

古龙页岩油 4 号试验区水平井开发
先导试验试采工程
环境影响报告书
(报审版)

建设单位：大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部

编制单位：海南泰瑞环保科技有限公司

编制日期：2021 年 11 月

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来.....	1
1.2 项目特点.....	1
1.3 环境影响评价工作过程.....	2
1.4 分析判定相关情况.....	4
1.4.1 产业政策符合性分析.....	4
1.4.2 相关规划符合性分析.....	4
1.4.3 相关政策符合性分析.....	8
1.4.4 “三线一单”符合性分析.....	18
1.4.5 选址合理性分析.....	22
1.5 关注的主要环境问题及环境影响.....	24
1.6 环境影响评价主要结论.....	26
2 总则	28
2.1 评价目的.....	28
2.2 评价原则.....	28
2.3 编制依据.....	29
2.3.1 环境保护相关法律、法规.....	29
2.3.2 环境保护相关部门规章及规范性文件.....	29
2.3.3 技术依据.....	31
2.3.4 其它相关依据及支持性文件.....	31
2.4 环境影响识别与评价因子筛选.....	31
2.4.1 评价时段.....	32
2.4.2 环境影响因素识别.....	32
2.4.3 评价因子筛选.....	32
2.5 评价标准.....	33
2.5.1 环境质量标准.....	33
2.5.2 污染物排放标准.....	37
2.6 评价等级.....	39
2.6.1 环境空气.....	39
2.6.2 地表水.....	42
2.6.3 地下水.....	43
2.6.4 声环境.....	45
2.6.5 生态环境.....	46
2.6.6 土壤环境.....	46
2.6.7 环境风险.....	47
2.7 评价范围.....	48
2.7.1 环境空气.....	48
2.7.2 地表水.....	49
2.7.3 地下水.....	49
2.7.4 声环境.....	49
2.7.5 生态环境.....	49

2.7.6 土壤环境.....	50
2.7.7 环境风险.....	50
2.7.8 各环境要素评价范围汇总.....	50
2.8 环境保护目标.....	50
3 建设项目工程分析.....	52
3.1 区块开发情况回顾.....	52
3.1.1 区块开发情况.....	52
3.1.2 钻井工程回顾性分析.....	52
3.1.3 区域现存环境问题.....	54
3.2 项目概况.....	54
3.3 工程组成.....	55
3.4 开发方案.....	57
3.4.1 基建井及井位分布.....	57
3.4.2 开发指标预测.....	58
3.5 主要建设内容.....	59
3.5.1 采油工程.....	59
3.5.2 原油集输工程.....	59
3.5.3 道路工程.....	63
3.5.4 公用工程.....	63
3.6 工程占地及取弃土情况.....	66
3.6.1 工程占地情况.....	66
3.6.2 土石方平衡.....	67
3.7 施工方式.....	67
3.7.1 管道施工.....	67
3.7.2 道路施工.....	70
3.7.3 典型井场施工.....	70
3.8 施工进度及时序.....	70
3.9 依托工程分析.....	70
3.9.1 依托工程能力核实及运行现状分析.....	70
3.9.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况.....	73
3.9.3 依托工程污染物排放情况.....	73
3.10 建设项目工程分析.....	77
3.10.1 污染影响因素分析.....	77
3.10.2 生态影响因素分析.....	80
3.10.3 污染源源强核算.....	81
3.10.4 污染物“三本帐”汇总.....	90
3.11 清洁生产分析.....	90
3.11.1 井下作业的清洁生产工艺.....	90
3.11.2 油气集输的清洁生产.....	90
3.11.3 先进的环境管理.....	91
4 环境现状调查与评价.....	93
4.1 自然环境状况.....	93
4.1.1 地理位置.....	93

4.1.2 地形地貌.....	93
4.1.3 气象特征.....	93
4.1.4 水文特征.....	93
4.1.5 区域地质概况.....	94
4.1.6 地下水类型及含水岩组特征.....	95
4.1.7 地下水的补给、径流和排泄条件.....	101
4.1.8 地下水动态变化特征.....	102
4.1.9 土壤情况.....	102
4.1.10 植被情况.....	103
4.1.11 动物分布.....	103
4.2 环境保护目标调查.....	103
4.3 环境质量现状调查与评价.....	105
4.3.1 环境空气质量现状监测与评价.....	105
4.3.2 地下水环境质量现状评价.....	107
4.3.3 地表水环境质量现状.....	117
4.3.4 声环境质量现状监测与评价.....	119
4.3.5 土壤质量现状监测与评价.....	122
4.3.6 生态环境现状评价.....	135
4.4 区域污染源调查.....	140
5 环境影响预测与评价.....	141
5.1 大气环境影响预测与评价.....	141
5.1.1 施工期.....	141
5.1.2 运行期.....	142
5.2 地下水环境影响预测与评价.....	145
5.2.1 正常情况下地下水环境影响分析.....	145
5.2.2 非正常状况下地下水环境影响预测与评价.....	146
5.2.3 事故状态下对地下水环境影响预测与评价.....	149
5.2.4 地下水环境影响评价结论.....	152
5.3 声环境影响预测与评价.....	152
5.3.1 施工期.....	153
5.3.2 运行期.....	153
5.4 固体废物环境影响分析.....	155
5.4.1 施工期.....	155
5.4.2 运行期.....	156
5.4.3 结论.....	157
5.5 生态环境影响评价.....	157
5.5.1 占地对生态环境的影响.....	157
5.5.2 工程建设对生态环境的影响.....	158
5.5.3 对植被的影响分析.....	158
5.5.4 对耕地影响分析.....	159
5.5.5 对湿地的影响分析.....	159
5.5.6 对基本草原的影响分析.....	159
5.5.7 对动物影响分析.....	160
5.5.8 对景观影响分析.....	160

5.5.9 防沙治沙措施及方案.....	160
5.5.10 运行期生态环境影响分析.....	161
5.5.11 生态环境影响评价结论.....	161
5.6 环境风险分析.....	162
5.6.1 风险调查.....	162
5.6.2 风险识别.....	164
5.6.3 环境风险分析.....	166
5.6.4 环境风险防范措施.....	168
5.6.5 分析结论.....	171
5.7 地表水环境影响评价.....	172
5.7.1 施工期.....	172
5.7.2 运行期.....	173
5.7.3 结论.....	173
5.8 土壤环境影响预测与评价.....	173
5.8.1 环境影响类型和途径.....	173
5.8.2 影响分析.....	174
5.8.3 土壤环境影响类比分析.....	176
5.8.4 评价结论.....	177
6 环境保护措施及其可行性论证.....	178
6.1 污染防治措施.....	178
6.1.1 大气污染防治措施.....	178
6.1.2 水污染防治措施.....	179
6.1.3 噪声污染控制措施.....	184
6.1.4 固体废弃物控制措施.....	184
6.1.5 生态保护措施.....	185
6.1.6 环境风险防范措施.....	188
6.1.7 土壤保护措施.....	190
6.2 油田开发后期及闭井期环保措施.....	192
6.3“三同时”项目一览表.....	192
7 环境影响经济损益分析.....	196
7.1 环境损失费估算.....	196
7.2 环保投资估算及环境效益分析.....	196
7.2.1 环保投资估算.....	196
7.2.2 环境效益简要分析.....	197
7.3 环境经济损益分析结论.....	197
8 环境管理与监测计划.....	198
8.1 HSE 管理体系的建立和运行.....	198
8.1.1 组织结构.....	198
8.1.2 规章制度.....	198
8.1.3 管理措施.....	199
8.2 环境监控.....	200
8.2.1 环境监控实施计划.....	200

8.2.2 环境管理工作的重点.....	200
8.2.3 环境管理人员的基本职责.....	200
8.2.4 环境监控基本内容.....	200
8.2.5 本工程污染源排放清单.....	201
8.2.6 总量控制.....	202
8.2.7 施工期环境管理与监测计划.....	203
8.2.8 运营期环境管理与监测计划.....	203
9 环境影响评价结论.....	206
9.1 建设项目概况.....	206
9.2 产业政策符合性.....	206
9.3 选址合理性结论.....	206
9.4 环境质量现状评价结论.....	206
9.4.1 大气环境质量现状评价结论.....	206
9.4.2 地表水环境质量现状评价结论.....	206
9.4.3 地下水环境质量现状评价结论.....	207
9.4.4 声环境质量现状评价结论.....	207
9.4.5 土壤现状评价结论.....	207
9.4.6 生态环境现状评价结论.....	207
9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论.....	207
9.5.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论.....	207
9.5.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论.....	208
9.5.3 地下水境影响分析和污染防治措施可行性结论.....	208
9.5.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论.....	208
9.5.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论.....	208
9.5.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论.....	208
9.5.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论.....	209
9.5.8 环境风险分析可行性结论.....	209
9.6 公众意见采纳情况.....	209
9.7 环境经济损益分析结论.....	210
9.8 环境管理与监测计划.....	210
9.9 综合评价结论.....	210

1 概述

1.1 项目由来

大庆油田页岩油探索历时已久，页岩油资源规模巨大，勘探前景广阔，是大庆油田发展的新领域、新战场，也是大庆油田振兴发展的新希望、新起点。近期由于大庆古龙页岩油气勘探开发取得重大突破，页岩油探明储量近百亿吨，已具备一定规模开发条件。大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部按照中国石油天然气股份有限公司“加强基础、搞清资源、突出重点、试验先行、稳步推进”的页岩油工作指导思想，按照综合评价最优原则，在古龙页岩油 4 号试验区开展开发先导试验。通过现场试验，搞清古龙页岩油产能水平、产量变化规律、合理井距及生产制度，探索配套的钻井、采油、地面工程技术，形成大平台丛式立体布井、平台化工厂作业、效益化开发建产、现代化生产管理模式，为古龙页岩油规模效益开发奠定基础，进一步夯实油田高质量发展基础。

根据大庆油田振兴发展纲要（2020.6），力争到 2025 年，基本探明页岩油储量 30 亿吨，本项目为页岩油开发属于其中的一部分，为近期勘探开发重点。

大庆油田经过 62 年的高速高效勘探开发，常规油气资源已经进入开发的中后期，难以支撑长期持续稳产。日前，古龙页岩油勘探获得重大战略突破发现，预测地质储量 12.68 亿吨。2021 年 8 月 28 日，经国家能源局批准正式设立大庆油田古龙陆相页岩油国家级示范区。该示范区覆盖面积 2778 平方公里，设计水平井井位 500 口，建设产能 300 万吨，力争 2025 年年产油量 100 万吨以上。本项目属于示范区的一部分。

在上述总体部署下，大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部拟投资 3879.54 万元建设古龙页岩油 3 号试验区水平井开发先导试验试采工程。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本项目属于第五项石油和天然气开采业“陆地石油开采 0711”—新区块页岩油开采项目，应编制环境影响报告书。

根据 2017 年 7 月 16 日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（中华人民共和国国务院令 第 682 号）、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部部令第 16 号）及《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）等法律法规，为保证建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部委托海南泰瑞环保科技有限公司编制环境影响报告书。

1.2 项目特点

本项目为产能建设地面工程，共基建油井 13 口，分布在 6 座平台井场及 1 座单井井场。

本项目施工期 13 口油井均不涉及射孔作业和压裂作业（射孔、压裂已在钻井工程完成），13 口油井产能地面建设包括井场建设、管线铺设、通井路以及配套试验站的建设等。井场建设首先进行井台平整，井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定，井场垫高约 0.3m，平整井台后安装机泵、采油树及电机；管线建设采用开挖直埋方式，部分道路穿越采用顶管施工；本项目新建的通井路均为砂石路及混凝土路，施工方式首先对线路进行清理平整，然后将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实，混凝土路施工需在砂石路施工基础上浇筑水泥路面（罐车拉运预制水泥砂浆，不进行现场搅拌）。

本项目基建油井 13 口，基建油井采出液由集输管道进入新建阀组间，经新建古页 4 号试验站油气分离、计量后，伴生气与采出液混合输至龙一联脱水站。脱水站油气分离产生的油田伴生气作为本站加热炉燃料加以利用，余气外输。脱水站油水分离产生的含油污水输至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ”后外输至注水站，最后通过配水间将达标污水回注油层，达到废水不外排。本项目依托场站与本项目油井的位置关系及物料集输走向见附图 1。

本项目位于大庆市大同区林源镇大榆山西泡子西南侧，区域内以基本草原、耕地为主，项目周边分布有大榆山屯。本工程未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，也不涉及生态保护红线管控范围，区域周边最近的地表水体为大榆山西泡，位于本项目 5#平台北侧 190m。本工程占地类型均为基本草原、耕地（非基本农田），总占地面积 14.11 hm^2 ，其中永久占地 1.41 hm^2 ，临时占地 12.7 hm^2 。工程总投资 3879.54 万元。

1.3 环境影响评价工作过程

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

第一阶段：首先，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号）规定，确定古龙页岩油 4 号试验区水平井开发先导试验试采工程环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

其次，在仔细研究项目开发方案的基础上，进行了初步工程分析，并对项目所在区

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

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

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

具体环境影响评价工作程序见下图。

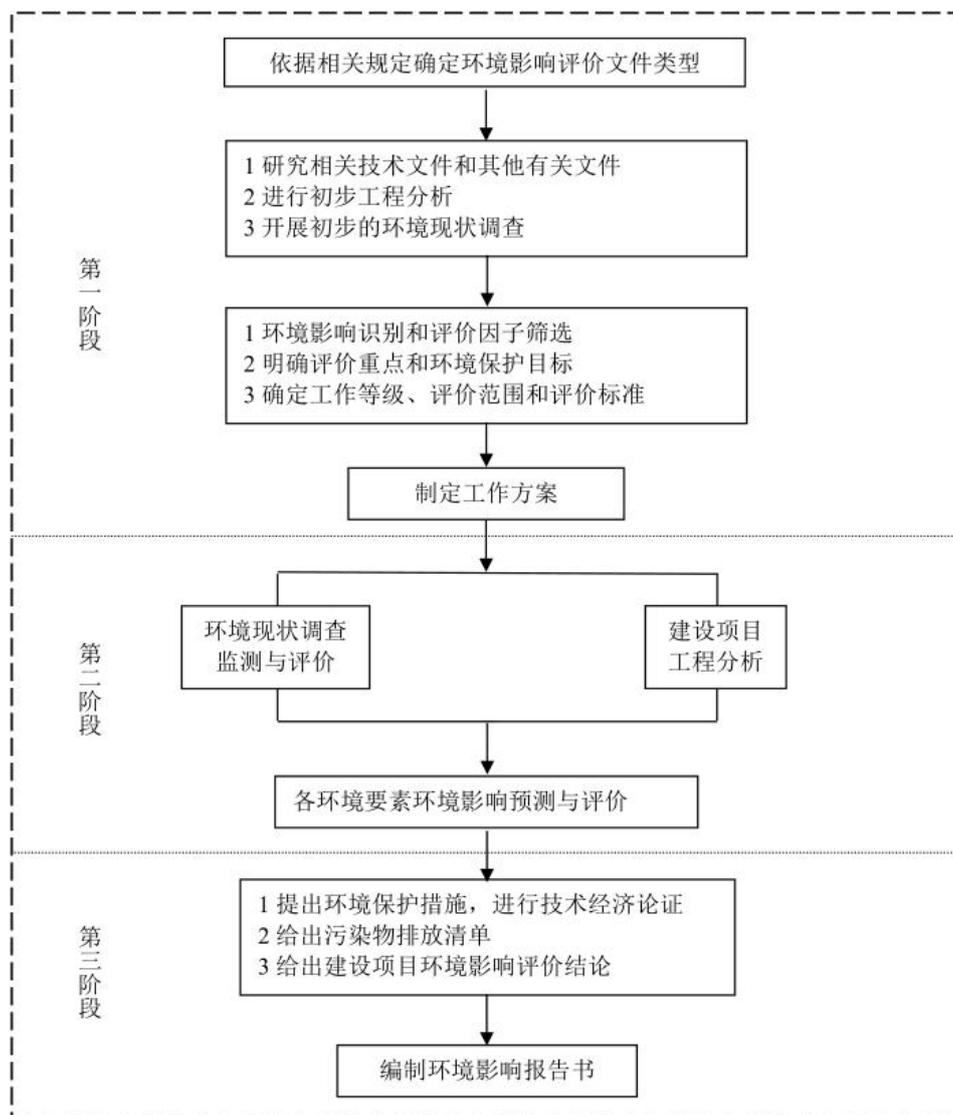


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目为页岩油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》，本项目属于鼓励类中“七、石油、天然气”中“2、页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策要求。

1.4.2 相关规划符合性分析

1.4.2.1 与《黑龙江省主体功能区划》符合性分析

本工程位于黑龙江省大庆市大同区境内，根据《黑龙江省主体功能区规划》，大庆市大同区属于国家级重点开发区域，且项目开发区域不属于限制或禁止开发区，大庆市的功能定位为全国重要的能源、石化、医药和重型装备制造基地，区域性的农产品加工

和生物产业基地，东北地区陆路对外开放的重要门户。本项目属于油田开发项目，符合“全国重要的能源、石化、医药和重型装备制造基地”，且第八章第二节能源开发利用中明确：“在大庆及周边地区，加大石油勘探开发力度，实施老油田二次开发工程和三次采油工程，稳定石油产量”。第三节主要矿产资源开发利用中明确：“鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩、铁、铜、铅、锌、岩金、铂、钯、水泥用大理岩、含钾岩石、熔炼水晶、玻璃用硅质原料、珍珠岩、陶粒用原料、岩棉用玄武岩、透辉石岩、饰面石岩等矿产资源”。本项目为页岩油气勘探开发项目，属于大庆及周边地区的石油勘探开发建设，且位于黑龙江省大庆市大同区，属于哈大齐工业走廊的大庆及周边地区，不属于禁止开发区域，所以本项目建设符合《黑龙江主体功能区划》要求。

1.4.2.2 与《黑龙江省生态功能区规划》符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本工程所在区域位于 I-06-01-02 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区，该区位于大庆市，面积 5170km²，该功能区的主要生态系统服务功能为沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采。

本工程位于黑龙江省大庆市大同区，建成后永久占地面积为 1.41hm²，占地为基本草原。根据《中华人民共和国草原法》第三十八条“进行矿藏开采和工程建设，应当不占或者少占草原；确需征收、征用或者使用草原的，必须经省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意后，依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续”。根据《黑龙江省草原条例》（2018年4月26日）中第十七条“矿藏开采和工程建设，确需征用或者使用草原的，应当经省草原行政主管部门审核同意后，按照国家土地管理法律、法规的规定办理用地审批手续，在工程实施前由用地单位依法支付补偿费、植被恢复费、附着物补偿费和当年草原应有收益以及承包者进行草原建设和改良的实际投入。”

建设单位应当根据相关要求办理征地手续，并尽可能少占用基本草原。为了更好的保护基本草原，采取以下措施：

建设单位在工程设计阶段，合理规划工程布局，减少对基本草原的占用；

征收、征用、使用基本草原或者临时占用基本草原未履行恢复义务的，应当依法交纳草原植被恢复费，并采取相应预防措施，保障草原植被恢复。草原植被恢复费专款专用，由草原行政主管部门按照规定用于恢复草原植被，任何单位和个人不得截留、挪用；

加强管理，做好对施工及项目生产人员的管理、教育工作。禁止向基本草原排放固体、液体、气体废物和生活垃圾或者造成环境噪声污染、粉尘污染；

施工车辆和机械禁止离开道路在基本草原上行驶。

在按照上述措施施工后，本项目不会造成大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，同时，在项目实施过程中，加强防沙治沙措施的实施。因此本工程符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

1.4.2.3 城镇规划符合性分析

(1) 与《大庆市城市总体规划（2011-2020年）》符合性分析

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

(2) 与《大庆油田油振兴发展纲要》符合性分析

根据《大庆油田油振兴发展纲要》（2020年6月），力争到2025年，基本探明页岩油储量30亿吨，累计增加石油探明储量8亿吨，天然气探时储量3500亿立方米；本土原油产量实现3000万吨规模，天然气产量达到70亿立方米以上。本项目拟建13口油井产能项目是该规划中提及一部分，其建设符合大庆油田油振兴发展纲要。

(3) 与《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年）符合性分析

本项目占地包括基本草原及耕地，根据《大庆市土地利用总体规划（2006~2020）》中的要求，其他建设用地包括旅游及特殊用地等，对列入国家和省重点的重要项目优先安排。根据《黑龙江省土地利用总体规划（2006~2020）》，大庆油田开发建设属黑龙江省规划期重点基础设施建设。因此本工程的建设符合土地利用总体规划要求。本项目与大庆市土地利用总体规划位置关系图见附图2。

1.4.2.4 国民经济和社会发展规划符合性分析

(1) 与大庆市国民经济和社会发展第十三个五年规划符合性分析

大庆市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要中提出，支持油田加大油气勘探力度，扩大勘探区域，提高探明率，增加石油、天然气后备可采储量。支持油田加强产能建设，发展精细水驱和三次采油，着力提高采收率，增加天然气产量，稳定油气生产

规模。争取国家在大庆建设原油储备基地。积极扩大小油田开发合作。支持油田开拓国外市场。本工程建设就是为增加石油、天然气后备可采储量，其建设符合该规划纲要。

(2) 与国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标符合性分析

黑龙江省委在关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议中提出保障国家能源安全。当好标杆旗帜、建设“百年油田”，推进大庆油田常规油气资源抓稳油增气，页岩油、页岩气、致密油气等非常规油气资源抓勘探上产，推进页岩油气开发利用取得突破，老油田实现二次革命。大庆市委在关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议中提出：完善百年油田建设专班推进工作机制；支持油田打好“提质增效”攻坚战，全力服务油田产能建设；拓展油田装备、油气储运、信息服务等产业合作领域，壮大混合所有制经济；加强油气资源和新能源开发利用；维护油田产业链供应链稳定；保障油田生产秩序。本工程为页岩油开采项目，符合《中共大庆市委关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》要求。

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

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目不属于市级水土流失重点治理区。本项目与土流失重点预防区和重点治理区示意图见附图 3。

1.4.2.6 与《大庆油气田地面工程“十四五”规划》符合性分析

根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》开发规划安排，“十四五”期间，溶解气产量逐年递减，主要通过加大松辽深层、川渝以及塔东地区的气层气开发力度，来提高气层气的产量。2025 年，基本探明页岩油储量 30 亿吨，累计增加石油探明储量 8 亿吨，天然气探时储量 3500 亿立方米；本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。力争天然气产量达到 $70 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中溶解气 $16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，气层气产量达到 $54 \times 10^8 \text{m}^3$ 。松辽地区老井递减控制在 7% 左右，新增产能 3.3 亿方。松辽地区“十四五”期间新增产能 8.014 亿方。本项目为页岩油开采项目项目，本项目建设符合《大庆油气田地面工程“十四五”规划》要求。

1.4.3 相关政策符合性分析

1.4.3.1 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析见表 1.4-1。

表 1.4-1 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目为新开发区块，以古龙页岩油4号试验区为单位开展环评。废气主要为井场和集输管线逸散的非甲烷总烃气体、场站加热炉废气；废水主要为油井作业污水、油田采出水、场站生活污水，油井作业污水、油田采出水最终经龙一联合油污水处理站处理后回注油层，新建古页4号试验站无人值守，无生活污水产生；固废主要为油水作业产生的含油污泥、落地油及废防渗布，含油污泥、落地油由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理，废防渗布委托有资质单位处理。区块内生态恢复良好，未发现生态环境问题和环境风险隐患。依托设施脱水站、污水站、含油污泥处理站的依托可行性及其污染物产生及排放情况，各依托设施均可有效依托。	符合
2	确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。	本项目为油田产能建设项目，不为勘探项目，本项目基建油井13口，不以单井形式开展环评。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目施工期及运营期废水均不外排。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关	项目作业污水、洗井污水经龙一联合油污水处理站处理达标后回注油层，属于回注到现役油气藏层位，回注水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要	符合

	的废水,严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层,一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	求“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ ”。地下水防治措施采取过程防控、跟踪监测来防止污染地下水。	
5	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	项目油井井口安装密封垫,降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物,应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	运营期含油污泥、落地油全部回收,由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理;含油防渗布属于危险废物,委托资质单位定期拉运处置。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。	施工期管线均在临时用地内进行施工,施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式。环评中已提出耕地及草原的保护措施。	符合
8	油气企业应当加强风险防控,按规定编制突发环境事件应急预案,报所在地生态环境主管部门备案。	大庆油田有限责任公司《突发环境事件专项应急预案》主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容。	符合

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

1.4.3.2 与《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》符合性分析

根据《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》要求，2020 年 7 月 1 日起，全面执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》，重点区域应落实无组织排放特别控制要求。各地要加大标准生效时间、涉及行业及控制要求等宣贯力度，通过现场指导、组织培训、新媒体信息推送、发放明白纸等多种方式，督促指导企业对照标准要求开展含 VOCs 物料（包括含 VOCs 原辅材料、含 VOCs 产品、含 VOCs 废料以及有机聚合物材料等）储存、转移和输送、设备与管线组件泄漏、敞开液面逸散以及工艺过程等无组织排放环节排查整治，对达不到要求的加快整改。指导企业制定 VOCs 无组织排放控制规程，细化到具体工序和生产环节，以及启停机、检维修作业等，落实到具体责任人；健全内部考核制度，严格按照操作规程生产。

企业在无组织排放排查整治过程中，在保证安全的前提下，加强含 VOCs 物料全方位、全链条、全环节密闭管理。储存环节应采用密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。装卸、转移和输送环节应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。生产和使用环节应采用密闭设备，或在密闭空间中操作并有效收集废气，或进行局部气体收集；非取用状态时容器应密闭。处置环节应将盛装过 VOCs 物料的包装容器、含 VOCs 废料（渣、液）、废吸附剂等通过加盖、封装等方式密闭，妥善存放，不得随意丢弃，7 月 15 日前集中清运一次，交有资质的单位处置；处置单位在贮存、清洗、破碎等环节应按要求对 VOCs 无组织排放废气进行收集、处理。高 VOCs 含量废水的集输、储存和处理环节，应加盖密闭。企业中载有气态、液态 VOCs 物料的设备与管线组件密封点大于等于 2000 个的，应全面梳理建立台账，6-9 月完成一轮泄漏检测与修复（LDAR）工作，及时修复泄漏源；石油炼制、石油化工、合成树脂企业严格按照排放标准要求开展 LDAR 工作，加强备用泵、在用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等检测工作，强化质量控制；要将 VOCs 治理设施和储罐的密封点纳入检测计划中。

本项目在石油开采集输过程中均采取了埋地的集油管线，运营期油气集输均为密闭形式，且采油井井口均安装了密封垫，可有效控制挥发性有机物无组织排放，满足《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》相关要求。

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

性判定

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

表 1.4-2 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	本工程符合性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	符合。本项目运行期作业废水回用率 100%，工业固废（含油污泥、落地油、含油废弃防渗布）均得到妥善处置。
2	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	符合。本项目油气处置和废物收集处置均依托现有集中处置站场。
3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	符合。本项目井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后 100%回收。
4	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	符合。本项目采出水均处理达标后回注。
5	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	符合。本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为 1.4175‰。
6	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	符合。本项目为平台井，采取小孔钻井技术，减少废物产生和占地。
7	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	符合。本项目开发过程中产生的伴生气经油气分离，分离出的湿伴生气进入脱水站站内现有天然气除油器脱水除油后作为燃料自用，余气外输。
8	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	符合。在本项目区域上游、区域内、区域下游各布设 1 口潜水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。
9	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	符合。作业污水由施工现场污水回收装置回收后拉运至龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。
10	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危	符合。设施清理产生的含油污泥及落地油由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理。

	险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	
--	--------------------------------------	--

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

本项目与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018年修正）符合性分析见表 1.4-3。

表 1.4-3 与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气勘探开发单位在油气集输过程中应当对油水分离后产生的废水进行回收利用,确实需要排放的,应当达到污染物排放标准;产生的油沙、污泥应当进行无害化处理	本工程油井采出液分离出的含油污水,进入龙一联合油污水处理站处理达标后回注,不外排。运行期产生的油泥(砂)由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理。	符合
2	新建井场投产时应当做到原油、化学药剂及其他有害物质不落地,发生落地现象的应当及时采取措施予以清除。	本工程新建井场投产时,原油开采与集输均为密闭流程,原油不落地。	符合
3	新开发区域内埋设油、水、气管线不得改变原有的地形、地貌。油气勘探开发中的各项工程应当减少占地,施工中临时占地的,应当将腐植质层剥离移走,工程结束后及时恢复原有地貌。	本工程敷设管线不改变原有地形、地貌,在施工过程中严格控制占地和作业面积,施工过程中尽量保护土地资源,不打乱土层,先挖表土层(20 cm左右)单独堆放;然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土,后平覆表土,以便尽快恢复土地原貌。	符合
4	油气勘探开发单位应当对本单位排放污染物和污染防治设施运行情况进行定期监测,掌握污染动态。油气勘探开发单位应当制订环境污染突发事件应急预案。油气勘探开发生产作业场地内禁止无关人员进入。油气勘探开发单位应当采取保护性措施,防止污染。	大庆油田有限责任公司现有突发事件总体应急预案,下设《突发环境事故专项应急预案》等预案内容。	符合

由上表分析,本项目符合《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》(2018年

修正)相关要求。

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

本项目与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》(黑环发〔2019〕153号)符合性分析见表1.4-4。

表 1.4-4 与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》符合性分析

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

1.4.3.6 与“水十条”符合性判定

根据《水污染防治行动计划》(国发〔2015〕17号)、《黑龙江省水污染防治实施方案》(黑政发〔2016〕3号)及《大庆市加强水污染防治工作实施方案》(庆政办发〔2015〕55号)，本项目与“水十条”相关要求符合性见表1.4-5。

表 1.4-5 本项目与“水十条”相关要求符合性一览表

级别	“水十条”的要求	本项目分析	符合性
国家	污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理后处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地。非法污	本工程运营期产生的含油污泥由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理。	符合

	泥堆放点一律予以取缔。		
	七大重点流域干流沿岸，要严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。	本工程位于大同区境内，周边主要的地表水体主要为大榆山西泡，不属于七大重点流域干流沿岸，且项目不属于石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等环境风险较大的项目。	符合
	加大执法力度，所有排污单位必须依法实现全面达标排放。逐一排查工业企业排污情况，达标企业应采取措施确保稳定达标；	本工程产出液经脱水站加热分离后产生的含油污水全部进入龙一联合含油污水处理站处理后回注油层，回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015)限值要求“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”	符合
黑龙江省	合理确定发展布局、结构和规模。严格控制缺水地区、水污染严重地区和敏感区域高耗水、高污染行业发展。松花江干流及一级支流沿岸，要着重防控石油加工、化学原料和化学品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。	石油天然气开采不属于高耗水、高污染及需严格控制的行业，本项目不位于松花江干流及一级支流沿岸	符合
	重点推进阿什河、呼兰河、安肇新河、乌裕尔河、讷谟尔河、穆棱河等流域和大庆市及周边闭流区综合治理。加大化学需氧量、氨氮、总磷及其他影响人体健康的污染物整治力度。	本工程正常生产情况下无生产废水和生活污水排入地表水体，对地表水无影响。	符合
大庆市	污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理后处置，对污水处理厂产生污泥实行储存、运输、处理处置全过程监管，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，配套完善市污泥处理厂应急储存池建设，非法污泥堆放点一律予以取缔。	本工程运营期产生的含油污泥由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理。	符合
	加强工业水循环利用。进一步加强采油废水管理，确保全部用于油田回注。	本工程含油污水全部进入龙一联合含油污水处理站处理后回注油层，回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015)限值要求“含油量	符合

	≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”
--	-------------------------------

符合《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17号）、《黑龙江省水污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕3号）及《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（庆政办发〔2015〕55号）相关要求。

1.4.3.7 与“土十条”符合性判定

根据《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31号）、《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕46号）及《大庆市土壤污染防治实施方案》（庆政规〔2017〕2号），本项目与“土十条”相关要求符合性详见表1.4-6。

表 1.4-6 本项目与“土十条”相关要求符合性一览表

级别	“土十条”的要求	本项目分析	符合性
国家	切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用	本工程作为油田开发工程，施工阶段占用耕地（非基本农田）及基本草原，采取对耕地、草原配套专门的补偿措施、植被恢复措施等，并在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少对占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响	符合
	防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响评价的内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落实要求	符合
	全面强化监管执法。明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物，重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、地级以上城市建成区等区域	本次环评制定了土壤自行监测计划，并要求企业定期向社会公开。	符合
	严控工矿污染。加强日常环境监管。各地要根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监		

	管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。列入名单的企业每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开		
黑龙 江省	明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物。重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、市级以上城市建成区等区		
	切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用	本工程作为油田开发工程，施工阶段占用耕地（非基本农田）及基本草原，采取对耕地配、草原套专门的补偿措施、植被恢复措施等，并在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少对占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响	符合
	防范建设用地新增污染。排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响评价的内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落要求	符合
大庆 市	重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物。重点监管有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮大县、市级城市建成区等区域	本次环评制定了土壤自行监测计划，并要求企业定期向社会公开。	符合
	加强日常环境监管。依据国家有关规定，2017年底，各县（区）、高新区、经开区根据工矿企业分布和污染排放情况，确定土壤环境重点监管企业名单，实行动态更新，并向社会公布。督促列入名单的企业自2018年起，每年要自行对其用地进行土壤环境监测，结果向社会公开		
	各县（区）要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目	本工程作为油田开发工程，施工阶段占用耕地（非基本农田）及基本草	符合

<p>选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。对优先保护类耕地面积减少或土壤环境质量下降的县（区），市政府将对其进行预警提醒并依法采取环评限批等限制性措施</p>	<p>原，采取对耕地配、草原套专门的补偿措施、植被恢复措施等，并在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少对占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响</p>	
<p>排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用</p>	<p>本工程环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收的出落实要求</p>	符合

1.4.3.8 与“气十条”、《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（黑政规〔2018〕19号）符合性分析

根据《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发〔2018〕22号）、《黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划》（黑政规〔2018〕19号）及《大庆市人民政府关于印发大庆市打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（庆政规〔2019〕5号），本项目与“大气行动计划”相关要求符合性详见表 1.4-7。

表 1.4-7 与“大气行动计划”相关要求符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	<p>完成生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线、环境准入清单编制工作，明确禁止和限制发展的行业、生产工艺和产业目录。强化节能环保标准约束，严格行业规范、准入管理，环境空气质量未达标地区应制订更严格的产业准入门槛</p>	<p>本工程位于黑龙江省大庆市大同区，项目位置不属于大庆市生态红线范围，且区块内无自然保护区和风景名胜区分布，本工程属于油田开发项目，不属于高污染、高能耗的产业类型。项目区块的空气、土壤环境背景值均满足国家标准要求，区域环境承载能力良好</p>	符合
2	<p>将施工工地扬尘污染防治纳入建筑施工安全生产标准化文明施工管理范畴，建立扬尘控制责任制度，治理费用列入工程造价。工地要做到周边围挡、物料</p>	<p>项目施工期为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络；运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减</p>	符合

	<p>堆放覆盖、土方开挖湿法作业、路面硬化、出入车辆清洗、渣土车辆密闭运输</p>	<p>少扬尘对周边土壤和植被的影响；运料车辆在运输时，车辆应当采取遮盖苫布措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘；土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位；管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失；合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业；施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率；施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物</p>	
<p>3</p>	<p>开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等行业 VOCs 污染调查，按行业明确整治方案和要求。加强源头控制，提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，推广先进工艺、设备，加强 VOCs 污染治理，提高重点行业有机废气收集率；到 2020 年 VOCs 排放总量累计削减 960 吨以上。加大餐饮油烟治理力度。继续深化油品储运销体系油气回收治理，对加油站、储油库、油罐车的油气回收设施加强运行监管</p>	<p>油气集输采用密闭流程，最大限度降低烃类气体的挥发；本工程烃类挥发主要发生在脱水站站油气分离器及储油罐区。通过采取提高油气分离器及储油罐的密闭程度，与此同时，加强运行管理，提高油气分离效率，最大限度的减少烃类气体挥发；加强对设备和管道的检查和维护，控制烃类气体的无组织挥发；加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发</p>	<p>符合</p>

1.4.4 “三线一单”符合性分析

1.4.4.1 生态保护红线

生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的

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

根据2020年7月黑龙江省自然资源厅发布的黑龙江省生态保护红线分布图，本项目不在红线范围内，本项目与黑龙江省生态保护红线的位置关系见附图4。《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号）及《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号）划分了环境管控单元，管控单元包括优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类。

根据《黑龙江省生态保护红线划定实施方案》，生态保护红线主要包括：水源涵养功能区、水土保持功能区、防风固沙功能区、生物多样性维护区、重要生态敏感区、重要生态脆弱区、关键生态系统保护区、重点森林保护区、重点湿地保护区、重点草原保护区、国土安全保护区、重点水域保护区。本工程位于大庆市大同区林源镇镇，不在上述所述区域，与《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号）中环境管控单元进行对照，本项目拟建油井位于重点管控单元，本项目与分区管控要求符合性分析见表1.4-8。且本项目不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、生态红线、饮用水水源保护区、重要湿地等区域。因此，项目建设符合生态红线要求。本项目与大庆市环境管控单元位置关系见附图5。

表 1.4-8 本项目与分区管控要求符合性分析

环境管控单元	分区管控要求	拟建项目情况	符合性
重点管控单元	重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。	本项目施工期运行期产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，且施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行平整。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制、制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。采取以上措施可有效解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。	符合

1.4.4.2 环境质量底线

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

根据大庆市生态环境局 2021 年 6 月 5 日公布的《2020 年大庆市生态环境状况公报》，项目区域大气环境质量优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，项目区域属于达标区。根据补充现状监测结果：非甲烷总烃可以达到《大气污染物综合排放标准详解》中限值要求；拟建井场区域内声环境质量可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求；本项目不排放废水，不会对周边地表水产生影响；本项目在采取措施后不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 III 类标准限值要求；本项目永久占地内土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内草地、耕地土壤可以满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

1.4.4.3 资源利用上线

资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。

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

设计和标准要求，因此本项目建设符合资源利用上线要求。

1.4.4.4 生态环境准入清单

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

根据《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号），大庆市以环境管控单元为基础，结合“三线一单”划定情况，从空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控和资源利用效率等方面明确准入、限制和禁止的要求，建立“1+N”生态环境准入清单管控体系。“1”为全市生态环境分区管控意见，包括环境管控单元划定结果、生态环境管控基本要求；“N”为管控单元清单，体现管控单元的差异性、可操作性要求。本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析见表 1.4-9。

表 1.4-9 本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析

环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控单元类别	管控要求	本项目符合性分析	
ZH23060 620005	大同区水环境工业污染重点管控区	重点管控单元	空间布局约束	区域内严格控制高耗水、高污染行业发展	本项目不属于高耗水、高污染行业，满足要求。
			空间布局约束	加速淘汰落后产能，加强重点行业源头控制	本项目采用先进的采油工艺，不属于落后产能，满足要求，本项目在油气集输过程中采用密闭形式，施工期及运营期废水均不外排，固体废物均可 100% 处置。满足要求。
			空间布局约束	根据水资源和水环境承载能力，以水定城、以水定地、以水定人、以水定产	本项目不属于高耗水行业，施工期较短，且用水较少，运营期不新增新鲜水用量，且施工期废水均不外排，满足水资源和水环境承载能力要求。
		污染物排放管控	污染物排放管控	加强重点行业源头控制	本项目在油气集输过程中采用密闭形式，施工期及运营期废水均不外排，固体废物均可 100% 处置。满足要求。
			污染物排放管控	新建、改建和扩建项目应当优先采用资源利用率高以及污染物产生量少的清洁生产技术、工艺和设备	运营期在修井时，安装封井器，避免原油、污水喷出。在井场，加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。在井下作业过程中，产生的作业废水经区块含油污水处理站处理后回注油层，

				对作业过程中散落的落地油,采用“铺设作业,带罐上岗”的作业模式,可使落地油的回收率达到100%。满足要求
			集中治理工业集聚区内工业废水,区内工业废水必须经预处理达到集中处理要求后,方可进入污水集中处理设施。新建、升级工业集聚区应同步规划和建设污水、垃圾集中处理等污染治理设施	本项目施工期及运营期产生的工业废水均经区块含油污水处理站处理后回注油层,施工期生活垃圾统一收集后拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂处理。满足要求。
		环境 风险 防控	排放《有毒有害水污染物名录》所列有毒有害水污染物的企业事业单位和其他生产经营者,应当对排污口和周边环境进行监测,评估环境风险,排查环境安全隐患,并公开有毒有害水污染物信息,采取有效措施防范环境风险。	本项目施工期及运营期产生的废水均不外排,不涉及有毒有害废水的排放,满足要求。
		资源 利用 效率 要求	持续实施清洁化改造,加强节水管理,提高中水回用率。	本项目油田采出水、作业污水、洗井污水均经龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层,油田作业用水、洗井用水均采用处理达标的含油污水,提高废水回用率。

根据上表分析,本项目符合《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》(庆政规〔2021〕3号)中生态环境准入清单要求,本项目为环境准入允许类别。

1.4.5 选址合理性分析

本项目位于大庆市大同区林源镇,共基建油井13口(其中新钻井12口,代用井1口),建设内容包括井场、集油管线、通井路、供配电、场站建设等,项目周围敏感点主要为村屯、耕地(非基本农田)及基本草原(部分位于一般湿地内),占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区;也不涉及除上述敏感区以外的生态保护红线管控范围,自然公园(森林公园、地质公园、海洋公园等)、重要湿地、天然林,重点保护野生动物栖息地,重点保护野生植物生长繁殖地,重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道,天然渔场,沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域,也不在生态保护红线内。

本工程属于国家能源设施重点建设项目，本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，项目选址无法避让耕地（非基本农田）及基本草原，因此应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，应纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。

对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用基本草原必须经省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意后，依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续，并按相应规定缴纳草地补偿费和草地恢复费。

项目占用基本草原且部分属于一般湿地，根据《中华人民共和国草原法》第三十八条“进行矿藏开采和工程建设，应当不占或者少占草原；确需征收、征用或者使用草原的，必须经省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意后，依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续”。本工程属国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，地质设计要求，工程无法避让基本草原，已按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准。本工程总体布局采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避让周围环境敏感点，减少对基本草原的占用，并对占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。

项目占用基本草原且部分属于一般湿地，按照国家林业局关于修改〈湿地保护管理规定〉的决定》（国家林业局令第48号，2018年1月1日起施行）和《黑龙江省湿地保护条例》（2016年1月1日）规定。大庆油田公司依据有关法律、法规、规章规定分别负责管辖范围内(大庆行政区域内)的湿地保护工作，并接受林业行政主管部门的指导和监督；临时占用湿地的，应当经林业行政主管部门或者湿地管理机构同意。占用单位应当提出湿地临时占用方案，明确湿地占用范围、期限、用途、相应的保护措施以及使用期满后的恢复措施等。本工程需在施工时剥离湿地表土，将适合湿地植物生长的原有表土单独堆放，进行分土回填，保证湿地面积不减少，同时本工程占用的湿地面积较少，在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响，通过采取以上恢复措施后，工程建设对湿地的影响可接受。

