中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司
纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目
竣工环境保护验收调查报告

建设单位：中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂

编制单位：东营市胜丰职业卫生检测评价有限责任公司

2019 年 12 月

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司
纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目
竣工环境保护验收调查报告表

建 设 单 位 ：中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂

法 人 代 表 ：王志杰

编 制 单 位 ：东营市胜丰职业卫生检测评价有限责任公司

法 人 代 表 ：周兴友

报告编写人：高楠楠

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂	东营市胜丰职业卫生检测评价有限责任公司
电话：0546-8753153	电话：0546-8966722
传真：--	传真：0546-8966722
邮编：256505	邮编：257000
地址：山东省滨州市博兴县陈户镇	地址：东营市东营区蒙山路 7 号

目　录

1 前言 1
2 综述 3
2.1 编制依据 3
2.2 调查目的、原则及方法 7
2.3 调查范围及调查因子 9
2.4 环境功能区划及验收标准 10
2.5 调查重点 15
3 工程概况及变更情况调查 18
3.1 工程概况 18
3.2 物料组分 21
3.3 项目主要工程内容 22
3.4 工程主要工艺及产污环节 35
3.5 主要实施工程内容及产排污情况调查 40
3.6 依托设施概况 47
3.7 环境敏感目标情况 57
3.8 工程变更情况 76
4 环境影响报告书回顾 79
4.1 结论 79
4.2 “三同时”竣工验收一览表 87
4.3 建议 90
5 生态环境影响调查与分析 91
5.1 项目区基本生态情况 91
5.2 项目占地情况调查 99
5.3 生态环境影响调查 100
5.4 生态环境保护措施有效性分析 116
6 大气环境影响调查与分析 118
6.1 大气污染防治措施调查 118
6.2 施工期影响调查与分析 120
6.3 运营期影响调查与分析 121
6.4 大气污染防治措施有效性分析 142
7 水环境影响调查与分析 143
7.1 区域水文地质环境 143
7.2 水污染防治措施调查 144
7.3 水环境影响监测 147
7.4 水污染防治措施有效性分析 153

8 噪声环境影响调查与分析 154
8.1 噪声污染防治措施调查 154
8.2 噪声环境影响监测 154
8.3 噪声污染防治措施有效性分析 159
9 固体废物环境影响调查与分析 161
9.1 施工期固体废物污染防治措施调查 161
9.2 运营期固体废物环境影响调查 162
9.3 闭井期固体废物环境影响调查 165
9.4 措施有效性分析 166
10 社会环境影响调查 167
10.1 社会环境经济调查 167
10.2 文物与景观影响调查 167
10.3 人群健康情况影响调查 167
11 清洁生产调查 168
11.1 清洁生产措施调查 168
11.2 清洁生产措施有效性分析 169
11.3 清洁生产改进措施建议 172
12 污染物排放总量控制调查 173
12.1 加热炉和多功能罐大气污染物排放情况 173
12.2 总量控制调查 173
13 环境风险事故防范及应急措施调查 175
13.1 环境风险因素调查 175
13.2 环境风险防范及应急措施调查 176
13.3 应急预案 179
14 环境管理及环境监测计划落实情况调查 187
14.1 环境管理情况调查 187
14.2 环境监测情况调查 188
14.3 有效性分析及建议 189
15 环境保护措施落实情况调查 190
16 调查结论与建议 197
16.1 工程概况 197
16.2 建议 202
附件 1 建设项目竣工环境保护验收委托书 203
附件 2 环评批复 204
附件 3 自查情况表 209
附件 4 建设项目环境保护设施竣工日期及调试日期公示 210
附件 5 随钻随治处理的固化泥浆检测报告 211
附件 6 固化泥浆池土壤检测报告 216

附件 7 水质检测报告 226
附件 8 危险废物运输单位营业执照及道路运输许可证 227
附件 9 危险废物处置单位营业执照和经营许可证 229
附件 10 危险废物处置协议 233
附件 11 企业事业单位突发环境事件应急预案备案登记表 240
附件 12 验收监测报告 244
附件 13 建设项目竣工环境保护验收内审表 285
附件 14 竣工环境保护验收意见 286
附件 15 其他需要说明的事项 297
建设项目工程竣工环境保护“三同时”验收登记表 303

1 前言

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂（以下简称纯梁采油厂）成立于 1986 年，地处黄河以南，地跨滨州、淄博、东营三市五县，地质构造位于济阳凹陷南斜坡，勘探开发区域北至黄河四干渠，南到桓台，西至邹平，东到纯化镇以东，勘探面积 2200km^2。经过 40 年的勘探开发，先后发现了纯化、梁家楼、乔庄、小营、高青、正理庄、大芦湖、金家、博兴 9 个油田和花沟气田。其中纯化、梁家楼、乔庄、小营、博兴、大芦湖油田部分或全部位于滨州市境内，分别由纯梁采油厂纯东、纯西、梁南、梁北、大芦湖 5 个管理区管理。

截止到 2015 年 12 月底，纯梁采油厂滨州油区动用储量 12873.03×10^{4}t，动用可采储量 3591.0×10^{4}t，标定采收率为 26.1%。共投产油井 1035 口，开井 726 口，年产液 560.9×10^{4}t，年产油 52.7×10^{4}t，综合含水率 81.9%，累计产油 3003.5×10^{4}t；注水井总井 666 口，开井 367 口，年注水量 645.5×10^{4}m^3。

纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目，建设地点位于山东省滨州市高新区、博兴县。项目部署总井数 98 口，其中油井 89 口，注水井 9 口；项目实施后年注水量为 3.8×10^{4}m^3，年产油 5.752×10^{4}t，年产液量为 20.558×10^{4}t/a，总投资 74130 万元。

本项目依托纯梁首站、小营接转站、通滨接转站、纯 53 接转站进行采出液处理；依托纯梁首站污水处理系统进行采油污水的处理；依托项目周边就近注水站进行注水开发；依托纯梁首站作业废液处理站进行酸化/压裂废液处理。

本项目符合国家产业政策要求，符合鲁环函[2012]263 号文的要求，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）要求。

本项目采用密闭工艺，井口轻烃挥发量较少，加热炉、多功能罐均燃用采出液伴生气，燃烧烟气能够满足排放标准；小营接转站实施了气代油工程，气源来自中国石化胜利油田天然气销售有限公司，燃烧烟气能够满足排放标准；项目废水包括作业废水、采油污水，经处理达标后回注地层，无外排，对周围环境影响较小；固体废物主要为油泥砂，暂存于油泥砂贮存池，最终委托有资质的单位无害化处置；噪声源包括井下作业设备、采油设备、集输设备、注水设备等，采取相应的降噪、隔声措施后对周围声环境影响较小。

2016 年 8 月胜利油田森诺胜利工程有限公司编制了本项目环评报告书，2016 年 9 月 30 日滨州市环境保护局以《关于中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目环境影响报告书的批复》（滨环字[2016]198 号）批复了本项目环境影响报告书。项目于 2016 年 10 月 8 日开工建设，2019 年 5 月 25 日建设完成，于 2019 年 6 月进入调试期，并进行了调试期公示。

根据国家有关法律法规的要求，纯梁采油厂委托东营市胜丰职业卫生检测评价有限责任公司进行该项目的竣工环境保护验收工作。东营市胜丰职业卫生检测评价有限责任公司成立了项目验收组，项目组收集了项目的环境影响报告书、报告书批复文件等有关的资料，于 2019 年 10 月派有关人员到现场进行了实地勘察，查阅了建设单位所提供的有关资料，在此基础上编制了环境影响调查和监测方案，并进行了现场监测。根据调查和监测结果，编制完成了《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目竣工环境保护验收调查报告》。

验收调查过程中，通过对本工程环境保护制度执行情况、环境保护措施落实情况的调查，以及典型井场、站场对环境影响监测结果的分析与评价，本项目在建设过程中制定了严格的环境保护管理制度，其工作人员责任分工明确；严格执行国家对建设项目环保“三同时”的制度，及时向环境保护管理部门汇报工程进展状况，做到了环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行；项目对环境影响报告书及批复中的环保措施有效；项目建设、运营对周围地表水、地下水、大气环境、噪声环境、土壤环境等的影响与环评预测内容基本一致，对当地环境影响很小。整个项目的建设和运行始终受控于环境保护管理。

在报告编制过程中，得到了滨州市环保局、纯梁采油厂等单位的热情指导和大力支持，在此一并表示感谢！验收报告中不妥之处敬请批评指正！

2 综述

2.1 编制依据

2.1.1 国家法律法规、规范

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日修订施行）；

（2）《中华人民共和国土地管理法》（2004 年 8 月 28 日修订施行）；

（3）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2019 年 1 月 11 日修订施行）；

（4）《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日修订施行）；

（5）《中华人民共和国土壤污染防治法》（2018 年 8 月 31 日施行）；

（6）《中华人民共和国突发事件应对法》（2007 年 11 月 1 日施行）；

（7）《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日修订施行）；

（8）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日施行）；

（9）《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日修订施行）；

（10）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2016 年 11 月 7 日修订施行）；

（11）《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日修订施行）；

（12）《中华人民共和国水法》（2016 年 9 月 1 日修订施行）。

2.1.2 国务院及有关部门行政法规与规范性文件

（1）《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评 [2017]4 号）；

（2）《排污许可证管理暂行规定》（环水体[2016]186 号）；

（3）《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 10 月 1 日修订施行）；

（4）《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》；

（5）《全国地下水污染防治规划（2011-2020 年）》（环发[2011]128 号）；

（6）《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发[2013]37 号）；

（7）《国家危险废物名录》（中华人民共和国环境保护部、发展和改革委员会 第 1 号 自 2016 年 8 月 1 日起施行）；

（8）《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）；

（9）《关于油田回注采油废水和油田废弃钻井液适用标准的复函》（环函[2005]125 号）；

（10）《关于废弃钻井液管理有关问题的复函》（环办函[2009]1097 号）；

（11）《关于印发建设项目竣工环境保护验收现场检查及审查要点的通》（环办[2015]113 号）；

（12）《固定污染源排污许可分类管理名录》（2017 年版）。

2.1.3 山东省相关规章与规范性文件

（1）《山东省大气污染防治条例》（2018 年 11 月 30 日山东省第十三届人民代表大会常务委员会第七次会议修正）；

（2）《山东省环境保护条例》（2018 年 11 月 30 日山东省第十三届人民代表大会常务委员会第七次会议修正）；

（3）《山东省水污染防治条例》（2018 年 9 月 21 日山东省第十三届人民代表大会常务委员会第五次会议通过）；

（4）《山东省环境噪声污染防治条例》（2018 年 1 月 23 日山东省第十二届人民代表大会常务委员会第三十五次会议通过修订）；

（5）《山东省实施<中华人民共和国固体废物污染环境防治法>办法》（2018 年 1 月 23 日山东省第十二届人民代表大会常务委员会第三十五次会议通过修订）；

（6）《山东省实施<中华人民共和国环境影响评价法>办法》（2018 年 11 月 30 日山东省第十三届人民代表大会常务委员会第七次会议修正）；

（7）《关于加强环境影响评价和建设项目环境保护设施“三同时”管理工作的通知》（鲁政办发[2006]60 号）；

（8）《关于明确地方流域水污染物综合排放标准覆盖范围的通知》（鲁环发[2008]10 号）；

（9）《山东省人民政府办公厅关于印发山东省突发事件应急预案管理办法的通知》（鲁政办发[2009]56 号）；

（10）《山东省陆上石油勘探开发环境保护条例》（2010 年 9 月 29 日山东省第十一届人民代表大会常务委员会第十九次会议修正）；

（11）《山东省扬尘污染防治管理办法》（2018 年 1 月 24 日山东省人民政府令第 311 号修订）；

（12）《山东省人民政府关于印发山东省“十三五”节能减排综合工作方案的通知》（鲁政发〔2017〕15 号）；

（13）《山东省人民政府关于印发山东省生态环境保护“十三五”规划的通知》（鲁政发〔2017〕10 号）；

（14）《山东省生态环境厅关于严格执行山东省大气污染物排放标准的通知》（鲁环发[2019]126 号）；

（15）《山东省环境保护厅关于加强建设项目特征污染物监管和绿色生态屏障建设的通知》（鲁环评函[2013]138 号）；

（16）《山东省环境保护厅关于印发<山东省土壤环境保护和综合治理工作方案>的通知》（鲁环发[2014]126 号）；

（17）《关于印发山东省环境保护厅贯彻落实<水污染防治行动计划>工作方案的通知》（鲁环办[2015]23 号）；

（18）《关于加强建设项目固体废物环境管理的通知》（鲁环办函[2016]141 号）；

（19）《山东省环境保护厅等关于印发<山东省生态保护红线规划（2016-2020 年）>的通知》（鲁环发[2016]176 号）；

（20）《山东省环境保护厅关于印发〈山东省环境保护厅突发环境事件应急预案〉的通知》（鲁环发〔2017〕5 号）；

（21）《山东省环境保护厅关于进一步加强环境安全应急管理工作的通知》（鲁环发〔2013〕4 号）；

（22）《山东省人民政府关于印发山东省打赢蓝天保卫战作战方案暨 2013-2020 年大气污染防治规划三期行动计划（2018-2020 年）的通知》（鲁政发〔2018〕17 号）；

（23）《山东省环境保护厅 关于发布山东省环境保护厅审批环境影响评价文件的建设项目目录（2017 年本）的通知》（鲁环发〔2017〕260 号）。

2.1.4 中石化集团公司、胜利油田安全环保委员会文件

（1）《关于印发<中国石化安全生产应急管理规定>的通知》（中国石化安〔2015〕288 号）；

（2）《关于印发<中国石化生产安全事故管理规定>的通知》（中国石化安〔2018〕191 号）；

（3）《关于印发<中国石化油气田钻井和作业污染防治管理规定>的通知》（中国石化安〔2011〕745 号）；

（4）《关于印发<中国石化建设项目环境保护管理规定>的通知》（中国石化能

〔2018〕165 号）；

（5）《关于印发<中国石化环境保护管理办法>的通知》（中国石化能〔2015〕191 号）；

（6）《关于印发<中国石化石油与天然气井井控管理规定>的通知》（中国石化安〔2011〕907 号）；

（7）《关于印发<中国石化区域应急联防管理规定>的通知》（中国石化安〔2011〕1045 号）；

（8）《关于印发<中国石化建设项目竣工环境保护验收管理实施细则（试行）>的通知》（中国石化能〔2018〕181 号）；

（9）《胜利石油管理局 胜利油田分公司钻井固体废物治理管理规定》（胜油局发[2012]284 号）；

（10）《胜利石油管理局 胜利油田分公司油泥砂治理管理规定》（胜油局发[2012]285 号）；

（11）《关于印发胜利油田“十三五”期间环保约束性指标计划的通知》（胜油 HSE[2017]32 号）；

（12）《胜利石油管理局 胜利油田分公司环境保护管理规定》（胜油局发[2017]83 号）；

（13）《胜利石油管理局 胜利油田分公司清洁生产管理办法》（胜油局发[2017]84 号）；

（14）《胜利石油管理局 胜利油田分公司环境监测管理办法》（胜油局发[2017]85 号）；

（15）《胜利石油管理局 胜利油田分公司环境事件管理办法》（胜油局发[2017]95 号）；

（16）《胜利石油管理局 胜利油田分公司钻井和作业废液污染防治管理规定》（胜油局发[2018]3 号）；

（17）《胜利石油管理局 胜利油田分公司废气污染防治管理规定》（胜油局发[2018]4 号）；

（18）《废弃井封井处置规范》（中石化 Q/SH0635-2015）；

（19）《钻井废弃泥浆固化与验收管理规范》(Q/SH1020 2266-2014)。

2.1.5 环保验收及监测技术导则、规范

（1）《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T394－2007）；

（2）《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）；

（3）《建设项目竣工环境保护验收技术指南 污染影响类》（生态环境部（2018）9 号）；

（4）《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）；

（5）《开发建设项目水土保持技术规范》（GB50433-2008）；

（6）《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166－2004）；

（7）《固定污染源排气中颗粒物和气态污染物采样方法》(GB/T 16157-1996)；

（8）《空气和废气监测分析方法》（第四版）；

（9）《地表水和污水监测技术规范》（HJ/T91-2002）；

（10）《地下水监测技术规范》（HJ/T164-2004）。

2.1.6 环境影响评价文件、环评审批文件及委托调查文件

（1）《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目环境影响报告书》（胜利油田森诺胜利工程有限公司，2016 年 9 月）；

（2)《关于中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目环境影响报告书的批复》（滨环字[2016]198 号，2016 年 9 月 30 日）；

（3）纯梁采油厂关于“中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目环境保护竣工验收调查工作委托书”；

（4）纯梁采油厂油泥砂处理委托协议；

（5）油泥砂处理单位资质、运输许可证、队伍准入证；

（6）纯梁采油厂管理体系证书及应急预案。

2.2 调查目的、原则及方法

2.2.1 调查目的

（1）调查项目建设的变更情况，及其可能对环评结论和环保措施的影响；

（2）调查工程在建设、运行和管理等方面落实环境影响报告书所提环保措施的情

况，以及对各级环境保护行政主管部门批复要求的落实情况；

（3）调查本工程已采取的生态保护及污染控制措施，并通过对项目所在区域环境现状监测与调查结果的评价，分析各项措施实施的有效性。针对该工程已产生的实际环境问题及可能存在的潜在环境影响，提出切实可行的补救措施和应急措施，对已实施的尚不完善的措施提出改进意见；

（4）通过公众意见调查，了解公众对项目运营期环境保护工作的意见、对当地经济发展的作用、对油田生产设施附近居民工作和生活的影响情况，针对公众提出的合理要求提出解决建议；

（5）根据调查结果，客观、公正地从技术上论证项目是否符合竣工环境保护验收条件；

2.2.2 调查原则

本次环境影响调查坚持以下原则：

（1）认真贯彻国家与地方的环境保护法律、法规及有关规定；

（2）遵循污染防治与生态保护并重的原则；

（3）遵循充分利用已有资料与实地踏勘、现场调研、现状监测相结合原则；

（4）坚持对项目施工期、运营期环境影响进行全过程分析的原则；

（5）坚持客观、公正、科学、实用的原则。

2.2.3 调查方法

（1）原则上采用《环境影响评价技术导则—生态影响》、《建设项目竣工环境保护验收技术规范　生态影响类》、《建设项目竣工环境保护验收技术规范　石油天然气开采》和《建设项目环境保护设施竣工验收监测技术要求（施行）》（环发[2000]38号）中规定的方法；

（2）环境影响分析采用资料调研、现场调查和实测相结合的方法，其中生态保护方面主要采用现场调查和访问各有关部门专业人员和当地居住人员，水、大气环境影响调查主要采用实测分析和历史资料对比进行；

（3）环保设施（措施）效果分析通过现场监测、环境影响报告书和初步设计资料核实、改进已有措施与补救措施相结合等方法，重点调查与生态环境、水土保持密切相关的环保设施和措施；

（4）调查采用“以点线为主，反馈全区”的方法。

2.3 调查范围及调查因子

2.3.1 调查范围

本次验收调查的工作范围包括项目勘探及受影响的区域，根据有关技术规范的要求以及项目工程特点和环境特征，确定各环境要素调查范围如下表所示。

表 2-1 验收调查范围一览表

环境要素	调查范围
生态环境	①项目地面开发区域，以井场、站场周围 100m 范围内为重点调查区域。 ②土壤环境质量调查范围以井场、站场周围 100m 范围内为重点调查区域。
大气环境	井场周围大气环境。以及周围敏感目标（200m 内）大气环境。
水环境	井场周围地表水，井场周围及井场处地下水。
声环境	采油井场厂界（厂界外 1m）噪声，以及附近声环境敏感目标的声环境质量现状。
固体废物	钻井泥浆的处置情况，油泥砂有关贮存、处置情况。
环境风险	①环境风险事故应急预案的制定，应急物资的储备。 ②应急预案演练。

2.3.2 调查内容及因子

（1）生态环境：生态系统类型，植被类型，工程占地类型、数量，并通过对井场、站场等油田生产设施所影响生态环境的恢复状况，及已采取措施的实施效果调查，分析油田生产设施对生态环境的影响；

（2）大气环境及污染源：SO_2、NO_x、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、非甲烷总烃、硫化氢；

（3）声环境：等效连续 A 声级 Laeq；

（4）土壤：建设用地：pH 值、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2 二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1，2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2 三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4 二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃类共 47 项。农用地：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、pH；

（5）地下水环境： pH、溶解性总固体、挥发酚类、氯化物、氟化物、硫酸盐、

六价铬、石油类、铁、锰、铜、砷、总硬度；

（6）固体废物：产生量，贮存、处置方式。

2.4 环境功能区划及验收标准

2.4.1 环境功能区划

本项目所在地的环境功能区划情况详见表 2-2。

表 2-2 本项目所在地的环境功能区划情况

类型	功能区名称	保护级别	备注
环境空气	二类区	二级	
地表水	农业用水区	Ⅴ类	工农河
	饮用水源、渔业水域	Ⅲ类	引黄济青干渠、打鱼张河、北支新河
	饮用水源	II 类	龙吟水库、打渔张渠首水库
地下水	——	Ⅲ类	——
噪声	2 类功能区	2 类噪声限值	项目开发区域内
生态环境	生态农业区	Ⅱ类土壤	——

2.4.2 验收标准

验收执行标准来源于环评报告以及环评批复确定的标准，主要包括环境质量标准和污染物排放标准。

2.4.2.1 环境质量标准

（1）环境空气质量标准

SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值（2.0mg/m^3），H_2S 执行《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）中居住区的要求值。

各项监测因子的环境空气质量标准见表 2-3。

表 2-3 环境空气质量标准 （单位：mg/Nm^3）

项目	监测因子	评价标准			标准来源
		小时值/一次值	日平均	年平均	
环境空气	SO_2	0.50	0.15	0.06	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
	NO_2	0.20	0.08	0.04	
	PM_{10}	——	0.15	0.07	

环境空气	$PM_{2.5}$	——	0.075	0.035	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
	CO	0.01	0.004	——	
	O_3	0.2	0.16	——	
	非甲烷总烃	2.0	——	——	《大气污染物综合排放标准详解》（国家环境保护局科技标准司编）
	H_2S	0.01	——	——	《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）居住区

（2）地表水环境质量标准

项目所在区域地表水系，主要是工农河、龙吟水库、打渔张渠首水库、引黄济青干渠、打鱼张河、北支新河等，其中工农河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 V 类水域标准；龙吟水库、打渔张渠首水库执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 II 类水域标准；引黄济青干渠、打鱼张河、北支新河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类水域标准。

本项目执行的地表水环境质量标准见表 2-4。

表2-4 地表水环境质量标准 （单位：mg/L，pH无量纲）

验收因子		pH	DO	COD	BOD_5	氨氮	总磷（河）	总磷（湖库）
验收标准	II 类	6～9	6	15	3	0.5	0.1	0.025
	Ⅲ类	6～9	5	20	4	1.0	0.2	0.05
	Ⅴ类	6～9	2	40	10	2.0	0.4	0.2
验收因子		总氮	氟化物	六价铬	氰化物	挥发酚	石油类	硫化物
验收标准	II 类	0.5	1.0	0.05	0.05	0.002	0.05	0.1
	Ⅲ类	1.0	1.0	0.05	0.2	0.005	0.05	0.2
	Ⅴ类	2.0	1.5	0.1	0.2	0.1	1.0	1.0

（3）地下水环境质量标准

执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，石油类参照《生活饮用水卫生标准》中附录 A 生活饮用水参考指标及限值执行，各项污染物浓度限值见下表。

表2-5 地下水环境质量标准 （单位：mg/L，pH无量纲）

项 目	pH	总硬度	溶解性总固体		硫酸盐	氯化物	挥发性酚类
Ⅲ类标准	6.5～8.5	≤450	≤1000		≤250	≤250	≤0.002
项 目	锰	铜	铁	砷	氟化物	石油类	六价铬
Ⅲ类标准	≤0.10	≤1.00	≤0.3	≤0.01	≤1.0	≤0.3	≤0.05

（4）声环境质量标准

开发区域内执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类区标准：昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（5）土壤环境质量标准

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）》（GB 15618-2018），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）》（GB 36600-2018），石油烃类对井场内外土壤影响状况执行《关于印发<全国土壤污染状况评价技术规定>》（环发〔2008〕39 号）中表 2 规定的标准限值（500mg/kg）要求。

建设用地和农用地土壤执行标准分别见表 2-6 和表 2-7。

表2-6 建设用地土壤环境质量标准 （单位：mg/kg）

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值		管制值	
			第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
重金属和无机物						
1	砷	7440-38-2	20	60	120	140
2	镉	7440-43-9	20	65	47	172
3	铬（六价）	18540-29-9	3.0	5.7	30	78
4	铜	7440-50-8	2000	18000	8000	36000
5	铅	7439-92-1	400	800	800	2500
6	汞	7439-97-6	8	38	33	82
7	镍	7440-02-0	150	900	600	2000
挥发性有机物						
8	四氯化碳	56-23-5	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	67-66-3	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	74-87-3	12	37	21	120
11	1,1-二氯乙烷	75-34-3	3	9	20	100
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	0.52	5	6	21
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	12	66	40	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	66	596	200	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	10	54	31	163
16	二氯甲烷	75-09-2	94	616	300	2000
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	1	5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	2.6	10	26	100

19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	1.6	6.8	14	50
20	四氯乙烯	127-18-4	11	53	34	183
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	701	840	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	79-01-6	0.7	2.8	7	20
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	75-01-4	0.12	0.43	1.2	4.3
26	苯	71-43-2	1	4	10	40
27	氯苯	108-90-7	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	95-50-1	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	106-46-7	5.6	20	56	200
30	乙苯	100-41-4	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	100-42-5	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	108-88-3	1200	1200	1200	1200
33	间-二甲苯+对-二甲苯	108-38-3, 106-42-3	163	570	500	570
34	邻-二甲苯	95-47-6	222	640	640	640
半挥发性有机物						
35	硝基苯	98-95-3	34	76	190	760
36	苯胺	62-53-3	92	260	211	663
37	2-氯酚	95-57-8	250	2256	500	4500
38	苯并[a]蒽	56-55-3	5.5	15	55	151
39	苯并[a]芘	50-32-8	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2	5.5	15	55	151
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9	55	151	550	1500
42	䓛	218-01-9	490	1293	4900	12900
43	二苯并[a,h]蒽	53-70-3	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]芘	193-39-5	5.5	15	55	151
45	萘	91-20-3	25	70	255	700

表2-7　农用地土壤环境质量标准　（单位：mg/kg，pH无量纲）

序号	污染物项目 [a、b]		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5＜pH≤6.5	6.5＜pH≤7.5	pH＞7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20

		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	水田	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍	水田	60	70	100	190
8	锌	其他	200	200	250	300
a 重金属和类金属砷均按元素总量计。 b 对于水旱轮作地，采用其中较严格的风险筛选值。						

2.4.2.2 污染物排放标准

（1）废气

非甲烷总烃执行《挥发性有机物排放标准 第 7 部分》（DB37/2801.7-2019）中推荐值（2.0mg/m^3），硫化氢厂界浓度执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）中二级标准（0.06mg/m^3）。

水套加热炉烟囱排放的 SO_2、NOx 及烟尘排放浓度执行《锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2018），多功能储罐烟囱排放的 SO_2、NOx 及烟尘排放浓度执行《区域性大气污染物综合排放标准》（DB37/2376-2019）。

大气污染物排放浓度限值见表 2-8。

表2-8 大气污染物排放浓度限值 （单位：mg/m^3）

污染物	烟尘	SO_2	NOx	烟气黑度（林格曼，级）	非甲烷总烃（厂界）	硫化氢（厂界）
排放限值	10	50	100	1.0	2.0	0.06

（2）废水

项目无工业废水外排。

根据原国家环保总局《关于油田回注采油废水和油田废弃钻井液适用标准的复函》（环函[2005]125 号），“石油开采废水（包括原油脱出水、钻井以及井下作业等生产工艺生产排放水）应处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）规定的回注标准后回注”。

回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012），具体指标见表 2-9。

表2-9 碎屑岩油藏注水水质推荐指标

注入层平均空气渗透率，μm^2		≤0.01	＞0.01～≤0.05	＞0.05～≤0. 5	＞0.5～≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量，mg/L	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值，μm	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量，mg/L	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率，mm/年	≤0.076				
	SRB，个/mL	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB，个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB，个/mL	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
注 1:1＜n＜10。　　注 2：清水水质指标中去掉含油量。						

（3）噪声

施工期：执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）（昼间70dB（A），夜间 55dB（A））。

运行期：各井场场界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））。

（4）固废

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 第 36 号）。

危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单（环境保护部公告 2013 第 36 号）。

2.5 调查重点

（1）核查实际工程内容及方案设计变更情况；

（2）环境敏感目标基本情况及变更情况；

（3）实际工程内容及方案设计变更造成的环境影响变化情况；

（4）环境影响评价制度及其他环境保护规章制度执行情况；

（5）环境影响评价文件及环境影响评价审批文件中提出的主要环境影响；

（6）环境质量和主要污染因子达标情况；

（7）环境保护设计文件、环境影响评价文件及环境影响评价审批文件中提出的环境保护措施落实情况及其效果、污染物排放总量控制要求落实情况、环境

风险防范与应急措施落实情况及有效性；

（8）工程施工期和试运行期实际存在的公众反映强烈的环境问题；

（9）验证环境影响评价文件对污染因子达标情况的预测结果；

（10）工程环境保护投资情况。

2.5.1 生态环境影响

（1）调查临时用地的植被恢复措施，根据地表植被类型及恢复状况，分析生态保护措施的有效性及保护制度的执行情况。项目开发会对农田生态系统产生影响，但最终的影响主要作用于土壤上，因此生态修复的重点是土壤的修复；

（2）调查井场泥浆池治理情况；

（3）监测井场及井场周围土壤质量。

2.5.2 大气环境影响

（1）调查大气环境保护目标的分布情况；

（2）监测大气环境保护目标的环境质量；

（3）监测无组织、有组织废气情况及大气污染防治措施的落实情况。

2.5.3 废水处理设施运行情况

（1）调查项目依托的污水处理系统、回注系统的实际能力、目前处理量，分析项目产生的污水全部回注的可靠性；

（2）检测项目所在区域地下水的环境质量。

2.5.4 声环境影响

（1）调查声环境保护目标的分布情况；

（2）监测声环境保护目标的声环境质量现状；

（3）调查项目运营期间对声环境保护目标的影响。

2.5.5 危险废物贮存处置情况

（1）调查项目依托的油泥砂处置设施的规模及运行情况；

（2）调查油泥砂的日常管理情况。

2.5.6 环境风险

（1）调查突发环境事件应急预案修订、备案和应急演练情况以及应急物资配备情况。

（2）调查各站场、井场风险事故应急措施的落实情况。

（3）调查较近居民等重要风险敏感点的环境风险措施落实情况。

2.5.7 环境管理及环境监测

（1）环境管理体系的建立和执行情况。

（2）环保制度制定、台账管理和人员配备情况。

（3）环境监测计划落实情况。

3 工程概况及变更情况调查

3.1 工程概况

3.1.1 项目基本情况

项目名称：纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目

建设地点：山东省滨州市高新区、博兴县，地理位置见图 3-1。

项目性质：改扩建。

建设单位：中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂

建设投资：实际总投资 74130 万元，其中环保投资 1461.5 万元，占总投资的 1.97%。

建设规模：纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区部署总井数 98 口，其中油井 89 口，注水井 9 口； 目前年注水量为 $3.8\times10^4m^3$，年产油 5.752×10^4t，年产液量为 $20.558\times10^4t/a$。

表3-1 本项目目前年产能一览表

油田	油井（口）	注水井（口）	年产液（10^4t）	年产油（10^4t）	年产水（10^4t）	年注水（10^4t）	气油比（m^3/t）
纯化	46	6	12.086	2.773	9.313	1.6	52
梁家楼	22	2	4.136	1.122	3.015	0.70	55
乔庄	2	/	0	0	0	/	40
博兴	1	/	0.120	0.025	0.095	/	35
小营	15	1	3.413	1.486	1.927	1.5	50
大芦湖	3	/	0.803	0.346	0.457	/	42
合计	89	9	20.558	5.752	14.807	3.80	/

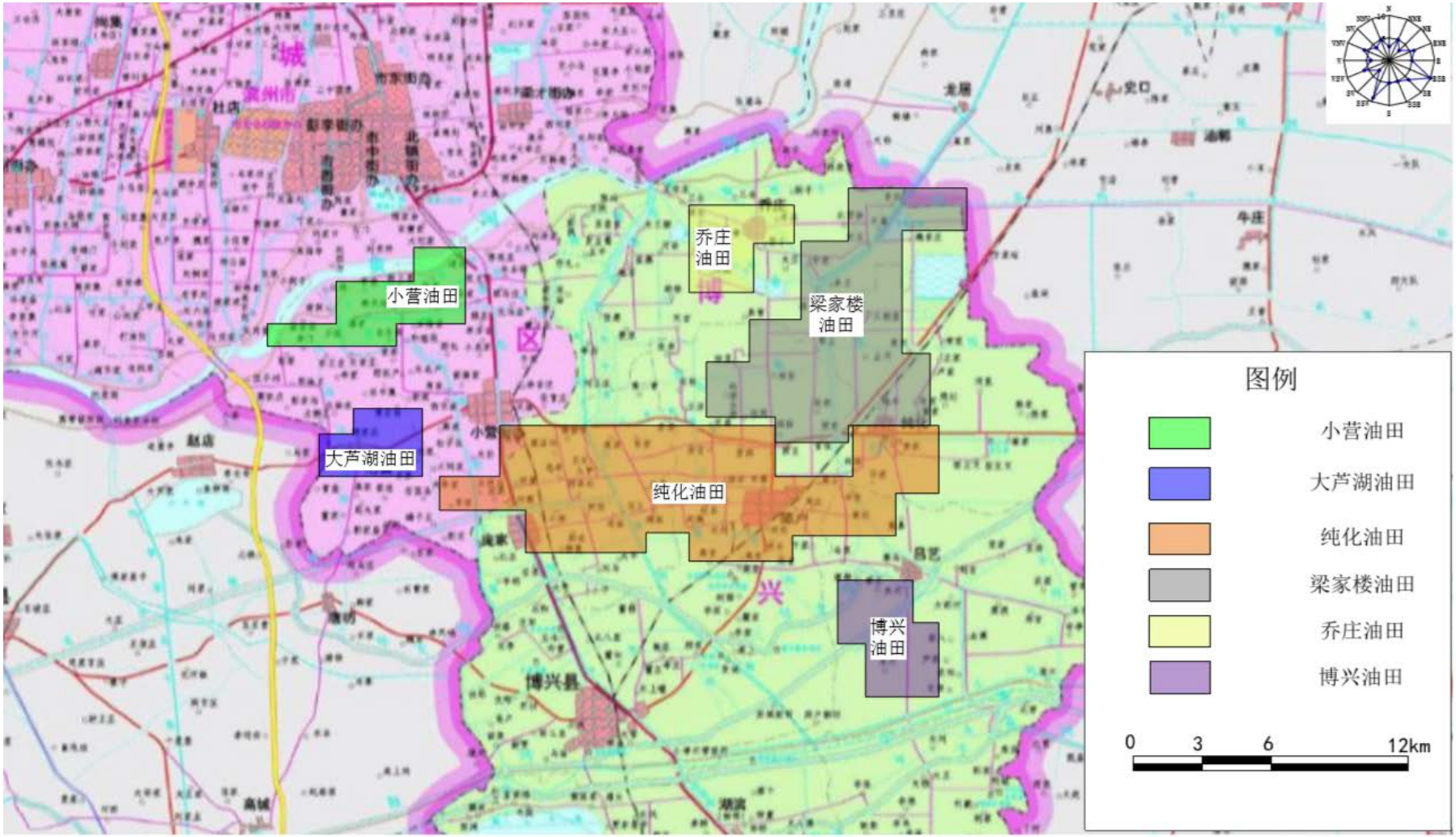

小营油田
大芦湖油田
乔庄
油田
梁家楼
油田
纯化油田
博兴
油田
图例
小营油田
大芦湖油田
纯化油田
梁家楼油田
乔庄油田
博兴油田
0
3
6
12km

图3-1 项目地理位置图

3.1.2 环保投资

根据调查，项目总投资 74130 万元，其中环保投资 1461.5 万元，占总投资的 1.97%。环保投资主要用于污染治理、生态保护以及以新带老措施的落实，项目环保投资见表 3-2。

表3-2 环保设施投资

类别	投资项目	基本内容	投资（万元）	备注
废气处理	套管气回收	油套连通装置	30	包括：套管气回收装置购置、安装、调试、维护等费用
废水处理	钻井废水处理	钻井废水上清液拉运至纯梁首站作业废液处理站进行处理后与采油污水回注地层用于其他区块油田注水开发，无外排	53.5	包括：钻井废水拉运、处理费用
	施工期生活污水处理	施工期井场设置临时旱厕	6	临时旱厕建设费用
	作业废液处理	全部就近拉运至纯梁首站作业废液处理站进行处理后，再进入纯梁首站污水处理系统，处理达标后回注	13	包括：拉运、处理费用等
固体废物处理	钻井固废处理	62 口井就地固化处理，36 口井进行随钻随治处理	1102	拉运、处理费用
生态恢复	生态恢复措施	对临时占地进行生态恢复、水土保持	90	施工道路、场地等临时用地的恢复，水土保持等费用
		闭井后对井场进行生态恢复	48	闭井后对井场恢复原有地貌
噪声治理	减振措施	减振基础	5	
环境风险	风险防范措施	管道防腐、自控监测系统、增加管道壁厚或者保护套管、应急设施等	114	/
整改措施	排气筒高度整改	井场水套加热炉和多功能罐排气筒的加高	/	/
	小营接转站加热炉气代油工程改造	天然气管线购置及铺设、其它配套设施建设等。	/	/
合计			1461.5	/

3.2 物料组分

本项目共包括纯化、梁家楼、乔庄、博兴、小营、大芦湖 6 个油田区块。各油田原油及伴生天然气的组份见表 3-3 和表 3-4。

表3-3 地面原油性质数据表

油田	运动粘度（mm^2/s(50 ℃）	密度（g/cm^3（20 ℃）	运动粘度（mPa.s(50 ℃）	凝固点（℃）
纯化	13.3～206.8	0.8751～0.9542	11.54～193.8	23～39
梁家楼	17.2～353.5	0.8742～0.9356	14.78～328.8	32～40
乔庄	27.61～40.28	0.8796～0.8949	23.74～35.29	35～36
博兴	51.6～840	0.9058～0.9494	45.8～783.4	30～35
小营	20.46～70.01	0.8853～0.9017	18.11～61.85	37～39
大芦湖	8.255～29.42	0.8641～0.8953	6.894～25.79	29～41

表3-4 原油伴生气性质数据表

伴生气性质	油田				
	纯化	梁家楼	乔庄	小营	大芦湖
氮气（%）	3.76～8.32	1.06～2.01	0～1.08	0～27.72	1.04～23.79
甲烷（%）	76.21～87.11	81.83～84.43	70.73～79.97	69.78～87.82	8.24～90.67
乙烷（%）	3.42～8.08	2.93～5.07	6.38～6.39	2.49～6	2.93～29.34
丙烷（%）	3.19～7.39	4.23～6.43	6.17～11.16	0～5.71	1.15～17.27
正丁烷（%）	0～1.39	2.49～2.72	1.79～5.67	0～3.69	0.45～16.21
异戊烷（%）	0	0.31～1.46	0～0.75	0～1.29	0～5.15
二氧化碳(%)	0～0.83	0～4.81	4.22～5.67	0	0～15.30
密度（kg/m^3）	0.6448～0.6990	0.6913～0.7316	0.72～0.8350	0.6628～0.7169	0.6199～1.2968
注：表中数据为体积分数。					

3.3 项目主要工程内容

3.3.1 原有项目整改情况

《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发环境影响报告书》对纯梁采油厂滨州地区原有项目进行了回顾性评价，存在的环境问题有：

（1）纯梁采油厂 289 台加热炉排气筒高度达不到《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2018）对烟囱高度的要求（8m）；

（2）100 台多功能罐排气筒高度达不到《山东省工业炉窑大气污染物排放标准》（DB37/2375-2013）中对排气筒高度的要求（15m）；

（3）小营接转站现有加热炉全部燃用原油，烟气中各污染物浓度均达不到《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2013）及《山东省环境保护厅关于进一步明确我省锅炉大气污染物排放控制要求的通知》（鲁环函[2014]420 号）要求。

根据现场调查，纯梁采油厂已按批复要求正在进行相关改造，将加热炉烟囱加高至 8m，多功能罐烟囱加高至 15m；小营接转站目前已完成气代油改造工程，加热炉全部燃用天然气，天然气气源为中国石化胜利油田天然气销售有限公司，经监测，小营接转站加热炉烟气中各污染物浓度均满足《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2018）表 2 的要求。

天销气源气化处理装置

可燃气体检测报警装置

加热炉

图3-2 小营接转站气代油工程照片

3.3.2 项目组成及布局

3.3.2.1 项目总体工程

本项目主要由主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程等组成，项目工程组成情况见表 3-5。

表3-5　纯梁采油厂2016～2018年滨州老区滚动开发工程项目组成

项目组成	工程分类	工程名称	环评设计工程内容							验收阶段工程内容							变更情况
			纯化油田	梁家楼油田	小营油田	乔庄油田	博兴油田	大芦湖油田	合计	纯化油田	梁家楼油田	小营油田	乔庄油田	博兴油田	大芦湖油田	合计	
主体工程	钻井工程	油井	129 口	68 口	39 口	14 口	4 口	13 口	267 口	46 口	22 口	15 口	2 口	1 口	3 口	89 口	减少 178 口
		水井	35 口	16 口	9 口	5 口	2 口	5 口	72 口	6 口	2 口	1 口	——	——	——	9 口	减少 63 口
	采油工程	抽油机	129 台	68 台	39 台	14 台	4 台	13	267 台	42 台	19 台	10 台	——	1 台	3 台	75 台	减少 192 台
	油气集输系统	油井井口装置	129 套	68 套	39 套	14 套	4 套	13 套	267 套	46 套	20 套	12 套	——	1 套	3 套	82 套	减少 185 套
		井口、阀组加热炉	40kW 30 台 80kW 25 台 120kW 5 台	40kW 20 台 80kW 13 台 100kW 2 台	——	40kW 6 台	40kW 2 台	——	40kW 58 台 80kW 38 台 100kW 2 台 120kW 5 台	45kW 23 台	45kW 9 台	——	——	——	——	45kW 32 台	减少 71 台
		多功能罐	5 台	——	20 台	——	——	8 台	33 台	4 台	5 台	8 台	——	1 台	3 台	21 台	减少 12 台
		高架罐	——	——	——	——	——	——	——	2 台（电加热）	——	——	——	——	——	2 台	增加 2 台
		单井集油管线	Φ76×4 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温 49.6km	Φ76×4 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温 33.6km	——	Φ76×4 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温管 5.0km	Φ76×4 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温管 2.3km	——	Φ76×4 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温管 90.5km	Φ76×4 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温 17.94km	Φ76×4 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温 3.4km	Φ76×4 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温 0.57km	——	Φ76×4 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温 0.05km	Φ76×4 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温 0.1km	Φ76×4 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温管 22.02km	减少 68.48km
		集油干线	集油干线 15.5km，其中 Φ114×5 3.5km Φ159×5 3.0km Φ219×7 3.0km Φ273×7 6.0km 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温	集油干线 10.1km，其中 Φ114×5 2.1km Φ219×7 3.0km Φ273×7 5.0km 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温	——	Φ114×5 集油干 3.0km 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温	——	——	集油干线 28.6km，其中 Φ114×5 8.6km Φ159×5 3.0km Φ219×7 6.0km Φ273×7 11.0km 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温	集油干线 3.05km，2PE+玻璃内衬+黄夹克保温	集油干线 9.9km，2PE+玻璃内衬+黄夹克保温	——	——	——	——	集油干线 12.95km，2PE+玻璃内衬+黄夹克保温	减少 15.65km
		单井掺水管线	Φ48×3.5 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温管 10.8km	Φ48×3.5 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温管 8.5km	——	Φ48×3.5 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温管 5.0km	——	——	Φ48×3.5 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温管 24.3km	——	——	——	——	——	——	——	未建
		掺水干线	Φ114×5 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温管 3.8km	Φ114×5 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温管 3.0km	——	——	——	——	Φ114×5 2PE+玻璃内衬+黄夹克保温管 6.8km	——	——	——	——	——	——	——	未建
		掺水加热炉	200kW 5 台	100kW 2 台	——	——	——	——	200kW 5 台 100kW 2 台	——	——	——	——	——	——	——	未建
	注水	水井井口装置	35 套	16 套	9 套	5 套	2 套	5 套	72 套	6 套	2 套	1 套	——	——	——	9 套	减少 63 套

	工程	注水管线	3PE+H87 注水管线 22.2km，其中 Φ76×9 16.2km、Φ76×7 3.0km、Φ140×19 3.0km	3PE+H87 注水管线 12.7km，其中 Φ76×7 8.5km、114×9 4.2km	3PE+H87 注水管 4.0km，其 Φ76×6 4.0km	3PE+H87 注水管线 3.0km，其中 Φ76×11 3.0km	3PE+H87 注水管线 4.0km，其中 Φ76×11 4.0km	3PE+H87 注水管线 1.5km，其中 Φ76×9 1.5km	3PE+H87 注水管线 47.4km	3PE+H87 注水管线 0.87km	3PE+H87 注水管线 3.32km，其中 Φ76×7 0.82km、114×9 2.5km	3PE+H87 注水管线 0.15km	——	——	——	3PE+H87 注水管线 4.34km	减少 43.06km
辅助工程	道路工程	通井土路	宽 4m，长 26km	宽 4m，长 18km	宽 4m，长 5km	宽 4m，长 4km	宽 4m，长 4km	宽 4m，长 3km	宽 4m，长 60km	宽 4m，长 8.62km	宽 4m，长 4.55km	宽 4m，长 3.65km	——	——	宽 4m，长 0.3km	宽 4m，长 17.12km	减少 42.88km
	供电工程	井口变压器	节能变压器 S11-6/10 50kVA 90 台 100kVA 26 台 160kVA 13 台	节能变压器 S11-6/10 50kVA 60 台 100kVA 5 台 160kVA 3 台	节能变压器 S11-6/10 50kVA 39 台	节能变压器 S11-6/10 50kVA14 台	节能变压器 S11-6/10 50kVA4 台	节能变压器 S11-6/10 50kVA 13 台	节能变压器 S11-6/10 50kVA 267 台	节能变压器 S11-6/10 46 台	节能变压器 S11-6/10 20 台	节能变压器 S11-6/10 15 台	——	节能变压器 S11-6/10 1 台	节能变压器 S11-6/10 3 台	节能变压器 S11-6/10 85 台	减少 182 台
		供电线路	6kV 架空线路 LGJ-70 16km LGJ-95 6km LGJ-120 6km	6kV 架空线路 LGJ-95 10km LGJ-95 5km LGJ-120 5km	6kV 架空线路 LGJ-70 9km	6kV 架空线路 LGJ-70 6km	6kV 架空线路 LGJ-70 6km	6kV 架空线路 LGJ-70 4km	6kV 架空线路 73km	6kV 架空线路 15km	6kV 架空线路 7km	6kV 架空线路 6.5km	——	6kV 架空线路 1km	6kV 架空线路 3.8km	6kV 架空线路 33.3km	减少 39.7km
	自控	监控系统	RTU 129 套	RTU 68 套	RTU 39 套	RTU 14 套	RTU 4 套	RTU 13 套	RTU 267 套	RTU 42 套	RTU 19 套	RTU 15 套	——	RTU 1 套	RTU 3 套	RTU 80 套	减少 187 套
公用工程	消防	灭火器	油井变压器区等防火区配置手提式磷酸铵盐灭火器和推车式磷酸铵盐干粉灭火器							在采油岗配置手提式磷酸铵盐灭火器和推车式磷酸铵盐干粉灭火器							
	排水	井场	井场内雨水自然外排							井场内雨水自然外排							一致
环保工程	——	井口伴生气处理	井口安装油套连通套管气回收装置							井口油气回收作为井口加热炉或多功能罐燃烧的燃料							一致
		钻井废水、酸化废液处理	依托纯梁首站作业废液处理站处理							依托纯梁首站作业废液处理站处理							一致
		生活污水处理	井场设置临时移动旱厕，定期清掏，用于肥田处理							井场设置临时移动旱厕，定期清掏，用于肥田处理							一致
		清管试压废水	拉运至纯梁首站污水处理系统处理达标后回注							拉运至纯梁首站污水处理系统处理达标后回注							一致
		油气处理	依托纯梁首站的油气处理系统处理后，输送至史南联合站							依托纯梁首站的油气处理系统处理后，输送至史南联合站							一致
		作业废水、采油污水处理	依托纯梁首站的污水处理系统处理达标后回注							依托纯梁首站的污水处理系统处理达标后回注							一致
		钻井固废处理	井场设置泥浆池，完工后就地固化处置							62 口油水井井场设置泥浆池，完工后就地固化处置；剩余 36 口油水井采油“随钻随治”工艺治理							部分油水井采用“随钻随治”工艺处理钻井固废，对环境影响减小
		建筑垃圾处置	作为道路基础的铺设，剩余废料由施工单位清运至政府指定地点							作为道路基础的铺设，剩余废料由施工单位清运至政府指定地点							一致
		生活垃圾处置	贮存在垃圾桶内，由施工单位拉运至生活垃圾中转站后，由当地环卫部门统一处理							贮存在垃圾桶内，由施工单位拉运至生活垃圾中转站后，由当地环卫部门统一处理							一致
		油泥砂处理	临时贮存于纯梁首站油泥砂贮存池，委托滨州北辰环保科技有限公司处置							大芦湖油田和小营油田油泥砂临时贮存于樊家输油站油泥砂贮存池，最终委托山东宇尚节能环保科技有限公司进行生物修复处置；其余油田产生的油泥砂临时贮存于纯梁首站油泥砂贮存池，委托滨州市华滨聚成环保科技有限公司处置							均委托有资质的单位处置，能够满足危废处置要求。
		噪声治理	注水泵房采取隔声降噪措施，选用低噪声设备							依托的注水泵房采取隔声降噪措施，选用低噪声设备							一致
		生态恢复	对临时占地进行生态恢复							对临时占地进行生态恢复							一致
		环境风险应急措施	配备应急物资；建立健全环境风险应急预案；委托监测等							配备应急物资；建立健全环境风险应急预案；委托有资质的单位进行监测等							一致

3.3.2.2 主体工程及布局

纯梁采油厂部署总井数 98 口，其中油井 89 口，注水井 9 口。本项目井场布署情况详见表 3-6 及图 3-4 至图 3-9。

表3-6 本项目井场部署情况

油田名称	序号	井号	井口坐标（°）		井型	井深（m）	油/水井	钻井泥浆处置方式	井口装置	计量站/注水站	生产状况	所属管理区
纯化油田	1	纯 25-斜 22	118.218111	37.257747	定向井	2722	油井	泥浆池固化	/	55#计量站	生产	纯东采油管理区
	2	纯 25-斜 21	118.217869	37.259064	定向井	2710	油井	泥浆池固化	/	41#计量站	生产	
	3	纯 42-斜 18	118.272846	37.271795	定向井	2615	油井	随钻随治	高架罐（电加热）	59#计量站	生产	
	4	纯 12-斜 22	118.279489	37.235398	定向井	2543	油井	泥浆池固化	/	56#计量站	生产	
	5	纯 5-斜 41	118.260337	37.225707	定向井	1880	油井	泥浆池固化	加热炉	33#计量站	生产	
	6	纯 5-更斜 7	118.252457	37.229062	定向井	2372	油井	泥浆池固化	加热炉	32#计量站	生产	
	7	纯 11-斜 84	118.258643	37.238151	定向井	2546	油井	随钻随治	加热炉	29#计量站	生产	
	8	纯 6-斜 86	118.219023	37.241083	定向井	2496	油井	泥浆池固化	加热炉	29#计量站	生产	
	9	纯 16-更斜 2	118.219180	37.241021	定向井	2505	水井	泥浆池固化	/	27#注水站	生产	
	10	纯 12-侧 12B	118.278327	37.239570	侧钻井	2403	油井	泥浆池固化	加热炉	56#计量站	生产	
	11	纯 32-斜 28	118.268969	37.251615	定向井	2488	油井	泥浆池固化	加热炉	54#计量站	生产	
	12	纯 12-斜 64	118.278327	37.239570	定向井	2407	油井	泥浆池固化	加热炉	37#计量站	生产	
	13	纯 12-斜 63	118.271880	37.238096	定向井	2394	水井	泥浆池固化		56#注水站	生产	
	14	纯 12-斜 67			定向井	1980	油井	泥浆池固化	加热炉	56#计量站	生产	
	15	纯 12-侧 112B	118.281689	37.234802	侧钻井	2528	油井	泥浆池固化	加热炉	56#计量站	生产	
	16	纯 32-斜 29	118.280596	37.240201	定向井	2420	油井	泥浆池固化	/	56#计量站	生产	

纯化油田	17	纯 19-斜 22	118.280145	37.255522	定向井	2683	油井	泥浆池固化	高架罐（电加热）	57#计量站	生产	纯东采油管理区
	18	纯 19-斜 21	118.280256	37.255469	定向井	2739	水井	泥浆池固化	/	54#注水站	生产	
	19	纯 12-侧 17	118.288519	37.239728	侧钻井	2729	油井	泥浆池固化	/	/	停井	
	20	纯 19-侧 9	118.283496	37.256643	侧钻井	2532	油井	随钻随治	加热炉	57#计量站	生产	
	21	纯 32-更斜 2	118.272485	37.250049	定向井	2478	水井	泥浆池固化	/	55#注水站	生产	
	22	纯 12-更斜 123	118.280559	37.240187	定向井	2561	水井	随钻随治	/	56#注水站	生产	
	23	纯 5-斜 40	118.260980	37.222990	定向井	1908	油井	泥浆池固化	/	33#计量站	生产	
	24	纯 5-侧 29	118.239796	37.219877	定向井	2045	油井	泥浆池固化	加热炉	81#计量站	生产	
	25	纯 12-斜 66	118.262489	37.240228	定向井	1894	油井	泥浆池固化	加热炉	37#计量站	生产	
	26	纯 12-斜 65	118.259700	37.244227	定向井	1985	油井	泥浆池固化	加热炉	38#计量站	生产	
	27	纯 69-斜 47	118.142928	37.227752	定向井	2714	油井	泥浆池固化	多功能罐	卸油台	生产	纯西采油管理区
	28	纯 69-侧 18	118.166553	37.231098	侧钻井	2705	油井	泥浆池固化	/	/	停井	
	29	纯 75-斜 30	118.190979	37.206423	定向井	2613	油井	泥浆池固化	/	17#计量站	自喷	
	30	纯 80-斜 1	118.140600	37.257058	定向井	2601	油井	泥浆池固化	加热炉 多功能罐（备用事故罐）	20#计量站	生产	
	31	纯 73-更斜 1	118.184871	37.216918	定向井	2386	油井	泥浆池固化	加热炉	/	停井	
	32	纯 80-斜 3	118.140706	37.257733	定向井	2607	油井	泥浆池固化	加热炉	20#计量站	生产	
	33	纯 80-斜 2			定向井	2520	油井	泥浆池固化		20#计量站	生产	
	34	纯 36-更斜 17	118.162924	37.242200	定向井	2729	油井	泥浆池固化	加热炉	11#计量站	生产	
	35	通 81-斜 36	118.134573	37.250970	定向井	3063	油井	泥浆池固化	加热炉	24#计量站	生产	
	36	纯 62-侧 16	118.135536	37.245511	侧钻井	2330	油井	泥浆池固化	加热炉	24#计量站外输	生产	

纯化油田	37	通 89-斜 4	118.201867	37.250919	定向井	2720	油井	随钻随治	加热炉	3#计量站	生产	纯西采油管理区
	38	通 89-斜 3			定向井	2739	油井	随钻随治		3#计量站	生产	
	39	通 89-斜 2			定向井	2685	油井	随钻随治		3#计量站	生产	
	40	纯 75-斜 25	118.188643	37.212381	定向井	2718	油井	随钻随治	加热炉 多功能罐（备用事故罐）	17#计量站	生产	
	41	纯 75-斜 23			定向井	2593	油井	随钻随治		17#计量站	生产	
	42	纯 71-侧 2B	118.160743	37.243556	侧钻井	2679	油井	泥浆池固化	/	11#计量站	生产	
	43	纯 66-侧 1	118.206424	37.217507	侧钻井	2578	油井	随钻随治	多功能罐	卸油台	生产	
	44	纯 69-更斜 4	118.159068	37.244672	定向井	2876	水井	随钻随治	/	纯六注水站	生产	
	45	纯 69-斜 50			定向井	2364	油井	随钻随治	加热炉	11#计量站	生产	
	46	梁斜深 1	118.175108	37.251760	定向井	3120	油井	泥浆池固化	/	首站	生产	
	47	纯侧平 51	118.238051	37.275748	侧钻井	2847	油井	泥浆池固化	加热炉	43-1#计量站	生产	梁南采油管理区
	48	纯 4-侧 12B	118.237504	37.264657	侧钻井	2323	油井	泥浆池固化	/	管输至首站	生产	
	49	纯 47-平 15	118.252377	37.270022	水平井	2960	油井	随钻随治	/	纯 47#计量站	生产	
	50	纯 56-平 11	118.256462	37.275987	水平井	3055	油井	随钻随治	加热炉	管输至首站	生产	
	51	纯 47-平 16	118.255717	37.263257	水平井	2822	油井	随钻随治	/	/	生产	
	52	纯 47-平 17	118.228808	37.268142	水平井	2992	油井	随钻随治	/	/	停井	
梁家楼油田	1	梁 120-斜 3	118.211836	37.261726	定向井	2830	油井	泥浆池固化	加热炉	管输至首站	生产	梁北采油管理区
	2	梁 120-斜 4	118.211324	37.281451	定向井	3135	油井	泥浆池固化	加热炉		生产	
	3	纯 116-斜 1	118.139638	37.263913	定向井	3061	油井	泥浆池固化	多功能罐	首站卸油台	生产	
	4	纯 56-平 9	118.206479	37.281849	定向井	2978	油井	泥浆池固化	/	管输至首站	生产	
	5	纯 56-平 10	118.196545	37.280655	水平井	2978	油井	泥浆池固化	加热炉		生产	
	6	梁更侧 33	118.285222	37.291365	侧钻井	2886	油井	泥浆池固化	/	/	停井	

梁家楼油田	7	梁 118-斜 1	118.181021	37.278082	定向井	3072	油井	泥浆池固化	多功能罐 3 台	首站卸油台	生产	梁北采油管理区
	8	梁 118-斜 2			定向井	3000	油井	泥浆池固化			生产	
	9	梁 118-斜 3			定向井	3032	油井	泥浆池固化			生产	
	10	梁 118-斜 4			定向井	3154	油井	泥浆池固化			生产	
	11	梁 102-斜 2			定向井	3282	油井	泥浆池固化			生产	
	12	梁 118-斜 5	118.186036	37.283492	定向井	3071	油井	随钻随治	加热炉	梁 21#计量站	生产	
	13	梁 118-斜 6			定向井	3082	油井	随钻随治			生产	
	14	梁 23-更斜 5	118.188001	37.292417	定向井	3082	水井	随钻随治	/	梁一注	生产	
	15	梁 113-斜 1	118.185607	37.258532	定向井	2982	油井	随钻随治	多功能罐	乔庄卸油台	生产	
	16	梁 9-斜 27	118.198749	37.293409	定向井	3651	油井	随钻随治	加热炉	管输至首站	未投	
	17	梁 9-斜 28			定向井	3271	油井	随钻随治		管输至首站	未投	
	18	纯 92-斜 79	118.231632	37.261598	定向井	2210	油井	泥浆池固化	加热炉	41#计量站	生产	纯东采油管理区
	19	纯 92-斜 80	118.231310	37.262070	定向井	2291	油井	泥浆池固化		41#计量站	生产	
	20	纯 92-斜 81	118.232971	37.254658	定向井	2333	油井	泥浆池固化	加热炉	40#计量站	生产	
	21	通 84-斜 57	118.170876	37.254931	定向井	2678	油井	随钻随治	/	12#外输	生产	纯西采油管理区
	22	通 84-斜 59	118.158679	37.254113	定向井	2743	油井	随钻随治	/	10#计量站	生产	
	23	通 84-斜 60			定向井	2685	水井	随钻随治	/	纯六注	生产	
	24	通 84-斜 58	118.175108	37.251710	定向井	2812	油井	泥浆池固化	加热炉	10#计量站	生产	
小营油田	1	梁 204 侧斜 13	118.050896	37.318790	侧钻井	2483	油井	随钻随治	多功能罐	小营卸油台	生产	
	2	梁 78 斜 9	118.050664	37.321684	定向井	3025	油井	随钻随治	多功能罐		生产	大芦湖采油管理区
	3	梁 225 斜 7	118.035761	37.307821	定向井	2606	油井	泥浆池固化	多功能罐		生产	
	4	梁 212-侧 3			侧钻井	5040	油井	泥浆池固化	/	/	封井	
	5	梁 225 斜 8			定向井	2607	油井	随钻随治	多功能罐	小营卸油台	生产	

小营油田	6	梁 204-斜 8	118.052670	37.308237	定向井	2457	油井	泥浆池固化	/	/	停井	
	7	梁 206-侧 1			侧钻井	2475	油井	泥浆池固化	/	/	封井	
	8	梁 212-斜 26	118.029479	37.304439	定向井	2634	油井	泥浆池固化	多功能罐	小营卸油台	生产	
	9	梁斜 905	118.002958	37.298168	定向井	2525	油井	泥浆池固化	多功能罐		生产	
	10	梁斜 906			定向井	2634	油井	泥浆池固化		/	封井	
	11	梁 224-斜 1			定向井	3663	油井	泥浆池固化		小营卸油台	生产	
	12	梁 213-斜 1	118.049074	37.304238	定向井	2869	油井	泥浆池固化	多功能罐		生产	
	13	梁 8-21 斜 8	118.094892	37.285896	定向井	3306	水井	随钻随治	多功能罐	梁 1#配	生产	
	14	梁 8-22 斜 7			定向井	3500	油井	随钻随治		小营卸油台	生产	
	15	梁 8-21 斜 7			定向井	3384	油井	随钻随治			封井	
	16	梁 8-21 斜 10			定向井	3146	油井	随钻随治			封井	
乔庄油田	1	梁斜 531 侧	118.16354	37.324561	侧钻井	3545	油井	随钻随治	/	/	封井	梁北采油管理区
	2	梁 54-斜 3	118.200913	37.318574	定向井	2896	油井	随钻随治	/	/	封井	
博兴油田	1	博 24-斜 14	118.287518	37.171190	定向井	1872	油井	泥浆池固化	多功能罐	B1#站	生产	纯东采油管理区
大芦湖油田	1	樊 159 –斜 3	118.041076	37.246258	定向井	3576	油井	泥浆池固化	多功能罐	樊家输油站	生产	大芦湖采油管理区
	2	樊 159 –平 13	118.011269	37.236818	水平井	3538	油井	泥浆池固化	多功能罐		生产	
	3	樊 154-平 15 侧			侧钻井	3462	油井	随钻随治	多功能罐		生产	

