

古龙页岩油 3 号试验区水平井开发先导试验
试采工程（重新报批）项目

环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司页岩油
勘探开发指挥部
评价单位：黑龙江永青环保科技有限公司

打印编号: 1736823615000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	jq5h6t		
建设项目名称	古龙页岩油3号试验区水平井开发先导试验试采工程（重新报批）项目		
建设项目类别	05--007陆地石油开采		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称（盖章）	大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部		
统一社会信用代码	91230607716675409L		
法定代表人（签章）	陈林		
主要负责人（签字）	霍晓军		
直接负责的主管人员（签字）	王洋		
二、编制单位情况			
单位名称（盖章）	黑龙江永青环保科技有限公司		
统一社会信用代码	91230607MA18Y66M6D		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
于宝全	2017035230350000003512230562	BH025868	于宝全
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
张旭	概述、总则、建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价	BH053471	张旭
于宝全	环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论	BH025868	于宝全

目 录

第一章 概 述	4
1.1 建设项目由来	4
1.2 项目特点	9
1.3 环境影响评价工作过程	10
1.4 分析判定相关情况	11
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	25
1.6 环境影响评价的主要结论	26
第二章 总 则	27
2.1 编制依据	27
2.2 评价目的及原则	31
2.3 环境影响识别与评价因子筛选	32
2.4 环境功能区划及环境评价标准	34
2.5 评价工作等级	40
2.6 评价范围及环境保护目标	51
2.7 评价工作内容及重点	55
第三章 建设项目工程分析	56
3.1 变更项目概况	56
3.2 区块开发情况回顾	77
3.3 依托工程可行性分析	80

3.4 建设工程	88
第四章 环境现状调查与评价	145
4.1 自然环境现状调查	145
4.2 环境质量现状调查与评价	149
4.3 环境保护目标调查	176
4.4 区域污染源调查	177
第五章 环境影响预测与评价	178
5.1 大气环境影响预测与评价	178
5.2 地表水环境影响预测与评价	191
5.3 地下水环境影响预测与评价	193
5.4 声环境影响预测与评价	207
5.5 固体废物环境影响分析	211
5.6 土壤环境影响评价	218
5.7 生态环境影响评价	223
5.8 环境风险评价	233
第六章 环境保护措施及其可行性论证	251
6.1 施工期污染防治措施	251
6.2 运营期污染防治措施	258
6.3 环境风险防范措施	262
6.4 油田退役期环保措施	264
6.5“三同时”项目一览表	264

第七章 环境影响经济损益分析	269
7.1 环境损失费估算	269
7.2 环保投资估算及环境效益分析	269
7.3 环境经济损益分析结论	271
第八章 环境管理与监测计划	272
8.1 管理体系的建立和运行	272
8.2 项目污染物排放清单	273
8.3 总量控制	276
8.4 环境监控	276
8.5 项目环境管理与监测计划	277
8.6 项目排污许可	279
第九章 环境影响评价结论	282
9.1 项目概况	282
9.2 政策规划符合性	282
9.3 环境质量现状结论	283
9.4 环境影响预测与评价结论	284
9.5 环境影响经济损益分析结论	285
9.6 环境管理与监测计划结论	285
9.7 公众意见采纳情况	285
9.8 建议	286
9.9 综合结论	286

第一章 概 述

1.1 建设项目由来

大庆油田页岩油探索历时已久，页岩油资源规模巨大，勘探前景广阔，是大庆油田发展的新领域、新战场，也是大庆油田振兴发展的新希望、新起点。近期由于大庆古龙页岩油气勘探开发取得重大突破，高成熟页岩油探明储量近百亿吨，已具备一定规模开发条件。大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部按照中国石油天然气股份有限公司“加强基础、搞清资源、突出重点、试验先行、稳步推进”的页岩油工作指导思想，优先选择高成熟度区、最优质下甜点段启动开发先导试验（甜点：油气富集的、具有经济开采价值的地区）。松辽盆地北部古龙页岩油资源丰富，有利区面积 $1.37 \times 10^4 \text{km}^2$ ，计算资源量 98.02 亿吨，其中“甜点”资源量 32.46 亿吨，面积 4863km^2 ，主要分布在齐家-古龙地区。按照原油性质分类，齐家-古龙地区轻质油“甜点”资源量 20.8 亿吨，是近期勘探开发的重点。

大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部按照中国石油天然气股份有限公司“加强基础、搞清资源、突出重点、试验先行、稳步推进”的页岩油工作指导思想，按照综合评价最优原则，在古龙页岩油 3 号试验区开展开发先导试验。通过现场试验，搞清古龙页岩油产能水平、产量变化规律、合理井距及生产制度，探索配套的钻井、采油、地面工程技术，形成大平台丛式立体布井、平台化工厂作业、效益化开发建产、现代化生产管理模式，为古龙页岩油规模效益开发奠定基础，进一步夯实油田高质量发展基础。

大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部投资 41687.3 万元建设古龙页岩油 3 号试验区水平井开发先导试验试采工程。项目位于黑龙江省大庆市大同区和肇源县境内，大同区建设内容为：新建古 46 压裂返排液处理站，工程新增占地为基本草原，周边环境敏感目标主要有小庙子村，工程新增占地 1.7hm^2 ，新增占地为永久占地，占地类型为基本草原。肇源县建设内容为：新钻 8 口油井，部署开发 9 口油井（代用井 1 口，古页 3HC 井），共形成 4 座平台和 1 座单井；新建古页 3 号试验站 1 座；新建单井集油管道 5km；配套建设供配电工程、道路、数字化工程等，预计建成产能 $4.58 \times 10^4 \text{t/a}$ ，工程新增占地 15.26hm^2 ，其中永久占地 7.236hm^2 ，临时占地 8.024hm^2 ，占地类型均为基本农田，周边环境敏感目标主要向前村、发展村、卧龙岱屯等村屯。

大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部 2021 年委托大庆恒安评价检测有限公司编制《古龙页岩油 3 号试验区水平井开发先导试验试采工程环境影响报告书》，大庆市生态环境局 2022 年 1 月 27 日以庆环审（2022）27 号出具了《关于古龙页岩油 3 号试验区水平井开发先导试验试采工程环境影响报告书的批复》。

该项目按照 2023 年 1 月出具的可行性研究报告文件进行建设。根据实际调查，本项目在大庆市肇源县实际 18 口油井，部署开发 19 口油井（代用井 1 口，古页 3HC 井），共形成 6 座平台和 1 座单井；建设古页 3 号试验站 1 座；新建单井集油管道 9.3km；配套建设供配电工程、道路、数字化工程等，实际建成产能 $9.29 \times 10^4 \text{t/a}$ ，工程新增占地 22.6091hm^2 ，其中永久占地 7.6211hm^2 ，临时占地 14.988hm^2 ，占地类型均为基本农田。未建设古 46 压裂返排液处理站。

由于本项目油井数增加，产能增加，考虑后续区块油田开发，开发产液进入 3 号试验站进行处理，将场站处理能力扩大，以接收处理后续开发产液，实际站内新建油气水处理一体化装置 2 套，采用“低温预分水+加热+热化学沉降+净水+缓冲”工艺对采出液进行处理，设计处理规模 $3000 \text{m}^3/\text{d}$ ，相比环评时期处理能力 $500 \text{m}^3/\text{d}$ 增加了 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ；新建天然气处理装置 1 套，设计处理规模 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，相比环评时期处理能力 $7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 增加了 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；实际新建集油管线比环评增加 3.7km，占地增加基本农田 7.3491hm^2 。实际投资 11108.21 万元。目前施工期已经结束，尚未投入使用。

实际工程量变化情况见表 1.1-1。

表 1.1-1 本项目实际工程量变化情况

类别		环评计划建设内容	实际建设内容	变化情况
建设性质		新建	新建	与环评时期一致
规模	建成产能	项目共部署 9 口油井（其中 8 口为新钻井、1 口为代用井），建成后预计产能 $4.58 \times 10^4 \text{t/a}$ 。	新钻 18 口油井，部署开发 19 口油井（代用井 1 口），形成 6 座平台、1 座单井井场，建成产能 $9.29 \times 10^4 \text{t/a}$ 。	增加 10 口新建油井，永久占地面积增加基本农田 2.9851hm^2 。产能增加了 $4.71 \times 10^4 \text{t/a}$ 。
	天然气处理能力	天然气处理能力为 7 万方/d。	实际处理能力 10 万方/d。	本次增加 10 口油井产液，考虑后续其他产能项目油井产液进入本站处理，增加了 3 万方/d，超过设计能力。
	油气分离及脱水处理能力	油气分离及脱水处理能力 500t/d 。	油气分离及脱水实际日处理量 3000t/d 。	本次增加 10 口油井产液，考虑后续其他产能项目油井产液进入本站处理，增加了 2500t/d ，远超过设计能力。
	配套工程	新建单井集油管道 5.0km（DN80~4.5km、DN65~0.5km），采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道。新建 4 座平台井通井路	新建单井集油管道 9.3km（DN76×4.5），采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道。新建试验站进站路	新增集油管线 3.8km。 进站路增加 0.215km，路面为水泥

	0.35km，为路面宽 3.5m 的砂石路；新建 3HC 井通井路 0.5km，为路面宽 3.5m 的砂石路；新建古页 3 号试验站进站路 0.1km，为路面宽 4.0m 的砂石路。	0.315km，采用水泥混凝土路；丛式井场通井路 0.285km，采用砂石路；古页 3HC 井新建通井路 0.365km，砂石路面。	混凝土；通井砂石路减少 0.2km。
地点	黑龙江省大庆市大同区和肇源县境内。 新钻 8 口井两两组成一个平台，共 4 座平台。1 口代用井为单井。	黑龙江省大庆市肇源县境内。 新钻 18 口井三口组成一个平台，共 6 座平台。1 口代用井为单井。	未在大同区建设古 46 压裂返排液处理站未占用基本农田。 增加 10 口新建油井，永久占地面积增加基本农田 2.9851hm²。 由于增加集油管线 3.8km，相应增加管线两侧敏感目标（基本农田）。
生产工艺	项目共基建油井 9 口，采用单管不加热集油工艺，进入计量间，通过站间集油汇管进入站内一级“三相分离器”组合装置进行油、气、水三相分离，低含水油进入到加热炉进行加热至 50~55℃进入二级“三相分离器”组合装置进一步进行油、气、水三相分离，处理后的净化油装车拉运新一联转油脱水站。分离出的含油污水经污水罐储存后，经装车泵装车外运至新一联含油污水处理站。分离出的天然气进入本站的天然气处理站处理。	项目共基建油井 19 口，油井采用不加热气液混输至 3 号试验站，井口产液经加药装置添加破乳剂后，进入全重力平衡油气水处理一体化装置，装置内集低温预分水、加热、热化学沉降、净水、缓冲共 5 大主体功能为一体，可将原油直接处理至含水率≤0.5%，经净化油缓存橇存储后，通过装车泵提升密闭装车外输；污水处理为“双 50”后进入密闭缓冲罐缓冲后经外输泵输送至第三方存储。	站内装置集低温预分水、加热、热化学沉降、净水、缓冲共 5 大主体功能为一体，不单独建设加热炉。
环保工程	（1）古页 3 试验站脱水加热炉采用清洁能源天然气，产生的燃烧废气经 8m 高的排气筒排放。 （2）运营期油井采出液经密闭管道输送至古页 3 试验站进行处理，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，净化油和轻烃装载采用上装车鹤管顶部浸没式装载，减少烃类气体挥发。 （3）油井清防蜡废水进入集油系统，不外排；油井作业污水以及场站分离的含油污	（1）古页 3 试验站站 内装置集低温预分水、加热、热化学沉降、净水、缓冲共 5 大主体功能为一体，一体化装置自带燃料气相关附属设施，加热腔可对原油乳状液进行加热，采用软化水的间接加热方式，相比较火筒式直接加热可防止原油结垢、焦化及炉管腐蚀问题，提高加热效率、可避免因盘管穿管后油气直接和明火接触发生爆炸的潜在危	古页 3 试验站站 内装置集低温预分水、加热、热化学沉降、净水、缓冲共 5 大主体功能为一体，一体化装置自带燃料气相关附属设施，加热腔可对原油乳状液进行加热，采用软化水的间接加热方式，相比较火筒式直接加热可防止原油结垢、焦化及炉管腐蚀问题，提高加热效率、可避免因盘管穿管后油气直

水、含烃废水进入新一联合油污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量$\leq 8.0\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 3.0\text{mg/L}$”标准回注油层。 （4）3号试验站运营期工作人员生活污水排入化粪池，定期拉运至肇源县污水处理厂处理，处理至满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级A标准，排入松花江。 （5）井场、古页3号试验站撬装处理装置均选用低噪声设备，并采用减振措施；定期对油井进行巡检，发现异常响动及时处理；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态。 （6）古页3号试验站运营期生活垃圾由油田物业部门拉运至肇源县生活垃圾处理厂场填埋处理。 （7）油井作业产生的落地油、古页3号试验站撬装处理装置产生的含油油泥为危险废物，代码071-001-08，统一收集，由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理，处理后的污泥中石油类$< 3\%$。 天然气经分子筛脱水装置进行脱水干燥处理，废分子筛属于危险废物，危废代码HW49/900-041-49，暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托资质单位定期拉运处置。 运营期油井作业含油废防渗布属于危险废物，废物类别及代码为HW49/900-041-49，暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托资质单位定期拉运处置。	险。不单独建设加热炉。 （2）运营期油井采出液经密闭管道输送至古页3号试验站进行处理，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，净化油和轻烃装载采用上装车鹤管顶部浸没式装载，减少烃类气体挥发。 （3）油井清防蜡废水进入集油系统，不外排；油井作业污水以及场站分离的含油污水、含烃废水进入新一联合油污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量$\leq 8.0\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 3.0\text{mg/L}$”标准回注油层。 （4）3号试验站运营期工作人员生活污水排入化粪池，定期拉运至肇源县污水处理厂处理，处理至满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级A标准，排入松花江。 （5）井场、古页3号试验站撬装处理装置均选用低噪声设备，并采用减振措施；定期对油井进行巡检，发现异常响动及时处理；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态。 （6）古页3号试验站运营期生活垃圾由油田物业部门拉运至肇源县生活垃圾处理厂场填埋处理。 （7）油井作业产生的落地油、古页3号试验站撬装处理装置产生的含油油泥为危险废物，代码	接和明火接触发生爆炸的潜在危险。不单独建设加热炉。 相应产污变化。
---	---	---

		071-001-08，统一收集，由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理，处理后的污泥中石油类<3%。 天然气经分子筛脱水装置进行脱水干燥处理，废分子筛属于危险废物，危 废 代 码 HW49/900-041-49，暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托资质单位定期拉运处置。 运营期油井作业产生的含油废防渗布属于危险废物，废物类别及代码为 HW49/900-041-49，暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托资质单位定期拉运处置。	
--	--	--	--

本项目实际建设与环评阶段相比，主要变化情况如下：

1、规模增加：增加了 10 口新建油井，实际新钻 18 口井形成 6 座平台，1 口代用井（古页 3HC 井）。建成产能 $9.29 \times 10^4 \text{t/a}$ ，相比环评时期 $4.58 \times 10^4 \text{t/a}$ ，产能增加了 $4.71 \times 10^4 \text{t/a}$ 。未建设古 46 压裂返排液处理站，占地面积增加 7.3491hm^2 ，其中临时占地（基本农田）增加 6.964hm^2 ，永久占地增加 0.375hm^2 （减少基本草原永久占地面积 2.6hm^2 ，增加基本农田永久占地 2.9851hm^2 ）。

本次增加 10 口油井产液，考虑后续其他产能项目油井产液进入本站处理，将场站处理能力扩大，以接收处理后续开发产液，天然气处理站实际处理能力 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，相比环评时期处理能力 $7.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 增加了 $3.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；油气分离及脱水处理站实际处理能力 3000t/d ，相比环评时期处理能力 500t/d 增加了 2500t/d ；远超过环评及批复的处理能力。

2、污染物排放量增加：本项目实际增加了 10 口新建油井，实际新钻 18 口井形成 6 座平台，1 口代用井（古页 3HC 井）。建成产能 $9.29 \times 10^4 \text{t/a}$ ，相比环评时期 $4.58 \times 10^4 \text{t/a}$ ，产能增加了 $4.71 \times 10^4 \text{t/a}$ 。实际非甲烷总烃排放量为 131.68t/a ，相对环评时期 65.46t/a 增加了 66.22t/a 。

3、建设地点及保护目标变化：实际新建集油管线比环评增加 3.8km ，临时占地增加基本农田，相应增加管线两侧敏感目标（基本农田）。未建设古 46 压裂返排液处理站，无大同区建设内容，无相应保护目标。

4、生产工艺变化：古页 3 试验站站内装置集低温预分水、加热、热化学沉降、净水、缓冲共 5 大主体功能为一体，一体化装置自带燃料气相关

附属设施，加热腔可对原油乳状液进行加热，采用软化水的间接加热方式，相比较火筒式直接加热可防止原油结垢、焦化及炉管腐蚀问题，提高加热效率、可避免因盘管穿管后油气直接和明火接触发生爆炸的潜在危险。不单独建设加热炉。未建设古 46 压裂返排液处理站。

5、经调查，钻井过程中 KOH、过硫酸钾使用配制好的溶液，直接拉运至井口使用，施工现场不产生废 KOH 包装袋和废过硫酸钾包装袋。

6、其它与环评不一致(设备型号、数量等)，具体见第三章项目变化对比情况。

对照《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办[2015]52 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）有关规定中对于建设项目重大变动的界定“建设项目的性质、规模、地点、生产工艺和环境保护措施五个因素中的一项或一项以上发生重大变动，且可能导致环境影响显著变化（特别是不利环境影响加重）的，界定为重大变动”。根据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）：“陆地油气开采区块项目环评批复后，产能总规模、新钻井总数量增加 30% 及以上，回注井增加，占地面积范围内新增环境敏感区，井位或站场位置变化导致评价范围内环境敏感目标数量增加，开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物种类或污染物排放量增加，与经批复的环境影响评价文件相比危险废物实际产生种类增加或数量增加、危险废物处置方式由外委改为自行处置或处置方式变化导致不利环境影响加重，主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化或降低等情形，依法应当重新报批环评文件”。本项目新钻井数由 8 口增加至 18 口，新钻井数增加了 125%，建成产能由 $4.58 \times 10^4 \text{t/a}$ 增加至 $9.29 \times 10^4 \text{t/a}$ ，产能总规模增加了 102.8%，产能总规模和新钻井总数量均增加超过 30%，占地面积范围内新增基本农田 0.375m^2 ，依法应重新报批环评文件。

基于以上内容变化，与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）及《关于印发〈污染影响类建设项目重大变动清单（试行）〉的通知》（环办环评函[2020]688 号）对照，涉及重大变更，需要重新报批环评报告书。本次变更环境影响报告书委托黑龙江永青环保科技有限公司进行环境影响报告书编制。

1.2 项目特点

本项目涉及重大变更，本次针对变更情况，对环境影响报告书进行重新报批。项目施工期已经结束，施工期主要内容为钻井-射孔-压裂-地面产能工程建设，项目直接进行地面工程建设，无试油试采节点，本次对施工期进行回顾分析，重点分析运营期和退役期环境影响。

本项目位于黑龙江省大庆市肇源县境内，未建设古 46 压裂返排液处理

站，相关产污及影响也未产生。根据调查，本项目实际新钻 18 口油井，部署开发 19 口油井（代用井 1 口，古页 3HC 井），共形成 6 座平台和 1 座单井；实际新建古页 3 号试验站 1 座；实际新建单井集油管道 9.3km；配套建设供配电工程、道路、数字化工程等，实际建成产能 $9.29 \times 10^4 \text{t/a}$ ，工程新增占地 22.6091hm^2 ，其中永久占地 7.6211hm^2 ，临时占地 14.988hm^2 ，占地类型均为基本农田，周边环境敏感目标主要向前村、发展村、卧龙岱屯等村屯。本项目为松辽盆地北部的页岩油开采项目，古页 3 试验块属于新的页岩油开采区域，按照《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），属于陆地石油开采类别，行业类别为 A0711 陆地石油开采。按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版）的规定，本项目属于“7 陆地石油开采 0711”中的“页岩油开采”类别，需编制环境影响报告书，对项目产生的污染和对环境影响情况进行详细评价，从环境保护角度评估项目建设的可行性。

本工程属于新区域开发，建设性质为新建，本工程除涉及基本农田，不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；也不涉及除上述敏感区以外的生态保护红线管控范围，永久自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030）年，肇源县不属于大庆市水土保持重点预防区和重点治理区。

1.3 环境影响评价工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》（国务院 682 号令）的有关要求，受大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部的委托，黑龙江永青环保科技有限公司承担该项目的环评报告重新报批工作。我单位接受委托后，按照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，项目组依次完成以下工作：

（1）在仔细研究项目原环境影响评价报告及其批复，对照项目设计方案、可行性研究报告和实际建设内容的基础上，进行了初步工程分析；对项目建设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，并以此确定评价工作等级、评价范围和评价标准。

（2）确定评价工作等级后，调查评价范围内的环境状况。

（3）以项目工程分析为依据，2024 年 12 月对项目所在区域环境质量现状进行监测，在环境质量现状监测与评价的基础上，进行各环境要素的

环境影响预测和评价，编制完成各专题环境影响分析与评价章节。

（4）通过工程分析、环境影响评价的结果，确定项目所采取的环保措施是否技术可行。在此基础上，提出更为合理的环保措施要求。

（5）编制过程中针对本工程开展了公众参与工作，在网站上进行了二次公示；在二次公示期间，在大庆油田报进行了报纸公示，同时在附近行政村公告栏张贴了公告；项目报批前对重新报批的报告书全文和公众参与说明在网站上进行了公开。

（6）综合政策符合性分析、污染物达标排放分析、环境风险评价等的基础上，2025年6月完成报告书的编制。

环境影响评价工作程序见下图：

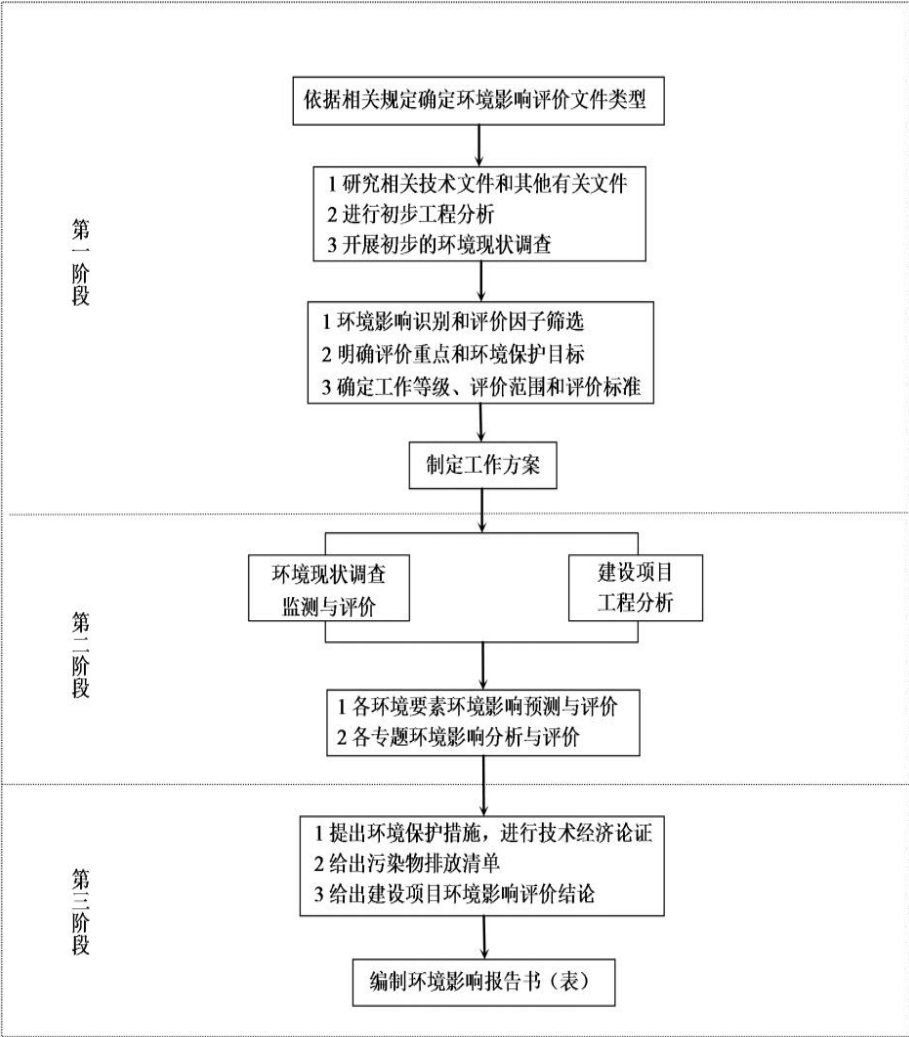


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性判定

本项目为页岩油开采项目，根据《产业结构调整指导目录(2024 年本)》，

本项目属于鼓励类中“七、石油天然气”中“1、石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策要求。

1.4.2 相关规划符合性分析

1.4.2.1 城镇规划符合性分析

1、《中共黑龙江省委关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》

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纲要中，当好标杆旗帜，建设百年油田，推进大庆油田常规油气资源稳油增气，建立地企共建共享机制，加快大庆页岩油气开发产业化商业化步伐。开展页岩油气开发新会战。将页岩油气勘探开发摆在百年油田建设的重中之重，争取大庆页岩油气勘探开发上升为国家重大工程，建设大庆国家级页岩油开发示范区。本项目为页岩油开采项目，符合“建议”要求。

2、《中共大庆市委关于制定国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》

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。本项目为页岩油开采项目，符合“建议”要求。

3、《大庆油田振兴发展纲要（2020年6月）》

根据大庆油田振兴发展纲要，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。本项目为页岩油开采项目，共部署19口油井（包括1口代用井），建成产能 $9.29 \times 10^4 \text{t/a}$ ，是该规划中基建的中的一部分，其建设符合大庆油田油振兴发展纲要。

1.4.2.2 主体功能区划符合性分析

根据《黑龙江省主体功能区划》（黑政发[2012]29号，2012年4月25日）第四篇—能源与资源：重点在能源资源富集的哈大齐工业走廊和东部煤电化基地地区建设能源基地，在重点生态功能区建设清洁能源示范基地。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；在东部煤电化基地，坚持有序发展、合理布局，有效保护煤炭资源，加快煤层气开发利用，积极推进煤炭勘查，加

快高产高效矿井建设，加快以超临界或超超临界为重点，大型坑口电站和中心城市大型热电联产等电源和调峰电站项目建设。

本项目为页岩油气勘探开发项目，属于大庆及周边地区的石油勘探开发建设，且位于黑龙江省大庆市肇源县，属于哈大齐工业走廊的大庆及周边地区，不属于禁止开发区域，所以本项目建设符合《黑龙江主体功能区划》要求。

1.4.2.3 与《黑龙江省生态功能区划》符合性分析

根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》（黑政函[2006]75号），本项目位于黑龙江省大庆市肇源县境内，所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区，松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区和大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。本项目区生态功能区划见表 1.4-1。

表 1.4-1 本项目区域生态功能区划表

项目区生态功能分区单元			主要生态系统服务功能	保护措施与发展方向
I -6 松嫩平原西部草甸草原生态区	I -6-1 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区	I -6-1-1 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区	沙漠化控制、防洪蓄洪、牧业生产、旅游	建立生态治沙体系，控制土壤沙漠化趋势，充分发挥该地区的防洪蓄洪能力，科学发展农牧业
		I —6—1—2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区	沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采	逐步恢复草原面积，加大对漏斗区的回注，防止漏斗区继续形成，控制对水环境的影响，科学发展农牧业

项目属于石油开采，建成后永久占地为基本农田，项目占地面积较小，不会造成大面积的土地退化及土地盐渍化，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并在施工结束后开展临时占地的地表植被恢复等措施。本项目符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

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

符合性分析

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事件应急预案”、“油气勘探开发生产作业场地内禁止无关人员进入”、“油气勘探开发单位应当采取保护性措施，防止污染”，本项目建设单位根据《排

污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）相关内容及各环境要素评价导则要求，制定监测计划，根据企业提供资料及现场调查，大庆油田有限责任公司现有突发事件总体应急预案，下设《突发环境事故专项应急预案》等预案内容，符合条例相关要求。

1.4.3“三线一单”符合性分析

根据《关于发布 2023 年生态环境分区管控动态更新成果的通知》（黑环发〔2024〕1 号）及《大庆市生态环境准入清单》（2023 年版）要求，在黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台出具的生态环境分区管控分析报告，项目不占用生态保护红线，与自然保护地整合优化方案数据、自然保护地、饮用水水源保护区、国家级水产种质资源保护区、地下水环境优先保护区无交集。

1.4.3.1 生态保护红线

生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关环评应将生态空间管控作为重要内容，区域涉及生态保护红线的，在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。

大庆市肇源县境内，不在生态保护红线内，不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、生态红线、饮用水水源保护区、重要湿地等区域。因此，项目建设符合生态红线要求。

1.4.3.2 环境质量底线及分区管控

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。

本项目所在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。通过环境影响分析可知，本工程建设投产后的环境空气质量能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。

本项目所在区域声环境功能为 2 类区，根据环境噪声现状监测结果，项目区域声环境质量现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标

准要求。通过环境影响分析可知，本项目建成投产后声环境质量能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求。

项目所在土壤环境各项指标均可达到《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建设用地土壤污染风险筛选值以及《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。本项目建成后不会改变周边土壤环境质量现状，对土壤环境影响较小。

根据《大庆市生态环境准入清单》（2023年版）要求，工程位于肇源县部分为一般管控单位，建设符合环境质量底线及分区管控要求。

1.4.3.3 资源利用上线

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

本项目为油田产能建设项目，能源主要依托现有电网供电。本工程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，土地资源消耗符合要求。因此本项目建设符合资源利用上线要求。

1.4.3.4 生态环境准入清单

生态环境准入清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在规划环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，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，本项目仅为油田地面工程设施的建设，工程设计合理规划施工管网路线，有效减小临时占地的面积，土地资源消耗符合要求；且项目涉及到的油井井场已完成相应的环境影响评价工作并得到行政主管部门的批复，因此本项目建设符合资源利用上线要求。项目选址区域暂无明确的环境准入负面清单，为环境准入允许类。

本工程位于大庆市肇源县境内，为一般管控单元。

本工程所在肇源县部分为永久基本农田，属一般管控单元，本工程生态环境准入清单符合性分析见表1.4-2。

表 1.4-2 本工程生态环境准入清单符合性分析

工程所在区域	相关要求	本项目建设情况	符合性
--------	------	---------	-----

大庆市 总体要求	布局空间约束：1.禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料，禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。到2020年底，禁燃区面积不低于城市建成区面积的85%。 2.加快推进集中供热，推广应用高效节能环保型锅炉。到2020年，除必要保留的以外，城市建成区全面淘汰每小时10蒸吨及以下的燃煤锅炉，禁止新建每小时20蒸吨以下的燃煤锅炉；不得在其它地区新建每小时10蒸吨以下的燃煤锅炉。 3.新建企业原则上均应建在工业集聚区。 4.依据重点环境管理危险化学品清单，严把涉及环境高风险化学品的项目准入，严格限制在环境敏感地区新建、扩建高风险化学品的生产项目。以重金属冶炼业、化学原料及化学制品制造业等行业为重点，严格重金属环境污染准入。 5.防治水产养殖污染。优化水产养殖空间布局，以饮用水水源、水质较好湖库等敏感区域为重点，科学划定养殖区，明确限养区和禁养区，拆除超过养殖容量的网箱围网设施。 污染物排放管控：1.相比于2017年，在2020年大庆市二氧化硫的削减比例应不低于1%，氮氧化物的削减比例应不低于1%，一次细颗粒物的削减比例应不低于3%，VOCs的削减比例应不低于2%；2025年和2035年无减排比例要求。 2.相比于2017年，大庆市水污染物2025年和2035年全市化学需氧量削减比例应不低于20.16%和30.47%；氨氮削减比例应不低于1.07%和3.05%。 3.城镇空间重点管控区内新建、改扩建项目废气污染物二氧化硫、氮氧化物、细颗粒物和VOCs排放总量应等量置换。 4.新建、改建、扩建石化、采掘、造纸、氮肥、印染、农副食品加工、制革、农药、原料药制造等九大重点行业建设项目的，实行主要污染物排放等量或减量置换。直接向不达标断面所在水体和肇兰新河流域排水的新、改、扩建项目，新增水体超标污染物应执行减量置换。 5.对汇入总磷超标的富营养化湖库的河流实行总磷排放控制。 资源利用效率要求：1.全市在2030年用水总量不得超过35.03亿立方米。 2.全市2025年、2035年建设用地开发上线为25.20万公顷和26.52万公顷，耕地资源保护下线分别为71.47万公顷和71.13万公顷。 3.全市2025年和2035年煤炭消费上线分别为1236.21万吨标准煤和1338.64万吨标准煤。	本工程站内装置集低温预分水、加热、热化学沉降、净水、缓冲共5大主体功能为一体，不单独建设加热炉；本工程施工和运行过程中未使用危险化学品；油气集输过程密闭集输减少非甲烷总烃的挥发，产生的废水不外排；项目不属于高资源能源消耗项目，符合大庆市总体准入要求	符合
肇源县 永久基	1) 永久基本农田一经划定，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途。一般建设项目不得占	本工程为国家能源重点建设项目，选址确定无法避	符合

本农田 （一般 管控单 元	用永久基本农田。 2) 在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。3)禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。 4)禁止任何单位和个人占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。 5)永久基本农田内不得种植破坏耕作层难以恢复的杨树、桉树、构树等林木，不得种植草坪、草皮等用于绿化装饰的植物，不得种植其他破坏耕作层的植物。 6)禁止任何单位和个人破坏永久基本农田耕作层。 7)禁止以设施农用地为名违规占用永久基本农田建设休闲旅游、仓储厂房等设施。 8)禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等。 9) 法律、法规禁止的其他行为。	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地，必须经国务院批准。所以本项目开工前必须取得基本农田的占地手续。建设单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，将永久占用农田耕作层的土壤剥离保存，用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良，临时占用农田的施工时分层开挖、分层回填，不破坏基本农田碳水化合物层。依据《基本农田保护条例（2011年修正）》，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。工程严格规范在农田内的施工建设和运行期井场作业活动，限制施工、作业范围和时限，将工程对农田损失降至最小。工程产生的废水、固体废物均不外排，满足污染物排放管控要求。	
------------------------	---	--	--

综上所述，本项目为大庆油田页岩油开采项目，工程设计合理规划施工管网路线，有效减小临时占地的面积，土地资源消耗符合要求。根据大庆市、大同区、肇源县环境准入清单，不属于禁止以及限制开发建设活动，为环境准入允许类别。

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，工程选址满足“三线一单”的要求。

1.4.4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析

表 1.4-3 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）符合性一览表

序号	文件要求	本项目建设情况	符合性
1	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成	项目产能废水、管线试压废水、油井作业污水经新一联污水处理站处理，处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量	符合

	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。	≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/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/T5329）相关要求，处理后污水回注油层，属于回注到现役油气藏层位。	
2	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	项目油井井口安装密封垫，产出液输送至古页3号试验站，集油管线输送和罐车拉运均为密闭，天然气处理站放空时通过放空火炬燃烧后排放，废气进行了有效的收集和处理。	符合
3	油气开采产生的废弃钻井泥浆、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 and 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，提高废弃钻井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。	施工期水基钻井污水、岩屑、废弃钻井液、废弃射孔液拉运至采油九厂15万m ³ /a钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）处理；油基废弃钻井污水、岩屑、废弃钻井液委托大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运处理；废纯碱、膨润土包装袋及破损的废防渗布属于一般工业固体废物，施工结束后由大庆钻探工程公司统一安排拉运至第九采油厂工业固废填埋场进行填埋；经调查，钻井过程中KOH、过硫酸钾使用配制好的溶液，直接拉运至井口使用，施工现场不产生废KOH包装袋和废过硫酸钾包装袋。 运营期含油污泥、落地油拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理；含油废防渗布和废分子筛属于危险废物，暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托大庆圣德雷特化工有限公司定期拉运处置。	符合
4	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。	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，采用柴油钻机钻井时使用轻质柴油。根据《关于发布2023年生态环境分区管控动态更新成果的通知》（黑环发〔2024〕1号）及《大庆市生态环境准入清单》（2023年版），本工程不在生态保护红线内，不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、生态红线、饮用水水源保护区、重要湿地等区域；根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》，肇源县建设内容不在大庆市水土保持重点预防	符合

		区和重点治理区。 本工程位于一般管控单元，其分区管控要求为：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。 建设单位建设过程中，严格控制施工作业带，减少对基本农田的占用，永久占地生态补偿，临时占地生态恢复，因地制宜选择草、树种，加强施工管理等生态保护措施，降低生态环境影响。建设单位在建设过程中控制施工作业带，减少对基本农田的占用，符合管控要求。	
5	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部隶属于大庆油田有限责任公司，大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部应急预案依托大庆油田有限责任公司，大庆油田有限责任公司已编制《突发环境事件应急预案》，该预案已于2024年2月6日在大庆市让胡路生态环境局备案，备案编号为230604-2024-12-H。大庆油田有限责任公司针对不同突发事件制定了各项专项应急预案，包括《井喷失控突发事件专项应急预案》《输油输气管道突发事件专项应急预案》《电力系统突发事件专项应急预案》《生产场所突发泄漏、火灾、爆炸事件专项应急预案》《交通突发事件专项应急预案》《安保防恐突发事件专项应急预案》《网络与信息安全事故专项应急预案》《自然灾害突发事件专项应急预案》等。针对大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部所发生的油气长输、含油污水管道存在油气泄漏、火灾造成生态环境污染事件的应急处置都做了相关规定，针对管道泄漏等应急事故储备了抽油罐车、推土机、水罐车、防爆工具、防毒面具、防火帽、清油器、油器、毛毡、抹布、收油桶、防渗布、回收水池、潜水泵、围油栏、对讲机、应急灯等应急物资，并针对应急预案定期进行风险应急演练。	符合

1.4.5 与《黑龙江省水土保持规划（2015-2030 年）》、《大庆市水土保持规划（2015~2030）》的符合性分析

根据《黑龙江省水土保持规划（2015-2030 年）》，本工程不在黑龙江省水土保持重点预防区和重点治理区。

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》，肇源县不属于大庆市水

土保持重点预防区和重点治理区。本工程的开发建设与该规划的符合性分析见表 1.4-4。

表 1.4-4 《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，临时占地草地平整，草地采取撒播草籽的方式进行恢复，植被恢复原有覆盖率。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”。	本项目产出液输送至古页 3 号试验站处理，作业废水罐车至新一联污水处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）相关要求，处理后污水回注油层，属于回注到现役油气藏层位；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，道路以及场站表土回覆至道路边坡或其他贫瘠土地。	符合

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

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

表 1.4-5 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	本项目建设内容	符合性
1	在井下作业过程中，酸化液和压裂返排液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试采（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	压裂返排液为集中配置好后由罐车拉运至现场，废压裂返排液处理后回注油层；压裂过程采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	符合
2	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目共 19 口井，共形成 6 座平台井和 1 口单井，减少永久占地 1.152hm^2 ，减少临时占地 10.512hm^2	符合
3	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	本项目设置了地下水监测井，定期进行监测	符合

4	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	项目产生的钻井污水分别与相应泥浆、岩屑最终由罐车拉运，依托水基泥浆无害化处理装置、油基泥浆站处置，不排入外环境	符合
5	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照国家《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	运营期含油污泥、落地油委托第九采油厂含油污泥处理站拉运处理；含油废防渗布和废分子筛属于危险废物，暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托大庆圣德雷特化工有限公司定期拉运处置。	符合

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

表 1.4-6 与本“条例”符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气勘探开发单位应当在钻井液中使用无毒化学药剂。废弃钻井液、废水、岩屑、污油等应当进行处理，严禁随意排放。废弃钻井液集中处理排放场所选址应当经所在地市级环保部门同意	施工期水基钻井污水、岩屑、废弃钻井液、废弃射孔液拉运至采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）处理；油基废弃钻井污水、岩屑、废弃钻井液委托大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运处理。水基泥浆处理站和油基泥浆处理站均已取得大庆市生态环境局的环境影响评价批复	符合
2	油气勘探开发单位在油气集输过程中应当对油水分离后产生的废水进行回收利用，确实需要排放的，应当达到污染物排放标准；产生的油沙、污泥应当进行无害化处理	施工期水基钻井污水、岩屑、废弃钻井液、废弃射孔液拉运至采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）处理；油基废弃钻井污水、岩屑、废弃钻井液委托大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运处理；运营期含油污泥、落地油委托第九采油厂含油污泥处理站拉运处理	符合
3	新建井场投产时应当做到原油、化学药剂及其他有害物质不落地，发生落地现象的应当及时采取措施予以清除	投产时井场铺设防渗布，压裂返排液罐车送压裂返排液处理站处理，全程不落地，加强施工管理，若发生事故产生落地油，集中收集至第九采油厂含油污泥处理站处理。	符合

序号	文件要求	符合性分析	符合性
4	废弃钻井液、岩屑、污油及其他工业固体废物、生活垃圾必须回收，不得排放或者弃置水体。	施工期水基钻井污水、岩屑、废弃钻井液、废弃射孔液拉运至采油九厂15万m ³ /a钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）处理；油基废弃钻井污水、岩屑、废弃钻井液委托大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运处理；一般化学品包装袋、废弃防渗布由大庆钻探工程公司统一安排拉运至工业固废填埋场进行填埋；危险废物委托有资质单位处理；生活垃圾送肇源生活垃圾处理厂处理，不排放或弃置水体。	符合
5	油气勘探开发单位应当采取保护性措施，防止地下水污染。	本工程为了避免污染地下水，钻井一开和二开采取水基钻井泥浆，三开采取油基泥浆。加强对废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、钻井污水的回收处理工作，消除对地下水的污染隐患。保证固井质量，严防油井深部原油渗入含水层。使用地下水保护双层套管，以确保该区地下水不受污染，表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。	符合
6	新开发区域内埋设油、水、气管线不得改变原有的地形、地貌。油气勘探开发中的各项工程应当减少占地，施工中临时占地的，应当将腐植质层剥离移走，工程结束后及时恢复原有地貌。	新建油管线采取平埋敷设，不改变原有的地形、地貌。施工过程中井场临时占地严格控制占地面积，不打乱土层，先挖表土层（20 cm左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌。	符合
7	油气勘探开发单位应当对本单位排放污染物和污染防治设施运行情况进行定期监测，掌握污染动态。油气勘探开发单位应当制订环境污染突发事件应急预案。油气勘探开发生产作业场地内禁止无关人员进入。油气勘探开发单位应当采取保护性措施，防止污染。	大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部隶属于大庆油田有限责任公司，大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部应急预案依托大庆油田有限责任公司，大庆油田有限责任公司已编制《突发环境事件应急预案》，该预案已于2024年2月6日在大庆市让胡路生态环境局备案，备案编号为230604-2024-12-H。大庆油田有限责任公司针对不同突发事件制定了各项专项应急预案，包括《井喷失控突发事件专项应急预案》《输油输气管道突发事件专项应急预案》《电力系统突发事件专项应急预案》《生产场所突发泄漏、火灾、爆炸事件专项应急预案》《交通突发事件专项应急预案》《安保防恐突发事件专项应急预案》《网络与信息安全突发专项应急预案》《自然灾害突发事件专项应急预案》等。针	符合

序号	文件要求	符合性分析	符合性
		对大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部所发生的油气长输、含油污水管道存在油气泄漏、火灾造成生态环境污染事件的应急处置都做了相关规定，针对管道泄漏等应急事故储备了抽油罐车、推土机、水罐车、防爆工具、防毒面具、防火帽、清油器、油器、毛毡、擦布、收油桶、防渗布、回收水池、潜水泵、围油栏、对讲机、应急灯等应急物资，并针对应急预案定期进行风险应急演练。	

1.4.8 《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》相关措施符合性分析

表 1.4-7 具体相关措施符合性分析一览表

序号	文件要求	本项目建设内容	符合性
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施	本工程产生采出水、轻烃污水进入污水储罐，罐车拉运至新一联污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）相关要求，处理后污水回注油层，属于回注到现役油气藏层位，污水罐和罐车均为密闭容器，罐车装载采用浸入式底部装载，有效减少非甲烷总烃的挥发	符合
2	挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200mm	本工程天然气轻烃、净化油装载采用鹤管装卸，满足要求	符合
3	油气集中处理站、天然气处理厂的火炬系统应符合下列规定： a) 采取措施回收排入火炬系统的液体； b) VOCs 和天然气进入火炬应能及时点燃并充分燃烧； c) 连续监测火炬及其引燃设施的工作状态（火炬气流量、火炬火焰温度、火种气流量、火种温度等），编制监测记录并至少保存 3 年	天然气处理站的火炬有放空分液罐回收进入火炬系统的液体；VOCs 和天然气进入火炬应能及时点燃并充分燃烧；对火炬进行监测，并至少保存 3 年，满足要求	符合
4	在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井采出的井产污进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应	本工程油气集输、处理采用密闭工艺，满足要求	符合

序号	文件要求	本项目建设内容	符合性
	采用密闭工艺流程		
5	储罐运行维护符合标准中第 5.2.3 要求：固定顶罐罐体应保持完好，储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭，应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求	本项目各种阀组密闭，固定顶罐罐体应保持完好，购置设备均为监测合格设备	符合
6	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m ³	对新建 3 号试验站提出监测计划，厂界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m ³	符合
7	5.2.2.1 原油和 2 号稳定轻烃 储存应符合表 2 规定的控制要求。新建原油储罐，单罐容积大于等于 75m ³ ，排放管控要求满足下列要求之一：a) 采用压力罐或低压罐；b) 采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施；c) 采取其他等效措施。	古页 3 试验站新建 100m ³ 净化油缓存罐 4 套，为压力罐，符合要求	符合

1.4.12 项目选址合理性判定

本项目共基建 19 口油井（含 18 口钻井工程），建设内容包括井场、集油管线、试验站、道路工程、供配电工程等，施工区域周围敏感点主要为村屯、耕地（基本农田），工程开发区域不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；也不涉及除上述敏感区以外的生态保护红线管控范围，自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域，也不在生态保护红线内。本工程属于国家能源设施重点建设项目，本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，项目选址无法避让基本农田，已按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，因没有条件开垦，建设单位按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。

项目占用永久基本农田，依据《基本农田保护条例（2011 年修正）》第十五条规定：基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。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用土地的应报必须经国务院批准，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。本工程属国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，地质设计要求，工程无法避让基本农田，已按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准。本工程总体

布局采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点，减少对基本农田的占用，并对占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。

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

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为页岩油开采项目，环境影响主要来源于钻井施工、井场建设、原油集输管线建设、井下作业（射孔及压裂）和道路施工等工艺过程，环境影响包括施工期、运营期和退役期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块不在自然保护区、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、项目周边分布的村屯。重点关注施工过程的各项污染物产生以及是否发生了风险问题，对区域环境是否产生了影响，施工过程中有无遗留生态环境问题以及实际采取的生态恢复措施，特别关注钻井工程套管破损、防渗措施失效导致的渗漏是否对地下水产生了影响；运营期集输过程中无组织挥发的非甲烷总烃、井场抽油机的噪声、含油污泥等对环境产生的影响，重点关注油气处理工程管道破损、防渗措施失效导致的渗漏以及废水回注等对地下水造成的影响。退役期重点关注生态环境恢复原始地貌问题和拆除的设备设施、废旧管道等合规处置问题。

（1）环境空气

本工程施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、柴油发电机燃烧产生的烟气。

运行期对空气环境的影响主要为油井采油过程和撬装处理装置运行中产生的无组织挥发烃类气体，能够确保井场及依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》中5.9要求。

退役期产生的废气主要为施工机械废气，通过采用符合国家标准且低含硫量的优质柴油，减少污染物排放，确保施工机械用柴油机尾气达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中相关要求，加强对机械设备的保养及维护，保证正常运行，使燃料充分燃烧。

（2）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、施工人员生活污水、废射孔液、废弃钻井泥浆和废压裂返排液等污染物，运行期可能对地下水产生影响的因素主要为油井作业污水、落地油及油田采出液等。

（3）地表水环境

本工程施工期管道试压废水、施工人员生活污水、废射孔液、废弃钻井泥浆和废压裂返排液均不外排，运行期油井作业污水、落地油及油田采出液不外排，本工程无废水外排，不会对周围地表水造成影响。

（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试验站内机泵噪声和井场抽油机噪声，退役期为拆除设备、场站等产生的噪声。

（5）生态环境

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

（6）固体废物

本工程施工期产生的固体废物（废弃钻井液、钻井岩屑、废射孔液、废包装袋及废钻井防渗布、生活垃圾及建筑垃圾）、运行期产生的固体废弃物（含油污泥、落地油、作业废防渗布、生活垃圾）及退役期产生的固体废物（拆除的设备、建筑垃圾、生活垃圾等）对环境的影响。

（7）环境风险

本工程的主要环境风险是原油、天然气泄漏和火灾爆炸，对区域内的环境空气、地下水、土壤和生态环境等有潜在危害性。

（8）土壤环境

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要是运营期油井作业和事故时产生的落地油造成的遗撒。

1.6 环境影响评价的主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，页岩油开发属于鼓励类项目，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：本项目（重新报批）符合国家产业政策和当地经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施后，各项污染物能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目选址合理，建设是可行的。

第二章 总 则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护相关法律、法规及规章

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015年1月1日修订施行）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日修正）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2021年修订版）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018年1月1日起施行）；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022年6月5日施行）；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年9月1日施行）；
- (7) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019年1月1日起施行）；
- (8) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2019年4月28日修正）；
- (9) 《中华人民共和国水法》（2019年修订版）；
- (10) 《中华人民共和国节约能源法》（2018年10月26日修正）；
- (11) 《中华人民共和国环境保护税法》（2018年10月26日修正）；
- (12) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018年10月26日修正）；
- (13) 《中华人民共和国黑土地保护法》（2022年8月1日施行）；
- (14) 《中华人民共和国野生动物保护法》（修订版）（2023年5月1日修订）
- (15) 《关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见》（环发〔2015〕178号）；
- (16) 《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年10月1日）；
- (17) 《危险化学品安全管理条例》（2021年修订版）；
- (18) 《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17号）；
- (19) 《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）；
- (20) 《国务院关于印发落实科学发展观加强环境保护的决定》（国发〔2005〕39号）；
- (21) 《国务院办公厅关于印发控制污染物排放许可制实施方案的通知》（国办发〔2016〕81号）；
- (22) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（生态环境部第16号令，2021年1月1日实施）；
- (23) 《印发<关于加强工业节水工作的意见>的通知》（国家经济贸

易委员会、水利部、建设部、科学技术部、国家环境保护总局、国家税务局，国经贸资源[2000]1015号，2000年10月25日）；

（24）《国家危险废物名录（2025年版）》；

（25）《国家突发环境事件应急预案》（国办函[2014]119号，2014年12月29日起实施）；

（26）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评[2017]84号）；

（27）《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（环保部公告2013年第31号）；

（28）《关于印发<石化行业挥发性有机物综合整治方案>的通知》（环发〔2014〕177号）；

（29）《关于印发建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法的通知》（环发〔2014〕197号）；

（30）《产业结构调整指导目录（2024年本）》；

（31）《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）；

（32）《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）；

（33）《重点行业挥发性有机物综合治理方案》（环大气〔2019〕53号）；

（34）《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）；

（35）《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）；

（36）《地下水管理条例》2021（中华人民共和国国务院令第748号，自2021年12月1日起施行）；

（37）《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令第736号，自2021年3月1日起施行）；

（38）《“十四五”全国危险废物规范化环境管理评估工作方案》（环办固体〔2021〕20号）；

（39）《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部令第23号，2022年1月1日起施行）；

（40）《危险废物经营许可证管理办法》（国务院令第666号修订，2016年2月6日施行）；

（41）《国务院办公厅关于推行环境污染第三方治理的意见》（国办发〔2014〕69号）；

（42）《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020）；

（43）《危险废物规范化管理指标体系》（环办〔2015〕99号）（2021版）；

（44）《国家重点保护野生动物名录》（2021年2月1日）；

（45）《国家重点保护野生植物名录》（2021年9月7日）。

2.1.2 地方有关环境保护的规划和规定

（1）黑龙江省环境保护厅《关于发布<黑龙江省环境保护厅审批环境影响评价文件的建设项目目录(2015年本)>的通知》（黑环办〔2015〕71号）；

（2）《黑龙江省环境保护条例》（1994年12月3日通过，2018年4月26日修正）；

（3）《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省生态环境保护“十四五”规划的通知》（黑政发〔2016〕47号，2016年12月30日施行）；

（4）《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省水污染防治工作方案的通知》（黑政发〔2016〕3号，2016年1月10日执行）；

（5）《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省大气污染防治行动计划施行细则的通知》（黑政发〔2014〕1号，2014年1月26日执行）；

（6）《关于印发〈省环境保护厅落实〈黑龙江省大气污染防治行动计划施行细则〉实施方案〉的通知》（黑环办〔2014〕33号）；

（7）《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省土壤污染防治实施方案的通知》（黑政发〔2016〕46号，2016年12月30日执行）；

（8）《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省主体功能区规划的通知》（黑政发〔2012〕29号，2012年4月25日执行）；

（9）《黑龙江省大气污染防治条例》（2017年5月1日施行）；

（10）《黑龙江省发展和改革委员会关于印发<黑龙江省重点生态功能区产业准入负面清单(试行版)>的通知》（黑发改规〔2017〕4号，2017年7月23日执行）；

（11）《黑龙江省人民政府关于印发<黑龙江省打赢蓝天保卫战三年行动计划>的通知》（黑政规〔2018〕19号，2019年6月19日执行）；

（12）《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2022年3月1日起施行）；

（13）《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（黑政发〔2021〕5号）；

（14）《黑龙江省防沙治沙条例》（2018年6月28日）；

（15）《黑龙江省主体功能区规划》（黑政发〔2012〕29号，2012年4月25日）

（16）《黑龙江省生态功能区划》（黑政函〔2006〕75号）；

（17）《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》（黑政规〔2021〕18号）；

（18）《关于发布2023年生态环境分区管控动态更新成果的通知》（黑

环发〔2024〕1号）；

（19）《大庆市生态环境准入清单》（2023年版）

（20）《大庆市人民政府关于印发大庆市生态环境保护“十四五”规划的通知》（庆政规〔2017〕1号，2017年3月20日执行）；

（21）《大庆市人民政府办公室关于印发大庆市加强水污染防治工作实施方案的通知》（庆政办发〔2015〕55号，2015年12月31日执行）；

（22）《大庆市人民政府关于印发大庆市土壤污染防治实施方案的通知》（庆政规〔2017〕2号，2017年3月31日执行）；

（23）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，（2019年10月24日执行）。

2.1.3 技术依据

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（6）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）；

（8）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；

（9）《危险废物处置工程技术导则》（HJ2042-2014）；

（10）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（11）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年）；

（12）《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》2014年8月19日；

（13）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017年）；

（14）《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》及《石化企业泄漏检测与修复工作指南》的通知（环办〔2015〕104号）；

（15）《污染源源强核算技术指南准则》（HJ884-2018）；

（16）《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物和危险废物治理》（HJ1033-2019）；

（17）《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）；

（18）《危险废物贮存污染物控制标准》（GB18598-2023）；

（19）《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）；

（20）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）。

（21）《事故状态下水体污染的预防和控制规范》（Q/SY08190-2019）；

（22）《危险废物识别标志设置技术规范》（HJ1276-2022）；

- (23) 《建筑防火通用规范》（GB55037-2022）；
- (24) 《排污单位污染物排放口二维码标识技术规范》（HJ1297-2023）。
- (25) 《采油废水治理工程技术规范》（HJ2041-2014）；
- (26) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）；
- (27) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环保部公告 2017 年第 43 号）；
- (27) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ 2025-2012）；
- (28) 《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ820-2017）；
- (29) 《大庆油田有限责任公司固体废物污染防治管理规定》（庆油发〔2019〕75 号）。

2.1.4 其它相关依据及支持性文件

- (1) 环境现状监测报告；
- (2) 《2024 年大庆市生态环境状况公报》；
- (3) 《古龙页岩油 3 号试验区水平井开发先导试验试采工程地面工程可行性研究报告》（森诺科技有限公司，2023 年 1 月）；
- (4) 《古龙页岩油 3 号试验区水平井开发先导试验试采工程环境影响报告书》（大庆恒安评价检测有限公司，2021 年 10 月）；
- (5) 《关于古龙页岩油 3 号试验区水平井开发先导试验试采工程环境影响报告书的批复》（庆环审（2022）27 号，2022 年 1 月 27 日）；
- (6) 建设单位提供的其他相关资料。

2.2 评价目的及原则

2.2.1 评价目的

(1) 对该建设项目的工程内容和工艺流程进行分析，明确污染源和可能产生的污染因素，明确污染物的排放源强。

(2) 对建设项目所在地的自然环境和环境质量进行现状调查，查清项目拟建厂址所在地区的环境质量现状，得到当地的环境质量现状的结论及存在的主要环境制约因素。

(3) 分析、预测、评价油田开发对评价区域内大气环境、地下水环境、声环境、生态环境和环境风险可能造成的影响程度和范围。

(4) 对油田开发过程中拟采取的环保措施进行论证，提出污染防治措施及生态保护对策与建议。

(5) 从环境保护和环境风险角度论证油田开发建设工程的可行性，并从设计、生产、管理和环境污染防治等方面提出环境保护和减缓措施，最大限度降低油田开发对环境的不利影响，确保经济、社会和环境的可持续发展。

2.2.2 评价原则

（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，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 环境影响识别与评价因子筛选

2.3.1 评价时段

施工期（回顾）和运行期、闭井期（退役期）。

2.3.2 环境影响识别

本项目对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响、运营期影响和退役期影响三部分。

施工期的环境影响主要为地面工程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，逐步恢复；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。

本项目施工期间对陆生生态环境的影响主要表现为建设工程以及施工占地引起自然地貌的改变和地表自然及人工植被的破坏引起土地利用的改变；对生态系统生物量和生产力的变化，对景观生态学和美学景观均造成一定破坏；施工占地及工程机械、车辆运输噪音、灯光、振动及人员活动等对动物的影响，由此引发的区域生态环境破坏。

运营期的环境影响主要为井场、站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。

项目投入运营后，管道工程在正常运营期是深埋于地下，对动植物无影响，在施工期产生的廊道效应随着正常运行开始而逐渐消失；井场对野生动物的影响主要是井场设备运行噪声对周边动物造成一定的影响。

工程施工结束后，本工程集输管道全线采用密闭埋地输送，正常情况下没有污染物排放，对沿线水域的影响甚微，运行期间对水生态的影响主要是非正常工况时，可能对湿地造成污染的影响主要为地表径流可能携带

部分落地油进入水环境，井喷和集输管线泄漏事故可能导致泄漏的油品进入湿地水环境，对水环境造成污染影响。

退役期环境的影响主要表现为井场封井、管道和设备拆除等施工活动，这种影响是短期的。

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，参照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中表1对本项目对环境产生的影响进行识别，具体见表2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别

工程活动 环境因子	施工期			运行期				退役期
	钻井	井下作业	地面建设	油气集输	产液及伴生气处理	井下作业	事故状态	设备拆除
空气	-S	-S	-S	-L	-L	-S	-SA	-S
声环境	-S	-S	-S	-L	-L	-S	-SA	-S
地表水	/	/	/	/	/	/	-SA	/
地下水	-S	/	-S	-L	/	-S	-SA	/
土壤	-S	/	-S	-L	/	-S	-SA	/
生态	-S	/	-S	/	/	-S	-SA	-S

注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响

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。

2.3.3 评价因子筛选

经过对油田产生的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2.3-2。

表 2.3-2 评价因子一览表

序号	环境要素	环境质量评价因子
现状评价因子	1 环境空气	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ 、VOCs（以非甲烷总烃计）
	2 地下水	pH、总硬度、耗氧量、石油类、氨氮、氟化物、挥发酚、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、菌落总数、大肠菌群、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、氰化物、砷、汞、镉、六价铬、铁、锰、铅
	3 地表水	pH、COD _{Cr} 、总磷、总氮、挥发酚、石油类、硫化物
	4 土壤	农用地：pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍 建设用地：pH、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1，1-二氯乙烷、1，2-二氯乙烷、1，1-二氯乙烯、顺-1，2-二氯乙烯、反-1，2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2-二氯丙烷、1，1，1，2-四氯乙烷、1，1，2，2-四氯乙烷、四氯乙烯、1，1，1-三氯乙烷、1，1，2-三氯乙烷、三氯乙烯、1，2，3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1，4-二氯苯、1，2-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并（a）芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、蒈、二苯并（a，h）蒽、茚并（1，2，3-cd）芘、萘
	5 噪声	昼夜等效连续 A 声级

	6	生态	植被类型的构成、分布、面积、生物量及种群、优势种群；土壤类型、特征、组成和分布，土地利用状况、土壤退化状况、土壤沙化等
影响 预测 因子	1	环境空气	VOCs（以非甲烷总烃计）、SO ₂ 、NO _x 、颗粒物
	2	地下水	石油类
	3	土壤	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）
	4	生态	动物、植被、生物量、土地利用现状
总量 因子	1	环境空气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、VOCs

2.4 环境功能区划及环境评价标准

2.4.1 环境功能区划

项目所在地区环境功能区划如下：

（1）空气环境：

本工程所在地为大庆市肇源县，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，2019年10月17日），肇源县未划分功能区划，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类区。

（2）地下水环境：

评价区域地下水使用功能为工农业用水及生活饮用水，评价区域地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准。

声环境：

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，2019年10月17日），本工程所在区域未划分功能区划，声环境执行《声环境质量标准》（GB3095-2012）1、2类区，村屯执行1类，其他执行2类。

（3）土壤环境：

本项目土壤环境占地内执行《土壤环境质量——建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选标准，占地外执行《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农用地土壤污染风险筛选值。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气质量标准

本项目区域环境空气中 CO、O₃、PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂ 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准，标准限值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

污染物名称	取值时间	二级标准
二氧化氮 NO_2	年平均	40
	24 小时平均	80
	1 小时平均	200
总悬浮颗粒物 TSP	年平均	200
	24 小时平均	300
二氧化硫 SO_2	年平均	60
	24 小时平均	150
	1 小时平均	500
颗粒物 PM_{10}	年平均	70
	24 小时平均	150
颗粒物 $\text{PM}_{2.5}$	年平均	35
	24 小时平均	75
一氧化碳 CO	24 小时平均	4000
	1 小时平均	10000
臭氧 O_3	日最大 8 小时平均	160
	1 小时平均	200

非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》相关要求，在环境质量现状评价中以 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 作为标准。

2.4.2.2 声环境质量标准

本项目区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1、2 类标准，具体标准限值见表 2.4-2。

表 2.4-2 声环境质量标准 单位: dB (A)

类 别	适用区	昼 间	夜 间
1 类	乡村地区	55dB(A)	45dB(A)
2 类	居住、商业、工业混杂区	60dB(A)	50 dB(A)

2.4.2.3 土壤环境质量标准

本项目农用地执行《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 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目），石油烃（ $\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$ ）参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值（ $4500\text{mg}/\text{kg}$ ）；建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地风险筛选值及表 2 建设用地土壤污染风险筛选值（其他项目）中第二类用地风险筛选值，具体见表 2.4-3 和 2.4-4。

表 2.4-3 农用地土壤污染风险管控标准 单位：mg/kg

污染物项目		风险筛选值			
		pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
	其他	0.3	0.3	0.3	0.6
汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
	其他	1.3	1.8	2.4	3.4
砷	水田	30	30	25	20
	其他	40	40	30	25
铅	水田	80	100	140	240
	其他	70	90	120	170
铬	水田	250	250	300	350
	其他	150	150	200	250
铜	其他	50	50	100	100
镍		60	70	100	190
锌		200	200	250	300

表 2.4-4 建设用地第二类用地土壤污染风险管控标准 单位：mg/kg

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

2.4.2.4 地下水环境质量标准

根据调查，评价区域地下水使用功能为农业灌溉用水及村民饮用水，地下水环境执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类，具体见表2.4-5。

表 2.4-5 地下水质量标准 单位：mg/L

序号	项目	单位	标准值	序号	项目	单位	标准值
1	钾	/	/	15	挥发性酚类（以苯酚计）	mg/L	≤0.002
2	钠	mg/L	≤200	16	氰化物	mg/L	≤0.05
3	钙	/	/	17	氟化物	mg/L	≤1.0
4	镁	/	/	18	硝酸盐（以 N 计）	mg/L	≤20
5	CO ₃ ²⁻	/	/	19	亚硝酸盐（以 N 计）	mg/L	≤1.0
6	HCO ₃ ⁻	/	/	20	铬（六价）	mg/L	≤0.05
7	硫酸盐	mg/L	≤250	21	砷	mg/L	≤0.01
8	氯化物	mg/L	≤250	22	铅	mg/L	≤0.01
9	pH	——	6.5—8.5	23	镉	mg/L	≤0.005
10	总硬度	mg/L	≤450	24	铁	mg/L	≤0.3
11	溶解性总固体	mg/L	≤1000	25	汞	mg/L	≤0.001
12	耗氧量（COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计）	mg/L	≤3.0	26	锰	mg/L	≤0.1
13	氨氮	mg/L	≤0.5	27	总大肠菌群	CFU/100mL	≤3.0
14	石油类	mg/L	≤0.05	28	菌落总数	CFU/mL	≤100

