim12\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，平均为 $7.0\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，胶质含量为8%~12%，平均为10.3%；沥青质平均含量为0.8%；初馏点平均为111°C。

为了进一步提高油田的产量，中石油吉林油田公司提出了“吉林东部油气新能源公司莫里青油田伊59区块10口井2026年产能建设工程”。

2.项目建设内容

本次工程在莫里青油田伊59区块部署开发井10口，其中采油井9口，注水井1口，动用含油面积 0.29km^2 ，地质储量 $35\times10^4\text{t}$ ，设计日产油3.5t，预建产能 $0.70\times10^4\text{t}$ ，平均井深2764m，钻井进尺 $2.76\times10^4\text{m}$ 。将《吉林油田东部能源公司伊70、伊71两口探井工程》项目中两口探井伊70及伊71转为生产井，《吉林油田东部能源公司伊70、伊71两口探井工程》于2025年11月21日批复，批复文号为吉环审（表）字（2025）40号，伊70及伊71转为生产井的工程需在《吉林油田东部能源公司伊70、伊71两口探井工程》项目验收后进行。

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，吉林油田分公司吉林东部油气新能源公司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。评价单位通过对现场的勘察和调查，以及对工程相关资料和区域环境资料的分析，根据国家、吉林省有关环境保护法规、区域经济发展规划，按照环评技术导则编制了《吉林东部油气新能源公司莫里青油田伊59区块10口井2026年产能建设工程环境影响报告书》（以下简称“本项目”）。

本项目评价工作中的主要工作内容有：工程分析、环境质量现状调查、施工期及运营期环境影响分析、环保措施可行性分析、环境风险评价、政策相符性分析以及公众参与等。

根据《建设项目环境影响评价技术导则总纲》(HJ2.1-2016)等相关技术规范的要求，本项目的环境影响评价工作程序图见下图。

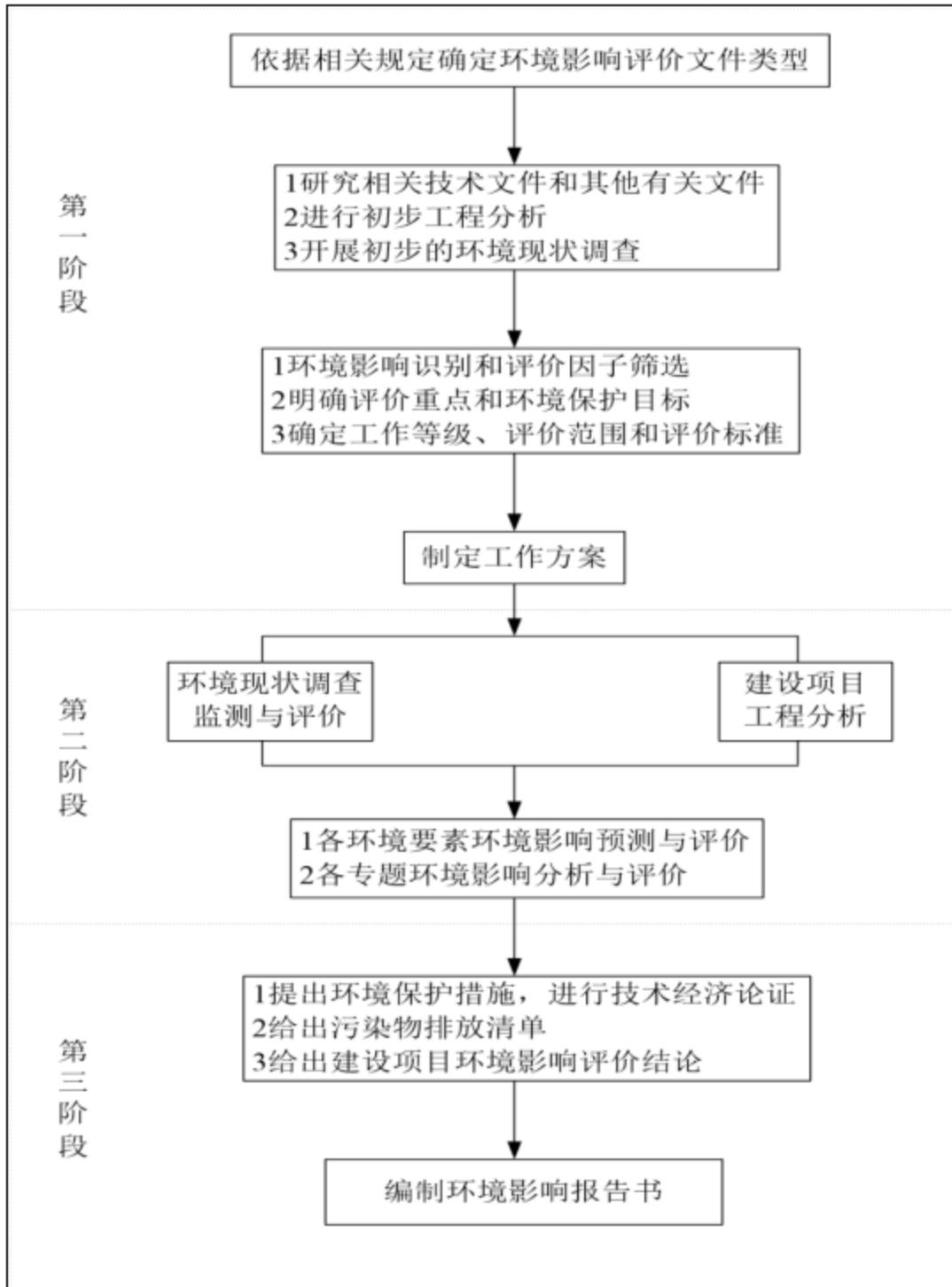


图 1 环境影响评价流程图

4.分析判定相关情况

(1) 环境影响评价文件类型判定

本项目井场均位于二龙山水库生活饮用水水源保护区准保护区内，距离二级保护区 14.4km；距离长春市新立城水库生活饮用水水源保护区准保护区边界 2.4km；距离吉林伊通火山群国家级自然保护区莫里青山缓冲区最近约 3.68km；距离伊通地区饮用水源地准保护区最近约 4.1km；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）第三条中的永久基本农田。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符合性

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“三线一单”公众端应用平台查询结果、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）中内容，本项目位于四平市境内，涉及的分区管控单元 2 个，分别为伊通满族自治县黑土地保护区、伊通满族自治县一般管控区，其中优先保护单元 1 个，一般管控单位 1 个，不涉及生态保护红线。本项目与环境管控单元分布情况图具体见附图，生态环境准入相符合性分析见下表。

表 2 项目与“吉林省生态环境准入清单”的相符合性

管控类别	管控要求	本项目	相符合性
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，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。	本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》鼓励类项目，符合国家和当地的产业政策和发展规划。	符合
	强化产业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新建“两高”行业	本项目为常规石油、天然气开采类项目，不属于	符合

	项目。严格高耗能、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，列入产能的钢铁企业退出须严格按照退出配套的烧结、球团、焦炉、高炉等设备。对“一煤独大”的产煤省，要关闭、淘汰等设备。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，符合置换要求的先进工艺改造提升项目应实行等量或减量置换。严禁新建燃煤锅炉，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。	“两高”行业项目，不涉及新建燃煤锅炉	
	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、制浆造纸等可能引发环境风险的项目，以及涉及石化、涂装、工业涂装等重点行业 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。严格落实地区制定环评及其批复文件环境准入条件，对空气质量未达标地区制定更严格的产业准入门槛。	本项目为常规石油、天然气开采类项目，符合国家产业政策和清洁生产水平要求，满足污染物达标排放。	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倍量削减替代。严格涉 VOCs 建设项目环境影响评价，逐步推进区域内 VOCs 排放等量或倍量削减替代。	吉林油田严格执行污染物总量控制和排污许可制度，项目通过密闭集输和加强采油井口密封性等方式，最大限度地减少 VOCs 排放	符合
	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。	本项目处于环境空气质量达标区域。	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	不涉及	符合

	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，保证饮用水水源水质达标和水源安全。		
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。	本项目按照《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。	
	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2 项目与“四平市生态环境准入清单”的相符性

管控类别	管控要求	本项目	相符性
空间布局约束	结合产业结构调整和城市转型升级，研究解决结构性污染问题，有计划地推进重污染企业退城入园。	不涉及	符合
污染物排放管控	大气环境质量持续改善。2025年全市PM2.5年均浓度达到29微克/立方米，优良天数比例达到90%；2035年继续改善(沙尘影响不计入)。	本项目为常规石油、天然气开采类项目，符合国家产业政策和清洁生产水平要求，满足污染物达标排放。	符合
	水环境质量持续改善。2025年，四平地区水生态环境质量全面改善，劣V类水体全面消除，地表水质量达到或好于III类水体比例达到90%，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，四平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。		符合
资源利用要求	2025年用水量控制在8.11亿立方米，2035年用水量控制在8.8亿立方米。	不涉及	符合
	2025年耕地保有量不低于6720.71平方千米；永久基本农田保护面积不低于5166.67平方千米；城镇开发边界控制在212.66平方千米以内。	对于本项目开发必须占用的基本农田，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”。据当地政府调查，本区基本农田虽然面积较大，但乡镇府仍有 5% 的机动农田可以调剂。按“占一补一”的原则，油气田开发占用的基本农田可从一般农田中进行补充、调剂，但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。基本农田的占用不仅需要在面积上予以补充，在质量上亦必须保证要改造成基本农田的质量要求。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。	
能源	2025 年煤炭消费总量控制在 1200 万吨以内。	不涉及	符合

本项目与涉及的管控单元具体管控要求相符性详见下表。

表 3 本项目与涉及的管控单元具体管控要求相符性分析

工程内容	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	本项目	是否符合
新建管线	ZH22032310014	伊通满族自治县黑土地保护区	1—优先保护	空间布局约束	黑土地保护区执行《吉林省黑土地保护条例》相关要求，推广秸秆还田、机械深松、施用有机肥、土壤养分调控等技术；推行“一翻两免”耕作技术模式；建立农牧结合、种养循环试点，有效利用畜禽粪便资源。	本项目临时占用永久基本农田，按《吉林省黑土地保护条例》中要求进行表土剥离等措施；施工结束后及时复耕。	符合
新建管线、伊 70、伊 71、新建 10 口井	ZH22032330001	伊通满族自治县	3—一般	污染物	贯彻实施国家与吉林省大气、水污染相关各项标准，深化重点行业污染防治	本项目符合产业政策，且施工期及运营期	符合

		县一般管控区	管 控	排 放 管 控	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, 在满足产业准入、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。	污 染 物 达 标 排 放	
--	--	--------	-----	---------	--	---------------	--

综上所述, 本项目的建设与生态环境分区管控的意见要求相协调。



图 1.1-1 管线在吉林省生态环境分区管控公众端应用平台的截图

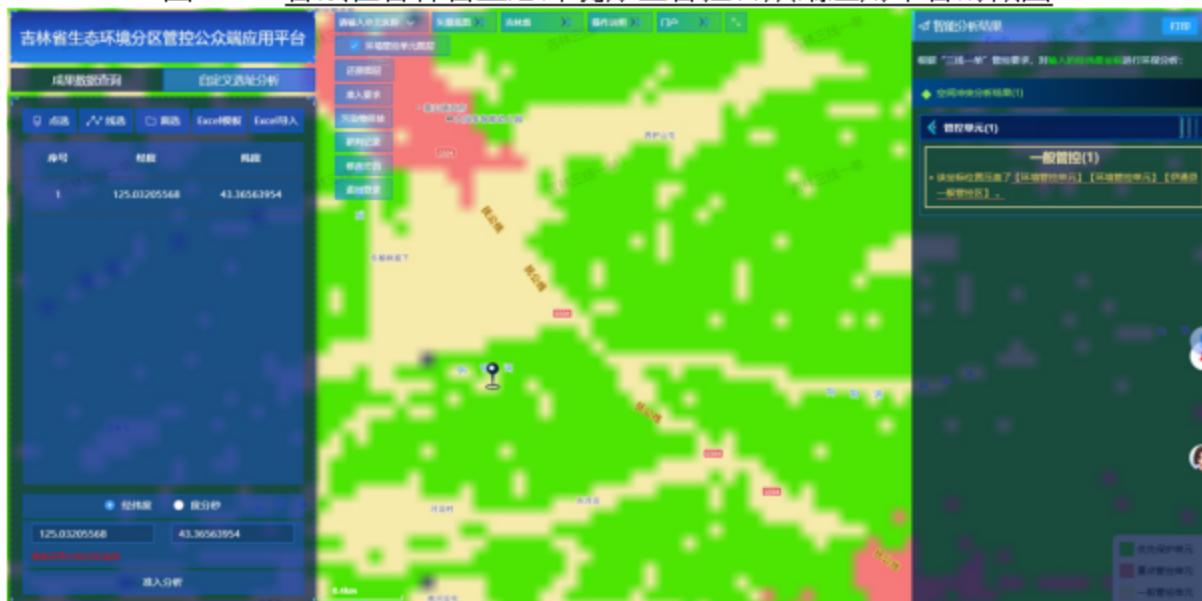




图 1.1-2 平台在吉林省生态环境分区管控公众端应用平台的截图

(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 5 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	本项目产生的废水最终进入双伊联合站污水处理系统处理后，满足《碎屑岩油藏注水水	相符

序号	相关规定	本项目具体做法	相符性
	<p>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</p>	<p>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，回注目的层为现役油气藏层位，回注目的层为地质构造封闭地层。回注目的层为地质构造封闭地层，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。</p>	
2	<p>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</p>	<p>本项目采用水基钻井泥浆，废弃钻井泥浆、岩屑、钻井废水及完井废水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乾安泥浆处理站进行处理，实现泥浆不落地。本项目产生的含油废物均得到合理有效处置，其他含油废水及压裂返排液经双伊联合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。</p>	相符
3	<p>陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、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</p>	<p>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发性有机物控制措施，本项目油井采用密闭集输工艺，挥发性有机物排放量较少；依托站场加热炉排放的烟气中各污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）相应标准后，经高度不低于8米的烟囱排放。</p>	相符
4	<p>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</p>	<p>本项目建设12口井，均利用现有井场，减少了工程占地，项</p>	相符

序号	相关规定	本项目具体做法	相符性
	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	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。	
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、运行期建立和实施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《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》（SY/T 7298-2016）

符合性分析

本项目符合《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》（SY/T 7298-2016）中相关要求，详见下表。

表 6 本项目与 SY/T 7298-2016 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	钻井废物的收集、贮存、运输、利用、处置，以及钻井废物处置工程的选址、设计、施工。验收和运行应符合国家和地方相关固体废物污染防治法律法规与标准的要求。	本项目钻井产生钻井泥浆及钻井岩屑导入泥浆罐暂存，由罐车运送至废弃泥浆处理站处理，吉林省油田多源实业集团有限责任公司乾安泥浆处理站满足国家和地方相关固体废物污染防治法律法规与标准的要求。	相符
2	钻井废物处置过程宜使用环境友好的原材料与添加剂。	本项目钻井使用水基泥浆，环境影响较小。	相符
3	对水基钻井液体系钻井废物宜实施固液分离处置，对液相尽可能进行回收再利用。对油基钻井液体系钻井废物应采用萃取、脱附等方法实施钻井液或油的回收，优先考虑钻井液的回收。	本项目使用钻井液为水基钻井液，与废弃泥浆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。	相符
4	钻井废物处置过程中应采取必要措施，保护处置场地周边地表水、地下水、土壤、空气、植被以	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	相符

序号	相关规定	本项目具体做法	相符性
	及野生动植物栖息环境，避免造成环境污染和生态破坏。	运至废弃泥浆处理站处理，不外排。未对场地周边地表水、地下水、土壤、空气、植被以及野生动植物栖息环境造成影响。	
5	钻井废物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标准的要求，产生固体废物的处理处置应符合国家和地方相关固体废物污染控制标准要求。钻井废物经无害化处置后，对其进行资源化（如作为建筑材料等）利用的，应符合相关质量标准和污染控制标准要求。	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，符合相关质量标准和污染控制标准要求。	相符
6	对钻井废物宜采取现场不落地收集措施。	本项目采取不落地收集措施。	相符

③与《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《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。

表 7 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。	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。	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，符合相关质量标准和污染控制标准要求。	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	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，符合相关质量标准和污染控制标准要求。	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/T298 等固体废物污染控制标准。	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，符合相关质量标准和污染控制标准要求。	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	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，符合相关质量标准和污染控制标准要求。	相符

④与《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》符合性分析

本项目符合《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》要求，具体见下表。

表 8 本项目与《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》规定的相符性分析

环节	相关规定	本项目具体做法	相符性
钻井	油基岩屑和废弃油基钻井泥浆 (HW08 废矿物油与含矿物油废物)：以矿物油为连续相配制钻井泥浆所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆，主要含有矿物油等。	本项目使用水基泥浆，不使用油基泥浆	相符
井下作业环节	落地油 (HW08 废矿物油与含矿物油废物)：井下作业过程中由于非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物，主	本项目采用箱式	相符

	要含有矿物油等。		
场地清理环节	废防渗材料（HW08 废矿物油与含矿物油废物）：场地清理时拆除的原防渗区域为防止矿物油等污染土壤和地下水而铺设的防渗材料，主要含有矿物油等。	清洁修井平台，方箱定期运回联合站清理箱中含油废物，修井含油废物送有危险废物处理资质的单位处理	相符
采油环节	落地油（HW08 废矿物油与含矿物油废物）：井场涉油设施阀门、法兰等的渗漏导致原油散落于地面形成的油土混合物，主要含有矿物油等。 清罐底泥（HW08 废矿物油与含矿物油废物）：对存在原油、含油废物等的容器或构筑物进行清掏作业所产生的渣泥，主要含有矿物油等。	清洁修井平台，方箱定期运回联合站清理箱中含油废物，修井含油废物送有危险废物处理资质的单位处理	相符
集输与处理环节	落地油（HW08 废矿物油与含矿物油废物）：集输管线刺穿等原因导致原油散落地面形成的油土混合物，主要含有矿物油。 清管废渣（HW08 废矿物油与含矿物油废物）：集输管线清管作业所产生的废渣，主要含有矿物油等。 浮油、浮渣和污泥（HW08 废矿物油与含矿物油废物）：采出水回注前通过隔油、气浮、混凝沉淀及污泥脱水等处理产生的浮油、浮渣和污泥，主要含有矿物油等。 废过滤吸附介质（HW49 其他废物）：采出水回注前过滤处理单元吸附介质更换产生的废滤料，主要含有矿物油等。 清罐底泥（HW08 废矿物油与含矿物油废物）：对贮存原油、含油废物等的容器或构筑物进行清掏作业所产生的渣泥，主要含有矿物油等。	在风险事故发生状态下会产生落地油，产生几率较小；根据与建设单位沟通本项目不产生清管废渣；本项目依托双伊联合站污水处理站，污水处理站产生浮油、浮渣和污泥及废过滤吸附介质产生量均已在站场建设环评中评价；本项目未新增贮存原油、含油废物等的容器	相符

⑤与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符合性分析

本项目施工期试压废水处理后回注地下，不外排；本项目投运后全过程采取密闭流程，减少烃类气体排放，烃类气体集输损耗率较低。在开发过程中，施工结束后临时占地均进行了植被恢复，吉林东部油气新能源公司对区域定期对地下水水质进行监控，防止对地下水造成污染。本项目采取的各类污染防治措施及风险防范措施满足《石油天然气开采业污染防治技术政策》。

⑥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。”第三十九条规定：“禁止在黑土地上擅自倾倒废水及堆放、丢弃、遗撒固体废物。”

建设单位在施工前均进行表土剥离，妥善保存表土，将表土单独堆放，并加盖防尘网。施工期结束后，对临时占用的农田及时进行复垦，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。本项目产

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。

⑦与《吉林省城镇生活饮用水水源保护条例》的符合性判定

根据《吉林省城镇生活饮用水水源保护条例》，第四章 城镇饮用水水源的保护，
“第十九条 县级以上人民政府应当按照地表水功能区划确定的水质要求和水利主管部门核定的该水域的纳污能力，严格实行主要污染物排放总量控制制度。确保城镇饮用水水源水质符合国家规定的标准。.....第二十四条 禁止在城镇饮用水水源准保护区内新建、扩建对水体污染严重的建设项目；改建建设项目，不得增加排污量。”

本项目位于二龙山水库生活饮用水水源保护区准保护区中，本项目属于石油开采扩
建项目废水不外排，不属于对水体污染严重的建设项目。符合《吉林省城镇生活饮用水
水源保护条例》的要求。

⑧与《四平市市区饮用水水源地保护条例》的符合性判定

根据《四平市市区饮用水水源地保护条例》，“第二章 保护措施
第五条 水源地实行保护区及准保护区管理，保护区分为一级保护区和二级保护
区。.....第八条 准保护区内应当遵守下列规定：

- (一) 禁止新建、扩建严重污染水体的建设项目；
- (二) 禁止改建增加排污量的建设项目。

第九条 保护区和准保护区内应当遵守下列规定：

- (一) 禁止在已经实行退耕还林的土地上进行复耕、林粮间作；
- (二) 禁止破坏水源涵养林、护岸林以及与水源地保护相关的林地；
- (三) 禁止损毁、涂改、占用、移动隔离防护设施和标志；
- (四) 禁止向水体排放有毒、有害物质或者倾倒废弃物；
- (五) 禁止在水体中清洗装贮过油类、有毒有害污染物的车辆、容器；
- (六) 按照规定的时间、地点和方式倾倒生活垃圾；
- (七) 严格控制化肥和农药的使用。”

本项目位于二龙山水库生活饮用水水源保护区准保护区中，本项目属于石油开采扩
建项目废水不外排，不属于对水体污染严重的建设项目。本项目产生的生活垃圾应统一
收集由环卫部门清运。符合《四平市市区饮用水水源地保护条例》的要求。

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、油气集输、储运

等各工艺过程，以及计量间、接转站、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；油田开发期钻机噪声和运行期抽油机噪声等。

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，确定本项目的评价重点主要是：施工期和运行期的工程污染分析；项目开发对地下水环境、声环境和生态环境的影响。

6.环境影响报告书主要结论

根据综合分析，本项目符合国家产业政策、符合吉林省经济发展规划及环境功能区划；符合吉林省及四平市生态环境管控要求；项目施工期及运行期各项污染物能够稳定达标排放，污染物排放总量符合目标总量控制要求，满足清洁生产的需要，各类污染物对环境的影响均符合环境质量标准，在采取生态减缓与恢复措施后其生态破坏可降至最低，在落实环境风险防范措施和应急措施后，环境风险受控。本项目在施工期和运行期严格执行国家和吉林省的环境保护要求，在切实落实环境影响报告书所确定的各项环保措施的前提下，从环境保护角度看，本项目的建设是可行的。

第一章 总则

1.1. 编制依据

1.1.1. 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. 《中华人民共和国矿产资源法》(2025.7.1)；
8. 《中华人民共和国环境影响评价法》(2018.12.29)；
9. 《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012.7.1)；
10. 《中华人民共和国水土保持法》(2011.3.1)；
11. 《中华人民共和国土地管理法》(2020.1.1)；
12. 《中华人民共和国土地管理法实施条例》(2021.7.2)
13. 《建设项目环境保护管理条例》(2017.8.1)；
14. 《基本农田保护条例》(2011.1.8)；
15. 《地下水管理条例》(2021.12.1)；
16. 《吉林省水土保持条例》(2014.3.1)；
17. 《吉林省危险废物污染环境防治条例》(2021.9.1)；
18. 《吉林省大气污染防治条例》(2022.10.1)；
19. 《吉林省清洁土壤行动计划》(2016.12.31)；
20. 《吉林省生态环境保护条例》(2021.1.1)；
21. 《吉林省土地管理条例》(2023.2.1)；
22. 《吉林省城镇饮用水水源保护条例》(2012.5.1)；
23. 《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)；
24. 《突发环境事件应急管理办法》(环保部 34 号令)；
25. 《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)；

26. 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发〔2012〕77号)；
27. 《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)；
28. 《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)；
29. 《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)；
30. 《关于进一步加强分散式饮用水水源地保护工作的通知》(环办〔2010〕132号)；
31. 《分散式饮用水水源地环境保护指南(试行)》(2010.9.)；
32. 《国家突发环境事件应急预案》(2014.12.29.)；
33. 《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021年版)；
34. 《产业结构调整指导目录(2024年本)》；
35. 《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》(自然资规〔2019〕1号)；
36. 《吉林省黑土地保护条例》(2018.7.1.)；
37. 《吉林省人民政府办公室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》(吉政办发〔2022〕17号)；
38. 《建设占用耕地表土剥离技术规范》(DB22/T 2278-2015)；
39. 《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)；
40. 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)；
41. 《四平市人民政府办公室关于印发四平市生态环境分区管控实施方案的通知》(四政办发〔2024〕9号)；
42. 《吉林省城镇生活饮用水水源保护条例》(2025.5.13.)；
43. 《四平市市区饮用水水源地保护条例》(2019.12.3.)；
44. 《吉林省基本农田保护条例》(1995.6.21.)；
45. 《关于加强生态环境分区管控的若干措施》(2024.11.21.)。

1.1.2 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.《开发建设项目水土保持技术规范》（GB50433-2023）；
- 12.《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2022）；
- 13.《油气集输设计规范》（GB50350-2005）；
- 14.《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2014）；
- 15.《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020）；
- 16.《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年）；
- 17.《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）；
- 18.《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ 1276-2022）；
- 19.《危险废物收集、贮存、运输、技术规范》（HJ2025-2012）；
- 20.《危险废物转移管理办法》（2022.1.1）；
- 21.《危险废物规范化管理评估指标体系》（2023 年修订版）；
- 22.《固体废物分类与代码目录》（2024.1.22）；
- 23.《国家危险废物名录》（2025 年版）。

1.1.3.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吉林东部油气新能源公司签订的关于本项目环境影响评价技术咨询合同书；
- (2)《吉林东部油气新能源公司莫里青油田伊 59 区块 10 口井 2026 年产能建设工程实施方案》；
- (3)《吉林东部油气新能源公司莫里青油田伊 59 区块 10 口井 2026 年产能建设工程地面工程实施方案》；

(4)建设单位提供的其他资料。

1.2.评价目的、评价原则与评价重点

1.2.1.评价目的

油田开发建设不同于一般的工程建设项目，油井等点源分散，产生的污染并不显著，由众多点源构成的面源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几率降到最低。

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。

1.2.2.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。

1.2.3.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、产生的落地油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，确定本项目的评价重点主要是：施工期和运行期的工程污染分析；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。

1.3.环境影响因素识别与评价因子筛选

1.3.1.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、生产运行期和闭井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、生产期与闭井期交替进行，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 1.3-1 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	钻井	工程车辆	生产井	油气集输
施工期	环境空气	二	二	二
	地表水	二	—*	—*
	地下水	—*—	—*—	—*
	环境噪声	—*—	—*—	—
	土壤	—*—	—*	—*
	植被	—*—	—	—*
	固体废物	—*—	—	—
生产期	环境空气	—	二	二
	地表水	—	—*—	—*
	地下水	—	—*	—*
	环境噪声	—	—	—
	土壤	—	—	*
	植被	—	—	—*
	固体废物	—	—	—
闭井期	环境空气	—	—	—

	<u>地表水</u>			二—	
	<u>地下水</u>			二*	
	<u>环境噪声</u>		二	二	
	<u>土壤</u>			二	
	<u>植被</u>			二	二
	<u>固体废物</u>			三	

注：表中“—”代表对环境的负面影响及影响程度；“*”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行期对环境的影响多半为负面影响，闭井期相对于开发期和运行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。

1.3.2.评价因子筛选

本项目各环境因素的评价因子详见下表。

表 1.3-2 生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程影响内容及方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为等	管线和钻井施工破坏地表植被；施工噪声对区域野生动物的影响；直接影响	短期，可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性等	永久占地破坏区域生境破坏，间接影响	短期，可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构等	施工期影响农田群落，直接影响；施工期影响水域生态环境，间接影响；运行期风险事故状态下影响水域生物群落，间接影响	短期，可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能、土地利用结构、植被等	施工扰动土壤，工程占地破坏农田生产力，造成生物量减少，直接影响；施工期影响水域生态环境，间接影响；运行期风险事故状态下影响水生态系统，间接影响	长期，可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度等	基本无影响	/	/
自然景观	景观多样性、完整性等	原农田景观完整性破坏，增加景观多样性，直接影响	长期，可逆	弱

表 1.3-3 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 ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、TSP、非甲烷总烃、H ₂ S
	环境影响评价	非甲烷总烃

地下水环境	现状评价	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、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
地表水环境	现状评价	pH、NH ₃ -N、COD、BOD ₅ 、石油类、挥发酚
	环境影响分析	石油类
声环境	现状评价	连续等效A声级
	环境影响分析	连续等效A声级
土壤环境	现状评价	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、䓛、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘。土壤含盐量、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、镉、铬、锌、铜、铅、汞、镍、砷、
	环境影响分析	石油烃
环境风险	现状评价	/
	环境影响分析	柴油、原油

1.4.相关规划及环境功能区划

1.4.1.相关规划

(1) 与《中华人民共和国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》相符合

《中华人民共和国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》提出：“推进能源革命，建设清洁低碳、安全高效的能源体系，提高能源供给保障能力。加快发展非化石能源，……。有序放开油气勘探开发市场准入，加快深海、深层和非常规油气资源利用，推动油气增储上产。”“夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产和增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。”本项目是油田产能项目，能推动油气增储上产，符合国家“十四五”发展规划要求。

(2) 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》相符合

《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%。”本项目的建设有利于推动实施清洁能源替代行动，增加非化石能源消费比重，符合吉林省“十四五”经济发展规划要求。

（3）与《吉林油田公司“十四五”发展规划纲要》相符性

按照《吉林油田公司“十四五”发展规划纲要》，吉林油田公司“十四五”期间计划新增常规原油产能 136.14 万吨、非常规原油产能 128.05 万吨、天然气产能 11.58 亿立方米。本项目属于“十四五”期间滚动开发计划中的项目，因此，本项目的建设符合《吉林油田公司“十四五”发展规划纲要》要求。

（4）与《吉林省黑土地保护总体规划（2021—2025 年）》相符性

根据《吉林省黑土地保护总体规划（2021—2025 年）》，典型黑土区覆盖长春市（本级）、长春市双阳区、九台区、榆树市、农安县、德惠市、公主岭市、吉林市（本级）、永吉县、舒兰市、磐石市、蛟河市、桦甸市、四平市（本级）、伊通满族自治县、梨树县、双辽市、东丰县、东辽县、辉南县、柳河县、松原市宁江区、前郭县、长岭县、扶余市和梅河口市。本项目位于伊通满族自治县境内。

本项目根据《吉林省黑土地保护条例》，建设单位按照标准和技术规范进行表土剥离，妥善保存表土，将表土单独堆放，并加盖防尘网，减少水土流失。施工期结束后，应对临时占用的农田及时进行复垦，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。对区域土壤环境质量影响小。本项目建设符合吉林省黑土地保护总体规划。

1.4.2. 环境功能区划

（1）环境空气功能区划

本项目位于吉林省四平市伊通满族自治县境内，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

本项目附近地表水为向阳河，距离本项目 130m，向阳河地表水功能区虽未在《吉林省地表水功能区》(DB22/T 388-2004) 中明确列出，但根据流域特点和区域功能定位，可确定其为开发利用区中的农业用水区，水质目标执行Ⅲ 类标准，主要功能为农业灌溉和生态保护。

（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。

(6) 生态功能区划

根据《吉林省生态功能区划》，拟建项目位于吉林省Ⅱ吉林中部台地生态区，Ⅱ1-2四平台地土地资源保护与农业生态功能区。区域生态功能区划见附图。

1.5.评价标准

1.5.1.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》（GB3095-2012）中二级标准；根据油田开发特征，增加对非甲烷总烃及硫化氢污染物的评价，由于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中未对非甲烷总烃及硫化氢作出规定，故非甲烷总烃参照《大气污染物综合排放标准详解》一书中的相关标准取值，硫化氢参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D详见下表。

表 1.5-1 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 ₂	年平均	60	μg/m ³	环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 二 级标准
		24小时平均	150	μg/m ³	
		1小时平均	500	μg/m ³	
2	二氧化氮 NO ₂	年平均	40	μg/m ³	
		24小时平均	80	μg/m ³	
		1小时平均	200	μg/m ³	
3	一氧化碳 CO	24小时平均	4	mg/m ³	
		1小时平均	10	mg/m ³	
4	臭氧 O ₃	日最大8小时平均	160	μg/m ³	
		1小时平均	200	μg/m ³	
5	PM ₁₀	年平均	70	μg/m ³	
		24小时平均	150	μg/m ³	
6	PM _{2.5}	年平均	35	μg/m ³	
		24小时平均	75	μg/m ³	
7	TSP	年平均	200	μg/m ³	
		24小时平均	300	μg/m ³	

8	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	mg/m ³	《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 ³	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D

(2) 地表水

本项目位于伊通满族自治县境内，评价范围内的地表水体主要为向阳河。向阳河为孤山河的支流，孤山河在《吉林省地表水功能区》(DB22/T388-2004) 中执行Ⅲ类标准，详见下表。

表 1.5-2 地表水环境质量标准限值

序号	项目	单位	Ⅲ类标准限值	标准来源
1	pH	无量纲	6~9	《地表水环境质量标准》 GB3838-2002
2	CODcr	mg/L	≤20	
3	氨氮	mg/L	≤1.0	
4	石油类	mg/L	≤0.05	
5	挥发酚	mg/L	≤0.005	
6	BOD ₅	mg/L	≤4	
7	硫化物	mg/L	≤0.2	

(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) 附录 A 中石油类限值，详见下表。

表 1.5-3 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》 (GB/T14848-2017) 中Ⅲ类
2	氨氮	mg/L	≤0.50	
3	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 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 ₃ 计)	mg/L	≤450	
10	铅	mg/L	≤0.01	
11	镉	mg/L	≤0.005	
12	硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	≤20	
13	亚硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	≤1.00	
14	铁	mg/L	≤0.3	
15	锰	mg/L	≤0.1	
16	钡	mg/L	≤0.7	

17	溶解性总固体	mg/L	≤ 1000	《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2022)
18	硫酸盐	mg/L	≤ 250	
19	氯化物	mg/L	≤ 250	
20	硫化物	mg/L	≤ 0.02	
21	氟化物	mg/L	≤ 1.0	
22	总大肠菌群	MPN ^b /100mL 或 CFU ^c /100mL	≤ 3.0	
23	菌落总数	CFU/mL	≤ 100	
24	石油类	mg/L	≤ 0.05	

(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)，本项目井场及站场执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类区标准，周边村屯执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中1类区标准，详见下表。

表 1.5-4 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_{c6-c9}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。石油烃_{c10-c40}作为土壤背景值，无环境质量标准。具体标准限值详见下表。

表 1.5-5 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
		其他	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6
		其他	1.3	1.8	2.4
3	砷	水田	30	30	25
		其他	40	40	30
4	铅	水	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 1.5-6 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]蒽	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]荧蒽	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	41	苯丙[k]荧蒽	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	42	䓛	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并[a, h]蒽	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

(6) 土壤侵蚀标准

评价区域土壤侵蚀执行《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007) 中相关标准, 详见下表。

表 1.5-7 土壤侵蚀强度分级标准表

级别	平均侵蚀模数 (t/km ² ·a)	平均流失厚度
微度	<200,500,1000	<0.15,0.37,0.74
轻度	200,500,1000~2500	0.15,0.37,0.74~1.90
中度	2500~5000	1.9~3.7
强度	5000~8000	3.7~5.9
极强度	8000~15000	5.9~11.1
剧烈	>15000	>11.1

1.5.2. 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 1.5-8 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 ³)	无组织排放监控浓度限值 mg/m ³	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 1.5-9 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值 (IV阶段)

额定净功率 (Pmax) (kw)	CO (g/kwh)	HC (g/kwh)	NOx (g/kwh)	HC+NOx (g/kwh)	PM (g/kwh)	备注
Pmax>560	3.5	—	—	6.4	0.2	第三阶段
130≤Pmax≤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控制措施执行《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。具体见下表。

表 1.5-10 大气污染物排放标准限值

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 ₂	100	
NO _x	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

本工程产生的污水最终送入双伊联合站处理后回注地下, 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) 中表 1 水质主要控制指标[0.05, 0.5] μm^2 的标准, 见下表。

表 1.5-11 回注水质主要控制指标

储层空气渗透率 (μm^2)	<0.01	[0.01,0.05]	[0.05,0.5]	[0.5, 2.0]	≥ 2.0
悬浮固体含量 (mg/L)	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
含油量 (mg/L)	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 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), 运行期井场及站场执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中标准, 具体见下表。

表 1.5-12 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)
运行期	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》(GB18597-2023) 中相关要求。

1.6.评价工作等级及评价范围

1.6.1.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 1.6-1 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	Pmax<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 1.6-2 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/°	/

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。本项目拟建 10 口井分布在 3 座平台内，探井转生产井伊 70、伊 71 各在一个平台，每个平台井场作为一个无组织废气排放单元进行预测，井区作为一个无组织废气排放单元进行预测，以最外侧井延长线形成的矩形面源，年产油最大为 $0.70 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

烃类气体排放见下表。

表 1.6-3 本项目运行期集输过程中烃类气体排放情况

平台号	平台井数(口)	新建产能情况(10^4t)	老井产能情况(10^4t)	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)	
伊 45-2-1 平台	3 新建 +1 老井	0.191	0.114	非甲烷总烃	2.88	0.29	0.0103	0.09	8760
伊 45-5-4 平台	1 新建 +1 老井	0.063	0.045	非甲烷总烃	1.02	0.10	0.0034	0.03	8760
伊 59-9-5 平台	5 新建 +3 老井	0.32	0.129	非甲烷总烃	4.24	0.42	0.0148	0.13	8760
伊 70 平台	1 新建 +3 老井	0.063	0.087	非甲烷总烃	1.42	0.14	0.0046	0.04	8760

	井			烃					
伊 71 平台	1 新建 +10 老井	0.063	0.105	非甲烷总烃	1.59	0.16	0.0057	0.05	8760
合计	11	0.70	0.48	/	11.15	1.11	0.0388	0.34	/