游梁机

皮带机

封井期

多功能罐

高架罐

加热炉

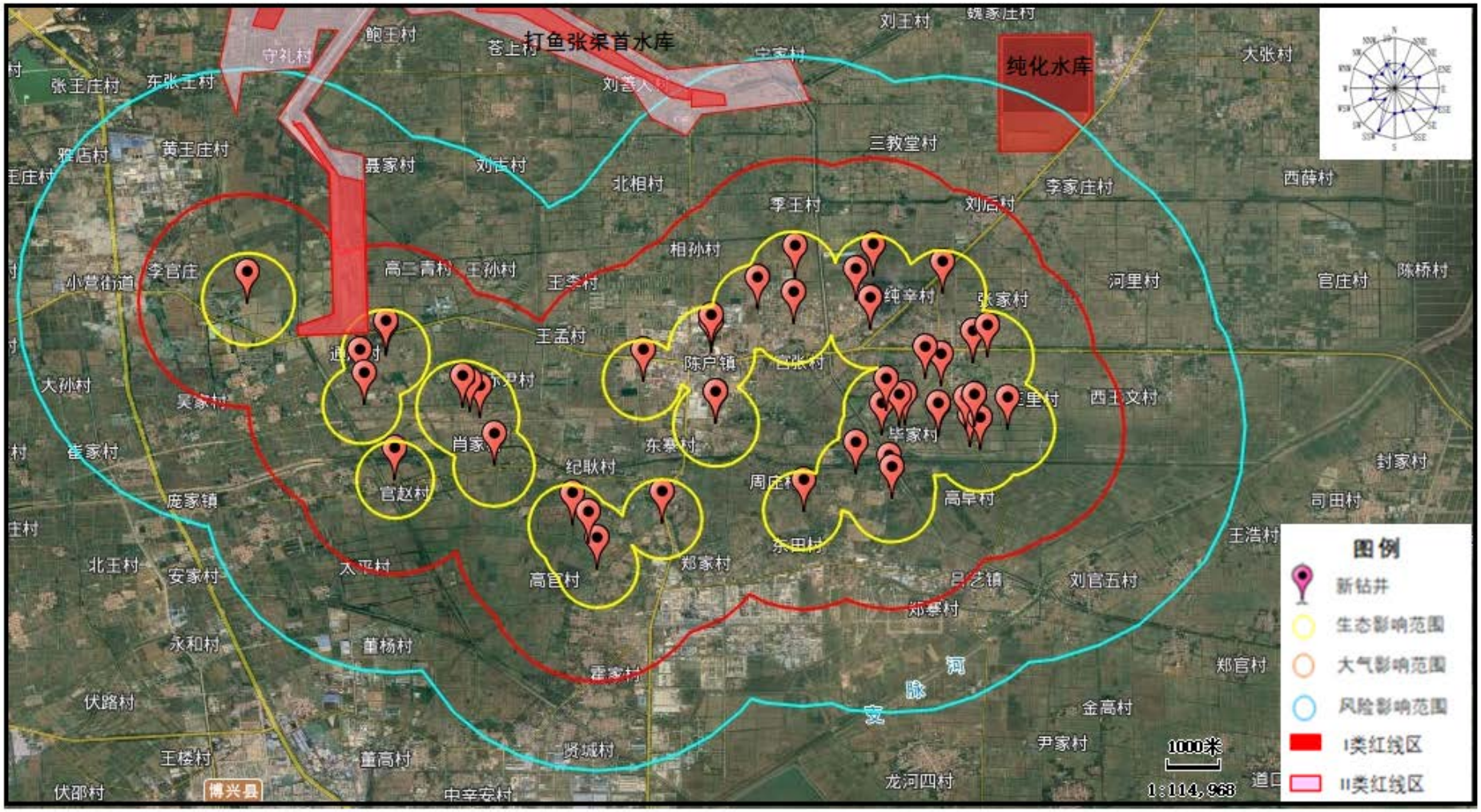


图3-3　纯化油田油水井分布及周围敏感目标分布情况图

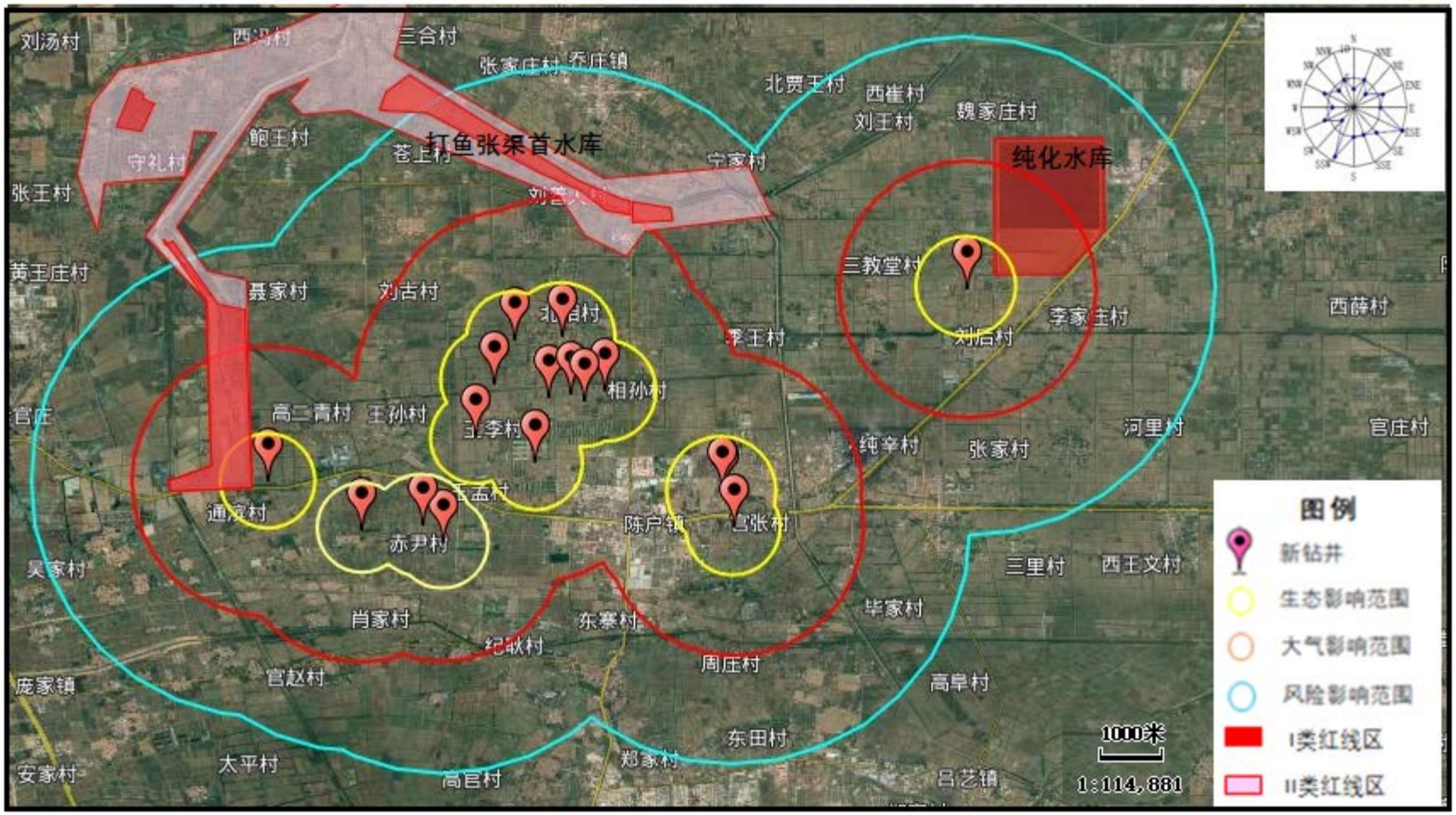


图3-4　梁家楼油田油水井分布及周围敏感目标分布情况图

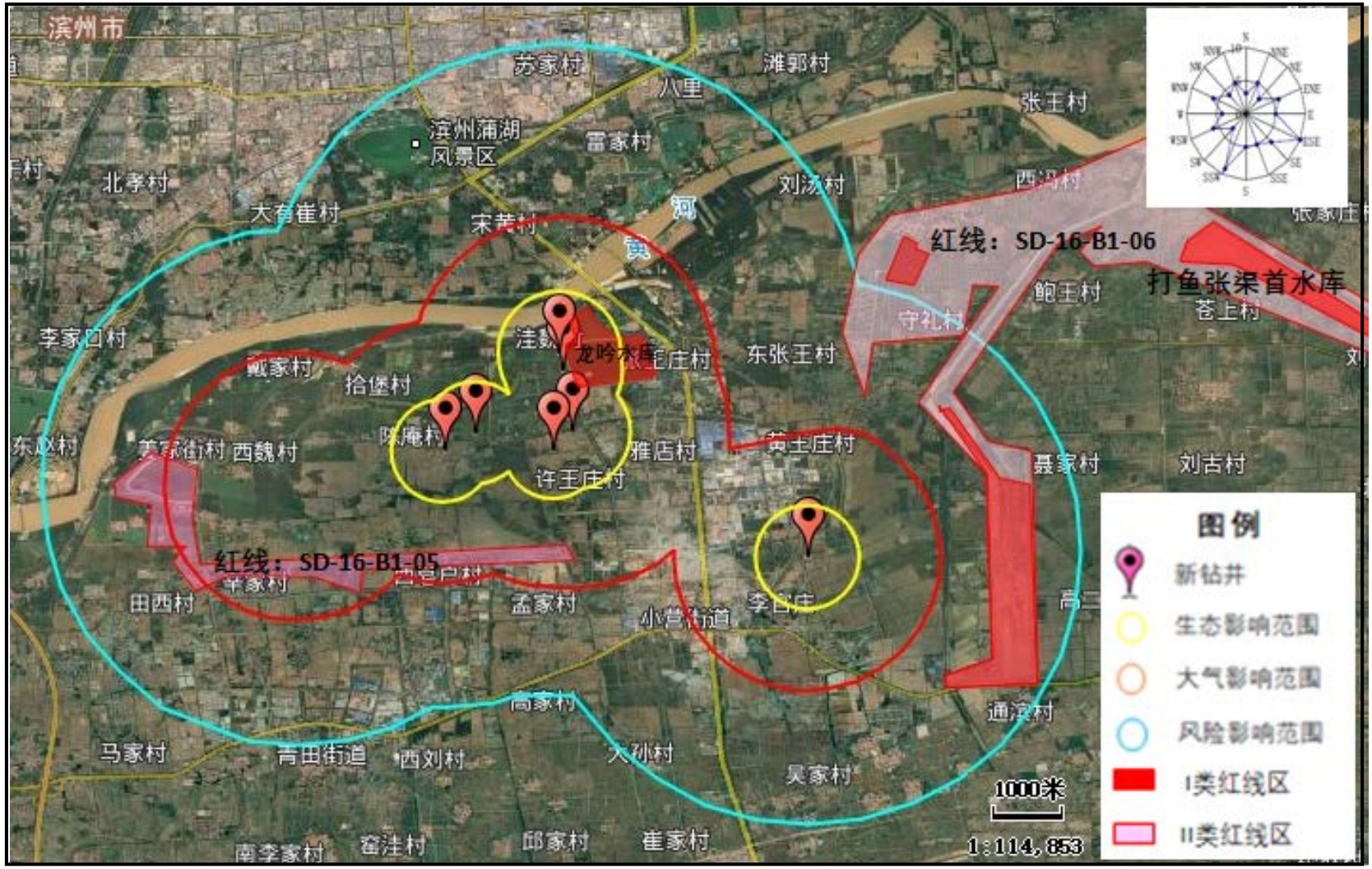


图3-5　小营油田油水井分布及周围敏感目标分布情况图

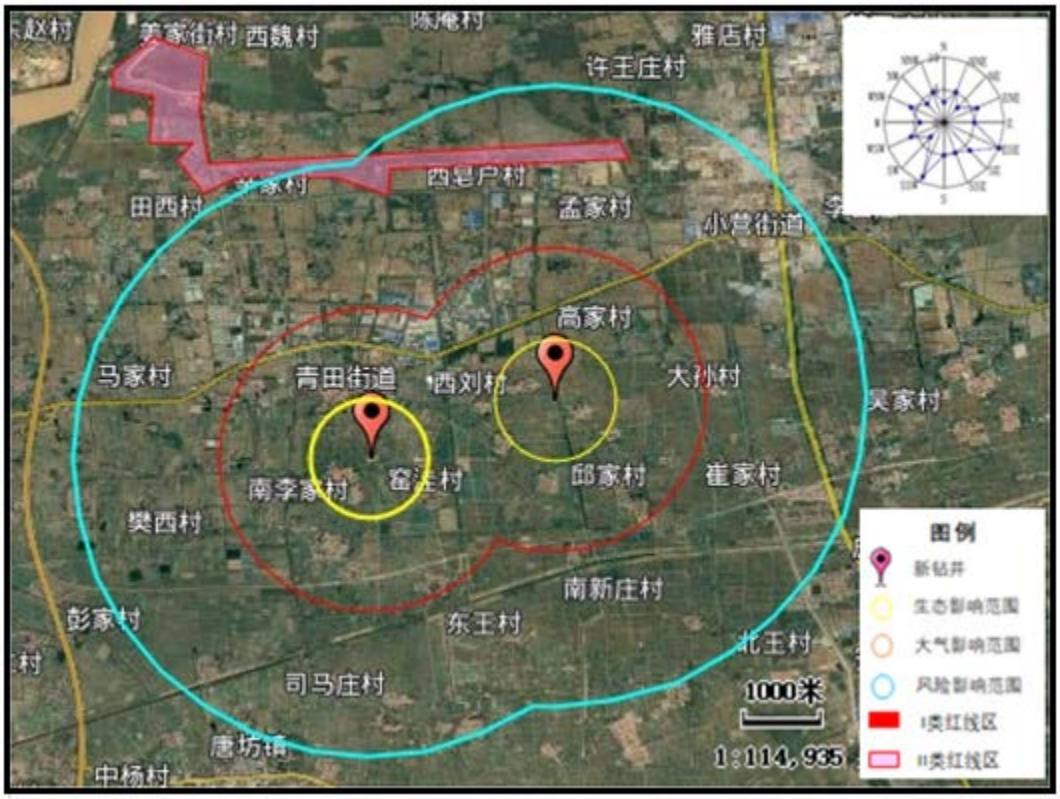


图3-6 大芦湖油田油水井分布及周围敏感目标分布情况图

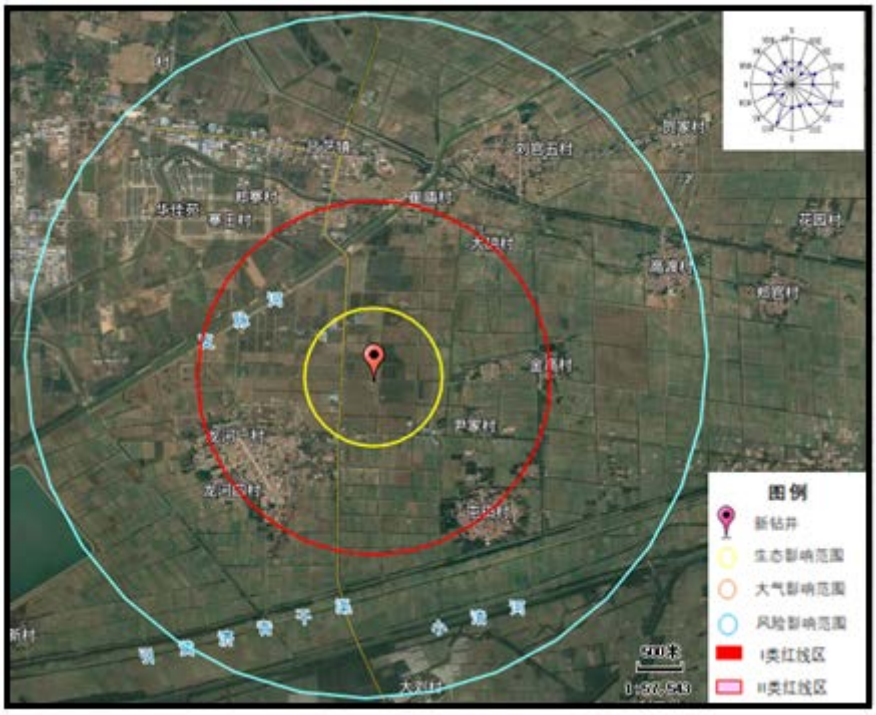


图3-7 博兴油田油水井分布及周围敏感目标分布情况图

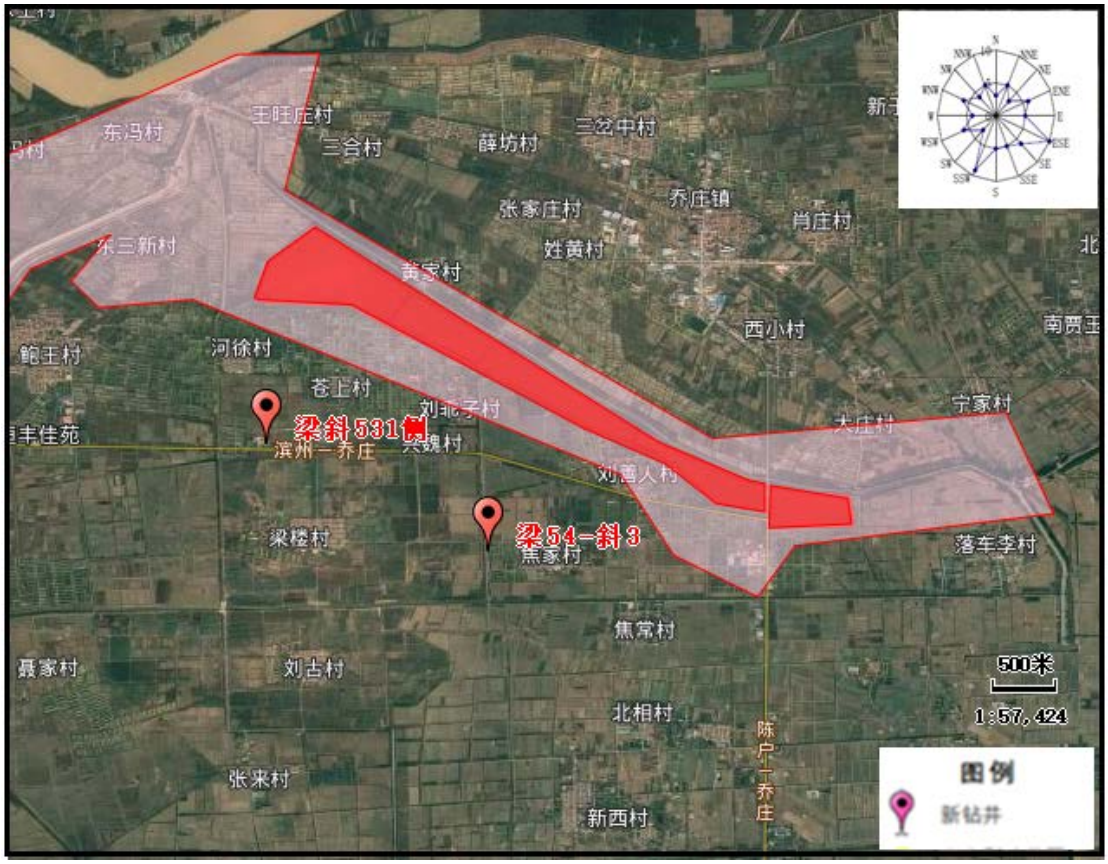


图3-8 乔庄油田油水井（已封井）分布及周围敏感目标分布情况图

3.4 工程主要工艺及产污环节

3.4.1 施工期

3.4.1.1 钻井工程

钻井过程按其顺序可分为三个阶段，即钻前准备、钻进、钻完井。

（1）钻前准备

修建通往井场的运输用路；根据井的深浅、设备的类型及设计的要求来平整场地，进行设备基础施工（包括钻机、井架、钻井泵等基础设备）；搬运、安装钻井设备。

（2）钻进

本项目新钻井均采用二开结构形式。

（3）钻完井

钻井完成后，本项目有 36 口油水井的钻井废弃泥浆和钻井岩屑进入随钻随治设备处理循环利用，剩余钻井固废交有资质的单位处置；剩余 62 口油水井的钻井废弃泥浆和钻井岩临时贮存于现场泥浆池中，完井后废弃泥浆就地固化。钻井设备搬家，准备下一口井的钻井工作。

（4）产污环节

钻井过程中的主要产污环节：施工扬尘（G1-1）、施工废气（G1-2）、施工噪声（N1-1）、钻井废水（W1-1）、钻井固废（S1-1）等。另外，施工期人员会产生生活污水（W1-4）和生活垃圾（S1-3）。

3.4.1.2 井下作业

井下作业主要包括射孔、酸化/压裂、完井。

（1）射孔作业

本项目采用负压射孔测试一体化工艺。

（2）酸化作业

酸化是在低于地层破裂压力条件下泵注酸液，依靠酸液的溶蚀作用解除近井地带的污染和堵塞，提高渗透率。

本项目 26 口油水井采用复合酸酸化油层，处理半径 1m。酸化施工工艺流程见下图。

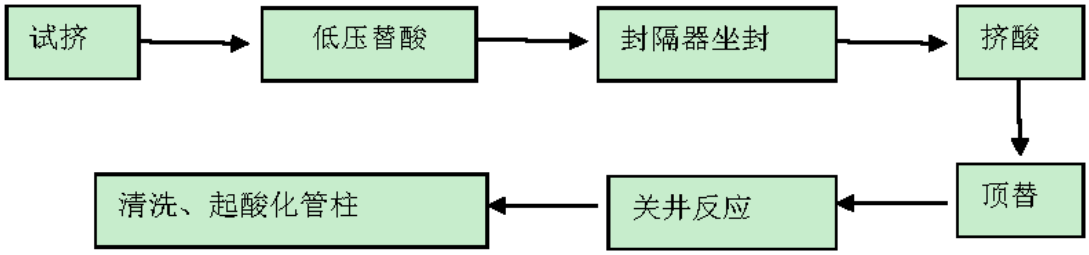


图3-9 酸化施工流程

（3）压裂作业

本项目 20 口油井属低渗透构造岩性油藏，自然产能低，对这部分油井采用常规压裂生产，使用有机硼交联胍胶压裂液，并配套压裂返排一体化工艺，安装压裂抽汲联作抽油泵增强压裂液返排力度。

（4）完井作业

完井作业包括下油管、装油管头和采油树，然后进行替喷、诱导油流使油气进入井眼，为下一步进行采油生产做准备。

（5）产污环节

井下作业过程中的主要产污环节：施工废气（G1-2）、施工噪声（N1-1）、作业废液（W1-2）等。另外，施工期人员会产生生活污水（W1-4）和生活垃圾（S1-3）。

3.4.1.3 地面工程建设

地面工程建设主要包括抽油机等设备的安装、集油管线、注水管线的敷设、阀组的建设等内容。

（1）井场施工

井场施工主要是安装抽油机、井口加热炉、多功能罐和高架罐，并建设相应的辅助设施。

按照“施工准备→基础验收划线→机座安装→减速器安装→支架安装→游梁安装→曲柄安装→刹车装置安装→梯子平台及附件安装→电机安装→电控箱安装→加注润滑油坚固螺栓→试运”的顺序完成抽油机的安装。

（2）管线敷设

新管线敷设前先要测量定线，清理施工现场、平整工作带，修筑施工便道（以便施工人员、施工车辆、管材等进入施工场地），管材防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，在完成管沟开挖、公路（铁路）穿越、建材城穿越等基础工作以后下沟，分段试压，对管沟覆土回填，分段试压。然后清理作业现场，恢复地貌、恢复地表植被，竣工验收。

（3）产污环节

地面工程建设主要产污环节：施工扬尘（G1-1）、施工废气（G1-2）、施工噪声（N1-1）、管道试压废水（W1-3）、施工废料（S1-2）。另外，施工期人员会产生生活污水（W1-4）和生活垃圾（S1-3）。

综上，施工期主要产污环节见下表，主要工艺流程及产污环节见下图。

表3-7　本项目施工期主要产污环节分析

阶段	工程内容	污染物			
		废气	废水	固体废物	噪声
施工期	钻井	施工扬尘（G1-1） 施工废气（G1-2）	钻井废水（W1-1） 生活污水（W1-4）	钻井固废（S1-1） 生活垃圾（S1-3）	施工噪声（N1-1）
	作业	施工废气（G1-2）	作业废液（W1-2） 生活污水（W1-4）	生活垃圾（S1-3）	施工噪声（N1-1）
	地面工程建设	施工扬尘（G1-1） 施工废气（G1-2）	管道试压废水（W1-3） 生活污水（W1-4）	施工废料（S1-2） 生活垃圾（S1-3）	施工噪声（N1-1）

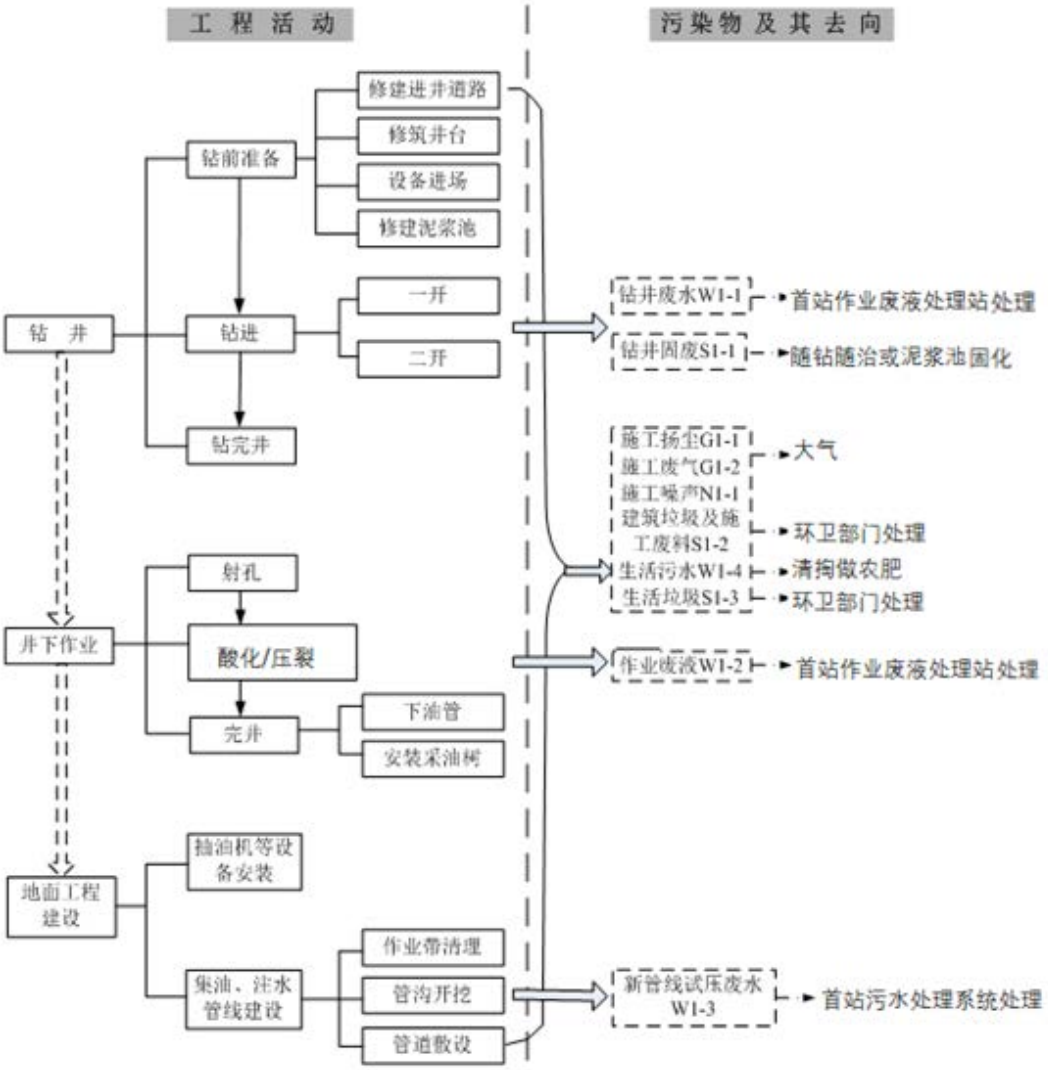


图 3-10 施工期工艺流程及产污环节图

3.4.2 运营期

项目的运营期主要工艺是采油、注水、油气集输、油气水处理等内容。另外，还包括油井的井下作业等辅助工程。

纯梁采油厂采用注水的开发方式。处理达标的采油污水及水源井清水，通过注水站、配水间、注水井注入地层，从而驱动地层中的原油通过采油井采出。

纯梁采油厂采用机械采油，大多数油田建设有完善的油气集输系统。油井产液经集油管线就近进入阀组或者计量站，就近输送至接转站或者联合站，在接转站或者联合站进行油气水的分离处理，处理后合格原油外输至史南站，采油污水经污水处理系统处理后回注，分离出的天然气经作为站内加热炉燃料或外输用作生活用气。

井下作业是对存在问题的井进行作业，如：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、配

注、堵水、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、侧钻、打捞等作业，以恢复油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

本项目运营期的主要产污环节包括：采油井场加热炉废气（G2-1）、多功能罐加热废气（G2-2）、井场无组织挥发烃类废气（G2-3）、抽油机噪声（N2-1）、注水站噪声（N2-2）、作业噪声（N2-3）、采油污水（W2-1）、作业废水（W2-2）、油泥砂（S2-1）等。

本项目运营期产污环节见表 3-8，工艺流程 3-11。

表3-8 本项目运营期主要产污环节

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
采油	井场无组织挥发（G2-3）	——	——	抽油机噪声（N2-2）
油气集输	井场加热炉废气（G2-1） 多功能罐加热废气（G2-2）	——	——	——
油气处理	——	采油污水（W2-1）	油泥砂（S2-1）	——
注水	——	——	——	注水站噪声（N2-1）
井下作业	——	作业废水（W2-2）	——	井下作业噪声（N2-3）

3.4.3 闭井期

闭井期主要产污环节是井场地面设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量的施工机械废气、清管废水、废弃建筑残渣以及拆除设备噪声等产生。

本项目运营期产污环节见表 3-9，工艺流程 3-12。

表3-9 本项目闭井期主要产污环节

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
设备拆除	机械废气（G3-1）	清管废水（W3-1）	废弃井口设备及废弃建筑残渣（S3-1）	设备拆除施工噪声（N3-1）

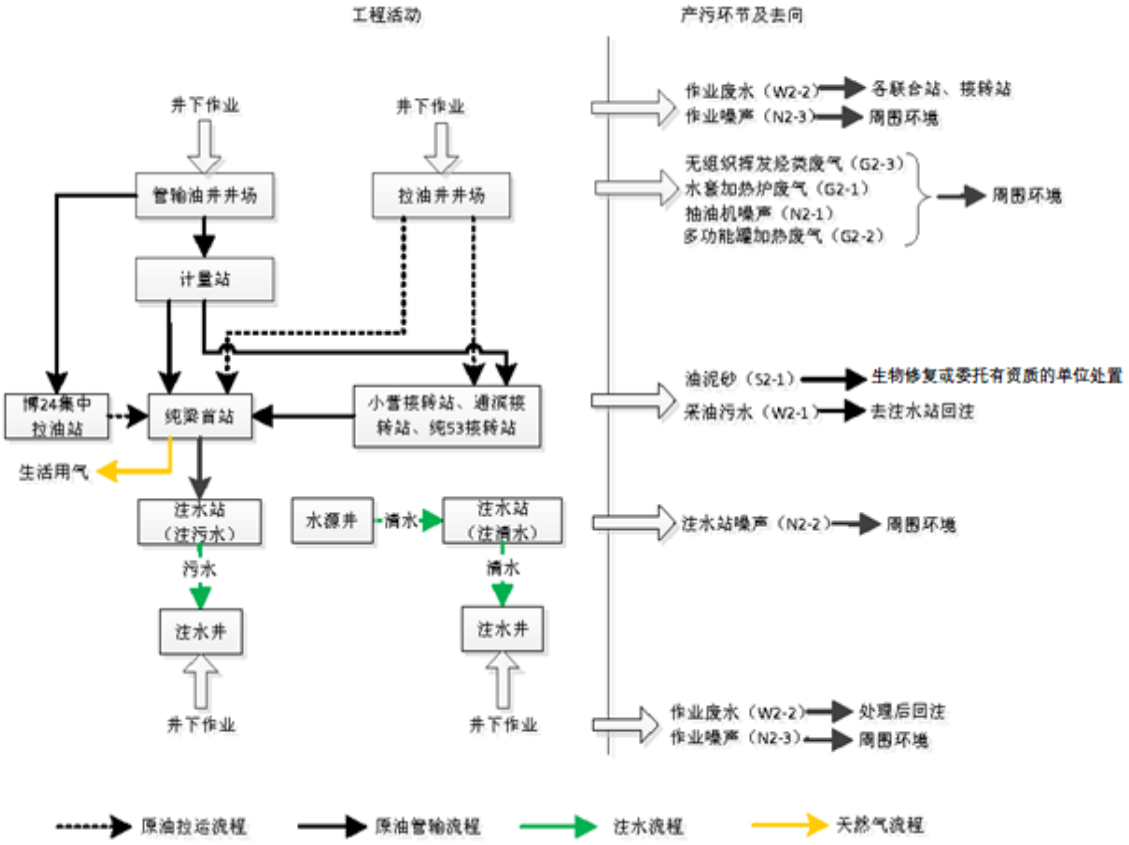


图3-11 纯梁采油厂运营期工艺流程及产污环节图

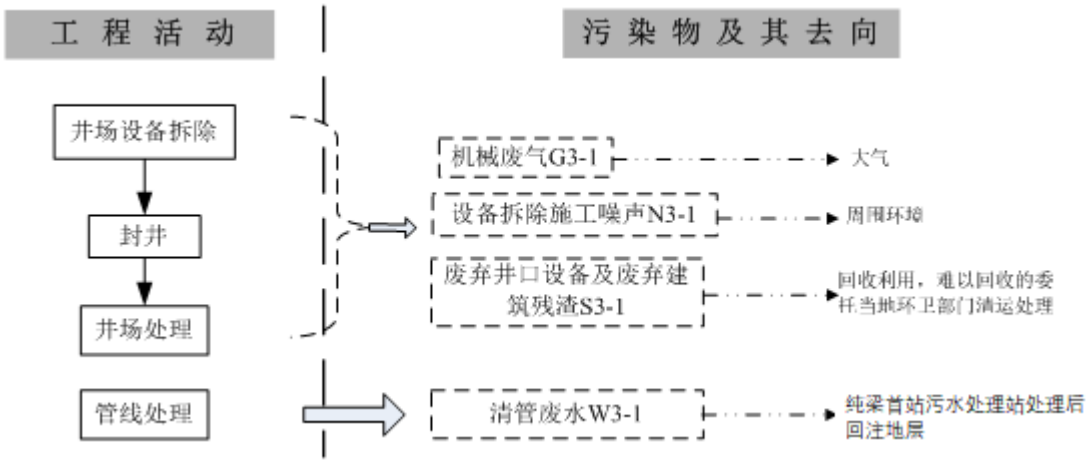


图3-12 项目闭井期主要产污环节

3.5 主要实施工程内容及产排污情况调查

3.5.1 施工期工程内容及产排污情况调查

3.5.1.1 生态环境影响

（1）施工作业带清理和管沟开挖

本项目所在区域以农田为主，开挖管沟造成的土体扰动将使土壤的结构、组成及理化性质等发生变化，进而造成对土壤的侵蚀，影响植被的恢复、农作物的生长发育等。

本项目管道主要采用沟埋方式敷设。管道敷设施工作业带控制在 8m 范围内。管沟开挖作业带范围内的土壤和植被都会受到扰动或者破坏，尤其是在开挖管沟约 5m 的范围内，植被破坏严重。

（2）工程占地

本项目占地总面积 90.61hm^2，其中永久占地面积约 22.07hm^2，临时占地面积 68.54hm^2，占地类型主要为荒地和农业用地。永久占地将改变土地利用性质，对环境产生一定影响。建设单位对施工期临时占地均进行了较好的生态恢复，施工期对生态环境影响较小。

3.5.1.2 大气污染物

项目施工期产生的废气包括施工扬尘、施工废气。

（1）施工扬尘

本项目井场道路修建、管线敷设、井场建设、车辆运输过程等均会产生少量施工扬尘。

施工期间合理化管理、控制作业面积、土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业等措施，施工扬尘对周围环境空气的影响会明显降低。

（2）施工废气

施工废气主要包括施工车辆与机械尾气、钻井柴油发动机废气。

①车辆与机械尾气

施工车辆与机械燃油尾气，主要污染物为 SO_2、NO_2、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轻。

②钻井柴油发动机废气

钻井过程中钻机使用大功率柴油发动机，燃料燃烧向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、NO_2、SO_2、烟尘等。

3.5.1.3 水污染物

施工期废水主要包括钻井废水、作业废液、管道试压废水和少量生活污水。

（1）钻井废水

本项目钻井过程由中石化胜利石油工程有限公司黄河钻井总公司（以下简称黄河钻井总公司）负责。据调查，本项目共部署总井数 98 口，其中油井 89 口，注水井 9 口。钻井废水产生总量为 $3.52\times10^4m^3$。钻井废水主要包括冲洗钻平台及设备产生的废水和冲洗钻井岩屑产生的废水，主要污染物为悬浮物、COD、石油类。黄河钻井总公司采用“随钻随治”和“泥浆池就地固化”处理。

其中，采用“随钻随治”处理工艺的油水井共 36 口。随钻随治工艺通过振动筛、除砂器、除泥器、离心机的分离设备将固液分开，得钻井废水量 $1.26\times10^4m^3$，临时储存于废液罐内，通过罐车拉运至纯梁首站作业废液处理站进行处理，处理达标后回注地层用于油田注水开发，无外排。

剩余 62 口油水井产生钻井废水量 $2.26\times10^4m^3$，暂存于泥浆池中，经静置、沉淀后，通过清液泵取上层清液（约 $2260m^3$）至罐车并拉运至纯梁首站作业废液处理站进行处理，处理达标后回注地层用于油田注水开发，无外排；剩余的钻井废水随钻井固废于泥浆池中一起固化。

（2） 作业废液

本项目部分油水井需要进行酸化作业和压裂作业，作业废液产量共计 $4280m^3$。

本项目涉及 26 口新钻油水井需要酸化投产，酸化废液产生量为 $780m^3$，酸化废液作为作业废液运至纯梁首站作业废液处理站进行处理后进入纯梁首站污水处理站污水处理系统，处理达标后回注地层用于注水开发，无外排。

为提高原油采收率，本项目对 20 口低渗透构造岩性油藏井进行压裂，采用羟丙基瓜尔胶压裂液体系，但不涉及酸化。压裂作业会产生压裂废液，单井压裂液投加量为 $485m^3$，则压裂液总投加量为 $9100m^3$。常规压裂时压裂液返排约为压裂液投加量的 30%，因此本项目压裂废液产生量约 $2910m^3$；而投加量的 70%则渗入油层中，后期随采出液返至地面并进入油气集输流程。压裂废液作为作业废液拉运至纯梁首站作业废液处理站处理达标后回注地层用于油田注水开发，无外排。

羟丙基瓜尔胶压裂液组份见表 3-10。

表 3-10 羟丙基瓜尔胶压裂液配方

组分	浓度（%）	组分	浓度（%）
羟丙基瓜尔胶	17.4	甲醛带包装（36.7～37.4）%	2.9
高温交联剂 HTC-160	11.6	水伤害处理剂 GW-12	0.0

助排挤 SH	10.2	98%纯碱（工业级）	7.3
胶囊破胶剂 EB-1	0.4	消泡剂 HBXP-1	0.6
90%氯化钾（工业级）	29.1	粘土稳定剂 SL	8.7
97%过硫酸铵	0.2	水溶破乳剂 SH	8.7

（3）管道试压废水

管道采用分段试压方式，试压用水采用清洁水，本项目新建管线主要为集油管线及注水管线，单独试压管道较短，试压废水产生量较少，主要污染物为悬浮物，全部拉运至纯梁首站污水处理系统处理达标后回注。

（4）生活污水

施工期生活污水主要来自钻井、井下作业、地面工程建设等施工过程的施工人员。在施工现场设置临时旱厕，由当地农民清掏用作农肥，不会直接外排于区域环境中。

3.5.1.4 噪声

施工期的噪声主要有井场钻井噪声、井下作业噪声及地面工程建设的设备噪声。一般设备的运作都是间歇性的，因此，施工过程中产生的噪声有间歇性和短暂性的特点。

表 3-11 本项目施工期噪声源声压级噪声值统计表

序号	施工过程	设备名称	声压级噪声值（dB（A））
1	钻井	钻机	100
2		柴油发电机	95
3		泥浆泵	95
4		机泵	80
5	作业	压裂泵车	100
6		酸化泵车	100
7		仪表车	80
8		管汇车	80
9		提液泵	80
10	地面工程建设（管道敷设、井场建设）	挖掘机	92
11		推土机	95

3.5.1.5 固体废物

项目施工期产生的固体废物包括钻井固废、建筑垃圾、施工废料和生活垃圾。

（1）钻井固废

本项目钻井过程由黄河钻井总公司负责。钻井固废主要包括钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于泥浆池内的废弃泥浆和钻井过程中岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎

成岩屑。

本项目新钻井 98 口，钻井废弃泥浆产生量为 1850t，钻井岩屑产生量为 21700t，因此本项目固废产生量为 23550t。

采用“随钻随治”处理工艺油水井（36 口）的泥浆通过振动筛、除砂器、除泥器、离心机等分离设备将固液分开，然后利用干化设备对分出固相进行处理，得钻井固废，其中非油气层段固废可就近或外运利用，油气层段固废委托有资质单位处理。余井（62 口）的钻井固废临时贮存于泥浆池中，池内铺设厚度大于 0.5mm 的防渗膜（渗透系数 $\leq 10^{-7}$cm/s），待完井后对其采用就地固化后覆土填埋的方式处理。

（2）施工废料

施工期间产生的建筑垃圾主要产生于井场建设阶段，所产建筑垃圾全部用于井场及道路基础的铺设。

施工废料主要主要包括管道焊接作业中产生废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料及施工过程中产生的废混凝土等。施工废料部分可回收利用，剩余废料依托当地环卫部门清运。

（3）生活垃圾

施工期生活垃圾主要由从事钻井、井下作业、地面工程建设等工作的施工人员产生。施工人员施工期生活垃圾产生量为 23t。所产生活垃圾贮存在施工现场的垃圾桶内，委托当地环卫部门统一处理。

3.5.2 运营期工程内容及产排污情况调查

3.5.2.1 大气污染物

本项目排放的废气主要有采油井场轻烃的无组织挥发、井场加热炉废气和多功能罐废气。

（1）井场轻烃的无组织挥发

本项目运营油井 73 口。经现场调查，油气集输过程采用密闭工艺，回收采出液伴生气，用作井口加热炉或多功能罐的燃料。

（2）井场有组织废气

为了便于油气集输，本项目在部分管输井场设有 45kW 加热炉，共计 32 台；拉油井场设有 40m^3 多功能罐，共计 21 台。

根据现场调查，多功能罐和加热炉的燃料为采出液的伴生气，多功能罐烟囱高度

≥15m，加热炉烟囱≥8m，并已设置规范采样口。

本项目井口加热设备统计情况见表 3-12。

表 3-12 本项目井口加热设备统计表

序号	油田	45kW 加热炉（台）	40m^3 多功能罐（台）	高架罐（台）
1	纯化油田	23	4	2
2	博兴油田	/	1	/
3	梁家楼油田	9	5	/
4	乔庄油田	/	/	/
5	大芦湖油田	/	3	/
6	小营油田	/	8	/
合计		32	21	2

3.5.2.2 水污染物

本项目运营期产生的废水主要包括作业废水、采油污水。

（1）作业废水

作业废水主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水（机械污水）。本项目作业废水产生量为 2460m^3/a。

纯梁采油厂已建成完善的集油管线，作业废水能随采出液进入集输流程，最后以采油污水形式进纯梁首站污水处理系统处理后回注地层，无外排。不具备管输条件的，作业废水由罐车拉运至纯梁首站，与采油废水一起经处理后回注地层。

表 3-13 本项目作业废水产生情况

序号	油田	油井（口）		注水井（口）	年作业废水量（m^3）	处理措施
		生产井	停井/封井			
1	纯化油田	41	5	6	1410	管输或拉运至纯梁首站污水处理系统处理后回注地层，无外排
2	博兴油田	1	/	/	30	
3	梁家楼油田	19	3	2	630	
4	乔庄油田	/	2	/	/	
5	大芦湖油田	3	/	/	90	
6	小营油田	9	6	1	300	
合计		73	16	9	2460	
备注：根据生产经验，平均每年单井修井 1 次，每次修井产生的废液量约为 30m^3。						

（2）采油污水

截至目前，采油污水年产生量 14.807×10^{4}t/a。采油污水依托纯梁采油厂首站污水

处理系统处理达标后，回注地层用于注水开发，无外排。

表 3-14 本项目采油污水产生情况

序号	油田	采油污水（10^4t）	处理措施
1	纯化油田	9.313	依托纯梁采油厂首站污水处理系统处理达标后，回注地层用于注水开发，无外排
2	博兴油田	0.095	
3	梁家楼油田	3.015	
4	乔庄油田	0	
5	大芦湖油田	0.457	
6	小营油田	1.927	
合计		14.807	

3.5.2.3 固体废物

本项目运营期间产生的固体废物主要为油泥砂。

油泥砂产生总量约 37t/a，大芦湖油田和小营油田油泥砂暂存于樊家输油站油泥砂贮存池，其余油田油泥砂暂存于纯梁首站油泥砂贮存池，委托有资质单位进行无害化处理。

表 3-15 本项目油泥砂产生情况

序号	油田	年产液（10^4m^3）	年产油泥砂（t）	处理措施
1	纯化油田	12.086	21.75	暂存于纯梁首站油泥砂贮存池，委托滨州市华滨聚成环保科技有限责任公司处置
2	博兴油田	0.120	0.22	
3	梁家楼油田	4.136	7.44	
4	乔庄油田	0	0.00	
5	大芦湖油田	0.803	1.45	暂存于樊家输油站油泥砂贮存池，最终委托山东宇尚节能环保科技有限公司进行生物修复处理
6	小营油田	3.413	6.14	
合计		20.558	37	/

3.5.2.4 噪声

项目运营期噪声源主要包括：抽油机噪声、井下作业噪声、以及依托的注水站噪声。

项目运营期主要噪声源见下表。

表 3-16 项目运营期噪声源统计表

序号	噪声类型	设备名称	噪声值（dB（A））	降噪措施	降噪后噪声值（dB（A））
1	井下作业噪声	通井车	100	--	100

2		机泵	80	低噪声设备	80
3	抽油机噪声	抽油机	65	低噪声设备	65
4	注水站噪声	注水泵	95	放置于具有隔声降噪措施的泵房内	80

3.5.3 闭井期污染因素分析及拟采取的防治措施

闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程会产生少量的施工机械废气（主要污染物为 SO_2、NO_2、CmHn 等）。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性的特点，因此对局部地区的环境影响较轻。地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集；管线外运清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理。井场集油管线、集油干线清理等过程中产生的清管废水进集输流程，进入联合站处理后回注，无外排。另外井场设备拆卸过程会产生一定的噪声。

闭井时期对环境的影响是短暂的，在油井全部闭井后，影响随即消失。

3.6 依托设施概况

3.6.1 工程依托设施

3.6.1.1 联合站、接转站

纯梁采油厂滨州境内目前建有联合站 1 座、接转站 3 座，采出液处理能力 1071.5×10^4t/a，原油处理能力 383×10^4t/a。纯梁采油厂联合站、接转站具体情况见下表，各联合站、接转站工艺流程、周边环境、平面布置见图 3-13～图 3-23。

表 3-17 纯梁采油厂联合站、接转站统计表

序号	站场名称	投产时间	设计采出液处理能力（10^4t/a）	采出液实际处理量（10^4t/a）	设计原油处理能力（10^4t/a）	原油实际处理量（10^4t/a）
1	纯梁首站（联合站）	1985	912.5	839.5	365	95
2	通滨接转站	1996	30	20	18	12
3	小营接转站	1989	85	80	--	--
4	纯 53 接转站	2002	44	34	--	--
合计	--	--	1071.5	973.5	383	107

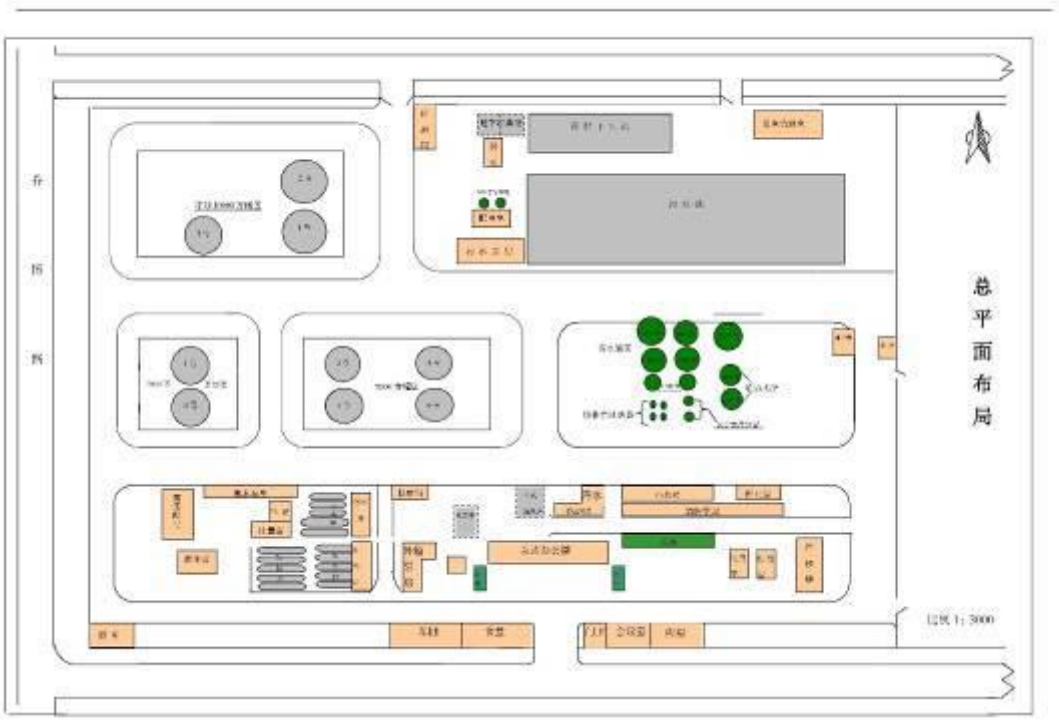


图 3-13 纯梁首站平面布置图

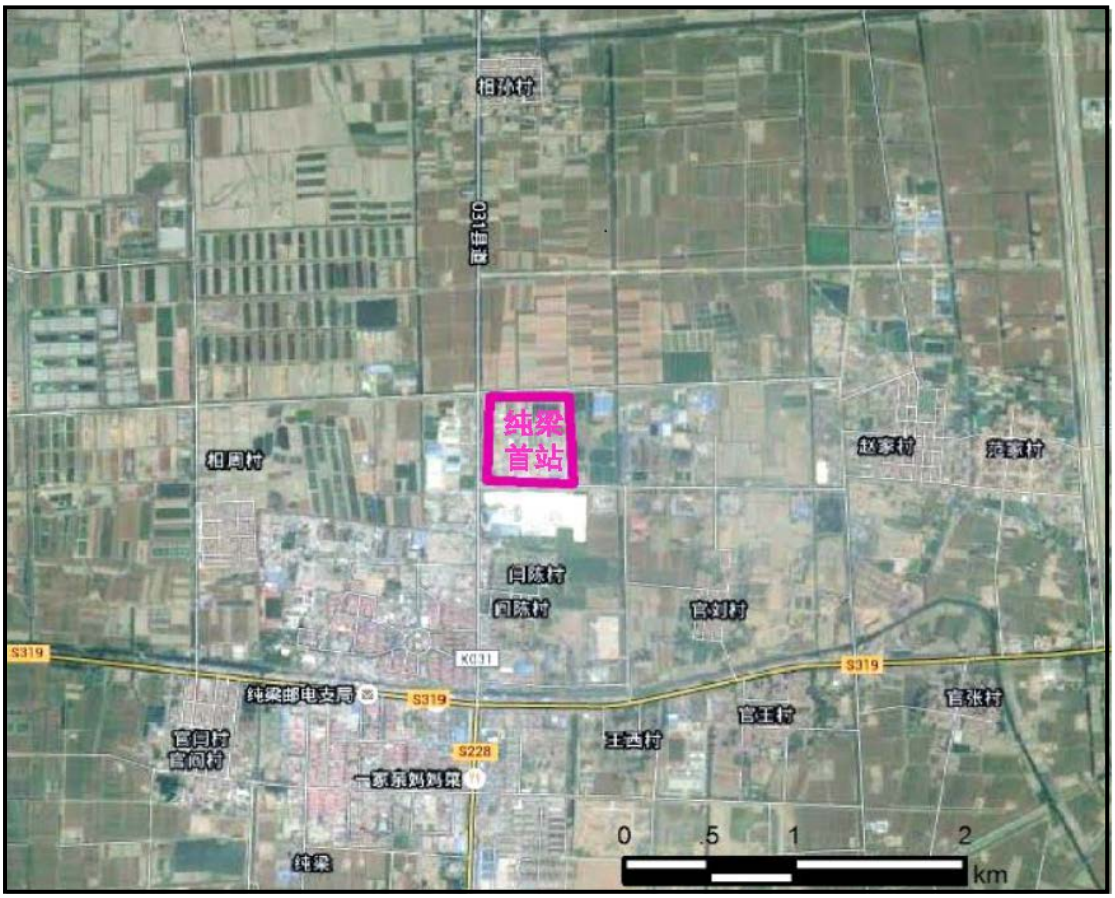


图 3-14 纯梁首站周边环境概况图

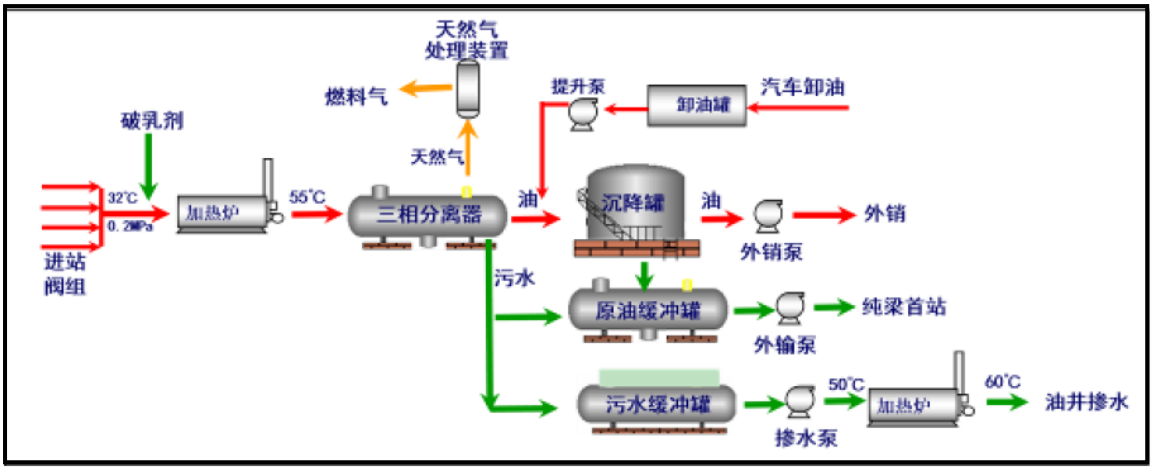


图 3-15 通滨接转站工艺流程图

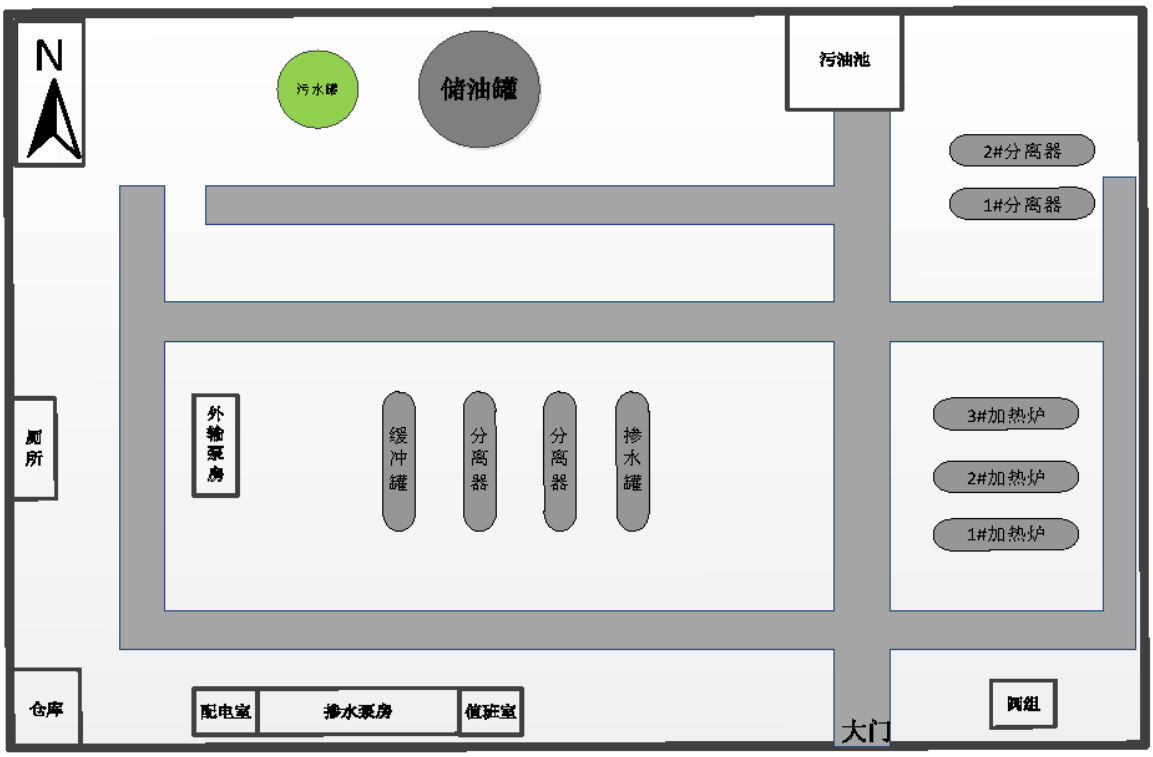


图 3-16 通滨接转站平面布置图

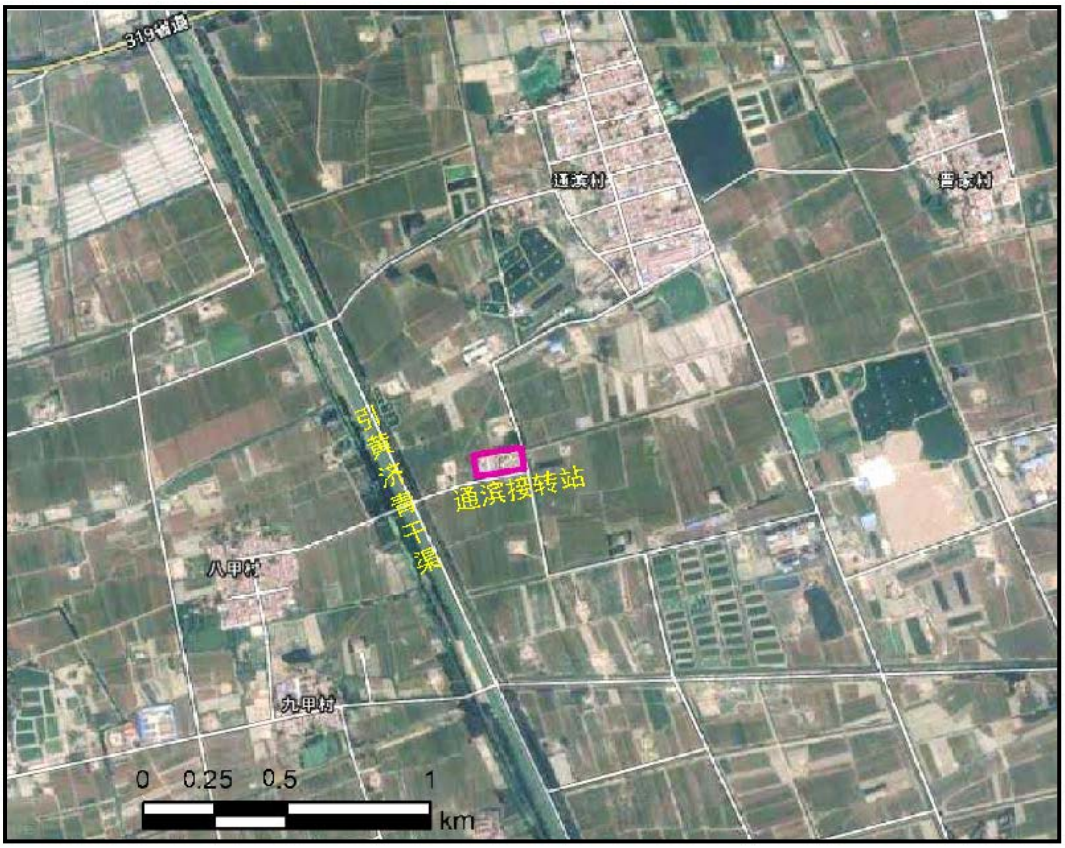


图 3-17 通滨接转站周边环境概况图

图 3-18 小营接转站工艺流程图

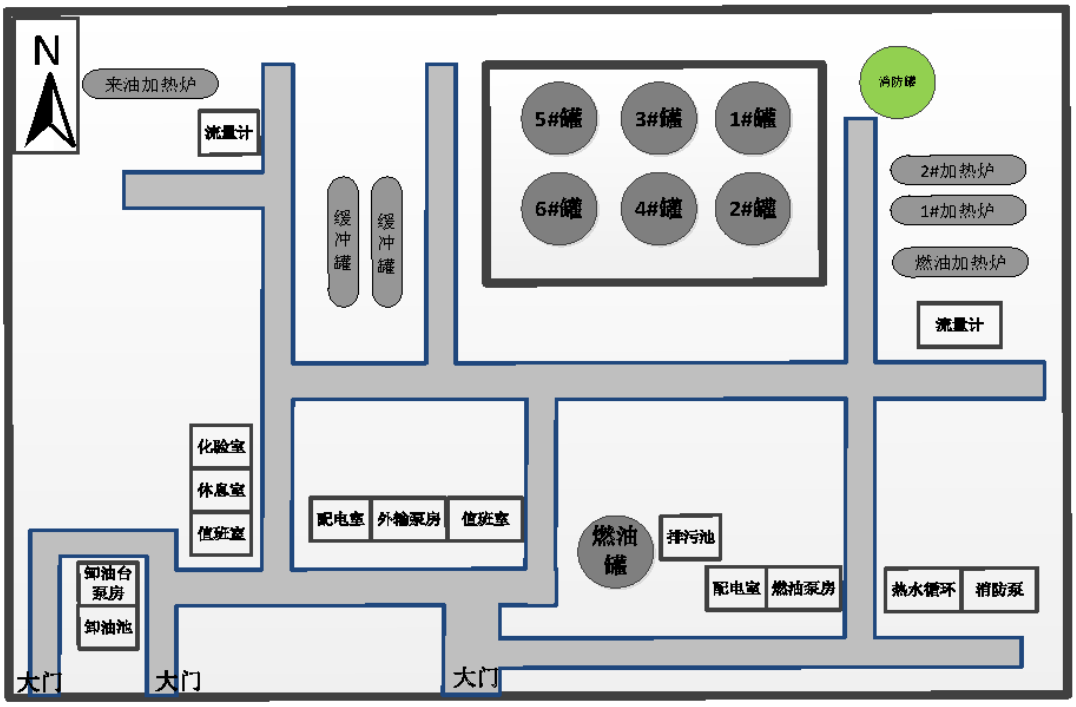


图 3-19 小营接转站平面布置图

图 3-20 小营接转站平面布置图

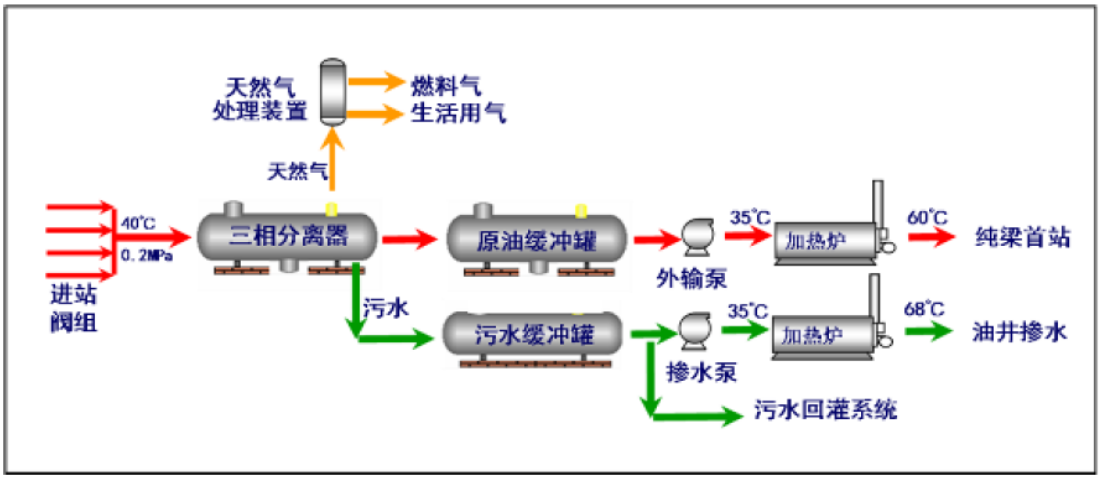


图 3-21 纯 53 接转站工艺流程图

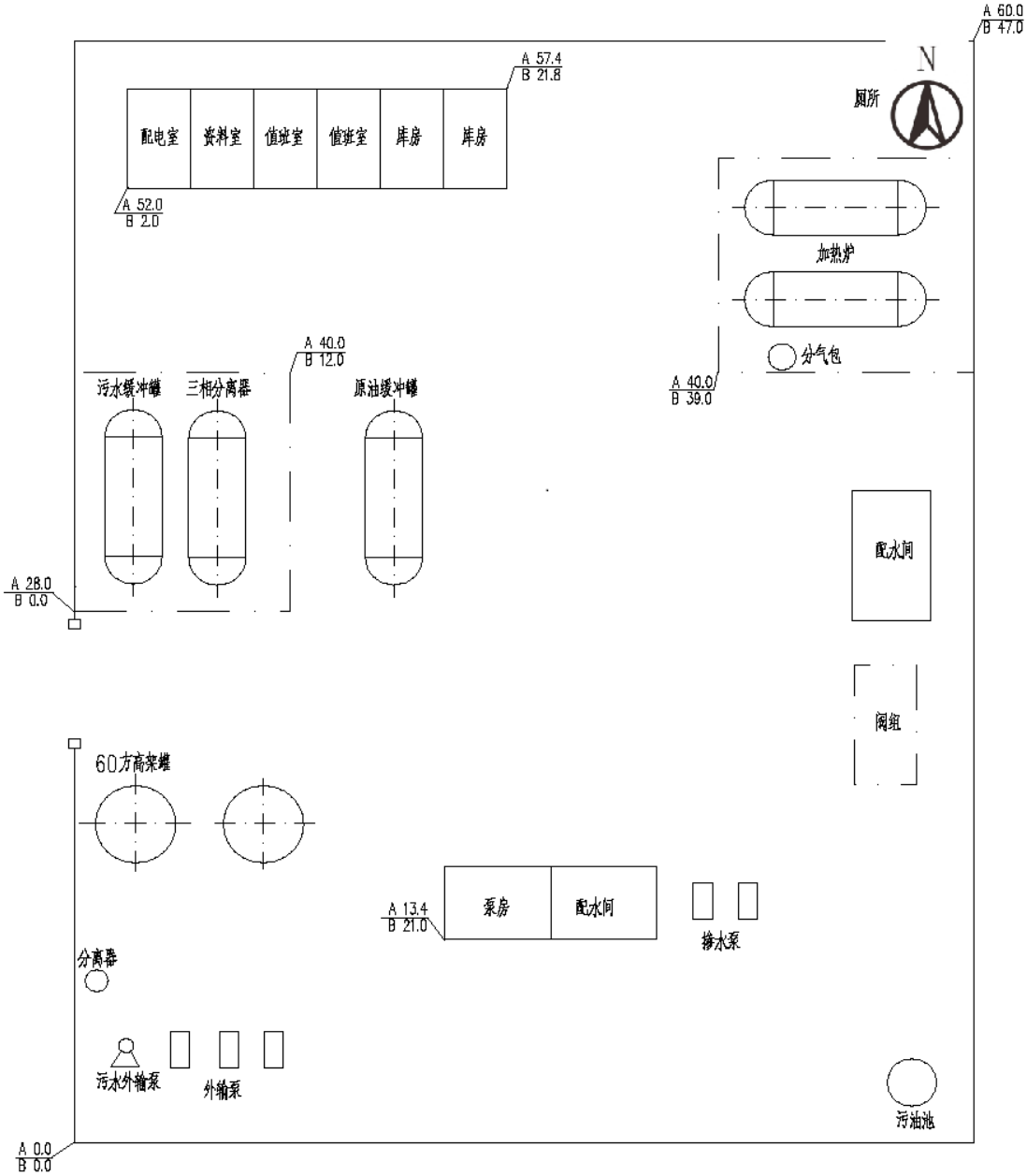


图 3-22 纯 53 接转站平面布置图

图 3-23 纯 53 接转站平面布置图

3.6.1.2 博 24 集中拉油站

博 24 集中拉油站是一座集中拉油站，位于博兴油田，主要负责将个单井、计量站来的采出液进行初步三相分离后，分离出的原油拉运至纯梁首站，分离出的污水进行处理后输送至博 24 注水站回注地层，分离出的伴生气作为站内加热炉燃料。站内现有 2 台 230kW 燃气加热炉。