注：本项目石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类（为0.05mg/L）标准执行。

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气污染物排放标准

（1）本项目施工期扬尘以及运营期井场厂界非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值，具体指标见表2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物综合排放标准

污染物	无组织排放监控浓度限值	
	监控点	浓度(mg/m ³)
颗粒物	周界外浓度最高点	1.0
非甲烷总烃	周界外浓度最高点	4.0

（2）运营期新建古页3试验站厂界非甲烷总烃执行《陆上石油天然气

开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中企业边界污染物控制要求。

表 2.4-7 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

污染物	无组织排放监控浓度	浓度(mg/m ³)
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	4.0

1) 储罐运行维护符合标准中第 5.2.3 要求：固定顶罐罐体应保持完好，储罐附件开口（孔），处采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭，应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；

2) 废水集输和处理系统排放控制符合标准中 5.4 要求：油田采出水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。

3) 挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200mm。

（3）钻井期柴油发电机燃烧废气排放标准执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及其修改单中第三阶段标准限值。

表 2.4-8 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

阶段	额定净功率（P _{max} ） （kW）	CO（g/kWh）	HC+NO _x （g/kWh）	PM（g/kWh）
第三阶段	P _{max} >560	3.5	6.4	0.2
	130≤P _{max} ≤560	3.5	4.0	0.2
	75≤P _{max} <130	5.0	4.0	0.3
	37≤P _{max} <75	5.0	4.7	0.4
	P _{max} <37	5.5	7.5	0.6

2.4.3.2 废水污染物排放标准

本工程产生的含油污水、管线试压废水、含烃污水和油井作业污水拉运至新一联合含油污水处理站处理，处理后的水质执行《大庆油田地面工程

建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）相关要求，处理后污水回注油层，属于回注到现役油气藏层位。

2.4.3.3 噪声排放标准

施工期场地噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），标准值见表 2.4-9。

表 2.4-9 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼间	夜间
70	55

运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。标准值见表 2.4-10。

表 2.4-10 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼间	夜间
60	50

2.4.3.4 固体废物

（1）施工期产生的生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第 157 号令）。

（2）施工期钻井产生的废纯碱和膨润土包装袋属于一般工业固体废物，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）和《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020）。

（3）施工期产生的钻井期废防渗布和运营期产生的含油废防渗布、含油污泥、落地油、废分子筛、油基废弃泥浆均属于危险废物，执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求。

（4）本项目施工期产生的建筑垃圾（不能回填利用的弃土等建筑垃圾）

执行《城市建筑垃圾管理规定》（中华人民共和国建设部令第 139 号）。

（5）项目运营期产生含油污泥执行《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010）表 1 油田含油污泥综合利用污染控制指标，具体见表 2.4-11。

表 2.4-11 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		
		垫井场	通井路	农用（mg/kg 干污泥）
		mg/kg		土壤 PH<6.5 土壤 PH≥6.5
1	石油类	≤20000		≤3000 ≤3000
2	As	--		≤75 ≤75
3	Hg	0.8		≤5 ≤15
4	Cr	--		≤600 ≤1000
5	Cu	150		≤250 ≤500
6	Zn	600		≤500 ≤1000
7	Ni	150		≤100 ≤200
8	Pb	≤375		≤300 ≤1000
9	Cd	≤3		≤5 ≤20
10	PH 值	≥6		-- --
11	含水率	≤40%		-- --

2.5 评价工作等级

2.5.1 大气环境

1、评价因子及污染源参数

根据工程分析可知，大气污染主要来自运行期油田集输过程无组织挥发的烃类气体，古页 3 试验站站内装置集低温预分水、加热、热化学沉降、净水、缓冲共 5 大主体功能为一体，一体化装置自带燃料气相关附属设施，加热腔可对原油乳状液进行加热，采用软化水的间接加热方式，相比较火筒式直接加热可防止原油结垢、焦化及炉管腐蚀问题，提高加热效率、可避免因盘管穿管后油气直接和明火接触发生爆炸的潜在危险。不单独建设加热炉，无燃烧废气排放。未建设古 46 压裂返排液处理站。

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《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》可核算出整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为 131.68t/a，主要排放位置有井场、脱水站、转油站、联合站、污水站、

污泥站、油库等位置，均以面源形式排放。本项目涉及的排放源主要为平台井场和试验站，参照《2005 年中国温室气体清单研究》和《2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南》划分办法，密闭集输的井场非甲烷总烃的挥发量占全过程挥发量的 1.8%；转油站非甲烷总烃的挥发量占全过程挥发量的 9.1%，可计算出密闭集输的井场非甲烷总烃的挥发量为 2.37 t/a、试验站非甲烷总烃的挥发量 11.98t/a。项目共部署 19 口油井，形成 6 座平台井 1 口单井，本次预测选取最大产液量平台井进行预测，平台井的非甲烷总烃排放量为 0.374t/a。本工程新钻 18 口井与新建试验站距离很近，形成一个面源排放，经计算该面源的非甲烷总烃排放量为 14.225t/a。

污染源参数见表 2.5-1。

表 2.5-1 污染物面源参数调查清单

名称	面源起点坐标		面源海拔高度 /m	面源长度 /m	面源宽度 /m	与正北向 夹角/°	面源有效排放 高度 /m	年排 放小 时数 /h	排放 工况	污染物排放 速率/（t/a）
	X	Y								非甲烷总烃
井场	124.24 88739 2	45.74 50500 9	150	40	35	0	3	7920	连续	0.374
试验站	124.24 30633	45.74 42213 3	150	200	150	0	4	7920	连续	11.98
井场- 试验站	124.24 88739 2	45.74 50500 9	150	1000	400	0	4	7920	连续	14.225

2、估算模型参数的选择

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，采用估算模式计算本项目正常排放情况下主要污染物的最大影响程度和最远影响范围，按照评价工作分级判据进行分级。本项目估算模型参数一览表见表 2.5-2。

表 2.5-2 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		38.9
最低环境温度/℃		-36.2
土地利用类型		农用地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否

	地形数据分辨率	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

估算模型参数选取如下：

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

（2）环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

（3）拟建区位于农村地区，本次评价的土地利用利类型根据 3km 范围内最大面积选取农村用地。

（4）根据中国干湿度分布图判断，大庆市地区属于中等湿度地区。

（5）根据 EIA2018 大气预测软件的 DEM 地形文件，地形数据分辨率 90m。

3、评级工作等级确定

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：

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

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 2.5-3。

表 2.5-3 主要污染物最大地面浓度占标率计算结果

名称	污染物	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	D10%最远距离 (m)
井场	非甲烷总烃	1.68E-01	8.39	
试验站	非甲烷总烃	10.72E-01	53.6	1600
井场-试验站	非甲烷总烃	21.95E-01	26.64	1014

《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 2.5-4。

表 2.5-4 评价等级判别表

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

根据表 2.5-4 估算模式计算结果可知，本项目污染物最大地面浓度占标率为试验站的非甲烷总烃， $P_{\max}=53.6\%$ ， $P_{\max} \geq 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）判别依据，本项目大气环境影响评价工作等级为一级。

2.5.2 地表水环境

本项目产生分离含油污水拉运至新一联污水处理站处理达标后回注油层，场站生活污水排放新建化粪池，定期拉运至肇源县污水处理厂，因此项目不向地表水体排放废水，依据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于水污染影响型建设项目评价等级判定的规定，本项目地表水评价等级为三级 B。

表 2.5-5 水污染影响型建设项目评价等级判定

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

2.5.3 地下水环境

(1) 划分依据

根据《环境影响评价技术导则 地下水》(HJ610-2016)，建设项目地下水评价等级由项目所属的地下水环境影响评价项目类别、地下水环境敏感程度判定。本项目属于石油开采类，为Ⅰ类，地下水环境影响评价行业分类见表 2.5-6。

表 2.5-6 地下水环境影响评价行业分类表

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

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.5-7。

表 2.5-7 地下水环境敏感程度分级表

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

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

(2) 本项目地下水评价等级判定

对于集中式饮用水源，以井口为中心，一级保护区外扩 3000 天的质点

运移距离划定为较敏感区；对于分散式饮用水源，以井口为中心，半径 50m 为界，外扩 2000 天的质点运移距离划定为较敏感区，并将较敏感区外界定为不敏感区。

根据地下水导则地下水扩散公式：

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

式中：L-下游迁移距离，m；

α -变化系数， $\alpha\geq 1$ ，一般取 2；

K-渗透系数；

I-水力坡度，无量纲；

T-质点迁移天数；

n_e -有效孔隙度；

根据现场调查及资料收集，项目周边主要分布有农村集中式饮用水源、分散式饮用水源、农村用于灌溉的单井，其中新站镇发展村水源为农村集中式饮用水源，供水人数大于 1000 人，已设立一级水源保护区（黑政函[2017]89 号），一级保护区范围为：以水源井为中心，36m 为半径的圆形区域，该水源为承压水源，不设二级保护区，为中小型。分散式饮用水源主要为村屯中单井饮用水源井，未划定保护区。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》HJ610-2016 中 6.2.2.3：当同一建设项目涉及两个及两个以上场地时，各场地应分别判断评价工作等级，并按相应等级开展评价工作。

本工程位于肇源区域分布有集中饮用水水源和分散饮用水水源，根据本工程的肇源地区水文地质资料的相关数据，各参数值确定如下： $\alpha=2$ ，

$K=5.0$ ； $I=0.00007$ ； $ne=32\%$ ，对于集中饮用水水源保护区： $L=2\times 5.0\times 0.00007\times 3000 / 32\%=6.56m$ ，即集中饮用水水源保护区 42.56m（ $L+36m$ ）以外区域属于“不敏感”区域；对于分散饮用水水源保护区： $L=2\times 5.0\times 0.00007\times 2000 / 32\%=4.38m$ ，即分散饮用水水源地 54.38m（ $L+50m$ ）以外区域属于“不敏感”区域。

距离肇源县部分最近的集中饮用水源井为井场 1590m 的新站镇发展村水源，最近的分散饮用水源井为 3HC 井场南 350m 的卧龙岱屯饮用水井，所以地下水敏感程度为“不敏感”，评价等级为二级评价。

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.5-8。

表 2.5-8 评价工作等级分级表

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

因此本项目地下水环境影响评价工作等级为二级。

2.5.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则——声环境》（HJ2.4-2009）中 5.2.4 条规定：建设项目所处的声环境功能区为《声环境质量标准》（GB3096-2008）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量达 5dB(A)以下（不含 5dB(A)）、或受影响人口数量增加较多时，按二级评价。

本工程主要噪声源为运行期井场抽油机和新建古页 3 试验站设备产生的持续性噪声源及油井作业过程中产生的间断性噪声源两大类，噪声源的种类及数量较少，运行期噪声源强度不高，周围居民受影响人口数量增加

不多，敏感目标噪声级增高量在 5dB(A)以下，因此，声环境评价等级为二级。

2.5.5 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018）6.2.4：当同一建设项目涉及两个及两个以上场地时，各场地应分别判断评价工作等级，并按相应等级分别开展评价工作。本项目位于大同区和肇源县两个场地，分别进行评价等级的判断。

建设项目土壤环境影响评价工作等级的划分应依据建设项目所属行业分类和土壤环境敏感程度分级进行判定：

①建设项目行业分类：对照《环境影响评价技术导则 土壤环境》（试行）（HJ964-2018）附录 A，本项目属于采矿业中金属矿、石油、页岩油开采，按土壤环境影响评价项目类别划分为 I 类。

②土壤环境敏感程度分级：本工程位于肇源县，建设项目周边为耕地，为土壤环境敏感目标，土壤敏感程度为敏感，污染影响型敏感程度分级表见表 2.5-9。

表 2.5-9 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、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敏感目标的
不敏感	其他情况

③建设项目占地规模分级：根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）：将建设项目占地规模分为大型（≥50hm²）、中型（5~50hm²）、小型（≤5hm²），建设项目占地主要为永久占地。

具体等级划分表见表 2.5-10。

表 2.5-10 污染影响性评价工作等级划分表

项目类别 评价工作等级 敏感程度		I 类			II 类			III 类		
		大	中	小	大	中	小	大	中	小

敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。									

本工程土壤敏感程度为敏感，永久占地规模为 7.6211hm²，占地规模属于中型。评价等级为一级。

因此本工程土壤评价等级为一级评价。

2.5.6 生态环境

根据《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2022）相关判定要求，依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，评价等级划分为一级、二级和三级。

- （1）涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；
- （2）涉及自然公园时，评价等级为二级；
- （3）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；
- （4）根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；
- （5）根据 HJ 610、HJ 964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；
- （6）当工程占地规模大于 20km² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；

（7）除本条（1）、（2）、（3）、（4）、（5）、（6）以外的情

况，评价等级为三级；

（8）当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。

本项目位于黑龙江省大庆市肇源县境内，所在区域不涉及自然保护区、国家公园、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线、风景名胜區、湿地。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）判断本项目为水污染影响型项目，不属于水文要素影响型建设项目，且地表水评价等级为三级 B；根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目评价工作等级为一级；本项目总占地规模为 22.6091hm²，即 0.226091km²<20km²，主要占地类型为草地（非基本草原）、耕地（基本农田）。

综上所述，本项目生态评价等级为三级。

2.5.7 风险评价

本工程涉及的物质主要为原油、天然气、轻烃以及丙烷，环境风险评价的功能单元为集输管道，古页 3 试验站的全重力平衡油气水处理一体化装置、净化油罐、天然气入口分离器撬。主要将集输管道、古页 3 试验站、井场柴油罐区划分为 3 个危险单元。

（1）Q 值计算

1) 集输管道

本项目最长的集输管道为古页 3HC 井至新建古页 3 号试验站管线，其中原油管道 9.3km（ $\phi 76 \times 4.5$ ），原油密度为 0.79t/m³，则可计算出集输管道内最大原油存在量为： $((0.76-2 \times 4.5) / 1000)^2 / 4 \times 3.14 \times 9.3 \times 1000 \times 0.79 = 25.89\text{t}$ ；试验区汽油比为 300m³/m³，天然气密度为 0.7174 kg/m³，最大

天然气存在量为： $25.89 \times 300 \times 0.7174 / 1000 = 5.57\text{t}$ 。

2) 古页 3 试验站

古页 3 试验站脱水站内有全重力平衡油气水处理一体化装置 2 套（ $\varnothing 3800 \times 24000$ ）、 100m^3 净化油缓冲撬 4 座，原油密度为 $0.79\text{t}/\text{m}^3$ ，经计算设备中最大原油存储总量为： $(3800/1000/2)^2 \times 3.14 \times 24000/1000 \times 0.79 + 100 \times 4 \times 0.79 = 530.926\text{t}$ 。

天然气处理站内有天然气入口分离器撬 1 套（ $\varnothing 1400 \times 4950$ ），天然气密度 $0.7174\text{ kg}/\text{m}^3$ ，经计算天然气最大储存量为： $(1400/1000/2)^2 \times 3.14 \times 4950/1000 \times 0.7174/1000 = 0.005\text{t}$ 。

3) 钻井井场

每个井场各设置 1 个柴油罐区，设钢制柴油罐 2 个，单个容积 30m^3 ，柴油密度为 $0.835\text{g}/\text{ml}$ ，总容积： $2 \times 30 \times 0.835 = 50\text{t}$ 。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 表 B.1-突发环境事件风险物质及临界量对上述物质进行风险识别。定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 2.5-11。

表 2.5-11 本项目重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	石油气（伴生气）	68476-85-7	10
2	油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）	/	2500

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ --每种危险物质的临界量，t；

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I；

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

表 2.5-12 各生产单元危险物质数量统计表

生产单元及主要设施	危险物质名称	危险物质数量 (t)
集输管道	原油	25.89
集输管道	天然气	5.57
古页 3 试验站	原油	530.926
	天然气	0.005
钻井井场柴油罐 2 个	柴油	50

根据风险导则附录 C “不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算”，详细的 Q 值确定情况见下表。

表 2.5-13 危险物质数量与临界量的比值（ Q ）确定情况

序号	危险物质	临界量 (t)	单元最大量 (t)	q_n/Q_n	$Q = \sum q_n/Q_n$
1	原油	2500	556.816	0.223	0.801 < 1
2	天然气（甲烷）	10	5.575	0.558	
3	柴油	2500	50	0.02	

经计算，本项目 $Q = 0.801 < 1$ ，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 结合表 2.5-14，本项目应进行简单分析。

表 2.5-14 环境风险评价工作等级划分

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

^a 是相对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。

2.6 评价范围及环境保护目标

2.6.1 大气环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，根

据 AERSCREEN 估算结果，本项目评价等级为一级评价，各污染物的 $D_{10\%}$ 最远距离为 1.6km，小于 2.5km，评价范围为分别以井场和场站区域为中心，边长为 5km×5km 的叠加区域。大气环境保护具体见表 2.6-1，评价范围见附图 8。

表 2.6-1 本项目大气环境保护目标一览表

名称	坐标		保护对象	保护内容及规模	环境功能区	相对井场方位及最近距离
	经度	纬度				
向前村	124.22801881	45.73627474	村屯	村民，约 300 户，900 人	二类	试验站西南约 690m
发展村	124.26756060	45.74099460	村屯	村民，约 350 户，1100 人	二类	平台东南 1000m
卧龙岱屯	124.21152454	45.71708403	村屯	村民，约 150 户，400 人	二类	古页 3HC 井场南 260m
古城村	124.19406571	45.72871678	村屯	村民，约 300 户，800 人	二类	古页 3HC 井场西北 1600m

2.6.2 声环境影响评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ4.2-2009）的要求，结合建设项目特点，确定本工程声环境影响评价范围为井场、古页 3 试验站、集油管道 200m 范围内的区域。本项目 200m 范围内无声环境保护目标。

2.6.3 生态环境评价范围及保护目标

本工程生态环境评价范围为井场、场站永久占地厂界外扩 50m 以及管道、道路中心线两侧 300m 的生态环境。生态环境保护目标详见表 2.6-2，评价范围见附图 8。

表 2.6-2 生态环境保护目标统计

名称	方位/距离（m）	环境特征	保护级别
耕地（基本农田）	永久占用耕地 7.6211hm ² ，临时占用耕地 14.988hm ²	基本农田	永久占地的耕地按照“占一补一”进行开垦，补缴费用，临时占用耕地平整后复垦
农田生态系统、周边土壤、自然植被、农作物、	井场、场站永久占地、厂界外扩 50m 以及管	采取工程、林草、封育和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪	

野生动物	道、道路中心线两侧 各 300m	排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。井场及管线施工划定施工活动范围，挖、填方作业尽量做到互补平衡，分层回填，回填后应予以平整、压实，占地范围内做好原有植被恢复工作。在施工场地两侧设置临时围挡，临时占地范围内设单独表层土堆土区，临时堆土堆成梯形，土堆表面覆盖土工布且设置排水沟，并在施工场地周边设临时施工围堰和临时排水沟
水土流失重点预防区、 水土流失重点治理区		

2.6.4 地下水环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用公式法确定地下评价范围：

$$L=2\times5.0\times0.00007\times5000 / 32\%=10.94\text{m}$$

综合考虑根据地下水流向、周围饮用水源井分布和地下水导则的要求，结合本项目周边的环境状况，肇源县部分评价范围为井场为中心，东西宽 4.7km、南北长 5.5km 的矩形区域。

地下水环境保护目标详见表 2.6-3 及评价范围见附图 8。

表 2.6-3 地下水环境保护目标统计

名称	相对井场方位及最近距离	规模	保护级别
孙姓养鱼散户潜水井	2 号平台北 1800m	住户 2 人，家中水井 1 口（124.24184094，45.76038601），井深 30m，主要用于饮用、灌溉	《地下水质标准》 （GB/T14848-2017） III 类
发展村水井	4 号井场东南 1590m	村中有集中供水井 1 口（124.256984，45.740921），井深 180m，供本村人饮用，供水规模约为 1100 人，为农村集中式饮用水源；其余分散式潜水水井约 50 口（18~30m）用于牲畜用水及灌溉	
向前村水井	3 号试验站西南 1700m	村中有供水井 1 口（124.23083543，45.73589911），井深 160m，供本村人饮用，供水规模约为 900 人；村内设分散式潜水水井约 10 口（18~25m）用于牲畜用水及灌溉	
卧龙岱屯水井	古页 3HC 井场南 350m	村中有供水井 1 口(124.212130,45.716317),井深 150m，供本村人饮用，供水规模约为 400 人；村中另有分散式潜水水井约 20 口（18~30m）用于牲畜用水及灌溉	
潜水含水层	地下水评价范围内的潜水含水层		

2.6.5 地表水环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中 5.3.2.2，
三级 B 评价范围为：应满足其依托污水处理设施环境可行性分析的要求；
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。

表 2.6-4 地表水环境保护目标统计

环境要素	保护目标名称	方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地表水环境	鸭木蛋格泡子	1 号平台北侧 1.0km	水域面积约 12.52km ²	不因本项目造成水质污染

2.6.6 土壤环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则—土壤环境》（HJ964-2018），项目评价等级为污染影响型一级评价，评价范围为井场和场站区域外扩 1km 范围土壤环境，根据现场调查，本项目土壤环境敏感目标见表 2.6-5，评价范围见附图 8。

表 2.6-5 土壤环境保护目标

名称	方位/距离（m）	环境特征	保护级别
耕地（基本农田）	井场、场站边界外扩 1km 以及管道两侧各 200m 区域	耕地、基本草原	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）
向前村	试验站西南约 690m	村屯用地	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）
发展村	4 号平台东南 1000m		

2.6.7 环境风险评价范围及保护目标

根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ/T169-2018）要求，结合建设项目特点，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。

本项目根据环境敏感目标的分布情况，事故后果预测结果对环境产生危害的范围综合确定建设项目周围主要环境敏感目标为：大气保护目标见表 2.6-1，生态保护目标见表 2.6-2，地下水保护目标见表 2.6-3，地表水保护目标见表 2.6-4，土壤保护目标见表 2.6-5。

2.7 评价工作内容及重点

本工程为页岩油开采项目，根据评价区域的环境特征及油田开发建设项目的具体特点，在工程分析的基础上，以生态环境影响评价、环境风险与生态环境保护措施为重点，同时进行项目大气环境影响评价、声环境影响评价，环境影响经济损益分析、环境管理及监测计划等项目的评价与分析，在评价过程中力求工业污染防治与生态环境保护并重，提出相应的污染防治措施和生态保护措施及建议。

第三章 建设项目工程分析

3.1 变更项目概况

3.1.1 变更项目基本情况

项目名称：古龙页岩油 3 号试验区水平井开发先导试验试采工程（重新报批）项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部；

建设性质：新 建（重新报批）；

建设地点：黑龙江省大庆市肇源县境内，中心坐标为：北纬 45.74422133、东经 124.22046669；

总 投 资：实际投资 11108.21 万元，相比原环评时期 41687.3 万元减少了 30579.09 万元；

工程进度：本项目施工期已结束，尚未投入使用。因涉及重大变动，重新报批环评，预计 2025 年 8 月投产。

劳动定员：古页 3 号试验站全站定员 10 人；

工作制度：年工作 330 天，24h 运行；

建设内容及规模：本项目新钻 18 口油井，部署开发 19 口油井（代用井 1 口，井号：古页 3HC，目前已经完成钻井），共形成 6 座平台和 1 口单井；新建古页 3 号试验站 1 座（脱水站与天然气处理站合建）；新建单井集油管道 9.3km；配套建设供配电工程和道路工程等，实际建成产能 9.29×10⁴t/a。本项目新增总占地面积为 22.6091hm²，其中临时占地面积 14.988hm²，永久占地面积 7.6211hm²。工程占地均为基本农田。项目组成情况见表 3.1-1。项目总平面布置图见附图 3。

表 3.1-1 项目组成一览表

工程类别	工程名称		原环评规模及建设内容	实际规模及建设内容	备注
肇源县建设内容					
钻井工程	主体工程	钻井	共新钻油井 8 口，形成 4 个平台，项目钻井总进尺约 42616m，平均单井总井尺 5327m，平均单井垂深 2773m	共新钻油井 18 口，形成 6 个平台，项目钻井总进尺约 42616m，平均单井总井尺 5327m，平均单井垂深 2773m	钻井施工已经结束，增加 10 口油井
		钻井井场	基建钻井井场 9 个，其中 4 个平台井（新钻井）和 1 个单井（代用井，已完成钻井）井场。各井场设备包括钻机、钻台、柴油机等	基建钻井井场 19 个，其中 6 个平台井（新钻井）和 1 个单井（代用井，已完成钻井）井场。各井场设备包括钻机、钻台、柴油机等	增加 10 口油井，增加 2 个新钻井平台，每个平台 3 口油井
		井架基础	新钻井每座井场设置 1 个，撬装式钢制基础，43.3m×11.7m，用于架设钻井井架	新钻井每座井场设置 1 个，撬装式钢制基础，43.3m×11.7m，用于架设钻井井架	增加 10 口新钻油井，相应工程增加

		射孔	共新钻8口井，对8口井进行射孔作业	共新钻18口井，对18口井进行射孔作业	增加10口油井
		压裂	8口新钻井和1口代用井均进行压裂作业	18口新钻井和1口代用井均进行压裂作业	增加10口油井
	辅助工程	发电房	占地面积100m ² ，放置柴油发电机	占地面积100m ² ，放置柴油发电机	钻井施工已经结束，增加10口新钻井，相应工程增加。钻井过程中KOH、过硫酸钾使用配制好的溶液，直接拉运至井口使用，施工现场不产生废KOH包装袋和废过硫酸钾包装袋
		泥浆循环罐	钢制泥浆循环罐3个，单罐容积40m ³ ，储量合计120m ³ ，占地面积100m ²	钢制泥浆循环罐3个，单罐容积40m ³ ，储量合计120m ³ ，占地面积100m ²	
		钢制泥浆槽、废弃油基泥浆罐	钢制泥浆槽（尺寸为3m×1.8m×1.5m）用于接收水基钻井污水、钻井岩屑、废弃钻井液、废射孔液，拉运至采油九厂15万m ³ /a钻井废弃泥浆无害化处理站处理；废弃油基泥浆罐接收油基钻井污水、钻井岩屑、废弃钻井液，废弃油基泥浆委托大庆市云泰石化产品有限公司拉运处理	钢制泥浆槽（尺寸为3m×1.8m×1.5m）用于接收水基钻井污水、钻井岩屑、废弃钻井液、废射孔液，拉运至采油九厂15万m ³ /a钻井废弃泥浆无害化处理站处理；废弃油基泥浆罐接收油基钻井污水、钻井岩屑、废弃钻井液，废弃油基泥浆委托大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运处理	
		钻井液材料房	新钻井每座井场设置1个，占地50m ³ ，用于存放钻井液材料，包括膨润土、纯碱、腐殖酸类、丙烯酸聚合物、聚丙烯酰胺、双聚铵盐、甲基硅酸钠、润滑剂、油包水降虑失剂、CaO等。氢氧化钾、过硫酸钾危险原料放置在防风防雨防晒的专门区域，储存方式为袋装码垛，氢氧化钾、过硫酸钾最大储存量为0.5t	新钻井每座井场设置1个，占地50m ³ ，用于存放钻井液材料，包括膨润土、纯碱、腐殖酸类、丙烯酸聚合物、聚丙烯酰胺、双聚铵盐、甲基硅酸钠、润滑剂、油包水降虑失剂、CaO等。钻井过程中KOH、过硫酸钾使用配制好的溶液，直接拉运至井口使用，施工现场不产生废KOH包装袋和废过硫酸钾包装袋	
		井控房	每座井场设置1座井控房，占地面积50m ² ，安放钻井控制系统、监测及报警装置，用于井控人员监测钻井情况	每座井场设置1座井控房，占地面积50m ² ，安放钻井控制系统、监测及报警装置，用于井控人员监测钻井情况	
		其他材料房	每座井场设置1个，用于存放射孔液、水泥等其他材料，设置钢制筒，用于暂存钻井废弃防渗布、氢氧化钾包装袋、过硫酸钾包装袋，施工结束后委托处理	每座井场设置1个，用于存放射孔液、水泥等其他材料，设置钢制筒，用于暂存钻井废弃防渗布，施工结束后委托处理	
		柴油罐区	每个井场各设置1个柴油罐区，占地面积30m ² ，设钢制柴油罐2个，单个容积30m ³ ，柴油密度为0.835g/ml，总容积	每个井场各设置1个柴油罐区，占地面积30m ² ，设钢制柴油罐2个，单个容积30m ³ ，柴油密度为0.835g/ml，总容	

			50t。柴油罐周围设置围堰，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上	积 50t。柴油罐周围设置围堰，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上	
公用工程	供排水工程		钻井井场：生产用水由罐车运送，钻井施工时每座井场设钢制水罐 1 个/井场，储量 30m ³ ；生活用水使用桶装水；设防渗生活污水池，4m ³ /井场，施工结束后进行清淘作农家肥。井场四周设有截水沟，避免场地上游径流进入场地及场地施工杂物随地表径流流出场地	钻井井场：生产用水由罐车运送，钻井施工时每座井场设钢制水罐 1 个/井场，储量 30m ³ ；生活用水使用桶装水；设防渗生活污水池，4m ³ /井场，施工结束后进行清淘作农家肥。井场四周设有截水沟，避免场地上游径流进入场地及场地施工杂物随地表径流流出场地	钻井施工已经结束，增加 10 口新钻油井，相应工程增加
	供电工程		井场配电采用单变压器对单井及单变压器对多井方式。新建井场柱上变电站 5 座（4 个平台井和 1 口单井）	井场配电采用单变压器对单井及单变压器对多井方式。新建井场柱上变电站 7 座（6 个平台井和 1 口单井）	
依托工程	采油九厂危险废物规范化储存库		储存库已在《采油九厂危险废物规范化存储工程》中进行了环境影响评价，环评批复文号为杜环建字（2019）30 号，于 2020 年 10 月投产，站内建设 2 座库房，库房最大储存量为 4.73t，目前存储量为 1.1t，周转周期为 1 次/年，委托资质单位拉运处理。 本项目运营期含油废弃防渗布产生量 0.075t/a、废分子筛 0.08t/a，拉运至该站进行暂存，定期委托资质单位拉运处理，可满足本项目需要。	储存库已在《采油九厂危险废物规范化存储工程》中进行了环境影响评价，环评批复文号为杜环建字（2019）30 号，于 2020 年 10 月投产，站内建设 2 座库房，库房最大储存量为 4.73t，周转周期为 1 次/年，委托资质单位拉运处理。 本项目运营期含油废弃防渗布、废分子筛拉运至该站进行暂存，定期委托资质单位拉运处理，可满足本项目需要	依托不变
	采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理站（		大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理项目中新建的水基泥浆无害化处理装置处理，该项目位于杜尔伯特县龙胡路南侧，该装置设计处理规模为 500m ³ /d。主要设备为储水罐、均质储浆罐、均质反应罐、分离撬、压滤底撬、3 座泥浆池、1 座堆泥场（规格 78×60×1.5m，9m 高棚盖，钢构厂房，半封闭，最大储存量 7000t）。泥浆脱水后的污水暂存在清水罐内，定期由企业用罐车运至龙一联合含油污水站处理达标后，回注；泥饼由采油九厂综合利用垫井场或铺路。该站设计处理能力	大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理项目中新建的水基泥浆无害化处理装置处理，已在《大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理项目》中进行了环境影响评价，环评批复文号为杜环建字（2020）7 号，2020 年 11 月完成自主验收。该项目位于杜尔伯特县龙胡路南侧，该装置设计处理规模为 500m ³ /d。主要设备为储水罐、均质储浆罐、均质反应罐、分离撬、压滤底撬、3 座泥浆池、1 座堆泥场（规格 78×60×1.5m，9m 高棚盖，钢	依托不变

	水基泥浆)	500m³/d，目前泥浆负荷357.5m³/d，负荷为71.5%，运行情况良好。 本项目产生水基钻井污水（443.68m³）、水基钻井泥浆（3496m³）以及水基钻井岩屑（532.42m³）、废射孔液（288m³）均送入该站处置，平均每天进入该站的泥浆约为52.89m³/d，考虑同期项目（松辽盆地北部古页1试验区直井井组试验试采工程）产生量为73.7m³/d，该站负荷率为96.9%，目前运行良好。处理能力满足本工程要求。 该站已在《大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂15万m³/a钻井废弃泥浆无害化处理项目》中进行了环境影响评价，环评批复文号为杜环建字〔2020〕7号，目前正在组织验收。	构厂房，半封闭，最大储存量7000t）。泥浆脱水后的污水暂存在清水罐内，定期由企业用罐车运至龙一联合油污水站处理达标后，回注；泥饼由采油九厂综合利用垫井场或铺路。该站设计处理能力500m³/d，目前运行情况良好。 本项目产生水基钻井污水、水基钻井泥浆以及水基钻井岩屑、废射孔液均送入该站处置，处理能力满足本工程要求。	
	废弃钻井液无害化处理装置（油基泥浆）	本工程产生的废弃油基泥浆依托大庆市云泰石化产品有限公司建设的废弃泥浆无害化处理油基泥浆站，该站位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县杏树岗村北侧3km处，建设有油田钻井油基钻屑、修井洗井含油污泥、罐底油泥等含油污泥的减量化、无害化处理装备及设施，年处理量10万t/a，其中油田钻井油基钻屑年处理量为5万t/a，处理的危险废物类别是HW08废矿物油与含矿物油废物，废物代码有：071-001-08、071-002-08、072-001-08。主要设备有油水分离器、多级分离装置、深度脱附装置等，采用“预处理+深度脱附”工艺分别处理油田钻井油基钻屑以及含油污泥。产生的废水用罐车运至龙一联合油污水站处理指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）出水水质“8、3”（含油8mg/L、SS：3mg/L）的要求后回注不外排。 目前进入该站的油基泥浆量	本工程产生的废弃油基泥浆依托大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）建设的废弃泥浆无害化处理油基泥浆站，该站位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县杏树岗村北侧3km处，该站已在大庆市云泰石化产品有限公司《废弃泥浆无害化处理油基泥浆站项目》中进行了环境影响评价，环评批复文号为庆环审〔2020〕21号，该站于2024年9月完成自主验收。建设有油田钻井油基钻屑、修井洗井含油污泥、罐底油泥等含油污泥的减量化、无害化处理装备及设施，年处理量10万t/a，其中油田钻井油基钻屑年处理量为5万t/a，处理的危险废物类别是HW08废矿物油与含矿物油废物，废物代码有：071-001-08、071-002-08、072-001-08。主要设备有油水分离器、多级分离装置、深度脱附装置等，采用“预处理+深度脱附”工艺分别处理	依托不变

环保工程		为10000t/a，本工程钻井施工期产生的油基钻井污水（408.64m³）、废弃油基钻井液（3024m³）、油基钻井岩屑（490.37m³）均送入该站处理，折算密度为1.7g/cm³，折算后废油基泥浆产生总量为6669.2t，叠加新增负荷后该站负荷率为33.33%，处理能力满足本工程依托需求 该站已在大庆市云泰石化产品有限公司《废弃泥浆无害化处理油基泥浆站项目》中进行了环境影响评价，环评批复文号为庆环审〔2020〕21号，目前正在组织验收	油田钻井油基钻屑以及含油污泥。产生的废水用罐车运至龙一联合含油污水站处理指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）出水水质“8、3”（含油8mg/L、SS：3mg/L）的要求后回注不外排。 经调查，油基钻井岩屑、废弃油基泥浆委托大庆市云泰石化产品有限公司建设的废弃泥浆无害化处理油基泥浆站处置。分离出的废水，由罐车运至龙一联合含油污水站处理合格后回注目的油层；泥渣满足标准要求后，由采油九厂综合利用垫井场和通井路。经调查，黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆建设的无害化处理油基泥浆站采用预处理+深度脱附处理先进工艺，将废弃油基泥浆中的油、水、岩屑进行分离。处理站有缓存池1座，能容纳3万吨，现有热解设备10台炉，年处理钻井油基钻屑年处理量5万吨。 经调查目前进入该站的油基泥浆量为27000t/a，运行负荷54%，未发生超过依托场站处理能力的情况。	
	废气	钻井施工期柴油发电机使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，使产生的燃烧废气达标排放；对易起尘的临时土方等加盖苫布，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	钻井施工期柴油发电机使用了低标号柴油，调节柴油机运行工况，产生的燃烧废气达标排放；对易起尘的临时土方等加盖苫布，洒水抑尘，加强了施工管理，降低了施工扬尘对周围环境产生的影响	钻井施工工程已结束，根据调查，各项污染物均实现达标排放，未发生污染事件
	废水	钻井施工期水基钻井污水排罐车拉运至采油九厂15万m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）	钻井施工期水基钻井污水由罐车拉运至采油九厂15万m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）	
		钻井施工期油基钻井污水罐车拉运至大庆市云泰石化产品有限公司建设的废弃钻井液无害化处理装置（油基泥浆）委托处理	钻井施工期油基钻井污水罐车拉运至大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）建设的废弃钻井液无害化处理装置（油基泥浆）委托处理	
		钻井施工期生活污水排入施	钻井施工期生活污水排入施	

			工井场设置的临时防渗旱厕，施工结束后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）	工井场设置的临时防渗旱厕，施工结束后已经进行了卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）	
	地下水分区防渗		钻井井场柴油罐区、油基泥浆循环罐区、废弃油基泥浆罐区属于重点防渗，储罐为双层罐，柴油罐区周围设置玻璃钢围堰，铺设人工防渗层高密度聚乙烯膜，防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）等效黏土层 $Mb \geq 6.0m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 重点防渗要求； 钻井井场生活污水池、钻井液材料房属于一般防渗区，铺设厚 2mm 土工膜构筑防渗层，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）等效黏土层 $Mb \geq 1.5m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 一般防渗要求	钻井井场柴油罐区、油基泥浆循环罐区、废弃油基泥浆罐区进行了重点防渗，储罐为双层罐，柴油罐区周围设置了玻璃钢围堰，铺设了人工防渗层高密度聚乙烯膜，防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）等效黏土层 $Mb \geq 6.0m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 重点防渗要求； 钻井井场生活污水池、钻井液材料房进行了一般防渗，铺设了厚 2mm 土工膜构筑防渗层，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）等效黏土层 $Mb \geq 1.5m$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 一般防渗要求	
	地下水防控		1) 钻井防渗措施采取双层套管，水泥固井； 2) 钻井液、压裂返排液、射孔液全程不落地	1) 钻井防渗措施采取了双层套管，水泥固井； 2) 钻井液、压裂返排液、射孔液全程未落地	
	噪声		施工期选用低噪声设备；合理布置施工现场，定期对施工设备进行保养维护，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；运输车辆均避开村屯进行运输	施工期选用了低噪声设备；合理布置了施工现场，定期对施工设备进行了保养维护，保证设备保持在最佳运行状态，降低了噪声源强度；运输车辆均避开了村屯进行运输	
	废弃钻井液、岩屑、废射孔液		整个施工期产生的水基废弃钻井液、钻井污水、钻井岩屑、废射孔液 4760.1m³，定期由罐车拉运至采油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理项目中新建的水基泥浆无害化处理装置处理，分离出的泥饼检测达标后用于铺设油田道路等综合利用，分离出的废水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理后回注	整个施工期产生的水基废弃钻井液、钻井污水、钻井岩屑、废射孔液由罐车拉运至采油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理项目中新建的水基泥浆无害化处理装置处理，分离出的泥饼检测达标后用于铺设油田道路等综合利用，分离出的废水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理后回注	
			油基废弃钻井液、钻井污水、废弃岩屑总量为 3923.01m³，委托大庆市云泰石化产品有	油基废弃钻井液、钻井污水、废弃岩屑委托大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑	

			限公司建设的废弃泥浆无害化处理油基泥浆站处理，分离出的泥饼检测达标后用于铺设油田道路等综合利用，分离出的废水由罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理后回注	龙江迈景环保科技有限公司）建设的废弃泥浆无害化处理油基泥浆站处理，分离出的泥饼检测达标后用于铺设油田道路等综合利用，分离出的废水由罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理后回注	
		废包装袋	一般化学品包装袋：钻井时期产生的废纯碱、膨润土包装袋产生量为0.12t,属于一般工业固体废物，由大庆钻探工程公司统一安排拉运至工业固废填埋场进行填埋	一般化学品包装袋：钻井时期产生的废纯碱、膨润土包装袋属于一般工业固体废物，由大庆钻探工程公司统一安排拉运至工业固废填埋场进行填埋	
			危险化学品包装袋：钻井时期产生的废KOH包装袋为0.08t；项目对9口油井进行集中压裂，产生废过硫酸钾包装袋0.009t，废KOH和过硫酸钾包装袋委托有资质单位处理	钻井过程中KOH、过硫酸钾使用配制好的溶液，直接拉运至井口使用，施工现场不产生废KOH包装袋和废过硫酸钾包装袋	
		钻井废弃防渗布	本项目钻井期间共产生含油废钻井防渗布0.2t，由于本项目使用油基钻井液，属于危险废物，废物类别及代码为HW49/900-041-49，施工结束后由钻井队集中收集，暂存于专用钢制桶内，委托有资质的单位进行处置	本项目钻井期间含油废钻井防渗布，属于危险废物，废物类别及代码为HW49/900-041-49，施工结束后由钻井队集中收集，暂存于专用钢制桶内，委托有资质的单位进行处置	
		生活垃圾	施工人员产生的生活垃圾统一收集送附近垃圾点，由环卫工人运至肇源县生活垃圾处理厂场填埋处理	施工人员产生的生活垃圾统一收集送附近垃圾点，由环卫工人运至肇源县生活垃圾处理厂场填埋处理	
		生态	对钻井永久占地0.576hm ² 进行生态补偿，临时占地3.024hm ² 进行生态补偿，占地类型均为基本农田，基本农田应取得相关部门征地许可手续	对钻井永久占地1.008hm ² 进行生态补偿，临时占地5.688hm ² 进行生态补偿，占地类型均为基本农田，基本农田应取得相关部门征地许可手续	
		环境风险防控	井场事故设置临时围堰，发生井喷事故时井场周边应及时修筑围堰，控制油水扩散范围，避免对周围环境造成污染	井场事故设置了临时围堰，发生井喷事故时井场周边及时修筑了围堰，控制了油水扩散范围，未对周围环境造成污染	
地面工程	主体工程	原油集输工	井场工程：项目共部署9口油井，4个平台井和一口单井，建成后预计产能4.58×10 ⁴ t/a。9口采油井选用额定排量18~190m ³ /d、额定扬程2550m宽	井场工程：项目共部署19口油井，6个平台井和一口单井，建成产能9.29×10 ⁴ t/a。19口采油井选用QHR20型宽幅电泵举升	增加了10口新建油井，实际新钻18口井形成6座平台，1口代用

	程	幅电泵举升		井（古页 3HC 井）。建成产能 $9.29 \times 10^4 \text{t/a}$ ，相比环评时期 $4.58 \times 10^4 \text{t/a}$ ，产能增加了 $4.71 \times 10^4 \text{t/a}$ 。
		计量间：新建撬装 9 井式计量间 1 座，计量间为一体成型撬装结构，在厂家已经预制完成，现场仅进行安装和调试	采用一级布站，集油阀组计量间与 3 号试验站合建：设置 20 井式自动选井阀组及 2 座气液自动计量装置，10 口井对应 1 座计量装置，对油井产液产气进行轮换计量，在厂家已经预制完成，现场仅进行安装和调试	采用一级布站，集油阀组计量间与 3 号试验站合建
		集油管道：新建单井集油管道 5.0km（DN80~4.5km、DN65~0.5km），采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道	集油管道：新建单井集油管道 9.3km（ $\phi 76 \times 4.5$ ），采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道	相比环评时期，新增集油管线 3.8km。
	古页 3 试验站	脱水站部分：采用“两级三相分离+加热炉处理工艺”，设计处理规模 500t/d，脱水站与天然气处理站、装车场合建，整站采取数字化建设，实现无人值守。主要工程内容：新建“三相分离器”组合装置 2 台，新建 0.58MW 脱水加热炉 2 台，破乳剂加药装置 1 套以及污水罐 4 座和污水泵 1 台	脱水站部分：站内装置集低温预分水、加热、热化学沉降、净水、缓冲共 5 大主体功能为一体，不单独建设加热炉。设计处理规模 3000t/d，弹性范围 5%~125%，脱水站与天然气处理站、装车场合建，整站采取数字化建设，实现无人值守。主要工程内容：新建设备主要包括 1500m ³ /d 全重力平衡油气水处理一体化装置 2 套，100m ³ 净化油缓存撬 4 套、加药撬共计 4 套、原油装车泵撬 1 套、污水外输泵撬 1 套、55m ³ 污水缓冲撬 1 座、密闭装车撬 1 套	本次增加 10 口油井产液，考虑后续其他产能项目油井产液进入本站处理，增加了 2500t/d。
		天然气处理站部分：本次新建天然气处理装置 1 套，设计处理规模 $7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，主要工程内容包括：入口分离器撬（处理量 $7 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ）、原料气增压撬（原料气压缩机 $Q=7 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ）、天然气脱水撬、丙烷制冷机组撬、轻烃储存撬（轻烃储罐 $\phi 1800 \times 6000$ 、16.5m ³ ）、放空火炬以及仪表风等配套系统，浅冷后的天然气外售	古页 3 号试验站天然气分离及增压设计处理规模为 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，操作弹性为 5%~120%。新建设备主要包括入口气液分离器撬 1 套、 $6 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 原料气压缩机撬 2 套、注醇撬 1 套、外输计量撬 1 套，配套放空火炬系统等辅助设施。采用原料气分离+多级增压+分子筛脱水+丙烷制冷脱烃+干气管输、混烃稳定后拉运工艺。	本次增加 10 口油井产液，考虑后续其他产能项目油井产液进入本站处理，增加了 3 万方/d

				古页3号试验站至古页2号试验站 $\Phi 219 \times 6$ 湿气外输管道 27.67km，利用古页2号试验站已建天然气处理装置对3号试验区伴生气进行处理，无法处理的伴生气交第三方处理。 古页2号试验站新建收/发球筒1座、气液分离器橇1套，并对站内管网进行改造。	
			辅助办公用房：古页3号试验站内新建场站职工办公等配套工程采用移动板房，住宿依托页岩油区域建设的共享公寓，试验站的辅助生产区不设食宿，仅建设必要的生活及生产设施。 工程配套生产及生活辅助厂房5间、车库4座。其中，库房~1间、维修间~1间、资料室~1间、会议室~1间，车库~4间共计262平，其中车库、维修间、库房采用门钢结构，会议室、资料室采用市购板房	辅助生产区布置在装置区东南侧，新建1座生产辅助用房(包括值班间、办公室、技术室、化验室、库房、卫生间)、1座电控一体化撬，2个车库和维修间，水源井泵房、净水设备橇、化粪池、污水池各1座。	根据设计方案，略有调整
	公用工程	供排水工程	3号试验站：新建地下水水源井1口（非饮用水源井），井深100m，为新建试验站提供生活用水，新建潜水泵1台 $Q=5\text{m}^3/\text{h}$，$H=100\text{m}$，供水管道 $\text{DN}100\sim 100\text{m}$。 水处理设施：新建供水处理设施1套，包括缓冲水箱 10m^3，$\Phi 0.6\text{m}$ 锰砂过滤罐1座，1台加气泵 $5\text{m}^3/\text{h}$，2台恒压水泵 $2\text{m}^3/\text{h}$，1台反冲洗水泵 $15\text{m}^3/\text{h}$。 试验站人员较少，饮用水采用桶装水，生活水处理设施：考虑生活污水水量小，新建 50m^3 化粪池1座，定期外运1次。配套建设排污管线 $\text{DN}150\sim 100\text{m}$	3号试验站：新建地下水水源井1口（非饮用水源井），井深100m，为新建试验站提供生活用水，工艺为水源井来水→缓冲水箱→锰砂罐→缓冲水箱→恒压供水装置→紫外线消毒器→各配水点。 水处理设施：新建供水处理设施1套，包括一体化净水设备 $2\text{m}^3/\text{h}$（含缓冲水箱、锰砂罐、恒压供水泵、气压罐、反冲洗水泵、紫外线消毒等）。 试验站人员较少，饮用水采用桶装水，生活水处理设施：新建 2m^3 化粪池1座，定期外运1次。配套建设排污管线 $\text{DN}200\sim 500\text{m}$	根据设计方案，略有调整
		供电工程	本区块新建古页3号试验站1座，总运行负荷917kW，其中二级以上运行负荷870kW，规划新建电控一体化撬1座，变压器容量为 $2 \times 2000\text{kVA}$，自新一联变电站10kV出线柜。为新建站站内通讯仪表用电负	新建1座35/10kV撬装变电站，内设1台35/10kV变压器、35kV配电柜、10kV配电柜、综合自动化装置等；新建1座10/0.4kV箱式变电站，内设2台10/0.4kV变压器、10kV配电柜、0.4kV配	根据设计方案，略有调整

			荷设置 10kVA 不间断电源 1 台。新建站场围墙采用光伏围墙，新建光伏围墙 720m²，每小时最大发电量 144.0kW。为满足新建站场及新井场配电变压器引接电源的需要，新建 10kV 线路 33.2km 为满足新建站场及新井场配电变压器引接电源的需要，需要新建 10kV 线路 33.2km，其中干线 30.4 km，线路采用 3xLGJ-185 型导线；新建支线 2.8km，线路采用 3xLGJ-120 型导线。新建高压补偿装置 200kVar	电柜等 新建 10kV 架空线路 700m；6 座平台各新建 1 台 10/0.4kV 变压器和 3 台户外动力配电箱。新建 1 套 400kW 移动式应急柴油发电机组，保障单井设备应急供电。 建设 35kV 线路 16.75km，其中新建 4km，其余 12.75km 为利旧。	
		道路工程	新建 4 座平台井通井路 0.35km，为路面宽 3.5m 的砂石路；新建 3HC 井通井路 0.5km，为路面宽 3.5m 的砂石路；新建古页 3 号试验站进站路 0.1km，为路面宽 4.0m 的砂石路	新建试验站进站路 0.315km，采用水泥混凝土路；丛式井场通井路 0.285km，采用砂石路；古页 3HC 井新建通井路 0.365km，砂石路面。	进站路增加 0.215km，路面为水泥混凝土；通井砂石路减少 0.2km。
		数字化工程	通信工程：新建古页 3 号站、9 口油井、1 座计量阀组间（与试验站合建）提供生产数据业务、办公数据业务及安防等业务传输通道。设计内容包括数据传输系统、视频监控系统、周界入侵报警系统、语音及办公网系统、光缆线路等共五部分内容。 自控工程：包括站内自控部分及站外自控部分，站内包括试验 3 脱水站、天然气处理站、装车场、1 座 9 井式计量阀组间（计量间为自动选井计量）等内容。站外系统部分包括 9 口油井，油井现阶段为自喷开采，第 2 年转为抽油机开采，信号上传至古页 3 号试验站控制中心集中监控	通信工程：新建古页 3 号站、19 口油井、1 座计量阀组间（与试验站合建）提供生产数据业务、办公数据业务及安防等业务传输通道。设计内容包括数据传输系统、视频监控系统、周界入侵报警系统、语音及办公网系统、光缆线路等共五部分内容。 自控工程：包括站内自控部分及站外自控部分，站内包括试验 3 脱水站、天然气处理站、装车场、1 座 20 井式计量阀组间（计量间为自动选井计量）等内容。站外系统部分包括 19 口油井，油井现阶段为自喷开采，第 2 年转为抽油机开采，信号上传至古页 3 号试验站控制中心集中监控	根据设计方案，略有调整
	依托工程	新一联合污水处理处	本项目含油污水经污水罐储存后，罐车拉运至新一联合油污水处理站处理，站内采用“两级沉降、两级压力过滤”处理工艺，设计能力为 1000m³/d，目前实际最大处理量为 510m³/d，负荷率为 51.0%，出水水质满足《大庆	本项目含油污水经污水罐储存后，罐车拉运至新一联合油污水处理站处理，站内采用“两级沉降、两级压力过滤”处理工艺，设计能力为 1000m³/d，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）	依托不变

	理站	油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L”标准回注地下 运营期本项目投产后含油污水量和含烃废水合计444.94t/d，叠加本项目投产后的污水量，新一联合油污水站负荷率为95%，以后逐年递减，该站剩余处理能力能够满足本项目建设项目需求。 该站在《新站油田北部加密区块产能建设工程环境影响报告书》中进行了环境影响评价，环评批复文号为庆环审〔2014〕147号，于2019年9月6号企业自主验收	限值要求“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L”标准回注地下。 该站在《新站油田北部加密区块产能建设工程环境影响报告书》中进行了环境影响评价，环评批复文号为庆环审〔2014〕147号，于2019年9月6号企业自主验收	
	第九采油厂含油污泥处理站	《第九采油厂含油污泥处理站建设工程》目前正在施工建设中，预计2021年10月建成投产，本项目投产日期为2022年，在污泥站运营后投产。站内主要工艺采用“预处理+热解工艺”进行含油污泥处理，日最大处理量为85m³/d，热解处理后，污泥中石油类<3‰，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 项目运营期落地油及含油污泥产生量为1.67t/a，压裂返排液站产生泥砂和泥饼6809.56t/a，均由罐车拉运至污泥站进行处理，平均每天进入污泥该站的量为20.64t，可满足本项目需要。 站在《第九采油厂含油污泥处理站建设工程》中进行了环境影响评价，环评批复文号为：庆环审〔2020〕170号。该站目前正在建设工程中，预计2021年10月建成投产。本工程预计投产时间为2022年7月，可以满足本工程依托需求	《第九采油厂含油污泥处理站建设工程》目前正在施工建设中，2021年建成投产。站内主要工艺采用“预处理+热解工艺”进行含油污泥处理，日最大处理量为85m³/d，热解处理后，污泥中石油类<3‰，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。 在《第九采油厂含油污泥处理站建设工程》中进行了环境影响评价，环评批复文号为：庆环审〔2020〕170号。	依托不变
环保工程	废气	古页3试验站脱水加热炉采用清洁能源天然气，产生的燃烧废气经8m高的排气筒排放	站内装置集低温预分水、加热、热化学沉降、净水、缓冲共5大主体功能为一体，不单独建设加热炉。	无加热炉废气产生

			运营期油井采出液经密闭管道输送至古页3试验站进行处理，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，净化油和轻烃装载采用上装车鹤管顶部浸没式装载，减少烃类气体挥发	运营期油井采出液经密闭管道输送至古页3试验站进行处理，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，净化油和轻烃装载采用上装车鹤管顶部浸没式装载，减少烃类气体挥发	措施不变
		试压废水	施工期管线试压废水经罐车拉运至新一联合油污水处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L”标准回注油层	施工期管线试压废水经罐车拉运至新一联合油污水处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/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/T5329）相关要求，处理后污水回注油层，属于回注到现役油气藏层位	措施不变
		生产废水	废压裂返排液即产即运，不在现场存储，罐车拉运至古46废压裂返排液处理站处理，处理后废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤20.0mg/L、悬浮固体含量≤20.0mg/L”标准回注地下	废压裂返排液即产即运，不在现场存储，罐车拉运至第九采油厂龙西致密油项目部2#4压裂返排液处理站处理，处理后废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤20.0mg/L、悬浮固体含量≤20.0mg/L”标准回注地下	依托已建设压裂返排液处理站
			运营期油井清防蜡废水进入集油系统，不外排；油井作业污水以及场站分离的含油污水、含烃废水进入新一联合油污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L”标准回注油层	运营期油井清防蜡废水进入集油系统，不外排；油井作业污水以及场站分离的含油污水、含烃废水进入新一联合油污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/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/T5329）相关要求，处理后污水回注油层，属于回注到现役油气藏层位	依托不变
		生活污水	施工期生活污水排入施工井场设置的临时防渗旱厕，施工结束后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）	施工期生活污水排入施工井场设置的临时防渗旱厕，施工结束后进行了卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）	措施不变
			3号试验站运营期工作人员共产生生活污水211.2m³/a，排入	3号试验站运营期工作人员生活污水排入化粪池，定期	措施不变

			化粪池，定期拉运至肇源县污水处理厂处理，处理至满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准，排入松花江	拉运至肇源县污水处理厂处理，处理至满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准，排入松花江	
			古页3 试验站三相分离器、净化油储罐、轻烃储罐、污水罐为重点防渗，储罐为双层储罐，防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 重点防渗要求；除重点防渗外的地面为一般防渗，防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 一般防渗要求；辅助生产区属于简单防渗区，采用一般地面硬化	古页3 试验站工艺装置区、甲醇注入区、加药泵房、放空分液罐、净化油罐区和净化油装车为重点防渗，储罐为双层储罐，防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 重点防渗要求；除重点防渗外的地面为一般防渗，防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 一般防渗要求；辅助生产区属于简单防渗区，采用一般地面硬化	按照实际建设内容进行分区防渗
	地下水分区防渗		地下集油管道应采用无缝钢管；管道设计壁厚的腐蚀余量 2mm 或采用管道内防腐；管道的连接方式应采用焊接；定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生；提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，进一步防止污染地下水	站外埋地管道防腐保温为“常温型加强级 3PE+ 聚氨酯泡沫塑料保温层(40mm)+ 高密度聚乙烯塑料保护层”结构。防腐保温管采用“一步法”预制。 站内埋地管道防腐保温为“溶剂型液体环氧涂料（干膜厚度 $\geq 250 \mu m$ ）+ 聚氨酯泡沫塑料管壳（ $\phi 159mm$ 以下单管保温层厚度为 40mm， $\phi 159mm$ 及其以上单管保温层厚度为 60mm，立管部分保延伸到地面以上 200mm。）+ 沥青防腐胶带（缠两遍，搭接 50%~55%，保护层厚度不小于 3.2mm，立管部分保护层延伸到地面以上 400mm，并原位缠绕 2 圈。）”结构。防腐保温管采用现场安装。	按照实际建设内容进行防腐
			井场地面正常工况下属于简单防渗区，地面进行碾压平整，粘土压实处理；油井井场作业期间的防渗为重点防渗，铺设人工防渗层高密度聚乙烯膜，厚度为 2.0mm，防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$	井场地面正常工况下属于简单防渗区，地面进行碾压平整，粘土压实处理；油井井场作业期间的防渗为重点防渗，铺设人工防渗层高密度聚乙烯膜，厚度为 2.0mm，防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ 、	措施不变

			重点防渗要求	$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 重点防渗要求	
	地下水监测井		设置地下水跟踪监测井3口：地下水流向上游设背景监测井1口：孙姓养鱼散户水井（124.24184094，45.76038601），1号平台北1.8km；地下水流向下游污染设跟踪监测井2口：向前村潜水井（124.23111829,45.73282250），拟建管线西约0.35km；卧龙岱屯潜水井（124.21525872,45.71412192），古页3HC井场南0.6km	设置地下水跟踪监测井3口：地下水流向上游设背景监测井1口：孙姓养鱼散户水井（124.24184094，45.76038601），1号平台北1.8km；地下水流向下游污染设跟踪监测井2口：向前村潜水井（124.23111829,45.73282250），管线西约0.35km；卧龙岱屯潜水井（124.21525872,45.71412192），古页3HC井场南0.6km	措施不变
	噪声		施工期选用低噪声设备；合理布置施工现场，定期对施工设备进行保养维护，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；运输车辆均避开村屯进行运输	施工期选用了低噪声设备；合理布置了施工现场，定期对施工设备进行保养维护，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；运输车辆均避开了村屯进行运输	措施不变
			井场、古页3试验站撬装处理装置均选用低噪声设备，并采用减振措施；定期对油井进行巡检，发现异常响动及时处理；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态	井场、古页3试验站撬装处理装置均选用了低噪声设备，并采用了减振措施；定期对油井进行了巡检，发现异常响动及时处理；注意对设备的维护保养，保证了设备保持在最佳运行状态	措施不变
	生活垃圾		施工人员产生的生活垃圾统一收集送附近垃圾点，由环卫工人运至肇源县生活垃圾处理厂场填埋处理	施工人员产生的生活垃圾统一收集送附近垃圾点，由环卫工人运至肇源县生活垃圾处理厂场填埋处理	措施不变
			古页3号试验站运营期共产生生活垃圾2.475t/a。由油田物业部门拉运至肇源县生活垃圾处理厂场填埋处理	古页3号试验站产生生活垃圾由油田物业部门拉运至肇源县生活垃圾处理厂场填埋处理	措施不变
	建筑垃圾		本项目古页3号试验站施工过程中产生的建筑垃圾送大同市建设垃圾填埋场填埋处置	本项目古页3号试验站施工过程中产生的建筑垃圾送大同市建设垃圾填埋场填埋处置	措施不变
	落地油及含油污泥		运营期油井作业产生的落地油、古页3试验站撬装处理装置产生的含油油泥为危险废物，代码071-001-08，统一收集，由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理，处理后的污泥中石油类 $<3\text{‰}$ 。	运营期油井作业产生的落地油、古页3试验站撬装处理装置产生的含油油泥为危险废物，代码071-001-08，统一收集，由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理，处理后的污泥中石油类 $<3\text{‰}$ 。	措施不变
	废分		天然气经分子筛脱水装置进行脱水干燥处理，废分子筛	天然气经分子筛脱水装置进行脱水干燥处理，废分子筛	措施不变

		子筛	生量为 0.08t/a，属于危险废物，危废代码 HW49/900-041-49，暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托资质单位定期拉运处置。	属于危险废物，危废代码 HW49/900-041-49，暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托资质单位定期拉运处置。	
		废弃作业防渗布	运营期油井作业产生的含油废防渗布 0.075t，属于危险废物，废物类别及代码为 HW49/900-041-49，暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托资质单位定期拉运处置	运营期油井作业产生的含油废防渗布属于危险废物，废物类别及代码为 HW49/900-041-49，暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托资质单位定期拉运处置	措施不变
		生态治理	永久占地 5.5236hm ² ，占地类型均为基本农田，永久占地进行生态补偿，基本农田应取得相关部门征地许可手续	永久占地 7.6211hm ² ，占地类型均为基本农田，永久占地进行生态补偿，基本农田应取得相关部门征地许可手续	增加 10 口新建油井，永久占地面积增加基本农田 0.375hm ² 。
			临时占地的 8.024hm ² ，临时占地均为基本农田，对临时占地进行生态恢复耕地复垦	临时占地的 14.988hm ² ，临时占地均为基本农田，对临时占地进行生态恢复耕地复垦	增加 10 口新建油井及相应管线和道路，临时占地面积增加基本农田 6.964hm ² 。
临时工程			新建井场、场站施工时需设置塔吊、焊机房和小型料场，临时工程均在占地内完成，未新增占地	新建井场、场站施工时需设置塔吊、焊机房和小型料场，临时工程均在占地内完成，未新增占地	措施不变
大同区建设内容					
古 46 压裂返排液处理站	主体工程		站址选在已建站古 46 注水水质站旁，占地面积 15516m ² ，利用站内值班室、更衣室等房间作为宿舍使用，设计处理规模 1800m ³ /d，处理工艺采用“氧化-溶气气浮-旋流气浮-过滤联合处理”，处理后产生污水通过站东侧 6 口回注井回注油层。主要建设内容有：设置斜板收油撬 2 套、固液分离撬 2 套、离心气浮撬 2 套、1000m ³ 原液罐 4 座、500m ³ 清水罐 2 座、加药间 72 平方米、药渣脱水撬 1 套、药渣回收槽 1 套、污泥脱水撬 2 套、配电间 18 平方米、集中卸液槽 4 套、原油回收槽 2 套、收砂槽 2 套、变压器 2 座等；主要设置职工宿舍、食堂、值班室、库房、卫生间等功能用房。本工程产生的压裂返排液返排液送往	未建设古 46 压裂返排液处理站。	未建设古 46 压裂返排液处理站。无新增占地，未产生相应污染。

		该站处理，压裂返排液最大返排量为 1000m ³ /d，新建压裂返排液处理站能满足本工程需求		
	道路工程	新建压裂返排液站进站路 2.0km，为路面宽 3.5m 的砂石路		
	公用工程			
	排水工程	生活用水由水车定期运送，施工期生活污水排入防渗生活污水池，施工结束清掏卫生填埋；运行期生活污水经厂区新建的化粪池处理后，由吸污车定期清运至大同区生活污水处理站		
	供电工程	新增运行负荷 1490kW（三级负荷），已建站用变 500 kVA，不能满足新增用电负荷的需求，本次规划改造已建 10kV 架空线路 0.6 km，架空导线由 LJ-50 更换为 LGJ-120 型		
	环保工程			
	废气	古 46 压裂返排液处理站食堂烟气，采用天然气清洁燃料，安装油烟净化器满足《饮食业油烟排放标准》达标排放		
	废水	古 46 压裂返排液处理站处理后废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤20.0mg/L、悬浮固体含量≤20.0mg/L”标准回注地下；古 46 压裂返排液处理站工作人员产生生活污水 105.6m ³ /a，排入化粪池，定期拉运至大同污水处理厂处理，处理至满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 B 标准，排入西干渠		
	地下水分区防渗	古 46 压裂液返排液处理站原油回收槽为重点防渗，防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》等效黏土防渗层 Mb≥6.0m、K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s 重点防渗要求；原液罐、加药间为一般防渗，防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》等效黏土防渗层 Mb≥1.5m、K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s 重点防渗要求；办公区简单防渗区，地面采用黏土压实		