表 1.6-4 面源污染源参数调查清单

名称	面源起点坐标		面源海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	排放速率非甲烷总烃(g/s)
	经度	纬度								
伊 45-2-1 平台	125.0294244	43.36866673	228	76.6	66.6	30	3	8760	正常	0.0029
伊 45-5-4 平台	125.0320557	43.36563954	227	35	33	30	3	8760	正常	0.0009
伊 59-9-5 平台	125.0680268	43.38489107	243	146	106	30	3	8760	正常	0.0041
伊 70 平台	125.034932	43.36898132	229	50	35	30	3	8760	正常	0.0013
伊 71 平台	125.0477902	43.38090625	232	115	75	30	3	8760	正常	0.0016

表 1.6-5 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/m³)	最大浓度落地点 (m)	评价标准 (ug/m³)	占标率 (%)	D10% (m)	推荐评价等级
伊 45-2-1 平台	NMHC	19.965	215	2000	1.00	0	II
伊 45-5-4 平台	NMHC	9.232	32	2000	0.46	0	III
伊 59-9-5 平台	NMHC	20.453	279	2000	1.02	0	II
伊 70 平台	NMHC	11.572	172	2000	0.58	0	III
伊 71 平台	NMHC	10.202	231	2000	0.51	0	III

根据估算结果，本项目 P_{max} 最大值出现在伊 59-9-5 平台的非甲烷总烃， P_{max} 值为 1.02%，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，评价范围为以井场为中心区域，边长为 5km 的矩形区域。

1.6.2. 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双伊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。

(2) 评价范围

地表水环境影响评价工作为三级 B，按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）5.3.2.2 之规定，本项目不划定地表水评价范围。

1.6.3.地下水

(1) 评价等级

1) 项目类别

《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）对建设项目地下水评价的要求，根据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定，确定该项目地下水环境影响评价类别。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 中，确定本项目地下水行业类别为“37、石油开采”，因此地下水环境影响评价类别为 I 类。

2) 地下水敏感程度

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，根据《伊通满族自治县人民政府关于印发伊通满族自治县农村分散式饮用水水源保护范围划定方案的通知》可知，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，本项目距离最近的分散式水源为侯家屯，最近距离为 280m，大于 30m，本项目不在分散式饮用水水源地内。因此，本项目不在分散式饮用水水源地内。

根据《吉林省人民政府关于伊通满族自治县城区生活饮用水水源保护区划定方案的批复》（吉政函〔2017〕68 号），本项目新建井位距离伊通满族自治县城区生活饮用水水源保护区准保护区 4.1km，距离伊通满族自治县城区生活饮用水水源保护区一级保护区 6.2km。

根据《吉林省人民政府关于伊通满族自治县农村集中式生活饮用水水源保护区划定方案的批复》（吉政函〔2017〕69 号）可知，靠山镇为集中式水源地，其中一级保护区是以水源井为中心，半径 50m 范围进行划定，不设二级保护区及准保护区。

鉴于《饮用水水源保护区划分技术规范》尚未对准保护区划定提出具体方法，水源准保护区为水源补给径流区。采用《水文地质手册》（第一版）P544 页中承压水影响半径计算公式：

$$R = 10S\sqrt{K}$$

式中：R为影响半径（最小的补给径流区）；

S：水位降深（m），根据《供水水文地质勘察规范》，最大降深值20m；

K：含水层渗透系数，m/d，根据《伊通满族自治县第二批农村集中式生活饮用水水源保护区划分技术报告》，本次取K=8.4；

$$R = 10S\sqrt{K} = 579.66m.$$

距离伊通满族自治县城区生活饮用水水源保护区4.1km>579.66m，本项目不在伊通满族自治县城区生活饮用水水源保护区的补给径流区内。

本项目距离靠山镇集中式水源最近距离1060m>579.66m，本项目不在靠山镇集中式水源的补给径流区内。

由以上可知，本项目不在分散式饮用水水源地，不在靠山镇集中式地下水生活饮用水水源保护区补给径流区，不在伊通满族自治县生活饮用水水源地补给径流区内，属于《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水环境敏感程度分级表中的其他地区，故相对位置关系不敏感。

综上可见，本项目地下水环境不敏感。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见下表。

表 1.6-6 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。

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

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 1.6-7 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	二
较敏感	二	三	三
不敏感	二	三	三

综合前文分析，本项目为地下水评价I类项目，区域地下水环境不敏感，因此，本项目地下水评价等级为二级。

(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，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；

a：变化系数， $\alpha \geq 1$ ，根据《伊通满族自治县第二批农村集中式生活饮用水水源保护区划分技术报告》，本次取 150%；

K：渗透系数，m/d。根据《伊通满族自治县第二批农村集中式生活饮用水水源保护区划分技术报告》，本次取 8.4m/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 0.0045。

T：质点迁移天数，本次取 5000d；

ne：有效孔隙度，无量纲；取 ne=33%。

$$L = \alpha \times K \times I \times T / ne = 1.5 \times 8.4 \times 0.0045 \times 5000 / 0.33 = 859.09 \text{ m}$$

经调查，区域地下水总体流向为从东北至西南，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为 13.46km²。

1.6.4 声环境

(1) 评价等级

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，本次新建井场与附近村屯的最近距离约为 280m，新建管线距离最近村屯为 220m，区域属于 GB3096-2008 规定的 1 类区。虽然施工期时噪声影响较大，但影响时间较短；运行期噪声值增加较小，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，本项目声环境评价等级确定为二级。

(2) 评价范围

本项目声环境评价范围：依据建设项目声源计算得到的施工期夜间贡献值到 200 m 处，不能满足 1 类功能区标准值，故将评价范围扩大到满足标准值的距离，评价范围为各个钻井平台外扩 250m 以及管线两侧各 200m 范围内。

1.6.5 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 1.6-8 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 ² 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	本项目新增永久占地 0.18hm ² ，新增临时占地总面积约为 2.3325hm ² ，合计面积 2.5125hm ² ，小于 20km ² 。	/
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

当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。

本工程不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境等特殊保护区域；本项目不涉及生态保护红线；本项目新增永久占地 0.18hm²，新增临时占地总面积约为 2.3325hm²，小于 20km²。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），井场、站场等工程以场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300 米为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域。生态评价范围确定为项目井场周围 50m 范围及管线两侧 300m 范围，评价

范围为 0.37km²。

1.6.6 土壤环境

按照《环境影响评价技术导则 土壤环境》(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 1.6-9 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		√						
运行期		√	√					
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。

由上表可知,本项目为污染影响型建设项目。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

表 1.6-10 土壤环境影响评价项目类别

行业类别	项目类别			
	I类	II类	III类	IV类
采矿业	金属矿、石油、页岩油开采	化学矿采选;石棉矿采选;煤矿采选、天然气开采、页岩气开采、砂岩气开采、煤层气开采(含净化、液化)	其他	/

依据上表可知,本项目为土壤I类项目。

(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~ 50hm^2)、小型($\leq 5\text{hm}^2$),建设项目永久占地面积为 0.18hm²,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 1.6-11 污染影响型敏感程度分级表

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

不敏感	其他情况
本项目周边存在耕地，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 1.6-12 污染影响性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，本项目土壤环境影响评价等级为一级。

(5) 评价范围

本项目污染影响调查评价范围为占地范围内以及占地范围外 1km 的区域及管线外扩 1km 区域。现状调查范围详见下表。

表 1.6-13 现状调查范围表

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

a. 设计大气沉降途径影响的，可根据主导风向下风向的最大落地浓度点适当调整

b. 矿山类项目指开采区与各场地的占地；改、扩建类的指现有工程与拟建工程的占地

1.6.7. 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柴油储罐，运行期井场及生产过程集输管线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) $Q \geq 100$

本项目集输管线最长管段 500m, 油类物质最大存在量约为 2t; 本项目施工期共 5 个施工井场, 施工场地较分散, 各施工场地均设置 1 座 20m³ 柴油罐, 每个施工场地最大存储量为 17m³ (约 14.5t), 风险物质数量及临界值比值 (Q) 计算如下表所示。

表 1.6-14 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 钻井队 1	柴油	14.5	2500	0.0058
2	施工期井场 钻井队 2	柴油	14.5	2500	0.0058
3	运行期平台 1	原油	70	2500	0.028
4	集输管线	原油	2	2500	0.0008

由上表可知, 本项目施工期及运行期计算 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 1.6-15 评价工作等级划分

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

^a是相对于详细评价工作内容而言, 在描述危险物质、环境影响途径、环境危险后果、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。

1.7. 污染控制目标与环境保护目标

1.7.1. 区域环境敏感性分析

(1) 环境空气

本项目井场均位于二龙山水库生活饮用水水源保护区准保护区内, 距离二级保护区

14.4km；距离长春市新立城水库生活饮用水水源保护区准保护区边界 2.4km；距离吉林伊通火山群国家级自然保护区莫里青山缓冲区最近约 3.68km；距离伊通地区饮用水源地准保护区最近约 4.11km，项目区域无其他自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，因此，评价区域环境空气为不敏感。

（2）地表水

本项目井场均位于二龙山水库生活饮用水水源保护区准保护区内，距离二级保护区 14.4km；距离长春市新立城水库生活饮用水水源保护区准保护区边界 2.4km；距离吉林伊通火山群国家级自然保护区莫里青山缓冲区最近约 3.68km；本项目距离最近的地表水为向阳河，距离为 130m，项目施工废水不外排，运营期生产废水通过密闭集输送至双伊联合站污水处理系统处理达标后回注地下，不外排，本项目地表水环境不敏感。

（3）声环境

本项目井场和集输管线均距离村屯较远，井场距离最近敏感点侯家屯 280m，新建管线距离最近村屯西团结屯为 220m。管线建设影响只有施工期，因此，本项目周围声环境不敏感。

（4）地下水

根据现场调查，本项目井场距离最近的分散式水源为侯家屯，最近距离为 280m，本项目距离靠山镇集中式水源最近距离 1060m。根据地下水评价等级判定分析可知，本项目井位及管线不在分散式饮用水水源地和集中式饮用水水源保护区及补给区域内。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，属于人工生态系统，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；

吉林伊通火山群国家级自然保护区位于吉林省中南部的长春市、四平市、公主岭市和伊通满族自治县，北靠长春市，南与辽源市接壤，西邻公主岭市，东与双阳市和磐石市毗连。地理坐标为东经 $124^{\circ} 50' - 125^{\circ} 22'$ ，北纬 $43^{\circ} 14' - 43^{\circ} 35'$ ，分布面积达 600 余平方公里，区内的 16 座火山锥及周围的划定区域，总面积 764.8 hm^2 ，其中核心区 405.8 hm^2 ，缓冲区 359 hm^2 。本项目距离吉林伊通火山群国家级自然保护区莫里青山缓冲区最近约 3.68km，距离核心区 3.77km。本项目主要为管线施工临时占地带来植

被破坏及水土流失，对自然保护区影响较小，相对位置关系不敏感。本项目生态环境不敏感。

（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。

1.7.2. 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》（GB3095-2012）中的二级标准要求。

（2）地表水

本项目施工期、运营期均无废水外排，对地表水环境基本没有影响；可能给地表水带来影响的是管线发生泄漏事故时，泄漏的污水随地表径流进入地表水体，影响地表水水质。因此，本项目地表水保护目标为向阳河，使其水质满足类地表水环境功能区标准要求。

（3）地下水

控制钻井过程中的事故套外返水，加强工程地下水防护措施，增加对落地油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、管线施工等临时占地，以及对地表植被的破坏，以减少对评价区内生态环境的影响，同时控制施工期水土流失，做好农田的植被恢复工作。

（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。

1.7.3 环境保护目标

1. 拟开发工程主要环境保护目标

本项目拟开发工程主要环境保护目标情况详见下表及附图 1.7-3。

表 1.7-1 拟开发工程大气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	相对方位	相对距离 /m
	经度	纬度					
靠山镇	125.0277615	43.38059853	居民	《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)二级标准	二类区	伊 45-4-6 平台北侧	1060
东榆树底下	125.0257874	43.37379847			二类区	伊 45-4-6 平台北侧	450
西榆树底下	125.0234699	43.36833916			二类区	伊 45-4-6 平台东侧	400
西南屯	125.0095654	43.36297295			二类区	伊 45-4-6 平台西侧	1580
段家屯	125.019393	43.35342492			二类区	伊+45-8-9 平台西南	1540
河沿村	125.0268602	43.35779349			二类区	伊+45-8-9 平台南侧	730
南河沿屯	125.0287056	43.35292564			二类区	伊+45-8-9 平台南侧	1200
东河沿	125.0375462	43.35882317			二类区	伊+45-8-9 平台东南	820
新民屯	125.0508499	43.35752826			二类区	伊+45-8-9 平台东南	1500
庄稼屯站	125.0559139	43.35411143			二类区	伊+45-8-9 平台东南	2000
西护山屯	125.0403786	43.38114437			二类区	伊 71 井西北	300
东护山屯	125.0491333	43.38452849			二类区	伊 71 井东北	300
黄家洼子	125.0561929	43.37342413			二类区	伊 71 井东南	810
冯家沟	125.043726	43.39204461			二类区	伊 71 井北侧	1200
护山村	125.0620937	43.38621268			二类区	伊 59-15-6 平台西北	330
侯家屯	125.0652909	43.38098842			二类区	伊 59-15-6 平台南侧	280
西团结	125.0756764	43.38680526			二类区	伊 59-15-6 平台东侧	480
东团结	125.08147	43.38850498			二类区	新建管线东侧	220
石家庄	125.0575447	43.39681578			二类区	伊 59-15-6 平台东侧	960
陈杂铺	125.0956965	43.38646219			二类区	伊 59-15-6 平台西北	1270
东任家屯	125.0896883	43.3810664			二类区	伊 59-15-6 平台东侧	1940
西任家屯	125.0811052	43.37769768			二类区	伊 59-15-6 平台东南	1560
西沟屯	125.0902677	43.39907649			二类区	伊 59-15-6 平台东南	1100
					二类区	伊 59-15-6 平台东北	2100

2. 地表水

本项目涉及的地表水体为向阳河。

表 1.7-2 地表水环境保护目标

名称	相对方位	相对距离	保护对象	环境功能区
四平市二龙山水库生活饮用水水源保护区	本项目位于准保护区范围内，伊 45-4-6 平台西南侧距离一级保护区 27.5km，距离二级保护区 14.4km		地表水体	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中Ⅲ类标准
向阳河	伊+45-8-9 平台北侧	130m	地表水体	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中Ⅴ类

				标准
--	--	--	--	----

3.地下水

本项目地下水评价范围内环境保护目标见下表。

表 1.7-3 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	方位及最近距离	保护级别
靠山镇集中式水源井	集中式水源井	承压水	伊 45-4-6 平台北侧 1060m	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类
东榆树底下分散式水源井	分散式水源井	承压水	伊 45-4-6 平台北侧 450m	
西榆树底下分散式水源井	分散式水源井	承压水	伊 45-4-6 平台东侧 400m	
河沿村分散式水源井	分散式水源井	承压水	伊+45-8-9 平台南侧 730m	
东河沿分散式水源井	分散式水源井	承压水	伊+45-8-9 平台东南 820m	
护山屯分散式水源井	分散式水源井	承压水	伊 71 井东北 300m	
黄家洼子分散式水源井	分散式水源井	承压水	伊 71 井东南 810m	
护山村分散式水源井	分散式水源井	承压水	伊 59-15-6 平台西北 330m	
侯家屯分散式水源井	分散式水源井	承压水	伊 59-15-6 平台南侧 280m	
团结屯分散式水源井	分散式水源井	承压水	伊 59-15-6 平台东侧 960m	

(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 220m 范围内无村屯。

(5) 土壤和生态

本项目土壤保护目标为项目占地范围外扩 1km 范围内耕地；生态保护目标为评价范围内的基本农田、黑土地等。

表 1.7-4 生态环境敏感目标

名称	相对站场/管线方位/距离	保护等级
基本农田	项目井场及管线占用基本农田、黑土地	保护评价区内黑土地、基本农田、农作物及野生动植物
耕地	项目井场及管线位于耕地	执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》GB15618-2018
吉林伊通火山群国家级自然保护 区莫里青山	伊 59-15-6 平台东侧缓冲区最近约 3.68km，距核心区 3.77km	保护区内的生态环境不受建设项目建设影响

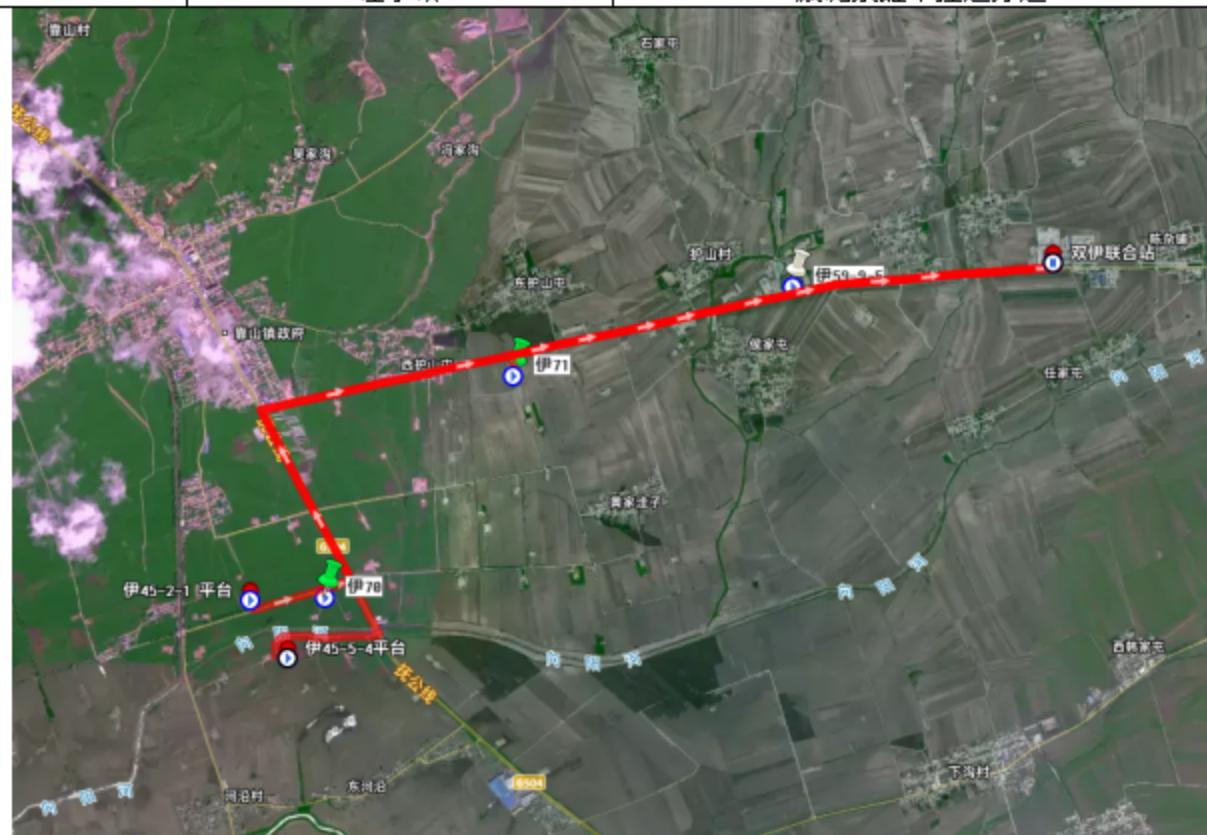
(6) 运输路线与环境保护目标

本项目施工期压裂返排液、清管及试压废水均由罐车运送至附近所属联合站（双伊联合站）进行处理，钻井废水及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乾安泥浆处理站进行处理。运输路线沿线环境保护目标见下表。

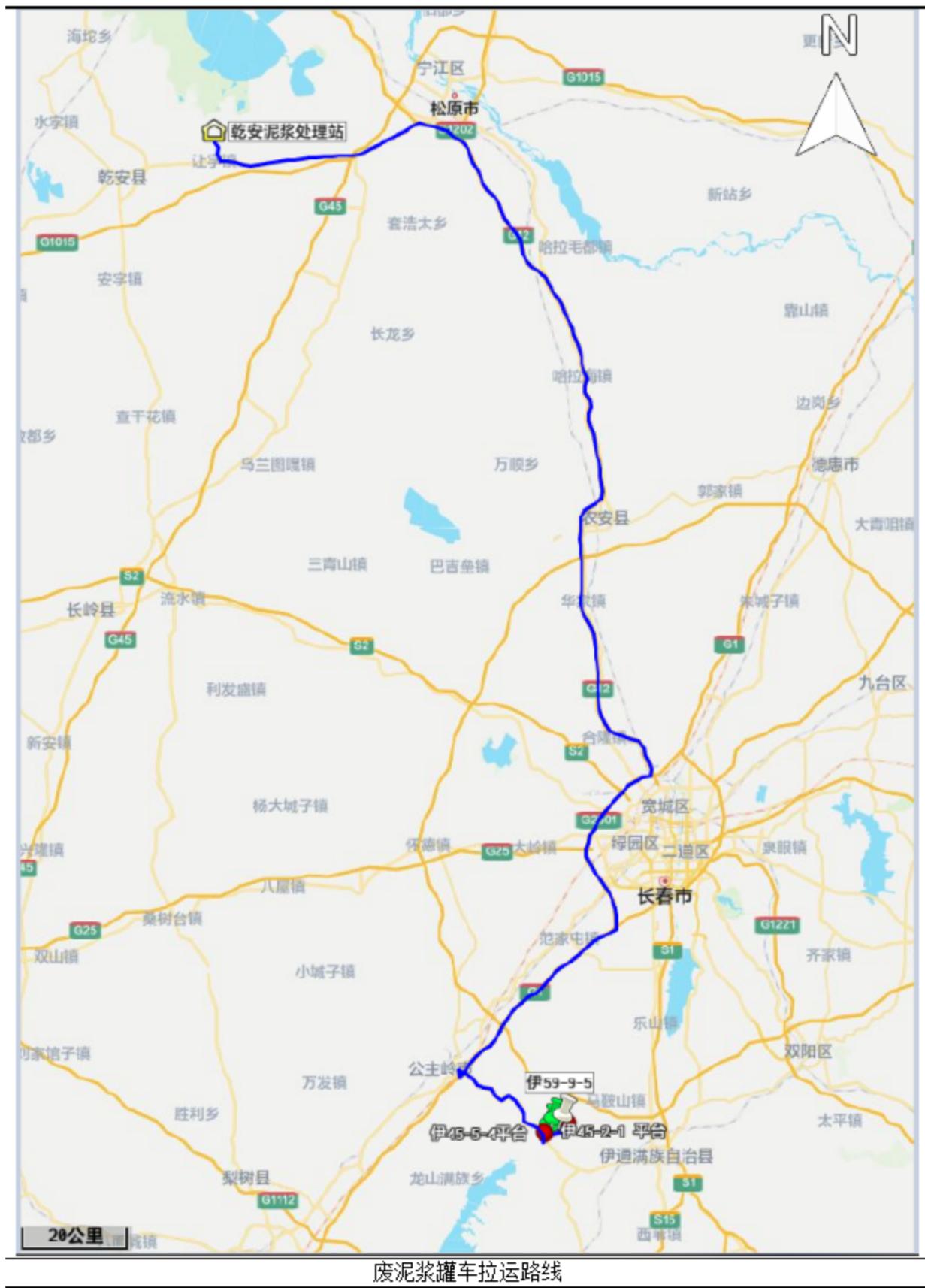
表 1.7-5 运输路线沿线主要环境保护目标

序号	环境保护目标	位置关系
1	靠山镇	施工废水、压裂返排液罐车拉运穿过
2	西护山屯	施工废水、压裂返排液罐车拉运穿过

3	西团结	施工废水、压裂返排液罐车拉运穿过
4	靠山镇	废泥浆罐车拉运穿过
5	黄岭子镇	废泥浆罐车拉运穿过
6	公主岭市	废泥浆罐车拉运穿过
7	陶家屯镇	废泥浆罐车拉运穿过
8	范家屯镇	废泥浆罐车拉运穿过
9	大屯镇	废泥浆罐车拉运穿过
10	西新镇	废泥浆罐车拉运穿过
11	兰家镇	废泥浆罐车拉运穿过
12	合隆镇	废泥浆罐车拉运穿过
13	开安镇	废泥浆罐车拉运经过
14	华家镇	废泥浆罐车拉运穿过
15	农安镇	废泥浆罐车拉运穿过
16	哈拉海镇	废泥浆罐车拉运穿过
17	松原市	废泥浆罐车拉运穿过
18	蒙古艾里乡	废泥浆罐车拉运穿过
19	让字镇	废泥浆罐车拉运穿过



施工废水、压裂返排液罐车拉运路线



第二章 现有工程调查

2.1. 开发现状调查

2.1.1. 油田概况

长春采油厂莫里青油田位于吉林省伊通满族自治县境内，北距长春市 60km，西距公主岭市 25km，东至伊通满族自治县 15km。区内地势平坦，地面海拔 230~255m，地表为旱田和水田覆盖。本项目位于长春采油厂莫里青油田伊 59 区块。

2.1.2. 现有区块开发情况

1、区块开发情况

莫里青油田伊 59 区块地面原油性质较好，地面原油密度一般为 0.822g/cm^3 ~ 0.855g/cm^3 ，平均为 0.84g/cm^3 ；地面原油黏度（ 50°C ）一般为 $4\text{mPa}\cdot\text{s}$ ~ $12\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，平均为 $7.0\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，胶质含量为 8%~12%，平均为 10.3%；沥青质平均含量为 0.8%；初馏点平均为 111°C 。伊 59 区块建有较为完善的油、气、水、电、道路等工程。截至 2022 年 5 月，伊 59 区块规划开发油井 754 口，水井 162 口。现有油井 339 口，开井 267 口，水井 91 口，开井 81 口。日产液 1059t ，日产油 431t ，综合含水 59.3%，日注水量 1064m^3 。年产液 $38.74\times 10^4\text{t}$ ，年产油 $16.31\times 10^4\text{t}$ ，年产气 $1789\times 10^4\text{m}^3$ 。

2、老井场现状

本项目拟建井场均布置在老井场内，老井（伊 45-2-1 平台、伊 45-5-4 平台、伊 59-9-5 平台）在《吉林油田公司 2009 年莫里青油田加密扩边产能工程》中进行了评价，于 2011 年 3 月 7 日取得原吉林省环境保护厅批复文件，文号为吉环审字（2011）42 号，并已通过验收，验收文号为吉环审验字（2017）72 号，老井场周围均为农田，井场内干净无油污，目前生产稳定。老井场现状见下表。

表 2.1-1 老井情况表

地面描述	老井井场的现状情况						
	老井井数	老井采油井的产能 (t/d)	注水井的注水量 (m ³ /d)	占地情况(长×高)(m)	运行情况	治理措施	现存环境问题
所属吉林省四平市靠山镇河沿子村，挂伊 45-2-1 老井场内，井场周围为旱田	1 口采油井	3.8	/	45×25	45-2-1 正常生产	临时占地已恢复，井场边界土围堰	无
所属吉林省四平市靠山镇河沿子村，挂伊	1 口采油井	1.5	/	35×33	45-5-4 正常生产	临时占地已恢复，井场边界土围堰	无

45-5-4 老井场内, 井场内有 5 块光伏板, 井场周围为旱田。						围堰	
所属吉林省四平市靠山镇护山村, 挂伊 59-9-5 老井场内, 井场周围为旱田。	1 口注水井 2 口采油井	4.3	15	80×45	59-7-3 正常生产 59-9-3 正常生产 水井 59-9-5 正常生产	临时占地已恢复, 井场边界土围堰	无

3、探井现状

本项目拟探井转生产井在《吉林油田东部能源公司伊 70、伊 71 两口探井工程》中进行了评价,《吉林油田东部能源公司伊 70、伊 71 两口探井工程》于 2025 年 11 月 21 日批复, 批复文号为吉环审(表)字(2025)40 号, 现已开始施工。均利用现有老井场原井眼基础上进行侧钻加深钻探的小井径定向探, 井深分别为 3500m 和 3460m, 原井眼井深分别为 2705m 和 2296m, 新钻进尺分别为 795m 和 1164m, 新钻总进尺 1959m。伊 70 及伊 71 转为生产井的工程需在《吉林油田东部能源公司伊 70、伊 71 两口探井工程》项目验收后进行。

伊 70、伊 71 井场基本情况见下表。

表 2.1-2 伊 70、伊 71 情况表

序号	井号	井深(m)	老井		新钻进尺(m)	占地类型	泥浆类型	类型	井型
			井号	井深(m)					
1	伊 70	3500	伊 22-7-11	2705	795	工矿仓储用地	水基泥浆	油井	定向井
2	伊 71	3460	伊 59-11-21	2296	1164	及耕地(旱地)			
合计	6960	/	/	5001	1959	/	/	/	/

表 2.1-3 利用井场情况表

地面描述	老井井场的现状情况						
	老井井数	老井采油井的产能(t/d)	注水井的注水量(m³/d)	占地情况(长×高)(m)	运行情况	治理措施	现存环境问题
所属吉林省四平市靠山镇河沿子村, 挂伊 22-7-11 老井场内, 井场周围为旱田。	3 口采油井	2.9	/	50×35	22-7-11 长停 22-17-15 正常 45-1-2 正常	临时占地已恢复, 井场边界土围堰	无
所属吉林省四平市靠山镇护山村, 挂伊 59-11-21 老井	8 口采油井 2 口注水井	3.5	6	115×75	+59-15-15 正常 59-13-19 正常 59-13-21.1 正常	临时占地已恢复, 井场边界土围堰	无

<u>场内，井场周围 为旱田。</u>					常				
					+59-11-21 正				
					常				
					+56-13-15 正				
					常				
					59-17-17 正常				
					59-11-21 长停				
					+59-11-19 方				
					案停				
					水井				
					59-11-17.1 正				
					常				
					水井 59-11-19				
					方案停				

2.1.3. 区域生产现状

(1) 油井

本次工程部署油井均分布在莫里青油田双伊联合站辖区。

站外辖计量间 8 座，其中 3#、7# 为先导试验气驱间，其余均为水驱间，支干线总长度 34.38km(同沟)，辖带油井 304 口，开井 275 口。总掺输量为 3580t/d，日产液 1085.7t/d，日产油 546.4t/d，综合含水 49.67%。

表 2.1-4 计量间及管线情况表

站场	间号	支干线规格	支干线 长度 (km)	油井 (口)	预留阀 组	产液 (t/d)	掺输 温度 (°C)	掺输 压力 (MPa)	回油 温度 (°C)	回油 压力 (MPa)
双伊 联合 站	3#	DN150×2/D273×7 玻璃钢管/无缝钢管	2.3	53	0	211.9	65	2.0	42	0.8
	2#	DN150×2/DN200×2 玻璃钢管	1.95	62	5	270.2	59	1.7	44	0.8
	1#	DN100/DN150 玻璃 钢管	1.9	53	0	242.6	59	1.5	39	0.7
	6#	DN100/DN150 玻璃 钢管	1.49	21	0	59.7	55	1.4	40	0.5
	4#	DN100/DN150 玻璃 钢管	1.35	53	5	141.5	65	1.3	42	0.6
	5#	DN100/DN200 玻璃 钢管	2.53	13	3	18.9	61	0.9	40	0.5
	7#	DN150/D273×7 玻璃钢管/无缝钢管	1.32	15	0	88.8	61	2.1	38	0.43
	8#	DN100/DN150 玻璃 钢管	2.5	5	6	57.8	57	1.7	43	0.8

新建油井带入系统后，预计站外各计量间运行情况见下表。

表 2.1-5 新建油井带入计量间及管线情况表

站场	计量间	支干线规格	支干线 长度 (km)	油井 (口)	产液(t/d)	掺输 温度 (°C)	掺输 压力 (MPa)	回油 温度 (°C)	回油 压力 (MPa)

双伊联合站	3#间	DN150×2/D273×7 玻璃钢管/无缝钢管	2.3	53	211.9	65.3	0.95	42.8	0.85
	2#间	DN150×2/DN200×2 玻璃钢管	1.95	62	270.2	59.5	1.66	44.6	0.81
	1#间	DN100/DN150 玻璃钢管	1.9	53+4	242.6 +30.4	59.2	1.42	39.7	0.75
	6#间	DN100/DN150 玻璃钢管	1.49	21	59.7	55.4	1.38	40.2	0.54
	4#间	DN100/DN150 玻璃钢管	1.35	53	141.5	65.8	1.25	42.4	0.63
	5#间	DN100/DN200 玻璃钢管	2.53	13	18.9	61.6	0.88	40.8	0.59
	7#间	DN150/D273×7 玻璃钢管/无缝钢管	1.32	15+5	88.8 +38.0	61.5	2.02	38.9	0.48
	8#间	DN100/DN150 玻璃钢管	2.5	5	57.8	57.2	1.68	43.2	0.82

本项目带入的已建计量间及已建管线可满足本项目依托要求。

(2) 注水井

本次工程在伊 59 区块共部署 10 口井，其中油井 9 口，水井 1 口。注水井最大注入压力为 26MPa，最大单井注入量为 20m³/d。具体辖带情况如下：

表 2.1-6 伊 59 区块新建注水井注入参数统计表

序号	平台编号	辖带井数	井口最大注入压力 (MPa)	单井注水量 (m ³ /d)	新建井井号
1	伊 59-9-5 平台	1注 5 采	26.0	20	伊 59-2-16

根据井位部署情况，本次新建注水井伊 59-2-16 就近串联至已建注水井伊 59-9-5，已建井已设置流量配水装置进行计量和水量调节。本项目井位串联至新建井可满足依托要求。

2.1.4. 双伊联合站现状

部署油井采出液依托双伊联合站处理。

1. 原油处理系统

莫里青油田油气集输系统于 2009 年建成，该区块建有联合站 1 座—双伊联合站，设计集输能力为 $20 \times 10^4 \text{t/a}$ ，脱水能力 $20 \times 10^4 \text{t/a}$ ，外输能力 $40 \times 10^4 \text{t/a}$ ，储存规模 5000m^3 。

站内油气集输及脱水采用三相分离器，二段脱水设计采用电脱水器。

站外来液→三相分离器→脱水泵升压→脱水炉升温→电脱水器脱除乳化水→净化油罐→外输泵加压→外输炉升温→计量→外输

采用三相分离器作为油气分离及初步脱水的设备，三相分离器具有油气分离、沉降、缓冲、脱水于一体的多功能设备，脱水指标可达 20% 以下，实现了站内密闭集输工艺。三相分离器分离出的气相，经过空冷净化器除油、干燥后，去

轻烃回收；三相分离器脱出的水一部分经泵加压后进入加热炉，供站外掺输，另一部分进入污水处理系统；三相分离器出口的低含水原油去电脱水器深度脱水。双伊联合站油气集输及处理工艺流程如下：

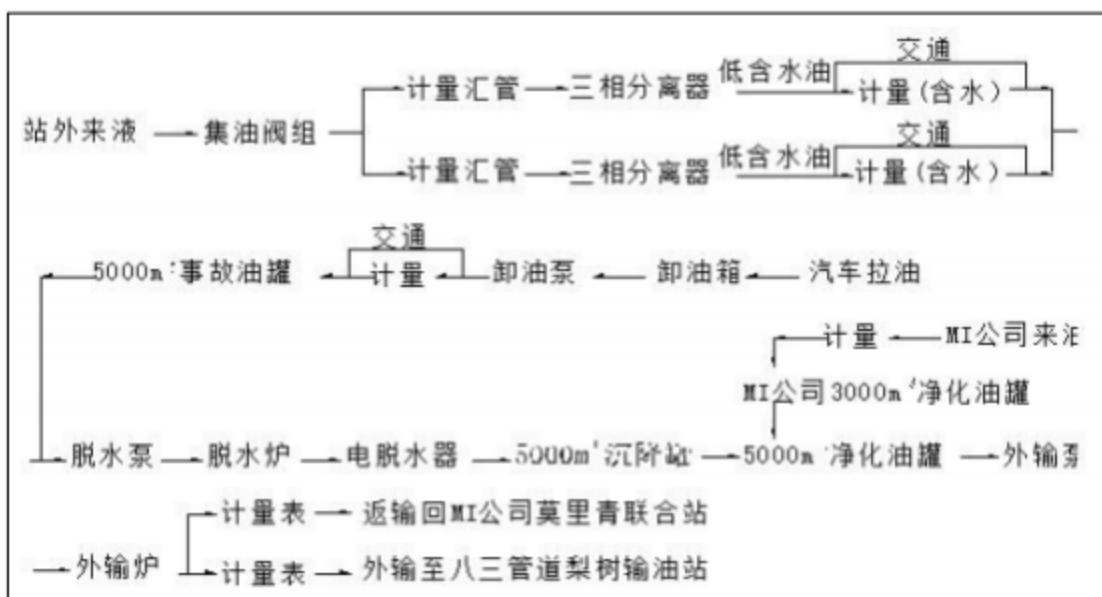


图 2.1—1 双伊联合站油气集输及处理工艺流程示意图

双伊联合站自 2009 年 12 月份投产以来，基本运行情况良好。

表 2.1-7 双伊联合站内主要设备设施统计表

序号	设备名称	规格型号	数量	设计参数	建设年限	备注
1	三相分离器	$\Phi 3.6 \times 13m$	2 台	处理气量 $\leq 60000Nm^3/d$ 处理液量 $\leq 500m^3/d$ 预留 1 台位置	2009	制-5345
2	空冷净化装置	$\Phi 2.4 \times 9.2m$	2 台	处理气量 $\leq 60000Nm^3/d$	2009	制-5342
3	加药装置	JXZB2×800-120 /1.6	1 套	2 罐 3 泵	2009	外购
4	脱水泵(装车泵)	800S40-60 中开泵	2 台	$Q=20\sim50m^3/h$ $H=50\sim60mN=22kW$	2009	外购
5	流程泵(装车泵)	800S70-60 中开泵	1 台	$Q=60\sim100m^3/hH=50\sim65mN=37kW$	2009	外购
6	缓冲水罐	$\Phi 3.6 \times 10.6m$	1 台	缓冲时间 15~30 分钟 清水腔 40m ³ 污水腔 80m ³	2009	制-5327
7	掺输泵	DGK80-50×5	2 台	$Q=80m^3/hH=250mN=90kW$	2009	外购
8	掺输泵	DGK80-50×5	1 台	$Q=80m^3/hH=250mN=90kW$	2010	外购
9	掺输泵	DGK80-50×5	1 台	$Q=80m^3/hH=250mN=90kW$	2017	外购
10	采暖泵	DGK80-20×3	2 台	$Q=80m^3/hH=60mN=22kW$	2009	外购
11	热水装车泵	DGK60-20×3	1 台	$Q=60m^3/hH=60mN=18.5kW$	2009	外购
12	污油污水回收装置	ZWYZ3-10×6-0.5	2 台	$Q=3m^3/hH=60mN=3.0kW$ 储罐容积 1m ³	2009	外购
13	卸油泵	WSZ50-50-15	2 台	$Q=50m^3/hH=50mN=15kW$	2009	外购
14	加药泵	DBY-25	1 台	$Q=3.5m^3/hH=30mN=1.5kW$	2009	外购
15	卸油箱		1 座	40m ³	2009	制-5343
16	装油鹤管	150HG062119	2 套		2009	外购
17	装水鹤管	100HG062119	1 套		2009	外购
18	净化油罐	5000m ³	1 座	$H=12.53m$, $D=23.64m$	2009	制-5346
19	净化油罐	3000m ³	1 座	$H=11.76m$, $D=18.9m$	2013	施 13464