博 24 集中拉油站工艺流程图见图 3-24，平面布置图见图 3-25。

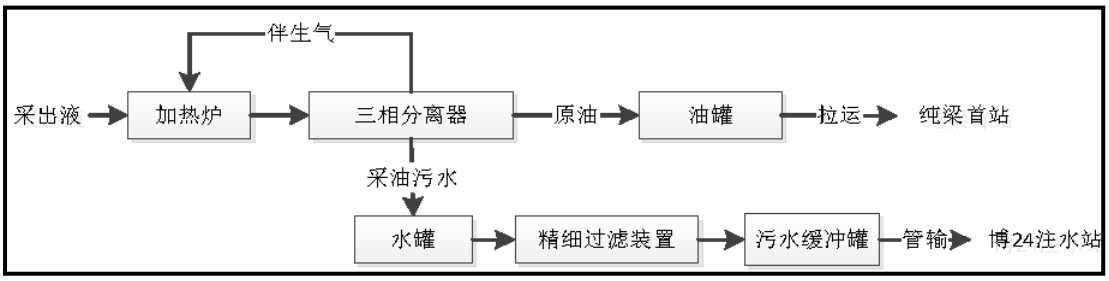


图 3-24 博 24 集中拉油站工艺流程图

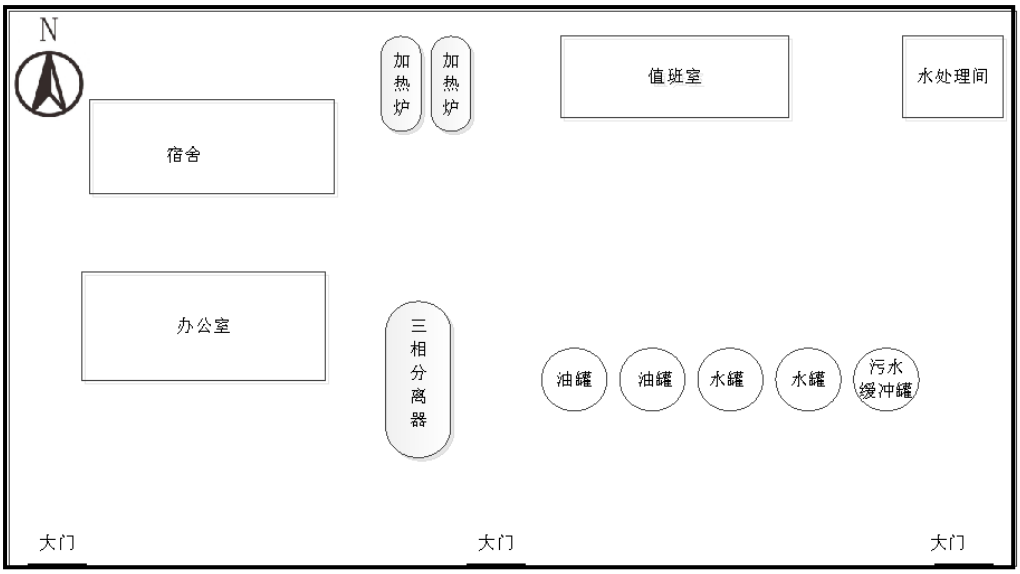


图 3-25 博 24 集中拉油站平面布置图

3.6.1.3 注水站

纯梁采油厂现有 23 座注水站。纯梁采油厂典型注水站工艺流程及平面布置见图 3-26、图 3-27。

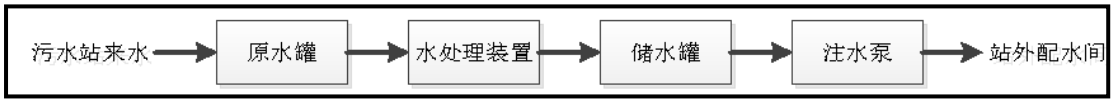


图 3-26 纯一注水站工艺流程图

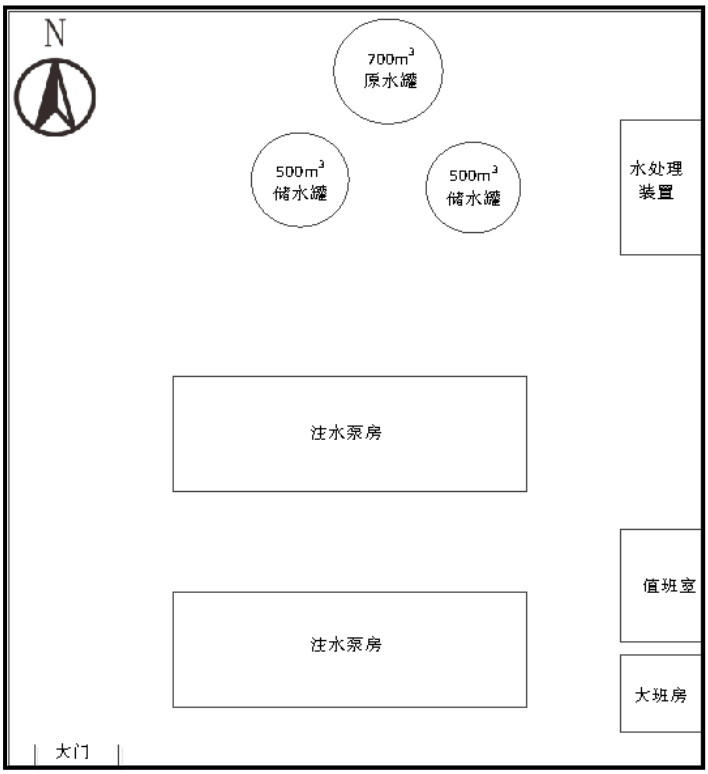


图 3-27 纯一注水站平面布置图

纯梁采油厂滨州境内目前有注水站 24 座，具体情况见下表。

表 3-18 纯梁采油厂注水站现状表

序号	注水站名称	所辖配水间数量（座）	设计日注水能力（m^3/d）	实际日注水量（m^3/d）	注水水源	投产时间
1	梁一注	8	9600	4084	污水	1984
2	梁二注	10	7200	6009	污水	1988
3	梁三注	6	2000	830	污水	1990
4	梁四注	5	400	150	清水	2002
5	纯一注	7	1800	647	污水	1984
6	纯二注	4	800	356	污水	1988
7	纯三注	5	1200	455	污水	1988
8	纯四注	5	1600	731	污水	1991
9	纯五注	9	2100	1162	污水	1994
10	纯六注	5	1600	404	污水	1992
11	纯七注	9	1400	650	污水	1996
12	纯八注	6	800	155	清水/污水	1996
13	纯九注	4	600	275	污水	1997
14	纯十注	1	250	150	污水	2008
15	纯 75 注	3	500	95	污水	1991
16	纯 107 注	1	0	0	清水	2007.6
17	乔一注	0	0	0	清水	2001.1
18	乔二注	6	400	320	清水	2005
19	博 24 注	2	150	86	清水	2007
20	梁 24 注	3	400	47	清水	2013
21	梁 203 注	1	0	0	清水	2009.5
22	梁 228 注	1	230	0	清水	2002.8
23	小营注	6	1000	330	污水	2012
24	樊 120-3 注	1	230	0	清水	2008
合计		20	2410	783	0	14057.3

3.6.1.4 站场防渗

纯梁采油厂联合站、接转站中的罐底、事故池、卸油台均采取了防渗措施，防渗材料均具有耐腐蚀性，符合相关规范要求。

3.6.2 环保工程

3.6.2.1 污水处理系统

纯梁采油厂目前建有 1 座污水处理站，即首站污水处理站，与纯梁首站合建。设计污水处理能力 $2.6\times10^4m^3/d$，实际处理污水量 $2.2\times10^4m^3/d$，处理后污水回注，具体工艺流程见纯梁首站工艺流程示意图。

表 3-19 纯梁采油厂污水处理系统统计表

序号	站场名称	投产时间	设计污水处理能力（$10^4m^3/d$）	污水实际处理量（$10^4m^3/d$）	项目产生量（$10^4m^3/a$）	是否满足需求
1	纯梁首站污水处理站	1985	2.6	2.2	14.807	满足

3.6.2.2 作业废液处理站

纯梁采油厂首站作业废液处理站位于纯梁首站内，2007 年建成并投入使用，设计处理量 $15m^3/h$，采用“分质接收+储存+一体化装置处理”工艺进行，处理后废液达到“含油量≤20mg/L，SS≤45mg/L，pH 6.5～7.5”的指标。处理达标的污水外输掺入纯梁首站污水处理系统。首站废液处理站作业废液年处理量为 $3455m^3$。

表 3-20 纯梁采油厂作业废液处理系统统计表

序号	站场名称	设计处理能力（m^3/h）	目前处理量（m^3/a）	项目产生量（m^3/a）	是否满足需求
1	作业废液处理站	15	3455	2580	分批次进入作业废液处理站，满足生产需求

图 3-28 纯梁首站作业废液处理站照

3.7 环境敏感目标情况

项目调查范围内的环境保护目标主要是村庄居民、油区范围内的农田及敏感水体。

3.7.1 人口密集区调查

本项目主要环境保护目标情况见下表 3-21 至 3-25。

表 3-21　纯化油田调查范围内敏感目标分布情况

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
1	张官庄村	梁斜深 1	W	545
2	高西李村		S	1212
3	吴家村		SW	2535
4	邢家村		S	1611
5	高庙刘村		SW	2100
6	刘家村		SSW	1848
7	庞家镇第二小学		S	2214
8	皂李村		S	2935
9	二甲村		S	3213
10	北杨村		S	4349
11	刘寨村		SW	4888
12	永新村		SSW	4438
13	韦家村		SW	4117
14	李前村		WWN	1534
15	李官庄		WWN	1634
16	东高村		SW	3117
17	西高村		SW	3749
18	范家村		SW	4714
19	崔家村		SW	4921
20	大孙村		SW	2981
21	杠子张村		NNW	4835
22	西齐村		W	4763
23	小营街道		WWN	2801
24	东齐村		WWN	2608
25	小吴家村		WNN	3947
26	雅店村		WNN	4906
27	黄王庄村		NW	4073

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
28	程家村	梁斜深 1	N	4913
29	辛店村		NE	3130
30	李芳含村		SW	4118
31	程马村		N	4973
32	滨州高新区实验学校		WN	3658
33	滨州高新区中学		WN	3812
34	高新区第一小学		WN	4368
35	通滨村	纯 80 斜 1	W	283
36	晋家村	纯 80 斜 2/斜 3 井场	E	294
37	高二青村		NEW	2136
38	王孙村		NE	2896
39	赤李村		NE	1732
40	王店村		NE	2586
41	八甲村	通 81-斜 36	NNW	952
42	黎寨村	纯 62 侧 16	W	1754
43	赤张村		SW	711
44	李刘村		SW	1759
45	栾李村	纯 69-斜 47	N	683
46	红星村		NE	894
47	绳耿村		SEN	645
48	官赵村		SEW	170
49	范王村		W	390
50	范庙村		SWS	856
51	巩庄村		WWN	866
52	永新村		W	1686
53	王厨村		NNW	1700
54	胡楼村		NNW	2347
55	郭家村		NNW	2760
56	祁家村		NNW	2818
57	杨集村		NNW	3420
58	太平村		SSW	2268
59	小宁村		SW	4189
60	董杨村		S	4179

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
61	李井村	纯 69-斜 47	W	1278
62	兴张村		W	1961
63	栾王村	纯 69-斜 50/更斜 3 井场	N	760
64	赤尹村	纯 71-侧 2B	NE	1110
65	尹楼村	纯 36-更斜 17	S	131
66	肖家村		S	438
67	纪吕村	纯 69-侧 18	SEN	897
68	纪刘村	纯 73 更斜 1	NEW	427
69	纪耿村		NEW	1449
70	闫田村		NEW	2294
71	高官村	纯 75-斜 30	E	210
72	冯吴村		SE	231
73	崇德村		SE	1056
74	张官村		SE	1235
75	赵楼村		S	1502
76	辛闫村		SEE	2148
77	霍家村		S	2560
78	李家村		S	3226
79	城头村		S	3708
80	堤上村		S	3906
81	贤城村		S	4393
82	鲍陈村		S	4132
83	顾家村		S	4294
84	王集村		SSW	1057
85	西河西村	纯 66-侧 1	WN	56
86	河东村		E	282
87	陈户村		NEW	347
88	桥子村		SE	326
89	郑家村		SE	1266
90	周庄村	纯 5 侧 29	WN	774
91	东田村		SSW	698
92	西田村		SW	751
93	卞家村		SW	910

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
94	岭子村		SW	1336
95	吕艺镇中学	纯 5 斜 40	SEW	2088
96	博华佳苑		S	2327
97	吕艺镇		SE	2722
98	夹河村		SE	3464
99	京博希望小学		SE	3412
100	崔庙村	纯 12 侧 112B	SEW	4186
101	刘官五村		SE	3756
102	前王文村	纯 12 侧 17	NE	2960
103	三里村		NE	633
104	西王文村		NE	2299
105	东王文村		NE	3117
106	董家村		NE	4023
107	毕家村	纯 12 斜 64	SEW	200
108	许楼村	纯 12 斜 65	W	175
109	袁西村	纯 32 更斜 2	NSE	168
110	袁东村		SEN	475
111	裴家村	纯 32 斜 28	WNN	217
112	纯化镇	纯 19 斜 22/纯 19 斜 21	W	470
113	博兴县纯化镇中学	纯 19 侧 19	N	721
114	曹家村		NE	1178
115	周刘村		NE	2233
116	河里村		NE	3730
117	张家村	纯 42 斜 18	E	1071
118	卢家		NE	2280
119	王家村		NE	2937
120	李家庄村		NE	3730
121	常家村		NE	3367
122	刘前村		NEW	1905
123	小孙家村		NEW	2112
124	刘后村		NEW	2382
125	贾家村	纯 47-平 16	SSW	337
126	止河村	纯 56-平 11	NEW	1295

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
127	三教堂村	纯 56-平 11	NEW	3356
128	牟王		N	4850
129	宫张村	纯 4-侧 12B	N	863
130	范家村		E	131
131	赵家村		N	52
132	李王村	纯侧平 51	N	174
133	相孙村		N	1987
134	落车李村		WNN	3824
135	陈户镇	纯 25 斜 21/斜 22	S	381
136	博兴县第七中学		SE	694
137	官刘村		E	520
138	阎陈村		W	172
139	官王村		SE	790
140	北相村		WNN	4278
141	官阎村	通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场	W	104
142	相周村		N	865
143	新东村		WNZ	1155
144	赤官村		N	3791
145	王孟村		WWN	1638
146	纪吕村	纯 69-侧 18	WN	1761
147	肖家村	纯 36-更斜 17	S	862
148	尹楼村		S	136
149	蔡家一村		SE	489
150	栾王村	纯 69-斜 50/纯 69 更斜 4 井场	N	575
151	赤尹村		NE	712
备注：距离敏感目标范围、地表水体为离最近油井的距离。				

表 3-22　小营油田调查范围内敏感目标分布情况

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
1	东齐村	梁 8-21 斜 7/斜 8/斜 10/、梁 8-22 斜 7	WN	500
2	小营街道		W	1000
3	李官庄		WS	740
4	张官庄村		SSE	1665

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
5	高庙李村	梁 8-21 斜 7/斜 8/斜 10/、梁 8-22 斜 7	SSE	3250
6	邢家村		SSE	3565
7	吴家村		S	4140
8	东高村		S	4635
9	西高村		SSW	4900
10	皂李村		SSE	4840
11	黎寨村		SSW	4750
12	庞家镇第二小学		SSW	4130
13	引黄济青干渠		E	3000
14	谭家村		NNE	4514
15	西三新村		NNE	4672
16	闫庙村		NNE	3620
17	程马村		NNE	3420
18	程家村		NNE	3315
19	前刘家村		NNE	3780
20	榆林村		NNE	4045
21	台西刘村	梁斜 906/905/梁 224-斜 1	SSE	2440
22	东常庄村		S	640
23	西常庄村		SSW	780
24	潘家村		NNE	845
25	西魏村		NNW	740
26	小街村		WWN	735
27	申家村		NNE	2290
28	戴家村		N	2275
29	马仙王村		N	1425
30	董桥村		NNW	1230
31	北闫村		NNW	2240
32	南闫村		WN	1440
33	董家集村		WWN	1500
34	姜家街村		WWN	1950
35	举门村		WWS	1385
36	彭王庄村		WWS	1165
37	刘王庄村		WS	1040

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
38	义和庄村	梁斜 906/905/梁 224-斜 1	WS	1580
39	郑家庄村		WS	2070
40	拐沟李村		WS	2240
41	辛家村		WWS	1900
42	西牛村		SSE	2195
43	东牛村		SSE	2200
44	刘公林村		ES	1570
45	博一村		ES	3840
46	博二村		ES	3800
47	博三村		ES	3700
48	博四村		ES	3550
49	洪家村		ES	3350
50	张家庄村		ES	3800
51	王家楼村		S	2500
52	后刘家村		S	3300
53	徐一村		SSW	3520
54	徐二村		SSW	3300
55	徐三村		SSW	3355
56	徐四村		SSW	3540
57	金盾小区		SSW	4215
58	北辛庄村		WS	3890
59	霍刘村		WS	4475
60	祁家村		WS	4490
61	大道王村		WS	4265
62	彭家沟村		WS	4070
63	田西村		WWS	3110
64	田东村		WWS	2850
65	邪地王村		WWS	3280
66	王官家村		WWS	2845
67	道门于村		WWS	4100
68	毡刘村		WWS	3820
69	耿家村		WWS	2850
70	举门村		WWS	2850

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
71	小街村	梁斜 906/905/梁 224-斜 1	WN	3480
72	户家村		NNW	3410
73	赵四勿村		NNW	3240
74	刘口村		NNW	4510
75	谢家村		N	4585
76	洼魏村	梁 78-斜 9	N	250
77	道旭村		EN	1050
78	马家村		WN	2308
79	宗家村		W	1015
80	大刘村		WN	1600
81	黄河		N	640
82	皂户杨村		EEN	1105
83	三里村		WN	2220
84	李廷庄村		EN	1920
85	密桑行村		EN	2440
86	南马官村		EES	2415
87	朱全镇村		E	2445
88	雷家村		NNE	4355
89	贾家村		NNE	4450
90	滨州市区		N	4675
91	蒲城水库		WN	3850
92	宋黄村		NNW	2620
93	陈台村		NNW	3300
94	张庄村		WN	2910
95	南关村		WN	3900
96	李庄		WN	4250
97	高井村		ENN	3310
98	赵王村		ENN	3749
99	邵家		EN	4695
100	后张高村		ENN	3675
101	三大王村		ENN	3215
102	张王庄村	梁 204 侧斜 13	E	1525
103	东张王村		E	3630

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
104	吕家村	梁 204-斜 8/梁 206-侧 1	EEN	1705
105	坡赵村	梁 213-斜 1	N	380
106	许王庄村		SSE	350
107	雅店村		E	1520
108	小营街道		ES	2045
109	李芳含村		EES	2020
110	滨州高新区中学		EES	1800
111	小吴家村		ES	2210
112	团包村		SSE	1460
113	二香寺村		SSW	2400
114	守义张村		SSW	2840
115	孟家村		S	3020
116	房家村		S	3120
117	西齐村		S	3500
118	新兴村		S	3400
119	杨家村		SSW	4070
120	王家村		S	4190
121	高家村		S	4770
122	魏福吴村	梁 225 斜 7/斜 8、梁 212-侧 3 井	EES	330
123	前陈村		SSE	680
124	后陈村		ES	360
125	洼孙村		NNE	840
126	王家庄子村		NNW	1570
127	三里村		WN	1440
128	彭庄村		NNW	3510
129	张庄		N	4120
130	石门村		wn	4280
131	纸坊村		WN	3900
132	刘桥村		WN	3270
133	韩声杨村		WN	3610
134	杨庙村		WN	4000
135	董川村	梁 212-斜 26	N	225
136	陈庵村		WN	440

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
137	和睦张村	梁 212-斜 26	SSE	765
138	拾堡村		WN	1560
139	南卜村		WS	900
140	台东闫村		WS	1100
141	索家村		SSW	1545
142	西皂户村		S	2280
143	东皂户村		S	2260
144	新闫村		S	3410
备注：距离敏感目标范围、地表水体为离最近油井的距离。				

表 3-23　梁家楼油田调查范围内敏感目标分布情况

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
1	刘后村	梁更侧 33	S	940
2	刘前村		S	1320
3	小孙家村		SSW	1010
4	止河村		WS	1826
5	三教堂村		WWN	1300
6	常家村		EES	1625
7	李家庄村		EES	1980
8	王家村		ES	2000
9	卢家村		ES	2190
10	张家村		SSE	3369
11	周刘村		SE	3606
12	河里村		SE	4050
13	朱家村		EEN	3165
14	魏家庄村		N	3710
15	官庄村		N	4990
16	东崔村		WN	4365
17	西崔村		WN	4430
18	刘王村		WN	3870
19	北贾徐村		WN	4950
20	南贾王村		WWN	4660
21	牟王		WN	2985

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
22	晋家	纯 116-斜 1	ES	665
23	通滨村		WWS	500
24	高二青村		NNE	1505
25	刘王庄村		WN	2220
26	八甲村		WS	2160
27	赤张村		SSW	2800
28	李井村		SSW	3900
29	巩庄村		SSW	3685
30	王厨村		SSW	4672
31	兴张村		WS	4515
32	永新村		WS	4115
33	胡楼村		WS	4712
34	李刘村		WS	3600
35	黎寨村		WS	2965
36	二甲村		WS	3645
37	皂李村		WS	3565
38	三合寺村		WWS	2845
39	庞家镇第二小学		WWS	3260
40	吴家村		WWS	3985
41	高庙刘村		WWS	3127
42	刘家村		WWS	3115
43	邢家村		WWS	2955
44	高庙李村		W	2356
45	张官庄村		WWN	3355
46	栾王村	通 84-斜 58	WS	125
47	肖家村		SSE	1825
48	红星村		SSW	1935
49	栾李村		WS	2530
50	绳耿村		SSW	2920
51	官赵村		SSW	3290
52	范王村		WS	3480
53	赤李村		N	1056
54	王孟村	通 84-斜 57	EN	1025
55	赤尹村		S	187
		通 84-斜 59/斜 60	W	105

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
56	蔡家村	通 84-斜 59/斜 60	SSW	1300
57	阎田村		ES	1710
58	纪吕村		S	2355
59	纪耿村		ES	2480
60	纪魏村		S	3360
61	纪刘村		SSE	3270
62	董家村		ES	4230
63	赵家村	纯 92-斜 79/斜 80	EN	450
64	范家村		EEN	695
65	官刘村		W	450
66	陈户镇		W	1390
67	官张村	纯 92-斜 81	E	170
68	官王村		W	275
69	陈户镇		W	1011
70	贾家村		EEN	1255
71	许楼村		ES	2125
72	聚合村		S	1680
73	博兴县第二人民医院		W	1900
74	东寨村		WS	2870
75	西寨村		WS	3250
76	陈户村		WS	3770
77	西河西村		WS	4560
78	河东村		WS	4233
79	桥子村		WS	4610
80	周庄村		S	2840
81	东田村		S	4500
82	卞家村		S	4570
83	岭子村		S	4905
84	毕家村		ES	3250
85	袁西村		EES	3500
86	袁东村		EES	3785
87	裴家村		E	2880
88	纯化镇		E	3200
89	相周村	梁 113-斜 1	ES	500
90	官阎村		SSE	1200

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
91	纯化镇	梁 113-斜 1	ES	1045
92	东营市胜利第四十六中学		ES	1045
93	王孟村	梁 118-斜 1/斜 2/斜 3/斜 4、梁 102-斜 2 井场	S	1000
94	王店村		WWS	1010
95	王孙村		WWN	1070
96	相孙村	纯 56-平 9	E	350
97	季王村		EN	2630
98	新东村	梁 120-斜 4	M	400
99	北相村	梁 9-斜 27/斜 28	NNE	245
100	相李村		EN	405
101	焦常村		N	1270
102	刘善人村		N	2900
103	大庄村		EN	4040
104	宁家村		EN	4750
105	落车李村		EEN	3710
106	西小村		NNE	4420
107	姓黄村		N	5360
108	乔庄镇		N	4360
109	相呈村	梁 23-更斜 5	ES	365
110	焦家村		N	2170
111	刘古村		WN	1985
112	梁楼村		WN	2880
113	兴魏村		NNW	3610
114	刘乖子村		N	3760
115	仓上村		NNW	4364
备注：距离敏感目标范围、地表水体为离最近油井的距离。				

表 3-24　博兴油田调查范围内敏感目标分布情况

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
1	尹家村	博 24-斜 14	EES	1280
2	郭八村		E	1300
3	龙河三村		WS	1245
4	龙河一村		WS	1640

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
5	龙河二村	博 24-斜 14	WS	2100
6	龙河四村		WS	1970
7	龙河五村		WS	1900
8	屯田村		ES	2000
9	庄科村		ES	2200
10	金高村		E	2060
11	大胡村		EN	2300
12	夹河村		NNW	2400
13	崔庙村		NNE	2470
14	高渡村		EEN	3600
15	刘官五村		EN	3300
16	京博希望小学		N	3170
17	吕艺镇		N	3080
18	寨马村		NNW	3400
19	吕艺镇中心幼儿园		WN	3800
20	博兴县吕艺镇中学		WN	3800
21	博华佳苑		WN	3600
22	益仁花园小区		WN	3550
23	支脉河		WN	1780
24	引黄济青干渠		ES	3090
25	小清河		ES	3800
备注：距离敏感目标范围、地表水体为离最近油井的距离。				

表 3-25　大芦湖油田调查范围内敏感目标分布情况

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
1	大刘家村	樊 159-斜 3	ES	135
2	小刘家村		WN	320
3	东徐村		WS	850
4	大李家村		ES	840
5	苏家村		W	910
6	西刘村		WWN	1135
7	高家村		EN	1395
8	杨家村		NNE	2200

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
9	王家村	樊 159-斜 3	EN	2045
10	杠子张村		EN	1300
11	大孙村		E	1992
12	周家村		ES	1786
13	邱家村		ES	1390
14	贺家村		ES	1700
15	杏园马村		SSW	1300
16	蝎子王村		S	2500
17	南辛庄村		S	3300
18	洼里付村		SSE	4200
19	王祥店村		ES	2450
20	崔家村		ES	2820
21	范家村		ES	3140
22	刘寨村		ES	3740
23	西高村		EES	3750
24	东高村		EES	4220
25	新兴村		NNE	2690
26	西齐村		EN	2890
27	房家村		NNE	3280
28	孟家村		NNE	3240
29	守义张村		N	3370
30	二香寺村		N	3780
31	新闫村		NNW	2810
32	西皂户村		NNW	3900
33	东皂户村		NNW	3850
34	博古孙村		WN	2540
35	博一村		WN	2680
36	博二村		WN	2620
37	博三村		WN	2780
38	博四村		WN	2800
39	洪家村		WN	3030
40	坡刘村		WN	3700
41	刘公林村		WN	4900

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
42	锁家村	樊 159-斜 3	WN	4850
43	团包村		EN	4750
44	小营街道		EN	4000
45	窑洼村	樊 154-平 15 侧/平 13 井场	ES	600
46	药丸家村		SSW	520
47	高西村		WS	400
48	高东村		WS	315
49	青田街道		N	900
50	旧镇村		N	900
51	旧镇南街村		N	1500
52	旧镇医院		N	2100
53	小付家村		WN	1840
54	营盘村		W	1880
55	南李家村		WS	935
56	董家村		WS	1420
57	青田街道办事处大张幼儿园		WS	1445
58	大张家村		WS	1420
59	霍家村		WS	1800
60	东南张村		S	1825
61	赵家村		SSE	2100
62	东王村		ES	3150
63	宫家村		ES	3600
64	东曹村		SSE	4700
65	西曹村		SSE	4750
66	申家村		S	4100
67	西秘村		S	4400
68	东秘村		S	4700
69	司马庄村		WS	3800
70	高家村		WS	5000
71	北张庄村		WS	4900
72	北徐家村		WS	4130
73	樊东村		WWS	2450

序号	敏感目标名称	距离最近井号	相对油井方位	距离（m）
74	樊西村	樊 154-平 15 侧/平 13 井场	WWS	2900
75	张道传村		W	4900
76	付光辉村		W	3560
77	河沟李村		W	3900
78	业绩王村		WWN	2211
79	马家村		WWN	3530
80	史家村		WWN	4000
81	温家村		WN	4019
82	张槐村		WN	4170
83	高官寨村		WN	4230
84	霍刘村		WN	3364
85	北辛庄村		WN	3350
86	滨州高新区第二小学		WN	2767
87	高新区青田中心幼儿园		WN	2720
88	金盾小区		WN	2600
89	徐一村		NNW	3250
90	徐二村		NNW	3300
91	徐四村		NNW	3250
92	后刘家村		NNW	3240
93	张家庄村		NNE	2900
94	王家楼村		N	3780
95	西牛村		N	4200
96	东牛村		N	4240
97	拐沟李村		NNW	4800
98	辛家村		NNW	4700
备注：距离敏感目标范围，地表水体为离最近油井的距离。				

3.7.2 生态红线区

根据《山东省环境保护厅等关于印发<山东省生态保护红线规划（2016-2020 年）>的通知》（鲁环发[2016]176 号），项目开发区域，涉及到的生态保护红线为滨城黄河两侧水源涵养生态保护红线区、打渔张水源涵养生态保护红线区和博兴小清河两侧水源涵养生态保护红线区。本项目不在生态保护红线范围内。本项目验收区涉及到的生态保护红线区详情见表 3-26 及图 3-29。

表3-26 验收区域内生态红线分布情况

生态保护红线区名称	代码	所在行政区域	外边界		I 类红线区		生态功能	生态系统类型	备注
			边界描述	面积 (km^2)	边界描述	面积 (km^2)			
滨城黄河两侧水源涵养生态保护红线区	SD-16-B1-05	滨州市滨城区	S312 以南，小开河以东，S319 以北，北宋镇以西。	22.92	水库库区大坝截渗沟外 边界范围内的区域。	10.86	水源涵养、生物多样性维护	水库、河流、湿地	包含秦台水库、东郊水库、西海水库、秦皇河湿地、打渔张新河湿地、韩墩干渠部分。
打渔张水源涵养生态保护红线区	SD-16-B1-06	博兴县	黄河以南，G205 以东，S319 以北，S228 以西。	29.05	打渔张双台湿地保育区以及水库库区大坝截渗沟外边界范围内的区域。	11.82	水源涵养、生物多样性维护	水库、湿地、森林、河流	包含打渔张渠首水库、打渔张双台湿地、打渔 张森林公园、博兴引黄济青干渠部分。
博兴小清河两侧水源涵养生态保护红线区	SD-16-B1-07	博兴县	打渔张湿地以南，滨州与淄博市界以东，S323 以北，滨州与东营市界以西。	10.16	博兴麻大湖湿地保育区以及水库库区大坝截渗沟外边界范围内的区域；博兴地下水水井为圆心，半径 50m 的圆形区域	5.30	水源涵养、生物多样性维护	湿地、水库、河流	包含麻大湖湿地公园、博兴水库、博兴引黄济青干渠部分 。

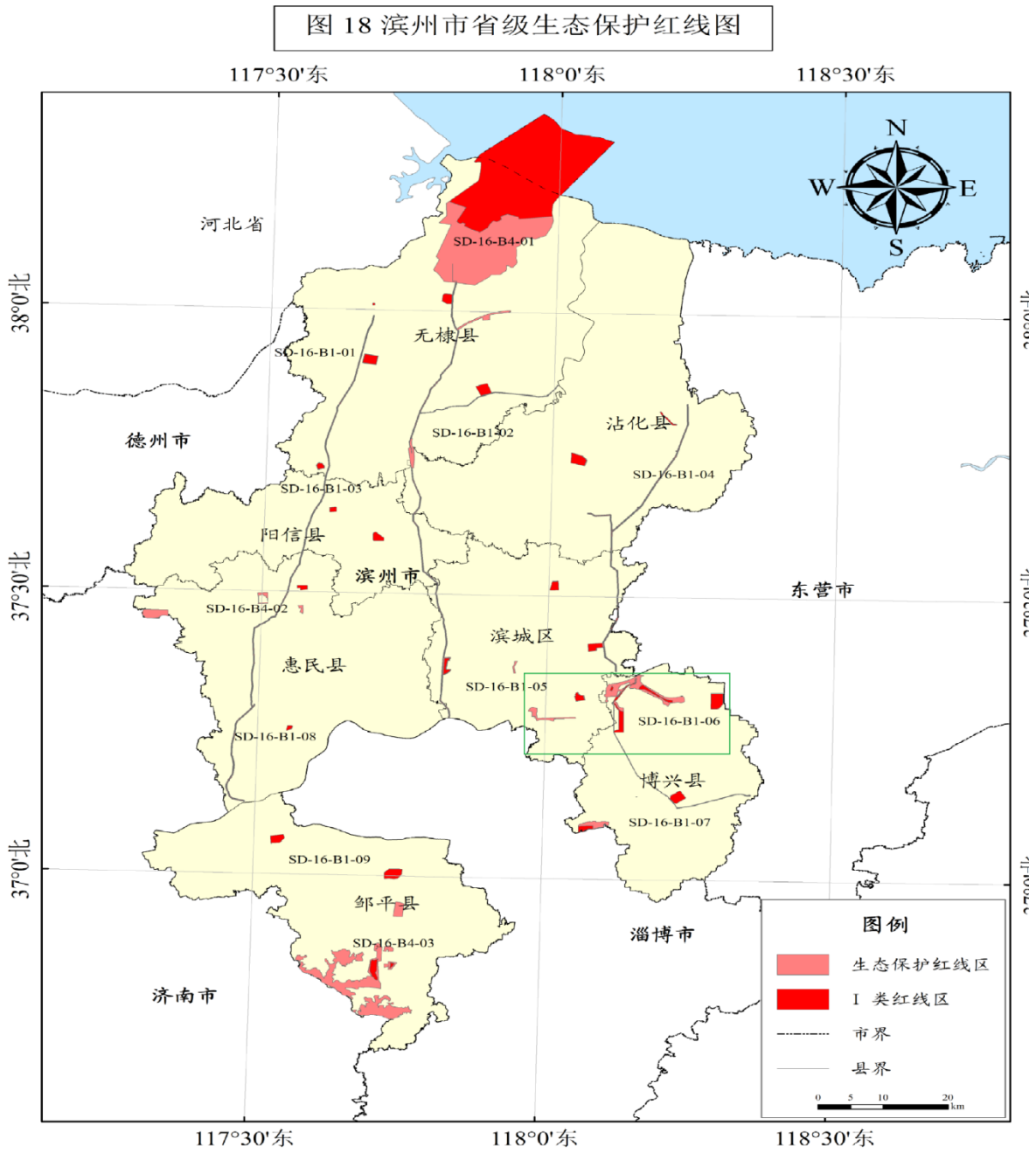


图3-29 滨州市生态红线图

经调查，本项目与生态保护红线距离较近的井有 5 口，分别为小营油田的梁 78-斜 9、梁 204 侧斜 13，纯化油田的梁 116-斜 1、纯 62-侧 16 和纯 69-斜 47。

本项目距离生态红线较近生产井的具体情况见表 3-27 和图 3-3、图 3-4 及图 3-5。

表 3-27 本项目井场与生态保护红线分布情况

井场			生态保护红线（2016 年 9 月发布）			位置及距离 (m)
油田	井号	备注	名称	代码	I/II 类区	
小营油田	梁 78-斜 9	同台井	滨城黄河两侧水源涵养生态保护红线区	SD-16-B1-05	I	龙吟水库西 120

井场			生态保护红线（2016 年 9 月发布）			位置及距离 (m)
油田	井号	备注	名称	代码	I/II 类区	
小营油田	梁 204 侧斜 13	同台井	滨城黄河两侧水源涵养生态保护红线区	SD-16-B1-05	I	龙吟水库西 135
梁家楼油田	梁 116-斜 1	单井	打渔张水源涵养生态保护红线区	SD-16-B1-06	I	沉砂池东 270
纯化油田	纯 62-侧 16	单井	博兴小清河两侧水源涵养生态保护红线区	SD-16-B1-07	II	打渔张湿地以南，引黄输水渠东 410
	纯 69-斜 47	单井				打渔张湿地以南，引黄输水渠东 200

综上，本项目距离生态红线区较近的井有 5 口，最近距离 120m。项目不在生态保护红线范围内，符合《山东省环境保护厅等关于印发<山东省生态保护红线规划（2016-2020 年）>的通知》（鲁环发[2016]176 号）的要求。针对离红线较近的生产井，纯梁采油厂在运营过程中应加强生产管理，保持井场平整、规范，无污水、污油、废物，防治井场落地原油产生对井场土壤和地下水造成污染；对井场内及周围管线进行严格的涂层防腐保护，并加强井场巡井检查，及时地有针对性地优化腐蚀控制措施；在井场封井退出时，严格按照规定，将对环境影响降至最低。

3.8 工程变更情况

3.8.1 实际建设情况与环评变动情况

根据验收调查情况，本项目新钻井数减少，建设地点减少，周边敏感目标数量减少，实际建设中较环评阶段发生了少量变化，具体变动情况及变化原因详见表 3-28。

表3-28　项目变更情况

项目		环评	实际	变化情况	变化原因
项目性质		改扩建	改扩建	一致	/
主体工程	钻井工程	部署总井数 339 口，其中油井 267 口，注水井 72 口	新钻总井数 98 口，其中油井 89 口（停井 9 口，已封井 7 口），注水井 9 口	油井减少 178 口，水井减少 63 口	根据实际油藏情况调整了井数及井深；减少占地，对环境影响减小

项目		环评	实际	变化情况	变化原因
项目性质		改扩建	改扩建	一致	/
主体工程	采油工程	新建抽油机 267 台	新建抽油机 75 台	减少了 192 台	井数减少
	集输工程	油井井口装置 267 套	油井井口装置 82 套	减少了 185 套	井数减少
		井口加热炉 40kW 58 台 80kW 38 台 100kW 2 台 120kW 5 台	井口加热炉 40kW 32 台	减少了 71 台	井数减少，加热炉的需求减少，减少了有组织废气的排放
		多功能罐 33 台	多功能罐 21 台	减少了 12 台	井数减少，多功能罐需求减少，减少了有组织废气的排放
		单井集油管线 90.5km	单井集油管线 22.02km	减少了 68.48km	油井减少，配套管线减少，减少了项目的临时占地，减轻生态环境影响
		集油干线 28.6km	集油干线 12.95km	减少了 15.65km	
		掺水加热炉 7 台 掺水管线 31.1km	未建设	未建设	根据实际生产情况，无需建设掺水设施，减少了生态破坏。减轻环境影响
	注水工程	水井井口装置 72 套	水井井口装置 9 套	减少 63 套	注水井实际生产需求减少，减轻环境影响
		注水管线 47.4km	注水管线 4.34km	减少 43.06km	
项目规模		最大产油能力 10.37×10^4t/a，最大产液量 22.86×10^4t/a	目前，年注水量为 3.8×10^4m^3，年产油 5.752×10^4t，年产液量为 20.558×10^4t/a	年产油量产液量均降低	采油量减少
工艺		注水开采、密闭集输工艺	注水开采、密闭集输工艺	一致	/
环保措施		钻井固废采用泥浆固化填埋工艺	62 口油水井井场设置泥浆池，完工后就地固化处置；剩余 36 口油水井采油“随钻随治”工艺治理	36 口油水井采用“随钻随治”工艺治理钻井固废	采用更为环保的处理方式，

项目	环评	实际	变化情况	变化原因
项目性质	改扩建	改扩建	一致	/
环保措施	滨州北辰环保科技有限公司无害化处置	山东宇尚节能环保科技有限公司和滨州市华滨聚成环保科技有限责任公司处置	处置单位变更	/
建设地点	滨州市高新区、博兴县等地	滨州市高新区、博兴县等地	一致	/
投资	投资 246374.10 万，环保投资 2861.7 万；	投资 74130 万元，其中环保投资 1491.5 万元	投资减少	新钻井数减少，配套环保工程减少

3.8.2 重大变动情况

根据《关于引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）中“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。属于重大变动的应当重新报批环境影响评价文件，不属于重大变动的纳入竣工环境保护验收管理”。

该项目属于石油开采行业，国家生态环境部未发布关于石油开采行业建设项目重大变动清单，该项目变动情况参考《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）和《关于印发制浆造纸等十四个行业建设项目重大变动清单的通知》（环办环评[2018]6 号）文件要求，同时根据《胜利油田建设项目竣工环境保护验收指南》（QHSSE〔2019〕39 号）文件中对产能项目重大变动的辨识，得出以下结论：

本项目的性质、地点和生产工艺环境保护措施未发生重大变动，但因实际油藏情况，项目调整了新钻油水井的数量，实际运行油水井减少，导致采油量显著减少，但该变化减轻了对环境的影响，为有利于环境的影响，不属于不利环境影响加重的显著变化；部分油水井的钻井固废采用了更加环保的治理方式，减轻了对环境的影响。按照《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）有关规定，上述变更不属于重大变更。

4 环境影响报告书回顾

《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目环境影响报告书》由胜利油田森诺胜利工程有限公司完成，2016 年 9 月 30 日滨州市环境保护局对本工程的环境影响报告书做出的批复（滨环字[2016]198 号），从环境保护角度，同意该项目建设。

4.1 结论

4.1.1 建设基本情况

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂 2016-2018 年滨州老区滚动开发建设项目建设地点位于山东省滨州市高新区、博兴县。

本项目总投资 246374.10 万元，环保投资约 2861.7 万元。

纯梁采油厂部署总井数 339 口，其中油井 267 口，注水井 72 口；项目实施后最大产油能力 10.37×10^4t/a（第 1 年），最大产液量 22.86×10^4t/a（第 15 年）。

本项目钻井废水、作业废液处理依托纯梁首站作业废液处理站，纯梁首站作业废液处理站完全有能力接收本项目酸化废液和钻井废水。

本项目施工期产生的钻井固废临时贮存于现场泥浆池，完井后就地固化处置。

本项目油泥砂拉运至滨州北辰环保科技有限公司处置。

4.1.2 现状回顾性评价

4.1.2.1 现有工程基本概况

纯梁采油厂滨州油区包括纯化、梁家楼、博兴、乔庄、小营、大芦湖（跨淄博市高青县、滨州市高新区）6 个油田。截至 2015 年 12 月底，主要管辖油、水井 2476 口，其中油井 1035 口（开井 726 口），水井 666 口（开井 367 口），报废井 775 口。年产油 54.0×10^4t，年产液 564.7×104t，综合含水率 81.9%。

4.1.2.2 现有工程污染物排放达标性

（1）生态恢复情况

根据现场调查情况，纯梁采油厂对施工期临时占地均进行了较好的生态恢复，生态影响较小。本次评价过程中对现有井场、站场内外的土壤进行了取样检

测，结果表明现有工程的建设未对土壤造成较大影响。

（2）废气

本次评价过程中对场界非甲烷总烃、加热炉烟气、多功能罐烟气、火筒炉烟气等现有污染源进行了实测，检测结果表明：各燃气加热炉烟气能够满足《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2013）及《山东省环境保护厅关于进一步明确我省锅炉大气污染物排放控制要求的通知》（鲁环函[2014]420 号）相应要求；多功能罐、火筒炉废气能满足《山东省工业炉窑大气污染物排放标准》（DB37/2375-2013）中表 2 中的标准要求；燃油加热炉废气不能满足《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2013）及《山东省环境保护厅关于进一步明确我省锅炉大气污染物排放控制要求的通知》（鲁环函[2014]420 号）中标准要求；各井场、站场场界非甲烷总烃能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m^3），场界 H_2S 达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）厂界标准值要求（0.06mg/m^3）。

（3）废水

现有工程作业废液均拉运至纯梁首站作业废液处理站处理，处理后进入纯梁首站污水处理系统，同采油废水一起处理达标后回注，不外排，对环境影响不大。

（4）固废

现有工程运营中产生的油泥砂暂存于联合站内油泥砂贮存池，定期由滨州北辰环保科技有限公司拉运，进行无害化处理（加入辅料搅拌、压型、烘干、高温烧制成新型材料）。

（5）噪声

本次评价过程中对现有噪声源进行了实测，检测结果表明：各个井场、站场厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008)2 类排放限值要求；井场、注水站附近的噪声敏感点的噪声监测值能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类区标准。

4.1.2.3 现有工程存在环境问题及整改措施

（1）存在问题：纯梁采油厂 289 台加热炉排气筒高度达不到《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2013）对烟囱高度的要求（8m）。

整改措施：纯梁采油厂计划于 2017 年底前完成烟囱高度改造计划。

（2）纯梁采油厂 100 台多功能罐排气筒高度达不到《山东省工业炉窑大气污染物排放标准》（DB37/2375-2013）中对排气筒高度的要求（15m）。

整改措施：纯梁采油厂计划于 2017 年底前完成烟囱高度改造计划。

（3）小营接转站现有加热炉全部燃用原油，烟气中各污染物浓度均达不到《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2013）表 2 中排放限值要求。

整改措施：纯梁采油厂将对小营接转站现有加热炉进行气代油的改造，预计 2017 年底完成。

4.1.3 污染物排放情况

4.1.3.1 施工期污染物排放情况

（1）废气

项目施工期产生的废气包括施工扬尘和施工废气。其中，施工扬尘源自地面工程建设过程和车辆运输过程，产生量较少；施工废气源自施工车辆与机械尾气、及钻井柴油发动机废气，尤以后者污染物产生量较大。钻井柴油发动机由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为总烃、NO_2、SO_2 和烟尘。

（2）废水

本项目钻井废水产生量为 $12.11\times10^4m^3$，其中上清液量 $1.21\times10^4m^3$。钻井废水约 90%随着钻井固废进行固化处理，10%上清液由罐车拉运至纯梁首站作业废液处理站进行处理，处理达标后回注地层用于注水开发，无外排；本项目所有新钻井需要酸化投产，酸化废液产生量为 $10170m^3$，运至纯梁首站作业废液处理站进行处理后进入纯梁首站污水处理站污水处理系统，处理达标后回注地层用于纯梁采油厂各他区块注水开发，无外排；管道试压废水属于清洁水，全部拉运至纯梁首站污水处理系统处理达标后回注，严禁排放至龙吟水库、打渔张渠首水库等具备饮用水功能的水体中；施工人员的生活污水排入移动式旱厕，由当地农民掏挖清运作农肥，不直接排入区域环境中。

（3）固废

施工期固废主要为钻井固废、建筑垃圾、施工废料和生活垃圾。钻井固废主要成分为少量废弃钻井泥浆和钻井岩屑。本项目钻井固废产生总量为 28.07×10^4t，全部就地固化。建筑垃圾用作站场及道路基础的铺设；施工废料部

分回收再利用，部分依托当地环卫部门清运，无外排；施工人员生活垃圾贮存在施工现场的垃圾桶内，委托当地环卫部门统一处理，无外排。

（4）噪声

本项目施工期包括钻井、井下作业、地面工程建设等内容，施工机械和设备（如钻机、柴油发动机、酸化车、挖掘机、推土机等）运转会产生噪声，声压级源强在 80dB（A）～100dB（A）。

4.1.3.2 运营期污染物排放情况

（1）废气

本项目加热炉废气排放量为 $3332.29\times10^4m^3/a$，SO_2 排放量为 0.393t/a，烟尘排放量为 0.117t/a，NOx 排放量为 2.662t/a；SO_2 浓度为 $11.8mg/m^3$，烟尘浓度为 $3.5mg/m^3$，NO_X 浓度 $79.9mg/m^3$。

本项目多功能罐加热废气排放量为 $803.32\times10^4m^3/a$，SO_2 排放量为 0.087t/a，烟尘排放量为 0.024t/a，NO_x 排放量为 0.589t/a；SO_2 浓度为 $10.8mg/m^3$，烟尘浓度为 $3.0mg/m^3$，NO_X 浓度 $73.3mg/m^3$。

本项目非甲烷总烃无组织挥发量为 0.89t/a。

（2）废水

本项目井下作业废液产生量为 $10170m^3/a$。项目运行过程中已建成完善的集油管线，作业废液能随采出液进入集输流程，最后以采油污水形式进联合站水处理站处理后回注地层，无外排。

本项目采油污水最大产生量 $12.49\times10^4t/a$。采油污水依托纯梁首站污水处理系统处理达标后，回注地层用于注水开发，无外排。

（3）固废

本项目油泥砂产生总量约 41.14t/a，油泥砂暂存于纯梁首站油泥砂贮存池，委托滨州北辰环保科技有限公司进行无害化处理。

（4）噪声

运营期间噪声主要源于井下作业设备（通井车、机泵等）、采油设备（抽油机）、油气集输设备（混输泵）、注水设备（注水泵）等运转，声压级源强在 65dB（A）～100dB（A）。

4.1.3.3 闭井期污染物排放情况

闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程会产生少量的施工机械废气（主要污染物为 SO_2、NO_2、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的特点，因此对局部地区的环境影响较轻。地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集；管线外运清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理。

井场集油管线、集油干线清理等过程中产生的清管废水井集输流程，进入纯梁首站处理后回注，无外排。另外井场设备拆卸过程会产生一定的噪声。

本项目拟采取的环境保护措施技术可靠，切实可行，处理后的废气、废水、固体废物等都能达到所要求的排放标准。

4.1.4 大气环境质量现状评价与影响预测

（1）从环境空气质量监测的结果来看，各监测点大气中 SO_2 小时浓度、日均浓度，NO_2 小时浓度、日均浓度，TSP 日均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准；各监测点非甲烷总烃一次值在各监测点数据均低于《大气污染物综合排放标准详解》中限值（2.0mg/m^3）；各监测点 H_2S 一次值低于《工业企业设计卫生标准》(TJ36-79)居住区一次浓度限值（0.01mg/m^3）；$PM_{2.5}$、PM_{10} 日均值在各个监测点监测数据均出现超标，最大超标倍数分别为 0.631、0.171。超标原因主要与评价区域林木覆盖较低，地表裸露程度较高，气候干燥有直接关系。

（2）有组织、无组织排放的污染物最大落地浓度占标率均小于 10%，因此，本项目有组织排放污染物对周围环境影响不大。

（3）拟建井场无组织排放源的卫生防护距离均为 100m。项目卫生防护距离内无居民区等敏感点，能够满足卫生防护距离的要求。

4.1.5 地表水环境质量现状评价与影响分析

（1）监测期间，龙吟水库、打渔张渠首水库溶解氧、COD、BOD、氨氮、总氮均有不同程度的超标，说明龙吟水库、打渔张渠首水库水质达不到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅱ类水质标准要求。打渔张河溶解氧、氨氮、总氮、总磷、氯化物超标，引黄济青干渠总氮超标，北支新河溶解氧、COD、BOD、氨氮、总氮、总磷、氯化物超标，说明打渔张河、引黄济青干渠、北支新

河达不到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类水质标准要求。工农河总氮、氯化物超标，说明工农河达不到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅴ类水质标准要求。其超标原因主要是由于周边农业污染源较多造成的。

（2）本项目施工期和运营期间生产废水不外排，因此对周围地表水环境影响较小。

4.1.6 地下水环境质量现状与影响评价

（1）本项目所在地各地下水监测点总硬度、溶解性总固体、铁、锰出现超标，最大超标倍数分别为 0.19、0.20、3.50、7.20。总硬度、溶解性总固体、铁、锰等指标超标主要与该地区浅层地下水水文地质化学本底值偏高有关。

（2）拟建项目对地下水有潜在影响，建设单位必须做好构筑物、管道防渗设计、施工和维护工作，坚决避免跑、冒、滴、漏现象的发生，发现问题及时汇报解决。

同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量；严格落实各项环保及防渗措施，并加强管理，可有效控制渗漏环节，防止影响地下水。

4.1.7 声环境质量现状评价与影响预测

（1）监测期间，项目区块内声环境现状能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类区标准要求。

（2）在采取报告书提出的声环境保护措施的前提下，拟建项目施工期和闭井期噪声排放能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的标准要求，

本项目各井场运营期抽油机正常运行期间噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008)2 类区排放限值要求。

因此，从声环境角度分析，本项目可行的。

4.1.8 固体废物影响分析

本项目产生的固体废物全部进行了妥善处置，均无外排，对周围环境影响较小。

4.1.9 生态环境现状及影响评价

（1）通过调查和监测可知，评价区内生态系统以农田生态系统为主，天然

植被以天然草甸植被为主，评价区内土壤中各项监测指标符合《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）中二级土壤标准，其中石油烃类符合《关于印发<全国土壤污染状况评价技术规定>的通知》（环发[2008]39 号）中表 2 规定的标准。

（2）本项目油井建设、管线铺设都会侵占土地，改变原有土地类型，从而影响到原有生态系统的结构功能。

（3）项目总占地面积约 318.39hm^2，其中永久占地面积 60.27hm^2，临时占地面积 258.12hm^2，占地类型为农田，将影响农作物产量，区内主要农作物有小麦和玉米、棉花。占地造成的农作物损失包括永久占地与临时占地造成的单季损失，及运营期每年的永久损失。根据测算，项目造成两年内的暂时性损失量为小麦 1936t，玉米 2904t；永久损失量为小麦 452t/a、玉米 678t/a。

（4）项目运行过程中采取缩小工程占地、加快工程进度等措施减缓土地占用影响；从源头入手，控制原油落地、选用低毒或无毒害泥浆、对钻井固废及油泥砂进行无害化处理等措施减缓各类污染物对生态的影响；对因项目建设而受影响的区域，采用植物修复法实施生态修复。

4.1.10 环境风险评价

（1）根据拟建项目内容和工程特点，拟建项目的主要危险物质是伴生气、原油，最大可信事故为采出液管线泄漏事故。

（2）根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004），拟建项目所在地为敏感性地区，项目涉及可燃、易燃危险物质，未构成重大危险源，本次风险评价等级为一级，评价范围为开发区边界外扩 5km 的范围。

（3）本次评价确定拟建项目事故应急反应时间按 30min 考虑，根据本次评价对天然气泄漏事故以及火灾次生污染环境事故后果(致死人数)分析，本项目不会因伴生气泄漏导致的火灾产生的 CO 而致人死亡，说明本项目环境风险可接受。

（4）本次评价制定了一系列的风险防范措施、应急预案以及应急监测方案，可将事故风险概率和影响程度降至最低。

4.1.11 清洁生产分析

该项目在钻井、采油、作业等多方面均采取了大量的清洁生产工艺装备，减少了资源、能源的消耗，削减了废弃物的产生量。按照《关于印发<油气田企业

清洁生产审核验收办法和清洁生产评价指标体系>的通知》（中国石化安环[2009]18 号）对清洁生产各项指标评定，结果表明多数指标可以达到二级以上水平，符合国家清洁生产的要求。

4.1.12 污染物总量控制

根据《关于调整滨州市境内单位“十二五”期间主要污染物排放总量控制指标的通知》（胜油 HSE[2012]40 号），纯梁采油厂 2015 年总量控制指标为 $SO_2$103t、NO_X16t，

本项目投产后纯梁采油厂滨州油区 SO_2 排放总量为 5.022t/a ， NOx 排放量为 33.979t/a，NO_X 不能满足《关于调整滨州市境内单位“十二五”期间主要污染物排放总量控制指标的通知》（胜油 HSE[2012]40 号）要求。

4.1.13 公众参与

在 922 份有效问卷中，93%的公众表示赞成本项目的建设，3%的公众未表态。

从本次公众参与调查结果看，大部分公众对本项目的评价是客观的。多数人对本项目的建设持肯定的态度，表明本项目有较好的群众基础，认为本项目建设对当地的经济发展、提高生活水平有利。对于本项目建设，公众从自己的认识出发，运营期的废气、土壤及地下水的污染是主要环境问题，这表明广大公众有较高的环境保护意识，这就要求建设单位采取有效的防治措施，实现各项污染物达标排放，并杜绝事故性排放。

4.1.14 经济损益分析

项目总投资 246374.10 万元，环保总投资 2861.7 万元。本项目投产后有助于增加就业率，加速交通运输业的发展，区块开发的大量投资也能够拉动相关产业的发展，具有良好的社会效益。

4.1.15 社会稳定风险评估

本项目符合国家产业政策，项目所需的建设条件均有保障；交通运输条件优越。项目建设可发挥公司的管理优势、资金优势、人才优势和技术优势，带动地方经济发展，增加就业岗位，保持社会稳定，增加地方财政税收，具有很好的社会效益。

项目建设会带来一定的环境污染，只要根据国家或当地的政策进行合理的补偿或积极根据国家的政策法规，建设污染物处理设施对污染物进行净化处理，对影响当地人民群众生产生活的不利因素进行有效防治和相应的防范，化解各类不利于安定团结的风险，项目建设对促进社会稳定发展是会有积极的作用。

当地政府和群众积极关心和支持并参与本项目的建设，为项目早日开工建设、早日建成投产、实现项目目标提供了有效地支持。

4.1.16 产业政策及选址选线可行性分析

本项目符合《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（修正）、《山东省环境保护厅关于印发<建设项目环评审批原则（试行）>的通知》(鲁环函[2012]263号)等要求，符合相关规划的要求，选址选线可行，在进一步落实各项环保措施的情况下，其建设是可行的。

4.2 “三同时”竣工验收一览表

表 4-1 纯梁采油厂施工期“三同时”竣工验收一览表

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准
施工期	固体废物	（1）钻井固废采取就地固化处置方式。 （2）项目产生的生活垃圾全部收集后由环卫部门统一处置	达到《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及其修改单（环保部公告 2012 第 36 号）标准要求	（1）采用就地固化处置的方式 （2）生活垃圾全部收集后由环卫部门统一处置	执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及其修改单（环保部公告 2012 第 36 号）
	废水	（1）本项目钻井废水上清液、酸化废液由罐车收集运至纯梁首站作业废液处理站进行处理后进纯梁首站污水处理系统进一步处理，处理达标后用于注水开发，无外排； （2）试压废水全部拉运至纯梁首站污水处理系统处理达标后回注，禁止排放至具有饮用水功能的水体中； （3）施工期生活污水排入移动旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥，不直接外排于区域环境中	钻井废水、酸化废液处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中推荐水质标准	（1）钻井废水上清液、酸化废液运至纯梁首站作业废液处理站处理达标后用于注水开发，无外排； （2）试压废水全部拉运至纯梁首站污水处理系统处理达标后回注； （3）施工期生活污水排入移动旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥，不直接外排	——
	废气	（1）原材料运输、堆放要求遮盖；及时清理场地上弃渣料，不能及时清运的采取覆盖措施，洒水灭尘； （2）加强施工管理，尽可能缩短施工周期	——	——	——
	噪声	（1）合理选择施工时间，减少对居民的影响； （2）合理布置井场，对村庄等环境敏感点进行合理避让	满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求	——	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。
	生态环境	（1）合理制定施工计划，严格施工现场管理，减少对生态环境的扰动； （2）制定合理、可行的生态恢复计划，并按计划落实		临时占地完成生态恢复	——

表 4-2　纯梁采油厂运营期“三同时”竣工验收一览表

阶段	项目	措施内容	处理效果	验收内容	验收标准
运营期	固体废物	（1）项目产生的油泥砂拉运至有危废处理资质的滨州北辰环保科技有限公司作无害化处置	危险废物贮存满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单（环保部公告 2012 第 36 号）	油泥砂拉运至滨州北辰环保科技有限公司处置，无外排	危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单（环保部公告 2012 第 36 号）。
	废水	（1）项目产生的采油污水、井下作业废液依托纯梁首站污水处理系统处理后全部回注，无外排	达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中推荐水质标准	采油污水、井下作业废液依托纯梁首站污水处理系统处理后全部用于注水开发	——
	废气	（1）井口套管气回收采用油套连通装置 （2）加热炉、多功能罐燃烧采用清洁的伴生气	非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中非甲烷总烃无组织排放周界外浓度限值要求；加热炉废气满足《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2013）及《山东省环境保护厅关于进一步明确我省锅炉大气污染物排放控制要求的通知》（鲁环函[2014]420 号）中标准要求；多功能罐加热废气满足《山东省工业炉窑大气污染物排放标准》（DB37/2375-2013）中表 2 中的标准要求	井口安装油套连通回收装置，加热炉、多功能罐燃烧采用清洁的伴生气	非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中非甲烷总烃无组织排放周界外浓度限值要求；加热炉废气执行《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2013）及《山东省环境保护厅关于进一步明确我省锅炉大气污染物排放控制要求的通知》（鲁环函[2014]420 号）中标准要求；多功能罐加热废气执行《山东省工业炉窑大气污染物排放标准》（DB37/2375-2013）中表 2 中的标准要求
	噪声	（1）井场选址远离居民点； （2）设备选型尽可能选择低噪声设备	厂界噪声达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准	——	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准
环境风险		风险防范措施及应急预案		应急预案已制定	应急预案文件
环境管理与环境监测		委托有关部门或设备生产厂家，对有关人员进行操作技能培训，培训合格后上岗；制定环境管理制度与监测计划，委托有资质的单位定期进行监测，建立健全设备运行记录		——	环境管理制度；监测计划

4.3 建议

本项目为三年滚动开发建设项目，具体的井位和集输管网存在不确定性，因此，对后期实际开发方案设计和建设，提出以下几点建议和要求：

（1）尽量采用丛式井或者井工厂模式开发，减少占地；

（2）井位布置及集输管网布置时尽量远离居民区、饮用水体等敏感点；

（3）尽量利用网电钻机；

（4）加强环境管理信息系统建设，加强风险应急措施演练；

（5）闭井期拆除设备及土地复垦应通知当地环保局进行现场监督。

5 生态环境影响调查与分析

5.1 项目区基本生态情况

5.1.1 生态系统现状

项目所在地——滨州市高新区、博兴县主要为黄河冲积平原，地势由西南向东北倾斜。项目开发区域土地利用类型以旱地为主，另有零星乔木（主要为杨树）。经实地调查与专家咨询，确认验收区生态系统以旱地生态系统为主，旱地生态系统主要是以棉花、玉米、大豆为主的农田生态系统。

境内植被类型属暖温带落叶阔叶林植被型，气候条件适合温带落叶阔叶植物的生长和栽培，毛白杨、刺槐、旱柳等阔叶树种占优势。因地形、地貌、土壤、水文、地质、盐化程度及人为活动等因素的影响，境内植被类型以农业植物为主；在含盐量较高地区、沼泽地带及水中有小片原生或次生性质类型植被。

落叶阔叶林植被型：落叶阔叶林为山东地带性植被，由暖温带落叶树种组成。落叶阔叶林是境内的顶级群落，由于近海、成陆时间晚等原因，天然的落叶阔叶林未得到发育，多数为人工林和萌芽林。代表植物主要有杨树、柳树、刺槐、白蜡、榆树、国槐、泡桐等乔木类及苹果、桃、杏、枣、山楂、梨等果树类。

落叶阔叶灌木植被型：因人为活动和自然环境的影响，在境内的盐碱低洼地带有由少数灌木种类构成的灌木林、灌丛和灌草丛。代表植物主要有紫穗槐、杞柳、柽柳等形成的灌木林和人工栽培的桑条、葡萄等形成的纯灌丛等。

农业植被型：农业植被主要有人工栽培农作物和农田杂草两大类。农作物主要有小麦、玉米、棉花、大豆、水稻、谷子、花生、高粱、红薯、绿豆、芝麻、红麻、向日葵、蔬菜、瓜果、苜蓿、田菁、苕子、串叶松、墨西哥玉米、沙打旺等；农田杂草主要有白茅、狗尾草、车前、马唐、马齿苋、小蓟、荠菜、藜、播娘草、野蒿子、小芦苇等。验收区内主要农作物类型见图 5-1 所示。

草地植被型：草地植被是随着城镇、公路建设而新兴起来的一种绿地草坪植被。代表植物主要有高羊茅系列、多年生黑麦系列、草地早熟禾系列、结缕草系列、马尼拉、白花三叶草、狗牙根、麦冬等。

经现场调查和查阅资料，该区域未发现珍稀濒危物种、古树名木。

图5-1 验收区内主要农作物现状图

5.1.2 自然环境概况

5.1.2.1 地理位置及交通条件

滨州市高新区、博兴县位于鲁北平原黄河下游南岸，隶属于山东省滨州市，南靠淄博，东接东营，西与淄博市的高青县相邻，北隔黄河与滨城区相望。

5.1.2.2 地形、地貌和地质

（1）地形地貌

滨州市高新区、博兴县地处燕山运动断裂带，渤海凹陷西南边缘与泰沂山区山前冲积平原的交接地带，齐河至广饶大断裂带从中部穿过，今小清河基本上处断层裂隙处。小清河以北属黄泛平原，小清河以南属泰沂山区山前冲积平原。形成全境西高东低南北高中间洼的簸箕状地形特点。地形分为平地、洼地、斜坡地三大类，具体又分为南部山前缓平地、河间浅平洼地、缓平坡地和东北部黄河决口冲积扇形坡地四小种，地面坡降一般在 1/1000 左右，地面高程海拔为 3m～20m，最高点与最低点相差 16.2m，境内微地貌比较复杂。

（2）地质

滨州市高新区、博兴县位于济阳坳陷南部，东营坳陷的西南端，其南邻为泰山—鲁山—沂山断凸，它属于在中生代地堑式断陷基底上发育起来的新生代沉积盆地的一部分，县境地处燕山运动断裂带，渤海坳陷西南边缘与泰沂山区山前冲积平原的交接地带，齐河至广饶大断裂带从中部穿过（今小清河基本上处在断层裂隙处），从而将全县分成两个南北不同的地质构造单元即：小清河以北属黄泛平原，小清河以南属泰沂山区山前冲积平原。

根据项目周围其它项目地质勘察资料，项目区内没有不良地质现象；根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2001）确定的地震基本烈度为 7 度。

5.1.2.3 地表水系

滨州市高新区、博兴县境内河流众多，均属季节性河流，过境河流有黄河、小清河、预备河、支脉河、北支新河等，此外还有多条雨源性河流和人工开挖的排灌河渠。博兴县境内河流分为小清河和支脉河两大水系，北支新河、工农河、打渔张河及小河子均为支脉河的支流，预备河为小清河的支流。据统计，全县地表径流和过境河道径流总量多年平均值为 $3218.5\times10^4m^3$。

（1）河流水系

黄河自西向东流经博兴县的北部边境，自滨州市小营镇高井村北入境，在博兴县乔庄镇新于庄东北出境，境内长度为 14km，博兴县多年平均引黄河水量为 $1.85\times10^8m^3$；小清河自博兴县湖滨镇的西闸村北入境，博兴县境内干流长度为 29km；支脉河源于高青县吉池沟，自东干流入博兴县苗集进境，经博兴、陈户、吕艺三镇后，在吕艺镇王浩村东出境，于广饶县防潮闸入海，境内干流长度 28.2km，流域面积为 $208.9km^2$。另外，三号支沟、打渔张河及胜利河等与支脉河相通，形成庞大的支脉河水系，目前支脉河为沿线城镇生活及工业废水的排放河道；胜利河北起滨州市小营镇朱全村的西北，是原二号支沟，沿张北公路东侧南去横穿打渔张河、北支新河、三号支沟、支脉河至博昌桥汇入小清河；三号支沟是支脉河的主要支流，发源于高青县大芦湖，自博兴镇的伏路、伏李村北入境，至闫坊乡三夹河东入支脉河，全长 35km，境内长 23.5km。

（2）湖泊

博兴县唯一的湖泊为麻大湖，麻大湖位于博兴县旧城西南，博兴与桓台的交界处，为两县共有，距离项目西南 33.3km，正常蓄水量可达 $640\times10^4m^3$，为小清河水系的最大蓄水湖。

（3）水源地

根据《滨州市城市饮用水水源地安全保障规划》（2006 年），博兴县仅有一处地下水源地，另有打渔张渠首水库作为地表水饮用水水源地。根据《滨州市地表水环境功能区划调整方案》，博兴县境内的打渔张渠首水库和纯化水库均为饮用水源地。

地下水源地位于博兴县城北侧，主要用于博兴县城区供水，由博兴县自来水公 司负责管理，共有深井 8 口，井深 500m～550m，属于深层承压水，保护区域面积 $0.25km^2$，年供水量约 200 万 m^3。在拟建项目东南侧约 10km。 打渔张渠首水库位于博兴县乔庄乡，占地面积 $3.47km^2$，为饮用水源地二级保护区，主要用于城市工业和生态用水，库容 $1340\times10^4m^3$，属于大中型水库，年供水量 $10\times10^4m^3$，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ类水质标准，在项目建设地点北侧； 纯化水库位于博兴县纯化乡，占地面积 $6.7km^2$，库容 $3341m^3$，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ类水质标准，主要用于生活饮用水，在项目建设地点东北侧；二者均为黄河平原水库，在整个博兴县的北部，共同承担着博兴县城区和全部工业用水的任务。