工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水环境影响、声环境影响、土壤环境影响和固体废物对周围的环境影响。通过环境影响分析可知，本工程建设实施后周围环境质量能满足相关标准要求，对周围的环境影响均在可接受的范围内。因此，本工程选址在环境保护方面较合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为油田开采项目，环境影响主要来源于原油集输、井下作业、管道和道路施工等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的草原、农田、湿地生态环境、区块周边分布的村屯。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；运行期井场及站场无组织挥发的非甲烷总烃、井场机泵的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

(1) 空气环境

本项目施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘，施工扬尘采取施工现场洒水抑尘、运输运输车辆及物料加盖防尘布等方式降低扬尘污染，采取措施后施工场界颗粒物可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中的无组织排放监控浓度限值，施工期对空气环境的影响较小。

运营期原油集输采用密闭流程，加强对设备和管道的检查和维护，控制各部位无组织挥发的烃类总量，能够确保厂界非甲烷烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 中规定要求；本工程依托加热炉使用清洁燃料天然气，燃烧烟气中各项污染物排放浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉排放标准限值要求。

(2) 水环境

本工程施工期产生的废水主要为管道试压废水以及施工人员的生活污水。施工期生活污水排入临时防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理；试压废水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 8mg/L，悬浮固体 3mg/L 规定后回注油层。施工期废水均不外排，不会对周边地表水

环境产生影响。

运行期产生的废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水。油田采出水、作业污水、洗井污水均进入龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量 8mg/L, 悬浮固体 3mg/L 规定后回注油层, 不外排。运行期废水均不外排, 不会对周边地表水环境产生影响。

本工程运行期可能对地下水产生影响的因素主要为油井作业污水、水井洗井污水、落地油及油田采出水等。在采取源头控制、过程防控、分区防渗、跟踪监测后对区域的地下水环境影响较小。

(3) 声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声, 本项目合理安排施工时间, 尽量避免大量高噪声设备同时施工, 避免夜间施工, 选用低噪声设备, 平时注意设备维护和保养, 避免设备不正常运行产生的高噪声。施工期不会对周边环境产生影响。

运行期对声环境的影响主要为机泵机械噪声, 井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备, 采用相应的减振、隔声等降噪措施。井场经距离衰减后可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类标准要求, 不会对周边环境产生影响。

(4) 生态环境

工程建设对生态的影响主要在施工期, 施工过程对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、井场、道路建设、场站建设等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对植被的破坏, 对沿途的动物形成惊扰, 造成的土地裸露加剧水土流失。本项目埋设集油管线时, 根据管径的大小做到尽量窄控, 采取平埋方式(不起土坝)进行, 以便尽快恢复植被; 恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源, 不打乱土层, 先挖表土层(20 cm 左右)单独堆放; 然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土, 后平覆表土, 以便尽快恢复土地原貌; 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; 施工结束后, 及时恢复被破坏的地表形态。对永久占用耕地、草地按相关规定缴纳土地补偿费, 专款用于占地的恢复及补偿; 对临时占用耕地、草地进行表土留存, 分层回填, 整平翻松, 确保等质等量面积的恢复。恢复过程由环境

监理全程监督，以确保生态恢复效果。采取以上措施后本项目对生态环境影响较小。

(5) 土壤环境

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、洗井和事故时产生的落地油，本工程对土壤的影响主要集中在井场附近。本项目井场、设计工艺、管道、设备等污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；油井场地面采取防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。采取以上措施，对区域土壤环境影响较小。

(6) 固体废物

本工程施工期产生的固体废物（施工废料、施工人员产生的生活垃圾）及运行期产生的固体废弃物（含油污泥、落地油和含油废防渗布）对环境的影响。施工废料最大限度回收利用后，剩余废料拉运至工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至大庆市生活垃圾综合处理厂处理；含油污泥、落地油统一收集送第九采油厂含油污泥处理站处理；含油废防渗布属于危险废物，委托有资质单位进行处置。通过采取有效的固体废物处置措施，对环境影响较小。

(7) 环境风险

本工程的主要环境风险包括油井套损、集输管道泄漏、井下作业等导致的原油泄漏，可诱发风险事故类型包括火灾、爆炸，伴生/次生环境污染事件。本工程通过对事故状态下对大气环境影响分析，以及地下水环境影响的分析，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。

1.6 环境影响评价主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《古龙页岩油 4 号试验区水平井开发先导试验试采工程环境影响评价公众参与说

明》。

本报告书较为详细地论述了建设项目环境概况、主要环境问题、主要环境影响和拟采取的环保措施。主要结论为：古龙页岩油 4 号试验区水平井开发先导试验试采工程选址于大庆市大同区林源镇大榆山西泡子西南侧，项目选址合理；项目符合现行产业政策；对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，对区域环境影响较小；公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

2 总则

2.1 评价目的

根据本工程特性及工程所在地的环境特点，确定建设项目环境影响评价目的：

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

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

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

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

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

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

2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 编制依据

2.3.1 环境保护相关法律、法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015年1月1日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（修订），2018年12月29日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018年10月26日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018年1月1日；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2018年12月29日；
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019年1月1日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020年4月29日修订，2020年9月1日起施行；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席令第39号，2011年3月1日）。
- (9) 《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令第682号，2017.10.01）；
- (10) 《中华人民共和国土地管理法》（2019修订），2019年8月26日修订，2020年1月1日起施行；
- (11) 《土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令第592号，2011.03.05）；
- (12) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (13) 《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018.04.26）；
- (14) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）。

2.3.2 环境保护相关部门规章及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（部令第16号），2021年1月1日起施行；
- (2) 《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发〔2018〕22号）；
- (3) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发〔2013〕37号，2013.09.10）；
- (4) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17号，2015.04.02）；

- (5) 《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发〔2016〕31号，2016.05.28）；
- (6) 《产业结构调整指导目录（2019年本）》（发改委29号令）；
- (7) 《国家危险废物名录（2021年版）》（部令第15号，2021年1月1日起施行）；
- (8) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77号，2012.07.03）；
- (9) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98号，2012.08.07）；
- (10) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号，2019.01.01）；
- (11) 《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）；
- (12) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告2012年第18号）；
- (13) 《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》（环大气〔2020〕33号，2020.06.24）；
- (14) 《黑龙江省水污染防治工作方案》（黑政发〔2016〕3号，2016.01.10）；
- (15) 《黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（黑政规〔2018〕19号，2018.11.17）；
- (16) 《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发〔2019〕153号）；
- (17) 《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发〔2016〕46号，2016.12.30）；
- (18) 《黑龙江省主体功能区规划》；
- (19) 《黑龙江省生态功能区规划》；
- (20) 《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号，2020.12.16）；
- (21) 《大庆市打赢蓝天保卫战三年行动计划》（庆政规〔2019〕5号，2019.03.08）；
- (22) 《大庆市加强水污染防治工作实施方案》（庆政办发〔2015〕55号，2015.12.31）；
- (23) 《大庆市土壤污染防治实施方案》（庆政规〔2017〕2号，2017.03.31）；
- (24) 《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号）；

- (25) 《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号）；
- (26) 《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年）；
- (27) 《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）；
- (28) 《大庆油田有限责任公司关于下达<2021年大庆油田生产建设规划>的通知》（庆油发〔2020〕152号）；
- (29) 《大庆油气田地面工程“十四五”规划》；
- (30) 《黑龙江省湿地保护条例》（2018.6.28）。

2.3.3 技术依据

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)；
- (4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)；
- (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》(HJ19-2011)；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)；
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）；
- (10) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017年第43号，2017.10.1）；
- (11) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；
- (12) 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其2013年修改单；
- (13) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）。

2.3.4 其它相关依据及支持性文件

- (1) 《古龙页岩油4号试验区水平井开发先导试验试采工程建设方案》；

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 评价时段

施工期和运行期，闭井期单独履行环评审批手续。

2.4.2 环境影响因素识别

本工程建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响和生产运营期影响两部分。

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

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

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，采用矩阵法对工程建设期间和运营期产生的影响进行识别，具体见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

环境要素 \ 影响因素	工程占地	废气		废水		固体废物	噪声	环境风险
		施工扬尘	场站加热炉废气	试压废水、生活污水	作业污水、洗井污水、采出液	施工废料、含油污泥、落地油、含油防渗布	机泵噪声	油井套损、集输管道泄漏、井下作业等导致的原油泄漏
大气环境		-1	-1					-3
地表水				-1	-1			
地下水								-1
声环境							-1	
土壤环境	-1				-1	-1		-1
植被	-1	-1			-1	-1		-1

注：表中“-”表示不利影响，数值大小表示影响程度

从上表可知本工程的主要环境影响表现在地下水环境、生态环境、环境空气、声环境、环境风险等方面。

2.4.3 评价因子筛选

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

表 2.4-2 评价因子表

环境要素	评价类别	评价因子
环境空气	环境现状评价	NO ₂ 、SO ₂ 、O ₃ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、非甲烷总烃
	环境影响评价	TSP、SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃
声环境	环境现状评价	等效连续 A 声级 Leq (A)
	环境影响评价	等效连续 A 声级 Leq (A)
地下水	地下水现状评价	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、总大肠菌群、菌落总数、石油类
	地下水影响分析	石油类
土壤环境	现状评价	pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr(六价)、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并(a)蒽、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、苯并(a)芘、茚并(1,2,3-cd)芘、二苯并(a,h)蒽、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
		pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
	环境影响评价	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)
固体废物	环境影响评价	施工期的施工废料、建筑垃圾、生活垃圾；运营期含油污泥、落地油、含油防渗布
环境风险	环境影响评价	油井套损、集输管道泄漏、井下作业等导致的原油泄漏对环境的影响
生态环境	现状评价	动物、植被、生物量、土地利用现状
	影响分析	占地影响

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准

2.5.1.1 环境空气质量标准

评价区域环境空气质量执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单中的二级标准。

表 2.5-1 评价区域内各项污染物的浓度限值

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

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

表 2.5-2 大气污染物综合排放标准详解 单位：mg/m³

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

2.5.1.2 声环境

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

表 2.5-3 声环境质量标准 单位：dB (A)

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

2.5.1.3 地表水环境

评价区域内地表水体主要为大榆山西泡,根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》(庆政发〔2019〕11号),大榆山西泡未进行水环境功能区划分,参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的V类标准限值,具体见表2.5-4。

表 2.5-4 地表水环境质量标准 单位：mg/L (pH 值除外)

项目	pH	COD	BOD ₅	高锰酸盐指数	NH ₃ -N	石油类	总磷	总氮	溶解氧
V类标准	6-9	≤40	≤10	≤15	≤2.0	≤1.0	0.2	2.0	≥2

2.5.1.4 土壤环境

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

表 2.5-5 土壤环境执行标准 单位: mg/kg

序号	监测项目	筛选值	标准名称
		第二类用地	
1	As	60	《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准（试行）》 （GB36600-2018）基本项目
2	Cd	65	
3	Cr（六价）	5.7	
4	Cu	18000	
5	Pb	800	
6	Hg	38	
7	Ni	900	
8	四氯化碳	2.8	
9	氯仿	0.9	
10	氯甲烷	37	
11	1,1-二氯乙烷	9	
12	1,2-二氯乙烷	5	
13	1,1-二氯乙烯	66	
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	
15	反-1,2-二氯乙烯	54	
16	二氯甲烷	616	
17	1,2-二氯丙烷	5	
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	
20	四氯乙烯	53	
21	1,1,1-三氯乙烷	840	
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	
23	三氯乙烯	2.8	
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	
25	氯乙烯	0.43	
26	苯	4	
27	氯苯	270	
28	1,2-二氯苯	560	
29	1,4-二氯苯	20	
30	乙苯	28	
31	苯乙烯	1290	
32	甲苯	1200	
33	间二甲苯+对二甲苯	570	
34	邻二甲苯	640	

35	硝基苯	76		
36	苯胺	260		
37	2-氯酚	2256		
38	苯并[a]蒽	15		
39	苯并[a]芘	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	15		
41	苯并[k]荧蒽	151		
42	蒽	1293		
43	二苯并[a,h]蒽	1.5		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15		
45	萘	70		
46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	4500		《土壤环境质量 建设用地土壤污染 风险管控标准(试行)》 (GB36600-2018)其他项目

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

表 2.5-6 农用地土壤环境执行标准 单位: mg/kg

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

2.5.1.5 地下水质量标准

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

表 2.5-7 地下水质量标准

项目	类别	标准	标准来源
pH		6.5~8.5(无纲量)	《地下水质量标准》

氨氮 (mg/L)	≤0.5	(GB/T14848-2017) 中Ⅲ类标准
硝酸盐(以 N 计) (mg/L)	≤20	
亚硝酸盐(以 N 计) (mg/L)	≤0.1	
挥发性酚类 (mg/L)	≤0.002	
氰化物 (mg/L)	≤0.05	
砷 (mg/L)	≤0.05	
汞 (mg/L)	≤0.001	
铬 (六价) (mg/L)	≤0.05	
总硬度 (mg/L)	≤450	
铅 (mg/L)	≤0.05	
氟化物 (mg/L)	≤1.0	
镉 (mg/L)	≤0.01	
铁 (mg/L)	≤0.3	
锰 (mg/L)	≤0.1	
铜 (mg/L)	≤1.0	
镍 (mg/L)	≤0.05	
锌 (mg/L)	≤1.0	
钠 (mg/L)	≤200	
溶解性总固体 (mg/L)	≤1000	
耗氧量 (mg/L)	≤3.0	
硫酸盐 (mg/L)	≤250	
氯化物 (mg/L)	≤250	
总大肠菌群 (CFU/100mL)	≤3.0	
菌落总数 (CFU/mL)	≤100	
石油类 (mg/L)	≤0.05	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) 表 1 中环境质 量标准基本项目标准限值

注：石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I类（均为0.05mg/L）标准执行。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）8.4.1.1“对于不属于 GB/T14848 水质指标的评价因子，可参照国家（行业、地方）相关标准”；《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中将源头水、国家自然保护区的地表水划分为I类，集中式生活饮用水地表水源地一级保护区划为II类、集中式生活饮用水地表水源地二级保护区划为III类，本项目区域地下水主要功能为生活饮用水，本项目石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I类（为0.05mg/L）标准执行类标准执行。

2.5.2 污染物排放标准

2.5.2.1 废气

项目施工期扬尘（颗粒物）执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中无组织排放监控浓度限值，见表 2.5-8；运营期场站、井场排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 中规定要求，见表

2.5-9。

表 2.5-8 大气污染物综合排放标准 单位：mg/m³

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

表 2.5-9 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

污染物	规定要求
非甲烷总烃	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m ³

本项目新建固液 4 号试验站及依托的龙一联脱水站加热装置燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉标准，具体见表 2.5-10。

表 2.5-10 新建燃气锅炉大气污染物排放标准 单位：mg/m³

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

运营期新建试验站及依托场站内非甲烷总烃排放浓度执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中厂区内非甲烷总烃无组织排放限值，具体见表 2.5-11。

表 2.5-11 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位：mg/m³

污染物项目	排放限值	特别排放限值	限值含义	无组织排放监控位置
非甲烷总烃	10	6	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置 监控点
	30	20	监控点处任意一次浓度值	

2.5.2.2 废水污染物排放标准

本工程产生的管线试压废水和油井作业污水依托龙一联合油污水处理站，处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”。

2.5.2.3 噪声

项目施工期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），见表 2.5-12。

表 2.5-12 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

主要噪声源	噪声限值	
	昼间	夜间
建筑施工	70	55

运营期井场噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，具体见表2.5-13。

表 2.5-13 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼 间	夜 间
60	50

2.5.2.4 固体废物

（1）施工期管道敷设产生的施工废料执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中II类场标准。

（2）运行期产生的含油防渗布、含油污泥、落地油均属于危险废物，执行《危险废物贮存污染控制标准》及其修改单（GB18597-2001）标准要求。

（3）项目运行期产生的含油污泥处理后执行《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）表1油田含油污泥综合利用污染控制指标，具体标准值见表2.5-14。

表 2.5-14 油田含油污泥综合利用污染控制指标

序号	项目	污染控制指标	
		农用（mg/kg 干污泥）	
		土壤 PH<6.5	土壤 PH≥6.5
1	石油类	≤3000	≤3000
2	As	≤75	≤75
3	Hg	≤5	≤15
4	Cr	≤600	≤1000
5	Cu	≤250	≤500
6	Zn	≤500	≤1000
7	Ni	≤100	≤200
8	Pb	≤300	≤1000
9	Cd	≤5	≤20
10	PH 值	--	--
11	含水率	--	--

2.6 评价等级

2.6.1 环境空气

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本工程运行期大气污染源主要为本项目新建古页4号试验站外输炉产生的燃烧烟气及新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的有关规定，评价工作

等级由项目主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i 及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 进行等级划分。其中， P_i 定义为：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

(1) 烃类气体

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为94.26t/a，主要排放位置有井场、试验站、脱水站、污水站、污泥站、油库等位置，均以面源形式排放。本项目涉及的排放源主要为平台井场和试验站，参照《2005年中国温室气体清单研究》和《2006年IPCC国家温室气体清单指南》划分办法，密闭集输的井场非甲烷总烃的挥发量占全过程挥发量的1.8%；转油站非甲烷总烃的挥发量占全过程挥发量的9.1%，可计算出密闭集输的井场非甲烷总烃的挥发量为1.70t/a、试验站非甲烷总烃的挥发量参照转油站为8.58t/a。项目共部署13口油井，形成6座平台井1口单井，本工程基建13口油井与新建试验站距离很近，形成一个面源排放，经计算该面源的非甲烷总烃排放量总量为10.28t/a，面源面积0.234 km^2 。

污染物面源参数调查清单见表2.6-1。

表 2.6-1 污染物面源参数调查清单

污染源名称	中心坐标		海拔高度/m	与正北方向夹角/ $^\circ$	面源长度/m	面源等效宽度/m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率
	经度	纬度						(kg/h)
开发区域	124.57955180	46.37204659	134	15	770	304	5	NMHC 1.43

(2) 加热装置烟气

新建古页4号试验站污染源参数见表2.6-2。

表 2.6-2 污染物点源参数调查清单

点源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒高度/m	出口内径/m	烟气流速/m/s	烟气温度/ $^\circ\text{C}$	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率 kg/h		
	经度	纬度							SO_2	NO_x	PM_{10}
古页4号试验站	124.57541847	46.37048752	8m	0.3	0.01	110	7200	正常	0.0051	0.0194	0.00317

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

（1）根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 B 的 B.6.1 城市/农村选项，“当项目周边3km半径范围内一半以上属于城市建成区或者规划区时选择城市，否则选择农村”。本项目位于周边 3km 半径范围内无城市建成区，故选取农村选项。

（2）环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

（3）拟建项目位于农村地区的耕地中，本次评价的土地利用利类型选取草地。

（4）根据中国干湿湿度分布图判断，本地区属于中等湿润气候。根据 EIA2018 大气预测软件的 DEM 地形文件，地形数据分辨率 90m。估算模型具体参数见下表 2.6-3。

表 2.6-3 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		38.9
最低环境温度/℃		-36.2
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率 / m	90
是否考虑岸线熏烟		否

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

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

根据 AERSCREEN 估算模式预测，本项目最大地面浓度占标率计算结果见表2.6-4。

表2.6-4 主要污染物最大地面浓度占标率计算结果

污染源	预测因子	最大浓度占标率 (%)
古页 4 号试验站	SO ₂	0.12
	NO _x	1.17
	颗粒物	0.09

开发区域面源	非甲烷总烃	9.11
--------	-------	------

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

表2.6-5 评价等级判别表

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

计算结果可以看出，无组织非甲烷总烃排放最大地面占标率 $P_{\max}=3.6679\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，评价等级为二级。

2.6.2 地表水

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

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

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

地面水环境评价等级判据见表2.6-6。

本项目产生的废水均不外排，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中关于地表水环境影响评价工作分级要求，建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级B评价，因此本项目评价等级为三级B。

表 2.6-6 地面水环境影响评价分级判据

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

注1：水污染物当量数等于该污染物的年排放量除以该污染物的污染当量值（见附录A），计算排放污染物的污染当量数，应区分第一类水污染物和其他类水污染物，统计第一类污染物当量数总和，然后与其他类污染物按照污染当量数从大到小排序，取最大当量数作为建设项目评价等级确定的依据。

注 2: 废水排放量按行业排放标准中规定的废水种类统计, 没有相关行业排放标准要求的通过工程分析合理确定, 应统计含热量大的冷却水的排放量, 可不统计间接冷却水、循环水以及其他含污染物极少的清净下水的排放量。

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

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

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

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

注 7: 建设项目利用海水作为调节温度介质, 排水量 ≥ 500 万 m^3/d , 评价等级为一级; 排水量 < 500 万 m^3/d , 评价等级为二级。

注 8: 仅涉及清净下水排放的, 如其排放水质满足受纳水体水环境质量标准要求的, 评价等级为三级 A。

注 9: 依托现有排放口, 且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目, 评价等级参照间接排放, 定为三级 B。

注 10: 建设项目生产工艺中有废水产生, 但作为回水利用, 不排放到外环境的, 按三级B评价。

2.6.3 地下水

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

2.6.3.1 地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)附录 A, 建设项目地下水环境影响评价行业分类见表 2.6-7。

表 2.6-7 地下水环境影响评价行业分类表

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

2.6.3.2 地下水环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级, 分级原则见表 2.6-8。

表 2.6-8 地下水环境敏感程度分级

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

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

经现场详查，本项目评价区内及周边村屯饮用水源以地下水作为供水水源，在评价范围内的村屯主要为大青山村、宋显围屯、小围子屯邢大桥屯、刘宗林屯、白家炉屯、五家子等。村屯内均为分散式供水井，供水人数均少于 1000 人，开采层位为承压含水层。

根据《饮用水水源保护区划分技术规范》（HJ/T338-2007）分散式水源地划分原则及区域水文地质情况，分散式饮用水源一级保护区半径 R 为 50m。根据《优化评价内容严控新增污染—<环境影响评价技术导则 地下水环境>解读》（梁鹏，环境保护部环境工程评估中心，2016.7），结合《饮用水水源保护区划分技术规范》，地下水敏感性判定依据见图 2.6-1。



图 2.6-1 地下水敏感性判定依据

根据现场调查及资料收集，本工程区域周边村屯饮用水井均为单井联村水井。因此根据图 2.6-1 所示，以水源为中心，地下水质子迁移距离 3000d 的外扩区域为较敏感区；3000d 以外的外扩区域为不敏感区。

质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数，取值2000d；

n_e —有效孔隙度，无量纲。

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点综合确定，潜水含水层各参数值确定如下： $\alpha=2$ ， $K=2.5\text{m/d}$ ； $I=0.0025$ ； $T=3000$ ； $n_e=0.34$ ，得出 $L=2 \times 2.5 \times 0.0025 \times 3000 / 0.34 = 110.3\text{m}$ ；即110.3m区域内为“较敏感区”，以外的外扩区域为不敏感区。

大榆山屯分散式饮用水源井距离本项目井场最近，约为 $860\text{m} \geq 110.3\text{m}$ 。因此，评价区域地下水环境属于“不敏感”区域。

2.6.3.3 评价等级判别

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表2.6-9。

表 2.6-9 评价工作等级表

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

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

2.6.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中规定的声环境影响评价工作等级划分的基本原则：建设项目所处的声环境功能区为GB3096规定的1类、2类地区，或建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量达 $3\text{dB(A)} \sim 5\text{dB(A)}$ （含 5dB(A) ），或受噪声影响人口数量增加较多时，评价等级为二级评价。

本项目所在区域声环境功能区为2类，主要噪声源主要为生产运行期井场机泵产生的持续性噪声源，噪声源的种类及数量较少，运行期噪声源强度不高，周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在 5dB(A) 以下，因此，声环境评价等级为二级。

2.6.5 生态环境

本项目总占地约为 14.11hm² (0.14km²)、管线总长度 15.875km，占地范围内没有自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区等，本项目占用耕地（非基本农田）、基本草原属于一般区域。因此生态评价等级定为三级。

表 2.6-10 生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地（含水域）范围		
	面积≥20km ² 或长度≥100km	面积 2km ² ~20km ² 长度 50km~100km	面积≤2km ² 或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

2.6.6 土壤环境

2.6.6.1 土壤环境影响评价项目类别

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

2.6.6.2 环境影响类型和途径

土壤是环境的重要组成要素，与水、大气、生物等环境要素之间相互作用、相互影响。该项目油田开发过程中对土壤的影响主要表现在：①施工期收集措施失效发生泄漏可能使污染物通过地面漫流、垂直入渗途径污染井场周边土壤；②运行期井场洗井修井产生的落地油，在防渗措施失效若发生泄漏，可能通过下雨地面漫流、垂直入渗途径污染场地周边土壤环境；③运行过程中管道若发生泄漏事故，可能会通过垂直入渗途径污染土壤环境。本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 2.6-11。

表2.6-11 本项目土壤影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

根据上表可知，本项目属于污染型影响建设项目，污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表2.6-12。

表2.6-12 污染影响型本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
井场	洗井, 修井落地油	地面漫流	石油烃	石油烃	非正常
		垂直入渗	石油烃	石油烃	非正常
管线	管道泄漏	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

2.6.6.3 污染影响型敏感程度分级

根据建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分级判据见表 2.6-13。

表 2.6-13 污染影响型敏感程度分级表

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

本项目占用耕地（非基本农田）、基本草原，由此判定，本项目土壤环境敏感程度分级为“敏感”。

2.6.6.4 土壤环境影响评价等级

本项目永久占地面积约为 1.41hm²，小于 5hm²；占地面积属于“小型”规模。污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.6-14。

表 2.6-14 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

综上所述，本项目属于土壤环境影响评价分类的 I 类项目，占地规模为小型，土壤环境敏感程度为敏感，因此评价工作等级确定为一级。

2.6.7 环境风险

2.6.7.1 风险潜势初判

本工程涉及的物质主要为原油和天然气，环境风险评价的功能单元确定为集油管线。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）；本项目危险物质量按照最长管线内原油、天然气最大存在量进行核算，

根据项目方案可知，本项目最长的集油管线约为 13.07km，管径以 $\Phi 159$ 计算，则管线内原油为 $V=\pi r^2 L=3.14 \times 0.0795^2 \times 13070=259.4\text{m}^3$ ，原油密度以 $0.83\text{t}/\text{m}^3$ 计算，则管线原油最大存在量为 215.3t；该区块气油比约 $26.4\text{m}^3/\text{m}^3$ ，天然气密度按 $0.72\text{kg}/\text{m}^3$ 计算，则天然气的最大存在量为 4.93t。

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

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

式中： q_1, q_2, \dots, q_n ——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量，t；

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果及环境风险潜势判定见表 2.6-15。

表 2.6-15 危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量 q_n (t)	临界量 Q_n (t)	物质 Q 值
1	原油（石油）	/	215.3	2500	0.086
2	天然气（甲烷）	74-82-8	4.93	10	0.493
项目 $Q=\sum q_n/Q_n$					0.579

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法（见表 2.6-16），本项目 $Q=0.579 < 1$ ，环境风险潜势为 I，确定本工程风险评价等级为简单分析。

2.6.7.2 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中关于环境风险评价工作等级的划分，具体见表 2.6-16，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

表 2.6-16 环境风险评价工作等级

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

^a是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

2.7 评价范围

2.7.1 环境空气

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

2.7.2 地表水

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

2.7.3 地下水

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

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

式中：L——下游迁移距离，m；

a——变化系数， $a\geq 1$ ，一般取2，取2；

K——渗透系数，取2.5m/d；

I——水力坡度，无量纲，0.0025；

T——质点迁移天数，取值不小于5000d，取5000d；

n_e ——有效孔隙度，无量纲，取0.34。

由此计算 $L=183.8\text{m}$ ，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水调查评价范围应为下游不小于183.8m、两侧及上游不小于91.9m。本项目评价范围共计达 0.051km^2 。

2.7.4 声环境

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

2.7.5 生态环境

根据评价工作等级要求，考虑本项目所在区域的地形、地理特征，评价范围为井场边界外扩1km的区域及新建管线、道路沿线两侧外扩200m区域的生态环境。

2.7.6 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“表5 现状调查范围”，确定本项目土壤评价范围为井场边界外扩1km区域及新建管线两侧向外延伸200m区域的土壤环境。

2.7.7 环境风险

本项目环境风险潜势为I，风险评价等级为简单分析，无需设置评价范围。

2.7.8 各环境要素评价范围汇总

各环境要素评价范围详见表2.7-1，各环境要素评价范围图见附图6。

表 2.7-1 评价范围表

项目	评价等级	评价范围
环境空气	二级	拟建井场边界外扩2.5km范围的区域
声环境	二级	拟建井场边界外延至200m范围内
地表水环境	三级B	大榆山西泡
地下水环境	二级	下游不小于183.8m、两侧及上游不小于91.9m评价范围共计达0.051km ²
土壤环境	一级	井场边界外扩1km区域及新建管线两侧向外延伸200m区域的土壤环境
生态环境	三级	井场边界外扩1km的区域及新建管线、道路沿线两侧外扩200m区域的生态环境
环境风险	简单分析	/

2.8 环境保护目标

根据调查，本项目施工区域内无自然保护区、风景名胜区、文物古迹和饮用水水源保护区分布，不在生态红线范围内。项目主要大气环境保护目标见表2.8-1，地下水环境保护目标见表2.8-2，环境风险保护目标见表2.8-3，其他环境要素保护目标见表2.8-4，主要环境保护目标分布图见附图6。

表 2.8-1 大气主要环境保护目标表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对方位及距离
	经度	纬度				
榆树林屯	124.59072 157	46.372353 75	居民	约90户，270人	二类	6#平台东侧860m

表 2.8-2 地下水环境保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地下水环境	榆树林屯饮用水井	6#平台东侧 860m	村内设有 90 口分散式饮用水井，井深 15m-130m，用于灌溉及饮用。	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III 类

表 2.8-3 环境风险保护目标

环境要素	保护属性	保护目标	保护对象	相对方位及距离
环境风险	大气	榆树林屯	约 90 户，270 人	6#平台东侧 860m
	地表水	大榆山西泡	水域面积约 31.8hm ²	5#平台北侧 200m
	地下水	评价范围内第四系潜水含水层、承压水含水层		《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准

表 2.8-4 其他环境因素保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地表水环境	大榆山西泡	5#平台北侧 200m	水域面积约 31.8hm ²	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) 中的 V 类标准限值
土壤环境	本项目永久占地范围内			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》 (GB36600-2018) 第二类用地筛选值
	井场边界外扩 1km 区域及新建管线两侧向外延伸 200m 区域的村屯土壤环境			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》 (GB36600-2018) 第一类用地筛选值
	井场边界外扩 1km 区域及新建管线两侧向外延伸 200m 区域的土壤环境，主要为耕地、草地、林地，土壤类型为壤土			《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018) 表 1 中农用地土壤污染风险筛选值
生态环境	井场边界外扩 1km 的区域及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 区域的生态环境，主要为草地、耕地（基本农田）、林地			临时占用耕地进行恢复，恢复面积 11.41hm ² 。

3 建设项目工程分析

3.1 区块开发情况回顾

3.1.1 区块开发情况

古龙页岩油 4 号试验构造位置为松辽盆地北部中央坳陷区齐家-古龙凹陷二级构造带内的古龙向斜区。试验区内构造起伏较大，断层较为发育，从南到北构造逐渐变深，形成阶梯状构造特征。Q1、Q2、Q3、Q4 油层顶面海拔最深处分别为-2384m、-2379m、-2359m、-2352，均位于松页油 1 井东北部断裂带内。该区块于 2017 年进行了页岩油勘探，钻了 1 口钻探井；该区块为首次开发，区块内无已建场站，于 2021 年 8 月新钻 12 口油井。根据钻探井的油藏储量探明结果，本次开发拟利用 1 口钻探井继续后面的产能开发，另外新钻 12 口油井纳入本次产能开发。其中探井松页油 1 井已在《松页油 1 井钻井项目环境影响报告表》中进行了评价，批复文号为庆环审〔2017〕36 号，现正组织验收中；另外 12 口油井钻井工程在《松页油 1HF 试验区试采工程环境影响报告书》中进行了评价，批复文号为庆环审〔2021〕60 号，12 口油井钻井工程与本项目同期建设，即钻井完成后接续本项目的地面建设。预计建成产能 $6.65 \times 10^4 \text{t/a}$ 。拟建区块位置及周边油田开发区块分布情况见附图 7。

3.1.2 钻井工程回顾性分析

3.1.2.1 钻井工程进展情况

本项目共基建油井 13 口，其中探井松页油 1 井的钻井施工已完成，正在组织验收中；剩余 12 口油井钻井工程已完成，进入压裂作业阶段，施工完成后接续本项目的地面建设。

3.1.2.2 “三同时”执行情况

本次对已钻井施工完成的 13 口油井“三同时”执行情况进行调查，钻井工程在开发过程中采取了一系列环保措施。钻井期间，材料运输和堆放时进行了材料遮盖，对进出场地的运输道路进行洒水抑尘，拉运水泥的车辆均采用罐装；施工中加强管理，避免不合理噪声，文明施工，合理安排施工进度，作息时间，降低对周围环境的影响；松页油 1 井钻井废水、废弃泥浆、岩屑暂存于井场钢制泥浆槽，采用罐车拉运至第九采油厂龙虎泡油田固化点进行集中固化；12 口新钻油井钻井废水、废弃泥浆、岩屑暂存于井场钢制泥浆槽，由罐车拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂钻井废弃泥浆无害化处理装置处置。

钻井工程建设过程中严格实施“三同时”制度，基本按照环评批复及环评报告中要求的环保措施进行施工，未对周围环境造成较大影响。

3.1.2.3 钻井工程回顾分析

本次对已钻井施工完成的 13 口油井“三同时”执行情况进行调查。根据现场调查情况对钻井工程进行回顾性分析。

(1) 生态环境影响回顾

项目生态环境的影响主要来自于施工期钻井井场施工便道、临时房屋搭建、车辆碾压、机械推挖等施工活动产生的临时占地，造成土壤结构、植被的破坏和对农业生态产生一定的影响。项目所占土地为基本草原及耕地（非基本农田），由于项目施工期较短，施工结束后，及时对地表进行了平整，经现场调查，本项目占地已全部恢复并平整，未对周边生态环境造成较大影响。

(2) 环境空气影响回顾

项目施工期产生的废气主要为施工过程中车辆运输产生的扬尘以及柴油发电机产生的燃烧废气。施工场地周围 200m 范围内无环境敏感点，项目距离村屯相对较远，由于施工所在区域较开阔，利于柴油发电机烟气的稀释扩散；车辆运输产生的扬尘采取在运输过程中对易起尘的建筑材料加盖遮盖物、对进出的运输道路每天 4-5 次洒水抑尘，有效的减少了扬尘污染，柴油发电机使用质量达标的 0#柴油，现设备均已撤离，未对周边大气环境造成明显影响，无周边居民投诉现象发生。

(3) 水环境影响回顾

施工人员生活污水进入施工营地防渗旱厕，施工结束清掏后进行卫生填埋处理，现防渗旱厕现已用石灰消毒后覆土平整；松页油 1 井钻井废水进入井场钢制泥浆槽，由罐车拉运至大庆油田第九采油厂龙虎泡油田固化点进行集中固化；新钻 12 口油井钻井废水暂存于井场钢制泥浆槽，由罐车拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂钻井废弃泥浆无害化处理装置处置。施工期未发生地下水和地表水污染事件，未对项目周边水环境造成影响。

(4) 固体废弃物影响回顾

松页油 1 井废弃泥浆、钻井岩屑进入井场钢制泥浆槽，由罐车拉运至大庆油田第九采油厂龙虎泡油田固化点进行集中固化；新钻 12 口油井废弃泥浆、钻井岩屑暂存于井场钢制泥浆槽，由罐车拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂钻井废弃泥浆无害化处理装置处置；现场废弃包装袋主要为钻井材料中的纯碱、重晶石粉包装袋，由于钻井泥浆、纯碱、重晶石粉均不属于危险化学品，所以废弃包装袋不属于危险废物，施工结束后送大同区建筑垃圾填埋场处理。废 KOH 包装袋属于危险废物，委托有资质单位处理；生活垃圾统一收集后，送至生活垃圾填埋场卫生填埋。

(5) 声环境影响回顾

施工期噪声主要为钻井、施工车辆等运行噪声。施工场地周围 200m 范围内无环境敏感点，同时施工过程中选用了低噪声设备，且布局合理，现设备均已撤离，未发生噪声扰民事件。

3.1.3 区域现存环境问题

根据现场调查，本项目钻井施工完成的松页油 1 井占地类型为耕地（非基本农田），施工结束后均由当地农民自行进行了复垦，区域环境良好。在建的 12 口油井占地类型为基本草原，根据现场调查，施工未随意开辟便道，均在占地范围内进行。现场调查情况见下图：



松页油 1 井



在建 3#平台井



在建 5#平台井



在建 6#平台井

图 3.1-1 井场周边生态恢复、占用情况

3.2 项目概况

项目名称：古龙页岩油 4 号试验区水平井开发先导试验试采工程；

建设单位：大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部；

建设地点：大庆市大同区林源镇大榆山西泡子西南侧；

建设性质：改扩建；

投资规模：3879.54 万元人民币；

占地面积：本项目总占地面积为 14.11hm²，其中永久占地面积为 1.41hm²，临时占地面积

为 12.7hm²，占地类型为基本草原、耕地（非基本农田）；

建设内容：本项目基建油井 13 口，其中 12 口油井形成丛式井平台 6 座、单井井场 1 座；本项目 13 口油井射孔、压裂作业已在钻井工程中进行评价；地面工程配套建设古页 4 号试验站 1 座、计量阀组间 2 座；配套建设单井集油管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 1635\text{m}$ ，站间集油管道 $\Phi 89 \times 4.5 \sim 970\text{m}$ ；古页 4 号试验站至龙一联集输管道 $\Phi 159 \times 6 \sim 13070\text{m}$ ，并配套建设供配电、道路等辅助工程。预计建成产能 $6.65 \times 10^4\text{t/a}$ ；

工作进度：项目计划施工期为 2022 年 5 月至 2022 年 6 月，施工人员 30 人，施工 60 天；运营期新建试验站采用无人值守方式，不新增劳动定员。本项目预投产日期为 2022 年 7 月。

3.3 工程组成

本项目工程组成见表 3.3-1。

表 3.3-1 工程组成一览表

工程组成		建设内容及规模	备注
主体工程	采油工程	本项目基建 13 口油井，形成丛式井平台 6 座、单井井场 1 座，位于基本草原及耕地（非基本农田）内，油井初期自喷生产，后期待井口压力下降转机采生产，建设初期采用单管不加热集油工艺，后期机采阶段采用电加热集油工艺。构筑井台、井口设备及采油动力配电设施。建成后预计产能 $6.65 \times 10^4\text{t/a}$ 。	新建
	古页 4 号试验站	新建试验站 1 座，采用“油气分离+混合输送”工艺，处理规模 600t/d，主要设备包括 1 台 0.58MW 真空加热炉撬、2 台油气分离器、1 台油气计量撬、1 座外输泵撬、1 座电控信一体化装置撬。	新建
	阀组间	新建计量阀组间 2 座，其中 1#阀组间管辖油井 5 口，2#阀组间管辖油井 8 口，均采用单管不加热集油工艺。	新建
	集输管线工程	基建涉及 13 口油井，新井均采用单管不加热集油工艺，机采阶段需在井口增设井口电加热器进行产液升温。配套建设单井集油管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 1635\text{m}$ ，井口电加热器 1 套/井，站间集油管道 $\Phi 89 \times 4.5 \sim 970\text{m}$ ，古页 4 号试验站至龙一联外输管道 $\Phi 159 \times 6 \sim 13070\text{m}$ 。	新建
辅助工程	道路工程	本次产能新建油井 13 口，其中 1 口钻探井均位于耕地（非基本农田）内、另外 12 口油井位于基本草原内，本次从产能新建井排路 2 条，其中 1 号路为 6.5m/4m \times 1721m 混凝土路；2 号路为 4.5m/3.5m \times 140m 砂石路，新建 3.5m 的进间/井砂石 240m，直接挂接到新建井排路上。本	新建
	供气管线	本站所需干气由站外已建杏西---龙一联干气管道提供，采用带压打孔方式施工，新建返输干气管线 DN50-200m，新建干气管道接至试验站围墙。	新建
公用工程	给水工程	施工期生产用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水。	/
	排水工程	施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理，场地进行平整；	新建

		管道试压废水进入集输系统后最终输至龙一联合油污水处理站处理后回注油层，不外排。	
	供暖工程	项目施工期不供暖；新建松页 4 号试验站采取无人值守方式，无需供暖；运营期依托场站现有供暖方式。	/
	供电工程	本项目电力供应均来自油田已建电网，新建油井电源由附近已建 10kV 供电线路引接。新建 10kV 线路 2.3km，每口独立井或每座平台配 1 座柱上变电站，共新建 7 座柱上变电站。新建线路无功补偿装置 100kVar。	新建
环 保 工 程	废气治理措施	施工期场站、阀组间及通井路施工过程，要采取喷水压实、洒水抑尘措施，严格控制施工扬尘的产生；对进出场地的运输道路洒水抑尘，加强施工管理，降低施工扬尘对周围环境产生的影响。	新建
		运营期新建古页 4 号试验站外输炉采用清洁能源天然气作为燃料，外输炉燃烧产生的废气经 8m 的烟囱高空排放；新建场站、阀组间、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发。	依托
	废水治理措施	施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理，场地进行平整。	依托
		管道试压废水进入集输系统后最终输至龙一联合油污水处理站处理后回注油层，不外排。	依托
		运营期油田采出水经集输系统最终输至龙一联合油污水处理站处理后回注油层，出水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”限值要求。	依托
		油井作业污水由罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理满足标准后回注地下，不外排。	依托
	噪声治理措施	井场电机选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；定期对井场进行巡检，发现异常响动及时处理。	新建
	固体废物治理措施	施工期生活垃圾统一收集，送至附近垃圾转运点，由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理。	依托
		施工废料拉运至工业固废填埋场处理、建筑垃圾送至大同市建设垃圾填埋场填埋处置。	依托
		含油污泥、落地油及油砂运至第九采油厂含油污泥处理站统一处理。	依托
油井作业产生的含油废防渗布定期委托有资质单位处置。		依托	
地下水监测井	在本项目区域上游大榆山屯水井水井（124.59458243,46.37578653）布设 1 个潜水背景值监测水井；在 4 号试验站下游 30m（124.567864287,46.368409857）新建 1 口潜水跟踪监测水井、在 4#平台井下游 30m（124.570321191,46.369472012）新建 1 口潜水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。	依托/新建	
	运营期分区防渗：防渗排污池为重点防渗，池底采用 2mm 厚的高密度聚乙烯、池壁采用防渗 P8 水泥；集油管线为一般防渗，采用无缝钢管、	新建	

