

2021 年宋芳屯油田肇 1303 等区块  
葡萄花油层产能建设地面工程  
**环境影响报告书**  
(报审版)

建设单位：大庆油田有限责任公司第八采油厂

编制单位：河北奇正环境科技有限公司

编制日期：2021 年 3 月

# 目 录

1 概述 .....	1
1.1 项目由来 .....	1
1.2 项目概况 .....	2
1.3 项目特点 .....	2
1.4 环境影响评价工作过程 .....	2
1.5 分析判定相关情况 .....	4
1.6 关注的主要环境问题及环境影响 .....	13
1.7 环境影响评价主要结论 .....	14
2 总则 .....	15
2.1 评价目的 .....	15
2.2 评价原则 .....	15
2.3 编制依据 .....	16
2.4 环境影响识别与评价因子筛选 .....	18
2.5 评价标准 .....	20
2.6 评价等级 .....	26
2.7 评价范围 .....	33
2.8 环境保护目标 .....	36
3 建设项目工程分析 .....	46
3.1 项目概况 .....	46
3.2 工程组成 .....	46
3.3 开发方案 .....	50
3.4 主要建设内容 .....	53
3.5 工程占地及取弃土情况 .....	63
3.6 施工方式 .....	64
3.7 施工进度及时序 .....	67
3.8 现有区块开发情况回顾 .....	67
3.9 依托工程分析 .....	71
3.10 建设项目工程分析 .....	76
4 环境现状调查与评价 .....	89
4.1 自然环境状况 .....	89
4.2 环境保护目标调查 .....	99
4.3 环境质量现状调查与评价 .....	99
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
5.2 地下水环境影响预测与评价 .....	150
5.3 声环境影响预测与评价 .....	158
5.4 固体废物环境影响分析 .....	161

5.5 生态环境影响评价 .....	163
5.6 环境风险分析 .....	171
5.7 地表水环境影响评价 .....	183
5.8 土壤环境影响预测与评价 .....	184
6 环境保护措施及其可行性论证 .....	188
6.1 污染防治措施 .....	188
6.2 油田开发后期及闭井期环保措施 .....	193
6.3“三同时”项目一览表 .....	194
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
7.3 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
8.2 环境监控 .....	200
9 环境影响评价结论 .....	205
9.1 建设项目概况 .....	205
9.2 产业政策符合性 .....	205
9.3 选址合理性结论 .....	205
9.4 环境质量现状评价结论 .....	205
9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论 .....	206
9.6 公众意见采纳情况 .....	208
9.7 环境经济损益分析结论 .....	209
9.8 环境管理与监测计划 .....	209
9.9 综合评价结论 .....	209

# 1 概述

## 1.1 项目由来

原油属于国家战略安全物资，随着原油含水升高和自然递减，油田老区产量呈逐年下降的态势，黑龙江省和大庆市国民经济和社会发展“十四五”规划中均提出要积极推动“百年油田”建设，支持大庆油田常规油气资源稳油增气。《大庆油田振兴发展纲要（2020 版）》（以下简称纲要）提出“十四五”期间要重点做好长垣地区提高采收率工作，大力实施水驱控递减、三次采油提质提效、新区效益建产“三大工程”，力争到 2025 年，本土原油产继续 3000 万吨规模，保持全国第一大油田地位。

本项目为新区快开发项目，且本项目为高效井产能建设工程，满足新区效益建产的任务，且根据 2021 年大庆油田生产建设规划，大庆油田公司加大了油田老区的开发力度，为大庆油田的可持续发展提供保障。在这一总体部署下，大庆油田有限责任公司第八采油厂决定在大庆市大同区宋显围屯周边、白家炉屯西南侧及肇州县五家子东南侧实施 2021 年宋芳屯油田肇 1303 等区块葡萄油层产能建设地面工程。

受大庆油田有限责任公司第八采油厂委托，河北奇正环境科技有限公司承担了 2021 年宋芳屯油田肇 1303 等区块葡萄油层产能建设地面工程的环境影响评价工作。本项目分布在肇 1303 区块、芳斜 5041 区块、芳斜 1148 区块共 3 个区块内进行建设，均属于新开发区块，3 口评价控制井肇 1303 井、芳斜 5041 井、芳斜 1148 井均在《2019 年三肇地区评价控制井钻井工程》中进行了评价，属于改扩建项目。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，本项目拟建 1#平台、2#平台、3#平台、4#平台、肇 1303 井位于大庆市大同区祝三乡，属于市级水土流失重点治理区；拟建 5#平台、芳斜 1148 井位于大庆市肇州县新福乡，不属于水土流失重点预防区和重点治理区。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本项目属于第五项石油和天然气开采业“陆地石油开采 0711”中的石油开采新区块开发项目，且本项目占用名录中第二条（二）中的永久基本农田，及本项目部分拟建井场位于水土流失重点治理区，不涉及名录第三条中的除永久基本农田、水土流失重点预防区和重点治理区外的其它依法设立的各级各类保护区域和对建设项目产生的环境影响特别敏感的区域，因此编制环境影响报告书。

## 1.2 项目概况

项目名称：2021 年宋芳屯油田肇 1303 等区块葡萄花油层产能建设地面工程；

建设单位：大庆油田有限责任公司第八采油厂；

建设地点：大庆市大同区宋显围屯周边、白家炉屯西南侧及肇州县五家子东南侧；

建设性质：改扩建；

建设内容：本项目基建油水井 21 口，其中油井 15 口（含 2 口代用井），注水井 6 口，21 口油水井形成丛式井平台 5 座、单井井场 2 座；本项目 21 口油水井均不涉及射孔作业，15 口油井需压裂作业后进入产能地面建设；地面工程配套建设单井集油掺水管道  $\Phi 60 \times 3.5 \sim 5.5\text{km}$ ，单井电加热集油管道  $\Phi 60 \times 3.5 \sim 1.79\text{km}$ ；新建单井注水管线  $\Phi 48 \times 6 \sim 4.566\text{km}$ ，并配套建设供配电、道路等辅助工程。预计建成产能  $0.99 \times 10^4\text{t/a}$ 。

投资规模：1603 万元人民币；

工作进度：项目计划施工期为 2021 年 10 月至 2021 年 11 月，施工人员 30 人，施工 60 天，施工不设置营地，运营期不新增劳动定员。

## 1.3 项目特点

本项目为产能建设地面工程，项目涉及压裂作业、井场建设、管线铺设、通井路的建设等，项目占地性质为耕地（基本农田），分布在肇 1303 区块、芳斜 5041 区块、芳斜 1148 区块共 3 个区块内进行建设，均属于新开发区块。

## 1.4 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 2021 年宋芳屯油田肇 1303 等区块葡萄花油层产能建设地面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。

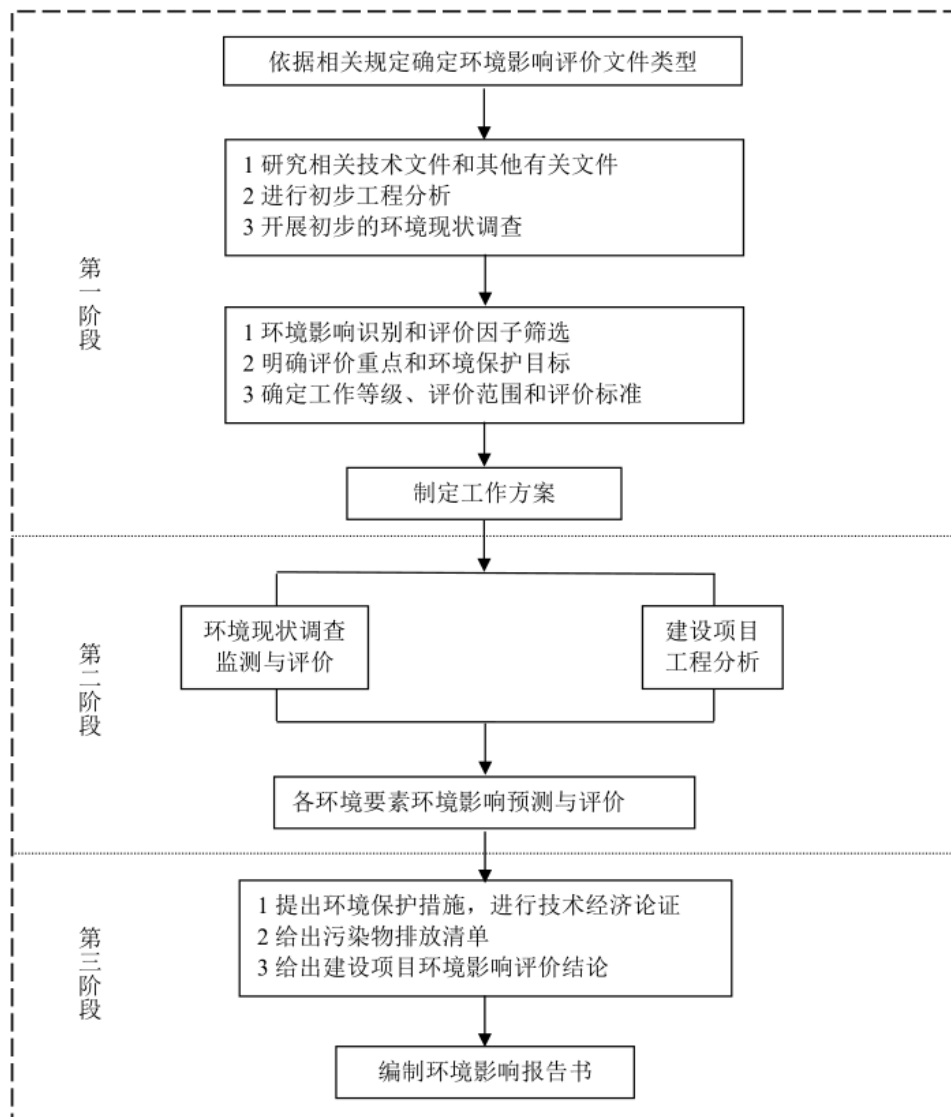


图 1.4-1 建设项目环境影响评价工作程序图

## 1.5 分析判定相关情况

### 1.5.1 产业政策符合性分析

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

### 1.5.2 相关规划、政策符合性分析

#### 1.5.2.1 与《黑龙江省主体功能区划》符合性分析

本项目位于大庆市大同区宋显围屯周边、白家炉屯西南侧及肇州县五家子东南侧，根据《黑龙江省主体功能区规划》，大庆市大同区、肇州县属于国家级重点开发区域，且项目开发区域不属于限制或禁止开发区，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”。因此，本项目符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

#### 1.5.2.2 与《黑龙江省生态功能区划》符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本项目所在区域位于Ⅰ—6—1—2大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。其在大庆市，总面积5170km<sup>2</sup>。本项目位于黑龙江省大庆市大同区及肇州县内，项目永久占地面积为0.9205hm<sup>2</sup>，占地类型为耕地，项目占地面积较小，且运营期油井作业等施工工作均在井场永久占地内进行，不会造成大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，同时，在项目实施过程中，加强防沙治沙和水土保持措施的实施。因此本项目符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

#### 1.5.2.3 城镇规划符合性分析

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加快体制机制创新，全力推动百年油田建设，支持油田打好“提质增效”攻坚战。支持油田打好“提质增效”攻坚战。全力支持油田产能建设，在环保、安全、自然资源利用等方面简化审批流程、开辟政务“绿色通道”，保障油气资源高质高效开发。

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。本工程建设就是为稳定油气生产规模，其建设符合该规划纲要。

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。本项目位于大同区及肇州县，属于外围油田，符合该规划要求。

根据《大庆油田振兴发展纲要（2020版）》，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，天然气探明储量3500亿立方米；本土原油产量实现3000万吨规模，天然气产量达到70亿立方米以上。本项目为产能建设地面工程，其建设符合大庆油田油振兴发展纲要。

#### 1.5.2.4 《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年）符合性分析

本项目位于大庆市大同区宋显围屯周边、白家炉屯西南侧及肇州县五家子东南侧，参照《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年），本项目所在地为基本农田集中区，基本农田集中区的土地综合利用方向为：开展以基本农田为主的土地整理，大力推进基本农田标准化建设，围绕水利骨干工程，实行田水路林综合治理，改造中低产田，不断提高基本农田质量，建成高产稳产农区。土地利用以保护耕地为主，统筹城乡建设用地，提高节约集约用地水平。

根据《基本农田保护条例》（2011年修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

本项目为油田开发项目，属于能源附属基本设施建设，服务于国家能源设施重点建设，根据油层地质勘查，项目井位确实无法避让耕地及基本农田，本项目施工完毕后1年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复，在此前提下，符合土地利用总体规划要求。本项目与大庆市土地利用总体规划位置关系图见图1.5-1。

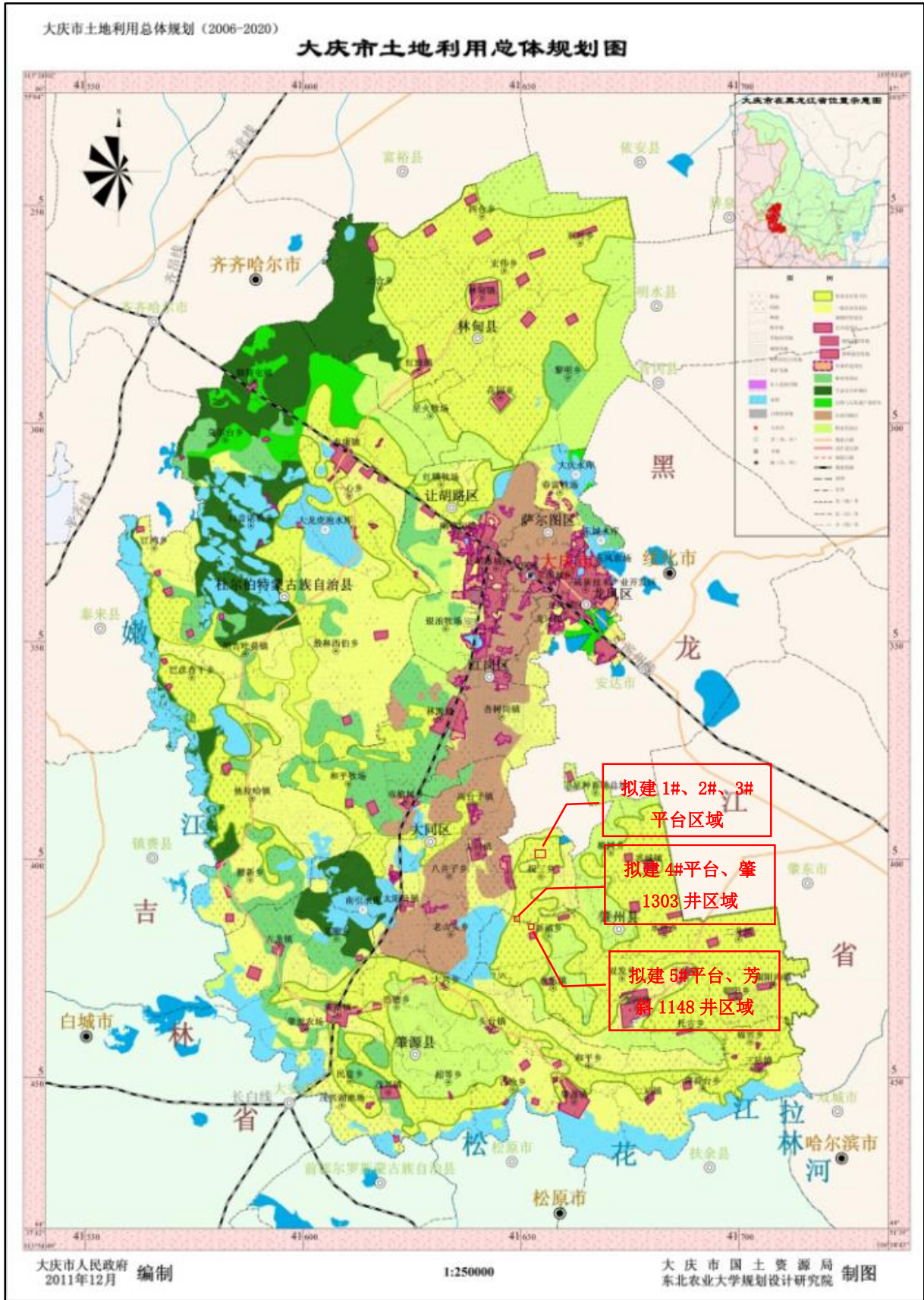


图 1.5-1 本项目与大庆市土地利用总体规划位置关系图

### 1.5.2.5 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，本项目拟建1#平台、2#平台、3#平台、4#平台、肇1303井位于大庆市大同区祝三乡，属于市级水土流失重点治理区；拟建5#平台、芳斜1148井位于大庆市肇州县新福乡，不属于水土流失重点预防区和重点治理区。本项目拟建井平台所处水土保持重点治理区示意图见附图5。本工程的开发建设与该规划的符合性分析见表1.5-1。

表 1.5-1 与《大庆市水保规划》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	3.3.1.4 工矿区治理中要求“治理措施以植被恢复为主，采用种草、种树绿化方法，治理油田开采和砖厂取土生产等造成的地表植被破坏”。	本项目在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便植被恢复，临时占用的耕地等质等量复耕。通过上述措施，可以尽快将临时占地的植被恢复至原有水平。	符合
2	3.3.3.3 次生盐渍化防治中要求“建立完善水利排水工程，避免工业污水浸泡农田；生产建设用地破坏植被应及时采取恢复植被措施，避免造成次生盐渍化”。	本项目产生的生产废水均进入宋一联合油污水处理站、宋二联合油污水处理站处理，处理后的污水指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》后回注油层，不外排；工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，对永久占地进行适当的人工绿化，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。	符合
3	5.2.2 综合治理措施配置中要求“城市水土保持治理措施，结合生产建设项目类型具体设置措施”。	工程为陆地石油开采类项目，结合本项目工程内容，根据井场、管道、道路不同的施工特点给出水土保持措施，井场和管道表土留存可以回覆，道路表土回覆至道路边坡或其他贫瘠土地。	符合

### 1.5.2.6 大庆油田有限责任公司规划符合性分析

根据《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）中要求，各单位、各部门要按照规划的总体安排部署，落实好油气产量等各项规划目标。油气勘探开发部门要进一步明确任务，突出高效勘探，推进精准开发，加大难采储量有效动用，加快天然气上产，积极做好2021年油气生产指标的分解落实工作，确保完成2021年各项生产任务目标。

2021年油气生产指标已分解落实到大庆油田有限责任公司第八采油厂，本项目属于2021年大庆油田生产建设规划的一部分，该项目的开发建设对稳定大庆原油产量具有重要的现实意义，符合2021年大庆油田生产建设规划的要求。

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

根据《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018年修正），“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性事件应急预案”、“油气勘探开发生产作业场地内禁止无关人员进入”、“油气勘探开发单位应当采取保护性措施，防止污染”，本项目根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）相关内容及各环境要素评价导则要求，制定监测计划，根据企业提供资料及现场调查，第八采油厂现有《第八采油厂突发事件总体应急预案》，下设《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》等预案内容，符合条例相关要求。

**1.5.2.8 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》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 1.5-2。

**表 1.5-2 建设项目与“通知”符合性分析**

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	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，本项目包括基建油水井 21 口，不以单井形式开展环评。	符合
2	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
3	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	项目管线试压废水现场沉淀后用于场地洒水抑尘，作业污水、洗井废水经宋一联合油污水处理站、宋二联合油污水处理站处理，处理后污水回注地下，属于回注到现役油气藏层位。回注水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中相应标准限值。采取过程防控、跟踪监测来防止污染地下水。	符合

4	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	本项目运营期油气集输均为密闭形式，可有效控制挥发性有机物无组织排放。	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本工程为产能建设地面工程，施工期不产生废弃油基泥浆、含油钻屑。施工期过硫酸钾废包装袋属于危险废物，委托有资质单位处理；施工期生活垃圾送至大庆市生活垃圾综合处理厂；运营期新增的含油污泥、落地油送宋芳屯含油污泥处理站处理；含油废防渗布和废滤料属于危险废物，定期委托有资质单位进行处置。	符合
6	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、高标准清洁能源，减少废气排放。	施工期井场、管线均在临时用地内进行施工，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式。环评中已落实基本农田的保护措施；施工期压裂作业使用的柴油机采用低标号柴油，废气产生量较少。	符合
7	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。	第八采油厂现有《突发环境事件专项应急预案》主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，该应急预案已进行备案。大庆油田有限责任公司突发环境事件专项应急预案已于2020年在大庆市生态环境局备案。	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。

### 1.5.3 “三线一单”符合性分析

#### 1.5.3.1 生态保护红线

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

本项目位于大庆市大同区宋显围屯周边、白家炉屯西南侧及肇州县五家子东南侧，根

据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号），本项目1#、2#、3#、4#平台及肇1303井位于重点管控单元，5#平台及芳斜1148井位于一般管控单元，均不在优先保护单元，本项目与分区管控要求符合性分析见表1.5-3。

本项目区域内无自然保护区、风景名胜区、水源地保护区、野生动植物保护区及重要湿地分布，本项目选址不在特殊重要生态功能区域内，因此项目建设符合生态保护红线要求，本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系见图1.5-2。

**表 1.5-3 本项目与分区管控要求符合性分析**

环境管控单元	分区管控要求	拟建项目情况	符合性
优先保护单元	以生态环境保护为主，依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设。在功能受损的优先保护单元，优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能；在生态保护红线区域，严格按照国家和省生态保护红线管理相关规定进行管控。	本项目拟建井场均不在优先管控单元。	符合
重点管控单元	重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。	本项目1#、2#、3#、4#平台及肇1303井位于重点管控单元。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。	符合
一般管控单元	以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。	本项目5#平台及芳斜1148井位于一般管控单元。本项目产生的污染物均可得到有效治理，符合以生态环境保护与适度开发相结合为主的要求。	符合

### 1.5.3.2 环境质量底线

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

本项目开发区域环境空气功能为二类区，根据环境空气质量现状的监测数据，项目选址区域环境空气质量能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，空气质量好，尚有容量进行项目建设。通过分析可知，本项目实施后对区域内的大气、声、水和土壤等环境质量影响较小，本项目区域内环境空气质量可以满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，项目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，不会对周边地表水库里泡产生影响；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中环境质量标准基本项目标准限值；本项目永久占地内土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内村屯土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；评价范围内草地、林地、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。

### 1.5.3.3 资源利用上线

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

本项目为油田开发项目，在选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用环境影响最小的布局方案，减少对土地的占用，消耗的水主要用于生活和管线试压需要，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。

### 1.5.3.4 环境准入负面清单

环境准入负面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，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。

目前本项目选址区域暂无明确的环境准入负面清单，本项目属于油田产能项目，不属于高污染、高能耗和资源型的产业类型，本项目不属于《黑龙江省重点生态功能区产业准入负面清单》（试行版）限制类、禁止类产业。因此本项目为环境准入允许类别。

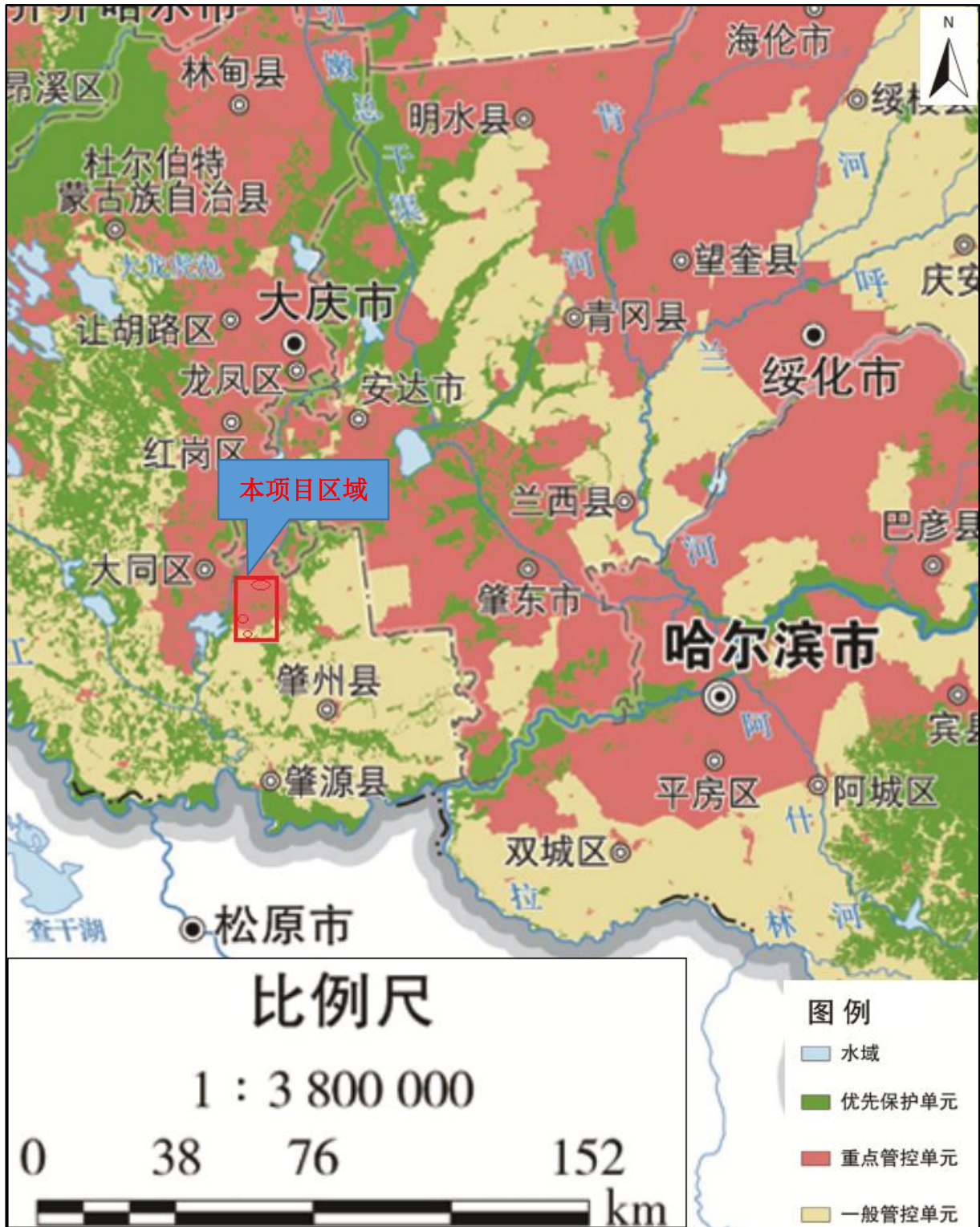


图 1.5-2 本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系

### 1.5.4 选址合理性分析

本项目位于大庆市大同区宋显围屯周边、白家炉屯西南侧及肇州县五家子东南侧。本项目选址不在自然保护区、生态功能保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区内，无自然保护区和重要湿地分布，不在生态红线内，本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点，未占用湿地。本项目占地类型为耕地（基本农田），对占用的耕地按照占一补一原则缴纳补偿费用，并对临时占用的耕地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、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，本项目建设实施后，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。

### 1.6 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农田生态环境、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、站场各种泵类及井场抽油机的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

#### （1）环境空气

本项目对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘。

#### （3）地下水环境

本工程施工期可能对地下水产生影响的主要为管道试压废水以及施工人员的生活污水，运行期可能对地下水产生影响的因素主要为压裂返排液、油水井作业污水、水井洗井污水及油田采出水等。

#### （4）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，运行期对声环境的影响主要为抽油机机械噪声。

#### （5）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。

#### (6) 固体废物

本工程施工期产生的固体废物（施工废料、过硫酸钾废包装袋、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、废滤料）对环境的影响。

#### (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。

### 1.7 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《2021年宋芳屯油田肇1303等区块葡萄花油层产能建设地面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：2021年宋芳屯油田肇1303等区块葡萄花油层产能建设地面工程选址于大庆市大同区宋显围屯周边、白家炉屯西南侧及肇州县五家子东南侧，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

- (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）。

### 2.3.2 环境保护相关法规

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

### 2.3.3 环境保护相关部门规章及规范性文件

- (1) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（部令第16号），2021年1月1日起施行；
- (2) 《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发〔2013〕37号，2013.09.10）；
- (3)《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》(国发〔2015〕17号,2015.04.02)；
- (4) 《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发〔2016〕31号，2016.05.28）；
- (5) 《产业结构调整指导目录（2019年本）》（发改委29号令）；
- (6) 《国家危险废物名录（2021年版）》（部令第15号，2021年1月1日期施行）；
- (7) 《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）；

- (8) 《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）；
- (9) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号，2019.01.01）；
- (10) 《黑龙江省水污染防治工作方案》（黑政发[2016]3号，2016.01.10）；
- (11) 《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）；
- (12) 《黑龙江省土壤污染防治实施方案》（黑政发[2016]46号，2016.12.30）；
- (13) 《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）；
- (14) 《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）；
- (15) 《大庆市土壤污染防治实施方案》（庆政规〔2017〕2号，2017.03.31）；
- (16) 《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）；
- (17) 《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；
- (18) 《基本农田保护条例》（2011修订），2011年1月8日发布并施行；
- (19) 《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）。
- (20) 《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年）；
- (21) 《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）。

#### 2.3.4 技术依据

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)；
- (4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)；
- (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、处置场污染控制标准》(GB18599-2020)；
- (12) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 2013 修改；
- (13) 《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)。

### 2.3.5 其它相关依据及支持性文件

- (1) 《宋芳屯油田肇1303等区块葡萄油层产能建设地面工程方案》；

## 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

影响因素 环境要素	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、 压裂 返排液	施工废 料、含 油污泥 、落地 油、含 油防渗 布、废 滤料	抽油 机噪 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 <sub>2</sub> 、SO <sub>2</sub> 、O <sub>3</sub> 、CO、PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、非甲烷总烃
	环境影响评价	TSP、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、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 <sup>+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、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、1,1,1,2-四氯乙烷、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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
		pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
	环境影响评价	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )
固体废物	环境影响评价	施工期的施工废料、过硫酸钾废包装袋、生活垃圾；运营期含油污泥、落地油、含油防渗布、废滤料
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 <sub>10</sub>	PM <sub>2.5</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>2</sub>	CO	O <sub>3</sub>
单位		μg/m <sup>3</sup>	μg/m <sup>3</sup>	μg/m <sup>3</sup>	μg/m <sup>3</sup>	μg/m <sup>3</sup>	mg/m <sup>3</sup>	μg/m <sup>3</sup>
(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/m<sup>3</sup>

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

#### 2.5.1.2 声环境

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

表 2.5-3 声环境质量标准 单位：dB (A)

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

#### 2.5.1.3 地表水环境

评价区域内地表水体主要为库里泡，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），库里泡主导功能为过渡区，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 <sub>5</sub>	高锰酸盐指数	NH <sub>3</sub> -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

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

**表 2.5-5 土壤环境执行标准 单位：mg/kg**

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

27	氯苯	68	270		
28	1,2-二氯苯	560	560		
29	1,4-二氯苯	5.6	20		
30	乙苯	7.2	28		
31	苯乙烯	1290	1290		
32	甲苯	1200	1200		
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570		
34	邻二甲苯	222	640		
35	硝基苯	34	76		
36	苯胺	92	260		
37	2-氯酚	250	2256		
38	苯并[a]蒽	5.5	15		
39	苯并[a]芘	0.55	1.5		
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15		
41	苯并[k]荧蒽	55	151		
42	蒽	490	1293		
43	二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5		
44	茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15		
45	萘	25	70		
46	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	826	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》 （GB/T14848-2017） 中III类标准
氨氮（mg/L）		≤0.5	
硝酸盐(以 N 计)（mg/L）		≤20	
亚硝酸盐(以 N 计)（mg/L）		≤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；运营期油气集中处理站（转油站、脱水站）、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/m<sup>3</sup>**

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 <sup>3</sup>

运营期依托场站加热装置燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）在用燃气锅炉标准，具体见表 2.5-10。

**表 2.5-10 在用燃气锅炉大气污染物排放标准 单位：mg/m<sup>3</sup>**

污染物项目	颗粒物	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	烟气黑度（林格曼级）
加热炉（在用、燃气）	≤30	≤100	≤400	≤1

运营期各场站（转油站、脱水站、含油污水处理站）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/m<sup>3</sup>**

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 1 h 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宋一联合含油污水处理站、宋二联合

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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎岩屑油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中相应标准限值。

### 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杂物执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》及其修改单（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、废滤料均属于危险废物，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），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 mg/kg（垫井场、通井路）
1	石油类	$\leq 20000$
2	As	/
3	Hg	$\leq 0.8$
4	Cr	/
5	Cu	$\leq 150$
6	Zn	$\leq 600$
7	Ni	$\leq 150$
8	Pb	$\leq 375$
9	Cd	$\leq 3$
10	pH 值	$\geq 6$
11	含水率	$\leq 40\%$

## 2.6 评价等级

### 2.6.1 环境空气

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本工程运行期大气污染源主要为本项目依托场站加热炉产生的燃烧烟气、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， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

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2.6-1。

**表2.6-1 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（%）
芳深2转油站	SO <sub>2</sub>	0.1662
	NO <sub>x</sub>	1.9195
	颗粒物	0.1510
祝3转油站	SO <sub>2</sub>	0.2218
	NO <sub>x</sub>	1.9406
	颗粒物	0.1613
肇35转油站	SO <sub>2</sub>	0.1712
	NO <sub>x</sub>	1.5109
	颗粒物	0.1179
井场面源	非甲烷总烃	3.6679

《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2.6-2。

**表2.6-2 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、受纳水体环境质量现状、水环境保护目标等综合确定。

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

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

地面水环境评价等级判据见表 2.6-3。

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 2.6-3 地面水环境影响评价分级判据**

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

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

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

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

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

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

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

注 7: 建设项目利用海水作为调节温度介质, 排水量 $\geq 500$  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: 仅涉及清浄下水排放的, 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 2.6-4。

表 2.6-4 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 2.6-5。

表 2.6-5 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 <sup>a</sup> 。
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，本工程区域分散式饮用水源主要为小型水源，且均未划定保护区，周边村屯饮用水井均为单井，不为联村水井。因此根据图2.6-1所示，以水源为中心，地下水水源井50m半径区域内为敏感区；以敏感区为边界，地下水水质迁移距离2000d的外扩区域为较敏感区；2000d以外的外扩区域为不敏感区。

则该区域水源井50m半径区域内为“敏感区”；以敏感区为边界，区域地下水水质点再迁移2000天对应的距离为“较敏感区”，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；

$\alpha$ —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： $\alpha=2$ ， $K=2.5\text{m/d}$ ； $I=0.0025$ ； $T=2000$ ； $n_e=0.34$ ，得出  $L=$

$2 \times 2.5 \times 0.0025 \times 2000 / 0.34 = 73.5\text{m}$ ；即  $L+50=123.5\text{m}$  区域内为“较敏感区”，农村分散式地下饮用水水源井 123.5m 以外的外扩区域为不敏感区。

宋显围屯分散式饮用水源井距离本项目井场最近，距 2#平台边界距离约为  $438\text{m} \geq 123.5\text{m}$ 。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 2.6-6。

表 2.6-6 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  $5\text{dB(A)}$ ），或受噪声影响人口数量增加较多时，评价等级为二级评价。

本工程主要噪声源主要为生产运行期井场抽油机产生的持续性噪声源，噪声源的种类及数量较少，运行期噪声源强度不高，周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在  $5\text{dB(A)}$  以下，因此，声环境评价等级为二级。

### 2.6.5 生态环境

本项目永久及临时占地约为  $11.6855\text{hm}^2$ （ $0.116855\text{km}^2$ ），本项目占地为耕地（基本农田），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，因此根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）规定，该区域不属于特殊生态敏感区和重要生态敏感区，属于一般区域。且其占地面积小于  $2\text{km}^2$ ，因此生态评价等级定为三级。

表 2.6-7 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 $\geq 20\text{km}^2$ 或长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2\text{km}^2 \sim 20\text{km}^2$ 长度 $50\text{km} \sim 100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或长度 $\leq 50\text{km}$

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部分，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 2.6-8。

表2.6-8 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2.6-9。

表2.6-9 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 2.6-10。

表 2.6-10 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（基本农田），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 0.9205hm<sup>2</sup>，小于 5hm<sup>2</sup>；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 2.6-11。

表 2.6-11 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

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（ $Q$ ），当  $Q < 1$  时，该项目环境风险潜势为 I。本项目存储单元为油井至计量间的管线内原油及天然气量进行核算，原油最大存在量为 14.6t；天然气的最大存在量为 0.216t（气油比约 20.62m<sup>3</sup>/t）。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；

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，当  $Q < 1$  时，该项目环境风险潜势为 I，当  $Q \geq 1$  时，按照危险物质及工艺系统危险性确定 P 值，并结合建设

项目各环境敏感程度 E 值进行建设项目环境风险潜势的划分。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 2.6-12。

**表 2.6-12 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)	/	14.6	2500	0.00584
2	天然气 (甲烷)	74-82-8	0.216	10	0.0216
项目 $Q=\sum q_n/Q_n$					0.02744

计算结果表明： $Q < 1$ ，该项目环境风险潜势为 I。

### 2.6.7.2 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中关于环境风险评价工作等级的划分，具体见表 2.6-13，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