		地下水监控	设跟踪监测水井 3 口，1 口依托，2 口新建。区域地下水流向上游设背景监测井 1 口：小庙子村潜水井（124.258832460，46.213804636），古 46 压裂返排液处理站东北 2.1km；地下水流向下游新建跟踪监测井 2 口，监控水井 1（124.23832823，46.20267582），古 46 压裂返排液处理站内北侧；监控水井 2（124.23896579，46.20253804），古 46 压裂返排液处理站内南侧		
		噪声	古 46 压裂返排液处理站内撬装处理装置均选用低噪声设备，并采用减振措施		
		固废	古 46 压裂返排液处理站泥砂和泥饼产生量为 6809.56t/a，为危险废物，危废代码 071-001-08，产生泥砂和泥饼拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理；古 46 压裂返排液处理站运营期共产生生活垃圾由油田物业部门拉运至肇源县生活垃圾处理厂场填埋处理；古 46 压裂返排液处理站施工过程产生的建筑垃圾送大同市建设垃圾填埋场填埋处置		
		生态	对永久占地 1.7hm ² 进行生态补偿，占地类型为基本草原，基本草原应取得相关部门征地许可手续		

3.1.2 钻井工程简介

3.1.2.1 井身结构

项目钻井总进尺约 42616m，平均单井总井尺 5327m，井身结构设计数据见表 3.1-2，井身结构图见图 3.1-1，井场平面布置见附图 2。

表 3.1-2 井身结构设计数据

开钻次序	井深 m	钻头尺寸 mm	套管柱类型	套管尺寸 mm	套管下入深度 m	环空水泥浆返深 m
一 开	浅水层底界 +11m	444.5	表层套管	339.7	浅水层底界 +10m	地面
二 开	葡萄花油层底界深度+50m	311.2	技术套管	244.5	葡萄花油层底界深度	地面

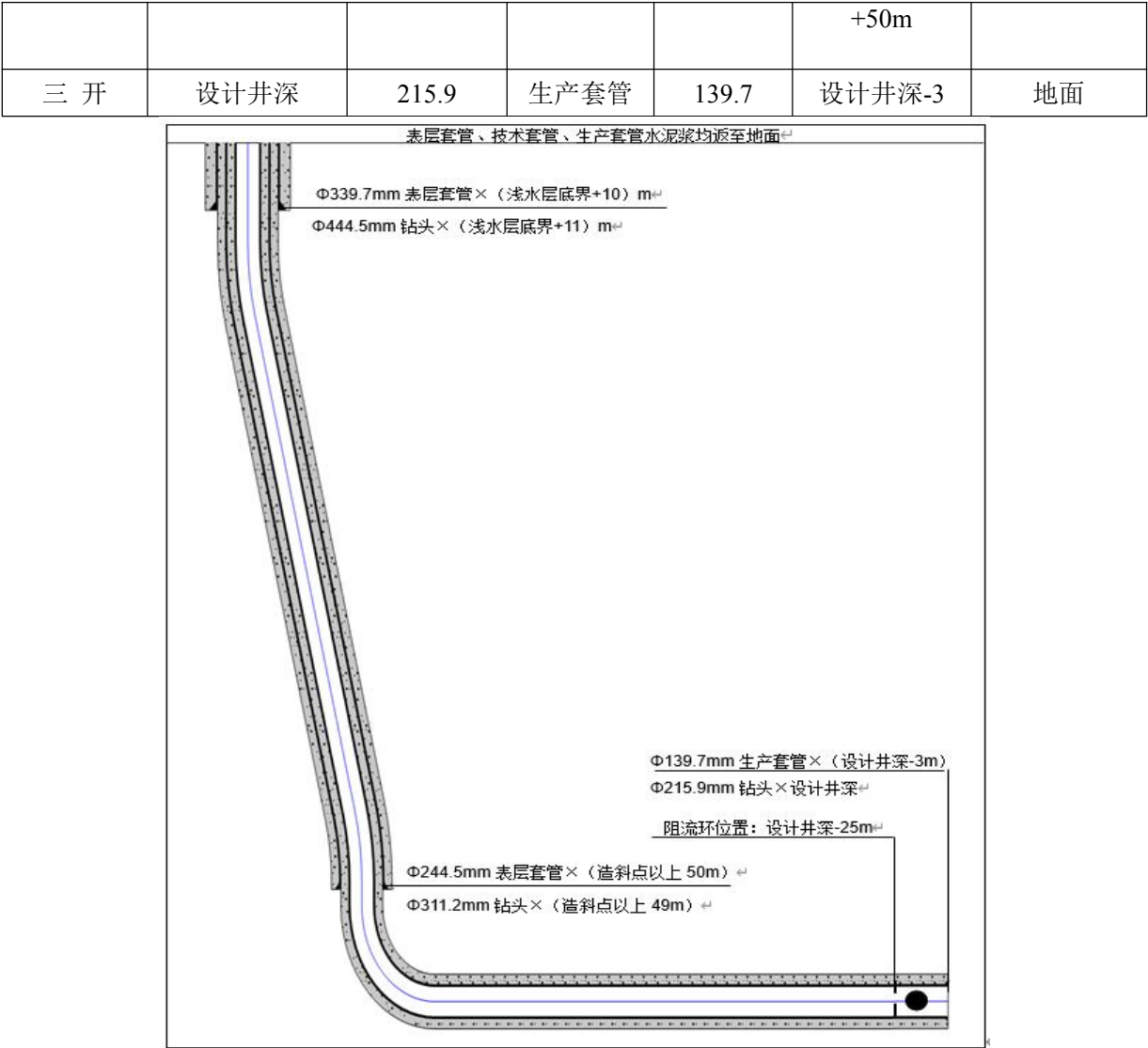


图3.1-1 水平井井身结构设计示意图

3.1.2.2 钻机选型及钻井主要设备

本工程选用 ZJ-70DB 钻机，钻井主要设备型号及规格见表 3.1-3。

表 3.1-3 ZJ-70DB 钻机及钻井主要设备性能

序号	名 称		规 格 型 号	主要技术参数	备 注
1	钻 机		ZJ-70DB		/
2	井 架		JJ450/45-K 型	最大载荷 4500kN	/
3	提升系统	绞 车	ZJ-70DB	快绳拉力 485kN	/
		天 车	TC-450	最大载荷 4500kN	/
		游动滑车	YC-450	最大载荷 4500kN	/
		大 钩	DG-450	最大载荷 4500kN	/
		水龙头	SL-450-5	最大载荷 4500kN	/
4	顶部驱动装置		TDS-11SA	最大载荷 5000kN	
5	转 盘		ZP-375	32.36 kN•m	
6	循环系统	钻井泵	F-1600	1600HP	3 台

		钻井液罐	/	120m ³ (循环罐)	5 个
7	动力系统	直流电动机	YZ08	800kW	/
		柴油机	CAT3512B/SR4B	1026kW	/
8	发电机组	发电机 1#	SR4	980kW	/
		发电机 2#	SR4	980kW	/
		发电机 3#	SR4	980kW	/
		发电机 4#	SR4	980kW	/
		发电机 5#	G2752	750kW	2 台
		辅助发电机	沃尔沃	300 kW	1 台
9	钻机控制系统	螺杆压缩机	XK06/10LGFD-6/10X	55kW	2 台
		气源净化装置	SAD-6F	处理量 6m ³ /min	
		刹车系统	FDWS-70	最大转矩 110kN·m	
		辅助刹车			能耗制动
10	固控系统 及净化装置	振动筛	ATL-1000 高·直		4 台
		除砂除泥一体机	FLC2000-4P	处理量 200m ³ /h	最低配置要求
		离心机 1#	LW-500X125-N	处理量 40m ³ /h	最低配置要求
		离心机 2#	SWACO518	处理量 60m ³ /h	最低配置要求
		除气器	ZCQ2/6	处理量 360m ³ /h	(选配)
11	加重装置	加重漏斗			1 台
		电动加重泵			
		气动下灰装置			
12	仪器仪表	钻井参数仪表		0~4300kN	含死绳固定器
		测斜仪	BXJ-4		
		测斜绞车			
13		液压大钳	YQ100	16.6MPa 时扭矩 100kN·m	

3.1.3 开发方案简介

3.1.3.1 开发指标预测

根据地面工程方案，本次产能工程共基建 19 口油井（1 口为代用井），共形成平台井 6 座、1 座单井，建成产能 9.29×10⁴t/a。本工程开发指标预测见表 3.1-4，本次产能区块油层原油物性、天然气物性见表 3.1-5 和表 3.1-6。

表 3.1-4 新建油井开发指标预测表

年	季	月	旬	井数	单井 日产 液(t)	单井 日产 油(t)	单井 日气 (m ³)	质量 含水 (%)	合计 日油(t)	合计 日液(t)	年产 油量 (10 ⁴ t)	年产液 量 (10 ⁴ t)	年产气 量 (10 ⁴ m ³)	气油比 (m ³ /m ³)
1	1	1	上	19	139.00	0.00	0	100.0	0.0	2641.0	8.9445	74.9341	3354	
			中	19	172.00	0.00	0	100.0	0.0	3268.0				
			下	19	181.00	0.00	0	100.0	0.0	3439.0				
		2	上	19	192.00	0.00	0	100.0	0.0	3648.0				
			中	19	193.00	0.00	0	100.0	0.0	3667.0				

年	季	月	旬	井数	单井 日产 液(t)	单井 日产 油(t)	单井 日气 (m³)	质量 含水 (%)	合计 日油(t)	合计 日液(t)	年产 油量 (10⁴t)	年产液 量 (10⁴t)	年产气 量 (10⁴m³)	气油比 (m³/m³)
		3	下	19	195.00	3.50	1312	98.2	66.5	3705.0				300
			上	19	178.25	14.84	5565	91.7	282.0	3386.8				300
			中	19	160.74	15.97	5990	90.1	303.5	3054.1				300
			下	19	146.80	17.00	6376	88.4	323.1	2789.2				300
	2	4		19	125.90	16.82	6307	86.6	319.6	2392.1				300
		5		19	117.83	16.48	6181	86.0	313.2	2238.8				300
		6		19	111.17	16.15	6058	85.5	306.9	2112.2				300
	3	7		19	94.90	15.83	5936	83.3	300.8	1803.1				300
		8		19	83.32	15.51	5818	81.4	294.8	1583.1				300
		9		19	74.60	15.20	5701	79.6	288.9	1417.4				300
	4	10		19	67.76	14.90	5587	78.0	283.1	1287.4				300
		11		19	62.23	14.60	5476	76.5	277.4	1182.4				300
		12		19	57.66	14.31	5366	75.2	271.9	1095.5				300
2	1			19	53.81	13.45	5044	75.0	255.6	1022.4	8.1737	32.2831	3065	300
	2			19	50.51	12.37	4641	75.5	235.1	959.7				300
	3			19	45.24	11.38	4269	74.8	216.3	859.6				300
	4			19	39.23	10.59	3971	73.0	201.2	745.4				300
3				19	28.82	9.78	3666	66.1	185.7	547.6	5.5718	16.4274	2089	300
4				19	22.02	8.18	3068	62.8	155.5	418.3	4.6636	12.5497	1749	300
5				19	17.09	7.13	3118	58.3	135.4	324.7	4.0620	9.7402	1777	350
6				19	13.93	6.36	2784	54.3	120.9	264.7	3.6274	7.9424	1587	350
7				19	12.18	5.78	2528	52.5	109.8	231.3	3.2936	6.9398	1441	350
8				19	10.80	5.31	2323	50.8	100.9	205.2	3.0269	6.1560	1324	350
9				19	8.51	4.93	2156	42.1	93.6	161.7	2.8089	4.8507	1229	350
10				19	7.85	4.61	2016	41.3	87.5	149.2	2.6263	4.4751	1149	350

表 3.1-5 古龙页岩油3号试验区原油物性指标

井号	地面原油密度 (t/m³)		粘 度 (mPa·s)		凝固点 (℃)		含蜡量 (%)		含胶量 (%)		初馏点 (℃)	
	最小 最大	平均	最小 最大	平均	最小 最大	平均	最小 最大	平均	最小 最大	平均	最小 最大	平均
古页岩平 1	0.7594 0.8143	0.7902	2.00 8.21	2.77	6 19	12.5	9.7 21.6	15.1	0.0 3.5	1.2	40 89	69

表 3.1-6 古龙页岩油 3 号试验区天然气分析组成表

类别		密度 (kg/m ³)	C ₁ (%)	C ₂ (%)	C ₃ (%)	iC ₄ (%)	nC ₄ (%)	iC ₅ (%)	nC ₅ (%)	C ₆ (%)	CO ₂ (%)	N ₂ (%)	He (%)	H ₂ (%)
伴生 气	最大	0.901	73.68	17.82	7.33	1.13	2.46	0.60	0.98	0.51	12.49	3.79	0.03	0.03
	最小	0.744	58.86	12.82	4.36	0.46	0.97	0.19	0.28	0.05	3.49	0.00	0.02	0.00
	平均	0.841	64.88	14.61	6.51	0.92	1.90	0.45	0.66	0.24	6.80	2.99	0.02	0.02

3.1.3.2 集输工艺

新建油井单井产出液管输至至 20 井式自动选井阀组，需计量油井进入气液自动计量装置进行轮换计量，非计量油井直接混合气液混输至 3 号试验站；重点井油管及套管均通过两相流量计实现 24h 连续计量后混输至 3 号试验站。

计量间设置 20 井式自动选井阀组及 2 座气液自动计量装置，10 口井对应 1 座计量装置，对油井产液产气进行轮换计量，每口油井计量时间为 2.4h；重点井依托高压两相流量计实现 24h 油管及套管产液、产气连续计量。，工艺流程见示意图。

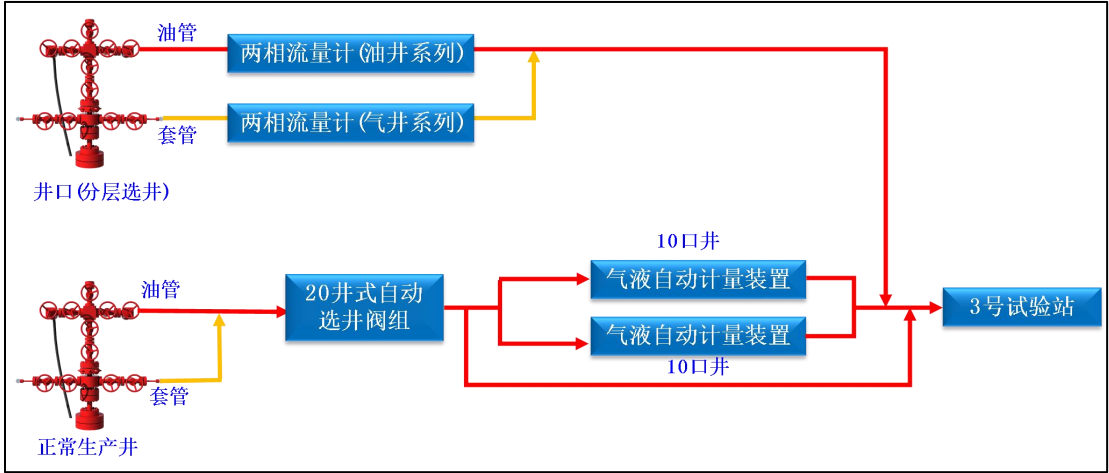


图3.1-2 单管集油流程图

3.1.4 采油工程简介

（1）采油方式

本次规划 19 口采油井选用额定排量 18~500m³/d、功率为 100kW 宽幅电泵举升。

（2）油井清防蜡方式

古龙页岩油 3 号试验区预计蜡含量为 9.7%~21.6%，考虑井况、生产情况、安全环保、经济等因素，后期生产过程中若结蜡严重，采用电加热

清防蜡方式，加热电缆长度 950m。若结蜡不严重，采用化学药剂与热洗方式清蜡。

3.2 区块开发情况回顾

3.2.1 区块情况简介

松辽盆地北部古龙页岩油3号试验区位于大庆市肇源县，试验区构造位置为松辽盆地北部中央坳陷区齐家-古龙凹陷二级构造带内的古龙向斜区。试验区处于受近北西向断层切割的地垒内相对凹陷区，断层不发育。主要目的层 Q₄ 顶面海拔最深处分别为-2380m，位于古页 3HC 井东部凹陷中心处，目的层顶面海拔最浅为-2180m，位于试验区东南部，构造高差约 200m。该区块于 2020 年进行了页岩油勘探，本次项目为本区块内的首次开发，属于新建项目。

建设单位于 2022 年 7 月 22 日办理排污许可登记，登记编号：91230607716675409L021X，2024 年 9 月 30 日变更登记，有效期为 2024 年 9 月 30 日至 2029 年 9 月 29 日。根据《排污许可申请与核发技术规范 总则》《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范》等技术规范，登记管理类别的排污单位不需开展环境管理台账和执行报告等工作，建设单位现制定了年度监测计划，排污设施正常运行后修订监测计划。

依托工程属于第九采油厂，第九采油厂排污许可编号为 91230607716675409L005Y，有效期为 2023 年 3 月 16 日至 2028 年 3 月 15 日。

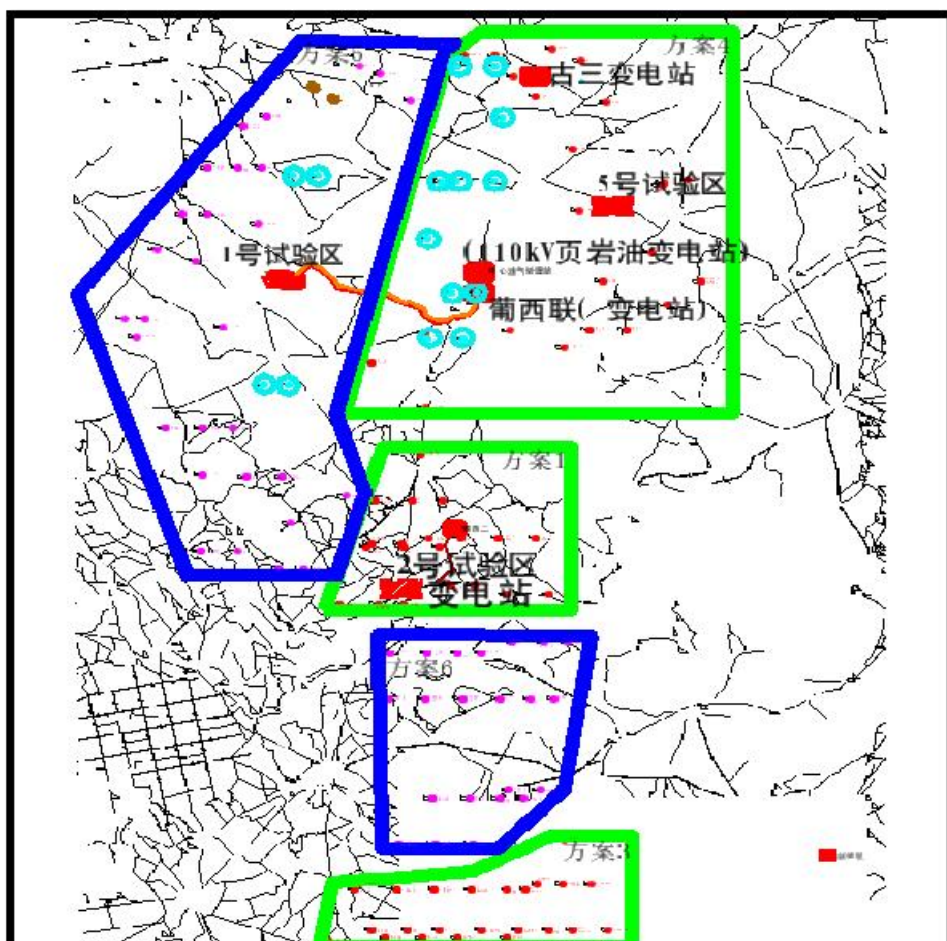


图 3.2-1 项目区块及邻近区块相对位置关系示意图

3.2.2 古页 3HC 井钻井工程回顾性分析

本工程基建的古页 3HC 井已在《古页 3HC 井钻探项目环境影响报告表》中进行了环境影响评价，并于 2020 年 6 月 4 日取得环评批复，批复文号为庆环承诺审〔2020〕20 号（见附件 3）。目前该井已完成钻井作业，建设单位正在组织验收。

3.2.3 现有工程生态影响回顾分析

根据现场调查，现有区块内未出现大面积土壤沙化，局部分布有碱斑块，通过采取相应的生态保护措施、生态恢复措施等，已实施工程未对周围生态环境造成较明显的影响。工程永久占地直接减少了农作物的产量，区块道路网络对区域原有生态系统的分割，在一定程度上破坏了原有生态系统的连续性，但没有改变项目区域的生态系统结构与功能，区域的生态组分及生物多样性未受影响，区域生态格局变化不大，对区域生态环境的影响较小。

区域内生态环境为农田、草地生态系统。建设单位在开发过程中采取了一系列的生态保护措施，例如严格控制井场的临时及永久占地，井场地面均进行了平整。钻井施工结束后及时进行地貌恢复等生态恢复，区域内已有耕地恢复耕作，草地进行播撒草种恢复至原地表形态，通过一系列生态保护措施后，油田的开发对区域农田、草地没有造成明显影响。

根据现场勘察，本项目区域内的管道施工期的临时占地区域生态恢复情况较好，已长出植被，融入周围环境，无施工痕迹。建设单位已对井场和 3 号试验站周围施工区域进行了土地平整和生态恢复，经过现场勘察，

现有井场和3号试验站周围主要为耕地，植被恢复情况良好。

3.2.5 现有工程主要环保问题及“以新带老”措施

根据现场踏勘，现有工程生产废水、生活污水、固体废物、加热炉烟气及噪声的处理措施基本落实，废气全部达标排放，废水全部综合利用不外排，站场厂界噪声达标排放，固废均得到合理处置，现有工程存在的主要环保问题及“以新带老”措施分析如下：

3.2.5.1 存在的主要环保问题

（1）现有井场、处理站等进站道路均进行了地面硬化，井区道路以管排路为主。由于本项目周围环境主要以乡村为主，施工期车辆通过的村庄道路部分为土路，工程对现有井区道路采取了洒水降尘等措施。根据现场调查，车辆产生的道路扬尘仍对周围环境空气和农作物造成一定影响。

（2）施工车辆交通噪声影响较大

目前部分井场由于地处偏远，仍采用罐车拉油方式进行集输，运营期拉油罐车及施工转场过程中的大型施工车辆噪声较大，特别是途径村庄时，对周边居民产生噪声影响。

3.2.5.2 现有环境问题整改及“以新带老”措施

针对以上现有工程存在的环境问题，本项目拟采取相应的整改措施，通过“以新带老”措施将现有环境问题进行处理。

（1）加强道路洒水频率，尽可能进行路面硬化；

（2）罐车拉油应全部采用底部装载或顶部浸没式装载方式，罐车和施工车辆运输、转场路线尽可能避开人群密集区域以及休息时段，车辆经过敏感点时应降低车速，减小扬尘和噪声污染，同时应逐步提高管输率减少

罐车拉油频次。

（3）大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部隶属于大庆油田有限责任公司，大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部应急预案依托大庆油田有限责任公司，建议大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部尽快落实突发环境风险应急预案，并在生态环境部门备案。

3.3 依托工程可行性分析

3.3.1 依托工程能力核实

本项目依托场站主要为新一联含油污水处理站、第九采油厂含油污泥处理站、采油九厂危险废物规范化储存库、采油九厂 15 万 m^3/a 钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）、大庆市云泰石化产品有限公司废弃钻井液无害化处理装置（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）（油基泥浆）。

3.3.1.1 新一联含油污水处理站能力核实

站内采用“两级沉降、两级压力过滤”处理工艺，设计能力为 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际最大处理量为 $510\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 51%，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ ”标准回注油层。

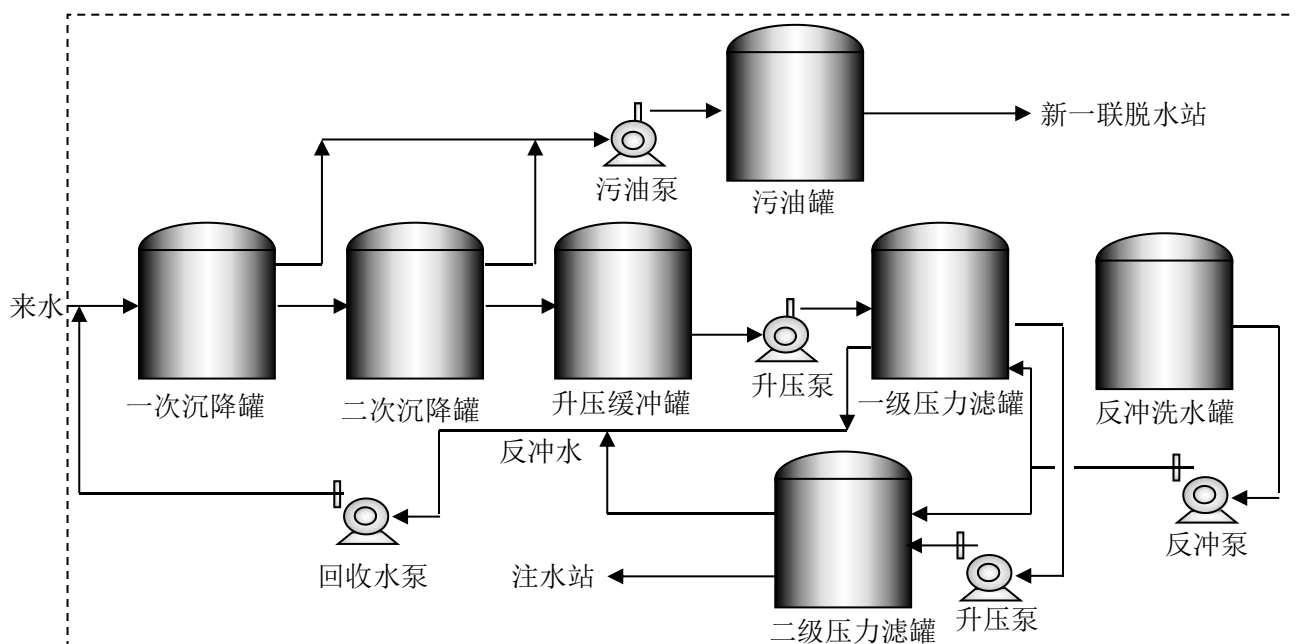


图 3.3-1 新一联含油污水站主体工艺流程示意图

运营期本项目投产后含油污水和含烃废水合计 444.94t/d，叠加本项目投产后的污水量，新一联合油污水站负荷率为 95%，以后逐年递减，该站剩余处理能力能够满足本项目建设项目需求。

3.3.1.2 第九采油厂含油污泥处理站

《第九采油厂含油污泥处理站建设工程》目前正在施工建设中，预计2021年10月建成投产，本项目投产日期为2022年10月，在污泥站运营后投产。站内主要工艺采用“预处理+热解工艺”进行含油污泥处理，日最大处理量为85m³/d，热解处理后，污泥中石油类<3‰，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。

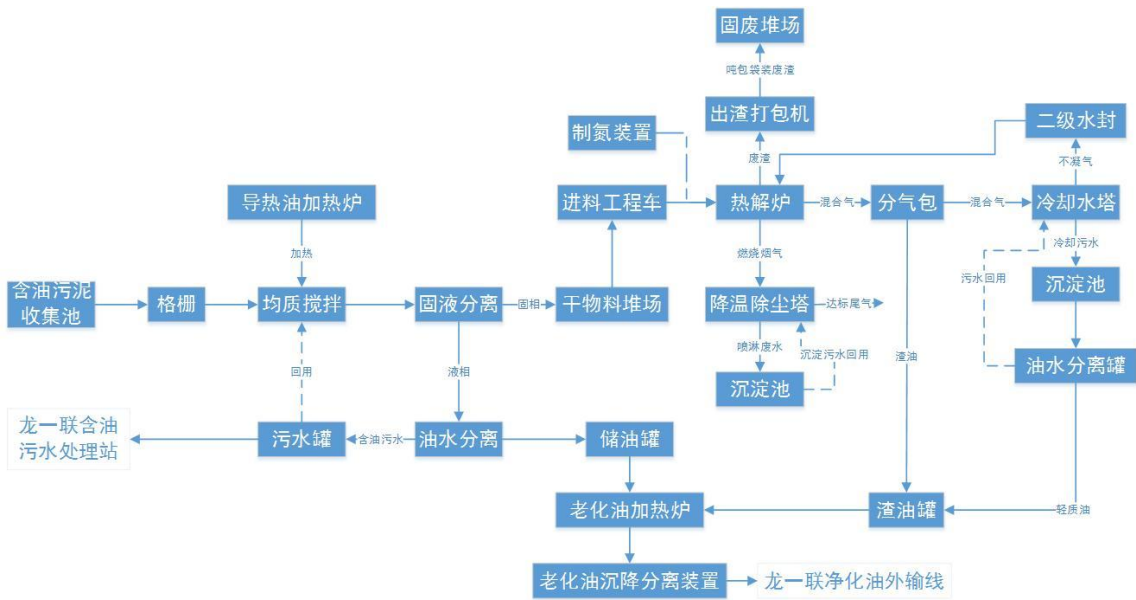


图 3.3-2 第九采油厂含油污泥处理站主体工艺流程示意图

项目运营期落地油及含油污泥产生量为 3.417t/a，含油污泥密度按 2.0g/m³，每天进入污泥站的污泥量为 46.81m³，污泥站可满足本项目依托需要。

3.3.1.3 采油九厂危险废物规范化储存库

第九采油厂危险废物规范化存储库于 2020 年 10 月份建成，位于杜尔伯特县敖林西伯乡境内（葡西作业区），总占地面积 9800m²，新建危险废物规范化存储库房 2 座，库房一与库房二占地面积均为 299.58m²，东西向长 31.4m，南北向宽 9.54m。

库房一主要用于含油擦布、含油滤料、废机油空桶、废原油、废润滑油、过期药品等危险废物贮存。库房二主要用于废化学试剂、废采出水、含铬废液、废细菌瓶、废机油、废电瓶（等危险废物贮存。

库房最大储存量为 4.73t，周转周期为 1 次/年，委托资质单位拉运处理。本项目钻井期间共产生废钻井防渗布 0.45t，项目运营期含油废弃防渗布产生量为 0.158t/a、废分子筛 0.08t/a，均拉运至该站进行暂存，定期委托大庆圣德雷特化工有限公司处理，可满足本项目需要。

3.3.1.4 采油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）

项目产生的废弃水基泥浆依托大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理项目中新建的水基泥浆无害化处理装置处理，该项目位于杜尔伯特县龙胡路南侧，地理坐标为 E124°22'38"，N46°21'02"。主要设备为储水罐、均质储浆罐、均质反应罐、分离撬、压滤底撬等，包括 3 座泥浆池（规格 30×80×1.5m 二座，50×100×1.5m 一座，最大储存量 14500m³）、1 座堆泥场（规格 78×60×9m，钢构厂房，半封闭，最大储存量 7000t）。泥浆脱水后的污水暂存在清水罐内，定期由企业用罐车运至龙一联含油污水站处理指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）出水水质“8、3”（含油 8mg/L、SS3mg/L）的要求后回注；泥饼由采油九厂综合利用垫井场或铺路。

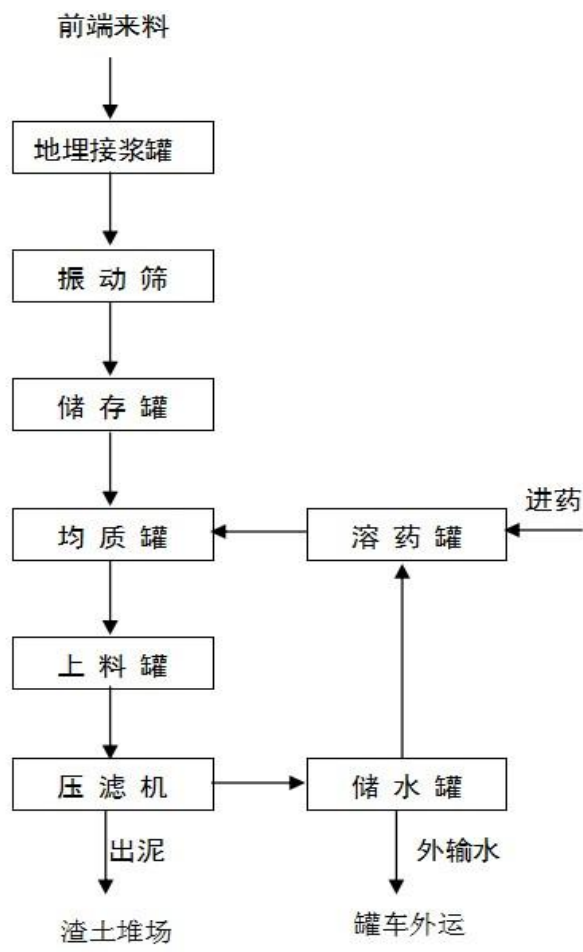


图 3.3-3 采油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理站工艺流程图

该站设计处理能力 500m³/d，运行情况良好。本项目产生水基钻井污水（998.28m³）、水基钻井泥浆（7866m³）以及水基钻井岩屑（1197.94m³）、废射孔液（648m³）均送入该站处置，平均每天进入该站的泥浆约为 119.0m³/d，目前运行良好。处理能力满足本工程要求。

3.3.1.5 大庆油田水务工程技术有限公司第九采油厂龙西致密油项目部 2#4 返排液处理站（压裂返排液）

项目施工期产生的压裂返排液委托大庆油田水务工程技术有限公司下属的第九采油厂龙西致密油项目部 2#4 返排液处理站处理，该站环保备案情况详见附件 7。

站内处理工艺为“废液—进入临时储液罐—进入废液处理设备—添加废液处理药剂—曝气运行—产出合格液—回注油层”。设计规模 30m³/h，实际处理最大量为 192m³/d，实际负荷率 27%。站内设置 5 座压裂返排液回收池（4 座 1000m³、1 座 3000m³），目前剩余容积 11000m³。

本项目施工期 19 口油井压裂产生的压裂返排液，拉运至处理站，暂存池暂存周期约 25d，压裂返排液回收池容积满足本项目需求，依托可行，未发生超出该站处理能力的情况。

3.3.1.6 废弃钻井液无害化处理装置（油基泥浆）

本工程产生的废弃油基泥浆依托大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）建设的废弃泥浆无害化处理油基泥浆站，该站位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县杏树岗村北侧 3km 处，建设有油田钻井油基钻屑、修井洗井含油污泥、罐底油泥等含油污泥的减量化、无害化处理装备及设施，年处理量 10 万 t/a，其中油田钻井油基钻屑年处理量为 5 万 t/a，处理的危险废物类别是 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码有：071-001-08、071-002-08、072-001-08。主要设备有油水分离器、多级分离装置、深度脱附装置等，采用“预处理+深度脱附”工艺分别处理油田钻井油基钻屑以及含油污泥。产生的废水用罐车运至龙一联合油污水站处理指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）出水水质“8、3”（含油 8mg/L、SS：3mg/L）的要求后回注不外排。经无害化处理站处理后产生的废渣满足《废弃钻井液处理规范》（DB 23/T 693-2000）指标后，用作油田垫井场和通井路；

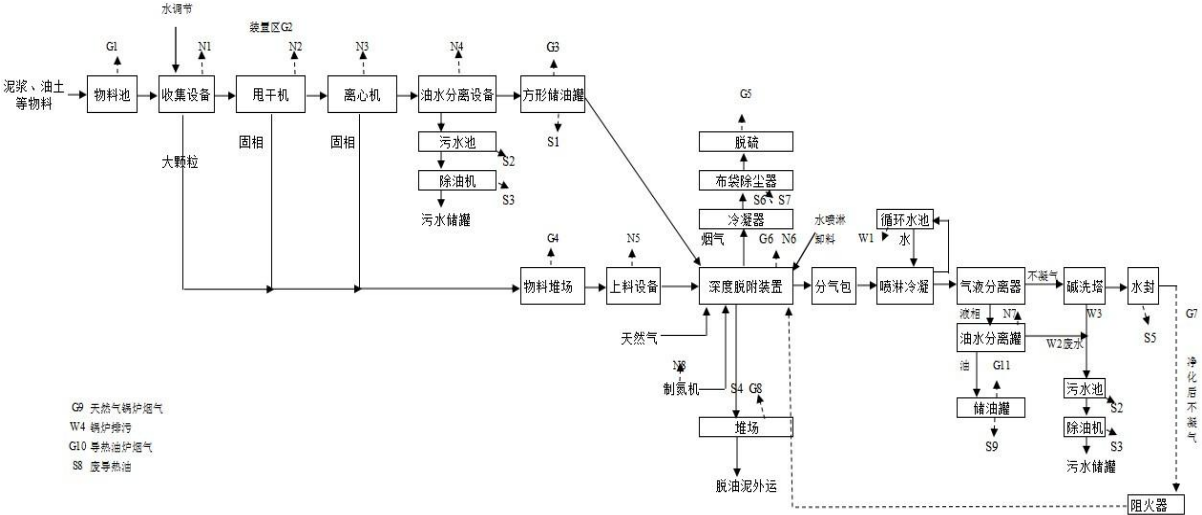


图 3.3-4 废弃泥浆无害化处理油基泥浆站工艺流程图

目前进入该站的油基泥浆量为 10000t/a，本工程钻井施工期产生的油基钻井污水（919.44m³）、废弃油基钻井液（6804m³）、油基钻井岩屑（1103.33m³），废油基泥浆产生总量为 8826.77m³，油基泥浆密度为 1.7g/cm³，折算后废油基泥浆产生总量为 15005.51t，叠加新增负荷后该站负荷率为 75%，处理能力满足本工程依托需求。

3.3.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

本项目依托的场站包括新一联合油污水处理站、第九采油厂含油污泥

处理站、采油九厂危险废物规范化储存库和废弃钻井液无害化处理装置。

（1）本项目依托的场站新一联含油污水处理站在《新站油田北部加密区块产能建设工程环境影响报告书》中进行了环境影响评价，环评批复文号为庆环审〔2014〕147号，于2019年9月6号由建设单位自主验收完成，并形成了验收意见。

（2）第九采油厂含油污泥处理站在《第九采油厂含油污泥处理站建设工程》中进行了环境影响评价，环评批复文号为：庆环审〔2020〕170号。2021年建成投产。

（3）采油九厂危险废物规范化储存库在《采油九厂危险废物规范化存储工程》中进行了环境影响评价，环评批复文号为杜环建字〔2019〕30号，2022年1月完成自主验收；

（4）采油九厂15万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理站已在《大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂15万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理项目》中进行了环境影响评价，环评批复文号为杜环建字〔2020〕7号，2020年7月4日完成自主验收。

（5）废弃泥浆无害化处理油基泥浆站已在大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）《废弃泥浆无害化处理油基泥浆站项目》中进行了环境影响评价，环评批复文号为庆环审〔2020〕21号，2020年10月29日完成自主验收。

综上，项目依托场站均已履行环评手续，项目预计开工时间为2021年12月份，预计投产日期为2022年7月，依托场站在2021年10月份之前均已投产且正常运行，能够满足本项目的依托需求。

3.3.3 依托工程污染物排放情况

依托工程产生的污染物主要为新一联合油污水处理站、废弃泥浆处理站产生的废气、污水、固废和噪声。

3.3.3.1 废水

依托工程产生的水污染物主要为生产污水。根据现场调查，排放情况详见表 3.3-1。

表 3.3-1 依托工程水污染物排放情况

名称	主要污染源	主要污染物	排放量 m³/a	治理措施
采油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）	压滤液	SS	43280	罐车运至龙一联合油污水站处理指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）出水水质“8、3”（含油 8mg/L、SS3mg/L 要求后回注
废弃钻井液无害化处理装置（油基泥浆）	压裂返排液	COD 等	13871	罐车拉运至龙一联合油污水站处理指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）出水水质“8、3”（含油 8mg/L、SS3mg/L）的要求后回注
新一联合油污水处理站	含油污水	石油类	168300	处理至满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）出水水质“8、3”（含油 8mg/L、SS3mg/L）的要求后回注
第九采油厂含油污泥处理站	含油污水	石油类	10249	罐车拉运至龙一联合油污水站处理指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）出水水质“8、3”（含油 8mg/L、SS3mg/L）的要求后回注

3.3.3.2 噪声

现有工程运行中产生的噪声主要为站内的设备运行产生的噪声。主要噪声源为外输泵、掺水泵等。通过将声源较大的设备置于室内，并在站的周围修建围墙等措施，经过调查，场站厂界外能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。声源强度见表 3.3-2。

表 3.3-2 依托工程主要噪声源强度

序号	发声源	声源强度 dB(A)	治理措施
1	机泵	80~90	选用低噪音设备，各种机泵置于厂房内，并采取减震降噪措施，保证厂界噪声达标。

3.3.3.3 固废

依托工程产生的固体废弃物主要是压滤后产生的泥饼和清淤池底产生的污泥。排放情况详见表 3.3-3。

表 3.3-3 依托工程固体废弃物产生情况

名称	主要污染源	主要污染物	排放量 t/a	治理措施
采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）	泥饼	/	42900	泥饼监测达标后由采油九厂综合利用垫井场、铺路
废弃钻井液无害化处理装置（油基泥浆）	泥饼	/	28900	泥饼监测达标后由采油九厂垫井场或者铺路
第九采油厂含油污泥处理站	泥饼	/	11160	泥饼监测达标后由采油九厂综合利用垫井场、铺路

3.4 建设工程

3.4.1 主要建设内容

3.4.1.1 钻井工程

（1）井位部署

项目新钻油井 19 口，形成 6 个平台，具体井位部署见表 3.4-1。

表 3.4-1 项目井位部署表

序号	平台	井号	井别	井口横坐标	井口纵坐标	设计垂深 m	水平段 m	井型	占地类型
1	1#	GY3-Q4-H ₁	油井	21596584	5068473	2827	2500	水平井	低洼耕地（基本农田）
2		GY3-Q2-H ₁	油井	21596590	5068473	2827	2500		
3		GY3-Q1-H ₁	油井	21596596	5068473	2827	2500		
4	2#	GY3-Q4-H ₂	油井	21596602	5068473	2827	2500		
5		GY3-Q2-H ₂	油井	21596608	5068473	2827	2500		
6		GY3-Q1-H ₂	油井	21596584	5068513	2827	2500		
7	3#	GY3-Q4-H ₃	油井	21596590	5068513	2827	2500		
8		GY3-Q2-H ₃	油井	21596596	5068513	2827	2500		
9		GY3-Q1-H ₃	油井	21596584	5068473	2827	2500		
10	4#	GY3-Q6-H ₁	油井	21596590	5068473	2827	2500		

11	5#	GY3-Q9-H 1	油井	21596596	5068473	2827	2500		
12		GY3-Q7-H 1	油井	21596602	5068473	2827	2500		
13		GY3-Q6-H 2	油井	21596608	5068473	2827	2500		
14		GY3-Q9-H 2	油井	21596584	5068513	2827	2500		
15		GY3-Q7-H 2	油井	21596590	5068513	2827	2500		
16	6#	GY3-Q9-H 3	油井	21596596	5068513	2827	2500		
17		GY3-Q6-H 3	油井	21596602	5068473	2827	2500		
18		GY3-Q4-H 4	油井	21596608	5068473	2827	2500		

(2) 钻前准备工作

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

(3) 钻进

钻进利用钻头高效率地破碎岩石，钻进过程中通过循环的钻井泥浆将岩屑带出，施工过程中时刻注意钻井泥浆的各项指标，满足了钻井需求。

(4) 录井

①钻井参数录取资料要求

钻井参数悬重、钻压、转数、排量、泵压等钻开油气层前 1h 测量一次，钻开油气层后 0.5h 测量一次，未发生异常情况。

②钻井液参数录取资料要求

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度。

一开至二开完钻，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度。

三开钻开油层前，每间隔 8h 测量一次钻井液全套性能；钻开油层后，每间隔 0.5h 测量一次钻井液密度和粘度，每间隔 4h 测量一次钻井液全套性能和钻井液电阻率；造斜后每间隔 12h 测量一次泥饼摩阻系数。固井前测量钻井液密度、粘度、切力、失水。并做记录。

循环过程中每间隔 0.5h 观察一次钻井液池液面高度、钻井液性能变化，未发生含有气泡、油气侵等异常情况。

(5) 测井

测井配备专门的测井队，测井方式为测井。

(6) 固井

现场备有钻杆与套管转换接头，未发生溢流。

简易套管头排液管线出口距井口不少于 10m，并固定。主要使用水泥作为固井材料，是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全钻进下一段井眼。固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管是指在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。

表3.4-2 固井质量要求

套管程序	套管尺寸 m	钻头尺寸 mm	井径扩大率%	环空容积 m ³	水泥浆返深 m	水泥塞面深度 m	水泥级别	附加%	水泥用量 t
表层套管	339.7	444.5	30	37.17	地面	距完钻井深 1m 以内	A	40	69
技术套管	244.5	311.2	15	62.08	地面	距完钻井深 22m 以内	高强低密度	15	74
				53.67	技套深度 -1000m		G		82
生产套管	139.7	215.9	10	59.59	地面	距完钻井深 25m 以内	高强低密度	15	80
				78.76	技套深度 -100m		G		91

(7) 完井

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。一般情况下，完井即钻开油层，完井方式包括套管完井、射孔完井、压裂完井等，套管完井是将层段分隔开，可以进行分层增产及注水作业。本工程 8 口新钻井射孔后大规模体积压裂方式完井，1 口代用井进行压裂。

射孔是在井内下入专门的射孔器在气层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油层通过这些孔道与井底连通，从而为气流入井内造成通道的过程。

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。油气层压裂工艺采用压裂车，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，加入支撑剂充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。

3.4.1.2 原油集输工程

新建油井单井产出液管输至至 20 井式自动选井阀组，需计量油井进入气液自动计量装置进行轮换计量，非计量油井直接混合气液混输至 3 号试验站；重点井油管及套管均通过两相流量计实现 24h 连续计量后混输至 3 号试验站。

计量间设置 20 井式自动选井阀组及 2 座气液自动计量装置，10 口井

对应 1 座计量装置，对油井产液产气进行轮换计量，每口油井计量时间为 2.4h；重点井依托高压两相流量计实现 24h 油管及套管产液、产气连续计量。，工艺流程见示意图。

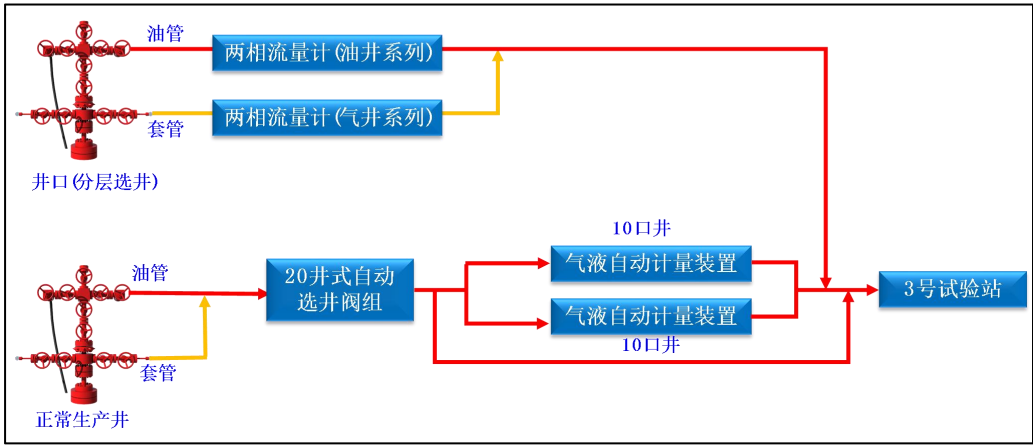


图 3.4-1 单管集油流程示意图

1、井场工程

本工程基建油井 19 口，油井分布较集中，根据实际建设情况，19 口采油井选用额定排量 18~500m³/d、功率为 100kW 宽幅电泵举升。

2、集输管道

本工程基建油井 19 口，采用单管不加热集油工艺，本试验区块油井计量采用“计量分离器+U 形管积算仪连续量油”，生产阀和计量阀采用电动球阀，可实现远程选井、轮换计量。井口来液输至本次新建的古页 3 号试验站进行处理。

本工程新建单井集油管道 9.3km（ $\phi 76\times 4.5$ ），采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道。管道路由见附图 3。

本工程站外集油系统主要工程量表，详见表 3.4-3。

表 3.4-3 站外集油系统主要工程量表

序号	主要工程量	单位	数量
1	单井集油管道 $\phi 76\times 4.5$	km	9.3
2	公路穿越	处	14
	钢开 I 型	处	6
	钢顶 I 型	处	6
	套管	处	2

3.4.1.3 古页 3 号试验站

本工程新建古页 3 号试验站，包含脱水站与天然气处理站，采取集中监控、合岗设计，全站采取数字化设计，实现无人值守。该站管辖油井 19 口，其中新钻井 18 口，已完钻代用井 1 口。本工程场站规模按 19 口统一考虑。

1、油气水处理系统

(1) 工艺流程

鉴于页岩油油品品质好、油质轻、饱和蒸气压高，本次采用全压力式密闭处理流程，采用全重力平衡油气水处理一体化装置，依托“全重力、全平衡”技术，实现一橇成站。具体流程如下：

井口产液经加药装置添加破乳剂后，进入全重力平衡油气水处理一体化装置，装置内集低温预分水、加热、热化学沉降、净水、缓冲共 5 大主体功能为一体，可将原油直接处理至含水率 $\leq 0.5\%$ ，经净化油缓存橇存储后，通过装车泵提升密闭装车外输；污水处理为“双 50”后进入密闭缓冲罐缓冲后经外输泵输送至第三方存储。主要工艺流程见下图。平面布置图见附图 4。

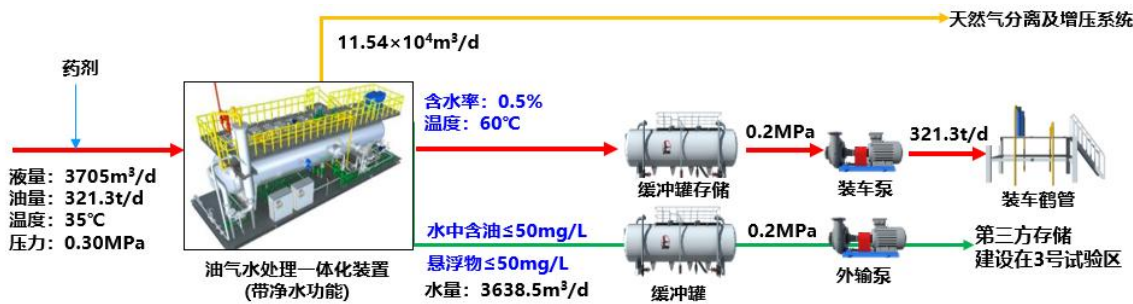


图 3.4-2 脱水工艺流程示意图

（2）主要工艺设备

原油处理部分主要新建油气水处理一体化装置2套、净化油缓存橇4座、破乳剂加注橇1套、原油装车泵橇1座、密闭装车橇2套、防渗污油池1座。

1) 油气水处理一体化装置

油气水处理一体化装置为本次油气水综合处理的核心设备，具备低温预分水、加热、沉降、净水、缓冲共5大主体功能为一体。在全重力、全平衡理念的指导下，为满足脱水及污水处理要求，本次油气水处理一体化装置内部结构分为游离水分离腔、加热腔、沉降腔、净化油腔、水处理腔、净水腔共6个腔室。

油气水混合物来液首先进入游离水分离腔，在油水密度差作用下实现游离水的初步分离，然后进入加热腔，此腔内加热介质为软化水，加热方式为火筒间接加热，可避免直接加热带来的原油易结垢、结胶，使加热效率大幅降低的问题；乳状液被加热后进入沉降腔进行热化学沉降，处理合格后进入净化油腔，经缓冲后出装置；游离水分离腔、沉降腔分离出的污水进入水处理腔，在该腔内经气浮除油、沉降及斜板处理合格后进入净水腔缓冲后出装置；游离水分离腔及后续腔体分离出的天然气进入天然气分离及增压系统。在本装置中采用分段压力及全重力、全平衡技术，游离水分离腔设定压力为0.5MPa，加热腔为常压，沉降腔、净化油、水处理及净水腔设定压力为0.4MPa，后端4个腔体构建为全重力、全平衡环境，实现物质、能量的互联互通。

本工程最大液量为3705m³/d，最大产油量323.1t/d，最大产气量

$9.69 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。设计液量处理规模 $300 \text{m}^3/\text{d}$ ，弹性范围 5%-125%；油量处理规模为 $330 \text{t}/\text{d}$ ，弹性范围 5%-100%；运行天数 300 天。

2) 净化油缓存橇

根据《油田油气集输设计规范》(GB50350-2015)中第 7.1.5 条规定：“原油以铁路或公路外运的油田，应根据运输距离、原油产量及其在铁路运输中所处的地位等因素综合确定，储存天数不宜少于 5d。由于区块拉运距离较近且页岩油递减较快，本次设计净化油缓冲罐，新建 100m^3 ($\Phi 3600 \times 10800$) 净化油缓存橇 4 座，存储系数按 0.85 考虑。第 1 年存储时间 $\leq 1 \text{d}$ ，最短存储时间 0.8d，第 5 年达到 2d 左右。

3) 净化油装车泵橇

按 40m^3 罐车核算，最大液量下每天需装车 11 次，每次装车时间按 45 分钟考虑，总装车时间为 8.25h。橇内配套离心泵 2 台 ($Q=30 \text{m}^3/\text{h}$, $H=60 \text{m}$, $N=15 \text{kW}$ ，1 用 1 备)，前 2 年两台泵同时运行，最大油量下对应装车时间为 6.8h，第 3 年开始装车泵 1 用 1 备运行。配套建设原油装车鹤管橇 2 套，每套内含底部密闭装车鹤管 1 套及定量装车系统。

4) 破乳剂加注橇

新建 4 套药剂加注橇，其中破乳剂 1 套、水处理药剂 3 套，参数如下：

加药浓度：50mg/L 液；

型式：单罐双泵；

药剂罐： 1.5m^3 ，最大液量下总加药量为 0.19m^3 ，药剂存储时间为 7.89d；

药剂泵： $Q=20 \text{L}/\text{h}$ ， $P=1.0 \text{MPa}$ ，2 台，1 用 1 备，配套一拖一变频器。

5) 污水缓冲罐

试验站日产最大污水量为 3638.5m³/d(151.6m³/h)，整体考虑页岩油开发特点，初期返排液量大，后期降幅较大，自油气水处理一体化装置分离出的污水进入污水缓冲罐缓存。本工程新建Φ3.0×9.6m，有效容积为 55m³污水缓冲罐橇 1 座，最大污水量时，计算缓冲时间为 18.5min。

6) 外输污水泵

本工程最高产污水量 3638.5m³/d(151.6m³/h)，污水通过站内新建外输污水泵橇距离试验站约 0.4km 第三方建设的压裂返排液中转站，中转站及污水管道均由第三方建设，污水管道管径为 DN300 非金属管。考虑到预测期内污水量变化较大，本次新建污水外输泵橇 1 座，橇内包括 Q=80m³/h H=60m 外输泵 3 台，运 2 备 1，外输污水流量计 1 台(电磁流量计)。

7) 净化油外运及稳定

考虑页岩油开发的不确定性，3 号试验区处理后的净化油依托 1 号试验区、2 号试验区卸油点及南八、东油库原稳 4 个卸油点进行消化，其中 1 号及 2 号卸油点卸油后直接进入净化油输送系统后进入南垣稳定系统，4 个卸油点卸油量匹配可根据实际生产情况进行匹配。

古页 3 号试验站油水处理系统工程量见下表。

表 3.4-4 古页 3 号试验站油水处理系统主要工程量表

序号	名称及型号	单位	数量	备注
1	1500m ³ /d 全重力平衡油气水处理一体化装置 Φ3800×24000	座	2	室外
	包含全重力平衡油气水处理器、管道、阀门、流量计、 远传液位计、压力、温度仪表灯、防爆配电柜及 PLC 控 制柜			
2	加药装置	套	1	自带板房
2.1	破乳剂注入橇			
	配套 1.5m ³ 药剂罐	座	1	

序号	名称及型号	单位	数量	备注
	药剂泵 Q=20L/h, P=1.0MPa	台	2	
	管道、阀门、液位、压力、温度仪表及接线箱			
2.2	水处理药剂注入橇		3	
	每套含以下内容			
	配套 1.5m³ 药剂罐	座	1	
	药剂泵 Q=50L/h, P=1.0MPa	台	2	
	管道、阀门、液位、压力、温度仪表及接线箱			
3	净化油缓存橇Φ3600×10800	座	4	室外
	管道、阀门、液位、电动阀调节阀、压力、温度仪表及接线箱			
4	净化油装车泵橇	座	1	自带板房
	离心泵, Q=60m³/h, H=60m, N=15kW, 一拖一变频	台	2	
	管道、阀门、压力、温度仪表及防爆配电柜(内含一拖一变频器)			
5	密闭装车橇(配套定量装车系统 1 套, 装车鹤管 1 套)	套	2	室外
	管道、阀门、质量流量计、电动阀、下装装车鹤管 2 套、温度、压力仪表及接线箱			
6	污水缓冲橇Φ3.0×9.6m	座	1	室外
	管道、阀门、液位、电动阀调节阀、压力、温度仪表及接线箱			
7	污水泵橇	座	1	自带板房
	离心泵, Q=80m³/h, H=60m, N=15kW, 一拖一变频	台	2	第 1 年 2 台同时运行, 第 2 年 1 用 1 备
	管道、阀门、压力、温度仪表及防爆配电柜(内含一拖一变频器)			
8	污油回收装置(防爆)600mm×1500mm 3m³/h 40m 2.2kW	套	1	
9	站内工艺管网			
9.1	阀组间至一体橇管线 螺旋缝埋弧焊钢管 Φ323.9×6.4-L245N	m	85	50mm 厚硬质 复合硅酸盐保 温管壳
9.2	伴生气至气液分离器管线 无缝钢管 Φ273.1×6.4-L245NS	m	120	
9.3	排污管线 无缝钢管 Φ168×5-20	m	160	
9.4	污水管线 无缝钢管 Φ168×5-20	m	155	
9.5	一体橇至净化油缓冲罐 无缝钢管 Φ114×4.5-20	m	50	40mm 厚硬质 复合硅酸盐保 温管壳
9.6	净化油缓冲罐至净化油装车泵橇管线 无缝钢管 Φ114×4.5-20	m	110	
9.7	防渗污油池至一体橇管线	m	80	

序号	名称及型号	单位	数量	备注
	无缝钢管 $\phi 114 \times 4.5-20$			
9.8	净化油装车泵至装车鹤管管线 无缝钢管 $\phi 89 \times 4.5-20$	m	30	
10	恒功率电伴热带 30W/m，配电电压：380V	m	1185	
11	化验室化验设备	套	1	

2、天然气分离机增压外输系统

天然气分离及增压采用原料气分离+单级增压+湿气外输工艺。从一体化撬来原料气(0.3MPaG、40℃)首先进入入口气液分离器脱除游离水、固体杂质等，然后进入原料气压缩机撬进行增压(0.6MPaG)后进入外输单元。入口气液分离器脱除的含油污水进入污油回收装置，压缩机排污脱除的含油污水返回一体化撬入口。天然气处理部分工艺流程见下图。

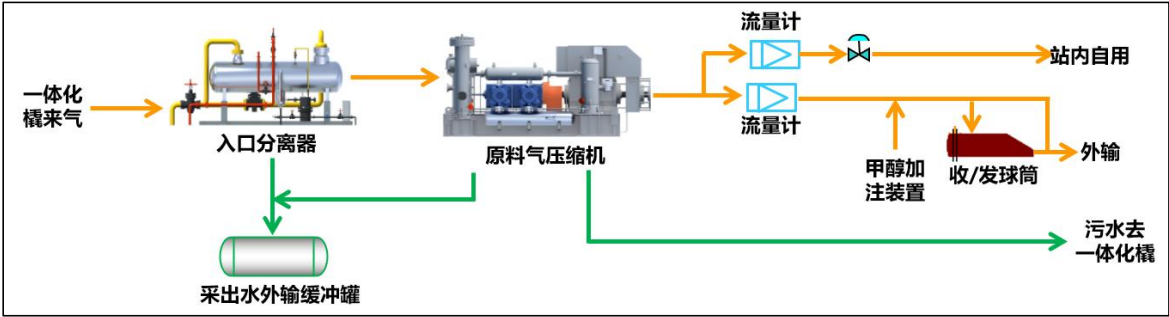


图 3.4-4 天然气处理部分工艺流程示意图

型式：卧式重力两相分离器

设计/操作压力：1.0MPa/0.2~0.35MPa；

设计/操作温度：-20、70℃/20~40℃；

操作弹性：5~120%

规格：Φ1400×4950，主要材质 Q345R。

入口气液分离器气相来气经压缩机入口聚结过滤除油分离器进行达标过滤后经压缩机增压至 0.6MPa，经冷却器冷却后进入外输单元。选用电驱往复压缩机。压缩后天然气的冷却选用全风冷方式。选用 2 台 6×104Nm³/d 压缩机。

① 额定处理气量：6×104Nm³/d

- ② 进气压力：0.2~0.35MPa(设计点 0.3MPa);
- ③ 排气压力：0.6~1.0MPa(设计点 0.6MPa);
- ④ 进气温度：20~40℃;
- ⑤ 排气温度：≤环境温度+15℃;
- ⑥ 电机额定功率：75kW
- ⑦ 机组冷却方式：空冷;
- ⑧ 降噪方式:压缩机自带隔音罩(考虑保温、占地、降噪)
- ⑨ 主电机：隔爆型
- ⑩ 数量：2 台
- ⑪ 运行方式：前两年两用，第三年起一用一备。

原料气经压缩机增压后一部分作为站内一体机橇、放空火炬等自用气，其余部分经计量、调压后外输。

为预防湿气输送过程中温度过低形成冻堵，在出站前设置 1 套橇装甲醇加注装置。注醇橇内设置 1.4m³ 甲醇储罐 1 座，Q=3m³/h H=100m 甲醇加注泵(柱塞泵)1 座，用于极端天气注醇防冻。

由于管道为湿气输送，分别在古页 3 号试验站和 2 号试验站设置 DN250/200 清管器发送/接收一体的球筒，定期清管清除积液。

本工程设计放空量为 12×10⁴Nm³/d，设置 DN250 H=30m 放空火炬 1 座，配套 Φ1000×3000 放空分液罐 1 座，放空气经放空分液罐分离出 >300 μm 液滴后，进入放空火炬进行燃烧，放空分液罐自带集液罐，分离出的凝液进入集液罐，液位达到设定值后，连锁开启阀门引入一股燃料气，通过燃料气压力将凝液输送至站内污油回收装置。经核算，本工程选用放空

系统实际最大放空量可达到 $30 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。

古页3号试验站产气经气液分离、增压后湿气输送至古页2号试验站，利用2号试验站已建天然气处理装置进行处理，处理后的天然气除 CO_2 含量外其余指标符合《天然气》(GB 17820-2018)二类气的相关要求，烃露点、水露点均 $< -30^\circ\text{C}$ (2.1MPa)，混烃 40°C 饱和蒸气压小于 1.6MPa。混烃收率为 $1.80\text{t}/10^4\text{m}^3$ 气。

主要工程量见下表。

表 3.4-7 天然气分离及增压部分主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量	备注
一	古页3号试验站			
1	入口气液分离器橇	套	1	
(1)	内含卧式重力两相分离器 $\Phi 1400 \times 4950$ Q345R 设计压力 1.0MPa	座	1	
(2)	配套管线阀门等	套	1	
2	原料气压缩机橇 $P_{\lambda}=0.3\text{MPa}$, $P_{\#}=0.6\text{MPa}$, 额定排气量为 $10 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 132kW	套	1	往复压缩机，自带变频器
3	注醇橇	套	1	
(1)	甲醇储罐 $\Phi 900 \times 2100$ 常压罐	座	1	
(2)	甲醇加注泵 $Q=3\text{m}^3/\text{h}$ $H=100\text{m}$	座	1	柱塞泵
(3)	配套管线及橇装底座等	套	1	
4	外输计量橇	套	1	
(1)	智能型收发一体球筒 $\text{DN}250 \times 200$ 设计压力 1.4MPa	座	1	
(2)	自用气调压计量阀组	套	1	
(3)	外输计量阀组	套	1	
(4)	配套管线及橇装底座等	套	1	
5	放空火炬 $\text{DN}250$ $H=30\text{m}$ 塔架式	座	1	
6	放空分液罐 $\Phi 1000 \times 3000$ 设计压力 1.0MPa	座	1	
7	站内配套管网	套	1	
二	古页2号试验站			
1	智能型收发一体球筒 $\text{DN}250 \times 200$ 设计压力 1.0MPa	座	1	
2	进站气液分离器橇	套	1	

序号	项目名称	单位	数量	备注
(1)	卧式重力两相分离器Φ2200×7780 Q345R 设计压力 1.0MPa	座	1	
(2)	配套管线、阀门、气相、液相计量等	套	1	
3	站内管网改造（古页 2 号试验站）	套	1	

(3) 辅助配套工程

辅助生产区布置在装置区东南侧,新建 1 座生产辅助用房(包括值班间、办公室、技术室、化验室、库房、卫生间)、1 座电控一体化撬, 2 个车库和维修间, 水源井泵房、净水设备撬、化粪池、污水池各 1 座。