		管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接；4号试验站其他区域为简单防渗，水泥地面硬化。	
	生态治理	本项目生态恢复主要是对管线铺设临时占地进行恢复，需恢复的面积为12.7hm ² 。对临时占用土地采取表土留存，分层回填，翻松整平，植被恢复等措施。对永久占用耕地、基本草原1.41hm ² 进行补偿。	恢复、补偿
	龙一联脱水站	<p>该站采用“三相分离器+五合一”处理工艺，设计游离水脱除能力9500t/d，目前负荷率为72%；设计电脱能力2400t/d，目前负荷率为66%。</p> <p>本项目13口油井产液经古页4号试验站油气分离后混输至龙一联脱水站，13口油井最大产液量553.75t/d。考虑与本项目同期建设的《龙12区块剩余井位产能建设工程》，该工程最大产液量为55.6t/d，新增产液后，游离水脱除负荷率78.4%、电脱负荷率91.4%，该站剩余处理能力能够满足本项目需求。</p>	依托，无需扩建
依托工程	龙一联含油污水处理站	<p>该站采用“自然沉降、混凝沉降、两级压力过滤处理工艺”，设计能力为7500m³/d，目前实际最大处理量为5188m³/d，负荷率为69.2%，出水水质满足“8、3、2”，回注油层。</p> <p>根据开发预测方案，本项目13口油井投产后含油污水最大量为332.3t/d，考虑与本工程同期建设的《龙12区块剩余井位产能建设工程》，该工程投产后含油污水最大量为30.9t/d，新增产能后该站负荷率为74.0%，该站剩余处理能力能够满足本项目需求。</p>	依托、无需扩建
	第九采油厂含油污泥处理站	<p>站内主要工艺采用“预处理+热解工艺”进行含油污泥处理，日最大处理量为85m³/d（年处理量约25500m³），热解处理后，污泥中石油类小于3%。</p> <p>项目运营期落地油及含油污泥产生量为2.425t/a，考虑与本项目同期建设的《龙12区块剩余井位产能建设工程》，该工程含油污泥产生量为11.65t/a，第九采油厂含油污泥处理站新增负荷为16.6%，拉运至该站进行处理，可满足本项目需要。</p>	依托、无需扩建
临时工程		本工程管道和道路施工时不设施工营地和料场，直接将管材和筑路材料拉运到施工现场进行施工，在新建井场施工时需设置塔吊、焊机房和小型料场，施工完毕后拆除塔吊和焊机房，并对临时占地进行等质等量恢复。	临时

3.4 开发方案

3.4.1 基建井及井位分布

本项目基建油井13口（含1口代用井），13口油井形成丛式井平台6座、单井井场1座，占地类型为基本草原、耕地（非基本农田）。本项目油田产能井位布设情况见表3.4-1。本项目拟建井位置见图3.4-1。

表3.4-1 本项目油田产能井位布设情况

序号	平台	井号	井位坐标		井别	占地类型	
			井口横坐标	井口纵坐标			
1	1#	松页 1-青 2-平 2	21620196	5138694	油井	基本草原	
2		松页 1-青 3-平 2	21620204	5138694	油井		
4	2#	松页 1-青 2-平 1	21620196	5138654	油井		
5		松页 1-青 3-平 1	21620204	5138654	油井		
8	3#	松页 1-青 2-平 3	21620667	5138509	油井	基本草原、 一般湿地	
9		松页 1-青 1-平 1	21620675	5138509	油井		
10	4#	松页 1-青 3-平 3	21620667	5138469	油井		
11		松页 1-青 2-平 4	21620675	5138469	油井		
17	5#	松页 1-青 1-平 2	21621054	5138456	油井		
18		松页 1-青 3-平 4	21621062	5138456	油井		
	6#	松页 1-青 2-平 5	21621054	5138416	油井		
		松页 1-青 1-平 3	21621062	5138416	油井		
21	单井	松页油 1 井	21620196	5138694	代用油井		耕地（非基本农田）



图 3.4-1 本项目拟建井位置

3.4.2 开发指标预测

本项目基建油井13口，建成产能 $6.65 \times 10^4 \text{t/a}$ 。区块含油面积共 2.75km^2 ，开采层位属于Q4、

Q3、Q2、Q1油层，油藏深度2280m，油层平均空气渗透率为 $0.21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，油井投产初期，平均单井产油量17.04t/d，平均单井产液量42.60t/d，综合含水60%。总体开发动态指标预测见表3.4-2，原油物性表见表3.4-3。

表3.4-2 试验区产能开发指标预测表

时间(年)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
水平井井数(口)	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
水平井平均单井日产油(t)	17.04	14.95	9.65	7.16	5.68	4.76	4.12	3.65	3.29	3.03
水平井平均单井日产液(t)	42.60	24.92	13.78	10.22	8.12	6.34	5.49	4.87	4.38	4.03
油井日产油(t)	221.50	194.40	125.39	93.04	73.87	61.83	53.55	47.44	42.74	39.33
油井日产液(t)	553.75	324.00	179.13	132.91	105.53	82.44	71.39	63.26	56.99	52.43
年产油量 (10 ⁴ t/a)	6.65	5.83	3.76	2.79	2.22	1.85	1.61	1.42	1.28	1.18
年产液量 (10 ⁴ t/a)	16.61	9.72	5.37	3.99	3.17	2.47	2.14	1.90	1.71	1.57
年产气 (10 ⁴ m ³ /a)	611.3	536.5	346.0	256.7	203.9	170.6	147.8	130.9	118.0	108.5
综合含水 (%)	60.00	40.00	30.00	30.00	30.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00

表3.4-3 原油物性表

油田目的层	凝固点 (°C)	气油比 (m ³ /m ³)	密度 (g/cm ³)	粘度 (mPa.s)	含蜡 (%)	胶质 (%)	初馏点 (°C)
古龙页岩油 1 号试验区	29.7	26.4	0.8312	13.4	20.4	14.3	74

3.5 主要建设内容

3.5.1 采油工程

本项目开发区块基建油井 13 口（含代用井 1 口），油井初期自喷生产，后期转机采生产；12 口新钻水平井选用宽幅电泵举升，松页油 1 井（代用井）选择潜油螺杆泵举升。站外集油初期采用单管不加热集油工艺，后期采用井口电加热升温集油工艺。

表 3.5-1 拟建油井机型及配电装置统计表

序号	项目分类	单位	数量
1	井口防爆电加热器	台	13
2	潜油螺杆泵	台	1
3	宽幅电泵	台	12
4	井口紧急切断装置	台	13
5	电机	台	13

3.5.2 原油集输工程

3.5.2.1 原油集输工艺

本项目开发区块基建油井 13 口（含代用井 1 口），本次产能配套建设单井集油管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 1635\text{m}$ ，井口电加热器 13 套。选用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克钢管，管线敷设区域为基本草原、耕地（非基本农田），管线埋深在 1.0m，管线上部开挖宽度在 1.5-2.0m，底部 0.8m 左右。作业带宽度一般 8m。单管集油工艺流程示意图见图 3.5-1。

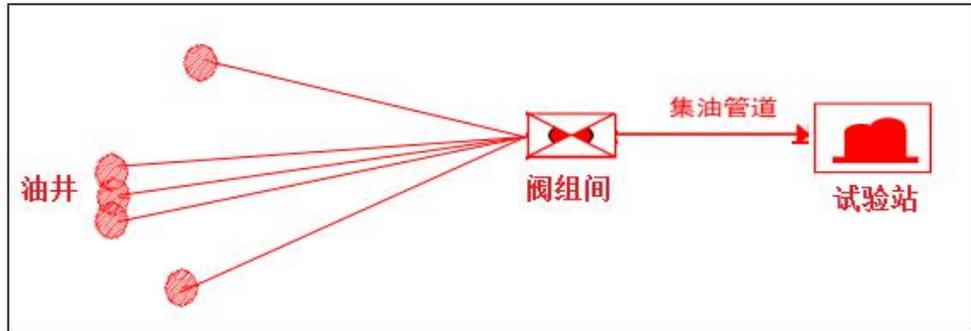


图 3.5-1 单管环状掺水集油工艺流程示意图

原油集输工程主要工程量见表 3.5-2。

表 3.5-2 原油集输工程主要工程量表

序号	主要工程内容	单位	数量
1	基建油井	口	13
2	新建单井集油管道 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$	m	1635
3	$\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$ 硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温管	m	1635
4	道路穿越	处	2
5	穿路套管	m	20

3.5.2.2 站外集油系统

本项目新建计量阀组间 2 座、新建试验站 1 座，本次基建的 13 口油井全部进入新建阀组间计量，计量后进入新建古页 4 号试验站油、气分离后混输至龙一联。油井集输关系统计见表 3.5-3。集油管道路由图见附图 1、附图 8。

表 3.5-3 油井集输关系统计

序号	联合站	集输管线	试验站	站、间集油管线	阀组间	平台号	井类	单井井号	单井集油管线
1.	龙一联合站（依托）	13.07km	松页 4 号试验站	805m	1#阀组间	1#平台	油井	松页 1-青 2-平 2	125m
油井							松页 1-青 3-平 2	125m	
2#平台						油井	松页 1-青 2-平 1	85m	
						油井	松页 1-青 3-平 1	85m	

5.						松页油 1 井	代用油井	松页 1-青 2-平 2	135m
6.						3#平台	油井	松页 1-青 2-平 3	55m
7.							油井	松页 1-青 1-平 1	55m
8.						4#平台	油井	松页 1-青 3-平 3	55m
9.							油井	松页 1-青 2-平 4	55m
10.				165m	2#阀组间	5#平台	油井	松页 1-青 1-平 2	225m
11.								油井	松页 1-青 3-平 4
12.						6#平台	油井	松页 1-青 2-平 5	205m
13.								油井	松页 1-青 1-平 3

本项目站外集油系统主要工程量见表 3.5-4。

表 3.5-4 原油集输工程主要工程量表

序号	单 项 工 程 项 目 名 称	单 位	数 量
1	站间集油管道 $\Phi 89 \times 4.5$	m	970
2	外输管道 $\Phi 159 \times 6$	m	13070
3	计量阀组间	座	2
4	道路穿越	处	7

3.5.2.3 古页 4 号试验站

(1) 工艺流程

本项目新建试验站 1 座，对站外来液进行油、气分离及外输，处理规模为 600t/d；站外阀组间来液进油气分离器进行油气分离，分离出的含水油计量后，进入加热炉加热，与分离、计量后的伴生气汇合，通过混输泵输至龙一联合站。本站所需干气由站外已建杏西联龙一联干气管道提供，采用带压打孔方式施工，新建返输干气管线 DN50-0.2km，新建干气管道接至试验站围墙。配套新建进站道路 10m。新建古页 4 号试验站处理工艺见图 3.5-2。

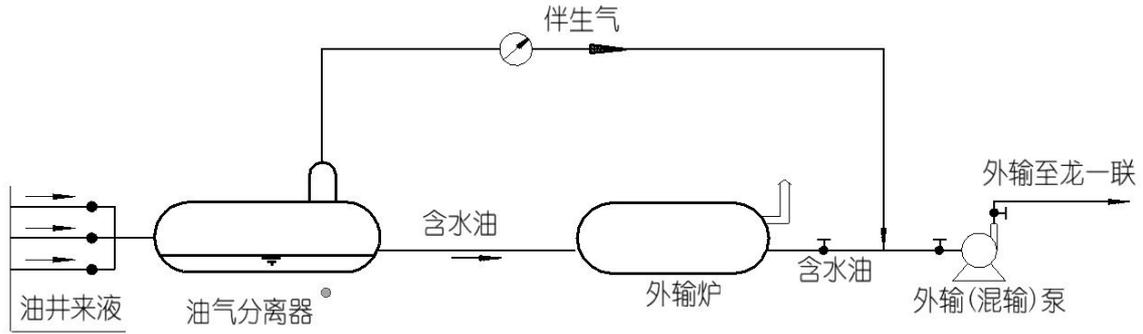


图 3.5-2 古页 4 号试验站工艺流程图

(2) 主要工程量

本项目主要工程量见表 3.5-5。

表 3.5-5 原油集输工程主要工程量表

序号	设备名称	单位	数量	备注
1	油气分离器橇 Φ1.4×5m	座	2	1 用 1 备
2	油气计量橇	座	1	
2.1	质流量计 PN16 DN50	个	1	
2.2	旋进旋涡流量计 PN16 DN100	个	1	
3	真空加热炉橇	座	1	
3.1	真空加热炉 0.58MW	台	1	
3.2	燃料气调压计量	套	1	
4	外输泵橇	座	1	
5	双螺杆外输泵 Q=165m ³ /h ΔP=1.0 MPa	台	2	
6	放空装置 PN16 DN100	座	1	
7	供气管道 DN50	km	0.2	
8	进站路 4.0m 宽	m	10	
9	防渗排污池	座	1	5.0m×5.0m×1.5m (深)

(3) 平面布置图

古页 4 号试验站平面布置图如下：

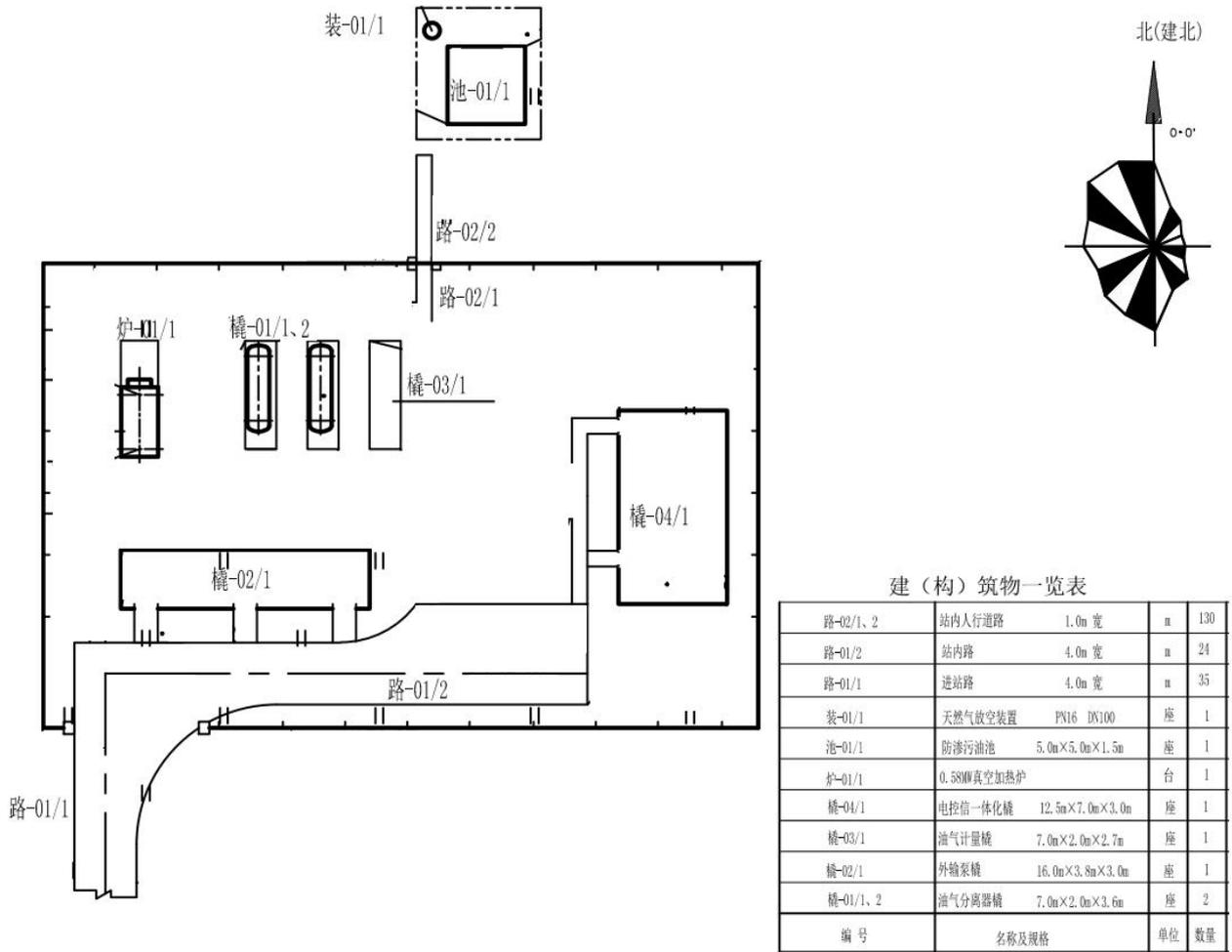


图 3.5-3 古页 4 号试验站平面布置图

3.5.3 道路工程

本项目为新开发区块，附近无井排路，本次产能新建减排路 2 条；基建井直接通过砂石路挂接到新建井排路上。本项目道路工程主要工程量见表 3.5-6，本项目道路路由图见附图 8。

表 3.5-6 本项目道路工程主要工程量

序号	道路名称	单位	长度	道路宽 (m)		建设标准
				路基	路面	
1.	通井路	m	210	3.5	-	砂石路
2.	进间路	m	30	3.5	-	砂石路
3.	1#井排路	m	1721	6.5	4.0	混凝土路（包括）
4.	2#井排路	m	140	4.5	3.5	砂石路

3.5.4 公用工程

3.5.4.1 给、排水工程

(1) 施工期

本项目施工期用水主要为施工生活用水、管线试压试压用水，产生的废水主要为生活污水、管线试压废水。

①生活用水及生活污水

生活用水采用桶装水，施工期约 60d，施工人员 30 人，根据《黑龙江省地方标准-用水定额》（DB23/T727-2021），施工期生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 144m³。生活污水产生量按生活用水的 80%计算，则生活污水产生量为 115.2m³。施工人员的生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整。

②管线试压用水及试压废水

项目管线敷设完成后进行试压，本项目共新建单井集油管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 1635\text{m}$ ，站间集油管道 $\Phi 89 \times 4.5 \sim 970\text{m}$ ，新建古页 4 号试验站至龙一联外输管道 $\Phi 159 \times 6 \sim 13070\text{m}$ ，则本项目管线试压用水量为 270m³。管线试压废水按试压用水量的 95%计，则试压废水产生量为 256.5m³，进入集输系统后最终输至龙一联含油污水处理站，处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”规定后回注油层。

（2）运营期

本项目运行期不新增新鲜水用量，运营期油井作业用水、洗井用水来源为龙一联含油污水处理站的处理水，废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水。

①油田采出水

根据开发指标预测，本项目油田采出水最大量为 99600t/a。油田采出水管输进入龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ ”规定后回注油层。

②作业用水及作业污水

本项目作业用水来源为龙一联含油污水处理站的处理水，根据建设单位提供的资料，油井作业周期 1.5 年，油井作业用水量 4.2m³/井次，本项目共基建 13 口油井，则油井作业用水量约 36.4m³/a。油井作业污水产生量按用水的 95%计算，则作业污水产生量约为 34.58m³。此部分污水通过罐车回收后送龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ ”规定后回注油层，不外排。

③洗井用水及洗井污水

本项目洗井用水来源为龙一联合含油污水处理站的处理水，根据建设单位提供的资料，油井洗井周期 1 年，油井洗井用水量 $25\text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目共基建 13 口油井，则油井洗井用水量约 $325\text{m}^3/\text{a}$ 。油井洗井污水产生量按用水的 95% 计算，则作业污水产生量约为 308.75m^3 。此部分污水进入原油集输系统，最终进入龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ ”规定后回注油层，不外排。

本项目水平衡图见图 3.5-4、图 3.5-5。

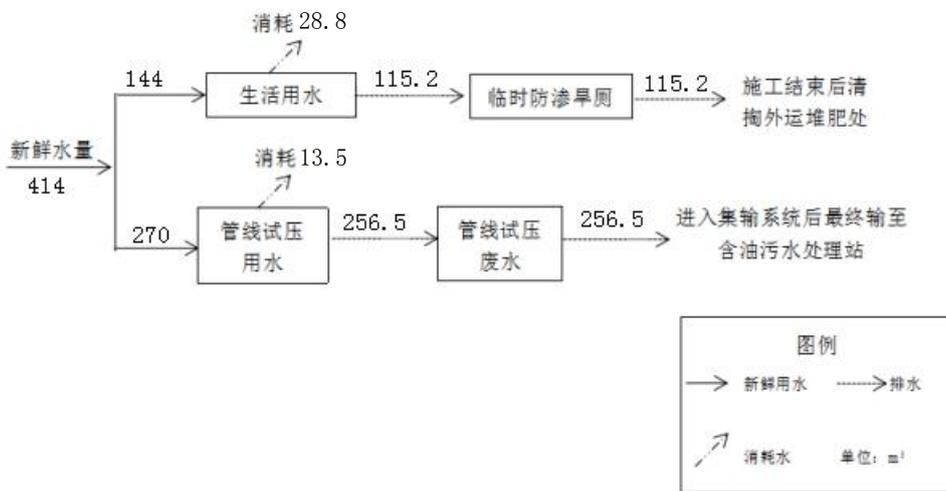


图 3.5-4 施工期水平衡图

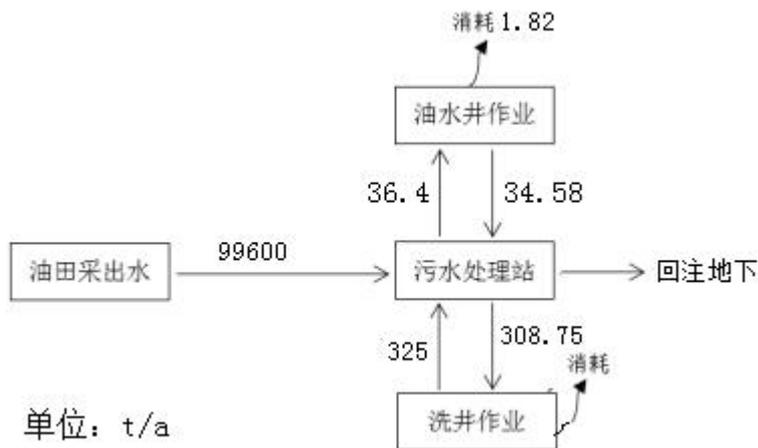


图 3.5-5 运营期水平衡图（单位 m^3/a ）

3.5.4.2 供电工程

新建柱上变7座，电控一体化撬装变电站 2x500kVA 1座，新建 10kV 线路 25km，10kVA 不间断电源 UPS1 台，新建 100kVar 高压补偿装置 2套。供配电工程主要工程内容见表 3.5-7。

表 3.5-7 供配电工程主要工程量汇总表

序号	工程内容	单位	数量
1	新建柱上变电站	座	7
2	新建 10kV 电力电缆	km	25
3	不间断电源 UPS1 台	台	1
4	新建 100kVar 高压补偿装置	套	2

3.5.4.3 采暖工程

项目施工期不供暖；新建松页 4 号试验站采取无人值守方式，无需供暖；运营期依托场站现有供暖方式。

3.5.4.4 供气工程

本项目运营期采出液经松页 4 号试验站油、气分离后，伴生气与采出液经计量后统一外输至龙一联，本项目新建松页 4 号试验站天然气用量约 2.0 万 m³/a，依托场站龙一联新增天然气用量约 6.62 万 m³/a。

3.6 工程占地及取弃土情况

3.6.1 工程占地情况

本工程占地主要为13口油井在铺设管线时发生的临时占地及修建道路发生的永久占地、新建松页4号试验站永久占地。本项目6座平台井井场四周均为基本草原且3#~6#平台井位于大榆山西湿地内，松页油1井井场四周均为耕地（非基本农田），集油管道沿线为基本草原及耕地（非基本农田）；井场施工均在井场永久占地及临时占地范围内（此部分占地已在钻井工程环境影响评价中征用，本项目地面工程建设过程中不新增占地）；集油管线、供气管线、集输管线临时占地作业面宽度为8m；道路占地按道路长度×路基宽度计算；松页4号试验站永久占地包括场站及进站路占地面积。本项目占地情况见表3.6-1。

表 3.6-1 本项目新增占地类型及面积表 单位：hm²

序号	建设项目	永久占地		临时占地	
		基本草原	耕地（非基本农田）	基本草原	草地（非基本草原）
1	松页 4 号试验站	0.138	/	/	/
2	阀组间	0.006	/	/	/
3	道路	1.266	/	/	/

4	集油管线	/	0.108	1.976(其中一般湿地占地面积0.864)	/
5	集输管线	/	/	1.2	9.256
6	供气管线	/	/	0.16	/
小计		1.41	0.108	3.336	9.256
合计		1.41	12.7		
总计		14.11			

3.6.2 土石方平衡

本项目13口油井井场需垫高0.3m，井场永久占地面积为0.84hm²；道路填筑高度0.15m，道路永久占地面积为1.266hm²；本项目开挖管道总长15.875km，管道管沟宽度均约为0.8m，管沟深度为1m，本项目不设取弃土场，用土全部外购。本项目土石方情况见表3.6-2。

表 3.6-2 本项目土石方情况 单位：m³

序号	类别	挖方量	填方量	利用方量	借方量	弃方量
1	井场	0	2520	0	2520	0
2	道路	0	1899	0	1899	0
3	管道	9728	9728	0	0	0
合计		9728	14147	0	4419	0

3.7 施工方式

3.7.1 管道施工

3.7.1.1 一般管道施工

管道施工过程为先清理作业线路场地，然后开挖管沟，再组焊管道、下沟管道，特殊地段根据实际情况合理穿插各工序。本工程先铺设管线后修建道路，单井集油管线及站间集油管线穿越新建井排路/通井路3处，管线穿越处加保护套管。管沟开挖以机械开挖为主，施工作业面宽8m。施工完毕清理现场、恢复地貌。管道施工建设过程见图3.7-1。

一般地段作业带宽度为8m，施工作业带清理采用挖沟机、推土机扫线，人工配合清理。防腐管由工厂预制，采用专用管拖车拉运现场连接。管沟开挖采用挖掘机等机械及人工辅助清理完成。回填完的管沟进行压实、整形。管道安装完成后，经检验合格，应进行压力和严密性试验，本工程试压采用清水进行试压。

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

管道施工作业断面见图3.7-2，管道开挖施工平面布置示意图见图3.7-3。

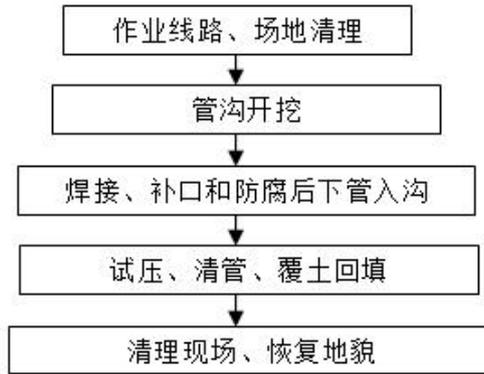


图 3.7-1 管道施工建设过程

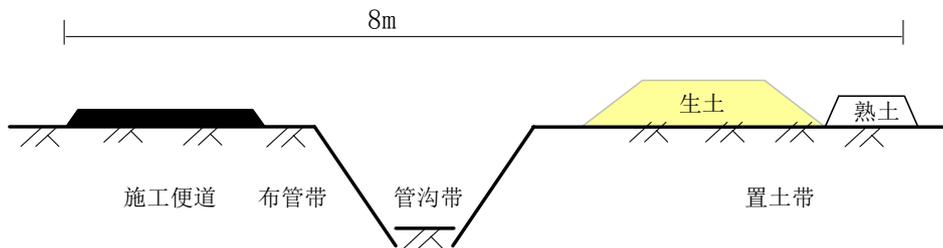


图 3.7-2 管道施工作业断面图



图 3.7-3 管道开挖施工平面布置示意图

3.7.1.2 管道钢顶穿越施工

本工程集输管线7处管道穿越井排路/公路，穿越采用顶管施工方案。顶管施工是不开挖或少开挖的一种管道施工方式，其主要利用顶管设备产生前进的力度，平衡管道与土体之间的摩擦力，管道前进同时将管道内占用的土体置换出来，最终在土体中形成管道。施工中置换出的土体，最终用于该处的土地平整。

顶管施工工艺流程主要为：施工准备、顶管井施工、设备安装调试、管材吊装入井、顶进、出洞、管材吊装入井、顶进、出洞、检查井施工、回填、路面恢复。施工流程图见图3.7-4、施工示意图见图3.7-5。

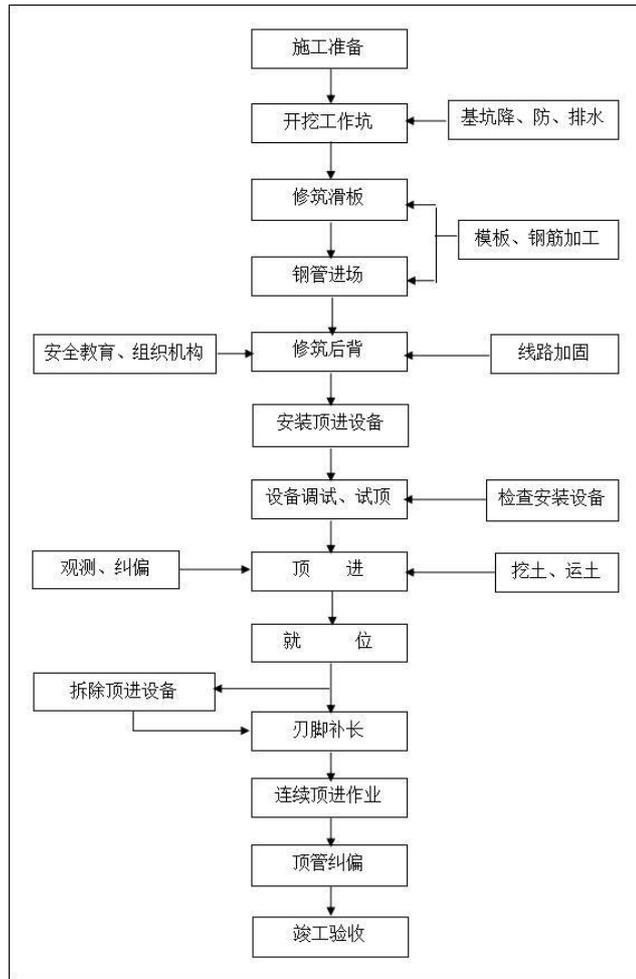


图 3.7-4 顶管施工工艺流程图

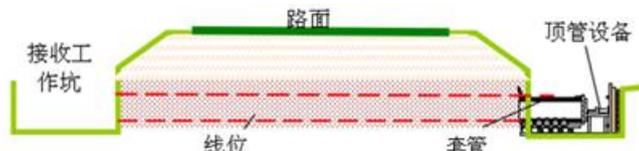


图 3.7-5 顶管施工示意图

3.7.1.3 站、间施工

本项目新建古页4号试验站1座、计量阀组间2座，主要工程为土建施工以及相关生产设备的安装等，工程施工流程示意图见图3.7-6。

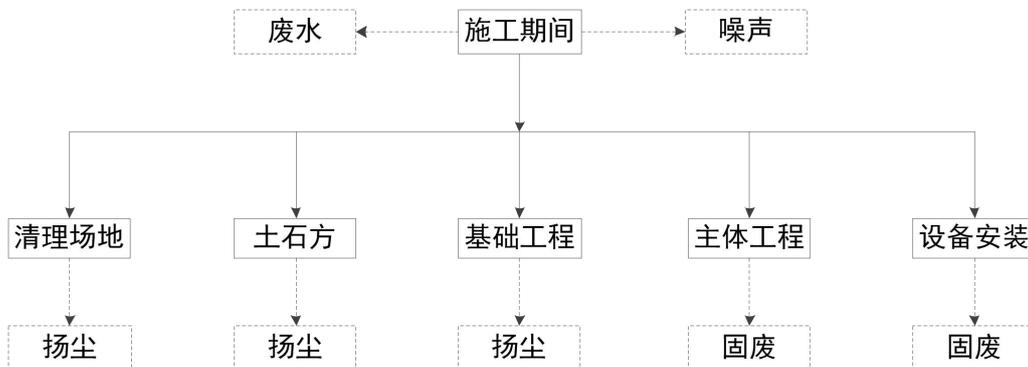


图 3.7-6 工程施工流程示意图

3.7.2 道路施工

本项目道路施工包括井排路施工、进间路施工及通井路施工，进间路、通井路为砂石路，首先对道路线路进行清理平整，然后直接将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实，铺设路基及路面，砂石路面铺平后采用压路机压实。井排路为混凝土路，施工需在砂石路施工基础上浇筑水泥路面（罐车拉运预制水泥砂浆，不进行现场搅拌）。建设过程示意图及断面图见下图。



图3.7-7 通井路施工建设过程

3.7.3 典型井场施工

首先进行井台平整，井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定，井场垫高约0.3m；平整井台后安装机泵、电机。

3.8 施工进度及时序

施工进度见下表。

表 3.8-1 施工进度计划表

工程名称	2022 年		备注，“—”代表 10d
	5 月	6 月	
井场	—	—	
管道	—	—	
场站、道路	—	—	

3.9 依托工程分析

3.9.1 依托工程能力核实及运行现状分析

新建油井产液在计量间汇合后进入古页 4 号试验站，经油气分离器进行油、气分离分别计量后混合输至龙一联脱水站，脱水站经“三相分离器+五合一”工艺进行脱水处理，分离出的污水进入龙一联含油污水处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层。

1、龙一联脱水站

该站于1982年建成投用，2007年原地新建，2018年改扩建，接收龙虎泡油田、敖古拉（新店）、布木格（他拉哈）油田、龙南油田、葡西油田、龙北高台子油田产液；同时还接收敖一

联卸油点、布一联卸油点（管道输送）以及龙一联卸油点来液量。站内采用“三相分离器+五合一”处理工艺，设计游离水脱除能力 9500t/d，目前负荷率为 72%；设计电脱能力 2400t/d，目前负荷率为 66%。龙一联平面布置图详见图3.9-1。

本项目13口油井产液最终输至龙一联脱水站进行脱水处理，13口油井最大产液量 553.75t/d，考虑与本项目同期建设的《龙12区块剩余井位产能建设工程》，该工程最大产液量为55.6t/d，新增产液后，游离水脱除负荷率78.4%、电脱负荷率91.4%，该站剩余处理能力能够满足本项目需求。

龙一联脱水站主要设备见表3.9-1。

表 3.9-1 龙一联脱水站主要设备表

设备名称	规格型号	数量	能力		负荷	负荷率
			单台	合计		
五合一	Φ4.0×20	5 台	游离水 1900t/d	9500t/d	6488t/d	72%
			电脱 480t/d	2400 t/d	1269t/d	66%
			加热 0.58MW	2.9MW	1.5MW	65%
外输泵	DYGZ85-62.5×8	2 台	85m ³ /h	215m ³ /h	52.9m ³ /h	40.7%
	DYGZ45-62.5×8	1 台	45m ³ /h			
三相分离器	Φ4000×16028	1 台	3000t/d	3000t/d		
电脱水器	Φ4000×16808	1 台	1200t/d	1200t/d		

龙一联脱水站工艺流程见图3.9-1、脱水炉现状见图3.9-2。

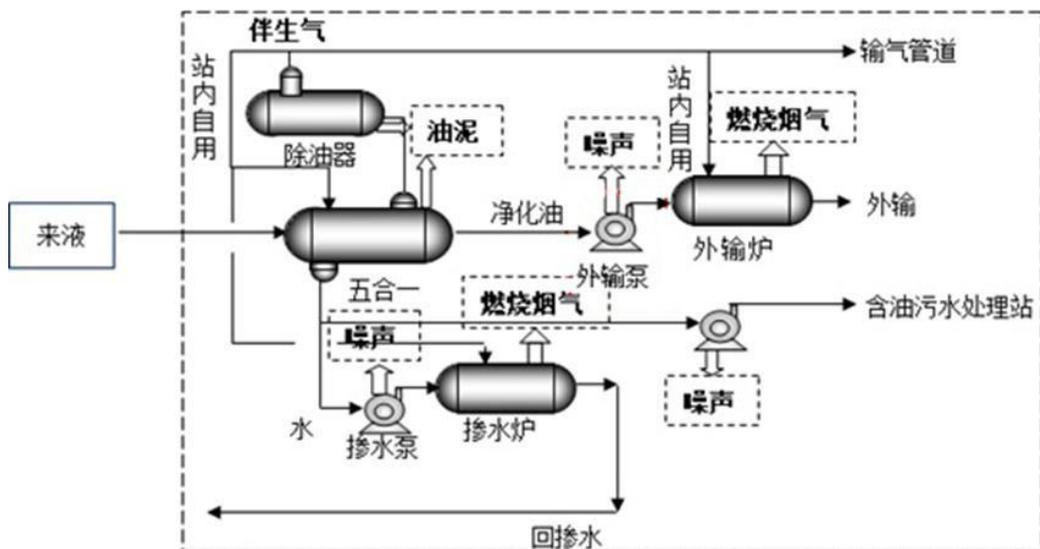


图3.9-1 龙一联脱水站工艺流程图



图3.9-2 龙一联脱水系统加热装置现状照片

2、龙一联含油污水处理站

该站于2000年建成投用，站内采用“自然沉降、混凝沉降、两级压力过滤”处理工艺，设计能力为7500m³/d，目前实际最大处理量为5188m³/d，负荷率为69.2%，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L、粒径中值≤2μm”标准，回注油层。

根据开发预测方案，本项目13口油井投产后含油污水最大量为332.3t/d，考虑与本工程同期建设的《龙12区块剩余井位产能建设工程》，该工程投产后含油污水最大量为30.9t/d，新增产能后该站负荷率为74.0%，该站剩余处理能力能够满足本项目需求。

龙一联污水处理站工艺流程见图3.9-3。

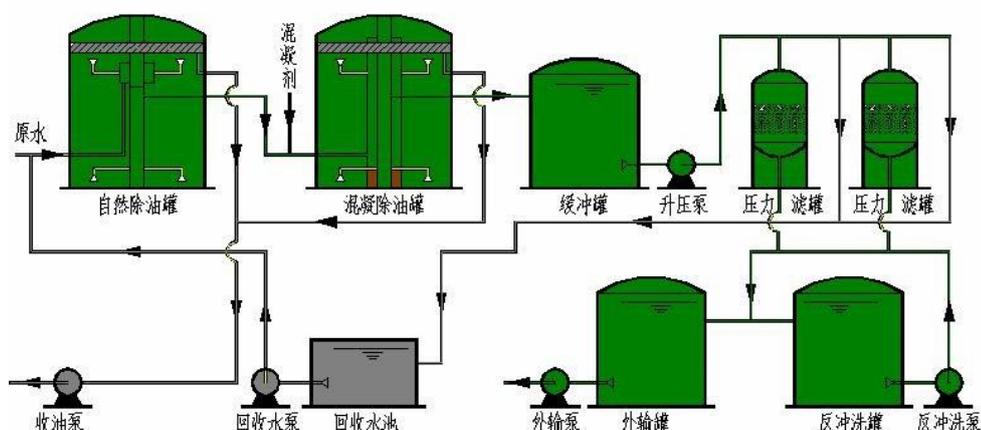


图3.9-3 龙一联含油污水处理站工艺流程简图

3、第九采油厂含油污泥处理站

第九采油厂含油污泥处理站主要工艺采用“预处理-热解工艺”的处理工艺，日最大处理量为85m³/d，经过处理后的污泥石油类含量小于3%。项目运营期落地油及含油污泥产生量为2.425t/a，考虑与本项目同期建设的《龙12区块剩余井位产能建设工程》，该工程含油污泥产生量为11.65t/a，第九采油厂含油污泥处理站新增负荷为16.6%，拉运至该站进行处理，可满足本项目需要。

3.9.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

本项目项目依托场站为龙一联合站、第九采油厂含油污泥处理站等，依托场站环保手续情况见表 3.9-2。

表 3.9-2 依托工程环评验收情况一览表

与本工程关系	工程名称	环评文件	环评批复	验收情况
产液处理	龙一联脱水站	《龙西地区塔 21-4 区块产能建设地面工程环境影响报告表》	庆环审〔2018〕159 号	目前建设单位正在组织验收
污水处理	龙一联含油污水处理站	《龙一联污水处理系统改造工程环境影响报告表》	庆环建字〔2013〕295 号	2020年4月完成自主验收
污泥处理	第九采油厂含油污泥处理站	《采油厂含油污泥处理站建设工程》	庆环审〔2020〕170 号	目前建设单位正在组织验收

3.9.3 依托工程污染物排放情况

1、废气

①厂界非甲烷总烃

根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数1.4175g/kg原油。根据现场调查，龙一联实际最大处理油量为70.61×10⁴t/a，则龙一联非甲烷总烃产生量为1000.897t/a。

本次委托黑龙江永青环保科技有限公司于2021年11月4日~5日对龙一联合站厂界外10m处非甲烷总烃排放浓度进行监测，详见附件4，具体监测结果见表3.9-3。

表3.9-3 龙一联厂界无组织废气监测结果 单位：mg/m³

监测点位	采样日期	采样时间	非甲烷总烃			
			厂界上风向1#	厂界下风向2#	厂界下风向3#	厂界下风向4#
		08:00-09:00	0.52	0.68	0.57	0.60
		11:00-12:00	0.54	0.63	0.58	0.64

龙一联厂界外10m	2021.11.03	15:00-16:00	0.53	0.65	0.60	0.58
	2021.11.04	08:00-09:00	0.54	0.59	0.59	0.59
		11:00-12:00	0.51	0.57	0.54	0.60
		15:00-16:00	0.57	0.58	0.61	0.64

由表3.9-3可知，龙一联厂界外10m处非甲烷总烃无组织排放浓度上风向为0.51~0.57mg/m³、下风向为0.54~0.68mg/m³，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16397-1996) (4.0mg/m³)。

②加热装置燃烧烟气

龙一联脱水站加热炉采用天然气作为燃料，根据现场检测结果（委托黑龙江永青环保科技有限公司，监测时间为2021年11月18日~19日）。具体监测结果见表3.9-4。

表3.9-4 龙一联脱水站五合一加热装置废气监测结果

监测项目	排气筒高度 20m			《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉污染物排放浓度限值
	监测结果 11月4日			
	9:15	12:19	14:35	
废气排放量(Nm ³ /h)	3888	3845	3896	/
实测颗粒物(烟尘)排放浓度(mg/m ³)	10.8	11.2	11.5	/
折算后颗粒物(烟尘)排放浓度(mg/m ³)	12.4	12.5	13.1	20
实测SO ₂ 排放浓度(mg/m ³)	18	16	19	/
折算SO ₂ 排放浓度(mg/m ³)	21	18	22	50
实测NO _x 排放浓度(mg/m ³)	56	58	69	/
折算NO _x 排放浓度(mg/m ³)	64	65	78	200
O ₂ 含量(%)	5.7	5.3	5.6	/
烟温(℃)	99.4	98.5	97.8	/
监测项目	排气筒高度 20m			《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014)表2新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉污染物排放浓度限值
	监测结果 11月5日			
	8:30	11:19	14:50	
废气排放量(Nm ³ /h)	3747	3789	3813	/
实测颗粒物(烟尘)排放浓度(mg/m ³)	10.5	11.3	11.8	/