**表 2.6-13 环境风险评价工作等级**

环境风险潜势	IV、IV <sup>+</sup>	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 <sup>a</sup>
<sup>a</sup> 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、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)，评价范围为拟建区块边界外扩 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库里泡。

### 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。本项目结合拟建项目位置、该区域地下水流向及工程周边村屯取水井分布的实际情况，确定地下水评价范围为拟建区块边界上游 1.2km、两侧 2km、下游 0.86km 的东北→西南走向的矩形区域，本项目评价范围共计达 213.3km<sup>2</sup>。

#### 2.7.4 声环境

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

#### 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 的区域及管道、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拟建井场外延 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图 2.7-1。

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	拟建区块边界外扩 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	库里泡

地下水环境	二级	拟建区块边界上游 1.2km、两侧 2km、下游 0.86km 的的东北→西南走向的矩形区域，本项目评价范围共计达 213.3km <sup>2</sup>
土壤环境	一级	拟建井场外延 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 的区域及管道、道路沿线两侧外扩 200m 区域的生态环境
环境风险	简单分析	/

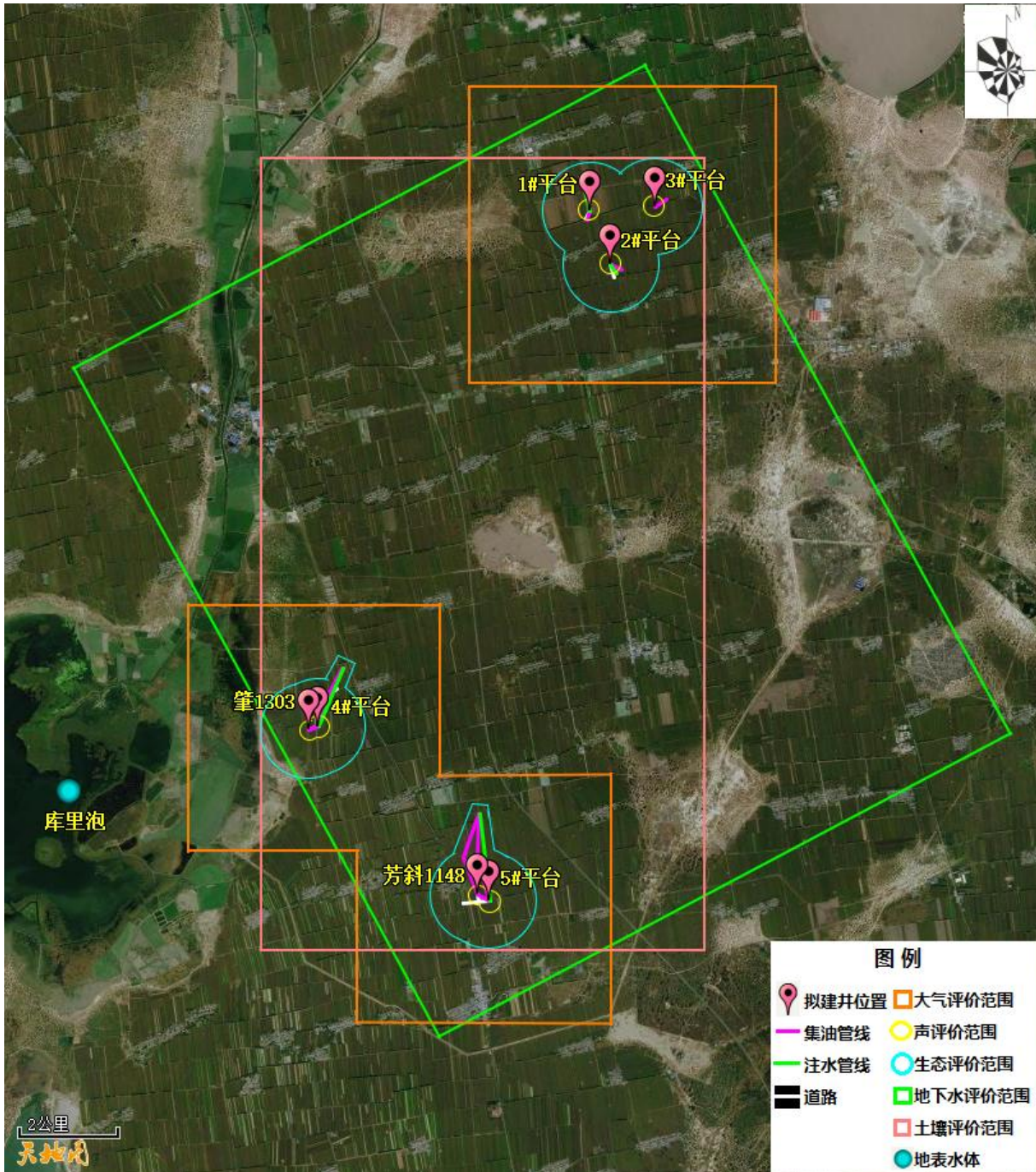


图 2.7-1 各环境要素评价范围图

## 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 1。

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				
王殿奎	124.96455	46.01900	居民	约 38 户, 115 人	二类	1#平台西北侧 2670m
大青山村	124.99351	46.02244	居民	约 187 户, 752 人	二类	1#平台西北侧 1637m
马家屯	125.01034	46.02495	居民	约 40 户, 122 人	二类	3#平台西北侧 1740m
小围子	125.02376	46.01579	居民	约 56 户, 218 人	二类	3#平台东北侧 820m
腰窝堡	125.02845	46.02943	居民	约 52 户, 208 人	二类	3#平台东北侧 2340m
国强村	125.04060	46.00078	居民	约 72 户, 296 人	二类	3#平台东南侧 1690m
盛广和屯	125.03419	45.98385	居民	约 41 户, 167 人	二类	2#平台东南侧 2556m
东山村	125.03906	45.97734	居民	约 45 户, 183 人	二类	2#平台东南侧 3250m
修家屯	125.02923	45.97438	居民	约 28 户, 102 人	二类	2#平台东南侧 3140m
尹家屯	125.02283	45.97339	居民	约 35 户, 122 人	二类	2#平台东南侧 2948m
邢大桥屯	125.01906	45.99260	居民	约 44 户, 178 人	二类	2#平台东南侧 1030m
刘宗林屯	125.00864	45.98995	居民	约 38 户, 150 人	二类	2#平台东南侧 840m
张福德屯	125.00189	45.98872	居民	约 26 户, 110 人	二类	2#平台西南侧 940m
太平屯	124.99497	45.98921	居民	约 46 户, 184 人	二类	2#平台西南侧 970m
群众村	124.98190	45.98490	居民	约 150 户, 621 人	二类	2#平台西南侧 1410m
宋显围屯	124.99992	46.00161	居民	约 62 户, 256 人	二类	2#平台西北侧 438m
白家炉一屯	124.94122	45.91993	居民	约 85 户, 357 人	二类	4#平台东北侧 1110m
白家炉二屯	124.92503	45.91721	居民	约 22 户, 91 人	二类	4#平台北侧 490m
牟家粉房	124.95755	45.93429	居民	约 85 户, 336 人	二类	4#平台东北侧 3175m
牟家粉房 2	124.93770	45.93397	居民	约 32 户, 126 人	二类	4#平台东北侧 2425m
平桥村	124.93343	45.89957	居民	约 55 户, 234 人	二类	4#平台东南侧 1335m
毛家粉房	124.94635	45.89776	居民	约 68 户, 292 人	二类	4#平台东南侧 2048m
三门吕家	124.95653	45.90102	居民	约 78 户, 315 人	二类	4#平台东南侧 2526m
翻身屯	124.96799	45.90279	居民	约 60 户, 248 人	二类	5#平台北侧 2476m
自学当屯	124.99934	45.89463	居民	约 62 户, 252 人	二类	5#平台东北侧 2580m
新发村	124.99866	45.87611	居民	约 44 户, 185 人	二类	5#平台东南侧 1887m
太平山村	124.97449	45.86859	居民	约 87 户, 379 人	二类	5#平台东南侧 960m
新福乡	124.96671	45.85922	居民	约 223 户, 917 人	二类	5#平台西南侧 1430m

李申屯	124.94482	45.85706	居民	约 25 户, 102 人	二类	5#平台西南侧 2920m
五家子	124.96055	45.88135	居民	约 35 户, 146 人	二类	5#平台西北侧 645m
庄家屯	124.94054	45.88217	居民	约 64 户, 267 人	二类	5#平台西北侧 2110m

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	大青山村饮用水井	1#平台西北侧 1637m	统一供水, 村内设 1 口分散式饮用水井, 井深 130m, 承压水, 供水人数 752 人; 村民自家均有自打井, 井深 15-80m, 用于喂养牲畜及灌溉, 分散潜水井约 187 口。	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类
	马家屯饮用水井	3#平台西北侧 1740m	统一供水, 村内设 1 口分散式饮用水井, 井深 120m, 承压水, 供水人数 122 人; 村民自家均有自打井, 井深 15-80m, 用于喂养牲畜及灌溉, 分散潜水井约 40 口。	
	小围子饮用水井	3#平台东北侧 820m	统一供水, 村内设 1 口分散式饮用水井, 井深 120m, 承压水, 供水人数 218 人; 村民自家均有自打井, 井深 15-80m, 用于喂养牲畜及灌溉, 分散潜水井约 56 口。	
	国强村饮用水井	3#平台东南侧 1690m	屯内设 72 口分散式饮用水井, 井深 75-120m, 承压水, 单口井供水人数约 3-5 人。	
	邢大桥屯饮用水井	2#平台东南侧 1030m	屯内设 44 口分散式饮用水井, 井深 80-120m, 承压水, 单口井供水人数约 3-5 人。	
	刘宗林屯饮用水井	2#平台东南侧 840m	统一供水, 村内设 1 口分散式饮用水井, 井深 130m, 承压水, 供水人数 150 人; 村民自家均有自打井, 井深 15-80m, 用于喂养牲畜及灌溉, 分散潜水井约 38 口。	
	张福德屯饮用水井	2#平台西南侧 940m	屯内设 26 口分散式饮用水井, 井深 80-120m, 承压水, 单口井供水人数约 3-5 人。	
	太平屯饮用水井	2#平台西南侧 970m	统一供水, 村内设 1 口分散式饮用水井, 井深 120m, 承压水, 供水人数 184 人; 村民自家均有自打井, 井深 15-80m, 用于喂养牲畜及灌溉, 分散潜水井约 46 口。	
	宋显围屯饮用水井	2#平台西北侧 438m	统一供水, 村内设 1 口分散式饮用水井, 井深 130m, 承压水, 供水人数 256 人; 村民自家均有自打井, 井深 15-80m, 用于喂养牲畜及灌溉, 分散潜水井约 62 口。	
	王殿奎饮用水井	1#平台西北侧 2670m	屯内设 38 口分散式饮用水井, 井深 80-120m, 承压水, 单口井供水人数约 3-5 人。	

腰窝堡饮用水井	3#平台东北侧 2340m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数208人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约52口。
盛广和屯饮用水井	2#平台东南侧 2556m	屯内设有41口分散式饮用水井，井深80-120m，承压水，单口井供水人数约3-5人。
东山村饮用水井	2#平台东南侧 3250m	屯内设有45口分散式饮用水井，井深80-120m，承压水，单口井供水人数约3-5人。
修家屯饮用水井	2#平台东南侧 3140m	屯内设有28口分散式饮用水井，井深80-120m，承压水，单口井供水人数约3-5人。
尹家屯	2#平台东南侧 2948m	屯内设有35口分散式饮用水井，井深80-120m，承压水，单口井供水人数约3-5人。
孤王家	2#平台东南侧 4917m	屯内设有15口分散式饮用水井，井深80-120m，承压水，单口井供水人数约3-5人。
谭家窝棚	2#平台东南侧 3425m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数102人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约28口。
贾家窝棚	2#平台东南侧 6175m	屯内设有25口分散式饮用水井，井深80-120m，承压水，单口井供水人数约3-5人。
于家店	2#平台西南侧 3251m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深120m，承压水，供水人数126人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约35口。
双城村	2#平台西南侧 3332m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深120m，承压水，供水人数162人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约48口。
张才屯	2#平台西南侧 3707m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数198人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约45口。
团结屯	2#平台西南侧 4604m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深120m，承压水，供水人数304人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约75口。
群众村	2#平台西南侧 1410m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深120m，承压水，供水人数621人；村

		民自家均有自打井，井深 15-80m，用于喂 养牲畜及灌溉，分散潜水井约 150 口。
仲家屯	2#平台西南 侧 3515m	统一供水，村内设有 1 口分散式饮用水井， 井深 130m，承压水，供水人数 116 人；村 民自家均有自打井，井深 15-80m，用于喂 养牲畜及灌溉，分散潜水井约 36 口。
张百灵屯	2#平台西南 侧 4114m	统一供水，村内设有 1 口分散式饮用水井， 井深 110m，承压水，供水人数 155 人；村 民自家均有自打井，井深 15-80m，用于喂 养牲畜及灌溉，分散潜水井约 42 口。
板房屯	2#平台西南 侧 5768m	统一供水，村内设有 1 口分散式饮用水井， 井深 120m，承压水，供水人数 136 人；村 民自家均有自打井，井深 15-80m，用于喂 养牲畜及灌溉，分散潜水井约 35 口。
姜凤窝棚	2#平台西南 侧 7368m	统一供水，村内设有 1 口分散式饮用水井， 井深 120m，承压水，供水人数 158 人；村 民自家均有自打井，井深 15-80m，用于喂 养牲畜及灌溉，分散潜水井约 38 口。
邹洪波屯	2#平台西南 侧 9253m	统一供水，村内设有 1 口分散式饮用水井， 井深 130m，承压水，供水人数 386 人；村 民自家均有自打井，井深 15-80m，用于喂 养牲畜及灌溉，分散潜水井约 96 口。
刘连清屯	2#平台西南 侧 10418m	统一供水，村内设有 1 口分散式饮用水井， 井深 130m，承压水，供水人数 353 人；村 民自家均有自打井，井深 15-80m，用于喂 养牲畜及灌溉，分散潜水井约 86 口。
小腰屯	1#平台西南 侧 9441m	统一供水，村内设有 1 口分散式饮用水井， 井深 110m，承压水，供水人数 222 人；村 民自家均有自打井，井深 15-80m，用于喂 养牲畜及灌溉，分散潜水井约 55 口。
四合屯	1#平台西南 侧 10457m	统一供水，村内设有 1 口分散式饮用水井， 井深 130m，承压水，供水人数 425 人；村 民自家均有自打井，井深 15-80m，用于喂 养牲畜及灌溉，分散潜水井约 107 口。
杨玉山屯	1#平台西南 侧 8649m	统一供水，村内设有 1 口分散式饮用水井， 井深 120m，承压水，供水人数 245 人；村 民自家均有自打井，井深 15-80m，用于喂 养牲畜及灌溉，分散潜水井约 62 口。

巨宝村	1#平台西南侧 4880m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深120m，承压水，供水人数289人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约78口。
白家炉一屯饮用水井	4#平台东北侧 1110m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数357人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约85口。
白家炉二屯饮用水井	4#平台北侧 490m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数91人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约22口。
平桥村饮用水井	4#平台东南侧 1335m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数234人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约55口。
梁家店	4#平台北侧 4445m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数226人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约61口。
小康庄	4#平台东北侧 5469m	屯内设有11口分散式饮用水井，井深80-120m，承压水，单口井供水人数约3-5人。
马福泰屯	4#平台东北侧 4751m	屯内设有38口分散式饮用水井，井深80-120m，承压水，单口井供水人数约3-5人。
建权村	4#平台东北侧 5282m	屯内设有32口分散式饮用水井，井深80-120m，承压水，单口井供水人数约3-5人。
牟家粉房	4#平台东北侧 3175m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数211人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约52口。
牟家粉房2	4#平台东北侧 2425m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数89人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约22口。
后田家	4#平台东北侧 5186m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深110m，承压水，供水人数147人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约51口。

张殿三屯	4#平台东北侧 3950m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深120m，承压水，供水人数189人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约45口。
万龙泡村	4#平台东北侧 4338m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数142人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约35口。
韩家洼子	4#平台东北侧 5456m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数178人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约46口。
三门吕家	4#平台东南侧 2526m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数225人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约60口。
毛家粉房	4#平台东南侧 2048m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数345人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约95口。
太平山村饮用水井	5#平台东南侧 960m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数379人；村民自家均有自打井，井深20-75m左右，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约87口。
新福乡饮用水井	5#平台西南侧 1430m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数917人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约223口。
五家子饮用水井	5#平台西北侧 645m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数146人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约35口。
李申屯	5#平台西南侧 2920m	屯内设有32口分散式饮用水井，井深80-120m，承压水，单口井供水人数约3-5人。
庄家屯	5#平台西北侧 2110m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深110m，承压水，供水人数425人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约109口。

翻身屯	5#平台西北侧 2476m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深110m，承压水，供水人数182人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约50口。
民主屯	5#平台东北侧 2598m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数184人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约52口。
道边屯	5#平台东北侧 2987m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深120m，承压水，供水人数152人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约40口。
张明屯	5#平台东北侧 3865m	屯内设有15口分散式饮用水井，井深80-120m，承压水，单口井供水人数约3-5人。
祝三乡	5#平台东北侧 5791m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数824人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约227口。
凤凰山村	5#平台东北侧 5944m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数436人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约120口。
大庙屯	5#平台东北侧 6973m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深120m，承压水，供水人数242人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约63口。
自学当屯	5#平台东北侧 2580m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数225人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约48口。
日新村	5#平台东北侧 9336m	屯内设有32口分散式饮用水井，井深80-120m，承压水，单口井供水人数约3-5人。
孙广林屯	5#平台东北侧 10501m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深130m，承压水，供水人数172人；村民自家均有自打井，井深15-80m，用于喂养牲畜及灌溉，分散潜水井约42口。
付家屯	5#平台东北侧 9557m	统一供水，村内设有1口分散式饮用水井，井深110m，承压水，供水人数205人；村

			民自家均有自打井，井深 15-80m，用于喂 养牲畜及灌溉，分散潜水井约 43 口。
	陈家店	5#平台东北 侧 10193m	统一供水，村内设有 1 口分散式饮用水井， 井深 110m，承压水，供水人数 324 人；村 民自家均有自打井，井深 15-80m，用于喂 养牲畜及灌溉，分散潜水井约 82 口。
	地印子	5#平台东北 侧 8609m	统一供水，村内设有 1 口分散式饮用水井， 井深 130m，承压水，供水人数 523 人；村 民自家均有自打井，井深 15-80m，用于喂 养牲畜及灌溉，分散潜水井约 112 口。
	黑马杨屯	5#平台东北 侧 8018m	统一供水，村内设有 1 口分散式饮用水井， 井深 120m，承压水，供水人数 102 人；村 民自家均有自打井，井深 15-80m，用于喂 养牲畜及灌溉，分散潜水井约 28 口。
	后郑家	5#平台东北 侧 7326m	统一供水，村内设有 1 口分散式饮用水井， 井深 120m，承压水，供水人数 324 人；村 民自家均有自打井，井深 15-80m，用于喂 养牲畜及灌溉，分散潜水井约 75 口。
	保产村	5#平台东北 侧 6206m	统一供水，村内设有 1 口分散式饮用水井， 井深 130m，承压水，供水人数 689 人；村 民自家均有自打井，井深 15-80m，用于喂 养牲畜及灌溉，分散潜水井约 135 口。
	新发村	5#平台东南 侧 1887m	统一供水，村内设有 1 口分散式饮用水井， 井深 120m，承压水，供水人数 185 人；村 民自家均有自打井，井深 15-80m，用于喂 养牲畜及灌溉，分散潜水井约 44 口。

**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	王殿奎	约 38 户，115 人	1#平台西北侧 2670m
		大青山村	约 187 户，752 人	1#平台西北侧 1637m
		马家屯	约 40 户，122 人	3#平台西北侧 1740m
		小围子	约 56 户，218 人	3#平台东北侧 820m
		腰窝堡	约 52 户，208 人	3#平台东北侧 2340m
		国强村	约 72 户，296 人	3#平台东南侧 1690m
		盛广和屯	约 41 户，167 人	2#平台东南侧 2556m
		东山村	约 45 户，183 人	2#平台东南侧 3250m
		修家屯	约 28 户，102 人	2#平台东南侧 3140m

		邢大桥屯	约 44 户, 178 人	2#平台东南侧 1030m
		刘宗林屯	约 38 户, 150 人	2#平台东南侧 840m
		张福德屯	约 26 户, 110 人	2#平台西南侧 940m
		太平屯	约 46 户, 184 人	2#平台西南侧 970m
		群众村	约 150 户, 621 人	2#平台西南侧 1410m
		宋显围屯	约 62 户, 256 人	2#平台西北侧 438m
		白家炉一屯	约 85 户, 357 人	4#平台东北侧 1110m
		白家炉二屯	约 22 户, 91 人	4#平台北侧 490m
		牟家粉房	约 85 户, 336 人	4#平台东北侧 3175m
		牟家粉房 2	约 32 户, 126 人	4#平台东北侧 2425m
		平桥村	约 55 户, 234 人	4#平台东南侧 1335m
		毛家粉房	约 68 户, 292 人	4#平台东南侧 2048m
		三门吕家	约 78 户, 315 人	4#平台东南侧 2526m
		翻身屯	约 60 户, 248 人	5#平台北侧 2476m
		自学当屯	约 62 户, 252 人	5#平台东北侧 2580m
		新发村	约 44 户, 185 人	5#平台东南侧 1887m
		太平山村	约 87 户, 379 人	5#平台东南侧 960m
		新福乡	约 223 户, 917 人	5#平台西南侧 1430m
		李申屯	约 25 户, 102 人	5#平台西南侧 2920m
		五家子	约 35 户, 146 人	5#平台西北侧 645m
		庄家屯	约 64 户, 267 人	5#平台西北侧 2110m
	地表水	库里泡	水域面积约 55.7km <sup>2</sup>	4#平台西侧 1900m
	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	库里泡	4#平台西侧 1900m	水域面积约 55.7km <sup>2</sup>	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的V类标准限值
声环境	拟建井场边界外延至 200m 范围内的居民, 根据调查, 井场周边 200m 内无声环境敏感点			《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 1 类标准
土壤环境	本项目永久占地范围内, 土壤类型为草甸土			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地筛选值
	以拟建井场外延 1km 区域及新建管线两侧向外延伸 200m 区域的村屯土壤环境, 包括小围子、刘宗林屯、张福德屯、太平屯、宋显围屯、白家炉二屯、五家子、太平山村, 土壤类型为草甸土、黑钙土、砂姜黑土			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第一类用地筛选值
	以拟建井场外延 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, 土壤类型为草甸土、黑钙土、砂姜黑土			《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 的区域及管道、道路沿线两侧外扩 200m 区域的生态环境, 主要为草地、耕地, 林地			临时占用耕地进行恢复, 恢复面积 10.765hm <sup>2</sup> 。

### 3 建设项目工程分析

#### 3.1 项目概况

项目名称：2021年宋芳屯油田肇1303等区块葡萄花油层产能建设地面工程；  
 建设单位：大庆油田有限责任公司第八采油厂；  
 建设地点：大庆市大同区宋显围屯周边、白家炉屯西南侧及肇州县五家子东南侧；  
 建设性质：改扩建；  
 投资规模：1603万元人民币；

占地面积：本项目总占地面积为11.6855hm<sup>2</sup>，其中永久占地面积为0.9205hm<sup>2</sup>，临时占地面积为10.765hm<sup>2</sup>，占地类型为耕地（基本农田）；

建设内容：本项目基建油水井21口，其中油井15口（含2口代用井），注水井6口，21口油水井形成丛式井平台5座、单井井场2座；本项目21口油水井均不涉及射孔作业，15口油井需压裂作业后进入产能地面建设；地面工程配套建设单井集油掺水管道Φ60×3.5~5.5km，单井电加热集油管道Φ60×3.5~1.79km；新建单井注水管线Φ48×6~4.566km，并配套建设供配电、道路等辅助工程。预计建成产能0.99×10<sup>4</sup>t/a；

工作进度：项目计划施工期为2021年10月至2021年11月，施工人员30人，施工60天，施工不设置营地，运营期不新增劳动定员。

#### 3.2 工程组成

本项目工程组成见表3.2-1。

表3.2-1 工程组成一览表

工程组成		建设内容及规模	备注
主体工程	采油工程	本项目基建15口油井，与6口水井形成丛式井平台5座、单井井场2座，均位于耕地（基本农田）内，采用注水驱油、抽油机采油方式运行，构筑井台并配套安装抽油机15台、采油树井口设备及采油动力配电设施。建成后预计产能0.99×10 <sup>4</sup> t/a。	新建
	注水工程	本项目基建6口水井，位于4座平台井场（1#平台、2#平台、4#平台、5#平台）内。注水井口工艺安装6套，安装室外单井配水阀组6套，配水间扩建切断配水阀组2套，平均单井注水量为11-12m <sup>3</sup> /d。	新建
辅助工程	集输管线工程	基建涉及15口抽油机井，站外集油工艺采用单管环状掺水集油工艺和电加热集油工艺，配套建设单井集油掺水管道Φ60×3.5~5.5km，井口电加热器3套，单井电加热集油管道Φ60×3.5~0.58km，利旧掺水集油管道改造为集肤电热管道Φ60×3.5~1.21km。	新建

	注水管线工程	本次开发区注水系统主要采用集中注水、多井配水和单干管单井配水工艺，新井挂接已建系统，就近接入已建配水间和注水干线，共计新建单井注水管线 $\Phi 48 \times 6 \sim 4.566\text{km}$ ，管线材质为防腐钢管。	新建
	道路工程	本次产能新建油水井 21 口，均位于耕地内，附近均有已建井排路可以直接利用，直接通过土路挂接到已建井排路上。本项目建设 3.5m 的进井通道土路 2.57km。	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。	依托
	排水工程	施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥；管道试压废水进入集输系统后最终输至宋一联合油污水处理站、宋二联合油污水处理站处理后回注，不外排。	依托
	供暖工程	本项目不设施工营地，不涉及供暖。	/
	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	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
		依托的芳深 2 转油站、祝 3 转油站、肇 35 转油站加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 高的烟囱高空排放；新建集油掺水管道、依托场站阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发。	依托
	废水治理措施	施工人员产生的生活污水排入本项目场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥。	依托
		施工期管道试压废水进入集输系统后最终输至宋一联合油污水处理站、宋二联合油污水处理站处理后回注，不外排；油水井作业污水以及水井的洗井污水经宋二联合油污水处理站处理满足标准后回注地下。	依托
		运营期油田采出水经集输系统最终输至宋一联合油污水处理站、宋二联合油污水处理站处理后回注地下，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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”限值要求，同时满足《碎岩屑油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中相应标准限值。	依托
		油水井作业污水以及水井的洗井污水由罐车拉运至宋一联合油污水处理站、宋二联合油污水处理站处理满足标准后回注地下，不外排。	依托
		施工期产生的压裂返排液由罐车统一收集后拉运至宋二联合压裂液无害化处理系统处理后进入污水处理系统，经污水处理系统处理后回注地下。	依托

噪声治理措施	井场电机、抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；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，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
		施工废料送至第八采油厂工业固废填埋场处理。	依托
		施工期产生的过硫酸钾废包装经收集后直接交有资质单位统一处理。	依托
		含油污泥、落地油及油砂运至宋芳屯含油污泥处理站统一处理	依托
		油水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
	废滤料定期由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理。	依托	
地下水监测井	在本项目区域上游小围子水井（125.02329，46.01519）布设1个潜水背景值监测水井，在区块下游太平屯水井（124.99454，45.98916）、农田灌溉井（124.93403，45.89975）、新福乡水井（124.96808，45.8614）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。	依托钻井工程中跟踪监测井	
生态治理	临时占地恢复面积10.765hm <sup>2</sup> ，占地类型主要为耕地（基本农田）。对于临时占地施工过程要采取“分层开挖、分层回填”措施，尽快恢复地表植被及农田耕种。	恢复、补偿	
依托工程	转油站	本项目1#平台及3#平台共4口油井采出液依托芳深2转油站处理。芳深2转油站建设于2002年，站内主要设备有：单台设计处理能力2800t/d的分离沉降缓冲装置（三合一）2台、1.5MW真空炉1台、1.51MW真空炉1台、1.53MW真空炉1台、2.0MW真空炉1台；站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为5600t/d，目前实际处理量为4457.6t/d，本项目4口油井新增采出液量约为12.4t/d，新增产能后芳深2转油站三合一装置处理量为4470t/d，负荷率为79.82%，满足开发需求。	依托，无需扩建
		本项目2#平台共3口油井采出液依托祝3转油站处理。祝3转油站建设于2006年，站内主要设备有：设计处理能力2400t/d的2.5MW加热分离缓冲沉降装置（四合一）1台、设计处理能力2000t/d的2.5MW加热分离缓冲沉降装置（四合一）1台；站内采用“分离、沉降、加热、缓冲”四合一处理工艺，四合一设计处理规模为4400t/d，目前实际处理量为2868.8t/d，本项目3口油井新增采出液量约为9.3t/d，新增产能后祝3转油站四合一装置处理量为2878.1t/d，负荷率为65.41%，满足开发需求。	依托，无需扩建
		本项目4#平台、5#平台、肇1303井、芳斜1148井共8口油井采出液依托芳肇35转油站处理。肇35转油站建设于2009年，站内主要设备有：单台设计处理能力2000t/d的2.0MW加热分离缓冲沉降装置（四合一）2台、设计处理能力1500t/d的1.5MW加热分离缓冲沉降装置（四合一）1台；站内采用“分离、沉降、加热、缓冲”四合一处理工艺，四合一设计处理规模为5500t/d，目前实际处理量为3619t/d，本项目8	依托，无需扩建

		口油井新增采出液量约为 24.8t/d, 新增产能后肇 35 转油站四合一装置处理量为 3643.8t/d, 负荷率为 66.25%, 满足开发需求。	
脱水站		本项目 1#平台、2#平台、3#平台共 7 口油井产液依托宋一联脱水站处理, 站内主要设备有: 单台设计处理能力 10000t/d 的游离水脱除器 2 台、单台设计处理能力 2150t/d 的电脱水器 3 台、3.2MW 脱水炉 2 台。站内采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺, 该站游离水脱除能力 20000t/d, 电脱能力为 6450t/d。本项目新增产液后宋一联脱水站游离水脱除处理量为 11796t/d, 负荷率 58.98%; 电脱处理量为 3282t/d, 负荷率 50.88%, 满足开发需求。	依托, 无需扩 建
		本项目 4#平台、5#平台、肇 1303 井、芳斜 1148 井共 8 口油井产液依托宋二联脱水站处理, 站内主要设备有: 单台设计处理能力 12000t/d 的游离水脱除器 2 台、单台设计处理能力 2520t/d 的电脱水器 2 台、1.23MW 脱水炉 2 台、0.58MW 外输炉 2 台。站内采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺, 该站游离水脱除能力 24000t/d, 电脱能力为 5040t/d。本项目新增产液后宋二联脱水站游离水脱除处理量为 7706t/d, 负荷率 32.11%; 电脱处理量为 1815t/d, 负荷率 36.01%, 满足开发需求。	依托, 无需扩 建
注水站		本项目 1#平台共 1 口水井依托芳深 2 注水站。站内设计注水量为 3500m <sup>3</sup> /d, 目前实际注水量 1502m <sup>3</sup> /d。本项目单井新增注水量为 12m <sup>3</sup> /d, 新增注水量后芳深 2 注水站注水量为 1514m <sup>3</sup> /d, 负荷率为 43.26%, 满足开发需求。	依托, 无需扩 建
		本项目 2#平台共 1 口水井依托芳 3 注水站。站内设计注水量为 1600m <sup>3</sup> /d, 目前实际注水量 714m <sup>3</sup> /d。本项目单井新增注水量为 12m <sup>3</sup> /d, 新增注水量后芳 3 注水站注水量为 726m <sup>3</sup> /d, 负荷率为 45.38%, 满足开发需求。	依托, 无需扩 建
		本项目 4#平台、5#平台共 4 口水井依托肇 35 注水站。站内设计注水量为 5000m <sup>3</sup> /d, 目前实际注水量 1393m <sup>3</sup> /d。本项目单井新增注水量为 12m <sup>3</sup> /d, 新增注水量后肇 35 注水站注水量为 1441m <sup>3</sup> /d, 负荷率为 28.82%, 满足开发需求。	依托, 无需扩 建
含油污水处理站		本项目 1#平台、2#平台、3#平台共 7 口油井采出水依托宋一联含油污水处理站处理, 站内主要工艺为“横向流除油→两级过滤”, 设计出水水质指标为“10、5、2”, 设计污水处理量为 10000m <sup>3</sup> /d。目前实际污水处理量为 7750m <sup>3</sup> /d, 本项目油井单井最大采出水量为 2t/d, 新增污水后处理量为 7764m <sup>3</sup> /d, 负荷率为 77.64%, 满足开发需求。	依托、 无需扩 建
		本项目 4#平台、5#平台、肇 1303 井、芳斜 1148 井共 8 口油井采出水依托宋二联含油污水处理站处理, 站内主要工艺为“两级沉降→两级过滤”, 设计出水水质指标为“10、5、2”, 设计污水处理量为 6000m <sup>3</sup> /d。目前实际污水处理量为 3066m <sup>3</sup> /d, 本项目油井单井最大采出水量为 2t/d, 新增污水后处理量为 3082m <sup>3</sup> /d, 负荷率为 51.37%, 满足开发需求。	依托、 无需扩 建

	宋芳屯含油污泥处理站	本项目产生的含油污泥及落地油依托宋芳屯含油污泥处理站处理，站内采用预处理+调质-离心处理技术工艺，设计规模为5m <sup>3</sup> /h(年运行180天，每天24小时，年最大处理量为21600t)，目前实际处理量约为13824t/a，本项目含油污泥及落地油产生量约为0.797t/a，本项目新增后处理量约为13824.797t/a，负荷率为64%，能够满足本项目含油污泥处理需求。	依托、无需扩建
	宋二联压裂返排液无害化处理系统	本项目压裂返排液依托宋二联压裂返排液无害化处理系统处理，系统采用“管式反应器反应→油水泥分离器→一次过滤→二次过滤”多级的物理及化学混合工艺来降低压裂返排液中污染物的含量，达到无害化处理，站内设计压裂返排液处理能力为240m <sup>3</sup> /d、87600m <sup>3</sup> /a，目前实际处理量约为52560m <sup>3</sup> /a，本项目压裂返排液产生量约为600m <sup>3</sup> ，本项目新增后处理量约为53160m <sup>3</sup> /a，负荷率60.68%，能够满足本项目压裂返排液处理需求。	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

### 3.3 开发方案

#### 3.3.1 基建井及井位分布

本项目基建油水井21口，其中油井15口(含2口代用井)，注水井6口，21口油水井形成丛式井平台5座、单井井场2座，分布在芳斜5041区块、肇1303区块、芳斜1148区块3个油田新建区块内，占地类型为耕地(基本农田)。本项目油田产能井位布设情况见表3.3-1。本项目拟建井位置见图3.3-1。

表3.3-1 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	区块
			井口横坐标	井口纵坐标		
1	1#	太东 122-斜 116	21654774	5098895.6	油井	芳斜 5041 区块
2		太东 122-斜 114	21654761	5098895.6	水井	
3		太东 122-斜 118	21654780	5098895.6	油井	
4	2#	太东 124-斜 117	21655229	5097802	水井	
5		太东 126-斜 117	21655223	5097802	油井	
6		太东 124-斜 119	21655235	5097802	油井	
7		太东 126-斜 114	21655217	5097802	油井	
8	3#	太东 122-斜 125	21656122	5099020	油井	
9		太东 120-斜 122	21656116	5099020	油井	
10	4#	太东 189-斜 77	21649315	5088111	油井	

11		太东 189-斜 79	21649315	5088105	油井	肇 1303 区块
12		太东 191-斜 77	21649315	5088099	水井	
13		太东 191-斜 79	21649315	5088093	油井	
14		太东 192-斜 81	21649315	5088087	水井	
15		太东 193-斜 79	21649315	5088081	油井	
16	单井	肇 1303	21649172.8	5087975.1	代用油井	
17	5#	太东 214-斜 104	21653021	5084517	油井	芳斜 1148 区块
18		太东 214-斜 102	21653003	5084517	水井	
19		太东 216-斜 100	21652997	5084517	油井	
20		太东 216-斜 102	21653009	5084517	水井	
21	单井	芳斜 1148	21652782.79	5084634.84	代用油井	