表 3.4-5 辅助生产设施设置表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	卫生间	座	1	长×宽×高 =3.6m×7.2m×3.5m
2	化粪池	座	1	长×宽×深 =2.95m×1.35m×1.75m
3	污水池	座	1	长×宽×深 =5.0m×2.0m×2.5m
4	净化水间基础	座	1	撬装成品板房, 长×宽× 高=6.0m×6.0m×3.5m
5	车库	座	2	单座尺寸长×宽×高 =6.9m×3.9m×3.5m
6	化验室	座	1	长×宽×高 =6.9m×3.9m×3.5m
7	维修间	座	1	长×宽×高 =6.9m×3.9m×3.5m
8	库房	座	3	单座尺寸长×宽×高 =6.9m×3.9m×3.5m
9	会议室	座	1	长×宽×高 =9.0m×3.5m×3.5m
10	办公室	座	1	长×宽×高 =6.0m×3.5m×3.5m
11	技术室	座	1	长×宽×高 =7.0m×3.5m×3.5m

表 3.4-6 供水及生活水处理主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	撬装化水源井泵房	座	1	
	含: 水源井	口	1	

序号	名称及规格	单位	数量	备注
	水源井泵 Q=5m³/h	台	1	附泵出水管、电缆等
2	成品水冲厕所 3.6m×7.2m×3.5m	座	1	
3	净化水间 6.0m×6.0m×3.5m	座	1	
4	一体化净水设备 Q=2m³/h H=30m	套	1	自带控制柜
	含缓冲水箱、锰砂罐、恒压供水泵、气压罐、反冲洗水泵、紫外线消毒等			
5	2m³ 化粪池	座	1	
6	污水池 5m×2m×2.5m	座	1	
7	化验盆	套	1	
8	化验盆支架	套	1	
9	螺旋缝埋弧焊钢管 Φ323.9×7.1	m	40	套管
10	无缝钢管 Φ159×5 20	m	20	套管
11	钢骨架增强聚乙烯复合管 DN50 1.6MPa	m	250	
12	PP-R 冷水管 dn32	m	20	含管件
13	承插式柔性接口排水铸铁管 DN200	m	500	
14	承插式柔性接口排水铸铁管 DN100	m	10	
15	钢筋混凝土圆形污水检查井 Φ1.0m	个	2	
16	钢筋混凝土圆形水封井 Φ1.0m	座	3	
17	钢筋混凝土矩形阀门井 L=1.5m	座	1	
18	钢筋混凝土矩形阀门井 L=1.1m	座	1	
19	钢法兰闸阀 DN50 1.6MPa	个	1	
20	钢法兰闸阀 DN200 1.6MPa	个	2	
21	恒功率电伴热带 30W/m，配电电压：380V	m	20	

3.4.1.5 道路工程

1、建设标准

根据新建油水井的级别、重要性及交通量，参照《油田道路工程设计规定》Q/SY DQ0638-2015，确定各道路建设标准。

表 3.4-7 道路建设标准表

道路名称	道路宽度(m)		路面结构
古页 3 号试验站进站路	8.0	6.0	20cm 水泥混凝土+20cm 水泥稳定砂砾碎石+30cm 水泥稳定土
新建通井路	6.5	4.0	2cm 砂土磨耗层+10cm 泥结碎石+30cm 水泥稳定土

2、主要工程内容

3 号试验区共部署水平井 18 口，形成丛式平台 6 座，每座井台 3 口油井利用老井 1 座，均位于耕地内；新建井 3HC 井台 1 座；另外新建试验站 1 座。新建丛式平台每座尺寸为 30m×50m，新建 3HC 平台尺寸为 30m×40m。上述平台填土均按 1m 计，清表按 0.3m 计。

为了使乡村路为产能井服务，需征用试验站南侧东西向乡村水泥路约 1.20km，路面宽 4m，该路东端点与省道 201 相连，西端点与需租用的乡村水泥路相连，租用道路按照租用 1 年，每年租用费 65 万元考虑。6 座平台通井路长 0.15km，标准为路面宽 4m 的水泥路，土路基宽 6.5m，通井路起点均位于征用的乡村水泥路上；进站路则通过路面宽 6m 的水泥路挂接于征用的乡村水泥路上，全长 0.15km。

合计工程量详见下表。

表 3.4-8 道路工程量汇总表

序号	道路名称	道路长度 (km)	道路宽度(m)		建设标准	备注
			路基	路面		
1	3 号试验站进站路	0.315	8.0	6.0	水泥混凝土	
2	丛式平台井通井路	0.285	6.5	3.5	砂石	
3	3HC 平台通井路	0.365	6.5	3.5	砂石	
4	乡村路征用	1.20	6.5	4.0	水泥混凝土	计入地面工程投资
5	乡村路租用	4.60	6.5	4.0	水泥混凝土	65 万/年，1 年，计入成本

3.4.1.6 供配电工程

新建 1 座 35/10kV 撬装变电站，内设 1 台 35/10kV 变压器、35kV 配电柜、10kV 配电柜、综合自动化装置等；

新建 1 座 10/0.4kV 箱式变电站，内设 2 台 10/0.4kV 变压器、10kV 配电柜、0.4kV 配电柜等

新建 10kV 架空线路 700m；6 座平台各新建 1 台 10/0.4kV 变压器和 3

台户外动力配电箱。新建 1 套 400kW 移动式应急柴油发电机组，保障单井设备应急供电。

建设 35kV 线路 16.75km，其中新建 4km，其余 12.75km 为利旧。

本区块产能建设供配电工程量详见下表 3.4-9。

表 3.4-9 供配电工程主要工程量汇总表

主要工程内容	高压电源	新建 1 回 35kV 架空专线， 沿途利旧 35kV 钻井线 (新建路径长度 4km，利旧路径长度 12.75km)
	变电所	35/10kV-10/0.4kV 变电方式 1、区块：新建 1 座 35/10kV 撬装变电站，内设 1 台 35/10kV 变压器、35kV 配电柜、10kV 配电柜、综合自动化装置等； 2、试验站：新建 1 座 10/0.4kV 箱式变电站，内设 2 台 10/0.4kV 变压器、10kV 配电柜、0.4kV 配电柜等； 3、18 口井：新建 10kV 架空线路 700m；6 座平台各新建 1 台 10/0.4kV 变压器和 3 台户外动力配电箱。新建 1 套 400kW 移动式应急柴油发电机组，保障单井设备应急供电。

3.4.1.7 数字化工程

1、通信工程

新建古页 3 号站、9 口油井、1 座计量阀组间（与试验站合建）提供生产数据业务、办公数据业务及安防等业务传输通道。设计内容包括数据传输系统、视频监控系统、周界入侵报警系统、语音及办公网系统、光缆线路等共五部分内容。

本工程通信系统主要工程量详见下表。

表 3.4-10 通信系统主要工程量表

序号	主要工程内容	单位	数量	备注
一	视频监控系统			
1	井场部分			
1.1	室外高清红外球型摄像机/1080P	台	7	
1.2	防水扬声器 30W(含功放)	台	7	

序号	主要工程内容	单位	数量	备注
1.3	补光灯 100W	台	7	
1.4	通信设备箱	台	7	
1.5	8m 水泥监控杆(含基础)	基	6	
1.6	室外屏蔽双绞线 STP.CAT6	m	800	
1.7	KYJVP 3×1.5	m	800	
1.8	镀锌焊接钢管 DN20	m	550	
1.9	挠性管	根	14	
2	古页 3 号试验站			
2.1	室内高清防爆定焦枪型摄像机/防爆等级 ExdbIIBT4	台	4	
2.2	防水扬声器 30W(含功放)	台	9	
2.3	室外高清红外球型摄像机/1080P	台	9	
2.4	室内高清定焦枪型摄像机	台	3	
2.5	工业以太网交换机(2 百兆光+4 百兆电)	台	12	
2.6	光缆 GYTA-12B1	km	2.5	
2.7	光缆终端盒(12 芯)	套	14	
2.8	通信设备箱	台	13	
2.9	防爆通信设备箱	台	1	
2.10	8m 水泥监控杆(含基础)	基	9	
2.11	6T 硬盘	块	6	
2.12	监控管理计算机	套	1	
2.13	42u 标准网络机柜	台	1	
2.14	镀锌钢管 DN20	m	350	
2.15	室外屏蔽双绞线 STP.CAT6	m	250	
2.16	KYJVP 3×1.5	m	250	
2.17	挠性管	根	22	
二	网络传输系统			
1	井场部分			
1.1	智能无线工业物联网关	台	1	
1.2	POE 以太网供电防雷模块/4 口	个	7	
1.3	5.8G 主干网络传输单元(单井视频型)	台	6	
1.4	5.8G 主干网络传输单元	台	1	
1.5	室外屏蔽双绞线 STP.CAT6	m	50	
1.6	24m 杆	基	1	
2	古页 3 号试验站			
2.1	智能无线物联网关	台	1	
2.2	POE 以太网供电防雷模块/8 电口	个	1	
2.3	5.8G 主干网络传输单元	台	3	

序号	主要工程内容	单位	数量	备注
2.4	24m 杆	基	1	
2.5	二层工业以太网交换机(4 千兆光+16 百兆电)	台	1	
2.6	二层工业以太网交换机(4 千兆光+32 百兆电)	台	1	
2.7	室外屏蔽双绞线 STP.CAT6	m	100	
2.8	通信设备箱	台	1	
3	线路部分			
3.1	光缆 ADSS-24B1 已建杆路架空敷设	km	21	
3.2	千兆光模块, 20km	个	6	
三	周界入侵报警系统			
1	室外高清红外筒型摄像机/1080P	台	4	
2	8m 水泥监控杆(含基础)	基	4	
3	光缆终端盒(12 芯)	套	4	
4	通信设备箱	台	4	
5	光缆 GYTA-12B1	m	600	
6	6T 硬盘	块	1	
7	镀锌钢管 DN100	m	10	
8	镀锌钢管 DN20	m	100	
9	室外屏蔽双绞线 STP.CAT6	m	200	
10	KYJVP 3×1.5	m	40	
11	挠性管	根	8	
12	视频综合管理平台	台	1	
四	语音及办公网系统			
1	接入层网络交换机(2 千兆光+8 百兆电)	台	1	
2	千兆光模块, 10km	个	2	
3	IAD 综合接入设备(8 口)	台	1	
4	电话机	部	1	
5	信息插座	个	2	
6	室外屏蔽双绞线 STP.CAT6	m	200	
五	门禁系统			
1	门禁系统/刷卡式/含管理系统/含线缆及附件	套	2	
六	地磅无人值守称重系统			
1	地磅无人值守称重系统, 包括	套	1	
	道闸、车牌识别、红外对射、语音、广播、电子屏、管理系统等			
七	网络及信息安全			
1	工业防火墙	台	1	
2	主机安全卫士	套	3	

2、自控系统

包括站内自控部分及站外自控部分，站内包括试验3脱水站、天然气处理站、装车场、1座9井式计量阀组间（计量间为自动选井计量）等内容。站外系统部分包括9口油井，油井现阶段为自喷开采，第2年转为抽油机开采，信号上传至古页3号试验站控制中心集中监控。

自控系统部分主要工程量见下表。

表3.4-11 自控部分主要工程量表

序号	主要建设内容	单位	数量	备注
	自控部分			
一	井场部分			
1	WIA-PA 智能无线压力监测单元	台	57	
2	WIA-PA 智能无线温度监测单元	台	19	
3	WIA-PA 智能无线电参分析控制器/含控制柜箱/含调试	套	7	
4	WIA-PA 智能无线电参分析控制模块/含控制柜箱/含调试	套	12	
5	计算机电缆 ZR-KYJVP-300/500 1×2×1.5	m	2000	
6	控制电缆 ZR-KVVR-450/750 2×2.5	m	550	
7	防爆挠性连接管	根	114	
8	镀锌焊接钢管 DN25	m	2300	
9	数据采集箱支架	套	19	
10	压力变送器接头	个	57	
二	古页3号试验站			
1	阀组计量区			
1.1	计算机电缆 ZR-DJYPVP 300/500 18×2×1.5	m	2550	
1.2	防爆挠性连接管	根	17	
1.3	镀锌焊接钢管 DN32	m	340	
2	全重力油气水处理一体化装置			
2.1	计算机电缆 ZR-DJYPVP 300/500 18×2×1.5	m	2400	
2.2	计算机电缆 ZR-DJYVP 300/500 1×2×1.5	m	60	
2.3	防爆挠性连接管	根	8	
2.4	镀锌焊接钢管 DN32	m	320	
3	外输污水泵橇			
3.1	计算机电缆 ZR-DJYPVP 300/500 18×2×1.5	m	200	
3.2	防爆挠性连接管	根	1	
3.3	镀锌焊接钢管 DN32	m	60	

序号	主要建设内容	单位	数量	备注
4	加药橇			
4.1	ZR-DJYPVP-300/500 18×2×1.5	m	800	
4.2	计算机电缆 ZR-DJYVP 300/500 1×2×1.5	m	60	
4.3	防爆挠性连接管	根	4	
4.4	镀锌焊接钢管 DN32	m	200	
5	净化油缓冲罐橇			
5.1	ZR-DJYPVP-300/500 18×2×1.5	m	600	
5.2	防爆挠性连接管	根	4	
5.3	镀锌焊接钢管 DN32	m	200	
6	采出水缓冲罐橇			
6.1	ZR-DJYPVP-300/500 18×2×1.5	m	200	
6.2	防爆挠性连接管	根	1	
6.3	镀锌焊接钢管 DN32	m	40	
7	防渗污油池			
7.1	磁致伸缩液位计/隔爆	台	1	
7.2	有线压力变送器/隔爆	台	2	
7.3	ZR-DJYVP-300/500 1×2×1.5	m	150	
7.4	ZR-DJYPVP-300/500 18×2×1.5	m	200	
7.5	KVVRP 8×1.5	m	200	
7.6	防爆挠性连接管	根	4	
7.7	镀锌焊接钢管 DN25	m	120	
7.8	镀锌焊接钢管 DN32	m	80	
8	配电室			
8.1	ZR-DJYVP-300/500 1×2×1.5	m	30	
9	压缩机橇			
9.1	ZR-DJYPVP-300/500 18×2×1.5	m	400	
9.2	ZR-DJYVP-300/500 1×2×1.5	m	120	
9.3	防爆挠性连接管	根	4	
9.4	镀锌焊接钢管 DN32	m	100	
10	气液分离器橇			
10.1	ZR-DJYPVP-300/500 18×2×1.5	m	400	
10.2	防爆挠性连接管	根	2	
10.3	镀锌焊接钢管 DN32	m	100	
11	注醇橇			
11.1	ZR-DJYPVP-300/500 18×2×1.5	m	400	
11.2	防爆挠性连接管	根	1	
11.3	镀锌焊接钢管 DN32	m	70	

序号	主要建设内容	单位	数量	备注
12	外输计量橇+自用气阀组			
12.1	ZR-DJYPVP-300/500 18×2×1.5	m	400	
12.2	ZR-DJYPVP22-300/500 2×2×1.5	m	150	
12.3	ZR-DJYVP22-300/500 1×2×1.5	m	200	
12.4	防爆接线箱	台	1	
12.5	防爆挠性连接管	根	5	
12.6	旋进漩涡流量计 DN40/PN16	台	1	自用气
12.7	自力式调节阀 DN40/PN16	台	1	自用气
12.8	压力变送器/隔爆	台	1	自用气
12.9	电动切断阀 DN40/PN16/隔爆	台	1	自用气
12.10	电动紧急切断阀 DN150/PN16/隔爆	台	1	外输气
12.11	电动切断阀 DN150/PN16/隔爆	台	1	外输气
12.12	镀锌焊接钢管 DN32	m	18	
12.13	镀锌焊接钢管 DN25	m	20	
13	放空系统			
13.1	ZR-DJYPVP-300/500 18×2×1.5	m	800	
13.2	ZR-DJYVP-300/500 1×2×1.5	m	150	
13.3	防爆接线箱	台	1	
13.4	KVVRP 12×1.5	m	400	
13.5	防爆挠性连接管	根	2	
13.6	镀锌焊接钢管 DN32	m	150	
13.7	镀锌焊接钢管 DN25	m	150	
13.8	磁致伸缩液位计/隔爆	台	1	
13.9	压力变送器/隔爆	台	1	
13.10	电动开关阀/隔爆/DN40	台	1	
14	清管指示器			
14.1	清管指示器	台	1	
14.2	ZR-DJYVP-300/500 1×2×1.5	m	200	
14.3	防爆挠性连接管	根	1	
14.4	镀锌焊接钢管 DN25	m	80	
15	生活水区			
15.1	压力变送器	台	2	
15.2	电磁流量计 DN20	台	2	
15.3	电动开关阀 DN15	台	2	
15.4	接线箱	台	2	
15.5	DJYPVP-300/500 18×2×1.5	m	240	
15.6	DJYVP-300/500 1×2×1.5	m	100	

序号	主要建设内容	单位	数量	备注
15.7	DJYVP-300/500 2×2×1.5	m	200	
15.8	挠性连接管	根	8	
15.9	镀锌焊接钢管 DN25	m	240	
15.10	镀锌焊接钢管 DN32	m	120	
16	净化油外输泵橇			
16.1	计算机电缆 ZR-DJYPVP 300/500 18×2×1.5	m	400	
16.2	防爆挠性连接管	根	1	
16.3	镀锌焊接钢管 DN32	m	80	
17	过程安全集成控制系统			
17.1	过程安全集成控制系统(300 点以内), CPU、通讯板卡及电源冗余配置, 等级 SIL2,含组态编程调试	套	1	
18	可燃气体报警系统			
18.1	可燃气体探测器	套	15	
18.2	可燃气体报警控制器	套	15	
18.3	可燃气体报警控制器机柜	面	1	
18.4	NH-DJYVP-300/500 1×3×1.5	m	3960	
18.5	NH-DJYVP-300/500 1×2×1.5	m	660	
18.6	防爆挠性连接管	根	22	
18.7	镀锌焊接钢管 DN25	m	1760	
18.8	便携式可燃气体报警器	台	2	
19	火灾报警系统			
19.1	火灾报警控制器	台	1	
19.2	红外火焰探测器	台	1	
19.3	手动火灾报警按钮	台	9	
19.4	声光火灾报警器	台	3	
19.5	NH-DJYVP22-300/500 1×3×1.5	m	300	
19.6	NH-DJYVP22-300/500 1×2×1.5	m	900	
19.7	防爆挠性连接管	根	18	
19.8	镀锌焊接钢管 DN25	m	720	
20	定量装车系统			
20.1	含定量装车仪、防溢油控制器、静电接地控制器、含线缆及辅材等	套	2	
21	仪表值班室			
21.1	操作台含桌椅	套	3	
21.2	操作员站	台	3	其中 1 台兼工程师站
21.3	视频显示器/55 寸液晶屏	台	1	
21.4	监控计算机	台	1	

序号	主要建设内容	单位	数量	备注
21.5	A3 激光打印机	台	1	
21.6	辅操盘	面	1	
22	试验区生产管控平台			
22.1	实时数据库(10000 点)软件	套	1	
23	线缆			
23.1	电缆桥架 400×150,含安装支架	m	300	
三	古页 2 号试验站			
1	进站管线			
1.1	ZR-DJYPVP-300/500 18×2×1.5	m	200	
1.2	ZR-DJYPVP22-300/500 2×2×1.5	m	200	
1.3	ZR-DJYVP22-300/500 1×2×1.5	m	50	
1.4	防爆接线箱	台	1	
1.5	防爆挠性连接管	根	4	
1.6	旋进漩涡流量计 DN40/PN16	台	1	
1.7	旋进漩涡流量计 DN250/PN16	台	1	
1.8	压力变送器/隔爆	台	1	
1.9	电动放空阀 DN150/PN16/隔爆	台	1	
1.10	电动紧急切断阀 DN250/PN16/隔爆	台	1	
1.11	镀锌焊接钢管 DN32	m	50	
1.12	镀锌焊接钢管 DN25	m	160	
2	气液分离器橇			
2.1	ZR-DJYPVP-300/500 18×2×1.5	m	200	
2.2	防爆挠性连接管	根	1	
2.3	镀锌焊接钢管 DN32	m	80	
3.3	PLC 系统			
3.3.1	PLC 系统（30 点）PLC 系统扩容及组态编程调试	项	1	

3.4.1.8 临时工程

本工程钻井施工时在井场临时占地范围内设置井场设施，主要有柴油罐区、井控房、钻井液材料房、钻井施工物料储存及生活区等；地面工程管道和道路施工时不设置施工营地和料场，管材和筑路材料拉运到施工现场进行施工；在新建油气分离及脱水处理等撬装时需设置塔吊、焊机房和小型料场，均设置在永久占地内，施工完毕后拆除塔吊和焊机房，然后进

行撬装装置的建设，将临时工程的占地进行恢复。

3.4.1.9 占地及取弃土情况

（1）工程占地

本工程占地主要为施工期钻井井场施工作业、管线施工发生的临时占地，完井后形成井场、道路建设、古页 3 试验站撬装处理装置产生的永久占地。

本项目新增总占地面积为 22.6091hm²，其中临时占地面积 14.988hm²，永久占地面积 7.6211hm²。工程占地均为基本农田。

项目共部署开发 19 口油井（代用井 1 口），形成 6 座平台和 1 座单井井场，其中代用井的 1 座单井井场已在其钻井工程中进行了占地核算，本次仅对新钻的 18 口油井形成的 6 座平台进行占地面积核算，占地均位于耕地（基本农田）。

根据《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14 号），施工井场临时占地按单个井场 90m×100m 计算，永久占地按单井 30m×40m 计算，平台井永久占地面积为 30m×40m+240m×（平台井中井数-1）；新建单井集油管道 9.3km，管道施工作业带宽按 10m 计算；道路永久占地按道路长度×路基宽度计算，新建试验站进站路 0.315km，采用水泥混凝土路；丛式井场通井路 0.285km，采用砂石路，古页 3HC 井新建通井路 0.365km，砂石路面。本项目新增占地情况见表 3.4-12。施工场地占地平面图见附图 3。

表 3.4-12 本项目新增占地类型、性质及面积 单位：hm²

区域	建设项目	临时占地				永久占地			
		耕地(基本农田)		草地(基本草原)		耕地(基本农田)		草地(基本草原)	
		原环评	实际建设	原环评	实际建设	原环评	实际建设	原环评	实际建设

肇源县	井场	3.024	5.688	/	/	0.576	1.008	/	/
	古页3试验站	/	/	/	/	2.500	2.1686	/	/
	管线工程	5.000	9.300	/	/	/	/	/	/
	道路工程	/	/	/	/	1.540	4.4445	/	/
大同区	供配电	/	/	/	/	0.02	0	/	/
	古46压裂返排液返排站	/	/	/	/	/	/	1.700	0
	道路工程	/	/	/	/	/	/	0.900	0
小计		8.024	14.988	/	/	4.636	7.6211	2.600	0
		总占地面积							
总计		原环评 15.26				实际建设 22.6091			

(2) 取弃土

本工程涉及土方工程主要包括新钻井井场垫土、道路建设垫土、管线施工挖填方以及古页3试验站的垫高。挖方施工应分层开挖，分层堆放，施工结束后分层回填，开挖土方均原地回填，垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续。本工程土石方平衡见表3.4-13。

表 3.4-13 本工程土石方平衡表 单位：m³

序号	项目	挖土量		填土量		填土量-挖土量	
		原环评	实际建设	原环评	实际建设	原环评	实际建设
1	管线施工	40000	74400	40000	74400	0	0
2	古页3试验站	0	0	7500	3060	7500	3060
3	古46压裂返排液返排站	0	0	5100	0	5100	0
4	垫井场	0	0	6960	10750	6960	10750
5	道路	0	0	12300	4359	12300	4329
6	截水沟	108	0	108	0	0	0
7	生活污水池	36	25	36	25	0	0
8	供配电工程	200	200	200	200	0	0
合计		40814	74625	72674	92794	31860	18139

3.4.1.11 施工方式

本项目施工方式与原环评一致。

（1）管道施工

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

1) 一般管道施工

①施工作业带清理

管道施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。

在场地清理过程中，施工带范围内的土壤、植被和农作物都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。本项目管线作业带按10m宽计，边坡坡度按1:0.5计。管道施工作业断面见图3.4-6。



图3.4-6 管道施工平面布置图

②管沟敷设

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

③清管、试压、干燥

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

④管沟回填

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

1) 管道钢顶穿越施工

本工程管道穿公里路，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。施工示意图见图 3.4-7。

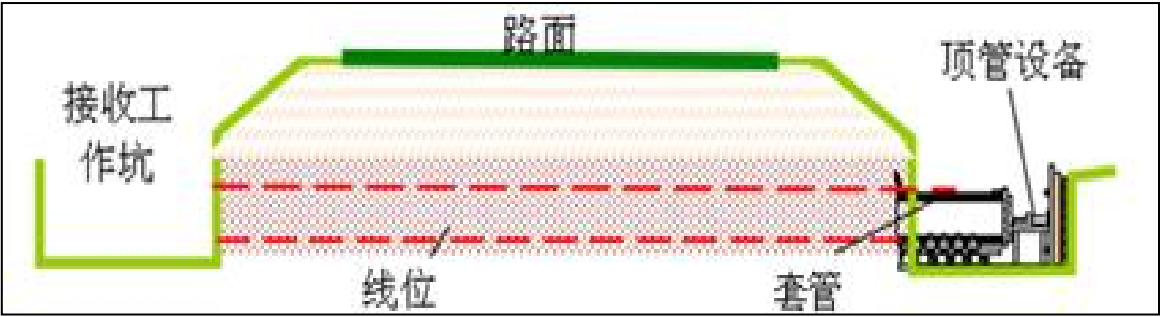


图 3.4-7 顶管施工示意图

（2）道路施工

首先进行路基施工，清除地表植被及表层土，然后进行路基填筑，路基填筑底层材料为水泥石灰或旧路料，基层材料为水泥稳定碎石，路基施工时路床压实度大于 95%，其次结构层施工要求采用拌和机械拌和，拌合好后送至现场直接施工铺设，严禁路拌。然后是路面施工，路面在混合料铺筑前，应检查确定下承层质量，摊铺过程中要随时检查摊铺厚度。

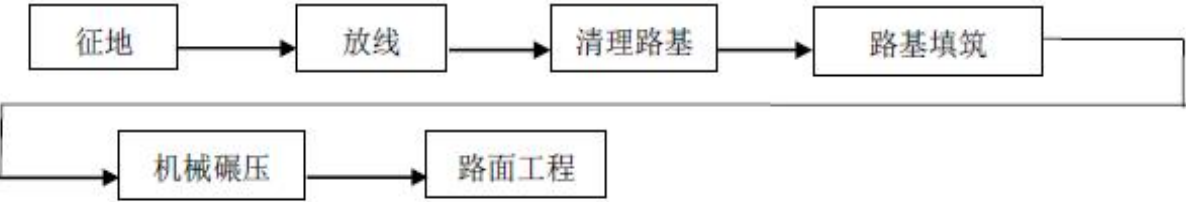


图 3.4-8 道路施工流程图

（3）建筑工程施工方案

建筑工程首先对建设范围内土地进行清理、测量放线，然后进行土方开挖，土建基础施工，土建基础施工完毕后进行工艺设备、电气仪表等安装施工，最后进行道路等辅助施工。

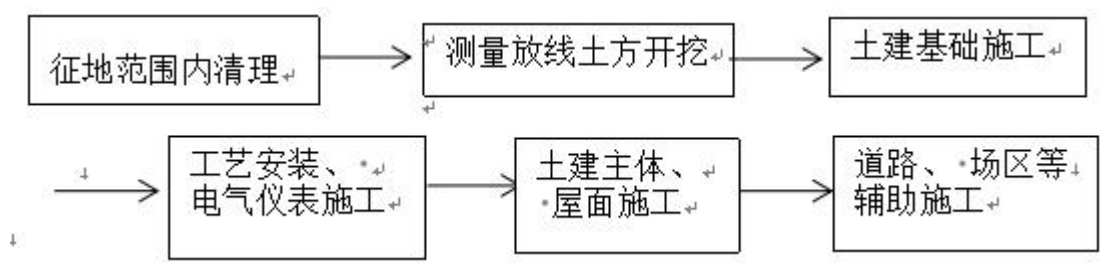


图 3.4-9 建筑工程施工建设过程

3.4.2 原辅材料

3.4.2.1 原辅材料消耗量

1、施工期

(1) 钻井过程需要用清水冲洗钻台、钻具等，平均每钻进 1000m，生产用水量 150m³，根据调查，本次钻井总进尺 95886m，则冲洗用水量为 14382.9m³。

(2) 管线敷设完成后进行试压，涉及新建单井集油管道 9.3km，规格为 φ76×4.5，则管线试压用水量为 32.77m³。

(3) 根据钻井工程设计资料，平均单井水基钻井液设计用量 524m³、油基钻井液设计用量 614m³，本工程新钻井 18 口，则水基钻井液总用量为 9432m³，油基钻井液总用量为 11052m³，钻井液设计用量见表 3.4-14。

表 3.4-14 钻井液材料用量设计数据表

开钻次序	一开	二开	三开
钻头尺寸 mm	444.5	311.2	215.9
井段 m~m	0~201	201~2353	2353~5327
井筒容积 m³	44	213	218
地面循环量 m³	40	140	160
钻井液损耗量 m³	9	78	236
钻井液总量 m³	93	431	614
钻井液体系	膨润土浆	钾盐共聚物	油包水

(4) 本工程新钻 18 口井全部需要射孔，根据调查，在射孔完井过程中，单井射孔液用量 40m³/口计，则射孔液用量 720m³。

（5）本工程19口油井（18口新钻井、1口代用井）投产前进行压裂作业，根据调查，单井压裂返排液使用量4500m³/口计，投产共计使用压裂液85500m³。

（6）根据调查，钻井队单井在井人数为 10 人，钻 1 口井 38 天，本工程新钻井 18 口，累计钻井约 684 天；地面工程施工期 90 天，地面建设施工人数 60 人，施工期生活用水量为 80L/人 d，则施工期生活用水量 979t。

（7）本工程钻机钻进由柴油机供电驱动，根据调查，所用柴油机消耗系数为每进尺 1000m，柴油消耗量为 20t，本次钻井总进尺 95886m，经计算工程柴油消耗量为 1917.72t。

（8）根据调查，本工程单井固井水泥用量最大为 396t，本工程固井水泥用量为 7128t。

钻井期主要物料消耗表见表 3.4-15。

表3.4-15 本工程钻井期主要物料消耗表

名称 用量	生产用水 m ³	试压用水 m ³	水基钻井液用量 m ³	油基钻井液用量 m ³	射孔液用量 m ³	压裂液用量 m ³	生活用水 m ³	柴油用量 t	水泥用量 t
单井	/	/	524	614	40	4500	/	106.54	396
总量	14382.9	32.77	9432	11052	720	85500	979	1917.72	7128

2、运营期

本项目运营期原辅材料消耗统计见表 3.4-16。

表 3.4-16 主要原辅材料及能耗

序号	名称	单位	数量	备注
1	破乳剂	t/a	28	古页 3 号试验站外购
2	电	万 kw·h/a	4879.19	新一联 35/10kV 变电站
3	水	m ³ /a	396	古页 3 试验站生活用水量

3.4.2.2 主要原辅材料理化性质

1、钻井液

钻井液分为水基和油基，水基钻井液现场调配，油基钻井液预制好拉运至现场，不在现场调配。

（1）一开钻井液

一开使用膨润土浆，该体系成本低无污染可有效保护浅水层。

配方为：膨润土、纯碱。

（2）二开钻井液

二开使用钾盐共聚物钻井液体系，该钻井液技术成熟，具有抑制性强、成本低等优点。

钾盐共聚物钻井液体系配方为：膨润土+纯碱(0.2%~0.4%)+ WDYZ-1+ HX-D+ JS-1+JS-2+NH4-HPAN-2+ SPNH+ HX-A+ KOH+润滑剂。

(3) 三开钻井液

三开使用油包水钻井液体系，该体系具有保护储层、强抑制、强润滑、抗高温、重复利用率高等技术优势。

配方为：柴油+主乳化剂+辅乳化剂+油包水降滤失剂+有机土+ (CaCl₂) 水+ CaO+封堵剂 I 型（ HFLK）+封堵剂 II 型（纳米封堵剂）+润湿剂+超细碳酸钙。

表 3.4-17 水基钻井液各成分理化性质一览表

序号	原料名称	重要组分	理化性质及作用	毒理性质
1	膨润土	天然矿物，主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	其晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层，在硅氧四面体中，有部分的 Si ⁴⁺ 可被 Al ³⁺ 取代，铝氧八面体层中有部分的 Al ³⁺ 可被 Fe ²⁺ 、Mg ²⁺ 、Zn ²⁺ 等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能开成氢键，晶层间有微弱的分子力连接，连接力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水肿胀。因此，它具有很强的吸水性、可塑性、粘结性和离子交换性，水化分散性较好	无毒性
2	纯碱	碳酸钠 Na ₂ CO ₃	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na ⁺ 和 CO ₃ ²⁻ ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca ²⁺ 离子，使泥浆性能变好	无毒性
3	WDYZ-1	主要由碳酸钾、氧化钙和至少一种反絮凝剂经过化学反应而成	是一类复合抑制剂。是以钾离子为抑制离子，以钙离子为辅助抑制离子，不使用阴离子或阴离子团，并在此基础上混入木质素或腐殖酸，形成最终复合抑制剂。抗温为 160℃，可调可钻井液的流变性，提高体系动逆比、切力，具有很强的携屑能力，可防止井下发生复杂情况。其中木质素、腐殖酸可生物降解	无毒性
4	HX-D	由高分子聚合物经过阳离子化和官能团的改造而成	阳离子聚合物抑制剂 HX-D，乳白色或浅黄色液体，pH7~9，是由高分子聚合物经过阳离子化和官能团的改造，形成的具有强抑制、吸附和包被作用的一种钻井泥浆助剂，可与地层多价离子反应，有良好的抗高温流变性和搞钻屑污染能力，同时还具有防塌、防膨等作用	无毒性

5	JS-1/JS-2	钻井液聚合铝 I 型/II 型	钻井液聚合铝 I 型/II 型，粉末材料，密度 1.1，降虑失剂	无毒性
6	NH ₄ -HPAN-2	双聚铵盐 (NH ₄ -HPAN-2)	双聚铵盐(NH ₄ -HPAN-2), 外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量（%）≤6.0，是水解聚丙烯腈-铵盐（NH ₄ -HPAN）的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，因带有-NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力，并且使用不受温度的限制，具有良好的降滤失功能	无毒性
7	SPNH	褐煤树脂	外观为黑褐色固体粉末或颗粒，钻井液用褐煤树脂 SPNH 是在苯环单元引入磺酸基，苯环间又以碳原子相连，能够抗高温。水化作用强、缔合水的键能高，因而又解决了它的水溶性，决定了它抗盐、抗钙、降低高温高压降失水量的作用。	无毒性
8	HX-A	褐煤、沥青、聚丙烯腈的水解物、助剂等聚合而成	褐煤、沥青、聚丙烯腈的水解物、助剂等聚合而成	无毒性
9	KOH	氢氧化钾（KOH）	氢氧化钾是一种白色透明的晶体，易溶于水，溶解时强烈放热，水溶液呈碱性，pH 值为 14，有较强的腐蚀性，半数致死量（大鼠，经口）273mg/kg，既能用来调节泥浆的 pH 值，又能提供 K ⁺ 离子，其在泥浆中全部电离，提供的 K ⁺ 离子有较好的防塌作用，因此钾盐泥浆被广泛使用。此外，KOH 可用来与某些有机处理剂进行水解作用，生成钾盐	中毒性
10	重晶石粉	BaSO ₄	纯品为白色粉末，如含有杂质多为灰绿化。相对密度 4.3~4.6，不溶于水。钻井加重剂，增加钻井泥浆的密度	轻微毒性

表 3.4-18 油基钻井液各成分理化性质一览表

序号	原料名称	重要组分	理化性质	毒理性质
1	柴油	柴油	柴油是轻质石油产品，复杂烃类（碳原子数约 10~22）混合物。为柴油机燃料。分为轻柴油（沸点范围约 180~370℃）和重柴油（沸点范围约 350~410℃）两大类。热值为 3.3×10 ⁷ J/L。易燃易挥发，不溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂。	微毒性
2	主乳化剂	R-Y0	具有优良的抗温乳化性能，低温可达 200℃ 以上，主要用于混油、油包水、油基钻井液；提高油基钻井液的热稳定性用于稳定乳状液，提高悬浮新性能以及减小确保乳状液长期保持稳定的重要组成部分，因此，也叫做油基钻井液的稳定剂。	无毒性

3	辅乳化剂	MOWETL	外观粘稠透明液体，密度为 $0.95\sim 1.05\text{g/cm}^3$ ，表面张力 $\leq 40\text{mN/m}$ ，主要用于防止水侵油污基钻井液或防止水润湿的固相侵入油基钻井液，润湿剂MOWETL 的加入使刚进入钻井液的重晶石和钻屑颗粒表面迅速转变为油湿，从而保证他们能较好的悬浮在油相中。而且其具有较高的抗温能力。适用于油基钻井液体系，与其他处理剂伍配性较好	无毒性
4	有机土	天然矿物，主要成分为层状硅酸盐蒙脱石	晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹1个铝氧八面体晶片组成1个晶层，在硅氧四面体中，有部分的 Si^{4+} 可被 Al^{3+} 取代，铝氧八面体层中有部分的 Al^{3+} 可被 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Zn^{2+} 等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能开成氢键，晶层间有微弱的分子力连接，连接力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水肿胀。因此，它具有很强的吸水性、可塑性、粘结性和离子交换性，水化分散性较好	无毒性
5	油包水降滤失剂	XNTROL	抗高温，降滤湿剂结构中不能含有一些不抗高温的基团，具有良好的分散性，为微溶分散	无毒性
6	封堵剂Ⅰ型	HFLK	改性腐殖酸类，腐殖酸石油生物残骸并微生物分解和复杂化学过程形成的深色、酸性的亲水胶体类有机物，改性腐殖酸有很强的抗温抗盐能力，可以用于深井和超深井钻井，有降滤失、降粘、防塌，封堵等作用	无毒性
7	封堵剂Ⅱ型	纳米封堵剂	由一种无机刚性材料或几种有机可变形纳米材料复合而成，其中无机刚性纳米材料具有很好的高温稳定性，能够架桥封堵页岩纳米级空隙，而有机可变形纳米材料可在高温和压差作用下发生任意变形，填充刚性架桥纳米颗粒形成的空隙，最终在岩石表面形成一种膜效率达58.2%左右的半透膜，阻止滤液的侵入，起到保护井壁的作用。	无毒性
8	(20% CaCl_2)	CaCl_2	无色立方结晶体,白色或灰白色,有粒状、蜂窝块状、圆球状、不规则颗粒状、粉末状。微毒、无臭、味微苦。吸湿性极强,暴露于空气中极易潮解。易溶于水,同时放出大量的热(氯化钙的溶解焓为 -176.2cal/g) ,其水溶液呈微酸性	微毒性

9	CaO	CaO	白色或带灰色块状或颗粒，溶于酸类、甘油和蔗糖溶液，几乎不溶于乙醇。相对密度3.32~3.35。熔点2572℃。沸点2850℃。折光率1.838。氧化钙为碱性氧化物，对湿敏感。易从空气中吸收二氧化碳及水分。与水反应生成氢氧化钙（Ca（OH） ₂ ）并产生大量热。	无毒性
10	超细碳酸钙	CaCO ₃	白色固体状，无味、无臭。有无定形和结晶两种形态。结晶型中又可分为斜方晶系和六方晶系，呈柱状或菱形。相对密度2.93。825~896.6℃分解，在约825℃时分解为氧化钙和二氧化碳。熔点1339℃，10.7MPa下熔点为1289℃。难溶于水和醇。与稀酸反应，同时放出二氧化碳，呈放热反应。也溶于氯化铵溶液。几乎不溶于水。	无毒性
11	重晶石粉	BaSO ₄	纯品为白色粉末，如含有杂质多为灰绿色。相对密度4.3~4.6，不溶于水。钻井加重剂，增加钻井泥浆密度。	无毒性

2、射孔液

射孔液理化性质见表 3.4-19。

表 3.4-19 射孔液理化性质一览表

序号	原料名称	理化性质	毒理性质
1	NaCl	化学式 NaCl，无色立方结晶或细小结晶粉末，味咸，无毒，易溶于水、甘油，微溶于乙醇（酒精）、液氨，不溶于浓盐酸。	无毒性
2	KCl	化学式为 KCl，是一种无色细长菱形或成一立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，无臭无毒性。易溶于水、醚、甘油及碱类，微溶于乙醇，但不溶于无水乙醇，有吸湿性，易结块；在水中的溶解度随温度的升高而迅速地增加，与钠盐常起复分解作用而生成新的钾盐。	无毒性
3	黏土	由多种水合硅酸盐和一定量的氧化铝、碱金属氧化物和碱土金属氧化物组成，并含有石英、长石、云母及硫酸盐、硫化物、碳酸盐等杂质。黏土矿物的颗粒细小，常在胶体尺寸范围内，呈晶体或非晶体，大多数是片状，少数为管状、棒状。黏土矿物用水湿润后具有可塑性，在较小压力下可以变形并能长久保持原状，而且比表面积大，颗粒上带有负电性，因此有很好的物理吸附性和表面化学活性，具有与其他阳离子交换的能力。	无毒性

3、压裂返排液

压裂返排液体系各成分理化性质见表 3.4-20。

表 3.4-20 压裂返排液体系各成分理化性质一览表

序号	材料	理化性质	毒理性质
1	改性胍胶	采用羟丙基胍胶，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、	无毒性

		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℃，降低了压裂返排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。	无毒性
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。	无毒性
4	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 ⁺ 和 CO ₃ ²⁻ ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca ²⁺ 离子，使泥浆性能变好。	无毒性
5	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。	无毒性
6	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。	无毒性
7	有机硼交联剂	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。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，调整压裂返排液的粘度。	无毒性
8	陶粒	陶瓷是用铝硅酸盐矿物或某些氧化物等为主要成分，如氧化硅、氧化铝等，具有优异的性能，如密度低、筒压强度高、孔隙率高，软化系数高、抗冻性良好、抗碱集料反应性优异等。	无毒性
9	粉砂	主要以硅酸盐的形态存在，含有少量的金属元素，细粒含量再 15%~50%之间，且细粒为粉土的土，称为粉土质砂。	无毒性
10	过硫酸钾	无机化合物，白色结晶，无气味，有潮解性，可用作油井压裂返排液的破胶剂。	轻微毒性
11	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。	无毒性

2、场站用主要药剂

古页 3 号试验站用主要药剂理化性质见表 3.4-21。

表 3.4-21 场站主要药剂理化性质一览表

序号	原料名称	重要组分	理化性质及作用	毒理性质
1	破乳剂	非离子表面活性剂	由聚氧丙烯聚氧乙烯嵌段聚合物与脂肪胺醚等多种基础材料反应生成，主链为聚醚结构，端基含有羟基、氨基、醚基及羧基等多种亲水性官能团	无毒性

3.4.3 环境因素分析

3.4.3.1 污染影响因素分析

1、施工期

(1) 钻井工程

钻井工程的污染工序主要是重型车辆沿途产生的噪声，重晶石粉、水泥等搬运过程中产生扬尘。钻井过程中产生的污染物主要有钻井污水、废弃钻井液、钻井岩屑、柴油机排出的烟气及钻机等设备运行产生的噪声。除上述污染外，钻井施工营地产生生活污水和生活垃圾。随着施工期结束，施工期污染也相应结束，根据调查，钻井期间没有出现环保问题。

（2）井下作业

井下作业是在采油井投产前进行。本项目施工期的井下作业主要为射孔作业、压裂作业。射孔过程产生的污染物主要为废射孔液，压裂过程中产生的污染物主要为压裂返排液等。随着施工期结束，施工期污染也相应结束，根据调查，井下作业期间没有出现环保问题。

（3）地面工程建设

地面工程主要是井场、撬装处理装置建设、道路建设、集油管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，还产生施工扬尘、设备噪声以及施工人员生活污水和生活垃圾等。随着施工期结束，施工期污染也相应结束，根据调查，地面工程建设期间没有出现环保问题。

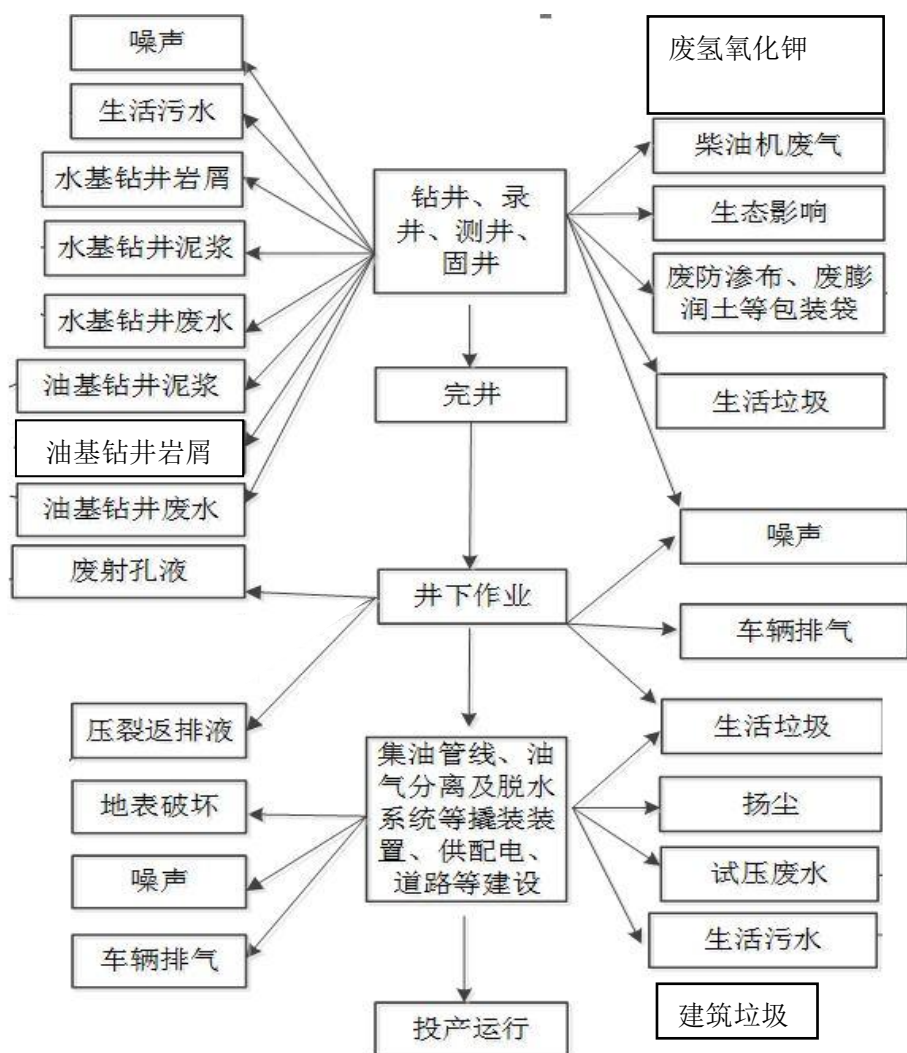


图 3.4-10 施工期产污环节图

(2) 运营期

1) 正當工况

本工程运营期主要环境影响为原油集输过程中产生的无组织烃类气体，油井作业产生的作业污水和落地油，井场抽油机及撬装处理装置产生的噪声。

运营期随产液一起采出的伴生气经油气分离及脱水装置处理后，进入天然气处理撬装装置进行天然气脱水、干燥，此过程产生含油污水，处理后的伴生气一部分用于加热炉的自耗，一部分外售。运营期产污节点图见下图。

在油井平台上新建计量间，油井产液收集后输至集中增压点，经油气水三相分离，原油脱水至 30%低含水原油，通过增压点泵输至脱水站进行脱水处理，分离出净化油进入原稳装置进行原油稳定处理，稳定后管输至炼化公司；污水进入污水收集管道；天然气增压输至中心油气处理厂，经过脱碳、深冷处理后外输。

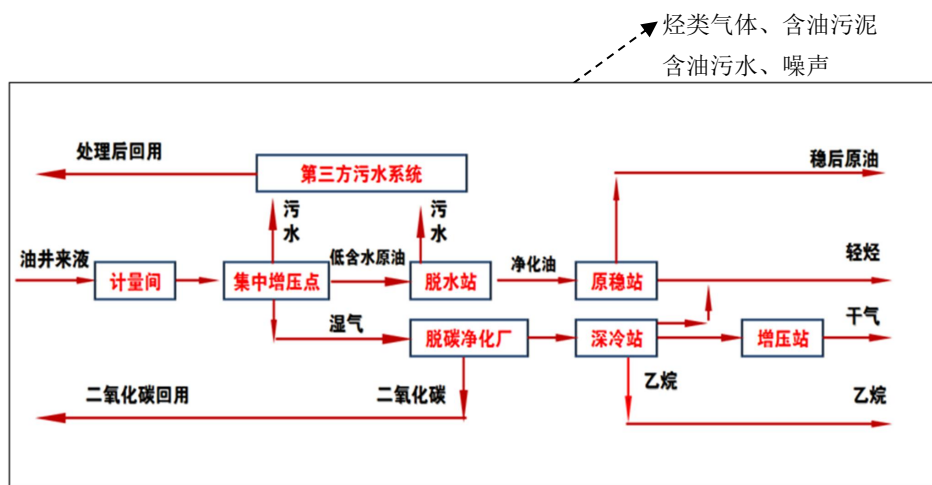
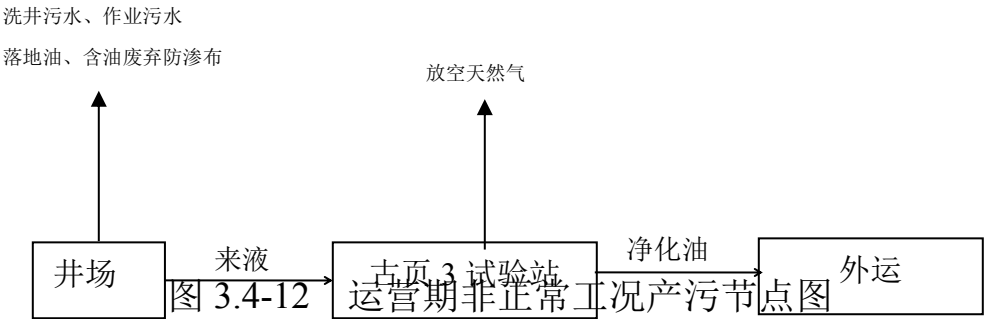


图 3.4-11 运营期正常工况产污节点图

油水处理采用全重力平衡油气水处理一体化装置(自带气浮),实现“一橇成站”主体功能替代,通过一体化装置可实现原油直接处理为含水率 $\leq 0.5\%$ 的净化油,然后进入净化油缓存橇存储,经装车泵提升后装车外运。分离出的污水直接处理为水中含油量、水中含悬浮物 $\leq 50\text{mg/L}$ 指标,经污水罐缓冲后,输至3号试验区附近的第三方污水存储站进行存储后用于压裂。分离后的天然气进入天然气系统增压单元。

2) 非正常工况

本工程运营期非正常工况主要环境影响为油井作业产生的作业污水、洗井污水、落地油等,古页3号试验站非正常工况放空的天然气等。



(3) 退役期

退役期为油井服务期满后,停运、关闭、恢复土地使用功能时段。闭井后的作业内容主要包括拆除采油设备、设施,封闭出油层段和采油井口,拆除部分管线等施工过程。其中,封井的主要措施工序如下:

封井作业所使用水泥的选用和配制,按照《常规修井作业规范》(SY/T5587.14)的规定执行;单段封井水泥塞最小长度要求为50m,井口水泥塞的位置距离井口200m以内;完钻深度在1200以内的较浅井采用全井灌注水泥进行封堵。

①井口处理

压井后安装井控井口,井口应具备注入压井、放空循环、总控3套控制阀门,且具备取油压、取套压、洗井、压井等条件。井口与防喷器、简易

防喷控制装置具有良好的统配性能。

②套内处理

套内处理的目的是使射孔井段底界5m以上无任何落物存在。通过通井、冲砂、刮套、验窜、热洗常规程序确保井筒内无落物、砂埋，套管壁无杂质、结垢、油污等，并对井下有故障情况尤其是套损漏失情况进行判断。如遇落物卡阻井，根据井筒内落物、卡阻类型，选取针对性的打捞、解卡工具及管柱进行处理。如遇套管变形井，根据套变具体形式，采取大修冲胀、磨铣等整形或打通道工具管柱实施治套，之后试挤，根据设计要求下入分段或循环封井管柱，实施套内封井。

③套外处理

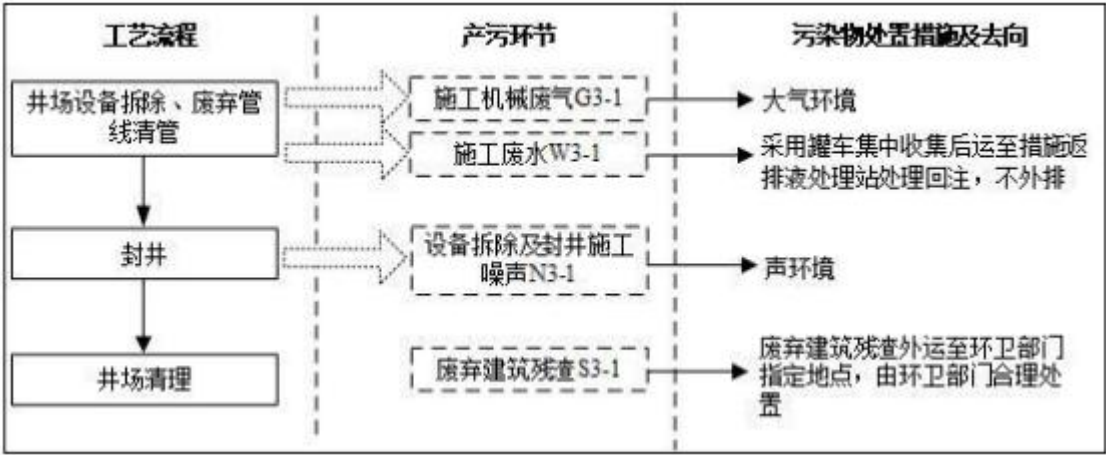
为避免对地下水产生污染，对固井质量不合格、易发生管外窜槽井，套管外水泥返高未到地面的井实施大修，并采用循环固井方式封堵套外，从而使含水层与生产层段和地表之间形成有效隔离，使其免受地层流体或地表水窜入的污染，实现永久封固。

④封后井口处理

封后井进行定位，建账存档，便于以后调档查阅；封井完成后割掉井口，加装专用的可开启式封井井口帽子，下卧至地下0.5m以下；在井口位置做永久标示，注明井号，指示风险，围栏圈闭保护，严禁在上面建任何建筑物，并要求周边建筑物必须有一定的安全距离。

⑤设备拆除

对钻井井场能重复利用的设施搬迁利用，不能利用的统一收集交回收单位处置；对构筑的设备基础拆除后作业场地进行平整，清除场内固体废物，对钻井场地等临时占地实施复垦、生态恢复。拆除的设备和管线交由油田物资回收部门统一处理。



3.4.3.2 生态影响因素分析

本工程部署基建19口油井，新建古页3号试验站，配套建设集油管道、道路、供配电线路等，主要占地类型为耕地（基本农田），本项目新增总

占地面积为 22.6091hm²，其中临时占地面积 14.988hm²，永久占地面积 7.6211hm²。

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

油田运营期对生态系统的影响主要是井下作业、管线穿孔、新建古页3号试验站的撬装处理设备泄露对周边生态的影响。油井作业均在井场的永久占地范围内进行，同时在作业时铺设防渗布，产生的作业污水经罐车拉运至新一联，经新一联合油污水处理站处理达标后回注地下，防止了污水污水排入外环境，不会对井场周围的植被产生影响。但如果作业时管理不善，导致大量污油水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，导致其生产力下降。

3.4.4 污染源源强核算

3.4.4.1 施工期污染源源强核算

1、废气

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

(1) 柴油机排放的烟气

根据调查，本工程钻井期间使用柴油机驱动，所用柴油机消耗系数为每进尺 1000m，柴油消耗量为 20t，本次钻井总进尺 95886m，经计算本工程钻井过程中柴油总消耗量为 1917.72t。柴油发电机运转时产生燃烧烟气，烟气量按每公斤柴油产生 12m³ 计，主要污染物为 SO₂、NO_x 和颗粒物。根据实际调查，柴油发电机运行污染物排放系数为：SO₂ 4g/L、NO_x 2.56g/L、颗粒物 0.7146g/L、CO 1.52g/L、HC 1.489g/L、HC+NO_x 4.049g/L。1 吨 0#柴油体积为 1162L，核算单井柴油机污染物排放情况见表 3.4-22。

表 3.4-22 柴油机燃烧废气及污染物排放表

项目	SO ₂	PM	NO _x	HC	HC+NO _x	CO
排放系数（g/L）	4	0.714	2.56	1.489	4.049	1.52
每千瓦时排放量（g/kwh）	0.53	0.09	0.34	0.20	0.54	0.20
第三阶段排放标准限值（g/kwh）	/	0.2	/	/	6.4	3.5

合计排放量（t）	8.91	1.61	5.72	3.31	9.02	3.40
----------	------	------	------	------	------	------

（2）地面工程施工扬尘

①施工扬尘

本项目道路修建、基础开挖、管线敷设和地面平整过程中，有少量施工扬尘产生。施工期间采取了加强管理、控制作业面积，在运输和堆置过程中对易起尘的建筑材料加盖遮盖物，对进出的运输道路进行洒水抑尘，施工场地设置了围护，四级及以上大风天未进行作业等措施，通过采取以上措施，产生的扬尘降至 1.0mg/m³ 以下。

②汽车运输扬尘

汽车运输也会产生扬尘污染，其扬尘量、粒径大小等与多种因素如路面状况、车辆行驶速度、载重量和天气情况等相关。其中风速、风向直接影响扬尘的传输方向和距离。其影响范围主要集中在运输道路两侧，施工期间采取了硬化道路、道路定期洒水抑尘、车辆未装载过满并采取遮盖措施，减少了运输扬尘对周围环境空气的影响。

（3）施工车辆排放的尾气

项目施工时各类运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。施工车辆尾气仅在施工期产生，时间较短，施工结束随之消失。施工车辆使用了高标号的柴油，做好了维护和保养，对大气环境影响较小。

（4）管道焊接烟尘

本工程管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为 CO、CO₂、O₃、NO_x、CH₄ 等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目焊接工程量较少，产生的焊接烟尘

量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

2、废水

施工期废水主要为钻井污水、废压裂返排液、管线试压废水以及施工人员生活污水。

（1）钻井污水

钻井污水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水，钻井污水主要含有钻井液和钻井岩屑等。本次钻井总进尺 95886m，其中水基泥浆钻进进尺 49914m，油基泥浆钻进进尺 45972m，根据实际调查，平均每钻进 1m，产生钻井污水 0.02m^3 ，则水基泥浆钻进部分钻井污水产生量为 998.28m^3 ，油基泥浆钻进部分钻井污水产生量为 919.44m^3 。水基钻井污水拉运至废弃钻井液无害化处理装置处理；油基钻井污水委托大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运至废弃泥浆无害化处理油基泥浆站处理。

（2）废压裂返排液

根据实际调查，本工程 19 口油井均进行压裂，废压裂返排液产生量为消耗量的 90%，产生量为 76950m^3 ，拉运至第九采油厂龙西致密油项目部 2#4 返排液处理站处理。

（3）管线试压废水

本工程涉及新建单井集油管道 9.3km，管道试压按照分段试压、循环使用的原则，管线试压用水量为 32.77m^3 ，管线试压废水按用水量的 95% 计算，则试压废水产生量为 31.13m^3 ，主要污染因子为 SS。试压废水经罐车拉运至新一联含油污水处理站处理达标后回注地下。

（4）生活污水

钻井生活污水：钻井队一般在井人数为 10 人，根据实际调查，每人每天用水 80L，生活污水按用水量的 80% 计算，则每个井队每天产生生活污水

水 0.64m^3 ，根据钻井设计资料，每口井钻井期按 38 天计算，本工程每口井钻井期生活污水共产生 24.32m^3 ，本项目共计钻井 18 口，共产生生活污水量 437.8m^3 。

地面建设生活污水：施工人员大约为 60 人，根据实际调查，每人每天用水 80L，施工期间生活用水量为 $4.8\text{m}^3/\text{d}$ ，生活污水按用水量的 80% 计算，则地面建设期间每天产生生活污水 3.84m^3 。本工程地面施工期约 90 天，则本工程地面建设期累计产生生活污水 345.6m^3 。

施工期共产生生活污水 783.4m^3 ，施工期生活污水排入施工场地设置的临时旱厕，施工结束清掏后进行卫生填埋。

本项目废水产生及排放情况见表 3.4-23。

表 3.4-23 施工期废水产生及排放情况

序号	污染源	产生量	排放量	主要污染物	处理措施及最终去向
1	水基钻井污水	998.28m^3	0	SS	排入井场设置的泥浆接收罐车，拉运至采油九厂 15 万 m^3/a 钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）
2	油基钻井污水	919.44m^3	0	石油类	大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运至废弃钻井液无害化处理装置（油基泥浆）处置
3	废压裂返排液	76950m^3	0	COD、SS	第九采油厂龙西致密油项目部 2#4 返排液处理站处理
4	管线试压废水	31.13m^3	0	SS	由罐车拉运至新一联含油污水处理站处理达标后回注地下
5	生活污水	783.4m^3	0	COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 、SS	施工场地设置临时旱厕，施工结束清掏后进行清理并回填

3、噪声

施工期噪声主要是施工设备和运输车辆运行产生的噪声，具体排放情况见表 3.4-24。

表 3.4-24 项目施工期主要噪声源统计表

噪声源	距声源 5m 处源强 dB（A）
柴油发电机	85~105
钻机	85~90
泥浆泵	75~85
震动筛	70~85
挖掘机	85~105
搅拌机	60~70
推土机	70~90
压路机	80~90
冲击式钻机	70~90
电焊机	75~90
压裂车	85~105
运输车辆噪声	75~80

4、固体废弃物

施工期固体废物主要为废弃钻井液、钻井岩屑、废射孔液、废包装袋及破损的废防渗布、生活垃圾等。

（1）废弃钻井液

1) 水基钻井液

根据实际调查，本项目水基钻井液的使用量约 9432m³，钻井液损耗量约 1566m³，可计算出废弃水基钻井液量为 7866m³，根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），其代码为 071-001-99。水基钻井废水、废弃水基泥浆由罐车拉运至采油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理站处理。

2) 油基钻井液

根据实际调查，本项目油基钻井液的使用量约 11052m³，钻井液损耗

量约 4248m³，废弃油基钻井液量为 6804m³，主要成分为柴油，其属于危险废物，废物类别及代码是 HW08/071-002-08，由罐车拉运至大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）建设的废弃泥浆无害化处理油基泥浆站处置。

（2）钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，存放于井场废砂池，完井后与废钻井液一起处理。根据实际调查，钻井岩屑的产生量按单井 1000m 进尺岩屑产生量最大约为 24m³，本次钻井总进尺 95886m，其中水基泥浆钻进进尺 49914m，油基泥浆钻进进尺 45972m，则可计算出水基岩屑的产生总量约 1197.94m³，油基岩屑的产生总量约 1103.33m³。

水基岩屑属于一般固体废物，根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），其代码为 071-001-99。由罐车拉运至采油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理站。

油基岩屑属于危险废物，废物类别及代码是 HW08/071-002-08，由罐车拉运至大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）建设的废弃泥浆无害化处理油基泥浆站处置。

（3）废射孔液

项目 18 口新钻井需进行射孔，根据实际调查，单井废射孔液产生量 36m³，则钻井废射孔液产生量为 648m³，属于一般固体废物，根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），其代码为 071-001-99。由罐

车拉运至采油九厂 15 万 m^3/a 钻井废弃泥浆无害化处理站。

（4）一般化学品废包装袋

根据实际调查，钻井过程中，单井膨润土、纯碱等一般化学品的废弃包装袋产生量约为 0.015t，本项目新钻 18 口井，故膨润土、纯碱等一般化学品的废弃包装袋产生量约为 0.27t，属于一般固废，根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），其代码为 071-001-99，由大庆钻探工程公司安排拉运至已建工业固废填埋场进行填埋处理，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）。

（5）废KOH和废过硫酸钾包装袋

经调查，钻井过程中KOH、过硫酸钾使用配制好的溶液，直接拉运至井口使用，施工现场不产生废KOH包装袋和废过硫酸钾包装袋。

（6）钻井废弃防渗布

根据实际调查，本工程单井钻井使用面积为井架下方，占地面积约 50m^2 ，重量以 $500\text{g}/\text{m}^2$ 计，废弃防渗布平均单井产量 0.025t，本项目新钻 18 口井，故本项目共产生废弃钻井废防渗布 0.45t，由于本项目使用油基钻井液，属于危险废物，废物类别及代码为 HW49/900-041-49，施工结束后由钻井队集中收集，暂存于专用钢制桶内，委托有资质的单位进行处置。

（7）建筑垃圾

根据实际调查，项目 3 号试验站新建撬装装置，建筑面积为 396.54m^2 ，每建筑 $1\times 10^4\text{m}^2$ 产生的废弃建筑垃圾 550t，本项目建设为撬装装置而非混凝土建筑物，且施工时间少于建设房屋的施工时间，产生建筑垃圾约 2.0t。