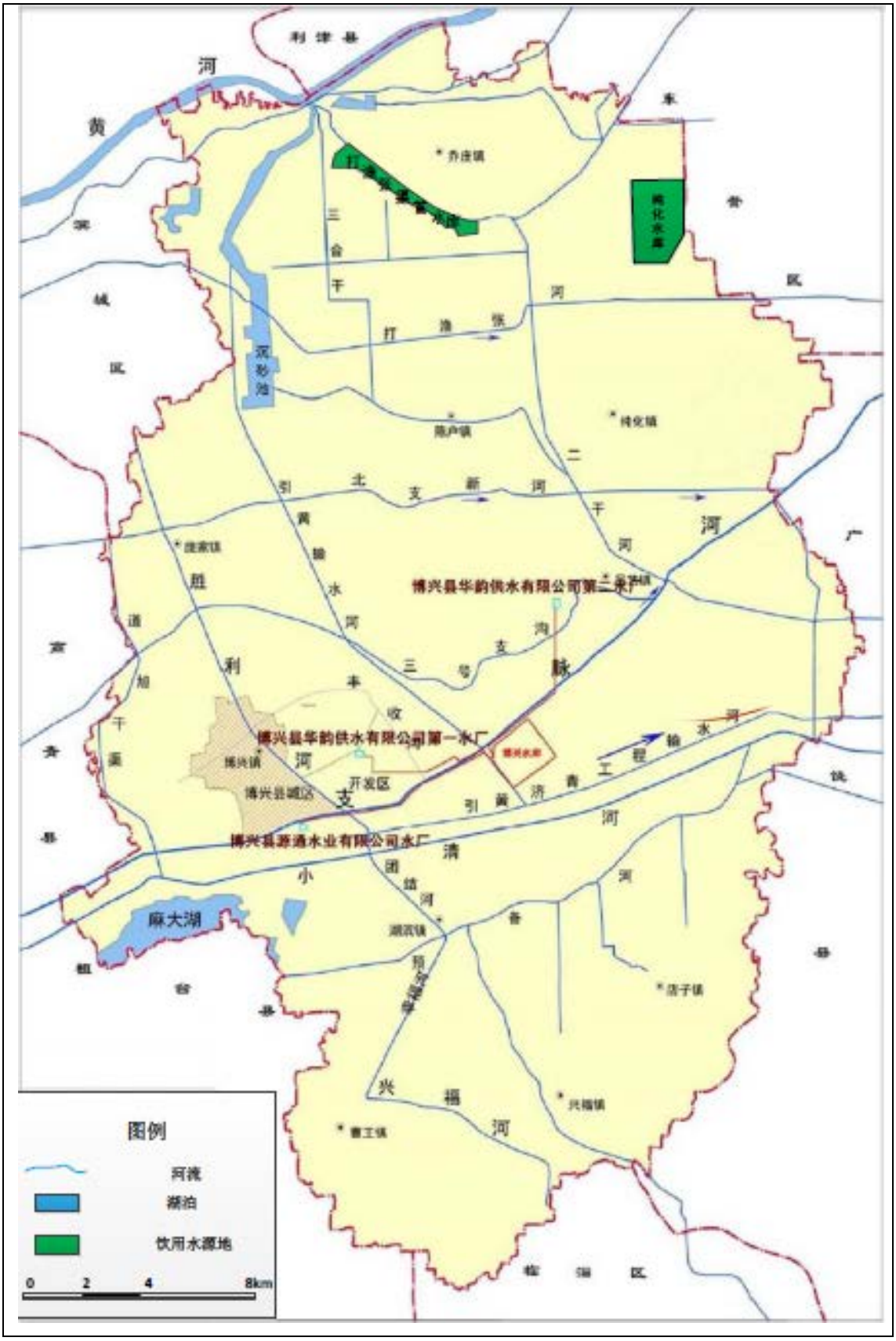


图5-2 滨州市博兴县水系及水源地分布图

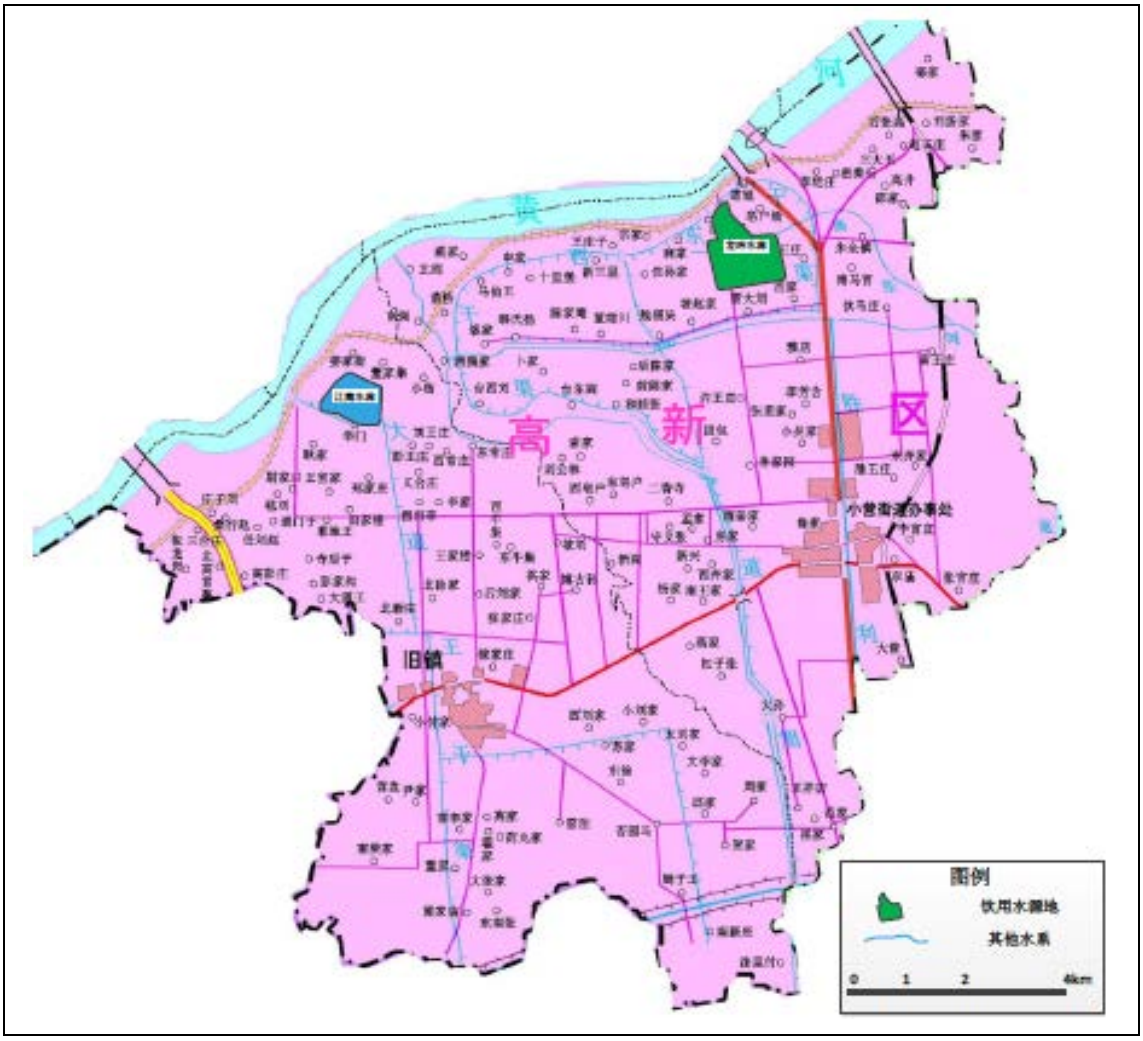


图5-3 滨州市高新区水系及水源地分布图

5.1.2.4 水文地质条件

项目区在大地构造单元上属于华北地台。预备河以南地区位于齐河至广饶大断裂之南的鲁西台背斜，鲁西垄断区，区内新生代地层沉积厚度小。寨郝以北地区属于齐河至广饶大断裂以北的辽冀台向斜，济阳拗断区，区内新生代地层厚度大，自上而下有第四系、新第三系、老第三系的全套地层。

项目区的地下水开采仅至第四系及第三系上段。根据底层结构，沉积物来源和成因类型判断，博兴县属于山前冲积洪积平原水文地质区。本地质区的沉积主要发源于南面鲁中山区的淄河、孝妇河等河流搬运而来的冲积物组成。地层由南向北微微倾斜，含水层受冲积扇的制约，呈扇状或片状分布。自南向北和自冲洪积扇地带轴部向两侧的扇间地带，含水层颗粒由粗变细，层次逐渐增多，单层厚度逐渐变薄。随着历史的推进，地壳不断下沉，冲洪积扇亦随之向南退缩，因此，在垂直方向上，自下而上含水层颗粒明

显由粗变细。

由于受黄河冲积影响，项目区水文地质较为复杂，小清河以北地区，中浅层地下水多为咸水层，其水层埋深一般在 150m～200m，200m 以下为淡水层；城区地下水埋深一般在 2m～4m 左右，水位标高 5m～6m 左右。博兴县地下水主要为赋存在第四系和新近系松散沉积物中的孔隙水，主要有三种含水类型：①潜水～浅层承压水，水化学类型以 HCO_3-Ca^{2+}型为主；②埋深在 60m～200m 深度内的中深层承压水，矿化度在本县多小于 1g/L，部分地段为 2g/L～4g/L；③埋深在 200m～500m 范围内以深层承压水，水化学类型以 HCO_3-Na^{+}型为主，矿化度＜1g/L。潜水、微承压水含水层之间因无完整的隔水层，水力联系较为密切，二者在水位、水化学、水温、动态变化、地下水流向及补、排等方面基本相似。潜水、微承压水的补给来源有垂向及水平补给两种。垂向补给为大气降水、灌溉回归水以及渠道水入渗，其中大气降水是潜水、微承压水的主要补给源，降水入渗补给量占地下水资源量的 73.6%，地下水资源量与降水量的变化密切相关。因评价区内地表岩性大多为砂性土，结构松散，渗透性较好，加以地形平坦，为大气降水入渗创造了有利条件。地下水动态与降水关系基本一致。水平补给主要为地表水常年补给潜水。验收区内水层颗粒细，地形平坦，水力坡度缓，在 0.1‰～0.34‰，所以全区水运动滞缓，以垂直蒸发为主要排泄途径。地下水动态为典型的渗入—蒸发型，呈现季节补给，连续排泄，就地排泄的特征。

5.1.2.5 气候、气象

项目区为温带季风型大陆性气候，四季分明，气候宜人，多年平均气温为 12.5 ℃，年均日照时数为 2595h，年平均相对湿度为 64%。该区域夏秋雨多集中，冬春雨雪稀少。多年平均降水量为 554.8mm，年蒸发量为 2003.6mm，最大冻土深度为 490mm。每年春季 3 月～5 月是境内大风出现最集中的时期，尤以 4 月份最多，4 月份平均出现大风总日数占全年大风总日数的 17.9%，全年主导风向为西南风。

5.1.2.6 土壤

项目区土壤按类型分为褐土、潮土、砂姜黑土和盐土四大类，有 11 个土属和 68 个土种。其中褐土面积为 11606.67ha，占土壤可利用面积的 16.24%，主要分布在小清河以南地区；潮土面积为 50213.33ha，占土壤可利用总面积的 70.24%，主要分布在麻大湖、小清河沿岸及县域中部地区，在北部地区也有零星分布；砂姜黑土面积为 5891.33ha，占可利用面积的 8.25%，主要分布在南部各镇；盐土面积为 3773.33ha，占

可利用面积的 5.27%，主要分布在北部的乔庄、纯化、陈户等镇。

5.1.2.7 生态环境

项目区内动植物资源丰富，地带性森林植被以落叶阔叶林为主，树种多为阔叶乔木，杨树、绵槐、绵柳在全县分布较广，灌草丛植被是县内主要自然植被，以芦苇、蒲草、紫穗槐、荆条、茅草、苜蓿等植物居多，此外还有以小麦、玉米、水稻、棉花、大豆、花生等农作物为主的农业植被；另外，县境内陆生野生动物有野兔、野鼠、刺猬、黄鼬、狐狸、乌鸦、燕子、喜鹊、蛇类等，共 36 纲 720 余种。家畜家禽类动物以牛、马、羊、猪、狗、鸡、鸭为主。水生动物主要包括淡水鱼类 30 余种和蚌类 10 余种，尤以鲇鱼、黑鱼、泥鳅、白条、鲤鱼、鲫鱼、鳝鱼、甲鱼为多。项目所在地处于暖温带落叶阔叶林区域，现状群落以人工群落为主，分布有大量农业用地，农业用地主要种植小麦、玉米等农作物。

5.1.3 社会环境概况

5.1.3.1 行政区划与人口

滨州市现辖滨城区、无棣县、阳信县、沾化区、惠民县、博兴县、邹平县、滨州经济开发区、高新技术产业开发区、北海新区共五县二区三开发区。全市 14 个乡，53 个镇，24 个街道办事处，常住人口 374.85 万人。

滨州高新技术产业开发区 2009 年 8 月 21 日成立，是省政府批准的省级高新技术产业开发区，也是滨州市委、市政府确定的“科技体制机制创新改革先行区、战略性新兴产业示范引领区、国家级科技企业孵化集聚区、黄河三角洲绿色生活休闲区”。作为市委、市政府的派出机构，滨州高新区拥有市级经济建设管理权和县级行政管理权，下辖小营街道、青田街道两个街道，154 个村（居），面积 156.6km^2，其中：城区规划面积 83.6km^2，常住人口 7.7 万人，流动人口 2.3 万人，总人口达到了 10 万人。

博兴县共辖 9 个镇、3 个街道、1 个省级经济开发区，总面积 900.7km^2。2014 年底全县总户数为 158101 户，总人口为 492975 人，其中非农业人口 172142 人。2014 统计年度共出生 4491 人，出生率为 9.2‰，死亡 2634 人，死亡率 5.4‰，人口自然增长率 3.8‰。全县出生婴儿性别比为 114。

5.1.3.2 社会经济发展现状

2014 年全市经济保持平稳发展态势,结构调整出现积极变化，民生保障水平进一步提高，社会事业全面发展。全市实现生产总值（GDP）2276.71 亿元，比上年增长 7.6%。

其中，第一产业增加值 221.42 亿元，增长 4.2%；第二产业增加值 1145.39 亿元，增长 8.3%；第三产业增加值 909.90 亿元，增长 7.2%。三次产业结构由上年的 9.8：51.3：38.9 调整为 9.7:50.3:40.0，服务业占比提升 1.1 个百分点。人均生产总值达到 59557 元（按年均汇率折算为 9695 美元），增长 6.9%。物价水平低位运行。居民消费价格总水平上涨 1.7%，其中，服务项目价格上涨 2.7%，消费品价格上涨 1.3%。工业生产者出厂价格下降 3.4%，购进价格下降 4.0%。市场主体繁荣发展。年末实有各类市场主体 15.49 万户，注册资本（金）2896.81 亿元，分别增长 37.0%和 24.1%。其中,内资（非私营）企业 4038 户,注册资本(金)599.12 亿元;外资企业 370 户，注册资本 32.04 亿美元；私营企业 3.11 万户，注册资金 1899.48 亿元，分别增长 36.1%和 27.2%；个体工商户 11.48 万户，资金数额 58.98 亿元，分别增长 39.5%和 44.8%；农民专业合作社 4690 户，出资总额 143.79 亿元，分别增长 31.4%和 36.6%。

电力保障水平进一步提升。全年售电量 143.8×108kW·h，增长 20.0%，增速居全省第 1 位。推进 220kV 海丰、铁雄等 42 项 35kV 及以上项目建设。完成 107 项 10kV 及以下配农网建设改造任务，新建、改造中低压线路 1354km、配变 628 台。完成 62 条配电线路、286 台开关的智能化改造，配网自动化全面覆盖直供区和县区中心区。

安全生产形势总体稳定。全年发生生产安全事故 72 起，死亡 53 人，分别下降 8.9%和 5.4%，亿元 GDP 生产安全事故死亡人数 0.023，下降 11.5%。

5.2 项目占地情况调查

经实地调查，占地总面积 90.61hm^2，其中永久占地面积约 22.07hm^2，主要为井场、道路等占地；临时占地面积 68.54hm^2，主要包括施工作业带、井场临时占地等。占地类型主要是耕地和草地。临时性占地一般仅在施工阶段造成区域土地利用的暂时改变，待施工完毕及时覆土，大部分用地在施工结束后短期内（2 年～3 年）能恢复原有的利用功能，故临时占地对区域土地利用的影响不大。

本项目所在区域土壤类型主要以农田为主，土地类型为耕地，临时占用部分荒地。土壤有机质含量高，呈中性。监测结果表明，验收监测期间，井场内土壤各项监测指标均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中基本项目的筛选值，井场外土壤各项检测指标均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 中基本项目的风险筛选值，井

场内外对照点石油烃类浓度监测值均低于 500mg/kg，满足《关于印发<全国土壤污染状况评价技术规定>》（环发〔2008〕39 号）中表 2 规定的标准限值要求。验收区土壤质量可以满足农业生产、维护人体健康的要求。油田开发对土壤环境的影响主要表现为工程施工扰动、钻井废弃泥浆等影响。当施工期结束后，随着地表植被恢复、重建以及站场地表硬化处理，土壤侵蚀量也将逐渐下降。因此，项目建设新增土壤侵蚀量系统在可以接受的范围。

5.3 生态环境影响调查

5.3.1 土壤环境影响调查

5.3.1.1 对土壤的影响分析

（1）土壤性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工践踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响。

①扰乱土壤耕作层，破坏土壤耕层结构

土壤耕作层是土壤肥力集中、有机质含量高、水分相对优越的土壤，平均深度一般为 15cm～25cm，土层松软，团粒结构发达，能够较好的调节植物生长的水、肥、气、热条件。地表开挖必定扰乱和破坏土壤耕作层，这种扰乱和破坏，除令开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤耕作层及其结构。由于耕作层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复。

②混合土壤层次，改变土体构型

无论是自然土壤还是农业土壤，在形成过程中由于物质和能量长期垂直分异的结果，形成质地、结构、性质和厚度差异明显的土壤剖面构型。工程土石方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型被破坏，将明显的改变土体中物质和能量的转移和传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。

③影响土壤紧实度

自然土壤在自重作用下，形成上松下紧的土壤紧实度垂直差异。施工过程中的机械碾压，尤其在坡度较大的地段，甚至进行掺灰固结，这种碾压或固结，将大大改变土壤的紧实程度，与原有的上松下紧结构相比，极不利于土壤的通气、透水作用，影响作物

生长。

（2）土壤肥力影响

自然土壤或农业土壤中的有机质、氮、磷、钾等养分含量，均表现为表土层远高于心土层；在土壤肥力的其它方面如紧实度、空隙性、适耕性、团粒结构含量等，也都表现为表土层优于心土层。施工期土石方的开挖与回填，将扰动甚至打乱原土体构型，使土壤养分、水分含量及肥力状况受到较大的影响，影响植被正常生长。

（3）土壤污染影响

工程施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾和废水。另外，钻井过程中将产生大量的钻井泥浆和岩屑、钻井废水、压裂废液等，如不注意及时收集而任意排放，则会对井场附近土壤造成较大污染。因此，施工时必须对固体废物实施严格的管理措施，进行统一回收和专门处理，不得随意抛撒。

5.3.1.2 水土流失影响

本工程水土流失主要发生在施工期。站场井场建设、管沟开挖、施工便道的平整等建设将破坏原有相对稳定的地貌，使土壤结构输送，作业区地表植被丧失，产生一定面积的裸露地面，诱发或加剧土壤侵蚀危害。

经现场调查，施工期土壤侵蚀的影响在施工结束后已基本消除；营运期地表复原后，只要严格实施相应的水土保持措施，不会造成新的水土流失。

5.3.1.3 穿越工程对土壤的影响

本项目管线多处穿越道路和沟渠，施工过程中严格控制施工占用土地及施工作业带面积，不超过作业标准规定，严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，以减少对地表的破坏；施工期产生的各类污染物及时处理，防治其对生态环境造成污染；经验收调查，施工结束后受到施工车辆、机械破坏的地方已经及时修正，恢复原貌。项目施工过程中临时占用土地，由于项目区几乎无植被，因此，穿越工程对生态系统影响较小。

5.3.2 农田生态系统的影响

5.3.2.1 对农作物产量的影响

项目管线、道路、井场所占土地类型主要为农业耕地和荒地，耕地主要以耕种小麦、玉米、棉花为主。施工期一般为 1 个月～3 个月，会耽误一季农作物收成。开挖部分的土壤团粒结构和耕作层受到直接破坏，挖土堆放、弃土的混合和扰动改变了耕作土的性

质，造成土壤肥力下降；管沟开挖、回填改变了原有的土壤层次和质地，将明显改变土地中物质和能量的运动变化规律，会降低表层土透气透水性，减弱亚表层土保水保肥性。临时占地复垦后，一般第二、三年产量将下降 20%～50%。随着土壤肥力、保水保肥性的逐渐恢复，农田产量可以恢复到原来水平。因此，项目正常运营情况下，对农业生产影响较小。

5.3.2.2 项目建设对农业生产的其他影响

正常情况下，本项目运营有可能影响项目开发区的农作物种植结构，总体而言影响不大。在事故状态下，本项目运营期间可能发生原油管线泄漏，从而使含油污水或原油进入农田，致使土壤质量发生变化，对农业生产造成一定的影响。

农田生态系统属开放系统，受各种环境因素影响，作物的产量与质量不仅与作物品种组成有关，还与土壤环境质量有密切关系。生长在受石油污染土壤上的作物，不可避免会受到一定程度的影响。本项目土壤现状监测结果表明，井场外土壤中石油浓度均小于 500mg/kg，并且满足《关于印发<全国土壤污染状况评价技术规定>的通知》（环发[2008]39 号）中表 2 标准要求（石油烃类低于 500mg/kg）。因此，项目建设没有对农作物生长产生明显的不利影响。

5.3.3 植被影响调查

5.3.3.1 植被保护和恢复措施调查

工程在钻井、管线敷设、道路修建等施工过程中，对扰动范围内的地表植被都会造成不同程度的破坏或影响。据调查，建设单位采取了生态保护和修复相结合的方式，尽量减少工程建设对植被的影响和破坏。具体措施如下：

（1）由于项目建设地周围以农作物作业为主，零星水产养殖业。因此，项目建设期对农业生产的影响主要为影响农作物产量。项目管线、道路、井场所占土地类型主要为农业耕地和荒地，主要以耕种小麦、玉米、棉花为主。项目建设是对农作物损失按要求进行了赔偿。对临时占地部分，农户施工结束后第二年恢复种植。

（2）项目管线、道路等占地主要为一般农田，同时还有部分野生杂草散布于田间、道路两侧。草地生态系统对生态环境具有一定的调节作用，可以在某种程度上控制水土流失，改良土壤状况，保持土壤水分，防治侵蚀，从而保护地下水资源、野生动物资源、维持生态平衡。在管道施工完成后，及时进行平整以恢复地貌，并采用人工补播和自然恢复的方式恢复植被。

（3）对农田生态系统和绿地生态系统产生的影响，采用对土壤进行恢复的途径解决，通过添加绿肥、化肥等改良了土壤，降低了油田开发对土壤的负面影响。通过种植就地取材的落叶阔叶林与灌草丛相结合的生物恢复模式，如黄背草与毛白杨等， 进行植被恢复。

（4）采取水土保持措施。一是合理安排施工进度，减少水土流失。施工期避开雨季和大风天，在穿越河流、水渠时，避开了汛期，减少洪水的侵蚀。施工中做到了分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面。二是划定施工作业范围和路线，不得随意扩大，按规定操作。严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围，尽可能减少对土壤和农作物的破坏以及由此引发的水土流失。三是提高工程施工效率，缩短施工工期。四是对在施工中破坏植被的地段，在施工结束后，及时进行了植被恢复工作。

5.3.3.2 植被恢复影响

由于井场钻井和管线敷设施工等地面建设工程，各种车辆进出施工场地，对施工便道频繁碾压，造成小范围植被的严重破坏。同时，在修建少量道路的过程中，两侧挖掘区宽度在 6～8m 左右，动土段表土全部被铲除，植被将被破坏。开挖管沟会降底土翻出，使土地结构发生改变，挖掘区植被遭到破坏，管线两侧的植被也受到不同程度的破坏和影响。

经现场调查发现，项目的井站永久占地大部分为农田，占用少部分荒地，原有植被基本为农作物，而且项目在施工结束后，临时占地植被大多已恢复，因此对区域内植物物种多样性影响很小。工程建设初期，工程占地造成了占地范围内植物种类和数量的减少。施工结束后，及时恢复施工迹地，临时占地原为耕地的及时复垦，为施工影响区域内的植被恢复创造良好的条件，使施工中损失的植被较快的恢复原貌。根据调查，项目废弃油井、泥浆池、管线等临时占地区域的植被已基本恢复。因此，项目建设未对区域内植物产生明显的不利影响。

5.3.4 绿化情况调查

在工程建设开发过程中，建设单位重视生态保护和生态建设，在站场等处大量种植景观花草树木，精心设计、精心施工、精心养护，并修建成各种优美造型，取得了良好的景观效果。在埋地管线的地面及其附近，种植草皮、花卉或根系小于 70cm 的灌木；在架空管线和管廊的附近，种植耐修剪的灌木以及草皮、花卉。从现场调查情况看，目前大部分绿化植被生长良好。

闭井期油井恢复地貌 1

闭井期油井恢复地貌 2

井场周围临时占地恢复情况 1

井场周围临时占地恢复情况 2

泥浆池固化、复垦后地貌 1

泥浆池固化、复垦后地貌 2

图5-4 项目验收区域绿化情况

5.3.5 土壤环境影响监测

5.3.5.1 监测因子

特征因子：石油烃，见表 5-1。

基本因子：①项目用地《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中基本项目（45 项），见表 5-2；②《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 中基本项目（8 项）见表 5-3。

表5-1 特征因子

序号	污染物项目	CAS 编号
1	石油烃	——

表5-2 建设用地基本因子

序号	污染物项目	CAS 编号
重金属和无机物		
1	砷	7440-38-2
2	镉	7440-43-9
3	铬（六价）	18540-29-9
4	铜	7440-50-8
5	铅	7439-92-1
6	汞	7439-97-6
7	镍	7440-02-0
挥发性有机物		
8	四氯化碳	56-23-5
9	氯仿	67-66-3
10	氯甲烷	74-87-3
11	1,1-二氯乙烷	75-34-3
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5
16	二氯甲烷	75-09-2
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5
20	四氯乙烯	127-18-4
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6

序号	污染物项目	CAS 编号
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5
23	三氯乙烯	79-01-6
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4
25	氯乙烯	75-01-4
26	苯	71-43-2
27	氯苯	108-90-7
28	1,2-二氯苯	95-50-1
29	1,4-二氯苯	106-46-7
30	乙苯	100-41-4
31	苯乙烯	100-42-5
32	甲苯	108-88-3
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3,106-42-3
34	邻二甲苯	95-47-6
半挥发性有机物		
35	硝基苯	98-95-3
36	苯胺	62-53-3
37	2-氯酚	95-57-8
38	苯并[a]蒽	56-55-3
39	苯并[a]芘	50-32-8
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9
42	䓛	218-01-9
43	二苯并[a, h]蒽	53-70-3
44	茚并[1,2,3-cd]芘	193-39-5
45	萘	91-20-3

表5-3　农用地基本因子

序号	污染物项目	序号	污染物项目
1	镉	5	铬
2	汞	6	铜
3	砷	7	镍
4	铅	8	锌

5.3.5.2 监测点位

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011）中的有关规定，分别在通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场（管输井场）和梁 118 斜 1 等 5 井井场（拉油井场）内及井场外 10m、20m、30m、50m 处各布设 1 个 2×2m 土壤样方。每个土壤

样方按梅花法取两层样，深度分别为 0～20cm（混合）和 20～40cm（混合）。具体情况见表 5-4。

经统计，本项目正常运营的油井井场共有 55 个，选取离敏感目标较近且井数较多的 2 个典型井场（共 9 口井），占井场总数的 3.64%。

表5-4 土壤监测布点

序号	监测地点	监测点位	监测因子	监测要求
1	通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场（管输井场）	随钻随治设备处	pH、石油烃以及《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中基本项目（45 项）共 47 项	每个监测点位按照梅花法取两层样：深度分别为 0～20cm、20～40cm
2		井场场界外 10m、20m、30m、50m	pH 值、石油烃以及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 中基本项目（8 项）共 10 项	
3	梁 118 斜 1 等 5 井井场（拉油井场）	井场泥浆池内	pH、石油烃以及《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中基本项目（45 项）共 47 项	
4		井场场界外 10m、20m、30m、50m	pH 值、石油烃以及《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 中基本项目（8 项）共 10 项	

5.3.5.3 现场检测照片

图5-5 土壤采样照片

5.3.5.4 质量控制

监测人员持证上岗，严格按照有关规范进行现场采样。

实验分析仪器均经过检定校准，检验人员严格按照标准要求进行样品测定，并通过质控样的形式进行质量控制，质控样测定结果符合质控要求。

5.3.5.5 分析方法、方法依据及检出限

表5-5 土壤监测分析方法、依据及检出限

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
pH	电位法	HJ 962-2018	范围 2～12
镉	KI-MIBK 萃取火焰原子吸收分光光度法	GB/T 17140-1997	0.05mg/kg
汞	原子荧光法	GB/T 22105.1-2008	0.002mg/kg
砷	原子荧光法	GB/T 22105.2-2008	0.01mg/kg
铅	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	10mg/kg
铜	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	1mg/kg
镍	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	3mg/kg
铬	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	4mg/kg
锌	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	1mg/kg
石油烃（C_{10}-C_{40}）	气相色谱法	HJ 1021-2019	6mg/kg
四氯化碳	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
氯仿	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.1μg/kg
氯甲烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.0μg/kg
1,1-二氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
1,2-二氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
1,1-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.0μg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
反-1,2-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.4μg/kg
二氯甲烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.5μg/kg
1,2-二氯丙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.1μg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
四氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.4μg/kg
1,1,1-三氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
1,1,2-三氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
三氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
1,2,3-三氯丙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.0μg/kg
苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.9μg/kg
氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
1,2-二氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.5μg/kg
1,4-二氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.5μg/kg
乙苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
苯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.1μg/kg
甲苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
间,对-二甲苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
邻-二甲苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
硝基苯	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.09mg/kg
苯胺	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
2-氯酚	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.06mg/kg
苯并（a）芘	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
苯并（a）蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
苯并（b）荧蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.2mg/kg
苯并（k）荧蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
䓛	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
萘	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.4μg/kg
二苯并（a,h）蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
茚并（1,2,3-cd）芘	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg

5.3.5.6 监测结果

表 5-6 井场内土壤监测结果

采样点位		采样日期	监测项目								
			pH	镉 mg/kg	汞 mg/kg	砷 mg/kg	铅 mg/kg	铜 mg/kg	镍 mg/kg	石油烃（C_{10}-C_{40}） mg/kg	四氯化碳 μg/kg
1# 通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场随钻随治设备处	0~0.2m	2019.11.11	7.70	0.13	0.050	14.9	27	27	31	21	未检出
	0.2~0.4m		8.04	0.14	0.044	14.1	27	27	31	13	未检出
6# 梁 118 斜 1 等 5 井井场井场泥浆池内	0~0.2m		7.85	0.13	0.036	12.1	15	16	23	65	未检出
	0.2~0.4m		7.85	0.16	0.042	12.8	11	13	21	53	未检出

采样点位		采样日期	监测项目						
			氯仿 μg/kg	氯甲烷 μg/kg	1,1-二氯乙烷 μg/kg	1,2-二氯乙烷 μg/kg	1,1-二氯乙烯 μg/kg	顺-1,2-二氯乙烯 μg/kg	反-1,2-二氯乙烯 μg/kg
1# 通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场随钻随治设备处	0~0.2m	2019.11.11	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6# 梁 118 斜 1 等 5 井井场井场泥浆池内	0~0.2m		未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

采样点位		采样日期	监测项目						
			二氯甲烷 μg/kg	1,2-二氯丙烷 μg/kg	四氯乙烯 μg/kg	1,1,1,2-四氯乙烷 μg/kg	1,1,2,2-四氯乙烷 μg/kg	1,1,1-三氯乙烷 μg/kg	1,1,2-三氯乙烷 μg/kg
1#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场随钻随治设备处	0~0.2m	2019.11.11	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6#梁 118 斜 1 等 5 井井场井场泥浆池内	0~0.2m		未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

采样点位		采样日期	监测项目							
			三氯乙烯 μg/kg	1,2,3-三氯丙烷 μg/kg	氯乙烯 μg/kg	苯 μg/kg	氯苯 μg/kg	1,2-二氯苯 μg/kg	1,4-二氯苯 μg/kg	乙苯 μg/kg
1#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场随钻随治设备处	0~0.2m	2019.11.11	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6#梁 118 斜 1 等 5 井井场井场泥浆池内	0~0.2m		未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

采样点位		采样日期	监测项目							
			苯乙烯 μg/kg	甲苯 μg/kg	间,对-二甲苯 μg/kg	邻-二甲苯 μg/kg	硝基苯 mg/kg	苯胺 mg/kg	2-氯酚 mg/kg	苯并(a)芘 mg/kg
1# 通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场随钻随治设备处	0~0.2m	2019.11.11	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6# 梁 118 斜 1 等 5 井井场井场泥浆池内	0~0.2m		未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

采样点位		采样日期	监测项目						
			苯并(a)蒽 mg/kg	苯并(b)荧蒽 mg/kg	苯并(k)荧蒽 mg/kg	䓛 mg/kg	萘 μg/kg	二苯并(a,h)蒽 mg/kg	茚并(1,2,3-cd) 芘 mg/kg
1# 通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场随钻随治设备处	0~0.2m	2019.11.11	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6# 梁 118 斜 1 等 5 井井场井场泥浆池内	0~0.2m		未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

表 5-7 井场外土壤监测结果

采样点位		采样日期	监测项目									
			pH	镉 mg/kg	汞 mg/kg	砷 mg/kg	铅 mg/kg	铜 mg/kg	镍 mg/kg	锌 mg/kg	铬 mg/kg	石油烃（C_{10}～C_{40}）mg/kg
2#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场井场西场界外 10m	0~0.2m	2019.11.11	8.20	0.15	0.032	11.8	23	32	26	56	54	8
	0.2~0.4m		8.26	0.16	0.031	12.3	21	33	24	60	46	未检出
3#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场井场西场界外 20m	0~0.2m		7.90	0.16	0.091	13.6	22	23	28	77	55	未检出
	0.2~0.4m		7.77	0.13	0.046	15.4	20	24	30	81	57	7
4#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场井场西场界外 30m	0~0.2m		7.93	0.16	0.029	12.6	17	18	25	63	49	未检出
	0.2~0.4m		8.01	0.12	0.030	12.6	15	18	24	61	47	6
5#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场井场西场界外 50m	0~0.2m		7.75	0.14	0.076	15.5	19	22	28	82	60	31
	0.2~0.4m		7.81	0.16	0.038	14.7	18	21	27	60	55	7
7#梁 118 斜 1 等 5 井井场井场西场界外 10m	0~0.2m		8.15	0.16	0.070	10.7	11	13	20	47	45	11
	0.2~0.4m		8.13	0.12	0.030	10.5	17	16	23	59	56	29

采样点位		采样日期	监测项目									
			pH	镉 mg/kg	汞 mg/kg	砷 mg/kg	铅 mg/kg	铜 mg/kg	镍 mg/kg	锌 mg/kg	铬 mg/kg	石油烃（C_{10}～C_{40}） mg/kg
8# 梁 118 斜 1 等 5 井井场井场西场界外 20m	0~0.2m	2019.11.11	7.73	0.16	0.039	11.5	16	17	24	55	48	11
	0.2~0.4m		7.77	0.12	0.033	12.1	12	15	22	55	54	12
9# 梁 118 斜 1 等 5 井井场井场西场界外 30m	0~0.2m		7.78	0.13	0.075	11.7	17	15	22	54	60	13
	0.2~0.4m		7.65	0.12	0.075	11.7	14	15	21	53	43	7
10# 梁 118 斜 1 等 5 井井场井场西场界外 50m	0~0.2m		7.67	0.14	0.032	9.70	12	14	21	52	45	9
	0.2~0.4m		7.74	0.14	0.029	11.1	16	18	24	60	52	34

从上表可以看出，验收监测期间，井场内土壤各项监测指标均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中基本项目的筛选值，井场外土壤各项检测指标均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 中基本项目的风险筛选值，井场内外对照点石油烃类浓度监测值均低于 500mg/kg，满足《关于印发<全国土壤污染状况评价技术规定>》（环发〔2008〕39 号）中表 2 规定的标准限值要求。井场内外对照点的 pH、镉、汞、砷、铅、铜、镍、石油烃类的监测值大致相当，甚至井场内浓度小于井场外对照点浓度；表明本项目的建设与运行对周边土壤环境影响较轻。

5.4 生态环境保护措施有效性分析

5.4.1 施工期措施有效性分析

根据现场踏勘，项目永久性征地均按有关土地管理办法的要求，报有关土地管理部门批准，并按有关标准给予补偿。

对于项目临时性占地，除在施工中采取措施减少耕地破坏外，施工结束后，补偿了因临时占地对农田产量的直接损失，还考虑了农作物的间接损失以及土壤恢复补偿费等。目前，井场、管线、站场建设临时占用的耕地均已复垦，农作物长势很好；非耕地的大部分植被生长良好，未对生态环境产生明显不利影响。

对于泥浆池采取的主要污染防治措施是在池内铺设双面涂有聚四氟乙烯的防渗布，防止钻井泥浆滤液污染土壤及地下水；取土进行地面堆坑围造循环池，循环池围堰压实，以防循环池坍塌造成泥浆外溢污染周围环境。完井后对废弃泥浆及岩屑进行化学固化，然后覆土填埋。另有一部分油水井的钻井泥浆直接“随钻随治”，采取了更为环保的处理方式，对周围环境影响较小。

从监测结果可以看出，各井场内监测点的监测值与井场外监测对照点同深度的监测值相当，说明施工期泥浆的处置方式，未对土壤环境造成明显不利影响。

经过调查，在施工期未发生土壤污染和生态破坏事件，也未发生因土壤污染和生态破坏引发的居民投诉；施工期间采取的土壤污染防治和生态保护措施可行，施工期对周围的土壤环境未造成影响。

5.4.2 营运期措施有效性分析

对于营运期，在井下作业时在油管架下设置环保围堰，在洗井等作业时，采用铁制循环池，使洗井液不落地，避免对土壤环境造成污染。

为便于管理，各采油管理区强化了生产场区清洁生产责任管理，严格执行“三标”生产管理制度，制定了严格的污染汇报制度和污染防治应急预案，并严格执行油水管线监控预警管理，尽可能做到提前防范；一旦发生穿孔做到及时发现污染，及时控制，及时处理。

另外，项目环评报告书中对生态环境影响的预测结论为“项目施工期、运营期、闭井期将对周围生态环境产生一定的影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目对周围生态环境影响不大，可以控制在可接受程度之内”。从现场调查和监测结果来看，项目

的实际生态环境影响基本与环评预测结果一致。

综上，本项目在建设过程中基本落实了环评报告书中提出的生态恢复措施的要求，采取的生态恢复是可行的。

5.4.3 应进一步采取的措施

建设单位在工程建设过程中采取了相应的生态恢复等措施，通过现场调查发现，工程没有引发明显的生态破坏，工程采取的生态保护措施有效。但也存在着一些不足，建议如下：

（1）从监测结果来看，油井井场内石油类浓度明显高于井场外各监测点，说明油田生产对井场内土壤环境存在一定影响的。采油厂及各采油管理区应加强生产现场监督管理力度，尽可能降低营运期对土壤环境的影响。

（2）在以后的开发过程中，对于永久性占地，将所占农田的耕作层土壤用于固化泥浆池的覆土。

（3）加强宣传教育，提高集输管线沿线居民的环保意识，禁止在集输管线沿线附近取土，以避免造成管线破坏、导致原油泄漏污染事件。

5.4.4 闭井期应采取的措施

（1）在闭井期，井场应拆除采油设备，实施绿化和植被恢复措施。其利用方向为农业用地的，覆土后初期可撒播草籽，后期可考虑复耕。

（2）做好土地恢复工作，部分道路可以作为当地交通和农业生产用地。

6 大气环境影响调查与分析

6.1 大气污染防治措施调查

6.1.1 钻井与地面施工期大气污染防治措施

本次调查发现，项目在钻井、施工期采取的大气污染防治措施有：

6.1.1.1 钻井期大气污染防治措施

（1）钻井过程中钻机使用大功率柴油机带动，采用清洁燃料柴油，由于燃料燃烧向大气中排放废气，其中主要的污染物为总烃、NO_2、SO_2、烟尘等。钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。因此，对局部地区的环境影响较轻。

（2）钻井工艺已经很成熟，通过加强施工期管理，多段施工时间，有效减少了对环境空气的影响。

6.2.1.2 地面施工及运输的扬尘控制措施

对于扬尘，针对产生的原因不同，采取了相应的控制措施。

（1）为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，首先合理规划、选择了最短的工区道路运输路线，尽量利用现有的公路网络；其次是对使用频繁的道路路面进行硬化处理，在与大型公路接壤的路面敷设水泥石子，支线道路及通往井场道路按沙土路面处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁地面的扰动；运输车辆路过村庄及队部站场等人群居住地时，速度控制小于 20km/h；运输车辆拉运水泥、石灰等物资加盖篷布。

（2）钻井设备合理化布置，尽最大可能少占土地，对工作区域外的土地在车辆和人员进入、占用时，避免了破坏植被和造成地面扰动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防治沙尘飞扬。

（3）外输管线敷设在保证施工、安全的前提下，管沟开挖宽度都控制在 1.5m 以内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失，对管线施工占地和植被损失按照有关规定予以补偿。

（4）施工期间采取合理化管理、控制作业面积、土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业等措施，降低了施工扬尘对周围环境空气的影响。

（5）散料运输车辆采取密闭方式，合理规划，选择最短的运输路线，尽量利用现有公路网，施工道路、施工场地实施洒水降尘。

（6）本项目井场道路修建、管线敷设、井场建设过程中，有少量的施工车辆与机

械废气产生，施工车辆与机械采用清洁燃料柴油，主要污染物为 SO_2、NO_2、总烃等。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轻。

6.1.2 运营期大气污染防治措施调查

（1）油气集输过程采用密闭工艺，采出液伴生气回收后作为井口加热炉和多功能罐的燃料；对于液面不在井口，产生气量很大或油井比较密集的区域，采取集中收集的办法由采油厂联合站统一治理。联合站配套建设油气回收设施。通过上述措施，已大大减少了油气集输过程中的产生的无组织废气。

（2）小营油田、大芦湖油田以及其他油田的少数较偏远的单井采用单井拉油的方式集输。拉油过程中产生的烃类气体，采油厂委托具备油气运输资质的专业机构，制定了合理的运输路线；装车时采用液下装车方式，采出液使用密闭罐车拉运，在运输过程中注意匀速行驶；同时加强了对驾驶员环境保护知识的培训和宣贯。

（3）本项目加热炉和多功能罐燃用原油伴生气，井场加热炉烟囱高度不低于 8m，多功能罐烟囱高度不低于 15m。

（4）根据调查，纯 14-侧 2B 距离居民区 52m，纯 66-侧 1 井距离居民区 56m，剩余各井场符合卫生防护距离要求，其卫生防护距离范围内无新建的居民住宅、学校和医院等敏感建筑。

根据《纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目环境影响报告书》，本项目井场无组织排放源的卫生防护距离均为 50m。参考《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2012），钻井现场的生活区与井口的距离应不小于 100m，因此设置本项目卫生防护距离为 100m。

纯 14-侧 2B 和纯 66-侧 1 均为侧钻井，其井口依托的老井井口；钻井过程中严格执行了钻井操作规程，加强管理，增强风险防范措施，未发生火灾爆炸等风险事故；运营期，这 2 口井运营期的卫生防护距离满足要求。

6.1.3 闭井期大气污染防治措施调查

闭井期由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源和噪声源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

闭井时期对环境的影响是短暂的，在各油井完全关闭后，影响随即消失。

图 6-1 加热炉和多功能罐烟囱照片

6.2 施工期影响调查与分析

施工期的环境空气影响主要来自①钻井工程中井场钻机的柴油发动机废气、运输车辆排放的尾气及扬尘，②地面、管网工程中的机械燃油尾气及扬尘。

6.2.1 钻井柴油发动机组废气

钻井柴油发动机组废气的主要污染物是总烃、烟尘、NO_2 和 SO_2，属连续排放源。钻井过程均在野外，当地气候利于空气的扩散，同时废气污染源具有流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。为进一步减小废气的影响，采取的环保措施如下：

（1）柴油机功率必须与钻井匹配，做好柴油机维修与保养，使柴油机始终保持良好的工作状态，防止产生事故黑烟。

（2）根据季节不同，使用不同标号的油料；精心操作，保证柴油机平稳运行，避免产生异常工作导致的非正常排放。

（3）在电网覆盖区域内尽可能选用电动钻机，减少废气污染物的排放。

6.2.2 机械燃油尾气

机械燃油尾气主要污染物为 NO_X、CO 及 THC 等。除开挖施工外，大型机械施工中使用的柴油机等设备及运输车辆，将有少量的燃烧烟气产生，由于废气量较小，且施工现场均在野外，当地的气候也有利于空气的扩散，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轻。

6.2.3 扬尘

施工期间产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放、以及风力等因素，其中受风力的影响因素最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。由于开挖埋管过程为逐段进行，施工期较短，在加强管理的情况下，开挖过程产生的扬尘较少；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。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间段、扬尘落地快，其影响范围主要集中在运输道路两侧，如果采用硬化道路、道路定期洒水抑尘、车辆不要装载过满并采取密闭或者遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

建设单位严格按照《山东省扬尘污染防治管理办法》（山东省人民政府令第 248 号）及《防治城市扬尘污染技术规范》（HJ/T393-2007）等文件的具体要求，对扬尘进行有效控制，减轻了对周围环境空气的影响。

经过调查，施工期未发生大气污染事件，也未发生因大气污染引起的居民投诉；施工期采取的大气污染方式措施可行，施工期产生的废气对周围的大气环境未造成影响。

6.3 运营期影响调查与分析

6.3.1 大气污染源监测

6.3.1.1 质量保证与质量控制

为了确保本次废气监测数据具有代表性、可靠性和准确性，在监测过程中对全过程包括布点、采样、实验室分析、数据处理等各环节进行严格质量控制。具体要求如下：

（1）废气监测质量保证按照国家环保局发布的《环境监测技术规范》、《环境空

气质量保证手册》和《固定源废气监测技术规范》的要求与规定进行全过程质量控制。

（2)验收监测中及时了解工程情况，确保监测过程中工况负荷达到额定负荷的 75%以上；根据相关标准的布点原则合理布设无组织监测点位，确保各监测点位布设的科学性和可比性；监测分析方法采用国家有关部门颁布的标准（或推荐）分析方法，现场采样和监测人员必须经技术培训和安全教育，并且经过考核并持有合格证书；监测数据严格实行三级审核制度。

（3）采样仪器在进入现场前对采样流量计、流速计等进行校核。烟气监测（分析）仪器在监测前按照监测因子分别用标准气体和流量计对其进行标定，在监测时确保其采样流量。

6.3.1.2 无组织废气监测

为了了解工程运营期井场无组织排放源达标排放情况，选取典型井场监测井场厂界非甲烷总烃和硫化氢排放情况。本项目油井井场共有 55 个，选取 3 个典型井场（通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场、纯 25-斜 21/斜 22 井场、梁 118-斜 1 等 5 井井场），占井场总数的 5.45%；3 个典型井场共涉及井数 11 口，占总井数（正常运行的油井共 73 口）的 15.07% 。

（1）监测方案

无组织排放源主要是采油井场，主要污染物是生产过程中排放的非甲烷总烃和硫化氢。监测方案如下。

①监测点布设

监测点布设按《大气污染物综合排放标准》（GB/T16297-1996）的要求执行。监测其厂界浓度，同时测定风向、风速、气压、气温等气象要素。在厂界上风向布设 1 个参照点，下风向布设 3 个监控点。

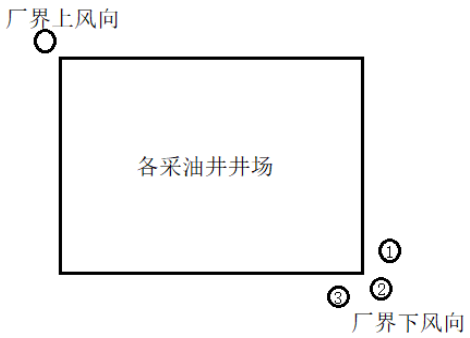


图 6-2 无组织废气监测点示意图

②检测项目

非甲烷总烃、硫化氢

③监测频次

连续监测 2 天，每天 3 次；非甲烷总烃在 1h 内，等时间间隔采样；硫化氢每次连续 1h 采样。

④监测技术规范、依据及参数

监测与分析按照国家标准规定的监测分析方法进行，见下表 6-1。

表 6-1 无组织废气监测集输规范、依据及参数

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
非甲烷总烃	直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017	0.07mg/m³
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	《空气和废气监测分析方法》国家环境保护总局 2003（第四版增补版）第三篇 第一章 十一（二）（B）	0.001mg/m³

采样日期	采样时间	气温（℃）	气压（KPa）	风速（m/s）	风向	总云	低云
2019.11.12	09:00	10.3	101.4	2.3	SW	5	1
	10:00	12.6	101.4	2.7	SW	5	1
	12:00	16.7	101.3	2.8	SW	5	1
	13:00	18.2	101.3	2.4	SW	5	1
	16:00	14.4	101.2	2.8	SW	6	2
	17:00	10.4	101.2	2.6	SW	6	2
2019.11.13	09:00	7.4	101.6	2.4	NW	2	0
	10:00	10.1	101.6	2.1	NW	2	0
	12:00	12.4	101.4	3.9	NW	1	0
	13:00	13.7	101.4	3.4	NW	1	0
	16:00	11.8	100.9	2.5	NW	1	0
	17:00	10.5	100.9	2.7	NW	1	0

图 6-3 无组织废气监测照片

（2）监测结果

本次验收对典型井场厂界进行了大气环境影响监测，监测结果见表 6-3。

表 6-3 验收期间无组织废气监测结果 （mg/m³）

采样点位	采样日期	采样时间	监测项目	
			硫化氢	非甲烷总烃
1#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场上风向	2019.11.12	09:00	0.002	1.17
		13:00	0.002	1.43
		17:00	0.004	1.30
	2019.11.13	09:00	0.001	1.21
		13:00	0.003	1.36

采样点位	采样日期	采样时间	监测项目	
			硫化氢	非甲烷总烃
		17:00	0.002	1.32
2#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场下风向	2019.11.12	09:00	0.004	1.76
		13:00	0.005	1.64
		17:00	0.010	1.47
	2019.11.13	09:00	0.006	1.51
		13:00	0.007	1.43
		17:00	0.006	1.41
3#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场下风向	2019.11.12	09:00	0.003	1.96
		13:00	0.012	1.78
		17:00	0.004	1.91
	2019.11.13	09:00	0.005	1.85
		13:00	0.004	1.56
		17:00	0.004	1.74
4#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场下风向	2019.11.12	09:00	0.011	1.66
		13:00	0.006	1.74
		17:00	0.007	1.52
	2019.11.13	09:00	0.007	1.62
		13:00	0.005	1.51
		17:00	0.005	1.44
5#梁 118-斜 1 等 5 井井场上风向	2019.11.12	10:00	0.002	1.37
		12:00	0.002	1.39
		16:00	0.001	1.46
	2019.11.13	10:00	0.002	1.28
		12:00	0.002	1.46
		16:00	0.003	1.58
6#梁 118-斜 1 等 5 井井场下风向	2019.11.12	10:00	0.005	1.66
		12:00	0.009	1.59
		16:00	0.005	1.87
	2019.11.13	10:00	0.005	1.60
		12:00	0.005	1.72
		16:00	0.004	1.83
7#梁 118-斜 1 等 5 井井场下风向	2019.11.12	10:00	0.010	1.72
		12:00	0.006	1.94
		16:00	0.003	1.79
	2019.11.13	10:00	0.006	1.80

采样点位	采样日期	采样时间	监测项目	
			硫化氢	非甲烷总烃
7#梁 118-斜 1 等 5 井井场下风向	2019.11.13	12:00	0.005	1.90
		16:00	0.005	1.81
8#梁 118-斜 1 等 5 井井场下风向	2019.11.12	10:00	0.007	1.56
		12:00	0.008	1.72
		16:00	0.011	1.84
	2019.11.13	10:00	0.007	1.71
		12:00	0.006	1.68
		16:00	0.006	1.66
9#纯 25-斜 21/斜 22 井场上风向	2019.11.12	10:00	0.002	1.66
		12:00	0.002	1.55
		16:00	0.003	1.21
	2019.11.13	10:00	0.001	1.53
		12:00	0.003	1.47
		16:00	0.002	1.38
10#纯 25-斜 21/斜 22 井场下风向	2019.11.12	10:00	0.007	1.76
		12:00	0.006	1.81
		16:00	0.007	1.79
	2019.11.13	10:00	0.006	1.54
		12:00	0.007	1.69
		16:00	0.006	1.64
11#纯 25-斜 21/斜 22 井场下风向	2019.11.12	10:00	0.006	1.94
		12:00	0.003	1.96
		16:00	0.004	1.86
	2019.11.13	10:00	0.005	1.90
	2019.11.13	12:00	0.006	1.97
		16:00	0.005	1.89
12#纯 25-斜 21/斜 22 井场下风向	2019.11.12	10:00	0.006	1.93
		12:00	0.006	1.78
		16:00	0.005	1.69
	2019.11.13	10:00	0.005	1.76
		12:00	0.007	1.82
		16:00	0.005	1.80

由监测结果可以看出，典型井场正常营运期间厂界下风向各监控点非甲烷总烃最高浓度为 1.97mg/m^3，满足《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》

（DB37/2801.7-2019）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（2.0mg/m^3）；典型井场正常营运期间厂界下风向各监控点硫化氢最高浓度为 0.012mg/m^3，满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）中新扩改建项目厂界二级标准（0.06mg/m^3）要求。

6.3.1.3 有组织废气监测

本项目共涉及 45kW 加热炉 32 台，40m^3 多功能罐 21 台，以及小营接转站的 1750kW 的加热炉 1 台。井口加热炉和多功能罐均以采出液伴生气为燃料，小营接转站加热炉燃料来自中国石化胜利油田天然气销售有限公司。燃烧烟气通过烟囱排放。

为了了解有组织废气排放达标情况，本次验收对典型井场的加热炉（2 台，占比 6.25%）、多功能储罐（1 台，占比 4.76%）以及小营接转站加热炉（1 台，占比 100%）烟囱排放口进行了验收监测，检测项目为烟气流量、烟气黑度、二氧化硫、氮氧化物和烟尘浓度及其它参数。

（1）监测技术规范、依据及参数

项目的监测布点、监测项目及频次见下表。

表 6-4 验收期间有组织废气监测布点、检测项目及频次表

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
颗粒物	重量法	HJ 836-2017	1.0mg/m³
二氧化硫	紫外吸收法	DB37/T 2705-2015	2mg/m^3
氮氧化物	紫外吸收法	DB37/T 2704-2015	2mg/m³
烟气黑度	林格曼烟气黑度图法	HJ/T 398-2007	——

采样点位	采样日期	采样时间	烟气温度(℃)	标干流量(m3/h)	含氧量（%）	烟筒高度（m）	烟筒内径（m）
梁 118-斜 1 等 5 井井场多功能罐	2019.11.12	07:46-09:30	81	90	15.8	10	0.15
		11:12-12:45	86	93	15.4		
		16:10-17:48	83	90	15.1		
	2019.11.13	07:55-09:20	84	81	15.2		
		11:03-12:38	82	83	15.7		
		16:02-17:31	87	90	15.8		
通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场加热炉	2019.11.14	07:51-09:23	74	159	13.6	10	0.15
		11:11-12:41	79	167	13.5		
		16:03-17:42	73	180	13.0		
	2019.11.15	08:03-09:21	76	189	13.7		
		11:04-12:37	79	162	13.5		
		16:19-17:52	72	171	13.2		

纯 92-斜 79/斜 80 井场加热炉	2019.11.14	09:46-11:07	62	82	16.4	10	0.15
		13:03-14:20	67	75	16.7		
		18:04-19:21	69	85	16.0		
	2019.11.15	09:38-11:16	66	86	16.4		
		13:08-14:31	65	96	16.6		
		18:09-19:34	68	76	16.7		
小营接转站加热炉	2019.11.29	10:01-11:02	107	846	13.9	10	0.45
		13:13-14:14	106	691	13.5		
		16:25-17:28	102	933	13.7		
	2019.11.30	10:02-11:04	103	895	13.1		
		13:16-14:18	110	953	13.5		
		16:24-17:26	109	882	13.2		


图 6-4 有组织废气监测照片

（3）监测结果

验收期间，本项目有组织废气监测结果见表 6-5。

表 6-5 验收期间有组织废气监测结果表

采样点位	采样日期	采样时间	监测项目	监测结果		
				浓度 mg/m^3	折算浓度 mg/m^3	速率 kg/h
梁 118-斜 1 等 5 井井场多功能罐	2019.11.12	07:46-09:30	颗粒物	1.4	4.7	1.26×10^{-4}
		11:12-12:45		2.8	8.8	2.60×10^{-4}
		16:10-17:48		1.9	5.6	1.71×10^{-4}
		07:46-09:30	二氧化硫	未检出	未检出	未检出
		11:12-12:45		未检出	未检出	未检出
		16:10-17:48		未检出	未检出	未检出
		07:46-09:30	氮氧化物	20	67	1.80×10^{-3}
		11:12-12:45		22	69	2.05×10^{-3}
		16:10-17:48		25	74	2.25×10^{-3}
		07:46-09:30	烟气黑度	<1 级	——	——
		11:12-12:45		<1 级	——	——
		16:10-17:48		<1 级	——	——
	2019.11.13	07:55-09:20	颗粒物	1.3	3.9	1.05×10^{-4}
		11:03-12:38		2.2	7.3	1.83×10^{-4}
		16:02-17:31		2.1	7.1	1.89×10^{-4}
		07:55-09:20	二氧化硫	未检出	未检出	未检出
		11:03-12:38		未检出	未检出	未检出
		16:02-17:31		未检出	未检出	未检出
		07:55-09:20	氮氧化物	24	72	1.94×10^{-3}
		11:03-12:38		22	73	1.83×10^{-3}
		16:02-17:31		21	71	1.89×10^{-3}
		07:55-09:20	烟气黑度	<1 级	——	——
		11:03-12:38		<1 级	——	——
		16:02-17:31		<1 级	——	——
通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场加热炉	2019.11.14	07:51-09:23	颗粒物	4.0	9.5	6.36×10^{-4}
		11:11-12:41		3.7	8.6	6.18×10^{-4}
		16:03-17:42		3.9	8.5	7.02×10^{-4}
		07:51-09:23	二氧化硫	未检出	未检出	未检出
		11:11-12:41		未检出	未检出	未检出
		16:03-17:42		未检出	未检出	未检出

采样点位	采样日期	采样时间	监测项目	监测结果		
				浓度 mg/m^3	折算浓度 mg/m^3	速率 kg/h
通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场加热炉	2019.11.14	07:51-09:23	氮氧化物	13	31	2.07×10^{-3}
		11:11-12:41		15	35	2.51×10^{-3}
		16:03-17:42		12	26	2.16×10^{-3}
		07:51-09:23	烟气黑度	<1 级	——	——
		11:11-12:41		<1 级	——	——
		16:03-17:42		<1 级	——	——
	2019.11.15	08:03-09:21	颗粒物	3.3	7.9	6.24×10^{-4}
		11:04-12:37		4.0	9.3	6.48×10^{-4}
		16:19-17:52		3.9	8.8	6.67×10^{-4}
		08:03-09:21	二氧化硫	未检出	未检出	未检出
		11:04-12:37		未检出	未检出	未检出
		16:19-17:52		未检出	未检出	未检出
		08:03-09:21	氮氧化物	11	26	2.08×10^{-3}
		11:04-12:37		14	33	2.27×10^{-3}
		16:19-17:52		13	29	2.22×10^{-3}
		08:03-09:21	烟气黑度	<1 级	——	——
		11:04-12:37		<1 级	——	——
		16:19-17:52		<1 级	——	——
纯 92-斜 79/斜 80 井场多功能罐	2019.11.14	09:46-11:07	颗粒物	1.3	4.9	1.07×10^{-4}
		13:03-14:20		1.9	7.7	1.43×10^{-4}
		18:04-19:21		2.2	7.7	1.87×10^{-4}
		09:46-11:07	二氧化硫	未检出	未检出	未检出
		13:03-14:20		未检出	未检出	未检出
		18:04-19:21		未检出	未检出	未检出
		09:46-11:07	氮氧化物	9	34	7.38×10^{-4}

采样点位	采样日期	采样时间	监测项目	监测结果		
				浓度 mg/m^3	折算浓度 mg/m^3	速率 kg/h
纯 92-斜 79/斜 80 井场多功能罐	2019.11.14	13:03-14:20		12	49	9.00×10^{-4}
		18:04-19:21		8	28	6.80×10^{-4}
		09:46-11:07	烟气黑度	<1 级	——	——
		13:03-14:20		<1 级	——	——
		18:04-19:21		<1 级	——	——
	2019.11.15	09:38-11:16	颗粒物	1.8	6.8	1.55×10^{-4}
		13:08-14:31		2.9	11.5	2.78×10^{-4}
		18:09-19:34		1.6	6.5	1.22×10^{-4}
		09:38-11:16	二氧化硫	未检出	未检出	未检出
		13:08-14:31		未检出	未检出	未检出
		18:09-19:34		未检出	未检出	未检出
		09:38-11:16	氮氧化物	9	34	7.74×10^{-4}
		13:08-14:31		10	40	9.60×10^{-4}
		18:09-19:34		11	45	8.36×10^{-4}
		09:38-11:16	烟气黑度	<1 级	——	——
		13:08-14:31		<1 级	——	——
		18:09-19:34		<1 级	——	——
小营接转站加热炉	2019.11.29	10:01-11:02	颗粒物	4.0	9.9	3.38×10^{-3}
		13:13-14:14		3.5	8.2	2.42×10^{-3}
		16:25-17:28		3.9	9.3	3.64×10^{-3}
		10:01-11:02	二氧化硫	未检出	未检出	未检出
		13:13-14:14		未检出	未检出	未检出
		16:25-17:28		未检出	未检出	未检出
		10:01-11:02	氮氧化物	40	99	0.0338
		13:13-14:14		37	86	0.0256
		16:25-17:28		39	93	0.0364

采样点位	采样日期	采样时间	监测项目	监测结果		
				浓度 mg/m^3	折算浓度 mg/m^3	速率 kg/h
小营接转站加热炉	2019.11.29	10:01-11:02	烟气黑度	<1 级	——	——
		13:13-14:14		<1 级	——	——
		16:25-17:28		<1 级	——	——
	2019.11.30	10:02-11:04	颗粒物	3.5	7.8	3.13×10^{-3}
		13:16-14:18		4.1	9.6	3.91×10^{-3}
		16:24-17:26		3.9	8.8	3.44×10^{-3}
		10:02-11:04	二氧化硫	未检出	未检出	未检出
		13:16-14:18		未检出	未检出	未检出
		16:24-17:26		未检出	未检出	未检出
		10:02-11:04	氮氧化物	44	97	0.0394
		13:16-14:18		39	91	0.0372
		16:24-17:26		42	94	0.0370
		10:02-11:04	烟气黑度	<1 级	——	——
		13:16-14:18		<1 级	——	——
		16:24-17:26		<1 级	——	——
备注：基准氧含量 3.5%。						

从监测结果可知，本项目区域内典型井场加热炉和小营接转站加热炉有组织废气中，SO_2、NOx 和烟尘排放浓度满足《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2018）表 2 中排放限值的要求；典型井场多功能罐的 SO_2、NOx 和烟尘排放浓度满足《区域性大气污染物综合排放标准》（DB37/2376-2019）表 1 重点控制区的排放限值要求。

另外，项目环评报告书对大气环境影响的预测结论为“项目运营期有组织排放源、无组织排放源均能满足大气污染物排放标准要求，对环境影响不大”。从监测结果来看，项目排放的废气对环境的影响与环评预测结果一致。

6.3.2 环境空气质量监测

6.3.2.1 环境空气基本污染物监测情况

根据滨州市生态环境局网站定期对各县（市、区）环境空气质量有关情况通报，项

目运营期环境空气基本污染物质量状况统计结果见表 6-6。根据滨州市生态环境局网站发布的《2019 年 9 月全市乡镇空气质量排名统计》，项目验收范围内各县区环境空气基本污染物质量状况统计结果见表 6-7。

表 6-6　高新区和博兴县环境空气基本污染物平均浓度（μg/m^3）

区域	发布时间	空气质量综合指数	二氧化硫	二氧化氮	可吸入颗粒物	细颗粒物
高新区	2019 年 4 月（工程试运行前）	/	18	37	77	35
	2019 年 7 月	3.3	12	25	48	34
	2019 年 9 月	4.79	11	40	64	33
博兴县	2019 年 4 月（工程试运行前）	/	13	45	85	56
	2019 年 7 月	5.12	12	29	60	50
	2019 年 9 月	5.25	12	42	70	48
备注：执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准。						

表 6-7 2019 年 9 月各县区环境空气基本污染物质量状况表（μg/m^3）

区域	监测地点	二氧化硫	二氧化氮	一氧化碳	臭氧	可吸入颗粒物	细颗粒物
高新区	小营办事处	8	29	0.9	257	82	32
	青田办事处	13	49	1.1	257	82	34
博兴县	陈户镇	10	29	1.3	221	86	41
	纯化镇	14	41	1.2	242	77	40
	吕艺镇	12	32	1.2	227	72	36
	庞家镇	14	39	1.2	237	78	41
	乔庄镇	14	33	1.5	250	61	38
备注：执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准。							

由上表可知，验收期间高新区和博兴县环境空气中可吸入颗粒物、细颗粒物和臭氧平均浓度不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准要求，可吸入颗粒物和细颗粒物超标与验收区林木覆盖率低、地表裸露程度较高、气候干燥、路面扬尘较多有直接关系；臭氧超标主要是空气中的有机污染物在高温和紫外辐射的影响下产生的。

6.3.2.2 其他污染物监测情况

本次验收对其他项目污染物（非甲烷总烃和硫化氢）进行了监测，监测情况

如下。

（1）监测内容、监测项目、监测点位、监测频次、监测时间

表 6-8 监测内容、监测项目、监测点位、监测频次、监测时间

监测内容		监测项目	监测频次	监测点位	监测时间
环境空气监测因子	1小时平均值	非甲烷总烃	1小时平均浓度均每日监测4次，每次至少有45分钟的采样时间，监测时间为02、08、14、20时	1#董家集村 2#后陈家村 3#旧镇村 4#大孙村 5#王孙村 6#曹家村 7#桥子村	各参数连续监测7天
		硫化氢			