20	事故油罐	5000m3	1 座	H=12.53m, D=23.64m	2009	制-5334
21	沉降罐	5000m3	1 座	H=12.53m, D=23.64m	2018	施 17049 制 01
22	真空加热炉	3000kW	2 台	外输 1200kW、脱水 1800kW	2009	外购
23	真空加热炉	3500kW	2 台	掺输 2300kW、采暖 1200kW	2009	外购
24	真空加热炉	3500kW	1 台	掺输 2300kW、采暖 1200kW	2016	外购
25	真空加热炉	3500kW	1 台	掺输 2300kW、 热水装车 1200kW	2009	外购
26	火炬	DN200	1 座		2009	制-5370
27	药液缓冲罐		1 座	长×宽×高 =1000×800×800	2009	制-5391
28	电脱水器	Φ3.6×14m	2 台	20×104t/a 预留 1 台位置	2012	制-6093
29	外输泵	DYK45-50×10	2 台	Q=45m3/h H=500m N=110kW 预留 1 台位置	2012	外购
30	自控防爆 无泄漏油水 回收装置	ZWYZ3-10×6-2	1 台	Q=3m3/h H=60m N=3.0KW 储罐容积 2m3	2012	外购
31	发球装置	WDF-159	1 套	DN150PN6.4MPa		外购
32	外输泵	DYK45-50*10	2 台	Q=45m3/h H=500m N=1 10kW	2016	外购

2.污水处理系统

双伊联合站污水处理系统采用压力除油工艺流程。

A. 主流程：集输系统来水进缓冲水罐，经加压泵加压后进压力除油器，在压力除油器内去除大部分油和悬浮固体后，出水直接进一、二级过滤器，二级过滤器出水进净化污水罐，作为注水水源及反冲洗用水。

原水来水→压力除油器→一级过滤器→二级过滤器→净化污水罐

B. 反冲洗流程：净化污水罐内的水经反冲洗水泵，按设定时间自动对过滤罐进行自动反冲洗，反冲洗回收水打回到反冲洗回收水罐。

C. 污油回收流程：含油污水处理机内的污油、缓冲水罐回收的污油均进入污油罐，再由隔膜泵提升进入集输系统沉降罐。

处理后的污水水质满足《碎屑岩油藏注水水质及分析方法》(SY/T5329-2022)回注地下。

双伊联合站含油污水处理工艺流程见下图。



图 2.1-2 含油污水处理工艺流程示意图

3. 废压裂液处理装置

本项目油井压裂产生的废压裂液依托双伊联合站废压裂液处理系统进行处理后进入污水系统，不外排。

双伊联合站废压裂液处理系统于 2015 年 9 月 1 日取得了《长春采油厂压裂液返排液治理工程环境影响报告书》的环评批复，批复文号为吉环审字〔2015〕167 号，该项目建设 1 座压裂液返排液处理装置，处理能力为 400m³/天，压裂液返排液缓冲池为 600m³，项目竣工时间为 2016 年。

4、注水系统

本次工程涉及双伊联合站注水站，2009 年建设，安装注水泵 6 台，开二备四运行；安装喂水泵 2 台，开一备一运行，预留一台泵位，注水站设计规模为 2800m³/d。注水水源为站内处理后污水，目前实注 1002m³/d，其中净化污水 902m³/d，清水补充 100m³/d。

清水部分：安装精细过滤器 4 台（Q=30m³/h），预留 1 台位置；安装加盐装置 1 套。具体数据见下表。

注水流程：净化污水来水→注水罐→注水泵房→注水管网→站外注水井水源井来水。

表 2.1-8 双伊联合站注水系统机泵储罐设备一览表

序号	机泵名称	规格型号	1 、机泵类						腐蚀情况	
			参数					数量 (台)	投产日期	运行情况
			流量 (m ³ /h)	扬程 (m)	电机 功率 (kW)	是否 防爆	是否 变频			

1	注水泵	5S175-30/32	30	3200	315	否	是	3	2009	开二备一	轻微
2	注水泵	5ZB-20/43	30	3200	315	否	是	3	2017	开二备一 预留泵位	轻微
3	喂水泵	SOH1100-80-160	100	32	15	否	否	2	2009	开一备一 预留泵位	轻微
4	潜水泵	200QJ50-78/6	50	78	18.5	否	是	1	2009	在用	轻微
5	潜水泵	200QJ50-78/6	50	78	18.5	否	是	1	2010	备用	轻微

2、滤罐类

序号	滤罐名称	规格型号	流量 (m³/h)	数量	投产日期	运行情况	腐蚀情况
1	纤维球过滤器	GXQL-1600/30	30	2	2009	在用	轻微
2	精细过滤器	QLJ1600II	30	2	2016	在用	轻微

5.处理系统校核

联合站处理系统现状情况详见下表。

表 2.1-9 联合站处理系统现状统计表

联合站	设计能力	实际处理量	拟建在建处理量	剩余处理能力	本项目产生
双伊联合站原油处理系统	$20 \times 10^4 \text{t/a}$	$8.5 \times 10^4 \text{t/a}$	0	$11.5 \times 10^4 \text{t/a}$	$0.70 \times 10^4 \text{t/a}$
污水处理系统	$1600 \text{m}^3/\text{d}$	$300 \text{m}^3/\text{d}$	$20 \text{m}^3/\text{d}$	$1280 \text{m}^3/\text{d}$	施工期 $2 \text{m}^3/\text{d}$ 运行期 $85.9 \text{m}^3/\text{d}$
废压裂液处理系统	$400 \text{m}^3/\text{d}$	$40 \text{m}^3/\text{d}$	$50 \text{m}^3/\text{d}$	$310 \text{m}^3/\text{d}$	$100 \text{m}^3/\text{d}$
注水系统	$2800 \text{m}^3/\text{d}$	$1002 \text{m}^3/\text{d}$	0	$1798 \text{m}^3/\text{d}$	$20 \text{m}^3/\text{d}$

2.1.5.含油废物处理

双伊联合站油土暂存池有效容积 2000m^3 ，实际暂存量约 300m^3 ，剩余暂存量约 1699.9m^3 ，定期（动态清零）送至公主岭市明天再生辖区内在建及拟建工程最大产生量约 0.1m^3 ，能源有限公司进行处理。因此，该油土暂存池剩余暂存量可以满足本项目的需求。油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），实施井口密闭作业的新技术，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铁质方箱，将修井和洗井的含油废水直接存在方箱中，定期由罐车送至采油厂联合站进行处理，通过采取这种修井方式，大大减少了修井时原油的散落。

吉林东部油气新能源公司产生的油泥（砂）委托公主岭市明天环保再生能源有限公司进行处理。该公司于 2024 年 12 月 25 日变更了危险废物经营许可证，危险废物经营许可证编号为 2203810135，该企业经营类别为收集、贮存、利用 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、900-201-08、900-203-08、900-204-08、900-209-08、900-214-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08，年经营规模 60000 吨；071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-010-08、251-011-08、900-199-08、900-200-08、900-210-08、900-213-08、900-215-08、900-221-08、900-249-08（含矿物油废物除外），年经营规模 10000 吨。收集、贮存、清洗处置 900-249-08、900-041-49 含有或沾染 HW08 废矿物油的塑料废弃包装物，年经营规模 6000 吨。可满足处理需要。

2.1.6. 废弃泥浆处理现状

吉林东部油气新能源公司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乾安泥浆处理站进行无害化处理。

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。

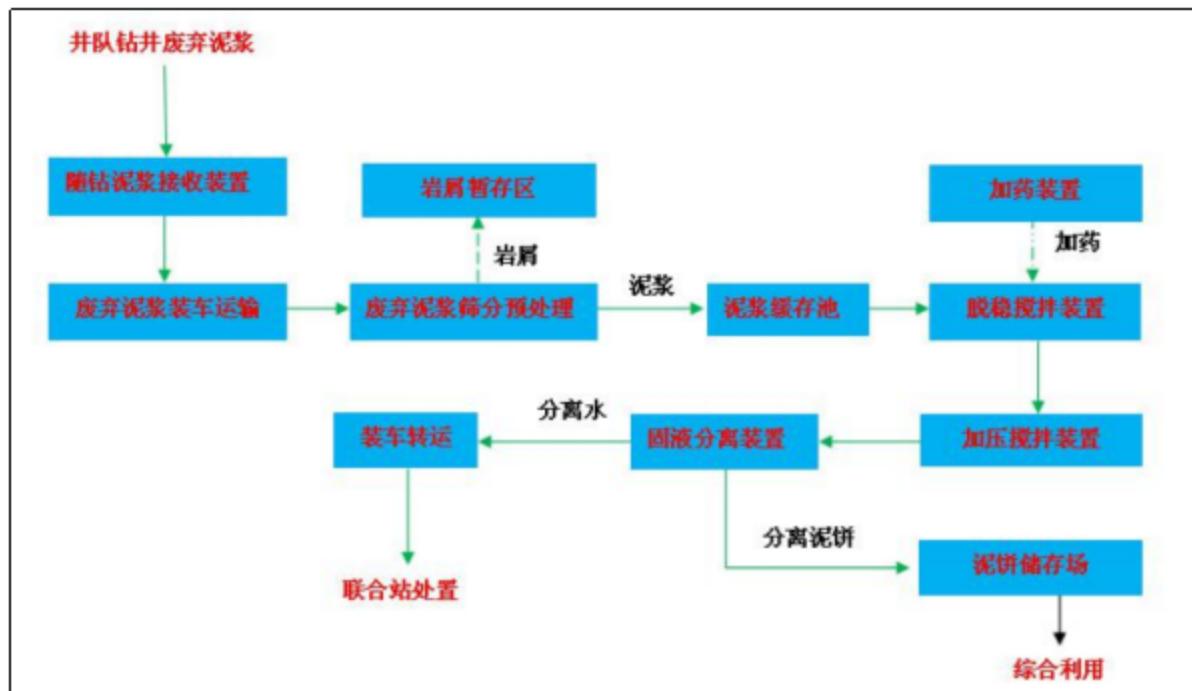


图 2-2 废弃泥浆处置工艺流程图

本项目施工期产生钻井废水(22m³/d)、完井废水(10m³/d)、废水基泥浆(17.6m³/d)、钻井岩屑(4.62m³/d)均依托吉林油田乾安泥浆处理站(年运行时间300d)处理。目前泥浆处理站正常运行，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乾安泥浆处理站处理。设计日处理泥浆能力1000m³/d，实际处理泥浆量为150m³/d，辖区内在建及拟建工程产生量约为91m³/d，剩余处理能力为759m³/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64.22m³/d，满足本项目需求。

2.2 现有及在建污染源调查

本次开发涉及的区块为伊59区块。区块内在建工程为《吉林油田东部能源公司伊70、伊71两口探井工程》，目前正在建设中。

2.2.1 废气

现有工程大气污染物排放源主要有油气处理站加热炉的烟气排放、油气集输过程中烃类气体的挥发以及车辆尾气等。

1. 油气处理站加热炉烟气

现有工程中的废气主要为双伊联合站内加热装置产生的燃烧烟气及油气处理设备无组织挥发的非甲烷总烃。加热炉以天然气为燃料，产生的烟气较为清洁。

根据现场调查，双伊联合站内燃气量为 $490.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，参照《纳入排污许可管理的火电等17个行业污染物实际排放量计算方法(试行)》，加热炉的烟气产生量为

136,259.17m³/10⁴m³。站场加热炉以天然气为燃料，且产生的烟气较为清洁，结合《吉林油田新民、乾安、长春等地区评价井建设工程（四平地区）环境影响现状评价报告书》中吉林省惠津分析测试有限公司对双伊联合站加热炉烟气的监测数据，各类污染物平均浓度 SO₂ 为 16.6mg/m³，NO₂ 为 140.83mg/m³，烟尘平均值约为 17.17mg/m³，本项目现有工程各污染物排放量见下表。

表 2.2-1 现有工程加热炉烟气排放情况

名称	燃气量 (×10 ⁴ m ³ /a)	烟气量 (×10 ⁴ m ³ /a)	浓度 mg/m ³			排放量 (t/a)		
			SO ₂	NO ₂	烟尘	SO ₂	NO ₂	烟尘
双伊联合站加热炉	490.2	6679.4	16.6	140.83	17.17	1.11	9.41	1.14

烟气中各污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 中在用燃气锅炉标准要求。双伊联合站加热炉排放的烟气中各污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 相应标准后，经高度不低于 8 米的烟囱排放。

2. 油气集输中烃类气体的挥发

油气集输过程烃类气体挥发主要来自采油井场、计量间、接转站、联合站等。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”，石油开采过程产生的挥发性有机物量约为开采原油量的 1.4175% 左右。本项目现有工程平均每年原油产能 16.31×10⁴t/a，非甲烷总烃排放量为 23.12t/a。

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：

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

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）；

β：井口挥发占全系统挥发的比例。现有工程全过程挥发量取 1；

α：特征气体占伴生气体的比例（本项目总石油烃占比取 1）。

表 2.2-2 现有工程挥发烃类气体产生情况一览表

	现有工程产能 (×10 ⁴ t/a)	排放系数	产生量	主要污染防治措施	排放量 (t/a)	排放去向
非甲烷总烃排放	16.31	1.4175%	23.194	密闭集输	23.12	大气环境

本次对现有双伊联合站厂界无组织非甲烷总烃及硫化氢进行补充监测，监测结果见下表。

表 2.2-3 双伊联合站厂界监测结果表 单位: mg/m³

点位名称	监测项目	监测时间	上风向	下风向 1	下风向 2	下风向 3
双伊联合站	非甲烷总烃	2025.10.12	0.80	1.12	1.18	1.04
			0.85	1.18	1.11	1.15
			0.93	1.27	1.20	1.12
		2025.10.13	0.86	1.14	1.16	1.10
			0.78	1.06	1.10	1.14
			0.82	1.11	1.13	1.16
	硫化氢	2025.10.12	ND	ND	ND	ND
			ND	ND	ND	ND
			ND	ND	ND	ND
		2025.10.13	ND	ND	ND	ND
			ND	ND	ND	ND
			ND	ND	ND	ND

由监测结果可知，双伊联合站厂界非甲烷总烃监测浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相应标准限值要求。硫化氢厂界监测浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）。

3. 车辆尾气

由于区块内现有工程已进入生产期，其间仅有维修车辆出入，车辆尾气为流动源，主要污染物为 CO、NO_x 以及烃类污染物，污染物的排放浓度较小，且处于空旷地带，扩散条件好。因此，现有工程主要气体污染物均可达标排放。

2.2.2 废水

现有工程水污染物主要为场站含油污水，含油污水经双伊联合站污水处理系统处理后满足标准后回注，不排入外环境。其次是场站员工产生的生活污水，生活污水排入防渗旱厕。

1. 采油废水

采油废水主要来自运行期的采油作业。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。含油废水量随油田开发时间的增加而不断增加。伊 59 区块目前年产液 $38.74 \times 10^4 \text{t/a}$ ，年产油 $16.31 \times 10^4 \text{t/a}$ ，采出液中分离出的废水最大产生量为 $22.43 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。含油废水经联合站处理达标后回注地下。

2. 修井废水

修井废水是指在油田生产期修井作业后反排时产生的废水。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 $5 \sim 10 \text{m}^3$ ，平均 $7.5 \text{m}^3/\text{口}$ 。按现有 267 口油井计算，正常生产时修井废水产生量约为 $2002.5 \text{m}^3/\text{a}$ 。由罐车拉运至附近联合站处理达标，回注地下。

3. 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 $60\text{m}^3/\text{口}$ 。现有 267 口油井的洗井废水产生量约 $64080\text{m}^3/\text{a}$ 。洗井废水全部进入油层，不外排，最终以采出液形式通过管线，输送至附近联合站处理，达标回注。

4.生活污水

根据调查，站场总职工人数 220 人，生活污水产生量 $1920\text{m}^3/\text{a}$ 。生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、氨氮、SS 等。生活污水均采用各站场内的防渗储池收集，定期清运至附近污水处理厂处理。

现有工程生产期废水产生量及排放量详见下表。

表 2.2-4 现有工程运行期各种废水产生量及排放量汇总

污染源	废水量 (m^3/a)	污染物产生浓度 (mg/l)			污染物产生最大量 (t/a)			废水排放量 (t/a)
		COD	石油类	SS	COD	石油类	SS	
采油废水	224300	4730	1200	1500	1061.04	269.16	336.45	0
修井废水	2002.5	2760	700	2000	5.53	1.40	4.01	0
洗井废水	64080	2760	700	2000	176.86	44.86	128.16	0
生活污水	1920	300	/	250	0.58	/	0.48	0
合计	292302.5	/	/	/	1244.01	315.42	469.10	0

2.2.3 固体废物

现有工程运行期固体废物主要为修井含油废物、工作人员生活垃圾等。

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 $0.02\text{t}/\text{口井}$ ，现有工程共有油井 267 口，则修井含油废物约为 5.34t/a ，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.生活垃圾

现有场站生活垃圾产生量约为 110t/a ，由环卫部门统一收集处置。

3.废过滤吸附介质

本项目依托双伊联合站污水处理站采用压力除油+核桃壳+双滤料+陶瓷膜工艺，平均每3~5年更换一次滤料，单罐单次产生废滤料40m³。根据现场调查约产生废滤料240m³/3~5a，不暂存，委托公主岭市明天环保再生能源有限公司进行回收处理。

5.清管废渣

管线运行过程中，会定期产生清管废渣，产生的清管废渣约0.05t/a，送具有危险废物资质单位进行处理。

现有工程生产期固体废物排放情况见下表。

表 2.2-5 现有工程生产期固体废物排放情况

序号	废物名称	产生环节	废物代码	外观性状	特征污染物	产生规律	产生量	主要利用处置方式
1	修井含油废物	井下作业环节，集输与处理环节	071-001-08	半固体、固体	废矿物油	间歇产生	5.34t/a	暂存于油土暂存池内，定期送至公主岭市明天环保再生能源有限公司进行回收处理。
2	废过滤吸附介质	集输与处理环节	900-041-49	固体	废矿物油	间歇产生	240m ³ /3~5a	送至公主岭市明天环保再生能源有限公司进行回收处理
3	清管废渣	管道清管	900-210-08	固液混合态	废矿物油	间歇产生	0.05t/a	送至公主岭市明天环保再生能源有限公司进行回收处理
4	生活垃圾	--	900-002-S64	固体	生活废物	连续产生	110t/a	由环卫部门统一收集处置

2.2.4 噪声

现有工程运行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

抽油机会产生抽油机的运行噪声，项目建成后，各油井的抽油机同时运行。现有工

程既有单井又有平台井。通过抽油机噪声现场实测结果，单台为 68~69dB(A)，平台井为 76~78dB(A)。采油平台周围 50m 处与背景噪声叠加后的环境噪声为 54~55dB(A)。抽油机噪声属于连续稳态低频噪声。

(2) 运输车辆噪声

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 68~78dB(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。

主要噪声设备及噪声源见下表。

表 2.2-6 现有工程运行期主要设备噪声源 单位：dB(A)

噪声源	设备名称	噪声源强	噪声特征
采油井场	单井抽油机	68~69	连续稳态低频噪声；裸露
	平台井抽油机	76~78	
交通噪声	各种车辆	70~75	流动噪声

本次对双伊联合站厂界噪声达标情况进行现状监测，监测结果见下表。

表 2.2-7 双伊联合站厂界噪声监测结果表 单位：dB (A)

点位名称	监测时间	监测项目	昼间声级	夜间声级
双伊联合站	2025.10.12	厂界东侧	53	46
		厂界南侧	54	46
		厂界西侧	53	47
		厂界北侧	54	46

由监测结果可知，双伊联合站厂界噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2类标准限值要求。

2.2.5 现有及在建污染物排放汇总

现有及在建工程污染物排放汇总见下表。

表 2.2-8 现有及在建工程污染物排放汇总表 单位：t/a

类别	名称	产生量	削减量	排放量	备注
有组织 废气	颗粒物 (t/a)	1.14	0	1.14	经不低于 8m 高的排气筒排放
	NOx(t/a)	9.41	0	9.41	
	SO ₂ (t/a)	1.11	0	1.11	
无组织 废气	非甲烷总烃 (t/a)	23.12	0	23.12	排入大气
废水	废水量 (m ³ /a)	292302.5	292302.5	0	含油废水全部回注地下，无排放；生活污水旱厕收集，定期清运
	COD(t/a)	1244.01	1244.01	0	
	石油类 (t/a)	315.42	315.42	0	
	SS(t/a)	469.10	469.10	0	
固体废物	修井含油废物 (t/a)	5.34	5.34	0	暂存于油土暂存池内，定期送有资质单位进行处理
	生活垃圾 (t/a)	110	110	0	

噪声	单井抽油机 dB(A)	68~69	20	48-69	减震、消声、定期维护
	丛式井抽油机 dB(A)	76~78	20	56-58	减震、消声、定期维护
	工程车辆 dB(A)	70~75	10	60-65	定期维护

2.3.污染物达标分析

2.3.1.废气

各站场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）中表1在用燃气锅炉要求。通过本次监测，双伊联合站烃类气体（厂边界）浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）排放控制要求。采油厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过4.0 mg/m³。”企业边界污染物控制要求。

2.3.2.废水

生产废水经双伊联合站污水处理系统处理后，均可达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中相关标准，回注地下油层。生活污水排入防渗旱厕，定期清掏外运，用作农家肥。

2.3.3.噪声

根据对双伊联合站厂界噪声监测可知，站场产生的噪声厂界处噪声均能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准。

2.3.4.固废

(1) 修井时在井口布置修井平台，底部设置防渗铁质方箱，将修井含油废水直接存在方箱中，定期抽至罐车运往联合站进行处理，方箱定期运回联合站清理箱中附着物，附着物送有危险废物处理资质单位处理。

(2) 生活垃圾定期送附近垃圾填埋场卫生填埋。

(3) 废滤料不暂存，委托公主岭市明天环保再生能源有限公司进行回收处理。

具体见表2.2-3，目前产生的固废都得到妥善处置，不会对环境产生二次污染。

2.4.排污许可证情况

中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司吉林东部油气新能源公司已取得排污许可证（登记编号：9122070071717338XU025U，且在有效期内，企业已按照排污许可证的相关要求开展各项填报工作和日常管理。根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版），项目建成后完成排污许可登记工作。

排污许可证

证书编号: 9122070071717338XU025U

单位名称:

中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司（吉林东部油气新能源公司-双伊联合站）

注册地址:吉林省松原市宁江区沿江东路1219号

法定代表人:沈华

生产经营场所地址:四平市伊通满族自治县靠山镇护山村

行业类别:石油和天然气开采业, 锅炉, 水处理通用工序

统一社会信用代码: 9122070071717338XU

有效期限: 自2023年11月09日至2028年11月08日止



发证机关: (盖章) 四平市生态环境局

发证日期: 2023年11月09日

2.5. 应急预案情况

吉林东部油气新能源公司环境突发事件应急预案, 见下图。

企事业单位突发环境事件应急预案备案表

单位名称	中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司长春采油厂			机构代码	9122070071717338XU	
法定代表人	聂占福			联系电话	18104381177	
联系人	侯善金			联系电话	13404303668	
传真	/			电子邮箱	/	
地址	长春市绿园区和平大街与西安大路交汇					
预案名称	中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司长春采油厂（伊通地区）突发环境事件应急预案					
风险级别	联合站环境事件风险等级为较大[一般-大气 (Q1-M1-E2) + 较大-水 (Q1-M1-E1)]；中转站环境事件风险等级为一般[一般-大气 (Q0) + 一般-水 (Q0)]；18个井场的单井罐环境事件风险等级均为一般[一般-大气 (Q0) + 一般-水 (Q0)]；管段1—管段6环境事件风险等级均直接评为“一般环境风险 (Q1-M1-E3)”。					
本单位于 年 月 日签署发布了突发环境事件应急预案，备案条件具备，备案文件齐全，现报送备案。						
本单位承诺，本单位在办理备案中所提供的相关文件及信息均经本单位确认真实，无虚假，且未隐瞒事实。						
备案制定单位（公章）						
预案签署人				报送时间	2023年7月26日	
突发环境事件应急预案备案文件目录	1. 突发环境事件应急预案备案表; 2. 环境应急预案及编制说明; 环境应急预案（签署发布文件、环境应急预案文本）; 编制说明（编制过程概述、重点内容说明、征求意见及采纳情况说明、评审情况说明）; 3. 环境风险评估报告; 4. 环境应急资源调查报告; 5. 备案企业填报的基本情况表; 6. 环境应急预案评审意见。					
备案意见	该单位的突发环境事件应急预案备案文件已于 2023年7月26日 收讫，文件齐全，予以备案。 备案受理部门（公章）					
备案编号	130700 — 2023 — 21 — L					
报送单位						
受理部门负责人	韩立军	经办人	韩立军			

注：备案编号由企业所在地县级行政区划代码、年份、流水号、企业环境风险等级（一般 I、较大 M、重大 H）及跨区域（T）表征字母组成。例如：河北省永年县**重大环境风险非跨区域企业环境应急预案2015年备案，是永年县环境保护局当年受理的第26个备案，则编号为：130429-2015-26-H；如果是跨区域的企业，则编号为：130429-2015-26-HT。

图 2-2 环境突发事件应急预案备案表

2.5.已采取的环保措施、现存环境问题及整改措施

2.5.1.已采取的环保措施

现有工程采取了以下环保措施：

1、废气

- (1) 通过加强对集输设施日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发烃类总量。
- (2) 依托场站内加热炉气源均来自站内三合一装置分离出的天然气，属于清洁能源。燃气锅炉排放的污染物满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中燃气锅炉标准要求，直接经不低于 8m 排气筒排放。
- (3) 工程车辆安装了尾气净化器，燃用高标号燃油。
- (4) 厂界非甲烷总烃无组织排放，应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)相关要求，在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程。

2.废水

现有生产废水全部经联合站污水处理装置处理后，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，回注目的层为现役油气藏层位，回注目的层为地质构造封闭地层。经过多年的运行经验积累，吉林油田公司下属单位回注水风险控制措施较完善，回注井按照油田相关要求布设井位，能够满足回注要求，回注井采取双层套管结构，固井质量合格、井筒材质能够承受设计回注压力和防腐等条件；总回注量波及范围内无断层、无地表露头或出露点，回注不会对具有供水意义的含水层造成影响。吉林东部油气新能源公司已建立地下水跟踪监测制度，避免油水泄漏对附近村屯水源井造成影响；站场生活污水排入防渗旱厕，定期清掏外运，用作农家肥。

3.噪声

根据现场踏查，各站场内的机泵类均安放在室内，并加减振垫等措施。

4.固废

- (1) 修井时在井口布置修井平台，底部设置防渗铁质方箱，将修井含油废水直接存在方箱中，定期抽至罐车运往联合站进行处理，方箱定期运回联合站清理箱中附着物，附着物送有危险废物处理资质单位处理。
- (2) 生活垃圾定期由环卫部门统一收集处置。

5.生态减缓措施

建设单位按照避让、减缓、修复和补偿的原则，采取了相关的生态保护对策措施。

- (1) 施工前对表土进行了剥离并单独堆放。
- (2) 施工和运行期井场均设置了土围堰，防止污染物随地表径流进入农田或地表水体，破坏区域生境状况。
- (3) 严格控制了井场的占地面积，减少对植被的破坏，临时占地均进行了植被恢复。
- (4) 严格控制了施工作业带宽度，施工过程中进行了分层开挖、倒序回填，临时占地均恢复为原有植被类型。
- (5) 涉及占用基本农田的，均按照“占一补一，占补平衡”的原则，保证区域基本农田总数不降低。
- (6) 闭井期恢复原有土地使用功能，减少油田开采对区域生态系统和景观的影响。

根据调查，现有工程施工活动对区域生态环境的影响在施工结束后停止，工程占用的临时占地均已恢复为原有植被类型，现有工程的建设未造成区域环境条件的改变，整体未破坏生态系统的结构和功能，但油田开采设施造成区域景观破碎化，这种影响在闭井期后影响会随之减弱。

6.应急预案

成立了由公司主管领导，采油队长及工程技术人员组成的突发环境事件应急领导小组，负责各区块污染防治工作的领导检查处理工作，特别是防止突发性泄漏原油污染环境事故的发生做了大量细致的工作，制定了应急处理方案和措施。吉林东部油气新能源公司已定期编制全厂突发环境事件应急预案，最新编制的应急预案已于 2023 年 7 月 26 日完成备案（备案编号 130700-2023-21-L）。

2.5.2.现有环评及验收情况

本项目开发区域环保验收及环评情况见下表。

表 2.5-1 本项目涉及区域环评及验收情况表

项目	项目名称	环评批复文号	时间	验收情况
伊 59 区块	莫里青油田伊 45-伊 59 区块 2009 年产能建设工程	吉环审字 (2011) 33 号	2011.1.21	吉环审验字 (2017) 82 号
	2009 年莫里青油田加密扩边产能工程	吉环审字 (2011) 42 号	2011.3.7	吉环审验字 (2017) 72 号

项目	项目名称	环评批复文号	时间	验收情况
	长春采油厂莫里青油田伊59区块2019年产能建设工程	吉环审字(2019)125号	2019.10.25	未开展验收
双伊联合站	长春采油厂2017年老油田改造工程(第一批)	吉环审字(2017)127号	2017.11.29	已进行自主验收
	伊通双伊联合站脱水、外输系统扩建工程	吉环审字(2016)117号	2016.10.11	已进行自主验收
乾安泥浆处理站	《吉林油田乾安采油厂废弃泥浆处理站扩建10万m³项目》	乾环行审字(2021)11号	2021.9.3	已进行自主验收
	《吉林油田乾安采油厂10万m³/a废弃泥浆处理站扩建项目》	乾环行审字(2018)8号	2018.6.25	已进行自主验收

本次评价简单汇总了本项目涉及各区块对应的环评批复和验收意见等的要求，并将落实情况一并整理、归纳总结，详见下表。

表 2.5-2 环评批复落实情况汇总

环评批复意见	落实情况
加强施工期的生态环境保护工作，按油田相关规范严格控制临时占地面积，合理规划修建油区道路，避免车辆随意行驶，钻井后须及时进行生态恢复。项目占用的基本农田须按照国家规定作好占补平衡和补偿。	落实。合理进行井场布局，严格控制施工占地，经现场踏查，施工迹地已恢复良好。管沟采取了分层开挖分层回填的施工方式。对项目占用的农田进行了补偿。
铺设集输管线挖沟时，应严格按照施工设计宽度进行施工，不得任意扩大占地范围；施工中应将土壤分层放置，保持土壤基本层次，避免生土层上移，以减少生态破坏，施工结束后应及时恢复沿线植被。	落实。管线施工时严格按照施工设计宽度进行施工，施工结束后及时进行了植被恢复。
钻井施工须对泥浆池做防渗处理，为防止套外返水造成污染钻井施工时须提高固井质量，表层套管必须下伸至水层以下，水泥上返至地面井口，采用声幅曲线检测技术全程监控固井质量。	落实。对泥浆池进行了防渗处理，表层套管下伸至水层以下，水泥上返至地面井口。
钻井废弃泥浆须及时进行无害化处理，废弃泥浆无害化处理过程须请环保局进行现场监督。对产生的落地油和岩屑等固体废物须进行无害化处理或处置，防止产生二次污染。	落实。钻井废弃泥浆及时进行了无害化处理。含油废物送有资质单位处置。
钻井废水须全部回用于配制泥浆；对修井废水、洗井废水、采油废水须全部收集送联合站进行处理达到行业标准后再回注地下。	落实。钻井废水全部回用于配制泥浆；修井废水、洗井废水、采油废水须全部收集送联合站进行处理达标后回注地下。
联合站加热炉需采用天然气为燃料，烟气中主要污染物排放浓度须满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2汇总排放浓度限值要求，排气筒高度不低于8m，烟囱周围半径200m距离内有建筑物时，其烟囱应高出最高建筑物高度3m以上。	落实。采油厂联合站加热炉烟囱高度均高于8m，烟气中排放污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中的在用燃气锅炉要求。
加强对修井作业的环境管理，修井作业必须使用“卸油器”，并及时清理落地油，防止随地表径流进入水体。	落实。现有采油井场周围修建了围堰，通过采用安装井下泄油器和井口油杆刮油器，结合布置清洁的修井平台等清洁生产工艺，对作业产生的含油废物等污染物及时清理，结

	合环境质量现状监测结果可知，现有项目开发未对周围环境产生污染影响。
距村屯居民较近处施工时，对钻井发电机、柴油机组须安装消声器，防止施工噪声对居民产生影响。	落实。根据现场踏查，各站场内的机泵类均安放在室内，并加减震垫等措施。
全面落实油田开发环境管理体系，加强油井开发及油气输运过程中的环境管理，落实环境风险防范措施，制定环境风险应急预案，防止环境污染事故发生。	落实。成立了由公司主管领导，采油队长及工程技术人员组成的防污染领导小组，负责各区块污染防治工作的领导检查处理工作，特别是防止突发性泄露原油污染环境事故的发生做了大量细致的工作，建立了针对暴雨洪水期间防止污染的对策，制定了应急处理方案和措施。
严格执行建设项目环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的“三同时”制度，项目竣工后，应按规定程序申请验收，经环保部门批准后方可正式投入生产。	落实。项目按照“三同时”制度进行建设，且已经完成环保验收工作。

表 2.5-3 验收落实情况汇总

序号	环保验收意见	落实情况
1	加强对环保处理设施的日常维护和管理，确保其稳定运行，污染物达标排放。	落实。油田由专人负责对环保处理设施的日常维护和管理。
2	严格修井、洗井落地油及污油土的管理，做好日常登记、暂存、转运工作，落地油及污油土须送有资质单位进行处理。	落实。加强日常监管工作，修井含油废物及污油土均送有资质单位进行处理。
3	及时修复已破损的井场围堰；继续加大绿化和植被恢复的投入力度，加强对井场周围植被的恢复和保护工作，加大对井场周围植被的保护力度，提高井场周围植被覆盖率，防止土壤沙化。	落实。井场围堰已修复，且周边植被已恢复。
4	建议建设单位继续完善环保措施，加强风险事故管 理，防止发生污染事故	落实。制定了应急预案，并定期组织应急演练。
5	闭井时，应按照相关技术规范进行封井，并对井场进行生态恢复。	落实。按照相关技术规范进行封井，并对井场进行生态恢复。
6	建议继续加强生产井的看护和管理工作，防止落地油的产生，并及时回收落地油，及时发现事故隐患，预防环境风险事故发生。	落实。加强日常监管工作，及时回收落地油。
7	完善环境应急预案的针对性和可操作性，定期组织应急演练。	落实。制定了应急预案，并定期组织应急演练。

2.5.3. 现存环境问题及整改措施

本区块内已建成井场，均按照环评批复要求落实施工期各项生态环境保护措施。无现存环境问题。

第三章 拟建项目工程分析

3.1.建设项目概况

3.1.1.项目名称、性质及规模

项目名称：吉林东部油气新能源公司莫里青油田伊 59 区块 10 口井 2026 年产能建设工程

建设单位：中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司吉林东部油气新能源公司

建设性质：扩建

建设地点：本项目位于吉林省四平市伊通满族自治县境内，位于伊 59 现有区块内。本项目井场及建设管线主要位于农村地区，周边除油田外无其他大型工矿企业。项目地理位置详见附图 1。

3.1.2.投资估算与资金筹措

本项目建设总投资 2348 万元，其中环保投资 163.0444 万元，占总投资的 6.9%。项目投资全部为企业自筹。

3.1.3.建设内容及项目组成

本次新建井位 10 口，其中油井 9 口，注水井 1 口。2 口探井伊 70、伊 71 转为生产井，油井采用掺输流程带入系统生产，集输管材选用芳胺固化高压玻璃钢管，保温防腐；合计新建单井管线 0.5km。新建注水单井管线 0.2km，注水管线选用无缝钢管，本项目新建井位均在已建井场进行扩建，利旧现有道路。

伊 70 及伊 71 转为生产井的工程需在《吉林油田东部能源公司伊 70、伊 71 两口探井工程》项目验收后进行。

本项目建设项目工程组成见下表。

表 3.1-1 本项目工程组成一览表

序号	项目名称		工程内容	备注
1	主体工程	钻井工程	本次工程规划部署 10 口井，平均井深 2764m，总进尺 2.764×10^4 m。	扩建
		产能	新建油井 9 口，探转产 2 口油井，新建产能 0.70×10^4 t/a	扩建
	管线	注水井	新建注水井 1 口，注水量 $20\text{m}^3/\text{d}$	扩建
		集输	新建单井管线 0.5km	新建
	注水		新建注水单井管线 0.2km	新建
2	辅助工程	防腐保温	埋地管线保温材料采用硬质聚氨酯泡沫塑料，防水材料采用聚乙烯专用料和交联聚烯烃热缩防水帽。地上管线保温材料采用硬质超细玻璃棉管壳，异形结构等部位采用玻璃棉毡进行包覆捆扎。防水材料采用聚氯乙烯工业薄膜。	新建
3	公用	供配电网工程	利旧，从新兴变电站引出 10kV 油田供电专线 1 回，为伊 45、	利旧