折算后颗粒物（烟尘）排放浓度 (mg/m ³)	11.4	12.5	13.3	20
实测 SO ₂ 排放浓度(mg/m ³)	14	17	15	/
折算 SO ₂ 排放浓度(mg/m ³)	15	19	17	50
实测 NO _x 排放浓度(mg/m ³)	72	71	66	/
折算 NO _x 排放浓度(mg/m ³)	79	79	75	200
O ₂ 含量 (%)	5.0	5.3	5.5	/
烟温 (°C)	95.5	94.3	94.6	/

表 3.9-5 龙一联脱水站五合一加热装置废气监测结果

监测日期	监测点位	监测项目	监测时间	监测结果
11月4日	废气总排口	烟气黑度	8:35	<1
			12:52	<1
			15:20	<1
11月5日	废气总排口	烟气黑度	7:40	<1
			10:52	<1
			14:20	<1
《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉污染物排放浓度限值				1

由表3.9-5可知，龙一联脱水站加热装置排放的废气中SO₂折算浓度约为15~22mg/m³，NO_x折算浓度约为64~79mg/m³，颗粒物折算浓度约为11.4~13.3mg/m³，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建燃气锅炉标准限值的要求。

根据现场调查龙一联脱水站年耗燃气量及加热炉排气筒监测数据核算依托场站烟气量及大气污染物排放情况，具体见表3.9-6。

表3.9-6 龙一联脱水站现有烟气量及大气污染物排放情况

名称	污染源名称	燃气量 (万 Nm ³ /a)	烟气量 (万 Nm ³ /a)	污染物排放情况 t/a		
				SO ₂	NO _x	颗粒物
龙一联脱水站	5 台加热装置 (0.58MW)	252	3389	0.644	2.41	0.40

2、废水

根据现场调查，龙一联合油污水处理站设计能力为7500m³/d，目前实际最大处理量为 5188m³/d，负荷率为69.2%，含油污水、作业污水等由龙一联合油污水处理站处理达

标后回注油层。

本次委托黑龙江永青环保科技有限公司于2021年11月4日~5日对龙一联合油污水处理站出水水质进行监测，监测结果见表3.9-7。

表3.9-7 龙一联合油污水处理站出水水质监测结果

监测点位	监测项目	废水总排放口							
		11月4日				11月5日			
		7:46	11:30	14:00	17:05	8:00	11:10	16:05	17:30
废水排放口	悬浮固体 (mg/L)	2	1	1	1	1	2	1	1
	石油类 (mg/L)	1.36	1.45	1.47	1.62	1.58	1.37	1.41	1.50

由表 3.2-29 可知，龙一联合油污水处理站处理后废水含油量1.36~1.62mg/L、悬浮固体为 1~2mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值要求“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L”标准限值。

3、噪声

项目依托场站噪声源均为站内加热装置以及各种机泵运行产生的噪声，根据现场调查，各场站输油泵、掺水泵、加热装置等设备均加设了减震基础，并且设有隔声门窗。本次委托黑龙江永青环保科技有限公司于2021年11月01日-02日对龙一联合站厂界噪声进行监测，监测结果见表3.9-8。

表3.9-8 龙一联厂界噪声监测结果 单位:dB (A)

监测位置	监测点位	监测时间	昼间		夜间	
龙一联厂界外1m	厂界东 (1#)	2021.11.01	7:11	56.9	22:10	48.6
	厂界南 (2#)		7:39	56.4	22:22	47.3
	厂界西 (3#)		7:56	53.6	22:31	48.4
	厂界北 (4#)		8:35	54.2	22:42	47.1
	厂界东 (1#)	2021.11.02	17:20	56.0	04:20	48.3
	厂界南 (2#)		17:56	53.4	04:56	47.1
	厂界西 (3#)		18:32	56.5	05:15	46.3
	厂界北 (4#)		18:53	56.9	05:42	46.8

由表表3.9-8可知，龙一联厂界昼间噪声值为 53.4~56.9dB (A)、夜间噪声值为 46.3~48.6dB (A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准。

4、固体废物

依托场站固体废物主要为龙一联合站产生的含油污泥量为 $1876\text{m}^3/\text{a}$ ，均暂存在站内龙一联固废池（ 5000m^3 ），由第九采油厂含油污泥处理站处理；根据现场调查，龙一联污水处理站每3~5年对站内的滤罐进行滤料清洗更换，单次产生废滤料约 88m^3 ，委托大庆蓝星环保工程有限公司处置。

3.10 建设项目工程分析

3.10.1 污染影响因素分析

3.10.1.1 施工期

地面建设内容包括 13 口油井的原油集输、供配电及场站、阀组间建设工程、道路工程等。

1、管线施工

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

A.施工作业带清理

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

B.管沟敷设

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

C.防腐及阴极保护

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

D.管沟回填

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

E.试压

管道在下沟回填后应试压，采用空气试压，严密性试验合格后使用。

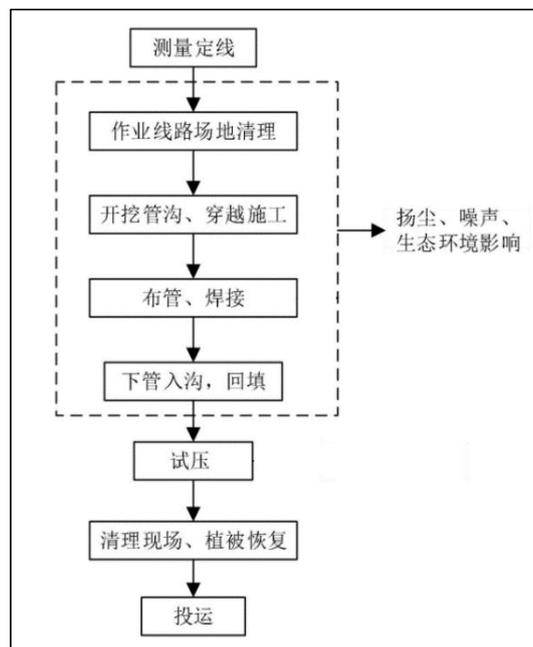


图 3.10-1 管线施工过程示意图

2、道路施工工艺

本项目道路施工包括井排路施工、进间路施工及通井路施工，进间路、通井路为砂石路，首先对道路路由进行清理平整，然后将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实，铺设路基及路面，砂石路面铺平后采用压路机压实。井排路为混凝土路，施工需在砂石路施工基础上浇筑水泥路面（罐车拉运预制水泥砂浆，不进行现场搅拌）。

3、场站、阀组间施工工艺

本项目场站及阀组间施工主要为土建施工及设备安装，场站土建施工包括场站地面硬化、污油池的建设及撬装设备安装；阀组间施工包括土建施工及设备安装。

本项目在井场、道路建设、场站施工以及管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活污水、生活垃圾等污染物。本项目施工期产污环节详见图 3.11-3。

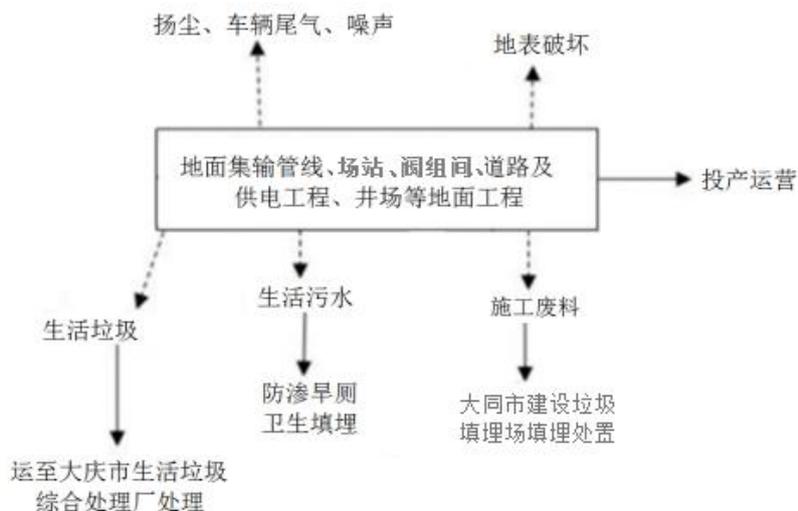


图 3.10-2 本项目地面工程施工期产污环节图

3.10.1.2 运行期

本项目基建油井采出液由集油管道进入新建阀组间内，计量后输至新建古页 4 号试验站，经油气分离、计量后伴生气与采出液混合进入龙一联脱水站，脱水站油气分离产生的油田伴生气作为本站加热炉燃料加以利用，余气外输。脱水站油水分离产生的含油污水输至龙一联含油污水处理站处理后回注油层，用于注水驱油。

本工程运营期的主要环境影响因素为新建场站及依托场站加热装置废气，以及原油集输过程中挥发的烃类气体，油井作业产生的作业污水、落地油及废防渗布，油井洗井产生的含油污水，井场机泵产生的噪声等。运行期工艺流程及主要产污节点见图 3.10-2。

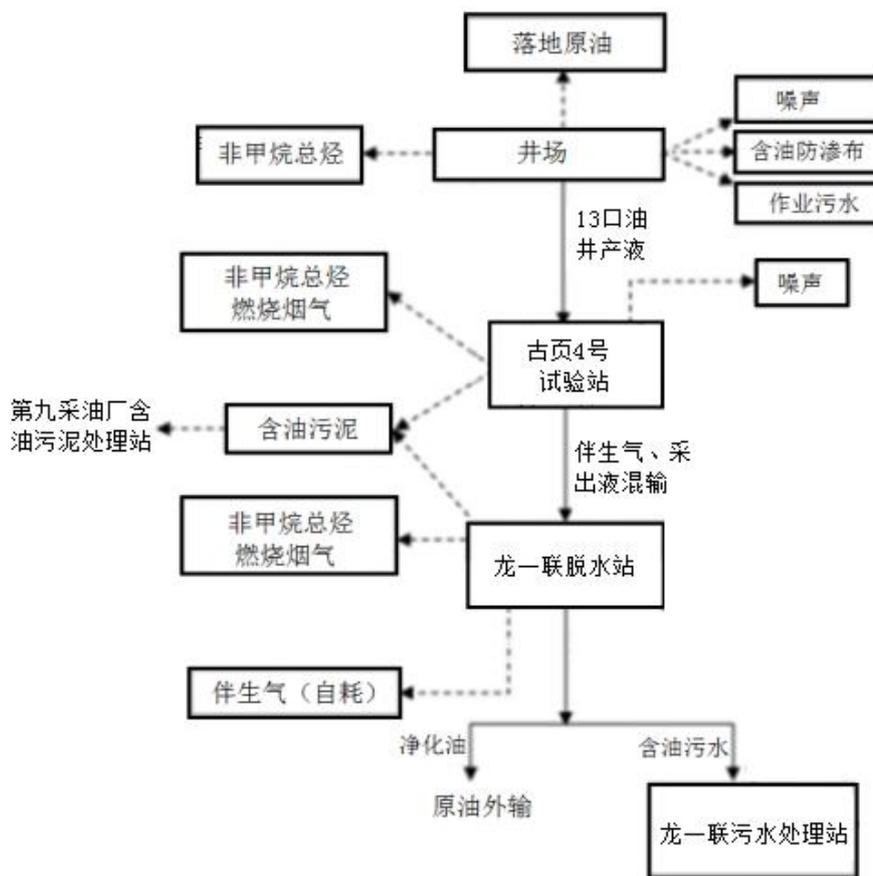


图 3.10-3 运行期工艺流程及主要产污节点图

3.10.2 生态影响因素分析

本工程基建油井 13 口（含 12 口新钻井及 1 口代用井），配套建设古页 4 号试验站、集油管道、道路、供配电等，主要占地类型为耕地（非基本农田）、基本草原，临时占地面积 12.7hm²，永久占地面积 1.41hm²。

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

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

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

3.10.3 污染源源强核算

3.10.3.1 施工期污染源源强核算

(1) 废气

施工期废气主要为地面工程施工时管沟开挖、道路施工、场站建设、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，以及施工设备和运输车辆尾气。

①施工扬尘

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

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

A. 管线及道路施工产生的施工扬尘

本项目管线、道路、场站等施工面积 14.11hm^2 ，参考对土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 $0.01\sim 0.05\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{s}$ ，考虑最不利情况，TSP 产生系数取 $0.05\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{s}$ ，取施工现场的扰动面积比为 70%，按每天施工时间 8h 计算，管线及道路施工产生的扬尘为 $142.22\text{kg}/\text{d}$ 。

B. 运输车辆产生的扬尘

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

②施工车辆排放的尾气

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

(2) 废水

①试压废水

项目管线铺设完成后进行试压，本项目共新建单井集油管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 1635\text{m}$ ，站间集油管道 $\Phi 89 \times 4.5 \sim 970\text{m}$ ，新建古页 4 号试验站至龙一联外输管道 $\Phi 159 \times 6 \sim 13070\text{m}$ ，则试压废水量 $V = \pi r^2 L = 270\text{m}^3$ 。该废水中主要含铁锈和泥屑，由罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 8mg/L，悬浮固体 3mg/L 规定后回注油层。

②生活污水

地面建设期施工人员 30 人，每人每天用水 80L，施工期间生活用水量为 2.4t/d，生活污水按用水量的 80%计算，则生活污水量为 1.92t/d。本项目施工期约 60d，则本工程产生生活污水 115.2t。生活污水生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整。

(3) 噪声污染源项分析

施工期产生的噪声主要施工机械和车辆运营噪声，具体排放情况见表 3.10-1。

表 3.10-1 本工程施工期噪声源统计表

噪声源	噪声值 dB (A)
挖掘机	70-90
搅拌机	60-70
推土机	70-90
电焊机	60-70
压路机	80-90
运输车辆等交通噪声	75-80

4) 固体废物

①施工废料

本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料。管道施工废料产生量以 200kg/km 管道计，本项目新建管道 15.875km，因此，施工废料产生量约为 3.175t。施工废料最大限度回收利用后，剩余废料拉运至工业固废填埋场处理。

②建筑垃圾

根据建设单位提供资料，项目 4 号试验站设备主要为撬装装置、建筑面积为 1380m²，阀组间总建筑面积 60m²，根据《中国城市建筑垃圾产量计算及预测方法》（长安大学学

报,第10卷第3期2008年9月)可知,计算建筑施工垃圾时,每建筑 $1 \times 10^4 \text{m}^2$,产生的废弃建筑垃圾550t,本项目建设为撬装装置而非混凝土建筑物,且施工时间少于建设房屋的施工时间,因此考虑本项目产生的建筑垃圾量为该系数的5%左右,则本项目共产生建筑垃圾约3.96t,拉运至大同市建设垃圾填埋场填埋处置。

③生活垃圾

地面建设期间施工人员30人,施工期60天,每人产生生活垃圾0.5kg/d计,施工期生活垃圾产生量为0.9t,生活垃圾统一收集,送至附近垃圾转运点,由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理。

3.10.3.2 运行期污染源强核算

(1) 废气

① 烃类气体

由于本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程,烃类气体的排放主要是某些设备的超压放空,储罐和管线的油气挥发以及天然气使用过程中的泄漏所致,主要排放地点为采油井场及集输场站。非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南(试行)》中的规定,油田开采为 1.4175g/kg 原油,本工程建成后年产原油 $6.65 \times 10^4 \text{t/a}$,则本次产能非甲烷总烃挥发量为 94.26t/a 。

② 加热炉烟气

本工程运行期产生的废气包括新建古页4号试验站外输炉废气及依托龙一联脱水站加热炉分担烟气。加热炉燃料均为天然气,产生的烟气较为清洁。新建古页4号试验站外输炉气源与龙一联气源相同,根据实测数据(见附件4),龙一联加热炉排放的废气中 SO_2 最大值约为 19mg/m^3 , NO_x 最大值约为 79mg/m^3 ,颗粒物最大值约为 13.3mg/m^3 。能够达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2中新建燃气锅炉标准限值要求。

根据建设单位提供的龙一联脱水站2019年生产记录,本项目依托场站2019年耗气量、处理液量、本次新增处理液量,类比计算得本次依托的龙一联脱水站新增耗气量见表3.10-2。

表3.10-2 项目依托场站现有耗气量及新增耗气量一览表

场站名称	处理液量 $10^4 \text{m}^3/\text{a}$	耗气量 $10^4 \text{m}^3/\text{a}$
2019年龙一联脱水站生产记录	253	252

本项目新增处理	6.65	6.62
---------	------	------

根据上述分析，采用类比计算。龙一联脱水站加热炉目前年耗气量为252万m³/a，烟气产生量为3389万m³/a，经计算烟气排放系数约为13.45m³/m³燃气，本工程计算新增燃气量为6.62万m³/a，则新增烟气量约为6.62×13.45=89.04万m³/a。根据监测数据，龙一联加热炉废气中SO₂实测浓度约为14~19mg/m³，NO_x实测浓度约为56~72mg/m³，颗粒物实测浓度约为10.5~11.8mg/m³，本次按最大浓度计算得污染物排放量见表3.10-3。

表3.10-3 场站加热装置新增燃烧烟气污染物排放量

名称	污染源名称	燃气量 (万 Nm ³ /a)	烟气量 (万 Nm ³ /a)	污染物排放情况 (t/a)		
				SO ₂	NO _x	颗粒物
依托龙一联脱水站分担量	5 台加热装置 (0.58MW)	6.62	89.04	0.0169	0.0641	0.0105
新建古页4号试验站	1台外输炉装置 (0.58MW)	2.0	26.9	0.0051	0.0194	0.00317

(2) 废水

本工程运营期产生的废水主要为油井作业污水、洗井污水、油田采出水。

①作业污水

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

根据建设单位提供的资料，油井作业周期1.5年，油井作业用水量4.2m³/井次，本项目共基建13口油井，则油井作业用水量约36.4m³/a。油井作业污水产生量按用水的95%计算，则作业污水产生量约为34.58m³，主要污染物为石油类、悬浮物，作业时需铺设防渗布。此部分污水通过罐车回收后送龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量8mg/L，悬浮固体3mg/L规定后回注油层，不外排。

②洗井污水

为防止油井结蜡影响生产，本项目13口油井采用化学清防蜡为主，热洗为辅的综合清防蜡措施，清防蜡剂或热水注入油井后不返排，直接进入原油集输系统，最终进入龙一联合油污水处理站。根据建设单位提供的资料，油井洗井周期1年，油井洗井用水量25m³/井次，则本项目油井洗井用水量约325m³/a，洗井污水产生量按用水的95%计算，则作业污水产生量约为308.75m³。

③油田采出水

根据开发指标预测，本项目油田采出水最大量为 99600t/a，经脱水站分离后管输进入龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ ”规定后回注油层。

(3) 噪声

本项目运营期依托工程不新增设备，项目运行期噪声源主要来自井场机泵及 4 号试验站设备运行，主要声源强度见表 3.10-4。

表 3.10-4 噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型	噪声源强
油气集输	油井	机泵	设备噪声	65-80dB (A)
油气处置	古页 4 试验站	外输泵		70-75 (A)
		外输泵橇		70-80 (A)
		真空加热炉橇		70-75 (A)
		油气分离器橇		60-70 (A)

(4) 固体废物

项目运营期产生的固体废物主要有含油污泥、落地油、含油废防渗布。

①含油污泥

结合油田实际产生情况和多年统计数据，生产万吨原油的排泥量（固相）一般按约 0.3t 计算，本项目产能 $6.65 \times 10^4\text{t/a}$ ，则本项目含油污泥产生量 1.995t/a，为危险废物，危废代码为 HW08/071-001-08，统一收集送第九采油厂含油污泥处理站处理。

②落地油

根据建设单位提供资料，每口井作业期间产生的落地油可按 50kg/井·次，作业频率一般 1.5 年，因此作业产生的落地油为 0.43t/a，落地油全部回收拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理，落地油回收率为 100%。

③含油废防渗布

根据油田现场的实际生产情况调查，每口油井作业面积约 400m^2 ，防渗布重量按 500g/m^2 计，可计算单井产生量约 0.2t，本项目油井共计 13 口，则含油废防渗布产生量约

为2.6t/a，为危险废物，危废代码为HW49/900-041-49，最终由有资质单位进行处理。

本项目危险废物具体情况见表3.10-5。

表 3.10-5 危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-01-08	1.995t/a	设备清淤	液态	油泥砂	石油类	设备清淤每年一次	T、I	送第九采油厂含油污泥处理站处理
2	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-01-08	0.43t/a	油井作业	液态	油泥砂	石油类	油井作业1.5年/次	T、I	送第九采油厂含油污泥处理站处理
3	作业废防渗布	HW49 其他废物	900-041-49	2.6t/a	油井作业	固态	油泥砂	石油类	油井作业1.5年/一次	T、I	由有资质单位进行处理

本项目污染源源强核算结果及相关参数汇总见表3.10-6~表3.10-9。

表 3.10-6 废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间/h
				核算方法	废气产生量万 m ³ /a	产生浓度 mg/m ³	产生量 t/a	工艺	效率 /%	核算方法	废气排放量万 m ³ /a	排放浓度 mg/m ³	排放量 t/a	
原油开采	井场、场站、管线等	无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	—	—	94.26	-	0	产污系数法	—	—	94.26	7200
油气集输	古页4号试验站(新建)	加热炉排气筒	SO ₂	实测法、类比法、产污系数法	26.9	19	0.0051	-	0	实测法、类比法、	26.9	19	0.0051	7200
			NO _x			72	0.0194	-	0			72	0.0194	
			颗粒物			11.8	0.00317	-	0			11.8	0.00317	
	龙一联脱水站(依托)	加热炉排气筒	SO ₂	实测法、类比法、产污系数法	89.04	19	0.0169	-	0	实测法、类比法、	89.04	19	0.0169	7200
			NO _x			72	0.0641		0			72	0.0641	
			颗粒物			11.8	0.0105		0			11.8	0.0105	

表 3.10-7 废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施	污染物排放				排放时间(h)	
				核算方法	产生废水量(t/a)	产生浓度(mg/L)		产生量(t/a)	核算方法	排放废水量(t/a)	排放浓度(mg/L)		排放量(t/a)
油井作业	油井	作业污水	石油类	类比法	34.58	1000	0.035	通过罐车回收后送龙一联含油污水处理站处理后最终回注油层,不外排	/	/	/	/	/

原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	物料衡算	99600	1000	99.6	进入原油集输系统，不外排	/	/	/	/	/
洗井	油井	洗井污水	石油类	类比法	308.75	1000	0.309	进入原油集输系统，不外排	/	/	/	/	/

表 3.10-8 噪声污染源源强核算结果及相关参数表

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源		降噪措施		噪声排放值		持续时间 (h)
				核算方法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB (A)	
井场	抽油	机泵	机械噪声	类比法	65-80	低噪声设备、定期保养、 安装减震基础	/	类比法	55-70	7200
古页 4 试验站	外输泵	外输泵	设备噪声	类比法	70-75 (A)		/	类比法	60-65 (A)	7200
	外输泵橇	外输泵橇		类比法	70-80 (A)		/	类比法	60-70 (A)	7200
	真空加热炉橇	真空加热炉橇		类比法	70-75 (A)		/	类比法	60-65 (A)	7200
	油气分离器橇	油气分离器橇		类比法	60-70 (A)		/	类比法	50-60 (A)	7200

表 3.10-9 固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序/生产线	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量 (t/a)	工艺	处置量 (t/a)	

原油集输	场站	含油污泥	危险废物	类比法	1.995	采用预处理+热解工艺	1.995	送第九采油厂含油污泥处理站处理
油井作业	油井	落地油	危险废物	类比法	0.43	采用预处理+热解工艺	0.43	送第九采油厂含油污泥处理站处理
油井作业	油井	含油废防渗布	危险废物	类比法	2.6	由有资质单位进行处理	2.6	由有资质单位进行处理

3.10.4 污染物“三本帐”汇总

由于本项目施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，因此本次评价只对拟开发区块运行期污染物排放情况进行核定。污染物排放量汇总见表 3.10-1。

表3.10-1 项目污染物排放情况一览表

污染源名称	污染物名称	单位	现有工程排放量	以新带老削减量	本工程排放量	总排放量	排放增减量
龙一联脱水站 (分担量)	废气量	万 m ³ /a	3389	0	89.04	3478.04	+89.04
	SO ₂	t/a	0.644	0	0.0169	0.6609	+0.0169
	NO _x	t/a	2.41	0	0.0641	2.4741	+0.0641
	颗粒物	t/a	0.4	0	0.0105	0.4105	+0.0105
古页4号 试验站	废气量	万 m ³ /a	/	/	26.9	/	+26.9
	SO ₂	t/a	/	/	0.0051	/	+0.0051
	NO _x	t/a	/	/	0.0194	/	+0.0194
	颗粒物	t/a	/	/	0.00317	/	+0.00317

3.11 清洁生产分析

3.11.1 井下作业的清洁生产工艺

(1) 在井场，加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发，控制分离器压力，杜绝放空，在设备的选型设计时充分考虑其承受的压力，阀门、油泵等设备装置密闭性能高，杜绝烃类气体跑冒等无组织排放。

(2) 起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。另外对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

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

3.11.2 油气集输的清洁生产

(1) 优化布局

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

本工程开发采取总体方案设计、总体布局，结合当地地形地貌特征，合理确定线路

位置和走向，最大限度的减少地面工程建设投资。

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

(2) 油气集输采用全密闭集输流程

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

(3) 油田采出水处理

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

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

3.11.3 先进的环境管理

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

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

表 3.11-1 清洁生产分析一览表

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》有关清洁生产的要求	本项目处理方式	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目油气集输采用密闭工艺，可有效减少油气损失，各种废弃物均得到合理有效集中处理	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	本项目为产能建设工程，不使用油气田化学剂	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%	井下作业过程配备了泄油器、刮油器。落地原油及时回收，回收率达到100%	符合

4	在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗措施预防燃料泄漏对环境的污染	本项目为产能工程，钻井工程已完成，经调查，本项目钻井过程使用柴油均储存在井场柴油罐中，柴油灌区设置围堰并采取重点防渗措施，避免泄漏	符合
5	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系，配备完善的固控设备，钻井液循环率达到95%以上，钻井过程产生的废水应回用	本项目为产能工程，钻井工程已完成，经调查，本项目钻井工程使用无毒无害的水基钻井泥浆，循环率达到95%以上，钻井废水进入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）及《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中I类场标准后用于铺垫井场及通井路	符合
6	酸化、压裂作业和试油（气）过程应采用防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本项目、地面管线采取防刺、防漏、防溢等措施	符合
7	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注气开采，鼓励采出水处理后回注于注气锅炉	采出水经龙一联合含油污水处理站处理满足标准后回注油层	符合
8	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m^3 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统 新、改、扩建油气田油气集输损耗不高于0.5%，2010年12月31日前建设的油气田油气集输损耗不高于0.8%	油气集输采用密闭工艺，油气集输过程中烃类挥发系数为1.4175‰，集输损耗率小于0.5%	符合

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境状况

4.1.1 地理位置

本项目位于大庆市大同区林源镇大榆山西泡子西南侧，地理坐标为东经 124°33'39.273"~124°34'23.715"，北纬 46°22'10.519"~46°22'21.461"。具体地理位置见附图 9。

4.1.2 地形地貌

调查区内地表普遍被第四系覆盖。地表为缓波状起伏的低平原地貌景观。地势西高东低。海拔高度在 138.64-150.34m 之间，相对高差 11.70m，区内分布着大面积农田及草原，局部分布有村庄、季节性泡泽、一般湿地。

4.1.3 气象特征

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

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

风速：平均风速 3.7 m/s，年最大风速为 22.7m/s。

降水量：年平均 442.0mm，年最大降水量 651.2 mm。

降雪量：平均积雪 158d，最大积雪深度 220.0mm。

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

湿度：年平均相对湿度为 63%。

年日照时数：2595.8 小时。

4.1.4 水文特征

4.1.4.1 地下水

(1) 地质概况

调查区内浅部地层从老到新依次为新近系泰康组 (N2t) 和第四系 (Q)。新近系泰康组 (N2t) 地层在调查区内广泛分布，发育良好。地层厚度一般为 92.0-142.0m。岩性：上部为灰绿、黄绿色泥岩，泥质粉砂岩，灰黄灰色砂岩，局部地区含朽木碎片，分布不定。下部为灰白色块状砂砾岩，中粗砂岩。调查区广

泛分布，其厚度一般 68.0-100.0m。上部为黄褐色粉砂和黄褐色粉土，中部由大量黄褐色粉砂组成，局部地区夹杂黄褐色粉土；下部为灰褐色黏土和灰褐色粉砂，底部为灰白色砂砾石。

(2) 地下水

调查区分布第四系含水层、新近系泰康组含水层、第四系承压含水层岩性主要为灰白色砂砾石，分布稳定，厚度 3.0-28.0m。孔隙较大，连通性好，渗透性好，富水性中等。新近系泰康组含水层分布在调查区广泛分布，为承压含水层，厚度 71.0-94.0m。含水层岩性为灰白色砂砾岩、中粗砂岩，孔隙较大，连通性好，渗透性较好，富水性强。

4.1.4.2 地表水

区域附近地表水体主要为大榆山西泡，位于本项目 5#平台北侧 200m 处，水域面积约 31.8hm²，根据《黑龙江省湿地名录》（2016 年），大榆山西泡属于草本沼泽一般湿地，无水域功能区划分，参考执行《地表水环境质量标准》V 类标准。

4.1.5 区域地质概况

根据地质钻探资料分析，区域浅部地层从上到下依次为第四系、白垩系明水组地层。

4.1.5.1 白垩系明水组（K₂m）

(1) 明水组一段（K₂m¹）

明水组一段由灰绿色砂岩、泥质砂岩夹厚度为 15.0~40.0m 的两层灰黑色、灰色泥岩组成的两个明显正旋回沉积物组成。明水组一段在区内的厚度变化较大，局部地区相差较大，一般为 120.0~163.5m，局部地区厚度大于 200.0m。明水组一段与下伏四方台组地层呈不整合接触。

(2) 明水组二段（K₂m²）

明水组二段为棕红色、砖红、灰及灰绿色泥岩，泥质粉砂岩与灰、灰绿、灰白色细砂岩、中粗砂岩及含砾中粗砂岩组成的湖相沉积或以湖相为主的湖相冲积层。顶部砖红色泥岩分布较为稳定。明水组二段的主要特点是多种颜色混杂，以棕红色为主。明水组二段区域分布特征与明水组一段基本相同，只是分布范围略小。南向北逐渐增厚，一般 120.0m~220.0m。明水组二段与下伏明水组一段呈整合接触。

4.1.5.2 第四系 (Q)

(1) 全新统冲积层 (Q₄)

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

(2) 上更新统哈尔尔组 (Q₃)

广泛分布于区域，岩性为粉质粘土和粉细砂。粉质粘土：黄褐色-褐黄色，软塑~可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度为 5~10.5m。局部夹粉土、粉细砂层，微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙。分布于评价区表层。

(3) 中更新统荒山组 (Q₂)

广泛分布区域，岩性为河湖相沉积的灰黑色粘土，地层厚度较为均匀，微显层理，局部夹有粉细砂层，致密坚硬，局部由铁质浸染，地层厚度为 25.0~30.5m。土质致密，渗透性较差，渗透系数一般在 $1.0 \times 10^{-6} \sim 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，为区域弱透水体，由铁质浸染的斑点条带，含铁钙质结核及白色钙质斑点；

第四系与下伏第三系泰康组地层为不整合接触。

4.1.6 地下水类型及含水岩组特征

(1) 第四系上更新统松散层孔隙潜水

分布于全区，含水层岩性为上更新统哈尔滨组粉细砂组成，厚度 0~3.5m。地下水水位埋深 2.4~5.5m，弱富水性，单井涌水量在 500~1000m³/d，地下水化学类型以 HCO₃-Na、HCO₃-Na.Ca 型水为主。该层水为大气降水的垂直入渗补给，无开采供水条件。

(2) 白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层

明水组二段：岩性主要是含中粗砂岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布不均，连续性较差，透水性一般、富水性一般，含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数较多，一般由 4-6 个层组成，单层厚度 3.0~20.0m，含水层顶板埋深 50~70m，二段含水层组单井涌水量一般可达 800~1200 m³/d (273mm)。

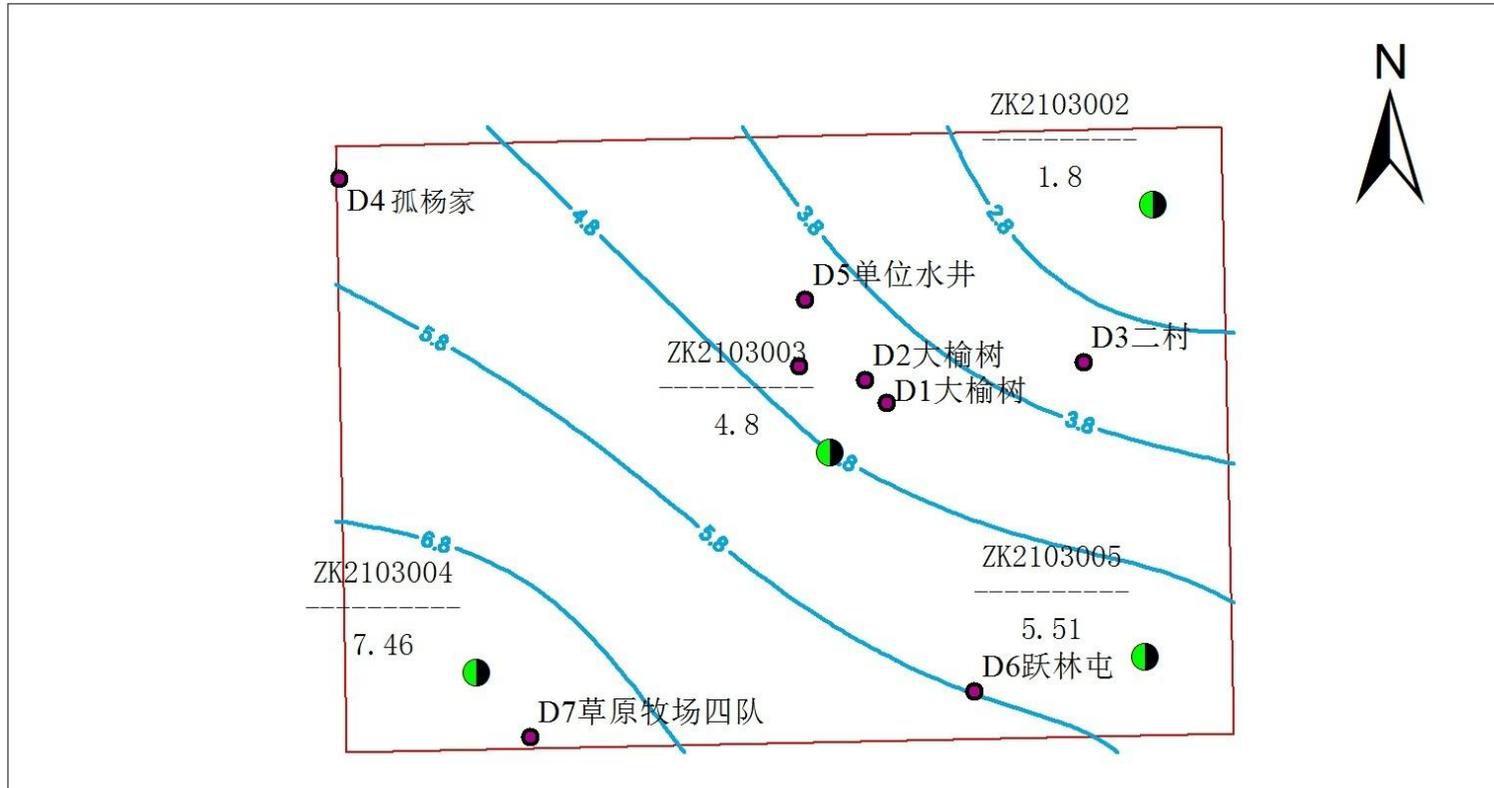
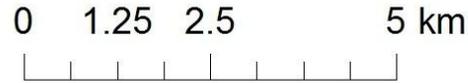
明水组一段：岩性主要是含砾砂岩和砂砾岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布稳定性较好，透水性一般、富水性一般，一段含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数一般 3.0~5.0 层，单层厚度 3.0~29.0m，累计含水层厚度 10.0~45.0m，含

水层顶板埋深 60~120m。单井涌水量(237mm 井管)一般都能达到 1000-1500m³/d, 水质为重碳酸钠型水。

明水组含水层的矿化度为 480~860g/L, 总硬度为 66~95mg/L(以 CaCO₃ 计), 水质类型为重碳酸钠型水。

区域包气带厚度等值线见图 4.1-1, 地下水区域潜水等水位线图见图 4.1-2, 区域承压水等水位线图见图 4.1-3, 区域地质柱状图见图 4.1-4。

调查区包气带厚度等值线图

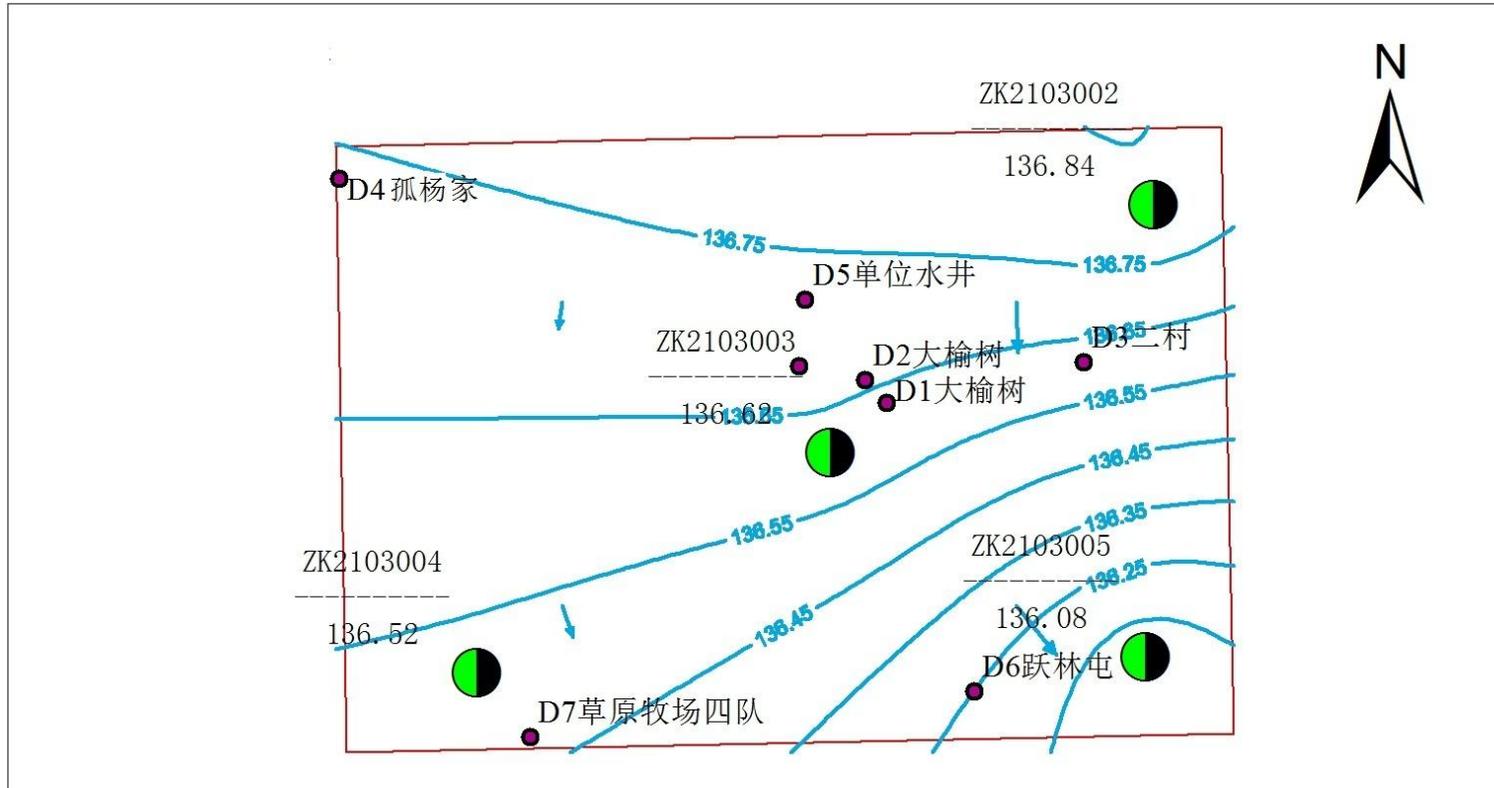
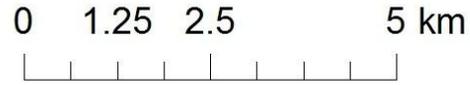