根据实际调查，管道施工废料产生量以 $20\text{kg}/\text{km}$ 管道计，本项目新建管道 9.3km，施工废料产生量为 0.186t，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施工废料。

综上所述，本项目建筑垃圾总产生量约 2.186t。

（8）生活垃圾

根据实际调查，钻井期间井队在井人数一般为 10 人，钻井期 38 天，每人产生生活垃圾 $0.5\text{kg}/\text{d}$ 计，则每口井钻井期间产生生活垃圾 190kg。钻井期间共产生生活垃圾 3.42t。

根据实际调查，地面建设期间施工人员一般为 60 人，施工期 90 天，每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，地面建设期间生活垃圾产生量为 2.7t。

施工期共产生生活垃圾 6.54t，统一收集送肇源生活垃圾处理厂进行处理。

3.4.4.2 运营期污染源强核算

运营期产污环节为原油开采、集输、储存过程中产生的无组织挥发烃类气体；产出液经处理后产生的含油污水；油井作业过程中产生的作业污水和落地油，天然气处理站的废弃分子筛以及场站和井场噪声等。

1、正常工况

（1）废气

本工程站内装置集低温预分水、加热、热化学沉降、净水、缓冲共 5 大主体功能为一体，不单独建设加热炉，无加热炉燃烧废气产生。

本工程内容为新建井场、管线以及场站，工程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，井场和管线的油气挥发泄漏所致，主要排放地点为采油井场及集输场站。

根据实际调查，本项目建成后共 19 口油井投入使用，实际预测产能为 $9.29 \times 10^4 \text{t/a}$ ，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，可计算出开采过程中非甲烷总烃挥发量为 131.68t/a 。相比环评时期增加了 10 口油井，产能由原环评的 $4.58 \times 10^4 \text{t/a}$ 增加了 $4.71 \times 10^4 \text{t/a}$ ，非甲烷总烃排放量为相对环评时期 65.46t/a 增加了 66.22t/a 。

（2）水污染源及污染物分析

1) 产液分离废水

根据地面工程方案，本次产能工程共基建 19 口油井（1 口为代用井），共形成平台井 6 座、1 座单井，根据产量预测，分离出的含油污水最大量为 3638.5t/d ($132.81 \times 10^4 \text{t/a}$)，含油污水暂存在试验站内的污水罐内，定期拉运至新一联合含油污水站处理。

2) 天然气处理站含烃废水

根据地面工程方案，项目伴生气产量为 $11.54 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，根据《排放源

统计调查产排污核算方法和系数手册》[2021]18号，超低含硫天然气（含页岩气）开采工业废水产污系数为0.5吨/万立方米产品，经计算含烃废水产生量约2106.05/a，含油污水暂存在站内的排污罐内，定期拉运至新一联合油污水站处理。

3) 生活污水

3号试验站新增员工10人，根据《用水定额》（DB23/T727-2021），每人生活用水为80L/d，可计算年用水量为264t，产生的生活污水按用水量的80%计，则产生生活污水量为211.2t/a，排入古页3试验站新建的50m³化粪池，定期拉运至肇源县污水处理厂处理，处理至满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级A标准，排入松花江。

（3）噪声

本项目运行中产生的噪声主要为古页3试验站内撬装处理装置的设备运行产生的噪声和井场抽油机噪声。主要噪声源为机泵、抽油机等。

（4）固体废弃物

1) 含油污泥

根据大庆油田多年开发经验，生产万吨原油的排泥量（固相）一般按约0.3t计算，本工程建成后产能为 9.29×10^4 t/a，则本工程年产生油泥（砂）2.787t，含油污泥属于危险废物HW08废矿物油与含矿物油废物，危废代码为：071-001-08石油开采和炼制产生的油泥和油脚。含油污泥送第九采油厂含油污泥处理站处理，不外排。

2) 天然气处理系统废分子筛

项目产液经撬装处理装置处理后的天然气进入天然气处理系统撬装，天然气经分子筛脱水装置进行脱水干燥处理，根据油田运营经验，分子筛更换周期一般为半年，废分子筛单次产生量约为0.04t，因此废分子筛产生量为0.08t/a，属于危险废物，危废代码HW49/900-041-49，暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，定期委托资质单位处理。

3) 生活垃圾

本次新建的古页3号试验站新增员工10人，全年运行330d，按每人每天产生0.5kg计，共产生生活垃圾1.65t/a。由油田物业部门拉运至肇源县生活垃圾处理厂填埋处理。

2、非正常工况

（1）废气

运行期非正常工况主要废气主要为古页3试验站异常情况下的超压废气排放和检修废气放空排放。根据设计资料古页3试验站放空火炬的最大

泄放速率为 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，放空时间 15min，火炬规格取 DN250，高度 30m，放空废气通过放空火炬燃烧后排放，不直接外排，对大气环境影响较小。具体污染物排放见下表。

表 3.4-25 非正常工况条件下废气排放情况一览表

污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放浓度 (mg/m^3)	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次	应对措施
古页3试验站放空火炬	设备检修	非甲烷总烃	202500	1687.5	0.25	2次	火炬燃烧

（2）废水

1）作业污水

井下作业是运营期的污染环节之一，主要对运营了一段时间的油水井进行维修或零部件的更换。

根据建设单位提供的资料，油井作业周期约为1.5年/次，油井作业废水产生量约为 $4\text{m}^3/\text{井} \cdot \text{次}$ ，本项目共计建设油井19口，则油井共计产生作业污水量约 $50.7\text{m}^3/\text{a}$ 。

2）洗井污水

根据建设单位提供资料，油井洗井（热洗）周期为1年，洗井污水产生量约为 $25\text{m}^3/\text{井} \cdot \text{次}$ ，洗井废水产生量为 $225\text{m}^3/\text{a}$ 。采用化学清防蜡为主、热洗车热洗为辅的方式，清防蜡剂或热水注入油井后不返排，直接进入原油集输系统。

（3）固体废物

1）落地油

工程作业期间落地油罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理，按最不利状态，一般每口井作业期间产生的落地油可按 $50\text{kg}/\text{井} \cdot \text{次}$ ，作业频率一般 1.5 年/次，落地油回收率为 100%，本项目共 19 口油井，共产生落地油 $0.63\text{t}/\text{a}$ ，落地油属于危险废物 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为：071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚。

2）作业废弃作业防渗布

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前大庆油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用3-5次。单块防渗布重约 25kg （ $12\text{m} \times 12\text{m}$ ），每口井作业用2块，则本项目19口油井共产生废弃防渗布约 $0.55\text{t}/\text{a}$ ，油井作业频次为1.5年/次，重复利用按照4次计，则项目产生作业废弃防渗布约 $0.158\text{t}/\text{a}$ 。

3.4.3.3 退役期污染源强核算

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

（1）大气污染物

退役期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量的施工机械废气产生，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、 CmHn 等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较小。

（2）水污染物

退役期洗井、刮套、管线拆除等过程中，将有少量的施工废水产生，该部分废水采用罐车收集后运至现有返排液处理站处理回注，不外排。

（3）固体废物

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废旧管道和设备，应集中清理收集。交油田物资回收部门统一处理；在处理废旧管道和设备时，应注意收集管道和设备中残留的废油等物质，避免运输过程中废油渗入土壤或者流入地表水体，污染环境；不具备利用价值的粘油地上管线等应交由有资质单位处置；地下管道采用清洗封堵措施，避免开挖时造成环境污染。

②地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，集中收集后交有资质单位转运及处置。

（4）噪声

油井进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输，影响范围在声源周围 200m 范围内。

表3.4-26 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 (10 ⁴ m ³ /a)	产生浓度 (mg/m ³)	产生量 (t/a)	工艺	效率%	核算方法	废气排放量 (10 ⁴ m ³ /a)	排放浓度 (mg/m ³)	排放量 (t/a)	
钻井	柴油机	烟气	SO ₂	产污系数法	1150.632	/	8.91	/	/	/	1150.632	/	8.91	912
			PM			/	1.61	/	/	/		/	1.61	
			NO _x			/	5.72	/	/	/		/	5.72	
			HC			/	3.31	/	/	/		/	3.31	
			HC+NO _x			/	9.02	/	/	/		/	9.02	
			CO			/	3.40	/	/	/		/	3.40	
油气集输	井场、场站	无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	/	/	131.68	直排	/	产污系数法	/	/	131.68	7920

表3.4-27 废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施	污染物排放				排放 时间 (d)
				核算 方法	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 (m³/a)	排放浓度 (mg/L)	排放量 (t/a)	
钻井	钻机	水基钻井污水	SS 等	类比法	998.28	/	/	排入井场设置的泥浆接收罐车，拉运至采油九厂15万m³/a钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）	/	/	/	/	/
		油基钻井污水	SS 等	类比法	919.44	/	/	大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运至废弃钻井液无害化处理装置（油基泥浆）处置	/	/	/	/	/
井下作业	压裂	废压裂液	COD、SS	类比法	76950	/	/	第九采油厂龙西致密油项目部2#4返排液处理站处理	/	/	/	/	/
试压	管道	管线试压废水	SS	物料衡算	31.13	/	/	由罐车拉运至新一联含油污	/	/	/	/	/

								水处理站处理 达标后回注地 下					
施工	人员	生活污 水	COD、 NH ₃ -N、 SS	类比 法	783.4	/	/	施工场地设置 临时旱厕，施 工结束清掏后 进行清理并回 填	/	/	/	/	/
原油 集输	原油 处理 装置	含油 污水	石油类	物料 衡算	132.81× 10 ⁴	1000	1328.1	送新一联含油 污水站处理后 回注地层	/	/	/	/	/
油井 作业	油井	作业 废水	石油类	类比 法	50.7	1000	0.051		/	/	/	/	/
天然气 处理	天然 气处 理	含烃废 水	石油类	产污 系数 法	2106.05	1000	2.106	送新一联含油 污水站处理后 回注地层	/	/	/	/	/
油井 洗井	洗井	洗井 废水	石油类	类比 法	475	1000	0.475	直接进入井底 集输系统	/	/	/	/	/
工作人 员	员工 生活	生活污 水	COD	产污 系数 法	211.2	300	0.063	拉运至肇源县 污水处理厂处 理	/	/	/	/	/
			NH ₃ -N			30	0.006		/	/	/	/	/
			SS			100	0.021		/	/	/	/	/

表3.4-28 噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型	噪声源强	降噪措施	噪声排放值	持续时间
----	----	-----	------	------	------	-------	------

				核算方法	噪声值		核算方法	噪声值	
钻井及地面建设	施工设备	柴油发电机	机械噪声	类比法	85~105	采取合理安排施工进度,调整同时作业的施工机械数量,注意对设备的维护和保养,合理操作,保证施工机械保持最佳状态,合理布局施工场地等措施	类比法	85~105	912
		钻机	机械噪声	类比法	85~90		类比法	85~90	
		泥浆泵	机械噪声	类比法	75~85		类比法	75~85	
		震动筛	机械噪声	类比法	70~85		类比法	70~85	
		挖掘机	机械噪声	类比法	85~105		类比法	85~105	
		搅拌机	机械噪声	类比法	60~70		类比法	60~70	
		推土机	机械噪声	类比法	70~90		类比法	70~90	
		压路机	机械噪声	类比法	80~90		类比法	80~90	
		冲击式钻机	机械噪声	类比法	70~90		类比法	70~90	
		电焊机	机械噪声	类比法	75~90		类比法	75~90	
油气集输	油井	抽油机	设备噪声	类比法	65-80dB（A）	采用低噪声设备,定期保养	类比法	65-80dB（A）	7920
油气处置	古页3试验站	外输泵			75（A）	厂房隔声、采用低噪声设备,定期保养		75（A）	7920
		天然气压缩机			90（A）			90（A）	7920
		污水泵			80（A）			80（A）	7920

		一体化处理设备			70（A）			70（A）	7920
--	--	---------	--	--	-------	--	--	-------	------

表 3.4-29 固体废物污染源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况（t/a）		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量	工艺	处置量（t/a）	
钻井	钻机	水基钻井液	一般工业固废	类比法	7866	/	7866	由罐车拉运至采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理站处理
		水基岩屑	一般工业固废	类比法	1197.94	/	1197.94	
		油基岩屑	危险废物	类比法	1103.33	/	1103.33	由罐车拉运至大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）建设的废弃泥浆无害化处理油基泥浆站处置
		油基钻井液	危险废物	类比法	6804	/	6804	
	射孔设备	废射孔液	一般工业固废	类比法	648	/	648	由罐车拉运至采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理站处理
	/	一般化学固废包装袋	一般工业固废	类比法	0.27	/	0.27	由大庆钻探工程公司安排拉运至已建工业固废填埋场进行填埋处理
	/	钻井废弃防渗布	危险废物	类比法	0.45	/	0.45	委托有资质单位进行处置
施工	设备安装	建筑垃圾	一般工业固废	类比法	2	/	2	送大同市建设垃圾填埋场填埋处置
	人员	生活垃圾	生活垃圾	类比法	6.54	/	6.54	肇源生活垃圾处理厂进行处理
原油集输	古页3试验站	含油污泥	危险废物	产污系数法	2.787	送采油九厂含油污泥处理站处理	2.787	采油九厂含油污泥处理站

		废分子筛	危险废物	产污系数法	0.08	暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托资质单位定期拉运处置	0.08	委托有资质单位处理
油井作业	油井	作业含油废弃防渗布	危险废物	产污系数法	0.158		0.158	
	油井	落地油	危险废物	产污系数法	0.63	送采油九厂含油污泥处理站处理	0.63	采油九厂含油污泥处理站
工作人员	员工生活	生活垃圾	生活垃圾	产污系数法	1.65	城市生活垃圾填埋场填埋	1.65	肇源县生活垃圾处理厂

3.4.5 项目危险废物汇总

本项目施工期产生的危险废物主要为废弃油基钻井液、油基岩屑等，
本项目运营期产生的危险废物主要为落地油及含油污泥、废弃防渗布等。
项目施工期产生危险废物汇总表见表 3.4-30，项目运营期产生的危险废物
汇总表见表 3.4-31。

表 3.4-30 项目施工期危险废物汇总表

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	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	废弃油基钻井液	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-002-08	6804m ³	钻井	液态	石油类	钻井期	T、I	大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）建设的废弃泥浆无害化处理油基泥浆站
2	油基岩屑			1103.33 m ³	钻井	固态	石油类	钻井期	T、I	
3	钻井废防渗布	HW49 其他废物	900-041-49	0.45t	钻井	固态	石油类	钻井期	T、I	委托有资质单位处理

表 3.4-31 项目运营期危险废物汇总表

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	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.63t/a	油井作业	液态	石油类	油井作业 1.5 年/次	T、I	罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理
2	含油污泥		071-001-08	2.787t/a	油气水分离器、储罐	液态	石油类	一年一次	T、I	
3	作业废弃防渗布	HW49 其他废物	900-041-49	0.158t/a	油井作业	固态	石油类	油井作业 1.5 年/次	T、I	送采油九厂危险废物规范化储存库暂存，委托资质单位
4	废分		900-041-49	0.08t/a	天然气	固态	石油	半年	T、I	

	子筛				处理系 统更换		类	一次		定期拉运 处理
--	----	--	--	--	------------	--	---	----	--	------------

3.4.6 总量控制指标

根据国家相关规定，本工程对废气的排放总量进行核定。本工程实施后，实际非甲烷总烃排放量为 131.68t/a，相对环评时期 65.46t/a 增加了 66.22t/a。减少加热炉产生的污染物，具体核定情况见下表。本工程为新建工程，不存在现有工程排放量和“以新代老”削减量。

表 3.4-33 项目污染物排放总量表

污染物名称	单位	产生量		消减量		排放量	
		原环评	实际建设	原环评	实际建设	原环评	实际建设
烟气量	10 ⁴ m ³ /a	334.03	0	0	0	334.03	0
SO ₂	t/a	0.09	0	0	0	0.09	0
NO _x	t/a	0.324	0	0	0	0.324	0
颗粒物	t/a	0.03	0	0	0	0.03	0
非甲烷总烃	t/a	65.46	131.68	0	0	65.46	131.68

第四章 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查

4.1.1 地理位置

本项目位于松辽盆地北部中央坳陷区齐家-古龙凹陷二级构造带内的古龙向斜区，地理位置位于黑龙江省大庆市肇源县境内，主要目的层 Q₄ 顶面海拔最深处分别为-2380m，位于古页 3HC 井东部凹陷中心处，目的层顶面海拔最浅为-2180m，位于试验区东南部，构造高差约 200m。区内公路交通较为便利，地势平坦，地面分布有农田、林地、居民点等，区块中心坐标为北纬 45°43'39.30"，东经 124°14'6.32"，地势较为平坦，具体地理位置见附图 1。

4.1.2 地形、地貌

调查区内地表普遍被第四系覆盖。地表为缓波状起伏的低平原地貌景观。地势北高南低。地面海拔高程在 127.05-147.22m 之间，相对高差 20.17m。区内分布着大面积农田及草场，局部分布有村庄、季节性泡泽。

4.1.3 气候气象

大庆市气象局近 20 年气象观测资料显示，工程所在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 3.7m/s，年最大风速为 22.7m/s，SW。

降水量：年平均 442.0mm，年最大降水量 651.2mm。

年平均水气压：8.2hpa。

降雪量：平均积雪 158d，最大积雪深度 220.0mm。

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

4.1.4 水文地质

4.1.4.1 地层岩性

根据地质钻探资料分析，工程调查区内浅部地层从老到新依次为新近系泰康组（N_{2t}）和第四系（Q）。综合水文地质图见附图 9，地质柱状图见附图 10，项目区域所在地地质概况如下：

1、新近系泰康组（N_{2t}）

新近系泰康组（N_{2t}）地层在调查区内广泛分布，发育良好。调查区北部地层厚度一般为 100.0-145.0m。岩性：上部为灰绿、黄绿色泥岩，泥质粉

砂岩，灰黄灰色砂岩；下部为灰白色块状砂砾岩，中粗砂岩；调查区南部地层厚度一般为 90.0-116.0m。岩性：上部为灰绿色泥岩，下部为灰白色砂砾岩，中粗砂岩。

本组地层与下伏地层为不整合接触。

2、第四系(Q)

调查区广泛分布，调查区北部其厚度一般 67.0-114.0m；调查区南部其厚度一般 69.0-80.0m。上部为黄色粉质黏土和黄色细砂，中部为灰色粉质黏土，下部为灰色粉砂，底部为灰白色砂砾石。

本组地层与下伏地层为不整合接触。

根据浅部钻孔资料，所揭露的地层按照岩土成因、结构、性质综合划分 4 层。对地层结构及特征描述如下：

(1) 粉质黏土：黄褐色，冲积成因。土质不均匀，局部含粉土。无摇震反应，稍有光泽，干强度中等，韧性中等，可塑-软塑。渗透系数经验值 $K=0.1\text{m/d}$ ，孔隙度经验值 $n=45\%$ 。

(2) 细砂：黄色，冲积成因，颗粒较均匀，局部地区含少量粉土，矿物成分以石英、长石等矿物为主，含少量暗色矿物，稍密，稍湿-饱和。渗透系数经验值 $k=5.0\text{m/d}$ ，孔隙度经验值 $n=40\%$ 。

(3) 粉质黏土：灰色，淤积成因。土质较均匀。无摇震反应，稍有光泽，干强度中等，韧性中等，可塑。渗透系数经验值 $K=0.1\text{m/d}$ ，孔隙度经验值 $n=45\%$ 。

(4) 粉砂：灰色，淤积成因，颗粒较均匀，矿物成分以石英、长石等矿物为主，中密，饱和。渗透系数建议值 $k=1.5\text{m/d}$ ，孔隙度经验值 $n=40\%$ 。

4.1.4.2 区域含水层

1、第四系含水层

第四系潜水含水层岩性主要是细砂。

潜水等水位线图见附图 11。潜水水文地质参数：有效孔隙度均为：32%（根据地质出版社《地下水科学概论》）；渗透系数为：5.0m/d（根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》HJ610-2016）；水力坡度（根据水位等值线图量得）：0.00007；地下水流速：0.00035m/d。

2、新近系泰康承压含水层

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，北部调查区厚度 72.0-93.0m，南部调查区厚度 78.0-107.0m。含水层岩性为灰白色砂砾岩、中粗砂岩，孔隙较大，连通性好，渗透性较好，富水性强。

承压水等水位线见附图 12。承压水水文地质参数：南部调查区有效孔

隙度为：33.5%（根据地质出版社《地下水科学概论》）；南部调查区渗透系数为：64.0m/d（根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》HJ610-2016）；水力坡度（根据水位等值线图量得）：0.00007；地下水流速：0.00448m/d。

4.1.4.3 地下水补径排

地下水系统及其周围环境决定了地下水补给、径流、排泄特征，而其补给、径流和排泄构成了含水层地下水流系统形成条件。

1、地下水补给

第四系潜水含水层地下水补给主要为大气降水入渗补给。

新近系泰康组含水层地下水补给主要为地下水径流补给、第四系垂向渗透补给以及各含水层之间的越流补给。

2、地下水径流

从潜水地下水等水位线图可看出，南部区和北部区地下水的总径流方向均为由北向南，局部地区受地势影响。从新近系泰康组承压含水层等水位线图可看出，调查区新近系泰康组地下水径流方向受新站镇及革志屯用水影响为由西南向东北。

3、地下水的排泄

根据调查区的地质及水文地质条件和地下水开采情况分析，地下水的排泄方式主要有三种：蒸发排泄、地下水的径流排泄、地下水人工开采排泄。

4.1.4.4 地下水动态

区域潜水含水层埋深较浅，水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大。根据已有资料，地下水枯水期为1~3月份，丰水期为4~9月份。

调查期间（2025年5月）潜水埋深1.10~13.50m之间，潜水埋深变化较大，水位变化差12.40m左右。调查区内新近系泰康组承压含水层水位随周边油田用水量变化而变化。根据区内观测井9503井资料显示，地下水水位埋深在调查期间为4.97-8.83m，在一个水文年内地下水丰水期为10-12月份，水位埋深4.97-5.20m，枯水期为5~8月份，水位埋深6.29-8.83m，见下图（2020年9503井地下水水位历时曲线）。

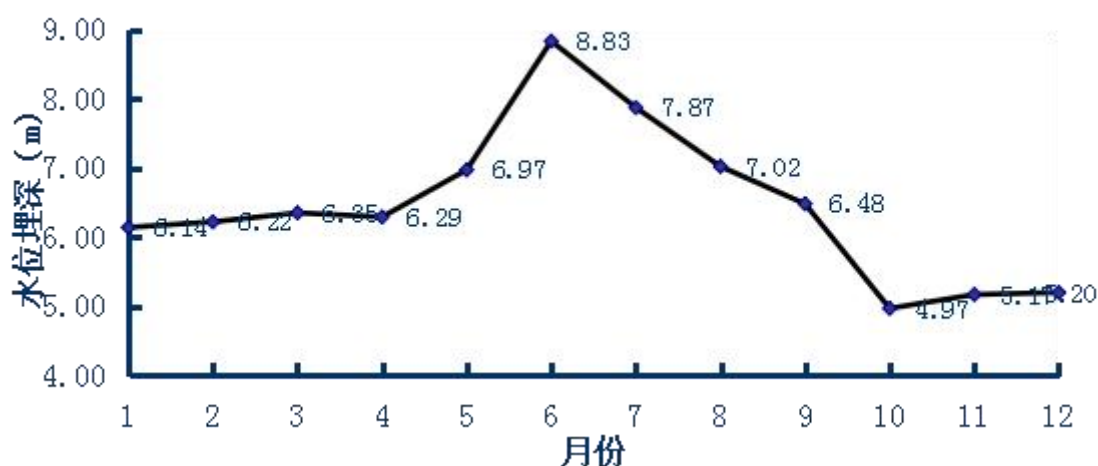


图 4.1-2 地下水水位动态变化图

4.1.5 动植物分布

植物分布：工程所在区域内主要土壤类型草甸土，黑土层一般为30-50cm，有机质含量4%-7%，是一种较肥的土壤，这类土壤多处在江河沿岸，地势低平，水资源条件好。自然植被以蒿属等植物为主，同时还分布有碱草、碱蒿等耐盐碱植物，由于人类不断外扩开垦，项目区域内土地已全部开垦为耕地，区域内农作物主要为水稻、玉米、土豆、白菜及其它应季蔬菜等，耕地间分布有以杨树为主的防护林带。

动物分布：评价范围内工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。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气质量现状调查与评价

根据大庆市生态环境局 2025 年 6 月 5 日公布的《2024 年大庆市生态环境状况公报》，2024 年，大庆市共进行了 366 天有效环境空气质量自动监测，其中：全年环境空气质量优良天数为 337 天，优良天数比例为 92.1%。

2024 年，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓度为 7 微克/立方米，日均值浓度范围为 4~17 微克/立方米，优于国家环境空气质量一级标准限值；二氧化氮年均浓度为 18 微克/立方米，日均值浓度范围为 4~48 微克/立方米，优于国家环境空气质量一级标准限值；可吸入颗粒物（PM₁₀）年均浓度为 48 微克/立方米，日均值浓度范围为 12~287 微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值；细颗粒物（PM_{2.5}）年均浓度为 32 微克/立方米，日均值浓度范围为 8~241 微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值；一氧化碳 24 小时平均浓度第 95 百分位数为 0.8 毫克/立方米，24 小时平均浓度范围为 0.2~1.3 毫克/立方米，优于国家环境空气质量一级标准限值；臭氧日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数为 114 微克/立方米，日最大 8 小时平均浓度范围为 13~182 微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值。

2024 年大庆市基本污染物 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 监测项目均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单要求，大庆市环境空气质量属于达标区。

具体判定情况详见表 4.2-1。

表 4.2-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	标准值（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	占标率%	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	7	60	11.67	达标
NO ₂	年平均质量浓度	18	40	45	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	48	70	64.29	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	32	35	91.43	达标
CO	24 小时平均	24 小时平均第 95 百分位数 0.8	4	20	达标
O ₃	日最大 8 小时平均	最大 8 小时平均第 90 百分位数 114	160	71.25	达标

4.2.1.1 环境空气质量现状补充监测

（1）监测布点

考虑地形、地貌、地面风场特征、项目地理位置和环境功能区的要求，根据项目情况和周围敏感点分布情况，本项目布设 3 个环境空气质量现状监测点，其位置与本项目位置关系见表 4.2-2，监测布点图见附图 7。

表 4.2-2 空气环境现状监测点位表

监测点名称	监测点坐标	监测因子	监测时段	相对工程位置/m
3 号试验站	g124.24306335 45.74422133	非甲烷总 烃、TSP	非甲烷总烃测 小时值、TSP 测日均值	本项目场站处
发展村	g124.26756060 45.73895622			4 号平台东 1000m

(2) 监测因子与监测方法

监测因子：非甲烷总烃、TSP

监测方法：采样与分析方法按《环境监测技术规范》和《空气和废气的监测方法》进行，监测项目分析方法具体见表 4.2-3。

表 4.2-3 空气环境监测项目分析方法

序号	分析项目	监测方法	方法来源
1	非甲烷总烃	环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法	HJ604-2017
2	TSP	环境空气 总悬浮颗粒物的测定重量法	HJ1263-2022

(3) 监测时间和频率

2024 年 12 月 21 日~12 月 27 日，连续监测 7 天，每天监测 4 次。

(4) 监测结果

具体监测数据及统计结果见表 4.2-4。

表 4.2-4 大气环境质量现状监测结果 单位：mg/m³

监测点位		非甲烷总烃监测结果	
监测时间		3 号试验站	发展村
12 月 21 日	02:00	1.18	0.88
	08:00	1.21	0.91
	14:00	1.19	0.89
	20:00	1.17	0.90
12 月 22 日	02:00	1.23	0.93
	08:00	1.20	0.92
	14:00	1.16	0.88
	20:00	1.21	0.91
12 月 23 日	02:00	1.22	0.85
	08:00	1.24	0.83
	14:00	1.21	0.93
	20:00	1.18	0.90
12 月 24 日	02:00	1.16	0.96
	08:00	1.25	0.88
	14:00	1.14	0.85
	20:00	1.17	0.87
12 月 25 日	02:00	1.19	0.91
	08:00	1.22	0.90

	14:00	1.25	0.88
	20:00	1.31	0.93
12 月 26 日	02:00	1.28	0.92
	08:00	1.23	0.86
	14:00	1.21	0.89
	20:00	1.18	0.84
12 月 27 日	02:00	1.26	0.90
	08:00	1.29	0.93
	14:00	1.24	0.91
	20:00	1.16	0.88
监测点位		TSP 监测结果	
监测时间		3 号试验站	发展村
12 月 21 日		0.117	0.092
12 月 22 日		0.102	0.086
12 月 23 日		0.099	0.095
12 月 24 日		0.106	0.099
12 月 25 日		0.098	0.088
12 月 26 日		0.103	0.094
12 月 27 日		0.107	0.089

4.2.1.2 环境空气现状评价

（1）评价标准

非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准。
TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3085-1996）及其修改单中标准。

（2）评价因子

非甲烷总烃、TSP。

（3）评价结果

监测点非甲烷总烃现状评价结果见表 4.2-5。

表 4.2-5 现状评价结果表 单位： mg/m^3

污染物	监测点	浓度变化范围	标准值	最大占标率	最大超标倍数	超标率
非甲烷总烃	3 号试验站	1.14-1.31	2	65.5	0	0
	发展村	0.83-0.96	2	48.0	0	0
TSP	3 号试验站	0.098-0.117	0.3	39.0	0	0
	发展村	0.086-0.099	0.3	33.0	0	0

根据上表的计算结果可以看出，项目所在区域非甲烷总烃、TSP 的最大质量浓度占标率均小于 1，非甲烷总烃符合《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求，TSP 符合《环境空气质量标准》（GB3085-1996）及其修改单中标准，说明区项目所在域环境空气质量满足功能区划要求。

4.2.2 地下水环境现状调查与评价

4.2.2.1 地下水现状监测

（1）监测点位布设

由区域水文地质条件可知，从潜水地下水等水位线图可看出，南部区和北部区地下水的总径流方向均为由北向南，局部地区受地势影响。从新近系泰康组承压含水层等水位线图可看出，调查区新近系泰康组地下水径流方向受新站镇及革志屯用水影响为由西南向东北。

根据《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016），为查清区域地下水水质现状，考虑含水层分布、埋藏特征，结合项目工程特点，选取项目区域上游、侧向、区域下游等位置，本工程分大同区（北部区域）和肇源县（南部区域）两个区块布设地下水监测点，每个区块分别布设地下水环境监测点位7个（潜水井5口，承压水井2口），水位监测点数为水质监测点数的2倍。具体见表4.2-6及附图7。

表 4.2-6 地下水水质现状监测点位

序号	地 点	经纬度	相对工程位置	井深 (m)	类型	功能
D1	向前村潜水井	124.23111829, 45.73282250	管线西约 0.35km	29	潜水	灌溉
D2	发展村中部水井	124.26372051, 45.74169005	4 号平台东 1.54km	25	潜水	灌溉
D3	发展村南部水井	124.26119005, 45.73939970	4 号平台东 1.38km	29	潜水	灌溉
D4	卧龙岱屯潜水井	124.21525872, 45.71412192	古页 3HC 井场南 0.6km	27	潜水	灌溉
D5	孙姓养鱼散户潜水井	124.24184094, 45.76038601	1 号平台北 1.8km	30	潜水	饮用
D6	卧龙岱屯承压水井	124.21152454, 45.71708403	古页 3HC 井场南 0.35km	110	承压水	饮用
D7	向前村承压水井	124.23083543, 45.73589911	管线西约 0.35km	92	承压水	灌溉

表 4.2-7 地下水水位现状监测点位

编号	位 置	相对工程位置	水位/m	水层
S1	向前村潜水井	管线西约 0.35km	126.79	潜水
S2			126.77	
S3	发展村中部水井	4 号平台东 1.54km	126.86	潜水
S4			126.87	
S5	发展村南部水井	4 号平台东 1.38km	126.84	潜水
S6			126.85	
S7	卧龙岱屯潜水井	古页 3HC 井场南 0.6km	126.67	潜水
S8			126.68	
S9	孙姓养鱼散户潜水井	1 号平台北 1.8km	126.85	潜水
S10			126.84	
S11	卧龙岱屯承压水井	古页 3HC 井场南 0.35km	124.08	承压水

S 12			124.10	
S 13	向前村承压水井	管线西约 0.35km	124.02	承压水
S 14			124.01	

（2）监测因子

选取与地下水环境因子相关水质指标，分别是 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、砷、汞、镉、铬（六价）、铅、挥发性酚类（以苯酚计）、耗氧量（ COD_{Mn} 法，以 O_2 计）、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、硝酸盐、亚硝酸盐、石油类、氰化物。

（3）监测时间及频率

2024 年 12 月 23 日，采样 1 次。

（4）监测方法

监测项目分析方法具体见表 4.2-8。

表 4.2-8 地下水环境监测项目分析方法

序号	分析项目	监测方法	检出限
1	钾	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	0.03mg/L
2	钠	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	0.010mg/L
3	钙	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	0.02mg/L
4	镁	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	0.002mg/L
5	CO_3^{2-}	酸碱指示剂滴定法	5mg/L
6	HCO_3^-	酸碱指示剂滴定法	5mg/L
7	氯化物	水质 无机阴离子（ F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-} ）的测定 离子色谱法	0.007mg/L
8	硫酸盐	水质 无机阴离子（ F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-} ）的测定 离子色谱法	0.018mg/L
9	pH	水质 pH 值的测定 电极法 HJ1147-2020	-
10	总硬度	水质钙和镁的总量的测定 EDTA 滴定法	5.00mg/L
11	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标(8.1 称量法)	4mg/L
12	耗氧量	水质高锰酸盐指数测定	0.5mg/L
13	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	0.0003mg/L
14	氟化物	水质 无机阴离子（ F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-} ）的测定 离子色谱法	0.006mg/L
15	硝酸盐氮	水质 无机阴离子（ F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-} ）的测定 离子色谱法	0.004mg/L
16	亚硝酸盐（氮）	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	0.003mg/L
17	氨氮	水质氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	0.025mg/L
18	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）	0.01mg/L
19	铬（六价）	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004mg/L
20	砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	0.0003mg/L
21	铅	生活饮用水标准检验方法金属指标(11.1 无火焰原子吸收分光光度法)	0.0025mg/L

22	铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	0.03mg/L
23	锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	0.01mg/L
24	汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	0.00004mg/L
25	菌落总数	水质 细菌总数的测定 平皿计数法	-
26	总大肠菌群	生活饮用水标准检验方法微生物指标(2.1 多管发酵法)	2MPN/100mL

(5) 监测结果

监测统计结果见表 4.2-9。

表 4.2-9 地下水监测数据 单位: mg/L, pH 无量纲

检测项目	检测结果 (单位: mg/L pH: 无量纲、总大肠菌群: MPN/100ml、菌落总数: CFU/ml)							Ⅲ类 标准值
	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	
K ⁺ (mg/L)	1.93	1.49	1.52	1.63	1.72	1.93	2.05	/
Na ⁺ (mg/L)	65.3	60.8	61.2	63.2	65.3	62.3	63.1	200
Ca ²⁺ (mg/L)	51.2	52.1	53.6	54.2	45.6	46.2	47.2	/
Mg ²⁺ (mg/L)	12.6	11.6	12.5	13.6	13.1	12.8	14.2	/
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	/
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	308	256	261	273	308	324	311	/
Cl ⁻ (氯化 物)(mg/L)	46.5	30.2	27.9	38.4	31.6	26.5	31.8	250
SO ₄ ²⁻ (硫酸 盐)(mg/L)	25.6	37.5	39.1	43.7	26.4	24.3	25.9	250
pH (无量 纲)	7.5	7.5	7.4	7.5	7.4	7.5	7.4	6.5-8.5
总硬度 (mg/L)	150	144	128	134	160	109	123	0.5
氨氮 (mg/L)	0.359	0.386	0.395	0.374	0.402	0.411	0.423	20
氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	1
挥发性酚 类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.002
耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)(mg/L)	2.4	2.1	2.3	2.4	2.3	2.1	2.0	0.05
氟化物 (mg/L)	0.435	0.941	0.311	0.171	0.705	0.612	0.995	0.01
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.001

砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.05
镉 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	450
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.01
铁 (mg/L)	0.17	0.15	0.17	0.20	0.19	0.22	0.24	1
锰 (mg/L)	0.07	0.06	0.08	0.07	0.08	0.06	0.07	0.005
铅 (mg/L)	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.3
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.1
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	4.12	8.34	9.23	6.15	9.54	4.32	10.4	1000
溶解性总固体 (mg/L)	337	318	289	322	345	268	278	3
总大肠菌群 (MPN/100mL)	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	0.02
菌落总数 (CFU/mL)	16	8	11	15	15	6	8	3
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	100
钡 (mg/L)	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.05
硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	

注：L 代表未检出

4.2.3.2 地下水环境现状评价

(1) 评价因子

评价因子为氯化物、硫酸盐、pH、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发性酚类、石油类、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量（高锰酸盐指数）、总大肠菌群、菌落总数。

(2) 评价方法

采用标准指数法。

$$\text{模式如下: } P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度值 (mg/L)；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度值（mg/L）。

pH 的标准指数为：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}, \quad pH \leq 7.0$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}, \quad pH > 7.0$$

式中： P_{pH} ——pH 的标准指数，无量纲；

pH——pH 监测值；

pH_{su} ——pH 值标准规定的上限值；

pH_{sd} ——pH 标准规定的下限值。

（3）评价标准

石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类限值。
其他项目采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准。

（4）评价结果

地下水环境现状评价结果见表 4.2-10。

表 4.2-10 地下水环境现状评价结果表

监测项目	监测点位						
	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7
钠 (Na^+)	0.457	0.486	0.496	0.384	0.498	0.379	0.493
氯化物 (Cl^-)	0.164	0.144	0.220	0.140	0.180	0.092	0.080
硫酸盐 (SO_4^{2-})	0.200	0.128	0.168	0.088	0.224	0.100	0.088
pH	0.000	0.133	0.133	0.200	0.133	0.267	0.133
氨氮	0.964	0.790	0.936	0.852	0.970	0.442	0.336
硝酸盐	0.014	0.008	0.007	0.006	0.032	0.008	0.007
亚硝酸盐	未检出	未检出	0.005	0.005	0.005	未检出	未检出
挥发性酚类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氰化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
砷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
汞	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
总硬度	0.462	0.276	0.302	0.213	0.373	0.216	0.356
铅	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氟化物	0.300	0.310	0.330	0.310	0.340	0.490	0.400
镉	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铁	未检出	未检出	0.400	未检出	未检出	未检出	未检出
锰	2.900	5.700	3.200	未检出	0.900	3.500	2.300
溶解性总固体	0.502	0.348	0.352	0.304	0.389	0.251	0.425
耗氧量	0.800	0.833	0.633	0.433	0.967	0.367	0.767
硫化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
总大肠菌群	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
菌落总数	0.450	0.660	0.650	0.660	0.680	0.750	0.430

石油类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

根据现状评价结果可以看出，除个别点位锰、耗氧量、氨氮出现超标外，其他地下水监测点位监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》中II类水体石油类限值（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）。

锰的超标可能是因为区域地层含有较丰富的铁的原因，根据黑龙江省第六地质勘查院调查结论，松嫩平原地下水锰含量高是历史性和区域广泛性的，根据《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省水污染防治工作方案的通知》黑政发[2016]3号（2016.1.10）附件3地下水监测水质清单，大庆地区潜水和承压水均存在锰超标的现象，可见锰的超标属于区域地质原因。

耗氧量、氨氮的超标，可能是生活污水、生活垃圾渗滤液等因素影响所致。由于取样地点以庭院式种植、养殖为主，卫生条件较差，因此耗氧、氨氮量超标的主要原因可能是由地面污染源引起。

4.2.3.3 区域地下水化学类型分析

根据舒卡列夫分类法，地下水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ （ $\text{Na}+\text{K}$ ）、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 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 4.2-11。

表 4.2-11 舒卡列夫分类表

含量>25%Meq 的离子	HCO_3^-	$\text{HCO}_3^-+\text{SO}_4^{2-}$	$\text{HCO}_3^-+\text{SO}_4^{2-}+\text{Cl}^-$	$\text{HCO}_3^-+\text{Cl}^-$	SO_4^{2-}	$\text{SO}_4^{2-}+\text{Cl}^-$	Cl^-
Ca^{2+}	1	8	15	22	29	36	43
$\text{Ca}^{2+}+\text{Mg}^{2+}$	2	9	16	23	30	37	44
Mg^{2+}	3	10	17	24	31	38	45
$\text{Na}^++\text{Ca}^{2+}$	4	11	18	25	32	39	46
$\text{Na}^++\text{Ca}^{2+}+\text{Mg}^{2+}$	5	12	19	26	33	40	47
$\text{Na}^++\text{Mg}^{2+}$	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 $<1.5\text{g/L}$ ，B组 $1.5-10\text{g/L}$ ，C组 $10-40\text{g/L}$ ，D组 $>40\text{g/L}$ 。命名时在数字与字母间加连接号，如1-A型：指的是 $\text{M}<1.5\text{g/L}$ ，阴离子只有 $\text{HCO}_3^->25\%\text{Meq}$ ，阳离子只有 $\text{Ca}^{2+}>25\%\text{Meq}$ 。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。

各监测点地下水化学类型计算表见表 4.2-12。

表 4.2-12 各监测点地下水化学类型计算表

检测项目	向前村潜水井 29m	发展村中部水井（潜水井） 25m	发展村南边水井（潜水井） 29m	卧龙岱潜水井 27m	孙姓养鱼散户潜水井（30m）	卧龙岱屯承压水井 110m	向前村承压水井 92m
------	------------	------------------	------------------	------------	----------------	---------------	-------------

SO ₄ ²⁻	毫克当量浓度 (mg/Meq)	1.04	0.67	0.88	0.46	1.17	0.52	0.46
	%Meq	11.85	9.60	12.02	8.47	14.75	10.04	5.78
Cl ⁻	毫克当量浓度 (mg/Meq)	1.15	1.01	1.55	0.99	1.27	0.65	0.56
	%Meq	13.14	14.61	21.29	18.22	16.03	12.50	7.11
HCO ₃ ⁻	毫克当量浓度 (mg/Meq)	6.59	5.26	4.85	3.97	5.48	4.02	6.90
	%Meq	75.00	75.79	66.68	73.31	69.22	77.46	87.11
CO ₃ ²⁻	毫克当量浓度 (mg/Meq)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	%Meq	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Na ⁺	毫克当量浓度 (mg/Meq)	3.97	4.23	4.31	3.34	4.33	3.29	4.29
	%Meq	49.58	65.54	64.48	65.72	59.18	63.90	58.84
K ⁺	毫克当量浓度 (mg/Meq)	0.05	0.04	0.05	0.04	0.06	0.04	0.06
	%Meq	0.64	0.68	0.74	0.78	0.86	0.73	0.76
Ca ²⁺	毫克当量浓度 (mg/Meq)	2.01	1.15	1.24	0.84	1.51	0.93	1.81
	%Meq	25.11	17.76	18.46	16.44	20.59	18.06	24.84
Mg ²⁺	毫克当量浓度 (mg/Meq)	1.98	1.03	1.09	0.87	1.42	0.89	1.13
	%Meq	24.67	16.03	16.32	17.06	19.38	17.31	15.56
阳离子总量(mg/Meq)		8.01	6.45	6.69	5.08	7.31	5.15	7.29
阴离子总量(mg/Meq)		8.79	6.94	7.28	5.41	7.91	5.19	7.92
阴阳离子相对误差		4.65%	3.70%	4.21%	3.15%	3.94%	0.34%	4.19%
矿化度(g/L)		0.502	0.348	0.352	0.304	0.389	0.251	0.425

结论：各监测点位地下水阴阳离子相对误差均小于 5%，说明监测数据可靠；矿化度 0.251~0.568g/L，均小于 1.5g/L，说明区域内地下水为淡水；

地下水有 8 个监测点为 7-A 型，即 $\text{HCO}_3\text{-Na}$ 型淡水，有 3 个监测点为 5-A 型，即 $\text{HCO}_3\text{-Na+Ca+Mg}$ 型淡水，有 1 个监测点为 4-A 型，即 $\text{HCO}_3\text{-Na+Ca}$ ，有 2 个监测点为 23-A 型，即 $\text{HCO}_3\text{+Cl- Ca+Mg}$ 。

4.2.3 地表水环境质量现状调查与评价

4.2.3.1 现状监测

监测布点：根据当地地表水情况，布设 2 个地表水环境监测点位，具体监测点布设见表 4.2-13。

表 4.2-13 地表水现状监测点位

序号	监 测 点	位 置	与工程相对位置
1	鸭木蛋格孢子中心	北纬 45.76333169，东经 124.26326752	井场东北 2600m
2	鸭木蛋格孢子边缘	北纬 45.65382867，东经 124.26275253	井场东北 1400m

监测项目：pH、COD、BOD₅、石油类、硫化物、挥发酚、氨氮，监测方法按照国家规定标准方法进行。

监测时间与频次：连续监测 3 天，每天一次。

监测结果：监测结果见表 4.2-14。

表 4.2-14 地表水环境现状监测结果单位：mg/L

监测项目	鸭木蛋格孢子中心			单位
监测时间	2024.12.23-12.25			
pH（无量纲）	7.9	8.0	8.1	无量纲
化学需氧量（mg/L）	33	35	36	mg/L
五日生化需氧量（mg/L）	8.1	8.6	8.4	mg/L
氨氮（mg/L）	0.696	0.686	0.679	mg/L
石油类（mg/L）	0.01L	0.01L	0.01L	mg/L
硫化物（mg/L）	0.01L	0.01L	0.01L	mg/L
挥发酚（mg/L）	0.0003L	0.0003L	0.0003L	mg/L
监测项目	鸭木蛋格孢子边缘			单位
监测时间	2024.12.23-12.25			
pH（无量纲）	8.0	8.1	7.9	无量纲

化学需氧量（mg/L）	35	34	37	mg/L
五日生化需氧量（mg/L）	8.5	8.2	8.8	mg/L
氨氮（mg/L）	0.723	0.731	0.756	mg/L
石油类（mg/L）	0.01L	0.01L	0.01L	mg/L
硫化物（mg/L）	0.01L	0.01L	0.01L	mg/L
挥发酚（mg/L）	0.0003L	0.0003L	0.0003L	mg/L

4.2.3.2 现状评价

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）鸭木蛋格泡子未划分水域功能，因此只对现状监测值进行统计，当前水质满足《地表水环境质量标准》（GB383802002）Ⅴ类水体标准。

4.2.4 声环境质量现状调查与评价

4.2.4.1 现状监测

根据2024年12月23日~12月24日对距离项目较近的村屯进行噪声监测，噪声结果见表4.2-15。

表 4.2-15 噪声监测点位 单位：dB(A)

序号	监测点	坐标	相对工程位置
N1	向前村	g124.22801881 45.73627474	管线西约 220m
N2	3 号试验站	g124.24306335 45.74422133	厂界四周

表 4.2-16 噪声监测结果 单位：dB(A)

监测地点	2024.12.23		2024.12.24		《声环境质量标准》 (G3096-2008) 2 类标准	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
向前村	51	43	50	44	55	45
监测地点	2024.12.23		2024.12.24		《工业企业厂界环境噪声排 放标准》(GB12348-2008) 2 类标准	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
3 号试验站厂界东侧	51	45	50	45	60	50

3号试验站厂界南侧	50	45	51	44		
3号试验站厂界西侧	52	44	51	44		
3号试验站厂界北侧	50	43	50	43		

4.2.4.2 现状评价及结果

由上表可知，本项目向前村声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类标准，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准，所有监测点昼间、夜间均达标。

4.2.5 土壤环境质量现状调查与评价

4.2.5.1 土壤类型

本项目所在区域地处松嫩平原，根据现场踏勘及资料显示，工程所在土壤类型为草甸土。

此类土壤是形成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。

项目区域土壤类型图见附图13。

4.2.5.2 理化特性调查

在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，主要包括土体构型、土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度等，具体土壤理化特性调查见表4.2-17，土体构型见表4.2-18。

表4.2-17 土壤理化性质调查表（其余点位见附件）

点号		3号试验站占地内		时间	2021.9.3
经度		124.24306335		纬度	45.74422133
层次		0-0.5m	1~1.5m	1.5~3m	
现场记录	颜色	黄褐色	黑灰色	黑灰色	
	结构	团粒状	团粒状	团粒状	
	质地	壤土	壤土	壤土	
	沙粒含量	低	低	低	
	其他异物	草根	无	无	
实验室测	pH值	7.7	8.0	8.0	
	阳离子交换量(cmol+/kg)	16.8	16.9	15.9	
	氧化还原电位(mv)	295	288	279	

定	饱和导水率($\mu\text{m/s}$)	0.12	0.11	0.11
	土壤容重 (g/cm^3)	1.24	1.26	1.28
	孔隙度(%)	52.0	51.5	51.1

表 4.2-18 土体构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次 a
拟建 3 号试验站占地内			0~0.5m 团粒状结构 壤土
			0.5~1.5m 团粒状结构 壤土
			1.5~3m 团粒状结构 壤土
注：应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。			
a 根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。			

4.2.5.3 土壤采样及监测

（1）监测布点

根据土壤导则及本工程占地土壤类型、土地利用类型，本工程分两个区块布设土壤监测点。区域内布设 11 个土壤监测点，其中区域内柱状样 5 个，表层样 2 个，区域外表层样 4 个。监测布点见表 4.2-19，监测点位图见附图 7。

表 4.2-19 土壤监测点位表

序号	点位	经度	纬度	监测点位性质	备注
T1	1 号平台井占地内	g124.24887392	45.74505009	占地内	柱状样（建设用地全项）
T2	2 号平台井占地内	g124.25028930	45.74516953	占地内	柱状样（测石油烃、pH）
T3	4 号平台井占地内	g124.25039645	45.74467547	占地内	柱状样（测石油烃、pH）
T4	3 号试验站占地内	g124.24306335	45.74422133	占地内	柱状样（测石油烃、pH）
T5	新钻井集油管线占地内	g124.24767302	45.74463124	占地内	柱状样（测石油烃、pH）
T6	3HC 井集油管线占地内	g124.24722246	45.74296958	占地内	表层样（测石油烃、pH）
T7	古页 3HC 井占地内	g124.22046669	45.72154740	占地内	表层样（测石油烃、pH）

T8	1号平台西北500m	g124.24372847	45.74750708	占地外	表层样（测农用地全项）
T9	2号平台东南600m （水田）	g124.25517883	45.74063264	占地外	表层样（测石油 烃、pH）
T10	4号平台东500m	g124.25658466	45.74488454	占地外	表层样（测石油 烃、pH）
T11	3号试验站西北500m	g124.23742667	45.74731601	占地外	表层样（测石油 烃、pH）

(2) 监测项目

T1 监测因子：pH、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、蔡；

T3：pH、石油烃、镉、铬、铜、铅、汞、镍、砷、锌；

其余监测点位：pH、石油烃。

(3) 监测时间及频率

监测频率：2024年12月23日一次性采样。

(4) 监测方法

监测项目分析方法具体见表4.2-20。

表 4.2-20 土壤环境监测项目分析方法

序号	监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	检出限
1	pH	土壤中 pH 的测定	NY/T1377-2007	酸度计 PHS-25	-
2	汞	土壤质量总汞的测定 冷原子吸收分光光度法	GB/T17136-1997 7	冷原子吸收测汞仪 F732-VJ	0.005mg/kg
3	砷	土壤质量 总砷的测定 二乙基二硫代氨基甲酸银分光光度法	GB/T7134-1997	可见分光光度计 721	0.5mg/kg
4	铜	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定	HJ491-2019	原子吸收分光光度计 AA320N	1mg/kg
5	锌				1mg/kg

序号	监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	检出限
6	铅	火焰原子吸收分光光度法			10mg/kg
7	镍				3mg/kg
8	铬				4mg/kg
9	铬（六价）	固体废物 六价铬的测定 碱消解/火焰原子吸收分光光度法 HJ 687-2014	HJ 687-2014	原子吸收分光光度计 AA320N	2mg/kg
10	镉	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法	GB/T17141-1997	原子吸收分光光度计 AA320N	0.01mg/kg
11	挥发酚	土壤和沉积物 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法	HJ 998-2018	可见分光光度计 721	0.3mg/kg
12	四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	气相色谱-质谱联用仪 GC2010	1.3μg/kg
13	氯仿				1.1μg/kg
14	氯甲烷				1.0μg/kg
15	1,1-二氯乙烷				1.2μg/kg
16	1,2-二氯乙烷				1.3μg/kg
17	1,1-二氯乙烯				1.0μg/kg
18	顺-1,2-二氯乙烯				1.3μg/kg
19	反-1,2-二氯乙烯				1.4μg/kg
20	二氯甲烷				1.5μg/kg
21	1,2-二氯丙烷				1.1μg/kg
22	1,1,1,2-四氯乙烷				1.2μg/kg
23	1,1,2,2-四氯乙烷				1.2μg/kg
24	四氯乙烯				1.4μg/kg
25	1,1,1-三氯乙烷				1.3μg/kg
26	1,1,2-三氯乙烷				1.2μg/kg
27	三氯乙烯				1.2μg/kg
28	1,2,3-三氯丙烷				1.2μg/kg
29	氯乙烯				1.0μg/kg
30	苯				1.9μg/kg
31	氯苯				1.2μg/kg
32	1,2-二氯苯				1.5μg/kg
33	1,4-二氯苯				1.5μg/kg
34	乙苯				1.2μg/kg
35	苯乙烯				1.1μg/kg
36	甲苯				1.3μg/kg
37	间，对二甲苯				1.2μg/kg
38	邻二甲苯				1.2μg/kg
39	硝基苯		0.09mg/kg		
40	苯胺		0.1mg/kg		
41	2-氯酚		0.06mg/kg		
42	苯并[a]蒽		0.1mg/kg		
43	苯并[a]芘		0.1mg/kg		
44	苯并[b]荧蒽		0.2mg/kg		
45	苯并[k]荧蒽		0.1mg/kg		

序号	监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	检出限
46	蒽	土壤和沉积物石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）的测定 气相色谱法	HJ 1021-2019	气相色谱仪 SP-3420A	0.1mg/kg
47	二苯并[a, h]蒽				0.1mg/kg
48	茚并[1,2,3-cd]芘				0.1mg/kg
49	萘				0.09mg/kg
50	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	土壤和沉积物石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）的测定 气相色谱法	HJ 1021-2019	气相色谱仪 SP-3420A	6mg/kg
51	水溶性盐总量	土壤检测第 16 部分：土壤水溶性盐总量的测定 重量法	NY/T 1121.16-2006	精密电子天平 FA2004	10mg/kg
52	阳离子交换量	土壤阳离子交换量的测定 三氯化六氨合钴浸提-分光光度法	HJ 889-2017	可见分光光度计 721	0.8cmol+/kg
53	氧化还原电位	土壤 氧化还原电位的测定 电位法	HJ 746-2015	氧化还原电位测试计 ORP30P	-
54	饱和导水率（渗透率）	森林土壤渗滤率的测定 滤筒法和环刀法	LY/T1218-1999	/	-
55	容重	土壤检测第 4 部分：土壤容重的测定	NY/T1121.4-2006	/	-

(5) 监测结果

监测结果见表 4.2-21。

表 4.2-21 土壤现状监测结果（柱状样全项）

序号	污染物项目	标准值	监测点位 T1		
			0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	镉（mg/kg）	65	0.31	0.29	0.27
2	砷（mg/kg）	60	4.01	3.95	3.72
3	铅（mg/kg）	800	28.6	27.2	26.3
4	六价铬（mg/kg）	5.7	0.5L	0.5L	0.5L
5	铜（mg/kg）	18000	32	30	29
6	镍（mg/kg）	900	31	30	27
7	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）（mg/kg）	4500	27	6L	6L
8	石油烃（C ₆ -C ₉ ）（mg/kg）	/	0.04L	0.04L	0.04L
9	汞（mg/kg）	38	0.028	0.025	0.026
10	四氯化碳（mg/kg）	2.8	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L
11	氯仿（mg/kg）	0.9	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L
12	氯甲烷（mg/kg）	37	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L
13	1,1-二氯乙烷（mg/kg）	9	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L

14	1,2-二氯乙烷 (mg/kg)	5	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L
15	1,1-二氯乙烯 (mg/kg)	66	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L
16	顺-1,2-二氯乙烯 (mg/kg)	596	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L
17	反-1,2-二氯乙烯 (mg/kg)	54	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L
18	二氯甲烷 (mg/kg)	616	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L
19	1,2-二氯丙烷 (mg/kg)	5	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L
20	1,1,1,2-四氯乙烷 (mg/kg)	10	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L
21	1,1,2,2-四氯乙烷 (mg/kg)	6.8	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L
22	四氯乙烯 (mg/kg)	53	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L
23	1,1,1-三氯乙烷 (mg/kg)	840	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L
24	1,1,2-三氯乙烷 (mg/kg)	2.8	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L
25	三氯乙烯 (mg/kg)	2.8	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L
26	1,2,3-三氯丙烷 (mg/kg)	0.5	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L
27	氯乙烯 (mg/kg)	0.43	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L	1.0×10 ⁻³ L
28	苯 (mg/kg)	4	1.9×10 ⁻³ L	1.9×10 ⁻³ L	1.9×10 ⁻³ L
29	氯苯 (mg/kg)	270	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L
30	1,2-二氯苯 (mg/kg)	560	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L
31	1,4-二氯苯 (mg/kg)	20	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L	1.5×10 ⁻³ L
32	乙苯 (mg/kg)	28	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L
33	苯乙烯 (mg/kg)	1290	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L	1.1×10 ⁻³ L
34	甲苯 (mg/kg)	1200	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L
35	间+对二甲苯 (mg/kg)	570	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L
36	邻二甲苯 (mg/kg)	640	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L
37	硝基苯 (mg/kg)	76	0.09L	0.09L	0.09L
38	苯胺 (mg/kg)	260	0.1L	0.1L	0.1L
39	2-氯酚 (mg/kg)	2256	0.04L	0.04L	0.04L
40	苯并[a]蒽 (mg/kg)	15	0.1L	0.1L	0.1L
41	苯并[a]芘 (mg/kg)	1.5	0.1L	0.1L	0.1L

42	苯并[b]荧蒽（mg/kg）	15	0.2L	0.2L	0.2L
43	苯并[k]荧蒽（mg/kg）	151	0.1L	0.1L	0.1L
44	蒽（mg/kg）	1293	0.1L	0.1L	0.1L
45	二苯并[a, h]蒽（mg/kg）	1.5	0.1L	0.1L	0.1L
46	茚并[1,2,3-c, d]芘（mg/kg）	15	0.1L	0.1L	0.1L
47	萘（mg/kg）	70	0.09L	0.09L	0.09L

表 4.2-21 土壤现状监测结果（表层样）

监测项目	监测结果		
	T6	T7	T8
采样日期	12 月 23 日		
采样深度	0-0.5m	0-0.5m	0-0.5m
石油烃（C10-C40）（mg/kg）	34	34	6L
石油烃（C6-C9）（mg/kg）	0.04L	0.04L	0.04L
pH（无量纲）	8.3	8.4	8.3
监测项目	监测结果		
	T9	T11	T12
采样日期	12 月 23 日		
采样深度	0-0.5m	0-0.5m	0-0.5m
石油烃（C10-C40）（mg/kg）	6L	6L	6L
石油烃（C6-C9）（mg/kg）	0.04L	0.04L	0.04L
pH（无量纲）	8.4	8.4	8.3
监测项目	监测结果		
监测点位	T8		
采样日期	12 月 23 日		
采样深度	0-0.5m		
镉（mg/kg）	0.33		

砷 (mg/kg)	3.74
铅 (mg/kg)	34.2
铬 (mg/kg)	71
铜 (mg/kg)	35
镍 (mg/kg)	33
石油烃 (C10-C40) (mg/kg)	6L
石油烃 (C6-C9) (mg/kg)	0.04L
pH (无量纲)	8.3
汞 (mg/kg)	0.039
锌 (mg/kg)	75

表 4.2-21 土壤现状监测结果（柱状样测石油烃）

监测项目	监测结果		
	T2		
采样日期	12 月 23 日		
采样深度	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
石油烃 (C10-C40) (mg/kg)	29	6L	6L
石油烃 (C6-C9) (mg/kg)	0.04L	0.04L	0.04L
pH (无量纲)	8.4	8.4	8.3
监测项目	监测结果		
	T3		
采样日期	12 月 23 日		
采样深度	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
石油烃 (C10-C40) (mg/kg)	29	6L	6L
石油烃 (C6-C9) (mg/kg)	0.04L	0.04L	0.04L
pH (无量纲)	8.4	8.4	8.3
监测项目	监测结果		

	T4		
采样日期	12月23日		
采样深度	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
石油烃（C10-C40） （mg/kg）	39	6L	6L
石油烃（C6-C9） （mg/kg）	0.04L	0.04L	0.04L
pH（无量纲）	8.3	8.4	8.4
监测项目	监测结果		
	T5		
采样日期	12月23日		
采样深度	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
石油烃（C10-C40） （mg/kg）	6L	6L	6L
石油烃（C6-C9） （mg/kg）	0.04L	0.04L	0.04L
pH（无量纲）	8.4	8.3	8.3

4.2.5.3 评价结论

（1）监测结果统计分析

表 4.2-22 农用地土壤监测结果分析

检测项目	样本数	最大值	最小值	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数	标准值	单位
pH	4	8.2	7.2	0.372	100%	0%	/	/	无量纲
石油烃 （C10-C40）	4	25	15	3.643	100%	0%	/	4500	mg/kg
砷	1	6.44	6.05	0.276	100%	0%	/	0.6	mg/kg
镉	1	0.33	0.22	0.078	100%	0%	/	250	mg/kg
铜	1	22	18	2.828	100%	0%	/	100	mg/kg
铅	1	33	18	10.607	100%	0%	/	170	mg/kg
汞	1	0.05	0.035	0.011	100%	0%	/	3.4	mg/kg
镍	1	32	26	4.243	100%	0%	/	190	mg/kg
锌	1	38	36	1.414	100%	0%	/	25	mg/kg
铬	1	44	42	1.414	100%	0%	/	300	μg/kg

表 4.2-23 建设用地土壤监测结果分析

检测项目	样本数	最大值	最小值	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数	标准值	单位
石油烃（C10-C40）	17	26	15	2.896	100%	0%	/	4500	mg/kg
铬（六价）	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	5.7	mg/kg
砷	3	6.63	4.3	0.783	100%	0%	/	60	mg/kg
镉	3	0.25	0.14	0.048	100%	0%	/	65	mg/kg
铜	3	24	16	3.266	100%	0%	/	18000	mg/kg
铅	3	20	15	1.751	100%	0%	/	800	mg/kg
汞	3	0.053	0.038	0.006	100%	0%	/	38	mg/kg
镍	3	22	15	3.061	100%	0%	/	900	mg/kg
四氯化碳	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	2800	μg/kg
氯仿	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	900	μg/kg
氯甲烷	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	37000	μg/kg
1,1-二氯乙烷	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	9000	μg/kg
1,2-二氯乙烷	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	5000	μg/kg
1,1-二氯乙烯	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	66000	μg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	596000	μg/kg
反-1,2-二氯乙烯	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	54000	μg/kg
二氯甲烷	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	616000	μg/kg
1,2-二氯丙烷	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	5000	μg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	10000	μg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	6800	μg/kg
四氯乙烯	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	53000	μg/kg
1,1,1-三氯乙烷	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	840000	μg/kg
1,1,2-三氯乙烷	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	2800	μg/kg
三氯乙烯	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	2800	μg/kg
1,2,3-三氯丙烷	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	500	μg/kg

检测项目	样本数	最大值	最小值	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数	标准值	单位
氯乙烯	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	430	μg/kg
苯	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	4000	μg/kg
氯苯	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	270000	μg/kg
1,2-二氯苯	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	560000	μg/kg
1,4-二氯苯	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	20000	μg/kg
乙苯	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	28000	μg/kg
苯乙烯	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	1290000	μg/kg
甲苯	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	1200000	μg/kg
间&对-二甲苯	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	570000	μg/kg
邻-二甲苯	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	640000	μg/kg
苯胺	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	260	mg/kg
2-氯酚	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	2256	mg/kg
硝基苯	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	76	mg/kg
苯并(a)蒽	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	15	mg/kg
苯并(a)芘	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	1.5	mg/kg
苯并(b)荧蒽	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	15	mg/kg
苯并(k)荧蒽	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	151	mg/kg
蒽	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	1293	mg/kg
二苯并(a,h)蒽	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	1.5	mg/kg
茚并(1,2,3-cd)芘	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	15	mg/kg
萘	3	未检出	未检出	未检出	0%	0%	/	70	mg/kg

(2) 评价方法

采用指数法进行土壤环境质量现状评价，即通过指数的大小来反映土壤环境受污染的程度，指数小于1即为达标。

公式为：

$$K_i = X_i / X_{oi}$$

式中： K_i ：第 i 项分指数；

X_i ：土壤中 i 污染物的实测含量 mg/kg ；

X_{oi} ：土壤中 i 污染物的标准值 mg/kg 。

（3）评价参数

根据油田开发生产特点和“三废”排放的种类，以及可能对周围土壤产生的污染，确定评价参数为石油类、铅、铬、汞、砷等污染物。

（4）评价标准

工程占地土壤质量污染物标准采用《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险管控标准第二类用地标准对各个参数进行评价。占地范围外标准采用《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）。