	用工程	伊59区块供电。 项目掺输管线供热依托双伊联合站		
	供暖工程	项目掺输管线供热依托双伊联合站		依托
	给水	施工期钻井井场生产用水由罐车从双伊联合站拉运，生活用水购买桶装水。		-
	排水	钻井废水及废弃泥浆由罐车运送至吉林省油田多源实业集团有限责任公司乾安泥浆处理站进行处理；压裂返排液进入双伊联合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。 运行期生产废水全部进入双伊联合站污水处理系统，处理达标后回注地下；运行期不新增生活污水。		-
	道路工程	本工程利旧道路。		-
4	储运工程	施工队施工井场内设1座柴油储罐（容积 $20m^3$ ），废弃泥浆接收装置1个，材料为密封铁质方箱。施工期废水、废钻井泥浆、压裂液返排液等均采用汽车运输方式。 运行期11口油井采用掺输流程，带入系统，修井废水等含油废水罐车运输。		新建 新建
5	环保工程	废气治理	管道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，减少烃类气体挥发。	-
		噪声治理	施工噪声安装消声器、隔声减振等降噪措施；运行期采用低噪声设备等措施。	-
		废水治理	钻井废水、完井废水及废弃泥浆由罐车运送至吉林省油田多源实业集团有限责任公司乾安泥浆处理站进行处理；压裂返排液进入双伊联合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。 运行期生产废水全部进入双伊联合站污水处理系统，处理达标后回注地下。	-
		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吉林省油田多源实业集团有限责任公司乾安泥浆处理站处理；生活垃圾统一收集由环卫部门清运； 生产期采用箱式清洁修井平台，不产生落地油。	-
		生态恢复	项目施工期临时占地约 $2.3325hm^2$ ，占地类型为耕地。对临时占用土地进行表土留存，施工结束后恢复原生态功能。	-
5	依托工程	原油处理系统	双伊联合站设计原油处理能力 $20\times10^4t/a$ ，目前实际处理量 $8.5\times10^4t/a$ ，辖区内在建及拟建工程预计原油产生量 $0\times10^4t/a$ ，剩余原油处理能力 $11.5\times10^4t/a$ 。本项目新增负荷约 $0.70\times10^4t/a$ ，能够满足本项目新增原油的处理需求。	依托
		注水站	双伊联合站设计注水规模 $2800m^3/d$ ，实际注水量为 $1002m^3/d$ ，辖区内在建及拟建工程预计注水量 $0m^3/d$ ，剩余注水量 $1798m^3/d$ 。本项目新增负荷约 $20m^3/d$ ，能够满足本项目新增注水量。	依托
		污水处理站	双伊联合站设计污水处理能力 $1600m^3/d$ ，目前实际处理量 $300m^3/d$ ，辖区内在建及拟建工程预计废水处理量 $20m^3/d$ ，剩余污水处理能力 $1280m^3/d$ 。本项目施工期废水最大产生量 $62m^3/d$ ，运营期新增最大负荷约 $85.9m^3/d$ ，能够满足本项目新增废水处理要求。	依托
		压裂返排液处理系统	双伊联合站设计压裂返排液处理能力为 $400m^3/d$ ，目前实际处理量为 $40m^3/d$ ，辖区内在建及拟建工程预计压裂返排液处理量 $50m^3/d$ ，剩余处理能力为 $310m^3/d$ 。本项目新增负荷约 $100m^3/d$ ，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	吉林东部油气新能源公司修井产生修井含油废物暂存于双伊联合	依托

		站油土贮存池，定期委托公主岭市明天环保再生能源有限公司处理进行处理。双伊联合站油土暂存池有效容积 2000m^3 ，实际暂存量约 300m^3 ，辖区内在建及拟建工程最大产生量约 0.1m^3 ，剩余暂存量约 1699.9m^3 。本项目产生修井含油废物及油泥约为 5.2294t/a (21.58m^3)，可满足本项目的依托需求。	
	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乾安泥浆处理站处理。设计日处理泥浆能力 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理泥浆量为 $150\text{m}^3/\text{d}$ ，辖区内在建及拟建工程产生量约为 $91\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力为 $759\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目钻井废水、完井废水、废泥浆、岩屑最大合计产生量为 $64.22\text{m}^3/\text{d}$ ，满足本项目需求。	依托

3.2.工程方案

3.2.1.油藏工程

油田发育多套油层。在开发中为达到“少投入、多产出，力争效益最大化”的目标，根据本区油藏地质实际特点制定如下开发原则：

- 1) 油田各区块产能建设中岩性油藏仍是开发部署的主体，针对岩性油藏，以面积注采井网开发为主，发挥整体开发优势，以好带差，实现规模效益开发。
- 2) 根据不同区块油层发育特点，确定开发井网及其它油藏工程指标。
- 3) 针对岩性油藏，开发过程中加强随钻分析，及时进行井位的论证与调整，减少低效井。
- 4) 采用先进的工艺技术分层缝网压裂、分层改造、分层注水，最大限度地提高油井产能并提高注采效果。
- 5) 钻井过程中充分论证应用老井场，大平台布井模式，减少占地投资，并为后期投产采用双井抽生产提供条件。
- 6) 实施同步注水及时补充地层能量。

3.2.2.油田开发方案

1. 开发部署

本项目部署 10 口井，平均井深 2764m ，总进尺 $2.76 \times 10^4\text{m}$ 。井位部署情况详见下表。

表 3.2-1 产能建设实施方案部署表

平台号	序号	井号	井别	井型	区域范围	泥浆	井深 (m)
伊 45-2-1 平 台	1	伊+45-8-1	采油井	定向井	耕地 (旱田)	泥浆不落地	2764
	2	伊 45-4-6	采油井	定向井	耕地 (旱田)	泥浆不落地	2764
	3	伊+45-6-6	采油井	定向井	耕地 (旱田)	泥浆不落地	2764
伊 45-5-4 平 台	4	伊+45-8-9	采油井	定向井	耕地 (旱田)	泥浆不落地	2764

	<u>5</u>	<u>伊 59-7-2</u>	采油井	定向井	耕地（旱田）	泥浆不落地	<u>2764</u>
	<u>6</u>	<u>伊 59-15-6</u>	采油井	定向井	耕地（旱田）	泥浆不落地	<u>2764</u>
伊 59-9-5 平台	<u>7</u>	<u>伊 59-13-6</u>	采油井	定向井	耕地（旱田）	泥浆不落地	<u>2764</u>
	<u>8</u>	<u>伊 59-9-2</u>	采油井	定向井	耕地（旱田）	泥浆不落地	<u>2764</u>
	<u>9</u>	<u>伊 59-11-4</u>	采油井	定向井	耕地（旱田）	泥浆不落地	<u>2764</u>
	<u>10</u>	<u>伊 59-2-16</u>	注水井	定向井	耕地（旱田）	泥浆不落地	<u>2764</u>
伊 22-7-11 平台	<u>11</u>	<u>伊 70</u>	探井转采油井	定向井	耕地（旱田）	泥浆不落地（已评价）	<u>3500</u> （已评价）
伊 59-11-21 平台	<u>12</u>	<u>伊 71</u>	探井转采油井	定向井	耕地（旱田）	泥浆不落地（已评价）	<u>3460</u> （已评价）

2.流体物性

(1) 原油性质

伊 59 开发区逆断层下盘油藏发育在 I 、 II 砂组，以层状构造油藏为主；断阶内 I 、 II 砂组为构造油藏， III 、 IV 砂组为构造岩性油藏；未动用储量区主要发育 III 、 IV 砂组，多为断层岩性、岩性油藏。油藏驱动类型主要为弹性驱和溶解气驱。

双二段油层地面原油密度一般为 $0.822\text{g}/\text{cm}^3 \sim 0.855\text{g}/\text{cm}^3$ ，平均为 $0.84\text{g}/\text{cm}^3$ ；地面原油黏度（ 50°C ）一般为 $4\text{ mPa}\cdot\text{s} \sim 12\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，平均为 $7.0\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，凝固点一般在 $22\sim39^\circ\text{C}$ ，凝固点平均为 30°C ；胶质含量为 $8\% \sim 12\%$ ，平均为 10.3% ；沥青质平均含量为 0.8% ；含硫量平均为 0.08% ；初馏点平均为 111°C 。本区地层水总矿化度一般为 $2800\text{mg}/\text{l} \sim 6000\text{mg}/\text{l}$ ，水型为 NaHCO_3 。

(2) 储存特征

伊 59 区块主要目的层为双二段油层，储集层为近源湖底扇体沉积，各小层砂体物源为北西向展布，呈近源、短轴的水下扇沉积特征，岩性以细砂、中砂岩为主。根据沉积旋回将双阳油层划分为 4 个砂组 20 个小层，已开发区油层主要发育 I 、 II 、 III 砂组，未动用储量区油层主要发育在 IV 砂组。

伊 59 区块直井部署区纵向发育多套储层，各小层砂岩厚度 $10\sim25\text{m}$ ，主力小层单层有效厚度 $5\sim10\text{m}$ ，平均单井有效厚度 20m 。储层以细砂岩、中砂岩为主，储层物性差，并发育天然东西向裂缝。

根据取芯井资料统计，该区储层孔隙度一般在 $10\%\sim15\%$ ，平均 13.6% ；渗透率一般 $1.4\sim3.4\text{mD}$ ，平均 2.0mD 。储层为中 - 强水敏，水敏指数为 $70\%-73\%$ ，临界矿化度 $6271.9\text{mg}/\text{l}$ ；而且储层非均质性强，造成层内孔隙连通性较差。渗透率层内变异系数为 0.9，突进系数 3.5，渗透率级差 28，层内渗透率非均质程度强。各层间渗透率

变异系数为 0.3，突进系数 0.12，渗透率级差 0.5，层间渗透率相对均值。

(3) 天然气性质

该区天然气属于原油伴生气，以湿气为主。天然气相对密度平均值为 0.972，成分为大部分为甲烷、乙烷，少量的丙烷、正丁烷、氮气和二氧化碳，没有硫化氢等有毒、有害气体含量记录。组分含量见下表：

表 3.2-2 莫里青油田天然气组分分析数据表

井位	层位	层号	相 对 密 度	天然气成分%									
				甲烷 CH4	乙烷 C2H6	丙烷 C3H8	异丁烷 C4H10	正丁烷 C4H10	异戊烷 C5H12	正戊烷 C5H12	己烷 C6H14	氮 N2	二氧化 碳 CO2
伊 45	S3	108	1.034	56.89	10.18	15.7	2.49	6.46	2.09		2.17	0.65	1.33
伊 39	S3	60	0.912	62.96	11.6	14.52	1.64	4.05	1.11	1.33	1.15	1.24	0.4
伊 42	S2	84、85	0.970	59.34	14.17	9.15	1.59	6.31	1.8	2.34	1.37	1.44	2.49

3.2.3. 开发指标预测

本项目开发预测指标表见下表。

表 3.2-3 开发指标预测表

时间 (a)	动用储量		井数(口)			平均单 井 日产油 (t)	平均单 井 日产液 (t)	含水 (%)	年产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)
	地质 (10 ⁴ t)	可采 (10 ⁴ t)	总井数	采油井	注水井					
1	35	7.0	12	11	1	3.5	6.9	50.0	0.34	0.68
2	35	7.0	12	11	1	2.3	5.1	54.5	0.63	1.39
3	35	7.0	12	11	1	2.1	5.0	58.5	0.56	1.34
4	35	7.0	12	11	1	1.9	4.9	62.1	0.51	1.34
5	35	7.0	12	11	1	1.7	5.1	65.5	0.47	1.37
6	35	7.0	12	11	1	1.6	5.2	68.7	0.44	1.40
7	35	7.0	12	11	1	1.5	5.3	71.6	0.41	1.43
8	35	7.0	12	11	1	1.4	5.5	74.4	0.38	1.48
9	35	7.0	12	11	1	1.3	5.6	76.9	0.35	1.52
10	35	7.0	12	11	1	1.2	5.9	79.3	0.33	1.58
11	35	7.0	12	11	1	1.1	6.1	81.5	0.30	1.64
12	35	7.0	12	11	1	1.0	6.4	83.5	0.28	1.72
13	35	7.0	12	11	1	1.0	6.7	85.4	0.26	1.81
14	35	7.0	12	11	1	0.9	7.1	87.2	0.24	1.91

15	35	7.0	12	11	1	0.8	7.6	88.8	0.23	2.04
----	----	-----	----	----	---	-----	-----	------	------	------

3.2.4. 钻井工程方案

3.2.4.1. 钻井方式及钻机选择

(1) 钻井方式

根据油藏部署，采用直井或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 ZJ-30 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，经开发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 3.2-4 井身结构数据表

开钻次数	井眼尺寸(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	Φ346	0~82	273.05	80	0~80		合格
二开	215.9	82~设计井深	139.7	设计井深-2m	0~设计井深-2m	设计井深-12m	合格

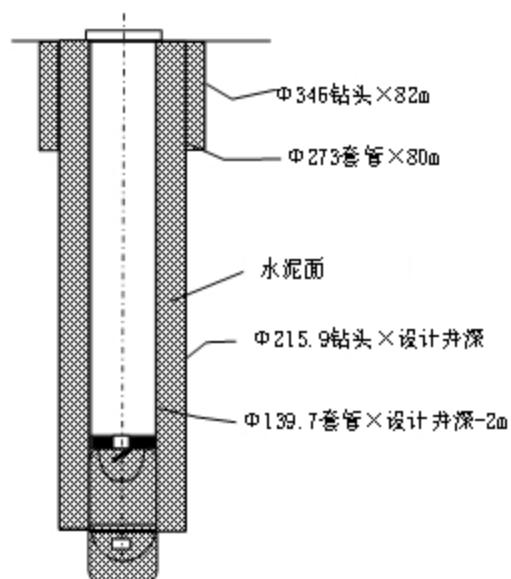


图 3-1 井身结构示意图

(3) 钻井主要设备

钻井主要设备配套情况见下表。

表 3.2-5 钻井工程主要设备一览表

序号	名称	型号	数量
一	钻机	ZJ30DB	1部
二	井架	JJ225/43-KZJ1	1套/部
三	提升系统	绞车	1台/部
		天车	1台/部
		游动滑车	1台/部
		大钩	1台/部
		水龙头	1台/部
四	顶部驱动装置	-	1台/部
五	转盘	ZP375	1台/部
六	循环系统配置	钻井泵 1#	3NB1300C
		钻井泵 2#	3NB1300C
		钻井液罐	11750x3000x2200
		搅拌器	WJBQ-50-B 卧式
		柴油机 1#	G12V190ZLD
		柴油机 2#	G12V190ZLD
		柴油机 3#	G12V190ZLD
七	电动钻机动力系统	发电机	1FC6
		直流电机	-
		SCR 房	-
		主变压器	-
八	钻机控制系统	自动压风机	-
		气源净化装置	-
		刹车系统	DS50
		辅助刹车	DBS75-(70D)
		螺杆压风机	LS12-50H 寿力
九	固控	振动筛	眼镜蛇振动式
		除砂器	ZCSQ-250 x2
		除泥器	ZCNQ — 125 —
		离心机	LW600-1019N
		真空除气器	ZCQ1/5-A
十	加重装置	加重漏斗	-
		气动下灰装置	-
十一	井控装置	环形防喷器	FH35-35
		双闸板防喷器	2FZ35-70
		四通	FS35/5
		控制装置	FKQ640/7
		节流管汇	JGfY1103/35
		压井管汇	YG103/35
		液气分离器	YQF-8000
十二	仪器仪表	钻井参数仪表	-
		测斜仪	-
		测斜绞车	-
		H2S 监测仪	-
		液面报警器	-
		循环罐直读标尺	-
十三	液压大钳	-	ZQ203-100

3.2.4.2. 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 3.2-6 钻井液体系设计一览表

开钻次序	类型	配 方
一开	膨润土浆	一开：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：膨润土：4.00%—6.00% +纯碱：0.50%+钻井液用聚丙烯酰胺钾盐 KPAM：0.30%+钻井液用聚丙烯腈铵盐：2.0%+钻井液用超低渗透剂氨基聚脂物 ETP-1:2.00%+钻井液用降失剂改性树脂 HA:2.00%+钻井液用井壁稳定剂沥青改性物 HQ-1:2.00%+(定向井) 钻井液用液体润滑剂：1.00%+复合堵漏剂 2t

(5) 钻井液材料用量设计

表 3.2-7 钻井液材料用量

开钻次序	一开	二开	合计
	Φ346	Φ215.9	
钻头尺寸 mm			
井段 m	0~82	82~设计井深	
井筒容积 m ³	23.31	72.48	
钻井液用量 m ³	123.97	195.78	
材料名称	用 量	t (m ³)	
	一开	二开	
膨润土	7.44	11.75	19.19
纯碱	0.62	0.98	1.60
钻井液用聚丙烯腈铵盐	1.24	3.92	5.16
钻井液用聚丙烯酰胺钾盐 KPAM		0.59	0.59
钻井液用超低渗透剂氨基聚脂物 ETP-1		3.92	3.92
钻井液用降失剂改性树脂 HA		3.92	3.92
钻井液用稳定剂沥青改性物 HQ-1		3.92	3.92
(定向井) 钻井液用液体润滑剂		1.96	1.96
复合堵漏剂		2	2
重晶石		58	58
储备重晶石		20	20

3.2.4.3. 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。

3.2.4.4. 固井设计

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

3.2.4.5. 钻井井场平面布置

本项目钻井施工过程使用柴油机，施工井场内设柴油储罐，容积约为 20m³。钻井井场平面布置图见下图。

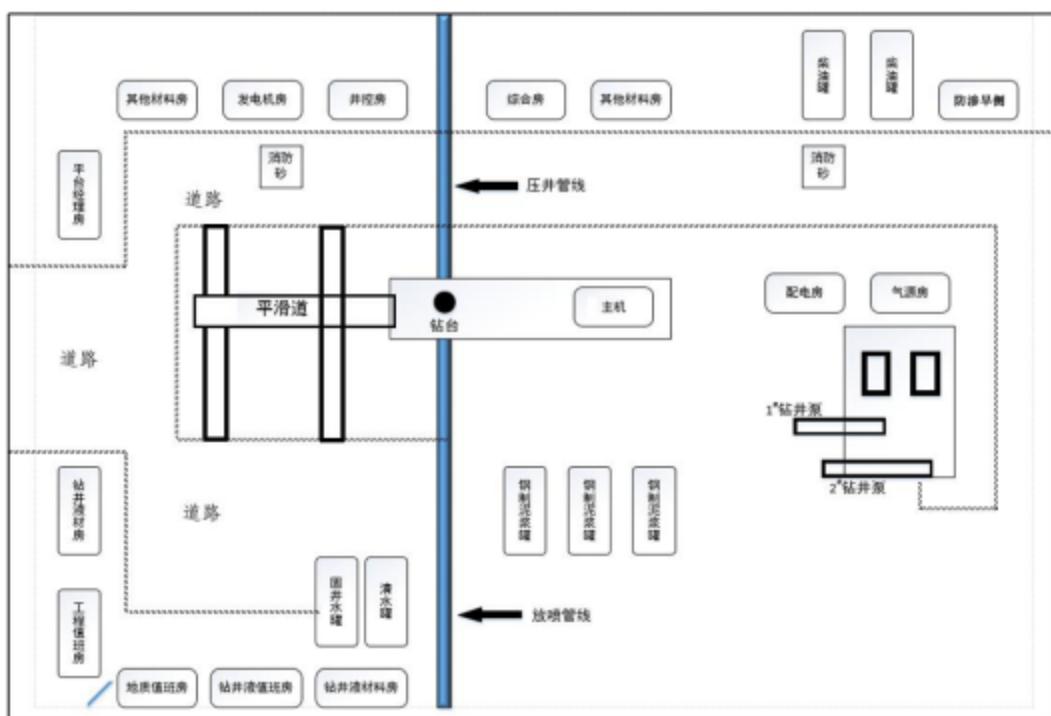


图3-2 钻井井场平面布置图

3.2.5 地面工程方案

3.2.5.1 采油工程

本项目新建 10 口井，其中 9 口油井。新建 2 口探井伊 70、伊 71 转为生产井，新建油井采用抽油机方式生产，采用双井抽及普通抽生产，双数油井平台全部采用双井抽生产，单数油井平台采用双井抽加 1 台普通抽生产，要求根据完钻后实际地面井口摆布情况及时确定各井具体抽油机类型。

3.2.5.2 油气集输方案

本次整体规划油井 11 口、水井 1 口。

具体带入情况见下表。

表 3.2-8 新建油井带入情况统计表

序号	井号	井别	地面描述
1	伊+45-8-1	采油井	所属吉林省四平市靠山镇河沿子村，挂伊 45-2-1 老井场内，井场周围为旱田
2	伊 45-4-6	采油井	
3	伊+45-6-6	采油井	
4	伊+45-8-9	采油井	所属吉林省四平市靠山镇河沿子村，挂伊 45-5-4 老井场内，井场内有 5 块光伏板，井场周围为旱田。
5	伊 59-7-2	采油井	所属吉林省四平市靠山镇护山村，挂伊 59-9-5 老井场内，井场周围为旱田。
6	伊 59-15-6	采油井	
7	伊 59-13-6	采油井	
8	伊 59-9-2	采油井	
9	伊 59-11-4	采油井	
10	伊 59-2-16	注水井	
11	伊 70	探井转采油井	所属吉林省四平市靠山镇河沿子村，挂伊 22-7-11 老井场内，井场周围为旱田。
12	伊 71	探井转采油井	所属吉林省四平市靠山镇护山村，挂伊 59-11-21 老井场内，井场周围为旱田。

新建管线：具体带入方式见下表。

表 3.2-9 支干线带入情况统计表

站场	计量间	平台号	新井井号	带入情况	管径	管长 (m)	管材	穿越
双伊联合站	1#间 (5 口)	伊 45-2-1 平台 (3 口)	伊 45-4-6	串接至伊 45-2-1 井	D60×4 捲水 D60×4 集油	75	芳胺固化高压玻璃钢管	=
			伊+45-6-6					
			伊+45-8-1					
	伊 45-5-4 平台 (1 口)		伊+45-8-9	串接至伊 45-5-4 井	D60×4 捲水 D60×4 集油	25	芳胺固化高压玻璃钢管	=

		<u>伊 70</u>	<u>伊 70</u>	<u>串接至伊 22-7-11井</u>	<u>D60×4 掺水 D60×4 集油</u>	<u>25</u>	<u>芳胺固化高 压玻璃钢管</u>	<u>=</u>
<u>7#间 (6 口) 伊 59-9-5 平台</u>	<u>(5 口)</u>	<u>伊 59-15-6</u>		<u>带入 7#间</u>	<u>DN50 掺 水 DN65 集油</u>	<u>350</u>	<u>芳胺固化 高压玻璃 钢管</u>	<u>=</u>
		<u>伊 59-7-2</u>						
		<u>伊 59-11-4</u>						
		<u>伊 59-9-2</u>						
		<u>伊 59-13-6</u>						
		<u>伊 71</u>	<u>伊 71</u>	<u>串接至伊 59-11-21井</u>	<u>DN50 掺 水 DN65 集油</u>	<u>25</u>	<u>芳胺固化高 压玻璃钢管</u>	<u>=</u>

3.2.5.3.注水工程

本次工程新建注水井共计 1 口，单井注水量为 $20m^3/d$ 。

2) 站外：

本次新建注水井伊 59-2-16 就近串联至已建注水井伊 59-9-5，依托双伊联合站注水站，注水支线选用无缝钢管，长度 0.2km，埋深 2m。

3.2.6.公用工程

1.供电

从新兴变电站引出 10kV 油田供电专线 1 回，为伊 45、伊 59 区块供电。

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村屯运送；钻井废水及完井废水与泥浆一起运至吉林省油田多源实业集团有限责任公司乾安泥浆处理站进行处理集中处理；压裂返排液进入双伊联合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；

运行期废水由罐车拉运至双伊联合站污水处理系统，处理达标后回注地下；运行期不新增生活污水。

3.供热

项目掺输管线供热依托双伊联合站，可满足生产需要。若冬季施工则采用电取暖。

4.道路系统

本项目为扩建工程，均利用现有乡路或油田干道，不新增道路工程。

3.2.7.劳动定员

本次工程共 2 个施工队施工，每个施工队按 30 人计。运行期工作人员由吉林油田内部调剂，不新增工作人员数量。

3.2.8 施工进度安排

由于油田建设为滚动开发，本次工程建设期为 2026 年 3 月，在冬季施工，避开耕种时期，不破坏耕地环境。

平均井深 2764m，总进尺 2.76×10^4 m。单井钻井施工时间在 30d 左右，2 个施工队施工，总的钻井施工时间约为 150d。2027 年后为稳定生产期，生产服务年限约 15 年，年运营天数为 300d。

3.2.9 依托可行性分析

(1) 站场依托可行性

本项目新建油井分布在伊 59 辖区，油气处理依托双伊联合站。钻井泥浆依托乾安泥浆处理站处理。依托站场情况详见下表。

表 3.2-10 依托场站可依托情况一览表

系统	项目		双伊联合站
原油处理	设计处理能力		20×10^4 t/a
	现有处理能力		8.5×10^4 t/a
	在建及拟建		0×10^4 t/a
	剩余处理能力		11.5×10^4 t/a
	本项目新增处理量		0.70×10^4 t/a
	可依托性		可依托
注水	设计处理能力		$2800 \text{m}^3/\text{d}$
	现有处理能力		$1002 \text{m}^3/\text{d}$
	在建及拟建		$0 \text{m}^3/\text{d}$
	剩余处理能力		$1498 \text{m}^3/\text{d}$
	本项目新增处理量		$20 \text{m}^3/\text{d}$
	可依托性		可依托
污水处理	设计处理能力		$1600 \text{m}^3/\text{d}$
	现有处理能力		$300 \text{m}^3/\text{d}$
	在建及拟建		$20 \text{m}^3/\text{d}$
	剩余处理能力		$1280 \text{m}^3/\text{d}$
	本项目新增处理量	施工期	$2 \text{m}^3/\text{d}$
		运行期	$85.9 \text{m}^3/\text{d}$
压裂返排液处理	可依托性		可依托
	设计处理能力		$400 \text{m}^3/\text{d}$
	现有处理能力		$40 \text{m}^3/\text{d}$
	在建及拟建		$50 \text{m}^3/\text{d}$
	剩余处理能力		$310 \text{m}^3/\text{d}$
	本项目新增处理量		$100 \text{m}^3/\text{d}$
泥浆处理	可依托性		可依托
	设计处理能力		$1000 \text{m}^3/\text{d}$
	现有处理能力		$150 \text{m}^3/\text{d}$
	在建及拟建		$91 \text{m}^3/\text{d}$
	剩余处理能力		$759 \text{m}^3/\text{d}$
	本项目新增处理量		$64.22 \text{m}^3/\text{d}$

	可依托性	可依托
--	------	-----

3.2.10.占地情况分析

3.2.10.1.永久占地分析

本项目永久占地包括井场占地。

(1) 井场永久占地

本项目所有井均利用现有井场，合计井场新增永久占地为 $1800m^2$ ($0.18hm^2$)，新增永久占地均为耕地（旱田）。伊+45-8-1、伊 45-4-6 及伊+45-6-6 依托伊 45-2-1 老井场，现有井场占地 $1125m^2$ ，根据与建设单位沟通本项目新增 3 口井实际新增永久占地为 $600m^2$ ，伊+45-8-9 依托伊 45-5-4 老井场，现有井场占地 $1150m^2$ ，根据与建设单位沟通本项目新增 1 口井实际不新增占地，伊 59-7-2、伊 59-15-6、伊 59-13-6、伊 59-9-2、伊 59-11-4 及伊 59-2-16 依托伊 59-9-5 老井场，现有井场占地 $3600m^2$ ，根据与建设单位沟通本项目新增 6 口井实际新增永久占地为 $1200m^2$ ，伊 70 及伊 71 探转产井均利用现有老井场原井眼基础上进行侧钻加深，利用老井场永久占地，不新增永久占地。本项目新增永久占地 $0.18hm^2$ ，详见下表。

表 3.2-11 本项目永久占地统计一览表

名称	永久占地 (hm^2)	占地类型
井场	<u>0.18</u>	耕地（旱田）
合计	<u>0.18</u>	耕地（旱田）

3.2.10.2.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 ZJ30，单座钻井井场占地面积为 $8100m^2$ ，新增一口井新增临时占地 $100m^2$ ，伊+45-8-1、伊 45-4-6 及伊+45-6-6 依托伊 45-2-1 老井场，现有井场占地 $1125m^2$ ，扣除原有占地面积，本项目新增 3 口井实际新增临时占地为 $7175m^2$ ，伊+45-8-9 依托伊 45-5-4 老井场，现有井场占地 $1150m^2$ ，扣除原有占地面积，本项目新增 1 口井实际新增临时占地为 $6950m^2$ ，伊 59-7-2、伊 59-15-6、伊 59-13-6、伊 59-9-2、伊 59-11-4 及伊 59-2-16 依托伊 59-9-5 老井场，现有井场占地 $3600m^2$ ，扣除原有占地面积，本项目新增 6 口井实际新增占地为 $5000m^2$ ，则新增临时占地面积共 $19125m^2$ ($1.9125hm^2$)，临时占地类型为耕地（旱田）。探转产两口井临时占地已在《吉林油田东部能源公司伊 70、伊 71 两口探井工程》中评价，本项目中不新增临时占地。

(2) 管线临时占地

本项目敷设埋地管线共 0.7km，管线拟采用机械挖沟方式，施工临时占地按 6.0m 宽计，则管线临时占地总面积约为 4200m² (0.42hm²)。管线施工临时占地均为耕地。

本项目施工期新增临时占地 2.3325hm² (不包含永久占地面积)。情况见下表。

表 3.2-12 本项目临时占地统计一览表

名称	临时占地 (hm ²)	占地类型
井场	1.9125	耕地 (旱田)
管线	0.42	耕地 (旱田)
合计	2.3325	耕地 (旱田)

本项目施工期临时占地面积合计 2.3325hm²，临时占地要在施工期结束后进行恢复，恢复原来地貌。

3.2.10.3. 占用永久基本农田分析

本项目新增永久占地面积 0.18hm²，新增占地类型为耕地 (旱田)，均为基本农田，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；新增临时占地面积 2.3325hm²，占地类型为耕地 (旱田)，均为基本农田，临时占地施工结束后恢复原生态功能。

3.2.10.4. 占用黑土地情况

根据《吉林省黑土地保护总体规划（2021-2025）》，本项目位于黑钙土分布区域内，属于西部黑土地改良培肥区。本项目临时占用黑土地 2.3325hm²，永久占用黑土地 0.18hm²。本项目不占用基本草原。本项目占用黑土地，按照《吉林省黑土地保护条例》对占用土地进行表土剥离，各井场表土剥离堆存临时占地在拟建井场临时占地的范围内。妥善保存表土，将表土单独堆放，并加盖防尘网。施工期结束后，应对临时占用的农田及时进行复垦，剥离的表土用于临时占用耕地复垦。

3.2.11. 三场设置及土石方平衡

(1) “三场”设置

根据土石方平衡，本项目挖方产生的弃土均用于施工场地平整，因此无需设置取土场、弃土场及施工料场。

(2) 土石方平衡

工程主要土石方量来自井场、管沟开挖，项目挖方全部用于管沟回填，井场平整，不产生多余弃土。

本项目井场进行土地平整和表土剥离，剥离厚度约为 30cm，剥离的表土用于临时占用耕地复垦。

本项目井场平整剥离表土 30cm，井场临时占地面积 1.9125hm²，本项目施工总挖方量为 5800m³，管线工程临时占地面积 0.42hm²，本项目施工总挖方量为 4200m³，全部用于回填及土地平整，覆土后恢复地表植被。

表 3.2-13 本项目土石方平衡

工程名称	挖方 (m ³)	填方 (m ³)	借方 (m ³)	弃土 (m ³)	弃土去向
井场	5800	5800	0	0	临时占地恢复
管线工程	4200	4200	0	0	管沟反序回填
总计	10000	10000	0	0	/

(3) 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），本项目需堆存面积 ≈ 10000m³ ÷ 3m ≈ 3333.33m²（约 0.33hm²，可在井场内部统筹解决）。

防护措施：

周边用彩钢板或土埂围挡（高度 ≥ 1.2m），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 → 表土覆土 → 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 万 m³）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 30cm 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：

井场区域覆土 $5800m^3$ ，施工便道区域覆土 $4200m^3$ ；

覆土时采用薄层多次铺覆（每次铺 $10-15cm$ ），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 $1000m^2$ 设 1 个检测点），确保覆土厚度 $\geq 30cm$ ，偏差不超过 $\pm 2cm$ 。

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。

3.3. 影响因素分析

3.3.1. 污染影响因素分析

1. 井场施工

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、完井、测井、井下作业、采油、油气集输、储运及辅助配套工程等。

(1) 地质调查、地质勘探

油田地质调查就是借助重力、磁力、电流、地震等手段，以了解地下岩层的性质和构造，以找出可能的含油（气）构造，确定探井井位。

(2) 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。

(3) 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。委托有资质的单位进行测井。

(4) 井下作业

在钻进工程完成后，采油井投产之前需进行一系列的井下作业，主要工艺过程包括下套管、固井、完井、射孔、酸化、压裂等。

在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝状孔，以便原油流入井管用抽油泵采出。酸化、压裂作业主要目的是扩大含油岩层的孔隙度，提高原油的渗透性。对于原始压力较低的油藏，由于原油不能从井管中自行喷出，因此需要下抽油泵，借助外加动力使原油产出。油井在完钻之后或在进行酸化、压裂等作业之后都需要进行洗井，以清除井底残留泥浆和污物。

井下作业也是油田开发工程主要污染途径之一，试井、修井时产生的含油废物和修井废水是油田开发产生的主要特征污染物，其中含油废物对环境影响显著。

(5) 采油

油层原始压力较高时，可形成原油自喷。随着油层压力下降，不再形成自喷，需采用抽油机采油。

(6) 油气集输

本工程原油集输方式为管线集输方式，其集输流程及“三废”排放见下图。单井管线集输方式“以单管小环状掺输流程为主，常温输送流程为辅”的工艺模式进行站外油井的集输。

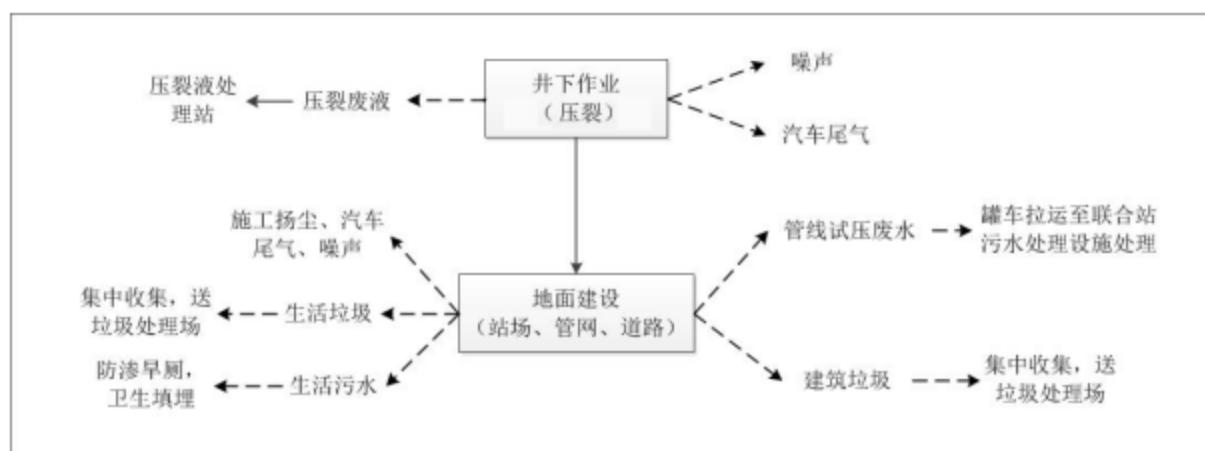


图 3-3 “三废”产生及排放示意图

(7) 闭井

随着开采时间的增加，油井的产量逐年下降，油井进入闭井期，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。

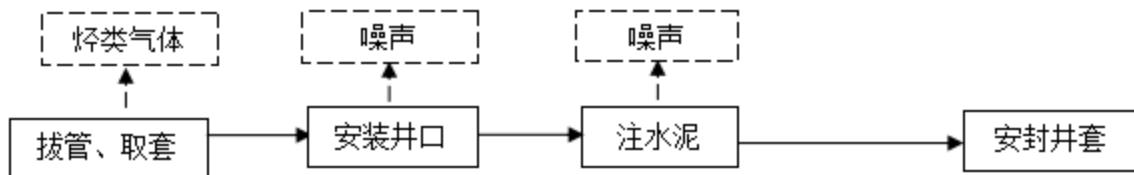


图 3-4 闭井过程“三废”产生及排放示意图

油田开发污染源总体构成及污染物排放流程见下图。

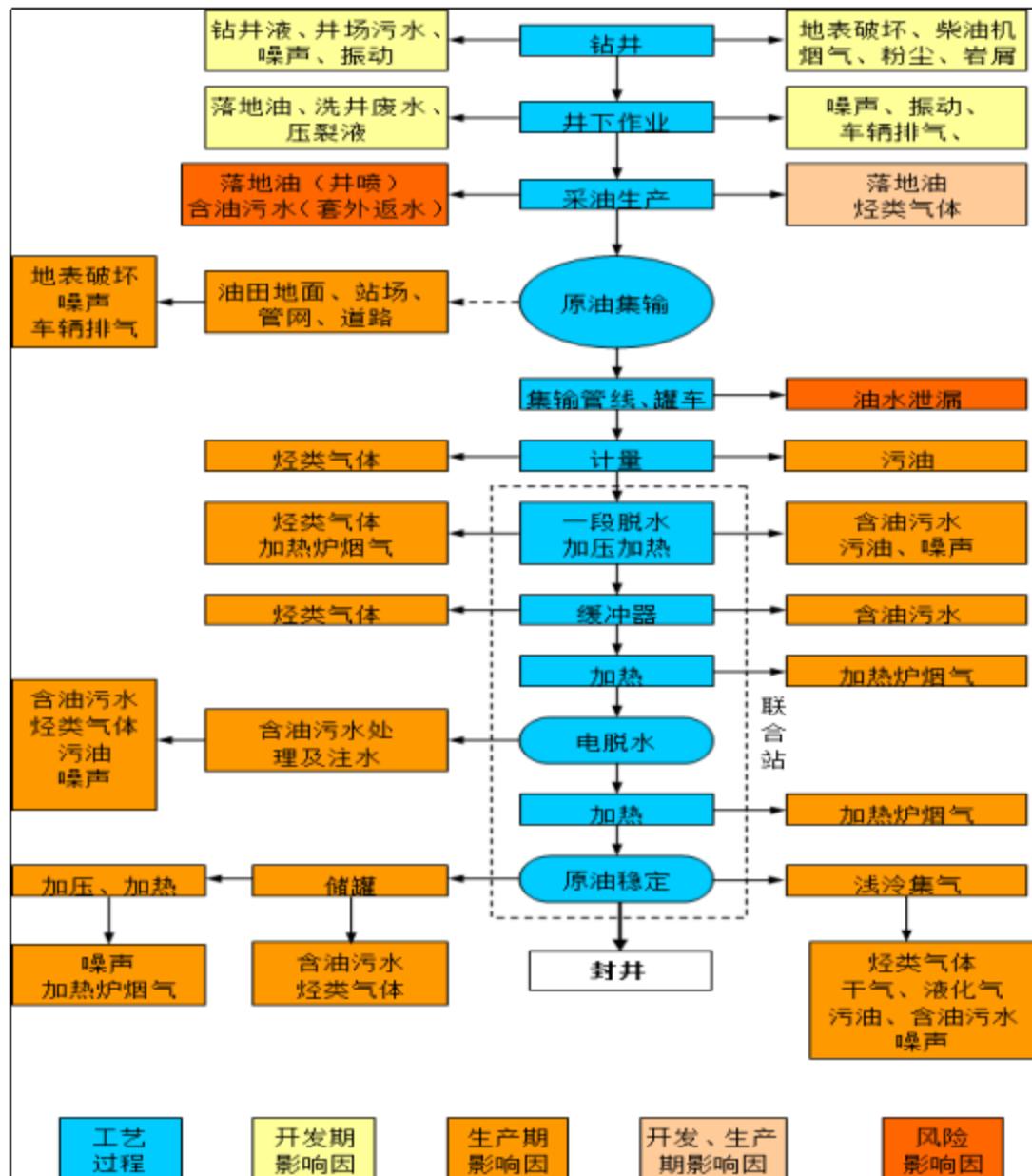


图 3-5 开采原油工艺流程及排污节点图

2. 管线

管线施工一般程序为：测量定线，施工作业带清理，清除障碍物，平整工作带，钢管防腐绝缘，防腐钢管运输，布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，管沟开挖、下沟，分段试压，站间连接，扫线试压，阴极保护，工程验收。本项目管线采用埋地敷设。