图例

- 勘探孔 包气带厚度
- 包气带厚度等值线
- 调查区
- 敏感点

图 4.1-1 区域包气带厚度等值线图

调查区潜水等水位线图

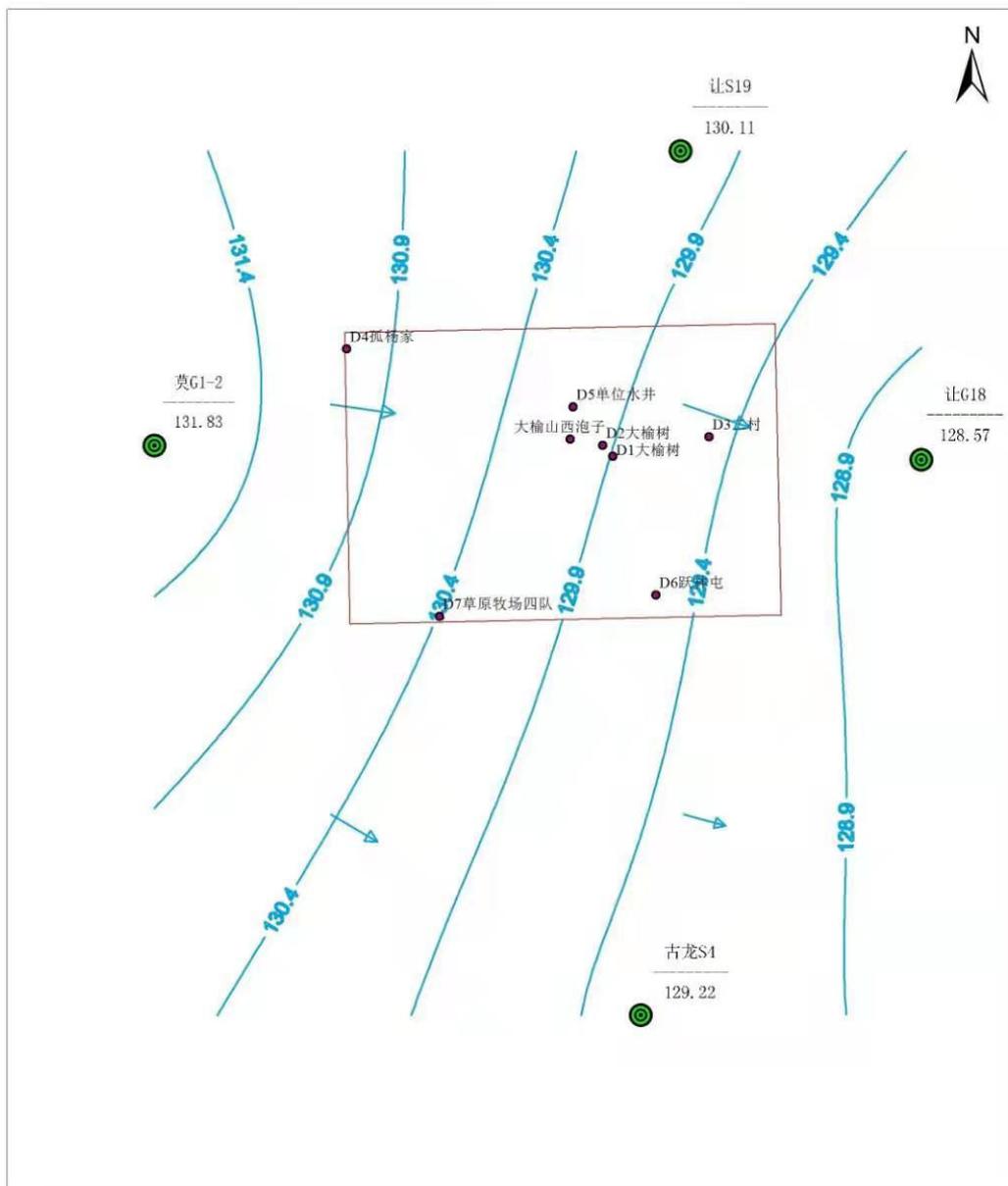


图例

- 勘探孔
- 水位高程
- 136.55- 潜水等水位线
- ↓ 潜水流向
- 调查区
- 敏感点

图 4.1-2 区域潜水等水位线

调查区承压水等水位线图



图例

- 观测井
- 承压水等水位线
- 承压水流向
- 调查区
- 敏感点

图 4.1-3 区域承压水等水位线图

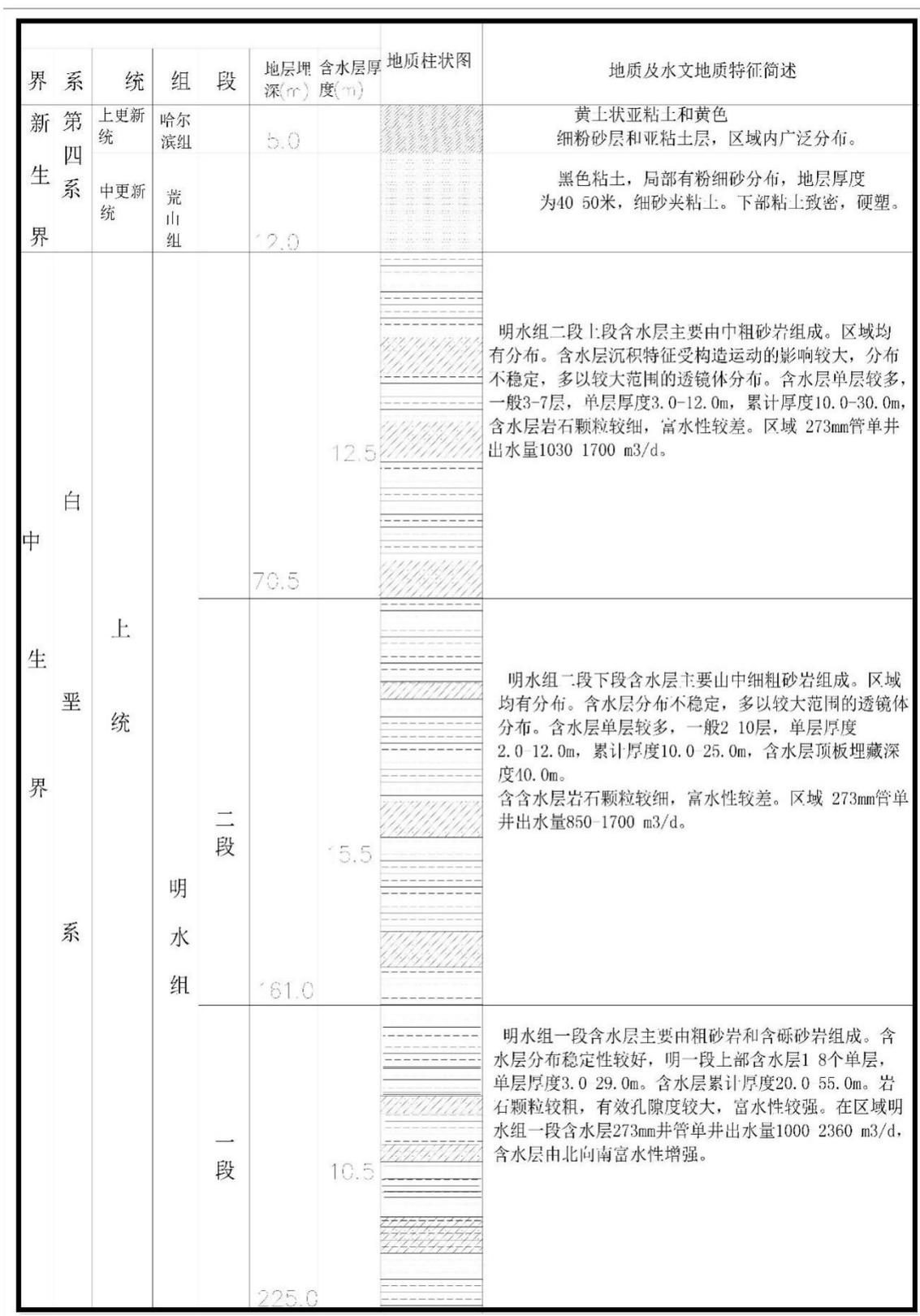


图 4.1-4 区域水文地质柱状图

4.1.7 地下水的补给、径流和排泄条件

地质环境决定了地下水的补给、径流、排泄规律。而其补给、径流和排泄构成了含水层地下水流系统的形成条件。

(1) 地下水补给

① 大气降雨补给

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

② 地表水体的入渗补给

区域内分布湖、泡较多，这些水体除消耗于水面蒸发外，大部分渗入地下，补给第四系潜水。除大气降水直接入渗以外，这些湖、泡入渗水量构成了第四系潜水补给的主要来源。丰富的潜水资源继而又构成了下伏承压含水层地下水的重要补给来源。

③ 侧向补给

在天然条件下，主要来自区域以外广泛连续分布的同一含水层中的地下水，地下水在水动力驱动下，通过水平方向径流补给区域内地下水，但目前区域由于受到开采地下水的形成降落漏斗的影响，天然流场有所改变。基本由北向南地下水侧向补给。

(2) 地下水径流规律

区内地下水的径流方向在不同层位有所不同。上部潜水含水层主要由粉细砂组成，颗粒较细，分布不连续，透水性较差，且受地形影响，地下水径流滞缓，区范围内地下水流向不明显，区域上总体流向随地势由北向南流。而其它含水层是该区供水的主要来源，地下水开采量较大而且相对集中，区域水位下降较大，已经形成了水位降落漏斗。由于人工流场的形成，改变了地下水的天然径流状态，地下水径流方向则为由西向东。

(3) 地下水排泄

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

① 潜水蒸发排泄

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

② 侧向径流排泄

地下水通过同一含水层向区域南部径流流出区域。

4.1.8 地下水动态变化特征

区域潜水含水层埋深较浅，含水层岩性为粉细砂，水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大，根据水位监测结果表明，区域潜水水位埋深 2.92m-6.79m 之间，区域潜水埋深变化较小，水位变化差 1.5m 左右（见下图 4.1-5）。

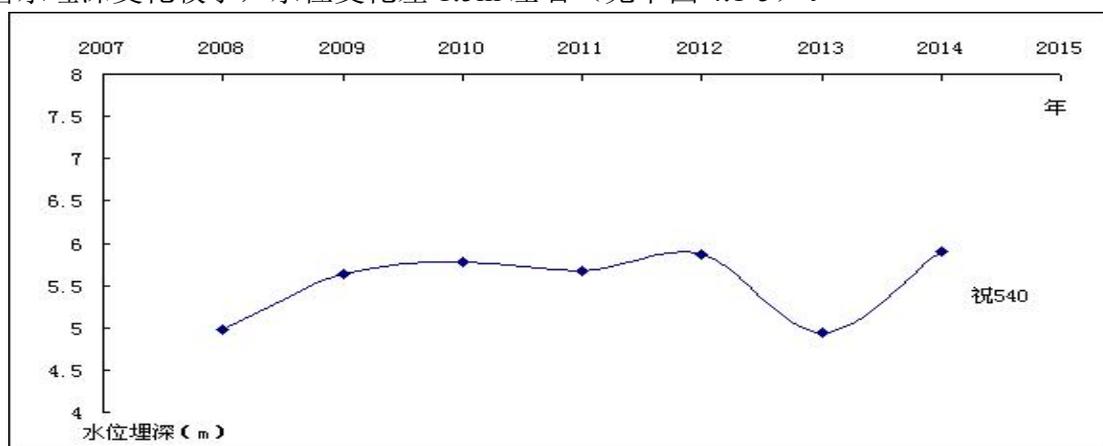


图 4.1-5 区域潜水水位埋深变化曲线

区域承压水主要含水层为泰康组砂岩裂隙孔隙承压含水层，承压水受多年地下水开采，承压水地下水位总的趋势呈下降趋势。根据近年区域地下水动态监测井水位监测分析，地下水水位变化主要受开采量的影响，水位埋深由开采初期为 4.0-6.0m，到 2016 年水位下降到 8.68m。目前基本处于稳定状态。（见下图 4.1-6）。

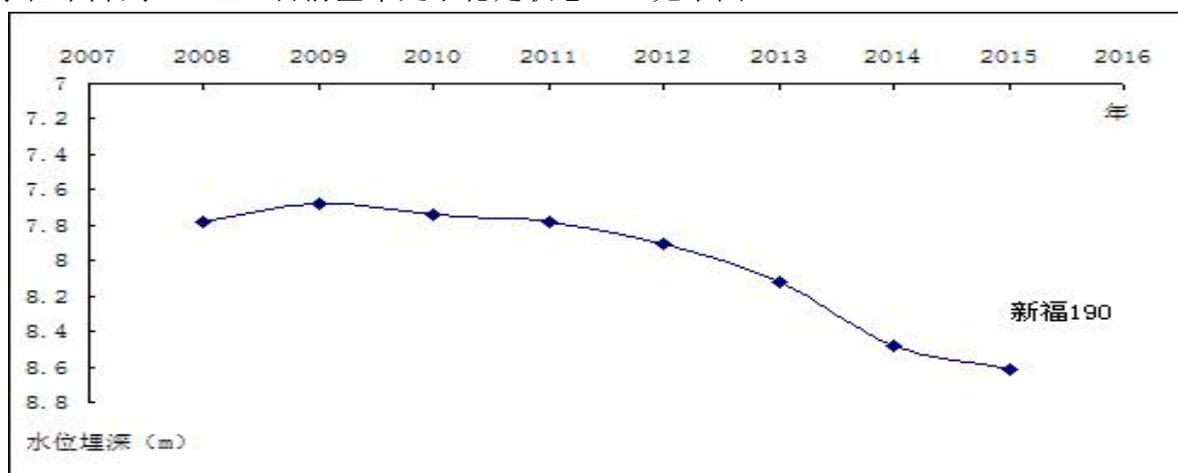


图 4.1-6 区域地下水承压水监测井水位埋深变化曲线

4.1.9 土壤情况

评价区属嫩江的冲积地带，区内土壤早期为洪积、冲、风积而成。是第四全新统疏松沉积物所覆盖，质地粘重，地形平坦，祇稍现坡状起伏。此地土壤受气候、地形、地

质、水文地质、生物等影响，逐步形成现在土壤类型。主要土壤种类有黑钙土、风沙土，本项目区域土壤类型分布图见附图 10。

(1) 风沙土

主要分布在中国北部的半干旱、干旱和极端干旱地区。风沙土的特征是成土作用经常受到风蚀和沙压，很不稳定，致使成土过程十分微弱，土壤性状与风沙堆积物无多大改变。随沙地的自然固定和土壤形成阶段的发展，由流动风沙土到半固定、固定风沙土，土壤有机质含量逐渐增加，说明只要增加肥分与水分，使植被逐步稳定生长，也能成为农林牧用地。

(2) 黑钙土

黑钙土是在温带半干旱半湿润气候和草甸草原植被下形成的地带性土壤。主要成土过程为腐殖质积累和钙质骤积以及附加草甸化而成。黑土厚度一般在 17~35cm 之间，有机质含量一般在 2~3% 左右，高者可达 4%，少者 1%，全氮在 0.1~0.2%，全磷在 0.01~0.12%。土质砂粘适中，耕性好，是构成农田的主要土壤，适宜种植各种作物。

4.1.10 植被情况

地区内原始植被主要为草甸草原类植物，以中早生的多年生草本植物为建群种，主要为羊草、星星草和杂类草类型。植被群落着生在沙质漫岗上，其土壤干燥，完全依赖大气降水。在地势低洼地带，以星星草、芦苇和杂草等中早生植物为主。由于气候的变化和人类活动的影响，地区内森林植物退却，原生林木很少，林木主要以农田防护林、护村林和护路林等为主，品种以速生林杨树为主。农田植被以旱田植被为主，粮食作物主要为玉米，经济作物以花生等为主。

4.1.11 动物分布

区域内原始动物中鸟类主要有喜鹊、麻雀、云雀、家燕、丹顶鹤等，兽类主要有狐、鼬、兔、鼠、黄羊、狍子、狼等，两栖类和爬行动物主要有无斑雨蛙、黑斑蛙、蛇等，鱼类主要有鲤鱼、鲢鱼、鲫鱼、草鱼、鲶鱼、鳊鱼等。由于受人为因素影响明显，荒野被开垦为农田，工业迅速发展，管道沿线大型鸟兽基本绝迹，大群雁鸭等主要集中在湖泊湿地中。

4.2 环境保护目标调查

1、基本草原

本项目古页 4 号试验站、阀组间及产能配套建设的道路工程新增占地为和平牧场基本草原。和平牧场位于松嫩平原的中部，场区域位于大庆市大同区、杜尔伯特县境内，地理坐标为北纬 46°08'—46°16'，东经 124°13'—124°35'。东靠兴隆泉乡，南连双榆树乡，西邻他拉哈乡，北接绿色草原牧场、敖林西柏乡和红旗林场。

牧场境内地势较为平坦，局部有波状起伏的漫岗分布，总体东北高西南低。气候属中温带大陆性季风气候，年平均气温 4.6℃，年均降水量 431.8 毫米。

土地利用类型主要有：农用地、建设用地、其他用地。农用地主要以牧草地为主，建设用地中居民点用地比重较大，其他用地土地开发利用程度较高。

和平牧场规划期间划定牧业用地 6492.6 公顷，占土地总面积的 19.8%，主要分布在第六、五、七管理区等。管制规则：①区内土地主要用于牧业生产，以及直接为牧业生产和生态建设服务的牧业设施；②区内现有非农业建设用地应按其适宜性调整为牧草地或其他类型的牧业设施用地，规划期间确实不能调整的，可保留现状用途，但不得扩大面积；③未经批准，严禁占用区内土地进行非农业建设，严禁占用区内土地进行开垦、采矿、挖沙、取土等破坏草原植被的活动。建设单位应该严格按照国家法律法规要求，跟相关部门办理征地手续。

本项目开工前按照《草原征占用审核审批管理规范》要求办理草原征占审批手续。工程严格执行占地标准，严格规范在草原内的施工建设和运行期井场作业活动，限制施工、作业范围和时限，尽量减少对草地的占用，并对占地进行了补偿，将工程对基本草原损失降至最小。

2、大榆山西湿地

本项目 3#-6#平台井位于基本草原内、同时位于大榆山西湿地，根据《黑龙江省湿地名录》（2016 年），大榆山西湿地属于草本沼泽，面积为 115.01hm²，保护级别为一般。

本次管线施工占用湿地，按照国家林业局关于修改〈湿地保护管理规定〉的决定》（国家林业局令第 48 号，2018 年 1 月 1 日起施行）和《黑龙江省湿地保护条例》（2016 年 1 月 1 日）规定，对占用的湿地应采取以下保护措施：

本工程 4 座平台井占用一般湿地，该部分井建设初期即钻井期已完成征地手续；

（2）建设单位不得擅自征用、占用湿地或者改变湿地用途。占用湿地时，应当报林

业行政主管部门批准；征用、占用或者改变其他湿地用途的，应当经林业行政主管部门审核同意后依法办理相关手续。

(3) 经依法批准在湿地内从事建设活动的单位，应当制定生态保护和污染防治方案，保护湿地景观资源和自然生态环境。

(4) 建设项目的建筑物或者构筑物，应当采用节能环保材料和设施，并与自然生态环境相协调。建设活动结束后，应当及时清理场地，恢复原貌。因工程建设等造成重要湿地生态特征退化的，项目建设单位限期恢复。

(5) 临时占用湿地的，应当经湿地主管部门或者湿地管理机构同意。占用单位应当提出湿地临时占用方案，明确湿地占用范围、期限、用途、相应的保护措施以及使用期满后的恢复措施等。临时占用湿地期限最长不得超过二年。临时占用期限届满后，占用单位应当按照湿地临时占用方案恢复湿地原状。

4.3 环境质量现状调查与评价

委托黑龙江永青环保科技有限公司于 2021 年 10 月 30 日至 2021 年 11 月 5 日对评价范围内环境空气、土壤环境、地表水环境、地下水环境、包气带、声环境质量现状进行了监测。

4.3.1 环境空气质量现状监测与评价

4.3.1.1 环境空气质量达标区判定

本项目区域环境空气质量引用《2020 年大庆市生态环境状况公报》，2020 年，大庆市共进行了 366 天有效环境空气质量自动监测，其中全年环境空气质量优良天数为 326 天，环境空气质量优良率为 89.1%。2020 年，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓度为 $9\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $3\sim 39\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量一级标准限值；二氧化氮年均浓度为 $18\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $4\sim 59\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量一级标准限值；可吸入颗粒物 (PM_{10}) 年均浓度为 $45\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量二级标准限值；细颗粒物 ($\text{PM}_{2.5}$) 年均浓度为 $28\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量二级标准限值；一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数为 $1.1\text{mg}/\text{m}^3$ ，日均浓度范围为 $0.2\sim 2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量一级标准限值；臭氧最大 8 小时平均第 90 百分位数为 $130\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $26\sim 219\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量二级标准限值。

本项目区域空气质量现状评价见表 4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	9 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	60 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	15%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	18 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	45%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	45 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	70 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	64.3%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	28 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	35 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	80%	达标
CO	第 95 位日平均质量浓度	1.1 mg/m^3	4 mg/m^3	27.5%	达标
O ₃	第 90 位 8h 平均质量浓度	130 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	160 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	81.25%	达标

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

4.3.1.2 环境空气质量现状补充监测

(1) 监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2—2018），以近 20 年统计的当地主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向 5 km 范围内设置 1~2 个监测点。根据区域井位分布特点及敏感目标分布情况，本项目共布设 3 个环境空气监测点位。

本项目委托黑龙江永青环保科技有限公司于 2021 年 10 月 30 日至 2021 年 11 月 5 日对评价区域特征污染物进行环境质量现状补充监测，区域特征污染物为非甲烷总烃，具体点位见表 4.3-2，现状监测点位见附图 11。

表 4.3-2 环境空气现状监测点位

序号	监测点名称	监测点坐标	监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对厂界距离
		经、纬度				
1	拟建试验站	124°33'57.10759",46°22'10.51923"	非甲烷总烃	2021.10.30~	拟建场站	--
2	大榆山屯	124°35'14.35521",46°22'19.63446"		2021.11.5	6#平台东侧	860m

(2) 监测项目

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

(3) 监测频次

监测频次为连续 7 天，每天采样 4 次。

(4) 评价方法

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

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

式中： I_i —第*i*种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i —第*i*种污染物平均浓度， mg/m^3 ；

C_{oi} —第*i*种污染物环境质量标准， mg/m^3 。

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

若 $I_i < 100\%$ ，则该指标满足环境空气质量标准，可以满足使用功能要求。

(5) 评价标准

《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准限值。

(6) 监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 特征污染物现状监测及评价结果 单位： mg/m^3

监测点位	监测点坐标	污染物	平均时间	评价标准 mg/m^3	监测浓度 范围 mg/m^3	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
	经、纬度							
拟建试验站	124°33'57.10759",46°22'10.51923"	非甲烷总烃	1h	2	0.40-0.54	27	0	达标
大榆山屯	124°35'14.35521",46°22'19.63446"			2	0.40-0.47	23.5	0	达标

评价结果表明，特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准要求。说明评价区域内大气环境质量较好，未受油田开发影响。

4.3.2 地下水环境质量现状评价

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

表 4.3-4 地下水环境现状监测频率参照表

评价等级	水位监测频率			水质监测频率		
	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

滨海（含填海区）	二期 a	一期	一期	一期	一期	一期
其他平原区（√）	枯丰	一期（√）	一期	枯	一期（√）	一期
黄土地区	枯平丰	一期	一期	二期	一期	一期
沙漠地区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
丘陵山区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
岩溶裂隙	枯丰	一期	一期	枯丰	一期	一期
岩溶管道	二期	一期	一期	二期	一期	一期
a “二期”的间隔有明显水位变化，其变化幅度接近年内变幅。						

一般情况下，地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的 2 倍。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2-4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。因此本项目共布设 7 个水质监测点和 14 个水位监测点。

4.3.2.1 地下水水位监测

(1) 监测点位

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），本次共监测区域内地下水水位监测点 14 个，其中，第四系松散岩类潜水水位监测点 7 个，明水组监测井 7 个。

表 4.3-5 地下水水位监测结果

编号	监测点位置	井深 m	水位埋深 (m)	监测含水层
1#	清泉屯高家	18	3.2	潜水监测井
2#	孤杨家村李家	19	3.5	潜水监测井
3#	三村王家	120	6.5	承压水监测井
4#	双榆树村李家	22	3.6	潜水监测井
5#	六井子五队徐家	20	4.2	潜水监测井
6#	六村屯刘家	115	5.8	承压水监测井
7#	沃格屯孙家	20	3.5	潜水监测井
8#	大榆山杜家	21	4.1	潜水监测井
9#	大榆山李家	135	5.3	承压水监测井
10#	六井子王家	20	2.6	潜水监测井
11#	南天门王家	23	2.9	潜水监测井
12#	南天门徐家	128	5.7	承压水监测井
13#	跃林村李家	22	3.5	潜水监测井

14#	绿色草原牧场 12 队	21	3.0	潜水监测井
-----	-------------	----	-----	-------

(2) 监测频率

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

4.3.2.2 地下水水质监测

(1) 地下水水质监测因子

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

(2) 水质监测布点

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次共布设 13 个水质监测点。地下水水质监测布点见附图 11。

地下水水质监测布点信息见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水水质监测布点信息表

编号	监测点位	监测层位	坐标	相对位置	井深 (m)
1	大榆山杜家	潜水	E124.58871, N46.37319	6#平台东北侧 1225m	21
2	大榆山李家	潜水	E124.58894 N46.373221	6#平台东北侧 1257m	135
3	六井子王家	潜水	E124.62805, N46.37707	5#平台东侧 4246m	20
4	南天门王家	潜水	E124.523260, N46.329344	松页油 1 井西南侧 5395m	23
5	南天门徐家	潜水	E124.52458, N46.32966	松页油 1 井西南侧 5305m	128
6	跃林村李家	承压水	E124.60340, N46.33704	4 号试验站东南侧 4308m	22
7	绿色草原牧场 12 队	承压水	E124.546655, N46.432576	1#平台北侧 6843m	21

(3) 监测时间及频次

2021年11月1日对地下水水质监测井取样1次，并进行水质分析。

(4) 监测结果

地下水水质现状监测结果见表4.3-7。

表 4.3-7 地下水水质现状监测结果 单位：mg/L

监测日期 监测项目	监测结果							《地下水质量标准》 GB/T14848-2017 III类标准 限值
	大榆山杜家 E124.58871 N46.37319	大榆山李家 E124.58894 N46.37321	六井子王家 E124.62805 N46.37707	南天门王家 E124.523260 N46.329344	南天门徐家 E124.52458 N46.32966	跃林村李家 E124.60340 N46.33704	绿色草原牧场12队 E124.546655 N46.432576	
	11月1日							
K ⁺ (mg/L)	3.55	3.41	4.62	4.09	3.74	3.52	3.21	/
Ca ²⁺ (mg/L)	40.5	42.7	39.2	41.2	35.2	48.2	39.2	/
Na ⁺ (mg/L)	26.7	23.1	20.1	30.1	39.4	32.1	26.8	/
Mg ²⁺ (mg/L)	24.7	25.9	30.4	28.6	38.9	35.0	26.5	/
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	0	0	0	0	0	0	0	/
HCO ₃ ³⁻ (mg/L)	260	270	258	289	280	305	267	/
氯化物 Cl ⁻ (mg/L)	27.9	24.8	30.4	24.4	31.5	39.2	24.5	≤250
硫酸盐 SO ₄ ²⁻ (mg/L)	37.3	35.1	39.6	38.5	41.7	40.8	32.3	≤250
pH (无量纲)	8.12	8.34	7.92	8.00	7.89	7.89	7.99	6.5≤pH≤8.5
总硬度 (mg/L)	204	213	195	237	233	255	196	≤450
氨氮 (mg/L)	0.302	0.288	0.325	0.317	0.248	0.255	0.333	≤0.50
氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0.05
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
耗氧量 (mg/L)	2.10	1.92	2.24	1.86	1.84	1.69	1.49	≤3.0
氟化物 (mg/L)	0.471	0.412	0.688	0.515	0.464	0.458	0.666	≤1.0
砷 (mg/L)	0.3×10 ⁻³ L	0.3×10 ⁻³ L	0.3×10 ⁻³ L	0.3×10 ⁻³ L	0.3×10 ⁻³ L	0.3×10 ⁻³ L	0.3×10 ⁻³ L	≤0.01
汞 (mg/L)	0.04×10 ⁻³ L	0.04×10 ⁻³ L	0.04×10 ⁻³ L	0.04×10 ⁻³ L	0.04×10 ⁻³ L	0.04×10 ⁻³ L	0.04×10 ⁻³ L	≤0.001
镉 (mg/L)	0.5×10 ⁻³ L	0.5×10 ⁻³ L	0.5×10 ⁻³ L	0.5×10 ⁻³ L	0.5×10 ⁻³ L	0.5×10 ⁻³ L	0.5×10 ⁻³ L	≤0.005
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
铁 (mg/L)	0.17	0.19	0.14	0.20	0.08	0.09	0.10	≤0.3
锰 (mg/L)	0.08	0.08	0.07	0.06	0.05	0.07	0.05	≤0.1
铅 (mg/L)	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	2.5×10 ⁻³ L	≤0.01
硝酸盐 (mg/L)	0.170	0.199	0.201	0.184	0.221	0.299	0.301	≤20.0

亚硝酸盐 (mg/L)	0.016L	≤1.0						
溶解性总固体 (mg/L)	387	245	235	270	355	325	388	≤1000
总大肠菌群 (MPN/100mL)	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	≤3.0
细菌总数 (CFU/mL)	15	13	9	17	14	10	17	≤100
石油类 (mg/L)	0.01L	《地表水环境质量标准》 GB3838-2002 表1 中 I 类 0.05						

4.3.2.3 地下水水质现状评价

(1) 评价标准

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

(2) 评价方法

采用单因子标准指数法对地下水水质现状监测结果进行评价,评价模式如下:

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

式中: $S_{i,j}$ ——水质单因子 i 在第 j 点的标准指数;

C_{ij} ——水质评价因子 i 在第 j 点的监测值, mg/L;

C_{si} ——i 因子的评价标准, mg/L。

pH 的标准指数公式:

$pH_j \leq 7.0$ 时

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

$pH_j > 7.0$ 时

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

式中: $S_{pH,j}$ ——pH 值的单项指数;

pH_j ——j 点 pH 值监测值;

pH_{su} ——水质标准中 pH 值上限；

pH_{sd} ——水质标准中 pH 值下限。

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

(3) 单因子标准指数

地下水单因子标准指数计算结果见表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水单因子标准指数计算结果

监测日期 监测项目	监测结果						
	大榆山杜家 E124.5887 1 N46.37319	大榆山李家 E124.5889 4 N46.37322 1	六井子王家 E124.6280 5 N46.37707	南天门王家 E124.5232 60 N46.32934 4	南天门徐家 E124.5245 8 N46.32966	跃林村李家 E124.6034 0 N46.33704	绿色草原 牧场 12 队 E124.5466 55 N46.43257 6
	11 月 1 日						
K^+ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
Ca^{2+} (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
Na^+ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
Mg^{2+} (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
CO_3^{2-} (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
HCO_3^{-} (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
氯化物 Cl^- (mg/L)	0.11	0.10	0.12	0.10	0.13	0.16	0.10
硫酸盐 SO_4^{2-} (mg/L)	0.15	0.14	0.16	0.15	0.17	0.16	0.13
pH (无量纲)	0.75	0.89	0.61	0.67	0.59	0.59	0.66
总硬度 (mg/L)	0.45	0.47	0.43	0.53	0.52	0.57	0.44
氨氮 (mg/L)	0.60	0.58	0.65	0.63	0.50	0.51	0.67
氰化物 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
挥发酚 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
耗氧量 (mg/L)	0.70	0.64	0.75	0.62	0.61	0.56	0.50
氟化物 (mg/L)	0.47	0.41	0.69	0.52	0.46	0.46	0.67
砷 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
汞 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
镉 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
六价铬 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
铁 (mg/L)	0.57	0.63	0.47	0.67	0.27	0.30	0.33
锰 (mg/L)	0.80	0.80	0.70	0.60	0.50	0.70	0.50

铅 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
硝酸盐 (mg/L)	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02
亚硝酸盐 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
溶解性总固体 (mg/L)	0.39	0.25	0.24	0.27	0.36	0.33	0.39
总大肠菌群 (MPN/100mL)	/	/	/	/	/	/	/
细菌总数 (CFU/mL)	0.15	0.13	0.09	0.17	0.14	0.10	0.17
石油类 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/

从上表可以看出,地下水环境质量满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准,石油类能够满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) I类限值。

(4) 区域地下承压水化学类型分析

根据舒卡列夫分类法,按地下水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^{+} 、 K^{+} 、 Cl^{-} 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^{-} 含量,将 Meq (毫克当量) 百分数大于 25% 的阴、阳离子进行组合,每种类型以阿拉伯数字为代号,共 49 类。舒卡列夫分类表见表 4.3-9。

表 4.3-9 舒卡列夫分类表

含量>25%Meq 的离子	HCO_3^{-}	$\text{HCO}_3^{-}+\text{SO}_4^{2-}$	$\text{HCO}_3^{-}+\text{SO}_4^{2-}+\text{Cl}^{-}$	$\text{HCO}_3^{-}+\text{Cl}^{-}$	SO_4^{2-}	$\text{SO}_4^{2-}+\text{Cl}^{-}$	Cl^{-}
Ca	1	8	15	22	29	36	43
Ca+Mg	2	9	16	23	30	37	44
Mg	3	10	17	24	31	38	45
Na+Ca	4	11	18	25	32	39	46
Na+Ca+Mg	5	12	19	26	33	40	47
Na+Mg	6	13	20	27	34	41	48
Na	7	14	21	28	35	42	49

按矿化度又分为 4 组: A 组矿化度< 1.5g/L, B 组 1.5~10g/L, C 组 10~40g/L, D 组> 40g/L。命名时在数字与字母间加连接号,如 1-A 型:指的是 $\text{M} < 1.5\text{g/L}$, 阴离子只有 $\text{HCO}_3^{-} > 25\%\text{Meq}$, 阳离子只有 Ca 大于 25 %Meq。49-D 型,表示矿化度大于 40g/L 的 Cl-Na 型水,该型水可能是于海水及海相沉积有关的地下水,或是大陆盐化潜水。

根据本项目地下水监测结果,分别计算承压水、潜水各 1 个监测点位中 SO_4^{2-} 、 Cl^{-} 、 HCO_3^{-} 、 CO_3^{2-} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^{+} 、 K^{+} 浓度均值,进而计算各离子 Meq (毫克当量) 百分数及监测点位矿化度,从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类,工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-10,工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-11。

表 4.3-10 潜水水质八大离子水化学类型分析结果

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百分 比 (%)	离子毫克当量 合计 (mg/L)	相对误 差%	矿化度
大榆山杜家	K ⁺	0.091	1.706	5.335	4.49	0.42
	Na ⁺	1.161	21.759			
	Ca ²⁺	2.025	37.955			
	Mg ²⁺	2.058	38.580			
	HCO ₃ ⁻	-4.262	73.028	-5.837		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-0.797	13.658			
	SO ₄ ²⁻	-0.777	13.314			

表 4.3-11 承压水水质八大离子浓度评价结果

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百分 比 (%)	离子毫克当量 合计 (mg/L)	相对误 差%	矿化度
大榆山李家	K ⁺	0.087	1.624	5.385	4.27	0.43
	Na ⁺	1.004	18.650			
	Ca ²⁺	2.135	39.646			
	Mg ²⁺	2.158	40.080			
	HCO ₃ ⁻	-4.426	75.455	-5.866		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-0.709	12.079			
	SO ₄ ²⁻	-0.731	12.466			

通过对区域内地下水八大离子监测结果可知，本项目所在区域地下水化学类型以 HCO₃-Ca+Mg，2-A 型淡水型为主，地下水矿化度较低，水质情况较好。根据表 10-11 和表 10-12，项目区域水质总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于 5%，阴阳离子平衡。

4.3.2.4 地下水环境质量现状评价结论

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域第四系孔隙潜水水质满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的 III 类标准要求。评价区域地下水化学类型主要为 2-A 型 HCO₃- Ca+Mg 淡水。

4.3.2.5 包气带污染现状调查

(1) 包气带防污性能

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 1.05m~5.0m。包气带地层岩性主要为表层杂填土、粉质黏土及粉砂。

根据评价区内地质钻孔资料显示，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。

(2) 包气带现状监测

①监测点位

本项目布设 6 个包气带监测点，每个点在 0-20cm 深度取 1 个样，在 20-40cm 深度取 1 个样。包气带现状调查见表 4.3-12。

表 4.3-12 包气带监测点

序号	监测点	采样深度
1	1#平台	0~20cm、20~40cm
2	1#平台西侧 100m 林地	0~20cm、20~40cm
3	5#平台	0~20cm、20~40cm
4	5#平台东侧 100m 草地	0~20cm、20~40cm
5	松页油 1 井场内	0~20cm、20~40cm
6	松页油 1 井场东侧 100m 耕地	0~20cm、20~40cm

②监测因子

pH、汞、砷、铅、总铬、石油类、挥发酚，共 7 项指标。

③监测时间

2021 年 10 月 3 日。

④监测结果

表 4.3-13 包气带现状调查结果

监测项目	监测结果											
	1#平台		1#平台西侧 100m 林地		5#平台		5#平台东侧 100m 草地		松页油 1 井场内		松页油1 井场东侧100m 耕地	
监测点位	0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm
监测时间	10月30日 8:25		10月30日 9:55		10月30日 15:12		10月30日 15:49		10月30日 17:20		10月30日 17:55	
pH (无量纲)	7.8	7.9	7.7	7.6	7.7	7.6	7.9	7.6	7.8	7.9	7.7	7.8
镉 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铅 (mg/L)	0.018	0.016	0.024	0.026	0.017	0.014	0.016	0.026	0.013	0.023	0.021	0.019
铬 (mg/L)	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
铜 (mg/L)	0.012	0.017	0.009	0.008	0.010	0.015	0.006	0.007	0.019	0.010	0.006	0.007
镍 (mg/L)	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
锌 (mg/L)	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
石油类 (mg/L)	0.25	0.37	0.41	0.31	0.35	0.28	0.24	0.41	0.49	0.26	0.24	0.27
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L

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

4.3.3 地表水环境质量现状

4.3.3.1 地表水环境质量现状监测

本项目不排放废水，属于水污染影响型三级B评价，可不开展区域污染源调查，为了解区域内地表水现状，2021年11月1~2日对本项目北侧的地表水体大榆山西泡进行了监测。

(1) 监测点位

本次评价共布设1个地表水监测点，监测点布设情况见表4.3-14。

表 4.3-14 监测点布设情况

监测点	与本项目位置关系	坐标
大榆山西泡	5#平台北侧 190m	E124.°34'30.75341 N46.°22'30.50100

(2) 监测因子

pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD₅、石油类、挥发酚、硫化物。

(3) 监测频率

连续取样2天，每天一次。

(4) 监测结果

水质监测数据见表4.3-15。

表 4.3-15 地表水监测数据表 单位：mg/L

监测项目	监测结果	
	11月1日 9:33	11月2日 16:10
	大榆山西泡 E124.°34'30.75341, N46.°22'30.50100	
pH (无量纲)	7.9	7.8
COD _{cr} (mg/L)	40	39
BOD ₅ (mg/L)	7.3	6.9
高锰酸盐指数 (mg/L)	7.2	7.0
氨氮 (mg/L)	0.322	0.375
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L
硫化物 (mg/L)	0.005L	0.005L

4.3.3.2 地表水环境质量现状评价

(1) 评价方法

采用水质指数法进行水质评价，公式如下：

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

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

C_{ij} ——评价因子 i 在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

C_{si} ——评价因子 i 的水质评价标准限值，mg/L。

溶解氧（DO）的标准指数评价公示如下：

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

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

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

DO_j ——溶解氧在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

DO_s ——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

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

S ——实用盐度符号，量纲为 1；

T ——水温， $^{\circ}\text{C}$ 。

pH 值指数计算公式如下：

当 $pH_j \leq 7.0$ 时

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

当 $pH_j > 7.0$ 时

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

式中： $S_{pH,j}$ ——pH 值的单项指数；

pH_j —— j 点 pH 值监测值；

pH_{su} ——水质标准中 pH 值上限；

pH_{sd} ——水质标准中 pH 值下限。

(2) 执行标准

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

泡未进行功能区划，参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准限值要求。

（3）评价结果

地表水评价结果详见表 4.3-16。

表 4.3-16 地表水环境质量评价结果统计一览表

监测项目	监测结果	
	11月1日 9:33	11月2日 16:10
	大榆山西泡 E124.°34'30.75341, N46.°22'30.50100	
pH（无量纲）	0.3	0.27
COD _{cr} （mg/L）	1.0	0.975
BOD ₅ （mg/L）	0.73	0.69
高锰酸盐指数（mg/L）	0.48	0.47
氨氮（mg/L）	0.16	0.19
石油类（mg/L）	0.01L	0.01L
挥发酚（mg/L）	0.0003L	0.0003L
硫化物（mg/L）	0.005L	0.005L

由评价结果可知，监测时段大榆山西泡地表水环境质量满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准。

4.3.4 声环境质量现状监测与评价

4.3.4.1 声环境质量现状监测

（1）监测点布设

根据本项目拟建井场布置情况，在本项目所在区域共布设5个监测点，监测点布设见表 4.3-17，具体监测点位见附图 11。

表 4.3-17 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系
N1	拟建试验站	124°33'57.10759", 46°22'10.51923"	厂界四周
N2	1#平台	124°33'43.84431",	井场四周

		46°22'21.46102"	
N3	3#平台	124°34'5.70206", 46°22'15.17023"	井场四周
N4	5#平台	124°34'23.75260", 46°22'13.20573"	井场四周
N5	松页油1	124°33'39.27304", 46°22'10.31646"	井场四周

(2) 监测时间及频次

监测时间：2021年11月1-24日。

监测频次：连续监测2天，昼夜各1次。

(3) 监测结果

声环境现状监测结果见表4.3-18；

表 4.3-18 声环境现状监测结果表 单位：dB (A)

监测时间	监测点位	昼间		夜间	
11月1日 -2日	拟建试验站北侧	9:01	55.2	22:59	46.3
	拟建试验站东侧	9:38	53.7	23:22	47.2
	拟建试验站南侧	9:52	56.6	23:42	47.6
	拟建试验站西侧	10:05	54.2	23:59	46.8
	1#平台北侧	10:25	56.6	00:26	45.3
	1#平台东侧	10:46	54.2	00:47	46.6
	1#平台南侧	10:59	55.2	00:45	46.3
	1#平台西侧	11:28	54.1	01:27	47.3
	3#平台北侧	14:05	53.0	01:41	46.0
	3#平台东侧	14:35	53.8	02:23	46.9
	3#平台南侧	14:59	54.2	02:55	45.3
	3#平台西侧	16:26	55.6	03:40	47.0
	5#平台北侧	17:01	54.9	03:58	44.3
	5#平台东侧	17:20	55.3	04:22	44.8
	5#平台南侧	17:55	56.3	04:38	46.8
	5#平台西侧	18:16	57.3	04:52	46.3
	松页油1北侧	19:20	56.5	05:17	44.8
	松页油1东侧	19:35	54.5	05:33	44.9
松页油1南侧	19:57	56.8	05:45	45.6	

	松页油 1 西侧	20:11	55.9	05:55	46.2
11 月 2 日 -3 日	拟建试验站北侧	7:20	56.3	22:01	48.3
	拟建试验站东侧	7:48	54.8	22:17	47.6
	拟建试验站南侧	8:20	55.9	22:31	46.8
	拟建试验站西侧	8:53	55.2	22:43	47.6
	1#平台北侧	9:27	55.5	23:11	47.0
	1#平台东侧	9:55	56.3	23:29	46.8
	1#平台南侧	10:12	57.3	23:45	47.3
	1#平台西侧	10:38	56.4	23:56	45.9
	3#平台北侧	11:20	54.3	00:25	46.6
	3#平台东侧	11:55	53.9	00:43	46.0
	3#平台南侧	12:22	53.0	00:59	47.1
	3#平台西侧	12:58	54.5	01:15	46.2
	5#平台北侧	13:41	55.6	01:29	48.0
	5#平台东侧	14:06	57.6	01:58	45.6
	5#平台南侧	14:28	56.3	02:21	46.3
	5#平台西侧	14:53	55.9	02:40	47.2
	松页油 1 北侧	15:10	54.3	02:11	42.9
	松页油 1 东侧	15:39	56.3	02:26	45.8
	松页油 1 南侧	16:00	53.2	02:47	46.0
	松页油 1 西侧	16:30	56.0	03:15	45.8

4.3.4.2 声环境质量现状评价

(1) 评价标准

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

(2) 评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

(3) 评价结论

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

4.3.5 土壤质量现状监测与评价

4.3.5.1 土壤理化特性调查

在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，主要包括土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度、植被、地下水位埋深、地下水溶解性总固体等，具体土壤理化特性调查见表 4.3-19，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-20。