（5）现状评价结果分析

区域内土壤现状环境评价结果见表 4.2-24。

表 4.2-24 土壤环境质量现状指数（ K_i ）评价结果（柱状样全项）

序号	污染物项目	标准值	单位	监测点位 T1		
				0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	砷	60	mg/kg	0.084	0.092	0.072
2	镉	65	mg/kg	0.004	0.004	0.004
3	六价铬	5.7	mg/kg	未检出	未检出	未检出
4	铜	18000	mg/kg	0.001	0.001	0.001
5	铅	800	mg/kg	0.025	0.024	0.023
6	汞	38	mg/kg	0.001	0.001	0.001
7	镍	900	mg/kg	0.350	0.250	0.267
8	四氯化碳	2.8	$\mu\text{g/kg}$	未检出	未检出	未检出
9	氯仿	0.9	$\mu\text{g/kg}$	未检出	未检出	未检出
10	氯甲烷	37	$\mu\text{g/kg}$	未检出	未检出	未检出
11	1,1-二氯乙烷	9	$\mu\text{g/kg}$	未检出	未检出	未检出
12	1,2-二氯乙烷	5	$\mu\text{g/kg}$	未检出	未检出	未检出
13	1,1-二氯乙烯	66	$\mu\text{g/kg}$	未检出	未检出	未检出
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	$\mu\text{g/kg}$	未检出	未检出	未检出
15	反-1,2-二氯乙烯	54	$\mu\text{g/kg}$	未检出	未检出	未检出
16	二氯甲烷	616	$\mu\text{g/kg}$	未检出	未检出	未检出
17	1,2-二氯丙烷	5	$\mu\text{g/kg}$	未检出	未检出	未检出

18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	μg/kg	未检出	未检出	未检出
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	μg/kg	未检出	未检出	未检出
20	四氯乙烯	53	μg/kg	未检出	未检出	未检出
21	1,1,1-三氯乙烷	840	μg/kg	未检出	未检出	未检出
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	μg/kg	未检出	未检出	未检出
23	三氯乙烯	2.8	μg/kg	未检出	未检出	未检出
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	μg/kg	未检出	未检出	未检出
25	氯乙烯	0.43	μg/kg	未检出	未检出	未检出
26	苯	4	μg/kg	未检出	未检出	未检出
27	氯苯	270	μg/kg	未检出	未检出	未检出
28	1,2-二氯苯	560	μg/kg	未检出	未检出	未检出
29	1,4-二氯苯	20	μg/kg	未检出	未检出	未检出
30	乙苯	28	μg/kg	未检出	未检出	未检出
31	苯乙烯	1290	μg/kg	未检出	未检出	未检出
32	甲苯	1200	μg/kg	未检出	未检出	未检出
33	间二甲苯+对二甲苯	570	μg/kg	未检出	未检出	未检出
34	邻二甲苯	640	μg/kg	未检出	未检出	未检出
35	硝基苯	76	mg/kg	未检出	未检出	未检出
36	苯胺	260	mg/kg	未检出	未检出	未检出
37	2-氯酚	2256	mg/kg	未检出	未检出	未检出
38	苯并[a]蒽	15	mg/kg	未检出	未检出	未检出
39	苯并[a]芘	1.5	mg/kg	未检出	未检出	未检出
40	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg	未检出	未检出	未检出
41	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg	未检出	未检出	未检出
42	蒽	1293	mg/kg	未检出	未检出	未检出
43	二苯并[a, h]蒽	1.5	mg/kg	未检出	未检出	未检出
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	mg/kg	未检出	未检出	未检出
45	萘	70	mg/kg	未检出	未检出	未检出
46	石油烃	4500	mg/kg	0.0049	0.0051	0.0040

表 4.2-24 土壤环境质量现状指数 (K_i) 评价结果 (表层样)

序号	污染物项目	标准值	T6	T7	T8	T9	T10	T11
1	砷	25	/	/	0.258	/	/	/
2	镉	0.6	/	/	0.550	/	/	/
4	铜	100	/	/	0.220	/	/	/
5	铅	170	/	/	0.194	/	/	/
6	汞	3.4	/	/	0.015	/	/	/
7	镍	190	/	/	0.168	/	/	/
8	锌	300	/	/	0.127	/	/	/
9	铬	300	/	/	0.176	/	/	/
10	石油烃	4500	0.004	0.005	0.005	0.004	0.006	0.005

表 4.2-24 土壤环境质量现状指数 (K_i) 评价结果 (柱状样测石油烃)

污染物	取样深度	标准值	监测点位
-----	------	-----	------

			T2	T3	T4	T5
石油烃	0-0.5m	4500	0.004	0.005	0.005	0.005
	0.5m-1.5m		0.004	0.004	0.005	0.005
	1.5m-3m		0.004	0.004	0.004	0.004

根据监测结果可知，评价区域内农用地所监测到的各项污染物含量均不超过国家《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）标准要求，建设用地各项污染物含量均不超过《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值，评价指数均 <1 ，其特征污染物石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）占地范围内及占地范围外所测数值相差不大，区域土壤环境未受到周围油田开发影响。

4.2.6 生态环境现状调查与评价

4.2.6.1 生态环境现状分析

（1）生态功能区划

根据《全国生态功能区划》（修编版，2015），本项目位于Ⅱ-01-04松嫩平原东部农产品提供功能区。该区主要生态问题包括农田侵占、土壤肥力下降、农业面源污染严重。农产品提供功能区生态保护的主要方向为严格保护基本农田，培养土壤肥力；加强农田基本建设，增强抗自然灾害的能力等。

在全国生态功能区划的基础上，结合黑龙江省详细的生态功能区划，对本项目所在的生态功能区划进行详细说明。根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》（黑政函[2006]75号），本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区，松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区和大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。本项目区生态功能区划见表4.2-25。

表 4.2-25 本项目区域生态功能区划表

项目区生态功能分区单元			主要生态系统服务功能	保护措施与发展方向
I -06 松嫩平原西部草甸草原生态区	I -06-01 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区	I -06-01-01 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区	沙漠化控制、防洪蓄洪、牧业生产、旅游	建立生态治沙体系，控制土壤沙漠化趋势，充分发挥该地区的防洪蓄洪能力，科学发展农牧业
I -6 松嫩平原西部草甸草原生态区	I -6-1 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区	I —6—1—2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区	沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采	逐步恢复草原面积，加大对漏斗区的回注，防止漏斗区继续形成，控制对水环境的影响，科学发展农牧业

（2）土地利用现状

本项目生态评价范围内主要生态系统为草地及耕地生态系统。由于工程所在区域为已开发区，人类活动频繁，野生动物较少。评价区土地利用

类型包括耕地、草地、住宅用地等。耕地主要有旱地和水田；草地主要为基本草原；住宅用地为农村宅基地；林地主要为道路两侧人工绿化种植的林

地；交通用地主要为乡道、省道用地，本项目土地利用现状图见附图 14。

土地利用类型表见表 4.2-26。

表 4.2-26 土地利用现状类型统计表

序号	土地利用类型	面积 (km ²)	所占比例 (%)
1	耕地	11.92	66.33
2	住宅用地	1.20	6.68
3	林地	1.5	8.35
4	交通运输用地	0.95	5.29
5	草地	1.5	8.35
6	水域	0.90	5.01
7	合计	17.97	100.00

(3) 动植物现状调查

本次生态评价范围主要为农田生态系统和草原生态系统。农田生态系统是人工生态系统，植被是人工栽培的各种农作物，本项目区域农田为基本农田。农作物中主要以玉米、水稻为主，还有少量高粱、大豆。玉米、高粱等均为喜温高产作物，在该地一般年份均可正常成熟，产量约为 7500kg/hm²。经济作物主要有花生、甜菜、芝麻、向日葵等；蔬菜类主要有茄子、豆角和白菜等。

草原生态系统主要为牧草地，植被主要是牧草。牧草有梯牧草(timothy)、鸭茅(orchard grass)、六月禾(kentucky blue grass)、细麦(拟)、羊茅、棕叶、狗尾草等。豆科牧草有紫苜蓿、三叶草、三叶豆，巢菜(救荒野豌豆)、鸡眼草等。

由于人类活动频繁，评价区内野生动物很少，现地区内主要以耕地、草地、林地为主，由于开垦日久，部分野生动物已经绝迹。鸟类有燕子、麻雀、乌鸦等，植被现状见附图 15。

4.2.6.2 主要生态环境问题

本项目为新区块开发，区域内人类活动较频繁，地块在干旱等自然条件下易形成光板地。根据现场调查，本项目占地类型为耕地（基本农田），项目建成后，要对本项目永久占地给予补偿，对临时占地进行地表恢复。

4.2.6.3 生态环境现状评价结论

评价区主要为耕地和草地，由于油田的开发用地，使区域生态环境中形成生态斑块，因此进行油田开发时必须加强保护，防止生态环境恶化。

4.3 环境保护目标调查

1、饮用水水源保护区

根据《黑龙江省在用饮用水水源保护区基础信息名录（2020年）》以及现场调查可知，最近项目区域最近的集中式饮用水水源为肇源县新站镇发展村水源，根据《黑龙江省人民政府关于佳木斯市、大庆市、七台河市农村集中式饮用水水源地保护区划分方案的批复》黑政函[2017]89号，该饮用水源已划定为一级保护区，不设二级保护区，保护区范围是以水源井为圆心，36m为半径的圆心区域，保护区边界与位于本项目的距离分别为1590m。项目周边还有向前村、卧龙岱屯、小庙子等分散饮用水源，水源井现状见图4.3-1。

表4.3-1 区域饮用水源调查情况表

序号	水源保护区名称	级别	类型	与本项目位置关系	使用状态
1	肇源县新站镇发展村水源	村屯级	地下水型	井场东南侧1590m	在用
2	向前村分散饮用水源	村屯级	地下水型	试验站西南1700m	在用
3	卧龙岱屯分散饮用水源	村屯级	地下水型	井场南350m	在用
4	孙姓养鱼散户潜水井	/	地下水型	2号平台北1800m	在用

2、生态红线区

根据《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》庆政发〔2021〕3号，距离本项目最近的生态红线区为大同西大海湿地自然保护区，本项目距离大同西大海湿地自然保护区实验区最近距离为13km。

西大海湿地自然保护区于2010年10月8日由大庆市政府批准建立的一个以保护内陆湿地与水域生态系统为主的地市级自然保护区，主要保护对象是湿地生态系统中的自然景观及生物多样性，是大庆市南部最大的湖泊

湿地群。保护区属松花江、嫩江流域，为嫩江下游左岸的河漫滩和部分残留阶地。嫩江沿岸没建防洪堤前，嫩江水经常流入本区，平水期通过低洼地缓慢过水，洪水期则浸漫于低地之上，而形成沼泽湿地和湖泊湿地。形成乌尔塔泡，大拉海泡，布尔根湖，哈沙羊营泡，大小王家泡，二龙山泡，玛玛诺泡，河北泡等八个自然湖泡。该自然保护区的面积为309.88km²，其中核心区94.16km²，缓冲区69.95km²，实验区145.77km²。自然保护内现已查明有植物254种，隶属于57个科，其中以沼生和湿生植物为主，有野生动物141种（含45种鱼类）。

4.4 区域污染源调查

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

第五章 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 气候特点及污染气象特征

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。该区全年气压稳定，降水集中在六、七、八月，蒸发量冬季明显降低，春秋季相对湿度小。年降水量平均 442mm，年最大降水量 651.2mm。年平均气压：994.4hpa。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%。年平均气温 3.3℃，极端最低气温-36.2℃，极端最高气温 38.9℃。年平均风速 3.7m/s，年最大风速为 22.7m/s，全年风向玫瑰图见图 5.1-1。

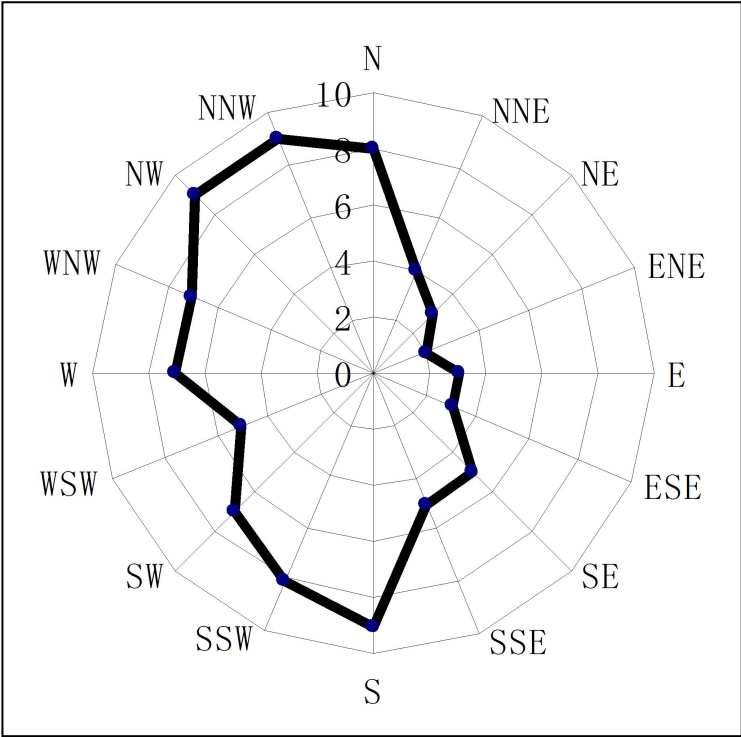


图 5.1-1 全年风向玫瑰图

5.1.2 环境空气影响预测与评价

5.1.2.1 施工期空气环境影响分析

(1) 施工场地扬尘

施工期大气污染源主要是管沟开挖、管道敷设、管沟覆土回填、撬装处理装置建设产生的扬尘、物料运输装卸过程中产生的扬尘。

项目施工期施工场地的扬尘主要是由运输车辆的行驶、管道管沟的开挖、铺设、回填、开挖土方及铺路使用的材料的露天堆放产生，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。根据本项目特点，在施工过程中采取了以下措施：

①定时适量的进行了洒水，并在大风天加大了洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；

②运输车辆途经居民区附近时低速行驶或限速行驶，减少了扬尘产生；

③管道施工场地剥离的表土堆放时要遮盖苫布，防止大风天气产生扬尘；

④施工过程产生的建筑垃圾、残土及时清运，不能及时清运的采取了封闭、遮盖等措施；运输建筑垃圾、建筑材料车辆采取了封闭措施，且装载规范；

⑤道路施工时碎石等物料集中堆放至临时料场并遮盖苫布，避免了产生扬尘。

项目管道在施工结束后将临时占地及时恢复原有地表形态，因此施工扬尘对周围敏感目标影响具有一定的时段性，并且这种影响随着施工期的结束而消失。且项目施工现场距离附近敏感点较远，施工对周围村屯环境影响较小。

（2）柴油发电机烟尘

本项目钻井期间使用柴油机驱动，所用柴油机消耗系数为每进尺 1000m，柴油消耗量为 20t。柴油发电机运转时产生燃烧烟气，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 和颗粒物。施工时使用了高品质柴油，调节好柴油机运行工况，由于项目开发区域所在地较空旷，扩散能力较快，因此对局部区域环境的影响不大。随着施工工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

（3）焊接烟气

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟气，焊接烟气中成份主要为 CO 、 CO_2 、 O_3 、 NO_x 、 CH_4 等，其中以 CO 所占的比例最大。

本项目井场及管道布置较为分散，焊接烟尘产生量较小切非集中排放，项目区域地形平坦空旷，空气扩散条件较好，经空气稀释、扩散后对周围大气环境影响较小。

（4）汽车尾气

油田开发各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境空气影响的影响不是很大。

综上所述，项目施工期产生的废气主要为施工扬尘、柴油发电机烟气，有少量车辆尾气，通过采取有效地抑尘、规划行车路线及管理养护措施，施工期场界扬尘浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求，随着施工期结束，施工扬尘影响也随之结束，未对区域空气环境及

环保目标的产生大的影响。。

5.1.2.2 运营期大气环境影响预测与评价

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）的评价工作分级判据，本项目大气评价等级为一级，需要进行进一步分析预测。

1、预测因子

预测因子根据评价因子而定，选取有环境质量标准的评价因子作为预测因子。根据污染源源强核算结果，对照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）5.1 章节的要求，本项目评价因子不增加二次 PM_{2.5}。

根据本项目废气排放特点，确定预测因子为非甲烷总烃。

2、预测范围

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）预测范围应覆盖评价范围，并覆盖各污染物短期浓度贡献值占标率大于 10%的区域，当 D10%小于 2.5km 时，评价范围取边长 5km。根据推荐模型 AERSCREEN 估算结果，本项目各污染物的 D10%的最远距离为 1.6km，小于 2.5km，因此大气环境评价范围以项目所在区域为中心，边长取 5km 的矩形区域。

预测网格采用直角坐标网格，布点原则为网格等间距布置，预测网格点网格距离为 100m×100m。

3、预测周期

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），选取评价基准年 2023 年作为预测周期，预测时段取连续 1 年。

4、预测模型

本次环境空气环境影响预测模型采用《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 中推荐的 AERMOD 模式系统进行预测。

AERMOD 模式系统包括 AERMOD(大气扩散模型)、AERMET(气象数据预处理器)和 AERMAP（地形数据预处理器）。

（1）地形预处理-AERMAP

本项目厂址所在地平均海拔 100-171m，项目所在区域为复杂地形，厂

址地形高程情况见下图。

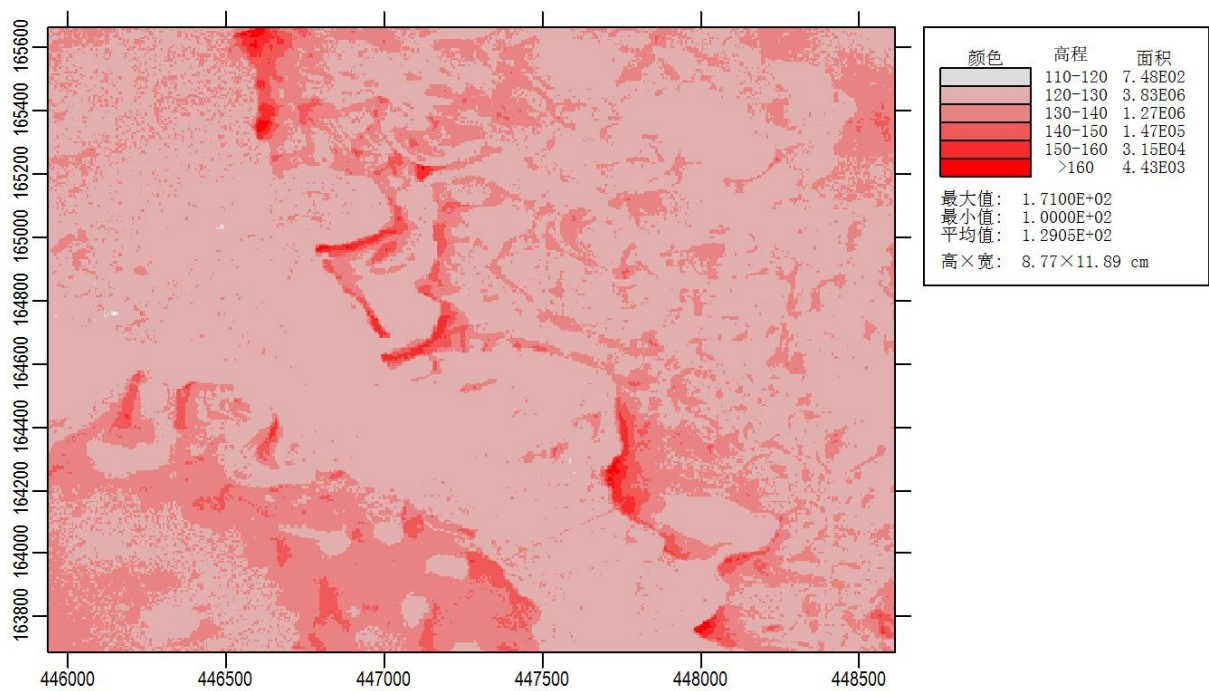


图 5.1-2 本项目厂址所在区域地形高程图

(2) 气象预处理-AERMET

本评价预测地面气象资料输入肇州县气象站（50950）2023 年全年地面逐时气象资料，其中包括温度、风速、风向、总云量、低云量，按 AERMET 参数格式生成地面逐时气象输入文件。本评价预测采用的高空数据是由国家环境工程评估中心的中尺度数值模式 MM5 模拟生成，包括大气压、高度、干球温度、露点温度、风向、风速。

1) 气象数据来源

本评价大气环境影响预测中观测气象数据来源及数据基本信息见表 5.1-2，高空气象数据信息见表 5.1-3。

表 5.1-2 观测气象数据信息

气象站名称	气象站等级	气象站坐标		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份/年	气象要素
肇州气象站 50950	县级站	45.70N	125.25E	69	148.7	2023	温度、风向、风速、总云量

表 5.1-3 模拟高空气象数据信息

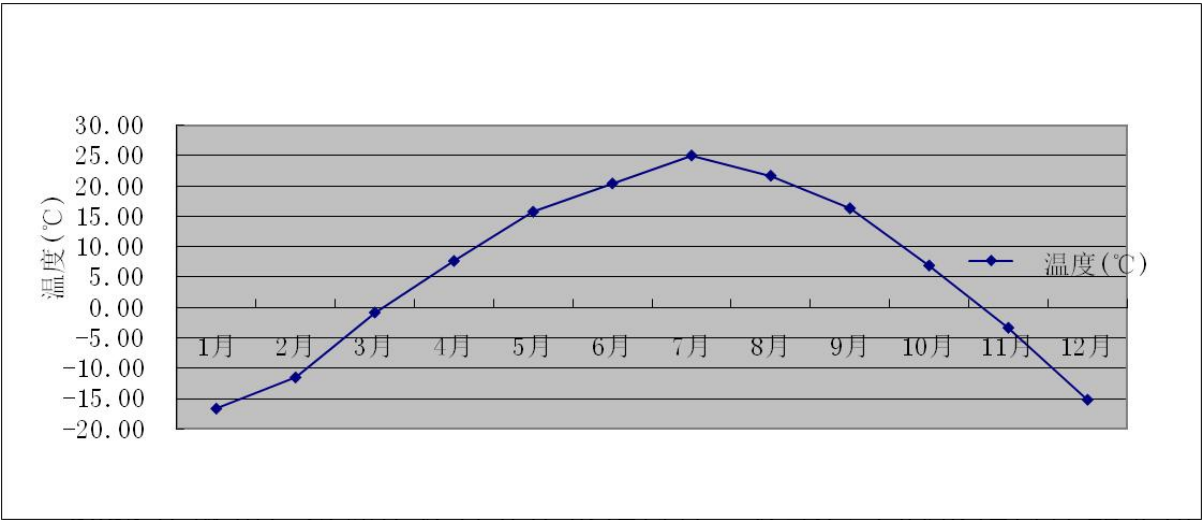
气象站名称	相对距离/km	海拔高度/m	数据年份/年	模拟气象要素	模拟方式
肇州气象站 99993	69	144	2023	大气压、高度、干球温度、露点温度、风向、风速	中尺度数值模式MM5模拟生成

2) 地面温度

2023 年肇州气象站年平均温度月变化情况见表 5.1-4，变化曲线见图 5.1-2。

表 5.1-4 2023 年平均温度月变化统计表

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
温度(℃)	-16.72	-11.58	-0.90	7.59	15.69	24.95	21.62	16.26	6.84	-3.41	-15.26



2023 年肇州气象站年各月及年平均风速、各季每小时平均风速的变化情况见表 5.1-5 和表 5.1-6，年平均风速月变化、季小时平均风速日变化曲线见图 5.1-3 和图 5.1-4。

表 5.1-5 2023 年平均风速月变化统计表

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	年 平 均
风速(m/s)	2.12	2.43	3.43	3.42	3.25	2.82	2.31	2.35	2.84	3.05	3.04	2.43	2.79

表 5.1-6 2023 年季小时平均风速日变化统计表

小 时 (h) 风速(m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
春季	2.46	2.38	2.64	2.59	2.52	2.70	3.12	3.56	4.01	4.41	4.57	4.85
夏季	1.81	1.84	1.84	1.98	1.97	2.36	2.56	2.73	3.06	3.22	3.27	3.48
秋季	2.42	2.47	2.52	2.46	2.45	2.46	2.57	3.01	3.63	3.93	4.04	4.33
冬季	2.00	2.05	2.07	2.10	2.08	1.99	2.01	2.00	2.26	2.69	2.88	3.09

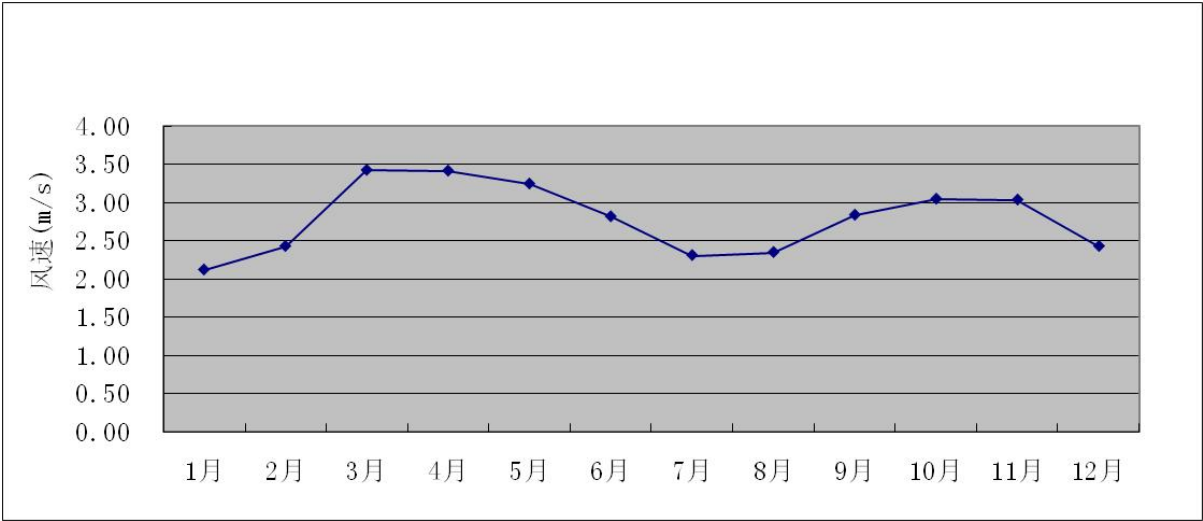


图 5.1-3 年平均风速的月变化曲线图

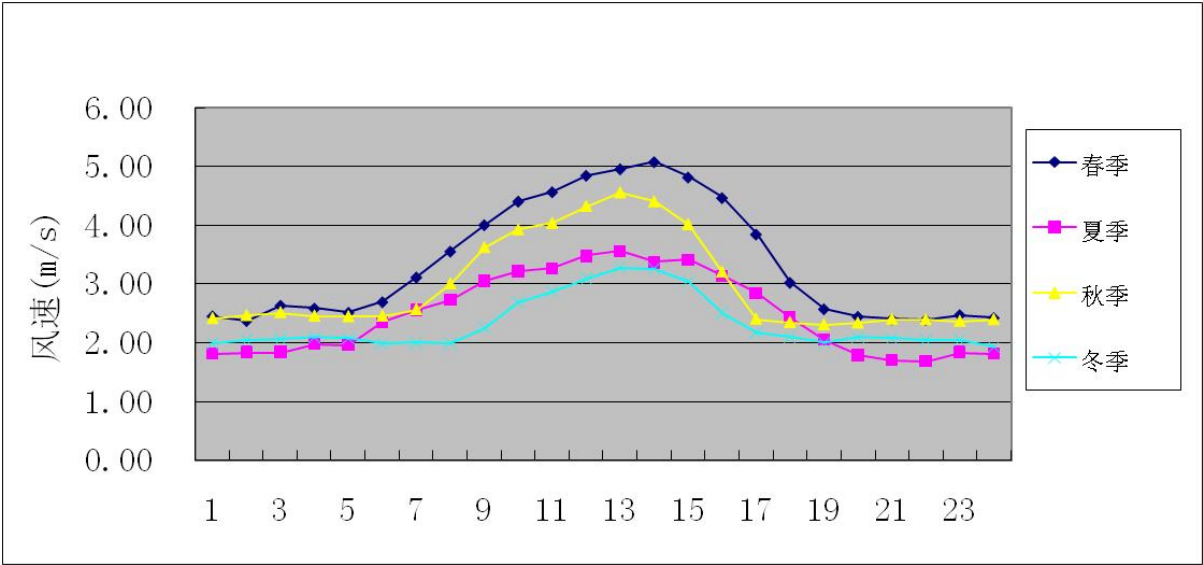


图 5.1-4 季小时平均风速的日变化曲线图

4) 风向、风频

2023 年肇州气象站各月、各季及全年风向风频变化情况见表 5.1-7，各月、各季及全年风向频率玫瑰图见图 5.1-5。

表 5.1-7 2023 年风向风频的月、季、年变化统计表

风频(%) 风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
一月	15.19	0.40	0.13	0.00	3.49	5.38	12.23	7.39	17.61	10.08	5.24	3.76	5.11	3.09	2.28	6.85	1.75
二月	11.64	3.59	0.86	0.86	6.32	3.16	5.03	2.87	13.07	7.04	6.75	4.17	8.62	5.60	6.61	8.19	5.60
三月	13.17	1.34	0.94	0.81	4.84	3.09	4.84	2.96	12.50	9.54	6.32	6.32	9.81	7.53	6.05	9.81	0.13
四月	19.44	7.64	4.58	4.17	5.42	0.69	4.44	4.72	10.00	6.81	3.89	2.64	3.19	3.89	5.83	12.08	0.56
五月	6.59	3.23	2.42	5.65	8.20	3.36	7.66	5.24	14.78	8.06	5.65	4.97	6.32	6.85	4.17	5.78	1.08
六月	12.78	3.47	3.89	7.50	9.58	3.75	3.89	3.89	11.53	5.00	3.89	4.03	5.69	3.89	6.67	8.89	1.67
七月	2.82	1.21	1.88	5.24	13.58	11.16	12.50	6.85	21.77	4.84	3.63	2.55	3.49	2.42	3.36	2.55	0.13
八月	11.16	2.42	2.28	2.02	7.53	4.17	9.54	6.72	18.95	7.93	7.26	4.57	4.70	2.55	2.82	3.23	2.15
九月	12.22	4.72	7.22	7.50	9.17	5.42	8.06	4.17	10.56	5.97	4.17	4.44	3.19	2.64	5.14	4.31	1.11
十月	5.51	0.94	0.81	0.67	1.08	2.42	6.99	5.78	13.98	7.26	7.53	9.68	13.71	8.87	6.72	7.12	0.94
十一月	5.83	4.17	1.11	3.19	1.25	1.67	2.78	1.81	15.69	11.81	7.22	8.47	12.08	9.31	8.47	5.00	0.14
十二月	4.97	2.69	0.54	1.21	1.08	0.81	1.88	1.48	17.88	22.85	13.31	5.24	9.01	8.87	6.18	1.88	0.13
春季	13.00	4.03	2.63	3.53	6.16	2.40	5.66	4.30	12.45	8.15	5.30	4.66	6.48	6.11	5.34	9.19	0.59
夏季	8.88	2.36	2.67	4.89	10.24	6.39	8.70	5.84	17.48	5.93	4.94	3.71	4.62	2.94	4.26	4.85	1.31
秋季	7.83	3.25	3.02	3.75	3.80	3.16	5.95	3.94	13.42	8.33	6.32	7.55	9.71	6.96	6.78	5.49	0.73
冬季	10.58	2.20	0.50	0.69	3.57	3.11	6.41	3.94	16.25	13.46	8.47	4.40	7.55	5.86	4.99	5.59	2.43
全年	10.08	2.96	2.21	3.22	5.95	3.77	6.68	4.51	14.90	8.96	6.25	5.08	7.08	5.46	5.34	6.28	1.26

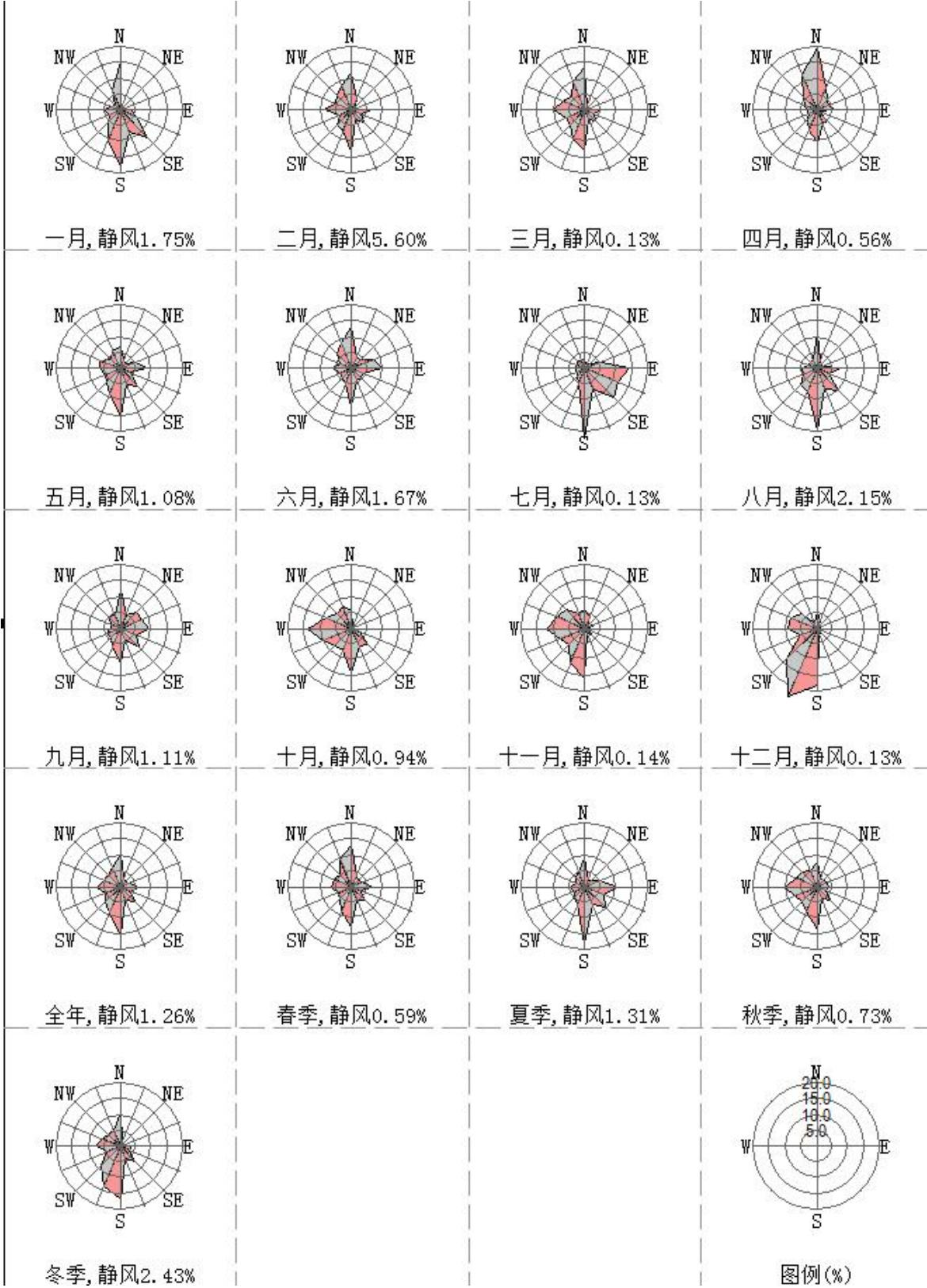


图 5.1-5 2023 年逐月、各季及全年风向频率玫瑰图

(3) 基准年现状监测数据

距项目最近监测站为肇州县空气监测站，该监测站级别为城市点，距离本项目 56km，监测站所在区域与评价区域地理位置临近，地形和气候条件相近，符合《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)中的有关规定。

4、预测点

将本项目所在区域内的网格点和主要环境空气保护目标作为本次预测的计算点。预测网格为直角网格，网格距为 100m。本项目大气环境影响预测分析环境影响敏感目标为 4 个，厂址周附近选取向前村、发展村、卧龙岱屯、古城村，本项目大气预测点分布情况见下表。

表 5.1-8 本项目预测点分布情况

预测点名称	坐标		保护对象	保护内容及规模
	X	Y		
向前村	124.22801881	45.73627474	村屯	村民，约 300 户，900 人
发展村	124.26756060	45.74099460	村屯	村民，约 350 户，1100 人
卧龙岱屯	124.21152454	45.71708403	村屯	村民，约 150 户，400 人
古城村	124.19406571	45.72871678	村屯	村民，约 300 户，800 人

5、预测评价内容

本项目位于环境空气质量达标区，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中“8.7 预测与评价内容”8.7.1 达标区的评价要求，应预测以下内容：

- （1）项目正常排放条件下，预测环境空气保护目标和网格点主要污染物的短期浓度和长期浓度贡献值，评价其最大浓度占标率。
- （2）项目正常排放条件下，预测评价叠加环境空气质量现状浓度后，环境空气保护目标和网格点主要污染物的保证率日平均质量浓度和年平均质量浓度的达标情况；如果有区域削减项目，应同步减去削减源的环境影

响。

(3) 项目非正常排放条件下，预测评价环境空气保护目标和网格点主要污染物的 1 h 最大浓度贡献值及占标率。

(4) 新增污染源正常排放下，大气环境保护距离情况。

表 5.1-9 预测内容和评价要求

评价对象	污染源	污染源排放形式	预测内容	评价内容
达标区评价项目	新增污染源	正常排放	短期浓度 长期浓度	最大浓度占标率
	新增污染源－ “以新带老”污染源（如有）－ 区域削减污染源（如有）＋ 其他在建、拟建污染源（如有）	正常排放	短期浓度 长期浓度	叠加环境质量现状浓度后的 保证率日平均质量浓度和年 平均质量浓度的占标率， 或短期浓度的达标情况
	新增污染源	非正常排放	1 h 平均质量 浓度	最大浓度占标率
大气环 境防护 距离	新增污染源－ “以新带老”污染源（如有）＋ 项目全厂现有污染源	正常排放	短期浓度	大气环境保护距离

6、污染源计算清单

(1) 正常工况

表 5.1-10 污染物面源参数调查清单

名称	面源起点坐标		面源海 拔高度 /m	面源 长度 /m	面源 宽度 /m	与正 北向 夹角/°	面源有 效排放 高度/m	年排 放小时数 /h	排放 工况	污染物排放速 率/（t/a）
	X	Y								非甲烷总烃
井场	124.24 88739 2	45.74 50500 9	150	40	35	0	3	7920	连续	0.259
试验站	124.24 30633	45.74 42213 3	150	200	150	0	4	7920	连续	5.908

(2) 非正常工况

表 5.1-11 污染源非正常排放量核算表

污染源	非正常排 放原因	污染物	非正常排放浓度 /(mg/m ³)	非正常排放速 率/(kg/h)	单次持续时 间/h	年发生频 次	应对 措施
-----	-------------	-----	----------------------------------	--------------------	--------------	-----------	----------

古页3试验 站放空	放空火炬 故障	非甲烷总 烃	202500	1687.5	0.25	2次	燃烧排放
--------------	------------	-----------	--------	--------	------	----	------

7、预测结果和分析

(1) 新增污染源贡献浓度结果

本评价采用 AERMOD 推荐模式计算评价范围内区域最大浓度影响值。

表 5.1-12 新增污染源各污染物贡献浓度影响表

污染物	预测点	平均 时段	最大贡献值/ (mg/m ³)	出现时间	占标率/%	达标情况
非甲烷 总烃	发展村	1 小时	2.22E-01	23092606	11.11	达标
	向前村	1 小时	2.06E-01	23020319	10.31	达标
	卧龙岱屯	1 小时	9.55E-02	23092102	4.78	达标
	古城村	1 小时	7.72E-02	23093005	3.86	达标
	区域最大落地浓度	1 小时	5.05E-01	23121402	25.27	达标

由上表预测结果可知，本项目评价区域内各环境敏感点的小时平均浓度贡献值均达标。

(2) 叠加环境质量现状浓度预测分析

根据大庆市生态环境局发布的《2024 年大庆市生态环境质量公报》可知：大庆市属于环境空气质量达标区域。

各敏感点及区域最大落地浓度点叠加 1h 平均背景浓度结果见下表。

表 5.1-13 非甲烷总烃预测结果叠加背景浓度结果

预测点	平均 时段	浓度增量 (mg/m ³)	出现时间	叠加背景后的浓 度 (mg/m ³)	占标率%	是否 超标
向前村	1 小时	2.22E-01	23092606	1.50E+00	75.11	达标
发展村	1 小时	2.06E-01	23020319	1.49E+00	74.31	达标
卧龙岱屯	1 小时	9.55E-02	23092102	1.38E+00	68.78	达标
古城村	1 小时	7.72E-02	23093005	1.36E+00	67.86	达标
区域最大落地 浓度	1 小时	5.05E-01	23121402	1.79E+00	89.27	达标

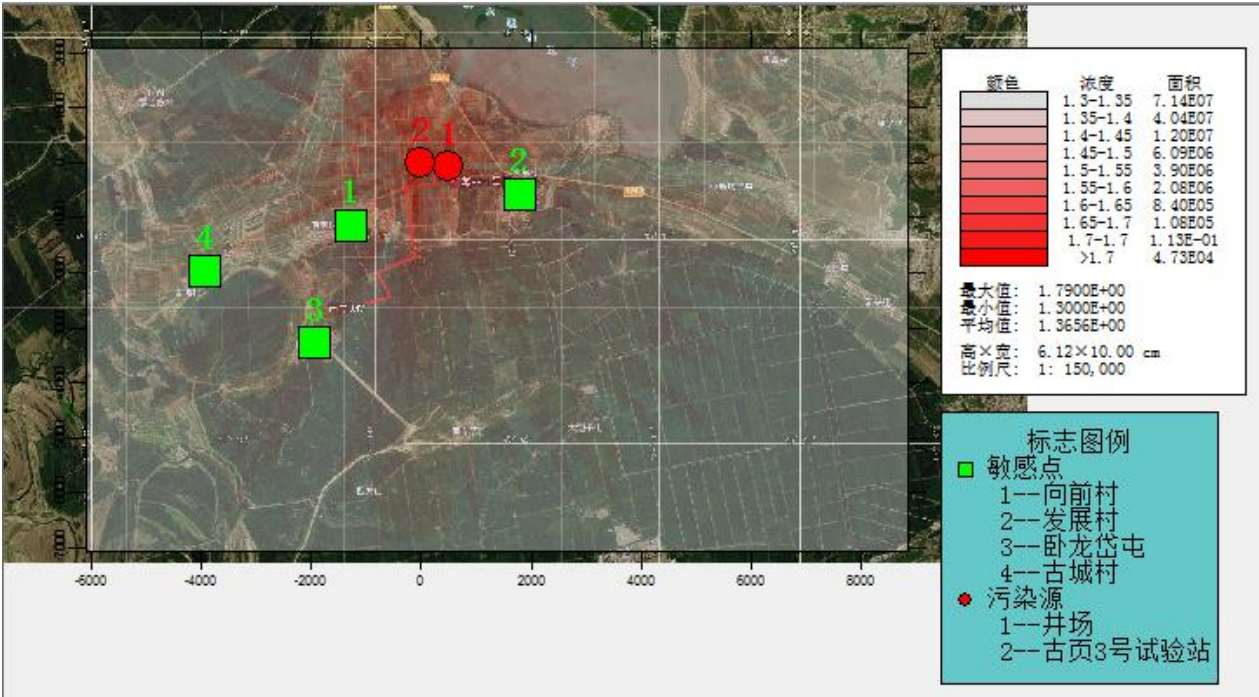


图 5.1-6 非甲烷总烃小时平均质量浓度分布图

由上表预测结果可知，本项目评价区域内各环境敏感点的小时平均浓度、日均浓度以及年均浓度预测值均达标。

(3) 非正常工况排放预测分析

运行期非正常工况主要为古页3 试验站异常情况下的超压废气排放和检修废气排放，如果放空废气直接排入大气环境，会造成天然气排入大气环境，对大气环境造成一定的影响，本项目非正常工况废气污染物预测结果见下表。

表 5.1-14 非正常大气污染物贡献浓度影响表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值	出现时间	占标率 /%	达标 情况
			(mg/m ³)			
非甲烷总 烃	向前村	1 小时平均质量浓度	3.40E+00	23101308	170.09	超标
	发展村		2.67E+00	23032207	133.49	超标
	卧龙岱屯		3.17E+00	23111609	158.73	超标
	古城村		3.37E+00	23042907	168.44	超标

非正常情况下，污染物非甲烷总烃对周边环境敏感点的最大贡献浓度占标率均超过 100%，对周边环境空气质量造成明显的影响，但是由于场站设计了放空火炬，放空均会通过火炬燃烧后排放，所以非正常排放对空气环境的影响较小，但是仍应加强管理减少非正常排放情况的发生。

5.1.2.3 大气防护距离

根据 EIApro2018 大气软件的环境防护区域预测模式的计算结果，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），建设项目需进行大气防护距离计算，计算项目所有污染源对厂界外大气污染物的短期贡献浓度分布情况。经计算，本项目厂界外大气污染物短期浓度均无超标点，无需设置大气环境防护距离。

5.1.2.4 污染物排放量核算

本工程大气污染物排放量核算见表 5.1-15。

表 5.1-15 无组织排放量核算表

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		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 / (μg/m ³)	
1	/	油气集输	VOCs	密闭集输	《陆上石油天然气开采工 业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	4000	131.68
无组织排放总计							
无组织排放总计				VOCs		131.68t/a	

(3) 年排放量核算

项目年排放量核算见下表 5.1-21。

表 5.1-21 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量/（t/a）
1	VOCs（非甲烷总烃）	131.68

（4）非正常排放量核算

本项目涉及的非正常工况条件下的废气排放主要为场站设备检修时非甲烷总烃的放空排放量，古页3试验站最大量泄放速率为 $20 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，放空时间 15min，正常情况下放空废气通过放空火炬燃烧后排放，不直接外排。一旦火炬熄灭，项目非正常排放量核算见下表 5.1-22。

表 5.1-22 污染源非正常排放量核算表

序号	污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放浓度/(mg/m^3)	非正常排放速率/(kg/h)	单次持续时间/h	年发生频次	应对措施
1	古页3试验站放空	开停机设备检修	非甲烷总烃	202500	1687.5	0.25	2次	放空火炬燃烧

5.1.2.5 大气环境影响评价结论

本项目评价范围内无一类区。本项目评价区域为达标区，大气环境影响评价结论如下：

（1）新增污染源正常排放下非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大落地浓度占标均 $\leq 100\%$ 。

（2）项目环境影响符合区域环境功能区划。

（3）叠加现状浓度后，非甲烷总烃小时平均质量浓度均符合《大气污染物综合排放标准详解》。

因此，本项目建成后，大气环境影响可接受，项目大气污染物排放方案可行。项目大气环境影响评价自查表见附表一。

5.2 地表水环境影响预测与评价

5.2.1 施工期地表水环境影响分析

项目施工期废水主要为水基钻井污水、油基钻井污水、管道试压废水、废压裂返排液和施工人员的生活污水。

（1）水基钻井污水

根据工程分析，项目水基钻井污水产生总量为 998.28m^3 ，拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m^3/a 钻井废弃泥浆无害化处理项目中新建的水基泥浆无害化处理装置处理，不外排。

（2）油基钻井污水

项目三开使用油基钻井液，产生的油基钻井废水共 919.44m^3 ，委托大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运处理拉运至废弃钻井液无害化处理装置（油基泥浆）处置。

（3）废压裂返排液

项目压裂过程产生的废压裂返排液共 76950m^3 ，拉运至第九采油厂龙

西致密油项目部 2#4 返排液处理站处理，不外排。

（4）管线试压废水

项目管线试压过程产生的试压废水为 32.77m^3 ，主要污染因子为 SS，经罐车拉运至新一联含油污水处理站处理，不外排。

（5）生活污水

根据工程分析可知，项目施工期产生的生活污水量为 783.4t 。主要污染因子为 COD、SS、 BOD_5 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ ，施工场地设置临时旱厕，施工结束清掏后进行卫生填埋。

综上所述，本项目施工期产生的废水不外排，在正常情况下对地表水环境产生的影响较小。

5.2.2 运营期地表水环境影响分析

本项目运营期污水主要包括正常工况下产生的产液分离含油废水、生活用水以及非正常工况条件下的作业污水和洗井废水。

1、正常工况

（1）生产废水

产液分离废水主要为原油中分离出的含油污水，产生量约为 $132.81 \times 10^4\text{t/a}$ ，暂存在古龙 3 号试验站内的污水罐内，定期拉运至新一联含油污水处理站处理。

天然气处理产生的含烃废水产生量约 2106.05t/a ，含油污水暂存在站内的排污罐内，定期拉运至新一联含油污水站处理。

（2）生活污水

古页 3 试验站产生生活污水量为 211.2t/a ，排入古页 3 试验站新建的 2m^3 化粪池，定期拉运至肇源县污水处理厂处理，处理至满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准，排入松花江。

肇源县污水处理厂，坐落于黑龙江大庆市，厂区具体位于大庆市肇源县老啤酒厂东 800 米肇源污水处理厂，设计处理能力为 $2.00\text{万 m}^3/\text{d}$ ，自 2010 年 10 月正式投入运行以来，污水处理设备运转良好，日平均处理污水量为 $0.77\text{万 m}^3/\text{d}$ ，剩余规模 $1.23\text{万 m}^3/\text{d}$ 。该项目采用先进的污水处理设备，厂区主体工艺采用 CASS 处理工艺，经处理后的污水水质排放标准为《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准。

本项目进入肇源县污水处理厂生活污水产生量约 0.64t/d ，本项目废水

排放量只占肇源县污水处理厂处理能力的 0.0032%，本项目距离肇源县污水处理厂较近，且生活污水指标达到肇源县污水处理厂的收水指标，因此本工程废水进入肇源县污水处理厂进行处理从技术和经济的角度来看是可行的。

2、非正常工况

井下作业是运营期的污染环节之一，主要对运营了一段时间的油水井进行维修或零部件的更换，主要为油井作业和洗井。

（1）作业污水

井下作业是运营期的污染环节之一，主要对运营了一段时间的油水井进行维修或零部件的更换。

根据建设单位提供的资料，油井作业周期约为1.5年/次，油井作业废水产生量约为 $4\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，本项目共计建设油井19口，则油井共计产生作业污水量约 $50.7\text{m}^3/\text{a}$ ，产生的作业废水由作业罐车直接拉运至新一联含油污水处理站处置，不外排。

（2）洗井污水

根据建设单位提供资料，油井洗井（热洗）周期为1年，洗井污水产生量约为 $25\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，洗井废水产生量为 $475\text{m}^3/\text{a}$ 。采用化学清防蜡为主、热洗车热洗为辅的方式，清防蜡剂或热水注入油井后不返排，直接进入井底集输系统。

综上，项目运行期产生的废水均能得到合理处置，且项目周边 1km 范围之内没有地表水体，所以项目运营期不会对周围地表水环境产生的污染较小，地表水环境自查表见附表二。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 施工期地下水环境影响分析

项目施工期废水主要为水基钻井污水、油基钻井污水、管道试压废水、压废压裂返排液和施工人员的生活污水。

（1）水基钻井污水

根据工程分析，项目水基钻井污水产生总量为 998.28m^3 ，排入井场设置的泥浆接收罐车，拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 $15\text{万 m}^3/\text{a}$ 钻井废弃泥浆无害化处理项目中新建的水基泥浆无害化处理装置处理，不外排。

（2）油基钻井污水

项目三开使用油基钻井液，产生的油基钻井废水共 919.44m³，委托大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运处理拉运至废弃泥浆无害化处理油基泥浆站处理。

（3）废压裂返排液

项目压裂过程产生的废压裂返排液共 76950m³，拉运至第九采油厂龙西致密油项目部 2#4 返排液处理站处理，不外排。

（4）管线试压废水

项目管线试压过程产生的试压废水为 32.77m³，主要污染因子为 SS，经罐车拉运至新一联含油污水处理站处理，不外排。

（5）生活污水

根据工程分析可知，项目施工期产生的生活污水量为 783.4t。主要污染因子为 COD、SS、BOD₅、NH₃-N，施工场地设置临时旱厕，施工结束清掏后进行卫生填埋。

综上所述采取以上措施后，本项目施工期产生的废水均能够正常处置，施工期在正常情况下对地下水产生的影响较小。

5.3.2 运营期地下水环境影响预测与评价

5.3.2.1 正常工况下对地下水环境影响预测与评价

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。本工程采出水经含油污水深度处理站处理合格后全部回注地下，不外排；作业污水通过作业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%，且工程储罐采用地面上金属罐体，因此项目运行期正常情况下不会对地下水产生影响。本项目运营期污水主要包括正常工况下产生的产液分离含油废水和生活用水。

5.3.2.2 非正常工况下对地下水环境影响预测与评价

油田开发生产过程中仍存在着一些潜在的事故隐患，具有污染环境的潜在因素，如包括井漏、原油泄漏、古页 3 号试验站事故污油池泄露等，可能对地下水环境产生不利影响。具体预测情景分析如下：

（1）如果钻井时固井质量不高，密封不严，可使原油由井下深层上升进入含水层而污染地下水。这些井孔不仅是下部原油上升污染地下水的通道，同时也可成为地表污水进入地下水层的通道，使污染物随地下径流扩散迁移，造成地下水的污染而长期无法补救和恢复。

（2）因管道及设备腐蚀穿孔引起的原油泄漏事故多发生在油田投产若干年后，事故发生时会有大量原油溢出，对环境造成污染。但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。若原油直接进入

地层包气带，则因渗透作用会对浅层地下水产生影响。

（3）古页3号试验站内新建事故污油池，如果事故污油池发生泄露，短时间内较难发现，原油会通过包气带进入地下水对地下水产生影响。

本项目预测情景模式见表5.3-1。

表 5.3-1 地下水预测情景模式一览表

序号	泄漏类型	影响层位	场景选择	
			持续泄漏	瞬时泄漏
1	油井泄漏造成的含油物质泄漏	承压水	√	——
2	集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏	潜水	——	√
3	古页3号试验站事故污油池泄漏	潜水	√	——

1、油井泄漏对地下水环境影响预测与评价

（1）预测源强

本项目单口油井日最大产油量为 24.0t/d，油井套管破损发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井产油量的 10%计，由于油井泄漏不能实时控制，因此该泄漏是不易被发现的，泄漏的原油量为 2.4t/d。

（2）预测因子

预测因子选取石油类。

（3）预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 9.7 节预测方法，采用推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型连续注入示踪剂——平面连续点源进行预测。具体如下：

连续注入示踪剂——平面连续点源

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

式中：x，y——计算点处的位置坐标；
t——时间，100d、1000d、3650d；
C（x，y，t）——t时刻 x，y 处的示踪剂浓度，g/L；
M——承压含水层的厚度；
π——圆周率；
m_t——单位时间注入的示踪剂质量；
U——水流速度；
ne——有效孔隙度；

D_L ——纵向弥散系数；
 D_T ——纵向 y 方向的弥散系数；
 $K_0(\beta)$ ——第二类零阶修正贝塞尔函数；
 $W(\frac{u^2t}{4D_L},\beta)$ ——第一类越流系统井函数。

(4) 预测参数

本工程井场位于肇源县，根据南部区水文地质参数，区域承压水层厚度 93m，水流速度约为 0.00448m/d，渗透系数：64.0m/d，横向弥散系数为 0.1m²/d，纵向弥散系数为 1m²/d，有效孔隙度为 0.335。

(5) 预测结果

油井泄漏 100d、1000d、3300d 对地下水的影响预测结果见下表，预测图见下图。

表 5.3-2 油井泄漏 100 天对地下水的影响预测结果表 单位：mg/L

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

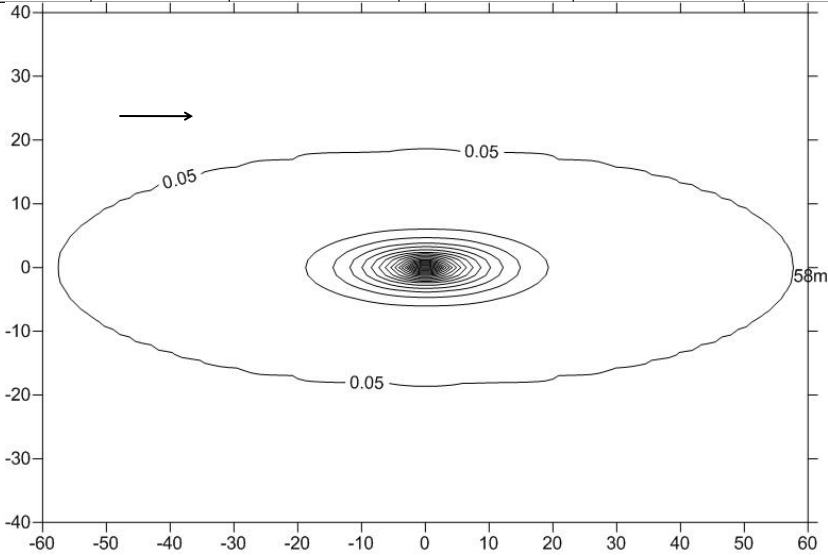


图 5.3-1 油井泄漏 100 天石油类污染物浓度分布图

表 5.3-3 油井泄漏 1000 天对地下水的影响预测结果表 单位：mg/L

x \ y	-60m	-40m	-20m	0m	20m	40m	60m
-------	------	------	------	----	-----	-----	-----

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

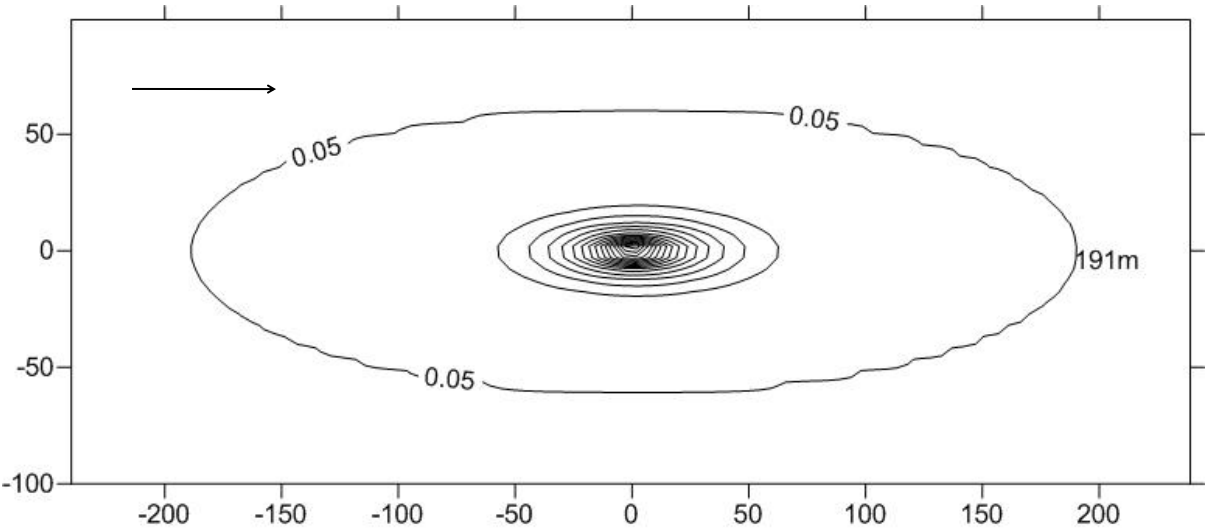


图 5.3-2 油井泄漏 1000 天石油类污染物浓度分布图

表 5.3-4 油井泄漏 3300 天对地下水的影响预测结果表 单位：mg/L

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

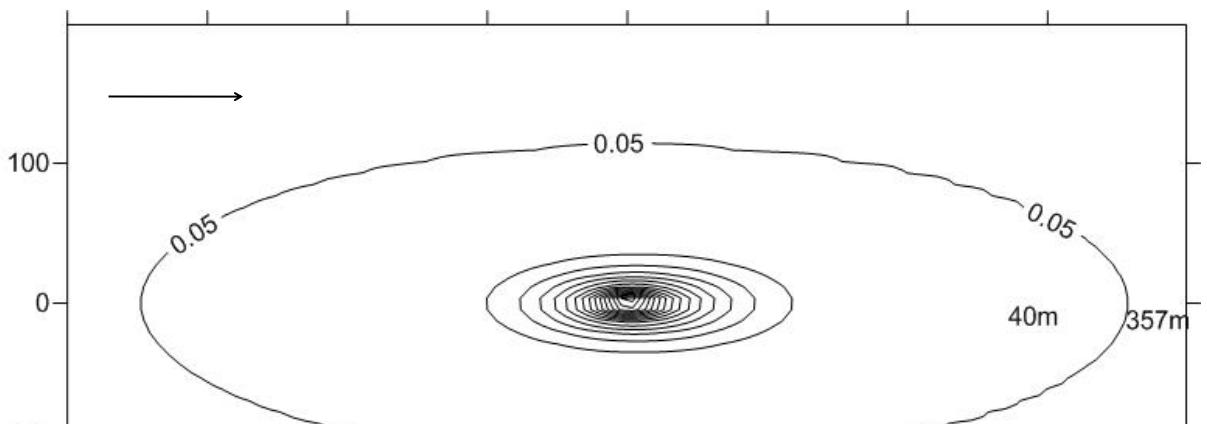


图 5.3-3 油井泄漏 3300 天石油类污染物浓度分布图

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

2、集油管线泄漏对地下水环境影响预测与评价

（1）预测源强

本项目平台井最大产油量为 38t/d，油井集油管道发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井产油量的 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 158kg。

（2）预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

（3）预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）

推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于集油管道泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

瞬时注入示踪剂-平面瞬时点源

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

式中：x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t时刻点 x, y 处的浓度, g/L;
M—含水层的厚度, m;
m_M—瞬时注入的质量, kg;
u—水流速度, m/d;
n—有效孔隙度;
D_L—纵向弥散系数, m²/d;
D_T—横向 y 方向的弥散系数, m²/d。

(4) 预测参数

本工程集油管线位于肇源县, 根据南部区水文地质参数根据区域水文地质资料调查, 区域潜水层水流速度约为 0.00035m/d, 渗透系数为 5.0m/d, 横向弥散系数为 0.01m²/d, 纵向弥散系数为 0.5m²/d, 潜水含水层厚度为 75m, 有效孔隙度为 0.32。

(5) 预测结果

集油管线泄漏 100d、1000d、3300d 对地下水的影响预测结果见下表, 预测图见下图。

表 5.3-5 管线泄漏 100d 石油类对地下水的影响预测结果表 单位: mg/L

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

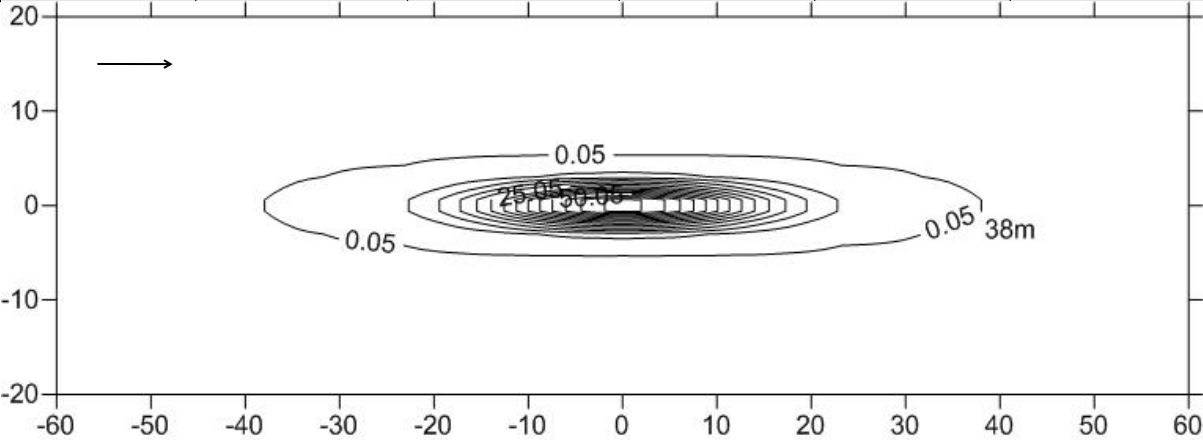


图 5.3-4 管道泄漏 100d 石油类污染物浓度分布图

表 5.3-6 管线泄漏 1000d 石油类对地下水的影响预测结果表 单位: mg/L

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

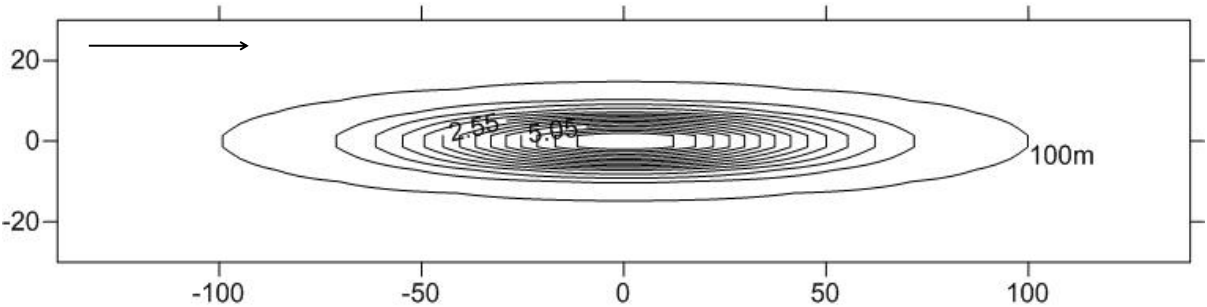


图 5.3-5 管道泄漏 1000D 石油类污染物浓度分布图

表 5.3-7 管线泄漏 3300d 石油类对地下水的影响预测结果表 单位：mg/L

x \ y	-30m	-20m	-10m	0m	10m	20m	30m
-160m	4.80E-05	0.00212	0.020572	0.043883	0.020572	0.00212	4.80E-05
-120m	0.000266	0.01173	0.113854	0.242861	0.113854	0.01173	0.000266
-80m	0.000905	0.039977	0.388011	0.827666	0.388011	0.039977	0.000905
-40m	0.0019	0.083896	0.814282	1.736943	0.814282	0.083896	0.0019
0m	0.002455	0.108419	1.052297	244653	0.052297	0.108419	0.002455
40m	0.001954	0.086278	0.837404	0.786265	0.837404	0.086278	0.001954
80m	0.000957	0.04228	0.41036	0.875337	0.41036	0.04228	0.000957
120m	0.000289	0.012758	0.12383	0.264142	0.12383	0.012758	0.000289
160m	5.37E-05	0.002371	0.02301	0.049083	0.02301	0.002371	5.37E-05