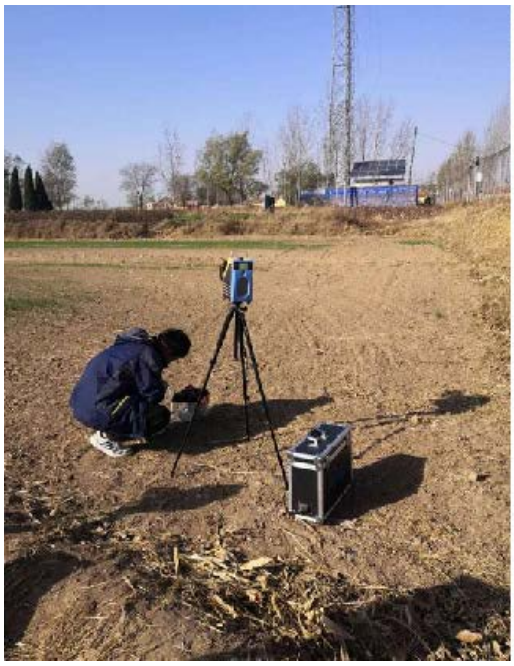


图 6-5 环境空气质量监测照片

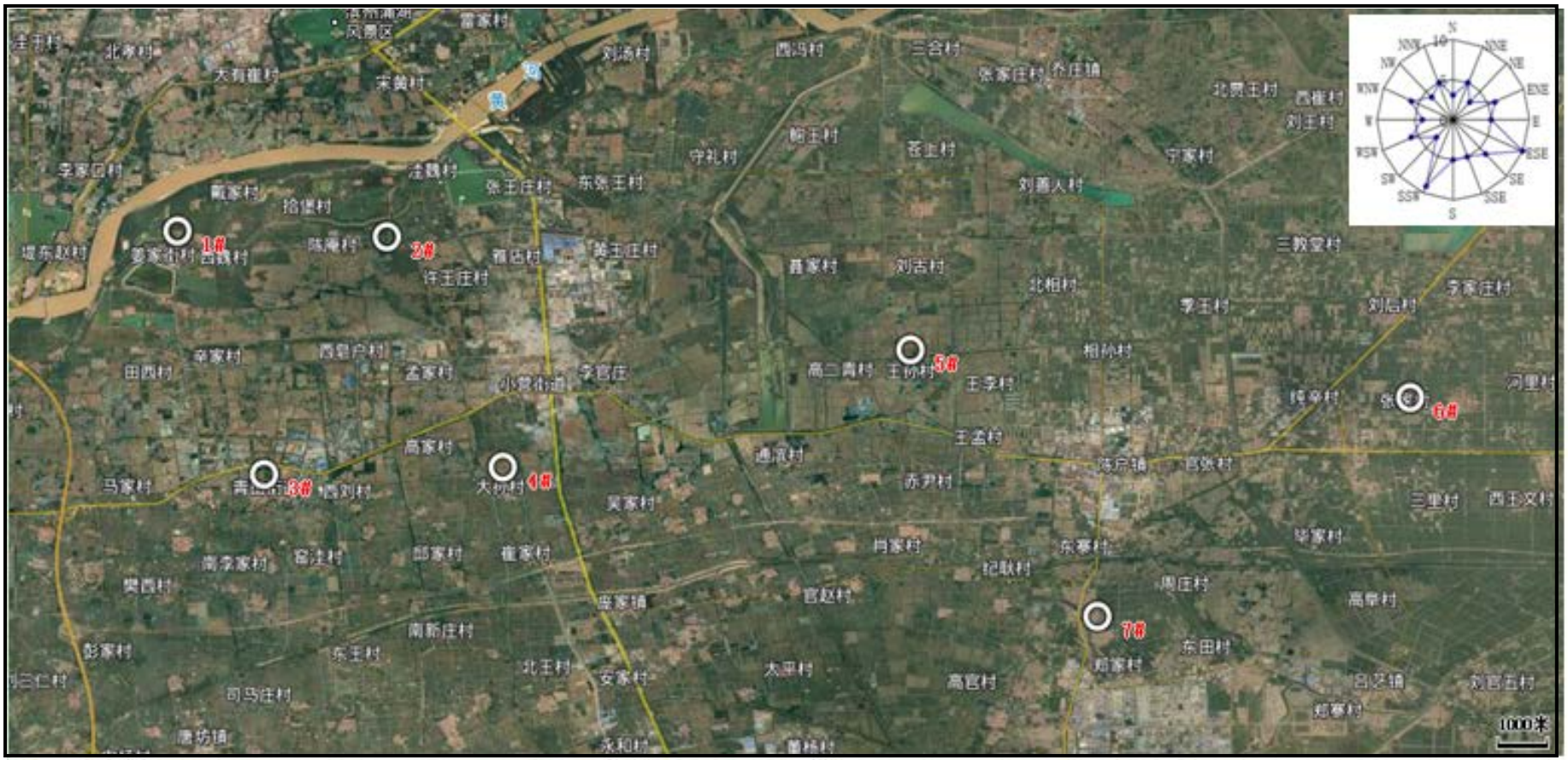


图 6-6 环境空气检测点

（2）监测技术规范、依据及参数

表 6-9 验收期间监测技术规范、依据及参数表

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
非甲烷总烃	气相色谱法	HJ 604-2017	0.07mg/m³
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	《空气和废气监测分析方法》国家环境保护总局 2003（第四版增补版）第三篇 第一章 十一（二）（B）	0.001mg/m³

采样日期	采样时间	气温（℃）	气压（KPa）	风速(m/s)	风向	总云	低云
2019.11.08	02:00	6.2	101.4	2.1	SW	——	——
	08:00	8.3	101.3	2.3	SW	3	0
	14:00	16.7	100.6	2.5	SW	2	0
	20:00	9.1	100.9	2.6	SW	——	——
2019.11.09	02:00	10.4	100.9	2.3	SW	——	——
	08:00	8.2	101.3	2.5	SW	1	0
	14:00	15.8	100.7	2.7	SW	3	0
	20:00	13.1	101.7	2.9	SW	——	——
2019.11.10	02:00	6.3	101.4	3.2	NW	——	——
	08:00	9.7	101.2	3.3	NW	2	0
	14:00	15.4	100.7	3.4	NW	1	0
	20:00	10.3	100.9	3.6	NW	——	——
2019.11.11	02:00	7.3	101.4	1.8	SE	——	——
	08:00	11.2	101.2	2.1	SE	3	0
	14:00	16.8	100.8	2.3	SE	1	0
	20:00	9.2	101.3	2.5	SE	——	——
2019.11.12	02:00	6.3	101.4	2.3	SW	——	——
	08:00	9.2	101.3	2.4	SW	5	1
	14:00	21.3	100.6	2.5	SW	7	3
	20:00	12.4	101.2	2.6	SW	——	——
2019.11.13	02:00	3.2	101.6	2.7	NW	——	——
	08:00	6.5	101.4	2.7	NW	2	0
	14:00	15.4	100.9	2.8	NW	1	0
	20:00	8.6	101.3	3.2	NW	——	——
2019.11.14	02:00	4.6	101.6	2.1	SW	——	——
	08:00	9.2	101.4	2.3	SW	0	0
	14:00	15.3	100.9	2.4	SW	0	0
	20:00	10.2	101.2	2.7	SW	——	——

（3）环境空气质量监测结果

表 6-10 验收期间环境空气质量检测结果表

采样点位	采样日期	采样时间	监测项目	
			非甲烷总烃（mg/m³）	硫化氢（mg/m³）
1#董家集村	2019.11.08	02:00	1.03	0.003
		08:00	1.24	0.002
		14:00	1.22	0.002
		20:00	1.07	未检出
	2019.11.09	02:00	1.10	0.003
		08:00	1.22	0.001
		14:00	1.15	0.003
		20:00	1.27	0.002
	2019.11.10	02:00	1.17	未检出
		08:00	1.23	0.003
		14:00	1.20	0.002
		20:00	1.28	0.002
	2019.11.11	02:00	0.94	0.003
		08:00	1.38	未检出
		14:00	1.12	0.003
		20:00	0.97	0.002
	2019.11.12	02:00	1.28	0.002
		08:00	1.19	0.002
		14:00	1.26	0.003
		20:00	1.34	0.002
	2019.11.13	02:00	1.25	0.004
		08:00	1.19	0.003
		14:00	1.36	0.003
		20:00	1.22	0.005
	2019.11.14	02:00	1.22	未检出
		08:00	1.45	0.003
		14:00	1.29	0.002
		20:00	1.16	0.002
2#后陈家村	2019.11.08	02:00	1.02	0.003
		08:00	1.35	0.004
		14:00	0.98	0.002
		20:00	1.10	0.003

采样点位	采样日期	采样时间	监测项目	
			非甲烷总烃（mg/m³）	硫化氢（mg/m³）
2#后陈家村	2019.11.09	02:00	1.30	0.003
		08:00	1.26	未检出
		14:00	1.29	0.003
		20:00	1.31	0.002
	2019.11.10	02:00	1.10	0.002
		08:00	1.39	0.003
		14:00	1.08	0.003
		20:00	1.22	0.002
	2019.11.11	02:00	1.08	0.004
		08:00	1.27	0.003
		14:00	1.19	未检出
		20:00	1.01	0.005
	2019.11.12	02:00	1.34	0.003
		08:00	1.29	0.003
		14:00	1.36	0.003
		20:00	1.28	0.002
	2019.11.13	02:00	1.27	未检出
		08:00	1.35	0.002
		14:00	1.37	0.002
		20:00	1.26	0.003
	2019.11.14	02:00	1.17	0.003
		08:00	1.27	0.002
		14:00	1.24	0.003
		20:00	1.23	未检出
3#旧镇村	2019.11.08	02:00	1.00	0.005
		08:00	1.17	未检出
		14:00	0.92	0.003
		20:00	1.19	0.002
	2019.11.09	02:00	1.16	0.002
		08:00	1.31	未检出
		14:00	1.13	0.003
		20:00	1.16	0.003
	2019.11.10	02:00	1.05	未检出
		08:00	1.32	0.001
		14:00	0.98	0.002

采样点位	采样日期	采样时间	监测项目	
			非甲烷总烃（mg/m³）	硫化氢（mg/m³）
3#旧镇村		20:00	1.25	0.003
	2019.11.11	02:00	1.06	0.002
		08:00	1.14	0.003
		14:00	0.94	0.002
		20:00	1.15	0.002
	2019.11.12	02:00	1.23	0.003
		08:00	1.33	0.002
		14:00	1.17	0.003
		20:00	1.26	0.002
	2019.11.13	02:00	1.12	0.003
		08:00	1.45	0.002
		14:00	1.29	0.003
		20:00	1.37	0.004
	2019.11.14	02:00	1.22	0.003
		08:00	1.23	0.003
		14:00	1.31	0.002
		20:00	1.18	0.003
4#大孙村	2019.11.08	02:00	0.99	0.002
		08:00	1.17	0.002
		14:00	0.91	0.001
		20:00	1.25	0.003
	2019.11.09	02:00	1.13	0.002
		08:00	1.12	未检出
		14:00	1.07	0.003
		20:00	1.32	0.002
	2019.11.10	02:00	1.09	0.001
		08:00	1.20	未检出
		14:00	0.97	0.003
		20:00	1.25	0.001
	2019.11.11	02:00	1.14	0.002
		08:00	1.12	0.003
		14:00	0.97	0.003
		20:00	1.18	0.002
	2019.11.12	02:00	1.30	0.003
		08:00	1.26	0.002

采样点位	采样日期	采样时间	监测项目	
			非甲烷总烃（mg/m³）	硫化氢（mg/m³）
4#大孙村		14:00	1.35	0.003
		20:00	1.18	0.002
	2019.11.13	02:00	1.28	0.003
		08:00	1.39	0.002
		14:00	1.26	0.003
		20:00	1.32	0.002
	2019.11.14	02:00	1.37	0.003
		08:00	1.29	0.002
		14:00	1.23	0.003
		20:00	1.26	0.002
5#王孙村	2019.11.08	02:00	1.31	未检出
		08:00	1.24	0.003
		14:00	1.21	0.002
		20:00	1.03	0.002
	2019.11.09	02:00	1.03	未检出
		08:00	1.20	0.002
		14:00	1.06	0.003
		20:00	1.31	0.002
	2019.11.10	02:00	1.16	0.004
		08:00	1.38	0.002
		14:00	1.27	0.003
		20:00	1.18	0.002
	2019.11.11	02:00	1.07	0.003
		08:00	1.26	0.002
		14:00	1.02	0.003
		20:00	1.17	0.003
	2019.11.12	02:00	1.31	0.002
		08:00	1.38	0.002
		14:00	1.34	0.001
		20:00	1.41	0.003
	2019.11.13	02:00	1.31	0.002
		08:00	1.33	未检出
		14:00	1.17	0.003
		20:00	1.23	未检出
	2019.11.14	02:00	1.18	0.003

采样点位	采样日期	采样时间	监测项目	
			非甲烷总烃（mg/m³）	硫化氢（mg/m³）
		08:00	1.31	未检出
		14:00	1.29	0.003
		20:00	1.27	0.002
6#曹家村	2019.11.08	02:00	1.14	0.004
		08:00	1.15	0.003
		14:00	1.13	未检出
		20:00	1.22	0.002
	2019.11.09	02:00	1.17	未检出
		08:00	1.13	0.004
		14:00	1.10	0.005
		20:00	1.17	0.003
	2019.11.10	02:00	1.14	0.003
		08:00	1.26	0.002
		14:00	1.30	0.003
		20:00	1.24	0.002
	2019.11.11	02:00	0.98	0.003
		08:00	1.19	0.002
		14:00	1.31	0.004
		20:00	1.16	0.004
	2019.11.12	02:00	1.32	0.003
		08:00	1.44	0.002
		14:00	1.40	0.003
		20:00	1.38	未检出
	2019.11.13	02:00	1.37	未检出
		08:00	1.19	0.003
		14:00	1.39	0.003
		20:00	1.18	0.002
	2019.11.14	02:00	1.26	0.002
		08:00	1.32	0.002
		14:00	1.29	0.003
		20:00	1.19	未检出
7#桥子村	2019.11.08	02:00	1.13	0.004
		08:00	1.10	0.002
		14:00	1.31	0.003
		20:00	1.23	未检出

采样点位	采样日期	采样时间	监测项目	
			非甲烷总烃（mg/m³）	硫化氢（mg/m³）
7#桥子村	2019.11.09	02:00	1.22	未检出
		08:00	1.16	0.003
		14:00	1.12	0.002
		20:00	1.24	0.003
	2019.11.10	02:00	1.26	0.002
		08:00	1.19	0.002
		14:00	1.42	0.003
		20:00	1.39	0.003
	2019.11.11	02:00	1.00	0.002
		08:00	1.05	0.002
		14:00	1.38	0.003
		20:00	1.34	0.003
	2019.11.12	02:00	1.30	未检出
		08:00	1.28	0.002
		14:00	1.32	0.003
		20:00	1.39	0.002
	2019.11.13	02:00	1.29	未检出
		08:00	1.32	0.004
		14:00	1.14	0.002
		20:00	1.10	0.002
	2019.11.14	02:00	1.18	0.003
		08:00	1.32	0.002
		14:00	1.29	0.004
		20:00	1.22	0.003

由以上监测数据和结果统计可见，环境空气中非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m^3 的要求；硫化氢浓度满足《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）中居住区大气中有害物质的最高容许浓度标准限值。

6.4 大气污染防治措施有效性分析

现场调查表明，项目基本落实了环评报告及环评批复中提出的大气污染防治措施；根据大气污染源及项目周围大气环境质量的监测结果可以看出，污染物达标排放，环境空气监测结果满足相关标准的要求，项目采取的措施是有效的。

7 水环境影响调查与分析

7.1 区域水文地质环境

滨州市高新区、博兴县位于济阳坳陷南部，东营坳陷的西南端，其南邻为泰山—鲁山—沂山断凸，它属于在中生代地堑式断陷基底上发育起来的新生代沉积盆地的一部分，县境地处燕山运动断裂带，渤海坳陷西南边缘与泰沂山区山前冲积平原的交接地带，齐河至广饶大断裂带从中部穿过（今小清河基本上处在断层裂隙处），从而将全县分成两个南北不同的地质构造单元即：小清河以北属黄泛平原，小清河以南属泰沂山区山前冲积平原。

根据《胜利石油管理局胜南社区生活垃圾卫生填埋场岩土工程勘察报告》（胜利油田胜利工程水文地质勘察有限公司，2009）。勘察深度范围内，项目场地地基土在勘察深度内可分为 9 层，各层地基土岩土工程特征分述如下：

①层：杂填土

表面为混凝土路面，土质不均匀，含建筑垃圾和有机质等。场区普遍分布，厚度：0.50m～1.60m，平均 1.07m；层底标高:2.39m～3.45m，平均 2.91m；层底埋深:0.50m～1.60m，平均 1.07m。

②层：粉质粘土

黄褐色，可塑，稍有光泽，干强度中等，韧性中等，土质较均匀，切面光滑，接近粉土，含有机质。场区普遍分布，厚度：1.10m～2.00m，平均 1.54m；层底标高：0.97m～1.88m，平均 1.37m；层底埋深:2.10m～3.00m，平均 2.61m。

③层：粉土

黄褐色，中密，湿，摇震反应迅速，无光泽反应，干强度低，韧性低，质均粒细，含氧化铁斑及有机质。场区普遍分布，厚度：0.80m～1.60m，平均 1.25m；层底标高:-0.18m～0.98m，平均 0.14m；层底埋深:3.00m～4.20m，平均 3.84m。

④层：粉质粘土

黄褐色，可塑～软塑，稍有光泽，干强度中等，韧性中等，土质均匀，切面光滑，夹有粉土薄层。场区普遍分布，厚度:2.80m～5.00m，平均 3.47m；层底标高:-3.72mm～1.93m，平均-3.03m；层底埋深:5.80m～7.70m，平均 7.01m。

⑤层：粉土

黄褐色，中密，湿，摇震反应迅速，无光泽反应，干强度低，韧性低，质均粒细，含氧化铁斑及云母片。场区普遍分布，厚度:0.90m～2.70m，平均 1.43m；层底标高:-5.28m～3.78m，平均-4.46m；层底埋深:7.80m～9.30m，平均 8.44m。

⑥层：粉质粘土

黄褐色～灰色，软塑～流塑，稍有光泽，干强度中等，韧性中等，土质均匀，切面光滑细腻，夹粉土薄层，含有机质、氧化铁斑及少量贝壳、云母片。场区普遍分布，厚度:6.30m～8.10m，平均 7.25m；层底标高:-12.61m～10.67m，平均-11.76m；层底埋深:14.80m～16.60m，平均 15.78m。

⑦层：粉土

黄褐色，密实，湿，摇震反应迅速，无光泽反应，干强度低，韧性低，质均粒细，含氧化铁斑。场区普遍分布，厚度:1.90m～4.20m，平均 2.78m；层底标高:-14.87m～14.23m，平均-14.54m；层底埋深:18.20m～19.00m，平均 18.55m。

⑧层：粉质粘土

黄褐色，可塑，稍有光泽，干强度低，韧性低，土质均匀，切面光滑细腻，含有机质、氧化铁斑。场区普遍分布，厚度:2.70m～2.80m，平均 2.78m；层底标高:-17.57m～-17.03m，平均-17.31m；层底埋深:21.00m～21.70m，平均 21.33m。

⑨层：粉土

黄褐色，密实，湿，摇震反应迅速，无光泽反应，干强度低，韧性低，质均粒细，含氧化铁斑、云母片及有机质。该层未穿透。

7.2 水污染防治措施调查

7.2.1 施工期废水污染防治措施

根据调查，施工期间采取了多项措施，防止施工期对地下水和地表水造成影响。在施工期未发生地表水和地下水污染事件，也未发生因地表水和地下水引发的居民投诉；施工期间采取的水污染防治措施可行，施工期对周围的地表水和地下水环境未造成影响。具体的水污染防治措施为：

（1）为防止油、泥浆等液体对环境造成污染，所有现场设备下面均铺垫防渗布，并且四周加围 10cm 高的围栏。

（2）62 口井井场内设置防渗泥浆池，通过“改变泥浆池结构和循环路线”的方案，使固液分离，液体循环利用，减少了液体排放量和水资源的使用量。池内铺设厚度大于 0.5mm 的聚乙烯防渗土工防渗膜，防渗系数小于 1×10^{-7}cm/s。土工膜中间接缝使用专用焊机进行焊接，彻底防治泥浆污染；剩余 40 口井采用“随钻随治”工艺，杜绝了钻井泥浆污染水体的风险。

（3）农民掏挖生活污水清运作农肥，不直接排入区域环境中；钻井废水全部进入井场泥浆池，待完井后，由罐车收集上清液运至纯梁首站作业废液处理站处理，处理后的污水进入纯梁首站污水处理系统，处理达标后，回注地层用于油田注水开发，无外排。

（4）本项目通过优化钻井施工设计，选用先进钻井设备、加快钻井速度，加强施工管理避免井筒磨损、碰撞破裂等钻井事故的发生，避免对地下水产生影响。

（5）选用低毒或无毒无害的环保泥浆（不含重金属），最大限度减少污染，采用聚合物润滑防蹋钻井液体系，常规、泡沫、复合漂珠、塑性微膨胀等相结合的水泥浆体系、羟丙基胍胶压裂液，配置过程均进行了合理优化，添加利于地层保护、防漏失等环保成分，最大可能地避免其透过岩层断裂、缝隙进入地下水，减小了对地下水的影响。

（6）管道清管、试压废水，收集拉运至纯梁首站污水处理系统，处理达标后，回注地层用于油田注水开发，无外排。

7.2.2 运营期废水污染防治措施

根据调查，在项目运营期，生活污水排入计量站内已有旱厕，由当地农民定期掏挖用作耕地肥料，不直接外排于区域环境。作业废液和采油污水均依托管线进入纯梁首站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标》（SY/T5329-2012）后，回注地层用于油田注水开发，无外排。

表 7-1 纯梁首站污水处理系统处理后水质检测结果

站名	检测月份	水量	含油量	悬浮固体含量	SRB 菌	平均腐蚀率	悬浮物颗粒直径中值
首站去梁家楼	7 月	12900	0.2	1.9	2.5	0.0025	1.7
	8 月	12900	0.4	4.7	6	0.0029	1.4
	10 月	12900	3.2	2.0	2.5	0.060	2.0
首站去纯化	7 月	6800	0.2	2.6	2.5	0.037	1.7
	8 月	6800	0.2	2.6	6	0.038	1.4
	10 月	6800	0.6	0.6	2.5	0.063	1.5
备注：以上数据选自胜利油田分公司发布的水质监测月报，详见附件。							

7.2.3 地下水污染防治措施

根据调查，本项目采取的地下水污染防治措施为：

7.2.3.1 分区防渗措施

将建设场地划分为非污染防治区、一般污染防治区和重点污染防治区，按照《化工建设项目环境保护设计规范》（GB 50483-2009）、《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）等的要求，分区防渗。

对重点污染防治区采取：①计量站等构筑物的底板；②泥浆池等的底板及壁板；③油井的浅层壁板；④旱厕、污水池等的底板及壁板。重点污染防治区防渗层的防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能。

对一般污染防治区采取：①注水站等建筑物的地板；②污水管网集中阀门区的地面；③场区道路。一般污染防治区防渗层的防渗性能不低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能。

7.2.3.2 施工期地下水污染防治采取的措施

（1）从钻开表面黄土层起，直到钻开基岩 30m 以上，采用无毒无害的清水泥浆，避免钻井泥浆对浅层地下水的污染；

（2）表层套管的固井水泥必须返高至地面，防止浅层含水层受到钻井泥浆污染。完井后油井的固井水泥必须返高至含水层以上，水井的固井水泥必须返高至地面，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；

（3）井场泥浆池采取防渗、防漏措施，泥浆池必须铺有防渗布。

（4）钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑在作业过程中应一同存放在井场铺设塑料防渗膜的废泥浆池内，待钻井结束后在井场内进行无害化固化处理。防渗层的施工要求如下：

①薄膜必须铺在适当的垫层上，垫层需平坦，无不均匀沉陷，无锐石、树根等能刺穿薄膜的硬物，铺时勿使薄膜受拉，放松为好；

②薄膜一般预先粘成大片，然后在现场粘接；

③薄膜厚度要求在 0.5mm，渗透系数≤10^{-7}cm/s；

（5）严格按照操作规程施工，提高固井质量，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。

（6）试油时井场铺设防渗材料，及时完全地回收落油。试油时产生的含油污水要

求进罐，送联合站处理达标后回注，严禁外排、偷排。

（7）加强施工管理，发现问题及时解决。

7.2.3.3 运营期地下水污染防治采取的措施

（1）回注水经过处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标》（SY/T5329-2012）指标后方可注入目的层，以减少水质对管线的腐蚀，严禁采出水外排。

（2）井下作业禁止作业废液落地，严禁外排。

（3）保护好集油管线，在自然和人为因素破坏下，集油管线石油外泄会对地下水尤其浅层地下水产生污染，因此，必须保护好输油管线以防止采出液泄漏。

（4）加强对集油管线和油水井的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补坏损井，减少管线破坏、减少原油泄漏量。

①一旦发生油井出油异常，应及时查明原因，若是套管损坏，应及时采用水泥灌浆等措施封堵套管，防止含油污水泄漏污染地下水；

②对破损管线、服役期满的管线要及时更换，防止原油对管线浅层地下水的污染。

③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。

（5）污油、含油污泥属危险废物，要按照危废处置、储存要求进行严格管理。

（6）严防各种事故的发生

在人员素质和管理水平堤高上下功夫，严格定期检查各种设备的制度，积极培养工作人员的责任意识，堤高工作人员的技术水平。

一旦发生事故，立即启动应急预案和应急系统，把对地下水会产生的影响降低到最小程度。

7.2.3.4 闭井期地下水污染防治与保护措施

（1）闭井期拆除采油设备，清除回收输油管线内残余的采出液，彻底清理回收井场内的含油泥砂，避免对浅层地下水造成污染。

（2）对废弃油井进行彻底的封井措施，避免深部石油串层造成地下水污染。

7.3 水环境影响监测

7.3.1 质量保证与质量控制

为保证监测分析结果准确可靠，在监测期间，样品采集、运输、保存和监测按照《地

表水和污水监测技术规范》（HJ/T91-2002）与建设项目竣工环境保护验收监测规定和要求执行，在用检测仪器经过计量部门测定，且在有效试用期内。所有检测人员持证上岗，监测数据进行三级审核，以保证本次竣工验收水质监测数据的有效性、公正性、合法性。具体质控措施包括平行样、加标回收、质控样，质控样数量不少于样品总数的10%，平行双样及控制样均符合质控要求。

7.3.2 地下水环境质量监测与影响分析

7.3.2.1 监测项目

监测项目包括 pH、石油类、挥发性酚类、总硬度、溶解性总固体、氟化物、铜、砷、铬(六价) 、铁、锰、硫酸盐、氯化物共 13 项，同时监测水温、井深、地下水埋深。

7.3.2.2 监测时间及频次：监测一期

7.3.2.3 监测布点：

根据地下水水流方向在开发区域大概设置 16 个点位，每个监测点的层位为潜水层，取样点深度在井水位以下 1m 之内。监测点布设详见下表及下图。

表 7-2 地下水水质现状监测布点一览表

序号	名称	具体位置	设置意义
1	十里堡村	37°18'58.98"北 118°1'5.57"东	上游水质、水位
2	刘公林村	37°17'14.43"北 118°1'2.40"东	下游水质、水位
3	潘家村	37°18'23.76"北 118°0'23.85"东	水位
4	和睦张村	37°17'45.26"北 118°1'57.18"东	水位
5	张家庄村	37°15'48.00"北 118°1'0.53"东	上游水质、水位
6	窑洼村	37°14'6.28"北 118°1'7.33"东	下游水质、水位
7	旧镇村	37°14'58.29"北 118°0'21.96"东	水位
8	苏家村	37°14'41.38"北 118°1'44.78"东	水位
9	赤官村	37°15'11.13"北 118°10'54.18"东	上游水质、水位
10	纪刘村	37°13'16.87"北 118°11'16.79"东	下游水质、水位
11	蔡家村	37°14'21.75"北 118°10'10.80"东	水位
12	阎田村	37°14'18.68"北 118°11'21.51"东	水位
13	赵家村	37°16'5.04"北 118°14'6.52"东	上游水质、水位
14	东田村	37°12'47.47"北 118°14'17.63"东	下游水质、水位
15	官王村	37°15'16.65"北 118°13'39.59"东	水位
16	聚合村	37°14'16.19"北 118°14'15.40"东	水位

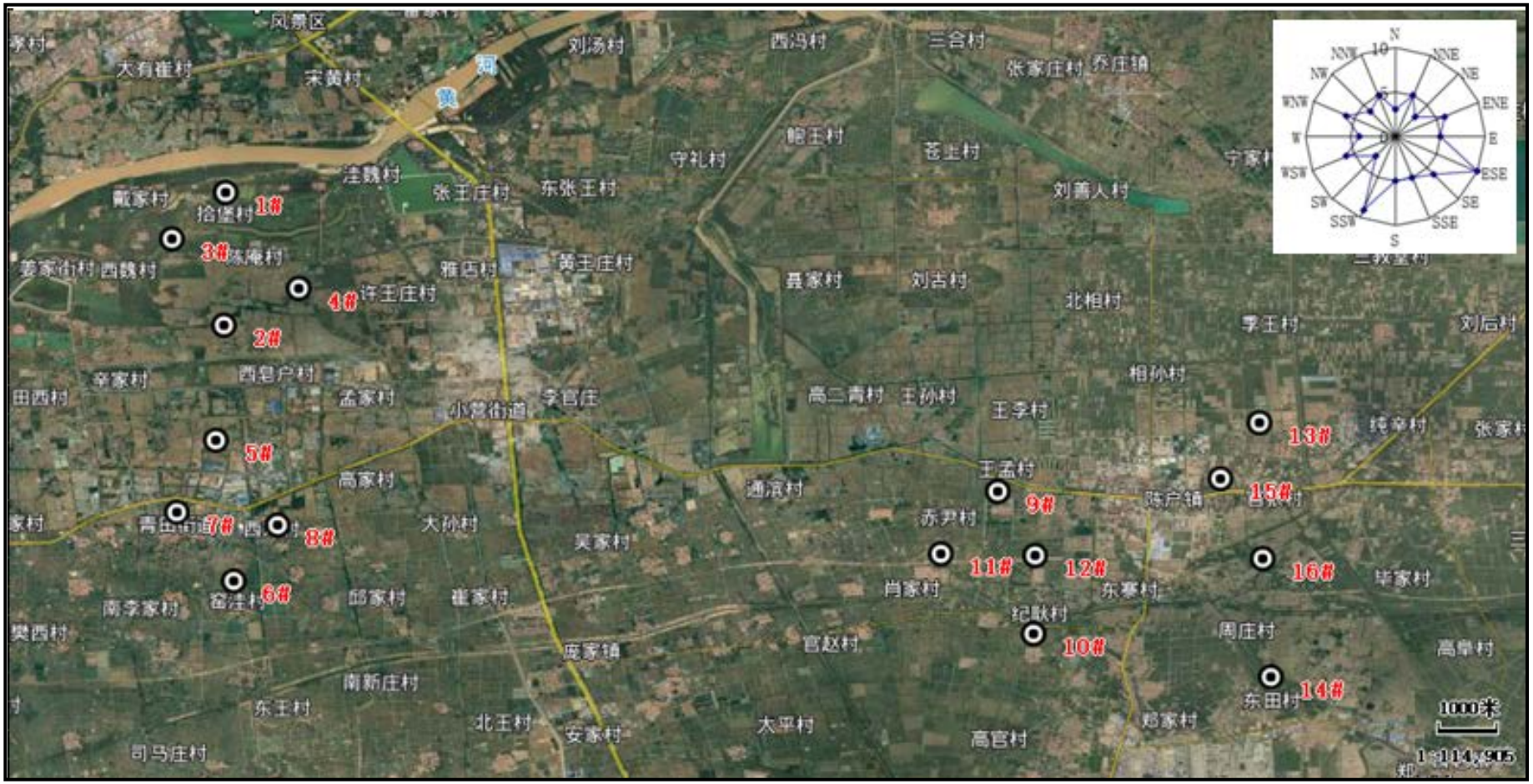


图 7-2 验收期间地下水监测点位图

7.3.2.4 监测技术规范、依据及参数

表 7-2 验收期间地下水监测技术规范、依据及参数

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
pH	玻璃电极法	GB/T 5750.4-2006（5.1）	范围 2-11
总硬度	乙二胺四乙酸二钠滴定法	GB/T 5750.4-2006（7.1）	1.0mg/L
溶解性总固体	称量法	GB/T 5750.4-2006（8.1）	4mg/L
挥发性酚类	4-氨基安替吡林三氯甲烷萃取分光光度法	GB/T 5750.4-2006（9.1）	0.002mg/L
石油类	紫外分光光度法	HJ 970-2018	0.01mg/L
硫酸盐	离子色谱法	GB/T 5750.5-2006（1.2）	0.75mg/L
氯化物	离子色谱法	GB/T 5750.5-2006（2.2）	0.15mg/L
氯化物	碱性高锰酸钾滴定法	GB/T 5750.7-2006（1.2）	0.05mg/L
氟化物	离子色谱法	GB/T 5750.5-2006（3.2）	0.1mg/L
铁	原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2006（2.1）	0.05mg/L
锰	原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2006（3.1）	0.03mg/L
铜	无火焰原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2006（4.1）	0.005mg/L
砷	原子荧光法	HJ 694-2014	0.3μg/L
铬（六价）	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 5750.6-2006（10.1）	0.004mg/L

采样点位	采样日期	采样时间	水温（℃）	井深（m）	地下水埋深（m）	水位（m）
1#十里堡村	2019.11.08	09:03	15.0	8.00	4.00	8.00
2#刘公林村		09:25	16.8	8.50	6.00	5.00
3#张家庄村		10:11	16.6	10.00	7.00	8.00
4#窑洼村		10:30	17.0	10.00	8.00	2.30
5#潘家村		09:38	17.2	9.00	7.00	6.00
6#赤官村		13:08	19.0	5.00	2.00	-0.80
7#纪刘村		13:29	16.4	6.00	5.00	3.00
8#赵家村		14:32	19.0	7.00	4.00	-0.60
9#东田村		14:49	18.2	200.00	15.00	-7.00
10#旧镇村		10:53	16.2	12.00	8.00	7.00
11#苏家村		11:26	16.8	9.00	7.00	8.00
12#和睦张村		09:56	17.8	11.00	8.00	4.00
13#蔡家村		13:47	16.6	8.00	6.00	4.00

14#阎田村	2019.11.08	14:10	16.2	8.00	8.00	7.00
15#官王村		15:08	17.2	12.00	8.00	7.00
16#聚合村		15:27	17.4	10.00	8.00	7.00

图 7-1 地下水监测照片

7.3.2.5 地下水检测结果

表 7-3 验收期间地下水检测结果

采样点位	采样时间	监测项目												
		pH	总硬度 mg/L	溶解性总固体 mg/L	挥发性酚类 mg/L	石油类 mg/L	硫酸盐 mg/L	氯化物 mg/L	氟化物 mg/L	铁 mg/L	锰 mg/L	铜 mg/L	砷 μg/L	铬（六价） mg/L
1#十里堡村	环评	7.3	407.5	942.3	0.002L	0.005	89.6	136.2	0.26	1.23	0.62	0.04	10L	0.007
	验收	7.92	315	726	0.002L	0.01L	110	103	0.5	0.15	0.30	0.005L	0.3L	0.004L
2#刘公林村	环评	7.3	463.8	1018.2	0.002L	0.02	145.3	154.6	0.31	1.34	0.74	0.02	10L	0.005
	验收	7.31	507	936	0.002L	0.01L	94.7	145	0.4	0.05L	0.47	0.005L	0.3L	0.004L
3#张家庄村	环评	7.2	410.2	917.5	0.002L	0.02	114.6	158.3	0.24	1.19	0.81	0.03	10L	0.004L
	验收	7.92	315	726	0.002L	0.01L	110	145	0.4	0.05L	0.47	0.005L	0.3L	0.004L
4#窑洼村	环评	7.3	501.8	1004.6	0.002L	0.02	101.2	133.2	0.31	1.35	0.82	0.04	10L	0.005
	验收	7.31	507	936	0.002L	0.01L	94.7	960	0.7	0.05L	0.50	0.005L	0.3L	0.004L
5#赤官村	环评	7.1	518.2	1123.9	0.002L	0.01L	239.5	146.8	0.26	1.12	0.76	0.03	10L	0.004L
	验收	7.12	1.22×10^{3}	3.07×10^{3}	0.002L	0.01L	761	827	0.3	0.05L	0.34	0.005L	1.9	0.004L
6#纪刘村	环评	7.1	476.3	1172.4	0.002L	0.01	241.4	170.2	0.25	1.34	0.78	0.04	10L	0.004L
	验收	7.30	746	2.86×10^{3}	0.002L	0.01L	649	728	0.5	0.15	0.44	0.005L	1.9	0.004L

7#赵家村	环评	7.2	432.5	943.5	0.002L	0.01L	161.3	143.7	0.33	1.31	0.73	0.04	10L	0.004L
	验收	7.29	1.96×10^{3}	4.16×10^{3}	0.002L	0.01L	1.13×10^{3}	1.18×10^{3}	0.3	0.05L	0.03L	0.005L	0.7	0.004L
8#东田村	环评	7.3	534.6	1201.1	0.002L	0.01L	217.9	156.9	0.35	1.15	0.76	0.03	10L	0.004L
	验收	8.34	39.4	512	0.002L	0.01L	59.1	24.2	2.1	0.05L	0.03L	0.005L	0.9	0.004L

项目所在区域地下水总硬度、溶解性总固体、铁、锰都存在超标，分析可能是与项目所在区域背景值较高有关，与油田生产的关系较小（石油类指标不超标）。除此之外，其余监测点的各项监测指标均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-93）Ⅲ类标准的要求。

7.4 水污染防治措施有效性分析

根据现场调查，本项目钻井、作业废液采取预处理措施，采出水处理回注措施，能够使项目产生的废水全部回注地层。生活污水依托旱厕，由当地农民定期掏挖用作耕地肥料。按照要求对设施进行了防渗处理。项目实施后对当地的地表水和地下水环境未造成影响。项目采取的水环境保护措施基本达到了环评报告书及环评批复提出的要求。项目对周围地下水进行了监测，监测结果与环评时相当，说明项目采取的水污染防治措施是有效的。

8 噪声环境影响调查与分析

8.1 噪声污染防治措施调查

8.1.1 施工期噪声污染防治措施

（1）合理安排施工时间，尽可能避免大量高噪声设备同时施工。高噪声设备施工时间尽量安排在昼间，夜间尽量减少施工量。井场或管线经过近距离居民时，夜间禁止施工。

（2）施工过程中选用低噪声设备和工艺，从根本上降低了源强。同时加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备安放稳固，并与地面保持良好接触，有条件的使用减振机座，柴油机、发电机和各种机泵等设备时安装消音隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声等级。

（3）合理布局，避免在同一地点安排大量动力机械设备，以免局部声级过高；尽量将设备放置在远离敏感目标一侧。

（4）对部分高噪声设备采取消声、隔声、减振等降噪措施，如采用活动隔声板房等声屏障措施。

（5）施工期间尽量减少夜间运输量，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修、养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。

8.1.2 运行期井场噪声防治措施

（1）运营期井场噪声主要来自于抽油机、井下作业设备、依托计量站外输泵等。本项目通过加强对抽油机的维护、减少作业次数、设置减振基础、外输泵置于泵房等措施，大大降低了运营期井场噪声对周围环境的影响。

（2）离周围村庄较近的井，井下作业时，夜间停止作业，降低对周边居民的影响；昼间作业时，在井场靠近村庄一侧设置隔声屏障，降低作业噪声对周边居民的影响。同时在施工前及时通知就近住户，取得居民理解。

（3）部分离敏感目标较近的油井，电机加设隔声罩，大大降低了设备机械噪声对周围敏感点的影响。

8.2 噪声环境影响监测

8.2.1 厂界噪声监测

（1）监测地点、监测点位、监测项目、监测频次

本项目目前正在运营的井场共 60 个，选取了离敏感目标较近的 3 个典型井场，占井场总数的 4.62%；3 个典型井场共涉及井数 11 口，占总井数（正常运行的油水井 82 口）的 13.41% 。

表 8-1 监测地点、监测点位、监测项目、监测频次

监测地点	监测点位	监测项目	监测频次及监测时间
通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场（纯西管理区、管输井场、皮带机）	每个监测地点，厂界四周各布设 1 个监测点	等效连续 A 声级	监测 2 天，每天监测两次，昼夜各一次
梁 118 斜 1 等 5 井井场（梁北管理区、拉油井场，皮带机）			
纯 12-斜 63/斜 67 井场（纯东管理区、管输井场，游梁机）			

（2）厂界噪声监测点位图

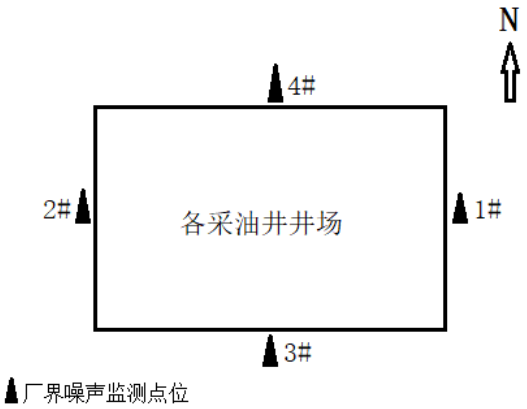


图 8-1 厂界噪声监测点位图

（3）分析方法和质量控制

表 8-2 分析方法

监测项目	分析方法
等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB12348-2008

质量保证按照国家环保局《环境监测技术规范》中噪声部分的有关规定和要求，测量前后均在现场对声级计进行声学校准，保证监测结果准确可靠。

（4）验收标准

厂界噪声《工业企业厂界环境噪声排放标准（GB12348-2008）》中的 2 类标准，昼间 60 dB(A)，夜间 50 dB(A)。

（5）监测技术规范、依据及参数

表 8-3 验收期间监测技术规范、依据及参数

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
噪声	工业企业厂界环境噪声排放标准	GB 12348-2008	——

监测日期	监测时间	天气	风速(m/s)	风向
2019.11.09	昼间	多云	2.3	SW
	夜间	多云	2.6	SW
2019.11.10	昼间	晴	2.8	NW
	夜间	晴	3.2	NW

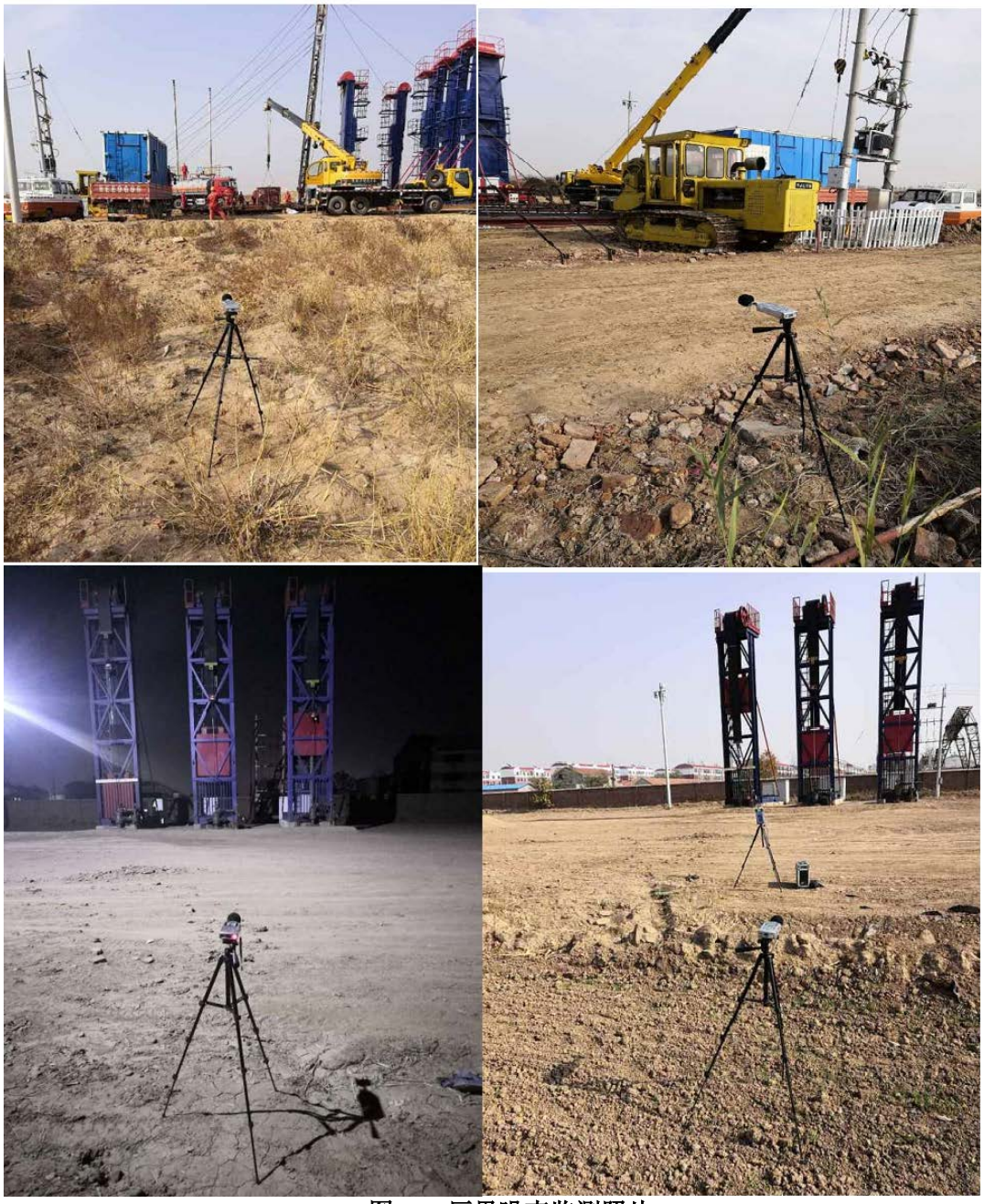


图 8-2 厂界噪声监测照片

（6）厂界噪声监测结果

表 8-4 厂界噪声监测结果

监测日期	监测点位		监测时间	主要声源	噪声 Leq[dB(A)]
2019.11.09	通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场	5#东厂界	10:24-10:34	生产	49.7
2019.11.09			23:58-00:08	生产	44.1
2019.11.09		6#南厂界	10:39-10:49	生产	44.4
2019.11.10			00:11-00:21	生产	41.9
2019.11.09		7#西厂界	10:53-11:03	生产	43.4
2019.11.10			00:25-00:35	生产	40.6
2019.11.09		8#北厂界	11:06-11:16	生产	49.3
2019.11.10			00:38-00:48	生产	45.8
2019.11.09	梁 118-斜 1 等 5 井场（井下作业中）	9#东厂界	13:13-13:23	生产	52.9
2019.11.10			01:05-01:15	生产	43.6
2019.11.09		10#南厂界	13:26-13:36	生产	58.4
2019.11.10			01:18-01:18	生产	45.6
2019.11.09		11#西厂界	13:40-13:50	生产	45.2
2019.11.10			01:22-01:32	生产	42.1
2019.11.09		12#北厂界	13:53-14:03	生产	59.3
2019.11.10			01:35-01:45	生产	47.6
2019.11.09	纯 12-斜 63/斜 67 井场	13#东厂界	15:09-15:19	生产	41.1
2019.11.10			02:07-02:17	生产	40.3
2019.11.09		14#南厂界	15:23-15:33	生产	41.2
2019.11.10			02:21-02:31	生产	38.4
2019.11.09		15#西厂界	15:39-15:49	生产	40.5
2019.11.10			02:36-02:46	生产	39.6
2019.11.09		16#北厂界	15:54-16:04	生产	41.9
2019.11.10			02:50-03:00	生产	38.4
2019.11.10	通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场	5#东厂界	11:33-11:43	生产	48.3
2019.11.11			00:13-00:23	生产	43.2
2019.11.10		6#南厂界	11:47-11:57	生产	46.7
2019.11.11			00:27-00:37	生产	41.3
2019.11.10		7#西厂界	12:02-12:12	生产	44.3
2019.11.11			00:39-00:49	生产	42.9
2019.11.10		8#北厂界	12:16-12:26	生产	46.9
2019.11.11			00:53-01:03	生产	42.5
2019.11.10	梁 118-斜 1 等	9#东厂界	13:50-14:00	生产	51.3

监测日期	监测点位		监测时间	主要声源	噪声 Leq[dB(A)]
2019.11.11	5 井场（井下作业中）		01:28-01:38	生产	45.3
2019.11.10		10#南厂界	14:05-14:15	生产	55.6
2019.11.11			01:41-01:51	生产	46.1
2019.11.10		11#西厂界	14:18-14:28	生产	46.3
2019.11.11			01:54-02:04	生产	43.7
2019.11.10		12#北厂界	14:31-14:41	生产	57.6
2019.11.11			02:06-02:16	生产	46.8
2019.11.10	纯 12-斜 63/斜 67 井场	13#东厂界	15:23-15:33	生产	42.2
2019.11.11			02:43-02:53	生产	41.2
2019.11.10		14#南厂界	15:36-15:46	生产	40.1
2019.11.11			02:56-03:06	生产	39.8
2019.11.10		15#西厂界	15:50-16:00	生产	39.9
2019.11.11			03:09-03:19	生产	38.6
2019.11.10		16#北厂界	16:03-16:13	生产	40.2
2019.11.11			03:24-03:34	生产	39.4

从监测结果可以看出，项目各采油井场噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

8.2.2 声环境质量监测

（1）监测地点、监测项目、监测频次

表 8-5 监测地点、监测项目、监测频次

监测地点	监测项目	监测频次及监测时间
1#官阎村、 2#洼魏村 3#赤尹村、 4#西河西村	等效连续 A 声级	监测 2 天，每天监测两次，昼夜各一次

（2）分析方法和质量控制

表 8-6 分析方法

监测项目	分析方法
等效连续 A 声级	《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB12348-2008

质量保证按照国家环保局《环境监测技术规范》中噪声部分的有关规定和要求，测量前后均在现场对声级计进行声学校准，保证监测结果准确可靠。

（3）验收标准

环境噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类区标准，昼间 60 dB(A)，

夜间 50 dB(A)。

图 8-3 环境噪声监测照片

（4）声环境质量监测结果

表 8-7 声环境质量监测结果

监测日期	监测点位	监测时间	主要声源	噪声 Leq[dB(A)]
2019.11.09	1#官阎村	08:02-08:12	环境	40.3
		22:02-22:12	环境	39.5
	2#洼魏村	08:41-08:51	环境	41.8
		22:43-22:53	环境	40.6
	3#赤尹村	09:13-09:23	环境	40.4
		23:09-23:19	环境	39.7
	4#西河西村	09:46-09:56	环境	44.7
		23:37-23:47	环境	42.1
2019.11.10	1#官阎村	09:03-09:13	环境	41.2
		22:04-22:14	环境	40.6
	2#洼魏村	09:38-09:48	环境	42.3
		22:37-22:47	环境	39.3
	3#赤尹村	10:06-10:16	环境	42.6
		23:05-23:15	环境	40.8
	4#西河西村	10:40-10:50	环境	43.2
		23:36-23:46	环境	41.7

从上表可以看出，声环境敏感点监测结果满足《声环境质量标准》中 2 类区标准，项目所在开发区域声环境质量较好，满足功能区的要求。

8.3 噪声污染防治措施有效性分析

从现场调查结果来看，项目的施工期钻井期间，采取了井场选择尽量远离居民区，在居民区附近施工时，柴油机装设消声装置，并布置于隔声间内，泥浆泵、柴油机采用减振基础等降噪措施，有效降低了对声环境的不利影响。

运营期在采取了加强设备维护管理等措施后，井场的厂界噪声达标排放，项目运营期未接到噪声方面的投诉。项目运行期噪声对周围环境影响不大。

综上知，本项目在建设过程中基本落实了环评报告书中提出的噪声污染防治措施的要求，采取的噪声污染防治措施是有效的。

9 固体废物环境影响调查与分析

9.1 施工期固体废物污染防治措施调查

施工期产生的固体废物主要为钻井废弃泥浆、岩屑，建筑垃圾和生活垃圾等。在施工期间，建设单位采取了环保措施，满足环保要求。

9.1.1 废弃泥浆及岩屑污染防治措施调查

本项目新钻井 98 口，钻井废弃泥浆产生量为 1850t，钻井岩屑产生量为 21700t，因此本项目固废产生量为 23550t。

本项目钻井过程由黄河钻井总公司负责。钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑也由黄河钻井总公司进行委托治理。施工期采用了泥浆不落地和现场固化填埋法 2 种方式来处理废弃泥浆及岩屑。

9.1.1.1 泥浆不落地措施调查

本项目有 36 口井采用泥浆不落地（即“随钻随治”）工艺来处理钻井过程中产生的钻井固废。钻井过程中产生的钻井废水和钻井固废一起被收集至钻机配套的循环系统，利用除泥口、除砂口、振动筛、离心机等设备将固液分开，得到废液尽可能循环利用，最后由罐车拉运至首站作业废液处理站处理；得到固体进干化设备处理后转变为块材，经检测合格后，用作铺垫井场和道路辅料或做建筑材料。

9.1.1.2 现场固化填埋措施调查

（1）贮存措施

钻井施工建造循环池一般只向下挖约 1～1.5m 深的土坑，然后从井场周围取土进行地面堆坑围造循环池。钻井过程中产生的废弃泥浆和岩屑临时贮存到循环池内。循环池内铺设厚度大于 0.5mm 的防渗膜（渗透系数≤1.0×10^{-7}cm/s）。池的两边与底部平整、压实，池边坡度为 1:1.5；池内铺设防渗材料，底部为保护层，以保护和增加防渗层的强度，防止钻井泥浆滤液污染土壤和地下水。铺设的防渗材料高度大于完井液面 50cm 以上，四周用土压实，以防循环池坍塌造成泥浆外溢污染周围环境。

（2）处置措施

胜利油田目前多采用现场固化填埋法处理钻井固废，以氯化物为脱稳剂、PAM 为助凝剂、水泥及粉煤灰为固化剂对钻井废弃物进行固化。

现场固化填埋措施工艺流程见图 9-1。

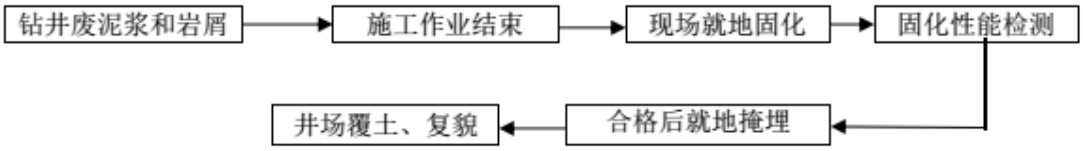


图 9-1　现场固化填埋处理流程示意图

（3）泥浆池就地固化处理效果调查

经调查，本项目共有 64 口井采用泥浆池就地固化处理。目前泥浆池已固化完成，覆土填埋。采油厂委托有资质的单位对固化泥浆池的土壤进行了监测，监测结果见表 9-1 及附件 6（带有泥浆池治理前后的照片）。

表 9-1 泥浆池固化土壤检测报告

井号	采样时间	检测项目					
		PH（无量纲）	COD（mg/kg）	石油类（mg/kg）	色度	六价铬（mg/kg）	抗压强度（MPa）
纯 56-平 10	2018.7.18	10.2	46.9	0.6021	8	0.019	1.8
纯 116-平 1	2018.7.17	11.5	47.3	0.0981	4	0.014	1.7
备注：数据引自潍坊市方正理化监测检测有限公司出具的土壤检测报告，报告编号（Report ID）：E1921YBP 和 E190YBP。							

数据表明，采用现场固化填埋法处理钻井固废时，其风干后土壤中六价铬满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）；石油烃类满足《关于印发<全国土壤污染状况评价技术规定>》（环发〔2008〕39 号）中表 2 规定的标准限值（500mg/kg）要求。

9.1.2 建筑垃圾及生活垃圾污染防治措施调查

经过调查，施工过程中产生少量建筑垃圾和施工废料。建筑垃圾用作站场及道路基础的铺设；施工废料部分回收利用，极少剩余废料由施工单位清运至建筑垃圾转运站，由当地环卫部门统一处理。施工期生活垃圾约 23t，贮存在施工场地临时垃圾桶内，由施工单位拉运至生活垃圾中转站后，由当地环卫部门统一处理。

9.2 运营期固体废物环境影响调查

营运期产生的固体废物主要为油泥砂，产生量约 37t/a。

9.2.1 油泥砂储存

纯梁采油厂目前建有 2 座油泥砂贮存池，分别为纯梁首站油泥砂贮存池和樊家油泥

砂贮存池（淄博地区）。本项目油泥砂产生总量约 37t/a，大芦湖油田和小营油田油泥砂暂存于樊家输油站油泥砂贮存池，最终委托山东宇尚节能环保科技有限公司进行生物修复处置；其余油田油泥砂暂存于纯梁首站油泥砂贮存池，最终委托滨州市华滨聚成环保科技有限公司进行无害化处理。

纯梁首站油泥砂贮存池贮存规模 2800t，樊家油泥砂贮存池设计容积为 800m^3。油泥砂贮存池池底和池壁均采取了 0.5mm 的防渗膜，铺设三层防渗膜，防渗系数＜10^{-10}cm/s，满足防渗要求；设置防雨棚，满足防风、防雨、防晒要求。

图 9-2　首站油泥砂贮存池和樊家油泥砂贮存池（淄博地区）

纯梁采油厂油气集输大队油气处理队油泥砂贮存记录

时间：　2019 年　08 月

时间	单位	油泥砂量（吨）	油泥砂来源	车号	交付人员	接收人员
07.21	大芦湖采油一站	4.1	F116-P1	鲁M89859	曹乃泉	徐明强
07.21	大芦湖采油三站	4.5	128-8	鲁M89859	曹乃泉	徐明强
07.22	高青采油三站	4.7	41-×1	鲁M89859	曹乃泉	徐明强
07.25	大芦湖采油二站	4.75	F13号站	鲁M89859	曹乃泉	徐明强
07.26	大芦湖采油三站	3.2	144-11	鲁M89859	曹乃泉	徐明强
07.26	大芦湖采油三站	4.8	144-11	鲁M89859	曹乃泉	徐明强
07.29	正理庄采油四站	3.5	G890-2/890-27	鲁M89859	曹乃泉	徐明强
08.09	正理庄采油四站	5.2	147-4	鲁M89859	曹乃泉	徐明强
08.10	大芦湖管理区	0.5	盘根漏油	鲁E197H9	隋腾飞	徐明强
08.10	正理庄采油四站	4.5	G890-2/890-27	鲁M89859	曹乃泉	徐明强

图 9-3　危险废物贮存场台账

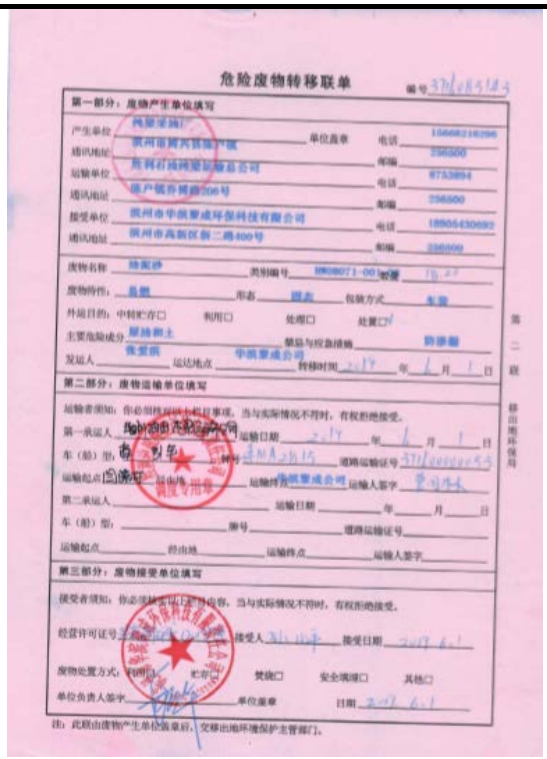
9.2.2 油泥砂运输

纯梁采油厂委托胜利油田纯梁运输有限责任公司负责滨州地区油泥砂的运输。

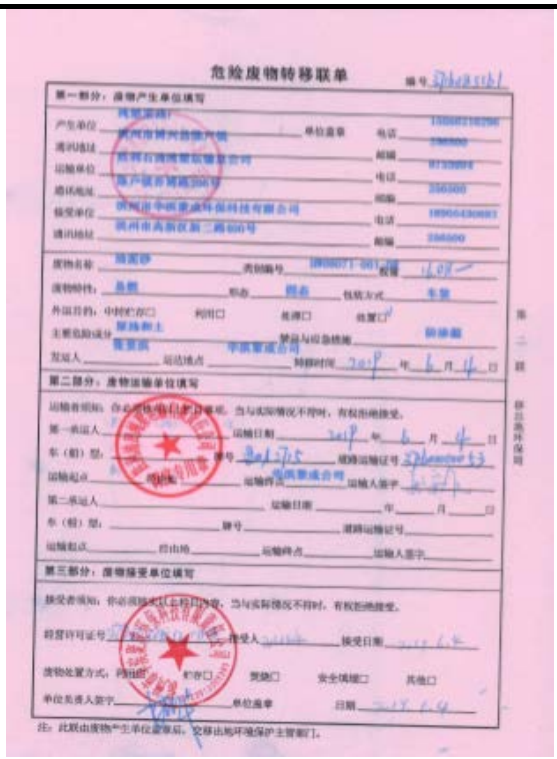
胜利油田纯梁运输有限责任公司持有滨州市道路运输管理局颁发的“中华人民共和国道路运输经营许可证（鲁交运管许可滨字 371600000053 号）”，该公司经营范围为：普通货运，货物专用运输（集装箱、冷藏保鲜、罐式），危险货物运输（3 类、8 类）

（剧毒化学品除外）。

胜利油田纯梁运输有限责任公司能够满足本项目的运输需求。



危险废物转移联单 1



危险废物转移联单 2

图 9-4 危险废物转移联单

9.2.3 油泥砂的委托处置

本项目大芦湖油田和小营油田油泥砂暂存于樊家输油站油泥砂贮存池，最终委托山东宇尚节能环保科技有限公司进行生物修复处置；其余油田油泥砂暂存于纯梁首站油泥砂贮存池，委托滨州市华滨聚成环保科技有限公司进行无害化处理。

9.2.3.1 油泥砂生物修复

纯梁采油厂油泥砂生物修复工程自 2017 年开始实验，高青县环境保护局于 2018 年 12 月 10 日批复了《石油含油污泥资源化综合利用项目环境影响补充报告》。2019 年 4 月正式进行油污土壤修复业务。樊家轻烃站油污土壤生物修复大棚占地面积 1500m^2，修复能力 1000t/a。

油泥砂生物修复的工艺流程为：

（1）摊铺晾晒：将含油污泥平摊至预制床上，挑出内部杂物、垃圾，使油泥摊铺均匀一致；

（2）添加调理剂：为改善油泥的通气性、增加油泥与药剂接触面积增强处理效果，

在摊铺好的油泥中加入锯末等调理剂；

（3）破碎、拌合：投加调理剂后，为保证调理剂与油泥的充分混合，同时减少土壤粒径以提高处理效果，采用破碎机、拌合机等设备将干化后的油泥团块充分粉碎；

（4）添加药剂：根据对晾晒破碎后油泥的观察、检测情况，投加相应比例的菌剂和营养剂，根据实施效果，选择投加次数；

（5）生物养护：为了保证土壤中嗜油微生物繁殖，在整个修复处理过程中需对土壤进行机械翻耕，湿度淋水保持土壤湿度，添加适当电子受体，增加深部土壤含氧量；

（6）定期检测：定期对其处理效果进行自检。如果达标则将处理好的土壤送至具有资质的的环保检测机构检测；

（7）场地清理，地貌恢复阶段：指标验收达标后，对场地进行回填平整，撤除设备管路等工程设施，恢复地貌。

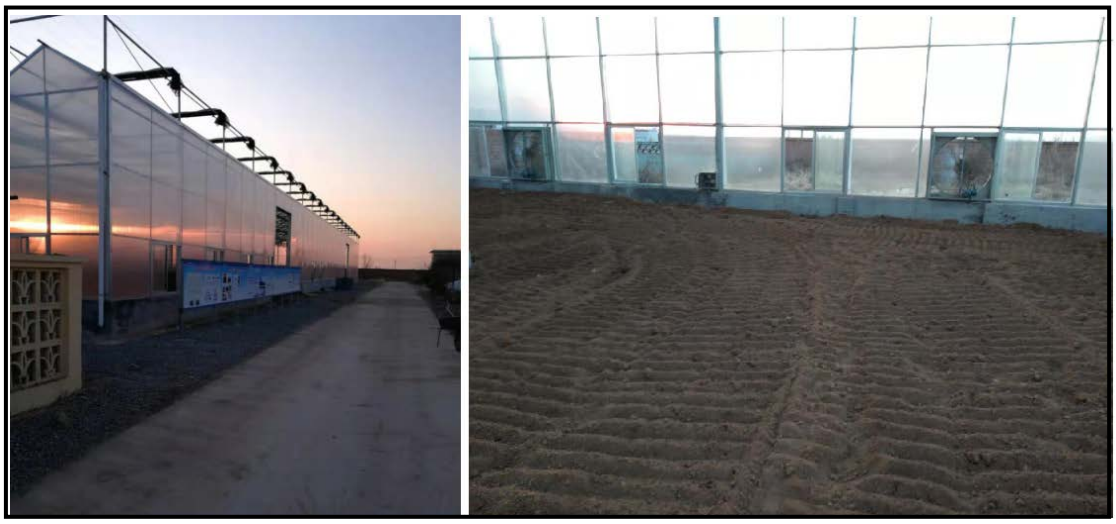


图 9-5 生物修复现场照片

9.2.3.2 滨州市华滨聚成环保科技有限公司

滨州市华滨聚成环保科技有限责任公司持有山东省环境保护厅颁发的“危险废物经营许可证（鲁危证 106 号）”，该公司核准经营方式：收集、贮存、利用，核准的经营危险废物类别和规模为：油泥砂（HW08，071-001-08、251-002-08），5000 吨/年；主要处置方式：分离、干化、提纯。

樊家油泥砂贮存场油泥砂的年产生量约为 1000 吨，滨州市华滨聚成环保科技有限责任公司能够满足本项目处理需求。

本项目油泥砂产生总量约 37t/a，上述两单位能够满足本项目处理需求。

9.3 闭井期固体废物环境影响调查

油井退役后，地面设施拆除、井场清理等工作中产生的废弃管线、废弃建筑残渣，集中收集清理。管线清洗后封堵，废弃建筑残渣外运至政府部门指定的填埋场填埋处理。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中，及时回收在施工期和运营期累积的油泥砂，防止对局部区域造成污染，铲除明显油污层，将受污染的土壤表层清理干净，以利于井场土地资源的后续利用。回收后的油泥砂集中拉运至油泥砂池暂存，最终进行无害化处置，防止闭井期对周围环境造成新的影响。