表 4.3-19 土壤理化特性调查

点号	1#拟建 试验站 污油池	时间	10月30 日	点位	5#松页油 1井	时间	10月30 日
层次	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	层次	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m
现场 记录	颜色	黄棕色	黄棕色	黄棕色	颜色	黄棕色	黄棕色
	结构	团粒	团粒	团粒	结构	团粒	团粒
	质地	粉砂为 主	粉砂为主	粉砂为 主	质地	粉砂为主	粉砂为 主
	砂砾含量	70%	65%	65%	砂砾含量	75%	70%
实验 室 测 定	PH 值	8.45	8.42	8.40	PH 值	8.14	8.20
	阳离子交 换量	31.5	32.8	30.7	阳离子交 换量	29.5	24.7
	氧化还原电 位	552	550	564	氧化还原电 位	512	514
	孔隙度	44.5	44.9	45.7	孔隙度	50.2	47.9
	土壤容重 (kg/m ³)	1.02	1.05	1.08	土壤容重 (kg/m ³)	1.07	1.02

表 4.3-20 区域内土壤构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
拟建3号试验站占地内			0-0.5m 团粒状结构 壤土
			0.5-1.5m 团粒状结构壤土
			1.5-3m 团粒状结构 壤土

注：应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。

根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。

4.3.5.2 土壤环境质量现状监测

(1) 采样点布设

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目，评价等级为一级，确定本项目占地范围内共布设2个表层样监测点，5个柱状样监测点，占地范围外共布设4个表层样点，土壤现状监测点位详见表4.3-21，监测点位置见附图11。

表 4.3-21 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	执行标准	备注
1	拟建试验站污油池	同上	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）	采取柱状样，在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
2	拟建试验站容器区	同上		采取柱状样，在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
3	1#平台井占地范围内	同上		采取柱状样，在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
4	5#平台井占地范围内	同上		采取柱状样，在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
5	松页油1井占地范围内	同上		采取柱状样，在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样

6	1#阀组间占地范围内	124°33'43.79133", 46°22'17.18705"		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
7	2#阀组间占地范围内	124°34'4.57094", 46°22'14.75374"		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
8	1#平台西侧100m林地	同上	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》(GB 15618—2018)	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
9	5#平台西侧100m草地	同上		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
10	松页油1井场西侧100m耕地	同上		采取表层样, 在 0~0.2m 取样
11	拟建试验站南100m林地	同上		采取表层样, 在 0~0.2m 取样

(2) 监测项目

1#~7#点位监测项目: pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr(六价)、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并(a)蒽、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、苯并(a)芘、茚并(1,2,3-cd)芘、二苯并(a,h)蒽、石油烃(C₁₀-C₄₀)。共47项。

8#~11#点位监测项目: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C₁₀-C₄₀)，共10项。

(3) 监测时间

监测时间: 2021年10月30日-11月1日。

(4) 监测频次

采样1次, 分别对各采样土壤进行监测因子全分析。

(5) 监测结果

本项目土壤检测结果见表4.3-22。

表 4.3-22 土壤检测结果

监测项目	监测结果																	
	拟建试验站污油池 10月30日 8:01			拟建试验站容器区 10月30日 9:15			1#平台井占地 10月30日 10:30			5#平台井占地 10月30日 12:10			松页油1井占地 10月30日 14:35			1#阀组 间占地 范围 10月31 日 10:25	2#阀组 间占地 范围 10月31 日 13:10	
	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	0~0.5m	0~0.5m													
镉(mg/Kg)	2.39	2.47	2.88	2.01	2.68	2.35	3.55	3.17	3.88	3.05	3.19	3.39	4.23	4.55	4.69	2.39	4.55	
砷(mg/Kg)	4.45	3.28	6.23	6.52	5.38	5.27	8.23	6.58	7.12	5.20	6.11	7.44	5.55	4.21	4.36	4.45	6.97	
汞(mg/Kg)	0.299	0.308	0.401	0.454	0.556	0.658	0.304	0.333	0.215	0.415	0.465	0.502	0.666	0.429	0.368	0.299	0.401	
铅(mg/Kg)	29.5	36.5	34.5	18.6	23.5	20.4	38.4	36.5	35.5	32.8	28.5	24.1	39.9	34.2	26.8	29.5	20.4	
六价铬 (mg/Kg)	0.09	0.07	0.09	0.12	0.16	0.11	0.07	0.10	0.13	0.08	0.06	0.08	0.09	0.12	0.10	0.09	0.07	
铜(mg/Kg)	115	105	98	125	123	88	145	136	127	102	139	140	138	147	126	95	84	
镍(mg/Kg)	42	48	53	36	21	44	56	43	40	65	71	58	55	41	66	42	59	
四氯化碳 (mg/Kg)	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L													
氯仿 (mg/Kg)	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L													
氯甲烷 (mg/Kg)	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L													
1,1-二氯乙 烷(mg/Kg)	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L	0.02L													

1,2-二氯乙烷(mg/Kg)	0.01L																
1,1-二氯乙烷(mg/Kg)	0.01L																
顺-1,2-二氯乙烯(mg/Kg)	0.008L																
反-1,2-二氯乙烯(mg/Kg)	0.02L																
二氯甲烷(mg/Kg)	0.02L																
1,2-二氯丙烷(mg/Kg)	0.008L																
1,1,1,2-四氯乙烷(mg/Kg)	0.02L																
1,1,2,2-四氯乙烷(mg/Kg)	0.02L																
四氯乙烯(mg/Kg)	0.02L																
1,1,1-三氯乙烷(mg/Kg)	0.02L																
1,1,2-三氯乙烷(mg/Kg)	0.02L																
三氯乙烯(mg/Kg)	0.009L																
1,2,3-三氯丙烷	0.002L																

(mg/Kg)																	
氯乙烯 (mg/Kg)	0.02L																
苯(mg/Kg)	0.01L																
氯苯 (mg/Kg)	0.005L																
1,2-二氯苯 (mg/Kg)	0.005L																
1,4-二氯苯 (mg/Kg)	0.008L																
乙苯 (mg/Kg)	0.006L																
苯乙烯 (mg/Kg)	0.02L																
甲苯 (mg/Kg)	0.006L																
间+对二甲 苯(mg/Kg)	0.02L																
邻二甲苯 (mg/Kg)	0.02L																
硝基苯 (mg/Kg)	0.09L																
苯胺 (mg/Kg)	0.13L																
2-氯酚 (mg/Kg)	0.04L																
苯并[a]蒽 (mg/Kg)	0.12L																
苯并[a]芘 (mg/Kg)	0.17L																

苯并[b]荧 蒽(mg/Kg)	0.27L																
苯并[k]荧 蒽(mg/Kg)	0.11L																
蒽(mg/Kg)	0.14L																
二苯并[a, h]蒽 (mg/Kg)	0.13L																
茚并 [1,2,3-c, d] 芘(mg/Kg)	0.13L																
萘(mg/Kg)	0.09L																
石油烃 (mg/Kg)	64	59	55	60	42	66	75	43	58	50	41	59	58	37	69	33	21
pH(无量 纲)	8.3	8.4	8.6	7.9	8.0	7.8	8.4	7.8	8.6	8.2	8.4	8.6	8.4	8.6	8.5	8.6	8.4

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

监测时间	2021.10.30			
监测项目	监测点位及监测结果			
	1#平台西侧 100m 林地	5#平台西侧100m 草 地	松页油 1 井场西侧 100m 耕地	拟建试验站南 100m 林地
	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m
pH (无量纲)	8.0	8.5	8.3	8.5
锌 (mg/kg)	63	58	92	50
镉 (mg/Kg)	0.254	0.217	0.338	0.205
砷 (mg/Kg)	5.88	3.99	5.24	3.24
汞 (mg/Kg)	0.205	0.307	0.417	0.230
铅 (mg/Kg)	19.4	24.7	30.0	21.9
铬 (mg/Kg)	15	19	14	10
铜 (mg/Kg)	60	75	65	73
镍 (mg/Kg)	66	40	32	28
石油烃	29	27	18	20

4.3.5.3 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法

利用单项污染指数法进行评价。评价公式如下:

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中: P_i -土壤中 i 种污染物污染指数;

C_i -土壤中 i 种污染物污染实测值 (mg/kg);

S_i -土壤中 i 种污染物评价标准 (mg/kg)。

土壤环境背景值评价采用单因子污染指数法。

单因子污染指数为土壤污染因子含量与土壤环境质量的比值, 其表达式为:

$$P_i = C_i/S_i$$

式中: P_i ——土壤环境污染指数;

C_i ——土壤环境质量实测值, mg/kg;

S_i ——土壤环境质量评价标准, mg/kg。

$P_i \leq 1$ 表明污染物未超标; $P_i > 1$ 表明污染物超标, 且 P_i 值越大, 表明污染越严重。

(2) 评价标准

1#~8#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中第二类用地筛选值标准, 以及表2(其他项目)中第二类用地筛选值标准; 8#~11#监测点位土壤执行《土

壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

（3）评价结果

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-24。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-25。

表 4.3-24 建设用地区土壤环境质量现状评价结果 (P_i 值)

监测项目	监测结果																
	拟建试验站污油池 10月30日 8:01			拟建试验站容器区 10月30日 9:15			1#平台井占地 10月30日 10:30			5#平台井占地 10月30日 12:10			松页油1井占地 10月30日 14:35			1#阀组 间占地 范围 10月31 日 10:25	2#阀组 间占地 范围 10月31 日 13:10
	0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	0~0.5m	0~0.5m												
镉(mg/Kg)	0.037	0.038	0.044	0.031	0.041	0.036	0.055	0.049	0.060	0.047	0.049	0.052	0.065	0.070	0.072	0.037	0.070
砷(mg/Kg)	0.074	0.055	0.104	0.109	0.090	0.088	0.137	0.110	0.119	0.087	0.102	0.124	0.093	0.070	0.073	0.074	0.116
汞(mg/Kg)	0.008	0.008	0.011	0.012	0.015	0.017	0.008	0.009	0.006	0.011	0.012	0.013	0.018	0.011	0.010	0.008	0.011
铅(mg/Kg)	0.037	0.046	0.043	0.023	0.029	0.026	0.048	0.046	0.044	0.041	0.036	0.030	0.050	0.043	0.034	0.037	0.026
六价铬 (mg/Kg)	0.016	0.012	0.016	0.021	0.028	0.019	0.012	0.018	0.023	0.014	0.011	0.014	0.016	0.021	0.018	0.016	0.012
铜(mg/Kg)	0.006	0.006	0.005	0.007	0.007	0.005	0.008	0.008	0.007	0.006	0.008	0.008	0.008	0.008	0.007	0.005	0.005
镍(mg/Kg)	0.047	0.053	0.059	0.040	0.023	0.049	0.062	0.048	0.044	0.072	0.079	0.064	0.061	0.046	0.073	0.047	0.066
四氯化碳 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯仿 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯甲烷 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯乙 烷(mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

1,2-二氯乙烷 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1-二氯乙烷 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
顺-1,2-二氯乙烯 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
反-1,2-二氯乙烯 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
二氯甲烷 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯丙烷 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,1,2-四氯乙烷 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,2,2-四氯乙烷 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
四氯乙烯 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,1-三氯乙烷 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,2-三氯乙烷 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
三氯乙烯 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2,3-三氯丙烷	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

(mg/Kg)																	
氯乙烯 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯(mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
氯苯 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,2-二氯苯 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,4-二氯苯 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
乙苯 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯乙烯 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
甲苯 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
间+对二甲 苯(mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
邻二甲苯 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
硝基苯 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯胺 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
2-氯酚 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[a]蒽 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[a]芘 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

苯并[b]荧 蒽(mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
苯并[k]荧 蒽(mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
蒽(mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
二苯并[a, h]蒽 (mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
茚并 [1,2,3-c, d] 芘(mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
萘(mg/Kg)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
石油烃 (mg/Kg)	0.014	0.013	0.012	0.013	0.009	0.015	0.017	0.010	0.013	0.011	0.009	0.013	0.013	0.008	0.015	0.007	0.005
pH(无量 纲)	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

表 4.3-25 农用地土壤环境质量现状评价结果

监测时间	2021.10.30			
监测项目	监测点位及评价结果			
	1#平台西侧 100m 林地	5#平台西侧100m 草 地	松页油 1 井场西侧 100m 耕地	拟建试验站南 100m 林地
	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m	0~0.2m
pH (无量纲)	/	/	/	/
锌 (mg/kg)	0.210	0.193	0.307	0.167
镉 (mg/Kg)	0.423	0.362	0.563	0.342
砷 (mg/Kg)	0.235	0.160	0.210	0.130
汞 (mg/Kg)	0.060	0.090	0.123	0.068
铅 (mg/Kg)	0.114	0.145	0.176	0.129
铬 (mg/Kg)	0.060	0.076	0.056	0.040
铜 (mg/Kg)	0.600	0.750	0.650	0.730
镍 (mg/Kg)	0.347	0.211	0.168	0.147
石油烃	0.006	0.006	0.004	0.004

(4) 评价结论

从表中可以看出,评价区域内土壤环境质量较好,没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中第二类用地筛选值标准,以及表2(其他项目)中第二类用地筛选值标准;评价范围内草地、林地、耕地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1农用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中标准。

4.3.6 生态环境现状评价

4.3.6.1 生态环境现状分析

(1) 生态功能区划

根据《全国生态功能区划》(修编版,2015),本工程位于I-02-04松嫩平原生物多样性保护与洪水调蓄功能区。该区主要生态问题包括不合理围垦和过度开发导致湿地面积减小和破碎化,湿地严重缺水且盐碱化问题突出,生物多样性受到威胁,湿地生态系统功能下降,农业生产带来的面源污染日趋严重。

在全国生态功能区划的基础上,结合黑龙江省详细的生态功能区划,对本工程所在的生态功能区划进行详细说明。根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》(黑政函〔2006〕75号),本工程所在区域属于东北平原西部草甸草原生态区,松嫩平原

西部草甸草原与农业生态亚区，松嫩平原中部盐渍化控制与土壤保持生态功能区。本工程区生态功能区划见表 4.3-26。

表 4.3-26 本工程区域生态功能区划表

项目区生态功能分区单元			主要生态系统服务功能	保护措施与发展方向
I-06 松嫩平原西部草甸草原生态区	I-06-01 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区	I-06-01-02 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区	沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采	逐步恢复草原面积，加大对漏斗区的回注，防止漏斗区继续形成，控制对环境的影响，科学发展农牧业

(2) 土地利用现状

本项目生态评价范围内主要生态系统为耕地、草地及湿地生态系统，草地主要为基本草原，耕地主要为旱田，湿地为一般湿地。

(3) 植被现状调查

大庆市位于松嫩平原中部，地势低，地带性植被为草甸草原，是我国温带草原的一部分，也是欧亚大陆草原的最东端，以丛生禾草和根茎禾草为其主要成分。由于湖泊、沼泽和盐碱化洼地的大面积分布，非地带性植被面积也较大，并有较多的盐生植物群落。

①植物区系特征

本区植物区系成分主要包括长白植物区系、蒙古植物区系、华北植物区系和大兴安岭植物区系。以蒙古草原植物区系成分占优势，常见的优势种和伴生种多属蒙古植物区系成分，如羊草(*Aneurolepidium chinense*)、贝加尔针茅(*Stipa baicalensis*)、大针茅(*S. grandis*)、线叶菊(*Filifolium sibiricum*)、星星草(*Puccinellia tenuifolia*)等。长白植物区系，也称满洲植物区系，在本区分布的种数仅次于蒙古植物区系，如木贼(*Equisetum hyemale*)、普通蓼(*Polygoeum manshuricum*)、野大豆(*Glycine soja*)、水车前(*Ottelia alimoides*)、狼爪瓦松(*Orostachys cartilaginosa*)等。华北植物区系成分所占比例不大，主要有细叶地榆(*Samguisorba tenuifolia*)、柴胡(*Bupleurum scorzonerifolium*)、糙隐子草(*C. squarrosa*)等。

②主要植被类型

评价区域内植被类型以草甸、经济林和农田为主。

I 草甸植被

评价区域内草甸主要包括草甸草原植被和盐生草甸植被。

草甸草原植被：羊草草甸草原（Form. *Leymus chinensis*）。羊草草甸草原是欧亚大陆草原区东部一种特有和优势的草原类型，也是本市主要的草甸草原类型。由于羊草具有强烈的根茎繁殖能力，排挤其它植物侵入，故种类组成比较单纯，在群落中羊草占绝对优势，是稳定的建群成分。但由于小生境，尤其是土壤类型和土壤盐碱含量的变化，群落组成结构有明显差异，可以区分若干群丛。如羊草-野古草群丛（*Leymus chinensis*-*Spodiopogon sibiricus*）、羊草-箭头唐松草群丛（*Leymus chinensis*-*Thalictretum simplex*）、羊草-拂子茅群丛（*Leymus chinensis*-*Calamagrostis epigejos*）、羊草-糙隐子草群丛（*Leymus chinensis*-*Cleistogenes squarrosa*）、羊草-野大麦群丛（*Leymus chinensis*-*Hordetum*）、羊草-虎尾草群丛（*Leymus chinensis*-*Chloris vigata*）、羊草-碱蒿群丛（*Leymus chinensis*-*Artemisium*）等。羊草草甸草原是草原植被中经济价值最高的类型。由于羊草营养价值在整个生长季都很高，适口性强，适于调制干草，是最重要的自然割草场和放牧场。但目前因过度放牧和碱化，草场退化严重。

盐生草甸植被：星星草草甸（Form. *Puccinellia tenuiflora*）。广泛分布在退化草地的碱斑和盐碱化湖泡周围，但面积较小，生境较低湿，常有短期积水。此类草甸盖度变化很大，40%~80%。由于生境条件严酷，常以星星草为单优势，甚至无伴生种，可混有少量羊草、野大麦（*Hordeum brevisublatum*）、朝鲜碱茅（*Puccinellia chinampoensis*）、碱地风毛菊（*Saussurea runcinata*）、碱地肤（*Kochia sieversiana* var. *suaedaefolia*）、碱蒿（*Artemisia anethifolia*），以及常混有少量一年生的碱蓬（*Suaeda glauca*）和角碱蓬（*S. corniculata*）等。马蔺草甸（Form. *Iris ensata*）。主要分布在严重退化草地的碱斑周围。组成以马蔺为优势，伴生种随着小生境土壤的盐分、湿润度的不同而有变化，主要有无脉苔草（*Carex enervis*）、走茎苔草（*C. reptabunda*）、寸草、羊草、赖草及芨芨草（*Achnatherum splendens*），其次间或混有少量的各类杂类草。碱蓬草甸（Form. *Suaedion glaucae*）。广泛分布在碱湖周围的碱土和严重退化草地的碱斑上，是草地土壤严重碱化的标志之一，在土壤碱化度达到50%以上的地段仍能正常生长。它包括原生和次生的群落，一般面积较小，但在村庄附近、放牧点、饮水点、极度放牧的地方也可连成大片。

组成群落的种类简单，多为盐生植物，碱蓬和碱蒿在群落中占主要地位，虎尾草在某些地段也可有较多数量。该群落只在夏季雨水充足的情况才有很好的发育，否则植物稀疏。角碱蓬草甸（Form. Suaedetum corniculatae）。角碱蓬的生境与碱蓬相似，常与其形成复合分布，也包括原生和次生群落，种类组成较单纯，角碱蓬占绝对优势。

II 经济林

在评价区内经济林主要为杨树林（Form. *Populus canadensis*）。

杨树林是评价区人工防护林的主要林种之一，也是评价区内分布最多，最广泛的林木，主要分布在村庄附近、道路两侧及农田周围。杨树林平均树高 10~15m，平均胸径 15~25cm，平均冠幅 2.5m×2.5m。

III 农田植被

评价区属于松嫩平原区，粮食耕作历史悠久，栽培植被是最重要的植被类型，但是目前由于旱涝、盐碱、风沙等因素，区域内的农田多属于中、低产农田。粮食作物主要为玉米，经济作物以花生为主。

（4）野生动物现状调查

草甸草原生境中的动物群包括两栖类的中华大蟾蜍，花背蟾蜍和无斑雨蛙，爬行类的白条锦蛇及红点锦蛇；鸟类有白尾鹞（*Circus cyaneus*）、白头鹞（*C.aeruginosus*）、环颈雉（*P. colchicus karpowi Rothschild*）、蒙古百灵（*Melanocorypha mongolica*）、小沙百灵（*Calandrella cheleensis cheleensis*）、云雀（*Alauda arvensis intermedia*）、白鹡鸰（*Motacilla alba*）、灰鹡鸰（*Motacilla cinerea*）、角百灵（*Eremophila alpestris*）、家燕（*Hirundo rustica*）等、兽类有普通刺猬（*Erinaceus europaeus rinnaens*）、蒙古兔（*Repus capensis rinnaeus*）、草原黄鼠（*Citellus dauricus Rranolt*）、五趾跳鼠（*Allactagasibirica Forsten*）、黑线仓鼠、布氏田鼠、草原鼯鼠、巢鼠，以及狐（*Vulpus vulpus rinnaeus*）、艾鼬（*Mustela eversmanni lesson*）等。

（5）生态系统现状调查

① 农田生态系统

本项目临时占用耕地 0.108hm²，农田生态系统是人工生态系统，植被是人工栽培的各种农作物，本项目区域农田为一般耕地。评价区属于松嫩平原区，粮食耕作历史悠久，栽培植被是最重要的植被类型，但是目前由于旱涝、盐碱、风沙等因素，区域内的农田

多属于中、低产农田。粮食作物主要为玉米，经济作物以花生为主。

②基本草原生态系统

本项目古页4号试验站、阀组间及产能配套建设的道路工程新增占地为和平牧场基本草原，新增永久占地 1.41hm^2 、临时占地 3.336hm^2 。草原生态系统主要为牧草地，植被主要是牧草。牧草有梯牧草(timothy)、鸭茅(orchard grass)、六月禾(kentucky blue grass)、细麦(拟)、羊茅、棕叶、狗尾草等。豆科牧草有紫苜蓿、三叶草、三叶豆，巢菜(救荒野豌豆)、鸡眼草等。

③湿地生态系统

本项目3#-6#平台井位于基本草原内、同时位于大榆山西湿地，新增湿地临时占地 0.864hm^2 。根据《黑龙江省湿地名录》(2016年)，大榆山西湿地属于草本沼泽，面积为 115.01hm^2 ，保护级别为一般。

(6) 水土流失现状调查

根据《大庆市水土保持规划(2015~2030)》，大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目位于大庆市大同区大同镇，不属于市级水土流失重点治理区。本项目拟建井场所处水土保持重点治理区示意图见附图3。

(7) 防沙治沙情况调查

《黑龙江省防沙治沙条例》第二十六条规定：“油气勘探开发以及矿产资源开采应当按照规划组织实施，并将地表植被恢复和建设纳入规划。在开发和开采前，应当进行环境影响评价，依法提交包括有关防沙治沙内容的环境影响报告。县级以上人民政府林业、国土资源、环境保护、草原等行政主管部门应当对开发和开采单位的地表植被恢复情况进行监督检查。”第二十七条：“在沙化土地所在地区从事开发建设活动，应当事先就开发建设项目可能对当地及相关地区生态环境产生的影响进行环境影响评价和水资源论证。对不具备水源条件，且有可能造成土地沙化、水土流失等灾害，严重破坏生态环境的开发建设项目，不得批准立项。环境保护行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。”

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

根据现场调查，项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，应制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

施工期临时占地及施工车辆行驶将对区域地表植被产生破坏。因此施工期须严格落实各项目生态保护措施及生态减缓措施，严格控制控制施工作业占地范围，尽量减小施工期对区域生态影响。

4.3.6.2 生态环境现状评价结论

本项目位于大庆市大同区，本项目评价范围内生态系统类型包括草地生态系统和农田生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以草原为主，工程所在区域内主要土壤类型以黑钙土、风沙土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少，本项目区域生态环境总体质量较好。

4.4 区域污染源调查

由于本区块为刚刚开发的页岩油区块，根据现场调查，项目所在地为基本草原及耕地（非基本农田），没有同类型工业类项目。本项目周边为农村地区，主要污染物农村居民餐饮油烟、农村生活污水、农村村民生活出行噪声、农村人员日常生活中产生的厨卫垃圾。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

5.1.1 施工期

施工过程中对大气环境的影响主要是施工车辆排放的尾气及管沟开挖、道路敷设、土方堆填、恢复原有地面等过程中产生的粉尘及二次扬尘。

(1) 施工车辆扬尘

施工时运输车辆下风向 50m 处的浓度约为 $11.63\text{mg}/\text{m}^3$ ，工程在运输和堆置过程中对易起尘的临时土方等加盖苫布等遮盖物，对进出场地的运输道路进行洒水抑尘，运输车辆扬尘污染类比调查见表 5.1-1。

表5.1-1 运输车辆扬尘监测结果

染来源	采样点距离 (m)	监测结果 (mg/m^3)
灰土运输车辆	下风向50	11.63
	下风向100	19.69
	下风向150	5.04

运输车辆及筑路机械行驶在施工道路上时，产生的扬尘在下风向150m处TSP浓度值为 $5.04\text{mg}/\text{m}^3$ ，其对下风向污染较大。

为了防止道路施工污染物污染环境，在施工时，应采取以下措施：

- ① 施工中路拌机采用密封拌合的方式；
- ② 材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；
- ③ 施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等；
- ④ 在敏感点处采取洒水、减慢车速，控制运输车辆的扬尘污染。

在采取了相应的控制措施后，施工过程对周围敏感点产生的影响较小，且这种影响将随着施工期的结束而消失。

(2) 施工场地扬尘

施工期管线路由开挖、道路铺设、回填、开挖土方露天堆放等过程都会产生扬尘，如遇干旱无雨季节或者大风，施工扬尘将更为严重。据有关调查显示，施工工地的扬尘主要是由运输车辆的行驶和开挖土方的露天堆放产生，一般情况下，施工场地、施工道

路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。如果在施工期间对施工区域采用围护或对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4-5 次，可使扬尘减少 70%左右，施工场地洒水抑尘的试验结果见表 5.1-2。

表 5.1-2 施工场地洒水抑尘试验结果

距离 (m)		5	20	30	50	100-150
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86	0.61
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.27	0.21

结果表明：实施每天洒水 4-5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20-50m 范围。施工期管线施工扬尘不会对敏感点产生较大影响。

根据本项目特点，在施工过程中，应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；加强回填土方堆放场的管理，要采取土方表面压实、覆盖等措施；运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生。

采取上述措施后，施工期过程中产生的扬尘可降低约 70%，扬尘浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放标准限值 $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。项目施工结束后及时恢复施工占地的原有地表形态。施工扬尘对沿线敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工期的结束而消失。

5.1.2 运行期

本项目运行期的大气污染主要来自油田集输过程中烃类的无组织挥发、新建古页 4 号试验站外输炉烟气及依托场站加热装置新增负荷增加的烟气。

(1) 烃类气体

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为 9 4.26t/a，主要排放位置有井场、试验站、脱水站、污水站、污泥站、油库等位置，均以面源形式排放。本项目涉及的排放源主要为平台井场和试验站，参照《2005 年中国温室气体清单研究》和《2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南》划分办法，密闭集输的井场非甲烷总烃的挥发量占全过程挥发量的 1.8%；转油站非甲烷总烃的挥发量占全过程挥发量的 9.1%，可计算出密闭集输的井场非甲烷总烃的挥发量为 1.70t/a、试验站非甲烷总烃的挥发量参照转油站为 8.58t/a。项目共部署 13 口油井，形成 6 座平台井 1 口单井，本工程

基建 13 口油井与新建试验站距离很近，形成一个面源排放，经计算该面源的非甲烷总烃排放量总量为 10.28t/a，面源面积 0.234km²。污染源参数见表 5.1-4。

表 5.1-3 项目新增非甲烷总烃排放面源参数统计表

污染源名称	中心坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源等效宽度 /m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度						NMHC
开发区域	124.57955180	46.37204659	134	15	770	304	5	1.43

(2) 加热装置烟气

新建古页 4 号试验站污染源参数见表 2.6-2。

表 5.1-4 污染物点源参数调查清单

点源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒高度 m	出口内径 m	烟气流速 m/s	烟气温度 °C	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放速率 kg/h		
	经度	纬度							SO ₂	NO _x	PM ₁₀
古页 4 号试验站	124.57541847	46.37048752	8m	0.3	0.01	110	7200	正常	0.0051	0.0194	0.00317

通过采用 AERSCREEN 软件对拟建工程主要污染物烃类气体对大气环境质量的影响进行分析，估算模式的计算结果见表 5.1-5。

表 5.1-5 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

污染源	预测因子	最大浓度占标率 (%)
古页 4 号试验站	SO ₂	0.12
	NO _x	1.17
	颗粒物	0.09
开发区域面源	非甲烷总烃	9.11

(3) 污染物排放量核算

① 正常工况下大气污染物年排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，对于二级评价项目一般性要求是不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算，提出污染源监测计划。

本项目大气污染物有组织排放量核算见表 5.1-6。

表 5.1-6 大气污染物有组织排放量核算

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
主要排放口					
/	/	/	/	/	/
主要排放口合计		/	/	/	/
一般排放口					
1	古页4号试验站	SO ₂	19	0.00071	0.0051
		NO _x	72	0.0027	0.0194
		颗粒物	11.8	0.00044	0.00317
一般排放口合计		SO ₂			0.0051
		NO _x			0.0194
		颗粒物			0.00317
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.0051
		NO _x			0.0194
		颗粒物			0.00317

本项目大气污染物无组织排放量核算见表 5.1-7。

表 5.17 大气污染物无组织排放量核算

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准 (μg/m ³)		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	井场、场站、管线等	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	4.0	94.26
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃		94.26	

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-8。

表 5.1-8 本项目大气污染物年排放量核算

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	SO ₂	0.0051
2	NO _x	0.0194

3	颗粒物	0.00317
4	非甲烷总烃	94.26

②非正常工况下大气污染物年排放量核算

根据工程分析可知，本项目涉及的非正常工况条件下的废气排放主要为井场、场站设备检修时非甲烷总烃的逸散，一般情况下检修时间较短（1-2d），非甲烷总烃逸散量难以核算，且项目均处于野外，扩散条件较好，不会对周围大气环境造成较大影响。

（4）大气环境保护距离

本次大气环境影响评价等级定为二级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的8.7.5条要求“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境保护区域，以确保大气环境保护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”，根据预测结果，本项目无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值，故无需计算大气环境保护距离，无需设置大气环境保护区域。

（5）评价结论

通过在施工期采用洒水抑尘、车辆采取密闭措施可以满足厂界周边颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求；在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场、场站无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中标准限值。通过采取过程全控制的措施，满足相关标准的要求。通过预测可知，本工程非甲烷总烃最大占标率为9.11%，最大地面浓度为18.22 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，因此对大气环境影响较小。故无需计算大气环境保护距离，无需设置大气环境保护区域。大气环境影响评价自查表见附表1。

5.2 地下水环境影响预测与评价

5.2.1 正常情况下地下水环境影响分析

5.2.1.1 施工期

本项目施工期可能对地下水产生影响的因素主要为试压废水。为了避免污染地下水和土壤，本项目产生的试压废水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量8mg/L，悬浮固体3mg/L规定后回注油层，不外排。采取以上措施后，本项目施工期正常情况下不会对地下水产生影响。

5.2.1.2 运行期

项目运行期可能对地下水产生影响的主要为油井作业污水、落地油及油田采出水等。本工程油田采出水进入龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量 8mg/L, 悬浮固体 3mg/L 规定后回注油层, 不外排; 作业污水通过罐车回收后送龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量 8mg/L, 悬浮固体 3mg/L 规定后回注油层, 不外排; 产生的落地油及时进行回收, 回收率 100%。因此项目运行期正常情况下不会对地下水产生影响。

5.2.2 非正常状况下地下水环境影响预测与评价

本项目非正常的工况下, 是指油井的洗井、作业, 管线老化、腐蚀, 产生的渗漏。作业和洗井过程中的污水通过作业污油污水回收装置回收进集输系统; 产生的落地油及时进行回收, 回收率 100%; 场站的检维修时含油污泥送至第九采油厂含油污泥处理站处理。定期对管线进行巡检, 检测, 发现渗漏情况及时处理。所以正常工况下, 不会对地下水环境产生影响。非正常工况下, 主要是管线腐蚀老化渗漏情况对地下水产生的影响。

(1) 泄漏源强

本工程管道埋深为地面约 1m, 该区域地下水埋深 3.5~7.5m 之间。本工程油井集油管道发生破裂时, 主要影响区域第四系潜水层位。单口油井平均产油量约为 17.04t/d, 本项目均采用单管集油, 拟建油井集油管道发生泄漏, 根据大庆油田多年统计数据, 泄漏源强以平台产油量的 10%计, 由于集油管道设有实时监控系統, 因此该泄漏可在 1h 内发现, 并采取关闭阀组等措施进行控制, 泄漏时间取 1h, 故其泄漏的原油量为 71kg。

(2) 预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

(3) 预测模型

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。由于集油管道泄漏时可以及时发现并处理, 因此按瞬时点源计算。

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 。

(4) 参数选取

根据大庆油田水务公司出具的该地区的水文地质调查报告，评价时分别取：有效孔隙度 n 为 0.34；潜水含水层的渗透系数为 2.5m/d，水流速度 u 为 0.018m/d，纵向弥散系数 0.5 m^2/d ，横向弥散系数 0.05 m^2/d ，含水层厚度以 1.75m 计。

(5) 预测结果

集油管道泄漏 100d、1000d、3000d 对地下水的影响预测结果见下表：

表 5.2-1 管线泄漏 100d 石油类对地下水的影响预测结果表 单位：mg/L

$x \backslash y$	-20m	-10m	0m	10m	20m
-40m	1.40E-45	3.40E-13	0.024508	3.40E-13	1.40E-45
-30m	3.08E-44	1.13E-11	0.814448	1.13E-11	3.08E-44
-20m	3.70E-43	1.38E-10	9.95679	1.38E-10	3.70E-43
-10m	1.67E-42	6.22E-10	44.77969	6.22E-10	1.67E-42
0m	2.76E-42	1.03E-09	4.08808	1.03E-09	2.76E-42
10m	1.68E-42	6.26E-10	45.09425	6.26E-10	1.68E-42
20m	3.76E-43	1.40E-10	10.09716	1.40E-10	3.76E-43
30m	3.08E-44	1.16E-11	0.831732	1.16E-11	3.08E-44
40m	1.40E-45	3.50E-13	0.025204	3.50E-13	1.40E-45

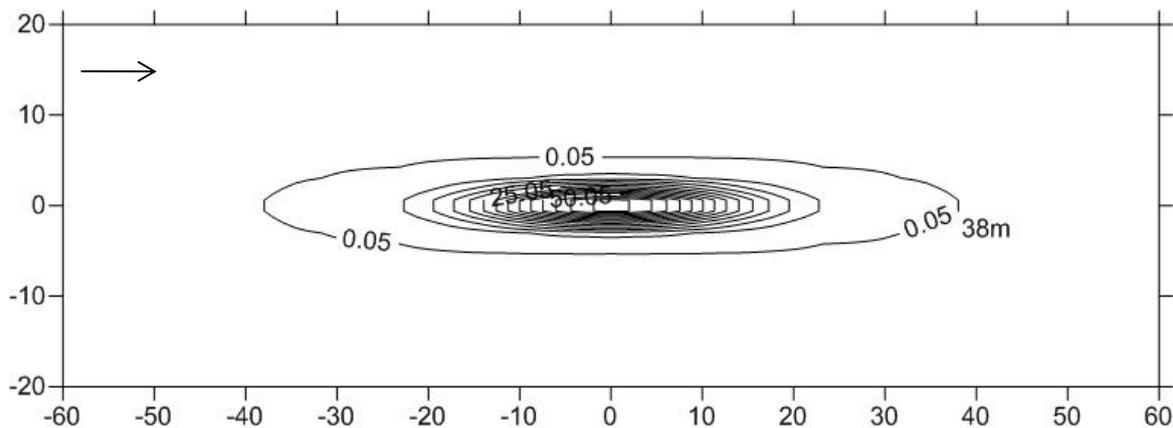


图 5.2-1 管道泄漏 100d 石油类污染物浓度分布图

表 5.2-2 管线泄漏 1000d 石油类对地下水的影响预测结果表 单位: mg/L

x \ y	-20m	-10m	0m	10m	20m
-120m	2.41E-07	0.000435	0.005304	0.000435	2.41E-07
-100m	2.19E-06	0.003957	0.048201	0.003957	2.19E-06
-80m	1.33E-05	0.024104	0.293645	0.024104	1.33E-05
-60m	5.44E-05	0.098432	1.199152	0.098432	5.44E-05
-40m	0.000149	0.269447	3.28253	0.269447	0.000149
-20m	0.000273	0.494412	6.023175	0.494412	0.000273
0m	0.000336	0.608119	4084	0.608119	0.000336
20m	0.000277	0.501383	0.108092	0.501383	0.000277
40m	0.000153	0.277098	0.37574	0.277098	0.000153
60m	5.68E-05	0.102655	0.250589	0.102655	5.68E-05
80m	1.41E-05	0.025492	0.310558	0.025492	1.41E-05
100m	2.35E-06	0.004243	0.051695	0.004243	2.35E-06
120m	2.62E-07	0.000473	0.005768	0.000473	2.62E-07

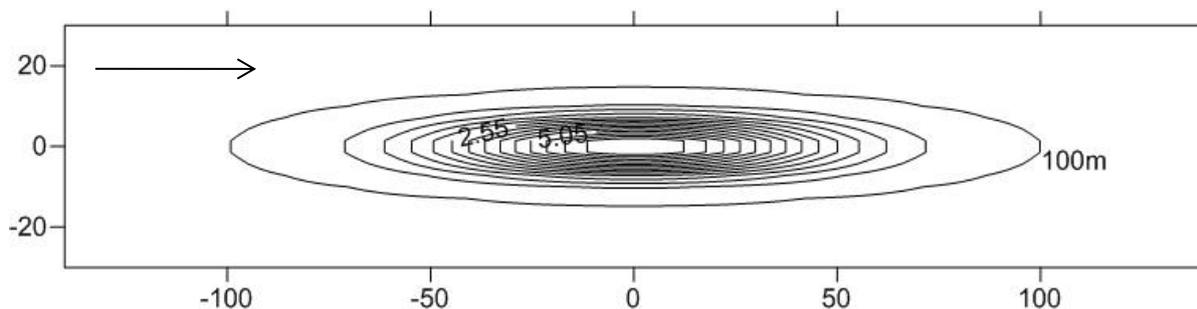


图 5.2-2 管道泄漏 1000D 石油类污染物浓度分布图

表 5.2-3 管线泄漏 3300d 石油类对地下水的影响预测结果表 单位: mg/L

x \ y	-30m	-20m	-10m	0m	10m	20m	30m
-160m	4.80E-05	0.00212	0.020572	0.043883	0.020572	0.00212	4.80E-05
-120m	0.000266	0.01173	0.113854	0.242861	0.113854	0.01173	0.000266
-80m	0.000905	0.039977	0.388011	0.827666	0.388011	0.039977	0.000905
-40m	0.0019	0.083896	0.814282	1.736943	0.814282	0.083896	0.0019
0m	0.002455	0.108419	1.052297	2.44653	1.052297	0.108419	0.002455
40m	0.001954	0.086278	0.837404	0.786265	0.837404	0.086278	0.001954
80m	0.000957	0.04228	0.41036	0.875337	0.41036	0.04228	0.000957
120m	0.000289	0.012758	0.12383	0.264142	0.12383	0.012758	0.000289
160m	5.37E-05	0.002371	0.02301	0.049083	0.02301	0.002371	5.37E-05

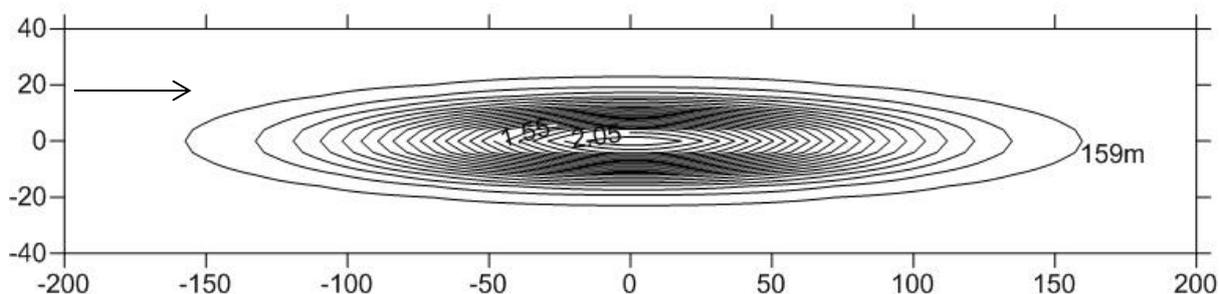


图 5.2-3 管道泄漏 3300d 石油类污染物浓度分布图

根据预测结果可知,集油管线泄漏后,随着时间增加,污染范围有所增加,原油泄漏 100d、1000d、3000d 的石油类浓度超标范围在地下水流向下游分别为 38m、100m、159m,在此范围内无饮用水井分布,对地下水环境保护目标影响较小。

5.2.3 事故状态下对地下水环境影响预测与评价

本次评价针对井漏情况对地下水产生的影响进行预测。

(1) 泄漏源强

本工程油井套管发生破裂时,主要影响区域为承压水层位。根据油层方案本区块单口油井平均产油量为 17.04t/d,拟建油井套管发生泄漏,根据大庆油田多年统计数据,泄漏源强以单井每天的产油量 10%计即 1704kg/d。由于套管破损不易被发现,所以按持续泄漏预测。

(2) 预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

(3) 预测模型

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。由于套管泄漏不易被发现，因此按连续点源计算。

连续注入示踪剂—平面连续点源

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点 x, y 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mt—单位时间注入的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

DL—纵向弥散系数，m²/d；DT—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

(3) 参数选取

根据该地区的水文地质条件，评价区内承压水含水层的渗透系数为 24m/d，水力坡度为 0.0025，承压水含水层有效孔隙度 n 为 0.25；地下水流速为 0.03m/d，纵向弥散系数 0.5m²/d，横向弥散系数 0.05m²/d。承压水含水层厚度平均为 11.5m。

(4) 预测结果

表 5.2-4 油井泄漏 100 天对地下水的影响预测结果表 单位：mg/L

x \ y	-30m	-20m	-10m	0m	10m	20m	30m
-60m	0	0	0	0	0	0	0
-40m	0	0	3.1332	66.4699	3.1332	0	0
-20m	0	0	128.6518	4066.483	128.6518	0	0
0m	0	0	482.4138	2.16E+05	482.4138	0	0
20m	0	0	140.7112	4447.662	140.7112	0	0
40m	0	0	3.7481	79.5152	3.7481	0	0