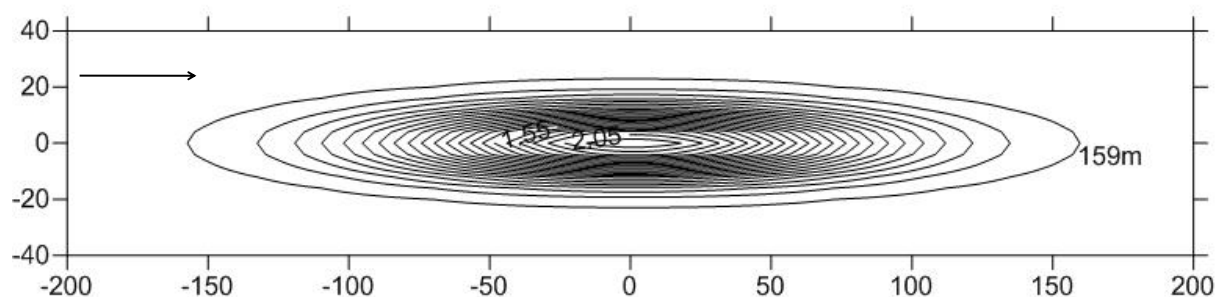


图 5.3-6 管道泄漏 3300d 石油类污染物浓度分布图

根据预测结果可知，集油管线泄漏后，随着时间增加，污染范围有所增加，原油泄漏 100d、1000d、3300d 的石油类浓度超标范围在地下水流向下游分别为 38m、100m、159m，在此范围内无饮用水井分布，对地下水环境保护目标影响较小。

3、古页 3 试验站事故污油池泄露对地下水环境影响预测与评价

(1) 预测源强

考虑最大浸润面积的池体在非正常状况下对地下水产生的影响，冲洗水回收水池池底及四壁有部分破损，破损面积占总浸润面积的 5%，并且有破损部分泄露量为正常工况下的 10 倍（即为 $20\text{L}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ）（由《给水排水构筑物工程施工及验收规范》（GB 50141-2008）可知，符合工程验收合格标准条件下允许的最大渗水量为 $2\text{L}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ）。

本项目回收水池最大规格为 $15\text{m}\times 15\text{m}\times 2\text{m}$ （长、宽、深），浸润面积约为 216m^2 ，则发生破损后浸润面积为 10.8m^2 ，总泄露量为 $216\text{L}/\text{d}$ ，污水中石油类以 0.1%计，经计算每天泄露量为 21.6t，本工程事故污油池埋深 2.0m，区域潜水埋深为约 7m，事故污油池泄漏时，主要影响区域潜水，影响承压水的可能性较小。本次预测以事故污油池泄漏进行预测，考虑最不利情况，发生泄漏时不容易发现，考虑为持续泄露。

（2）预测因子

预测因子选取石油类。

（3）预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 9.7 节预测方法，采用推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型连续注入示踪剂——平面连续点源进行预测。具体如下：

连续注入示踪剂——平面连续点源

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

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

式中：x，y——计算点处的位置坐标；

t——时间，100d、1000d、3650d；

C（x，y，t）——t时刻 x，y 处的示踪剂浓度，g/L；

M——承压含水层的厚度；

π ——圆周率；

m_t ——单位时间注入的示踪剂质量；

U——水流速度；

ne——有效孔隙度；

D_L ——纵向弥散系数；

D_T ——纵向 y 方向的弥散系数；

$K_0(\beta)$ ——第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right)$ ——第一类越流系统井函数。

（4）预测参数

古页 3 试验站位于肇源县，根据水文地质参数根据区域水文地质资料调查，区域潜水层水流速度约为 0.00035m/d，渗透系数为 5.0m/d，横向弥散系数为 0.01m²/d，纵向弥散系数为 0.5m²/d，潜水含水层厚度为 75m，有效孔隙度为 0.32。

（5）预测结果

事故油污池泄漏 100d、1000d、3300d 对地下水的影响预测结果见下表，预测图见下图。

表 5.3-8 事故油污池泄漏 100d 石油类对地下水的影响预测结果表 单位：mg/L

x \ y	-20m	-10m	-5m	0m	5m	10m	20m
-40m	0	0	0	0	0	0	0
-35m	0	0	0	235.8888	0	0	0
-30m	0	0	0	1981.3181	0	0	0
-20m	0	0	0	48601.6032	0	0	0
-10m	0	0	80.0509	559158.5811	80.0509	0	0
0m	0	0	197.3006	1.00E+07	197.3006	0	0
10m	0	0	80.6132	563086.4225	80.6132	0	0
20m	0	0	0	49286.8109	0	0	0
30m	0	0	0	2023.3657	0	0	0
35m	0	0	0	241.7394	0	0	0
40m	0	0	0	0	0	0	0

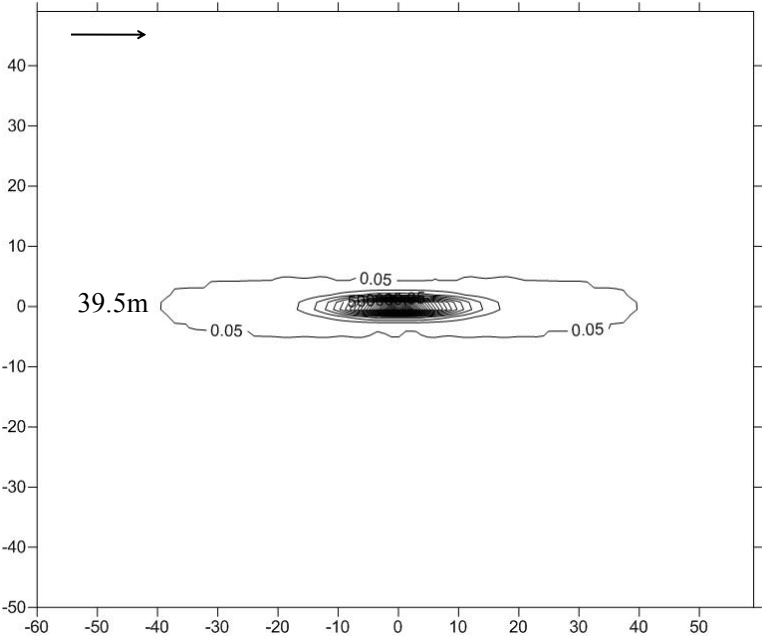


图 5.3-7 污油池泄露 100d 石油类污染物浓度分布图

表 5.3-9 事故污油池泄漏 1000d 石油类对地下水的影响预测结果表 单位：mg/L

x \ y	-40m	-20m	10m	0m	10m	20m	40m
-120m	0	0	0	80.1768	0	0	0
-100m	0	0	35.8581	1894.032	35.8581	0	0
-80m	0	0	800.1402	17473.13	800.1402	0	0
-60m	0	0	4509.972	112844.1	4509.972	0	0
-40m	0	0	15621.49	112844.1	15621.49	0	0
-20m	0	0	33856.93	2163821	33856.93	0	0
0m	0	0	44311.65	1.00E+07	44311.65	0	0
20m	0	0	34334.27	2194327	34334.27	0	0
40m	0	0	16065.07	561267	16065.07	0	0
60m	0	0	4703.424	117684.4	4703.424	0	0
80m	0	0	846.2264	18479.55	846.2264	0	0
100m	0	0	38.4581	2031.365	38.4581	0	0
120m	0	0	0	87.2026	0	0	0

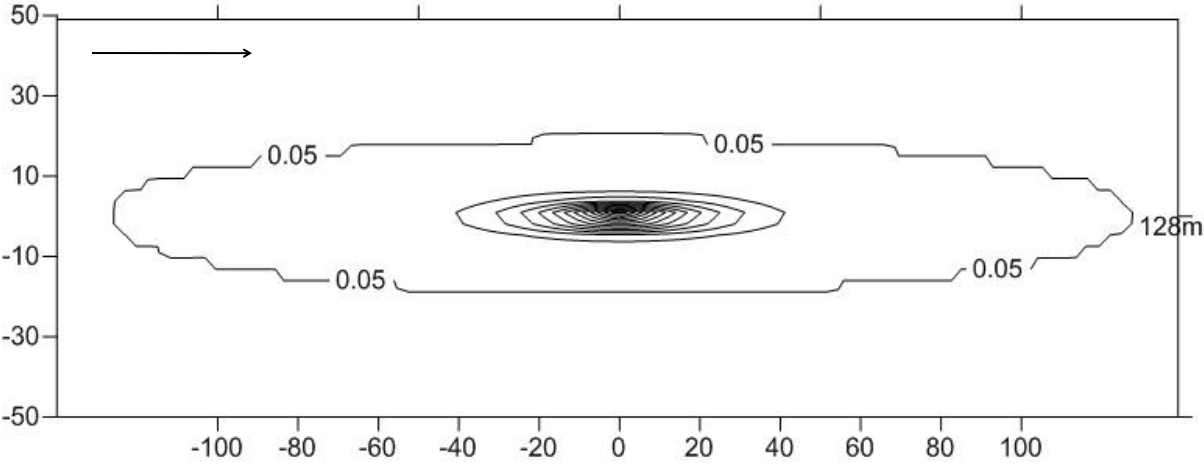


图 5.3-8 事故油污池 1000d 石油类污染物浓度分布图

表 5.3-10 事故油污池泄漏 3300d 石油类对地下水的影响预测结果表 单位：mg/L

x \ y	-40m	-20m	0m	20m	40m
-240m	0	0	0	0	0
-200m	0	0	500.3218	0	0
-160m	0	158.3367	7314.972	158.3367	0
-120m	0	1469.771	65066.88	1469.771	0
-80m	0	6484.388	400010.3	6484.388	0
-40m	0	16186.03	1877412	16186.03	0
-0m	0	22305.17	1.00E+07	22305.17	0
40m	0	16645.64	1930722	16645.64	0
80m	0	6857.874	423050	6857.874	0
120m	0	1598.566	70768.62	1598.566	0
160m	0	177.1017	8181.89	177.1017	0
200m	0	0	575.507	0	0
240m	0	0	0	0	0

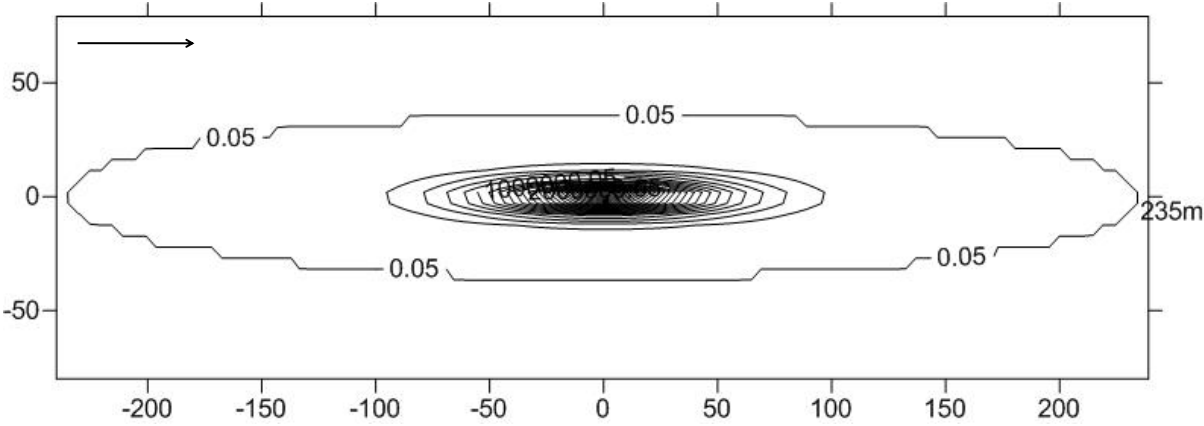


图 5.3-9 事故油污池 3300d 石油类污染物浓度分布图

根据预测结果可知，事故油污池泄漏后，随着时间增加，污染范围有

所增加，原油泄漏 100d、1000d、3300d 的石油类浓度超标范围在地下水流向下游分别为 39.5m、128m、235m，在此范围内无饮用水井分布，对地下水环境保护目标影响较小。

5.2.3.4 地下水环境影响评价结论

根据上述分析，非正常状况下不同情形对地下水影响预测结果见下表。

表 5.3-8 项目对地下水影响预测结果一览表

预测情形	预测因子	预测时间（d）	预测结果	
			超标距离 m	超标面积 m ²
油井泄漏	石油类	100	58	652
		1000	191	36564
		3300	357	124113
集油管道泄漏	石油类	100	38	632
		1000	100	4265
		3300	159	10854
古页 3 试验站事故污油池泄露	石油类	100	39.5	711
		1000	128	7991
		3300	235	27433

由上述分析可知，本工程在正常状况下，不会对地下水产生影响，事故状态下管线泄漏可能对区域浅层地下水产生污染影响，油井泄漏和事故污油池泄露可能对区域承压水产生污染影响。经预测分析，若发生上述事故，不会对周边地下水敏感点产生明显影响。通过采取合理有效防控措施，可将事故发生的概率降到最低。

5.2.3.5 地下水环境污染防控措施

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。但原油的突发性泄漏，如处理不及时则可能造成污染。因此提出如下地下水环境分区防渗措施及建议：

（1）钻井井场采取分区防渗措施，钻井井场柴油罐区、油基泥浆循环罐区、废弃油基泥浆罐区属于重点防渗，储罐为双层罐，柴油罐区周围设置玻璃钢围堰，铺设人工防渗层高密度聚乙烯膜，厚度为 2mm，防渗性能等效黏土防渗层 Mb≥6.0m、K≤1.0×10⁻⁷cm/s，满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）重点防渗要求；

钻井井场生活污水池、钻井液材料房属于一般防渗区，铺设人工材料防渗层，厚 2mm 土工膜构筑防渗层，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 一般防渗要求；

（2）使用双层套管，表层套管和油层套管固井水泥浆返至井口，保证固井质量，确保了安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；

（3）定期对油井套管情况进行了检测，未出现异常情况；

（4）古页 3 试验站工艺装置区、甲醇注入区、加药泵房、放空分液罐、净化油罐区和净化油装车为重点防渗，储罐为双层储罐，防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 重点防渗要求；除重点防渗外的地面为一般防渗，防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 一般防渗要求；辅助生产区属于简单防渗区，采用一般地面硬化；

（5）井场地面正常工况下属于简单防渗区，地面进行了碾压平整，粘土压实处理。油井井场作业铺设了人工防渗层高密度聚乙烯膜，厚度为 2.0mm，防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 重点防渗要求；

（6）站外埋地管道防腐保温为“常温型加强级 3PE+聚氨酯泡沫塑料保温层(40mm)+高密度聚乙烯塑料保护层”结构。防腐保温管采用“一步法”预制。站内埋地管道防腐保温为“溶剂型液体环氧涂料（干膜厚度 $\geq 250 \mu m$ ）+聚氨酯泡沫塑料管壳（ $\phi 159mm$ 以下单管保温层厚度为 40mm， $\phi 159mm$ 及其以上单管保温层厚度为 60mm，立管部分保延伸到地面以上 200mm。）+沥青防腐胶带（缠两遍，搭接 50%~55%，保护层厚度不小于 3.2mm，立管部分保护层延伸到地面以上 400mm，并原位缠绕 2 圈。）”结构。防腐保温管采用现场安装。

项目分区防渗具体见表 5.3-9，分区防渗示意图见附图 2、附图 4 和附图 5。

表 5.3-9 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗材料要求	防渗标准
重点 防渗区	钻井井场柴油罐区、油基泥浆循环罐区、废弃油基泥浆罐区	厚度为 2mm 的高密度聚乙烯膜	《环境影响评价技术导则-地下水环境》重点 防渗
	古页 3 试验站工艺装置区、甲醇注入区、加药泵房、放空分液罐、净化油罐区和净化油装车	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$	

	油井作业井场	厚度为 2mm 的高密度聚乙烯膜	
一般防 渗区	钻井井场污水池、钻井液材料房	厚 2mm 土工膜	《环境影响评价技术导则-地下水环境》一般 防渗
	古页 3 试验站加药间	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s	
简单防 渗区	古页 3 试站辅助生产区	一般地面硬化	《环境影响评价技术导则-地下水环境》简单 防渗

5.2.3.6 地下水环境监测与管理

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，建设单位存档监测报告以及建设项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，同时对监测结果定期进行信息公开。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，所以根据地下水流向和本项目分布特点，设置跟踪监测点 3 个。跟踪监测井见表 5.3-10，监测点位分布图见附图 16。

表 5.3-10 地下水环境影响跟踪监测计划表

序号	点位	上、下游	数量	目的	与工程位置关系	监测因子	监测频次
1	孙姓养鱼散户水井	上游	1 口	背景值监测点	1 号平台北 1.8km	挥发性酚类、 石油类	1 次/ 年
2	向前村承压水井	下游	1 口	污染跟踪监测点	管线西约 0.35km		
3	卧龙岱屯潜水井	下游	1 口	污染跟踪监测点	古页 3HC 井场南 0.6km		

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期声环境影响预测与评价

本工程施工对噪声环境的影响中主要是由施工机械、车辆造成的，主要噪声源包括钻机、发电机等，其噪声值见表 5.4-1。

表 5.4-1 施工机械噪声衰减一览表 单位：dB(A)

设备名称	离施工点不同距离处的噪声值								
	5m	10m	20m	30m	40m	60m	80m	150m	200m
柴油发电机	86	80	74	70	68	64	62	56	54
钻机	86	80	74	70	68	64	62	56	54
泥浆泵	80	74	68	64	62	58	56	50	48
震动筛	80	74	68	64	62	58	56	50	48
搅拌机	65	61	55	51	49	45	43	47	45
推土机	76	70	64	60	58	54	52	46	44
压路机	85	79	73	69	67	63	61	55	53
冲击式钻机	76	70	64	60	58	54	52	46	44
电焊机	76	70	64	60	58	54	52	46	44

压裂车	86	80	74	70	68	64	62	56	54
运输车辆	76	70	64	60	58	54	52	46	44

由表 5.4-1 可以看出，主要机械在 200m 以外均能够达到建筑施工场界噪声昼间限值不超过 70dB(A)，夜间限值不超过 55dB(A)的要求，本工程施工期间距离最近的敏感目标为管线西 220m 的向前村，根据调查，通过距离衰减，项目施工期产生噪声未产生扰民现象。

本工程建设施工噪声对周围环境的影响是可以接受的，采取了相应的管理措施，具体措施如下：

- （1）合理安排了施工进度，调整同时作业的施工机械数量，降低了机械噪声对周围环境的影响；
- （2）注意对设备的维护和保养，合理操作，保证了施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。
- （3）运输车辆选择避开村庄的路线，尽量不鸣笛。
- （4）禁止夜间施工，夜间施工在施工前通知了周围居民，未发生噪声扰民现象。

通过合理安排施工平面布局、调整同时作业的施工机械数量和控制夜间施工，项目施工产生噪声影响较小。

5.4.2 运营期声环境影响预测与评价

5.4.2.1 噪声源

本项目运行中产生的噪声主要为古页 3 试验站内撬装处理装置的设备运行产生的噪声和井场抽油机噪声。主要噪声源为机泵、加热装置、抽油机等，主要声源强度见表 5.4-2。

表 5.4-2 工程主要噪声源强情况 单位 dB(A)

序号	场站	噪声源	数量 (台/套)	源强 dB(A)	距厂界距离 (m)
1	古页 3 试验站	外输泵	2	75	N: 70m; S: 30m; W: 130m; E: 120m
2		天然气压缩机	1	85	N: 60m; S: 40m; W: 180m; E: 70m
3		污水泵	1	90	N: 65m; S: 35m; W: 180m; E: 70m
4		一体化处理设备	2	80	N: 70m; S: 30m; W: 120m; E: 130m
7	井场	采油机	9	65~80	N: 15m; S: 15m; W: 20m; E: 20m

5.4.2.2 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）的技术要求，本次评价采取导则上推荐模式，并根据具体情况作必要简化。

(1) 户外声传播衰减计算

户外声传播衰减包括几何发散(A_{div})、大气吸收(A_{atm})、地面效应(A_{gr})、屏障屏蔽(A_{bar})、其他多方面效应(A_{misc})引起的衰减。根据现场实际情况,本次计算只考虑几何发散(A_{div})、大气吸收(A_{atm})、地面效应(A_{gr})三种情况。

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

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

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

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

式中: $L_{A(r)}$ —距声源 r 处的 A 声级值(dB);

L_{WA} —已知点声源 A 声级值(dB);

A_{div} —声级几何发散引起的 A 声级衰减量(dB);

A_{atm} —空气吸收引起的 A 声级衰减量 (dB);

A_{exc} —地面效应引起的附加衰减量 (dB);

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

r 、 r_0 —声源至预测点和测量点的距离。

(2) 噪声计算

预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式

$$L_{eq} = 10 \lg(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中: L_{eqg} —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值, dB(A);

L_{eqb} — 预测点的背景值, dB(A)

5.4.2.3 井场噪声预测评价

本工程周围 200m 范围内无敏感点，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，噪声衰减预测见下图。

表 5.4-3 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	20m	30 m	40 m	50 m	100 m	150m	200m
平台井井场	80	52	46	42	40	38	32	28	26

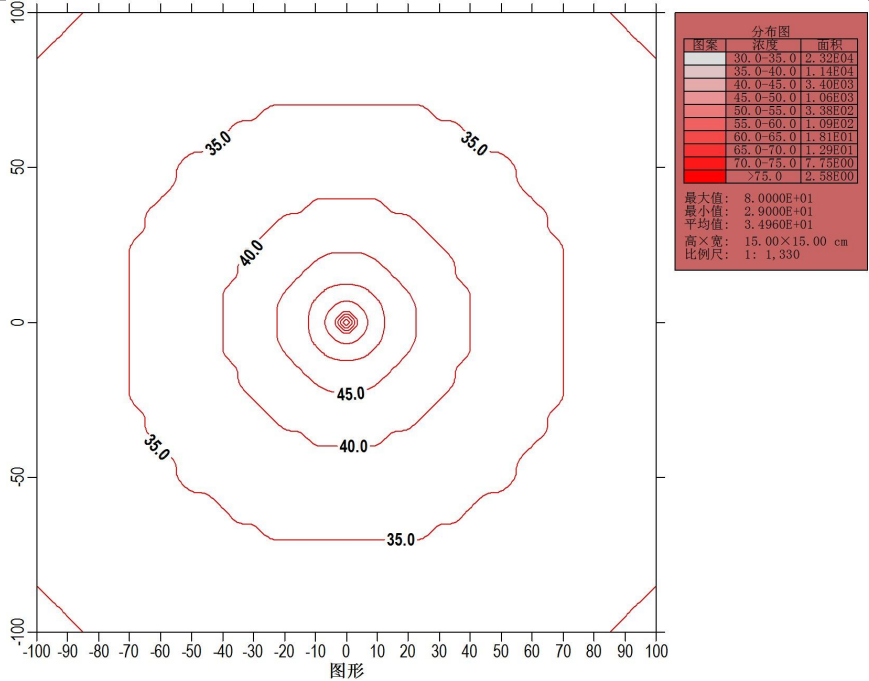


图 5.4-1 平台井噪声衰减预测图

由上图可知，井场抽油机噪声在距离 20m 噪声值可以衰减到 46dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，运营期井场噪声不会对周边声环境造成不良影响。

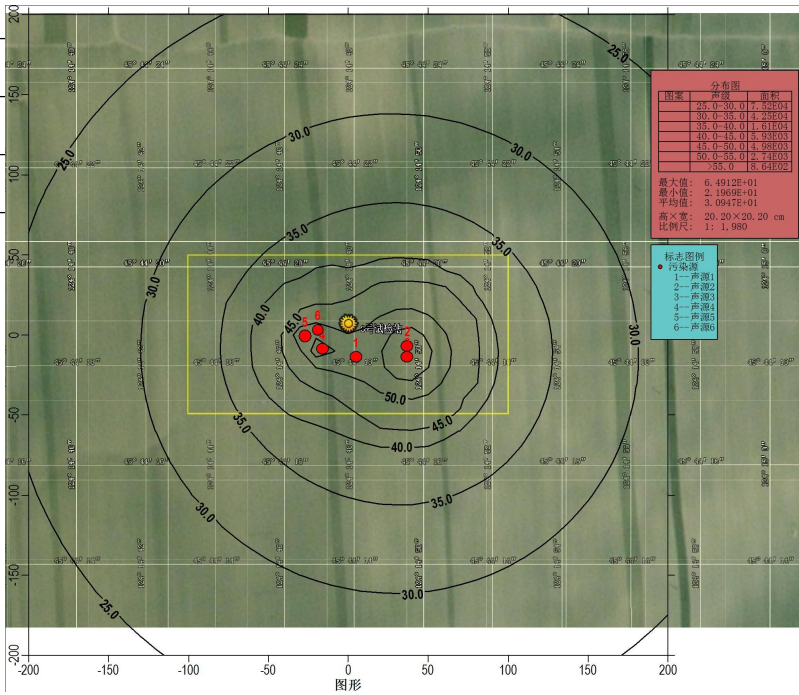
5.4.2.4 古页 3 试验站噪声预测评价

噪声在室外空间的传播，由于受到各种介质的吸收与反射，以及空气介质的吸收等物理作用而逐渐减弱。本项目主要噪声源为古页 3 试验站内所有设备噪声。

表 5.4-4 本项目噪声预测结果表 dB（A）

序号	位置	贡献值	执行标准
1	项目北厂界	39.8	厂界执行《工业企业厂界环境噪声排放

2	
3	
4	



3) 表 1 中 2 类标准, 夜间 50dB (A)

图 5.4-2 新建古页 3 试验站噪声预测图

由预测结果，噪声源对厂界噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）表 1 中 2 类标准。且由于场站周边 200m 范围之内没有声环境敏感点，所以场站噪声不会对周边声环境敏感目标造成影响。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期固体废物环境影响分析

施工期固体废物主要为废弃钻井液、钻井岩屑、废射孔液、废包装袋及破损的废钻井防渗布、生活垃圾等。

1、废弃钻井液

（1）水基钻井液

本工程一开、二开采用了无毒无害或毒性极小的水基钻井泥浆，水基泥浆主要成分是水、膨润土、纯碱等，钻井泥浆含有少量的化学助剂，比如钻井泥浆中含有加重剂、膨润土、聚合物、稀释剂、抑制剂、降滤失剂、碱等。废弃水基钻井液量为 7866m³，根据《一般固体废物分类与代码》

（GB/T39198-2020），其代码为 071-001-99。水基钻井废水、废弃水基泥浆由罐车拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理项目中新建的水基泥浆无害化处理装置处理。

（2）油基钻井液

本工程三开采用了油基泥浆，废弃油基泥浆属于危险废物，废弃油基钻井液量为 6804m³，主要成分为柴油，其属于危险废物，废物类别及代码是 HW08/071-002-08，由大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运处理拉运至废弃钻井液无害化处理装置（油基泥浆）处置。

2、钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来。

（1）水基钻井岩屑

本工程一开、二开采用了无毒无害或毒性极小的水基钻井泥浆，钻井过程中会产生水基钻井岩屑，本项目水基岩屑产生总量约 1197.94m³。水基

岩屑属于一般固体废物，根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），其代码为 071-001-99。由罐车拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理项目中新建的水基泥浆无害化处理装置处理。

（2）油基钻井岩屑

本工程三开采用了油基泥浆，钻井过程中会产生油基钻井岩屑，本项目水基岩屑产生总量约 1103.33m³。油基岩屑属于危险废物，废物类别及代码是 HW08/071-002-08，由大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运处理拉运至废弃钻井液无害化处理装置（油基泥浆）处置。

3、废射孔液

项目 18 口新钻井需进行射孔，根据建设单位提供资料，单井废射孔液产生量 36m³，则钻井废射孔液产生量为 648m³。属于一般固体废物，根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），其代码为 071-001-99。由罐车拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理项目中新建的水基泥浆无害化处理装置处理

4、废包装袋

钻井过程中，单井膨润土、纯碱等一般化学品的废弃包装袋产生量约为 0.015t，本项目新钻 18 口井，故膨润土、纯碱等一般化学品的废弃包装袋产生量约为 0.27t，属于一般固废，根据《一般固体废物分类与代码》

（GB/T39198-2020），其代码为 071-001-99，按照大庆钻探工程公司安排拉运至已建工业固废填埋场进行填埋处理，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）。

5、钻井废弃防渗布

为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井污水等污染地面从而造成对土壤、地下水的影响，需要在钻井过程总在钻井平台附近铺设防渗布，根据长期施工经验数据，本工程单井钻井使用面积为井架下方，占地面积约 50m²，重量以 500g/m² 计，废弃防渗布平均单井产量 0.025t，本项目新钻 18 口井，故本项目共产生含油废钻井防渗布 0.45t，由于本项目使用油基钻井液，属于危险废物，废物类别及代码为 HW49/900-041-49，施工结束后由钻井队

集中收集，暂存于专用钢制桶内，委托有资质的单位进行处置。

6、建筑垃圾

由《中国城市建筑垃圾产量计算及预测方法》（长安大学学报，第10卷第3期2008年9月）可知，计算建筑施工垃圾时，每建筑 $1\times 10^4\text{m}^2$ ，产生的废弃建筑垃圾550t，本项目建设为撬装装置而非混凝土建筑物，共产生建筑垃圾约2t，拉运至大同区建筑垃圾填埋场填埋。

7、生活垃圾

钻井期间井队在井人数一般为10人，钻井期38天，每人产生生活垃圾0.5kg/d计，则每口井钻井期间产生生活垃圾190kg。钻井期间共产生生活垃圾3.84t。

地面建设期间施工人员一般为60人，施工期90天，类比同类工程，每人产生生活垃圾0.5kg/d计，地面建设期间生活垃圾产生量为2.7t。

施工期共产生生活垃圾6.54t，统一收集送肇源生活垃圾处理厂进行处理。

5.5.2 运营期固体废物环境影响分析

根据工程分析可知，本项目运营期产生的固废主要为正常工况下产生的含油污泥、天然气处理系统废分子筛以及非正常工况下产生的落地油和含油废弃防渗布等。

1、含油污泥

根据大庆油田多年开发经验，生产万吨原油的排泥量（固相）一般按约0.3t计算，本工程建成后产能为 $9.29\times 10^4\text{t/a}$ ，则本工程年产生油泥（砂）2.787t。含油污泥属于危险废物，危废代码：HW08废矿物油与含矿物油废物071-001-08石油开采和炼制产生的油泥和油脚，专用车辆定期拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理。

2、天然气处理系统废分子筛

项目产液经撬装处理装置处理后的天然气进入天然气处理系统撬装，天然气经分子筛脱水装置进行脱水干燥处理，根据油田运营经验，分子筛更换周期一般为半年，废分子筛单次产生量约为 0.04t，因此废分子筛产生量为 0.08t/a，属于危险废物，危废代码 HW/900-041-49，暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托大庆圣德雷特化工有限公司定期拉运处置。

3、生活垃圾

本次新建的古页3号试验站运行期产生生活垃圾 1.65t/a。由油田部门拉运至肇源县生活垃圾填埋场填埋处理。

4、落地油

工程作业期间落地油罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理，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/次，落地油回收率为 100%，本项目共 19 口油井，共产生落地油 0.63t/a。油井作业期间落地油由罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理。

5、废弃作业防渗布

项目运营期油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前大庆油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 3-5 次。单块防渗布重约 25kg（12m*12m），每口井作业用 2 块，则本项目 19 口油井作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.95t/a，油井作业频次为 1.5 年/次，重复利用按照 4 次计，则项目产生含油废弃防渗布约 0.158t/a。暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托大庆圣德雷特化工有限公司定期拉运处置。

5.5.3 危险废物环境影响分析

本工程产生的危险废物主要是油基钻井泥浆、含油污泥、落地油、废

分子筛和泥饼和废防渗布。危险废物应严格按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》进行危险废物收集、贮存、运输、处置工作。

（1）危险废物收集

①根据油基钻井泥浆、含油污泥、落地油、废分子筛、压裂返排液泥沙和泥饼和废防渗布危险废物产生的工艺特征、排放规律、危险废物特征等因素制定收集计划；

②制定详细的操作规程，内容应包括使用范围、操作程序和方法、专用设备和工具、转移与移交、安全保障和应急防护；

③在危险废物的收集和转运过程中，采取相应的措施杜绝抛洒地漏；

④必须按照清洁生产的原则，从源头上加以控制，使之尽量“不落地”。井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油。同时加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑、冒、滴、漏，以及原油泄漏事件的发生。

（2）危险废物贮存措施

本工程危险废物不进行贮存，危险废物产生之后及时清运，委托有资质单位处理。

（3）危险废物运输措施

①运输转移危险废物的，按照《危险废物转移联单管理办法》有关规定运行转移联单；

②联单转移总数量应与企业申报登记数量、台账记录转移数量基本一致；

③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。

④企业对运输信息进行审核，包括运输单位、运输车辆、驾驶员及押运员应具有相关的运输资质，以及运输过程中的应急预案及应急物质的准备；

⑤危险废物运输车辆纳入专项管理，转运过程按照规定的转运路线行驶；

⑥转运必须将危险废物及运输容器固定牢靠，防治泄露；

⑦危险废物转运要有明确的交接记录，包括转运的数量、时间、转运车牌号、驾驶员联系方式等；

⑧危险废物转运必须具有完善的应急预案，包括预防有处理泄露、交通事故等突发情况。

（4）危险废物处置措施

本工程产生的危险废物均委托有资质单位处理，不自行处置。其中落地油、含油污泥、压裂返排液泥沙和泥饼处置措施主要是减量化、资源化处理，送第九采油厂含油污泥处理站进行处理，处理后的污泥满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB 23/ T1413-2010）要求，用于回填井场或修建通井路，实现了固废的减量化、资源化处理。废防渗布、废分子筛统一收集委托资质单位进行处理。油基钻井泥浆委托大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）建设的废弃泥浆无害化处理油基泥浆站处理，若危险废物运输过程发生意外事故，运输单位

及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

- ①设立事故警戒线，启动应急预案，并及时向环境保护主管部门报告；
- ②应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；
- ③对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和修复；
- ④清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；
- ⑤进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，穿防护服，并佩戴相应的防护工具。

本项目产生的固体废弃物按照相关处置要求进行，处置方式可行，对周围环境和人体健康不会造成危险，对周围环境的影响可接受。

5.6 土壤环境影响评价

5.6.1 环境影响识别

土壤是环境的重要组成要素，与水、大气、生物等环境要素之间经常互为外在条件、互相作用、互相影响。该项目开发过程中对土壤环境的影响主要表现在两个方面：

①投产以前地面工程建设和管道建设时对土壤环境的影响，这种影响导致土壤结构发生改变，破坏原始植被，土壤层次、结构发生了改变，在短期内出现了局部裸地，若不及时恢复，可能导致土地沙化；

②油田建设期和运行期产生的含油污水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境的污染，可对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。

根据2017年《农用地土壤污染状况详查点位布设技术规定》环办土壤函[2017]1021号规定：需考虑大气沉降影响的行业包括08黑色金属矿采选业、09有色金属矿采选业、25石油加工、炼焦和核燃料加工业、26化学原料和化学制品制造业、27医药制造业、31黑色金属冶炼和压延加工业、32有色金属冶炼和压延加工业、38电气机械和器材制造业（电池制造）、77生态保护和环境治理业（危废、医废处置）、78公共设施管理业（生活垃圾处置），本项目为石油天然气开采业，不需要考虑大气沉降影响。建设项目土壤环境影响类型与影响途径见下表5.6-1。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）以及《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目在建设期及运营期均不会造成土壤环境的盐化、酸化、碱化，本项目属于污染影响型项目。污染影响型土壤环境影响源及影响因子识别见下表 5.6-2。

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标 ^a	特征因子	备注 ^b
井场、试验站	油气集注、油气处理、油井作业等	大气沉降	--	--	
		地面漫流	--	--	
		垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
		其他	--	--	

^a根据工程分析结果填写；

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

5.6.2 施工期土壤环境影响评价

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

1、井场及场站对土壤环境的影响

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

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

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

区域内地面热量平衡状况的改变。

2、管线施工对土壤环境影响

管线施工方法分为埋地敷设，需要对地表土壤进行开挖和填埋，对土壤环境的影响表现在：

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

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

（3）对开挖地带的土壤紧实度有一定的影响

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

（4）开挖地带的土壤养分部分造成流失

在土壤剖面中各个土层中，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远比心土层养分好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分状况受到影响，从而影响植物的生长。

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

（5）施工废物对土壤环境的影响

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

（6）对土壤生物的影响

由于上述土壤理化性质和土体构型的改变，使土壤中的微生物、原生动物及其它节肢动物、环节动物、软体动物的栖息环境改变。由于施工带影响宽度在 10m 左右，且呈带状分布在整個评价区域，所以土壤生物的生态平衡在施工结束后很快会得到恢复。

3、道路建设对土壤的影响

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

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

5.6.3 运营期土壤环境影响评价

油田集输生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油。由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，因此可有效减少石油类进入土壤，根据对现有油田土壤的类比调查结果，得出在采油井井场附近，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 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大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤——植物及土壤——食物链系统的环境质量。因此，油田生产中，一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，从而为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

《新站油田茂23、英852区块（敖18-2区块）产能建设工程》环境影响报告书于2017年通过了大庆市生态环境局审批（庆环审〔2017〕197号），该项目于2019年完成企业自主验收。

《新站油田茂23、英852区块（敖18-2区块）产能建设工程》与本项目所在区域相邻，生态环境基本一致土壤类型相同，且与本项目工程内容类似，均为新钻油井，并基建油井配套建设集输管线等工程内容，该项目施工阶段，由于管线、道路施工占用了大量临时占地，大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高。根据验收调查报告，项目投产运营至今，区域地表在施工阶段产生的临时占地形成的裸地基本已得到了恢复。

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

根据自主验收的监测土壤环境质量监测报告，类比项目在已建井场进行监测，监测深度分别为0~0.2m，根据土壤监测结果，项目涉及特征污染物石油烃的浓度值为20.6~36.3mg/kg，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求，说明建设单位在项目实施之后较好的落实了污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

5.6.4 土壤环境跟踪监测与管理

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。

根据土壤环境预测分析结果，工程对土壤环境敏感点产生影响的可能性小，根据项目分布情况布置土壤监测点位 3 个。跟踪监测计划见表 5.6-3，监测点位图附图。

表 5.6-3 土壤环境跟踪监测计划表

点位	位置	坐标（奥维坐标）	监测因子	监测频次
1#	1 号平台井占地内	g124.24887392 45.74505009	石油烃	1 次/3 年
2#	3 号试验站占地内	g124.24306335 45.74422133		
3#	4 号平台东 500m	g124.25658466 45.74488454		

5.6.5 结论

本建设项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响影响分析结果，项目对土壤环境的影响较小，从土壤环境要素考虑本项目可行。土壤环境影响评价自查表见附表。

5.7 生态环境影响评价

5.7.1 生态环境影响识别

项目施工期进行的工程活动，如埋设管线、平整场区等，会对区域内的生态环境，特别是建设范围内的生态环境造成严重影响。本项目在确定管线走向和生产设施的位置时已充分考虑了生态环境现状，施工期尽可能利用油田和地方已有的基础设施，尽量减少临时征地。因此，工程建设对生态环境的潜在影响将会明显减小。

项目运行期人员活动均在永久占地范围之内，不再新增占用土地，也不会破坏土壤植被，运营期对生态环境影响较小。

5.7.2 工程占地影响分析

本项目撬装处理装置建设、井场建设、管沟开挖、管道敷设、覆土回填等建设会对周围生态环境造成不同程度的影响和破坏。主要有以下几个方面：

（1）永久占地对植被的影响

本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成斑块，产生地表温度等物理性质发生异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。本工程占地类型为耕地（基本农田），工程投产后其影响是长期不可逆的。

项目永久占用耕地面积 7.6211hm²，地表农作物主要为玉米，玉米损失

量按 7500kg/hm² 计算，10 年间共损失玉米量为 571.58t，价格按 2000 元/t 计，10 年间共损失 114.32 万元。项目建成投产后，永久性占地无法恢复，需要异地补偿。

(2) 临时占地对生态环境的影响

本工程在施工期发生的临时占地是新建管道对沿线耕地产生的影响。施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏等对地表进行的平整将会对耕地地表造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复。

本项目临时占用耕地面积为 14.988hm²，耕地农作物为玉米，玉米损失量按 7500kg/hm² 计算，临时占地按第 1 年产量完全损失，第 2、3 年损失 30%计算，随后恢复正常产量，三年总共损失粮食产量为 179.84t，价格按 2000 元/t 计，耕地损失为 22.90 万元。

根据《中华人民共和国土地管理法》第四十七条规定：征收土地的，按照被征收土地的原用途给予补偿。被征收土地上的附着物和青苗的补偿标准，由省、自治区、直辖市规定。

生态影响减缓及恢复见表 5.7-1。

表 5.7-1 生态影响减缓及恢复措施表 单位：hm²

序号	项目	区域	占地类型	措施	补偿恢复类型	占地工程内容
1	永久占地补偿	肇源县	永久基本农田	经济补偿 7.6211	对永久占地进行经济补偿，占一补一	场站、井场、进站道路
2	临时占地恢复	肇源县	永久基本农田	平整、恢复 14.988	对临时占地进行生态恢复，恢复地表形态	井场、集油管道

5.7.3 对动物影响分析

1、对哺乳类动物的影响

项目周边及管道沿线主要是农业区，受人类影响大，哺乳类动物主要是野兔、田鼠、黄鼠狼等。这些动物一般体型较小，在评价区的农田中或地底洞穴中栖息，主要在地面活动、觅食，有的也在地下寻找食物。少数种类如小家鼠、褐家鼠等于人类关系密切，喜欢在人类活动范围如村落、菜地活动。

项目建设过程中，在局部地区由于人类活动的加剧，垃圾、食物等会

随之增加，从而吸引一些鼠类，可能会造成这些区域鼠类的种群数量上升，导致这些区域的小型兽类种群结构发生改变。同时，施工期的计量间、井场、道路、管线等对土地的占用都会直接破坏地表原有植被，使区域内分布的部分野生动物特别是草食性动物的食物减少，从而影响野生动物觅食。与此同时，工程建设造成动物栖息地减少，割断动物的活动区域、迁移途径、栖息区域等，对它们的生存产生一定影响。

2、对鸟类的影响

麻雀、喜鹊、灰喜鹊、布谷鸟等均为本区常见种，由于鸟类活动受空间限制较小，工程建设对鸟类的觅食影响不大。但由于鸟类容易受到强频振动和噪声的影响，且噪声级大小是影响鸟类繁殖的重要因素，因此，施工期的噪声可能对项目沿线附近的鸟类繁殖产生一定的影响。此外，作业车辆与施工人员的增加与流动也会对鸟类产生影响。工程附近未发现珍稀鸟类，项目建设与运行对鸟类繁殖影响不是很大。

3、对爬行动物的影响

施工建设将隔离爬行动物的栖息地，造成部分爬行动物活动、迁移和繁殖困难，并且施工期间产生的噪声特别是夜间施工的噪音以及照明，可能影响爬行动物的活动节律，特别是繁殖季节。

5.7.4 对景观影响分析

1、景观格局影响分析

本工程井场、站场建设破坏其所在地及其附近的原有景观，形成片状人工景观。工程建设不会使评价区内的基底景观格局发生变化，但将增加评价区廊道和斑块的数量和多样性，使景观格局的破碎化程度有所增大。

由于建设期工程占地较小，且多为临时占地，施工结束采取生态恢复措施后，评价认为工程对评价区景观格局影响较小。

2、景观生态影响分析

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

5.7.5 对生态完善性影响分析

生态系统是个开放的系统，生态系统的结构和功能总是处于不断变化过程中，生态系统的稳定只是相对的稳定。所谓生态系统的稳定性是指对一个成熟的生态系统而言，系统中的各种变化只要不超出一定的限度，生态系统的结构和功能就不会发生大的变化。

由本项目的工程分析、现状评价和预测评价可知，该项目对生态的影响主要表现在对农田、基本草原以及土壤环境等的影响。

用于工程占用较小，工程建设对评价区农田生态系统的扰动范围较小。工程建设完成运行三年后，区域自然体系生产能力基本可以恢复稳定状态。本工程建设不会破坏区域生态系统的完整性和稳定性，在采取永久占地补偿、临时占地复垦等措施后对农业生态系统的影响较小。

5.7.6 防沙治沙影响分析

5.7.6.1 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得比较晚，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：

（1）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。

（2）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。

5.7.6.2 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），本工程位于肇源县，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和草地，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。

5.7.6.3 防沙治沙措施

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

1、管道采用了沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行了平整，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了清理，对破坏的土地进行了平整并压实，利于植被自然恢复。

2、在施工活动结束后，立即对施工现场进行了回填平整，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。工程回填物首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

3、施工时注意保护原始地表与天然植被，划定了施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用了“一”字型作业法，未并行开辟新路，减少了风蚀沙化活动的范围。

4、施工作业避免了在大风天施工。

5、路基边坡采取了种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

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

5.7.7 对水土流失重点预防区的影响分析

根据《黑龙江省水土保持规划（2015-2030年）》，本工程不在黑龙江省水土保持重点预防区和重点治理区。

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》，肇源县不属于大庆市水

土保持重点预防区和重点治理区。

本工程建设过程中，场站、道路等施工活动占用、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，导致基本农田农作物减产，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。

（4）导致土壤涵水功能变差

施工期对土壤的扰动，使土层变薄。土壤结构发生改变，土壤保持水量降低，涵水功能变差，同时有为新的加速状态的水土流失创造了更合适的条件，引发新的水土流失，形成恶性循环。

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。

5.7.8 生态环境保护措施

1、施工期

(1) 埋设管线时，根据管径的大小做到了窄控，采取了平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被。

(2) 按照实际情况选择了施工季节，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，未打乱土层，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。

(4) 恢复被破坏的地表形态，平整了作业现场，改善了土壤及植被恢复条件。

(5) 本工程占用的耕地，占用单位按照相关规定缴纳了复垦费和补偿费，专款用于复垦；将所占土地进行了表土剥离，剥离的表土用于被损毁土地的复垦。

(6) 加强了施工管理，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，恢复了临时占地表土及植被，补偿了占用农田。

(7) 管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，路基采取了护坡、养护措施，进行了表土回覆、场地清理平整并恢复植被。

(3) 对废水、固体废物进行了严格管理，统一处理，未随意抛撒，未发生污染问题。

2、运行期

(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。

(2) 油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”。

(3) 加强管理，杜绝落地油在清理和运输过程的跑冒滴漏，污泥回收后不随意堆弃，送第九采油厂含油污泥处理站进行无害化处理。

(4) 油水井作业时在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境。

3、水土流失防治措施

本工程由于井场、撬装处理装置、管线等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，采取了以下水土流失防治措施：

(1) 管道施工尽量缩小了占地面积，划定了施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用了“一”字型作业法，走

同一车辙，避免了加行开辟新路；

（2）管沟挖、填方作业尽量作到互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土；

（3）管沟回填按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实；

（4）管道穿越农田区，施工结束后进行了复垦，以恢复原有土地生产力；

（5）井场建设完成后，对井场周围由于施工产生的植被损坏进行了恢复；

（6）施工建设期，施工车辆固定行驶路线，施工结束后，对施工期由于施工车辆碾压所破坏的地表植被进行了恢复；

（7）运行期各种车辆在已修建的道路上行驶，未随意行驶。

4、基本农田补偿措施

根据《基本农田保护条例》中规定：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用土地必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占用基本农田数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合的要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用基本农田的单位应按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

本工程属国家能源设施重点建设项目辅助工程之一，根据设计要求，工程无法避让基本农田，因此应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，应纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地 7.6211hm²；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。

5、防沙治沙措施

本项目位于大庆市肇源县境内。根据《黑龙江省防沙治沙条例》第三十一条，大庆市肇源县为防沙治沙县，重点治理流动、半流动沙地的风沙

危害。

《黑龙江省防沙治沙条例》第二十六条规定：“油气勘探开发以及矿产资源开采应当按照规划组织实施，并将地表植被恢复和建设纳入规划。在开发和开采前，应当进行环境影响评价，依法提交包括有关防沙治沙内容的环境影响报告。县级以上人民政府林业、国土资源、环境保护、草原等行政主管部门应当对开发和开采单位的地表植被恢复情况进行监督检查。”

第二十七条：“在沙化土地所在地区从事开发建设活动，应当事先就开发建设项目可能对当地及相关地区生态环境产生的影响进行环境影响评价和水资源论证。对不具备水源条件，且有可能造成土地沙化、水土流失等灾害，严重破坏生态环境的开发建设项目，不得批准立项。环境保护行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。”

施工期临时占地及施工车辆行驶将对区域地表植被产生破坏。施工期严格落实了各项目生态保护措施及生态减缓措施，严格控制了施工作业占地范围，尽量减少了施工期对区域生态影响。

5.7.9 生态环境影响评价结论

本项目施工期对生态系统的影响较大，主要来自撬装处理装置场地及道路施工对土地的影响，这部分土地的土地利用性质会发生改变，但由于项目开发面积较小，永久占地面积较小，本工程不会对区域内的土地利用结构有大的改变。

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项目开发对生态环境的影响分析，得出如下结论：

（1）该项目油田撬装处理装置、管道建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使项目区内的农作物有一定程度的下降。在施工建设过程中严格控制施工范围，则可在最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境在尽可能短的时间内得到恢复；

（2）项目运营期对生态系统的影响主要是管道及废液池泄漏对生态的

影响，运营期应加强管道巡检，减少事故发生的可能性，运营期对生态环境的影响较小；

（3）本项目建设不可避免会改变原有的生态环境，但经过合理规划和建设，有利于当地及周边地区的经济发展，能够与周围生态环境协调共处。

可见，只要采取必要的措施，该项目对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

5.8 环境风险评价

5.8.1 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、集输管线内的原油和伴生气以及古页3试验站内的原油、伴生气以及轻烃，具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

1、原油

原油是多种碳氢化合物组成的可燃性液体，该项目开采的原油密度为0.79kg/cm³，凝固点12.5℃，含蜡量5.1%，原油为低毒性物质。根据《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008），其为火灾危险性甲类物质。原油的特性见表5.8-1。

表 5.8-1 原油理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

中文名称	原油	英文名	Petroleumlcrude oil	
分子式	—	分子量	—	
CAS	8002-05-9	危险性类别	易燃液体	
理化性质	外观及性状	黑褐色粘稠液体		
	熔点（℃）	——	闪点（℃）	-6.67~32.2
	沸点（℃）	自然常温至500℃以上	最大爆炸压力(102kPa)	—
	相对密度(水=1)	0.78-0.97	最大爆炸压力上升速率(102k Pa/c)	—
	相对密度(空气=1)	—	爆炸下限(V%)	1.1
	燃烧热(kcal/kg)	—	爆炸上限(V%)	8.7
	自燃温度(℃)	350		
	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳。		
	溶解性	不溶于水，溶于多数有机溶剂。		
毒理及健康危害	毒性	LD50：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）。		
	侵入途径	吸入、食入、经皮吸收。		
	健康危害	原油本身无明显毒性。其不同的产品和中间产品表现出不同的毒性。遇热分解释放出有毒的烟雾。吸入大量蒸气能引起神经麻痹。		
燃烧爆炸危险性	危险特性	其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	稳定性	稳定。		

	灭火方法	泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。
	储运注意事项	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。

原油火灾爆炸危险性主要表现在以下几方面：

1) 属易燃液体；

2) 原油的油蒸汽和空气混合达到一定浓度时，遇火即能爆炸；

3) 易蒸发。原油容器内压力每降低 0.1MPa 一般有 0.8-10m³ 油蒸气析出。新蒸发出的油蒸气，由于密度比较大、不易扩散，往往在储存处或作业场地空间地面弥漫飘荡，在低洼处积聚不散，这就大大增加了火灾爆炸危险程度；

4) 容易产生静电。在易燃液体中石油产品的电阻率一般在 10-12Ω·cm 左右。电阻率越高，电导率越小，积累电荷的能力越强。因此，石油产品在泵送、运输等作业中，流动摩擦、喷射、冲击、过滤都会产生静电。当能量达到或大于油品蒸气最小引燃能量时，就可能点燃可燃性混合气，引起爆炸或燃烧；

5) 容易受热膨胀、沸溢。原油受热膨胀，蒸气压升高，会造成储存容器鼓凸现象。相反，高温油品在储存中冷却，又会造成油品收缩而使储油容器产生负压，使容器被大气压瘪而损坏。含水油品着火受热还会发生沸溢，燃烧的油品大量外溢，甚至从罐中喷出，引燃其它物品而造成重大火灾和人身伤亡事故。

2、天然气（伴生气）

天然气以甲烷（CH₄）气为主，并含有总量不多、各自数量不等的重烃（C₂-C₅）气。根据天然气中重烃（C₂以上）的含量，把天然气分为干气（贫气）和湿气（富气）。重烃含量高于或等于 5%的定为湿气，含量低于

5%的定为干气。湿气多与原油共存，也常被称为伴生气。其危险特性见表5.8-2。

表 5.8-2 伴生气理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

中文名称	甲烷	英文名	methane	
分子式	CH ₄	分子量	16.98	
CAS	74-82-8	危险性类别	易燃气体	
理化性质	外观及性状	无色无臭气体		
	熔点（℃）	-178.9	闪点（℃）	-188
	沸点（℃）	-161.5	最大爆炸压力(102kPa)	——
	相对密度(水=1)	——	最大爆炸压力上升速率(102k Pa/c)	——
	相对密度(空气=1)	0.7174	爆炸下限(V%)	15
	燃烧热(kcal/kg)	884768.6	爆炸上限(V%)	5
	自燃温度(℃)			
	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳。		
	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。		
毒理及健康危害	毒性	属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。		
	侵入途径	吸入、食入、经皮吸收。		
	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。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。		
燃烧爆炸危险性	危险特性	易燃,与空气混合能形成爆炸性混合物,遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。		
	稳定性	稳定。		
	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。		
	储运注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。		

3、柴油

柴油是易燃烧和爆炸的物品。

1) 柴油的电阻率较大，因摩擦、吸附、沉降、溅泼、喷雾、碰撞均可产生静电积累，并可能导致产生火花。直击雷、雷电感应、静电火花是造

成加油站火灾爆炸事故的最常见因素。

2) 柴油具有一定的毒害性，高浓度接触或者是长期接触可使人产生急性或者慢性中毒。

表 5.8-3 柴油理化性质和危险特性一览表

物质名称：柴油			
物化特性			
沸点（℃）	180～410（约）		比重（水=1） 0.8～0.9
饱和蒸气压（kPa）	0.67kMPa（25℃，纯品）		熔点（℃） -35～20
蒸气密度（空气=1）	无资料	溶解性	不溶于水，易溶于苯、二硫化碳、醇等。
外观与气味	稍有粘性的浅黄至棕色液体。		
火灾爆炸危险数据			
闪点（℃）	≥65	爆炸极限（V%）	1.5～4.5
引燃温度（℃）	285		
灭火剂	泡沫、二氧化碳、干粉、1211 灭火剂、砂土。		
灭火方法	喷水冷却容器，可能时将容器从火场移至空旷处。		
危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险；若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
反应活性数据			
稳定性	稳定	禁忌物	强氧化剂、卤素
燃烧（分解）产物	一氧化碳、二氧化碳		
健康危害数据			
侵入途径	吸入、皮肤、口		
健康危害（急性和慢性）：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。			
泄漏紧急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，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空气呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收。或在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。			
储运注意事项：配备相应品种和数量的消防器材。罐储要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具，充装要控制流速，注意防止静电积聚。			
防护措施			
呼 吸 系 统 防 护	一般不需特殊防护，但建议特殊情况下，佩带正压空气呼吸机。	身体防护	穿防静电服
手防护	戴防护手套	眼防护	必要时戴安全防护眼镜

物质名称：柴油	
其 它	工作后，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底清洗皮肤。就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动的清水彻底冲洗。就医。 食入：尽快彻底洗胃，就医。

5.8.2 风险识别

1、钻井期井喷

井喷就是当钻井钻穿高压油气层时，由于处理措施不当等原因使油气流从井口喷出。井喷时将有大量原油和伴生气喷出，并极易发生火灾，喷出的大量烃类气体污染大气，原油覆盖植被影响其光合作用而死亡，覆盖地表污染土壤，进入地表水会造成水污染。尽管井喷造成的后果是严重的，但井喷发生的概率非常小，只有在钻遇高压油气层而且往往操作不当时才有可能发生。而由于操作者直接责任而引起井控措施不当、违反操作规程、井控措施故障等是造成井喷失控事故的主要因素。

一般钻探井时发生井喷事故较多，而钻生产井时则较少。该工程开采的油层原始地层压力较低，但在进行压裂作业后也有导致井喷发生的可能性，本项目在钻井时采用了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，因此发生井喷的概率很小。

2、钻井期伴生气泄漏

正常情况下，井口存在伴生气的无组织泄漏，但不会成为环境风险，即不会造成突发性环境污染。非正常和事故情况下，如发生井喷致使伴生气泄漏外溢，会对环境、人员和设备产生危害。伴生气主要危险和危害包括：遇明火可能发生火灾或爆炸事故，造成人员伤亡、设备损坏等危害；烃类气体对人体的毒性危害，较长时间接触后，对体会产生头痛、眩晕、精神迟钝、恶心、呕吐、眼角膜充血等危害。本项目所在油田区域基本不会发生井喷事故，且油田伴生气储量较少，伴生气泄漏事故造成人员伤害及环境污染的可能性较小。

3、施工期柴油罐区泄漏

施工场地柴油罐若发生泄漏，柴油外泄，会对区域地下水产生影响，并极大提高火灾风险。因此本项目应对柴油罐区的底部铺设防渗布进行防渗，以防止柴油泄漏污染区域地下水。油罐周围设置围堰，围堰有效容积应不小于两座柴油罐容积之和。柴油为乙 B 类可燃物，根据《钻前工程与

井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）中相关规定，柴油灌区设置位置应距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。

4、运行期油气管线泄漏

根据本项目的具体特点，本区块油田开发及生产过程中最可能发生的环境污染事故集中在油、气、污水在地面设施的存储和集输、运移过程中，油气水集输管道因腐蚀穿孔发生原油泄漏、含油污水泄漏或伴生气泄漏等。

发生泄漏事故主要有以下几个方面的原因：

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

5、运行期古页3 试验站泄漏易燃物品导致的火灾、爆炸

油田开发运行过程中场站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等；
- ④控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等；
- ⑤泄漏的油气遇明火发生火灾爆炸。

6、产液、轻烃拉运过程发生泄漏、火灾爆炸

项目产出的产液和轻烃全部由罐车外运。若运输过程中由于操作不当、运输车辆故障或发生交通事故等情况下，易发生泄漏甚至火灾爆炸事故。若发生事故，易对泄漏地点周围农田、土壤、大气、地表水和地下水产生污染影响。

5.8.3 环境风险分析

5.8.3.1 事故状态下对大气环境的影响

1、井喷

井喷情况下喷出的天然气和原油会直接对大气环境带来影响，污染物

量较大的主要为烃类气体。井喷时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。但是由于大庆油田经过多年开发，油层压力较小，出现井喷的可能性极小，且采出液中含水率较高，所以发生井喷并造成较大环境事故的可能性很小。

2、原油或者伴生气泄漏

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

3、净化油、轻烃拉运过程发生泄漏、火灾爆炸

古页3试验站净化油和轻烃需要定期外输，若运输过程中由于操作不当、运输车辆故障或发生交通事故等情况下，易发生泄漏甚至火灾爆炸事故，泄漏事故产生的主要污染物为石油类、轻烃气体，火灾爆炸事故产生的主要污染物为 CO 和 SO_2 ，对大气环境可造成短时间的严重污染。

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。

5.8.3.2 事故状态下对地下水环境的影响

1、管道泄漏对地下水的影响

集油管道采用密闭集输，在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。管道发生事故时，泄漏原油能否对地下水环境产生影响，取决于原油在土壤中的迁移转化以及泄漏点的地质构造。

该区域地下潜水主要为第四系松散层孔隙潜水，分布广泛，本工程集输管道所在位置包气带厚度 7-10m，集输管线埋深为 1.8m，高于地下水位埋深，场地的包气带防污性能强；管道采用加强级防腐，极大降低了管道因腐蚀发生泄漏的几率。而且即使发生泄漏，通过监测仪表的压力变化，能够及时发现泄漏点，采取停泵、关闭阀门、堵漏等措施，使泄漏量降至最低，同时对泄漏出的原油回收处理。由于原油的粘度大，乳化性小，而土壤的孔隙又很小，原油的最大污染深度一般在 0~50cm 左右，而该区域稳定潜水面的埋深一般为 7-10m 左右，所以原油管道泄漏一般不会对潜水层造成影响。

本地区深层承压含水层虽然直接或间接地受地表水和浅层潜水的入渗补给，但由于本地区浅层潜水层的下部是粘土层，随着深度的增加，渗透性逐渐降低，构成了下伏含水层的相对隔水层。该层透水性极差，一般为 $10^{-8} \sim 10^{-6} \text{m/s}$ 。所以，即使潜水层受到泄漏原油的污染，不会越过粘土隔水层而进到深层含水层中，所以深层含水层不会受到原油管道泄漏的影响。

2、场站泄漏对地下水的影响

古页 3 试验站储罐存在破裂导致原油泄漏的可能性。本项目采取了罐体及管道在工程设计上提高设计强度、加强防腐等预防措施；罐体安装前及管线敷设前，加强对设备、管材焊接质量的检查，严禁使用不合格产品；对罐体及管线全线进行水压试验，对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生，从而增加罐体及管道的安全性；建立自动控制系统依托，实现对罐体及管道的参数控制、泄漏检测；储罐罐区进行重点防渗处理，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。通过采取上述措施之后，根据以往工程经验可知，原油罐泄漏的可能性很小，且由于本区域地表以下 2-3m 土层均为渗水系数很小的粉质粘土层，隔水作用较好，因此不会对地下水产生大的影响。

3、套损对地下水的影响

事故状态下对地下水的环境影响主要为套管发生破裂发生泄漏。由于井管是由不同长度的节管连接而成，容易在节点处发生破损。根据大庆油田生产实际统计，套管破损的机率一般为万分之一至五万分之一，破损在

某一固定结点的机率约为百分之一，则套损泄漏污染地下水的最大概率约为二百万分之一。可见，套管破损的情况虽然存在，但经过层层防护，危险逐级递减，破损后最终发生气水串层或是油气直接泄漏到含水层造成污染的概率并不大。

4、井漏对地下水环境的影响

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

本项目泥浆中高分子有机化合物经生物降解后产生的低分子有机化合物和碱性物质，有害成分进入含水层会对地下水造成污染。

本项目表层套管下至潜水含水层以下，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水；每开钻井结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，也可降低污染物进入地层的风险；在钻井过程对泥浆进行实时监测，一旦有漏失发生，立即采取堵漏措施。施工区块集中储备随钻堵漏剂，以备井漏发生时应急使用，堵漏剂由多种天然植物、腐植酸盐、羧甲基纤维素等多种高份子化合物复配而成，属于清洁、无毒、对人体无害、无环境污染的种类。因此，事故状态下泥浆泄漏对地下水环境影响较小。

5.8.3.3 事故状态下对土壤环境的影响

原油泄漏渗入土壤孔隙，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0~30cm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。事故性原油的大规模泄漏可影响草地的生态环境，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。

5.8.3.4 事故状态下对生态环境的影响

该项目区域内的生态系统主要是耕地，大量含油污水泄漏可对耕地和草地产生影响，其危害最大的是植物，含油物质黏附于枝叶上，就会影响植物的光合作用，可使植物枯萎死亡；含油污水喷溅到植物上或散落到土壤中，黏附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质，导致植物死亡，通过根系吸收，影响其品质，使其生产力下降。