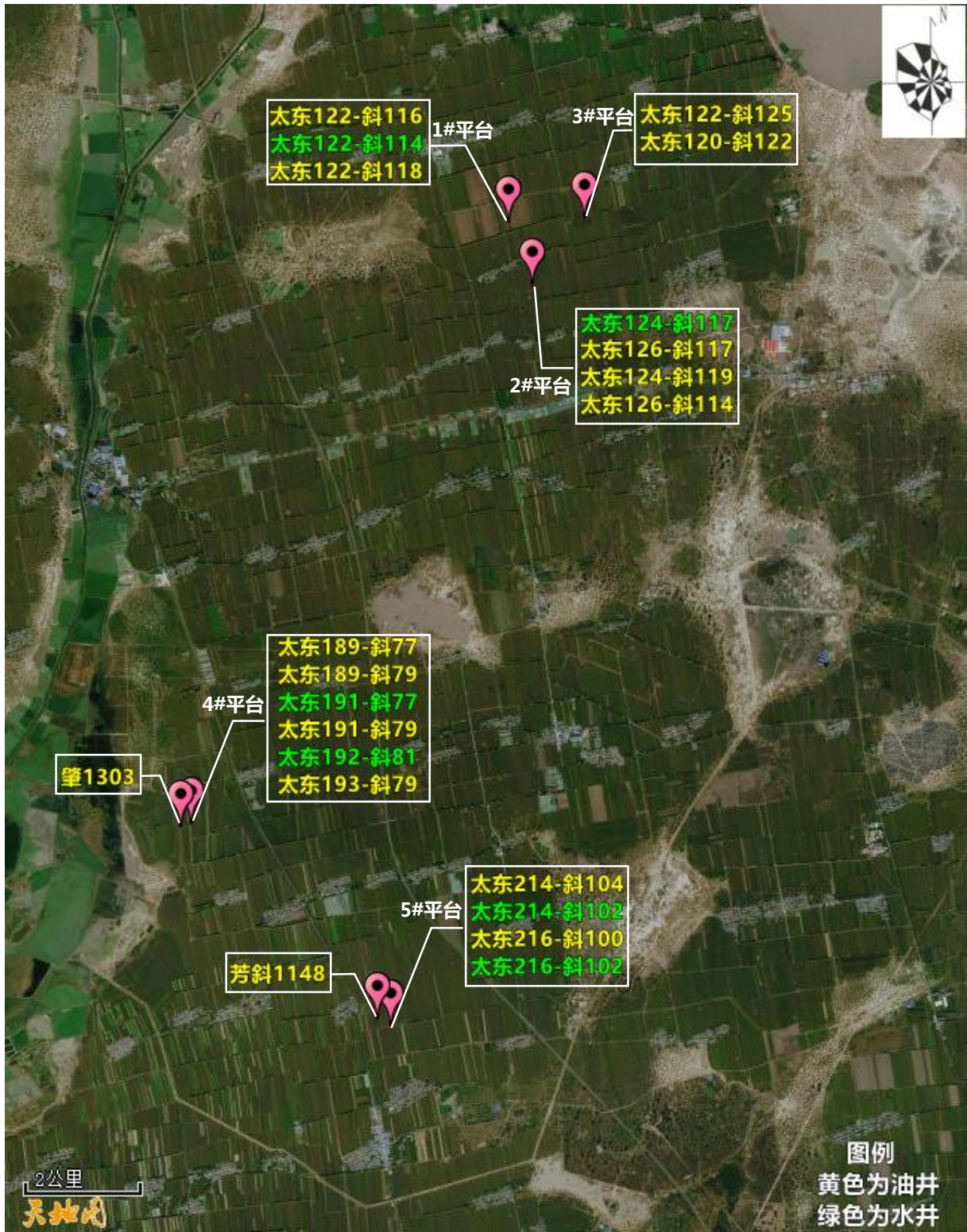


图 3.3-1 本项目拟建井位置

### 3.3.2 开发指标预测

本项目基建油水井21口，涉及3个水驱区块开发，建成产能 $0.99 \times 10^4 \text{t/a}$ 。区块含油面积共 $2.7 \text{km}^2$ ，开采层位属于葡萄花油层，平均油层中部深度为1484m，平均有效渗透率 $83.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均单井产油 $2.2 \text{t/d}$ ，平均单井产液量 $3.1 \text{t/d}$ 。注水井平均单井注水量11-

12m<sup>3</sup>/d，最高井口注水压力为23MPa，注水水质为深度处理水。总体开发动态指标预测见表3.3-2，原油物性表及产出水性质见表3.3-3、表3.3-4。

**表3.3-2 宋芳屯油田肇1303等区块葡萄油层开发动态预测指标表**

时间（年）	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
油井直井（口）	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
水井（口）	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
年产油（10 <sup>4</sup> t）	0.248	0.99	0.861	0.758	0.682	0.628	0.577	0.537	0.499	0.474
单井日产油（t/d）	2.2	2.2	1.9	1.7	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1	1.1
单井日产液（t/d）	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
累积产油（10 <sup>4</sup> t）	0.2	1.2	2.1	2.9	3.5	4.2	4.7	5.3	5.8	6.25
年产液（10 <sup>4</sup> t）	0.4	1.5	1.4	1.4	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.1
年注水（10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ）	0.54	2.3	2.12	1.96	1.85	1.79	1.74	1.72	1.69	1.7
综合含水（%）	30	34.6	38.6	42.2	45.4	48.3	51.5	54.5	57.3	60
采油速度（%）	0.46	1.85	1.61	1.41	1.27	1.17	1.08	1	0.93	0.89
采出程度（%）	0.46	2.31	3.92	5.33	6.6	7.78	8.85	9.86	10.79	11.67

**表3.3-3 原油物性表**

区块	层位	密度 (g/cm <sup>3</sup> )	粘度（mPa.s）		凝固点 (°C)	含蜡 (%)	胶质 (%)	气油比 (m <sup>3</sup> /t)
			20°C	50°C				
肇1303、芳斜5041、芳斜1148	葡萄油层	0.8702	37.9	8.92	33	23.9	18.1	20.62

**表3.3-4 产出水性质表**

区块	层位	总矿化度(mg/L)	水型	氯离子 CL <sup>-</sup>
肇1303、芳斜5041、芳斜1148	葡萄油层	11090	NaHCO <sub>3</sub>	4344

### 3.4 主要建设内容

#### 3.4.1 压裂作业

本项目15口油井需压裂作业后进入产能地面建设，压裂液使用量为100m<sup>3</sup>/口。压裂是利用水力作用，使油气层形成裂缝的一种方法，又称水力压裂。油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂、陶粒等）充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。压裂液主要成分理化性质见表3.4-1。

表 3.4-1 压裂液各成分理化性质一览表

序号	原料名称	理化性质及作用
1	改性胍胶	采用昆山羟丙基胍胶，羟丙基胍胶具有增稠能力强，热稳定性好的特点，对水有很强的亲合力。当胍胶粉末加入水中，胍胶的微粒便“溶胀、水合”，也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体，然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中，聚合物线团的相互作用，产生了粘稠溶液。适合储层温度 80℃ ~ 200℃，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。
2	润湿改进剂	常用的润湿剂主要是非离子型表面活性剂，如 AE1910、OP-10、SP169、796A、TA-1031 等，能将亲油砂岩润湿为亲水砂岩，有利于提高相对渗透率。
3	破乳剂	多为胺型表面活性剂，以多乙烯多胺为引发剂，用环氧丙烷多段整体聚合而成的胺型非离子表面活性剂，破乳剂的相对分子质量大有利于破乳。主要作用是将乳化状的油水混合液中油和水分离开来。
4	消泡剂	主要成分是烷基硅油，烷基硅油的表面张力很低，在常温下具有消泡速度快、抑泡较好的特性。
5	高温交联剂	通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显地增加，调整压裂液的粘度。
6	有机硼	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。
7	高温破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。
8	过硫酸钾	无机化合物，白色结晶，无气味，有潮解性，可用作油井压裂液的破胶剂。
9	碳酸钠	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na <sup>+</sup> 和 CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca <sup>2+</sup> 离子，使泥浆性能变好。
10	碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50℃ 以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270℃ 时完全分解。

### 3.4.2 原油集输工程

#### 3.4.2.1 原油集输工艺

本项目开发区块基建油井 15 口，站外集油工艺采用单管环状掺水集油工艺和电加热集油工艺，配套建设单井集油掺水管道  $\Phi 60 \times 3.5 \sim 5.5 \text{km}$ ，井口电加热器 3 套，单井电加热集油管道  $\Phi 60 \times 3.5 \sim 0.58 \text{km}$ ，利旧掺水集油管道改造为集肤电热管道  $\Phi 60 \times 3.5 \sim 1.21 \text{km}$ 。选用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克钢管，管线敷设区域为耕地（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。单管环状掺水集油工艺流程示意图见图 3.4-1，集肤电伴热管道结构示意图见图 3.4-2。

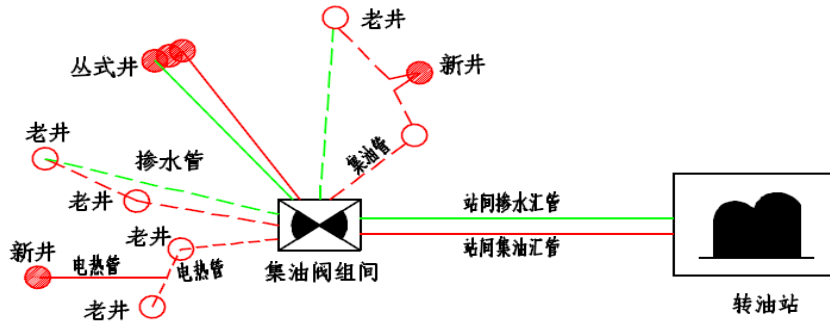


图 3.4-1 单管环状掺水集油工艺流程示意图

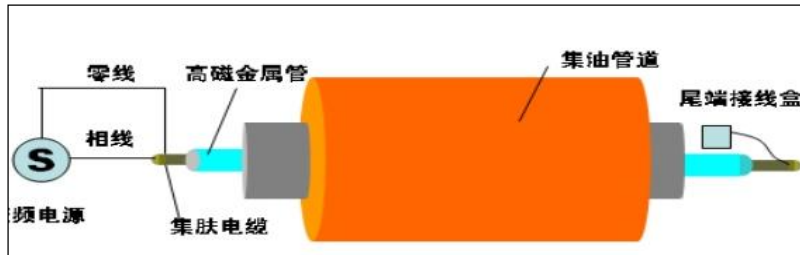


图 3.4-2 集肤电伴热管道结构示意图

原油集输工程主要工程量见表 3.4-2。

表 3.4-2 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	新建油井	口	15
2	新建单井集油掺水管道	km	5.5
3	新建单管电加热管道	km	0.58
4	改造掺水集油管道	km	1.21
5	井口电加热器	台	3
6	管道维温装置	套	3
7	公路穿越	处	2
8	穿路套管	m	205

### 3.4.2.2 站外集油系统

本项目基建油井利用已建转油站和计量间的剩余能力，就近挂接至已建计量间。油井集输关系统计见表 3.4-3。集油掺水管道路由图见图 3.4-3~图 3.4-6。

表 3.4-3 油井集输关系统计

序号	转油站	阀组间	环号	平台号	井类	单井井号	新建管道 (km)	集油环总长 (km)	集输工艺
1	芳深 2	站内阀组	搭接已建 3 号干线	1#	油井	太东 122-斜 116	0.29	/	电加热
2					油井	太东 122-斜 118	(电加热)		
3				3#	油井	太东 122-斜 125	0.29		

序号	转油站	阀组间	环号	平台号	井类	单井井号	新建管道 (km)	集油环总长 (km)	集输工艺
4					油井	太东 120-斜 122	(电加热)		
5	祝 3	祝 3-5	搭接已建 4 环	2#	油井	太东 126-斜 117	0.35	6.8	掺水 集油
6					油井	太东 124-斜 119			
7					油井	太东 126-斜 114			
8	肇 35	肇 35-8	搭接已建 6 环	4#	油井	太东 189-斜 77	0.69	5.0	掺水 集油
9					油井	太东 189-斜 79			
10					油井	太东 191-斜 79			
11					油井	太东 193-斜 79			
12				单井	油井	肇 1303			
13	肇 35-4	改造 4 环		5#	油井	太东 214-斜 104	4.46	4.46	掺水 集油
14					油井	太东 216-斜 100			
15				单井	油井	芳斜 1148			



图 3.4-3 4#平台及肇 1303 井集油管线

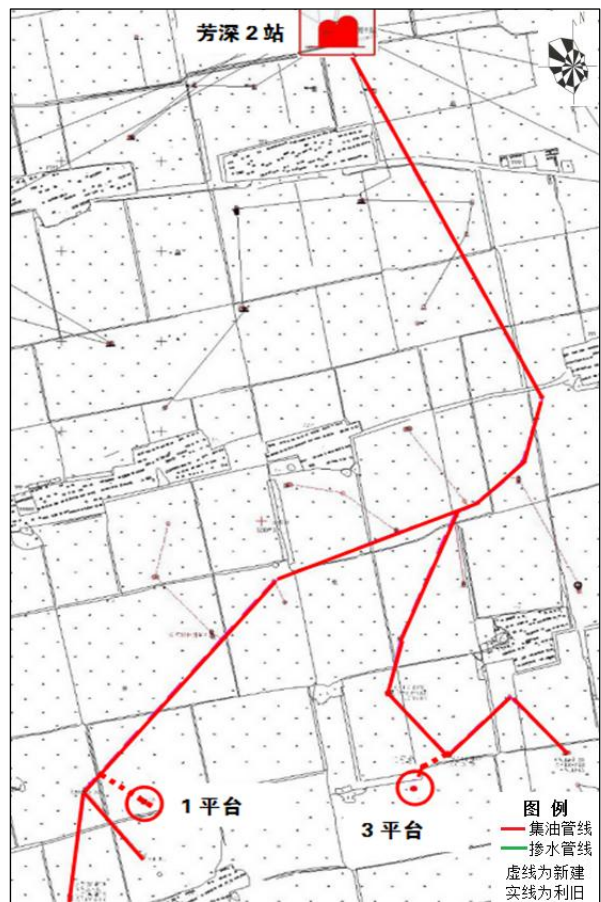


图 3.4-4 1#平台及 3#平台集油管线



图 3.4-5 5#平台及芳斜 1148 井集油管线

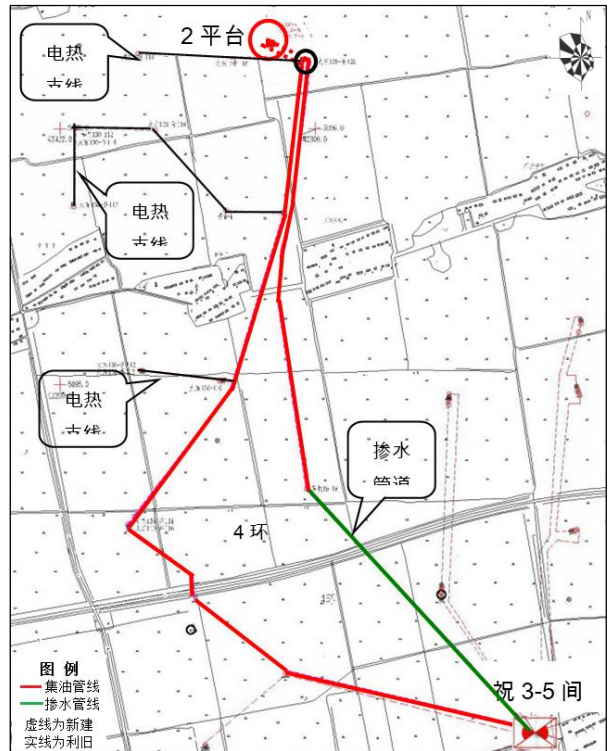


图 3.4-6 2#平台集油管线

### 3.4.3 注水工程

#### 3.4.3.1 注水工艺

本次开发区注水系统主要采用集中注水、多井配水和单干管单井配水工艺，新井挂接已建系统，就近接入已建配水间和注水干线，共计新建单井注水管线  $\Phi 48 \times 6 \sim 4.566\text{km}$ ，管线材质为防腐钢管。单井平均注水量为  $11\text{-}12\text{m}^3/\text{d}$ ，井口注水压力为  $23\text{MPa}$ 。注水水质为深度处理水，水质指标为 10.5.2；主要工艺流程为：注水站→配水间→注水井。

注水系统主要工程量见表 3.4-4。

表 3.4-4 注水系统主要工程量表

序号	项目	单位	数量	备注
1	配水间扩建切断配水阀组	套	2	/
2	室外单井配水阀组	套	6	/
3	注水干线切断阀组	套	2	/
4	单井注水管道 $\Phi 48 \times 6$	km	4.556	无缝钢管
5	注水井口工艺安装	套	6	/
6	注水井场工艺安装	套	6	/
7	管道穿越道路	处	5	钢顶
8	配水间安全隐患治理改造	座	1	肇 35-4 配水间底部进线改造

#### 3.4.3.2 注水系统

本项目新建单井注水管线  $\Phi 48 \times 6 \sim 4.566 \text{km}$ 。注水管线埋深 2.0m 左右，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 11m。水井注水关系统计见表 3.4-5。注水管线路由走向图见图 3.4-7~图 3.4-10。

**表 3.4-5 水井注水关系统计表**

序号	注水站	阀组间	环号	平台号	井类	单井井号	新建管道 (km)
1	芳深 2	站内阀组	搭接已建芳深 2 注水站支干线	1#	水井	太东 122-斜 114	0.522
5	芳 3	祝 3-5	搭接已建芳 3 注水站支干线	2#	水井	太东 124-斜 117	0.257
8	肇 35	肇 35-8	接入肇 35-8 配水间	4#	水井	太东 191-斜 77	1.578
9					水井	太东 192-斜 81	
13		肇 35-4	接入肇 35-4 配水间	5#	水井	太东 214-斜 102	2.209
14					水井	太东 216-斜 102	

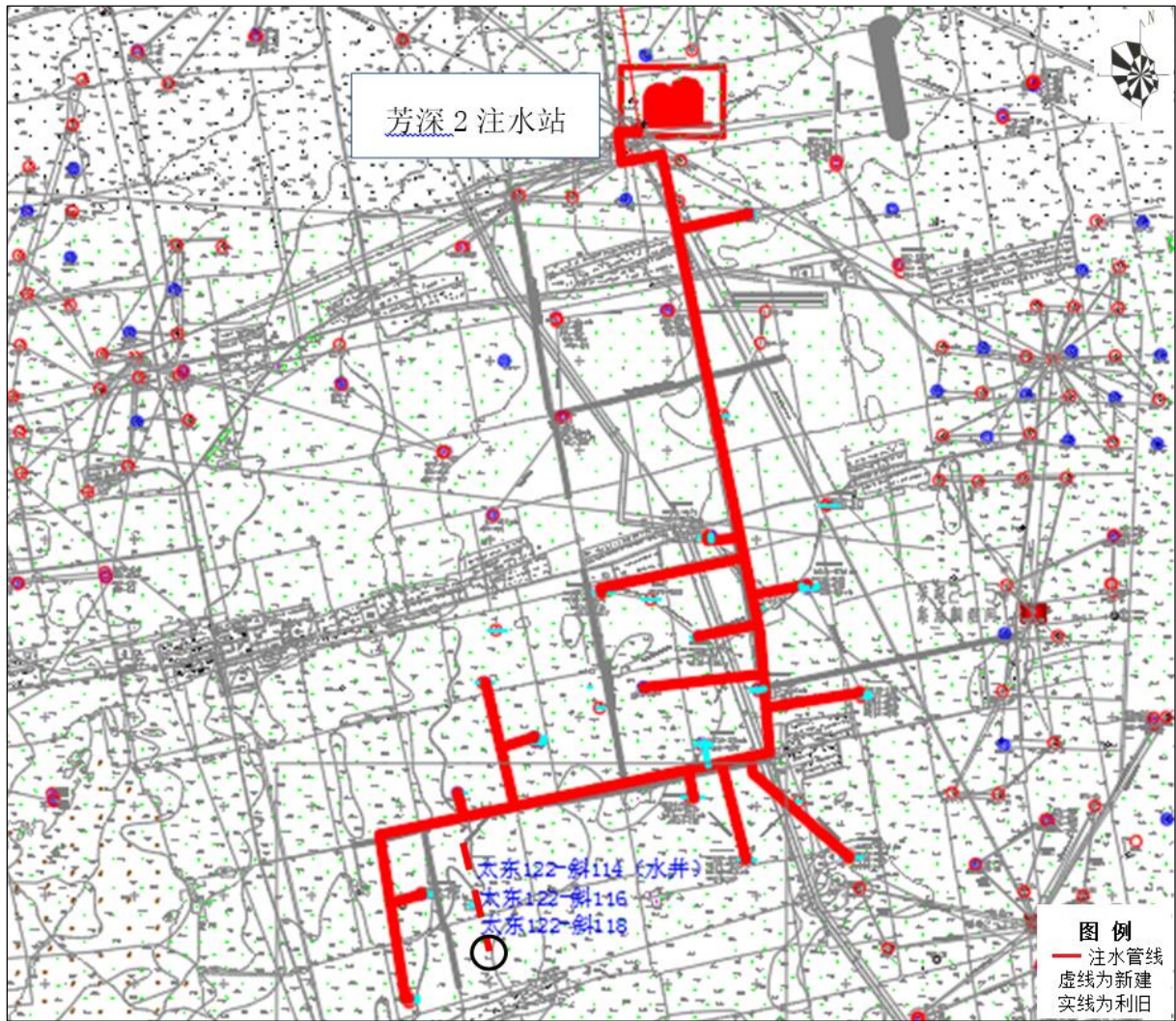


图 3.4-7 1#平台注水管线



图 3.4-8 2#平台注水管线



图 3.4-9 4#平台注水管线



图 3.4-10 5#平台注水管线

### 3.4.4 道路工程

本次产能新建油水井 21 口，均位于耕地内，附近均有已建井排路可以直接利用，直接通过土路挂接到已建井排路上，本项目建设 3.5m 的进井通道土路 2.57km。通井路建设标准及路面结构见表 3.4-6，本项目道路路由图见图 3.4-11~图 3.4-15。

表 3.4-6 通井路建设标准及路面结构表

道路名称	道路宽度 (m)		路面结构
	路基	路面	
耕地井通井路	3.5	--	土路



图 3.4-11 2#平台通井路



图 3.4-12 3#平台通井路

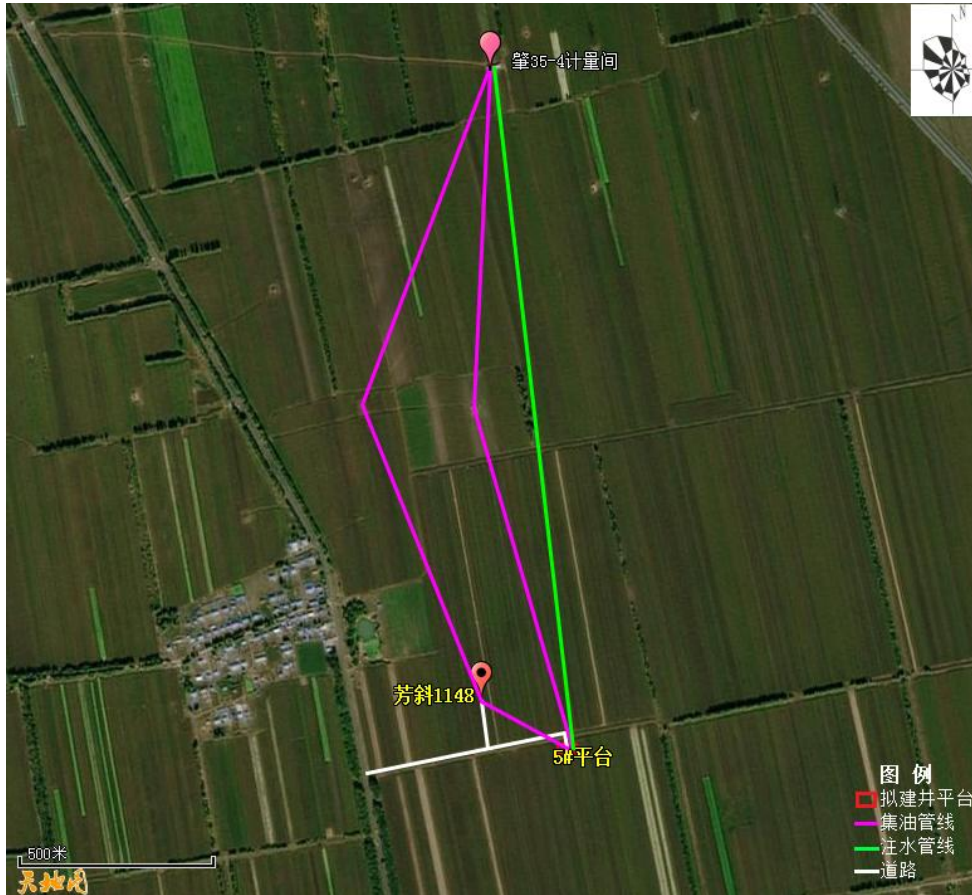


图 3.4-13 5#平台及芳斜 1148 井通井路



图 3.4-14 1#平台井通井路



图 3.4-15 4#平台及肇 1303 井通井路

### 3.4.5 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。供配电工程主要工程内容见表 3.4-7。

**表 3.4-7 供配电工程主要工程量汇总表**

序号	工程内容	单位	合计
1	井场柱上变	座	7
2	10kV 线路	km	2.3
3	100kvar 柱上无功补偿装置	套	1

### 3.4.6 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。

## 3.5 工程占地及取弃土情况

### 3.5.1 工程占地情况

本工程占地主要为21口油水井在铺设管线发生的临时占地、修建道路发生的永久占地、柱上变电站永久占地。本项目井场四周均为耕地（基本农田），集油管道及注水管线沿线为耕地（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）；集油管线及注水管线临时占地作业面宽度为10m；利旧掺水集油管道改造为集肤电热管道需开挖25个尺寸为2m×2m×1m的操作坑，均为临时占地；道路按道路长度×路基宽度计算；单座柱上变电站占地面积按200m<sup>2</sup>（永久占地约30m<sup>2</sup>，临时占地170m<sup>2</sup>）计算。本项目占地情况见表3.5-1。

**表 3.5-1 本项目新增占地类型及面积表 单位：hm<sup>2</sup>**

序号	建设项目	耕地（基本农田）	
		永久占地	临时占地
1	集油管线	/	6.09
2	注水管线	/	4.556
3	道路	0.8995	/
4	柱上变电站	0.021	0.119
合计		0.9205	10.765
总计		11.6855	

### 3.5.2 土石方平衡

本项目 21 口油水井井场需垫高 0.3m，井场永久占地面积为 0.789hm<sup>2</sup>；道路填筑高度 0.15m，道路永久占地面积为 0.8995hm<sup>2</sup>；本项目开挖集油管道总长 6.08km，注水管道总长 4.566km，集油管道及注水管道管沟宽度均约为 0.8m，管沟深度为 2m，利旧掺水集油管道改造为集肤电热管道需开挖 25 个尺寸为 2m×2m×1m 的操作坑，本项目不设取弃土场，用土全部外购。本项目土石方情况见表 3.5-2。

表 3.5-2 本项目土石方情况 单位：m<sup>3</sup>

序号	类别	挖方量	填方量	利用方量	借方量	弃方量
1	井场	0	2367	0	2367	0
2	道路	0	1349.25	0	1349.25	0
3	集油管道	9728	9728	9728	0	0
4	注水管道	7289.6	7289.6	7289.6	0	0
5	管道作业坑	100	100	100	0	0
合计		17117.6	20833.85	17117.6	3716.25	0

## 3.6 施工方式

### 3.6.1 管道施工

#### 3.6.1.1 一般管道施工

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

一般地段作业带宽度为10m，其中管沟深度按2m计，边坡坡度按1:1计。施工作业带清理采用挖沟机、推土机扫线，人工配合清理。防腐管由工厂预制，采用专用管拖车拉运现场连接。管沟开挖采用挖掘机等机械及人工辅助清理完成。回填完的管沟进行压实、整形。管道安装完成后，经检验合格，应进行压力和严密性试验，本工程试压采用清水进行试压。

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3.6-2，管道开挖施工平面布置示意图见图3.6-3。

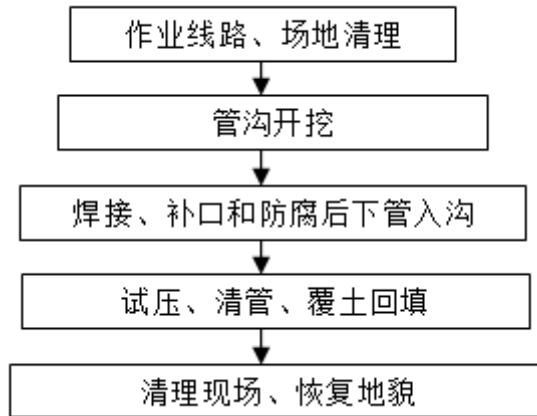


图 3.6-1 管道施工建设过程

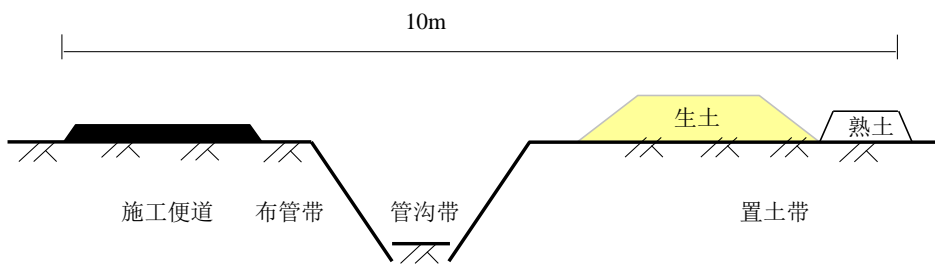


图 3.6-2 管道施工作业断面图

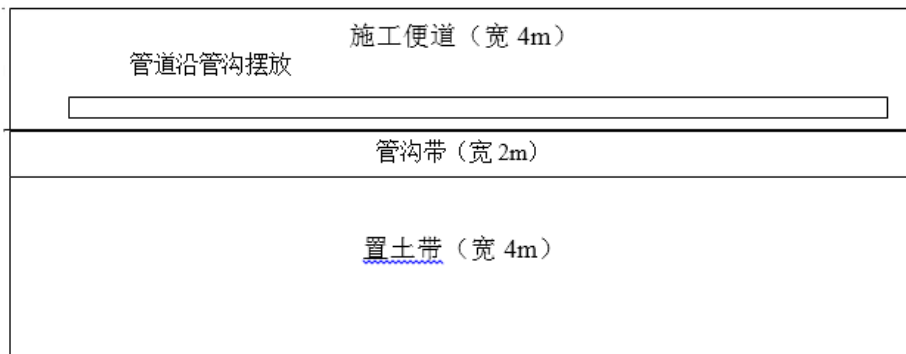


图 3.6-3 管道开挖施工平面布置示意图

### 3.6.1.2 管道钢顶穿越施工

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

顶管施工工艺流程主要为：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3.6-4、施工示意图见图3.6-5。

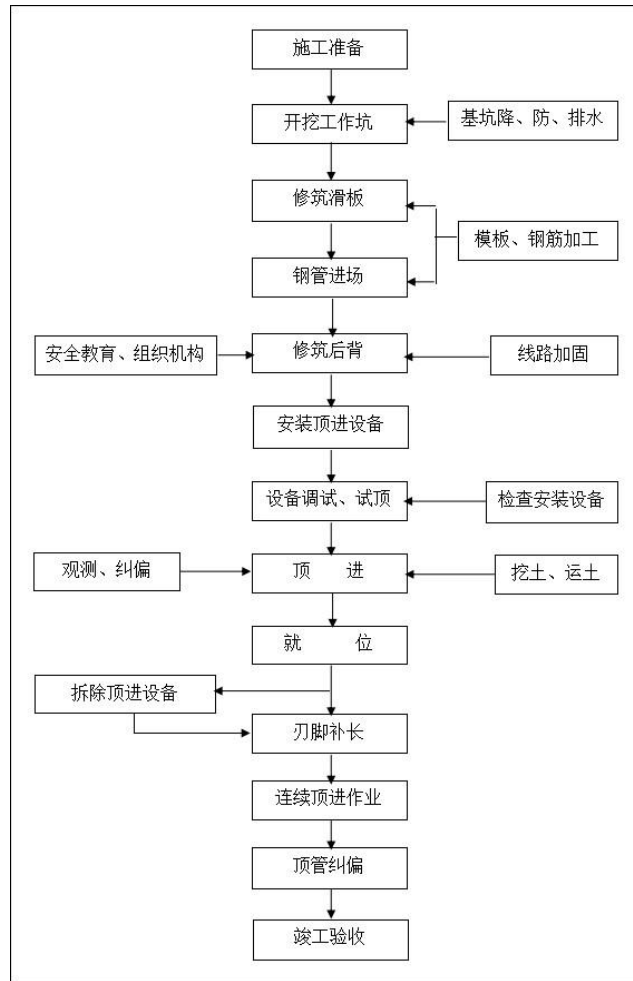


图 3.6-4 顶管施工工艺流程图

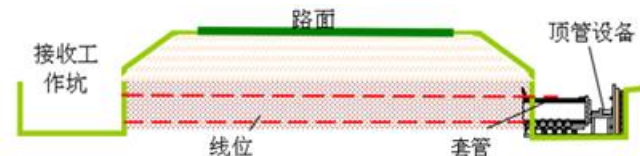


图 3.6-5 顶管施工示意图

### 3.6.1.3 利旧掺水集油管道改造为集肤电热管道施工

本项目利旧 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 1.21$ km掺水集油管道改造为集肤电热管道，每隔50m左右的距离挖一个操作坑，从操作坑将内置专用集肤电缆穿入管线后，在电磁感应作用下，通过磁通量的改变，从而产生感应热能使流体加热。本项目共挖25个操作坑，尺寸为2m×2m×1m，集肤电伴热管道结构示意图见图3.4-2，工程施工流程示意图见图3.6-6。

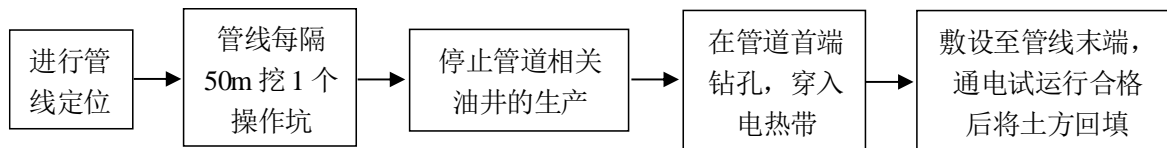


图 3.6-6 工程施工流程示意图

### 3.6.2 道路施工

本项目为通井路的施工，通井路为土路，首先对线路进行清理平整，然后直接将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。建设过程示意图及断面图见下图。

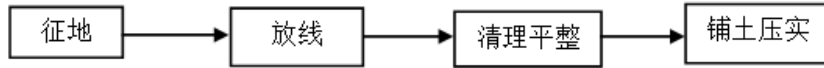


图3.6-7 通井路施工建设过程

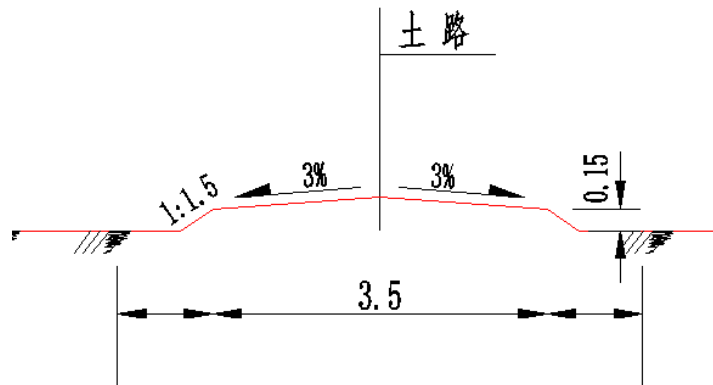


图 3.6-8 通井路横断面图

### 3.6.3 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；平整井台后安装抽油机、采油树及电机，主要施工工序有紧固、平衡等。

## 3.7 施工进度及时序

施工进度见下表。

表 3.7-1 施工进度计划表

工程名称	2021 年		备注，管道和道路项目同时建设
	10 月	11 月	
井场	_____		
油（水）管道		_____	
道路		_____	

## 3.8 现有区块开发情况回顾

### 3.8.1 现有区块开发情况

本项目位于宋芳屯油田内的肇 1303、芳斜 5041、芳斜 1148 共 3 个区块，区块周边建有较为完善的油、气、水、电、路、信等工程，涉及各种不同功能站库，详见表 3.8-

1。

**表 3.8-1 肇 1303 等区块周边已建各类站统计表**

序号	类别	数量 (座)	站名
1	转油 (放水) 站	3	肇 35 转油站、祝 3 转油站、芳深 2 转油站
2	脱水站	2	宋一联脱水站、宋二联脱水站
3	含油污水站	2	宋一联含油污水处理站、宋二联含油污水处理站
4	注水站	3	肇 35 注水站、芳 3 注水站、芳深 2 注水站

本项目拟开发 3 个区块位于宋芳屯油田,宋芳屯油田葡萄油层的开发始于 1979 年,截至目前,宋芳屯油田动用储量  $16278.73 \times 10^4 \text{t}$ ,含油面积  $526.04 \text{km}^2$ ,共投产油水井 5342 口,平均单井日产液 4.9t,平均单井日产油 1.0t,单井日注水  $15 \text{m}^3$ ,累积产油  $1953.59 \times 10^4 \text{t}$ ,采油速度 0.63%,采出程度 12.90%;累积注水  $8200.24 \times 10^4 \text{m}^3$ ,累积注采比 1.43,综合含水 80.48%,开发效果比较好。