设。本项目新建管线与已建管线均进入计量间，无衔接。管道建设的施工过程见下图。

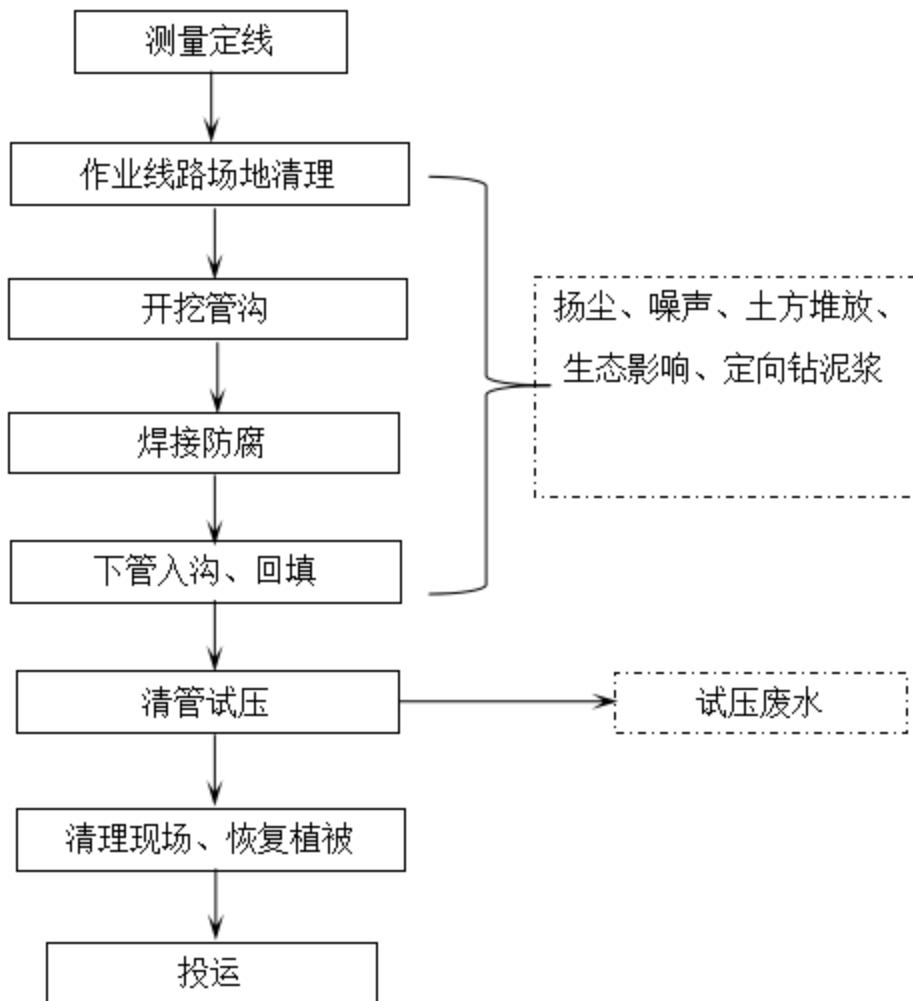


图 3-6 管线施工过程及环境影响示意图

(1) 施工作业带清理

一般地段施工作业带宽度为 6m，在施工作业带范围内，对于影响施工机具通行或施工作业的石块、杂草应清理干净，沟、坎应予平整。

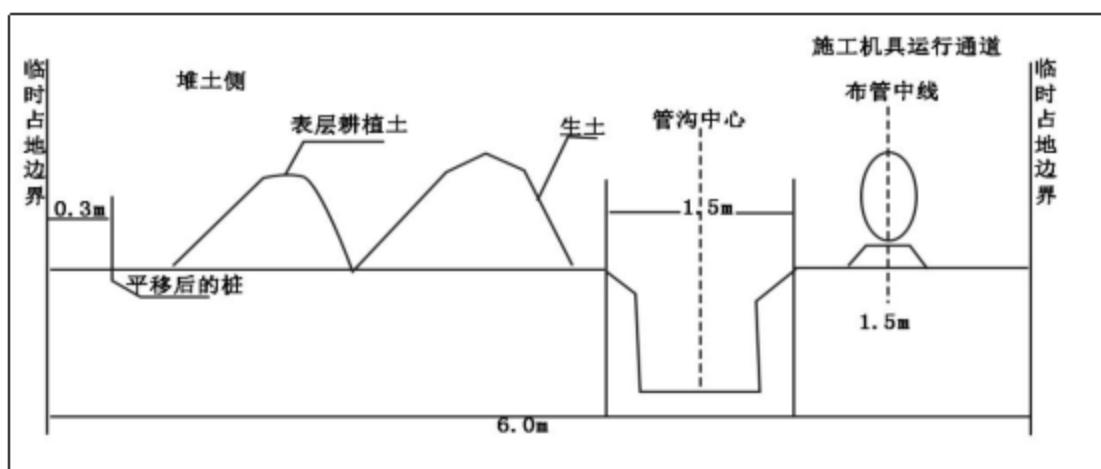


图 3-7 施工作业带典型图

(2) 管线敷设

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

(3) 清管、试压、干燥

管道在下沟回填后应清管和试压。采用清管球（器）进行清管，清管次数不应少于两次，以开口端不再排出杂物为合格。清管后用清水进行试压，严密性试验合格后进行使用。

(4) 管沟回填

开挖管沟时在耕植地开挖，将表层耕植土和下层土分别堆放。管沟回填土应高出地面 0.3m，在可耕植地回填时，需先回填下层土，后回填表层耕植土。管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后立即恢复地貌。

3.3.2.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。事故风险来自钻井、完井、井下作业、采油以及中转站和油气集输管线等，危害其安全的潜在危险因素主要有自然灾害、腐蚀、误操作、设备缺陷、设计及施工问题以及人为破坏等。

另外，施工期井场柴油罐若出现损坏，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。

3.3.3.生态影响因素分析

本项目为油田开发项目，生态环境影响主要集中在施工期，主要表现为对井场、管线、道路等施工对植被的破坏、对土壤的污染、产生的水土流失，工程占地对植被生物量造成的损失，施工及运行期噪声对野生动物的影响等。

3.4. 污染源强核算

3.4.1. 施工期

1. 大气污染物

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_x、SO₂、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 27640m，则耗柴油 552.8t。根据《油气田开发建设与环境影响》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 3.4-1 本项目钻井柴油机排放的废气总量

污染物	CO	HC	NOx	烟尘
排污系数 (kg/kJ 柴油)	0.63	0.12	2.8	0.25
每台柴油机排放速率 (g/kwh)	0.15	0.03	0.66	0.06
排放标准 (g/kwh)	3.5	0.40	3.5	0.10
达标分析	达标	达标	达标	达标
本项目污染物排放量 (t/施工期)	0.3483	0.0663	1.5478	0.1382

注：柴油密度以 1.19kg/l 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

注水管线无缝钢管安装产生焊接烟气。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 Fe₂O₃、SiO₂、MnO、HF 等，其中含量最多的为 Fe₂O₃，一般占烟尘总量的 35.56%，其次是 SiO₂，其含量占 10%~20%，MnO 占 5%~20% 左右。焊接烟气中有毒有害气体的成分主要为 CO、CO₂、O₃、NO_x、CH₄ 等，其中以 CO 所占的比例最大。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，但数量无法确定，且施工期较短，烃类气体对环境影响较小。

2. 水污染物

钻井施工期排放的废水主要为钻井废水、完井废水、压裂返排液和施工人员的生活

污水。钻井产生的钻井废水及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；压裂返排液均运至双伊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。探井转生产井的钻井废水、完井废水、压裂返排液已在《吉林油田东部能源公司伊 70、伊 71 两口探井工程》中评价，本次不重复评价。

（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 0.1m^3 。本项目总进尺约 27640m，则将会产生钻井废水 2764m^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，通过罐车运至废弃泥浆处理站处理，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，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 2 个施工队同时施工，则日最大钻进深度 220m，钻井废水最大产生量为 $22\text{m}^3/\text{d}$ 。

（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 $20\sim30\text{m}^3/\text{口}$ 。本工程完井废水最大产生量约 300m^3 。完井废水与废弃泥浆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。本项目 2 个钻井队同时施工，完井时间按 3 天计，完井废水最大产生量为 $20\text{m}^3/\text{d}$ 。

（3）压裂返排液

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。常规水基胍胶压裂液含 0.25%—0.3% 胍胶，滑溜水中减阻剂 $0.5\text{kg}/\text{m}^3$ ，不属于挥发性有机液体。

据调查，压裂返排液产生量约 $100\text{m}^3/\text{口}$ ，本工程新建 10 口井，施工期压裂液最大产生量为 1000m^3 。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，本项目 2 个工程队施工，则本工程压裂返排液最大产生量为 $100\text{m}^3/\text{d}$ 。该压裂液经井口密封管线直接收集于罐车内，并送双伊联合站压裂液处理系统处理后的达回注标准的废水回

注地下，不外排。

(4) 试压废水

本项目管道试压介质为洁净水，试压废水中除含有少量铁锈及灰尘外，无其他污染物。本项目新增管线总长度 0.7km，试压用水最大量约为 2m³；管线试压废水由管线输送至双伊联合站进行处理达标后回注地下。

(5) 生活污水

开发施工期 2 个施工队施工人员最多可达 20 人，施工现场不设水冲厕所、淋浴等，因此按每人每天排放废水 0.02m³/d 计算，则生活污水最大排放量为 0.4m³/d，施工期按 150 天计算，则井场的施工期污水产生量为 60m³。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，施工结束后清掏农家肥。生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、氨氮、SS 等；各污染物浓度 COD 为 350mg/l，BOD₅ 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 3.4-2 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	2764m ³ /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	300m ³ /施工期	0	
	COD	2000			
压裂返排液	COD	5000	1000m ³ /施工期	0	采用罐车运送至双伊联合站处理后回注地下
	石油类	200			
试压废水	/	/	2m ³ /施工期	0	管线输至双伊联合站处理后回注地下
生活污水	COD	350	0.4m ³ /d 60m ³ /施工期	0	采用可移动旱厕，及时清掏由附近农民收集作农家肥
	BOD	170			
	SS	150			
	氨氮	40			

3. 固体废物

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 800m³ 左右，泥浆密度 1.15t/m³。由钻

井工程量可知，本项目总进尺 27640m，合计废弃泥浆产生量为 2211.2m³，2542.88t。废弃泥浆倒入泥浆罐暂存，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 2 个施工队同时施工，日最大钻进深度 220m，废泥浆最大产生量 17.6m³/d（20.25t/m³）。

上述废泥浆排入井场设置的泥浆罐，不单独在井场内设置泥浆池，泥浆经罐车运输至吉林油田乾安泥浆处理站处理，最终以非危险废物性质的泥饼形式排出。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，不会对周围环境产生影响。

（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 0.018~0.023m³，平均为 0.021m³，岩屑密度为 2.8t/m³。则岩屑产生量为 580.44m³，1625.23t。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 2 个施工队同时施工，日最大钻进深度 220m，钻井岩屑最大产生量 4.62m³/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 0.01t 施工期，废焊条集中收集后外售。

（4）生活垃圾

施工过程中，施工人员最多达 20 人（2 个施工队），按每人每天产生垃圾 0.5kg 计，每天产生生活垃圾 0.01t，施工期按 150 天计算，则施工期产生生活垃圾约 1.5t，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 3.4-3 本项目施工期固体废物排放情况

时期 污染物	代码	开发施工期		排放去向
		产生量 (t 施工期)	排放量 (t 施工期)	
钻井泥浆	071-001-S12	2542.88	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	071-001-S12	1625.23	0	集中收集后外 售
废焊条	900-001-S17	0.01	0	

生活垃圾	900-002-S64	1.5	0	送至指定地点 由环卫部门统 一收集处理
------	-------------	-----	---	---------------------------

4. 噪声

施工期噪声源主要是钻井噪声和施工车辆噪声。钻井噪声主要由钻机联动柴油机、泥浆泵、钻机等产生，声源强度 $72\sim103\text{dB(A)}$ ，属于连续稳态声源。油田开发期噪声影响较明显，流动声源亦较多。施工期噪声源详见下表。

表 3.4-4 本项目施工期噪声源统计表 单位：dB(A)

序号	设备名称	声源强度（1m处）	声源性质
1	柴油机	103	连续稳态声源
2	柴油发电机	95	连续稳态声源
3	钻机	92	连续稳态声源
4	泥浆泵	87	连续稳态声源
5	离心机	80~95	间歇声源
6	振动筛	70~85	间歇声源
7	项目车辆	70~90	流动声源

3.4.2. 运行期

1. 大气污染物

本项目依托的现有联合站加热炉不新增总燃气量，加热炉燃料均采用天然气，联合站加热炉燃气量在站场建设环评中已做评价，本次不对新增燃气量进行重复评价。根据站场的验收报告，各场站加热炉烟气中污染物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在用燃气锅炉标准要求。

生产期的大气污染物排放源主要为油气集输过程挥发损失的烃类气体等。

油气集输过程烃类气体挥发主要来自井场。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”，石油开采过程产生的挥发性有机物量约为开采量的 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。油井场总烃挥发损耗约占原油量的 0.945% 左右。
本项目运行期产能约 $0.70\times10^4\text{t/a}$ 。

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）；

B: 井口挥发占全系统挥发的比例（本项目取 30%）；

a: 特征气体占伴生气体的比例（本项目总石油烃占比取 1）。

烃类气体排放见下表。

表 3.4-5 本项目运行期集输过程中烃类气体排放情况

平台号	平台油井数(口)	产能情况(10^4t)	污染物	全过程有机废气总体挥发量(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)	
伊 45-2-1 平台	3	0.191	非甲烷总烃	1.80	0.023	0.054	7200
伊 45-5-4 平台	1	0.063	非甲烷总烃	0.60	0.008	0.018	7200
伊 59-9-5 平台	5	0.32	非甲烷总烃	3.02	0.038	0.091	7200
伊 70 平台	1	0.063	非甲烷总烃	0.60	0.008	0.018	7200
伊 71 平台	1	0.063	非甲烷总烃	0.60	0.008	0.018	7200
合计	11	0.70	/	6.62	0.085	0.199	/

2. 废水污染物

本项目运行期产生修井废水、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 $5\sim10m^3$ ，本项目 12 口井，修井废水最大产生量约为 $120m^3/a$ 。修井废水由罐车拉运至双伊联合站含油污水处理系统处理达标，回注地下。修井废水罐车大部分采用底部装载方式，少数情况采用顶部浸没式装载，出料管口距离罐（槽）底部高度小于 200mm。罐车卸出口采取与环境空气隔离的措施，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）标准。

(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 $60m^3/口$ 。则本项目运行期 12 口井的洗井废水产生量约 $2880m^3/a$ 。生产井洗井废水随采出液一并通过管线输送至双伊联合站处理达标后回注地下不外排。能够实现管线密闭集输。

(3) 采油废水

采油废水主要来自运行期的采油作业。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，因此本项目运行期废水以最大的产生量计，根据产能预测表可知，项目运行期含油废水最大产生量为 $22770\text{m}^3/\text{a}$ ($75.9\text{m}^3/\text{d}$)。采油废水经管道密闭集输方式输送至联合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 3.4-6 本项目运行期废水产生情况统计

污染源	废水量 (m^3/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	22770	1200	1500	27.324	34.155	0
修井废水	120					
洗井废水	2880	700	2000	2.1	6.0	0
合计	25770	—	—	29.424	40.155	0

3. 固体废物

结合《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，本项目生产运行期固体废物主要为修井含油废物、油泥（砂）。本项目不新增加生产人员，因此不增加生活垃圾的产生量。

(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 $0.02\text{t}/\text{口井}$ ，本项目共有油井 11 口，则修井含油废物约为 0.22t/a ，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 $1.8\sim2.6\text{t}/(\text{万 t 采出液})$ ，平均以 $2.2\text{t}/(\text{万 t 采出液})$ 计，本项目生产运营期最大产液量为 $2.277\times10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，则增加的油泥产生量为 5.0094t/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 3.4-7 本项目生产期固体废物排放情况 单位: t/a

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	危险特性	污染防治措施
1	修井含油废物	HW08	071-001-08	0.22	修井	固态	废矿物油	1年	T. I	暂存在红岗采油厂油土暂存池，定期委托有资质单位处理
2	油泥(砂)	HW08	071-001-08	5.0094	采出液处理	半固	废矿物油	1年	T. I	

4. 噪声

本项目运营期噪声源为各采油平台、井场抽油机和注水泵等设备，噪声源强为68dB(A)~88dB(A)。按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源。

抽油机会产生抽油机的运行噪声，通过抽油机噪声现场实测结果，单台为68~69dB(A)，抽油机噪声属于连续稳态低频噪声。注水井会产生注水泵的运行噪声。

主要噪声设备及噪声源见下表。

表 3.4-8 本项目运行期主要设备噪声源

序号	声源名称	型号	声源源强dB(A)/m	声源控制措施	运行时段
1	抽油机	普通型，电机功率18.5kW	69/10	减震、定期保养	
2	注水泵	/	60/10	减震、定期保养	

5. 生态

本项目道路、井场建设永久占地面积为0.18hm²，占地类型为耕地（旱地）。

施工期临时占地、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、物料堆放等都会破坏地表植被，土壤层次、结构发生变化，在短期内出现局部裸地，若不及时处理，容易引起土壤侵蚀和水土流失。临时占地面积为2.3325hm²，施工结束后恢复原生态功能。

3.4.3. 闭井期

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。在退役期需要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、本工程共新建集油管线0.5km，注水管线共计0.2km，管线管线清洗废水产生量

约 $25\text{m}^3/\text{km}$, 管线清理采用分段扫线方式, 所有管线均采用水为介质进行扫线, 清管废水由经管线进入双伊联合站进行处理, 处理达标后回注辖区地下油层。本项目退役期清管废水产生量约 17.5m^3 , 主要污染物为石油类及 SS, 石油类浓度为 500mg/L 、SS 浓度为 350mg/L 。

2、本项目拆除的抽油机等地上设备共计 12 套, 地上设备拆除前均停止运行, 拆除设备回收后暂存吉林东部油气新能源公司双阳/伊通设备库, 可以继续使用的将用于新井投用, 需要报废的由吉林油田公司物资供应公司处置科统计处置。地面设施拆除废旧管道、设备经清洗后暂存于吉林东部油气新能源公司伊通料场, 后期进行资产报废处置, 由吉林油田公司物资供应公司处置科统一回收处置。

3、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。

4、退役期废气污染源主要为施工扬尘, 采取洒水抑尘的措施。

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。

3.4.4. 污染物排放总量汇总

综合以上, 施工期和运行期各污染物排放汇总见下表。

表 3.4-9 本项目施工期和运行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($\text{t}/\text{施工期}$)	0.0663	/	0.0663	无组织排放
		NOx($\text{t}/\text{施工期}$)	1.5478	/	1.5478	
		CO($\text{t}/\text{施工期}$)	0.3483	/	0.3483	
		烟尘($\text{t}/\text{施工期}$)	0.1382	/	0.1382	
	废水	钻井废水($\text{m}^3/\text{施工期}$)	2764	2764	0	混入废弃泥浆中, 运至泥浆处理站处理
		完井废水($\text{m}^3/\text{施工期}$)	300	300	0	
		压裂返排液($\text{m}^3/\text{施工期}$)	1000	1000	0	
		试压废水($\text{m}^3/\text{施工期}$)	5	5	0	
	固体	生活污水($\text{m}^3/\text{施工期}$)	60	60	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	废弃泥浆($\text{t}/\text{施工期}$)	2542.88	2542.88	0	钻井岩屑混入废弃泥浆中, 均

	废物	钻井岩屑 (t/施工期)	1625.23	1625.23	0	运至泥浆处理站处理
		废焊条 (t/施工期)	0.01	0.01	0	集中收集后外售
		生活垃圾 (t/施工期)	1.5	1.5	0	送至指定地点由环卫部门统一收集处理
运行期	废气	烃类气体 (t/a)	6.62	0	6.62	达标排放
	废水	修井废水 (m³/a)	120	120	0	由罐车拉运至双伊联合站含油污水处理系统处理达标
		洗井废水 (m³/a)	2880	2880	0	通过管线输送至双伊联合站处理达标后回注地下不外排
		采油废水 (m³/a)	22770	22770	0	
	固体废物	修井含油废物 (t/a)	0.22	0.22	0	暂存于油土暂存池内，定期送有资质单位处理
		油泥	5.0094	5.0094	0	
	噪声	抽油机	69	20	49	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，运行期污染物“三本账”核算结果见下表。

表 3.5-1 本项目建成后运行期污染物排放“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	烃类气体 (t/a)	23.12	0	6.62	0	6.62	29.74	0
	颗粒物 (t/a)	1.14	0	0	0	0	1.14	0
	NOx(t/a)	9.41	0	0	0	0	9.41	0
	SO ₂ (t/a)	1.11	0	0	0	0	1.11	0
废水	废水量 (m³/a)	0	0	25770	25770	0	0	0
	石油类 (t/a)	0	0	29.424	29.424	0	0	0
	SS(t/a)	0	0	40.155	40.155	0	0	0
固体 废物	修井含油废物 (t/a)	0	0	0.22	0.22	0	0	0
	油泥	0	0	5.0094	5.0094	0	0	0

3.6.污染物总量控制指标

根据《关于进一步明确建设项目主要污染物排放总量审核有关事宜的复函》，本项目不属于重点行业，实施总量审核管理的主要污染物包括：大气主要污染物是指挥发性有机物（VOCs）、氮氧化物（NOx）、二氧化硫（SO₂）、烟尘，水主要污染物是指化学需氧量（COD）、氨氮（NH₃-N）。

本工程生产期不增加废水排放量，因此可不设废水总量控制指标。

项目不新建加热炉，废气污染物为无组织排放的非甲烷总烃，因此，建议非甲烷总

烃作为总量控制因子，年新增非甲烷总烃排放量为 6.62t。

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 3.7-1 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 ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统 新、改、扩建油气田油气集输损耗不高于 0.5%，2010 年 12 月 31 日前建设的油气田油气集输损耗不高于 0.8%	本项目 11 口油井在油气集输过程中，采用集输密闭流程 本项目油气田油气集输损耗率约 0.14175%	符合
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。

第四章 环境现状调查与评价

4.1.自然环境概况

4.1.1.地理位置

伊通满族自治县位于吉林省中部，伊通河上游，东与磐石市、东北与长春市双阳区和朝阳区相连，西和西北与公主岭市相接，南与东辽县和东丰县相邻，西南与梨树县接壤。地跨东经 $124^{\circ}49'$ - $125^{\circ}47'$ 、北纬 $43^{\circ}03'$ - $43^{\circ}38'$ ，面积 2523km^2 。本项目位于四平市伊通满族自治县靠山镇境内，地理位置见附图 1。

4.1.2.地形地貌

伊通满族自治县地处长白山松辽平原过渡的丘陵地带。境内有大小山峰 37 座，最高峰青顶子山主峰海拔 611m。县境内西部平原上散布 16 座火山，组成伊通火山群。境内有伊通河、孤山河、伊丹河等。

4.1.3.水文地质情况

项目区平均年降水量 470.4—880.5mm，潮湿系数小于 1，而且降水多集中在 7、8 月份，占全年降水量的 50%以上，所以地下水具有周期性与季节性变化。一般情况下，水位变化在 1m 左右。地下水类型有第四系孔隙潜水和基岩裂隙水，一般埋深 2—5m。山间空地及河漫滩等水位较浅，而地势较高之处，水位较深，水量贫富差异较大。

项目区因受地质地貌条件的控制，水文地质条件较为复杂。第四系松散堆积层潜水是区内普遍分布的重要含水层组类型，含水层主要为中更新统大青沟组。在风积冲积平原和新开河、西辽河河谷平原，该组厚度较大，以中细砂为主，富水性较好。在东辽河河谷平原，以及两侧冲积湖积平原沿河地带，该组相变为以砂砾石为主，加上上覆全新统砂、砂砾石含水层，渗透性能强，为本区富水性最佳，储量最大的地段。而广大冲积湖积平原，第四系薄，且与粘性土频繁互层，渗透性能弱，除局部底部有薄层砂砾石富水性较好外，其余为本区富水性差的地区。区内地下水矿化度 0.1—1.5g/l，pH 值 7.0-8.5，多可饮用，水中无侵蚀性 CO₂，为非侵蚀性水，适于工程及工业使用。

在区域地质、地貌和自然地理条件控制下，使本区形成了三个呈北东向展布的地下水单元，即哈达岭山地地下水单元、大黑山山地地下水单元和伊通地堑平原地下水单元。前者以花岗岩大面积出露为主要特征，广泛分布有风化带网状裂隙水。大黑山山地地下水单元，除花岗岩外，尚有大片碳酸盐，分布有裂隙溶隙水、局部有断层脉状水，形成小型的储水构造。中部地堑平原地下水单元，为一山间盆地式平原、是区内最重要的控

水构造，其中有巨厚的新生界沉积物，宜第四系白土山组、顾乡屯组和下新近系伊通组为地下水资源最富集的层位，从而构成了浅、深含水层叠置地下水盆地。由于各含水岩层与隔水岩层的配置关系，因此，相应蕴藏有孔隙承压水和裂隙孔隙层间水。

全区晚近期构造运动上升比较明显，但上升幅度不一。山区隆起量较大，西北部山区最为强烈。在平原中部大孤山至莫里青山一线形成北西向松辽分水岭，并有近期玄武岩喷发，导致了第四系白土山组孔隙承压水含水层，在分水岭两侧或玄武岩体间增厚，在平原区两侧边缘地带和分水岭等地变薄，局部被抬升出露地表。同时，尚使下新近系地层褶曲形成向斜储水构造。

4.1.4. 土壤与植被

伊通满族自治县属半山区，境内分布有暗棕壤，灰棕壤和黑土，以及河谷地带的草甸土和冲积土。县境内属于温带针阔叶混交林区域，有林地 137.29 万 hm^2 ，草地 21.42 万 hm^2 。

4.1.5. 气候与气象

伊通满族自治县属温带大陆性季风气候，主要气候特点是：大陆性明显，春季风大干燥，夏季湿热多雨，秋季温和凉爽，冬季漫长寒冷，雨雪稀少。县内受伊通河谷影响，地方性气候明显，其表现有盛行东南风，气温比同纬度平原区明显偏低，降水常出现与邻近县市旱涝相反的异常状况。年平均温度 6.7°C，年降水量为 651.7mm，年无霜期 138d。

4.1.6. 四平市二龙山水库生活饮用水水源保护区

二龙山水库也称为二龙湖，根据吉林省人民政府吉政函〔2010〕164 号文“关于四平市二龙山水库生活饮用水水源保护区划的批复》，四平市二龙山水库生活饮用水水源保护区包括一级保护区、二级保护区和准保护区，保护区总面积约 1425km²。

一级保护区：由水域和陆域两部分组成。水域范围为以取水口为圆心，500m 为半径的近似扇形水域；陆域范围为取水口一侧大坝坝顶外沿与水库水域一级保护区构成的区域。一级保护区面积约 0.5km²。

二级保护区：由水域和陆域两部分组成。水域范围为一级保护区外正常水位（222.5m）的库区水域；陆域范围主要以土地退赔高程（高程 223.75m）为界（仅限四平辖区），其中孤山河口处附近区域为水库正常水位线（222.5m）以上（一级保护区外），水平距离 2000m 范围内的区域。二级保护区面积约 91.4km²。

准保护区：二级保护区以外的较大部分汇水区域。在辽源市境内，以“东辽县金州乡与东辽县足民乡、建安镇交界线”“西安区与东辽县建安镇、云顶镇交界线”“东辽县云顶镇与东辽县泉太镇交界线”为界；在四平市境内，以分水岭、省界为界。准保护区面积约 1333.1km^2 。

本项目位于准保护区范围内。距离该保护区一级保护区 27.5km ，距离二级保护区 14.4km 。四平市二龙山水库生活饮用水水源保护区与本项目相对位置见附图。

4.1.7.长春市新立城水库生活饮用水水源保护区

新立城水库生活饮用水水源保护区建于 1958 年，1962 年 11 月竣工，为湖库型水源地，是伊通河干流唯一的大型水利枢纽工程，位于长春市长东公路 16 公里处，地理坐标为北纬 $43^{\circ} 41'$ ，东经 $125^{\circ} 21'$ 。

2020 年 8 月 24 日，吉林省人民政府批复关于调整长春市新立城水库生活饮用水水源保护区划定方案，批复文号为吉政函〔2020〕72 号。

调整后的长春市新立城水库饮用水水源保护区及准保护区总面积约为 1989.2 平方公里，水源保护区分为一级保护区和二级保护区。一级保护区面积约 80.78 平方公里，范围为新立城水库大坝坝顶防浪墙以内库区，以及库区向四周延伸至 221 米高程线的区域。二级保护区面积约 81.15 平方公里，范围为新立城水库大坝坝顶防浪墙以南，西北至吉林省自然村东南方向分水岭，西至长春—营城高速公路，西南至长春市朝阳区与伊通满族自治县的行政区域分界线，南至长春市朝阳区乐山镇长红村、华兴村、辛屯村、杨木村南部边界附近道路，东南至长春市朝阳区与伊通满族自治县的行政区域分界线，东至长春—伊通公路（含新湖镇加官沟河、大南屯河所涉区域），一级保护区以外的区域。准保护区面积约 1827.27 平方公里，范围为二级保护区以外的新立城水库汇水区域。

新立城水库作为长春市的重要水源地之一，水库运行以来发挥了较显著的防洪兴利效益。设计年向长春市供水 $8880 \times 10^4\text{m}^3$ ，已成为关系长春市经济发展和 270 万人口饮水安全的重要水源地，对长春市供水起着不可替代的作用。累计供给城市用水 $37.48 \times 108\text{ m}^3$ ，保证了长春市百万居民的生活用水和数百个厂矿企业的生产用水，同时，提供农业灌溉用水 $6.06 \times 10^8\text{m}^3$ 。防洪方面，共拦截 $100\text{ m}^3/\text{s}$ （相当于下游道平槽泄量）以上洪水 9 次； $460\text{m}^3/\text{s}$ （相当于长春市铁路桥安全泄量）以上洪水 8 次，使长春、德惠、农安及京哈、吉长、长白三条铁路免遭洪水侵害，保护了下游城镇人民生命和财产安全。

本项目距离该保护区一级保护区 24.5km ，距离二级保护区 15.66km ，距离准保护区边界 2.4km ，本项目不在新立城水库汇水范围内，新立城水库生活饮用水源保护区与本

项目相对位置见附图。

4.1.8.吉林伊通火山群国家级自然保护区

吉林伊通火山群国家级自然保护区位于吉林省中南部的长春市、四平市、公主岭市和伊通满族自治县，北靠长春市，南与辽源市接壤，西邻公主岭市，东与双阳市和磐石市毗连。地理坐标为东经 $124^{\circ} 50' - 125^{\circ} 22'$ ，北纬 $43^{\circ} 14' - 43^{\circ} 35'$ ，分布面积达 600 余平方公里，区内的 16 座火山锥及周围的划定区域，总面积 764.8hm^2 ，其中核心区 405.8hm^2 ，缓冲区 359hm^2 。

保护区为自然地质遗迹类型自然保护区，其主要保护对象是基性玄武岩“侵出式”这一独特的火山成因机制、奇特的火山景观。

保护区每座火山锥体都是孤立而分散的，从保护价值的角度分成三个保护级别。Ⅰ级保护的火山锥体有西尖山、大孤山和小孤山；Ⅱ级保护的火山锥体有东尖山、莫里青山、横头山；Ⅲ级保护的火山锥体有团山、马鞍山、东小山、横小山、南尖山、北尖山、万宝山、南蔡山、北蔡山和馒头山。Ⅰ级保护的火山锥体是保护的重点，优先进行规划建设，Ⅱ级保护的火山锥体，在规划后期进行建设，Ⅲ级保护的火山锥体，加强巡护，维持原状。在分类保护的基础上，根据国家对保护区功能区划的规定，结合地质遗迹类自然保护区的特点和本区的实际情况，把火山锥体的保护范围按照其出露的规模，划分为核心区和缓冲区。

核心区：以每座火山锥体的基座范围划定为核心区，总面积为 405.8hm^2 。

缓冲区：每座火山锥体基座向外围延伸一定的范围（500m）作为缓冲区，总面积为 359hm^2 。

植物区系的地理成分有三种：即东北植物区系（长白植物区系）、蒙古植物区系和华北植物区系。本保护区内被子植物种类繁多、用途多样。据初步调查，本区高等植物共有 9 纲、48 目、78 科、274 种。按《中国经济植物志》（1961 年由中国科学院植物研究）、吴征镒（1983 年）提出的分类系统、王宗训（1987 年）的资源植物分类方法，结合本区植物利用的特点，主要植物资源有木材类、药用类、野菜类、野果类、蜜源类、饲用类，真菌类等。

本区的资源动物种类多样，其中高等动物有 4 纲、18 目、37 科，88 种。哺乳类的有中黑线姬鼠、大仓鼠、东北鼢鼠、东北兔、刺猬、大麝鼩、小麝鼩、黄鼬等，区内沿低湿地常见东方田鼠、普通田鼠、莫氏田鼠。鸟类中常见的有秃鼻乌鸦、喜鹊、寒鸦、三道眉草鸡、红尾伯劳、云雀、黄胸鸡、戴胜、鹤鹑和环颈雉等。近水区和柳丛草甸常

见大苇莺、黑眉苇莺、白鹊鵠，夜鹭、紫背苇腾，红翅鵠、花脸鵠、绿头鵠、斑嘴鵠、骨顶鸡等。爬行类主要有虎斑游蛇、红点锦蛇、蝮蛇等。两栖类有大蟾蜍、花背蟾蜍、黑斑蛙、东北雨蛙和无斑雨蛙等，有代表性的淡水鱼类主要有狗鱼、青鱼、草鱼、赤眼鳟、长春鳊，红鳍鲌、团头鲂、长吻拟甸、鲤、鲫，鲢、鲶、日本鳗鲡等。这些动物有些可做皮毛如黄鼬等，有些可肉食鹌鹑，东北兔，环颈雉及各种鱼类等。

本项目伊 59-15-6 平台东侧缓冲区最近约 3.68km，距核心区 3.77km，本项目与吉林伊通火山群国家级自然保护区位置关系见附图。

4.2.环境质量现状调查与评价

4.2.1.环境空气质量现状调查与评价

4.2.1.1.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《2024 年吉林省生态环境状况公报》，2024 年四平市环境空气 SO₂ 年均浓度为 6μg/m³、NO₂ 年均浓度 25μg/m³、PM₁₀ 年均浓度 52μg/m³、PM_{2.5} 年均浓度 31μg/m³、CO 日平均第 95 百分位数浓度为 0.8μg/m³、臭氧日最大 8 小时平均第 90 百分位数浓度为 144μg/m³，各区域空气质量现状评价详见下表。

表 4.2-1 四平市空气质量现状评价表（2024 年）

污染物	年评价指标	现状浓度 (μg/m ³)	标准值 (μg/m ³)	占标率 (%)	达标情况
PM ₁₀	年平均质量浓度	52	70	74.3	达标区
PM _{2.5}		31	35	88.6	
SO ₂		6	60	10.0	
NO ₂		25	40	62.5	
CO(mg/m ³)	95 百分位数年均浓度	0.8	4.0	20.0	
O ₃	8 小时 90 百分位数年均浓度	144	160	90.0	

通过上表监测数据可知，6 项基本污染物均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，项目所在区域为达标区。

4.2.1.2.补充监测

1. 监测点布设

本次环境空气布设 1 个监测点，详见下表及附图。

表 4.2-2 环境空气监测点布设情况表

监测点位名称		监测点坐标/m		监测因子	备注
		X	Y		
A1	西团结屯	125.08066425	43.38928674	非甲烷总烃、TSP、H ₂ S	/

2. 监测项目

监测项目：非甲烷总烃、TSP、H₂S

3. 监测时间和频率

监测时间：2025.10.05-2025.10.12。

监测频次见下表。

表 4.2-3 监测项目与监测频次表

监测项目	取值时间	监测频率	数据有效性规定
非甲烷总烃	一次质量浓度	连续监测 7 日	4 次值
TSP	日均值	连续监测 7 日	
H ₂ S	1h 平均	连续监测 7 日	4 次值

4. 评价标准

对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 2.0mg/m³；TSP 评价标准采用《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准；H₂S 评价标准采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中标准。

5. 评价方法

评价方法采用最大占标率法，计算公式如下：

$$I_i = C_{oi} / C_{st} \times 100$$

式中：I_i—i 污染物的标准指数；

C_i—i 污染物的实测浓度，mg/m³；

C_{st}—i 污染物的评价标准，mg/m³。

6. 评价结果

环境空气质量现状监测及评价结果见下表。

表 4.2-4 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	监测时段	监测值浓度范围 (mg/m ³)	最大占标率 (%)	超标率 (%)	最大超标倍数
A1	非甲烷总烃	一次质量浓度	0.55~0.78	39	0	/
	TSP	日均值	105~121μg/m ³	40.33	0	/
	H ₂ S	1h 平均	ND	/	0	/