5.8.3.5 事故状态下对地表水的影响

本工程事故状态下对地表水污染途径主要是油井、管道的事故泄漏，

对地表水体造成严重污染。在发生事故情况下，若油水已进入工程周围水域，用围油栏将污染水域围住，必要时设置保护围油栏，将污染控制在最小范围内，并及时回收油水。管内泄漏油水污染物在雨季期间可能随地表径流流向下游，管线泄漏可以通过场站自动监控系统监测及时发现事故，及时关闭管道阀门或筑堤限制事故影响范围，并马上启动事故应急预案，迅速在管道泄漏点周围修筑围堤，防止含油污水扩散，若含油污水已进入水域，用围油栏将污染水域围住，并及时回收油水，然后彻底清理周边粘滞原油和被油水污染的泥沙、树枝、杂草等含油废弃物。离本工程最近的地表水体为1000m的鸭木蛋格泡子，距离较远，且工程采取了切实可行的应急措施，不会对地表水体造成较大影响。

5.8.4 环境风险防范措施

本项目可能在运营期油井作业、油气集输以及场站的运营过程存在一定的环境风险。针对本项目运营期产生的风险事故提出相应防治措施。

5.8.4.1 钻井井控措施

（1）钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生。

（2）钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测，绘制四条曲线，包括预测地层孔隙压力曲线、监测地层孔隙压力曲线、设计钻井液密度曲线、实际钻井液密度曲线，并贴于井场值班房墙上。

（3）施工方在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时，应及时对钻井作业进行风险识别和评价，制定出安全技术保障措施，并提出修改设计的请求，按程序审批后方可实施。

（4）井控设备的维护和使用严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》中的4.2和5.2的要求执行。

（5）从一次开钻开始，干部必须24h值班，负责包括井控工作在内的所有钻井施工管理。值班干部要佩戴明显标志，填写值班记录（包含在交接班记录内）。

（6）严格执行钻开油气层前的准备和检查验收制度，在进入油气层前50m~100m，按照下部钻井的设计最高钻井液密度值，对裸眼地层进行承压能力检验。

（7）最大允许关井套压值为防喷器额定工作压力、地层破裂压力决定

的允许关井套压值、套管抗内压强度的80%，三者中的最小值。

（8）钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液，使其性能稳定，进出口密度差不超过 0.02g/cm^3 。

（9）钻进时注意观察泵压、钻速等变化，发现异常立即停止钻进，循环钻井液观察后效。

（10）起钻过程中，要严格控制起钻速度，钻头在油气层中和油气层顶部以上300m井段内起钻用I挡或起钻速度不超过 0.5m/s ，预防抽吸引起井喷。起钻中严格按照规定及时向井内灌满钻井液，并作好记录、校核，及时发现异常情况；起钻完应及时下钻，检修设备时必须保持井内有一定数量的钻具，并观察出口管钻井液返出情况。严禁在空井情况下进行设备检修。

（11）空井作业时间（如电测、井壁取心等）原则上不能超过24h，或根据坐岗观察和钻井工程设计的空井时间，否则必须下钻通井。

（12）钻开油气层后，每次起钻前钻井液密度达到设计上限，都要进行一次250m~350m的短起下钻，计算气体上窜速度，循环钻井液观察后效，正常后才可起钻。

（13）钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘，以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施，保持井内液柱压力与地层压力平衡，防止发生溢流，其后采取相应措施处理井漏。

（14）需调整钻井液密度时，应确保井筒液柱压力不小于裸眼段中的最高地层孔隙压力。

（15）完井下套管建立循环前，必须在套管内灌满钻井液。

（16）固井作业时不得拆除防喷器，应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡，尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏，甚至井喷。

（17）中途测试和先期完成井，在进行作业以前观察一个作业期时间；起、下钻杆或油管应在井口装置符合安装、试压要求的前提下进行。

（18）发现溢流后，严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》溢流的控制及压井作业中的要求执行。

（19）认真做好井控记录，严格执行井控九项管理制度，本设计未提及部分按《大庆油田井控技术管理实施细则》执行。

5.8.4.2 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井作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业；

（2）施工准备过程要在管、杆桥下铺垫高强度防渗布，防渗布四周围

出10cm高围堰；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、作业废水收集装置，安装完好后，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，启动作业废水收集装置和油水收集器，使废水废液由套管排出，经收集后处理；

（5）在井下作业施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到废水回收装置；

（6）井下作业前，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4.0MPa检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

5.8.4.3 集输系统事故风险防范措施

（1）严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装；

（2）对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备；

（3）定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题；

（4）生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏；

（5）当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

（6）将被泄漏原油污染的土壤清理后送含油污泥处理站进行处理；

（7）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；

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

5.8.4.4 场站事故风险防范措施

（1）撬装处理装置定时巡检，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；

（2）平稳操作，避免系统压力超高放空；

(3) 定期维护保养容器、设备和站内管线；

(4) 为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸，所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。撬装装置可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施。

5.8.4.5 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

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

(1) 危险废物收集

①根据含油污泥、落地油和废防渗布危险废物产生的工艺特征、排放规律、危险废物特征等因素制定收集计划；

②制定详细的操作规程，内容应包括使用范围、操作程序和方法、专用设备和工具、转移与移交、安全保障和应急防护；

③在危险废物的收集和转运过程中，采取相应的措施杜绝抛洒地漏；

④必须按照清洁生产的原则，从源头上加以控制，使之尽量“不落地”。井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油。同时加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑、冒、滴、漏，以及原油泄漏事件的发生。

(2) 危险废物贮存措施

本工程危险废物不进行贮存，危险废物产生之后及时清运，委托有资质单位处理。

(3) 危险废物运输措施

①运输转移危险废物的，按照《危险废物转移联单管理办法》有关规定运行转移联单；

②联单转移总数量应与企业申报登记数量、台账记录转移数量基本一致；

③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。

④企业对运输信息进行审核，包括运输单位、运输车辆、驾驶员及押运员应具有相关的运输资质，以及运输过程中的应急预案及应急物质的准备；

⑤危险废物运输车辆纳入专项管理，转运过程按照规定的转运路线行驶；

⑥转运必须将危险废物及运输容器固定牢靠，防治泄露；

⑦危险废物转运要有明确的交接记录，包括转运的数量、时间、转运车牌号、驾驶员联系方式等；

⑧危险废物转运必须具有完善的应急预案，包括预防有处理泄露、交通事故等突发情况。

（4）危险废物处置措施

本工程产生的危险废物均委托有资质单位处理，不自行处置。其中含油污泥处置措施主要是减量化、资源化处理。含油污泥送第九采油厂含油污泥处理站进行处理，处理后的污泥满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB 23/ T1413-2010）要求，用于回填井场或修建通井路，实现了固废的减量化、资源化处理。钻井废防渗布待作业结束后统一委托资质

单位进行处理，废油基钻井泥浆和钻井岩屑由大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运处理拉运至废弃钻井液无害化处理装置（油基泥浆）处置。若危险废物运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

- ①设立事故警戒线，启动应急预案，并及时向环境保护主管部门报告；
- ②应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；
- ③对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和修复；
- ④清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；
- ⑤进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，穿防护服，并佩戴相应的防护工具。

本项目产生的固体废弃物按照相关处置要求进行，处置方式可行，对周围环境和人体健康不会造成危险，对周围环境的影响可接受。

5.8.4.6 运输过程风险防范措施

（1）项目产出的净化油、轻烃、天然气均应使用专用罐车拉运。运输前对运输车辆进行检查，以及时发现安全隐患。

（2）运输前制订安全的运输计划和运输路线，尽量避开人口密集区、饮用水源保护区等环境敏感区。

（3）运输车辆配备必要的应急处理器材和防护用品，以备发生事故及时进行抢救和处理。

5.8.5 应急要求

5.8.5.1 突发井喷及井喷失控事件应急处理

现有应急预案中突发井喷及井喷失控事件应急处置程序及要点：

- （1）发现异常。当发现异常情况时，第一发现人立即报告司钻。

（2）关井。司钻立即报警，组织班组人员关井，班组人员按《钻井井控突发事件岗位应急处置卡》进行操作。

（3）观察与记录。观察、记录立压、套压并向司钻报告；汇总钻井液增加量、工程参数及气测显示资料，记录关井时间，向值班干部报告；负责监测井口周围硫化氢及二氧化硫浓度，并做好记录，向值班干部报告。

（4）汇报。值班干部将关井情况及有关数据向井队长汇报，井队长立即向上级应急办公室报告。

（5）应急措施。听到报警信号或报告后，井队应急小组成员迅速赶赴现场，落实关井情况，研究处理措施，组织备用班组加重钻井液，做好压井准备。

（6）压井。按照上级应急领导机构的统一指挥实施压井作业。

（7）扩大应急。一旦井喷失控，应急小组要立即指挥停车、停电，杜绝一切火源，组织全体员工撤到安全区域，并立即向上级应急办公室求援；

（8）一旦发生事故时，在井场设置围堰，防止井喷原油对水体造成污染；一旦造成水体污染之后应在水面设置隔油带防止油污扩散，并加强水体监测。

5.8.5.2 管道穿孔、泄漏应急措施

（1）员工发现管线穿孔、爆裂后立即向本队值班干部汇报，根据泄漏量的大小，通信组向上级有关部门报告；

（2）当发生油水或注入液泄漏时应及时修筑围堤，控制油水或注入液的扩散范围，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）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；

（4）物资供应组立即将应急装备送到现场，并协助抢险；

（5）立即组织抢修小组进入现场，确定停产范围，倒通旁通流程，或切断事故流程，控制泄漏源；

（6）泄漏源控制之后，要将管线压力泄到零，并作扫线处理，清除事故管线5m以内的可燃物，到达动火条件，对穿孔或断裂管线进行焊接修补，腐蚀严重的重新更换管线；

（7）对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送第九采油厂含油污泥处理站进行处理，主要处理方法为用大量清水反复浸泡、冲洗，直至浸泡、冲洗产生的废水中所检测出的各污染物浓度符合相关标准要求后，加入土壤改良剂等对土壤进行改良后进行回用。

5.8.5.3 火灾、爆炸应急措施

（1）一旦起火后，立即报警（119），然后切断一切电力设备及电源，并迅查清着火源。大队义务消防队要利用队内的消防器材进行初级火灾的扑救，减控制火势的蔓延，并及时向有关部门领导汇报；

（2）义务消防队员利用所备灭火器材控制着火点进行扑救工作；

（3）组织疏散贵重设备，物质和被困人员；

（4）抢救受伤人员，并保护好抢救出的物资；

（5）领导组织进行灭火，做出隔离带，对周围的易燃易爆物品进行立即转移，避免火烧联营，减少其他不利因素影响；

（6）待消防队到达之后，向消防队讲清火情，积极协助消防部门的扑救工作，听从消防队的指挥。

5.8.5.4 危险废物泄漏应急措施

（1）设立事故警戒线，启动应急预案，并按《环境保护行政主管部门突发环境事件信息报告办法（试行）》（环发【2006】50号）要求进行报告；

（2）造成危险废物泄漏后应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

（3）对于事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和修复，清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处理；

（4）进入现场清理和包装危险废物的人员应收到专业培训，穿着防护服，并配戴相应的防护用具。

5.8.6 应急预案调查

大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部隶属于大庆油田有限责任公司，大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部应急预案依托大庆油田有限责任公司，大庆油田有限责任公司已编制《突发环境事件应急预案》，该预案已于2024年2月6日在大庆市让胡路生态环境局备案，备案编号为230604-2024-12-H。大庆油田有限责任公司针对不同突发事件制定了各项专项应急预案，包括《井喷失控突发事件专项应急预案》《输油输气管道突发事件专项应急预案》《电力系统突发事件专项应急预案》《生产场所突发泄漏、火灾、爆炸事件专项应急预案》《交通突发事件专项应急预案》《安保反恐突发事件专项应急预案》《网络与信息安全突发专项应急预案》《自然灾害突发事件专项应急预案》等。

2、应急演练及培训情况

针对大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部所发生的油气长输、含油污水管道存在油气泄漏、火灾造成生态环境污染事件的应急处置都做了相关规定，针对管道泄漏等应急事故储备了抽油罐车、推土机、水

罐车、防爆工具、防毒面具、防火帽、清油器、油器、毛毡、擦布、收油桶、防渗布、回收水池、潜水泵、围油栏、对讲机、应急灯等应急物资，并针对应急预案定期进行风险应急演练。

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

5.8.7 风险评价结论

通过以上分析内容可知，本项目在认真采取防控措施，最大限度消除隐患的前提下，事故概率可以降到可接受程度（主要是泄漏事故），一旦发生事故，按应急预案计划处理，也会使事故损失降到最小程度。项目设计、施工、生产运行中，在切实落实各项环保、安全措施基础上，在可控的范围内，项目产生的环境风险环境可接受。本项目环境风险评价自查表见附表。

表 5.8-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	古龙页岩油 3 号试验区水平井开发先导试验试采工程				
建设地点	（黑龙江）省	（大庆）市	（肇源）县	（ ）县	（ ）园区
地理坐标	经度	124.24306335	纬度	45.74422133	
主要危险物质及分布	原油、天然气、轻烃； 井场、集输管道、古页 3 试验站等				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	火灾、爆炸影响空气环境，但不会对最近居民点造成危害影响。 油管道泄漏影响地表水或地下水环境，但影响范围有限，及时回收后影响程度低，对环境敏感目标产生污染影响的可能性小，环境影响可接受。				
风险防范措施要求	管道密闭输送、防腐、试压，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施				
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 本项目危险物质数量与临界量的比值 $Q<1$ ，环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析 本工程的主要环境风险是管道及场站的油气泄漏和火灾爆炸，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。					

第六章 环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期污染防治措施

6.1.1 废气污染防治措施

本项目施工期的环境空气影响主要来源于钻井施工柴油机烟气和施工活动引起的扬尘。施工过程中采取了以下污染防治措施：

（1）柴油机烟气及机械尾气

①采用了节能环保型柴油动力设备，减少了污染物排放对环境空气的影响；

②钻井柴油机和施工机械采用了低标号的柴油；

③加强了对机械设备的维护、保养，减少了不必要的运转时间，以控制尾气的排放；

④未在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

（2）施工扬尘污染防治措施

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

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

③运输车辆进入沙地时，以不高于40km/h的中、低速行驶。

④运料车辆在运输时，车辆采取了全密闭措施，在运料顶部加盖篷布，未敞开式、半敞开式运输，未装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

⑤土方开挖采取了遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放

在背风侧，临时堆放土堆采取了覆盖、洒水等防尘措施；缩短了土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中在顶部加盖了篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆覆盖到位。

⑥管线尽可能沿道路走向设计，避免了施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制了施工作业带宽度，避免了因施工开挖加剧土地水土流失。

⑦合理规划了施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气停止土方工程施工作业。

⑧施工完成后，在绿化季节到来时立即对临时占地进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率。

⑨钻井井场使用的泥浆配置材料，集中堆放，并在顶部加盖篷布。

⑩施工结束后，及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

（3）管道焊接烟尘

本工程管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为 CO、CO₂、O₃、NO_x、CH₄ 等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目焊接工程量较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上大气污染防治措施后，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 1.0mg/m³ 要求，柴油机燃烧烟气满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）修改单

中第三阶段标准限值，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。

6.1.2 废水处理措施

（1）施工期生活污水进入了施工营地暂设的防渗生活污水池，定期清掏作农家肥料；

（2）施工车辆和设备坚持日常检查制度，控制了跑、冒、滴、漏现象的发生，杜绝了环境污染事件；设备修理时，采取了相应措施，地面上平铺油毡、塑料布等方法，未发生水、油等流体介质落在地表的现象；

（3）使用了地下水保护双层套管，以确保该区地下水不受污染；表层套管和油层套管固井水泥浆返至井口，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；

（4）水基钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽，拉运至采油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）处置，处置产生废水用罐车运至龙一联合含油污水站处理指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）出水水质“8、3”（含油 8mg/L、SS：3mg/L）的要求后回注现役油层，不外排；油基钻井废水排入井场设置的专用油基泥浆接收罐内，委托大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运处理拉运至废弃钻井液无害化处理装置（油基泥浆）处置，处置产生废水用罐车运至龙一联合含油污水站处理指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）出水水质“8、3”（含油 8mg/L、SS：3mg/L）的要求后回注现役油层，不外排；

（5）施工期产生的废压裂返排液集中收集，拉运至第九采油厂龙西致

密油项目部 2#4 返排液处理站处理，处理产生含油污水，处理后达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中相应标准限值“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ ）后，通过东侧 6 口注水井回注油层；

（6）项目管道试压废水由罐车收集拉运至新一联合含油污水处理站处理，处理后达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中相应标准限值“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ ）后回注地下油层；

通过采取上述措施，施工期没有废水外排，对水环境影响较小。

6.1.3 噪声污染防治措施

采取的噪声防治措施如下：

（1）建设施工的机械噪声强，影响范围大，合理安排了施工进度，调整了同时作业的施工机械数量，降低了对周围环境的影响；

（2）合理布置了施工现场。尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免了在同一地点安排较多的动力机械；

（3）选用了低噪声设备；注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低了噪声源强度；

（4）运输车辆选择避开了居民区的路线，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。

6.1.4 固体废物污染防治措施

（1）采用水基泥浆钻井时产生废弃泥浆、钻井岩屑排入井场钢制泥浆槽中，由罐车拉运至采油九厂 15 万 m^3/a 钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）处理；采用油基泥浆钻井时产生的废弃泥浆、钻井岩屑排入井场泥浆接收罐中，委托大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运至废弃钻井液无害化处理装置（油基泥浆）处理，经无害化处理站处理后产生的废渣满足《废弃钻井液处理规范》（DB 23/T 693-2000）指标后，用作油田垫井场和通井路；

（2）废射孔液与水基泥浆一起排入井场钢制泥浆槽，由罐车拉运至采油九厂 15 万 m^3/a 钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）处理，经无害化处理站处理后产生的废渣满足《废弃钻井液处理规范》（DB 23/T 693-2000）指标后，用作油田垫井场和通井路；

（3）废纯碱、膨润土包装袋等属于一般工业固体废物，施工结束后由

大庆钻探工程公司统一安排拉运至工业固废填埋场进行填埋；

（4）钻井废弃防渗布属于危险废物，委托资质单位拉运处理；

（5）施工产生的生活垃圾等废弃物在固定地点集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，并及时清运，做到工完、料净、场地清；

（6）建筑垃圾施工结束后拉运至市政指定地点填埋；

（7）生活垃圾统一收集运至生活垃圾填埋场处理。

通过采取上述措施后，固体废物均能合理收集、有效处置，对环境的影响较小。

6.1.5 生态污染防治措施

（1）钻井施工缩短了临时占地时间，施工完毕后立即恢复了临时占地；

（2）埋设油、水管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取了平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；

（3）施工过程中尽量保护了土地资源，未打乱土层，先挖表土层（30cm左右）单独堆放，然后挖心、底土层另外堆放，复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

（4）施工结束后，及时恢复了被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件。对于本项目占用的临时占地，严格控制了相应占地面积，并且在施工结束后及时进行植被恢复，包括施工前表土剥离后的土地恢复及播撒草籽等恢复措施；

（5）管线施工时，及时采取了措施，降低了土壤风蚀，减少了水土流失，并利于植被恢复。包括土壤分层开挖、分别埋放，按原土层回填（先填心土、后覆盖表土）平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；

（6）管道采用了沟埋敷设，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了清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复；

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

（8）易起尘的土石方工程施工作业避免了在四级及以上大风天施工；

（9）根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主；

（10）加强了管理，规范施工人员行为，未发生随意践踏、碾压施工区范围之外的植被的现象。

通过采取上述措施之后，工程施工期对生态环境的影响可接受。

6.1.6 土壤污染防治措施

根据《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31号）要求，为减小施工期项目对土壤的污染，应采取以下防治措施：

（1）搬运钻井设备利用现有公路、小路，执行“无捷径”原则，认真确定车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，未碾压和破坏地表植被。

（2）井场布置遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制了施工作业面积，以减少地表植被破坏。钻井施工过程中，尽量减少了占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物。

（3）废钻井泥浆、废压裂返排液、废射孔液不落地，直接由罐车拉运至场站集中处理，从而其与土壤直接接触造成污染。

（4）钻井施工编制了施工预案，科学安排作业，最大限度减少了钻机搬迁等对植被的碾压和破坏，钻井施工缩短临时占地时间，施工完毕后立即恢复植被。

（5）按照《土地复垦条例》对井场施工过程中为减少对植被及地表的破坏，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。对于临时占地复原时先填心、底土，后平覆表土，采用了原有本土物种恢复植被到原有植被覆盖率；对于永久占地把表层土运送至占地异地补偿的地点作为表层熟土使用，并采用了本土物种进行生态补偿。

（6）在井场作业过程中在井场铺设了防渗布，从源头控制土壤的污染。

（7）场站建设工程中采取了分区防渗，罐区等存在较大风险区域及设备区采取了相应的防渗措施，以防止土壤环境污染。

（8）在场站建设工程中根据建设项目所在地的地形特点优化地面布局，设置了地面硬化、围堰或围墙，以防止土壤环境污染。

通过采取以上措施后，工程施工期对土壤环境的影响可接受。

6.1.7 防沙治沙措施

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），本工程位于大庆市肇源县，工程建设可能会对土壤造成侵蚀，本工程位于项目建设新增的土壤侵蚀主要发生在建设期。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、草地、林地，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，建设单位采取了以下措施进行控制：

1）施工结束后及时有效地对占地区域土地进行了平整，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，在设备放置时未破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行了清理，对破坏的土地进行了平整并压实，利于植被自然恢复。

2）在施工活动结束后，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。工程回填物首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

3）施工时保护原始地表与天然植被，划定了施工活动范围，严格控制

和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用了“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少了风蚀沙化活动的范围。

4) 施工作业避免了在四级及以上大风天施工。

5) 路基边坡采取了种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

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

6.2 运营期污染防治措施

6.2.1 废气污染防治措施

本项目运行期的大气污染主要来自运营过程中油水集输无组织挥发的烃类气体。

(1) 油气集输采用密闭流程，最大限度降低烃类气体的挥发；

(2) 储罐采用压力罐，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）新建储罐要求；油田采出水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取浸没式鹤管，减少烃类气体的挥发；轻烃和净化油装载采用底部装载；

(3) 加强对设备和管道的检查和维护，控制烃类气体的无组织挥发。集输管线连接处的密封点每周进行探伤检查，检查其密封处是否出现泄漏现象。巡检后应进行记录，形成台账，记录巡检时间、巡检人员、巡检过程有无异常状况，是否正常运行等信息；

(4) 加强古页3试验站运行管理，提高油气分离效率，减少轻烃挥发；加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；加强油田气放空的管理：定期对设备进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，尽量减少事故性油田气放空；本项目建设放空火炬，并配套了自动点火装置，在进行设备检修放空时，应经过充分燃烧，并控制放空量，在系统可承受的压力范围内时应停止放空。

通过采取上述措施，井场厂界非甲烷总烃排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）4.0mg/m³标准要求；古页3试验站厂界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）排放限值4.0mg/m³标准要求，对项目附近敏感点影响较小，使其对周围大气环境的影响大大降低，保持在环境可接受的范围之内。

6.2.2 废水污染防治措施

(1) 本项目古页3试验站产生生活污水量排入场站新建化粪池，定期拉运至肇源县污水处理厂处理，不外排；

肇源县污水处理厂，坐落于黑龙江大庆市，厂区具体位于大庆市肇源县老啤酒厂东800米肇源污水处理厂，设计处理能力为2.00万 m^3/d ，自2010年10月正式投入运行以来，污水处理设备运转良好，日平均处理污水量为0.77万 m^3/d ，剩余规模1.23万 m^3/d 。该项目采用先进的污水处理设备，厂区主体工艺采用CASS处理工艺，经处理后的污水水质排放标准为《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级A标准。

本项目进入肇源县污水处理厂的生活污水产生量约0.64t/d，本项目废水排放量只占肇源县污水处理厂处理能力的0.0032%，本项目距离肇源县污水处理厂较近，且生活污水指标达到肇源县污水处理厂的收水指标，因此本工程废水进入肇源县污水处理厂进行处理从技术和经济的角度来看是可行的。

（2）运营期油井清防蜡废水进入集油系统，不外排；运营期产液分离的含油污水以及油井作业污水经罐车拉运到新一联污水处理站，处理后达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中相应标准限值“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ ）后回注地下油层。

新一联含油污水处理站站内采用“两级沉降、两级压力过滤”处理工艺，设计能力为1000 m^3/d ，目前实际最大处理量为510 m^3/d ，负荷率为51.0%，出水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ ”标准。该站剩余处理能力能够满足本项目建设项目需求。

（3）项目产能废水、含烃废水由罐车收集拉运至新一联含油污水处理站处理，处理后达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中相应标准限值“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ ）后回注地下油层；

（4）油井作业范围限制在油井永久占地范围内，同时作业过程中设置临时围堰，围堰为粘土夯筑，避免作业污油污水进入井场永久占地范围以外的环境，作业结束后及时清理井场；

（5）强化生产运行管理，杜绝含油污水及污油的随意排放，落地原油

要及时回收，提高落地油回收率，并及时处理被落地油污染的土壤，消除对地下水的污染隐患；

（6）确保应急工具和设备齐全完好，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；

（7）定期检查维修管线、阀门及收油装置，确保设备的使用性能良好；

（8）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%；

（9）泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管线防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新；对油井的套损情况也要定期检测，防止套管破裂上返油水污染地下水；

（10）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，具体分区防渗措施见表5.3-9；

（11）定期对周围地下水井进行观测和检测，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题；如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

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。

6.2.3 噪声污染控制措施

运行期采取的噪声污染控制措施有：

（1）选用低噪声源生产设备：压缩机、外输泵、污水泵，注入撬等生产设备的选型应当选用低噪声、低能耗的生产设备，不但可以减少噪声对周围环境的污染，也可以节约能源符合清洁生产的要求；

（2）采用降噪措施：项目主要噪声源为设备运行噪声。根据项目生产设备类型及产生的噪声类别，采用的降噪措施主要有减震、隔声措施。固定设备设计减震基础，减少设备的振动，以减少设备噪声源强。

（3）项目主要生产设备在布置时应当相对远离敏感目标；

（4）生产时应维持设备处于良好的运转状态，避免因设备运转不正常而引起噪声的增高；

（5）运营期对机泵等设备安装减振装置，同时注意对设备的维护和保养，保证设备保持在最佳状态，降低噪声源强度。

通过采取以上措施，运营期厂界噪声排放满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准，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。

6.2.4 固体废物治理措施

(1) 本项目运营期产生的含油污泥运至第九采油厂含油污泥处理站处理，处理后满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》(DB23/T1413-2010)表1油田含油污泥综合利用污染控制指标中农用(土壤 $\text{PH} \geq 6.5$)标准限值，处理后产生的脱油泥用于第九采油厂井场垫高和通井路铺设；含油污泥运输、转移应满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求，执行危废转移联单制度；

(2) 油井作业时产生的含油废弃防渗布集中收集，暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托资质单位定期拉运处置；

(3) 油井作业结束后及时清理井场，对施工范围内产生的落地油收集清理送第九采油厂含油污泥处理站处理；

(4) 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%；

(5) 生活垃圾统一收集送附近垃圾点，由环卫工人运至城市生活垃圾填埋场填埋处理。

综上所述，本项目产生的固体废物均可得到妥善处理，不外排，本项目固体废弃物对环境造成的影响在环境可接受范围之内。

6.2.5 生态保护措施

(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 $50 \times 50\text{m}$ ；

(2) 施工中缩小影响范围，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) 各类施工结束后，应针对施工过程中的不同破坏类型，恢复被破坏的地表形态，降低工程对周围生态环境的影响；

(4) 油井作业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) 井场夯实，回收落地油时，减少土壤的剥离量；

(6) 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；

(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。

(8) 运营期油井作业禁止碾压和破坏道路及井场外地表植被。

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。

6.2.6 土壤污染控制措施

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、

应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

（1）源头控制措施

主要包括在工艺、管道、井场、阀门等设备处采取相应措施，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

主要包括厂内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

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。

6.3 环境风险防范措施

6.3.1 施工期

（1）为预防油管发生泄漏，保护地下水环境不受到污染，使用了双层套管；

（2）管道接头采用了一次成型涂料新技术，使用寿命可达30年以上，并采用了技术上成熟可靠的强制电流阴极保护法；

（3）提高了管道的防腐等级，集油管道采用了内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管；

（4）定期检测了集油管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新；

（5）在施工过程中，加强了监理，确保焊接和涂层等施工质量；

（6）建立了施工质量保证体系，提高了施工检验人员的水平，强化了检验手段；制定了严格的规章制度，发现缺陷，及时正确修补并做好记录；

（7）进行水压试验，排除了焊缝和母材的缺陷，增加了管道的安全性。

6.3.2 运营期

（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、火灾爆炸和生产装置区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；

（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 and 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）配备污油池或事故罐，防止场站事故状态下污油外排；

（10）配备防渗布、铁锹、镐等应急工具和设备，巡检发现油水泄漏时，找出泄漏点，在周围铺上防渗布，四周用土围好，防止污油、污水扩散。然后，组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染；

（11）泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期用超声波检测仪，测量管线的内外防腐情况，若管壁厚度减薄，及时更换管段；

（12）集油管线采取外防腐，对管道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。

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，环保措施和环保投资的结合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。

通过采取以上措施后，本项目风险可控。

6.4 油田退役期环保措施

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

（1）大气污染物

退役期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量的施工机械废气产生，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、 CmHn 等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较小。

（2）水污染物

退役期洗井、刮套、管线拆除等过程中，将有少量的施工废水产生，该部分废水采用罐车收集后运至现有返排液处理站处理回注，不外排。

（3）固体废物

①地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废旧管道和设备，应集中清理收集。交油田物资回收部门统一处理；在处理废旧管道和设备时，应注意收集管道和设备中残留的废油等物质，避免运输过程中废油渗入土壤或者流入地表水体，污染环境；不具备利用价值的粘油地上管线等应由有资质单位处置；地下管道采用清洗封堵措施，避免开挖时造成环境污染。

②地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，集中收集后交有资质单位转运及处置。

（4）噪声

油井进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输，影响范围在声源周围 200m 范围内。

6.5“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 6.5-1、6.5-2。

表 6.5-1 “三同时”环境污染防治措施及环保验收一览表

污染防治内容		环保措施	验收标准
废气	施工期扬尘	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	施工场界执行《大气污染物排放标准》（GB16297-1996）颗粒物无组织排放限值： $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$
	柴油发电机燃烧烟气	使用产品质量达标的 0#柴油，调节好柴油机运行工况	柴油燃烧烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）中第三阶段标准限值要求： $P_{\text{max}} > 560\text{kW}$ 时，CO $3.5\text{g}/\text{kWh}$ ，NMHC+NO _x $6.4\text{g}/\text{kWh}$ ，PM $0.2\text{g}/\text{kWh}$
	井场非甲烷总烃	管线采取密闭性良好的阀门等，确保密闭集输	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）排放限制 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$
	新建场站厂界非甲烷总烃	管线采取密闭性良好的阀门等，确保密闭集输、采用密闭行良好的储罐	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）中边界污染物控制要求 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$
废水	井场围堰	施工期施工井场设置围堰，高度 0.3m、宽度 0.4m，结构为黏土夯筑	施工期留有影像资料
	施工人员生活污水	排入临时设置的防渗旱厕，定期清掏用做农家肥	不外排
	钻井污水	水基钻井污水排拉运至采油九厂 15 万 m^3/a 钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）处理	不外排
		油基钻井废水委托大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运至废弃钻井液无害化处理装置（油基泥浆）处理	不外排
	废压裂返排液	第九采油厂龙西致密油项目部 2#4 返排液处理站处理	不外排
	含油污水	经新一联合污水处理站处理达标后回注地下	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值（含油量 $\leq 8.0\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg}/\text{L}$ ）标准限值，回注地下
	管线试压废水、作业污水		
噪声	油井清防蜡废水	直接进入集油系统，不外排	不外排
	井场和生产区噪声	低噪声设备 机泵等设备安装减震基础	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值，昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ 、夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$
固体	施工人员生活垃圾	统一收集运至生活垃圾填埋场处理	不外排

废 物	废纯碱、膨润土包装袋	集中收集，由大庆钻探工程公司统一安排拉运至工业固废填埋场进行填埋		执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求
	废弃钻井液、钻井岩屑、废射孔液	水基钻井泥浆、岩屑、废射孔液	拉运至采油九厂15万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）处理	废水定期罐车运至龙一联合含油污水站处理指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）出水水质“8、3”（含油 8mg/L、SS3mg/L）的要求后回注），泥饼由采油九厂综合利用垫井场或铺路
		油基钻井泥浆和岩屑	委托大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运至废弃钻井液无害化处理装置（油基泥浆）处理	废水用罐车运至龙一联合含油污水站处理指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SY DQ0639-2015）出水水质“8、3”（含油 8mg/L、SS: 3mg/L）的要求后回注不外排。经无害化处理站处理后产生的废渣满足《废弃钻井液处理规范》（DB 23/T 693-2000）指标后，用作油田垫井场和通井路
	落地油、含油污泥	属于危险废物，罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理		执行《油田含油污泥综合利用污染控制标准》（DB23/T1413-2010），处理后含油污泥含油量≤3‰
	废钻井防渗布 作业废防渗布	属于危险废物，暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托资质单位定期拉运处置		执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求
	废分子筛	属于危险废物，委托资质单位处置		执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求
地下水保护	井场防渗		井场设备区（柴油罐区、油基泥浆循环罐区、废弃泥浆罐区）地面属于重点防渗区，铺设人工防渗层高密度聚乙烯膜，厚度为 1.5mm，防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）等效黏土防渗层 Mb≥6.0m、K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/重点防渗要求。井场设备区外地面属于一般防渗区，防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）等效黏土防渗层 Mb≥1.5m、K≤1.0×10 ⁻⁷ cm 一般防渗要求。施工期留存影像资料。	
	生产工艺区防渗		古页3 试验站工艺装置区、甲醇注入区、加药泵房、放空分液罐、净化油罐区和净化油装车为重点防渗，储罐为双层储罐，防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》等效黏	

		土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 重点防渗要求；除重点防渗外的地面为一般防渗，防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 一般防渗要求；辅助生产区属于简单防渗区，采用一般地面硬化施工期留存影像资料
	管线防渗	集油管线均埋于地面下，属于重点防渗：①管线均采用钢制防腐管线，管线内、外防腐需满足《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）要求。②提高自动化水平，对管道及井口压力进行实时监控。施工期留存影像资料
	区块上游布设1口潜水跟踪监测水井；孙姓养鱼散户潜水井，下游布设跟踪监测水井；向前村承压水井和卧龙岱屯潜水井	布设3口地下水跟踪监测井，定期监测，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中II类标准
生态恢复	临时占地 $14.988hm^2$ ，进行经济补偿。施工结束后恢复地表形态，并留存影像资料	施工结束后恢复临时占地 $14.988hm^2$
	永久占地 $7.6211hm^2$ ，永久占地中基本农田按照“占一补一”进行补偿，永久占地中湿地按照“先补后占、占补平衡”进行补偿；基本农田应取得土地管理部门的占地许可手续	补偿永久占地 $7.6211hm^2$
	水土流失预防区治理措施：合理选择施工季节，井场施工控制作业面积，管线施工回填平整、压实	补偿永久占地 $7.6211hm^2$
	防沙治沙：（1）尽量减少临时占地面积，减少对地表植被的破坏。（2）尽快恢复土地生产能力。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）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。	施工结束后1年内临时占地表植被恢复到原有植被覆盖率。

表 6.5-2 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
	环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿、绿化等措施的落实情况
	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	加热炉烟气监测，食堂油烟监测，厂界烃类气体无组织排放监测
	厂界噪声达标排放监测
	压裂返排液处理产生污水排放监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区内的环境空气、地下水及土壤环境质量
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
	耕地复垦、耕地异地补偿、防沙治沙
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况
	古46压裂返排液处理站为水土流失预防区，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。
	本工程所在大同区和肇源县为防沙治沙所在县区，尽量减少临时占地面积，减少对地表植被的破坏；尽快恢复土地生产能力。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；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。

第七章 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。本章节将项目对环境的影响通过货币化的方式从正负两方面进行经济损益核算，估算建设项目的环境影响经济价值。

7.1 环境损失费估算

本项目开发过程中，由于井场、古页3试验站建设、古46压裂返排液处理站、管道铺设等，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

项目永久占用耕地面积4.636hm²，地表农作物主要为玉米，玉米损失量按7500kg/hm²计算，10年间共损失玉米量为571.58t，价格按2000元/t计，10年间共损失114.32万元。

本项目临时占用耕地面积为14.988hm²，耕地农作物为玉米，玉米损失量按7500kg/hm²计算，临时占地按第1年产量完全损失，第2、3年损失30%计算，随后恢复正常产量，三年总共损失粮食产量为179.84t，价格按2000元/t计，耕地损失为22.90万元。

合计植被损失费137.22万元。

（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1316.8t烃类排入大气，每吨按1529.7元计，相当于损失201.43万元。

两项合计为338.65万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保措施投资估算

本项目总投资11108.21万元，相比环评时期41687.3万元，减少了30579.09万元。环保投资338.23万元，相比环评时期518.496万元，减少了180.265万元。环保投资所占比例为1.24%。

环保投资估算情况见表7.3-1。

表 7.3-1 环境保护投资估算表 单位：万元

环保工程名称		措施内容	环保投资	备注
施工期	废气	洒水抑尘、设置遮盖苫布等；	2	
	废水	试压废水拉运至新一联含油污水处理站处理；	/	计入工程费

		废压裂返排液送第九采油厂龙西致密油项目部 2#4 返排液处理站处理；	/	依托
		施工期生活污水排入施工场地设置的防渗生活污水池，施工结束清掏后进行卫生填埋	3	
		钻井井场分区防渗，钻井设备区为重点防渗，其他地面为一般防渗；	20	
	固体废物	废弃水基钻井液、岩屑、钻井废水及废射孔液拉运至采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理站（水基泥浆）处理； 废弃油基钻井液、岩屑、钻井废水委托大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）拉运至废弃钻井液无害化处理装置（油基泥浆）；	160	
		废包装袋、钻井废防渗布、生活垃圾处置；	30	
	噪声	施工机械维护、维修、高噪声设备消声减振；	8	
	生态	项目施工均在临时占地内进行施工，并且施工结束后及时清理施工现场，对临时占用的 14.988hm ² 土地进行植被恢复、耕地复垦；	14.988	临时占地恢复及补偿根据国家临时占地补充标准，生态恢复费用按 1 万/hm ² 计算，生态补偿费用按 2 万/hm ² 计算
运营期	废水	作业污水和油田生产废水拉运至新一联含油污水处理站处理；	/	依托
		古页 3 试验站生活污水排入新建化粪池，定期拉运至肇源县污水处理厂处理；	2.5	
		场站分区防渗；	50	
		地下水跟踪监测井 3 口（依托村屯）	/	依托村屯水井
	固体废物	落地油及含油污泥罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理；	/	依托
		废钻井防渗布、含油废防渗布、废分子筛暂存在采油九厂危险废物规范化储存库，委托资质单位定期拉运处置；	20	
		生活垃圾由油田物业部门统一收集送城市垃圾填埋场填埋；	2.5	
	噪声	采用低噪声设备，采用减震降噪措施；	5	
	生态	场站建设、道路建设产生永久占地 7.6211hm ² ，对永久占地进行生态补偿；	15.242	
	风险防范	配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行环境风险员工培训、定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施；	5	
合计			338.23	

7.2.2 环境效益简要分析

本工程对含油污水采取处理回注措施，不仅减少了污水对地面水体污染，而且可节约水资源。本工程产出液分离的含油污水累计产生 $132.81 \times 10^4 \text{t/a}$ ，如每吨水按5.9元计，回收利用污水的总价值约783.58万元，将取得一定的环境效益。

7.3 环境经济损益分析结论

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

第八章 环境管理与监测计划

8.1 管理体系的建立和运行

本项目依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，在项目的建设期和运营期等2个阶段建立和实施HSE管理体系。建设期和运营期的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；

油田开发建设及其相关辅助性设施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

本项目严格实施 HSE 环境管理体系，本工程环境管理归页岩油勘探指挥部管理，逐级落实岗位责任制；设专职环保员一名，为 HSE 管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

8.1.2 规章制度

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；油田公司及指挥部等各级单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。

4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括本项目油井、撬装处理装置及拉油点等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；本项目投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括工程正常运行过程中对含油污泥等固体废物、产液处理产生的含油污水、油井作业产生的含油污水、燃烧烟气及烃类气体的治理等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油井、撬装处理装置及拉油点等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；在项目进入正常运行期后，生态保护制度主要包括原油泄漏等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	明确工程开发建设及运营过程中可能存在的泄漏、火灾爆炸等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任制；

(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 项目污染物排放清单

本项目施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

表 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) 要求
		柴油机排放的废气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	/		
		焊接烟尘	CO、CO ₂ 、O ₃ 、NO _x	/		/
2	废水	水基钻井废水	SS	998.28m ³	拉运采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理站	不外排
		油基钻井废水	石油类	919.44m ³	拉运至大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）废弃泥浆无害化处理油基泥浆站	不外排

		废压裂返排液		COD、SS	76950m ³	由罐车拉运至第九采油厂龙西致密油项目部 2#4 返排液处理站处理	不外排
		试压废水		SS	31.13m ³	由罐车拉运至新一联合含油污水处理站处理达标后回注地下	不外排
		生活污水		COD、NH ₃ -N、SS	783.4t	施工场地设置临时旱厕，定期清掏用做农肥	不外排
3	固废	废钻井泥浆	水基钻井泥浆	石油类、COD	7866m ³	拉运采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理站	不外排
			油基钻井泥浆		6804m ³	拉运至大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）废弃泥浆无害化处理油基泥浆站	
		钻井岩屑	水基钻井岩屑	/	1197.94 m ³	排入井场设置的泥浆接收罐车，拉运采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理站	不外排
			油基钻井岩屑	/	1103.33 m ³	拉运至大庆市云泰石化产品有限公司（更名为黑龙江迈景环保科技有限公司）废弃泥浆无害化处理油基泥浆站	
		射孔液		/	648m ³	排入井场设置的泥浆接收罐车，拉运采油九厂 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理站	
		废包装袋及破损的废防渗布	膨润土、纯碱包装袋	/	0.27t	由大庆钻探工程公司统一安排拉运至工业固废填埋场进行填埋	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
			废弃防渗布	/	0.45t	委托资质单位处理	不外排
		生活垃圾		/	6.54t	统一收集送肇源县生活垃圾填埋场填埋处理	不外排
		建筑垃圾		/	2t	施工结束后拉运至市政指定地点填埋	不外排
4	噪声	机械噪声		噪声	60~105dB	/	符合《建筑施工场界环境噪声排放标

				(A)		准》 (GB12523-2011) 要求
--	--	--	--	-----	--	----------------------------

本项目运营期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 运营期污染物排放清单

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	烃类气体	非甲烷总烃	131.68t/a	排入大气	符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)和《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB 39728-2020) 4.0 mg/m ³ 要求
2	废水	作业污水	石油类、悬浮物	50.7m ³ /a	送新一联合油污水处理站处理	符合《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 限值 (含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L) 标准限值, 回注地下
		含烃废水	石油类	2106.05		
		含油污水	石油类	1328100 m ³ /a		
		生活污水	COD、氨氮	211.2t/a	排入化粪池, 定期拉运至肇源县污水处理厂处置	不外排
3	固体废物	天然气处理系统废分子筛	石油类	0.08t/a	委托有资质单位进行处置	不外排
		含油污泥	石油类	2.787t/a	罐车拉运至第九采油厂含油污泥处理站处理	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	0.63t/a		
		废弃防渗布	石油类	0.158t/a	暂存在采油九厂危险废物规范化储存库, 委托资质单位定期拉运处置	不外排
		生活垃圾	/	1.65t/a	油田部门拉运至生活垃圾填埋场填埋处理	不外排
4	噪声	机械噪声	噪声	70~90dB (A)	排入周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类要求
		井场		65~80dB (A)		

8.3 总量控制

根据《中华人民共和国大气污染防治法》、《建设项目环境管理条例》、《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》、《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》、《大气污染防治行动计划》、《水污染防治行动计划》等有关法律、法规和政策，项目需实施总量控制。

综合考虑本项目的排污特点、所在区域环境质量现状以及当地环境管理部门的要求，本次评价确定实行总量考核和控制的污染物分别为：

废气：非甲烷总烃；

根据本项目的工程分析和采用的污染防治措施，本项目建成后污染物的排放总量指标见下表。

表 8.3-1 本项目总量控制指标 单位：t/a

污染物名称 污染物指标	废气
	非甲烷总烃
排放量	131.68

平衡方案：本项目为新建项目，废气总量在大庆油田有限责任公司内平衡，废水为间接排放，由肇源县污水处理厂内平衡。

8.4 环境监控

8.4.1 环境监控实施计划

本项目由页岩油勘探指挥部对项目环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

8.4.2 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页岩油勘探指挥部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好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、集输管线破裂后采出液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油管道。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。集油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。

8.4.3 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问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.4.4 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、古页 3 试验站撬装处理装置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、井下作业和原油处理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。

8.5 项目环境管理与监测计划

8.5.1 施工期环境管理与监测计划

8.5.1.1 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。

8.5.1.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行环保知识、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等，此外，人员培训的内容还包括有国家的法规和规章制度，主要为国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.5.1.3 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。

表 8.5-1 施工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	环境空气	颗粒物	排放源下风向的施工场界外界外 10m 范围内	1 次（施工期间）
2	噪声	连续等效 A 声级	施工场界外 1m	1 次（施工期间）
3	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；	空气及土壤为事故地点；地下水为事故地点周围区域。	事故发生 24 小时内

8.5.2 运营期环境管理与监测计划

8.5.2.1 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；

(6) 将本项目的日常环境保护监管工作，统一纳入到所属开发区块当中管理。

8.5.2.2 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单位进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表 8.5-2 运营期环境质量监测计划表

序号	监测内容	监测项目	监测点位	监测时间及频率
1	环境空气	非甲烷总烃	古页 3 号试验站厂界	1 次/年
2	地下水	石油类、挥发酚	设置地下水监测点 3 个，具体点位布设见表 5.3-10	1 次/年
3	土壤	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	设置土壤监测点位 3 个，具体点位布设见表 5.6-3	1 次/3 年
4	生态环境	植被、耕地恢复情况	临时占地内	1 次/年，直至恢复原有覆盖度

表 8.5-3 运营期污染源监测计划表

类型	监测内容	监测项目	监测点位	监测时间及频率
污染源	无组织废气	非甲烷总烃	油井井场、古页 3 试验站厂界	1 次/年
	噪声	连续等效 A 声级	井场、古页 3 试验站处理站厂界外 1m	1 次/季度
	事故监测	空气：非甲烷总烃 土壤：石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ） 地下水：石油类 地表水：石油类	空气及土壤：事故地点； 地下水及地表水：事故地点周围	事故发生 24h 内

8.6 项目排污许可

8.6.1 排污许可证申请要求

本项目属于石油天然气开采行业，建设单位应做好《建设项目环境影

响评价分类管理名录》和《固定污染源排污许可分类管理名录》的衔接，按照建设项目对环境的影响程度、污染物产生量和排放量，实行统一分类管理，根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》，本项目实行简化管理。建设单位于2022年7月22日办理排污许可登记，登记编号：91230607716675409L021X，根据《排污管理条例》（2021年3月1日施行）第十五条要求，本项目对已有排污许可证进行变更。

8.6.2 排污口规范

排污口是污染物进入环境、对环境产生影响的通道。强化排污口的管理是实施污染物总量控制的基础工作，也是区域环境管理实现污染物排放科学化、定量化的重要手段。

8.6.2.1 排污口规范化管理的基本原则

- 1、向环境排放污染物的排污口必须规范化；
- 2、排污口应便于采样与计量检测，便于日常现场监督检查。

8.6.2.2 排污口的技术要求

- 1、排污口的设置必须合理确定，进行规范化管理；
- 2、设置规范的、便于测量流量、流速的测速段。

8.6.2.3 排污口的立标管理

- 1、污染物排放口应严格按照《环境保护图形标志—排放口（源）》（GB1556.2-1995）、《环境保护图形标志--固体废物贮存(处置)场》（GB15562.2）中有关规定执行。
- 2、污染物排放口的环境保护图形标志牌应设置在靠近采样点的醒目处，标志牌设置高度为其上缘距地面约2m。

3、排污口及采样点设置在厂界附近，采样点设置应符合 HJ/T91 的规定，确保公众及环保执法人员可在排污口清楚地看到污染源的排污情况并且不受限制地进行水质采样。

8.6.2.4 排污口的建档管理

1、要求使用国家环保局统一印制的《中华人民共和国规范化排污口标志牌登记证》，并按要求填写有关内容。

2、根据排污口管理档案内容要求，项目建成投产后，应将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向、达标情况及设施运行情况记录于档案。

项目应当结合本次环评提出的环境监测与管理要求，在废气、噪声排放口（源）以及固体废物堆场设立专门排放口图形标志牌，按要求加强管理。

第九章 环境影响评价结论

9.1 项目概况

项目名称：古龙页岩油3号试验区水平井开发先导试验试采工程（重新报批）项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司页岩油勘探开发指挥部；

建设性质：新建；

建设地点：黑龙江省大庆市肇源县境内；

总投资：11108.21万元；

劳动定员：古页3号试验站定员10人；

工作制度：年工作330天，24h运行；

建设内容及规模：本项目在大庆市肇源县实际18口油井，部署开发19口油井（代用井1口，古页3HC井），共形成6座平台和1座单井；建设古页3号试验站1座；新建单井集油管道9.3km；配套建设供配电工程、道路、数字化工程等，实际建成产能 $9.29 \times 10^4 \text{t/a}$ ，工程新增占地 22.6091hm^2 ，其中永久占地 7.6211hm^2 ，临时占地 14.988hm^2 ，占地类型均为基本农田。未建设古46压裂返排液处理站。

由于本项目油井数增加，产能增加，考虑后续区块油田开发，开发产液进入3号试验站进行处理，将场站处理能力扩大，以接收处理后续开发产液，实际站内新建油气水处理一体化装置2套，采用“低温预分水+加热+热化学沉降+净水+缓冲”工艺对采出液进行处理，设计处理规模 $3000 \text{m}^3/\text{d}$ ，相比环评时期处理能力 $500 \text{m}^3/\text{d}$ 增加了 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ；新建天然气处理装置1套，设计处理规模 $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，相比环评时期处理能力 $7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 增加了 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；实际新建集油管线比环评增加3.7km，占地增加基本农田 7.3491hm^2 。

对照《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办[2015]52号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）及《关于印发〈污染影响类建设项目重大变动清单（试行）〉的通知》（环办环评函[2020]688号）对照，涉及重大变更，需要重新报批环评报告书。

9.2 政策规划符合性

本项目符合《产业结构调整指导目录（2024年本）》要求，属于鼓励类建设项目。

在规划政策方面，本项目符合《黑龙江省主体功能区划》、《黑龙江省生态功能区划》、《中共大庆市委关于制定国民经济和社会发展第十四

个五年规划和二〇三五年远景目标的建议》、《2021 年大庆油田生产建设规划》（庆油发〔2020〕152 号）、《大庆市水土保持规划》（2015~2030）等主体功能区划要求，符合当地城市总体规划、土地利用规划等。

同时，本项目满足《关于发布 2023 年生态环境分区管控动态更新成果的通知》（黑环发〔2024〕1 号）及《大庆市生态环境准入清单》（2023 年版）等政策要求，在石油开采行业管理方面，满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）等管控要求。

9.3 环境质量现状结论

9.3.1 环境空气

根据大庆市生态环境局 2025 年 6 月 5 日公布的《2024 年大庆市生态环境状况公报》，2024 年城区环境空气中二氧化硫优于国家一级标准限值；二氧化氮（NO₂）优于国家一级标准限值；可吸入颗粒物（PM₁₀）优于国家二级标准限值；细颗粒物（PM_{2.5}）达到国家二级标准限值；一氧化碳（CO）优于国家一级标准限值；臭氧优于国家二级标准限值，环境空气质量状况良好，保持总体稳定。

评价区域环境空气监测点位非甲烷总烃优于《大气污染物综合标准详解》中规定的小时均值 2.0mg/m³ 要求，工程所在地区环境空气质量总体状况良好。

9.3.2 地下水环境

根据现状地下水监测数据可知，除个别点位锰、耗氧量、氨氮出现超标外，其他地下水监测点位监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》中 II 类水体石油类限值（≤0.05mg/L）。

9.3.3 声环境

监测结果显示，评价区域声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，现状良好。

9.3.4 土壤环境

评价区域内的土壤中各项目指标能够满足相应的土壤标准限值，区域内土壤环境质量状况良好。

9.3.5 生态环境

该区生态系统评价区域以农田系统为主，兼有草地、林地生态系统。由于气候和环境特点，干旱、多风是区域的主要特征，如不加以保护，一旦植

被破坏，土壤会很快被风蚀，植被破坏后土壤裸露地带在春秋干燥多风季节土壤多发生风蚀现象。

9.4 环境影响预测与评价结论

9.4.1 环境空气

工程运营期无组织排放的非甲烷总烃最大地面浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）排放标准，对项目附近敏感点影响较小，项目建设对环境空气质量影响很小。

（1）新增污染源正常排放下非甲烷总烃短期浓度贡献值的最大落地浓度占标均 $\leq 100\%$ 。

（2）项目环境影响符合区域环境功能区划。

（3）叠加现状浓度后，非甲烷总烃小时平均质量浓度均符合《大气污染物综合排放标准详解》。

因此，本项目建成后大气环境影响可接受。

9.4.2 地表水环境

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，正常工况下不会对地表水环境产生影响。

9.4.3 地下水环境

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

9.4.4 声环境

在采取适当的降噪措施后，工程运行期厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求，对区域声环境影响较小。

9.4.5 固体废物

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

9.4.5 土壤环境

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响类别分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。

9.4.6 生态环境

该项目的井场、古页3试验站、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。

通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

9.4.7 环境风险

本工程的主要环境风险是原油泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，原油泄漏和火灾爆炸影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。

9.5 环境影响经济效益分析结论

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。

9.6 环境管理与监测计划结论

工程投产运行后油田环境管理工作由页岩油勘探开发指挥部负责，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、处理和管理情况及油井作业过程管理、集油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。

9.7 公众意见采纳情况

在本报告书编制过程中，建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部部令第4号）的有关规定组织开展了公众参与工作。通过公众参与，未收到反对意见，说明公众对本工程的建设是支持的。建设单位在施工过程和投产后要把各项环保措施落到实处。在工程设计中采取有效的污染防治措施，加强施工管理，最大限度的控制环境污染和生态破坏，

实现经济效益、环境效益和社会效益的三统一。

9.8 建议

为了能够切实保护周围环境的质量，不改变原环境功能，项目开发时一定要加强管理，落实各项污染防治措施，尤其要注意加强项目施工期的生态环境保护。

（1）还应加强施工期监理工作，留好施工监理日志及其余的施工期验收资料；

（2）建设单位应针对本区域统一开展地下水跟踪监测工作；

（3）建议保留隐蔽工程的施工影像资料。

9.9 综合结论

综上所述，古龙页岩油3号试验区水平井开发先导试验试采工程符合国家产业政策，本工程与黑龙江省、大庆市的相关政策要求和区域发展规划相符合，项目的选址合理，公示期间未收到公众反馈意见。

项目正常生产情况下非甲烷总烃无组织排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求；运行期噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求；施工期和运行期产生废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015），同时满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）相关要求，处理后污水回注油层，属于回注到现役油气藏层位；地下水污染概率较小；固体废弃物采取了合理的废物回收、处置方案，危废委托有资质单位进行处理，并执行危险废物转移联单制度；

生态环境采取必要的环保措施。

项目建设区域环境质量状况良好，通过对项目运营期产生的环境影响进行预测、分析，工程产生的污染物均能达标排放，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，能够确保区域环境风险可控。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。因此从环境保护角度分析，本工程是可行的。

附表一 大气环境影响评价自查表

工作内容	古龙页岩油 3 号试验区水平井开发先导试验试采工程（重新报批）项目									
评价等级与评价范围	评价等级	一级 ☒			二级 ☐			三级 ☐		
	评价范围	边长=50km ☐			边长 5~50km ☐			边长=5km ☒		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐			500~2000 t/a ☐			<500 t/a ☒		
	评价因子	基本污染物（PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃）						包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒		
评价标准	评价标准	国家标准 ☒			地方标准 ☐			附录 D ☐		其他标准 ☒
现状评价	环境功能区	一类区 ☐			二类区 ☒			一类区和二类区 ☐		
	评价基准年	（ 2023 ） 年								
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐			主管部门发布的数据 ☒			现状补充监测 ☒		
	现状评价	达标区 ☒						不达标区 ☐		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☒			拟替代的污染源 ☒		其他在建、拟建项目污染源 ☒		区域污染源 ☒	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMO D ☒	ADM S ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网络模型 ☐	其他 ☐		
	预测范围	边长≥50km ☐			边长 5~50km ☐			边长=5km ☒		
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃）				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒				
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100% ☒						C 本项目最大占标率>100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10% ☐				C 本项目最大占标率>10% ☐			
		二类区	C 本项目最大占标率≤30% ☒				C 本项目最大占标率>30% ☐			
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（0.25）h			C 非正常最大占标率≤100% ☐		C 非正常最大占标率>100% ☒			
	保证率日平均浓度和年均浓度叠加值	C 叠加达标 ☒						C 叠加不达标 ☐		
	区域环境质量的整体变化情况	K≤-20% ☐				K>-20% ☐				
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 ☐ 无组织废气监测 ☒			无监测 ☐		
	环境质量监测	监测因子：（非甲烷总烃）			监测点位数（1）		无监测 ☐			
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐								
	大气防护距离	距（ ）厂界最远（ ）米								
	污染源年排放量	SO ₂ : （ ） t/a			NO _x : （ ） t/a		颗粒物: （ ） t/a		NMHC: （131.68） t/a	
注：“□”为勾选项，填“√”，“（ ）”为填写项										

附表二 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
影 响 识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ；水文要素影响型 ☐			
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ；饮用水取水口 ☐ ；涉水的自然保护区 ☐ ；重要湿地 ☐ ；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及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 ☐ ；涉水的风景名胜区 ☐ ；其他 ☐			
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型	
		直接排放 ☐ ；间接排放 ☒ ；其他 ☐		水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐	
	影响因子	持久性污染物 ☐ ；有毒有害污染物 ☐ ；非持久性污染物 ☐ ；pH值 ☒ ；热污染 ☐ ；富营养化 ☒ ；其他 ☐		水温 ☐ ；水位（水深） ☐ ；流速 ☐ ；流量 ☐ ；其他 ☐	
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型	
		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 A ☐ ；三级 B ☒		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐	
现 状 调查	区域污染源	调查项目		数据来源	
		已建 ☐ ；在建 ☐ ；拟建 ☐ ；其他 ☐	拟替代的污染源 ☐	排污许可证 ☐ ；环评 ☐ ；环保验收 ☐ ；既有实测 ☐ ；现场监测 ☐ ；入河排放口数据 ☐ ；其他 ☐	
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源	
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		生态环境保护主管部门 ☐ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐	
	区域水资源开发利用状况	未开发 ☐ ；开发量 40%以下 ☐ ；开发量 40%以上 ☐			
	水文情势调查	调查时期		数据来源	
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		水行政主管部门 ☐ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐	
	补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		()	监测断面或点位个数 () 个

现状评价	评价范围	河流：长度（ ） km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ） km ²		
	评价因子	（ ）		
	评价标准	河流、湖库、河口：Ⅰ类 ☐ ；Ⅱ类 ☐ ；Ⅲ类 ☐ ；Ⅳ类 ☐ ；Ⅴ类 ☐ 近岸海域：第一类 ☐ ；第二类 ☐ ；第三类 ☐ ；第四类 ☐ 规划年评价标准（ ）		
	评价时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 水环境保护目标质量状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 底泥污染评价 ☐ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 ☐ 水环境质量回顾评价 ☐ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 ☐		达标区 ☐ 不达标区 ☐
影响预测	预测范围	河流：长度（ ） km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ） km ²		
	预测因子	（ ）		
	预测时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐		
		春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 设计水文条件 ☐		
	预测情景	建设期 ☐ ；生产运行期 ☐ ；服务期满后 ☐ 正常工况 ☐ ；非正常工况 ☐ 污染控制和减缓措施方案 ☐ 区（流） 域环境质量改善目标要求情景 ☐		
预测方法	数值解 ☐ ；解析解 ☐ ；其他 ☐ 导则推荐模式 ☐ ；其他 ☐			
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐		
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☐ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐		

		水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐				
	污染源排放量核算	污染物名称 ()		排放量/ (t/a) ()		排放浓度/ (mg/L) ()
	替代源排放情况	污染源名称 ()	排污许可证编号 ()	污染物名称 ()	排放量/ (t/a) ()	排放浓度/ (mg/L) ()
	生态流量确定	生态流量：一般水期 () m ³ /s；鱼类繁殖期 () m ³ /s；其他 () m ³ /s 生态水位：一般水期 () m；鱼类繁殖期 () m；其他 () m				
防治措施	环保措施	污水处理设施 ☐ ；水文减缓设施 ☐ ；生态流量保障设施 ☐ ；区域削减 ☐ ；依托其他工程措施 ☐ ；其他 ☐				
	监测计划			环境质量		污染源
		监测方式		手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐		手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐
		监测点位		()		()
		监测因子		()		()
	污染物排放清单	☐				
	评价结论	可以接受 ☐ ；不可以接受 ☐				
注：“ ☐ ”为勾选项，可√；“()”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

附表三 环境风险评价自查表

工作内容		古龙页岩油 3 号试验区水平井开发先导试验试采工程（重新报批）项目						
风险调查	危险物质	名称	原油	天然气	柴油			
		存在总量/t	556.816	5.575	50			
	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）			/		
		地表水	地表水功能敏感性		F1 ☐	F2 ☐	F3 ☐	
			环境敏感目标分级		S1 ☐	S2 ☐	S3 ☐	
		地下水	地下水功能敏感性		G1 ☐	G2 ☐	G3 ☐	
			包气带防污性能		D1 ☐	D2 ☐	D3 ☐	
	物质及工艺系统危险性		Q 值	Q<1 ☒		1≤Q<10 ☐		10≤Q<100 ☐
M 值			M1 ☐		M2 ☐	M3 ☒	M4 ☐	
P 值			P1 ☐		P2 ☐	P3 ☐	P4 ☐	
环境敏感程度		大气	E1 ☐		E2 ☐		E3 ☐	
		地表水	E1 ☐		E2 ☐		E3 ☐	
		地下水	E1 ☐		E2 ☐		E3 ☐	
环境风险潜势		IV ⁺ ☐	IV ☐		III ☐	II ☐	I ☒	
评价等级		一级 ☐		二级 ☐		三级 ☐	简单分析 ☒	
风险识别	物质危险性	有毒有害 ☐			易燃易爆 ☒			
	环境风险类型	泄漏 ☒			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☒			
	影响途径	大气 ☒			地表水 ☐		地下水 ☒	
事故情形分析		源强设定方法	计算法 ☐		经验估算法 ☐		其他估算法 ☐	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB ☐		AFTOX ☐		其他 ☐	
		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	最近环境敏感目标____，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，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		项目主要环境风险是井喷、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，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。						
注：“ ☐ ”为勾选项，“____”为填写项。								

附表四 土壤环境影响评价自查表

工作内容		古龙页岩油3号试验区水平井开发先导试验试采工程（重新报批）项目				备注
影像识别	影响类型	污染影响型 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐				
	土地利用类型	建设用地 ☐ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☐				土地利用现状图
	占地规模	(7.6211) hm ²				/
	敏感目标信息	敏感目标（ ） 、方位（ ） 、距离（ ）				表 2.6-4
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他 ☐				/
	全部污染物	/				/
	特征因子	石油烃				/
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ；II类 ☐ ；III类 ☐ ；IV类 ☐				/
	敏感程度	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐				/
评价工作等级		一级 ☒ ；二级 ☐ ；三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ； b) ☒ ； c) ☐ ； d) ☒ ；				/
	理化特性	/				见表 4.2-22
	现状监测点位	/	占地范围内	占地范围外	深度	附图
		表层样点数	4 个	8 个	0-0.2m	
		柱状样点数	10 个	/	0-0.5m 0.5-1.5m 1.5-3m	
现状监测因子	GB15618、GB36600 中规定的基本因子以及石油烃				/	
现状评价	评价因子	GB15618、GB36600 中规定的基本因子以及石油烃				/
	评价标准	GB15618 ☒ ； GB36600 ☒ ； 表 D.1 ☐ ； 表 D.2 ☐ ； 其他（ ）				/
	现状评价结论	农用地中各项污染物含量均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中标准限值，建设用地中各项污染物含量均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中第二类用地风险筛选值，项目建设区域及已开发区域的监测点位特征污染物石油烃相差不大。				/
影响预测	预测因子					/
	预测方法	附录 E ☐ ；附录 F ☐ ；其他（ ）				/
	预测分析内容	影响范围（ ） 影响程度（ ）				/
	预测结论	达标结论：a) ☒ ； b) ☒ ； c) ☒ 不达标结论：a) ☐ ； b) ☐				/
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ；源头控制 ☒ ；过程防控 ☒ ；其他（ ）				/
	跟踪监测	监测点数	/		监测频次	
		3	/		1 次/3 年	
	信息公开指标	/				/
评价结论		/				/
注 1：“ ☐ ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容						