本项目涉及肇 1303 区块、芳斜 5041 区块、芳斜 1148 区块共 3 个区块的新建,肇 1303 等区块位于宋芳屯油田西部,处于太东斜坡处,整体构造位置较低,断块面积、砂体发育规模较小,主要钻遇砂体层位为 PI2-4<sub>2</sub> 号层,总体上砂岩组发育纯油层,下砂岩组同层、水层较发育。不同断块油水关系差异较大,属岩性或断层~岩性油藏,该区地面、地下原油性质与宋芳屯油田整体性质一致,属于正常原油性质及温压系统。本项目布井区含油面积  $2.7 \text{km}^2$ ,地质储量  $53.58 \times 10^4 \text{t}$ 。区块内试油井试油高产,射开平均有效厚度 6m,试油平均日产油 27.8t,采油强度  $4.6 \text{t}/(\text{d} \cdot \text{m})$ ,属于高产工业油层。

3 个区块内共设计开发井位 28 口,其中肇 1303 井、芳斜 1148 井在《2019 年三肇地区评价控制井钻井工程》中进行了评价,目前已完钻,正在组织验收中,剩余 26 口油水井在《2021 年宋芳屯油田肇 1303 等区块葡萄油层高产井钻井工程》中进行了评价,目前该项目正在受理中,未开钻,本次地面建设考虑储层变差风险,设计基建投产油水井 21 口,其中采油井 15 口,注水井 6 口。拟建 3 个区块位置及拟设计布井位置见附图 6。

### 3.8.2 现有工程环评及验收情况

现有工程环评及验收情况见下表。

**表 3.8-2 现有工程环评及验收情况调查表**

序号	项目名称	环评批复	验收情况
1	2019 年三肇地区评价控制井钻井工程	庆环审 (2019) 37 号	正在组织验收中
2	2021 年宋芳屯油田肇 1303 等区块葡萄油层高产井钻井工程	与本项目同期建设,目前正在受理中	未开始建设,未开始验收

### 3.8.3 污染物达标排放情况

目前本项目区块内 3 口评价控制井肇 1303 井、芳斜 5041 井、芳斜 1148 井已钻井完成，区块内运营期无污染物产生。3 口评价井施工结束后临时占用的耕地均已恢复，具体见图 3.9-1。

### 3.8.4 区域现存环境问题

根据现场调查，本项目所在区域内生态环境以农田生态系统为主，为传统的油田开发区域，对于区域内钻井工程临时占用的农田生态系统，经调查在施工结束后均由当地农民自行进行了复垦，无环境问题。



图 3.8-1 区块内 3 口评价控制井周边生态恢复情况

### 3.8.5 钻井工程回顾性分析

#### 3.8.5.1 钻井工程进展情况

本项目共基建油水井 21 口，本工程钻井项目中的肇 1303 井、芳斜 1148 井在《2019 年三肇地区评价控制井钻井工程》中进行了评价，并于 2019 年取得了环评批复，环评批复号为庆环审〔2019〕37 号，目前 2 口井的钻井施工已完成，正在组织验收

中；剩余19口油水井在《2021年宋芳屯油田肇1303等区块葡萄花油层高产井钻井工程》中进行了评价，目前该项目正在大庆市生态环境局受理中，未进行建设。

### 3.8.5.2“三同时”执行情况

本次对已钻井施工完成的肇1303井、芳斜1148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；钻井废水、废弃泥浆、岩屑暂存于井场钢制泥浆槽，采用罐车拉运至肇州县兴城镇毛官店东北侧5.6km处集中固化。

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。

### 3.8.5.3 钻井工程回顾分析

本次对已钻井施工完成的肇1303井、芳斜1148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、泥浆固化点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。项目所占土地为耕地，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；钻井废水进入井场钢制泥浆槽，由罐车拉运至肇

州县兴城镇毛官店东北侧 5.6km 处进行固化。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

项目产生的废弃泥浆、钻井岩屑暂排到井场钢制泥浆槽，由罐车拉运至肇州县兴城镇毛官店东北侧 5.6km 处进行固化；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，施工结束后送第八采油厂工业固废填埋场处理。废 KOH 包装袋属于危险废物，直接由大庆顺和环保科技有限公司处理；生活垃圾统一收集后，由大庆油田庆南工矿服务公司处理。

#### (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。

### 3.9 依托工程分析

#### 3.9.1 依托工程能力核实

新建油井产液在计量间汇合后进入肇 35 转油站、祝 3 转油站、芳深 2 转油站。集油间来液经来油阀组进“三合一”或“四合一”，分离出的游离水经掺水泵升压后回掺，分离出的天然气经过天然气除油干燥组合装置处理后自耗。经转油站处理后的含水油输至宋一联脱水站、宋二联脱水站经“游离水+电脱水”两段脱水工艺进行脱水站处理，分离出的污水进入宋一联含油污水处理站、宋二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 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎岩屑油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中相应标准限值后回注油层。

##### 3.9.1.1 肇 35 转油站能力核实

肇35转油站建于2009年，站内采用“分离、沉降、加热、缓冲”四合一处理工艺，采出液输送至宋二联。现管辖油井总井数303口，本项目4#平台、5#平台、肇1303井、芳斜1148井共8口油井采出液依托芳肇35转油站处理。站内主要设备有：单台设计处理能力2000t/d的2.0MW加热分离缓冲沉降装置（四合一）2台、设计处理能力1500t/d的1.5MW加热分离缓冲沉降装置（四合一）1台；四合一设计处理规模为5500t/d，目前实际处理量为3619t/d，本项目8口油井新增采出液量约为24.8t/d，新增产能后肇35转油站四合一装置处理量为

3643.8t/d，负荷率为66.25%，满足开发需求。

### 3.9.1.2 祝3转油站能力核实

祝3转油站建于2006年，站内采用“分离、沉降、加热、缓冲”四合一处理工艺。现管辖油井总井数158口。本项目2#平台共3口油井采出液依托祝3转油站处理。祝3转油站建设于2006年，站内主要设备有：设计处理能力2400t/d的2.5MW加热分离缓冲沉降装置（四合一）1台、设计处理能力2000t/d的2.5MW加热分离缓冲沉降装置（四合一）1台；四合一设计处理规模为4400t/d，目前实际处理量为2868.8t/d，本项目3口油井新增采出液量约为9.3t/d，新增产能后祝3转油站四合一装置处理量为2878.1t/d，负荷率为65.41%，满足开发需求。四合一处理工艺流程见图3.9-1。

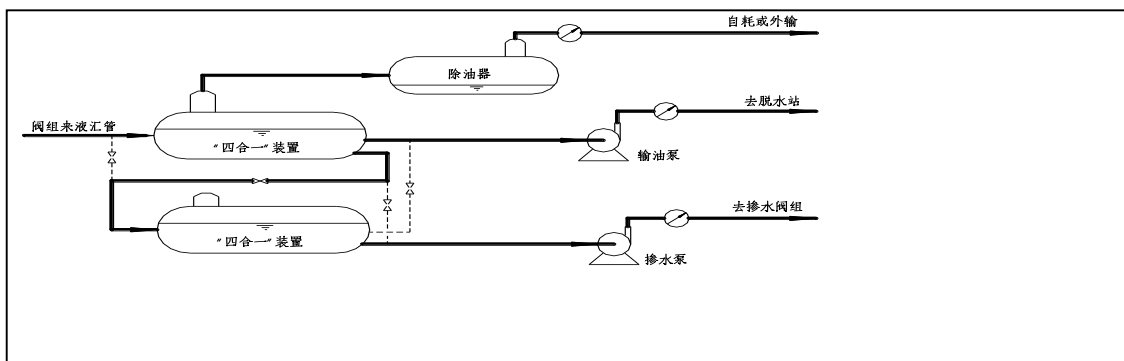


图 3.9-1 四合一处理工艺流程图

### 3.9.1.3 芳深2转油站能力核实

芳深2转油站建于2002年，站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，处理后含水油输往宋一联。现管辖油井总井数320口。本项目1#平台及3#平台共4口油井采出液依托芳深2转油站处理。站内主要设备有：单台设计处理能力2800t/d的分离沉降缓冲装置（三合一）2台、1.5MW真空炉1台、1.51MW真空炉1台、1.53MW真空炉1台、2.0MW真空炉1台；三合一设计处理规模为5600t/d，目前实际处理量为4457.6t/d，本项目4口油井新增采出液量约为12.4t/d，新增产能后芳深2转油站三合一装置处理量为4470t/d，负荷率为79.82%，满足开发需求。三合一处理工艺流程见图3.9-2。

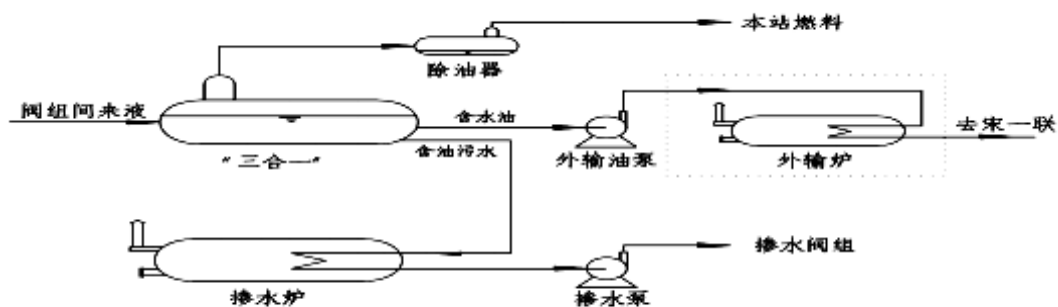


图 3.9-2 三合一处理工艺流程

### 3.9.1.4 宋一联脱水站能力核实

宋一联合始建于1987年，接收处理采油八厂10座转油站（祝3、芳3、芳5、芳深2、卫11、芳407、芳507、芳6、芳707、升2）、1座转油放水站（升一联）、1座徐三联来含水油，含水油脱水后外输。本项目1#平台、2#平台、3#平台共7口油井产液依托宋一联脱水站处理，站内主要设备有：单台设计处理能力10000t/d的游离水脱除器2台、单台设计处理能力2150t/d的电脱水器3台、3.2MW脱水炉2台。站内采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺，该站游离水脱除能力20000t/d，电脱能力为6450t/d。本项目新增产液后宋一联脱水站游离水脱除处理量为11796t/d，负荷率58.98%；电脱处理量为3282t/d，负荷率50.88%，满足开发需求。

### 3.9.1.5 宋二联脱水站能力核实

宋二联转油脱水站始建于1994年，1997年扩建增加了电脱水工艺。目前站内除接收宋二转油站集油阀组来液外，还接收宋Ⅱ-3、宋Ⅱ-4、宋Ⅱ-5、肇8、肇35转油站来液，以及转输中亚公司、永一联合站、肇一联合站来净化油。脱水站处理后净化油输送至宋一联，脱除污水输送至本站宋二联污水站处理。本项目4#平台、5#平台、肇1303井、芳斜1148井共8口油井产液依托宋二联脱水站处理，站内主要设备有：单台设计处理能力12000t/d的游离水脱除器2台、单台设计处理能力2520t/d的电脱水器2台、1.23MW脱水炉2台、0.58MW外输炉2台。站内采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺，该站游离水脱除能力24000t/d，电脱能力为5040t/d。本项目新增产液后宋二联脱水站游离水脱除处理量为7706t/d，负荷率32.11%；电脱处理量为1815t/d，负荷率36.01%，满足开发需求。本项目依托的脱水站工艺流程见图3.9-3。

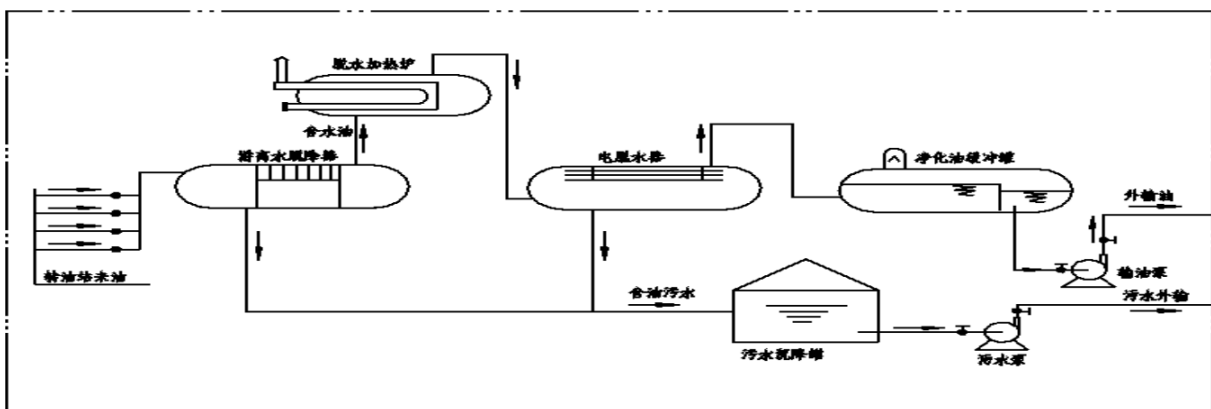


图 3.9-3 本项目依托的脱水站工艺流程图

### 3.9.1.6 宋一联合油污水处理站能力核实

宋一联合油污水处理站始建于1996年，主要向周边地区（包括宋一联注水站、芳深2注水站、芳407注水站、芳6注水站、芳3注水站）提供注水水源。本项目1#平台、2#平台、3#平台共7口油井采出水依托宋一联合油污水处理站处理，站内主要工艺为“横向流除油

→两级过滤”，设计出水水质指标为“10、5、2”，设计污水处理量为10000m<sup>3</sup>/d。目前实际污水处理量为7750m<sup>3</sup>/d，本项目油井单井最大采出水量为2t/d，新增污水后处理量为7764m<sup>3</sup>/d，负荷率为77.64%，满足开发需求。宋一联合油污水处理站工艺流程见图3.9-4。

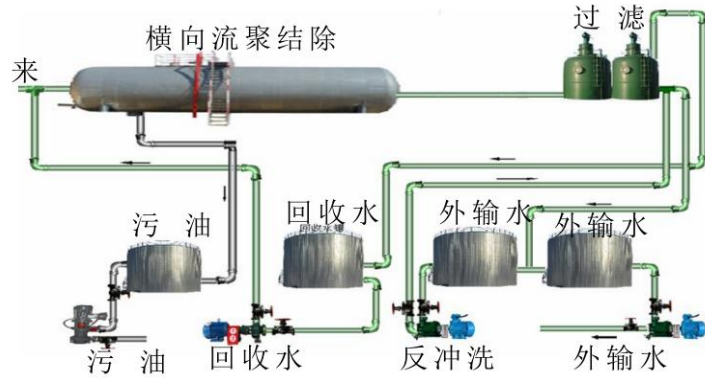


图3.9-4 宋一联合油污水处理站工艺流程

### 3.9.1.7 宋二联合油污水处理站能力核实

宋二联合油污水处理站始建于1997年，主要向周边地区（包括宋二联注水站、宋II-1注水站、宋II-3注水站、宋II-5注水站、肇35注水站）提供注水水源。本项目4#平台、5#平台、肇1303井、芳斜1148井共8口油井采出水依托宋二联合油污水处理站处理，站内主要工艺为“两级沉降→两级过滤”，设计出水水质指标为“10、5、2”，设计污水处理量为6000m<sup>3</sup>/d。目前实际污水处理量为3066m<sup>3</sup>/d，本项目油井单井最大采出水量为2t/d，新增污水后处理量为3082m<sup>3</sup>/d，负荷率为51.37%，满足开发需求。宋二联合油污水处理站工艺流程见图3.9-5。

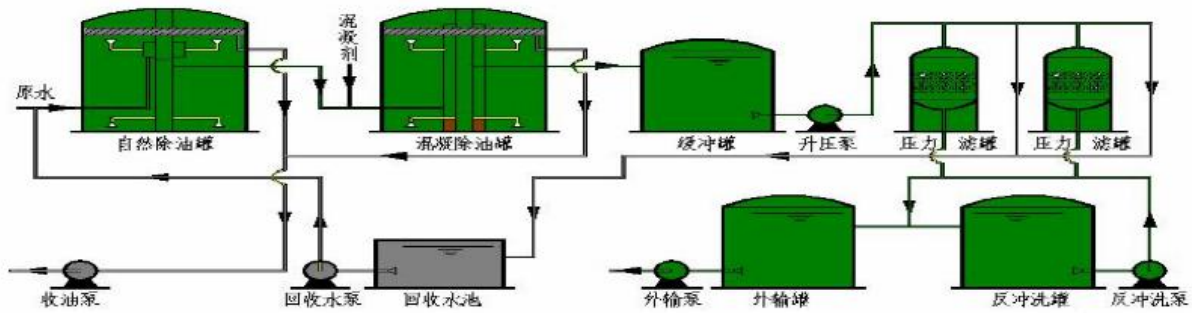


图 3.9-5 宋二联合油污水处理站工艺流程

### 3.9.1.8 芳深2注水站能力核实

本项目1#平台共1口水井依托芳深2注水站，该站采用一泵多井的注水工艺。站内设计注水量为3500m<sup>3</sup>/d，目前实际注水量1502m<sup>3</sup>/d。本项目单井新增注水量为12m<sup>3</sup>/d，新增注水量后芳深2注水站注水量为1514m<sup>3</sup>/d，负荷率为43.26%，满足开发需求。

### 3.9.1.9 芳3注水站能力核实

本项目2#平台共1口水井依托芳3注水站，该站采用一泵多井的注水工艺。站内设计注

水量为1600m<sup>3</sup>/d，目前实际注水量714m<sup>3</sup>/d。本项目单井新增注水量为12m<sup>3</sup>/d，新增注水量后芳3注水站注水量为726m<sup>3</sup>/d，负荷率为45.38%，满足开发需求。

### 3.9.1.10 肇35注水站能力核实

本项目4#平台、5#平台共4口水井依托肇35注水站，该站采用一泵多井的注水工艺。站内设计注水量为5000m<sup>3</sup>/d，目前实际注水量1393m<sup>3</sup>/d。本项目单井新增注水量为12m<sup>3</sup>/d，新增注水量后肇35注水站注水量为1441m<sup>3</sup>/d，负荷率为28.82%，满足开发需求。

### 3.9.1.11 宋芳屯含油污泥处理站能力核实

本项目产生的含油污泥及落地油依托宋芳屯含油污泥处理站处理，站内采用预处理+调质+离心处理技术工艺，设计规模为5m<sup>3</sup>/h（年运行180天，每天24小时，年最大处理量为21600t），目前实际处理量约为13824t/a，本项目含油污泥及落地油产生量约为0.797t/a，本项目新增后处理量约为13824.797t/a，负荷率为64%，能够满足本项目含油污泥处理需求。宋芳屯含油污泥处理站工艺流程见图3.9-6。

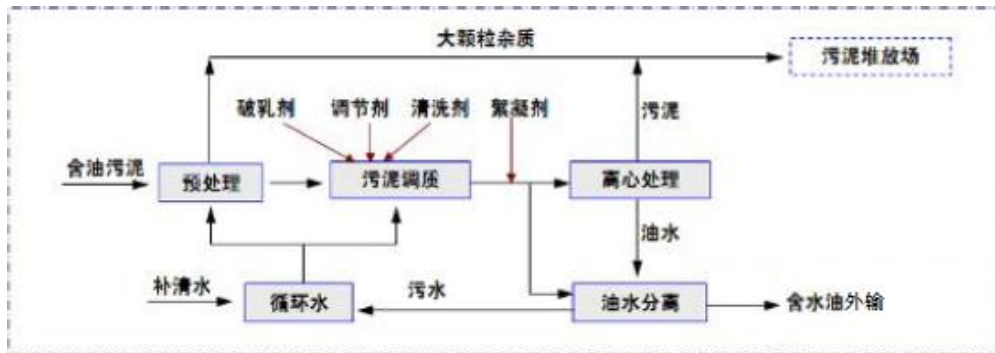


图 3.9-6 宋芳屯含油污泥处理站工艺流程图

### 3.9.1.12 宋二联压裂返排液无害化处理系统能力核实

本项目压裂返排液依托宋二联压裂返排液无害化处理系统处理，系统采用“管式反应器反应→油水泥分离器→一次过滤→二次过滤”多级的物理及化学混合工艺来降低压裂返排液中污染物的含量，达到无害化处理，站内设计压裂返排液处理能力为240m<sup>3</sup>/d、87600m<sup>3</sup>/a，目前实际处理量约为52560m<sup>3</sup>/a，本项目压裂返排液产生量约为600m<sup>3</sup>，本项目新增后处理量约为53160m<sup>3</sup>/a，负荷率60.68%，能够满足本项目压裂返排液处理需求。宋二联压裂返排液无害化处理系统工艺流程见图3.9-7。

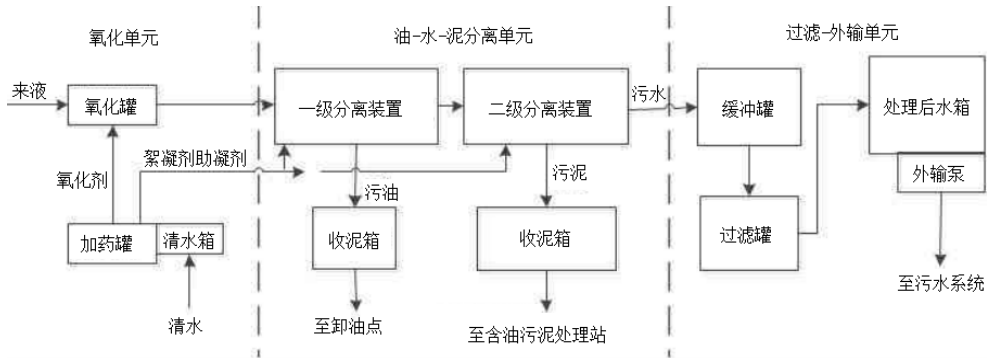


图 3.9-7 宋二联压裂返排液无害化处理系统工艺流程图

### 3.9.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

本项目依托工程环境影响评价及竣工验收情况见表 3.9-1。

表 3.9-1 依托工程环评验收情况一览表

序号	现有场站/区块名称	环评批复	验收情况
1	肇 35 转油站	庆环审[2018]148 号	2020 年 4 月通过自主验收
2	肇 35 注水站	庆环审[2018]148 号	2020 年 4 月通过自主验收
3	祝 3 转油站	庆环审[2020]61 号	正在组织验收中
4	芳 3 注水站	庆环审[2020]61 号	正在组织验收中
5	芳深 2 转油站	庆环审[2019]104 号	正在组织验收中
6	芳深 2 注水站	庆环审[2019]104 号	正在组织验收中
7	宋一联合站	庆环建字[2010]62 号	庆环验[2011]210 号
8	宋二联合站	庆环审(2015)192 号	2019 年 12 月通过自主验收
9	宋芳屯含油污泥处理站	庆环建字(2012)227 号	庆环验[2014]40 号
10	宋二联压裂返排液无害化处理系统	庆环审(2015)192 号	2019 年 12 月通过自主验收

## 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 15 口油井的压裂作业、原油集输、供配电及道路等系统工程。在井场、道路建设以及管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活污水、压裂返排液、生活垃圾等污染物。本项目施工期产污环节详见图 3.10-1。

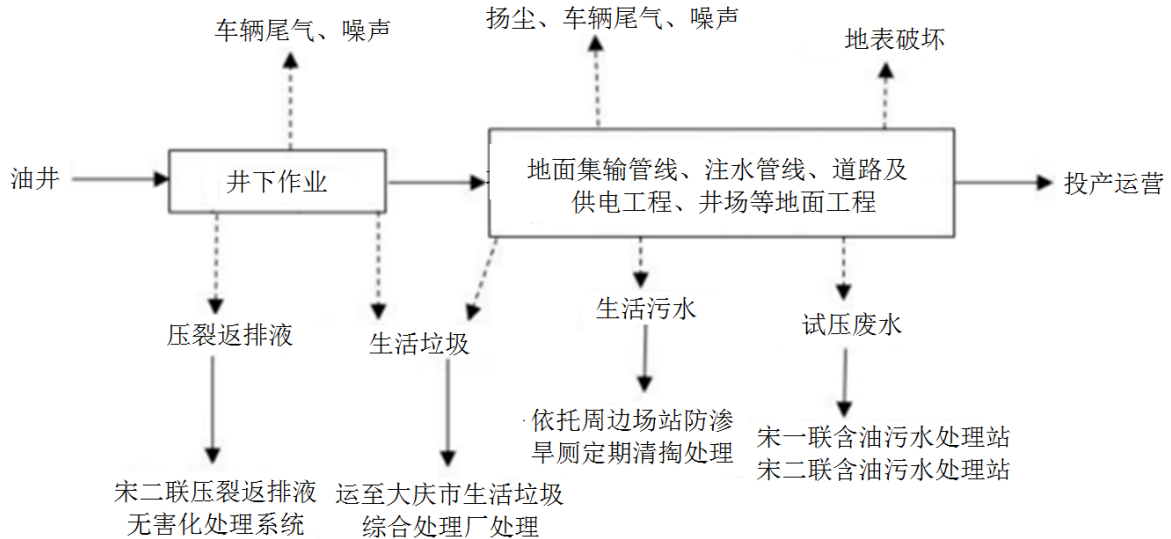


图 3.10-1 本项目施工期产污环节图

### 3.10.1.2 运行期

本项目基建油井采出液由集输管道进入已建集油间（祝 3-5 集油阀组间、肇 35-8、肇 35-4、芳深 2 转油站）内，已建依托的转油站（肇 35 转油站、祝 3 转油站、芳深 2 转油站）接纳集油阀组间来液，经油气分离、计量后进入脱水站（宋一联脱水站、宋二联脱水站）。油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用。已建依托脱水站接纳转油站来液，进行油水分离处理，产生的含油污水转移至污水处理站（宋一联合油污水处理站、宋二联合油污水处理站）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依托场站加热装置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和落地油，井场抽油机产生的噪声等。运行期工艺流程及主要产污节点见图 3.10-2。

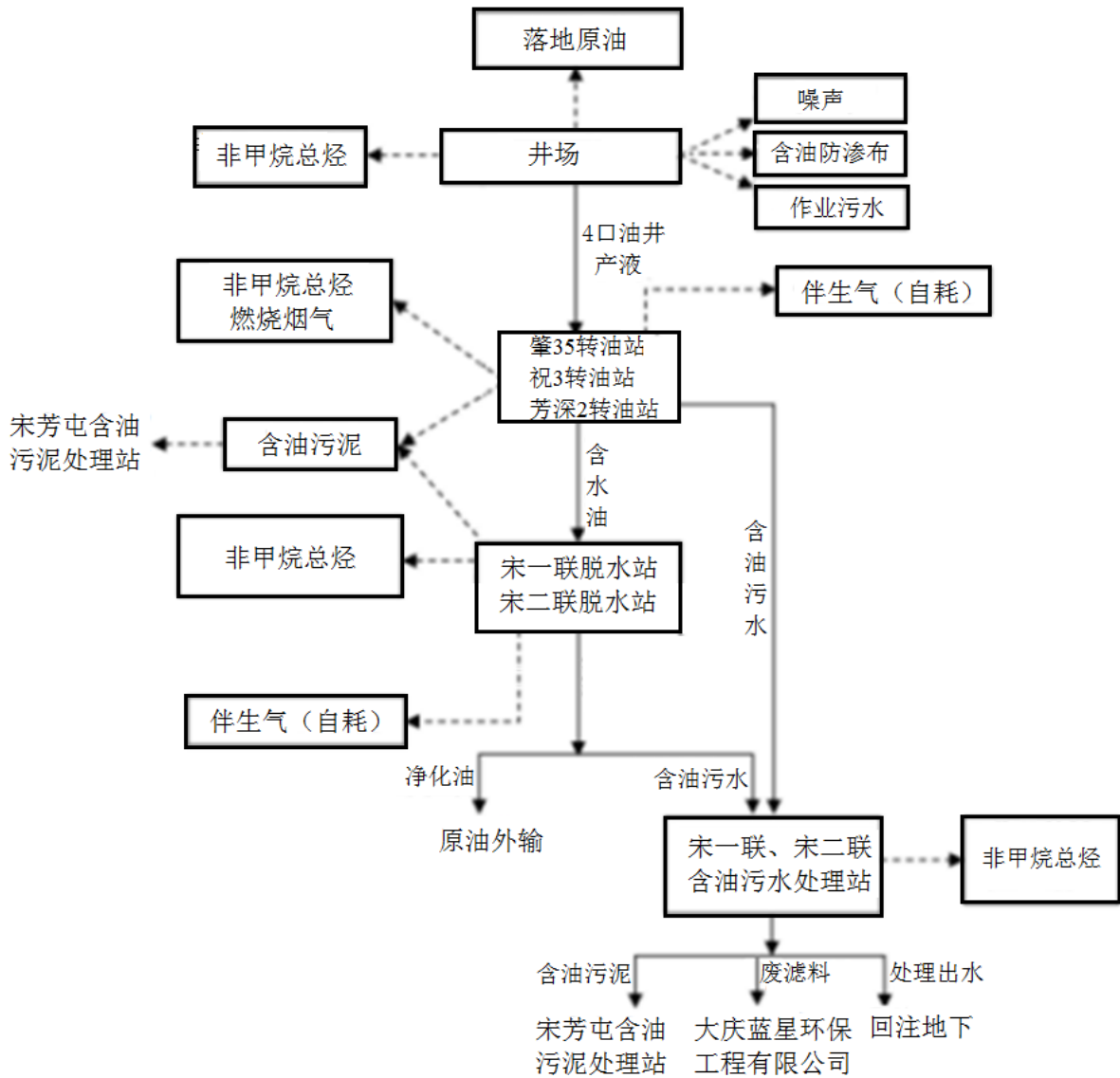


图 3.10-2 运行期工艺流程及主要产污节点图

### 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。

#### (1) 管道敷设、道路及场站建设

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、场站、道路建设等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本工程管道和道路施工作业带宽度约 10m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2-3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。

## (2) 对土壤侵蚀的影响

施工对土地的开挖，造成土地裸露，加剧沿线的土壤风蚀。

## (3) 对植被的影响

对植被最主要的影响是施工期占地范围内对植被破坏，另外土地开挖、车辆运输带起的扬尘自然沉降在周围植物的叶片上，阻塞气孔，影响植物呼吸作用和光合作用，有碍作物生长，还有车辆运行和施工机械的尾气含有  $\text{NO}_x$  等气体，可破坏敏感植物的叶组织，造成褪色伤斑。不过以上这些不利影响主要是短期的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

### 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

本项目施工期大气污染源项主要是井场施工、管沟开挖、道路敷设、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘及二次扬尘。

##### ①地面工程施工车辆排放的尾气及施工产生的扬尘

本项目施工活动包括井场地面建设、集输管道、注水管道及通井路、供配电等地面工程。施工车辆排放的尾气，道路、管道施工产生的扬尘，尤其是灰土运输将给运输道路的沿线带来扬尘污染。扬尘粒径分布为： $<5\mu\text{m}$  约占 8%、 $5\sim 30\mu\text{m}$  约占 24%、 $>30\mu\text{m}$  约占 68%。根据相关工程的现场模拟数据调查，施工时运输车辆下风向 50m 处的浓度约为  $11.63\text{mg}/\text{m}^3$ 。

##### ②管线施工产生的扬尘

本项目管线施工临时占地面积  $10.646\text{hm}^2$ ，参考对土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为  $0.01\sim 0.05\text{mg}/\text{m}^2 \cdot \text{s}$ ，考虑本项目实际情况，TSP 产生系数取  $0.02\text{mg}/\text{m}^2 \cdot \text{s}$ ，取施工现场的扰动面积比为 70%，按每天施工时间 8h 计算，管线施工产生的扬尘为  $60.24\text{kg}/\text{d}$ 。

## (2) 废水

### ①压裂返排液

本项目 15 口油井投产前需进行压裂作业，压裂作业过程中将产生压裂返排液，压裂液使用量为  $100\text{m}^3/\text{口}$ ，压裂返排液产生量约为用量的 30~40%，压裂返排液产生量按  $40\text{m}^3/\text{井}$  计算，共计产生压裂返排液为  $600\text{m}^3$ ，产生的压裂返排液由罐车统一收集后拉运

至宋二联废压裂液无害化处理系统处理后进入污水处理系统，经污水处理系统处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 10mg/L，悬浮固体 5mg/L 规定后回注油层。

### ②试压废水

项目管线铺设完成后进行试压，涉集油管道  $\Phi 60 \times 3.5 \sim 7.29\text{km}$ 、注水管线  $\Phi 48 \times 6 \sim 4.566\text{km}$ ，则试压废水量  $V = \pi r^2 L = 28.86\text{m}^3$ 。该废水中主要含铁锈和泥屑，由罐车拉运至宋一联含油污水处理站、宋二联含油污水处理站满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 10mg/L，悬浮固体 5mg/L 规定后回注油层。

### ③生活污水

地面建设期施工人员 30 人，每人每天用水 30L，施工期间生活用水量为 0.9t/d，生活污水按用水量的 80% 计算，则生活污水量为 0.72t/d。本项目施工期约 60d，则本工程产生生活污水 43.2t。生活污水排入附近计量间或场站内旱厕，定期清掏外运堆肥处理。

## （3）噪声污染源项分析

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

**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过硫酸钾废包装袋

压裂过程中使用过硫酸钾，单井压裂过程中过硫酸钾用量约为 0.025t，过硫酸钾规格为 25kg/袋，则单井产生 1 个过硫酸钾包装袋，15 口油井过硫酸钾废包装袋产生量为 15 个，约 0.015t。过硫酸钾废包装袋为危险废物（废物类别为 HW49，废物代码为 900-041-49），经收集后直接交有资质单位统一处理，不在井场暂存。

### ②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 11.856km，因此，施工废料产生量约为 2.37t。施工废料最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。

### 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，生活垃圾统一收集后运至大庆市生活垃圾综合处理厂处理。

## 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  $0.99 \times 10^4$  t/a，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 14.03t/a。其中密闭集输的井场非甲烷总烃的参照《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，按挥发总量的 1.8% 进行计算，剩余的非甲烷总烃均为下游依托场站的新增挥发量。

#### ② 加热炉烟气

本工程运行期产生的废气主要来自依托转油站锅炉产生烟气，加热炉为燃气炉，产生的烟气较为清洁。根据实测数据（见附件），芳深 2 转油站加热炉排放的废气中  $\text{SO}_2$  平均值约为  $13.2 \text{ mg/m}^3$ ， $\text{NO}_x$  平均值约为  $76.2 \text{ mg/m}^3$ ，颗粒物平均值约为  $10.8 \text{ mg/m}^3$ ；祝 3 转油站加热炉排放的废气中  $\text{SO}_2$  平均值约为  $16.2 \text{ mg/m}^3$ ， $\text{NO}_x$  平均值约为  $70.8 \text{ mg/m}^3$ ，颗粒物平均值约为  $10.5 \text{ mg/m}^3$ ；肇 35 转油站加热炉排放的废气中  $\text{SO}_2$  平均值约为  $17.3 \text{ mg/m}^3$ ， $\text{NO}_x$  平均值约为  $76 \text{ mg/m}^3$ ，颗粒物平均值约为  $10.7 \text{ mg/m}^3$ 。能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。本项目建成后，新增耗气量为  $30.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ （根据转油站现有耗气量进行类比，其中芳深 2 转油站新增耗气量为  $8.05 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ ，祝 3 转油站新增耗气量为  $6.04 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ ，肇 35 转油站新增耗气量为  $16.11 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ ），新增废气量约为  $341 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ （其中芳深 2 转油站新增废气量为  $91 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ ，祝 3 转油站新增废气量为  $68.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ ，肇 35 转油站新增废气量为  $181.8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ ）， $\text{SO}_2$  0.0424t/a， $\text{NO}_x$  0.2029t/a，颗粒物 0.0291t/a。

本项目建成后，依托场站加热炉新增烟气污染物排放见表 3.10-2。

**表 3.10-2 依托场站加热装置新增污染物排放量**

场站名称	排气筒高度	燃气量（万 Nm <sup>3</sup> /a）	烟气量（万 Nm <sup>3</sup> /a）	污染物排放情况（t/a）		
				SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	颗粒物
芳深 2 转油站加热炉	8m	8.05	91	0.012	0.0693	0.0098
祝 3 转油站加热炉	8m	6.04	68.2	0.0147	0.0644	0.0096
肇 35 转油站加热炉	8m	16.11	181.8	0.0157	0.0692	0.0097
合计		30.2	341	0.0424	0.2029	0.0291

## （2）废水

本工程运营期产生的废水主要为油水井作业污水、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。主要包括换泵换杆、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。

结合大庆油田有限责任公司第八采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 4m<sup>3</sup>/井次，油井作业污水量约 40m<sup>3</sup>/a；注水井作业周期为 2 年，作业污水产生量 60m<sup>3</sup>/井次，则注水井作业污水量每年约 180m<sup>3</sup>/a。油水井作业污水共计约 220m<sup>3</sup>/a，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宋一联含油污水处理站、宋二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 10mg/L，悬浮固体 5mg/L 规定后回注油层，不外排。

### ②洗井污水

本项目 6 口注水井，注水井洗井周期 1 年，洗井污水产生量约 120m<sup>3</sup>/井次，则本项目洗井污水产生量为 720m<sup>3</sup>/a，此部分污水通过罐车回收后送宋一联含油污水处理站、宋二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 10mg/L，悬浮固体 5mg/L 规定后回注油层，不外排。油井洗井采用掺水伴热流程（该流程热水主要来源为回掺水，未新增工程）进行洗井，以清除套管结蜡，含蜡热洗水随集油管道进入集油系统，不外排。