9.4 措施有效性分析

经现场调查，泥浆池已固化完成，并覆土填埋。项目产生的油泥砂暂时储存、运输规范，无害化处理依托装置正常运行，能够满足项目油泥砂处置的需求。施工期建筑垃圾以及生活垃圾处理措施得当。

综上，本项目在建设和运行过程中基本落实了环评报告书中提出的固体废物污染防治措施的要求，采取的固体废物污染防治措施是可行的。

10 社会环境影响调查

10.1 社会环境经济调查

10.1.1 社会效益调查

本项目是在纯梁采油厂滨州地区开发现状基础提出，在现有区块内加密新井。该工程可以加快现有区块含油的采出速度，同时新建产能可以进一步把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇。同时，该区块的开发，能够增加一定的就业机会，解决部分剩余劳动力；开发的大量投资也能够拉动相关产业的发展，具有良好的社会效益。

10.1.2 环境损益分析调查

本工程井(站)场、道路和地面设施建设、管道铺设等都需要临时或永久占地，扰动土壤，破坏地表植被，带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、植被和其生境的破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏所造成的损失；间接损失指由土地资源损失所引起的其他生态问题，如生物多样性下降等生态灾害所造成的环境经济损失。

本项目所占土地为农田，主要农作物为小麦、玉米。占地造成的农作物损失包括永久占地和临时占地在施工期造成的单季损失，临时占地已还田复耕，对土地资源和生态环境的影响程度较小；永久占地对土地资源和生态环境的影响程度较大。

10.2 文物与景观影响调查

经调查，项目所涉及地区建设项目周围无重要文物与景观。

10.3 人群健康情况影响调查

在现场验收调查监测期间，项目对周边环境空气、地表水环境、地下水环境、声环境的影响较小，监测结果基本符合环评批复标准中环境质量标准和污染物排放标准的要求，通过采取生态保护措施，已将其影响控制在可接受的范围内。项目不会危害附近居民的健康。

11 清洁生产调查

清洁生产是指以节能、降耗、减污为目的，以管理、技术为手段，实施工业生产全过程防治，使污染物的产生量、排放量最小化的一种综合性措施。从广义上讲，清洁生产主要包括以下三方面的内容：清洁的能源，清洁的生产过程，清洁的产品。

我国的《清洁生产促进法》于 2003 年 1 月 1 日正式实施。为推动石油石化行业清洁生产工作的开展，中石化集团公司安全环保局下达了《关于印发油田企业清洁生产实施计划的通知》，就油田企业清洁生产推行工作的计划、步骤、措施、目标等做出了具体部署和明确要求。纯梁采油厂根据上级文件精神和生产实际，引进清洁生产管理理念，制定了清洁生产实施计划，引导各生产业务部门清洁生产工作的深入开展，侧重于在生产技术管理上贯彻清洁生产的理念，按照“点面结合、持续改进”的原则，大面积推行无、低费方案，有选择地实施中、高费方案，进一步提高了纯梁采油厂开发管理水平，将污染物排放和能源消耗降至最低。

11.1 清洁生产措施调查

由于本项目环评时，施工期基本已经结束，环评报告中没有分析施工期清洁生产指标，因此在验收调查中不进行调查。

（1）采油

在采油地面工程建设中，充分考虑油区的实际情况，节省投入，充分利用已有的站场和管线，对原油伴生气进行回收利用，减少了烃类气体对大气的污染和资源的浪费。优化油气开采，实施综合控水稳油新技术，降低采出液含水；堤高机采、输油、注水、电网等系统效率，降地能源消耗；油水管线、储罐等采取防腐新技术、管线穿孔堵漏技术等措施。采油污水处理达标后回注地层，堤高采油污水回注率；钻井废弃泥浆、油泥砂等固体废物进行无害化处理及综合利用技术等。

（2）集输

充分利用油井套管气，作为井场、站场加热炉燃料，既节约了能源，又降低了污染物的排放；油气集输采取全密闭流程，降低油气损耗，堤高轻烃回收技术，综合利用，节能降耗，减少大气污染。采油污水处理达标后回注地层，堤高采油污水回注率。

（3）井下作业

油井作业是油田开发过程中的重要保障手段，一方面这是油田开发的有效手段，另

一方面也是产生污染物的重要过程，因此在作业过程中采取清洁生产工艺，开展“节能、降耗、减污、增效”活动，可以大大降低油井作业对环境的危害。

在作业管理方面，制定严格的作业环保管理制度，应遵循如下原则；油井管柱设计安装泄油器；堤下抽油杆采用抽干自封器；堤下油管采用油管自封器；管、杆桥下铺设塑料布，四周围堰以防止油水外溢、渗漏；冲砂施工采用捞砂工艺，杜绝含油污水出井；混气水洗水通过洗井水回收管网回收达标处理后回注地层；作业过程中产生的作业废液以及其他废弃物全部清理外运，进行无害化处理和综合利用。

11.2 清洁生产措施有效性分析

本项目油气集输过程密闭化，充分利用油井套管气作为井场、计量站加热炉燃料，提高了轻烃的回收率，不仅带来了经济效益，同时还有效消减烃类污染物的产生量。从资源能源利用上看，本项目油气集输采用密闭生产工艺，降低油气损耗。从项目的污染物产生控制上看，建设单位采取回收循环利用等措施，严格控制钻井废水、钻井液废弃泥浆的产生量，完井后进行无害化处理。

从管理上看，纯梁采油厂根据油田企业实施清洁生产的总体要求，成立了清洁生产领导小组和审核小组，采油厂每年都下达了清洁生产实施计划和考核指标，任务具体，目标明确。纯梁采油厂各级领导高度重视清洁生产工作，将清洁生产考核指标层层分解，采油厂、管理区、注采站三级机构分别成立了清洁生产领导小组和审核小组，建立了清洁生产管理网络，开展了清洁生产培训，依据清洁生产审核的原则，认真按审核步骤开展工作，审核实施过程整体比较规范。

从实施效果来看，几年来，纯梁采油厂在实施清洁生产审核过程中，结合生产实际，通过积极发动，集思广益，从工艺、设施和过程控制等各环节入手，以节能、降耗、减污、增效为目标，确定了采油系统、集输系统、注水系统的清洁生产目标。在完善污水处理工艺、改进稳油控水技术、高效利用天然气、控制燃烧废气排放等方面深入开展清洁生产审核工作，并立足于井下优化和地面设备配套相结合的方法，优化系统运行参数，实施机械调速技术、变频技术、抽油机平衡诊断技术等多项技术。

为规范油气田企业清洁生产，中国石油化工集团公司制定实施了《油气田企业清洁生产规范》（Q/SH 0454-2012）和《油气田企业清洁生产审核验收办法》（集团公司清洁生产中心 2008.7）。规范和验收办法根据当前的行业技术和装备水平，清洁生产水

平分为三级，一级代表国际清洁生产先进水平，二级代表国内清洁生产先进水平，三级代表国内清洁生产基本水平。按照规范和验收办法，结合项目具体情况进行项目清洁生产水平分析。

11.2.1 采油专业技术指标

采油专业技术指标如下表。

表 11-1　采油专业清洁生产技术指标分析

清洁生产水平	一级	二级	三级	本项目水平
一、生产工艺与装备要求				
1、防泄漏监控系统	重点生产干线安装泄漏监控系统		有巡线记录和应急预案	三级
2、套管气回收装置	具备			一级
3、防止井台落地油产生	井口具备油回收设施	具备防止原油落地设施 具备落地油回收设施		二级
二、资源能源利用指标				
1、机采系统效率%	≥28	26～27	24～25	31
2、新鲜水耗 t/t 原油	≤3.0	≤5.0	≤7.0	1.0
3、油气生产综合能耗 kg 标煤/t 采出液	≤35	≤40	≤50	13
三、污染物排放指标				
1、COD 排放量(kg/万吨油)	≤10	≤50	≤100	0
2、石油类排放量(kg/万吨油)	≤1	≤5	≤10	0
四、废物回收利用指标				
1、采油污水回注率%	≥95	≥70	≥40	100
2、落地油、固废回收	现场无可见落地油污	现场有零星油渍	现场无浸没油污	一级

根据上表，本项目污染物排放指标、废物回收利用指标、资源能源利用指标、套管气回收装置等均达到一级指标，防止井台落地油产生、机采系统效率、油气生产综合能耗等指标达到二级标准，防泄漏监控系统达到三级水平。

11.2.2 集输专业技术指标

集输专业技术指标见表 11-2。本项目污染物产生指标、废物回收利用指标、资源能源利用均达到一级水平，设备指标达到二级水平，原油集输流程达到二级水平。

表 11-2　集输专业清洁生产技术指标

清洁生产水平	一级	二级	三级	本项目水平
一、生产工艺与装备要求				
1、原油集输流程	全密闭流程，并具有 轻烃回收装置	密闭流程，部分有轻烃回收装置，单井拉油量小于总油量 5%	密闭流程，部分有轻烃回收装置，单井拉油量小于总油 量 10%	二级
2、设备	全部装置运行有自动化控制系统	主体部分自动化运行	小部分设施能自动 化运行	二级
3、污染防治措施	具备不外排生产条件和工艺	基本具备	具备污染处理措施	一级
二、资源能源利用指标				
1、加热炉平均效率%	≥78	75～77	72～74	80
三、污染物产生指标				
1、原油损耗率	≤0.4%	≤0.45%	≤0.5%	0.1%
2、万吨油 COD 排放量	≤10kg	≤50kg	≤100kg	0
3、万吨油石油类排放量	≤1kg	≤5kg	≤10kg	0
四、废物回收利用				
1、可回收轻烃利用率	≥90%	≥80%	≥70%	100%
2、含油污水回注率	≥99.9%	≥99.5%	≥99%	100%
3、油泥砂无害化处理率	100%			100%

11.2.3 环境管理要求

环境管理要求见下表。

表 11-3　环境管理要求

清洁生产水平		一级	二级	三级	本项目水平
1、环境法律、规定、标准		符合国家和地方有关环境法律、规定，污染物排放达到国家和地方排放标准			一级
2、组织机构		设有专门环境管理机构和专职管理人员			一级
3、环境审核		按照 Q/SHS0001.2-2001《油田企业安全、环境与健康(HSE)管理规范》要求，建立并有效运行 HSE 管理体系，按照《清洁生产审核暂行办法》的要求，完成了清洁生产审核		建立了 HSE 管理体系，环保管理制度、原始记录及数据统计齐全有效，按照《清洁生产审核暂行办法》的要求，完成了清洁生产审核	一级
4、生产过程管理	工艺管理	具有针对生产工艺的清洁生产管理、指导性文件，作业文件中落实了清洁生产管理要求	作业文件中清洁 生产内容突出	作业文件中有清洁生产内容	一级

清洁生产水平		一级	二级	三级	本项目水平
	污染防控	环保设施纳入单位设管理体系，建立设备档案运行台账，设施完好率 98%，运行率 95%	建立了环保设施管理制度，建立了设备档案和运行台账，设施完好率 98%，运行率 95%	建立了污染物管理台账，记录运行数据并进行统计	一级
	风险防控	进行了环境因素识别，制定了突发环境事件应急预案，按规定进行现场演练	制定了突发环境事件应急预案，进行了现场演练	制定了突发环境事件应急预案，进行了桌面演练	一级

本项目环境管理要求均达到一级水平，建设单位环保组织机构完善，建立了 HSE 管理体系并通过了认证，制定了详细的环境事故风险应急预案并定期组织演练。

11.3 清洁生产改进措施建议

根据项目生产实际，及有关清洁生产指标的要求，提出以下清洁生产措施。

（1）集输系统的阀门、管线经常检修保养，防止伴生气跑、冒、滴、漏。

（2）选用先进工艺，提高伴生气回收效率，研究探索最佳技术参数，提高伴生气利用率，减少伴生气的无组织排放。

12 污染物排放总量控制调查

本项目无废水外排，主要大气污染物为井场加热炉和多功能罐排放的 SO_2 和 NOx。

12.1 加热炉和多功能罐大气污染物排放情况

根据工程调查，本项目为新建井场配建 32 台 45kW 水套加热炉和 21 台 $40m^3$ 多功能罐，以原油伴生气为燃料；另外小营接转站有 1 台 1750kW 的加热炉进行了气代油工程的改造，气源为中国石化胜利油田天然气销售有限公司。项目加热炉和多功能罐大气污染物排放量见下表。

表 12-1　加热炉和多功能罐大气污染物排放情况

设备名称	数量(台)	年运行天数（天）	二氧化硫		氮氧化物	
			排放速率（kg/h）	排放量（t/a）	排放速率（kg/h）	排放量（t/a）
45kw加热炉	32	330	未检出	0	2.22×10^{-3}	0.563
1750kW加热炉	1	330	未检出	0	0.0349	0.276
多功能罐	21	150	未检出	0	0.0074	0.559
合计	--	--	——	0	——	1.398

12.2 总量控制调查

通过核算，待本项目投产后，纯梁采油厂滨州地区污染物总量具体数据见下表。

表 12-3　纯梁采油厂滨州地区污染物总量情况表

项目	现有工程排放（t/a）	本项目排放量（t/a）	工程以新带老消减量（t/a）	本项目投产后纯梁采油厂在滨州地区污染物排放量（t/a）
SO_2	22.779	0	18.707	4.072
NO_x	56.417	1.398	28.874	28.941

根据《关于印发胜利油田“十三五”期间环保约束性指标计划的通知》（胜油 HSE[2017]32 号），纯梁采油厂 2017 年大气污染物总量控制指标为 SO_2 58.95t、NO_X 35.37t，2020 年大气污染物总量控制指标为 SO_2 49.13t、NO_X 29.48t。本项目投产后全厂 SO_2 排放总量为 4.542t/a，NO_X 排放总量为 28.941t/a，均满足《关于印发胜利油田“十三五”期间环保约束性指标计划的通知》（胜油 HSE[2017]32

号）的 2020 年总量控制指标。

根据《关于对胜利油田分公司安全环保处商请滨州市环保局解决产能建设项目环评有关问题的复函》（滨环函字[2014]36 号）中关于总量指标确认问题的回复：“对于省级以上环保部门审批的项目，其废气污染物排放总量按上级规定纳入全部总量确认范围。对于市级及以下环保部门审批的项目，以天然气为燃料的锅炉或加热炉规模（或对应规模）大于 20 吨/时（含 20 吨/时）的，其废气污染物排放总量全部纳入总量确认范围；以天然气为燃料的锅炉或加热炉规模（或对应规模）小于 20 吨/时（含 20 吨/时）的，其废气污染物排放总量可暂不纳入总量确认范围，但须接受当地环保部门的日常管理，落实国家节能减排政策，有效控制污染物排放总量。”

本项目由滨州市环保局审批，井口加热炉和多功能罐以天然气为燃料，总规模为 2590kW，远小于 20 吨/时，因此该加热炉排放 SO_2、NO_x 不需要申请总量。

13 环境风险事故防范及应急措施调查

13.1 环境风险因素调查

本项目为石油、天然气勘探及开采项目，主要物质包括原油（以采出液形式存在，含水 80%～85%）、原油伴生气，另外少数油井采出液中含有浓度较高的硫化氢，原油主要成分是烷烃、环烷烃、芳香烃，原油伴生气主要为甲烷，这些物质大都有易挥发、易燃烧的性质，这就决定了原油及伴生气具有易挥发、易燃烧、易爆炸的危险特性。其蒸汽与空气形成的爆炸混合物，遇明火、高热能引起火灾、爆炸，生成 CO、SO_2 和 NOx 等二次污染物。

根据油田开发特点，将采油厂分成采油及井下作业工程、输送过程、站场四个功能单元。对这四个功能单元进行危险性识别。

表 13-1 建设、生产过程危险性识别表

序号	功能单元	主要事故类型	环境风险物质	产生原因	危险性描述
1	井场（钻采过程）	泄露（井喷）	原油 伴生气 硫化氢	射孔施工中，若压井液失衡，未采取防喷措施或防喷装置损坏，抢喷工具和配件未准备好，抢喷失败等原因导致井喷；试井作业时未安装井控装置、违章操作等导致井喷。	油井井喷后会有大量的油气逸散到外环境中，对周围的环境质量造成较大的影响，造成燃烧爆炸事故
2	井场单井拉油罐	泄漏 火灾爆炸	泄漏：原油、伴生气 火灾爆炸次生物质：SO_2、NOx、CO	原油未及时拉运造成冒罐；单井拉油罐因腐蚀等原因泄漏。 泄漏的原油、伴生气遇点火源发生火灾、爆炸事故。	造成土壤、生态环境、大气环境污染
3	罐车拉运	原油泄漏、火灾爆炸	泄漏：原油、伴生气 火灾爆炸次生物质：SO_2、NOx、CO	输送过程中，车辆发生事故，原油泄漏。 泄漏的原油、伴生气遇点火源发生火灾、爆炸事故。	造成生态环境、土壤环境、大气环境污染，若进入水体可造成水体污染

序号	功能单元	主要事故类型	环境风险物质	产生原因	危险性描述
4	站场	泄漏、火灾爆炸	泄漏：原油、伴生气 火灾爆炸次生物质：SO_2、NOx、CO	设备、管线等因腐蚀、施工质量等原因发生破裂造成原油、污水泄漏。 泄漏的原油、伴生气遇点火源发生火灾、爆炸事故。	造成生态环境、土壤环境污染、大气污染，若进入水体可造成水体污染
5	油气集输管线	泄漏、火灾爆炸	泄漏：原油、伴生气、H_2S 火灾爆炸次生物质：SO_2、NOx、CO	管线等因腐蚀、施工质量等原因发生破裂造成原油、污水泄漏。 泄漏的原油、伴生气遇点火源发生火灾、爆炸事故。	造成生态环境、土壤环境污染、大气污染，若进入水体可造成水体污染
6	注水管线	泄漏	泄漏：含油污水	管线等因腐蚀、施工质量等原因发生破裂造成污水泄漏。	造成生态环境、土壤环境污染、大气污染，若进入水体可造成水体污染
7	天然气管线	泄漏、火灾爆炸	泄漏：天然气 火灾爆炸次生物质：SO_2、NOx	管线等因腐蚀、施工质量等原因发生破裂造成天然气泄漏。 泄漏的天然气遇点火源发生火灾、爆炸事故。	造成生态环境、土壤环境污染、大气污染，若进入水体可造成水体污染

根据现场调查，项目竣工投产运行以来，井场和站场无泄露事故发生，管线未发生穿孔事故。

13.2 环境风险防范及应急措施调查

13.2.1 突发环境事件水环境污染防范措施调查

采油厂的风险源为站场原油泄漏、井场多功能罐泄露或溢出、跨越河流的输油管道发生泄漏导致水环境污染事件。采取的应急处置措施如下：

（1）封堵拦油

①站场原油泄漏时：当大量事故污水或原油泄漏时，封堵消防堤排放阀，阻止油水回收；当污染物溢出消防堤坝进入雨排沟时，封堵站内雨排出口，并在泵站雨排沟与站外面排水沟交汇处，布设浮油拦截板；站外排水沟与排污河道连接处，布设围油栏，铺设吸油毡，回收溢出污油。

②井场多功能罐泄漏或溢出时：当井场多功能罐因过满溢出或破损导致原油进入河流、沟渠时，应尽快关闭入口阀，对泄漏处进行紧急堵漏处理；责任单位及污染治理队

伍在泄漏点下游用砂土或编织袋进行简单拦截，减少原油沿河道蔓延。然后采取布设围油栏、围油拖栏等方式拦截原油。当上述措施仍无法控制和收集污油时，及时与应急指挥中心办公室联系，增派大型工程车辆支援，修筑拦油堤坝，防止污染范围扩大。

③管道选用优质管材、管道设备及附件的材质、规格、型号符合设计要求；采用防腐材料，运营期定期进行管道防腐监测，消除腐蚀隐患；跨越河流的管道，加设套管；进行管道试压，排除存在于焊缝和母材的缺陷，增加管道的安全性；发生泄漏后，立即调用应急物资如围油栏、吸油毡在下游适当范围内进行布设拦截处理，减少原油沿河道蔓延，同时关闭泄漏管道阀门，停止输送。

（2）关停生产设备设施

当采取普通工艺切断、物料转移、封堵拦油等措施不能有效消除污染时，直接关停井或生产设备设施。

（3）污染处置措施

当事故得到控制，在总指挥的指令下，现场组成污染清理小组，进行现场污染清理。污染处置措施见下表。

表 13-3　水环境污染处置措施一览表

处置对象	处置措施	监督监管
受污染的水体	用吸油毡将水面原油回收，组织罐车用液下泵将封堵段内的浮油回收，妥善处理。	1、制定可行合理合法的灾后处置方案，交环保部门审核备案。 2、建立健全相应处置台账，以备核查。 3、依据“三个不放过”原则，查明事故原因和责任人，落实整改措施。
	事故处理完毕后，组织采油站清理现场，将所有含油污水清理出河流，拉至相应管理区的污水处理站处理。	
消防水、泄漏物料	泄漏物料尽量回收利用，无回收利用价值的进入污水池，经罐车拉运至首站污水处理厂处理后，回注地层。	
受污染土壤	对受污染土壤进行置换，产生的油泥砂暂存在纯梁采油厂现有油泥砂贮存池，委托有危废处理资质的单位进行无害化处置，并建立台账。	
受破坏植被	对受破坏植被进行恢复，保证绿化面积和成活率。	
事故后监测	委托有资质单位对特征污染物进行监测，消除潜在危害。	

13.2.2 突发环境事件空气环境污染防范措施调查

采油厂的风险源为发生井喷、井场多功能罐或罐车泄漏或未及时拉运造成原油溢出、储油罐及其它容器发生泄漏，烃类气体造成环境污染事件。

原油蒸汽、天然气与空气混合，遇明火、高热极易燃烧或爆炸；原油蒸汽和天然气

极易挥发和扩散，大量吸入人体会导致人员中毒或窒息；原油和天然气中的杂质具有腐蚀性，对设备产生腐蚀危害，严重时，极易引起天然气容器或管道的泄漏，导致爆裂、爆炸。

采取的应急处置措施如下：

（1）控制泄漏源

①站库原油泄漏时：根据泄漏点的位置和工艺特点，关闭泄漏点两端就近的切断阀，组织进行泄压、放空，降低泄漏点压力。

②井场三用罐或分体罐泄漏、溢出时：应尽快关闭三用罐或分体罐入口阀阀门，对泄漏处进行紧急堵漏处理。

（2）现场控制

①对泄漏的原油进行围控，防止污染范围扩大，对大气环境进行监测。

②油气泄漏导致火灾爆炸时，按照预案要求进行灭火。

③根据事发地区气象资料及气象预报实施现场警戒，实行火源、火种管制；根据泄漏点位置协助当地公安、交警等地方部门实行交通管制，维持抢险现场治安秩序、交通秩序及恢复。

④应急小组采取有效防护措施后进入现场抢救现场中毒人员，疏散现场无关人员和影响范围内的周边居民。

⑤加强现场人员个体防护，配置相应的个体防护用品。

（3）人员救治与安置

①组织专业医疗救护力量抢救现场受伤、中毒人员，稳定受伤人员情绪。

②需要疏散、转移群众时，指导附近群众疏散，疏散前应告知关闭可能造成危险的气源、火源等，告诫群众熄灭火种。

③应对现场烃类气体浓度进行检测，根据气象及烃类气体浓度情况，及时发布预警信息。

（4）污染物处置

组织抢险队伍对现场泄漏原油围控、清理并妥善处理，烃类气体浓度达到标准要求。

13.2.3 突发环境事件危险废物防范措施调查

采油厂生产运行期间产生的固体废物主要为油泥砂，产生于沉降罐、原油储罐等设备。采油厂产生的油泥砂暂时由樊家输油站油泥砂贮存池和纯梁首站油泥砂贮存池临时

贮存，最终委托有资质的单位无害化处置。

采取的应急处置措施如下：

（1）危险废物泄漏事故应急处理措施

①应从上风向接近现场，严禁盲目进入。

②严禁火种，避免一切因摩擦、碰撞而引起的静电或火花。

③回收泄漏物，大量泄漏时，构筑围堤或挖坑收容。

④防止进入下水道、排洪沟等限制空间，并避免造成更大范围的污染。

（2） 危险废物中毒事故应急处理措施

①迅速逃离有害环境：中毒人员应迅速逃离有害环境，已昏迷不能自行脱离，医护室救护人员应迅速帮助中毒人员离开现场。

②堵漏，避免影响范围扩大。

③紧急救护措施：因吸入或食入有毒物物质有不适现象时，其他员工有责任对其进行抢救。

（3） 危险废物火灾事故处理措施

①火灾发生初期，首先由目击者切断火灾现场电源，同时通知应急组织中心，组织现场消防人员进行补救。

②应急指挥中心应立刻判断火势，拨打 119 火警报警电话；如有人员伤亡，应立刻拨打 120 救护车，由应急指挥中心派人在路口接应消防车和救护车。

③火灾尚未扩大到不可控制之前，应使用适当移动式灭火器来控制火灾。

④迅速关闭流向火点的可燃液体开关，用沙土盖住地面流淌的可燃液体，或挖沟导流将流淌的可燃液体导向安全地点。

⑤为防止火灾危及相邻设施，必须及时采取冷却保护措施，并迅速移走火点周围的易燃、易爆物及贵重物。

⑥注意观察火灾四周情况，避免出现伴随的人员中毒等事件。

13.3 应急预案

为贯彻《中华人民共和国突发事件应对法》、《中华人民共和国环境保护法》、《国家突发环境事件应急预案》及《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》等相关法规的要求，保护企业人身安全，减少突发环境事件，使事故发生后能够

迅速、有效、有序的实施应急救援， 依据《企业突发环境事件风险评估指南（试行）》，纯梁采油厂在 2019 年 6 月新修订了《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂（滨州区域）突发环境事件应急预案》，并分别在博兴县和高新区环保局备案（见附件），用于规范纯梁采油厂滨州市区域各类突发环境事件的应急救援行动，是指导各部门实施应急救援的依据和行为准则。

13.3.1 应急预案体系建立

本预案的编制内容共分为：突发环境事件综合应急预案、敏感水体污染突发环境事件专项应急预案、伴生气泄露突发环境事件专项应急预案、危险废物突发环境事件专项应急预案、现场处置方案五个部分。其中，突发环境事件综合应急预案包括：总则、 基本情况、环境风险源与环境风险评价、组织指挥体系及职责、预防与预警、应急处置、后期处置；应急保障，监督管理、附则、附件和附图、专项应急预案。如发生需要上级主管部门调度本区域内各方面资源和力量才能够处理的事故时，与上级应急预案相关预案相衔接，按照《滨州市环境保护局关于印发《滨州市环境保护局突发环境事件应急预案》的通知》（滨环字[2013]116 号）、《滨州市突发环境事件应急预案》（2013 年 11 月）及《胜利油田应急预案》等要求，由上级应急指挥部门进行处理处置。

纯梁采油厂滨州市区域应急预案体系见图 13-1。

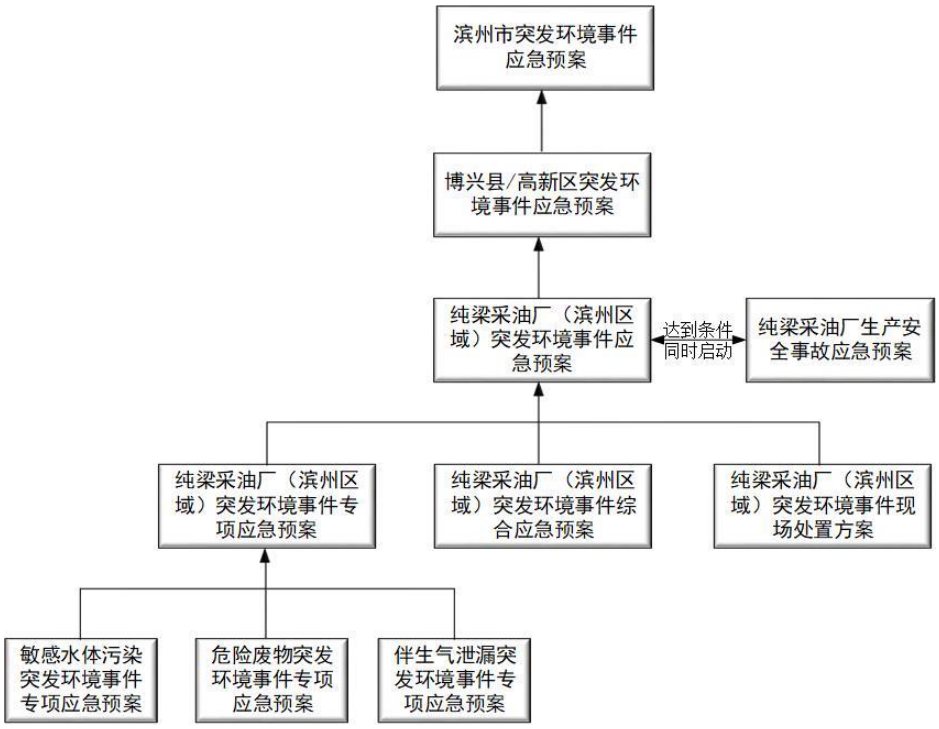


图 13-1 纯梁采油厂滨州市区域应急预案体系图

13.3.2 应急组织体系

纯梁采油厂应急组织机构由纯梁采油厂应急指挥中心、应急指挥办公室、舆情管理办公室、职能部门、专家组、现场应急指挥部组成。

现场应急指挥部下设应急救援组、警戒保卫组、物资供应组、医疗救护组、后勤保障组、监测分析组等专业处置组。事发三级单位人员按照指令在各组的领导下继续开展处置工作。应急预案组织体系见图 13-2。

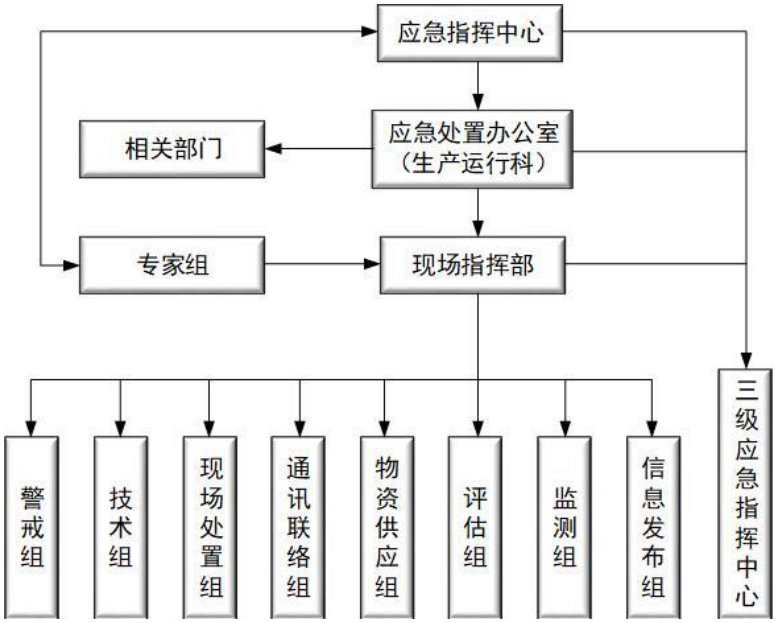


图 13-2　纯梁采油厂突发环境应急事件组织体系图

13.3.3 应急处置

13.3.3.1 分级响应

应急指挥中心组织有关部门和专家，根据事件的类型、特性和处置方法，进行分级或分类响应。

按照环境事件的级别、危害的程度、事故现场的位置及事故现场情况分析结果，人员伤亡及环境破坏严重程度，采油厂应急响应根据事件级别分为一级响应、二级响应、三级响应。

启动三级响应：出现事件分级中站级事件，如因管道、阀门、接头泄漏等引起的污染事故或污染防治设施运行不正常等情况。需疏散、转移群众 1000 人以下的，因环境污染造成直接经济损失 50 万元以下的。利用本班在岗人员或站内应急力量能够及时处理、解决的事故，启动三级响应。由站内应急救援小组实施抢救工作。

启动二级响应：出现事件分级中管理区级事件，如站场储罐区或装置区发生泄漏、

井场多功能罐泄漏，污染物能够被拦截在站内，需疏散、转移群众 1000 人以上 5000 人以下的，因环境污染造成直接经济损失 50 万元以上 100 万元以下的。为此需启动二级响应，拨打 110、120 急救电话，并迅速通知周边友邻单位及应急指挥部，在启动此预案的同时启动相应的专项预案。

启动一级响应：出现事件分级中厂级事件，如站场储罐区、装置区或井场多功能罐发生大量泄漏，引发火灾爆炸或中毒等事故，因环境污染可能导致人员死亡或 10 人以下 5 人以上中毒的，因环境事件需疏散、转移群众 5000 人以上的，因环境污染造成直接经济损失 100 万元以上 500 万元以下的，需立即启动此预案，立即发布厂级预警，拨打环境应急电话 0543-2395961、3160001、3160033、110、120，并立即通知应急指挥部、周边单位、环保部门及地方政府，联动政府请求立即派外部支援力量，同时出动消防车沿周边广播，疏散影响范围内居民，特别是下风向的居民。

13.3.3.2 响应程序

环境突发事件应急救援针对事故危害程度、影响范围和单位控制事态的能力，将事故分为不同的等级，按照分级负责的原则，明确应急响应级别。应急响应的过程为接警、应急启动、控制及应急行动、扩大应急。

扩大或提高应急响应级别的主要依据是：

（1）突发环境事件的危险程度；

（2）突发环境事件的影响范围；

（3）突发环境事件的控制事态能力。

发生重大的火灾、爆炸和原油、天然气泄漏事故，总指挥决定扩大应急范围后，立即按程序上报，启动相应级别的应急预案。

13.3.4 应急救援保障

13.3.4.1 应急人员通讯保障

建立、完善应急通信系统，确保应急指挥领导小组与基层单位及事件现场的网络系统、通信畅通。设有应急人员通讯情况一览表。

13.3.4.2 应急物资保障

依据本预案应急处置的需求，建立健全以区域应急中心为主体的采油厂应急物资储备和社会救援物资为辅的应急物资供应保障体系，完善应急物资储备的区域联动机制。做到应急物资资源共享、动态管理。在应急状态下，由应急指挥领导小组统一调配使用。

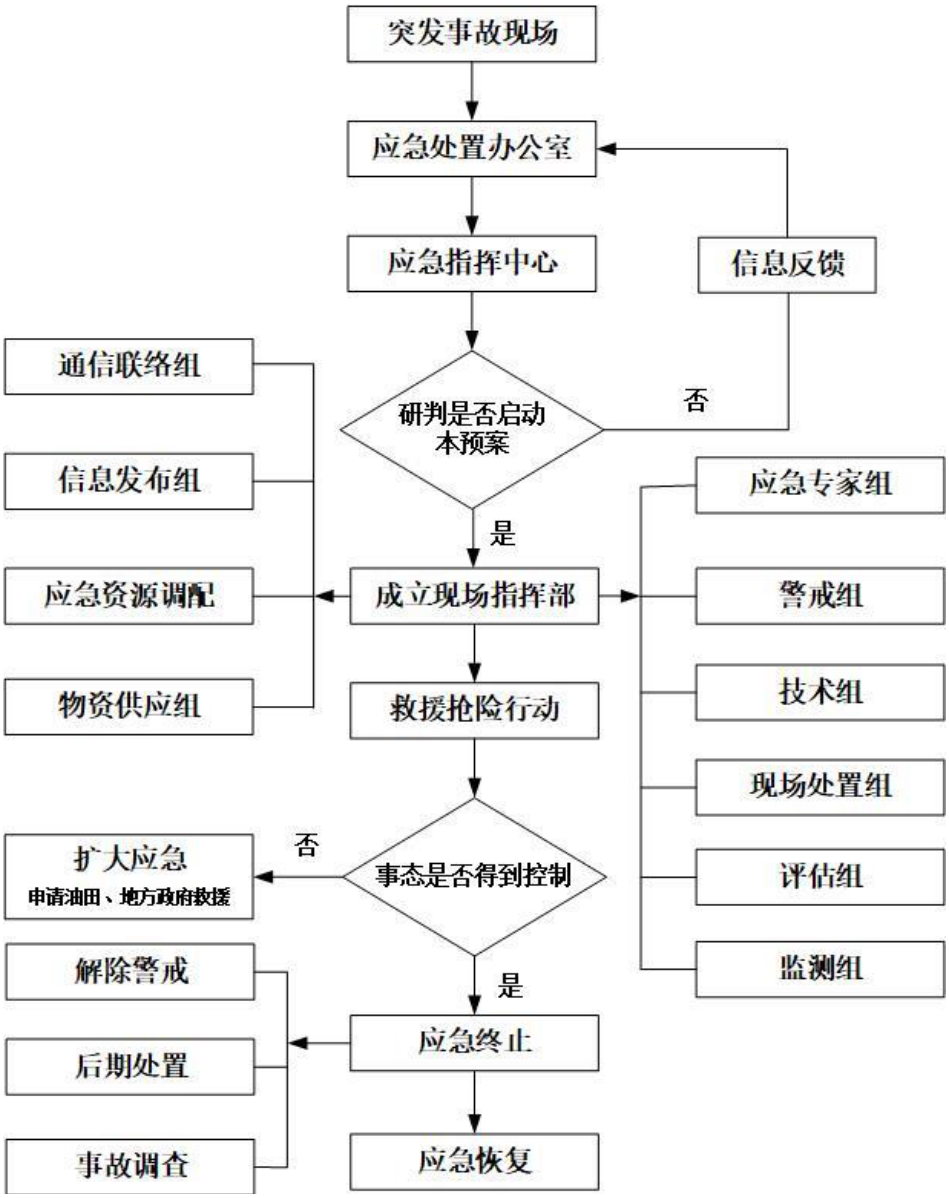


图 13-3 应急响应程序流程

采油厂应急物资情况见表 13-4。

表 13-4　应急物资情况一览表

序号	物资名称	所属单位	型号	主要参数及性能	数量
1	围油栏	集输大队	GW600	抗拉力 20kN；适用条件：波高 0.3m，流速 1Kn	120 米
		纯东采油管理区	GW600	抗拉力 20kN；适用条件：波高 0.3m，流速 2Kn	50 米
		梁南采油管理区	GW600	抗拉力 20kN；适用条件：波高 0.3m，流速 3Kn	30 米
		梁北采油管理区	GW600	抗拉力 20kN；适用条件：波高 0.3m，流速 4Kn	50 米
		纯西采油管理区	GW600	抗拉力 20kN；适用条件：波高 0.3m，流速 5Kn	30 米
		大芦湖采油管理区	GW600	抗拉力 20kN；适用条件：波高 0.3m，流速 6Kn	60 米
		高青采油管理区	GW600	抗拉力 20kN；适用条件：波高 0.3m，流速 7Kn	60 米
		正理庄采油管理区	GW600	抗拉力 20kN；适用条件：波高 0.3m，流速 8Kn	60 米
2	吸油毡	集输大队	PP-2	吸油量：自重的 10-20 倍；吸水量：自重的 0.06-1.4 倍	200 张
		纯东采油管理区	PP-2	吸油量：自重的 10-20 倍；吸水量：自重的 0.06-1.5 倍	100 张
		梁南采油管理区	PP-2	吸油量：自重的 10-20 倍；吸水量：自重的 0.06-1.6 倍	100 张
		梁北采油管理区	PP-2	吸油量：自重的 10-20 倍；吸水量：自重的 0.06-1.7 倍	100 张
		纯西采油管理区	PP-2	吸油量：自重的 10-20 倍；吸水量：自重的 0.06-1.8 倍	100 张
		大芦湖采油管理区	PP-2	吸油量：自重的 10-20 倍；吸水量：自重的 0.06-1.9 倍	100 张
		高青采油管理区	PP-2	吸油量：自重的 10-20 倍；吸水量：自重的 0.06-1.10 倍	100 张
		正理庄采油管理区	PP-2	吸油量：自重的 10-20 倍；吸水量：自重的 0.06-1.11 倍	100 张
3	消油剂	纯梁护卫大队消防中队	/	/	1.2t
4	消油剂喷洒器	纯梁护卫大队消防中队	PS-80	最大流量(T/H)：6.4；工作压力：0.3-0.5Mpa	4 台

5	收油车	高青采油管理区	HS22 型车载式油水回收装置	油罐容积：5m³	1 台
		梁南采油管理区	HS22 型车载式油水回收装置	油罐容积：5m³	1 台
		正理庄采油管理区	KF-1 多功能移动计量车	罐体容积：3.5m³	1 台
		梁北采油管理区	WZ500/WTZB65X	罐体容积：3.5m³	1 台
6	橡皮艇	纯梁消防中队	AQUA MARINA BT-8882	承载人数：4；最大载重：400kg；最大马力 500W	1 艘

图 13-4 井喷突发事件应急演练照片

图 13-5 管线泄漏事件应急演练照片

14 环境管理及环境监测计划落实情况调查

14.1 环境管理情况调查

根据国家、地方有关环保法规要求，以及中石化集团公司、胜利油田的相关规定，本项目制定了环境保护管理规定和监测计划，落实油田在勘探开发建设过程中的环境保护。

14.1.1 环境管理组织机构

纯梁采油厂 QHSE 管理科负责全厂环保专业技术综合管理，机关各业务部门按各自环保管理职责负责分管业务范围内的环保管理。厂所属各单位、直属单位按全公司环保管理实施细则负责本单位环保管理。

在施工期，项目管理部门设置专门的环保岗位，配备一名环保专业人员，负责监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与环保、土地等部门的关系，以及负责有关环保文件、集输资料的收集建档。由项目经理部委托工程监理单位，监督设计单位和施工单位具体落实环保措施的实施。

生产运营期，由采油厂 QHSE 管理科统一负责本项目的环保管理工作，在井区内设置专职环保员，负责环保文件和技术资料的归档，协助有关环保部门进行环保工程的验收，负责运营期间的环境监测、事故防范和外部协调工作。

14.1.2 环境管理组织的职责

14.1.2.1 建设期的环境管理职责

（1）施工前应指定专人，成立相应机构，负责工程建设期的环境管理工作；

（2）施工组织设计中应对环境保护有明确要求和具体安排；

（3）施工单位应在开工前编制防治和减少施工环境危害的实施方案；

（4）落实设计中环保工程和环境影响报告书提出的环保对策和措施。

14.1.2.2 运营期环境管理职责

（1）贯彻执行国家及油田有关部门和地方政府有关环境保护的方针、政策、法律和法规，制定环境保护管理制度，环境保护责任落实到各基层部门，并监督执行；

（2）根据实际需要，组织和配合编制环境保护规划，制定年度环保工作计划并组织实施；

（3）认真执行建设项目环境影响评价制度和“三同时”制度，并对执行情况负责。

监督项目建设过程中环境工程的实施情况，必要时向上级提出报告；

（4）领导和组织环境监测，掌握建设项目周边的生态和环境演变趋势，提出防治建议并上报上级；

（5）监督检查本区块各项环境保护设施的运转，组织环保人员技术培训和学习有关环保知识；

（6）负责区块环境污染和生态纠纷的处理，提出处理意见，及时向有关部门报告；

（7）领导和组织环境保护宣传活动，推广先进技术和管理经验，提高全体职工的环境意识。

14.1.2.3 开发后期环境管理

根据油田开发规律，一般油井在投产一定周期后，不可避免的面临减产、停产、报废的过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井，在将地面设备回收以后，必须采取封井措施，彻底杜绝报废井憋压跑油污染。并将井场产生的油泥外运出敏感区，重新恢复地面植被。

油井退役后，井场受到污染的表层土壤应清理、处置，改良次表层土壤并进行复垦或绿化。生态恢复重建的林木，能适应自然条件，在油田服役期结束后能自然生长。

报废管线必须及时回收，并采取措施不得造成管线内油水的外溢污染。注水站等永久建筑，在开发结束停用后，必须拆除，设备收回，建筑垃圾外运出环境敏感区，恢复原地貌。

14.2 环境监测情况调查

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、监理技术文件档案，为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、管理和执行提供依据。本项目环境检测委托东营市胜丰职业卫生检测评价有限责任公司进行监测。

监测内容包括废气监测、固体废弃物监测和环境噪声监测等。关于监测点的选取、监测项目及监测周期的确定均按有关环境监测技术规范进行。环境监测计划见表 14-1。

表 14-1　环境监测计划落实情况

监测类别	监测项目	监测布点	监测频次	时期	落实情况
大气	TSP、NO_2、SO_2、硫化氢、非甲烷总烃	井场厂界以及敏感目标	每年一次，每次不少于2天	运营期	委托检测，已落实
	烟气量、NOx、SO_2、烟尘	井场加热炉、注汽锅炉排气筒出口	每年一次	运营期	委托检测，已落实
地表水	石油类、COD、氨氮	韩墩引黄干渠、黄河、褚官河、马新河、沾利河	每年一次	运营期	委托检测，已落实
地下水	地下水位、水质（氨氮、高锰酸盐指数、石油类）	项目水井及附近村庄水井	每年一次	运营期	委托检测，已落实
声	等效连续A声级	井场、计量站边界及敏感目标	每季一次，昼夜各一次	运营期	委托检测，已落实
土壤	pH、石油烃类	井场附近或其它	每1年～2年一次	运营期	委托检测，已落实
固体废物	固体废物的产生量、堆放量、堆放地点和利用量，临时占地及时复垦情况	井场、站场或其它	施工期每月观测一次，运营期每季度观测一次	施工期运营期	委托检测，已落实

从现场调查和监测资料查阅来看，纯梁采油厂按照胜利油田安全环保委员会的监测计划和环评要求，对废水处理装置、废气、固体废物处置、噪声进行了现场监测。

14.3 有效性分析及建议

14.3.1 环境管理的有效性分析

通过查阅资料和现场调查来看，建设单位对环境保护工作高度重视，目前运营阶段管理体系实施良好，包括组织、制度规章、相应设施和器材等，都比较健全、完善，各项管理制度和多事比较有效。

14.3.2 建议

（1）建议今后的工作中及时落实建设项目的环评和“三同时”制度。

（2）强化施工阶段的环境管理，监理环境建立制度。建设单位在和施工单位、承包商、供应商等签订施工合同时，均应纳入有关生态环境保护内容的条款，并进行监督。

（3）加强环境管理人员专业素质培训，在实际工作中进一步落实环境管理内容。

（4）开展地下水监测，发现问题及时采取措施，确保地下水安全。

15 环境保护措施落实情况调查

环境保护主管部门提出的批复意见的落实情况见表 15-1。从表中可以看出，建设单位基本落实了滨州市环境保护局对本项目提出的环境保护措施，有效降低了项目对环境的不利影响。

表 15-1 环评批复意见落实情况

时期	因素	环境报告书及其批复主要内容	建设情况	落实与否
原有工程存在问题		纯梁采油厂 289 台加热炉排气筒高度达不到《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2013）对烟囱高度的要求（8m）。 100 台多功能罐排气筒高度达不到《山东省工业炉窑大气污染物排放标准》（DB37/2375-2013）中对排气筒高度的要求（15m）。 小营接转站现有加热炉全部燃用原油，烟气中各污染物浓度均达不到《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2013）及《山东省环境保护厅关于进一步明确我省锅炉大气污染物排放控制要求的通知》（鲁环函[2014]420 号）要求。	根据现场调查，纯梁采油厂已按批复要求正在进行排气筒改造，将加热炉排气筒加高至 8m，满足《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2018）对烟囱高度的要求；多功能罐排气筒加高至 15m，满足《山东省工业炉窑大气污染物排放标准》（DB37/2375-2019）中对排气筒高度的要求。 小营接转站目前已完成气代油改造工程，加热炉全部燃用天然气，天然气气源为中国石化胜利油田天然气销售有限公司，经监测，小营接转站加热炉烟气中各污染物浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2018）表 2 的要求。	基本落实，符合批复要求。

时期	因素	环境报告书及其批复主要内容	建设情况	落实与否
本期工程	废水	按“清污分流、雨污分流、分质处理”的原则规划、建设油区给排水管网。施工期钻井废水上清液、酸化废液和试压废水均由纯梁首站污水处理站集中处理,达标后回用于油田注水开发,不外排。生活污水全部排入旱厕,由当地农民定期清运。运行期产生的作业废液、采油污水经联合站污水处理系统处理达标后全部回注,不外排。注水水质须满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中推荐水质要求。 对生产污水井及各种污水池、地下罐、地下管道等采取严格的防渗措施,防止污染地下水和土壤。	纯梁采油厂按照“清污分流、雨污分流、分质处理”的原则规划、建设油区给排水管网。施工期钻井废水上清液和酸化废液和压裂废液由纯梁首站废液处理站处理后进入纯梁首站污水处理站污水处理系统，处理达标后回注地层，不外排；试压废水由纯梁首站污水处理站集中处理,达标后回用于油田注水开发,不外排；生活污水全部排入旱厕,由当地农民定期清运。运行期产生的作业废液、采油污水经联合站污水处理系统处理达标后全部回注,不外排。注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中推荐水质要求。 项目采出液、回注水均根据管输介质以及周边环境选取不同的管材，并采取不同的防渗措施；依托站场的污水池和地下罐也采取了必要的防渗措施；安排人员定时巡检井场、站场以及管线，能够及时发现问题，并采取应急措施；防止污染地下水和土壤。	已落实，符合批复要求。

时期	因素	环境报告书及其批复主要内容	建设情况	落实与否
本期工程	废气	加强施工期环境管理,减少施工期噪声、扬尘等对周围环境的影响。该项目管输油井井口安装油套连通套管气回收装置,加热炉、多功能罐均采用伴生气作燃料,排气筒高度分别不得低于 15 米和 8 米 ,排气筒均须按规范要求设置永久性采样、监测孔和采样平台。多功能罐加热炉废气须执行《山东省工业炉窑大气污染物排放标准》(DB37/2375-2013)表 2 中 的标准,加热炉废气须执行《山东省锅炉大气污染物排放标准》(DB37/2374-2013)和《山东省环境保护厅关于进一步明确我省锅炉大气污染物排放控制要求的通知》(鲁环函【2014】 420 号)中标准要求。严格控制该项目无组织排放,非甲烷总烃须满足《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)中无组织排放周界外浓度限值标准。	施工期采取了合理化管理、控制作业面积、土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业等措施，能够有效控制施工期的扬尘；施工期尽量选用低噪声设备；施工期的噪声和扬尘随施工期的结束而结束；施工期间未接到群众的投诉。 经现场调查，油气集输过程采用密闭工艺，部分采油井安装油套联通气回收装置；对于单井拉油过程中产生的烃类气体，采油厂委托具备油气运输资质的专业机构，制定了合理的运输路线；装车时应采用液下装车方式，采出液使用密闭罐车拉运。经监测，厂界非甲烷总烃最高浓度为 1.97mg/m^3，满足《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》（DB37/2801.7-2019）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（2.0mg/m^3）要求，同时也满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中无组织排放周界外浓度限值标准。 井口加热炉和多功能罐均采用井口伴生气为燃料，其排气筒高度分别不低于 8m 和 15m，并已设置采样检测孔；经监测，井口加热炉废气排放浓度满足《山东省锅炉大气污染物排放标准》(DB37/2374-2018)中表 2 的要求；多功能罐加热炉废气满足《山东省工业炉窑大气污染物排放标准》(DB37/2375-2019)和《山东省区域性大气污染物综合排放标准》(DB37/2376-2019)表 1 中“重点控制区” 的标准。	已落实，符合批复要求。

时期	因素	环境报告书及其批复主要内容	建设情况	落实与否
本期工程	固体废物	按固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则,落实各类固体废物的收集、综合利用及处置等,本项目产生的油泥砂等属危险废物,须委托有资质的单位进行处置,并加强对运输及处置单位的跟踪检查。贮存、处置须执行《中华人民共和国固体废物污染防治法》有关危险固体废物污染防治的规定,贮存设施须满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及环境保护部《关于发布<一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准>(GB18599-2001)等 3 项国家污染物控制标准修改单的公告》(公告 2013 年 第 36 号)要求;转移须执行《危险废物转移联单管理办法》(总局令第 5 号)和《山东省危险废物转移联单管理办法》(鲁环发【2005】152 号)有关规定,防止二次污染。	经调查，本项目共产生油泥砂约为 37t/a，其中大芦湖油田和小营油田产生的油泥砂暂存于樊家油泥砂贮存池（淄博地区），剩余油田的油泥砂暂存于首站油泥砂贮存池。 2 座油泥砂贮存池均按国家法律和标准的要求采取了“防淋、防渗、防泄漏”的三防措施；并严格执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及环境保护部《关于发布<一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准>(GB18599-2001)等 3 项国家污染物控制标准修改单的公告》(公告 2013 年 第 36 号)的处置要求，做好油泥砂的进出台账。 油泥砂的转移严格执行《危险废物转移联单管理办法》(总局令第 5 号)和《山东省危险废物转移联单管理办法》 (鲁环发【2005】152 号)有关规定，选用有资质的运输单位，按照规划路线拉运，防止二次污染。 油泥砂最终委托有资质的山东宇尚节能环保科技有限公司进行生物修复治理或者委托华滨聚成环保科技有限公司进行分离、干化、提纯处置，治理达标的土壤回填至井场，进行场地平整工作，满足固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则。	已落实，符合批复要求。

时期	因素	环境报告书及其批复主要内容	建设情况	落实与否
本期工程	噪声	加强噪声污染防治,主要噪声源采取隔声、消声、基础减振等措施,施工期噪声须满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准,厂界噪声须满足 《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类声环境功能区标准。	选用低噪声设备，施工过程中加强管理和设备维护；运行期，加强对抽油机的维护、减少作业次数、设置减振基础、外输泵置于泵房；离周围敏感目标较近的井，井下作业时，夜间停止施工，降低对周边居民的影响；昼间施工时，在井场靠近村庄一侧设置移动式隔声屏障，同时在施工前及时通知就近住户，取得居民理解。 经监测，各井场厂界噪声能达到相关标准要求；项目施工和运营期间，未接到噪声方面的公众投诉。	已落实，符合批复要求。
	风险	加强管理,防止各类污染事故发生,落实环境风险防范措施和事故应急预案,并定期组织演练;储备事故应急器材和物资;配各项目特征污染物应急监测设施。项目废气特征污染物包括非甲烷总烃、H_2S;废水特征污染物(或污染指标)包括pH、SS、COD、石油类、氨氮;土壤环境特征污染物包括石油烃类。你公司须具各上述特征污染物独立应急监测能力,在配套以上特征污染物应急监测设备前不得投入运行。环境风险防范措施、预警监测措施、应急处置措施和应急预案落实到位作为同意该项目通过竣工环境保护验收的前提条件之一。	纯梁采油厂在 2019 年 6 月新修订了《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂（滨州区域）突发环境事件应急预案》并分别在博兴县和高新区环保局备案（见附件），储备了足够的应急物资和器材，制定应急演练计划，定期进行演练。 胜利油田分公司有自己独立的监测单位——胜利油田环境监测总站，能够承担项目应急监测的需求，不能满足时，及时委托给有资质的单位监测。 经调查，本项目的环境风险防范措施、预警监测措施、应急处置措施和应急预案已落实到位，能够满足保护验收的条件。	基本落实，符合批复要求。

时期	因素	环境报告书及其批复主要内容	建设情况	落实与否
本期工程	生态环境	合理规划钻井、井下作业、管线敷设、道路布局，尽量利用现有设施，减少永久占地面积；施工中破坏的植被在施工结束后尽快恢复；做好施工期泥浆池的防漏防渗处理，防止污染土壤和地下水环境。管线穿越方式的选区严格按照《油气输送管道穿越项目设计规范》（GB50423-2013）、《油气输送管道跨越项目设计规范》（GB50459-2009）及《油气输送管道项目水平定向钻穿越设计规范》（SY/T6968-2013）等相关规范，同时参照穿越点地下管网布设情况及周边建筑设施情况进行制定。	合理规划布局，尽量减少永久占地，本项目占地总面积为90.61hm^2，其中永久占地面积约22.07hm^2，临时占地面积68.54hm^2；经调查，目前临时占地已基本恢复地貌。 施工期有36口井的钻井泥浆采用了“泥浆不落地”工艺治理，避免了泥浆对土壤和地下水的影响；泥浆就地固化的泥浆池内敷设了厚度大于0.5mm、防渗系数＜1×10^{-7}cm/s的防渗膜，避免污染土壤和地下水环境；管线铺设严格按照相关规定执行；经监测，井场内外对比点各监测因子的检测结果相当，甚至井场内浓度低于井场外，说明项目采取的措施是有效的，项目的建设对土壤环境影响较小。	已落实，符合批复要求。

时期	因素	环境报告书及其批复主要内容	建设情况	落实与否
其他		本项目的卫生防护距离为 100m,在此范围内无村庄、学校等敏感目标。你公司应配合当地政府做好用地规划控制,该区域内不得规划新的居住区、医院、学校等环境空气敏感建筑物。	根据调查，纯 14-侧 2B 距离居民区 52m，纯 66-侧 1 井距离居民区 56m，剩余各井场符合卫生防护距离要求，其卫生防护距离范围内无新建得居民住宅、学校和医院等敏感建筑。采油厂积极配合当地政府的用地规划控制。 根据《纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目环境影响报告书》，本项目井场无组织排放源的卫生防护距离均为 50m。参考《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2012），钻井现场的生活区与井口的距离应不小于 100m，因此设置本项目卫生防护距离为 100m。 纯 14-侧 2B 和纯 66-侧 1 均为侧钻井，其井口依托的老井井口；钻井过程中严格执行了钻井操作规程，加强管理，增强风险防范措施，未发生火灾爆炸等风险事故；运营期，这 2 口井的卫生防护距离满足要求。	基本落实，符合批复要求。

16 调查结论与建议

纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目的环评报告书由胜利油田森诺胜利工程有限公司于 2016 年 9 月编制完成，2016 年 9 月滨州市环保局以《关于中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目环境影响报告书的批复》（滨环字[2016]198 号）批复了本项目环境影响报告书。根据国家有关法律法规的要求，纯梁采油厂委托东营市胜丰职业卫生检测评价有限责任公司进行该项目的竣工环保验收工作。东营市胜丰职业卫生检测评价有限责任公司成立了项目验收组，项目组收集了项目的环境影响报告书、报告书批复文件等有关的资料，并派有关人员到现场进行了实地勘察，查阅了建设单位所提供的有关资料，在此基础上编制了环境影响调查和监测方案，并进行了现场检测。根据调查和检测结果，编制完成了《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目竣工环境保护验收调查报告》。

16.1 工程概况

本项目是纯梁采油厂在滨州老区开发现状的基础上进行 2016～2018 年滚动开发建设。纯梁采油厂滨州老区位于滨州市博兴县和高新区等地。本项目共部署总井数 98 口，其中油井 89 口，注水井 9 口。针对不同油田的生产特点，油井采出液采用管输或者单井拉油的方式集输，依托周边已建计量站计量后，就近输至联合站内处理。依托纯梁首站污水处理系统进行采油污水的处理；依托项目周边就近注水站进行注水开发；依托纯梁首站作业废液处理站进行酸化/压裂废液处理。本次验收过程中还针对环评阶段对滨州老区原有工程发现的环境问题的整改情况，进行了验收。

该工程配建 45kW 井口水套加热炉 32 台，40m^3 多功能罐 21 台。新建单井集油管线和注水管线若干，另外配套给排水及消防、电力、结构、自控、暖通、防腐、道路系统等；项目总投资 74130 万元，其中环保投资 1461.5 万元，占总投资的 1.97%；目前年注水量为 $3.8\times10^4m^3$，年产油 5.752×10^4t，年产液量为 20.558×10^4t。

通过实地调查、现场监测以及资料收集等方法，得出该项目的环境影响评价结论如下：

16.1.1 生态影响调查

经实地调查，工程永久占地共计 22.07hm^2，主要为井场、道路等占地。工程临时

占地 68.54hm^2，主要包括施工作业带、井场临时占地等。根据现场调查，项目占地未对当地土地利用格局产生明显影响，井场周围植被长势良好，基本恢复了地表植被原貌，且与周边未进行产能开发建设区域的自然状态植被对照，无论种类、覆盖度均未有显著差异。

从监测结果可以看出，验收监测期间，井场内土壤各项监测指标均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中基本项目的筛选值，井场外土壤各项检测指标均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 中基本项目的风险筛选值，井场内外对照点石油烃类浓度监测值均低于 500mg/kg，满足《关于印发<全国土壤污染状况评价技术规定>》（环发〔2008〕39 号）中表 2 规定的标准限值要求。井场内外对照点的 pH、镉、汞、砷、铅、铜、镍、石油烃类的监测值大致相当，甚至井场内浓度小于井场外对照点浓度；表明本项目的建设与运行对周边土壤环境影响较轻。

16.1.2 大气环境影响调查

项目在施工期采取的措施有：原材料运输、堆放采取遮盖措施；场地上弃渣废料及时清理，同时对场地采取洒水降尘；加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

运营期大气污染防治措施如下：

原有项目整改情况为：将多功能罐烟囱均加高至 15m；加热炉烟囱高度不低于 8m；小营接转站气代油工程已完成，采用外购气源。

本项目采取的措施：油气集输过程采用密闭工艺，井口回收的伴生气作为井口加热炉和多功能罐的燃料；单井拉油时采用液下装车，使用密闭罐车拉运。本项目 2 口侧钻井（纯 4-侧 12B 和纯 66-侧 1）依托老井的井口进行侧钻，距离居民区的距离分别为 52m 和 56m，小于 100m，剩余井场满足卫生防护距离的要求。

由监测结果可以看出：

（1）无组织废气：典型井场正常营运期间厂界下风向各监控点非甲烷总烃最高浓度为 1.97mg/m^3，低于《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》（DB37/2801.7-2019）中无组织排放监控浓度限值（2.0mg/m^3）；典型井场正常营运期间厂界下风向各监控点硫化氢最高浓度为 0.012mg/m^3，满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）中新扩改建项目厂界二级标准（0.06mg/m^3）要求。

（2）有组织废气：本项目区域内典型井场加热炉和小营接转站加热炉有组织废气

中，SO_2、NO_x和烟尘排放浓度满足《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2018）表 2 中排放限值的要求；典型井场多功能罐的 SO_2、NOx 和烟尘排放浓度满足《区域性大气污染物综合排放标准》（DB37/2376-2019）表 1 重点控制区的排放限值要求。

（3）环境空气质量：验收期间高新区和博兴县环境空气中可吸入颗粒物、细颗粒物和臭氧平均浓度不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准要求，可吸入颗粒物和细颗粒物超标与验收区林木覆盖率低、地表裸露程度较高、气候干燥、路面扬尘较多有直接关系；臭氧超标主要是空气中的有机污染物在高温和紫外辐射的影响下产生的。环境空气中非甲烷总烃浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值 2.0mg/m^3 的要求；硫化氢浓度满足《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）中居住区大气中有害物质的最高容许浓度标准限值。

现场调查表明，项目基本落实了环评报告及环评批复中提出的大气污染防治措施；根据大气污染源及项目周围大气环境质量的监测结果可以看出，污染物达标排放，项目采取的措施是有效的。

16.1.3 水环境影响调查

（1）地表水：施工期钻井废水上清液、酸化废液和试压废水均处理达标后回用于油田注水开发,不外排。生活污水全部排入旱厕,由当地农民定期清运。运行期产生的作业废液、采油污水经联合站污水处理系统处理达标后全部回注,不外排。注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中推荐水质要求。

（2）地下水：项目所在区域地下水总硬度、溶解性总固体、铁、锰都存在超标，分析可能是与项目所在区域背景值较高有关，与油田生产的关系较小（石油类指标不超标）。除此之外，其余监测点的各项监测指标均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-93）Ⅲ类标准的要求。

根据现场调查，本项目钻井、作业废液采取预处理措施，采出水处理回注措施，能够使项目产生的废水全部回注地层。生活污水依托旱厕，由当地农民定期掏挖用作耕地肥料。按照要求对设施进行了防渗处理。项目实施后对当地的地表水和地下水环境未造成影响。项目采取的水环境保护措施基本达到了环评报告书及环评批复提出的要求。项目对周围地下水进行了监测，监测结果与环评时相当，说明项目采取的水污染防治措施是有效的。

16.1.4 噪声环境影响调查

本次调查发现，项目在钻井期尽可能选用了低噪设备；离周围村庄较近的井，井下作业时，在井场靠近村庄一侧设置隔声屏障，尽可能降低施工噪声对周边居民的影响。

从监测结果可以看出，项目典型采油井场噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。声环境敏感点监测结果满足《声环境质量标准》中 2 类区标准，项目所在开发区域声环境质量较好，满足功能区的要求。项目运行期噪声对周围环境影响不大。

16.1.5 固体废物环境影响调查

项目钻井完毕后的废弃泥浆和钻井岩屑采取随钻随治和固化后覆土填埋的治理措施。泥浆池已固化完成，并覆土填埋。采油厂委托有资质的单位对固化土壤进行监测，土壤中六价铬满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）；石油烃类满足《关于印发<全国土壤污染状况评价技术规定>》（环发〔2008〕39 号）中表 2 规定的标准限值（500mg/kg）要求。

运营期产生的油泥砂约为 37t/a，其中大芦湖油田和小营油田产生的油泥砂暂存于樊家油泥砂贮存池（淄博地区），剩余油田的油泥砂暂存于首站油泥砂贮存池。2 座油泥砂贮存池均按国家法律和标准的要求采取了“防淋、防渗、防泄漏”的三防措施；并严格执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及环境保护部《关于发布<一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准>(GB18599-2001)等 3 项国家污染物控制标准修改单的公告》(公告 2013 年 第 36 号)的处置要求，做好油泥砂的进出台账。

油泥砂的转移严格执行《危险废物转移联单管理办法》(总局令第 5 号)和《山东省危险废物转移联单管理办法》 (鲁环发【2005】152 号)有关规定，选用有资质的运输单位，按照规划路线拉运，防止二次污染。

油泥砂最终委托有资质的山东宇尚节能环保科技有限公司进行生物修复治理或者委托华滨聚成环保科技有限公司进行分离、干化、提纯处置，治理达标的土壤回填至井场，进行场地平整工作，满足固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则。

16.1.6 污染物总量控制

根据《关于印发胜利油田“十三五”期间环保约束性指标计划的通知》（胜油 HSE[2017]32 号），纯梁采油厂 2020 年大气污染物总量控制指标为 SO_2 49.13t、

NO_X 29.48t。本项目投产后全厂 SO_2 排放总量 4.072t/a，NO_X 排放总量为 28.941t/a，均满足《关于印发胜利油田“十三五”期间环保约束性指标计划的通知》（胜油 HSE[2017]32 号）的 2020 年总量控制指标。

根据《关于对胜利油田分公司安全环保处商请滨州市环保局解决产能建设项目环评有关问题的复函》（滨环函字[2014]36 号）中关于总量指标确认问题的回复。本项目由滨州市环保局审批，井口加热炉和多功能罐以天然气为燃料，总规模为 2590kW，远小于 20 吨/时，因此该加热炉排放 SO_2、NO_x 不需要申请总量。

16.1.7 环境风险事故防范及应急措施调查

项目的风险事故主要是井场的井喷事故，运营期管线穿孔、破裂造成的泄漏事故对环境的影响。针对油田开发存在的各种风险事故，纯梁采油厂在工艺设计、设备选型、施工监理管理等各环节方面都采取了大量行之有效的防范措施，在 2019 年 6 月新修订了《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂（滨州区域）突发环境事件应急预案》，并分别在博兴县和高新区环保局备案。