从上表可以看出，监测点位的各污染物的占标率均小于 1，由此可以看出，评价区域的环境空气质量良好。

4.2.2 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向阳河的分布情况，设 2 个地表水监测点，监测断面位置和功能详见下表及附图。

表 4.2-5 地表水监测点布设情况表

代号	河流名称	监测断面	备注
W1	向阳河	伊 45-5-4 平台上游 500m 处	上游
W2	向阳河	伊 45-5-4 平台下游 500 处	下游

2. 监测项目

监测项目：pH、NH₃-N、COD、BOD₅、石油类、挥发酚等 5 项。

3. 监测时间和频率

监测时间：2025.10.11-2025.10.13。

监测频次：连续监测 3 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

本项目位于伊通满族自治县境内，评价范围内的地表水体主要为向阳河。向阳河为孤山河的支流，孤山河在《吉林省地表水功能区》(DB22/T 388-2004) 中执行Ⅲ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_{pHj}-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≤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 4.2-6 地表水监测数据表

点位序号	点位名称	采样频次	pH	石油类	挥发酚	氨氮	生化需氧量	化学需氧量
			无量纲	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L
W1	向阳河 伊 45-5-4 平台上游 500m 处	第一天	7.3	ND	ND	0.223	3.4	10
		第二天	7.2	ND	ND	0.250	3.5	11
		第三天	7.2	ND	ND	0.178	3.3	12
W2	向阳河 伊 45-5-4 平台下游 500 处	第一天	7.3	ND	ND	0.238	3.2	14
		第二天	7.4	ND	ND	0.276	3.4	13
		第三天	7.2	ND	ND	0.200	3.5	15

7. 评价结果

地表水水质评价结果详见下表。

表 4.2-7 地表水评价结果表

点位序号	点位名称	采样频次	pH	石油类	挥发酚	氨氮	生化需氧量	化学需氧量
W1	向阳河 伊 45-5-4 平台上游 500m 处	第一天	0.15	/	/	0.223	0.85	0.5
		第二天	0.1	/	/	0.25	0.875	0.55
		第三天	0.1	/	/	0.178	0.825	0.6
W2	向阳河 伊 45-5-4 平台下游 500 处	第一天	0.15	/	/	0.238	0.8	0.7
		第二天	0.2	/	/	0.276	0.85	0.65
		第三天	0.1	/	/	0.2	0.875	0.75

从上表可以看出, 各监测点位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) III类标准。

4.2.3. 地下水环境质量现状与评价

4.2.3.1. 水文地质条件

(1) 地下水的赋存条件与形成规律

在区域地质、地貌和自然地理条件控制下，使本区形成了三个呈北东向展布的地下水单元，即哈达岭山地地下水单元、大黑山山地地下水单元和伊通地堑平原地下水单元。前者以花岗岩大面积出露为主要特征，广泛分布有风化带网状裂隙水。大黑山山地地下水单元，除花岗岩外，尚有大片碳酸盐，分布有裂隙溶隙水、局部有断层脉状水，形成小型的储水构造。中部地堑平原地下水单元，为一山间盆地式平原、是区内最重要的控水构造，其中有巨厚的新生界沉积物，宜第四系白土山组、顾乡屯组和下新近系伊通组为地下水资源最富集的层位，从而构成了浅、深含水层叠置地下水盆地。由于各含水岩层与隔水岩层的配置关系，因此，相应蕴藏有孔隙承压水和裂隙孔隙层间水。

全区晚近期构造运动上升比较明显，但上升幅度不一。山区隆起量较大，西北部山区最为强烈。在平原中部大孤山至莫里青山一线形成北西向松辽分水岭，并有近期玄武岩喷发，导致了第四系白土山组孔隙承压水含水层，在分水岭两侧或玄武岩体间增厚，在平原区两侧边缘地带和分水岭等地变薄，局部被抬升出露地表。同时，尚使下新近系地层褶曲形成向斜储水构造。

由于地质背景的复杂性，亦带来了全区地下水类型的多样性。山区有碳酸盐岩裂隙溶隙水，风化带网状裂隙水和断层脉状水分布；平原区分布有孔隙承压水，微承压水和碎屑岩类裂隙孔隙层间水。地下水贫富不均，山区常见泉水流量仅为 $0.101/s$ 左右，而平原区承压水降深 $20m$ 单井涌水量可达 $1843m^3/d$ ，潜水降深 $5m$ ，单井涌水量最大可达 $3638.4-4435.2m^3/d$ 。

(2) 地下水补、径、排

各类地下水的补给来源主要为大气降水，只有在平原区的局部地段有侧向径流，河水和灌溉回归水的补给。由于受地形、地貌和岩性条件限制，各地接受补给能力差别很大，在山区特别是东南部山区汇水面积较大，山间沟谷多开口于中部平原，降水除部分渗入地下转化为地下水外，大部分以地表径流排入平原。相反平原区地势低洼、沉积物松散、厚大。在时空上有利降水渗入和山区侧向径流补给，成为全区地下水的富集地段。

平原区下部的新近系承压水盆地、为一不对称的平缓向斜储水构造，东翼宽西翼窄，而且含水层直接与第四系孔隙承压水含水层呈不整合接触，二者水力联系密切。加之第四系孔隙承压水又与河谷阶地微承压水相互沟通，因此，全区在各含水层之间形成了一个相对统一的水动力系统。而松辽分水岭是区内地表水和地下水的天然分界，一侧流向东北，形成两个独立的水资源流域。

地下水埋藏深度一般因地势增高而加深，随地势跌落而变浅。山间地下水埋藏条件复杂，埋深变化较大，而平原区埋深稳定。波状台地埋深 5.0—20m，河谷区普遍小于 5.0m。

在排泄方式上，山区因基岩裸露，河网发育，有利于泉水溢出和地下水直接排入河流以地表径流形式汇集于平原。平原区在波状台地以降水渗入径流为主；河谷区则以垂向蒸发为主、水平运动为辅。

地下水化学类型，山区为重碳酸钙钠型或重碳酸钙型水，矿化度低于 0.3 g/L，平原区矿化度达 0.5g/L，水化学类型可见到重碳酸硫酸钙钠型和硫酸重碳酸钠钙型水。

综上所述，本区自西北、东南两侧山区到中部平原区、水文地质特性具有明显的分带性，即地下水类型由非均一的碳酸盐岩类裂隙溶隙水，断层脉状水等转变为均一的层状孔隙水和裂隙孔隙层间水；地下水的埋藏条件由不稳定到稳定，地下水富水程度由弱到强；地下水循环条件由水平运动为主过渡

到以垂直蒸发为主；地下水动态类型由降水—渗入型转变为降水渗入—径流—蒸发型；地下水化学类型由单一到复杂；水质也由好变差。

(3) 含水层(组)描述

按地下水的赋存条件，水理性质及水利特征，将地下水分为松散岩类孔隙水，碎屑岩类裂隙孔隙承压水，碳酸盐岩类裂隙溶隙水和基岩裂隙水四大基础类型。对后者依据裂隙性质分为风化带网状裂隙水和断层脉状水两个亚类，对松散岩类孔隙水分为波状台地，倾斜台地砂、砂砾石孔隙承压水。因此全区共有六个含水层(组)。

松散岩类孔隙水的富水性，是根据含水层结构，补给条件以及单井涌水量(降深 5 米)进行划分为水量丰富、水量中等和水量较贫的三个富水等级。

表 4.2-8 松散岩类孔隙水富水等级表

地下水类型	地貌单元	富水等级	单井涌水量 (m ³ /d)
微承压水	河谷阶地	水量丰富	1000-5000
		水量中等	500-1000
		水量较贫	<500
承压水	波状台地	水量丰富	1000-5000
		水量中等	500-1000
		水量较贫	<500
	倾斜台地	水量较贫	<500

碎屑岩裂隙孔隙水的富水等级划分是采用降深值为 20m 的单井涌水量。水量丰富的为 1000-2000m³/d。山区地下水单元，以常见泉流量(公升/秒)和相应的地下径流模

数(公升/秒、平方公里)划分为 $\frac{<0.05}{<0.5}$ 、 $\frac{0.05-0.1}{0.5-0.1}$ 和 $\frac{>0.1}{>1}$ 三个富水等级。各含水层(组)详述如下。

(4) 第四系孔隙水

第四系松散岩孔隙水可进一步分为河流阶地砂砾石孔隙潜水和波状倾斜台地砂砾石孔隙微承压水。

1) 河流阶地砂砾石孔隙潜水: 分布于伊通河及支流, 含水层岩性为上部顾乡屯组(Q_{3e}^{al})砂、砂砾石; 下部为白土山组(Q_{1b}^{al})粉细砂、中砂含砾石。

水量丰富区: 单井涌水量 $1000-3000m^3/d$; 分布于伊通河、伊丹河、孤山河河谷下游漫滩、一级阶地, 含水岩性为砂、砂砾石, 颗粒粗、厚度大, 为 $8-22m$, 局部大于 $30m$ 。水位埋深 $0.5-5.0m$, 单井涌水量 $1210-2482m^3/d$ 。在东尖山、靠山、大孤山一带等局部地段单井涌水量大于 $3000m^3/d$ 。

水量较丰富区: 单井涌水量 $500-1000m^3/d$; 分布于营城镇、二道乡、三道乡和爱民乡南部等地的一级阶地, 含水层岩性为砂砾石, 厚度 $5-15m$, 水位埋深 $1-5m$, 单井涌水量 $634-915.6m^3/d$ 。

水量中等区: 单井涌水量 $100-500m^3/d$; 分布于伊通河、伊丹河、孤山河上游一级阶地, 含水层岩性为中粗砂、砾石、厚度 $3-10m$, 水位埋深 $3-7m$, 单井涌水量 $106-300m^3/d$ 。

水量贫乏区: 单井涌水量小于 $100m^3/d$; 分布于丘陵区谷地, 不连续分布, 水位埋深 $3.5-8m$, 单井涌水量 $<100 m^3/d$ 。

2) 台地孔隙承压水: 分布于平原区波状台地和倾斜台地, 赋存于白土山组砂砾石层和部分中更新统粉细砂、砂砾石层中。

水量丰富区: 单井涌水量 $1000-3000m^3/d$, 分布于马鞍山东南部、靠山镇东南部, 含水层岩性为粗砂、砂砾石, 厚度 $4-8m$, 最厚可达 $12.3m$, 顶板埋深 $10-40m$, 水位埋深 $9.7-16.77m$, 单井涌水量 $1101.8-2793.6m^3/d$, 个别地段马鞍镇袁家岭南部水量达 $3638.4 m^3/d$ 。

水量较丰富区: 单井涌水量 $500-1000 m^3/d$; 分布于新兴和孤山河谷西南部河间地块的波状台地, 含水层岩性为细砂、砂砾石, 厚 $4.5-10.1m$, 顶板埋深 $15-25m$, 水位埋深 $1.28-8.62m$, 单井涌水量 $642-886.8 m^3/d$ 。

水量中等区：单井涌水量 $100\text{-}500\text{m}^3/\text{d}$ ；分布于西侧分水岭一带，伊丹河、伊通河西部平原区波状台地，含水层岩性为细中砂、砂砾石，含水层因基底起伏较大，厚度变化大，甚至缺失，一般为 $1.7\text{-}7.5\text{m}$ ，顶板埋深 $10\text{-}21.6\text{m}$ ，水位埋深 $0.87\text{-}14.61\text{m}$ ，单井涌水量 $138\text{-}470.4\text{m}^3/\text{d}$ 。

水量贫乏区：单井涌水量 $<100\text{m}^3/\text{d}$ ，分布于东南部、西北部倾斜台地，含水层岩性为砂、砂砾石，厚度薄，一般为 $1\text{-}4\text{m}$ ，为平原区最贫水地区。

(5) 碎屑岩类裂隙孔隙承压水

广泛分布于伊舒地堑平原区，赋存于新近系伊通组砂岩段，由于含水层岩性差异，富水性也有很大变化。按降深 20m 计算单井涌水量，并予以分述评价。

水量丰富区：单井涌水量 $>1000\text{m}^3/\text{d}$ ；仅分布于大孤山北部地带，含水岩性为中粗砂岩、砂砾石，累积厚度 $51.1\text{-}63.28\text{m}$ ，顶板埋深为 $48\text{-}79\text{m}$ ，单井涌水量 $1064.9\text{-}1843.2\text{ m}^3/\text{d}$ 。

水量较丰富区：单井涌水量 $500\text{-}1000\text{m}^3/\text{d}$ ；分布于大孤山至靠山一带，含水层主要岩性为细砂岩、中粗砂岩，累积厚度 $33\text{-}66\text{m}$ ，顶板埋深 $41.0\text{-}91.0\text{m}$ ，单井涌水量 $503\text{-}839.5\text{m}^3/\text{d}$ 。

水量中等区：单井涌水量 $100\text{-}500\text{ m}^3/\text{d}$ ，分布于东尖山、马鞍山一带，含水层岩性为粉砂岩、细砂岩，累积厚度 $23\text{-}134\text{m}$ ，顶板埋深 $28\text{-}71.6\text{m}$ ，单井涌水量 $134\text{-}302.4\text{ m}^3/\text{d}$ 。

水量贫乏区：单井涌水量 $<100\text{ m}^3/\text{d}$ ，分布于新兴、爱民、马鞍山一带，含水层岩性为粉砂岩、粉砂质泥岩，累积厚度 $31.0\text{-}92.0\text{m}$ ，顶板埋深 $48.1\text{-}98.7\text{m}$ ，岩性颗粒细，胶结程度较好，水量贫乏，单井涌水量均 $<100\text{m}^3/\text{d}$ 。

(6) 基岩裂隙水

1) 基岩裂隙水：广泛分布于伊舒地堑两侧山地，含水岩体为燕山期花岗岩，风化带厚度 $5\text{-}50\text{m}$ ，裂隙不发育，泉流量一般 $0.061\text{-}0.0791/\text{s}$ ，最大流量者达 $0.394\text{-}0.5061/\text{s}$ 。

2) 断层脉状水：分布在西苇一带挤压破碎带，地下水呈脉状分布，富水程度与断裂带充填程度密切相关，水位埋深 9.57m 。

本项目地下水文地质图详见附图。

(7) 地质构造特征

伊通盆地莫里青断陷西北缘整体构造面貌由两组北东向逆断层控制的一狭长断块和单斜构造。两条逆断层呈近北东向展布，将开发区分隔为一狭长断块和一陡峭斜坡构造两部分。开发区西北边界由一条逆断层和伊 60 井西正断层共同控制。狭长断阶位于逆断层上盘，断阶宽度在 230m~550m 之间。东部逆断层延伸长度在 15km 以上，断距最大可达 350m。逆断层下盘地层斜坡区地层倾向为东南方向，高部位是伊 59、伊 45 开发区，双二段顶面构造埋藏深度为海拔-2000m 到-2200m。斜坡区至凹陷区地层倾角在 16~23°，凹陷区构造较平缓。

(8) 储层、回注层特征

伊 59 区块主要目的层为双二段油层，储集层为近源湖底扇体沉积，各小层砂体物源为北西向展布，呈近源、短轴的水下扇沉积特征，岩性以细砂、中砂岩为主。根据沉积旋回将双阳油层划分为 4 个砂组 20 个小层，已开发区油层主要发育 I、II、III 砂组，未动用储量区油层主要发育在 IV 砂组。

伊 59 区块直井部署区纵向发育多套储层，各小层砂岩厚度 10-25m，主力小层单层有效厚度 5-10m，平均单井有效厚度 20m。储层以细砂岩、中砂岩为主，储层物性差，并发育天然东西向裂缝。

根据取芯井资料统计，该区储层孔隙度一般在 10~15%，平均 13.6%；渗透率一般 1.4~3.4mD，平均 2.0mD。储层为中-强水敏，水敏指数为 70-73%，临界矿化度 6271.9mg/l；而且储层非均质性强，造成层内孔隙连通性较差。渗透率层内变异系数为 0.9，突进系数 3.5，渗透率级差 28，层内渗透率非均质程度强。各层间渗透率变异系数为 0.3，突进系数 0.12，渗透率级差 0.5，层间渗透率相对均质。

根据敏感性化验资料，该区储层为中等偏强水敏、中等偏强速敏，弱-无酸敏和碱敏。

4.2.3.2. 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。编制地下水监测成果表，绘制潜水及承压水等水位线图。

(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 4.2-9 地下水水位潜水层统测数据表

ID	名称	经度	纬度	水位标高 m (丰水期)	水位标高 m (枯水期)
1	靠山镇 1	42421247.56	4806379.11	258.356	254.696

2	靠山镇 2	42421246.36	4806379.85	257.423	252.557
3	杨树庙子 1	42422250.19	4803287.38	240.031	238.921
4	杨树庙子 2	42422249.35	4803287.45	241.582	242.383
5	西沟屯 1	42426197.98	4807448.24	258.32	257.18
6	西沟屯 2	42426197.23	4807447.67	257.44	255.68
7	杨木村 1	42425025.71	480940.52	270.163	268.183
8	杨木村 2	42425025.68	4809421.90	271.334	268.420
9	侯家屯 1	42424023.34	4805614.35	248.163	246.553
10	侯家屯 12	42424023.52	4805660.1	247.601	244.756
11	东榆树底下 1	42420959.21	4804669.96	240.361	238.401
12	东榆树底下 1	42420959.69	4804668.65	241.323	239.509
13	石家庄 1	42431696.8	4804256.77	258.335	256.125
14	石家庄 2	42431697.5	4804256.23	256.887	254.942

表 4.2-10 地下水水位承压水层统测数据表

ID	村屯名称	经度	纬度	水位标高 (m)	水位标高 (m)
				丰水期	枯水期
1	东韩家屯	42427249.24	4804118.40	253.036	251.376
2	候家屯西	42431706.16	4804262.19	248.876	252.026
3	韩家屯东南	42433762.85	4808959.52	244.941	244.131
4	榆树林子东	42430603.7	4802708.96	246.819	246.309
5	护山路边	42421974.57	4805339.443	245.37	

(2) 区域地下水流向

本项目区域内潜水、承压水地下水流向详见附图。

4.2.4. 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 4.2-11 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。

其中U1引用2025年9月26日吉林省同盛检测技术有限公司监测的靠山镇数据, 引用监测点位与本项目属于同一区域, 环境功能与目前生境基本一致, 监测数据可以利用。详见下表及附图4.2-1。

表 4.2-12 地下水环境现状监测点位

编号	监测点位	与本项目位置关系	上下游	监测点坐标
U1 潜水	靠山镇	伊 45-4-6 平台北侧 1060m	侧游	E125.03461675 N43.38191864
U2 承压水	西团结屯	伊 59-15-6 平台东侧 480m	上游	125.08112116 43.38987784
U3 潜水	护山村	伊 59-15-6 平台西北 330m	侧游	125.06331682 43.38646999
U4 潜水	东榆树底下	伊 45-4-6 平台北侧 450m	侧游	125.02666712 43.37303420
U5 潜水	侯家屯	伊 59-15-6 平台南侧 280m	场地内	125.06754398 43.38112098
U6 潜水	河沿村	伊+45-8-9 平台南侧 730m	下游	125.06754398 43.38112098
U7 承压水	河沿村	伊+45-8-9 平台南侧 730m	下游	125.02662420 43.35798070

2. 监测因子

监测项目有U1: K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻、Cl⁻、SO₄²⁻、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、石油类。

U2~U7: K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻、Cl⁻、SO₄²⁻、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氟化物、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, 共计31项。

3. 监测时间和频率

U1: 2025.9.26监测1天, 每天1次。

U2~U7: 2025.10.11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 4.2-13 评价区地下水水质监测结果

点位序号	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7
------	----	----	----	----	----	----	----

点位名称		靠山镇	西团结 庄	护山村	东榆树 底下	侯家屯	河沿村	河沿村
pH	无量纲	7.3	8	8.1	8	7.9	8	8
石油类	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯氮	mg/L	0.052	0.053	0.039	0.076	0.067	0.087	0.05
挥发酚	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
六价铬	mg/L	/	ND	ND	ND	ND	ND	ND
钾	mg/L	0.68	1.26	14.4	1.48	16.2	1.46	1.44
钙	mg/L	37.1	165	165	50.4	164	50.5	49.6
镁	mg/L	5.3	38.2	38	4.65	37.6	4.45	4.55
耗氧量	mg/L	0.7	1.67	1.57	0.66	1.65	0.81	0.62
溶解性 总固体	mg/L	231	649	779	220	706	210	218
钠	mg/L	36.5	40.2	53.3	27	52.8	26.3	26.9
氟化物	mg/L	/	0.098	0.149	0.255	0.139	0.283	0.286
氯化物	mg/L	30.1	133	147	2.78	148	2.75	2.67
硝酸盐 (以N 计)	mg/L	5.51	67.3	47.1	0.838	47.3	0.777	0.778
硫酸盐	mg/L	6.11	49.3	84.1	5.36	85	5.33	5.32
亚硝酸 盐	mg/L	ND	0.004	0.003	0.01	0.004	ND	ND
硫化物	mg/L	/	ND	ND	ND	ND	ND	ND
碳酸盐	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
碳酸氢 盐	mg/L	187	478	489	250	472	237	241
总大肠 菌群	MPN/100mL	/	≤2	≤2	≤2	≤2	≤2	≤2
菌落总 数	CFU/mL	/	13	15	19	22	13	11
铅	μg/L	/	0.62	0.14	0.11	0.26	0.2	0.12
镉	μg/L	/	ND	ND	ND	ND	ND	ND
钡	μg/L	/	275	105	103	102	113	106
铁	mg/L	/	0.71	0.68	ND	0.67	0.33	ND
锰	mg/L	/	0.06	0.02	0.02	0.03	0.04	0.02
砷	μg/L	/	0.6	ND	0.5	ND	1	1.5
汞	μg/L	/	ND	ND	ND	ND	ND	ND
总硬度	mg/L	/	560	529	122	521	116	110
氯化物	mg/L	/	ND	ND	ND	ND	ND	ND

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Ci与该项指标地下水功能的标准浓度值Co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:

$$I_i = C_i / C_o$$

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;

C_o —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:

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

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

式中: S_{pH_i} —pH在第*j*点的标准指数;

pH_j —*j*点的pH值;

pH_{sd} —地表水水质标准中规定的pH值下限;

pH_{su} —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(≤ 0.05 mg/L)。

7. 评价结果

(1) 单项评价标准指数法现状评价结果见下表。

表 4.2-14 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	靠山镇	西团结 庄	护山村	东榆树 底下	侯家屯	河沿村	河沿村
pH	无量纲	0.2	0.67	0.73	0.67	0.60	0.67
石油类	mg/L	/	/	/	/	/	/
氯化物	mg/L	0.10	0.11	0.08	0.15	0.13	0.17
挥发酚	mg/L	/	/	/	/	/	/
六价铬	mg/L	/	/	/	/	/	/
锌	mg/L	/	/	/	/	/	/
钙	mg/L	/	/	/	/	/	/
镁	mg/L	/	/	/	/	/	/
耗氧量	mg/L	0.23	0.56	0.52	0.22	0.55	0.27

<u>溶解性总固体</u>	<u>mg/L</u>	<u>0.23</u>	<u>0.65</u>	<u>0.78</u>	<u>0.22</u>	<u>0.71</u>	<u>0.21</u>	<u>0.22</u>
钠	<u>mg/L</u>	/	/	/	/	/	/	/
氟化物	<u>mg/L</u>	/	<u>0.10</u>	<u>0.15</u>	<u>0.26</u>	<u>0.14</u>	<u>0.28</u>	<u>0.29</u>
氯化物	<u>mg/L</u>	<u>0.12</u>	<u>0.53</u>	<u>0.59</u>	<u>0.01</u>	<u>0.59</u>	<u>0.01</u>	<u>0.01</u>
硝酸盐(以N计)	<u>mg/L</u>	<u>0.28</u>	<u>3.37</u>	<u>2.36</u>	<u>0.04</u>	<u>2.37</u>	<u>0.04</u>	<u>0.04</u>
硫酸盐	<u>mg/L</u>	<u>0.02</u>	<u>0.20</u>	<u>0.34</u>	<u>0.02</u>	<u>0.34</u>	<u>0.02</u>	<u>0.02</u>
亚硝酸盐	<u>mg/L</u>	/	<u>0.00</u>	<u>0.00</u>	<u>0.01</u>	<u>0.00</u>	/	/
硫化物	<u>mg/L</u>	/	/	/	/	/	/	/
碳酸盐	<u>mg/L</u>	/	/	/	/	/	/	/
碳酸氢盐	<u>mg/L</u>	/	/	/	/	/	/	/
总大肠菌群	<u>MPN/100mL</u>	/	/	/	/	/	/	/
菌落总数	<u>CFU/mL</u>	/	<u>0.13</u>	<u>0.15</u>	<u>0.19</u>	<u>0.22</u>	<u>0.13</u>	<u>0.11</u>
铅	<u>μg/L</u>	/	<u>0.06</u>	<u>0.01</u>	<u>0.01</u>	<u>0.03</u>	<u>0.02</u>	<u>0.01</u>
镉	<u>μg/L</u>	/	/	/	/	/	/	/
钡	<u>μg/L</u>	/	/	/	/	/	/	/
铁	<u>mg/L</u>	/	<u>2.37</u>	<u>2.27</u>	/	<u>2.23</u>	<u>1.10</u>	/
锰	<u>mg/L</u>	/	<u>0.60</u>	<u>0.20</u>	<u>0.20</u>	<u>0.30</u>	<u>0.40</u>	<u>0.20</u>
砷	<u>μg/L</u>	/	<u>0.06</u>	/	<u>0.05</u>	/	<u>0.10</u>	<u>0.15</u>
汞	<u>μg/L</u>	/	/	/	/	/	/	/
总硬度	<u>mg/L</u>	/	<u>1.24</u>	<u>1.18</u>	<u>0.27</u>	<u>1.16</u>	<u>0.26</u>	<u>0.24</u>
氟化物	<u>mg/L</u>	/	/	/	/	/	/	/

由监测结果可知，硝酸盐(以N计)、铁、总硬度均存在超标情况，其余各项监测因子污染指数均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中的Ⅲ类标准要求和《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2022)附录A中石油类限值。

①硝酸盐超标原因

农业种植区长期过量施用氮肥，经降水淋溶、地表径流渗透进入地下水，形成累积。区域土壤渗透性强、地下水埋深浅，硝酸盐易下渗且难以被土壤吸附或微生物降解。

②铁超标原因

区域含水层岩层富含铁矿物质，地下水与岩层长期接触，导致铁元素溶解进入水体。地下水处于还原环境，铁以易溶解的二价铁形式存在，难以自然沉淀去除。

③总硬度超标原因

地下水补给过程中，与含碳酸钙、碳酸镁的岩层充分接触，矿物质溶解使钙、镁离

子浓度升高。

超标点位周边地质环境以碳酸盐岩为主，岩层溶蚀作用释放大量钙、镁离子，导致总硬度超标。

(2) 地下水化学类型

表 4.2-15 工程所在地地下水水质八大离子浓度监测及评价结果

监测因子	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7
K ⁺	0.02	0.03	0.37	0.04	0.42	0.04	0.04
Na ⁺	1.59	1.75	2.32	1.17	2.30	1.14	1.17
Ca ²⁺	1.86	8.25	8.25	2.52	8.20	2.53	2.48
Mg ²⁺	0.44	3.18	3.17	0.39	3.13	0.37	0.38
Cl ⁻	0.85	3.75	4.14	0.08	4.17	0.08	0.08
CO ₃ ²⁻	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HCO ₃ ⁻	3.07	7.84	8.02	4.10	7.74	3.89	3.95
SO ₄ ²⁻	0.13	1.03	1.75	0.11	1.77	0.11	0.11
阳离子	3.90	13.21	14.10	4.12	14.04	4.08	4.07
阴离子	4.04	12.61	13.91	4.29	13.68	4.07	4.14
相对误差	0.018	0.023	0.007	0.020	0.013	0.00	0.009
类型 E	HCO ₃ ⁻ Ca ²⁺						

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 HCO₃-Ca²⁺型。

(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、粉质粘土及粉砂。

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，以砂质黏土为主，含少量砾石、砖块、生活垃圾，松散，欠固结，局部为素填土，以砂质黏土为主，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 4.2-16 包气带土壤现状监测点位置

点号	监测点名称	经纬度	监测点位置
V1	伊 59-9-5 老井场	125.06817698 43.38487547	已建老井井场内
V2	伊 59-9-5 老井场外南侧 100m	125.07471314 43.38599496	井场外 100m 农田内
V3	伊 45-5-4 老井场	125.06796777 43.38499438	已建老井井场内
V4	伊 45-5-4 老井场东北侧 150m	125.03343165 43.36674806	井场外 150m 农田内

②监测因子

监测因子：pH、铅、镉、汞、砷、铜、镍、六价铬、挥发酚、石油类，共10项指标。

③监测结果

包气带土壤现状监测结果见下表。

表 4.2-17 包气带土壤现状调查结果 单位：mg/L (pH 除外)

样品名称	采样深度(m)	石油类	六价铬	挥发酚	镉	汞(μg/L)	砷(μg/L)	铜	镍	铅	石油类
V1	0-0.2	0.04	ND	0.0006	ND	ND	0.4	ND	ND	ND	0.04
	0.2-0.4	0.05	ND	0.0006	ND	ND	0.6	ND	ND	ND	0.05
V2	0-0.2	0.06	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0.06
	0.2-0.4	0.05	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0.05
V3	0-0.2	0.06	ND	0.0005	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0.06
	0.2-0.4	0.04	ND	0.0005	ND	ND	2.5	ND	ND	ND	0.04

V4	0-0.2	0.07	ND	0.0004	ND	ND	3.4	ND	ND	ND	0.07
	0.2-0.4	0.03	ND	0.0004	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0.03

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。

2) 包气带防污性能

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)天然包气带防污性能分级参照表，本项目区域包气带防污性能分级见下表。

表 4.2-18 包气带防污性能分级

分级	包气带岩土的渗透性能	本项目
强	岩(土)层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$, 渗透系数 $K \leq 10^{-6}cm/s$, 且分布连续、稳定。	项目区域粉质粘土厚度 $3.1 \sim 4.5m$, 渗透系数 $6.82 \times 10^{-6}cm/s$, 防污性能中等；弱透水层粘土厚度 $14 \sim 18$ 左右, 渗透系数 $< 10^{-6}cm/s$, 防污性能为强。综合确定第四系潜水含水层包气带防污性能为中等。
中	岩(土)层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$, 渗透系数 $K \leq 10^{-6}cm/s$, 且分布连续、稳定。 岩(土)层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$, 渗透系数 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$, 且分布连续、稳定。	
弱	岩(土)层不满足上述“强”和“中”条件。	

4.2.5. 声环境质量现状与评价

(1) 监测点位布设

根据项目平面布置情况及周边环境保护目标分布情况，本次共布设 1 个监测点。声环境质量现状监测点见下表。

表 4.2-19 声环境监测点位布设一览表

序号	监测点	位置坐标	功能区	备注
N1	西团结屯窗外 1m	E125.08066425 N43.38928674	1类	伊 45-9-5 平台至 7# 间集油管线东侧 220m

(2) 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：2025.10.12

监测频次：监测一天，分昼夜两次监测

(3) 监测结果

声环境质量现状监测结果见下表。

(4) 评价标准

执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 1 类标准。

(5) 评价方法

评价方法采用噪声实测值与噪声标准值比较的方法，以确定噪声的污染程度。

(6) 评价结果

声环境质量现状评价结果见下表。

表 4.2-20 环境质量现状监测与评价结果 单位: dB (A)

编号	监测点位置	监测结果		标准	
		昼间	夜间	昼间	夜间
N1	西团结屯窗外 1m	49.5	42.7	55	45

由上表监测结果可知，西团结屯昼、夜间监测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 1 类标准要求。

4.2.6 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

评价区内土壤类型主要为黑土及草甸土。



(2) 土壤理化性质

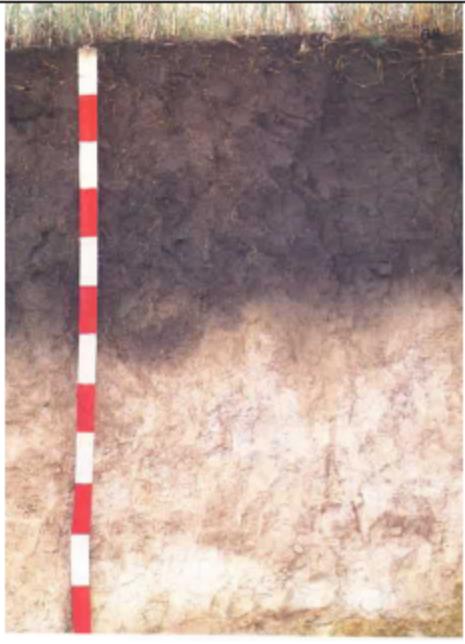
区域代表性监测点位土壤理化性质详见下表。本项目利用土壤理化性质的点位与本项目属于同一区域，且土壤类型一致，均为黑土，故可类比。

表 4.2-21 土壤理化性质调查表

点号	S8	时间	2024.08.24
经度	124.81486450	纬度	43.42941308

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)	0.3×10 ⁻³	0.4×10 ⁻³	0.5×10 ⁻³
	土壤容重/(kg/m ³)	1.4×10 ⁻³	1.6×10 ⁻³	1.7×10 ⁻³
	孔隙度(%)	41	42	44

表 4.2-22 土体构型(土壤剖面)

监测点位	景观照片	土壤剖面照片	层次
1#黑土			Ah层
			AB层
			Bk层
			Ck层

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。本次土壤采样点位置见下表及附图4.2-1。

表 4.2-23 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	柱状	S1	伊45-9-5平台	125.06817698 43.38487547	黑土	建设用地	采取柱状样，在《土壤环境质量建设用地土壤污染

范 围 内	柱 样	S2	伊 45-5-4 平台	125.03188938 43.36572046	草甸土	建设用 地	0~0.5m、 0.5~ 1.5m、 1.5~3m 分别取样	风险管控标准（试 行）》 （GB36600-2018）
		S3	伊 59-2-1 平台	125.02940834 43.36883441	草甸土	建设用 地		
		S4	伊 45-9-5 平台 至 7#间集油管 线	125.06965220 43.38494565	黑土	耕地		
		S5	伊 45-9-5 平台 至注水井伊 59-9-5 间管线	125.06801069 43.38555383	黑土	耕地		
		S6	伊 45-9-5 平台 至 7#间集油管 线	125.07047832 43.38505481	黑土	耕地		
占 地 范 围 外	表 层 样	S7	伊 45-5-4 平台	125.06796777 43.38499438	草甸土	建设用 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）
		S8	伊 45-9-5 平台 南侧 50m	125.06814480 43.38389301	黑土	耕地		
		S9	伊 45-9-5 平台 东侧 50m	125.06933033 43.38490666	黑土	耕地		
		S10	伊 45-5-4 平台 东北侧 150m	125.03343165 43.36674806	草甸土	耕地		
		S11	伊 59-2-1 平台 东侧 100m	125.03085136 43.36859653	草甸土	耕地		

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及管线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、S7 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、䓛、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-S6、S9-S10 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：2025.10.11

监测频次：监测 1 天，每天监测 1 次

5.评价标准

S1、S2、S3、S7 执行建设用地标准，采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 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。其余点位执行农用地土壤标准，采用《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”标准。

土壤环境现状监测结果详见下表。

表 4.2-24 本项目土壤监测结果及评价（1）

序号	监测项目	单位	S1					S7		标准值	
			监测结果 (0-0.5m)	标准指数	监测结果 (0.5-1.5m)	标准指数	监测结果 (1.5-3m)	标准指数	监测 结果 (0-0.5 m)	标准 指数	
1	pH	无量纲	8.3	-	8.25	-	8.28	-	8.36	-	-
2	砷	mg/kg	8.67	0.144 ₅	10.3	0.171 ₇	6.19	0.103 ₂	7.7	0.128 ₃	60
3	镉	mg/kg	0.07	0.001 ₁	0.06	0.000 ₉	0.1	0.001 ₅	0.05	0.000 ₈	65
4	铬（六价）	mg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	5.7
5	铜	mg/kg	36	0.002 ₀	32	0.001 ₈	31	0.001 ₇	37	0.002 ₁	18000
6	铅	mg/kg	11	0.013 ₈	15.2	0.019 ₀	11.7	0.014 ₆	15.3	0.019 ₁	800
7	汞	mg/kg	0.0284	0.000 ₇	0.0384	0.001 ₀	0.0864	0.002 ₃	0.0318	0.000 ₈	38
8	镍	mg/kg	23	0.025 ₆	20	0.022 ₂	39	0.043 ₃	20	0.022 ₂	900
9	四氯化碳	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	2800
10	氯仿	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	900
11	氯甲烷	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	37000
12	1,1-二氯乙烷	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	9000
13	1,2-二氯乙烷	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	5000

14	1,1-二氯乙烯	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	66000
15	顺-1,2-二氯乙 烯	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	596000
16	反-1,2-二氯乙 烯	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	54000
17	二氯甲烷	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	616000
18	1,2-二氯丙烷	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	5000
19	1,1,1,2-四氯乙 烷	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	10000
20	1,1,2,2-四氯乙 烷	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	6800
21	四氯乙烯	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	53000
22	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	840000
23	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	2800
24	三氯乙烯	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	2800
25	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	500
26	氯乙烯	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	430
27	苯	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	4000
28	氯苯	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	270000
29	1,2-二氯苯	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	560000
30	1,4-二氯苯	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	20000
31	乙苯	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	28000
32	苯乙烯	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	129000 0
33	甲苯	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	120000 0
34	间&对-二甲苯	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	570000
35	邻-二甲苯	μg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	640000
36	硝基苯	mg/ kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	76
37	苯胺	mg/ kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	260
38	2-氯酚	mg/ kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	2256

39	苯并(a)蒽	mg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	15
40	苯并(a)芘	mg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	1.5
41	苯并(b)荧蒽	mg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	15
42	苯并(k)荧蒽	mg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	151
43	䓛	mg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	1293
44	二苯并(a,h)蒽	mg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	1.5
45	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	15
46	萘	mg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	70
47	石油烃(C ₆ -C ₁₂)	mg/kg	未检出	-	未检出	-	未检出	-	未检出	-	-
48	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	46	0.0102	67	0.0149	70	0.0156	35	0.0078	4500
49	水溶性盐总量	g/kg	0.6	-	0.8	-	0.8	-	0.6	-	-