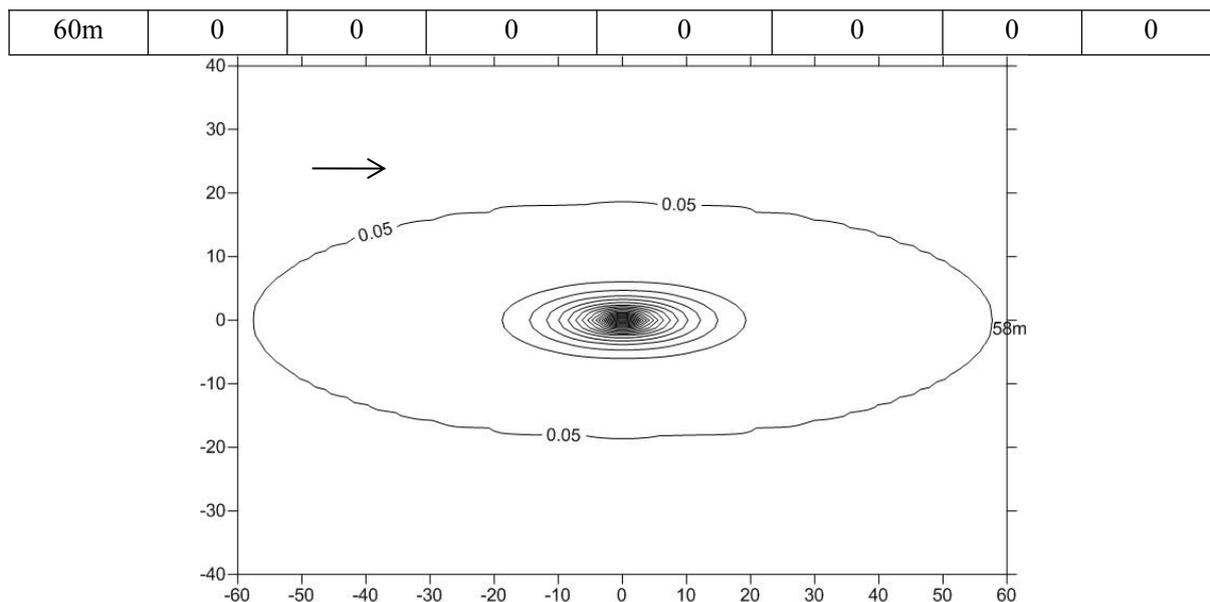


图 5.2-4 油井泄漏 100 天石油类污染物浓度分布图

表 5.2-5 油井泄漏 1000 天对地下水的影响预测结果表 单位: mg/L

x \ y	-60m	-40m	-20m	0m	20m	40m	60m
-200m	0	0	0	0	0	0	0
-160m	0	0	0.8458	2.9199	0.8458	0	0
-120m	0	0.7086	26.9822	90.7318	26.9822	0.7086	0
-80m	0	9.0191	352.5946	1.39E+03	352.5946	9.0191	0
-40m	0	41.0154	2053.132	12420.25	2053.132	41.0154	0
0m	0.0443	72.7297	4240.17	2.16E+05	4240.17	72.7297	0.0443
40m	0	49.0651	2456.08	14857.84	2456.08	49.0651	0
80m	0	12.9067	504.5763	1994.671	504.5763	12.9067	0
120m	0	1.213	46.1907	155.3232	46.1907	1.213	0
160m	0	0	1.7321	5.9795	1.7321	0	0
200m	0	0	0	0	0	0	0

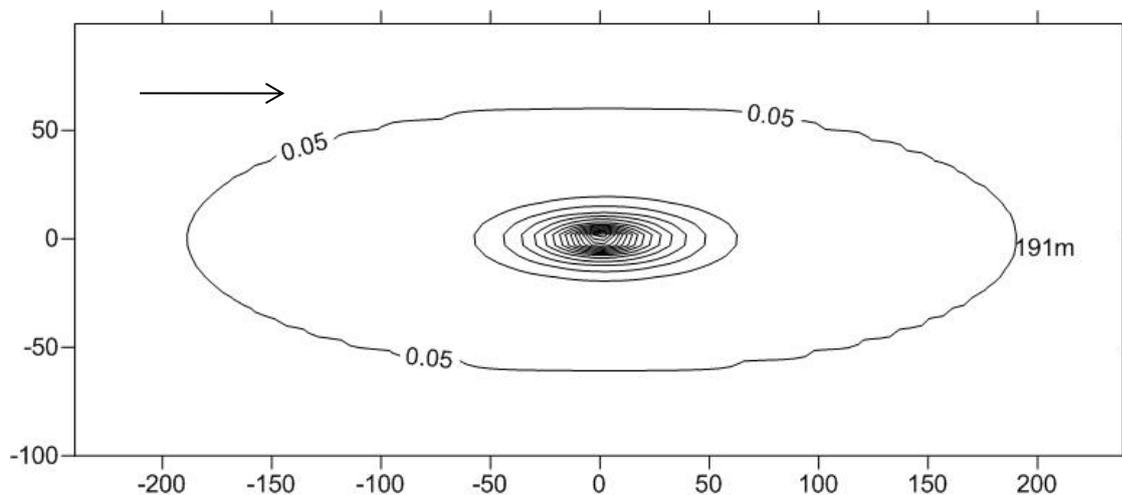


图 5.2-5 油井泄漏 1000 天石油类污染物浓度分布图

表 5.2-6 油井泄漏 3300 天对地下水的影响预测结果表 单位: mg/L

x \ y	-120m	-80m	-40m	0m	40m	80m	120m
-360m	0	0	0	0.0018	0	0	0
-280m	0	0	0.9341	3.8752	0.9341	0	0
-200m	0	0.4588	34.3778	153.3879	34.3778	0.4588	0
-120m	0	5.5456	473.512	2.77E+03	473.512	5.5456	0
-40m	0	20.6771	2254.528	29069.87	2254.528	20.6771	0
40m	0	24.7352	2697.002	3.48E+04	2697.002	24.7352	0
120m	0	9.4934	810.602	4735.613	810.602	9.4934	0
200m	0	1.1241	84.2181	375.7672	84.2181	1.1241	0
280m	0	0	3.2749	13.5854	3.2749	0	0
360m	0	0	0	0.0092	0	0	0

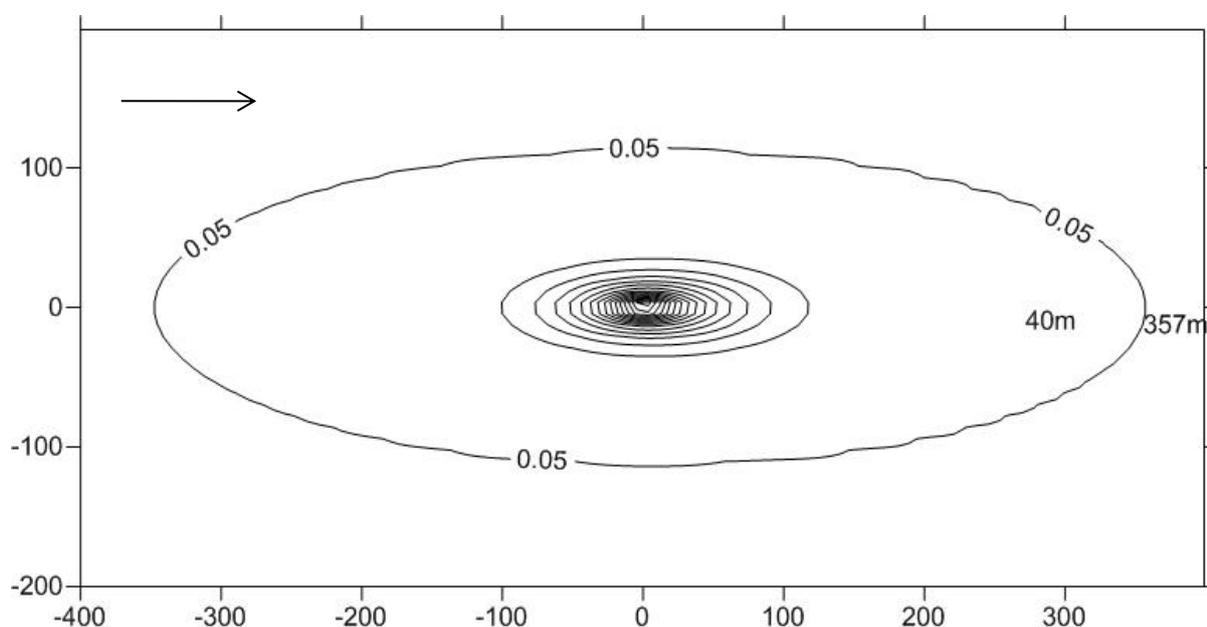


图 5.2-6 油井泄漏 3300 天石油类污染物浓度分布图

根据预测结果可知,油井泄漏后,随着时间增加,污染范围有所增加,原油泄漏 100d、1000d、3300d 的石油类浓度超标范围在地下水流向下游分别为 58m、191m、357m,在此范围内无饮用水井分布,对地下水环境保护目标影响较小。

5.2.4 地下水环境影响评价结论

本工程在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境无影响,但在事故状态下可能对地下水环境造成影响,但在各项地下水污染防控措施及应急措施落实到位的情况下,地下水环境影响可接受。

5.3 声环境影响预测与评价

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)中噪声环境影响评价等级划

分的基本原则，本工程噪声源主要为生产运行期井场机泵和场站机泵产生的持续性噪声源。本工程噪声源的种类及数量较少，周围较空旷，敏感目标噪声级增高量在 5 dB(A) 以下，因此，声环境评价等级为二级。

5.3.1 施工期

本工程施工期对声环境的影响主要是由地面建设施工机械、车辆造成的，主要噪声源包括挖掘机、推土机、吊装机、电焊机等。其噪声贡献值见表 5.3-1，根据表可知，主要机械在 50m 以外均能够达到建筑施工场界噪声昼间限值不超过 70 dB(A) 的要求，在 100m 左右能够达到建筑施工场界噪声夜间限值不超过 55 dB(A) 的要求。本工程周围 200m 范围内无声敏感目标，为了降低施工噪声对居民区等环境敏感点的影响，应采取如下声环境保护措施。

(1) 施工中加强管理，避免不合理噪声，文明施工，合理安排施工进度，降低对周围环境的影响；

(2) 施工前对距离较近村屯住户进行通知公告，取得村民谅解方可进行施工，注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度；

(3) 避免发生噪声扰民事件；

(4) 尽可能选用声功率小的发声设备；

(5) 运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。

通过采取以上措施，本工程施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 要求，对周围环境及环保目标影响可以接受。

表 5.3-1 施工期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50 m	100 m	150 m	200 m	300m
挖掘机	70	57	50	46	44	41
推土机	70	57	50	46	44	41
压路机	70	57	50	46	44	41
电焊机	50	36	30	26	24	21
搅拌机	50	37	30	26	24	21
运输车辆交通噪声	72	58	52	48	46	42

5.3.2 运行期

(1) 声源源强

本工程运行期主要噪声源为采油井场。噪声源强主要为井场机泵，为机械噪声。主要声源强度见表 5.3-2。

表 5.3-2 本工程运行期主要声源强度统计

工序	装置	噪声源	声源类型	噪声源强
油气集输	油井	机泵	设备噪声	65-80dB (A)
油气处置	古页4试验站	外输泵		70-75 (A)
		外输泵橇		70-80 (A)
		真空加热炉橇		70-75 (A)
		油气分离器橇		60-70 (A)

(2) 影响分析

油田运行期所产生的噪声污染贯穿油田生产的全过程，具有点多、分散的特点，其影响程度视油田生产中的设备发声强度和周围环境的功能要求而定。

采用《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2009)中推荐的室外声源模式，户外声传播衰减包括几何发散(A_{div})、大气吸收(A_{atm})、地面效应(A_{gr})、屏障屏蔽(A_{bar})、其他多方面效应(A_{misc})引起的衰减。根据现场实际情况，本次计算只考虑几何发散(A_{div})、大气吸收(A_{atm})、地面效应(A_{gr})三种情况。

$$L_{A(r)} = L_{WA} - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr})$$

$$A_{div} = 20 \lg(r/r_0)$$

$$A_{atm} = \alpha (r - r_0) / 1000$$

$$A_{gr} = 4.8 - (2h_m/r) [17 + (300/r)]$$

式中：

$L_{A(r)}$ —距声源 r 处的 A 声级值(dB)；

L_{WA} —已知点声源 A 声级值(dB)；

A_{div} —声级几何发散引起的 A 声级衰减量(dB)；

A_{atm} —空气吸收引起的 A 声级衰减量 (dB)；

A_{exc} —地面效应引起的附加衰减量 (dB)；

α —空气吸收系数，dB/100m；取相对湿度 80%，温度 15℃时的值；

r、 r_0 —声源至预测点和测量点的距离。

按照以上公式对井场进行预测，可得出不同距离的噪声衰减结果，见下表。

表 5.3-3 井场噪声源衰减预测结果表

噪声名称	噪声源强	距离不同处的噪声值				
		10m	20	30 m	40 m	50 m
井场	70	50	44.0	40.5	38.0	36.0

表 5.3-4 场站噪声源衰减预测结果表

4号试验站	东厂界 10m	西厂界 10m	南厂界 10m	北厂界 10m
外输泵	41.5	41.5	41.5	41.5
外输泵橇	46.5	46.5	46.5	46.5
真空加热炉橇	41.5	41.5	41.5	41.5
油气分离器橇	36.5	36.5	36.5	36.5
厂界外 1m	48.9	48.9	48.9	48.9

从预测结果看出，井场、场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求。

（3）结论

本工程运行期，井场、场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求。为了更好的保护区域声环境，建议工程采取以下措施：

- ① 井场电机、场站处理橇等设备尽可能选用低噪声设备；
- ② 对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振降噪措施；
- ③ 注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

5.4 固体废物环境影响分析

5.4.1 施工期

本工程施工期排放的一般固体废物主要包括生活垃圾、施工废料等。

（1）施工废料

本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料。最大限度回收利用后，剩余废料拉运至工业固废填埋场处理，对周围环境影响较小。

（2）生活垃圾

施工人员产生生活垃圾产生量为 0.9t。生活垃圾统一收集后运至大庆市生活垃圾综合处理厂处理。

通过采取以上措施，施工期产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生

不良影响。

5.4.2 运行期

本项目运营期产生的固体废物主要是作业过程中产生的含油污泥、落地油、含油防渗布。

含油污泥、落地油含有石油类等有害成份。根据《国家危险废物名录（2021年）》，为危险废物，危废代码为HW08/071-001-08。含油废防渗布属于HW49含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物，危险废物编号为900-041-49。危险废物不能直接进行填埋处理。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017年第43号）相关规定，本工程依托场站污水处理和作业产生的含油污泥、落地油运送至第九采油厂含油污泥处理站处理，废防渗布待施工结束后委托有资质单位处置。

危险废物收集、贮存、运输的一般要求：①从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。②危险废物转移过程应按《危险废物转移联单管理办法》执行。③危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。④危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。应急预案编制可参照《危险废物经营单位编制应急预案指南》，涉及运输的相关内容还应符合交通行政主管部门的有关规定。针对危险废物收集、贮存、运输过程中的事故易发环节应定期组织应急演练。⑤危险废物收集、贮存、运输时应按危险特性对危险废物进行分类、包装并设置相应的标志及标签。

生产的单位和接收单位严格执行《危险废物转移联单管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒，泄漏。从事落地油和油泥砂运输的单位在接到通知后，按照《危险废物污染防治技术政策》和《危险废物转移联单管理办法》等有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。建立健全规章制度及操作流程。同时在危险废物转移过程中按《危险废物转移联单管理办法》执行，该单位应编制应急预案。运输的车辆是专用车并符合相关要求；运输车辆、

设备及管道进行定期的维护和检查，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。担任储运人员须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

含油污泥的主要成份是水、砂和石油类。对油泥的处置措施是主要是将含油污泥进行减量化、资源化处理。本工程产生的含油污泥送第九采油厂含油污泥处理站进行处理，处理后的污泥满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB 23/ T1413-2010）要求。污泥还可以用于回填井场或修建通井路，大大缓解了油田含油污泥集中堆放现状，实现了油田含油污泥的减量化、资源化处理，有一定的经济效益，具有很高的环境效益和社会效益。

采取以上措施后，运营期产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.4.3 结论

由上述分析可知，本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

5.5 生态环境影响评价

油田开发过程是集井下作业、采油、地面建设等多种工程的系统工程，由于工艺技术、设备、人员素质等原因不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的影响和破坏。对生态环境的影响主要有以下几个方面。

5.5.1 占地对生态环境的影响

5.5.1.1 临时占地生态环境影响

该项目井场建设及管道施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏及道路和场站修建对地表进行的平整将会对地表植被造成很大破坏，本工程临时占用草地影响的影响是短期可逆的，施工结束后，被占用的土地开始恢复。自然植被的演替规律是先是一、二年生的植物，3~5年后可恢复到冷蒿、杂草类，10年后可达到原来的顶级群落，自然恢复的过程按恢复期为5年计，第一年植被破坏区域将损失正常产量50%，第二、三年产量将下降20%~40%。

人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成，临时占用农田只能种浅根作物，施

工结束后区内农田可恢复种植，但上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降20%~40%。根据《中华人民共和国土地管理法》第四十七条规定：征收土地的，按照被征收土地的原用途给予补偿，本项目临时占用耕地（非基本农田）0.108hm²，对临时占用耕地进行经济补偿。

5.5.1.2 永久占地生态环境影响

本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。本工程永久占地量较小，对生态环境影响较小。该项目投产后在生产期内永久占地的生物量将永久损失，其影响是长期且不可逆的。根据《中华人民共和国土地管理法》第四十七条规定：征收土地的，按照被征收土地的原用途给予补偿，本项目永久占用基本草原1.41hm²，对永久占用草原进行经济补偿。

5.5.1.3 取弃土的影响

本工程无弃土，不设弃土场，工程需要取土用于井场及道路的垫高或筑高。工程取土采用外购方式，不自行开采，卖方负责取土后的取土场的生态恢复。

5.5.2 工程建设对生态环境的影响

该项目工程建设对生态环境的影响来自两个途径，一是在管线铺设、场站建设和道路建设时，会对地表植被造成破坏；二是管线和道路网络对生态系统的分割效应。

高于地表的管线培埂和油田道路网络形成了对原有生态系统的分割，破坏了生态系统的连续性，可能会阻隔地表径流的原有流向，改变了水分因子的分布，而水分因子对草原、农田产量的影响较大。另外，管线培埂网格的大小体现了油井的密度，反映出油田开发建设对地表植被的破坏强度。当井间距小时，管网密度大时，对植被影响较大。当管网密度较小时，对植被的影响较小。就本工程而言，新建集油管线采取平埋方式铺设，避免了管道铺设对地表径流的截流；管线走向力求线路顺直，缩短线路长度，并利用道路路肩敷设，以减少管道建设对生态环境的影响。油田开发区内道路尽量利用现有道路，不存在道路网络对地表径流的截流，道路网络产生的分割效应不大，对油田开发区的生态系统影响有限。

5.5.3 对植被的影响分析

由于本工程永久占地面积较小，临时占地的占用期限很短，在完工后可以及时恢复，所以不会对当地地表植被产生大的影响。

施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏及道路修建对地表进行的平整将会对

地表植被造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复。人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成。施工结束后永久性占地仍无法种植作物。

临时占地上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降 20%-40%。本工程临时占用耕地 0.108hm²，玉米产量按 7.5t/hm² 计算，临时占地按第 1 年产量完全损失，第 2、3 年损失 30% 计算，三年间总共损失玉米分别为 1.944t。玉米价格按 1500 元/t 计算，其经济价值为 2916 元。工程完工后，临时占地逐年恢复生产力，继续种植农作物，并且将所占耕地恢复为原本质量的耕地。项目永久占用草地面积 1.41hm²，地表植被为牧草，草地上干草产量按 2.5t/hm² 计算，10 年共损失干草 35.25t（永久占地按 10 年计算），干草价格按 700 元/t 计算，本工程永久占地损失干草经济价值约为 2.47 万元。

5.5.4 对耕地影响分析

本项目松页油 1 井位于耕地内（非基本农田），项目施工期管线临时占地会对耕地产生一定影响，对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，应先剥离占地范围内表层土，对耕地内管线临时占地表层土堆置于管沟一侧的耕植土堆放区，并对堆放场做好水土保持措施，待管线工程结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

5.5.5 对湿地的影响分析

本工程周边较近的湿地为大榆山西湿地，湿地类型为草本沼泽，面积为 115.01hm²，湿地内无珍稀野生动植物分布，根据黑龙江省湿地名录，湿地保护级别为一般。本次工程临时占用占用湿地 0.864hm²，施工期在井场铺垫防渗布，在井场周围设置临时围堰，避免施工废物误入湿地内，施工结束后对井场地表进行平整清理，通过采取以上恢复措施后，工程建设对一般湿地的影响可接受。

5.5.6 对基本草原的影响分析

本工程永久占用基本草原 1.41hm²、临时占用基本草原 3.336hm²，永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。在生产期内永久占地的生物量将永久损失，其影响是长期且不可逆的。临时占用草地影响的影响是短期可逆的，施工结束后，被占用的土地开始恢复。

本项目永久占地面积较小且对临时占用的草原挖掘时应将表层土、底层土分开堆放，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。采取影响可接受。通过采取以上恢复措施后，工程建设对一般湿地的影响可接受。

5.5.7对动物影响分析

本次评价区内野生动物种类较少，未见大型野生哺乳动物出没迹象，现有的野生动物多为一些常见的啮齿类、鸟类及昆虫等，无珍稀保护动物，项目施工期较短，对周边动物影响不大。

5.5.8对景观影响分析

1、景观格局影响分析

本工程井场、场站建设破坏其所在地及其附近的原有景观，形成片状人工景观。工程建设不会使评价区内的基底景观格局发生变化，但将增加评价区廊道和斑块的数量和多样性，使景观格局的破碎化程度有所增大。由于建设期工程占地较小，且多为临时占地，施工结束采取生态恢复措施后，评价认为工程对评价区景观格局影响较小。

2、景观生态影响分析

从景观生态功能和生态关系分析，管线工程、道路工程及施工便道的建设，会造成项目所涉及的地表其两侧一定程度上的景观隔离，但从生物传播关系来看，这种隔离作用仅限于土壤微生物和对以根系作为传播途径的植物有较大的影响，对花粉和种子传播植物以及动物的隔离作用较小。从生态系统中的食物链关系以及更广范围的生物互惠关系来看，由于项目在区域总面积中所占比重较小，影响相对较小。

5.5.9 防沙治沙措施及方案

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

《黑龙江省防沙治沙条例》第二十六条规定：“油气勘探开发以及矿产资源开采应当按照规划组织实施，并将地表植被恢复和建设纳入规划。在开发和开采前，应当进行环境影响评价，依法提交包括有关防沙治沙内容的环境影响报告。县级以上人民政府林业、国土资源、环境保护、草原等行政主管部门应当对开发和开采单位的地表植被恢复情况进行监督检查。”第二十七条：“在沙化土地所在地区从事开发建设活动，应当事先就开发建设项目可能对当地及相关地区生态环境产生的影响进行环境影响评价和水资源论证。对不具备水源条件，且有可能造成土地沙化、水土流失等灾害，严重破坏生态环境的开发建设项目，不得批准立项。环境保护行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。”

根据现场勘查，本工程开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

①施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。

②施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，施工尽量缩小占地面积，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

③施工作业避免在大风天施工。

④路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

通过以上措施，可有效防止土地沙化。

5.5.10 运行期生态环境影响分析

油田生产运营期对植被的影响主要是在油井井下作业过程的占地和施工时排放的污水、污油两方面。井下作业的临时占地范围均在井场永久占地范围内，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到龙一联含油污水处理站，防止了污油污水排入外环境，因此，不会对井场周围的植被产生影响。

本项目在发生油水管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进行周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，同时如果附着在植物上会影响植物的光合作用，造成植物枯萎。因此发生事故时应及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，清理结束后对受影响的区域进行植被恢复。

5.5.11 生态环境影响评价结论

(1) 该项目的井场、场站、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。在采取必要的保护措施后，可以最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境的恢复。

(2) 油田采油、集输及其它生产过程中产生的污染物对油井周围环境中的植物生长发育及作物品质有一定的影响。在采取必要的环保措施后，其对环境的污染程度是较小的，不会影响油田区域内植被的生长发育。

可见，只要采取必要的措施，该项目油田开发对生态环境的影响不会太大，在生态

上是可行的。

5.6 环境风险分析

5.6.1 风险调查

本工程涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场、场站及集输管道内的原油和伴生气（天然气），具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

(1) 原油

原油闪点小于 28℃，属甲 B 类易燃、易爆物。原油闪点范围较宽，凝固点较高，其蒸气与空气形成爆炸混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。

表 5.6-1 原油安全技术说明书

理化常数	序号	1967		
	CAS 号	8002-05-9		
	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU; Petrolemn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3~19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1）0.84~0.86	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（体积）	自燃温度	280℃~380℃
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险特性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康危害	<p>毒性：IV（轻度危害），属低毒类。</p> <p>侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。</p> <p>健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。</p>			
泄漏应急处理	<p>根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。</p> <p>消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸机，穿防火服，使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液。</p>			

防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸器。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。
灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。 灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。

(2) 伴生气（天然气）

天然气属甲 B 类易燃易爆气体，含有大量的低分子烷烃混合物，其与空气混合形成爆炸性混合物遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。天然气主要成分为甲烷，甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调，若不及时脱离，可致窒息死亡。

表 5.6-2 天然气安全技术说明书

CAS 号	74-82-8		
中文名称	天然气		
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。
密度	相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
爆炸极限	空气中 5.3~15%（体积）	自燃温度	538℃
主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
危险特性	<p>危险性类别：第 2.1 类易燃气体</p> <p>燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。</p> <p>燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。</p>		
健康危害	<p>侵入途径：吸入</p> <p>健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~</p>		

	30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
防护措施	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

5.6.2 风险识别

根据对国内外油田开发事故的类比调查及资料分析，结合建设项目的油藏情况、运行工艺、管理水平及自然灾害等因素，建设项目油田开发及生产过程可能发生的环境污染事故包括集油管线泄漏，运行期的井下作业过程、采油过程、集油过程等工艺环节。

(1) 火灾、爆炸

油田开发运行过程中发生火灾爆炸的原因很多，主要包括：①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；③设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；④控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等。上述各类生产事故在发生火灾及爆炸安全生产危害的同时，对区域内环境也将产生严重的污染。

(2) 中毒

本工程涉及的天然气毒性较低，其中天然气主要成分烃类物质毒性较低，但如果浓度过高将使人昏迷、窒息，一般在封闭或通风不良的作业场所积聚后可能产生此类事故。阀组渗漏，管道腐蚀穿孔、超压泄漏，天然气系统安全控制装置失灵将在局部空间弥漫高浓度天然气，人员接触后将会有头晕、恶心、呼吸困难等症状，严重时将发生中毒窒息。虽然本工程天然气中含有硫化氢，但由于含量较低，只会出现呼吸道及眼急性刺激症状，不会出现呼吸麻痹而死亡的急性中毒事件。中毒危害多易发生在设备检修等过程中。

(3) 物料泄漏

本工程在生产运行过程中由于处理、输送工艺物料的管道、设备破损、腐蚀穿孔、接头密闭不严、操作失误，发生泄漏，对环境造成污染。

发生泄漏事故的人为因素：

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

自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。根据油田的运行经验，一般在油田开发7-8年后低洼地区的油井管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油泄漏到环境中。

结合本项目工程内容分析，本次改造项目施工期间对油气管线进行暂停处理，施工后进行严格的测压和检测，因此，不会产生大规模的油气泄漏事故。管道断裂、气阀漏气等事故，通常是通过巡回检查及监控对此加以控制。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表5.6-3。

表 5.6-3 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
油气水管道	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油水泄漏污染	空气、地下水、地表水
转油站、计量间等场站	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏污染	空气、地下水

5.6.3 环境风险分析

5.6.3.1 事故状态下对大气环境影响

天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时的严重污染。由于本地区所处地势平坦，扩散条件好，在一定的气象条件下一一次性事故形成的局部大气污染中烃类气体聚集成高浓度的可能性较小，对周围大气环境的影响不会太严重。

集油管道及场站原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。

5.6.3.2 事故状态下对地表水环境影响

(1) 井场作业对地表水影响分析

井下作业、地面工程维修等施工过程中在事故情况下残留的落地油，在考虑地表径流受土壤渗滤、地表植被截流等综合作用的前提下，石油类物质对区域内地表水质产生一定的影响，但影响程度较小，并且油田使用污油污水回收设施对事故状态下落地油进行回收，可以控制本项目作业过程对项目区域内大榆山西泡水体的影响。

正常情况下本项目运行期所产生的油井作业污水不外排，不会对项目区域内地表水环境产生影响，同时在油井作业过程采取了铺设防渗布等环境保护措施。根据企业提供多年的作业情况可知，通过采取措施后可以保证原油等污染物不落地，全部回收，地表径流携带落地油进入外环境的可能性很小，因此本项目采取以上措施后事故状态下不会对项目区附近的地表水体产生影响。

(2) 集输管线泄漏对地表水影响

本项目5#平台井集油管线距大榆山西泡最近距离200m，如果管线发生泄漏事故，若不能及时将泄漏原油完全回收，则泄漏的原油可能流入大榆山西泡，造成水体污染。本项目在运行期对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时采

用经过防腐处理的无缝钢管，以延长埋地管道使用寿命。所以，本地区发生集输管道泄漏随地表径流进入水体的可能性不大，但可能在事故情况下对管线周边的水体产生油水泄漏污染环境，建议通过加强检测、巡检巡视、事故应急措施等事故预防和控制措施尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

项目管线采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管材料，且在运行期定期进行管线检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏事故，若发生泄漏可第一时间发现并及时处理，对水体影响较小。本项目对落地油采取了及时回收措施（回收率 100%），同时禁止在雨季进行油井作业，避免了石油类随地表径流进入地表水体的可能性，因此，地表径流不会对地表水体产生影响。

5.6.3.3 事故状态下对地下水环境影响

（1）场站泄漏对地下水的影响

古页 4 号试验站防渗排污池为场站事故排污池，短暂存储事故污染物，且污油池池壁及池底进行重点防渗处理，池底采用 2mm 厚的高密度聚乙烯、池壁采用防渗 P8 水泥，防渗系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。通过采取上述措施之后，根据以往工程经验可知，排污池泄漏的可能性很小，且由于本区域地表以下 2-3m 土层均为渗水系数很小的粉质粘土层，隔水作用较好，因此不会对地下水产生大的影响。

（2）套损对地下水的影响

事故状态下对地下水的环境影响主要为套管发生破裂发生泄漏。由于井管是由不同长度的节管连接而成，容易在节点处发生破损。根据大庆油田生产实际统计，套管破损的机率一般为万分之一至五万分之一，破损在某一固定结点的机率约为百分之一，则套损泄漏污染地下水的最大概率约为二百万分之一。可见，套管破损的情况虽然存在，但经过层层防护，危险逐级递减，破损后最终发生气水串层或是油气直接泄漏到含水层造成污染的概率并不大。

（3）油气集输管道破损

油水管道泄漏环境污染事故集中在油管线在地面改造和运行的过程中，发生油水集输管道泄漏、油水管道腐蚀穿孔发生油泄漏、含油污水泄漏等。发生泄漏事故的人为因素原因：

- 1) 管道焊接不严，检测有误，造成泄漏；
- 2) 管道防腐涂层质量差，造成管道腐蚀；
- 3) 管材或连接缺陷，造成管道断裂，油气泄漏；
- 4) 操作失误引发的憋压等造成的风险事故；

5) 设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；

6) 动力故障引发的事故，如停电造成的阀门无法关闭、通讯线路中断无法传递控制指令等导致事故发生；

7) 在管道近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，造成管道破裂；

8) 其它选线不当或设计有误导致的事故风险。自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。结合本项目工程内容分析，本次改造项目施工期间对油气管线进行暂停处理，施工后进行严格的测压和检测，因此，不会产生大规模的油气泄漏事故。管道断裂、气阀漏气等事故，通常是通过巡回检查及监控对此加以控制。

5.6.3.4 对土壤环境的影响

原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层0~30 cm的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。

5.6.3.5 对生态环境的影响

原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。所以，原油泄漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替，含油污水相对而言危害较小。

5.6.4 环境风险防范措施

5.6.4.1 场站、管线泄漏的主要预防和处理措施

(1) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如采取耐腐蚀管线进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

(2) 加强应急预警和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标

志；

(3) 对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送含油污泥处理站进行处理。

(4) 当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；

(5) 加强场站管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患；

(6) 定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；

(7) 制定定期巡查制度，加大巡线频率，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并及时向上级汇报。

(8) 站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；

(9) 平稳操作，避免系统压力超高放空；

(10) 定期维护保养容器、设备和站内管线；

(11) 建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

5.6.4.2 井下作业事故风险防范措施

(1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。水井施工要提前 3 天关井降压；

(2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；

(3) 作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器；采取清水或泥浆压井；

(4) 打开套管闸门，启动作业废水进站装置和油水收集器，使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站；

(5) 在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到作业废水进站装置；

(6) 压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0 Mpa 检验密封性；作业时随时注意进出口排

量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

5.6.4.3 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

（1）从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程，确保改过程安全可靠。

（2）危险废物转移过程中应按《危险废物转移联单管理办法》执行，单位应编制应急预案。

（3）运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

（4）担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

（5）运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

5.6.4.4 应急预案调查

风险事故应急预案是在贯彻预防为主的前提下，对建设项目可能出现事故，为及时控制危害源，抢救受害人员，指导人员撤离，消除危害后果而组织的救援活动的预想方案，需要建设单位和社会救援相结合。事故应急救援预案是为了加强对重大事故的处理能力，减少风险事故的损失。

1、应急预案调查

大庆油田有限责任公司设有突发环境事件专项应急预案，该预案已于2020年12月01日在大庆市环境保护局备案。页岩油勘探开发指挥部为新成立部门，尚未建立完善的应急预案体系，因此，页岩油勘探开发指挥部应根据具体情况编制《突发环境事件应急预案》与大庆油田有限责任公司、第九采油厂突发环境事件专项应急预案联动，并报大

庆市生态环境局备案。

根据应急组织机构，设置环境突发事件应急领导小组、环境突发事件应急办公室及环境突发事件应急工作组等，具体分工表见表 5.6-4。

表 5.6-4 应急组织、职责分工表

组成	职责
应急领导小组	负责本单位应急预案的制定、修订；组建应急救援专业队伍，并组织实施和演练；检查督促做好重大事故的预防措施和应急救援的各项准备工作；发生事故时，由指挥部发布和解除应急救援命令、信号；组织指挥救援队伍实施救援行动；向上级汇报和向邻单位通报事故情况，必要时向有关单位发出救援请求；组织事故调查，总结应急救援工作经验教训。
应急抢修组	负责环境污染事故时抢修和事故紧急处理。
消防组	担负或配合专业消防队伍完成灭火、洗消和抢救伤员任务。
通讯组	负责各专业小组的联络工作。
物资供应组	负责抢险物资的组织、运输、分配。
医疗队	负责伤员的救护。
治安队	担负或配合相关的政府部门进行现场治安，警戒，群众疏散。

2、应急演练及培训情况

企业应定期进行应急演练。此外，项目应急组织管理机构应对岗位人员加强日常的应急处理能力的培训，提高事故应急处理能力，对应急计划中有关的每个人的职责能够明确分工，对大多数应急计划都能够进行定期训练和演练，做到有条不紊，各负其责，发生事故时，能立即赶赴现场，进行有效的处理和防护工作，同时能够对周围居民的应急教育和宣传工作。

5.6.5 分析结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄漏、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

表 5.6-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	古龙页岩油4号试验区水平井开发先导试验试采工程				
建设地点	(黑龙江)省	(大庆)市	大同区	(林源)镇	()园区
地理坐标	经度	124°33'39.273"~124°34'23.715"	纬度	46°22'10.519"~46°22'21.461"	
主要危险物质及分布	原油、天然气；井场、集输管道、阀组间、试验站等				

环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	<p>大气环境：天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。</p> <p>地表水环境：集输管线泄漏若不能及时将泄漏原油完全回收，则泄漏的原油可能流入大榆山西泡，造成水体污染。</p> <p>地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油井管线、设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能渗透至含水层中，造成地下水环境污染</p> <p>土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。</p> <p>生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。</p>
风险防范措施要求	<p>场站、管线泄漏的主要预防和处理措施：</p> <p>（1）对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如采取耐腐蚀管线进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；</p> <p>（2）加强应急预案和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；</p> <p>井下作业事故风险防范措施</p> <p>（1）为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。水井施工要提前 3 天关井降压；</p> <p>（2）施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；</p>
<p>填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：</p> <p>项目相关信息：项目相关信息：管道内最大油量 215.3t，天然气 4.93t。</p> <p>本项目危险物质数量与临界量的比值 Q 为原油与天然气的和 $0.579 < 1$，环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析。</p> <p>本工程的主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境、地表水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。</p>	

5.7 地表水环境影响评价

5.7.1 施工期

本项目施工人员产生的生活污水排入临时防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理；敷设管道时产生的试压废水由罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 8mg/L，悬浮固体 3mg/L 规定后回注油层，不会对地表水环境产生影响。

5.7.2 运行期

本项目运行期油田采出水进入龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 8mg/L，悬浮固体 3mg/L 规定后回注油层；油井作业产生的作业污水、洗井污水用密闭罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 8mg/L，悬浮固体 3mg/L 规定后回注油层；本工程扩建产生的含油污泥送第九采油厂含油污泥处理站处理，不会对地表水环境产生影响。

5.7.3 结论

本工程产生的种类废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

5.8 土壤环境影响预测与评价

5.8.1 环境影响类型和途径

土壤是环境的重要组成要素，与水、大气、生物等环境要素之间经常互为外在条件、互相作用、互相影响。该项目气田开发过程中对土壤环境的影响主要表现在两个方面：一为投产以前地面工程建设、道路建设对土地的占用以及对地表环境的影响，这种影响将造成土壤板结，导致土壤结构发生改变。另一方面影响为气田运行期排放的油田采出水等污染物对土壤环境的污染，可对土壤的化学、生物性质等方面造成影响，但由于本工程采取了较完善的环保措施，采出水不外排，因此本工程运行期对土壤环境的影响要小于建设期。

根据2017年《农用地土壤污染状况详查点位布设技术规定》环办土壤函[2017]1021号规定：需考虑大气沉降影响的行业包括08黑色金属矿采选业、09有色金属矿采选业、25石油加工、炼焦和核燃料加工业、26化学原料和化学制品制造业、27医药制造业、31黑色金属冶炼和压延加工业、32有色金属冶炼和压延加工业、38电气机械和器材制造业（电池制造）、77生态保护和环境治理业（危废、医废处置）、78公共设施管理业（生活垃圾处置），本项目为石油天然气开采业，不需要考虑大气沉降影响。同时，本项目不属于地面漫流行业，不考虑地面漫流。

建设项目土壤环境影响类型与影响途径见下表5.8-1。

表 5.8-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

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

表 5.8-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
井场、集输管道、实验站	油气集输	大气沉降			
		地面漫流			
		垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
		其他			

* 石油类指 C₁₀-C₄₀

5.8.2 影响分析

5.8.2.1 施工期对土壤环境的影响

本项目对土壤的影响主要来自场站永久占地、道路建设及集输管道对土地的占用，对植被的碾压、挖掘等活动，会引起土壤理化性质的改变、肥力的降低等。

1、场站、道路建设对土壤环境的影响

施工期由于机械的碾压及施工人员的践踏，在作业区周围的土壤将被严重压实，部分施工区域的表土将被铲去，另一些区域的表土将可能被填埋，从而使施工完成后的土壤表土层缺乏原有土壤的肥力，不利于植物的生长和植被恢复。

厂区内部的地面硬化，道路系统、建筑物的建设，将增加大量不透水地面，对局部水文、气象因子也会产生一定影响。项目的施工，势必造成一定范围的植被破坏，开挖土方使地表裸露，极易造成土壤水蚀或风蚀。

施工对土层的扰动，改变了土壤结构与容重。植被的破坏，使裸露地表对太阳热能的吸收量增加，对热量的反射率也随之变化，这将导致施工影响区域内地面热量平衡状况的改变。

2、管线施工对土壤环境影响

管线施工方法分为埋地敷设，需要对地表土壤进行开挖和填埋，对土壤环境的影响

表现在:

(1) 局部破坏土壤结构的形成需要漫长的时间, 土壤结构是土壤质量好坏的重要指标, 特别是团粒结构是土壤质量的重要指标, 团粒结构占的比重越高, 表示土壤质量越好, 团粒结构一旦被破坏, 恢复需要较长时间, 而且比较困难。施工过程中对土地的开挖和填埋, 容易破坏团粒结构, 干扰团粒结构的自然形成过程。施工过程中的机械碾压、人员践踏等活动都会对土壤结构产生不良影响。

(2) 局部破坏土壤层次, 改变土壤质地土壤在形成过程中具有一定的分层特性, 特别在赤红壤地区分层现象更为明显。土壤表层为腐殖质层, 中层为淋溶淀积层, 底层为成土母质层。在耕作区, 土壤经过人类改造, 其土壤层次、深度与自然条件下形成的土壤还有一定区别, 表层为耕植层, 深度约为15~25cm, 中层离底层20~40cm, 40cm以下为母质层。耕植层是作物根系分布密集区, 土壤肥力、水分集中分布区。管线开挖和回填过程中, 必然会对土壤原有层次产生扰动和破坏, 使不同层次、不同质地的土体产生混合, 特别是耕层土壤被混合后, 将对农作物、植物的生长和产量有所影响。

(3) 对开挖地带的土壤紧实度有一定的影响

在施工机械作业中, 机械设备的碾压, 施工人员的践踏使土壤紧实度增高, 短期内影响土壤中的水分循环。

(4) 开挖地带的土壤养分部分造成流失

在土壤剖面中各个土层中, 就养分状况而言, 表土层(腐殖质层、耕植层)远比心土层养分好, 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, 土壤养分状况受到影响, 从而影响植物的生长。

根据国内外有关资料, 管线工程对土壤养分的影响与土壤本身的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放、分层覆土的措施下, 一般情况下, 土壤的有机质下降30%~40%, 土壤养分下降30%~50%, 其中全氮下降43%左右, 磷素下降40%, 钾素下降43%。因此在实际操作中, 一定要强化施工队伍的施工作业管理和要求, 对开挖的表层土实行分层堆放和分层覆土, 避免土壤中的各种养分流失。

(5) 施工废物对土壤环境的影响

施工过程中产生的废钻井液、钻井岩屑、建筑垃圾等固体废物, 这些固体废物如不及时清运, 将有可能残留于土壤中, 对后期恢复期的土壤耕作和农作物的生长有一定影响。因此应严格规范施工要求, 施工期的固体废物必须在施工完毕后进行清运。

(6) 对土壤生物的影响

由于上述土壤理化性质和土体构型的改变, 使土壤中的微生物、原生动物及其它节

肢动物、环节动物、软体动物的栖息环境改变。由于施工带影响宽度在10m左右，且呈带状分布在整个评价区域，所以土壤生物的生态平衡在施工结束后很快会得到恢复。

3、道路建设对土壤的影响

本工程新建井排路/通井路，。建设方式为直接对道路占地范围进行覆土压实，道路建设过程中施工机械和人员可能会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对周边地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