从现场调查的情况看，项目各站场及各基层采油队工作纪律都比较严明，工作人员持证上岗，外来人员进入站场都必须经上级部门批准，且应进行详细登记记录，站场及外输管线都制定了巡检制度，由专人对各设备的工作状态进行检查。项目自运营以来，尚未发生过对环境影响较大的火灾、爆炸及管线泄露等风险事故，说明建设单位采取的环境风险防范措施是较为有效的。

16.1.8 环境管理及环境监测计划落实

通过调查发现，纯梁采油厂 QHSE 管理科负责全公司的环保专业技术综合管理，机关各业务部门按各自环保管理分管业务范围内的环保管理。采油厂所属各单位、直属单位按全厂环保管理实施细则负责本单位环保管理。

从现场调查和监测资料查阅来看，纯梁采油厂按照监测计划，对废污水装置、废气、噪声进行了现场监测。胜利油田分公司有自己独立的监测单位--胜利油田环境监测总站，能够承担项目应急监测的需求，不能满足时，及时委托给有资质的单位监测。

16.1.9 验收总结论

本项目落实了环境影响评价书中提出的环境保护措施。项目产生的废气和噪声能够达标排放；废水处理后能够达到回注水标准要求；一般固废进行了无害化处置，油泥砂属于危险废物，委托有资质的单位进行处置；通过采取生态保护措

施，已将其影响控制在可接受的范围内，项目对周边环境影响较小。项目采用先进清洁的生产工艺和先进的生产设备，满足清洁生产要求。达到了环评批复的要求，本项目竣工环境保护验收合格。

16.2 建议

（1）在以后的开发过程中，尽量采用丛式井或者井工厂模式开发，减少占地。

（2）井位布置及集输管网布置时尽量远离居民区、饮用水体等敏感点；加强油水管线的维护、巡查，委托有资质的机构定期检测管道腐蚀程度，对存在环境安全隐患的管段，及时更换。

（3）尽量利用网电钻机。

（4）加强宣传教育，提高集输管线沿线居民的环保意识，禁止在集输管线沿线附近取土，以避免造成管线破坏、导致原油泄漏污染事件。

（5）在闭井期，井场应拆除采油设备，实施绿化和植被恢复措施。其利用方向为农业用地的，覆土后初期可撒播草籽，后期可考虑复耕。

（6）加强管线、站场事故泄露的应急防范与监控。

附件 1 建设项目竣工环境保护验收委托书

建设项目竣工环境保护验收委托书

东营市胜丰职业卫生检测评价有限责任公司：

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目已具备竣工环境保护验收监测条件。根据国家环境保护条例的规定，特委托你单位承担本项目的竣工环境保护验收调查工作。编制竣工环境保护验收调查报告书，请接收委托后尽快组织相关人员进行环境验收监测工作，并编制本项目的竣工环境保护验收调查报告书。

中国石油化工股份有限公司

胜利油田分公司纯梁采油厂

2019 年 6 月 10 日

附件 2 环评批复

滨州市环境保护局文件

滨环字〔2016〕198 号　　签发人：皮台田

关于中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂2016~2018 年滨州老区滚动开发建设项目环境影响报告书的批复

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂：

根据《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂 2016~2018 年滨州老区滚动开发建设项目环境影响报告书》和专家审查意见，经我局建设项目审查委员会审查研究，批复如下：

一、该项目涉及的油田为纯化油田、梁家楼油田、乔庄油田、小营油田、博兴油田及大芦湖油田，地面开发区域位于滨州市高新区、博兴县，合计动用含油面积 139.8km^2，地质储量 12873.03 ×10^{4}t，部署总井数 339 口（其中油井 267 口、注水井 72 口），项目实施后最大产油能力 10.37×10^{4}t/a，最大产液量 22.86×

1

10^4t/a，项目总投资 246374.1 万元，其中环保投资 2861.7 万元。

项目符合国家产业政策，符合滨州市城市总规划要求。在落实报告书提出的污染防治和生态保护措施后，污染物可达标排放。从环境保护角度，该项目建设可行。

二、项目建设和运行管理中应重点做好以下工作

（一）落实各项废气治理措施

加强施工期环境管理，减少施工期噪声、扬尘等对周围环境的影响。该项目管输油井井口安装油套连通套管气回收装置，加热炉、多功能罐均采用伴生气作燃料，排气筒高度分别不得低于 15 米和 8 米，排气筒均须按规范要求设置永久性采样、监测孔和采样平台。多功能罐加热废气须执行《山东省工业炉窑大气污染物排放标准》（DB37/2375-2013）表 2 中的标准，加热炉废气须执行《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2013）和《山东省环境保护厅关于进一步明确我省锅炉大气污染物排放控制要求的通知》（鲁环函〔2014〕420 号）中标准要求。严格控制该项目无组织排放，非甲烷总烃须满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297－1996）中无组织排放周界外浓度限值标准。

（二）按“清污分流、雨污分流、分质处理”的原则规划、建设油区给排水管网。施工期钻井废水上清液、酸化废液和试压废水均由纯梁首站污水处理站集中处理，达标后回用于油田注水开发，不外排。生活污水全部排入旱厕，由当地农民定期清运。运行期产生的作业废液、采油污水经联合站污水处理系统处理达标

后全部回注，不外排。注水水质须满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中推荐水质要求。

对生产污水井及各种污水池、地下罐、地下管道等采取严格的防渗措施，防止污染地下水和土壤。

（三）按固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则，落实各类固体废物的收集、综合利用及处置等，本项目产生的油泥砂等属危险废物，须委托有资质的单位进行处置，并加强对运输及处置单位的跟踪检查。贮存、处置须执行《中华人民共和国固体废物污染防治法》有关危险固体废物污染防治的规定，贮存设施须满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597－2001）及环境保护部《关于发布<一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准>（GB18599-2001）等3项国家污染物控制标准修改单的公告》（公告 2013年第36号）要求；转移须执行《危险废物转移联单管理办法》（总局令第5号）和《山东省危险废物转移联单管理办法》（鲁环发〔2005〕152号）有关规定，防止二次污染。

（四）加强噪声污染防治，主要噪声源采取隔声、消声、基础减振等措施，施工期噪声须满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523－2011）标准，厂界噪声须满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类声环境功能区标准。

（五）加强管理，防止各类污染事故发生，落实环境风险防范

措施和事故应急预案，并定期组织演练；储备事故应急器材和物资；配备项目特征污染物应急监测设施。

项目废气特征污染物包括非甲烷总烃、H_2S；废水特征污染物（或污染指标）包括 pH、SS、COD、石油类、氨氮；土壤环境特征污染物包括石油烃类。你公司须具备上述特征污染物独立应急监测能力，在配套以上特征污染物应急监测设备前不得投入运行。

环境风险防范措施、预警监测措施、应急处置措施和应急预案落实到位作为同意该项目通过竣工环境保护验收的前提条件之一。

（六）本项目的卫生防护距离为 100m，在此范围内无村庄、学校等敏感目标。你公司应配合当地政府做好用地规划控制，该区域内不得规划新的居住区、医院、学校等环境空气敏感建筑物。

三、你公司必须严格执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的“三同时”制度。由滨州市环境监察支队负责该项目施工期和运行期的监督检查工作。

四、该项目的环境影响报告书经批准后，如项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺或者防治污染的措施等发生重大变动，你公司应当重新报批建设项目的环境影响评价文件，经批准后方可实施。项目建成后产生不符合经审批的环境影响评价文件的情形的，你公司应当组织环境影响的后评价，采取改进措施，并报我局备案。

五、本批复是我局对该项目环评文件的审查意见。项目涉及的经济综合管理、规划、建设、土地等其他事项，遵照有关部门的要求。

滨州市环境保护局

2016年9月30日

抄送：市环境监察支队。

滨州市环境保护局办公室　　2016年9月30日印发

附件 3 自查情况表

建设项目竣工环境保护验收自查情况表

建设项目名称	纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目			
建设单位名称	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂			
建设地点	山东省滨州市高新区、博兴县			
建设性质	□新建 √改扩建 □技改 □迁建			
环保手续履行情况	环评时间	2016.9.30	开工日期	2016.10.8
	竣工日期	2019.5.25	试运行日期	2019.6.01
	设计单位及批准文号	——	环评单位及批准文号	胜利油田森诺胜利工程有限公司滨环字[2016]198号
投资(万元)	实际总投资	74130	实际环保投资	1461.5
	废水治理 72.5 固体废物治理 1102 绿化及生态 138		废气治理 30 噪声治理 5 其他 114	
实际建设主要内容	本项目新钻 93 口采油井，9 口注水井，管输井场配套建设井口加热炉 32 台，拉油井场配套建设水套加热炉 23 台，新建集输管线、注水管线、通井路及消防、供配电等配套设施；依托的小营接转站实施了气代油改造工程。			
是否具备验收条件	√是		□否	
备注				
填表人	汪	填表时间	2019.5.28	
审核人	徐	审核时间	2019.5.29	

附件 4 建设项目环境保护设施竣工日期及调试日期公示

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂2016-2018年滨州老区滚动开发建设项目环境保护设施竣工日期及调试日期公示

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司
纯梁采油厂2016～2018年滨州老区滚动开发建设项目
环境保护设施竣工日期及调试日期公示

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂2016～2018年滨州老区滚动开发建设项目位于滨州市高新区和博兴县。主要建设内容：对纯梁采油厂滨州老区进行改扩建工程，项目部署总井数 98 口，其中油井 89口，注水井 9口；管输井场配套建设井口加热炉32台，拉油井场配套建设水套加热炉21台，新建集输管线、注水管线、通井路及消防、供配电等配套设施；依托的小营接转站实施了气代油改造工程。

根据《建设项目竣工环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院682号令）、《关于发布<建设项目竣工环境保护验收暂行办法>的公告》（国环规环评[2017]4号）等文件相关规定，现将纯梁采油厂2016～2018年滨州老区滚动开发建设项目环境保护设施竣工日期及调试日期进行公示。

纯梁采油厂2016～2018年滨州老区滚动开发建设项目环境保护设施竣工日期为2019年5月25日，调试日期为2019年6月至2020年2月。

联系人：江威　　联系方式：15666216907

邮箱：jiangwei889.slyt@sinopec.com

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂
2019年6月

信息来源：　　2019-06-01

附件 5 随钻随治处理的固化泥浆检测报告

171503341053

正本

山东恒利检测技术有限公司

检 测 报 告

DYHL 检字（2018）J0144

项目名称：梁 225-斜 7、梁 225-斜 8、纯 25-斜 21、通 84-斜 59 固化泥浆检测

委托单位：天正浚源环保科技有限公司

报告日期 二〇一八年六月二十五日

检测报告

DYHL 检字（2018）J0144

山东恒利检测技术有限公司

项目名称	梁 225-斜 7、梁 225-斜 8、纯 25-斜 21、通 84-斜 59 固化泥浆检测			检测类别	委托检测
委托单位	天正浚源环保科技有限公司			项目编号	DYHL-J-2018-108
检品来源	天正浚源环保科技有限公司（送样）			检品数量	1
包装情况	完好无破损	采送样日期	2018.6.22	分析日期	2018.6.22~6.25

1.检测依据

序号	参数	分析标准	检出限
一	固化泥浆		
1	pH	GB/T 6920-1986 玻璃电极法	——
2	石油类	HJ 637-2012 红外分光光度法	0.01 mg/L
3	化学需氧量	HJ 828-2017 重铬酸盐法	4 mg/L
4	汞	HJ 597-2011 冷原子吸收分光光度法	0.02 μg/L
5	六价铬	GB/T 7467-1987 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004 mg/L
6	铅	GB/T 7475-1987 原子吸收分光光度法	——

2.检测环境： 温度：23.5~26.5℃ 相对湿度：44~49% 其他：/

报告书包括封面、首页、正文（附页）、封底，并盖有计量认证章、检验检测专用章和骑缝章。

3.检测仪器

表 1 检测仪器一览表

仪器名称	型号	仪器编号
实验室 pH 计	STARTER2100/3C Pro-F	DYHLS-021
红外分光测油仪	OIL460	DYHLS-032
高氯 COD 消解器	KTS-100	DYHLS-052
紫外可见分光光度计	Tu-1810DPC	DYHLS-004
原子吸收分光光度计	TAS990C	DYHLS-003
冷原子吸收测汞仪	F732-VJ	DYHLS-041

报告编制：

签发：

盖章

审核：

2018年 6 月 5 日

报告书包括封面、首页、正文（附页）、封底，并盖有计量认证章、检验检测专用章和骑缝章。

4.检测数据

表 2　检测结果

样品编号	检测项目					
	pH（无量纲）	化学需氧量（mg/L）	石油类（mg/L）	六价铬（mg/L）	铅（mg/L）	汞（mg/L）
梁 225-斜 7、梁 225-斜 8、纯 25-斜 21、通 84-斜 59	8.21	59	0.62	0.011	0.12	未检出

注：汞的检出限为 0.02 μg/L。

****

检 测 报 告 说 明

1.本检测报告仅对本次委托项目负责。

2.检测工作依据有关法规、协议和技术文件进行。

3.本报告书改动无效，报告无签发人、审核人员签字无效，未加盖 MA 章、公司检验检测专用章、骑缝章无效。

4.本报告未经本公司书面批准，不允许复印。

5.委托方对本报告如有异议，请于收到报告之日起十五日内向本公司提出复核申请，逾期不予受理。

6.委托检测，系委托者自带检测样品送检，本公司不对检测样品来源负责。检测结果，仅对送检样品负责，不得做鉴定、评优、审批及商品宣传用。

7.本报告一式三份，正本交委托单位，副本、存根连同原始记录由本公司存档。

地址：东营区太行山路西、北一路南鑫都五金建材市场　　邮编：257000

电话：0546--8500700　　传真：0546-8500600

附件 6 固化泥浆池土壤检测报告

报告编号(Report ID)：E1921YBP

MA
181520110157

监 测 报 告

委托单位	胜利油田纯梁采油厂
受测单位	胜利油田德利实业有限责任公司
报告日期	2018.07.26

潍坊市方正理化检测有限公司

目　　录

1.土壤现状监测……1

编制：张亚男　　审核：刘希忠　　批准：

报告编号(Report ID)：E1921YBP

土壤监测报告

项目编号	E1921YBP		
采样日期	2018.07.18	完成日期	2018.07.26
样品名称	土壤	样品状态	固态
参照标准	GB 15618-1995 土壤环境质量标准 HJ/T 166-2004 土壤环境监测技术规范		
主要测试设备	酸度计、紫外分光光度计、红外测油仪		

监测结果 mg/kg

检测项目	pH 值（无量纲）	COD	色度	石油类	六价铬	抗压强度（MPa）
纯 56-平 10	10.2	46.9	8	0.6021	0.019	1.8
备　注	ND 表示未检出，只对来样负责					

化检测专用章

第 1 页，共 1 页

附表 1：　　土壤监测项目分析方法及检出限

序号	监测项目	分析方法	方法来源	检出限 mg/kg
1	pH 值（无量纲）	玻璃电极法	GB/T15555.12-1995	0.01(pH)
2	COD	重铬酸盐法	GB11914-1989	5
3	色度	铂钴比色法	GB11903-1989	5
4	油类	红外分光光度法	HJ 637-2012	0.04
5	六价铬	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T15555.4-1995	0.004
6	抗压强度	回弹法	JGJ/T23-2001	—

C56-P10 治理前后对比照片

报告编号(Report ID)：E1910YBP

MA

181520110157

监 测 报 告

委托单位　　胜利油田纯梁采油厂

受测单位　　胜利油田德利实业有限责任公司

报告日期　　2018.07.27

潍坊市方正理化检测有限公司

目　　录

1.土壤现状监测 1

编制：张亚男　　审核：刘希凡　　批准：

报告编号(Report ID)：E1910YBP

土壤监测报告

项目编号	E1910YBP		
采样日期	2018.07.17	完成日期	2018.07.26
样品名称	土壤	样品状态	固态
参照标准	GB 15618-1995 土壤环境质量标准 HJ/T 166-2004 土壤环境监测技术规范		
主要测试设备	酸度计、紫外分光光度计、红外测油仪		

监测结果 mg/kg

检测项目	pH 值（无量纲）	COD	色度	石油类	六价铬	抗压强度（MPa）
纯 116-斜 1	11.5	47.3	4	0.0981	0.014	1.7
备　注	ND 表示未检出，只对来样负责					

第 1 页，共 1 页

附表 1：　　土壤监测项目分析方法及检出限

序号	监测项目	分析方法	方法来源	检出限 mg/kg
1	pH 值（无量纲）	玻璃电极法	GB/T15555.12-1995	0.01(pH)
2	COD	重铬酸盐法	GB11914-1989	5
3	色度	铂钴比色法	GB11903-1989	5
4	油类	红外分光光度法	HJ 637-2012	0.04
5	六价铬	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T15555.4-1995	0.004
6	抗压强度	回弹法	JGJ/T23-2001	—

C116-X1 治理前后对比照片

附件 7 水质检测报告

纯梁采油厂2019年7月回注水水质检测结果汇总表

序号	站名	水量	含油量			悬浮固体含量			SRB菌			平均腐蚀率			悬浮物颗粒直径中值			达标率%	
		m3/d	mg/L	mg/L	%	mg/L	mg/L	%	个/mL	个/mL	%	mm/a	mm/a	%	μm	μm	%	%	%
1	首站去梁家楼	12900	30	0.2	100.0	10	1.9	100.0	25	2.5	100.0	0.08	0.025	100.0	4	1.7	100.0	94.5	100.0
2	首站去纯化	6800	10	0.2	100.0	4	2.6	100.0	25	2.5	100.0	0.08	0.037	100.0	2.5	1.7	100.0	96.5	100.0

纯梁采油厂2019年8月回注水水质检测结果汇总表

序号	站名	水量	含油量			悬浮固体含量			SRB菌			平均腐蚀率			悬浮物颗粒直径中值			达标率%	
		m3/d	mg/L	mg/L	%	mg/L	mg/L	%	个/mL	个/mL	%	mm/a	mm/a	%	μm	μm	%	%	%
1	首站去梁家楼	12900	30	0.4	100.0	10	4.7	100.0	25	6	100.0	0.076	0.029	100.0	4	1.4	100.0	94.5	100.0
2	首站去纯化	6800	10	0.2	100.0	4	2.6	100.0	25	6	100.0	0.076	0.038	100.0	2.5	1.4	100.0	96.5	100.0

纯梁采油厂2019年10月回注水水质检测结果汇总表

序号	站名	水量	含油量			悬浮固体含量			SRB菌			平均腐蚀率			悬浮物颗粒直径中值			达标率%	
		m3/d	mg/L	mg/L	%	mg/L	mg/L	%	个/nL	个/nL	%	mm/a	mm/a	%	μm	μm	%	%	%
1	首站去梁家楼	12900	30	3.2	100.0	10	2.0	100.0	25	2.5	100.0	0.076	0.060	100.0	4	2.0	100.0	94.5	100.0
2	首站去纯化	6800	10	0.6	100.0	4	0.6	100.0	25	2.5	100.0	0.076	0.063	100.0	2.5	1.5	100.0	96.5	100.0

附件 8 危险废物运输单位营业执照及道路运输许可证

营业执照

(副 本)

统一社会信用代码 913716007636968867 1-1

名　　称　胜利油田纯梁运输有限责任公司

类　　型　有限责任公司(自然人投资或控股)

住　　所　博兴县陈户镇阎陈村南乔博路东

法定代表人　王传东

注册资本　贰仟零壹拾壹万陆仟元整

成立日期　2004 年 07 月 02 日

营业期限　2004 年 07 月 02 日至　　年　　月　　日

经营范围　县内包车客运；县际包车客运；普通货运；危险货物运输（3类、8类）；货物专用运输（冷藏保鲜、罐式）；劳务派遣（有效期限以许可证为准）；油、水井维护服务；以下经营范围仅限分支机构经营：成品油零售经营；道路施工、10KV以下线路安装；建筑施工；劳保用品生产及销售；堵水、酸化、调剖、防硼、防沙措施施工；石油开发新工艺推广咨询服务；油田设备及机电产品销售、维修（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）。

登记机关　滨州市工商行政管理局

2018 年 05 月 07 日

提示：1. 每年 1 月 1 日至 6 月 30 日通过企业信用信息公示系统报送并公示上一年度年度报告，不另行通知；
2.《企业信息公示暂行条例》第十条规定的企业有关信息形成后 20 个工作日内需要向社会公示（个体工商户、农民专业合作社除外）。

企业信用信息公示系统网址：http://sd.gsxt.gov.cn　　中华人民共和国国家工商行政管理总局监制

中华人民共和国

道路运输经营许可证

（副本）

鲁交运管许可滨字 371600000053 号

证件有效期至 2019 年 12 月 14 日

发证机关

2016 年 09 月 23 日

业户名称：胜利油田纯梁运输有限责任公司

地　　址：博兴县陈户镇阎陈村南乔博路东

经济性质：国有全资

经营范围：普通货运，货物专用运输(集装箱、冷藏保鲜、罐式)，危险货物运输(3类、8类)(剧毒化学品除外)

附件 9 危险废物处置单位营业执照和经营许可证

营业执照

（副 本）

统一社会信用代码 913716006806517033 1-1

名　　称　滨州市华滨聚成环保科技有限责任公司

类　　型　其他有限责任公司

住　　所　山东省滨州市滨城区长江一路以南新立河西路以西

法定代表人　李宏伟

注册资本　伍仟万元整

成立日期　2008年09月18日

营业期限　2008年09月18日至　　年　月　日

经营范围　油田资源环保开发、处理及综合利用；油田新技术开发与应用；油田新材料开发与综合利用；阀门管件销售；油污泥的收集、处理、利用；油罐、油池、化工设备及管线的清洗、收集、作业；钻井泥浆的环保处理；钻井泥浆池的固化处理。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）

登记机关

2017年06月27日

提示：1. 每年1月1日至6月30日通过企业信用信息公示系统报送并公示上一年度年度报告，不另行通知；

2.《企业信息公示暂行条例》第十条规定的企业有关信息形成后20个工作日内需要向社会公示（个体工商户、农民专业合作社除外）。

企业信用信息公示系统网址：http://sdxy.gov.cn

中华人民共和国国家工商行政管理总局监制

危险废物经营许可证

仅供纯梁采油厂油泥沙处置汇报使用

编　　号：鲁危证 106 号

法人名称：滨州市华滨聚成环保科技有限责任公司

法定代表人：李宏伟

住所：滨州市滨城区市西街道办事处

经营设施地址：滨州市滨城区市西街道办事处

核准经营方式：收集、贮存、利用***

核准经营危险废物类别及规模：油泥沙（HW08 071-001-08、251-002-08）5000 吨/年***

主要处置方式：分离、干化、提纯***

有效期限：2017 年 1 月 24 日至 2020 年 1 月 23 日

发证机关（公章）

2017 年 1 月 24 日

危险废物经营许可证

（副本）

编　　号：鲁危证 106 号

法人名称：滨州市华滨聚成环保科技有限责任公司

法定代表人：李宏伟

住所：滨州市滨城区市西街道办事处

经营设施地址：滨州市滨城区市西街道办事处

核准经营方式：收集、贮存、利用***

核准经营危险废物类别及规模：油泥沙（HW08:071-001-08、251-002-08）5000 吨/年***

主要处置方式：分离、干化、提纯***

有效期限：2017 年 1 月 24 日至 2020 年 1 月 23 日

仅供纯梁采油厂油泥沙处置汇报使用

说　明

1. 危险废物经营许可证是经营单位取得危险废物经营资格的法律文件。
2. 危险废物经营许可证的正本和副本具有同等法律效力，许可证正本应放在经营设施的醒目位置。
3. 禁止伪造、变造、转让危险废物经营许可证。除发证机关外，任何其他单位和个人不得扣留、收缴或者吊销。
4. 危险废物经营单位变更法人名称、法定代表人和住所的，应当自工商变更登记之日起 15 个工作日内，向原发证机关申请办理危险废物经营许可证变更手续。
5. 改变危险废物经营方式、增加危险废物类别，新、改、扩建原有危险废物经营设施的，经营危险废物超过批准经营规模 20% 以上的，危险废物经营单位应当重新申请领取危险废物经营许可证。
6. 危险废物经营许可证有效期届满，危险废物经营单位继续从事危险废物经营活动的，应当于危险废物经营许可证有效期届满前 30 个工作日向原发证机关申请换证。
7. 危险废物经营单位终止从事危险废物经营活动的，应当对经营设施、场所采取污染防治措施，并对未处置的危险废物作出妥善处理，并在 20 个工作日内向发证机关申请注销。
8. 转移危险废物，必须按照国家有关规定填报《危险废物转移联单》。

发证机关（公章）

2017 年 1 月 24 日

营业执照

(副本)

1-1

统一社会信用代码 91370500694448562R

名　　称　山东宇尚节能环保科技有限公司

类　　型　有限责任公司(自然人投资或控股的法人独资)

住　　所　东营市东营区北一路819号

法定代表人　姜传胜

注册资本　伍佰万元整

成立日期　2009年09月08日

营业期限　2009年09月08日至2029年09月08日

经营范围　对石油勘探、开发，炼油化工及后勤辅助工程的可行性进行咨询评估、论证；企业管理咨询；石油工程技术开发、转让；环保工程总承包；油泥砂综合治理及利用；挥发性有机物治理，噪声治理，土壤修复工程；机电设备安装总承包；污水处理工程，污水处理设备研发制造、销售；污水余热利用，烟气治理；储油罐自动化清砂，管线清垢；烟气余热利用及二氧化碳捕集；抽油机智能节电，光伏发电；家禽粪便生态处理；防腐涂料、保温涂料研发生产、销售（不含危化品）；设备租赁；土壤生物修复剂和改良剂销售。（以上经营事项涉及法律法规规定需报批的，凭批准证书经营）(依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动)。（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动）。

登记机关

2017　12　06

年　月　日

http://sd.gsxt.gov.cn

企业信用信息公示系统网址：

中华人民共和国国家工商行政管理总局监制

附件 10 危险废物处置协议

合同编号：30200004-18-QT0803-0027

副本

纯梁采油厂集输大队首站万方池含油污泥无害化处置合同

委托方(甲方)： 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂

受托方(乙方)：滨州市华滨聚成环保科技有限责任公司

为加大对危险物油泥(砂)的治理力度,更好地保护油区的生态环境,按照地方环保部门和胜利油田分公司关于油泥（砂）治理工作的要求，双方经过平等协商，在真实、充分地表达各自意愿的基础上，根据《中华人民共和国合同法》的规定，达成如下协议，双方共同恪守。

第一条 治理内容、标准和范围

1.1 治理内容：纯梁采油厂约计 8000 吨油泥砂，由具备危险废物运输资质的企业运输至乙方治理场所进行无害化处理。

1.2 治理标准：对油田油泥砂的处理按《农用污泥中污染物控制标准》(GB4284-84）执行。采用焚烧法进行处理的必须符合＜危险废物焚烧污染控制标准＞（GB－18484－2001)。要达到国家相应的环保治理要求，保证将来永不出现二次污染或产生新的污染源。

1.3 治理范围：

1.3.1 进场道路：不超出临时征地范围，不产生污染；

第二条 治理期限及方式

2.1 期限按 2.1.1 执行

2.1.1 自本合同签订之日起至 2018 年 12 月 31 日。

2.1.2 / 年 / 月 / 日 — / 年 / 月 / 日。

2.1.3 / 。

2.2 方式：甲方委托乙方利用其拥有的技术对上述油泥（砂）由具备危险废物运输资质的企业运输至乙方治理场所进行无害化处理。

第三条质量保证期限

一年。自交付使用起计。

第四条 报酬及支付方式

4.1 油泥（砂）治理费不含税单价为 890 元 / 吨（含处理费、管理费等)；不含税价为 712 万元，大写：柒佰壹拾贰万元整。单价为 1032.4 元 / 吨(含处理费、税金、管理费等)；治理费：总额为:8,259,200.00 元（含税)，大写捌佰贰拾伍万玖仟贰佰元整。

4.2 支付方式：合同到期经甲、乙双方验收合格后，视油田资金到位情况付结算总额的 90%，余额质保期满后一次付清。结算额按实际计量结算,若超合同总价款的 10%，需按规定程序办理合同变更手续。

第五条 项目验收

5.1 油泥（砂）无害化处理完工之日起，乙方于一周内协调有关部门进行现场检验。按照本合同第

1

一条第二款有关标准，乙方需提供检验机构及环保部门认可检测报告。

5.2 乙方向甲方提供无害化处理前后现场数码照片。

5.3 验收报告由乙方提供，一式三份，甲方两份，乙方一份。

第六条 双方责任

6.1 甲方责任

6.1.1 负责提供油泥砂，配合乙方人员装车；

6.1.2 负责单车过磅计量；

6.1.3 负责乙方进入工区人员的管理，严格执行各项管理规章制度；

6.2 乙方责任

6.2.1 人员进入工区服从甲方人员管理，严格执行甲方的各项管理制度；

6.2 .2 负责油泥砂在乙方区域内的卸车工作；

第七条 违约责任

7.1 乙方未能在约定时间内完成施工，每逾期一日，应向甲方支付总酬金 1‰ 的违约金。。

7.2 乙方处理质量不合格或不能按时提供检测达标证明的，应在 5 日内进行整改、返工或免收全部费用，返工仍不合格的，甲方有权拒付酬金或终止合同，给甲方造成损失的，乙方应承担赔偿责任。

7.3 发生其他违约情形，违约方应赔偿由此给对方造成的损失。如属双方过错，应各自承担相应责任。

第八条 合同解除

8.1 因发生不可抗力。

8.2 乙方实际处理能力达不到其承诺无害化处理的经营资质和技术能力，甲方有权解除合同。

8.3 第二次验收不合格，甲方有权解除合同，同时甲方可就乙方违约造成的损失，向乙方索赔。

第九条 争议解决方式

本合同履行过程中甲、乙双方发生争议时，双方应协商解决。若协商不成，按以下第 2 种方式解决：

1. 向/人民法院提起诉讼。

2. 向滨州仲裁委员会申请仲裁。

3. 提交内部法律纠纷调解处理委员会调解处理。

第十条 HSE 条款

10.1 乙方必须严格遵守国家有关环保法律、法规及中石化、胜利油田环保相关规章制度的规定，对油泥砂实施无害化治理，保证油泥砂在运输和治理过程中不发生环境污染事件。

10.2 乙方必须具备油泥砂治理相关资质，建立健全油泥砂治理及设施运行相关管理制度、应急预案和记录。

10.3 乙方不得将油泥砂治理业务非法转包或违法分包。

10.4 乙方在油泥砂治理过程中若发生环境污染事件，应当采取措施防止污染扩大，及时清理污染，并承担环境污染全部责任和相关费用。并按要求立即上报有关部门，同时接受甲方、当地政府有关部门

的调查处理。

第十一条 廉洁条款

双方严格按照廉洁从业的有关规定，认真履行廉洁从业义务。

第十二条 其他

12.1 本合同经当事人双方签字盖章之日起生效。

12.2 本合同未尽事宜，双方协商解决，补充协议与本合同具有同等法律效力。

12.3 保密：本合同的各项条款属于双方经营活动内容，任何一方未经对方当事人书面允许不得对外泄露。

12.4 本合同一式 6 份，正本 2 份，甲乙双方各执 1 份，副本 4 份，甲乙双方各执 2 份。

12.5 因处理油泥（砂）产生的运费、排污费、罚款和服务过程中的工农关系处理、费用等由乙方负责。

12.6 约定的其他事项 合同签订后，甲乙双方必须于合同履行开始时间之前上传合同签字盖章页，因乙方原因未及时上传合同签字盖章页，每逾期一天，乙方需向甲方支付合同总价款 0.1%的违约金。

甲方		乙方	
单位名称（章）：	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂	单位名称（章）：	滨州市华滨聚成环保科技有限责任公司
住所：	博兴县陈户镇	住所：	滨州市滨城区杜店镇
法定代表人（负责人）：		法定代表人（负责人）：	
委托代理人：		委托代理人：	
联系人：	曲萍萍	联系人：	李宏伟
电话：	**8755771**	电话：	15305433858
开户银行：	工行博兴支行纯梁分理处	开户银行：	中国建设银行股份有限公司滨州分行渤海七路分理处
帐号：	1613060909200003490	帐号：	37001836883050147832
邮政编码：	**256504**	邮政编码：	**256504**
签订时间：	2018年 12月20日	签订地点：	**博兴县陈户镇纯梁采油厂**

合同编号：30200004-19-FW2099-0036

正本

樊家贮存池 1-8 月产生油污土壤生物修复服务合同

甲方：　中国石油化工股份公司胜利油田分公司纯梁采油厂

乙方：　山东宇尚节能环保科技有限公司

根据《中华人民共和国合同法》及相关法律规定，甲、乙双方经充分协商，就甲方委托乙方樊家贮存池 1-8 月产生油污土壤生物修复服务项目的相关事宜达成一致，特订立本合同，以兹共同遵守。

第一条　合同内容：

生物修复樊家贮存池 820 吨油泥砂。进行场地调研，取样、化验油泥砂组分构成，指导完成菌种研发、培育，指导当地施工队伍完成油泥砂的修复施工作业。对修复中的油泥砂的含油率进行追踪检测，并出具检测报告

第二条　质量要求

2.1 质量标准：《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》SY/T 7301-2016

2.2 质量保修期：1 年，自验收合格之日起计算。

服务的目标：含油污泥经处理后剩余固相中石油烃总量不大于 4.5‰。

2.3 服务的技术要求：

技术人员常驻施工现场进行技术指导，定期进行土壤含油率检测，根据检测结果调整施工方案。

第三条　履行期限、地点及进度要求

3.1 服务的期限：自 2019 年 10 月 15 日始至 2019 年 11 月 15 日止。

3.2 服务地点：樊家贮存池 。

3.3 服务的进度要求：　先进行取样化验，指导提取培育工程菌，油泥砂完成晾晒后根据土质情况及时指导施工队伍完成药剂混拌，并指导完成土壤翻耕、破碎、洒水工作，修复完成后出具检测报告 。

第四条　合同价款、结算方式及期限，

4.1 合同总价款：合同单价 568 元/吨，总价款 465760 元（含税）（大写：　肆拾陆万伍仟柒佰陆拾元整　）

4.2 结算方式及期限

4.2.1 按实结算，不超合同额，若超合同额的 10%，需按规定程序办理合同变更手续。

4.2.2 验收合格后视油田资金到位情况支付总价款的 90%，余款保修期满（12 个月）后一次付清。

第五条　验收标准和方法

5.1 验收标准：《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》SY/T 7301-2016

5.2 验收方法：委托具有 CMA 认证资质的检测单位对修复后的含油污泥进行检测，并出具检测报告。

第六条 双方职责

6.1 甲方职责

6.1.1 提供技术资料：

6.1.1.1 油泥砂样品、来源、总量

6.1.1.2 修复场地位置及场地负责人联系方式

6.1.2 提供工作条件

6.1.2.1　配合完成施工场地报备工作

6.2 乙方职责

6.2.1 提取培育工程菌

6.2.2 完成现场施工，解决施工中存在的问题

6.2.3 定期进行土壤检测，并出具检测报告。

第七条　违约责任

7.1 若甲方超过合同规定日期付款，每逾期一日，应当向乙方按延付金额　0.5　‰的比例支付违约金。

7.2 若乙方未按合同规定完成工作内容，需重新修复的，应当负责重新修复，并承担因此而支付的费用。

7.3 乙方逾期交付工作内容，每逾期一日，应当向甲方按逾期交付部分的价款总额的　0.5‰　的比例支付违约金。

7.4 若乙方不能交付工作内容的，应向甲方支付合同总价款 20%　的违约金。交付工作内容不合格的，责令乙方 7 天内整改，整改后仍不合格的，甲方不予付款，乙方还应赔偿甲方由此造成的损失。

7.5 本合同签订后，甲乙双方必须于合同履行开始时间之前上传合同签字盖章页，因乙方原因未及时上传合同签字盖章页，每逾期一天，乙方需向甲方支付合同总价款 0.1%的违约金。

第八条　不可抗力

本合同任何一方因不可抗力的缘故，造成本合同不能履行或不能完全履行时，应将情况及时通知其他方，并在　10　日内提供不可抗力事件的详情和有效证明文件，由合同双方当事人根据事件对履行合同的影响程度，决定依法是否解除合同以及如何免除或部分免除责任。

第九条　争议的解决

本合同履行过程中甲、乙双方发生争议时，双方应协商解决。若协商不成，按以下 9.1 方式解决：

9.1 向　博兴县 人民法院提起诉讼。

9.2. 向　/　仲裁委员会申请仲裁。

9.3. 提交内部法律纠纷调解处理委员会调解处理。

第十条　其他约定

10.1、本合同经当事人双方签字盖章之日起生效。

10.2 本合同未尽事宜，经双方协商一致，可另行订立补充协议，补充协议与本合同具有同等法律效力。

10.3 保密：本合同的各项条款属于双方经营活动内容，任何一方未经对方当事人书面允许不得对外泄露。

10.4 本合同正本一式　6 _份，甲方执　5　份，乙方执　1　份

10.5 约定的其他事项：本合同签订后，甲乙双方必须于合同履行开始时间之前上传合同签字盖章页，因乙方原因未及时上传合同签字盖章页，每逾期一天，乙方需向甲方支付合同总价款 0.1%的违约金。

甲方	乙方
单位名称（章）：中国石油化工股份公司胜利油田分公司纯梁采油厂	单位名称（章）：山东宇尚节能环保科技有限公司
住所：博兴县陈户镇	住所：东营市东营区北一路819号
法定代表人（负责人）：	法定代表人（负责人）：王光磊
委托代理人：	委托代理人：
联系人：曲萍萍	联系人：孙希瑞
电话：8755771	电话：13210367908
开户银行：工行博兴支行纯梁分理处	开户银行：中国建设银行东营科技新村支行
帐号：1613060909200003490	帐号：37050165720100000101
邮政编码：256504	邮政编码：257000
签订时间：2019 年 10 月 15 日	签订地点：博兴县陈户镇纯梁采油厂

附件 1　HSE 管理

附件 11 企业事业单位突发环境事件应急预案备案登记表

企业事业单位突发环境事件应急预案备案表

单位名称	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂	机构代码	91371600866907148Q
法定代表人	王志杰	联系电话	0546-8753348
联系人	江 威	联系电话	0546-8753153
传 真		电子信箱	jiangwei889.slyt@sinopec.com
地 址	博兴县陈户镇广青路 中心经度 118° 12′ 32.06″ 中心纬度 37° 15′ 25.16″		
预案名称	《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂（滨州区域）突发环境事件应急预案》（2019 版）		
风险级别	较大 M（较大-大气（Q2-M1-E1）+较大-水（Q2-M1-E1））		

本单位于 2019 年 6 月 28 日签署发布了突发环境事件应急预案，备案条件具备，备案文件齐全，现报送备案。

本单位承诺，本单位在办理备案中所提供的相关文件及其信息均经本单位确认真实，无虚假，且未隐瞒事实。

预案制定单位（公章）

预案签署人	王志杰	报送时间	2019. 8. 22

突发环境事件应急预案备案文件目录	1、企事业单位突发环境事件应急预案备案表； 2、突发环境事件应急预案。 预案附件包括：编制说明、环境风险评估报告、环境应急资源调查报告、环境应急预案评审意见		
备案意见	该单位的突发环境事件应急预案备案文件已于 2019 年 8 月 22 日收讫，文件齐全，予以备案。 备案受理部门（公章） 2019 年 8 月 23 日		
备案编号	371625-2019-058-M		
报送单位	博兴县环保局		
受理部门负责人	高 峰	经办人	周婷婷

注：备案编号由企业所在地县级行政区划代码、年份、流水号、企业环境风险级别（一般L、较大M、重大H）及跨区域（T）表征字母组成。例如，河北省永年县**重大环境风险非跨区域企业环境应急预案 2015 年备案，是永年县环境保护局当年手里的第 26 个备案，则编号为：130429-2015-026-H；如果是跨区域的企业，则编号为：130429-2015-026-HT。

企业事业单位突发环境事件应急预案备案表

单位名称	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂	机构代码	91371600866907148Q
法定代表人	王志杰	联系电话	0546-8753348
联系人	江威	联系电话	0546-8753153
传　真		电子信箱	jiangwei889.slyt@sinopec.com
地址	博兴县陈户镇广青路　中心经度 118° 12′ 32.06″ 中心纬度 37° 15′ 25.16″		
预案名称	《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂（滨州区域）突发环境事件应急预案》		
风险级别	较大（较大-大气（Q2-M1-E1）+较大-水（Q2-M1-E1））		

本单位于2019年6月28日签署发布了突发环境事件应急预案，备案条件具备，备案文件齐全，现报送备案。

本单位承诺，本单位在办理备案中所提供的相关文件及其信息均经本单位确认真实，无虚假，且未隐瞒事实。

中国石油化工股份有限公司
胜利油田分公司纯梁采油厂（公章）

预案签署人		报送时间	2019年7月4日

突发环境事件应急预案备案文件目录	1. 突发环境事件应急预案备案表； 2. 环境应急预案及编制说明： 环境应急预案（签署发布文件、环境应急预案文本）； 编制说明（编制过程概述、重点内容说明、征求意见及采纳情况说明、评审情况说明）； 3. 环境风险评估报告； 4. 环境应急资源调查报告； 5. 环境应急预案评审意见。		
备案意见	该单位的突发环境事件应急预案备案文件已于2019年7月4日收讫，文件齐全，经形式审查符合要求，予以备案。 备案受理部门（公章） 2019 年 7 月 4 日		
备案编号	371662-2019-007-MT		
报送单位	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂		
受理部门负责人	郑其冰	经办人	刘丽

注：备案编号由企业所在地县级行政区划代码、年份、流水号、企业环境风险级别（一般L、较大M、重大H）及跨区域（T）表征字母组成。例如，河北省永年县**重大环境风险非跨区域企业环境应急预案2015年备案，是永年县环境保护局当年受理的第26个备案，则编号为：130429-2015-026-H；如果是跨区域的企业，则编号为：130429-2015-026-HT。

附件 12 验收监测报告

MA 1615212340555

副本

检 测 报 告

胜丰环检字（2019）第 141 号

委托单位：中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂

样品名称：环境空气、废气、地下水、噪声、土壤

东营市胜丰职业卫生检测评价有限责任公司

2019 年 12 月 5 日

检测报告

胜丰环检字（2019）第 141 号

样品名称	环境空气、废气、地下水、噪声、土壤		
委托单位	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂		
项目名称	纯梁采油厂 2016~2018 年滨州老区滚动开发建设项目		
联系地址	—		
联系人、电话	梁南管理区	吕敏	18554600444
	梁北管理区	崔小洁	15666217937
	纯东管理区	李建刚	15666216058
	纯西管理区	谷芳	15666216864
	大芦湖管理区	宋卫华	18615986925
	集输大队	薛剑锋	15666216660
检测地点	山东省滨州市		
检测类别	委托检测	检测目的	—
样品状态	环境空气：气袋、比色管； 有组织废气：采样头； 无组织废气：比色管、气袋； 地下水：聚乙烯瓶、棕色玻璃瓶，无色无味透明液体； 土壤：自封袋、棕色玻璃瓶。		
采/收样日期	2019.11.08-2019.11.15 2019.11.29-2019.11.30	检测日期	2019.11.08-2019.11.22 2019.12.02
监测项目	环境空气：非甲烷总烃、硫化氢； 有组织废气：颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度（林格曼黑度，级）； 无组织废气：非甲烷总烃、硫化氢； 地下水：pH、总硬度、溶解性总固体、挥发性酚类、石油类、硫酸盐、氯化物、氟化物、铁、锰、铜、砷、铬（六价）； 噪声； 土壤：pH、镉、汞、砷、铅、铜、镍、锌、铬、石油烃(C_{10}-C_{40})、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,对-二甲苯、邻-二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并(a)芘、苯并(a)蒽、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、䓛、二苯并(a,h)蒽、茚并(1,2,3-cd) 芘、萘。		

检测报告

	仪器名称	编号	型号
检测设备	气相色谱仪	ZB021-01	GC-2014C
	气相色谱仪	ZB021-02	GC-2014
	可见分光光度计	ZB114-01	721G
	全自动大气/颗粒物采样器	ZB001	MH1200
	智能综合采样器	ZB105	ADS-2062E
	紫外烟气分析仪	ZB009	MH3200
	电子天平	ZB054	EX125DZH
	全自动烟尘（气）测试仪	ZB002	YQ3000-C
	电子天平	ZB055	CP114
	便携式 pH 计	ZB094	PHB-4
	紫外可见分光光度计	ZB024	UV-1800
	离子色谱仪	ZB027	CIC-D120
	原子吸收分光光度计	ZB029	日立 ZA3000
	原子荧光分光光度计	ZB028	普析 PF52
	气相色谱-质谱联用仪	ZB023	GCMS-QP2020
	pH 计	ZB039	PHS-3E
解释与说明	环境空气、有组织废气、土壤检测结果低于检出限时，结果报告为“未检出”； 地下水检测结果低于检出限时，结果报告为方法的检出限值加标志位“L”； 土壤检测点位坐标： 1#：E118°12′7.27″ N37°15′2.01″；2#：E118°12′6.53″ N37°15′2.31″；3#：E118°12′5.82″ N37°15′2.29″；4#：E118°12′5.78″ N37°15′2.18″；5#：E118°12′5.09″ N37°15′2.22″；6#：E118°10′54.70″ N37°16′22.29″；7#：E118°10′54.89″ N37°16′22.43″；8#：E118°10′55.27″ N37°16′22.30″；9#：E118°10′55.67″ N37°16′22.77″；10#：E118°10′55.75″ N37°16′22.92″		

（本页以下空白）

检测报告

一、环境空气

（一）监测技术规范、依据

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
非甲烷总烃	气相色谱法	HJ 604-2017	0.07mg/m³
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	《空气和废气监测分析方法》国家环境保护总局 2003（第四版增补版）第三篇 第一章 十一（二）（B）	0.001mg/m³

（二）监测参数

采样日期	采样时间	气温（℃）	气压（KPa）	风速（m/s）	风向	总云	低云
2019.11.08	02:00	6.2	101.4	2.1	SW	——	——
	08:00	8.3	101.3	2.3	SW	3	0
	14:00	16.7	100.6	2.5	SW	2	0
	20:00	9.1	100.9	2.6	SW	——	——
2019.11.09	02:00	10.4	100.9	2.3	SW	——	——
	08:00	8.2	101.3	2.5	SW	1	0
	14:00	15.8	100.7	2.7	SW	3	0
	20:00	13.1	101.7	2.9	SW	——	——
2019.11.10	02:00	6.3	101.4	3.2	NW	——	——
	08:00	9.7	101.2	3.3	NW	2	0
	14:00	15.4	100.7	3.4	NW	1	0
	20:00	10.3	100.9	3.6	NW	——	——
2019.11.11	02:00	7.3	101.4	1.8	SE	——	——
	08:00	11.2	101.2	2.1	SE	3	0
	14:00	16.8	100.8	2.3	SE	1	0
	20:00	9.2	101.3	2.5	SE	——	——
2019.11.12	02:00	6.3	101.4	2.3	SW	——	——
	08:00	9.2	101.3	2.4	SW	5	1

检测报告

采样日期	采样时间	气温（℃）	气压（KPa）	风速(m/s)	风向	总云	低云
	14:00	21.3	100.6	2.5	SW	7	3
	20:00	12.4	101.2	2.6	SW	——	——
2019.11.13	02:00	3.2	101.6	2.7	NW	——	——
	08:00	6.5	101.4	2.7	NW	2	0
	14:00	15.4	100.9	2.8	NW	1	0
	20:00	8.6	101.3	3.2	NW	——	——
2019.11.14	02:00	4.6	101.6	2.1	SW	——	——
	08:00	9.2	101.4	2.3	SW	0	0
	14:00	15.3	100.9	2.4	SW	0	0
	20:00	10.2	101.2	2.7	SW	——	——

（本页以下空白）

检测报告

（三）监测结果

采样点位	采样日期	采样时间	样品编号	监测项目	
				非甲烷总烃 mg/m³	硫化氢 mg/m³
1#董家集村	2019.11.08	02:00	191106C01HK111	1.03	0.003
		08:00	191106C01HK112	1.24	0.002
		14:00	191106C01HK113	1.22	0.002
		20:00	191106C01HK114	1.07	未检出
	2019.11.09	02:00	191106C01HK121	1.10	0.003
		08:00	191106C01HK122	1.22	0.001
		14:00	191106C01HK123	1.15	0.003
		20:00	191106C01HK124	1.27	0.002
	2019.11.10	02:00	191106C01HK131	1.17	未检出
		08:00	191106C01HK132	1.23	0.003
		14:00	191106C01HK133	1.20	0.002
		20:00	191106C01HK134	1.28	0.002
	2019.11.11	02:00	191106C01HK141	0.94	0.002
		08:00	191106C01HK142	1.38	未检出
		14:00	191106C01HK143	1.12	0.003
		20:00	191106C01HK144	0.97	0.002
	2019.11.12	02:00	191106C01HK151	1.28	0.002
		08:00	191106C01HK152	1.19	0.002
		14:00	191106C01HK153	1.26	0.003
		20:00	191106C01HK154	1.34	0.002
	2019.11.13	02:00	191106C01HK161	1.25	0.004
		08:00	191106C01HK162	1.19	0.003
		14:00	191106C01HK163	1.36	0.003
		20:00	191106C01HK164	1.22	0.005
	2019.11.14	02:00	191106C01HK171	1.22	未检出
		08:00	191106C01HK172	1.45	0.003
		14:00	191106C01HK173	1.29	0.002
		20:00	191106C01HK174	1.16	0.002

检测报告

采样点位	采样日期	采样时间	样品编号	监测项目	
				非甲烷总烃 mg/m³	硫化氢 mg/m³
2#后陈家村	2019.11.08	02:00	191106C01HK211	1.02	0.003
		08:00	191106C01HK212	1.35	0.004
		14:00	191106C01HK213	0.98	0.002
		20:00	191106C01HK214	1.10	0.003
	2019.11.09	02:00	191106C01HK221	1.30	0.003
		08:00	191106C01HK222	1.26	未检出
		14:00	191106C01HK223	1.29	0.003
		20:00	191106C01HK224	1.31	0.002
	2019.11.10	02:00	191106C01HK231	1.10	0.002
		08:00	191106C01HK232	1.39	0.003
		14:00	191106C01HK233	1.08	0.003
		20:00	191106C01HK234	1.22	0.002
	2019.11.11	02:00	191106C01HK241	1.08	0.004
		08:00	191106C01HK242	1.27	0.003
		14:00	191106C01HK243	1.19	未检出
		20:00	191106C01HK244	1.01	0.005
	2019.11.12	02:00	191106C01HK251	1.34	0.003
		08:00	191106C01HK252	1.29	0.003
		14:00	191106C01HK253	1.36	0.003
		20:00	191106C01HK254	1.28	0.002
	2019.11.13	02:00	191106C01HK261	1.27	未检出
		08:00	191106C01HK262	1.35	0.002
		14:00	191106C01HK263	1.37	0.002
		20:00	191106C01HK264	1.26	0.003
	2019.11.14	02:00	191106C01HK271	1.17	0.003
		08:00	191106C01HK272	1.27	0.002
		14:00	191106C01HK273	1.24	0.003
		20:00	191106C01HK274	1.23	未检出

检测报告

采样点位	采样日期	采样时间	样品编号	监测项目	
				非甲烷总烃 mg/m³	硫化氢 mg/m³
3#旧镇村	2019.11.08	02:00	191106C01HK311	1.00	0.005
		08:00	191106C01HK312	1.17	未检出
		14:00	191106C01HK313	0.92	0.003
		20:00	191106C01HK314	1.19	0.002
	2019.11.09	02:00	191106C01HK321	1.16	0.002
		08:00	191106C01HK322	1.31	未检出
		14:00	191106C01HK323	1.13	0.003
		20:00	191106C01HK324	1.16	0.003
	2019.11.10	02:00	191106C01HK331	1.05	未检出
		08:00	191106C01HK332	1.32	0.001
		14:00	191106C01HK333	0.98	0.002
		20:00	191106C01HK334	1.25	0.003
	2019.11.11	02:00	191106C01HK341	1.06	0.002
		08:00	191106C01HK342	1.14	0.003
		14:00	191106C01HK343	0.94	0.002
		20:00	191106C01HK344	1.15	0.002
	2019.11.12	02:00	191106C01HK351	1.23	0.003
		08:00	191106C01HK352	1.33	0.002
		14:00	191106C01HK353	1.17	0.003
		20:00	191106C01HK354	1.26	0.002
	2019.11.13	02:00	191106C01HK361	1.32	0.003
		08:00	191106C01HK362	1.45	0.002
		14:00	191106C01HK363	1.29	0.003
		20:00	191106C01HK364	1.37	0.004
	2019.11.14	02:00	191106C01HK371	1.22	0.003
		08:00	191106C01HK372	1.23	0.003
		14:00	191106C01HK373	1.31	0.002
		20:00	191106C01HK374	1.18	0.003

检测报告

采样点位	采样日期	采样时间	样品编号	监测项目	
				非甲烷总烃 mg/m³	硫化氢 mg/m³
4#大孙村	2019.11.08	02:00	191106C01HK411	0.99	0.002
		08:00	191106C01HK412	1.17	0.002
		14:00	191106C01HK413	0.91	0.001
		20:00	191106C01HK414	1.25	0.003
	2019.11.09	02:00	191106C01HK421	1.13	0.002
		08:00	191106C01HK422	1.12	未检出
		14:00	191106C01HK423	1.07	0.003
		20:00	191106C01HK424	1.32	0.002
	2019.11.10	02:00	191106C01HK431	1.09	0.001
		08:00	191106C01HK432	1.20	未检出
		14:00	191106C01HK433	0.97	0.003
		20:00	191106C01HK434	1.25	0.001
	2019.11.11	02:00	191106C01HK441	1.14	0.002
		08:00	191106C01HK442	1.12	0.003
		14:00	191106C01HK443	0.97	0.003
		20:00	191106C01HK444	1.18	0.002
	2019.11.12	02:00	191106C01HK451	1.30	0.003
		08:00	191106C01HK452	1.26	0.002
		14:00	191106C01HK453	1.35	0.003
		20:00	191106C01HK454	1.18	0.002
	2019.11.13	02:00	191106C01HK461	1.28	0.003
		08:00	191106C01HK462	1.39	0.002
		14:00	191106C01HK463	1.26	0.003
		20:00	191106C01HK464	1.32	0.002
	2019.11.14	02:00	191106C01HK471	1.37	0.003
		08:00	191106C01HK472	1.29	0.002
		14:00	191106C01HK473	1.23	0.003
		20:00	191106C01HK474	1.26	0.002

检测报告

采样点位	采样日期	采样时间	样品编号	监测项目	
				非甲烷总烃 mg/m³	硫化氢 mg/m³
5#王孙村	2019.11.08	02:00	191106C01HK511	1.31	未检出
		08:00	191106C01HK512	1.24	0.003
		14:00	191106C01HK513	1.21	0.002
		20:00	191106C01HK514	1.03	0.002
	2019.11.09	02:00	191106C01HK521	1.03	未检出
		08:00	191106C01HK522	1.20	0.002
		14:00	191106C01HK523	1.06	0.003
		20:00	191106C01HK524	1.31	0.002
	2019.11.10	02:00	191106C01HK531	1.16	0.004
		08:00	191106C01HK532	1.38	0.002
		14:00	191106C01HK533	1.27	0.003
		20:00	191106C01HK534	1.18	0.002
	2019.11.11	02:00	191106C01HK541	1.07	0.003
		08:00	191106C01HK542	1.26	0.002
		14:00	191106C01HK543	1.02	0.003
		20:00	191106C01HK544	1.17	0.003
	2019.11.12	02:00	191106C01HK551	1.31	0.002
		08:00	191106C01HK552	1.38	0.002
		14:00	191106C01HK553	1.34	0.001
		20:00	191106C01HK554	1.41	0.003
	2019.11.13	02:00	191106C01HK561	1.31	0.002
		08:00	191106C01HK562	1.33	未检出
		14:00	191106C01HK563	1.17	0.003
		20:00	191106C01HK564	1.23	未检出
	2019.11.14	02:00	191106C01HK571	1.18	0.003
		08:00	191106C01HK572	1.31	未检出
		14:00	191106C01HK573	1.29	0.003
		20:00	191106C01HK574	1.27	0.002

检测报告

采样点位	采样日期	采样时间	样品编号	监测项目	
				非甲烷总烃 mg/m³	硫化氢 mg/m³
6#曹家村	2019.11.08	02:00	191106C01HK611	1.14	0.004
		08:00	191106C01HK612	1.15	0.003
		14:00	191106C01HK613	1.13	未检出
		20:00	191106C01HK614	1.22	0.002
	2019.11.09	02:00	191106C01HK621	1.17	未检出
		08:00	191106C01HK622	1.13	0.004
		14:00	191106C01HK623	1.10	0.005
		20:00	191106C01HK624	1.17	0.003
	2019.11.10	02:00	191106C01HK631	1.14	0.003
		08:00	191106C01HK632	1.26	0.002
		14:00	191106C01HK633	1.30	0.003
		20:00	191106C01HK634	1.24	0.002
	2019.11.11	02:00	191106C01HK641	0.98	0.003
		08:00	191106C01HK642	1.19	0.002
		14:00	191106C01HK643	1.31	0.004
		20:00	191106C01HK644	1.16	0.004
	2019.11.12	02:00	191106C01HK651	1.32	0.003
		08:00	191106C01HK652	1.44	0.002
		14:00	191106C01HK653	1.40	0.003
		20:00	191106C01HK654	1.38	未检出
	2019.11.13	02:00	191106C01HK661	1.37	未检出
		08:00	191106C01HK662	1.19	0.003
		14:00	191106C01HK663	1.39	0.003
		20:00	191106C01HK664	1.18	0.002
	2019.11.14	02:00	191106C01HK671	1.26	0.002
		08:00	191106C01HK672	1.32	0.002
		14:00	191106C01HK673	1.29	0.003
		20:00	191106C01HK674	1.19	未检出

检测报告

采样点位	采样日期	采样时间	样品编号	监测项目	
				非甲烷总烃 mg/m³	硫化氢 mg/m³
7#桥子村	2019.11.08	02:00	191106C01HK711	1.13	0.004
		08:00	191106C01HK712	1.10	0.002
		14:00	191106C01HK713	1.31	0.003
		20:00	191106C01HK714	1.23	未检出
	2019.11.09	02:00	191106C01HK721	1.22	未检出
		08:00	191106C01HK722	1.16	0.003
		14:00	191106C01HK723	1.12	0.002
		20:00	191106C01HK724	1.24	0.003
	2019.11.10	02:00	191106C01HK731	1.26	0.002
		08:00	191106C01HK732	1.19	0.002
		14:00	191106C01HK733	1.42	0.003
		20:00	191106C01HK734	1.39	0.003
	2019.11.11	02:00	191106C01HK741	1.00	0.002
		08:00	191106C01HK742	1.05	0.002
		14:00	191106C01HK743	1.38	0.003
		20:00	191106C01HK744	1.34	0.003
	2019.11.12	02:00	191106C01HK751	1.30	未检出
		08:00	191106C01HK752	1.28	0.002
		14:00	191106C01HK753	1.32	0.003
		20:00	191106C01HK754	1.39	0.002
	2019.11.13	02:00	191106C01HK761	1.29	未检出
		08:00	191106C01HK762	1.32	0.004
		14:00	191106C01HK763	1.14	0.002
		20:00	191106C01HK764	1.10	0.002
	2019.11.14	02:00	191106C01HK771	1.18	0.003
		08:00	191106C01HK772	1.32	0.002
		14:00	191106C01HK773	1.29	0.004
		20:00	191106C01HK774	1.22	0.003
结论	不予判定				

检测报告

二、有组织废气

（一）监测技术规范、依据

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
颗粒物	重量法	HJ 836-2017	1.0mg/m³
二氧化硫	紫外吸收法	DB37/T 2705-2015	2mg/m³
氮氧化物	紫外吸收法	DB37/T 2704-2015	2mg/m³
烟气黑度	林格曼烟气黑度图法	HJ/T 398-2007	——

（二） 监测参数

采样点位	采样日期	采样时间	烟气温度(℃)	标干流量(m³/h)	含氧量（%）	烟筒高度（m）	烟筒内径（m）
梁 118-斜 1 等 5 井井场	2019.11.12	07:46-09:30	81	90	15.8	10	0.15
		11:12-12:45	86	93	15.4		
		16:10-17:48	83	90	15.1		
	2019.11.13	07:55-09:20	84	81	15.2		
		11:03-12:38	82	83	15.7		
		16:02-17:31	87	90	15.8		
通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场	2019.11.14	07:51-09:23	74	159	13.6	10	0.15
		11:11-12:41	79	167	13.5		
		16:03-17:42	73	180	13.0		
	2019.11.15	08:03-09:21	76	189	13.7		
		11:04-12:37	79	162	13.5		
		16:19-17:52	72	171	13.2		
纯 92-斜 79/斜 80 井场	2019.11.14	09:46-11:07	62	82	16.4	10	0.15
		13:03-14:20	67	75	16.7		
		18:04-19:21	69	85	16.0		
	2019.11.15	09:38-11:16	66	86	16.4		
		13:08-14:31	65	96	16.6		
		18:09-19:34	68	76	16.7		

检测报告

采样点位	采样日期	采样时间	烟气温度(℃)	标干流量(m^3/h)	含氧量（%）	烟筒高度（m）	烟筒内径（m）
小营接转站	2019.11.29	10:01-11:02	107	846	13.9	10	0.45
		13:13-14:14	106	691	13.5		
		16:25-17:28	102	933	13.7		
	2019.11.30	10:02-11:04	103	895	13.1		
		13:16-14:18	110	953	13.5		
		16:24-17:26	109	882	13.2		

（本页以下空白）

检测报告

(三) 监测结果

采样点位	采样日期	采样时间	样品编号	监测项目	监测结果		
					浓度 mg/m³	折算浓度 mg/m³	速率 kg/h
梁118-斜1等5井井场	2019.11.12	07:46-09:30	191106C01YZ111	颗粒物	1.4	4.7	1.26×10^{-4}
		11:12-12:45	191106C01YZ112		2.8	8.8	2.60×10^{-4}
		16:10-17:48	191106C01YZ113		1.9	5.6	1.71×10^{-4}
		07:46-09:30	——	二氧化硫	未检出	未检出	未检出
		11:12-12:45	——		未检出	未检出	未检出
		16:10-17:48	——		未检出	未检出	未检出
		07:46-09:30	——	氮氧化物	20	67	1.80×10^{-3}
		11:12-12:45	——		22	69	2.05×10^{-3}
		16:10-17:48	——		25	74	2.25×10^{-3}
		07:46-09:30	——	烟气黑度	<1 级	——	——
		11:12-12:45	——		<1 级	——	——
		16:10-17:48	——		<1 级	——	——
	2019.11.13	07:55-09:20	191106C01YZ121	颗粒物	1.3	3.9	1.05×10^{-4}
		11:03-12:38	191106C01YZ122		2.2	7.3	1.83×10^{-4}
		16:02-17:31	191106C01YZ123		2.1	7.1	1.89×10^{-4}
		07:55-09:20	——	二氧化硫	未检出	未检出	未检出
		11:03-12:38	——		未检出	未检出	未检出
		16:02-17:31	——		未检出	未检出	未检出
		07:55-09:20	——	氮氧化物	24	72	1.94×10^{-3}
		11:03-12:38	——		22	73	1.83×10^{-3}
		16:02-17:31	——		21	71	1.89×10^{-3}
		07:55-09:20	——	烟气黑度	<1 级	——	——
		11:03-12:38	——		<1 级	——	——
		16:02-17:31	——		<1 级	——	——

检测报告

采样点位	采样日期	采样时间	样品编号	监测项目	监测结果		
					浓度 mg/m³	折算浓度 mg/m³	速率 kg/h
通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场	2019.11.14	07:51-09:23	191106C01YZ311	颗粒物	4.0	9.5	6.36×10^{-4}
		11:11-12:41	191106C01YZ312		3.7	8.6	6.18×10^{-4}
		16:03-17:42	191106C01YZ313		3.9	8.5	7.02×10^{-4}
		07:51-09:23	——	二氧化硫	未检出	未检出	未检出
		11:11-12:41	——		未检出	未检出	未检出
		16:03-17:42	——		未检出	未检出	未检出
		07:51-09:23	——	氮氧化物	13	31	2.07×10^{-3}
		11:11-12:41	——		15	35	2.51×10^{-3}
		16:03-17:42	——		12	26	2.16×10^{-3}
		07:51-09:23	——	烟气黑度	<1 级	——	——
		11:11-12:41	——		<1 级	——	——
		16:03-17:42	——		<1 级	——	——
	2019.11.15	08:03-09:21	191106C01YZ321	颗粒物	3.3	7.9	6.24×10^{-4}
		11:04-12:37	191106C01YZ322		4.0	9.3	6.48×10^{-4}
		16:19-17:52	191106C01YZ323		3.9	8.8	6.67×10^{-4}
		08:03-09:21	——	二氧化硫	未检出	未检出	未检出
		11:04-12:37	——		未检出	未检出	未检出
		16:19-17:52	——		未检出	未检出	未检出
		08:03-09:21	——	氮氧化物	11	26	2.08×10^{-3}
		11:04-12:37	——		14	33	2.27×10^{-3}
		16:19-17:52	——		13	29	2.22×10^{-3}
		08:03-09:21	——	烟气黑度	<1 级	——	——
		11:04-12:37	——		<1 级	——	——
		16:19-17:52	——		<1 级	——	——

检测报告

采样点位	采样日期	采样时间	样品编号	监测项目	监测结果		
					浓度 mg/m³	折算浓度 mg/m³	速率 kg/h
纯 92-斜 79/斜 80 井场	2019.11.14	09:46-11:07	191106C01YZ411	颗粒物	1.3	4.9	1.07×10^{-4}
		13:03-14:20	191106C01YZ412		1.9	7.7	1.43×10^{-4}
		18:04-19:21	191106C01YZ413		2.2	7.7	1.87×10^{-4}
		09:46-11:07	——	二氧化硫	未检出	未检出	未检出
		13:03-14:20	——		未检出	未检出	未检出
		18:04-19:21	——		未检出	未检出	未检出
		09:46-11:07	——	氮氧化物	9	34	7.38×10^{-4}
		13:03-14:20	——		12	49	9.00×10^{-4}
		18:04-19:21	——		8	28	6.80×10^{-4}
		09:46-11:07	——	烟气黑度	<1 级	——	——
		13:03-14:20	——		<1 级	——	——
		18:04-19:21	——		<1 级	——	——
	2019.11.15	09:38-11:16	191106C01YZ421	颗粒物	1.8	6.8	1.55×10^{-4}
		13:08-14:31	191106C01YZ422		2.9	11.5	2.78×10^{-4}
		18:09-19:34	191106C01YZ423		1.6	6.5	1.22×10^{-4}
		09:38-11:16	——	二氧化硫	未检出	未检出	未检出
		13:08-14:31	——		未检出	未检出	未检出
		18:09-19:34	——		未检出	未检出	未检出
		09:38-11:16	——	氮氧化物	9	34	7.74×10^{-4}
		13:08-14:31	——		10	40	9.60×10^{-4}
		18:09-19:34	——		11	45	8.36×10^{-4}
		09:38-11:16	——	烟气黑度	<1 级	——	——
		13:08-14:31	——		<1 级	——	——
		18:09-19:34	——		<1 级	——	——