### ③油田采出水

根据开发指标预测，本项目十年内油井单井最大采出水量为 2t/d，本项目共 15 口油井，年生产 365d，则本项目油田采出水量为 10950t/a。油田采出水进入宋一联含油污水处

理站、宋二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 10mg/L, 悬浮固体 5mg/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抽油机,抽油机噪声源强为 65~80dB(A),为连续稳态声源。

### (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、废滤料。

#### 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  $0.99 \times 10^4$ t/a,则本项目含油污泥产生量 0.297t/a,为危险废物,危废代码为 HW08/071-001-08,统一收集送宋芳屯含油污泥处理站处理。

#### ②落地油

由于该区块地层压力较低,加上作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置,因此产生的落地油量很少。考虑意外情况且按最不利状态,一般每口井作业期间产生的落地油可按 50kg/井次,作业频率一般 1.5 年,因此作业产生的落地油为 0.5t/a,落地油全部回收拉运至宋芳屯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  $400\text{m}^2$ ,防渗布重量按  $500\text{g}/\text{m}^2$  计,可计算单井产生量约 0.2t,本项目油井共计 15 口,则含油废防渗布产生量约为 3t/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。

#### ④废滤料

本项目依托的含油污水处理站处理含油污水会新增废滤料,类比现有依托的含油污水处理站废滤料产生量,处理  $10000\text{m}^3$  含油污水约产生废滤料 0.12t,本项目运行后处理油田采出水 10950t/a,则废滤料产生量为 0.13t/a,为危险废物,危废代码为 HW49/900-041-49,定期由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理。

本项目危险废物具体情况见表 3.10-3。

表 3.10-3 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	过硫酸钾废包装袋	HW49 其他废物	900-041-49	0.015t	压裂	固态	过硫酸钾	过硫酸钾	压裂 1 天	T、I	经收集后直接交有资质单位统一处理，不在井场暂存
2	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.297t/a	设备清淤	液态	油泥砂	石油类	设备清淤每年一次	T、I	送宋芳屯含油污泥处理站处理
3	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.5t/a	油井作业	液态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5 年/次	T、I	送宋芳屯含油污泥处理站处理
4	作业废防渗布	HW49 其他废物	900-041-49	3t/a	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
5	废滤料	HW49 其他废物	900-041-49	0.13t/a	污水处理	固态	油泥砂	石油类	更换滤料 1 年/次	T、I	由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理

本项目污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.10-4~表 3.10-7。

表 3.10-4 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 <sup>3</sup> /a	产生浓度 mg/m <sup>3</sup>	产生量 t/a	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量万 m <sup>3</sup> /a	排放浓度 mg/m <sup>3</sup>		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	产物系数法	—	—	14.03	—	0	类比法	—	—	14.03	8760
油气集输	芳深 2 转油站	加热炉排气筒	SO <sub>2</sub>	实测法	91	13.2	0.012	—	0	类比法	91	0.012	0.012	8760
			NO <sub>x</sub>			76.2	0.0693					0.0693	0.0693	
			颗粒物			10.8	0.0098					0.0098	0.0098	
	祝 3 转油站	加热炉排气筒	SO <sub>2</sub>	实测法	68.2	16.2	0.0147	—	0	类比法	68.2	0.0147	0.0147	8760
			NO <sub>x</sub>			70.8	0.0644					0.0644	0.0644	
			颗粒物			10.5	0.0096					0.0096	0.0096	
	肇 35 转油站	加热炉排气筒	SO <sub>2</sub>	实测法	181.8	17.3	0.0157	—	0	类比法	181.8	0.0157	0.0157	8760
			NO <sub>x</sub>			76	0.0692					0.0692	0.0692	
			颗粒物			10.7	0.0097					0.0097	0.0097	

表 3.10-5 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)	
油水井作业	油水井	作业污水	石油类	类比法	220	1000	0.22	通过罐车回收后送宋一联含油污水处理站、宋二联含油污水处理站处理后最终回注油层，不外排	/	/	/	/	/
水井洗井	水井	洗井污水	石油类	类比法	720	1000	0.72		/	/	/	/	/
原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	物料衡算	10950	1000	10.95	进入宋一联含油污水处理站、宋二联含油污水处理站处理后最终回注油层，不外排	/	/	/	/	/

表 3.10-6 噪声污染源源强核算结果及相关参数表

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源		降噪措施		噪声排放值		持续时间 (h)
				核算方法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB (A)	

井场	抽油	抽油机	连续	类比法	65-80	低噪声设备、定期保养	/	实测法	65-80	8760
----	----	-----	----	-----	-------	------------	---	-----	-------	------

表 3.10-7 固体废物污染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	实测法	0.297	送宋芳屯含油污泥处理站处理	0.297	合理处置, 不外排。
油井作业	油井	落地油	危险废物	实测法	0.5	送宋芳屯含油污泥处理站处理	0.5	合理处置, 不外排。
油井作业	油井	含油废防渗布	危险废物	实测法	3	由有资质单位进行处理	3	合理处置, 不外排。
油田采出水处理	过滤罐	废滤料	危险废物	类比法	0.13	由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理	0.13	合理处置, 不外排。

### 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，且本项目为新区块开发项目，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 3.10-8。

**表 3.10-8 项目污染物排放情况**

种类	污染物名称	单位	现有工程 产生量	本工程 产生量	总排 放量	排放 去向
废气	非甲烷总烃	t/a	/	14.03	14.03	大气
	烟气量	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	/	341	341	大气
	SO <sub>2</sub>	t/a	/	0.0424	0.0424	大气
	NO <sub>x</sub>	t/a	/	0.2029	0.2029	大气
	颗粒物	t/a	/	0.0291	0.0291	大气
废水	油田采出水	t/a	/	10950	0	进入宋一联合油污水处理站、宋二联合油污水处理站处理
	作业污水	m <sup>3</sup> /a	/	220	0	通过罐车回收后送宋一联合油污水处理站、宋二联合油污水处理站处理后回注
	洗井污水	m <sup>3</sup> /a	/	720	0	
固废	含油污泥	t/a	/	0.297	0	统一收集送宋芳屯含油污泥处理站处理
	落地油	t/a	/	0.5	0	
	含油废防渗布	t/a	/	3	0	由有资质单位进行处理
	废滤料	t/a	/	0.13	0	定期由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理
噪声	采油井	dB (A)	/	65~80	65~80	周围环境

## 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宋显围屯周边、白家炉屯西南侧及肇州县五家子东南侧,地理坐标为东经 124°55'21.53"~ 125°1'8.06",北纬 45°52'43.99"~ 46°0'41.74"。具体地理位置见附图 2。

#### 4.1.2 地形地貌

本项目地处松嫩平原西部,草原广阔,无山无岭,地势平坦,西南偏低,东北偏高,海拔高度在 126-165m 之间,地貌表现为波状起伏的平原,高处为平缓漫岗,低处是沼泽以及大大小小的碱泡子。

#### 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

调查区主要分布第四系含水层及新近系泰康组承压含水层。第四系潜水含水层岩性主要是粉细砂,分布稳定,第四系承压含水层岩性为灰白色砂砾石,厚度为 19.0-33.5m。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,含

---

水层顶板埋深在 105.0-142.5m 之间，厚度在 59.5-92.5m 之间。含水层岩性为砂砾岩，孔隙较大，连通性好，渗透性好，富水性强。

#### 4.1.4.2 地表水

区域附近地表水体主要为库里泡，位于本项目 4#平台西侧 1900m 处，水域面积约 55.7km<sup>2</sup>，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)，库里泡无功能区划分，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

本项目区域地质构造属于徐家围子向斜构造的一部分，由于白垩系晚期以来，白垩系明水组没有接受沉积剥蚀，第三系受地质运动影响，沉积大安组地层。第四系长期处于上升阶段，第四系地层沉积较薄，形成了多级阶地。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 (K<sub>2</sub>m)

###### (1) 明水组一段 (K<sub>2</sub>m<sup>1</sup>)

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 (K<sub>2</sub>m<sup>2</sup>)

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 (Q<sub>4</sub>)

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 (Q<sub>3</sub>)

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 (Q<sub>2</sub>)

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  $1.0 \times 10^{-6} \sim 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，为区域弱透水层，由铁质浸染的斑点条带，含铁钙质结核及白色钙质斑点；

第四系与下伏第三系泰康组地层为不整合接触。

## 4.1.6 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 500~100m<sup>3</sup>/d，地下水化学类型以 HCO<sub>3</sub>-Na、HCO<sub>3</sub>-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 m<sup>3</sup>/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 1000-1500m<sup>3</sup>/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 CaCO<sub>3</sub> 计)，水质类型为重碳酸钠型水。

地下水评价范围及区域综合水文地质图见图 4.1-1，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。

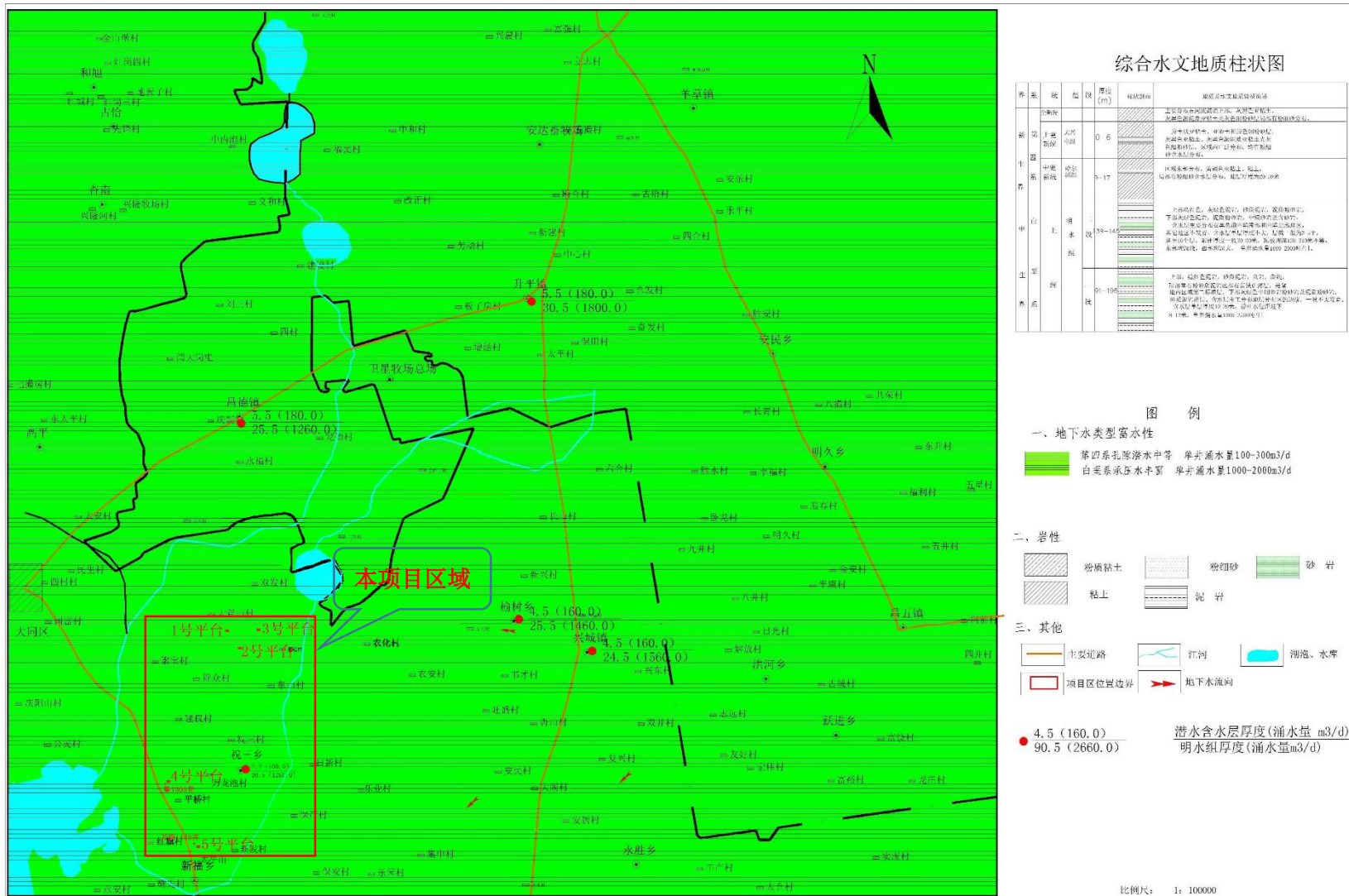


图 4.1-1 项目区域综合水文地质图





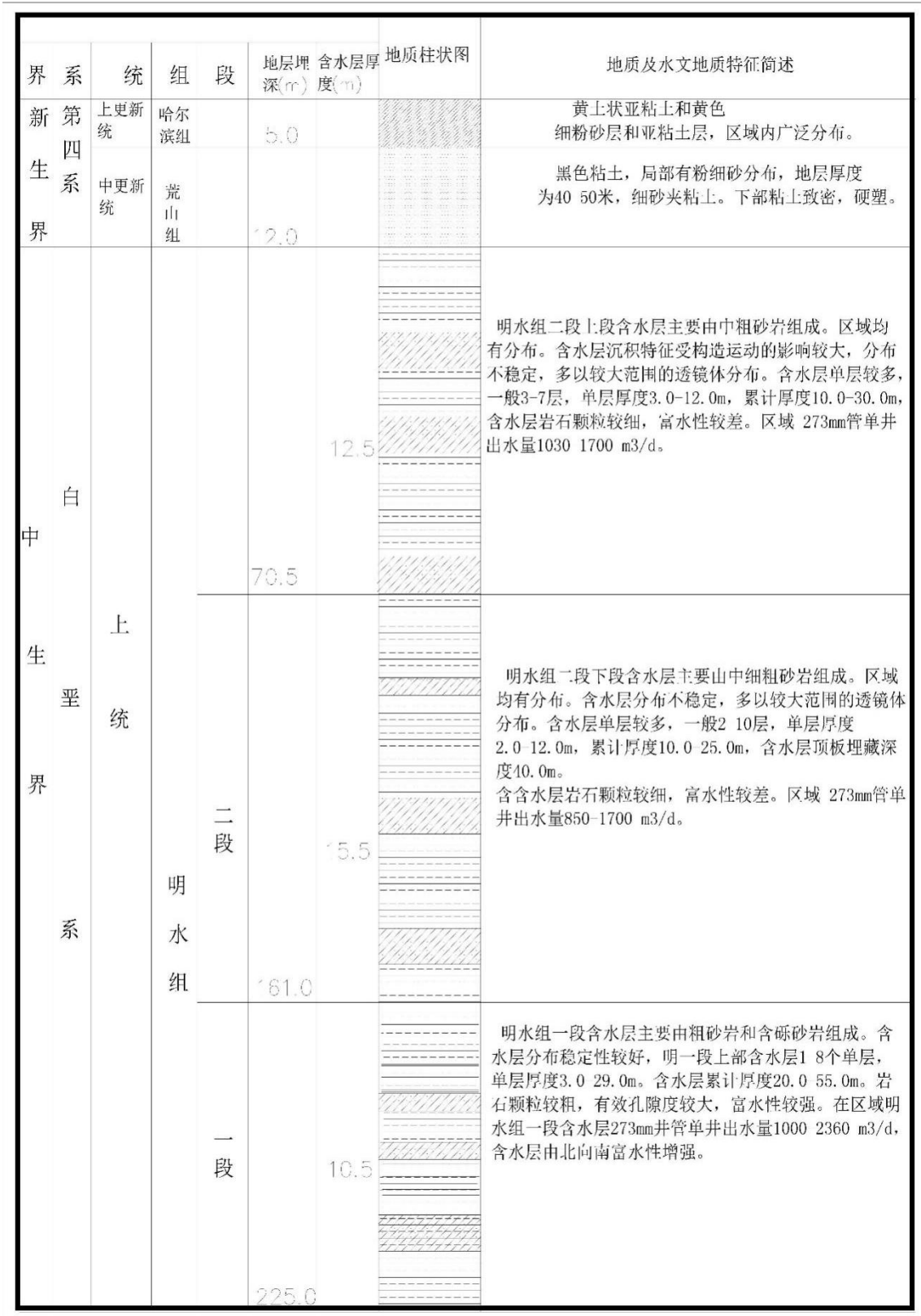


图 4.1-4 区域水文地质柱状图

#### 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，地下水位是北高南低，地下水的径流方向则由北向南。

##### (3) 地下水排泄

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

###### ① 潜水蒸发排泄

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

###### ② 侧向径流排泄

地下水通过同一含水层向区域南部径流流出区域。

### ③人工开采

目前区域已建成集中地下水供水水源1座，钻凿工农业、生活用水井20多眼。区域地下现状年总开采量为 $75.00 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

#### 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，区域潜水位埋深变化较小，水位变化差1.5m左右（见下图4.1-5）。

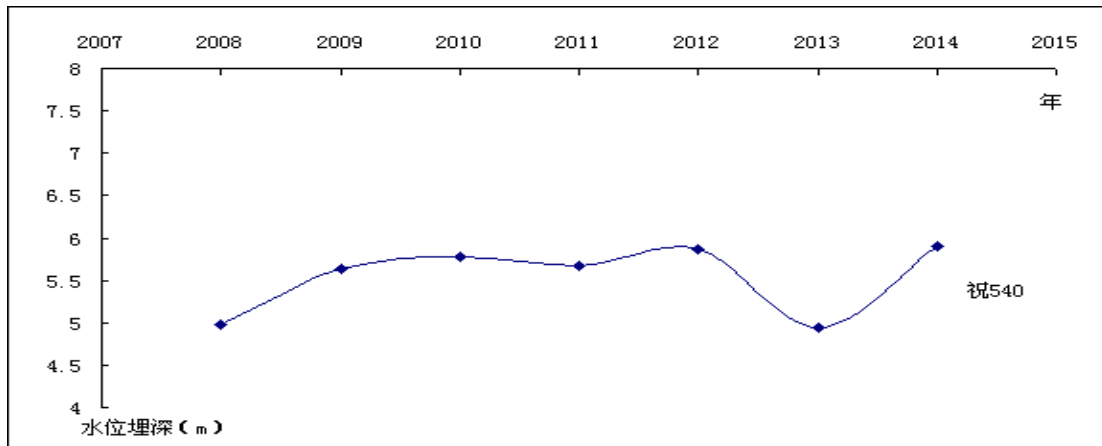


图 4.1-5 区域潜水水位埋深变化曲线

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）。

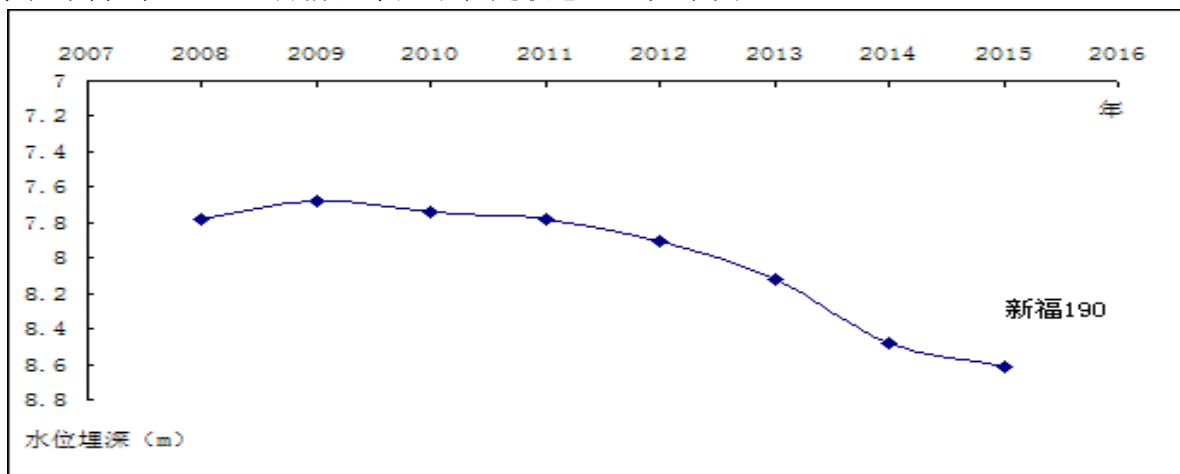


图 4.1-6 区域地下水承压水监测井水位埋深变化曲线

#### 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、草甸土和砂姜黑土，本项目区域土壤类型分布图见附图3。

#### (1) 草甸土

此类土壤是形成农田和草原的主要土壤类型。草甸土主要是在草甸植被下变化而成。因为分布地形较低，地下水较高和气候因素，多数附加有盐化过程，部分附加有潜育化过程。草甸子肥力较高，一般黑土层20~40cm，有机质含量在3~4%，全氮在0.1~0.2%，全磷在0.09~0.12%。土浆粘重，冷浆，耕性不好，通透性差，该类土壤适宜发展水稻、向日葵、甜菜等作物。

#### (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。

#### (3) 砂姜黑土

砂姜黑土发育于河湖相沉积物上经脱沼泽作用而形成的半水成土，因而多分布于山前交接洼地、岗丘间洼地和河间洼地，剖面特征是上为黑土层，下为砂姜层，所以通称砂姜黑土。砂姜黑土具色泽暗淡但有机质含量仅1%左右的黑土层和含较多砂姜甚至成层砂浆的心底土层。砂姜即石灰结核，多在70cm深处开始出现，所以一般并不影响耕作。砂姜黑土大部分较黏，易涝易旱，缺氧缺磷。

### 4.1.10 植被情况

地区内原始植被主要为草甸草原类植物，以中旱生的多年生草本植物为建群种，主要为羊草、针茅、洽草、隐子草和杂类草类型。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、芦苇和杂草等中旱生植物为主。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，粮食作物包括玉米、大豆、高粱、谷子、小麦等，经济作物有向日葵、蓖麻子、油菜子、花生等。

### 4.1.11 动植分布

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

根据《大庆市水务局关于划定大庆市水土流失重点预防区和重点治理区的公告》划定市级水土流失重点预防区和重点治理区公告如下：重点治理区：红岗区杏树岗镇，大同区，林甸县，肇源县，杜蒙县。

本项目所在区域的大同区为水土流失重点治理区。本工程约有16口油水井，2.07km原油集输管道，2.357km注水管道管线及1.877km道路位于该区域内，根据建设单位提供的用地许可证相关内容核实：本工程所占耕地均为基本农田。

本工程所在地区空气环境属二类功能区，声环境属于2类功能区。本油田开发区域内无饮用水源地、自然保护区和重要湿地分布，也不在生态红线内。拟建工程主要环境保护目标分布情况见附图1。

## 4.3 环境质量现状调查与评价

委托大庆中环评价检测有限公司于2021年1月26日至2021年2月1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《2019年大庆市生态环境状况公报》，2019年，大庆市共进行了365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330天，环境空气质量优良率为90.4%。2019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 $3\sim 31\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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 $20\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $6\sim 75\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量一级标准限值；可吸入颗粒物（ $\text{PM}_{10}$ ）年均浓度为 $48\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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 $29\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家二级标准限值；一氧化碳24小时平均第95百分位数为 $0.9\text{mg}/\text{m}^3$ ，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 $118\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $18\sim 177\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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 <sub>2</sub>	年平均质量浓度	9μg/m <sup>3</sup>	60μg/m <sup>3</sup>	15%	达标
NO <sub>2</sub>	年平均质量浓度	20μg/m <sup>3</sup>	40μg/m <sup>3</sup>	50%	达标
PM <sub>10</sub>	年平均质量浓度	48μg/m <sup>3</sup>	70μg/m <sup>3</sup>	68.57%	达标
PM <sub>2.5</sub>	年平均质量浓度	29μg/m <sup>3</sup>	35μg/m <sup>3</sup>	82.86%	达标
CO	第95位日平均质量浓度	0.9mg/m <sup>3</sup>	4mg/m <sup>3</sup>	22.5%	达标
O <sub>3</sub>	第90位8h平均质量浓度	118μg/m <sup>3</sup>	160μg/m <sup>3</sup>	73.75%	达标

以上统计结果表明，项目所在区域内空气污染因子 PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、CO、O<sub>3</sub>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

本项目委托大庆中环评价检测有限公司于2021年1月26日-2021年2月1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4。

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
		经度	纬度				
1	2#平台井场	125.00392	45.99785	非甲烷总烃	2021.1.26-2021.2.1	拟建井平台	--
2	邢大桥屯	125.01528	45.99182		2021.1.26-2021.2.1	2#平台东南侧	1030m
3	4#平台井场	124.92451	45.91186		2021.1.26-2021.2.1	拟建井平台	--
4	平桥村	124.93210	45.90005		2021.1.26-2021.2.1	4#平台东南侧	1335m
5	5#平台井场	124.97104	45.87889		2021.1.26-2021.2.1	拟建井平台	--
6	太平山村	124.97513	45.86968		2021.1.26-2021.2.1	5#平台东南侧	960m

##### (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<sub>i</sub>—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， $\text{mg}/\text{m}^3$ ；

$C_{0i}$ —第*i*种污染物环境质量标准， $\text{mg}/\text{m}^3$ 。

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： $\text{mg}/\text{m}^3$**

监测点位	监测点坐标		污染物	平均时间	评价标准 $\text{mg}/\text{m}^3$	监测浓度 范围 $\text{mg}/\text{m}^3$	最大浓度占标 率%	超标 率%	达标 情况
	经度	纬度							
2#平台井场	125.00392	45.99785	非甲烷 总烃	1h	2	0.34-0.51	25.5	0	达标
邢大桥屯	125.01528	45.99182			2	0.34-0.5	25	0	达标
4#平台井场	124.92451	45.91186			2	0.44-0.6	30	0	达标
平桥村	124.93210	45.90005			2	0.45-0.57	28.5	0	达标
5#平台井场	124.97104	45.87889			2	0.44-0.6	30	0	达标
太平山村	124.97513	45.86968			2	0.44-0.57	28.5	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
山前冲（洪）积	二期 a	一期	一期	一期	一期	一期
滨海（含填海区）	枯丰	一期（√）	一期	枯	一期（√）	一期
其他平原区（√）	枯平丰	一期	一期	二期	一期	一期
黄土地区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
沙漠地区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
丘陵山区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
岩溶裂隙	枯丰	一期	一期	枯丰	一期	一期

岩溶管道	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。						

#### 4.3.2.1 地下水水位监测

根据导则要求，本次评价在调查区域进行了一期地下水水位监测，共布设了27个水位监测点，其中潜水井监测点23个，承压水井监测点4个。

表 4.3-5 地下水水位监测结果

序号	监测点位	经度	纬度	井深 (m)	水位埋深 (m)	地面高程 (m)	地下水位 (m)
1	小围子屯潜水井	125.02418	46.01573	15	4.80	143	138.20
2	大青山村潜水井	124.98882	46.02161	20	4.10	142	137.90
3	宋显围屯潜水井	124.99745	46.00060	17	3.70	142	138.30
4	刘宗林屯潜水井	125.00898	45.98983	15	5.50	143	137.50
5	太平屯潜水井	124.99480	45.98927	18	5.40	143	137.60
6	马家屯潜水井	125.01009	46.02459	18	2.50	141	138.50
7	国强村潜水井	125.04308	46.00160	18	2.60	141	138.40
8	邢大桥屯潜水井	125.01915	45.99218	18	5.50	143	137.50
9	王殿奎屯潜水井	124.96386	46.01870	20	2.60	141	138.40
10	群众村潜水井	124.98523	45.98572	22	3.30	142	138.70
11	白家炉一屯潜水井	124.93801	45.91904	20	2.60	138	135.40
12	白家炉二屯潜水井	124.92452	45.91763	22	2.40	136	133.60
13	平桥村潜水井	124.93369	45.89933	17	2.20	137	134.80
14	三门吕家潜水井	124.95747	45.90162	18	2.80	138	135.20
15	毛家粉房潜水井	124.94635	45.89734	18	3.50	135	131.50
16	牟家粉房潜水井	124.95721	45.93453	20	3.80	136	132.20
17	五家子潜水井	124.96028	45.88085	25	3.70	137	133.30
18	太平山村潜水井	124.97513	45.86968	20	6.20	137	130.80
19	新福乡潜水井	124.96321	45.85887	15	4.80	138	133.20
20	新发村潜水井	124.99866	45.87593	20	6.50	138	131.50
21	庄家屯潜水井	124.93771	45.88176	22	7.60	138	130.40
22	李申屯潜水井	124.94482	45.85697	23	5.40	136	130.60
23	民生村潜水井	124.97824	45.90294	26	6.50	139	132.50
24	太平屯承压水井	124.99480	45.98927	70	11.30	143	131.70
25	太平山村承压水井	124.97513	45.86968	75	4.80	137	132.20
26	小围子屯承压水井	125.02418	46.01573	120	9.60	143	133.40
27	五家子承压水井	124.96028	45.88085	130	5.90	137	131.10

本次利用农村现有的潜水井及承压水井进行监测，评价区内潜水及承压水地下水



6	白家炉一屯潜水井	潜水	124.93801, 45.91904	4#平台东北侧 1110m	20
7	白家炉二屯潜水井	潜水	124.92452, 45.91763	4#平台北侧 490m	22
8	平桥村潜水井	潜水	124.93369, 45.89933	4#平台东南侧 1335m	17
9	五家子潜水井	潜水	124.96028, 45.88085	5#平台西北侧 645m	25
10	太平山村潜水井	潜水	124.97513, 45.86968	5#平台东南侧 960m	20
11	新福乡潜水井	潜水	124.96321, 45.85887	5#平台西南侧 1430m	15
12	太平屯承压水井	承压水	124.99480, 45.98927	2#平台西南侧 970m	70
13	太平山村承压水井	承压水	124.97513, 45.86968	5#平台东南侧 960m	75

## (3) 监测时间及频次

2021年1月26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**

监测时间	2021.1.26					
	小围子屯 (孙家、 潜水)	大青山村 (赵家、 潜水)	宋显围屯 (王家、 潜水)	刘宗林屯 (李家、 潜水)	太平屯 (韩家、 潜水)	标准限值
K <sup>+</sup> (mg/L)	2.22	2.31	3.02	2.52	2.82	-
Na <sup>+</sup> (mg/L)	67.8	58.8	62.4	53.8	64.2	≤200
Ca <sup>2+</sup> (mg/L)	55.4	49.7	51.5	47.2	55.8	-
Mg <sup>2+</sup> (mg/L)	23.7	26.7	21.3	28.7	27.4	-
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/L)	389	367	351	356	366	
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> (mg/L)	0	0	0	0	0	-
Cl <sup>-</sup> (mg/L)	39.8	46.1	43.7	33.7	41.1	≤250
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (mg/L)	33.1	35.4	29.2	26.5	30.5	≤250
pH (无量纲)	7.56	7.96	7.78	7.63	7.88	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	237	236	218	238	254	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	730	704	617	667	715	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.0	2.4	2.2	2.3	2.3	≤3.0
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.686	0.708	0.598	0.645	0.723	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	2.96	3.14	3.08	4.25	4.02	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.327	0.296	0.274	0.313	0.301	≤0.5

六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.28	0.27	0.27	0.26	0.27	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.10	0.08	0.11	0.10	0.10	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	10	12	13	11	13	≤100

续表 4.3-7 地下水水质现状监测结果 单位: mg/L

监测时间	2021.1.26					
	白家炉一屯 (白家、潜水)	白家炉二屯 (王家、潜水)	平桥村 (陈家、潜水)	五家子 (宋家、潜水)	太平山村 (齐家、潜水)	标准限值
K <sup>+</sup> (mg/L)	2.45	2.78	2.55	1.87	2.07	-
Na <sup>+</sup> (mg/L)	66.6	67.3	59.7	41.5	57.9	≤200
Ca <sup>2+</sup> (mg/L)	57.3	55.1	48.4	45.9	48.3	-
Mg <sup>2+</sup> (mg/L)	24.7	25.9	28.7	26.3	29.1	-
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/L)	375	381	347	231	277	
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> (mg/L)	0	0	0	0	0	-
Cl <sup>-</sup> (mg/L)	41.5	40.7	43.7	59.9	68.2	≤250
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (mg/L)	36.7	35.5	39.8	43.5	41.5	≤250
pH (无量纲)	7.75	7.93	7.87	7.78	7.61	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	246	246	241	224	242	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	727	731	690	562	645	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.1	2.2	2.4	2.4	2.2	≤3.0
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.638	0.601	0.678	0.723	0.641	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	3.78	3.25	3.49	3.47	4.02	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.285	0.342	0.298	0.278	0.323	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01

铅 (mg/L)	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.28	0.27	0.29	0.28	0.29	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.08	0.07	0.06	0.12	0.11	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	0.0005L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	11	12	11	13	12	≤100

续表 4.3-7 地下水水质现状监测结果 单位: mg/L

监测时间	2021.1.26			标准限值
	新福乡 (任家、潜水)	太平屯 (胡家、承压水)	太平山村 (张家、承压水)	
K <sup>+</sup> (mg/L)	2.32	1.21	1.25	-
Na <sup>+</sup> (mg/L)	48.8	37.8	34.7	≤200
Ca <sup>2+</sup> (mg/L)	36.8	28.9	29.8	-
Mg <sup>2+</sup> (mg/L)	12.1	13.1	11.4	-
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/L)	223	121	131	
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> (mg/L)	0	0	0	-
Cl <sup>-</sup> (mg/L)	34.1	46.5	33.3	≤250
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (mg/L)	21.9	31.8	27.1	≤250
pH (无量纲)	7.59	7.20	7.31	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	142	127	122	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	450	344	330	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.1	1.6	1.7	≤3.0
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.634	0.498	0.501	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	3.11	1.75	1.78	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.285	0.164	0.196	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.0025L	0.0025L	0.0025L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.28	0.24	0.26	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.09	0.05	0.05	≤0.1

镉 (mg/L)	0.0005L	0.0005L	0.0005L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	12	6	8	≤100

#### 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**

监测时间	2021.1.26				
监测项目	小围子屯	大青山村	宋显围屯	刘宗林屯	太平屯

	(孙家、潜水)	(赵家、潜水)	(王家、潜水)	(李家、潜水)	(韩家、潜水)
Na <sup>+</sup>	0.34	0.29	0.31	0.27	0.32
Cl <sup>-</sup>	0.16	0.18	0.17	0.13	0.16
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.13	0.14	0.12	0.11	0.12
pH	0.37	0.64	0.52	0.42	0.59
总硬度	0.53	0.52	0.48	0.53	0.56
溶解性总固体	0.73	0.70	0.62	0.67	0.72
耗氧量	0.67	0.80	0.73	0.77	0.77
挥发酚	/	/	/	/	/
氰化物	/	/	/	/	/
氟化物	0.69	0.71	0.60	0.65	0.72
硝酸盐	0.15	0.16	0.15	0.21	0.20
亚硝酸盐	/	/	/	/	/
氨氮	0.65	0.59	0.55	0.63	0.60
六价铬	/	/	/	/	/
砷	/	/	/	/	/
铅	/	/	/	/	/
铁	0.93	0.90	0.90	0.87	0.90
汞	/	/	/	/	/
锰	1.00	0.80	<b>1.10</b>	1.00	1.00
镉	/	/	/	/	/
石油类	/	/	/	/	/
总大肠菌群	/	/	/	/	/
菌落总数	0.10	0.12	0.13	0.11	0.13

续表 4.3-8 地下水单因子标准指数计算结果

监测时间	2021.1.26				
	白家炉一屯 (白家、潜水)	白家炉二屯 (王家、潜水)	平桥村(陈家、潜水)	五家子 (宋家、潜水)	太平山村 (齐家、潜水)
Na <sup>+</sup>	0.33	0.34	0.30	0.21	0.29
Cl <sup>-</sup>	0.17	0.16	0.17	0.24	0.27
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.15	0.14	0.16	0.17	0.17
pH	0.50	0.62	0.58	0.52	0.41
总硬度	0.55	0.55	0.54	0.50	0.54
溶解性总固体	0.73	0.73	0.69	0.56	0.65
耗氧量	0.70	0.73	0.80	0.80	0.73

挥发酚	/	/	/	/	/
氰化物	/	/	/	/	/
氟化物	0.64	0.60	0.68	0.72	0.64
硝酸盐	0.19	0.16	0.17	0.17	0.20
亚硝酸盐	/	/	/	/	/
氨氮	0.57	0.68	0.60	0.56	0.65
六价铬	/	/	/	/	/
砷	/	/	/	/	/
铅	/	/	/	/	/
铁	0.93	0.90	0.97	0.93	0.97
汞	/	/	/	/	/
锰	0.80	0.70	0.60	1.20	1.10
镉	/	/	/	/	/
石油类	/	/	/	/	/
总大肠菌群	/	/	/	/	/
菌落总数	0.11	0.12	0.11	0.13	0.12

续表 4.3-8 地下水单因子标准指数计算结果

监测时间	2021.1.26		
	新福乡（张家、潜水）	太平屯（王家、承压水）	太平山村（陈家、承压水）
Na <sup>+</sup>	0.24	0.19	0.17
Cl <sup>-</sup>	0.14	0.19	0.13
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.09	0.13	0.11
pH	0.39	0.13	0.21
总硬度	0.32	0.28	0.27
溶解性总固体	0.45	0.34	0.33
耗氧量	0.70	0.53	0.57
挥发酚	/	/	/
氰化物	/	/	/
氟化物	0.63	0.50	0.50
硝酸盐	0.16	0.09	0.09
亚硝酸盐	/	/	/
氨氮	0.57	0.33	0.39
六价铬	/	/	/
砷	/	/	/
铅	/	/	/
铁	0.93	0.80	0.87