备注：检测结果小于检出限值最低检出限值加(L)。

表 4.2-25 本项目土壤监测结果及评价 (2)

序号	监测项目	单位	监测结果 (0-0.2m)		标准指数 S8	标准值 (PH>7)
			S8	S8		
1	pH	无量纲	8.47	-	-	-
2	镉	mg/kg	0.08	0.1333	0.6	0.6
3	汞	mg/kg	0.032	0.0094	3.4	3.4
4	砷	mg/kg	7.18	0.2872	25	25
5	铅	mg/kg	17.8	0.1047	170	170
6	铬	mg/kg	58	0.2900	200	200
7	铜	mg/kg	26	0.2600	100	100
8	镍	mg/kg	18	0.0947	190	190
9	锌	mg/kg	57	0.1900	300	300
10	石油烃(C ₆ -C ₁₂)	mg/kg	未检出	-	-	-
11	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	63	-	-	-
12	水溶性盐总量	g/kg	0.9	-	-	-

表 4.2-26 土壤结果及评价 (3)

点位序号	采样深度 (m)	监测	标准指 数	标准	监测结果	监测结果	监测结 果
		结果			石油烃 (C6-C9)	水溶性盐总 量	pH
S2	0-0.5	79	0.0176	4500	未检出	0.6	8.13
	0.5-1.5	45	0.0100	4500	未检出	0.7	8.34
	1.5-3	71	0.0158	4500	未检出	0.6	8.18

S3	0-0.5	84	0.0187	4500	未检出	0.5	8.11
	0.5-1.5	49	0.0109	4500	未检出	0.8	8.27
	1.5-3	62	0.0138	4500	未检出	0.7	8.14
S4	0-0.5	39	-	-	未检出	0.6	8.21
	0.5-1.5	86	-	-	未检出	0.6	8.25
	1.5-3	38	-	-	未检出	0.5	8.09
S5	0-0.5	76	-	-	未检出	0.8	8.26
	0.5-1.5	100	-	-	未检出	0.6	8.39
	1.5-3	53	-	-	未检出	0.7	8.24
S6	0-0.2	94	-	-	未检出	0.7	8.28
S8	0-0.2	63	-	-	未检出	0.9	8.47
S9	0-0.2	71	-	-	未检出	0.9	8.16
S10	0-0.2	84	-	-	未检出	0.8	8.39
S11	0-0.2	61	-	-	未检出	0.7	8.07

土壤环境质量现状评价结果表明，占地范围内布设的 2 个表层土样点和 5 个柱状土样点及占地范围外布设的 4 个表层土样点各项监测因子标准指数均小于 1，其中 S1、S2、S3、S7 满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中建设用地土壤污染第二类用地的筛选值（基本项目）标准要求；其余点位满足《土壤环境质量标准 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中标准要求。

4.2.7.生态环境质量现状与评价

4.2.7.1.区域生态环境特征

根据《吉林省生态功能区划研究》，拟建项目沿线位于吉林省Ⅱ吉林中部台地生态区，本项目区生态功能区划见下表，本项目所在区域生态功能区划见附图。

表 4.2-27 本项目区域生态功能区划表

生态区	生态亚区	生态功能区	主要生态环境问题	主要生态系统服务功能	保护措施及发展方向
Ⅱ吉林中部台地生态区	Ⅱ 1 辽河平原土地保护与农业生态亚区	Ⅱ 1-2 四平台地土地资源保护与农业生态功能区	波状起伏台地区的水土流失，面源污染	农业生产与水土保持	控制黑土退化，调整农业结构，发展有机农业

4.2.7.2.评价区土地利用现状

本项目评价区总面积为 0.70km²，土地利用结构大体可分为 4 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) 交通运输用地—主要是指评价区内分布的公路（含乡村道路）用地；
- (3) 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、项目区域内工业用地；

(4) 林地—主要为防护林，树种为杨树。

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 4.2-28 土地利用类型一览表

类型	面积 (km ²)	比例 (%)
耕地（旱地）	0.41	58%
交通运输用地	0.0735	11%
工矿仓储用地	0.0965	14%
林地	0.12	17%
合计	0.7	100.0%

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 0.41km²，占评价区总体面积的 58%；次之林地为 0.12km²，占评价区总体面积的 17%；工矿仓储用地为 0.0965km²，占评价区总体面积的 14%；交通运输用地为 0.0735km²，占评价区总体面积的 11%。

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。

4.2.7.3. 土壤种类

(1) 土壤类型及分布

评价区内土壤类型主要为草甸土、黑土和白浆土三种土类。

①黑土

黑土是在温带湿润或半湿润气候草甸植被下形成的，具有深厚的腐殖质层，黑土地区的自然植被是草原化草甸等，主要植被有小叶樟、野豌豆、野火球等。局部水分较多时，有沼柳灌丛的出现。黑土区的成土母质主要是第三纪、第四纪更新世和第四纪更新世的沉积物，质地从砂砾到黏土，以更新世粘土或亚粘土母质分布最广，黑土区种植的农作物主要有玉米、大豆和春小麦。

②草甸土

盐化草甸土分布在低平地形部位。苏打盐化草甸土主要成土过程是在草甸化过程的同时，进行盐化过程，而碱化过程不明显。

盐化草甸土养分含量较高，表层有机质多在 3%—5%之间，全氮含量在 0.5—0.3%之间，全磷含量在 0.05%—0.1%之间。盐化草甸土的土体结构主要层次有黑土层、积盐层和母质层（含有较多的可溶盐类）。

草甸土的植被，草原植被以羊草和拂子茅为优势种，伴生有萎萎菜、地榆、胡枝子、蒿属、虎尾草、星星草等。

③白浆土

白浆土主要分布在黑龙江和吉林两省的东北部，白浆土的成土过程是由粘粒机械淋溶淀积、草甸腐殖化过程所组成，白浆土的土体构型主要为腐殖质层、白浆层、粘化淀积层、母质层等。白浆土质地比较粘重，土壤有机质含量表现出上下高中间低的趋势，自然荒地白浆土腐殖质层的有机质含量为 $60\sim100\text{g/kg}$ ，白浆层有机质含量只有 10g/kg 。

(2) 土壤有机质

据调查，本区的中腐黄土质黑土的有机质含量平均在 $20\sim30\text{mg/kg}$ 之间，浅位黄土质白浆土的有机质含量平均在 $30\sim40\text{mg/kg}$ 之间，草甸土有机质含量可在 40mg/kg 以上，冲积土有机质含量平均在 $20\sim30\text{mg/kg}$ 之间。

4.2.7.4 农田生态系统

(1) 耕地分布与类型

本评价区耕地总面积为 0.41km^2 ，耕地面积占评价区域总土地面积的 58%。全部为旱田。耕地植被类型比较简单，植被主要为玉米。

(3) 农业生态系统生产力

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，因此本区的农业生产水平也较高，玉米产量为 $8.8\text{t}/\text{hm}^2$ 。评价区农作物生产水平见下表。

表 4.2-29 评价区主要农作物产量统计

主要作物	单产 (t/hm^2)	面积 (km^2)	产量 (t)
玉米	8.8	0.41	360.8
合计	—	0.41	360.8

(4) 农田生态系统生物量

评价区内旱地农作物以玉米为主。依据作物产量与秸秆的比例，玉米的生物量估算为 $21.0\text{t}/\text{hm}^2$ 。评价区内农田生态系统生物量统计见下表。

表 4.2-30 评价区农田生态系统生物量统计

植被类型	面积 (km^2)	单位生物量 (t/hm^2)	生物量 (t)
玉米	0.41	21.0	861
合计	0.41	—	861

(5) 农田动物

评价范围内农业生产活动频度和强度都比较高，地域原有的野生动物基本消失，伴之而来的地域物种主要与农业生产活动有关，较大型哺乳类动物基本绝迹，但小型哺乳

类特别是鼠类仍为常见种。野生动物主要有普通刺猬（*Erinaceus amurensis Schrenk*）、东北兔（*Lepus mandschuricus Radde*）、黄鼬（*Mustela sibirica Pallas*）、褐家鼠（*Rattus nitidus*）、小家鼠（*Mus musculus L.*）、大仓鼠（*Cricetulus triton*）、东方田鼠（*Microtus fortis Buchner*）、普通田鼠（*Microtus arvalis*）等 10 余种啮齿目、兔形目和食肉目动物。

由于农业区内人类活动干扰较大，躲避天敌的条件较差，因此鸟类一般不会在此繁殖。区内鸟类主要为村栖型等伴人鸟类，如喜鹊（*P. pica sericea Gould*）、小嘴乌鸦（*C. corone orientalis Evers*）、麻雀（*P. montanus montanus*）、家燕（*H. rustica gutturalis Scopoli*）等。

（6）农田防护林体系

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

4.2.7.5.评价区野生动物调查

本评价区属于比较发达的农业区，村屯较密集，人口集中，农田面积大，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。野生动物主要有普通刺猬、东北兔、黄鼬、褐家鼠、小家鼠、大仓鼠、东方田鼠、普通田鼠等 10 余种啮齿目、兔形目和食肉目动物。

农区鸟类种类较少，多为村栖型鸟类，留鸟居多，基本没有迁徙鸟类在此栖息，但偶有经过。主要常见种为喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等。

在评价区农田内没有国家和吉林省重点保护的动物种类。

4.2.8.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_x，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 PM₁₀、NO_x 及非甲烷总烃均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）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

运至双伊联合站处理，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/T14848-2017）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噪声。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；修井固废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。

第五章 环境影响预测与评价

5.1.环境空气影响预测与评价

5.1.1.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、NO₂、SO₂、TSP等。

5.1.1.1.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_x、SO₂、烟尘和CO等。

经类比调查可知，非甲烷总烃、NO_x、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。

5.1.1.2.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 5.1-1 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 ³)	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/m³，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准要求。本项目施工与附近最近民宅距离220m，距离较近，在敏感点附近施工时，应合理安排施工时间，避开在风力较大等不利天气下作业，同时尽量缩短施工时间，剥离的表土应集中堆存，并遮盖苫布，在施工场地设置

临时围栏，严格落实各项废气污染防治措施，削减项目产生的扬尘对附近敏感点环境空气质量产生的不利影响。

5.1.1.3. 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。

5.1.1.4. 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。

5.1.2. 运行期环境空气影响分析

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。

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，各挥发烃挥发量相对较小。

本项目 P_{max} 最大值出现在伊 59-9-5 平台的非甲烷总烃， P_{max} 值为 1.02%，烃类气体（厂区内外）排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关排放控制要求。在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程。对区域大气环境影响小。

表 5.1-2 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/m³)	
1	油井场	油气集输、转运	NMHC	密闭集输、转运	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	4.0mg/m³	6.62
无组织排放总计							
无组织排放总计			NMHC				6.62

因此，本项目各区块在开发施工期和运行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。

5.1.3.闭井运行期环境空气影响分析

闭井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。

5.2.地表水环境影响预测与评价

5.2.1.施工期

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，完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。因此，正常情况下完井废水不会对地表水产生影响。

3.压裂返排液

本项目产生的压裂液返排液直接导入压裂液回收罐中，汽车拉运至双伊联合站压裂液处理系统处理达标后满足《碎屑岩油藏注水水质及分析方法》（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.试压废水

本项目管道试压介质为洁净水，试压废水中除含有少量铁锈及灰尘外，无其他污染物。管线试压废水由管线输送至双伊联合站进行处理达标后回注地下。

5.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。

5.2.2.运行期

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，本项油井运行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双伊联合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

本项目采用管线集输生产井洗井废水随采出液一并通过管线输送至双伊联合站处理达标后回注地下不外排。

3.采油废水

由工程分析可知采油废水排入双伊联合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。各联合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及分析方法》(SY/T5329-2022)标准 SS: 20mg/L、含油量: 15mg/L。

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，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/T5329-2022)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。

本项目污水处理措施处理后应达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2022)等相关标准要求后，方可回注地下，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，本项目可以满足相关要求。

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水质产生影响。

5.2.3.事故状态下对地表水环境影响分析

本工程距离较近的主要地表水体为向阳河，主要水体功能为农田灌溉用水。本项目

井场周围围堰、不设置泥浆池，废弃泥浆统一运至废弃泥浆处理站处理，不外排。在施工结束后，及时清理、平整井场。项目运行期油田开发产生含油污水均运至联合站处理后回注地下，试油、修井实现油土不落地、全部回收处理，修井采用清洁生产工艺，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，同时在井场设置围堰，正常情况下不会对周围地表水体产生不利影响。

施工期场地设置尽量远离地表水体，防止跑冒滴漏事故发生而影响周围地表水水质；运行期管线发生事故泄漏可能会导致原油或含油污水随地表径流进入水体对水质带来影响。石油类的污染，对水生生物的影响将可能持续数年或更长时间。

5.2.4.闭井期

闭井阶段虽然原油含水率提高，但产量明显下降，且油井逐渐关闭，故采出水量将明显减少直至为零，届时对地表水环境的影响将消失。

5.2.5.对二龙山水库生活饮用水源保护区的影响分析

由于油田开发区域广，油井数量多，特别是在修井过程可能产生落地油若得不到有效回收则有可能构成区域面源污染，在降雨形成地表径流作用下，有可能将污染物—落地油带入地表水体，势必会对地表水造成一定的污染。根据本工程规划的井位部署情况看，本项目油井虽然位于二龙山水库生活饮用水源保护区准保护区内，但最近井位与二级保护区距离约 14.4km，由工程分析可知，本工程在修井作业时由于采用了清洁生产工艺，运行期不再有落地油产生，即使有少量落地油产生，因油区内地表大部分为农田，经土壤降解以及油区内道路的阻隔，落地油也基本不会进入二龙山水库，因此本工程开发对二龙山水库生活饮用水源地水质影响不大。

5.3.地下水环境影响分析与评价

油井施工和开发过程中，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。

1.废水污染源

开发施工期对地下水影响的主要因素是钻井废水和生活污水，生产运行期的主要影响因素为井下作业废水、含油废水。钻井废水、井下作业废水的污染物基本相同，主要污染物为石油类，SS、COD、挥发酚等；含油废水主要污染物为 SS、石油类；生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、NH₄-N、SS 等。

2.固体废物污染源

开发施工期油田固体废物主要为废弃泥浆、钻井岩屑和生活垃圾等；生产运行期采

用清洁生产工艺，井下安装卸油器，井口应用油杆刮油器，井口布置箱式清洁修井平台，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，含油废物送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。

5.3.1.施工期

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附近废弃泥浆处理站进行处理。对本区地下水基本不会产生不利影响。

拟建工程均未在地下水水源地保护区范围内，且拟建项目占地范围内无地下水集中式饮用水源保护区及补给径流区、地下水资源保护区、生态脆弱重点保护区域、地质灾害易发区、重要湿地以及沙化土地封禁保护区等地下水敏感区域，周边村屯多以集中式及分散式开采新近系碎屑岩孔隙裂隙承压水层的地下水，因此本项目的开发建设基本不会对周围地下水水源产生影响。

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。

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。目前吉林油田钻井过程中加设高强度表层套管，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。

5.3.2.运行期

5.3.2.1. 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

本项目采油废水、洗井废水、修井废水均全部收集后排入双伊联合站处理达标后回注地下，不外排，正常情况下不会对地下水造成不利影响。

2. 落地油对地下水环境影响

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，定期抽至罐车运往采油厂联合站进行处理，方箱定期运回联合站清理箱中含油废物，含油废物送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影响

注水井固井质量良好，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，有效防止了套外返水对地下水的影响；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，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。

5.3.2.2. 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，主要是集输管线发生腐蚀或断裂，原油泄漏后可能对潜层地下水造成不利影响；采油井套外返水事故时，穿透含水层污染承压水。故本次以集输管线发生泄漏事故和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。

1. 管线泄漏

（1）预测层位

项目输油管道埋深为地面下 2m，区域地下水浅层潜水埋深一般为 5—10m，管线埋深位于水位埋深以上。本项目油井集油管线发生破裂时，主要影响区域第四系孔隙潜水含水层。

（2）预测时段

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水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、5000d，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，重点预测对地下水保护目标的影响。

（3）评价因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

（4）预测源强

油田开发油井管线穿孔造成的原油泄漏可能对地下水造成影响，本项目油井单井最

大产油量 3.5t/d，集油管线发生泄漏，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，该泄漏可在 1h 内发现，并采取关闭阀组等措施进行控制，石油类泄漏量约为 14.58kg。事故状态下污染物源强计算详见下表。

表 5.3-1 事故状态下污染物源强计算表

工程项目	预测因子	单井产油量 (t/d)	渗漏损失率 渗漏量 (%)	时间 (h)	原油量 (kg)	污染物排放模式
原油集输	石油类	3.5	10	1.0	14.58	短时

(5) 预测模型

由于本项目的污染物排放对地下水流场没有明显的影响，项目区内含水层的基本参数（渗透系数、有效孔隙度）不会发生变化。因此采用解析模型预测污染物在含水层中的扩散预测。根据污染源的具体情况，排放形式及排放规律将污染源概化为点源、连续恒定排放。

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于集油管线泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

①污染特征因子在包气带中的运移模型选择一维半无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型：

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} erfc\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L t}} erfc\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C(x, t)—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/L；

u—水流速度，m/d；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

erfc()—余误差函数。

②瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源

$$C(x,y,t) = \frac{m_M/M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中：x, y—计算点处的位置坐标；

t —时间, d;

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的浓度, g/L;

M —含水层的厚度, m;

mM —瞬时注入的质量, kg;

u —水流速度, m/d;

n —有效孔隙度;

DL —纵向弥散系数, m^2/d ;

DT —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d 。

③水文地质参数的确定

含水层的有效影响厚度 M : 含水层厚度采用平均值 2.2m, 水流速度 u 为 7.2m/d, 含水层的有效孔隙度为 0.27。

弥散系数: 纵横弥散系数根据含水层岩性及渗透系数、水力坡度等因素, 参照相同地区的经验值确定。

根据水文地质资料, 区域地下水纵向弥散系数 $0.398m^2/d$, 横向弥散系数 $0.031m^2/d$ 。选取地下水石油类 $\leq 0.05mg/L$ (参照《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2022) 附录 A 中石油类限值), 化学反应常数为 0。各项参数的选取结果见下表。

表 5.3-2 各项计算参数选取结果一览表

项目 参数	M 2.2	u 0.028	n 0.27	DL 0.398	DT 0.031
----------	------------	--------------	-------------	---------------	---------------

(6) 预测结果

本项目管线泄漏对潜水含水层的预测结果见下表。

表 5.3-3 管线泄漏在潜水含水层的预测结果表

漏失时间 (d)	下游最大浓度值 (mg/l)	超标面积 (m^2)	最大超标距 离 (m)	影响面积 (m^2)	最大影响距离 (m)
100	175.848566572442	1138	39.8	1368	42.8
1000	17.5848566572442	8180	125	10437	138
5000	3.51697133144883	29696	325	40929	357

注: “影响面积”与“最大影响距离”中的“影响”指的是“超过检出限”。

由上表可知, 泄漏事故发生后 100 天时, 预测超标距离最远为 39.8m; 1000 天时, 预测超标距离最远为 125m; 5000 天时预测超标距离最远为 325m。项目下游无村屯, 侧游村屯最近距离为 220m, 但横向弥散系数仅为纵向弥散系数十分之一, 项目对地下水饮用水源井影响较小。

2. 套外返水

(1) 预测层位

根据多年油水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 3.5t/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 350kg/d。事故状态下污染物源强计算表见下表。

表 5.3-4 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	污染物排泄模式
		t/d	%	d	kg/d	
石油开采	石油类	3.5	10	300	350	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 5.3-5 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	0.4
	水动力弥散系数	D _{ij}	DL=0.2; DT=0.015

(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：

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

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

式中：x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y)—t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 5.3-6 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	36	838	40	1019
	1000	147	8574	158	10359
	5000	462	47793	486	56508

由预测结果可知, 100 天, 超标距离为下游 36m, 1000 天, 超标距离为下游 147m, 5000 天, 超标距离为下游 462m, 本项目井场距村屯水源井最近距离为 280m, 本项目若发生套外返水事故时, 将可能对下游方向的村屯地下水带来一定程度的石油类污染影响。吉林油田公司建立有完整的防御系统, 将及时发现套外返水事故并将事故进行妥善处理, 采取相应措施后, 基本不会对附近村屯地下水水质产生影响。建设单位应加强管理, 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, 立即对油井或注水井止水封井, 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。

5.3.3.闭井期

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, 则不会对地下水产生影响。

5.4.噪声环境影响预测

5.4.1.预测范围

各个钻井平台外扩 250m 以及管线两侧各 200m 范围，与评价范围相同。

5.4.2.预测点和评价点确定

建设项目评价范围内无声环境保护目标，故以本项目建设边界作为预测点和评价点。

5.4.3.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： LP — 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。

5.4.4.施工期噪声影响分析

5.4.4.1.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。

5.4.4.2. 预测结果及分析

1. 钻井噪声预测评价计算结果见下表。

表 5.4-1 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	400
噪声值	93	73	67	63.5	61	59	55	53	49.5	47	45	41

本项目钻井井场占井场宽度不等，单井井场最大为 100m×100m，由预测结果可知，80m 处噪声值为 55dB(A)，满足《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025) 中标准限值要求。

根据本工程规划的井场部署情况看，本次开发工程规划的井场距离附近村屯最近距离为 280m，钻井井场噪声对敏感点的噪声预测叠加值可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 1 类标准。因此本工程钻井期间对周围居民产生不利影响较小。

为减少居民区附近钻井时产生的噪声对居民产生影响，应尽量缩短钻井时间，随钻井施工的结束，施工期噪声影响也将随之消失，本项目钻井时产生的噪声对居民的影响时间有限。

2. 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。

5.4.5. 运行期噪声影响分析

1. 抽油机运行噪声影响分析

通过抽油机噪声现场实测结果，单台为 68~69dB(A)。本次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 60dB(A) 为源强进行预测。伊+45-8-1、伊 45-4-6 及伊+45-6-6 依托伊 45-2-1 老井场，现有井场有 1 口采油井，整个平台共 4 口油井，伊+45-8-9 依托伊 45-5-4 老井场，现有井场有 2 口采油井，整个平台共 3 口油井，伊 59-7-2、伊 59-15-6、伊 59-13-6、伊 59-9-2、伊 59-11-4 依托伊 59-9-5 老井场，现有井场有 2 口采油井，整个平台共 7 口油井，伊 70 依托伊 22-7-11 老井场，现有井场有 3 口采油井，整个平台共 4 口油井，伊 71 依托伊 59-11-21 老井场，

现有井场有 8 口采油井，整个平台共 9 口油井。抽油机噪声对环境影响预测见下表。

表 5.4-2 抽油机对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	110	130
1 口井噪声值 dB(A)	58.0	52.0	48.5	45.9	44.0	42.4	41.1	39.9	38.9	38	36.6	34.5
3 口井噪声值 dB(A)	62.8	56.8	53.3	50.7	48.8	47.2	45.9	44.7	43.7	42.8	41.4	39.3
4 口井噪声值 dB(A)	64.0	58.0	54.5	51.9	50.0	48.4	47.1	45.9	44.9	44.0	42.6	40.5
7 口井噪声值 dB(A)	66.4	60.4	56.9	54.3	52.4	50.8	49.5	48.3	47.3	46.4	45.0	43.1
9 口井噪声值 dB(A)	67.5	61.5	58.0	55.4	53.5	51.9	50.6	49.4	48.4	47.5	46.1	44.2

根据预测结果，单井抽油机噪音昼间 10m，夜间 30m 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，3 口井平台昼间 20m，夜间 50m 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，4 口井平台昼间 20m，夜间 50m 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，7 口井平台昼间 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，9 口井平台昼间 30m，夜间 80m 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。

部分井场边界不能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类区标准要求，在采取以下措施后方可达标。

1、在选择采油装备时，选购性能优、质量好、噪音低的设备，选取螺杆泵抽油机，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，防治设备带病运转，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。

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 280m，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，运行期采油机噪声不会对附近居民产生影响。

5.4.6.闭井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，随着闭井期的结束，井场将逐步恢复到未开发前的原有声学环境。

5.5.固体废物处理、处置与影响评价

5.5.1.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.生活垃圾

施工过程中，施工人员产生生活垃圾统一收集，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。

5.5.2.运行期固体废物排放影响分析

1.落地油（含油附着物）

运行期在修井作业时，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，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，修井时产生的落地油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.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。

5.5.3.闭井期固体废物环境影响分析

在油田进入服务末期后，油田各种采油井设备开始老化，修井次数明显增加，落地原油的产生量将逐渐增多，但由于这一时期关闭的油井也在逐渐增多，因此，落地油的总趋势将呈逐渐减少，对井场附近的土壤的污染也逐渐减轻。最终，在油井全部关闭后，将不会再有落地油的排放。

5.6.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。进入生产运行期后，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。在闭井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，对生产运行期和闭井期生态影响仅做简单分析。

5.6.1.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、原油集输管道敷设、道路建设等方面。本项目涉及的临时占地主要包括钻井井场、井间支路临时占地，当道路和管道铺设完成后，临时占地将全部恢复原貌。

本项目区域植被主要以人工植被为主，区域以水田为主。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、场站、原油集输管道敷设、道路建设等方面。工程建设完成后，临时占地将全部恢复原貌。

1.占用农田面积

本项目施工期占用农田面积 2.3325hm^2 ，生产期永久占用农田面积 0.18hm^2 ，施工结束后对临时占地 2.3325hm^2 的农田需要复垦，进入闭井期后，永久占地 0.18hm^2 的农田需要复垦。本项目占用农田面积统计详见下表。

表 5.6-1 工程占用农田面积统计

占地部门	临时占用农田 (hm^2)	永久占用农田 (hm^2)	需要恢复的占地 (hm^2)
	旱地	旱地	旱地
井场	1.9125	0.18	1.9125
管线	0.42	/	0.42
合计	2.3325	0.18	2.3325

2.对基本农田的影响分析

本项目位于四平市伊通满族自治县境内，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。项目临时占用农田2.3325hm²，均为基本农田。永久占用的农田0.18hm²，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. 对农业生态系统的影响分析

本项目占地均为管线及井场施工临时占地，会对当地农田生态系统以及农作物产量产生一定影响。但该影响持续时间较短，而管线铺设完成后，临时占地将全部恢复原貌，因此从长期角度对当地农田生态系统影响较小。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。施工期占用农田面积2.3325hm²，生产期永久占用农田面积0.18hm²，项目对农作物的影响主要为对玉米的影响。

本项目占地对农作物产量的影响分析见下表。

表 5.6-2 本项目占地对农作物产量影响分析表

时期	植被类型	面积 (hm ²)	单位产量 (t/hm ²)	总产量 (t)
施工期	玉米	2.3325	9.5	22.15875
运行期	玉米	0.18	9.5	1.71
合计		2.5125	/	23.86875

施工期如果安排在作物生长期，可对农作物造成损失；如果施工期安排在播种前、秋后和冬季封冻期间进行，则不会对农作物造成产量和经济的直接影响；若施工期无法避开农耕季节，应进行合理补偿，临时占用的农田可在一段时间后得到完全恢复。

4. 工程占地对植被生物量的影响分析

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/hm²计算。本项目占地生物量损失统计情况详见下表。

表 5.6-3 工程占地生物量损失统计

时期	植被类型	面积 (hm ²)	单位生物量 (t/hm ²)	总生物量 (t/a)
施工期	玉米	2.3325	24.9	58.07925
运行期	玉米	0.18	24.9	4.482
合计		2.5125		62.56125

综上，施工期临时占地引起的植被生物量损失总计约62.56125t/a，但随着施工期结

束会显著降低，对环境的影响也随之减少。

5.6.2. 对区域野生动物影响分析

1. 油田开发噪声对野生动物影响分析

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，本项目施工期安排在冬季，尽量避开鸟类繁殖期、迁徙期。本项目施工期较短，且钻井时间更短，因此，本项目开发不会对鸟类等野生动物产生明显的干扰。

2. 景观变化对野生动物影响分析

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。前已述及，评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等村栖型动物，因此油田开发活动不会对区内野生动物构成直接影响。随着油田运行期的延长，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。

5.6.3. 闭井期生态环境影响分析

油田闭井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 0.18hm^2 ，闭井期，道路和井场永久占地将恢复原植被类型。

闭井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。

5.6.4. 水土流失影响分析

运行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。

5.6.5.对基本农田影响分析

本项目位于伊通县境内，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0.18hm²，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2.3325hm²，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。

5.6.6.对黑土地保护影响分析

本项目位于伊通县境内，项目临时占用农田2.3325hm²，施工阶段会占用一定的黑土地，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，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。本项目占地面积较小，采取一系列黑土地保护措施后，对黑土地影响较小。

5.7.土壤影响预测与评价

5.7.1.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：

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

式中：W—预测的土壤侵蚀量，t；

F_t—预测的土壤侵蚀面积，km²；

M_t—背景土壤侵蚀模数，t/km²·a；

K—土壤侵蚀模数加速系数；

T_t—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 2.3325hm²，运行期永久占地合计扰动土壤面积约为 0.18hm²，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 5.7-1 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 ²)	背景侵蚀模数(t/km ² ·a)	背景侵蚀量(t/a)	侵蚀模数(t/km ² ·a)	侵蚀量(t/a)	增加量(t/a)
施工期	旱地	2.3325	1000	23.325	2500	58.3215	34.9875
生产期	旱地	0.18	1000	1.8	1500	2.7	0.9
合计		2.5125	/	25.125	/	61.0125	35.8875

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 23.325t/a，与背景土壤侵蚀情况相比增加了约 34.9875t/a 的流失量；运行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 2.7t/a，比背景增加土壤侵蚀量约 0.9t/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。

5.7.2 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 2.3325hm²，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如下：

(1) 破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，管道在开挖和填埋时，必将破坏土壤结构，干扰

了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

（2）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，管道的开挖与回填，会混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育、植被的恢复。

（3）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产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

2.压裂返排液对土壤影响

压裂返排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 100m³/d，压裂返排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，压裂返排液对土壤产生影响的可能性很小。

5.7.3.运行期对土壤的影响分析

1.正常情况下

本项目正常情况下不会产生落地油，不会对土壤造成污染。

2.非正常情况下

本项目仍存在土壤污染影响型因素，建设项目油井、集输管线破损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）集输管线穿孔或断裂，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。

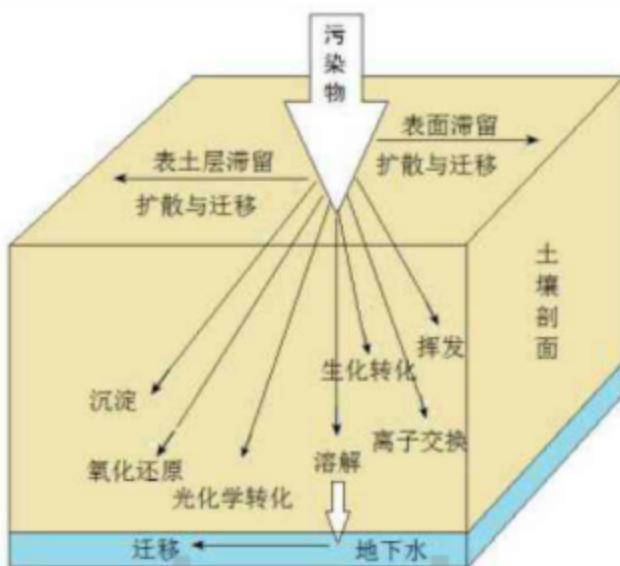


图 5-1 土壤影响示意图

3 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。

4 土壤污染预测与评价

本项目土壤影响途径主要为事故状态下垂直渗入影响。

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。泄漏浓度根据产能预测表，计算结果见下表。

表 5.7-2 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	石油类浓度($\times 10^4 \text{mg/l}$)
非正常工况	集输管线	石油类	35.23

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：

θ —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以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 Van Genuchten-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：

θ_r —土壤的残余含水率, %;

θ_s —土壤的饱和含水率, %;

α —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:

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

式中：

c —污染物介质中的浓度, mg/L;

D —弥散系数, m²/d;

q —渗流速率, m/d;

x —沿 x 轴的距离, m;

t —时间变量, d;

θ —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

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

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

第二类 Neumann 零梯度边界

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

3) 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：集输管线出现泄漏，对典型污染物砷、石油类在包气带中的运移进行模拟。

根据现场水位统测结果，项目区地下水平均埋深约为 5.6m，参照调查地层资料，模型选择自地表向下 5.6m 范围内进行模拟。自地表向下至 5.6m 处分为 2 层，杂填土厚度约 0.8~3.70m、粉质粘土层厚度约 1.60~5.20m。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、1.90cm 和 250cm。

③ 参数选取

土壤水力参数值见下表。

表 5.7-3 土壤水力参数

土壤厚度 (cm)	土壤类型	残存含水率 θ_r (%)	饱和含水率 θ_s (%)	经验参数 $a(cm^{-1})$	曲线形状 参数 n	渗透系数 ks (cm·d ⁻¹)
520	粉质粘土	0.07	0.36	0.005	1.09	0.48

溶质运移模型方程中相关参数取值见下表。

表 5.7-4 溶质运移土壤特定参数

土壤厚度 (cm)	土壤类型	土壤密度 ρ (g/cm ³)	纵向弥散系数 DL (cm)
520	粉质粘土	1.72	10

④ 边界条件

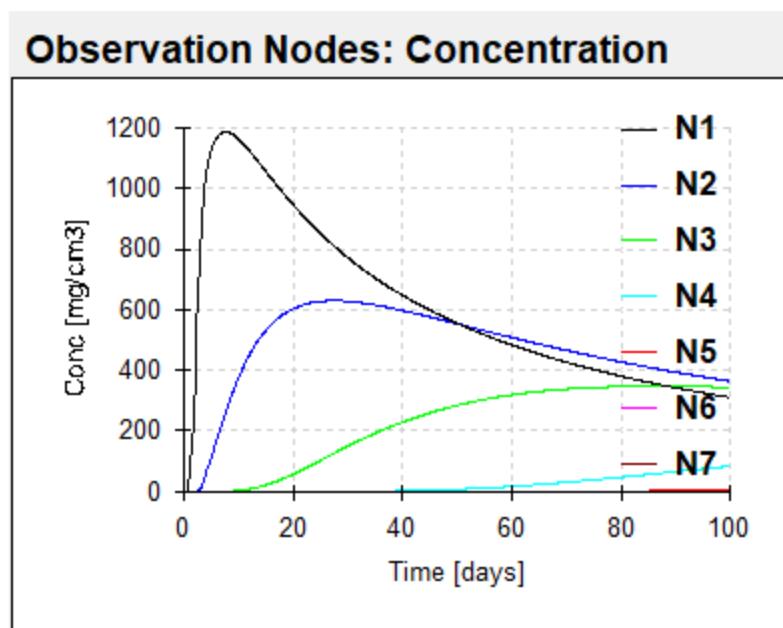
对于边界条件概化方法，综述如下：

- 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。

4) 模型预测结果

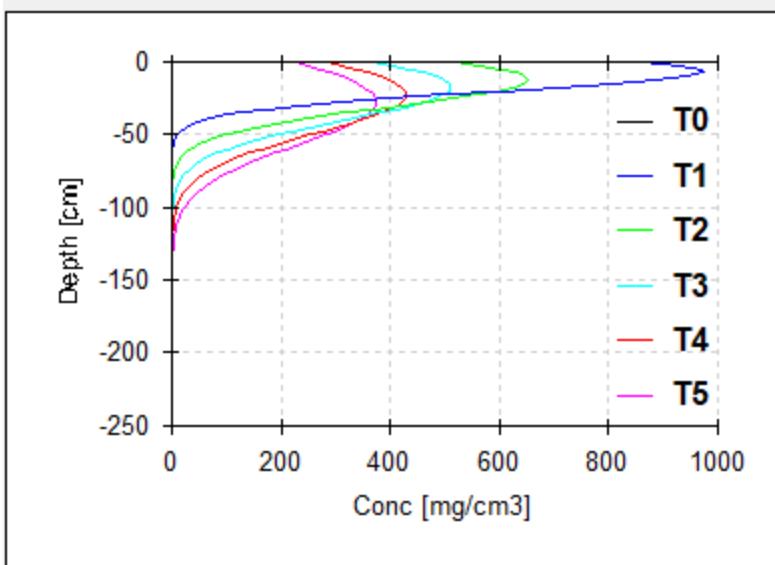
本次模型中没有考虑污染物自身降解、滞留等作用。

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： $M \text{ (mg/kg)} = \theta C / \rho$ （其中 θ 为土壤含水率，单位为 cm^3/cm^3 ， C 为溶质浓度、单位为 mg/L ， ρ 为土壤密度、单位为 g/cm^3 ）。



不同深度各观测点浓度随时间变化情况图

Profile Information: Concentration



不同时间污染物浓度随深度变化

由上图可知，土壤垂直方向污染主要集中在0~35cm的表层土壤中。由于土壤本身具有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。事故时排放的含油附着物量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤—植物及土壤—食物链系统的环境质量。因此，油田生产中，一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对含油附着物进行回收，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。

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

5.8 环境风险事故分析

5.8.1 评价依据

1、风险调查

本工程建设内容主要为新建油井及配套管网，施工期涉及的主要风险物质为柴油，运行期涉及的主要风险物质为原油。

2、风险潜势初判

风险物质数量及临界值比值（ Q ）计算如下表所示。

表 5.8-1 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	14.5	2500	0.0058	《建设项目环境风险评价技术导则》 (HJ169-2018)
2	柴油	14.5	2500	0.0058	
3	原油	70	2500	0.028	
4	原油	2	2500	0.0008	

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

3、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 5.8-2 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 1.6.7，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