检测报告

采样点位	采样日期	采样时间	样品编号	监测项目	监测结果		
					浓度 mg/m³	折算浓度 mg/m³	速率 kg/h
小营接转站	2019.11.29	10:01-11:02	191106C01YZ511	颗粒物	4.0	9.9	3.38×10^{-3}
		13:13-14:14	191106C01YZ512		3.5	8.2	2.42×10^{-3}
		16:25-17:28	191106C01YZ513		3.9	9.3	3.64×10^{-3}
		10:01-11:02	——	二氧化硫	未检出	未检出	未检出
		13:13-14:14	——		未检出	未检出	未检出
		16:25-17:28	——		未检出	未检出	未检出
		10:01-11:02	——	氮氧化物	40	99	0.0338
		13:13-14:14	——		37	86	0.0256
		16:25-17:28	——		39	93	0.0364
		10:01-11:02	——	烟气黑度	<1 级	——	——
		13:13-14:14	——		<1 级	——	——
		16:25-17:28	——		<1 级	——	——
	2019.11.30	10:02-11:04	191106C01YZ521	颗粒物	3.5	7.8	3.13×10^{-3}
		13:16-14:18	191106C01YZ522		4.1	9.6	3.91×10^{-3}
		16:24-17:26	191106C01YZ523		3.9	8.8	3.44×10^{-3}
		10:02-11:04	——	二氧化硫	未检出	未检出	未检出
		13:16-14:18	——		未检出	未检出	未检出
		16:24-17:26	——		未检出	未检出	未检出
		10:02-11:04	——	氮氧化物	44	97	0.0394
		13:16-14:18	——		39	91	0.0372
		16:24-17:26	——		42	94	0.0370
		10:02-11:04	——	烟气黑度	<1 级	——	——
		13:16-14:18	——		<1 级	——	——
		16:24-17:26	——		<1 级	——	——
结论	不予判定						

（本页以下空白）

检测报告

三、无组织废气

（一）监测技术规范、依据

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
非甲烷总烃	直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017	0.07mg/m³
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	《空气和废气监测分析方法》国家环境保护总局 2003（第四版增补版）第三篇 第一章 十一（二）（B）	0.001mg/m³

(二) 监测参数

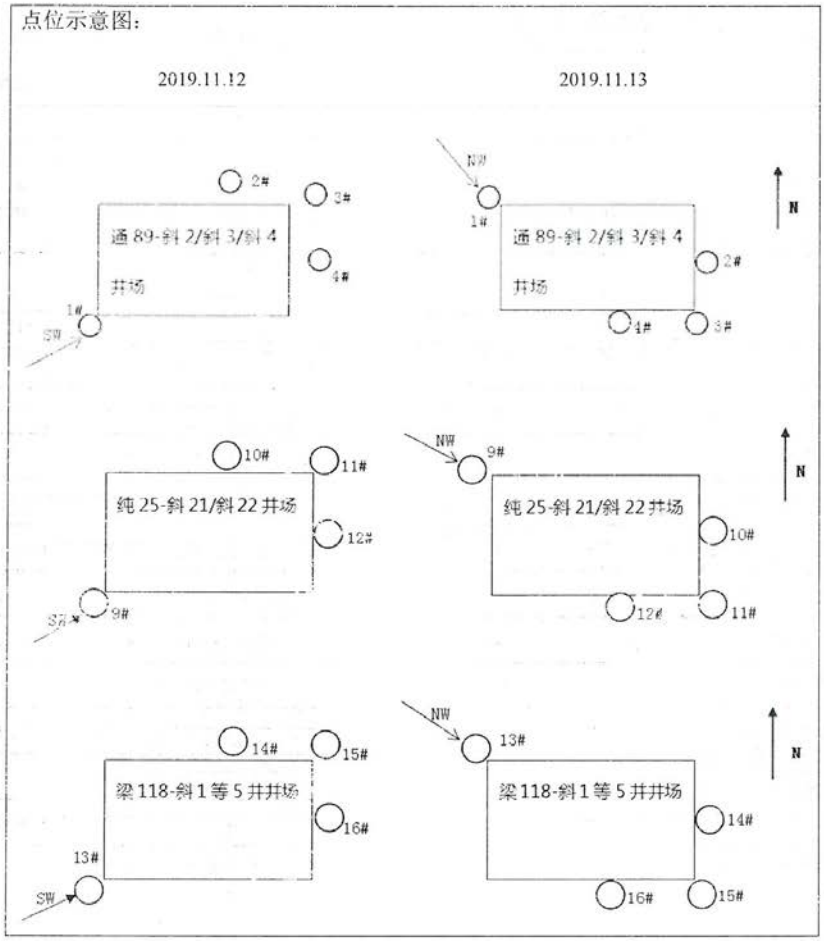
采样日期	采样时间	气温（℃）	气压（KPa）	风速（m/s）	风向	总云	低云
2019.11.12	09:00	10.3	101.4	2.3	SW	5	1
	10:00	12.6	101.4	2.7	SW	5	1
	12:00	16.7	101.3	2.8	SW	5	1
	13:00	18.2	101.3	2.4	SW	5	1
	16:00	14.4	101.2	2.8	SW	6	2
	17:00	10.4	101.2	2.6	SW	6	2
2019.11.13	09:00	7.4	101.6	2.4	NW	2	0
	10:00	10.1	101.6	2.1	NW	2	0
	12:00	12.4	101.4	3.9	NW	1	0
	13:00	13.7	101.4	3.4	NW	1	0
	16:00	11.8	100.9	2.5	NW	1	0
	17:00	10.5	100.9	2.7	NW	1	0

（本页以下空白）

检测报告

(三)监测点位示意图

点位示意图：



检测报告

(四) 监测结果

采样点位	采样日期	采样时间	样品编号	监测项目	
				硫化氢 mg/m³	非甲烷总烃 mg/m³
1#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场上风向	2019.11.12	09:00	191106C01WZ111	0.002	1.17
		13:00	191106C01WZ112	0.002	1.43
		17:00	191106C01WZ113	0.004	1.30
	2019.11.13	09:00	191106C01WZ121	0.001	1.21
		13:00	191106C01WZ122	0.003	1.36
		17:00	191106C01WZ123	0.002	1.32
2#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场下风向	2019.11.12	09:00	191106C01WZ211	0.004	1.76
		13:00	191106C01WZ212	0.005	1.64
		17:00	191106C01WZ213	0.010	1.47
	2019.11.13	09:00	191106C01WZ221	0.006	1.51
		13:00	191106C01WZ222	0.007	1.43
		17:00	191106C01WZ223	0.006	1.41
3#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场下风向	2019.11.12	09:00	191106C01WZ311	0.003	1.96
		13:00	191106C01WZ312	0.012	1.78
		17:00	191106C01WZ313	0.004	1.91
	2019.11.13	09:00	191106C01WZ321	0.005	1.85
		13:00	191106C01WZ322	0.004	1.56
		17:00	191106C01WZ323	0.004	1.74
4#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场下风向	2019.11.12	09:00	191106C01WZ411	0.011	1.66
		13:00	191106C01WZ412	0.006	1.74
		17:00	191106C01WZ413	0.007	1.52
	2019.11.13	09:00	191106C01WZ421	0.007	1.62
		13:00	191106C01WZ422	0.005	1.51
		17:00	191106C01WZ423	0.005	1.44

检测报告

采样点位	采样日期	采样时间	样品编号	监测项目	
				硫化氢 mg/m³	非甲烷总烃 mg/m³
9#纯 25-斜 21/斜 22 井场上风向	2019.11.12	10:00	191106C01WZ911	0.002	1.66
		12:00	191106C01WZ912	0.002	1.55
		16:00	191106C01WZ913	0.003	1.21
	2019.11.13	10:00	191106C01WZ921	0.001	1.53
		12:00	191106C01WZ922	0.003	1.47
		16:00	191106C01WZ923	0.002	1.38
10#纯 25-斜 21/斜 22 井场下风向	2019.11.12	10:00	191106C01WZ(10)11	0.007	1.76
		12:00	191106C01WZ(10)12	0.006	1.81
		16:00	191106C01WZ(10)13	0.007	1.79
	2019.11.13	10:00	191106C01WZ(10)21	0.006	1.54
		12:00	191106C01WZ(10)22	0.007	1.69
		16:00	191106C01WZ(10)23	0.006	1.64
11#纯 25-斜 21/斜 22 井场下风向	2019.11.12	10:00	191106C01WZ(11)11	0.006	1.94
		12:00	191106C01WZ(11)12	0.003	1.96
		16:00	191106C01WZ(11)13	0.004	1.86
	2019.11.13	10:00	191106C01WZ(11)21	0.005	1.90
		12:00	191106C01WZ(11)22	0.006	1.97
		16:00	191106C01WZ(11)23	0.005	1.89
12#纯 25-斜 21/斜 22 井场下风向	2019.11.12	10:00	191106C01WZ(12)11	0.006	1.93
		12:00	191106C01WZ(12)12	0.006	1.78
		16:00	191106C01WZ(12)13	0.005	1.69
	2019.11.13	10:00	191106C01WZ(12)21	0.005	1.76
		12:00	191106C01WZ(12)22	0.007	1.82
		16:00	191106C01WZ(12)23	0.005	1.80

检测报告

采样点位	采样日期	采样时间	样品编号	监测项目	
				硫化氢 mg/m³	非甲烷总烃 mg/m³
13#梁 118-斜 1 等 5 井井场上风向	2019.11.12	10:00	191106C01WZ(13)11	0.002	1.37
		12:00	191106C01WZ(13)12	0.002	1.39
		16:00	191106C01WZ(13)13	0.001	1.46
	2019.11.13	10:00	191106C01WZ(13)21	0.002	1.28
		12:00	191106C01WZ(13)22	0.002	1.46
		16:00	191106C01WZ(13)23	0.003	1.58
14#梁 118-斜 1 等 5 井井场下风向	2019.11.12	10:00	191106C01WZ(13)11	0.005	1.66
		12:00	191106C01WZ(13)12	0.009	1.59
		16:00	191106C01WZ(13)13	0.005	1.87
	2019.11.13	10:00	191106C01WZ(13)21	0.005	1.60
		12:00	191106C01WZ(13)22	0.005	1.72
		16:00	191106C01WZ(13)23	0.004	1.83
15#梁 118-斜 1 等 5 井井场下风向	2019.11.12	10:00	191106C01WZ(13)11	0.010	1.72
		12:00	191106C01WZ(13)12	0.006	1.94
		16:00	191106C01WZ(13)13	0.003	1.79
	2019.11.13	10:00	191106C01WZ(13)21	0.006	1.80
		12:00	191106C01WZ(13)22	0.005	1.90
		16:00	191106C01WZ(13)23	0.005	1.81
16#梁 118-斜 1 等 5 井井场下风向	2019.11.12	10:00	191106C01WZ(13)11	0.007	1.56
		12:00	191106C01WZ(13)12	0.008	1.72
		16:00	191106C01WZ(13)13	0.011	1.84
	2019.11.13	10:00	191106C01WZ(13)21	0.007	1.71
		12:00	191106C01WZ(13)22	0.006	1.68
		16:00	191106C01WZ(13)23	0.006	1.66
结论	不予判定				

（本页以下空白）

检测报告

四、地下水

（一）监测技术规范、依据

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
pH	玻璃电极法	GB/T 5750.4-2006（5.1）	范围 2-11
总硬度	乙二胺四乙酸二钠滴定法	GB/T 5750.4-2006（7.1）	1.0mg/L
溶解性总固体	称量法	GB/T 5750.4-2006（8.1）	4mg/L
挥发性酚类	4-氨基安替吡林三氯甲烷萃取分光光度法	GB/T 5750.4-2006（9.1）	0.002mg/L
石油类	紫外分光光度法	HJ 970-2018	0.01mg/L
硫酸盐	离子色谱法	GB/T 5750.5-2006（1.2）	0.75mg/L
氯化物	离子色谱法	GB/T 5750.5-2006（2.2）	0.15mg/L
氯化物	碱性高锰酸钾滴定法	GB/T 5750.7-2006（1.2）	0.05mg/L
氟化物	离子色谱法	GB/T 5750.5-2006（3.2）	0.1mg/L
铁	原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2006（2.1）	0.05mg/L
锰	原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2006（3.1）	0.03mg/L
铜	无火焰原子吸收分光光度法	GB/T 5750.6-2006（4.1）	0.005mg/L
砷	原子荧光法	HJ 694-2014	0.3μg/L
铬（六价）	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 5750.6-2006（10.1）	0.004mg/L

（本页以下空白）

（二）监测结果

采样点位	采样日期	采样时间	样品编号	监测项目					
				pH	总硬度 mg/L	溶解性总固体 mg/L	挥发性酚类 mg/L	石油类 mg/L	硫酸盐 mg/L
1#十里堡村	2019.11.08	09:03	191106C01DX111	7.92	315	726	0.002L	0.01L	110
2#刘公林村		09:25	191106C01DX211	7.31	507	936	0.002L	0.01L	94.7
3#张家庄村		10:11	191106C01DX311	7.92	315	726	0.002L	0.01L	110
4#窑洼村		10:30	191106C01DX411	7.31	507	936	0.002L	0.01L	94.7
5#赤官村		13:08	191106C01DX511	7.12	1.22×10^3	3.07×10^3	0.002L	0.01L	761
6#纪刘村		13:29	191106C01DX611	7.30	746	2.86×10^3	0.002L	0.01L	649
7#赵家村		14:32	191106C01DX711	7.29	1.96×10^3	4.16×10^3	0.002L	0.01L	1.13×10^3
8#东田村		14:49	191106C01DX811	8.34	39.4	512	0.002L	0.01L	59.1

（本页以下空白）

检测报告

采样点位	采样日期	采样时间	样品编号	监测项目						
				氯化物 mg/L	氟化物 mg/L	铁 mg/L	锰 mg/L	铜 mg/L	砷 μg/L	铬（六价） mg/L
1#十里堡村	2019.11.08	09:03	191106C01DX111	103	0.5	0.15	0.30	0.005L	0.3L	0.004L
2#刘公林村		09:25	191106C01DX211	145	0.4	0.05L	0.47	0.005L	0.3L	0.004L
3#张家庄村		10:11	191106C01DX311	145	0.4	0.05L	0.47	0.005L	0.3L	0.004L
4#窑洼村		10:30	191106C01DX411	960	0.7	0.05L	0.50	0.005L	0.3L	0.004L
5#赤官村		13:08	191106C01DX511	827	0.3	0.05L	0.34	0.005L	1.9	0.004L
6#纪刘村		13:29	191106C01DX611	728	0.5	0.15	0.44	0.005L	1.9	0.004L
7#赵家村		14:32	191106C01DX711	1.18×103	0.3	0.05L	0.03L	0.005L	0.7	0.004L
8#东田村		14:49	191106C01DX811	24.2	2.1	0.05L	0.03L	0.005L	0.9	0.004L

（本页以下空白）

（三）监测参数

采样点位	采样日期	采样时间	水温（℃）	井深（m）	地下水埋深（m）	水位（m）
1#十里堡村	2019.11.08	09:03	15.0	8.00	4.00	8.00
2#刘公林村		09:25	16.8	8.50	6.00	5.00
3#张家庄村		10:11	16.6	10.00	7.00	8.00
4#窑洼村		10:30	17.0	10.00	8.00	2.30
5#潘家村		09:38	17.2	9.00	7.00	6.00
6#赤官村	2019.11.08	13:08	19.0	5.00	2.00	-0.80
7#纪刘村		13:29	16.4	6.00	5.00	3.00
8#赵家村		14:32	19.0	7.00	4.00	-0.60
9#东田村		14:49	18.2	200.00	15.00	-7.00
10#旧镇村		10:53	16.2	12.00	8.00	7.00
11#苏家村		11:26	16.8	9.00	7.00	8.00
12#和睦张村		09:56	17.8	11.00	8.00	4.00
13#蔡家村		13:47	16.6	8.00	6.00	4.00
14#阎田村		14:10	16.2	8.00	8.00	7.00
15#官王村		15:08	17.2	12.00	8.00	7.00
16#聚合村		15:27	17.4	10.00	8.00	7.00

（本页以下空白）

五、噪声

（一）监测技术规范、依据

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
噪声	声环境质量标准	GB 3096-2008	——
噪声	工业企业厂界环境噪声排放标准	GB 12348-2008	——

(二) 监测结果

监测日期	监测点位		监测时间	主要声源	噪声 L_{eq}[dB(A)]
2019.11.09	1#官阎村		08:02-08:12	环境	40.3
			22:02-22:12	环境	39.5
	2#注魏村		08:41-08:51	环境	41.8
			22:43-22:53	环境	40.6
	3#赤尹村		09:13-09:23	环境	40.4
			23:09-23:19	环境	39.7
	4#西河西村		09:46-09:56	环境	44.7
			23:37-23:47	环境	42.1
2019.11.09	通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场	5#东厂界	10:24-10:34	生产	49.7
			23:58-00:08	生产	44.1
		6#南厂界	10:39-10:49	生产	44.4
			00:11-00:21	生产	41.9
		7#西厂界	10:53-11:03	生产	43.4
			00:25-00:35	生产	40.6
		8#北厂界	11:06-11:16	生产	49.3
2019.11.10			00:38-00:48	生产	45.8
2019.11.09	梁 118-斜 1 等 5 井场	9#东厂界	13:13-13:23	生产	52.9
2019.11.10			01:05-01:15	生产	43.6
2019.11.09		10#南厂界	13:26-13:36	生产	58.4
2019.11.10			01:18-01:18	生产	45.6
2019.11.09		11#西厂界	13:40-13:50	生产	45.2
2019.11.10			01:22-01:32	生产	42.1

检测报告

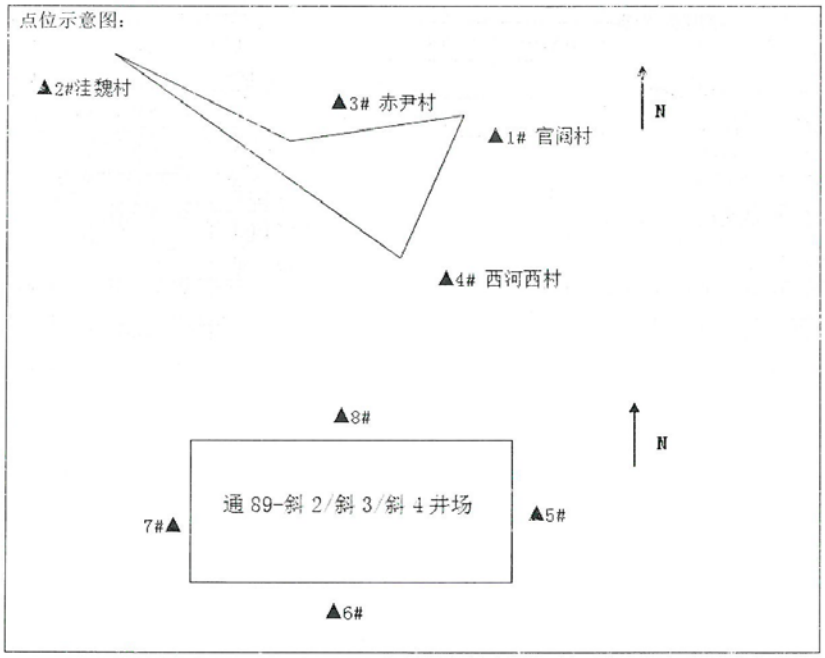
监测日期	监测点位		监测时间	主要声源	噪声 L_{eq}[dB(A)]
2019.11.09	纯 12-斜 63/斜 67 井场	12#北厂界	13:53-14:03	生产	59.3
2019.11.10			01:35-01:45	生产	47.6
2019.11.09		13#东厂界	15:09-15:19	生产	41.1
2019.11.10			02:07-02:17	生产	40.3
2019.11.09		14#南厂界	15:23-15:33	生产	41.2
2019.11.10			02:21-02:31	生产	38.4
2019.11.09		15#西厂界	15:39-15:49	生产	40.5
2019.11.10			02:36-02:46	生产	39.6
2019.11.09		16#北厂界	15:54-16:04	生产	41.9
2019.11.10			02:50-03:00	生产	38.4
2019.11.10	1#官阎村		09:03-09:13	环境	41.2
			22:04-22:14	环境	40.6
	2#洼魏村		09:38-09:48	环境	42.3
			22:37-22:47	环境	39.3
	3#赤尹村		10:06-10:16	环境	42.6
			23:05-23:15	环境	40.8
	4#西河西村		10:40-10:50	环境	43.2
			23:36-23:46	环境	41.7
	通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场	5#东厂界	11:33-11:43	生产	48.3
2019.11.11			00:13-00:23	生产	43.2
2019.11.10		6#南厂界	11:47-11:57	生产	46.7
2019.11.11			00:27-00:37	生产	41.3
2019.11.10		7#西厂界	12:02-12:12	生产	44.3
2019.11.11			00:39-00:49	生产	42.9
2019.11.10		8#北厂界	12:16-12:26	生产	46.9
2019.11.11			00:53-01:03	生产	42.5
2019.11.10	梁 118-斜 1 等 5 井场	9#东厂界	13:50-14:00	生产	51.3
2019.11.11			01:28-01:38	生产	45.3
2019.11.10		10#南厂界	14:05-14:15	生产	55.6
2019.11.11			01:41-01:51	生产	46.1
2019.11.10		11#西厂界	14:18-14:28	生产	46.3

检测报告

监测日期	监测点位		监测时间	主要声源	噪声 L_{eq}[dB(A)]
2019.11.11			01:54-02:04	生产	43.7
2019.11.10		12#北厂界	14:31-14:41	生产	57.6
2019.11.11			02:06-02:16	生产	46.8
2019.11.10	纯 12-斜 63/斜 67 井场	13#东厂界	15:23-15:33	生产	42.2
2019.11.11			02:43-02:53	生产	41.2
2019.11.10		14#南厂界	15:36-15:46	生产	40.1
2019.11.11			02:56-03:06	生产	39.8
2019.11.10		15#西厂界	15:50-16:00	生产	39.9
2019.11.11			03:09-03:19	生产	38.6
2019.11.10		16#北厂界	16:03-16:13	生产	40.2
2019.11.11			03:24-03:34	生产	39.4
结论	不予判定				

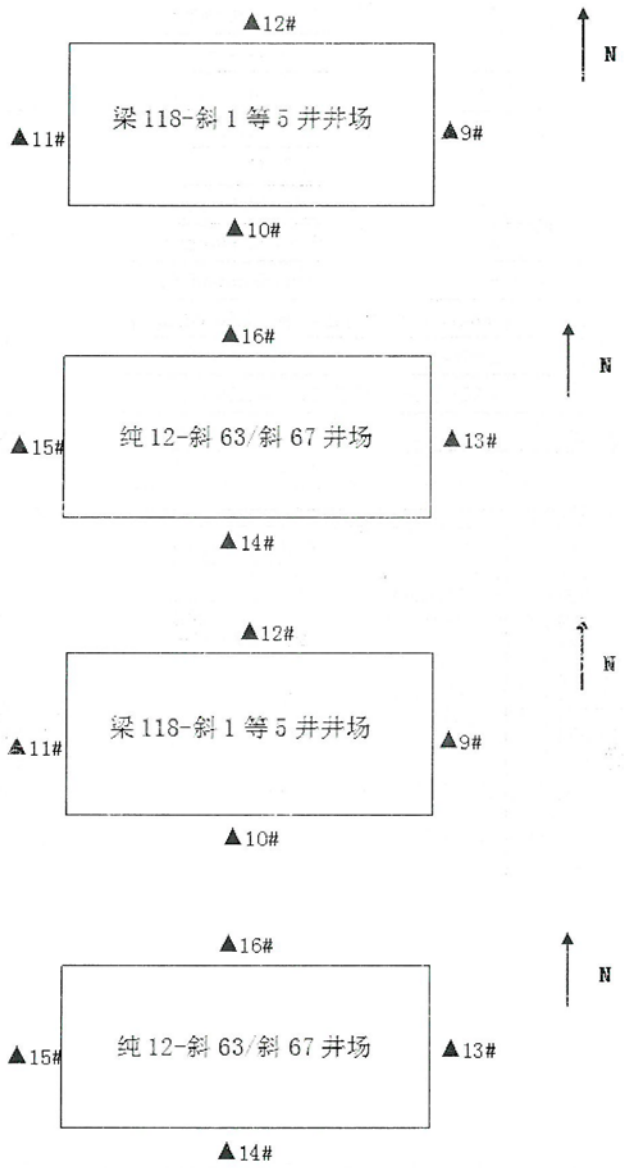
（三）监测点位示意图

点位示意图：



检测报告

点位示意图：


▲12#
N
梁 118-斜 1 等 5 井井场
▲11#
▲9#
▲10#
▲16#
N
纯 12-斜 63/斜 67 井场
▲15#
▲13#
▲14#
▲12#
N
梁 118-斜 1 等 5 井井场
▲11#
▲9#
▲10#
▲16#
N
纯 12-斜 63/斜 67 井场
▲15#
▲13#
▲14#

（四）监测参数

监测日期	监测时间	天气	风速(m/s)	风向
2019.11.09	昼间	多云	2.3	SW
	夜间	多云	2.6	SW
2019.11.10	昼间	晴	2.8	NW
	夜间	晴	3.2	NW

七、土壤

（一）监测技术规范、依据

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
pH	电位法	HJ 962-2018	范围 2-12
镉	KI-MIBK 萃取火焰原子吸收分光光度法	GB/T 17140-1997	0.05mg/kg
汞	原子荧光法	GB/T 22105.1-2008	0.002mg/kg
砷	原子荧光法	GB/T 22105.2-2008	0.01mg/kg
铅	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	10mg/kg
铜	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	1mg/kg
镍	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	3mg/kg
铬	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	4mg/kg
锌	火焰原子吸收分光光度法	HJ 491-2019	1mg/kg
石油烃（C_{10}-C_{40}）	气相色谱法	HJ 1021-2019	6mg/kg
四氯化碳	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
氯仿	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.1μg/kg
氯甲烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.0μg/kg
1,1-二氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg

检测报告

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
1,2-二氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
1,1-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.0μg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
反-1,2-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.4μg/kg
二氯甲烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.5μg/kg
1,2-二氯丙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.1μg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
四氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.4μg/kg
1,1,1-三氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
1,1,2-三氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
三氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
1,2,3-三氯丙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.0μg/kg
苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.9μg/kg
氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
1,2-二氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.5μg/kg
1,4-二氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.5μg/kg
乙苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
苯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.1μg/kg

检测报告

分析项目	分析方法	方法依据	检出限
甲苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.3μg/kg
间,对-二甲苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
邻-二甲苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	1.2μg/kg
硝基苯	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.09mg/kg
苯胺	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
2-氯酚	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.06mg/kg
苯并（a）芘	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
苯并（a）蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
苯并（b）荧蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.2mg/kg
苯并（k）荧蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
䓛	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
萘	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ 605-2011	0.4μg/kg
二苯并（a,h）蒽	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg
茚并（1,2,3-cd）芘	气相色谱-质谱法	HJ 834-2017	0.1mg/kg

（本页以下空白）

（二）监测结果

采样点位		采样日期	样品编号	监测项目								
				pH	镉 mg/kg	汞 mg/kg	砷 mg/kg	铅 mg/kg	铜 mg/kg	镍 mg/kg	石油烃（C_{10}-C_{40}）mg/kg	四氯化碳 μg/kg
1#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场随钻随治设备处	0~0.2m	2019.11.11	191106C01TR111	7.70	0.13	0.050	14.9	27	27	31	21	未检出
	0.2~0.4m		191106C01TR112	8.04	0.14	0.044	14.1	27	27	31	13	未检出
6#梁 118 斜 1 等 5 井井场井场泥浆池内	0~0.2m		191106C01TR611	7.85	0.13	0.036	12.1	15	16	23	65	未检出
	0.2~0.4m		191106C01TR612	7.85	0.16	0.042	12.8	11	13	21	53	未检出

采样点位		采样日期	样品编号	监测项目						
				氯仿 μg/kg	氯甲烷 μg/kg	1,1-二氯乙烷 μg/kg	1,2-二氯乙烷 μg/kg	1,1-二氯乙烯 μg/kg	顺-1,2-二氯乙烯 μg/kg	反-1,2-二氯乙烯 μg/kg
1#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场随钻随治设备处	0~0.2m	2019.11.11	191106C01TR111	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		191106C01TR112	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6#梁 118 斜 1 等 5 井井场井场泥浆池内	0~0.2m		191106C01TR611	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		191106C01TR612	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

检测报告

采样点位		采样日期	样品编号	监测项目						
				二氯甲烷 μg/kg	1,2-二氯丙烷 μg/kg	四氯乙烯 μg/kg	1,1,1,2-四氯乙烷 μg/kg	1,1,2,2-四氯乙烷 μg/kg	1,1,1-三氯乙烷 μg/kg	1,1,2-三氯乙烷 μg/kg
1#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场随钻随治设备处	0~0.2m	2019.11.11	191106C01TR111	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		191106C01TR112	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6#梁 118 斜 1 等 5 井井场井场泥浆池内	0~0.2m		191106C01TR611	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		191106C01TR612	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

采样点位		采样日期	样品编号	监测项目							
				三氯乙烯 μg/kg	1,2,3-三氯丙烷 μg/kg	氯乙烯 μg/kg	苯 μg/kg	氯苯 μg/kg	1,2-二氯苯 μg/kg	1,4-二氯苯 μg/kg	乙苯 μg/kg
1#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场随钻随治设备处	0~0.2m	2019.11.11	191106C01TR111	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		191106C01TR112	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6#梁 118 斜 1 等 5 井井场井场泥浆池内	0~0.2m		191106C01TR611	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		191106C01TR612	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

检测报告

采样点位		采样日期	样品编号	监测项目							
				苯乙烯 μg/kg	甲苯 μg/kg	间,对-二甲苯 μg/kg	邻-二甲苯 μg/kg	硝基苯 mg/kg	苯胺 mg/kg	2-氯酚 mg/kg	苯并(a)芘 mg/kg
1#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场随钻随治设备处	0~0.2m	2019.11.11	191106C01TR111	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		191106C01TR112	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6#梁 118 斜 1 等 5 井井场井场泥浆池内	0~0.2m		191106C01TR611	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		191106C01TR612	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

采样点位		采样日期	样品编号	监测项目						
				苯并(a)蒽 mg/kg	苯并(b)荧蒽 mg/kg	苯并(k)荧蒽 mg/kg	䓛 mg/kg	萘 μg/kg	二苯并(a,h)蒽 mg/kg	茚并(1,2,3-cd)芘 mg/kg
1#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场随钻随治设备处	0~0.2m	2019.11.11	191106C01TR111	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		191106C01TR112	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6#梁 118 斜 1 等 5 井井场井场泥浆池内	0~0.2m		191106C01TR611	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
	0.2~0.4m		191106C01TR612	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

检测报告

采样点位		采样日期	样品编号	监测项目									
				pH	镉 mg/kg	汞 mg/kg	砷 mg/kg	铅 mg/kg	铜 mg/kg	镍 mg/kg	锌 mg/kg	铬 mg/kg	石油烃（C_{10}-C_{40}）mg/kg
2#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场井场西场界外 10m	0~0.2m	2019.11.11	191106C01TR211	8.20	0.15	0.032	11.8	23	32	26	56	54	8
	0.2~0.4m		191106C01TR212	8.26	0.16	0.031	12.3	21	33	24	60	46	未检出
3#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场井场西场界外 20m	0~0.2m		191106C01TR311	7.90	0.16	0.091	13.6	22	23	28	77	55	未检出
	0.2~0.4m		191106C01TR312	7.77	0.13	0.046	15.4	20	24	30	81	57	7
4#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场井场西场界外 30m	0~0.2m		191106C01TR411	7.93	0.16	0.029	12.6	17	18	25	63	49	未检出
	0.2~0.4m		191106C01TR412	8.01	0.12	0.030	12.6	15	18	24	61	47	6
5#通 89-斜 2/斜 3/斜 4 井场井场西场界外 50m	0~0.2m		191106C01TR511	7.75	0.14	0.076	15.5	19	22	28	82	60	31
	0.2~0.4m		191106C01TR512	7.81	0.16	0.038	14.7	18	21	27	60	55	7
7#梁 118 斜 1 等 5 井井场井场西场界外 10m	0~0.2m		191106C01TR711	8.15	0.16	0.070	10.7	11	13	20	47	45	11
	0.2~0.4m		191106C01TR712	8.13	0.12	0.030	10.5	17	16	23	59	56	29

检测报告

采样点位		采样日期	样品编号	监测项目									
				pH	镉 mg/kg	汞 mg/kg	砷 mg/kg	铅 mg/kg	铜 mg/kg	镍 mg/kg	锌 mg/kg	铬 mg/kg	石油烃（C_{10}-C_{40}）mg/kg
8#梁 118 斜 1 等 5 井井场井场西场界外 20m	0~0.2m	2019.11.11	191106C01TR811	7.73	0.16	0.039	11.5	16	17	24	55	48	11
	0.2~0.4m		191106C01TR812	7.77	0.12	0.033	12.1	12	15	22	55	54	12
9#梁 118 斜 1 等 5 井井场井场西场界外 30m	0~0.2m		191106C01TR911	7.78	0.13	0.075	11.7	17	15	22	54	60	13
	0.2~0.4m		191106C01TR912	7.65	0.12	0.075	11.7	14	15	21	53	43	7
10#梁 118 斜 1 等 5 井井场井场西场界外 50m	0~0.2m		191106C01TR(10)11	7.67	0.14	0.032	9.70	12	14	21	52	45	9
	0.2~0.4m		191106C01TR(10)12	7.74	0.14	0.029	11.1	16	18	24	60	52	34

（本页以下空白）

检测报告

注：所测以上项目为分包项目，委托分包单位为青岛中博华科检测科技有限公司，资质认定许可编号为 181512342040，报告编号为 ZBJC191106C01。

报告负责人	签名	日期
编写人	汤华萍	2019.12.5
审核人	顾涛	2019.12.5
签发人（刘美丽 技术负责人）	刘美丽	2019.12.5

**********报告结束**********

说　　明

一、本检测报告仅对本次委托项目负责。

二、检测工作依据有关法规、协议和技术文件进行。

三、未经本公司书面批准，不得复制本检测报告。

四、本检测报告如有涂改、增减无效，未加盖单位印章、CMA 标志无效。

五、由委托单位自行采集的样品，仅对送检样品检测数据负责，不对样品来源负责。

六、委托方对本报告如有异议，请于收到报告之日起十五日内向本公司提出复核申请，逾期不予受理。

七、未经本公司书面批准，本检测报告及我公司名称，不得用于产品标签、广告、评优及商品宣传。

八、本报告一式二份，正本交委托单位，副本连同原始记录由本公司存档。

通讯地址：东营市东营区蒙山路 7 号

邮　　编：257000

电　　话：15318329893

传　　真：15318329893

附件 13 建设项目竣工环境保护验收内审表

建设项目竣工环境保护验收内审表

建设项目名称	纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目
建设单位名称	中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂
内审时间	2019 年 12 月 6 日
内审人员	徐日刚　江威　张志鹏
现场检查情况	已落实环评提出的各项环保措施，井场周边生态恢复良好。
验收报告审核情况	验收报告编制基本符合《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》、《建设项目竣工环境保护设施验收技术规范 生态影响类（征求意见稿）》、《建设项目竣工环境保护验收技术指南 污染影响类》等相关规范编制要求。
整改落实情况	现场及验收报告中存在的问题已完成整改
是否具备验收条件	√是　　□否 □整改落实后上会 安全总监： 时间：2019.12.7

附件 14 竣工环境保护验收意见

纯梁采油厂 QHSSE 委员会文件

纯采 QHSSE 发〔2019〕45 号

关于纯梁采油厂 2016-2018 年滨州老区滚动开发建设项目竣工环境保护验收的意见

2019 年 12 月 7 日，中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂在东营市东营区组织验收工作组（名单见附件）对纯梁采油厂 2016-2018 年滨州老区滚动开发建设项目验收调查报告进行了审查，并对项目现场进行了检查，出具了验收专家意见（验收专家意见见附件）。针对验收工作组提出的问题进行了整改。2019 年 12 月 8 日验收工作组专业技术专家对整改情况进行了复核（复核确认意见见附件），认为项目具备竣工环境保护验收的条件。

本项目环境保护手续齐全，基本落实了环评及批复文件提出的各项环保措施和要求，污染物排放满足国家及地方现行排放标准。经研究，同意纯梁采油厂 2016-2018 年滨州老区滚动开发建设项目通过竣工环境保护验收。

在工程投运后，要继续做好以下工作：

1.加强培训管理，规范操作流程；

2.做好环保设施的日常维护和管理，确保外排污染物长期稳定达标排放；

3.定期修订环境风险应急救援预案，并定期演练。

附件：

1.验收工作组意见

2.验收工作组名单及签名

3.验收工作组意见复核（专家签字）

纯梁采油厂QHSSE委员会

2019年12月9日

纯梁采油厂QHSSE委员会　　2019年12月9日印发

纯梁采油厂2016～2018年滨州老区滚动开发建设项目
竣工环境保护验收意见

2019年12月7日，中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂组织了《纯梁采油厂2016～2018年滨州老区滚动开发建设项目》竣工环保验收评审。验收组由工程建设单位、环评单位、监测单位、验收报告编制单位以及专家（名单附后）组成。

验收组现场查阅并核实了本项目建设运营期环保工作落实情况，建设单位在实施过程中按照环评及其批复要求落实了相关环保措施，建立了相应的环保管理制度，“三废”排放达到国家相关排放标准。验收小组对项目现场进行了现场勘查，对验收调查报告进行了认真审查并提出了整改意见，建设单位和验收报告编制单位对报告和现场进行了整改，经验收小组审查后，形成以下验收意见：

一、项目基本情况

（一）建设地点、规模、主要建设内容

本项目是纯梁采油厂在滨州老区开发现状的基础上进行2016～2018年滚动开发建设。纯梁采油厂滨州老区位于滨州市博兴县和高新区等地。本项目共部署总井数98口，其中油井89口，注水井9口。针对不同油田的生产特点，油井采出液采用管输或者单井拉油的方式集输，依托周边已建计量站计量后，就近输至联合站内处理。依托纯梁首站污水处理系统进行采油污水的处理；依托项目周边就近注水站进行注水开发；依托纯梁首站作业废液处理站进行酸化/压裂废液处理。本次验收过程中还针对环评阶段对滨州老区原有工程发现的环境问题的整改情况，进行了验收。

该工程配建45kW井口水套加热炉32台，40m^{3}多功能罐21台。新建单井集油管线和注水管线若干，另外配套给排水及消防、电力、结构、自控、暖通、防腐、道路系统等；项目总投资74130万元，其中环保投资1461.5万元，占总投资的1.97%；目前年注水量为3.8×10^{4}m^3，年产油5.752×10^{4}t，年产液量为20.558×10^{4}t。

（二）项目建设及环保审批情况

2016年8月胜利油田森诺胜利工程有限公司编制了本项目环评报告书，2016年9月30日滨州市环境保护局以《关于中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂2016～2018年滨州老区滚动开发建设项目环境影响报告书的批复》（滨环字[2016]198号）批复了本项目环境影响报告书。

二、工程变动情况

经验收期间现场实际勘察及资料调研，项目实际建设内容与环评文件及批复变动情况如下：

根据实际油藏情况，项目新钻总井数98口，其中油井89口（已停井9口，已封井7口），注水井9口。油井数比环评阶段减少了178口，水井减少了63口；因钻井数减少，配套的抽油机减少了192台，油井井口装置减少了185套，井口加热炉减少了71台，多功能罐减少了12台，单井集油管线减少了68.48km，集油干线减少了15.65km，水井井口装置减少63套，注水管线减少43.06km。项目规模降低，目前年注水量为$3.8\times10^4m^3$，年产油5.752×10^4t，年产液量为$20.558\times10^4t/a$。有36口油水井的泥浆由“固化填埋”工艺改为更加环保的“随钻随治”工艺；油泥砂等危险废物的处置单位变更为山东宇尚节能环保科技有限公司和滨州市华滨聚成环保科技有限责任公司。

该项目属于石油开采行业，国家生态环境部未发布关于石油开采行业建设项目重大变动清单，该项目变动情况参考《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）和《关于印发制浆造纸等十四个行业建设项目重大变动清单的通知》（环办环评[2018]6号）文件要求，同时根据《胜利油田建设项目竣工环境保护验收指南》（QHSSE〔2019〕39号）文件中对产能项目重大变动的辨识，得出以下结论：

本项目的性质、地点和生产工艺环境保护措施未发生重大变动，但因实际油藏情况，项目调整了新钻油水井的数量，实际运行油水井减少，导致采油量显著减少，但该变化减轻了对环境的影响，为有利于环境的影响，不属于不利环境影响加重的显著变化；部分油水井的钻井固废采用了更加环保的治理方式，减轻了对环境的影响。按照《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）有关规定，上述变更不属于重大变更。

三、验收调查结果

东营市胜丰职业卫生检测评价有限责任公司出具的《纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目竣工环境保护验收调查报告书》，调查结果表明：

（一）生态影响调查

本项目所在区域土壤类型主要以农田为主，土地类型为耕地、临时占用部分荒地。经实地调查，工程永久占地共计 22.07hm^2，主要为井场、道路等占地。工程临时占地 68.54hm^2，主要包括施工作业带、井场临时占地等。根据现场调查，项目占地未对当地土地利用格局产生明显影响，井场周围植被长势良好，基本恢复了地表植被原貌，且与周边未进行产能开发建设区域的自然状态植被对照，无论种类、覆盖度均未有显著差异。

从监测结果可以看出，验收监测期间，井场内土壤各项监测指标均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中基本项目的筛选值，井场外土壤各项检测指标均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 中基本项目的风险筛选值，井场内外对照点石油烃类浓度监测值均低于 500mg/kg，满足《关于印发<全国土壤污染状况评价技术规定>》（环发〔2008〕39 号）中表 2 规定的标准限值要求。井场内外对照点的 pH、镉、汞、砷、铅、铜、镍、石油烃类的监测值大致相当，甚至井场内浓度小于井场外对照点浓度；表明本项目的建设与运行对周边土壤环境影响较轻。

（二）大气环境影响调查

项目在施工期原材料运输、堆放采取遮盖措施；场地上弃渣废料及时清理，同时对场地采取洒水降尘；加强施工管理，尽可能缩短施工周期。运营期将原有项目多功能罐烟囱均加高至 15m，加热炉烟囱高度不低于 8m，小营接转站气代油工程已完成，采用外购气源。本项目油气集输过程采用密闭工艺，井口回收的伴生气作为井口加热炉和多功能罐的燃料；单井拉油时采用液下装车，使用密闭罐车拉运。本项目 2 口侧钻井（纯 4-侧 12B 和纯 66-侧 1）依托老井的井口进行侧钻，距离居民区的距离分别为 52m 和 56m，小于 100m，剩余井场满足卫生防

护距离的要求。

由监测结果可以看出：典型井场正常营运期间厂界下风向各监控点非甲烷总烃最高浓度为 1.97mg/m^3，低于《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》（DB37/2801.7-2019）中无组织排放监控浓度限值（2.0mg/m^3）；典型井场正常营运期间厂界下风向各监控点硫化氢最高浓度为 0.012mg/m^3，满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）中新扩改建项目厂界二级标准（0.06mg/m^3）要求。验收区域内典型井场加热炉和小营接转站加热炉有组织废气中，SO_2、NO_x 和烟尘排放浓度满足《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2018）表 2 中排放限值的要求；典型井场多功能罐的 SO_2、NOx 和烟尘排放浓度满足《区域性大气污染物综合排放标准》（DB37/2376-2019）表 1 重点控制区的排放限值要求。验收期间高新区和博兴县环境空气中可吸入颗粒物、细颗粒物和臭氧平均浓度不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准要求，可吸入颗粒物和细颗粒物超标与验收区林木覆盖率低、地表裸露程度较高、气候干燥、路面扬尘较多有直接关系；臭氧超标主要是空气中的有机污染物在高温和紫外辐射的影响下产生的。环境空气中非甲烷总烃浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值 2.0mg/m^3 的要求；硫化氢浓度满足《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）中居住区大气中有害物质的最高容许浓度标准限值。

现场调查表明，项目基本落实了环评报告及环评批复中提出的大气污染防治措施；根据大气污染源及项目周围大气环境质量的监测结果可以看出，污染物达标排放，项目采取的措施是有效的。

（三）水环境影响调查

施工期钻井废水上清液、酸化废液和试压废水均由纯梁首站污水处理站集中处理,达标后回用于油田注水开发,不外排。生活污水全部排入旱厕,由当地农民定期清运。运行期产生的作业废液、采油污水经联合站污水处理系统处理达标后全部回注,不外排。注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中推荐水质要求。项目所在区域地下水总硬度、溶解性总固体、铁、锰都存在超标，分析可能是与项目所在区域背景值较高有关，与油田生产的关系较小（石油类指标不超标）。除此之外，其余监测点的各项监测指标均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-93）III类标准的要求。项目实施后对当地

处置原则。

（六）环境风险防范与应急措施调查

项目的风险事故主要是井场的井喷事故，运营期管线穿孔、破裂造成的泄漏事故等，对环境空气、地表水、地下水和土壤产生影响。通过采取：加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故应及时采取相应的补救措施，尽量减少影响和损失；对于作业过程中产生的各类废物及时进行妥善处置和处理，不在环境中长期堆存，避免对景观环境、土壤和水体造成影响；对各类设备、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡检等措施，消除事故隐患。纯梁采油厂在2019 年 6 月新修订了《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂（滨州区域）突发环境事件应急预案》，根据应急预案内容定期进行演练。项目自运营以来，尚未发生过对环境影响较大的火灾、爆炸及管线泄露等风险事故，说明建设单位采取的环境风险防范措施是较为有效的。

（七）环境管理与监测计划情况调查

通过调查发现，纯梁采油厂 QHSE 管理科负责全公司的环保专业技术综合管理，机关各业务部门按各自环保管理分管业务范围内的环保管理。采油厂所属各单位、直属单位按全厂环保管理实施细则负责本单位环保管理。

从现场调查和监测资料查阅来看，纯梁采油厂按照监测计划，对废污水装置、废气、噪声进行了现场监测。胜利油田分公司有自己独立的监测单位——胜利油田环境监测总站，能够承担项目应急监测的需求，不能满足时，及时委托给有资质的单位监测。

四、验收总体结论

在验收监测期间项目相应的环境保护措施基本按环评及批复要求得到落实，各项污染物达标排放，建议通过竣工环保验收。

五、后续管理要求及建议

1、项目完成自行验收之后 5 日内需进行网上公示，公示期不少于 20 天。验收报告公示期满 5 个工作日内，建设单位应登录全国建设项目竣工环境保护验收信息平台，填报建设项目基本信息、环境保护设施验收情况等相关信息。

2、验收报告报送环保部门备案时应同时报送验收报告公示情况说明及验收

的地表水和地下水环境未造成影响。项目采取的水环境保护措施基本达到了环评报告书及环评批复提出的要求。项目对周围地下水的监测结果与环评时相当，说明项目采取的水污染防治措施是有效的。

（四）声环境影响调查

本次调查发现，项目在钻井期尽可能选用了低噪设备；离周围村庄较近的井，井下作业时，在井场靠近村庄一侧设置隔声屏障，尽可能降低施工噪声对周边居民的影响。从监测结果可以看出，项目典型采油井场噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。声环境敏感点监测结果满足《声环境质量标准》中 2 类区标准，项目所在开发区域声环境质量较好，满足功能区的要求。项目运行期噪声对周围环境影响不大。

（五）固体废物环境影响调查

项目钻井完毕后的废弃泥浆和钻井岩屑采取随钻随治和固化后覆土填埋的治理措施。泥浆池已固化完成，并覆土填埋。采油厂委托有资质的单位对固化土壤进行监测，土壤中六价铬满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）；石油烃类满足《关于印发<全国土壤污染状况评价技术规定>》（环发〔2008〕39 号）中表 2 规定的标准限值（500mg/kg）要求。

运营期产生的油泥砂约为 37t/a，其中大芦湖油田和小营油田产生的油泥砂暂存于樊家油泥砂贮存池（淄博地区），剩余油田的油泥砂暂存于首站油泥砂贮存池。2 座油泥砂贮存池均按国家法律和标准的要求采取了“防淋、防渗、防泄漏”的三防措施；并严格执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及环境保护部《关于发布<一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准>(GB18599-2001)等 3 项国家污染物控制标准修改单的公告》(公告 2013 年 第 36 号)的处置要求，做好油泥砂的进出台账。

油泥砂的转移严格执行《危险废物转移联单管理办法》(总局令第 5 号)和《山东省危险废物转移联单管理办法》 (鲁环发【2005】152 号)有关规定，选用有资质的运输单位，按照规划路线拉运，防止二次污染。

油泥砂最终委托有资质的山东宇尚节能环保科技有限公司进行生物修复治理或者委托华滨聚成环保科技有限公司进行分离、干化、提纯处置，治理达标的土壤回填至井场，进行场地平整工作，满足固体废物“资源化、减量化、无害化”

整改说明。

3、明确项目运行期间监测计划及落实，做好环保设施维护及运行管理记录，确保“三废”达标排放。

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂

2019年12月7日

建设项目竣工环境保护验收成员表

项目名称：纯梁采油厂 2016~2018 年滨州老区滚动开发建设项目　　日 期：2019. 12. 7

验收组		姓名	单位	联系方式	签名
组长	建设单位	徐建	纯梁采油厂	0546-8773153	徐建
成员	验收（监测）编制单位	高楠楠	东营市胜丰职业卫生检测有限公司	18654564489	高楠楠
	设计单位	徐身刚	纯梁采油厂	13554721088	徐身刚
	施工单位	王林	黄河钻井总公司	13780771386	王林
	环评单位	陈晓	森诺科技有限公司	18954604010	陈晓
	评审专家	许[illegible]	2018 [illegible]	15154861218	许[illegible]
		刘[illegible]南	山东省东营环境监测站	18865460036	刘[illegible]南
		[illegible]	纯梁采油厂	18654603230	[illegible]
	其他				
		王[illegible]	纯梁采油厂	0546-8753153	王[illegible]

注：建设单位组织建设项目验收

纯梁采油厂 2016~2018 年滨州老区滚动开发建设项目

竣工环境保护验收意见整改说明

2019 年 12 月 7 日，中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂组织相关人员成立验收小组，对《纯梁采油厂 2016~2018 年滨州老区滚动开发建设项目》进行竣工环境保护验收评审，并提出了整改意见，现将整改情况汇报如下：

整改意见 1：完善穿跨越管线的防范措施和应急处置措施。

整改说明：报告 13.2.1 节完善了穿跨越管线的防范措施和应急处置措施：管道选用优质管材、管道设备及附件的材质、规格、型号符合设计要求；采用防腐材料，运营期定期进行管道防腐监测，消除腐蚀隐患；跨越河流的管道，加设套管；进行管道试压，排除存在于焊缝和母材的缺陷，增加管道的安全性；发生泄漏后，立即调用应急物资如围油栏、吸油毡在下游适当范围内进行布设拦截处理，减少原油沿河道蔓延，同时关闭泄漏管道阀门，停止输送。

整改意见 2：完善建设项目工程竣工环境保护“三同时”验收登记表内容。

整改说明：竣工环境保护“三同时”验收登记表中核实了项目的基础数据，补充完善了生态敏感区的相关内容。

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂

2019 年 12 月 8 日

附件 15 其他需要说明的事项

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司
纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目
其他需要说明的事项

1 环境保护设施设计、施工和验收过程简况

1.1 设计简况

本项目环境保护设施的设计在初步设计时均有考虑。根据项目特点，主要工程是：共部署总井数 98 口，其中油井 89 口，注水井 9 口；配建 45kW 井口水套加热炉 32 台，40m^3 多功能罐 21 台。新建单井集油管线和注水管线若干，另外配套给排水及消防、电力、结构、自控、暖通、防腐、道路系统等；针对不同油田的生产特点，油井采出液采用管输或者单井拉油的方式集输，依托周边已建计量站计量后，就近输至联合站内处理。依托纯梁首站污水处理系统进行采油污水的处理；依托项目周边就近注水站进行注水开发；依托纯梁首站作业废液处理站进行酸化/压裂废液处理。该工程项目总投资 74130 万元，其中环保投资 1461.5 万元，占总投资的 1.97%；目前年注水量为 3.8×10^4m^3，年产油 5.752×10^4t，年产液量为 20.558×10^4t。

1.2 施工简况

纯梁采油厂要求施工单位严格按照合同中要求，在确保环境保护设施的建设进度和资金的保障前提下，严格落实本项目环境影响报告书及其批复（滨环字〔2016〕198 号）中提出的生态环境保护工程和污染防治措施。

1.3 验收过程简况

2016 年 8 月，纯梁采油厂委托胜利油田森诺胜利工程有限公司对该项目进行了环境影响评价，编制完成了《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目环境影响报告书》；

2016 年 9 月 30 日，滨州市环境保护局以“滨环字〔2016〕198 号”文批复了《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目环境影响报告书》；

2016 年 10 月 8 日，工程开始施工；

2019 年 5 月 25 日，工程竣工；

2019 年 6 月 15 日投入试运行；

根据《中华人民共和国环境保护法》、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的要求，2019 年 6 月，受中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂的委托，东营市胜丰职业卫生检测评价有限责任公司承担了该工程环境保护验收调查表的编制工作。

东营市胜丰职业卫生检测评价有限责任公司于 2019 年 10 月安排人员到现场进行了现场勘查和资料收集，查阅了有关文件和技术资料，查看了污染物治理和排放、环保措施的落实情况。根据调查结果，东营市胜丰职业卫生检测评价有限责任公司于 2019 年 12 月编写完成了《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂 2016～2018 年滨州老区滚动开发建设项目竣工环境保护验收调查报告》。

2 信息公开和公众意见反馈

2.1 信息公开

2019 年 6 月 1 日，纯梁采油厂对该工程的竣工日期和调试日期进行了网上公示。（http://slof.sinopec.com/slof/）

2.2 公众参与渠道

根据本项目特点和实际建设情况，纯梁采油厂采用电话和网站回复的方式收集公众意见和建议。

2.3 公众意见处理

纯梁采油厂承诺会严格记录公众反馈意见或投诉、收到时间、渠道以及反馈或投诉的内容，并及时处理或解决公众意见，给出采纳与否的情况说明。

本项目建设工程、验收调查期间未收到公众意见或投诉，表明公众支持该项目的建设和运营。

3 其他环境措施的落实情况

3.1 制度措施落实情况

3.1.1 环保组织机构

纯梁采油厂 QHSE 管理科负责全公司环保专业技术综合管理，机关各业务部门按各自环保管理职责负责分管业务范围内的环保管理。采油厂所属各单位、直属单位按采油厂环保管理实施细则负责本单位环保管理。

在施工期，项目管理部门设置专门的环保岗位，配备一名环保专业人员，负责监督

各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与环保、土地等部门的关系，以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档。由项目经理部委托工程监理单位，监督设计单位和施工单位具体落实设计中环保工程和环境影响报告表提出环保措施的实施。

在生产运营期，由纯梁采油厂 QHSE 管理科统一负责本项目的环保管理工作，在井区内设置专职环保员，负责环保文件和技术资料的归档，协助进行环保工程的验收，负责运营期间的环境监测、事故防范和外部协调工作。

3.1.2 环境风险防范措施

项目的风险事故主要是井场的井喷事故，运营期管线穿孔、破裂造成的泄漏事故等，对环境空气、地表水、地下水和土壤产生影响。通过采取：加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故应及时采取相应的补救措施，尽量减少影响和损失；对于作业过程中产生的各类废物及时进行妥善处置和处理，不在环境中长期堆存，避免对景观环境、土壤和水体造成影响；对各类设备、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡检等措施，消除事故隐患。纯梁采油厂在 2019 年 6 月新修订了《中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂（滨州区域）突发环境事件应急预案》，根据应急预案内容定期进行演练。

3.1.3 采取的清洁生产措施

本项目在钻井、作业等多方面均采取了大量的清洁生产工艺装备，减少了资源、能源的消耗，削减了废弃物的产生量。按照清洁生产各项指标评定，结果说明多数指标可以达到二级以上水平，符合国家清洁生产的要求。

3.2 环境保护措施落实情况

3.2.1 生态环境保护措施落实情况

本项目所在区域土壤类型主要以农田为主，土地类型为耕地，临时占用部分荒地。经实地调查，工程永久占地共计 22.07hm^2，主要为井场、道路等占地。工程临时占地 68.54hm^2，主要包括施工作业带、井场临时占地等。根据现场调查，项目占地未对当地土地利用格局产生明显影响，井场周围植被长势良好，基本恢复了地表植被原貌，且与周边未进行产能开发建设区域的自然状态植被对照，无论种类、覆盖度均未有显著差异。

从监测结果可以看出，验收监测期间，井场内土壤各项监测指标均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中基本项目的

筛选值，井场外土壤各项检测指标均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）表 1 中基本项目的风险筛选值，井场内外对照点石油烃类浓度监测值均低于 500mg/kg，满足《关于印发<全国土壤污染状况评价技术规定>》（环发〔2008〕39 号）中表 2 规定的标准限值要求。井场内外对照点的 pH、镉、汞、砷、铅、铜、镍、石油烃类的监测值大致相当，甚至井场内浓度小于井场外对照点浓度；表明本项目的建设与运行对周边土壤环境影响较轻。

3.2.2 大气环境保护措施落实情况

项目在施工期采取的措施有：原材料运输、堆放采取遮盖措施；场地上弃渣废料及时清理，同时对场地采取洒水降尘；加强施工管理，尽可能缩短施工周期。运营期大气污染防治措施如下：将原有项目多功能罐烟囱均加高至 15m，加热炉烟囱高度不低于 8m，小营接转站气代油工程已完成，采用外购气源。 本项目油气集输过程采用密闭工艺，井口回收的伴生气作为井口加热炉和多功能罐的燃料；单井拉油时采用液下装车，使用密闭罐车拉运。本项目 2 口侧钻井（纯 4-侧 12B 和纯 66-侧 1）依托老井的井口进行侧钻，距离居民区的距离分别为 52m 和 56m，小于 100m，剩余井场满足卫生防护距离的要求。

由监测结果可以看出：典型井场正常营运期间厂界下风向各监控点非甲烷总烃最高浓度为 1.97mg/m^3，低于《挥发性有机物排放标准 第 7 部分：其他行业》（DB37/2801.7-2019）中无组织排放监控浓度限值（2.0mg/m^3）；典型井场正常营运期间厂界下风向各监控点硫化氢最高浓度为 0.012mg/m^3，满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）中新扩改建项目厂界二级标准（0.06mg/m^3）要求。验收区域内典型井场加热炉和小营接转站加热炉有组织废气中，SO_2、NO_x 和烟尘排放浓度满足《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2018）表 2 中排放限值的要求；典型井场多功能罐的 SO_2、NOx 和烟尘排放浓度满足《区域性大气污染物综合排放标准》（DB37/2376-2019）表 1 重点控制区的排放限值要求。验收期间高新区和博兴县环境空气中可吸入颗粒物、细颗粒物和臭氧平均浓度不满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012）中的二级标准要求，可吸入颗粒物和细颗粒物超标与验收区林木覆盖率低、地表裸露程度较高、气候干燥、路面扬尘较多有直接关系；臭氧超标主要是空气中的有机污染物在高温和紫外辐射的影响下产生的。环境空气中非甲烷总烃浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值 2.0mg/m^3 的要求；硫化氢浓度满足《工业企业设计卫生标准》

（TJ36-79）中居住区大气中有害物质的最高容许浓度标准限值。

现场调查表明，项目基本落实了环评报告及环评批复中提出的大气污染防治措施；根据大气污染源及项目周围大气环境质量的监测结果可以看出，污染物达标排放，项目采取的措施是有效的。

3.2.3 水环境保护措施落实情况

施工期钻井废水上清液、酸化废液和试压废水均由纯梁首站污水处理站集中处理,达标后回用于油田注水开发,不外排。生活污水全部排入旱厕,由当地农民定期清运。运行期产生的作业废液、采油污水经联合站污水处理系统处理达标后全部回注,不外排。注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中推荐水质要求。项目所在区域地下水总硬度、溶解性总固体、铁、锰都存在超标，分析可能是与项目所在区域背景值较高有关，与油田生产的关系较小（石油类指标不超标）。除此之外，其余监测点的各项监测指标均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-93）Ⅲ类标准的要求。项目实施后对当地的地表水和地下水环境未造成影响。项目采取的水环境保护措施基本达到了环评报告书及环评批复提出的要求。项目对周围地下水的监测结果与环评时相当，说明项目采取的水污染防治措施是有效的。

3.2.4 声环境保护措施落实情况

本次调查发现，项目在钻井期尽可能选用了低噪设备；离周围村庄较近的井，井下作业时，在井场靠近村庄一侧设置隔声屏障，尽可能降低施工噪声对周边居民的影响。从监测结果可以看出，项目典型采油井场噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。声环境敏感点监测结果满足《声环境质量标准》中 2 类区标准，项目所在开发区域声环境质量较好，满足功能区的要求。项目运行期噪声对周围环境影响不大。

3.2.5 固废环境和保护措施落实情况

项目钻井完毕后的废弃泥浆和钻井岩屑采取随钻随治和固化后覆土填埋的治理措施。目前泥浆池已固化完成，并覆土填埋。采油厂委托有资质的单位对固化土壤进行监测，土壤中六价铬满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）；石油烃类满足《关于印发<全国土壤污染状况评价技术规定>》（环发〔2008〕39 号）中表 2 规定的标准限值（500mg/kg）要求。 运营期产生的油泥砂约为 37t/a，其

中大芦湖油田和小营油田产生的油泥砂暂存于樊家油泥砂贮存池（淄博地区），剩余油田的油泥砂暂存于首站油泥砂贮存池。2 座油泥砂贮存池均按国家法律和标准的要求采取了“防淋、防渗、防泄漏”的三防措施；并严格执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及环境保护部《关于发布<一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准>(GB18599-2001)等 3 项国家污染物控制标准修改单的公告》(公告 2013 年 第 36 号)的处置要求，做好油泥砂的进出台账。油泥砂的转移严格执行《危险废物转移联单管理办法》(总局令第 5 号)和《山东省危险废物转移联单管理办法》 (鲁环发【2005】152 号)有关规定，选用有资质的运输单位，按照规划路线拉运，防止二次污染。油泥砂最终委托有资质的山东宇尚节能环保科技有限公司进行生物修复治理或者委托华滨聚成环保科技有限公司进行分离、干化、提纯处置，治理达标的土壤回填至井场，进行场地平整工作，满足固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则。

3.3 配套措施落实情况

3.3.1 区域消减及淘汰落后产能

本项目不涉及。

3.3.2 防护距离控制及居民搬迁

本项目不涉及。

3.3.3 其他措施

本项目不涉及区域环境整治、相关外围工程建设等措施。

4 整改工作情况

本项目不需要整改。

建设项目工程竣工环境保护“三同时”验收登记表

填表单位（盖章））：中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂　　填表人（签字））：　　项目经办人（签字）：

建设项目	项目名称	纯梁采油厂2016～2018年滨州老区滚动开发建设项目					项目代码	B0711	建设地点	山东省滨州市高新区和博兴县			
	行业类别（分类管理名录）	石油天然气开采业					建设性质	☑新建 ☒ 改扩建 □技术改造 ☒分期建设，第 期 □其他					
	设计生产规模	最大产液量：22.86×10^4t/a，最大产油量：10.37×10^4t/a			实际生产规模		年产液量：20.558×10^4t，年产油量：5.752×10^4t		环评单位	胜利油田森诺胜利工程有限公司			
	环评文件审批机关	滨州市环境保护局					审批文号	滨环字[2016]198号	环评文件类型	环境影响报告书			
	开工日期	2016年10月8日					竣工日期	2019年5月25日	排污许可证申领时间				
	建设地点坐标（中心点）	东经118°12′32.06″ 北纬37°15′25.16″					线性工程长度（千米）		起始点经纬度				
	环境保护设施设计单位						环境保护设施施工单位		本工程排污许可证编号				
	验收单位	东营市胜丰职业卫生检测评价有限责任公司					环境保护设施调查单位		验收调查时工况	运行正常			
	投资总概算（万元）	246374.10					环境保护投资总概算（万元）	2861.7	所占比例（%）	1. 2			
	实际总投资（万元）	74130					实际环境保护投资（万元）	1461.5	所占比例（%）	1.97			
	废水治理（万元）	72.5	废气治理（万元）	30	噪声治理（万元）	5	固体废物治理（万元）	1102	绿化及生态（万元）	138	其他（万元）	114	
	新增废水处理设施能力						新增废气处理设施能力		年平均工作时				
运营单位		中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司纯梁采油厂			运营单位社会统一信用代码（或组织机构代码）			91371600866907148Q	验收时间	2019年12月			

污染物排放达标与总量控制（工业建设项目详填）	污染物	原有排放量(1)	本期工程实际排放浓度(2)	本期工程允许排放浓度(3)	本期工程产生量(4)	本期工程自身削减量(5)	本期工程实际排放量(6)	本期工程核定排放总量(7)	本期工程“以新带老”削减量(8)	全厂实际排放总量(9)	全厂核定排放总量(10)	区域平衡替代削减量(11)	排放增减量(12)
	废水												
	化学需氧量												
	氨氮												
	石油类												
	废气												
	二氧化硫	22.779			0				18.707	4.072			-18.707
	氮氧化物	56.417			1.398				28.874	28.941			-27.476
	颗粒物	2.719			0.203				1.375	1.547			-1.172
	工业固体废物												
	其他特征污染物　非甲烷总烃		1.98mg/m^3	2.0mg/m^3									

生态影响及其环境保护设施（生态类项目详填）	主要生态保护目标	名称	位置	生态保护要求	项目生态影响	生态保护工程和设施	生态保护措施	生态保护效果
	生态敏感区	滨城黄河两侧水源涵养生态保护红线区I类区	梁78-斜9东120m 梁204侧斜13东135m	水源涵养 生物多样性维护	管沟开挖等临时占地范围内土壤和植被会受到扰动或者破坏，影响生物多样性；井场和通井道路等永久占地改变土地利用性质，降低水源涵养能力，影响生物多样性。	--	加强管理，严格控制施工临时占地面积；施工期钻井泥浆采用“泥浆不落地”工艺处理，防止污染水源；运营期采用密闭集输工艺，废气达标排放；废水处理合格后回注地层，不外排；油泥砂委托有资质的单位无害化处置；井场设置RTU监控系统，采油工定期巡检；制定应急预案，配备足够的应急救援物资，定期进行演练。	井场分批次建设，单个井场施工期较短，临时占地时间较短，生态影响较小，临时占地已基本恢复地貌，恢复其生态功能；从监测结果可以看出，各井场内监测点的监测值与井场外对照点同深度的监测值相当，说明施工期泥浆的处置方式，未对土壤环境造成明显不利影响。
	保护生物							
	土地资源	农田	永久占地面积	22.07hm^2	恢复补偿面积	68.54hm^2	恢复补偿形式	复垦
		林草地等	永久占地面积		恢复补偿面积		恢复补偿形式	
	生态治理工程		工程治理面积		生物治理面积		水土流失治理率	
	其他生态保护目标							

注：1、排放增减量：（+）表示增加，（-）表示减少。2、(12)=(6)-(8)-(11)，（9）= (4)-(5)-(8)- (11) +（1）。3、计量单位：废水排放量——万吨/年；废气排放量——万标立方米/年；工业固体废物排放量——万吨/年；水污染物排放浓度——毫克/升。4、主要生态保护对象依据环境影响报告书（表）和验收要求填写，列表为可选对象。