汞	/	/	/
锰	0.90	0.50	0.50
镉	/	/	/
石油类	/	/	/
总大肠菌群	/	/	/
菌落总数	0.12	0.06	0.08

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

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

按矿化度又分为 4 组：A 组矿化度 < 1.5g/L，B 组 1.5~10g/L，C 组 10~40g/L，D 组 > 40g/L。命名时在数字与字母间加连接号，如 1-A 型：指的是  $M < 1.5g/L$ ，阴离子只有  $HCO_3^- > 25\%Meq$ ，阳离子只有 Ca 大于 25 %Meq。49-D 型，表示矿化度大于 40g/L 的 Cl-Na 型水，该型水可能是于海水及海相沉积有关的地下水，或是大陆盐化潜水。

根据本项目地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中  $SO_4^{2-}$ 、 $Cl^-$ 、 $HCO_3^-$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $Na^+$ 、 $K^+$  浓度均值，进而计算各离子 Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-10，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
小围子屯 (孙 家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.057	0.735	7.750	2.85	0.61
	Na <sup>+</sup>	2.948	38.038			
	Ca <sup>2+</sup>	2.770	35.743			
	Mg <sup>2+</sup>	1.975	25.485			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	6.377	77.733	8.204		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.137	13.861			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.690	8.406			
大青山村 (赵 家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.059	0.809	7.326	4.84	0.59
	Na <sup>+</sup>	2.557	34.898			
	Ca <sup>2+</sup>	2.485	33.921			
	Mg <sup>2+</sup>	2.225	30.372			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	6.016	74.543	8.071		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.317	16.319			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.738	9.138			
宋显围屯 (王 家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.077	1.084	7.140	3.19	0.56
	Na <sup>+</sup>	2.713	37.995			
	Ca <sup>2+</sup>	2.575	36.062			
	Mg <sup>2+</sup>	1.775	24.858			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	5.754	75.602	7.611		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.249	16.405			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.608	7.993			
刘宗林屯 (李 家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.065	0.903	7.155	1.35	0.55
	Na <sup>+</sup>	2.339	32.690			
	Ca <sup>2+</sup>	2.360	32.982			
	Mg <sup>2+</sup>	2.392	33.425			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	5.836	79.391	7.351		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	0.963	13.098			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.552	7.510			
太平屯 (韩 家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.072	0.911	7.937	0.81	0.59
	Na <sup>+</sup>	2.791	35.168			

	Ca <sup>2+</sup>	2.790	35.152	7.810		
	Mg <sup>2+</sup>	2.283	28.768			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	6.000	76.828			
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.174	15.036			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.635	8.136			
白家炉一屯 (白家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.063	0.797	7.882	1.35	0.60
	Na <sup>+</sup>	2.896	36.738			
	Ca <sup>2+</sup>	2.865	36.350			
	Mg <sup>2+</sup>	2.058	26.115			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	6.148	75.916	8.098		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.186	14.642			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.765	9.442			
白家炉二屯 (王家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.071	0.901	7.911	1.48	0.61
	Na <sup>+</sup>	2.926	36.989			
	Ca <sup>2+</sup>	2.755	34.826			
	Mg <sup>2+</sup>	2.158	27.284			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	6.246	76.652	8.148		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.163	14.271			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.740	9.076			
平桥村(陈家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.065	0.875	7.473	1.93	0.57
	Na <sup>+</sup>	2.596	34.735			
	Ca <sup>2+</sup>	2.420	32.385			
	Mg <sup>2+</sup>	2.392	32.005			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	5.689	73.247	7.766		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.249	16.077			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.829	10.677			
五家子(宋家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.048	0.756	6.339	0.51	0.45
	Na <sup>+</sup>	1.804	28.464			
	Ca <sup>2+</sup>	2.295	36.205			
	Mg <sup>2+</sup>	2.192	34.575			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	3.787	59.128	6.405		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.711	26.722			

	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.906	14.150			
太平山村（齐家、潜水）	K <sup>+</sup>	0.053	0.716	7.410	0.38	0.52
	Na <sup>+</sup>	2.517	33.971			
	Ca <sup>2+</sup>	2.415	32.589			
	Mg <sup>2+</sup>	2.425	32.724			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	4.541	61.747	7.354		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.949	26.496			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.865	11.756			
新福乡（任家、潜水）	K <sup>+</sup>	0.059	1.183	5.030	0.56	0.38
	Na <sup>+</sup>	2.122	42.185			
	Ca <sup>2+</sup>	1.840	36.584			
	Mg <sup>2+</sup>	1.008	20.048			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	3.656	71.875	5.086		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	0.974	19.155			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.456	8.970			

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
太平屯（胡家、承压水）	K <sup>+</sup>	0.031	0.737	4.211	2.89	0.28
	Na <sup>+</sup>	1.643	39.027			
	Ca <sup>2+</sup>	1.445	34.313			
	Mg <sup>2+</sup>	1.092	25.923			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1.984	49.906	3.975		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	1.329	33.426			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.663	16.668			
太平山村（张家、承压水）	K <sup>+</sup>	0.032	0.805	3.981	4.15	0.27
	Na <sup>+</sup>	1.509	37.900			
	Ca <sup>2+</sup>	1.490	37.430			
	Mg <sup>2+</sup>	0.950	23.865			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	2.148	58.619	3.664		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	0.951	25.970			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0.565	15.411			

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

HCO<sub>3</sub>-Na+Ca+Mg, 5-A型淡水型为主, 局部地区为HCO<sub>3</sub>-Na+Ca, 4-A型淡水型, 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除锰外均满足《地下水质量标准》(GB/T148488-2017)中的Ⅲ类标准要求。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高, 主要是由于评价区域地层中富含锰矿物, 还原条件下转化的Mn<sup>2+</sup>在CO<sub>2</sub>作用下溶入地下水中, 形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为4-A型HCO<sub>3</sub>-Na+Ca淡水、5-A型HCO<sub>3</sub>-Na+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。

各层分布具体如下:

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

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

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

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

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

##### (2) 包气带现状监测

##### ①监测点位

本项目布设4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	备注
1	已建太东 187-斜 79 井	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (124.92265, 45.91083)
2	太东 187-斜 79 井场南侧 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点 (124.92279, 45.90901)
3	已建太东 214-斜 116 井	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (124.96809, 45.88000)
4	太东 214-斜 116 井场北侧 200m 耕地	0~20cm、20~40cm	清洁对照点 (124.96803, 45.88141)
5	芳深 2 转油站	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (125.01055, 46.04657)
6	芳深 2 转油站北侧 200m	0~20cm、20~40cm	清洁对照点 (125.01055, 46.04657)
7	祝 3 转油站	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (125.02977, 45.94647)
8	祝 3 转油站东侧 200m	0~20cm、20~40cm	清洁对照点 (125.02977, 45.94647)
9	肇 35 转油站	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (124.99593, 45.90659)
10	肇 35 转油站南侧 200m	0~20cm、20~40cm	清洁对照点 (124.99593, 45.90659)

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1月26日。

④监测结果

**表 4.3-13 包气带现状调查结果**

监测时间	2021.01.26			
监测项目	太东 187-斜 79		太东 187-斜 79 井场南侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH (无量纲)	8.47	8.35	7.96	7.74
铅 (μg/L)	5.6	5.4	5.5	5.2
总铬 (mg/L)	0.16	0.13	0.18	0.17
汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类 (mg/L)	0.19	0.16	0.17	0.14
挥发酚 (mg/L)	0.0030	0.0025	0.0018	0.0016
监测项目	太东 214-斜 116		太东 214-斜 116 井场北侧 200m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH (无量纲)	8.54	8.39	8.01	7.83
铅 (μg/L)	5.4	5.2	5.6	5.3

总铬 (mg/L)	0.17	0.15	0.14	0.11
汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类 (mg/L)	0.18	0.17	0.15	0.12
挥发酚 (mg/L)	0.0028	0.0021	0.0017	0.0012
监测项目	芳深 2 转油站		芳深 2 转油站北侧 200m	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH (无量纲)	8.07	8.01	7.75	7.68
铅 (μg/L)	5.0	5.1	5.2	5.1
总铬 (mg/L)	0.16	0.14	0.13	0.12
汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类 (mg/L)	0.17	0.15	0.16	0.12
挥发酚 (mg/L)	0.0021	0.0020	0.0018	0.0013
监测项目	祝 3 转油站		祝 3 转油站东侧 200m	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH (无量纲)	8.25	8.17	7.95	7.79
铅 (μg/L)	5.3	5.1	5.0	5.1
总铬 (mg/L)	0.17	0.14	0.16	0.13
汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类 (mg/L)	0.18	0.15	0.14	0.12
挥发酚 (mg/L)	0.0025	0.0021	0.0019	0.0015
监测项目	肇 35 转油站		肇 35 转油站南侧 200m	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH (无量纲)	8.18	8.11	7.99	7.84
铅 (μg/L)	5.3	5.4	5.2	5.1
总铬 (mg/L)	0.16	0.14	0.12	0.10
汞 (μg/L)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
砷 (μg/L)	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
石油类 (mg/L)	0.16	0.14	0.13	0.09
挥发酚 (mg/L)	0.0020	0.0017	0.0016	0.0015
注：实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”。				
计量单位：pH 无量纲，铅、汞和砷 μg/L，总铬和石油类、挥发酚为 mg/L。				

从调查结果可知，评价区域内包气带中汞、砷均未检出，且污染控制点与清洁对照点

油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大，评价区域内包气带未被污染。

### 4.3.3 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1月26日~2021年1月27日对本项目周边的地表水体库里泡进行了监测。

##### (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
库里泡	肇 1303 井场西侧 1150m	124.89399, 45.91268

##### (2) 监测因子

pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD<sub>5</sub>、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温。

##### (3) 监测频率

pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD<sub>5</sub>、总磷、总氮、石油类连续取样 2 天，每天一次；溶解氧和水温每间隔 6 h 取样监测一次。

##### (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**

监测时间	2021.1.26	2021.1.27	
监测点位	库里泡		
pH	8.22	8.24	
COD <sub>Cr</sub>	46	48	
氨氮	0.574	0.576	
石油类	0.01L	0.01L	
高锰酸盐指数	8.4	8.1	
BOD <sub>5</sub>	9.2	9.4	
总磷	0.07	0.06	
总氮	1.75	1.81	
溶解氧	02:00	9.7	10.5
	08:00	9.6	10.1
	14:00	10.3	9.9
	20:00	10.4	9.8
水温 (°C)	02:00	0	0

	08:00	0	0
	14:00	0	0
	20:00	0	0

#### 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：

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

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

$C_{i,j}$ ——评价因子*i*在*j*点的实测统计代表值，mg/L；

$C_{s,i}$ ——评价因子*i*的水质评价标准限值，mg/L。

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，℃。

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），无关于库里泡功能区划，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**

监测时间	2021.1.26	2021.1.27	
监测点位	库里泡		
pH	0.61	0.62	
COD <sub>Cr</sub>	<b>1.15</b>	<b>1.2</b>	
氨氮	0.29	0.29	
石油类	/	/	
高锰酸盐指数	0.56	0.54	
BOD <sub>5</sub>	0.92	0.94	
总磷	0.35	0.3	
总氮	0.88	0.91	
溶解氧	09:00	0.21	0.19
	15:00	0.21	0.20
	21:00	0.19	0.20
	01:00	0.19	0.20

由评价结果可知，监测时段库里泡环境质量除 COD 超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准外，其余监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的V类标准限值要求，根据现场调查可知 COD 超标的主要原因为周边农业活动造成面源污染并随雨水汇入，加之自身净化能力较弱导致。

### 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 7 个监测点，监测点布设见表 4.3-17，具体监测点位见附图 4。

**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	1#平台井场	124.99824, 46.00778	拟建井场
N2	2#平台井场	125.00392, 45.99785	拟建井场

N3	3#平台井场	125.01568, 46.00860	拟建井场
N4	4#平台井场	124.92451, 45.91186	拟建井场
N5	5#平台井场	124.97104, 45.87889	拟建井场
N6	肇1303井场	124.92265, 45.91083	拟建井场
N7	芳斜1148井场	124.96809, 45.88000	拟建井场

## (2) 监测时间及频次

监测时间：2021年1月26日~2021年1月27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)**

监测点位	2021.01.26		2021.01.27	
	昼间 (08:00~08:20)	夜间 (22:00~22:20)	昼间 (08:00~08:20)	夜间 (22:00~22:20)
1#平台井场	41.3	40.7	41.7	40.5
监测点位	2021.01.26		2021.01.27	
	昼间 (08:30~08:50)	夜间 (22:30~22:50)	昼间 (08:30~08:50)	夜间 (22:30~22:50)
2#平台井场	43.3	42.7	43.5	42.1
监测点位	2021.01.26		2021.01.27	
	昼间 (09:00~09:20)	夜间 (23:00~23:20)	昼间 (09:00~09:20)	夜间 (23:00~23:20)
3#平台井场	42.5	41.6	42.7	41.4
监测点位	2021.01.26		2021.01.27	
	昼间 (09:30~09:50)	夜间 (23:30~23:50)	昼间 (09:30~09:50)	夜间 (23:30~23:50)
4#平台井场	43.5	42.2	43.4	42.5
监测点位	2021.01.26		2021.01.27	
	昼间 (10:00~10:20)	夜间 (00:00~00:20)	昼间 (10:00~10:20)	夜间 (00:00~00:20)
5#平台井场	42.5	41.4	42.3	41.8
监测点位	2021.01.26		2021.01.27	
	昼间 (10:30~10:50)	夜间 (00:30~00:50)	昼间 (10:30~10:50)	夜间 (00:30~00:50)
肇1303井场	44.5	43.7	44.1	43.4
监测点位	2021.01.26		2021.01.27	

	昼间 (10:00~10:20)	夜间 (01:00~01:20)	昼间 (10:00~10:20)	夜间 (01:00~01:20)
芳斜 1148 井场	42.8	41.9	42.4	41.7

#### 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	拟建 1#平台井场永久占地内			拟建 2#平台井场西北侧 470m 处的宋显围屯土壤	拟建 4#平台井场西南侧 425m 处草地	拟建 4#平台井场西南侧 765m 处林地	
经纬度	124.99824, 46.00778			124.99856, 46.00072,	124.91842, 45.90534	124.92095, 45.90504	
层次	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm	
现场记录	颜色	褐色	褐色	褐色	黄色	黄色	黄色
	结构	块状	面状	面状	块状	块状	块状
	质地	壤土	壤土	壤土	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--	植物根系	植物根系	植物根系
实测	pH 值	8.23	8.16	8.20	8.17	7.74	7.89
	阳离子交换	14.2	12.4	11.9	13.1	12.8	11.7

实验室测定	(cmol+/kg)						
	氧化还原电位 (mv)	235	212	198	232	211	199
	饱和导水率(μm/s)	1.212	1.028	0.972	1.210	1.024	0.977
	土壤容重 (g/cm <sup>3</sup> )	1.47	1.46	1.44	1.32	1.38	1.49
	孔隙度(%)	44.5	44.9	45.7	50.2	47.9	43.8

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 1# 平台井场永久占地内			0-0.5m 块状结构 壤土
			0-0.5m 面状结构 壤土
			0-0.5m 面状结构 壤土
			
拟建 2# 平台井场西北侧 470m 处的宋显围屯土壤		/	0-0.2m 块状结构 壤土
			
拟建 4# 平台井场西南侧 425m 处草地		/	0-0.2m 块状结构 壤土
			
		/	0-0.2m 块状结构 壤土

拟建 4# 平台井 场西南 侧 765m 处林地			
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 4。

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 1#平台井场永久占地内	124.99824, 46.00778	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
2	拟建 2#平台井场永久占地内	125.00392, 45.99785		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
3	拟建 3#平台井场永久占地内	125.01568, 46.00860		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
4	拟建 4#平台井场永久占地内	124.92451, 45.91186		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
5	拟建 5#平台井场永久占地内	124.97104, 45.87889		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
6	拟建肇 1303 井场永久占地内	124.99824, 46.00778		采取表层样，在 0~0.2m 取样
7	拟建芳斜 1148 井场永久占地内	124.97104, 45.87889		采取表层样，在 0~0.2m 取样
8	拟建 2#平台井场西北侧 470m 处的宋显围屯土壤	124.99856, 46.00072	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值	采取表层样，在 0~0.2m 取样

9	拟建 5#平台井场东侧 500 m 处耕地	124.97927, 45.87913	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618—2018）中的筛选值	采取表层样，在 0~0.2m 取样
10	拟建 4#平台井场西南侧 425m 处草地	124.91842, 45.90534		采取表层样，在 0~0.2m 取样
11	拟建 4#平台井场西南侧 765m 处林地	124.92095, 45.90504		采取表层样，在 0~0.2m 取样

## （2）监测项目

1#~8#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（C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>）。共 47 项。

9#~11#点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>），共 10 项。

## （3）监测时间

1#~8#及 10#~11#点位监测时间：2021 年 1 月 26 日。9#点位监测时间：2021 年 3 月 12 日

## （4）监测频次

采样 1 次，分别对各采样土壤进行监测因子全分析。

## （5）监测结果

**表 4.3-22 建设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	2021.1.26								
监测项目	测点位及监测结果								
	拟建 1#平台井场永久占地内			拟建 2#平台井场永久占地内			拟建 3#平台井场永久占地内		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	8.23	8.16	8.20	8.28	8.17	8.21	8.30	8.25	8.20
镉（Cd）	0.11	0.09	0.10	0.10	0.08	0.07	0.11	0.07	0.09
汞（Hg）	0.020	0.024	0.017	0.022	0.023	0.019	0.021	0.024	0.015
砷（As）	3.85	3.71	3.77	3.88	3.74	3.65	3.87	3.79	3.68

铅 (Pb)	23	19	17	21	22	18	23	20	17
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	19	20	15	17	14	16	15	17	19
镍 (Ni)	21	23	19	22	24	20	24	25	21
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+ 对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙 烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

顺-1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒈	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a, h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表 4.3-22 建设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	2021.1.26								
监测项目	测点位及监测结果								
	拟建 4#平台井场永久占地内			拟建 5#平台井场永久占地内			拟建肇 1303 井场永久占地内	拟建芳 斜 1148 井场永久占地内	拟建 2# 平台井场西北侧 470m 处的宋显围屯土壤
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm
pH	8.33	8.27	8.15	8.27	8.21	8.16	8.32	8.24	8.17
镉 (Cd)	0.10	0.11	0.08	0.11	0.10	0.09	0.11	0.09	0.07
汞 (Hg)	0.023	0.020	0.017	0.021	0.019	0.016	0.022	0.020	0.015
砷 (As)	3.89	3.74	3.65	3.81	3.75	3.62	3.77	3.82	3.60
铅 (Pb)	21	19	16	20	21	15	20	22	14
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	17	14	16	14	16	13	16	14	12
镍 (Ni)	23	22	23	24	23	20	24	25	19
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
麝	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

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	2021.1.26		
监测项目	监测点位及监测结果		
	拟建 5#平台井场东侧 500 m 处耕地	拟建 4#平台井场西南侧 425m 处草地	拟建 4#平台井场西南侧 765m 处林地
	(0-20cm)	(0-20cm)	(0-20cm)
pH	8.07	7.74	7.89
镉	0.08	0.09	0.10
汞	0.018	0.019	0.016
砷	3.67	3.73	3.81
铅	18	17	15
铬	48	43	46
铜	16	13	14
镍	21	22	20
锌	53	50	49
石油烃	未检出	未检出	未检出

#### 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<sub>i</sub>-土壤中 i 种污染物污染指数；

C<sub>i</sub>-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#~7#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；8#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；9#~11#监测点位土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

### (3) 评价结果

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

**表 4.3-24 建设用地土壤环境质量现状评价结果（ $P_i$  值）**

监测时间	2021.1.26								
监测项目	测点位及评价结果								
	拟建 1#平台井场永久占地内			拟建 2#平台井场永久占地内			拟建 3#平台井场永久占地内		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
镉 (Cd)	0.0017	0.0014	0.0015	0.0015	0.0012	0.0011	0.0017	0.0011	0.0014
汞 (Hg)	0.0005	0.0006	0.0004	0.0006	0.0006	0.0005	0.0006	0.0006	0.0004
砷 (As)	0.0642	0.0618	0.0628	0.0647	0.0623	0.0608	0.0645	0.0632	0.0613
铅 (Pb)	0.0288	0.0238	0.0213	0.0263	0.0275	0.0225	0.0288	0.0250	0.0213
铬 (六价)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
铜 (Cu)	0.0011	0.0011	0.0008	0.0009	0.0008	0.0009	0.0008	0.0009	0.0011
镍 (Ni)	0.0233	0.0256	0.0211	0.0244	0.0267	0.0222	0.0267	0.0278	0.0233
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	/	/	/	/	/	/	/	/	/
1,1,1,2-四氯 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)	/	/	/	/	/	/	/	/	/

续表 4.3-24 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (P<sub>i</sub>值)

监测时间	2021.1.26								
监测项目	测点位及评价结果								
	拟建 4#平台井场永久占地内			拟建 5#平台井场永久占地内			拟建肇 1303 井场永久占地内	拟建芳 斜 1148 井场永久占地内	拟建 2# 平台井场西北侧 470m 处的宋显围屯土壤
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm
镉 (Cd)	0.0015	0.0017	0.0012	0.0017	0.0015	0.0014	0.0017	0.0014	0.0035
汞 (Hg)	0.0006	0.0005	0.0004	0.0006	0.0005	0.0004	0.0006	0.0005	0.0019
砷 (As)	0.0648	0.0623	0.0608	0.0635	0.0625	0.0603	0.0628	0.0637	0.1800
铅 (Pb)	0.0263	0.0238	0.0200	0.0250	0.0263	0.0188	0.0250	0.0275	0.0350
铬 (六价)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
铜 (Cu)	0.0009	0.0008	0.0009	0.0008	0.0009	0.0007	0.0009	0.0008	0.0060

镍 (Ni)	0.0256	0.0244	0.0256	0.0267	0.0256	0.0222	0.0267	0.0278	0.1267
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	/	/	/	/	/	/	/	/	/
蒾	/	/	/	/	/	/	/	/	/
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	/	/	/	/	/	/	/	/	/

表 4.3-25 农用地土壤环境质量现状评价结果

监测时间	2021.1.26		
监测项目	监测点位及评价结果		
	拟建 5#平台井场东侧 500 m 处耕地	拟建 4#平台井场西南侧 425m 处草地	拟建 4#平台井场西南侧 765m 处林地
	(0-20cm)	(0-20cm)	(0-20cm)
镉	0.13	0.150	0.167
汞	0.0053	0.006	0.005
砷	0.147	0.149	0.152
铅	0.106	0.100	0.088
铬	0.192	0.172	0.184
铜	0.16	0.130	0.140
镍	0.11	0.116	0.105
锌	0.117	0.167	0.163
石油烃	/	/	/

#### (4) 评价结论

从表中可以看出，评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

（GB36600-2018）中表1建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内村屯土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；评价范围内草地、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。

#### 4.3.6 生态环境现状评价

评价区域土地类型主要为耕地、草地、林地、住宅用地及工业用地等，草地主要为一般草地，林地主要为其它林地，耕地主要为旱田。具体土地利用类型见表4.3-26，项目区域土地利用现状图见图4.3-2。

**表 4.3-26 油田开发土地利用现状**

序号	土地类型	占地面积（hm <sup>2</sup> ）	百分比
1	草地	6.9	0.5%
2	耕地	1323.4	95.34%
3	林地	3.3	0.24%
4	住宅用地	49.6	3.57%
5	工业用地	4.8	0.35%
合计		1388	100%

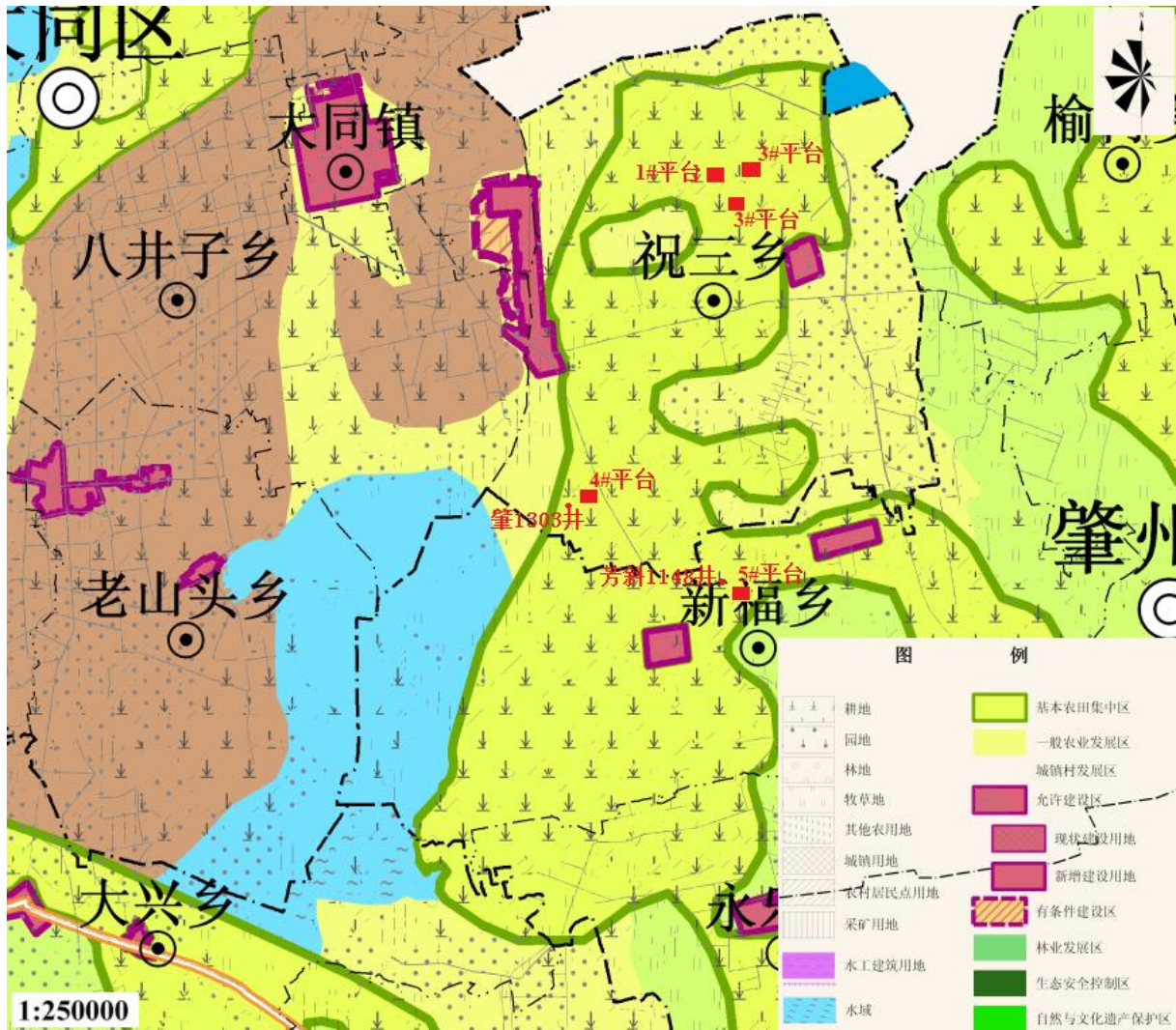


图 4.3-2 区域土地利用现状图

#### 4.3.6.1 植物区系特征

本项目区域内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(*Stipabaicalensis*)、大针茅(*S. grandis*)、线叶菊(*Filifolium sibiricum*)、星星草(*Puccinelliatenuifolia*)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(*Orostachyscartilaginous*)等。华北植物区系成分所占比例不大，主要有细叶地榆(*Samguisorbatenuifolia*)、柴胡(*Bupleurum scorzonerifolium*)、糙隐子草(*C. squarrosa*)等。

#### 4.3.6.2 主要植被类型

评价区域内植被类型以草甸、经济林、农田为主。

### (1) 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。

#### ①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-Spodipogon 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*)、羊草-野大麦群丛 (*Leymus Chinensis-Hordetum*)、羊草-虎尾草群丛 (*Leymus Chinensis-Chiorisvigata*)、羊草-碱蒿群丛 (*Leymus Chinensis-Artemisetum*)等。羊草草甸草原是草原植被中经济价值最高的类型。由于羊草营养价值在整个生长季都很高,适口性强,适于调制干草,是最重要的自然割草场和放牧场。但目前因过度放牧和碱化,草场退化严重。

#### ②盐生草甸植被

星星草草甸 (*Form. Puccinellia tenuiflora*)。广泛分布在退化草地的碱斑和盐碱化湖泊周围,但面积较小,生境较低湿,常有短期积水。此类草甸盖度变化很大,40%~80%。由于生境条件严酷,常以星星草为单优势,甚至无伴生种,可混有少量羊草、野大麦 (*Hordeum brevisublatum*)、朝鲜碱茅 (*Puccinelliachinampoensis*)、碱地风毛菊 (*Saussurea runcinata*)、碱地肤 (*Kochia sieversianavar. 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 glancae*)。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。

#### (2) 经济林

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

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

#### (3) 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。

### 4.3.6.3 生态环境质量现状分析

该区原生生态系统为多年生草本植物群落，现部分转变为人工种植的作物群体，使区域内的生态环境发生了变化。

### 4.3.6.4 植物群落

项目所在地区草地土壤为含盐量很高的苏打碱化草甸盐土，主要生长一些盐生植物群落，如碱蓬、星星草、碱蒿等群落。由于气候干旱及油田开发影响，油田道路和管线的建设改变了原来的地貌，地表高低不平，原生植被受到一定的影响，道路两侧季节性低洼积水处长有盖度较高的芦苇群落。

### 4.3.6.5 水文效应的改变

根据对草原植被和农作物地面空气绝对湿度、相对湿度、地表温度进行观测的结果表明：5、6月草原地表绝对湿度和相对湿度高于农田，7、8月农田地表绝对湿度和相对湿度又高于草原；5、6月农田地表气温高于草原，7、8月农田地表气温低于草原。

从春季干旱时期调节气候的角度看农田不如草原。

### 4.3.6.6 农田生态系统

#### (1) 耕地生产条件分析

大庆市属北温带大陆季风气候，夏季高温多雨，雨热同季，有利于农作物生长发育，为当地的农业生产带来有利条件。

#### (2) 农业生态系统生产力

农业生态系统属于比较典型的人工生态系统，带有强烈的人工干扰，因此其生产力水平视人工投入量的多少而定。区域光、热、水等农业生产条件比较充足，土壤为黑钙土、草甸土、盐碱土。

### (3) 农田动物

评价范围内农业生产活动频度和强度都比较高，地域原有的野生动物基本消失，伴之而来的地域物种主要与农业生产活动有关，较大型哺乳类动物基本绝迹，但小型哺乳类特别是鼠类仍为常见种。野生动物主要有普通刺猬 (*Erinaceus amurensis Schrenk*)、东北兔 (*Lepus mandschuricus Radde*)、黄鼬 (*Mustela sibirica Pallas*)、褐家鼠 (*Rattus nitidus*)、小家鼠 (*Mus musculus L.*)、大仓鼠 (*Cricetulus triton*)、东方田鼠 (*Microtus fortis Buchner*)、普通田鼠 (*Microtus arvalis*) 等 10 余种啮齿目、兔形目和食肉目动物。

由于农业区内人类活动干扰较大，躲避天敌的条件较差，因此鸟类一般不会在此繁殖。区内鸟类主要为村栖型等伴人鸟类，如喜鹊 (*P. pica sericea Gould*)、小嘴乌鸦 (*C. corone orientalis Evers*)、麻雀 (*P. montanus montanus*)、家燕 (*H. rustica gutturalis Scopoli*) 等，也有一些小型水鸟在芦苇荡内栖息和繁殖。

### (4) 农田防护林体系

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

## 4.3.6.7 草地生态系统

### (1) 植被群落与分布

草地主要集中分布于评价区内西部、北部和东部地区，该区域以前主要是以羊草为代表的羊草—杂类草草甸，目前已退化；覆盖度一般在 50% 左右，在部分碱斑上的植被发育不良或裸露，株高一般不超过 30cm，以碱蓬为主。

盐碱化草甸原有的地带性植被为羊草草原，由于地势低洼积水，地下返盐，造成土壤的盐渍化，加上过渡放牧，草甸逐渐演变成盐化草甸，植被群落也演替为盐生植被。

盐化草甸组成群落类型的主要成分是一些耐盐碱的多年生和一年生的中生植物。种类成分较单纯，据不完全统计有 65 种，分属 21 科，42 属。

除了地势较高处生长羊草外，低洼积水处生长着一些盐生植被，如碱茅、碱蓬、马蔺等。盐碱化草甸生态系统十分脆弱，破坏后不易恢复，也是本区土壤风蚀的主要部位之一。

### (2) 草地植被生物量

植被的生物量反映了植被的生产力水平，是区域生态环境质量的重要标志。区内羊草—杂类草草原由于气候和人为等原因，破坏比较严重，盐碱化程度较高，虽然近年进行了生态恢复治理，使已退化的草地植被逐渐有所恢复，但与六、七十年代相比其草原质量也仅是原来的50~60%。整个草地盖度在40~60%左右，平均株高44~55cm。杂类草较多，优质牧草比例较低，除羊草外还大量生长着虎耳草、拂子茅、针茅、糙隐子草、飞燕草、角蒿、碱篷、碱蒿等。据样方调查，草地生物量为0.65~0.85t/hm<sup>2</sup>（地面以上部分的风干重），平均为在0.75t/hm<sup>2</sup>左右。

#### 4.3.6.8 生态环境现状评价结论

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耕地为主，工程所在区域内主要土壤类型以黑钙土、草甸土、盐碱土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少。

### 4.4 区域污染源调查

#### 4.4.1 大气污染源

本项目位于农村地区，区域大气污染源主要来自农村居民生活燃用燃料（煤、植物秸秆等）排放的烟气，污染物主要为SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>及颗粒物等。

#### 4.4.2 地表水污染源

本项目评价区域地表水污染源，主要为区域农业生产农药、化肥使用形成的面源，雨季随地表径流携带污染物汇入地表水体。

#### 4.4.3 地下水污染源

本项目评价区域地下水污染源，主要为区域农业生产农药、化肥使用形成的面源，雨季随地表径流携带污染物入渗地下水体。

#### 4.4.4 噪声污染源

本项目评价区域空旷，无工业噪声污染源存在；区域声环境主要受道路交通噪声、农村生活噪声影响。

## 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) 施工车辆尾气

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 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )
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) 施工车辆扬尘

各种施工材料的运输给运输道路的沿线带来扬尘污染，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。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  $8\sim 10\text{mg}/\text{m}^3$ 。运输物料的车辆必须封盖

严密，严禁散落；运输车辆驶出工地前须除泥降尘，严禁泥土尘沙带出工地；施工场地干燥时适当洒水抑尘，物料堆放应定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等。

### (3) 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 <sup>3</sup> )	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、依托场站加热装置新增负荷增加的烟气。

### (1) 烃类气体

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14.03

t/a，主要排放位置有井场、集输管道阀门、计量间、阀组间等位置，均以面源形式排放。估算模型参数表见表 5.1-3。

**表 5.1-3 估算模型参数表**

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

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，密闭集输的井场占比 1.8%，本工程最大平台井场为 4#平台经常，有 4 口油井，非甲烷总烃逸散量为 0.067t/a，排放速率为 0.0077kg/h，污染源参数见表 5.1-4。

**表 5.1-4 项目新增非甲烷总烃排放面源参数统计表**

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /km	面源宽度 /km	面源有效排放高度/m	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度						NMHC
4#平台井场	124.92513	45.91158	134	0	58	30	1.5	0.0077

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**

下风向距离	4#平台井场	
	NMHC 浓度(μg/m <sup>3</sup> )	NMHC 占标率(%)
50.0	73.2180	3.6609
100.0	65.1100	3.2555
200.0	41.3770	2.0689
300.0	31.7690	1.5884
400.0	25.7140	1.2857
500.0	21.7160	1.0858
600.0	18.6140	0.9307
700.0	16.1480	0.8074
800.0	14.1840	0.7092

900.0	12.8970	0.6449
1000.0	11.5060	0.5753
1200.0	9.3879	0.4694
1400.0	7.8625	0.3931
1600.0	6.7205	0.3360
1800.0	5.8384	0.2919
2000.0	5.1397	0.2570
2500.0	3.9071	0.1954
3000.0	3.1116	0.1556
3500.0	2.5614	0.1281
4000.0	2.1613	0.1081
4500.0	1.8590	0.0930
5000.0	1.6236	0.0812
10000.0	0.6592	0.0330
11000.0	0.5817	0.0291
12000.0	0.5189	0.0259
13000.0	0.4671	0.0234
14000.0	0.4236	0.0212
15000.0	0.3868	0.0193
20000.0	0.2646	0.0132
25000.0	0.1969	0.0098
下风向最大浓度	73.3570	3.6679
下风向最大浓度出现距离	53.0	53.0
D10%最远距离	/	/

(2) 加热装置烟气

本工程运营期产生的废气主要来自依托场站加热炉烟气量，预测因子为 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、颗粒物，依托场站新增污染物排放量见表 5.1-6。