5.8.2 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，详见下表。

表 5.8-3 拟开发工程主要环境保护目标一览表

名称	坐标		保护对象	规模(人)	环境功能区	相对方位	相对距离/m
	经度	纬度					
靠山镇	125.0277615	43.38059853	居民	1000	二类区	伊 45-4-6 平台北侧	1060
东榆树底下	125.0257874	43.37379847	居民	200	二类区	伊 45-4-6 平台北侧	450
西榆树底下	125.0234699	43.36833916	居民	50	二类区	伊 45-4-6 平台东侧	400
西南屯	125.0095654	43.36297295	居民	200	二类区	伊 45-4-6 平台西侧	1580
段家屯	125.019393	43.35342492	居民	150	二类区	伊+45-8-9 平台西南	1540
河沿村	125.0268602	43.35779349	居民	120	二类区	伊+45-8-9 平台南侧	730
南河沿屯	125.0287056	43.35292564	居民	120	二类区	伊+45-8-9 平台南侧	1200
东河沿	125.0375462	43.35882317	居民	120	二类区	伊+45-8-9 平台东南	820
新民屯	125.0508499	43.35752826	居民	150	二类区	伊+45-8-9 平台东南	1500
庄稼屯站	125.0559139	43.35411143	居民	120	二类区	伊+45-8-9 平台东南	2000
西护山屯	125.0403786	43.38114437	居民	150	二类区	伊 71 井西北	300
东护山屯	125.0491333	43.38452849	居民	100	二类区	伊 71 井东北	300
黄家洼子	125.0561929	43.37342413	居民	130	二类区	伊 71 井东南	810
冯家沟	125.043726	43.39204461	居民	50	二类区	伊 71 井北侧	1200
护山村	125.0620937	43.38621268	居民	200	二类区	伊 59-15-6 平台西北	330
侯家屯	125.0652909	43.38098842	居民	300	二类区	伊 59-15-6 平台南侧	280
西团结	125.0756764	43.38680526	居民	110	二类区	伊 59-15-6 平台东侧	480
东团结	125.08147	43.38850498	居民	100	二类区	伊 59-15-6 平台东侧	960
石家庄	125.0575447	43.39681578	居民	150	二类区	伊 59-15-6 平台西北	1270
陈杂铺	125.0956965	43.38646219	居民	200	二类区	伊 59-15-6 平台东侧	1940
东任家屯	125.0896883	43.3810664	居民	120	二类区	伊 59-15-6 平台东南	1560
西任家屯	125.0811052	43.37769768	居民	100	二类区	伊 59-15-6 平台东南	1100
西沟屯	125.0902677	43.39907649	居民	80	二类区	伊 59-15-6 平台东北	2100

5.8.3 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 5.8-4 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 5.8-5 主要危险物料特性一览表

序号	介质名称	常温状态	闪点°C	引燃温度°C	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 5.8-6 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°C	常温~500	闪点°C	26~32.2			
	凝固点°C	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°C	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。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。喷水冷却燃烧罐和临近罐，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。

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 5.8-7 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	原油	井喷、火灾、爆炸	甲类
集输系统	集输管线	原油	泄漏、火灾、爆炸	甲类

3. 可能影响环境的途径

根据本项目的特点，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集油管线因腐蚀穿孔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）设备及施工缺陷

- ①管线焊接不严，检测有误，造成泄漏；
- ②管线防腐涂层质量差，造成管线腐蚀；
- ③管材或连接缺陷，造成管线断裂，污水泄漏；
- ④操作失误引发的风险事故；
- ⑤设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；
- ⑥动力故障引发的事故，如停电造成的阀门无法关闭、通讯线路中断无法传递控制指令等导致事故发生；
- ⑦在管线近旁或上方进行其他生产活动时的挖掘，造成管线破裂；
- ⑧其他选线不当或设计有误导致的事故风险。

（2）输油管线的腐蚀

输油管线的腐蚀原因一是埋地土壤对管线的腐蚀，二是管线内液体对管线壁的腐蚀。管线腐蚀是油田开发存在的主要风险因素。

输油管线所输送的石油含有一定量的水分，水中含有的各种盐类容易对管壁造成腐

蚀。针对本区块土壤类型的特点，本项目管线均采用耐腐蚀性强、使用寿命长、介质流动性好的高压玻璃钢管线，同时采用夹克管保温、防水，以满足输送需求。管线服务寿命长达 20~30 年，可保证油田开发期、生产期的输油任务。若发生输油管线因腐蚀泄漏时，由于管线压力变化比较容易发现，及时采取必要的处理措施则可以将造成的污染局限于局部环境，而不会造成大面积的区域性污染。

（3）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管线泄漏、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。

（4）人为事故

违反操作规程造成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。

5.8.4. 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 0.01~100 $\mu\text{g}/1000\text{m}^3$ ，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 0~20cm 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，运行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。

近年来，吉林油田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，运营期井场周围设置不低于 30cm 围堰，最大限度的减少含油废物在雨季或洪水时随地表径流汇入水体，避免对地表水污染。

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、压裂返排液、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、压裂返排液、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。运输过程中，运输车辆产生的扬尘对附近敏感点环境空气质量产生不利影响，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。

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。

拉运过程中如发生事故，直接的后果可能是废水、压裂反排液、废弃泥浆、原油等进入周边土壤中，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，驾驶员在驾驶过程中应尽量避让村屯，路过村屯时应减速慢行，减少鸣笛。

本项目位于二龙山水库生活饮用水水源保护区准保护区内，运输车辆应在驾驶过程中减速慢行，谨慎驾驶。

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 $20m^3$ ，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。

第六章 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。

6.1.规划、设计期间应采取的环境保护措施

1.井场和选址措施

要求井口距高压线、地下电缆及其它永久性设施不小于 75m；井场边缘距民宅距离不小于 100m；距铁路、高速公路距离不小于 200m；距学校、医院、油库、人口密集性及高危场所等不小于 500m。若安全距离不能满足上述规定，由油田分公司主管部门组织相关单位进行安全评估，按评估意见处置。

2.设置井场时，在保证需要条件下，应利用自然的或原有的开阔地以减少对环境的影响。从清洁生产角度考虑，在井场布设中在满足钻井设计要求的前提下，减少农田占地面积，并易于管理。

6.2.废气污染防治措施

6.2.1.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，施工场地四周设置不低于 1.8m 的硬质全围挡；并修建水喷淋装置和防渗的车辆轮胎冲洗池，冲洗运输车辆及轮胎上的泥土和粉尘，车辆采取全封闭方式运输，减轻二次扬尘污染；冲洗池中的废水应处理后回用于施工场地及道路降尘，不得外排；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》（GB3095-2012）中二级标准要求。

3.汽车尾气

施工车辆定期进行汽车尾气检测，应选择尾气达标排放车辆。

6.2.2.运行期

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以及配套的原油稳定。本项目采取密闭集输工艺，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，提高密闭程度，大大降低了区域烃类气体的挥发量。

运行期站场厂界非甲烷总烃无组织排放，应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相关要求，在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程。

加热炉是油田生产运行期间的主要空气污染源。采用天然气为燃料的加热炉排放的烟气中各类污染物排放浓度可以满足排放标准的要求。

6.2.3.闭井期

闭井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。

6.3.废水污染防治措施

6.3.1.施工期

1.钻井废水及完井废水

钻井废水及完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及完井废水外排的问题，钻井废水及完井废水统一用罐车运附近废弃泥浆处理站集中处理。

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、污油、钻井液等流体流入田间或进入水渠，防止地表水被污染。

2.压裂返排液

本工程产生的常规水基胍胶压裂液含 0.25%—0.3% 蹼胶，滑溜水中减阻剂 0.5kg/m³，不属于挥发性有机液体。压裂返排液直接导入压裂液回收罐中，然后运至双伊联合站污水处理系统，能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》要求，回注地下。各依托场站处理能力能够满足本项目压裂返排液处理需求，贮存池采取严格防渗，运来的压裂返排液先放置在贮存池内，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.试压废水

本项目试压作业采用清水试压，主要污染物为 SS，试压完毕后的废水送双伊联合站进行处理后回注。

4.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。

6.3.2.运行期

1.采油废水

根据油田开发方案，本项目采油废水由双伊联合站处理，经管道密闭集输方式输送至联合站污水处理系统处理后，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求回注地下油层，不外排。

2.修井废水

本项油井运行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双伊联合站含油污水处理系统处理达标，回注地下油层，不外排，修井废水罐车大部分采用底部装载方式，少数情况采用顶部浸没式装载，出料管口距离罐（槽）底部高度小于200mm。罐车卸出口采取与环境空气隔离的措施，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)标准。

3.洗井废水

本项目采用管线集输生产井洗井废水随采出液一并通过管线输送至双伊联合站处理达标后回注地下不外排。能够实现管线密闭集输。

6.3.3.对二龙山水库生活饮用水水源保护区的保护措施

1.首先，工程实施放井时，应尽量远离地表水体；其次合理选择施工季节，避免雨季施工，钻井期间如遭遇连续雨天，则应停止施工；建议最好选择在冬季或枯水期施工。此期间发生洪水和暴雨的概率极低，因此，对地表水体造成风险污染事故的概率也极低。

2.根据油田安全生产的相关要求，每个井场四周均需设置围堰，一般高30cm，以防止钻井期间的废液、废水以及固体废弃物进入地表水体，避免地表水污染风险事故发生。

3. 钻井泥浆采用泥浆拉运集中处理，钻井井场内不设置泥浆池。

6.4.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。

6.4.1.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（本工程各井位的表层套管下置深度可达 300m），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. 膨润土和纯碱等原材料集中堆放并加盖苫布，对场地地面进行硬化并铺垫防渗布。

5. 对柴油储罐罐体进行防腐防渗处理，并定期检查。

6. 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。

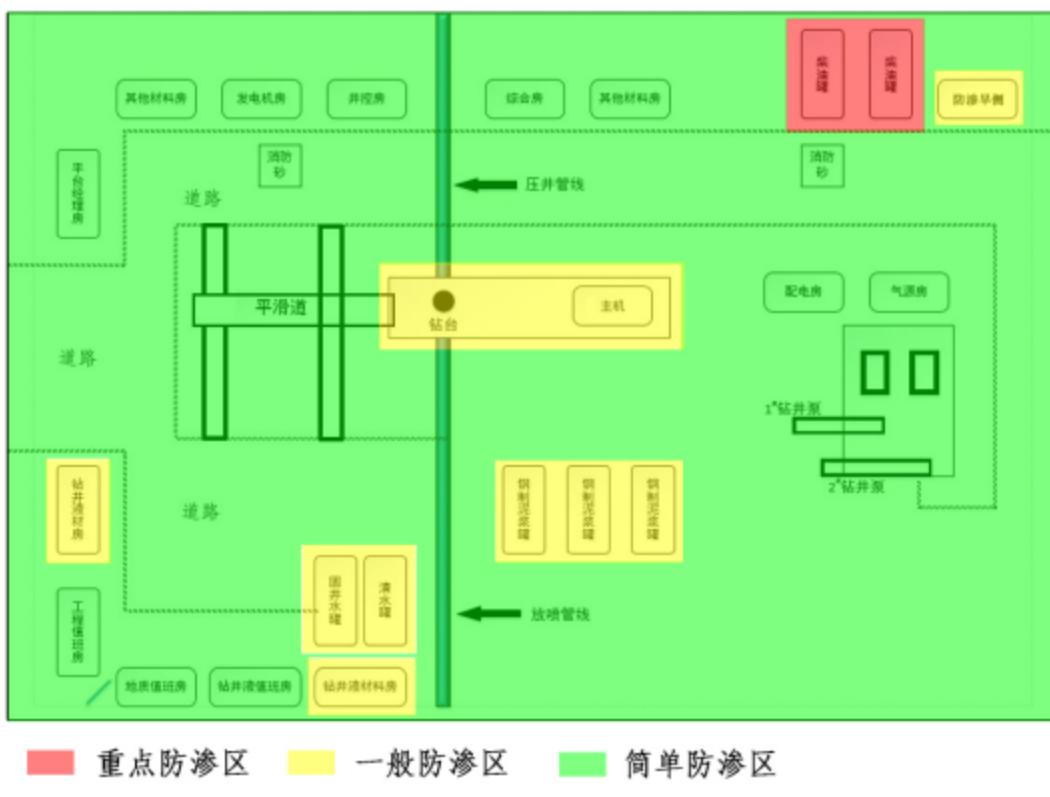
7. 为防止在钻井过程中泥浆渗漏、流失污染地下水，第一次开钻用清水钻井，下入金属套管后，第二次开钻可改用泥浆钻进。

8. 制定地下水跟踪监测计划，定期委托有资质的单位对地下水水质进行监测。

9. 油田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但原油、含油污水的突发性泄漏，如处理不及时则可能造成污染。因此按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）的有关要求，提出防渗措施，具体防渗措施见下表。防渗工程设计方案详见下表。

表 6.4-1 地下水污染防治措施分区一览表

防渗分区	井场分区	防渗技术要求	具体防渗内容
重点防渗区	柴油罐区	等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$	地面结构层下铺设厚 2mm 高密度聚乙烯 (HDPE) 土工膜构筑防渗层, 防渗系数为 $2 \times 10^{-13}\text{cm/s}$
一般防渗区	钻台主机、水罐、钻井材料房、钢制泥浆槽、防渗旱厕	等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$	人工材料防渗层, 厚 2mm 土工膜构筑防渗层, 渗透系数 $2.0 \times 10^{-10}\text{cm/s}$
简单防渗区	其他区域		对井场地面进行碾压平整夯实



10. 地下井管防渗措施

对使用双层套管技术进行清洁生产, 使表层套管固井水泥浆必须返至井口, 保证固井质量, 确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层; 完井后对套管做固井质量验收。发现异常情况及时处理, 防止污染地下水。

6.4.2. 运行期

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.运行期提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，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.废水回注可行性：盖层是与储集层紧连的低渗透层，可保护储集层中的油气不向上逸散。盖层多由泥岩、页岩、膏岩和盐岩或泥灰岩等构成。盖层的好坏与油气在地壳中的聚集和保存关系密切，故盖层是形成油气藏不可缺少的条件。而回注井所钻的层位具有良好的盖层。

8.油田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但原油、含油污水的跑、冒、滴、漏，如处理不及时则可能对地下水造成污染，因此对工程实施污染分区防治措施：

①油水井井场防渗措施

油田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但原油、含油污水的跑、冒、滴、漏，如处理不及时则可能对地下水造成污染，油水井井场地面属于简单防渗区，对井场地面进行碾压平整夯实，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）简单防渗要求。定期对油水井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油水井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

②集油管道防渗措施

地下集油管道属于重点防渗区，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）防渗技术要求为等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ ，地面结构

层下铺设厚 2mm 高密度聚乙烯 (HDPE) 土工膜构筑防渗层，防渗系数为 $2 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ；管道的连接方式应采用焊接；定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，进一步防止污染地下水。

9.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、环空压力、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 $300\text{m}^3/\text{d}$ 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 $300\text{m}^3/\text{d}$ 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) 一旦发生管线泄漏或套外返水等事故，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。

10.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。

6.5.固体废物的治理措施

6.5.1.施工期

6.5.1.1.钻井泥浆

1、采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。

6.5.1.2.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。

6.5.1.3.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，由环卫部门统一收集处置，不会对周围环境造成二次污染。

6.5.2.运行期

本项目生产运行期固体废物主要为修井含油废物，属于危险废物，提出以下防范措施：

1.收集环节

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，定期抽至罐车运往采油厂联合站进行处理，方箱定期运回联合站处理箱中附着物，修井结束后及时回收含油附着物，委托有危险废物处理资质的单位进行处理，环境风险较小。

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，可进一步减少落地油的产生量。

2. 储存环节

吉林东部油气新能源公司修井产生修井含油废物暂存于双伊联合站油土贮存池，定期委托公主岭市明天环保再生能源有限公司处理进行处理。双伊联合站油土暂存池有效容积 2000m^3 ，实际暂存量约 300m^3 ，辖区内建及拟建工程最大产生量约 0.1m^3 ，剩余暂存量约 1699.9m^3 。

3. 运输、处置环节

吉林东部油气新能源公司的落地油（土）定期由有资质的专业单位进行处理，并依法签订了危险废物处置合同，并在合同中明确了运输、处置两个过程中双方的法律责任。公主岭市明天环保再生能源有限公司于 2024 年 12 月 25 日变更危险废物经营许可证，危险废物经营许可证编号为 2203810135，该企业经营类别为收集、贮存、利用 HW08 废矿物油与含矿物油废物中 251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、900-201-08、900-203-08、900-204-08、900-209-08、900-214-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08，年经营规模 60000 吨；071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-010-08、251-011-08、900-199-08、900-200-08、900-210-08、900-213-08、900-215-08、900-221-08、900-249-08（含矿物油废物除外），年经营规模 10000 吨。收集、贮存、清洗处置 900-249-08、900-041-49 含有或沾染 HW08 废矿物油的塑料废弃包装物，年经营规模 6000 吨。可满足处理需要。

4. 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。

6.5.3 闭井期

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）；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。对废弃的井场、道路应采取生态恢复措施，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。

6.6.噪声防治措施

6.6.1.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. 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；项目施工期采用机械减震、消声等措施，施工场地周围设置施工围挡，使敏感点处噪声满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 1 类标准要求。此外，也可采取适当的经济补偿。

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。

6. 加强施工期噪声管控，施工时间尽量避开鸟类繁殖期、迁徙期。

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，应进行适当补偿。

6.6.2.运行期

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。

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。

6.7.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、分别埋放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式（不起土坝）进行，以便其尽快恢复植被；
- (4) 加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；
- (5) 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，严禁随意践踏、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) 按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）的有关要求，采取相应防渗措施。
- (9) 运行期间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。

6.8.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。

6.8.1.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 600m² 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 600m² 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 4900m²，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。

6.8.2.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，同时采取边铺设管线边分层覆土的措施，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，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

6.8.3.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。

6.8.4.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。

为此，在井场、管线和通井路施工时，执行分层开挖的操作制度。即表层耕作土与

底层耕作土分开堆放，并设置标识；首先把表层的熟化土壤尽可能地推到合适的地方并集中起来；待施工结束后，再使用到要进行植被建设的地段，使其得到充分、有效地利用。管沟填埋时，也应分层回填，即底土回填在下，表土回填在上。尽可能保持作物原有的生活环境。回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。回填后多余的土应平铺在田间或作为田埂、渠埂，不得随意丢弃。

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。

6.8.5. 基本农田保护及耕地复垦措施

(1) 施工期在井场、集输管线、道路施工时土层应分层剥离，单独堆放，待施工结束后用于井场、管线临时占地的恢复，管沟回填进行反序回填，表层土重新覆盖土壤表层，尽量保持土壤原有肥力。

(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，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”。据当地政府调查，本区基本农田虽然面积较大，但乡镇府仍有 5% 的机动农田可以调剂。按“占一补一”的原则，油气田开发占用的基本农田可从一般农田中进行补充、调剂，但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。基本农田的占用不仅需要在面积上予以补充，在质量上亦必须保证要改造成基本农田的质量要求。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。

实行熟化土保护及分层开挖的操作制度。井场施工时表层土与底层土分开堆放并加盖苫布，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。

6.8.6.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，道路工程剥离的表土、管线施工剥离的表土集中分层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、管线等临时占地区域，并进行土地整治，对旱地交付复耕。

(2) 临时占地生态恢复措施

本项目施工期临时占地面积 2.3325hm^2 ，施工结束后，须对其进行生态恢复，其中需要恢复农田耕地面积 2.3325hm^2 。施工时表土层要清理（至少 30cm ），表层土与底层土分侧堆放，采取分层回填，回填后的最上层的表层土不至于影响土壤肥力，可以恢复原有的耕种条件。

(3) 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。施工期间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 2.3325hm^2 ，因此需对占用的所有耕地进行复垦。

本工程应在施工完毕后进行植被恢复，详见下表。

表 6.8-1 植被恢复计划

占地部门	临时占地 (hm^2)	需要恢复的占地 (hm^2)
	旱地	旱地
井场	<u>1.9125</u>	<u>1.9125</u>
管线	<u>0.42</u>	<u>0.42</u>
合计	<u>2.3325</u>	<u>2.3325</u>

6.8.7.其他措施

1.本项目施工期安排在春季，尽量避开鸟类繁殖期、迁徙期。

2.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。

3.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0.18hm²，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。

6.9.风险事故预防和处理措施

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都必须采取必要的预防措施，以避免事故的发生或使事故造成的危害降低到最低。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和强化环境管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要依靠采取各种措施来预防。尤其针对本项目环境保护目标的风险防范，需严格遵守以下风险事故预防和处理措施。

6.9.1.钻井事故风险预防措施

(1) 井喷：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，由此可避免井喷。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，油井如在水中则应设围油栏以限制油的扩散并配备收油装置。

(2) 固井：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。

6.9.2.井下作业事故的防范措施

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。

6.9.3.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。

6.9.4.管线风险防范措施

(1) 管线泄漏：对输油管线，应采用适宜油品及天然气特性的内防腐材料，外防腐应保证施工质量，不能裸露管线，焊口完工后更要做好防护保温层。在特殊地域内要按不同状况做好技术施工处理，加强防护，预防管线破裂造成原油泄漏及天然气泄漏。

集输管道泄漏后应及时将含油土回收并处理，尽量减少油类对土壤的污染；减少含油土停留时间，以免在大雨条件下对附近水体的污染。

①加强事故风险防范措施。出现原油及天然气管线泄漏事故后，除立即关闭管道进行堵漏外，集输管线泄漏应及时清运泄漏处的油土。一方面缩短污染附近土壤的时间；另一方面减少了油土在地面的停留时间，从而减少了原油随雨水下渗而污染地下水的机会。同时及时清运油土，减少其在事故地点的停滞时间，也可避免在大雨、大水条件下，原油随地表径流进入附近水域污染水体事故的发生。可见，在原油泄漏事故后，立即清运油土是减轻事故污染的最重要措施之一。另外加强管线的防腐保温措施和日常巡护工作也可有效地防止管线发生泄漏事故。

②加强管道防腐保温措施。加强管线的有效防腐保温措施，既可以防止发生泄漏事故，又可以减少输送能量消耗，减少加热炉燃料消耗。本项目拟建管线不仅外层均采取了一系列合理有效的防腐、保温、防水、防静电措施。

③加强管道的日常巡护工作，发现问题及时处理。加强对沿线居民的安全教育，防止管线盗油的发生也就等于原油泄漏对土壤的污染。

(2) 管理措施

要强化环境管理，加强油气集输管道的设备管理，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。

6.9.5.井场污染防治措施

①本项目要求钻井施工应严格执行《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2004)；

②项目在钻井前合理设计井场布局，针对水泡附近井场，施工时施工料场及泥浆槽设置位置应尽可能对地表水体进行避让，选取远离地表水体的位置设置，避免对地表水产生影响的可能性；

③尽量利用井场现有平台，减少占地；

④钻井施工保证泥浆不落地，并及时将废钻井泥浆用密闭罐车送至吉林省油田多源实业集团有限责任公司乾安泥浆处理站进行处理；

6.9.6. 罐车运输过程风险防范措施

施工期运送废泥浆、废水、压裂返排液及运行期采出液罐车（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保护区造成不利影响。本项目罐车运行路线及沿线主要环境保护目标见表 1.7-6。

在穿越水源保护区路段时，应尽量避开该路段；若无法避开，则需谨慎驾驶，减速慢行，避免发生交通事故。

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。

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。

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）。

罐车出发前要确保所有设备都已正确装载。

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。

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。

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。

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，避免因发生交通事故对其造成不利影响。

车辆一般应安排在交通量较少时段通行，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。

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、废水和压裂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。

6.9.7. 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。

针对本工程施工特点，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 6.9-1 应急响应程序

序号	程序	应急程序
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 6.9-2 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	吉林东部油气新能源公司莫里青油田伊 59 区块 10 口井 2026 年产能建设工程
建设地点	吉林省四平市伊通满族自治县境内
地理坐标	经度 125.09677620, 纬度 43.40174679
主要危险物质及分布	柴油，主要分布在施工井场；原油主要分布在井场、集输管线
环境影响途径及危险后果	原油在钻井、井下作业、采油、集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，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

6.10.闭井期污染防治措施

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，践踏和破坏植被，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。

第七章 环境影响经济损益分析

7.1.工程的社会效益分析

本项目地处吉林省四平市境内，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。

7.2.工程的经济效益分析

本项目建设总投资 2348 万元，预计整个运行期累计新增产能 $0.70 \times 10^4 \text{t/a}$ ，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 210 万元/a（不含税），本项目运行期大约 15 年。

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的经济带动作用，促进地方经济的发展。

7.3.工程环境经济损益分析

7.3.1.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 163.0444 万元，占总投资的 6.9%。

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。

本项目预计运行期间共处理含油废水约 $2.552 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，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 1.276 万元；而且含油污水不外排，可少缴排污费 1.61 万元。两项合计可节省资金 2.886 万元。

7.3.2.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 2.3325hm^2 ，征地费平均按 5.0 元/ m^2 计算，其费用为 11.6625 万元；永久占地面积为 0.18hm^2 ，征地费平均按 16.5 元/ m^2 计算，其费用为 2.97 万元；则土地资源费共计为 14.6325 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 22.15875，可能带来的农业经济损失为 4.2101625 万元；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 1.71t/a，可能带来的农业经济损失约为 0.3249 万元/a。若按油田运行期 15 年计，则油田整个运行期间，可能影响当地农业收入 4.8735 万元。

表 7.3-1 评价区内农作物减产造成的损失汇总

项目	影响面积 (hm ²)	单产 (t/hm ²)	影响产量 (t)	单价 (元/kg)	金额 (万元)
施工期	2.3325	9.5	22.15875	1.9	4.2101625
运行期	0.18	9.5	1.71	1.9	0.3249
合计	2.5125	/	23.86875	/	4.5350625

7.4.综合效益分析

综上，本项目不仅可以加速吉林油田的发展，同时也为伊通满族自治县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发展、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。

7.5.环保投资估算

本工程总投资 2348 万元，其中环保投资 163.0444 万元，占总投资的 6.9%，本工程污染防治措施内容及投资见下表。

表 7.5-1 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	0.6	每个投资 0.3 万元
	地下水防治	固井水泥套管	6	每个井口投资 0.5 万元
	固废治理	废弃泥浆处理	118	每口井约 11.8 万元
	噪声治理	柴油机安装消声器等	2	
	其他	采用蒸汽清洗钻具	2	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	0.72	每个采油井口投资 600 元
	固体废物	油泥处理	0.0044	每吨处理费用 200 元
		井下泄油器	0.72	每个泄油器 600 元
		箱式清洁修井平台	20	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	10	/
	环境监测	环境质量及污染源监测	1	/
	风险	风险应急措施	1	/
	管理措施	员工培训及环保教育	1	/
合计		163.0444	/	

7.6 综合效益分析

综上，本项目开发不仅加速吉林油田分公司的发展，同时也为白城地区经济发展创造了新的增长点，同时该项目还可为当地的经济发展、交通运输及收入的增加等产生促进作用，具有明显的社会效益。项目开发建设的同时，由于采取了各项环保措施，如生产废水处理后全部回注，可大大降低气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。

第八章 环境管理与监测计划

8.1.油田开发 HSE 管理体系

8.1.1.HSE 管理内容

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、运行期建立和实施 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。建设期和运行期的 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.运行期的 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行期可能产生的健康、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。

8.1.2.组织机构

中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司的 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，下设吉林东部油气新能源公司安全环保科，设专职 HSE 管理员一名，负责全厂的 HSE 日常管理工作。

8.1.3.HSE 管理员的职责

- 1.负责生产运行期间环境管理措施的编制、实施和检查；
- 2.对生产运行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。

8.1.4.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。

8.2.环境管理

8.2.1.环境管理计划

在施工期，应根据环境保护设计要求，开展施工期环境监理，全面监督和检查各施工单位环境保护措施的实施和效果，及时处理和解决临时出现的环境污染事件。在运营期，针对本项目环境污染的特点，委托地方环境监测站进行。

根据工程特点，确定本项目施工期和运营期环境监测要素为环境空气、声环境等，具体的监测计划见下表。

表 8.2-1 本项目环境管理计划

环境问题	采取措施	实施机构	监督机构
一、项目前期			
征用土地	按国家有关规定做好被征用土地的补偿工作	建设单位	地方政府
影响区内生态环境	科学设计，减少工程建设对项目区的生态影响	设计单位	
二、施工期			
(一) 施工区			
1.施工临时占地破坏	施工结束后及时平整，恢复植被；加强对施工人员环境保护意识教育，保护周边动植物资源	建设单位 设计单位 施工单位	地方政府 地方环保部门
2.施工扬尘及运输车辆扬尘	集中堆放原材料，并尽量覆盖苫布；定期洒水；设备保养；并尽量控制车辆行驶速度，封闭运输，防止扬尘		
3.施工及运输产生的噪声及振动	保证设备完好，采取消音及减振措施，降低噪声和振动		

4.施工挖方	土石方纵向调配，保证挖填平衡		
5.施工期表土剥离	施工期间做到，分层开挖、分层堆放、分层回填，表土剥离后单独堆放，待施工结束后分层回填，最后覆表土，用于植被恢复		
(二) 生活区			
1.生活污水及垃圾	生活污水排入旱厕；垃圾集中收集，设专人负责环境卫生	建设单位 施工单位	地方政府 地方环保部门
2.施工人员的安全与健康	遵循国家有关标准和规范，采取先进技术措施，安全施工并防止疾病流行，保障施工人员的安全与健康	建设单位 施工单位	地方政府 地方环保部门

同时，为了确保工程各时期环境保护措施的落实，省、市环保部门负责监督和检查工作，主要包括：在施工期，检查各项污染防治措施和监测计划的落实情况。工程结束后，检查生态恢复措施的落实及对各项环境保护设施的验收。

8.2.2.环境监理

1. 监理目的

在施工期，应根据环境保护设计要求，开展施工期环境监理，全面监督和检查各施工单位环境保护措施的实施和效果，及时处理和解决临时出现的环境污染事件。环境监理机构由工程业主单位在具有相应资质的单位中招标确定。

2. 主要监理内容

- (1) 审查施工单位采取的环保措施是否可行。
- (2) 对施工现场进行巡视监理，检查环境保护措施的落实情况。
- (3) 监测各项环境指标，出具检测报告。
- (4) 向施工单位发出环境保护工作指示，并检查指令的执行情况。
- (5) 编写环境监理月报。
- (6) 参加工地例会。
- (7) 建立、保管环境保护监理资料档案。
- (8) 处理或协助主管部门和建设单位处理突发环保事件。

8.3.环境监测

8.3.1.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. 运行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，以便及时发现问题，采取措施。

4.制定环境跟踪监测与信息公开计划。

8.3.2. 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），确定本工程施工期和运营期监测计划详见下表。

表 8.3-1 本项目环境监测计划

类别	监测内容	监测项目	监测点位	监测时间及频率
环境质量监测	地下水环境	石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬	护山村（侧游）、西团结屯（上游）、河沿村（下游）等	1次/半年
	土壤	石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬	伊45-2-1平台、伊45-5-4平台、伊59-9-5平台均布设表层样，采用深度0~0.5m	1次/年
回注井	回注井	井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等。	注水井	持续
事故监测	地表水	PH、石油类、挥发酚	事故发生地点及附近地表水	发生事故立即进行
	地下水	PH、石油类、挥发酚	事故发生地点及附近村屯地下水	
	土壤	石油烃	事故发生地点及附近土壤	

8.4. 污染物排放及管理要求

项目污染物排放清单详见下表。

表 8.4-1 污染物排放清单

项目		排放部位	污染物	产生量	削减量	排放量	措施及排放去向
施工期污染	废气	施工场地	扬尘	少量	—	少量	洒水降尘等
		柴油发电机	CO HC NOx PM ₁₀	0.3483t/施工期 0.0663 t/施工期 1.5478t/施工期 0.1382t/施工期	—	0.3483t/施工期 0.0663 t/施工期 1.5478t/施工期 0.1382t/施工期	/

排放清单	废水	焊接工序	焊接烟尘 MnO ₂	少量	—	少量	使用环保焊条
		钻井	钻井废水	2764m ³ /施工期	2764m ³ /施工期	0	混入废弃泥浆中，运至泥浆处理站处理
		完井	完井废水	300m ³ /施工期	300m ³ /施工期	0	
		压裂返排液	压裂返排液	1000m ³ /施工期	1000m ³ /施工期	0	采用罐车运送至双伊联合站处理后回注地下
		管线试压	试压废水	5m ³ /施工期	5m ³ /施工期	0	进入污水处理系统处理达标后回注
	固体废物	施工人员	生活污水	60m ³ /施工期	60m ³ /施工期	0	防渗旱厕，定期清掏
		钻井	钻井泥浆	2542.88t/施工期	2542.88t/施工期	0	钻井岩屑混入废弃泥浆中，均运至泥浆处理站处理
		钻井	钻井岩屑	1625.23t/施工期	1625.23t/施工期	0	
		地面	废焊条	0.01t/施工期	0.01t/施工期	0	集中收集后外售
运行期污染物排放清单	废水	钻井泥浆	生活垃圾	1.5t/施工期	1.5t/施工期	0	送至指定地点由环卫部门统一收集处理
		集输系统	非甲烷总烃	6.62t/a	0	6.62t/a	满足达标排放要求，排入环境空气
		修井	修井废水	120m ³ /a	120m ³ /a	0	进入污水处理系统处理达标后回注
	废水	洗井	洗井废水	2880m ³ /a	2880m ³ /a	0	进入污水处理系统处理达标后回注
		采油	采油废水	22770m ³ /a	22770m ³ /a	0	进入污水处理系统处理达标后回注
	固体废物	井场	修井含油废物	0.22t/a	0.22t/a	0	送有资质单位处理
		站场	油泥	5.0094t/a	5.0094t/a	0	送有资质单位处理

8.5.环境保护验收

本项目“三同时”验收计划见下表。

表 8.5-1 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	密封井口，并增加密封性	最大限度地降低烃类气体的挥发，使其满足GB16297-1996等无组织排放监控浓度限值
废水治理	施工期水污	生活污水	施工期间生活污水排入移动防	妥善处理，严禁乱排

	污染防治		渗旱厕，定期清掏外运做农家肥	
		钻井废水、完井废水	导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
		压裂返排液	拉运至联合站处理达标后回注地下	
		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	导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由环卫部门统一收集处置	合理处置，不产生二次污染
	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	使修井含油废土回收处理率达到100%，送有资质单位处理
噪声治理	施工期井场	柴油机、钻机等施工机械、电打钻	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	/
	运行期井场	抽油机	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 2.3325hm ²	降低对生态环境的影响
	闭井期生态恢复	生态环境	永久占地恢复面积 0.18hm ²	降低油田开发的生态环境影响

第九章 环境影响评价结论

9.1.工程概况

本次新建井位 10 口，其中油井 9 口，注水井 1 口。新建 2 口探井伊 70、伊 71 转为生产井，油井采用掺输流程带入系统生产，集输管材选用芳胺固化高压玻璃钢管，保温不防腐；合计新建单井管线 0.5km。新建注水单井管线 0.2km，注水管线选用无缝钢管，本项目新建井位均在已建井场进行扩建，利旧现有道路。

本项目建设总投资 2348 万元，其中环保投资 163.0444 万元，占总投资的 6.9%。项目投资全部为企业自筹。

9.2.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，涉及的管控单元为伊通满族自治县黑土地保护区、伊通满族自治县一般管控区，项目建设符合分区管控要求。

9.3.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（2019 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。

9.4.环境质量现状结论

9.4.1.环境空气

四平市 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 GB3095-2012《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 2.0mg/m³ 的浓度限值要求。TSP 评价标准满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准；H₂S 评价标准满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中标准。

9.4.2.地表水

地表水监测项目各污染物浓度均低于《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准。

9.4.3.地下水

硝酸盐（以N计）、铁、总硬度均存在超标情况，其余各项监测因子污染指数均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准要求和《生活饮用水卫生标准》

(GB5749-2022) 附录A中石油类限值。

①硝酸盐超标原因

农业种植区长期过量施用氮肥,经降水淋溶、地表径流渗透进入地下水,形成累积。区域土壤渗透性强、地下水埋深浅,硝酸盐易下渗且难以被土壤吸附或微生物降解。

②铁超标原因

区域含水层岩层富含铁矿物质,地下水与岩层长期接触,导致铁元素溶解进入水体。地下水处于还原环境,铁以易溶解的二价铁形式存在,难以自然沉淀去除。

③总硬度超标原因

地下水补给过程中,与含碳酸钙、碳酸镁的岩层充分接触,矿物质溶解使钙、镁离子浓度升高。

超标点位周边地质环境以碳酸盐岩为主,岩层溶蚀作用释放大量钙、镁离子,导致总硬度超标。

9.4.4. 土壤

由土壤环境质量现状监测及评价结果,占地范围内布设的2个表层土样点和5个柱状土样点及占地范围外布设的4个表层土样点各项监测因子标准指数均小于1,其中S1、S2、S3、S7满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1中建设用地土壤污染第二类用地的筛选值(基本项目)标准要求;其余点位满足《土壤环境质量标准 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1中标准要求。

9.5. 主要环境影响及防治措施

9.5.1. 废气

1、施工期大气环境影响主要为柴油机排放的废气,管线开挖、机械运输产生的施工扬尘以及管线焊接产生的焊接烟尘。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,周围设置封闭性围挡措施;运输车辆采取覆盖措施,减少沿途抛洒和扬尘;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。

2.运行期厂界非甲烷总烃无组织排放,应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)相关要求,在需要采取原油稳定措施的油田或油田区

块内，将油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程。对区域大气环境影响小。

9.5.2.废水

施工期钻井废水及完井废水随废弃泥浆统一由罐车运送至乾安泥浆处理站进行处理；试压废水送至双伊联合站进行处理达标后回注地下；压裂返排液进入双伊联合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。

运行期生产废水及井下作业废水全部进入双伊联合站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（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。

9.5.3.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；本项目运行期产生的噪声主要为采油井井场和泵类噪声。通过采取降噪措施后，井场厂界噪声及计量间泵类噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区要求。本项目井场距村屯距离约280m，敏感点处噪声可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类标准。

9.5.4.固体废物

钻井期间产生的废弃泥浆导入泥浆罐暂存，由罐车运送至乾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；施工期产生生活垃圾收集后由环卫部门清运统一处理；营运期修井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。

9.5.5.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。

9.5.6.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。

9.6.总量控制

本工程生产期不增加废水排放量，因此可不设废水总量控制指标。

项目新建加热炉，废气污染物为无组织排放的非甲烷总烃及 SO₂、NO_x、烟尘，因此，建议非甲烷总烃作为总量控制因子，年新增非甲烷总烃排放量为 6.62t。

9.7.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，管线泄漏带来的石油类泄漏、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下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，并定期演习，避免重大污染事故的发生。

9.8.环境管理与监测计划

结合建设单位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，制定了环境监测计划和风险应急措施。

9.9.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 个月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。现场公示主要张贴于项目较近的村屯；网站公示主要发布于环境公示网；为保证公众知悉的广泛性和多渠道，在第二次公示期间共发布 2 次报纸公示。上述公示形式时间均大于 10

个工作日，其间无反馈意见和建议。

9.10.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。

9.11.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“三线一单”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。