综上，施工期会对土壤结构产生一定的影响，但是由于施工时间较短，项目占地范围较小，所以对土壤环境的影响在可接受范围之内。

5.8.2.2运行期对土壤环境的影响

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。在垂直方向上，土壤石油污染主要集中在0-20cm的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油在土壤中的迁移深度较浅。油田建设土壤环境污染的分布为：污染主要集中在井场附近，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤上层，迁移深度较浅。事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤——植物及土壤——食物链系统的环境质量。因此，油田生产中，一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，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。

5.8.3 土壤环境影响类比分析

(1) 土壤预测评价范围、预测时段和预测情景设置

土壤预测评价范围与调查评价范围一致。评价时段为施工建设期。按项目正常和事故状态两种情形为预测情景。

(2) 预测评价因子

评价因子为石油烃。

(3) 预测评价方法及结果分析

本次评价采用类比分析法，对项目施工过程中对土壤环境产生的影响进行定性分析。

(4) 预测评价方法及结果分析

本次土壤评价通过类比本项目区块周边已运行的油井环评阶段与验收阶段监测数据对比情况，来判定本项目拟建油井对区域内土壤的影响。

《采油九厂龙虎泡油田萨葡油层外扩产能建设工程环境影响报告书》于 2016 年 8 月 10 日取得了环评批复，批复文号为庆环审[2016]215 号，并于 2019 年完成自主验收。该项目与本项目所在区域相邻，生态环境基本一致土壤类型相同，且与本项目工程内容类似，均为新钻油井，并基建油井配套建设集输管线等工程内容，该项目施工阶段，由于管线、道路施工占用了大量临时占地，大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高。根据验收调查报告，项目投产运营至今，区域地表在施工阶段产生的临时占地形成的裸地基本已得到了恢复。

该项目运营期产液分离、油井作业及洗井产生的含油污水均进入依托的含油污水处理站处理后回注地下，不排入外环境；依托场站清淤和油井作业产生的含油污泥均委托处理，不外排，综上，该项目与本项目开发工艺、产污及污染途径、污染防治措施等均一致，因此本项目土壤影响可以类比该项目。

本次类比分析引用《采油九厂龙虎泡油田萨葡油层外扩产能建设工程环境影响报告书》中的土壤监测点位，选择 1 个建成油井井场内土壤监测点，监测深度 0~20cm，根据土壤监测结果，项目涉及特征污染物石油烃的浓度值为 20mg/kg，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求，说明建设单位在项目实施之后较好的落实了污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

5.8.4 评价结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。本项目土壤环境影响评价自查表见附表 3。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 污染防治措施

6.1.1 大气污染防治措施

6.1.1.1 施工期

本项目地面工程的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来源于施工活动引起的扬尘。施工过程中采取以下污染防治措施：

①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，应在施工初期合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。

②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。

③运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。

⑤管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时在施工过程中定期洒水抑尘，防止施工扬尘量大对环境造成污染。

⑥合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。

⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.1.2 运行期

本工程运行期的大气污染主要来自运营过程中产液集输及依托场站处理过程无组织挥发的烃类气体、依托场站加热装置燃烧烟气。

（1）挥发性有机物污染防治措施

①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生

产无泄漏；

②井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；

③加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

⑤精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程。

⑥定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发；

⑦建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与修复，对易泄漏环节制定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。

(2) 加热装置燃烧烟气

本项目新建古冶号实验站及依托的龙一联脱水站加热装置燃料均采用清洁能源（天然气），产生的烟气经高于 8m 高的烟囱排放（古页 4 号实验站烟囱高 8m，龙一联脱水站烟囱高 20m），能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值要求（颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）；

以上措施可从源头降低废气产生，技术可行，通过采取以上措施，可以将项目建设对大气环境的影响减小到最小程度，使其对周围大气环境的影响大大降低，保持在环境可接受的范围之内。

6.1.2 水污染防治措施

6.1.2.1 施工期废水处理措施及地表水保护措施

(1) 施工期废水处理措施及其可行性论证

①施工人员生活污水排入施工井场内临时设置的防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后进行卫生处理，场地进行平整；

②敷设管道时产生的试压废水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 8mg/L，悬浮固体 3mg/L 规定后回注油层。

(2) 施工期地表水保护措施

①合理规划：施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；施工运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

②施工期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将生活污水直接排放。

③宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工。

通过采取以上措施，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

6.1.2.2 运营期废水处理措施及地表水保护措施

(1) 运营期废水处理措施及其可行性论证

运营期油井采出液分离出的含油污水由管线输送至龙一联合含油污水处理站处理，作业污水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，洗井污水直接进入集油系统，最终由管线输送至龙一联合含油污水处理站处理。均不外排。

②处理工艺可行性分析

本项目依托龙一联合含油污水处理站，龙一联合含油污水处理站主要接收处理龙虎泡油田区块的含油污水，该站采用“两级沉降+两级过滤”处理工艺，污水首先进入自然沉降除油罐，沉降处理后浮于上层的污油由收油泵回收，下层的污水进入混凝除油罐进行二次除油处理，加入混凝剂充分混合后，上层污油由收油泵回收，下层污水进入两级压力过滤罐进行深度压滤处理，设计出水水质指标为“8、3、2”。

③处理工艺达标可行性分析

龙一联合含油污水处理站设计出水指标为《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”。本次委托黑龙江永青环保科技有限公司于 2021 年 11 月 4 日~5 日对龙一联合含油污水处理站出水水质进行监测，处理后水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求，工艺可行。

④处理规模的可行性分析

龙一联合含油污水处理站设计污水处理量为 $7500\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $5188\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增 31 口油井最大采出水量为 $332.3\text{t}/\text{d}$ ，考虑与本工程同期建设的《龙 12 区块剩余井位产能建设工程》，该工程投产后含油污水最大量为 $30.9\text{t}/\text{d}$ ，新增产能后该站负荷率为 74.0%。因此，从规模上本项目依托可行。

本项目拉运污水要建设拉运视频监控装置，并接入市生态环境局监控平台，废水拉

运前向市局申报，明确拉运量、拉运时间，并接受视频监管。采取以上措施后，本项目运营期废水均不外排，对环境的影响较小。

(2) 运营期地表水保护措施

在油田生产建设及运营过程中，必须加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实，运营期还应做到如下要求：

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收；距离地表水体东大海较近的井场可设置护坡，护坡高度应高出水泡最高水位 50~80cm，将事故产生的污油污水截留在井场内；

②集油管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

③在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

④定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为 1 次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

在正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，措施技术可行，对周围环境不会产生不良影响。

6.1.2.3 地下水污染防治措施

(1) 源头控制措施

①管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。

②管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。站内埋地不保温管道外防腐采用沥青防腐胶带特加强级，带宽不小于 150mm，防腐层厚度不小于 3.2mm。

③管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm。

④定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；

⑤巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。

⑥运行期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。

⑦油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%；

(2) 分区防渗措施

项目分区防渗具体见表 6.1-1，分区防渗图见图 6.1-1。

表 6.1-1 项目污染防渗区划分

项目	类别	项目涉及区域	防渗措施	防渗要求
运营期	重点防渗区	古 4 号试验站防渗排污池	池底采用 2mm 厚的高密度聚乙烯、池壁采用防渗 P8 水泥	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ 防渗技术要求。
	一般防渗区	集油管道	管道采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$ 防渗技术要求。
	简单防渗区	古 4 号试验站其他区域	水泥地面硬化	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求

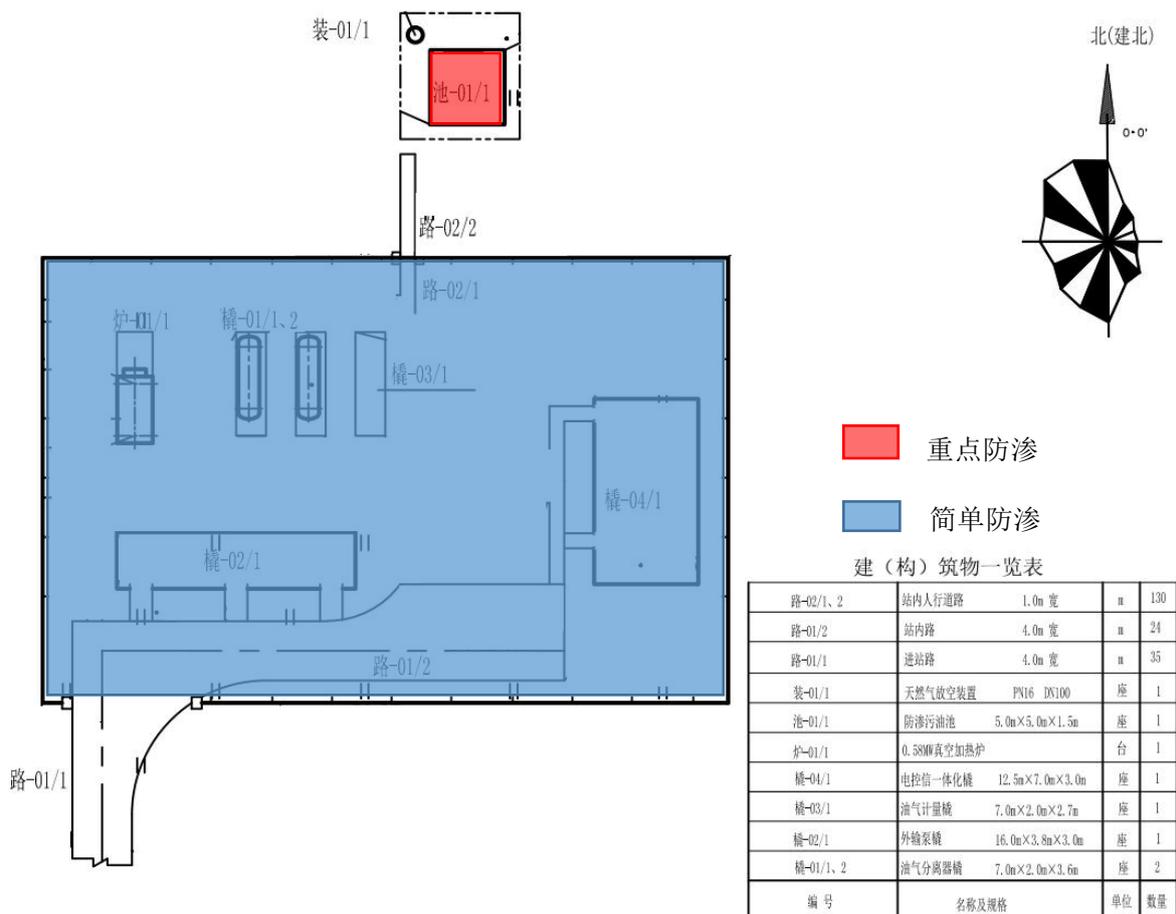


图 6.1-1 古页 4 号实验站分区防渗图

(3) 地下水环境跟踪监测

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，结合《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）制定本项目运行期监测计划，同时在当地对监测结果进行信息公开，每年公开一次。

项目区域潜水流向为从北向南，根据项目工程的分布情况，在上游的设 1 个潜水背景监测点，在建设项目区域下游设 2 个潜水跟踪监测点，具体设置情况见表 6.1-2。地下水跟踪监测布点图附图 12。

表 6.1-2 地下水环境监测计划表

点位	功能	监测因子	坐标	位置	监测层位	监测频次
大榆山屯水井水井	背景监测点	pH、挥发酚、石油类	124.59458243,46.37578653	6#平台东侧 860m	潜水	1 次/年
4#平台井下游 30m	跟踪监测点		124.570321191,46.369472012	4#平台井下游 30m	潜水	1 次/年

4号试验站 下游30m	跟踪监测 点	124.567864287,46. 368409857	4号试验站下游 30m	潜水	1次/年
----------------	-----------	--------------------------------	----------------	----	------

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目产生的各类废水都可以得到有效处置，作业过程中产生的污油污水可以有效进行回收，不会对周围地表水和地下水环境产生不良影响，项目的水污染防治措施技术合理可行。

6.1.3 噪声污染控制措施

6.1.3.1 施工期

- (1) 合理安排施工时间。尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工。
- (2) 合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。
- (3) 降低设备噪声。选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。
- (4) 运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。
- (5) 加强对施工人员的培训及责任教育，做好施工机械和运输车辆的调度和交通疏导工作，运输车辆选择避开居民区的路线，限制车速，禁止鸣笛，降低交通噪声。

通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求，不会对声环境产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.1.3.2 运行期

- (1) 井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备；
- (2) 场站机泵等噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振降噪措施；
- (3) 注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

通过采取以上措施后，能够确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求，不会对周围声环境产生较大影响，运行期噪声治理措施可行。

6.1.4 固体废弃物控制措施

6.1.4.1 施工期

- (1) 施工人员产生的生活垃圾统一收集后运至大庆市生活垃圾综合处理厂处理；
- (2) 施工活动产生的施工废料最大限度回收利用后，剩余废料拉运至工业固废填埋场处理；
- (3) 建筑垃圾拉运至大同区建筑垃圾填埋场卫生填埋。

6.1.4.2 运行期

(1) 本工程产生的落地油及油泥(砂)集中送第九采油厂含油污泥处理站处理。

(2) 油井作业结束后及时清理井场,如在施工范围内产生油污及泥土,应收集清理送第九采油厂含油污泥处理站处理;油井作业产生的废防渗布属于危险废物,委托有资质单位进行处置。

(3) 在井场作业现场管理中,严格落实作业前后环保交接制度,作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则,确保无污染作业率达到100%。

6.1.5 生态保护措施

6.1.5.1 施工期

1. 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;

2. 恢复土地生产能力,提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源,不打乱土层,先挖表土层(20cm-30cm左右)单独堆放;然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土,后平覆表土,以便尽快恢复植被;

3. 施工结束后施工营地进行搬迁,料场做到工完、料净、场地清。井场临时防渗旱厕进行清理卫生填埋,按照先填心、底土,后平覆表土,柴油罐区的防渗材料及围堰与柴油罐一同拆除,临时占地草地平整,耕地等质等量复耕;施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物,严禁随意倾倒;

4. 埋设管线时,根据管径的大小做到尽量窄控,采取平埋方式(不起土坝)进行,以便尽快恢复植被;

5. 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;

6. 本工程占用的耕地、草地,占用单位按照相关规定缴纳补偿费;将所占土地进行表土剥离,剥离的表土用于被损毁土地的复垦;

7. 管道施工尽量缩小占地面积,应划定施工活动范围,严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围,所有车辆采用“一”字型作业法,走同一车辙,避免加行开辟新路;

8. 管沟挖、填方作业应尽量作到互补平衡,以免造成弃土方堆积和过多借土;

9. 管沟回填应按层回填,以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实,以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求,要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部,堆放后人工进行修整、拍实;

10. 管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被；

11. 对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，防止污染土壤；

12. 埋设集油管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；

13. 施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对永久占地缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿；对临时占地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地及草地。恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

本工程应在施工完毕后进行生态影响减缓及恢复措施，具体见表 6.1-3。

表 6.1-3 生态影响减缓及恢复措施

序号	项目	占地类型	恢复措施	实施时间	实施单位
1	永久占地	草地	将表层土剥离进行其他土地改良，缴纳补偿费用，补偿永久占地 1.41hm ² 。	施工完毕后 1年内	页岩油勘探开发指挥部
2	临时占地	耕地及草地	恢复临时占地 12.7hm ² ，分层开挖，分层回填，并通过生态植被恢复措施可逐年恢复原有植被水平。缴纳补偿费用。		

6.1.5.2 运行期

本工程由于井场、场站、管线等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施：

(1) 油井作业过程中缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响；在完钻后，要立即对施工现场进行平整，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

(2) 油井作业要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。油井作业结束后，应针对作业过程中的不同破坏类型，恢复被破坏的地表形态，降低工程对周围生态环境的影响。

(3) 油井作业避免在大风天施工。作业时在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境。

(4) 油井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场。

(5) 回收落地油时，减少土壤的剥离量。加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后做无害化处理，处理后油水回收。

(6) 运行期各种车辆应在已修建的道路上行驶，不得随意行驶。

本项目通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态环境的破坏得到有效控制，不会对区域生态环境产生较大影响，生态保护措施可行。

6.1.5.3 防沙治沙保护措施

本工程开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地和草地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

(1) 做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

(2) 管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

(3) 在施工活动结束后，要立即对施工现场进行回填平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

(4) 施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和

管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

(5) 施工作业避免在大风天施工。

6.1.5.4 植被恢复措施

建设单位在施工过程中，应严格执行《中华人民共和国土地管理法》、《石油天然气工程项目用地控制指标》等相关规定，切实采取有效的保护措施，对生态环境进行正确的保护，并进行补偿和恢复。

(1) 植被占用补偿

按照国家“水土保持法”要求，凡是占用和破坏植被的单位或个人均应向水土保持主管部门缴纳一定的水土保持费用。国家为了加大水土保持工作力度，对水土保持费不断进行了调整，建设单位应按标准向水土保持主管部门缴纳水保费用。

(2) 耕地复垦补偿

本项目将临时占用耕地面积 0.108hm²，即需要复垦的耕地面积。由于在征地费用中已经体现了后期的复垦费用，施工结束后将由农民自行复垦，故不再计算复垦补偿费用。

(3) 草地修复补偿

项目占用草原主要以牧草为主，生长条件较号，较易自然恢复，因此油田开发临时占用草地恢复时，加强管护，增加草的成活率，使区域草地尽快恢复原有景观。

6.1.6 环境风险防范措施

6.1.6.1 施工期

(1) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；

(2) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，强化检验手段；制定严格的规章制度，发现缺陷，及时正确修补并做好记录；

(3) 进行水压试验，排除焊缝和母材的缺陷，增加管道的安全性。

6.1.6.2 运行期

(1) 集输系统事故风险防范措施

1) 严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装。

- 2) 对集输系统定期维修保养, 及时更换老化管线、设备。
- 3) 定时对采油井和管线进行巡查, 及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题。
- 4) 生产时密切关注系统压力变化, 一旦系统压力有大的降低, 要及时报告, 找到管线泄漏点, 及时处理, 避免污水大量泄漏。
- 5) 当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤, 控制油水扩散范围, 保护周围生态环境; 同时明确泄漏可能导致的后果, 泄漏危急周围环境的可能性, 隔离泄漏区, 周围设警告标志。
- 6) 配备油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备, 以便在发生泄漏事故时产生的污油污水进行及时回收和处理, 避免对周围地表水、地下水、土壤等环境产生污染。
- 7) 将被泄漏原油污染的土壤清理后由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理。
- 8) 当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线, 告知围观群众危险性, 劝之不要动用火源, 防止火灾及爆炸事故发生; 同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员。
- 9) 建立应急响应机构, 配备快捷的交通通讯工具, 以便对泄漏事故及时作出反应和处理。
- 10) 对油田设施采用新技术, 提高油田设施的抗蚀防腐能力, 从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率。
- 11) 制定定期巡查制度, 发现异常及时处理和报告。
- 12) 建立应急响应机构, 配备快捷的交通通讯工具, 以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

(2) 场站事故风险防范措施

- 1) 定期维护保养容器、设备和站内管线。
- 2) 站内定时巡检, 及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题, 避免出现大量油水泄漏;
- 3) 平稳操作, 避免系统压力超高放空;

(3) 火灾、爆炸风险防范措施

- 1) 为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸, 所有压力容器均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。场站可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至场站南侧放

空管；

2) 场站的油罐均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施；

3) 场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

(4) 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

1) 从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程，确保改过程安全可靠。

2) 危险废物转移过程中应按《危险废物转移联单管理办法》执行，单位应编制应急预案。

3) 运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

4) 担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

5) 运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

针对上述风险情况，本工程建设单位已经针对可能发生的风险事故提出相应风险防范措施，企业结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急预案，本工程为扩建工程，如发生风险事故，可按已建立的事故风险应急预案执行。

6.1.7 土壤保护措施

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

(1) 源头控制措施

井场控制措施。油田开发过程中，井下作业应配备泄油器、刮油器等，作业污水要求全部进罐，由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排；按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）要求后用于铺垫井场及通井路，落地原油回收率应达到100%。

管线控制措施。在管线的路由选择中，应尽量沿道路进行铺设，同时还采用管线保温措施；管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统。

(2) 过程控制措施

对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用玻璃钢外防腐钢制管道，以延长埋地管道使用寿命。同时企业在管理方面严加管理，并采取相应的防渗措施可有效防止管线和站场贮存设施发生含油污水及原油泄漏事故造成对区域土壤环境的污染。

(3) 末端控制措施

末端控制采取分区防渗原则。

(4) 应急响应措施

包括一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤、地下水污染，并使污染得到治理。

(5) 污染监控体系

为了及时了解项目场区及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）的相关要求，本项目拟制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。

根据土壤环境影响分析结果，定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开。根据项目分布情况、现状监测布点情况和土壤类型分布情况，布置土壤监测点位4个。跟踪监测计划见表6.1-4，土壤跟踪监测布点图见附图12。

表 6.1-4 土壤环境跟踪监测计划表

点位	位置	坐标	监测因子	监测频次	执行标准
1	松页油1井南侧 20m 耕地	124.56692727,46.372 16531	石油烃、 pH	1次/3年	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值
2	4号试验站南侧 20m 基本草原	124.567864287,46.36 8409857			
3	6#平台南侧 20m 基本草原	124.57953752,46.371 45987			

上述监测结果应按照规定及时建立数据档案，并定期向社会公开监测信息。如发现异常或发生事故，需加密监测频次，确定影响源位置，分析影响结果，并及时采取应急措施。

6.2 油田开发后期及闭井期环保措施

本工程闭井期另外单独履行环评手续。

6.3“三同时”项目一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表6.3-1、6.3-2。

表 6.3-1 “三同时”项目一览表

防治内容	环保措施	验收标准
废气	施工期扬尘	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物
	采油井场、场站非甲烷总烃	管线采取密闭性良好的阀门等，确保密闭集输
	新建场站加热炉	采用清洁燃料天然气（油田伴生气）作为原料，通过8m高烟囱排放
		施工场界执行《大气污染物排放标准》（GB16297-1996）颗粒物无组织排放限值： $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$
		井场永久占地范围外无组织排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.9企业边界污染物控制要求限
		满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建燃气锅炉标

			准
废水	地下水	在区块上游大榆山屯水井布设1口监测井用作背景值，在4号试验站下游30m（124.567864287,46.368409857）新建1口潜水跟踪监测水井、在4#平台井下游30m（124.570321191,46.369472012）新建1口潜水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测	对布设的3口潜水监测井水质进行监测，监测因子为：pH、挥发酚、石油类
	施工人员生活污水	排入临时防渗旱厕，定期清掏用做农家肥	不外排
	试压废水	进入集输系统后最终输至龙一联合油污水处理站处理后回注油层，不外排	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值（含油量≤10.0mg/L、悬浮固体含量≤5.0mg/L、粒径中值≤2μm），回注油层
	作业污水	罐车运送至龙一联合油污水处理站处理后回注油层	
	洗井废水	进入集输系统后最终输至龙一联合油污水处理站处理后回注油层，不外排	
	油田采出水	进入龙一联合油污水处理站处理后回注油层	
噪声	井场噪声	低噪声设备、基础减振	《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准限值：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）
	古页4号试验站	低噪声设备、基础减振	
固废	含油污泥、落地油	属于危险废物，集中收集，拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理	执行《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）标准
	施工废料	拉运至工业固废填埋场	执行《城市建筑垃圾管理规定》（中华人民共和国建设部令第139号）
	建筑垃圾	拉运至大同区建筑垃圾填埋场	
	施工期生活垃圾	集中收集拉运至垃圾转运点，由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理	执行《城市建筑垃圾管理规定》（中华人民共和国建设部令第139号）
	含油防渗布	由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》及其修改单（GB18597-2001）标准要求
生态恢复	对临时占用的土地进行恢复、平整，	施工时分层开挖、分层堆放、分层回填，	

	恢复临时占地 12.7hm ²	场地平整, 不改变原有地势, 不起垄。施工时留有影像资料, 保留生态恢复前后的影像资料。
	对于项目永久占地进行经济补偿, 补偿面积 1.41hm ²	缴纳土地补偿费
地下水防护	分区防渗	古4号试验站防渗排污池重点防渗, 场站其他区域为简单防渗; 集油管道采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接
风险防控	运营期工作区域均铺设防渗布, 防渗布边缘设置围堰; 车辆采用密闭罐车, 配备收油工具, 场站定期进行应急演练。	

表 6.3-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	污水回收装置等环保设施建成及运行情况, 生态恢复、占地补偿等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划, 包括物质配备、防范措施, 应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
污染物达标排放监测	无组织排放烃类气体监测
	场站厂界噪声监测
	事故时对大气, 地下水、地表水等进行事故监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区域内的地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	该地区为水土流失重点治理区, 应落实管道采用沟埋敷设, 施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整, 并压实; 施工时要特别注意保护原始地表与天然植被, 划定施工活动范围, 严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围, 所有车辆采用“一”字型作业法, 避免并行开辟新路, 以减少风蚀沙化活动的范围; 据当地际情况、环

	境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。
	平整及恢复 12.7hm ² ；补偿 1.518hm ²
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

7 环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设，除对所在区域的经济发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本油田开发过程中，由于井场、管道铺设、道路建设等，需要占用一定面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

该项目损失主要为耕地、草原的损失，根据生态环境影响分析，该项目投产后临时占地与永久占地造成的粮食损失如果以玉米计，玉米按 1500 元/吨计，则投产十年间损失 2.92 万元；干草价格按 700 元/t 计算，则投产十年间损失 2.47 万元。两项合计为 5.39 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计

环保工程名称	措施内容	环保投资(万元)	
施工期	废气	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	0.5
	废水	施工营地设置防渗旱厕	0.2
	固体废物	施工废料拉运至工业固废处置场处理	0.8
		生活垃圾运至大庆市生活垃圾综合处理厂处理	0.2
	生态	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 1.41hm ²	2.47 (按 10 年计算)
		对临时占用的土地进行恢复、平整及经济补偿，恢复临时占地 12.7hm ²	150
	防沙治沙	1.0	
运营期	废水	作业污水由罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理	2.3
	固体废物	含油污泥、落地油拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理	1.0
		含油防渗布由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	3.0
风险防范	配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	5.6	

地下水及土壤防范措施	古页 4 号试验站采取分区防渗措施	10.0
	设 3 口跟踪监测井，定期跟踪监测地下水	0.2
合计	177.27	

7.2.2 环境效益简要分析

项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施，大大降低了排入环境中污染物的数量，将取得一定的环境效益。

7.3 环境经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

8 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-1997）的要求，在项目的建设期、运营期和退役期等 3 个阶段建立和实施 HSE 管理体系。建设期、运营期和退役期的 HSE 管理分别包括以下内容：

（1）建设期 HSE 管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运营期 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；

（3）退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织结构

本工程环境管理工作由页岩油勘探开发指挥部负责，推行环保监理和检查制度。由页岩油勘探开发指挥部施工业务主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置 1 名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

8.1.2 规章制度

在项目运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、井场和场站管理、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道、场站。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如机泵有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔

等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各级单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、场站、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油井作业、集油管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

- (1) 最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- (2) 公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- (3) 制定和落实一岗一责制；
- (4) 加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- (5) 做好现场审核和整改；

(6) 奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务由大庆油田环境监测评价中心进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、地下水、地表水、土壤等进行监测。运行期根据《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ 819-2017)要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由第九采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、场站事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如机泵有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；

(5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场、场站建设及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运营期的环境监控主要是采油、井下作业和原油集输过程中的环境保护措施执行情况。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

8.2.5 本工程污染源排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

8.2-1 施工期污染物排放清单

污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	扬尘	颗粒物	/	排入大气	符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求
废水	生活污水	COD、NH ₃ -N	115.2t	排入临时防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理	排入临时防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理
	试压废水	SS	256.5m ³	由罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理后回注油层	处理达标后回注油层，不外排
固废	生活垃圾	/	0.9t	统一收集，送至附近垃圾转运点，由环卫部门拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂进行处理	拉运至大庆市生活垃圾综合处理厂，不外排
	建筑垃圾	/	3.96t	拉运至大同市建筑垃圾填埋场填埋处置	拉运至大同市建筑垃圾填埋场填埋处置
	施工废料	/	3.175t	拉运至工业固废填埋场处理	送至工业固废填埋场，不外排
噪声	机械噪声	噪声	60~90 dB(A)	排入周围环境	符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求

本工程运行期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运行期污染物排放清单

种类	污染物名称	主要污染因子	单位	本工程产生量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	非甲烷总烃	非甲烷总烃	t/a	94.26	排入大气	满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中5.9中4.0mg/m ³ 规定要求
	4号试验站烟气	SO ₂	t/a	0.0051		符合《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2中新建燃气锅炉要求
		NO _x	t/a	0.0194		
		颗粒物	t/a	0.00317		
	加热炉烟气(分担量)	SO ₂	t/a	0.0169		
		NO _x	t/a	0.0641		
		颗粒物	t/a	0.0105		
废水	油田采出水	石油类	t/a	99600	进入龙一联合含油污水处理站处理	处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SY DQ0639-2015)要求,“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后,回注油层
	作业污水	石油类、悬浮物	m ³ /a	34.58	罐车回收送龙一联合油污水处理站处理后回注	
	洗井污水	石油类、悬浮物	m ³ /a	308.75		
固废	含油污泥	石油类	t/a	1.995	拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理	依托含油污泥处理站符合《油田含油污泥综合利用污染控制标准》(DB23/T1413-2010)要求
	落地油	石油类	t/a	0.43		
	含油废防渗布	石油类	t/a	2.6	送有资质单位处理	不外排
噪声	采油井	噪声	dB(A)	60~80	周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中2类标准

8.2.6 总量控制

本工程总量控制指标包括新建古页4号试验站外输炉烟气及油气技术过程产生的非甲烷总烃。

表 8.2-3 本工程污染物排放总量一览表

污染物名称	单位	排放量
非甲烷总烃	t/a	94.26
SO ₂	t/a	0.0051
NO _x	t/a	0.0194

8.2.7 施工期环境管理与监测计划

8.2.7.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

(1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；

(2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；

(3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；

(4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.2.7.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行包括环保知识、意识和能力的培训。其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法；国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.2.7.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。

8.2.8 运营期环境管理与监测计划

8.2.8.1 运营期环境管理

1、排污许可证申请要求

根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评[2017]84号）中的相关要求，环评阶段应结合排污许可证申请与核发技术规范、排污单位自行监测指南等，提出项目污染源排放清单及环境监测计划，与排污许可证申领工作做好衔接。

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019版）》“三、石油和天然气开采业07”，企业按通用工序申请排污许可，企业涉及通用工序为锅炉，根据名录“五十一、通用工序：锅炉：除纳入重点排污单位名录的，单台且合计出力20t/h（14MW）以下的锅

炉（不含电热锅炉），应进行登记管理“”。本项目场站外输炉单台且合计出力均<14MW，因此应进行排污许可登记管理。

2、排污口规范

排污口是污染物进入环境、对环境产生影响的通道。强化排污口的管理是实施污染物总量控制的基础工作，也是区域环境管理实现污染物排放科学化、定量化的重要手段。

（1）排污口规范化管理的基本原则

- ①向环境排放污染物的排污口必须规范化；
- ②排污口应便于采样与计量检测，便于日常现场监督检查。

（2）排污口的技术要求

- ①排污口的设置必须合理确定，进行规范化管理；
- ②设置规范的、便于测量流量、流速的测速段。

（3）排污口的立标管理

①污染物排放口应严格按照《环境保护图形标志—排放口（源）》（GB1556.2-1995）、《环境保护图形标志--固体废物贮存(处置)场》（GB15562.2）中有关规定执行。

②污染物排放口的环境保护图形标志牌应设置在靠近采样点的醒目处，标志牌设置高度为其上缘距地面约 2m。

③排污口及采样点设置在厂界附近，采样点设置应符合 HJ/T91 的规定，确保公众及环保执法人员可在排污口清楚地看到污染源的排污情况并且不受限制地进行水质采样。

（4）排污口的建档管理

①要求使用国家环保局统一印制的《中华人民共和国规范化排污口标志牌登记证》，并按要求填写有关内容。

②根据排污口管理档案内容要求，项目建成投产后，应将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向、达标情况及设施运行情况记录于档案。

项目应当结合本次环评提出的环境监测与管理要求，在废气、噪声排放口（源）以及固体废物堆场设立专门排放口图形标志牌，按要求加强管理。

8.2.8.2 运营期环境监测计划

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应

按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表 8.2-4 工程运行期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	古页4号试验站厂界噪声及井场噪声	连续等效 A 声级	永久占地外 1m	1 次/季
2	废气	非甲烷总烃	油井井场厂界、古页 4 号试验站厂界	1 次/年
		古页 4 号试验站外输炉废气颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度	古页 4 号试验站外输炉烟囱	NO _x 监测频次为 1 次/月，其余 1 次/年
2	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地表水及地下水为事故地点周围区域。	事故发生 24 小时内

表 8.2-6 工程运行期周边环境质量影响监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	地下水	pH、挥发酚、石油类	在区块上游大榆山屯水井布设 1 口监测井用作背景值，在 4 号试验站下游 30m（124.567864287,46.368409857）新建 1 口潜水跟踪监测水井、在 4# 平台井下游 30m（124.570321191,46.369472012）新建 1 口潜水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测	1 次/年
2	土壤	石油烃、pH	松页油 1 井南侧 20m 耕地、4 号试验站南侧 20m 基本草原、6#平台南侧 20m 基本草原	1 次/3 年

表 8.2-5 生态调查方案

序号	调查内容	调查方法	点位	监测频次
1	植被、耕地恢复情况	样方调查	临时占地内	1 次/年，直至恢复原有覆盖度

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

本项目基建油井 13 口（含 1 口代用井），13 口油井形成丛式井平台 6 座、单井井场 2 座；本项目 13 口油井均不涉及射孔、压裂作业；地面工程配套建设古页 4 号试验站 1 座、计量阀组间 2 座；配套建设单井集油管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 1635\text{m}$ ，站间集油管道 $\Phi 89 \times 4.5 \sim 970\text{m}$ ；古页 4 号试验站至龙一联集输管道 $\Phi 159 \times 6 \sim 13070\text{m}$ ，并配套建设供配电、道路等辅助工程。预计建成产能 $6.65 \times 10^4\text{t/a}$ 。

9.2 产业政策符合性

本项目为页岩油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，本项目属于鼓励类中“七、石油、天然气”中“2、页岩气、页岩油、致密油、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策要求。

9.3 选址合理性结论

本工程所在区域主要为基本草原及耕地（非基本农田），在选址时充分考虑了“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，施工区域内无文物古迹、饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区和珍稀濒危野生动植物分布，也不在生态红线内，工程采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，减少占地和损耗，节约资源可行；利于环境风险的防范和应急响应。工程严格执行占地标准，尽量减少对草地、耕地的占用，并对占地采取生态恢复及补偿措施。工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，工程建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均能满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

9.4 环境质量现状评价结论

9.4.1 大气环境质量现状评价结论

根据《2019 年大庆市生态环境状况公报》统计数据可知，项目所在区域属于环境空气质量达标。均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 标准要求。

9.4.2 地表水环境质量现状评价结论

监测时段大榆山西泡水环境质量妹子《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的

V类标准。

9.4.3 地下水环境质量现状评价结论

地下水环境质量满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I类限值。

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

9.4.4 声环境质量现状评价结论

项目区评价范围内各监测点昼间及夜间等效连续A声级均无超标现象，达标率100%，本项目区域声环境质量满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准限值要求。

9.4.5 土壤现状评价结论

评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内草地、林地、耕地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

9.4.6 生态环境现状评价结论

该项目所在地区已开发多年，做为油田开发的老区，自然生态系统现状为草地兼有耕地和林地生态系统，属于人工制造的生态系统，具有季节性。且由于油田施工作业对生态环境采取了较多的环境措施，目前油田作业对生态系统影响较小。

9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.5.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期排放的废气主要是扬尘，通过采取相应的控制措施，施工场界扬尘浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求，对区域空气环境及环保目标的影响较小。

本工程无组织挥发对大气的影晌主要为非甲烷总烃对大气的影晌，经估算模式预测本工程非甲烷总烃最大占标率为9.11%，因此对大气环境影晌较小。由于本项目无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值满足相关标准限值，故无需计算大气环境防护距离，无需设置大气环境防护区域。对周围空气环境影晌小。

9.5.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本项目的开发建设在施工期及正常生产情况下，由于采取了较为完善的环境保护措施，对地表水大榆山西泡产生影响的可能性较小。但在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响，建议对地表水附近的现有油井设置围堰，控制事故情况下影响范围，加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

9.5.3 地下水境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程所在区域含水层主要有第四系孔隙潜水含水层和第三系泰康组孔隙承压水含水层，各层均蕴藏着丰富的地下水资源。本工程正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境无影响。但在非正常工况和事故状态下有可能对地下水环境造成影响，在各项地下水污染防控措施及应急措施落实到位的情况下，地下水环境影响可接受。

9.5.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

在采取选用低噪声设备，采用减振、消音、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，本工程施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，运行期井场噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求，对周围环境及环保目标影响很小。

9.5.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程产生的固体废弃物主要有废作业防渗布、含油污泥、落地油、施工废料、生活垃圾。产生量少，并且采取了合理的废物回收、处置方案。含油污泥和落地油送第九采油厂含油污泥处理站处理；废作业防渗布统一送有资质单位处理；施工废料拉运至第九采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至附近垃圾转运点；建设单位应加强对危险废物转移和处置的管理，在转运过程中执行转运联单制。

9.5.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

根据对该项目油田生态系统结构、功能和生态环境现状评价及油田开发对生态环境的影响分析。施工期该项目的井场、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将对周围生态环境产生影响，通过在施工建设过程中采取的保护措施，可能最大程度减小对生态环境的不利影响，并且生态能够在短时间内得到恢复；运行期油田采油、贮存、运输及其它生产过程中产生落地油环境污染物，对油井周围环境中的植物生长发育及作物品质有一定的影响。但若采取必要的环保措施，其对环境的污染程度是较小的，不会影响油田区域内植被的生长发育。因此，油田开发工程不可避免会改变原有的生态环

境，但若合理规划和建设，石油产业有利于当地及周边地区的经济发展，有利于人类生存环境的改善，能够与周围生态环境协调共处。

9.5.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。

9.5.8 环境风险分析可行性结论

本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。同时建设单位已建立了较为完善的应急预案，基本上能满足本工程发生突发性事件时应急的需要，环境风险可控。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

9.6 公众意见采纳情况

本项目首次环境影响评价信息公开之日为 2021 年 9 月 27 日（黑龙江安全环保技术资讯网 <http://www.yonqon.com/jsw/huanpinggongshi/53.html>）。

征求意见稿公示日期为 2021 年 10 月 22 日（黑龙江安全环保技术资讯网 <http://www.yonqon.com/jsw/huanpinggongshi/54.html>）；

报纸第一次公告日期为 2021 年 10 月 26 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2021 年 10 月 28 日（大庆油田报）；

现场张贴公示日期为 2021 年 10 月 22 日，公示地点为评价范围内村屯。

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

网络公示起到了应有的告知作用。在现场公示期间，对居民进行了必要的讲解和说明，让附近居民充分了解本项目的各项情况。选择了黑龙江安全环保技术资讯网和《大庆油田报》进行公示，起到了网络和报纸传播较广，受众广泛的作用。在网上两次公示过程中、公示期间及问卷调查过程中没有接到任何人反映意见或建议的电话和邮件、传真等。

建设单位的公参调查结果表明，古龙页岩油 4 号试验区水平井开发先导试验试采工程的建设周围民众是支持的。建设单位认真执行环保“三同时”制度，加强环境管理，使环境的负效应降至最低。并对周围环境的影响减至最小程度，达到公众对项目建设的环

9.7 环境经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。因此本项目的建设从环境经济损益的角度分析是可行的。

9.8 环境管理与监测计划

工程投产运行后油田环境管理工作由第九采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、站场事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）和油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

9.9 综合评价结论

综上所述，古龙页岩油 4 号试验区水平井开发先导试验试采工程符合国家产业政策和区域发展规划。油田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长<5km <input type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物 (PM ₁₀ 、NO _x 、SO ₂ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (非甲烷总烃)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2020) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标区 <input type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	建设项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 建设项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	边长 ≥ 50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长 < 5km <input type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>			C _{建设项目} 最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 10% <input type="checkbox"/>			C _{建设项目} 最大占标率 > 10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 30% <input type="checkbox"/>			C _{建设项目} 最大占标率 > 30% <input type="checkbox"/>		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		C 非正常占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>		C 非正常占标率 > 100% <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>			C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>			K > -20% <input type="checkbox"/>				
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(非甲烷总烃)			有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>		
	环境质量监测	监测因子：()			监测点位数 ()	无监测 <input type="checkbox"/>		
环评结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>						
	大气防护距离	距 () 厂界最远 () m						
	污染源年排放量	NO _x : (0.0194) t/a	SO ₂ : (0.0051) t/a	颗粒物: (0.00317) t/a	NMHC: (94.26) t/a			

注：“”为勾选项，填“”；“()”为内容填写项

附表 2：建设项目环境风险评价自查表

工作内容		完成情况					
风险调查	危险物质	名称	原油	天然气			
		存在总量	215.3t	4.93t			
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数___人		5km 范围内人口数___人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			___人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input type="checkbox"/>	
		地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input type="checkbox"/>	
包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>		D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>			
物质及工艺系数危险性		Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>	1≤Q<10 <input type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input type="checkbox"/>	Q>100 <input type="checkbox"/>	
		M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>	
		P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>	
环境风险潜势		IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input checked="" type="checkbox"/>	
评价等级		一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>	
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>			易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>		
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>		
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>	地表水 <input checked="" type="checkbox"/>		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		
事故情形分析		源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input checked="" type="checkbox"/>		
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围___m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围___m				
	地表水	最近敏感目标_____, 到达时间___h					
	地下水	下游厂区边界到达时间___d					
最近环境敏感目标_____, 到达时间___d							
重点风险防范措施		管道密闭输送、防腐、试压等，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施					
评价结论与建议		本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和土壤植被危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，“___”为内容填写项							

附表 3：建设项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况			备注	
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>			土地利用类型图	
	占地规模	(14.11) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	特征因子	石油烃				
	土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>					
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input type="checkbox"/>				
	理化特性	-			同附录 C	
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	0-20cm	
		柱状样点数	5	0	0-50cm 50-150cm 150-300cm	
现状监测因子	47项（包括建设用地土壤基本项目 45项，其他项目石油烃及 pH 值）及农用地土壤监测项目（pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃）					
现状评价	评价因子	47项（包括建设用地土壤基本项目 45项，其他项目石油烃）及农用地土壤监测项目（pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃）				
	评价标准	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB 36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他 ()				
	现状评价结论	本项目永久占地内土壤及评价范围内村屯土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中的标准要求，评价范围内耕地、草地、林地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB15618-2018)中的标准要求。				
影响预测	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ；附录 F <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论：a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（跟踪监测）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		3	石油烃、pH	3年1次		
信息公开指标	监测点位和监测值					
评价结论	采取环评提出的措施，影响可接受					
注 1：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“()”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						
注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。						