表5.1-6 本工程新增烟气污染物排放情况一览表

点源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒高度 m	出口内径 m	烟气流速 m/s	烟气温度 °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 <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	颗粒物
芳深2转油站	125.01055	46.04657	8m	0.6	0.1	87	8760	正常	0.00137	0.00791	0.00112
祝3转油站	125.02977	45.94647	8m	0.6	0.07	87	8760	正常	0.00168	0.00735	0.0011

肇35 转油 站	124.99593	45.90659	8m	0.6	0.2	87	8760	正常	0.00179	0.0079	0.00111
----------------	-----------	----------	----	-----	-----	----	------	----	---------	--------	---------

采用 AERSCREEN 估算模式的计算结果进行预测评价。预测结果具体见表 5.1-7~表 5.1-9。

**表5.1-7 芳深2转油站估算模式计算结果**

下风向距 离	芳深2转油站					
	SO <sub>2</sub> 浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	SO <sub>2</sub> 占标 率(%)	NO <sub>x</sub> 浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	NO <sub>x</sub> 占标 率(%)	PM <sub>10</sub> 浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	PM <sub>10</sub> 占 标率(%)
50.0	0.8067	0.1613	4.6575	1.8630	0.6595	0.1466
100.0	0.6310	0.1262	3.6432	1.4573	0.5158	0.1146
200.0	0.4268	0.0854	2.4643	0.9857	0.3489	0.0775
300.0	0.3378	0.0676	1.9502	0.7801	0.2761	0.0614
400.0	0.2733	0.0547	1.5781	0.6313	0.2235	0.0497
500.0	0.2581	0.0516	1.4903	0.5961	0.2110	0.0469
600.0	0.2360	0.0472	1.3625	0.5450	0.1929	0.0429
700.0	0.2143	0.0429	1.2373	0.4949	0.1752	0.0389
800.0	0.1953	0.0391	1.1279	0.4512	0.1597	0.0355
900.0	0.1784	0.0357	1.0298	0.4119	0.1458	0.0324
1000.0	0.1622	0.0324	0.9363	0.3745	0.1326	0.0295
1200.0	0.1447	0.0289	0.8352	0.3341	0.1183	0.0263
1400.0	0.1627	0.0325	0.9395	0.3758	0.1330	0.0296
1600.0	0.1287	0.0257	0.7433	0.2973	0.1052	0.0234
1800.0	0.1151	0.0230	0.6646	0.2658	0.0941	0.0209
2000.0	0.1081	0.0216	0.6240	0.2496	0.0884	0.0196
2500.0	0.0920	0.0184	0.5312	0.2125	0.0752	0.0167
3000.0	0.0816	0.0163	0.4712	0.1885	0.0667	0.0148
3500.0	0.0734	0.0147	0.4236	0.1695	0.0600	0.0133
4000.0	0.0643	0.0129	0.3710	0.1484	0.0525	0.0117
4500.0	0.0586	0.0117	0.3383	0.1353	0.0479	0.0106
5000.0	0.0525	0.0105	0.3029	0.1212	0.0429	0.0095
10000.0	0.0333	0.0067	0.1925	0.0770	0.0273	0.0061
11000.0	0.0303	0.0061	0.1747	0.0699	0.0247	0.0055
12000.0	0.0279	0.0056	0.1609	0.0643	0.0228	0.0051
13000.0	0.0256	0.0051	0.1479	0.0592	0.0209	0.0047
14000.0	0.0236	0.0047	0.1362	0.0545	0.0193	0.0043
15000.0	0.0218	0.0044	0.1257	0.0503	0.0178	0.0040
20000.0	0.0152	0.0030	0.0876	0.0351	0.0124	0.0028
25000.0	0.0110	0.0022	0.0637	0.0255	0.0090	0.0020

下风向最大浓度	0.8311	0.1662	4.7987	1.9195	0.6795	0.1510
下风向最大浓度出现距离	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0
D10%最远距离	/	/	/	/	/	/

表5.1-8 祝3转油站估算模式计算结果

下风向距离	祝3转油站					
	SO <sub>2</sub> 浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	SO <sub>2</sub> 占标率(%)	NO <sub>x</sub> 浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	NO <sub>x</sub> 占标率(%)	PM <sub>10</sub> 浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	PM <sub>10</sub> 占标率(%)
50.0	1.0969	0.2194	4.7989	1.9196	0.7182	0.1596
100.0	0.8007	0.1601	3.5033	1.4013	0.5243	0.1165
200.0	0.5504	0.1101	2.4078	0.9631	0.3604	0.0801
300.0	0.4323	0.0865	1.8914	0.7565	0.2831	0.0629
400.0	0.3655	0.0731	1.5990	0.6396	0.2393	0.0532
500.0	0.3380	0.0676	1.4786	0.5914	0.2213	0.0492
600.0	0.3048	0.0610	1.3335	0.5334	0.1996	0.0443
700.0	0.2732	0.0546	1.1954	0.4782	0.1789	0.0398
800.0	0.2485	0.0497	1.0870	0.4348	0.1627	0.0362
900.0	0.2228	0.0445	0.9745	0.3898	0.1458	0.0324
1000.0	0.2044	0.0409	0.8943	0.3577	0.1338	0.0297
1200.0	0.1846	0.0369	0.8074	0.3230	0.1208	0.0269
1400.0	0.1720	0.0344	0.7525	0.3010	0.1126	0.0250
1600.0	0.1601	0.0320	0.7005	0.2802	0.1048	0.0233
1800.0	0.1486	0.0297	0.6503	0.2601	0.0973	0.0216
2000.0	0.1387	0.0277	0.6070	0.2428	0.0908	0.0202
2500.0	0.1200	0.0240	0.5248	0.2099	0.0785	0.0175
3000.0	0.1019	0.0204	0.4459	0.1783	0.0667	0.0148
3500.0	0.0906	0.0181	0.3965	0.1586	0.0593	0.0132
4000.0	0.0834	0.0167	0.3648	0.1459	0.0546	0.0121
4500.0	0.0764	0.0153	0.3341	0.1336	0.0500	0.0111
5000.0	0.0706	0.0141	0.3087	0.1235	0.0462	0.0103
10000.0	0.0439	0.0088	0.1920	0.0768	0.0287	0.0064
11000.0	0.0400	0.0080	0.1750	0.0700	0.0262	0.0058
12000.0	0.0365	0.0073	0.1597	0.0639	0.0239	0.0053
13000.0	0.0335	0.0067	0.1465	0.0586	0.0219	0.0049
14000.0	0.0308	0.0062	0.1346	0.0539	0.0202	0.0045
15000.0	0.0283	0.0057	0.1238	0.0495	0.0185	0.0041
20000.0	0.0194	0.0039	0.0847	0.0339	0.0127	0.0028
25000.0	0.0142	0.0028	0.0620	0.0248	0.0093	0.0021

下风向最大浓度	1.1089	0.2218	4.8514	1.9406	0.7261	0.1613
下风向最大浓度出现距离	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0	55.0
D10%最远距离	/	/	/	/	/	/

表5.1-9 肇35转油站估算模式计算结果

下风向距离	肇35转油站					
	SO <sub>2</sub> 浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	SO <sub>2</sub> 占标率(%)	NO <sub>x</sub> 浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	NO <sub>x</sub> 占标率(%)	PM <sub>10</sub> 浓度 (μg/m <sup>3</sup> )	PM <sub>10</sub> 占标率(%)
50.0	0.8252	0.1650	3.6417	1.4567	0.5117	0.1137
100.0	0.7388	0.1478	3.2607	1.3043	0.4581	0.1018
200.0	0.4819	0.0964	2.1270	0.8508	0.2989	0.0664
300.0	0.3851	0.0770	1.6995	0.6798	0.2388	0.0531
400.0	0.3159	0.0632	1.3940	0.5576	0.1959	0.0435
500.0	0.2728	0.0546	1.2042	0.4817	0.1692	0.0376
600.0	0.2584	0.0517	1.1402	0.4561	0.1602	0.0356
700.0	0.2417	0.0483	1.0665	0.4266	0.1499	0.0333
800.0	0.2238	0.0448	0.9876	0.3950	0.1388	0.0308
900.0	0.2069	0.0414	0.9133	0.3653	0.1283	0.0285
1000.0	0.1906	0.0381	0.8413	0.3365	0.1182	0.0263
1200.0	0.1655	0.0331	0.7304	0.2921	0.1026	0.0228
1400.0	0.1487	0.0297	0.6562	0.2625	0.0922	0.0205
1600.0	0.1353	0.0271	0.5971	0.2388	0.0839	0.0186
1800.0	0.1240	0.0248	0.5474	0.2189	0.0769	0.0171
2000.0	0.1190	0.0238	0.5252	0.2101	0.0738	0.0164
2500.0	0.1053	0.0211	0.4646	0.1858	0.0653	0.0145
3000.0	0.0939	0.0188	0.4145	0.1658	0.0582	0.0129
3500.0	0.0838	0.0168	0.3698	0.1479	0.0520	0.0115
4000.0	0.0765	0.0153	0.3376	0.1351	0.0474	0.0105
4500.0	0.0712	0.0142	0.3141	0.1256	0.0441	0.0098
5000.0	0.0651	0.0130	0.2872	0.1149	0.0403	0.0090
10000.0	0.0375	0.0075	0.1653	0.0661	0.0232	0.0052
11000.0	0.0343	0.0069	0.1512	0.0605	0.0212	0.0047
12000.0	0.0313	0.0063	0.1383	0.0553	0.0194	0.0043
13000.0	0.0288	0.0058	0.1271	0.0508	0.0179	0.0040
14000.0	0.0266	0.0053	0.1173	0.0469	0.0165	0.0037
15000.0	0.0247	0.0049	0.1089	0.0436	0.0153	0.0034
20000.0	0.0174	0.0035	0.0770	0.0308	0.0108	0.0024
25000.0	0.0132	0.0026	0.0584	0.0234	0.0082	0.0018

下风向最大浓度	0.8558	0.1712	3.7772	1.5109	0.5307	0.1179
下风向最大浓度出现距离	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0
D10%最远距离	/	/	/	/	/	/

本项目 Pmax 最大值出现为 4 平台井场排放的 NMHC Pmax 值为 3.6679%, Cmax 为 73.357 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ , 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 分级判据, 确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

### (3) 污染物排放量核算

#### ① 正常工况下大气污染物年排放量核算

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

本项目大气污染物有组织排放量核算见表 5.1-10。

**表 5.1-10 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 /( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	核算排放速率 /( $\text{kg}/\text{h}$ )	核算年排放量 /( $\text{t}/\text{a}$ )
主要排放口					
/	/	/	/	/	/
主要排放口合计		/	/	/	/
一般排放口					
1	芳深 2 转油站加热炉	SO <sub>2</sub>	13.2	0.00137	0.012
		NO <sub>x</sub>	76.2	0.00791	0.0693
		颗粒物	10.8	0.00112	0.0098
2	祝 3 转油站加热炉	SO <sub>2</sub>	16.2	0.00168	0.0147
		NO <sub>x</sub>	70.8	0.00735	0.0644
		颗粒物	10.5	0.0011	0.0096
3	肇 35 转油站加热炉	SO <sub>2</sub>	17.3	0.00179	0.0157
		NO <sub>x</sub>	76	0.0079	0.0692
		颗粒物	10.7	0.00111	0.0097
一般排放口合计		SO <sub>2</sub>			0.0424
		NO <sub>x</sub>			0.2029

	颗粒物	0.0291
有组织排放总计		
有组织排放总计	SO <sub>2</sub>	0.0424
	NO <sub>x</sub>	0.2029
	颗粒物	0.0291

本项目大气污染物无组织排放量核算见表 5.1-11。

**表 5.1-11 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 <sup>3</sup> )		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m <sup>3</sup> )	
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	14.03
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			14.03

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-12。

**表 5.1-12 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 <sub>2</sub>	0.0424
2	NO <sub>x</sub>	0.2029
3	颗粒物	0.0291
4	非甲烷总烃	14.03

#### ②非正常工况下大气污染物年排放量核算

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

#### (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》（GB 39728-2020）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 3.6679%，最大地面浓度为 73.357 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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、压裂反排液等污染物。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宋一联合油污水处理站、宋二联合油污水处理站满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 10mg/L，悬浮固体 5mg/L 规定后回注油层，不外排；产生的压裂返排液由罐车统一收集后拉运至宋二联合压裂液无害化处理系统处理后进入污水处理系统，经污水处理系统处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 10mg/L，悬浮固体 5mg/L 规定后回注油层。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宋一联合油污水处理站、宋二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 10mg/L，悬浮固体 5mg/L 规定后回注油层，不外排；作业污水通过罐车回收后送宋一联合油污水处理站、宋二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 10mg/L，悬浮固体 5mg/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，是指油水井的洗井、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宋芳屯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 2m，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 2.2t/d，工程有 4 口油井位于一个平台，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 36.7kg。

#### (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

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

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；水流速度 u 为 0.018m/d，纵向弥散系数  $0.5m^2/d$ ，横向弥散系数  $0.05m^2/d$ ，含水层厚度以 3.5m 计。

(5) 预测结果

集油管道泄漏 100d、1000d 对地下水的影响预测结果见表 5.2-1、图 5.2-1~5.2-2。

表 5.2-1 集油管道泄漏对地下水的影响预测结果表 (mg/L)

污染物	预测时间	下游最大浓度	超标最远距离	超标面积	最远影响距离	影响面积
石油类	100 天	27.9mg/L	46m	2000m <sup>2</sup>	50m	2400m <sup>2</sup>
	1000 天	7.64mg/L	97.5m	5157m <sup>2</sup>	106.5m	6805m <sup>2</sup>
	3000 天	106.2mg/L	515m	64600m <sup>2</sup>	536m	78000m <sup>2</sup>

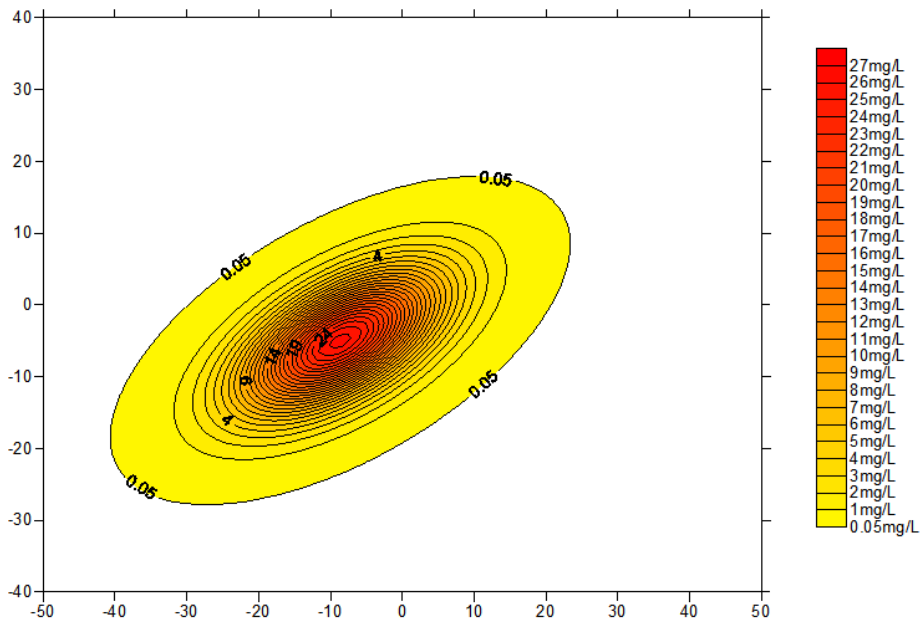


图 5.2-1 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图

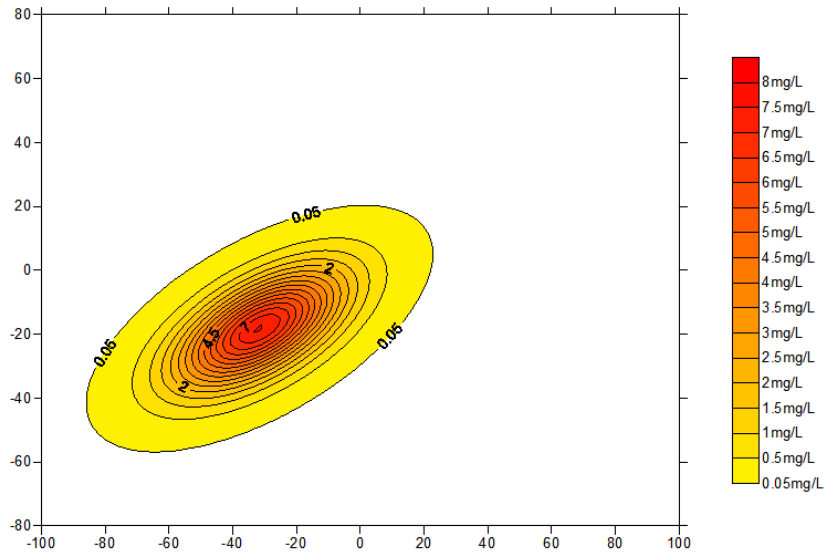


图 5.2-2 集油管道泄漏后 1000 天污染物浓度分布图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏 100d 后，下游最大浓度为：27.9mg/l，超标距离最远为 46m，预测范围内的超标面积为 2000m<sup>2</sup>，影响距离最远为下游 50m，预测范围内的影响面积为 2400m<sup>2</sup>。集油管道泄漏 1000d 后，下游最大浓度为：7.64mg/l，超标距离最远为 97.5m，预测范围内的超标面积为 5157m<sup>2</sup>，影响距离最远为下游 106.5m，预测范围内的影响面积为 6805m<sup>2</sup>。由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。

### 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 2.2t/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 220kg/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

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间, d；

C(x, y, t) —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, m<sup>2</sup>/d；DT—横向 y 方向的弥散系数, m<sup>2</sup>/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 0.5m<sup>2</sup>/d, 横向弥散系数 0.05m<sup>2</sup>/d。承压水含水层厚度 25m。

### (4) 预测结果

表 5.2-2 油井套管泄漏对地下水的影影响预测结果表 (mg/L)

污染物	预测时间	超标距离	超标面积	最远影响距离	影响面积
石油类	100 天	48m	3015m <sup>2</sup>	51m	3452m <sup>2</sup>
	1000 天	94m	11052m <sup>2</sup>	100m	12566m <sup>2</sup>
	3000 天	294m	88825m <sup>2</sup>	311m	101300m <sup>2</sup>

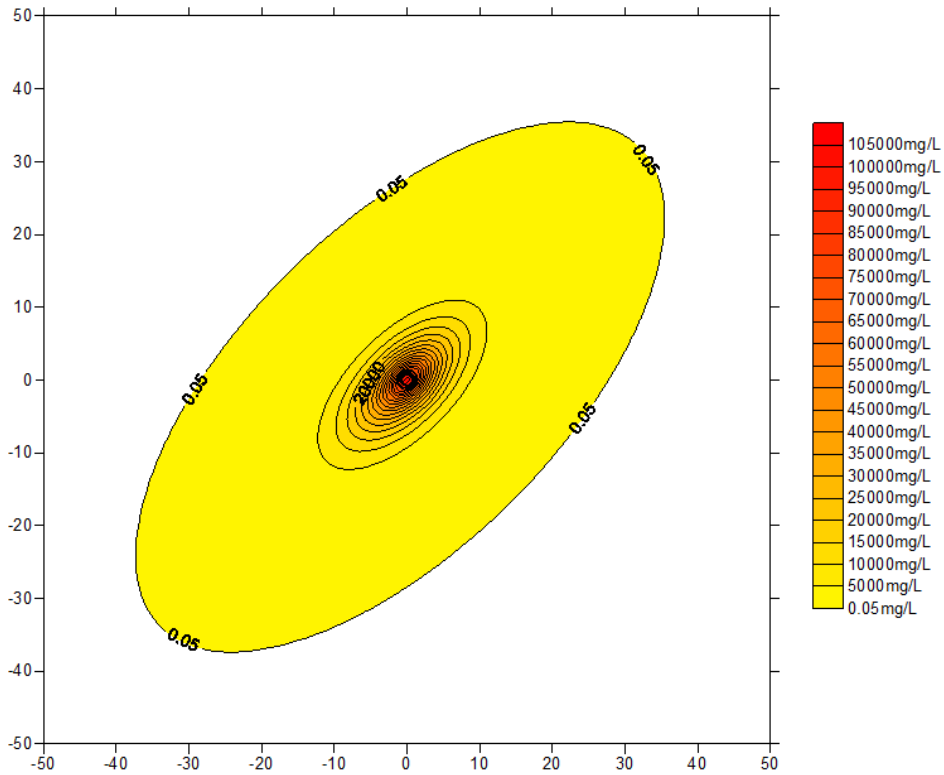


图 5.2-3 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图

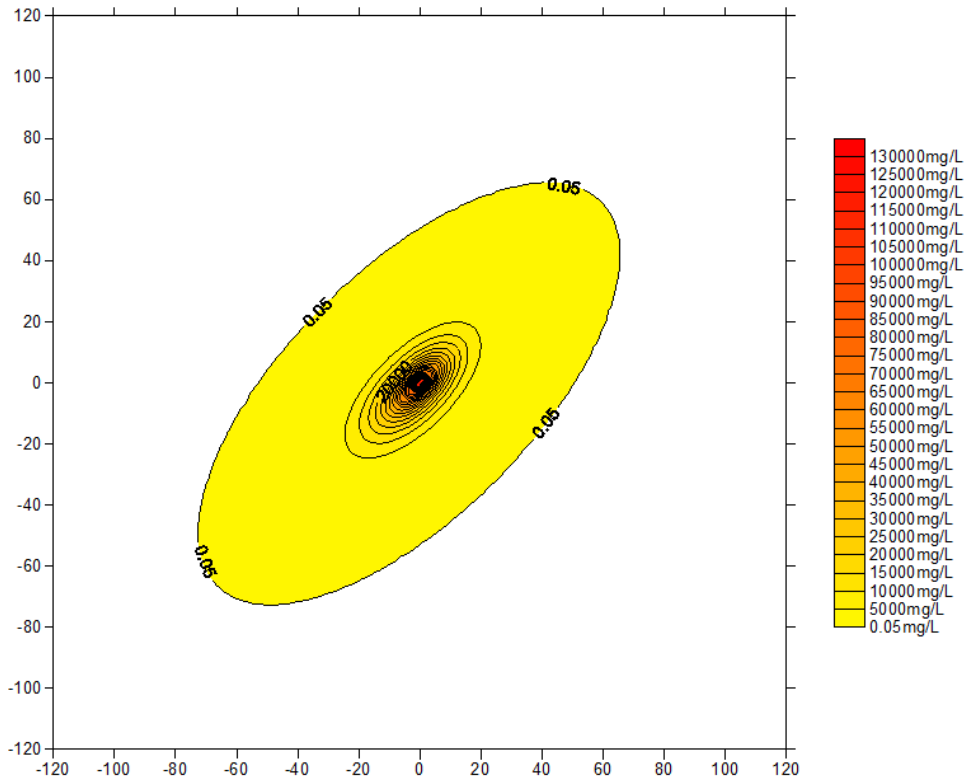


图 5.2-4 油井套管泄漏 1000 天，石油类污染扩散平面图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，套损并固井层破损泄漏 100d

后，超标距离为下游 48m，预测范围内超标面积为 3015m<sup>2</sup>；影响距离为下游 51m，预测范围内影响面积为 3452m<sup>2</sup>。套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 94m，预测范围内超标面积为 11052m<sup>2</sup>；影响距离为下游 100m，预测范围内影响面积为 12566m<sup>2</sup>。套损泄漏 3000d 后，超标距离为下游 294m，预测范围内超标面积为 88825m<sup>2</sup>；影响距离为下游 311m，预测范围内影响面积为 101300m<sup>2</sup>。

本区块油井距离水井最近距离超过 600m，污染物在此处的浓度值极小，近似为零，所以本项目对环境敏感点的影响较小，但是应定期监测。

## 5.2.4 地下水环境保护措施与建议

### 5.2.4.1 地下水环境分区防渗措施

从以上分析表明，油田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但原油、含油污水的跑、冒、滴、漏，如处理不及时则可能造成污染。因此提出如下污染分区防控区、相关措施及建议：

#### (1) 重点防控区及防渗措施

地下井管线，集油管线采取重点防渗措施。其中地下井管线作业期间必须使用双层套管技术进行清洁生产审计，使表层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，进一步防止污染地下水。定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

集油管线采取重点防渗措施。管道外防腐等级应采用加强级；管道连接方式应采用焊接；管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于 2mm 后采用管道内防腐；定期对罐体、管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；

#### (2) 简单防渗区及相关措施

井场地面属于简单防渗区，地面应压实。作业期间的防渗措施为搭建防渗围堰及防渗布。定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油水井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

### 5.2.4.2 地下水环境监测与管理

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，存档包括建设项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，各生产设施、油井套管、集油管线及污染防控措

施等设施的运行状况、维护记录，同时对监测结果进行信息公开。根据地下水影响预测结果，工程对环境敏感点产生影响的可能性小，依托钻井工程中村屯已建井进行定期监测。跟踪监测井水质石油类符合地表水Ⅰ类水质标准。跟踪监测计划见表5.2-3，监测点位图见图5.2-5。

**表 5.2-3 地下水环境影响跟踪监测计划表**

点位	功能	监测因子	坐标	位置	监测层位	监测频次
小围子	背景监测点	pH、挥发 酚、石油 类	125.02329, 46.01519	3#平台东北侧 820m	潜水	1次/年
太平屯	跟踪监测点		124.99454, 45.98916	2#平台西南侧 970m	潜水	1次/年
农田灌溉 井	跟踪监测点		124.93403, 45.89975	4#平台东南侧 1335m	潜水	1次/年
新福乡	跟踪监测点		124.96808, 45.8614	5#平台西南侧 1430m	潜水	1次/年

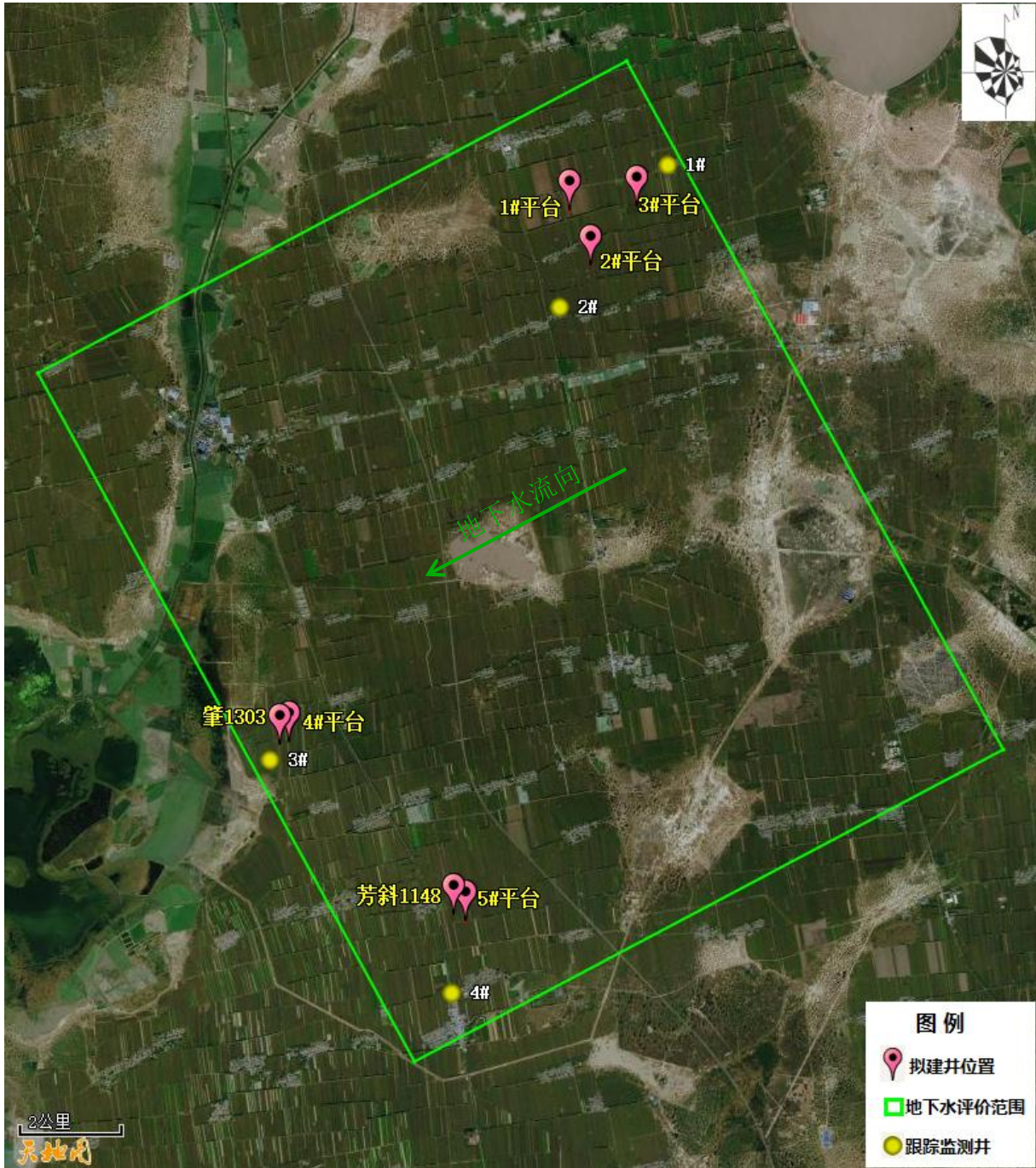


图 5.2-5 地下水跟踪监测布点图

### 5.2.5 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抽油机和场站机泵产生的持续性噪声源。本工程噪声源的种类及数量较少，周围较空旷，敏感目标噪声级增高量在5 dB(A)以下，因此，声环境评价等级为二级。

### 5.3.1 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抽油机，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

序号	噪声源	发声源	噪声源强度 dB (A)
1	采油井	抽油机	65~80

## (2) 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)；

$\alpha$ —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 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	100 m	150m	200m
井场	81.02	61.02	55.0	51.5	49.0	47.0	41.02	37.5	35.0

从预测结果看出，井场噪声在距井 40-45m（长边厂界）距离的位置可以衰减到 50.0 dB (A)，在 30m 可以衰减到 55.0 dB (A)（短边厂界），故井场厂界在昼间满足 60 dB (A) 要求，夜间在短边界超标。

## (3) 结论

本工程运行期，采油井在经过一定距离衰减后能够达到《工业企业厂界环境噪声排放

标准》(GB12348-2008)2类标准的要求。同时井场距离周围200m内无声敏感目标,对区域声环境影响不大。为了更好的保护区域声环境,建议工程采取以下措施:

- ① 井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备;
- ② 对噪声值较高的设备,根据其产生噪声的特性,采用相应的减振、消音、隔声等降噪措施;
- 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、过硫酸钾废包装袋等。

#### (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,剩余废料拉运至第八采油厂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。

#### (3) 过硫酸钾废包装袋

过硫酸钾废包装袋产生量约0.015t,根据《国家危险废物名录(2021年)》,过硫酸钾废包装袋属于HW49其他废物,危险废物代码为900-041-49“含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质”。根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告2017年第43号)相关规定,危险废物不能直接进行填埋处理,本项目不对硫酸钾废包装袋进行暂存,过硫酸钾废包装经收集后直接交有资质单位统一处理。

目前建设单位尚未明确委托的危险废物处理单位,根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单中,有能力处理该危险废物的企业有黑龙江云水环境技术服务有限公司及大庆圣德雷特化工有限公司,详细情况如下:

- ① 黑龙江云水环境技术服务有限公司,经营范围:HW02-06、HW08-09、HW11-14、HW17-28、HW30-31、HW34-40、HW45-48、HW49(900-044-49、900-045-49除外)、HW50等危险废物类别,核准经营规模34180t/a(其中焚烧9800t/a、填埋24380t/a),焚烧目前处置量为20t/d。

②大庆圣德雷特化工有限公司，经营范围：HW08-废矿物油与含矿物油废物(071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-204-08、900-210-08、900-212-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08)、HW49(900-041-49)等危险废物类别，核准经营规模 HW08 类 50000t/a，HW49 类 25 万只/年。

以上企业可处理危险废物类别为 HW49 的危险废物，能够满足本项目处理需求。建议建设单位从中选取一家或几家单位委托处理，并加强对过硫酸钾废包装袋转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。

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、场站污水处理装置产生的废滤料。

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、废滤料属于 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、落地油运送至宋芳屯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，废滤料由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理。

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，泄露。从事落地油和油泥砂运输的单位在接到通知后，按照《危险废物污染防治技术政策》和《危险废物转移联单管理办法》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宋芳屯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

该项目场站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是短期可逆的，施工结束后，被占用的土地开始恢复。

#### 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。

#### 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，一是在管线铺设和道路建设时，会对地表植被造成破坏；二是管线和道路网络对生态系统的分割效应。

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

### 5.5.3 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。

本工程永久占用耕地面积为 $0.9205\text{hm}^2$ ，占用的农作物均为玉米，玉米产量按 $7.5\text{t}/\text{hm}^2$ 计算，永久占地按10年损失计算，共损失玉米 $69.04\text{t}$ ，玉米价格按1500元/t计算，其经济价值约为10.35万元。本工程占用的耕地为基本农田，对永久占用的耕地进行经济补偿。

临时占地上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降20%-40%。本工程临时占用耕地 $10.765\text{hm}^2$ ，玉米产量按 $7.5\text{t}/\text{hm}^2$ 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 $129.2\text{t}$ 。玉米价格按1500元/t计算，其经济价值为19.38万元。工程完工后，临时占地逐年恢复生产力，继续种植农作物，并且将所占耕地恢复为原本质量的耕地。

#### 5.5.4 防沙治沙影响分析

##### 5.5.4.1 防沙治沙现状及土地沙化成因

###### (1) 土地沙化成因

导致土地沙化扩展的原因很多，除全球气候变暖、持续干旱等自然因素的影响外，最直接最主要的因素是由于近年来人口和经济压力增大，对沙区土地资源过度索取等不合理人为因素的影响。人为因素主要表现在：一是滥垦。沙区大多为贫困地区，且基本没有农业以外的经济支柱，许多地方无计划、无节制地进行开垦，边开垦，边撂荒，导致土地沙化。二是滥牧。据统计，沙区草原牲畜超载36%，有些地区甚至高达100%。从第二次沙化土地监测结果分析，监测区域61.9%（115.2万平方公里）的草原发生了沙化、退化。三是滥伐。沙区过度樵采、乱砍滥伐林草植被导致部分地区土地沙化现象十分严重，治理速度抵不上破坏速度。四是滥采。沙区滥采中药材、搂发菜等现象十分突出，大面积破坏植被，加剧土地沙化。五是水资源的不合理利用。长期以来，水资源开发利用缺乏有效监管和调控。上游截水、过度用水，致使中、下游地区生态用水短缺，植被退化、土地沙化。由于大规模开采地下水，造成地下水位急剧下降，大片沙生植被干枯死亡，导致土地再度沙化。

###### (2) 区域沙化土地分布及治理状况

本次产能建设工程位于黑龙江省西北部（大庆市），黑龙江省是全国土地沙化危害较为严重的省份之一，沙区土地面积410.36万公顷，占全省总土地面积的9%，沙化土地面积49.57万公顷，有明显沙化趋势土地36.64万公顷。自1978年开展以防沙治沙为重点的“三北工程”以来，沙区林地面积已达35.7万公顷，森林覆盖率由建设初期的不足2%提高到8.7%，区域性防沙治沙体系已经基本形成。但是全省土地沙化问题仍然比较严重，治理任务十分艰巨，形势依然不容乐观，还有49.5万公顷沙化土和36.6万公顷有明显沙化趋势土地亟待治理，防沙治沙工作任重道远。

### (3) 防沙治沙工作经验

本地区防沙治沙工作开展的比较晚，水利部门、林业部门、畜牧部门曾在风沙区和草原区进行过人工植树、封育管护和人工种草、开发饲料基地等工作，取得了一定的经验及成效，区域生态环境得到了恢复和改善，但由于资金少、措施单一、治理范围小，目前尚未形成规模。通过地区内开发建设项目水土保持工程实施情况及地区政府近年开展的水保工作的调查总结，防沙治沙工作的治理经验主要有2点：

一是防沙治沙工程与主体工程同时施工。开发建设工程对新增水土流失的治理要首先将防沙治沙工程纳入到主体工程招标文件中，与主体工程同时施工、同时管理。

二是因地制宜选择草、树种，强化建后管理。根据当地气候条件、土壤情况，选择适宜当地生长的乡土草、树种，以保证成活和保存率。加强水土保持措施的维护、强化林草措施的后期抚育管理，使防沙治沙工程正常发挥其生态效益。

#### 5.5.4.2 区域环境现状

本次产能建设工程位于黑龙江省大庆市大同区、肇州县境内。本项目本工程永久占用耕地面积为0.9205hm<sup>2</sup>，临时占用耕地10.765hm<sup>2</sup>，投产十年损失干草1945.4t，损失玉米198.24t。

该区域的环境特征如下所述。气候、气象：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。年平均气温3.3℃，年极端最高气温38.9℃（2001年6月），年极端最低气温-36.2℃。平均风速3.7m/s，年最大风速为22.7m/s，SW。年平均降水量442.0mm，年最大降水量651.2mm（1983年）。年平均水气压8.2hpa。年平均蒸发量1531.4mm，年最大蒸发量1711.0mm，年最小蒸发量1378.4mm。

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

#### 5.5.4.3 防沙治沙影响分析

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发〈关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见〉的通知》，大庆市让胡路区、红岗区、大同区、肇源县、杜

蒙县属于沙化土地所在县（区），本工程位于大庆市大同区、肇州县，根据现场调查，本工程所在地区沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地，植被覆盖度较高，没有大面积裸地及沙化土地，工程建设活动会增加一定占地对地表植被造成破坏，在短期内出现局部裸地，土壤层次、结构发生了改变，若不及时恢复，由于水土流失加剧增加了土地沙化的可能性。因此施工期须严格落实各项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，施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，路基边坡采取种草措施护坡固土，尽量减少工程建设对沙化土地的影响。

### 5.5.5 对水土流失重点治理区的影响分析

根据《大庆市水务局关于划定大庆市水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，本项目所在区域的大同区祝三乡为水土流失重点治理区。

本工程建设过程中，油（水）汇集、道路和供电等施工活动占用、扰动破坏了原地貌和地表植被，不仅加剧了区域内的水土流失发展，而且对项目区周边生态环境也造成不良的影响。

#### （1）为扬尘天气提供物质资源

工程施工对土壤的扰动，使地面变的疏松，而活化、疏松的沙土容易形成扬尘天气，在大风的作用下会成为局部风沙源地，促进扬沙天气的形成，造成项目区比较严重的粉尘污染。

#### （2）风蚀沙化加剧、导致土地生产力下降

项目区风力较大，当原地表植被遭到破坏和扰动后，形成较大面积的风蚀面，遇到风力吹袭便可形成挟沙风，挟沙风侵蚀力与净风相比大大增强，工程建设程中如不采取行之有效的防护措施，极易诱发土地沙化，降低周边土地生产力，破坏土地资源。

#### （3）导致项目区生态环境恶化

工程建设扰动地表，破坏植被，致使项目区下垫面抗侵蚀能力下降，导致项目区土壤侵蚀强度增加，生态系统遭到破坏，生态环境恶化。

总的来说，工程建设对周边环境带来一些不利影响，建设单位应及早落实水土保持各项目措施，减轻因工程建设造成的水土流失危害。

### 5.5.6 生态环境保护措施

#### 5.5.6.1 施工期

##### （1）管道及作业工程

①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；管线路由尽可能沿路布设，以便于维护和事故处理；

②按照实际情况选择施工季节，尽量在冬季施工，减少对生态环境的影响；

③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；

④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；

⑤加强施工管理，施工活动控制在占地范围内，临时占地剥离表层熟土；施工结束后，恢复临时占地表土及植被；

⑥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；

#### （2）井场工程

①根据工程实际情况建设丛式井场，减少占地面积；

②本工程占用的耕地，按相关规定缴纳土地补偿费，专款用于土地的恢复及补偿；补偿的永久占地土地数量与质量与占用土地相当。

③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。

#### 5.5.6.2 运行期

##### （1）井场

①严格控制油井作业施工的占地，普通井下作业不新征临时占地，大修占地不超过50×50m。作业按照“铺设作业、带罐上岗”作业，及时回收落地油。

②油井作业时严格执行环保措施，洗井采用活动洗井车密闭洗井。在注水井口采用活动洗井车进行洗井，洗井废水通过洗井车内沉砂除油过滤流程多次循环利用，不外排。保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场。

② 井场夯实，回收落地油时，减少土壤的剥离量。

④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。

⑤油井作业时应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。

⑥加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后不随意堆弃，送宋芳屯含油污泥处理站处理。

##### （2）管线

①对管道施工过程中无法避让必须占用土地，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。

②对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道

采用阴极保护，减缓管道腐蚀，减小原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率。

③在管线建设过程中，应坚固线路走向与生态环境保护，尽量避免农田、林地等，以减轻对生态环境的破坏。

### (3) 道路

①建设单位应加强各种防护工程的维护、保养与管理，加强对道路沿线生态环境的监测与评估，及时发现坍塌等隐患，提前采取防治措施。

②定期对路基边坡进行管理维护，并根据情况不断进行改进，加以巩固和完善，提高其防护能力，防止土壤受到侵蚀。

## 5.5.7 防沙治沙措施及方案

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) 做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

(2) 管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

(3) 在施工活动结束后，要立即对施工现场进行回填平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

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

(5) 施工作业避免在大风天施工。

(6) 路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

(7) 根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。

## 5.5.8 水土流失防治措施

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》的相关要求，提出工程防治措施和管理措施。

## (1) 工程防治措施

### ①井场

井场予以平整、压实，以免发生水土流失。对于建设开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理利用。

### ②道路

严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。油区道路施工作业面宽度控制在永久占地范围内；新建道路应在推平后加以机械碾压压实或铺设砂石硬化，如遇水土流失较严重区域，应在道路一侧开挖简易土质排水沟。

利用现有公路和已有便道行车，不新建道路，避免造成新的裸露地表；执行“无捷径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。生产期及时作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证各类设施的泄洪能力。

### ③管线

对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减缓管道腐蚀，减小原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率。

管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。

管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。项目区低洼地段，降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工，以防洪水冲毁工程、机械，造成不必要的损失。

### ④生物防治措施

本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况，做好原有植被恢复工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势，尽量改善当地的生态环境。

## (2) 管理措施

因地制宜选择施工季节，尽量避开植被生长季节、农作物耕种季节，减少损失，同时

避开大风及强降水季节。施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆、重型机械设备作业范围，以及施工人员的活动范围，由专人负责管理，减少施工作业对周围土壤和植被的破坏范围和程度。

严禁在大风天气下运输及装卸施工散料等。在便道出入口，竖立保护耕地的警示牌，以提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

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 5.5-1。

**表 5.5-1 生态影响减缓及恢复措施**

序号	项目	占地类型	恢复措施	实施时间	实施单位
1	永久占地	耕地	将表层土剥离进行其他土地改良，占地后按照占一补一原则缴纳补偿费用，基本农田 0.9205hm <sup>2</sup> 。	施工完毕后 1年内	大庆油田有限责任公司第八采油厂
2	临时占地	耕地	耕地复耕 10.765hm <sup>2</sup> ，分层开挖，分层回填，并通过生态植被恢复措施可逐年恢复原有农田质量和产量		

### 5.5.9 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	根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸机，穿防护服，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。			
防护措施	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸机。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。</p>			
急救措施	<p>皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。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。</p>			
灭火方法	<p>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。</p> <p>灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。</p>			

## (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 <sub>4</sub>	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%~30% 时, 可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离, 可致窒息死亡。皮肤接触液化本品, 可致冻伤。</p>	
泄漏应急处理		<p>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</p>	

	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

#### (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导致的风险事故。

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 年后低洼地区的油水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。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。

#### 5.6.3.2 事故状态下对地表水环境影响

由于本项目所在区地层压力较低，要靠注水驱动和抽油机采油，并且采取了相应的防

喷措施，一般不会发生井喷事故。

如果事故状态下一旦发生井喷时，原油外泄，一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体。油溢至水中后都存在图 5.6-1 的几种状态。

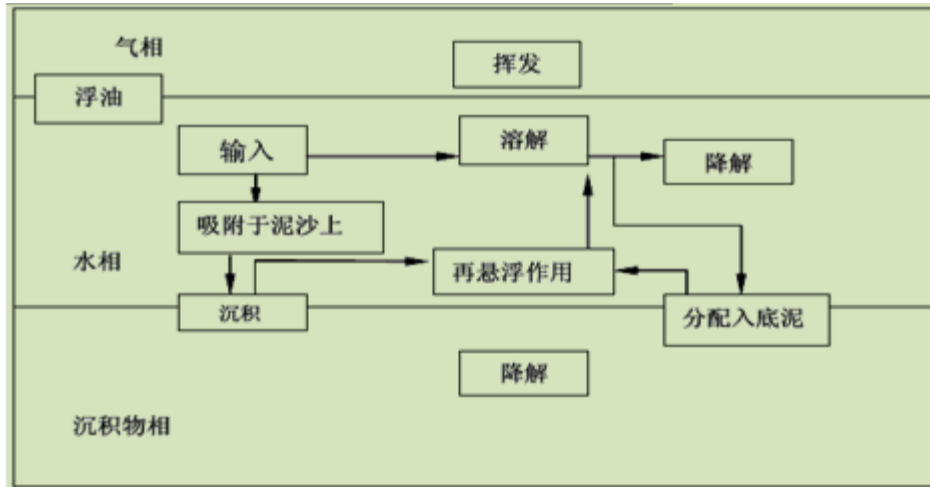


图 5.6-1 原油溢至水体中的几种状态

首先比重比水轻的原油迅速浮于水面上，由于重力和表面张力的作用，会在水面上向四周散开。在水体中，根据水体的流态不同，存在着大小和尺度不同的涡旋和湍流，使得油膜在扩展的基础上进一步扩大其范围。油膜随水流流动而发生的纵向位移。石油溢于水面后，其中的轻质烃类组份会不断的挥发至大气中，减少水中原油量。发生溢油事故后，石油中的可溶组份会溶于水中（溶解分数为  $\alpha$ ）。可溶性组份主要是低碳的直链烷烃和一些芳香烃。溶入水中的石油类组份对水生生物有直接的危害。由于水体中涡旋和湍流的存在，水中一定量的油以乳化形式存在。利用水体的自净作用，水体中的泥沙和底泥会吸附水中的石油类物质，并通过泥沙的悬浮、沉积等过程使石油在水中产生新的分布。石油的某些组分可以作为微生物的能量或碳源而被降解，使油的体积不断减少。由于降解是个复杂的生化过程，而且降解又是细菌不断累积才能达到明显的消减污染物的效果，所以生物降解所需时间长。据此，可以认为原油在中随水流漂移的短暂时段内可忽略生物降解过程。

由以上分析可知，原油进入地表水后会对地表水产生一定的影响，但是根据现场勘查，工程井位距离最近的地表水体为库里泡，由于井场设临时围堰，其建设高度 30cm，宽度 40cm，材料为粘土夯筑，可有效防止冒漏时污水流入水体内污染地表水，并且施工时将施工营地等远离水体设置。若一旦发生严重泄露后，应同时采取相应的应急处置措施，将污染物对地表水的影响降低到最低。

### 5.6.3.3 事故状态下对地下水环境影响

#### (1) 地面设施泄漏对地下水的影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油水井管线、设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0~10cm 及 10~30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

#### (2) 套损对地下水的影响

在注水过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。大庆油田套损统计表明，98%以上的套管断裂发生在 700m 以下，表层套管基本没有断裂发生，且套管破损机率一般为 1/1 万至 1/5 万，而因套损污染地下水的最大概率约为 1/200 万。

因此，套管损坏虽然对地下水存在潜在污染隐患，但发生几率极小。只要防护得当，一般不会形成套损，即使套损，能发生油水泄漏污染地下水的概率也很小。

#### 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，防止沙堵蹩泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂；

(7) 注水井作业起下管柱、冲沙时井口必须安装简易控制器和油管放喷阀门，不起下管柱时，需将井口坐好，并关闭油管和套管闸门，需要放喷时产生的污水必须排到罐车，并拉运到污水处理站处理；冲沙过程中井口要坐好简易控制器，出口水龙带连接到罐车，然后将污水拉运到污水处理站处理。

#### 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规范》（GB50160-2008）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

#### 5.6.5 事故应急救援预案

大庆油田公司突发事件应急管理归口部门为公司生产运行部门，为及时应对突发事件，快速调动应急资源，以消防支队为依托，组建了国家级专业应急救援队伍 1 支，以及作业井喷应急救援队伍、原油泄漏应急救援队伍、天然气泄漏应急救援队伍、电力系统故

障应急救援队伍、水上溢油应急救援队伍、医疗卫生救援队伍 7 个油田公司级应急救援队伍，在各二级单位建设综合应急救援队伍，基本形成了覆盖油田生产各专业的应急救援队伍体系。

根据突发环境事件级别确定上报部门及应急队伍响应级别。从发现环境事件后要上报突发环境事件初报，初判发生Ⅲ级突发环境事件时，由三级单位负责应对工作，具体为现场人员、三级单位应急救援队伍或区域消防队进行应对；初判发Ⅱ级突发环境事件时，由二级单位负责应对工作，具体为二级单位综合应急救援队伍和区域消防队进行应对，必要时向油田公司求援，调集油田公司级应急救援队伍；初判发生Ⅰ级突发环境事件时，30分钟内向突发环境事件应急办公室初报，启动油田公司突发事件应急响应程序，启动油田公司级专业工作组、综合工作组、专业应急救援队伍。

本工程为改扩建工程，目前第八采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第八采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》、《蓄滞洪区人员、设备撤离预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案。其中总体预案适用于自然灾害、事故灾难、公共卫生、社会安全四类突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、风险分析与应急能力评估、预防与预警、应急响应与保障等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控的作用；《环境突发事件专项预案》中不仅包含了风险分析与事件分级、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等内容；《输油系统突发事件专项预案》中根据自然灾害、人为破坏、人为操作失误和设备缺陷等原因，在生产、使用、贮存、运输和油气处置工艺过程中易出现原油、天然气等危化品泄漏现象确定突发事件类型，主要涵盖 4 类风险：①油气等生产过程中输送物料管线发生泄漏。②产品储存区等出现泄漏事故。③作业环境由于设备、管道、阀门、法兰等容器使用、腐蚀、损伤或密封圈损坏等原因，出现泄漏。④装卸过程中，由于泵、法兰、管道、密闭等处发生泄漏或者由于装料过满、受热膨胀等发生泄漏。针对这四种风险，该《应急预案进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与保障内容确定以及油气集输突发事件的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。总体上看，建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足建设项目的要求，但应加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。上述制定的事故应急预案，已报当地政府备案，并定期进行演练。

通过分析，工程在发生事故状态下可依托已经制定的相关应急预案及相关应急资源。

### 5.6.5.1 确定危害和风险

本项目潜在的环境风险事故是泄露、火灾和爆炸。

通过正确地判别和评价本项目潜在的环境风险事故，制定相应的应急措施，可将风险和影响降到合理实际并尽可能低的水平，最大程度地保护人、环境和财产不受或少受影响。

### 5.6.5.2 应急预案基本内容

针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应急预案，以处理突发事件，降低风险，并与当地政府应急预案衔接，报当地政府备案。本工程位于已建区块内，可以纳入第八采油厂油田原有应急体系内，不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，发生事故必要时可直接向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

(1) 依托大庆油田公司监测机构建立事故应急监测机制，及时进行事故环境影响监测。

#### (2) 环境监测内容

本项目发生污染事故时，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、植被）和大气环境的影响，应急监测主要是这几方面的内容。

①生态方面：对事故现场及周围区域的植物、土壤进行危害监测，并在事故后不定期的对生态环境的恢复状况进行监测。

②大气环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行大气监测。

③水环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）所影响的地表水环境和地下水环境进行监测。

④土壤环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行土壤监测。

⑤负责单位要根据监测结果编制事故污染报告，确定事故影响范围，为制定治理措施提供依据。

### 5.6.10 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露、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影

响可控,可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训,完善项目的事故应急预案,增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习,避免重大污染事故的发生。

**表 5.6-4 建设项目环境风险简单分析内容表**

建设项目名称	2021年宋芳屯油田肇1303等区块葡萄花油层产能建设地面工程				
建设地点	(黑龙江)省	(大庆)市	大同区、肇州县	( )镇	( )园区
地理坐标	经度	124°55'21.53"~ 125°1'8.06"	纬度	45°52'43.99"~ 46°0'41.74"	
主要危险物质及分布	原油、天然气;井场、集输管道、阀组间、转油站等				
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:如果事故状态下一旦发生井喷时,原油外泄,一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体。</p> <p>地下水环境:本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油水井管线、设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能渗透到含水层中,造成地下水环境污染。在注水过程中,由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损,使原油泄漏窜入地下水层造成污染。</p> <p>土壤环境:原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙,会降低土壤的通透性,抑制土壤中酶活性,使土壤生物减少。</p> <p>生态环境:原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境,减少农作物产量,危害植物生长。</p>				
风险防范措施要求	<p>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>				

	(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>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 4.86t，天然气 0.18t。</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 <math>0.02744 &lt; 1</math>，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

本项目产生的压裂返排液由罐车统一收集后拉运至宋二联废压裂液无害化处理系统处理后进入污水处理系统，经污水处理系统处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 10mg/L，悬浮固体 5mg/L 规定后回注油层。施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站内旱厕，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宋一联合油污水处理站、宋二联合油污水处理站满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 10mg/L，悬浮固体 5mg/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宋一联合油污水处理站、宋二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 10mg/L，悬浮固体 5mg/L 规定后回注油层；油水井作业产生的作业污水、洗井污水用密闭罐车拉运至宋一联合油污水处理站、宋二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 10mg/L，悬浮固体 5mg/L 规定后回注油层；本工程扩建产生的含油污泥送宋芳屯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 影响分析

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油水井作业、洗井和事故时产生的落地油。由于油水井作业、洗井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。

所以，油田建设土壤环境污染的分布为：污染主要集中在井场附近，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤上层，迁移深度较浅。

事故时排放的落地油量且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤——植物及土壤——食物链系统的环境质量。因此，油田生产中，一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，从而为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

### 5.8.2 土壤环境预测与评价

#### (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内周边已钻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水井对区域内土壤的影响。

大庆油田有限责任公司第八采油厂《宋芳屯油田芳 167-斜 1 区块产能建设工程环境

影响报告表》于2018年6月22日取得了环评批复，批复文号为庆环审[2018]155号，并于2020年4月完成自主验收。该项目建设和运营过程中，采取的土壤环保措施与本项目一致，且与本项目所属区域生态环境基本一致，与本项目位于同一区块，该项目施工阶段临时占用了部分耕地，在施工过程中机械设备的碾压，施工人员的践踏等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上项目施工时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失。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。

本次类比分析引用大庆油田有限责任公司第八采油厂《宋芳屯油田芳167-斜1区块产能建设工程》中的土壤监测点位，选择2个建成井场各布设1个土壤监测点，监测深度0~20cm，该项目验收阶段与环评阶段监测数据对比分析见表5.8-1。

**表 5.8-1 类比项目土壤验收阶段与环评阶段监测数据对比 单位：mg/kg**

监测因子	环评阶段	验收阶段
石油类	29.58~34.56	29.4~32.8
挥发酚	0.0016~0.0018	0.022~0.023
石油烃	/	<6

根据监测结果，该项目环评阶段石油类浓度为29.58~34.56mg/kg，验收阶段石油类为29.4~32.8mg/kg；环评阶段挥发酚浓度为0.0016~0.0018mg/kg，验收阶段挥发酚为0.022~0.023mg/kg，可见该项目环评阶段与验收阶段对比土壤中石油类、挥发酚浓度变化不大。该项目环评于2018年由大庆市环境保护局进行批复，未进行石油烃的监测，验收阶段特征污染物石油烃的浓度值小于6mg/kg，满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准要求，土壤类比项目的验收意见见附件5。以上分析说明企业在项目实施之后较好的落实污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

### 5.8.3 保护措施及对策

#### 5.8.3.1 污染防治基本要求

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

##### （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，试采原油及含油污水要求全部进罐，按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，落地原油回收率应达到100%。

管线控制措施。在管线的路由选择中，应尽量沿道路进行铺设，同时还采用管线保温措施；管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统。

设备控制措施。在设备等污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

#### (2) 末端控制措施

主要为油水井场污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；末端控制采取分区防渗原则。

#### (3) 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。

#### (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。

### 5.8.3.2 土壤环境保护措施

(1) 恢复土地生产能力，提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（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。

(2) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

(3) 在井场作业过程中必须在井场铺设防渗布、作业污水回收装置或者别的防治土壤的措施，从源头控制土壤的污染。

(4) 生活污水进入附近计量间或场站内旱厕，不外排。施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物，严禁倾倒或抛入周围土壤。

### 5.8.4 跟踪监测

定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开。根据项目分布情况、现状监测布点情况和土壤类型分布情况，根据导则要求布置土壤监测点位 3 个。跟踪监测计划见表 5.8-2。

表 5.8-2 土壤环境跟踪监测计划表

点位	坐标	位置	监测因子	监测频次
1	124.99824, 46.00778	1#平台井场	石油烃、pH	1 次/3 年
2	124.99962, 46.00772	1#平台井场东侧 60m 耕地		

### 5.8.5 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

(1) 风速四级以上易产生扬尘时，应暂停开挖；

(2) 管道施工完毕后，及时覆土回填；

(3) 运输建筑材料的车辆必须封盖严密，严禁撒落，选择对周围环境影响较小的运输路线；

(4) 施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等，防止对周围村屯环境空气产生影响；

(5) 减慢车速，控制运输车辆的扬尘污染；

通过采取上述措施，能够确保施工场界扬尘浓度满足《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

(1) 原油集输采用密闭流程，最大限度降低烃类气体的挥发；

(2) 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；

(3) 加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发。

通过采取上述措施，能够确保厂界非甲烷烃浓度满足要求，不会对大气环境产生较大影响，运行期无组织排放大气污染防治措施可行。

(4) 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1中在用燃气锅炉排放标准限值要求。

#### 6.1.2 水污染防治措施

##### 6.1.2.1 施工期

(1) 施工期生活污水依托附近计量间或场站内旱厕，定期清掏外运堆肥处理；

(2) 施工车辆和设备坚持日常检查制度，控制跑、冒、滴、漏现象的发生，以杜绝环境污染事件；

(3) 敷设管道时产生的试压废水由罐车拉运至宋一联合油污水处理站、宋二联合油污水处理站满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量10mg/L, 悬浮固体5mg/L规定后回注油层。

(4) 压裂返排液由罐车统一收集后拉运至宋二联废压裂液无害化处理系统处理后进入污水处理系统, 经污水处理系统处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量10mg/L, 悬浮固体5mg/L规定后回注油层。

### 6.1.2.2 运行期

(1) 油田在生产过程中必须严格管理, 杜绝含油污水及污油的随意排放; 井下作业产生的原油等污染物必须及时回收, 不遗落地面, 一旦发生原油落地, 必须及时回收; 运行期产生的油水井作业、洗井废水均拉运至宋一联合油污水处理站、宋二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10mg/L, 悬浮固体5mg/L规定后回注油层, 不外排。

(2) 定期检查、维修所有的管线、阀门及收油装置, 确保各部分的使用性能;

(3) 提高集输管道的防腐等级;

(4) 严格生产管理, 所有油水井在进行井下作业时严格按照要求使用作业污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收, 防止作业时产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围, 严格控制在井场占地范围内, 完工后, 将井场平整清理干净, 不得遗留油污;

(5) 确保应急工具和设备齐备完好, 以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理。避免对周围地表水环境产生污染。

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

#### ①地下井管防渗措施

对使用双层套管技术进行清洁生产审计, 使表层套管固井水泥浆必须返至井口, 保证固井质量, 确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层; 定期对油井的套管情况进行检测, 发现异常情况及时处理, 防止污染地下水; 油井作业结束后对井场进行清理, 对被油污水污染的井场填土回收, 防止污染物进入潜水层造成污染。

#### ②油井井场防渗措施(简单防渗)

a) 井场地面属于一般防渗区, 地面应压实。作业期间的防渗措施为搭建防渗围堰及防渗布。

b) 定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油水井作业结束后对井场进行清理，对被油污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

### ③集油管线（重点防渗）

本工程集油管线采用钢管，其防渗措施主要为：

- a) 管道外防腐等级应采用加强级；
- b) 管道连接方式应采用焊接；
- c) 管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于 2mm 后采用管道内防腐；
- d) 定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；

④提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，进一步防止污染地下水。

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，项目的水污染防治措施合理可行。

## 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。

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) 井场电机和场站机泵等发声设备尽可能选用低噪声设备；
- (2) 对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、隔声等降噪措施；
- (3) 场站机泵等设备集中布置于室内，并采取减震降噪措施；
- (4) 场站集中布置机泵的房间加装隔声门窗；

(5) 注意对设备的维护保养，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

通过采取以上措施后，能够确保施厂界噪声满足《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，剩余废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。；

(3) 过硫酸钾废包装袋经收集后直接交有资质单位统一处理，不在井场暂存。

##### 6.1.4.2 运行期

(1) 本工程产生的落地油及油泥(砂)集中送宋芳屯含油污泥处理站处理。

(2) 油水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，应收集清理送宋芳屯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；废滤料属于危险废物，定期由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理。

(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) 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；

(2) 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(20cm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；

(3) 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；

(4) 施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对永久占用耕地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿；对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地。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。

##### 6.1.5.2 运行期

- (1) 严格控制油井作业占地，普通井下作业不新征临时占地；
- (2) 油井、注水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；
- (3) 油井、注水井作业结束后，应针对作业过程中的不同破坏类型，恢复被破坏的地表形态，降低工程对周围生态环境的影响；
- (4) 油井、注水井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场；
- (5) 加强井场管理及设备养护，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理；
- (6) 井场夯实，回收落地油时，减少土壤的剥离量；
- (7) 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。

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。

## 6.1.6 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) 工程投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因操作失误导致事故发生；
- (2) 制定应急操作规程，在规程中应说明发生井喷、管道泄漏、火灾爆炸和场站泄漏事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，减少事故的影响。另外还应说明与管道操作人员有关的安全问题；
- (3) 日常监督、隐患整改、事故发生、操作失误等各项安全行为应建立档案；
- (4) 生产部门和环保部门建立安全环保管理工作考核细则，实行量化考核；
- (5) 严格岗位责任制，定期对工人进行安全和环境保护意识教育；
- (6) 对事故应急预案进行补充完善，使其更加合理有效；
- (7) 加强对工程附近居民的宣传教育，减少、避免第三方破坏事故；

(8) 加强油田保卫工作，保证油田各种生产设施安全运行，杜绝安全、环保事故的发生；

(9) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管线腐蚀情况定期检测，及时维修或更新；

(10) 确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，防止污油污水扩散。

(11) 定期检测集输及注水管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新；

由于本次产能建设采用常规工艺，油气集输和污染治理工艺成熟、可靠，由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

### 6.1.7 土壤保护措施

#### (1) 源头控制措施

主要包括在井场、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。

#### (2) 末端控制措施

主要包括油井场、注水井井场地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；末端控制采取分区防渗原则。

#### (3) 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。

#### (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。

## 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**

类别	名称	工程量	效果及要求
大气保护	施工期抑尘	/	洒水抑尘车辆采取密闭措施，运输车辆采用苫布遮盖，施工场地扬尘达到《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
生态保护	耕地平整及恢复 (临时占地)	10.765hm <sup>2</sup>	对占地覆土平整压实，不改变原有地势，不起垄，进行复耕
	耕地补偿 (永久占地)	0.9205hm <sup>2</sup>	经济补偿
防沙治沙及 水土保持	临时占地植被恢复， 永久占地平整压实	11.6855h m <sup>2</sup>	对临时占用的耕地进行平整复耕；对永久占用的土地平整压实
污水处理	作业污油污水回收 装置	/	依托工程，保证作业及洗井污水全部回收
	油管清洗水回收装置	/	
	污水回收罐车	/	
	宋一联合油污水处理 站、宋二联合油污水 处理站	2 座	依托工程，保现有区块含油污水处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 10mg/L，悬浮固体 5mg/L 规定后回注油层
固废处理	含油污泥处置	/	依托工程，拉运至宋芳屯含油污泥处理站处理，含油污泥处理后符合《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）中控制指标要求。建立转运含油污泥记录
噪声治理	对设备维护保养	1 项	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348—2008）2 类标准即昼间不超过 60dB（A），夜间不超过 50dB（A）
事故应急	应急设施	/	依托工程，防渗布、围油栏、铁锹、镐等
地下水保护	进行分区防渗	1 项	（1）油井井场防渗措施（简单防渗，压实）作业期间的防渗措施为搭建防渗围堰及防渗布。

			(2) 集油管线防渗措施(重点防渗)本工程集油管线采用钢管。
环境监测	地下水监控井	/	依托周边已建水井, 监控建设项目所在地及其影响区地下水环境污染情况
	土壤监测	1项	石油烃达标情况

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 10.765hm <sup>2</sup> ; 补偿 0.9205hm <sup>2</sup>
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

## 7 环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设,除对所在区域的经济发展起着促进作用外,也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析,对项目建设的合理性进行分析。

### 7.1 环境损失费估算

本油田开发过程中,由于井场、管道铺设、道路建设等,需要占用一定面积土地,而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染,因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算,因此,我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

#### (1) 植被损失费

该项目损失主要为耕地的损失,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 198.24 万元。

#### (2) 资源损失费

该项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失。油田投产 10 年间该项目将有 14.03t 烃类排入大气,每吨按 1529.7 元计,相当于损失 2.15 万元。

两项合计为 200.39 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

序号	环保工程名称	(万元)	工程量
1	固废治理措施 (废弃防渗布、过硫酸钾废 包装袋、废滤料生活垃圾处 置)	10	根据油田工程多年统计:每井场按 0.1 万元计, 共计需要 10 万元
2	耕地临时占地恢复	16.15	临时占地恢复及补偿根据国家临时占地补充标 准,耕地恢复费用按 1.5 万/hm <sup>2</sup> 计算,临时占 地 10.765hm <sup>2</sup> , 共计需要 16.15 万
3	大气治理措施 (施工期抑尘)	0.5	洒水抑尘车辆采取密闭措施满足《大气污染物 综合排放标准》(GB16297-1996)

4	地下水防渗措施	10	油井井场采取简单防渗，集油管采取重点防渗
合计		36.65	
工程投资 1603 万元，环保投资占地面投资的 2.29%			

### 7.2.2 环境效益简要分析

本工程原油集输采用密闭流程，10 年间可减少油气损失 22.6t，按每吨 1529.7 元计，这一项可创价值 3.46 万元。

### 7.3 环境经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

## 8 环境管理与监测计划

### 8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-1997）的要求，在项目的建设期、运营期和退役期等 3 个阶段建立和实施 HSE 管理体系。建设期、运营期和退役期的 HSE 管理分别包括以下内容：

（1）建设期 HSE 管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运营期 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；

（3）退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

#### 8.1.1 组织结构

本工程环境管理工作由第八采油厂负责。在项目建设期引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由第八采油厂施工业务主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置 1 名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

#### 8.1.2 规章制度

在项目运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、井场和场站管理、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，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危

害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

**表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表**

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、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水井作业、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八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，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

### 8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；

(5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

### 8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场、场站建设及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运营期的环境监控主要是采油、井下作业和原油集输过程中的环境保护措施执行情况。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

### 8.2.5 本工程污染源排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

#### 8.2-1 施工期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	扬尘	颗粒物	/	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
2	废水	生活污水	COD、NH <sub>3</sub> -N	43.2t	排入附近计量间或场站内旱厕，定期清掏外运堆肥处理	/
		试压废水	SS	28.86m <sup>3</sup>	由罐车拉运至宋一联合含油污水处理站、宋二联合含油污水处理站处理后回注油层	/
		压裂返排液	SS	600m <sup>3</sup>	由罐车统一收集后拉运至宋二联废压裂液无害化处理系统处理后进入污水处理系统	/
3	固废	生活垃圾	/	1.8t	送大庆市生活垃圾综合处理厂处理	/
		施工废料	/	2.37t	拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。	/
		过硫酸钾废包装袋		0.015t	经收集后直接交有资质单位统一处理，不在井场暂存	/
4	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	14.03	大气	符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求
废水	油田采出水	石油类	t/a	10950	进入宋一联含油污水处理站、宋二联含油污水处理站处理	依托污水处理站污水处理《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）要求
	作业污水	石油类、悬浮物	m³/a	220	罐车回收送宋一联含油污水处理站、宋二联含油污水处理站处理后回注	
	洗井污水	石油类、悬浮物	m³/a	720		
固废	含油污泥	石油类	t/a	0.297	拉运至宋芳屯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	0.5		
	含油废防渗布	石油类	t/a	3	送有资质单位处理	/
	废滤料	石油类	t/a	0.13	由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理	/
噪声	采油井	噪声	dB(A)	65~80	周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）要求

### 8.2.6 总量控制

本工程依托的转油站未新增锅炉，本工程产生的污染物量在原有申请总量内，整体区域总量不增加。

表 8.2-3 本工程污染物排放总量一览表

污染物名称	单位	现有工程排放量	本工程排放量（分担量）	总体排放量
非甲烷总烃	t/a	0	14.03	14.03

## 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) 进行环境监测，掌握污染现状；

(2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；

(3) 落实环境管理制度；

(4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；

(5) 强化专业人员培训。

### 8.2.8.2 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	井场噪声	连续等效 A 声级	井场占地外 1m、10m、20m、30m、50m 处	1 次/季
2	废气	非甲烷总烃	井场四周 10m	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 8.2-5 工程运行期周边环境质量影响监测计划表**

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	地下水	pH、挥发酚、石油类	区块上游小围子水井（125.02329，46.01519），区块下游太平屯水井（124.99454，45.98916）、农田灌溉井（124.93403，45.89975）、新福乡水井（124.96808，45.8614）	1 次/年
2	土壤	石油烃、pH	1#平台井场、1#平台井场东侧 60m 耕地	1 次/3 年

**表 8.2-6 生态调查方案**

序号	调查内容	调查方法	点位	监测频次
1	植被恢复情况	样方调查	临时占地内	1 次/年

## 9 环境影响评价结论

### 9.1 建设项目概况

本项目基建油水井 21 口，其中油井 15 口（含 2 口代用井），注水井 6 口，21 口油水井形成丛式井平台 5 座、单井井场 2 座；本项目 21 口油水井均不涉及射孔作业，15 口油井需压裂作业后进入产能地面建设；地面工程配套建设单井集油掺水管道  $\Phi 60 \times 3.5 \sim 5.5 \text{km}$ ，单井电加热集油管道  $\Phi 60 \times 3.5 \sim 1.79 \text{km}$ ；新建单井注水管线  $\Phi 48 \times 6 \sim 4.566 \text{km}$ ，并配套建设供配电、道路等辅助工程。预计建成产能  $0.99 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

### 9.2 产业政策符合性

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

### 9.3 选址合理性结论

本工程所在区域主要为耕地，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反应。工程严格执行占地标准，尽量减少对耕地的占用，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  $2.0 \text{mg/m}^3$  标准要求。

#### 9.4.2 地表水环境质量现状评价结论

监测时段库里泡环境质量除 COD 超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 V 类标准外，其余监测因子均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 V

类标准限值要求，根据现场调查可知 COD 超标的主要原因为周边农业活动造成面源污染并随雨水汇入，加之自身净化能力较弱导致。

#### 9.4.3 地下水环境质量现状评价结论

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

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

#### 9.4.4 声环境质量现状评价结论

项目区评价范围内各监测点昼间及夜间等效连续 A 声级均无超标现象，达标率 100%，本项目区域声环境质量满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。

#### 9.4.5 土壤现状评价结论

评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内村屯土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；评价范围内草地、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 3.6679%，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 水环境影晌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，对地表水库里泡产生影晌的可能性较小。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晌，建议对地表水附近的现有油水井设置围堰，控制事故情况下影晌范围，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 地下水境影晌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晌。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晌，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，地下水环境影晌可接受。

### 9.5.4 声环境影晌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晌很小。

### 9.5.5 固体废物环境影晌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、废滤料、废过硫酸钾包装袋、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宋芳屯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；废滤料定期由大庆蓝星环保工程有限公司回收处理；废过硫酸钾包装袋经收集后直接交有资质单位统一处理，不在井场暂存；施工废料拉运至第八采油厂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；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 1 月 27 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=322>）。

征求意见稿公示日期为 2021 年 2 月 24 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=310>）；

报纸第一次公告日期为 2021 年 2 月 24 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2021 年 2 月 25 日（大庆油田报）；

现场张贴公示日期为 2021 年 2 月 24 日，公示地点为评价范围内村屯。

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

网络公示起到了应有的告知作用。在现场公示期间，对居民进行了必要的讲解和说

明，让附近居民充分了解本项目的各项情况。选择了黑龙江环保技术服务网和《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，2021年宋芳屯油田肇1303等区块葡萄花油层产能建设地面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对环境要求愿望。

## 9.7 环境经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。因此本项目的建设从环境经济损益的角度分析是可行的。

## 9.8 环境管理与监测计划

工程投产运行后油田环境管理工作由第八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，2021年宋芳屯油田肇1303等区块葡萄花油层产能建设地面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 <sub>2</sub> +NO <sub>x</sub> 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 <sub>10</sub> 、NO <sub>x</sub> 、SO <sub>2</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、CO、O <sub>3</sub> ) 其他污染物 (非甲烷总烃)				包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM <sub>2.5</sub> <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	(2019) 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 <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C <sub>建设项目</sub> 最大占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>			C <sub>建设项目</sub> 最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C <sub>建设项目</sub> 最大占标率 ≤ 10% <input type="checkbox"/>			C <sub>建设项目</sub> 最大占标率 > 10% <input type="checkbox"/>	
		二类区	C <sub>建设项目</sub> 最大占标率 ≤ 30% <input type="checkbox"/>			C <sub>建设项目</sub> 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 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 <sub>x</sub> : ( ) t/a	CO: ( ) t/a	颗粒物: ( ) t/a	NMHC: (14.03) 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	14.6t	0.216t			
	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	(0.9205) hm <sup>2</sup>				
	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 checked="" 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		
		2	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。						